

エネルギー経済・財務分析研究所 (IEEFA)
エネルギーファイナンス・アナリスト
サイモン・ニコラス
2022年2月

本レポートは、エネルギー経済・財務分析研究所 (IEEFA) が発表した報告書「Bangladesh Power Development Board Financial Results FY2020-21 - Growing Independent Power Plant Costs Threaten to Overwhelm Power System」を「環境・持続社会」研究センター (JACSES) が和訳したものです。

バングラデシュ電源開発公社の

2020-21年度財務実績

～独立系発電事業者 (IPP) による事業で膨れ上がるコストとそれにより押しつぶされる電力システム～

要旨

バングラデシュの発電容量は、輸入化石燃料をベースに過度に拡大しており、それに伴ってバングラデシュ電源開発公社 (BPDB) が財政難の危機にある。経済的なダメージを伴う大幅な電気料金引き上げの可能性がますます高まっていると見られている。

BPDBは2022年1月に、バングラデシュエネルギー規制委員会 (BERC) に対して、輸入される石炭、液化天然ガス (LNG)、石油による発電と調達にかかるコストの増大を理由に最大64%の大幅な大口電気料金引き上げを提案した。BPDBは、提案通りに電気料金の引き上げが行われなければ、3,250億タカ (約4,400億円) が不足することになると訴えているという。

この提案の結果がどうなるうとも、電気料金の大幅な引き上げを迫られるのはこれが最後ではないだろう。BPDBの財務状況は、電力の設備過剰や、2020-21年度に1,320億タカ (約1,700億円) まで再度増加した容量支払、価格が不安定な輸入化石燃料への依存度の高まりによって悪化し続けている。このままではBPDBの営業損失は拡大し続け、政府補助金の拡大や電気料金の引き上げが必要になることが予想される。

BPDBの財政は

悪化し続けている。

2020-21年度にはBPDBの営業損失は倍増したが、これは独立系発電事業者 (IPP) からの電力購入にかかるコストが前年度比58%増と大きく上昇したためである。BPDBが巨額の営業損失を出した結果、その損失を補うために必要な政府補助金が記録的に増加し、前年度の744億タカ (約1,000億円) から1,178億タカ (約1,600億円) に達した。

IPPからの電力購入にかかるコストがBPDBの営業経費全体に占める割合の50%を超えたのは初めてである。その唯一かつ最大の要因は、パイラに新設された石炭火力発電所だ。同発電所からの電力購入コストは、前年度の1キロワット時 (kWh) 当たり6.3タカ (約8.4円) から36.5%上昇し、2020-21年

バングラデシュ電源開発公社の2020-21年度財務実績

度には8.6タカ（約11.5円）/kWhに達した。その原因は、送電インフラの建設が遅れたため、ユニット1基が稼働していないにもかかわらず同発電所への容量支払が生じたことにある。BPDBは、供給容量への対価として毎月13億タカ（約17億円）を同発電所に支払っている。

この他にもIPPによって大規模な石炭火力発電所が建設中である上に、LNG火力IPPによる大規模な容量導入も計画されており、BPDBのIPP関連コストは今後も大きく上昇する見通しだ。

BPDBの2020-21年度年次報告書によると、現在、建設段階にある発電容量は12,967メガワット（MW）で、2024-25年度末までに19,651MWに達する予定だという。同じ期間に廃炉になる予定の古い施設の発電容量はBPDBによると3,990MWにすぎない。

発電容量のさらなる導入に向けた動きとしては、600MWの石油火力発電所、2,400MWのルプール原子力発電所、遅れに遅れているランパル石炭火力発電所、大幅な予算超過と遅延が生じているマタバリ石炭火力発電事業フェーズ1がある。さらにBPDBによれば、Adani Powerがインドのジャールカンド州で進めるゴッダ石炭発電事業が2022年中に運転を開始し、バングラデシュに電力を輸出する予定だという。

LNGの価格は
2021年に過去最高額
に跳ね上がった。

LNG火力による発電容量については、2025年までに大規模に導入される予定な上に、その後もそれ以上の導入が見込まれており、バングラデシュは値動きの激しいLNG市場へのエクスポージャーを高めることになるだろう。LNGの価格は2021年に急騰して過去最高を記録し、100万英国熱量単位（BTU）当たり50米ドル（約5,800円）を超えた。それに伴い、バングラデシュは過去最高水準のLNGスポット価格を支払うことを余儀なくされ、国として輸入燃料への依存をより一層強める方向に突き進むリスクが浮き彫りになった。こうした事態を受けて、ガス供給会社はBERCに対しガス料金を2倍以上に引き上げることを提案した。

発電量の増加幅を上回るこうした大幅な容量の追加により、発電所全体の設備利用率は2024-25年度にかけてさらに落ち込むだろう。仮に2024-25年度までにかけて発電量が年間12%増とかなり大きく伸びたとしても、発電容量全体の利用率は38%程度にまで下がる可能性がある。

IPPを含む新設の発電所の設備利用率がここまで低くなれば、長時間稼働していないこれらの発電所に対する容量支払はますます膨れ上がり、BPDBの支出や損失は増大することになる。

2020-21年度にBPDBに支払われた政府補助金は過去最高額となったが、これで頭打ちになるとは思えない。追加の容量導入が予定されていることから、供給過剰な状態はますます悪化して容量支払も増加するため、膨らみ続けるBPDBの損失を補うために今後はさらに多くの政府補助金が必要となる可能性が高い。BPDB自体も2021-22年度には2,000億タカ（約2,700億円）の政府補助金が必要になると予測しており、これは過去最高額を記録した2020-21年度の71%増にあたる。

打開のカギを握る新電力マスタープラン

現在、日本の国際協力機構（JICA）から資金提供を受けて、バングラデシュの新たな「統合エネルギー・電力マスタープラン策定プロジェクト（IEPMP）」の準備が進められている。これは、電力部門の計画をリセットし、長期にわたり財務的に持続可能な電力システムをバングラデシュにもたらす好機といえる。

