

GRIPS Discussion Paper 11-02

東電賠償原資調達スキームと必然的アンバンドリング

A Cash-out Scheme for TEPCO's Reparation for the Fukushima Nuclear Power Station Accident and its Resulting Unbundling

細江宣裕, 田中誠
Nobuhiro Hosoe, Makoto Tanaka

2011年8月



GRIPS

NATIONAL GRADUATE INSTITUTE
FOR POLICY STUDIES

National Graduate Institute for Policy Studies
7-22-1 Roppongi, Minato-ku,
Tokyo, Japan 106-8677

Hosoe, N. & Tanaka, M.

東電賠償原資調達スキームと必然的アンバンドリング

2011年5月9日 [初出]

2011年8月9日 [改訂]

細江宣裕・政策研究大学院大学

nhosoe@grips.ac.jp

田中誠・政策研究大学院大学

mtakana@grips.ac.jp

要旨

2011年3月11日の東日本大震災の影響で発生した東京電力福島第一原子力発電所事故による賠償原資調達のためのスキームを、東電が株式会社として一定の形で存続し、東電管区内の電力供給が継続されるという前提の元で検討する。東電の財務諸表からは、早期に現金化できる流動性の高い資産はほとんどなく、流動性の低い発電・送配変電設備等の事業資産を売却するほかに数兆円ともいわれる賠償責任を果たせないことがわかる。これらを売却することにより必然的にアンバンドリングが実現する。売れ残った資産を元に、「新東電」は2通りの形態で存続しうる。第一は、発電設備を売却して賠償資金を調達し、送配変電の流通設備のみを所有・運営する「東京送配電」株式会社として存続することである。第二は、流通設備を売却して賠償資金を調達し、発電設備のみを所有・運営する「東京発電」株式会社として存続することである。原子力発電は別会社として分離され、福島原発事故の賠償会社としての機能も持ちうる。賠償のためのこのスキームを実行すると、副次的効果としてより分権的で透明性の高い「電力市場」が形成される。さらに、そこで成立する電力価格が、電気事業における新規参入や新しいビジネス・モデルの成立を手助けする可能性を論じる。

改訂版では、2010年度の東電の決算内容について触れた。くわえて、東電の火力発電設備の評価額を中心に、設備売却に関してしばしば論じられるいくつかの懸念について検討した。

キーワード：東日本大震災，福島原発事故，東京電力，賠償責任，電力市場改革，卸電力市場，アンバンドリング，発送電分離

Hosoe, N. & Tanaka, M.

1. 福島第一原子力発電所事故と賠償責任

福島第一原子力発電所(以下、福島原発)事故による東京電力(以下、東電)の賠償金額は数兆円ともいわれる。¹ 政府部内での「一義的には事業者の責任」あるいは「無限責任」論と、それに対する東電清水社長(当時)の「異常に巨大な天災免責」論の両方の主張があり、東電の負担と国すなわち国民の負担の割合や、賠償対象となっている損失総額の不確実性は両者を合わせて大きな問題となっている。それらの確定額がいくらに決着しようとも賠償額が巨額になることは間違いない以上、ここでは東電の賠償額の詳細についてはいったん棚上げして、この賠償支払いのための資金調達スキームを考える。

実現しなければならない事柄は 2 つある。第一に福島原発事故の被害者への確実な賠償、第二に東電管内の電力供給の継続である。損害賠償と電力供給の両立を、国民負担を極力小さくしながら成し遂げなければならない。本稿では、そのための方法を論じる。

論旨は次の通り。東電が賠償のために現預金等の流動性の高い資産を用いることは当然としても、それだけでは不十分であることは明白である。そこで、総資産の約 54%を占める発電所や送配変電設備等のより流動性の低い事業資産を民間や国に売却する以外の選択肢はない。資産売却のシナリオは 2 つある。第一のシナリオは、東電が発電設備を売却して賠償資金を調達し、送配変電の流通設備を所有・運営する「東京送配電」株式会社として存続することである。送配変電部門は自然独占性を有することから規制下に置かれ、電力の託送料金に応じた収益を上げることになる。第二のシナリオは、東電が流通設備を売却して賠償資金を調達し、送配変電の発電設備を所有・運営する「東京発電」株式会社として存続することである。発電部門は既に自由化されているので、電力の市場価格に応じた収益を上げることになる。他方、いずれのシナリオ(あるいはその両方)が実現するにせよ、発電と送電が分離(アンバンドリング)された「電力市場」が創設される。固定資産売却後の「新東電」は原子力発電を継続していく余力はなく、また、東電が所有する原子力発電所は、被災していないものであっても民間企業に売却される目処は立たない。そこで東電が所有する原子力発電設備は、切り離して別会社として存続させることになる。この原子力発電会社は、福島原発事故の賠償会社としての意味も持ちうる。

¹ 福島原発事故とエネルギー政策の議論については、戒能(2011)を参照されたい。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

2. 資産売却で得られるキャッシュ

数兆円ともいわれる賠償金をすべて支払うためには、経常利益(2009年度で 0.16 兆円)をすべて費やしても 10–20 年はかかる計算になるほど巨額で、通常の方法では賠償に応じきれない(日経(2011/5/4))。ましてや、2010 年度には 0.27 兆円の経常利益があるものの、震災に関連した特別損失を 1.1 兆円計上したために最終的には 1.3 兆円の純損失となり、今後(+)数年は黒字を計上できる見通しも立たないことから、通常の事業活動からの収益を原資にして賠償できる見込みもない。電気料金に上乗せする形での賠償資金調達も主張されているが(日経(2011/5/7))、長期にわたり恒常的な割増し料金を東電管内の需要家が負担することになってしまう。以下で論じるように、そもそも値上げをする以前に、設備売却という講じるべき手段が存在する。

ただし、震災後の 1 ヶ月で東電の株価は 5 分の 1 になり、賠償責任負担や東電の支援策に関するニュースが入るたびに相場は乱高下し、格付け機関が評価するように投機的銘柄となり資本市場における信頼をほぼ完全に失っている。実際、決算ごとに巡ってくる「債務超過」、「決算不能」、あるいは固定負債の 40%近く(2010 年度末)を占める社債の「借り換え失敗」の危機を克服していくことは大変な困難を伴う。今後数年の社債償還スケジュールを見ると、今後 5 年間でも毎年平均 0.6 兆円前後の償還が予定されている(表 2.1)。

表 2.1: 社債償還スケジュール[単位: 10 億円]

年度	社債償還予定額
2011	549
2012	748
2013	586
2014	446
2015	432
2016	367
2017	626
2018	452
2019	283
2020	210
2021	30

出典: 東京電力(2011a)

Hosoe, N. & Tanaka, M.

