

平成 26 年度
二国間クレジット制度(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」
(モンゴル国)

報 告 書

平成 27 年 3 月

(株)サイサン、マイクライメイトジャパン(株)

目次

1. 調査の背景	1
1.1 ホスト国の JCM に対する考え方	1
1.1.1 モンゴル国の CDM 概況と課題	1
1.1.2 モンゴル国の JCM に対する期待	2
1.2 企画立案の経緯・背景	4
1.2.1 モンゴル国のニーズとの合致	4
1.2.2 モンゴル国政策との合致	5
1.2.3 株式会社サイサンの事業展開戦略との合致	5
2. 調査対象プロジェクト	7
2.1 プロジェクトの概要	7
2.2 ホスト国における状況	8
2.2.1 モンゴル国内電力事情	8
2.2.2 モンゴル国エネルギー関連政策	12
2.2.3 エネルギー分野に起因する環境問題	12
2.3 プロジェクトの普及	14
2.3.1 モンゴル国普及ポテンシャル	14
3. 調査の方法	16
3.1 調査実施体制	16
3.1.1 調査体制図、役割分担	16
3.2 調査課題	17
3.2.1 プロジェクト実現に向けた調査	17
3.2.2 JCM 方法論開発に関する調査	19
3.2.3 JCM プロジェクト設計書(PDD)の作成に関する調査	20
3.3 調査内容	20
3.3.1 プロジェクト実現に向けた調査	20
3.3.2 JCM 方法論開発に関する調査	22
3.3.3 JCM プロジェクト設計書(PDD)の作成に関する調査	22
4. プロジェクト実現に向けた調査	24
4.1 プロジェクト計画	24
4.1.1 プロジェクト実施体制	24
4.1.2 プロジェクト工事計画	26
4.1.3 プロジェクト運用計画	32
4.1.4 プロジェクト実施主体の経営体制・実績	33
4.1.5 事業収益性の評価	33
4.1.6 初期投資・維持管理費及び、MRV に関する資金計画	38

4.1.7 事業リスク分析	39
4.2 プロジェクト許認可取得	41
4.2.1 各種許認可取得状況、今後の取得予定	41
4.3 日本技術の優位性	44
4.3.1 本プロジェクトにおける主要な導入機器	44
4.3.2 ホスト国における市場状況について	45
4.3.3 太陽光パネル、パワーコンディショナーの性能比較	47
4.3.4 太陽光パネル、パワーコンディショナーにおける日本製品の優位性	48
4.3.5 大規模太陽光発電事業に求められる要素	48
4.3.6 大規模太陽光発電事業に求められる技術	49
4.3.7 日本技術の優位性とモンゴル市場開拓の可能性	50
4.4 MRV 体制	51
4.4.1 モニタリングパラメータの設定	51
4.4.2 MRV 体制の立案	52
4.4.3 MRV 体制構築のための実地研修の実施	53
4.4.4 モニタリングパラメータの計測機器の選定	55
4.5 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	56
4.5.1 環境十全性の確保、プロジェクト実施による環境面での影響(好・悪)その対策	56
4.5.2 持続可能な開発への寄与	57
4.6 今後の予定及び課題	59
4.6.1 プロジェクト実現化スケジュール	59
4.6.2 プロジェクト実現に向けた課題とその解決策	59
5. JCM 方法論作成に関する調査	60
5.1 適格性要件	61
5.1.1 適格性要件 1	61
5.1.2 適格性要件 2	63
5.1.3 適格性要件 3	64
5.1.4 適格性要件 4	65
5.1.5 適格性要件 5	66
5.1.6 適格性要件 6	68
5.1.7 適格性要件 7	70
5.2 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	70
5.2.1 リファレンス排出量の設定	70
5.2.2 プロジェクト排出量の設定	71
5.2.4 プロジェクト排出量の算定手法	72
5.2.5 GHG 排出削減量	72

5.3 プロジェクト実施前の設定値	74
5.3.1 モンゴル国内グリッドの連系状況把握及び特徴の把握.....	74
5.3.2 排出係数の対象範囲設定.....	77
5.3.3 排出係数の設定.....	77
5.3.4 排出係数の適用期間設定.....	79
6. JCM プロジェクト設計書（PDD）の作成に関する調査	80
6.1 環境影響評価	80
6.1.1 モンゴル国における環境影響評価について.....	80
6.1.2 本プロジェクトにおける環境影響評価の結果.....	80
6.2 現地利害関係者協議	82
6.3 モニタリング計画	83
6.4 計測機器の校正	86

1. 調査の背景

1.1 ホスト国の JCM に対する考え方

1.1.1 モンゴル国の CDM 概況と課題

モンゴル国は、近年の急激な経済成長に伴い、電力・熱需要が増加している。しかしながらモンゴル国の電力供給は、石炭火力発電や石炭を熱源とする集中暖房システムにみられるように、そのエネルギー原料の大半を石炭に依存している。¹近年インフラは老朽化が進んでおり、ボイラ、石炭火力発電、送電線などは旧式で非効率となっている。そのため、モンゴル国への CDM 投資の主な対象はエネルギー部門である。

公益財団法人地球環境戦略研究機関（IGES）のレポート²によると、GDP 当たりの炭素排出量が高いにもかかわらず、現状モンゴル国における CDM への投資は限定的である。2015 年 2 月の時点では 5 件の CDM プロジェクト登録がなされているが、同等の発展レベルである他のアジア諸国に比べて少ない。例えばフィリピンとインドネシアは国民一人当たりの国民総所得はモンゴル国と同程度だが、CDM プロジェクト数はそれぞれ 72 件と 146 件である。³これはモンゴル国の人口が約 288 万人⁴であるのに対し、フィリピンが約 1 億人、インドネシアが 2.5 億人であることから、これは主に人口比、経済規模に起因する事象と考えられる。

