

発送電分離を行ったドイツ企業の経営状況と 脱原子力に向けた投資プロジェクトの課題

Financial condition of the German companies that made the unbundling and
Investment challenges during abandoning nuclear power generation

安井久貴*

Hisataka Yasui

During the discussion on the reform of Electric Power System, which was held by the Advisory Committee for the Ministry, experts weighed "legal separation" versus "functional separation" of the power transmission and distribution sector.

Because of current controversies over nuclear policy in Japan, it looks similar to nuclear policy debate in Germany, German experience in the reform of power sector has been featured as a "successful example". However, the impact on the management of German two big utilities, RWE and E.ON, which unbundled was greater as a result.

On the other hand, the German policy to "abandon nuclear power generation" has delayed the construction of transmission line and power plant.

To overcome this situation, it is necessary to urgently required to improve profitability of these companies E.ON and RWE first.

Based on these, for the construction of the transmission line with proper timing in combination with the timely construction of the power plants, the government and companies should work together to reform the power system.

Keywords : legal separation, function separation, transmission line, power plant

1. はじめに

東日本大震災以降、我が国では区域を超えた電源の効率の活用等の観点から「広域化」を進めることになった。2012年11月から再開された「電力システム改革専門委員会」では送配電部門における「機能分離型」または「法的分離型」の一長一短について議論されている。

他方ドイツでは、すでにアンバンドリングを終えており、脱原子力に向けた諸政策が現在の日本の政策論議と酷似していることから注目されている。「欧州の成功例」として脚光を浴びるドイツだが、発送電分離を果たした電力会社の経営へのインパクトや脱原子力に向けた発・送電の投資プロジェクトはどこまで進んでいるのかを調査した。

2. E.ON と RWE の経営状況

E.ON AG (以下 E.ON とする) の規模は従業員数 78,889 人、売上高€1,129 億 (約 12.6 兆円) であり、電気の販売量、ガスの販売量とも欧州 NO.1 である。RWE AG (以下 RWE とする) の規模は従業員数 72,068 人、売上高€517 億 (約 5.7 兆円) であり、電気の販売量は欧州第 4 位、ガスの販売量は欧州第 7 位である。2011 年の E.ON の決算は、原子

力の停止による負担増、ガス取引等欧州発電事業での損失を受け、当期利益は▲€22 億と史上初の赤字を計上した。RWE もガス関連企業の株式売却や国内超高压送電網の売却など増収はあったものの、原子力停止による負担が重くのしかかり、当期利益は約€18 億と対前年比▲45.4%まで落ち込んだ。

3. EU の発想電分離の経緯と企業評価

1996 年の EU 電力自由化指令によって、垂直統合型の電気事業者は発電、送電、配電別に分けた「会計分離」や、国が指定するシングルバイヤーとの情報遮断などが規定された。

2003 年の改正 EU 電力自由化指令によって、TSO¹ が送電とは関係ない法的、組織的観点から分離する「法的分離」が定められた。これにより TSO は発電会社と 100%の資本関係を有していてもよいが送電会社として別の法人格を持つように定められたため、送電会社はすべての発電会社と対等にビジネスができるようになった。さらに義務ではないが、垂直統合型の電気事業者が送電会社の資本的マジョリティーを持ってない「所有権分離」が推奨された。

2009 年の EU 電力自由化指令では、送電部門のアンバンドリングの強化と EU 大での協調体制の構築を目指し、アン

*一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
電力・石炭ユニット 電力グループ主任研究員
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ
E-mail : hisataka.yasui@tky.ieej.or.jp

¹ Transmission System Operator

バンドリングの手法を所有権分離、ISO²型分離、ITO 型分離からの選択制になった。所有権分離の場合は、発電・小売会社がTSOとして活動する送電システムの所有者に対して直接または間接的に支配力を行使できなくなる。ISO 型分離の場合は、送電設備の所有者は垂直統合型の電気事業者に帰属させ、系統運用機能を分離する。送電投資の意思決定機能をISOに移すことで投資に責任を持たせる方式である。ITO方式分離の場合は、垂直統合型の電気事業者は、送電会社との資本関係を維持しつつも、送電会社の意思決定に関与できない。ITOが送電設備のすべての計画と投資を主体的に行うものである。

パターンが選択制になった背景にはドイツやフランスが所有権分離に強く反対した経緯がある。特にドイツは、民間事業者に対して資産の譲渡や事業の切り出しを強制することは私有財産権を保障した憲法規定から不可能であること、EU域外の資本（例えばGazprom）がネットワーク事業者を買収することで、安定供給の確保に支障をきたすことを危惧していた。

