

2019年2月15日

No.2018-046

見直しが進むタイの電力政策

— 新たな電力開発計画の3つのポイント —

調査部 熊谷章太郎

《要 点》

- ◆ タイでは、大気汚染の深刻化や国内天然ガス資源の枯渇などを背景に、エネルギー政策の見直しの必要性が高まっている。こうしたなか、1月末、2018～2037年を対象とする「PDP (Power Development Plan、電力開発計画) 2018」が承認された。従来計画 (PDP2015) からの見直しのポイントは、以下の3点である。
- ◆ 第1に、今後の電力需要増加に対応するための追加発電容量の引き上げである。景気の持ち直し、経済のデジタル化の加速、電気自動車の普及などによる需要増加を背景に、20年後の発電容量は従来の計画対比約1割引き上げられた。
- ◆ 第2に、環境負荷軽減を目指した電源構成の見直しである。従来計画では、国内資源が枯渇しつつある天然ガスへの依存度を大幅に低下させる一方、2割強を石炭火力に依存する方針が示されていた。新たな計画では、石炭火力への依存度を1割程度に引き下げ、天然ガスへの依存度をほぼ維持する方針が示された。
- ◆ 第3に、発電市場の効率化に向けた民間事業者の参入拡大である。小規模発電事業者の参入を促進し、EGAT (タイ電力公社) の発電比率をこれまでの2割台半ばに引き下げる方針が示された。
- ◆ 発電容量の引き上げや民間参入の拡大は、電力ビジネス全般のチャンスが拡大することを意味する。電源構成の見直しは、石炭火力発電の関連産業では逆風となるものの、再生可能エネルギーや省エネ関連産業には追い風となる。天然ガス火力発電関連産業は、依存度の低下幅の見直しにより前回計画よりもビジネスチャンスが広がるため、パイプラインや貯蔵施設の建設需要が拡大すると見込まれる。

本件に関するご照会は、調査部・熊谷章太郎宛にお願いいたします。

Tel: 03-6833-6028

Mail: kumagai.shotaro@jri.co.jp

本資料は、情報提供を目的に作成されたものであり、何らかの取引を誘引することを目的としたものではありません。本資料は、作成日時時点で弊社が一般に信頼出来ると思われる資料に基づいて作成されたものですが、情報の正確性・完全性を保証するものではありません。また、情報の内容は、経済情勢等の変化により変更されることがありますので、ご了承ください。

はじめに

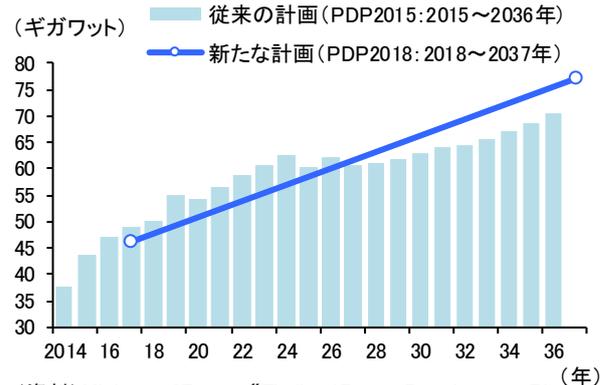
タイでは、大気汚染の深刻化や国内天然ガス資源の枯渇などを背景に、エネルギー政策の見直しの必要性が高まっている。こうしたなか、NEPC(National Energy Policy Council、国家エネルギー政策委員会)は、1月末、2018~2037年を対象期間とする「PDP (Power Development Plan、電力開発計画) 2018」を承認した。電力政策の見直しは、同産業だけでなく、電力供給の安定性や料金変動を通じて広範な影響を及ぼす。そこで、以下では、2015~2036年を対象期間とする従来の計画(PDP2015)からの見直された3つのポイントを述べるとともに¹、その影響を展望する。

