

2.1.3. 中南米諸国の電力構造改革

2.1.3.1. 中南米諸国における電力セクター改革の概要

中南米における電力セクター改革は、一般に以下に挙げるような特徴を有している。

構造改革に対する政府の明確なコミットメント。他方で、しばしば構造改革の制度設計が経済的・技術的見知のみならず政治的判断やイデオロギー的見地から行われることとなった¹⁷。

短期間に極めてドラスティックな改革を断行。電力市場の健全な機能に必要な条件の整備が後手に回る傾向があった¹⁸。

財政的に行き詰まった政府に代わる民間資金の導入を主要な目的として改革が行われたため、民営化や自由化に焦点が当てられ、自由化後の競争環境の確保に対する配慮が不十分であった¹⁹。

チリの電力セクター改革は、様々な面で他の中南米各国における見本となるモデルを提供することとなった。他方で、先駆者であるが故に電力市場モデルとしての完成度は高いとは言い難い。発電、送電、配電部門のアンバンドリングが不徹底であることに加え、1982年の電力事業一般法により市場ルールや規制枠組の原則は示されたものの、その細則が未整備のまま運用されてきたこともあり、送電料金の算出方法やCDECの運営規則などに関して曖昧な点が残された。また、司法機能を有する独立した規制機関が存在しておらず、紛争処理が司法裁判所に委ねられている点も同国電力セクター改革の問題点として指摘されている²⁰。このため、法的空白を背景に規制機関と電力会社もしくは電力会社間に紛争が多発した。例えば、送電料金に関しては発電事業者が所属する「影響地域 (area de influencia)」内の送電線ネットワークの運営・維持費用回収を念頭に設定されることになっているが、実際には「影響地域」の定義に関する規定が存在せず、送電料金は利用者と送電会社の交渉により決定されることとなった。送電料金を巡る係争はしばしば交渉では合意に達せず司法への仲裁を求める事態に発展している²¹。

送電料金に関する係争の一例として、発電事業者Colbúnと送電会社Transelec (Endesaグループ) との間の係争がある。1994年にTranselecはColbúnに送電料金として前年度額を大幅に越える21百万ドルを請求したが、Colbúnはこれを恣意的で独占行為であるとして拒否したため、Transelecは料金を16百万ドルまで引き下げた。しかし、ColbúnはTranselecの料金算出方法に疑問を抱き、首都サンチアゴまで自前の高圧線建設の検討を始めた。TranselecはColbúnを説得するために料金を更に10.5百万ドルまで引き下げたが、Colbúnは今後の訴

¹⁷ Bouille, Dubrovsky, and Maurer (2001, pp. 10-1)。アルゼンチン、チリ、ボリビア、ブラジルの構造改革の制度設計におけるイデオロギーの役割についてはRufin (1999)を参照。

¹⁸ 電力セクター改革への2つのアプローチ (revolutionary or evolutionary) の長所・短所についてはDussan (1996, p. 19)を参照。

¹⁹ Millan, Lora, and Micco (2001, p. 4) など参照。

²⁰ Rufin (1999, p. 20)。CNEは規制機関であるとともにエネルギー政策策定機関でもあり、理事会は関連省庁代表 (閣僚もしくは事務次官) から構成されている。SECは経済開発再建省の管轄下あり独立性に問題があるほか、CNEとの調整不足も指摘されている。また、独占営業権の付与は経済開発再建省の権限となっている。

²¹ 送電料金を巡る係争については、Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que se inicia un proyecto de ley que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un Nuevo regime de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, Santiago, May 6, 2002, pp.11-12。規制機関と電力会社との係争については、Rufin (1999, p.20)を参照。

訟に関わる費用を考慮すると独自の送電線を所有するほうが安上がりとの判断から送電線を建設した²²。

チリの法規則の曖昧さが問題とされたもう一つの例として、大手発電事業者と送電会社代表により運営されるCDEC内での意見の相違を調整するメカニズムが不完全であったことが1998-99年の電力危機への対応を遅らせた点が指摘されている。深刻な渇水が予想されていたにもかかわらず、CDECを構成する発電事業者の間で水力発電の限界費用の変更に関して合意に達することができなかった²³。CDEC理事会は全会一致の原則を採用していたためCDEC内では結論が出ず仲裁は経済大臣に委ねられたが、経済大臣は大手発電事業者の係争に介入することに消極的であり決定が遅れた²⁴。

アルゼンチンでは、こうしたチリ・モデルの制度的欠陥が改善され、電力市場モデルとしての完成度はより高まっている。特に競争環境の確保のために垂直・水平アンバンドリングを徹底しており、中南米では例外的に市場での競争状態が確保されている。今日のアルゼンチンの電力セクターが直面する問題は、電力市場に内在的な欠陥というよりマクロ経済の破綻と政情不安という外部要因により引き起こされたものである。

パナマにおいては、電力市場の導入により体系的な制度設計が行われており、中南米では唯一シングルバイヤーモデルを経由する段階的移行が行われている。しかしながら、市場規模が小さいことから新規参入者の数と規模が限られ、現状、競争が十分に確保されていない。

²² Soto (1999, pp. 41-2) を参照。

²³ アルゼンチンでは発電の限界費用には水力発電所が利用可能な水の価値が考慮される。水の価値は発電以外の用途への利用や将来の発電がもたらす便益の機会費用である。貯水池の水量が減少すると水を現在使用する機会費用が高まるため、水力発電の限界費用が高まりディスパッチ・オーダーに影響する。チリにおいてはディスパッチが相対契約を考慮せずメリットオーダーに基づき行われるため、渇水時には水力主体の発電事業者は実際の発電量では契約供給量を満たせず、プール市場にて調達を余儀なくされる傾向にある。

²⁴ Fischer and Galetovic (2000, p. 5) .

表 2.1.3-1 各種制度の設計項目（対象国：アルゼンチン、チリ、パナマ）

比較項目	1991年電力民営化法 (アルゼンチン)	1982年電力事業法 (チリ)	1997年電力事業法 (パナマ)
競争市場メカニズム	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国営電力公社 3 社を垂直・水平分離。発電部門への新規参入および退出は自由化し、卸市場に競争メカニズムを導入。 ・ 送電および配電事業は自然独占分野と定義し、営業権の獲得を競う独占営業権方式を採用。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電事業への新規参入を自由化する。(ただし、水力電源開発については営業権契約方式) ・ 配電は地域独占の営業権契約が必要となる。 ・ 送電事業への参入には営業権契約が必要になる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電部門および配電/小売部門に競争原理を導入している。送電部門は国営の送電公社 (ETESA) の独占である。 ・ 水力および地熱発電、送電、配電はコンセッション方式を採用。その他の発電部門は参入が自由である。
競争市場適用範囲	<ul style="list-style-type: none"> ・ アルゼンチン全土に競争市場が導入される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ チリ全土を対象としている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ パナマ全土において、競争市場を導入する。
競争市場への移行措置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本法発効前に国営企業との間に存在した契約については、本法発効から 2 年以内の存続を許す。(電力民営化法第 88 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既存事業者や関係官庁が新制度に対応するため、82 年電力法公布より 180 日から 1 年の猶予が与えられている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本法発効後 5 年間は、大口需要家向けを除き発電された電力は ETESA が購入し、配電事業者に売却するシングルバイヤーモデルを採用。6 年目からは、ETESA を介さず発電業者と配電業者が直接契約を交わすことになる。
国営会社資産の民営化及び不良資産処理	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大プエノスアイレス電気公社 (Segba) 水道・電気公社 (Ayee) および北部バタゴニア水力発電公社 (Hidronor) の行っていた発電・送電事業を民営化に付す旨規定。(「電力民営化法」第 93 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 民営化については、本法による改革実施後、段階的に実施 (1986-1996)。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 100% 国有である ETESA を除く国営企業の売却を認める。火力発電および配電に関しては株 51% 以上の売却が可能。水力発電に関しては 49% まで。 ・ 電力セクターを統合垂直統合している水力資源・電化公社 (Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación: IRHE) を 20 ヶ月以内を 6 社以上 (水力発電 2 社、火力発電 1 社、送電 1 社、配電 2 社) に分割した上で従業員や企業に売却する。(159 条、160 条)
競争市場の維持体制	<ul style="list-style-type: none"> ・ 独立規制機関として国家電力規制局 (ENRE: Ente Nacional Reglador de la Electricidad) を設立し、競争制限行為の規制・管理を行う。 ・ 電力卸市場 (WEM) の運営は非営利団体である電力卸市場管理会社 (CAMMESA) が担う。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国家エネルギー委員会 (CNE) 及び電力燃料監督庁 (Superintendencia de Electricidad y Combustibles: SEC) が本法を施行機関となる。 ・ 独占禁止法については、電力会社の監視は一般の民間企業と同様に公正取引委員会が行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1996 年法律第 26 号で創設された公共サービス監督庁 (ERSP) が市場での競争の確保を監視する。 ・ 発電、送電、配電の複数の部門に参加することは規制されている。 ・ ETESA の有する送電および配電設備への被差別的なアクセスが保証されている。
事業規制	<ul style="list-style-type: none"> ・ 各事業は「電力民営化法」により創設された国家電力規制局 (ENRE) により規制される (54 条、56 条)。 ・ 送電業者による電力の売買は禁止。(「電力民営化法」第 30 条) ・ 発電および配電事業者による送電事業企業の所有を原則禁止。(31 条) ・ 送電事業者間や配電事業者間の系列化および合併は ENRE の承認が必要。(32 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電、送電、配電/小売部門間の兼業も規制されておらず、企業活動の自由度が高い。 ・ 水力発電、送電、配電については営業権の獲得が必要。営業権付与の決定は経済振興再建省の権限となっている。火力発電については認可を必要としない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力事業者は原則発電、送電、配電、仲介取引のいずれかのひとつのみに参入できる。発電会社が配電会社と資本関係を結んだり、配電会社が営業権を獲得した地域の需要の 15% を超える発電を行う発電会社と資本関係を結ぶことは禁止 (62 条、69 条、83 条、94 条)。
電力設備開発計画策定手順	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力設備開発は基本的に民間主導。発電については経済省エネルギー局 (SE) が計画を策定するが、計画に強制力はない。(38 条) ・ 送電線拡充計画は民間委ねられていたが、2000 年に SE 主導で「連邦送電計画」が策定された。 ・ 送電・配電部門においては付与される営業権のコンセッションにおいて具体的な投資を義務付けることが可能。(28 条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 78 年の政令で設立された国家エネルギー委員会 (CNE) が、規制価格算出のための発電・送電拡充計画を策定するが、強制力はない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画・経済政策省にエネルギー政策委員会 (COPE) が設置され、電力を含むエネルギー部門の開発戦略を策定する。 ・ 本法発効後 5 年間は ETESA が強制力のある電力設備拡張計画を策定する。6 年目よりは ETESA による計画は指針的性格を持つものとなり、投資の実施は各事業者任せられることとなる。
地方電化の推進体制	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー庁 (SE) が地方電化を担当。連邦電力審議会 (Consejo Federal de la Energía Eléctrica, CFEE) により運営される国家電力エネルギー基金 (FNEE) の 40% 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本法には地方電化の規定はない。 ・ 地方電化は CNE が 1994 年に地方電化計画 (Programa de Electrificación Rural) を策定している。実施機関としては計画・協力 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地方電化局 (Oficina de Electrificación Rural: OER) が政府一般予算を用いて行う。OER は当初大統領府直轄であったが、99 年に社会投資基金 (Fondo de Inversión

	が内陸地電力開発基金(Fondo para el Desarrollo Eléctrico)に当てられる。(70条)	省地方担当次官(SERPLAC)および内務省地域・行政開発次官補の管轄下にある地域開発基金(FNDR)などがある。	Social: FIS)に移管された。
電気料金	<ul style="list-style-type: none"> ・電気料金は卸・送電・配電/小売料金にアンバンドル化。卸電力料金は自由化。送電、配電/小売料金は ENRE が規制する。 ・契約市場では価格は相対契約により自由に決定。 ・スポット市場はノードにおける電力供給の限界費用を応札価格とするメリットオーダー入札。スポット市場価格は最後に落札された発電所の限界費用。小口需要家向けの電力を購入する配電会社は四半期固定の「季節価格」を支払う。 ・スポット市場では、発電事業者はエネルギー価格に加え発電容量に対する報酬(キャパシティ・ペイメント)も受け取る。 ・送電料金は可変料金と固定料金からなる。可変料金は送電ロスを回収するもので、ノード価格の差を通じて徴収される。固定料金は送電線への接続に必要な設備費及び1時間100kmの送電に対する電圧別固定料金からなる。送電線拡充の費用は送電料金に含まれていないが、発電事業者の合意のもとで、補助料金として送電線拡充投資費用を回収することができる。 ・配電料金はスポット市場価格+配電付加価値(VAD)で、ENRE により決定される(40条)。VAD には配電システムの維持管理費、配電網拡充費、検針、請求書発効などのマーケティング費に適正な利潤を考慮して設定される。 ・送電および配電の料金表は5年毎に見直される(42条) 	<ul style="list-style-type: none"> ・電気料金には規制市場と自由事情の2種類がある。2MW以上の大口需要家向けは相対契約により自由に価格を設定。 ・小口需要家向けの規制市場においては、CNE により設定される「ノード価格」が卸料金。「ノード価格」は電力供給の限界価格に送電ロスを加えたものである。「ノード価格」は短期限界費用に等しい「エネルギー価格」と長期限界費用に等しい「容量価格」の2つの価格から構成され(96条)、各ノードポイントにおける電力供給の限界費用が反映される。年2回見直し(97、98条) ・配電会社が消費者から徴収する「配電価格」は「ノード価格」に配電コストの付加価値を加えたものである。配電会社毎の料金表を CNE が決定し、4年間有効。 ・発電会社間の電力の融通は電力卸市場のスポット価格が適用される。 	<ul style="list-style-type: none"> ・大口需要家向けの電力料金は発電会社と需要家の交渉により決定され、規制の対象にならない(107条)。その他の最終消費者向けの料金は ERSP が算定する(111条)。 ・ETESA がシングル・バイヤーとなる移行期間中、発電会社が ETESA に売却する電力の価格は相対契約で自由に決定され(106条)。ETESA はこれに送電コストを加味して配電会社に売却する(112条)。移行期間終了後は、発電会社と配電会社が直接交渉により料金を決定する。 ・スポット市場では、CND が算定する電力供給の短期限界費用に基づき入札が行われ、落札された供給のうち最も高い価格がスポット取引の価格となる。

