

H25 JCM 実現可能性調査(FS)
最終報告書(概要版)

**「10MW スケールの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:マイクライメイトジャパン株式会社)

調査協力機関	株式会社サイサン 三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社 モンゴル国エネルギー省	
調査対象国・地域	モンゴル国ゴビ=アルタイ県タイシール地域	
対象技術分野	再生可能エネルギー	
プロジェクトの概要	本プロジェクトは UnigasLLC (以下ユニガスという) と現地企業等の JV による実施を検討している。同社はモンゴルにおいて新たに発電事業を展開し、同国における総合エネルギーサプライヤーとなるという目標を掲げており、本プロジェクトへの投資意思を有す。本プロジェクトはモンゴル国タイシールにおいて、10MW 規模の太陽光発電所を建設し、隣接する 11MW 規模の水力発電所が連携するアルタイ・ウリアスタイグリッドへ固定価格買取制度を活用した売電を行うものである。本プロジェクトにより同国で急増している温室効果ガス排出削減と深刻な大気汚染の緩和を図り、持続可能なエネルギー利用と地球温暖化対策、及びエネルギーミックスに資することを目的とする。	
JCM 方法論	適格性要件	①プロジェクトは、モンゴルにおいて、メガソーラー(出力 1,000kW 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。 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。 ③プロジェクトにより発電される電力は、モンゴルのウリアスタイ・アルタイ地域グリッドに連係され、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。外国から輸入電力グリッドの代替分は、これを対象としない。 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。 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。 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。 ⑦プロジェクトで導入される太陽光発電システムは、耐用年数経過後の各種機器のリユース・リサイクル制度が設置済みの国・企業、もしくは、リサイクル制度構築に向けた具体的な検討や取り組みが進行中の国・企業により製造された機器である。
	デフォルト値の設定	アルタイ・ウリアスタイグリッドの排出係数についてデフォルト値の設定(0.0006 tCO ₂ /MWh)を行った。
	リファレンス排出量の算定	グリッドに供給された電力量に代替するグリッド排出係数を乗じて算定。グリッドの排出係数はプロジェクトの有効化審査開始に先立ち、事業者が以下のいずれかを選択する。Option 2 の選択においては、さらに保守係数(5%)を割り引いてリファレンス排出量を算出する。

		Option1: 方法論において設定されているデフォルト値 0.0006 (tCO ₂ /kWh) Option2: CDM のグリッド排出係数算定ツールの最新版に完全に準拠したプロセスでコンバインドマージンを算定し、これをプロジェクト固有値として採用する。
	モニタリング手法	<ul style="list-style-type: none"> ➢ プロジェクトによりグリッドに供給された電力量(全ての option に共通): 売電メーターによる計量、購買伝票との突合せ ➢ 購買電力量(全ての option に共通): 購買伝票による確認 ➢ アルタイ・ウリアスタイグリッドの電源ミックス(option1 の場合): National Dispatching Center の公表値を確認 ➢ プロジェクトにより代替/消費されるグリッドのプロジェクト固有排出係数(option1 の場合): Ex Post(事後)のみ選択が許されモニタリング期間中毎年最新の公表データから算出し直す
GHG 排出量及び削減量		<p>GHG 削減量: 7,781 (tCO₂/年)</p> <p>リファレンス排出量: 7,813.1 (tCO₂/年)</p> <p>プロジェクト排出量: 31.2 (tCO₂/年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電量(kWh): 13,021,819 (kWh/年) ・プロジェクト電力消費量: 51,996 (kWh/年) ・代替されるグリッド排出係数: 0.0006 (tCO₂/kWh)
環境影響等		プロジェクト対象地における環境影響は想定されていない。次年度実施予定の環境影響評価を通じて環境影響を評価する。
事業計画		<p>本プロジェクトの計画状況は以下の通り。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 発電事業主体の特定: プロジェクトの実施主体は、ユニガスとモンゴル法人等との共同企業体(JV)を想定。共同企業体を構成する主たるユニガスは、プロジェクト実施の意思並びに設備投資の意思があるため事業主体は確定していると言える。 ② 各種許認可手続き: 太陽光発電事業実施に必要な各種許認可手続きについて確認済。各種許認可手続きについては、2014 年度より開始 2016 年 1 月の発電事業開始を目指す。 ③ 概要設計: プロジェクト実施地であるゴビ=アルタイ県タイシル地域土地選定を行い使用可能であることを確認済、アルタイ・ウリアスタイグリッドとの関係調整、土地の選定、導入機器の特定および概要設計を実施。 ④ 資金計画: プロジェクトの実現に必要なコストを確認。資金調達方法についても検討を実施。2014 年度以降、本調査結果に基づき、資金調達を進める。
日本技術の導入可能性		太陽光発電事業に使用される主な機器について調査し、次の適格性要件を定めた。①太陽光発電パネル(IEC 規格、それに準ずる国際規格への準拠)、②パワーコンディショナー(変換効率 98%以上)。各機器について他国製品と比較したところ、性能、価格帯について、日本製品はトップクラスの性能を有しており、価格帯も他国製品に劣らないことがわかった。上記適格性要件によって、性能の高い日本製技術の導入が期待される。大規模太陽光発電事業・太陽光発電技術は近年普及が進んだものであり顕在化していないリスクが未だ存在している。そのため長期に渡り安定的かつ安全に発電事業が継続できるような運用体制・保安体制・監視体制といった維持管理体制は非常に重要である。サイサンは既に日本国内でメガソーラー事業に参入しており、そこで得られた運用技術をモンゴル国に応用する。
ホスト国における持続可能な開発への寄与		<p>本プロジェクトは以下 3 つの側面からホスト国の持続可能な開発に資する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 深刻な大気汚染の改善(環境的側面) ➢ 安定的な電力供給の実現(社会的側面) ➢ 再生可能エネルギー産業の振興と雇用の創出、日本技術の移転(経済及び技術的側面)