1. 新たな電力計画(PDP2018)の3つのポイント

第1のポイントは、今後の電力需要増加に対応するための追加発電容量の引き上げである。従前の計画では、発電容量を2014年時点の37,612メガワットから2036年にかけて70,336メガワットに増強する方針が示されていた(図表1)。一方、PDP2018では、2037年の発電容量が77,221メガワットと、これまでよりも約1割引き上げられた。

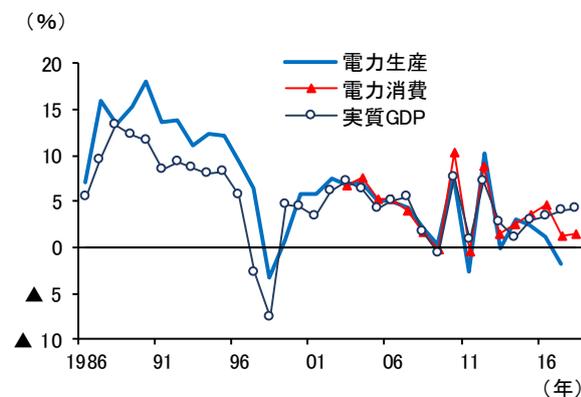
追加発電容量の引き上げの背景としては、以下の2点を指摘できる。まず、景気の持ち直しである。PDP2015が策定・承認された時期は、景気の低迷を受けて電力需要の伸び率も鈍化していたが、その後の実質GDP成長率は4%台に回復したため(図表2)、先行きの電力需要の伸び率も上振れる可能性が高くなってきた。中長期的に見込まれるエネルギー効率の改善が需要抑制に作用するものの、経済発展の持続に伴い電力需要の拡大傾向が続くと予想される。また、経済のデジタル化の進展やEV(電気自動車)やPHV(プラグイン・ハイブリッド車)の普及といった構造的な変化も、電力需要の増加に寄与すると見込まれる。運輸部門における石油製品の消費エネルギー量は電力消費量を上回っており(図表3)、ガソリン車からEVやPHVへのシフトが進めば電力需要は大幅に拡大することになる。

図表1 発電容量の見直し



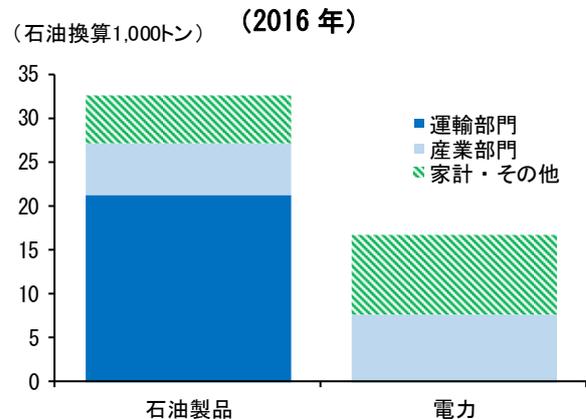
(資料) Ministry of Energy "Thailand Power Development Plan 2015-2036"、"รายงานผลการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) 24 มกราคม 2562"を基に日本総合研究所作成

図表2 電力生産・消費と実質GDP(前年比)



(資料) IMF(実質GDP)、BP "Statistical review of world energy 2018"(電力生産)、Ministry of Energy, Energy Policy and Planning Office(電力消費)

図表3 製品・部門別エネルギー消費量



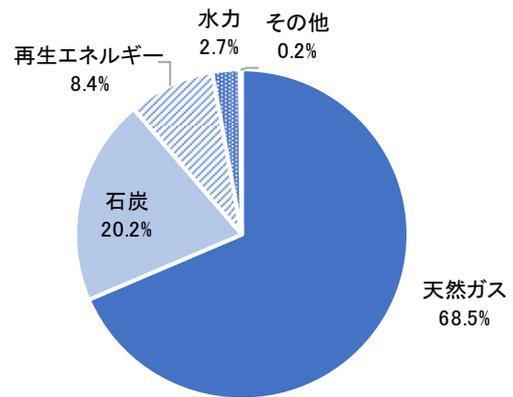
(資料) IEA World Energy Balances 2018 "Thailand: Balances for 2016"