2.1.3.2. チリ

チリは、世界でも最も早く電力産業の民営化に着手した国の一つであり、電力部門の民営化も1970年代半ばより促進され、1982年には、電力法が制定され、卸市場も設置された。電力取引はスポット市場、規制市場(接続容量2MW未満の小口需要家)および自由市場(または開放市場、接続容量2MW以上の大口需要家)という3つの市場で電力の売買が行われているが、スポット取引は発電所間のみに限られている。2000年現在、SICを例にとると、規制市場と自由市場の占める割合はそれぞれ60%、40%となっている。

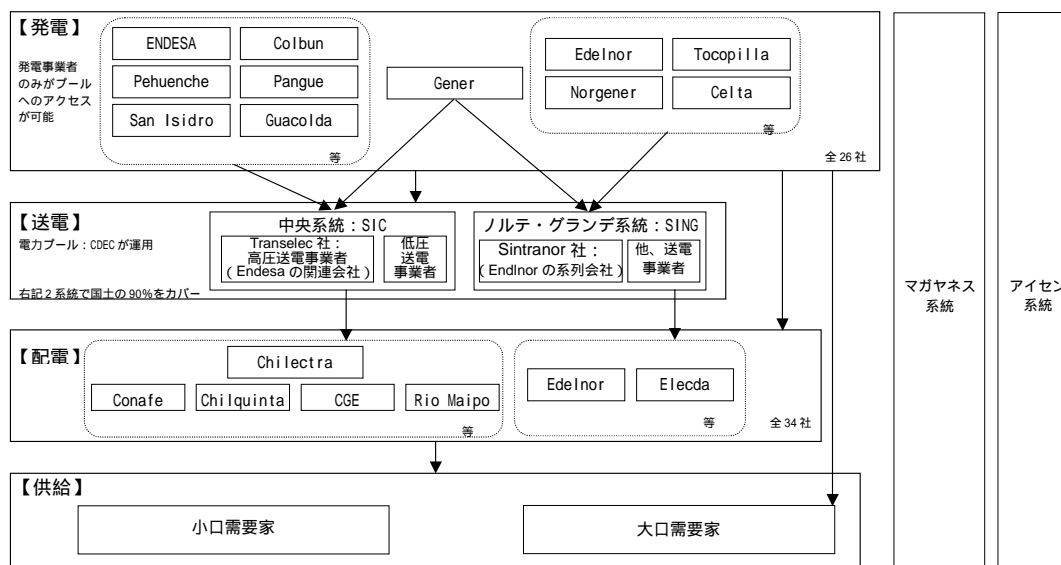
電力産業は、発電会社26社、送電会社5社、配電会社36社から成り、その大部分は民営である。発電と送電事業は自由化され、事業への参入および退出は自由にできる状況にある。外資に対する規制もないため、これまでに多くの事業者が参入している。

また、チリの各系統システム(SIC、SING、マガヤネス、アイセン)には、電力会社の操業をコーディネートする経済給電センター(Centro de Despacho Economico de Carga: CDEC)が設置されている。CDECは、その系統システムの主要電力会社によって設置された組織で、システム、の最適運営と全電力会社の送電コストの抑制を業務とする。

ラテンアメリカ最大の電力持株会社であるエネルシスは、1988年の電力民営化政策の一環として創設されており、その経営権はスペインのエンデサが保持している。その結果、チリの発電、送電、配電部門の大半は一社に独占されている状況にある。チリの電力市場において、発電電力量の72%（発電出力では81%）はSICに属しているが、その中でエネルシスの傘下にあるエンデサが50%以上のシェアを占めるという構造となっている。送電部門でもその子会社がSICの送電網の9割を所有している結果となっている。これに対してSINGの発電マーケット構造は1998年から1999年にかけて変化が見られる。これはガスアタカマパイプラインを通じてアルゼンチンから輸入される天然ガスを燃料とした発電所が稼働開始した影響が大きい。このようにSINGでは多様な発電事業者が参入している一方、SICではエנדеса社のシェアが特に大きいといった構造となっている。

そのため、市場自由化がラテンアメリカで最も早く進められたにもかかわらず、プール市場が卸市場に限定されているうえ、市場シェアが大手2社に独占されているため、必ずしも電力市場全体として効率的に機能しているとは言えないのが現状である。

図 2.1.3-1 チリ電力セクターの構造



出所：各種資料より三菱総合研究所作成

2.1.3.3. アルゼンチン

1980年代に入り、アルゼンチン経済は深刻化し、1989年に就任したカルロス・サウル・メネム大統領は、構造改革、経済自由化、広範な民営化プログラムといった緊急経済改革に取り組んだ。電力セクターでも運営・サービスの質の低下、運営および財務面での問題、停電の危機、夏季渇水期水力発電の出力低下、電力料金の上昇、インフラの劣化といった様々な問題が生じた。

その後、電力セクターの構造改革に着手し、民営化、自由化が進められた。1991年「電気法」(所謂、電力民営化法 公法第24065号)が制定され、電気事業の再編及び民営化を促進させた。実際の改革は1992年から1995年にかけて実施され、発電、送電、配電、関連商業活動までの全分野を対象に市場化が進展した。その結果、現在までにアルゼンチンの電力セクターは発電事業、送電事業、配電事業にアンバンドリングされ、多くの新規参入者が存在している。

また、これら電力事業の構造改革に伴い1992年から全国を対象とした卸電力市場(Whole Sale Electricity Market:WEM)が設置された。WEMは、卸電力市場管理会社(CAMMESA)により運営され、アルゼンチンの電力市場の中心となっている。主に発電部門を管理し、生産コストを最小限に抑えるための電力供給計画などを策定している。

WEMの市場構造はスポット市場と相対の長期契約市場から成っており、2000年現在、WEMにおけるスポット取引の割合は全体の取引量の約40%を占める。また、接続容量が30KW以上の消費者(大口需要家: Bulk User)は発電所から直接、電力を購入できるが、30KW未満の消費者(Captive User)は配電会社を通じて購入しなければならない。これらBulk UserとCaptive Userの市場に占める割合は、それぞれ20%、80%となっている。

アルゼンチン政府は相対で長期の電力購入契約(Long Term Power Purchase Agreement)を増やすことに注力している。

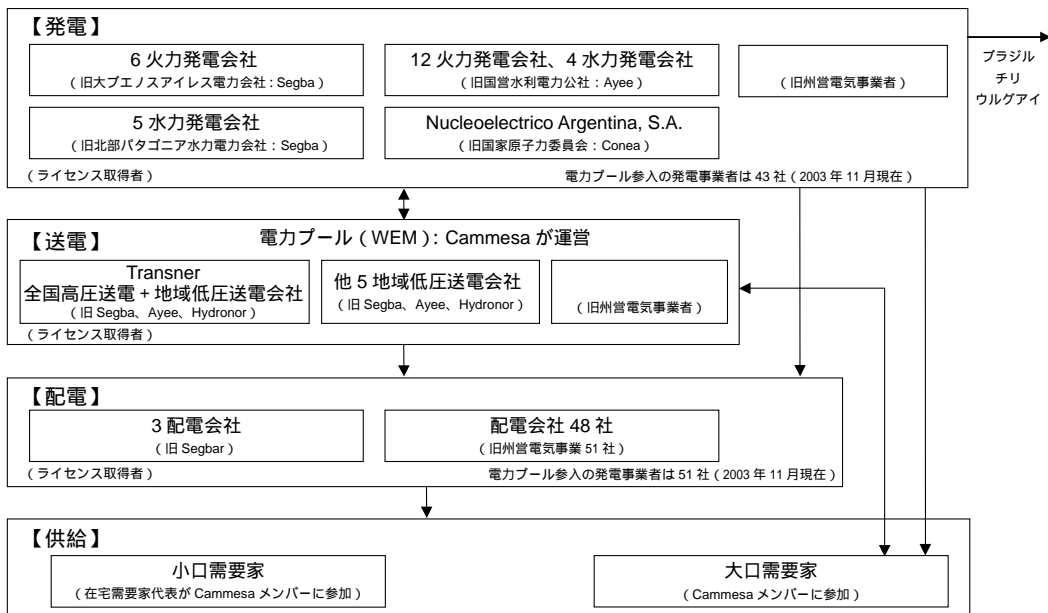
発電部門では積極的な民間事業者の参入もあり、2003年11月現在、43社に上っている。電力売買料金は、政府によって規定される30kW以下の小口顧客を除いて、当事者間の交渉で自由に決定される。

送電部門に関しては、電力プール市場は、透明性、契約の監督・技術的履行の管理を担当するCAMMESAが運営している。送電事業者としては、全国高圧送電と地域低圧送電会社を管理するTransnerや他の5つの地域低圧送電会社などがあるが、自然独占事業のため、送電会社は規制の対象となっている。

配電事業に関しては、2003年11月現在、配電会社は公営、民間合わせて65社が存在する。この市場へは自由に参入できる。

このように、発・送・配電の各事業分野に対する既存の大手事業者の株式取得を含め、自由に民間事業者の参入が可能な市場構造の構築により、競争原理が導入され、結果として電力売買料金の低下をもたらしている。

図 2.1.3-2 アルゼンチン電力セクターの構造



出所：各種資料より三菱総合研究所作成

2.1.3.4. パナマ

パナマの電力供給は、国営会社 IRHE (Instituto de Recursos Hidraulicos y Electrificacion) により行われていたが、1998 年に 4 つの発電会社、1 つの送電会社、3 つの配電会社に分割され、発電・配電部門が民営化された。その時点では、送電部門は国営のままとなった。(尚、送電会社もディーゼル発電を行っている。)

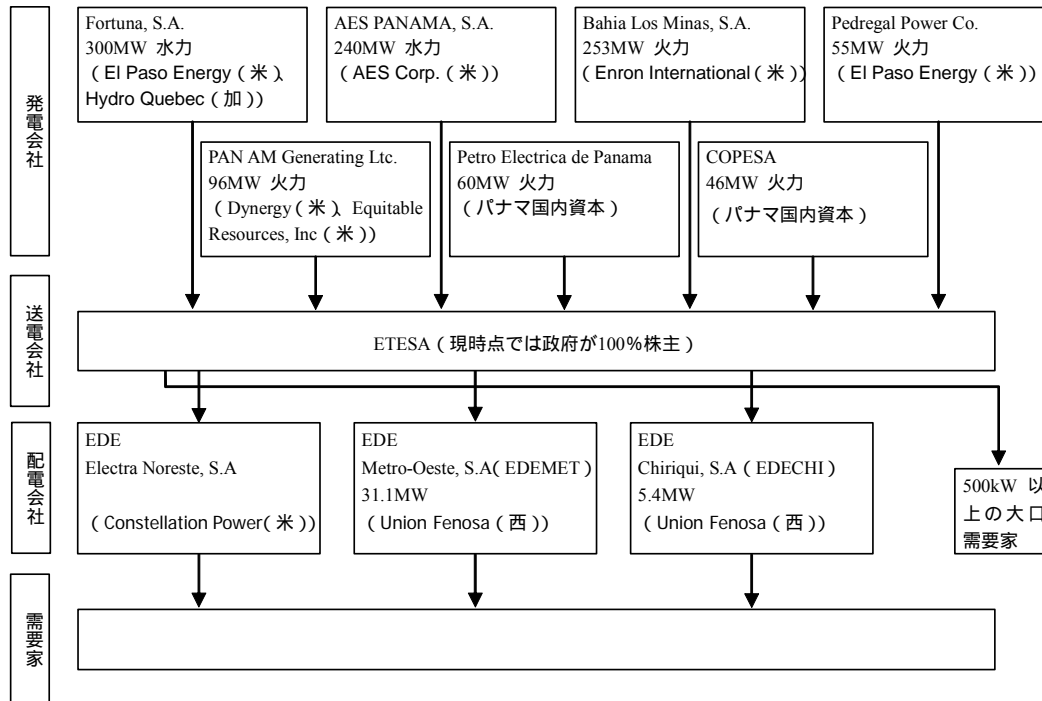
2003 年時点で、発電会社は 7 社に増えている。送電会社 ETESA は引き続き国営である。配電会社は、EDEMET と EDECHI がスペイン系の電力会社の傘下に入り、現在全国のおよそ 60% の顧客に対して配電を行っている。残りの 40% は米系企業が出資した Electra のシェアである。

2002 年 2 月までの 5 年間は、送電会社である ETESA (政府が 100% 株主) が電力の単一購入者 (シングルバイヤー) として価格決定を行っていた。2002 年以後、電力市場は完全に自由化され、新しい電力料金制度が導入された。2002 年 7 ~ 12 月期の電力料金は、エネルギー価格の上昇により大口ユーザ向け価格が上昇を見せたものの、1998 年の民営化前の IRHE 電力料金と比較すると、EDEMET で +0.79%、EDECHI で -0.71%、Elektra で +0.09% の相違に収まっている。これはインフレ調整していない数字である為、実質では電力料金は低下したと言えるであろう。但し、2003 年 1 ~ 6 月期は原油価格が 25 ~ 30% 上昇したことから、EDEMET で 4.75%、EDECHI が 3.49%、Elektra で 5.45% 電力料金が上昇している。

