

**タイ王国**  
**電力分野 情報収集・確認調査**  
**最終調査報告書**

平成 22 年 7 月  
(2010 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

四国電力株式会社

タイ事
JR
10-002

# 要 約

## 1. 調査の背景及び目的

### 1.1 調査対象地域

タイ国全土を対象とする。特に地域別の再生可能エネルギーおよび省エネルギーのポテンシャルに考慮した調査を実施する。

### 1.2 調査の目的

以下を調査の目的とした。

- ▶ 電力分野における再生可能エネルギー、省エネルギーの位置付け、現状の調査
- ▶ 政府、民間企業、一般家庭における再生可能エネルギー、省エネルギーの動向、課題、将来展望の調査
- ▶ 現状の課題や将来展望に対するわが国が活用可能な技術、支援方法の整理

### 1.3 現地関係機関

主たるカウンターパートをタイ国エネルギー省(Ministry of Energy : MOE)の代替エネルギー開発・効率局(Department of Alternative Energy Development and Efficiency : DEDE)、エネルギー政策・計画局(Energy Policy and Planning Office : EPPO) および関係する電力機関とし、省エネルギー・再生可能エネルギーに精通した大学や研究機関、並びに民間企業等とも情報共有を図った。

## 2. エネルギーセクターの現状

### 2.1 エネルギーセクターの政策

エネルギー省は再生可能エネルギーおよび省エネルギーの推進目標を次のように掲げている。

- ▶ エネルギー効率の改善として、エネルギーGDP 弾性値を先進国レベルに下げる
- ▶ 2022 年までに再生可能エネルギーを含む代替エネルギーを石油換算トンで一次エネルギーの 20.3%に引き上げる

### 2.2 電力供給セクターの現状

PDP2010 (Power Development Plan 2010) によると、タイ国では堅調な需要とピーク需要の増加が予想されているものの、前回計画の PDP2007 と比べ省エネルギー施策を取り込み大幅な下方修正を行っていること、更に電力開発に原子力発電開発を取り込んでいることが大きな特徴である。

2009 年の主な発電燃料構成は天然ガス 71%、石炭 21%、化石燃料代替エネルギー5%となっている。供給予備力は近年 5 年間で 26%程度を確保できており、将来的にも 15%を確保できる見込みである。

### 2.3 電力需要セクター：エネルギー弾性値の現状

先進国の多くはエネルギー弾性値 (Energy Elasticity) が 0.8~0.9 程度であるが、タイではこのエネルギー弾性値を下げるために省エネルギーを進め、2007 年、2008 年には経済停滞等から「1」を下回っている。今後も、先進国並みレベルを目標にしており、長期的には 0.99 を PDP2010

で計画している。

### 3. 再生可能エネルギー分野における現状把握および将来展望

#### 3.1 再生可能エネルギー分野の政策・制度と現状

○再生可能エネルギー関連政策と導入状況を調査した結果は以下の通りである。

タイ政府は Alternative Energy Development Plan; AEDP(2008-2022)を掲げ、2022年までに一次エネルギーの 20.3%を再生可能エネルギーなどの代替エネルギーとする目標を掲げており、その内発電分は 2.4%としている。2007年時点で 1,750MW の再生可能エネルギー発電設備を一次エネルギー2.4%相当の約 5,600MW にまで引き上げるためには、約 3,850MW の増量が必要である。バイオマスは既設容量の 9 割以上の 1,600MW 余り、2022年の目標容量でも全体の 6 割以上を占め、現在推定されているバイオマスのポテンシャルの 80%以上を開発する目標となっている。一方で、2007年現在 1MW しか導入されていない風力発電を 800MW、32MW の太陽光を 500MW まで導入する計画としている。

○現行の再生可能エネルギー利用促進制度について調査した結果は以下の通りである。

##### Adder 制度

電力公社等 (EGAT、MEA および PEA) が、90MW 以下の電気事業者 (SPP)、10MW 以下の電気事業者 (VSPP) から再生可能エネルギー電力を買取る際、通常の卸売価格に補助金「Adder」が上乘せされた価格で買取りするという制度である。この制度では、エネルギー種別、契約電力規模により補助額(0.3~8B/kWh)および補助期間(7~10年)を差別化し、初期投資や運営費用他の事業環境や事業申請容量の進捗状況に応じて促進度合いを調整できる。

##### BOI の投資奨励策

再生可能エネルギー、省エネルギーに限らずタイにおける産業全般を奨励するものであるが、再生可能エネルギーや省エネルギー関連事業は、特別重要産業に指定され、最も手厚い特典(税制優遇)を受けることができる。

以下のような税法上の特典がある。

- 法人所得税を 8年間免除 (その後の 5年間 50%減税)
- 機械・設備の輸入税を免除

##### その他

その他に、技術支援、投資補助金、ENCON Fund (Revolving Fund、ESCO Fund)等の導入促進に効果的な策がある。

○各種再生可能エネルギー貯存量等の現状を調査した主な結果は以下の通りである。

##### 太陽光

各地域での開発可能性は十分にあるが、特に中部、東部~東北部が国内でも日射条件がよく、近年、太陽光発電設備建設が盛んに進められている。

##### 小水力

開発目標の半分は灌漑用ダムを発電に活用することにて見積もられている。発電資源に有効な小水力ポテンシャルはまだあるとされているが、現実的な採算性を考慮した 1~15MW 程度の開発には、森林土地利用についての許可申請や、周辺住民との調整が必要で民間主導の開発促進

は困難と見られている。

### バイオマス

タイ国内は基本的に農作物資源が豊富であり、籾殻、サトウキビバガス、キャッサバ残渣（根や茎）等のバイオマス資源も豊富であることから、4,400MW のポテンシャルがあると見積もられているが、現在大規模発電事業の需要に対する資源不足から価格が上昇しており、今後の事業開発に問題がある。そのため、木屑等の新しい資源開発が期待されている。

### 風力

大型風車に良好な条件の風を得られる地域は南部マレー半島、西部、東部の山間部等、全国の7%を占める。しかし、これらの地域は一般的に基幹電力系統から遠い可能性が高い。一方、通常居住地域近郊に設置する小型風力発電について、低風速小型風車を導入できれば、64%の人口の居住域を発電可能な地域として期待することができるが、現在小型風車は国内開発を目標として開発途上である。

## 3.2 再生可能エネルギー分野の将来展望

再生可能エネルギーの種類、事業規模ごとの開発案件、今後の動向、課題、現状の促進政策の有効性等を調査し、今後の再生可能エネルギー導入量の促進に効果的な支援対象事業、支援内容を整理した。結果は以下の通りである。

### 太陽光発電事業

Adder 等現行支援策にて採算性が得られると見込まれ、既に大規模事業中心に導入目標の数倍の申請がされているため、この事業への更なる支援投入は不要と考えられる。一方で小規模事業については現状の採算性の悪さから普及しておらず、資金支援等による促進の可能性があるが、単機容量が小さいことや一般の資金力に期待できる範囲に限界があることから、これに対する支援も導入促進に対してあまり効果がないと考えられる。

### 風力発電事業

大規模事業に対する設備輸入費用や送電線延線工事費の補助等効果的と考えられる支援もあるが、太陽光について Adder が優遇されており、太陽光に比べ出遅れてはいるものの既に導入目標の数倍の申請がなされている。そのため更なる支援投入は不要と考えられる。一方で、小規模事業についても、将来の導入拡大に対して国内で進められている技術開発への支援が考えられるが、導入目標達成への貢献度は低いと考えられる。

### バイオマス発電事業

現在再生可能エネルギー発電の9割以上を占めているが、大規模事業における燃料不足と価格高騰が、事業運営の問題として存在しているため、今後の開発は他に比べて鈍化傾向にあり、現在かろうじて導入目標程度の案件が認可されている状態である。この根本的な問題を解決しないと資金支援等による促進には効果がない。一方で小規模事業については、燃料自給による運営手法や従来品より耐久性を持つ発電設備など、新規情報を啓蒙する技術支援と資金支援をおこなうことで、更なる成長が見込まれる。

これらのエネルギー種別の中では、小規模バイオマス事業へ資金的、技術的支援を行なうことが、再生可能エネルギーによる発電電力導入の目標に対し、もっとも有効であると考えられる。

## 4. 省エネルギー分野における現状把握および将来展望

### 4.1 省エネルギー分野の政策・制度と現状

○省エネルギー関連政策と導入状況を調査した結果は以下の通りである。

タイ国では、一般家庭、産業、商業および交通分野における省エネルギーを促進すべく、省エネルギー意識の向上を目指したキャンペーン（啓蒙活動）を実施している。また、民間企業における省エネルギー機器の導入促進を目的とした、インセンティブ制度を設けるとともに、ピーク時間帯の電力抑制を目的としたインセンティブ制度も設けている。これらのインセンティブ制度の主なものは、Revolving Fund、ESCO Fund、優遇税制および DSM ビディングである。さらに、それらに加えて、電化製品やビルへの省エネルギー性能基準の設定、燃料調達に係る費用を抑制するための大衆用交通機関の開発などを実施している。

また、それぞれの省エネルギー施策はハイテクやエネルギー管理などのカテゴリーに分けるとともに、各カテゴリーに必要な施策を抽出し、それらの整備を計画的に進めているところである。整備の進み具合は、施策ごとに濃淡があるものの着実に進められており、省エネ施策を促進させる上で、必要不可欠な施策が網羅できていると言える。

○現行の省エネルギー普及促進策について調査した結果は以下の通りである。

#### 省エネルギー促進法 (ECP Act)

省エネルギー促進法は、工場・ビルにおける省エネルギー施策とそれらへの投資を促進させることを目的に 1992 年に制定されており、指定工場・ビルの定義やその所有者に対する義務等を規定している。

#### 省エネルギー促進ファンド (ENCON Fund)

このファンドは、ECP Act のもと、省エネルギー促進や再生可能エネルギー普及のために資金支援を実施することを目的に設立されており、その財源は石油ファンド (Petroleum Fund) からの拠出金が多くを占める。主たる拠出形態は Revolving Fund および ESCO Fund である。

#### Revolving Fund

大規模なビルや工場における再生可能エネルギーおよび省エネルギープロジェクトに関する投資を促すため、銀行からの融資（4%以下の金利）を促進することを目的に 2003 年 1 月から開始されている。当初の融資枠は THB2,000million（約 USD60million）であったが、その後 4 つのフェーズが実施され合計 THB 5,342.5 million（約 250 件のプロジェクト）の支援が実行された。

#### ESCO Fund

このファンドは、再生可能エネルギーおよび省エネルギープロジェクトを実施する SMEs (Small and Medium Enterprises) を対象に、2008 年 10 月に開始されており、実施期間については第 1 フェーズ (2008 年 10 月～2010 年 9 月)・第 2 フェーズ (2010 年 10 月～2012 年 9 月) と 2 年ごとに区切られており、現在は第 1 フェーズ中である。ESCO Fund は、主としてプロジェクトへの出資という形で支援を行うものであるが、共同出資だけでなく設備リースや技術提供という形の支援も可能である。現在までに 26 の再生可能エネルギーおよび省エネルギープロジェクトが支援を受けており、支援額としては合計 THB367million (USD11.12million) に至っている。

## DSM ビディング

この制度は、EPPO が執行機関となり、高効率設備へ投資した事業者に対して、資金援助を行うことを目的に 2008 年から補助を開始しており、その財源は ENCON Fund である。この補助金額は、投資を行うことで得られた年間の省エネルギー効果に対し、エネルギー源ごとに決められた額から計算される。

## その他

その他に、BOI の投資奨励策や新築ビルの設備性能規定等の普及促進に効果的な策もある。

○電力公社、地方自治体、民間企業、一般家庭での省エネルギーへの取り組み状況を調査した概要結果は以下の通りである。

### 電力公社・地方自治体

電力公社および地方自治体取り組み状況については、タイ国の省エネルギー政策に則り、政府と密接に協力し、様々な取り組みが計画的に実施されており、確実に成果を上げてきている。ただ、地方自治体にいたっては、省エネルギーの取り組みを都市から地方に拡大させるべく、計画の緒についた部分も多く、今後の取り組み方がより重要だと思慮する。

### 民間企業

民間企業において、省エネルギー促進法にて指定工場・ビルに指定された施設は、省エネルギー活動を長年実施しており、取り組み内容が比較的充実している一方、今後増加すると考えられる昼間の空調負荷へ蓄熱式空調システムを導入するなど、更なる効率化の余地は十分にある。さらに、省エネルギー促進法にて指定工場・ビルに指定されていない施設では、経営層の省エネルギーに対する意識がまだ低く、指定施設と比較すると省エネルギーポテンシャルは更に大きいと考えられる。

### 一般家庭

一般家庭においては、EGAT が実施してきたラベリング制度や広報活動などにより省エネルギーに対する意識が向上され、取り組みの成果が上がってきている。しかし、初期投資の高い高効率製品に対する補助金など資金的支援施策がなく、高効率製品の普及が加速化できていない状況である。特に、空調設備については、民間企業と同様に、今後急速に増加すると考えられ、その電力需要の伸びに対する対策が急がれる。

## 4.2 省エネルギー分野の将来展望

### 電力公社での省エネルギー導入の見込み

電力設備においては、電力設備における省エネルギー対策の指標となる年負荷率・熱効率・送配電損失率のすべてにおいて、先進国と比較し見劣りしないレベルである。そのため、局所的には効率改善を目的に送配電線にキャパシタを導入するなど省エネルギーの余地はあるものの、総じて省エネルギー導入の見込みは低いと判断する。

### 民間企業での省エネルギー導入の見込み

タイ国では、顕著な経済発展に伴い日負荷曲線が昼間ピークを形成し、かつ先鋭化してきている。この傾向は、まさに日本と同じであり、今後の経済発展とともに、さらに先鋭化が顕著になることが予想でき、電力設備の年負荷率の低下が懸念される。そのような中、電力設備の年負荷率を改善させる施策として、顕著な需要の伸びを示す商業施設に対する「蓄熱式空調システム」の導入が最も効果的であると考えられる。

## 一般家庭での省エネルギー導入の見込み

上記に記述した通り、タイ国では、顕著な経済発展に伴い日負荷曲線が昼間ピークを形成し、かつ先鋭化してきている。この傾向は、まさに日本と同じであり、今後の経済発展とともに、さらに先鋭化が顕著になることが予想できる。一方で、一般家庭における電化製品の消費電力量のうち、エアコンが約45%を占めることも分かっていることから、昼間のピーク需要におけるエアコン消費電力量の占める割合は高いことが予測できる。さらに、タイ国市場におけるエアコンの普及率はいまだ低く、今後の経済発展に伴い飛躍的に伸びると考えられる。このため、一般家庭における省エネルギー導入の見込みとしては、「インバータ付エアコン」が最も高いと言える。

### 5. 電力分野における再生可能、省エネルギーに関する我が国の長期的な支援枠組みの提案

当国側カウンターパートとも複数回協議し、先方の要望、政策方向性を確認した上で、今後の再生可能エネルギー、省エネルギー導入促進に効果的な活用可能なわが国の技術、支援方法の代表提案を取り纏めた。

#### 5.1 小規模バイオマス発電の普及促進

バイオマス発電事業については、大規模事業が停滞気味であるものの、ローカルのバイオマス賦存量の高さから開発余地があることに加え、地域活性化・格差是正などの観点からもローカルの小規模事業を促進することが有効である。

しかしながら、設備導入価格が比較的高額であるため、その導入には以下のような小規模投資家に対するインセンティブ施策の実施が推奨される。また、政府機関や地方自治体、大学による技術支援・情報提供のバックアップが普及を促進することとなる。

- ① 設備導入時の補助金
- ② Adder の増額
- ③ 燃料調達リスク回避対策
- ④ バイオマス普及センターの設置

#### 5.2 再生可能エネルギーの運転保守にかかわる人材育成研修

近年、気候変動対策の一環として再生可能エネルギー発電設備導入量が急速に増大していること、また無電化村への電化手段としても活用されていることに伴い、再生可能エネルギー発電に関する人材育成の要請が頻繁に聞かれるようになった。DEDE では再生可能エネルギーの全国への普及促進策の一つとして、関連技術の人材育成を行う提案が検討されている。

こうした再生可能エネルギー等の技術に関する日本からの人材育成支援は、これまでも多く実施されてきており、現地国および日本受入による研修を多く実施してきた実績がある。そのため、この日本の蓄積した知見と研修ノウハウの実績を活用することは、タイ国の要望に副えられる1つの方法と考えられる。

#### 5.3 蓄熱式空調システム導入の課題と普及支援策

蓄熱式空調システム導入に対する課題は、タイ国において既に導入実績があるものの、その数が少なく認知度が低いこと、および現行の時間帯別電気料金における昼夜の電気料金差額が小さく投資回収に長期間要する等が考えられる。タイ国において蓄熱式空調システムを導入普及させるにあたり、これらの課題に対する主たる効果的な普及支援策を以下の通り提案する。

① 導入事例を活用した啓蒙活動の実施

タイ国導入事例による有効性の評価を適正に行いその結果を紹介すること、または日本での導入事例を紹介することで本システムの認知度を向上させる。

② 時間帯別電気料金の見直し

本システムの特徴は、安価な夜間電力を使用し蓄えた熱エネルギーを昼間の空調システムに利用することであり、設備の初期投資に係る費用の回収は、昼間と夜間の電気料金の差額により行われる。そのため、時間帯別電気料金（TOU）の見直しを行い、昼間と夜間の差額を大きくし、投資回収の改善を図る。

③ 蓄熱式空調システムの専用電気料金の構築

電気料金における昼間と夜間の差額を現状よりも大きく設定した蓄熱式空調システムの専用電気料金が構築できれば、時間帯別電気料金の見直しと同様の改善効果が見込める。

#### 5.4 インバータ付エアコン導入の課題と普及支援策

インバータ付エアコン導入に対する課題は、初期投資が定速機（Non-INV）と比較して約 30% 高いこと、および現行のラベリング制度の性能基準ではインバータの有効性が適正に評価できないことが考えられる。タイ国においてインバータ付エアコンを導入普及させるにあたり、これらの課題に対する主たる効果的な普及支援策を以下の通り提案する。

① インバータ付エアコンへの補助金制度の構築

インバータ付エアコンの購入に際し補助金を投入し、定速機タイプとの価格差を縮小することができれば、今後エネルギー需要が増加することが予想される一般家庭の空調分野において、省エネルギー機器の普及促進に繋がると考えられる。

② ラベリング制度への「期間効率（SEER）」の採用

タイ国におけるルームエアコンに関する現在のラベリング制度では、「定格効率（EER）」という定格負荷時におけるエネルギー消費効率の評価のみを採用している。この性能基準では、部分負荷時に大幅な省エネルギー効果を発揮するインバータタイプと定速機（Non-INV）タイプとの差別化がされておらず、一般家庭へのインバータ付エアコンのインセンティブが見えない状況となっている。これに対し、「期間効率（SEER）」は一年間を通じたエネルギー消費効率を表す指標であり、インバータ付エアコンによる省エネルギー効果を視覚化できる。ラベリング性能基準として期間効率を導入することにより、インバータ付エアコンの普及の促進に繋がると考えられる。

#### 5.5 財務的支援策

当国からの財務支援策を検討するに際し、新たな制度を構築するよりも、既存の制度を活用する方が現実的である。ENCON Fund に属する Revolving Fund / ESCO Fund とともに資金拠出から回収まで、資金運用について適切な管理を行っているため、制度は信用に足るものであることが分かっており、ENCON Fund の管理者である DEDE に対して支援を実施することが考えられる。

Revolving Fund / ESCO Fund とともに年利 4% という低い期待値での融資 / 出資を行っていることから、当国からの支援も、低利息の実現が可能な気候変動プログラムローンのスキームを活用することが望ましい。



# 目 次

要約

目次

図表目次

略語

第1章 調査の背景及び目的	1-1
1.1 調査対象地域	1-2
1.2 調査の目的	1-2
1.3 現地関係機関	1-2
第2章 エネルギーセクター（電力分野）における現況整理・情報のアップデート	2-1
2.1 エネルギーセクター（電力分野）の現状と政策	2-1
2.2 電力供給セクターの現状	2-6
2.3 電力需要セクターの現状	2-9
第3章 再生可能エネルギー分野における現状把握および将来展望	3-1
3.1 再生可能エネルギー分野の政策・制度と現状	3-1
a 再生可能エネルギー関連政策と導入状況	3-1
b 再生可能エネルギー利用促進制度	3-3
c 再生可能エネルギー貯存量等の現状	3-18
3.2 再生可能エネルギー分野の将来展望	3-31
a 電力公社での再生可能エネルギー導入の将来計画	3-31
b 民間企業、一般家庭での再生可能エネルギー導入の見込み	3-32
c 再生可能エネルギー導入に関する調査内容	3-42
第4章 省エネルギー分野における現状把握および将来展望	4-1
4.1 省エネルギー分野の政策・制度と現状	4-1
a 省エネルギー分野の関連政策	4-1
b 電力分野の省エネルギーにおける普及促進策とその課題	4-1
c 電力分野の省エネルギーにおける電力公社、地方自治体、民間企業、一般家庭での取り組み	4-14
d 省エネルギー可能性の調査	4-42
4.2 省エネルギー分野の将来展望	4-43
a 電力公社での省エネルギー導入の見込み	4-43
b 民間企業での省エネルギー導入の見込み	4-43
c 一般家庭での省エネルギー導入の見込み	4-49
第5章 電力分野における再生可能、省エネルギーに関する我が国の長期的な支援枠組みの提案	5-1
5.1 我が国技術の利用可能性	5-1
a 小規模太陽光発電	5-1
b 小規模バイオマス発電	5-3
c 蓄熱式空調システム	5-5

d インバータ空調機器.....	5-9
5.2 我が国の長期的な支援枠組みの優先課題、活用可能なリソース .....	5-10
a タイ国への再生可能エネルギーに関する支援の可能性 .....	5-10
b タイ国への省エネルギーに関する支援の可能性.....	5-19
c タイ国への普及促進制度に関する支援の可能性 .....	5-23

添付資料

添付資料 1	調査団員氏名、所属
添付資料 2	調査実施の作業フロー
添付資料 3	EGAT POWER DEVELOPMENT PLAN 2010-2030 (抜粋)
添付資料 4	The DEDE Four-Year Action Plan (2008-2011)
添付資料 5	Energy Conservation and Renewable Energy アンケート調査

## 図表目次

図 2.1.1	タイ国電力規制局関係組織図 .....	2-2
図 2.1.2	国家エネルギー政策局の組織図 (EPPO).....	2-3
図 2.1.3	代替エネルギー開発・効率局の組織.....	2-4
図 2.1.4	タイ国発電種別の分布 .....	2-5
図 2.1.5	タイ国の電力供給体制図.....	2-5
図 2.1.6	タイ国 電力フロー図 .....	2-6
図 2.2.1	PDP2010 のタイ電力設備容量の計画値 .....	2-7
図 2.2.2	タイ国 20 年間の電源開発計画 (PDP2010) .....	2-7
図 2.2.3	発電用燃料の構成 (2009 年) .....	2-8
図 2.2.4	送発電設備容量とピークデマンド .....	2-8
図 2.2.5	燃料種別ごとの電源開発計画 .....	2-9
図 2.3.1	タイ国 セクター別電力消費量.....	2-9
図 2.3.2	タイ国 エネルギー弾性値の推移 .....	2-10
図 3.1.1	Alternative Energy Development Plan; AEDP (2008 - 2022) .....	3-1
図 3.1.2	電気および料金の流れ .....	3-5
図 3.1.3	電力買取制度の概要.....	3-6
図 3.1.4	余剰電力買取の概要.....	3-8
図 3.1.5	SPP/VSPP の申請手続きの流れ .....	3-11
図 3.1.6	VSPP の売電および系統連系申請書 (抜粋) .....	3-11
図 3.1.7	BOI 投資地域区分.....	3-13
図 3.1.8	BOI による再生可能エネルギー事業の支援 .....	3-14
図 3.1.9	プロジェクト承認手続き.....	3-17
図 3.1.10	タイ国内での CDM 案件登録件数 (2010 年 3 月 3 日現在) .....	3-17
図 3.1.11	タイ国内での承認レター受領案件 (2010 年 3 月 3 日現在) .....	3-18
図 3.1.12	タイ国の日射量.....	3-19
図 3.1.13	水力発電の地域別ポテンシャル (設備容量) .....	3-20
図 3.1.14	水力発電の地域別ポテンシャル (プラント数) .....	3-20
図 3.1.15	タイ国内の帯水ポテンシャル .....	3-21
図 3.1.16	籾殻バイオマスのポテンシャルマップ .....	3-23
図 3.1.17	キャッサバ、さとうきび、油椰子、とうもろこし関連バイオマスのポテンシャルマ ップ .....	3-23
図 3.1.18	国内、木屑バイオマスポテンシャル.....	3-24
図 3.1.19	畜産産業から得られるバイオガスエネルギー量.....	3-26
図 3.1.20	風力発電ポテンシャル (地上高別、季節別) .....	3-28
図 3.1.21	風力発電風況 (月量変化) .....	3-29
図 3.1.22	都市固形廃棄物ポテンシャル分布 .....	3-30
図 3.1.23	都市固形廃棄物 2011 年開発目標値.....	3-30
図 3.2.1	今後の再生可能エネルギー発電設備設置計画 (年度単位) (EGAT+SPP,VSPP) .....	3-37

図 3.2.2	今後の再生可能エネルギー発電設備設置計画（累計）（EGAT+SPP,VSPP）	3-38
図 4.1.1	Energy Conservation Measures Concept	4-1
図 4.1.2	省エネルギー促進法における指定工場・ビルの義務	4-3
図 4.1.3	Revolving Fund と ESCO Fund のスキーム概要図	4-5
図 4.1.4	各国の熱効率	4-16
図 4.1.5	各国の送配電損失率	4-18
図 4.1.6	MEA's DSM Projects 2009-2011	4-20
図 4.1.7	DEDE と BMA との協同体制の概要図	4-25
図 4.1.8	EGAT と BMA との協同体制の概要図	4-25
図 4.1.9	病院における省エネルギーパイロットプロジェクトの協同体制の概要図	4-26
図 4.1.10	ヒートポンプおよび蓄熱システム説明図	4-28
図 4.1.11	Electricity Consumption as of May 2004	4-30
図 4.1.12	Electricity Consumption for Residential Section	4-30
図 4.1.13	Procedure for Labeling Program	4-31
図 4.1.14	Label Type in EGAT Labeling Program	4-31
図 4.1.15	Resulting Energy Efficiency Improvement in Refrigerator (1 door)	4-33
図 4.1.16	Resulting Energy Efficiency Improvement in Air Conditioners(12,000 BTU/Hr)	4-33
図 4.1.17	MEPS & HEPS Concept	4-35
図 4.1.18	Label Type in DEDE Labeling Program	4-36
図 4.2.1	日本における経済成長率	4-43
図 4.2.2	日本における年間発電電力量の実績および見通し	4-44
図 4.2.3	日本の夏季における日負荷曲線の推移	4-44
図 4.2.4	日本における電力設備年負荷率	4-45
図 4.2.5	タイにおける経済成長率	4-47
図 4.2.6	タイ国における日負荷曲線の推移	4-47
図 4.2.7	タイにおける日負荷曲線の内訳（2006年4月）	4-48
図 4.2.8	日本における各電力会社の電力設備負荷率	4-48
図 4.2.9	日本における一般家庭での使用電力量	4-49
図 4.2.10	日本における家庭用ルームエアコンの出荷台数	4-49
図 5.1.1	電力買取制度の概要図	5-1
図 5.1.2	グリーン電力証書システムの概要	5-2
図 5.1.3	ルーフトップ型太陽光発電設備における助成制度導入前後の投資回収例	5-3
図 5.1.4	海外主要国の太陽光発電設備の累積導入量	5-3
図 5.1.5	小規模バイオマス発電の作業フロー	5-4
図 5.1.6	発電方式の比較	5-4
図 5.1.7	インバータエアコンとノン・インバータエアコンの比較	5-9
図 5.2.1	基本プラント仕様	5-13
図 5.2.2	スラナリ大学での実証試験設備	5-14
図 5.2.3	バイオマス普及センター案	5-15

図 5.2.4	再生可能エネルギー人材育成研修 技術レベルの向上目標	5-17
図 5.2.5	当国からの財務支援のイメージ	5-24
表 3.1.1	Renewable Energy Potential and Target(2008 - 2022)	3-2
表 3.1.2	Adder 一覧 (2009年3月改定)	3-6
表 3.1.3	再生可能エネルギーによる SPP の募集条件 (2007年4月)	3-7
表 3.1.4	再生可能エネルギーによる VSPP の募集条件 (2007年6月)	3-8
表 3.1.5	売電価格の例 (太陽光発電の場合)	3-9
表 3.1.6	VSPP に関する電力買取価格 (卸売価格および小売価格) の推移 (2002~2009)	3-10
表 3.1.7	タイの主な小水力プロジェクト	3-21
表 3.1.8	農業から得られるバイオマス貯存量	3-22
表 3.1.9	Basic parameters and conversion factors	3-25
表 3.1.10	地上高 65m での風力ポテンシャル Wind Energy Potential at 65 m	3-27
表 3.1.11	風力ポテンシャル別各地域に居住する人口比率 (地上高 30m)	3-27
表 3.1.12	各自自治体の廃棄物日量	3-29
表 3.2.1	EGAT の再生可能エネルギー開発計画における発電容量	3-32
表 3.2.2	SPP による再生可能エネルギー開発状況 (2009年12月)	3-32
表 3.2.3	VSPP による再生可能エネルギー開発状況 (2009年12月)	3-33
表 3.2.4	SPP 申請プロジェクト情報 (2009年12月)	3-34
表 3.2.5	EGAT、SPP、VSPP による再生可能エネルギー開発予想	3-39
表 3.2.6	EGAT の水力発電所建設計画	3-46
表 3.2.7	EGAT の風力発電開発計画	3-49
表 3.2.8	都市固形廃棄物開発計画	3-50
表 3.2.9	再生可能エネルギー種別の導入促進に関する調査結果の概要一覧	3-53
表 4.1.1	省エネルギー促進法の概要	4-2
表 4.1.2	省エネルギー促進法での義務化内容	4-3
表 4.1.3	エネルギー管理士の配置基準	4-4
表 4.1.4	Revolving Fund と ESCO Fund の特徴	4-5
表 4.1.5	Revolving Fund の実績	4-6
表 4.1.6	ESCO Fund の利用実績	4-7
表 4.1.7	DSM ビディングにおける補助金額	4-12
表 4.1.8	DSM ビディングにおける実績	4-12
表 4.1.9	Allowable rated power for lighting	4-13
表 4.1.10	電力分野の省エネルギーにおける普及促進に係る課題	4-13
表 4.1.11	Load Forecasting in EGAT Power Development Plan 2010	4-15
表 4.1.12	EGAT 実施 DSM プロジェクトの概要	4-17
表 4.1.13	タイの電気料金メニュー	4-23
表 4.1.14	タイの電気料金メニュー	4-24
表 4.1.15	ウォークスルー調査結果	4-27

表 4.1.16	民間企業における省エネルギーポテンシャル .....	4-29
表 4.1.17	Air Conditioner Ranks in Labeling Program in EGAT .....	4-32
表 4.1.18	日本におけるエアコンの性能基準 (例) .....	4-32
表 4.1.19	Outline of EGAT' s Demand Side Management Mater Plan 2010-2014 .....	4-34
表 4.1.20	MEPS におけるルームエアコンの性能基準 .....	4-36
表 4.1.21	調査対象の概要 .....	4-37
表 4.1.22	省エネルギーポテンシャルリスト .....	4-42
表 4.2.1	日本における年負荷率改善対策の概要 .....	4-45
表 4.2.2	ロードマネジメント型 DSM の概要 .....	4-46
表 5.1.1	日本の電気料金メニュー .....	5-8
表 5.1.2	タイの電気料金メニュー .....	5-8
表 5.2.1	VSPP のプロジェクト数および平均容量 (太陽光・バイオマス発電) .....	5-11
表 5.2.2	再生可能エネルギー人材育成研修カリキュラム例 (3回/1年コース例) .....	5-19
表 5.2.3	タイ国における蓄熱式空調システムの導入・普及に係る課題 .....	5-20
表 5.2.4	タイ国における蓄熱式空調システムの導入・普及に係る支援策 .....	5-20
表 5.2.5	タイ国におけるインバータ付エアコンの導入・普及に係る課題 .....	5-21
表 5.2.6	タイ国におけるインバータ付エアコンの導入・普及に係る支援策 .....	5-22

