

3. 電力セクターのモデル分析

3.1. 電力セクターのモデル化

3.1.1. 日本

3.1.1.1. 日本の電力構造改革の成功・課題の要因と教訓

日本の電気事業規制緩和・自由化は、電力需給の逼迫や、電気料金の内外較差の是正等を目的として進められている。1995年の電気事業法改正により、卸供給入札制度が導入され、卸電力部門の一部自由化が実現したのを皮切りに、以降3回の法改正により、2005年4月からは卸電力部門については完全自由化、小売部門についても国内需要電力量の6割を超える部分について自由化がなされ、自由化範囲は着実に拡大している。

旧来からの日本の電気事業の特徴は、公益事業として供給安定性が特に重用視されてきた点であり、電力会社もこれを公益事業者としての責任として認識し、諸外国に比して高い供給信頼度が達成されてきた。しかしながら、自由化政策に伴い、電力会社は各社の経営計画に示される通り、公益事業者としての責任だけでなく、株式会社としての基盤強化を強く意識するようになり、自己資本率等財務指標の改善に向けた活動を推進している。

このような電力会社による意識の変化は、電気料金の低減という効果をもたらしており、2001年の法改正により競争が導入された特定規模需要向けの電力単価は、殆どの地域においてこの3年間で産業用で約5~10%、業務用に至っては約20%の低下が実現している。日本の長期間かけた自由化への取り組みが奏功した点と言える。また、2003年の改正電気事業法において導入が規定された送電部門の中立機関、ならびに卸電力取引市場の設立、諸規則の設計などにおいて、既存の電力会社だけでなく新規参入者も交えた取り組みがなされている点も、公正・平等な電力市場の形成に資する動きとして評価できる。

しかしながら、自由化の目的を競争導入による市場効率性改善という側面で捉えた場合には、これまでの自由化制度では十分な競争環境が整備しきれていないとは言えず、依然問題点も多い。日本の自由化において新規参入者に認められている事業形態は、PPSという名が指す通り、発電と供給の一体型事業である。つまり、新規参入者が顧客を獲得するには、相応の供給力を確保することが求められる。卸電力取引市場が存在しないこれまでの環境においては、新規参入者は（制度としては電力会社からの供給バックアップが存在するものの）それぞれ供給力の確保に苦心しており、結果、それらの市場シェアは販売電力量ベースで2%弱と停滞、需要家サイドの選択肢も限定されており、十分な競争が行われているとは言えない状況となっている。次期制度の下では振替供給料金の撤廃など広域流通の促進により、電力会社間の競争がこのような状況の打開に繋がることが期待されるものの、日本の電力流通設備は広域流通を前提とした形成が行われてきた訳ではなく、利用可能な電力会社供給エリア間の連系線容量は限定的である。結局、日本の電力セクターにおいてこれまでに競争が活性化されなかった、そして、次期制度下での活性化についても懸念が大きい直接の原因は、既存電力会社と新規参入者の保有供給力に多大な格差が存在する点であり、その背景には、小売自由化移行以前に発電部門の競争環境が制度面で十分

整備されなかったことがある。

従って、今後、他国が競争導入に重きを置く構造改革を標榜する場合には、

- ・ 先ずは卸電力（発電）部門において十分な競争環境を整備すること
- ・ 卸電力部門の競争環境、送電網の整備状況に則したグリッドコード、市場ルールを制定すること

が日本の電力構造改革がそれらに与える教訓として挙げられる。

表 3.1.1-1 日本における電力構造改革の成功/課題要因・教訓

| 日本 | |
|---------------------|--|
| 電力セクター改革における成功のポイント | <ul style="list-style-type: none"> ・ 自由化政策により既存電力会社が自発的に経営効率改善を進めたことにより電気料金が低下。 ・ 既存電力会社と新規参入者が一体となって系統利用ルールの整備、卸電力取引市場の設立を実施 |
| 電力セクター改革の課題要因 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 制御エリア（各電力会社の供給エリア）間連系統線の容量不足によって広域流通ならびに既存電力会社間の競争が制限される可能性が大きい。 ・ 既存電力会社と PPS の保有供給力に著しい格差が存在。このため、PPS の販売電力量シェアは停滞しており、PPS の事業者数、参入エリアも少ないことから、需要家にとっての選択肢も限定されてしまっている。 |
| 他国への今後の教訓 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力市場の自由化には、発電事業における十分な競争状態の創出や卸電力自由化環境に対応した明確なグリッドコードの制定といった卸電力部門の環境整備から始まる順を追った取り組みが重要。 |
| 規制委員会の役割と今後の展望 | 小売自由化範囲外の電気料金、託送料金は経済産業省資源エネルギー庁が規制。卸電力取引市場に関しては同庁による事後規制が原則とされる。市場参加者による非競争的行為については公正取引委員会が監視する。 |
| 料金のパススルー制度の構築 | 卸電力調達コストは、電気料金に反映することができる。 |
| 料金のアンバンドリング体制の構築 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 小売部門への部分自由化導入に伴い、既存電力会社による自由化部門の赤字補填を目的とした規制部門の料金値上げを防止する目的で、経済産業省は各電力会社に部門別収支の提出を義務付け。電力会社は水力発電、火力発電、原子力発電、送電、変電、配電、販売の7部門に自社費用を分割整理している。 |
| 今後の設備投資への障害 | 現段階では未知数 |

3.1.1.2. 日本の電力セクターのモデル分析

| 項目 | 概要 |
|--|--|
| 電力セクターの企業形態 | |
| 民営化と新規参入者 | 電力需給の逼迫、供給コストの上昇傾向と内外価格差の指摘、技術革新などによる発電部門への新規参入の可能性の増大を背景に、1995年4月の電気事業法改正によって、卸発電事業への参入規制の原則撤廃と卸供給入札制度の導入にを通じて、発電部門への競争導入が実現。また、特定電気事業が導入され、小売部門についても制度の変更が実施された。 2000年3月の改正電気事業法施行に伴って、大口需要家(特定規模需要家)を対象とした小売供給の部分自由化が実現。使用規模2,000kW以上、供給電圧7,000V超の大口需要家に電力会社以外の新規参入者(PPS)を供給事業者として選択する権利を付与。販売電力量ベースで全国の約4分の1に競争が導入された。 2003年の制度改正において、2005年4月目途に全高圧需要家(使用規模50kW以上、供給電圧6,000V超)に小売自由化範囲を拡大することが決定。更に卸電力取引市場も同時期に創設することとなった。2004年2月時点での、新規参入者の販売電力量ベースでのシェアは約1.9%。 |
| アンバンドリングの状況 | 送電事業は発電及び供給事業から分離(既存電力会社から系統運用部門を機能分離) |
| メータリング業務の開放 | 開放されていない。 |
| 請求書発行業務の開放 | PPSとの契約分については、PPSが実施。 |
| 電力取引の形態 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸・小売自由化。但し、小売部門は部分自由化。卸部門は卸電力取引市場の設立を以て、完全に自由化されることになる。 |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 相対契約+任意プールモデル。 |
| 発電プラントの運用計画作成/ディスペッチ | 電力会社、PPSとも自社で運用計画を作成し、ディスペッチを実施。2005年4月の卸電力取引市場創設後は、運用計画は電力会社系統運用部門が取引所での取引計画を考慮して運用計画を作成。但し、ディスペッチは従来通りとなる見込み。 |
| 発電容量市場/容量確保義務 | 発電容量市場は設置せず。所定量の容量確保義務もない。 |
| 派生市場 | 2005年4月運営開始予定の卸電力取引市場では、スポット市場に加え、先渡し市場も創設される予定。具体的な銘柄は未定。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | なし。 |
| 小売市場開放度 | 2004年3月までは、使用規模2,000kW、供給電圧20,000V以上の特別高圧需要家のみ(全体の約1/4)。2004年4月より使用規模500kW以上の高圧需要家(同約1/3)、2005年4月からは全高圧需要家(同2/3)に拡大される。家庭用需要家を含めた小売全面自由化は、2007年に再度検討。 |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | 中間法人「日本卸電力取引所(JEPX)」が運営。同法人は、既存電力会社、PPSなど9社の出資により設立。 |
| 市場監視機関 | 卸電力取引市場が実施。規制当局(経済産業省)は事後規制のみ。 |
| 市場ルール策定・変更機関 | 市場ルールの詳細設計は、JEPXが実施する。基本設計は、経済産業省電気事業分科会にて取り纏められた。 |
| 系統運用者による電力市場運営 | 系統運用は、従来通り電力会社系統運用部門が司る。電力市場運営はJEPXが実施。 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 送電線は従来通り電力会社の所有となる。 |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | 翌日毎1時間に対する1日前スポット市場と、先渡し市場の2種類。 |
| 市場参加者の応札形態 | 市場参加者は、任意価格で応札する。 |
| 市場価格 | 1日前市場は、1価格1オークション方式で決定。一方、先渡し市場には、ザラ場等のマルチプライス方式が採用される。 |
| 送電線混雑管理方式 | 卸電力取引市場では、送電制約考慮の上、取引を制約させる。電力会社管轄エリア間の送電混雑が顕著な場合には、市場を分断するマーケット・スプリッティング方式を採用。 |
| アンシラリーサービスの調達方法 | アンシラリーサービスは、従来通り電力会社がすべて供給する。リアルタイム市場の設置も当面見送られた。PPSは同時同量達成のために負荷追従のみを実施。 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | |
| 電源計画 | 卸部門の完全自由化に伴い、既存の長期(10力年)にわたる電源計画(電力供給計画の一部)の意義はほぼ失われる。 |
| 系統計画 | 未定。 |
| 送配電料金算定方式 | 電力会社各社送電部門の所要収入(コスト)に基づき算定される。電力会社管轄エリア内は均一料金であり、管轄エリアを跨る際に課せられていた振替料金は広域流通促進の観点から撤廃される。 |
| 送配電線系統の運営・管理:PBR(Performance-Based Regulation) | 従来からの総括原価方式が適用され、PBR的要素は含まれていない。 |
| エネルギー政策立案 | 経済産業省資源エネルギー庁が実施。 |

| 項目 | 概要 |
|------------------------------|---|
| 都市電化と地方電化の分離 | - |
| 電気料金(デフォルト・サービス) | 自由化進展にあたり、海外で採用されているような既存電力会社の料金凍結措置や、新規参入者の目標となる料金水準の設定(米テキサス州の"Price to Beat"など)は行われない。既存電力会社の電気料金メニューには、引き下げ方向のものであれば、認可制ではなく届け出制が適用される。 |
| 回収不能投資費用の評価法 | 未定。 |
| 回収不能投資費用の回収法 | 未定。 |
| 企業間取引の規制等 | 特になし。 |
| 規制組織・機関 | 経済産業省。但し、事前規制部分は極力排除し、事後規制に重点を置く。また、非競争的行為については、公正取引委員会が監視。 |
| 電力事業法・関連法令 | 電気事業法のみ。 |
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | 電源新設には、地元自治体(知事)の承認、ならびに経済産業大臣の認可が必要。 |

3.1.2. 米国

3.1.2.1. 米国の電力構造改革の成功・課題の要因と教訓

米国の電気事業規制緩和は、1978年のPURPAまで遡る。同法に基づきNUGと呼ばれる電力会社以外の発電事業者が出現し、電力会社の独占に風穴が開けられた。以後、EPAAct、FERCオーダー888&2000等、連邦レベルの規制・指令によって卸電力部門の自由化が進展、小売部門は1997年より州単位で自由化が進められた。

PJMは、ペンシルバニア州、メリーランド州など複数の州をカバーしており、今日、世界的にも最も成功した電力市場の一つと評価されている。1927年より電力プールが形成され、複数電力会社による協調運用が長年実践されてきたことが、州際競争的電力市場、ISOによる中立的な系統運用への円滑な移行を可能にした。卸レベルの自由化制度設計では、市場価格決定方式へのLMP方式の採用、卸電力、アンシラリーサービスの同時最適化(co-optimization)の実施、供給事業者への供給力確保義務の賦課と発電容量市場の設置が大きな特徴であり、これらが経済的な市場運営、健全な需給状況の保持に寄与している。テキサス州も、自由化に係る制度設計面での評価が高い地域である。同エリアでは、系統信頼度に係る自主規制機関であるNERCの下部組織ERCOTが、独立した系統運用者を兼ねるとともに、卸電力市場のスケジューリングや監視も行っている。ERCOTエリアで採用されている電力市場モデルは、完全任意(相対取引)モデルであり、PJMやニューヨークに見られるような公設の電力取引所は存在せず、市場参加者間の取引は各々の任意の手段により実施され、自由度が高い。

小売分野については、PJM(に含まれる各州)、テキサス州とも完全自由化が既の実現しており、新規参入者の市場参入機会拡大による競争促進の観点から、ペンシルバニア州、テキサス州では、既存電力会社の電気料金を新規参入者が抗し得る水準に凍結するという措置が採られている。

米国全体に当てはまる規制緩和の課題は、歴史的に規制体系が連邦と州に分かれており、規制権限の分担が煩雑である点、及び規制緩和・自由化施策が首尾一貫していない点である。これにより、例えば、自由化の進展度合は州ごとに異なり、FERCが提唱しているSMD

の実行の障害にもなっており、送電設備の許認可権限が依然として州（公益事業委員会）に帰属している点は、州際の広域流通を前提とした設備形成の実現を困難ならしめている。また、PJM、テキサス州でも設置されている ISO が、送電設備を保有せず、系統の機能的運用のみを実施し、系統切替など物理的制御、及び作業計画の申請を発電設備を所有する既存電力会社が行っている点は、市場を歪曲するリスクを孕んでおり、ISO は厳密には「独立した系統運用」を行えていない。その他にも、送配電事業者への PBR 不適用による送配電設備投資の停滞、エリア間の系統運用規則の相違や系統運用者間のコミュニケーション体制の欠如、法的効力がなく、市場環境に対応し切れていない系統信頼度基準の適用といった問題がある。

これらの中、エリア間の系統運用規則の相違や系統運用者間のコミュニケーション体制の不備といった所謂、「縫い目 (seam)」の問題は、2003 年 8 月にニューヨークに多大な被害をもたらした停電事故においても、その波及範囲を拡大した一因として認識されている。尚、本停電事故を含め、米国において規制緩和が進展して以降に起こった停電事故全般について、それらの原因が自由化そのものにあつたとの確たる証拠はない。大きな原因の一つとなっている送配電設備の拡充や保守における過小投資も、自由化以前からの電力会社のコスト低減圧力に依るところが大きい。しかしながら、自由化進展後もこの過小投資の問題は解決されているとは言えず、大規模停電事故含め信頼度イベントの抑制には上述した PBR の適用など送配電設備投資を如何に促進するかは、引き続いての課題となる。

以上から、米国の電気事業規制緩和の成功と失敗の教訓として、他国の電力構造改革においては、以下のような点に関する配慮が必要と考えられる（詳細は表 3.1.2-1 参照）。

- ・ 国家～地方間で首尾一貫した電気事業再編/規制緩和、競争導入に関する施策の作成
- ・ 市場操作の回避・検出に資する制度設計、市場監視スキル
- ・ ネットワーク事業者の収入、料金設計への PBR の適用
- ・ <制御エリアが複数存在する場合> 系統運用規則/市場規則の整合性確保
- ・ 市場環境に対応した系統計画基準、系統信頼度基準の作成

表 3.1.2-1 米国における電力構造改革の成功/課題要因・教訓

| | 米国連邦レベル | PJM | ERCOT |
|---------------------|---|---|---|
| 電力セクター改革における成功のポイント | <ul style="list-style-type: none"> 電気事業者は、古くから統合資源計画に基づいた設備投資を実施。 卸電力部門からの段階的自由化により市場参加者（発電事業者）数が増加。 オープンアクセスに係る連邦大での統一ルール設定により広域融通が実現。 連邦、地域レベルで共通かつ明確な系統信頼度基準を設定。 | <ul style="list-style-type: none"> 古くから電力プールを形成し、複数供給エリアでの協調運用を実践してきたことによる州際競争的電力市場へのスムーズな移行。 中立的な独立系統運用者が系統運用と一体化した市場運営、ならびに市場監視を実施 独立系統運用者が系統運用、市場に関する明確なルール、マニュアルを整備し、公開。 供給事業者への供給信頼度維持を考慮した供給力確保義務の賦課による所要供給力の確保。 競争市場形成当初、電力スポット市場への入札は限界コストに基づいて行われ、これにより価格が安定化。 スポット電力、アンシラリーサービスの同時最適化（Co-optimization）による最小コストの確保 既存電力会社の電気料金の凍結、新規参入者に有利となる料金設定により、小売部門の競争活性化を支援。 | <ul style="list-style-type: none"> 系統信頼度基準の適用範囲と小売部門の規制範囲とが一致している条件下での制度設計。 中立的な独立系統運用者が市場監視を実施 州法により電力会社は、発電/送配電/小売供給の組織上のアンバンドリングを実施 独立系統運用者が系統運用、市場に関する明確なルール、マニュアルを整備し、公開。 市場モデルとして相対取引モデルを採用し、市場参加者に多様な取引オプションを提供。 新規参入者に有利となる料金設定により、小売部門の競争を活性化。 |
| 電力セクター改革の課題要因 | <ul style="list-style-type: none"> 規制の役割が連邦と州に分権されており、電気事業再編/規制緩和、競争導入に関する考え方が不統一。送電設備の立地許可の問題など 卸電力市場の設計（特にカリフォルニア州）、市場監視（特定事業者による市場濫用）に関する規制制度において失敗・不足が存在。 ネットワーク事業者が設備の拡充・メンテナンス実施に関するインセンティブが十分に働いていないため、系統に対する過小投資が顕在化。 送電制約、送電混雑管理を利用して一部市場参加者が市場操作を実施。 小売自由化を実施した多くの州において既存電力会社の電気料金（デフォルトサービス）が卸電力価格水準を下回り、小売競争が停滞。 異なる制御エリア間での系統運用/市場規則の不一致やコミュニケーション体系の不備など「縫い目」問題が存在。 系統計画基準、系統信頼度基準は自主規則であり、しかも市場環境に完全に対応したものになっていない。 | <ul style="list-style-type: none"> 夏季の猛暑時にスポット市場価格（卸電力市場価格）の高騰が発生 独立系統運用者（PJM RTO）は、系統の「機能的」制御のみを実施。系統の「物理的」制御は発電/小売事業者も営んでいる電力会社が実施しており、厳密には独立となっていない。 卸電力価格上昇時には、需要家の電力会社デフォルトサービスへのスイッチバック、新規参入者の事業撤退が発生。 | <ul style="list-style-type: none"> ゾーン制の採用により、混雑消費量は浅く広く負担されており、電源/送電設備投資の適正な価格シグナルとなっていない。 卸電力価格上昇時には、需要家の電力会社デフォルトサービスへのスイッチバックが発生。 |

| | 米国連邦レベル | PJM | ERCOT |
|------------------|---|---|--|
| 他国への今後の教訓 | <ul style="list-style-type: none"> 電力構造改革には、国家～地方間で首尾一貫した電気事業再編/規制緩和、競争導入に関する施策が必要。 米国等で起こった送電混雑管理の悪用など市場操作などに抗しうる制度設計、市場監視が必要。 ネットワーク事業者の収入、料金設計には、PBR (Performance-based Regulation) を適用し、設備投資、メンテナンス効率化のインセンティブを与えることが重要。 小売部門の競争活性化には、自由化移行時には、既存電力会社の電気料金を新規参入が促進されるように設計し、競争環境が十分に整備された段階で料金規制を撤廃。 制御エリアが(同一連系系統内に)複数存在する場合には、系統運用規則/市場規則の整合性確保が必要。 系統計画(設備投資評価)基準、系統信頼度基準は、市場環境(市場原理)を考慮する形に改訂することが必要。 | <ul style="list-style-type: none"> 系統運用の中立性を担保するためには、ネットワーク事業(送配電事業)と発電/小売事業の完全なアンバンドリングが必要。 | <ul style="list-style-type: none"> 制御エリア内の送電制約が顕著な場合、新たな電源/送電投資を促進するには、LMP(地点別限界価格)方式のような局所的な送電制約を反映できる価格付けが有効。但し、需要家への費用転嫁方法には(依然ゾーン制を適用する等)留意しなければならない。 |
| 規制委員会の役割と今後の展望 | 卸電力市場、送電料金はFERC(連邦エネルギー規制委員会)が規制。電気料金、小売電力市場の規制、電力設備の建設許認可は各州の公益事業委員会が実施。同規制体系は当面変更なし。系統信頼度については、NERC(北米電力信頼度評議会)の業界基準が適用されている。 | | |
| 料金のパススルー制度の構築 | | <ul style="list-style-type: none"> 卸電力価格はそのまま供給事業者(LSE)に転嫁され、LSEは任意に電気料金を設計。但し、ペンシルバニア州では既存電力会社の料金は、新規参入者が抗しうる水準に凍結。 | <ul style="list-style-type: none"> 相対取引モデルのため、需要家には供給事業者(REP)の卸調達コストがそのまま転嫁される。但し、小口需要家向けの既存電力会社REPの料金は、小売競争が活性化されるまで凍結。 |
| 料金のアンバンドリング体制の構築 | <ul style="list-style-type: none"> FERC オーダー888 & 2000により、系統運用部門の他部門からのアンバンドリングを義務付け。 | <ul style="list-style-type: none"> 発電、送電、配電/小売料金、競争移行料金(回収不能投資費用分)にアンバンドル化。 | <ul style="list-style-type: none"> 発電、送電、配電/小売料金、競争移行料金(回収不能投資費用分)にアンバンドル化。 |
| 今後の設備投資への障害 | <ul style="list-style-type: none"> 殆どの送配電事業者には未だ旧来からの総括原価方式規制が適用されており、自由化環境下では投資インセンティブが働いていない。 | <ul style="list-style-type: none"> 系統拡充計画プロセスは明確化されているものの、計画はあくまでも推奨という位置づけ。実際に必要な設備投資が進むかは不透明。 | <ul style="list-style-type: none"> 送電設備の増強は、ERCOTが電力会社に推奨を行うのみで、法的強制力はない。 |

3.1.2.2. PJM の電力セクターのモデル分析

| 項目 | 概要 |
|-------------------------------------|--|
| 電力セクターの企業形態 | |
| 民営化と新規参入者 | 電力会社以外の事業者による発電設備建設の促進を目的とした 1978 年の PURPA (公益事業規制政策法) 発効に伴い、出力の全てを電力会社に卸売りする権利を有する NUG (非電気事業者) の参入により卸電力部門が部分自由化。1992 年の EPCAct (国家エネルギー政策法) の下、IPP が適用除外発電事業者 (EWG : Exempt Wholesale Generator) として法的に位置づけられた。EWG として指定された事業者は、あらゆる地域の卸電力市場で発電電力の販売を行えるようになった。小売部門は、1996 年 12 月に Electricity Generation Customer Choice & Competition Act (HB 1509) が成立し、1997 年 11 月から 1998 年 12 月にかけてパイロット・プログラム (各私営電気事業者の料金クラス毎にピーク負荷の 5% に当たる需要家が対象。約 25 万需要家が参加) を実施。1999 年 1 月～の部分自由化 (需要家の 66% が対象) を経て、2000 年 1 月より全需要家が電力小売供給事業者を選択できる全面自由化に移行している。 |
| アンバンドリングの状況 | 系統運用機能は PJM に移管されているものの、その他の組織再編は既存電力会社の任意。 |
| メータリング業務の開放 | 開放されていない。 |
| 請求書発行業務の開放 | 開放されていない。 |
| 電力取引の形態 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸・小売自由化。 |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 強制プール + 金融的 / 物理的相対契約モデル。 |
| 発電プラントの運用計画作成 / ディスパッチ | 運用計画は、PJM スポット市場に入札されたものは PJM が作成、自己調整 (Self-Scheduling) 分は事業者が自ら運用計画を作成する。スポット市場に入札された発電ユニットに運用計画は、自己調整分も考慮に入れて、プール内で最適化され決定する。ディスパッチはすべて PJM が実施。 |
| 発電容量市場 / 容量確保義務 | 各 LSE (小売供給事業者) には、想定需要や発電プラントの利用不能性等を考慮した容量確保義務が割り当てられる。また、容量確保義務を超える分の発電容量を取引する場として発電容量市場 (Capacity Credit Market) が設置されている。 |
| 派生市場 | 公設のデリバティブ市場は存在しないが、NYMEX 等の取引所にて PJM エリア内ハブでの受け渡される先物商品の取引が行われている。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | 定格出力 10MW 以上の発電ユニットには、PJM 市場への参加が認められている。 |
| 小売市場開放度 | 小売部分自由化を経て、2000 年 1 月より州内全需要家に供給事業者の選択権限が与えられた。 |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | PJM (PJM Interconnection, LLC) |
| 市場監視機関 | PJM の Market Monitoring Unit |
| 市場ルール策定・変更機関 | PJM |
| 系統運用者による電力市場運営 | PJM エリアの RTO (Regional Transmission Organization) である PJM が電力スポット市場 (1 日前市場 + リアルタイム市場) をはじめ、アンシラリーサービス市場、発電容量市場、固定送電権 (FTR) 市場を運営 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 送電線は、既存電力会社が規制緩和後もその所有権を有している。 |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | 給電計画は、1 日前市場とリアルタイム市場の 2 段階で作成されている。 |
| 市場参加者の応札形態 | PJM 電力市場では当初、PJM エリア内の電源から PJM ISO が運営する市場に提示される電力およびアンシラリーサービス等その他の商品に関する入札価格は、その電源の短期限界費用以下とされていたが、1999 年 3 月 10 日に FERC オーダーにおいて任意価格ベースでの入札 (market-based offers : 市場ベース価格) の導入が認められ、同年 4 月 1 日より市場参加者は、以下に挙げる 3 種類の入札の何れかを行えるようになった。 1) コストキャップ入札 (Cost-capped Offers) ・ 発電コストを基準に価格上限が設けられるという点で、99 年 4 月 1 日以前に採用されていたコストベース入札 (可変費が上限) とほぼ同一 ・ 入札エネルギー価格 (= 増分価格 (Offer for Energy: \$/MWh) には、発電設備運転費の可変費分 + 10% (×1.1) でキャップがかけられる。 2) LMP キャップ入札 (LMP-capped Offers) 入札エネルギー価格は、当該発電設備が接続されている母線の過去 6 ヶ月 (の当該発電設備の出力が最低出力以上で運用されていた時間帯) の LMP の移動平均価格でキャップがかけられる。 3) 市場ベース入札 (Market-based Offers) ・ 入札エネルギー価格は原則任意 (但し、\$1,000/MWh 以下) |