¹ PDP2018は草案がNEPCで承認された段階であり、計画の詳細については一般公表されていない。そのため、本レポートのPDP2018の概要はエネルギー省内のニュースリリースなどで示された断片的な情報に基づくものである。

第2のポイントは、電力容量を増強しつつも環境負荷を軽減することを目指した、電源構成の見直しである。タイの現在の発電は、天然ガスに7割弱を依存している（図表4）。しかし、新たなガス田の開発が進まず、天然ガスの確認埋蔵量は2000年代より減少が続いており、採掘可能年数（確認埋蔵量÷年間生産量）も足元5年程度に低下している（図表5）。国内の天然ガス資源の枯渇を背景に、電源構成を転換させる必要性が高まっていた。

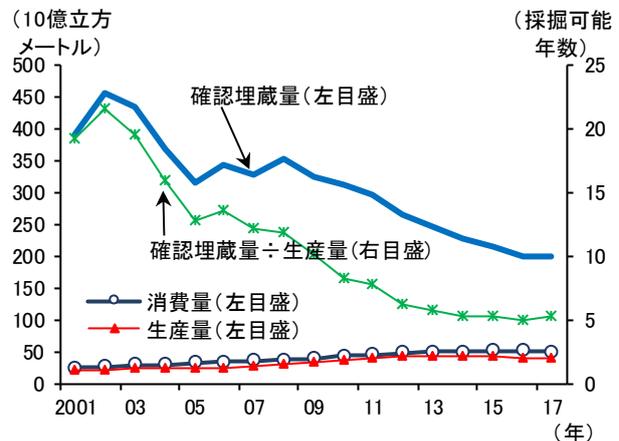
従来の計画では、政府はエネルギー自給率の維持に向けて、天然ガスへの依存度を引き下げるとともに、再生可能エネルギーへの依存度を3～4割に引き上げるとともに、石炭発電の依存度を現在の約2割から小幅引き上げる方針を示していた（図表6）。しかし、新たな計画では、石炭発電への依存度を1割程度に引き下げるとともに、天然ガスについては依存度の低下幅を小幅なものにとどめ、50%以上を依存し続ける方針に転換した。今後、新規に追加される発電のうち、従前は13%を石炭に依存する方針であったが、新たな計画では同依存度は3%に低下している²（次ページ、図表7）。

図表4 電源構成（2017年）



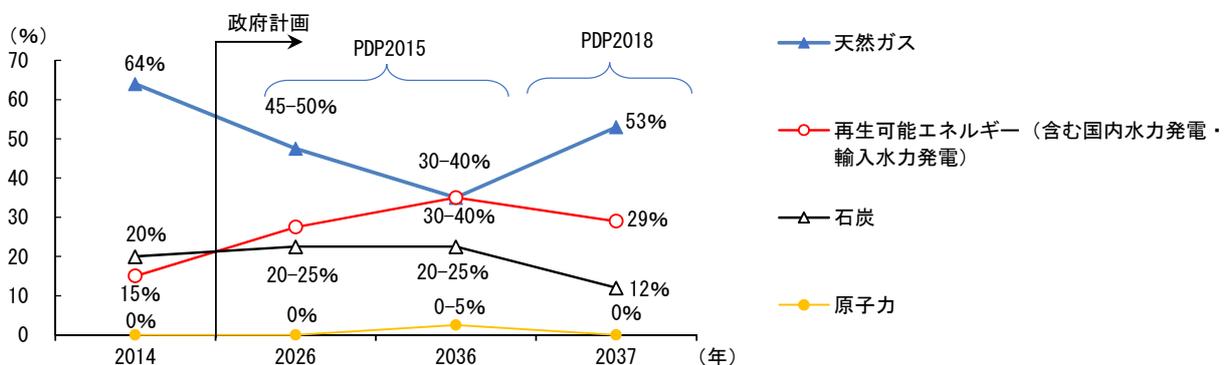
（資料）BP “Statistical review of world energy 2018”

