環境省

平成 26 年環境省委託

平成 26 年度
アジアの低炭素社会実現のための
JCM 大規模案件形成可能性調査事業

「モンゴルにおけるプログラム型 JCM 支援スキームの実現可能性調査」
報告書

平成 27 年 3 月

（一般社団法人 海外環境協力センター）

アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模案件形成可能性調査事業

「モンゴルにおけるプログラム型 JCM 支援スキームの実現可能性調査」

報告書

目次

I. サマリー 1

1. 背景 1

2. 調査内容 1

3. 調査結果及び事業化に向けた検討 2

4. 対象となる日本製省エネ、再エネ技術の特定と MRV 方法論（案）の検討 3

5. 今後の展開方針や具体的なスケジュール 4

II. 本文 5

1. 対象国・対象都市の諸制度・事業環境 5

(1) 対象国・対象都市の社会・経済状況について 5

(2) 対象国・対象都市のエネルギー消費・温室効果ガスの状況について 10

(3) 事業に関係する環境負荷などの状況について（大気汚染等） 11

(4) 事業に関連するインフラ・施設等の整備状況 12

(5) 事業に関連する諸制度の状況について 12

(6) 事業に関連する政府組織とその役割について 14

2. 調査対象事業 14

(1) 事業のねらい 14

(2) 適用技術・制度 17

3. 調査方法 18

(1) 調査課題 18

(2) 実施体制 19

(3) 調査内容 19

4. 調査結果 21

(1) 調査活動の実績と調査結果 21

(2) GHG 排出削減効果 25

(3) GHG 削減以外のコベネフィット効果 26

(4) PJ 全体費用 27

5. 事業化に向けた検討 28

(1) 事業化/JCM 化シナリオ 28

(2) MRV 方法論、モニタリング体制 38

(3) 日本製技術の導入促進に向けたアイデア 71

(4) 事業化に向けた課題・提案と解決策 72

(5) 今後の展開方針や具体的なスケジュール 73

略語表 74

I. サマリー

1. 背景

近年、同国では経済成長に伴う人口増加と都市部への人口の一極集中化により電力需要が増加し、首都ウランバートルを中心とする中央電力系統では、慢性的に電力需要が増大している。また、石炭エネルギーへの単一依存による電力システムにより、大気汚染の深刻化も問題となっている。

2014 年当時に環境グリーン開発省が発行したモンゴル気候変動評価報告書（MARCC-2014）によると、排出量の大半を占めるエネルギーセクターの排出源は、固形燃料および石炭火力による燃料消費であると分析している。世界有数の石炭資源国であるモンゴルは、自国のエネルギー供給源をほぼこの石炭に依存しており、厳寒期においては相当量の石炭が使用されている。このため、この暖房供給において、石炭暖房が主流であることが起因し「中国以上」と評される深刻な大気汚染に見舞われている。

また、盆地で形成されるウランバートル市は、排煙が沈殿しやすい地形的特長を有し石炭焚きの暖房供給は環境的観点から適格ではない。環境汚染の元凶となる非効率な石炭火力発電設備が使用される背景には、単一燃料への依存によるところがあり、この電力政策を見直していくことが課題である。

電力需給と大気汚染の対策の１つとして、まずはエネルギー供給側の改善が挙げられるが、二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism : JCM)の設備補助事業や調査事業等で検討が進められている。もう１つ重要な点として、エネルギー需要の改善も重要である。具体的には工場における省エネルギーの推進等があげられるが、モンゴルでは具体的な政策や対策はまだ少ないのが現状である。

掛かる状況を支援するため、本調査では JCM“一足飛び“型発展の実現に向けた資金を活用したプログラム型 JCM スキームの実現可能性について調査を行った。本スキームはドナーや支援国だけでなく、現地の機関や組織が事業に参画することで、エネルギー供給側の大規模な対策だけでなく、少し規模が小さくても複数存在するエネルギー需要や再生可能エネルギー事業の推進することができ、且つニーズはあるが対策の実施が難しかったプロジェクトも対象とすることが可能となる。

2. 調査内容

本調査では現地機関も参画した資金・組織運用を行うことで複数のプロジェクトを支援できるようなプログラム型 JCM スキームの案を構築するため、モンゴル側関係機関（環境グリーン開発観光省、エネルギー省、財務省)からの要請により、以下の現地調査及び関係資料の作成を行い、各組織との協議を実施した。

・JCM を考慮したプログラム型の資金スキーム、組織編成の検討
・対象となる日本製省エネ、再エネ技術の特定と温室効果ガス排出量の算定・報告・検証（Measurement, Reporting and Verification：MRV）方法論（案）の検討

3. 調査結果及び事業化に向けた検討

JCM を考慮したプログラム型の資金スキーム、組織編成の検討

プログラム型 JCM スキームの実現可能性調査を行い、以下のようなスキームを考案した。

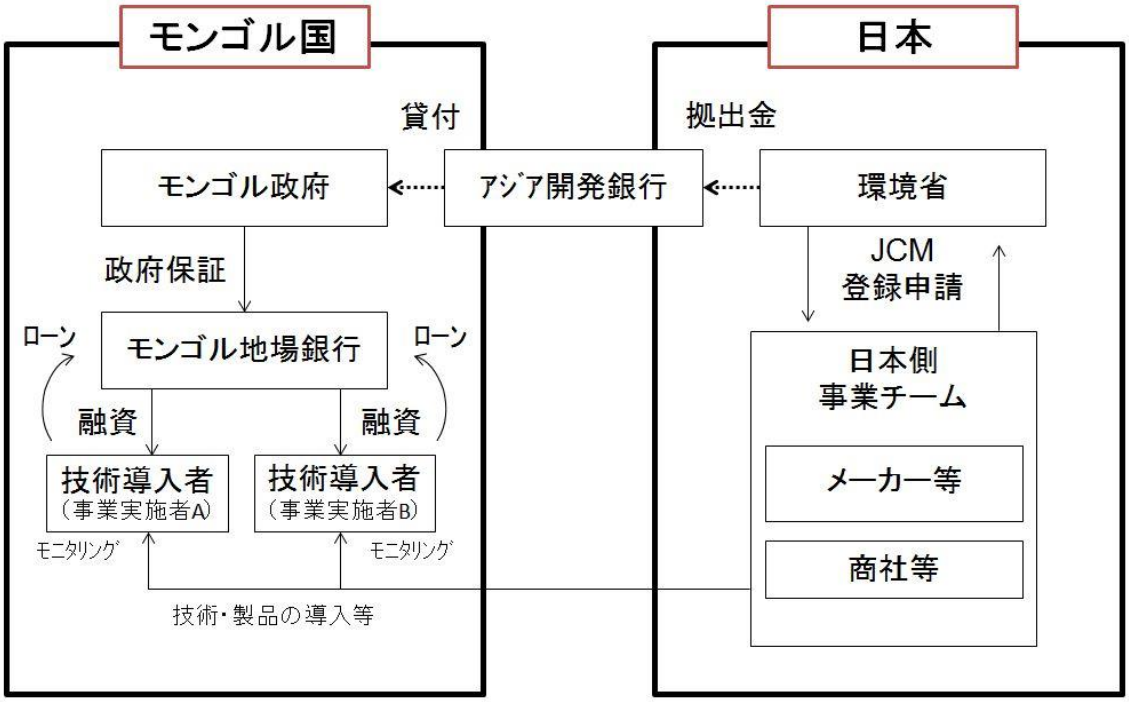


図 1 事業化体制スキーム案

本スキーム案ではモンゴル政府財務省とドナー側がローンネゴーシエーションを経て、ドナー側が一定額の融資（JCM のグラント資金を含む）をモンゴル側に行い、政府等の管理下で地場銀行が運用管理を行うような体制を検討した。モンゴル政府財務省とドナー側のローンネゴーシエーションを経ることにより、通常の市中金利より低利で長期の融資を事業者側が受けることが可能となる。

上記のスキーム案を運用する上でポイントとなるのは、「資金の管理」と「温室効果ガス（GHG）の MRV を含むプロジェクト管理」の 2 点である。この 2 点の管理を適切に行うため、以下のスキームを提案した。

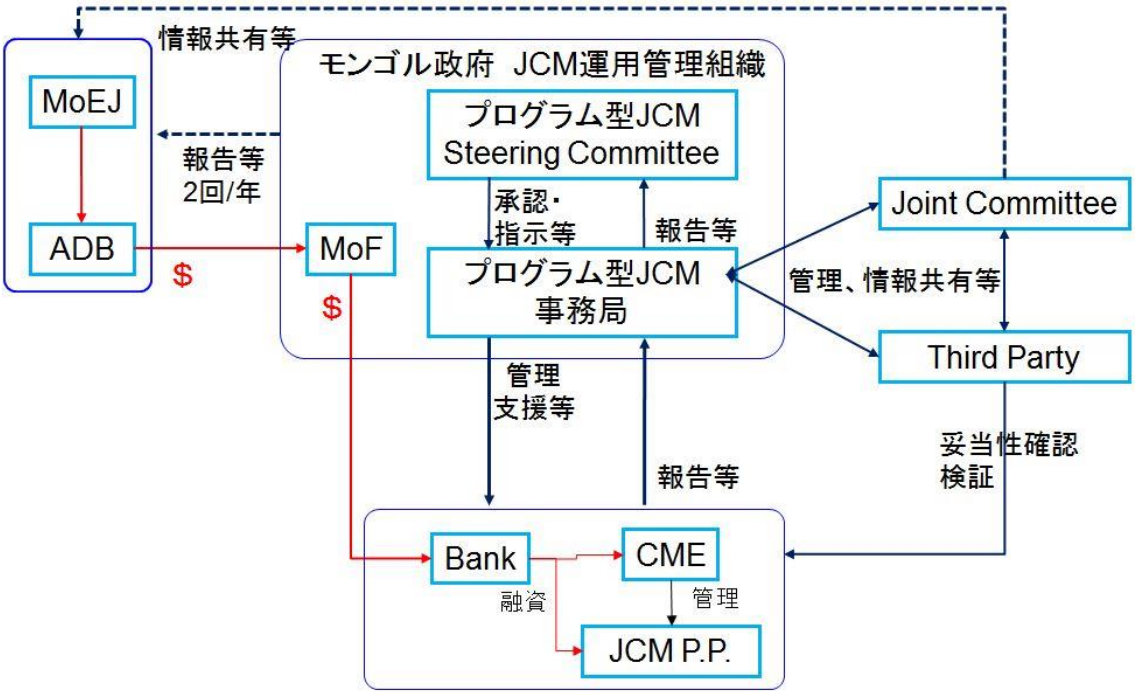


図２　資金・プロジェクト管理スキーム案

本スキームでプロジェクトを実施する場合の主体は、基本的に民間である。他方、GHG の MRV を事業者 1 つ、1 つが実施することは困難が伴う。これらの対策としては CME（Coordinating Management Entity：事業管理主体）がプロジェクトを管理する形を提案した。これらのスキームは民間主体で進めることが望ましいが、例えば、地場銀行が適切な融資等を実施しているか、一部の民間企業の利益誘導に繋がっていないかなど、利益（利害関係）の衝突、利益相反を避けるための対策も必要である。そこで、モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省との調査、協議の結果、現地政府の下「プログラム型 JCM 事務局」を設置することを提案した。また、事業によってプロジェクトの初期は資金管理、GHG の MRV 等の体制を民間のみで動かしていくことが難しいケースも想定されるため、これらの運用管理支援も事務局が担うことを想定している。加えて、モンゴル政府との協議の結果、事務局の勝手な独走を避けるために、現地政府の省庁等で構成される合同委員会（Steering Committee）も設置し、最終的な決定に関する承認は本 Committee で行うことを想定している。

4. 対象となる日本製省エネ、再エネ技術の特定と MRV 方法論（案）の検討

モンゴルの国情を考慮した上で、政府、国内外の銀行、事業者等へのヒアリング、調査、視察、訪日研修等を通して、プログラム型 JCM の候補技術をリストアップした。リストアップした技術に対して、想定しているプログラム型 JCM スキームに沿

った日本製技術導入ポテンシャルの洗い出しを行い、実現可能性の高い日本製低炭素技術の絞り込みを実施し、本スキームの対象となる技術をモンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省との議論を踏まえ、民間が所有する変圧器の高効率化、太陽光発電装置の導入、工場等施設へのインバータ導入の 3 つに絞り込みを行い、MRV 方法論（案）等の検討を実施した。

5. 今後の展開方針や具体的なスケジュール

提案しているプログラム型 JCM スキーム（案）はこれまでの調査及び協議を通じて、モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省より、基本的に問題ない旨の回答を得ている。今後のスケジュールとしては、モンゴル環境省、エネルギー省等の政府が調整を行い、ドナー機関とのローンネゴーシエーションを経て、事業が開始できる運びとなる。

実施事業者となりうる民間企業は、JCM プログラムファイナンスを活用した案件実施に前向きである。民間においては、中小企業の財務状態から初期費用が殆どかからない本スキームは非常に魅力的であるが、財務基盤の脆弱な業界、事業者には活用が難しいケースも存在する。モンゴルは鉱工業一辺倒の経済であり、それ以外の業界が便益を受けられるようなスキームが望ましいが、そのためには更なるスキームの改善が必要となる。

具体的なアイデアとしては、本年度考案したプログラム型 JCM スキームにリース機能を包含させた持続可能な発展型スキームの構築を検討している。既に調査している現地事業者を活用したリース事業を行うことで、初期投資の低減と複数プロジェクトの一元管理し、より多くの事業者が本スキームに参画できるような枠組みを引き続き検討していく所存である。

II. 本文

1. 対象国・対象都市の諸制度・事業環境

(1) 対象国・対象都市の社会・経済状況について

本事業の対象国であるモンゴルは、国土の北側をロシア、南側を中国にはさまれた北東アジアの内陸国である。2015 年 1 月 24 日には、人口が 300 万人（茨城県に相当）に到達したが、国土面積が日本の約 4 倍あることから人口密度が低い国とされている（2 人以下/km²）。一方で、人口分布をみると、本事業の対象都市である首都ウランバートル市に総人口の約 45%（約 132 万人）が居住している（280 人/km²）。Mongolian Economy のまとめによると、2000 年から 2010 年にかけて同国の都市空間の拡大率は年間 2.6 パーセントと、アジア地域でも上位を占めている。同市においては、都市の人口増加率は 4 パーセントと同様に急速な増加を示している。人口密度は 1 平方キロメートルあたり平均 411 人と公表されており、国全体の人口密度を考慮に入れると極端な都市への人口集中が起きている。この人口一極集中により、ウランバートル市では様々な問題が顕在化している。中でも、電力需要のひっ迫は喫緊の課題である。

モンゴルは鉱物資源に恵まれており、銅、金、石炭、ウランなどの豊富な埋蔵量を誇る。また、世界有数の石炭資源大国として、自国で生産する石炭の大半を国内のエネルギー需要に供給している。概ね年 10%前後の経済成長率を遂げており、電力需要は増加の一途をたどっている。

その結果として、国内の既存発電施設では増加する電力需要に対応することができず、不足する電力及び電力調整を隣国ロシアに頼る状況となっている。エネルギーの安全保障の観点から、同国への電力輸入の依存はリスクを増大させると指摘されている。

地理的な特性から、エネルギー転換のための天然ガスや石油へのアクセスは難しく、国産の石炭由来の火力発電に依存している。近年の経済成長の度合いに相反するように、老朽化した国内電力供給インフラは、電力需要が高い冬場の大気汚染の悪化の主因と指摘されている。

モンゴル政府としてはこの問題に対応すべく、新規第 5 火力発電所（以下、CHP-5）の建設および高効率の省エネ設備の投入、再生可能エネルギーの選択も考慮に入れている。

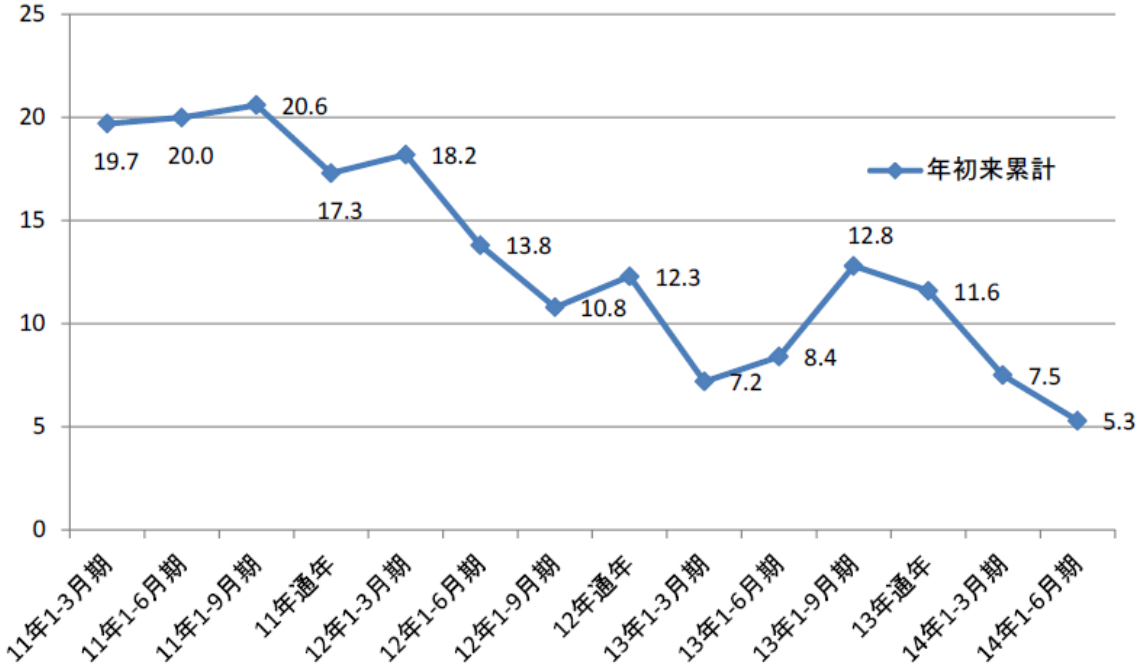
ウランバートル市の電力問題については我が国も支援・協力体制を構築してきた。1991 年の旧ソ連崩壊以降、ロシア人技術者の引き上げやロシアからの援助停止による機材不足などにより発電所の事故停止等の問題が頻発した。このときモンゴル政府からの要請に伴い、日本は複数回の有償・無償による支援を実施し、発電所の救援とエネルギーの安定供給に大きな貢献を果たした。

近年、発電所の改修や機材の充実に伴い電力問題は改善傾向をみせてはいるが、

前述のとおり電力不足の問題は抜本的には解決していない。日本からも引き続き継続的な支援が行われる予定である。また、2014 年 7 月には、エルベグドルジ大統領が日本を訪問し、阿部首相と EPA（経済連携協定）交渉で大幅合意した。（JETRO、モンゴル経済概況 2014 年 8 月）

表 1　実質 GDP 成長率の推移

（単位：%）



（出典：国家統計局月報）

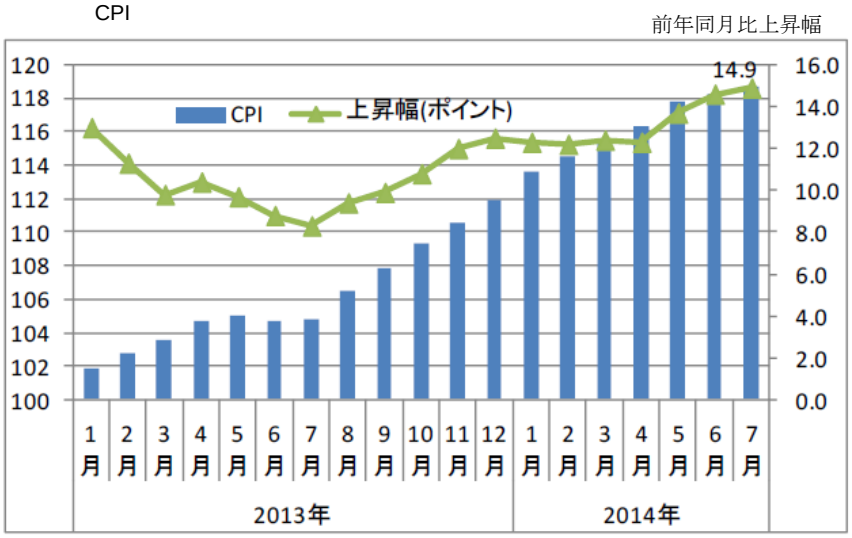
同国の成長率について、IMF（2013 年 10 月 WEO）は、2014 年を＋11.7%と予測している。しかし ADB の調べによると、2014 年上半期のモンゴル経済成長率は前年同期比で 5.3%と鈍化した。これは、上記の表 1.1 の通り 2013 年上半期の 8.4%から 2014 年の第一四半期には 7.5%と減速した推移を受けている。この推移状況は、海外直接投資が急落し投資が抑制されるなど外的な要因が目立つ。一方で、銅や石油に牽引され輸出は大きく伸びた。特に、リーマンショック後の 5 年間においては、Tavan Tolgoi や Oyo Tolgoi 鉱山の活況により、海外直接投資のまさに 81%が鉱業に集中した。これによる鉱物資源の輸出高の伸びを見込み、2015 年までには 17 パーセントの GDP 成長が見込まれた。

また、下記の表 2 が示すように、7 月の消費者物価指数は前年同月比で 14.9 ポイント上昇し国内消費は上向きである。

品目別では、前年同月比で 0.1 ポイント低下した郵便・通信を除き、全ての項目でポイントが上昇した。（表 3）

掛かる要因も考慮に入れると、経済成長は今後も持続することが想定される。

表 2　消費者物価指数の推移



（出典　国家統計局月報）

表 3　品目別の消費者物価指数（CPI）上昇幅

（単位：ポイント）

品目名	前年同月比		前月比	
	6 月	7 月	6 月	7 月
食料品	13.7	13.1	0.7	△1.0
アルコール･タバコ	16.3	17.0	0.1	0.8
被服および履物	20.9	20.8	1.0	0.5
住居・水道	12.5	13.3	△1.2	2.5
家具・日用品	19.0	19.1	0.7	1.1
保健医療	13.7	13.4	2.8	0.9
交通・輸送	6.8	9.3	0.6	2.0
郵便・通信	0.0	△0.1	0.1	△0.1
娯楽	3.1	3.0	0.4	0.1
教育	27.2	27.2	0.0	0.0
レストラン・ホテル	15.9	16.4	0.2	0.5
その他の商品・サービス	23.3	23.7	1.2	0.9