Bangladesh 電源開発公社の2020-21年度財務実績

化石燃料を燃焼するLNG発電所やマタバリ事業フェーズ2のような石炭火力発電所をIEPMPの軸に据えているようでは、JICAが意図する低炭素のエネルギーシステムへの移行を達成することは不可能だ。もしJICAが輸入化石燃料を使用する発電容量を引き続き拡大するよう促せば、供給力過剰のさらなる悪化や、容量支払の増大、BPDBの営業損失拡大とそれに伴う政府補助金の増大や電気料金の引き上げをJICAが後押しすることになる。

そうではなく、Bangladeshの電力システムが拡大する電力需要を満たしつつ、長期的な財務上の持続可能性を確保するためには、以下に示す施策が必要である。

- LNGへの過度な依存がもたらす重大なリスクが浮き彫りになった2021年を踏まえて、新しいIEPMPでは、輸入石炭への過度な依存から輸入LNGへの過度な依存に移行することを目指してはならない。
- 電力供給能力はすでに過剰な状態にあるため、2025年にかけてこれ以上の発電容量の導入は極力制限するべきである。未着工の発電所については計画を中断する必要がある。膨大な費用がかかるLNGや石油の火力発電所のほか、マタバリ事業フェーズ2のような石炭火力発電計画も、その例外ではない。
- 電力システム全体の設備利用率がわずか42%と非常に低い現状を踏まえると、新しいIEPMPでは、発電容量の追加ではなく送配電網への投資を優先して行い、既存の発電容量をもっと有効活用して電力供給の安定性を高められるようにするべきである。
- エネルギー効率が高まれば、需要拡大に伴い必要となる高コストの新規発電容量を抑制するのに役立つ。エネルギー効率が世界トップレベルである日本は、新たなIEPMPを通じてBangladeshのエネルギー効率改善計画を支援するには適任である。
- 再生可能エネルギーについては、さらに野心的な目標を掲げる必要がある。政府の「ムジブ気候繁栄計画」において、2030年までに再生可能エネルギーの導入率を30%に、2041年までに40%に引き上げる目標を掲げているが、この目標をIEPMPに盛り込むべきである。同計画には、洋上風力発電を含む、再生可能エネルギーへの投資の大幅拡大が含まれている。
- さらに、持続・再生可能エネルギー開発庁（SREDA）は、2030年までに10,000MWの再生可能エネルギーを導入する（同期限までに発電容量全体の約25%に到達させる）という新たな目標をIEPMPに盛り込むよう提案した。例えばオリオングループによるBangladesh最大規模のモングラでの新たな太陽光発電事業のように、風力・太陽光による発電所は、化石燃料による発電所と違って容量支払を取らない。その代わりに、支払われるのは発電した量に対してのみだ。
- このSREDAの目標は、「ムジブ気候繁栄計画」とともに、再生可能エネルギー拡大に向けた野心の高まりを示唆している。Bangladeshが他の国々と同じように低コストの再生可能エネルギーの恩恵を受けられるようになりたいと願うのであれば、そのくらい野心的な風力・太陽光発電目標を新IEPMPに盛り込む必要がある。

さらに野心的な

再エネ目標

を掲げる必要がある。

序文

2020年初め、エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は、 Bangladesh Power Development Board（BPDB）の2019-20年度年次報告書が公表されたことを受けてブリーフィングノートを発表し、過剰な電力供給能力は、石炭とLNGの輸入に対する依存の高まりと相まって、 Bangladeshの電力システムの財務的持続可能性に重大な影響を及ぼす可能性が高いと警告した¹。

この度、BPDBの2020-21年度年次報告書が公表されたことを受けて、BPDBの財務状況を改めて確認する。また、今後どのような変化が見込まれるかを考察した上で、急成長する Bangladesh経済を支えるために欠かせない財務的に持続可能な電力システムにつながる可能性が高い別の道筋を提案する。

2020-21年度の電力システムの概況

BPDBの2020-21年度年次報告書によると²、総発電容量は前年度から1,648MW増加し、8%増となった（表1）。発電容量増加の大部分は、石炭火力発電やガス火力発電の新規導入のほか、コストがかさむにもかかわらず Bangladeshで建設が続いている高価格な石油を使う火力発電所の新設に起因する。

一方で、同じく2020-21年度に新規導入された、商業規模の太陽光発電容量はわずか91MWである。累計でも129MWにとどまり勢いが無い傍らで、世界の国々では太陽光発電容量の新規導入が急激に増加している。

表1：2020-21年度と2019-20年度の発電設備容量、発電量、設備利用率

Source	FY2020-21			FY2019-20		
	Capacity (MW)	Generation (GWh)	Utilisation %	Capacity (MW)	Generation (GWh)	Utilisation %
Coal	1,768	4,997	32.3%	1,146	2,968	29.6%
Gas	11,450	48,403	48.3%	10,979	51,290	53.3%
Hydro	230	655	32.5%	230	825	40.9%
Utility scale solar	129	158	14.0%	38	62	18.6%
Furnace Oil	6,004	17,497	33.3%	5,540	9,461	19.5%
Diesel	1,290	609	5.4%	1,290	139	1.2%
Imports - India	1,160	8,103	79.7%	1,160	6,674	65.7%
Total	22,031	80,422	41.7%	20,383	71,419	40.0%

Source: Bangladesh Power Development Board, IEEFA calculations

但し、年度末以降には再生可能エネルギーに関する前向きな動きも見られた。以前、石炭火力発電所が予定されていた事業地で、 Bangladesh最大の太陽光発電所（134MW）が操業を開始した。オ

¹ IEEFA. Bangladesh's power system overcapacity is getting worse. 20 January 2021

