

DBJ Research Center on Global Warming  
Discussion Paper Series No. 54 (12/2015)

## イタリアの電力価格高騰と産業構造変化

野村 浩二

本論は、執筆者個人の暫定的な研究（内容、意見については執筆者個人に属するもの）であって、関心ある研究者との議論等のために作成されたものである。

# イタリアの電力価格高騰と 産業構造変化

慶應義塾大学

野村浩二<sup>†</sup>

2015年12月

## 概要

欧州諸国では2000年代に入って電力価格が倍増している。電力の価格上昇は電力再編と段階的自由化に伴って進行し、とくにイタリアの産業用電力価格は2014年には日本の1.7倍、米国の4.7倍もの水準にまで高騰した。2014年2月に誕生したマッテオ・レンツィ政権が大きく政策転換をするまで長期にわたり価格高騰が放置されてきている。本稿では、この間における発電コストの要因分解を通じて価格高騰要因を分析しながら、イタリアの産業構造への影響を考察する。

発電コスト要因分解によれば、イタリアにおける電力価格高騰要因は、世界金融危機の前後で異なる。価格高騰の前半期（1999-2008年）における価格高騰のほとんど（寄与率にして91%）は、天然ガス火力発電への傾斜と天然ガス価格の上昇による燃料費の拡大によるものである。2007年において天然ガス火力のシェアが55%、火力発電全体への依存度が85%にもなるという歪んだエネルギーミックスの姿は、天然ガス価格の高騰による影響をイタリアにおいてとくに増幅させたものとなっている。価格高騰の後半期（2008-2014年）には世界金融危機により天然ガスの価格低下が進行したにも関わらず、それを相殺しながら価格高騰をもたらした要因は太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーに対する負担の拡大である。再エネ支援のための直接的な費用負担（賦課金）と、自然変動電源の導入拡大がもたらす派生的な費用負担（需給調整費）によって、卸電力価格は低下しながらも購入者価格では上昇するという乖離を生じさせている。

イタリアにおけるこうしたエネルギー政策のもたらした電力価格高騰は、産業用電力価格を突出して高いものとし、産業構造に対しても有意な負の影響を与えていることが見出される。簡易な試算によれば、それはイタリア経済に対して年率0.14%ほどのマイナス要因である。2000年以降、主要国の中でもっとも低い経済パフォーマンスとなったイタリア経済における、大きな停滞要因であったと考えられる。イタリアにおける歪んだエネルギーミックスの姿は、段階的に進められた電力とガスの自由化のもと、民間発電事業者やコジェネの導入など分散的な意思決定により実現したものである。電力価格における国際格差を判断指標として、さまざまな不確実性を考慮しながら、自由化と政府による計画との有効な結合が重要である。

<sup>†</sup> 野村浩二（慶應義塾大学産業研究所 准教授）。本調査研究でのデータ・文献調査の収集整備においては明石直之君（産業研究所 研修生）・白根啓史氏（産業研究所 共同研究員）、イタリア電力ガス規制機関（AEEG: Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas）への問い合わせには浅野寧子氏（APO: Asian Productivity Organization）の協力を頂いている。

## 1 はじめに

福島第一原発事故後、高い安全性を追及した新規制基準への適合のための努力が継続されながらも、稼働を止めた原発を補うため、日本経済は火力発電への依存を高めてきている。震災前に6割ほどであった火力発電シェアは、2013年度には88.3%まで上昇し、2014年度も87.8%と火力に依存する状況が続いている<sup>1</sup>。こうした火力発電への傾斜は日本の天然ガスの輸入におけるプレミアムを生じさせ、より高い価格での購入を余儀なくされる状況を作りだしている(3.2節の図10)。また2012年7月に導入されたFIT(再生可能エネルギーの固定価格買取制度)によって、再エネのシェアは太陽光発電を中心として拡大してきたものの、FIT賦課金によるコスト負担も急速に拡大し、2015年度の買取費用は1.8兆円、賦課金による負担でも1.3兆円に達する見込みである。こうした要因によって、震災前に比して電力価格はすでに30-40%ほど上昇している<sup>2</sup>。電力価格上昇の抑制は、日本の経済成長において重要な課題となっている。

2015年1月末、経済産業省は長期エネルギー需給見通し小委員会を設置し、2030年におけるエネルギーミックス(電源構成)の姿についての議論が開始された。7月には新しいエネルギーミックスの姿が示されたが、その検討において重視された視点として、自給率の改善と温室効果ガス排出抑制に加え、電力価格上昇の抑制が明示的に組み込まれるものとなっている。2030年における電力コストを現状よりも引き下げるという目標のもとに、今後の原発再稼働などによる燃料費の抑制分を原資として、再エネの最大導入を図ることが追及された。積極導入こそが価格低下をもたらすといったようなユートピアに陥らず、条件付きの最大化として再定義された再エネ支援のあり方は、本年9月に設置された再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会での議論へと引き継がれている。そこではコスト効率的な再エネ支援が強く意識され、12月にはFIT法の改正に向けての報告書が取りまとめられた。来年には、FIT改正法案が検討される見通しとなっている。

高い電力価格に直面した経済において、もし電力節約的な技術が安価で利用可能であり、省エネ機器の購入などに要する費用を省エネの実現による電力コストの減少によってある程度相殺しうるのであれば、経済成長に対する悪影響は限定的であるかもしれない。それは第一次オイルショック直後の日本経済や、現代の中国に近い状況である。しかし長期にわたり高いエネルギー価格に直面し、相対的に高いエネルギー生産性を実現してきた日本では、今後のさらなる電力価格上昇の影響を1970年代の経験との対比で捉えることは困難である。2012年、震災後初めての電源構成に関するシナリオを提示した民主党政権下のエネルギー・環境会議においては、脱原発・縮原発による電力価格への影響とその経済評価がおこなわれている。そこでの複数のモデル試算では、原発へ依存せずに野心的な温室効果ガス目標を持ついずれのシナリオにおいても、2030年における電力価格は倍増せざるを得ないことを示すものとなっている(RITE, 2012; 野村, 2012)。そのもとでは、自然体ケースに比して、2030年における日本経済の実質GDPは1.3%から2.6%下落すると試算されている(野村, 2012)。

<sup>1</sup> 電気事業連合会資料(2015年5月22日)。

<sup>2</sup> 2015年5月には(2011年3月に比して)産業用特別高圧電力で53.9%の上昇となり、産業用高圧電力45.6%、業務用高圧電力40.0%、低圧電力25.9%など、産業・業務用の集計的な電力価格では43.4%の上昇となった。なおその後には燃料費の低下により、11月までに10%ほど電力価格は低下している(日本銀行 国内企業物価指数)。

現在では、電力価格高騰による経済的影響をこのようなモデル試算ではなく、現実の経済に観察することができる。21世紀に入り、欧州各国では電力価格は軒並み倍増した。1990年代以降の最安値から比較すれば、食費・エネルギー費を除く消費者物価指数(コアコアCPI)によって除した産業用電力価格によっても、ドイツでは2.58倍(2000–2014年)、イタリア2.32倍(1999–2014年)、イギリス2.27倍(2003–2014年)、フランス2.15倍(2006–2014年)にまで高騰している(第2節の表1)。現在の価格水準でみたとき、主要国においてとくに突出した電力価格となっているのはイタリアである。2014年の産業用電力価格では、日本の1.7倍、米国の4.7倍もの水準となった(第2節図2)。イタリアにおける高騰した電力価格は、近年になってようやく政策転換へと向かうまで<sup>3</sup>、高いまま放置されてきた。

2000年代からのイタリアにおける電力価格高騰要因とその経済的影響を観察することは、日本における電力価格高騰のもつ経済的リスクの評価、そして将来の電源構成のあり方の検討において重要な示唆を与えるものとなる。本稿では、はじめに第2節において主要国における電力価格の変化と国際価格差について簡潔に整理をおこなう。第3節では2000年代に入ってからイタリアの電力価格高騰期における発電コストの要因分解をおこないながら、価格高騰をもたらした要因について検討をおこなう。第4節では、そうした電力価格高騰による産業構造への影響を考察する。第5節を結びとする。

## 2 主要国における電力価格

欧州5か国および日米両国における、1970年代後半から現在までの産業用電力価格の長期推移を示したものが図1である<sup>4</sup>。1980年代初めから1990年代後半までは、いずれも電力価格はCPIに対して低下する傾向にあるが、2000年代に入り、欧州各国では軒並み電力価格が上昇へと転じる転換期を迎えている。イタリアでは2000年より急速な上昇へと転じた。イタリアの電力市場における転換点は、EUの電力自由化指令が国内法化された1999年3月のベルサーニ政令の制定である。一企業による電力輸入と発電部門での市場シェアは50%に上限が設定され、それまで発送配一貫の電力供給をおこなってきたENEL(Ente Nazionale per l'Energia Elettrica: 全国電力公社)は1500万kW相当の発電設備の売却を義務付けられながら、持ち株会社へと移行する電力再編と段階的自由化が推進されている。2007年には小売も全面自由化されるなど、イタリアにおける電力価格高騰は自由化の進行とともにあった。

イタリアと同様な価格上昇は、タイムラグはあるもののEUとして政策上の軌を一にする欧州各国に見出される。図1のように、ドイツでは2001年、英国では2004年、そしてフランスでは2007年より上昇へと転じている。欧州国における例外はスイスである。同国では水力と原子力とに発電のほとんどを依存しており、近年において価格上昇が見出されるものの、その上昇幅はわずかなものにとどまっている<sup>5</sup>。米国においても、この四半世紀の電力価格はCPIとほぼ同等の上昇率に維持されている。家計および産業に対する安価な電力供給は、米国における重要な政策ターゲットとして認識されており、米国エネルギー省情報局(US EIA、

<sup>3</sup> 2014年2月に任命されたマッテオ・レンツィ首相は、イタリアにおけるビジネス環境を改善するための改革策を示し、長期にわたる補助金につぐ補助金で放置されていた電力価格上昇を抑制する方向を明示している。The Wall Street Journal(2014)は、イタリアには数々の経済問題があるとしながらも、同国における電力価格高騰はもっとも重要でありながら、ほとんど議論されないまま放置されていたと指摘している。

<sup>4</sup> IEA Energy Prices and Taxes Statistics(OECD iLibrary)およびOECD.Statより作成。比較のため各国CPI(食費・エネルギー費を除くコアコアCPI)で基準化し、1990年値を1.0とした価格指数(各国通貨建て)によっている。

<sup>5</sup> 2012年において発電量のうち水力と原子力で94%(それぞれ57.6%と36.4%)を占めている。

2014) による将来見通しにおいても、2012–25 年において年率 0.2%、2025–40 年では年率 0.6% の上昇とわずかな価格上昇を想定するに留まっている<sup>6</sup>。

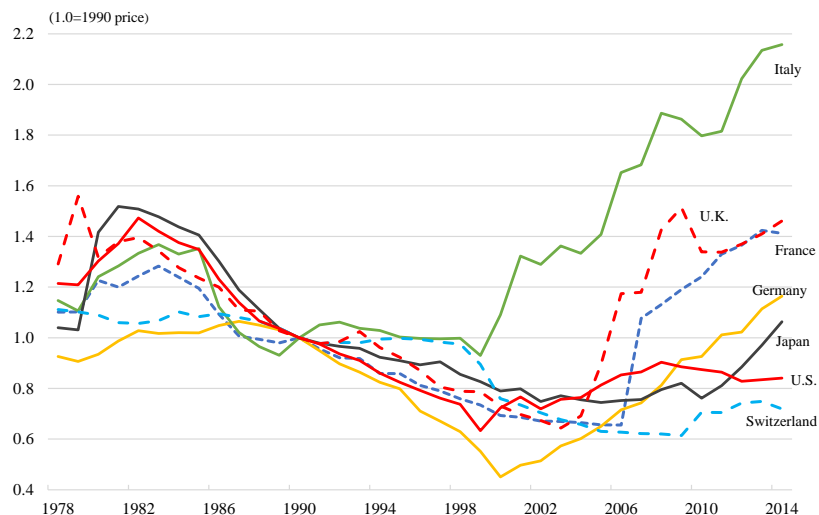


図 1：主要国における産業用電力価格の推移, 1978–2014 年

1990 年代以降の各国における産業用電力価格における最安値に対する、2014 年時点における価格指数を比較したものが表 1 である。最安値となる年次 (表 1 での T) は各国で異なり、各国通貨建てによる名目価格と実質価格の 2 つが示されている。CPI による一般物価上昇を差し引いた実質価格 (表 1 の右段; 図 1 に対応) では、イタリアは最安値となる 1999 年から 2014 年に 2.3 倍へと上昇している。こうした変化率はイギリス、ドイツ、フランスとほぼ同じ水準である。しかし電力の名目価格 (表 1 の左段) では、イタリアでの価格上昇は他国を大きく上回り、1990 年から 2014 年までの四半世紀近くの間、4.1 倍にまで上昇している。

表 1：主要国における産業用電力価格指数

	電力価格				電力価格/CPI			
	2014/T				2014/T			
	(T)	1990/78	2000/90	2014/00	(T)	1990/78	2000/90	2014/00
Italy	4.09 (1990)	3.20	1.60	2.56	2.32 (1999)	0.87	1.09	1.98
Germany	3.07 (2000)	1.55	0.58	3.07	2.58 (2000)	1.08	0.45	2.58
U.K.	2.80 (2003)	2.01	0.92	2.56	2.27 (2003)	0.77	0.73	2.00
France	2.45 (2002)	2.10	0.83	2.45	2.15 (2006)	0.91	0.69	2.04
Switzerland	1.17 (2005)	1.35	0.94	1.01	1.17 (2009)	0.61	0.90	0.76
Japan	1.40 (2005)	1.35	0.87	1.29	1.43 (2005)	0.96	0.79	1.35
U.S.	1.78 (1999)	1.70	0.97	1.52	1.33 (1999)	0.82	0.72	1.16

出典：IEA Energy Prices and Taxes Statistics (OECD iLibrary)および OECD.Stat. 定義：各国において 1990–2014 年の期間における最安値となる年次を T として設定。各国通貨建て価格。

2000 年代からの電力価格高騰における上昇率は欧州諸国で類似しているが、電力価格の国際格差としては大きく異なっている。図 2 は産業用電力消費における平均単価の国際比較 (年

