

二国間クレジット制度(JCM)案件組成調査 最終報告書(概要版)

調査案件名	JCM 案件組成調査「10MW 級太陽光発電施設の導入によるエネルギー供給の安定化」
調査実施団体	株式会社サイサン(主提案者) マイクライメイトジャパン株式会社(共同提案者)
ホスト国	モンゴル国

1. 調査実施体制:

国	調査実施に関与した団体名	受託者との関係	実施内容
日本	ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社(以下 NE 社)	外注先	設計支援
	三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社	外注先	MRV 方法論開発支援
	一般財団法人東亜総研	外注先	ホスト国政府関係者招聘支援
ホスト国	Grand Power LLC(以下 GP 社)	外注先	ホスト国エネルギー省への FS 調査支援

2. プロジェクトの概要:

調査対象プロジェクトの概要			
プロジェクトの概要	本プロジェクトは、モンゴル国西部に位置するゴビ＝アルタイ県アルタイ市街地郊外において、10MW 規模の太陽光発電所を建設、発電し、既存の軽油等化石燃料を使用する火力発電に代替することで温室効果ガス排出の削減を行う。		
予定代表事業者	株式会社サイサン(以下サイサン)		
プロジェクト実施主体	株式会社サイサンとマイクライメイトジャパン株式会社により設立される共同企業体(JV)。発電事業会社運営はサイサンのモンゴル子会社であるユニガスへ委託を予定		
初期投資額	2,650,000(千円)	着工開始予定	2015 年 7 月
年間維持管理費	42,000(千円)	工期(リードタイム)	1 年 3 ヶ月
投資意志	有り ※事業収益性、事業リスクを勘案し投資可否を決定する。	稼働開始予定	2016 年 10 月
資金調達方法	太陽光発電所の設備費、建設工事費等の初期投資コストを 26.5 億円、発電所維持管理費用は年間約 4,200 万円と試算した。 租税分を考慮し本プロジェクトにおいて調達が必要な資金を 30.5 億円と見積もっている。その調達手段は、自己資金 3.5 億円、JCM 設備補助 13 億円、国際協力銀行からの借入を 9.8 億円、残り市中銀行からの借入を 4.2 億円として調達することを計画している。		
GHG 削減量	GHG 削減量 : 12,687 (tCO ₂ /年) リファレンス排出量: 12,728(tCO ₂ /年) 年間発電量(kWh) : 15,579,405(kWh/年) プロジェクト排出量 : 41(tCO ₂ /年) プロジェクト電力消費量 : 49,076(kWh/年) ※代替されるグリッド排出係数:0.817tCO ₂ /MWh		

3. 調査の内容及び結果

(1) プロジェクト実現に向けた調査

① プロジェクト計画

○ プロジェクトの実施体制

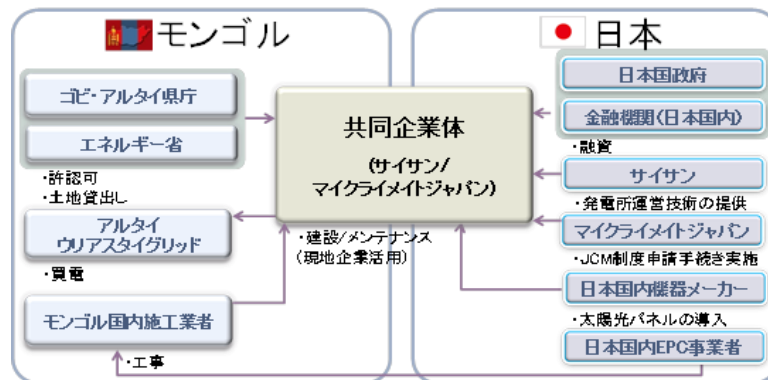


図1 事業実施体制

<調査課題>

発電事業開始のためには、事業会社(上記表中の共同企業体)の設立が必要なため、設立手続き内容、所要時間、費用について明らかにし、設立を進める必要がある。

<調査結果>

事業会社設立手続きについてサイサンのモンゴル現地子会社であるユニガスを通じて確認した。経済開発庁所管の投資局(Invest Mongolia Agency)が会社設立手続きを所管している。設立は100,000USDの最低資本金、1~2ヵ月程度の所要期間が必要。他、設立に係る必要手続の詳細についても明らかにした。プロジェクト開始に必要な許認可手続きの内、発電所建設特別許可、売電契約の締結といった手続きには当該発電事業を行う事業会社設立がなされている必要があるため、事業会社を構成するサイサン、マイクライメイトジャパンは、平成27年3月を目処に本事業の投資意思決定を行い、事業投資実行の場合には、翌平成27年度早々に設立手続きを開始する予定。

a) 工事計画

<調査課題>

本プロジェクトの着工から竣工までの工事計画を立案する必要がある。

<調査結果>

(1) プロジェクトサイトの選定

プロジェクトサイトをアルタイ市街地郊外に緯度 N46° 23.163'、経度 E96° 12.653'の地点に選定した。面積は25ha。この土地の使用許可は既に土地を所管するアルタイ県庁より取得している。