調査名:二国間クレジット制度(JCM)実現可能性調査(FS)

「10MW スケールの太陽光発電施設の導入によるエネルギー供給の安定化」

(ホスト国:モンゴル)

調査実施団体:マイクライメイトジャパン株式会社

1. 調査実施体制:

(日本側)

- ・ 三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社:MRV 方法論開発、MRV 実施体制の構築
- ・ 株式会社サイサン:太陽光発電技術に関する調査全般、モニタリング手法の検討

(モンゴル側協力体制)

- ・ ユニガス LLC:太陽光発電事業に関する現地調査全般支援
- ・ モンゴルエネルギー省:発電事業に係る許認可手続き調査支援、対象地調査支援

2. プロジェクトの概要:

(1)プロジェクトの内容:

本プロジェクトはモンゴル西部のゴビ=アルタイ県タイシール地域において、10MW 規模の太陽光発電所を建設し、制定済みの固定価格買取制度を活用してその電力をグリッドに売電するものである。プロジェクトの実現により同国で急増している温室効果ガス排出削減と深刻な大気汚染問題の緩和を図り、持続可能なエネルギー利用と地球温暖化対策、及びエネルギーミックスに資することを目的とする。

プロジェクトはユニガスと現地企業等の JV による実施を検討している。実施主体のユニガスは、日本の LPG 販売会社であるサイサンが、モンゴル石油最大手 PetrovisLLC (以下ペトロビスという)との合弁企業として 2004 年に設立したガス事業の会社であり、モンゴル国内で業界トップの売上を誇る。親会社サイサンは埼玉県を中心に LPG、産業用、医療用ガスの販売に加え、大規模太陽光発電(メガソーラー)事業へ参入している。既に、青森県、埼玉県、山口県、福岡県の 4 件の実績を有する。日本国内だけでなく海外エネルギー事業分野への積極投資は同社の事業戦略における重要な柱である。同様に、ユニガスはモンゴルにて新たに発電事業を展開し、同国における総合エネルギーサプライヤーとなるという目標を掲げており、本プロジェクトに対する両社の意向に齟齬はなく投資意思も確認済である。

(2)ホスト国の状況:

モンゴル国の経済発展に伴い国内の電力需要は年々高まっている。現在の電力供給は殆どが石炭火力発電により賄われているが、国内供給分のみでは賄いきれず一部ロシアからの電力輸入に頼っている。

エネルギー需要の高まりによって、同国の温室効果ガス排出も増加の一途をたどっている他、エネルギー源の大半を石炭に依存しているため大気汚染が深刻な問題となっている。

こうした状況を受け、政府は再生可能エネルギーの利用を進める政策を掲げており、2005 年に策定された「国家再生可能エネルギープログラム」では、総発電量に対する再生可能エネルギーの割合を 2005 年の 0.9%から、2010 年には 3~5%、2020 年までに 20~25%まで引き上げる計画である。加えて 2007 年に再生可能エネルギー法が制定され、電力の固定価格買取制度 (FIT) が開始された。元来、モンゴルは日射量が豊富であり太陽光発電事業に適しているが、未だ 1MW を超える規模の太陽光発電事例はない。