## 略語 (abbreviation)

AC	Air Conditioner (空調機)
ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
APF	Annual Performance Factor (通年エネルギー消費効率)
BAS	Building Automation System (中央監視装置)
BEMS	Building and Energy Management System (ビル管理システム)
BMA	Bangkok Metropolitan Administration
BOI	Board of Investment (タイ国投資委員会)
CDM	Clean Development Mechanism (クリーン開発メカニズム)
CFL	Compact Fluorescent Lamp (小型蛍光灯)
COP	Coefficient of Performance (成績係数)
DEDE	Department of Alternative Energy Development and Efficiency (代替エネルギー開発・効率局)
DNA	Designated National Authority (指定国家機関)
DSM	Demand Side Management
EC	Energy Conservation (省エネルギー)
ECFT	Energy Conservation Foundation of Thailand
ECP Act	Energy Conservation Promotion Act B.E.2535 (省エネルギー促進法)
EE	Energy Efficiency (エネルギー効率)
EEl	Electrical and Electronics Institute
EER	Energy Efficiency Ratio (エネルギー消費効率)
EFE	Energy for Environment Foundation
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand (タイ発電公社)
EGCO	Electricity Generating Public Co., Ltd.
ENCON Fund	Energy Conservation Fund
EPC	Energy Policy Committee (エネルギー政策委員会)
EPPO	Energy Policy and Planning Office (エネルギー政策・計画局)
ERC	Energy Regulatory Commission (エネルギー規制委員会)
FS	Feasibility Study (実施可能性調査)
Ft	Fuel Adjustment Charge (燃料調整制度)
GEF	Global Environment Facility (地球環境ファシリティ)
GHG	Green House Gas (温室効果ガス)
HEPS	High Energy Performance Standard
INV	Inverter (インバータ)
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources (国際自然保護連合)
JETRO	Japan External Trade Organization (日本貿易振興会)
KMUTT	King Mongkut's University of Technology Thonburi (キングモンクット工科大学)
LED	Light Emitting Diode (発光ダイオード)

LEP	Local Energy Planning
MEA	Metropolitan Electricity Authority (首都圏配電公社)
MEPS	Minimum Energy Performance Standard
MNRE	Ministry of Natural Resources and Environment (天然資源環境省)
MSW	Municipal Solid Waste (都市固形廃棄物)
MOE	Ministry of Energy (エネルギー省)
NED	Natural Energy Development
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization (新エネルギー・産業技術総合開発機構)
NEPC	National Energy Policy Council (国家エネルギー政策委員会)
NGO	Nongovernmental Organization (非政府組織)
NSTDA	National Science Technology Development Agency
ODA	Official Development Assistance (政府開発援助)
ONEP	Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning
PDD	Project Designed Document (プロジェクト設計書)
PDP2010	Power Development Plan 2010 (電源開発計画)
PEA	Provincial Electricity Authority (地方配電公社)
PPA	Power Purchase Agreement (電力売買契約)
PRE	Person Responsible Energy (エネルギー管理士)
RE	Renewable Energy (再生可能エネルギー)
RPS	Renewable Portfolio Standard
PV	Photovoltaics (太陽電池)
SEER	Seasonal Energy Efficiency Ratio (期間エネルギー消費効率)
SHS	Solar Home System
SMEs	Small and Medium Enterprises (中小企業)
SPP	Small Power Producer (小規模発電事業者)
TGO	Thailand Greenhouse Gas Management Organization
TISI	Thai Industrial Standards Institute
TOD	Time of Day (デマンド電気料金)
TOU	Time of Use (時間帯別電気料金)
UNDP	United Nations Development Program (国連開発計画)
VSD	Variable Speed Drive (可変速駆動装置)
VSP	Very Small Power Producer (極小規模発電事業者)



## 第1章 調査の背景及び目的

近年タイ国では経済発展に伴うエネルギー消費の増加が問題となっており、加えて地球温暖化ガス排出抑制の観点からも、エネルギー消費の管理の必要性が年々増加している。このためタイ国政府はサステナビリティの観点からエネルギー資源の効率的な利用について、政策・制度面への反映などの取り組みを行ってきている。

具体的にはタイ国エネルギー省では再生可能エネルギーの利用促進ロードマップを作成し、特に小規模独立系発電所(VSPP: Very Small Power Producer)である再生可能エネルギーの導入を促進するとともに、すべてのセクターに対して省エネルギーを進めている。

他方、同国においてはエネルギー効率改善のための研究開発や省エネルギー推進のための普及活動の展開の中で、省エネルギーへの関心が高まりつつあり、省エネルギー促進法(Energy Conservation and Promotion Act)に基づき、国家エネルギー政策会議により省エネルギー戦略計画が作成されている。

現在では国内の最終エネルギー消費に対して 2011 年までに 8%の再生可能エネルギーを導入するという目標を 2022 年までに再生可能エネルギーを含む代替エネルギー全体で 20%へと、更に加速させ、国産エネルギー資源の開発の一環として再生可能エネルギー導入を促進させることとしている。また、原子力発電所開発も電力需要を賄う重要な国産エネルギーとして位置づけ、2020 年 2021 年に 1,000MW を 2 ユニット開発することを計画している。

このような背景のもと、我が国は 2009 年度に「緑あふれるメコン(グリーン・メコン)に向けた 10 年」に合意し、「鳩山イニシアティブ」に沿って、省エネルギー・再生可能エネルギーの分野で支援することを表明している。本件調査は、エネルギーの有効利用の観点から、タイ国における再生可能エネルギー導入と省エネルギー促進に係わる、タイ国のエネルギーセクター、特に電力分野における課題と、タイ国政府や諸機関の取組み状況などについて情報収集・分析し、今後、この分野で効果的な支援をする際の方向性や優先課題を明らかにするものである。

なお、本報告書の内容は J I C A の公式見解を示すものではない。

## 1.1 調査対象地域

タイ国全土を対象とする。

特に地域別の再生可能エネルギーおよび省エネルギーのポテンシャルに考慮した調査を実施する。

## 1.2 調査の目的

- ✓ エネルギーセクターに関する最新情勢が把握され、同セクターでの電力分野における省エネルギー・再生可能エネルギーの位置づけについて確認される。
- ✓ 電力分野における省エネルギー・再生可能エネルギーに関する政策・制度及び、政府・民間企業及び一般家庭での取組みの動向が確認される。
- ✓ 電力分野における省エネルギー・再生可能エネルギーに関する我が国の長期的な支援枠組みにかかる優先課題、優先地域、活用可能なリソースが整理される。

## 1.3 現地関係機関

本件のカウンターパートは、タイ国エネルギー省(MOE : Ministry of Energy)の代替エネルギー開発・効率局(DEDE : Department of Alternative Energy Development and Efficiency)、エネルギー政策・計画局(EPPPO : Energy Policy and Planning Office) および関係する電力機関である。また、これら機関に加え省エネルギー・再生可能エネルギーに精通した大学や研究機関との情報共有が必要と考える。

調査団は、短期間で効率的に情報収集を図るため、現地調査では再生可能エネルギーおよび省エネルギーの2チームに分かれ情報収集・意見交換を実施し、また日本の技術活用と言う観点から、JETRO、NEDO等の日系関係機関との情報共有も積極的に図ることとする。

## 第2章 エネルギーセクター（電力分野）における現況整理・情報のアップデート

### 2.1 エネルギーセクター（電力分野）の現状と政策

#### (1) 再生可能エネルギーと省エネルギーの政策と目標

近年の需要増加を補うために、化石資源の輸入が増加傾向にあり、タイ国エネルギーセキュリティの大きな課題となっている。このため、長期的なエネルギー自給率向上をめざし、国内資源の活用推進、安価かつ環境に配慮したエネルギー供給力の確保をエネルギー政策の最優先目標として掲げている。しかしながら、近年タイ国は特に環境社会意識が高くなっており、また新規大型発電所建設には時間を要することが多く、さらには原油価格の高騰という背景もあり、これら化石燃料発電開発と並行して、タイ政府は省エネルギー・再生可能エネルギーの促進にも力を入れている。(\*1)

また、EPPO では、今後原油依存度を低減し、石炭の利用を拡大していくために、効率的な石炭利用技術の導入が重要と認識している。効率的な石炭利用により、原油依存度を減少させることが可能と考えている。

ここで、エネルギー省は再生可能エネルギーおよび省エネルギーの推進目標を次のように掲げている。

- エネルギー効率の改善として、エネルギーGDP 弾性値を先進国レベルに下げる
- 2022 年までに再生可能エネルギーを含む代替エネルギーを石油換算 t(トン)で一次エネルギー(\*2)の20.3%に引き上げる

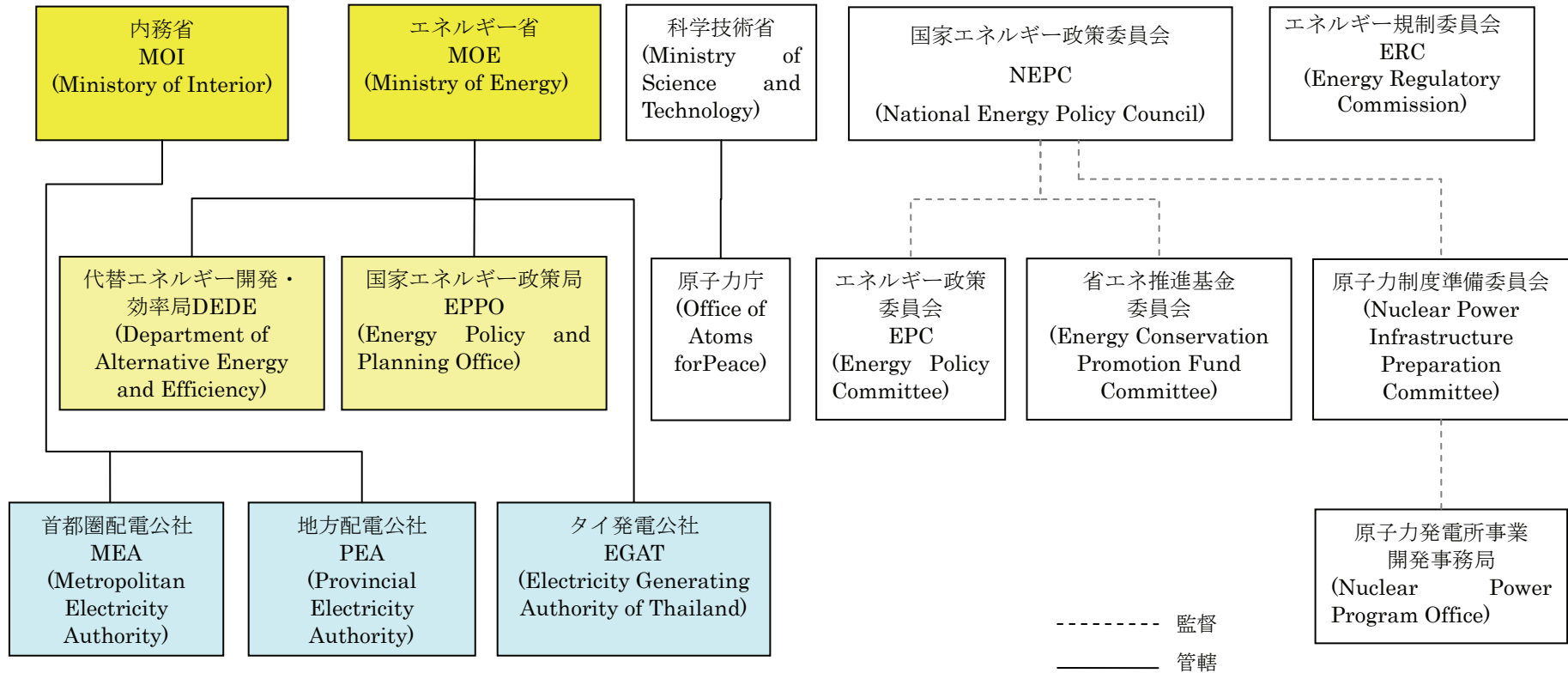
(\*1) 2013 年運転開始予定である次の IPP 発電所が遅れている。

Siam EnergyBang Khla Power Station(1600MW), National Power Supply Power Station(540MW)

(\*2) 基本的に自然界に存在するままの形でエネルギー源として利用されているもので、石油・石炭・天然ガス等の化石燃料や原子力の燃料であるウランの他、水力・太陽・地熱等の自然エネルギー等自然から直接得られるエネルギーのことをいう。

#### (2) 電力セクターにおける規制当局

タイ電力セクターには図 2.1.1 のとおりの規制当局が配置されている。



(備考)

- ✓ NEPC (National Energy Policy Council) : 首相自らが委員長となり、首相が指名したメンバーにより構成される国のエネルギー政策（計画、実施および管理）の最高意思決定機関。
- ✓ EPC (Energy Policy Committee) : NEPC の下部組織。首相府大臣を委員長として、関係省庁・機関の次官・局長クラスで構成される実務機関。
- ✓ ERC (Energy Regulatory Commission) : 7人の理事(有識者)から成る委員会で、エネルギー事業に関する規制や認可する機関。その他、料金設定基準や電力システムの信頼性確保の方策等を制定。

出所：調査団作成

図 2.1.1 タイ国電力規制局関係組織図

## エネルギー省 (Ministry of Energy : MOE)

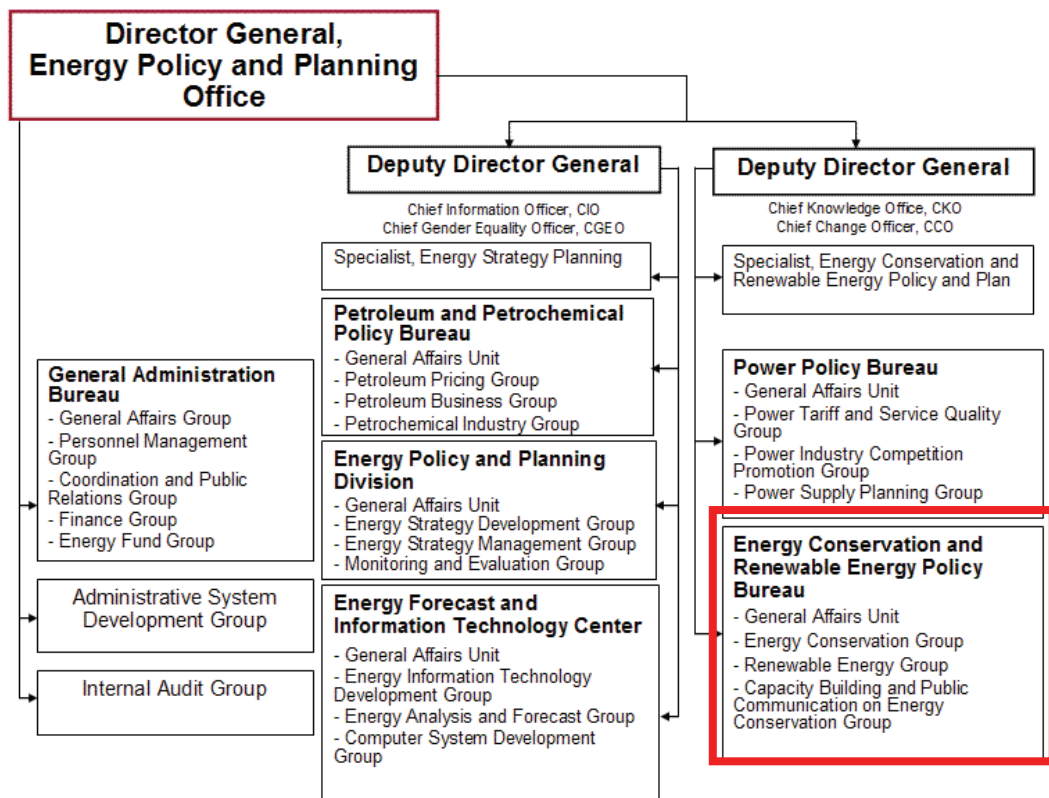
タイ国におけるエネルギー安定供給に係る監査および規制機関である。また、エネルギー資源の価格規制およびエネルギー事業における公正取引や代替エネルギー供給の促進を担っている。2002年10月の省庁再編により新設された省で、従来いくつかの省に存在していたエネルギー関係組織がMOEにまとめられた。

## 国家エネルギー政策・計画局 (The Energy Policy and Planning Office : EPP0)

EPP0は国家エネルギー政策やエネルギー効率化・省エネルギーの推進、開発、計画を担当している機関である。同機関はこれらの国家政策を推進するとともに、省エネルギーおよび代替エネルギー対策を進め、これらの対策予算の配分について、大枠を決定している。

国家エネルギー戦略の中で、省エネルギー・再生可能エネルギーにかかるものは以下のとおり、

1. 省エネルギー・再生可能エネルギーにかかる政策の立案・構築
2. 省エネルギー・再生可能エネルギーの普及促進の支援（積極的な対策、規制および監視、また省エネルギー促進意識の高揚・インセンティブ制度の構築等）



出所：EPP0 ホームページ

図 2.1.2 国家エネルギー政策局の組織図 (EPP0)

## 代替エネルギー開発・効率局 (Department of Alternative Energy Development and Efficiency : DEDE)

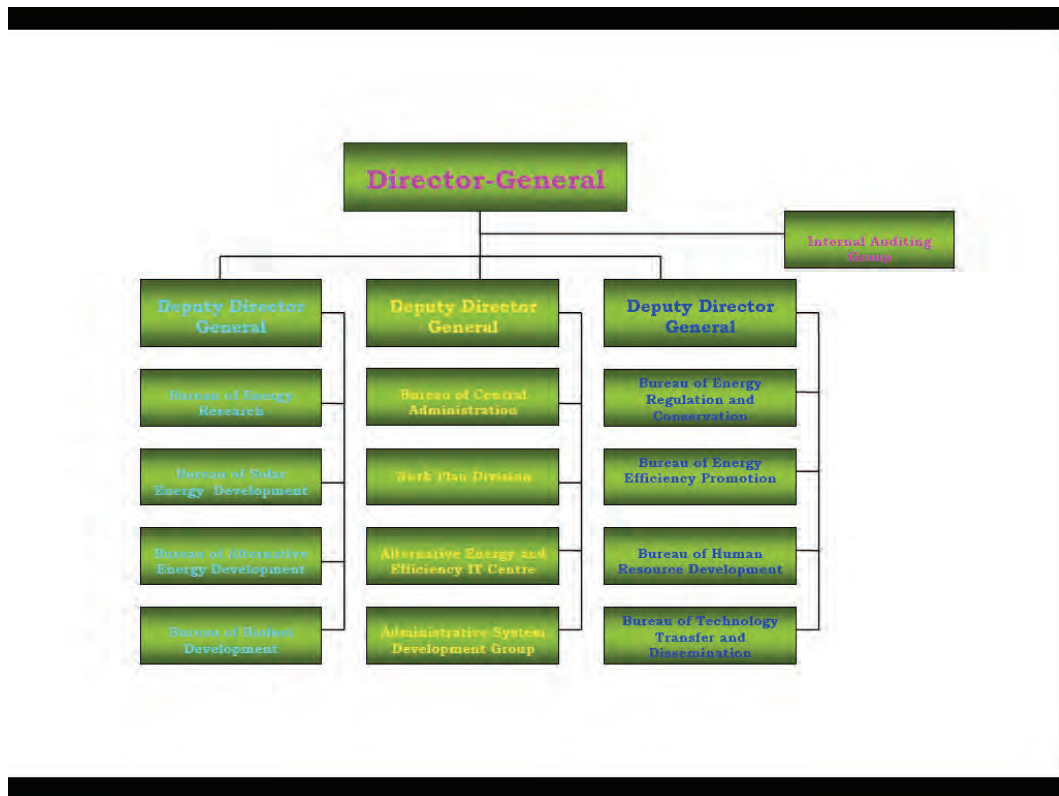
DEDEは国家エネルギー法に基づき首相府に National Energy Authority (NEA) として設立され、旧 MOSTE (Ministry of Science, Technology and Environment) より、DEDEとして

MOEに移行された。その機能は発電、送電、代替エネルギーの研究開発・推進、および代替エネルギー・省エネルギーに係る規制・促進を担当している。

同機関ではエネルギー使用の効率化、その規制、代替エネルギー開発を進めるとともに、国民のためのエネルギー価格の適正化による生活レベルの向上をめざし、代替エネルギー・省エネルギーの普及に対する技術移転を行っている。

具体的には、

1. 省エネルギーの支援策や関連規制の促進
2. 代替エネルギーの研究・開発
3. 代替エネルギーのルール・標準策定・普及支援・技術移転
4. 代替エネルギーおよび省エネルギー開発の評価・モニタリング
5. エネルギー省もしくは国会が進める各種制度の運営
6. 省エネルギー促進法に従った指定大型工場およびビルの省エネルギー施策に係る規制



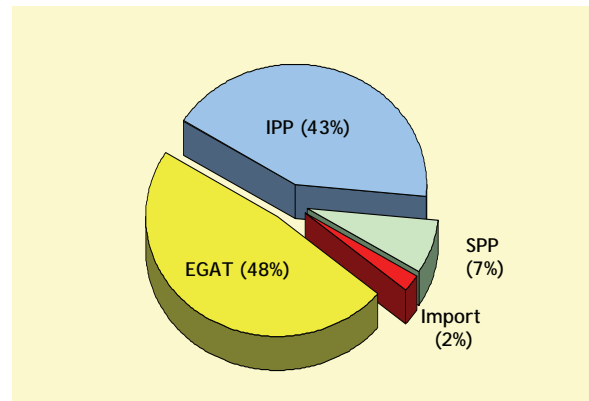
出所：DEDE ホームページ

図 2.1.3 代替エネルギー開発・効率局の組織

(3) 電力セクターの関係機関

タイ発電公社 (Electricity Generating Authority of Thailand : EGAT)

EGAT は、電気事業者全体（自家発を除く）の発電設備容量の 48.9%を所有・運転している。また、IPP や SPP、あるいは近隣諸国（ラオス、マレーシア）より電力を購入し、配電事業者（MEA と PEA）に卸供給を行うと共に、大口需要家への直接供給を行っている。また、送変電設備や給電設備を保有し、系統運用なども行っている。



出所：DEDE

図 2.1.4 タイ国発電種別の分布

首都圏配電公社 (Metropolitan Electricity Authority : MEA)

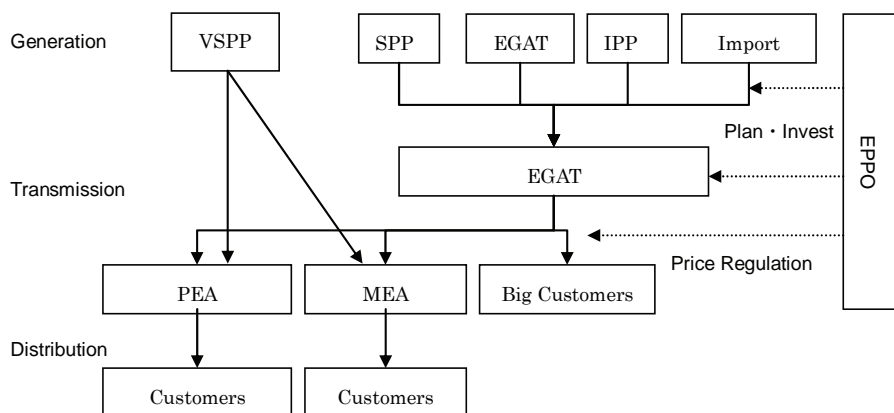
MEA は首都バンコクと隣接する 2 つの県（サムプラカーン県、ノンタブリ県）で配電事業を行っている。現在、需要家数は 275 万軒で、消費電力量ベースでは 42,003GWh/年と全体の 31.4%を占めている。

地方配電公社 (Provincial Electricity Authority : PEA)

PEA は地方電化の推進を目的に設立された。MEA の管轄以外の地域（73 県）を 4 つのグループに分けて配電事業を行っており、営業区域はタイ全土の 99%を占めている。

(4) タイ国電力供給体制

タイにおける電気事業体制は、1992 年まで EGAT、MEA および PEA の 3 公社が、発送配電や小売を独占し、離島などで独立系統になっている地点では、PEA と DEDE が小規模な発電所を所有し、電力供給を行ってきた。



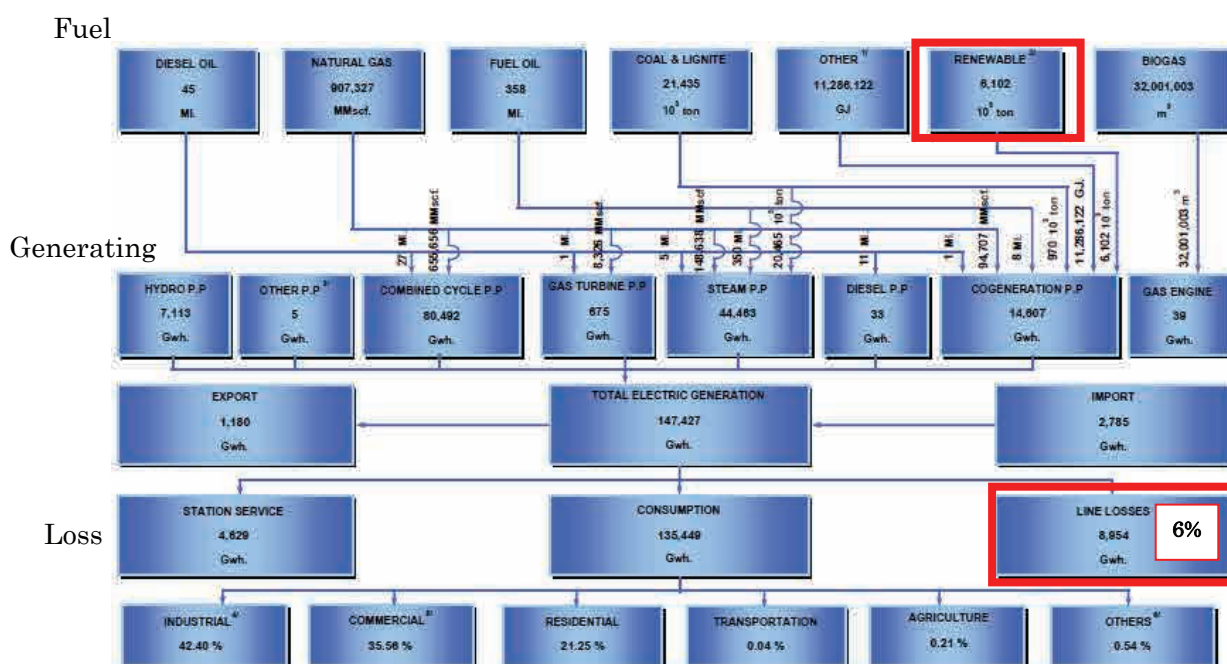
出所：調査団作成

図 2.1.5 タイ国の電力供給体制図

その後、公営事業への民間の参入が進められ、電気事業においても改革が実施されることになり、1992年から発電部門へ民間資本が参入できるようになった。これに伴い、IPPや90MW以下の小規模発電事業者（SPP：Small Power Producer）、10MW以下の極小規模発電事業者（VSPP：Very Small Power Producer）が参入を開始している。IPPに関しては、100%外資のIPPも参入可能である。

2009年、タイ国の電力消費量は135,420GWh、トータル設備容量は30,279MW。そのうち52%はEGATによる供給で、残る48%はIPP等、私営電力会社によるものである。近年運転開始した代表的な発電所としては、Chana Combined Cycle Power Plant(710 MW)、Gulf Power Generation Co.,Ltd.(734 MW) Ratchaburi Power Co.,Ltd.(1,400 MW)が挙げられるが、電力需要の堅調な伸びに対応するために、近隣諸国からの輸入も行っている。

図 2.1.6 に発電から配電までの電力フロー図を示す。



出所：DEDE

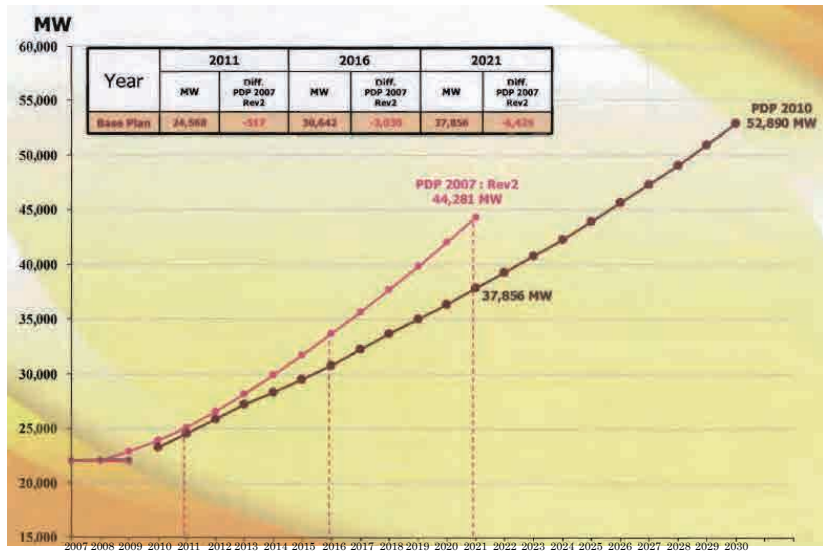
図 2.1.6 タイ国 電力フロー図

## 2.2 電力供給セクターの現状

### (1) 電源開発計画（Power Development Plan 2010）

PDP2010（Power Development Plan 2010）によると、タイ国は堅調な需要の増加が予想され、その需要想定では2009年の146,182GWhから、2030年の347,947GWhと顕著に伸び、さらに、ピーク需要も2021年には、2011年の24,566MWから、37,856MWへと増加すると計画されている。この計画では前回計画のPDP2007と比べ、地球温暖化を考慮した省エネルギー施策を取り込み計画の大幅な下方修正を行っていること、更に電力開発に原子力発電開発を取り込んでいることが大きな特徴である。タイ国のCO<sub>2</sub>排出係数は0.5kg/kWh/CO<sub>2</sub>であり、原子力開発はこの排出量を抑制する上で有効な施策として位置づけている。

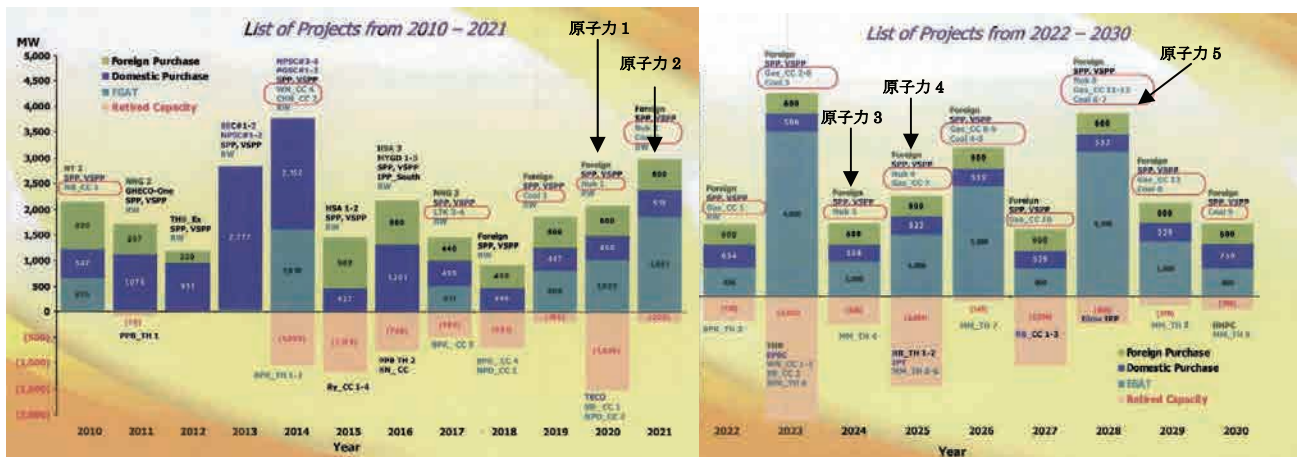




出所：EGAT

図 2.2.1 PDP2010 のタイ電力設備容量の計画値

図 2.2.2 は 2010 年～2030 年までの 20 年間の電源開発計画を示している。総括すると、コンバインドサイクル 21 ユニット計 16,670MW、原子力発電所 5 ユニット計 5,000MW、石炭火力発電所 11 ユニット計 8,400MW の新規運転開始が計画されている。PDP2010 での原子力発電所計画では、2 ユニットの 1,000MW が、2020-2021 にそれぞれ運転開始する。同発電設備は EGAT により所有・運転されることとなる。



