

電力

【要約】

- 2013年度の販売電力量(10電力ベース)は、冬場の気温が前年に比べ高めに推移したことによる暖房需要の減少や、電気料金値上げに伴う需要の抑制から、家庭用・業務用を中心に減少し、対前年同期比▲0.4%の8,485億kWhとなった(3年連続の減少)。2014年度は国内景気回復を受け業務用を中心に増加に転じ、8,520億kWhと対前年度比+0.4%となる見通しである。
- 2013年度の企業業績(10電力ベース、単体)は、電気料金値上げや燃料調整制度による収入増から、経常収益が対前年度比+11.4%となり、一方、石油火力から発電単価の安い石炭やLNG火力への移行が進んだこと等に伴い経常費用が+4.8%に留まり、結果、経常損益は▲0.4兆円と赤字幅は大幅に縮小した。2014年度は、料金値上げが寄与するものの、原発再稼働の遅れにより、経常損益は▲0.1兆円と依然赤字となる見通しである。
- 欧州最大手のユーティリティ企業E.ONは、2003年の独大手ガス会社の買収を機にガス事業への本格参入を果たし、電力・ガス事業間のシナジーを積み上げることで、欧州域内において確固たる競争優位性を確保した。現在ドイツで起こっているエネルギー大転換の中にあっても、欧州全域におよぶ顧客基盤、ガス・電力の一体となった販売力といった小売部門の強みをベースに、事業ポートフォリオの大胆な組替を行うことでこの難局を乗り切ろうとしている。我が国においても、電力の全面自由化による競争の激化、国内電力需要の伸び悩み等が予想される中で、縮小均衡に陥らないための成長戦略が求められている。総合エネルギー企業への転換を目指す我が国の電力会社にとって、親和性の高いガス事業への本格参入は検討すべき戦略オプションとなろう。

I. 産業の動き

1. 景気回復の持続により、2014年度の販売電力量は対前年度比+0.4%と増加する見通し

2013年度の販売電力量は対前年度比▲0.4%と微減

2013年度の販売電力量(10電力ベース)は、3年連続で減少し、8,485億kWhと対前年度比▲0.4%となった。増減率の要因を分析すると、前年度に比べ冬場の気温が高かったことによる暖房需要減等(=気温要因)で同▲0.3%、景気が回復する一方、2012年度に値上げを実施した東京電力に続いて2013年度新たに電力5社が料金値上げを実施したことを受けた節電意識の向上等による需要減(=景気・節電要因)で同▲0.1%となった(【図表25-1】)。

需要区分別に見ると、家庭用は、気温要因による暖房需要の減少、料金値上げに伴う需要の抑制等の要因から、対前年度比▲0.7%となった。業務用も、冬場の気温要因、料金値上げ、常時バックアップの見直しに伴う新電力のシェア増加等による10電力ベースでの販売電力量の減少から、対前年度比▲1.0%となった。産業用は、上期は企業の生産活動の減速により対前年同期比▲1.2%となったが、下期は景気回復に伴う需要回復により、同+2.1%となり、

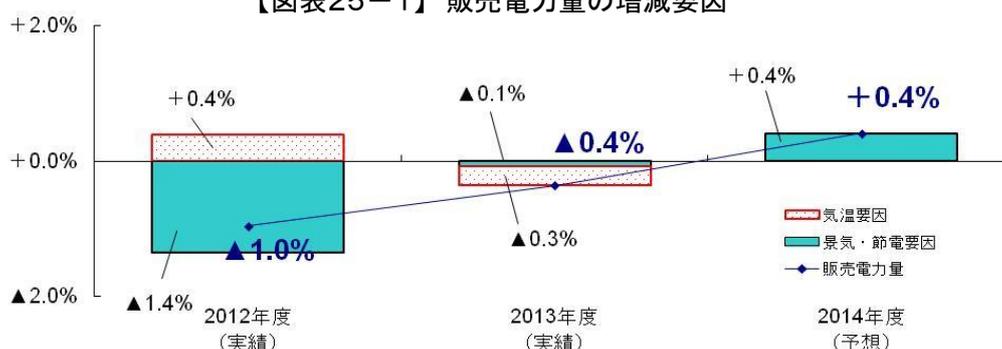
通期では対前年度比+0.4%となった（【図表 25-2】）。

2014年度の販売電力量は持続的な景気回復等の影響により、対前年度比+0.4%と微増になる見通し

2014年度の販売電力量は、料金値上げによる需要抑制効果、および原発再稼働の遅れから供給力の回復が進まないこと等を背景に節電意識は継続することが予想される。一方、景気回復による需要増が節電効果を相殺し、上期は前年度と同水準、下期は前年度の冬場の気温要因の剥落から同+0.8%、通期では対前年度比+0.4%の8,520億kWhと、プラスに転じる見通しである（【図表 25-1】）。