同じく公益財団法人地球環境戦略研究機関（IGES）のレポートに、モンゴル国における CDM の障壁が 5 つ示されている。具体的には、1) 潜在プロジェクトの規模が小さいこと、2) 方法論の複雑性、3) 森林クレジット利用の制限、4) 資金融資の不足、5) 需要不足に関するものである。この内、3) ～5) については他国にとっても同様であるが、1) 潜在プロジェクトの規模が小さいこと、2) 方法論の複雑性の 2 点がモンゴル国に特有の障壁と考えられる。

1) については、モンゴル国の人口は 2013 年の時点で 288 万人⁵と、アジアで最も少ない部類に入る。GDP 当たりの炭素排出量が高くとも、少ない人口、小さな経済規模であることによって、また人口密度が極めて低いことによって、採算が得られるだけのプロジェクト規模を確保することが難しい。CDM プロジェクト実行に係るコスト（＝投資）に対し、採算が合わないという事象が生じている。

2) の方法論の複雑性は、CDM 方法論のニーズと既存の適用事例のギャップが存在して

¹ エネルギー経済研究所. “COUNTRY PRESENTATION: MONGOLIA”.

<http://eneken.ieej.or.jp/data/4480.pdf>. 2012-6.

² 公益財団法人地球環境戦略研究機関. “次世代のクリーン開発メカニズム（CDM）2.0 に向けて”. 2012-7.

³ “CDM プロジェクトの登録状況”. 京都メカニズム情報プラットフォーム.

<http://kyomecha.org/dbproject/index.html>, (参照 2014-12-25).

⁴ World Bank. “Population, total”. THE WORLD

BANK. <http://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>, (参照 2014-12-17).

⁵ World Bank. “Population, total”. THE WORLD

BANK. <http://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>, (参照 2014-12-17).

いることに起因する。例えば、モンゴル国の熱供給ボイラには省エネの余地が大きい、この分野に関連する実用的な CDM の方法論は少ない。そのため、既存の方法論を改訂する、或いは新規に方法論を構築する必要がある、これが複雑性を大きくしている。モンゴル国の削減ポテンシャルが小さいのに対し、発生する CDM 方法論を構築、運用していくコストは大きい。

よって、①クレジット化に係る時間および費用コストの削減、及び②手続の簡素化により簡便なクレジット制度の構築を目指している二国間クレジット制度(以下JCMという)は、モンゴル国にとって既存の CDM が有する課題を解決する新たな制度となりうる。

1.1.2 モンゴル国の JCM に対する期待

2013年11月21日に実施された JCM 署名国会合では、モンゴル国トルガグリーン開発環境省副大臣から以下の発言⁶がなされている。「CDM の実施が困難な状況で、モンゴル国は他の解決策に注目しており、その一つが JCM。モンゴル国は、本年1月に日本との間で、最初に JCM の二国間文書に署名した。我々は、JCM を、低炭素型先進技術の移転を通じ、温室効果ガス排出削減だけでなく、環境汚染物質の減少や、途上国の持続可能な開発を目指すメカニズムであると見ている。途上国にとっては、国内の環境改善や汚染物質の減少と経済成長促進の両立のため、高効率な低炭素型技術の移転が極めて重要である。これこそが、JCM のようなメカニズムの本質的な目的であり、そうした取組の着実な実施が、各国の持続可能な開発を軌道に乗せる後押しになると考える。」

また本調査を通じて行われた、モンゴル国自然環境・グリーン開発省へのヒアリング調査では担当者から以下のコメントを受けている。

- ✓ モンゴル国において、CO₂削減、気候変動対策に関するプロジェクトは今後も優先順位は高く、その為将来的にも JCM 制度に対する高い期待は変わらないであろう。
- ✓ モンゴル国内においても建物、省エネなどのプロジェクトを実施したいという事業者はいるが、全て資金が不足しているのが現状である。その為、JCM 制度の設備補助に対する事業者の要望は強い。
- ✓ モンゴル側としては JCM 制度プロジェクトを特定の分野に制限しない。省エネルギーや再生可能エネルギー発電プロジェクト等、モンゴル国に資するプロジェクトを幅広く受け入れたい考えである。

このように CDM の実施が困難な同国において、それを補う施策としての JCM 制度に対する期待は非常に高い。

⁶ 「COP19 及び最近の地球温暖化対策をめぐる動向」経済産業省 産業技術環境局（2013年）

またモンゴル国では既に本件を含む 15 件の実現可能性調査をはじめとする調査案件の採択、2 件の設備補助事業、実証事業案件が採択されている。

表 1-1 モンゴル国 JCM 採択済み調査プロジェクト⁷

所管組織	事業種別	採択年度	事業名	事業者名
環境省	新メカニズム実現可能性調査	平成 23 年	モンゴル・石炭火力発電所の複合的な効率改善に関する新メカニズム実現可能性調査	数理計画
環境省	新メカニズム実現可能性調査	平成 23 年	モンゴル・地中熱ヒートポンプ等を活用した建築物省エネ推進に関する新メカニズム実現可能性調査	清水建設
環境省	JCM 実現可能性調査	平成 25 年	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	マイクライメイトジャパン
環境省	JCM 実現可能性調査	平成 25 年	セメント工場における省エネルギー	太平洋エンジニアリング
環境省	JCM 実現可能性調査	平成 25 年	石炭火力発電所における保温施工及び復水器洗浄の効率改善	関電プラント
環境省	JCM 大規模案件形成可能性調査	平成 25 年	モンゴル・ウランバートル市における JCM を活用した低炭素・大気汚染改善プロジェクト	海外環境協力センター
環境省	JCM 実証案件組成調査	平成 25 年	10MW 級太陽光発電所及び屋上太陽光発電システム	清水建設
環境省	JCM 実証案件組成調査	平成 26 年	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	サイサン、マイクライメイトジャパン
環境省	MRV モデル実証調査	平成 24 年	地中熱利用ヒートポンプによる石炭焚き暖房の代替	清水建設
環境省	MRV モデル実証調査	平成 24 年	地域暖房における高効率型熱供給ボイラの更新・新設	数理計画
環境省	JCM 方法論実証調査	平成 25 年	高効率型熱供給ボイラの導入による熱供給システムの集約化	数理計画