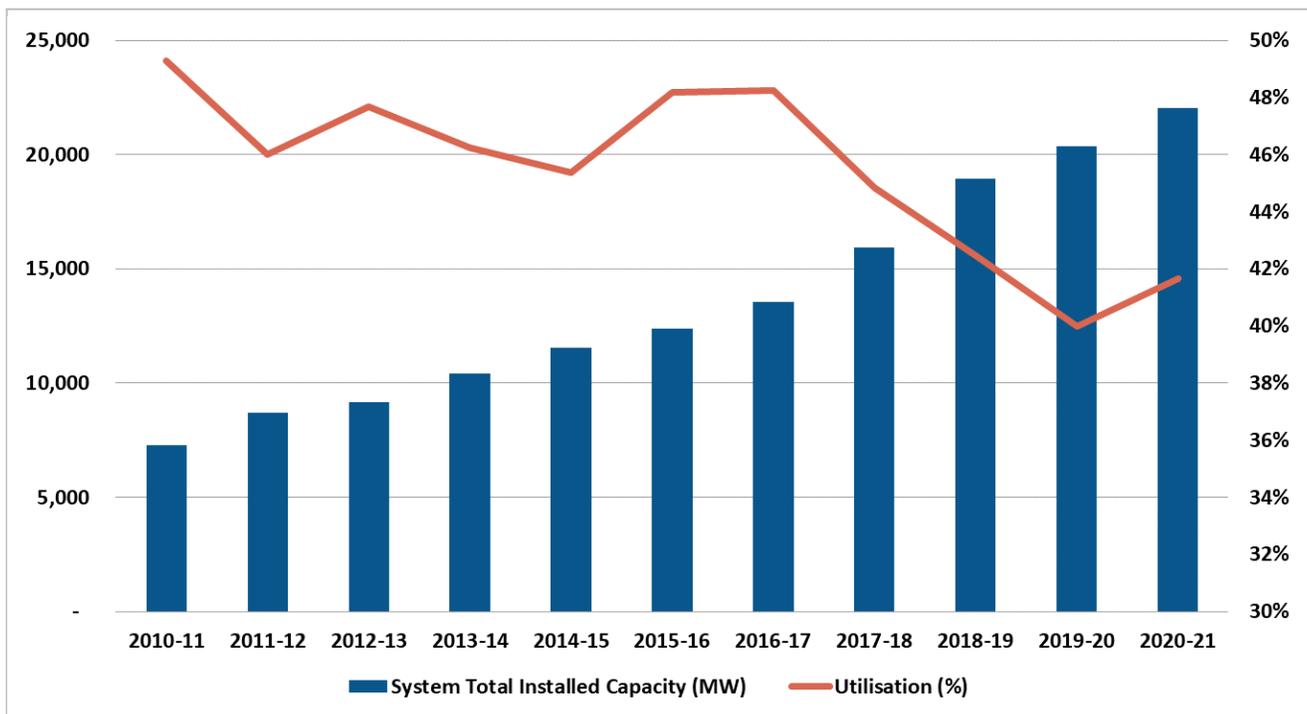
² BPDB. Annual Report 2020-21

Bangladesh Power Development Corporation's 2020-21 Financial Performance

リオングループは、BPDBとの合意により、石炭から太陽光に事業内容を転換し、結果、同発電所の操業により、 Bangladeshにおける太陽光発電の設備容量は倍になった³。

発電量に関しては、新型コロナウイルス感染症による経済への打撃が影響した2019-20年度を経て、2020-21年度には12.6%増と大きく回復した。主な要因は、非常に高価格な電力源である石油による火力発電の増加である。さらに、1年を通して稼働可能なパイラ石炭火力発電所が操業を開始し、石炭による発電量も増加した。一方、LNG価格が過去最高額に急騰したことから、天然ガスによる発電量は2019-20年度よりも減少した。

図1： Bangladeshの発電容量（MW）と全体の設備利用率（%）



出典： Bangladesh Power Development Corporation (IEEFAが算出)

2020-21年度には発電量の増加幅が前年度より跳ね上がり、 Bangladeshの発電所全体の設備利用率はわずかに改善したが、それでも42%と非常に低い水準を保っている（図1）。さらに、現在建設中の設備容量や今後5年で導入される予定の設備容量を考慮すると、設備利用率は間もなく低下傾向に戻り、より一層落ち込むことが予想される（後述の「この先も悪化する電力供給能力の過剰状態」を参照）。

設備利用率が最も上昇したのは石油火力発電所である。石炭火力発電所の設備利用率はわずかに上昇したものの32%と依然として持続不可能な水準であり（表1）、新たに建設されたパイラ石炭火力発

³ The Business Standard. Largest solar project in Mongla set to begin operations 25 December. 22 December 2021.

Bangladesh Power Development Board (BPDB) 2020-21 Financial Performance

電所では、十分な送電インフラがまだ整備されておらず、設備容量の半分を稼働させることができなかった⁴。

BPDBの2020-21年度財務実績

BPDBの営業収益と営業経費の内訳をまとめた表2を見ると、2020-21年度には営業損失が倍増していることが分かる。

損失が増えたのは収益よりも経費が増加したためで、営業経費を押し上げた要因は、明らかに独立系発電事業者（IPP）からの電力購入にかかるコストの大幅な上昇だ。同コストは前年度比58%増となった。

表2：BPDBの損益計算書が示す営業損失

	FY2020-21 Millions of Taka	FY2019-20 Millions of Taka	Change %
Operating Revenue	417,703	355,354	18%
Generation Expenses	58,545	64,234	-9%
Electricity Purchase from IPP	277,374	175,190	58%
Electricity Purchase from India	47,129	40,171	17%
Electricity Purchase from Rental	33,282	32,164	3%
Electricity Purchase from Public Plant	69,170	66,717	4%
Transmission Expenses for Wheeling Charge	2,439	2,320	5%
Distribution Expenses	11,817	13,541	-13%
General and Admin Expenses	4,594	4,535	1%
Total Operating Expenses	504,350	398,872	26%
Operating Loss	(86,647)	(43,518)	99%