需要区分別では、家庭用は料金値上げと原発再稼働を含む供給力回復の遅れから節電意識が継続、上期は対前年同期比▲0.3%となる見通しである。下期は、前年度の冬季の気温要因の剥落による需要増により、同+0.8%となり、通期では同+0.2%を予想。業務用については景気回復の持続、前年度の冬季の気温要因の剥落による需要増により、上期は対前年同期比+0.1%、下期は同+1.4%、通期では対前年度比+0.7%となる見通しである。産業用は、景気回復の持続による需要増加により、上期は対前年同期比+0.3%、下期は同+0.4%、通期では対前年度比+0.4%を予想する（【図表 25-2】）。

【図表25-1】 販売電力量の増減要因



(出所) 電力調査月報、各社供給計画、決算資料等よりみずほ銀行産業調査部作成

(注1) 数値は10電力ベースの実績値(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、沖縄電力の合算値、以下「10電力」は同様の定義)

(注2) 2014年度はみずほ銀行産業調査部試算値

(注3) 四捨五入の関係で合計値は必ずしも一致しない

【図表25-2】 販売電力量の見通し

【実数】		12fy (実績)	13fy (実績)	14fy (予想)	12/上 (実績)	12/下 (実績)	13/上 (実績)	13/下 (実績)	14/上 (見込)	14/下 (予想)
販売電力量	(億kWh)	8,516	8,485	8,520	4,223	4,293	4,182	4,304	4,184	4,337
家庭用	(億kWh)	2,862	2,843	2,850	1,322	1,541	1,308	1,535	1,304	1,546
業務用	(億kWh)	2,344	2,320	2,336	1,196	1,148	1,188	1,132	1,189	1,147
産業用	(億kWh)	3,310	3,322	3,334	1,706	1,604	1,685	1,637	1,691	1,643

【増減率】		(対前年度比)			(対前年同期比)					
		12fy (実績)	13fy (実績)	14fy (予想)	12/上 (実績)	12/下 (実績)	13/上 (実績)	13/下 (実績)	14/上 (見込)	14/下 (予想)
販売電力量	(%)	▲1.0%	▲0.4%	+0.4%	+0.0%	▲1.9%	▲1.0%	+0.3%	+0.0%	+0.8%
家庭用	(%)	▲0.9%	▲0.7%	+0.2%	▲1.6%	▲0.4%	▲1.0%	▲0.4%	▲0.3%	+0.7%
業務用	(%)	+0.6%	▲1.0%	+0.7%	+1.6%	▲0.5%	▲0.6%	▲1.4%	+0.1%	+1.4%
産業用	(%)	▲2.0%	+0.4%	+0.4%	+0.2%	▲4.3%	▲1.2%	+2.1%	+0.3%	+0.4%

(出所) 電力調査月報、各社供給計画、決算資料等よりみずほ銀行産業調査部作成

(注1) 数値は10電力ベースの実績値

(注2) 2014年度はみずほ銀行産業調査部試算値

(注3) 四捨五入の関係で合計値は必ずしも一致しない

2. 原発の再稼働の遅れから火力発電の高稼働は継続する見通し

2013年度も、原発代替電源として、火力への依存が進んだ

2013年度の発電電力量は、対前年度比▲0.1%の9,230億kWhとなった。発電種別に見ると、原子力は大飯原発が2013年9月に定検停止して以降、全48基が停止中の状態であり、対前年度比▲41.6%の93億kWhとなった。水力は、出水率が上期においては前年同期を下回ったが、下期は前年同期を上回る値で推移し、通期では同+3.2%の588億kWhとなった。火力は原子力の停止に伴う供給力不足を補う為、稼働率が高まり、同+0.9%の6,730億kWhとなった。