（出典　国家統計局月報）

実質 GDP 成長率を業種別にみると、農牧業が 16.3%、工業・建設業が 10.1%と

それぞれ前年同月比で増加した。これは、Oyu Tolgoi 銅山の生産高の急増をはじめ、中央銀行の住宅ローン支援策が後押しした建設ラッシュによるところが大きい。

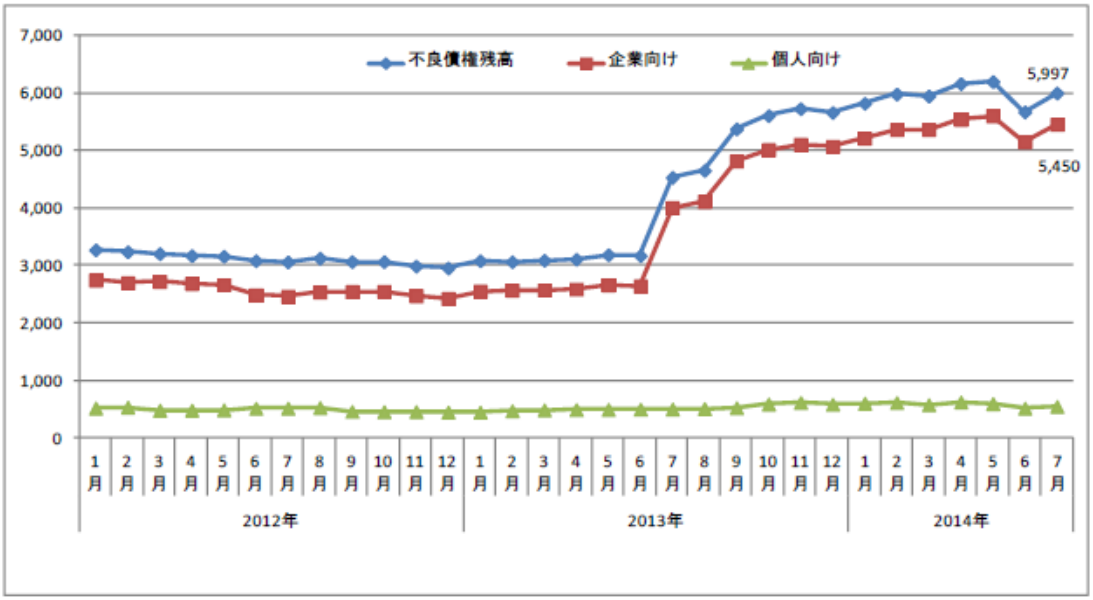
マネーサプライにおいては、2014 年 7 月時点の通貨供給量を見ると、本年 7 月末時点の供給量（M2）は前年同月比で 24.6%増の 10 兆 810 億トゥグルグ(Tg)となった。

貸付残高においては、前年同月比 34.1%増の 12 兆 2,254 億 Tg となった。その構成比は、貸付先別に民間企業が 6 兆 6,125 億 Tg（5 割強）、個人向けが 5 兆 4,935 億 Tg（4 割強）、公的機関が 988 億 Tg（1 割弱）となっている。

市中銀行の総資産は前年同月比 28.4%強の 18 兆 5,863 億 Tg、政府債務は前年同月比で 61.5%増の 2 兆 2,733 億 Tg だった。不良債権残高、前年同月比より大幅に増加し 5,997 億 Tg だった。（表 4）

表 4　不良債権の推移

（単位：%）

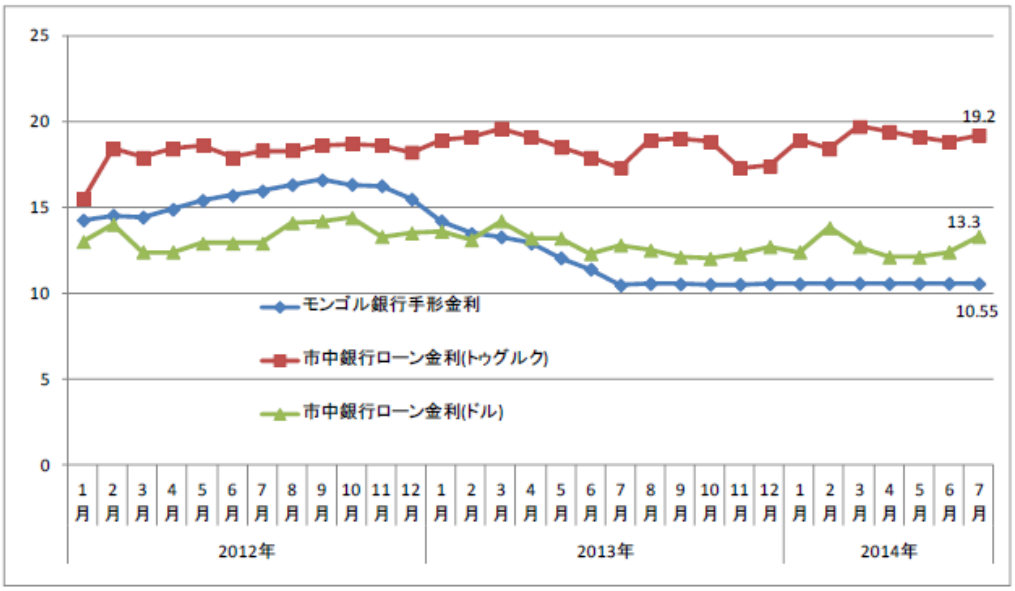


（出典　国家統計局月報）

金利においては、下記の表 5 によると 2014 年 7 月時点の銀行ローン金利（年利）は Tg が前年同月比 19.2%（前年同月比 1.9 ポイント上昇）、ドルは 13.3%（前年同月比 0.5 ポイント上昇）といずれも上昇した。

表 5　銀行ローン金利の推移（年利）

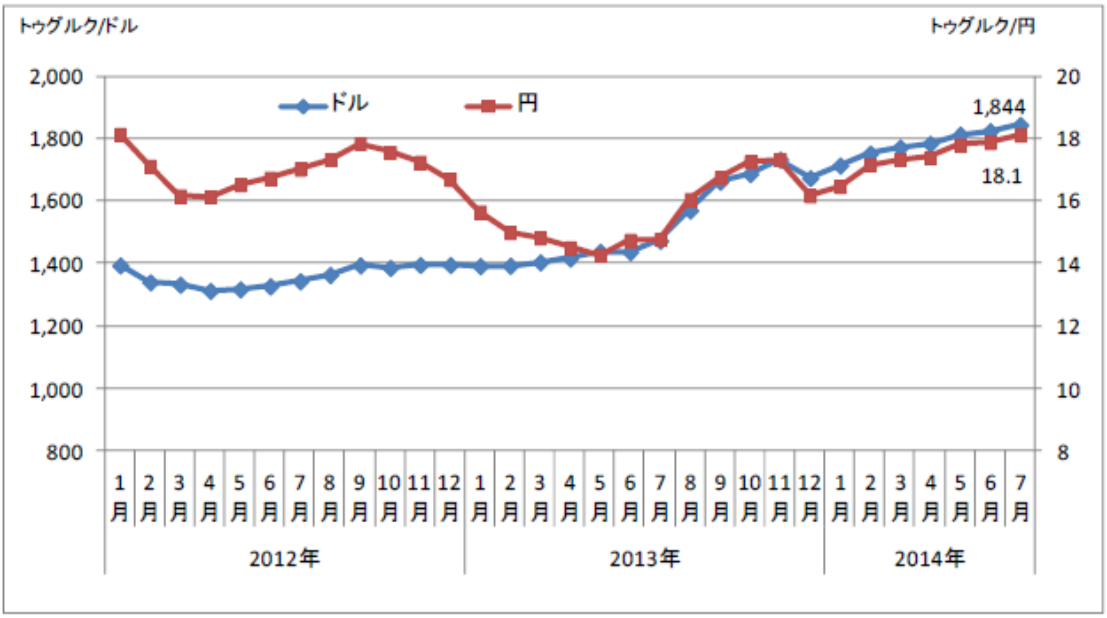
（単位：%）



（出典　モンゴル銀行）

また、下記の表 6 によると為替相場は、7 月期の中間平均レートは、対ドルが 1,844 Tg、対円が 18.1 Tg と円高状態が持続を示した。

表 6　為替ルートの推移



（出典　モンゴル銀行）

(2) 対象国・対象都市のエネルギー消費・温室効果ガスの状況について

モンゴル国のウランバートルを中心とする中心電力系統では、人口増加と都市部への人口の一極集中化により、電力需要が慢性的に増大している。また、現行政権は大気汚染の主因とされている熱併給石炭火力発電所（Combined Heat and Power : CHP）、石炭焚き熱供給専用ボイラ（HOB : Heat on Boiler）等について、高効率の省エネ使用にシフトすることを国家の主要な課題のひとつとして、JCM 案件の進展を期待している。

国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）によれば、モンゴルにおける 2006 年部門別の GHG 排出量はエネルギーセクターの排出量が 6 割、残り 3 割が家畜由来によるメタンであるとされている。

2014 年当時に環境グリーン開発省が発行した MARCC-2014 によると、排出量の大半を占めるエネルギーセクターの排出源は、固形燃料および石炭による燃料消費であると指摘している。この二酸化炭素排出の主因である固形燃料由来の排出は、1990 年には 8,135.04 kt であったが、2012 年には 8,771.49 kt と着実に増えている。排出比の産業別内訳では、下記の表 7 の通りエネルギー産業の排出割合が突出して高く 1990 年の 63.22%から 2012 年には 76.97%と増加している。残る排出値を、製造業、交通、商業、住宅、農家等のセクター等が占めており、エネルギーセクターの二酸化炭素排出量が顕著に高いことを示す。

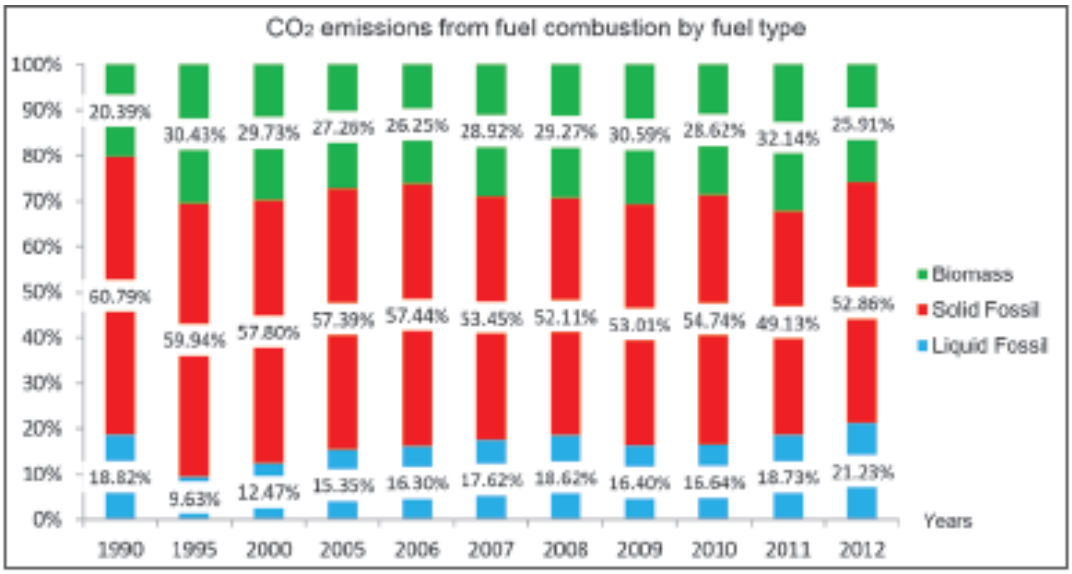
表 7　セクター別固形燃料の燃焼由来による二酸化炭素排出量推移（kt、%）

Years	Sectorial Approach							
	Energy Industries	Manufacturing Industries	Transport	Commercial	Residential	Agriculture	Other	TOTAL
1990	5,143.28 63.22%	1,387.31 17.02%	127.87 1.57%	338.75 4.16%	746.36 9.17%	178.35 2.19%	213.12 2.62%	8,135.04 100.00%
1995	4,599.77 73.12%	850.56 13.52%	108.8 1.73%	265.79 4.23%	176.5 2.81%	31.41 0.50%	257.99 4.10%	6,290.82 100.00%
2000	5,079.94 83.78%	267.04 4.40%	81.88 1.35%	262.09 4.32%	256.78 4.24%	3.37 0.06%	112.17 1.85%	6,063.27 100.00%
2005	5,254.11 83.24%	132.56 2.10%	112.5 1.78%	216.74 3.43%	443.15 7.02%	20.53 0.33%	132.12 2.09%	6,311.71 100.00%
2006	5,252.07 78.94%	253.88 3.82%	135.61 2.04%	179.54 2.70%	611.07 9.18%	9.2 0.14%	211.63 3.18%	6,652.99 100.00%
2007	5,849.64 81.55%	460.48 6.42%	136.85 1.91%	89.73 1.25%	420.63 5.86%	3.37 0.05%	212 2.96%	7,172.7 100.00%
2008	5,756.34 81.00%	448.25 6.31%	45.99 0.65%	195.17 2.75%	456.53 6.42%	7.85 0.11%	196.29 2.76%	7,106.43 100.00%
2009	5,891.73 78.04%	399.62 5.29%	46.21 0.61%	2.24 0.03%	669.64 8.87%	15.7 0.21%	524.95 6.95%	7,550.1 100.00%
2010	6,457.17 78.91%	387.66 4.74%	56.08 0.69%	3.37 0.04%	686.47 8.39%	11.22 0.14%	581.03 7.10%	8,183 100.00%
2011	6,302.89 78.26%	423.01 5.25%	59.45 0.74%	2.24 0.03%	717.88 8.91%	10.1 0.13%	538.41 6.69%	8,053.97 100.00%
2012	6,751.67 76.97%	624.9 7.12%	47.11 0.54%	12.34 0.14%	702.17 8.01%	4.15 0.05%	629.15 7.17%	8,771.49 100.00%

（出典：MARCC-2014）

燃料別の二酸化炭素排出量では、下記の表 8 の通り固形燃料が 49-61%と液体化石燃料およびバイオマスを大きく引き離している。

表 8　燃料別化石燃料由来の二酸化炭素排出率の推移（1990-2012）



（出典：MARCC-2014）

この構成比が示すように、燃料消費による化石燃料由来による二酸化炭素排出量の大半を占めており、大気汚染の主因となっている。

(3) 事業に関係する環境負荷などの状況について（大気汚染等）

前述した CHP、HOB、ゲルストーブの 3 つが主排出源であると想定される。冬場の気温が零下 30 度（摂氏）、を下回る厳しい環境において、安定した暖房供給は重要なライフラインである。しかし、この暖房供給において、石炭暖房が主流であることが起因し「中国以上」と評される深刻な大気汚染に見舞われている。

モンゴル気象・環境調査によると、直径 10 マイクロメートル以下の粒子状態の「PM10」が 2014 年 1 月に複数回にわたり、大気 1 m^3 あたり 2000 μ g を超え、世界保健機関（WHO）の環境基準の 100 倍以上であることを示した。PM2.5、二酸化硫黄、二酸化窒素についても WHO の基準を大きく上回っている。また、盆地で形成されるウランバートル市は、排煙が沈殿しやすい地形的特長を有しており、石炭焚きの暖房供給は環境的観点からも適格ではない。環境汚染の元凶となる設備に依存するほか寒さを凌ぐ選択肢がないことが問題点である。

こうした現状の対策として、環境グリーン開発観光省は、汚染物質減少を目してコークスの導入などを推進するなか、「2016 年には未加工の石炭の使用禁止」の方針を検討している。

MARCC-2014 によると、国内のエネルギーセクターにおける温室効果ガス排出は、他セクターと比べて顕著に高く(表 1.7 参照)、化石燃料に由来していると指摘されている。政府は、この GHG 排出削減に関する政策について、代替エネルギー使用の可能性を探ることにより石炭使用の減少を目指すとしている。そこで、温室効果ガス削減における選択肢として、CHP プラントの改修および熱供給ボイラの改良は、将来の GHG 排出削減策政策の一環として重要な位置づけとなっている。しかし、明確な省エネ法が存在していない現状において、省エネルギーに係る設備の普及は進んでいない。今後の課題としては、省エネ法の制定等の法整備を通して電力の需要と供給のバランスを整え、且つ省エネ効率の高い技術の投入により、温室効果ガスの削減に資する政策並びに方針を政府が確立することにある。

(4) 事業に関連するインフラ・施設等の整備状況

モンゴルでは、国内のエネルギー資源の有効活用のために、発電、送配電、施設建設等の諸項目を規定する法律は制定されているが、省エネ貢献に資する法整備が整っていない。現在エネルギー省がドイツ国際協力公社（GIZ）の支援の下、省エネ法を策定中である。冬場の電力供給が慢性的にひっ迫しているモンゴルでは、エネルギーの安定的な確保は人命の危機にもつながる。このエネルギーの安全保障が確保できない状況では、海外からの投資も消極的となり経済成長に与える負の影響も大きくなる。

法整備する中で、省エネとエネルギー効率促進の 2 項目は、今後の国の将来を左右する重大な事項となる。GIZ が作成支援したモンゴルのエネルギー効率と省エネ法（草案）では、モンゴル国の抱える深刻な諸問題への対応として、電力セクター、エネルギーセクターでの老朽化した設備の改修、省エネ、エネルギー効率改善のためのファンドや既存ファンドへの利用の重要性等において、主要セクターの役割を示している。

電力セクターにおいては、発電所効率化のための改修を重要な政策とみなし、最新技術を導入しかつエネルギー監査の実施の投資が必要としている。また、省エネの観点から、厳寒期の停電を回避するためのエネルギー保全計画を推進し、家庭から商業および産業分野に至るまで、社会全体の省エネ化の取り組みが喫緊の課題である。具体的には、ピーク時の電力負荷および電力容量不足の改善のために計画停電の実施、施設の新設及び改修等が挙げられる。

このように、経済成長に伴い増加の傾向がみられる GHG の削減のためのインフラ整備は未整備であり、改善の余地が大いにある分野である。

(5) 事業に関連する諸制度の状況について

①エネルギー分野における政策

モンゴルにおけるエネルギー分野の政策としては 2013 年に電源開発計画が作

られている。本計画にも記載がある通り、モンゴルが直面している電力不足の種々の要因のひとつとして、効率の悪い石炭火力発電に依存した既存の電力供給システムにある。これにより、電力ロスの発生を余儀なくすることに加え、単一燃料に依存するため、石炭由来の電源供給システムが破綻したときのバッファーがないことが問題である。従って、国家の電源供給を担保するためには、設備の新設や改修による電力供給改善の促進は然ることながら、エネルギー源の分散を視野に入れ、天然ガス、石油等、複数の化石燃料を使用する幅広い選択肢を設けることも有効と推測する。しかし、これらの燃料は国内産の石炭よりコスト高となるため、同国の経済状況を考慮にいれると現実的ではない。

また上述の通り省エネ法は策定中であるため、エネルギー削減に関する政策はまだ発展途上の段階にある。他方、本事業に関連する政策として、エネルギー省が策定した再生可能エネルギー法がある。地理的に盆地で形成されているウランバートル市は、高い日照率、極端な人口密度の低さ等の諸条件により、太陽光発電の適地であることされている。

モンゴルのエネルギー法の一環であるこの法律は、国内の発電および配電を管轄する法人を対象としており、再生可能エネルギー基金で指定された地域では、地域別の値段の差異を埋め合わせる補助が拠出されることになっている。
送配電間の電力売買価格及び料金も規定している。ここでは、発送電の電力容量、測定機器の設置場所とともに、料金も規定している。さらに、代替エネルギーの固定価格買取制度があり、以下表 9 のように価格設定の幅が示されている。（赤字は太陽光の系統電力の場合の固定買い取り価格）

表 9　固定価格買取制度(FIT)における代替可能エネルギー種別の価格

（単位：USD/kWh）

	Hydro			Wind	Solar
	up to 0.5 MW	from 0.5 to 2 MW	from 2 to 5 MW		
Grid-connected	0.045 - 0.06	0.045 - 0.06	0.045 - 0.06	0.08 - 0.095	0.15 - 0.18
Stand alone	0.08 - 0.10	0.05 - 0.06	0.045 - 0.05	0.10 - 0.15	0.2 - 0.3
Prices are given in USD per kWh					

出典　Law of Mongolia on Renewable Energy

系統電力での太陽光発電の買い取り価格は、0.15 - 0.18 ドル/kWh となっているが、政府の財源が特定されておらず、現在のところ機能していない。省エネやクリーンエネルギーに特化した基金や助成金の再整備等が必要な状況である。

(6) 事業に関連する政府組織とその役割について

本事業に直接関係する政府組織は財務省、エネルギー省、環境グリーン開発観光省の 3 省である。政府が関係する資金スキームの実施には財務省の承認が必要となる。また、本資金スキームは省エネルギー、再生可能エネルギー等、GHG を削減できる技術を普及・推進するものであるため、エネルギー省も関連省庁となる。加えて、環境グリーン開発観光省は JCM における合同委員会の事務局を担っており、JCM の制度面、運用面においては、主幹となる省である。尚、経済開発省も関連省庁になり得るが、2014 年 10 月の省庁再編で財務省に吸収されることが決定した。よって、上記 3 省が本事業に関連する政府組織と言える。

また、大気汚染対策に資する基金として、クリーンエアー基金（Clean Air Foundation: CAF）がある。本基金は、政府直轄の国家大気汚染委員会・欧州開発銀行の援助により設立された。基金の運用のために諮問委員会（Advisory Committee）が設置されている。財務省、エネルギー省、鉱物省、ウランバートル副市長（Bat-Erdene 環境担当）、ウランバートル市住民委員会の会長、厚生省、NGO 等が同委員会のメンバーとなっている（委員会の統括は環境グリーン開発観光省大臣）。本基金の主な資金源は、石炭輸出に対してかけられている 1,000Tg／石炭 1t の課税によるものである。本基金により、以下のような設備の更新が実施されている。

・ゲル用ストーブの更新（トルコ製ストーブへの更新）

・低圧の HOB の更新

・車からの排ガス抑制として、LPG とディーゼルのハイブリッドバスの導入等

本基金は財源が確保されており、直接的に大気汚染対策へ活用できるため、経済的支援の一環として期待されている。

2. 調査対象事業

(1) 事業のねらい

世界有数の石炭資源国であるモンゴルは、自国のエネルギー供給源をほぼ石炭に依存している。冬場の気温が零下 30 度を下回るため、相当量の石炭が使用されている。

MARCC-2014 の GHG 排出量予測によると、2030 年の国内 GHG 排出量は 2006 年度比の約 3 倍以上となる。表 10 で示すセクター別の排出量内訳によると、5 セクターのうち、エネルギーセクターの排出量は突出しており、2030 年予測値を例にとると、全体の 8 割強を占めている。これは、年間平均成長率の上昇に付随しており、経済成長に伴う人口増加により、電力需要が増加した結果と推測する。