(2) プロジェクトサイトにおける地質調査

選定した土地において地質調査を実施し、発電施設建設の障害となる事象が存在しないことを確認した。

(3) 発電施設の施設設計立案

地質調査結果を踏まえ、発電施設の仕様特定及び設計の立案を行い、各種図面を作成した。

(4) 工事計画の立案

上記の結果を受けて本プロジェクトの工事計画を立案した。着工を2015年7月としその工期を1年3ヵ月と見積もっている。発電施設の事業開始は2016年10月を予定している。

b) 運用計画

<調査課題>

当該発電事業の運用体制(施設運用体制、保守点検体制、警備体制)を構築する必要がある。

<調査結果>

(1) 施設運用体制

モンゴル国には太陽光発電事業の運用、維持管理を定める規定が存在しない為、日本の基準を準用することとした。本プロジェクトを運用する発電事業会社は首都ウランバートルに設置し、ゴビ=アルタイ県に設置する大規模太陽光発電施設には作業員、電気技術者、警備員を配置。総計9名の人員によって施設の運用を行う。ウランバートルの発電事業会社において施設の発電状況の遠隔監視を行い、異常が検知された場合には、アルタイに駐在して

いる電気技術者、作業員らがこの対応にあたる。土埃による発電効率低下対策のためのパネル清掃が必要と判断し、発電施設に2名の作業員を配置した。

(2)保守点検、警備体制

先の施設運用体制と同様の理由で保守点検体制についても日本の基準、規格を準用する。日本国内の基準である電気事業法を準用し、発電施設の保安規定策定、日本国内における電気主任技術者同等の能力を有する技術者を発電施設に配置することとした。また、パネル等機材の盗難リスクを考慮し、3名の警備員を配置することとした。

○プロジェクト実施主体の経営体制・実績

<調査課題>

当該事業の実施主体である共同企業体(株式会社サイサン、マイクライメイトジャパン株式会社により構成)の出資比率を定め、経営体制を構築する必要がある。

<調査結果>

本プロジェクト実施主体である事業会社は、サイサン及びマイクライメイトジャパンにより設立される予定である。事業会社の運営はユニガスを委託先候補のひとつとして検討している。出資比率を含めた経営体制は今後詳細に決定していく。

事業会社を構成するサイサンは既に日本国内において6件のメガソーラー事業運営実績を有する。いずれの施設もサイサンが保有し、運営を各種EPC事業者へ委託している。サイサンの国内実績の内、埼玉県寄居町については本調査外注先であるNEが請け負っているほか、本プロジェクトにおいても施設の保守・管理については同社が参与することで協議を進めている。

○事業収益性の評価

<調査課題>

事業投資判断のために、詳細な収益性評価が必要である。その他、プロジェクトに最適な発電容量の特定、モンゴル国エネルギー省との交渉により、事業収益性が得られる価格、量、期間で売電契約を締結する必要がある。

<調査結果>

【発電容量の特定について】

本調査を通じて系統連系先であるアルタイ・ウリアスタイグリッド内の電力需給状況、送配電網のキャパシティを明らかにし、最適な容量設定を試みた。その結果、外注先である日本のEPC事業者であるNE社からは10MW、Grand Power社からは8MW、モンゴル科学技術大学、及び、送配電、需給調整を行っているNational Dispatching Center(以下NDC)からは5~6MWが最適との見解が示された。発電容量の確定は、本年3月の投資判断までに実施するが、本報告書では当初から想定していた10MWを基準にして記載する。

【売電条件の協議について】

事業収益を左右する売電条件(買取価格、買取量、期間)は、所管組織であるモンゴル国エネルギー省、エネルギー規制局(Energy Regulatory Commission)との協議を通じ、買取価格を17US¢とし、最低20年間の全量買取を保証することに口頭で合意が得られた。当該条件について、平成27年3月にサイサン、マイクライメイトジャパン、及び、モンゴル国エネルギー省間でMoUを締結することでその担保を行う。

【事業収益性: 発電容量を10MWと想定した場合】

初期投資額は2,650,000,000円、ランニングコストは年間42,000,000円と見積もられた。モンゴル国再生可能エネルギー法(2007年1月制定)の固定価格買取制度によって定められている売電価格の下限値15US¢、上限値18US¢、の2条件に加え、現在合意が得られている買取価格17US¢の3条件にてIRRを算出した。

売電価格	15US¢の場合	17US¢の場合	18US¢の場合
Equity IRR	14.5%	19.5%	22.0%

予想収益が最小(売電価格を下限の15US¢と仮定)の場合には、投資回収期間は10.3年となる。一方、予想収益が最大(売電価格を上限の18US¢と仮定)の場合には、投資回収期間が5.5年となる。本プロジェクトに適用される売電価格17US¢の場合には、投資回収期間は6.6年となる。