パナマでは発送配電の分離が法律に明記されており、各部門の間の相互乗り入れは規制されている。発電部門は民間、地方自治体、協同組合などに開放されており、配電部門は

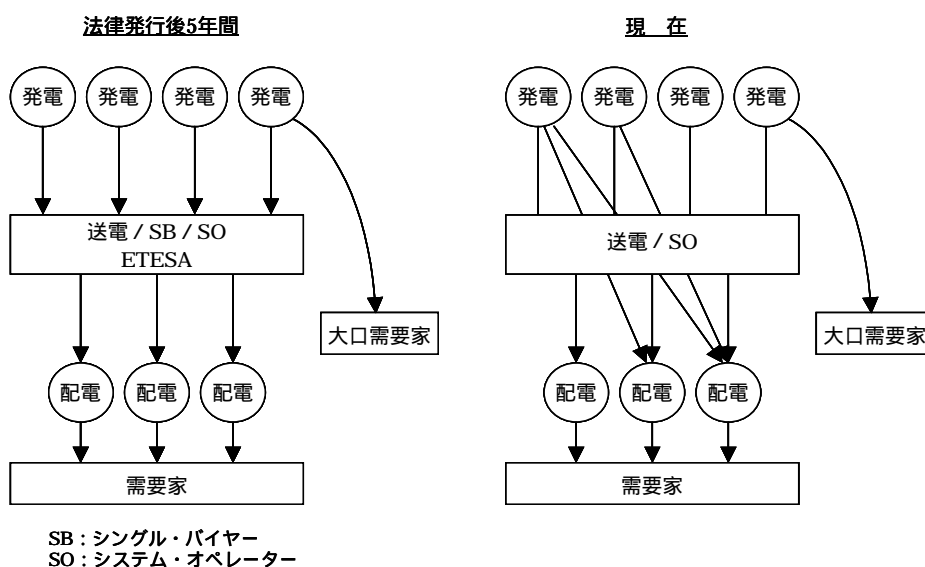
分割された地域における配電をコンセッションに出す方式が採られている。送電部門については、国営企業 ETESA がほぼ独占的な役割を果たし、統合された全国電力系統で、デイスパッチングを行っている。法律発効から 5 年間は ETESA によるシングルバイヤーであったが、2002 年 2 月からは配電業者が直接発電業者と契約を行うことになった。

図 2.1.3-3 パナマ電力セクターの構造



出所：各種資料より三菱総合研究所作成

図 2.1.3-4 パナマの電力市場モデル



出所：各種資料より三菱総合研究所作成

2.1.4. EUの電力構造改革

2.1.4.1. EU諸国における電力構造改革

(1) EU大での電力自由化政策の状況

1) EU指令の内容

1996年12月19日に、EU域内での統一電力市場形成を目指した指令(Directive96/92/EC)が制定された。同指令により、加盟各国は国内法を整備し、1999年2月までに全体の26%(4,000万kWh以上の需要家)に対する小売自由化を実施することが義務づけられた。その後、段階的に自由化範囲が拡大され、2003年2月には全体の33%(約900万kWh以上の需要家)で小売自由化を実施することが求められていた。

しかし、EU加盟国の間での電気事業者の買収などの国際的な摩擦が高まり、EU委員会では市場開放スケジュールの再検討、系統運用者を事業者から法律上独立させること、独立の規制当局の設置などが検討された。その結果、2002年11月にベルギーのブリュッセルで開催されたEU加盟各国のエネルギー担当大臣の会合で、表2.1.4-1に示すような合意がなされた。その後、EU委員会は2003年6月の本会議でEU電力・ガス指令改正案を承認し、ルクセンブルグで開催されたEU外交担当閣僚理事会で、この指令改正案は承認された。EUは、2007年の全面自由化などの新たな自由化の段階に入ることとなる。

表 2.1.4-1 EU加盟国間の2002年11月25日合意内容

項目	合意内容
市場の全面自由化の時期	<ul style="list-style-type: none">家庭用以外は2004年7月までに、家庭用は2007年7月までに全面自由化。2006年に自由化の影響評価を実施。この結果によっては家庭用需要家に対する全面自由化の実施を延期する場合もある。
需要家に対する保護	<ul style="list-style-type: none">自由化は、公共サービス義務(需要家保護、ユニバーサルサービスなど)の確保しつつ実施する。発電源、CO2排出量や放射性廃棄物の量など環境影響に関する情報を需要家への請求書に記載する。
ネットワーク部門の取り扱い	<ul style="list-style-type: none">送電部門は2004年7月までに、配電部門:2007年7月までに法的アンバンドリングの実施(垂直統合された事業者の所有権の分離を意味するものではない)。EU委員会は、ネットワーク運営の独立性についての評価を実施する。もし、厳密な分離以外の方法で目的が完全に達成されると判断された場合、それに応じた措置をとることができる。

出所：European Union

Directive96/92/ECで指定された系統アクセス方式(自由化モデル)は、TPA方式、シン

グルバイヤー（SB）システムの何れか、或いはそれらの組み合わせである。TPA は、更に託送条件の決め方に応じて交渉ベースの TPA（NTPA）と規制ベースの TPA（RTPA）に分かれる。それぞれの特徴は下表の通り。

表 2.1.4-2 欧州における系統アクセス方式（自由化モデル）

系統アクセス方式	概要	系統アクセス料金
NTPA（Negotiated Third Party Access）	託送条件に関し、市場参加者に系統運用者との交渉権が確保されている。市場参加者は、系統運用者と合意した条件の下で系統アクセスが可能となる。	市場参加者～系統運用者間で合意した料金
RTPA（Regulated Third Party Access）	規制された条件の下、市場参加者による系統アクセスが保証される。	規制当局により規制された料金
SB（Single Buyer）	発電・配電事業から分離された SB（単一購入者）となり、一括購入した卸電力を最終需要家に再販する。	〃

出所：European Union

EU 加盟国の殆どでは、TPA が採用されており、中でも、パワーエクスチェンジ（卸電力取引所）と、送電料金設計等が規制下に置かれる RTPA が最も多く採用されている。

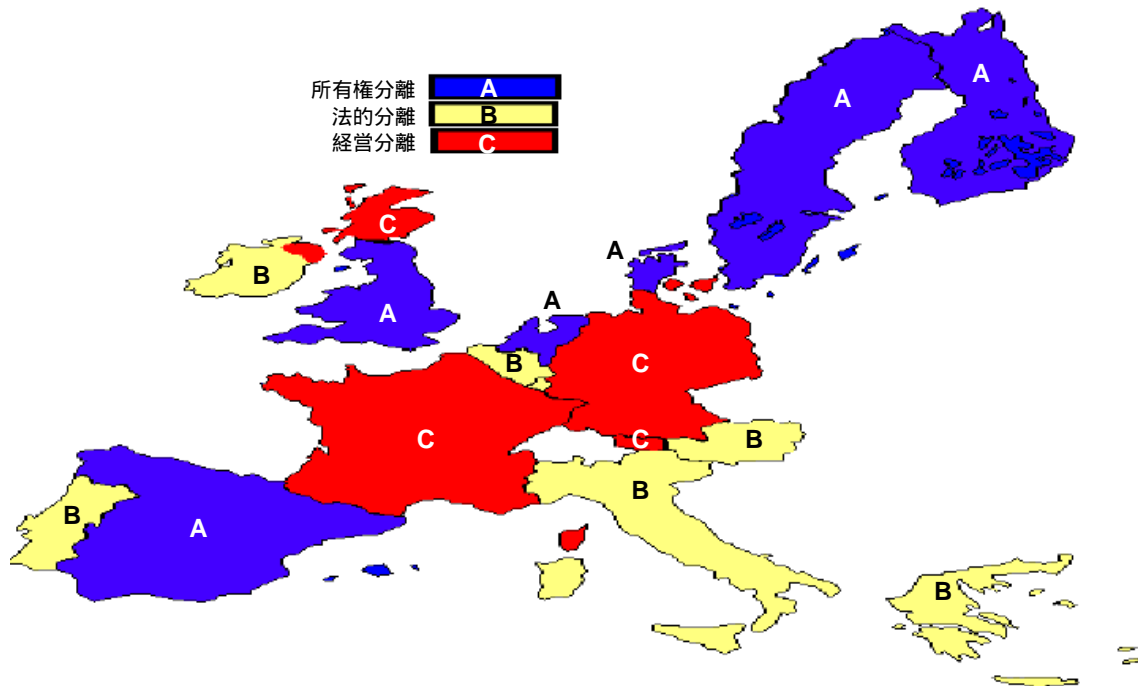
(2) アンバンドリングの状況

欧州の殆どの国では、自由化以降も送電線所有者と系統運用者は同一主体である。但し、送電部門（送電線所有＋系統運用）の垂直統合型電気事業からのアンバンドリングには、

- 所有権分離...資本面で他部門から完全に独立した送電機関が設立されている
- 法人格分離...他部門と（同一所有者であっても）別の法人格が送電機能を司っている
- 経営分離...他部門とは会計上分離されているが、法人格が他部門から独立していることは要求されていない

の3種類の形態があり、図 2.1.4-1 に示す通り各国で異なる。

図 2.1.4-1 欧州における送電部門分離の状況



出所： RTE資料を基に作成

(3) 欧州各国の電気事業体制

- EU 非加盟国のノルウェー、スイスを含む欧州諸国の現状の電気事業体制、即ち
 - 系統運用者 (TSO)・送電線所有者
 - 規制当局
 - 系統アクセス方式
 - 適用されている市場 / 系統運用ルール
 - 既設の電力取引所

について、表 2.1.4-3 に取り纏める。

尚、ここで取り上げた欧州諸国で、電気事業に対する独立規制機関が存在しないのは、ドイツのみである。

表 2.1.4-3 欧州各国の電気事業体制

国名	オーストリア	ベルギー	デンマーク
TSO (系統運用者) ・送電線所有者	Verbund-Austrian Power Grid GmbH (APG) Parking 12, A-1010 Wien, www.apg.at	ELIA Bd. de l'Empereur 20, B-1000 Brussel, www.elia.be	Elkraft System a.m.b.a Lautruphøj 7, DK-2750 Ballerup, www.elkraft-system.dk
	Powergrid-Tiroler Wasserkraftwerke AG Eduard-Wallnöfer-Platz 2, A-6010 Innsbruck, www.powergrid.at		Eltra Fjordvejen 1-11, DK-7000 Ferdericia, www.eltra.dk
	Vorarlberger Kraftwerke AG Weidachstraße 6, A-6901 Bregenz, www.vkw.at		
規制当局	Elektrizitäts-Control GmbH Kärntnerring 5-7/7, A-1010 Wien, www.e-control.at	Commission de Regulation de l'Electricite et du Gas (CREG) Rue Wiertz 50, B-1050 Bruxelles, www.creg.be	Danish Energy Regulatory Authority (Energitilsynet) Nørregade 49, DK-1165 København, www.ks.dk
システムアクセス方式	RTPA	RTPA (大量送電、エリア通過送電にはNTPA オプション有り)	RTPA
市場/系統運用ルール	"Technical and organizational rules for carriers and users of distribution and transmission networks" ("Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Verteil- und Übertragungsnetze"-TRO)	計画段階	"Market Regulations" (Markedforskrifter) Grid Code (NORDELメンバー共通)
電力取引所	Alpen Adria Power exchange	なし	Nord Pool

国名	フィンランド	フランス	ドイツ
TSO (系統運用者) ・送電線所有者	Fingrid Oyj Arkadiankatu 23B, P.O:BOX 530, FIN-00101 Helsinki, www.fingrid.fi	Reseau de Transport Electricite (RTE) 34-40, rue Henri Regnault, F-92068 Paris la Défense Cedex 48	Bewag AG Puschkinallee 52, D-12435 Berlin, www.bewag.com
			EnBW Transportnetze AG Kriegsbergstraße 32, Postfach 101362, D-70012 Stuttgart, www.tngsl-enbw.de
			Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW) Überseering 12, D-22297 Hamburg, www.hew.de
			E.ON Nets GmbH Luitpoldplatz 5, D-95444 Bayreuth, www.eon-energie.com
規制当局	The Energy Market Authority Eteleinen Makasiinikatu 4, FIN- 00130 Helsinki, www.energiamarkkinavirasto.fi	Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) 149, rue de Longchamp, F-75116 Paris, www.cre.fr	なし
システムアクセス方式	RTPA	RTPA	NTPA
市場/系統運用ルール	"General connection terms of Fingrid Oyj's grid" (Fingrid Oyj:N Yleiset Liittymisehdot) "Fingrid Oyj's main grid service conditions, 1.1.1999" (Fingrid Oyj: N Kantaverkopalveluehdot 1.1.1999) Grid Code (NORDELメンバー共通)	Different contracts for import, export and transits of electricity; "RTE-Balancing-Market-Rules"; "Network code" ("Code de Reseau") 計画段階	"Gridcode 2000"; "Associations' Agreement 2" ("Verbandsvereinbarung 2")
電力取引所	Nord Pool	Powernext SA	European Energy Exchange (EEX)