| 項目 | 概要 |
|---|---|
| 市場価格 | PJM RTO は、市場参加者から提出された電力量スポット市場、レギュレーション市場、瞬動予備力市場へのオファー、及び自己調整の取引計画を考慮し、これら3つの市場の毎1時間の合計コストが最小となるような計画を策定する。つまり、3つの市場全体で最適化を行い、それぞれの市場価格を決定する。価格決定方式は、地点別限界価格方式 (Locational Marginal Pricing) を採用。制御エリア内に送電制約が存在する場合には、市場価格は地点 (母線) 毎に異なったものとなる。 |
| 送電線混雑管理方式 | 給電計画は、送電制約を考慮の上、エリア大での最適化により策定されるため、送電混雑解消の為の特別なアレンジメントは不要。 |
| アンシラリーサービスの調達方法 | PJM は自身が運営する競争的市場を通じて、レギュレーション、瞬動予備力 (Spinning Reserve) の2種類のアンシラリーサービスを調達。 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | |
| 電源計画 | - |
| 系統計画 | PJM では、 1年以上の長期ファーム送電サービスの申し込み、又は系統アデカシーの評価において送電能力の不足が特定された場合 地域信頼度協議会の信頼度評価の結果、送電能力の不足が特定された場合 エリア内の発電設備の新設や廃止、需要想定、送電設備の追加の結果、送電制約あるいは送電能力の不足が特定された場合 送電線所有者等によって系統拡充の提案があった場合 のいずれかの状況が起こった際に、系統拡充に関する検討を開始し、10カ年の RTEP (Regional Transmission Expansion Plan) の作成責務を負う。これをサポートする役目として、PJM 内には、計画委員会 (Planning Committee)、系統拡充諮問委員会 (Transmission Expansion Advisory Committee) の2つの委員会が設置されている。計画委員会は、PJM の RTEP 作成に資する技術的側面に関するアドバイス提供、支援を行う役割を果たしている。送電線所有者には参加が義務づけられており、RTEP 作成のための検討に必要とされるデータ、情報を提供しなければならない。一方、系統拡充諮問委員会もやはり PJM の RTEP 作成支援のためにアドバイス提供、勧告を行う委員会組織である。 |
| 送配電料金算定方式 | 送電料金 (系統利用料金) は、PJM が承認した PJM エリア内各送電線所有者の所要収入に基づき算定される。配電料金は、HB 1509 に基づき、配電会社の回収不能投資費用の回収が完了するまでの期間は、1997年1月1日時点の同料金の水準が上限とされている。 |
| 送配電線系統の運営・管理 : PBR (Performance-Based Regulation) | 送配電事業者の収入管理は、従来からの cost of service ベースで行われている。 |
| エネルギー政策立案 | 国全体のエネルギー政策は DOE (エネルギー省) が策定。地域レベルでは、エリア内各州の公益事業委員会が担当。 |
| 都市電化と地方電化の分離 | - |
| 電気料金 (デフォルト・サービス) | ペンシルバニア州内電力会社の電気料金の発電サービス部分 ("Shopping Credit") は、新規参入の供給事業者が十分に対抗し得る水準に固定し、小売供給事業者への競争促進が図られた。しかしながら、2001年の市場価格の高騰により、供給事業者の中には、Shopping Credit より高い価格でしか電力を調達できず、事業撤退を余儀なくされたところもある。 |
| 回収不能投資費用の評価法 | HB 1509 にて、既存電力会社とその回収不能投資費用を電気料金に競争移行料金 (competitive transition charge: CTC) を上乗せすることによって回収することが認められた。但し、電力会社が回収不能投資費用の軽減策を実施することが条件とされ、また、最終的な回収可能額は PUC の判断に委ねられた。Duquesne Light Co.、GPU では回収不能投資費用軽減を目的として発電設備の売却を実施した。 |
| 回収不能投資費用の回収法 | 電気料金に上乗せされる競争移行料金 (CTC) を通じて各電力会社が回収。 |
| 企業間取引の規制等 | 小売供給事業者 ~ 配電事業者間の情報交換は規制されず、情報遮断は義務付けられていない。また、配電事業者の主たる責務は、中低圧系の運用管理であるが、発電・小売供給を行うことも認められている。 |
| 規制組織・機関 | 連邦レベル : FERC 州レベル : 州公益事業委員会 PAPUC 供給信頼度関連の自主規制機関 : NERC, MAAC MAAC は NERC 下部組織である地域信頼度協議会の1つ。 |
| 電力事業法・関連法令 | 【卸部門】 国家エネルギー政策法 (EPA Act), FERC Order 888/2000 【小売部門】 the Electricity Generation Customer Choice and Competition Act (HB 1509) |
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | 電力設備の新設 (立地) に係る許認可権限は、エリア内の各州公益事業委員会が保有。運用に関しては、送電レベルは連邦 (FERC) および PJM RTO、配電レベルは州が監督する。 |

3.1.2.3. ERCOT の電力セクターのモデル分析

| 項目 | 概要 |
|---|---|
| 電力セクターの企業形態 | |
| 民営化と新規参入者 | 電力会社以外の事業者による発電設備建設の促進を目的とした 1978 年の PURPA (公益事業規制政策法) 発効に伴い、出力の全てを電力会社に卸売りする権利を有する NUG (非電気事業者) の参入により卸電力部門が部分自由化。1992 年の EPAct (国家エネルギー政策法) の下、IPP が適用除外発電事業者 (EWG : Exempt Wholesale Generator) として法的に位置づけられた。EWG として指定された事業者は、あらゆる地域の卸電力市場で発電電力の販売を行えるようになった。小売部門は、1999 年に可決した上院議案 7 (Senate Bill 7 : SB7) に基づき、2002 年 1 月 1 日より私営電気事業者の需要家に供給事業者の選定権限が与えられた。 |
| アンバンドリングの状況 | 州内私営電気事業者は、従来の垂直統合型電力会社から、発電事業者 (Power Generation Company : PGC)、送配電事業者 (Transmission and/or Distribution Service Provider : TDSP)、小売供給事業者 (Retail Electric Provider : REP) に分割されている。 |
| メータリング業務の開放 | Public Utility Policy Act (PURA) の規定に基づき、2004 年 1 月より産業用・業務用需要家向け検針業務は TDSP 以外の事業者にも開放。家庭用需要家向け検針業務については、40%の需要家が電力会社以外的小売供給事業者に乗り替えを行った時点、或いは 2005 年 9 月 1 日のいずれか遅い時期まで TDSP の独占となる。 |
| 請求書発行業務の開放 | 小売自由化後も、TDSP 以外には開放されない。 |
| 電力取引の形態 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸・小売自由化。 |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 完全な相対契約モデル。公設 (centralized) のパワーエクスチェンジ (電力取引所) は存在しない。 |
| 発電プラントの運用計画作成/ディスパッチ | 運用計画は市場参加者と ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) の仲介役を務める QSE (Qualified Scheduling Entity) が作成。QSE は、必ず需給バランスの取れた給電計画を ERCOT に提出する責務を負っている。 |
| 発電容量市場/容量確保義務 | なし。 |
| 派生市場 | 公設の派生市場は存在しない。NYMEX 等では ERCOT 受け渡しの電力デリバティブ (先物等) を扱っている。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | 特になし。 |
| 小売市場開放度 | 州内私営電力会社の全需要家に、2002 年 1 月 1 日から供給事業者の選定権限が与えられた。 |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | - 民間のパワーエクスチェンジとしては、Automated Power Exchange (APX) がある。 |
| 市場監視機関 | ERCOT |
| 市場ルール策定・変更機関 | ERCOT |
| 系統運用者による電力市場運営 | 公設電力市場は存在しないが、ERCOT は系統運用者としてアンシリャーサービス市場の運営を行っている。 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 送電線の所有権は、既存電力会社の TDSP に残っている。 |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | ERCOT の給電計画は、実運用前日、当日 60 分前、直前の 3 段階で実施される。 |
| 市場参加者の応札形態 | - |
| 市場価格 | アンシリャーサービス市場での市場価格は、メリットオーダー方式で、アンシリャーサービスの確保必要量を満たすマージナルな応札の価格として与えられる。尚、アンシリャーサービスの確保必要量、及び市場価格は、ERCOT 内に 4 つ設定されている各ゾーン単位で決定される。 |
| 送電線混雑管理方式 | 送電線混雑は、ERCOT が調達したアンシリャーサービスの一種、代替予備力をディスパッチすることで解消される。 |
| アンシリャーサービスの調達方法 | ERCOT が自身が運営するアンシリャーサービス市場にて調達する。市場を通じて調達されるアンシリャーサービスの種類は、バランシングサービス、レギュレーション、瞬動予備力、非瞬動予備力、代替予備力の 5 種類。 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | |
| 電源計画 | - |
| 系統計画 | ERCOT は系統拡充の推奨のみを実施。 |
| 送配電料金算定方式 | 各送電事業者 (TSP) の送電料金は、cost of service ベースで決定。TSP の所要収入をその管轄エリアの 6~9 月の平均最大電力で除して算出される年間料金を、更に 12 で除して得られる月額料金として与えられる。TSP の送電料金を支払う配電事業者 (DSP) は、送電料金の変動分を最終需要家に転嫁するために、1 年に 2 回、電気料金を変更することが認められている。 |
| 送配電線系統の運営・管理 : PBR (Performance-Based Regulation) | TSP、DSP とともに、それらの所要収入は、cost of service にて決定されており、PBR は適用されていない。 |
| エネルギー政策立案 | 国全体のエネルギー政策は DOE (エネルギー省) が策定。 |

| 項目 | 概要 |
|------------------------------|---|
| 都市電化と地方電化の分離 | - |
| 電気料金(デフォルト・サービス) | <p>私営電力会社の REP は、同一電力会社傘下の TDSP の管轄エリア内に位置する(契約電力 100kW 未満の)家庭用ならびに小口業務用需要家に対して、1999 年 1 月 1 日時点の電気料金より 6%安いレベルに設定された "Price to Beat" (新規参入の小売供給事業者が十分に競争力を持ち得ると考えられる水準の料金)で供給しなければならないこととなった。REP は、小売自由化が開始されてから 36 カ月経過後、または需要家の 40%が私営電力会社の REP 以外の小売供給事業者への乗り換えを行うまでは、この "Price to Beat" からの料金変更が認められていない。</p> |
| 回収不能投資費用の評価法 | <p>既存電力会社は、電力購入ならびに発電サービス提供に係る検証可能かつ軽減策実施後の回収不能投資費用の回収が認められている。また、環境対策設備の設備投資額も回収不能投資費用として計上できる。</p> <p>回収不能投資費用の評価は、PUCT が既存電力会社各社の回収不能投資費用を市場価格予測に基づいて推定、競争移行費用 (Competition Transition Charge) の算定を行う。電力会社は回収不能投資費用の最終金額が確定するまでの期間は、この CTC を通じて回収を行える。回収不能投資費用の最終金額の確定は、2004 年に発電設備の売却やスワップなどを通じて、実際の市場価値を評価することで行う。</p> |
| 回収不能投資費用の回収法 | <p>既存電力会社は、先の競争移行料金 (CTC) による料金収入、満期 15 年以下の競争移行債 (transition bonds) を用いた証券化の 2 通りの方法で、自社の回収不能投資費用を回収できる。</p> |
| 企業間取引の規制等 | <p>上述の既存電力会社の組織分離に加え、TSDP ~ 競争部門関連会社間の施設、従業員共有の原則禁止や、取引記録の保管、1 単位 75,000 ドル以上 (総額 100 万ドル) 以上の製品・サービスの取引の禁止などが定められている。また、既存電力会社の送配電業務従事者の関連会社への短期間出向の禁止なども規定されている。</p> |
| 規制組織・機関 | <p>連邦レベル: FERC 州レベル: 州公益事業委員会 PUCT 供給信頼度関連の自主規制機関: NERC, ERCOT ERCOT は NERC の下部組織である地域信頼度協議会も兼ねている。</p> |
| 電力事業法・関連法令 | <p>【全般】 PUCT Rules - Chapter 25 Applicable to Electric Service Providers 【卸部門】 国家エネルギー政策法 (EPA), FERC Order 888/2000, Senate Bill (SB) 373 【小売部門】 Public Utility Regulatory Act (PURA), the Texas Electric Competition Act (SB7)</p> |
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | <p>電力設備の新設に係る許認可権は、PUCT が保有している。2002 年 1 月 1 日以降、PGC は、ERCOT エリア内、或いは州内の他のいかなるエリアにおいて設備容量の 20% 以上の発電設備を保有することができなくなった。</p> |

3.1.3. 中南米諸国

3.1.3.1. 中南米諸国の電力構造改革の成功・課題の要因と教訓

チリ、アルゼンチン、パナマの電力構造改革における成功および課題の要因、他国の教訓となり得るポイントは以下の通り。

(1) 電力供給力と質の確保

電力セクターの自由化が供給の安定やサービスの質にネガティブな影響を与えるとの懸念にもかかわらず、3ヶ国とも改革直後は懸念されていた電力供給不足の可能性は遠のいている。停電や電圧低下が頻繁に起こった過去に比べて、サービスの質も改善されているといえる³⁸。

短期的な成功にもかかわらず、1998-99年のチリにおける電力危機に示されるように、市場のルールや規制枠組の不備、市場支配力をもったマーケットプレーヤーの存在などにより市場の安定が脅かされる可能性も存在している³⁹。

チリ及びアルゼンチンにおいては、発電部門の拡張にもかかわらず、電力の需要・供給に見合った系統拡充が行われていない。両国では、送電線制約を反映した「ノード」価格を市場シグナルとして、発電・配電事業者が送電会社との交渉を通じて自発的に送電線拡充を行うと想定していたが、実際には送電線混雑を解消するための投資の足取りは遅かった。投資額の統計は入手困難であるが、送電部門への投資が十分ではないとの認識から、アルゼンチンでは行政主導の送電線拡張計画が策定されている。同計画では、スポット価格への上乗せ料金(\$0.6/MWh)を財源として、連邦政府が4区間における高圧線網の拡充を行う。チリでも2004年3月に公布された電力事業法改正法において拘束力をもつ系統計画策定が導入された。これは、発電、送電、配電会社など利害関係者の参加のもとにエネルギー政策策定機関であるCNEが最適な系統計画を策定し、送電会社は同計画に基づく系統拡充の責任を負う。系統拡充に必要な費用は送電料金に含まれることとなる。

(2) 民間投資の促進

チリ、アルゼンチン、パナマを含む中南米における電力セクター改革の直接の動機は、劣化の著しい電力セクターの設備を更新するために民間資金の導入が必要であったことが指摘されている⁴⁰。このため、改革の重点は国営公社の民営化や自由化に置かれた。投資家の不安を和らげるため、既に確立している先進国やチリのモデルに準じた構造改革が設計され、途上国における改革としては速度、深度ともに大きなものとなった。また、電力セクター改革はより経済全般にわたるより広範な構造改革の一環として行われている。

他方で、各国の条件を考慮せずにチリや先進国のモデルをそのまま移植するケースが目立ち⁴¹、民営化のタイミングや順序も必ずしも最適化されたものではなかった。パ

³⁸ アルゼンチンにおいては経済危機の影響で2003年以降再び電力不足が生じている。

³⁹ Fishcher and Galetovic (2000, pp. 5-6)

⁴⁰ Millan, Lora, and Micco (2001, p. 4).

⁴¹ 中南米でチリに引き続き1990年代初頭に電力セクター改革を行ったアルゼンチン、ペルー、ボリビアはチリ・モデルに準じている。ただし、ペルー、ボリビアはほぼチリの模倣であるのに対し、アルゼンチンでは大幅な改良が

ナマにおいては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自由化となっている点は評価されるが、市場規模が小さいことから必ずしも十分な新規参入を獲得するに至っていない。

(3) 競争の導入による効率改善

中南米においては民間資金の導入が急務であったところから、自由化後の競争の確保については必ずしも十分な注意が払われなかった。チリにおいてはアンバンドリングの不徹底と企業間取引規制の欠如、パナマにおいては市場規模のために市場支配力を有するマーケットプレーヤーが出現することとなった。チリやパナマにおいて市場支配力の行使により価格操作が行われたとの証拠は存在しないが、チリ国内でも規制市場のシェアが大きい SIC に比べ大口需要家向け電力供給における競争が熾烈な SING における価格低下が著しいことや、企業間取引規制や保有発電容量制限などの措置により十分な競争を確保できたアルゼンチンでは価格低下が起きていることから、競争の欠如と電気料金の高止まりの関連を指摘する声もある。

チリにおいては規制機関の能力や独立性が疑問視されており、市場での競争確保の阻害要因の一つとなっている。また、パナマにおいては、市場の寡占状態により規制の必要が高まっているのに比して、規制機関の人的資源の不足が問題となっている。

(4) 地方電化の推進

地方電化については都市電化と明確に分離され行政主導で行われる。行政主導とはいえ、政府が電力事業には直接関与せず、Output-based contractと呼ばれる民活導入スキームが実施されている⁴²。

チリでは国家エネルギー委員会（CNE）により 1994 年に地方電化計画（Programa de Electrificación Rural: PER）が策定されている。同計画は主にグリッドへの接続による電化を中心としているが、再生可能エネルギーを利用したオフグリッドの電化もサポートされる。地方電化プロジェクトの費用負担は、通常政府が投資額の 60~70%、被益者が 10%、電力事業を運営する配電会社もしくは共同組合が 20~30%を負担する。配電会社は電化する地域や電化世帯数を明記したプロポーザルを提出し補助金獲得を競い合う。

アルゼンチンでは、エネルギー庁（Secretaría de Energía: SE）により地方電力供給プログラム（Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural de Argentina: PAEPRA）が策定されている。PAEPRA の中でもオフグリッドの電化プロジェクトを支援するための地方電力市場再生可能エネルギープロジェクト（Proyecto de Energía Renovable en el Mercado Eléctrico Rural:PERMER）では、独占営業権を民間企業に付与する方式が採用されている。一定地域の電力事業における独占営業権を得る代わりに、営業権を得た企業は地域内の需要を満たす義務を課せられる。企業の選定は国際入札により行われ、必要とされる補助金が最も少ないオファーが落札される。

加えられている。コロンビアでは改革前のイングランド・ウェールズの強制プールモデルが採用された。Millán (2000, pp. 7-8)。

⁴² Output-based contractは、公共サービスの供給を民間に委託する際に補助金の交付を実際の成果に結びつけて行うものである。Output-based contractについてはBrook and Smith (2001)、地方電化におけるOutput-based contractの適用例についてはTomkins (2001)を参照。

パナマでは、地方電化局（Oficina de Electrificación Rural: OER）が政府一般予算を用いて行う。地方電化プロジェクトは競争入札で、政府が提供する一定額の資金で最も多くの世帯を電化するオファーが落札される。補助金は建設進展状況に応じてディスバースされる。建設終了後、地方電化設備は配電会社に移行され、配電会社は今後 20 年間同施設の運営に必要とされる補助金を一括して受け取る。

表 3.1.3-1 中南米諸国における電力構造改革の成功/課題要因・教訓

| | アルゼンチン | チリ | パナマ |
|---------------------|--|--|--|
| 電力セクター改革における成功のポイント | <ul style="list-style-type: none"> 電力事業のアンバンドリングの徹底（発電、送電、配電事業の兼業の規制） 競争の確保（企業間取引規制、保有発電容量規制など） 規制機関 ENRE の独立性の確保 電力卸市場の利害関係者が全て関与する市場運営者（CAMMESA）の設立。 | <ul style="list-style-type: none"> 構造改革・民営化に先立って電力公社のリストラと電力料金改定を実施。後の改革への抵抗を減ずるとともに、潜在的な投資家にポジティブなシグナル。 電力供給の限界費用に基づく料金設定をルール化。 営業権契約における権利・義務の明確化。 | <ul style="list-style-type: none"> 発電部門への IPP 参入、シングルバイヤーモデルを経由する段階的自由化。 電力セクターを含む公共サービス全般の規制を担当する ERSP の設立など、限られた人的資源を有効に活用する工夫。 |
| 電力セクター改革の課題要因 | <ul style="list-style-type: none"> 送電線拡充の責任及びコスト負担が不明確。送電セクターへの投資が進まず。 大口需要家向け料金の低下と比較して小口需要家向けの電気料金の低下幅が小さい。 アルゼンチン電力セクターの現在の苦境は、マクロ経済政策の誤りや政治的不安定など、電力セクターの制度に内在的ではない要因による。 | <ul style="list-style-type: none"> アンバンドリングが不徹底（企業間取引規制が不十分） 限られた競争。市場における集中度が高い。市場支配力を有する発電事業者が存在。 系統運用者兼市場運営者である CDEC には少数の発電事業者のみが参加、中立性に疑問。また CDEC に対する規制機関の監督権限が弱い。 エネルギー政策決定機関である CNE が規制機関としての機能を有しており、独立性に疑問。規制機関 SEC との調整も不十分。 送電料金の算出基準に曖昧な点があり、係争多発。また、送電線拡充の責任・コスト負担も不明確。 小口需要家向けの電力料金にほとんど低下が見られず。 法令が詳細に踏み込みながらも細則が不明確。ルールの微調整が困難であり、制度的欠陥に対する対応が遅れた。 | <ul style="list-style-type: none"> 限られた競争。市場規模制約により市場参加者数が少ない。市場支配力を有する発電事業者が存在。 システム・オペレーターや規制機関で利用可能な人的資源の制約の問題。 規制機関が政治的圧力から完全に隔離されていない。 自由化後、電気料金にほとんど低下が見られず。 |
| 他国への今後の教訓 | <ul style="list-style-type: none"> 電力市場が効率的に機能するには、アンバンドリングの徹底と市場支配力の抑制に細心の注意が必要。この点でアルゼンチン・モデルはチリ・モデルに比較し大幅な改善が見られる。 送電線拡充の責任の所在とコスト負担のルールを明確に定めておく必要がある。 電力セクター改革のみならず、政治的・経済的安定を可能とする広範な改革を同時に行う必要がある。 | <ul style="list-style-type: none"> アンバンドル化の徹底は不可欠。特に送電部門の発電部門からの分離。また、公社の分割・民営化に際して市場支配力を持ったプレーヤーが現れないように細心の注意が必要。 政治的影響から隔離された規制委員会の設置。 市場運用者の中立性を確保。 送電線拡充の責任の所在とコスト負担のルールを明確に定めておく必要がある。 制度的枠組の柔軟性。市場ルールに対する信頼を確保しつつも、現実に応じて微調整を行う余地を残しておく必要がある。 | <ul style="list-style-type: none"> 市場の規模が小さい場合は、自由化に先駆けて十分な競争を確保する措置をとるべき。また、地域統合などにより集中度を下げる工夫が必要。 限られた人的資源を有効に活用する措置（電力セクターのみならず公共サービス全体の規制を行う機関など） |
| 規制委員会の役割と今後の展望 | <ul style="list-style-type: none"> 2001-2002 年の経済危機により公共サービス料金は政治問題化。経済緊急事態法により、電気料金が凍結。今後の課題は、電力料金の正常化と規制委員会の独立性に対する信頼の回復。 | <ul style="list-style-type: none"> 規制の役割が CNE、SEC、公正取引委員会などに分散しており、調整が不十分。また CNE は関連省庁が関与しており独立性に疑問。 | <ul style="list-style-type: none"> 寡占状態にある電力市場の現状、また電力セクター改革に対する一般市民の不信感に鑑み、規制機関 ERSP の能力向上は最重要課題のひとつ。 |
| 配電会社のキャパシティビルディング | 不明 | 不明 | 不明 |
| 料金のパススルー制 | <ul style="list-style-type: none"> 電気料金は予想されるスポ | <ul style="list-style-type: none"> 電力を引き出す地点の電力 | <ul style="list-style-type: none"> スポット市場の電力価格は |

| | アルゼンチン | チリ | パナマ |
|------------------|---|---|---|
| 度の構築 | <p>ット価格の四半期平均（季節価格）に配電付加価値を加えたもの。季節価格はスポット市場の価格変動が電気料金に与える影響を緩和するために設定されるもので、年4回改定される。発電事業者が受け取るスポット市場価格と季節価格の差から生じる利益・損失は価格安定基金を通じて調整される。尚、固定相場制が崩壊した2002年1月以降、電気料金は凍結されている。</p> | <p>供給短期限界費用である「ノード価格」が小口消費者向け市場の卸料金となる。配電会社はこの「ノード価格」に配電事業の付加価値を加えて電力を再販する。「ノード価格」は年2回改定。</p> | <p>供給時の短期限界費用。配電会社は電力調達コストを電気料金に転嫁可能。各配電会社は電気料金を算出し、ERSPの承認を受ける。電気料金表は4年間有効であり、四半期毎に更新。</p> |
| 料金のアンバンドリング体制の構築 | <ul style="list-style-type: none"> 卸、送電、配電ノ小売料金にアンバンドル化。卸料金はスポット市場で決定。送電料金は規制料金（プライス・キャップ制）であり、送電システムの運用・維持の費用回収を念頭に設定。配電ノ小売料金もプライス・キャップ規制の対象であり、スポット価格+配電付加価値。 | <ul style="list-style-type: none"> 卸、送電、配電ノ小売料金にアンバンドル化。卸料金は発電短期限界費用+送電ロス・コスト（ノード価格）で、CNEにより設定。送電料金は送電システムの運用維持のための費用を Cost of service ベースで回収する水準に設定。配電料金は Efficiency Standard による規制の対象であり、ノード価格+配電付加価値。 | <ul style="list-style-type: none"> 卸、送電、配電ノ小売料金にアンバンドル化。卸料金はCNDが算出する発電の短期限界費用。送電料金は送電システムの運営・維持及び予想される需要を満たすために必要な投資のコストを回収する水準に設定。配電料金は、発電コスト+送電コスト+配電付加価値。 |
| 今後の設備投資への障害 | <ul style="list-style-type: none"> 電気料金の凍結の解除とコスト回収可能なレベルへの引き上げの見通しが不透明。 | <ul style="list-style-type: none"> 価格設定における行政権限強大。特に発電事業者はノード価格の水準が低すぎるとの不満を抱いている。 送電線混雑を解消するための系統拡充をいかに達成するかが不透明。 | <ul style="list-style-type: none"> 市場支配力を有するプレーヤーの存在が参入障壁。 |
| 地方電化推進への課題 | <ul style="list-style-type: none"> 未電化地域の独占営業権を国際競争入札する Output-based contract制度を実施中。最も低い補助金を要するオファーが落札される。¹⁾ | <ul style="list-style-type: none"> Output-based contractを用いた地方電化計画を実施中。被益者等の一部費用負担が条件。補助金は投資に対してのみで、運営・維持費は電気料金を通じて回収。¹⁾ | <ul style="list-style-type: none"> Output-based contractを用いた地方電化プログラムを実施中。地方電化プロジェクトを競争入札にかけ、一定額で最も多くの世帯を電化するオファーが落札される。¹⁾ |

1) Ray Tomkins. 2001. "Extending Rural Electrification: A Survey of Innovative Schemes." In Contracting for Public Services: Output-based aid and its Applications, edited by Penelope J. Brook and Suzanne M. Smith, Washington D.C.: World Bank and International Finance Corporation.