図表5 天然ガスの確認埋蔵量・消費量・生産量



（資料）BP “Statistical review of world energy 2018”

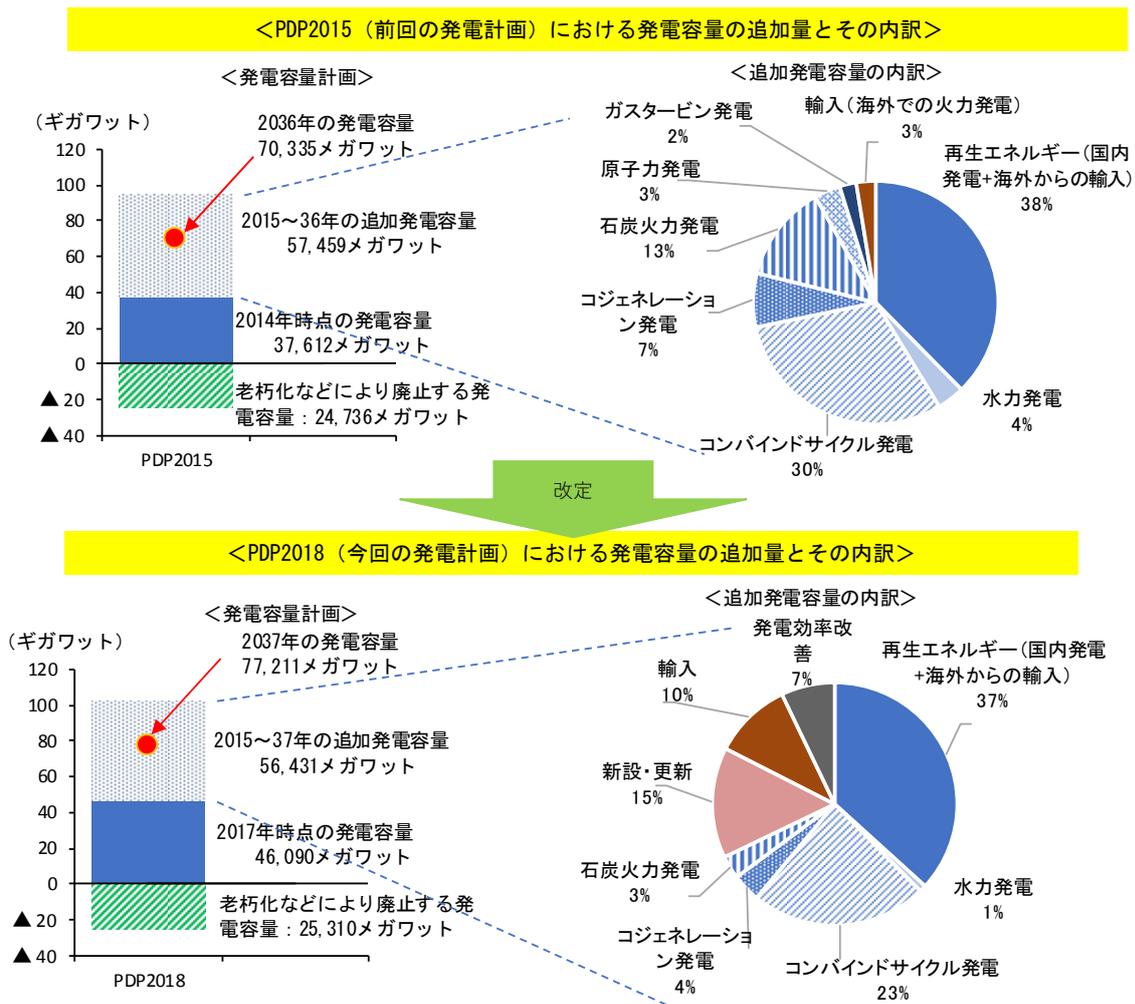
図表6 電力発電の形態別依存度



（資料）Ministry of Energy “Thailand Power Development Plan 2015-2036”、“รายงานผลการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) 24 มกราคม 2562” を基に日本総研研究所作成