Source: Bangladesh Power Development Board

出典： Bangladesh Power Development Board

BPDBが多額の営業損失を出した結果、著しいキャッシュフローの不足や純損失を回避するために、それに相当する多額の政府補助金が必要となった。IPPからの電力購入や発電コストを下回る価格での電力販売による損失を補うために、Bangladesh Power Development Board (BPDB) はこの10年間、BPDBに補助金の交付を余儀なくされてきた。2020-21年度には、過去最高の1,178億タカ（約1,600億円）もの政府補助金が必要となった。前年度の744億タカ（約1,000億円）から58%の増加である。

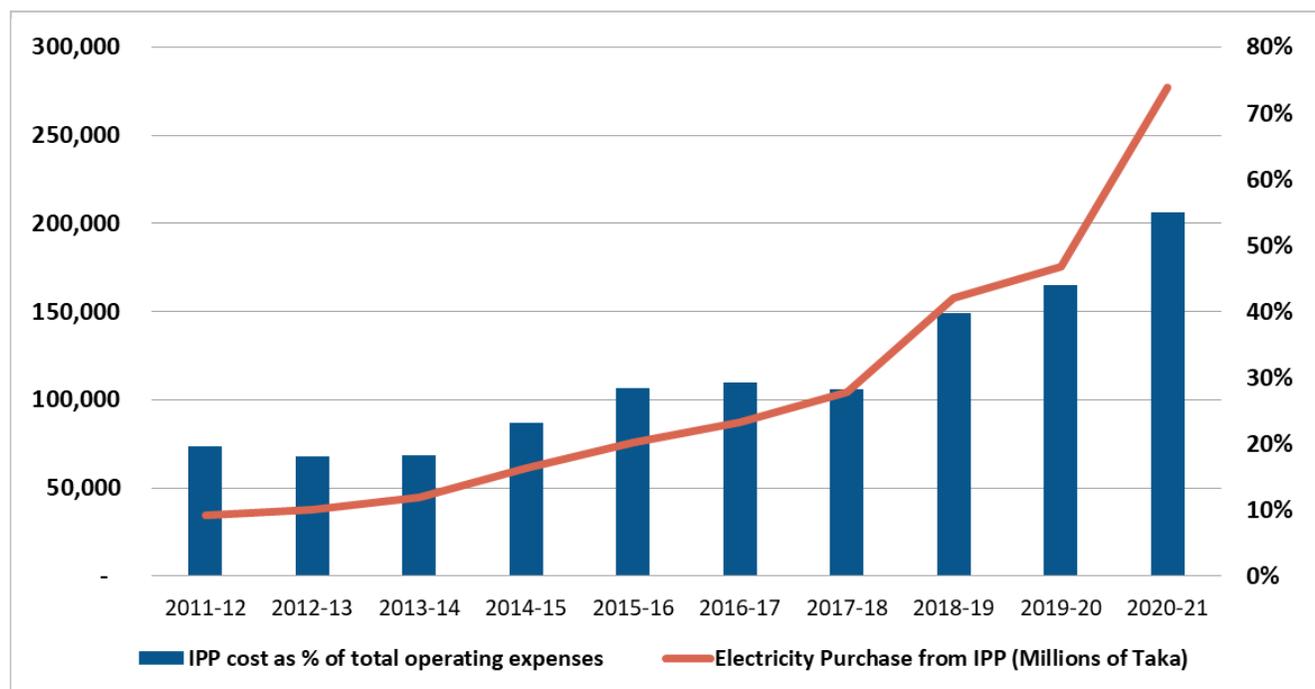
⁴ The Business Standard. Half-done Payra transmission line makes PDB pay Tk115cr in monthly penalty. 11 June 2021

Rising and Continuing IPP Costs

IPPからの電力購入にかかるコストがBPDBの営業経費全体に占める割合は初めて50%を超えた。(図2)。58%増の一因は、これらの発電所から購入する電力量の増加である。前年度の25TWhから2020-21年度には38%増えて34.6TWhとなった。しかし、それ以上にコストを押し上げた要因は、IPPからの購入電力1キロワット時当たりのコストが高くなったことである。前年度の7タカ(約9.3円)/kWhから2020-21年度には15%増加して8タカ(約10.7円)/kWhを上回った。

これが単位当たりの電力供給コストを全体として押し上げ、2020-21年度には11.8%増となった。

図2：BPDBにおける独立系発電事業者関連コストの上昇（100万タカ）



出典： Bangladesh Power Development Corporation (BPDB) (IEEFAが算出)

費用のかかる石油火力発電が増えたことが2020-21年度にBPDBの損失が膨らんだ一因ではあるが、IPPの電力購入にかかるコストが上昇した唯一かつ最大の要因は、パイラに新設された石炭火力発電所である。理由としては、1号機の稼働期間が2019-20年度ではごく短期だったが、2020-21年度では通年だったことが大きい。パイラの発電所からの購入電力は、前年度はわずか0.8TWhだったが2020-21年度には3.8TWhに達した。

また一方で、2020-21年度には同発電所からの購入電力にかかるコストも上がり、前年度の6.3タカ(約8.4円)/kWhから36.5%上昇して8.6タカ(約11.5円)/kWhとなった。その原因は、送電インフラの建設が遅れたために発電設備の1基が稼働していないにもかかわらず同発電所への容量支払が

Bangladesh Power Development Corporation's 2020-21 Financial Performance

生じたことにある。BPDBは、供給能力への対価として毎月13億タカ（約17億円）をパイラの発電所に支払っている⁵。

企業に対する容量支払の総額は再度上昇し、2020-21年度に1,320億タカ（約1,700億円）と前年度比25%の増額と報じられている⁶。

IPPによる大規模な石炭火力発電所がさらに建設中である上に、LNG火力IPPによる大規模な容量導入も計画されており、BPDBのIPP関連コストは今後も大きく上昇するだろう。同時に、これほど大幅に設備容量が追加されれば Bangladesh が抱える供給能力過剰の問題は悪化し、長時間稼働していない発電所に対して高額な容量支払が必要となり、IPP関連コストがさらにかさむことになる。