3.1.3.2. 中南米諸国の電力セクターのモデル分析

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|-----------------------------|---|--|---|
| 電力セクターの企業形態 | | | |
| 民営化と新規参入者 | 1980年代を通じて段階的に国营電力会社 Endesa および Chilectra を垂直・水平分割・民営化。1982年の「電力事業法」により発電部門については新規参入は自由化。(ただし、水力電源開発については営業権契約方式)。送電・配電/小売事業への参入には営業権契約もしくは許可が必要。 | 1991年「電力民営化法」により、大ブエノスアイレス電気公社 (Segba) が4発電会社と3配電会社、水道・電気公社 (Ayee) が12火力発電会社と4水力発電会社および北部パタゴニア水力発電公社 (Hydronor) が5水力発電会社に分割・民営化。次いで州電力公社もほとんどが民営化。発電部門及び配電部門は新規参入も進み、発電部門は43社、配電部門は65社が参入(2003年11月現在)。送電部門は旧公社3社が高压線を所有する Transner 社と地域低压線を運営する5社に分割されている。 | 1995年2月に、発電部門への民間の参加が認められる。1997年「電力事業枠組法」により、電力セクターを垂直統合していた水力資源・電化公社 (Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación: IRHE) を発電会社4社、送電会社1社、配電3社に分割の上、発電及び配電会社を民間に売却。発電会社は AES, ENRON, American Generation Group、配電会社は Union Fenosa などが買収。また発電部門への参入が自由化(水力、地熱を除く)され、7社が新規参入、特にパナマ運河庁が旧 IRHE3社に次ぐ第4位の発電供給者となっている。配電/小売部門への参入は地域独占営業契約の取得が必要であり、2004年2月現在で新規参入はなし。送電部門は国有の送電公社 (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.: ETESA) が独占。 |
| アンバンドリングの状況 | 発電、送電、配電/小売部門が分離され、各部門においても国营公社が複数の企業に分離されている(垂直・水平分離)。ただし、各部門間の企業取引については法的規制が存在しない。特に、1982年の「電力事業法」では送電事業が自然独占事業であるとの認識が薄く、発電部門と送電部門の分離が不完全。SIC、SINGの2大系統とも発電事業者が直接・間接的に送電線の大半を所有する構造となっている。 | 垂直統合されていた電力公社を複数の発電、送電、配電会社に垂直・水平分割。送電業者による電力の売買は禁止。また、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。一部の州においては、まだ公社による垂直統合独占が残っている。 | 垂直統合型電力公社が垂直・水平分割され、発電事業者、送電事業者、配電事業者に分割されている。 |
| メータリング業務の開放 | 開放されていない。 | 開放されていない。 | 開放されていない。 |
| 請求書発行業務の開放 | 開放されていない。 | 開放されていない。 | 開放されていない。 |
| 電力取引の形態 | | | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸市場は完全自由化。小売市場は大口需要家についてのみ自由化。ただし、大口需要家の要件が接続容量2MW以上と高めに設定されているため、自由市場参加者は少数(総需要の27%)。 | 卸部門は完全自由化。小売部門は大口需要家向け市場のみ自由化。 | 1995年2月に垂直統合型国营公社を残したまま、発電部門への民間の参入が自由化 (Monopsony モデル)。1997年2月に卸・小売自由化。ただし、小売部門は部分的・段階的な自由化。1997年「電力事業枠組法」発効から5年間は「移行期間」定められ、大口需要家向けを除く電力を送電公社 ETESA が購入し配電事業者に再販する(この規制市場による取引が全体の85%以上でなければならない)。2002年以降は ETESA のシングルバイヤー機能は廃止され、配電会社との相対契約も自由化。大口需要家の要件は段階的に引き下げ。 |

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|---|--|---|---|
| 市場モデルの分類 (シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 相対契約+発電事業者間の協調的プール。 | 相対契約+任意プールモデル。 | 「移行期間」はシングルバイヤーモデルと相対契約+任意プールモデルの混合。2002年より相対契約+任意プールモデルに移行。 |
| 発電プラントの運用計画作成/ディスパッチ | 相対契約は物理的運用計画を拘束しない。CDECが算出する各発電プラントの短期限界費用に基づきディスパッチを行う。 | CAMMESAが各発電事業者から申告された短期限界費用を基にプラントの運用計画を策定し、ディスパッチを行う。相対契約は金融取引にとどまり、CAMMESAのディスパッチには影響を与えない。 | 相対契約は経済的取引のみを拘束。物理的なプラント運用計画はシステム・オペレーター(CND)が申告された各プラントの短期限界費用に基づきディスパッチを行う。 |
| 発電容量市場/容量確保義務 | 発電事業者はSEが算出する翌年ピーク時需要量に一定の予備マージンを加えた容量・エネルギーを確保しておく義務が課せられている。CDECは各発電事業者毎に容量確保義務の過不足を算出し、ピーク時容量取引の移転を行う。取引価格は短期限界費用に基づく規制スポット価格であり、CDECが計算する。なお、チリの卸市場においては電力と発電容量が取引されてきたが、容量に対する報酬については政令レベルの規定にとどまり、法的な根拠が弱いとされてきた。2004年に成立した「電力事業法改正法」では、発電容量市場の法的位置付けを明確化している。 | 発電容量市場が存在。配電会社は長期契約を通じて需要を満たすに十分な容量・エネルギーを確保する義務を有する。電力不足により一定の質の電力を供給できなかった場合は、罰金が課される。 | 配電事業者は翌年に予想されるピーク時需要を満たすに十分な容量を事前に相対契約で確保する義務を有する。契約でカバーされない需要については、配電会社は予備電力市場で必要な発電容量の確保をしなければならない。予備電力確保はCNDが発電の限界費用に基づく競争入札で行う。 |
| 派生市場 | 派生市場は存在しない。 | 派生市場は存在しない。 | 派生市場は存在しない。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | 発電部門に参入するための最低規模は特に定められていない。 | 規模による参入資格を特に規定されていない。 | 特に定められていない。 |
| 小売市場開放度 | 長期契約市場に参入できる大口需要家の要件が接続容量2MW以上と敷居が高いため、自由市場への参入者数は限定され、規制市場が全消費量の60%を占めている。自由市場の参加者を拡大する目的で、2004年2月の「電力事業法改正法」により、自由市場に参入できる要件が2MWから500kWに引き下げられた。 | 大口需要家市場のみ開放。大口需要家は3種類が設定されている：GUMA(接続容量1MW以上、年間消費量4,380MWh以上)、GUME(接続容量30~2000kW)、GUPA(接続容量30~100kW)。30kW未満の消費者は配電会社を通じて電力を購入。市場のシェアは大口需要家が約20%、小口需要家が約80%となっている。 | ピーク時需要が500kW以上の需要家は大口需要家として電力供給先を自由に選択できる。自由化段階での大口需要家の需要は総需要量の8%に過ぎないが、大口需要家の要件であるピーク時需要は段階的に引き下げられ、2005年1月以降は100kW以上となる。 |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | 各系統に電力施設の運用の調整を行うために経済給電センター(CDEC)が設置されている。CDECは各系統に接続している一定規模以上の発電及び送電事業者の出資により設立されており、大手発電事業者の影響力が強いとも言われる。 | 卸電力市場管理会社(Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A.: CAMMESA)により行われる。CAMMESAは政府及び発電事業者、配電会社、大口需要家の各業界団体の等分の出資により設立され、現在約2,000社・団体が参加。 | 電力事業枠組法第72条に基づき、全国給電センター(Centro Nacional de Despacho: CND)がETESAの内部に設置されている(ただし、CNDとETESAの送電事業は会計上分離)。 |

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|-----------------------|---|--|--|
| 市場監視機関 | 国家エネルギー委員会 (Comisión Nacional de Energía: CNE)及び電力燃料監督庁 (Superintendencia de Electricidad y Combustibles: SEC)。 | 国家電力規制局(Ente Nacional Regulador de la Electricidad : ENRE)。主要業務は電力事業関連の規制、管理、具体的には電力事業法 (法律第 24065号) の施行、営業権契約締結の承認および管理、各事業者の事業活動の開始 / 中断 / 再開に関する規制、電力事業での禁止行為の管理 (競争制限行為、独占行為、差別行為)、電力料金の決定基準の設定とその運用管理、公開協議会や公聴会の開催およびそれらに関する規則の施行が含まれる。 | 1996 年法律第 26 号で創設された公共サービス監督庁 (Ente Regulatorio de los Servicios Públicos : ERSP) が電力部門での規制の遵守を監視する。具体的には電力事業枠組法に基づき、営業権契約締結の承認および管理、公共サービスの質の監視、競争制限的な行為の排除、規制電力料金の承認、利用者の権利と義務の監督、違反に対する処罰の施行などが含まれる。なお、パナマの市場規模が小さいことから、公共サービス全般 (下水道、電気、放送、通信) をカバーする機関となっている。 |
| 市場ルール策定・変更機関 | 1978 年に設置された国家エネルギー委員会 (Comisión Nacional de Energía: CNE) が電力市場におけるルールの策定を行う。CNE は大統領府直属の独立行政機関である (ただし、法的行為は鉱業省を通じて行う) 主要業務は、エネルギー産業の円滑な機能および発展のための政策および計画の調整。鉱業相、経済相、財務相、国防相、大統領府官房長官、計画・調整庁長官によって構成される理事会の管理下に置かれる。 | 経済省エネルギー局 (Secretaría de Energía : SE)。政府の経済政策に沿ってアルゼンチンのエネルギー政策を策定・実施する機関。具体的には、エネルギー需要見直しおよび政策を示す「プロスペクティブ」の作成、国内のエネルギー需給バランスを維持するために必要に応じて事業者間のコーディネート。また、エネルギー事業に適用される技術基準、環境基準の確立、エネルギー利用効率改善のための計画策定も行う。 | 電力市場のルールについては CND の作成する「電力卸市場運用細則」を ERSP が承認することで策定される。 |
| 系統運用者による電力市場運営 | CDEC が系統運用者と電力市場運営者を兼ねる。CDEC は系統に接続している発電会社の代表により経営されるが、参加資格の発電容量が高いため、少数の大規模発電事業者のみ参加可能。 | CAMMESA が系統運用と電力市場運営を兼ねる。 | 送電会社である ETESA の内部に市場運営者である CND が設置されている。電力市場運営機関である CND は ETESA の内部局であるが、会計上は ETESA から分離されている。 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 送電線は民間の送電会社の所有となっている。 | 送電線は民間の送電会社により所有されている。 | 国営公社 ETESA が送電線を所有している。 |
| 電力市場の取引調整段階 (電力市場の種類) | 発電事業者間のプール市場での取引。 | スポット市場においてリアルタイムで需給が調整される。 | スポット市場で発電・配電事業者や大口需要家が電力の余剰・不足を調整。 |
| 市場参加者の応札形態 | ノード毎の電力供給電力供給の短期限界費用が応札価格となる。 | ノード毎の電力供給短期限界費用が応札価格となる。限界費用は各発電事業者が半年毎に自己申告する。 | 発電の短期限界費用が応札価格となる。 |
| 市場価格 | CDEC が限界費用の低い順に落札していき、最後に落札された発電所の限界費用が取引価格となる。 | CAMMESA がメリット・オーダーでディスパッチし、最期にディスパッチされた発電所の限界費用が市場価格となる。他方、配電事業者はスポット市場における電力の調達に際して「季節価格」と呼ばれる価格を支払う。これはスポット市場における価格変動が最終消費者に与える影響を緩和することを目的に設定されているもので、予想されるスポット価格の平均を算出したもの。四半期毎に改定される。スポット価格と季節価格の差から生じる利益・損失は価格安定基金を通じて調整される。 | オークション方式。最後落札されたオファーの価格がスポット市場価格となる。 |

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|--------------------|---|--|--|
| 送電線混雑管理方式 | 送電線の制約を反映した資源配分を促すために地域毎の電力供給限界費用であるノード価格を設定している。また、2004年2月の「電力事業法改正法」においては、ある地点の送電線混雑が系統全体に影響を与える可能性がある場合は系統分離を行うことが認められた。 | 送電線の制約を反映した資源配分を促すために地域毎の電力供給限界費用であるノード価格を設定している。スポット市場での取引分については、CAMMESAが送電制約を考慮してディスパッチを行う。送電制約等により系統全体に影響が及ぶ可能性のある場合は、系統を分離することができる。 | |
| アンシラリーサービスの調達方法 | 1982年の「電力事業法」においてはアンシラリーサービスに関する規定が存在せず、その調達方法やサービスに対する報酬が不透明であった。2004年2月に成立した「電力事業法改正法」は電力供給の安定性に資する補完的サービス市場のルールを整備する旨規定している。 | 運転予備力及び待機予備力の市場が存在している。また、各発電事業者が周波数制御サービスの提供が義務付けられている。 | 周波数制御、電圧制御、需給バランス調整、予備力などのアンシラリーサービスはCNDの認可を得た発電事業者や大口需要家などが供給する。 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | | | |
| 電源計画 | CNEは将来10年間のピーク時の需要を予測し、将来4年間これらの需要を満たす最も効率的な電源開発・系統拡張計画を策定している。しかしながら、この計画は「ノード価格」の決定のために行われるもので、強制力を持たない。 | SEが電源開発計画を策定するが、計画に強制力はない。 | 「移行期間」中はETESAが強制的な電源拡充計画を策定するが、「移行期間」終了後はETESAの計画は指針的性格を持つものとなり、実際の投資決定は民間に委ねられる。Esti水力発電所完成後は、政府は新しい電源開発を行う意図はない。 |
| 系統計画 | 送電線拡充の費用は送電会社ではなく送電線の利用者負担。CNEが「ノード価格」決定のために行うが、強制力を持たない。送電部門への投資が進んでいないことから、政府は電力事業法改正法案に強制力を持つ送電システム拡張計画を盛り込んだ。これは送電設備の所有者、利用者及び規制機関が共同で投資計画を策定するメカニズムを構築しようとするものであったが、電力会社の多くは強く反発し、議会の審議で送電線拡充計画に関する部分は削除された模様。 | 送電線拡充の費用は送電会社ではなく利用者負担。系統拡張計画は立てられていなかったが、市場シグナルが送電線拡充への十分な投資を誘発していないとの判断から、1999年に高圧線拡充のため「連邦送電信託基金(Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal: FFTEF)」が創設された。SEが「連邦送電計画(Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica en 500kV)」を策定し、MEM-MEMSP接続など4案件が選定されている。FFTEFの財源はスポット市場価格へ\$0.6/MWhの上乗せにより賄われ、大口需要家及び配電事業者が支払う(最終的には需要家に転嫁)。 | ETESAがCOPEの定めた基準・政策に沿って策定。今後15年間について電源開発の複数シナリオを想定。各シナリオ毎にディスパッチング案を策定、各案の財政コストを検討した上で、推奨される拡充計画を決定する。現在の計画は1999～2015年のもので、2003年よりは強制力を失い指針的なものとなる。計画は毎年改訂される。 |

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|---|---|---|---|
| 送配電料金算定方式 | <p>送電料金は 可変料金と 固定料金の2つが存在。 は送電ロスの回収を意図しており、配電会社が電力を引き出す際の購入価格である「ノード価格」と発電事業者を注入するノードにおける受け取り価格の差である。 は発電事業者の「影響地域 (area de influencia)」内の送電線ネットワークの固定費用の回収を目的としている。「影響地域」外のノードにおいて取引する場合は更に追加料金が生ずる。実際には「影響地域」の法律上の定義が曖昧なため、固定料金は利用者と送電会社の交渉により決定されている。当初、送電線拡充のための投資費用は送電料金には含まれず、送電線利用者と所有者の交渉により決定されることになっていたが、1990年の電気法改正により送電会社に資本費用分の回収が認められた。配電料金は配電会社が受け取る小売料金に含まれ、配電中の電力ロス、配電設備の投資費用、維持・運営経費の回収を念頭においている。</p> | <p>送電料金は 可変料金、 固定料金から構成される。 は送電ロスの回収を目的としており、電力を注入するノードと引き出すノードにおける送電ロス・ペナルティ(ノード係数)が異なることから生じる供給側の受け取り額と需要側の支払額の差を通じて徴収される。 には、(i)送電線への接続料金、(ii)送電容量に関する固定料金および(iii)補助料金がある。(i)は送電線接続に要する設備の費用を回収するためのもの、(ii)は送電線の使用に対する報酬で1時間100km当たりの固定料金が電圧別に規定されている。(iii)は送電線拡充工事の費用を回収するものである。配電料金は配電会社が受け取る電気料金に含まれて徴収される。料金設定は配電線拡充の投資費用を含む費用配電ネットワークの固定費用の回収を念頭においている。</p> | <p>送電網の運用・管理、予想される需要に合った電力の安定供給を可能とする投資の費用をカバーするものでなければならぬ(第101条)。送電料金の構成は、 接続料、 送電線利用料、 電力卸市場管理料金。 は系統への接続に必要な設備に対する料金で固定、 は送電容量に対する料金で距離に応じて10地域毎に料金が設定、 はCNDの電力市場管理運営に対する料金で全市場参加者が発電設備容量に応じて支払う。配電会社が受け取る小売料金は、電力調達コストに 配電線接続・利用コスト、 配電中の電力ロス、 一般管理費、メータリング、請求書送付など配電事業の必要経費、 公共街灯設備への電力供給コスト、を加えたもの。</p> |
| 送配電線系統の運営・管理:PBR (Performance-Based Regulation) | <p>送電会社の収入については cost of service に基づき決定され、PBR は存在しない。配電事業者の収入は電力小売料金レベルのプライス・キャップと配電部門全体における報酬率への上限・下限(6~14%)が課せられており、その範囲での効率化が求められている。</p> | <p>プライス・キャップによる収入制限を採用しており、PBR は採用されていない。</p> | <p>送電会社 ETESA の収入は、その投資額に対して 30 年物米国財務省証券の年利から 5~9%ポイントの範囲に収められる。配電事業については、モデル企業の効率を基に収益率に上限が課されており、その範囲内での効率化が求められる。</p> |
| エネルギー政策立案 | <p>1978年にエネルギー政策や規制に関する政府の諮問機関として電気事業委員会(CNE)が設立され、電力構造改革の制度設計を行った。この成果として、1982年には自由化を主眼とした電力法が公布され、限界費用に基づく電気料金の設定についての政策が示された。</p> | <p>経済省の下部組織であるエネルギー庁(Secretaría de Energía)が電力構造改革を策定。また連邦・州政府の電力政策の諮問機関であるCFEEにおいて、中央・州政府の役割を調整。</p> | <p>電力事業枠組法第7条に基づき、企画・経済政策省管轄下にエネルギー政策委員会(Comisión de Política Energética: COPE)が設置(現在は財務・経済省管轄)。エネルギー政策の最高意思決定機関であり、その役割は、(i)電力を含むエネルギー部門の総合政策の策定、(ii)エネルギー政策の実施、(iii)エネルギー政策に関する行政府への諮問、(iv)エネルギー政策の実施に必要な法案の提出。COPEの議長は企画・経済政策相もしくは次官が務め、貿易産業相(次官)及び財務相(次官)から構成される。事務局長は5年の任期で政府により任命される。</p> |

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|--------------|--|---|---|
| 都市電化と地方電化の分離 | 地方電化は政府が補助金を支出し、再生可能エネルギーによる発電の奨励などを通じて行う。統括機関はCNEであり、1994年に地方電化計画（Programa de Electrificación Rural: PER）が策定されている。財源は内務省地域・行政開発次官補の管轄下にある地域開発基金（FNDR）。2000年地方電化率は75%。Output-based contractingによる地方電化プロジェクトへの補助金支出。2006年までに全ての州における電化率を90%に引き上げることを目標とする。Output-based contractを競争入札。 | 人口希薄な内陸部の電化は都市電化と分離されており、政府（エネルギー庁）が総括。スポット市場価格への上乗せ料金（\$2.4/MWh）を用いて設立された国家電力エネルギー基金（FNEE）の40%が内陸部電力開発基金（FEDEI）に当てられている。電化計画の策定・実施は地方政府主導。FNEEはエネルギー庁や各州の代表から構成される連邦電力審議会（Consejo Federal de la Energía Eléctrica: CFEE）により運営される。一定地域における地方電化の独占営業権を競争入札。最も低い補助金を要するオファーを落札する。 | 地方電化は都市電化と分離されており、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、1999年に社会投資基金（Fondo de Inversión Social: FIS）に移管された。地方電化プロジェクトは競争入札で、一定額で最も多くの世帯を電化するオファーが落札される。 |
| 回収不能投資費用の評価法 | 回収不能投資費用については特に規定がない。 | 回収不能投資費用については特に規定がない。 | 回収不能投資費用については特に規定がない。 |
| 回収不能投資費用の回収法 | 回収不能投資費用については特に規定がない。 | 回収不能投資費用については特に規定がない。 | 回収不能投資費用については特に規定がない。 |
| 企業間取引の規制等 | チリにおいては発電、送電、配電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ことが特徴。特に発電部門と送電部門においては垂直統合の度合いが高くなっており、新規発電事業者への参入障壁となっている。 | 送電会社による電力の売買は禁止。発電、配電会社、大口需要家による送電会社の所有や過半数の株式保有を原則禁止。送電会社間もしくは配電会社間の系列化・合併はENREの承認が必要。 | 電力事業者は発電、送電、配電、輸出入のいずれかひとつの部門のみに参入可能。発電事業者が配電会社の経営に直接・間接的に参加することは禁止。また、全国電力消費の25%を越えるシェアを達成する営業権を申請することはできない。配電会社は営業権を獲得した地域の需要の15%を超える電力を供給する発電事業者と資本関係を結ぶことは禁止。 |
| 規制組織・機関 | CNEが料金（「ノード価格」）設定など規制機関としての役割も有する。電力燃料監督庁（Superintendencia de Electricidad y Combustibles: SEC）は、発電、送電、配電の法律、規制、技術基準の順守状況の監視、配電設備、水力発電所建設、変電所、送電線敷設の暫定許可（事前調査のための許可）の発行、また、認可業者のサービス品質モニタリングなどを行う。最終営業権の発行は経済開発再建省の権限となっている。企業間取引の規制は公正取引委員会が行う。 | 自然独占事業における参入、価格、品質、企業間取引の規制についてはENRE、電力卸市場運営の規制に関してはCAMMESAが担当する。規制枠組はSEが策定する。 | ERSPが独立機関として、発電所の建設・運用、送電事業、配電事業の許可・独占営業権の付与、規制料金（送電料金、小売料金）の算出の基準設定と料金の承認、系統接続のための技術的基準の設定、相対契約の基準・手続きの設定、CNDが策定した電力卸市場の運用細則の承認などを担う。 |
| 電力事業法・関連法令 | 1982年の「電力事業一般法」は、政府の許認可や営業権契約の対象となる活動、規制価格の対象や算出基準などを規定。この「電力事業法」を実情に合わせて更新・肉付けしたものが1998年の「電力事業法の細則を定める政令第327号」。この「細則」にはCDECの組織や機能についても定められている。電力小売料金を算出する際に用いられる公式は経済開発再建省省令により定められる。現行の公式は2000年11月の「配電会社の料金算出式を定める経済開発再建省省令第632号」で定められている。 | 1991年法律第24065号「電力民営化法」により、自由化される分野と規制の対象となる分野の区別、規制機関としてENREを創設。電力卸市場のルールや系統への接続についてはCAMMESAの「電力卸市場運営手続き（Procedimientos）」に規定されている。 | 1996年法律第26号によりERSPが創設され、公共サービス関連法規の遵守を監視する役割が定められた。1997年「電力事業枠組法」は電力事業における各種規制とERSPの権限が定められている。さらに、1998年大統領令第22号により「枠組法」の細則が定められている。電力卸市場の技術的基準や市場ルールについてはCNDが作成しERSPが承認した「電力卸市場運用細則」が存在する。 |

| 項目 | チリ | アルゼンチン | パナマ |
|------------------------------|--|--|--|
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | 火力発電設備の建設には許認可必要なし。水力電源開発に関してはSECまたは経済開発再建省の許可もしくは営業権契約を必要とするほか、水利法に基づき陸表水の使用権の獲得が必要。電力セクターの営業権や許可の対象はチリ国民もしくはチリ法に則り設立された会社(合資会社を除く)に限られる。事前調査を目的とする暫定許可についてはSECに申請を提出、公報での公表から90日以内に許可の付与が決定。最終許可は経済開発再建省に申請、120日以内に許可の付与が決定。 | 水力以外の発電所建設については営業権契約、許認可を必要としない。水力発電については政府による独占営業権の付与が必要。 | 火力発電に関してはERSPの許可、水力・地熱発電はERSPからの独占営業権の付与が必要。許可に関しては、所定の環境、安全・衛生基準を満たすことを条件に与えられる。「移行期間」の5年間は、水力・地熱発電所の独占営業権の申請があった場合は公開競争入札が行われるが、「移行期間」終了後は競争入札は必要とない。落札者は環境評価調査を自然資源庁に提出し、右が認められれば営業権を与えられる。水力・地熱発電所の営業権の有効期間は50年以下(更新可能)。 |