燃料種別では、LNGは稼働率64.1%と引き続き原子力の代替として機能し、消費量は対前年度比+0.7%の56,092千tと過去最大を更新した。石炭は、ベース電源として稼働率が85.6%と高水準で推移したことに加え、新增設した電源等により、消費量は同+18.4%の54,518千tとなった。石油は、LNGや石炭火力の供給力増強により、稼働率が38.2%に落とし、消費量は同▲17.9%の24,239千klとなった（【図表25-3、4】）。

一部原発の再稼働が見込まれるものの、2014年度への寄与は限定的となる見通し

2014年度の発電電力量は、景気や供給力回復等により需要が若干回復することから対前年度比+0.2%の9,253億kWhとなる見通しである。発電種別に見ると、原子力は、川内原発の再稼働が見込まれるものの、原発再稼働の全体のスケジュールは当初の想定時期よりも大幅に遅れており、発電量は73億kWhと、2014年度への寄与は限定的となる見通しである。火力については、原子力の代替として引き続き高稼働が続くことから、繰り延べしていた定期検査実施の影響により減少が見込まれるものの、発電量は6,715億kWhと対前年度比▲0.2%の低下に留まる見通し。

燃料種別では、原子力の代替として、引き続き火力への高い依存状態が続くことから、LNGおよび石炭の燃料使用量はそれぞれ対前年度比+1.3%の56,823千t（稼働率：60.9%）、同+0.0%の54,520千t（稼働率：85.4%）となる見通しである。石油は、稼働率が低下し、同▲5.7%の22,850千kl（稼働率：36.7%）を予想（【図表25-3、4】）。震災後の供給力不足から、特例により、火力の定期検査は繰り延べられてきたが、新增設火力の稼働により供給力が若干改善されたことから、一部の火力については2013年度冬季より順次定期検査を開始している。しかし、原発の再稼働が遅れれば、大型火力電源の計画外停止等、不測の事態が発生した場合に供給力不足に陥ることも懸念され、電力供給は引き続き不安定な状況にある。

【図表25-3】発電電力量の見通し

【実数】		12fy (実績)	13fy (実績)	14fy (予想)	12/上 (実績)	12/下 (実績)	13/上 (実績)	13/下 (実績)	14/上 (見込)	14/下 (予想)
発電電力量	摘要 (億kWh)	9,239	9,230	9,253	4,556	4,683	4,525	4,706	4,519	4,735
火力	摘要 (億kWh)	6,668	6,730	6,715	3,239	3,429	3,171	3,559	3,231	3,484
水力	摘要 (億kWh)	570	588	588	347	223	346	243	350	238
原子力	摘要 (億kWh)	159	93	73	53	107	93	0	0	73
その他	摘要 (億kWh)	1,842	1,819	1,876	917	925	915	904	937	939

【増減率】		(対前年度比)			(対前年同期比)					
	摘要 (%)	12fy (実績)	13fy (実績)	14fy (予想)	12/上 (実績)	12/下 (実績)	13/上 (実績)	13/下 (実績)	14/上 (見込)	14/下 (予想)
発電電力量	(%)	▲1.4%	▲0.1%	+0.2%	▲0.1%	▲2.7%	▲0.7%	+0.5%	▲0.1%	+0.6%
火力	(%)	+9.2%	+0.9%	▲0.2%	+21.1%	▲0.1%	▲2.1%	+3.8%	+1.9%	▲2.1%
水力	(%)	▲9.2%	+3.2%	▲0.1%	▲10.1%	▲7.8%	▲0.5%	+9.0%	+1.3%	▲2.0%
原子力	(%)	▲84.2%	▲41.6%	▲21.2%	▲92.9%	▲60.1%	+76.5%	▲100.0%	▲100.0%	—
その他	(%)	+12.9%	▲1.2%	+3.2%	+20.6%	+6.1%	▲0.2%	▲2.3%	+2.4%	+3.9%

(出所) 電力各社の公表している供給計画の概要、電力調査月報等よりみずほ銀行産業調査部作成

(注1) 数値は10電力ベース実績値

(注2) 2014年度はみずほ銀行産業調査部試算値

(注3) 尚、本文中の稼働率は、10電力の保有設備により算出した推計値

【図表25-4】燃料使用量の見通し

【実数】		12fy (実績)	13fy (実績)	14fy (予想)	12/上 (実績)	12/下 (実績)	13/上 (実績)	13/下 (実績)	14/上 (見込)	14/下 (予想)
石炭	摘要 (千t)	46,049	54,518	54,520	22,017	24,032	26,420	28,099	26,573	27,947
石油(重原油)	摘要 (千kl)	29,541	24,239	22,850	14,279	15,262	10,349	13,891	11,243	11,607
LNG	摘要 (千t)	55,710	56,092	56,823	27,476	28,233	27,051	29,041	27,133	29,690