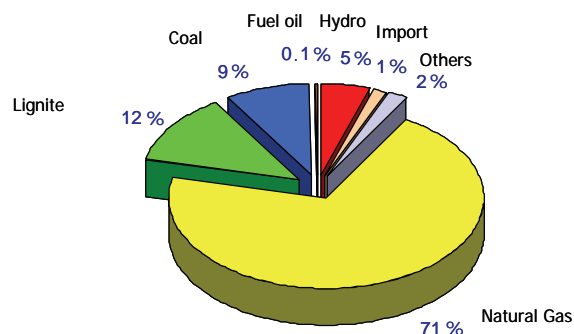
出所：EGAT

図 2.2.2 タイ国 20 年間の電源開発計画 (PDP2010)

## (2) 電力供給の燃料構成

2009 年の発電分野の燃料消費では天然ガスが 71%と多くを占めており、石炭 21%、重油軽油が 0.7%。その他の化石燃料代替エネルギーとして、水力および地熱・太陽光・風力、バイオ（籾殻・バガス・農業廃棄物・バイオガス・精製過程で出る残渣油）が 5%となっている。

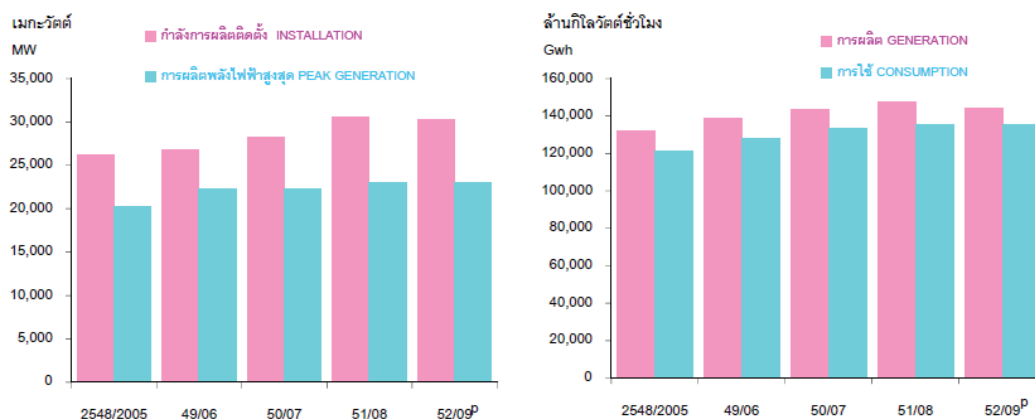
Power Generation in 2009 Total = 97,983.4 GWh



出所：DEDE

図 2.2.3 発電用燃料の構成 (2009 年)

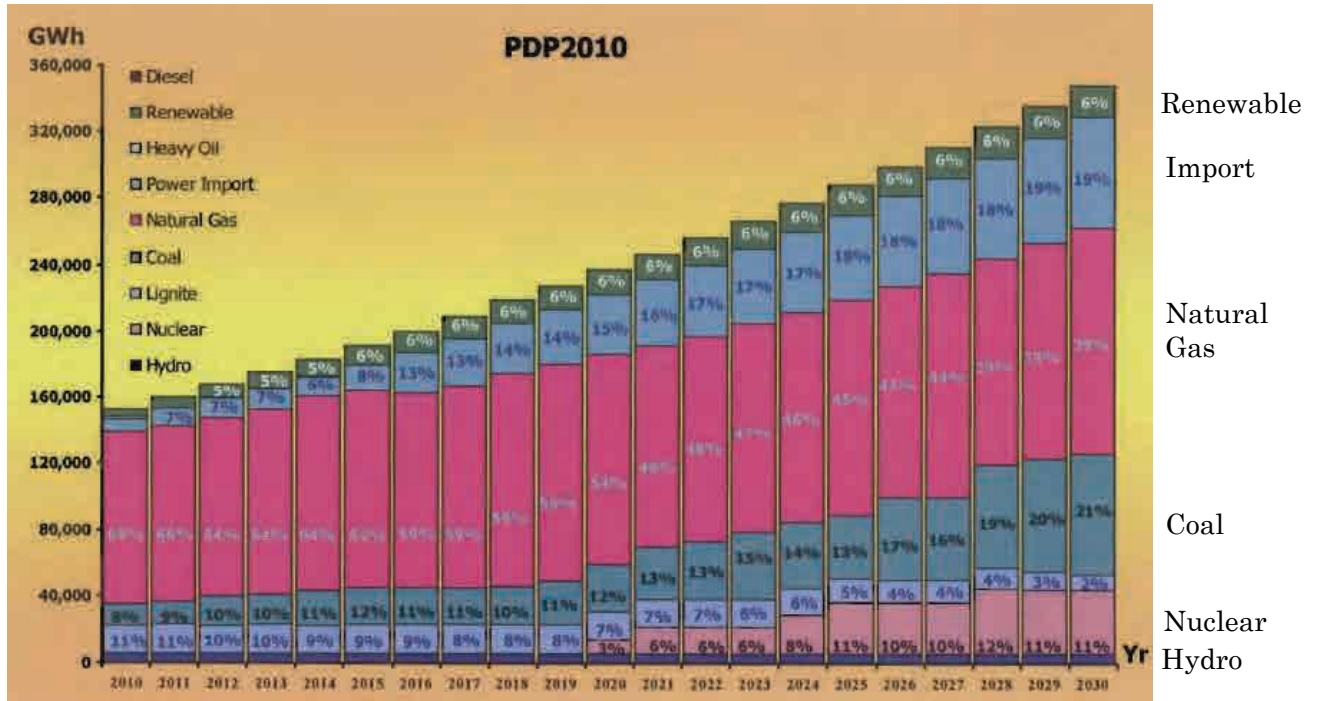
上記のとおり PDP に従って、ピーク電力に対応するための電源開発が進められている。供給予備力は近年 5 年間で 26% 程度を確保できており、将来的にも 15% を確保できる見込みであるため、エネルギーセキュリティ上の問題はない。



出所：DEDE

図 2.2.4 送発電設備容量とピークデマンド

PDP2010 では将来 20 年間の電源開発計画を進め、燃料種別の電源開発は次の図 2.2.5 のとおりである。これによると現在主流の天然ガス発電から原子力発電・石炭火力・ラオスからの大型水力を増加させる計画である。



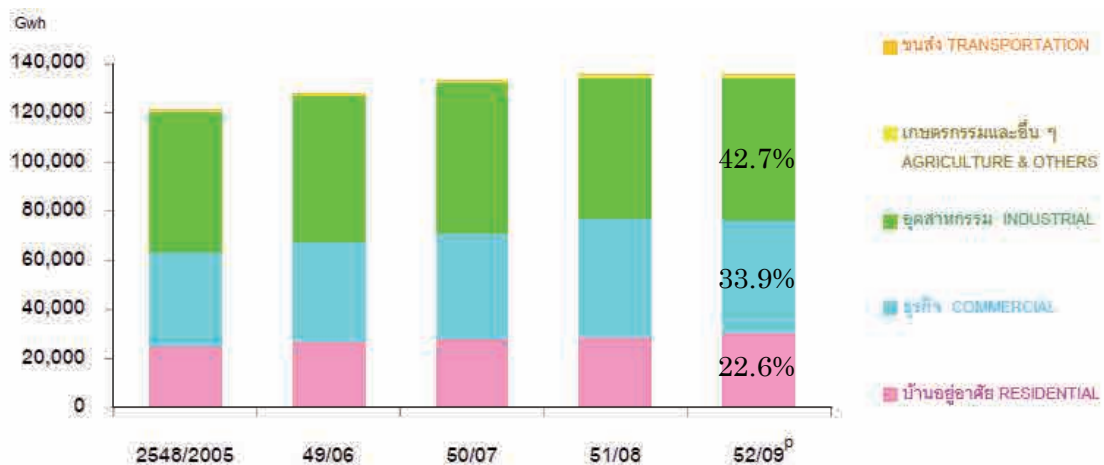
出所：EGAT

図 2.2.5 燃料種別ごとの電源開発計画

### 2.3 電力需要セクターの現状

#### (1) セクター毎の電力消費量の推移

タイ国の電力消費は 2009 年で 135,420GWh と前年と比較して概ね同レベルである。人口一人当たりの電力消費量は 2,125kWh/capita と堅調に増加傾向にある。セクター別では工業および商業セクターが最も多く、それぞれ 42.7%,33.9%、両者計で 76.6%と全体の 4 分の 3 を占めている。残る 4 分の 1 は一般需要家である。



出所：DEDE

図 2.3.1 タイ国 セクター別電力消費量

## (2) エネルギー弾性値の戦略目標

エネルギー弾性値“Energy Elasticity”<sup>(\*)3)</sup>は電力消費量の伸び率と GDP の伸び率の比率であるが、先進国の多くは 0.8~0.9 程度である。タイではこのエネルギー弾性値を下げるために、省エネルギーを進めており、2007 年、2008 年には電力消費伸び率の鈍化や経済の停滞から「1」を下回っている。今後も、先進国並みレベルを目標にしており、長期的には 0.99 を PDP2010 で計画している。

(\*3) 電力消費量の伸び率と GDP の伸び率の比率であり、エネルギー利用効率の変化をみるために使用される。この値が小さい程、省エネルギーが進んでいると言える。

GDP AT 1988 PRICE <sup>1)</sup> (million Baht)	CONSUMPTION <sup>2)</sup> (Gwh)	ELASTICITY	% CHANGE OF GDP	% CHANGE OF CONSUMPTION	
3,008,401	87,932	1.7	4.8	8.0	2000
3,073,601	92,290	2.3	2.2	5.0	2001
3,237,042	100,173	1.6	5.3	8.5	2002
3,468,166	106,959	0.9	7.1	6.8	2003
3,688,189	115,044	1.2	6.3	7.6	2004
3,858,019	121,229	1.2	4.6	5.4	2005
4,056,550	127,811	1.1	5.1	5.4	2006
4,256,564	133,178	0.9	4.9	4.2	2007
4,361,396 <sup>P</sup>	135,449	0.7	2.5	1.7	2008

出所：DEDE

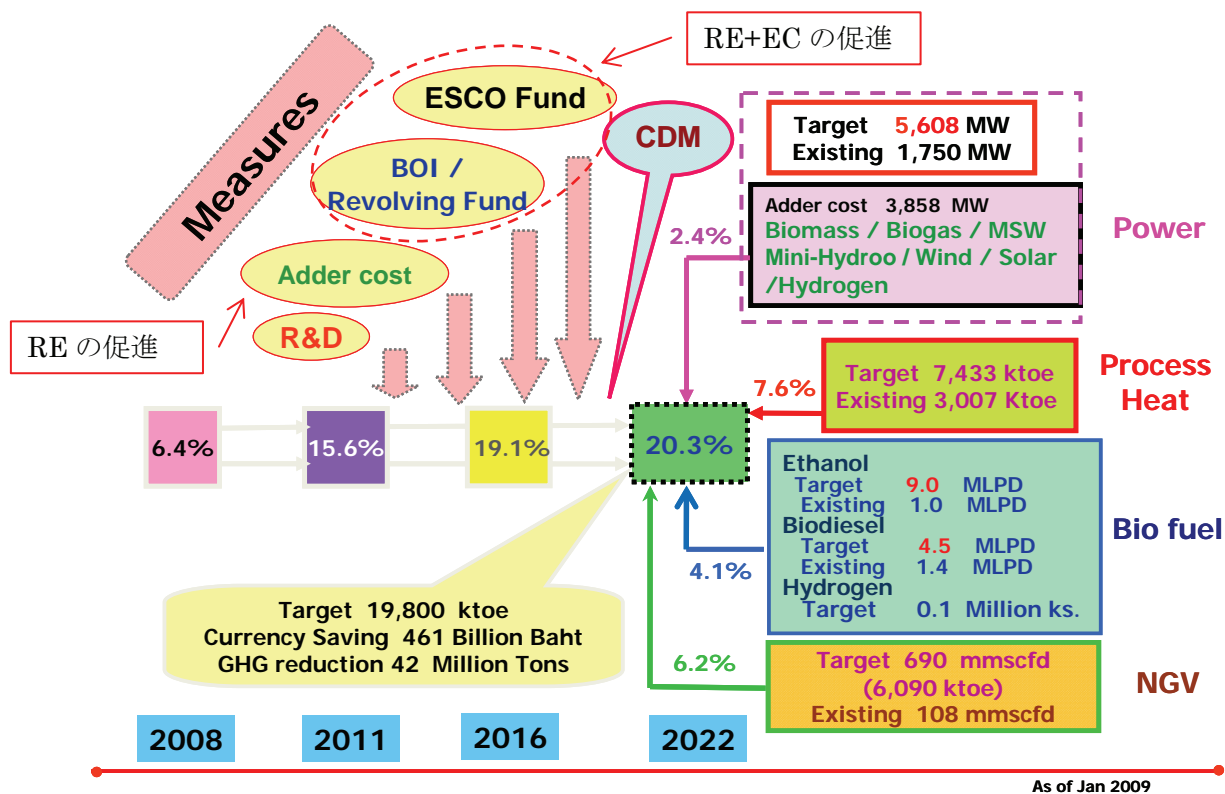
図 2.3.2 タイ国 エネルギー弾性値の推移

### 第3章 再生可能エネルギー分野における現状把握および将来展望

#### 3.1 再生可能エネルギー分野の政策・制度と現状

##### a 再生可能エネルギー関連政策と導入状況

タイ政府は再生可能エネルギーの利用促進のため、Alternative Energy Development Plan; AEDP(2008-2022)を掲げ、2022年までに一次エネルギーの20.3%を再生可能エネルギーなどの代替エネルギーとする目標を掲げており、その内訳は、「発電2.4%、熱利用7.6%、バイオ燃料4.1%、NGV（自動車用天然ガス）6.2%」としている。



出所：DEDE, Alternative Energy Development Plan (2008 – 2022), Medium – and Long – term Investment Plan and the Role of the Private Sector

図 3.1.1 Alternative Energy Development Plan; AEDP (2008 – 2022)

表 3.1.1 Renewable Energy Potential and Target(2008 - 2022)

Type of Energy	Potential	existing	2008 - 2011		2012 - 2016		2017 - 2022	
	MW	MW	MW	ktoe	MW	ktoe	MW	ktoe
<b>Electricity</b>								
Solar	50,000	32	55	6	95	11	500	56
Wind Energy	1,600	1	115	13	375	42	800	89
Hydro Power	700	56	165	43	281	73	324	85
Biomass	4,400	1,610	2,800	1,463	3,220	1,682	3,700	1,933
Biogas	190	46	60	27	90	40	120	54
Municipal Solid Waste	400	5	78	35	130	58	160	72
Hydrogen			0	0	0	0	3.5	1
<b>Total</b>		<b>1,750</b>	<b>3,273</b>	<b>1,587</b>	<b>4,191</b>	<b>1,907</b>	<b>5,608</b>	<b>2,290</b>
<b>Thermal</b>								
Solar Thermal	154	1		5		17.5		38
Biomass	7,400	2,781		3,660		5,000		6,760
Biogas	600	224		470		540		600
Municipal Solid Waste		1		15		24		35
<b>Total</b>		<b>3,007</b>		<b>4,150</b>		<b>5,582</b>		<b>7,433</b>
<b>Biofuel</b>								
Ethanol	3.00	1.24	3.00	805	6.20	1,686	9.00	2,447
Biodiesel	4.20	1.56	3.00	950	3.64	1,145	4.50	1,415
Hydrogen			0	0	0	0	01 mill kg	124
<b>Total</b>			<b>6.00</b>	<b>1,755</b>	<b>9.84</b>	<b>2,831</b>	<b>13.50</b>	<b>3,986</b>
Total Energy Consumption		66,248		70,300		81,500		97,300
Total Energy from R E (ktoe)		4,237		7,492		10,319		13,709
<b>Renewable Energy Ratio</b>		<b>6.4%</b>		<b>10.6%</b>		<b>12.7%</b>		<b>14.1%</b>
NGV (mmscfd - ktoe)		108.1	393.0	3,469	596	5,260	690	6,090
<b>Total Energy from RE + NGV (ktoe)</b>				<b>10,961</b>		<b>15,579</b>		<b>19,799</b>
<b>Alternative Energy Ratio</b>				<b>15.6%</b>		<b>19.1%</b>		<b>20.3%</b>

出所：DEDE, Alternative Energy Development Plan (2008 - 2022), Medium - and Long - term Investment Plan and the Role of the Private Sector

また、タイ政府としては、2022 年までの目標達成に向けて、下記の3つのフェーズに分けて代替エネルギー開発計画の全体像を描いている。

#### 短期的考え方 (2008-2011)

現行の支援策を十分に活用することによって、バイオマスやバイオガスから得られるバイオ燃料やコジェネのように高いポテンシャルを持ったエネルギー資源と民生用の代替エネルギー技術を推進することに主眼を置く。

#### 中期的考え方 (2012-2016)

産業用の代替エネルギー技術の開発に焦点を当て、経済的な持続性を実現するために、バイオ燃料製造の新技術を含んだ新しい代替エネルギーの研究開発を奨励し、十分な経済的、持続的開発を目標としたグリーンシティ開発モデルを地域社会に紹介する。

#### 長期的考え方 (2017-2022)

新しく得られた代替エネルギー技術 (すなわち水素やバイオ水素化) の利用を増進し、グリーンシティモデルをタイの地域社会に広めるとともに、バイオ燃料と代替エネルギーの技術をアセアン地域に輸出する中心地となるよう奨励する。

大まかな導入状況としては、2007年時点で1,750MWの再生可能エネルギー発電設備が設置されており、それを一次エネルギー2.4%相当の約5,600MWにまで引き上げるためには、約3,850MWの増量が必要である。なお、この目標値は設備容量にて算定しているとのことである。設備容量には、非連系（オフ・グリッド）設備の容量も計上している。

2007年時点での再生可能エネルギー発電設備容量をエネルギー種別でみると、バイオマスが9割以上の1,600MW余りを占めており、また2022年までの到達目標における内訳でも3,700MWと全体の6割以上を占めている。その2022年の目標値3,700MWは、現在推定されているポテンシャルの80%以上を開発する目標となる。

一方で現在ほとんど活用実績のない風力発電および太陽光、水力をそれぞれ少なくとも800MW、500MW、324MW導入する計画としている。太陽光は推定ポテンシャル50,000MWの100分の1を目標としているが、水力はポテンシャル700MWの約45%あまり、風力はポテンシャル1600MWの半分の800MWとしている。風力は現在まだ導入経験も少なく、2007年当時1MWしか導入されていないが、2022年にはその800倍の導入を目指す。

DEDEやPEAに、太陽光より風力、水力に注力する理由について聴取すると、「国産企業にて開発可能な国産資源を積極的に活用する方針のため。国内に太陽電池メーカーもあるが、太陽光発電設備を製造しようとする、PVパネルに用いているシリコン等の原材料を輸入に頼らざるを得ず、導入量に限界があるため。」とのことである。

また、電力分野への適用ではないが、代替エネルギー利用促進目標20.3%のうち最も多くの割合を占めているのは熱利用の7.6%である。その熱利用の大半はバイオマスが占めているが、他にバイオガス、太陽熱等の再生可能エネルギーの利用促進が計画されている。

## b 再生可能エネルギー利用促進制度

図3.1.1に示すように、再生可能エネルギー利用促進の手段として、主には下記の再生可能エネルギー発電の高値買取補助制度：Adder（SPP/VSPから買取制度）がある。その他にも、再生可能エネルギーおよび省エネルギーを促進するものとして、ENCON Fund（Energy Conservation Fund）からの低金利融資（Revolving Fund、ESCO Fund）や、BOIの投資奨励策がある。そしてCDM（代替エネルギー利用に伴い削減されるCO<sub>2</sub>排出量に従って排出クレジットCERを得るもの）や、R&D（代替エネルギー全般に関する新技術等のプロジェクト個別に研究開発を支援するもの）等を加えたこれらの政策により、再生可能エネルギーの利用促進を図っている。

なお、RPS制度については、2003年に導入されたが2011年の廃止が決定された。

以下にそれぞれの制度について説明する。

### 電力公社等による電力買取制度

電気事業者（EGATやMEA、PEA）に対してSPPやVSPからの電力購入を義務化することにより、再生可能エネルギー利用を促進することになった。これら電気事業者の買取価格には補助金Adderが支払われている。以下に、SPP、VSPおよびAdder制度などの概要を以下に示す。

### <小規模発電事業者 (SPP) >

1992年に制定されたSPP制度は再生可能エネルギー促進およびエネルギー効率化を支援するものであり、発電設備容量90MW以下の条件を満たせば発電した電力をEGATに売電することができる。SPPは、主には熱併給を行っているコージェネレーション会社や自家用発電所を所有している企業等が事業主体となっている。発電用燃料としては、天然ガス、石炭、重油等の商業エネルギー以外にも、サトウキビバガス、籾殻、木炭等の非商業エネルギーがある。2007年よりAdder制度が適用され、10MW超かつ90MW以下のSPPから、再生可能エネルギーによる発電電力には補助金を上乗せして買取ることとなった。なお、2009年12月時点で、24件(設備容量604MW、売電374MW)のSPPが稼動中であり、既に申請・登録しているものは27件(設備容量2,151MW、売電予定1,886MW)となっている(表3.2.2、後述3.2.b)。

### <極小規模発電事業者 (VSPP) >

VSPP制度はSPPより小規模の再生可能エネルギー発電を促進するために、2002年5月より実施され、発電した電力はMEA又はPEAに売電されている。同制度は、当初1MW以下の再生可能エネルギー(太陽光、風力、小規模水力、バイオマス等)の発電設備を保有する事業者および余剰電力を対象に、売電料金に対する補助金の支給や供給先の拡大(EGAT以外のMEAとPEAに売電すること)を保障している。この補助金はadditional purchasing price of electricity (Adder)と呼ばれ、再生可能エネルギー種別毎に異なる補助金が7年間(もしくは10年間)、売電価格に上乗せされる。

このVSPP制度は、2006年に売電容量が10MWまでに拡大されるとともに、コージェネレーションにも適用されることとなった。なお、2009年12月時点で、159件(合計設備容量792MW、売電350MW)のVSPPが稼動中であり、既に申請・登録しているものは、986件(設備容量5,942MW、売電予定5,077MW)となっており、MEAまたはPEAへ売電することが予定されている(表3.2.3、後述3.2.b)。

### <Adder 制度>

Adder制度は、2007年にSPPおよびVSPPに対して、再生可能エネルギー発電を促進するために導入された補助金制度であり、通常の売電料金に補助金“Adder”が上乗せされた卸売価格で電力公社等(EGAT、MEAおよびPEA)が買取する。また、Adderは発電に使用する再生可能エネルギーの種別により補助額および補助期間が異なっており、風力と太陽光に対しては、補助額を手厚く、補助期間を10年と長くするなど、初期投資が高く、あまり導入実績がない再生可能エネルギーに対して手厚い支援をする差別化がされている。2009年3月には、その容量(規模)によって、中小規模のものに対するAdderを増額する見直しがされた(表3.1.2)。しかし、2010年3月に再び現在の導入状況を踏まえてAdderの補助額を見直す考えがあることが公表された。一方、ディーゼル代替として再生可能エネルギーを導入する場合は、特別なAdder(1Baht/kWh)が追加補助されている。これは、既存グリッドから離れているタイ北部地域や島嶼部では、輸入・輸送費により発電コストの高いディーゼル発電供給されており、コストおよび化石燃料の削減のため、支援を手厚くするものである。PEAでの適用事例では、これまで、北部のメインホーンゾーン県で4件のPVへ置換するVSPPが申請されている。また、タイ南部三地域(Yala, Pattani, Narathivath)において再生可能エネルギーを導入する場合には、治

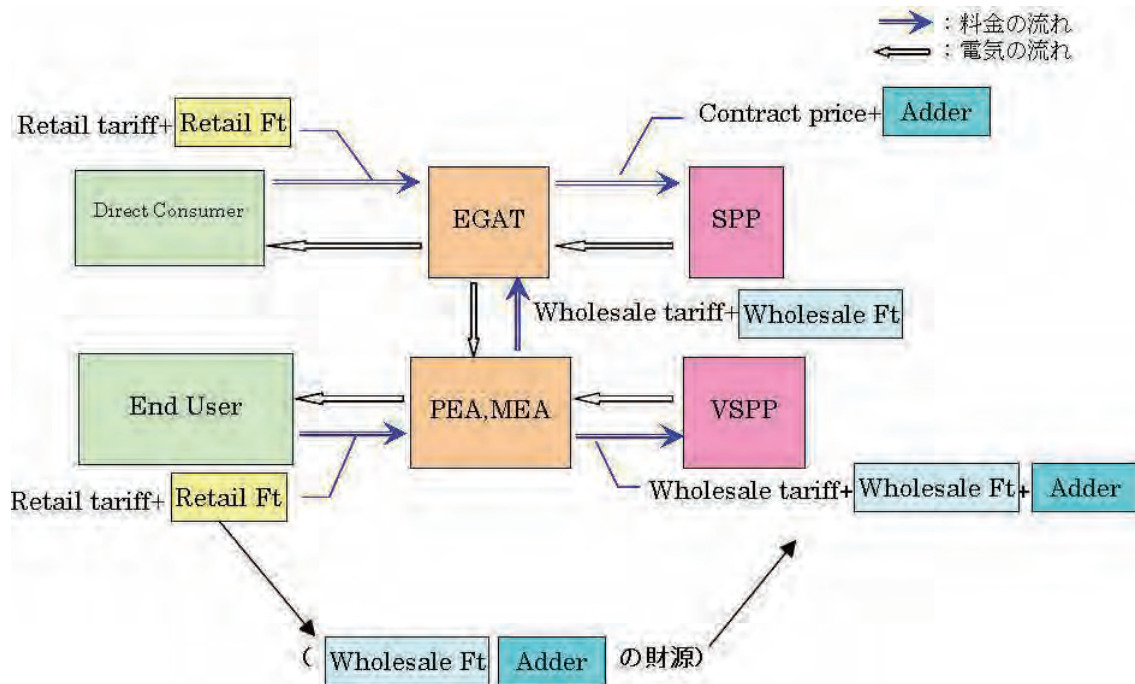


安等の関係から投資リスクが高い地域への支援を更に手厚くするため、同様に特別な Adder (1Baht/kWh) を追加し、それら地域へ再生可能エネルギー産業を誘致することにより、産業・雇用創出などの地域活性化をねらいとしたものである。PEA での適用事例では、これまで、養豚場などから 5 件の 100kW 程度の VSPP が申請されている。

電力公社が SPP、VSPP に支払う Adder の財源は以下の方法で調達されている。

- Adder の資金は燃料調整価格 (Ft) から供給されている。
- 燃料調整価格 (Ft) は全ての小売顧客から徴収している。
- 燃料調整価格 (Ft) はガス、石油の化石燃料の他、太陽光等の再生可能エネルギーなどによるすべての電源コストから算定される。
- 電力公社 (EGAT,PEA,MEA) は、Adder 適用の実績を Ft 委員会に報告するが、資金は Ft 委員会が集約することはない。各電力公社間で調達・支払を行う。
- 燃料調整価格 (Ft) は Ft 委員会 (Energy Regulatory Commission:ERC の小委員会) にて、4 ヶ月毎に適正な値となるよう算定され決定される。

(図 3.1.2、図 3.1.3 参照)



出所：調査団作成

図 3.1.2 電気および料金の流れ

### ○ Adder 制度の最近の動向

現行 Adder 価格にて太陽光発電事業等の採算性は悪くなく、申請容量も目標値を大幅に越えて増加傾向にあるため、2010 年 3 月 23 日に政府は Adder を見直す計画であることを公表した。6 月時点で太陽光と風力の事業の新規契約は一旦停止されている。EPPA 管轄の委員会にて Adder の改訂を検討するため、各電力公社は要請された情報を提出しているとのことである。改訂の方向性は機密事項として明らかにされていないが、導入目標を大幅に超える案件が申請されている傾向から、補助を減らす方向が推測される。

現行規則では、投資家は投資計画を提出するだけで、独立発電事業者(IPP)の大型案件のよ

うな入札手続きを踏む必要がないことから、投資認可を得た一部の投資家は、権利を欧州の投資家に売却し、昨今の欧州危機で債務回収困難な状況になったり、申請された事業の投資実行が遅れるケースが発生しているとのことである。

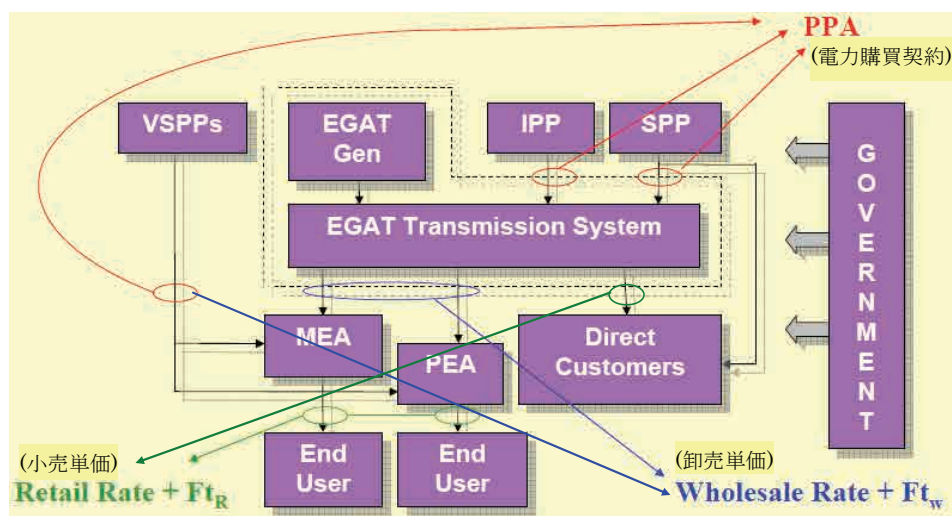
表 3.1.2 Adder 一覧 (2009 年 3 月改定)

Fuel Types / Size	Adder (Baht/kwh)	Extra Adder <sup>1</sup> (Baht/kwh)	Extra Adder <sup>2</sup> (Baht/kwh)	Period (Years)
<b>1. Biomass</b>				
Capacity ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.00	7
Capacity > 1 MW	0.30	1.00	1.00	7
<b>2. Biogas</b>				
Capacity ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.00	7
Capacity > 1 MW	0.30	1.00	1.00	7
<b>3. MSW</b>				
AD / Land Fill Gas	2.50	1.00	1.00	7
Thermal Process	3.50	1.00	1.00	7
<b>4. Wind Energy</b>				
Capacity ≤ 50 kW	4.50	1.50	1.50	10
Capacity > 50 kW	3.50	1.50	1.50	10
<b>5. Mini Hydro</b>				
Capacity 50 kW - < 200 kW	0.80	1.00	1.00	7
Capacity < 50 kW	1.50	1.00	1.00	7
<b>6. Solar PV</b>				
	8.00	1.50	1.50	10