3.1.4. EU

3.1.4.1. EU 諸国の電力構造改革の成功・課題の要因と教訓

欧州では、EU 加盟国の多くが 1992 年、1996 年の EU 指令に基づいて国内電気事業の再編、自由化を実施している。EU 指令では、系統アクセス方式や電気事業のアンバンドリングが規定されているが、それぞれ複数のオプションが与えられ、具体的な制度設計は各国が実施している。

英国イングランド&ウェールズ、ならびに北欧諸国（ノルウェーは EU 非加盟）は、EU 指令以前に既に電力構造改革が実行されてきたエリアである。前者では当初、89 年電気法に基づき 1990 年に電気事業の民営化とプール市場の創設という形で構造改革が行われた。しかしながら、強制プールという硬直的な市場モデルにより、同改革はあまり上手く機能せず、2001 年に完全任意（相対取引）モデルである NETA に移行、強制プール時代に顕在化していた市場支配が緩和されると共に電力価格も劇的に低下し、小売部門も含めて非常に競争的な市場が形成されている。

一方、北欧も 1990 年代前半より各国で電気事業の規制緩和、自由化が進められ、現在各国の系統運用者が出資している電力取引所 Nord Pool も 1996 年に発足された。北欧では、各国の電源構成の違い（北部は水力、南部は火力が主）から規制緩和以前より国際間融通が盛んになされ、国際連系線も十分に整備されている。このことが今日の効率的と評価される地域電力市場の形成に繋がっている。

ドイツの電力構造改革の最も大きな特徴は、EU 加盟国で唯一、電気事業向けの独立規制機関が設置されていないことである。系統アクセスに関する規則も、あくまで自主協定であり、これにより、送電線を保有する電力会社と市場参加者との間の紛争が頻発した。電力小売部門については、上記 3 つの国・地域においては、完全（100%）自由化が実現しており、配電部門・小売部門のアンバンドリングがなされている。これに加え英国イングランド&ウェールズでは検針ビジネスも配電部門から分離され、競争が導入されている。以上から、前出 3 つの国・地域の電気事業規制緩和が他国の電力構造改革に与える教訓としては、以下のような点が挙げられる（詳細は下表参照）。

- ・少数の市場参加者による硬直性の強い市場の形成は、市場の混乱を招く。
- ・十分な参入者数と効率化が見込まれる事業には競争導入の可能性を模索する必要あり。
- ・系統アクセスについては、独立規制機関監督の下、明確なルールが不可欠。

表 3.1.4-1 EUにおける電力構造改革の成功/課題要因・教訓

| | 英国イングランド &ウェールズ | 北欧 | ドイツ |
|---------------------|---|---|--|
| 電力セクター改革における成功のポイント | <ul style="list-style-type: none"> 電気事業再編以前より発電/送電/配電は別部門となっており、スムーズにアンバンドリングを実現 送電事業(NGC)に対するインセンティブ規制(収入キャップ)を適用 配電会社による積極的な発電資産買収により発電事業者数が増加。 取引調整方式の変更(NETA への移行)により市場支配を緩和し、価格が安定化 | <ul style="list-style-type: none"> 各国間の電源構成の違いから、古くから国際間融通が行われ、国際連系線も整備されているため、コスト効率的な電力市場を形成。 送電会社の電力取引所(Nord Pool)への共同出資による、系統運用と密着した電力取引を実施。 Nord Pool における多様な商品ラインナップが取引の流動性を増大。 | |
| 電力セクター改革の課題要因 | <ul style="list-style-type: none"> 強制プール時代は、特定発電事業者による市場支配力行使が顕著。 | <ul style="list-style-type: none"> 水力が約半数を占めるため、渇水時には電力価格が高騰。 | <ul style="list-style-type: none"> 独立規制機関が設置されておらず、系統アクセスを巡る紛争が頻発。 |
| 他国への今後の教訓 | <ul style="list-style-type: none"> ネットワーク事業者の収入、料金設計には、PBR を適用し、生産性向上のインセンティブを与えることが重要。 少数の市場参加者による硬直性の高い市場の形成は、市場の混乱を招く。 十分な参入者数と効率化が期待できる(既存電力会社の)事業には競争導入の可能性を模索する必要あり。 | | <ul style="list-style-type: none"> 系統アクセスについては、独立規制機関監督の下、明確なルールが不可欠。 |
| 規制委員会の役割と今後の展望 | <ul style="list-style-type: none"> 電力・ガス市場の規制はOfgem が実施。取引調整方式の変更や市場監視を実施。唯一の公設市場であるバランスメカニズムのコード類は、NGC の非営利子会社である Elexon が管理。 | <ul style="list-style-type: none"> スウェーデンは、独立規制機関 Swedish National Energy Administration を設置。ノルウェーは水資源エネルギー庁が電気事業も規制している。 | <ul style="list-style-type: none"> 電気事業向けの独立規制機関なし。連邦カルテル庁が事後規制(紛争処理)のみを実施。2004年7月に独立規制機関設置予定。 |
| 料金のパススルー制度の構築 | <ul style="list-style-type: none"> 供給事業は配電事業からアンバンドル化されており、卸電力の調達コストは最終需要家に転嫁可能。 | <ul style="list-style-type: none"> 同左 | <ul style="list-style-type: none"> 小売部門は完全に自由化されており、需要家に卸電力コストを転嫁することができる。但し、需要家の供給事業者乗り替えは殆ど起こっていない。 |
| 料金のアンバンドリング体制の構築 | <ul style="list-style-type: none"> 発電、送電/バランスングサービス、配電/小売料金にアンバンドル化。 | <ul style="list-style-type: none"> 発電、送電、配電/小売料金にアンバンドル化。 | <ul style="list-style-type: none"> 発電、送電、配電/小売料金にアンバンドル化。 |
| 今後の設備投資への障害 | <ul style="list-style-type: none"> 特になし | <ul style="list-style-type: none"> 特になし | <ul style="list-style-type: none"> 特になし |

3.1.4.2. 英国イングランド&ウェールズの電力セクターのモデル分析

| 項目 | 概要 |
|-------------------------------------|---|
| 電力セクターの企業形態 | |
| 民営化と新規参入者 | <p>サッチャー政権の民営化政策の下、1989年電気法に基づいてそれまで国営だった中央電力発電局（CEGB）、地方配電局（Area Board）が民営化され、併せて送電会社 NGC が運営する電力プール市場が設置された。このプール制度は、1990年4月以降11年間にわたって運用がなされてきたが、発電事業者の市場支配力行使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、2001年3月27日からは、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。NETA の下では、卸電力取引は市場参加者間で自由に行われるようになり、OTC 市場やパワーエクスチェンジが急速に発展した。</p> <p>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完了済み。供給事業者の変更率は、業務用・産業用需要家で6割以上、家庭用需要家でも4割弱で、活発な競争が行われている。</p> <p>競争原理は、発電・小売供給事業だけでなく、検針ビジネスにも導入されている。</p> |
| アンバンドリングの状況 | <p>旧体制（89年電気法以前）から新たに発電部門と送電部門、配電部門と小売部門が分割され、発電/送電/配電/小売のアンバンドリングが実現。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。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。</p> |
| メータリング業務の開放 | 開放されている。 |
| 請求書発行業務の開放 | 開放されていない。 |
| 電力取引の形態 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸・小売自由化。 |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | NETA により強制プールモデルから相対契約モデルに移行。 |
| 発電プラントの運用計画作成/ディスパッチ | 市場参加者が自身で運用計画を作成し、ディスパッチを実施。但し、5万kW以上の発電ユニット、負荷に係る取引計画は NGC に提出され、NGC はそれに基づいて需給調整市場（balancing mechanism）の運営、balancing mechanism への入札がなされた発電ユニット、負荷に対して需給調整能力のディスパッチを行う。 |
| 発電容量市場/容量確保義務 | なし。 |
| 派生市場 | UKPX、IPE などの民間取引所に開設されている。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | なし。 |
| 小売市場開放度 | 100%。1990年より段階的に範囲が拡大され、1999年に家庭用需要家を含む全需要家への市場開放を達成。 |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | 卸電力の取引所は UKPX、IPE などの民間が運営。その他、NGC が需給調整市場に相当する balancing mechanism を運営。 |
| 市場監視機関 | Ofgem。 |
| 市場ルール策定・変更機関 | 市場全体の取引調整ルールは、Ofgem が中心となって策定。balancing mechanism の取引ルールは、NGC の100%子会社 Ellexon 管理の下、官民合同で作成される。 |
| 系統運用者による電力市場運営 | 系統運用および balancing mechanism の運営は NGC が実施。卸電力市場運営は民間が行う。 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 送電線は balancing mechanism の運営も行う NGC の所有となっている。 |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | 電力受け渡しの前日と1時間前の2段階。 |
| 市場参加者の応札形態 | 民間取引所でも balancing mechanism でも、市場参加者は原則、任意価格で応札できる。 |
| 市場価格 | 卸電力の市場価格は、民間取引所で決められており、特に規制はない。balancing mechanism での価格決定方式は、成約した市場参加者の応札価格となる "Pay-as-Bid" 方式。 |
| 送電線混雑管理方式 | 送電混雑は、NGC がその解消用に市場から調達した電力を用いて解消する。 |
| アンシラリーサービスの調達方法 | balancing mechanism サービス以外のアンシラリーサービスは、NGC が発電事業者との相対契約に基づいて調達し、供給を行う。 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | |
| 電源計画 | - |
| 系統計画 | NGC および配電会社が策定し、Ofgem に提出。送電線の建設も NGC が実施。 |
| 送配電料金算定方式 | 送電会社である NGC、ならびに配電会社の収入管理には、それらが顧客から回収できる料金収入に上限を設定する「収入キャップ方式」が適用されている。同方式の下、送配電事業者の報酬率は、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より左右される仕組みとなっており、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の実 |

| 項目 | 概要 |
|------------------------------|--|
| | 践のインセンティブとなることが期待されている。 |
| エネルギー政策立案 | エネルギー全般の政策は、DTI が策定。 |
| 都市電化と地方電化の分離 | - |
| 電気料金(デフォルト・サービス) | 2002年4月より小売電気料金に関する規制は完全に撤廃され、自由価格による競争が行われている。この背景には、配電ライセンスと供給ライセンスの分離によって、既存配電会社の需要家がすべて供給事業者に割り振られたことで小売部門の競争が活性化されたことがある。 |
| 回収不能投資費用の評価法 | 回収不能投資費用の評価・回収法は、原子力発電の CEGB からの Nuclear Electric への移行、Nuclear Electric の民営化時に検討がなされた。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ため、これ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、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) 制度を導入。また、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により補填。 |
| 回収不能投資費用の回収法 | 配電会社～小売供給事業者間の情報の融通は、配電運用に必要な情報を除き禁止されている。 |
| 企業間取引の規制等 | Ofgem は電力・ガス市場を規制。 |
| 規制組織・機関 | 【全般】89年電気法 (Electricity Act 1989)、2000年公益事業法 (Utilities Act 2000) 【各事業部門】発電 / 送電 / 配電 / 供給ライセンス |
| 電力事業法・関連法令 | 発電設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 |
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | 発電設備の新設・運用に関する許認可、基準等は、89年電気法にて規定されており、許認可権限は貿易産業相に帰属している。 |

3.1.4.3. 北欧（Nord Pool エリア）の電力セクターのモデル分析

| 項目 | 概要 |
|-------------------------------------|---|
| 電力セクターの企業形態 | |
| 民営化と新規参入者 | スウェーデンでは、1992年1月の事業再編に伴い、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。その後も競争活性化により、地方配電会社によるトレーディング部門の売却や大手による小規模電力トレーディング企業の買収など事業構造が著しく変化。卸電力部門の自由化は、1996年1月施行の新たな電気法により実現。同じ年にはスウェーデン系統運用局 Svenska Kraftnät によるノルウェー Statnett Marked への出資に伴って国際的な卸電力取引所 Nord Pool が誕生した。小売部門も、デンマークを除く他の北欧諸国と同様、既に完全自由化が実現しており（1996年～）、全需要家が供給事業者の選択を行える状況になっている。 |
| アンバンドリングの状況 | 【スウェーデン】送電部門は Svenska Kraftnät により所有されており、配電部門も法人組織・会計分離がなされている。配電部門と小売供給部門、送配電事業と他の事業部門との会計分離も新電気法の規定に基づき実現している。 【ノルウェー】送電部門は国営企業である Statnett が一括運用。配電部門の他事業からの組織分離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ない場合には、会計上の分離が義務づけられている。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。 |
| メータリング業務の開放 | 開放されていない。 |
| 請求書発行業務の開放 | 開放されていない。 |
| 電力取引の形態 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸・小売自由化。 |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 任意プール（Nord Pool）+ 金融的・物理的相対契約モデル |
| 発電プラントの運用計画作成/ディスパッチ | 市場参加者、Nord Pool は翌日毎1時間の運用計画を作成し、系統運用者に提出。当日のディスパッチも市場参加者が実施する。当日の需給状況の変化により生じた需給不均衡分は、調整電力（Regulating Power）市場に登録された発電出力/負荷調整能力により賄われ、この調整電力のディスパッチは系統運用者が実施する。 |
| 発電容量市場/容量確保義務 | 市場参加者には容量確保義務は課せられていないが、ノルウェーでは TSO の Statnett が競争入札により一定期間にわたる調整電力を発電事業者、大口需要家から確保するメカニズムを導入（2000年11月～）。 |
| 派生市場 | Nord Pool において先物・先渡市場（Eltermin）、オプション市場（Eloption）が開設されている。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | なし。 |
| 小売市場開放度 | 100%（スウェーデン、ノルウェー、フィンランド） |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | 地域内各国の送電会社が出資する Nord Pool ASA が運営。 |
| 市場監視機関 | 【スウェーデン】Swedish National Energy Administration 【ノルウェー】ノルウェー水資源エネルギー局（NVE） |
| 市場ルール策定・変更機関 | Nord Pool 市場に関しては、Nord Pool が市場ルールを策定。調整電力市場については、各国の TSO が策定。 |
| 系統運用者による電力市場運営 | 各国 TSO は調整電力市場を運営。 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 送電線は調整電力市場の運営も行う各国 TSO により所有されている。 |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | Nord Pool では、電力受け渡しの前日（Elspot）と1時間前（Elbas）の2段階。 |
| 市場参加者の応札形態 | Nord Pool の市場参加者は任意価格で応札できる。 |
| 市場価格 | Elspot では、市場参加者の応札から生成される需給均衡価格が市場決済価格となる。つまり、板寄せ方式が採用されている。調整電力市場については、TSO と調整電力供給者との間での契約価格が適用される。 |
| 送電線混雑管理方式 | 送電混雑は、Nord Pool のゾーン分割により解消する。ノルウェーでは、2003/04 冬季には最大3ゾーンへの分割が行われた。 |
| アンシラリーサービスの調達方法 | 調整電力がアンシラリーサービスに相当。調整電力は、その提供者（発電事業者、大口需要家）との相対契約に基づいて TSO が調達。 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | |
| 電源計画 | - |
| 系統計画 | ノルウェーでは、系統計画は TSO が系統増強による便益を評価した上で策定する。送電設備の建設も TSO が実施する。 |
| 送配電料金算定方式 | ノルウェー Statnett 管内における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おり、送電系統の資本費、運用費、保守費などを回収するための接続料金、限界送電損失費用の回収を目的としたエネルギー料金、送電混雑の解消に関わる増分費用の回収を目的とした容量料金の3成 |

| 項目 | 概要 |
|--|---|
| | 分で構成。配電料金も送電料金と同様、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。 |
| 送配電線系統の運営・管理： PBR（Performance-Based Regulation） | スウェーデンの送配電会社の収入管理方式は、2003年に旧来の総括原価方式から供給品質等需要家にとっての価値（Customer Value）を考慮した総収入規制方式に移行している。ノルウェーの送配電会社にも同様の考え方に基づいた総収入規制がかけられている。 |
| エネルギー政策立案 | スウェーデン、ノルウェーではエネルギー全般に係る政策は政府により立案される。 |
| 都市電化と地方電化の分離 | - |
| 電気料金（デフォルト・サービス） | 新規参入を促すような既存電力会社の小売料金の設定変更は行われていない。 |
| 回収不能投資費用の評価法 | 回収不能投資費用についての規定は特になし。 |
| 回収不能投資費用の回収法 | - |
| 企業間取引の規制等 | 特になし。 |
| 規制組織・機関 | 【スウェーデン】電力市場・料金規制：Swedish National Energy Administration 反競争的行為の規制：競争庁 保安規制：国家電力保安委員会 【ノルウェー】電力市場・電力取引・料金規制：NVE 反競争的行為の規制：競争庁 |
| 電力事業法・関連法令 | 【スウェーデン】電気法、送配電ライセンス 【ノルウェー】エネルギー法、建設・運用ライセンス（発電/流通設備）、取引ライセンスなど |
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | ノルウェーでは、発電設備、送配電設備の新設・運用に関する許認可、基準等は、建設・運用ライセンスにて規定。係る許認可権限はNVEが保有している。 |

3.1.4.4. ドイツの電力セクターのモデル分析

| 項目 | 概要 |
|---------------------------------------|--|
| 電力セクターの企業形態 | |
| 民営化と新規参入者 | エネルギー法 (the German Energy Industry Act) に基づき、1998 年 4 月末より電気事業の卸・小売の全面自由化が実現。自由化後も 4 大電力会社グループと地方配電会社、地方自治体営電力会社 (Stadtwerk) が電力供給の中心を担っている。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、IPP、新規参入者の存在はあまり大きくない。 |
| アンバンドリングの状況 | EU 指令における送電部門の経営分離、各事業部門の会計分離の義務付けに対応し、エネルギー法にて、垂直統合型電気事業者の発電事業、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)、情報遮断が規定されている。送電部門からの系統運用機能のアンバンドリングはなされていない。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され、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。 |
| メータリング業務の開放 | 開放されていない。 |
| 請求書発行業務の開放 | 開放されていない。 |
| 電力取引の形態 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸・小売自由化) | 卸・小売自由化。 |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 任意プール + NTPA モデル。 |
| 発電プラントの運用計画作成 / ディスパッチ | 電力取引を実施している事業者はすべ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、同単位で運用計画を作成。TSO とのインタフェースの役割を果たすバランシンググループマネージャが、グループ内で集約した発電計画 (100MW 未満の発電ユニットのみ) を TSO に提出。100MW 以上の発電ユニットについては、TSO が発電計画を作成する。計画に沿ったディスパッチは市場参加者が実施する。但し、TSO が調達したアンシラリーサービスのディスパッチは TSO が行う。 |
| 発電容量市場 / 容量確保義務 | なし。 |
| 派生市場 | 派生市場を提供している民間取引所としては EEX が存在する。 |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | なし。 |
| 小売市場開放度 | 100%。段階的自由化を経ず、1998 年 4 月に全面自由化。 |
| 電力市場 (取引所) の運営主体 | 卸電力の取引所は民間の EEX が運営。その他、TSO がアンシラリーサービスを競争メカニズムにより調達している。 |
| 市場監視機関 | 連邦カルテル庁が紛争処理など事後規制のみを実施。独立した市場監視機関は存在しない。 |
| 市場ルール策定・変更機関 | EEX 市場については EEX が市場ルールを策定。 |
| 系統運用者による電力市場運営 | 系統運用およびアンシラリーサービス市場の運営は TSO が実施。卸電力市場運営は民間が行う。 |
| 電力市場運営者による送電線所有 | なし。送電線は 4 大電力会社グループの TSO が所有。TSO は卸電力市場の運営は行っていない。 |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | 原則、電力受け渡しの前日 1 回のみ (給電計画の調整段階)。 |
| 市場参加者の応札形態 | 民間取引所でもアンシラリーサービス市場でも、市場参加者は任意価格で応札できる。 |
| 市場価格 | 卸電力の市場価格は、民間取引所で決められており、特に規制はない。EEX のスポット市場では、板寄せ方式、ザラ場方式が併用されている。 |
| 送電線混雑管理方式 | 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を公表し、適宜混雑に係る取引の認定 / 拒否を行う。 |
| アンシラリーサービスの調達方法 | TSO が競争メカニズムにより調達するアンシラリーサービスは、 <ul style="list-style-type: none"> ・ Primary Control (一次制御予備力) ... ガバナフリーによる自律制御能力 ・ Secondary Control (二次制御予備力) ... AFC 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) ... 供給力不足時に 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 の 3 種類。 TSO の一つ、RWE net では、一次予備力、二次予備力を競争入札による期間 6 カ月間の長期契約、ミニット予備力を競争入札に基づく 1 日単位の契約で調達 |
| 電力セクターの政策・計画立案の仕組み | |
| 電源計画 | 発電所所有者が作成し、TSO が取り纏めを行っている。 |
| 系統計画 | 各 TSO が系統計画の策定ならびに実行についての責任を負う。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、既に系統を利用している、或いは今後系統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、その中で最も経済的と考えられる設備計画を作成するというもの。計画案の作成後の計画の実施、 |

| 項目 | 概要 |
|---|---|
| | 計画に盛り込まれた増強設備の収用・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に係る手続きも、TSOの役割とされている。 自由化前後において、計画の策定、実行に係るプロセスに変更はなく、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。 |
| 送配電料金算定方式 | 送配電系統の利用者には、系統使用料金協定("Associations Agreement on Criteria to Determine Use-of-System Charges for Electric Energy and on Principles of System Usage" ; 通称「VVII+」)の原則に沿って決められた系統使用料金(Use-of-System Charges または System Usage Charges)が課金され、同料金を通じて、 1) 送配電インフラ費用...送配電線, 変圧器, 遮断器など 2) 系統サービス費用...一次・二次制御予備力, 電圧制御, 送電ロス補償など 3) 検針・決済費用 が回収される。系統利用者の需要設備の系統接続電圧レベル(超高压/ 高压/ 中压/ 低压)別に算定される、需要料金(demand rate)と電力量料金(energy rate)の二部料金制となっている。 |
| 送配電線系統の運営・管理：PBR (Performance-Based Regulation) | PBR は適用されておらず、送配電事業者は、先の系統使用料金協定により定義される系統使用料金を通じて費用回収が行える。 |
| エネルギー政策立案 | エネルギー全般の政策は、連邦政府が策定。 |
| 都市電化と地方電化の分離 | - |
| 電気料金(デフォルト・サービス) | 小売電気料金は、電力会社の原価申請、(電力会社の本社が立地する) 各州の経済省の認可により決定。料金水準には上限規制がかけられているものの、その範囲内であれば、電力会社は任意に料金設定を行える。自由化前後で算定方式の変更はなく、新規参入を促すような既存電力会社の電気料金設定等も行われていない。 |
| 回収不能投資費用の評価法 | 回収不能投資費用についての規定は特になし。 |
| 回収不能投資費用の回収法 | 回収不能投資費用についての規定は特になし。 |
| 企業間取引の規制等 | 特になし。 |
| 規制組織・機関 | 電気事業向けの独立規制機関は設置されていない。但し、このことに伴う紛争の発生や批判から、連邦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。 送配電料金に係る規則(系統使用料金協定)、グリッドコード(Grid Code 2000) 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。 |
| 電力事業法・関連法令 | 【全般】エネルギー法 【料金】連邦電気料金令 |
| 電力設備の新設・運用に関する許認可・規則・基準・資格制度 | 1998年のエネルギー法により発電設備、送電設備の建設に係る許認可、資格等の規制は撤廃済み。 |

3.2. 電力構造改革のモデル化

3.2.1. 電力構造改革諸制度のベストプラクティスと成立条件

本項では、調査対象国における電力構造改革関連法制度等の整備状況、及び各国の電力構造改革に向けての課題を明らかにするために、3.1.1～3.1.4にて示した比較対象国・地域における電力構造改革から得られる教訓、ならびに電力構造改革のモデル分析結果を基に、

- 電力構造改革諸制度の制度設計の方向性

電力構造改革に関わる各制度設計項目（＝電力構造改革モデルの各分類視点）に対する、比較対象国・地域の制度および課題から現状考え得るベストプラクティス

- 電力構造改革関連諸制度の制度設計のタイミングと成立条件

電力構造改革に関わる各制度設計項目について、制度変更が必要とされる構造改革のタイミング、ならびにそれぞれの効果的実施のために事業環境や規制機関、事業者に求められる要件