表 2.1.4-3 欧州各国の電気事業体制（つづき）

国名	イギリス	ギリシャ	アイルランド
TSO(系統運用者) ・送電線所有者	The National Grid Company plc (NGC) Kirby Corner Road, Coventry CV4 8JY, www.nationalgrid.com/uk	Public Power Corporation-Hellenic Transmission System Operator 22, Asklipiou str, GR-14565 Krioneri, www.dei.gr	Electricity Supply Board Lr. Fitzwilliam St, IR-Dublin 2, www.esb.ie
	Northern Ireland Electricity plc (NIE) 120 Malone Road, Belfast BT9 5HT, www.nie.co.uk		
	Scottish & Southern Energy plc (SSE) 200 Dunkeld Road, Perth PH1 3AQ, www.scottish-southern.co.uk		
	Scottish Power (SP) 1 Atlantic Quay, Glasgow G2 8SP, www.scottishpower.com		
規制当局	【イングランド&ウェールズ, スコットランド】 Office for Gas and Electricity Markets (Ofgem) 9 Millbank, London, SW1P3GE, www.ofgem.gov.uk 【北アイルランド】 Office for Regulation of Electricity and Gas (OFREG) Brookmount Buildings, 42 Fountain Street, Belfast, BT1 5EE, http://ofreg.nics.gov.uk	RAE-Regulatory Authority for Energy Panepiothmiou 69 Kai Aiolou, GR-Athens, www.rae.gr	Commission for Electricity Regulation (CER) 5-9 South Frederick Street-1 floor, IR-Dublin 2, www.cer.ie
系統アクセス方式	RTPA	RTPA	RTPA
市場/系統運用ルール	イングランド&ウェールズ: Balancing & Settlement Code, Grid Code (NGC) スコットランド: Settlement Agreement for Scotland, Grid Codes (SP and SSE) 北アイルランド: administered arrangements (NIE)	"Operating code; "Transmission Connection Agreement" ; "Detailed Definition and Description of Electricity System Trading Arrangements in Greece"	"Grid Code"
電力取引所	イングランド&ウェールズ: UKPX, APX, IPEなど スコットランド、北アイルランド: なし	なし	なし
国名	イタリア	ルクセンブルク	オランダ
TSO(系統運用者) ・送電線所有者	Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) Viale Maresciallo Pilsudski, 92, I-00197 Roma, www.grtn.it	Cegedel S.A. 2 Rue Thomas Edison, L-1445 Strassen, www.cegedel.lu	Tennet b.v. Utrechtseweg 310, NL-6812 Arnhem, www.tennet.org
	送電線所有者は、ENEL	SOTEL	
規制当局	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas Piazza Cavour, I-20121 Milano, www.autorita.energia.it	Institut Luxembourgeois de Régulation 45a, avenue Monterey, L-2922 Luxembourg, www.ilr.lu	Dienst Uitvoering en toezicht Energie (Dte) P.O.Box 16326, NL-2500 BH The Hague, www.dte.nl
系統アクセス方式	RTPA (有資格需要家), SB (その他)	RTPA	RTPA
市場/系統運用ルール	"Technical rules for connection" ("Regole Tecniche Di Connessione"), "Electricity Market Rules" ("Disciplina del mercato elettrico")	N/A	"gridcode" (Netcode)
電力取引所	Gestore del Mercato	なし	Amsterdam Power Exchange

表 2.1.4-3 欧州各国の電気事業体制（つづき）

国名	ノルウェー	ポルトガル	スペイン
TSO(系統運用者) ・送電線所有者	Statnett SF P.O.Box 5192 Majorstua, N-0302 Oslo, www.statnett.no	Rede Eléctrica Nacional, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55, P-1749 061 Lisboa, www.ren.pt	Red Eléctrica España Pº del Conde de los Gaitanes, 177, E- 28109 Alcobendas Madrid, www.ree.es
規制当局	Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) Middelthunsgate 29, P.O.Box 5091 Majorstua, N-0301 Oslo, www.nve.no	Entidade Reguladora Sector Eléctrico (ERSE) Edifício Restelo-Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3, P-1400-113 Lisboa, www.erse.pt	Comisión Nacional de Energía (CNE) Marqués del Duero, 4 E-28001 Madrid, www.cne.es
システムアクセス方式	<i>RTPA</i>	<i>RTPA</i>	<i>RTPA</i>
市場/系統運用ルール	"gridcode" ("Netcode")	"Access to the networks and the Interconnections code" ("Regulamento de acesso às redes e à s interligações"); "Rules for system management" ("Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema")	"Electricity Market Rules" (Reglas del Mercado de Producción de Energía Eléctrica")
電力取引所	Amsterdam Power Exchange (AmPX)	TSOでスペインプール市場 (COMEESA)に参加	COMEESA

国名	スウェーデン	スイス
TSO(系統運用者) ・送電線所有者	Sevenska Kraftnat P.O.Box 526, SE-16215 Vällingby, www.svk.se	Atel-Aara Tessin AG Bahnhofstrasse 12, CH-4601 Olten, www.atel.ch
		BKW-FMB Energia AG Viktoriaplatz 2, CH-3000 Bern 25, www.bkw.ch
		Centralschweizerische Kraftwerke (CKW) Hirschengraben 33, CH-6002 Luzern, www.ckw.ch
		Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL) Postfach, CH-5080 Laufenburg, www.egl.ch
		EOS-Energie Ouest Suisse Place de la gare 12, CH-1001 Lausanne, www.eos-gd.ch
		EWZ Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Postfach, CH-8050 Zürich, www.ewz.ch
		Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK) Parkstrasse 23, Ch-5401 Baden, www.nok.ch
規制当局	Swedish National Energy Administration - Office of the Electricity and Gas Regulator P.O.Box 310, S-631 04 Eskilstuna, www.stemk.se	Schiedskommission 自由化実 現後
システムアクセス方式	<i>RTPA</i>	<i>RTPA</i> 未定
市場/系統運用ルール	"General agreement conditions for use of the main grid" ("Allmänna Avtalsvillkor för Nyttjande av Stamm ätet") Grid Code (NORDELメンバー共通)	未整備
電力取引所	Nord Pool	なし

出所：European Commission, “Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion”
(December 2001)等を基に作成

2.1.4.2. 英国イングランド&ウェールズ

(1) イングランド&ウェールズ電力市場の概観

英国イングランド&ウェールズでは、2001年3月27日より、民間パワーエクスチェンジ+RTPAを市場モデルとする新たな卸電力取引制度 NETA の運用が開始されている。

1989年電気法に基づいた旧来のプール制度は、サッチャー政権下での民営化政策に沿う形で1990年4月に導入され、以来11年間にわたって運用がなされてきたが、市場設計の欠陥から発電事業者の市場支配力行使²⁵によって思うほど電力価格の低下が進まなかったこと等により廃止された。

NETAの下では、それまでプール市場における取引調整機能を果たしてきたNGCは、もはやその機能を果たさなくなり、短期の需給調整市場（バランシングメカニズム）が設置され、卸電力取引は市場参加者間で自由に行われるようになった。これに伴って、イングランド&ウェールズでは、OTC市場やパワーエクスチェンジが急速に発展した。後者については、これまでに既にUKPX、APX UK、IPEの3社が開設している。

小売部門の自由化は、1990年4月に1,000kW超の大口需要家を対象に開始されたのを皮切りに段階的にその範囲拡大がなされ、1999年に家庭用需要家を含むすべての需要家が供給事業者の選択を行えるようになったことで既に完了している。今日、全体の約4割の需要家が供給事業者の乗り替えを行っており、激しい競争状態にある。

尚、現在、現行の卸電力取引制度を、イングランド&ウェールズ地域から英国全土に拡大して適用するための準備が、Ofgem、DTIを中心に進められている。この新しい卸電力取引制度は、BETTAと呼ばれ、その移行に関しては、エネルギー法（Energy Bill）の一部として既に2003年11月27日より上院（House of Lords）にて審理が行われている。現時点におけるBETTAへの移行時期に関する目標は、2005年4月である。

(2) アンバンドリングの状況

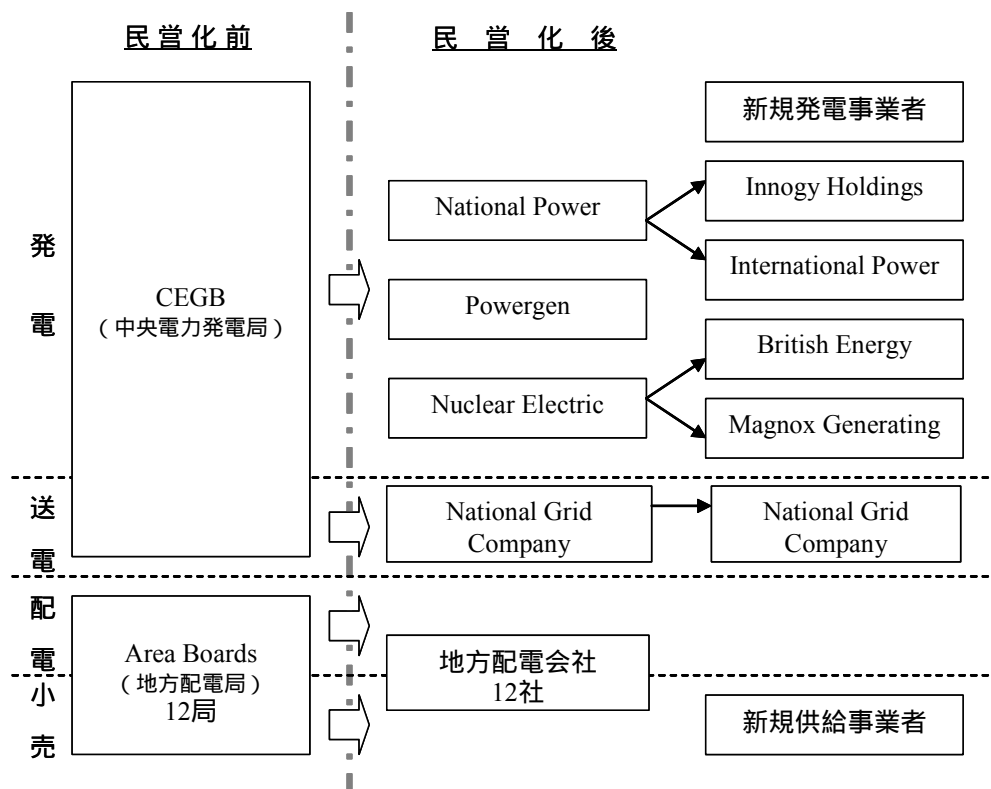
英国イングランド&ウェールズでは、89年電気法に基づく域内電気事業再編（民営化）以前より、発・送電事業と配電事業は図 2.1.4-2 に示す通り組織上の分離がなされていた。

従って、構造改革によって更なるアンバンドリングがなされたのは、発電部門と送電部門、配電部門と小売部門である。小売自由化導入以前は、配電網を所有するイングランド&ウェールズの12の配電会社（REC）に対しては、一般供給ライセンスが与えられており、小売供給事業もそれら配電会社により行われてきた。しかしながら、小売自由化導入後は、配電網の独占的所有者以外の事業者による小売供給事業への参入促進を目的として、一般供給ライセンスは、配電ライセンスと供給ライセンスに分離され、同一企業が両方のライセンスを取得することが認められなくなった。つまり、配電部門と小売供給部門には、組織分離と会計分離が義務づけられている。

²⁵ 2大発電事業者であるNational PowerとPowerGen（当時）が、自社電源の定検時など供給力が落ちこんだ際に、別の電源の入札価格を不当に高く設定し、プール市場価格の釣り上げ行為を行っていたとされている。

その一方で、特にプール制が廃止された NETA 移行後、配電会社による発電所の買収、
 或いは発電事業者による配電会社の買収によって、垂直統合化の動きが見られるようになった。

図 2.1.4-2 89年電気法に基づくイングランド&ウェールズの電気事業再編



出所：各種資料を基に三菱総合研究所作成

その他、イングランド&ウェールズでは、検針ビジネスにも競争原理が導入されており、
 これにより配電会社の中には検針ビジネスから撤退するところも現れている。

(3) 電力取引の形態

1) 電力取引の種類

旧プール制度時代と同様、NETAにおいても、取引決済単位時間が30分というコンセプトに変わりはない。電力市場は、先物や先渡しといった金融取引市場も含む任意のパワーエクスチェンジと、系統運用者であるNGCが系統全体の需給バランス確保を目的に運営するバランシングメカニズムにより構成される。バランシングメカニズムの運営、ならびにインバランス決済、市場参加者の相関関係および責務については、NGCの100%子会社であるElxon²⁶が管理しているBSCにて規定されている。

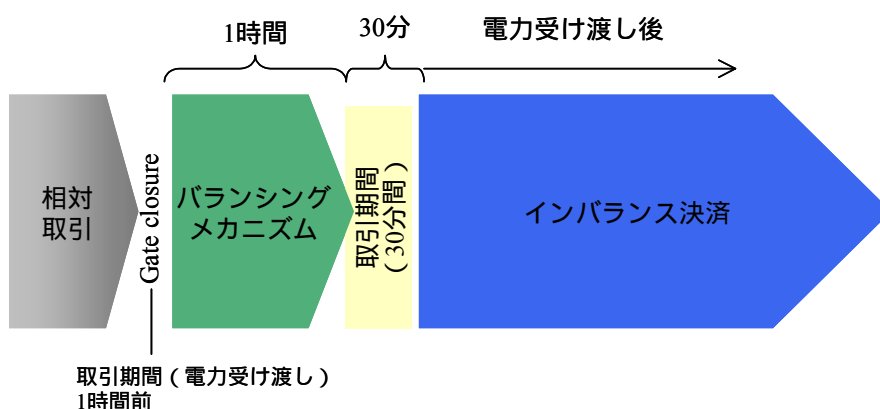
²⁶ NGC自体は、経営（投資）効率化により利潤最大化を目標とする（インセンティブが与えられている）営利企業であるが、Elxonは非営利企業である。

balancing mechanismは、市場参加者からのオファー（発電量の増加もしくは需要の抑制）/ビッド（発電量の抑制もしくは需要の増加）などを基に電力インバランスを補償して、系統全体の需給バランス確保を図る需給調整市場であり、市場参加者による同市場へのオファー/ビッドの提出は、緊急時のような例外を除いて原則自由とされている。但し、その決済プロセスに関しては、イングランド&ウェールズにおける電気事業のライセンス保有者はすべて関与することが義務付けられている。