【事業収益性: 発電容量を5MWと想定した場合】

初期投資額は1,773,000,000円、ランニングコストは年間31,000,000円と見積もられた。同様に売電価格の下限値15US¢、上限値18US¢の2条件に加え、現在合意が得られている買取価格17US¢の3条件にてIRRを算出した。

売電価格	15US¢の場合	17US¢の場合	18US¢の場合
Equity IRR	4.3%	7.6%	9.3%

予想収益が最小(売電価格を下限の15US¢と仮定)の場合には、投資回収期間は15.7年となる。一方、予想収益が最大(売電価格を上限の18US¢と仮定)の場合には、投資回収期間が12.4年となる。本プロジェクトに適用さ

れる売電価格 17US¢ の場合には、投資回収期間は 13.3 年となる。

本プロジェクトへの投資実施可否を判断する上では、先に示した 10MW 想定、5MW 想定の実業収益性指標に加え、売電契約に定める諸条件、カントリーリスク、及び、売電契約に定めた内容が不履行となるリスク等の事業リスク、それらをヘッジする保険適用などの手法、それらすべてを総合的に評価し、判断する必要がある。これらの交渉、協議、調整を進め 2015 年 3 月を目処に事業投資可否を判断する。

○初期投資・維持管理及び MRV に関する資金計画

＜調査課題＞

本プロジェクトにおける資金調達には、①自己資金、②JCM 設備補助活用、③日本国金融機関からの借入を想定しているが、特に③について調達目処を立てる必要がある。

＜調査結果＞

第一の資金調達先である国際協力銀行（以下 JBIC）ヒアリングの結果、本調査を通じて同行と協議を行った結果、JCM の設備補助採択が確定すればという前提の下、コーポレートファイナンスを通じた融資が可能であることを確認している（返済期間は 7～10 年程度）。金利は、6 ヶ月 LIBOR(London Interbank Offered Rate)＋融資先の格付けによる金利を JBIC が独自で設定する。現時点の金利はおおよそ 0.8%と想定している。JBIC は借入額の最大 7 割までしか融資できないという条件があるため、残りは市中銀行から調達する必要がある。JBIC 融資額（借入額の 7 割）の残りについては、サイサン及びマイクライメイトジャパンが取引のある国内金融機関から調達する予定。引き続きこれら金融機関との調整を進める。

○リスク分析

＜調査課題＞

現在想定される、①ホスト国政情不安、自然災害等によってプロジェクト中止となるリスク（カントリーリスク）、②アルタイ・ウリアスタイグリッドと定める売電契約が不履行となるリスク、③為替リスクの 3 点について当該リスクの回避、低減策の検討、実施をする必要がある。

＜調査結果＞

①カントリーリスクの回避策

予想される損失の 100%に対して日本貿易保険（以下 NEXI という）の海外投融資保険適用を検討している。NEXI へのヒアリングを通じて本プロジェクトのカントリーリスクの回避に対する保険適用が可能であること、NEXI が提供する JCM 特別金融スキームの活用によって、その付保率が 100%となる可能性があることを確認した。

②売電契約不履行のリスクの回避策

(1)と同様、予想される損失の 100%に対して NEXI が提供する保険制度の活用によって回避できる可能性がある。NEXI へのヒアリングにて、保険の適用可否については、売電契約書に不履行時の違約条項が盛り込まれているという前提の下、モンゴル国財務省からの連帯保証状を得ること、（本事業が日モの二国間で実施される政府系プロジェクトであり、この 2 国間政府の間では是正、改善要求時のサポートが得られることを示すために）売電契約の相手方をアルタイ・ウリアスタイグリッド（政府系組織）ではなく、エネルギー省（同国政府）とすることの 2 条件のいずれも満たされていることが適用可否の判断材料になるとのコメントを得ている。保険適用可否は個別案件ごとに異なるため、現在、保険制度の適用を得るために、条件の協議を進めている。

③為替リスクの回避策

モンゴル国内法により商取引は全て現地通貨ツグルクで行うことが定められている。現在、ツグルク安が進んでいることから売電契約締結時に定めるツグルク/USD レートが固定となると為替損が大きく生じる可能性があった。同国エネルギー省との協議の結果、売電価格は月毎にその月末時点の最新のツグルク/USD レートを使用して決定することに合意を得た。そのため当該リスクは回避できる見込みである。

上記 3 点に加え、本プロジェクトの売電契約条項が政権交代や関連法の改正により効力を失うリスクがある。回避策としてその効力を有し続けることを担保するために、Stability Agreement を締結することを検討している。同国エネルギー省との協議の結果、Stability Agreement を締結することに口頭で合意を得ており、現在その条項内容について協議を進めている。