Notes 1 = Electricity from Renewable Energy for diesel oil replacing  
 2 = Electricity from Renewable Energy for diesel oil replacing  
0.50: 2009 年 3 月増額見直

出所：DEDE, Alternative Energy Development Plan (2008 – 2022), Medium – and Long – term Investment Plan and the Role of the Private Sector

以下に、SPP および VSPP の電力買取制度について説明する。



出所：EGAT

図 3.1.3 電力買取制度の概要

図 3.1.3 に示すように、SPP は EGAT と電力売買契約（Power Purchase Agreement、以下 PPA）を締結するが、PPA の契約種別としては、2つのタイプがある。

1. Firm Contract（確定契約）：

Capacity Payment（容量料金）＋Energy Payment（電力量料金）、5～25年契約

2. Non-Firm Contract（非確定契約）：

Energy Payment（電力量料金）、5年以下（主に1年契約）

また、2007年4月に、再生可能エネルギーによるSPPを表3.1.3のとおり募集し、10月には7つのSPP（売電容量合計：335MW）が承認された。

表 3.1.3 再生可能エネルギーによるSPPの募集条件（2007年4月）

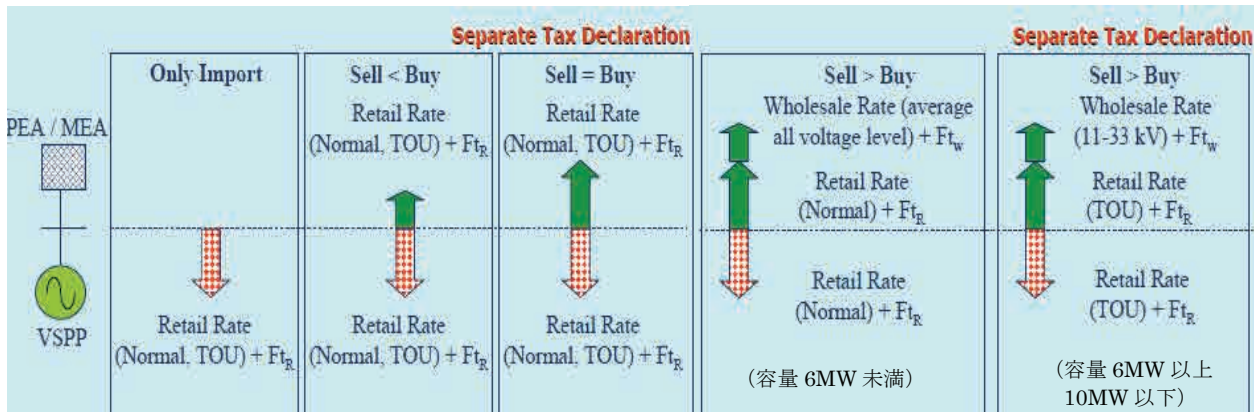
募集容量	530MW (内訳:都市固形廃棄物100MW,風力115MW,太陽光15MW,その他300MW)	
参加条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>・売電容量は10MW超、90MW以下</li> <li>・2012年までに売電開始</li> <li>・補助用の化石燃料比率は25%以下</li> </ul>	
契約形態	Firm（確定契約）	Non-Firm（非確定契約）
契約期間	20～25年	1年（継続的に更新）
売電料金	容量料金＋電力量料金＋Ft＋Adder	電力量料金＋Ft＋Adder
Adder ( )内は 支給期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>・都市固形廃棄物：2.5Baht/kWh（7年）</li> <li>・風力：<u>3.5Baht/kWh</u>（<u>10年</u>）</li> <li>・太陽光：8.0 Baht/kWh（<u>10年</u>）</li> <li>・その他：入札で決定[上限0.3 Baht/kWh]（7年）</li> </ul>	

(注) 下線部は、2007年11月にNEPCが風力と太陽光に対する支援を増強するよう見直したものである。(なお、最新のAdderは表3.1.2[2009年3月改定]を参照)

出所：調査団作成

一方、VSPPは、図3.1.4に示すように、PEAもしくはMEAと余剰電力買取によるPPAを締結している。但し、現在はVSPPがPPA締結時に、余剰買取か全量買取かを選択できるようになっている。

PEAおよびMEAは、SPPと同様にして、2007年6月に、再生可能エネルギーによるVSPPを表3.1.4のとおり募集した。



出所：EGAT

図 3.1.4 余剰電力買取の概要

表 3.1.4 再生可能エネルギーによる VSPP の募集条件 (2007 年 6 月)

募集容量	特に上限設定なし
参加条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>・売電容量は 10MW 以下</li> <li>・補助用の化石燃料比率は 25%以下</li> <li>・連系に必要な配電線、検査等の費用は発電事業者が負担</li> </ul>
契約期間	1 年 (継続的に更新)
売電料金	標準料金 (単価×kWh) + Ft + Adder
標準料金単価	<p>(1)売電容量：6MW 未満</p> <p>売電量 ≤ 購入量の場合、</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・小売電気料金と同単価</li> </ul> <p>売電量 &gt; 購入量の場合、</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・通常料金契約：EGAT から PEA(MEA)への卸売単価の全平均</li> <li>・時間帯別契約：EGAT から PEA(MEA)への 11～33kV 卸売単価</li> </ul> <p>(2)売電容量：6MW 以上 10MW 以下</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・通常料金契約：EGAT から PEA(MEA)への卸売単価の全平均</li> <li>・時間帯別契約：EGAT から PEA(MEA)への 11～33kV 卸売単価</li> </ul>
Adder ( )内は 支給期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>・バイオマス、バイオガス：0.3 Baht/kWh (7 年)</li> <li>・小水力[50～200kW]：0.4 Baht/kWh (7 年)</li> <li>・小水力[50kW 未満]：0.8 Baht/kWh (7 年)</li> <li>・都市固形廃棄物：2.5Baht/kWh (7 年)</li> <li>・風力：<u>3.5Baht/kWh</u> (10 年)</li> <li>・太陽光：8.0 Baht/kWh (10 年)</li> </ul>

(注) 下線部は、2007 年 11 月に NEPC が風力と太陽光に対する支援を増強するよう見直したものである。(なお、最新の Adder は表 3.1.2 [2009 年 3 月改定]を参照)

出所：調査団作成

また、これらのことより売電価格は、太陽光発電を例として、表 3.1.5 のようになる。ここで、同表における”Bulk Supply tariff”は図 3.1.4 おける”Wholesale Rate”に等しいものと考えてよい。

よって、VSPP（および SPP）の売電価格は、2009 年 12 月時点で太陽光発電の場合、  
 売電価格 = 卸売価格(11~33 k V) + 燃料調整価格(Ft<sub>w</sub>) + Adder

$$\doteq 1.81 + 0.92 + 8.0 \doteq 10.7 \text{ [Baht/kWh]}$$

となる。

表 3.1.5 売電価格の例（太陽光発電の場合）

	VSPP
<b>Utility</b>	PEA
<b>Tariff</b>	Bulk Supply tariff (TOU) + Ft + Adder
<b>Bulk Supply tariff</b> (average as per Dec 09)	Onpeak: 2.92 baht/kWh Offpeak: 1.11 baht/kWh
<b>Ft</b> (as per Dec 09)	0.92 bath/kWh
<b>Adder</b>	8.0 bath/kWh for 10 years
<b>Tariff</b> (average as per Dec 09)	10.7 baht/kwh

Note) On-peak: Mon.-Fri. 9:00-22:00

Off-peak: Mon.-Fri. except for On-peak hours,  
 Weekends and holidays

- ✓ VSPP : Very Small Power Producer
- ✓ Bulk Supply tariff : Price EGAT sells bulk electricity to PEA/MEA
- ✓ TOU : time of Use
- ✓ Ft : Fuel price volatility

出所 : ENSOL 聴取より調査団作成

参考として、2002 年～2009 年までの VSPP に関する電力買取価格（卸売価格および小売価格）の推移を表 3.1.6 に示す。Ft は 2006 年と 2009 年には、原油高騰の影響のため急激に上昇している。

また、SPP および VSPP の申請手続きから運用開始までの流れを図 3.1.5 に示す。これより申請から、PPA 契約までは 4 カ月から半年を要し、その後の運用開始日（COD）までは建設期間を 2 カ月としても最短で 8 カ月程度要することが分かる。その売電および系統連系申請書（抜粋）は表 3.1.6 に示すように、申請者情報や発電機条件のほか、発電機や系統連系に関わる技術的・一般的な情報、および提出書類などの内容を記載するものであり、特に手続き上の煩雑さはない。

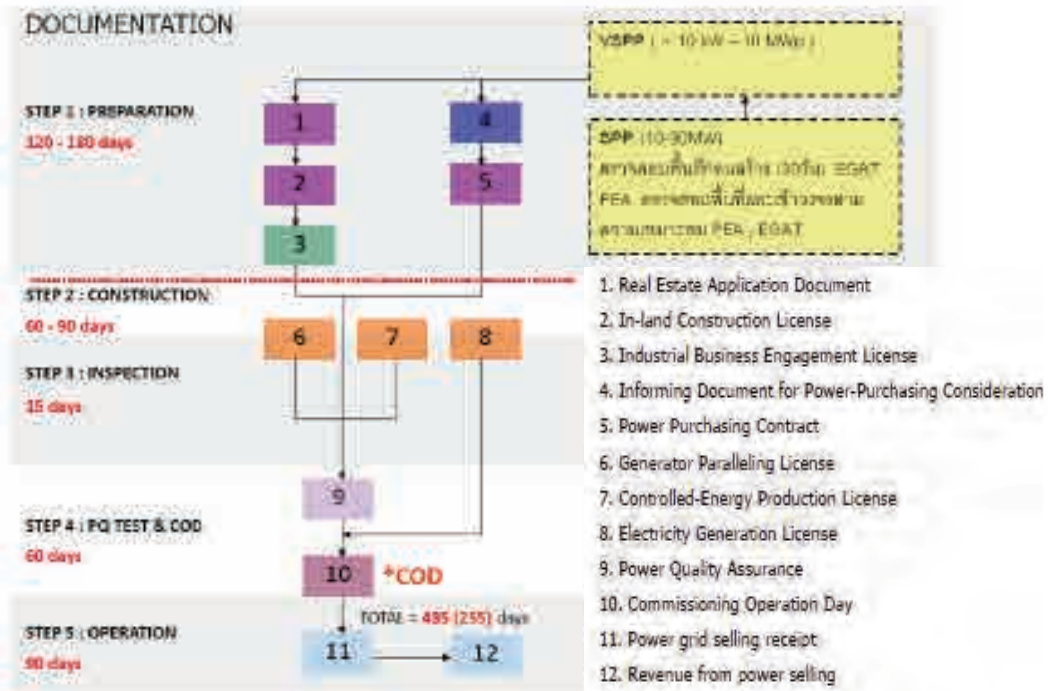
表 3.1.6 VSPP に関する電力買取価格（卸売価格および小売価格）の推移（2002～2009）

Year/Month	Wholesale Tariff			Average Wholesale Ft	Total Wholesale	Retail Tariff			Total Retail
	Peak	Off Peak	Average			Average Retail	Retail Ft	Total Retail	
<b>2002</b>									
<b>Average</b>	-	-	1.7555	0.2370	1.9925	2.2462	0.2195	2.4657	
<b>2003</b>									
<b>Average</b>	-	-	1.7472	0.2809	2.0280	2.2475	0.2577	2.5052	
<b>2004</b>									
<b>Average</b>	-	-	1.7279	0.4063	2.1342	2.2426	0.3852	2.6278	
<b>2005</b>									
<b>Average</b>	-	-	1.6985	0.4935	2.1920	2.2419	0.4785	2.7204	
<b>2006</b>									
<b>Average</b>	2.4807	1.0997	1.6744	0.7808	2.4553	2.2449	0.7810	3.0259	
<b>2007</b>									
January	2.4841	1.0998	1.7012	0.7788	2.4800	2.2337	0.7842	3.0179	
February	2.4806	1.0997	1.7100	0.7788	2.4888	2.2599	0.7342	2.9941	
March	2.4821	1.0997	1.6914	0.7322	2.4236	2.2449	0.7342	2.9791	
April	2.4791	1.0995	1.6377	0.7322	2.3699	2.2563	0.7342	2.9905	
May	2.4851	1.0998	1.6679	0.7322	2.4001	2.2486	0.7342	2.9828	
June	2.4781	1.0995	1.6829	0.7322	2.4151	2.2631	0.6842	2.9473	
July	2.4825	1.0997	1.6721	0.6849	2.3570	2.2438	0.6842	2.9280	
August	2.4797	1.0996	1.7136	0.6849	2.3985	2.2707	0.6842	2.9549	
September	2.4740	1.0994	1.6565	0.6849	2.3414	2.2405	0.6842	2.9247	
October	2.4730	1.0993	1.6922	0.6849	2.3771	2.2450	0.6611	2.9061	
November	2.4714	1.0992	1.7095	0.6632	2.3727	2.2594	0.6611	2.9205	
December	2.4689	1.0992	1.6021	0.6632	2.2653	2.2088	0.6611	2.8699	
<b>Average</b>	2.4782	1.0995	1.6781	0.7127	2.3908	2.2479	0.7034	2.9513	
<b>2008</b>									
January	2.4711	1.0992	1.6967	0.6632	2.3599	2.2517	0.6611	2.9128	
February	2.4702	1.0991	1.6704	0.6895	2.3599	2.2477	0.6886	2.9363	
March	2.4699	1.0992	1.6623	0.6895	2.3518	2.2310	0.6886	2.9196	
April	2.4761	1.0996	1.6653	0.6895	2.3548	2.2826	0.6886	2.9712	
May	2.4725	1.0993	1.6146	0.6895	2.3041	2.2213	0.6886	2.9099	
June	2.4729	1.0992	1.6797	0.6749	2.3546	2.2513	0.6285	2.8798	
July	2.4750	1.0993	1.6656	0.6749	2.3405	2.2383	0.6285	2.8668	
August	2.4790	1.0994	1.6414	0.6748	2.3162	2.2283	0.6285	2.8568	
September	2.4829	1.0995	1.7180	0.6749	2.3929	2.2771	0.6285	2.9056	
October	2.4822	1.0995	1.6976	0.7730	2.4706	2.2615	0.7770	3.0385	
November	2.4790	1.0994	1.6629	0.7730	2.4359	2.2509	0.7770	3.0279	
December	2.4801	1.0995	1.6529	0.7730	2.4259	2.2770	0.7770	3.0540	
<b>Average</b>	2.4759	1.0994	1.6690	0.7033	2.3723	2.2516	0.6884	2.9399	
<b>2009</b>									
January	2.4814	1.0996	1.6856	0.9098	2.5954	2.2818	0.9255	3.2073	
February	2.4787	1.0994	1.6736	0.9100	2.5836	2.2892	0.9255	3.2147	
March	2.4788	1.0994	1.6965	0.9101	2.6066	2.2726	0.9255	3.1981	
April	2.4796	1.0996	1.6166	0.9100	2.5266	2.2574	0.9255	3.1829	
May	2.4734	1.0993	1.5833	0.9177	2.5010	2.2258	0.9255	3.1513	
June	2.4711	1.0991	1.7025	0.9177	2.6202	2.2974	0.9255	3.2229	
July	2.4710	1.0992	1.6583	0.9177	2.5760	2.2298	0.9255	3.1553	
August	2.4749	1.0993	1.6387	0.9177	2.5564	2.2437	0.9255	3.1692	
September	2.4704	1.0991	1.7065	0.9206	2.6271	2.2723	0.9255	3.1978	
October	2.4715	1.0992	1.6649	0.9206	2.5855	2.2331	0.9255	3.1586	
November									
December									
<b>Average</b>	2.4751	1.0993	1.6627	0.9152	2.5778	2.2603	0.9255	3.1858	

Notes :

- 1) Wholesale tariff is the average value of PEA's and MEA's wholesale tariffs at all voltage levels.
- 2) Average wholesale Ft is the average value of PEA's and MEA's wholesale Ft at all voltage levels.
- 3) Average retail tariff is the average value of PEA's & MEA's retail tariff for their customers and EGAT's retail tariff for direct customers

出所：EPPO ホームページ



出所：DEDE

図 3. 1. 5 SPP/VSPP の申請手続きの流れ

**Application for Sale of Electricity and System Interconnection**  
(For Generators with Net Output under 10 MW)

The application for sale of electricity and system interconnection for power producers with a generating facility with net output under 10 MW to be interconnected with the Provincial Electricity Authority (PEA)/Metropolitan Electricity Authority (MEA) system.

*Remarks: Power Producers with generators less than 30 kW are not required to fill in the shaded areas.*

**Section 1: Applicant Information**

Name: \_\_\_\_\_ Age: \_\_\_\_\_ Nationality: \_\_\_\_\_ Ethnic: \_\_\_\_\_

Mailing Address: \_\_\_\_\_

Province: \_\_\_\_\_ Post Code: \_\_\_\_\_ Telephone: \_\_\_\_\_

Submitting the application in the capacity as \_\_\_\_\_ Business: \_\_\_\_\_ or  
Company: \_\_\_\_\_

Headquarters Location: \_\_\_\_\_

Telephone: \_\_\_\_\_ Fax: \_\_\_\_\_

Facility Location: \_\_\_\_\_

Telephone: \_\_\_\_\_ Fax: \_\_\_\_\_

**Section 2: Generator Qualifications**

Is Generator powered by renewable energy sources?  Yes  No

Type of renewable energy:  Solar  Wind  Hydro  
 Biogas  Geothermal  
 Waste  Others: \_\_\_\_\_

Other energy source:  Natural Gas  Oil  Coal  Others: \_\_\_\_\_

Will there be excess power to be exported to PEA/MEA?  Yes  No

Total System Capacity: \_\_\_\_\_ kW Site Load: \_\_\_\_\_ kW (Typical)

Maximum Export: \_\_\_\_\_ kW

出所：EPPO ホームページ

図 3. 1. 6 VSPP の売電および系統連系申請書（抜粋）

## その他の再生可能エネルギー普及促進制度

### <BOI の投資奨励策>

BOI は、タイの投資奨励法の実施責任を担っており、投資政策の策定や重要投資案件の認可を実施する機関である。

この投資奨励策は、奨励対象業種に対する税制上および税制以外の特典の付与からなっており、産業の地方分散、地方産業の振興、所得格差の解消を目的としている。そのため、タイ国内を三つのゾーンに分け、バンコク首都圏を離れるに従って特典を手厚くしている（図 3.1.7）。一方、特定の産業や産業クラスターを促進するために、対象業種のうち特別重要業種<sup>(※)</sup>に対しては、ゾーンを問わず高い特典を付与している。

具体的な税法上の特典としては、第3ゾーンの場合、

- 法人所得税を8年間免除（その後の5年間50%減税）
- 機械・設備の輸入税を免除

などがある。

BOI は再生可能エネルギー、省エネルギーに限らずタイにおける産業全般を奨励するものであるが、今回調査対象である再生可能エネルギーもしくは省エネルギー関連事業は、（7類：サービス、公共事業の内、電力もしくはESCO事業に属するものとして）特別重要産業に指定されるため、立地ゾーンに関係なく、第3ゾーン同様の最も手厚い特典（税制優遇）を受けることができる。

（※）特別重要業種：タイにとって重要な産業（農水産業、公共事業、環境保全・対策に関する事業など）を定め、「奨励対象業種表」に詳細が示されている。

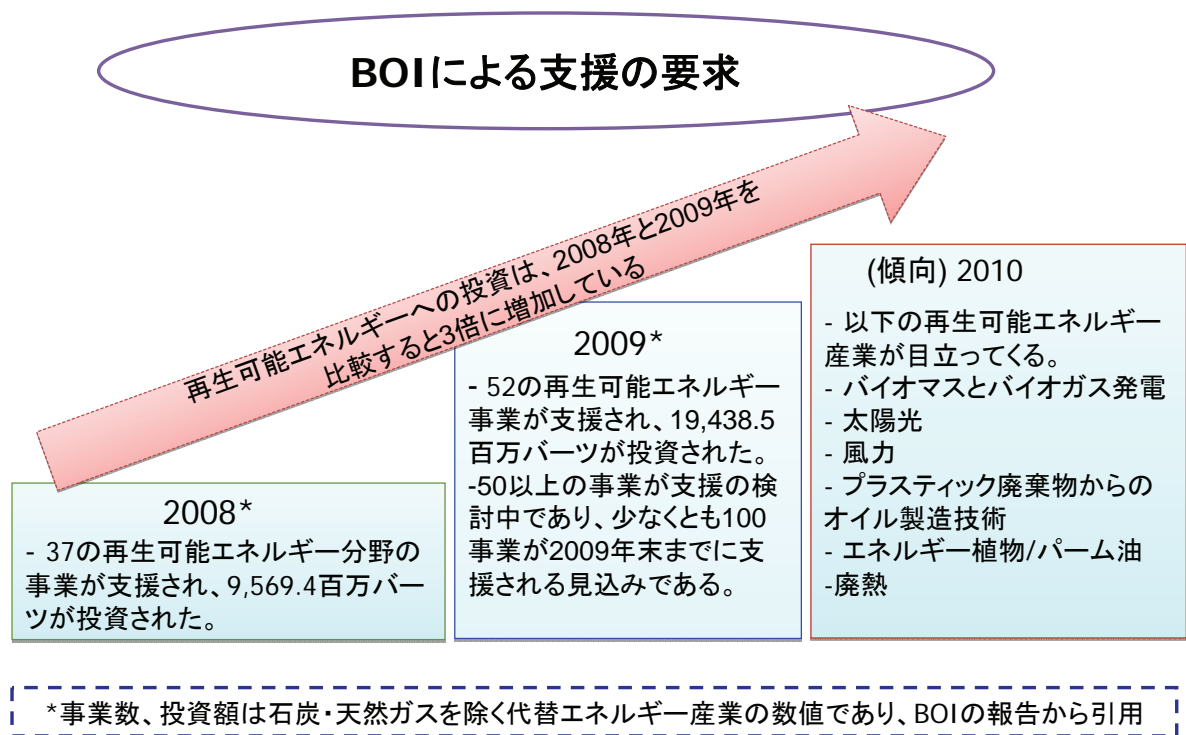
このBOIの奨励策によって、図3.1.8に示すように、近年、再生可能エネルギー関連事業の普及促進が顕著になっており、タイにおける開発事業者（投資者）にとって必要不可欠なものとなっている。聞き取り調査から、ほぼ100%の発電事業者がBOIの奨励を受けている。





出所：タイ国投資委員会ガイド

図 3.1.7 BOI 投資地域区分



出所：DEDE

図 3.1.8 BOI による再生可能エネルギー事業の支援

#### <情報提供サービス>

DEDE を主体として研究調査してきた5種類の再生可能エネルギー（風力、太陽光、バイオマス、バイオガス、小水力）のポテンシャルデータや調査レポートなどを Web サイトに掲載したり、ワンストップサービスで情報を無料提供したりして、再生可能エネルギーに興味のある投資家や会社組織など誰もが情報を入手・利用しやすい環境を整備することにより、普及促進を図っている。

○再生可能エネルギーのポテンシャル情報サービス：

- 再生可能エネルギーのポテンシャルマップ
- 再生可能エネルギーの調査レポート

○再生可能エネルギーや省エネルギーに関する情報サービスセンターの設置：

- ワンストップサービスで無料にて情報提供

#### <投資補助金>

MOE もしくは EPPO が3種類の再生可能エネルギー（バイオガス、都市固形廃棄物、太陽熱）について、主として小規模プロジェクトに対する設計・コンサルタント・投資(の一部)へ ENCON Fund を財源とする補助金を与えている。具体的には、2009年においては、初期投資に対して、バイオガス 30%、都市固形廃棄物 100%、太陽熱 30%を上限として、一つのプロジェクトに対

して最大 50 百万バーツまで補助金が与えられる。

#### <Revolving Fund, ESCO Fund など>

##### ○Revolving Fund :

- 省エネルギーおよび再生可能エネルギー事業に対する低金利融資
- 年利 4%、7 年の返済期間
- 1 件あたり上限 5 千万バーツまで融資可能
- ENCON Fund<sup>(※)</sup> より商業銀行が借り受けて事業者へ融資 (2-stepped loan)

##### ○ESCO Fund :

- 民間投資者の共同投資信託機関で、ENCON Fund<sup>(※)</sup> からの 500 百万バーツを元手に運用
- ECFT(Energy Conservation Foundation of Thailand)と EFE(Energy for Environment Foundation)がファンドマネージャー
- 事業内容：株式投資、ベンチャーキャピタル、機器リース、CDM 取引、技術支援、信用保証
- 省エネルギーおよび再生可能エネルギー事業に年間 500 百万バーツを融資

(※) ENCON Fund の財源は、ガソリン、ディーゼル油、石油、灯油などの税金 (0.05~0.25 バーツ/Liter) であり、年間約 20~25 億バーツの収入がある。

なお、Revolving Fund、ESCO Fund についての詳細は、第 4 章にて後述する。

#### <RPS 制度>

RPS (Renewable Portfolio Standard) 制度については、2003 年に導入され、EGAT が発電所を新設する場合あるいは IPP が EGAT に売電するための発電所を新設する場合、それぞれ設備容量の 5%を再生可能エネルギー発電とすることが義務づけられた。EGAT の自社電源についても、2008 年~2010 年に化石燃料による発電所 2,800MW を新設する計画に伴い、再生可能エネルギー発電 140MW を開発する計画 (EGAT 自ら開発：80MW、SPP による開発分をクレジットとして買取：60MW) としていた。しかし、RPS 制度下では、まず電源新設がないと再生可能エネルギー設備容量を増やす義務がなく、電源新設時にも容量の 5%以上の再生可能エネルギー導入の動機づけとならない。さらに大規模電源開発は数年を要し頻繁に計画されるものでもないため、再生可能エネルギー電力売買契約もそれに合わせて遅れることとなる。また、再生可能エネルギー発電は元来魅力的な採算性を有する事業でもないため、発電事業者側としても自発的な開発が促進される状況にはならない。

そうした事情を勘案し、再生可能エネルギーの導入促進については、本来各資源のポテンシャルに見合った開発目標を立て、それ自身の動機づけで開発するべきであり、投資者向けインセンティブ制度を用意し自発的に事業を起こさせる方が有効であると考えられた。そのため、2007 年に現在の Adder 制度を導入するとともに、2011 年の RPS 制度廃止が決定された。

#### <CDM>

タイ国は CDM (Clean Development Mechanism : クリーン開発メカニズム) を優先的に適用すべき事業分野として、エネルギー、環境、交通、産業という分野を掲げている。再生可能エネルギーや省エネルギーの事業も CDM として申請可能な事業である。再生可能エネルギーによ

る発電事業を行なうことは、化石燃料による発電に比べて温室効果ガスの排出を抑制したとみなすことが出来る。また、既存の事業活動に省エネルギー対策を行なうことは、エネルギー使用量を削減し、それに伴う温室効果ガスの排出を抑制したとみなすことが出来る。

タイでの再生可能エネルギー電源開発の場合、発電電力量に対し 0.5tCO<sub>2</sub>/MWh 程度のクレジットが得られ、これを相対契約あるいは市場にて売ることができる。市場単価は変動するが、世界銀行の算出した 2008 年の単価の場合 11.46 ユーロ (US\$16.78)であった。企業側としては、得たクレジットの売出し等により 10 年間あるいは 7 年間の更新 (最大 21 年間まで延長) の期間、資金を得ることが可能となるが、通常大規模な建設コストに比べてそれほど大きな額ではないとされている。むしろ企業イメージのため申請する意味合いのほうが強いと見られる。

以下に、タイの CDM 手続きと登録の現状を紹介する。

#### ○タイの CDM 手続き内容

タイ国においては CDM に関する各手続きを以下の通り進めてきた。

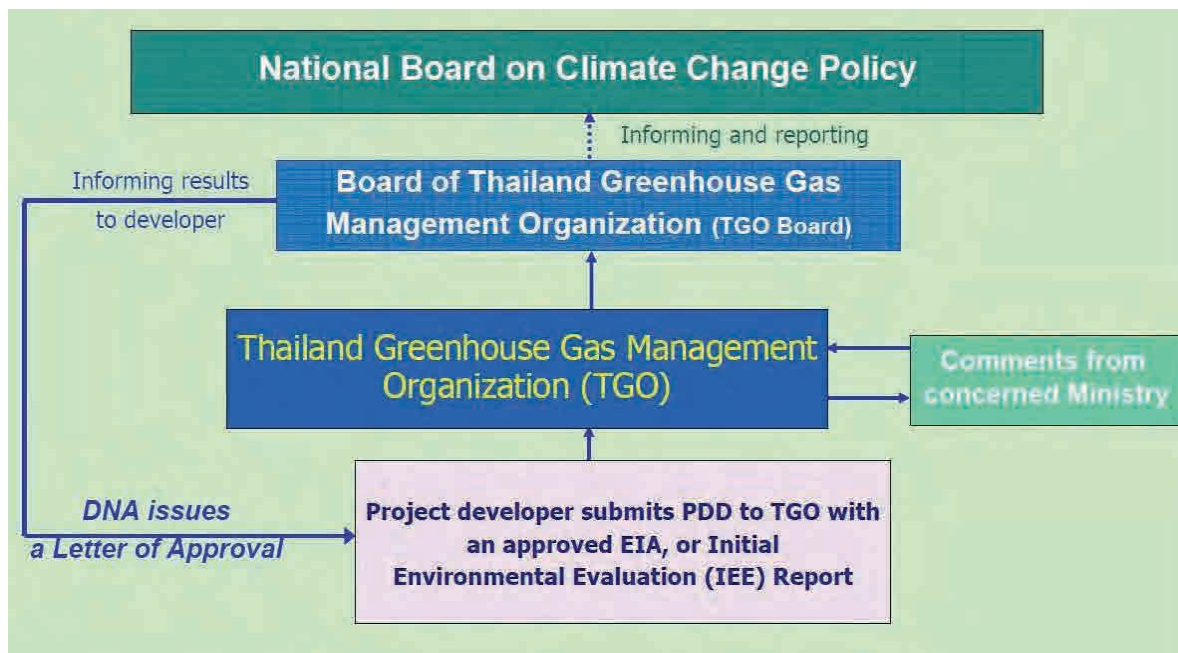
- ・ 1994 年 12 月 国連気候変動枠組条約批准
- ・ 2002 年 8 月 京都議定書批准
- ・ 2007 年 1 月 CDM プロジェクトホスト国承認

2003 年 7 月に天然資源環境省 (Ministry of Natural Resources and Environment: MNRE) を指定国家機関 (Designated National Authority: DNA) とした。またその MNRE 管轄下の Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP) を UNFCCC の国の活動拠点および気候変動国内委員会とした。その後 2007 年 7 月に、Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO) を DNA-CDM 事務所として設立した。

#### ○タイ国内での承認手順

タイ国内での CDM プロジェクト承認手順は以下の通りとなる (図 3.1.9)。

1. プロジェクト実施者は TGO へ「プロジェクト設計書」(Project Designed Document: PDD) を提出
2. それに必要な書類を添えて、TGO は関係省庁へ送付
3. 関係省庁は TGO へコメントを送付
4. TGO はコメントを取りまとめ、TGO 理事会で審議
5. TGO は審議結果をプロジェクト実施者および国家気候変動政策委員会 (National Board on Climate Change Policy) へ通知。承認の場合には TGO から (DNA として) プロジェクト実施者に「承認レター」 Letter of Approval (LoA) が発行される。