表 10　セクター別 GHG 排出量

Sectors	GHG emissions in Gg CO_2-eq						Average annual growth rate,%			
	2006	2010	2015	2020	2025	2030	2006-2015	2015-2020	2020-2030	2006-2030
Energy	10,220	14,033	20,233	25,930	32,796	41,815	10.89	5.63	6.13	12.88
Industry	891	1,354	1,602	1,836	2,065	2,318	8.87	2.92	2.63	6.67
Agriculture	6,462	6,405	6,573	6,657	6,762	6,867	0.19	0.26	0.32	0.26
LUCF	-2,083	-1,932	-1,785	-1,420	-1,000	-680	-1.59	-4.09	-5.21	-2.81
Waste	138	158	183	209	254	294	3.62	2.84	4.07	4.71
Total	15,628	20,018	26,806	33,212	40,877	50,614	7.95	4.78	5.24	9.33

（出典　MNET, UNEP: Mongolia Second National Communication, Under the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2010）

2013 年 1 月 8 日、モンゴルのウランバートルにおいて二国間クレジット制度（以下、JCM）に関する二国間文書の署名が世界で初めて行われ、本制度が正式に開始された。2013 年 4 月 11 日に第 1 回、2014 年 2 月 20 日には第 2 回の合同委員会が開催され、第 1 回はガイドラインの決定等議論、第 2 回は JCM 方法論が世界で初めて登録されることが決定し、モンゴル政府は JCM の実施に対して意欲的に取組んでいる。国連気候変動枠組条約第 19 回締約国会議（COP19）の閣僚級会合において、当時のモンゴル環境グリーン開発省のツルガ副大臣は JCM の実施について高い期待を表明するなど、モンゴル政府として JCM に取組む姿勢を鮮明にしている。
さらに、モンゴル政府は 2011 年に改定した気候変動国家計画に従い、温暖化対策を更に推し進める方針であり、国連気候変動枠組条約（UNFCCC）に途上国の適切な緩和行動（NAMA）の提出も行っている。NAMA には 11 項目の対策が掲げられているが、その内の 6 つが発電送配電を含むエネルギー分野となっており、本セクターへの対策が強く望まれている。

また、2013 年 6 月にドイツ・ボンで開催された UNFCCC 第 38 回補助機関会合（SB38）の公式サイドイベントにおいて、モンゴル環境グリーン開発省のダグバドルジ気候変動特使は、JCM を活用し NAMA を推進すること、また、大気汚染及びエネルギー安全保障を同時に推進できるような緩和対策を進めたい、との発表を行っている。

2013 年から JCM を活用した設備補助事業や実現可能性等調査が進んでいるが、モンゴル側からは以下のコメントを得ている。

① JCM 設備補助事業について

（ア）導入する省エネルギー、再生可能エネルギー機器が、複数のサイトに入るようなプロジェクト、複数の現地事業者に販売する場合は、管理が難しく、設

備補助事業には運用が難しい。

（イ）設備補助事業では数千万～数億円／1 件のケースが多く、対象案件が当該金額以上、もしくは以下の金額である場合、他の支援制度があれば、より GHG 削減できるだろう。

② モンゴル国の状況

（ア）技術的に問題ない案件であっても、モンゴル側のパートナー企業の与信が難しく、取引ができないケースが多く発生している。

（イ）資金調達が難しい。地場銀行の市中金利は年 20%前後で長期ローン等を想定しても、有用な資金調達方法ではないと感じている。

（ウ）与信等の問題から、日系銀行もモンゴルの限られた大企業のみ貸付が可能な状況で、これらの資金を活用した JCM の推進は使途が限られる可能性がある。

（エ）上記以外の資金ソースとなると、国際連合や国際開発銀行の資金を活用することが考えられる。ツーステップローン等で現地側主体の運用とすることにより、国際入札に大きく縛られず、モンゴルのニーズに合った日本製技術の導入が可能になるかもしれない。

（オ）現地機関を活用するため、中小規模で多数実施するプログラム型案件の管理が容易となるだろう。

上記の①（ア）、②（オ）のようなプロジェクトは、個々の設備規模（事業規模）は小さいものの、温室効果ガスの削減ポテンシャルの総量は大きいと考えられる。複数の中小プロジェクトを支援できるようなプログラム型 JCM が実現できれば、発展途上国が自国で実施することが困難な大規模なプロジェクトを行わずとも、大幅な GHG の削減を達成することが可能になる。

しかし、現在の JCM の資金スキームでは、本案件のような複数の小さいプロジェクトを支援することは、GHG の測定・報告・検証（MRV）やサイト管理数が多いこと等の障壁があり難しい。このような小規模多数のプロジェクトを支援するための新たな JCM 資金スキームの構築が望まれる。

これらの背景から、本調査では、新しい JCM 資金スキームの構築を模索するため、一足飛び型発展の実現に向けた資金支援（一足飛び資金）等を活用しながら、現地銀行を介した資金運用を行うことで複数の中小プロジェクトを支援できるよう

なプログラム型 JCM の実現可能性について、本枠組みの組織を作り、具体的な日本製技術が導入できる機器の特定、及びモンゴル現地での MRV 実施体制構築に関する調査を実施した。

⑵ 適用技術・制度

① 技術、利点、費用

本調査の対象は GHG の削減に繋がる省エネルギー、再生可能エネルギー等、適用できる可能性のある技術は幅広い。

省エネルギー分野についてだが、モンゴルは日本と異なり、発展している鉱工業が限られている。具体的には鉱山、セメント、繊維、製粉、飲食品等の工場がモンゴルで稼働している。殆どの工場が古い機材をそのまま使用しており、また省エネ対策もしくは対策を講じるための知識が十分でないケースが多い。よって、日本の技術を導入するポテンシャルは高いことになるが、一方、石炭の価格が極端に安いため、省エネで電力や石炭消費量を削減できても、メリットが低いという問題がある。もう 1 点大きく異なることは、モンゴルの水の値段が高いことである。日本の水道水の価格を上回っているため、水を削減できることは、費用対効果に大きな影響を及ぼす。よって、日本と同じようなコスト計算ではなく、モンゴル特有の事情を考慮した中で、工場省エネのポテンシャルを探していく必要がある。

また、再生可能エネルギーについても特徴がある。例えば、太陽光発電分野については、日本と比較して寒冷地であること、日照時間が長いため、発電量は大きいと言える。他方、石炭由来の発電が主であり、電力コストが極端に安いことから、採算性の精査は特に注意する必要がある。風力発電についても同様で、広大な平野に風が強い地域も多く存在するため、発電効率や立地スペースは問題ないが、グリットへの接続など、付随するインフラの整備を伴うため、費用面で考慮すべきことが多い。

これらのメリット、デメリットを調査した上で、適切な技術を選定していく必要がある。

② 日本の制度と海外制度の比較

本調査では JCM 一足飛び型発展の実現に向けた資金の活用を想定している。スキームは 2 種類あり、1 つは国際協力機構（JICA）など我が国機関が支援するプロジェクトと連携しつつ、排出削減を行うプロジェクトを支援するための基金である。もう 1 つは導入コスト高から、アジア開発銀行（ADB）のプロジェクトで採用が進んでいない先進的な技術がプロジェクトで採用されるように、ADB の信託基金に拠出した資金で、その追加コストを軽減するものである。

モンゴルへの支援を想定した場合、海外の資金制度としてはドイツ復興金融公庫（KfW)、米国ミレニアム・チャレンジ・アカウント（MCA）等の融資がある。KfW はダルハン発電所におけるタービン増設等に対してローンを実施しており、過去にはツーステップローンの運用実績もある。MCA はモンゴルにおいてゲルストーブの普及等の無償支援を行っていた。先進国以外の支援として、モンゴルの隣国である中国も借款による資金支援を行っており、主に鉱山、エネルギー分野への展開を進めている。

他方、これらの資金支援は温暖化対策のための資金ではない。また、省エネルギーや再生可能エネルギーを推進するための資金スキームでもない。

唯一、現在モンゴルでは JICA のツーステップローンが実施されており、大半は中小企業育成に活用されているが、1 割～2 割程度環境分野へのローンも存在する。これらのプロジェクトについては大気汚染等の指標を設定し、一部モニタリング等を実施しているものの、温暖化対策を主目的に掲げているローンではない。よって、本調査で想定している資金スキームは、モンゴルにおいて新しい試みであるといえる。

3. 調査方法

(1) 調査課題

上述の通り、本調査では、新しい JCM 資金スキームの構築を模索するため、一足飛び型発展の実現に向けた資金支援（一足飛び資金）等を活用しながら、現地機関も参画した資金・組織運用を行うことで複数の中小プロジェクトを支援できるようなプログラム型 JCM の実現可能性調査を行う。

まず、1 点目の課題としては「日本製技術が導入できる可能性があるか」である。モンゴルは石炭がベースとなって稼働している機器が多いため、削減ポテンシャルは数多くあるが、寒冷地であること、標高が高いこと等の問題で、簡単に日本の技術が導入出来ないケースが多い。また、国の人口が 300 万人程度であるため、内需が見込めず日本の事業者の参入も少ないのが現状であり、JCM を活用した新たな市場の掘り起しが必要となる。

もう 1 点の課題としては、魅力ある資金スキームの開発である。モンゴルの経済は過去 3 年の経済成長率が平均で年 10%を超える好調を示しているが、モンゴルの事業者と直接日本の事業者が取引を行うことは容易ではない。L/C 開設ができる銀行も限られている。このような状況下で、地場銀行を活かした資金スキームの構築は多くの障壁があるといえる。

一方、ホスト国の政府保証が付与される融資は、貸し倒れのリスク低減に加えて、年利も数%程度と比較的低く抑えることができる。具体的な手法の 1 つとしては、各国の現地財務省からの保証を得ることによって政府保証が付与されるというもの

がある。本スキームでもこれらの考慮した構築が必要となる。

(2) 実施体制

以下の実施体制で事業を実施した。

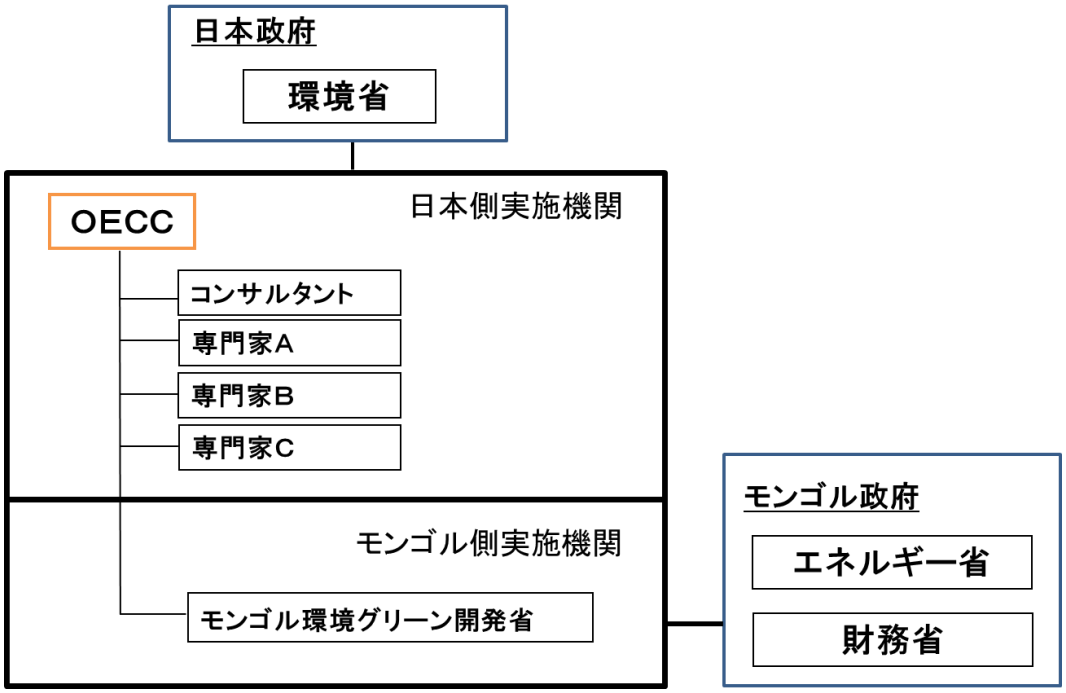


図 3　実施体制

(3) 調査内容

本調査では現地機関も参画した資金・組織運用を行うことで複数のプロジェクトを支援できるようなプログラム型 JCM スキームの案を構築するため、モンゴル側関係機関（環境グリーン開発観光省、エネルギー省、財務省)からの要請により、以下の現地調査及び関係資料の作成を行い、各組織との協議を実施した。

① JCM を考慮したプログラム型の資金スキーム、組織編成の検討

本資金スキームについては JCM 一足飛び資金等を活用することを想定しており、一定額の融資をモンゴル側に行い、政府等の管理下で地場銀行が運用管理を行うようなスキームを検討した。尚、JCM は合同委員会等で決定された GHG の MRV を適切に実施していく必要があり、これらを考慮した組織編制となるよう検討を行った。これらの検討結果については「5.事業化に向けた検討」に詳しく記載した。

(ア) JCM を考慮したプログラム型の資金スキーム案の検討

地場銀行や政府関係機関等にヒアリング調査を行いながら、各企業への融資状況、

現地政府保証、融資条件、地場銀行の運用管理、現地の環境基金等（CAF 等）を調査・整理した上で、JCM のガイドライン、合同委員会の議論等を考慮したプログラム型 JCM 資金スキーム案を調査した。調査にあたっては、まず日本側の体制と JCM 側の手続き等が考慮された実施体制に基づく資金スキーム案を検討した。

(イ) 本資金スキームを考慮したモンゴル側の組織編成の検討とスキーム実施体制案の調査

上記において、想定できる資金スキームを整理した上で、スキームの運用が適切に行えるモンゴル地場銀行の選定、モンゴル側省庁間編成等の検討を行い、最も適切な資金スキームの体制案を調査した。調査にあたってはスキームの実行可能性や継続性に配慮し、モンゴル国の国情に考慮した実施体制案を調査した。

② 対象となる日本製省エネ、再エネ技術の特定

本調査で想定している資金スキームが運用可能となった際には、これまで対策の実施が難しかったポテンシャル案件についても本スキームの対象となり得る。具体的には、一つの技術を多数のサイトに導入するような事業は、日本側が遠隔で管理するには難しいが、現地機関が主体的に運用できるプログラム型 JCM 支援スキームを活用できれば、対象となる技術や案件の幅が広がる。

そこで、本調査では、モンゴルの状況を考慮しながら、エネルギー供給側／需要側の効率改善を中心とし、日本製技術導入ポテンシャルの検討を行った。

(ア) プログラム型 JCM スキームに沿った日本製技術導入ポテンシャルの検討

モンゴルの現状に即した日本の技術・製品等を選定した。選定した対象分野に対する企業マッチング、現地指導、調査等を実施し、一足飛び資金等を活用した事業等への展開の可能性を検討した。

(イ) 実現可能性の高い日本製低炭素技術の絞り込み及び案件の選定

上記で検討した技術に対して絞り込みを実施した上で、本スキームの対象となる技術の選定を行った。

(ウ) GHG の MRV に係るデータの収集、MRV 方法論（案）の策定及び第三者機関による妥当性確認にかかる準備

上記で選定した技術を対象に、JCM の実施に必要となる適格性要件の特定、MRV 方法論（案）に必要な情報を収集した。

これらを基に JCM プロジェクトとして第三者機関（TPE）による妥当性を踏

まえた MRV 方法論（案）の作成を行った。この方法論（案）に基づいた設計・実施・モニタリングを想定し、データ収集においてはその妥当性確認および検証の再要求事項として提出を求められるリファレンス排出量や排出削減量の特定に必要なデータ、対象技術のスペック、規格等資料やデータの項目について、整理・取り纏めを行った。

(エ) MRV 実施体制構築の検討

プログラム型 JCM 支援スキームを実施する場合においても、JCM の合同委員会で決定された GHG の MRV が適切に実施できる体制を整える必要がある。モンゴルにおいては、環境グリーン開発観光省も携わっている CAF により、改良ゲルストーブ、LPG バス、石炭焚き熱供給専用ボイラの導入実績があり、定められた指標、評価手法を作り、それに基づいてプロジェクトの運用を行っている。しかしながら、JCM で求められている MRV とは異なるため、JCM で必要な項目を満たせるような、枠組み作り、手法を新たに検討する必要がある。

よって、JCM の枠組み、制度に沿った MRV 実施体制を構築するために、適切な実施機関、参画組織の選定、現地で実施する MRV の手法、範囲等の検討を行った。

これら適切な実施機関、参画組織、MRV の手法、範囲等の検討結果に基づき、JCM のプロジェクト設計書（PDD）（案）を取りまとめた。

4. 調査結果

(1) 調査活動の実績と調査結果

3.に示した検討を進めるため、現地調査を 6 回、訪日研修を 1 回開催した。

第 1 回現地調査：　2014 年 8 月実施
第 2 回現地調査：　2014 年 9 月実施
第 3 回現地調査：　2014 年 10 月実施
第 4 回現地調査：　2014 年 11 月実施
第 5 回現地調査：　2014 年 12 月実施
第 6 回現地調査：　2015 年 1 月実施
訪 日 研 修　：　2014 年 11 月実施

第 1 回現地調査では、地場銀行や政府関係機関等にヒアリング調査を行いながら、各企業への融資状況、現地政府保証、融資条件、地場銀行の運用管理、現地の環境基金等（CAF 等）を調査・整理した上で、JCM のガイドライン、合同委員会の議

論等を考慮したプログラム型 JCM 資金スキームの可能性を調査した。調査にあたっては、事前事後に日本側、JCM 側の手続き等が考慮された実施体制に基づく資金スキームとなっているかを考慮するため、JCM の合同委員会での最新の議論、導入できる可能性のある日本製技術等についてのヒアリングを国内で実施した。

第 2 回目の調査では、前回の調査と日本国内での調査を踏まえて、ウランバートルにおける民間が所有する変圧器の高効率化等をターゲットとして、エネルギー省や配電公社等を中心にスキームの構築と日本製技術の導入可能性に関係する調査を行った。

加えて、プログラム型 JCM でスキーム運営主体になりうると想定された 3 地場民間銀行へのヒアリングを行い、スキームを運用する上での資金の枠組みと各銀行の対応ポテンシャルについてヒアリングを行った。ヒアリングでの把握が難しい詳細な内容については質問票への回答を依頼し、本調査後に回答を得ることができた。

第 3 回目の調査では、前回の調査結果を踏まえたスキーム案を作成し、当時のモンゴル環境グリーン開発省へのブリーフィングとディスカッションを行った。

現地調査に加え、案件形成支援を促すため、二国間の関係者による技術・情報交流を実施する。具体的には訪日研修を開催した。本研修には、スキーム案の作成、今後の運用の主体となる環境グリーン開発観光省、エネルギー省、また対象技術である民間向け変圧器の高効率化に係る配電公社を招聘し、日本の保守メンテナンス運用管理技術も含めた対象技術に直接触れてもらうことで、現地側の意欲向上を図った。加えて、プログラム型の資金スキームやプログラム型 JCM スキームに沿った日本製技術に係わる設備の見学、講義形式による研修などを実施し、今後のスキーム案作成、実際の運用に必要なアクション、具体的なロードマップ等を共有し、モンゴル側の体制構築に資するキャパシティビルディングを進めた。

第 4 回の調査では、これまでの調査及び訪日研修でとりまとめたスキーム案を、セミナーや個別訪問を通して、モンゴル政府、地場銀行、関連事業者等に説明を行い、スキーム案に対するコメントを頂き、モンゴル側の国情を考慮したアドバイスを得た。また、本スキームにもっとも適した対象技術を精査した結果、民間が所有する変圧器の高効率化、太陽光発電装置の導入、工場等施設へのインバータ導入の 3 つを選定した。

第 5 回の調査では、スキームに適した対象技術をモンゴルの市場の中で PR、普及させる手法の一環として、モンゴル地場銀行の顧客を対象としたセミナーを企画およびその調整を実施した。また、プログラム型 JCM スキームのステークホルダー候補の開拓のために会社訪問を行った。いずれにおいても、次へのステップのための有用なアドバイスを得た。

第 6 回の調査では、銀行の顧客向けに JCM ファイナンス・スキームに関するセミナーを開催し、多くの新規ビジネスパートナーの開拓ができた。これら企業からア

ドバイスを得ることにより、形成中のファイナンス・スキームに関す課題や期待等、スキーム構築に役立つ意見を収集した。また、案件形成の動きとしては、民間企業数社より具体的な案件の相談を受けた。民間案件では、配電公社との具体的協議を進めることができた。

上記のプロセスをシンプル且つ可能な限り効率的に実施するために、運営組織の役割を担う組織のトレーニングやナレッジシェアリングを実施していく。

案件の技術選定に関する調査の具体的な内容については以下の通りである。

① 本スキームの対象となる技術の選定

モンゴルの状況を考慮して、想定しているプログラム型 JCM スキームに沿った日本製技術導入ポテンシャルの洗い出しを行い、実現可能性の高い日本製低炭素技術の絞り込みを実施する。本スキームの対象となる技術については、モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省との議論を踏まえ、以下の通り 3 つ選定した。

（ア）民間が所有する変圧器の高効率化

ウランバートル周辺における配電公社所有の国有変圧器と、民間が所有する変圧器の割合は約 4：6 であり、著しい経済成長の中で国の政策が都市の経済成長に追い付かず、民間の比率が徐々に増えている。

別途実施されている「モンゴル国ウランバートルの発電送配電における案件組成及び他都市電力系統に対する水平展開可能性調査」では、国有変圧器の更新を対象としているが、上述の通り、全体の 4 割を占める国有の変圧器のみの対策では、電力供給の効率化・安定化には寄与できず残り 6 割の民間が所有する変圧器の改善が重要となるため、モンゴル国エネルギー省は GHG の削減のみならず、エネルギー需給の安定化としても、本件の実施に積極的である。加えて、民間変圧器は配電公社所有の変圧器と異なり、1 台 1 台のユーザーが異なるため、プロジェクトの管理が難しく、多数の機器を一括運用できる可能性のあるプログラム型 JCM のニーズが大きいため、本スキームの対象技術として選定することとした。