市場参加者は、先物、先渡しなど様々な商品の取引を実践し、また長期、中期、短期と様々なタイムスパンの市場に参入することで、自身の契約上のポジションを維持することができることは言うまでもないが、balancing mechanismの運営者である NGC もこれらの市場に参加することが認められている。但し、NGC が取引市場に参加する場合は、あくまで系統の需給バランス確保がその目的でなくてはならず、単なる投機的な行為は認められていない。

図 2.1.4-3 に NETA における市場運営プロセスを示す。

図 2.1.4-3 NETA における市場運営プロセス



出所：Elexon

2) 電力取引の調整段階

イングランド&ウェールズでは、NETA 以降後、以下の 2 段階で給電計画が作成されている。

(a) 事前計画通告 (Physical Notifications)

取引期間 (trading period = 電力受け渡しがなされる 30 分間) の前日午前 11 時に、balancing mechanism参加者²⁷は、自身が責任を負うBMユニット²⁸のうち、

- 5 万 kW 以上の負荷、発電ユニット

²⁷ BM参加者の定義は、BMユニット（脚注 28 参照）の責任者程度のものであり、必ずしもbalancing mechanismに参加（オファー/ビッドを提出）する者を表している訳ではない。

²⁸ すべての発電ユニット、負荷。

- その他バランシングメカニズムに投入されることを選択した発電ユニット、
負荷

について、彼等の最善の予測に基づいた翌日毎 30 分の発電計画、需要計画を NGC に提出しなければならない。また、バランシングメカニズムへのオファー/ビッド提出を望む場合には、それらも併せて提出される。

但し、Physical Notification ならびにオファー/ビッドは、次項で述べる最終計画通告が行われる取引期間 1 時間前（"Gate Closure"）までは、その後の発電ユニットの故障や並列/解列時間の変更、契約の変更によって修正を施すことが認められている。逆に言えば、BM 参加者は、Gate Closure までの間、自身の提出により NGC が保有する計画が、BM ユニットの状態に照らして正確さを保つことに対して相応の努力を払わねばならない。

(b) 最終計画通告 (Final Physical Notifications)

BM 参加者は、各取引期間の Gate Closure までに事前計画通告の対象となった BM ユニットの最終計画、ならびにバランシングメカニズムへのオファー/ビッドを（応札する場合には、それらを）NGC に提出しなければならない。尚、この Gate Closure 以降の計画ならびにオファー/ビッドの追加・変更は一切認められない。

また、この Gate Closure 時点では、当該取引期間（に受け渡しがなされる電力）に対するあらゆる取引が完了し、市場参加者（Trading Party）の契約上のポジション（Energy Contract Volumes）も Gate Closure までに BSC エージェント（下欄参照）の一つである Energy Contract Volume Aggregation Agent（ECVAA）に通知される。

Final Physical Notification は、Gate Closure 時点での（NGC に計画を提出しなければならない）BM ユニットの発電・需要の想定であり、それら BM ユニットの容量が上限となるのに対し、Energy Contract Volume は、市場参加者が取り交わした契約上のポジションのため、その上限は当該事業者のクレジットということになる。

【BSC エージェント】

Elxon は実質上、バランシングメカニズムの運営、決済に関する市場関係者の責務、所要手続き・ルールを定めた BSC、ならびに BSC パネルの管理・サポートのみを実施しており、実際のインバランス決済に必要な情報の授受、決済等の業務は、Elxon が委託した BSC エージェントのより執り行われている。

BSC にて定義されている BSC エージェントの種類、ならびにそれぞれの現在の担当事業者名を表 2.1.4-4 に示す。

表 2.1.4-4 BSC エージェント一覧

BSC Agent (略語)	担当事業者
Funds Administration Agent (FAA)	Logica EPFAL
Settlement Administration Agent (SAA)	Logica Consortium
Balancing Mechanism Reporting Agent (BMRA)	
Energy Contract Volume Aggregation Agent (ECVAA)	
Central Data Collection Agent (CDCA)	
Technical Assurance Agent (TAA)	
Central Registration Agent (CRA)	
Supplier Volume Allocation Agent (SVAA)	Cap Gemini Ernst & Young
Teleswitch Data Service Agent (TDSA)	Electricity Association Service Limited
Profile Administrator (PrA)	
BSC Auditor	PricewaterhouseCoopers
Certification Agent	

出所：Exelon, "BSC Summary – Section E: BSC Agents"

3) バランシングメカニズム

先述の通り、バランシングメカニズムとは市場参加者の発電、供給の計画（契約上のポジション）と実績（計量値）の差分を補償するための需給調整市場であり、その運営は系統運用者である NGC が行っている。

バランシングメカニズムは、電力受け渡しが発生する取引期間（trading period）の 1 時間前（Gate Closure）から開始される。NGC は、Final Physical Notifications 自身の需要・供給力想定結果を比較し、Gate Closure までに提出されたオファー／ビッドの中から、取引期間における需給バランス確保に必要と考えられるオファー／ビッドを購入する。その際、送電制約やオファー／ビッドの対象となっている BM ユニットの物理的制約がない限り、NGC はビッドについては高価な方から、オファーについては安価な方から購入する。

インバランス決済に利用される価格（"cash-out prices"）は、NGC がバランシングメカニズムから不足分を調達する価格（SBP：System Buy Price）と余剰分を売る価格（SSP：System Sell Price）である。これらの価格は、バランシングメカニズムで当該時間帯に落札された価格及びその落札量によって決まる²⁹。

SBP：オファーの落札量に応じた加重平均価格

SSP：ビッドの落札量に応じた加重平均価格

また、オファー／ビッドが落札された BM 参加者に対する支払いは、各 BM ユニットの応札価格ベースでなされる。

4) BSUoS 料金

系統運用者である NGC がグリッド内の需給バランス確保のために調達しているアンシラリーサービス費用は、NGC の需給バランス確保にかかる全体コストを回収する目的で設

²⁹ オファー、ビッドとは別に市場参加者と系統運用者の間で、相対で契約されたものについては個々の契約内容に応じた価格となる。

定されている BSUoS 料金の一部として市場参加者から回収されている。

BSUoS 料金の設計に考慮されている費用項目は、

 バランスサービス(需給バランス確保に係る NGC 業務の総称)に関連する NGC の内部費用

 バランスメカニズムでのオファー/ビッド受付に付随する費用

 アンシラリーサービス調達に係る契約コスト(アンシラリーサービス提供者への支払い)

等であり、料金は、バランスサービスに関連する総費用を、系統ロス調整後の各 BM ユニットの(発電/需要)計量値の合計値で除することにより算出されている。

(4) 電力セクターの政策・計画立案の仕組み

1) 系統計画について

 イングランド&ウェールズにおける系統計画は、TSO である NGC が策定し、Ofgem に提出する。計画作成にあたっては、NGC は将来新設される電源の立地や規模、また既存電源の廃止等の不確実性も考慮する。

 尚、系統計画は、NGC が発行する 7 年計画 (Seven Year Statement) にて公開される。

2) 電力流通設備に対する投資インセンティブ

 自由化環境下においては、一般に市場原理だけでは、送電設備増強に係るインセンティブは働かないと認識されており、欧米の一部の国・地域においては、別途、送電設備の投資インセンティブの枠組みが用意されている。

 イングランド&ウェールズにおいては、規制当局 (Ofgem) が、送電会社 (NGC) の一定期間の収入に上限を設定する「収入キャップ方式」が採用されている。同方式の下、NGC の事業報酬率は、設備投資費用や O&M 費だけでなく、経営効率化や供給品質を加味したパフォーマンスにも左右されるが、供給品質の維持向上や送配電事業者による効率的な設備投資、効率的な財務管理などを実践することで、NGC は利益を拡大させることができる。

 イングランド&ウェールズでは、送電混雑が発生した場合、その解消に必要とされる電力は NGC が市場より調達しなければならない仕組みとなっていることから、本方式が NGC にとって送電混雑を軽減するような送電設備への投資を行うインセンティブとなることが期待されている。

 尚、同様の総収入規制は、NGC だけでなく、配電会社にも適用されている。

3) 回収不能投資費用の取り扱いについて

 イングランド&ウェールズでは、原子力発電プラントの CEGB からの Nuclear Electric への移行、Nuclear Electric の民営化時に回収不能投資費用に係る検討がなされた。

 89 年電気法に基づいて CEGB から Nuclear Electric に移管された原子力発電プラントは、廃炉コスト、使用済み燃料コストを考慮した場合に運転コストが市場価格を上回ることが想定された。しかしながら、それらの短期限界費用自体は安価であることから運転を継続することは妥当との判断がなされ、結果、それらを補助する目的で供給事業者からその売

上に一定比率を乗じた金額を徴収し、原子力を含む高コストな非化石燃料発電に分配する化石燃料課徴金（Fossil Fuel Levy）制度の導入が行われた。

また、Nuclear Electric の民営化時には、それまでに累積されていた原子力関連の莫大な債務を解消するために、廃炉に係る費用を Nuclear Electric から独立した特別な引当金（segregated fund）により充当する措置が採られた。

2.1.4.3. 北欧（Nord Pool エリア）

(1) 北欧電力市場の概略

北欧の電力市場では、北欧各国の TSO である Statnett（ノルウェー）、Fingrid（フィンランド）、Svenska Kraftnät（スウェーデン）、Eltra（デンマーク）の協力体制下で電力供給が行われている。また、それら 4 つの TSO は、北欧の卸電力取引市場 Nord Pool への出資も行っており、その意味で北欧では系統運用と深く協調した電力市場の運営が行われている。

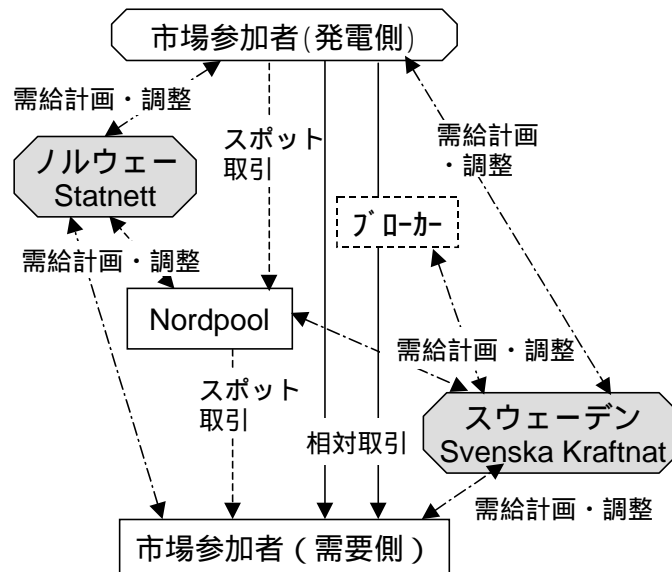
Nord Pool は、ノルウェーで運営されてきた電力取引機関 Stattnet Marked へのスウェーデン系統運用局（Svenska Kraftnat）50%出資に伴って 1996 年に誕生した国際的な卸電力取引所である。1998 年 6 月からはフィンランドが、また、1999 年 7 月には、デンマーク Eltra が Nord Pool と提携し、フィンランド全域、デンマークの西部（ユトランド半島部、フェン島）地域が、2001 年にはデンマーク東部も Nord Pool に加わっている。

Nord Pool には、「エルスポット（Elspot）」と呼ばれる卸電力スポット市場と、「エルターミン（Eltermin）」と呼ばれる先物・先渡市場、「エルオプション（Eloption）」と呼ばれるオプション市場で構成され、また、フィンランド、スウェーデンでは、周波数調整用電力（Regulating Power）の取引市場「エルバス（Elbas）」も運営されている。

上記のNordpool取引市場のうち、物理的な電力取引に関わるのはElspotのみ³⁰で、市場参加者同士の相対取引も存在する。また、Elspotを通じたスポット取引では市場参加者～Elspot間、相対取引では市場参加者間にブローカが介在することがある。（図 2.1.4-4 参照）

³⁰ アンシラリーサービスに相当するRegulating Powerの取引市場であるElbasを除く。

図 2.1.4-4 北欧電力市場の概念モデル



注) ノルウェー、スウェーデンのみ抜粋

出所：各種資料を基に作成

(2) スウェーデンの電力構造改革

スウェーデンの電気事業は、1992年1月の事業再編に伴い、旧来、垂直統合型機能を全うしてきた Statens Vattenfallswerk (スウェーデン電力庁) から発電部門、送電部門が分離され、それ以降も事業構造の変化は引き続き起こっている。

スウェーデン国内の電気事業者は、より大規模かつ統合的なエネルギー企業へと進化しており、複数の国にまたがったビジネス展開を行うようになっている。事業構造の変化は、電力トレーディング分野でも起こっており、スウェーデンでは、激化する競争状態に合わせて自社トレーディング部門の売却を行う地方配電公社 (local authorities) の数が増えているほか、民間の小規模な電力トレーディング企業の手による買収も進行しており、発電設備・送電設備の運用を行わない企業も複数、トレーディング市場に参入している。

スウェーデンの電力自由化は、1996年1月の新電気法 (electricity legislation) の施行に基づいて実現しており、同年、先にも述べた通り、Svenska Kraftnat によるノルウェー Statnet Marked への出資に伴って国際的な卸電力取引所 Nord Pool が誕生している。