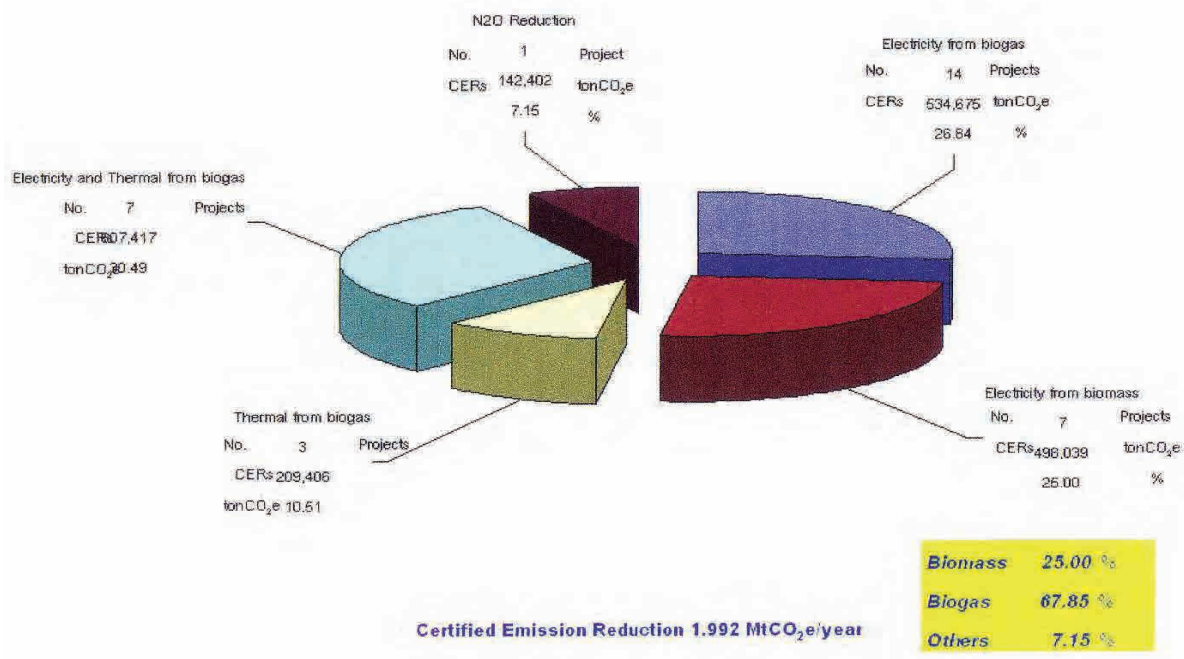


出所: Current and Future Policies, Measures and Supporting Implementation for Thai CDM Projects, TGO

図 3.1.9 プロジェクト承認手続き

○現在の国連 CDM 理事会でのタイ国の案件登録状況 (図 3.1.10、図 3.1.11)

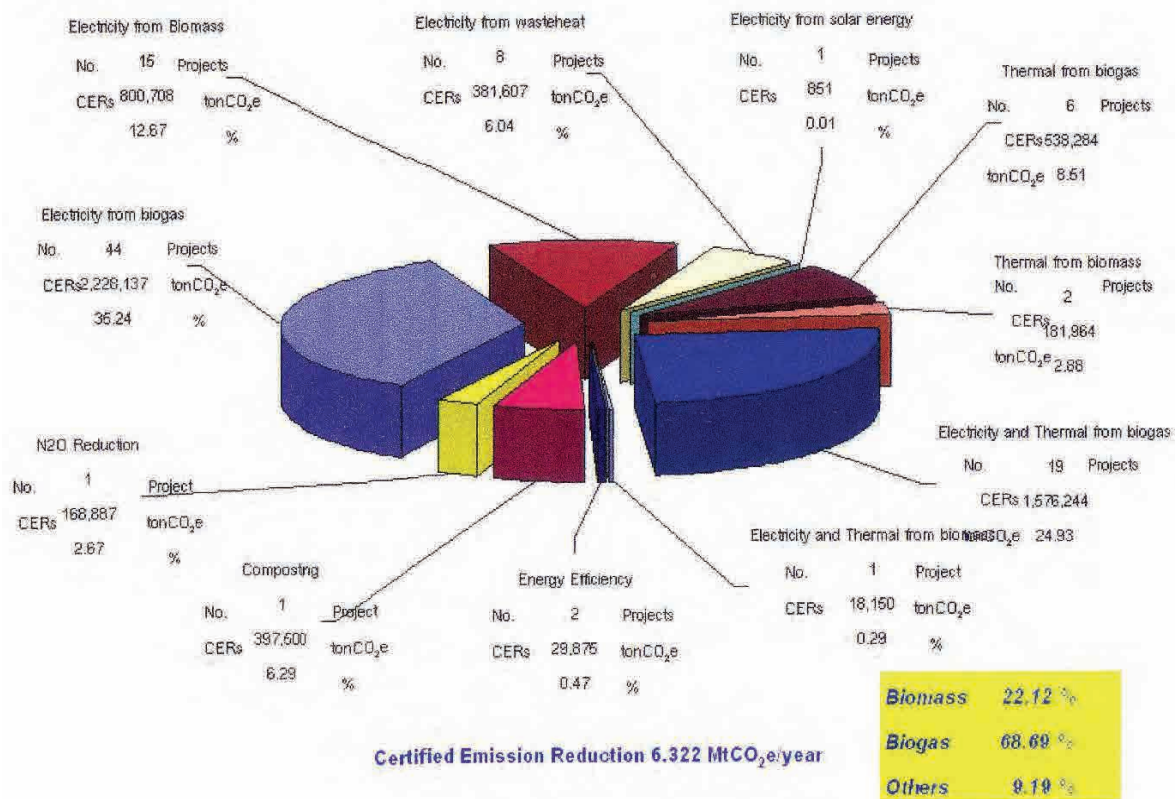
2010年3月現在の国連 CDM 理事会でのタイ国からの登録案件数は32件となっている。その内訳には、バイオガス発電14件27%、バイオマス発電7件26%、バイオガス熱電併給7件30%と再生可能エネルギー関連発電事業が大半を占めている。



出所: Key Development of the Designated National Authority in Thailand and Work Programme in 2010, TGO

図 3.1.10 タイ国内での CDM 案件登録件数 (2010年3月3日現在)

また、タイ国内での承認レター受領後、国連 CDM 理事会での登録待ちの案件は 100 件となっている。これについても、バイオガス発電 44 件 35%、バイオマス発電 15 件 13%、バイオガス熱電併給 19 件 25%等、再生可能エネルギー関連発電事業が大半を占める。省エネルギー案件も 2 件承認されている。



出所: Key Development of the Designated National Authority in Thailand and Work Programme in 2010, TGO

図 3.1.11 タイ国内での承認レター受領案件 (2010年3月3日現在)

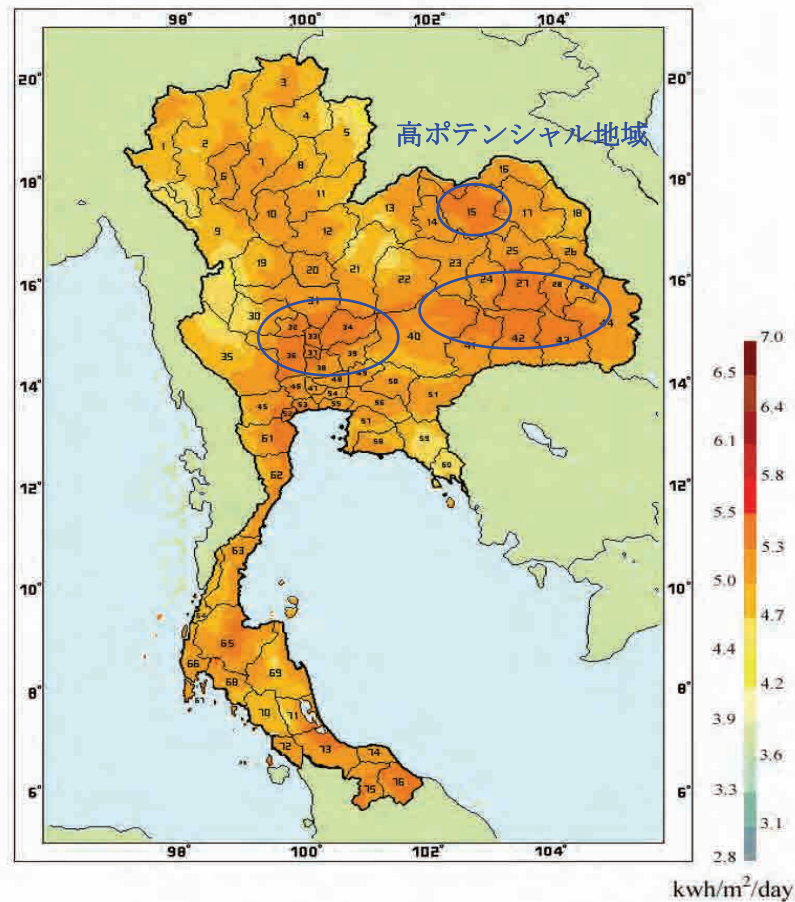
### c 再生可能エネルギー貯存量等の現状

DEDE が 2009 年に発表した 2022 年までの再生可能エネルギー導入促進の中長期計画(表 3.1.1)には、各再生可能エネルギーの貯存量が記載されている。

以下に、電力分野への活用が計画されている再生可能エネルギーそれぞれの貯存量について記載する。

#### c-1 太陽光

全国土の平均日射量は 18.2MJ/m<sup>2</sup> (約 5kWh/m<sup>2</sup>) あるとのことで、地域格差は少なく、各地域での開発可能性が十分にあり (図 3.1.12)、全国土面積 510×10<sup>9</sup>m<sup>2</sup> で 50,000MW のポテンシャルがあると見積もられている。2007 年には 32MW が導入されている(表 3.1.1)。一方、日射量分布状況を詳細にみると特に中部、東部～東北部が国内でも日射条件がよい地域であることがわかる。近年の太陽光発電設備建設も、やはり日射量が多く比較的バンコクに近い中部 (ロブリー県等) で盛んに進められている (後述、3.2.c-1 にて言及)。



出所：DEDE

図 3.1.12 タイ国の日射量

### c-2 小水力

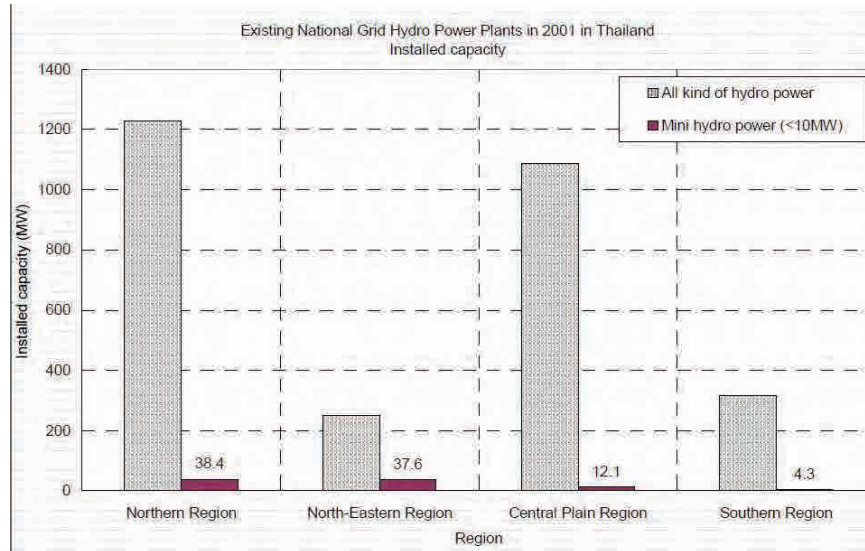
天然資源環境省によるタイ国内の森林土地利用制限もあり、今後の大規模水力開発に望みがない中、DEDE 発表によると小水力ポテンシャルは 700MW であり(表 3.1.1)、地域別には、既存の水力設備容量の分布からみると北部～東北部に水資源が多いと考えられる(図 3.1.13、図 3.1.14)。主な小水力プロジェクトの情報を表 3.1.7 に示す。また、参考にタイ国内の帯水ポテンシャルデータを図 3.1.15 に示す。国土の南東および南西の半島部に多く分布していることが分かる。

2007 年現在の設備容量は 56MW にとどまっている。それは、実際の開発に当たっては、森林土地利用についての許可申請や、開発反対住民との調整が難航することから、民間での開発を促進することが困難であること、また、通年連続運転に十分な流量を確保することが困難であることも原因と考えられる。

DEDE が 2007 年に先行して設定した 2011 年までの導入目標値 162MW は国内に 594 ある灌漑用ダムを発電に活用することにて見積もられている。水力設備の新設となれば土木設備、電気設備の建設のために事業を起こし、多くの技術者の雇用・養成も必要となることが懸念されるため、既設のダムや堰を利用し、比較的容易に促進をはかるといえるものである。

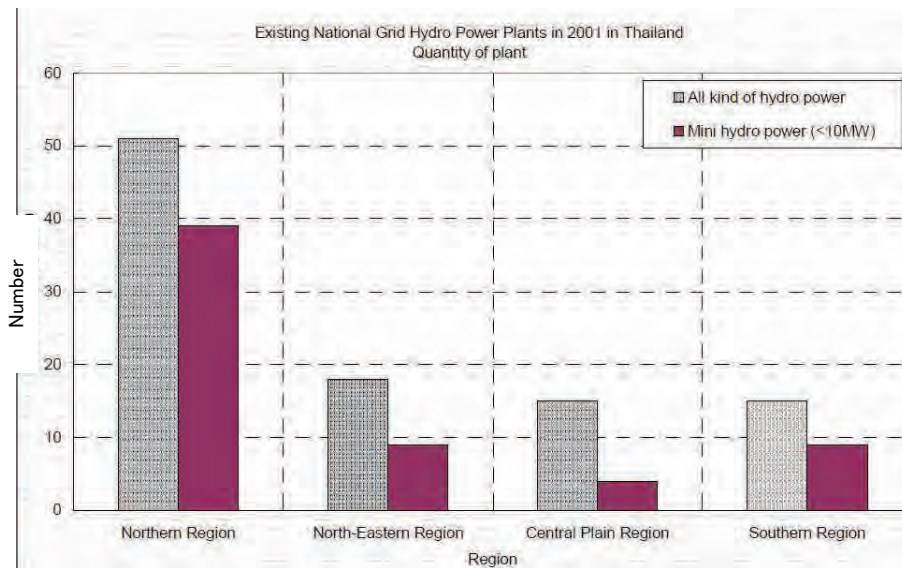
King Mongkut's University of Technology Thonburi (KMUTT) 工学部の小水力開発の効果

についての調査結果によると、環境やコミュニティにも悪影響が少ない、発電資源に有効な小水力ポテンシャルがまだあるとのことである。また、経済性についての評価をすれば、やはり1MW未満のものより1～15MW程度設備の方が有効であるとのことである。



出所：NEDO タイにおける石油代替エネルギーの導入可能性調査

図 3.1.13 水力発電の地域別ポテンシャル（設備容量）



出所：NEDO タイにおける石油代替エネルギーの導入可能性調査

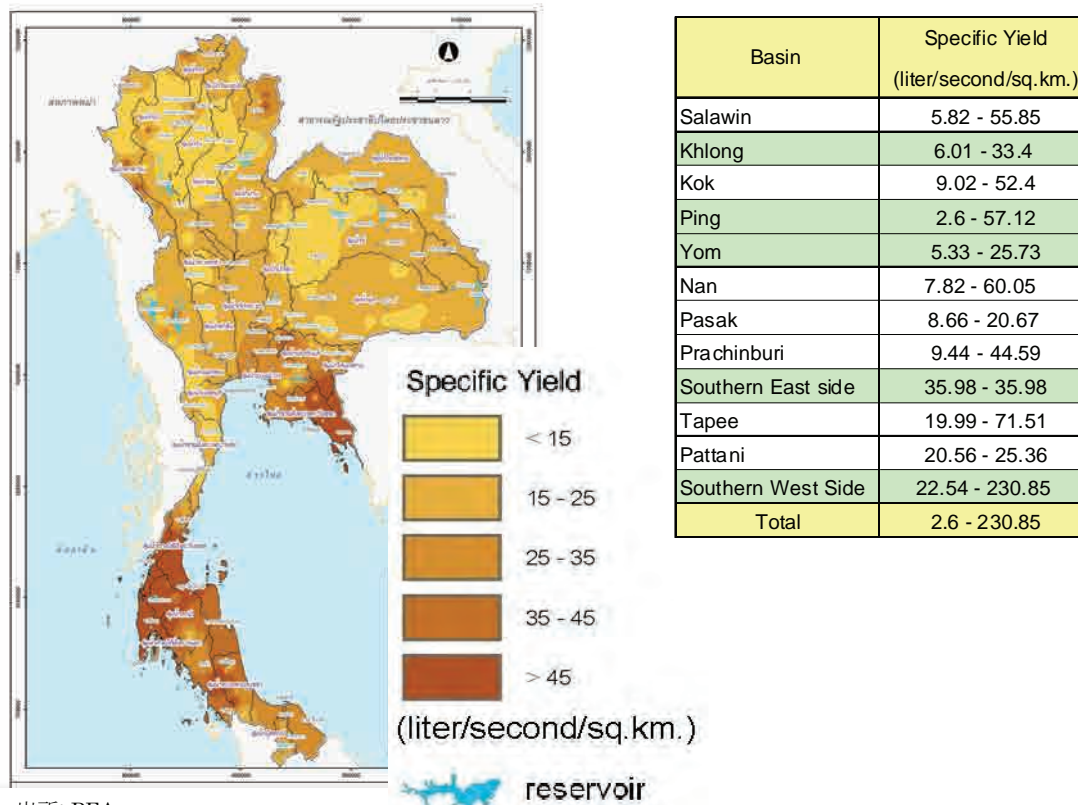
図 3.1.14 水力発電の地域別ポテンシャル（プラント数）



表 3.1.7 タイの主な小水力プロジェクト

No	Project	Plant Site		Gen. Capacity (kW)	(kWh) Average of FY2004-2008
		Amphoe	Province		
1	MaeHongSawn	Muang	MaeHongSawn	850	3,427,602.00
2	MaeGeumLaung	MaeEye	ChiengMai	3,200	11,663,420.00
3	Huai MaePhong	DonkKamTai	PhaYao	860	2,562,063.20
4	AiGaPoe	Sukirin	NaraThiwas	200	201,082.59
5	MaeSaRieng	MaeSaRieng	MaeHongSawn	1,250	2,525,866.80
6	Kireetaan	MaKhaam	Chuntaburi	12,200	28,052,642.80
7	MaeSaNga	Muang	MaeHongSawn	5,040	23,289,298.76
8	MaeSaab	SaMoeng	ChiengMai	1,360	2,242,572.20
9	BoeKaew	SaMoeng	ChiengMai	200	321,217.04
10	MaeMao	Fang	ChiengMai	4,330	8,114,458.60
11	HuaiMaeSawd	MaeSawd	Tak	660	1,820,540.54
12	KlongLumplork	YanTaKhao	Trang	1,182	4,262,026.96
13	NamKaMoen	NakornThai	Pitsanuloke	1,030	3,020,362.55
14	MaeHaad	WiengHaeng	ChiengMai	818	2,359,810.32
15	MaeTuen	OmKoi	ChiengMai	250	180,096.00
16	KlongDuson	KuanGaLonk	Satoon	680	2,310,085.72
17	HuaiPratown	GangKraw	Chaiyapoom	4,500	11,708,446.00
18	GiewLom	Muang	Lampang	350	622,941.60
19	HuaiLumsint	GongHlah	Patthaloong	958	468,152.56
20	LumPraploeng	PakThonhChai	NakornRatchasima	850	1,850,820.80
21	HuaiNamkhoon	MaeSaRouy	ChiengRai	1,700	7,967,399.80
22	HuaiYaMoe	OomPhang	Tak	850	1,823,773.00
<b>Total</b>				<b>43,318</b>	<b>120,794,679.86</b>

出所: DEDE ホームページ



出所: PEA

図 3.1.15 タイ国内の帯水ポテンシャル

### c-3 バイオマス、バイオガス

タイ国内は基本的に農作物資源が豊富であり、籾殻、サトウキビバガス、キャッサバ残渣（根や茎）等のバイオマス資源も豊富であることから、全国土で4,400MWのポテンシャルがあると見積もられている。2007年時点で1610MWが導入されている(表 3.1.1)。

ここで、バイオガスとバイオマスの違いについては、バイオガスは工場污水や動物のし尿のほか、都市液体ごみ等から出る廃液が発酵過程を経て排出されるメタンガスによるものである。一方、バイオマスは基本的に農業廃棄物（籾殻、キャッサバ根茎、サトウキビ搾りかす、木屑など）を専焼・混焼もしくは、ガス化して発電に利用するものである。

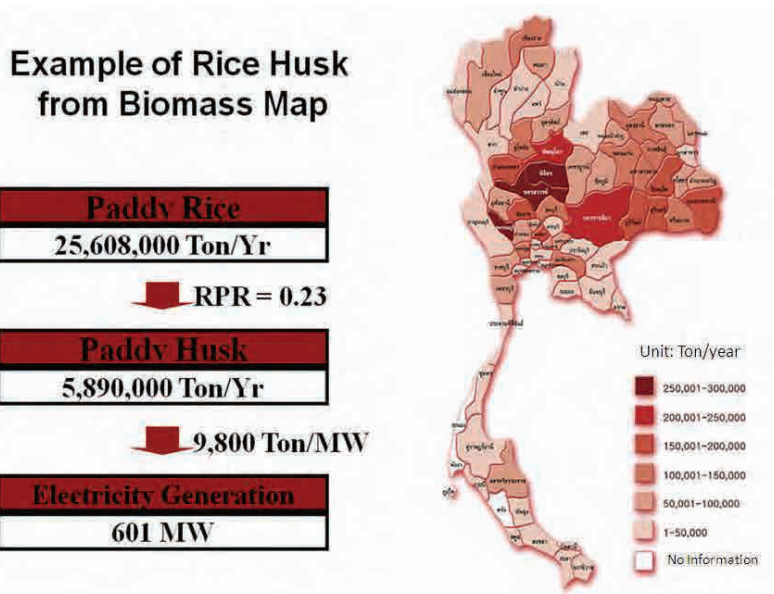
DEDE 調査による国内の農産品目別バイオマス貯存量は表 3.1.8 の通りで、全体で117百万トンある。米、サトウキビ、ゴム由来のバイオマス量が上位を占める。

表 3.1.8 農業から得られるバイオマス貯存量

No.	Plant	Plant area (Rai) Rai =1,600m <sup>2</sup>	Production (Ton)	Biomass	Conversion to Biomass	Biomass (Ton)
1	Sugar cane	7,000,000	70,000,000	Trash	0.30	21,000,000
				Top and Leaf	0.24	16,800,000
2	Oil Palm	3,500,000	8,750,000	Palm Bunch	0.23	2,012,500
				Oil cake	0.15	1,312,500
				Palm shell	0.06	525,000
				Leaf/stalk	0.27	2,362,500
3	Paddy Rice	57,000,000	28,607,931	Paddy husk	0.23	6,988,591
				Rice straw	1.19	34,043,438
4	Corn	6,300,000	4,396,779	Corn cob	0.19	835,388
5	Cassava	6,500,000	17,550,000	Stalk	0.12	2,106,000
				Rhizome	0.10	1,755,000
6	Rubber	500,000	200,000,000	Sawdust	0.03	6,000,000
				Wood chip	0.10	20,000,000
7	Eucalyptus	1,360,000	6,800,000	Firewood	0.20	1,360,000
				Bark	0.10	680,000
Total			336,104,710			117,780,917

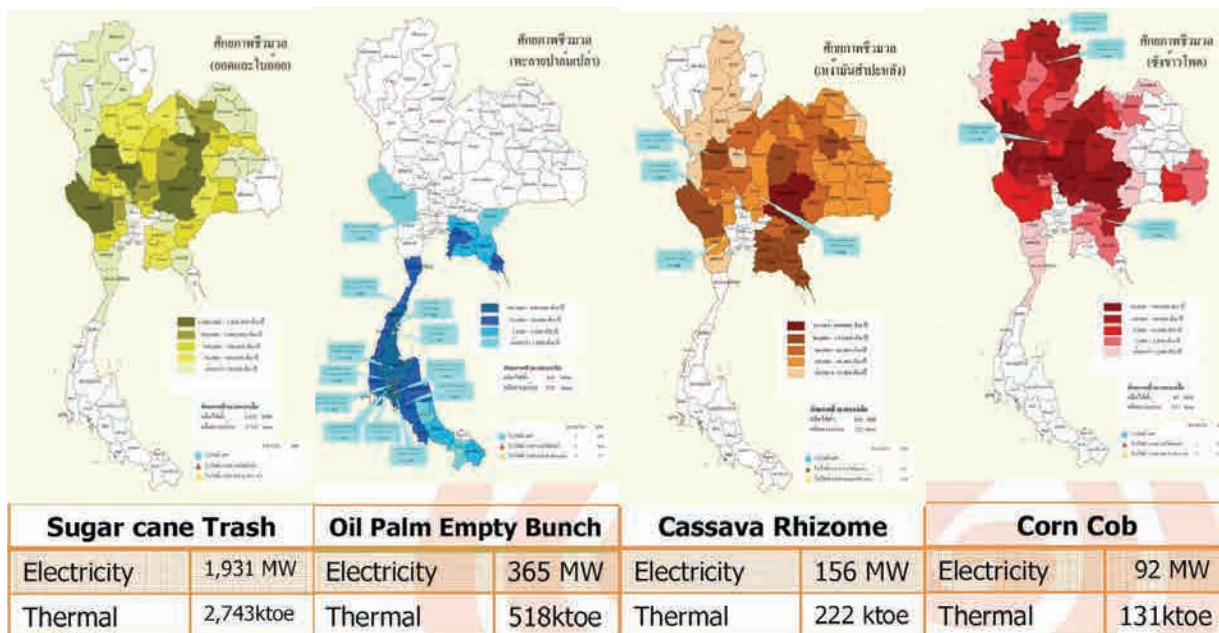
出所：Biomass Potential in Thailand. Energy and Efficiency Information Center, DEDE

資源品目別の生産産地の特徴として、キャッサバは、東北部、特にナコンラチャシマ県で多く生産されている。籾殻は、東北部～中央部特にナコーンサワン県、ピチット県等で多く生産されている。また、サトウキビバガスは中央部～東北部で、パーム椰子油は南部で多く生産されている(図 3.1.16、図 3.1.17)。DEDE 検討によると、発電用資源としてサトウキビ、1,931MWh/年、油椰子 365MWh/年、キャッサバ 156MWh/年等が見積もられている(図 3.1.17)。



出所：DEDE

図 3.1.16 籾殻バイオマスのポテンシャルマップ

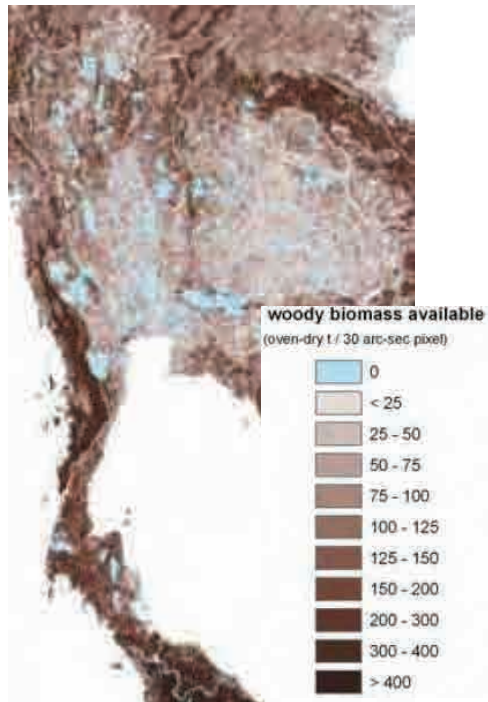


出所：Business Opportunities in Thailand 's Renewable Energy, DEDE, 2010

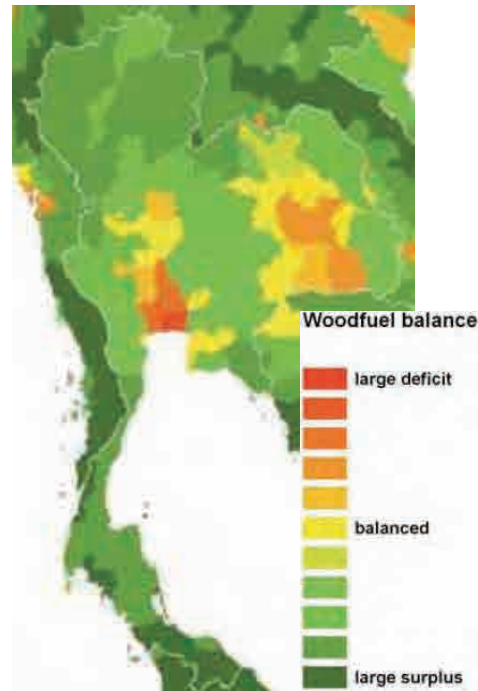
図 3.1.17 キャッサバ、さとうきび、油椰子、とうもろこし関連バイオマスのポテンシャルマップ

農産物バイオマス供給市場は現在資源不足から価格が上昇した状態となっており、今後の発電資源として多くを期待できないため、新しく開発を期待されているのが、PEA などが大学と研究中である木屑である。それに関して、現在の木資源の産出量と需給バランス状態を図 3.1.18 に示す。

Distribution of potential annual increment of woody biomass in 2000

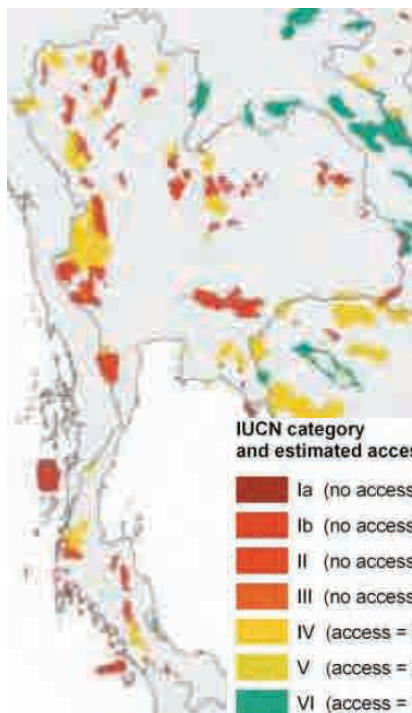


Supply/demand balance by sub-national administrative units. Year 2000



Protected areas by IUCN categories and tentative estimation of accessibility of woody biomass production (Protected areas by IUCN categories)

IUCN: International Union for Conservation of Nature and Natural Resources



Category	Description
Ia Strict Nature Reserve:	protected area managed mainly for science Definition: Area of land and/or sea possessing some outstanding or representative ecosystems, geological or physiological features and/or species, available primarily for scientific research and/or environmental monitoring.
Ib Wilderness Area:	protected area managed mainly for wilderness protection Definition: Large area of unmodified or slightly modified land, and/or sea, retaining its natural character and influence, without permanent or significant habitation, which is protected and managed so as to preserve its natural condition.
II National Park:	protected area managed mainly for ecosystem protection and recreation Definition: Natural area of land and/or sea, designated to (a) protect the ecological integrity of one or more ecosystems for present and future generations, (b) exclude exploitation or occupation inimical to the purposes of designation of the area and (c) provide a foundation for spiritual, scientific, educational, recreational and visitor opportunities, all of which must be environmentally and culturally compatible.
III Natural Monument:	protected area managed mainly for conservation of specific natural features Definition: Area containing one, or more, specific natural or natural/cultural feature which is of outstanding or unique value because of its inherent rarity, representative or aesthetic qualities or cultural significance.
IV Habitat/Species Management Area:	protected area managed mainly for conservation through management intervention Definition: Area of land and/or sea subject to active intervention for management purposes so as to ensure the maintenance of habitats and/or to meet the requirements of specific species.
V Protected Landscape/Seascape:	protected area managed mainly for landscape/seascape conservation and recreation Definition: Area of land, with coast and sea as appropriate, where the interaction of people and nature over time has produced an area of distinct character with significant aesthetic, ecological and/or cultural value, and often with high biological diversity. Safeguarding the integrity of this traditional interaction is vital to the protection, maintenance and evolution of such an area.
VI Managed Resource Protected Area:	protected area managed mainly for the sustainable use of natural ecosystems Definition: Area containing predominantly unmodified natural systems, managed to ensure long term protection and maintenance of biological diversity, while providing at the same time a sustainable flow of natural products and services to meet community needs.