この先も悪化する電力供給能力の過剰状態

パイラ石炭火力発電所に対する多額の容量支払いは送電インフラの欠如が原因で、同発電所の半分が稼働していない。 Bangladesh 全体でも、発電所の設備利用率はわずか42%である。2020-21年度は発電量が大幅に増加したものの、多くの発電所は、必要な送電インフラが利用できる状況下にあっても、ほぼ停止したままの状態にある。

発電容量のさらなる拡大が進められる中、 Bangladesh では電力の供給力過剰が悪化することが予測される。BPDBの2020-21年度の年次報告書によると、現在建設段階にある発電容量は12,967MW、2024-25年度末までに19,651MWに達する予定だという。一方、同じ期間に廃炉になる予定の古い施設の発電容量は3,990MWにすぎない。

2020-21年度の年次報告書には、600MWを超える石油火力発電所が再来年度末までに増設されると明記されている。加えて、2025年までに操業開始が見込まれている複数の石炭火力発電所も大規模な容量増設となる。この中には、パイラ石炭火力発電所と同様に必要な送電インフラの遅延に直面し、計画が大幅に遅れているランパル石炭火力発電所や⁷、大幅な予算超過とスケジュール遅延が発生しているマタバリ石炭火力発電所のフェーズ1事業が含まれる⁸。さらにBPDBによれば、Adani Powerがインドのジャールカンド州で進めるゴッダ石炭発電事業が2022年中に運転を開始し、 Bangladesh に電力を輸出する予定だという。輸入石炭を港から700kmの発電所まで輸送し、さらに国境を超えて送電する必要があるということは、 Bangladesh にとってこれが高価な電源になるということである。

発電容量の増加により
値動きの激しいLNG市場
にさらされる。

⁵ Dhaka Tribune. Govt fails to take power from Payra plant, counts huge loss in capacity payment. 30 July 2021

⁶ New Age Bangladesh. Power overcapacity in Bangladesh grows, economic burden too. 3 December 2021.

⁷ The Business Standard. Rampal power plant test run likely in January, operation in June next. 15 November 2021

⁸ The Daily Star. Matarbari Power Plant Project: Cost goes up 44pc with channel expansion. 22 November 2021

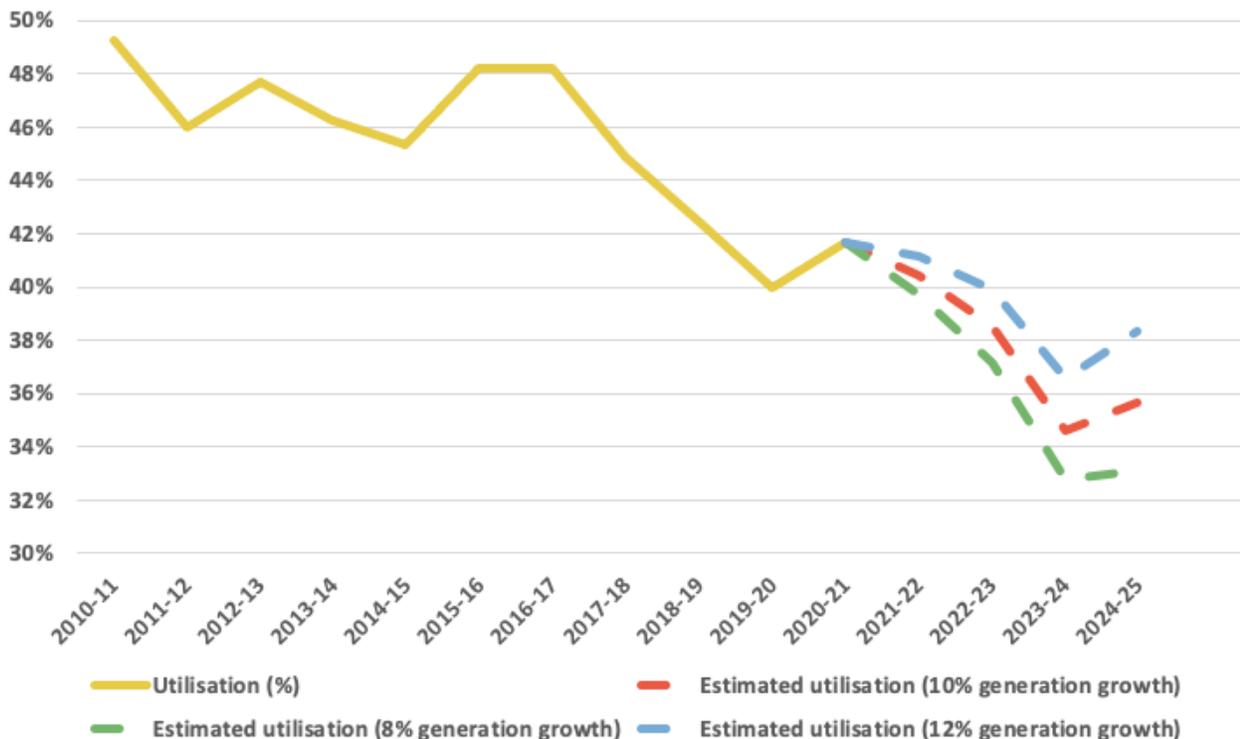
Bangladesh Power Development Corporation's 2020-21 Financial Performance

また、LNG火力発電容量も2025年までに大幅に導入される予定で、その後も次々に計画が進められている（ただし、計画されてるすべての容量を導入するには財務的能力に大きな疑問がある）⁹。そうなれば、Bangladeshは値動きの激しいLNG市場へのエクスポージャーを高めることになるだろう（後述の「LNG依存のリスクが実証された2021年」を参照のこと）。