² ちなみに、わが国の東日本大震災後の原子力発電所の事故を踏まえて、原子力発電の導入時期も先送りが続いていたが、新たな計画では導入案そのものが除外された。

図表7 PDP2015・PDP2018の概要比較



（資料）Ministry of Energy “Thailand Power Development Plan 2015–2036”、“รายงานผลการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) 24 มกราคม 2562” を基に日本総合研究所作成

（注1）PDP2018の追加発電容量の内訳のうち、「新設・更新」、「発電効率の改善」はどの形態の発電所における取り組みなのかが示されていない。そのため、比較の際にPDP2015の分類方法とは異なることに留意する必要がある。

（注2）コンバインドサイクル発電：火力発電でガスタービンを回す際に生じる排熱を利用し、蒸気タービンを回すことによる発電方式。コジェネレーション発電：発電時の排熱を利用し、発電の他、冷暖房、給湯など廃熱を再利用する発電方式。

脱石炭路線に転換した理由としては、地域住民や環境保護団体による石炭火力発電所の建設反対の動きを指摘できる。例えば、電力需給がひっ迫気味で早期に発電容量を拡大させる必要のあるタイ南部では、当初クラビ県に2019年稼働の予定で石炭火力発電所を建設する計画が出ていた。しかし、地元住民などの反対を受けて、政府は2017年2月にEIA（環境影響評価）やEHIA（環境健康影響評価）をやり直すことを決定した。これらの手続きには数年かかることから、稼働時期が大幅に遅れ、南部で電力不足が深刻化する可能性が懸念されている。クラビ県の発電所建設計画が頓挫する場合に備えて、ソンクラー県に2021年稼働予定で石炭火力発電所を建設する計画も進められていたが、こちらも住民の反対などを受けて、政府は2018年1月に計画を一時中止することを発表した。

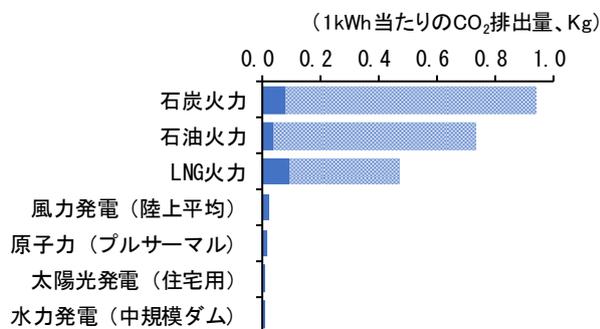
また、大気汚染の深刻化に伴う環境意識の高まりも、脱石炭路線を押し進める一因になっていると考えられる。とりわけ、2018年12月以降、バンコク首都圏では過去最悪の大気汚染に見舞われており（図表8）、家計・企業の環境・エネルギー政策に対する意識も高まっている。政府は、建設工事の一時中止、トラックの通行規制、人工降雨、防塵マスクの配布などの対応を進めているが、継続的な環境改善に向けて、他の発電形態と比べてNOX、SOX、CO₂などの排出量が多い石炭発電への依存度を引き下げる方針に転換したのである（図表9）³。1kWh当たりのCO₂排出量は、従来の計画でも再生エネルギーの導入や発電効率の改善などにより現状から3割程度削減することが目指されていたが、石炭火力発電の依存度引き下げに向けた政策転換により、計画末年の排出量は従来の計画対比さらに1割程度減少すると見込まれている（図表10）。

図表8 大気汚染が深刻化するバンコク
(2018年12月)