⁷ “二国間クレジット制度（JCM）設備補助事業、実証事業及び実現可能性調査の採択案件”.新メカニズム情報プラットフォーム.

<http://www.mmechanisms.org/support/adoption.html>,(参照 2014-12-25).

NEDO	JCM 実現可能性調査	平成 25 年	モンゴル国におけるウランバートル市内のゲル集落の高性能集合住宅化による GHG 削減プロジェクトの案件発掘調査	三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券、高組
NEDO	JCM 実現可能性調査	平成 26 年	モンゴル国における石炭灰のセメント代替による CO ₂ 削減プロジェクトの案件調査	テクノ中部
経済産業省	JCM 実現可能性調査	平成 24 年	モンゴルにおける送電網及び石炭火力発電所の高効率化プロジェクトの推進に関する政策提言	イー・アール・エム日本
経済産業省	JCM 実現可能性調査	平成 25 年	風力発電プロジェクトの案件組成調査	日本総合研究所

表 1-2 モンゴル国 JCM 採択済み設備補助及び実証事業プロジェクト⁷

所管組織	事業種別	採択年度	事業名	事業者名
環境省	JCM プロジェクト 設備補助事業	平成 25 年	高効率型熱供給ボイラの集約化に係る更新・新設	数理計画
NEDO	JCM 実証事業	平成 25 年	高効率・低電力損失送電技術の実証事業	日立製作所

このように JCM プロジェクトの実現に向け積極的な取組みがなされていることから、JCM に対する同国の高い期待が伺える。

1.2 企画立案の経緯・背景

本プロジェクトは株式会社サイサン（以下サイサンという）及びマイクライメイトジャパン株式会社（以下マイクライメイトジャパンという）がモンゴル国において設立する発電事業会社が、ゴビ＝アルタイ県において実施する大規模太陽光発電事業である。本プロジェクトの企画立案は、以下 3 点の経緯・背景により開始した。

1.2.1 モンゴル国のニーズとの合致

本プロジェクトは、マイクライメイトジャパンが 2013 年 3 月に実施した基礎調査時に、モンゴル国エネルギー省からゴビ＝アルタイ地域への太陽光発電所導入の要望を受けて組成された。モンゴル国はその著しい経済発展に伴う電力需要の高まりに電力供給が追い付

いておらず、国内で賄いきれない電力の一部を輸入に頼っている。⁸昨年度の実現可能性調査を通じて、プロジェクト対象地であるゴビ=アルタイ県においても同様に電力供給が不足している事実を確認した。ゴビ=アルタイ地域の電力供給会社であるアルタイ・ウリアスタイグリッドは、地域の電力需要の約半分をタイシール水力発電所によって賄っているが、同発電所は水量不足により計画値の半分程度の発電しかなされておらず、十分な電力供給ができていない。本プロジェクトに対するモンゴル側の期待は引き続き非常に高い。

1.2.2 モンゴル国政策との合致

先に述べた通り、電力供給が不足しているモンゴル国ではその電源として再生可能エネルギーが注目されている。

モンゴル政府は再生可能エネルギーの導入・利用を推進すべく、2005年に「国家再生エネルギー計画」を採択した。本計画によって、モンゴル全体の発電設備量に占める再生可能エネルギーを2009年までに3～5%、2020年までに20～25%にする目標が掲げられている。また、こうした再生可能エネルギー普及政策の一環として、2007年には、再生可能エネルギー法による、再生可能エネルギーによって発電された電力を電力会社が一定価格で買取る義務を負う、固定価格買取制度が定められた。更に、海外から輸入する再生可能エネルギー関連の機械及び設備は免税されるなどの優遇制度も導入されているとの情報もある。⁹

本プロジェクトは再生可能エネルギー普及に係る同国政策に合致しており、実現可能性が高いと考えたことが、企画立案の一因である。

1.2.3 株式会社サイサンの事業展開戦略との合致

本プロジェクトは、サイサン及びマイクライメイトジャパンを中心に、その他日本企業等により共同企業体（JV）を設立し実施される。

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、新規事業として日本国内で大規模太陽光発電（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、福岡県においてメガソーラー事業の実績を有する。本業のLPG事業は、省エネ推進、人口減により緩やかな成長に留まる見込みであるため、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。すでに子会社で

⁸ エネルギー経済研究所。“COUNTRY PRESENTATION: MONGOLIA”.
<http://eneken.ieej.or.jp/data/4480.pdf>. 2012-6.

⁹ Invest Mongolia Agency.”Investment Guide to Mongolia 2014”.2014-2.