<sup>6</sup> 米国におけるこうした将来見通しは IHS Global Insight でも同様であり、電力価格の上昇率は 2012–25 年において年率 1.1%、2025–40 年では年率 0.5% と想定されている。米国環境保護庁 (Environmental Protection Agency, EPA) は CO<sub>2</sub> を含む温室効果ガスを大気浄化法 (Clean Air Act) における大気汚染物質として位置づけ、2014 年 6 月には既設発電所における CO<sub>2</sub> 排出に対する規制を発表している。しかし、こうした動きから米国においても CO<sub>2</sub> 排出費用が電力価格へと内部化されるように変化していくかは、現段階では不透明である。

平均為替レートによる米国ドル価格評価)として、2000年から2014年にかけての順位の変化を示している<sup>7</sup>。統一通貨ユーロの誕生まもなく、2000年においてすでに、イタリアの産業用電力価格はドイツやフランスよりも2倍以上高い水準にある。当時ドイツの電力価格は米国をも下回る水準にあり(後述のように、産業に対して家計は3倍近い負担を担っていた)、2000年代の同国における価格高騰によっても、2014年には依然として日本の水準(18.8セント/kWh)をわずかに下回る価格(17.9セント)に抑制されている。イギリスおよびフランスもまた、2000年代の価格高騰によっても日本の価格を下回る水準である。それに対し、イタリアでは2014年には32.8セントとなり、日本(18.8セント)および米国(7.0セント)の水準のそれぞれ1.7倍と4.7倍にまで高騰した<sup>8</sup>。

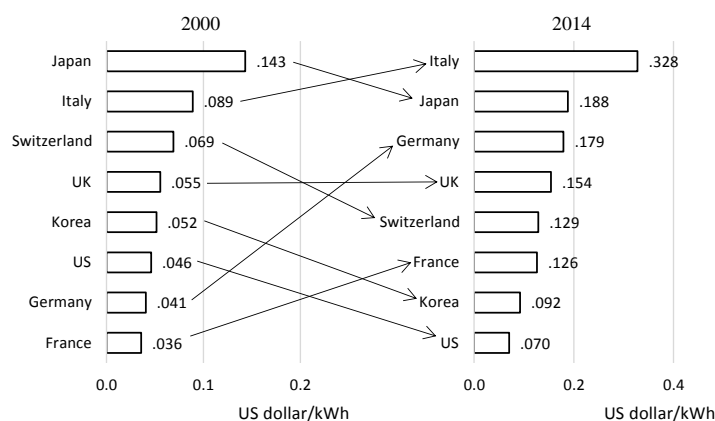


図2：産業用電力価格の国際格差, 2000年と2014年

米国では産業用電力価格は州によって数倍の格差があり、相対的に安価なテキサス州などで電力多消費産業の集約が見られる<sup>9</sup>。電力多消費的な製造業でみれば、現実にはイタリアでは米国に比して、4.7倍(図2)を上回る電力価格差に直面した競争を余儀なくされているかもしれない。電力消費における価格差は、シェールガスの利用などの天然資源の賦存状況などにも起因するが、環境外部費用の考慮などの差異による電源構成の相違、発電効率における格差、あるいは再生可能エネルギー支援のあり方など、エネルギー政策上の相違に大きく依存している。

図3は家計用の電力価格における国際格差を示している。ドイツにおける家計負担は2014年においては39.5セント/kWhと突出し、イタリアと日本をそれぞれ29%と56%上回る<sup>10</sup>。

<sup>7</sup> IEA Energy Prices and Taxes Statistics (OECD iLibrary)および OECD.Stat に基づき作成。韓国のみ2014年 Korea Energy Economics Institute, Yearbook of Energy Statistics 2014, vol. 33 (December 2014)に基づく2013年のデータを利用。

<sup>8</sup> The Wall Street Journal (2014)は、他のEU諸国に比してイタリアでは、消費者にかかる税や賦課金、原発の廃止のためのコストなど非常に高いことを指摘し、仮にこれらの負担がEU平均に等しいものであれば、2014年時点においてEUの平均電力価格を35%上回っている同国の電力価格は、17%上回るほどにまで抑制されるとしている。

<sup>9</sup> 2014年におけるテキサス州の産業用電力価格は6.16セント/kWhであり、50州の中で12番目に安価な価格である。最も安いのはワシントン州の4.32セント/kWhであり、一方で最も高い電力価格はハワイ州の30.22セント/kWh、もしくは北米地域に限定すれば、アラスカ州の15.66セント/kWhとなり、州間で大きな価格差が存在している(米国エネルギー省情報局(EIA)のホームページ(<http://www.eia.gov/electricity/>)より)。

<sup>10</sup> ドイツではFIT賦課金の拡大を反映して、日本の家計消費価格を上回るものとなったのは2004年である。統一通貨ユーロにより、本来の実力よりも過小評価されている為替レートを背景にして、2000年代のドイツ経済は比較的に順調であった。しかしFITは若年低所得者から高所得者へと所得移転をもたらす制度として批判があり、所得分配における歪みは顕在化している(『再生可能エネルギーの光と影～澤昭裕が見たドイツ・スペインの現実～』BS

ドイツは、2000年に再生可能エネルギー法（EEG, Erneuerbare Energie Gesetz）によってFITを導入している。その制度のもとでのEEG賦課金は2000年の0.13ユーロセント/kWhから、2013年には5.28ユーロセント、2014年には6.24ユーロセントへと拡大した<sup>11</sup>。2013年ではEEG賦課金は産業用電力価格の35%を占め、この間の価格上昇分のおよそ半分を説明する要因となっている。しかし電力価格高騰への不満の高まりから、2012年のEEG法の法改正によって、電力多消費産業に属する一定の条件を満たす企業では負担軽減措置を受けることができ<sup>12</sup>、産業の平均価格（図2）はその軽減措置を含んだものである。

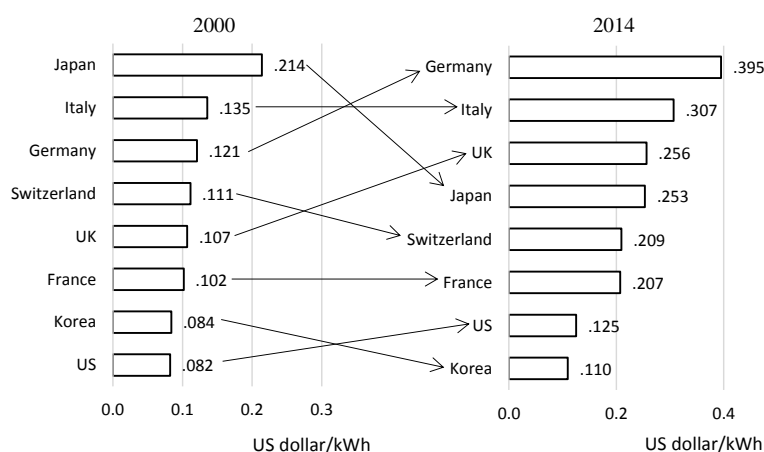


図3：家計用電力価格の国際格差, 2000年と2014年

産業向け価格を1とした家計向け価格の格差指数（図4）では、2014年においてドイツは2.2と、主要国の中でもっとも産業保護的であり、電力多消費産業を優遇しながら家計がその負担を担う電力価格の構造になっている<sup>13</sup>。ただし、そうした傾向のあるドイツにおいても、2000年代の価格高騰をすべて家計に負わせることはできず、2000年の家計負担傾斜率の3.0からは縮小を与儀なくされている。この間における相対的な家計負担の縮小は、スイスを除くすべての国に共通した傾向となっている。

ドイツの産業保護的な電力価格とは対比的に、イタリアは家計保護的ともいえる政策を採用している。イタリアでは2007年に家庭部門まで小売全面自由化されたものの、その後も家計や小口需要家の多くが規制料金を選択したため、国有企業であるAU（Acquirente Unico: 単一購入会社）が依然として全国一律の価格での販売を継続している。AUによる規制料金需

フジ, 2015年3月28日)。

<sup>11</sup> 東京海上日動リスクコンサルティング(2015)より。なお、「政府系研究機関であるドイツ・エネルギー機関(DENA)のコーラー専務理事は2013年8月20日、地元紙とのインタビューの中で再生可能エネルギー法(EEG)を早期に改正しなければ、今後は年間計900万kWに及ぶ風力発電と太陽光発電が系統に接続する状態が続き、EEGの賦課金が毎年1.5ユーロセント(約1.95円)/kWh増加していくとの見通しを示した。」(電気事業連合会)。しかし、2014年8月のEEG法の法改正では、過大な買取価格の引き下げ、自家消費に対するボーナス制度の広範囲な打ち切り、大規模需要家への負担軽減額の縮小などの見直しがおこなわれており、2015年のEEG賦課金は6.17ユーロセント/kWhとわずかながらも2000年の制度導入より初めて減少した。

<sup>12</sup> 2012年法改正では、EEG賦課金が軽減されるためには、製造業あるいは鉱業・砕石業の活動において年間に1GWh以上の電力を消費する企業で、総生産額に占める電力コストが14%以上である必要がある。ドイツのエネルギー・水管理事業者協会(BDEW)によればそれは同産業における企業のうちの4%に留まるが、電力消費量では同産業の39%に相当するという(田中, 2014)。

<sup>13</sup> 欧州委員会は改正されたEEG法による減免措置が公的補助にあたり、EU競争法に抵触しているとして2013年12月に審査手続きを開始している(海外電力調査会資料, 2014年2月28日)。

要家に対する販売では価格上昇が抑制される傾向にあり、市場価格との乖離分は電力需要家が広く負担している。イタリアにおける家計負担傾斜率は 2000 年以降も低下を続け、2011 年には 1.0 を下回り (平均的には産業用価格よりも家計用価格の方がむしろ安価となり)、2014 年では 0.95 となるまで家計への保護的な価格付けとなっている<sup>14</sup>。

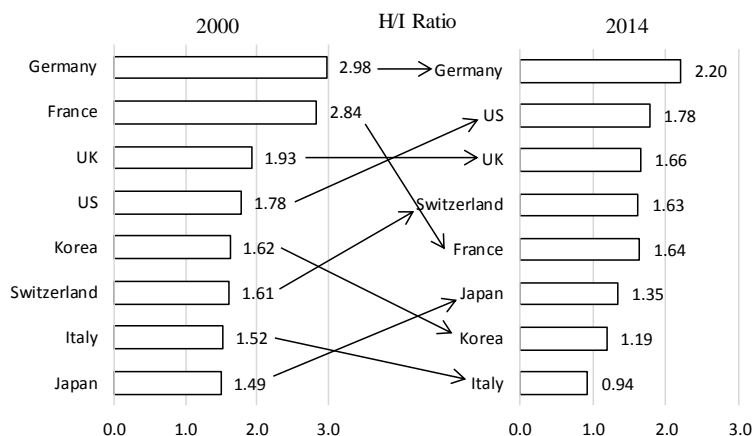


図 4：家計負担傾斜率の国際比較, 2000 年と 2014 年

### 3 イタリアの電力価格高騰

#### 3.1 発電コストの要因分解

イタリアにおける電力価格高騰の要因分解のため、部分的ながらも資料が入手できる家計消費における電力価格を対象として、費用項目の細分化をおこなう。表 2 は本稿で分割推計をおこなう費用項目の定義と、利用するデータの出所および推計方法の概要などを整理したものである。

電力価格の費用分割として、基準となるデータは AEEG (Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas: 電力ガス規制機関) による年次データであり、ここでは 2004 年以降について一般的な家計モデル (電力容量 3kW 年間消費電力量 2700kWh) の電力価格と、それを構成する 1.調達費、2.ネットワーク費、3.システム費 (賦課金など) および 4.税の大きく 4 つの費用項目が分離されている。イタリアにおける価格高騰時期と適合させるため、この 4 つの費用項目と石油、石炭、天然ガスそれぞれの燃料費に関しては、2003 年以前に関して IEA 統計等を用いながら遡及推計をおこなう。また本稿での考察のため、2004 年以降において、とくに 1.調達費に関しては AEEG の Annual Report に掲載されている断片的なデータ<sup>15</sup>や貿易統計、AEEG の ARG (四半期の決議) における需給調整や保護需要家料金を維持するための費用データなどにより、費用項目の細部を明確にするための分割推計をおこなっている<sup>16</sup>。またシステム

<sup>14</sup> 2015 年現在、家庭用需要家の 75%、小口業務用需要家の 60%に規制料金が適用されている。ただし競争法案が下院財務・生産活動委員会を通過したことで、イタリアの規制料金需要家は 2018 年までに自由化市場に移行する見通しとなった (電気事業連合会海外電力関連 トピックス情報 2015 年 9 月 16 日)。

<sup>15</sup> AEEG-AR および Schiavo (2006) では、発電コストのうちの燃料費の推計値が示されている。AEEG への問い合わせによっては 2004 年以降での同様な推計値はなく、2003 年値をベンチマークとする延長推計値によっている。

<sup>16</sup> ここでは輸入電力  $E_M$  のうちの 10%は卸電力市場を介して取引されると仮定して、電力消費総量  $E$  は国内発電分  $E_D$  (国内総発電量から所内消費電力、揚水発電用電力、輸出電力、送配電損失電力を除いたもの) との合計としている ( $E = E_D + 0.1E_M$ )。電力調達費のうちの 1.1 発電費 ( $P_E$ ) は、国内発電分と (卸市場で取引される) 輸入電力と