これらを総じて、本プロジェクトの実現は同国に大きく資するものである。

3. 調査の内容及び結果

(1) 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、モンゴルにおいて、メガソーラー(出力 1,000kW 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。
設定根拠
<ul style="list-style-type: none"> 10MW 級のグリッド接続の太陽光発電事業の実施はなく、メガソーラー(出力規模 1MW 以上)規模でも市場浸透率はゼロであり、JCM プロジェクトとして実施する希少性がある。
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。
設定根拠
<ul style="list-style-type: none"> 方法論の簡素化を図るため、新設もしくは既存の太陽光発電システムへの追加に限定。
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・ウリアスタイ地域グリッドに連係され、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。外国から輸入電力グリッドの代替分は、これを対象としない。
設定根拠
<ul style="list-style-type: none"> JCM においては、「他国から輸入された電力はすべて JCM の対象外」となることから、これに準拠するために当該要件を設定する。
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。
設定根拠
<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電によりグリッドに供給された正味電力量(MWh)が計測可能なシステムとすることで、正味電力量(MWh)の値をそのまま適用し、排出削減量(リファレンス排出量)が容易に算定可能となる。 転記やプロジェクト排出量の差し引き等の作業が不要となることは、事業者にとり、排出削減量効果のモニタリングや報告における負担や計算における人的ミス等の軽減につながる。また、第三者機関による検証結果の保守性も担保される。さらに、JCM の目指す簡素化された制度構築の一助となる。
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。
設定根拠
<ul style="list-style-type: none"> 太陽電池モジュールは、構造と機能のシンプルさから、価格以外の差別化が図りづらい技術・製品である。このことから、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、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機器の選定を要件とすることで、JCM プロジェクトの対象として相応しい、安全性と耐久性に優れた日本の技術の選定につなげる。 日本では、JIS C8918(結晶系)及び JIS C8939(薄膜系)が存在し、太陽電池モジュールの一定品質の確保に寄与している。さらに、国際電気標準会議(IEC)と完全整合した性能認証の規格(JIS C 8990、8991)及び安全性認証の規格(JIS C 8992-1、8992-2)がある。
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。
設定根拠
<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電システムの一部を構成するパワーコンディショナーは、電力変換効率において、日本製品は優位にある。しかしながら、メガソーラー事業に実績を有するドイツやスイスの海外メーカーが、稼働条件、変換効率において日本企業に対等するレベルに近づいているが、「98%以上」という設定は、日本機器選定の確率を上げるものである。
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、耐用年数経過後の各種機器のリユース・リサイクル制度が

設置済みの国・企業、もしくは、リサイクル制度構築に向けた具体的な検討や取り組みが進行中の国・企業により製造された機器である。(例: PV Cycle)

設定根拠

- 太陽電池の耐用年数は20年～30年であり、現時点では、使用后処理に対するニーズは希少であるが、導入が拡大し始めた1990年代から20年以上が経過する2020年に向け、処理需要が発生していくことが想定される。太陽電池のリユース・リサイクルへの対応は、欧州や米国が先行例しているが、世界的には未整備。
- 日本国内では、太陽光発電協会(JPEA)光発電部会リユース・リサイクルワーキンググループにより検討が進められているが、現時点において国としての明確な指針は決定していない。しかしながら、本年9月より、太陽光発電システム鑑定協会により、不要になった太陽光発電パネルを協会会員企業や一般家庭から引き取り、処分するサービスが千葉県内で開始されている¹。

②プロジェクト実施前の設定値

プロジェクト実施前の設定値はグリッド排出係数のデフォルト値のみである。以下のアプローチにより算定を試みた。

● 考え方

モンゴルにおいては、中央エネルギーシステム以外について、排出係数の算定に必要なデータの公開が非常に限られている現状を踏まえ、アルタイ・ウリアスタイ地域エネルギーシステムのデフォルト排出係数を以下のとおりのアプローチで設定する。

National Dispatching Center より入手可能な直近の一年間の燃料タイプ別発電量データを用い、CDM のグリッド排出係数算定ツール²の最新版を参照し、可能な限りこれに準じたステップで、コンバインドマージンを算出し、これをデフォルト値として事前(ex-ante)設定する。尚、National Dispatching Center によると、アルタイ・ウリアスタイ地域では冬の緊急的な電力需要を賄うため、一時的に西部エネルギーシステムや中央エネルギーシステムから電力を輸入する場合があります、National Dispatching Center において輸入量が記録されていることから、これらもデフォルト値の計算に考慮する。