しかし、リーマンショックに始まる世界同時不況や国内のエネルギー政策の方針転換がこの抵抗の流れを一気に逆転させた。2009年11月、E.ONは送電子会社のTranspowerの全株式をオランダの送電事業者であるTennetに総額€11億で売却した。2011年7月、RWEはそれまで法的分離していた送電子会社のAmprion（Transportnetz Strom）の株式の74.9%（総額€13億）を投資コンソーシアムに売却することに同意した。

この売却の背景としては、E.ONなどの大手電力会社による卸取引所での支配的地位の濫用に対する賠償金逃れとの見方もあるが、現実あるいは将来の問題として

- ①. 脱原子力政策に伴う原子炉停止と核燃料税による業績の急速な悪化
- ②. 再生可能エネルギー普及に伴う送電線の新增設に係るコスト増
- ③. 褐炭・石炭発電所から排出される二酸化炭素の排出権購入によるコスト増

といった企業の収益に係ることが大きかった。

経営判断から、E.ONもRWEもアンバンドリングに至ったわけだが、垂直統合型の電気事業者が送電資産を売却するといったインパクトは大きかった。2012年7月、STANDARD & POOR'SやMoody'SはE.ONとRWEの格付けを大きく下げた。この理由としてE.ONとRWEに共通していえることは、事業リスクプロファイルの悪化、グループによる現金創出力および中長期的に見た信用力の弱体化である。具体的にはE.ONについては、主要事業である発電事業の長期的な収

益性の懸念である。特にガス火力発電所の収益の低下は今後も継続すると見られ、主要なサプライヤーとの調達契約の見直しや調達コストのさらなる削減を指摘している。RWEについては、以前に発表した資産売却プログラムが進んでいないとの評価である。こうした資本対策を肅々と進めていくことが事業リスクを増大させない有効な方法であると指摘している。

4. E.ON, RWEの主な買収・売却とセクター別収益

E.ONとRWEの歴史は買収と売却の歴史でもある。以下は、現在に至るまでの企業集約と2011年のセクター別企業収支である。

E.ONは、2003年にRuhrgasを合併、E.ON Ruhrgas E&Pを設立し、2005年にCaledoniaを買収、更にはYuzhno Russkoyeガス田の25%の権益を獲得している。

上流部門における利益率は高い。2011年度の売上高€1129.54億に対して上流部門は€15.17億と1.3%に過ぎないが、EBITDA €92.93億のうち上流部門は€7.53億と8.1%を占め6.2倍の収益力がある。

発電部門においては、2001年にイギリスのPowergenを買収し、2004年にE.ON UKに社名変更した。当年、火力発電では新規稼働などでEBITDAは+€0.67億となったが、原子力停止の影響により▲€17.24億と大幅減となった。再生可能エネルギーでは水力でEBITDAが前年比20%伸びるなど好調であった。

トレーディング部門においては、E.ONの火力発電以外に支払ったtransfer pricesの上昇などによりEBITDAは大幅減収となった。

配電・小売部門においては、イギリスやブルガリヤでの事業売却が不調だったこともあり▲€4.43億と減収になった。

RWEは、1911年に石油化学企業であるDeutsche Erdol AGを合併しRWE Deaに社名変更した。石油精製や販売事業のためShell & DEA GmbHを設立したが、2002年にその株を売却した。RWE Deaは石油・ガスのE&Pや地下ガス貯蔵オペレーションに特化した企業になった。同年、イギリスのガス生産企業であるHighland Energyを獲得し、RWE Dea UK Ltd.となり、北海での活動を本格化した。ノルウエーのSnøhvitプロジェクトにも参画し、油ガス田の権益を保有しながら2.81%のLNG権益も保有している。

E.ON同様、上流部門における利益率は高い。2011年度の売上高€516.86億に対して上流部門は€19.43億と3.8%に過ぎないが、EBITDA €84.6億のうち上流部門は€9.22億と10.9%を占め2.9倍の収益力がある。

発電部門においては、2002年にInnogy (UK)を買収しRWE npowerへ改名、発電・ガスコジェネ事業を開始した。

² Independent System Operator

また2009年にはオランダ最大のエネルギー企業 Essent を買収している。当年はドイツ最大の発電会社である RWE Power の核燃料料や Essent の発電マージンの減少などにより減収となった。

トレーディング部門においては、電気とガスの販売減少、2010年まで好調だった先物取引の反動から大幅な減収となった。

配電・小売部門においては、ドイツ国内やオランダ、ベルギーで売上が好調だったものの、石炭などのコスト増から EBITDA は減少した。

このように E.ON も RWE も欧州の電力市場において買収・売却を通じてグローバル化を進め、各国の市場で独自のブランド事業を展開してきた。しかしながら、アンバンドリング後の E.ON と RWE の業績は少なくとも2011年においては芳しくなかった。黒字なのは、天然ガスや石油などの探鉱・生産事業や再生可能エネルギー部門においてのみであり、コア事業である発電事業や小売事業においては完全な赤字になってしまった。