ある UniGas LLC（以下ユニガス）を有するモンゴル国は同社にとって重要な海外拠点と位置付けられている。そのため、サイサンは本プロジェクトへの投資に対し意欲を示すこととなった。

ユニガスは、サイサンがモンゴル国の石油最大手 Petrovis LLC（以下ペトロビス）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げを誇る企業である。本プロジェクトにて設立される発電事業会社の運営についてはユニガスに委託することも検討している。同社にとって本プロジェクトへの参与はその事業領域の拡大を図る上でもメリットがある。

本プロジェクトは海外事業展開を図るサイサン、モンゴル国内における事業領域の拡大を目指すユニガス両社の戦略に合致することから、現在企画の検討が本格的になされた。

2. 調査対象プロジェクト

2.1 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し、発電事業を行うプロジェクトである。



図 2-1 事業サイト位置地図

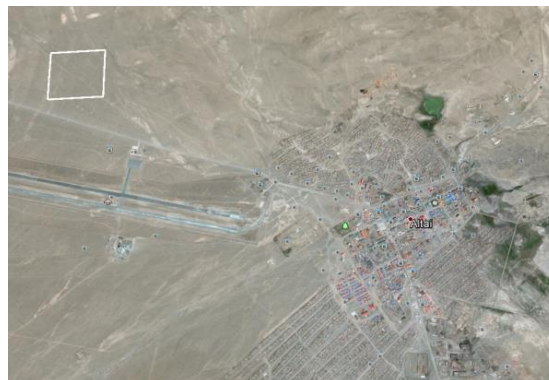


図 2-2 事業サイト航空写真¹⁰

モンゴル国内には、中央グリッド、東部グリッド、西部グリッド、アルタイ・ウリアスタイグリッドの 4 つの国営電力会社が存在しており、本プロジェクトを実施する地域はアルタイ・ウリアスタイグリッドが電力供給を行っている地域である。本プロジェクトはアルタイ・ウリアスタイグリッドへと系統連系し、その発電された電力を売電する。アルタイ・ウリアスタイグリッドにおいて系統連系されている既存の電力源は、主に①タイシル水力発電所、②軽油発電所、③中央グリッドからの電力供給分、④西部グリッドからの電力供給分の 4 種から構成されている。本プロジェクトは太陽光によって発電された電力が、これらの既存電力に代替することによって温室効果ガス排出の削減を行うものである。

プロジェクトの概要を次に表す。

¹⁰ Grand Power 提供資料より調査団作成

【プロジェクトの概要】

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)
発電容量	10MW
初期投資額	2,650,000,000 (円)
年間維持管理費	42,000,000 (円)
資金調達方法	事業資金は、出資金の他、日本国金融機関からの借入、JCM 設備補助の活用によって賄う。
事業主体の投資 意思	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。
着工開始予定	2015年7月
工期	1年3ヶ月
稼働開始予定	2016年10月
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) ※代替されるグリッド排出係数：0.817tCO ₂ /MWh 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

本プロジェクトを行う事業会社は、サイサンとマイクライメイトジャパンとの共同出資によって設立される共同企業体 (JV) である。

本プロジェクトの共同提案者であるマイクライメイトジャパン株式会社は、カーボン・オフセット・プロバイダーとしてクレジット制度を活用した GHG 削減プロジェクトの創出並びに普及を事業の柱としている。本プロジェクトにおいて事業出資者として関与することに加え、JCM 申請手続き支援を行う予定である。

2.2 ホスト国における状況

2.2.1 モンゴル国内電力事情

モンゴル国は近年急速な経済発展を遂げている。¹¹経済成長率を示す指標である GDP 成長率を見ると、ほぼ右肩上がり成長していることがわかる。

¹¹ World Bank. “GDP growth (annual %)”. THE WORLD BANK.
<http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>. (参照 2014-12-17).

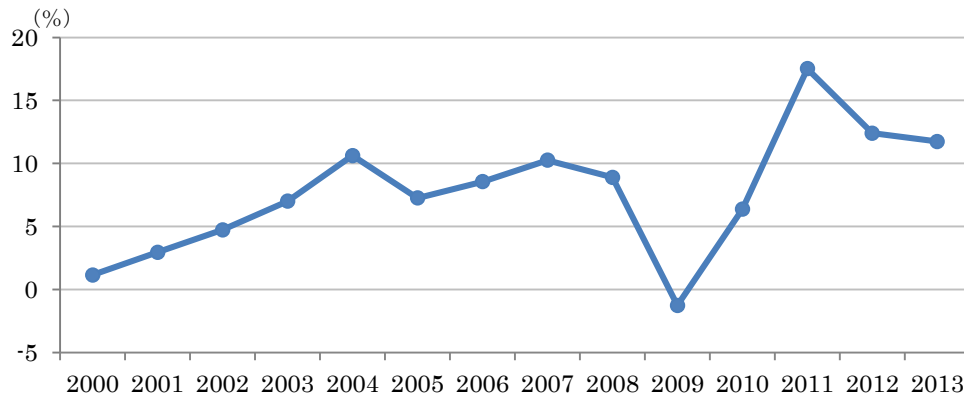
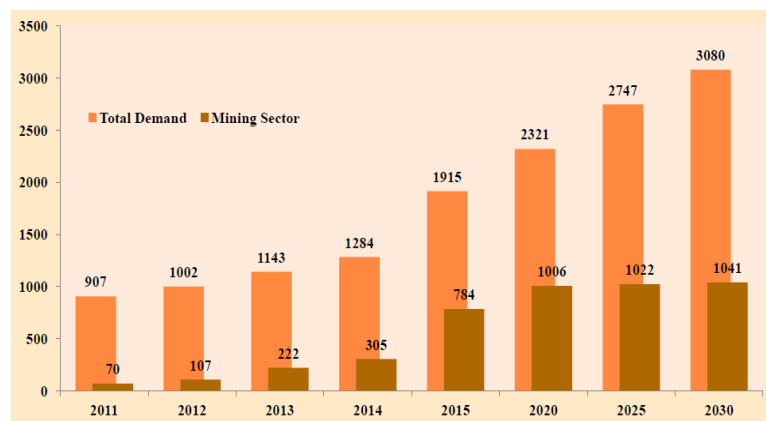