出所 : Wood-energy supply / demand scenarios in the context of poverty, mappingFood and Agriculture Organization of the United Nations Rome, 2007

図 3.1.18 国内、木屑バイオマスポテンシャル

産出量は北部に多いことがわかる。現在の需給状態でもバンコク周辺の中部と東北部では、供給不足の状態である。ただし、一方で北部には、International Union for Conservation of Nature and Natural Resources (IUCN)<sup>1</sup>が、自然保護の観点から利用制限を行なっている区域も多く、開発に際して、注意が必要である。木材から得られる熱量等参考値を表 3.1.9 へ添付する。

表 3.1.9 Basic parameters and conversion factors

Wood – Net Calorific Value (30 percent moisture content, dry basis)	13.8 MJ/kg
Charcoal – Net Calorific Value (5 percent moisture content, dry basis)	30.8 MJ/kg
Charcoal/fuelwood	165 kg charcoal/m <sup>3</sup>
Wood density (air-dry)	725 kg/m <sup>3</sup>
Wood density (oven-dry)	593 kg/m <sup>3</sup>

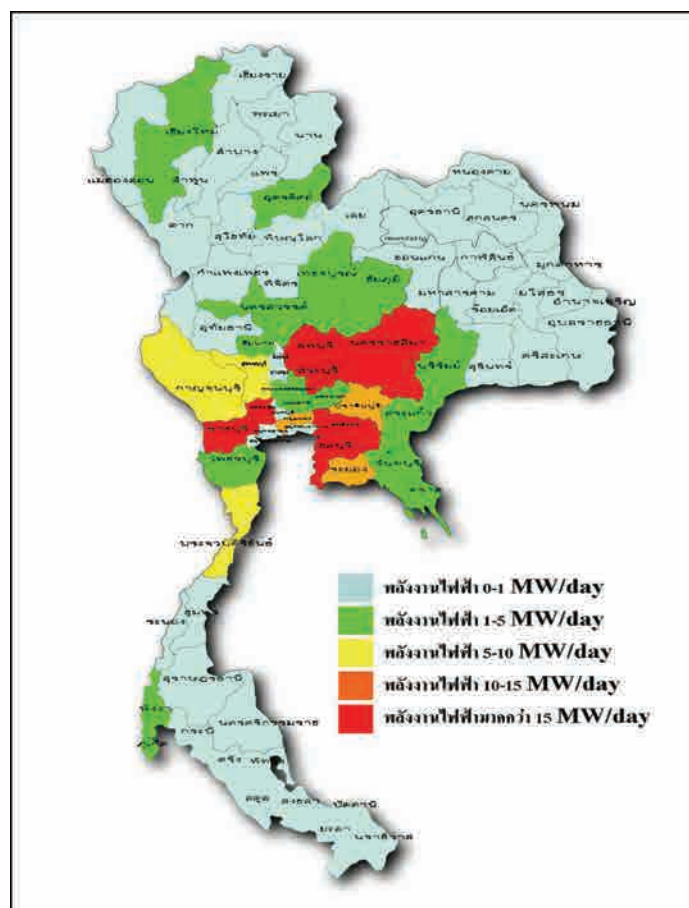
出所：Wood-energy supply / demand scenarios in the context of poverty,  
mappingFood and Agriculture Organization of the United Nations Rome, 2007

一方、バイオガスも発電資源として活用できる。全国土で 190MW のポテンシャルがあると見積もられており、2007 年時点で 46MW が導入されている(表 3.1.1)。

畜産業の家畜糞からバイオガスに活用できる貯存量は、出所：DEDE

図 3.1.19 の通りである。牛、豚に比べて鶏が 2 倍程度多い。国内でポテンシャルが高い県は中部、バンコク周囲に多く分布している。特に 15MWh/日以上ポテンシャルを有している県はナコーンラチャシマ、ロブブリ、チョンブリ、チャチェンサオ、ナコーンパトム、ラッチャブリである。

<sup>1</sup> IUCN (国際自然保護連合) は、1948 年に設立され、2008 年 4 月現在、84 国家、111 政府機関、874 非政府機関、35 団体が構成された国際的な世界最大の自然保護機関である。IUCN は、地球的・地域的・国家的プログラムの枠組みの中で、国際条約等の会議の支援を通じて、持続可能な社会を実現し、自然保護および生物多様性に関する国レベルの戦略を準備し、実行するため、75 以上の国々を手助けしてきた。



Pig Farm		Cow Farm		Chicken Farm		Total	
Biogas (m <sup>3</sup> /d)	MWh/d	Biogas (m <sup>3</sup> /d)	MWh/d	Biogas (m <sup>3</sup> /d)	MWh/d	Biogas (m <sup>3</sup> /d)	MWh/d
84,597.9	101.5	72,253.9	86.7	154,117.1	184.9	310,968.9	373.2

出所：DEDE

図 3.1.19 畜産産業から得られるバイオガスエネルギー量

#### c-4 風力

DEDEによると全国土で1,600MWのポテンシャルがあると見積もられ、2007年時点で1MW、2009年で5.13MWが導入されている<sup>2</sup>(表 3.1.1)。調査結果<sup>3</sup>によると、大型風車に良好な条件として地上65mで6m/s以上の風を得られる地域は全国土の7%を占める(表 3.1.10)。良好な風況の地域としては、南部マレー半島の800~1,800m程度の標高の山間部、西部の1,400~1,600mの尾根、東部の900~1,100mの尾根などが報告されている。しかし、これらの地域は一般的に電力輸送のために接続すべき基幹電力系統から遠い可能性が高く、十分な信頼性と容量の送電線を建設するには別途多大な費用が必要となる(図 3.1.20)。

一方、小型風力発電は通常居住地域近郊に設置するものであるが、既存の一般的な風車では発

<sup>2</sup> Business Opportunities in Thailand's Renewable Energy, DEDE, 2010

<sup>3</sup> WIND ENERGY RESOURCE ATLAS OF SOUTHEAST ASIA, TrueWind Solutions, 2001

電開始に風速 4m/s 以上が必要で実用を考慮すると平均的に 5~6m/s 必要なところ、タイ国土において 5~6m/s の風速が得られる地域に住んでいる人口は 9%しかないため、現状のままでは多くの導入が期待できない。しかし、1~2m/s より発電開始可能で平均 4~5m/s の風で実用的に使用できる低風速小型風車を導入できれば、64%の人口の居住域を発電可能な地域として期待することができる（表 3.1.11）。この低風速小型風車は日本などで既に開発・販売しているメーカーがあるが、タイでは現在国内産業での供給を目標として開発を進めている（3.2 c-4 小規模風力発電参照）。

表 3.1.10 地上高 65m での風力ポテンシャル Wind Energy Potential at 65 m

風速	m/s	< 6	6 - 7	7 - 8	8 - 9	9 <
		Poor	Fair	Good	Very good	Excellent
国土面積	km <sup>2</sup>	477, 157	37, 337	748	13	0
		92.6%	7.2%	0.2%	0.0%	0.0%
風力ポテンシャル	MW	197, 342	100, 361	25, 679	2, 187	113

出所：WIND ENERGY RESOURCE ATLAS OF SOUTHEAST ASIA, TrueWind Solutions, 2001

表 3.1.11 風力ポテンシャル別各地域に居住する人口比率（地上高 30m）

Proportion of Rural Population in Each Small Wind Turbine Resource Class at 30m

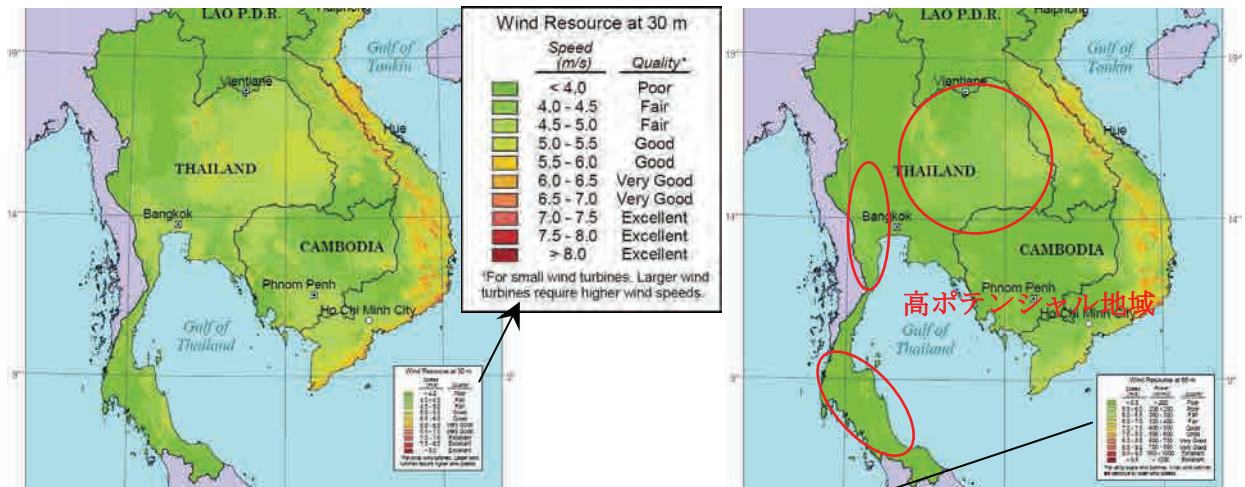
風速	m/s	< 4	4 - 5	5 - 6	6 - 7	7 <
		Poor	Fair	Good	Very good	Excellent
人口比率	km <sup>2</sup>	26%	64%	9%	0%	0%

出所：WIND ENERGY RESOURCE ATLAS OF SOUTHEAST ASIA, TrueWind Solutions, 2001

年平均風速

地上高 30 m

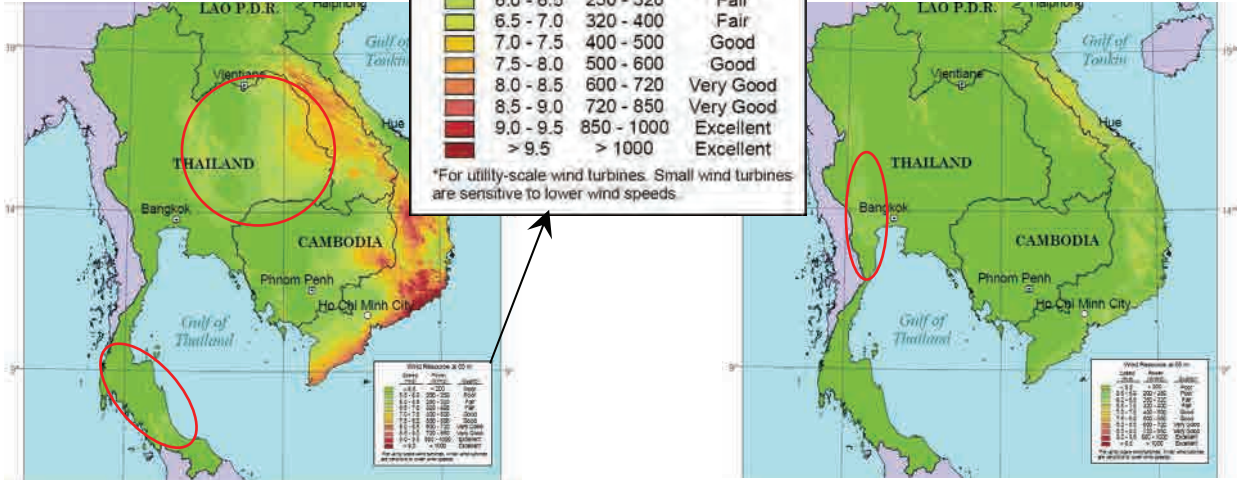
地上高 65 m



季節別平均風速 地上高 65 m

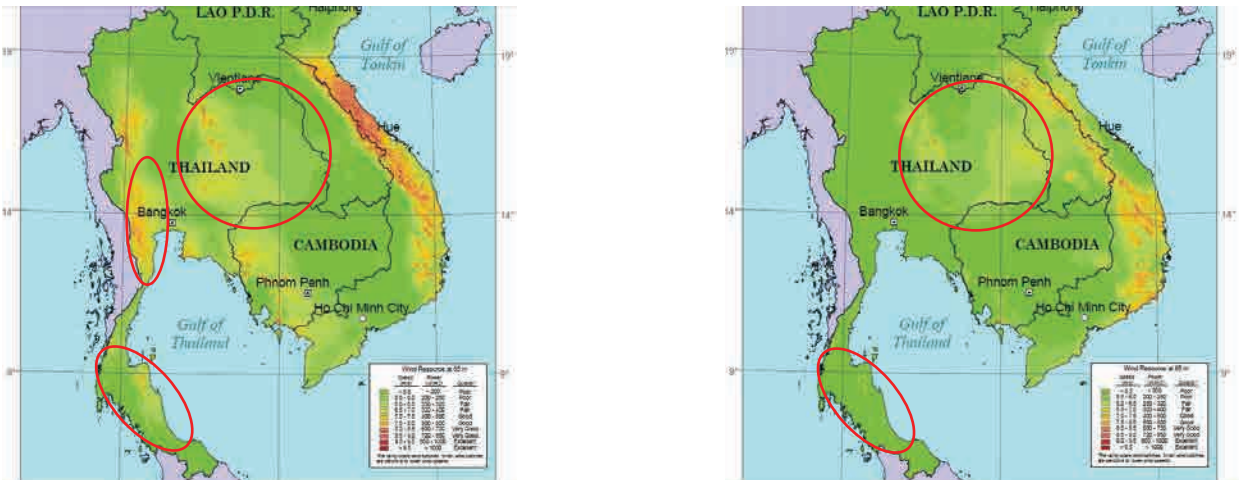
December - February

March - May



June - August

September - November

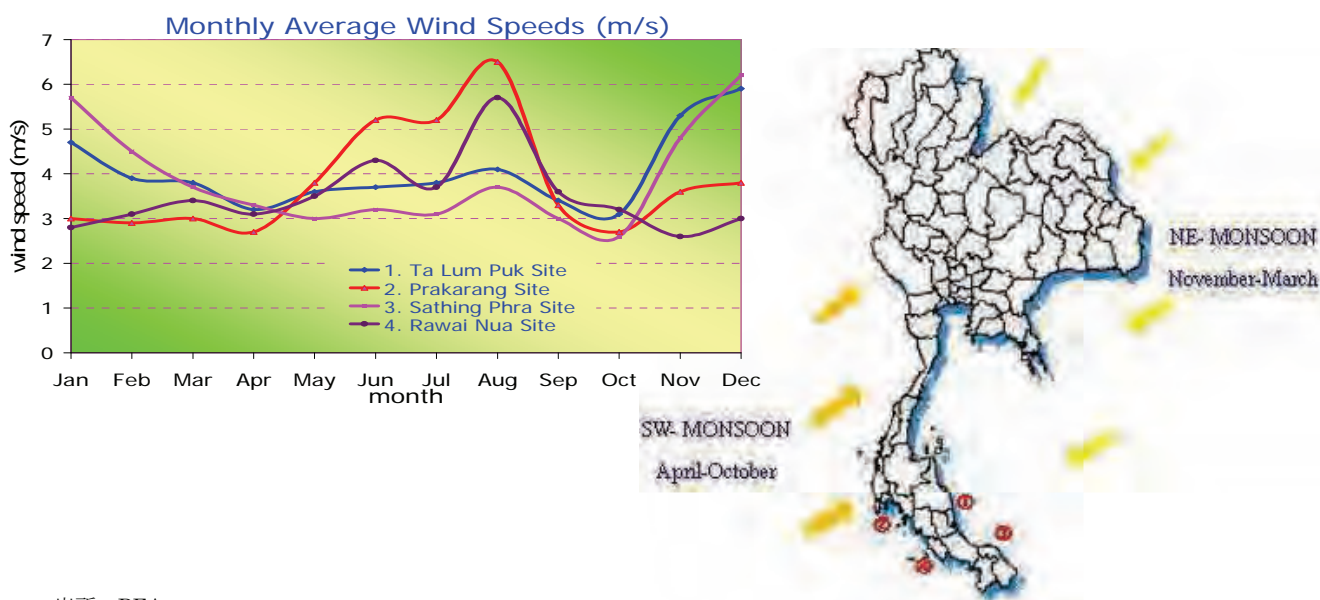


出所: TrueWind Solutions WIND ENERGY RESOURCE ATLAS OF SOUTHEAST ASIA

図 3.1.20 風力発電ポテンシャル (地上高別、季節別)



また、タイ国土では主に11月～3月は北東からの、4月～10月は南西からの風が強くなるため、地方により風が強く吹く季節が違ふ。たとえば南部半島の地域でも、東海岸では11月～3月に、西海岸では4月～10月に風が強くなる(図 3.1.21)。そのため、地点選定時には発電電力の利用方法、バックアップ設備、通年での発電事業の採算性等も十分に考慮する必要がある。



出所：PEA

図 3.1.21 風力発電風況（月量変化）

### c-5 都市固形廃棄物

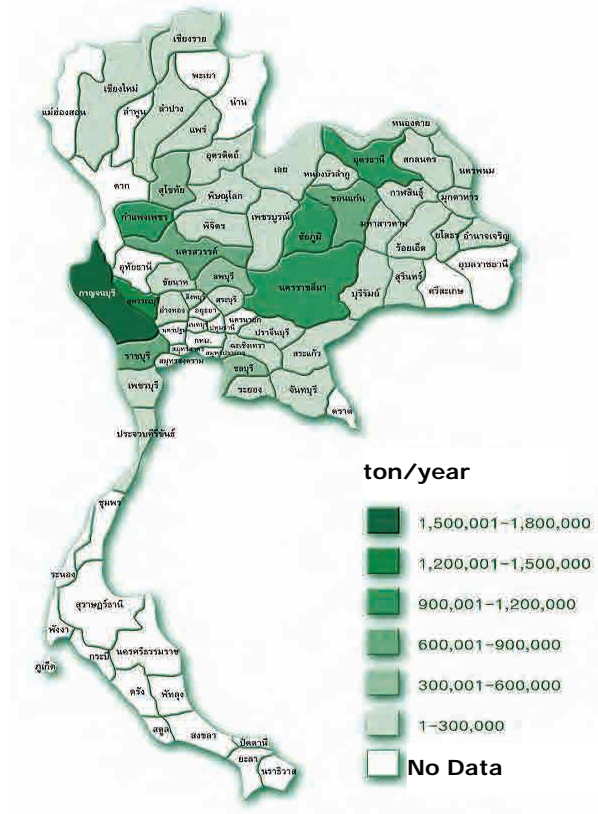
DEDE 発表によると都市固形廃棄物のポテンシャルは400MWと見込まれており、2007年時点で5MWが導入されている(表 3.1.1)。現在国内のポテンシャル分布は図 3.1.22の通りであり、日量1万トン程度の廃棄物が発生しているとのことである(表 3.1.12)。

廃棄物からの発電方法には、蒸気タービン式、ガスエンジン式などがあるが、現在まだ多くの埋め立て式あるいは野ざらし式の処理施設が多いことから、これらをメタンガス化処理場などに活用することで、今後多くの資源が開発できると考えられる。2007年時点では2011年までの開発目標として図 3.1.23に示す100MWが想定されていた。しかし、都市固形廃棄物の電源開発は民間企業だけで事業を行うものではなく、自治体の事業と連携・調整する必要がある。

表 3.1.12 各自治体の廃棄物日量

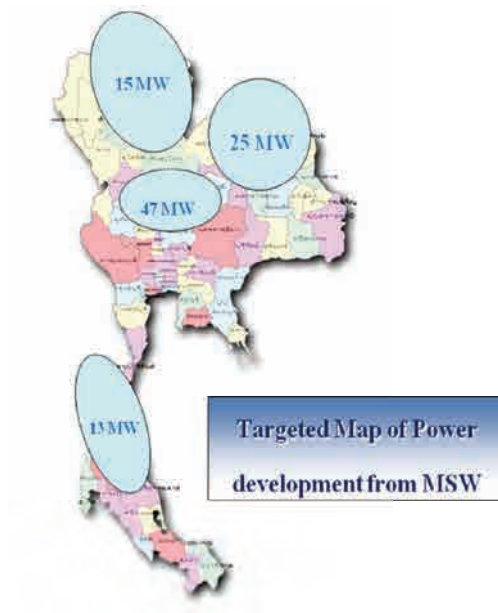
廃棄物量 (t/日/自治体)	自治体数	合計(t/日)
100 <	26	3,891
50 - 100	36	2,388
10 - 50	166	2,915
< 10	455	1,382
(計)		(10,576)

出所：Potential of Municipal Solid Waste. (2010), Alternative Energy and Efficiency Information Center, DEDE



出所 : Potential of Municipal Solid Waste. (2010), Alternative Energy and Efficiency Information Center, DEDE

図 3. 1. 22 都市固形廃棄物ポテンシャル分布



出所 : Potential of Municipal Solid Waste. (2010), Alternative Energy and Efficiency Information Center, DEDE

図 3. 1. 23 都市固形廃棄物 2011 年開発目標値

## 3.2 再生可能エネルギー分野の将来展望

### a 電力公社での再生可能エネルギー導入の将来計画

EGAT は、2010 年 4 月付で発表した「タイ国電源開発計画 2010-2030」の中で EGAT の 2022 年までの再生可能エネルギー開発計画発電容量を公表した（表 3.2.1）。そのエネルギー内訳は小水力、風力、太陽光、都市固形廃棄物からなる。EGAT はバイオガス、バイオマスを除いた国内の再生可能エネルギー導入目標のうち約 19%に相当する 339.20MW を設置する計画である。特に小水力は国内目標容量の 59.8%、風力は 16.06%を占める。これらの目標値は、

- ・それぞれの開発可能なエネルギーポテンシャル
- ・発電コストが SPP, VSPP への Adder 付の卸値より廉価であること、
- ・CSR 政策に則り試験的開発を促進すること

等を考慮して算定されたものである。EGAT として電源開発コストを安い順に並べると、水力（灌漑ダム流用含む）、MSW、風力、太陽光とのことであり、表 3.2.1 の開発容量の配分の傾向ともある程度合致する。

その他の電力公社として配電事業者（MEA、PEA）があるが、それらは発電業者でないことから、具体的目標値は設定していないとのことである。

なお、これら電力公社自らが再生可能エネルギー発電設備を設置し発電する電力に対しては、自社で小売する電力となるので Adder 補助金が付与されることはない。

一方で、EGCO など電力公社の関連会社により電源開発、発電事業を行う場合は、SPP（10MW より大きくかつ 90MW 以下）、あるいは VSPP（10MW 以下）等、民間企業として計上され、その売電価格には規模に応じた Adder 補助金が付与されることとなる。

前述の DEDE 発表の 2022 年までの再生可能エネルギー導入目標は、本来その大部分を民間事業者による開発として想定しており、そのため、Adder 他民間事業促進政策が用意されている。それに対し EGAT や PEA 等電力公社による再生可能エネルギー発電設備の開発導入は、再生可能エネルギー発電技術開発先導と民間業者啓蒙の目的を併せ持っているとのことである。特に PEA では、太陽光、風力、バイオマス等再生可能エネルギー全般について技術開発に積極的であり、風力発電システムの系統適用技術や高効率太陽光発電システム等の研究を行なっている。

一方で MEA 供給エリア内での民間による再生可能エネルギー発電事業は、ほとんどが太陽光、特に屋根に設置されるものに限られる。MEA では、都市における太陽光発電システムや電力系統接続技術等の研究を行なっているとのことであるが、近年、小規模太陽光発電設備への初期投資補助金制度も終了したため（3.2 c-1 過去の小規模太陽光発電事業支援策例参照）、採算性も悪く、MEA では現状制度での自社供給エリア内での再生可能エネルギー導入拡大にあまり期待ができないとの見解である。

表 3.2.1 EGAT の再生可能エネルギー開発計画における発電容量

	Target of EGAT			Total	Target of Thailand	Ratio
	Short Term (2008–2011)	Medium Term (2012–2016)	Long Term (2017–2022)			
Small Hydro	48.7	86.0	59.0	193.7	324.0	59.8%
Wind Energy	20.5	19.0	89.0	128.5	800.0	16.1%
Solar Energy	1.0	0.5	0.5	2.0	500.0	0.4%
Municipal Solid Waste (MSW)	0.0	7.5	7.5	15.0	160.0	9.4%
Total	70.2	113.0	156.0	339.2	1,784.0	19.0%

出所：SUMMARY OF THAILAND POWER DEVELOPMENT PLAN 2010-2030, EGAT, 2010 年 4 月より調査団作成

## b 民間企業、一般家庭での再生可能エネルギー導入の見込み

### b-1 導入実績と開発予測

EGAT は自社設備目標の一方で、国内の SPP、VSPP による開発予測を表 3.2.2、表 3.2.3 のように予測している（SPP 申請案件 51 件の具体的情報は表 3.2.4 に掲載）。売電開始、建設中、契約手続き中、申請中のものを含めると全容量は、SPP: 2,260.3MW、VSPP: 5427.544MW となることから、MOE および電力公社は国の再生可能エネルギー導入目標は達成可能なものと予測している。ただし、今後の事業環境の変化等により事業を断念する可能性もあり、全容量が契約、売電まで到達するものではない。これらの申請案件内容は EPPO のホームページ上で公開されている。

表 3.2.2 SPP による再生可能エネルギー開発状況（2009 年 12 月）

Type of RE/Technology	Under Consideration			Received Notification of Acceptance (waiting for PPA)			Already Signed PPA (Under Construction)			Supplying to Grid		
	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)
<b>Renewable Energy</b>												
1 Solar Energy	4	302.570	300.000	1	60.000	55.000	0	-	-	0	-	-
2 Biogas	0	-	-	0	-	-	0	-	-	0	-	-
3 Biomass	0	-	-	2	230.000	112.000	1	4.800	4.000	23	571.500	349.300
Bagasse	0	-	-	1	65.000	22.000	0	-	-	8	180.400	84.000
Rice Husk	0	-	-	0	-	-	0	-	-	5	57.300	46.800
Rice Husk and Wood Chip	0	-	-	1	165.000	90.000	0	-	-	2	57.800	49.000
Bagasse, Wood Chip, Rice Husk	0	-	-	0	-	-	0	-	-	2	104.900	56.000
Palm Residual, Empty Fruit Bunch and Cassava Root	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	9.900	8.800
Rice Husk, Bagasse, Eucalyptus	0	-	-	0	-	-	0	-	-	0	-	-
Wood Chip, Wood Chip, Black Liquor	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	75.000	50.000
Parawood chip, Other Wood Chip	0	-	-	0	-	-	1	4.800	4.000	1	23.000	20.200
Bagasse, Rice Husk, Straw And Other Biomass	0	-	-	0	-	-	0	-	-	3	63.200	34.500
4 MSW	4	285.000	285.000	0	-	-	0	-	-	0	-	-
5 Mini Hydro	0	-	-	0	-	-	0	-	-	0	-	-
6 Wind	10	928.000	790.000	5	341.100	340.000	0	-	-	0	-	-
7 Others	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	32.900	25.000
Black Liquor	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	32.900	25.000
<b>Total</b>	<b>18</b>	<b>1,515.570</b>	<b>1,375.000</b>	<b>8</b>	<b>631.100</b>	<b>507.000</b>	<b>1</b>	<b>4.800</b>	<b>4.000</b>	<b>24</b>	<b>604.400</b>	<b>374.300</b>

出所 EGAT 回答資料 2010.3.29

表 3.2.3 VSPP による再生可能エネルギー開発状況 (2009 年 12 月)

Type of RE/Technology	Under Consideration			Received Notification of Acceptance (waiting for PPA)			Already Signed PPA (Under Construction)			Supplying to Grid		
	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)	Projects	Installed Capacity (MW)	Sale to Grid (MW)
<b>Renewable Energy</b>												
<b>1 Solar Energy</b>	<b>135</b>	<b>649.180</b>	<b>637.630</b>	<b>94</b>	<b>415.291</b>	<b>398.360</b>	<b>291</b>	<b>1,421.789</b>	<b>1,331.887</b>	<b>51</b>	<b>7.785</b>	<b>7.674</b>
PV	52	138.680	129.630	67	275.771	266.715	25	98.089	93.327	51	7.785	7.674
Thermal	83	510.500	508.000	27	139.520	131.645	266	1,323.700	1,238.560	0	-	-
- Parabolic trough	11	64.500	62.000	7	51.100	45.000	46	286.900	272.260	0	-	-
- Stirling engine	46	276.000	276.000	8	48.000	48.000	149	874.300	874.300	0	-	-
- others (Solar thermal)	7	56.000	56.000	10	28.420	26.645	71	162.500	92.000	0	-	-
- Not Specify	19	114.000	114.000	2	12.000	12.000	0	-	-	0	-	-
<b>2 Biogas</b>	<b>21</b>	<b>68.547</b>	<b>61.593</b>	<b>31</b>	<b>52.438</b>	<b>44.777</b>	<b>32</b>	<b>80.716</b>	<b>69.171</b>	<b>41</b>	<b>51.012</b>	<b>43.039</b>
Dung	0	-	-	2	0.153	0.133	4	1.410	1.310	8	1.604	1.325
Industrial waste water	20	66.643	60.593	19	46.295	39.097	25	76.106	64.711	29	47.566	40.054
Straw	0	-	-	4	1.300	1.290	0	-	-	4	1.842	1.660
Other	1	1.904	1.000	6	4.690	4.257	3	3.200	3.150	0	-	-
<b>3 Biomass</b>	<b>65</b>	<b>539.872</b>	<b>413.733</b>	<b>36</b>	<b>274.950</b>	<b>213.400</b>	<b>201</b>	<b>1,970.865</b>	<b>1,495.890</b>	<b>53</b>	<b>720.026</b>	<b>287.835</b>
Palm Residual	0	-	-	2	2.800	2.000	1	9.500	8.000	1	12.000	8.500
Jatropha Residual	0	-	-	1	9.500	8.000	1	9.500	8.000	0	-	-
Baggasse	2	38.000	8.000	1	18.000	6.000	12	258.000	92.000	29	530.800	164.300
Baggasse+Rice Husk	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	39.400	8.000
Rice Husk	9	75.600	63.500	7	62.740	53.200	35	314.900	267.900	13	71.450	67.400
Rice Husk+Wood Chip	10	92.100	73.500	3	29.300	24.000	93	916.800	742.500	2	27.100	14.500
Rice Husk+Corncob	0	-	-	0	-	-	1	9.000	7.800	0	-	-
Saw Dust	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	0.600	0.600
Coconut Fibre	2	2.400	2.000	3	19.460	16.150	1	6.000	5.000	0	-	-
Corncob/Core/shel	1	1.800	1.800	0	-	-	1	9.900	8.000	1	-	-
Corncob+Rice Husk	1	9.900	8.000	0	-	-	1	6.000	5.400	0	-	-
Empty Fruit Branch	2	17.456	12.280	3	22.000	20.000	6	48.450	36.500	4	26.516	18.200
Wood Bark	1	7.500	6.750	0	-	-	1	6.000	5.500	0	-	-
Straw	0	-	-	1	0.150	0.150	0	-	-	0	-	-
Cassava (Residual+Root)	0	-	-	0	-	-	4	21.900	17.600	0	-	-
Wood	0	-	-	1	1.400	1.000	5	24.315	21.250	0	-	-
Wood Chip	37	295.116	237.903	11	80.200	65.900	38	325.500	265.640	1	12.000	6.200
Other Biomass	0	-	-	3	29.400	17.000	1	5.100	4.800	0	-	-
<b>4 MSW</b>	<b>20</b>	<b>140.360</b>	<b>120.550</b>	<b>13</b>	<b>74.600</b>	<b>59.450</b>	<b>14</b>	<b>108.585</b>	<b>96.360</b>	<b>8</b>	<b>12.540</b>	<b>10.820</b>
Gas Engine	6	24.180	22.800	5	15.280	14.950	5	32.925	31.260	6	6.340	5.820
Steam turbine	3	21.980	18.750	6	48.220	39.000	8	70.540	60.100	2	6.200	5.000
Gasification	1	6.000	6.000	1	1.200	1.000	1	5.120	5.000	0	-	-
Not Specify	10	88.200	73.000	1	9.900	4.500	0	-	-	0	-	-
<b>5 Mini Hydro</b>	<b>1</b>	<b>0.030</b>	<b>0.025</b>	<b>1</b>	<b>5.040</b>	<b>5.040</b>	<b>5</b>	<b>1.295</b>	<b>1.275</b>	<b>3</b>	<b>0.560</b>	<b>0.540</b>
< 50 kW	1	0.030	0.025	0	-	-	1	0.040	0.030	2	0.080	0.060
50 - 200 kW	0	-	-	0	-	-	2	0.185	0.175	0	-	-
> 200 kW *	0	-	-	1	5.040	5.040	2	1.070	1.070	1	0.480	0.480
<b>6 Wind</b>	<b>13</b>	<b>94.125</b>	<b>85.250</b>	<b>7</b>	<b>18.100</b>	<b>17.800</b>	<b>5</b>	<b>26.424</b>	<b>25.040</b>	<b>3</b>	<b>0.380</b>	<b>0.380</b>
<b>7 Used Vegetable Oil*</b>	<b>0</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.025</b>	<b>0.025</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>255</b>	<b>1,492.114</b>	<b>1,318.781</b>	<b>182</b>	<b>840.419</b>	<b>738.827</b>	<b>549</b>	<b>3,609.699</b>	<b>3,019.648</b>	<b>159</b>	<b>792.303</b>	<b>350.288</b>