(出所) 電力各社の公表している供給計画の概要、電力調査月報、電力需給の概要等よりみずほ銀行産業調査部作成

(注1) 数値は10電力ベース実績値

(注2) 2014年度はみずほ銀行産業調査部試算値

II. 企業業績

1. 原発不稼働に伴う火力の高稼働が続き、2014年度の経常損益は赤字が継続する見通し

2013年度は料金値上等により、経常損益は▲0.4兆円と赤字幅は縮小

2013年度の経常収益は、新たに5社が料金値上げを実施したことや、燃料調整制度による収入増から対前年度比+11.4%の18.8兆円となった。内訳は、販売数量減少が対前年度比▲0.3%、販売単価は、化石燃料価格により同▲2.7%、円安要因で同+7.4%、料金値上げによる影響で同+4.7%、附帯事業等で同+2.3%となった。燃料費は、石油火力から発電単価の安い石炭やLNG火力への移行が進んだこと等から、化石燃料使用量により同▲3.3%、化石燃料価格により同▲7.3%となったが、円安要因で同+20.7%、核燃料含む燃料費全体では同+9.2%と2012年度に引き続き増加した。購入電力料は、購入数量が同+1.9%、平均単価が同+6.5%となり、同+8.5%となった。結果、経常費用全体で、同+4.8%の19.1兆円となった。経常損益は▲0.4兆円と赤字幅が縮小した(【図表25-5】)。

2014年度は、原発再稼働の遅れから、火力への依存度は引き続き高水準で推移し、赤字が継続する見通し

2014年度は、既に料金値上げを行っている6社に加え、中部電力が料金値上げを実施したこと、北海道電力による再値上げがなされると予想されること等から経常収益は対前年度比+4.4%の19.6兆円となる見通しである。内訳は、販売数量が対前年度比+0.4%、販売単価は、化石燃料価格により同+0.7%と

なるほか、円安要因で同+1.8%、料金値上げ影響で同+1.5%と見込まれる。燃料費は、化石燃料使用量で同▲0.5%、化石燃料価格で同▲1.4%、円安要因で同+4.5%、核燃料含む燃料費全体では同+2.6%の7.8兆円と対前年比微増となる見通しである。購入電力料は、購入数量は同+1.2%、平均単価が同+4.5%と予想する。経常費用全体では、原発の再稼働時期が大幅に遅れ、料金値上げ申請時の想定稼働率よりも低く推移することに伴い、燃料費・購入電力料が増加することから、対前年度比+2.7%となり、経常損益は▲0.1兆円と赤字が継続する見通しである（【図表 25-5】）。

【図表 25-5】 企業収支の見通し

【実数】	(社数) (単位)	12fy	13fy	14fy	【増減率】(対前年度比)		
		(実績)	(実績)	(予想)	12fy (実績)	13fy (実績)	14fy (予想)
経常収益	(10電力)(億円)	168,352	187,523	195,731	+ 6.0%	+ 11.4%	+ 4.4%
経常費用	(10電力)(億円)	182,691	191,474	196,640	+ 7.0%	+ 4.8%	+ 2.7%
燃料費	(10電力)(億円)	70,796	77,311	79,058	+ 19.0%	+ 9.2%	+ 2.3%
購入電力料	(10電力)(億円)	27,605	29,942	31,676	+ 10.6%	+ 8.5%	+ 5.8%
減価償却費	(10電力)(億円)	18,905	19,281	19,230	▲ 6.7%	+ 2.0%	▲ 0.3%
その他固定費	(10電力)(億円)	65,386	64,940	66,675	▲ 0.9%	▲ 0.7%	+ 2.7%
経常利益	(10電力)(億円)	▲ 14,338	▲ 3,952	▲ 909	—	—	—
純資産	(10電力)(億円)	51,514	52,593	52,108	▲ 11.5%	+ 2.1%	▲ 0.9%