図 2-3 モンゴル国の GDP 成長率推移¹¹

一般に経済成長の水準と電力需要は、比例関係にある。モンゴル国では経済発展に伴いモンゴル国全体の電力需要は右肩上がり増加しており、今後も継続して増加することが予測されている。



(単位は MW)

図 2-4 モンゴル国の電力需要予測¹²

モンゴル国ではこうした経済発展に伴う旺盛な国内電力需要に対してその供給が追いついていないという事実がある。

次にモンゴル国の電力エネルギー構成を示す。

¹² エネルギー省.“Mongolian National Energy Agenda and Policy Measures – Scope for Subregional Cooperation”.2013.

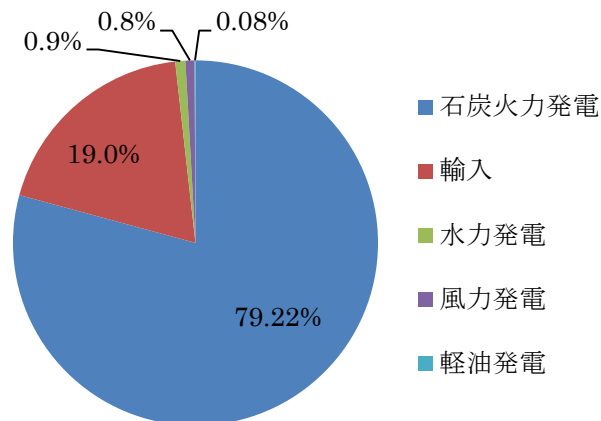


図 2-5 2013 年モンゴル国電力エネルギー源の割合¹³

グラフから見て取れる通り、同国は電力の約 2 割をも海外からの輸入に頼っている。輸入先は隣国であるロシア、中国である。海外からの電力輸入はそのコストが高い為、自国内で電力を自給できる状態が望ましいが、モンゴル国ではまだ自給状態には至っていない。右肩上がりが増え続ける電力需要に対して自国内の発電による供給が追いついていないというのがモンゴル国全体の事象である。

なお、自給している電力 (81%) の内、大半 (79.22%) は石炭火力によるものである。モンゴル国は石炭の産出国であるため、ガス、軽油といった化石燃料よりも石炭が安価且つ入手しやすい。しかしこれが同国において深刻な大気汚染を引き起こす要因となっている (2.2.3 エネルギー分野に起因する環境問題において詳細後述)。

本プロジェクトを実施するゴビ=アルタイ県に目を向けると、国全体の傾向と同様に、電力需要は右肩上がりが増加している。

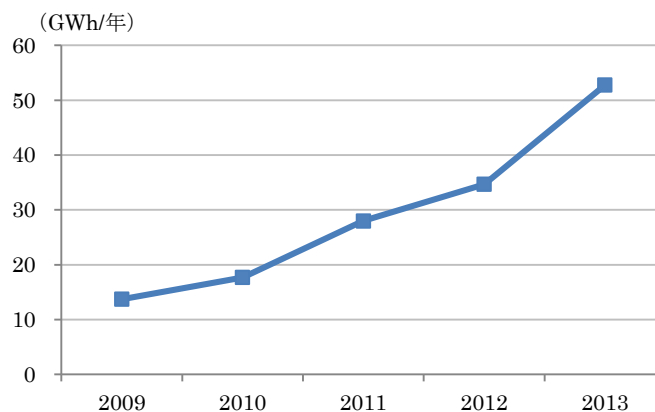


図 2-6 アルタイ=ウリアスタイグリッドの電力供給量の推移¹⁴

¹³ Grand Power 提供資料より調査団作成

¹⁴ Grand Power 提供資料より調査団作成

アルタイ・ウリアスタイグリッドの電源構成は次の通り。

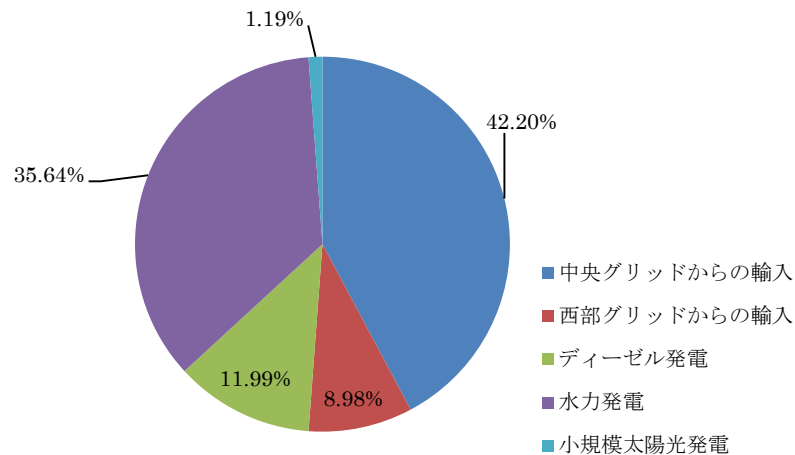


図 2-7 アルタイ＝ウリアスタイグリッドの電力構成比率(2013)¹⁴

ゴビ＝アルタイ県への電力供給を行っているアルタイ＝ウリアスタイグリッドでは、主要な電源はタイシール地域に存在する水力発電所（容量 11MW）である。グリッド内にはこの他にいくつかの水力発電所が存在しているが、その多くは独立電源として活用される規模の小さいものであり、系統連系されているのはこのタイシール水力発電所のみである。これら独立電源を含めた水力発電の供給量は約 36%程度となっている。次に大きな電力源は軽油発電所であり約 12%程度の供給を占める。この他約 1.2%は独立型の小型太陽光発電であり、残り 42%を中央グリッドからの供給、9%を西部グリッドからの供給により賅っている。なお西部グリッドはドゥルグン水力発電所のみが主用電源でありこの他はロシアからの電力輸入によって賅われている。