②プロジェクト許認可取得

本プロジェクトに係る許認可取得状況、予定は次の通り。

No.	許認可名(所管組織)	内容	取得状況
1	発電所用地使用許認可取得手続き(アルタイ県庁)	発電所建設地の土地利用許可を得る手続き。	9月26日付で土地利用の許可を取得。
2	Feasibility Study : FS (エネルギー省)	発電事業実施計画の申請手続き。発電事業の概要設計、発電量、事業収支予測をレポートにまとめ、エネルギー省へ提出。省内の科学技術委員会からの承認をもって手続きが完了する。	12月末までに調査、レポート作成を完了した。1月中にドラフトを提出し、翌2月に最終版提出、科学技術委員会の承認を得る予定。
3	環境影響評価(自然環境・グリーン開発省)	発電事業実施により生じる可能性のある周辺環境影響を調査する手続き。周辺環境への影響(必要な場合にはその対応策)をレポートにまとめ、FS承認後に自然環境・グリーン開発省へ提出。	12月末までに環境影響評価調査、レポート作成を完了している。2月にFSレポートが承認された後に自然環境・グリーン開発省へ提出し、翌月以降に承認取得予定。
4	発電所建設特別許可取得手続き(Energy Regulatory Commission : ERC)	発電所建設の特別許可を取得するための手続き。FS承認結果、環境影響評価承認結果とともに発電事業を行う事業会社の登記簿など、許認可取得時に必要となる書類提出を行い、許可交付を受ける手続き。	FS承認後、3月に事業投資判断を実施する。投資を実行する場合には、4月に事業会社を設立後、6月に実施予定。
5	PPA(売電契約)締結(Energy Regulatory Commission : ERC)	発電事業の電力を売電する際の諸条件をまとめた契約書の締結手続き。ERCより発電事業者へ契約書のドラフトが提示され、契約条件の協議後、売電先となる系統連系先グリッドと発電事業者間で契約締結される。	発電所建設特別許可取得後の翌6月に実施予定。
6	発電事業開始許可の取得手続き(Energy Regulatory Commission : ERC)	建設を含む発電事業を開始するための許認可取得手続き。	発電所建設着工前の7月実施予定。

③日本技術の優位性

<調査課題>

昨年度実施した実現可能性調査では、日本技術の優位性について、①太陽光発電パネル、②パワーコンディショナーを対象に調査した。その結果、競合製品より明確に優位であるという結果は得られなかった。今年度はこうした製品(ハード面)だけでなく、運用・保安・監視等のソフト面を含めた日本技術の優位性を明らかにする必要がある。

<調査結果>

本調査を通じて2つの調査を行った。①あらためて大規模太陽光発電事業を構成する主要な機器である太陽光パネル、パワーコンディショナーの2点について本プロジェクトで導入する機器を選定し、その機能面における日本技術の優位性を明らかにすることを試みた。②この2種の機器性能以外の分野において大規模太陽光発電事業において必要とされる技術を明らかとし、同分野における日本技術の優位性を明らかにすることを試みた。

1)本プロジェクトにおいて選定した太陽光パネル、パワーコンディショナーの日本技術優位性について

本プロジェクトにおいて導入を予定している機器は以下2点。

太陽光発電パネル:ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社(日本)製、出力255W、変換効率15.5%

パワーコンディショナー:A社(日本)製、出力630kW、変換効率98.6%

これら製品と競合となるであろう中国、ドイツ、スイスをはじめとする海外製品と本製品の性能を比較した結果、太陽光発電パネル、パワーコンディショナーともに日本製品はトップクラスの性能を有していること、しかし、その性能は優位であると評価できるほどの差がないことが再度確認された。これは太陽光発電技術開発の進展により、性能面、価格面ともにその差がなくなってきたという現状を反映した結果である。

2)その他大規模太陽光発電事業に必要とされる要素における日本技術の優位性について

20年を超える長期間に渡る発電を持続的に実施し、収益を得る大規模太陽光発電事業の実現のためには、個別機器の性能のほか、以下3要素が必要であると整理した。

- 1)長期間にわたり継続して発電を行うことができる機器のメンテナンス、保証体制の構築(保証体制の構築)
- 2)同じく長期間にわたる発電事業において不具合が生じぬよう、現地の環境条件に最適な設計、施工がなされること(設計・施工の最適化)
- 3)長期に渡る発電を安定、持続的に実施するための監視、保守、運用体制の構築(保守・運用体制の構築)

太陽光発電事業の普及によって、太陽光発電事業分野において設計、機器調達、施工を担うEPC事業者がこれら3要素を総合サービスとして提供するようになってきている。NE社がそうであるように日本国内のEPC事業者は国内

で得た実績を足掛かりに海外展開に次第にその目を向けつつある。こうした EPC 事業者が機器メーカーの保証と、EPC 事業者が独自に、或いは保険会社と連携して保証体制を構築し、独自に研究開発した施工技術を武器に最適な設計、施工を行い、さらには、太陽光発電施設の監視、制御サービスまでを総合パッケージとして提供することが一般的となりつつあり、この現象は日本を含む太陽光発電事業の先進国では共通の傾向である。これらの技術について、総合サービスであるがゆえにその優劣を比較することは難しいが、EPC 事業者が保証体制を有すること、EPC 事業者が保守運用体制を構築することができること等を適格性要件に含められる可能性は有る。そうすることで、JCM 制度の活用を通じて、国内における実績を武器に海外展開を図る日本国内の EPC 事業者の海外進出の後押しとなり、こうした日本技術が普及する可能性は十分にあると考えられる。