計算に必要な燃料タイプ別排出係数は、以下を採用した。

発電源別	排出係数	備考
水力	0.0 tCO ₂ /MWh	-
ディーゼル	0.8 tCO ₂ /MWh	CDM のデフォルト値
石炭	1.0 tCO ₂ /MWh	モンゴルの既設石炭火力発電所の実績において、最も低いものは2012年の第4火力の1.02tCO ₂ /MWh
西部エネルギーシステムからの輸入	0 tCO ₂ /MWh	基本的に、ロシアからの輸入と Durugun 水力発電所で構成されていることから、この電力の代替による排出削減は発生しない。
中央エネルギーシステムからの輸入	1.12655tCO ₂ /MWh	最新のモンゴル政府公表値 OM 1.1501 tCO ₂ /MWh, BM 1.0559tCO ₂ /MWh を 0.75:0.25 で加重平均。

アルタイ・ウリアスタイ地域エネルギーシステムの直近一年(2012年)の総発電量と燃料タイプの内訳データは以下のとおり。2012年においては、他のエネルギーシステムからの輸入は無かった。

¹ <http://pvn24.com/20130719-01-4072.html>

² Tool to calculate the emission factor for an electricity system
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>

タイプ	発電量	稼動年
Taishir 水力発電所	16,221MWh	2008
複数のディーゼル発電システム	16,569MWh	不明

- 設定方法

ステップ 1: プロジェクト開始前の直近の一年間の発電量実績値(燃料タイプ別)を用い、オペレーティングマージン(OM)値を算定する。

以下の計算式により、オペレーティングマージン(OM)は、0.8tCO₂/MWhと算出された。

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

$EF_{grid,OMsimple,y}$	=	Simple operating margin CO ₂ emission factor in year y (t CO ₂ /MWh)	= 0.8
$EG_{m,y}$	=	Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit m in year y (MWh)	= 16,569
$EF_{EL,m,y}$	=	CO ₂ emission factor of power unit m in year y (t CO ₂ /MWh)	= 0.8
m	=	All power units serving the grid in year y except low-cost/must-run power units	Diesel generators
y	=	The relevant year as per the data vintage	2012

ステップ 2 : プロジェクト開始前の直近の一年間の発電量実績値(燃料タイプ別)を用い、ビルドマージン(BM)を算出する。

当該グリッドに連係している複数のディーゼル発電所の個別の情報(運転開始時期、発電量)が入手出来ないことから、ビルドマージン(BM)の算定においては、2008年に運転を開始し、当該グリッドの総発電量の20%以上を占める Taishir 水力発電所のみをビルドマージンの算定に含める。水力発電に伴う排出係数はゼロであることから、これは非常に保守的な手段である。

以下の計算式により、ビルドマージン(BM)は、0tCO₂/MWhと算出された。

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

$EF_{grid,BM,y}$	=	Build margin CO ₂ emission factor in year y (t CO ₂ /MWh)	= 0
$EG_{m,y}$	=	Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit m in year y (MWh)	= 16,221
$EF_{EL,m,y}$	=	CO ₂ emission factor of power unit m in year y (t CO ₂ /MWh)	= 0
m	=	Power units included in the build margin	Taishir Hydro
y	=	Most recent historical year for which electricity generation data is available	2012

ステップ 3: 算定されたオペレーティングマージン及びビルドマージンから、コンバインドマージン (CM) を導き出す。

オペレーティングマージン (OM) 0.75、ビルドマージン (BM) 0.25 の比率で、以下の計算式により加重平均し、コンバインドマージン (CM) は 0.6tCO₂/MWh と算定された。

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM}$$

$EF_{grid,OM,y}$	=	Operating margin CO ₂ emission factor in year y (t CO ₂ /MWh)	= 0.8
$EF_{grid,BM,y}$	=	Build margin CO ₂ emission factor in year y (t CO ₂ /MWh)	= 0
W_{OM}	=	Weighting of build margin emissions factor (per cent)	= 0.75
W_{BM}	=	Weighting of operating margin emissions factor (per cent)	= 0.25

- デフォルト値の更新

モンゴルでは、今後さらなる電力不足の解消等に向け、新たな電源開発が進む可能性がある。また、政府は、国内の4つのグリッドを全て連携し、一つの統合エネルギーシステム (Mongolian Integrated Power System) とする構想を持っている。

これら政府の政策の進展次第では、方法論の承認時点で設定されたデフォルト値に基づく排出削減量の算定が過少となる可能性も否めないことから、本方法論においては、プロジェクト参加者が National Dispatching Center の公表する発電実績を毎年モニタリング (確認) し、当該グリッドに、他のグリッドや新たな発電所が連係されるなど、際立った変化が確認された場合においては、合同委員会の判断 (必要性の有無) に基づき、デフォルト値を見直すことが提案される。その際の数値確定 (承認) の手続きについては、別途、日本・モンゴルの合同委員会等において明確にしておく必要がある。