BPDBは、2024年10月にルプール原子力発電所1号機（1,200MW）の運転を開始し、2号機（1,200MW）がこれに続く想定している。この発電所が予算内で完成する見込みはなく、1兆1,300億タカ（約1兆5,000億円）の費用がかかると推定されている¹⁰。原子力発電所は容易に出力を増減することができず、高い設備利用率で稼働させる必要があるため、停止するのはメンテナンスや燃料交換時のみとなる。ルプール原発はBangladeshの他の発電所よりかなり高い85%程度の設備利用率で稼働することになると予測されるが、火力発電所の利用率には悪影響を与えそうだ。

こうして発電容量が増加することは、今後数年に渡り発電容量の増加幅が発電量の増加幅を大きく上回る可能性が高くなることを示唆している。その結果、発電所全体の設備利用率は2024-25年度までにさらに低下することになる。BPDBの2020-21年度年次報告書における容量拡大と廃炉の計画を踏まえた簡単な計算によれば、仮に2024-25年度にかけて発電量が年間12%増とかなり大きく伸びたとしても、発電容量全体の利用率は38%程度にまで下がる可能性がある（図3）。

図3：発電システム容量全体の利用率の実績と今後の推定値



出典：Bangladesh Power Development Corporation (IEEFAが算出)

⁹ IEEFA. *Emerging Asia's unrealistic LNG-to-power project pipeline threatens macroeconomic and financial stability*. 15 December 2021

¹⁰ The Business Standard. *Rooppur nuke plant: Reactor pressure vessel installation kicks off*. 14 September 2021

Bangladesh 電源開発公社の2020-21年度財務実績

IPPを含む新設の発電所の設備利用率がここまで低くなれば、長時間稼働していないこれらの発電所に対する容量支払はますます膨れ上がり、BPDBの支出や損失は増大することになる。電力供給にかかる平均コストは増加し、 Bangladesh の電力システムは持続不可能になるほどに財務的に圧迫されることになる。

LNG依存のリスクが実証された2021年

金融機関による相次ぐ石炭からの撤退をはじめとして、世界で石炭火力発電から脱却する機運が高まる中、2021年に Bangladesh 政府はやむなく10カ所の石炭火力発電所の建設を取り止めた¹¹。 Bangladesh は今後LNG輸入への依存を高めていく計画であり、取り止めとなった事業の中にはLNGへの切り替えを予定しているものもある。

しかし、LNGは輸入石炭以上に値動きが激しく、2021年にLNG価格が記録的な高騰を見せた事実がそれを実証している。

LNG価格は2021年初頭に過去最高値まで急騰し、LNGの輸入基地やパイプライン、LNG火力発電所に巨額の投資を行っている新興国の姿勢が疑問視された¹²。しかし、この価格の高騰は2021年の9～10月の高騰に比べれば小さいものであった。この時のLNGのスポット価格は初めて約5,800円/100万BTUを超えたが¹³、価格の高騰はこれが最後になるという保証はない。

図4：2021年に急騰したLNG価格



出典：S&P Global Platts Dimensions Pro

¹¹ The Daily Star. Govt officially cancels 10 coal power plant projects. 28 June 2021

¹² IEEFA. Over \$50 billion in gas projects and LNG import facilities at risk of cancellation in Bangladesh, Pakistan and Vietnam. 14 January 2021

¹³ S&P Platts. JKM LNG prices surge past \$50/MMBtu mark as European gas crisis intensifies. 6 October 2021

Bangladesh 電源開発公社の2020-21年度財務実績

2020-21年度末を経て2021年下期、Bangladeshは高騰し続けるLNGのスポット市場から遠のいていたが、深刻なガス不足により産業界や発電所、一般家庭に打撃が生じたことを受けて、その決定を覆す羽目になった¹⁴。Bangladeshは過去最高水準のLNGスポット価格を支払うことを余儀なくされ¹⁵、国として輸入燃料への依存をより一層強める方向に突き進むリスクが浮き彫りになった。

さらにPetrobanglaによれば、Bangladeshが契約しているLNG供給事業者は2022年に供給量を減らす見込みである¹⁶。QatargasとOman Trading Internationalは、乱高下するスポット市場をうまく利用して、契約条件に違反することなくBangladeshへの供給量を減らすことができる。Bangladeshがスポット市場で時機を捉えて自力で不足分を穴埋めできなければ、供給量が減らされることでガス不足を招く可能性がある。

**新興国市場は
価格高騰の影響
を特に受ける**

Bangladeshは、価格高騰のためしばらくの間スポット市場から遠のいていたが、2022年1月に数ヶ月ぶりにLNGのスポット購入を再開した。¹⁷

国際エネルギー機関（IEA）の最新の「Gas Market Report」によると、LNGの価格は、商業的、物理的な要因に加えて天候や政治的要因に反応し、2022年においても高い変動性が維持される可能性がある¹⁸と指摘されている。IEAは、LNG価格の高騰が世界中の消費者、電力会社、卸売業者に及ぼす損害についても言及している。新興国市場は既に影響を受けており、「停電や産業重要における損害、ガス系肥料が枯渇している場合に生じる食料問題といった被害が及んでいる¹⁸。

BPDBの損失救済のために膨らみ続ける政府補助金

2020-21年度にBPDBに支払われた政府補助金は過去最高額となったが、これで頭打ちになるとは思えない。今後さらに多くの容量が稼働し始めると、Bangladeshの電力システムはさらに深刻な供給力過剰に陥り、BPDBの費用負担はさらに重くなる一方で容量支払が増大し続ける可能性がある。悪化の一途をたどるBPDBの損失を穴埋めするため、今後は一層巨額の政府補助金が必要となる可能性がある。BPDB自体も2021-22年度には2,000億タカ（約2,700億円）の政府補助金が必要になると予測しており、これは過去最高額を記録した2020-21年度の71%増にあたる¹⁹。

Bangladeshの2020～2025年の「第8次5カ年計画」では、過剰な電力供給能力とそれに伴い増大する容量支払、そして高コストの化石燃料輸入への依存を高めることは、電力システムの財務上の持続可能性を危険にさらすことになる^{20 21}と認めている。

¹⁴ S&P Platts. Bangladesh to tap into costlier Asian spot LNG market amid acute energy shortages. 20 September 2021

¹⁵ Reuters. Bangladesh pays record prices for two LNG cargoes for Oct – sources. 8 October 2021

¹⁶ S&P Platts. Qatar, Oman to reduce 2022 LNG deliveries to Bangladesh. 2 December 2021

¹⁷ S&P Platts. Bangladesh resumes spot LNG imports after hiatus. 31 January 2022.