小売部門についても、デンマークを除く他の北欧諸国と同様、スウェーデンではすでに完全自由化が実現されており、小口需要家の市場参入障壁となっていた1時間メータ設置要件が1999年に廃止されたことにより、現在では全需要家が追加コストなしに供給事業者の選択を行えるようになっている。

(3) アンバンドリングの状況

スウェーデン、ノルウェーにおける電力構造改革の狙いは、発電部門に競争原理を導入することであり、そのため、発電会社は送配電会社から分離されている。送配電部門は依

然として自然独占となっており、送配電事業者がネットワーク事業によって得た利益を発電事業に還元することを防止するために、送配電部門と発電部門は会計上の分離がなされている。があると認識されている。よって発電事業は会計分離が行なわれている。

1) スウェーデン

送電部門が前出の Svenska Kraftnät によって所有されている他、配電部門も法人組織上かつ会計上分離されなければならない。

配電部門と小売供給部門の分離も、「ネットワーク(送配電系統)運用を実施する法人は、発電、販売事業を行うことを禁止されている」として新電気法にて定められており、送配電事業と他の事業部門との会計分離が義務づけられている。

2) ノルウェー

ノルウェーでも、送電部門は国営企業である Statnett によって一括運用されている。配電部門を他事業から別組織として分離することは義務づけられていないが、配電事業者が他の事業を同一組織内で実施する場合、つまり組織分離が行われていない場合には、会計上は分離することが義務づけられている。但し、実態としては、大部分の大手配電会社が配電事業と小売供給事業を組織上も分離している。

(4) 電力取引の形態

1) 電力取引の種類

(a) エルスポット (Elspot) における前日スポット取引

Elspot では日々、市場参加者により翌日の物理的電力受け渡し契約に対しての入札が行われる。入札は、翌日の1時間毎、或いは Nord Pool により指定された5つのブロックに対してなされ、ファックスまたは所定のウェブシステム (Elweb) を介して受け付けられる。入札締め切りは、運用日前日の正午で、市場運営者 (Nord Pool) は市場参加者の入札情報に基づいて、送電制約を考慮した上での市場決済価格、落札結果を決定し、通常その日の13:00~13:30頃までに各市場参加者宛て通知する。市場決済価格は、Nord Pool のホームページ上でも公表される。

卸電力の入札単位は0.1MWh/hで、市場参加者は特定のフォーム(図2.1.4-5参照)を用いて翌日24時間の毎1時間に対して価格-(販売/購入)量のデータセットを提出することにより入札を行う。入札フォームでは、購入は正の値、販売は負の値で提示される。

図 2.1.4-5 Elspot に対する入札フォーム

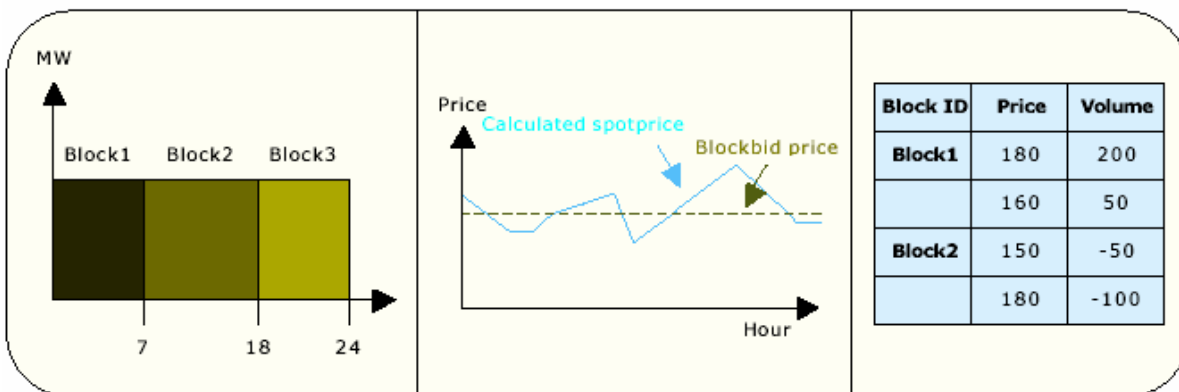
Price-dependent bid											Price-independent bid		
Price	0	100	101	150	151	175	176	200	201	2500	Price	0	2500
Hour													
1											1-24	70	70
2											Hour		
4	50	50	10	10	0	0	-10	-20	-30	-30			
6 ³													
etc. ⁵													

出所：Nord Pool ASA, ”The Nordic Spot Market - The world’s first international spot power exchange”

ブロック入札 (block bid) は、連続する複数時間に対する固定量、固定価格の入札であり、この落札の可否は、当該時間帯の平均 1 時間単位価格に基づいて以下のように決定される。ブロック入札では、それがカバーする一部分の時間のみが落札されるということではなく、落札される場合には、ブロック全体が落札されることになる。

- 販売ブロック (supply-side block)
 - ブロック入札価格 < 平均 Elspot エリア価格
- 購入ブロック (demand-side block)
 - ブロック入札価格 > 平均 Elspot エリア価格

図 2.1.4-6 Elspot へのブロック入札の例



出所：Nord Pool ASA, ”The Nordic Spot Market - The world’s first international spot power exchange”

図 2.1.4-6 に示した例では、ブロック 1 (”Block 1”) の時間帯については、Elspot エリア価格が 180NOK/MWh 超の場合には、図に示されたブロック入札は何ら落札されないが、Elspot エリア価格が 160 ~ 180NOK/MWh の場合には 200MWh/h 分、160NOK/MWh の場合には 250MWh/h (= 200+50) 分のブロック入札が落札されることになる。

Nord Pool では現在、Elspot において以下に挙げる 5 つのブロック時間帯 (block period) を設定している。市場参加者はこれら以外のブロックを構成して入札することはできない。

ブロック ID	対象となる時間帯
Block 1	Hours 1-7 (0~7時)
Block 2	Hours 8-18 (7~18時)
Block 3	Hours 19-24 (18~24時)
Block 4	Hours 1-24 (0~24時)
Block 5	Hours 8-24 (7~24時)

更に、2002年1月30日の入札(1月31日受け渡し)分から新たになスポット取引商品「フレキシブル(1時間単位)入札(flexible hourly bid)」が導入された。

これは、小売側(supply-side)のみの入札であり、優先度は通常の1時間単位入札、ブロック入札より低く設定されている。

市場参加者は、最大5件のフレキシブル入札を提出することができ、その落札は、

1. 価格
2. 入札順

の優先順位で決定される。但し、先にも述べた通り、このフレキシブル入札の優先度はブロック入札より低いとされており、この落札により、既に落札が決まっているブロック入札が除外されるということはない。

(b) エルバス(Elbas)における当日スポット取引

Elbasは、EL-EX Electricity Exchange Ltd.が1999年3月に開設したスポット市場で、バラncing(需給調整)市場として位置付けられている。

Elbasは、Elspotでの取引計画・市場価格決定から電力受け渡しの間の需給状況の変化等により必要となる調整分を取引する市場であり、取引される商品は、Elspotで扱われているものと同じ特定の1時間に対する物理的電力受け渡し契約であり、受け渡し1時間前まで取引可能である。

(c) エルターミン(Eltermin)における先物・先渡し取引

Elterminは、電力取引における価格ヘッジとリスク管理を目的とした金融市場であり、物理的な電力受け渡しは伴わない。

先物(Futures)契約では、先物の価値が、市場価格の変化に基づき変動し、取引期間を通して毎日決済される。先物の契約期間は、週単位(最長7週間)、ブロック単位(1ブロック=4週間で、最長13ブロック=52週間)、シーズン単位(1シーズン=1年で、最長3シーズン=3年)に分けられる。

一方、先渡し(Forward)契約では取引期間終了後に契約時点の約定価格で決済がなされる。先渡しの場合の契約期間は、冬季2区分、夏季1区分に分けられた季節別か、通年のいずれかとなる。

市場では、電子取引システムが採用されており、参加者は「パワークリック」という通信装置を介した取引、もしくは「ヘルプデスク」を介しての電話取引のいずれかで取引が行える。市場は毎日8時に開き15時30分に終了する。

Elterminの決済と清算はスウェーデンのOMストックホルムとノルウェーのNOS

(Norwegian Futures and Options Clearing House) が実施し、Nord Pool が支払保証の責任を負っている。

(5) 電力セクターの政策・計画立案の仕組み

1) 系統計画の策定と送電線建設について (ノルウェー)

系統計画は TSO である Statnett が、系統増強に伴う社会的便益、即ち増強による市場価格、電力コストの低減可能性等を考慮した上で策定している。また、系統計画に基づいた送電線建設も Statnett がその責任を負う。

2) 送配電料金算定方式 (ノルウェー)

ノルウェー Statnett 管内におけるネットワーク料金 (送電料金) の算定方式には、送電系統との接続点単位で決定されるポイント・タリフ方式が採用されている。以下に挙げる通り、1 種類の固定成分 (接続料金) と 2 種類の変動成分 (エネルギー料金、容量料金) の合計 3 つの要素が、ネットワーク料金を構成している。

a) 接続料金 (Connection Charge): NOK/kW

接続料金は、送電線所有者の年間所要収入 (送電系統の資本費、運用費、保守費など) を回収するために課金されるものであり、郵便切手方式に基づいて送電系統に接続している発電事業者、需要家に均一単価で配分される。需要家向けには、測定された最大負荷に基づいて料金が決定され、発電事業者向けには、冬季の設置容量に基づいて料金が決定される。

b) エネルギー料金 (Energy Charge): øre / kWh

エネルギー料金は、季節や時期によって変わる限界送電損失費用 (Cost of Marginal Energy Losses) の回収を目的としたものであり、系統接続点によって異なる料金が設定される。料金単価は、系統の各ノードで短期限界費用 (Short-Run Marginal Cost) に限界送電損失率を掛け合わせることで算定される。

c) 容量料金 (Capacity Charge): øre / kWh

容量料金は、運用計画段階で発生した送電混雑の解消に関わる増分費用の回収を目的としたものである。料金水準は、送電混雑解消に伴う増分価格となる。

尚、ノルウェーでは、配電料金の算定にも送電料金と同様、ポイント・タリフ方式に基づいて系統への接続点毎に算定され、固定費を回収するための接続料金、送電損失費用を回収するためのエネルギー料金で構成されている。但し、配電料金のエネルギー料金算定に用いられる損失率は、地点毎の限界損失率ではなく、配電会社の供給エリア全体の年間平均損失率が用いられる。

3) 送配電会社の収入規制 (スウェーデン)

スウェーデンの送配電会社の総収入は、以前は所要収入ベース (総括原価方式) で設計されていたが、料金水準が高いとの批判が大きかったこと、また、同方式の下では送配電

会社に経営効率化のインセンティブが働きにくいと考えられたことから、需要家にとっての価値 (Customer Value) を考慮した”performance-based”の収入管理方式が 2003 年より導入されている。

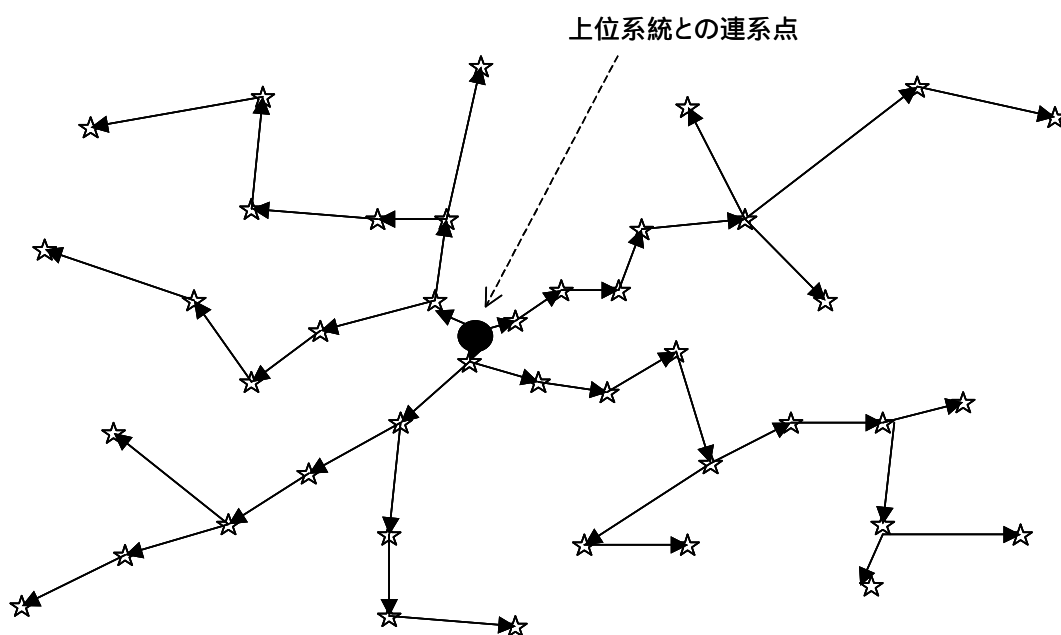
新方式に基づく収入規制では、送配電会社の総収入は、次式で算定される Customer Value に基づいて査定される。

$$\text{Customer Value} = \text{Performance} + \text{QoS (Quality of Supply)}$$

運営に必要なコスト 供給品質による変動部分

上式のうち、「Performance」部分の金額は、送配電会社の系統と需要家負荷が接続されている母線の位置関係、電力輸送量を模擬した以下のようなグラフを作成し、これより電力供給に必要な送配電線の長さ、変電所数を推定、更にそれらの保守費用や金利、ロス費用、検針や請求書作成・発行に係る費用などを加味して算定される。