③排出削減量の算定 (リファレンス排出量・プロジェクト排出量の算定)

- リファレンス排出量の算定方法

本方法論においては、下記のとおり、Option 1 デフォルト値、Option 2 プロジェクト固有値の2つの計算オプションを付与している。基本的な計算式は同一であるが、採用するグリッド排出係数が異なる。現時点での想定では、Option 2 を採用した方が、グリッド排出係数が高くなり、排出削減量も大きくなると想定される。

プロジェクトにより代替されるグリッドの排出係数は、プロジェクトの有効化審査開始に先立ち、事業者が以下のいずれかを選択する。Option 2 の選択においては、さらに保守係数 (5%) を割引いてリファレンス排出量を算出する。

Option 1 : 方法論において設定されているデフォルト値 (0.6tCO₂/MWh)

Option 2 : CDM のグリッド排出係数算定ツール³の最新版に完全に準拠したプロセスでコンバインドマージンを算定し、これをプロジェクト固有値として採用する。

³ Tool to calculate the emission factor for an electricity system
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>

Option 1 デフォルト値

$$RE_y = EG_{RF,y} \times EF_{CO2,default,y}$$

	データの説明
RE_y	y 年のリファレンス排出量(tCO ₂ /year)
$EG_{REF,y}$	プロジェクトによりグリッドに供給された電力量 (MWh/y)
$EF_{CO2,default,y}$	プロジェクトにより代替/消費されるグリッドのデフォルト排出係数 (tCO ₂ /MWh)

Option 2 プロジェクト固有値

$$RE_y = EG_{RF,y} \times EF_{CO2,specific,y} \times (1 - CF)$$

	データの説明
RE_y	y 年のリファレンス排出量(tCO ₂ /year)
$EG_{REF,y}$	プロジェクトによりグリッドに供給された電力量 (MWh/y)
$EF_{CO2,specific,y}$	プロジェクトにより代替/消費されるグリッドのプロジェクト固有排出係数 (tCO ₂ /MWh)
CF	保守係数 (5%)

- プロジェクト排出量の算定手法

プロジェクト実施に係る付随的な電力消費用量をモニタリングし、当該グリッドの排出係数を乗じて算定する。算定式は以下のとおりである。適用する係数は、リファレンス排出量の算定において選択されたオプションと同一のものとする。

Option 1 デフォルト値

$$PE_y = EC_{AUX,y} \times EF_{CO2,default,y}$$

	データの説明
PE_y	y 年のプロジェクト排出量(tCO ₂ /year)
$EC_{AUX,y}$	プロジェクトによりグリッドから消費される電力量 (MWh/y)
$EF_{CO2,default,y}$	プロジェクトにより代替/消費されるグリッドのデフォルト排出係数 (tCO ₂ /MWh)

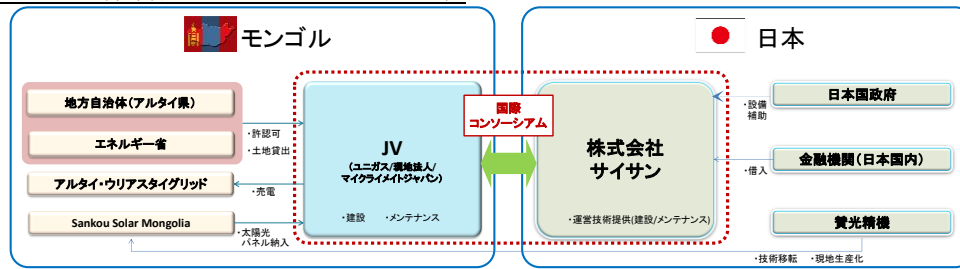
Option 2 プロジェクト固有値

$$PE_y = EC_{AUX,y} \times EF_{CO2,specific,y}$$

	データの説明
PE_y	y 年のプロジェクト排出量(tCO ₂ /year)
$EC_{AUX,y}$	プロジェクトによりグリッドから消費される電力量 (MWh/y)
$EF_{CO2,specific,y}$	プロジェクトにより代替/消費されるグリッドのプロジェクト固有排出係数 (tCO ₂ /MWh)

(2) JCM プロジェクト設計書(PDD)の作成に関する調査

①プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者



本事業はユニガスがモンゴル現地法人等と共同企業体（JV）を設立し、太陽光発電施設建設、発電事業運営をしていく。本プロジェクトはユニガスの事業方針並びに親会社サイサンの事業方針とも合致しており投資意思も確認されている。