震災2ヶ月後の決算発表では、当期1.2兆円の赤字で、当該年度に最低限見込まれる東電が受けた直接的な被害とそれに対応した復旧費用として約1兆円を計上した(ただし、今後必要となる費用や賠償費用の未払金・引当金としての処理は十分にはなされていない)だけで、監査人からの「現時点では継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる。連結財務諸表は継続企業を前提として作成されており、このような重要な不確実性の影響は連結財務諸表に反映されていない」との追記情報をつけて債務超過でないという理屈をやっと用意できたに過ぎない(東京電力(2011b)、法と経済のジャーナル(2011))。そこでは今後の財務上の対応として、すでに報道されていた非電気事業資産売却(0.6兆円)と、修繕費・開発研究費の削減(0.5兆円)、人件費削減(0.05兆円)等が示された。しかし、売却できる非電気事業資産の規模は限定的である。また、これまでに修繕費を切り詰めてきているので、修繕費の削減幅も限定的である。²

このような状況下で、賠償も含めた資金繰りの観点からは、保有する電気事業資産の売却にも踏み込んで対処していくことが重要な選択肢となる。以下では、東電の資産のうち、何をどれだけ処分できるかを検討し、次節で議論するアンバンドリングへの市場形態移行の—必要性ではなく—必然性を示唆する。

2.1 流動資産

直近の問題は、すぐに現金化できる資産(流動資産)は2009年度末の時点で0.8兆円(総資産の6%)に過ぎないことである(表2.2)。電力会社のような「リスク・フリー」な事業者であればそもそも流動性の高い資産を多く保有する必要はなく—正確には、この原発事故までは「必要性はなかった」—、逆に言うと、現在保有している流動資産の大半は日常的な決済のための運転資金であると考えらるべきであろう。そうすると、直近の賠償金の支払い能力はその見かけ上の資産規模に比べて驚くほど低い。もちろん、銀行団から2兆円規模の緊急融資を受けて、2010年度末にはほぼその金額だけ流動資産が増加して見かけ上の手元現金の余裕は大きくなったものの(日経(2011/4/3))、緊急導入するガスタービン設備調達

² 戒能(2010)が指摘するように、ただでさえ原発設備修繕費を切り詰め、それゆえトラブルも他社に比べて目に見えて多い東電の発電設備の信頼性をさらに大きく損なう。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

費や火力発電のための燃料費が嵩むことともあり、この緊急融資で得た資金を賠償に充てることもできるとも思われない。そもそも、現時点での流動資産が「兆円」単位の賠償金額をまかなえる規模のものでは決してない。

表 2.2: 東電の貸借対照表(2009, 2010 年度)[単位: 10 億円]

資産の部	2009 年度末	2010 年度末	負債及び純資産の部	2009 年度末	2010 年度末
固定資産	11,855	11,530	固定負債	8,550	11,089
電気事業固定資産	7,872	7,673	社債	4,739	4,425
水力発電設備	716	682	長期借入金	1,466	3,280
火力発電設備	1,032	946	長期未払債務	23	21
原子力発電設備	671	738	リース債務	1	1
内燃力発電設備	10	10	関係会社長期債務	29	39
新エネルギー等発電設備	1	1	退職給付引当金	379	391
送電設備	2,178	2,102	使用済燃料再処理等引当金	1,210	1,193
変電設備	866	834	(同) 準備引当金	36	55
配電設備	2,232	2,198	原子力発電施設解体引当金	510	—
業務設備	156	152	災害損失引当金	93	829
貸付設備	10	9	資産除去債務	—	785
附帯事業固定資産	65	61	雑固定負債	63	69
事業外固定資産	4	6	流動負債	1,928	1,891
固定資産仮勘定	651	700	特別法上の引当金	5	11
核燃料	904	870	負債合計	10,482	12,991
投資その他の資産	2,360	2,220			
流動資産	788	2,726	株主資本	2,177	1,286
現金及び預金	77	2,134	資本金	676	901
その他流動資産	710	591	資本剰余金	19	244
			利益剰余金	1,489	149
			自己株式	-7	-8
			評価・換算差額等	-16	-21
			純資産合計	2,161	1,265
合計	12,643	14,256	合計	12,643	14,256

出典: 東京電力(2011b)より作成

2.2 固定資産

電気事業、中でも発電事業は、一定の燃料費の変化や酷暑・冷夏等の気候要因による需要変動があるものの収支の見通しが立ちやすく、したがって買い手が付きやすい。2010 年度決算によると、発電設備全体では東電単独の総資産の 17%(なお、原子力発電設備は総資産の 5%—ただし、その少なからぬ部分が震災で毀損している)を占め、仮に、原子力以外のすべての発電設備を売却したとすれば 1.6

Hosoe, N. & Tanaka, M.

兆円(簿価)を手にすることができる。さらに、それら以外の固定資産(おもに、送配変電設備)を売却すれば 5.3 兆円(簿価)になる。もちろんこれらは簿価である。一般にはそれより大きな評価額がつくはずであるが、緊急な資金調達のためにそれより低い金額でしか売却できないことは十分に考えられる。また、その他の固定資産が 2.2 兆円ある。このうちの電気事業に直接関係ない長期投資として、0.33 兆円(簿価)があり、その内容は KDDI、リクルート、三菱重工業、および金融・保険会社等の株式であるから処分が見込める(日経(2011/7/27))。電力事業に直接関するものとしては、小規模水力を中心とした発電・運転・保守事業(東京発電)に出資し、他社と共同で設立した君津(1,000MW)・鹿島(1,400MW)・相馬(1,000MW)・常磐共同火力(1,625MW)に 50%ないしそれに近い持分を有する。さらに、日本原子力発電に 28%の持分を有している。これらの持分を売却することもできる。海外の資源権益に関する長期投資は、ウラン以外については燃料確保の観点から直ちに処分すべきかどうかは判断が難しいが、以下で提案するような火力発電設備の売却を行えばそのための燃料確保の必要性がなくなることから、同時に処分することも考えられる。火力発電所に関して実際にどれだけの売却額になるかは次節で詳細に議論するが、いま議論されている程度の賠償額を負担するためには、少なくともこれらの固定資産売却が必須であることは間違いない。³

2.3 火力発電設備の評価額

火力発電設備の評価額は、燃料種別、出力、発電単価、売電単価、稼働率、運転期間、割引率等、数多くの要素に依存して決まる。とくに、発電単価と売電単価については、技術と市場の長期的な見通しの難しさもあって、それぞれを詳細に積み上げて検討することは難しい。そこで、両者の差(1kWh あたりの利鞘)を中心に考えることにする。事業期間を 20 年ないし 10 年間とした場合の利鞘 1 円/kWh・

³ この他に、「固定資産仮勘定」と「核燃料」がそれぞれ 0.7 兆円と 0.9 兆円ずつあるが、表 2.4 の注で触れるような数年以内に竣工予定の火力発電所以外については、処分できる可能性は低い。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

出力 100MW あたりの売電収益の割引現在価値を計算した(表 2.3)。⁴

表 2.3: 利鞘 1 円/kWh・出力 100MW あたりの売電収益[単位: 10 億円]

事業期間: 20 年					事業期間: 10 年				
稼働率	割引率				稼働率	割引率			
	3%	4%	5%	6%		3%	4%	5%	6%
20%	2.7	2.4	2.2	2.1	20%	1.5	1.5	1.4	1.3
30%	4.0	3.7	3.4	3.1	30%	2.3	2.2	2.1	2.0
40%	5.3	4.9	4.5	4.1	40%	3.1	2.9	2.8	2.7
50%	6.7	6.1	5.6	5.2	50%	3.8	3.7	3.5	3.4
60%	8.0	7.3	6.7	6.2	60%	4.6	4.4	4.2	4.0
70%	9.3	8.6	7.9	7.3	70%	5.4	5.1	4.9	4.7
80%	10.7	9.8	9.0	8.3	80%	6.1	5.9	5.6	5.4

注: ただし、事業期間終了後の残存価値はゼロとする。

表 2.3 の利鞘・発電容量あたりの評価額にしたがえば、出力 400MW の火力発電所を稼働率 50%で 20 年間運転して残存価値がゼロであると想定すると、割引率 4%として、平均的な利ざやが 1 円/kWh であれば 244 億円の収益を生み出す。(想定する利鞘や出力が倍であれば収益も倍になる。)ここから発電所の買収費用を差し引いたものが、最終的な買収プロジェクトの利益として見込める。逆算すれば、代替的な投資プロジェクトと引き合うだけの収益率を生み出す水準までは、買収金額を引き上げる用意があるといえる。⁵ もし、その想定収益率が 10%(20%)であるならば、同じ発電所に 222 億円(203 億円)までは出してよいことになる。