また、高効率配電用変圧器としては、省エネ法・トップランナー制度等で導入が推進されたアモルファス変圧器について、日本は優れた技術を有しているため、低炭素技術の普及という面でも貢献度が大きい。

（イ）太陽光発電装置の導入

モンゴルは日本と比較しても日照時間が長い。また、寒冷な気候であるため太

陽光パネルの変換効率に関しても条件がよい。既に世界銀行が無電化地域への小規模太陽光パネルの無償供与プロジェクトを実施しているが、本事業は終了しており、モンゴル政府としては再生可能エネルギーの更なる普及を行いたいと考えており、国家再生エネルギープログラムでは、再生可能エネルギーの比率を 2020 年までに 20%～25%まで引き上げるターゲットを掲げている。

モンゴル政府としても、これらの 1 台、1 台の太陽光パネルを事業者が個々に管理するのではなく、多数のプロジェクトを一括運用可能なプログラム型 JCM で実施することで、再生可能エネルギーが増えることによる電力系統への影響、再エネ普及度等を管理していくにも望ましいと考えており、本スキームの対象技術として選定することとした。

また、調査の結果モンゴルでは、太陽光発電装置の製造事業者が存在し、他国製品の購入もあるが、自国でも良質な機器を供給できる体制が整っている。加えて、日本の優れた精密加工品製造技術を活かした製造手法・品質管理により、20 年間製品保証及び出力保証を付与できることを確認できている。定期的な保守メンテナンスをプロジェクトの条件とすることができれば、機器に不備、瑕疵等が発生する確率を大幅に下げることができる。本プログラムにおけるテクニカルリスク低減できることは、幅広い事業者、地場銀行等への参画に繋がる。

（ウ）工場等施設へのインバータ導入

モンゴルは直近 3 年間の経済成長率が GDP 比で平均 10%を超える状況である。この理由の 1 つは鉱物資源の輸出量の増大である。現在輸出している石炭、金、銅、モリブテン、亜鉛、原油のみならず、今後はレアメタル等の他資源、原油や石炭の精製等一次加工品の製造及び輸出も増えると予想される。よって、鉱工業分野等エネルギー需要側の GHG も大幅に増えていく可能性があるため、これらの施設への省エネルギー対策は年々重要になっている。

他方、省エネ法等の GHG 削減に寄与する法整備が整っていない。モンゴル政府は省エネを推進するため現在策定中であるが、本文章ではモンゴル国の抱える深刻な諸問題への対応として、電力セクター、エネルギーセクターでの老朽化した設備の改修等が記述されている。また、省エネ、エネルギー効率改善のためのファンドや既存ファンドへの利用の重要性等においても言及しており、本スキームも活用して工場等施設への省エネ推進の原動力にしたいと考えている。

その工場等施設へ適用できる技術の 1 つとしてファンやポンプ等のインバータ化が挙げられる。具体例として、モンゴルの送水用ポンプは通常以下の通り、インバータを使用していないためモーターの回転数は制御できず、既設バルブのみで水量の調整を行っており、消費電力のロスが大きい。

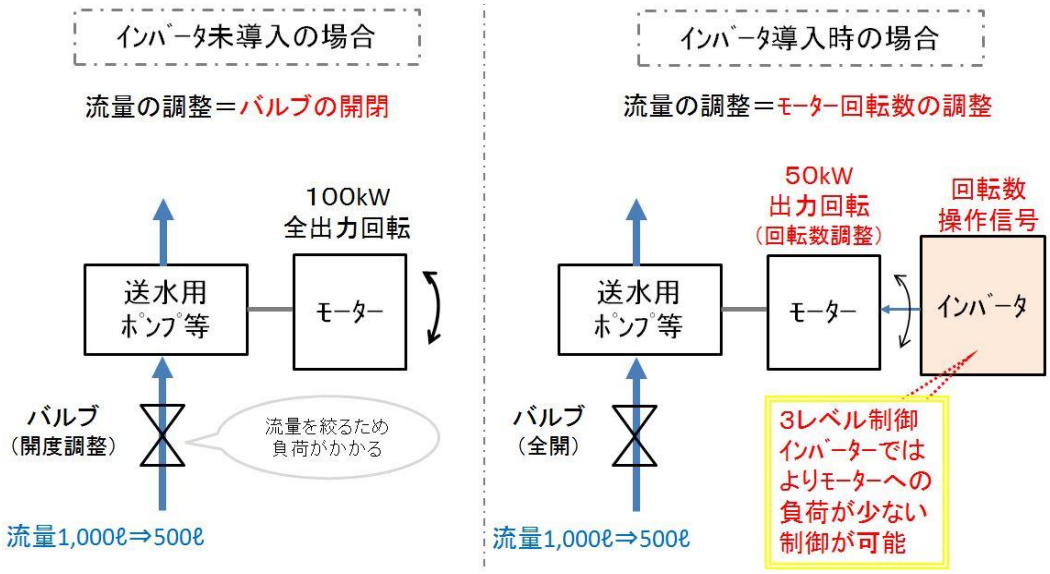


図 4　インバータ化

鉱山の精製工場では水を多量に使用するため、産業用水を数十キロ離れた川や地下水脈からポンプで供給している。また、工場の各工程で使用する空気を送り込むファンもインバータ化が進んでおらず、省エネのポテンシャルは大きく、今後の経済成長で対象施設も増えていくことが予想されることから、本スキームの対象技術として選定することとした。

また、ファンやポンプ等のインバータにおける日本の技術的な貢献度として「3レベル制御」が挙げられる。3 レベル制御は従来の技術である 2 レベルインバータ方式と比較して細かい制御が可能となるため、モーターに有害なサージ電圧を抑制でき、騒音が低く、軸電圧や漏れ電流も低く抑えることができる。従来のインバータ方式ではなく、このような優れた技術を採用することにより、GHG の削減は勿論、工場等の施設の制御向上にも貢献できる。

⑵ GHG 排出削減効果

選定した民間が所有する変圧器の高効率化、太陽光発電装置の導入、工場等施設へのインバータ導入の 3 つに対しての GHG 削減効果を特定した。また、JCM であることを踏まえエネルギー起源の GHG を中心に算定した。具体的な算定式については 5.⑵ の「MRV 方法論、モニタリング体制」に記載した。尚、本算定は今後のプロジェクト及び JCM 方法論策定の進捗に伴い変更する可能性がある。

① 民間が所有する変圧器の高効率化

プロジェクト排出量：　　2,214 tCO_2/y

リファレンス排出量：　　8,741 tCO_2/y

排出削減量：　　6,527 tCO_2/y

前提条件：

・11 kV のアモルファス変圧器 1,389 台（801,365 kVA）を更新・増強した場合

② 太陽光発電装置の導入

プロジェクト排出量　　0 tCO_2/y

リファレンス排出量　　10,091 tCO_2/y

排出削減量　　10,091 tCO_2/y

前提条件：

・4.8 kW 単位のパネル 1,500 セット（Max generation capacity: 7.2 MW）設備導入し、A 鉱山のポンプステーションの 5 台のモーター（1.36 MW/台）用電源として使用した場合（Max load 1.36 MW * 5 = 6.8 MW）

・年間日照時間 = 3,000h 但し、リファレンス値 1,752h(58.4%)を適用
(出典：モンゴル国家再生可能エネルギーセンター2012 年調査報告書)

・排出係数は保守的とするため、自家発（ディーゼル発電機）の排出係数 0.8 (t-CO_2/MWh)を使用

③ 工場等施設へのインバータ導入

プロジェクト排出量　　78,248 tCO_2/y

リファレンス排出量　　120,381 tCO_2/y

排出削減量　　42,133 tCO_2/y

前提条件：

・B 鉱山の既設誘導電動機 21 台（合計負荷 24.18 MW）へのインバータ導入

・想定合計年間消費電力量: 109,140 MWh

・過去のモーターによる電力消費量と吐出流量との相関関係からリファレンス電力消費量を算出（保守的とするため、12 ヶ月分の場合の値のうち、F=6 ヶ月の平均値を採用する）

・電力を Grid から供給、Grid 排出係数は 1.1298 (t-CO_2/MWh)を使用（国家統計局公表値, 2009～2011）、自家発の場合は排出係数を 0.8 (t-CO_2/MWh)とする。

(3) GHG 削減以外のコベネフィット効果

モンゴル国のウランバートルを中心とする中央電力系統では、電力不足が年々拡大する傾向にあり、また、大気汚染や GHG 排出量の増大による環境への影響が深刻化しており、対策が急がれている。電力設備の増強及び既設発電所の効率改善等の供給側の対策も重要であるが、電力需要側の対策（省エネ設備、再生可能エネルギ

ーの普及等）も同様に必要である。よって、プログラム型 JCM スキームを導入するにより、モンゴルにおける電力需給の安定化に貢献できることが、コベネフィット効果の１つであるといえる。また、上述の通り、モンゴルは再生可能エネルギー法の改正を進めており、省エネルギーについても、省エネ法の策定を現在進めている。本スキームとこれらの政策にシナジーを持たせることにより、先方政府の政策推進に貢献することも可能となる。

加えて、選定した民間が所有する変圧器の高効率化、太陽光発電装置の導入、工場等施設へのインバータ導入の 3 つに対しての、個別のコベネフィット効果については、以下の通りである。

① 民間が所有する変圧器の高効率化

・発電所供給余力増大（損失削減分）

・電力系統過渡安定度増大

・石炭消費量削減に伴う NOx・SOx 等の低減

・送配電設備の仕様強化による系統安定化（停電回数低減等）

② 太陽光発電装置の導入

・石炭火力による発電を太陽光発電に代替することによる石炭消費量削減に伴う NOx・SOx・煤塵の低減

・再生可能エネルギーへの認識醸成と普及促進効果

③ 工場等施設へのインバータ導入

・モーターに有害なサージ電圧を抑制

・騒音の低減、軸電圧の低減、漏れ電流の低減

(4) PJ 全体費用

上記(2)に沿って全体の費用を調査した結果、プロジェクト全体費用については、①民間が所有する変圧器の高効率化、②太陽光発電装置の導入、③工場等施設へのインバータ導入に分けて算出を行った。尚、本算定は暫定であり、今後のプロジェクトの進捗に伴い変更される可能性がある。

④ 民間が所有する変圧器の高効率化

事業費用：　　億円

前提条件：

・11 kV のアモルファス変圧器 1,389 台（801,365 kVA）を更新・増強した場合

⑤ 太陽光発電装置の導入

事業費用：　　億円

前提条件：

・4.8 kW 単位のパネル 1,500 セット（Max generation capacity: 7.2 MW）設備導入し、A 鉱山のポンプステーションの 5 台のモーター（1.36 MW/台）用電源として使用した場合（Max load 1.36MW * 5 = 6.8 MW）

・年間日照時間 = 3,000h 但し、リファレンス値 1,752h(58.4%)を適用
(出典：モンゴル国家再生可能エネルギーセンター2012 年調査報告書)

・排出係数は保守的とするため自家発（ディーゼル発電機）の排出係数 0.8 (t-CO_2/MWh)を使用

⑥ 工場等施設へのインバータ導入

事業費用：　　億円

前提条件：

・B 鉱山の既設誘導電動機 21 台（合計負荷 24.18 MW）へのインバータ導入

・想定合計年間消費電力量: 109,140 MWh

5. 事業化に向けた検討

(1) 事業化/JCM 化シナリオ

① 事業化の可能性に関する考察

本事業はエネルギー供給セクターをターゲットとしており、発電送配電分野等の事業費用は最低でも数十億は必要となる。本事業の具体化に向けた資金スキームとして、一足飛び型発展の実現に向けた資金を適用することで進めている。今回選定している民間が所有する変圧器の高効率化、太陽光発電装置の導入のようなプロジェクトは、個々の設備規模（事業規模）は小さいものの、GHG の削減ポテンシャルの総量は大きいと考えられる。複数の中小プロジェクトを支援できるようなプログラム型 JCM が実現できれば、発展途上国が自国で実施することが困難な大規模なプロジェクトを行わずとも、大幅な GHG の削減を達成することが可能になる。

2014 年 6 月 25 日石原伸晃環境大臣は東京において、来日中のアジア開発銀行（ADB）の中尾武彦総裁と会談を行い、「日本国環境省とアジア開発銀行の間の環境協力に関する覚書」に署名した。また、低炭素技術のアジア途上国への普及を促すため、ADB に 18 億円を拠出して、二国間クレジット制度（JCM）を活用した新たな基金（JCM 日本基金）を設置することを発表した。

本基金は導入コスト高から、ADB のプロジェクトで採用が進んでいない先進的な

低炭素技術がプロジェクトで採用されるように、ADB の信託基金に拠出した資金で、その追加コストを軽減するものである。
本調査ではエネルギー省、環境グリーン開発観光省等と協議を進め、モンゴル政府として、本基金を活用した上記案件の実施について協力することで一致した。モンゴル政府はアジア開発銀行との協議を進めており、既に経済開発省とアジア開発銀行との間では、本資金が民間向けの事業に活用できるよう、地場銀行に一括で貸付を行うツーステップローン事業として進めることについて、大枠の覚書が締結されている。今後のスケジュールとしては、当調査で必要なデータや資料の作成を行っていく。

② 事業化体制

上述した JCM の一足飛び基金（ADB 拠出金）を活用した場合の事業化体制をモンゴル政府、調査団で調査を行った。具体的には以下のようなスキーム案をモンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省に提案し、先方政府からも本案をベースに政府間調整、ADB との調整を行っていく旨の返答を得ている。

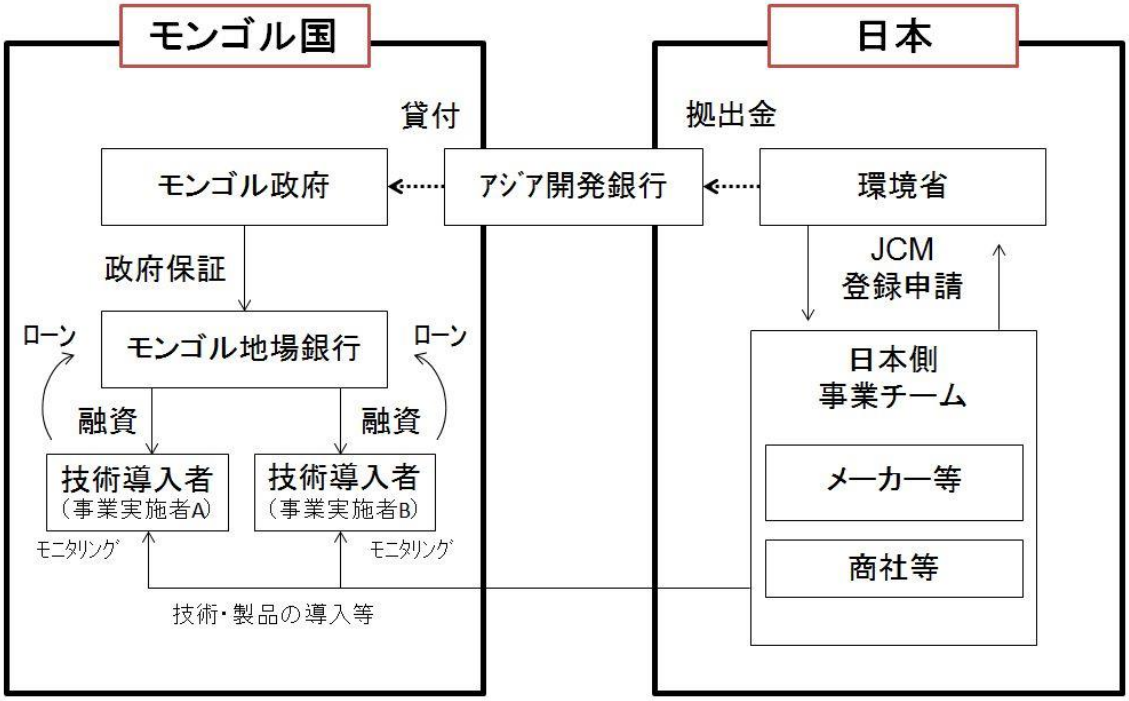


図 5 事業化体制スキーム案

本スキーム案ではモンゴル政府財務省とドナー側がローンネゴーシエーションを経て、ドナー側が一定額の融資（JCM のグラント資金を含む）をモンゴル側に行い、政府等の管理下で地場銀行が運用管理を行うような体制を検討した。メリッ

トとしては現地管理組織が資金、プロジェクトを主体的に管理していくような形が取れれば、今まで省エネポテンシャルの総和は大きいが、実施が難しかった中小規模や多数のサイトで実施するようなプログラムでも容易に実行でき、且つ効率的で GHG の削減に繋がる。また 1 機、1 台での削減量は小さいが、多数プロジェクトを実施できるため、対象とする技術によっては大幅な削減も可能となる。加えて、モンゴル政府財務省とドナー側のローンネゴーシエーションを経ることにより、通常の市中金利より低利で長期の融資を事業者側が受けられる。

上記のスキーム案を運用する上でポイントとなるのは、「資金の管理」と「GHG の MRV を含むプロジェクト管理」の 2 点である。この 2 点の管理を適切に行うため、以下のスキームを提案している。

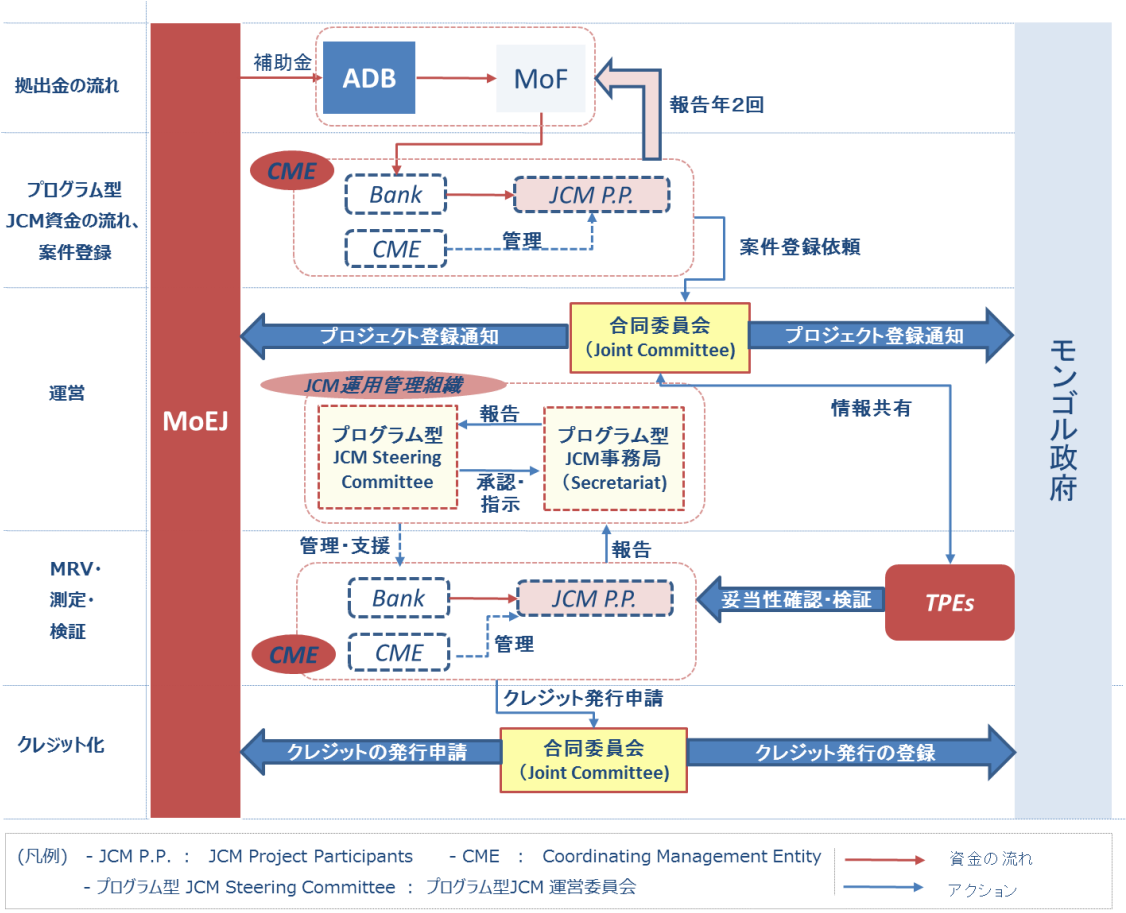


図 6 資金・プロジェクト管理スキーム案

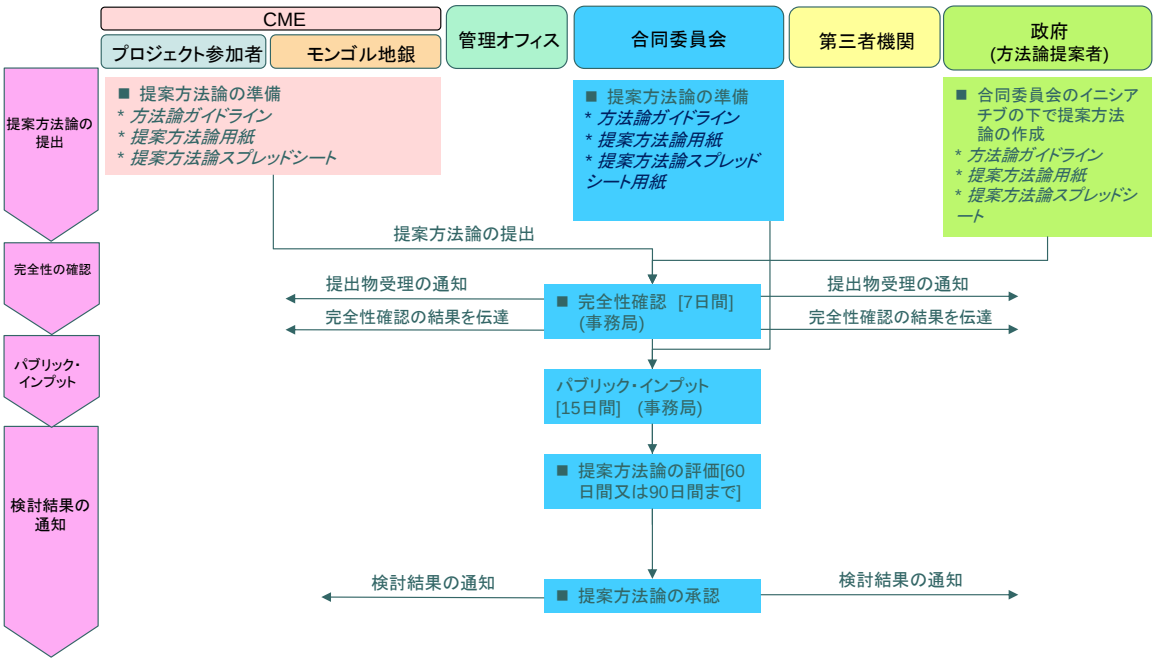
本スキームでプロジェクトを実施する場合の主体は、基本的に民間である。他方、GHG の MRV を事業者 1 つ、1 つが実施することは困難が伴う。これらの対策としては事業管理主体（Coordinating Management Entity : CME）がプロジェクトを管理する形を提案している。これは CDM（Clean Development Mechanism）の知見を参照しており、小さい活動を多数集めて実施する「プログ