図 2.1.4-7 送配電会社の収入算定に用いる系統の表現方法



送配電会社個々の効率化の改善度合いは、算定された「Performance」と供給品質成分「QoS」との合計額、即ち「Customer Value」と送配電会社収入の関係をプロットし、その位置の毎年の変動を見ることにより評価できる (図 2.1.4-7 参照)。

供給品質成分「QoS」の評価額は、上述の通り、停電の発生回数および継続時間に基づいて決まる部分であり、例えば、配電会社の場合、その最大値は「配電ケーブル費用 + 変圧器費用」の 30%である。平均的な品質の場合は 15%とされる。

図 2.1.4-8 配電会社経営効率化評価の一例

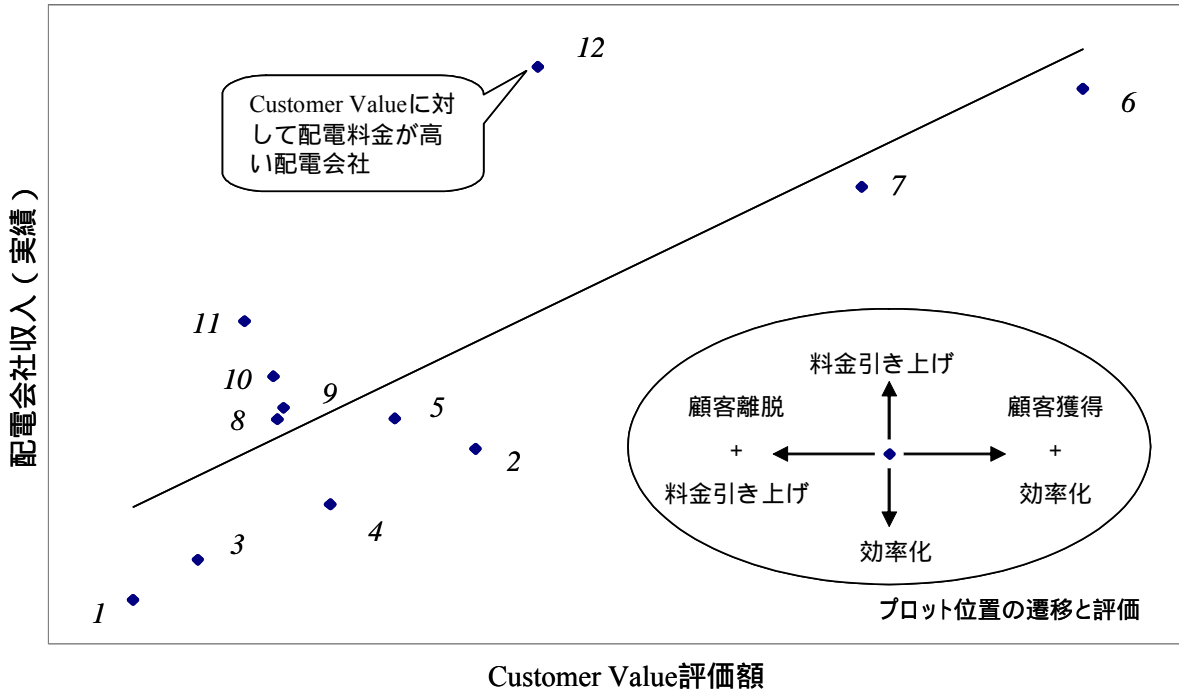
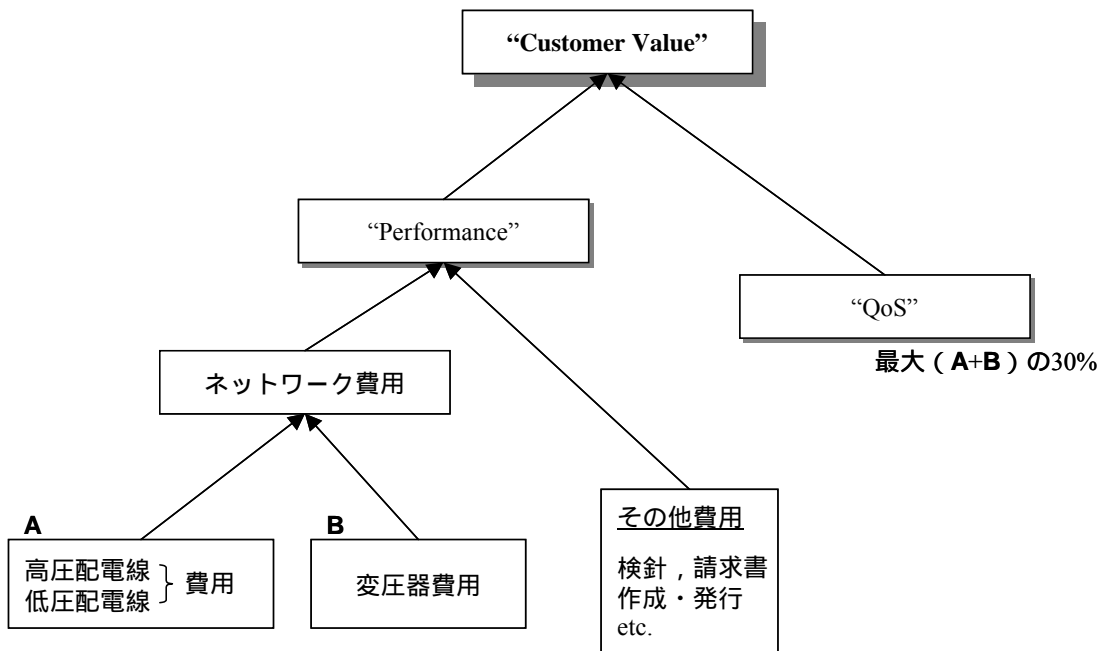


図 2.1.4-9 Customer Value に考慮される費用成分 (配電会社の場合)



出所：Swedish National Energy Administration

2.1.4.4. ドイツ

(1) ドイツの電力構造改革の概要

ドイツは、エネルギー法（the German Energy Industry Act）の発効により、1998年4月末から電気事業の全面自由化が実現している。自由化後も4大電力会社グループ（EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall Europe）³¹と配電事業を主とする約850社の地方配電会社、地方自治体営電力会社（Stadtwerk）が電力供給の中心を担っており、このことは自然独占の送配電部門だけでなく、発電部門についても同様である。4大電力会社グループの発電部門のシェアは設備容量で約8割、発電量で約9割を占め、独立系発電事業者（IPP）の存在はあまり大きいものではない。

規制体系については、EU諸国で唯一、電気事業の独立規制機関がなく、連邦カルテル庁による事後規制（紛争処理）のみが行われている点が大きな特徴である。従って、送電料金も認可制ではなく、各電力会社が、ドイツ電気事業連合会（VDEW³²）、産業連盟（BDI）および自家発連合会（VIK）の三団体の自主協定に示される算定方式に基づき料金水準を決定している。また、送電事業において、電力会社以外の新規参入者にも送電線の建設が認められている点も一つの特徴である。

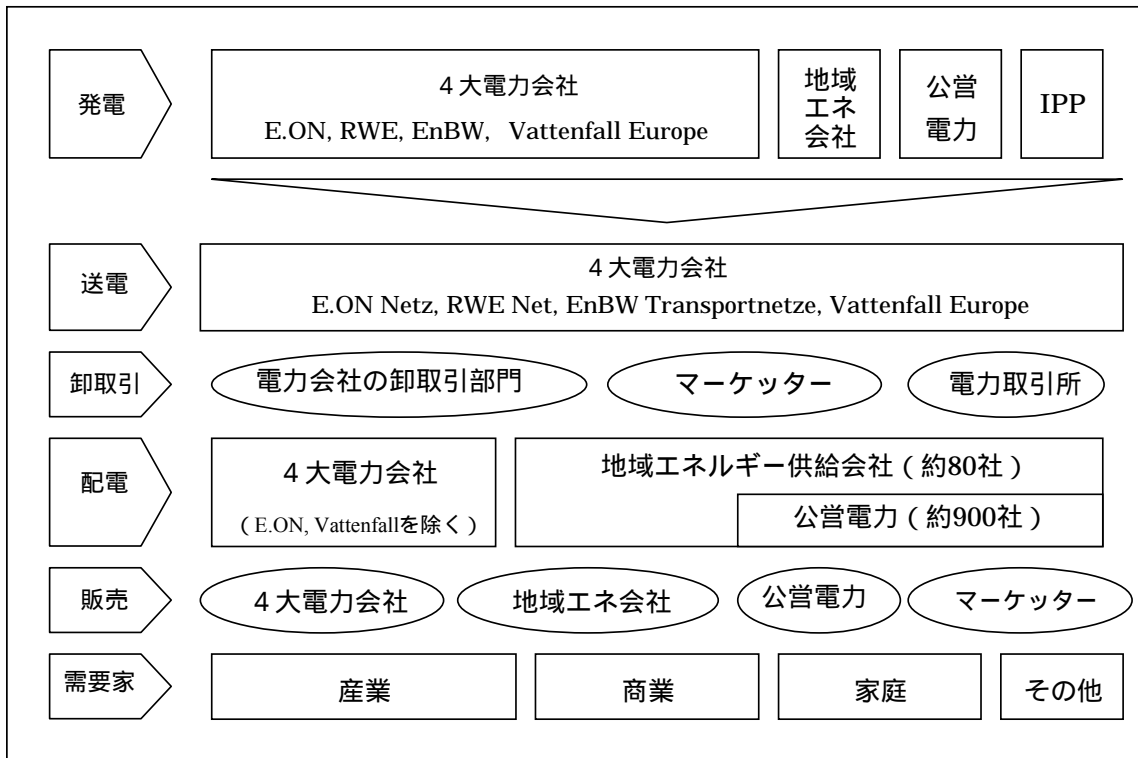
送電システムの運用管理責務は、依然として自由化以前の垂直統合型電力会社の送電部門に相当するTSOが負っているが、その数は統廃合により自由化開始当初の6社から先に挙げた4社になっている。

図 2.1.4-10 にドイツにおける現在の電気事業体制を示す。

³¹ 自由化開始前は大手電力会社10社による独占体制であったが、以来M&Aを経て大手電力会社は4社となっている。

³² 現・ドイツ系統運用者協会（VDN）。

図 2.1.4-10 ドイツの電気事業体制



出所：各種資料を基に作成

(2) アンバンドリングの状況

EU 指令において、送電部門の経営分離、及び各事業部門の会計分離が義務付けられていることに対応し、ドイツでもエネルギー法の規定にて、垂直統合型電気事業者に対しては、発電事業、送電事業、配電事業、非電気事業の4区分への会計分離、経営分離（部門別運営）、情報遮断が義務付けられている。

また、1998年に施行された *Energiewirtschaftsrecht / -gesetz*（Energy Economic Law、エネルギー経済法）では、配電 - 小売供給業務の分離に関して規定がなされており、両部門間の（配電系統運用に無関係な）情報の融通も禁止されている。

尚、一部の既存大手電力会社は、持株会社の下で送電部門の分社化を実施しているが、これはあくまでも自主的な経営判断により行われているものである。こうした自主的な別会社化の背景には、

各部門への独立採算制導入によるグループ全体の経営効率向上

所有権分離などの新たな規制措置の回避

などがあるとされている。

例えば、大手電力系持株会社の一つ、RWEグループでは、送配電事業を RWE Net に、発電・小売事業を RWE Plus に分社化し、更にそれぞれの本社を Dortmund、Essen に置いて2社間の物理的な遮断を行っている。

(3) 電力取引の形態

1) 電力取引の種類

ドイツの電気事業は自主規制が基本とされており、公設の卸電力取引所は存在しない。民間の取引所としては、2000年夏季にLPX（ライプチヒ電力取引所）とEEX（欧州エネルギー取引所）の2つの電力取引所が設立された。EEXはその後のオプション（市場）取引のニーズ高揚から、2001年3月にオプション市場を創設しており、EU最初のスポット&先物統合型市場となった。但し、2002年7月にはLPXとEEXが統合され、現在はEEXとして現物、金融双方の取引が同所にて行われている。

(a) スポット市場

EEXのスポット市場は所謂、前日市場（Day Ahead market）であり、ドイツ国内の220kV / 380kV 超高圧系統を流通する電力の売買が行われる。同市場における電力のスケジュールリング（取引計画作成）期限は、午後2時30分である。

EEXスポット市場で取り扱われている商品は、以下の2種類。

ブロック単位（Blocks）

さらに、翌日0時～24時の24時間のベースロードに対応する「ベースロードブロック（basic load blocks）」と、8時～20時のピーク時間帯のみに対応する「ピークロードブロック（peak load blocks）」の2種類の商品が存在する。

1時間単位（Single Hours）

翌日0時～24時の毎1時間に対応する商品。

ブロック単位商品については、特定時点で集まった市場参加者の入札を一度にマッチングさせる板寄取引と、常時売買の希望を受け付け、条件があったものについて取引を成立させるザラ場取引という2種類の異なる方法で取引がなされている。

ブロック単位商品のザラ場取引におけるオファー／ビッドのマッチングは、前日8時～11時55分の間継続的に実施され、市場参加者はその間であればいつでも、購入／販売量と購入／販売価格リミットを提示することができる。市場価格は、購入価格（上限）リミット 販売価格（下限）リミットとなる分の電力が順次マッチングされていくことにより決定される。

一方、板寄取引は、ザラ場取引終了後の11時55分～12時の間に実施され、市場価格は供給（発電）価格曲線と需要価格曲線の交点により与えられる。

(b) 派生商品市場

EEXの主たる役割は電力スポット取引の場を提供することであるが、スポット取引を補完する目的で先物取引も行われている。EEXにおける先物取引の価格決定方法は、ある決められた時間帯の中で常時取引の希望を受け付けるザラ場方式である。

