

台湾におけるエネルギー動向及び 日台連携の可能性

野村総研

当協会は日系企業の台湾展開における一助とすべく、一般競争入札にて選定した外部の調査機関に調査を依頼する「委託調査事業」を実施しております。昨年度は野村総研諮詢顧問股份有限公司に「台湾におけるエネルギー動向及び関連産業調査」につき調査を委託しましたところ、簡単な概要をご紹介します。

なお詳細な報告書は以下に掲載しておりますところ、ご高覧いただけますと幸いです。

<https://www.koryu.or.jp/business/trade/itakuchosa.html>

台湾は2050年までのカーボンニュートラル（ネットゼロ）実現に向け、国際的な気候変動対策の潮流と足並みを揃え、急速に政策および法整備を推進している。一方で、頼清徳政権の誕生に伴い、台湾を「AIの島」とするビジョンが掲げられ、半導体産業やデータセンターの急成長による膨大な電力需要の増加が見込まれている。これにより、台湾当局は「電力の安定供給の確保」と「徹底的な脱炭素化の推進」という二つの重要な課題を同時に解決する必要に迫られている。

公益財団法人日本台湾交流協会は、日系企業の台湾展開の一助とすべく、Nomura Research Institute Taiwan Co., Ltd. (NRI台湾) に「台湾におけるエネルギー動向及び関連産業調査」を委託した。本稿では、その調査結果に基づき、台湾におけるエネルギー転換政策の変遷と現状を俯瞰するとともに、エネルギー転換を牽引する8つの重点分野における市場動向、日台企業の協業方向性と参入リスク、現段階で考えられる日台協業モデルについて提示する。

1. 台湾エネルギー転換政策の変遷と現状

台湾の脱炭素政策は、政権の交代とともに「エネルギー転換」から「ネットゼロ」、そして「産業競争力と安全保障の統合」へと段階的な戦略的進化を遂げてきた。

1.1 蔡英文政権期：ネットゼロへの基盤構築とロードマップの策定（2016年～2024年）

蔡英文政権期において、台湾の政策は「エネルギー転換」から「2050年ネットゼロ」へと目標が引き上げられた。2021年の総統宣言¹を経て、2022年には「2050年ネットゼロ排出ロードマップ」が正式に発表された。このロードマップでは、「エネルギー・産業・生活・社会」の4大転換戦略を中核に据え、2050年までに総発電量に占める再生可能エネルギー比率を60～70%、水素エネルギーを9～12%、火力発電+二酸化炭素の回収・貯留・再利用（CCUS）を20～27%とする野心的な電源構成の青写真を描いた。これを実現するための具体的な施策として、風力・太陽光発電、水素、次世代エネルギー、送電・蓄電、CCUSなどを含む「12の重要戦略」が提示され、各分野における政策方向性の明確化、関連制度の整備、およびインフラ投資の促進を通じて、低炭素社会への移行を支える政策枠組みが構築された。

1.2 頼清徳政権期：実行の加速とインフラ強靱化へのシフト（2024年～現在）

2024年に発足した頼清徳政権は、前政権の重点分野を引き継ぎつつ、気候ガバナンスを、環境政策の枠を超えて、経済安全保障と産業競争力を左右する最優先課題

1 蔡英文前総統は2021年に「2050年カーボンニュートラル（Net Zero 2050）」目標を正式に提起し、台湾において初めて脱炭素転換を台湾全体の発展戦略のレベルへと位置付けた。

として再定義した。頼總統自ら「国家気候変動対策委員会」を立ち上げ、より意欲的な温室効果ガス削減目標である「NDC 3.0 (2030年までに28%±2%削減)」を提示した。

さらに、実務的なアプローチとして、6大部門（エネルギー、製造、住商、運輸、農業、環境）を統合した「台湾総合炭素削減行動計画」を策定し、「20の脱炭素行動旗艦計画」を発表した。この計画には、「再生可能エネルギーの導入加速（太陽光・洋上風力）」「次世代エネルギーの技術突破（地熱・小水力）」「水素混焼発電及び水素・アンモニアサプライチェーン構築」「テクノロジー蓄電」「CCUS」などが含まれる。特に、AIおよび半導体産業の発展に伴う電力需要に応えるため、台湾電力が推進する「電力網強化計画」の主要プロジェクト完了期限を2028年へと4年早く前倒しするなど、供給安定化とレジリエンス強化に手厚い予算を投入している。