費は 3.1 太陽光向け、3.2 その他再エネ向け、3.3 同質資源向けの 3 つの賦課金と、3.4 その他の社会的費用等に分割する<sup>17</sup>。

表 2：電力価格の費用項目と利用データ

電力価格の費用項目	利用データ	推計年次	備考
購入者価格(1+2+3+4)	AEEG(2004-14), IEA(1999-2014)	全期間	2004年以降はAEEGデータ(1,2,3,4の分割値のみ計上)。2003年以前はIEA Energy Prices and Taxes Statisticsでの家計用電力価格によって適及推計。
1. 調達費: $P_{Supply}$	AEEG(2004-14)	2004年～	2004年以降はAEEGデータ。
1.1. 発電費: $P_E$	AEEG-ARG(2004-14)		2004年以降はAEEG-ARG(四半期ごとの決議)より年平均値を算定。
1.1.1. 燃料費: $P_{Fuel}$	AEEG-AR(1999-2003)		2003年以前はAEEG-AR(Annual Report)およびSchiavo(2006)。2004年以降は下記推計値の積算値(A+B+C)。
1.1.1.A. 石油: $P_{Oil}$	IEA(1999-2014), 貿易統計(1999-2014), Terna(1999-2014)	全期間	発電における各燃料単価をENELおよび経済開発省データ(欠損値を貿易統計)、消費量をTerna (SpA Dati Statistici sull' energia elettrica in Italia)から、消費額を推計。1999-2003年ではAEEG-ARの燃料費を制約にして分割推計。2004年以降は、2003年値の補正率を適用。
1.1.1.B. 石炭: $P_{Coal}$			
1.1.1.C. 天然ガス: $P_{Gas}$			
1.1.2. 固定費等: $P_{Fixed}$	---	2004年～	差分により定義(=1.1-1.1.1-1.1.3)。
1.1.3. 輸入電力費: $P_M$	貿易統計(1999-2014)	全期間	電力輸入額の10%が調達費に含まれていると想定して算定。
1.2. 需給調整費: $P_{Disp}$	AEEG-ARG(2004-14)		2004年以降はAEEG-ARG(四半期ごとの決議)より年平均値を算定。
1.3. マーケティング費: $P_C$	AEEG-ARG(2008-14)	2004年～	わずかながら2004-07年はネットワーク費に含まれるため、電力価格のほぼ一定率で固定。
1.4. 平準化費: $P_{eq}$	AEEG-ARG(2004-14)		2004年以降はAEEG-ARG(四半期ごとの決議)より年平均値を算定。
2. ネットワーク費: $P_{Network}$	AEEG(2004-14)	2004年～	2004-07年では、上記1.3のみ調整。
3. システム費: $P_{System}$	AEEG(2004-14), IEA(1999-2014)	全期間	2004年以降はAEEGデータ。2003年以前はIEA Energy Prices and Taxes Statisticsでの家計用電力価格に賦課される税を補助系列にして適及推計。
3.1. 太陽光賦課金: $P_{Pv}$	AEEG-AR(2005-14)	2005年～	2005年以降はAEEG-AR(Annual Report)。
3.2. その他再エネ賦課金: $P_{Ren}$			
3.3. 同質資源賦課金: $P_{AS}$			
3.4. その他社会的費用等: $P_{Social}$			
4. 税: $P_{Tax}$	AEEG(2004-14), IEA(1999-2014)	全期間	2004年以降はAEEGデータ。2003年以前はIEA Energy Prices and Taxes Statisticsでの家計用電力価格に賦課される税によって適及推計。
4.1. 付加価値税: $P_{VAT}$	---		電力価格(=1+2+3+4.2)に対する付加価値税率(10%)より算定。
4.2. 物品税: $P_{Excise}$	---		差分により定義(=4-4.1)。

出典：著者作成。定義：一般的な家計モデル（電力容量 3kW 年間消費電力量 2700kWh）における電力価格の費用項目に関する分解。

表 2 に基づく分割推計によって、イタリアの一般的な家計の購入する電力価格の費用項目について、1999 年から 2014 年までの時系列推移を示したものが図 5 である。期間中の年次によって細分割の有無による分類の差異はあるものの、観測期間における電力価格高騰要因として、大きく 2008 年を境とした前後の期間に区分することができる。その前半期（1999–2008 年）においては、電力価格高騰のほとんどは天然ガス火力の拡大と天然ガス価格の高騰による燃料費上昇が主要因である。また後半期（2008–14 年）では、化石燃料価格の低下により燃料費が下落しながらも、全体としての消費電力価格を押し上げた要因は、再エネ支援のためのコスト負担の拡大である。

の複合財価格として  $P_E = (E_D/E)P_D + (0.1E_M/E)P_M$  によって定義している。右辺第一項は国内発電における 1.1.1.燃料費と 1.1.2.固定費等とに分離されるが、AEEG 資料による  $P_E$  から、第二項（輸入電力費の貢献分）と燃料費の推計値を除いた残差によって固定費等を定義している。

<sup>17</sup> イタリアではさまざまな付加的な費用を賦課金（コンポーネント）として電力需要家から徴収しており、社会的コストを賄うコンポーネント A のうち、A3 が再エネ賦課金である（日本エネルギー経済研究所, 2012）。ここではそれ以外の A2:原子力発電所の廃炉費用および使用済み核燃料の最終処分費用、A4:社会的弱者を救済するための費用、A5:エネルギー研究開発費、A6:電力市場導入時に企業が負担した費用、A5:障害のある顧客のための費用をまとめて 3.4 としている（コンポーネント A1 は既に廃止）。

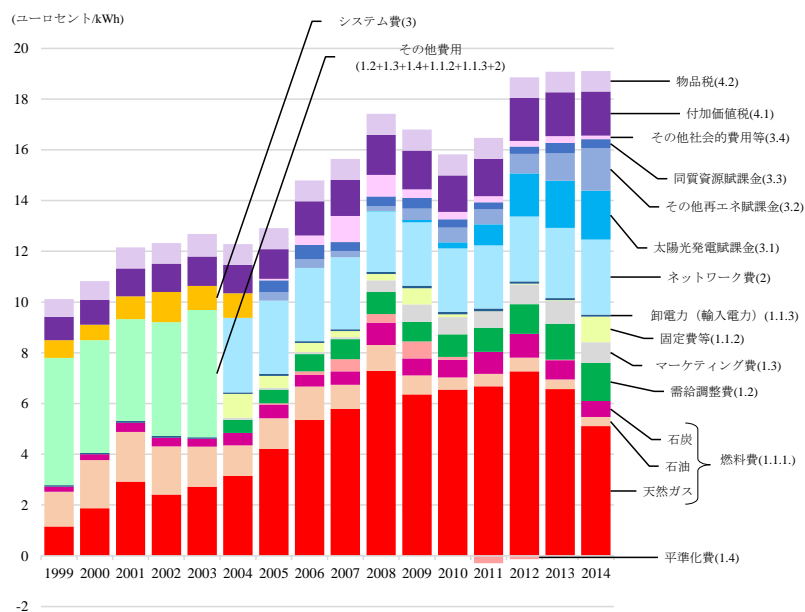


図 5：家計用電力価格の費用項目推計, 1999–2014 年

前半期（1999 年から 2008 年まで）の電力価格高騰における、要因別の寄与度を分解したものが図 6 である<sup>18</sup>。この期間、石油火力の減少や天然ガスの拡大による固定費（「その他の費用」に含まれる）の縮小もあるものの、家計の電力消費価格における上昇率のほとんど（91%の寄与率）は、天然ガスの燃料費拡大によるものである<sup>19</sup>。イタリアは、なぜ天然ガスの価格上昇を直接に受けるようなエネルギーミックスを構築するに至ったのか、次節ではこの間におこった天然ガス発電への傾斜の要因について考察する。

<sup>18</sup> 構成要素（コストシェア）においては大きな変化を伴うため、寄与度の計算ではウェイトの基準とする年次によって大きな乖離が生じうる。ここでは各年次におけるウェイト変化を反映した費用項目として分解するため、各年次  $t$  における費用バランス ( $P_t = \sum_i P_{i,t}$ ) のうち、それぞれの費用項目の対数成長率を（連続する二時点の）平均名目ウェイトを乗じたものによって寄与度を計算し、その費用項目別の寄与度の合計によって電力価格の上昇率を再定義している ( $\ln(P_{t+1}/P_t) = \sum_i 0.5(P_{i,t}/P_t + P_{i,t+1}/P_{t+1})\ln(P_{i,t+1}/P_{i,t})$ )。

<sup>19</sup> 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ, 2013) は、イタリアにおける電力価格の要因分解を通じて、「2008 年以降の電気料金低下が燃料費の減少によるものである」としながらも、「全般的なイタリアの電気料金の上昇傾向は燃料費で説明困難」であり、「2003 年イタリア大停電以降、発電設備の増強や国外との連携強化等の設備増強に取り組んでいたこともあり、全体的な供給費用の増加に繋がったと推測」するなど (p.40)、本稿での要因分解とは正反対の帰結を導いている。しかし、IEEJ (2013) は 2003 年の発電における燃料費を 1.2 ユーロセント/kWh と推計しているが、それは AEEG による燃料費 4.6 ユーロセント/kWh を大きく下回る水準にある。AEEG 推計値のデータ利用可能年次も限られるものの、本稿のように 2003 年値をベンチマーク推計値として利用することでは、2008 年までのイタリアの全般的な価格高騰は、天然ガスの価格上昇によってほとんど説明される。

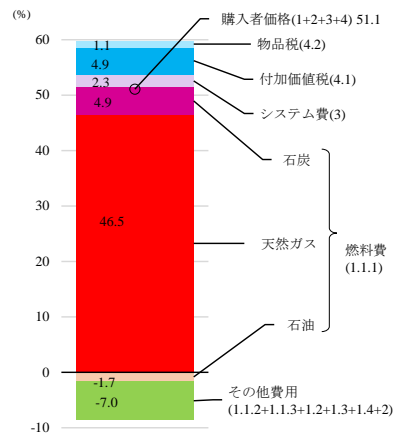


図 6：1999–2008 年の電力価格上昇に対する費用項目別寄与度

### 3.2 天然ガス火力への傾斜

戦後のイタリア経済において、電源構成における急速な変化は 1960 年代と 1990 年代以降に見出される。図 7 は 1963 年から 2014 年までの電源構成における長期推移であり、図 8 はそのうちの石油火力発電と天然ガス発電のシェアの変化を示したものである<sup>20</sup>。1963 年、水力発電に 65%を依存していたイタリア経済では、当時の原油価格の安定を背景として石油火力発電を拡大させてきた。当初 23%ほどであった石油火力による発電シェアは 1960 年代を通じて急速に拡張され、1973/74 年のピークではおよそ 62%に達している。石油火力への依存は、同時代の日本の経験と類似している<sup>21</sup>。そうした石油依存のもとで生じた第一次オイルショックは、1973–74 年には日本経済を戦後初めてのマイナス成長（1.2%減）へと押し下げたが、イタリア経済への影響ではそれを上回りマイナス 2.1%（1974–75 年）のダメージを与えている。

日本とイタリア両国は、原油価格高騰によって経済的に大きなダメージを受けながらも、電源構成におけるその後の転換のスピードは大きく異なる。日本では、1973 年においてほぼゼロであった天然ガスと原子力発電を、1980 年にはそれぞれ 20%と 17%にまで拡大させ、それによって石油火力を 43%に縮小させている。さらに 1990 年には、天然ガスおよび原子力発電をそれぞれ 28%にまで拡大し、石油火力への依存はそれらを下回る水準（26%）へと抑制することに成功した。

対するイタリアでは、そうした転換が遅れ、石油火力は 1980 年でも 57%を占めている（図 8）。石炭火力と天然ガス火力の拡大によっては、1986 年には石油火力への依存を 40%ほどに縮小させたものの、チェルノブイリ事故後（1986 年 4 月）、1987 年 11 月の国民投票での原発廃止決定によって原子力発電はほぼゼロとなり（1990 年にはすべての原発が停止）<sup>22</sup>、1992–93 年には再び 50%を超える発電を石油火力が担うこととなった。

<sup>20</sup> Terna: Dati Statistici Produzione e richiesta di energia elettrica in Italia dal 1883 al 2013 および Produzione lorda di energia termoelettrica tradizionale in Italia dal 1963 al 2013 に基づき作成。

<sup>21</sup> 1973 年度には、日本（一般電気事業者分）では石油火力シェアが 75%にまで拡大した。

<sup>22</sup> イタリアではベルルスコーニ首相のもと、2011 年 6 月には原子力開発の是非を問う国民投票が行われたが、同年 3 月の福島原発事故の影響もあり、94%の反対により原発の再稼働は認められなかった。

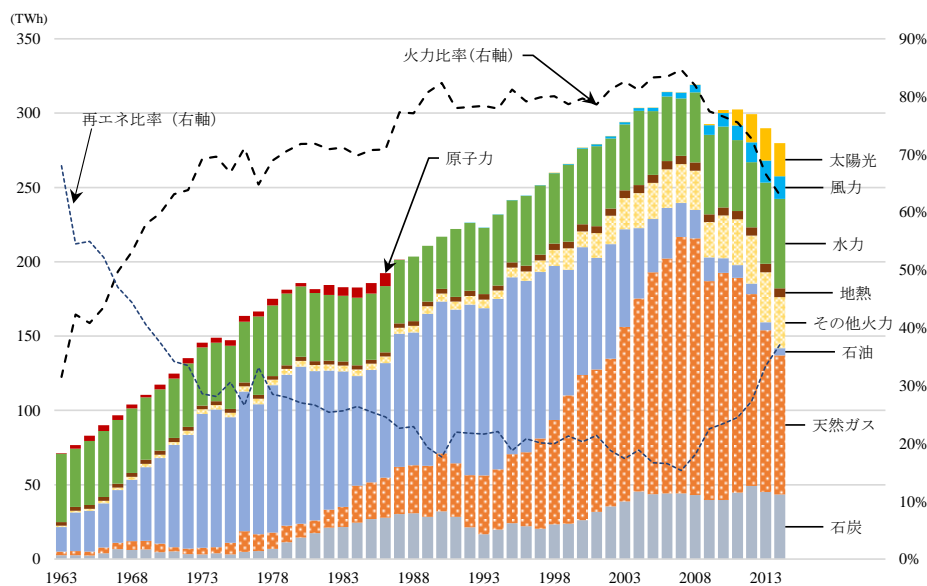


図 7：イタリアの電源構成, 1963–2014 年

石油火力依存からの脱却に失敗したイタリア経済が、ふたたび劇的に電源構成を変えるのは、1990年代後半からの天然ガス発電の拡大である。図 8 にみるように、両者のシェアは 1999 年に逆転した。しかしイタリアにおける石油火力依存度の低下は、火力発電への依存度を下げることなく行われたものである。むしろ火力発電によるシェアは 2000 年代に入ってからも上昇を続け、世界金融危機の始まる 2007 年には 85% に達している（図 7）。そのことは、欧州諸国の中でもとくにイタリアにおいて、とりわけ高い電力価格上昇を余儀なくされたことの布石となっている。

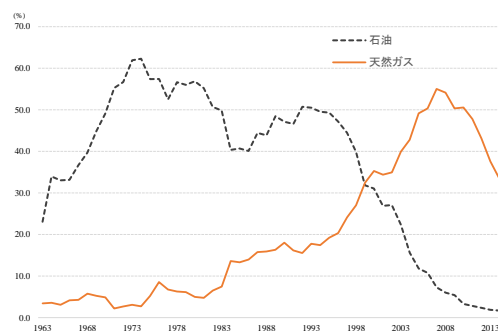


図 8：イタリアの石油火力と天然ガス火力発電のシェア, 1963–2014 年

1990 年代半ば以降、イタリアによる天然ガス発電への急速な傾斜は、長距離パイプラインの整備拡張による、天然ガスの調達先多様化の実現との同時進行によるものである。図 9 はイタリアの天然ガスの輸入相手国のシェアを示している<sup>23</sup>。1990 年代、イタリアにおける天