(出所) 各社プレスリリース資料、各社決算資料等よりみずほ銀行産業調査部作成

(注 1) 数値は 10 電力単体ベース実績値

(注 2) 2014 年度はみずほ銀行産業調査部予想値

(注 3) 燃料価格(輸入 CIF ベース)の前提: [2014fy] 石油 108\$/bbl、LNG765\$/t、石炭 100\$/t、為替 108 円/\$

2. 赤字継続と設備投資額の高止まりから、純資産比率は引き続き低水準で推移する見通し

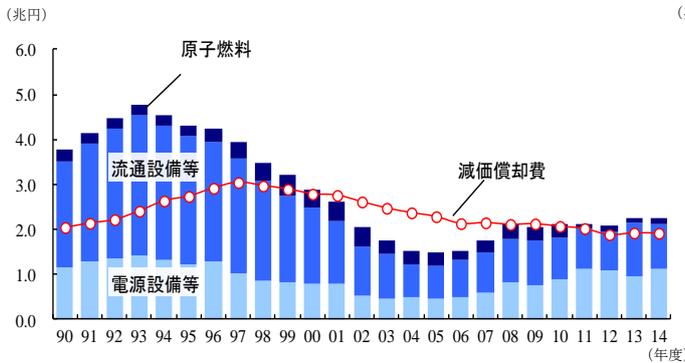
設備投資は、原発安全対策投資の増加が続くも、設備投資の抑制努力により、横ばいで推移する見通し

2013 年度の設備投資額は、再稼働に向けた原発安全対策への対応として、発電設備への投資が増加したことに加え、老朽化した送配電設備への高年化対応投資の増加もあり、対前年度比+8.0%の 2.3 兆円となった。2014 年度は引き続き再稼働に向けた原発安全対策投資は増加するが、各社とも安定供給を前提とした設備投資額の抑制に取り組むため、前年と同水準の 2.3 兆円となる見通しである（【図表 25-6】）。

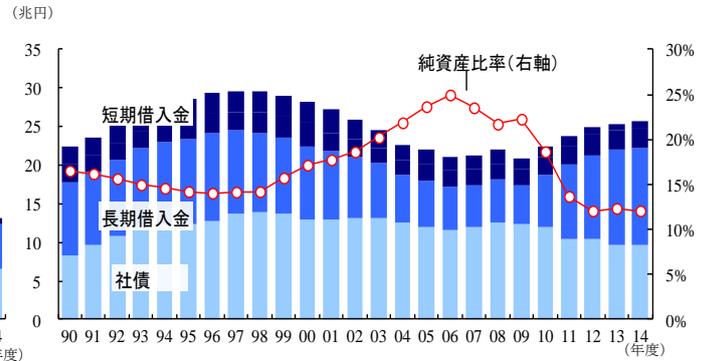
有利子負債は、赤字継続と設備投資の高止まりから微増する見通し

2013 年度は、経常損益が▲0.4 兆円となったこともあり、有利子負債は対前年度比+2%の 25.4 兆円となった。2014 年度についても経常損益は▲0.1 兆円と赤字が継続する見通しであり、前述の通り、設備投資も前年と同水準で推移すると見込まれることから、有利子負債残高は同+1.2%の 25.7 兆円と増加する見通しである。純資産比率は、2013 年度は各社配当への抑制対応等により、12.4%まで微増した。2014 年度は北海道電力、九州電力への政策投資銀行の優先株引受による純資産比率の押し上げ効果はあるも、引き続き赤字が見込まれること、原発安全対策投資もあり設備投資額は依然高水準で推移することが見込まれること等から、純資産比率は、対前年度比▲0.3%の 12.1%と依然低水準となる見通しである（【図表 25-7】）。