上の 2 つのグラフから読み取れる通り、電力の供給実績は右肩上がりであるものの、その電源構成比をみると、その電力の多くを隣接する中央グリッド、西部グリッドからの電力融通に頼っており、域内に電力源が不足している。

本調査を通じてアルタイ県庁からは、①タイシール水力発電所の水量が不足している（計画値の半分程度しか発電ができていない）、②西部グリッドを通して購入しているロシアの電力もロシアの裁量に依るため不安定、③軽油発電のための軽油調達負担が大きい（コストが高く、輸送も手間がかかる）、といった課題がヒアリングにて示された。

以上の事柄を以下に整理する。

- ✓ モンゴル国は経済成長にともない電力需要が増加し続けている。
- ✓ 国内の電源では自給できておらず、コスト高な海外輸入電力に頼らざるを得ない。
- ✓ 本プロジェクトを実施するゴビ＝アルタイ県においても域内の電源が不足しており、隣接しているグリッドからの供給に依存しているという、いわば国全体の構図の縮図となっている。

- ✓ 同県では電源不足に加えて、コスト高な軽油発電、西部グリッドを通じて供給されているロシアからの輸入電力の不安定さが課題となっている。

このように電源の不足は、経済成長の足枷となるため、同国経済にとっては極めて重要な問題である。それは本プロジェクトを実施するゴビ=アルタイ県においても同様であり、本プロジェクトの実現によって新たな電源を確保することは、同地域にとって重要な意味を持つ。

2.2.2 モンゴル国エネルギー関連政策

モンゴル政府は国内の電力不足の状況を受け、2002年にエネルギー基本政策である“Mongolia Sustainable Energy Sector Development Strategy Plan(2002-2010)”を採択・承認した。その主要な目標はエネルギー部門における財政的持続可能性の達成、エネルギー部門の再編、エネルギーに関する能力増強、エネルギーへのアクセス及び供給の増強、省エネルギーの推進等である¹⁵。

また、National Security Concept (2010年7月5日)においては、いくつかのエネルギー安全保障策が明記されており、その中には、2020年に石炭を含むエネルギーの自給自足を実現するとの記載がある。さらに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、2020年までに総発電量に占める20~25%を再生可能エネルギーによって賄うことを掲げている。つまり、モンゴル国において再生可能エネルギーによる発電事業は、国内電力の安定供給の観点から極めて重要性が高いと言える。

また同国では既に再生可能エネルギー法(2007年1月)が制定されている。同法においては、再生可能エネルギー源(太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等)を用いて発電された電力を一定価格で買取る固定価格買取制度が定められており、再生可能エネルギーの普及促進が期待されている。

2.2.3 エネルギー分野に起因する環境問題

近年の同国の急速な経済発展により、電力、熱といったエネルギー使用が急速に高まっている。その結果、火力発電に依存する同国では、温室効果ガス排出量も増加している。

¹⁵ 財団法人日本エネルギー経済研究所.“モンゴルにおける鉱物資源エネルギー分野への日本企業の海外進出事業環境整備に係る調査及び多角的分析報告書”.2012-3.

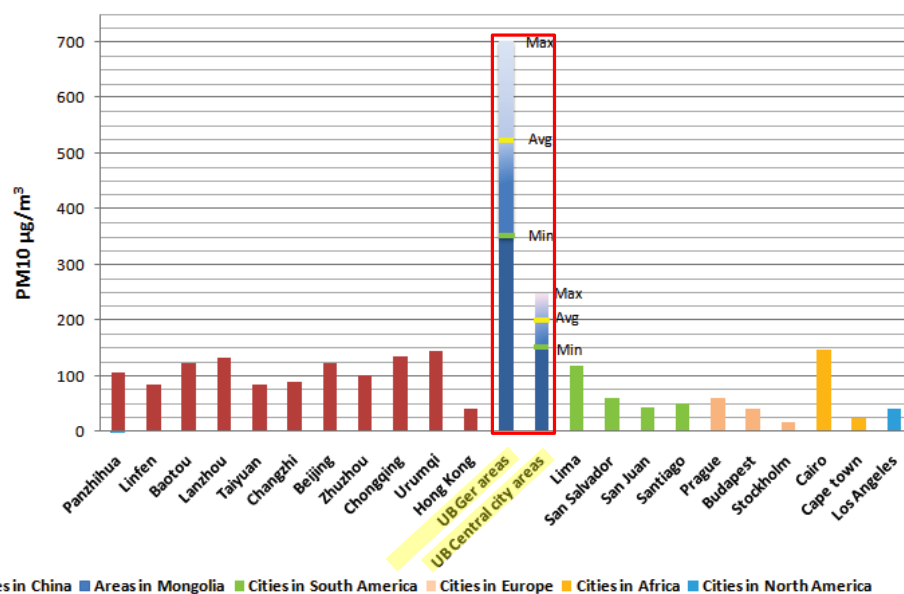
表 2-1 セクター別 GHG 排出量将来予測¹⁶

セクター	2006年	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年
エネルギー	10,220	14,033	20,233	25,930	32,796	41,815
工業プロセス	891	1,354	1,602	1,836	2,065	2,318
農業	6,462	6,405	6,573	6,657	6,762	6,867
土地利用及び森林	-2,083	-1,932	-1,785	-1,420	-1,000	-680
廃棄物	138	158	183	209	254	294
排出総量	15,628	20,018	26,806	33,212	40,877	50,614