(資料) 筆者撮影

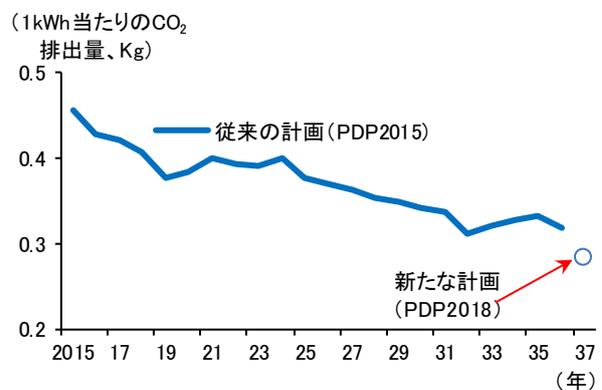
図表9 発電形態別のCO₂排出量



- 発電装置製造などに関わる間接的な排出
- ※ 燃料焼却に伴う排出

(資料) 電力中央研究所「日本における発電技術のライフサイクルCO₂排出量総合評価」

図表10 発電1kwh当たりのCO₂排出量

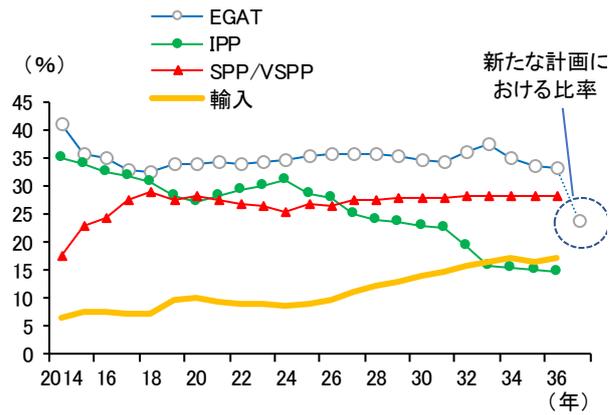


(資料) Ministry of Energy "Thailand Power Development Plan 2015-2036"、"รายงานผลการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) 24 มกราคม 2562"を基に日本総合研究所作成

³ 発電部門とともに大気汚染物質の主たる排出元となっている輸送部門でも排ガス規制の厳格化に向けた取り組みが進められており、2023年末までの導入が予定されていた排ガス基準「ユーロ5」が2021年までに前倒しで導入される予定である。

第3のポイントは、発電市場の効率化に向けた民間事業者の参入拡大である。タイでは、EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand、タイ発電公社) と IPP (Independent Power Producer、独立系発電事業者) がそれぞれ発電シェアの4割弱と3割強を占めている (図表 11)。IPP には、EGAT から分割され設立された EGCO (Electricity Generating Public Company) や RATCH (Ratchaburi Electricity Generating Holding)、石炭大手 Banpu と香港の電力会社 CLP ホールディングスとの合弁会社 BCP Power、フランスの電力・ガス企業エンジー社傘下の Glow

図表 11 事業者別発電比率



(資料) Ministry of Energy "Thailand Power Development Plan 2015-2036"、各種報道を基に日本総合研究所作成

IPP Company、わが国の最大の電力卸売企業 J-Power などが含まれる。この他、排熱や再生可能エネルギーを利用した小規模発電を行う、SPP/VSPP (Small Power Producer/Very Small Power Producer、小規模発電事業者) が3割弱を占めており、残りの1割弱を輸入に依存している。ちなみに、発電分野では既に一定の民営化が進められているが、IPPやSPP/VSPPの電力はEGATが買い取っており、送電分野はMEA (Metropolitan Electricity Authority、首都圏配電公社) とPEA (Provincial Electricity Authority、地方配電公社) といった国営企業による独占体制が続いている。

従来の計画では、再生可能エネルギー発電、コンバインドサイクル発電、コジェネレーション発電の小規模事業者の参入により、SPP/VSPPのシェアは2020年代中盤にIPPを上回るものの、EGATが引き続き3割台半ばのシェアを維持する方針が示されていた。しかし、新たな計画では、市場競争を通じた発電事業の効率性向上に向けて、EGATの発電シェアを2037年までに24%に引き下げるとともに⁴、2025年前後に契約が切れるSPPのEGATと電力売買契約を更新する方針が示された。