2. エネルギー転換を支える8つの重点分野

蔡英文前政権の「12の重要戦略」と頼清徳政権の「20の脱炭素行動旗艦計画」から、台湾のエネルギー転換で重要となる「8つの重点分野」を抽出した。これらの8つの重点分野をエネルギーサプライチェーン（上流・中流・下流）の視点で整理すると、上流は、太陽光、洋上

風力、地熱といった再生可能エネルギーに加え、水素・アンモニアや原子力発電が挙げられる。中流は、発電された電力を供給側から需要側へと安定的に輸送・供給する送配電・蓄電システムとなり、下流は、エネルギーの需要家側における省エネルギー推進や、CCUSとなる。以下、これら8分野の現状と政策・市場動向について説明する。

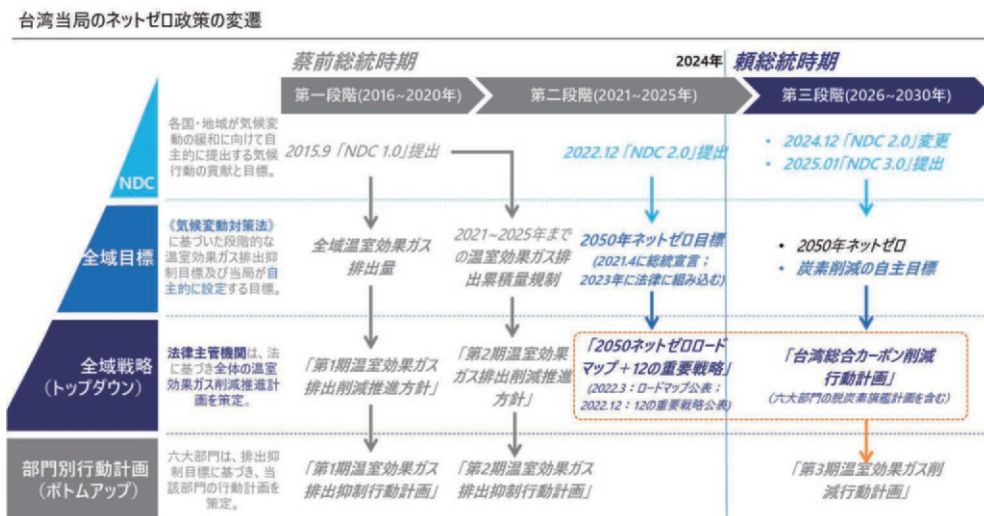
2.1 太陽光発電

台湾は日照条件に恵まれた南部を中心に太陽光発電を推進してきたが、平地における大規模開発適地は飽和状態に近づいている。そのため、現在の政策の軸足は一定規模以上の新築建物への「屋根置き型」太陽光発電設備設置の義務化（建築創能）や、農業・漁業と発電を両立させる「土地の複合利用型太陽光発電（農電・漁電共生）」へと移行している。市場構造としては、固定価格買取制度²（FIT）への依存度が高い一方、RE100達成を急ぐ半導体メーカーなどの大口需要家によるコーポレートPPA（cPPA）を通じた直接調達ニーズが急増している。

2.2 洋上風力発電

台湾海峡の着床式適地が減少する中、大水深海域にお

図1 台湾当局のネットゼロ政策変遷



出典：国家発展委員会「臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明」、總統府「國家氣候變遷對策委員會」より作成

2 固定価格買取制度（FIT）とは、再生可能エネルギーによって発電された電力を、一定の価格および期間で電力会社が買い取ることを義務付ける制度である。台湾においては、台湾電力が当該電力を一括して買い取り、一般電力として供給・販売するほか、同社独自の再エネ販売制度（小口再エネ販売制度やRE30販売制度等）を通じた販売も行っている。

ける浮体式洋上風力発電機の導入に向けた制度整備や、導入の大きな障壁となっているコスト低減への取り組みが喫緊の課題となっている。政策面では、開発の柔軟性を高めるため、強制的な「域内生産義務」の段階的な緩和・撤廃が行われた。また、巨額の資金調達リスクを低減するため、経済部の主導により、中国鋼鉄や台湾中油及びその他の企業が共同出資する「台湾智慧電能会社(TSE)」の設立が推進され、中小企業向けに洋上風力の電力を販売する仕組みが形成された。