ラム」を CDM プロジェクトとして実施することが、CDM のルールとして存在する（PoA: Programme of Activities）。この CDM-PoA における CME のような役割を担う管理者を JCM で作ることができれば、GHG の MRV を 1 つ、1 つ別の事業者が実施していくより、簡易にすることが可能となる。また、プロジェクトによっては、資金運用に関しても CME が担うことで管理を適切にできる可能性がある。上述以外の運用体制としては、モンゴルの地場銀行が CME となってプロジェクトを運用、管理していくことも有効であると考えている。銀行は金利や新規顧客獲得など、本スキームの受益者であり明確なインセンティブもあるため、事業の内容によっては有用な運用体制であるといえる。尚、CDM-PoA では「PoA 5979 : Methane recovery and combustion with renewable energy generation from anaerobic animal manure management systems under the Land Bank of the Philippines ‘s (LBP) Carbon Finance Support Facility」、「PoA 7398 : Standard Bank Energy Efficient Commercial Lighting Programme of Activities」、「PoA 6573 ; Caixa Economica Federal Solid Waste Management and Carbon Finance Project」等、銀行が CME となるプロジェクトが既に複数存在している。

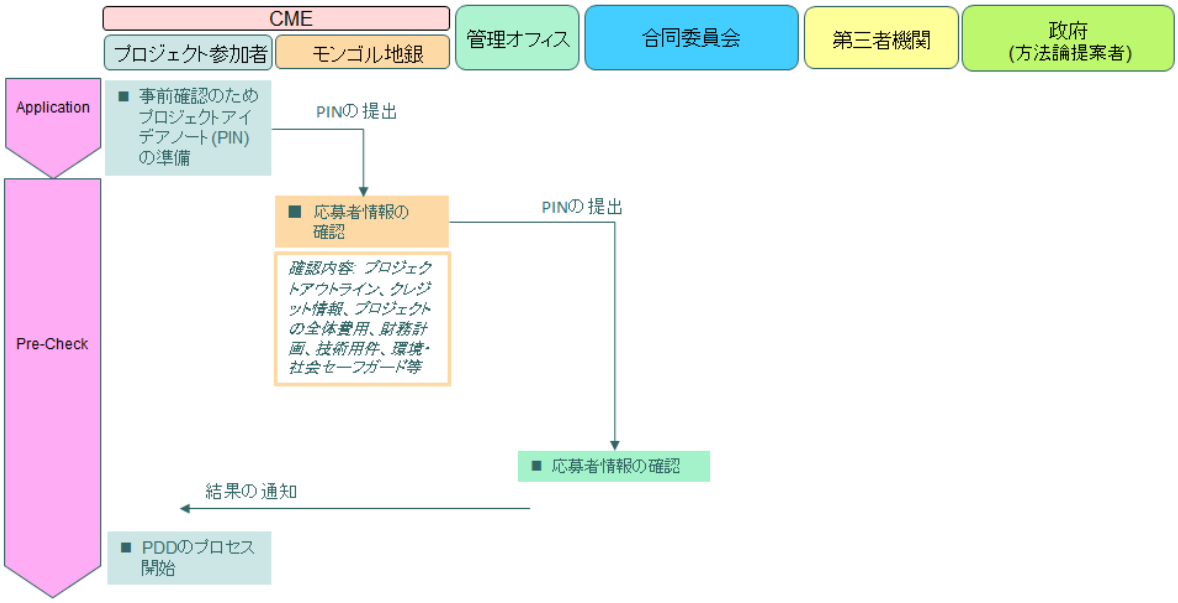
これらのスキームは民間主体で進めることが望ましいが、例えば、地場銀行が適切な融資等を実施しているか、一部の民間企業の利益誘導に繋がっていないかなど、利益（利害関係）の衝突、利益相反を避けるための対策も必要である。モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省との調査、協議の結果、現地政府の下「プログラム型 JCM 事務局」を設置することを提案している。また、事業によってプロジェクトの初期は資金管理、GHG の MRV 等の体制を民間のみで動かしていくことが難しいケースも想定されるため、これらの運用管理支援も事務局が担うことを想定している。加えて、事務局の勝手な独走を避けるためにも、現地政府の省庁等で構成される Steering Committee も設置し、最終的な決定に関する承認は本 Committee で行う必要があることについて、モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省との見解が一致している。

案件実施における実施プロセスは以下のようになる。

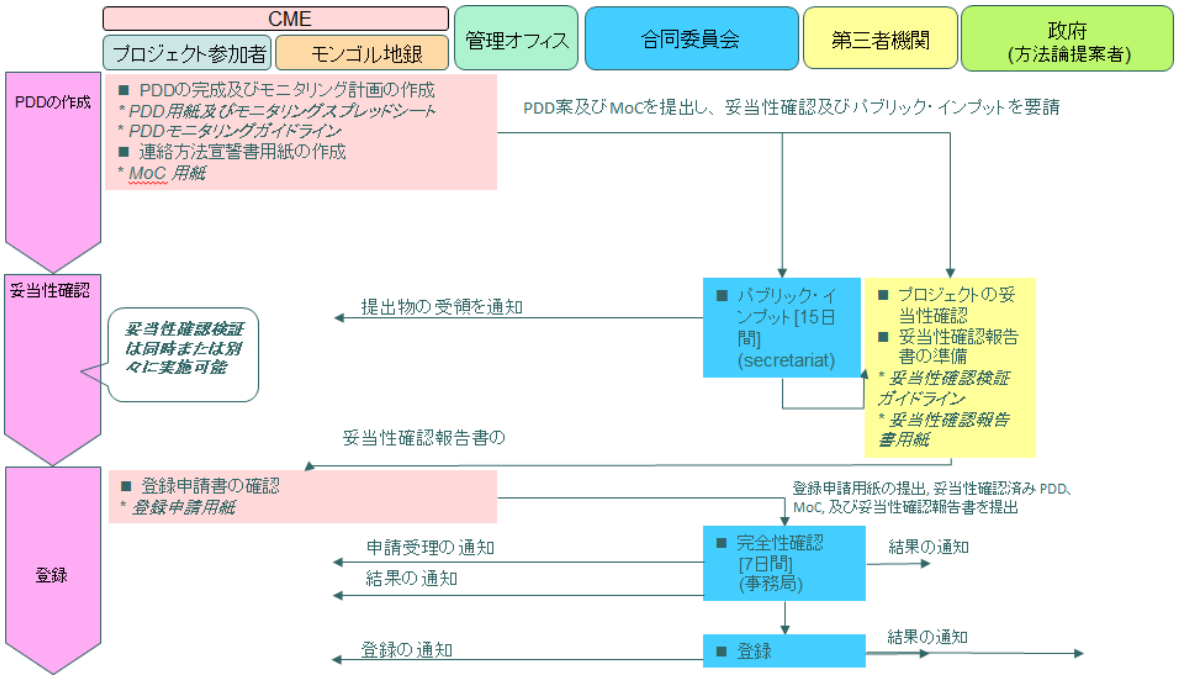
① 方法論の開発から承認までのプロセス



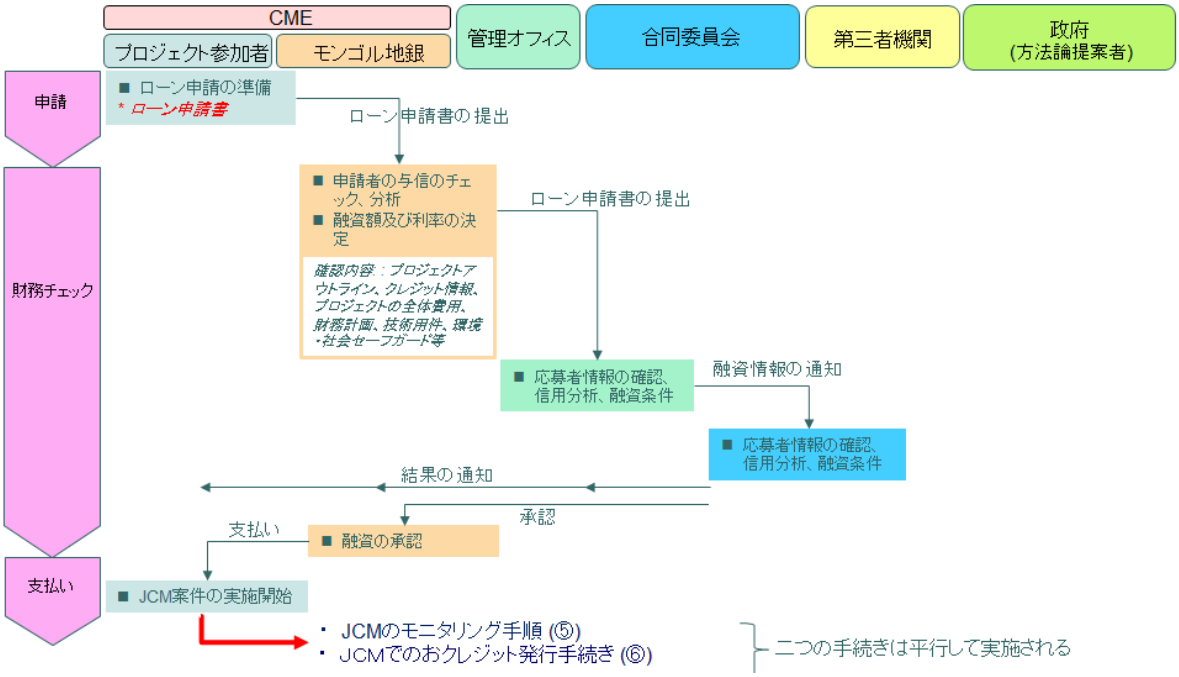
② JCM 手続きの事前チェック



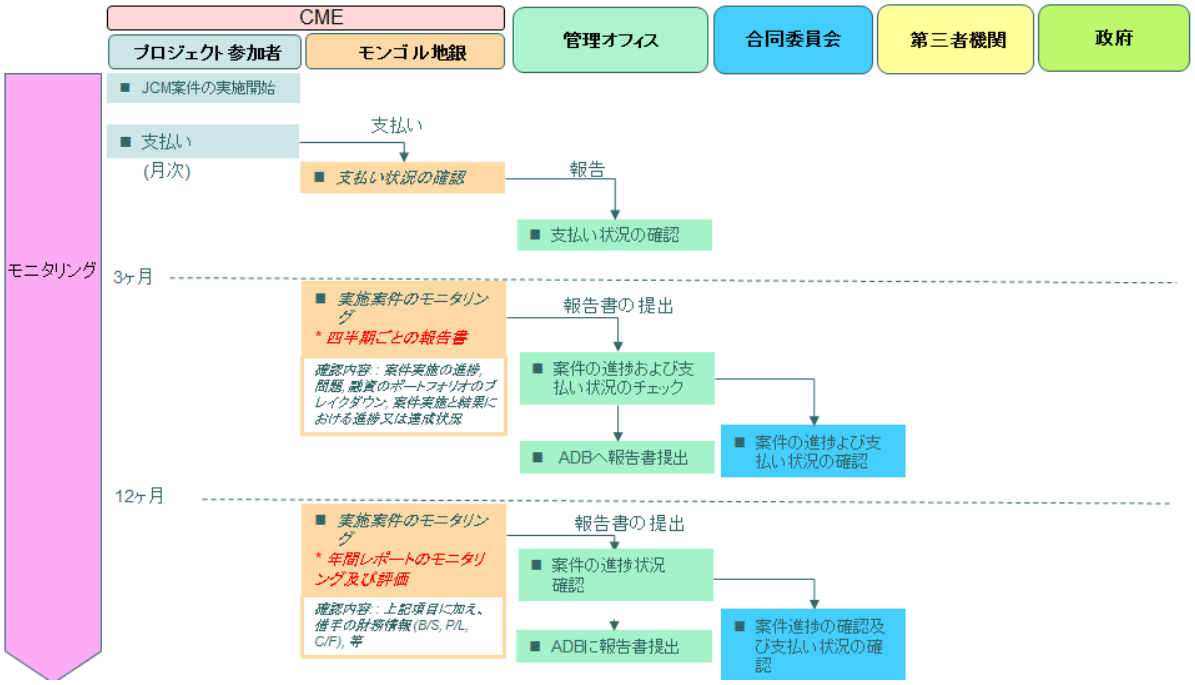
③ JCM の登録手続き



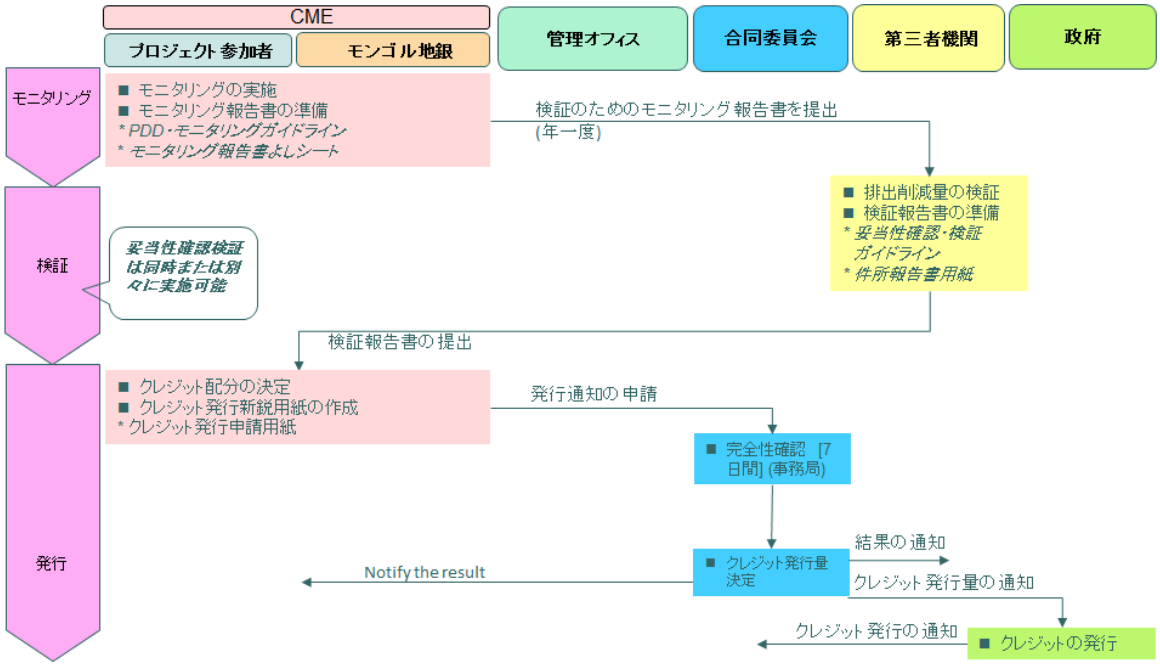
④ JCM 案件参画のための与信チェック



⑤ JCM のモニタリング手続き



⑥ JCM のクレジット発行手続き



次に GHG の MRV や資金運用の体制案について、本調査で選定した対象技術である（ア）民間が所有する変圧器の高効率化、（イ）太陽光発電装置の導入、を具体例として記述する。

（ア）民間が所有する変圧器の高効率化

ウランバートル周辺における配電設備は、国営の配電公社所有の国有変圧器と、民間が所有する変圧器の割合は約 4：6 である。別途実施している「モンゴル国ウランバートルの発電送配電における案件組成及び他都市電力系統に対する水平展開可能性調査」では、国有変圧器の更新を対象としており、2 事業を実施することで、ウランバートル全体の国有、民間両方の配電設備を改善することが可能となるため、モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省が本スキームを活用して積極的に取り組む意欲を示している。

民間変圧器は配電公社所有の変圧器と異なり、1 台 1 台のユーザーが異なるため、管理が難しく、多数のプロジェクトを一括運用可能なプログラム型 JCM のニーズが大きい。具体的には以下のようなスキームで運用することを提案している。

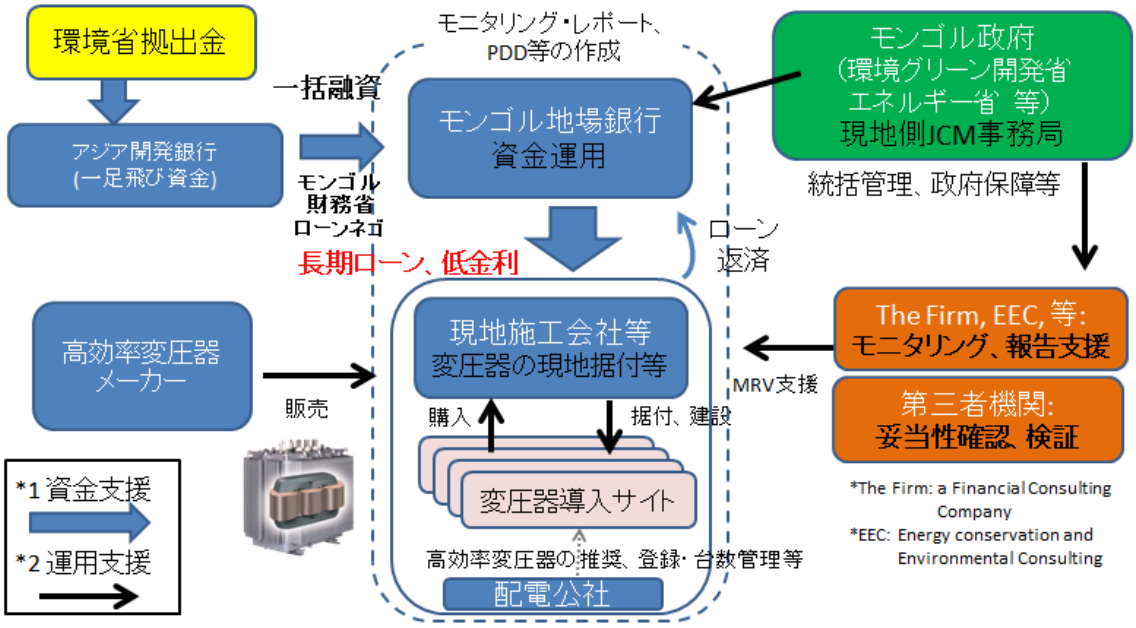


図 7　変圧器導入の場合の実施体制案

モンゴルではビルのオーナーやデベロッパーが所有している建物に変圧器を導入する際、据付や建設等を EPC 契約（設計：engineering、調達：procurement、建設：construction を含む、建設プロジェクトの建設工事請負契約）等で施工事業者に一任するケースが多い。この場合、施工事業者は政府への変圧器申請手続き、各設備の選定から引渡しまで、大半の業務を請負う（導入設備の内容によっては送配電設

備のデザイン事業者が参画するケースも有)。よって、ビルのオーナーやデベロッパーのみならず、施工事業者もプログラム型 JCM の事業者の 1 組織として機能することを想定している。また、民間の配電設備であっても、政府への登録、管理が必要となる。エネルギー省の傘下である国営の配電公社は、電力供給の安定化のため、全体の 6 割を占める民間が所有する変圧器に関しても、管理することを希望している。具体的には民間へ高効率変圧器等の良質な配電設備仕様の推奨、登録台数管理、今後導入を検討している配電管理システム（DNIMS：Distribution Network Information Management System）での管理等である。配電公社が本事業に参画することで、モンゴルの電力供給安定化に資するプログラム型 JCM となり、且つデータ収集の観点から GHG の MRV も容易となる。CME としては最終的に事業者間で決定する事項であるが、好ましくは地場銀行、ESCO 実施事業者、配電施工会社、配電公社の何れかが担うことにより、個々の事業者がプロジェクトの管理、GHG の MRV を実施するケースより、容易に事業を進めることができると考えている。

（イ）太陽光発電装置の導入

モンゴルは日本と比較しても日照時間が長い。また、寒冷な気候であるため太陽光パネルの変換効率に関しても条件がよい。既に世界銀行が無電化地域への小規模太陽光パネルの無償供与プロジェクトを実施しているが、本事業は終了しており、モンゴル政府としては再生可能エネルギーの更なる普及を行いたいと考えており、エネルギー政策（National Renewable Energy Program 2005 年制定）では、再生可能エネルギーの比率を 2020 年までに 20%－25%まで引き上げるターゲットを掲げている。

モンゴル政府としても、1 台、1 台の太陽光パネルを事業者が個々に管理するのではなく、多数のプロジェクトを一括運用可能なプログラム型 JCM で実施することで、再生可能エネルギーが増えることによる電力系統への影響、再エネ普及度等を管理していくにも望ましい。具体的には以下のようなスキームで運用することを提案している。

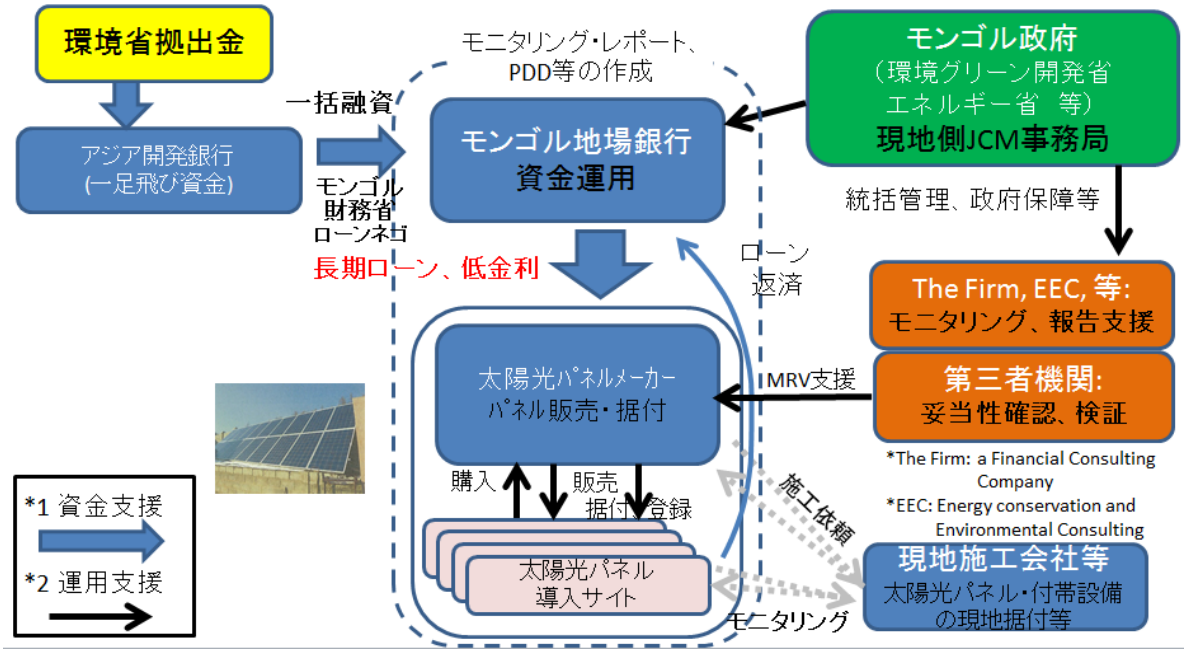


図 8　太陽光パネル導入の場合の実施体制案　(1)