【図表25-6】設備投資額と減価償却費の推移



【図表25-7】有利子負債残高と純資産比率の推移



(出所)【図表 25-6、7】とも、各社決算資料、供給計画等よりみずほ銀行産業調査部作成

(注 1) 数値は 10 電力ベース実績値

(注 2) 2014 年度はみずほ銀行産業調査部予想値

(注 3) なお、有利子負債は、短期借入金・CP・社債・転換社債・長期借入金の合算値

Ⅲ. トピックス グローバルリーディングカンパニーの最新動向 ～電力産業～

エネルギー転換
への対応を迫ら
れているドイツ電
力会社

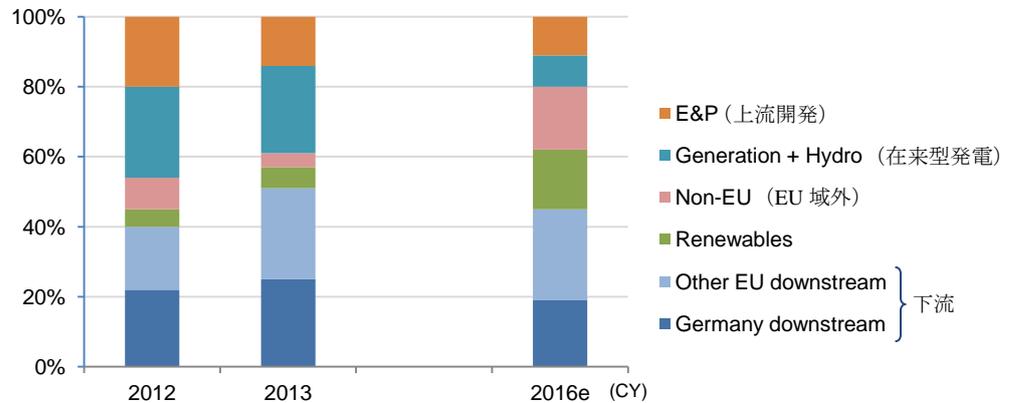
ドイツのエネルギー政策は大きな転換点を迎えている。福島事故後、それまでの原発融和策から一変して脱原発路線に回帰、2022 年迄に全 17 基の原発の廃止が決定しているほか、低炭素社会の実現に向け、2050 年迄に発電電力量に占める再生可能エネルギー（以下、再エネ）比率を 80%とする導入目標を掲げ、足許では再エネ電源の建設が急速に拡大している。

ドイツの大手電力会社は、このエネルギーの大転換に対応するため、事業ポートフォリオの再構築を迫られている。欧州最大のユーティリティ企業である E.ON (2013 年度売上高 1,224 億ユーロ、同発電容量 61 百万 kW、同発電電力量 2,452 億 kWh) もその例外ではない。同社は、現在運転中の原発 7 基を 2022 年までに閉鎖する予定であるほか、再エネの導入拡大とともに「調整電源」として活用されることが多くなった火力発電も、稼働率低下・採算悪化等の問題が顕在化しており、E.ON は保有する電源の総出力の 1/4 にあたる 13 百万 kW 相当の火力発電所の閉鎖を決定している。

他方、風力を中心とした再エネへの事業投資や、ブラジル・トルコ・米国・ロシアなどの EU 域外への進出を本格化する等、「再エネ」と「EU 域外」を今後の成長領域と位置づけ事業拡大を図っている（【図表 25-8】）。

このように発電部門では大きな構造変化がみられる一方で、引き続き、収益の半分を稼ぐのは、ドイツ内外の下流部門であることは注目に値する。E.ON の下流部門は、電力・ガスの一体運営を強みとし、それを梃子に EU 全域の広範な顧客基盤をベースに展開している。大きく変わりつつあるエネルギー政策や環境問題への対応として電源ポートフォリオの再構築を進めつつも、同社の小売事業は揺ぎ無い競争優位の源泉として、引き続き E.ON の収益を牽引していくことが期待されている。