東電が保有する全火力発電所に対して上と同じような形で試算した(表 2.4)。ここでは、石油火力と通常の LNG 火力の設備利用率は 30%、石炭火力は 70%、ガスタービン・コンバインドサイクル

⁴ 収益の割引現在価値は等比数列の和、利鞘*出力*稼働率[%]*365[日]*24[時間]* $\frac{1-(1-\text{割引率}[\%])^{\text{事業期間}[\text{年}]}}{1-\text{割引率}[\%]}$ によって計算できる。なお、ここで考える利鞘を、発電所の運転パターン(夜間、昼間、昼間ピーク等)を考慮して詳細に仮定することは可能であるが、議論に本質的な違いは生じない。

⁵ たとえば、報道されるところによると、東京ガス傘下の扇島パワーステーション 3 号機(400MW)増設のための設備投資額が約 100 億円とされる(SankeiBiz(2011/4/28))。ただし、おそらくこの投資額には、1-2 号機建設前に投じられた環境評価費用等の初期費用や用地代金は含まれていないであろう。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

(GTCC)LNG 火力は 50%と仮定し、そのほか一律に運転年数は 40 年、残存価値はゼロとした。⁶ 約半数のユニットが 40 年以上の経年プラントであるために、ここでは評価額がゼロになる。めぼしいものは 2 機の石炭火力と、最新型のガスタービン・コンバインドサイクル LNG 火力であり、あとは、せいぜい 1980 年代に作られたいくつかの石油・LNG 火力である。すべての発電所で利鞘が 1 円/kWh であるとしたときの 2012 年時点での評価総額は約 1.4 兆円である。利鞘が 2 倍になれば評価額も 2 倍となる。さらに、ここで無視した残存価値がゼロより大きければ、それだけ評価額も上積みされる。たとえば、発電所用地(15 火力発電所、簿価で総額 0.19 兆円)が加算できるし、ここでは価値がないと仮定した機齢 40 年超のユニットでも運転継続や設備改修により一定の収益を生む。この評価額から投資の機会費用を差し引いたものが最大の売却金額ということになる。結論としては、東電が保有する火力発電所の大半が高機齢で売り物にならなくても、ガスタービン・コンバインドサイクル LNG 火力発電所と石炭火力発電所(合計 12 機)を売却するだけで、利鞘が 1 円/kWh しかなかったとしても 1 兆円程度の売却益が見込めることがわかる。⁷

表 2.4: 利鞘 1 円/kWh あたりの売電収益[単位: 10 億円]

燃料	発電所	ユニット	出力 [MW]	運転 開始年	残存運 転年数	設備利 用率[%]	評価額 [10 億円]
石炭	広野	5 号機	600	2004	32	70	67
石炭	常陸那珂	1 号機	1,000	2003	31	70	110
石油	鹿島	5 号機	1,000	1974	2	30	5
石油	鹿島	6 号機	1,000	1975	3	30	8
石油	大井	3 号機	350	1973	1	30	1
石油	広野	3 号機	1,000	1989	17	30	33
石油	広野	4 号機	1,000	1989	17	30	33
LNG(GTCC)	千葉	1 号系列	1,440	2000	28	50	107
LNG(GTCC)	千葉	2 号系列	1,440	2000	28	50	107

⁶ なお、東電の火力発電所の平均設備利用率は 47–61%(2005–2010 年度)である。震災・事故で停止した原発による電力供給の欠落を補うために、今後数年間は火力発電所の設備利用率がこの実績値よりも高くなることは容易に想像される。

⁷ 代替的な仮定を用いて検討できるように、表 2.4 の試算を行うエクセル・ファイルを用意した。詳しくは GRIPS Discussion Paper の Web サイト参照。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

LNG(GTCC)	品川	1号系列	1,140	2003	31	50	90
LNG(GTCC)	横浜	7号系列	1,400	1998	26	50	100
LNG(GTCC)	横浜	8号系列	1,400	1998	26	50	100
LNG(汽力)	姉崎	5号機	600	1977	5	30	7
LNG(汽力)	姉崎	6号機	600	1979	7	30	10
LNG(汽力)	南横浜	3号機	450	1973	1	30	1
LNG(汽力)	袖ヶ浦	1号機	600	1974	2	30	3
LNG(汽力)	袖ヶ浦	2号機	1,000	1975	3	30	8
LNG(汽力)	袖ヶ浦	3号機	1,000	1977	5	30	12
LNG(汽力)	袖ヶ浦	4号機	1,000	1979	7	30	16
LNG(GTCC)	富津	1号系列	1,000	1986	14	50	48
LNG(GTCC)	富津	2号系列	1,000	1988	16	50	53
LNG(GTCC)	富津	3号系列	1,520	2001	29	50	115
LNG(GTCC)	富津	4号系列	1,520	2010	38	50	131
LNG(汽力)	東扇島	1号機	1,000	1987	15	30	30
LNG(汽力)	東扇島	2号機	1,000	1991	19	30	35
LNG(GTCC)	川崎	1号系列	1,500	2008	36	50	126
合計							1,358

注: 割引率 4%、売却 2012 年とした試算で、評価額がゼロでないもののみを掲載した。上記の発電所の他に、残存運転年数がゼロとなっているものが 28 ユニットある。2012 年以降の新規電源としては、広野 6 号機(石炭)600MW、常陸那珂 2 号機(石炭)1,000MW が 2013 年に、川崎 2 号系列 1-3 軸(LNG)1,920MW が 2013-2017 年運開予定である。

出典: 資源エネルギー庁(2010a, 2010b)

2.4 流通設備の評価額

流通部門は、電力取引の透明性を確保するために、他の部門と分離した会計が行われている。この会計分離のもとで、新規参入者である特定規模電気事業者(PPS)だけでなく電力会社自身が流通設備を使用する分も含めて、託送収支が計算され公表されている(東京電力(2010))。そこで、第 2.3 節と同様に、送電量あたりの「託送」収益を考えてみる。東電管内の託送料金(平均)は、特別高圧の場合 2.25 円/kWh、高圧の場合に 4.24 円/kWh となっており、ここから実際の費用(維持・管理費や設備の償却費等、この金額は我々にはわからない)を差し引いたものが収益となる。2010 年度の託送実績に基づいて、年間 198TWh(特別高圧 86TWh、高圧 112TWh)の託送が行われたとする。割引率 4%のときに、託送収益 1 円/kWh あたりの収益の割引現在価値は 4.0 兆円となる。販売電力量 293TWh を前提として計算すれば、同じく託送収益 1 円/kWh あたりの収益総額は 5.9 兆円となる。これまでと同様に、託送収益が 2 円/kWh となればこの金額も 2 倍になる。託送収益が仮に平均的に 1 円/kWh にしかならないとしても、最低でも簿価程度の金額で売却できることが見込める。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

3. 資産売却とその後の「新東電」

3.1 発電設備と流通設備の行方

発電設備は分割して売却することができ、また、第 2.3 節で示したような形で発電市場において得られる収益の流列に見通しが立ちやすいことから、買い手が付く可能性は高い。後述するような卸電力市場のさらなる整備によって、この収益見通しはなおいっそう透明になる。分割売却は発電市場における独占力行使を防止する観点からも重要である。現在既に発電事業を手がけているガス、通信、石油、鉄鋼、鉄道などの事業者が、東電の発電設備を購入するであろう。⁸