\* Don't get Adder

出所：EGAT 回答資料 2010.3.29

表 3.2.4 SPP 申請プロジェクト情報 (2009年12月) (1/3)

No.	Name of Company	Plant location	Plant capacity (MW)	Electricity selling (MW)	Type of Company	Adder	Type of Fuel Supply	Type of Fuel classify by Adder	Volt at the grid connected point (kV)	Date (Approved the purchasing contract)	Date of Sign the contract	Type of contract	Period of Contract	Selling electricity to the grid (COD)
1	บ. น้ำตาลมิตรภูเวียง จก.(Namthan Mitr Phu Weing)	Kon Kean	27.00	6.000	Sugar factory	Non Adder	Sugar cane	Biomass	22	30/4/2540	22/5/2540	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	June, 2540
2	บ. น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จก. (Namthan Refine Chai Mongkol)	Supunburi	18.00	7.000	Sugar factory	Non Adder	Sugar cane	Biomass	22	7/9/2541	9/6/2551	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	Feb, 2543
3	บ. พื่อาร์จี พืชผล จำกัด (PRG Pheudpon)	Pathumthanee	9.00	5.900	Rice mill	Non Adder	Rice Husk	Biomass	22	15/1/2543	2/4/2544	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	Dec, 2545
4	บ. ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จก. (Thai Rung Rueang Industry)	Petchaboon	29.50	8.000	Sugar factory	Non Adder	Sugar cane	Biomass	22	12/10/2544	5/3/2552	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	Jan, 2546
5	บ. น้ำตาลราชสิมา จก. (2) (Namthan Ratchasrima)	Nakorn Ratchasrimaa	34.00	30.000	Sugar factory	Non Adder	Sugar cane	Biomass	115	9/4/2546	6/6/2551	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	Aug, 2546
6	บ. น้ำตาลสระบุรี จำกัด (Namthan Saraburi)	Saraburee	29.50	8.000	Sugar factory	Non Adder	Sugar cane	Biomass	22	12/12/2546	4/4/2552	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	Jan, 2545
7	บ. น้ำตาลกุ่มกาวปี จก. (Namthan Kumpawapee)	Udonthanee	19.60	5.000	Thermal Power Plant	Non Adder	Sugar cane	Biomass	22	18/8/2548	24/7/2551	Non - Firm	Non - Firm 5 year and continue	April, 2547
8	บ. ไบโอม-เมส เพาเวอร์ จก. (Biomass Power)	Chai Nath	6.00	5.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Rice Husk	Biomass	22	10/1/2538	22/6/2541	Firm	Firm 25 years	Sept, 2544
9	บ. บีพีดี เพาเวอร์ ซัพพลาย จก. (BPK Power Supply)	Chachengsao	10.40	8.00	Rice mill & Wood factory	Non Adder	Rice Husk & Woodchip	Biomass	N/A	16/2/2541	16/4/2542	Firm	Firm 21 years	May, 2542
10	บ.รีนัท ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด (Roi-Et Green)	Roi-Et	9.90	8.80	Thermal Power Plant	Non Adder	Rice Husk	Biomass	22	20/2/2543	22/10/2544	Firm	Firm 21 years	May, 2546
11	บ.แอดวานซ์ อะโกร จก. (มหาชน) (1) (Advance Agro)	Prachenburi	75.00	50.00	Thermal Power Plant Black Liguor	Non Adder	Wood chip and black liquor	Biomass	115	10/2/2546	22/9/2546	Firm	Firm 25 years	Nov, 2546
12	บ. ภูเขียว ไบโอม-เอ็นเนอร์ยี จก. (Phu Keaw Bio Energy)	Chaiyapoom	56.90	29.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Sugar cane, wood chip, rice husk	Biomass	115	9/4/2546	13/5/2547	Firm	Firm 21 years	Sept, 2547
13	บ. เอ.ที. ไบโอม เพาเวอร์ จก. (A.T. Bio Power)	Pichit	22.50	20.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Rice husk	Biomass	22	30/5/2546	29/3/2547	Firm	Firm 25 years	Dec, 2548
14	บ. น้ำตาลมิตรกาฬสินธุ์ จก. (Namthan Mitr Kalasin)	Kalasin	25.70	8.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Sugar cane, rice husk, paddy husk,	Biomass	22	7/8/2546	6/8/2547	Firm	Firm 21 years	Sept, 2547
15	บ. ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จก. (1) (Thai Power Supply)	Chachengsao	47.40	41.00	Rice mill & Wood factory	Non Adder	Rice husk, wood chip	Biomass	115	16/12/2547	16/4/2542	Firm	Firm 25 years	April, 2542

出所: EPP0 ホームページより SERT 作成 (表中の年代は仏教暦で西暦より 543 年多い)

表 3.2.4 SPP 申請プロジェクト情報 (2009 年 12 月) (2/3)

No.	Name of Company	Plant location	Plant capacity (MW)	Electricity selling (MW)	Type of Company	Adder	Type of Fuel Supply	Type of Fuel classify by Adder	Volt at the grid connected point (kV)	Date (Approved the purchasing contract)	Date of Sign the contract	Type of contract	Period of Contract	Selling electricity to the grid (COD)
16	บ. ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จก. (Darn Chang Bio Energy)	Supunburi	48.00	27.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Sugar cane, wood chip, rice husk	Biomass	115	20/5/2548	19/12/2546	Firm	Firm 21 years	July, 2547
17	บ. สติ๊ก ไบโอแมส จก. (Satuek Biomass)	Burirum	7.50	6.50	Thermal Power Plant	Non Adder	Rice husk, Sugar cane	Biomass	22	26/8/2548	14/12/2548	Firm	Firm 21 years	Jan, 2549
18	บ. กิลฟ์ ยะลา กรีน จก. (Gulf Yala Green)	Yala	23.00	20.20	Thermal Power Plant	Adder	Wood chip from Rubber tree	Biomass	115	26/9/2545	19/5/2546	Firm	Firm 25 years	Nov, 2546
19	บ. โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จก. (Namthan Kon Khen Electricity)	Kon Kean	30.00	20.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Sugar cane, rice husk, paddy husk,	Biomass	22	23/7/2547	21/2/2548	Firm	Firm 21 years	Dec, 2549
20	บ. มุ่งเจริญกรีน เพาเวอร์ จก. (Mung Chalearn Green Power)	Surin	9.90	8.00	Thermal Power Plant	Non Adder	Rice husk	Biomass	22	29/10/2547	20/5/2548	Firm	Firm 21 years	Jan, 2550
21	บ. สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอร์ยี จก. (Surathanee Green Energy)	Surathanee	9.90	8.80	Thermal Power Plant	Non Adder	Palm, Cassava	Biomass	33	20/12/2547	18/5/2548	Firm	Firm 25 years	Sept, 2550
22	บ.อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จก. (Amata B-Grim Power)	Chonburi	168.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	11/11/2537	23/2/2541	Firm	Firm 21 years	Sept, 2551
23	บ. โกลว์ เอสพีพี 1 จก. โครงการ 1 (Glow SPP)	Rayong	67.68	55.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	19/12/2538	25/12/2540	Firm	Firm 23 years	Feb, 2541
24	บ. โกลว์ พลังงาน จก. (มหาชน) โครงการ 1 (Glow Energy)	Rayong	150.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	26/2/2539	7/1/2541	Firm	Firm 21 years	Apr, 2539
25	บ. โกลว์ พลังงาน จก. (มหาชน) โครงการ 2 (Glow Energy)	Rayong	150.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	22/3/2539	7/1/2541	Firm	Firm 21 years	Oct, 2539
26	บ.สหโคเจน (ชลบุรี) จก. (มหาชน) (Saha Cogen (Chonburi))	Rayong	139.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	29/3/2539	19/12/2540	Firm	Firm 25 years	Apr, 2542
27	บ.โรจนะ เพาเวอร์ จก. (Rothjana Power)	Ayuthaya	131.50	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	29/3/2539	19/12/2540	Firm	Firm 25 years	May, 2542
28	บ.สมุทรปราการ โกลว์เอ็นเนอร์ยี จก. (Samutprakarn Cogeneration)	Samuthprakarn	128.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	29/3/2539	24/12/2540	Firm	Firm 21 years	Aug, 2542
29	บ.ไทยออยล์ เพาเวอร์ จก. (Thai Oil Power)	Chonburi	138.88	41.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	230	20/12/2539	17/12/1940	Firm	Firm 25years	Apr, 2541
30	บ. โกลว์ เอสพีพี 1 จก. โครงการ 2 (Glow SPP)	Rayong	66.35	55.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	20/12/2539	25/12/2540	Firm	Firm 23 years	Sept, 2541
31	บ. โกลว์ เอสพีพี 2 จก. โครงการ 1 (Glow SPP)	Rayong	70.00	60.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	230	20/12/2539	23/12/2540	Firm	Firm 25 years	March, 2542
32	บ. โกลว์ เอสพีพี 2 จก. โครงการ 2 (Glow SPP)	Rayong	70.00	60.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	230	20/12/2539	23/12/2540	Firm	Firm 25 years	Apr, 2542
33	บ. ไทย เนชั่นแนล เพาเวอร์ จก. (1) (Thai National Power)	Rayong	120.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	20/12/2539	5/1/2541	Firm	Firm 25 years	Oct, 2543

出所: EPP0 ホームページより SERT 作成 (表中の年代は仏教暦で西暦より 543 年多い)

表 3.2.4 SPP 申請プロジェクト情報 (2009 年 12 月) (3/3)

No.	Name of Company	Plant location	Plant capacity (MW)	Electricity selling (MW)	Type of Company	Adder	Type of Fuel Supply	Type of Fuel classify by Adder	Volt at the grid connected point (kV)	Date (Approved the purchasing contract)	Date of Sign the contract	Type of contract	Period of Contract	Selling electricity to the grid (COD)
34	บ.หนองแค โกลเจนเนอเรชั่น จก. (Nong Kare Cogeneration)	Saraburee	131.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	20/12/2539	24/12/2540	Firm	Firm 21 years	Oct, 2543
35	บ. แหลมฉะบัง เพาเวอร์ จก. (Larm Cha Bang Power)	Chonburi	105.00	60.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	20/12/2539	5/1/2541	Firm	Firm 21 years	July, 2544
36	บ.อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จก. (Amata B-Grim Power)	Chonburi	108.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	20/12/2539	9/1/2541	Firm	Firm 21 years	Sept, 2544
37	บ. เอ็กโก โกลเจนเนอเรชั่น จก. (EGCO Cogeneration)	Rayong	120.00	60.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	20/12/2539	9/1/2541	Firm	Firm 21 years	Jan, 2546
38	บ.กัลฟ์โกลเจนเนอเรชั่น จก. (gulf Cogeneration)	Saraburee	111.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	26/12/2539	6/1/2541	Firm	Firm 21 years	Sept, 2541
39	บ. ปตท. เคมีคอล จก. (มหาชน) (PTT Chemical)	Rayong	171.10	32.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Off-Gas from Olefins factory and Natural	Natural Gas	115	31/3/2540	26/1/2541	Firm	Firm 21 years	Apr, 2540
40	บ. บางกอก โกลเจนเนอเรชั่น จก. (Bangkok Cogeneration)	Rayong	115.30	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	25/7/2541	19/12/2540	Firm	Firm 21 years	Feb, 2542
41	บ.ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จก. (Electricity and Cold Water Generation Company)	Samuthprakarn	55.00	50.000	Gas Turbine Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	21/12/2547	11/3/2552	Non - Firm	Non - Firm, year by year and continue	March, 2549
42	บ. ไออาร์พีซี จก.(มหาชน) (IRPC)	Rayong	108.00	45.000	Thermal Power Plant	Non Adder	Gas from Oil and Coal production	Hybrid	22	15/1/2541	28/7/2536	Non - Firm	Non - Firm, year by year and continue	May, 2537
43	บ. ทีพีที ยูทิลิตี้ส์ จก. (PTT Utility)	Rayong	300.00	60.000	Thermal Power Plant	Non Adder	Natural Gas	Natural Gas	115	16/11/2549	25/5/2550	Non - Firm	Non - Firm 1 year	Jan, 2552
44	บ.ปัญจพล พัลป์ อินดัสตรี จก. (มหาชน) (Panjapol Pulp Industry)	Ayuthaya	40.00	8.000	Paper Factory	Non Adder	Black Liquor Coal	Hybrid	115	18/1/2537	16/1/2552	Non - Firm	Non - Firm, year by year and continue	Nov, 2538
45	บ. ไทยคริลิค ไฟเบอร์ จก. (Thai Akilick Fiber)	Saraburee	17.20	6.000	Fiber Factory	Non Adder	Lignite	Coal	22	20/9/2537	4/11/2552	Non - Firm	Non - Firm 5 years	Aug, 2538
46	โกลว์ เอสพีพี 3 จก. โครงการ 1 (Glow SPP)	Rayong	160.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Coal	Coal	230	29/3/2539	23/12/2540	Firm	Firm 25 years	Sept, 2542
47	บ. โกลว์ เอสพีพี 3 จก. โครงการ 2 (Glow SPP)	Rayong	160.00	90.00	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Coal	Coal	230	20/12/2539	24/12/2540	Firm	Firm 25 years	March, 2543
48	บ. ทีพีที ยูทิลิตี้ส์ จก. (TPT Utility)	Rayong	55.00	9.50	Cogeneration Power Plant	Non Adder	Coal	Coal	230	18/11/2541	12/5/2541	Firm	Firm 25 years	Feb, 2540
49	กรมการพลังงานทหาร (Defence Energy Department)	Chiang Mai	10.40	4.50	Thermal & Gas Power Plant	Non Adder	Coal	Diesel	22	21/3/2539	13/5/2541	Firm	Firm 25 years	June, 2541
50	บ. กุขีมา ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จก. (โครงการ 2) (Phu-Keaw BioEnergy)	Chaiyapoom	11.40	10.000	Thermal Power Plant	Adder	Sugar cane	Biomass	115	23/6/2551	9/9/2552	Firm	Firm 25 years	May, 2552
51	บ. ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จก.(โครงการ 2) (Dan Chang Bio Energy)	Supunburi	11.40	10.000	Thermal Power Plant	Adder	Sugar cane	Biomass	115	16/6/2551	9/9/2552	Firm	Firm 25 years	May, 2553

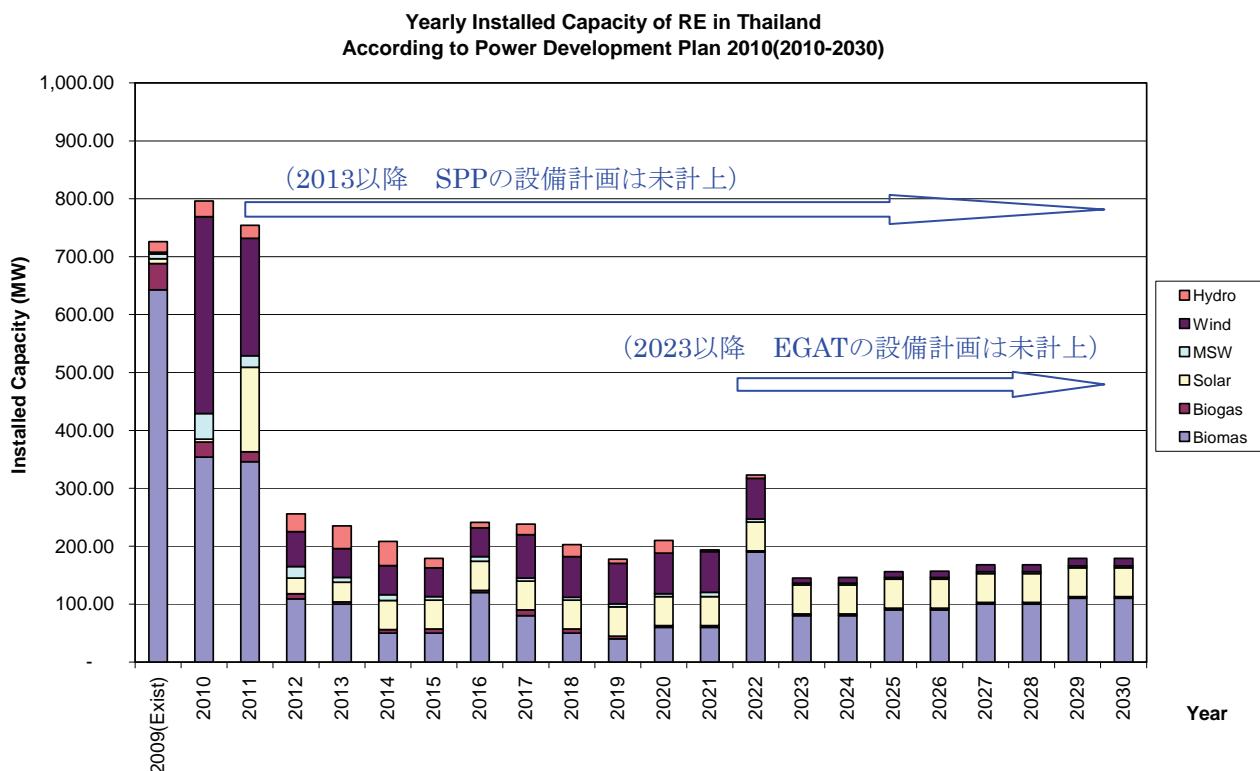
出所: EPPO ホームページより SERT 作成 (表中の年代は仏教暦で西暦より 543 年多い)



また、EGAT では上記 SPP、VSPP および EGAT の今後 2022 年、2030 年までの再生可能エネルギー電源開発容量を図 3.2.1、図 3.2.2 の通り予測している。また、その情報を元に認可後、既設の容量を計算し 2022 年目標に対する進捗率を算出すると表 3.2.5 の通りとなる。太陽光の既設容量はまだ少ないものの、認可後容量は目標の 4 倍近い値となっている。また、バイオマスの既設容量は目標の 35%を達成し、各種エネルギー内では最も高いが、逆に認可後容量はかろうじて目標と同じ程度となっている。風力は、認可後容量進捗がまだ 64%と少なめであるが、多くの容量が申請中であり、それを加味すると目標を達成する容量となりうるため、他のエネルギー種別より遅れて開発されてくることが予想される。

なお、本集計で 2013 年以降の SPP 契約容量は計上されていない。案件は現在も申請されてきているが、契約以前の公開が性質上困難であるためである。また、契約すれば 2 年以内の運開を条件とし、遅れたら損害補償することも組み入れているため、至近年の情報に限られてしまう。

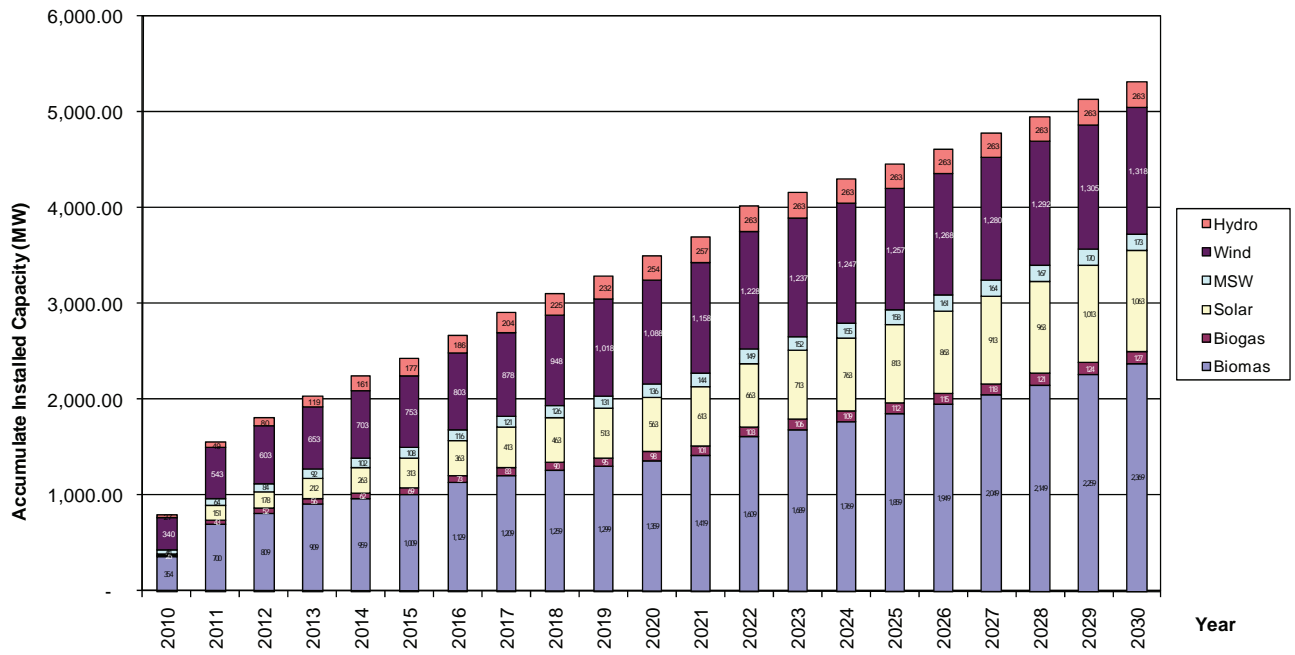
また、本集計値には DEDE の集計値と若干の乖離があるが、それは、オフ・グリッド設備や DEDE 等の組織が所有する水力等の設備容量が計上されていないためである。



出所：EGAT 回答資料 2010.3.29

図 3.2.1 今後の再生可能エネルギー発電設備設置計画（年度単位）（EGAT+SPP, VSPP）

**Accumulate Installed Capacity of Electricity Generation from Renewable Energy  
According to Power Development Plan 2010(2010-2030)  
(Not Include Existing 2009)**



出所：EGAT 回答資料 2010.3.29

図 3.2.2 今後の再生可能エネルギー発電設備設置計画（累計）（EGAT+SPP, VSPP）

表 3.2.5 EGAT、SPP、VSPP による再生可能エネルギー開発予想

設備容量値計上

エネルギー種別	事業規模	(申請中)		認可・契約・計画中		既設		認可以降合計		2022年 目標値(MW)
		プロジェクト数	MW	プロジェクト数	MW	プロジェクト数	MW	進捗率	MW	
Solar Energy	SPP(10-90MW)	(4)	(303)	1	60	0	0		60	500
	VSPP(<10MW)	(135)	(649)	385	1,837	51	8		1,845	
	EGAT				1.0		1.6		2.6	
	合計		(952)		1,898	2%	10	382%	1,908	
Biogas	SPP(10-90MW)	(0)	(0)	0	0	0	0		0	120
	VSPP(<10MW)	(21)	(69)	63	133	41	51		184	
	EGAT				0		0		0	
	合計		(69)		133	43%	51	153%	184	
Biomass	SPP(10-90MW)	(0)	(0)	3	235	23	572		807	3,700
	VSPP(<10MW)	(65)	(540)	237	2,246	53	720		2,966	
	EGAT				0		0		0	
	合計		(540)		2,481	35%	1,292	102%	3,773	
MSW	SPP(10-90MW)	(4)	(285)	0	0	0	0		0	160
	VSPP(<10MW)	(20)	(140)	27	183	8	13		196	
	EGAT				15		0		15	
	合計		(425)		198	8%	13	132%	211	
Mini-Hydro	SPP(10-90MW)	(0)	(0)	0	0	0	0		0	324
	VSPP(<10MW)	(1)	(0)	6	6	3	0.6		7	
	EGAT				194		18		211	
	合計		(0)		200	6%	18	67%	218	
Wind	SPP(10-90MW)	(10)	(928)	5	341	0	0		341	800
	VSPP(<10MW)	(13)	(94)	12	45	3	0.4		45	
	EGAT				126		3		129	
	合計		(1,022)		512	0%	3	64%	515	
合計	SPP(10-90MW)	(18)	(1,516)	9	636	23	572		1,208	5,604
	VSPP(<10MW)	(255)	(1,492)	730	4,450	159	793		5,243	
	EGAT				336		22		358	
	合計		(3,008)		5,422	25%	1,387	121%	6,809	

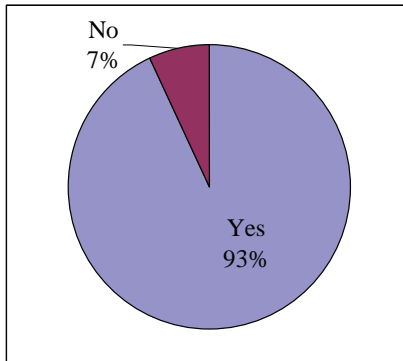
出所：PDP2010,EGAT 回答資料 2010.3.29 より調査団作成

### b-2 一般家庭における再生可能エネルギー意識調査

本調査では、一般家庭での再生可能エネルギーに対する意識調査を実施した。以下にそれぞれの結果を報告するとともに、それら結果より総括的に評価する（調査対象者の概要は表 4.1.21 を参照のこと）。

## ○調査内容

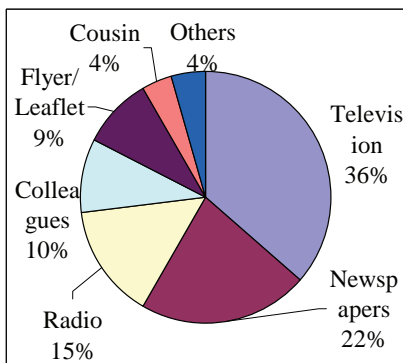
①「再生可能エネルギー」という言葉を聞いたことがありますか？



### <結果評価>

調査対象者のうち、93%の人が聞いたことがあると回答したことから、言葉自体の認知度は非常に高い。

②①で Yes と回答した人は、どこで「再生可能エネルギー」を聞きましたか？(複数回答可能)

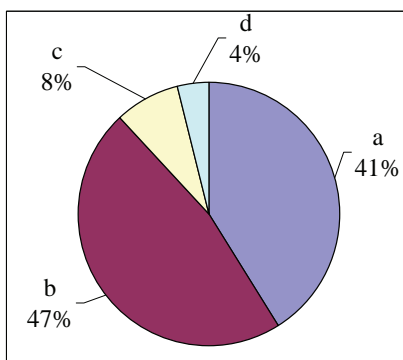


### <結果評価>

日常のニュースや解説情報の入手媒体であるテレビ、新聞、ラジオの順に上位を占めている。

③再生可能エネルギーについて、どのようなイメージがありますか？

- 積極的に活動すべき。
- 出来る範囲のことをする。
- 何もしない。
- 特に活動する必要ないと考えている。

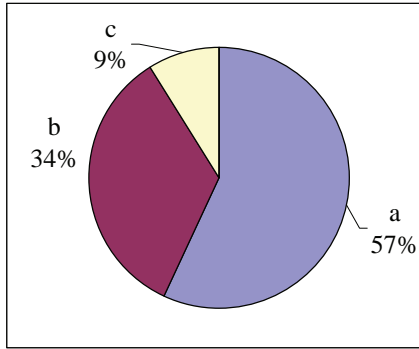


### <結果評価>

a と b に回答した人が 88%に及ぶことから、再生可能エネルギーの重要性については理解するとともに貢献しようとする姿勢が伺える。

④家庭における再生可能エネルギー活用の利点は何と考えますか？

- 環境への貢献
- 電気代の低減
- 標準品質の家電製品の活用

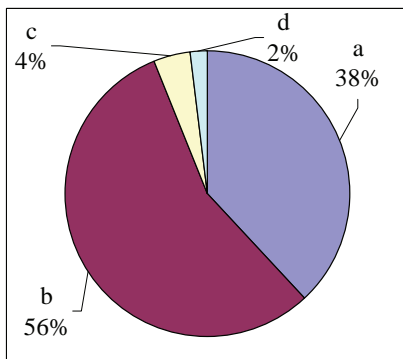


<結果評価>

6割近くを占めている「環境への貢献」へ回答した人は、再生可能エネルギー活用の意味について理解していると思われるが、その他の回答については、基本的な特徴について理解がされているか不明である。

⑤住宅用として再生可能エネルギー発電設備を導入することに興味がありますか？

- a. その支出への還元がなくても、環境問題へ貢献できるから積極的に導入したい。
- b. その支出分が還元されるなら、導入したい。
- c. 取扱い知識がないので導入したくない。
- d. 特に興味はない。

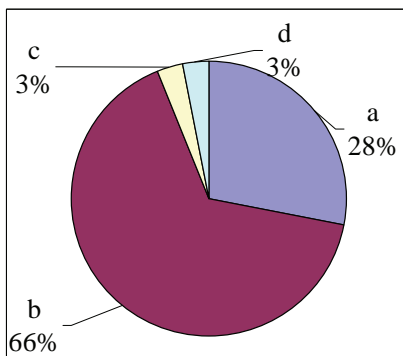


<結果評価>

支出があっても環境への貢献を考える人が4割近くいたが、やはり半数以上の人は支出が増えない範囲で貢献したいと考えている。

⑥家庭に設置した発電設備からの電力買取制度を活用したいと思いますか？

- a. その支出への還元がなくても、環境問題へ貢献できるから積極的に導入したい。
- b. その支出分が還元されるなら、導入したい。
- c. 取扱い知識がないので導入したくない。
- d. 特に興味はない。

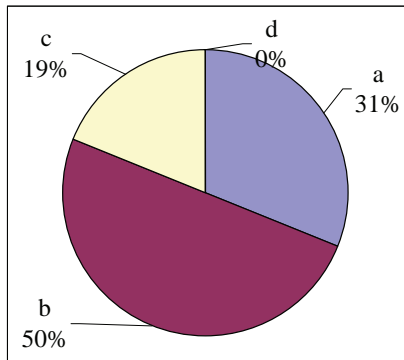


<結果評価>

上記項目と同様、支出があっても環境への貢献を考える人が3割近くいる半面、2/3の人は支出が増えない範囲で活用したいと考えている。

⑦民間業者の再生可能エネルギー買取制度を知っていますか？

- a. 良く知っている。
- b. 聞いたことがある。
- c. 聞いたことがない。
- d. 興味がない。



<結果評価>

知っている人は3割、聞いたことがある人が半分いたことで、大半の人はそうした制度があることを知っているようである。

○総括評価

以上より、再生可能エネルギーという言葉の認知度は高く、大半の人は環境問題解決への貢献としてその導入が重要なことであることは理解している。ただし、一般家庭生活でのなじみはまだ十分でなく、一部解釈に誤解があるようにもみうけられる。発電設備購入や買取制度への参加については、環境への貢献として興味はあるものの、個人的に支出してまで貢献する意欲を持つ人は少数派である。今後、一般家庭セクターでの再生可能エネルギー発電設備導入促進を図るには、やはり、

- ・導入者の初期投資および運用費用を補助する制度の構築
- ・再生可能エネルギー発電の特徴、設備取扱い等に関する知識の啓蒙活動

へ注力することが効果的と考えられる。

c 再生可能エネルギー導入に関する調査内容

再生可能エネルギーの導入目標に対する今後の見込み、促進政策と問題点について、種別毎に以下に整理した。

c-1 太陽光

2022年までに500MWを導入する目標に対し、既にVSPPで2,376MW、SPPで355MWの容量が申請されている(表3.2.2、表3.2.3)。ただし、それら全てが受理され、建設・売電契約されると確定したものではない。

大規模太陽光発電事業の動向

近年、太陽電池業界では、結晶型に比べて材料費がかからず、高温での変換効率低下が少ない薄膜型太陽電池の開発と製造が指向されてきている。こうした薄膜型太陽電池の採用や、スケールメリットが期待できる大規模設備建設により、2、3年前までは160百万パーツ/MW程度かかっていた建設費用も、最近では100百万パーツ/MW以下にまで低減しているとのことである。大規模発電事業であれば、現行のAdder買取補助付料金で採算が見込まれるようになったことから、多くの発電事業が申請されている。

ただし、大規模発電事業には日射条件のよい廉価な土地が多く必要なことから、地方での事業申請が多く、基幹電力系統から遠い、あるいは電力系統があっても接続に不十分な容量であるため事業者側による送電線建設が必要となり、収益性の低下から事業化しない案件が少なからず発生する可能性がある。

EGCOによると、BOIや低金利融資の制度は積極的に活用しており、下記のプロジェクト例

でも 60～70%は 20 年返済の融資で賄っているとのことである。CDM 制度も活用しているが、運営資金の補助を期待できる金額ではない。

### <大規模太陽光発電事業例>

現在、タイで開発が進められている大規模プロジェクト例を以下に示す。

1. 事業者：Natural Energy Development (NED) \*1

建設地：ロップリ Lop buri 県

発電所出力：73MW（うち 55MW を EGAT へ 5 年契約で売電）

運用開始年：2012 年

投資額：79 億 6,000 万バーツ

BOI の事業認可受領済み

ADB（アジア開発銀行）より 6,200 万ドル（7,000 万ドル上限）を融資

またクリーン・エネルギー投資パートナーシップ・ファシリティ（CEFPP）

財源より 200 万ドルを無償支援

ADB のカーボン・マーケット・イニシアティブ（CMI）制度を活用した排出量削減認証の先行融資を受ける協議中

\*1: Electricity Generating Public Co., Ltd. (EGCO) (EGAT 関連会社)、

Diamond Generating Asia Ltd. (三菱商事東南アジア発電事業子会社)、

CLP Thailand Renewables Ltd. (香港) の 3 社 33.3%ずつの共同出資

2. 事業者：Solar Power Holdings Company Ltd.