②プロジェクト開始時期及び実施期間

本調査を通じ、太陽光発電事業実現に係る必要手続、所要時間を明らかにした。結果、太陽光発電施設の稼動開始を2016年1月とした。また、プロジェクト実施期間は20年と設定している。本調査の開始から発電事業開始までに必要な各種手続き、事業スケジュールは(3)①参照。

③方法論の適格性要件との整合性確保

適格性要件 1 整合状況
本プロジェクトにおける太陽光発電事業規模は10MW規模を見込んでいる。よって、適格性要件1に整合している。
適格性要件 2 整合状況
アルタイ・ウリアスタイグリッドにおいて新設の太陽光発電システムを導入するため適格性要件2に整合する。
適格性要件 3 整合状況
本プロジェクトにより発電される電力は、既存の電力システムによる発電を代替。また連携先グリッドの電源構成は、再生可能エネルギー、軽油発電によって構成されていることが明らかになっており、適格性要件3に整合している。
適格性要件 4 整合状況
本プロジェクトはグリッドに供給される正味電力量を、メーターを設置し計測するため適格性要件4に整合している。
適格性要件 5 整合状況
本プロジェクトで導入する賛光精機(株)、同社子会社 Sankou Solar Mongolia 社製の太陽電池パネル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ため ⁴ 、適格性要件5に整合している。
適格性要件 6 整合状況
導入を予定している東芝三菱電機産業システム製パワコンの変換効率は98.6% ⁵ のため、適格性要件6に整合している。
適格性要件 7 整合状況
本プロジェクトで導入される太陽光発電システムは日本製である。前述のとおり、日本国内では、太陽光発電システム鑑定協会により、不要になった太陽光発電パネルを協会会員企業や一般家庭から引き取り、処分するサービスが千葉県内で開始されたところである ⁶ 。よって本プロジェクトは適格性要件7に整合している。

④プロジェクト排出源とモニタリングポイント

本プロジェクトの実施に伴い排出されるGHGの排出源は、以下2点である。

1. パワーコンディショナーが必要とする夜間待機電力由来のCO₂排出
2. パワーコンディショナー建屋内で使用する空調にて使用する電力由来のCO₂排出

上記2点の購買電力量を計測する電力メーターがモニタリングポイント。当該電力量は購買伝票によって確認される。

⁴ <http://www.sankou-solar.jp/catalog/sangyo/index.html#page=1>

⁵ http://www.tmeic.co.jp/product/power_electronics/conversion/renewable_energy/solar/sw_500e/index2.html

⁶ <http://pv24.com/20130719-01-4072.html>

⑤モニタリング計画

No	モニタリング項目	モニタリング方法	頻度	データ保管	担当者
1	プロジェクトによりグリッドに供給された電力量	グリッド会社への売電メーターで計測。月ごとに、売電伝票・領収書との整合性を確認。	継続的に計測し、少なくとも月ごとに累計を記録。	データ、紙媒体の2形態で2020年まで保管	発電施設モニタリング担当者(メンテ兼務)
2	購買電力量	月ごとに買電伝票・領収書を確認。	同上	同上	同上
3	アルタイ・ウリアスタイグリッドの電源ミックス	National Dispatching Center 公表値に基づき、他のグリッドとの関係、新たな発電設備の関係有無を確認。	年1回	同上	モニタリング責任者
4	プロジェクトにより代替/消費されるグリッドのプロジェクト固有排出係数	モニタリング期間中、毎年最新の公表データを用い算出し直す。	年1回	同上	同上

尚、1、2 の数値根拠となる計量メーターの精度、器差、校正頻度等は、所管する Mongolian Agency for Standardization and Metrology (MASM)⁷に確認し、日本製計量器の使用、器差、校正頻度等については日本基準の準用が可能であることを確認した。本プロジェクトでは日本製製品の使用、日本の基準を準用する。

⑥環境影響評価

環境・グリーン開発省へのヒアリングを通じ、本プロジェクトが環境影響評価の対象となることを確認。環境影響評価の手続きは大きく2つのプロセスに分かれており、一つ目はレビューのプロセスで、所要時間は2週間程度。二つ目はスクリーニングのプロセスで、その際には地方自治体のレターが必要であり、導入技術や、環境影響の防止策、対象地の土地の許認可、使用权等々の確認がなされる。