【図表25-8】E.ONの部門別事業利益の割合



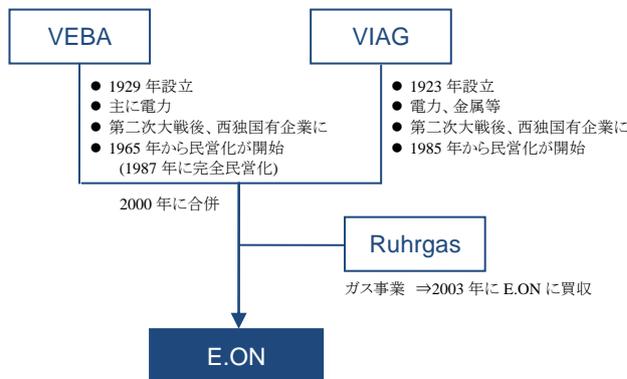
(出所) 当社 IR 資料等よりみずほ銀行産業調査部作成

M&A を通じて、コア事業である電力とガスを拡大。それ以外のノンコア事業からは撤退

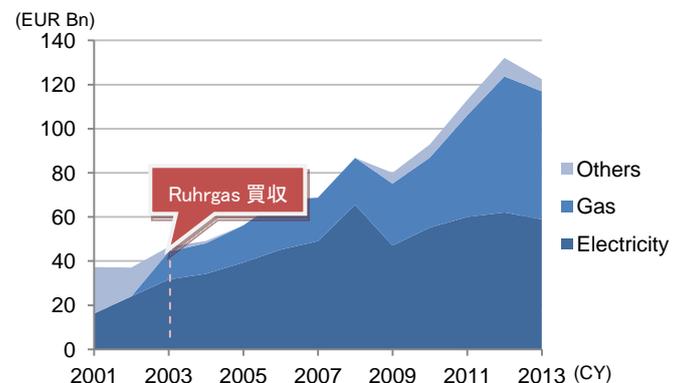
E.ON が、ガスとの一体事業によりどのように競争優位性を築いてきたか、その変遷を辿ってみたい。1996 年の EU 電力自由化指令を受けて、ドイツでは 1998 年に電力の全面自由化が行われた。電力自由化による競争激化で疲弊した当時の電力会社は、規模の経済を追求し再編が加速、現在の 4 大電力グループが形成された。その中で、E.ON は、2000 年に VEBA と VIAG が合併し、ドイツ最大の電力会社として誕生した(【図表 25-9】)。その後も、スウェーデン大手の Sydkraft 社、英国大手の Powergen 社を次々に買収し、EU 域内での存在感を高めてきた。E.ON がその後、事業規模を大きく拡大する転機となったのは、2003 年のドイツ最大手のガス会社 Ruhrgas の買収である。これにより、ガスの上流から下流までカバーするバリューチェーンを獲得し、電力についても、その後販売量を大きく伸ばすきっかけとなった(【図表 25-10】)。

E.ON は Ruhrgas の買収後、コア事業を、互いに親和性の高い「電力・ガス」と位置づけ、それ以外の事業(合併前の 2 社が保有していた金属、機械、化学、通信等)からは、相次いで撤退している。

【図表25-9】 E.ON の沿革



【図表25-10】 部門別の売上高推移



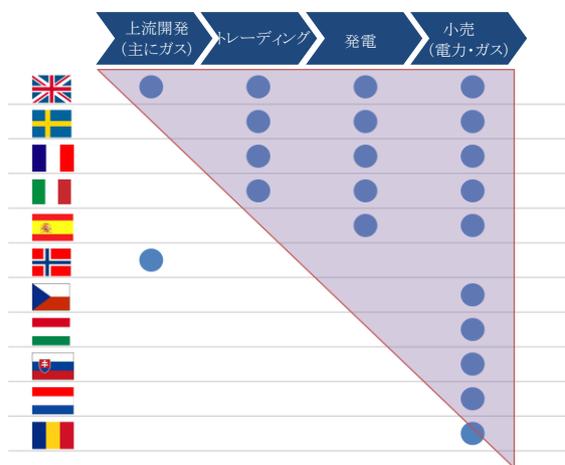
(出所) 【図表 25-9、10】とも、当社 IR 資料等よりみずほ銀行産業調査部作成