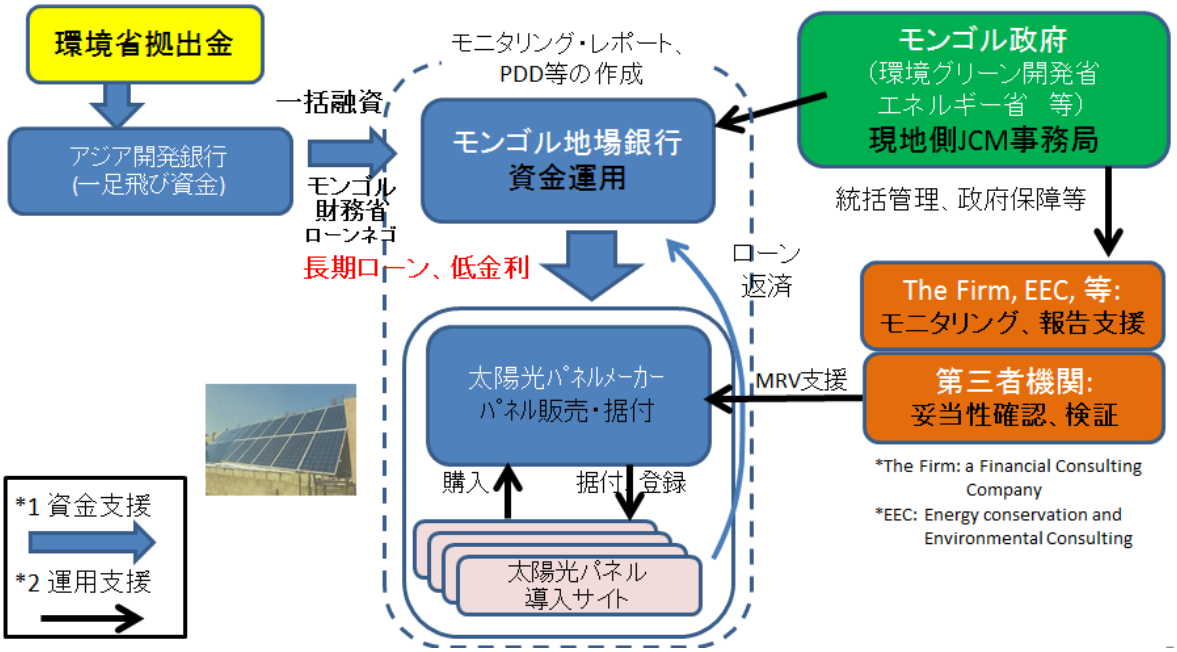


図 9　太陽光パネル導入の場合の実施体制案　(2)

調査の結果、モンゴルでは太陽光発電装置の製造事業者が存在し、他国製品の購入もあるが、自国でも良質な機器を供給できる体制が整っている。また、プログラムに導入される機器に不備、瑕疵等が発生することを避けるため、保守メンテナンス等の管理を徹底することが重要である。モンゴルの製造事業者はこれらの対応も可能であるため、プログラムにおけるテクニカルリスク低減のため、製造事業者も参画したプログラム型 JCM を提案している。CME としては最終的に事業者間で決定する事項であるが、好ましくは地場銀行、ESCO 実施事業者、製造事業者の何れかが担うことにより、個々の事業者がプロジェクトの管理、GHG の MRV を実施するケースより、容易に事業を進めることができると考えている。尚、売電を行う可能性のあるプロジェクトに関しては、参画者の何れかが売電事業のライセンスを取得する必要がある。

(2) MRV 方法論、モニタリング体制

MRV 方法論、モニタリング体制については、①民間が所有する変圧器の高効率化、②太陽光発電装置の導入、③工場等施設へのインバータ導入に分けて記載した。尚、③については現在検討中であり、①、②に関しても今後の調査事業の進捗に伴い変更する可能性がある。

① 民間が所有する変圧器の高効率化

(ア) JCM 方法論に関する調査結果

(a) JCM 方法論の概要

本方法論は、電力配電網に使用されている配電用変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新・新設するプロジェクトに適用するものであり、民間所有の変圧器（配電系統の 60%以上を占めている）を対象とすることでより効果の促進するものである。これによりそれまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、GHG 排出削減を図ることができる。

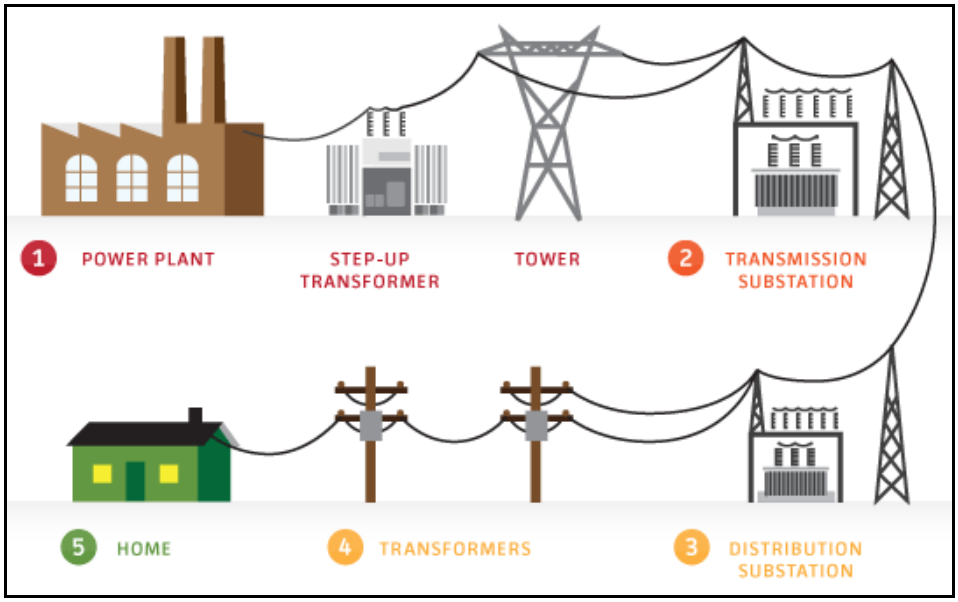


図 10　JCM 方法論

注：④の柱上変圧器が対象機種である。

(b) 用語の定義

本方法論においては、電力配電網に使用されている配電用変圧器に関する基本的な用語を下記のように定義している。

表 11 方法論における用語の定義

用語	定義
配電網	配電網は、エンドユーザに電気エネルギーを提供する目的で設置されている電気システムの一部である。これは、中電圧レベル（一般には 35 kV 以上）で電力を供給
負荷損失	負荷損失やコイル損失は、変圧器の巻線の電気抵抗に起因する損失。これらの損失は、変圧器の一次および二次導体の渦電流損失も含まれる。
無負荷損失	無負荷損やコア損失は、トランスのコアの磁化または通電による損失。変圧器が通電され、それを流れる電気の量にかかわらず一定の損失が発生する。
リファレンス変圧器	現在配電系統に接続され、至近 3 年以上使用されている配電変圧器で、無負荷損および負荷損のデータがあるうち、無負荷損が上位 20%の平均値の変圧器。
プロジェクト変圧器	リファレンス変圧器の更新もしくは、配電系統の拡大に伴い、新設する高効率の配電変圧器

性能水準	関連するにより国際規格により、政府に任命された機関、または独立した有資格のエンティティのいずれかによって提供され地理的地域に設置変圧器の負荷および無負荷損の最大レベルを規定されている。
変圧器のタイプ	変圧器のタイプは、その容量（キロボルトアンペア）と変圧比によって定義される。

(c) 適格性要件

本調査においては、下記の適用性要件を設亨することを想定している。それぞれの要件の設亨理由について、下表にまとめた。

表 12　適格性要件とその設定理由

	要件内容	
Criterion 1	Replacement of Reference Transformers with Project Transformer in the Grid, or Installation of new Project Transformers in the new areas covered by expansion of the Grid where in the absence of the project, Reference Transformers would have been installed.	グリッドに使用されているリファレンス変圧器をプロジェクト変圧器に交換、またはプロジェクトが存在しない場合に、リファレンス変圧器が設置されているグリッドの拡大での新既のプロジェクト変圧器の設置。
Criterion 2	No-load loss of Project Transformers is lower than that of Reference Transformers, and; Load loss of Project Transformers is not higher than that of Reference Transformers,	プロジェクト変圧器の無負荷損失がリファレンス変圧器よりも低く、かつ、プロジェクト変圧器の負荷損失がリファレンス変圧器より高くない、
Criterion 3	Project Transformers installed comply with in accordance with IEC 60076 as a national / international QA/QC standards. The certification report includes information on the measured performance levels for load losses and no-load losses as per Standard and in addition, the associated uncertainty	プロジェクト変圧器は、国内/国際的な QA/QC 規格として、IEC60076 に準拠していること。工場出荷時の検査報告書は、無負荷損および負荷損失の測定に関連する不確実性の加算に関する性能の情報が含まれていること
Criterion 4	A complete list of co-ordinates uniquely identifying each Project Transformers.	プロジェクト変圧器を個別に識別できるリスト化。

・普及度

現状の調査範囲では、ウランバートル配電公社(UBEDN)に高効率のアモルフ

ァス配電用変圧器の導入実績はない。以下では、効率のアモルファス配電用変圧器の導入されていない主な理由を考察する。

・投資額と投資回収年数

今回のプロジェクトにおいて想定される設備総額についても約 50 億円の投資が必要と想定されている。これは、従来の配電機器の計画は地域ごと、あるいは特定プロジェクト（住宅・工場・等）であり、個別案件での計画・入札等で決定されていることから、大規模プロジェクトでも、数億円規模で、今回は、投資額が大きいため、資金の準備・投資回収年数が必然的に長期化する傾向にあり、また、国際機関等の低利での融資条件がない限り、実現性が低い種類のインフラ案件である。

・投資の優先順位

モンゴルは、近年、高度成長し、電力への依存度はより重要にはなってきたが、一般的に生産設備への投資が優先され、配電用変圧器等は故障するまで使用する対象であり、また、過去ロシア等旧共産国への技術依存が高く、新技術を適用しようとする文化は低い状態で、配電設備への投資は、優先度が低くかったと考えられる。

これまで配電設備へ高効率機器が導入されてこなかったことからも、こうした投資実態が一般的であったと考えられる。

以上から、JCM のように低炭素技術を資金的に支援する仕組みが存在しない場合、配電設備のような分野への投資が進まないことが想定される。こうした技術は、JCM において推進することで、我が国の得意とする省エネ技術の促進につながると考えられることから、JCM で採用する技術として適格であると考えられる。

(d) 対象 GHG 及びその排出源

本方法論で対象とする GHG は CO_2 である。排出源は系統電力となる。これは、本方法論で対象とする電力配電網に使用されている配電用変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新・新設するプロジェクトに適用するものである。これによりそれまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、GHG 排出削減を図ることができる。

(e) 算定のための情報・データ

本方法論で考慮する CO_2 排出量を算定するために必要なデータは、廃熱回収

発電設備で発電され、系統電力を代替する正味の電力代替量である。これは、それまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、GHG 排出削減を図ることで求められる。
このため、下記のデータが必要となる。

表 13　CO_2 排出量必要算定データ

パラメータ	データの説明	算定方法	設定根拠
$NLL_{RL,k}$	現在配電グリッドに接続された変圧器の損失	これまで使用の低効率の配電用変圧器の無負荷損失値を明確にするため、至近 3 年以上の設置変圧器の無を荷損失・設置台数のデータよりタイプごとの“Top20%”の平均損失値	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$NLL_{PR,k,y}$	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失。データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	国際規格 IEC/ISO 等での試験・検査報告書結果測定値を適用
$EF_{CO2,grid,y}$	グリッド排出係数 (tCO_2/MWh).	デフォルト値：モンゴル政府公表のデータを使用。	CDM のプロジェクト用にモンゴル政府が公表している系統統電力の CO_2 排出係数
Br	モニタリング期間での停電率(%)	デフォルト値：モンゴル政府公表のデータを使用。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$n_{k,y}$	‘y-1’年における、該当タイプの変圧器の設置総数	毎年データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。

(f) デフォルト値の設定

本方法論では、以下の 2 つの項目について、デフォルト値の設定を検討した。

・モニタリング期間での停電率(%)
・系統電力の CO_2 排出係数
・モニタリング期間での停電率(%)

一般的に、配電設備は、毎年配電公社より年度報告書が発行されている。停電率も該当配電系統の公表値があり、それを適用することとした。

SAIDI: 1270min.より
モニタリング期間での停電率(%)　=0.24%

・系統電力の CO_2 排出係数

本方法論で対象とする配電系統プロジェクトは、モンゴルにおいて実施される。モンゴルにおいては、政府が系統電力の CO_2 排出係数の値を公表している。

また、排出係数には、OM（オペレーティング・マージン）、BM（ビルド・マージン）、CM（コンバインド・マージン）が存在するが、本調査では CM を使用することを前提とする。なお、モンゴル政府は、排出係数について、Ex ante（事前に排出係数を確定する場合に使用する値）と Ex post（事業実施後に毎年変化する係数を使用する場合の値）の両方の排出係数を公表している。本方法論で使用する方法論スプレッドシートにおいては、事前に排出係数の値を確定したものが承認されるものと想定し、Ex ante の値を使用する。具体的には下記の数値を使用する。

$EF_{CO2,grid,y}$ ＝ プロジェクトが接続するグリッドの排出係数（tCO_2e/MWh）

モンゴル電力系統排出係数：1.1054 (CES 中央電力系統, 2010)

(g) 事前設定値の設定方法

先述のとおり、本方法論では、検討の結果以下の 2 つの項目について、下記の設定方法を採用した。

・モニタリング期間での停電率(%)

毎年配電公社より年度報告書が発行されている。停電率も該当配電系統の公表値があり、それを適用することとした。

SAIDI: 1270min.より
各年度発表値により各報告年度プロジェクトで事前に設定する。

・系統電力の CO_2 排出係数

モンゴル政府の公表する CDM 用の排出係数をデフォルト値として採用した。なお、方法論は、モンゴル国内の主要な系統電力に対応しており、本方法論を使用するプロジェクト参加者は、PDD 作成時に当該プロジェクトが接続し、電力を代替する系統電力をパラメータ「grid」において選択する。モニタリングプランのスプレッドシートにおいて、系統電力を選択すると、対応する排出係数が自動で設定される。

(h) リファレンス排出量の算定根拠

本方法論においては、BaU（Business as Usual）シナリオは系統電力を使用し続けることであり、BaU 排出量はプロジェクトによる発電量と同量の電力を系統電力で得る場合の GHG 排出量である。JCM においては、リファレンス排出量は、BaU 排出量よりも保守的に設定することが望ましく、本プロジェクトタイプでは発電量もしくは系統電力の排出係数を小さくする方法がありうるが、系統電力の排出係数に割引値等を設定するのは根拠や合理性等の説明が困難である。このため、本方法論では電力量、すなわちプロジェクトによる正味の発電量（自家消費電力量）を保守的に算定する方法を採用した。

したがって、本方法論におけるリファレンス排出量は、保守的に計算される”Top20%”の上位第一グループの平均値とプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と、系統電力の排出係数を乗じて算定する。

(i) リファレンス排出量の算定方法

これまで使用の低効率の配電用変圧器の無負荷損失値を明確にするため、至近 3 年以上の設置変圧器の無を荷損失・設置台数のデータよりタイプごとの“Top20%”の平均損失値が、系統電力の代替として利用可能となる。そこで、本方法論では、以下の方法で正味の代替電力量を計算する。

(j) プロジェクト排出量の算定根拠

本方法論においては、プロジェクト排出量はプロジェクトによる実測工場試験結果値で正味削減量の電力排出量と、系統電力の排出係数を乗じて算定する。

(k) プロジェクト排出量の算定方法

上記の理由により、次式がプロジェクト排出量となる。

(l) モニタリング手法

本方法論では、保守的に計算される”Top20%”の上位第一グループの平均値とプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と、系統電力

の排出係数を乗じて算定する。

このため、モニタリングをするパラメータはプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と更新・追加した各タイプの変圧器の各年度の台数となる。電力は積算電力量計で連続計測すること等の特別な方法や技術などは必要ないと考えられる。

本プロジェクトにおいては、IEC 規格のメーカーより検査成績書を取得することを想定している。また校正頻度については、メーカーによる仕様や保証等を活用することを検討している。

(m) GHG 排出量及び削減量

本方法論においては、リファレンス排出量「REy」よりプロジェクト排出量「PEy」を除することで、排出削減量を算定する。具体的には、次式により算定する。

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

・ 11 kV 既存変圧器の更新・追加

表 14　GHG 排出量及び削減量

年	リファレンス排出量 (tCO_{2e})	プロジェクト排出量 (tCO_{2e})	排出削減量 (tCO_{2e})
2017	8,741	2,214	6,527
2018	8,741	2,214	6,527
2019	8,741	2,214	6,527
2020	8,741	2,214	6,527
合計(tCO_{2e})	34,964	8,856	26,108

(イ) JCM PDD 作成に係る調査結果

(a) プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者

本プロジェクトの実施体制は、日本側は電機会社がプロジェクト参加者となりモンゴル側は資金支援スキームを担う、現地銀行・金融機関が中心となり、電力供給として、系統との連携の技術的・その後の保守支援等で配電公社(UBEDN)がプロジェクト参加者となり全体の管理を行う。

OECC は PDD の作成に必要となる適用技術の情報、プロジェクト対象企業データ等を収集・分析し、PDD の作成を行う。

現地銀行・金融機関が中心となり、電機会社および配電公社(UBEDN) の支援のもと、PDD 作成に必要なデータ、モンゴル国内法規制等の情報を盛り込み、PDD

作成する。

(b) プロジェクト開始時期及び実施期間

本プロジェクトは、2017 年に運転開始を見込んでおり、実施期間は 4 年以上を想定している。

(c) 方法論適格性要件との整合性確保

以下に本方法論における適格性要件と本プロジェクトの整合性についてまとめた。

表 15 適格性要件とその設定理由

	要件内容	設定理由
Criterion 1	Replacement of Reference Transformers with Project Transformer in the Grid, or Installation of new Project transformers in the new areas covered by expansion of the Grid where in the absence of the project, Reference Transformers would have been installed.	グリッドに使用されているリファレンス変圧器をプロジェクト変圧器に交換、またはプロジェクトが存在しない場合に、リファレンス変圧器が設置されているグリッドの拡大での新既のプロジェクト変圧器の設置。
Criterion 2	No-load loss of Project Transformers is lower than that of Reference Transformers, and; Load loss of Project Transformers is not higher than that of Reference Transformers,	プロジェクト変圧器の無負荷損失がリファレンス変圧器よりも低く、かつ、プロジェクト変圧器の負荷損失がリファレンス変圧器より高くない、
Criterion 3	Project Transformers installed comply with in accordance with IEC 60076 as a national / international QA/QC standards. The certification report includes information on the measured performance levels for load losses and no-load losses as per Standard and in addition, the associated uncertainty	プロジェクト変圧器は、国内/国際的な QA/QC 規格として、IEC60076 に準拠していること。工場出荷時の検査報告書は、無負荷損および負荷損失の測定に関連する不確実性の加算に関する性能の情報が含まれていること
Criterion 4	A complete list of co-ordinates uniquely identifying each Project Transformers.	プロジェクト変圧器を個別に識別できるリスト化。

(d) プロジェクト排出源とモニタリング項目

本方法論で対象とする GHG は CO_2 である。排出源は系統電力となる。これは、本方法論で対象とする電力配電網に使用されている配電用変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新・新設するプロジェクトに適用するものである。これによりそれまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、GHG 排出削減を図ることができる。

本方法論で考慮する CO_2 排出量を算定するために必要なデータは、廃熱回収発電設備で発電され、系統電力を代替する正味の電力代替量である。これは、それまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、GHG 排出削減を図ることで求められる。このため、下記のデータが必要となる。

表 16　CO_2 排出量必要算定データ

パラメータ	データの説明	算定方法	設定根拠
$NLL_{RL,k}$	現在配電グリッドに接続された変圧器の損失	これまで使用の低効率の配電用変圧器の無負荷損失値を明確にするため、至近 3 年以上の設置変圧器の無を荷損失・設置台数のデータよりタイプごとの“Top20%”の平均損失値	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$NLL_{PR,k,y}$	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失。データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	国際規格 IEC/ISO 等での試験・検査報告書結果測定値を適用
$EF_{CO2,grid,y}$	グリッド排出係数(tCO_2/MWh).	デフォルト値 : モンゴル政府公表のデータを使用。	CDM のプロジェクト用にモンゴル政府が公表している系統統電力の CO_2 排出係数
Br	モニタリング期間での停電率(%)	デフォルト値 : モンゴル政府公表のデータを使用。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$n_{k,y}$	‘y-1’ 年における、該当タイプ	毎年データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を

	の変圧器の設置総数	告や検証が必要。	適用する。

(e) モニタリング計画

本方法論では、適用条件を明確にするため、以下の 2 項目のモニタリングが求められている。

・プロジェクトに導入される高効率変圧器の種類、容量、変圧電圧比、無負荷損失および負荷損失値（W）
・直近 3 年間以上の変圧器の種類別導入記録

また方法論ではプロジェクト排出量の算定のために、更に以下の 4 項目のモニタリングを求めている。
・プロジェクトで導入される高効率変圧器の無負荷損失、および負荷損失
・プロジェクトで導入される高効率変圧器の詳細（導入日、場所、技術データ）
・年間停電率
・プロジェクトで導入される高効率変圧器の台数
それら、方法論で求められているモニタリパラメータを下表にまとめる。