建設地：ナコンラチャシマ県 (Nakhonratchasima)

発電所出力：6MW

運用開始年：2012 年

太陽電池メーカー：京セラ

3. 事業者：EGAT

建設地：中南部タプサカエ Thap Sakae 地区（4000ray の用地面積のうち 100ray）

発電所出力：5MW

運用開始年：2012 年

太陽電池メーカーは未定（薄膜型を採用の計画）

4. 事業者：Bangkok Solar Co., Ltd.

2007 年 10 月 5 日よりソーラーファームによる売電を開始（下記の 1. のサイトが初代）。

現在 6 箇所のサイトに 7 システムを運営。

1. 1.644MW：Chachoengsao 県

2. 2.144MW：Petchaburi 県（当時薄膜 PV で世界最大）

3. 1.563MW：Udonthanee 県

4. 0.285MW：Udonthanee 県

5. 1.136MW：Angthong 県

- 6. 0.500MW : Nakhornsawan 県
- 7. 2.2 MW : Lop buri 県 (合計 9.472MW)

他に現在も以下を建設中。

- 8. 6.6 MW : Lop buri 県
- 9. 4.4 MW : Lop buri 県
- 10. 1.8 MW : Prachukkirikhan 県
- 11. 1.5 MW : Karat 県 (合計 14.3MW、運用中と合計で 23.772MW)

[Bangkok Solar Company の所属する Bangkok Solar Group の企業構成]

**Bangkok Solar Company:** 高温環境による効率劣化度が小さい Si アモルファス薄膜を主力商品とした PV モジュールを製作販売。スペイン等での比較運用で最も効率的に電力量を出力した実績のある a-Si と多結晶の二層構造モジュールの商品を推奨中。

**Bangkok Solar Power Company:** PV モジュール、架台、インバータ (LEONICS 社とジョイント、全システムで LEONICS 社製を納入) 等 PV システムのすべての設備を手配し、ソーラーファームを納入する。自社でも、複数のソーラーファームを建設し、売電している

**Bangkok cable Company:** 太陽光発電用ケーブル、ジョイントボックス、コネクタ等を製作。ジョイントボックスは日本のメーカーより部品を購入。

### **小規模太陽光発電事業の動向**

現在、VSPP として 51 件の事業が太陽光発電から売電を行っている (表 3.2.3)。そのうち 31 件は MEA、20 件は PEA との契約である。MEA の見解によると、現行の Adder システムの補助金支援期間 10 年での回収条件で試算すると、16 バーツ/kWh 相当の投資に対して買取り価格約 11 バーツ/kWh では採算がとれず、事業化は困難とのことである。以前はパイロットケースとして ENCON Fund からの初期投資支援 (次節参照) が得られたので継続中の事業は採算が取れているが、当該投資支援が終了した現在は、スケールメリットのない小規模設備での採算性は悪く、また、資金力がさほど大きくない個人投資家には初期投資額の大きさも起業を躊躇する要因となり、事業があまり促進されていない。

今後、一般家庭の導入者の初期投資および運用費用を補助する制度の構築や、再生可能エネルギー発電の特徴と意義、設備の取扱い等に関する知識の啓蒙活動を行なうことで、一般家庭への導入が促進されると考えられる。

小規模発電事業にはまだ促進されうる余地が残されているが、いずれの官庁、公社でも太陽光発電全体での目標容量の確保は見通しが得られているとの見解であるので、更なる促進策投入の要否についてはタイ政府側の判断を要する。

### **<過去の小規模太陽光発電事業支援策例>**

過去に実施された、2 件の小規模太陽光発電事業支援策を下記に紹介する。

#### **1. ENCON Fund による支援**

実施者 : EGAT

資金 : ENCON Fund



目的：一般世帯向け太陽光発電の促進と家庭用太陽光電池連系の評価

実施時期：2002年～2005年

実施内容：対象は50世帯限定。

各世帯あたり45.7%はENCON fundからの補助（60万パーツ程度）

54.3%は世帯の自己負担

適用件数が当初計画の50件に達したことで支援は終了した。また、その後Adder制度が施工されたことで、再度の実施は考えられていない。

## 2. 内務省による無電化地域 SHS 促進支援

実施者：PEA

資金：内務省予算

目的：電力供給は全国民が享受すべき基本的なサービスの1つであるとして、無電化村の解消を進めるため

実施時期：2004年～2005年

実施内容：PEA 配電線延線により電化が困難な地域へ Solar Home System を無償提供

対象は2年間で290,716世帯

プロジェクト全体のコストは79億1243.3万パーツ

PEA 設置の後、資産は地方自治体に移管され、構成部品の交換予算は自治体へ配分される。

## c-2 小水力

### 小水力発電設備開発の動向

DEDE の計画によると、ポテンシャル700MWのところ、2022年導入目標324MW、そのうちEGAT設置目標は193.7MWとしている（表3.2.1）。その目標を達成するべく建設中、計画中の案件一覧は表3.2.6に示すとおり。当初の2007年の計画の通り165MW程度は既存の灌漑用ダムの活用により、それ以外は主に新規建設ダムによるものとのことである。

電力会社によると、今後の再生可能エネルギー利用促進において国産エネルギーを有効に活用することを指向しているため、水力は積極的に活用したい対象であるとのことである。しかし、大規模水力開発は土地利用制限等から難しく、小規模開発にしても実際に開発可能な容量は今回設定の導入目標程度であると考えられている。

現在、天然資源環境省内閣決議により森林地域に関する5段階の土地利用制限が厳しく定められており、完全に開発を規制されていたり、そうでない土地でも開発許可を得る必要があったりすること、また、開発に対する住民意識が厳しく調整を必要とすることなどから、民間企業による水力開発はほとんど計画されておらず、EGATの他、DEDE等を中心に開発されている。

表 3.2.6 EGAT の水力発電所建設計画

	Project	Grid Connected	Capacity (MW)	Energy (kWh/Year)
建設中	<b>Small Hydro Power Plant (2009-2012)</b>		<b>48.7</b>	<b>241,570,000.00</b>
	Chowpraya Dam	2010	12.0	61,750,000
	Naresuan Dam	2011	8.0	43,030,000
	Maeklong Dam	2012	12.0	74,000,000
	Khundanprakamchol	2012	10.0	27,990,000
	Pasakholasit Dam	2012	6.7	34,800,000
	<b>Small Hydro Power Plant (2013-2017)</b>		<b>86.0</b>	<b>443,782,000.00</b>
	kwaenoi Dam	2013	30.0	146,600,000
	Klong Tron Dam	2013	2.5	12,210,000
	Kew Kor Mar Dam	2013	5.5	32,040,000
計画中	Chulabhorn Dam	2013	1.00	5,407,000
	Phraya Man Weir	2014	3.0	13,020,000
	Rasi Salai Weir	2014	12.0	79,670,000
	That Noi Weir	2015	4.0	15,000,000
	Hua Na Weir	2015	10.0	69,950,000
	Yasothon-Phanomprai Weir	2016	5.0	14,650,000
	Lam Dorn Yai Weir	2016	4.0	12,000,000
	Lower Khao Leam Dam	2017	9.0	43,235,000
	<b>Small Hydro Power Plant (2018-2022)</b>		<b>59.0</b>	<b>243,015,000.00</b>
	Chonabot Weir	2018	4.0	9,250,000
	Lower Khao Leam Dam (Unit2)	2018	9.0	43,235,000
	Mahasarakham Weir	2018	5.0	10,260,000
	Kamalasai Weir	2018	3.0	10,000,000
	Huai Raeng Dam	2019	2.5	5,860,000
	Huai Sator Dam	2019	1.5	6,930,000
	Nakhon Nayok Dam	2019	3.0	9,700,000
	Mae Sauy Dam	2020	2.0	5,000,000
	Pha Chuk Dam	2020	20.0	110,850,000
	Bang Pakong Dam	2021	2.0	7,010,000
	Nong Plalai Dam	2021	1.0	4,820,000
Huai Nam Sai Dam	2022	2.0	9,590,000	
Wang Yang Weir	2022	4.0	10,510,000	
<b>Mini Hydro (2552 - 2565)</b>		<b>193.7</b>	<b>928,367,000</b>	

出所：EGAT 回答資料 2010.3.29

### Adder 等資金援助について

以上のことから、民間に期待できない小水力開発に対しては、Adder 他の資金支援による開発促進施策の効果はないと考えられる。

### c-3 バイオマス

SPP に関しては、2009 年時点で既に 23 件、約 570MW（設備容量ベース）のバイオマス発電設備がグリッド連系されており、加えて、3 件、約 235MW（設備容量ベース）が申請済みである（表 3.2.2）。また、VSPP に関しては、タイでは最も導入が進んでいる数 MW 以下の中小規模バイオマス発電は、申請済みのものを含めると既に 3,000MW（設備容量ベース）近くまで普及している（表 3.2.3）。

一方、DEDE の導入目標としては、これらバイオマス発電を 2022 年までに、3,700MW まで増強する目標が掲げられている。

#### 大規模バイオマス発電

SPP による大規模バイオマス発電において、近年問題となってきたのが、バイオマス発電に使用する燃料の確保である。例えば、十数 MW 程度の籾殻発電（SPP）の場合、当初計画時の精米工場だけでは十分な籾殻を確保できないため、十数か所から収集して何とか運転継続している例のほか、干ばつの影響による米の収穫量減少や籾殻の価格上昇のため、発電所の停止を余儀なくされた例もあり、深刻な問題となりつつある。現状のように普及が進んでくると、発電事業者が個々に FS（実施可能性調査）を実施するため、実際には燃料調達の範囲が重複していることや、発電事業以外の原料として籾殻が使われること等も、燃料不足の原因であると考えられる。

他の植物等を燃料とするバイオマス発電についても、同様な事態が発生することが考えられる。

現在、10MW 以上の大規模バイオマス発電を計画している SPP 事業者がいないのは、投資者（事業者）側が様子見しているものと思われる。仮に Adder の増強など資金援助だけを行っても、燃料不足の問題を解決しない限り普及促進は期待できないと考えられる。

したがって、今後、10MW 以上の大規模バイオマス発電を促進するためには、持続可能な安定運転をするための燃料確保のスキーム（例えば、全国土内でのポテンシャル調査と地域区分制の導入など）や、新たな燃料によるバイオマス発電技術開発への補助金援助などを総合的に検討する必要があると考える。しかしながら、後者の技術研究開発については、10MW 以上の大型発電設備として、商用ベースまで普及させることは、時間的にもコスト的にも非常に難しいため、まずは小規模による商用化が妥当と考える。

### 小規模バイオマス発電

VSPP による小規模バイオマス発電については、現時点では堅調な伸びを示しているものの、大規模バイオマス発電と同様、燃料の価格上昇などの影響を受ければ、運転継続が不可能となる恐れもある。しかしながら、小規模バイオマス発電に対しては、確実な燃料調達方法の指導や補助金等の持続可能な安定運転を支援する施策があれば、更なる普及促進が見込めるものと考えられる。

具体的な例としては、

- コミュニティベースの小規模バイオマス発電モデルの推奨
- 上記発電モデルにおける新しい発電技術の開発と運営体制の構築
- 小規模バイオマスへの補助金制度もしくは低金利融資の増強

に対して、日本から支援することにより、普及促進を図ることが有効であると考えられる。

コミュニティ内に持続可能なバイオマス燃料のプランテーション農園を設立するなど自前で燃料確保するモデルを構築することにより、燃料調達価格の変動リスクを回避できるとともに、遠隔地（地方）の雇用対策および過疎化対策にも有効であると考えられる。

加えて、安定的に発電所運転を継続するためには、技術の移転・継承が重要である。例えば、モデルケースとして、大学などバイオマス発電を研究している機関において、日本企業が持つ新しい技術を用いたバイオマス発電技術の研究開発を推進するとともに技術者の育成を行う。その後、これらの普及段階として、各コミュニティにおいて、発電設備の設置・運転保守の技術支援および運営体制の構築に対する支援を行う。

### <小規模バイオマス発電例>

タイで開発が進められている小規模バイオマス発電プロジェクト例として、現在問題とされているガス化において発生するタール分の除去技術を日本の技術により解決するために、日本の農業機械メーカーとスラナリ工科大学との共同研究で実施された 10kW の実証プラントを商用プラントとして導入するプロジェクトが関係者の注目を集めている。また、下記プロジェクトでは、発電燃料を自前で確保するビジネスモデルとしても注目されている。

事業者：A+POWER（エー・プラス・パワー）

エイズ患者の自立を目的とし設立されたバイオマスガス化発電会社であり、同社は、ワットプラバットナムプー（WAT PRABAT NAMPOO）というロップリー（Lopburi）県にある寺院に発電所を建設し、売電した収益をエイズ患者の病院や薬代などの費用に充当する予定。なお、その寺院は、エイズ患者救済基金

(DHARMARAKSA FOUNDATION) による看護設備を運営しており、エイズ患者の救済をしていることで有名。

建設地：ロップリ県(Lop buri)

発電所出力：1.8MW（うち 1.5MW を PEA へ売電）

運用開始年：2010 年中（本年 6 月にコミッション予定）

その他：通常の 2 倍程度成長が早い樹木（ニセアカシヤ系、カッティンヤックほか）を発電燃料とし、その樹木をプランテーションする事業モデル

#### c-4 風力

2009 年現在、タイにて稼働している風力発電設備は数 MW 程度である。（表 3.2.7 は EGAT の風力発電開発計画）これは、タイ全土において、風力発電に適した風況の地域が南部の沿岸地域や北部の山間地域に限られており、加えて、森林地域に設置する場合には、森林地域利用制限制度などの制約があったことに起因する。そうしたことから、これまであまり積極的に風力発電開発はされてこなかった。

それに対して、DEDE では 2022 年までに風力発電設備を 800MW まで増強する目標を掲げられている。本調査にて、現状およびこの目標に関して電力公社や民間の発電事業者等にインタビューした結果から、風力発電を普及促進するためには、以下の課題をクリアする必要があると考える。

#### 大規模風力発電

風況調査等によると、数 MW/基程度の大型風力発電所の候補サイトは山間部などの遠隔地であることが多く、連系する送電線が整備されていない場合には、発電事業者が既設グリッドまで連系線を設置する必要がある。その場合、初期投資が増大することが促進の障壁となる。再生可能エネルギー事業関連のコンサル会社への聴取によると、現行の Adder 制度に関係する各種の発電事業において、最も Adder の支援条件が悪いと考えられるのが風力発電であるとの意見も聞かれた。現在の風力事業の建設コストは 120 百万バーツ/MW 程度かかるとのことである。そのため、既設グリッドから遠い地点に風況良好な候補地が得られた場合、送電線延線費用に対する支援があれば風力事業促進に効果的と考えられる。ただし、日本の公的資金で特定の民間事業を支援することはできないため、送電線建設基金等を設立するなど 2 ステップ支援等の手段を検討する必要がある。

タイで性急に大規模風力開発を行うことを考えると、低風速でも発電可能な性能の風車を採用する必要があり、開発を急ぐとすれば国産品はなく高価な輸入品の購入が必要となるため、現状の補助金制度では採算性が悪い。一方で、コスト高となっても CSR によるメリット（企業イメージ向上など）を優先する民間企業が発電事業に参入する可能性はある。

EGCO によると、高地上高用で高風速地点を探す調査・研究より、大型低風速用風車の購入・開発に資金を活用するほうが有望と見ている。そのためにも資金が必要であり、風力開発に対して更なる手厚い促進制度が期待されるとのことである。運転保守技術者については、自らのシステムを活用して養成できるので不足して困るとは考えていない。一方で、新規に大規模風力発電設備を開発したい場合に、電力公社が系統接続を受入れられる設備とするための十分な検討技術を持ち合わせていないため、その技術支援を期待したいとの声があった。

表 3.2.7 EGAT の風力発電開発計画

Type	Project	Grid Connected	Capacity (MW)	Energy (kWh/Year)
Wind	<b>Wind Power Plant (2009-2012)</b>		<b>20.5</b>	<b>42,399,000</b>
	Wind Turbine ((Kou Yai Tiang-1)	2009	2.5	4,599,000
	Wind Turbine (Kou Yai Tiang-2)	2012	18	37,800,000
	<b>Wind Power Plant (2013-2017)</b>		<b>19.0</b>	<b>38,763,000</b>
	Wind Turbine (Kou Yai Tiang-3)	2013	15	31,536,000
	Wind Turbine (Ra Wai Stadium)	2014	2.5	4,599,000
	Low wind-Wind Turbine (Southern part)	2017	0.5	876,000
	Low wind-Wind Turbine 1	2017	1	1,752,000
	<b>Wind Power Plant (2018-2022)</b>		<b>89.0</b>	<b>183,960,000</b>
	Low wind-Wind Turbine 2	2018	9	15,768,000
	Wind Turbine (North-East Part)	2022	50	105,120,000
	Wind Turbine (Central Part)	2022	30	63,072,000
	<b>Wind Total (2009-2022)</b>		<b>128.5</b>	<b>265,122,000</b>

稼動中

出所：EGAT 回答資料 2010.3.29

#### <民間による大型風力発電の例>

上記 EGAT の他に、民間業者で開発が進められている大型風力発電プロジェクト例を以下に示す。

#### 1. 事業者：Natural Energy Development Co.,LTD (NED)\*2

建設地：タイ北東部

発電所出力：13.5MW

運用開始年：2017 年（送電線容量増強工事同時竣工予定）\*3

その他：2009 年に VSPP 制度により PEA と電力購買契約済み

NED はそのほかにも数 10MW 級の風力発電設備について FS 調査中である。

\*2：3.2. c-2 大規模発電事業例に情報記載。

\*3：通常は事業者側の負担で設置するが、本件は EGAT の送電線増強計画地域の中に建設するため、EGAT による増強工事竣工を待つ計画としている。

#### 2. 事業者：日本風力開発とラチャブリ\*4社との共同出資

建設地：タイ東部、標高 150m の高原地帯

発電所出力：180MW

運用開始年：2013 年（一部コミッション予定）（2012 着工予定）

\*4: Ratchaburi Electricity Generating Holding Public Co., Ltd. は EGAT の子会社で Ratchaburi 発電所(Gas CC)を有する。また、Wind Energy Holdings とともに Phetchaburi 県に 62MW 風力発電所を建設中。2010 年内着工、2011 年末稼動予定。

#### 小規模風力発電

DEDE はタイでの風力発電促進の 1 つの手段として、5kW/基程度以下の主に小規模民間事業者用の小型低風速型風車の開発を検討中である。現在はまだ発電設備の研究開発段階であり、今後、導入計画調査、設計施工および運転・保守管理に至るまでの全般的な技術開発が必要であると考えられている。

DEDE では風力発電を国内技術で開発できる 1 つの産業と位置付け、現在いくつかの大学において低風速用風車の開発を進めているとのことである。そこで現在不足しているのが風洞実験設備であるとのことであった。なお、DEDE はこの小型風力発電を 2022 年までの再生可能エネルギー導入目標を実現する手段として計上しているものではない。また、この小規模風車は主に小規模民間事業者から電力系統に接続して売電することを想定しており、無電化地域の電化率向上を目的としたものではない。

普及促進を考えた場合、小規模太陽光同様、スケールメリットのない小規模設備での採算性は悪く、個人投資家には初期投資額が大きければ普及を阻害する要因となる。

この小型風力発電への促進支援策投入の有効性については、さらに今後の技術開発や政策・方針の動向を検討し、判断する必要がある。日本にも既に、設置・保守が比較的容易で小型な 1m/s から回転を始める垂直軸方式風車等、小型風車を開発し、民間や家庭へ販売しているメーカーは数社存在しているので、技術的支援の要望があれば、対応可能であると考えられる。

#### c-5 都市固形廃棄物

当初の DEDE の計画によるとポテンシャルを 400MW と見積もり、2022 年導入目標 160MW、そのうち EGAT 設置目標は 15MW としている（表 3.2.1）。また、2007 年時点で 5MW が導入されている（表 3.1.1）。

もともとそれほど多くの発電容量ポテンシャルを期待されていなかったこともあり、都市ごみを取り扱う都市部自治体でも、現在のところまだ具体的な発電事業には着手していない様子である。ただし、本年 4 月の DEDE の計画をみると、2020 年までに表 3.2.8 にある 500MW 以上の設備導入が期待されている。

全国の資源ポテンシャルを合計するとある程度の容量が期待されることや、今後自治体等の環境改善施策に組み入れることなどで大量に開発される可能性もあるが、小規模設備が多くスケールメリットのある採算性が期待できないこと、技術的にも開発途上である部分が多いこと、実施に当たっては自治体での資金拠出と運営方法の検討、あるいは民間事業者と自治体間での事業実施方法の検討等が必要であることなどの障壁に対する対策を考える必要がある。

表 3.2.8 都市固形廃棄物開発計画

事業規模	プロジェクト数	MW	COD
SPP (10-90MW)	5	285	2012-18
VSPP (<10MW)	30	269	2011-20
計		554	

出所：Business Opportunities in Thailand's Renewable Energy, DEDE

## c-6 まとめ

上記で検討した内容から各種再生可能エネルギー発電事業別に、事業環境、現在の支援策、事業申請状況、導入促進対策の有効性等について一覧表として表 3.2.9 にまとめた。主な内容を以下に説明する。

### 太陽光発電事業

Adder 等現行支援策にて採算性が得られると見込まれ、既に大規模事業中心に導入目標の数倍の申請がされているためこの事業への更なる支援投入は不要と考えられる。一方で小規模事業については現状の採算性の悪さから普及しておらず、資金支援等による促進の可能性があるが、単機容量が小さいことや一般の資金力に期待できる範囲に限界があることから、これに対する支援も導入促進に対してあまり効果がないと考えられる。

### 風力発電事業

大規模事業に対する設備輸入費用や送電線延線工事費の補助等効果的と考えられる支援もあるが、太陽光について Adder が優遇されており、太陽光に比べ出遅れてはいるものの既に導入目標の数倍の申請がされている。そのため更なる支援投入は不要と考えられる。一方で、小規模事業についても、将来の導入拡大に対して国内で進められている技術開発への支援が考えられるが、導入目標達成への貢献度は低いと考えられる。

### バイオマス発電事業

当国での豊かな貯存量を活用し、現在再生可能エネルギー発電の 9 割以上を占めている事業となっているが、今後の開発は他に比べて鈍化傾向にある。現在かろうじて導入目標程度の案件が認可されている状態である。その理由は大規模事業における燃料不足と価格高騰が、事業運営の問題として存在しているためである。この根本的な問題を解決しないと資金支援等による促進には効果がない。一方で小規模事業については、燃料自給により運営する手法や旧来のものより耐久性を持つように開発された発電設備など、新規情報を啓蒙するなどの技術支援と資金支援をおこなうことで、更なる成長が見込まれる。

これらのエネルギー種別の中では、小規模バイオマス事業へ資金的、技術的支援を行なうことが、再生可能エネルギーによる発電電力導入の目標に対し、もっとも有効であると考えられる。

制度面への展開として ENCON Fund 自体への資金支援へ投入するか、あるいは別途ファンドを設立して活動原資として、初期投資支援、運営資金支援、技術支援等の支援を行う。Adder の増強として現在の財源である燃料調整価格財源に支援資金を上乗せすることは財源の運営が複雑となり困難との見解が多い。これについても、実施の場合は別途ファンドを設立するなどの方策が考えられる。

#### <DEDE、電力公社等が現在必要と考える技術開発>

DEDE は、高度な技術レベルを必要とする大規模風力開発を促進してゆくためには、風力発電設備の品質基準管理と品質試験体制の整備をすすめる必要があるとの見解である。タイでは太陽光、太陽熱設備については、それらが科学技術省(Ministry of Science and Technology)傘

下の National Science Technology Development Agency (NSTDA) によって実施されているとのことであるが、風力設備についてはそれがない。本件整備事業についての技術支援を行うことも効果的と考えられる。

EGAT への聞き取りによると、再生可能エネルギー導入の最大の難点は、太陽光や風力の安定した運転方法を確立する技術である。系統の電圧、周波数をどう制御すべきか、バックアップシステム等をどう活用すべきか等の問題を克服する技術が必要とのことである。例えば、定常的に依存可能な容量（ベースロード対応可能容量）を計算するノウハウを持ち合わせていれば、今後の設備導入量や効率的な運用方法の計画が立てられる。PEA でも同様に、IT 技術等を用いて複数の風力を系統へ導入する技術開発を進めている。

また、無電化村解消という政策の一環として無電化村への Solar Home system (SHS) 設置促進事業が進められているが、PEA では潤沢に用地のない島嶼部で必要とされる集光型太陽電池など高効率な太陽電池を現在開発中である。

### <再生可能エネルギー発電設備導入における問題点>

再生可能エネルギー発電設備の大量の導入に当たっては、上記のように太陽光、風力設備を系統への接続する際、その出力の不安定性が問題となることは良く知られているが、そのほかにも、特に風力設備において以下のような問題が導入先進国で発生している。タイでの今後の積極的な導入に際しそうした問題の対策も考慮すべきと考えられる。

#### 風力発電設備導入における問題点

[騒音公害と健康被害] 風力発電機や風切り音等の騒音が問題とされる。特に人の耳には聞こえないが窓等を振動させる低周波騒音により頭痛やめまい、不眠などを引き起こす被害が報告されており、周辺住民の訴訟、建設反対運動も起きている。

[景観] 風光明媚な観光地などで自然景観への影響が問題とされ、風力発電設備の設置を反対される場合がある。

[強風] 風力発電機の定格を大幅に超える速度で運転することで原動機の焼損やブレードを破損する場合がある。

[落雷] 落雷により設備が物理的に破壊されることがある。大型機ほど地上高が高くなるため、被害を受けやすくなる。



表 3.2.9 再生可能エネルギー種別の導入促進に関する調査結果の概要一覧

エネルギー種別	事業規模・形態	現在の事業環境	現行の支援策	現在の事業申請状況 (認可/申請以降容量対目標値)	導入促進対策の有効性 (○：有、△：低、×：無)	資金支援対策案		技術支援対策案	
						初期投資	運営資金	事業開発	維持手法
太陽光	大規模 (1MW程度以上)	国内全土、特に中部、東部で日照条件の良い地点が多い	Adder (8B/kWh×10年) BOI、Encon Fund	3.8倍/5.7倍	×容量達成見込みあり Adder支援等により採算性良	—	—	—	—
	小規模、屋根用 (数～100kW程度)	国内全土で日射条件は良い 1件当たりの容量が小さい 資金力、スケールメリットなく採算性悪い	Adder (8B/kWh×10年) (BOI、Encon Fund)	2%/5%	△大規模事業で達成見込み有 単機容量小さく貢献度低い	初期投資 支援	Adder 増強	—	—
風力	大規模 (1MW程度以上)	好条件用地は少なく、送電グリッドから遠い僻地にある 国産品の不足、国内品証制度未整備	Adder (3.5B/kWh×10年) BOI、Encon Fund	0.6倍/1.9倍	△技術支援、送電線建設や設備 輸入費用支援等は効果的だが 容量達成見込みあり	初期投資 支援	Adder 増強	連系技術 品証制度 整備	—
	小規模 (数～50kW)	低風速用小規模システム開発途上 資金力、スケールメリットなく採算性悪い 1件当たりの容量が小さい	Adder (4.5B/kWh×10年) (BOI、Encon Fund)	少数	△国産技術開発は効果的だが 大規模事業で達成見込み有 単機容量小さく貢献度低い	初期投資 支援	Adder 増強	小規模、 低風速用 技術	一般への 情報啓蒙
バイオマス	大規模 (数10MW程度以上)	燃料不足、価格高騰 事業継続困難	Adder (0.3B/kWh×7年) BOI、Encon Fund	1倍/1.2倍	×燃料調達方法の規制等の確立 が必要 現状での資金支援、技術支援 は効果なし	—	—	—	—
	小規模 (0.1～1MW程度) 燃料を自給	資金力なし スケールメリットなく採算性悪い 燃料開発の可能性有望	Adder (0.5B/kWh×7年) BOI、Encon Fund	0.3%/0.4%	○燃料調達手法、新規発電技術等 があり、技術、資金支援が当該 規模事業の促進に効果的	初期投資 支援	Adder 増強	新技術 新手法 の指導	運営技術 指導
バイオガス	小/大規模 (0.1～1MW程度 /1MW以上)	他の種別比べて燃料貯存量がそれ ほど大きくない。	Adder (0.3or0.5B/kWh×7年) BOI、Encon Fund、 投資補助金制度	1.5倍/2.1倍	×容量達成見込みあり 全体の容量が低く貢献度低い	—	—	—	—
水力	小水力 (1～10MW程度)	土地利用申請や住民との協議必要 主に灌漑用ダムの流用	BOI、Encon Fund (Adderなし)	0.6倍/0.6倍	×民間主導の開発でないため 資金援助等の効果なし	—	—	—	—
	ミ水力/マイクロ水力 (～200kW)	土地利用申請や住民との協議必要 スケールメリットなく採算性悪い	Adder (0.8or1.5B/kWh×7年) BOI、EnconFund	少数	×民間主導の開発でないため 全体の容量が低く貢献度低い	—	—	—	—
都市固形 廃棄物	1～10MW程度の 発電事業	自治体事業との調整必要 スケールメリットなく採算性悪い	Adder (2.5or3.5B/kWh×7年) BOI、EnconFund、 投資補助金制度	1.3倍/4倍	△資金支援等効果的だが 容量達成見込みあり 全体の容量が低く貢献度低い	初期投資 支援	Adder 増強	—	—

出所：調査団作成