5. 脱原子力に向けた投資プロジェクトの課題

E.ON や RWE の財務状態が悪化している一方で、原子力モラトリアムによる既存発電設備の更新と送電網の建設計画にも問題が生じている。

(1) 既存発電設備の更新遅延

第一の問題は、投資プロジェクトの遅延である。2014年まで、いわゆる「不安定でない電源³」への投資は18件(12,300MW)予定されているが、2010年の調査では、11件の遅れがあり、そのうち6件(5,000MW)が1年遅延、4件(2,900MW)が2年遅延、1件(2,900MW)が3年遅延である。2011年のモニタリング調査では2010年のモニタリング調査と比べ、1年間で7,300MW、約17.7%の遅延が明らかになっている。

第二の問題は、「不安定でない電源」への更新のタイミングである。2014年まで既に原子力モラトリアムで閉鎖した8基(8,400MW)の原子力以外に「不安定でない電源」は4,000MWの削減が予定されている。これを相殺するために12,900MWの電源が建設中であるが、計画どおり完成するかは不透明である。特に南部においては5基(4,960MW)の原子力が一気に閉鎖されたため、2014年には約3GW相当の電源が不足することになる。

第三の問題は、技術的な問題である。今後設備更新される石炭火力発電所は、非常に高効率であるため、高温強度・耐食性に優れた「高クロム鋼(9Cr鋼、12Cr鋼)」がボイラー・高温配管等に使用される。最近の研究では継手部におい

ての強度低下⁴が指摘され、経年劣化によっては破断する危険も指摘されており、検証作業によっては建設中の石炭火力発電所の運転延期の可能性もある。

(2) 送電網の建設遅延

再生可能エネルギーの拡大に伴う送電線の強化や距離の増設をふまえ、Power Grid Expansion Act (EnLAG) が2009年8月に承認され、総額€42億にのぼる EnLAG project が開始された。またこれに加え、長期的エネルギー需要動向をふまえた NEP2012 も作成された。特別高圧線3,800km(うち2,100kmは直流送電線)の新設、特別高圧線4,000kmの再構築など総額€200億のグリッド投資が計画されている。

EnLAG project は全体で24件(1,807km)のプロジェクトだが、2011年時点で計画中7件、環境アセス中6件、計画承認済み8件、建設中1件、完成2件となっており、全体の12%にあたる214kmの完成に止まっている。しかも、そのうち12件については承認プロセスの遅延、地元住民の抵抗、技術的な問題等により1~4年、計画から遅延している。遅延プロジェクトの約7割が E.ON と RWE の管内の ISO である TenneT と Amprion である。

6. 今後の E.ON と RWE の成長戦略

E.ON の2012年第3四半期決算では、売上高€936億(+21%)、営業利益€30億(+165%)、純利益€27億(+216%)と前年同期比で改善している。これは売上高のうち€692億を占めるガス部門が+24%と改善したことが大きい。ガスの卸売り・ガス貯蔵ビジネスなどの最適化戦略により EBITDA も€19.6億(+269%)と改善した。

RWE の2012年第3四半期決算では、売上高€384億(+0.5%)、営業利益€46億(+7.9%)、純利益€19億(+6.2%)と前年同期比で改善している。これは、営業利益のうち€23億を占める発電部門の石炭火力ビジネスが+14%と大きく改善したことや、€13億にのぼる資産売却による EBITDA も€67億(+7.6%)と改善している。

E.ON も RWE も上流部門については、資源確保・高収益の観点から引き続き事業を拡大していく。E.ON の天然ガス生産量は、2011年で年間75億 m³に至り、2007年以来目標としている年間100億 m³に近づきつつある。RWE の天然ガス生産量は、2011年で年間26億7,000万 m³、原油生産量は年間1,580万バレルで合計3,210万 boe であるが、2016年までに7,000万 boe まで増加させる。

発電部門においては、再生可能エネルギーにも投資していくが、コア事業である火力部門の再構築、燃料調達方法の変更、市場でのトレーディングによる電力・燃料調達の最適化などに積極的に取り組んでいる。