<sup>23</sup> Eurostat International trade detailed data より作成。

然ガスの調達、そのほとんどをアルジェリアとロシアに依存している。アルジェリア-イタリア間では1983年に地中海横断パイプライン（Transmed pipeline）が完成し、1997年には第二線も建設されている。ロシアからイタリアへのガス供給は、1984年より供給が開始されたロシアのウレンゴイガス田を起点とし、ウレンゴイ-ポマリ-ウージュホロド・パイプライン（Urengoy-Pomary-Uzhgorod pipeline）からTAGパイプライン（Trans Austria Gas pipeline）へと、ウクライナ、ハンガリー、オーストリアを經由してイタリアへと続くパイプラインに依存している。しかし、こうしたアルジェリアとロシアへの依存は地政学的リスクの大きさがイタリアにおける長年の課題であった<sup>24</sup>。

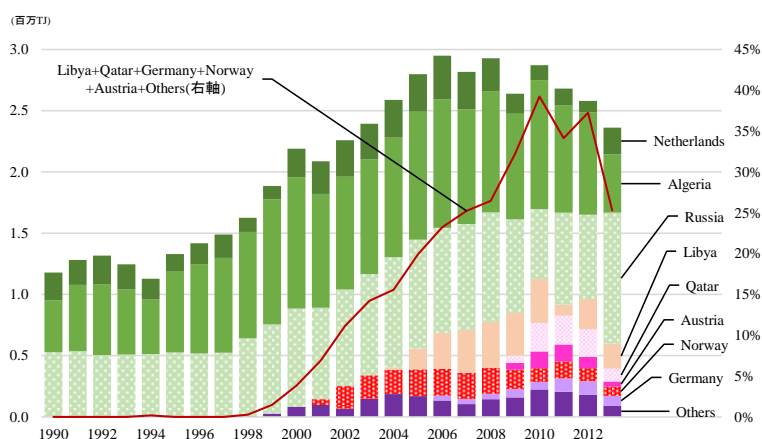


図9：イタリアにおける天然ガスの相手国別輸入量, 1990–2013年

天然ガス輸入における地政学的リスクの緩和に向け、イタリアではガス市場における競争促進とともにパイプラインの整備拡張が進行している。2000年5月、天然ガス市場の自由化に伴い採択されたレッタ法（Letta Decree）では、一社の天然ガス販売量を国内消費量の50%以下に、また一社による送出量も国内消費量の75%以下に制限され、同時に天然ガスの輸送から販売までの各工程を行う企業の分割が決定された。電力市場におけるENELと同様、天然ガス市場を支配していたENI（Ente Nazionale Idrocarburi: 炭化水素公社）や、パイプラインを管理していたSNAM（ENIの子会社）もシェアを制限され、競争促進が図られている。パイプライン整備拡張の促進のためには、新設投資に対してはTPA（第三者アクセス）義務の適用除外措置や<sup>25</sup>、事業報酬率に1-4%のプレミアムが付されるなどのインセンティブが与えられている<sup>26</sup>。

自由化と投資優遇による支援策は、2000年代初めには大きな成果をもたらしている。2000年代前半にはノルウェーで産出したガスをイタリアへ輸送するNord-Estパイプラインが完成し<sup>27</sup>、2004年からはリビアとイタリアをつなぐGreenstreamパイプラインが運用開始している。またオランダからスイスやドイツへつながるTENPパイプライン（Trans-European pipeline）

<sup>24</sup> アルジェリアには他のアフリカ諸国と同様に天然資源の利権を巡る多くの軋轢が存在しており、地政学リスクが指摘されている（North Africa Risk Consulting Inc.）。またロシアとウクライナの間ではガスの供給を巡って度重なるガス紛争が生じており、2009年の紛争では一時的にロシアからウクライナへのガス供給が停止された。

<sup>25</sup> TPA適用除外容量は新規設備容量の80%以上であり、最低20年間のTPA義務が免除される（三菱総合研究所, 2012）。

<sup>26</sup> イタリアでのガス託送料金はAEEGが設定した規制料金であり、定められた既存インフラに対する報酬率に加えて、新設投資でのパイプラインには1-2%、LNG基地施設と地下貯蔵設備にはそれぞれ2%と4%のプレミアムが与えられている（日本政策投資銀行, 2015）。

<sup>27</sup> 森川・石賀・鈴木（2006）。

に接続する Transitgas パイプラインが大幅に拡張され、2003 年にはイタリアへ到達した<sup>28</sup>。1990 年代始めからみれば、パイプラインのネットワークは 3 倍に拡大されている (Honoré, 2013)。

こうしたパイプラインの整備拡張によって、1998–2010 年の間に 80%ほど拡大された天然ガスの輸入はアルジェリアやロシアからの増量によるものではなく、そのおよそ 90%はリビア、カタール、オーストリア、ドイツ、ノルウェーなど多様な調達先の拡大によるものとなった (図 9)。イタリアにおける LNG の輸入は 1 割未満に留まるが、調達における多様化の実現はイタリア経済の重要な成果であると認識され、同国における天然ガス発電への傾斜を支持する主要因となっている。

しかし調達先の多様化は、地政学的リスクを緩和させることでエネルギー安全保障の強化に寄与しようとも、競争を通じて相対的に安価な調達価格を実現することに寄与したものではない。図 10 は各国の貿易統計に基づき、それぞれの天然ガスの輸入価格の実績値を比較したものである<sup>29</sup>。イタリアにおける輸入価格は必ずしも安価ではなく、また世界金融危機後では EU28 の平均値からみても相対的に高い輸入価格に直面していたことが見出される<sup>30</sup>。Take or Pay 条項の付いた長期購入契約などは競争を阻害するものとされたが、イタリアでも依然として長期契約が主であり、それが相対的に高価で購入せざるをえなくなった要因であるとの指摘もある<sup>31</sup>。

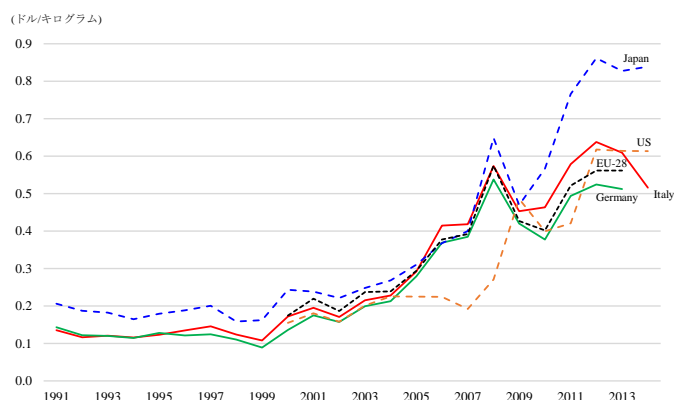


図 10：主要国における天然ガスの輸入価格，1991–2014 年

こうした背景には、天然ガスと原油における高い価格連動のもと<sup>32</sup>、原発や石炭火力などの代替手段をもたずに、火力発電への依存度を高めながら天然ガス発電への傾斜してきたこ

<sup>28</sup> ベルギーの天然ガス系統管理企業 Fluxys のウェブサイトより (<http://www.fluxswiss.com/en>)。

<sup>29</sup> イタリアは Istat-Coeweb (<https://www.coeweb.istat.it/>) より得られるイタリアの貿易統計、その他の国は UN Comtrade Database (<http://comtrade.un.org/>) に基づき作成。

<sup>30</sup> イタリア貿易統計によれば、天然ガスの平均的な輸入価格は調達相手国によって大きな差異はなく、1990 年代から現在まで調達国別の輸入価格はほとんど類似した水準で推移している。

<sup>31</sup> JOGMEC (石油天然ガス・金属鉱物資源機構) (2013)は、近年の原油価格高騰や景気後退に伴うガス需要の減少により、スポット価格が低下しながらも、石油価格に連動した長期契約のガス価格が相対的に高騰するという事態が発生したことが、従来の長期売買契約を行う企業に痛手となったことを指摘している。

<sup>32</sup> 化石燃料のイタリアにおける輸入価格 (各財の輸入価格を輸入価格指数で基準化) の相関係数では、1991–2014 年において天然ガスと原油では 0.974 であり、天然ガスと石炭では 0.816 である。また同期間における天然ガス価格における年次成長率の標準偏差では 0.170 と、原油 (0.209) より小さいものの、石炭 (0.144) よりも大きな変動である。

とで(図7)、価格交渉力としてのイタリアの脆弱性が露呈したものと解されるかもしれない。石炭火力と原発で6割近くの電源を占める、ドイツにおける天然ガス輸入価格を基準とすれば<sup>33</sup>、イタリアの天然ガスの輸入に対するプレミアムは近年では20%ほどと解される。

イタリアにおいては、1990年代以降のパイプラインの整備拡張は天然ガス発電への傾斜を支える要因でありながら、一方では天然ガス発電の拡大自体がパイプライン建設に対する最大の需要要因であった(Honoré, 2013)。当時イタリアが天然ガス発電への依存を高めた背景には、原発停止、コンバインドサイクル技術などの発展、石油火力依存からの脱却、環境意識の高まりに加え、天然ガス価格の見通しにおける過小推計がある。表3は1998年時点に、OECD/NEA(経済協力開発機構原子力機関)とイタリア政府によっておこなわれた、石炭、天然ガス、風力の発電コストの2005年における予測値を示している。OECD/NEAによる多国間比較のための共通仮定による予測値でみれば、割引率を5%とする想定では(1998年当時に予測されていた)2005年における石炭と天然ガスにおける発電コスト合計値での乖離はほとんどなく、むしろ割引率を10%とする想定では、天然ガス火力は石炭火力を下回ると試算されている。イタリア政府が独自に行った推計値においても、天然ガスの発電コスト(5.5セント/kWh)は石炭(6.0セント/kWh)よりも低く試算されている。現実には、それは大きな誤算となった。EU全体における2007年の発電コストでは、天然ガス火力の方が石炭火力に比して50%ほど高コストとなっている(EC, 2008)。

表3：1998年時点における2005年の電源別発電コスト見通し

	共通仮定による試算値						独自仮定による試算値		
	割引率5%想定			割引率10%想定			割引率:12%		
	石炭	天然ガス	風力	石炭	天然ガス	風力	石炭	天然ガス	風力
資本費	1.19	0.60	4.61	2.26	1.11	6.65	2.97	1.43	7.54
運転維持費	0.61	0.26	0.87	0.62	0.26	0.87	0.65	0.27	0.87
燃料費	2.42	3.79	0.00	2.39	3.76	0.00	2.38	3.82	0.00
総計	4.22	4.66	5.48	5.27	5.13	7.53	6.00	5.53	8.42

出典：OECD/NEA Projected Costs of Generating Electricity, Update 1998。単位：米ドルセント/kWh(1996年7月1日の為替レートによる)。なお共通仮定はOECD/NEAによる多国間比較のための共通基準による推計値、独自仮定はイタリアが独自に行った推計値。

OECD/NEA(1998)のこうした発電コストの見通しは、化石燃料価格の予測値に依存したものである。図11は同機関による1998年当時における予測値(点線：2005年と2015年値。中間年次は直線補間値)と、実現した輸入価格を比較している<sup>34</sup>。天然ガスの輸入価格は2000年代初めまでは良い推計値を与えていたものの、2000年代半ば以降は大幅な過小推計となったことを示している。

<sup>33</sup> 2014年におけるドイツの電源構成は、天然ガスへの依存度は9.7%であり、石炭43.7%(うち褐炭24.8%)、原発15.5%、再エネ25.9%である。こうしたバランスを持ったエネルギーミックスによって、ドイツにおける電力価格の短期的な変動は小さなものとなっている(図1)。

<sup>34</sup> 輸入価格は貿易統計(Istat Statistiche Commercio estero)より。予測値は1996年価格であるため、名目の輸入価格をCPIで基準化している。

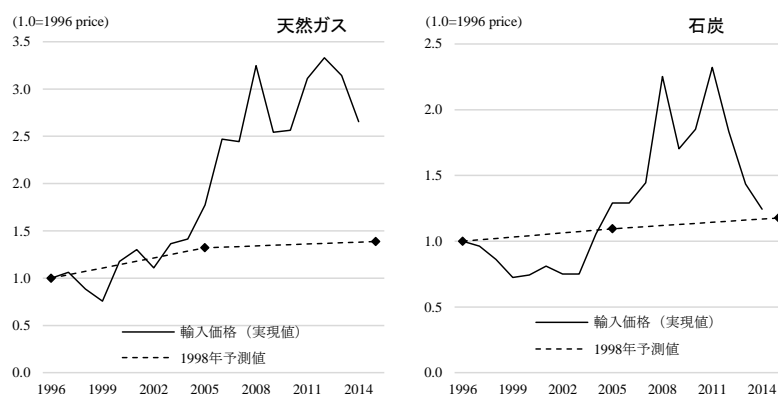


図 11：1998 年時点における化石燃料価格の予測値と実現値, 1996–2015 年

天然ガス火力のシェアが 2007 年には 55%にまで達し、火力発電全体への依存度が 85%にもなるという歪んだエネルギーミックスの姿は、天然ガス価格の高騰による影響を増幅させることとなった。イタリアにおけるバランスを欠いた電源構成は、ENEL や ENI によって独占的ではなく、段階的に進められた電力とガスの自由化のもと、民間発電事業者やコジェネの導入など分散的な意思決定により実現したものであることは留意すべきであろう。自由競争と計画とは相互に反するものではない。Leontief (1966) は「トップマネジメントが直面する問題は、無制限な競争と全面的計画とのどちらかをいかに選択するかということではなくて、むしろ両者をいかに有効に結合させるかということである」と指摘している。将来におけるさまざまな不確実性を考慮し、エネルギーミックスにおける総体としてのバランスを保持するため、政府の役割は依然として大きい。

### 3.3 再エネの負担拡大

世界金融危機を契機として、急速な需要減による燃料費の低下にも関わらず、それを相殺してさらに上回る電力価格の上昇要因となったものは、再エネ支援における負担の拡大である。イタリアの再エネ支援政策は、1992 に実施された固定価格買取制度である CIP6/92 に始まり<sup>35</sup>、2002 年には一定割合以上の電力を再エネ電力で賄うことを発電・輸入業者に義務付ける RPS 制度として、グリーン証書制度 (GC) が導入されている。グリーン証書発行の対象となる設備 (1999 年 4 月 1 日以降に運転開始) は、15 年間 (2007 年までは 12 年間) にわたって証書の発行を受けることができる。また中道左派政権時の 2005 年には、太陽光電力だけを対象にして電力価格にプレミアムを 20 年間上乘せする、“Conto Energia” と呼ばれる Feed-in Premium 制度 (FIP) が導入されている<sup>36</sup>。さらに 2008 年には太陽熱発電向け FIP 制