2.3 次世代エネルギー（地熱発電）

台湾は豊富な地熱資源を有するものの、深層掘削技術の不足から開発は初期段階に留まっている。現在は初期の適地探査における不確実性と掘削安全リスクを低減するため、台湾中油や台湾電力などの公営事業者が主導して深層地熱（4000～6000m）や先進型地熱システム（AGS）の実証を行っている。2026年には次世代地熱向けに極めて高いFIT価格（8.5522元/kWh）が設定され、民間投資と海外の先進技術の誘致を後押ししている。

2.4 水素・アンモニア

台湾は域内資源の制約から、水素の供給を海外からの輸入に依存する。一方で、技術導入の観点では、国際的な技術動向を踏まえつつ、商業的に確立された技術の導入を優先するキャッチアップ戦略を採っている。インフラ整備の観点から、輸送・貯蔵が比較的容易なアンモニアを先行させ、水素は中長期的な目標と位置付けている。現在は、「エネルギー管理法」の改正により水素をエネルギー燃料³として法的に位置づけるとともに、火力発電所でのアンモニア・水素混焼に向けた実証が進められている。加えて、半導体産業向けには、従来のグレー水素・アンモニアから、ブルー／グリーン水素・アンモニアへの転換を通じた低炭素原料供給の検討が進められて

いる。

2.5 原子力発電

長らく「非核家園（核のない家）」を掲げてきた台湾だが、AI産業の電力需要増大による安定供給への懸念から、民意は原子力再稼働に対して肯定的な方向へ変化しつつある。核能安全委員会（原子力安全委員会）等は「安全の確保、廃棄物問題の解決、社会的合意」の三原則を前提に、既存原発の再稼働に向けた自主安全検査を開始するとともに、小型モジュール炉（SMR）やマイクロ炉（MMR）等の次世代原子力技術の導入に向けた研究計画を始動させている。

2.6 送配電・蓄電システム

再生可能エネルギー電力の系統接続増加に伴い、電力網の分散化およびレジリエンス強化が求められている。これらのインフラ整備に対応するため、台湾電力主導で10年間にわたる「電力網強靱化計画」が進められている。蓄電池市場においては、系統側の供給調整を担う「メーター前（FTM：系統側）」市場⁴が既に供給過剰で収益性が低下しているため、現在の政策と市場の焦点は、電気料金引き上げやAIデータセンターの安定供給ニーズを背景とした「メーター後（BTM：需要家側）」の蓄電・エネルギー管理システム（EMS）市場へとシフトしている。

2.7 省エネルギー

電気料金の引き上げと、大口需要家に対する規制強化（4年で6%の節電義務）を背景に、産業・家庭の両部門で「徹底した節電」への要請が高まっている。これまでESCO産業は機器更新を中心に進められてきたが、現在は生産プロセスの最適化やスマート化など、より根源

3 従来、水素は工業用ガスとして管理・利用されてきたが、本制度改正によりエネルギー燃料として再定義された。これは、水素が「工業原料」から「エネルギーキャリア」へと位置付けを転換することを意味し、その適用範囲の拡大にとどまらず、エネルギー政策、インフラ整備、産業構造に至るまで、構造的な変化を伴うものである。

4 「メーター前市場」とは、主に台湾電力の送配電系統の安定運用を支えることを目的として、需要家側のメーターより上流側で提供される電力サービスの市場を指す。具体的には、アンシラリーサービスやデマンドレスポンスなどが含まれる。一方、「メーター後市場」とは、メーターの下流側にある工場やデータセンターなどで、電力の安定供給の確保や電気料金の削減を目的として蓄電システムを建設する市場である。

的な省エネが求められるフェーズに移行しつつある。もっとも、現状のインセンティブは依然として補助金等の公的支援に依存する側面が強い。

2.8 炭素回収・利用・貯留（CCU・CCS）

CCU・CCSは鉄鋼・石化等の産業や火力発電の脱炭素化の切り札として位置づけられている。当局は、短期的には回収した炭素を製品化する炭素利用（CCU）の社会実装を優先し、中長期的には貯留（CCS）の構築を目指す段階的戦略を採っている。現在は中国鋼鉄や台湾中油等の公営企業が先行して実証プロジェクトを進めている一方、民間企業の参入を促すための「二酸化炭素回収・貯留管理法」の策定や、産業創新条例による投資減税措置が並行して進められている。