同国の電力の大半を賄う火力発電所は建設から 30 年以上経過しているものが大半であり、老朽化が著しい。そうした老朽化による施設の発電効率の低下によって一層の温室効果ガス排出増につながっていると考えられる。

同国では既に、温室効果ガスの増加を要因とする地球温暖化による環境への影響と考えられる、山を覆う万年雪の融解、それに伴う湧水の枯渇、川の干上がり、草原の退化、永久凍土の融解、砂漠化といった問題が生じはじめている¹⁷ため、温室効果ガスの削減は同国にとっても喫緊の課題であるといえる。

温室効果ガス排出量の増加に伴う地球温暖化による環境問題に加え、そのエネルギー源を石炭に依存していることに起因する大気汚染の問題も深刻化の一途を辿っている。

図 2-8 大気中の PM10 濃度 (ウランバートル市、中国各都市、その他主要都市比較)¹⁸

¹⁶ 海外環境協力センター(OECC)。“セクター別 GHG 排出量予測”. 新メカニズム情報プラットフォーム.http://mmechanisms.org/initiatives/mongolia_info.html.(参照:2014-12-25).

¹⁷ WWF.“講演録：シンポジウム「地球温暖化の目撃者」”.活動トピックス.http://www.wwf.or.jp/activities/2011/12/1035828.html#3_2.(参照 2014-12-25)

¹⁸ World Bank.“Air Quality Analysis of Ulaanbaatar Improving Air Quality to Reduce Health

特に健康被害を引き起こす PM10 や PM2.5 による汚染は深刻であり、WHO の調査¹⁹によると、浮遊粒子状物質 (PM) の基準値が $20\mu\text{g}/\text{m}^3$ なのに対し、首都ウランバートルでは年間を通して約 14 倍の $279\mu\text{g}/\text{m}^3$ と大きな問題となっている。モンゴル国では火力発電所の余熱を一部利用した集中暖房システムが多く利用されているがその熱源も石炭である。そのため暖房を使用し始める冬季間には石炭の使用量が増加するため、冬の大気汚染はとりわけ深刻であり、ウランバートル市街であってもその煙害によって視界が 20~30m 程度しかない日もある。こうした大気汚染による、呼吸器、脳血管、循環器などに関わる疾患の蔓延が懸念されている。

こうした石炭に依存することによって生じる地球温暖化、それに伴う環境問題、大気汚染といった同国の問題に対し、本プロジェクトの実現が、再生可能エネルギー発電事業普及の契機となり、同国における再生可能エネルギー発電事業が促進されることでその解決の一助となりうると考える。

2.3 プロジェクトの普及

2.3.1 モンゴル国普及ポテンシャル

モンゴル国は広大な土地を持ち、日射量も豊富であることから、太陽光発電事業に適した国である。特に南部~西部のエリアは、太陽光発電事業のポテンシャルが非常に大きく、南部に位置するゴビ砂漠は、サハラ砂漠に次ぐ世界第 2 位の高日射地域である²⁰ (図)。

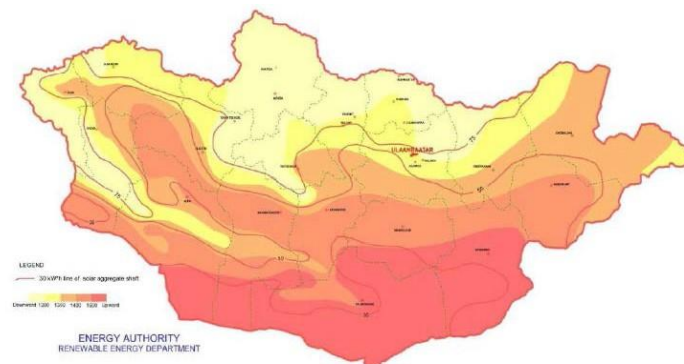


図 2-9 太陽光発電事業の潜在地域²¹

Impacts”.2011-12.

¹⁹ Green Solar Energy LLC.“Potential in Using Solar Energy for Reducing Air Pollution in City and Settled Towns”.2013.

²⁰ 世界省エネルギー等ビジネス推進協議会 (JASE-W)ソーラー発電ワーキンググループ.“注目されるモンゴル RE 市場の動向とビジネスチャンスについて”.2012-12-7.

²¹ National Renewable Energy Center.“INTRODUCTION OF RENEWABLE ENERGY SECTOR IN MONGOLIA AND THEIR POLICY ENVIRONMENT”.2012-7.

また、太陽光発電に適した南部～西部にかけての地域は、鉱山開発地域でもあり大量の電力需要が存在する。南部には、オユトルゴイ鉱山をはじめ、未開発石炭鉱山では世界第一の規模を誇るタバントルゴイ鉱山や、その他にも多くの中小鉱山が開発中である。



図 2-10 モンゴル国南部の主な鉱山開発地²²

このように豊富な日射量を有するモンゴル国南部～西部にかけての地域は、同時に大規模な電力供給を必要とする鉱山開発地域でもあることから、電源の開発が求められている地域である。その電源として大規模太陽光発電所に注目が集まっており、現在既にいくつかの大型太陽光発電所が計画されている。