④MRV 体制

<調査課題>

本プロジェクトにかかる MRV 体制構築を行う。

<調査結果>

(1)MRV 体制の立案

データの精度確保、施設の正常な稼働の維持の 2 つの観点から、図 2 のモニタリング・報告体制を設けた。

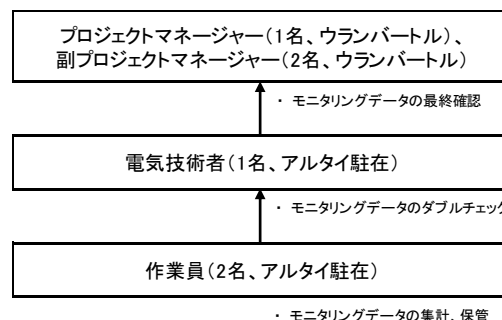


図 2 本プロジェクトのモニタリング・報告体制

(2)MRV 体制構築のための実地研修の実施

上記体制を構築しモニタリングデータの精度確保、施設の正常な稼働の維持を図るために、事業実施主体がモニタリングの知識を習得する必要がある。また、本プロジェクトは発電した電力を既存のグリッドへ連携することで温室効果ガスの削減がなされるものであり、プロジェクトの実施には発電事業を所管するモンゴル国エネルギー省、並びに関連許可を所管するモンゴル国内組織との連携が必要不可欠である。そのため、本プロジェクトを通じて安定的、持続的に温室効果ガスの削減を進めるためには、モンゴル側政府関係者に大規模太陽光発電事業についての理解を深めてもらうことが極めて重要である。

そこで本調査では、事業実施主体及びモンゴル政府関係者を交えた「10MW 級太陽光発電事業検討委員会」を構成し、プロジェクト実現に向けた協議、知識の共有を行い、モニタリング体制及びモンゴル政府関係者との協力体制の構築を行うこととした。1月に実施した第2回委員会にて、日本国内メガソーラー施設を事例とした施設見学、日本国内の再生可能エネルギー発電事業に係る省庁や電力事業者との情報交換を実施し、プロジェクト実施主体及びモンゴル側政府関係者双方のメガソーラー発電事業の運営方法の習得ならびに運営、協力体制の構築を図った。

(3)計測機器の選定

本プロジェクトでは売電、買電ともに電力量をモニタリングするため、計測機器には「電力量計」を使用する。その精度はモンゴル国内の計量器等の基準制定・登録等を所管する組織 Mongolian Agency for Standardization and Methodology (以下 MASM という)によって制定された MNS5660:2006 (Alternating Current Static Watt-hour Meters for Active Energy) という基準によって定められており、当該計量器の選定を担当している日本の EPC 事業者であるネクストエナジー・アンド・リソース株式会社に確認した結果、導入を予定している電力量計は当該モンゴルの基準に合致するとの回答を得た。

⑤ホスト国の環境十全性の確保と持続可能な開発への寄与

<調査課題>

プロジェクト実施による環境影響(好悪)を明らかにし、悪影響がある場合には回避策を講じる。持続可能な開発への寄与については、プロジェクトが同国に寄与する事項を、環境、経済の両面から分析する必要がある。

＜調査結果＞

(1)プロジェクト実施による環境影響

a. 想定される好影響

- 温室効果ガス排出量の削減：本プロジェクトの実現は、急速な経済成長とそれに伴うエネルギー需要の高まりにより増加しているモンゴル国の温室効果ガス削減に寄与する。
- 大気汚染の改善：本プロジェクトの実現によって再生可能エネルギーによる発電割合を高め、石炭火力発電依存からの脱却を図ることは、モンゴル国の大気汚染低減に資するものである。

b. 想定される悪影響

- 太陽の反射光による市街地住民への影響：本プロジェクトサイトはアルタイ市街地から4.7km離れた場所に位置し、付近には空港以外に住居、施設は存在しない。一般に空港付近での太陽光発電事業の実施は航空運航に影響を与える可能性があるか、アルタイ県土地整備局長に見解を確認し問題ない旨確認した。