⑦主な利害関係者のコメント

利害関係者:	Ministry of energy (エネルギー省)
担当者:	Mr. BAYARBAATAR Tsendsuren (Ministry of energy, Policy implementation and coordination department, General Director)
エネルギー省が本地域を希望する理由として、①(第5火力発電所の建設予定もあり)マスタープランによって、2025年までに、モンゴルの東側の電力供給に目処がつく(見込み)であるのに対し、西部の電力安定供給がまだ課題であること、②タイシール水力発電所(11MW)が、その水量の低下によって、現時点では3~4MW程度の発電しかできていないこと。③付近では将来的に鉱山における電力需要が見込まれていることが挙げられた。 ※第2回現地調査に、同氏のサポートにより2名のエネルギー省内専門家がタイシール調査に同行した。	
利害関係者:	Ministry of energy (エネルギー省)
担当者:	Makhbal TUMENJARGAL (Ministry of energy, Department of Strategic Policy and planning Specialist) ※省内でJCMを所管しているセクション
「本PJについては、モンゴルにとって有意義なものと理解しておりできる限りの支援を行うつもり」とのコメント	
利害関係者:	アルタイ県庁
担当者:	AMAGALANBAYAR 県知事
「本PJが実現されれば、水力、太陽光で域内の電力供給を賄うことができ、中央グリッドに頼らなくてもよくなるため、大きなメリットがある」、「本プロジェクト候補地として選定したタイシール村の土地の許認可取得について、全面的に協力をする」とのコメント。(候補地の権利関係の確認をいただき、問題なく使用できることを確認した。)	
利害関係者:	アルタイ・ウリアスタイグリッド
担当者:	Mr. CHINBAT 社長
「域内電力需要が高まっていること、再エネ発電の機運が高まっていることから、本太陽光発電事業実施の意義は大きく、アルタイ・ウリアスタイグリッド、タイシール水力発電所両事業社から本プロジェクトについて全面的に支援する」とコメント。	

総じて、本プロジェクトに対する高い期待がうかがえるものであり、エネルギー省、アルタイ県庁からも本プロジェクトに対する支援が約束されている。

⁷ <http://www.masm.gov.mn/>

(3) プロジェクト実現に向けた調査

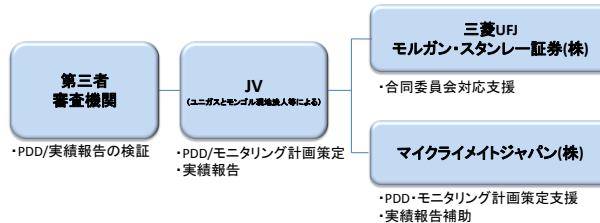
①プロジェクト計画

本調査にてプロジェクト実施地であるゴビ=アルタイ県タイシル地域での視察を行い、アルタイ・ウリアスタイグリッドとの関係調整、土地の選定、導入機器の特定および概要設計を実施した。その他、JV を構成するユニガス(並びに親会社サイサン)との協議により、事業額(約 19 億円)、その調達方針も明らかにした(資本金 4 億、借入 10 億、設備補助 5 億)。調査を通じて明らかとなった今後のプロジェクトスケジュールは以下の通り。

カテゴリ	手続	2013年度			2014年度			2015年度				
		7月～9月	10月～12月	1月～3月	4月～6月	7月～9月	10月～12月	1月～3月	4月～6月	7月～9月	10月～12月	1月～3月
1. 調査・設計手続	1-1. 基礎調査	■										
	1-2. 概要設計	■										
	1-3. 詳細設計											
	1-4. Feasibility Study(日照、地質、系統連系調査)											
2. 許認可手続	2-1. エネルギー省FS結果承認手続											
	2-2. 発電用地の使用許認可手続											
	2-3. 発電事業会社設立手続											
	2-4. 環境影響評価											
	2-5. 発電所建設ライセンス取得											
	2-6. 固定価格買取制度(FIT) 価格調整											
	2-7. PPA(売電契約)											
	2-8. 発電(売電)ライセンス取得											
3. 資金調達手続	3-1. コスト試算											
	3-2. 資金調達方法の検討											
	3-3. 資金調達											
4. 施工手続	4-1. 土木基礎工事											
	4-2. 資材調達											
	4-3. 機材据付工事											
	4-4. 系統連系											
5. 稼働	5-1. 稼働開始											

②MRV 体制

事業主体である JV を構成するユニガス(親会社であるサイサン含め)との協議により、施設メンテナンス要員と兼務で太陽光発電所にモニタリング担当者を配置することとした。JCM のプロジェクト申請に係る MRV という大枠の体制は以下を予定している。