2. 電力政策見直しの影響

上記に示した3つのポイントのうち、追加電力容量の引き上げと民間事業者の参入拡大は、電力ビジネスのチャンスが拡大することを意味する。ただし、電源構成の見直しを受け、各業種に与える影響にばらつきが出ることになる (図表 12)。石炭採掘企業や石炭火力発電事業者は、脱石炭火力発電の依存度引き下げに伴い、事業構造の転換を余儀なくされることになる。石炭大手のBanpuは、2015年にかけての石炭価格の下落を背景に、米国のシェールガス田への投資や日本での太陽光

図表 12 エネルギー政策転換の影響

業種	事業環境の変化	ビジネスへの影響、予想される企業対応
石炭採掘・石炭火力発電	脱石炭路線への転換	石炭火力発電へ依存路線を維持する他のアジア新興国での事業展開、石炭火力発電以外のエネルギービジネスへのシフト
天然ガス火力発電	国内資源の枯渇、脱石炭路線に伴う需要拡大	海外の天然ガスの権益確保に向けた投資積極化、輸入増加に対応するためのパイプライン・貯蔵施設などの整備
再生可能エネルギー・省エネ関連	環境意識の高まり、民間発電事業者の参入加速	太陽光パネル、コンバインドサイクル発電設備などの国内生産の拡大、他のアジア新興国への輸出増加・事業展開
その他の産業	エネルギー構造の変化	電力コストの低下に伴う利益改善、販売価格引き下げ

(資料) 日本総合研究所作成

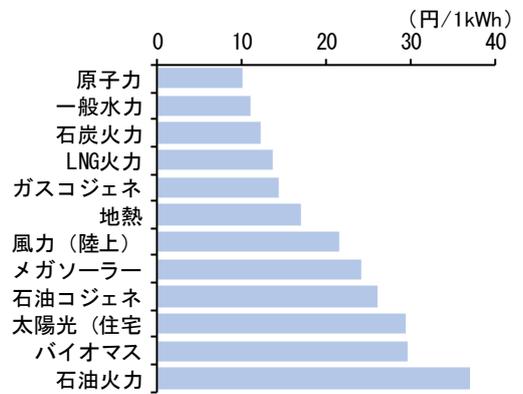
⁴ Bangkok Post 2019年1月25日「National Power Plan Expands Private Output」。新しい計画におけるIPP・SPP/VSPPの割合は明らかになっていない。

発電事業への参入など、早くから事業の多角化を進めているが、同業他社もこうした動きを強めると予想される。コアビジネスである石炭事業については、石炭火力発電への依存度が高いインドや中国など、タイ以外の国での事業拡大への関心が高まることになるだろう。一方、再生可能エネルギーや省エネなどの分野では、環境意識の高まりや民間企業の参入機会の拡大などにより、他の電力ビジネスよりも速いペースで市場規模の拡大が続くと予想される。他のアジア新興国への輸出拡大も視野に入れた太陽光パネルやコンバインドサイクル発電のタービンなどの設備の国内生産拡大も期待できよう。

天然ガス関連ビジネスについては、引き続き電源の5割以上を担うことや総発電量の増加が続くことを踏まえると、底堅い市場拡大が続くと予想される。国営石油・ガス企業PTT（タイ石油公社）傘下で資源採掘を担うPTTEP（PTT Exploration and Production）は、国内資源の枯渇を見据えて2010年代前半から海外投資を積極的に展開しており、今後も安定供給体制の確立に向けて東南アジア・中東・アフリカなどのガス田の権益確保に関わる投資を拡大させると見込まれる。また、ガスパイプラインの拡充や貯蔵施設の建設など、天然ガスの輸入増加に対応するためのインフラ整備需要も拡大することになる。