送電部門には、電力システム全体の運用(周波数や電圧の維持等)機能が含まれる。この機能は技術上分割することが不可能で、系統全体が一体として運用されなければならない。一方で、送電設備(関連する変電設備を含む)は資産としてかなり大きいので、巨額の賠償のためにこれを売却することが考えられる。⁹ その際には所有と運用を分離することが必要である。システム運用は、米国のような送電部門から独立した系統運用機関(Independent System Operator, ISO)に委ねることができる。そうすることで、一体的なシステム運用を維持しながら、例えば送電設備を東西南北など数地域に分けて所有することも可能となり、売却しやすくなる。

配電部門に関しては、よりローカルな運用が可能であり、東京電力が現在行っている地域独占をより小型化したものとしたと考えれば、関連する変電機能も含めて小さい単位の地域に分割して売却し、それぞれを買い取った地域独占事業者が配電事業を行うことが考えられる。¹⁰ 震災後 1 ヶ月間に行われた計画停電では、東電供給区域を 5 グループ(後日さらに各グループを細分化して合計 25 グループ)

⁸ 古賀(2011)は、東京電力をいったん持株会社化してその傘下に発電部門と送電部門を別々の子会社として配置し、環境を整備した後に発電部門を分割売却することを提案している。

⁹ 例えば、郷原は、政府内で議論されている新機構(原発を持つ電力各社が負担金を出して賠償の支払いを支援する機構)に東電の送電設備を丸ごと売却することを提案している(法と経済のジャーナル(2011/4/30))。そのほか青木(2011)の提案も同様である。

¹⁰ たとえばノルウェーでは、発電・送電・配電が分離されており、配電部門については約 200 社もの配電会社が存在する。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

に分けて輪番停電を行った。この経験から、この程度の大きさと数の供給区域を区切って配電部門を分割・売却することの可能性は十分に見込まれる。供給区域を小さくすることは、近年注目を集めているスマート・グリッドとの(事業規模と供給地域の大きさという点で)親和性が高いという副次的効果も期待できよう。

売却形態がどのようなものになったとしても、流通設備についてはすぐに買い手が付かない可能性もあり、東電の資金ショート・リスクを考えると、いったん国が買い上げることもありえる。売却可能な資産がある以上、東電に対して、現在計画されているような事故とは関係のない電力会社にも負担を求める奉加帳的「原子力損害賠償支援機構」による東電支援策ないしは東電復旧策とでもいうべき無償救済が国民の理解をえることは困難である。東電が国に設備を売却して賠償資金を調達することで、国民負担への強い反発に対して政府は一定の説明責任を果たすことができる。さらに、後述するようにアンバンドリングを実現することができ、市場価格形成という形で透明で十分な規律付けを持った電力市場を創設することにもつながる。

設備売却時の雇用の問題も検討しておく必要がある。様々な形が考えられるし、買収企業の計画にも依存するが、24時間管理し続けなければならない設備である以上、設備とともに当該設備の保守・運転に直接関わる人員も同時に引き取ることが典型的な解決策であろう。従業員の所属については、今般の原発事故による東電のイメージダウンや給与の大幅カットなどを考慮すると、転籍に前向きになる従業員は少なくないであろう。あるいは、従業員の所属は東電のまま、発電会社が東電に対して保守・運転を委託することも十分に考えられる。その意味で、今後大幅なリストラを断行せざるを得ない東電本体に比べれば、切り離された後の発電会社における雇用の問題は相対的に小さくて済むのではないかと思われる。

3.2 シナリオ 1: 「東京送配電」株式会社

第一の「新東電」シナリオは、東電が発電設備を売却して賠償資金を調達し、送配変電の流通設備を所有・運営する「東京送配電」株式会社として存続することである。第 2.4 節で述べたように、送配変電部門は託送により収益を得る。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

さらなる賠償資金調達のために、配電部門(関連する変電設備を含む)も売却して、送電部門(関連する変電設備を含む)の所有・運営に特化する「東京送電」株式会社に移行することも考えられる。あるいは逆に、送電部門(関連する変電設備を含む)を売却して、「東京配電」株式会社として存続することもありえる。

3.3 シナリオ 2: 「東京発電」株式会社

第二の「新東電」シナリオは、東電が流通設備を売却して賠償資金を調達し、送配変電の発電設備を所有・運営する「東京発電」株式会社として存続することである。発電部門は、既に自由化されて市場競争に委ねられている。このため、独占力行使を防ぐ観点から、存続会社は、全部の発電設備ではなく、一部の発電設備を所有するのみにとどめる。またさらには、複数の発電会社—「東京第一発電」、「東京第二発電」、...—に分割する必要がある。可能な限り多くの発電設備を売却することで、賠償資金の上積みが可能となる。

3.4 原子力発電の分離と継続的賠償のための資金確保

上で述べた固定資産売却後の「新東電」は、原子力発電を継続していく余力はないと考えられる。東電が所有する原子力発電所は、被災していないものであっても民間企業に売却される目処は立たないであろう。そこで、東電が所有する原子力発電設備は、切り離して別会社として存続させることが考えられる。当面は政府の管理下におかれるかもしれない。

この原子力発電会社は、福島原発事故の賠償会社としての意味も持ちうる。放射性物質の物理的性質(半減期の長さ)やその処理にかかる期間の長さを考えると、「チソ水俣」と同様のスキームで賠償を長期にわたって行う(すなわち少額の利潤=賠償費を生み出すだけの)ために存続する会社となる(日経(2011/4/26))。もちろん、新会社による原子力発電の運営に関しては、ひとえに、立地する自治体から原発運転に対して同意が得られることが必要になるが、原発事故そのものが生み出した原発技術に対する不信にくわえて、政府の原発問題に対する粗雑な対応や電力会社による「世論誘導」は原発を取り巻く組織不信をも引き起こしてしまったために、現状においてはかなり難しい状況にある。そのため、賠

Hosoe, N. & Tanaka, M.

償原資の大半は、第2節で論じたような設備売却によらざるを得ないであろう。

3.6 設備売却に際して発生する懸念

電力会社の資産という我々の生活に不可欠な設備を売却するに際して、いくつかの懸念が考えられる。たとえば、第2.3節で論じた売却額の大小以外に、設備を購入した者が(直ちに)転売して巨額の利益を得る可能性、外国企業が購入する可能性、購入した企業の事業継続性、供給の信頼性といったものが考えられる。それぞれについて簡単に検討しておく。

東電の設備を入札に掛けた場合に、落札者が安く買い高く売り抜けるという「濡れ手に粟」の結果を生むことに対して懸念する声がある。しかしながら、一般的な経済活動の範囲である限り、これを禁止したり不道徳と呼んだりする理由は見当たらない。もし本当にそのようなことが確実に可能であるならば、そう考える本人が自ら(ないし、出資者を募り説得して)応札し、実際に売り抜けてみせればよい。あるいは、それを実現しそうな会社の株を買っておけば、値上がりすること間違いなしということになる。もしそこから得られた利益が自らの個人的価値観から見て好ましいものでないならば、入札に競り勝って自らがその利益を得た上で寄付なりしてしかるべく社会に還元すればよいだけのことである。

むしろ問題なのは、本当は高い価値があるものが、市場で低い評価を受け続けることである。発電事業の収益性が不当に低く評価され続けられれば、賠償原資が少なくなるだけでなく、(東電の設備を購入、あるいは、自らの設備を用意して)発電事業に参入する者がいないままになり、現在の電力不足は一向に解消されない。買値がいくらであったとしても、転売でという形であれ事業継続という形であれ、最終的にその事業価値が高いことを示すことこそ、社会にとって必要とされていることである。一般的には、買値と売値の間の利鞘がどれだけ高額なものであっても、それはその買収者のリスクに対する態度と起業家精神にふさわしい報酬とみるべきである。ただし、将来にわたって競争環境が十分に整備されている—たとえば、アンバンドリングによって送電網へのアクセスが発電事業者にとって自由になり、発電事業への参入障壁を十分に低くできている—ならば競争圧力が働くことから、事業者が不当に高い収益を上げることはできなくなる。

外国企業(資本)が国内の発電設備を購入することに懸念を抱く意見も多いが、これについても的を射

Hosoe, N. & Tanaka, M.