表 17　モニタリングデータおよびパラメータ

パラメータ	単位	測定	データソース	頻度
k	-	報告	‘y-1’年に設置されたプロジェクト変圧器のタイプ“‘k’,（記録）	-
$NLL_{PR,k,y}$	W		‘y-1’年に設置されたプロジェクト変圧器のタイプ“‘k’,の無負荷損失値（製造業者の試験結果）	-
MP	時間		電力会社からの正式資料	年 1 回
Br	%		電力会社からの正式資料（停電率）	年 1 回
$EF_{CO_2,grid,y}$	tCO_2/MWh	計算	‘y’ 年における系統電源の排出係数	年 1 回
$LL_{PR,k,y}$	W		‘y-1’年に設置されたプロジェクト変圧器のタイプ“‘k’,の負荷損失値（製造業者の試験結果）	-
n_k	台	報告	‘y-1’年までにプロジェクト活動で導入されたタイプ‘k’の変圧器の累積数	年 1 回

(f) 環境影響評価

本プロジェクトは、ウランバートル配電公社(UBEDN)の配電網に接続されている民間所有の変圧器に対して高効率変圧器の導入を図るものであり、プロジェクトの実現により、永年に渡って継続的に配電網の変圧に伴う電力損失の低減を実現し、GHG 排出削減および都市環境・安全の向上に寄与することがモンゴル国内の多くの利害関係者に認識される効率向上プロジェクトであり、新たに敷地内での環境影響評価の必要性はないと判断できる。

(g) 利害関係者のコメント

本プロジェクトはプロジェクトの実現により、永年に渡って継続的に配電網の変圧に伴う電力損失の低減を実現し、GHG 排出削減および都市環境・安全の向上に寄与することがモンゴル国内の多くの利害関係者に認識されており、問題となる事項は存在しないと思われる。

② 太陽光発電装置の導入

（ア）JCM 方法論

本方法論は、プログラム型 JCM 太陽光発電において、送水ポンプステーションのポンプ駆動モーター電力を、系統電力から太陽光による再生可能エネルギー化によって GHG 排出量の削減を達成しようとするプロジェクトに適用するものである。

日中のポンプ駆動電力は太陽光からの電力を使用し、夜間ほか、太陽光が利用できない時間帯は系統電力から得ようとするものである。

本方法論の基本的な考え方は、GHG 排出削減量の定量的な把握のために、CDM の方法論（AMS－I.D）を適用しようとするものである。

系統電力から太陽光パネルに切り替えることにより削減される GHG 排出削減量は、太陽光発電による電力消費量に相当する系統電力使用量に系統の CO_2 排出係数を乗じることによって算出することができる。

(a) 用語の定義

本方法論では、基本的な用語を下表のように定義している。

表 18　方法論における用語の定義

NO.	用語	定義
1	Solar PV project	Power plant project of which electricity generation is carried out by Solar panels

(b) 適格性要件

本調査においては、下記の適格性要件を設定することを想定している。それぞれの要件の設定理由について下表にまとめた。

表 19　適格性要件

Eligibility criteria	Descriptions specified in the methodology
Criterion 1	The solar PV system is connected to the internal power grid of the project site and/or to the grid for displacing grid electricity and/or captive electricity at the project site.
Criterion 2	This methodology is applicable to project activities that install a new solar PV power plant.
Criterion 3	Solar PV Project applies solar PV panels to prevent from unexpected failure or aging degradation of output power in the long term basis from perspective of quality design, factory test before shipment, maintenance program during the operation period. Followings are included in terms of quality capability of applied solar PV panel: ■Certified by IEC authorized certification entity for design qualifications using the latest version of IEC 61215 and for safety qualification using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 ■Component used for solar PV panel are selected after 5,000 hours aging test for seeking robustness in durability ■At least once a year regular maintenance such as surface cleaning, electric circuit testing by maintenance engineer available under maintenance contract ■Deterioration rate is guaranteed in a contract as less than 1% a year during 20 service years

また、本方法論で対象とする技術が JCM のプロジェクトタイプとして適格であると考えられる理由はいかによる。

a) 普及度

モンゴルの日照量はかなり高いレベルに在るにもかかわらず、太陽光発電が導入された実績はまだ少ない。代表的な再生可能エネルギーである太陽光発電システムの導入のされた実績は非常にすくないが、CO_2 削減や電気代の削減のために太

陽光パネルを導入しようという機運は徐々に高まりを見せている。比較的廉価で品質の高い製品があれば大きな需要が喚起される可能性は高い。

b) 投資額と投資回収年数

今回の太陽光発電の導入には十数億円規模の投資が想定されているが、JCM の一足飛び基金による長期低金利ローンと環境省の先端技術への Grant によって、現実的な投資事業とみなすことができる。

最終的には十数億円近い投資コストが見込まれるが、その場合には 10%程度の Grant が期待でき、かつ残りを低金利で全額融資となるとモンゴルサイドの初期コスト負担はなく、投資回収年数も 20 年程度で、きわめて実現性の高いプロジェクトとなる。

c) 投資の優先順位

ウランバートルでは大気汚染は深刻な状態であり、たとえば PM10 は 279μg/m3 であり、日本の約 14 倍、中国の約 2 倍となっている。モンゴル政府等の調査によれば、大気汚染の主因は CHP、石炭焚き熱供給専用ボイラ、ゲルストーブから排出される汚染物質であることがわかってきている。それに加えて工業の発展も順調に進んでいることから、大気汚染対策はきわめて重要な課題になってきている。したがって、再生可能エネルギー利用の拡大による CO_2 排出削減プロジェクトの投資優先順位は高く政府関係者をはじめとして本プロジェクトへの期待は大きい。

また、本プロジェクトでは我が国の得意とする高品質な太陽光パネルの製造技術の導入を推進するものであり、JCM で採用する技術として適格であると考えられる。

d) 対象 GHG 及びその排出源

本方法論で対象とする GHG は CO_2 であり、排出源は Grid 電力である。

太陽光発電プラントはゼロエミッションであり、従来 Grid からの電力発電電力量の一部を置き換えるものである。

e) 算定のための情報・データ

本方法論で考慮する CO_2 排出量を算定するために必要なデータは、プロジェクトによる発電電力量と Grid の排出係数である。

そのため、下記のデータが必要となる。

表 20 CO_2 排出量必要算定データ

パラメータ	データの説明	計測方法
$EG_{RE,y}$	太陽光発電システムによる発電電力量（kWh）	プロジェクト実施後の太陽光発電システムによる発電電力量の実測値。毎時のデータを記録し、1 日の積算値、1 ヶ月積算値、そして年間の積算値。これ等すべてのデータは数年のオーダーで保管。
EF_y	中央電力系統の排出係数	モンゴル国の統計局が公表

f) デフォルト値の設定

本方法論では、デフォルトは用いられない。

g) 事前設定値の設定方法

NA

h) リファレンス排出量の算定根拠

本方法論においては、BaU（Business as Usual)シナリオは、本プロジェクトを実施しないで、現状のままプラントを運転継続することであり、BaU 排出量はプロジェクトを実施しなかったと仮定したときの同じ発電電力量を発生させた場合の GHG 排出量である。

JCM においては、リファレンス排出量は、BaU 排出量よりも保守的に設定することが望ましいが、本プロジェクトでは計測された測定値をそのままリファレンス排出量として設定するものとする。

i) リファレンス排出量の算定方法

・発電電力量によるリファレンス排出量

$$RE_y = EG_{RE,y} * EF_y$$

RE_y	=	Reference emissions due to electricity generation by Sola PV Project [tCO_2/y]
EF_y	=	CO_2 emission factor of the electricity by diesel generator [tCO_2/MWh]
$EG_{RE,y,}$	=	Quantity of net electricity supplied to the motors as a result of the implementation of the CDM project activity in year *y* (MWh)

j) リファレンス排出量　REy

リファレンス排出量は保守的な値とするため、プロジェクトが実施されなかった場合に消費される自家発（ディーゼル発電機）供給電力量による排出量となるので、太陽光発電電力量から、以下のように求められる。

$REy = EG_{RE,y} * EFy$

$= 12,614 * 0.8 = 10,091\ tCO_2/y$

k) プロジェクト排出量の算定方法

再生可能エネルギー発電(太陽光)の発電電力量に伴うプロジェクト排出量 PE の年間のトータルのプロジェクト排出量

$PE_{PJ,y} = 0\ tCO_2/y$

l) モニタリング手法

本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングパラメータは次の通りである。

・　発電電力量　（$EG_{PJ,y,i}$）

このパラメータは毎時、測定されるデータとして PP あるいは CME が管理すべきであり、本方法論ではモニタリングデータとして扱われる。

m) GHG 排出量及び削減量

本方法論においては、(j) リファレンス排出量　REy で算出されたリファレンス排出量と(=0、上記 k による)で算出されたプロジェクト排出量から排出削減量を次式にて算出する:

$ER_y = RE_y - PE_y$

$= 10,091 - 0 = 10,091\ tCO_2/y$

（イ）JCM PDD 作成に係る調査結果

(a) プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者

本プロジェクトの実施体制は、日本側は OECC と太陽電池製造会社がプロジェクト参加者となり、モンゴル側はエルデネット鉱山社と製造会社がプロジェクト参加者となり全体の管理を行う。最終的な体制は今後の検討の進捗による。OECC は PDD の作成に必要となる適用技術の情報、プロジェクト対象企業データ等を収集・分析し、PDD の作成を行う。エルデネット鉱山社と製造会社は PDD 作成に必要な自社データ、モンゴル国内法規制等の情報を OECC に提供し、PDD 作成を支援する。

(b) プロジェクト開始時期及び実施期間

本プロジェクトは、2017 年に運転開始を見込んでおり、実施期間は 16 年を想定している。

(c) 方法論適格性要件との整合性確保

本方法論における適格性要件とその設定理由を下表にまとめた。

表 21　適格性要件とその設定理由

Eligibility criteria	Descriptions specified in the methodology	Project information
Criterion 1	The solar PV system is connected to the internal power grid of the project site and/or to the grid for displacing grid electricity and/or captive electricity at the project site.	Erdenet mining corporation need to reduce daily electricity cost due to huge consumption in its production line. The proposed project focus on solar PV power generation to reduce running cost for electricity use from grid or captive electricity line for long distance water supply facilities, such as water supply pumps, lighting and air conditioning in one of four remote small offices.
Criterion 2	This methodology is applicable to project activities that install a new solar PV power plant.	There are 3 remote relay point offices and the target is No.3 relay point office in which five 1.36MW motors are installed and total capacity required is 7MW. Currently required electricity is sourced from the central grid. Solar PV power plant is newly installed for supplying electricity needed for the motors above.
Criterion 3	Solar PV Project applies solar PV panels to prevent from unexpected failure or aging degradation of output power in the long term basis	The applied solar PV is manufactured in Ulaanbaatar by Solar power company of which parent company is Solar power one of Japanese manufacturer of solar PV panel.

	from perspective of quality design, factory test before shipment, maintenance program during the operation period. Followings are included in terms of quality capability of applied solar PV panel: ■Certified by IEC authorized certification entity for design qualifications using the latest version of IEC 61215 and for safety qualification using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 ■Component used for solar PV panel are selected after 5,000 hours aging test for seeking robustness in durability ■At least once a year regular maintenance such as surface cleaning, electric circuit testing by maintenance engineer available under maintenance contract ■ Deterioration rate is guaranteed in a contract as less than 1% a year during 20 service years	Followings are available to submit as evidenced quality capability; ■ Accredited TUV Reinland Certification for design qualifications using the latest version of IEC 61215 and for safety qualification using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 ■Component selection is done through 5,000hours aging test by "Chemitox" ■The project proponent, company in Mongolia being in easy situation to provide at least once a year regular maintenance ■Once a year regular maintenance for surface cleaning and electric circuit testing by maintenance engineer is accepted under maintenance contract ■ The project proponent's claim for giving guarantee of less than 1% deterioration rate in 20 service years confirmed

(d) プロジェクト排出源とモニタリングポイント

本プロジェクトで対象とする排出源であるが、リファレンス排出量は系統電力、プロジェクト排出量はゼロである。これは、本方法論で対象とする技術は、再生可能エネ

ルギー（太陽光）のみを対象としているためである。
本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングポイントは次の通りである。

・ 発電電力量　（$EG_{PJ,y}$）

このパラメータは毎時、測定されるデータとして PP あるいは CME が管理すべきであり、本方法論ではモニタリングデータとして扱われる。

(e) モニタリング計画

本方法論で想定しているモニタリングパラメータは、上記(d)で記述したとおりトータルの発電電力量のみである。今後の現地調査においてはこれらのデータのモニタリング方法、データ保管方法、モニタリング体制を調査する必要がある。

機器の較正等がどのように行われているかについての調査はまだ行っていないが、その実施責任、公式データとしての報告の責任は本プロジェクトの運用体制にあることを考慮するならば、OECC にその点に積極的に係る立場にはないように考えられる。

(f) 環境影響評価

現在調査中である。

(g) 利害関係者のコメント

現在調査中である。

③ 工場等施設へのインバータ導入

（ア）JCM 方法論

本方法論は、プログラム型 JCM 太陽光発電において、送水ポンプステーションのポンプ駆動モーター電力を、系統電力から太陽光による再生可能エネルギー化によって GHG 排出量の削減を達成しようとするプロジェクトに適用するものである。
日中のポンプ駆動電力は太陽光からの電力を使用し、夜間ほか、太陽光が利用できない時間帯は系統電力から得ようとするものである。
本方法論の基本的な考え方は、GHG 排出削減量の定量的な把握のために、CDM の方法論（AMS－I.D）を適用しようとするものである。
系統電力から太陽光パネルに切り替えることにより削減される GHG 排出削減量は、太陽光発電による電力消費量に相当する系統電力使用量に系統の CO_2 排出係数を乗じることによって算出することができる。

(a) 用語の定義

本方法論では、基本的な用語を下表のように定義している。

表 22　方法論における用語の定義

NO.	用語	定義
1	Solar PV project	Power plant project of which electricity generation is carried out by Solar panels

(b) 適格性要件

本調査においては、下記の適格性要件を設定することを想定している。それぞれの要件の設定理由について下表にまとめた。

表 23　適格性要件

Eligibility criteria	Descriptions specified in the methodology
Criterion 1	The solar PV system is connected to the internal power grid of the project site and/or to the grid for displacing grid electricity and/or captive electricity at the project site.
Criterion 2	This methodology is applicable to project activities that install a new solar PV power plant.
Criterion 3	Solar PV Project applies solar PV panels to prevent from unexpected failure or aging degradation of output power in the long term basis from perspective of quality design, factory test before shipment, maintenance program during the operation period. Followings are included in terms of quality capability of applied solar PV panel: ■Certified by IEC authorized certification entity for design qualifications using the latest version of IEC 61215 and for safety qualification using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 ■Component used for solar PV panel are selected after 5,000 hours aging test for seeking robustness in durability ■At least once a year regular maintenance such as surface cleaning, electric circuit testing by maintenance engineer available under maintenance contract ■Deterioration rate is guaranteed in a contract as less than 1% a year during 20 service years

また、本方法論で対象とする技術が JCM のプロジェクトタイプとして適格であると考えられる理由は以下による。

a) 普及度

モンゴルの日照量はかなり高いレベルに在るにもかかわらず、太陽光発電が導入された実績はまだ少ない。代表的な再生可能エネルギーである太陽光発電システムの導入のされた実績は非常にすくないが、CO_2 削減や電気代の削減のために太陽光パネルを導入しようという機運は徐々に高まりを見せている。比較的廉価で品質の高い製品があれば大きな需要が喚起される可能性は高い。

b) 投資額と投資回収年数

今回の太陽光発電の導入には十数億円規模の投資が想定されているが、JCM の一足飛び基金による長期低金利ローンと環境省の先端技術への Grant によって、現実的な投資事業とみなすことができる。

最終的には十数億円近い投資コストが見込まれるが、その場合には 10%程度の Grant が期待でき、かつ残りを低金利で全額融資となるとモンゴルサイドの初期コスト負担はなく、投資回収年数も 20 年程度で、きわめて実現性の高いプロジェクトとなる。

c) 投資の優先順位

ウランバートルでは大気汚染は深刻な状態であり、たとえば PM10 は 279μg/m3 であり、日本の約 14 倍、中国の約 2 倍となっている。モンゴル政府等の調査によれば、大気汚染の主因は CHP、石炭焚き熱供給専用ボイラ、ゲルストーブから排出される汚染物質であることがわかってきている。それに加えて工業の発展も順調に進んでいることから、大気汚染対策はきわめて重要な課題になってきている。したがって、再生可能エネルギー利用の拡大による CO_2 排出削減プロジェクトの投資優先順位は高く政府関係者をはじめとして本プロジェクトへの期待は大きい。

また、本プロジェクトでは我が国の得意とする高品質な太陽光パネルの製造技術の導入を推進するものであり、JCM で採用する技術として適格であると考えられる。

d) 対象 GHG 及びその排出源

本方法論で対象とする GHG は CO_2 であり、排出源は Grid 電力である。

太陽光発電プラントはゼロエミッションであり、従来 Grid からの電力発電電力量の一部を置き換えるものである。

e) 算定のための情報・データ

本方法論で考慮する CO_2 排出量を算定するために必要なデータは、プロジェクトによ

る発電電力量と Grid の排出係数である。そのため、下記のデータが必要となる。

表 24　CO_2 排出量必要算定データ

パラメータ	データの説明	計測方法
$EG_{RE,y}$	太陽光発電システムによる発電電力量（kWh）	プロジェクト実施後の太陽光発電システムによる発電電力量の実測値。毎時のデータを記録し、1 日の積算値、1 ヶ月積算値、そして年間の積算値。これ等すべてのデータは数年のオーダーで保管。
EF_y	中央電力系統の排出係数	モンゴル国の統計局が公表

f) デフォルト値の設定

本方法論では、デフォルトは用いられない。

g) 事前設定値の設定方法

NA

h) リファレンス排出量の算定根拠

本方法論においては、BaU（Business as Usual)シナリオは、本プロジェクトを実施しないで、現状のままプラントを運転継続することであり、BaU 排出量はプロジェクトを実施しなかったと仮定したときの同じ発電電力量を発生させた場合の GHG 排出量である。

JCM においては、リファレンス排出量は、BaU 排出量よりも保守的に設定することが望ましいが、本プロジェクトでは計測された測定値をそのままリファレンス排出量として設定するものとする。

i) リファレンス排出量の算定方法

・発電電力量によるリファレンス排出量

$RE_y = EG_{RE,y} * EF_y$

RE_y = Reference emissions due to electricity generation by Sola PV Project [tCO_2/y]

EF_y = CO_2 emission factor of the electricity by diesel generator [tCO_2/MWh]

$EG_{RE,y,}$ = Quantity of net electricity supplied to the motors as a

result of the implementation of the CDM project activity in year *y* (MWh)

j) リファレンス排出量　REy

リファレンス排出量は保守的な値とするため、プロジェクトが実施されなかった場合に消費される自家発（ディーゼル発電機）供給電力量による排出量となるので、太陽光発電電力量から、以下のように求められる。

$$REy = EG_{RE,y} * EFy$$
$$= 12,614 * 0.8 = 10,091\ tCO_2/y$$

k) プロジェクト排出量の算定方法

再生可能エネルギー発電(太陽光)の発電電力量に伴うプロジェクト排出量 PE の年間のトータルのプロジェクト排出量

$$PE_{PJ,y} = 0\ tCO_2/y$$

l) モニタリング手法

本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングパラメータは次の通りである。

・　発電電力量　（$EG_{PJ,y,i}$）

このパラメータは毎時、測定されるデータとして PP あるいは CME が管理すべきであり、本方法論ではモニタリングデータとして扱われる。

m) GHG 排出量及び削減量

本方法論においては、(j) リファレンス排出量　REy で算出されたリファレンス排出量と(=0、上記 k による)で算出されたプロジェクト排出量から排出削減量を次式にて算出する:

$$ER_y = RE_y - PE_y$$
$$= 10,091 - 0 = 10,091\ tCO_2/y$$

（イ）JCM PDD 作成に係る調査結果

(a) プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者

本プロジェクトの実施体制は、日本側は OECC と太陽電池製造会社がプロジェクト参加者となり、モンゴル側はエルデネット鉱山社と製造会社がプロジェクト参加者となり全体の管理を行う。最終的な体制は今後の検討の進捗による。OECC は PDD の作成に必要となる適用技術の情報、プロジェクト対象企業データ等を収集・分析し、PDD

の作成を行う。エルデネット鉱山社と製造会社は PDD 作成に必要な自社データ、モンゴル国内法規制等の情報を OECC に提供し、PDD 作成を支援する。

(b) プロジェクト開始時期及び実施期間

本プロジェクトは 2017 年に運転開始を見込んでおり、実施期間は 16 年を想定している。

(c) 方法論適格性要件との整合性確保

本方法論における適格性要件とその設定理由を下表にまとめた。

表 25　適格性要件とその設定理由

Eligibility criteria	Descriptions specified in the methodology	Project information
Criterion 1	The solar PV system is connected to the internal power grid of the project site and/or to the grid for displacing grid electricity and/or captive electricity at the project site.	Erdenet mining corporation need to reduce daily electricity cost due to huge consumption in its production line. The proposed project focus on solar PV power generation to reduce running cost for electricity use from grid or captive electricity line for long distance water supply facilities, such as water supply pumps, lighting and air conditioning in one of four remote small offices.
Criterion 2	This methodology is applicable to project activities that install a new solar PV power plant.	There are 3 remote relay point offices and the target is No.3 relay point office in which five 1.36MW motors are installed and total capacity required is 7MW. Currently required electricity is sourced from the central grid. Solar PV power plant is newly installed for supplying electricity needed for the motors above.
Criterion 3	Solar PV Project applies solar PV panels to prevent from unexpected failure or	The applied solar PV is manufactured in Ulaanbaatar by Solar Power Company of which parent company is

	aging degradation of output power in the long term basis from perspective of quality design, factory test before shipment, maintenance program during the operation period. Followings are included in terms of quality capability of applied solar PV panel: ■Certified by IEC authorized certification entity for design qualifications using the latest version of IEC 61215 and for safety qualification using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 ■Component used for solar PV panel are selected after 5,000 hours aging test for seeking robustness in durability ■At least once a year regular maintenance such as surface cleaning, electric circuit testing by maintenance engineer available under maintenance contract ■ Deterioration rate is guaranteed in a contract as less than 1% a year during 20 service years	Solar power, one of Japanese manufacturer of solar PV panel. Followings are available to submit as evidenced quality capability; ■ Accredited TUV Reinland Certification for design qualifications using the latest version of IEC 61215 and for safety qualification using the latest version of IEC 61730-1 and IEC 61730-2 ■Component selection is done through 5,000hours aging test by "Chemitox" ■The project proponent, company in Mongolia being in easy situation to provide at least once a year regular maintenance ■Once a year regular maintenance for surface cleaning and electric circuit testing by maintenance engineer is accepted under maintenance contract ■ The project proponent's claim for giving guarantee of less than 1% deterioration rate in 20 service years confirmed