¹⁸ IEA. Gas Market Report Q1 2022. January 2022.

¹⁹ Financial Express. Bangladesh's power subsidy to hit Tk 200b. 17 November 2021

²⁰ Government of Bangladesh. 8th Five Year Plan July 2020 – June 2025. December 2020

²¹ IEEFA. New power and energy master plan must be designed in Bangladesh's best interests, not Japan's. 24 May 2021

バングラデシュ電源開発公社の2020-21年度財務実績

BPDBへの補助金が増加されれば、バングラデシュ政府の予算が圧迫されることになり、電気料金の引き上げが必要になる可能性もある。バングラデシュエネルギー規制委員会（BERC）は2020年3月に電気小売価格を5.3%引き上げたが、さらなる値上げが必要になると見込まれている。加えて、2020年にBERC法の改正案が通過したことで、BERCは必要に応じて何度でも料金を引き上げられるようになった。それまでは、値上げできるのは年度中に1回のみであった。

そのため、今後はより頻繁に値上げが実施されることが予想され、過剰な電力供給能力やコストの高い化石燃料輸入に伴う負担の一部が消費者に転嫁されるだろう。

ガス料金も補助金の対象となっており、大口のユーザーに対してはコストを下回る価格で販売されているが、その中でも電力部門は群を抜いて規模が大きい。2018年にLNGの輸入が開始されたため、ガスのコストが上昇し、2019年7月にあらゆる部門においてガス料金が大幅に引き上げ（33%）られたが、これはバングラデシュのガス料金において過去最大の引き上げ幅であった。バングラデシュ国内のガス生産が縮小する中でLNG輸入への依存が大きくなると、将来さらに大幅な料金の引き上げを招くことになる。

電気料金の引き上げを求める圧力の増大

バングラデシュの第8次5カ年計画では、輸入石炭や輸入LNGに対するバングラデシュの依存が今後大きくなれば、電気コストがさらに高くなる恐れがあると指摘している²²。ガスや電力の大幅値上げを求める圧力は既に高まる気配を見せている。

2022年1月、ガス供給会社はLNGの輸入コストの急騰を受けて、BERCにガス料金を2倍以上に引き上げることを提案した²³。この提案は産業界や一般家庭を含むすべてのガス消費者を対象としている。発電事業者にとっては、この提案により1m³当たり4.45タカ（約6円）から9.66タカ（約13円）へ117%値上げされることになる²⁴。

これを受けて、BPDBは自らもBERCに大口電気料金の大幅な引き上げを提案した²⁵。電力購入コストの増大に加え、LNG、石油、石炭コストの急騰を引き合いに、BPDBは電気供給料金を単位当たり5.64タカ（約7.5円）から8.58タカ（約11.5円）へ52%引き上げることを提案している。そうなれば、大口料金で電気を購入する配電事業者は、この値上げを最終消費者に転嫁せざるを得なくなる。

もし供給事業者の提案通りにガス価格が2倍以上になれば、BPDBは引き上げ幅をさらに拡大し、64%増の単位当たり9.27タカ（約12.4円）とすることを望んでいる。

BPDBは、提案通りに電気料金の引き上げが行われなければ、3,250億タカ（約4,400億円）が不足することになると訴えているという。BPDBは発電と電力購入にかかるコストは2022年に7,450億タカ（約9,900億円）に達すると予測している。2020-21年度にBPDBが実際に発電と電力購入に要したコストは4,855億タカ（約6,400億円）であった。

²² Government of Bangladesh. 8th Five Year Plan July 2020 – June 2025. December 2020

²³ The Business Standard. Amid oil shock, 100% gas price hike in the making. 18 January 2022

²⁴ Financial Express. Bid for doubling gas price, fear of public suffering expressed. 19 January 2022

²⁵ Financial Express. 66pc hike in power tariff proposed following move to double gas price. 26 January 2022

バングラデシュ電源開発公社の2020-21年度財務実績

こうした料金提案の結果がどうなるにせよ、料金の大幅な引き上げの圧力にさらされるのは、これが最後ではなさそうだ。

新たな電カマスタープランは仕切り直しの好機

現在、バングラデシュの新たな「統合エネルギー・電カマスタープラン策定プロジェクト（IEPMP）」の準備が進められている。これは、電力部門の計画をリセットし、長期にわたり財務的に持続可能な電カシステムをバングラデシュにもたらす好機といえる。

2021年3月、日本の国際協力機構（JICA）は新たなIEPMPの策定に関するバングラデシュ政府との討議議事録に署名した。IEPMPの討議議事録への署名に関する発表のなかで、JICAは「エネルギーの低・脱炭素化」に言及し、この取り組みが、2015年の国連総会で策定された17の持続可能な開発目標（SDGs）のうち目標7（エネルギーをみんなにそしてクリーンに）と目標13（気候変動に具体的な対策を）の二つに貢献すると述べた²⁶。

JICAはIEPMPの先行事業である2016年の「電カシステムマスタープラン（PSMP 2016）」にも資金支援をしていた。この計画は輸入石炭と輸入LNGを燃料とする発電所の大規模展開を謳っていたが、石炭とLNGの火力発電技術は、例によって日本企業がバングラデシュのようなアジアの新興国に熱心に売りがついていた技術である。

マタバリ石炭火力発電事業フェーズ1（マタバリ1）にはJICA自体が資金提供しており、現在日本企業の住友商事がこれを建設している。バングラデシュでは供給力過剰の深刻化に加えて、マタバリ1の予算が大幅に超過し、スケジュールが大きくずれ込んでいるにもかかわらず、JICAはさらにマタバリ2への資金提供を検討している。