(2)持続可能な開発への寄与

a. 社会的側面における貢献

- 安定的な電力供給体制の実現：同国は大規模太陽光発電事業に適しているにもかかわらず、投資家不在のため、系統連系をなす1MW超の大規模太陽光発電事業の実施事例はまだない。本事業の実現が呼び水となり太陽光発電事業が普及することで同国の電力不足が解消されればその社会的貢献は大きい。

b. 経済及び技術的側面における貢献

- 再生可能エネルギー産業の振興：本プロジェクトの実現がなされれば、それを契機とし、他の太陽光発電事業の普及が急速に進む可能性を秘めている。その場合、同国内の太陽光パネルをはじめとする資材関連事業や設計・施工といった工事関連が振興することが考えられる。
- ゴビ＝アルタイ県における産業振興：電力不足が産業発展の足枷となっているゴビ＝アルタイ県では、本プロジェクトの実現により電力供給源が創出されること、さらには本プロジェクトを契機に同地域での大規模太陽光発電事業の普及がなされ、将来需要に対する電力源が確保されることは、経済的に大きな効果をもたらす。
- 日本技術の移転：モンゴル国において再生可能エネルギー産業が振興すれば、この分野における日本企業の進出が進む可能性もある。同分野において日本企業の進出が進み、優れた日本技術の現地移転がなされれば、同国の再生可能エネルギー技術の一層の発展につながる可能性がある。

⑥今後の予定及び課題

本プロジェクト実現化に向けたスケジュールは以下の通り。

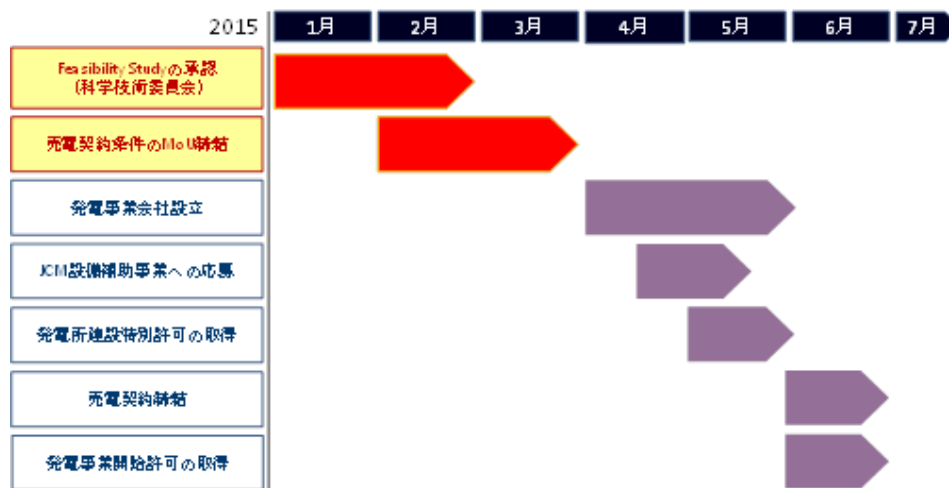


図3 プロジェクト実現化スケジュール

本プロジェクトの実現に向けた現時点における課題は、サイサン及びマイクライメイトジャパンによる投資判断の実施である。そのための材料は売電契約条件の確定である。

本プロジェクトの事業性は売電条件によって左右されるが、この売電条件は通常、事業会社設立後の売電契約締結の際に合意がなされる。しかし、本プロジェクトにおける事業会社設立は次年度に予定しているため、今年度中に売電条件を確定させる手段を別途講じる必要がある。よって今年度中に同国エネルギー省と売電条件の交渉を行い、サイサン、マイクライメイトジャパン及びエネルギー省間での MoU 締結をもって売電条件を確定させる。これによ

り、2015 年夏ごろまでかかると想定される売電契約締結を待たずとも投資判断を行い、事業投資の実行が確定した後に来年度春に JCM 補助金へ申請する予定である。現在、MoU の締結に向けた準備を進めているところである。

(2) JCM 方法論作成に関する調査

① 適格性要件

適格性要件 1	プロジェクトは、モンゴル国において、メガソーラー(出力 1MW 以上)規模の太陽光発電システムによる発電を行うものである。
適格性要件 2	プロジェクトは、新設の太陽光発電システムを導入もしくは、既存の太陽光発電システムに新たなユニットを増設するものである。
適格性要件 3	プロジェクトにより発電される電力は、モンゴルのアルタイ・ウリアスタイグリッドに供給され、グリッドに接続している既存の電力システムによる発電を代替する。また、プロジェクトによる付随的な電力消費がある場合は、アルタイ・ウリアスタイ地域グリッドより調達される。
適格性要件 4	プロジェクトで導入される太陽光発電システムは、グリッドに供給される正味電力量が計測可能なものである。
適格性要件 5	プロジェクトで導入される太陽光発電システムの太陽電池は、国際電気標準会議(IEC)による性能認証規格及び安全認証規格の認証、もしくは、これらに完全整合する国家規格の認証を受けている。 具体的な国際電気標準会議(IEC)の規格は： - 性能認証規格: IEC 61215(結晶系)、IEC 61646(薄膜系) IEC 62108(集光型) - 安全性認証規格: IEC 61730-1(構造審査)及び IEC 61730-2(試験)
適格性要件 6	プロジェクトで導入される太陽光発電システムのパワーコンディショナーは、電力変換効率が 98%以上の機器である。
適格性要件 7	プロジェクトで導入される太陽光発電システムは、遠隔モニタリングシステムを搭載している。遠隔モニタリングシステムは、システム障害を検知し警告を発生し、プロジェクトサイトから遠隔に位置するプロジェクトオーナー/参加者は、迅速なトラブルシューティングや復旧対応が可能である。