<sup>35</sup> 1997 年には新規設備の受け入れを締め切ったが、支給期間が 15 年であるため 2012 年まで対象設備への支払が継続された (日本エネルギー経済研究所, 2012)。GSE Statistical Report 2011 によれば、CIP6 による 2011 年における支給額は 9.3 億ユーロであり、その売電による 3.6 億ユーロの収入を除き、コスト負担は 5.7 億ユーロである。そのうちのほとんど (5.5 億ユーロ) は、バイオエネルギーに対する支援である。

<sup>36</sup> 2007 年にはプレミアムを引き上げた Conto Energia 2 が制定され、太陽光の支援が加速している。費用負担の急速な拡大から 2010 年にはプレミアムを引き下げた Conto Energia 3、2011 年にはさらなる抑制のため Conto Energia 4 を制定している。また Conto Energia 4 では、EU 製構成部品が太陽光発電システムの経費の 60%以上になる場合にはプレミアムを 10%追加優遇支払するなど、made-in-Europe 製品の推進もおこなっている (SeeNews Renewables, September 1, 2011)。



度（25年間プレミアム支給）、太陽光を除く再エネ（風力、地熱、波力、潮力、水力、バイオマスなど）には小規模発電設備（1MW未満のプラントを対象）を固定価格で15年間買い取る制度（FIT）が開始されている。

図12はイタリアにおける電力取引の構造を描写したものである<sup>37</sup>。イタリアにおける再エネ支援制度において中心的な役割を担うのはGSE（Gestore Servizi Energetici: 電力サービス管理会社）である<sup>38</sup>。グリーン証書制度では、GSEはグリーン証書を発行する対象設備の認定や証書の発行に加え、グリーン証書の買い取りもおこない、その際に販売価格と買取価格とを設定している<sup>39</sup>。現在では同制度は廃止され、GSEの運営する再エネ支援の中心は太陽光のFIPとそれ以外の小規模再エネのFITとなった。

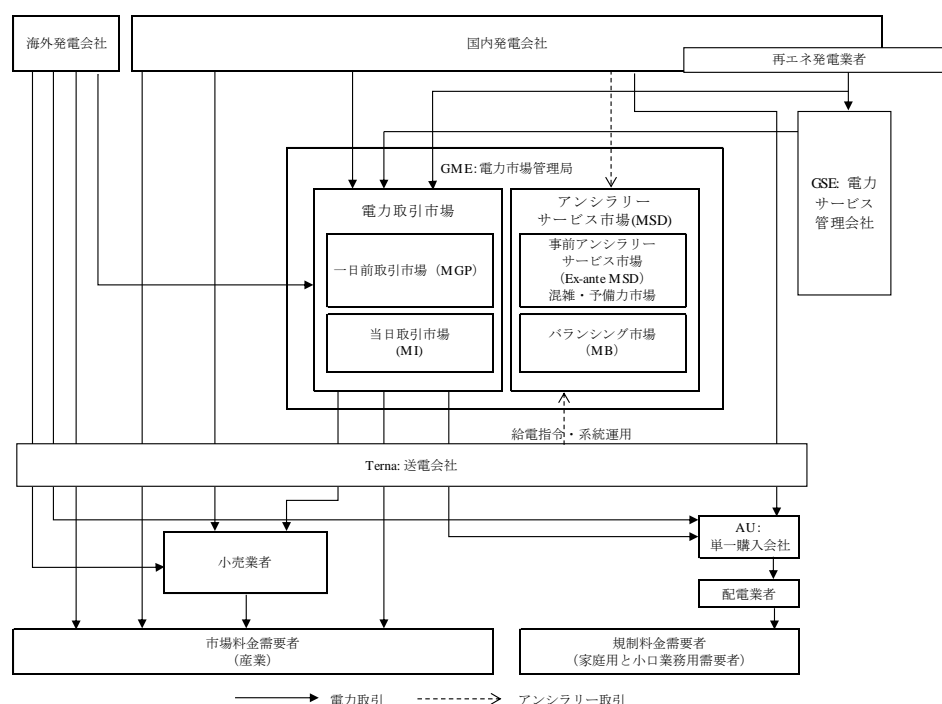


図12: イタリアにおける電力取引の構造

<sup>37</sup> Banca Indesa (2004)、Schiavo (2006)、Pototsching (2002) および a2a Trading (2014) などから作成。

<sup>38</sup> イタリアの卸電力市場（IPEX, Italian Power Exchange）は、GME（Gestore Mercati Energetici: 電力市場管理局）による管理・監視・調整のもと、2004年から卸電力取引が開始されている。GMEは、国有企業GRTN（Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale: 全国送電系統運用会社）の完全子会社である。2005年、GRTNはGSE（Gestore Servizi Energetici: 電力サービス管理会社）へと名称を変更し、系統運用業務を送電会社であるTerna（Terna-Rete Elettrica Nazionale SpA: 国営のイタリア送電会社）にすべて委託したため、現在ではGSEの主業務は再エネ電力の取引のみとなっている。GSEはイタリア経済財政省が100%の株式を保有する国営企業であり、GME（電力市場管理局）の他に、AU（単一購入会社）および電力やエネルギー部門の研究をおこなうRSE（Ricerca sul Sistema Energetico）の3つの親会社である。

<sup>39</sup> そのことから証書市場においては、GSEの販売価格は義務対象事業者（発電・輸入事業者）が支払う上限価格として機能し、買取価格は再エネ発電事業者が受け取る下限価格として価格を支えている。ただし、日本エネルギー経済研究所（2012）のヒアリングによれば、実際には大半の再エネ発電事業者はGSEによる買取を選択している。なお、2011年3月にはグリーン証書制度の廃止が決定され、2015年までFITへの移行期間が設けられている。GSEの販売価格は1.8ユーロセント/kWhからスポット市場の平均電力価格（Prezzo Unico Nazionale: PUN）を差し引いた額であり、買取価格はその78%分である。新制度への移行では、制度期間（15年間）の残存期間において、上記の買取価格とバンディング係数（エネルギー源ごとに定められた0.8-1.8までの係数）を乗じてプレミアムが算定されることから、新制度への移行によっても実質的な違いがないとみられている（日本エネルギー経済研究所, 2012）。

イタリアにおける再エネ導入の支援策は1990年代からおこなわれているが、それが同国の電源構成にまで大きな影響を与え始めるのは2000年代の後半に入ってからである。再エネの発電量シェアは1990年代以降では20%から17%ほどまでほぼ横ばいからむしろ微減であり、2007年の15.3%をボトムとして2014年の37.0%にまで急速に拡大している(図7)。2007年の47.7TWhから、2014年の120.7TWhまで7年間で2.5倍にまで増加した、再エネ発電量拡大分の内訳を示したものが図13である<sup>40</sup>。この間の再エネの拡大は、水力(拡大分の35.3%の寄与率)、太陽光(30.5%)、バイオ(18.5%)、風力(15.3%)と再エネ間では比較的にバランスをもっておこなわれている。しかしこのことは、ごく小さな導入量であった太陽光発電に対する、政策的な強い支援によって実現したものである。2005年に導入されたFIP制度により支援された太陽光発電は、2007年には再エネ発電量全体の0.1%(0.039TWh)に過ぎなかったが、2010年には1.9TWh(再エネ発電量の2.5%)へ、そして2014年には22.3TWh(18.5%)にまで拡大した。

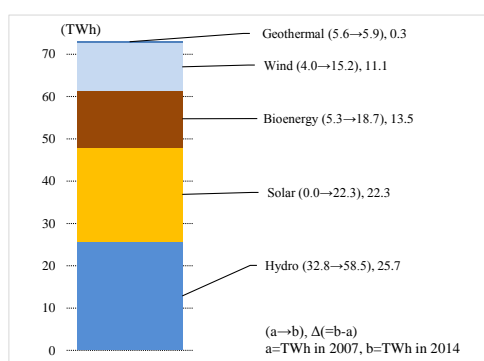


図13：イタリアにおける再エネ発電の増加量, 2007-2014年

再エネの電源種類別の支援額を支援制度ごとに分離して示したものが図14である<sup>41</sup>。再エネ支援総額では、2009年の20億ユーロから2014年の120億ユーロまで、6倍に拡大した。最大の増加要因はFIP制度による太陽光発電である。2009年には全支援額の15%であるが、2012年には70%にまで拡大した。近年ではグリーン証書制度の廃止からFITへの移行が進められ、そうした負担がここでの支援額に加算されることからバイオマスや風力の負担増によってFIPによる太陽光発電はシェアを落としているものの、2014年において発電量として再エネ発電量全体の18.5%(図13)に過ぎない太陽光発電は、支援額ベースでは55%を占めている。

<sup>40</sup> GSE Rapporto statistico -Energia da Fonti Rinnovabili in Italia 2013 (2015年3月)およびRapporto Attività 2014 (2015年9月)より作成。

<sup>41</sup> 2012年値はGSE Rapporto Attività 2012 (2013年10月)、2013年および2014年値では太陽光(Conto Energia)を除きRapporto Attività 2013 (2014年10月)およびRapporto Attività 2014 (2015年9月)、2012年以外の太陽光(Conto Energia)についてはAEEGのAnnual Reportより作成。ただし、売電価格保証やネットメータリングなどの制度による支援額は「その他」に格付けてしまっており(2012年では支援額全体の2.6%)、そのうちの74%は太陽光である(よってFIP制度による太陽光への支援額は2012年では全体の70%を占めるが、FIP以外での制度を含めると72%となっている)。

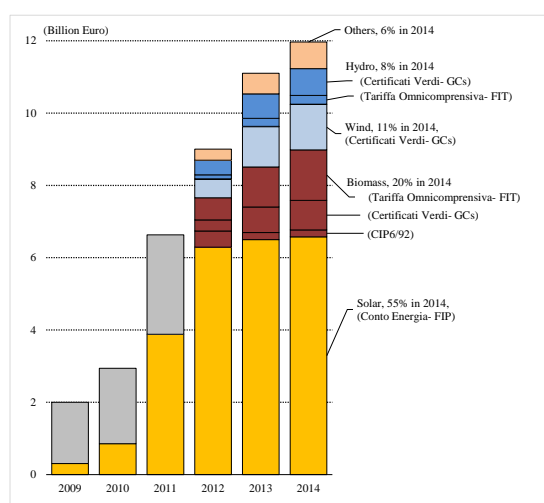


図 14：再エネ支援額の内訳, 2009–2014 年

2014 年には 120 億ユーロにまで拡大した再エネ支援額は、賦課金として電力価格を押し上げることとなった<sup>42</sup>。3.1 節（表 2 と図 5）での家計用電力価格の費用構成推計に基づき、2008 年から 2014 年までの期間における価格変化（10.1%の上昇）の要因分解をおこなったものが図 15 である。世界金融危機により化石燃料価格は低下し（図 10）、天然ガスの燃料費は電力価格を引き下げる要因へと転じている。ここでの要因分解によれば、同期間では天然ガス燃料費の低下は電力価格を 11.4%低下させ、石油や石炭の燃料費を含めると、化石燃料価格の低下は 16.5%ほど電力価格の抑制に寄与するものとなった。

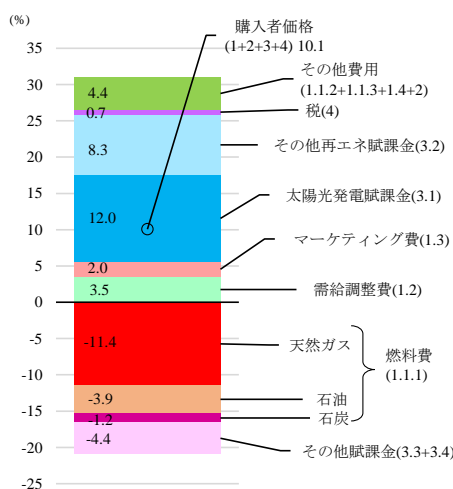


図 15：2008–2014 年の電力価格上昇に対する費用項目別寄与度

しかしそれを相殺しながら、さらに電力価格を引き上げることとなった主要因は、再エネ支援による FIP および FIT 賦課金である。とくに太陽光発電での賦課金の拡大は電力価格に

<sup>42</sup> 2016 年に 125 億ユーロに達してピークとなり、その後は 2026 年まで年間 100 億ユーロを超える費用負担が継続される見通しとなっている（Assoelettrica Rinnovabili: il conto, per ora, è di 200 miliardi nei prossimi 20 anni (<http://www.assoelettrica.it/rinnovabili-il-conto-per-ora-e-di-200-miliardi-nei-prossimi-20-anni-5/>))。

対して顕著な影響を与えている。図 15 における 2008–2014 年において、太陽光の賦課金は電力価格を 12.0% 上昇させる要因となり、それは天然ガスの価格下落による電力価格抑制効果 (11.4%) をすべて打ち消すものとなった。加えて、太陽光以外の再エネへの賦課金拡大も電力価格の 8.3% の上昇要因となっている<sup>43</sup>。

2008 年以降の電力価格上昇において、再エネの拡大に起因するもうひとつの要因は需給調整コストの拡大である。イタリアにおける需給調整費は 2012 年ほどから増加し、2008–2014 年においては電力価格を 3.5% ほど上昇させる要因となった (図 15)。導入の進んだ太陽光や風力発電は、電力系統者からの給電指令が不可能であるか困難である自然変動電源である。その発電時においては短期限界費用が極めて安価であることから、市場において火力発電を押し出しながら電力の市場価格を低下させる。その一方、発電できないときには短期的に需要超過となるため、容量の確保のための何らかのサポートを必要とする<sup>44</sup>。そのためイタリアの卸電力市場 IPEX では、電力取引市場に加え<sup>45</sup>、アンシラリーサービス市場 (MSD, Mercato del servizio di dispacciamento) が設けられており、電力の安定供給のための予備力確保などを目的とした事前アンシラリーサービス市場 (ex-ante MSD) と、需給マッチングのためのバランシング市場 (MB: balancing market) から構成されている (図 12)。アンシラリーサービス市場において需給バランシングのために要する費用は、国営の Terna 社が電力価格に賦課するものとなり、消費価格においては価格上昇要因となる。