また日本は、バングラデシュがLNGインフラへの投資を拡大することに大きな関心を寄せている。2021年1月には、マタバリに陸上LNG受入基地を建設するための実現可能性調査の実施と、有資格入札者を選定するための提案依頼書（RFP）の作成を東京ガスが受注している²⁷。

化石燃料を使うLNG火力発電所やマタバリ2のような石炭火力発電所をIEPMPの軸に据えているようでは、JICAが約束する低炭素のエネルギーシステムへの移行を達成することは不可能だ。もしJICAが輸入化石燃料を使用する発電容量を引き続き拡大していくよう促せば、供給力過剰のさらなる悪化や、容量支払の増大、BPDBの営業損失拡大とそれに伴う政府補助金の増大や電気料金の引き上げをJICAが後押しすることになる。

そうではなく、バングラデシュの電カシステムが拡大する電力需要を満たしつつ、長期的な財務上の持続可能性を確保するためには、以下に示す施策が必要である。

- 2021年、バングラデシュでは10件の石炭火力発電事業が取り止めとなった。しかし2021年にLNGへの過度な依存が大きなりリスクとなることが浮き彫りになったことから、新たなIEPMPでは、輸入炭への過度な依存から輸入LNGへの過度な依存に移行することを目指してはならない。

²⁶ JICA. [Signing of Record of Discussions on Technical Cooperation for Development Planning with Bangladesh](#). 15 March 2021

²⁷ Financial Express. [Japan firm to study feasibility of Matarbari LNG terminal](#). 11 January 2021

Bangladesh Power Development Corporation's 2020-21 Financial Performance

- 電力供給能力が過剰な状態にあること、そしてそれに伴う財務負担の増大を鑑みると、2025年にかけてこれ以上の発電容量の導入は極力制限すべきである。また新たなIEPMPでは、新規の発電容量が過剰に増え続けることにならないよう、より現実的な電力需要の成長予測を採用しなければならない。未着工の発電所については計画を休止する必要がある。なお、膨大な費用がかかるLNGや石油の火力発電所のほか、マタバリ2をはじめとするあらゆる新規の石炭火力発電計画もその例外ではない。
- 電力システム全体の設備利用率がわずか42%と非常に低い現状を踏まえると、新しいIEPMPでは、発電容量の追加ではなく送配電網への投資を優先して行き、既存の発電容量をもっと有効活用して電力供給の安定性を高められるようにするべきである。世界銀行は2021年12月、 Bangladesh の配電システムを向上させ、過去10年間の Bangladesh における発電容量の大幅な増大に対応できるようにするため、5億米ドル（約580億円）の融資を承認した²⁸。
- Bangladesh の第8次5カ年計画では、重要目標としてエネルギー効率の向上を明確に打ち出している。エネルギー効率が高まれば、需要拡大に伴い必要となる高コストの新規発電容量を抑制するのに役立つ。日本のエネルギー効率は世界トップレベルであり、新たなIEPMPを通じて Bangladesh のエネルギー効率改善計画を支援するには適任である。
- 再生可能エネルギーについては、さらに野心的な目標を掲げてIEPMPに盛り込む必要がある。2021年にグラスゴーで開催された国連気候変動枠組条約第26回締約国会議（COP26）で、 Bangladesh はCO₂の排出削減に関する新たなNDC（国が決定する貢献）を提出した。これには、2030年までに（国外からの資金・技術支援に応じて）4,000MW以上の再生可能エネルギー事業を導入するという条件付き目標が含まれていた²⁹。一方で、政府の「ムジブ気候繁栄計画」では、再生可能エネルギーの導入率を2030年までに30%³⁰、2041年までに40%引き上げる目標を掲げている³¹。同計画には、洋上風力発電を含む、再生可能エネルギーへの投資拡大が含まれている。再生可能エネルギーのコストは下がり続ける上、再生可能エネルギーを導入しても、重荷となる容量支払が生じることはない。
- さらに最近では、持続・再生可能エネルギー開発庁（SREDA）が、2030年までに再生可能エネルギーを同年時点の総容量のおよそ25%に相当する10,000MWとする新たな目標をIEPMPに盛り込むことを提案した³²。これには、風力発電5,000MW³³という、 Bangladesh の風力発電目標の大幅な引き上げが含まれている。SREDAのこの提案は、「ムジブ気候繁栄計画」と同様に、再生可能エネルギーへの野心を大いに高めるものである。 Bangladesh が他の国々と同じように低コストの再生可能エネルギーの恩恵を受けられるようになりたいと願うのであれば、そのくらい野心的な風力・太陽光発電目標をIEPMPに盛り込む必要がある。

²⁸ World Bank. [World Bank Helps Bangladesh Build Modern, Reliable and Sustainable Electricity Supply System](#). 21 December 2021

²⁹ UNFCCC. [Bangladesh updated Nationally Determined Contributions 2021](#). 26 August 2021

³⁰ Financial Times. [Bangladesh PM: We need a global 'climate prosperity plan' not empty pledges](#). 19 October 2021

³¹ [Mujib Climate Prosperity Plan](#)

³² UNB. [25% electricity from renewables by 2030: SREDA proposes, GOB disposes?](#) 30 December 2021

³³ Dhaka Tribune. [Bangladesh bets big on wind energy to curb climate change](#). 8 January 2022

IEEFAについて

エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は、エネルギーの市場、動向、政策に関する問題の調査を行う。IEEFAの使命は、多様性、持続可能性、収益性に富むエネルギー経済への移行を加速させることである。www.ieefa.org

執筆者について

サイモン・ニコラス

IEEFAのエネルギーファイナンス・アナリストで、オーストラリア在住。インペリアル・カレッジ・ロンドンを優等学位で卒業。イングランド・ウェールズ勅許会計士協会のフェローを務める。ロンドンとシドニーにて、アムロ銀行、マッコーリー銀行、オーストラリア・コモンウェルス銀行に勤務し、金融部門に16年間携わってきた。