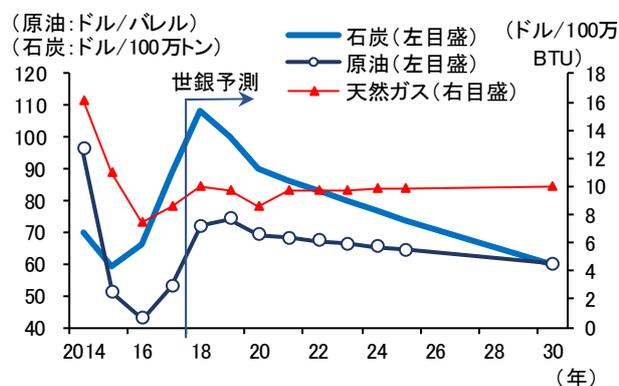
今回の計画見直しにより、石炭に比べて発電コストが割高な再生可能エネルギーへの依存度が高まるため、電力料金には上昇圧力がかかる（図表13）。もともと、政府は補助金投入などにより販売価格の上昇を回避すると見込まれる。また、中長期的には、発電効率の改善、効率的な送配電網の整備、民間事業者の参入拡大に伴う競争加速などを受けて、次第に価格引き下げ圧力が強まると予想される。各種資源の国際価格も電力価格の重要な決定要素となるが、世界銀行はEVの普及に伴う化石燃料に対する需要のピークアウトなどを理由に原油や石炭の価格は2030年にかけて低下し、天然ガス価格も概ね横ばいで推移するとの見通しを示している（図表14）。タイはアジア諸国の中で電気料金が比較的高いが（図表15）、発電・送電体制の効率化に伴い電力料金が引き下げられることになれば、事業展開

図表13 形態別の発電コスト
(日本のモデルプラント、2014年)



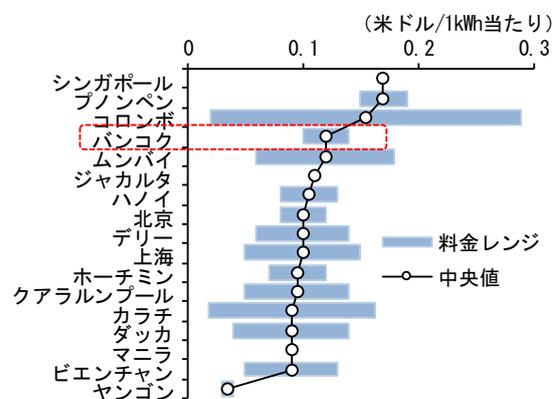
(資料)日本エネルギー経済研究所「電源コスト検証ワーキンググループによる評価の概要」を基に日本総研研究所作成
(注)発電コストがレンジ幅で示されている場合は中央値を表示。

図表14 資源価格の長期見通し



(資料)World Bank "Commodity Markets Outlook October 2018"
(注)原油: WTI・ブレント・ドバイの平均、石炭: 豪州ニューカッスル、天然ガス: 日本輸入価格。

図表15 アジア各国の電力料金



(資料)JETRO「投資コスト比較」(調査対象時期は2017年12月前後)
(注)電力使用量によって料金が異なり、そのレンジが示されている場合はレンジ幅と中央値を記載。

先としての魅力も高まることになる。なお、政府は、2037年までの電力の平均価格は1kWh当たり3.35～3.58バーツと、足元と概ね同水準で推移するとともに、上限価格が従来よりも引き下げられるとの見方を示している。企業向け電力料金の低下は、販売価格の引き下げや企業利益の改善を通じて、実質消費や投資の拡大にも作用するだろう。

おわりに

省エネや再生可能エネルギー化を今後如何に推進していくかについては、PDPの見直しを受けて別途具体的な計画が策定される予定であり、今後の展開を注視する必要がある。注意を要するのは、今回、エネルギー政策の大枠は示されたものの、具体策はこれから詳細が詰められるという点である。タイでは3月下旬に民政復帰に向けた総選挙が予定されており、選挙の結果次第では新政権が独自色を打ち出してくる可能性があることに留意すべきである⁵。

以上

⁵ 実際、PDP2010やPDP2007などは策定後に何度か修正が行われている。