3. 日台協業の方向性と参入の留意点

前述の8分野において、日本企業が台湾市場に参入し、相互補完的な協業関係を築くための方向性と、実務上で直面する留意点・リスクを詳述する。

3.1 太陽光発電

前述の通り、台湾の太陽光発電市場では適地制約を踏まえた高効率な空間活用が重要な課題となっている。日本企業にとっては、ペロブスカイト太陽電池や建材一体型太陽光発電（BIPV）など、空間利用効率を高める次世代技術の導入に商機が見込まれる。加えて、台風や地震といった自然災害リスクを踏まえた耐風・耐震設計や、安全基準整備に関する技術的知見も活かせる領域である。

一方、市場面ではFIT依存から大口需要家向けcPPAへの移行が進みつつあり、FIT価格の低下も見込まれる。汎用パネル分野では現地サプライヤーとの価格競争が激しいため、日本企業はハード単体ではなく、中核技術の提供やシステムインテグレーションを組み合わせた差別

化戦略が求められよう。

また、BIPVや水面型設備に関する技術標準はなお整備途上にあり、制度変更や関係省庁間の調整に伴う遅延リスクにも留意が必要である。現地ステークホルダーとの連携を通じた制度対応力の確保が、事業化の成否を左右するといえる。

3.2 洋上風力発電

台湾の洋上風力発電市場は、着床式から浮体式へと関心が移りつつある。この分野においては、日本が強みを有する浮体構造設計や係留技術と、台湾側の海洋工事能力や部材製造力を組み合わせた協業によって、今後のアジア特有の気象・海象条件に適応したアジア発の浮体式標準を共同で確立することは、双方にとって戦略的価値が高いだろう。また、浮体式風車も日本の政策方向と一致しているため、日本側のファイナンス支援と組み合わせれば投資リスクの低減に寄与できると考えられる。

一方、参入環境は変化しつつある。域内生産義務は緩和された⁵ものの、事業者選定においてはESG評価や運営能力が重視される傾向にあり、単なる設備供給にとどまらない総合的な事業遂行能力が求められる。また、cPPAへの移行に伴う売電価格の不透明性により、プロジェクトファイナンスの難易度が上昇している点にも留意が必要である。

さらに、浮体式は依然としてコストが高く⁶、政策動向にも不確実性が残る。導入スケジュールの変動リスクを踏まえ、台湾の政策動向を注視した機動的な戦略立案が求められる。

3.3 地熱発電

台湾の深層地熱発電市場は初期段階にあり、深層掘削や適地探査における技術課題の克服が重要な焦点となっている。この分野において、日本企業にとっては、地質探査技術、深層掘削の知見、ならびに先進型地熱システ

5 台湾の洋上風力発電開発計画は、第1段階（デモサイト）、第2段階（ポテンシャルサイト開発）、第3段階（ゾーン開発）に区分される。第3段階の第3期では域内生産義務が撤廃されている。

6 国際再生可能エネルギー機関（IRENA）等の試算によれば、浮体式の建設コスト（CAPEX）は1kWあたり約7,000～9,000米ドルと、着床式（同約2,500～4,500米ドル）の約2倍～2.5倍の水準にある。また、発電原価（LCOE）で見ても、着床式の50～100米ドル/MWhに対し、浮体式は150～250米ドル/MWh以上と推定されている。

ム（AGS/EGS等）に関する技術コンサルティングを通じた参入が現実的な選択肢の一つとなろう。特に、公営事業者が主導する実証段階においては、初期リスクの低減に資する技術支援への需要が見込まれる。

一方、実務面では初期投資リスクに加え、有望地の多くが原住民居住地や自然保護区に位置することから、地域住民との合意形成が大きな課題となる。「原住民族基本法」に基づく調整プロセスは複雑であり、現地社会との信頼関係構築や継続的なコミュニケーションが不可欠である。

また、台湾市場はなお黎明期にあり、ハードウェア単体での需要は限定的である。さらに、日本での「温泉産業との共生モデル」は、地質環境や法規の違い等によりそのまま転用できない可能性が高い。日本企業としては機材提供にとどまらず、現地法規制や地域特性に適合した事業スキームを提案できるパートナーとしての立ち位置を確立することが重要であろう。