② リファレンス排出量の設定と算定、およびプロジェクト排出量の算定

(1) リファレンス排出量の算定

本方法論の対象のプロジェクト活動は、新設の太陽光発電システムを導入もしくは、既存の太陽光発電システムに新たなユニットを増設することにより再生可能エネルギーを生成し、グリッドに供給し、排出削減を達成するものである。従って、リファレンス排出量は、プロジェクトにより太陽光発電により供給される再生可能エネルギー電力量($EG_{REF,p}$)と、これにより代替されるグリッド電力の排出係数($EF_{CO_2,grid,p}$)を乗じて算出される。

$$RE_p = EG_{REF,p} \times EF_{CO_2,grid,p}$$

	データの説明	単位	値
RE_p	期間 p のリファレンス排出	tCO ₂ /p	計算により算出
$EG_{REF,p}$	プロジェクトによりグリッドに供給される電力量	MWh/p	モニタリング値
$EF_{CO_2,grid,p}$	プロジェクトにより代替されるグリッド電力の排出係数	tCO ₂ /MWh	0.817

(2) プロジェクト排出量の算定

本プロジェクトにおいては、建屋の空調、電力制御装置(パワーコンディショナー等)による付随的な電力消費が発生する。プロジェクトサイトは遠隔地に位置しており、近隣に独立型発電設備はないことから、これらの電力は、グリッドからの輸入(購入)で賄うこととなる。したがって、これらの電力消費量をモニタリングし、当該グリッド電力の排出係数を乗じ、プロジェクト排出量として、これを差し引く。

$$PE_p = EC_{AUX,p} \times EF_{CO_2,grid,p}$$

	データの説明	単位	値
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量	tCO ₂ /p	計算により算出
$EC_{AUX,p}$	プロジェクトにより消費されるグリッド電力量	MWh/p	モニタリング値
$EF_{CO_2,grid,p}$	プロジェクトにより消費されるグリッド電力の排出係数	tCO ₂ /MWh	0.817

③プロジェクト実施前の設定値

本方法論におけるプロジェクト実施前の設定値は、グリッド排出係数 0.817tCO₂/MWh である。

本調査で得られたモンゴル国エネルギー省からの情報に基づくと、中央グリッド、アルタイ・ウリアスタイグリッド、及び西部グリッドは互いに接続されているが、グリッド間の送電量数値から、現時点では各グリッド間の送電量の制限や調整は実施されていないと考えられる。そのため本件の排出係数の設定は、連系している中央、アルタイ・ウリアスタイ、及び西部の3つのグリッドを一つのグリッドと見做し、接続している発電設備の発電量の実績値とロシアからの輸入量に基づき加重平均するというアプローチをとることとした。発電実績の現状から、中央グリッド(CES)、西部グリッド(WES)、アルタイ・ウリアスタイグリッド(AUES)を一つのグリッドとして捉えると、その90%近くが、石炭火力発電で構成される。また、今後の中央グリッド(CES)における火力発電の新設計画も鑑みると、少なくとも、2020年までのJCMの実施期間中において、石炭火力の占める状況が大きく変化することは想定されない。

よって、本プロジェクトの実施によりもっとも大きな影響を受ける電源が、中央グリッドの石炭火力発電設備と考え、「グリッド排出係数を既存の石炭火力発電の排出係数に基づいて設定する」というアプローチをとることとした。その際、正味の排出削減(純削減:Net Emission Reduction)を達成することを確保するため、実際の排出削減量を下回るような計算プロセスが方法論に盛り込まれるよう検討した。以下に設定手順を示す。

ステップ1:プロジェクトにより影響を受ける石炭火力発電の熱効率の決定

モンゴルの既存の火力発電所は全て亜臨界圧発電である。中央グリッド(CES)に連系している5基では、最も熱効率の低いものが21.2%、最も高いものが40.5%という数値が公表されている。そのため、排出係数の算定においては、最新の超臨界圧発電もしくは超々臨界圧発電の熱効率を採用することで、より保守的なリファレンス排出量の算定を実現することが可能となる。

このことから、本方法論においては、日本の環境省及び経済産業省により公表されている「最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況(BATの参考表)」から、発電端の設計熱効率の44.5%を、プロジェクトが代替する火力発電の熱効率として採用する。

ステップ2:排出係数の算定に必要なパラメーターの決定

排出係数の算定に必要なパラメーターを以下のとおり決定した。

パラメーター	値	単位	出典
石炭のCO ₂ 排出係数	101	kgCO ₂ /GJ	IPCC 2006 Chapter 2 Stationary Combustion Table 2.2
換算係数	3.6	MJ/kWh	-
熱効率	44.5	%	環境省