EEX先物市場では、流動性を高める工夫としてマーケットメーカー制が導入されている。この制度の下、EEXがマーケットメーカーとして指定した企業は常時、先物取

引で売り希望の値段と買い希望の値段を提示しなければならず、これらの企業にとっては、この両者の価格差が収益の源泉となっている。

先物取引の対象となる銘柄は、「月次」、「四半期」、「年次」の3種類であり、それぞれ以下の期間の電力取引を対象としている。

月次 - 現在の月 + 翌6ヶ月

四半期 - 翌7四半期

年次 - 翌3年

例えば2ヵ月後の「月次」商品を購入した市場参加者は、2ヵ月後の現物の電力を実際に購入したことと同じ経済価値を有する。

更に、「月次」、「四半期」、「年次」のそれぞれについて、負荷パターンの異なる「ベースロード (Base Load)」と「ピークロード (Peak Load)」の2種類の銘柄が準備されている。

Base Load - 月～日まで24時間

Peak Load - 月～金(休日含む)の8時～20時

因みに、これら先物商品の最小価格単位は0.01ユーロ/MWhとなっている。

2) 電力取引の調整段階

ドイツのTSOは、以下の要領で市場参加者の取引計画の把握・調整を行っている。

(a) 実運用前日以前

TSOは、自社制御エリアの送電システムの信頼度確保を目的に、給電計画を作成する事前に、中長期的(年間～月間レベル)な運用計画を作成する。

同運用計画は、システムのコミットメント(システム構成の決定)、需給バランス確保、システム管理・制御に関連するあらゆる計画を定義するものであるが、主たる内容は、N-1信頼度基準に則った送電システムの構築、送電設備、発電設備の作業停電調整である。必要なアンシラリーサービスの調達もこの範疇に含まれる。

システム設備のメンテナンスや補修に関しては、Grid Code 2000では、発電所運用者は、早い段階で発電プラントの補修計画についてTSOとの間で調整を行わねばならない、とされている。但し、自由化以降、発電プラントの停止・運転に係る判断は、市場参加者に完全に委ねられており、TSOによる作業停電調整は、発電プラントに関しては殆ど機能していないというのが実態のようである。

また、TSOは、運用計画業務の一環として、N-1基準に則って送電システムを構築しなければならない。供給セキュリティに最も大きな脅威を与えるような発電ユニットや送電線、変電所における(単一)重大事故が起こった場合にも、電圧などシステム運用基準の継続的違反、継続的な供給遮断、波及(二次的)事故、長期契約に基づいた電力融通の中止などが起こらないように、送電システムを設計・運用しなければならない。その際の検討に考慮するシステム状態(需給断面)には、送電設備(、発電ユニット)の作業停電計画も考慮される。

この検討の結果、発電設備を含む系統設備の停止により、N-1 基準を遵守できないような状況が起こり得ると判断される場合には、TSO はその影響を受ける系統利用者に対して十分に前もって、それらの停止について周知を行う。

また、系統構成の変更や系統設備の保守を目的とした作業停電の期間中においても、N-1 基準を遵守するために、特定の市場参加者との協議の上、当該参加者から提出された発電計画の変更を要請することがある。

(b) 実運用前日

a) バランシンググループ

ドイツでは、4 大電力会社グループのほか、電力取引を実施している地方配電会社、地方自治体営電力会社、新規事業者のすべてが自身の取引について需給バランスを保つ「バランシンググループ」として位置付けられており、各グループ単位で同時同量を達成することが要求されている。バランシンググループの中には、さらにサブバランシンググループを構成しているものも存在する。

系統利用者は、少なくとも 1 つのバランシンググループに属しなければならず、つまり、複数のバランシンググループに属することも認められている。

系統利用者と TSO のインタフェースの役割は、バランシンググループ・マネージャ (BGM) が果たしており、バランシンググループ内の需給インバランスに対して商業的な責任を負っている。

TSO とのインバランス決済の関係上、バランシンググループは複数の制御エリアを跨ってはならず、必ず単一制御エリアで閉じたものとなっている必要がある。バランシンググループ管理者は、複数の制御エリアから系統利用者をアグリゲートすることが認められているが、その場合でも制御エリア毎にバランシンググループを定義しなければならない。

b) 発電計画

TSO エリア内において想定需要に対して十分な供給力が確保されているか検証を行うために、BGM は、自身が代表するすべての発電ユニットについて「集約した」翌日 15 分単位の発電計画を TSO に提出しなければならない。

また、系統運用上、特に影響の大きい 100MW 以上の発電ユニットについては、別途それら「各々の」翌日発電計画が、発電所より通知される。

c) バランシンググループの取引計画

BGM または発電プラント運用者は、自身が取りまとめる市場参加者の翌日毎 15 分の電力取引計画を、実運用前日 14:30 までに TSO に提出しなければならない。

また、TSO は、市場参加者の翌日の発電計画を、その影響を受ける配電会社に通知する。

市場参加者の取引計画は、

複数の TSO エリアに跨る取引計画の変更

当該取引計画が送電混雑の発生要因となり、TSO エリア内あるいは TSO エリア間の電力流通、電力調達に悪影響を及ぼす場合

以外は、TSO 等による承認は不要である。TSO は、受領した取引計画において、送電混雑を発生させる取引を検出した場合には、少なくとも同取引に関連する

- ・ 混雑継続時間
- ・ 混雑解消方法
- ・ 混雑解消のためのスケジューリングに要する時間

等を公表しなければならない。

d) 取引計画の変更

TSO に対して提出された取引計画の変更は、市場参加者自身によるものと、TSO によるものがある。以下、各々について述べる。

・ 市場参加者による取引計画の変更

各バランシンググループの取引計画(給電計画)は、電力受け渡し日の1ヶ月前から TSO に提出できる。前日 14:30 までに TSO に提出された給電計画は、以下の場合を除き、それ以降の変更は行えない。

- ・ 平均出力 5MW 以上の発電ユニットの計画外停止(事故)が起こった場合
→ 実運用 15 分前まで計画変更が可能
- ・ (製造設備の故障などによる) 5MW 超過の予期しない需要低下が起こった場合
→ 実運用 60 分前まで計画変更が可能

但し、BGM は、これらの計画変更の条件として、その原因となった発電ユニット事故、需要低下について十分な証拠を TSO に提示しなければならない。

・ TSO による計画変更

TSO は BGM から提出された取引計画に対して、系統セキュリティ、系統運用上の観点から干渉する権限を有しており、系統の安定運用上、重大な問題が検出された場合には、TSO は市場参加者の取引計画の変更が行える。但し、TSO の権限によりバランシンググループの計画に変更が加えられる場合には、当該 BGM に対してその変更理由が通達されなければならない。

また、このような計画変更により TSO 自身、または発電プラント、バランシンググループに生じた追加費用は、問題の所在となる事業者が特定できる場合には、その事業者に科される。一方、問題の所在が明確にならない場合には、当該追加費用は系統使用料(Use of System Charge)の一部に組み込まれることになる。

3) アンシラリーサービス取引

アンシラリーサービス(control energy)については、系統運用の責任者である TSO がその調達責務を一方的に負っている。

TSO が調達するアンシラリーサービスは、

- ・ Primary Control (一次制御予備力)

…ガバナフリー³³による自律制御能力。

- Secondary Control (二次制御予備力)
…TSOの給電指令に対して15分以内に出力調整を行える、一般に自動周波数制御(AFC)³⁴機能付き発電ユニットにより提供される出力調整能力。
- Minute Reserve (ミニット予備力)
…供給力不足が起こった際にTSOの給電指令から5分以内に負荷追従を行え、二次予備力レベルの回復に資する調整能力。主として火力プラントにより提供され、揚水プラントやガスタービン、遮断可能需要によっても提供される。

の3種類である。

アンシラリーサービスは、自由化開始当初は、各TSOが自主的判断に基づき締結した長期契約を通じてそれらの調達を行っていたが、現在では4つのTSOすべてにおいて競争入札制による調達が行われている。

TSOの一つ、RWE netでは、一次予備力、二次予備力は競争入札による期間6カ月間の長期契約、ミニット予備力は競争入札に基づく1日単位の契約を通じて調達が行われている。

(4) 電力セクターの政策・計画立案の仕組み

1) 独立規制機関を巡る議論

ドイツでは、送電料金設計に係る取り決め、ならびに系統運用規則(Grid Code)は共に法的に担保されたものではなく産業団体の自主協定となっている。

紛争が起きた場合には、独占禁止法を運用する規制機関である連邦カルテル庁による処理が行われているが、英国のOfgemや米国のFERCのように電気事業やガス事業に特化した独立規制機関がEU加盟国の中で唯一存在していない。

このような状況の下、既存電力会社のTSOが自社(のグループ企業)を有利にすべく新規参入者に不利な送電料金を設定しているのではないかとの紛争や、市場取引や内部相互補助の有無などへの監視が十分に行き届いていないとの批判が絶えず、2001年3月のEU指令改正案では、独立規制機関の設置を義務付けるというドイツのみを対象にしたような提案が示された。

尚、ドイツ政府は独立規制機関の設置を2004年7月までに実現することを2003年3月に決定、通信・郵便事業監督庁(RegTP)がその役割を司ることになる見込みである。

2) ドイツにおける設備計画の策定

流通設備計画については、各TSOがその策定ならびに実行についての責任を負っている。計画作成にあたっての基本的な概念は、作成時点における需給断面、既にシステムを利用している、或いは今後システムを利用する可能性のある市場参加者のニーズを考慮して、その中で最

³³ 同期的に運用がなされる連系系統において、発電機のガバナにより数秒のレンジで有効出力を自動制御すること。

³⁴ 他の制御エリアとの間の電力融通(連系線潮流)を適当な状態に保つと同時に、周波数バックアップ制御能力を提供する目的でなされる発電ユニットによる制御。

も経済的と考えられる設備計画を作成するというものである。

また、ドイツでは送電事業に対する規制機関が存在しないことから、計画案の作成後に、計画の実施、計画に盛り込まれた増強設備の取用・建設に関する自治体や地元住民への説明やそれらの許諾（パブリック・アクセプタンス）に係る手続きを進めるのも、TSOの役割とされている。

つまり、これは欧州全体の傾向でもあるが、ドイツにおいては、自由化前後において、送電設備計画の策定、実行に係るプロセスに変更は施されていない。計画作成の際の信頼度評価に用いる需給断面においても、考慮されている発電計画は、発電所運用者（つまり、実態としてはほぼ従来からの大手電力会社）が策定したものであり³⁵、将来の電源投資に係る不確実性や電力価格の予測結果を考慮した設備計画方法は採られていない。

ドイツでは、送電能力の裕度や送電容量利用率の許容量を計画するにあたって、380kVおよび220kV系、110kVのそれぞれについてN-1基準が適用されている。また、同基準は、市場参加者設備の系統連系の評価にも用いられている。

N-1基準の遵守により、すべての需要家に対する十分な供給信頼度、確実な電力流通（輸送）系統制御サービスの提供が確保される³⁶、というのがドイツにおける基本的な考え方である。

送電設備計画の検討段階において必ず考慮される需給断面は、現状および将来的に予期される最大負荷（ピーク）時点であるが、負荷供給系統（110kV）については、最低負荷時点のものも検討に加えられる。TSOは同断面において系統の擾乱が発生した場合にも系統が遂行すべき機能が損なわれない計画を作成することが要求されている。

● 基幹系の計画基準

TSOは、設備計画の作成にあたって、380kV系ならびに220kVの所謂、「基幹系」のセキュリティを考慮しなければならない。

計画対象期間は、自社制御エリア内の長期電源計画の対象期間と同一であり、考慮される系統の擾乱（想定事故）は、以下の2つのケースである。

- ・（需要ピーク時における）系統セキュリティに最も大きな影響を及ぼすエリア内最大規模の発電ユニットの脱落
- ・（発電出力最大時における）単一送電設備の脱落

● 負荷系の計画基準

³⁵ 欧州では欧州系統運用者協会が加盟各国のパワーバランス（供給力・需要の3カ年想定）を作成しており、ドイツについては、VDNがその取り纏めを行っているが、そこで用いている発電計画の情報は、すべて国内TSOが作成したものがそのまま適用される形となっている。尚、ドイツのパワーバランスでは、ドイツ国内の余剰発電容量は、2000年には約7GWあったものが2004年には約4GWまで急速に低下することが想定されているが、ポーランド等東欧諸国からの大量の電力流入が見込まれていることから、需給逼迫に対するドイツ国内の懸念はあまり大きくない。

³⁶ 具体的には、（発電設備を含む）系統設備の事故発生後に、以下のような事象が回避されることを表している。

- ・ 運用基準値（運用電圧、短絡容量など）の違反、（変圧器）過負荷状態
- ・ 供給支障
- ・ 保護装置作動による波及事故、事故範囲の拡大
- ・ 発電ユニットの脱調
- ・ 長期契約に基づく送電の変更や遮断

負荷供給系統としての役割を果たしている 110kV 系のセキュリティ評価においては、基幹系に対する検討で考慮された最大負荷時の需給断面だけでなく、最低負荷時の断面も考慮される。

尚、検討する需給断面として使用する最大負荷、最低負荷の規模は、発電所運用者との協議の上で決定されている。

3) 電力設備の新設に係る規制

1998 年のエネルギー法発効以前の法規制（旧エネルギー事業法）の下では、発電設備および送電設備の建設に対しては、州経済省による投資規制がかけられていたが、法改正により、発電設備、送電設備の建設に係る許認可やライセンス保有等の規制は撤廃され、地域住民や自治体との合意を取り付ける必要はあるものの、制度的には事業者が自由に建設を行えるようになっている。