ていない。2008年の英 TCI ファンドによる電源開発(J-POWER)に対する敵対的買収は記憶に新しい。しかしながら、その買収の是非についての結論は空港の外資規制の時に議論されたものと同じであり、外国資本であるという理由だけで何らかの事業規制をされなければならない理由は見当たらない(たとえば、伊藤(2008/2/18))。実際、当の電源開発はアジア各国で(途上国支援という一面はあるかもしれないものの)IPP 事業(卸電力供給事業)を収益事業として展開している。万一、それらの投資受け入れ国政府から、「電源開発による IPP 事業は外資による事業であるから不相当である」と判断されたならば、外資の東電設備買収に対して反対意見を述べている人々はどのように意見表明すべきであろうか。そもそも、東電(2011b)の有価証券報告書には、第 8、第 10 番目の大株主として外国籍と考えられる株主がすでに現れており、合わせて 2.38%の持分(2011年3月末時点での時価総額 216 億円)を有している。多分に投機的な意図があつてのことかもしれないが、東電本社に対する「外国人買い」が問題視されない一方で、設備に対するそれが許されない理由として、一体どのようなものが考えられるのであろうか。

もちろん、今までに電力事業をまったく手がけたことがない企業を買収した場合には、事業の継続性や電力供給の信頼性に不安が残ることは理解できる。ただしその場合でも、おそらく普通の(自ら買い取った設備を意図的に壊してしまうことがない合理的な)企業であるならば、何らかの形で電力事業のノウハウを得るように努めるはずである。それは他の電力会社との共同事業の形を取るかもしれないし、(東電を含む)電力会社からコンサルティング・サービスを受けるかもしれない。あるいは、現在当該発電所で働いている従業員ごと設備を引き取ることが、もっとも簡単で確実な方法かもしれない。卸電力市場でのスポット取引に不安があるならば、電力自由化開始時に行われたような長期の IPP 供給契約を(新)東電と結ぶか、次節で論じるように卸電力市場で先渡し契約を結べばよい。通常の会社間(その一方の当事者はほとんどの場合は(新)東電)であれば、契約がなるべく想定通りに履行されるように契約を設計するはずである。それさえも信頼できないということであれば、たとえば、東電と電源開発をはじめとする卸電力事業者間の既存契約とそれに基づいた取引すべてについて、しかるべき見直しが必要ということになる。

また、入札において談合のような不公正な取引が行われる懸念もあるが、一般に行われている入札と

Hosoe, N. & Tanaka, M.

同程度の対応をとる以外の対応は技術的に考えられないし、もし談合によりある程度の損失が発生するとしても、それに代わる方法がない以上、入札による売却を行わざるを得ない。一方で、表 2.4 に示したような十数ユニットの入札を、一括ではなく個別に行なって毎回の入札結果について具に吟味し、公正な入札のための十分な検証を行い、また、その経験を積みながら売却を進めていくことは有意義であろう。発電所の所有権ではなく、(発電所は、たとえば国有としたまま、その)一定期間にわたる運営権を入札に掛けることも考えられる。

4. 必然的アンバンドリングとその帰結

4.1 アンバンドリングされた市場のイメージ

いずれのシナリオが実行されるにせよ、東電の固定資産売却が生み出すものは必然的アンバンドリング(発送電分離、すなわち、発電設備と流通設備が別事業者によって所有・運営され、市場において電力価格と需給が決定される)である。市場では、「東京発電」株式会社(シナリオ 2 の場合)、東電から買い取った発電所を保有する新規事業者、電源開発等の(従来からある)卸電力事業者、1995 年・2000 年以降にそれぞれ参入を果たした IPP 事業者・PPS 事業者などが競争的に存在することになる。第 2.2 節で議論したように東電が共同火力株を売却した場合にはそこからの電力引取り権益も同時に手放すことになるが、その電力もまた競争的な卸市場に注入される。電力不足に対応するためにいくつかの企業では自家発電設備を導入したり、既存の自家発電設備の再起動や焚き増しをしたりしている。これらも市場に電力を注入するプレーヤーとなる。彼らの発言力の高まりは透明度の高い電力市場をより強く求めるであろう。分権化された電力需給を整合的に調整する役目は、形式的にはオペレータ(中央給電司令所)ではあるものの、欧米の経験から学ぶ限り、電力価格の高低を通じて需給量を調節する「市場」以外に担うことができる者は存在しない。

どのような形の「電力市場」が望ましいものであるのか、あるいは、各類型別のメリット・デメリット等については先行研究(たとえば、八田(2004)、金本(2007)、Joskow(2000)、Newbery(2000)等)を参照してもらおうとして、簡単なイメージをつかめるように典型的な一例を挙げる。発電所を保有する事業者は卸電力

Hosoe, N. & Tanaka, M.

市場(現在であれば、日本卸電力取引所(JEPX))に売電入札をする。¹¹ 一方、電力を自ら利用する大口需要家や、大口・小口需要家に電力供給を行う PPS は、買電入札をする。これらの需給によって卸電力料金が決定される。¹² 売電した発電事業者はこの入札で得た収入で発電費を賄い、残余を利潤として得る。第 2.3 節で論じたように、最も簡単な標準的投資理論に従えば、この利潤の流列和が資本価格に等しくなるまで設備投資がなされることが言える。すでに作られた設備であれば、そこから得られる利潤の流列和に等しいだけの価格で設備が売却される。すなわち、ここから東電が現在保有する発電設備に対する評価額(ファンダメンタル・バリュー)が計算される。PPS は卸電力市場で調達した電気や自らの発電所から得た電気を、送電網を経由して顧客に送電する。その際、送電線の利用料金(託送料金)を送電網の所有者(もし政府が東電から買い上げていた場合には政府)に支払う。¹³

ただし、これらの発電事業者や、その他の市場参加者が自らの市場支配力を行使して市場価格を歪める可能性がある。¹⁴ 企業分割(東電の設備売却時を想定すれば、一企業が購入できる設備量に上限設定)を行う一方で、現在、JEPX 内の第三者組織である市場取引監視委員会が行っているような独占力の行使に対する市場監視を行う必要がある。¹⁵

このようにアンバンドリングされた電力市場は、電力自由化の進展した欧米では既に主流となっている。日本も遅ればせながら、東電の賠償原資調達スキームを実行することで必然的にアンバンドリングが実現される。

¹¹ 卸電力市場での取引以外の相対取引も許す方式(非強制プール)が欧米では主流である。

¹² 東日本大震災前の取引価格は、季節・時間帯にも依るが、およそ、5-20 円/kWh 程度。

¹³ 東京電力管内の場合には、2 円強/kWh(特別高圧)から 4 円強/kWh(高圧)。日本を想定した託送のシミュレーション分析としては細江・秋山(2007)を参照されたい。