自然変動電源の拡大は、平均的な意味でも卸電力価格を低下させ、またそのコストは消費者価格に賦課されることで、両者の価格差が拡大する傾向になる。図 16 はイタリアにおける 2004 年から 2014 年における卸電力価格と購入者価格との乖離であり、(すべての差分を説明するものではないものの) 拡大する価格ギャップの要因を示したものである。欧州諸国の中でも相対的に大きな卸売市場の厚みを持つイタリアにおいても<sup>46</sup>、2012 年以降、太陽光や風力の拡大は平均的な卸電力価格を低下させる圧力となり、また他方では卸電力価格の下落にも関わらず再エネのための直接的な費用負担 (賦課金) と派生的な費用負担 (需給調整費) の拡大によって、トータルな購入者価格は上昇を余儀なくされている<sup>47</sup>。

<sup>43</sup> グリーン証書の費用は電力価格そのものに乗せられていたことから、グリーン証書制度から FIT 制度への移行は、図 15 では「その他費用」(表 2 における 1.1.2) の減少と「その他再エネ賦課金」(3.2) の増加に含まれていると考えられる。

<sup>44</sup> 需要縮小と生産価格の低下は火力発電における収益性を損ね、固定費の回収を困難にしていることから、中長期的な供給力の確保のための容量市場が必要となる。再エネ拡大が電力市場に与える影響や課題については浅野 (2013) を参照。

<sup>45</sup> 電力取引市場には、翌日供給される一時間ごとの電力の取引が行われる一日前取引市場 (MGP: day-ahead market) と、当日供給される電力の取引が行われる当日取引市場 (MI: intraday market) がある。

<sup>46</sup> イタリアでは卸電力市場の運営が軌道に乗るまで政府主導による促進策がとられ、発電会社から小売業者における相対取引はすべて AEEG (電力ガス規制機関) の承認が必要とされた (現在この規制は撤廃)。ACER/CEER (2012) によれば、イタリアでは GME 開設時の 2004 年にも市場取引は 21% のシェアを持ち、翌年には 61% に達し、2008 年には 69%、2010 年には 61% と高水準にある。なおドイツでは 2008 年に 26% (2010 年 40%)、フランスでは 10% (2010 年 10%)、イギリスでは 3% (2010 年 6%) である。

<sup>47</sup> AEEG は 2012 年 7 月 6 日、再生可能エネルギー発電事業者に対して、再エネに起因する需給バランス維持の費用の一部を負担させる案を承認した (これまでこうした費用は全て需要家の負担)。この制度は 2013 年から開始されるが、同年 6 月までは計画値の 20% 以内の誤差であれば、需給バランス維持費用は需要家が負担する。2013 年後半からは、計画値の 10% 以内の誤差の場合に、需要家がこの費用を負担するとされている。(電気事業連合会、[http://www.fepec.or.jp/library/kaigai/kaigai\\_topics/1219168\\_4115.html](http://www.fepec.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1219168_4115.html))

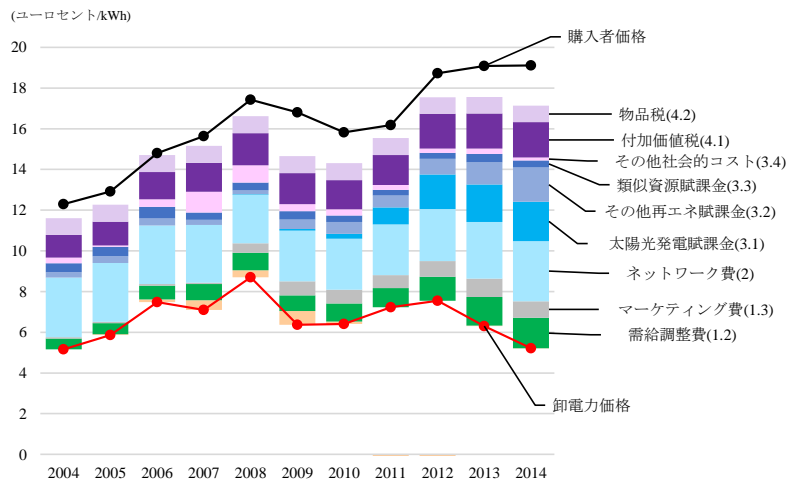


図 16：電力の小売価格と卸売価格の乖離, 2004-2014 年

需給調整費は拡大しているものの、GME の公表している卸電力価格（年平均値）との合計は、AEEG による発電コスト（燃料費および固定費の合計）には及ばない。拡大した需給調整費によっても、平均的な火力発電の事業者は十分な収益を確保できていないと解されるであろう。図 17 は、イタリアにおける発電向けとコジェネ（CHP）向けの天然ガスの消費量の推移を示したものである<sup>48</sup>。2000 年代においてコジェネの拡大が顕著であり、両者は 2008 年にはほぼ同様な消費水準へと達している。しかし、コジェネ用の消費は 2009 年以降もほぼ安定しているのに対して、発電用では 2009 年には前年よりも 30% 近く消費水準が減少し、2013 年には 2008 年の 44% の水準にまで落ち込んでいる。発電用天然ガス消費量の急速な減少に見出されるように、天然ガス火力における稼働率の低下は、事業者の収益性を大きく損ねるものとなっていると考えられる<sup>49</sup>。

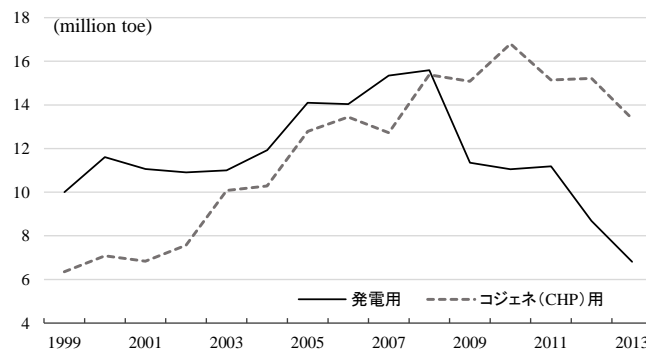


図 17：イタリアの発電における天然ガス消費量, 1999-2013 年

<sup>48</sup> IEA エネルギーバランス表（Energy Balance of OECD Countries）に基づき作成。

<sup>49</sup> 市場シェアを制約された ENEL 社は、市場占有度は 1998 年の 79% から 2013 年には 29% へ低下したものの（国内市場の売上高は 2000 年代に入って横ばい）、国外事業へのシフトを進めてグループ全体としては 4 倍ほどの拡大を実現している。とくに 2008 年にロシアの OGC-5 やルーマニアの Electrica Muntenia Sud を買収した以降は国外売上が急激に増大し、2013 年における国内売上への比重はグループ全体の 42% にまで低下した（2013 年における売上のイタリアを除く地域別シェアは、EU 諸国が 40%、EU 域外のヨーロッパ諸国が 4%、北米および南米が 13%）。

#### 4 イタリアの産業構造変化

2000年代における電力価格の高騰はイタリアの産業構造にどのような影響を与えたのか。電力価格の上昇は、直接的に中間投入コストの増大により短期的には名目付加価値の縮小をもたらし、また生産物への価格転嫁による価格競争力の低下によっては国内生産量も低下するであろう。時系列的な産業連関表として利用可能な1995-2011年の期間において、電力価格高騰の転換点となる1999年の前後で分離して、産業別影響を抽出したものが図18である<sup>50</sup>。ここでは異なる時点間における産業構造への影響を比較するため、各産業のGDP(付加価値)成長率の一国全体の名目GDP成長率からの差分による、産業別GDP成長格差率を横軸としている。縦軸には(二つの期間の最終年次における)産業別国内生産額に占める電力コスト(ガス・熱供給を含む)の名目シェア(名目投入係数)を示している<sup>51</sup>。

イタリアにおいて実質電力価格が安定していた前期(1995-99年)においては、産業別GDP成長率は電力コストシェアにはほぼ無関係である(図18上)。相対的に電力コストの高い窯業土石製造業、ゴム製品・プラスチック製品製造業、化学製品製造業などでも一国全体のGDP成長率と近い水準にある。1999年では産業別の電力コストシェアはおおむね3%以下であり、この間における産業別成長の格差を説明する要因とはなっていない。

それに対して、電力価格高騰が観察される期間(1999-2011年)では、産業構造に対して大きな影響を見出すことができる(図18下)。第一の変化は、電力価格上昇を受けて、各産業はそれを吸収するようなエネルギー生産性の改善を実現できずに、電力コストシェアとしての拡大を余儀なくされていることである。この期間において、窯業土石製品産業では5.7%から9.1%、ゴム製品製造業では3.1%から5.0%、パルプ紙製品製造業では2.8%から4.8%、化学製品製造業では2.8%から4.1%へと大きく拡大している。もし電力価格の上昇をエネルギー生産性の改善によって補うことができれば、電力コストシェアの上昇は抑制されうる<sup>52</sup>。しかし、この間の電力価格高騰によっては、こうした多くの産業で倍増に近い電力コストシェアの拡大が観察されている。

第二に、産業別の電力コストシェアとGDP成長格差率との間には有意な負の相関が見出されることである<sup>53</sup>。紙・パルプ、化学、ゴム製品製造業などでは一国集計値からみて年率で3-4%ほど低い水準の成長であり、電力多消費産業の多くは低成長に甘んじている。もし、電力コストの上昇が産業における生産物の価格へと十分に転嫁することができ、そして生産物の価格上昇によっても需要の減少幅が小さい(品質における競争力を持ち価格弾性が小さいか、あるいは主要な競争相手国もまた類似的な電力の価格上昇を甘受しているときなどの)場合には、産業別GDPへの影響は軽微となるかもしれない。

<sup>50</sup> 資料はWorld Input-Output Database (WIOD)における各国のUse表(産業別生産物使用(投入)表)を利用している(<http://www.wiod.org/>)。WIODのUse表は、イタリア国家統計局(Italian National Institute of Statistics: ISTAT)作成のUse表に基づくものであるが、2014年9月におけるSNA(国民経済計算体系)の基準改訂により、ISTATのUse表は2008年表を境にして水準の変化があるため、本稿ではESA1995基準に統一されたWIODを利用している。

<sup>51</sup> WIOD(およびISTAT)のUse表では電力コストのみを抽出することはできないため、ここではガス・熱供給の費用を含むものであり、コージェネの普及による費用負担の増加分も含まれていると考えられる。

<sup>52</sup> もし需要の価格弾性が1であれば、電力価格上昇の分だけ、電力消費量が減少して、電力コストシェアは不変のままとなる。イタリアの電力コストシェアの大きな上昇は、価格弾性が1を大きく下回ることを意味している。

<sup>53</sup> 1995-1999年における36産業での電力コストシェアとGDP成長格差率の相関係数は0.031であり有意ではないが、1999-2011年における両者の相関係数は-0.406と有意水準5%で有意となっている。

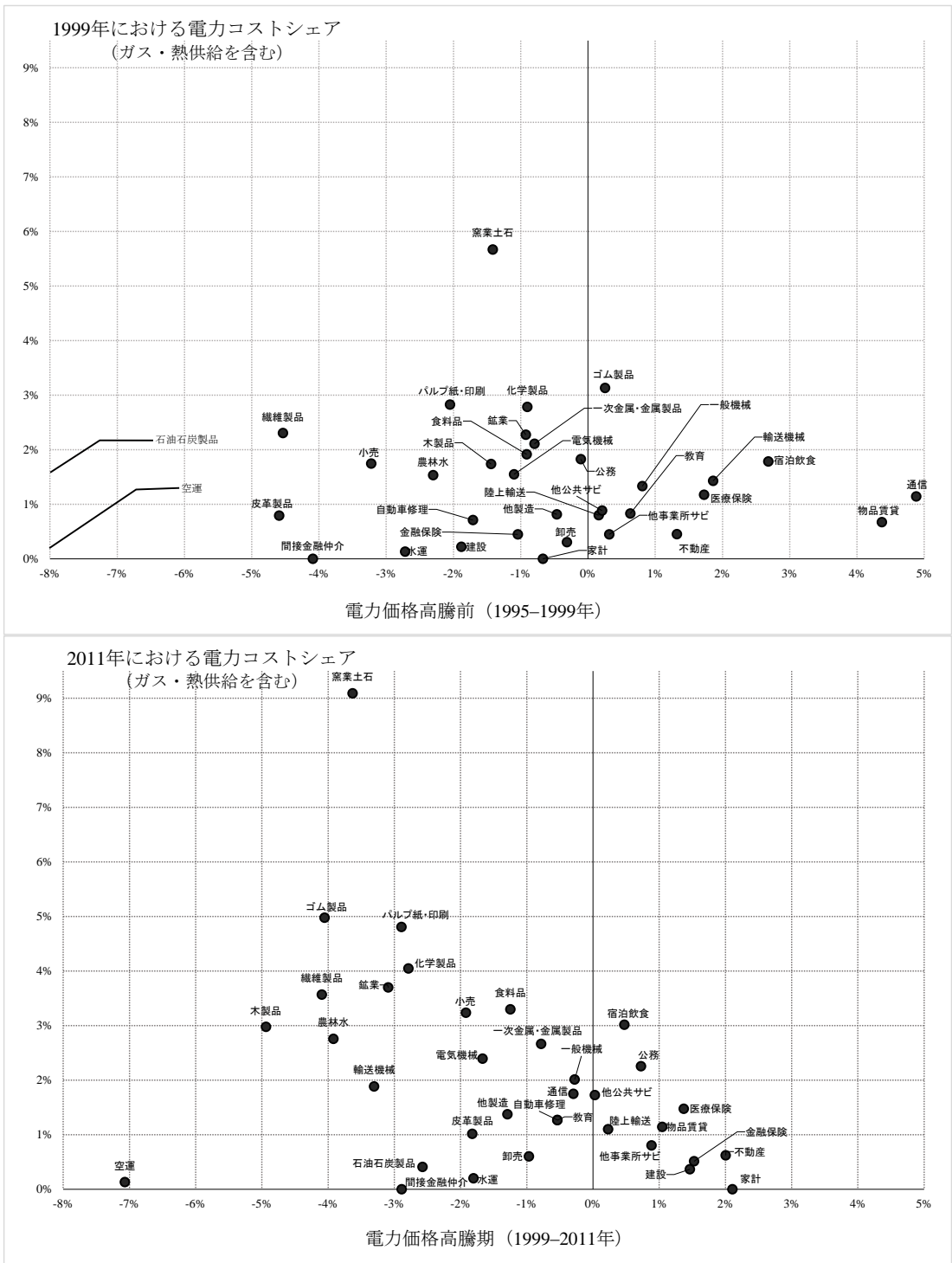


図 18 : イタリアの産業別電力コストシェアと GDP 成長格差率

出典：WIOD の National Supply and Use Tables に基づき作成。単位：年平均成長率（横軸）、シェア（縦軸）。  
 定義：縦軸の電力コストシェアは 1995-1999 年の電力価格高騰前（上図）では 1999 年値、電力価格高騰後の 1999-2011 年では 2011 年値。横軸は、対象期間内における各産業の名目 GDP（基本価格による付加価値）の成長率から、一国全体の GDP 成長率を差し引いたものであり、各産業の相対的な GDP 成長格差率（年平均成長率）を示している。