③プロジェクト許認可取得

本事業の実現に必要な許認可手続は以下の通り。発電ライセンスの取得以外はいずれも 2014 年度中の取得を行う。詳細なスケジュールは (3) ①参照のこと。尚、輸出入にかかる手続については関税法に定められており一般的には 5%の関税が適用される。本事業にて生じるモンゴルへのパワーコンディショナーの輸出について特に規制は存在しない。

No.	手続事項	所管	内容
1	Feasibility Study(FS)	Ministry of energy (エネルギー省)	・エネルギー省が定める調査項目に沿い、FSを実施する。 ・同FS調査結果をエネルギー省へ提出し承認を得る。
2	発電用地の使用許認可手続	・アルタイ県庁(Aimag) ・現地住民	・建設地の土地使用許認可を取得する。 (調査を通じて候補地を選定し、使用可能であることを確認済)
3	環境影響評価	・Ministry of Environment and Green Development (自然環境・グリーン開発省) ・アルタイ県庁(Aimag)	・本プロジェクト実施地において環境影響評価を実施する。
4	発電所建設ライセンス取得	Energy Regulatory Commission (エネルギー省)	・(FS承認を得た後)発電所建設ライセンスの取得を行う。
5	固定価格買取制度(FIT) 価格交渉	Energy Regulatory Commission (エネルギー省)	・(建設ライセンスを得た後)固定価格買取制度の買取価格、その期間の交渉を行う。
6	PPA(売電契約) 手続	Energy Regulatory Commission (エネルギー省)	・協議がなされた売電価格、期間によって売電契約を締結する。
7	発電(売電)ライセンス取得	Energy Regulatory Commission (エネルギー省)	・(PPA手続終了後)発電ライセンスの取得を行う。

④日本の貢献

太陽光発電事業に使用される主な機器について調査し、次の適格性要件を定めた。①太陽光発電パネル(IEC規格、それに準ずる国際への準拠)、②パワーコンディショナー(変換効率98%以上)。各機器について、他国製品と比較したところ、性能、価格態について、日本製品はトップクラスの性能を有しており、価格帯も他国製品に劣らないことがわかった。上記適格性要件によって、性能の高い日本製技術の導入が期待される。

大規模太陽光発電事業・太陽光発電技術は近年普及が進んだものであり、長期に渡る調査は殆どなされていない。いわば、顕在化していないリスクが未だ存在していると考えられる。そのため長期に渡り安定的かつ安全に発電事業が継続できるような、運用体制・保安体制・監視体制といった維持管理体制は非常に重要である。現在日本では、次々とメガソーラーが建設されており、大規模太陽光発電の運営に関する知見やノウハウを積んでいる。サイサンは既に日本国内でメガソーラー事業に参入しており、今後、得られた運用技術をモンゴル国に応用していく。こういったソフト面を含めた運用技術が日本製技術の優位性として位置付けられる可能性は十分にあると考えられる。

⑤環境十全性の確保

本プロジェクト実施地は周辺に隣接するものは何もない。通常メガソーラー事業が周辺環境に与える影響はほとんど存在しない。日本国内事例で言えば、一部、動植物への影響について対策を講じる事例がいくつかみられる程度。よって、現時点では、本プロジェクト対象地における動植物への影響は想定されていない。次年度実施を予定している環境影響評価を通じて、より精緻に環境影響を評価する。

⑥宿主国の持続可能な開発への寄与

以下3つの側面から宿主国の持続可能な開発に資する。

- 深刻な大気汚染の改善(環境的側面)

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。それにとまなう健康被害の改善にもつながる。
- 安定的な電力供給の実現(社会的側面)

本プロジェクトによって、モンゴルにおける安定的な電力供給の実現を図ることができる。
- 再生可能エネルギー産業の振興と雇用の創出、日本技術の移転(経済及び技術的側面)

本プロジェクトの実現がなされれば、モンゴル国における再生可能エネルギー産業の興隆それに伴う雇用の創出にもつながる可能性がある。また、再生可能エネルギー産業振興により、日本企業の進出がとそれに伴う技術移転が加速する可能性も高い。

⑦今後の予定及び課題

調査を通じて本プロジェクトの高い実現可能性が確認された。本プロジェクトが抱える課題とそれに対する方策、今後の予定は以下の通り。

➤ 課題:本事業実現に向けた買取期間、価格、売電量の確定

本プロジェクトは現在の固定価格買取制度の価格で20年間、全量買取がなされることを前提に検討している。この前提が崩れる場合、本プロジェクトの事業リスクが大きくなる。既に20年間の買取が決まった事例があるため、同制度にはある程度柔軟性があると考えてよい。これを踏まえ、本プロジェクトは2014年度に案件組成調査を行い、所管省庁(ERC)との協議・調整を行う。