3.4 水素・アンモニア

台湾では、水素やアンモニアを輸入前提とする中で、サプライチェーンの構築が重要な課題となっている。この分野においては、日本が有するグローバル調達網を活かした共同調達や、輸送船・貯蔵タンク等のインフラ技術を用いた港湾受入拠点の整備など、調達から受入・供給、運用に至る一貫したソリューションの提供に商機が見込まれる。加えて、成熟した混焼技術の導入や、半導体産業向けの高純度・低炭素水素供給体制の共同構築も有力な協業領域である。

一方、市場実装にあたっては、制度面および経済性の課題に留意が必要である。台湾では大規模な差額補助制度（CFD）が未整備であり、炭素費も初期段階にとどまることから、高コストな水素設備に対する投資インセンティブは依然として限定的である。また、受入インフラの未整備により、燃料供給の確実性が担保されず、混焼の事業化が進みにくい「鶏と卵」の状況が生じている点も、実務上の留意事項として挙げられよう。

さらに、公共案件では価格競争を重視する入札慣行が強く、日本企業が強みとするライフサイクルコストの最

適化などの付加価値が十分評価されにくい可能性がある。こうした市場環境を踏まえ、単なる技術供与にとどまらず、政策提言やファイナンススキームを含めた包括的なアプローチが必要であろう。

3.5 原子力発電

AI産業の台頭に伴う電力需給の逼迫を受け、台湾では脱原発方針の転換を巡る議論が加速している。ここでの日台協力のポイントは、SMR等の次世代技術導入の前提となる放射性廃棄物の処理・処分問題の解決支援にあり。日本が強みを持つ放射性廃棄物の減容化、中間貯蔵、リサイクル技術を先行して提供することで、台湾が直面する廃棄物処理の停滞を打破し、将来的なSMRサプライチェーン構築において日米台等の戦略的枠組みを主導する道筋が描けるであろう。

一方で、実務上のハードルは依然として高い。台湾当局が掲げる「三原則」⁷は絶対条件であり、これをクリアしない限り新規技術の実装は事実上不可能となっている。また、原子力政策は政治的要因の影響を受けやすい分野であり、政権支持層への配慮等により、法改正や行政手続きの進展に一定の制約が生じ得る点にも留意が必要である。

さらに、構造的な問題として、最終処分場選定に関する法整備の停滞や、米国規格への傾斜といった市場環境も、日本企業にとっては慎重なリスクマネジメントが求められるポイントである。

3.6 送配電・蓄電システム

台湾の蓄電市場はFTM市場の飽和を受け、需要家側のBTM蓄電・EMS市場へと重心が移りつつある。この分野においては、日本企業が高品質な電池セル、EMS、資金を提供し、台湾企業がシステム統合や現地施工を担う相互補完型の分業モデルが有望である。

一方、参入にあたっては、重要インフラ分野における厳格な「中国製品排除」政策に留意が必要である。日系メーカーが中国依存のサプライチェーンを維持している場合、代替調達に伴うコスト増により価格競争力が低下

7 三原則とは「安全の確保、廃棄物問題の解決、社会的合意」。

するリスクがある。また、アンシラリーサービス等の市場制度はなお発展途上にあり、制度変更への迅速な対応力が求められることから、意思決定スピードの差が市場機会の逸失につながる可能性も無視できない。

さらに、公共案件や重要インフラ分野においては、明文化された義務ではないものの、実務上は域内生産条件への対応が求められる傾向がある。加えて、台湾電力独自の通信フォーマット（dReg等）へのローカライズも技術的なハードルとなり、ハード・ソフト両面での現地仕様への適応力が問われることになるだろう。

3.7 省エネルギー

台湾における省エネ推進は、従来の単なる設備更新のみでは削減目標の達成が困難であるため、より抜本的な省エネ対策が求められている。台湾のESCO産業に、日本の省エネ診断およびプロセス最適化に関するノウハウを導入した現地適応型ソリューションを提供できれば、さらなる省エネ効果が期待できると考えられる。

ただし、市場の価格感応度の高さにも注意が必要である。台湾の電気料金は上昇傾向にあるとはいえ日本に比べて安く抑えられており、省エネによる電気代削減分のみでの投資回収が限定的であることから、企業の高額な省エネ対策への投資意欲は必ずしも高いとはいえない。