しかし、競争相手国における電力多消費的な産業は、イタリアほどの価格高騰に見舞われてはいない。2000年以降において電力価格の高騰に直面したドイツにおいて、同様な産業構造の変化を描いたものが図20である。ドイツでは電力多消費産業に対する再エネ賦課金の減免措置など産業保護的な政策をとっており（図4）、また再エネの拡大によって低下した卸電力価格を享受することもでき、電力コストシェアは大きな産業でも2011年に2-3%に留まっている。窯業土石製品、繊維製品、パルプ紙製品製造業など電力コストの大きな産業などで相対的に低成長となっている産業も見出されるが、2000-2011年において電力コストシェアと産業構造変化において有意な相関は検出されない。電力多消費的な一次金属製品、化学製品製造業などでは、むしろドイツ一国のGDP以上の高い成長となっている。

2000年代において電力価格における上昇のない米国（図21）、韓国（図22）、中国（図23）においても、電力コストシェアの大きさはそれぞれの経済における産業構造の変化を説明する有意な要因ではない。米国ではシェールガスの生産開始により、鉱業と石油精製製品製造業が経済成長の牽引となっているが、安価な電力価格によって電力コストシェアも2.5%ほどに留まっている<sup>54</sup>。

イタリアの電力多消費産業における、生産コストに占める電力コストの名目シェア（縦軸）と名目付加価値率（横軸）の時系列的な推移をプロットしたものが図24である。電力価格の高騰前では、付加価値率は右下に位置しているが、1999年以降では電力コストシェアの拡大（縦軸における上昇）に伴って、付加価値率の低下（横軸の左側へのシフト）が見出される。それは、電力価格上昇による直接的な上昇と、電力以外の財・サービスの間接的な価格上昇効果による中間投入コスト上昇、そして生産価格の上昇による需要減、生産低下による付加価値率の減少などによるものである。窯業土石製造業<sup>55</sup>や紙・パルプ製造業では、1999年から2011年までの電力コストはそれぞれ4.0%と2.5%ポイント上昇し、付加価値率はともに5%ポイントほどの下落となった。それに対して、ゴム・プラスチック製品製造業では2%ポイントの電力コスト上昇で6%ポイントほどの付加価値率の下落となり<sup>56</sup>、化学製品製造業では1.5%ポイントの電力コスト上昇で6%ポイントほどの名目付加価値率低下と、相対的により大きな影響を受けている。

産業構造変化はさまざまな要因によるものであり、電力価格高騰による影響のみを切りだすことは困難であるが、簡易な試算として、イタリアにおいて電力コストシェアが3%以上であり、かつGDP成長格差率がマイナス3%以上であるような産業において、平均的な成長格差率をゼロとした経済を自然体ケースとして仮定すれば、この間の電力価格高騰は2011年におけるイタリアのGDPを1.7%低下させた影響を持っていると捉えることができる。それは

<sup>54</sup> むしろ主要な競争相手国に対して大幅に安価である米国の電力価格では（図2）、米国産業のエネルギー生産性水準の低さによってコストシェアが上昇していると考えられる。

<sup>55</sup> 世界20か国でセメント業を展開する Italcementi Group と、グループの親会社であるイタリア本社 (Italcementi S.p.A) の財務報告書によれば、2001年におけるイタリア本社とそれ以外の会社での利潤率はそれぞれ14.2%と6.2%と、国内における収益性が高かったものの、両者は2005年には逆転し、イタリア国内では2009年には赤字に転じている（同年においてイタリア国外では5.5%の利潤率）。雇用者でみれば、2000年では全グループ雇用者の28%がイタリア国内で雇用されていたが、2004年以降急速に減少し2010年にはおよそ半分となるまで縮小した。

<sup>56</sup> 付加価値率の低下は研究開発費にも影響する。1872年創業のタイヤメーカーPirelliは世界第5位のシェアを持つイタリアの代表的企業の一つであるが、2000年代初めには10%ほどであった売上高に対するR&D費用比率は、2000年代後半期に低下を始め、2010年代には3%ほどにまで縮小している (Financial Report)。なお2015年3月には、Pirelliのすべての株式を中国の化学メーカーである中国化工集団（ケムチャイナ）が71億ユーロで買収することで合意に至った (Nikkei Asia Review, “Pirelli purchase puts China in tire market spotlight,” 2015年3月24日)。



年率にして経済成長率の 0.14% の低下要因である。図 18 は APO(2015) および OECD(2015) に基づき、2000–2013 年における OECD 加盟国とアジア諸国の経済成長の要因分解を示したものである。イタリアはこの期間において経済成長率がほぼゼロであり、ここでの対象国 36 か国の中でもっとも低い経済のパフォーマンスを示している。とくに例外的であるのは、TFP（全要素生産性）の年平均成長率がマイナス 0.52% と先進国の中でも突出して低く、さまざまな非効率的な資源配分の存在を疑わせるものとなっている。この期間における電力価格高騰は、その非効率性の 30% ほどの要因であったと解することができる。

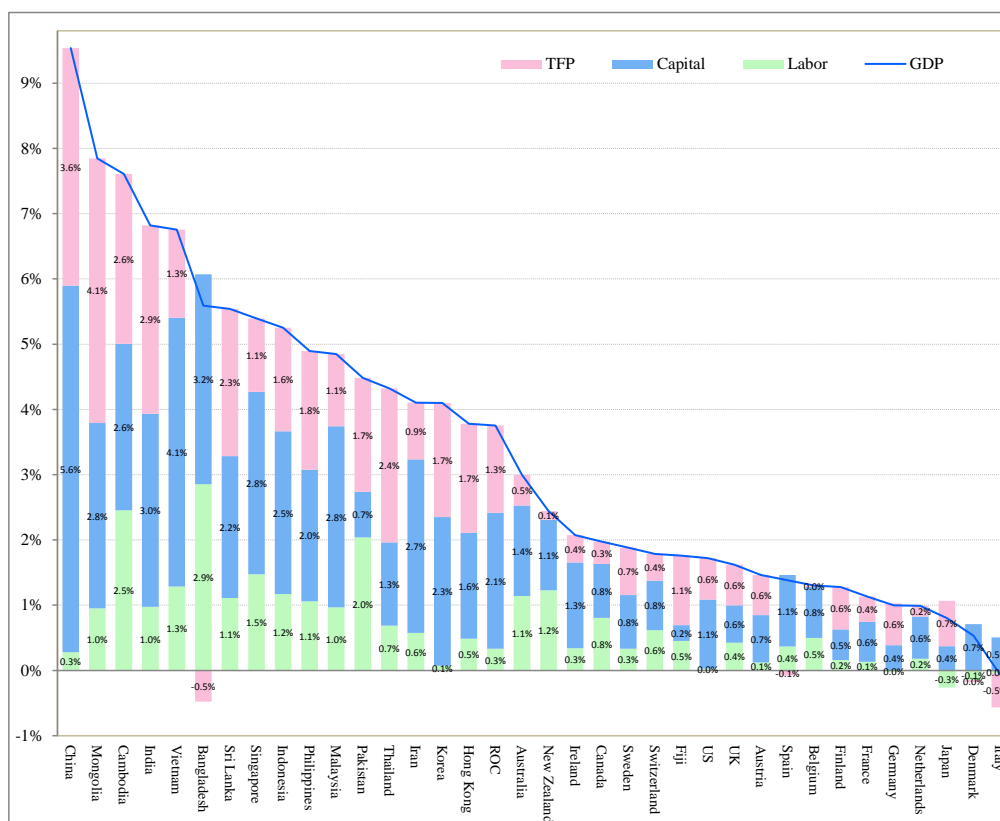


図 19：主要国における一国経済の成長要因分析, 2000–2013 年

出典：APO (2015) および OECD(2015) に基づき作成。単位：年平均成長率。

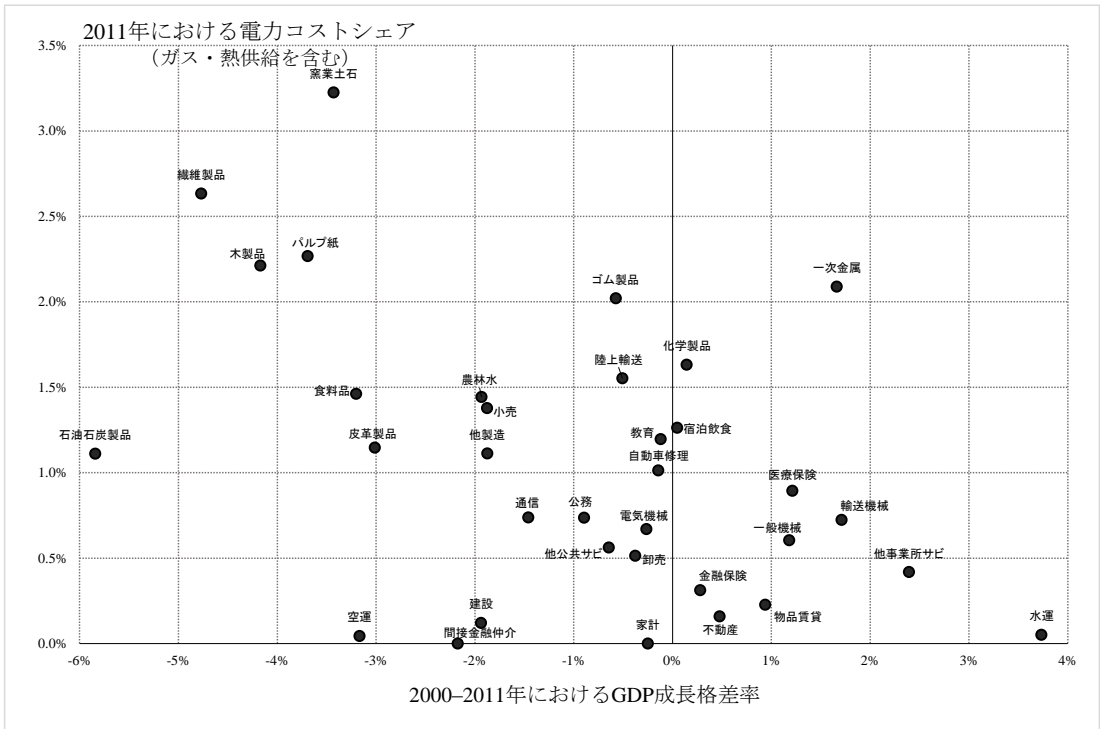


図 20：ドイツの産業別電力コストシェアと GDP 成長格差率

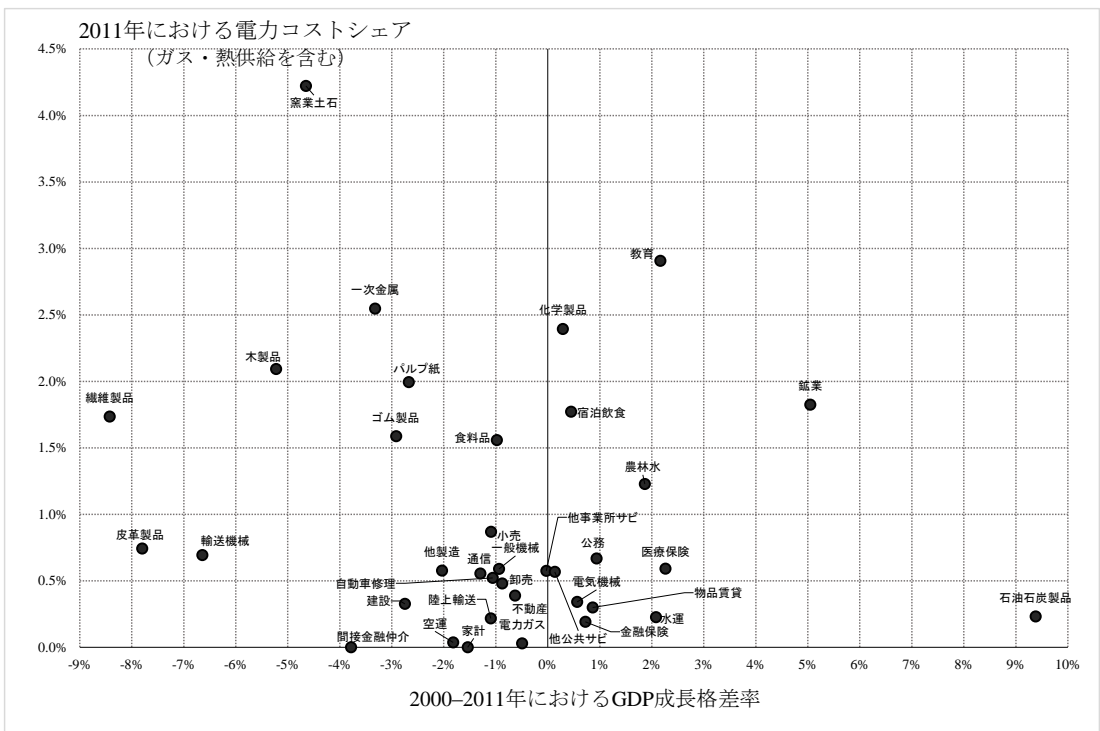


図 21：米国の産業別電力コストシェアと GDP 成長格差率

出典：WIOD の National Supply and Use Tables に基づき作成。単位：年平均成長率（横軸）、シェア（縦軸）。  
 定義：縦軸の電力コストシェアは 2011 年値。横軸は、対象期間内における各産業の名目 GDP（基本価格による付加価値）の成長率から、一国全体の GDP 成長率を差し引いたものであり、各産業の相対的な GDP 成長格差率（年平均成長率）を示している。