について分析を行った結果を示す。

分析結果は、表 3.2.1-1 の通り。ここで、制度設計のタイミングは、旧来の電気事業体制から次に挙げる電力市場モデルへの移行段階を表している。

- シングルバイヤー（ベーシック）モデル

競争導入は、卸電力部門に対してのみ。独立したシングルバイヤーが競争入札により発電事業者との固定的な契約に基づいて卸電力を調達する市場モデル。

- シングルバイヤー（強制プール）モデル

競争導入は、卸電力部門に対してのみ。独立したシングルバイヤーが電力プール市場を運営し、あらゆる卸電力が同市場を介して取引される市場モデル。

- 卸競争モデル

競争導入は、卸電力部門に対してのみ。電力プール市場の有無に関わらず、卸電力は市場参加者の任意の形態で取引される市場モデル。

- 卸・小売競争モデル

卸電力部門、小売電力部門双方に競争導入がなされた市場モデル。需要家は旧来の電力会社（配電会社）以外の供給事業者も選択することができる。

また、表 3.2.1-2～表 3.2.1-5 は、表 3.2.1-1 を基に整理した上記各電力市場モデルを採用する場合のセクター改革の成立条件を示している。

表 3.2.1-1 電力構造改革諸制度のベストプラクティスと構造改革の成立条件

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|-------------|--|----------------------|---------------------|-----|-------|---|
| | | シングルバイヤー (ベネフィット) | シングルバイヤー (強制ルール) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| 電力セクターの企業形態 | | | | | | |
| 民営化と新規参入者 | 電気事業の全体コスト効率化には、国営電力会社の民営化、競争導入（新規参入の促進）が必要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行） 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） |
| アンバンドリングの状況 | 自然独占となるネットワーク事業（送配電）と他の競争的事業（発電小売供給）の分離は、公正な競争（既存電力会社による市場支配の回避）に不可欠である。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 独立したシングルバイヤーの設立 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定 独立した系統運用者の設置 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた配電事業と小売事業の分離と配電料金の設定 |
| メータリング業務の開放 | 構造改革の大きな目的の1つは、競争的ビジネスになり得る業務を既存電力会社から分離することである。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 既存電力会社の需要家の需要情報が事業者間で公平にシェアされること 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 |
| 請求書発行業務の開放 | 請求書発行業務の開放は、新規参入者のブランド力、需要家の認知度を高め、参入機会拡大に繋がる。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 検針データ集約、料金徴収管理を行える需要家情報システムの導入 |
| 電力取引の形態 | | | | | | |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|----------------------------|---|---------------------|----------------------|-----|-------|---|
| | | シングルプレイヤー (ベリック) | シングルプレイヤー (強制ルール) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| 自由化の範囲(発電競争入札/卸自由化/卸小売自由化) | 競争に堪えうる十分な数の市場参加が見込める事業は、競争導入による効率化が見込める。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること 供給予備力が十分に確保されていること 十分な数の発電事業者の存在 送電における大きな制約がないこと 市場モデルに見合った市場ルールの確立 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 競争的小売供給事業者(既存配電会社以外の供給事業者)の参入促進策が講じられていること |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|-------------------------------------|--|-------------------|---------------------|-----|-----------|---|
| | | シングルバイヤー (ヘッジ) | シングルバイヤー (強制プール) | 卸競争 | 卸小売 競争 | |
| 市場モデルの分類(シングルバイヤー/強制プール/任意プール/相対契約) | 卸電力取引は、バイヤー/セラーには、各々の目的に合った取引形態の選択が認められる完全任意ベースで行われるのが望ましい。硬直性の強いプール市場は、バイヤー/セラーの能力向上、事業革新を阻害する。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> シングルバイヤー取引ルール、発電設備の系統連系要件、最低コストリソースプランニングの確立 市場監視の枠組みの確立 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 供給予備力が十分に確保されていること 十分な数の発電事業者の存在 送電における大きな制約がないこと オープンアクセス、送電料金に関するルールの明確化 パワーマーケター、民間取引所のライセンス要求項目と手続きが確立されていること 配電料金に関するルールの明確化 競争的小売供給事業者(配電会社以外の供給事業者)の参入促進策が講じられていること |
| 発電プラントの運用計画作成/ディスパッチ | 中立的な系統運用者が需要想定、発電計画の集約、市場参加者への系統利用状況などの情報公開を実施し、送電制約、所要アンシラリーサービス(系統信頼度)を考慮したディスパッチを行うことが必要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 独立した系統運用者の設置 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 市場運営システムの確立 市場運営システムと給電システムとの連携 |
| 発電容量市場/容量確保義務 | 供給信頼度の維持向上には、市場参加者(供給事業者)による十分な規模の供給力確保を動機付け、適切に電源投資を喚起することが重要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 規制機関または系統運用者に十分な供給信頼度分析能力が備わっていること 十分な数の発電事業者・供給事業者が市場に存在すること 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|-----------------|--|-----------------------|----------------------|-----|-------|---|
| | | シングルプレイヤー (ベネフィット) | シングルプレイヤー (強制モデル) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| 派生市場 | 市場参加者の信用リスク軽減のためには、価格変動リスクをヘッジするためのデリバティブ取引が必要である。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> パワーマーケット、民間取引所のライセンス要求項目と手続きが確立されていること |
| 発電事業者参入資格(最低規模) | 競争導入による市場効率化効果を得るには、十分な数の市場参加者が必要であり、参入資格は不要に厳格化すべきではない。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 |
| 小売市場開放度 | 小売自由化範囲が広い程、新規参入者にとって好ましい市場となる。また、需要家の選択性も拡大する。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 小売市場競争導入のスケール、タイムテーブル、実施計画が完成していること 競争的小売供給事業者(配電会社以外の供給事業者)の参入促進策が講じられていること 既存電力会社の需要家の需要情報が事業者間で公平にシェアされること マスメディア等を通じて需要家教育が十分に行われ、市場参加者に対する訓練が十分行われていること |
| 電力市場(取引所)の運営主体 | 公設電力市場は、送電混雑管理等の面で系統運用と密に連携した運営が望ましい。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 市場運営システムの確立 市場運営システムと給電システムとの連携 |
| 市場監視機関 | 市場ルールの欠陥の迅速な是正など市場支配緩和のためには市場監視機能の強化が必要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 市場監視の枠組みの確立 |
| 市場ルール策定変更機関 | 市場ルールの策定変更は、中立的な体制で実施されるべきである。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 独立規制機関に電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること 市場監視の枠組みの確立 |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|----------------------|---|---------------------|----------------------|-----|-------|---|
| | | シングルプレイヤー (ベニック) | シングルプレイヤー (強制ルール) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| 系統運用者による電力市場運営 | (公設の電力市場が存在する場合には) 中立的な系統運用者が市場運営を行う方がコスト効果的であり(取引コストを抑制でき)、且つ公平性がより確実に保たれる。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> オープンアクセス、送電料金に関するルールの明確 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること |
| 電力市場運営者による送電線所有 | 公設電力市場は、系統運用者により運営されるのが望ましく、また、公平性担保の観点から系統運用者が送電線を保有し、作業停電計画の直接的作成、系統の物理的制御を実施するのが好ましい。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 発電事業と送電事業の分離、独立した系統運用者・送電会社の設立 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること |
| 電力市場の取引調整段階(電力市場の種類) | 給電(運用)計画は、需要想定誤差など需給状況変動の程度を考慮し、必要に応じて段階的に実施される方が、市場参加者への価格シグナル提供などの観点から好ましい。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 十分な数の発電事業者が市場に存在すること 市場モデルに見合った市場ルールの確立 市場運営システムの確立 市場運営システムと給電システムとの連携 |
| 市場参加者の応札形態 | (公設の電力市場が存在する場合には) 競争環境の整備状況に合わせた応札条件を設定することが、市場支配による価格高騰を防止する上で重要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 競争環境に見合った応札ルールの設定 市場監視の枠組みの確立 |
| 市場価格 | 適切な電源投資の喚起、送電設備の拡充、一部事業者による市場操作の防止には、地点別の要素を盛り込む等、市場価格の決定方法にある程度の工夫が必要。また、市場価格には需要家サイドの意思が反映されることも重要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 競争環境に見合った応札ルールの設定 市場モデルに見合った市場ルールの確立 市場運営システムの確立 市場監視の枠組みの確立 |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|---|---|-----------------------|----------------------|-----|-------|---|
| | | シングルプレイヤー (ベネフィット) | シングルプレイヤー (強制ルール) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| 送電線混雑管理方式 | 広域流通に堪える設備形成が十分になされていない環境下でシステム管理を効率的に行うには、市場価格に混雑費用を反映できるLMP方式を適用するのが望ましい。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 市場モデルに見合った市場ルールの確立 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 |
| アンシラリーサービスの調達方法 | 少なくとも予備力(周波数調整能力)については、十分な数の提供可能者(市場参加者)が存在すれば、競争的調達による効率化が望める。また、卸電力との同時最適化が総電力コスト抑制の観点から好ましい。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 十分な数の発電事業者が市場に存在すること 供給予備力が十分に確保されていること 市場モデルに見合った市場ルールの確立 市場運営システムの確立 |
| 電力セクターの政策計画立案の仕組み | | | | | | |
| 電源計画 | - | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 既存電力会社に系統計画と整合性の取れた電源計画を策定する能力があること |
| 系統計画 | 系統計画の策定は、中立的な体制で実施されるべきである。また、市場原理(電源投資の不確実性増大)に対応した計画策定方法の検討が必要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 既存電力会社に電源計画と整合性の取れた系統計画を策定する能力があること 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 送配電料金算定方式 | 適切な発電投資の喚起、需要家による電力品質、分散型電源設置等の選択肢拡大には、ネットワーク料金設定に地点別の要素を導入する等、ある程度の工夫が必要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた配電事業と小売事業の分離と配電料金の設定 |
| 送配電線システムの運営管理:PBR (Performance-based Regulation) | 従来からの原価報酬率規制のみでは、送配電事業者の経営効率化、新技術導入のインセンティブとならない。PBR適用により(送配電事業者の収入規制に関する)規制コストの低減も期待される。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 料金のアンバンドル化がなされ、透明性の高いクライテリアや料金算出方法が確立されていること 独立規制機関に料金設計に係る適切な人的能力が揃っていること |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|-----------------|--|---------------------|----------------------|-----|-------|--|
| | | シングルプレイヤー (ベニック) | シングルプレイヤー (強制ルール) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| エネルギー政策立案 | 規制当局によりガス等のエネルギーも含めた政策の明確な立案周知がなされ、他の規制機関と調和した計画・施策がなされることが重要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> • 明確かつ堅実な法的枠組み • 透明性の高い制度的枠組み |
| 都市電化と地方電化の分離 | 地方電化は、地域開発・社会保障の観点から都市電化とは別スキームで実施。その推進には、住民の参加、明確な指標とモニタリングの仕組み作りが重要。 詳細は、3.2.2 参照のこと | | | | | <ul style="list-style-type: none"> • 明確かつ堅実な法的枠組み(各規制機関の権限の明確化) |
| 電気料金(デフォルトサービス) | 既存電力会社の電気料金は、新規参入者の料金設定の目安となるため、競争活性化には、少なくとも想定される卸電力の価格水準よりも高めに設定することが重要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> • 料金のアンバンドル化がなされ、透明性の高いクライテリアや料金算出方法が確立されていること • 独立規制機関に料金設計に係る適切な人的能力が揃っていること • 小売市場競争導入のスケール、タイムテーブル、実施計画が完成していること • 競争的小売供給事業者(配電会社以外の供給事業者)の参入促進策が講じられていること |
| 回収不能投資費用の評価法 | 回収不能投資費用の評価は、将来価格の予測に基づくため、正確に行うのは極めて困難。且つ既存電力会社には回収不能投資費用を多目に見積もるインセンティブが働くため、新規参入者との間に不公平性が生じる可能性がある。この点から最も好ましい方法は回収不能投資資産の売却(オークション)である。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> • 独立規制機関に市場分析に係る適切な人的能力が揃っていること • 料金のアンバンドル化がなされ、透明性の高いクライテリアや料金算出方法が確立されていること |
| 回収不能投資費用の回収法 | | | | | | |

| 分類視点 | 制度設計の方向性 (先行国のベストプラクティス) | 制度設計のタイミング | | | | セクター改革の成立条件 |
|--------------------------|---|---------------------|----------------------|-----|-------|--|
| | | シングルプレイヤー (ベニック) | シングルプレイヤー (強制ルール) | 卸競争 | 卸小売競争 | |
| 企業間取引の規制等 | 既存電力会社(及びその派生企業)による市場支配回避には送配電事業者と競争部門の事業者が非干渉な関係にあることが重要である。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 発電事業と送電事業の分離 市場監視の枠組みの確立 配電事業と他の競争的事業(発電・小売)との分離 |
| 規制組織機関 | 構造改革の円滑な推進には、各規制機関の権限が明確化されていること、規制機関間に権限の重複矛盾がないことが必要である。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 明確かつ堅実な法的枠組み(各規制機関の権限の明確化) 透明性の高い制度的枠組み(独立した規制機関の設置) |
| 電力事業法・関連法令 | 法制度は、体系的かつ競争環境・設備形成の状況に見合った内容となっていることが重要。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 明確かつ堅実な法的枠組み(新しい電力事業法・関連法令の施行) |
| 電力設備の新設運用に関する許認可規則基準資格制度 | 設備投資の促進、及び供給力の安定確保には、許認可基準の明確化、許認可プロセスのスピードアップまたは簡略化が必要とされる。 | | | | | <ul style="list-style-type: none"> 明確かつ堅実な法的枠組み 透明性の高い制度的枠組み |

表 3.2.1-2 シングルバイヤー（ベーシック）モデルを採用したセクター改革の成立条件

| | |
|----|--|
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化） |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） |
| 3. | 独立したシングルバイヤーの設立 |
| 4. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定（発電事業と送電事業の分離） |
| 5. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること |
| 6. | シングルバイヤー取引ルール、発電設備の系統連系要件、最低コストリソースプランニングの確立 |
| 7. | 市場監視の枠組みの確立 |
| 8. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 9. | 既存電力会社に相互に協調した設備計画（電源計画、系統計画）策定能力が備わっていること |

表 3.2.1-3 シングルバイヤー（強制プール）モデルを採用したセクター改革の成立条件

| | |
|-----|--|
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化） |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） |
| 3. | 独立したシングルバイヤーの設立 |
| 4. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定（発電事業と送電事業の分離） |
| 5. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること |
| 6. | 市場監視の枠組みの確立 |
| 7. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 8. | 独立した系統運用者の設置 |
| 9. | 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 |
| 10. | メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 |
| 11. | 供給予備力が十分に確保されていること |
| 12. | 十分な数の発電事業者の存在 |
| 13. | 送電における大きな制約がないこと |
| 14. | 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 |
| 15. | オープンアクセスに関するルールの明確化 |
| 16. | 市場運営システムの確立 |
| 17. | 市場運営システムと給電システムとの連携 |
| 18. | 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること |
| 19. | 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること |
| 20. | 競争環境に見合った応札ルールの設定 |
| 21. | 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 |
| 22. | 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること |

表 3.2.1-4 卸競争モデルを採用したセクター改革の成立条件

| | |
|-----|--|
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化） |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） |
| 3. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定（発電事業と送電事業の分離） |
| 4. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること |
| 5. | 市場監視の枠組みの確立 |
| 6. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 7. | 独立した系統運用者の設置 |
| 8. | 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 |
| 9. | メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 |
| 10. | 供給予備力が十分に確保されていること |
| 11. | 十分な数の発電事業者の存在 |
| 12. | 送電における大きな制約がないこと |
| 13. | 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 |
| 14. | オープンアクセスに関するルールの明確化 |
| 15. | 市場運営システムの確立 |
| 16. | 市場運営システムと給電システムとの連携 |
| 17. | 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること |
| 18. | 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること |
| 19. | 競争環境に見合った応札ルールの設定 |
| 20. | 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 |
| 21. | 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 22. | パワーマーケット、民間取引所のライセンス要求項目と手続きが確立されていること |

表 3.2.1-5 卸・小売競争モデルを採用したセクター改革の成立条件

| | |
|-----|--|
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化） |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） |
| 3. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定（発電事業と送電事業の分離） |
| 4. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること |
| 5. | 市場監視の枠組みの確立 |
| 6. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 7. | 独立した系統運用者の設置 |
| 8. | 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 |
| 9. | メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 |
| 10. | 供給予備力が十分に確保されていること |
| 11. | 十分な数の発電事業者の存在 |
| 12. | 送電における大きな制約がないこと |
| 13. | 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 |
| 14. | オープンアクセスに関するルールの明確化 |
| 15. | 市場運営システムの確立 |
| 16. | 市場運営システムと給電システムとの連携 |
| 17. | 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること |
| 18. | 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること |
| 19. | 競争環境に見合った応札ルールの設定 |
| 20. | 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 |
| 21. | 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること |
| 22. | パワーマーケット、民間取引所のライセンス要求項目と手続きが確立されていること |
| 23. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた配電事業と小売事業の分離と配電料金の明確化 |
| 24. | 既存電力会社の需要家の需要情報が事業者間で公平にシェアされること |
| 25. | 検針データ集約、料金徴収管理を行える需要家情報システムの導入 |
| 26. | 競争的小売供給事業者（既存配電会社以外の供給事業者）の参入促進策が講じられていること |
| 27. | 小売市場競争導入のスケール、タイムテーブル、実施計画が完成していること |
| 28. | マスメディア等を通じて需要家教育が十分に行われ、市場参加者に対する訓練が十分に行われていること |
| 29. | 配電事業と他の競争的事業（発電・小売）との分離 |

3.2.2. 調査対象国の制度整備等の状況

本節では、3.2 にて示した電力構造改革の成立条件に対する本件調査の主対象国であるフィリピン、ベトナム、インドネシアにおける現段階での制度、インフラ、実施体制等の整備状況を示す。

3.2.2.1. フィリピンにおける制度整備等の状況

フィリピンでは、既に EPIRA において小売自由化までを含めた電力構造改革の法制化がなされているほか、独立規制機関である ERC による料金のアンバンドリングや、WESM のシステム開発等、構造改革の具体的実施に向けた様々な活動も開始されている。

表 3.2.2-1 に、フィリピン電力セクターが最終的に指向する卸・小売競争モデルの成立条件（表 3.2.1-5 に同じ）に対する現状の整備状況を示す。制度面での完成度は高く、未整備と言えるのは、健全な市場運営を支える送電網の整備といったインフラ面や ERC、WESM 等での実施体制・能力面、小売自由化に向けての各種取り組みである。

表 3.2.2-1 フィリピンにおける電力構造改革成立条件に対する制度整備等の状況

| 成立条件 | | 法制度等の整備状況 |
|------|--|--|
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化） | 済 |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） | 済（ERC） |
| 3. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定（発電事業と送電事業の分離） | 済（料金算定方法が確立済みで、アンバンドリングを実施済み） |
| 4. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること | 済（GRAM 法に基づく） |
| 5. | 市場監視の枠組みの確立 | EPIRA にて規定済み |
| 6. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること | ERC が既に係る活動を開始済み。但し、人的能力については強化が必要 |
| 7. | 独立した系統運用者の設置 | EPIRA にて規定済み。当面は TRANSCO が実施 |
| 8. | 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 | 未 |
| 9. | メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 | 今後の課題（ERC が係る活動の実施を検討中） |
| 10. | 供給予備力が十分に確保されていること | IPP 導入以前の 1994 年頃までは慢性的な電力不足が続いていたが、現時点では余剰気味。但し、需要の急伸から依然大規模な電源投資が必要。 |
| 11. | 十分な数の発電事業者の存在 | 2004 年 2 月時点では 57 事業者にライセンスが供与されている。 |
| 12. | 送電における大きな制約がないこと | 未（世銀、JBIC が送電系統増強支援を実施中） |

| 成立条件 | | 法制度等の整備状況 |
|------|---|--|
| 13. | 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 | 市場ルール（WESM ルール）、グリッドコードとも制定済み。但し、市場ルールは現状、卸電力市場にのみ対応しており、小売市場については今後の課題。 |
| 14. | オープンアクセスに関するルールの明確化 | EPIRA にて規定済み |
| 15. | 市場運営システムの確立 | ADB・JBICの協調融資によりWESMのハード・ソフト面のインフラ整備がなされている。 |
| 16. | 市場運営システムと給電システムとの連携 | 上記 WESM システムで対応される見込み。 |
| 17. | 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること | 未（今後決定される TRANSCO コンセプションネアの能力に依る） |
| 18. | 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること | 未（今後決定されるマーケットオペレータの能力に依る） |
| 19. | 競争環境に見合った応札ルールの設定 | WESM ルールにて規定済み（但し、WESM デモの結果によって変更の可能性有り） |
| 20. | 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 | 済（ノーダルプライシング採用により送電制約を加味した価格決定がなされる） |
| 21. | 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること | 未（DOE に対しては JICA 開発調査による支援を実施） |
| 22. | パワーマーケット、民間取引所のライセンス要求項目と手続きが確立されていること | 未 |
| 23. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた配電事業と小売事業の分離と配電料金の明確化 | 未 |
| 24. | 既存電力会社の需要家の需要情報が事業者間で公平にシェアされること | 未 |
| 25. | 検針データ集約、料金徴収管理を行える需要家情報システムの導入 | 未 |
| 26. | 競争的小売供給事業者（既存配電会社以外の供給事業者）の参入促進策が講じられていること | 未 |
| 27. | 小売市場競争導入のスケール、タイムテーブル、実施計画が完成していること | 一部済（小売自由化の範囲、タイムテーブルは EPIRA にて規定済み） |
| 28. | マスメディア等を通じて需要家教育が十分に行われ、市場参加者に対する訓練が十分に行われていること | 未 |
| 29. | 配電事業と他の競争的事業（発電・小売）との分離 | 未（発電と配電は従来から分離されている） |

3.2.2.2. ベトナムにおける制度整備等の状況

ベトナムでは電力構造改革を規定する電力法が未だ草案の状態にあり、明確な制度設計は行われていない。ADB の支援により作成された「電力セクター構造改革ロードマップ」

に従えば同国の電力市場は、スポット市場を伴わないシングルバイヤーモデルから、スポット市場の創設（強制プールモデル）、卸競争モデル、卸・小売競争モデルへと長期間かけて移行することになる。

表 3.2.2-2 は、当面の目標とされるシングルバイヤーモデル、強制プールモデルへの移行にあたって満たすべき条件と現状の整備状況を示している。

表 3.2.2-2 ベトナムにおける電力構造改革成立条件に対する制度整備等の状況

| 成立条件 | | 整備状況 |
|------------------------------|--|---|
| シングルバイヤー（ベーシック）モデルの成立条件と整備状況 | | |
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み（新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化） | 未（電力法は現在制定作業中） |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み（独立した規制機関の設置） | 未 |
| 3. | 独立したシングルバイヤーの設立 | 未 |
| 4. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定（発電事業と送電事業の分離） | 済 |
| 5. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること | 未（現時点では全国一律料金を適用。内部移転価格システムにより電力コストの把握は可能な状態になっている） |
| 6. | シングルバイヤー取引ルール、発電設備の系統連系要件、最低コストリソースプランニングの確立 | 未 |
| 7. | 市場監視の枠組みの確立 | 未 |
| 8. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること | 未（独立規制機関自体が設立されていない） |
| 9. | 既存電力会社に相互に協調した設備計画（電源計画、系統計画）策定能力が備わっていること | 未（JICA 専門家派遣により支援実施中） |
| シングルバイヤー（強制プール）モデルの成立条件と整備状況 | | |
| 10. | 独立した系統運用者の設置 | 未（EVN NLDC が独立系統運用者となる案あり） |
| 11. | 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 | 未 |
| 12. | メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 | 未 |
| 13. | 供給予備力が十分に確保されていること | 未（1997 年頃までは予備率 20% が確保されていたが、その後は特に下記に供給力不足が生じている） |
| 14. | 十分な数の発電事業者の存在 | 未（現段階では、EVN と IPP4 事業者のみ） |
| 15. | 送電における大きな制約がないこと | 未（JBIC が送電系統増強支援を実施中） |
| 16. | 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 | 未 |
| 17. | オープンアクセスに関するルールの明確化 | 未 |
| 18. | 市場運営システムの確立 | 未 |
| 19. | 市場運営システムと給電システムとの連携 | 未 |

| 成立条件 | | 整備状況 |
|------|---------------------------------------|------|
| 20. | 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること | 未 |
| 21. | 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること | 未 |
| 22. | 競争環境に見合った応札ルールの設定 | 未 |
| 23. | 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 | 未 |
| 24. | 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること | 未 |

3.2.2.3. インドネシアにおける制度整備等の状況

インドネシアでは、2.2.3.にて述べた通り、法令 2002 年第 20 号・新電力法にて、(競争地域における)卸・小売の完全自由化の実現が謳われており、併せて電力市場監督委員会、電力システム管理者、電力市場管理者の設置が規定されている。

表 3.2.2-3 に、インドネシア電力セクターが最終的に指向する卸・小売競争モデルの成立条件(表 3.2.1-5 に同じ)に対する現状の整備状況を示す。これから分かる通り、上述の新電力法での規定内容のうち既の実現しているのは、電力市場監督委員会としての EMSA の設置のみであり、しかも具体的な制度設計においてはその EMSA の役割が大きい。そのため、現時点では実施体制の整備以前の問題として制度面での未整備部分がかなり存在する。バタム地域、ジャワ - マドゥラ - バリ地域への競争導入が、それぞれ 2004 年、2007 年に計画されている中、送電ボトルネックの解消などインフラ面と併せて早急な整備が必要とされる。