¹⁴ 日本を想定した電力市場の市場支配力のシミュレーション分析としては、たとえば金本ほか(2006, 第 5 章)や田中(2007)を参照されたい。

¹⁵ 一企業が購入できる設備量に上限を設けた場合には、しかし、その制約が厳しければ厳しいほど、東電が得られる売却額は小さくなり、それだけ賠償原資が少なくなってしまう可能性があることに注意する必要がある。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

4.2 アンバンドリングのメリット

アンバンドリングの最大のメリットは、いままでは垂直統合された東電内部で隠れていた様々な価格(シャドウ・プライス)が、市場で陽表的に取り扱われるようになり、電力市場の透明化が実現できることである。もちろん、このメリットは従来の自由化論議の中でしばしば指摘されているところであるが、こと第 3 節で論じたような設備評価問題と関連づけて考えるとさらに重要になってくる。まず、設備を購入した(あるいは購入しようとする)事業者は、その設備が生み出す収益の流列を市場動向に照らして明示的に把握できるようになり、その購入金額が本当に妥当なものであったのかを知ることができる。1995 年に導入された IPP 制度(事業者が自社設備を用いて発電し、契約した量と価格で地域電力会社に卸売りする)の下でも価格は契約に明示されていたが、しかし、その契約価格が市場動向に照らして適切であったかどうかは、現状では、電力市場をすべて内部に抱える東電にしか本当のところはわからない。透明性が高まれば発電事業における不確実性が解消されて資産購入に対する意欲も高まり、したがって、より高い価格で東電は設備を売却できる。それはとりもなおさず、より多額の賠償資金を確保できることにつながる。福島第一原子力発電所だけで 6 機(合計約 4,700MW)の発電設備が失われた以上、中期的にも電力不足が続くことが予想されている。ライフスタイルを根幹から見直す需要家の節電努力の一方で、新たな電源の用意が必要になる。透明な市場で成立する価格情報は、そのための新規電源計画の不確実性を低くする効果が期待される。

配電網をいくつかの地域配電会社として分割して売却した場合には、地域ごとに負荷平準化を行うといったインセンティブが付与されるので、スマート・グリッドの技術も活用しつつ地域内での負荷平準化や地域全体で一括して太陽光発電等の分散型電源を導入するといった対応ができる可能性がある。¹⁶ 電力不足を背景に高騰する電力価格が、太陽光発電の経済性を相対的にさらに高める。現在、家庭用太陽光発電によって生み出された(余剰)電力は最大 42 円/kWh(住宅用の場合)で買い上げられる。依田・田中(2011)は、今夏に予想される電力供給不足への対策として、家庭用電力料金を 40-60 円/kWh に引き上げることによるピーク時の電力需要の削減効果を分析している。一方で、野口(2011)は

¹⁶ たとえば、長野県飯田市(2010)の「太陽光発電 0 円設置」事業が参考になるであろう(<http://www.city.iida.lg.jp/iidaspypher/www/info/detail.jsp?id=4785>)。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

計画停電を回避するために電気料金を 3.5 倍(現状で平均約 20 円/kWh の家庭用電力料金を前提にすれば 70 円/kWh)にすればよいと試算している。これらの試算は、長期的な電力価格を見積もったわけではないものの、緊急時に必要・設定可能な高さの電力価格の高さについてのおおよその目安を与えていると考えてよいであろう。これまで各家庭にとっては導入費用に比べて経済的には見合わないと言われていた太陽光による発電も、従来よりも大幅に高い市場価格が成立するならば、補助金無し(あるいはより少額の補助)でもそれに応じた電力供給(家庭内では節電)が経済的に合理的になる可能性がある。

八田が静岡県東部(富士川以东)の 50Hz 地域を中部電力の 60Hz 地域に巻き取ってしまうことを提案している(朝日(2011/4/12))。配電網が現在より小さい単位で分割・売却されれば、こうした地域単位の周波数切り替えよりも円滑に実行できる。さらに八田が指摘するように、顧客の種類によっては、現在 50Hz 地域に立地していても 60Hz で受電できる場合もあり得る。電気料金が高くても停電するよりはマシンというのが、実際に長期的・不定期に停電で不便を強いられた需要家(たとえば、医療・交通・金融機関等)の偽らざる意見であろう。もしそれが真実なら、60Hz 受電のために追加的費用がかかっても、代替的な電力供給源を持ちたいと考えることは十分に考えられる。¹⁷

4.3 アンバンドリングのデメリット

他方、アンバンドリングに関して、電力会社は「発電設備と流通設備の一体的形成には垂直統合が必要だ」と主張する。換言すると、発電電分離をすると、発電部門と送配電部門の間で調整する取引コストが増すという主張である。しかし、東電などの大手電力会社の発電部門と送配電部門は、それぞれの規模が巨大で、技術特性や意思決定機能の点からも縦割り組織として分化しており、実質的には各々が独立した別会社であるとも見なしうるであろう。さらには、PPS の供給電力を託送する際に、その PPS の営業情報を利用して電力会社が不公正な取引を行うことがないように、送配電部門とそれ以外の部門

¹⁷ ただし、これらの新しいビジネス・モデルがすべて同時に成功するとは限らない。たとえば、50Hz 地域の 60Hz 地域への巻き取りが実現すれば電力不足は緩和されるから、上で言及した試算のように電力価格は高騰せず、そのときには太陽光発電は十分な経済性を持たないかもしれない。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

の間で情報共有できないことになっている。このように、それぞれの部門が既に巨大で分断されつつも連携して活動していることを踏まえると、現在の垂直統合型の形態が両部門の協調に関する取引コストを格段に下げているとは考えにくい。

電気事業連合会の Web ページでは、(1)2003 年の資源エネルギー庁電気事業分科会の結論が発送電分離を行わないというものであったという事実確認と、(2)発送電分離のデメリットの傍証としてアメリカとヨーロッパの電気料金を用いた説明が示されている。¹⁸ 前者については、(今回の震災と原発事故の有無にかかわらず)過去の決定の通りに電気事業が未来永劫続くと想定することには無理があるし、後者においては、これらの事例が発送電分離の帰結であるとの主張には、大いに疑問が残る。

そこで示されているアメリカの例について検討すると、自由化州(主に東部と西部)と非自由化州との間で単純な電気料金比較を行って非自由化州の電気料金の方が安いとしている。しかしながら、そこには逆の因果関係も考えられる。すなわち、自由化州では経済活動が活発であり、それ故に電気料金が実際に高く、その高さに対する不満も強く、したがって、自由化・発送電分離が積極的に推進された(が、しかし、非自由化州の電気料金を下回るほどには電気料金が低下しなかっただけ)という可能性が考えられる。

また、ヨーロッパについては、発送電一貫体制を維持したフランスの電気料金が安定的であった一方で、発送電分離を行ったイギリスで約 0.04 ユーロ/kWh、イタリアで約 0.03 ユーロ/kWh 上昇しているとしている。しかしながら、発送電分離がこの料金差の直接の原因であるとする根拠はない。電気事業連合会がここで議論の対象としている時期が不明であるが、仮にこれが 2000 年代における料金水準の推移であるとするならば、たとえば、原発依存度の高いフランスが、イギリスやイタリアほど化石燃料高騰の影響を受けなかったという説明の方がもっともらしい。なお、燃料価格の高騰などによる電気料金の上昇があったとしても、それはさらなる発電事業への参入や技術開発を促す可能性もあり、中・長期的には電気料金が下方に向かう圧力も考えられる。価格以外にも、青木(2011)は垂直統合が供給電力の質の高さに貢献したかどうかは疑わしいと論じている。

¹⁸ 電気事業連合会 Web ページ「発送電分離について」

(<http://www.fepec.or.jp/present/jiyuuka/bunri/index.html>).