したがって、日本企業が市場での優位性を確保するためには、ハード設備の性能追求のみならず、生産プロセスにおけるエネルギー使用の最適化や炭素費削減といっ

た多角的な付加価値をパッケージ化し、長期的なコストパフォーマンスを訴求する戦略が重要であろう。

3.8 炭素回収・利用・貯留（CCU・CCS）

台湾では短期的にCCUの社会実装、中長期的にCCS基盤の構築を目指す段階的戦略が進められている。この分野においては、日本が先行する標準化・パッケージ化された炭素回収設備の導入により、省スペースかつ迅速な社会実装を図るアプローチに商機が見込まれる。加えて、CCUにおける共同技術開発や、CCSにおける海底探査技術を活用した貯留サイト開発支援、LCO₂海上輸送ネットワークの構築など、日台の技術・資源を活かした相互補完型の協業が期待される。

一方、事業化にあたっては、カーボンプライシングの牽引力不足に留意が必要である。2026年に導入された炭素費は、現時点ではCCUS導入コストを十分にカバーする水準には至っておらず、企業の投資インセンティブは限定的である。また、産業間での削減クレジットの算定・配分基準もなお未成熟⁸であり、投資判断を難しくする要因となっている。さらに、台湾特有の法務・環境リスクも看過できない。地震帯に位置する地理的特性から、地下への高圧CO₂圧入に対する社会的懸念や、環境影響評価に伴う遅延リスクも否定できない。

したがって、日本企業が商機を見出すためには、台湾当局の段階的な発展戦略に歩調を合わせ、まずは火力発電や重工業向けの回収設備を現地仕様に適合させること

図2 8分野の協業可能性分析

	太陽光発電	洋上風力発電	地熱発電	水素・アンモニアエネルギー	原子力発電	送配電・蓄電システム	省エネルギー	CCU・CCS
日台政策の 一致性	高	中	中	高	低	高	低	高
台湾政策の 确实性	高	中	中	中	低	高	高	高
台湾市場の 発展性	低	低	中	高	低	高	低	高
日台協業多 様性	中	低	中	高	低	中	低	高
協業可能性	▲	-	▲	●	-	●	-	●

出典：NRI台湾作成

8 例えば、鉄鋼プラントから回収した副生CO₂を化学製品の原料として再利用する「鋼化聯産」の場合、回収側の鉄鋼セクターと利用側の化学セクターのいずれに排出削減実績を帰属させるかという実務上の算定ルールが明確化されていない。このようなクロスセクターでの削減ベネフィットの分配基準が未整備であることが、企業間での共同投資や事業化判断を難しくさせている一因となっている。

から着手し、貯留分野では共同研究を通じて技術への信頼性を醸成していくアプローチが現実的であろう。

4. 有望3分野における日台協業モデル

上述した各分野の現状と課題を背景に、日本企業の技術的優位性と台湾側のニーズが合致する「水素・アンモニア」「送配電・蓄電」「CCU・CCS」の3分野において考えられる協業モデルを提示する。

4.1 水素・アンモニアエネルギー関連産業

水素・アンモニア分野では、調達から利活用まで一貫した包括的なサプライチェーンの共同構築が求められる。上・中流においては、日本がリードする液化水素・アンモニア輸送船や極低温貯蔵タンクの設計・施工ノウハウを、台湾の主要港湾（高雄・台中等）における受入拠点整備に活用することが有望視される。ここでは単なる設備供給に留まらず、適地選定やFSから建設・保守運用まで一括したトータルソリューションの提供モデルが期待される。これに合わせ、日本のグローバル調達網を活用した台湾との共同調達によって、スケールメリットによる価格交渉力の強化を図り、コスト削減に繋げることも期待できる。

下流および最終用途においては、日本が先行する混焼技術を台湾の火力発電所へ導入し、NOx処理を含む技術支援を行うことで、台湾をアジア展開の初期実証拠点として位置付ける。また、成熟した水素燃料電池技術を有する日本企業と、同分野での受託製造経験を持つ台湾企業が連携し、国際市場に向けた、より価格競争力のある製品を展開することも考えられる。さらに、ブルー・グリーン水素等の低炭素燃料を原料として台湾域内で精製し、先端半導体プロセスに不可欠な超高純度化学品として供給するモデルも検討に値する。これは、導入初期において高コストが課題となる水素に対し、発電用燃料よりも圧倒的に単価の高い「産業用高付加価値材料」として市場投入することで、事業採算性を確保しつつ、サプライチェーン全体の脱炭素化を先行して実現する戦略的アプローチとなり得る。