E.ONの戦略：
電力とガスのシ
ナジー実現と、そ
れを根子とした海
外展開

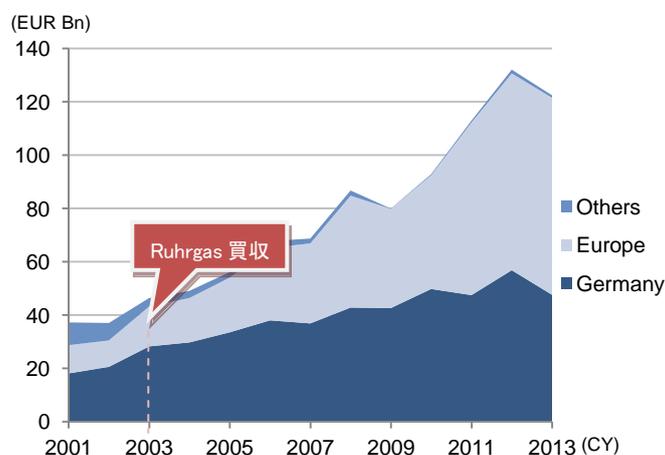
E.ONにとって、Ruhrgasの買収は同社が有するガスの顧客ベースを獲得するだけでなく、電力のバリューチェーンにおいても様々な効果をもたらした。上流部門では、Ruhrgasが保有していた英領北海の天然ガス権益に加え、その後、ノルウェー、ロシアでの権益を取得し、2006年には上流開発で初めてオペレーターとして参画するなど、天然ガスの開発・生産を積極的に進め、発電部門の燃料自給率を高めた。2008年にはトレーディング部門を立ち上げ、Ruhrgasが持っていたガスのトレーディングのノウハウを活かし、電力の燃料調達部門において、リスク管理体制の高度化や、機動的なオペレーションにより燃料の調達方法を最適化する体制を構築した。下流においては、Ruhrgasの買収で拡大した顧客ベースにデュアルフュエル（電力・ガス併給）を提供するなど、小売事業の付加価値向上につなげた。【図表25-11、12】は、E.ONのバリューチェーンにおける海外展開を示したものであるが、同社はRuhrgasの買収を機に主に下流部門での欧州域内の展開を進めてきたことが分かる。電力とガスの一体運営を、販売チャネル拡大のツールとして活用してきたことが推察できる。

今後、火力・原子力を中心とする在来型発電事業から、新エネルギー発電へとエネルギーの転換を迫られる中で、火力発電の燃料としてのガスの重要性は低下する一方、下流部門におけるガス販売は拡大を続けていることから、E.ONにとってガス事業の重要性に変わりはないと考えられよう。

【図表25-11】バリューチェーンにおける欧州展開



【図表25-12】地域別の売上高推移



(出所)【図表25-11、12】とも、IR資料等よりみずほ銀行産業調査部作成

成長戦略として、
ガス事業とのシ
ナジー追求は、
我が国の電力会
社にとって検討す
べき戦略オプショ
ンと考えられる

我が国では、今後、電力の全面自由化による競争の激化が予想される一方、国内の電力需要は、省エネ・人口減少等もあり、長期的に見て大きく伸びることは期待できない。このような状況において本邦電力会社は、縮小均衡に陥らないための戦略が求められており、アジア・新興国で成長する電力需要の取り込みや、総合エネルギー企業への転換を図る中で商品・サービスの多様化と付加価値の向上といった戦略が予想される。その中でも、E.ONのように、

ガス会社の買収を機にガス事業への本格参入を果たし、電力・ガス事業間のシナジーを積み上げることで競争優位性を確保するといった動きは、本邦電力会社にとっても検討すべき戦略オプションとなろう。例えば、小売部門では、デュアル燃料化による使用料金の請求事務のワンストップ化で顧客利便性を訴求できると考えられるほか、今後、ガスシステム改革の進展により規制緩和が進めば、LNG 基地やパイプラインの戦略的な活用により、大口ガス需要の取込みが期待できる。上流では、発電需要にガス販売需要が加わることで燃料調達におけるバーゲニングパワーの向上や、ガスのトレーディング機能を強化することで燃料調達におけるリスクコントロールや最適化を図るといった効果が期待できよう。

足許では、原発の再稼働、電力システム改革など、電力業界を取り巻く環境は不透明感が増す中、これらの課題の向こうにある「次」を見据えた成長戦略と、それを実現するための競争優位性をどのように確保していくか、今後の電力業界の動向に注目したい。

（資源・エネルギーチーム 篠田 篤／山本 武人）

atsushi.shinoda@mizuho-bk.co.jp

takehito.yamamoto@mizuho-bk.co.jp

©2014 株式会社みずほ銀行

本資料は情報提供のみを目的として作成されたものであり、取引の勧誘を目的としたものではありません。本資料は、弊行が信頼に足り且つ正確であると判断した情報に基づき作成されておりますが、弊行はその正確性・確実性を保証するものではありません。本資料のご利用に際しては、貴社ご自身の判断にてなされますよう、また必要な場合は、弁護士、会計士、税理士等にご相談のうえお取扱い下さいますようお願い申し上げます。

本資料の一部または全部を、①複写、写真複写、あるいはその他如何なる手段において複製すること、②弊行の書面による許可なくして再配布することを禁じます。