(d) プロジェクト排出源とモニタリングポイント

本プロジェクトで対象とする排出源であるが、リファレンス排出量は系統電力、プロジェクト排出量はゼロである。これは、本方法論で対象とする技術は、再生可能エネルギー（太陽光）のみを対象としているためである。
本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングポイントは次の通りである。

・ 発電電力量　（$EG_{PJ,y}$）

このパラメータは毎時、測定されるデータとして PP あるいは CME が管理すべきであり、本方法論ではモニタリングデータとして扱われる。

(e) モニタリング計画

本方法論で想定しているモニタリングパラメータは、上記(d)で記述したとおりトータルの発電電力量のみである。今後の現地調査においてはこれらのデータのモニタリング方法、データ保管方法、モニタリング体制を調査する必要がある。

機器の較正等がどのように行われているかについての調査はまだ行っていないが、その実施責任、公式データとしての報告の責任は本プロジェクトの運用体制にあることを考慮するならば、OECC にその点に積極的に係る立場にはないように考えられる。

(f) 環境影響評価

現在調査中である。

(g) 利害関係者のコメント

現在調査中である。

④ 工場等施設へのインバータ導入

（ア）JCM 方法論

本方法論は、プログラム型 JCM インバータ導入による省エネにおいて、送水ポンプステーションのポンプ駆動モーターをインバータ制御化することによって GHG 排出量の削減を達成しようとするプロジェクトに適用するものである。
本方法論の基本的な考え方は、GHG 排出削減量の定量的な把握のために、CDM の方法論（AMS－II.S）を適用しようとするものである。
インバータ制御化によって削減される GHG 排出削減量は、リファレンス電力使用量からプロジェクトによる電力消費を差し引き、系統の CO_2 排出係数を乗じることによって算出することができる。

(a) 用語の定義

本方法論では、基本的な用語を下表のように定義している。

表 26　方法論における用語の定義

用　語	定　義
Inverter	An inverter is an electronic device that changes direct current (DC) to alternating current (AC) and it enables to control process flow like water or air/gas by adjusting motor rotating speed to eventually reduce throttle loss instead of changing opening of flow control valve or damper.
High voltage motor	High voltage motor means motor of which capacity is more than 100kW and voltage is more than 3,000V
Motor facility	Motor facility means pump or fan which is equipment driven by motor.
Motor system	Motor system is a motor facility integrated with motor

(b) 適格性要件

本調査においては、下記の適格性要件を設定することを想定している。それぞれの要件の設定理由について下表にまとめた。

表 27　適格性要件

Eligibility criteria	Descriptions specified in the methodology
Criterion 1	Project inverter is either having “Matrix Converter” capability or “3 Level Cascade Multiplexing” capability. The matrix converter (MC) is featured by “Regeneration”, “AC-AC Direct Conversion” instead of AC-DC-AC, “Input current THD (Total Harmonic Distortion) less than 7 %” and “Input Power Factor more than 98%”. MC is effectively applied to fan motor of which response to speed down demand is made faster overcoming its large inertia as well as enabling energy saving with less throttle losses. MC has also an outstanding feature of 97% efficiency which is exceptionally high performance realized by introducing AC-AC conversion whereas mostly AC-DC-AC. The 3 Level Cascade Multiplexing Inverter (3-level inverter) is featured by 97 % efficiency and 95 % power factor concurrently enabling

	minimum input harmonic (IEEE519 guideline) and surgeless voltage for AC output. As output wave shape is more close to sine wave, 3-level inverter has advantage for miniaturization or reduction of noise.
Criterion 2	Project inverter is provided with engineering/maintenance support tool for easy parameter tuning and easy access for maintenance with remote terminal unit.
Criterion 3	Targeted motor for the project is an existing and/or newly introduced high voltage motor system so as to enable to control its output (flow of water or air/gas) by adjusting motor rotating speed to eventually reduce throttle loss instead of changing opening of flow control valve or damper.
Criterion 4	Measurement of electricity consumption for inverter controlled motors is recorded at least 1 month interval for past 12 months before project implementation.
Criterion 5	Measurement of output of motor facility is recorded at least 1 month interval for past 12 months before project implementation.
Criterion 6	Measurement of electricity consumption of motors by one meter as a group is applicable as far as motor system is same type.
Criterion 7	Measurement of output of motor facility by one meter as a group is applicable as far as driven pumps/fans are same type.

また、本方法論で対象とする技術が JCM のプロジェクトタイプとして適格であると考えられる理由は以下による。

a) 普及度

モンゴル国内で、代表的な省エネ手段であるインバータの導入のされた実績はかならずしも多くないが、CO_2 削減や電気代の削減のためにインバータを導入しようという機運は徐々に高まりを見せている。比較的廉価で品質の高い製品があれば大きな需要が喚起される可能性は高い。

b) 投資額と投資回収年数

今回のインバータの導入には十数億円規模の投資が想定されているが、JCM の一足飛び基金による長期低金利ローンと環境省の先端技術への Grant によって、現実的な投資事業とみなすことができる。

最終的には十数億円近い投資コストが見込まれるが、その場合には 10%程度の Grant

が期待でき、かつ残りを低金利で全額融資となるとモンゴルサイドの初期コスト負担はなく、投資回収年数も 20 年程度で、きわめて実現性の高いプロジェクトとなる。

c) 投資の優先順位

モンゴル国内の主要都市では大気汚染は深刻な状態であり、たとえばウランバートルの PM10 は 279μg/m3 であり、日本の約 14 倍、中国の約 2 倍となっている。モンゴル政府等の調査によれば、大気汚染の主因は CHP、石炭焚き熱供給専用ボイラ、ゲルストーブから排出される汚染物質であることがわかってきている。それに加えて工業の発展も順調に進んでいることから、大気汚染対策はきわめて重要な課題になってきている。したがって、省エネ機器の利用の拡大による CO_2 排出削減プロジェクトの投資優先順位は高く政府関係者をはじめとして本プロジェクトへの期待は大きい。また、本プロジェクトでは我が国の得意とする高性能のインバータの導入を推進するものであり、JCM で採用する技術として適格であると考えられる。

d) 対象 GHG 及びその排出源

本方法論で対象とする GHG は CO_2 であり、排出源はモーター駆動電力である。

e) 算定のための情報・データ

本方法論で考慮する CO_2 排出量を算定するために必要なデータは、リファレンスとなるモーター駆動電力量算出のためのプロジェクト実施前のモーターの消費電力量とモーター負荷の関係、プロジェクト実施後のプロジェクトによる電力消費量、モーター負荷および Grid の排出係数である。そのため、下記のデータが必要となる。

表 28　CO_2 排出量必要算定データ

パラメータ	データの説明	計測方法
$SEC_{RE,y}$	単位モーター負荷あたりのリファレンス消費電力量（kWh/ton or m3）	プロジェクト実施前の 1 年間の各月における消費電力量の積算実測値と負荷量の積算実測値から月ごとの SEC(Specific Electricity Consumption)を求める。 値の低い方から 6 カ月分の平均値をリファレンス SEC とする。
$EC_{PJ,y,i}$	プロジェクト実施年のモーター消費電力量（kWh）	積算電力量計による月ごとの実測値。 複数のモーター分をまとめて計測することも認められる。
$Q_{PJ,y,i}$	プロジェクト実施年のモーター負荷	積算流量計による月ごとの実測値。 複数のモーター分をまとめて計測するこ

	量（ton or m3）	とも認められる。
EF_y	中央電力系統の排出係数	モンゴル国の統計局が公表

f) デフォルト値の設定

本方法論では、デフォルトは用いられない。

g) 事前設定値の設定方法

NA

h) リファレンス排出量の算定根拠

本方法論においては、BaU（Business as Usual)シナリオは、本プロジェクトを実施しないで、現状のままプラントを運転継続することであり、BaU 排出量はプロジェクトを実施しなかったと仮定したときの同じ消費電力量を発生させた場合の GHG 排出量である。

JCM においては、リファレンス排出量は、BaU 排出量よりも保守的に設定することが望ましいが、本プロジェクトでは SEC を保守的に算出しリファレンス排出量として設定することにした。

i) リファレンス排出量の算定方法

・発電電力量によるリファレンス排出量

$RE_y = Q_{PJ,y} * SEC_{RE,y} * EF_y$

RE_y	=	Reference emissions due to electricity generation by Sola PV Project [tCO_2/y]
EF_y	=	CO_2 emission factor of the electricity by diesel generator [tCO_2/MWh]
$Q_{PJ,y}$	=	Annual quantity of output of the motor system group i in year y after project start in units of weight or volume [ton or m3]
$SEC_{RE,y}$	=	The yearly average of bottom half of specific energy consumption of motor system of group i [MWh/ton or MWh/m^3] in year z [MWh/ton or MWh/m^3]

j) プロジェクト排出量の算定方法

直接計測されたモーター消費電力量に Grid の排出係数を掛け合わせてプロジェクト

排出量 $PE_{PJ,y}$ を算定する：

$$PE_{PJ,y} = EC_{PJ,y} * EF_y \quad [tCO_2/y]$$

k) モニタリング手法

本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングパラメータは次の通りである。

- モーター消費電力量　($EC_{PJ,y,i}$)
- モーター負荷　($Q_{PJ,y,i}$)

このパラメータは毎時、測定されるデータとして PP あるいは CME が管理すべきであり、本方法論ではモニタリングデータとして扱われる。

l) GHG 排出量及び削減量

本方法論においては、(j) リファレンス排出量　REy で算出されたリファレンス排出量と(=0、上記 k による)で算出されたプロジェクト排出量から排出削減量を次式にて算出する:

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

（イ）JCM PDD 作成に係る調査結果

(a) プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者

本プロジェクトの実施体制は、日本側は OECC と電機会社がプロジェクト参加者となり、モンゴル側はエルデネット鉱山社がプロジェクト参加者となり全体の管理を行う。最終的な体制は今後の検討の進捗による。OECC は PDD の作成に必要となる適用技術の情報、プロジェクト対象企業データ等を収集・分析し、PDD の作成を行う。エルデネット鉱山社は PDD 作成に必要な自社データ、モンゴル国内法規制等の情報を OECC に提供し、PDD 作成を支援する。

(b) プロジェクト開始時期及び実施期間

本プロジェクトは、2017 年に運転開始を見込んでおり、実施期間は 16 年を想定している。

(c) 方法論適格性要件との整合性確保

本方法論における適格性要件とその設定理由を下表にまとめた。

表 29　適格性要件とその設定理由

Eligibility	Descriptions specified in the	Project information

criteria	methodology	
Criterion 1	Project inverter is either having "Matrix Converter" capability or "3 Level Cascade Multiplexing" capability. The matrix converter (MC) is featured by "Regeneration", "AC-AC Direct Conversion" instead of AC-DC-AC, "Input current THD (Total Harmonic Distortion) less than 7 %" and "Input Power Factor more than 98%". MC is effectively applied to fan motor of which response to speed down demand is made faster overcoming its large inertia as well as enabling energy saving with less throttle losses. MC has also an outstanding feature of 97% efficiency which is exceptionally high performance realized by introducing AC-AC conversion whereas mostly AC-DC-AC. The 3 Level Cascade Multiplexing Inverter (3-level inverter) is featured by 97 % efficiency and 95 % power factor concurrently enabling minimum input harmonic (IEEE519 guideline) and surgeless voltage for AC output. As output wave shape is more close to sine wave, 3-level inverter has advantage for miniaturization or reduction of noise.	Project inverter is 3 Level Cascade Multiplexing type featured with 97 % efficiency and 95 % power factor concurrently enabling minimum input harmonic (IEEE519 guideline) and surgeless voltage for AC output.
Criterion 2	Project inverter is provided with engineering/maintenance support	Engineering support tool is provided for remote parameter

	tool for easy parameter tuning and easy access for maintenance with remote terminal unit.	tuning and other maintenance work.
Criterion 3	Targeted motor for the project is an existing and/or newly introduced high voltage motor system so as to enable to control its output (flow of water or air/gas) by adjusting motor rotating speed to eventually reduce throttle loss instead of changing opening of flow control valve or damper.	Motor systems are all existing ones which comprise high voltage motor (6,000V) and water pump in the Erdenet Mining Factory. Output is quantity of water flow for the use at Mills and Relay Points.
Criterion 4	Measurement of electricity consumption for inverter controlled motors is recorded at least 1 month interval for past 12 months before project implementation.	N/A
Criterion 5	Measurement of output of motor facility is recorded at least 1 month interval for past 12 months before project implementation.	N/A
Criterion 6	Measurement of electricity consumption of motors by one meter as a group is applicable as far as motor system is same type.	Measurement of electricity consumption for each motor is not available, but measurement of total electricity consumed by motors belonging to same group is recorded at 1 month interval.
Criterion 7	Measurement of output of motor facility by one meter as a group is applicable as far as driven pumps/fans are same type.	Measurement of output of individual motor facility is not available, but measurement of total output by motor facilities belonging to same group is recorded at 1 month interval.

(d) プロジェクト排出源とモニタリングポイント

本プロジェクトで対象とする排出源は方法論に基づき、リファレンス排出量はリファ

レンスモータ消費電力量、プロジェクト排出量はプロジェクト実施年におけるモーター消費電力量である。

本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングポイントは、上述の方法論により次の通りである。

- モーター消費電力量　（$EC_{PJ,y}$）
- モーター負荷　（$Q_{PJ,y}$）

このパラメータは毎時、測定されるデータとして PP あるいは CME が管理すべきであり、本方法論ではモニタリングデータとして扱われる。

(e) モニタリング計画

本方法論で想定しているモニタリングパラメータは、上記(d)で記述したとおりトータルのモーター消費電力量とモーター負荷である。今後の現地調査においてはこれらのデータのモニタリング方法、データ保管方法、モニタリング体制を調査する必要がある。

機器の較正等がどのように行われているかについての調査はまだ行っていないが、その実施責任、公式データとしての報告の責任は本プロジェクトの運用体制にあることを考慮するならば、OECC にその点に積極的に係る立場にはないように考えられる。

(f) 環境影響評価

現在調査中である。

(g) 利害関係者のコメント

現在調査中である。

(3) 日本製技術の導入促進に向けたアイデア

① 事業実施国で日本製技術導入が見込める調達構造を確立する方法

本スキームは JCM における一側飛びが他発展の実現に向けた資金（ADB 拠出金）の活用を想定している。通常国際開発銀行の事業は国際入札を行う。想定しているスキームの場合、資金は ADB から民間の銀行に貸付けが行われるが、技術導入の決定は ADB から民間銀行への貸付が完了し、民間銀行が一般の現地事業者に貸付を行う際である。つまり、国際入札ではなく、モンゴル政府、銀行もしくは事業者間で技術導入の決定がなされる。

よって、通常の国際開発銀行が規定している国際入札ではなく、ホスト国側に技術の決定を委ねることが可能となる。この場合、本スキームの事務局で定める細則等で技

術仕様や導入条件を定めることで、優れた日本製技術の導入を促進しやすくなる可能性がある。

もしくは事業者間が決めるようなスキームとする方法もあり、この場合はプロジェクトに瑕疵等が発生しないような品質等を明確に定めることで、同様に優れた日本製技術の導入を促すことができる可能性がある。参画事業者にとってもプロジェクトで導入した機器が、途中で故障する等のリスクは避けたいことであり、貸付を行う銀行も同様である。このようなアイデアをスキームに盛り込むことで、事業者が求める調達構造を確立できると考えている。

② 事業実施国の法規制に折り込む方法

本スキームに関連する法制度としては、省エネ法がある。残念ながらモンゴルではまだ省エネ法の制定がされていない。現在、ドイツの支援を受けて省エネ法を策定中であり、今後の GHG を省エネルギー分野で進めるためには、本法が不可欠である。尚、日本の省エネ法はトップランナー制度等の優れた規制も存在するため、これらの制度を導入することは有用であると考えている。他方、法制度の導入には時間を要するため、モンゴル政府、事業者への息の長い支援が必要である。

③ GHG 削減以外のコベネフィットを事業化時の利点として活用する方法

上述の通りモンゴルは大気汚染が喫緊の課題となっている。上記①の構造を確立することができれば、これらにコベネフィット効果を技術導入の採択条件に盛り込む、という方法も有効であると考えている。具体的な NOx、Sox、煤塵等の指標を導入条件に盛り込むことで大気汚染が低減でき、且つ事業者が優れた技術が採用することができるため、ホスト国への貢献にも繋がると考えてい

(4) 事業化に向けた課題・提案と解決策

事業化に向けた課題として、以下の 2 点を挙げる。

① 本スキームのステークホルダーに対するキャパシティビルディングの必要性

本調査ではモンゴル政府を初めとしたホスト国のステークホルダーとの協議及び詳細な調査の上、プログラム型 JCM スキーム（案）を作成した。本調査で判明したことは、政府や銀行等の事業者共に、環境分野における補助金やローンスキームの活用経験、GHG の MRV に関する知見、経験が圧倒的に欠けていることである。各ステークホルダーにスキーム（案）を説明した際、大半の方はスキームのメリットを理解したが、実際どのように使えばよいか、どのように事業者間の組織を形成してプログラム型 JCM として運用していくか、GHG の MRV 体制構築を行うか等を、自分たちで考案していくまでの動きができる組織は、まだ一部に限られている状況である。

この課題を解決するためには、1 つか 2 つ具体的な事例を出していき、模擬的にスキームを動かしていくようなキャパシティビルディング有効であると考えている。これらのプロセスを経て、スキーム運用開始後に成功事例が出てくれば、類似のアイデア、少し工夫したアイデアが生まれ、スキームが自然と運用できる状況が作り出せるのではないかと考えている。

② GHG の MRV に関する資金的支援

現在、JCM の一足飛び基金を活用した事業に対する MRV の資金的支援については、まだ明確な支援内容が示されていない。今後プロジェクトが開始されれば、測定、報告は勿論定期的な第三者機関による検証を受ける必要もあるため、複数年に渡る MRV のコストは事業者にとって大きな負担となる。また事業者は事業開始前に IRR 等の投資回収に関する調査を行い、事業化の決定を行うが、本調査を行う時期までに MRV のコスト規模、期間等が把握出来ていなければ、リスクを背負ったままプロジェクトを進めることになる。日本及びホスト国側のステークホルダーからは既に複数回、本件に関する問い合わせを受けており、早期の回答が必要になっている。

(5) 今後の展開方針や具体的なスケジュール

提案しているプログラム型 JCM スキーム（案）はこれまでの調査及び協議を通じて、モンゴル環境グリーン開発観光省、エネルギー省より、基本的に問題ない旨の返答を得ている。今後のスケジュールとしては、モンゴル環境省、エネルギー省等の政府が調整を行い、ドナー機関とのローンネゴーシエーションを経て、事業が開始できる運びとなる。

実施事業者となりうる民間企業は、JCM プログラムファイナンスを活用した案件実施に前向きである。民間においては、中小企業の財務状態から初期費用が殆どかからない本スキームは非常に魅力的であるが、財務基盤の脆弱な業界、事業者には活用が難しいケースも存在する。モンゴルは鉱工業一辺倒の経済であり、それ以外の業界が便益を受けられるようなスキームが望ましいが、そのためには更なるスキームの改善が必要となる。

具体的なアイデアとしては、本年度考案したプログラム型 JCM スキームにリース機能を包含させた持続可能な発展型スキームの構築を検討している。既に調査している現地事業者を活用したリース事業を行うことで、初期投資の低減と複数プロジェクトの一元管理し、より多くの事業者が本スキームに参画できるような枠組みを引き続き検討していく所存である。

略語表

略語	正式名称	日本語訳
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BaU	Business as Usual	通常のビジネス環境
CAF	Clean Air Foundation	クリーンエアー基金
CME	Coordinating Management Entity	事業管理主体
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CDM-PoA	Programme of Activities	CDM 活動プログラム
CHP	Combined Heat and Power Plant	熱電併給発電所 熱(蒸気または温水)と電力を同時に供給する発電所
CHP-5	Ulaanbaatar No.5 Combined Heat and Power Plant	新規第５火力発電所
COP	Conference of the Parties	締約国会議（例：COP19→第 19 回締約国会議）
tCO_2	ton-CO_2	二酸化炭素換算重量トン
DNIMS	Distribution Network Information Management System	配電管理システム
EPC	Engineering, procurement, construction	設計、調達、建設
GHG	Greenhouse effect gas	温室効果ガス
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	ドイツ国際協力公社
HOB	Heat on Boiler	石炭焚き熱供給専用ボイラ
IDF	Induced Draft Fan	誘引ファン、ボイラ火炉からの排気ガスを吸引し煙突を通して大気に排出する大容量ファンのこと
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
JCM	Joint Credit Mechanism	二国間クレジット制度
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KfW	Kreditanstalt fur Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
MARCC	Mongolia: Assessment Report on Climate Change	モンゴル気候変動評価報告書

MCA	Millenium Challenge Account	米国ミレニアム・チャレンジ・アカウント
MEGDT	Ministry of Environment, Green Development and Tourism	モンゴル環境グリーン開発観光省 2015 年 1 月の省庁統合で MEGD (環境グリーン開発省)から変更
MOE	Ministry of Energy	モンゴルエネルギー省
MRV	Measurement, reporting and verification または measurable, reportable and verifiable	測定・報告・検証 もしくは測定・報告・検証可能な
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action	途上国による適切な緩和活動
OCS	Optimized Control System	最適制御システム
PDD	Project Design Document	MRV 方法論の手法等をまとめた書類
SFC	Specific Fuel Consumption	MRV 方法論の中で単位発電電力量(kWh)あたりの燃料消費量を SFC(E)、単位熱エネルギー(Gcal)あたりの燃料消費量を SFC(H)と表示する。
STG	Steam Turbine and Generator	蒸気タービン発電機
TPE	Third Party Entity	第三者機関
UBEDN	Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Company	ウランバートル配電公社
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約
WHO	World Health Organization	世界保健機関