4.2 送配電・蓄電システム

蓄電システム市場においては、従来のハード単体販売モデルから、日台の強みを相互に活かした分業型モデルへの転換が求められる。具体的には、日本企業が高品質な電池セルや高度な需要側管理技術を提供し、台湾企業が現地での土地確保、消防法等の規制クリア、およびシステム統合を担う体制である。これは、供給安定性の確保に向けて積極的に設備投資を行うAIデータセンターや半導体工場などの顧客にとって、高い訴求力を持つであろう。

また、日本企業は自ら投資主体としてプロジェクトに参画し、長期的な売電・サービス収益を享受するビジネスモデルも検討すべきである。さらに、成熟した日本の電力取引市場（VPP等）において、台湾のコスト競争力あるハードを活用した共同実績を積み、その運用ノウハウを将来の台湾再エネ市場のさらなる自由化に合わせて逆輸入する協業モデルも考えられる。

4.3 炭素回収・利用・貯留（CCU・CCS）

炭素回収分野では、台湾の地理的・空間的制約を考慮し、設備の共同開発を戦略の軸に据えることが有効なアプローチの一つと考えられる。まず、日本企業が先行して実用化を進めている炭素回収設備は、省スペースかつ高い回収効率を特徴としており、設置スペースの確保が課題となる台湾の火力発電所や工業団地への導入において優位性が高い。こうした実績のあるパッケージを導入することで、初期投資を抑えつつ迅速な社会実装を目指すモデルが有望視される。また、技術的に成熟している物理・化学的回収に加え、生物学的手法（藻類を用いた回収など）や膜分離技術など、多様な炭素吸収技術に関する日台共同の研究開発も、中長期的な協力の選択肢となり得る。

さらに、回収した炭素の貯留については、台湾域内の貯留サイト開発に向け、日本が知見を有する高度な地質探査・シミュレーション技術やモニタリング技術を共有し、地質の安全性を担保する実証研究を支援することが期待される。利用分野では、高効率な変換触媒や炭素分離技術を日台が共同で開発し、現地の製鉄所や化学工場の排ガスを、半導体製造用化学品や建築材料へと転換するビジネスモデルの構築が模索されている。これは炭素

を新たな「資源」として捉え直し、日台共同で循環型経済に資する新産業を創出する契機となり得るであろう。

5. 協業の社会実装に向けた官民連携フレーム

エネルギー分野における事業展開は政策に大きく左右されるため、日台協力を検討する際には、政府と企業の方角性・制度・行動の整合性に十分留意する必要がある。事業の成否は、個々の企業の努力のみならず、政策的支援や法規制の整備状況、さらには経済合理性を担保する市場環境に大きく左右される。

したがって、日台間のエネルギー協力を実効性のあるビジネスモデルとするためには、個別企業の努力のみでは解決が困難である複雑な法規制、インフラの未整備等といった構造的課題の克服が欠かせない。その推進にあたっては、「当局」「研究機関」「民間企業」が三層構造で取り組む体制構築が望ましい。

まず当局間において、再エネ証書の相互承認や水素・CCS関連の法規制調和といった「制度的インフラ」を整備することが求められる。これを受け、研究機関が先端

技術の実証プラットフォームを通じて社会実装への橋渡しを担い、民間企業はそれらを土台に、水素やCCUSなどの新興領域における社会実装事業を加速させるべきであろう。

一方、すでに市場ルールが整備されつつある電力網等の分野では、AIデータセンターや半導体工場における電力需要の急増を背景に、メーター後蓄電池市場の構築が有望な協業領域となる。電気料金の上昇や再生可能エネルギー政策の変動を踏まえつつ、日本の高度なEMS技術および運用ノウハウと、台湾企業のシステム統合能力・現地適応力を融合させることで、双方の強みを最大化する協業モデルの確立が、メーター後市場における競争優位の観点から有効であると考えられる。

エネルギー分野は、半導体やAI等で発展を続ける台湾経済を支える極めて重要な社会インフラであり、ネットゼロ社会の実現との両立は非常に重要且つ困難な課題である。今後、日台間の連携によってこうしたインフラ整備が進むと共に、日本企業にとっても新たな事業機会が創出されることが期待される。