Hosoe, N. & Tanaka, M.

最後に、もし本当に取引コストが上昇(あるいは電力の質が低下)するというのであれば、一体どの程度の上昇(低下)が見込まれるのであろうか。すべての情報を電力各社の内部に保有する以上、東電でも、そのほかの電力会社であっても、そこまで明確に主張できるならば、コストの上昇幅や品質の低下幅の推定とその算定根拠を外部からの検証可能な形で具体的に示すことができるはずである。「卵を一つのカゴに盛る」東電の発送電一貫体制が潜在的に持つリスクに見合ったコストや電気料金となっているのか、需要家や社会全体が判断できる機会と情報を提供する責任がある。

4.4 アンバンドリングの際の検討事項

市場が分権的である場合には、電力システムのオペレーションの観点から十分な措置を講じておくことは重要である。特に、中央給電司令所に対して通常オペレーション時以上の権限を緊急時に行使できるようにしておくべきことは言うまでもない(海外の電力市場では、現実にそうなっている)。もちろん、どのようなシステムの下でも—それが既存の垂直統合された東電のような集権的体制であれ、来るべき分権化された市場中心の体制であれ—、中央給電司令所の平時の「想定外」事象・事件が発電所や需要家で発生することはあり得る。従来の垂直統合された地域電力会社独占体制の下で、震災の様な天変地異が発生しない場合でも計画通りに動かない自社発電設備はあったし、また、自社設備だからといって他社設備よりも必ず信頼性が高いとも言えない。実際、震災直後では他社自家発が電力供給に大いに貢献した事実は無視できない。

単なる権限だけでなく、中央給電司令所、あるいは、送電網所有者が最終的に電力需給を調整することができるだけの最小限の設備を持つことも有効な対策であろう。とくに、日本のように長距離送電によって遠く供給区域外の福島県や新潟県の原子力発電所から東京近郊の需要地に送電する場合には、(有効)電力の需給以外に、ネットワークを安定化させるために不可欠な無効電力のそれについても考えておかなければならない。そのために、実際、両県の原子力発電所と関東地域との間には大容量の水力発電設備が用意されている。(流れ込み式外の)水力発電所は電気の需給を瞬時に調整することができるので、濁水等の問題さえなければ、ネットワークの安定性を維持するために有効な施設である。また、電力需給が逼迫し、火力発電所の出力を最大限に引き上げても間に合わない場合には、需給調整の

Hosoe, N. & Tanaka, M.

最後の頼みの綱となる。ただし、そのような場合には短時間に電力価格が急騰するという問題が発生する(たとえば、Stoft(2002))。現時点で卸電力取引所が大きな役割を果たしておらず、とくにそうした特殊な状況では市場参加者の取引経験が十分ではない可能性を考えると、出力調整可能な水力発電所が送電網所有者によって所有・維持されるようにすることは、少なくとも移行期においては穏当な対応であろう。

一時的に国有化されたとしても、送電設備もまた、可及的速やかに民営化されるべきである。ただしその際には、市場監視の徹底・継続とともに、特定の市場参加者の意向が反映されないような所有・運営形態にならなければならない。現在の電力系統利用協議会(ESCJ)や JEPX では、参加者の発受電・入札状況の詳細を(事後であっても)を全く外部に開示しないようになっている。しかしながら、少なくとも一定期間を過ぎた後に第三者(潜在的参入者や全くの外部監視者)がこれを検証できる様に、完全な情報開示が必要である。これができるはじめて、新規参入しようとする事業者の掘り起こしを通じて市場参加者の裾野を広げ、健全な市場競争を促すことができる。

発送電分離の実施時期に関しては、多少のタイムラグを置くこともありうる。現在は震災直後で、政治・行政・業界とも原発事故への対応などで混乱している。原発事故への対応が軌道に乗り、政治・行政・業界の体制が回復してくるであろう2-3年後を目処に分離を実施することも現実的かもしれない。ただしそのためには、その検討は直ちに開始して発送電分離の工程表を決定しておかなければならないのはいうまでもない。

5. むすび

今般の福島原発事故により、東電と政府は、事故の被害者への賠償と東電管内の電力供給の継続との2つの課題の両立に直面している。東電は、日本のみならず世界最大級の電力会社として「大きすぎてつぶせない」と皮肉まじりに語られる存在となってしまっている。この問題の本質は、東電に対して「倒産という罰」を与えることができないという点にあるのではなく、現在議論されている東電賠償スキームでは自社が負うべき賠償責任を完全に果たすことができず、また、震災と原発で傷ついた電力システムを社会と技術の変化に合わせた新しいシステムに生まれ変わらせることが大変難しくなっているという点に

Hosoe, N. & Tanaka, M.

ある。青木(2011)が指摘するように、流通設備を東電から切り離すことでその川上(発電)と川下(配電、小売)にイノベーションを誘発できるようにして、電力システムに創造的な破壊をもたらす必要がある。

政府内の損害賠償の枠組みづくりにおいて、その東電に一層のリストラが求められている。損害賠償と電力供給の両立を、国民負担を極力小さくしながら成し遂げるためには、発電・流通設備の固定資産の売却を急がなければならない。そこから調達可能な資金の程度について、本稿では設備の簿価や、発電・送電量あたり収益の割引現在価値に基づいて議論しただけで正確ではないが、おおよその金額は把握できるであろう。2010年度決算は留保条件付きの監査意見で乗り切り、また、原発賠償支援法が成立して資金繰りの問題は当面回避されたが、今後は原発復旧・廃炉費用や廃炉設備の償却、賠償費用にめどが立ち始めるから、来年度決算でも債務超過に陥る可能性が完全に消えた訳ではない。原子力災害にくわえて、金融市場からの挑戦を日々受け続けている以上、東電の賠償問題の処理は直ちに決着をつけなければならない。

本稿では、この設備売却によって「新東電」がどのような形になり、また、それが電力市場をどのような形に変化させるかを論じた。さらには、アンバンドリングの結果生まれる新しい電力市場が、震災直後の電力不足や、より長期的に復旧を超えて復興を目指すためにどのような積極的な意味を持っているかについて論じた。東電は賠償を担う部分と電力事業を担う部分に分割されるが、この分割自体は何ら悪いことではない。根拠の乏しい垂直統合の効率性に拘泥し、元のままの東電に「無限責任」を負わせて世界最大の「ゾンビ企業」を作るよりは、生産的な部分を独立させて前向きに事業継続させることの方がはるかに意義がある。分割売却された東電の事業資産から構築されるアンバンドリング後の分権的な電力市場は、現在の技術と市場に対する知見を持ってすれば、欧米の例を見る限り完全ではないものの十分に機能することが期待できる。電力不足に対応して自主的に自家発を導入した企業に対しても、その設備をこの危機後にも償却が完了するまで有効活用する機会を与える必要があろう。東電の事業資産を大胆に切り離して分権的市場を作り、再生した「新東電」に対する必要な規律付けを回復することこそが今求められている処理である。

Hosoe, N. & Tanaka, M.

参考文献

Joskow, P. (2000) "Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector,"
in: Peltzman, S., Winston, C. (eds.) *Deregulation of Network Industries*,
Brookings Press.