ステップ3:排出係数の算定

下記の算定式に基づき、本方法論におけるグリッド排出係数は、0.817tCO₂kg/kWhと算定された。

石炭の排出係数		換算係数	1000	熱効率	=	グリッド排出係数
101	x	3.6	/	44.5	=	0.817
kgCO ₂ /GJ-coal		MJ/kWh	MJ/GJ	%		kgCO ₂ /kWh

ステップ4:算定したグリッド排出係数の保守性の確認

算定した排出係数が、中央グリッド(CES)の実際の排出係数と比較しても保守的であることを確認するため、中央グリッド(CES)に連系するCDMプロジェクトに適用されるグリッド排出係数の最新値と比較した。当該値は、地球環境戦略機関(IGES)により算定され、公開されているものである。その結果、オペレーティングマージン及びビルドマージン共に1.0tCO₂/MWh超となっており、本方法論において算定された0.817kgCO₂/kWhより高く、保守的なリファレンス排出量の算定が担保されていることが確認された。

この結果、排出係数は0.817tCO₂/MWhと算定された。

(3)JCMプロジェクト設計書(PDD)の作成に関する調査

①環境影響評価

<調査内容>

本事業は環境影響評価の対象となるため、環境影響評価の実施が必要となる。

<調査結果>

本プロジェクトは環境影響評価の対象である。本調査を通じ環境影響評価(一般評価)を実施した。その結果、本

プロジェクトに特別の環境影響は生じないことがわかった。事業サイトは市街地から 4.7km ほど離れ、付近に住宅、自然保護区が存在していない為、実施による周辺環境への大きな影響は発生しない。

②現地利害関係者協議

主たる利害関係者は以下の通り。

- ① 現地住民(特に事業サイト周辺に居住している住民)
- ② アルタイ空港(本プロジェクトに隣接する施設)
- ③ アルタイ・ウリアスタイグリッド(系統連系の相手方)
- ④ アルタイ県庁(本プロジェクトの実施地を管轄する相手方)
- ⑤ エネルギー省(発電事業全般に関わる相手方)

本調査を通じて得られた利害関係者協議に係るコメントは以下の通り(一部抜粋)。

所属組織:	アルタイ県庁
担当者:	BATSAIKHAN.D 副知事、CHINZORIG.D 副知事
● 本プロジェクト実施に際する現地住民への説明は、既に県議員会議を通して実施されている。	
所属組織:	アルタイ県庁 土地整備局
担当者:	土地整備局長
● (太陽光パネルの反射光などプロジェクトによるアルタイ空港への悪影響の可能性について)本プロジェクトサイトはアルタイ空港から 500m 以上離れている。そのため、空港に悪影響が及ぼされる心配はない。	

一般にプロジェクト実現による影響が及ぶ可能性が高く協議が必要となる可能性が高いのはサイトの周辺住民、周辺施設であるが①サイトは居住エリアから離れており周辺に民家がない、②地域住民に対する説明がなされていること、③空港への影響は問題ないことが土地整備局に確認できたため、協議・調整は不要であると判断した。

③モニタリング計画

<調査内容>

本プロジェクトのモニタリング計画を立案する必要がある。

<調査結果>

本プロジェクトにおけるモニタリングパラメータは、①プロジェクトによって発電されグリッドに供給される正味電力量、②プロジェクトにおいて消費される購買電力量の 2 点となっている。そのモニタリング計画は以下の通り。

表 1 本プロジェクトにおけるモニタリング計画

パラメータ	内容	モニタリング手法	頻度	データ保管
$EC_{REF,p}$	プロジェクトによって発電される正味電力量(kWh/p)	売電時に発行されるグリッド会社からの請求書、領収書等に記載されている電力量を記録する。	売電に伴う商取引の証憑(請求書、領収書等)に基づき、少なくとも月ごとに累計を記録。	データ(CD-ROM、USB 等)、紙媒体の 2 形態で 2020 年まで保管する。
$EC_{PJ,p}$	プロジェクトにおいて消費される購買電力量(kWh/p)	買電時に発行されるグリッド会社からの請求書、領収書等に記載されている電力量を記録する。	買電に伴う商取引の証憑(請求書、領収書等)に基づき、少なくとも月ごとに累計を記録。	同上

④計測機器の校正

<調査内容>

モニタリングに使用する計測機器を特定し、その精度と機器校正の要不要について明らかにする必要がある。

<調査結果>

本プロジェクトで使用される電力量計に関しては MNS5660:2006 (Alternating Current Static Watt-hour Meters for Active Energy) というモンゴル国内基準が存在するが、校正に関する明確な基準は確認されなかったため、日本の基準に基づいて校正の有効期間を設けることとした。本プロジェクトの場合は 35kV、200~300A の送電線に接続しているため、電力量計の有効期間を 10 年とされている。現在、計測機器の選定を進めている。