表 3.2.2-3 インドネシアにおける電力構造改革成立条件に対する制度整備等の状況

| 成立条件 | | 法制度等の整備状況 |
|------|--|-----------------------------------|
| 1. | 明確かつ堅実な法的枠組み(新しい電力事業法・関連法令の施行、各規制機関の権限の明確化) | 済 |
| 2. | 透明性の高い制度的枠組み(独立した規制機関の設置) | 済 (EMSA) |
| 3. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた発電料金、送電料金の設定(発電事業と送電事業の分離) | 未 |
| 4. | 卸電力コストの電気料金への転嫁が可能であること | 未(2006年1月2日までに自動電力料金調整メカニズムを導入予定) |
| 5. | 市場監視の枠組みの確立 | 未(但し、市場監視機関として EMSA を設立済み) |
| 6. | 独立規制機関に料金設計、電力市場分析に係る適切な人的能力が備わっていること | 未 (EMSA にて人選を実施中) |
| 7. | 独立した系統運用者の設置 | 未(当初は PLN が系統運用を実施する可能性が大きい) |
| 8. | 一定時間間隔での計量が可能なインターバルメータの導入 | 未 |

| 成立条件 | | 法制度等の整備状況 |
|------|---|--|
| 9. | メータ性能基準の設定、メータの審査、検針データの検証の実施 | 未 |
| 10. | 供給予備力が十分に確保されていること | 2002年の予備率はジャワ・バリ地域で約35%。但し、出力可能容量が大幅に低下しており、実態を反映した数字とはなっていない。 |
| 11. | 十分な数の発電事業者の存在 | ジャワ・バリ地域においては19のIPP事業者が存在。その他の地域はPLNのみ。 |
| 12. | 送電における大きな制約がないこと | 未（世銀、ADB、JBICが支援中） |
| 13. | 市場モデルに見合った市場ルール、グリッドコードの確立 | 未（ADB支援によりドラフトは完成済み。但し、市場モデル自体が未確定） |
| 14. | オープンアクセスに関するルールの明確化 | 未（ADB支援によりドラフトは完成済み） |
| 15. | 市場運営システムの確立 | 未 |
| 16. | 市場運営システムと給電システムとの連携 | 未 |
| 17. | 系統運用者が電力市場運営に係る人的能力を十分に有していること | 未 |
| 18. | 電力市場運営者が送電・系統運用に係る人的能力を十分に有していること | PLNが電力市場運営者を兼ねる場合のみ。その他のケースは未知数。 |
| 19. | 競争環境に見合った応札ルールの設定 | 未 |
| 20. | 送電網整備状況に見合った市場ルールの確立 | 未 |
| 21. | 規制機関もしくは系統運用者に系統計画に係る適切な人的能力が備わっていること | 未（JICA開発調査により支援実施中） |
| 22. | パワーマーケット、民間取引所のライセンス要求項目と手続きが確立されていること | 未 |
| 23. | 透明性の高いクライテリア、料金算定方法に基づいた配電事業と小売事業の分離と配電料金の明確化 | 未 |
| 24. | 既存電力会社の需要家の需要情報が事業者間で公平にシェアされること | 未 |
| 25. | 検針データ集約、料金徴収管理を行える需要家情報システムの導入 | 未 |
| 26. | 競争的小売供給事業者（既存配電会社以外の供給事業者）の参入促進策が講じられていること | 未 |
| 27. | 小売市場競争導入のスケール、タイムテーブル、実施計画が完成していること | 未 |
| 28. | マスメディア等を通じて需要家教育が十分に行われ、市場参加者に対する訓練が十分に行われていること | 未 |
| 29. | 配電事業と他の競争的事業（発電・小売）との分離 | 未 |

3.3. 地方電化

(1) 地方電化の必要性和政府の役割

本項では、開発途上国での電力セクター構造改革における地方電化の意義と、中南米における事例をベースに地方電化推進策に関する基本的な提言を述べる。調査対象国ごとの地方電化の課題や支援可能性については、後段の該当箇所を参照のこと。

地方電化プログラムは、貧困者層に対する重要な開発プロジェクトの一環として、数多くの開発途上国政府やドナー機関が積極的に取り組んでいる。言うまでもなく、開発途上国の貧困遠隔地域は、あらゆるタイプのインフラ（道路、水道、医療、情報、通信、教育施設、市場など）へのアクセスが充分ではない。電力も人々の生活を支えるエネルギーであり、基本的なインフラとして経済発展には必須のものである。村落が電化されることで、農業や商業活動における生産性の向上、家事労働の軽減、より明るい照明、教育レベルの向上、テレビやラジオを通じた情報へのアクセスなど、生活の質が格段に向上し、経済活動の促進の基となる。こうしたことから、遠隔地域への電力の供給は、政府による「基本的な社会福祉サービスの提供」の一環と位置付けられ、貧困撲滅対策の柱として重要な役割を担っている。

電力市場の構造改革・自由化においては、政府の役割は政策決定、法制度の枠組みの設定が中心となり、実際の電力供給事業は民間資本を活用することを意図している。しかしながら、利益の最大化を目的とした民間資本を、地方電化に導入するには無理が伴う。そもそも未電化地域は、1) 遠隔地で初期投資コストがかかる、2) 人口および人口密度が低く電力消費量も多くないため、十分な収入が見込めない、といった状況があるからこそ、電化が進んでいないからである。従って未電化率の高い開発途上諸国の電力セクター改革においては、商業性が高い地域における政府の役割（法制度の枠組み設定と市場監視）と、未電化村への電化推進における政府の役割（より積極的な関与）とを区別して取り組む必要があるのである。

地方電化の問題に直面しつつもセクター構造改革を推進した国は、チリ、アルゼンチン、パナマである。次にこの3カ国の地方電化推進策について述べる。

(2) 中南米での地方電化推進

地方電化については都市電化と明確に分離され行政主導で行われる。行政主導とはいえ、政府が電力事業には直接関与しないOutput-based contractと呼ばれる民活導入スキームも実施されている⁶。Output-based contractは、公共サービスの供給を民間に委託する際に補助金の交付を実際の成果に結びつけて行うものである。詳細は後で述べる。

⁶ Output-based contractの詳細についてはWB：Private Sector Development Strategy（2002）やBrook and Smith（2001）を参照。

チリでは国家エネルギー委員会(CNE)により1994年に地方電化計画(Programa de Electrificación Rural: PER)が策定され、1992年の統計で53%だった農村地域電化率が、1999年末までに76%まで向上した⁷。同計画は主にグリッドへの接続による電化を中心としているが、再生可能エネルギーを利用したオフグリッドの電化もサポートされる。地方電化プロジェクトの費用負担は、通常政府が投資額の60~70%、被益者が10%、電力事業を運営する配電会社もしくは共同組合が20~30%を負担する。配電会社は電化する地域や電化世帯数を明記したプロポーザルを提出し補助金獲得を競い合う。

アルゼンチンでは、エネルギー庁(Secretaría de Energía: SE)により地方電力供給プログラム(Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural de Argentina: PAEPRA)が策定されている。PAEPRAの中でもオフグリッドの電化プロジェクトを支援するための地方電力市場再生可能エネルギープロジェクト(Proyecto de Energía Renovable en el Mercado Eléctrico Rural:PERMER)では、独占営業権を民間企業に付与する方式が採用されている。一定地域の電力事業における独占営業権を得る代わりに、営業権を得た企業は地域内の需要を満たす義務を課せられる。企業の選定は国際入札により行われ、必要とされる補助金が最も少ないオファーが落札される。

パナマでは、地方電化局(Oficina de Electrificación Rural: OER)が政府一般予算を用いて行う。地方電化プロジェクトは競争入札で、政府が提供する一定額の資金で最も多くの世帯を電化するオファーが落札される。補助金は建設進展状況に応じてディスバースされる。建設終了後、地方電化設備は配電会社に移行され、配電会社は今後20年間同施設の運営に必要とされる補助金を一括して受け取る。

(3) 地方電化推進のための提言

1) 地方電化資金の確保

地方電化の財源は、1) 政府の予算、2) 最終需要家やIPP事業者などから徴収する料金(一種の税金)⁸、3) ドナー機関からのローンやグラント、などがある。

電力セクター構造改革においては、各最終需要家に対する真の電力供給コストを明確にすることが一つの目的であり、そのため、電力料金制度における相互補助(cross subsidy)の排除が焦点となる。相互補助とは、ある需要家層が真の電力供給コストを上回る電力料金を支払い、別の需要家層を補助する仕組みのことである。垂直統合・独占事業体の下では、地方電化も全国一律料金のもとでの相互補助により進められてきたが、セクター改革にあたっては、相互補助の廃止と電力料金制度の透明性確保(料金のアンバンドリング)とが求められる。そのため地方電化の財源も、フィリピンにおけるユニバーサルチャージのような「個別化された」料金徴収制度が適用される傾向である。従って、需要家その他

⁷ Alejandro Jadresic, Promoting Private Investment in Rural Electrification – The case of Chile, Viewpoint, Note. No.214, The World Bank Group, June 2000

⁸ フィリピンのユニバーサルチャージやBR-1-94 (IPP事業者からの徴収)などがその例。ただし、ユニバーサルチャージは地方電化以外に環境保護などにも利用される。

の市場参加者がどの程度負担をするのが妥当なのか、どう説明し、納得させるのか、こうした点に課題が残る。また、政府予算や需要家・事業者からの税金徴収、そしてドナーからの支援の全てをしても、地方電化に必要な投資・維持管理資金を満額確保することは現実的には厳しい。民活スキーム促進なども含めた革新的な制度作りが求められよう。

2) 民間セクターも取り込んだ推進策

地方電化の事例のなかには、電力供給事業を行う民間企業以外からも投資が行われるケースも存在する。例えば、ある特定の地域で自家発電設備を用いて生産活動を行う企業が、副業として地域の住民に対して電力を供給するケースなどである。しかしそうしたケースはごく一部で、通常は、配電事業者が国からの補助金などにより電化を進めるのが一般的である。

世銀は、社会福祉サービスへのアクセス向上手段として、民間セクターも政府の役割を補足する形で重要な役割を果たしてきていることを指摘している⁹。ここで言う「民間セクター」とは、より広い意味で使用されており、民間企業のほかに、例えば宗教団体、NGO、地域コミュニティが財政支援するもの、組合員を対象とした協同組合なども含まれる。貧困地域の開発においては、1) 地域コミュニティのオーナーシップと住民参加、2) 適切なファイナンススキーム、がカギとなる。この2つのポイントをうまく押さえて地方電化を行った例が、チリのOutput-based Contractスキームである。

Output-based Contract は、提供された公的資金が、約束された成果の達成に使用されたかどうかを評価するスキームであるといえる。特徴としては、

まず地方電化プロジェクト評価のためのクライテリアおよび客観的な指標、評価方法を設定する。

配電会社や地域住民、あるいは両者の協力によりプロポーザルを提出競争入札を行い設定された指標に基づきプロジェクトの優先順位をつける

この3つが挙げられる。

チリの場合、評価指標には、プロジェクトの収支分析のほかに、ロスの低下、配電会社による投資コミットメント額、社会的インパクトなどが含まれる。国家の役割は、補助金提供のための評価指標とプロジェクトの選定プロセスを設定し、資金の拠出を行うほか、技術的なサポートを提供することに限定される。

住民参加とオーナーシップの促進は、プロジェクトの推進プロセスと住民による若干の資金負担で実現される仕組みになっている。プロポーザル提出は地域住民中心に進められ、地域住民が配電会社に対して地域の電化に関する技術プロポーザルを地方政府に提出するよう要請する。(配電会社側も補助金を得るために積極的にプロポーザルを提出するインセンティブが働く¹⁰。)プロポーザルの評価は、地方政府がクライテリアに則って行う¹¹。一

⁹ The World Bank Group, Private Sector Development Strategy – Directions for the World Bank Group, April 9, 2002, p.58

¹⁰ 配電会社は、政府の決定した算出方式に則ってプロジェクトコストの「ミニマムコントリビューション」を初期投資にコミットしなければならないが、補助金はプロジェクト着工時に一括で支払われる。

方、家屋への配電と屋内配線については住民の自己負担が要求される。この自己負担額は、電力利用料金に加算し返済することとなる¹²。

チリのケースにおける問題点は、地方政府と配電会社との情報のギャップであると言われている。地方政府側はできる限りコストを抑えるよう、配電会社側へ圧力をかけたいところだが、細かい地理上の条件も加味した適切なコストの把握を、配電技術のノウハウを持たない地方政府が実施するのはかなり無理がある。また、約束された成果の達成度をモニタリングする仕組みも検討の余地がある問題である¹³。

さらに重要な視点は、「電化」そのものが目的化されてはいけない、ということである。つまり、村落の電化率が向上すればそれで目的達成というのではなく、電力を利用して経済活動を活発化させ、地域の社会福祉や生活レベルが向上することが地方電化の真の目的である。そのことを政策担当者は常に念頭に置いて地方電化を進めなければならない。数字を上げることにのみ邁進しては、本来の目的を見失ってしまう恐れがある。

地方電化の進め方の一例として Output-based Contract スキームを中心に論じたが、制度設計の仕方や政府、配電事業者、住民などプレイヤーの責務や役割分担など細かい条件は、国によって異なるであろう。地方電化推進策の提言として重要な点は、住民がオーナーシップを持って取り組める仕組み、明確な指標とモニタリング、そしてそれを支える制度作り（ファイナンス、競争導入、パフォーマンス水準など）を政府が如何に効果的に実施できるか、これらにかかっていると言える。

¹¹ Alejandro Jadresic, *Ibid*

¹² R. Tomkins, Extending rural electrification – A survey of innovative schemes, Viewpoint 214. World Bank, June 2000, p.49

¹³ R. Tomkins, *Ibid*

3.4. 調査対象国の課題

3.4.1. フィリピン電力セクターの課題

フィリピンの電力セクター改革に係る法制度は、3.2.2.1でも述べた通り、自由化先行国を含む各国・機関からの長年にわたる支援もあり、セクター改革/自由化制度としては、現時点では世界的に見ても非常に完成度の高いものと評価できる。しかしながら、フィリピン電力セクターが抱える課題はその裏腹、つまり、EPIRAにおける理想が高く、現実がなかなか追いつかない点である。

EPIRAは、2001年6月の施行から2年9ヶ月が経過したものの、スケジュール的にも非常にタイトであり、多くの項目が期限を迎えながら実施に至っていない。中でも、TRANSCO民営化、NPC資産の売却、WESMの導入の遅滞により、その実施を前提条件としているオープンアクセスや小売自由化などは実現の見通しが立っていない。以下に、フィリピン電力セクターの今後の課題を取り纏める。

(1) 電力セクター改革の推進に関する課題 - ERCの実施能力向上とWESM運営

1) ERCにおける実施能力の不備

規制機関および電力プール市場は、セクター改革の根幹に関わるものであり、これらが上手く機能するかどうか、今後のフィリピン電力セクターの命運を握るといっても過言ではないほど、重要である。

EPIRAにおいても先に取り上げた通り、ERCには広範かつ重要度の高い役割が課せられている。規制機関が如何に効果的に電力セクター政策実施と市場の監理を行えるかどうかは、電力の安定的かつ効率的供給、電力料金の適正化、競争性・透明性の高い電力市場の確立、市場参加者数の増加（投資促進）に関する問題などとも密接に絡み合っており、こうした諸課題の解決の鍵を握っている。

しかしながら、現状のERCは、予算も人員配置も不足している。議会では3月に入っても2004年の予算策定が滞っており、2003年度予算で活動を行っている。また、海外におけるERCスタッフの研修も実施したいという希望があるものの、予算面での制約により、スタッフの能力向上に十分対処できていない。ERCの予算・人材を含め、能力強化は、喫緊の課題である。

2) WESM成立条件の未達

WESMの設立は電力セクター改革の目玉のひとつである。もともとEPIRAでは、EPIRA施行後1年以内にスポット市場を確立することになっていたが、スケジュール的には大幅に遅れている。スケジュールの遅れが、投資家やフィリピン国民などから、フィリピン政府の改革への姿勢に対する疑問を引き起こし、投資環境にも悪影響を及ぼしている。

電力スポット市場の健全な運営には、一般的に 十分な数の市場参加者（特に発電事業者） 十分な送電容量、 市場参加者間の信頼関係、の存在が必須である。しかし現状では、NPC の民営化、発電資産の売却が予定通り進んでおらず、十分な数の発電事業者はまだ存在しないことや、市場参加者間の信頼関係が育っていない（ERC の実施能力不足に起因する面も否定できない） ことなどを鑑みるに、これら要件が満たされているとは言い難い。

こうした問題が複雑に絡み合い、現時点では WESM における取引量、市場価格は共に見通せない状況にある。諸外国の例からみて、WESM が正常に機能するためには、少なくとも数年かかると思われる。

(2) NPC の民営化に関する課題

PSALM による NPC 資産の売却は、前述の通り、フィリピン政府の思惑通りには進んでいない。その要因は 2 つある。ひとつはフィリピン政府の信頼性への懸念の存在、そしてもうひとつは投資促進策の不備である。

TRANSCO におけるフランチャイズ権供与の問題と二度にわたる競争入札失敗の背景には、TRANSCO フランチャイズ法をめぐる政府と議会との対立が解決しないまま入札を実施してしまったフィリピン政府に対する、投資家側の強い不信感がある。TRANSCO フランチャイズ法は、TRANSCO 運営権を競争入札によって取得したコンセッションネアに対し、議会承認を経ずとも TRANSCO フランチャイズを引き渡すという条項が入っている。フィリピン上院は、この条項に反発を示し、競争入札の勝者であってもフランチャイズ譲渡は議会承認が必要であると主張したため対立が続いた。結局、PSALM は、同法のフィリピン国会通過のめどが立たぬまま、売却開始に踏み切ったのである。当然、投資家側からの反応は冷たく、フィリピン政府の信頼性を失墜させる結果となってしまった。

投資促進策の不備については、次項で詳細を述べるが、結局フィリピン政府の実施能力と信頼性にすべてが関わってくるのである。

(3) 投資促進に関する課題

近隣諸外国と比べ、フィリピンの電力セクターは投資促進政策で不十分な点がまだある。今後電力セクターが民営化されると、民間対民間の取引になるので、免税・優遇措置の動向（発電プロジェクト等で税制面の優遇がなされるのか否か）が重要なポイントになる。例えば以下のような問題点が指摘されている。

投資申請・許認可プロセスにおける支援策の欠如

政府による投資家向けの許認可支援政策・サービスが十分でない。現状では、許認可プロセスが不明確かつ長期にわたっている点、また中央レベルと地方レベルとで許認可制度が体系化されておらず、事業承認まで投資家に多大な労力と時間とを

要しているといった問題点が指摘される。特に許認可体系の投資家向け情報提供といった、間接支援制度が未整備であるため、投資家自身の負担が多大なものとなっている。

また、フィリピンでは土地登記が整備されておらず、地権の所在が不明確なため、立退料の支払い等にも時間がかかることがある。

投資優遇措置の未整備

Income Tax Holiday の免税期間の短さ（パイオニア・ステータス下で6年間）・適用開始時期の運用上の硬直性、VAT の還付制度の還付にかかるスピードの遅さ等が外国投資誘致にあたっての問題点として指摘される。その他にも外国法人への配当課税率の高さ・輸入関税の免税措置の欠如等、タイ、インドネシアといった同じく電力セクター改革を推進中の他国と比しても未整備な点が多く存在する。

VAT 還付の遅滞に関する問題

フィリピンでの VAT 免除に係るプロセスは、1) 事業会社による VAT 込みでの支払い 2) 政府からの VAT 0% 証明書発行 3) 事業会社による国税局への免税手続き 4) 国税局による還付、となっているが、最後の国税局の還付に著しい遅れ（未払い）があり、還付のメリットが損なわれている。

また、NPC 資産の売却にあっても、発電プラントの資産価値評価のための情報開示が不十分で、潜在的投資家が入札に参加するための障害となっている。フィリピン政府は、投資家のニーズに沿った公平な情報提供が、投資促進・競争促進の第一歩であることを心してかかるべきである。

効果的な投資促進策は、ERC による制度設計や、適切な電力料金システムとリスクパスマルチシステムの有無、およびフィリピン政府への信頼性など、さまざまな要素が絡み合う包括的なものである。フィリピンにおいては、投資促進策そのもの以上に、制度設計の不備やフィリピン政府の姿勢に対する不信感を払拭することが最重要課題であろう。

(4) 電力セクターの計画・政策立案に関する課題

電力セクターの計画・政策立案は DOE の役割である。DOE はフィリピンエネルギープラン（PEP）を毎年策定し、それに基づいて Power Development Plan（PDP）、Transmission Development Plan（TDP）を策定する。

DOE は 2001 年から組織改革を実施しており、現在でも継続している。JICA が 2002 - 2003 年度に実施した「電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査」によると、PDP を担当する電力局の人員配置状況は逼迫しており、PDP 策定業務に携わる実務担当者の絶対数は圧倒的に不足している。また、PDP の策定スケジュールは非常にタイトで、関連機関との事前調整を精力的に行わなければ EPIRA に定められた国会提出期日（9月15日）を守れない状況である。

PDP や TDP の基準となる需要予測シナリオについても、これまでは NPC 内部でデータ

収集が可能であったが、分割後は IPP と配電会社、大口需要家間の相対取引も含めた電力取引の全体像を TRANSCO が把握できないという問題が生じている。データ収集の問題については、「電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査」において、収集プロセスの構築についても助言を行っているが、今後 WESM が運用開始となるため、WESM を反映したデータ収集プロセスを再構築する必要がある。

(5) 電力の安定供給のための送配電設備・系統運用に関する課題

フィリピンにおける電力系統は、ルソン系統、ビザヤス系統、ミンダナオ系統の 3 つに分けられる。ルソン系統とビザヤス系統は、350kV 直流送電（レイテ・ルソン連系、容量 440MW）により連系されている。TRANSCO が作成した TDP2003 によれば、2011 年にビザヤス系統とミンダナオ系統を連係する 250kV 直流送電が建設され、フィリピンの電力系統 3 つがすべて連係される計画である。他にもいくつかのプロジェクトが計画されているが、JICA では、「電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査」を通じて系統計画の妥当性の検討を行い、DOE への問題提起および提言を行っている。

特に今後の問題として指摘されたのは、TDP の審査体制および策定スケジュールである。送電系統の運用および維持管理、TDP の策定、DOE への提出は、TRANSCO が実施する。TDP 策定のためには、DOE が策定する需要予測と電源計画および各配電会社から提出されるデータが必要であり、TRANSCO は、各機関との連携・調整が求められる。TDP 策定は、DOE による需要予測シナリオと電源開発計画が確定しないと作業を開始できないが、DOE での作業が遅れがちで、スケジュール的に非常に厳しい。効果的な計画策定のためには、DOE との協調体制づくりが喫緊の課題である。

また、TRANSCO の売却プロセスは順調ではないが、遅かれ早かれ TRANSCO は民間企業へと転換をすることとなる。民営化により系統運用の信頼性向上や供給安定性確保に支障が生じないように、DOE や ERC の監理監督機能の強化が求められる。

(6) 地方電化に関する課題

フィリピンにおける地方電化実施における最大の課題は、財源確保である。現在、地方電化推進の財源は、1) DOE によるバラングイ電化プログラム（Barangay Electrification Program）、2) 国家予算による、NEA から電化協同組合（EC）に対する補助金、3) EPIRA によるユニバーサルチャージ、4) ER-1-94¹⁴の規定による積立金、5) 各ドナーによる地方電化プロジェクト、などである。セクター改革においては、ユニバーサルチャージが透明性のある相互補助（Cross Subsidy）としての役割を果たしており、その一部が地方電化推進の財源として期待されるが、現状では既設のミニグリッドの運転維持管理をまかなうだけで精一杯で、とても新規電化分まで期待できない。また、地方電化を推進する NPC-SPUG

¹⁴ IPP は kWh 売り上げあたり 0.01 ペソを DOE に対して支払う。本システムにより積み立てた金額は 50% がグリッド延伸と再生可能エネルギーによる電化推進に、25% を生計向上と社会開発、25% を環境、衛生当のために使用する。

もすべての遠隔地での電化を行うほど人材や財源はなく、むしろ地域に密着した地方政府や電化組合などがより効果的かつ持続可能な形で地域の電化を推進できると考えられる。これらの地方電化に関する問題について、既にJICAでも課題を認識しており、2004年度より地方電化プロジェクトを実施して地方電化推進体制整備に関する支援を行う予定である。

地方電化を持続可能な形で進めるための財源確保には、民間セクターからの参画をより活性化させる必要がある。地方電化促進組織体制の整備・強化、全未電化 Barangay データベースの整備、投資促進のためのツール作成、再生可能エネルギー利用検討などが課題となる。電化組合は地域住民の参加オーナーシップを促進する有効な組織であるが、経営状況の苦しいものが多いため、問題分析と打開策の検討も急務である。例えば、バングラデッシュでは同じく電化組合を通じて地方電化を進めるほか、電化組合を包括する Rural Electricity Board (REB) は財政支援スキームも実施し、電化組合の財務健全性を支えている。

こうした他国での事例を検証し、フィリピンで可能な策は何であるのか、検討が必要である。

(7) 電力料金のアンバンドリングに関する課題

料金のアンバンドリング(分割・アイテム化)は、特にERCが苦心している分野である。効率的かつ合理的な料金システムの導入は、今後の電力産業への投資、海外事業者による電力市場への参入の有無の命運も握る、きわめて重要な課題である。しかしながら、すべての電力消費者の家計に直結する問題で国民的関心が高く、またNPCの負債処理の遅延や、メラルコによる料金過徴収などといった話題が報道を賑わせており¹⁵、電力料金に関するERC決定はセンシティブな問題となっている。2001年のERC設立以後2004年2月24日現在までに、ERCへ提出された料金のアンバンドリングに関するケースは141に上る。その現状は、表3.4.1-1の通りである。

¹⁵ メラルコが1994年2月から2003年5月までの間に総額300億ペソ過分に徴収したとされ、最高裁決定により消費者への払い戻しを命じられた。

表 3.4.1-1 アンバンドリング事例の現状報告書

| | | | |
|-----------|---------|------|----------------------|
| 締結済み/決定済み | | | |
| NPC | | 2 | |
| 民間の公益事業 | | 9 | |
| 電力業者協同組合 | | 75 | |
| | | | 86 |
| 締結予定 | | | |
| 民間の公益事業 | | 1 | |
| 電力業者協同組合 | | 31 | |
| | | | 32 |
| 検討予定 | | | |
| 民間の公益事業 | | 9 | |
| 電力業者協同組合 | | 14 | |
| | | | 23 |
| DU 提出の合計数 | | | 141 |
| | 再審査申請提出 | 解決済み | 再審査中 2/24/2004 現在 |
| NPC | 1 | 1 | 0 |
| 民間公益事業 | 5 | 2 | 3 |
| 電力業者協同組合 | 28 | 14 | 14 |
| 合計 | 34 | 17 | 17 |

2004年2月24日現在

料金のアンバンドリングは、EPIRA の実施細則 (IRR) Rule 15 に明記されている。その原則は、どのエンドユーザーに対しても、発電 (Generation) 送電 (Transmission) 配電 (Distribution) 供給 (Supply) の個々のサービスに関する料金を個別化・アイテム化 (Unbundle) すること。電力料金の透明性を高め、消費者にわかりやすくすることが目的である。