³ 褐炭、一般炭、天然ガス、原子力、廃棄物、揚水等

⁴ 1,000°C近い溶接により材質が変化する

i) 火力発電の更新・高効率化

E.ON はガス火力、RWE は石炭火力が主力であるが、どちらも経過年数が30~40年と老朽化が顕著であるため早急な更新が必要である。E.ON は、2011年から5年間でCCGT発電設備容量を9.5GWまで増設する計画を明らかにしている。例えば2010年にバイエルン州で€4億を投じ、世界最高効率(59.7%)、高容量(860MW)のCCGTプラントIrsching 5 blockを稼働させている。RWEは、2012年8月、€26億の巨費を投じたUSCのBoA 2&3 Neurath発電所の商用運転を開始している。容量は1,100MW×2あり、褐炭火力発電所としては最高効率の43%の効率である。さらに太陽光や風力などの分散型電源の不安定負荷に対応するため、2ユニットで15分以内に1,000MWの負荷変動に対応できるよう設計されている。

ii) 燃料調達先の多様化・変更

燃料調達方法にも変化が見られる。E.ON Russiaは、Gazpromと2012年に契約が満了することを受け、Novatekにガス購入契約を切り替えた。契約金はRUB 7,020億(\$219億)で2013年から2027年までの15年間にわたり、総量1,800億m³のガスをロシア国内の4つの発電所に供給する予定である。NovatekはGazpromの顧客に対して5~10%の割引を提示するとの情報があるが、価格に加え、支払いや違約金に対する柔軟性が決め手になったと思われる。

RWEは石炭の輸入先を従来のロシアからコロンビアに変えている。2009年まではロシアのシェアが約4割程度であったが、近年コロンビアがシェアを大きく伸ばし、42.6%と最も高くなっている。コロンビアは石炭が豊富であり、治安、労働環境の改善に加え、価格の安定性、高品質・低硫黄(灰分6%、硫黄分1%程度)であることが評価された結果と思われる。

iii) 卸取引市場の積極的な活用

EEXなどの市場を通じた卸取引の活用も盛んに行われている。

EUの排出権取引制度はCO₂の排出量に上限を設け、超過した分については排出権の購入を義務付けている。しかしながら、長引く景気低迷などにより、排出権の上限に達しない企業が増え、EUA⁵、CER⁶の取引価格は下落傾向にある。EUAの先物価格は2008年にはトン当たり約€32であったが、現在は約€8と1/4程度になっている。したがってドイツでの発電所は、環境負荷の高い石炭火力発電所の稼働率を上げて排出目標を達成できる状況にある。実際に市場に出される全日火力発電

容量(褐炭+無煙炭)比率をEEXの1日前取引データと比較すると、2012年1月は57%であり前年同期比で+5%増えている。また2012年6月にはさらに+5%増え62%にまで上昇している。

iv) CCSへの投資

今後ドイツでは、火力発電がバックアップ電源として重要な位置を占めるだろうが、CCS技術についても引き続き取り組む必要がある。ドイツは温室効果ガス削減目標として2020年までに1990年比で40%削減、2050年には80%削減を視野に入れている。2008年にドイツ環境相が発表した研究書では、2020年以降の新設石炭火力発電プラントの標準機能としてCCSを織り込んでおり、コストも現行の35~50€/t-CO₂から20€/t-CO₂以下に減らすことを目標としている。

5. まとめ

2012年の決算ではE.ON、RWEとも収支を改善しつつあるが、結果的にアンバンドリングが経営に与えたインパクトは大きかった。企業各付けの低下は、金融機関からの資金調達にも影響することから、両会社においては財務体質の改善が喫緊の課題である。特に老朽火力のリプレース、燃料の調達先の多様化、長期契約の見直しなどによる発電部門の立て直しが急務である。また、卸取引市場の活用などトレーディングを生かした利益最大確保の努力も欠かせない。

しかしながら、これら個別企業の経営努力にも限界がある。また、政策リスクは電源投資へのリスクとなるなど投資環境は数年前と比べて完全に変わった。そうした状況の中で、現在の政策を現実と調和させつつ、どうすれば広域的調整が可能な最適ネットワークを作れるのかが問題である。電源の建設は5~10年かかり、送電線の建設はそれ以上かかるともいわれる。電源投資が滞ると安定供給にも関わってくる。電源開発や送電線の建設は、投資回収年数が長いこともありリスクを含めた事業者へのインセンティブも考慮する必要がある。政府と事業者が計画を密にすり合わせ、電源開発と送電線の進捗を一直線化したうえで協力していくことが重要である。

参考文献

- 1) E.ON HP;
<http://www.eon.com/en.html>
- 2) RWE HP;
[RWE Group - Corporate Website](http://www.rwe.com/en)
- 3) EEX HP;
<http://www.eex.com/en/>

⁵ EU-Allowance

⁶ Certified Emission Reduction