Newbery, D. M. (2000) *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*,
MIT Press.

SankeiBiz (2011) 「東電、東ガスに発電設備の増設を打診 出力 40 万キロワット級」, 4 月 28 日.
(<http://www.sankeibiz.jp/business/news/110428/bsd1104281548010-n1.htm>, 閲覧
日 2011/7/11)

Stoft, S. (2002) *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE and John
Wiley.

青木昌彦(2011) 「原発事故を超えて 危機に強い産業組織築け」, 『日本経済新聞』, 8 月 4 日.

朝日新聞(2011) 「耕論 3.11 電力不足オピニオン『独占』の弊害なくす契機に」, 4 月 12 日.
(<https://aspara.asahi.com/ulrsc/9/blog/asia/201103/0d701ac7d9f97911.pdf>, 閲覧日
2011/5/6)

飯田市(2010) 「太陽光発電 0 円設置の募集について」, コンテンツ ID:2-5-3876-4785 , 1 月 13 日.
(<http://www.city.iida.lg.jp/iidaspyher/www/info/detail.jsp?id=4785>, 閲覧日
2011/8/1)

依田高典, 田中誠(2011) 「電力料金に関する行動分析」, 『日本経済新聞』, 4 月 29 日.

伊藤隆敏(2008) 「弊害大きい空港外資規制、オープン化に逆行」, 『日本経済新聞』, 2 月 18 日.

戒能一成(2010) 「原子力発電設備投資・費用支出と稼働率・トラブル発生率の相関分析」, RIETI
Discussion Paper 10-J-054, (独)経済産業研究所.
(<http://www.rieti.go.jp/jp/publications/nts/10j054.html>)

戒能一成(2011) 「福島第一原子力発電所事故とエネルギー政策への影響」, (独)経済産業研究所
Special Report, 4 月 6 日. (http://www.rieti.go.jp/jp/special/special_report/044.html,
閲覧日 2011/5/6)

Hosoe, N. & Tanaka, M.

金本良嗣(編)(2007)「電気事業への市場メカニズム導入による効果と課題」.

(<http://www.cirje.e.u-tokyo.ac.jp/network/EPM06/index.html>, 閲覧日 2011年5月8日)

金本良嗣, 蓮池勝人, 藤原徹(2006)『政策評価マイクロモデル』, 東洋経済新報社.

古賀茂明(2011)「東電破綻処理と日本の電力産業の再生のシナリオ」, 『現代ビジネス』, 講談社, 5月11日. (<http://gendai.ismedia.jp/articles/-/4128>, 閲覧日 2011/8/2)

資源エネルギー庁(2010a)『平成 20・21 年度電源開発の概要』.

資源エネルギー庁(2010b)『平成 21 年度電力需給の概要』.

田中誠(2007)「電力市場における市場支配力のシミュレーション分析」, 八田達夫, 田中誠(編著)『規制改革の経済分析』所収, 日本経済新聞出版社.

電気事業連合会「電力統計情報」, 電気事業連合会 Web ページ. (<http://www5.fepc.or.jp/tokei/>, 閲覧日 2011/7/13)

電気事業連合会「発送電分離について」, 電気事業連合会 Web ページ. (<http://www.fepc.or.jp/present/jiyuuka/bunri/index.html>, 閲覧日 2011/7/14)

東京電力(2010)「平成 21 年度託送供給等収支について」, 東京電力 Web ページ.

(<http://www.tepco.co.jp/corporateinfo/provide/engineering/wsc/shushi-j.html>, 閲覧日 2011/7/20)

東京電力 (2011a)「2011 年 3 月期決算説明会資料」, 5 月 20 日.

(<http://www.tepco.co.jp/ir/tool/setumei/pdf/110520setsu-j.pdf>, 閲覧日 2011/7/8)

東京電力 (2011b)「有価証券報告書平成 22 年度(第 87 期)」.

(<http://www.tepco.co.jp/ir/tool/yuho/pdf/201106-j.pdf>, 閲覧日 2011/7/8)

日本経済新聞(2011)「東電へ 2 兆円融資、銀行団も背水の陣: 3 メガ銀、年間純利益に匹敵する規模」, 電子版, 4 月 3 日.

日本経済新聞(2011)「東電株は第 2 のチツに?」, 電子版, 4 月 26 日.

日本経済新聞(2011)「東電の支払い能力は? 将来の利益から抛出、必要」, 電子版, 5 月 4 日.

Hosoe, N. & Tanaka, M.

日本経済新聞(2011)「原発補償「負担者」綱引き 仮試算、電力料金 16%上昇」, 電子版, 5月7日.

日本経済新聞(2011)「東電、データセンター売却 資金捻出へリクルート株も」, 電子版, 7月27日.

野口悠紀雄(2011)「計画停電を回避できる料金引き上げの目安は、3.5倍」, 『ダイヤモンド・オンライン』. (<http://diamond.jp/articles/-/11673/>, 閲覧日 2011/5/4)

八田達夫(2004)「電力競争市場の基本構造」, 八田達夫, 田中誠(編著)『電力自由化の経済学』, 東洋経済新報社.

法と経済のジャーナル(2011)「郷原氏の語る東電の将来『送電施設を国に売って賠償原資に』福島第一原発事故の賠償スキーム案を斬る」, 4月30日.

(<http://astand.asahi.com/magazine/judiciary/fukabori/2011042800012.html>, 閲覧日 2011/5/7)

法と経済のジャーナル(2011)「賠償ゼロ計上『資産超過』東電決算、監査法人『適正』意見の背景」, 6月7日. (<http://astand.asahi.com/magazine/judiciary/articles/2011060400002.html>,

閲覧日 2011/6/8)

細江宣裕, 秋山修一(2007)「送電料金改革の効果分析—パンケーキ方式から郵便切手方式へ—」, 八田達夫, 田中誠(編著)『規制改革の経済分析』所収, 日本経済新聞出版社.

Hosoe, N. & Tanaka, M.

A Cash-out Scheme for TEPCO's Reparation for the Fukushima Nuclear Power Station Accident and its Resulting Unbundling

August 9, 2011

Nobuhiro Hosoe, National Graduate Institute for Policy Studies

`nhosoe@grips.ac.jp`

Makoto Tanaka, National Graduate Institute for Policy Studies

`mtanaka@grips.ac.jp`

Abstract

We investigate a cash-out scheme for Tokyo Electric Power Company's (TEPCO) reparation for the Fukushima No. 1 Nuclear Power Station accident in the Great East Japan Earthquake on March 11, 2011. The scheme enables TEPCO to continue its service as a private company. As its balance sheets indicate that it has only a small amount of current assets, TEPCO must sell a large part of its power generation and transmission fixed assets to earn enough cash for its reparations, speculated to reach several trillion yen. We estimate the market values of TEPCO's thermal power plants and power network for their divestiture and examine concerns related to the divestiture.

This divestiture will inevitably lead to the unbundling of the power industry. A "new TEPCO," established with unsold assets, will be engaged in operation of the power system and compensation of the losses by the accident following the "Chisso-Minamata" style reparation scheme. The entrants who purchase TEPCO's power generation and distribution grid assets will take over TEPCO's role in the newly established, decentralized, and transparent power market. Finally, we show how the charges formed in this power market can provide signals encouraging market entries and new business model creation.

Keywords

The Great East Japan Earthquake, Fukushima No. 1 Nuclear Power Station Accident, Tokyo Electric Power Company, Reparation, Power Market Reform, Unbundling