Rule15 の Section3 には、Unbundling Rate のパラメーターとして、以下が示されている(要約)

電力産業の参加者は、Rule 10 に則って Rate, Charge, Cost を明確に定義、分離、個別化すること。

エンドユーザーに対する適切なサービス対価を決定するに当たって、ERC は System Loss, Interruption frequency rates parameters その他も含めた技術的、財務的、そして顧客サービスに関するパフォーマンスクライテリアをカバーした Minimum Efficiency Standard を設定すること。

TRANSCO あるいはそのバイヤー・コンセッショネア、そしてどの DU も、マネジメントの非効率を排除すること。

利子の支払いについては、許可された Return On Rate Base (RORB) からの差し引きは許可されない。

TRANSCO あるいはそのバイヤー・コンセッショネア、そしてどの DU も、その資産を最大限利用するためのいかなる関連事業に直接および間接的に関与すること

ができる。

料金のアンバンドリングの中で、特に物議を醸しているのが、旧来使用されていたPPA (Purchased Power Adjustment) 方式¹⁶/ Currency Exchange Rate Adjustment (CERA) の撤廃と、代わって導入されGRAM方式 (Generation Rate Adjustment Mechanism)¹⁷とIncremental Currency Exchange Rate Adjustment(ICERA)である。新しく導入されたGRAMとICERAは、最終消費者に燃料や為替レートの変動による差損分をパススルーする前にERCによるレビューを行うシステムであるため、価格変動を即座にパススルーできない配電事業者にとっては、財務的に大きな負担となるとして反発を呼んでいる。発電事業の展開を検討する投資家サイドから見れば、上述のGRAM方式の導入や料金決定プロセスにおける不透明性は、配電会社の信用リスクを更に拡大させる問題として捉えられている。こうしたことから、市場参加者が納得のいくリスク転嫁方式を検討することは、喫緊の課題と言える。

GRAM と ICERA については、ERC は 2004 年 2 月 23、24 日の 2 日間、公聴会を開催し、システムロス率の定義などに関する意見徴収を実施している。すべてのステークホルダーが納得する算出方法に落ち着くまでには、かなりの時間と労力が要されそうである。

3.4.2. ベトナム電力セクターの課題

(1) 電力セクター改革の制度設計に関する課題

制度設計については、シングルバイヤー制度から段階的に競争を導入することが決まった現在、まずは新電力法の早期制定が最重要課題である。これについては ADB が中心的に支援を進めている。世銀や ADB の見込みでは 2005 年ごろまでには施行に至るとみられている。こうした意味で、制度設計については課題への取り組みが既に行われ、仕上げの段階にあるといっても過言ではない。当面日本としては、PDP など技術的な面のインプットに勤め、あとは新電力法の結果を待ってその後の出方を検討する状況である。今後の課題としては、新電力法成立後、いかに効果的に改革を実施していくかが課題となるであろう。改革は、供給安定性の確保ともバランスをとりながら進めていく必要があり、実施に当たっては運用面での関係機関の調整がカギとなる。特に、シングルバイヤー市場ルール、グリッドコード最低コストリソースプランニングと入札ルールの確立が要求されるほか、電力マスタープランとの整合性、継続性をどう図っていくか、検討が必要となる。

¹⁶ NPCがIPPから電力を購入する場合、係る燃料費や為替レートの変動に伴う費用は、2003年2月まではPPA(Purchased Power Adjustment) と呼ばれる方式で配電会社により最終消費者から徴収され、NPCへ払い戻されていた。PPA方式は、配電会社によってPPAの計算式が異なることや、最終消費者からの料金徴収を行った後でしかERCのチェックが入らないこと、ERCのチェック・正式命令なしにPPA料金が変更されてしまうことなどといった欠点が指摘されていた。

¹⁷ 電力料金のアイテム化の精神にのっとり、発電部分の費用変動のみを調整するメカニズムであり、これまでPPA方式に含まれていた送電コスト、系統ロスやフランチャイズ税などに相当する部分が削除されたもの。

(2) 独立規制機関に関する課題

ADBや世銀が電力セクター改革の大前提として要求していること、それは、「政策決定 (Policy-making)」、「規制実施 (Regulation)」、「事業所有 (Ownership)」を明確に分けることである。ADB「ロードマップ」TAの最終報告書(ドラフト)では、独立規制機関のセクター改革における役割は、政府の決定する政策の「解説者」であり、「実施者」である、としている。同時に、政府の介入を極力制限することを提案しており、「政策決定」における政府の役割は、インフラの所有権をどうするか、マーケットの構造をどうするか、公的資金の配分をどうするか、この3点の問題のみに限るべきであるとしている。ADBはこのような前提の下、ベトナム政府が現在作成している新電力法から、「政策決定(Policy-making)」、「規制実施 (Regulation)」、「事業所有 (Ownership)」の3つをいかに上手く、投資家にも納得できる形で線引きするか、検討を行った結果、現在のタイにおける組織体制を提案している¹⁸。

タイでは、エネルギー政策関連の大臣・事務次官クラスをメンバーとした National Energy Policy Council (NEPC) がエネルギー政策決定を行う。NEPC の事務局として、エネルギー省 (MOE) の下に Energy Policy and Planning Office (EPPO) が存在し、NEPC が示す政策に従って、EPPO がエネルギーセクター関連の政策、マネジメント、開発計画を実施する。このモデルをベトナムでも起用することで、まず政策決定と規制実施の分割を行おうという提案である。首相の下にハイレベル担当相による Inter-Ministry カウンシルを設置し、MOI の下に EPPO のような事務局を設置する。そうすることで、新電力法が成立していない現在でも、スタッフを雇用し、組織的な準備を行うことができるだろう、という考え方である。

ADB「ロードマップ」TA の最終報告書 (ドラフト) を注意深く読むと、提案している EPPO のような組織がそのまま規制機関になるとは書かれておらず、このあたりはベトナム側の意向を尊重する姿勢からか、敢えてはっきりさせていないようである。とはいえ実質的には、新電力法の成立と同時にその事務局を独立化させて、規制機関としての役割を担わせるという流れを念頭に準備を進めたいドナー側の意向を示唆している。EPPO のような事務局の設置および規制機関設置に関するベトナム側の正式な意向は、現時点では示されていない。

効果的な規制委員会とはどのようなものか。ADB「ロードマップ」TA の最終報告書 (ドラフト) によると、以下の表のように定義している。

¹⁸ 本報告書作成段階では、「ロードマップ」TA最終報告書はドラフトの段階であったため、正確にはADB委託のコンサルタントの意見である。以降も同様。

表 3.4.2-1 効果的な独立規制機関のあり方（機能と特徴）

| 機能(Function) | 特徴(Characteristics) |
|------------------------------------|--|
| 利害の衝突を避ける。特に政府所有の比率が高い場合。 | 1. 規制実施者は、セクターに関してまったく利害関係を持ち合わせない (Disinterested)。 2. アクション、決定における透明性の確保。 |
| 市場の規律を律し、法の遵守 (Compliance) を推進する | 3. 情報へのアクセス。 4. 罰則を実施する権限。 |
| 市場への新規参入を監督する | 5. 電力ビジネスへのライセンス付与。 6. 技術的ルールを設定・施行する |
| 市場支配を防止する | 7. 市場ルールを設定・施行する |
| 独占価格とサービスレベルをコントロールする | 8. 料金規則を設定・施行する 9. 経営計画、調達に関するルールを設定・施行する |
| 公益を守ることに對する信頼性 | 10. 市場参加者および一般は、規制委員会に対し法的手段に訴えることができる。 11. 政府の政策方針に従う 12. 公聴会を行う 13. 一般への情報公開と広報活動をきちんと行う。 |

上記機能と特徴を満たす独立規制機関の主な活動は、以下の通りである：

- ルール作成とライセンス設定
- 公聴会の開催と情報公開・広報
- ライセンス発行
- ルール実施・遵守状況のモニタリング
- 法的措置の実施（罰則など）、紛争の調停
- 上記すべてのプロセスの管理と組織マネジメント（会計、IT、書類管理、人事管理）

今後規制機関が設置された場合、上記のような活動における支援が必要とされることが見込まれる。

(3) EVN の分割・民営化に関する課題

EVN分割の背景には、その他のベトナム国有企業 (State-owned Enterprises; SOE) 改革の流れが無視できない。ベトナムの国有企業改革は、1986 年のドイモイ政策から始まった。軍事産業をはじめとする戦略的に重要かつ大規模なSOEについては国がコントロールし、それ以外の小規模SOEを対象に改革が行われた。主たる目的は、政府の財政負担の軽減と経済活動の効率化である。1991 年、財務状況の厳しい小規模SOEは解散または合併するというDecreeが施行され、改革前 12,300 に上ったSOEは 1994 年の 4 月までに 6,000 に減少した。更に、1994 年には首相決定No.91 (Prime Minister’s Decision No. 91 of 1994) により、

電力、石炭、セメント、鉄鋼、石油、航空、たばこなど、主要産業における大規模（資本金最低1兆VND）国有企業が18社設立された。これらはGeneral Corporationと呼ばれ、EVNもそのひとつである¹⁹。1995年には国有企業法（Law on SOE）とEVN法が成立し、現在の体制の法的裏づけとなっている。

現在、MOIは国有企業の株式資本化（Equitization）を進めており、2005年までに2857のすべての規模のSOEをリストラする計画を進めており、うち2045企業をEquitizeする計画を進めている²⁰。SOE法については、2003年11月26日付けで国会において改正が承認（施行は2004年7月1日）され、SOE改革は一段と進むこととなる。改正された同法第2条によると、具体的な改正は、以下の通りである。

第2条 1項

本法律の改正は、以下の事項が含まれる。

国有企業の新設、再編成、解散、所有移転、マネジメント組織と活動に関する規定。

国による所有（State ownership）と資本投下の再定義。具体的には、国がすべての資本を所有する企業、国が株主資本の過半数以上を所有する企業、または登録資本の50%以上を国が保有する企業の定義を行った。

EVNの分割に関して注目すべきは、SOE法第80条、所有権の移転である。以下の通り記載されている(要約)。

第80条 所有権移転の体裁

国有企業の所有権は、以下の形で移転することが出来る：

国有企業の株式資本化（Equitize）

国有企業の完全売却。

国有企業の一部を売却し、2人またはそれ以上のメンバーによる有限責任会社（Limited Liability Company）を設立する。代表権のうち1つは国有資本による。

国有企業の所有権を労働者の集団（?）(Collective Laborers)に移転し、合資会社（Joint-Stock Company）または協同組合（Cooperative）を設立する。

こうした法的背景を受け、ADBによるベトナム電力セクター改革ロードマップTAでは、工業省（MOI）を中心にハイレベルの改革ワーキンググループ（RWG）を設置し、RWGをカウンターパートにセミナーやワークショップを行った。2004年2月には、RWG関係者やその他ベトナム政府関係者、主要ドナーを集め、今後のEVN分割の工程に関するワークショップを開催した。ワークショップでは、TAを実施したコンサルタントが提示する下表の3つのオプションについて関係者が意見交換を行い、セクター改革のスケジュールと方向性について討議を行った。結果、オプション3が今後の改革に一番ふさわしいとの結論に至っている²¹。

¹⁹ Sadrel Reza, Institutional Aspects of Privatization – The Case of Viet Nam, ADB Institute Working Paper Series No. 5, Dec. 1999, Appendix A

²⁰ VNA/VNS, Government permits major State-owned corporations to go public, Feb, 21, 2004, <http://my.reset.jp/~adachihayao/040221C.htm>

²¹ ベトナム側も決して意見が一致している訳でなく、EVNはじめとするRWG側がオプション3を推す一方で、Vinacol

表 3.4.2-2 シングルバイヤー市場移行のための改革の道筋 3つのオプション

| | オプション1 | オプション2 | オプション3 |
|----|--|---|--|
| 内容 | <ul style="list-style-type: none"> • 新しい政府所有、Non-profitのシングルバイヤー企業を設立。 • 現在の4つの送電ユニットを、新たにひとつの独立した全国送電会社にする。 • National Load Dispatch Center (NLDC)を、新たに独立したシステムオペレータにする。 | <ul style="list-style-type: none"> • 新たに独立した全国送電会社を設立し、その傘下にシングルバイヤー子会社とシステムオペレータ子会社を置く。 | <ul style="list-style-type: none"> • EVN がホールディングカンパニーとなり、子会社として、全国送電会社、シングルバイヤー、システムオペレータの3つの有限会社 (Limited Liability Company; LLC)を所有する。 |
| 長所 | <ul style="list-style-type: none"> • 独立した組織として、市場参加者からの評価が上がる。(特に、非EVN系の発電事業者や潜在的なEVNへの投資家) • すべての発電事業者に対して、より公平であろう。 • 電力セクターにおけるEVN以外への投資を呼び込むには、一番成功率の高いオプションであろう。 • 求められる反競争規制や法律の施行について、厳しさの度合いが比較的緩やかでもよいであろう。 | <ul style="list-style-type: none"> • SBがEVN所有の発電事業体と直接結びついているわけではないので、比較的偏りのない公平なシングルバイヤーだと見られるだろう。 • 新しい送電会社が、新たな投資を呼び込み非EVN発電事業者との新たなPPA締結を進める目的で、SBの信頼性を高めるための財務的サポートを供与するだろう。 • 新たな発電事業投資の呼び込みに成功するであろう。 | <ul style="list-style-type: none"> • 現在の状況からの変革の度合いが最小。 • EVNが親会社として、新たなPPA締結を進める上で必要なSBの財務的信頼性を付与することができる。 • EVNが新たな発電プラントに関するコンセッションリー・ローンへアクセスすることが出来る。 • 新たな電力法が施行されなくてもこのオプションを実施できる。 |
| 短所 | <ul style="list-style-type: none"> • 現在の状況から一番大きな変革が求められる。新たなNon-Profit、政府所有のシングルバイヤーが創設されなければならない。 • 国有SBと全国送電会社といった新しい組織の設立をオーソライズする電力法またはその下部法が必要。 | <ul style="list-style-type: none"> • SBは政府保証などといった信用供与が求められる。 • 現在の状況からかなり大きな変革が求められる。送電会社は送電サービスの供与とは必然的に一致しないシングルバイヤー子会社を所有することとなる。 • 公正な競争を促進するため | <ul style="list-style-type: none"> • 非EVN系の発電事業者や投資家は、SBが電力調達において公平で偏りが無いとは思わないであろう。 • 公正な競争を促進するため、求められる市場法制度の整備と実施は一番厳しくなる。 • 厳格な反競争法整備がなさ |

からはオプション1が望ましいという意見も出された。結局MPIがオプション1を押し切る形で結論を出している。(会議に参加したJICA長期派遣個別専門家の報告)

| | | | |
|--|---|---------------------|--------------------------------|
| | <ul style="list-style-type: none"> • SB の財務的信頼性を高め、投資家の信頼を得るため、新たな政府保証や信用供与が求められる。 | の市場法制度の整備と実施が求められる。 | れない限り、非 EVN 系の投資呼び込みが非常に難しくなる。 |
|--|---|---------------------|--------------------------------|

オプション 3 では、EVN は持株会社化し、SB,SO,TC の 3 つの子会社、発電会社、配電会社、その他を新設することになる。改革のための具体的タスクは、以下の通り。

シングルバイヤー：シングルバイヤーは EVN の子会社として新設される。公正な競争を促進するため、求められる市場法制度の整備と実施は厳しいものとなる。EVN の既存の Commercial Department 機能のうち、いくつかは新組織へ移行されるが、多くの機能は現在持ち合わせていないため、徹底したキャパシティビルディングが求められる。

システムオペレータ：既存の National Load Dispatch Center が新たなシステムオペレータとして機能しうる。システムオペレータの運営を統括するためのグリッドコードが作成されることとなる。

火力発電所：EVN は、Dependent Accounting Unit の火力発電所を、完全子会社 (Wholly Owned Subsidiary) または合資会社 (Joint Stock Company) などの有限責任会社 (Limited Liability Company) へと変革すること。

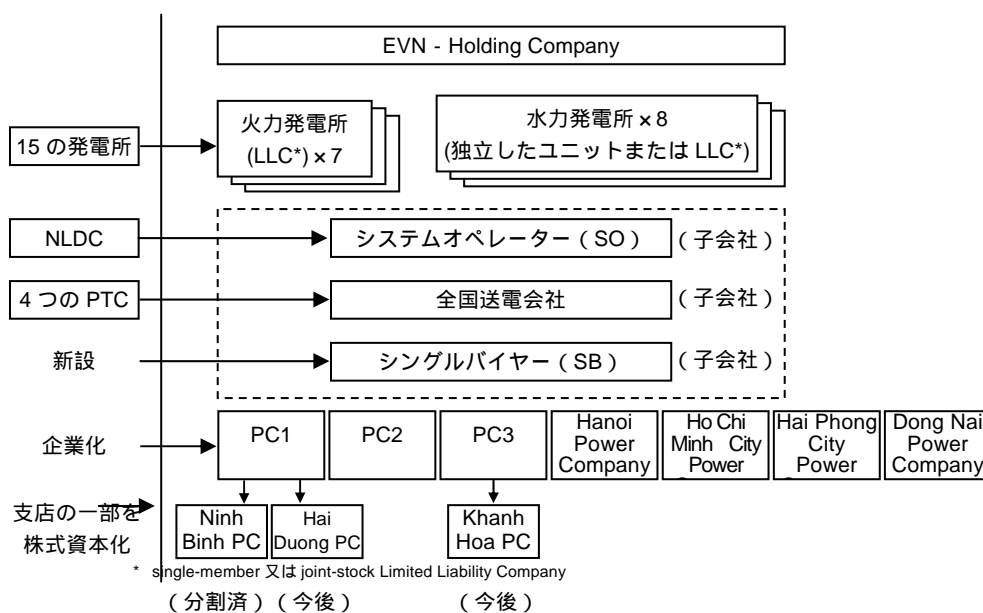
水力発電所：EVN は、水力発電所を、株式資本化 (Equitization) または完全子会社または合資会社化することにより、独立化させること。これらの会社は、完全子会社として、EVN が引き続き所有することが出来る。シングルバイヤー市場においては、発電会社の数やマーケットシェアは卸競争市場におけるほど重要ではない。というのは、シングルバイヤーが、公正な競争原則に基づいた政府の法規制に則り公的機関の監視の下で調達を進めるからである。

送電機能：EVN は新たな全国送電会社を子会社として設立し、すべてのユーザーに対し、公平でオープンなアクセスを保証すること。これは、既存の Dependent Accounting Unit である 4 つの送電会社を統合することで、実施できる。

ノンコアビジネス：製造、エンジニアリング、トレーニングその他 EVN のノンコアビジネスは、新たに子会社化、資本化するが、必要に応じて売却する。そうすることで、EVN 経営陣はコアビジネスのみに集中できる。

改革後の EVN および電力セクターの構造は、以下の通りとなる。

図 3.4.2-1 ベトナム電力セクターの構造（改革後）



出所：ADB, EVN の資料により三菱総合研究所作成

今後のEVN分割関連の動きは、当面、EVNが作成し首相承認待ちの”Overall Restructuring, Reform and Development Plan of State-owned Enterprise of EVN for the Period 2003-2005”(2003年8月作成、同年11月改定)に則して進みそうである。この計画によると、配電会社PC1の2つの支店Ninh Binh Power UtilityとHai Duong Power UtilityがSingle-member LLCとなるほか、PC3の支店Khanh Hoa Power Utilityも2004年から2005年の間に株式資本化されるよていである。また、発電事業では、Can Tho 火力発電所がSingle-member LLCになるとされている²²。

(4) 投資促進に関する課題

ベトナムは、1986年末のドイモイ政策採択以降、計画経済から市場経済への移行に努めてきた。1988年より外国投資受け入れを開始したが、投資環境の不備がたたり、90年代は外国投資が進まなかった。このため政府は1999年には二重価格の是正、2000年には外貨バランス義務の撤廃や許認可を必要としない事業登録制を導入するなど、外国投資を推進する政策を強化している。しかし、例えばタイなど他のASEAN諸国と比較すると、投資促進策や投資環境が整っているとはいいい難く、外国投資の呼び込みには一層の努力が必要である。

ベトナムの投資環境改善への協力の必要性については、既に日本政府も認識している。2003年12月には小泉首相とベトナムのファン・ヴァン・カイ首相が会談し、「競争力強化のための投資環境整備に関する日越共同イニシアチブ」を立ち上げた。これによると、対

²² ADB, Vietnam Roadmap for Power Sector Reform, TA 3763 VIE, Dec. 5, 2003, P.4-4

越投資の増大のためには、以下の2つのアプローチがある²³。

投資促進戦略：潜在的投資家をベトナムに着目させるため、いかに有利で魅力的な投資条件を提示できるか

投資環境の改善：投資家が実際に事業を実施するにあたって問題となる障壁を如何に除去していくか

その上で、具体的な外国投資促進の課題として、1) 投資関連規制の見直し、2) 実施機関の能力向上（税関、税務署、知的財産権関連機関）、3) 投資関連・ソフトインフラの整備（法体系・司法制度・法曹人材、工業標準化・計量制度、経済統計）、4) 経済インフラの整備、以上4点を提示している。経済インフラの整備には、もちろん、電力分野も含まれる。

2002年電力システム開発計画（M/P）によると、2005年にはIPP、ジョイントベンチャー、BOTの導入を進め、EVNのシェアを70%程度にまでする予定である。こうしたことから、電力分野への投資促進策はクリティカルだと言っても過言ではない。民間資本の導入を効果的に実現するかどうかは、政府が如何に魅力的な投資促進策・投資環境を電力分野投資家に提示できるかどうにかかってくるであろう。魅力的な投資促進策・投資環境は、いかに市場の競争性、公平性、透明性を高めるかという市場の法制度・監視体制や、セクターにおけるキャッシュフロー（つまり適切な電力料金設定）と密接な関係を持っており、それらを抜きにして取り組むことはできない。つまり、包括的な取り組みが求められる。

(5) 電力セクターの計画・政策立案に関する課題

電力セクターの計画・政策立案については、現在明確な責任の線引きがなされていない。この点は、新電力法の制定に伴ってカバーされる課題である。現在の体制では、MOIまたは首相レベルのDecreeの発行によりベトナム政府が政策決定している。電源開発、システムプランニングはEVN、MOI、MPIの間で責任の所在が分散している。ADBは、セクター改革、効果的な競争導入に当たっては、こうした体制を見直す必要があると提言している。

²⁴

また、エネルギー政策を統括しているMOI内部でも、総合的な調整機能が欠如しており、エネルギー政策も包括的アプローチが取られていない。発電燃料の効率的利用は、結果的にはセクター全体のコスト低下と供給安定性強化に寄与し、最終需用家の利益につながる。環境保全やエネルギー効率性向上の観点からも、現在のエネルギー資源毎に分断されたエネルギー政策を改善していく必要がある。この点については、既にJICAでも課題として認識されており、支援策を検討している。具体的支援策については、後述する。

²³ 「競争力強化のための投資環境整備に関する日越共同イニシアチブ」報告書、2003年12月4日

²⁴ ADB, *Ibid*, p.5-37

(6) 電力の安定供給のための送配電設備・系統運用に関する課題

シングルバイヤー市場成立のための必要条件のひとつは、「既存電力会社に相互に協調した設備計画策定能力が備わっていること」である。加えて、強制プール市場を伴うシングルバイヤー市場の成立までを考慮した場合には、「送電における大きな制約がないこと」も必要とされる。ベトナムの送電系統の特徴としては、1994年より運用されている南北縦貫の500kVの交流送電線が挙げられる。現在2006年の完成を目指してもう1回線を建設中である。ただし、送電ロスが大きく系統安定性が低いため、設備効率を向上させるとともに、地域バランスを考慮した電源のベストミックスを含む最適な需給計画を立案することが重要である。

EVNの計画によると、2010年までの間に建設予定の送電線は、500kVが2401km、220kVが5,174km、110kVが6,949kmに上る。また、新設される送電変圧所は38,265MVAに上る。今後は系統の延長だけでなく、系統安定化装置(揚水発電所の周波数、電圧安定機能など)、通信制御システムの高度化など、安定性向上のための系統増強も適切に行っていく必要がある。また、セクター改革に先駆けて、拡大・複雑化する電力システム運用のノウハウの蓄積および人材の育成が必要となるであろう。

(7) 地方電化に関する課題

ベトナムの電化率は、2002年現在村落電化率90.6%、世帯電化率81.38%である²⁵。政府は2010年までに村落電化率100%、世帯電化率90%を目標としており、2000年に“Rural Electrification Policy Statement”を公表している。それによると、

地方電化における運営・維持費、減価償却費用は、電力料金収入でカバーする商業性がない場合は、政府が、地方電化のためのネットワークと供給インフラ投資のための補助金を、透明性の高い形で供給する
地方の需要化向け小売料金については、最高限度額（Ceiling Price）を設定する

といった方針を示している。

地方電化を如何に進めるか、その詳細については、現在世銀による支援が実施されている（Rural Energy Project, P056452）。2004年中には、パルクパワープライス（配電事業者への売電価格）と地方電化の料金に関するTAが終了する予定である。また、ADBの「ロードマップ」TAの最終報告書（ドラフト）でも、地方電化について記述されており、以下のようない提言がなされている²⁶。

²⁵ EVN Annual Report 2002

²⁶ ADB, *Ibid*, p.5-35

ベトナム政府は「アクセス」確保のための補助金を供与し、地方における配電ネットワーク投資を支援すべきである。ただし、地方の電力料金は、維持管理のためのすべての費用をカバーできるレベルに設定すべき。

補助金が供与される場合は、配電事業者が要求される利益率の計算に、政府補助金による投資相当額を含めない。

配電事業者が地方電化ネットワークを所有する必要はない。政府は小売料金の最高限度額を設定し、その範囲内で競争入札によるコンセッション契約を行えば、補助金供与額も競争によって押し下げることが出来る。

ベトナム政府は、セクター改革にあわせた地方電化のあり方やその具体的実施体制については、未だ明示していない。日本側としては、引き続きドナー側の提言やベトナム政府の要望を聞き入れながら、今後の支援策を模索するべきであろう。