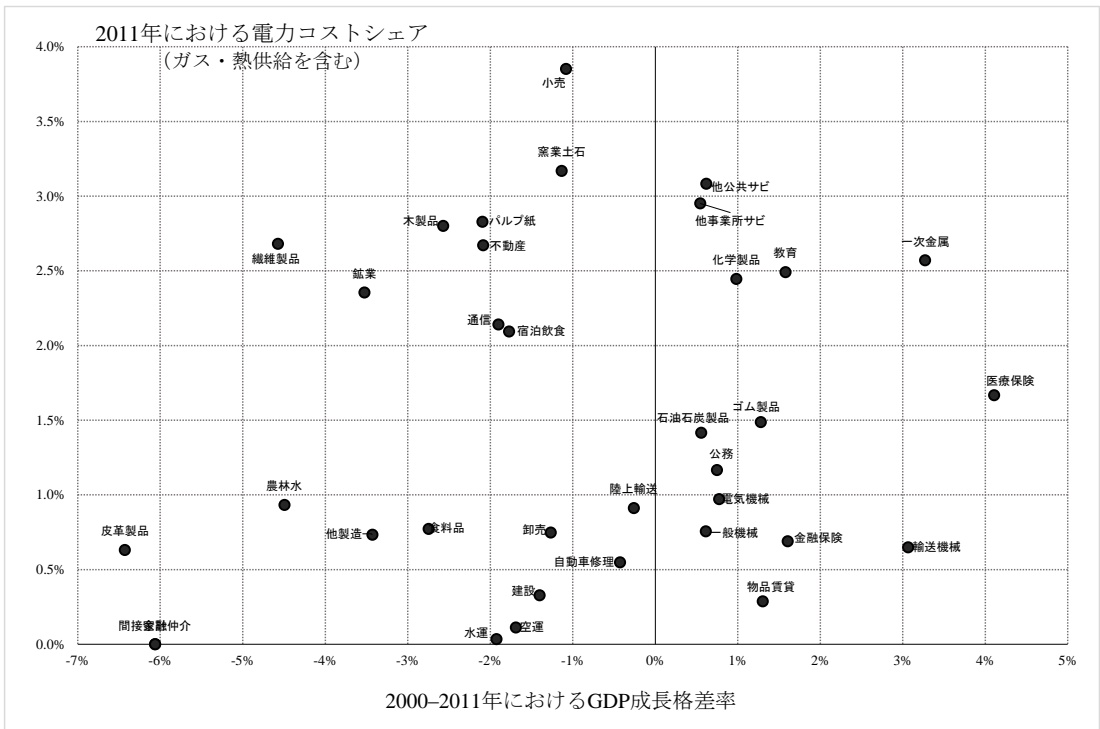


図 22：韓国の産業別電力コストシェアと GDP 成長格差率

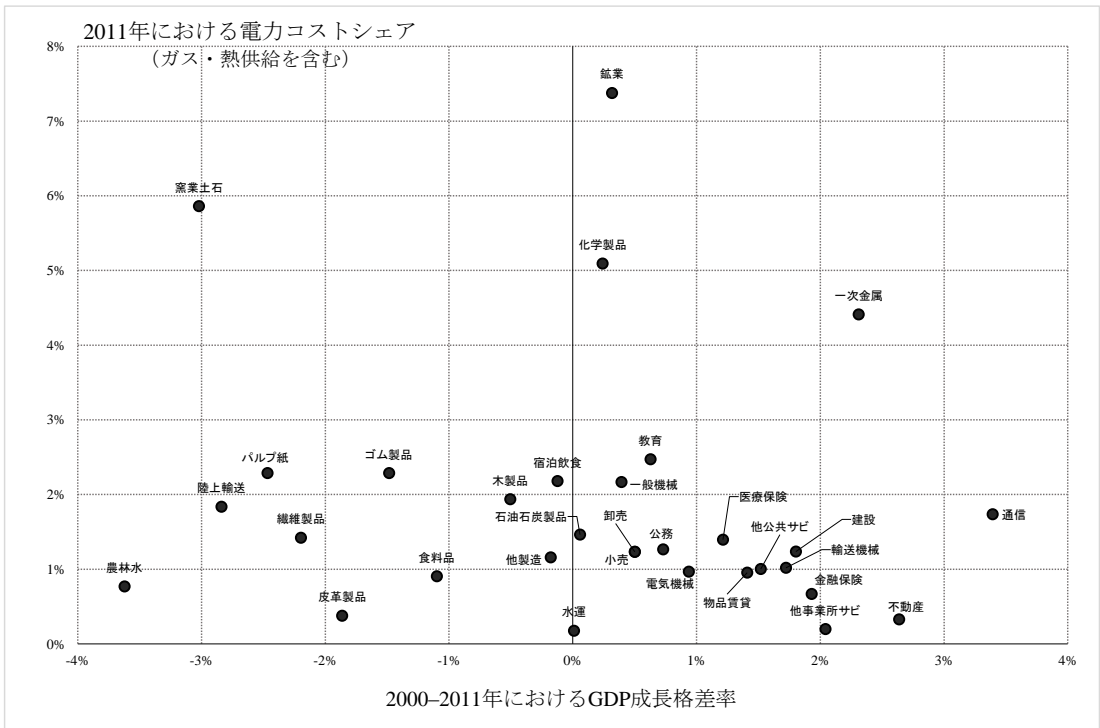


図 23：中国の産業別電力コストシェアと GDP 成長格差率

出典：WIOD の National Supply and Use Tables に基づき作成。単位：年平均成長率（横軸）、シェア（縦軸）。  
 定義：縦軸の電力コストシェアは 2011 年値。横軸は、対象期間内における各産業の名目 GDP（基本価格による付加価値）の成長率から、一国全体の GDP 成長率を差し引いたものであり、各産業の相対的な GDP 成長格差率（年平均成長率）を示している。

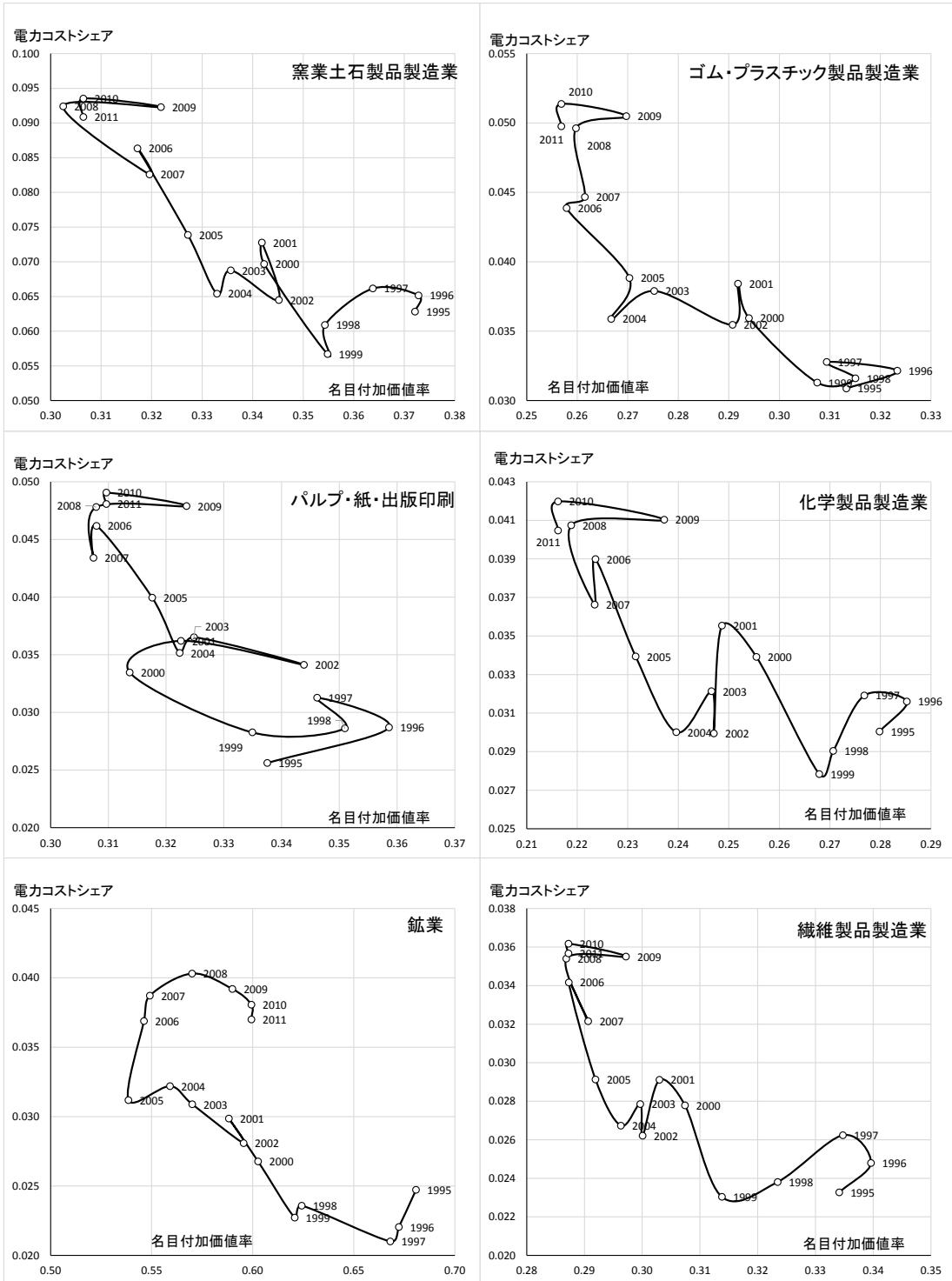


図 24：イタリアの電力多消費産業における電力コストシェアと付加価値率, 1995-2011 年

## 5 結び

本稿では、欧州諸国における 2000 年代の電力価格高騰によって、とくに突出した産業用電力価格の水準となったイタリアにおいて、価格高騰の構造的要因の分解とその経済的影響について考察をおこなってきた。1999–2008 年における価格高騰は、天然ガス火力発電への傾斜と天然ガス価格の上昇によるものである。2007 年には天然ガス火力のシェアが 55%、火力発電全体への依存度が 85%にもなるという歪んだエネルギーミックスの姿は、天然ガス価格の高騰による影響を増幅させている。それは段階的に進められた電力とガスの自由化のもと、民間発電事業者やコジェネの導入など分散的な意思決定により実現した電源構成の姿である。さまざまな不確実性を考慮して、原発や石炭などを組み合わせたエネルギーミックスの総体としてのバランスを維持することの意義は大きい。

2008–2014 年には、世界金融危機により天然ガスの価格低下が進行したにも関わらず、それを相殺しながら価格高騰をもたらした要因は再エネ負担の拡大である。再エネ支援のための直接的な費用負担（賦課金）と、自然変動電源の導入拡大がもたらす派生的な費用負担（需給調整費）によって、卸電力価格は低下しながらも購入者価格では上昇するという乖離を生じさせている。

イタリアにおけるこうしたエネルギー政策もたらした電力価格高騰は、産業用電力価格を突出して高いものとし、同国の産業構造に対しても有意な負の影響を与えていることが観察される。イタリア経済成長の停滞にはさまざまな要因があるものの、長期にわたり放任されてきた高価な電力価格は大きな要因であったと考えられる。日本の電力・エネルギー政策においても、電力価格における国際格差を判断指標とし、さまざまな不確実性を考慮して石炭や原発などを組み合わせた総体としてのバランスを維持するなど、自由化と政府による計画との有効な結合が重要であろう。

## 参考文献

- a2a Trading (2014) “Overview of the Italian Energy Market (Updated to 2013),” December, 2014.
- ACER/CEER (2012) “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011,” November, 2012.
- APO (2015) *APO Productivity Databook 2015*, Tokyo: Asian Productivity Organization, September.
- Banca, Indesa (2004) “The Italian Power Exchange,” May, 2004.
- European Commission (2008) “Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport,” Brussels, November 19th, 2008.
- Honoré, Anpik (2013) “The Italian Gas Market: Challenges and Opportunities,” The Oxford Institute for Energy Studies.
- Leontief Wassily (1966) *Input-Output Economics*, Oxford Univ.Press,1966. (新飯田宏訳 『産業連関分析』岩波書店, 1969 年)
- Luciani, G. and M.R. Mazzanti (2006) “Italian Energy Policy: The Quest for More Competition and Supply Security,” *The International Spectator*, Istituto Afari Internazionali, Roma.
- NARCO (2015) “NARCO Analysis: Algeria Shale Gas Risks,” North Africa Risk Consulting Inc., January

- 27th, 2015.
- The Wall Street Journal (2014) “Italy Powers Down Energy Subsidies,” September 1st, 2014.
- U.S. Energy Information Administration (2014) *Annual Energy Outlook 2014 with Projections to 2040*, U.S. Department of Energy, Washington DC.
- OECD/NEA (1998), “Projected Costs of Generating Electricity, Update 1998,” October 8th, 1998.
- OECD (2015) *OECD Compendium of Productivity Indicators 2015*, Paris: OECD, May.
- Pototsching, Alberto (2002) “The New Electricity Market in Italy: Providing Price Signals for Increased Transparency, Liquidity and Investment,” May 13th, 2002.
- Schiavo, Luca Lo (2006) “The Electricity Market Reform in Italy,” February 2nd, 2006.
- 浅野浩志 (2013) 「今後の電力システムにおける再生可能エネルギー電源の活用策」, 国立国会図書館調査報告書『再生可能エネルギーをめぐる科学技術政策』.
- エネルギー・環境会議 (2012) 「エネルギー・環境に関する選択肢」2012年6月29日, エネルギー・環境会議特設ホームページ.
- 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC) (2013) 「欧州における脱石油価格連動に向けた新たな長期ガス売買契約の締結状況」.
- 日本エネルギー経済研究所 (2012) 「海外における新エネルギー等導入促進施策に関する調査」, 平成24年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業 報告書.
- 日本エネルギー経済研究所 (2013) 「諸外国における電力自由化等による電気料金への影響調査」, 平成24年度電源立地推進調整等事業 報告書.
- 日本政策投資銀行 (2015) 「イタリアのガスインフラ整備」 今月のトピックス.
- 田中信世 (2014) 「ドイツのエネルギー転換—再エネ拡大路線を堅持」『国際貿易と投資』, No.98, Winter.
- 地球環境産業技術研究機構 (RITE) システム研究グループ (2012) 「エネルギー・環境会議選択肢 RITE 分析の概要」 エネルギー・環境会議 特設ホームページ.
- 東京海上日動リスクコンサルティング (2015) 「海外における新エネルギー等導入促進施策に関する調査」, 平成26年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業 報告書.
- 野村浩二 (2012) 「エネルギー・環境会議における選択肢 —多部門一般均衡モデルによる経済評価」 エネルギー・環境会議 特設ホームページ.
- 本村眞澄 (2014) 「TANAP-TAP パイプラインがカスピ海のガスを欧州に運ぶ」, 石油・天然ガスレビュー, Vol.48, No.2, JOGMEC (石油天然ガス・金属鉱物資源機構) .
- 三菱総合研究所 (2012) 「諸外国におけるガスインフラ整備の現状」.
- 森川哲男・石賀敦・鈴木建雄 (2006) 「フランスとスペインにおけるパイプラインガスと LNG の位置づけに関する調査」, 日本エネルギー経済研究所, 研究レポート.