(8) 電力料金に関する課題

現在、ベトナムの電力料金は全国一律料金（National Uniform Tariff）である。今後セクター改革により配電会社の分割が進めば、この一律料金の実施は一層困難となる。また、全国一律料金では、内部補助金の廃止といった改革目標とは逆行することになるため、コストに応じた適正な電力料金の設定が急がれる。また、そうすることで、健全な投資促進に寄与することとなる。

2002年10月現在のEVN電力料金は、5.6USセント/kWhであるが、世銀やADBは、現状のベトナム電力料金は、コストと比較すると安すぎるため、7USセント/kWhへの段階的引き上げを求めている。ベトナム政府は、電源設備投資確保のため、今後年率10%ずつの料金値上げを行い、2005年までに平均単価を7USセント/kWhとする予定である。ただし、これまでも各方面の反発、特に産業界からの反対などから料金値上げはスケジュールどおりに行われておらず、今後も同様に計画通りのペースで実施されるかどうかは予断を許さない。

EVNの発電所は、Dependent Accounting Unit、すなわち、年間予算の中でコストを管理しているに過ぎない。2002年1月より新しい内部移転価格システム（Transfer Pricing System; TPS）が導入され、電力コストがどの程度のものか、やっと把握されるようになってきたところである²⁷。今後は、このTPSを活用することで、シングルバイヤー市場へ移行した際のPPA価格の把握に役立てることができるであろう。

今後も、電力料金設定方法については、世銀やADBなどを中心に電力セクター改革支援の一環で、検討される予定である。

²⁷ ADB, *Ibid*, p.5-59

3.4.3. インドネシア電力セクターの課題

インドネシアにおける電力セクター改革は、競争が地域限定で導入されること、しかも発電を対象に限定的な競争を導入する地域の選定までに5年間という、比較的緩やかなタイムリミットが設定されていること、競争地域以外は現体制が維持され PLN の果たす役割が引き続き大きいこと、地方分権の流れが無視できないこと、といった特徴が挙げられる。一方、供給力不足は深刻で、建設中の Tanjung Jati B 発電所（1320MW）や Muara Karang ガス発電所（600MW）などが運転を開始する 2006 年まで、2004/2005 年の 2 年間は、需給が逼迫する状況が深刻化すると見られている。また、PLN の収益率は 1997 年以後マイナスが続いており、世銀の見通しでも、2004/2005 年ごろまではこの状況が続くと見込まれている。本項では、以上のようなインドネシア電力セクターの課題について詳しく分析する。

(1) 電力セクター改革の推進に関する課題（規制機関の実施能力向上）

セクター改革の制度設計については、既に新電力法で大枠が定義されているため、今後のセクター改革実施における具体的な制度設計、すなわち EMSA による実施細則やグリッドコード、市場ルールなどの設定が課題となる。そういった面から、EMSA の実施能力強化はセクター改革推進における重要な課題である。

EMSA については、前述の通り設立されてまもなく、現在は MEMR 担当部局が中心となって、EMSA スタッフの Job Description、Secretariat 選定などの準備を進めている段階である。Secretariat の選任は、最終的には大臣の調印が必要である。EMSA の機能・権限は、下表が示す通り、競争導入地域に限られる。非競争地域における規制機能・権限は、中央政府と地方政府が担う。

表 3.4.3-1 規制機能の役割分担

| No | Function | Non-Competitive Market | Competitive Market |
|----|--|---|---|
| 1 | Formulation policy | Government | Government |
| 2 | Management & Supervision | Local Govt. (off grid) Govt. (on grid) | EMSA |
| 3 | Privatization | Local Govt.(on grid) Govt. (on grid) Govt. (State Own Enterprises) | EMSA |
| 4 | Govt. at rural electricity & Sub | Govt./Local Govt. | Govt./Local Govt. |
| 5 | Selling price of electricity | Local govt. (off grid) Govt. (on grid) | EMSA |
| 6 | Supervision at electricity safety a statement protection | Local govt. (off grid) Govt. (on grid) | Local govt. (off grid) Govt. (on grid) |

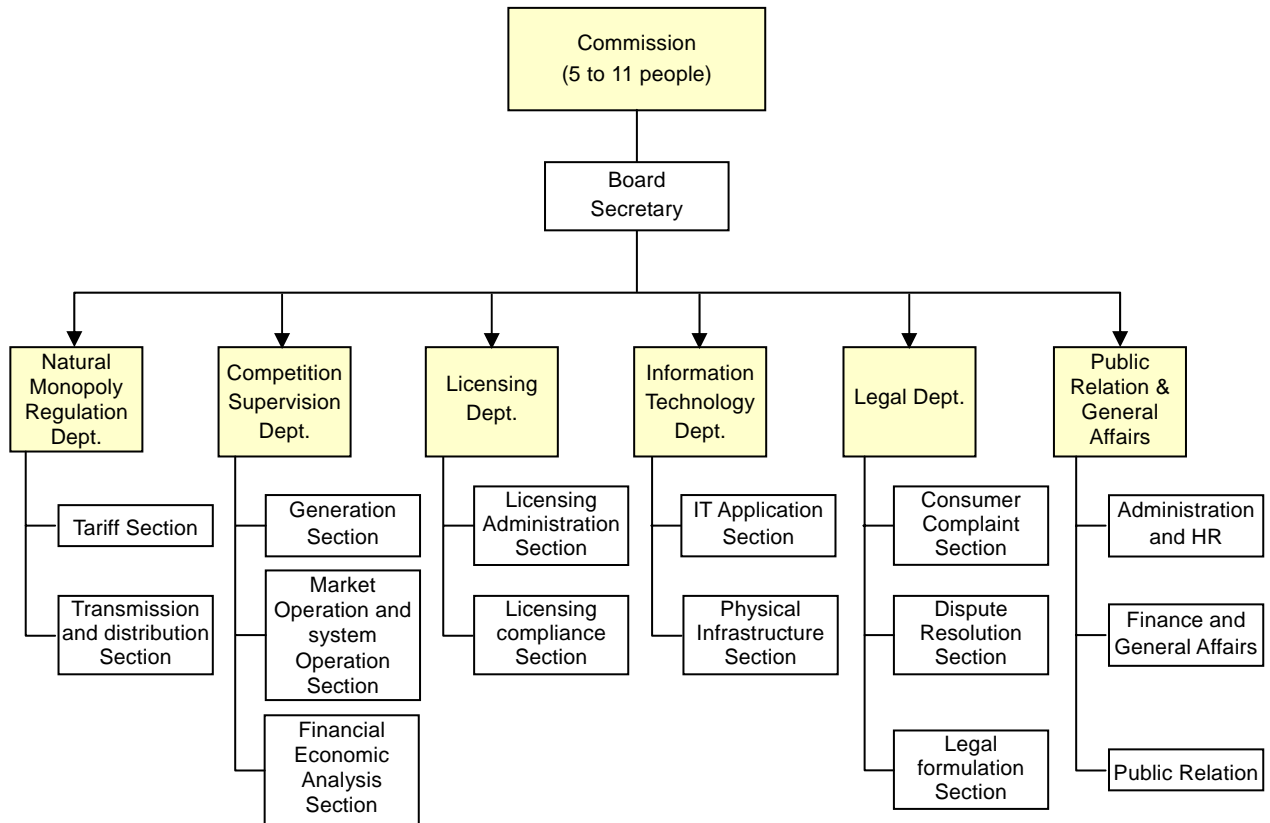
出所：MEMR

EMSA の組織構成は、Commissioner 5～11 名、Secretariat 50～80 名となる見込みで、

Commissioner は、初期段階では 5 名とする。現在、議会より 10 名の候補者が挙がっており、その中からやはり議会在が 5 名の着任者を選定することになっている。

EMSA の組織図は以下の通り。

図 3.4.3-1 EMSA 組織図



出所：MEMR

Commissioner は、市場参加者（プレイヤー）以外であれば、特に所属は問われない。Secretariat は主に鉱山資源省のスタッフとなる。準備を進めている MEMR は、EMSA に関する政策の策定、市場監視の方法について海外からの支援が必要だとしており、既に各方面に向けて支援要請の準備をおこなっている。

今後バタム地域での競争が導入される際には、市場の監督・監視機関として EMSA が大きな役割を担うことになる。電力料金の問題も、EMSA の重要な役割のひとつである。今後の課題は、どのような競争形態・スキームがふさわしいか、市場参加者の数を増やし、公正かつ透明性の高い市場を作り上げるため、投資環境をどのように整備するか、といった点の検討であろう。また、MEMR 担当者は、セクター改革によるソーシャル・インパクトの評価を事前に実施しなければならない、としている。バタム地域での競争導入は、実験的な意味合いも強いことから、JICA によるこの地域への支援も期待されている。具体的

支援の可能性については、後述する。

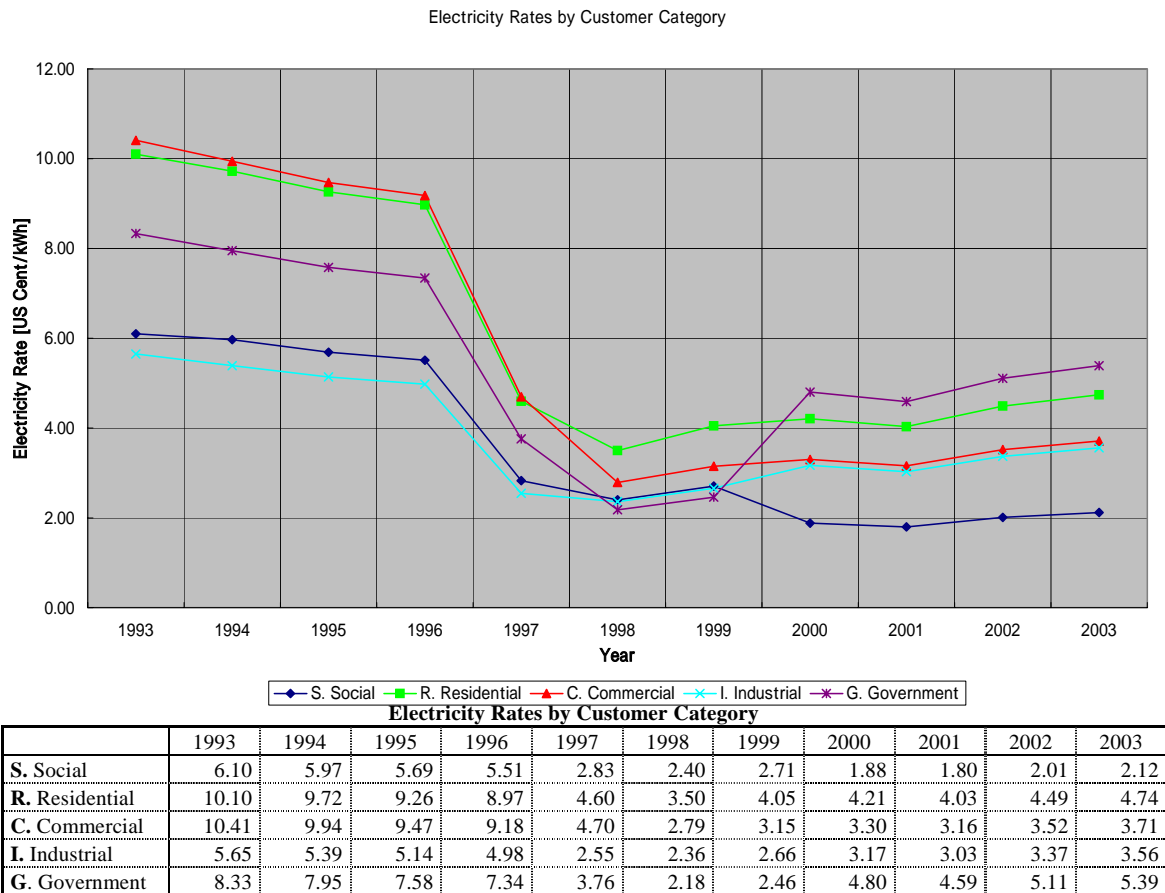
(2) PLN 経営効率の改善と電力料金値上げに関する課題

PLN は、競争地域においては分割される予定であるが、非競争地域では引き続き電力供給事業を担う独占企業の位置づけに変化はない。従って、PLN の経営効率の改善は、インドネシア国民への電力供給の安定化・効率化に大きな意義を持つ。電力料金の問題は、PLN の収益性そのものに関わる問題であるため、同じ課題として扱う。

PLN の支払能力・収益性は、1997 年のアジア通貨危機以後危機的状況が続いている。その大きな原因は、ルピア為替レートの下落にもかかわらず、国内経済や治安状況の悪化から電力料金の値上げに踏み込めないインドネシア政府の政治的理由である。PLN の収益構造は、収入はルピア建て、支出（燃料費や IPP 事業者との PPA 契約など）はほとんどドル建てで、燃料費や為替レートの変動をすべて PLN が負担するため、ルピア下落による影響をもろにかぶる形となっている。本来ならば、電力料金レベルも為替の変動に応じて適正なレベルまで値上げされなければ正当なコストを反映していないことになるのだが、ルピアで換算すると大幅値上げとなるため、インドネシア政府も政治的な配慮から大胆な策を講じられない事情があった。

世銀によると、電力料金レベル（kWh あたり平均収入）は通貨危機前の 1996 年は 7 US セント/kWh であったが、以後 2003 年まで 2~4US セント台を低迷している。以下のグラフは、料金レベルの推移を示している。

図 3.4.3-2 インドネシア電力料金の推移



インドネシア政府は、2001年に大規模な PLN の不良債権処理策を講じた。貸し倒れになっていた 5 兆 2,000 億ルピアに上る債務元本を新たに 20 年のローンに借り換えを行ったほか、29 兆ルピアの利払い分を債務から資本へ転換を行った。そのほかにも、2001 年末に 6 兆 7000 億ルピアを補助金として支出した。また次項で述べるが、IPP 事業者との PPA 契約の見直しを実施して、27 件の PPA 契約料金の見直しを行い、PLN の財務状況の改善を実施した。

前述の通り、世銀や ADB などは、PLN のブレイクイーブン、PLN の再評価純資産に対する収益率 (ROR) の 8% 達成を対 PLN 融資条件として課している。ブレイクイーブンを達成するには、7 US セント/kWh の電力料金が必要条件である。インドネシア政府は 2002-2003 年の間に、四半期ごとに 6% ずつ値上げするとし、そのペースで順調に値上げが実施されれば、2005 年にも 7 US セント/kWh が達成できる見通しであった。実際、2002 年に大統領令 89/2002 が公布され、順次値上げ実施により 2004 年 3 月時点で 6.79 US セント/kWh まで料金レベルは回復している。しかしながら、2004 年の大統領選挙を前に、政治的にも極めてセンシティブな公共料金値上げは見送りとなるだろうという見方が強い。

低迷する電力料金により、PLN の ROR は、1998 年以後、2001 年を除いて 2003 年 (見

込み)までマイナスが続いている。PLN は 2002 年に資産の再評価を行い、2001 年の 65 兆ルピアから一気に 184 兆ルピアまで改善されている。電力料金の値上げが順調に進めば、今後は ROR の改善が期待されている。

世銀が発表している PLN 財務状況の見通しと改善目標を整理すると、下表ようになる。

表 3.4.3-2 PLN の財務状況の見通しと改善目標

| 改善策 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 備考 |
|-----------------------------|--------------------|------------------------|------|------|----------------|------|--|
| ROR ターゲット | (4.0%) (Actual) | (1.10%) (Estimated) | 2.5% | 4% | 5% | 6% | 世銀融資条件 (2007 年に見直し) |
| kWh あたり平均収入 (Rupiah/kWh) | 442.49 | 544 | 613 | 648 | 684 | 684 | 2002/2003 年はインドネシア政府も 値上げ実施約束。 以後は世銀の仮定。 |
| 値上げ率 | | 23% | 13% | 6% | 6% | 0% | |
| 為替予測 | 9000 | 9000 | 9000 | 9000 | 9000 | 9000 | 世銀の仮定 |
| kWh あたり平均収入 (米セント/kWh) | | 6.0 | 6.8 | 7.2 | 7.6 | 7.6 | |
| その他 | | | | | 自動料金調整メカニズムの導入 | | 世銀融資条件 |

出所：世銀、Project Appraisal Document, Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project, June 4, 2003, Report No: 25414-IND

世銀は ROR ターゲットとして 2004 年で 2.5%、2007 年には 6%を融資条件に設定しているほか、燃料費、電力購入費、為替レートの変動に伴う自動電力料金調整メカニズムの 2006 年 1 月 1 日までの導入(再開)も融資条件としてインドネシア政府との間で合意されている。

同様に、ADB も、PLN の財務状況と改革の進捗に関する 11 の事項を融資の条件としており、表 3.4.3-3 ような評価をしている。

表 3.4.3-3 ADB における対 PLN 融資の条件

| 条件 | 2002 年末時点での ADB の評価 |
|---|---|
| 新電力法の公布 | (Met) 条件を満たしている |
| 実施細則の策定 | (Partially met) ドラフト版しか完成していないが、政府が 2003 年 6 月 30 日までに策定準備をしているとして評価。 |
| Java-Bali 送電会社の設立 | (Partially met) 現状、Strategic Business Unit (SBU) は形成されているものの、依然 PLN の一部門となっている。2005 年 12 月までには PLN とは別法人の送電会社を設立しなければならない |
| Regional Electricity Company (REC) の設立 | (Not relevant) インドネシア政府はこの構想を断念した |
| PLN の月間キャッシュバランスの維持 | (Met) PLN の月間キャッシュバランスは 1 兆ルピアを超えている。 |
| 電気料金の 18% 値上げ | (Met) 2000 年 4 月 1 日、値上げ実施。 |
| 電気料金の 20% (6% / 四半期) 値上げ | (Met) 2001 年 7 月 1 日と 10 月 1 日の 2 回に分けて合計 17% の値上げ実施。2002 年は四半期ごとに 6% ずつ値上げ。 |
| IPP 契約の再交渉 (少なくとも 1 IPP 事業者につき 1 度の会合を持つ) | (Met) すべての 27IPP 事業者と交渉の会合を進めている。 |
| IPP 再交渉、progress report 作成 (2002 年末) | (Met) 2001 年 11 月レポート提出 |
| Consultative Framework Plan (CFP) の提出 | (Met) 電力改革に関するすべてのステイクホルダーとの情報公開フォーラムを設置する |
| PLN の人員削減等に対する Social Protection Plan の確立 | (Substantially Met) PLN は社員と相談の上 Social Protection Plan を策定し、2001 年 11 月 21 日に ADB に提出した。 |

PLN は非競争導入地域においては引き続き電力供給事業のメインプレイヤーである。今後は地方政府の自治・ガバナンス強化や電源開発計画策定におけるキャパシティビルディングなどといった新たなニーズも発生している。次項で地方自治強化について論述する。

(3) 投資促進と地方自治強化に関する課題

競争導入の成否は、民間資本による投資が進み、市場参加者の数が増えるかどうか鍵である。インドネシアにおける IPP 導入は、1989 年の政令第 10 号 (改正電気事業法) に PLN に対し全量売電を目的とする IPP の設立、認可に関する規定が盛り込まれたことをきっかけに、1992 年の大統領令 37 号で民間企業の発電プロジェクト進出が認められたことで民間参入が一気に加速した。しかし、この IPP 導入策には大きな問題が内包されていた。すなわち、IPP との PPA もすべて基本的にドルベースであったこと、開発時期、規模、燃料種別などデベロッパー主導の Unsolicited IPP システムで進められたこと、IPP の開発が予定通り進まなくてもペナルティがないこと、など、総じてデベロッパー側にのみ一方的に有利な形であった。

アジア通貨危機後の PLN 財務状況悪化を受け、インドネシア政府は、27 件すべての IPP の PPA について、買電価格の再交渉を余儀なくされた。再交渉は 2003 年 6 月に終了し、その結果 PLN にベターな条件で価格交渉が落ち着いたものの、約束反故にもあたる行為に投資家からの信用は地に落ちてしまっている。インドネシア政府は、今後の IPP はすべて

Solicited とする方針を表明しているものの、PLN は 1990 年代後半から新規開発地点の F/S をほとんど実施しておらず、Solicited IPP スキームのベースとなる電源開発長期計画（マスタープラン）が作成できないのが実情である。ましてや、電力供給に責任を持つ地方政府においてはそうしたノウハウは皆無に等しい。州政府の権限強化の動きにあわせて、既に州政府や県政府との間で IPP 調査に関する MOU を締結する IPP デベロッパーが現れるなど、投資家側でも様々な動きが始まっている。財政状況の改善や投資促進を目論む地方政府からすれば、IPP 進出は大歓迎であろうが、プロセスが整理されないままでは、結果として前回と同じ轍を踏むことになりかねない。地方政府自治の信頼性や透明性、ガバナンスの適切性についても、現状では危うい状況である。今後 IPP 案件形成から投資に至るプロセスを如何に推進するか、インドネシア政府や MEMR は、早急に固める必要がある。

(4) 電力セクターの計画・政策立案に関する課題

前述の通り、新電力法では、各地域での電源開発計画（RUKD）策定の役割が PLN から州政府へ移行させている。MEMR は各州政府において RUKD 策定教育を実施しているが、計画策定の現場においては、かなりの混乱が伴うことが予想される。ジャワ - バリ系統を除く地方においては、州の境界線と PLN の供給区域の分割が一致していないケースもあり、PLN の供給計画を州政府がどう把握し、どのように州の RUKD に反映させていくか、関係各期間の連携プロセスを明確にしていくことが必要である。

上記の投資促進の問題とも関連してくるが、州政府が主導する電源開発計画では、資金調達の方策がはっきりしていない点が問題である。これまでは、PLN が外国援助・借款の受け皿となってきたが、中央政府（特に BAPPENAS）は、今後地方政府に対して直接借款を受けることを認める方針は示していない。ドナー側も、地方政府の債務返済能力やガバナンス機能に不安があることから、援助供与には簡単には踏み込まないであろう。こうしたことから、州政府が策定した電源開発計画が、計画通りに実施されない恐れがある。

州政府が現実的な電源開発計画を策定するため、PLN との協調体制を確立し、電源開発に必要な資金の調達手順・方法を中央政府が早急に確立することが課題である。

(5) 電力の安定供給のための送配電設備・系統運用に関する課題

ジャワ - バリ地域での競争導入については、まず送電系統の「ボトルネック」の改善が緊急課題である。主系統は 500 kV だが、系統安定上送電容量を制限しているため、約 1000 MW 程度が送電できない状況である。現在 JBIC の支援により、南回りの 500kV 送電線を建設中であるが、用地問題により滞っている。この南回り 500kV 送電線が完成すれば、系統運用上の制限が大幅に緩和される予定である。150kV の送電線についてもボトルネックがあるほか、事故時短絡容量の問題、電圧降下等の問題が指摘されている。これらボトルネックの解消については、後述する通り世銀と ADB がリハビリ支援を行っている。

配電設備に関しては、都市部はPLNの予算、地方電化用は国からの委託を受けて国家予算を利用してPLNが敷設を行っている。都市部については2000年以降十分な予算が割り振られておらず、配電線のロス率が悪化している。2001年の送配電ロス、配電 - 11.7%、送電 2.4%、全体で 14.1%であった。²⁸

全般的には、PLNの財務状況が非常に厳しいため、送配電設備、特に配電設備のメンテナンス費の確保、パーツ交換などが十分に行われていない。競争地域において、PLNがシングルパイヤーとしての役割を担うのであれば、安定した系統運用に対する信頼性を確固たるものにしなければ、競争地域への投資拡大は見込めない。こうした意味でも、系統運用の安定は重要な課題である。

(6) 地方電化に関する課題

新電力法では、地方電化の責任は中央政府および地方政府が担うものとなっており、RUKDまたはRUKNの中で地方電化計画を含め、実施することとなる。競争の導入されない地域では、電力供給事業を行う企業体として国営企業（PLN）のほかにも、地方公営企業、協同組合、NGO、民間企業などにも門戸が開かれている。地方電化プロジェクトのための資金については、中央政府・地方政府が確保するものと、送配電線に課せられる徴収金である Non Tax Revenue が利用される。しかし、新電力法では、地方電化の推進について具体的な方策・体制については明記されていない。

地方電化の受益者層はほとんどが貧困世帯である。そうした世帯は、オングリッドの場合 PLN の全国一律料金における最下層で、いわゆる社会福祉料金層（R1 料金）である。R1 料金層は、収入面でも PLN のマージナルコストを下回る需要家層であるため、今後民間企業としての財務パフォーマンスを求められる PLN が、積極的に関与をしていくインセンティブは極めて小さいであろう。現実的には、オングリッドでの地方電化を実施するのは、スタッフの能力などを勘案しても PLN 以外の組織では難しいかもしれない。しかし、長期的視野に立って、地方電化を推進する協同組合や地方公営企業の設立・キャパシティビルディングを行うことも、住民のオーナーシップを高める観点から検討に値するであろう。

従って、地方電化の今後の課題としては、PLNによる地方電化の推進に、どうインセンティブを与えるか、PLN以外の組織（地方公営企業や協同組合など）のキャパシティビルディングをどう進めるか、地方電化費用（開発資金調達と運用、O&M に対する補助金制度）を誰がどう負担するのか、といった点が挙げられる。

オフグリッドの地方電化については、主役は地方政府であろう。地方自治法施行によっ

²⁸ PLN Statistics 2001

て、地方開発の責任も地方政府が負うこととなり、貧困削減における地方政府の責務もこれまで以上に大きくなった。オフグリッドの地方電化は、世銀や ADB のグラントなどによって、再生可能エネルギーを利用したプロジェクトが進められているが、日本を含めた援助機関がこの分野において果たす役割は今後も重要度を増すであろう。オングリッド同様、地方公営企業、協同組合、NGO など、地方電化を推進する組織のキャパシティ・ビルディングや、地域経済の活性化や雇用促進、地域開発にも資するようなプロジェクト設計などに、ニーズが高まっていると考えられる。