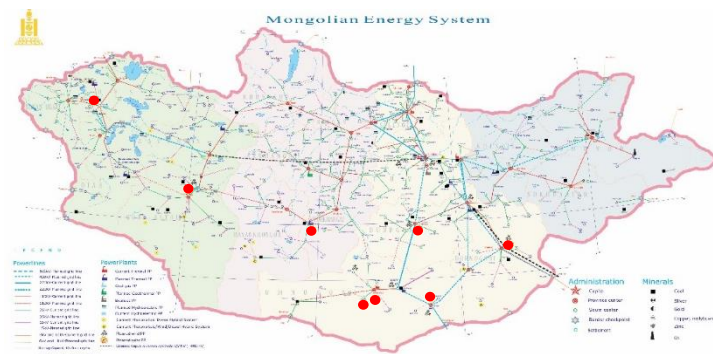


図 2-11 太陽光発電所建設計画地²³

以上の事柄から、モンゴル国では高い日射量が得られる南部～西部にかけて太陽光発電事業に適した地域と、主要産業である鉱山の開発地域が合致していることから、大きな電力需要を有する鉱山開発への電源として大規模太陽光発電事業が普及する可能性が高いと言える。このように同国では本プロジェクトと同様の大規模太陽光発電プロジェクトが普及するポテンシャルが大きい。

²² ウヌードゥル新聞 2010年5月26日付電子版より作成

²³ エネルギー省.2014.

3. 調査の方法

3.1 調査実施体制

3.1.1 調査体制図、役割分担

調査体制図を以下に示す。

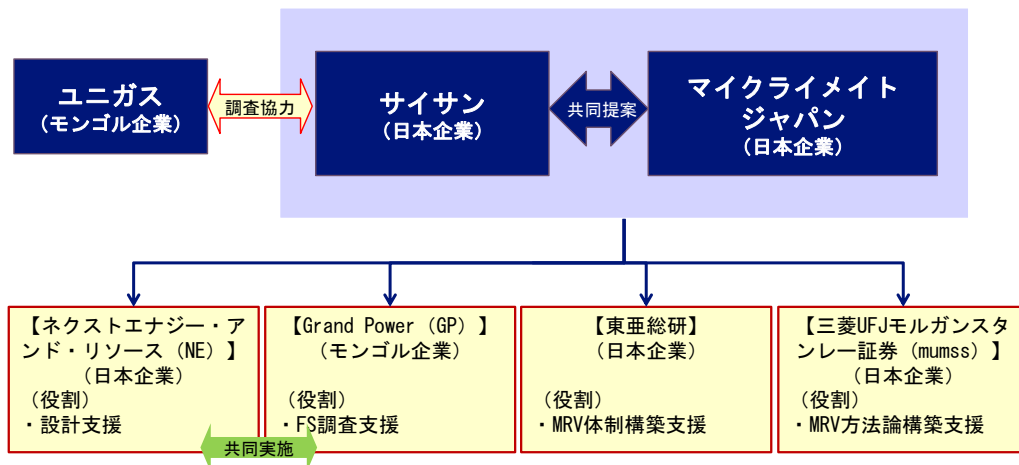


図 3-1 調査体制図

上記調査体制図の、各事業者の役割は以下の通りである。

主提案者：株式会社サイサン

- ✓ 資金計画（金融機関との協議）
- ✓ 施設設計立案（機器選定）
- ✓ 工事計画（施工業者選定）
- ✓ 運営計画（人員配置）
- ✓ その他（会社設立手続き）

共同提案者：マイクライメイトジャパン株式会社

- ✓ 資金計画（初期投資・維持管理費見積り、売電交渉、事業性評価）
- ✓ 施設設計立案（現地環境調査）
- ✓ 工事計画（工期見積り）
- ✓ 運営計画（体制構築、計画立案）
- ✓ その他（許認可取得（モンゴル政府要請に基づく FS 調査の実施を含む）支援）
- ✓ 方法論開発（要件設定、デフォルト値設定、リファレンス設定、モニタリング手法設定）
- ✓ 日本の貢献調査
- ✓ 報告書作成

外注先：ネクストエネルギー・アンド・リソース株式会社

- ✓ 施設設計立案支援

外注先：Grand Power LLC

- ✓ 施設設計立案支援
- ✓ モンゴル政府要請に基づく FS 調査支援

外注先：三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社

- ✓ 方法論開発支援

一般財団法人東亜総研

- ✓ 委員会開催時の政府関係者招聘支援

3.2 調査課題

3.2.1 プロジェクト実現に向けた調査

1) プロジェクト計画
<ul style="list-style-type: none"> ● <u>プロジェクトの実施体制</u> <調査前に認識していた課題> 本プロジェクトに必要となる許認可取得のためには、事業会社を設立する必要がある。 ● <u>工事計画</u> <調査前に認識していた課題> 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。 ● <u>運用計画</u> <調査前に認識していた課題> 本プロジェクトの運用体制（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。 ● <u>プロジェクトの実施主体の経営体制・実績</u> <調査前に認識していた課題> 本プロジェクト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。

- **事業収益性の評価**

<調査前に認識していた課題>

事業投資判断のために、詳細な事業収益性の評価及び事業収益性が得られる価格、量、期間での売電契約締結が必要である。事業収益性の算出には、プロジェクトの発電容量を特定する必要がある。

<調査過程で判明した課題>

モンゴル国における省庁再編の影響から、年度中の売電契約締結は難しいことが明らかになった。次年度の設備補助に臨むためには、売電契約について、エネルギー省と日本側事業者間でその主要な項目に合意したことを示す MoU 等を締結し、事業収益性の担保を確保する必要がある。本プロジェクトはモンゴル国の再生可能エネルギー法に定められる固定価格買取制度に則るが、売電価格が同法で定められている太陽光発電の売電価格（15US¢～18US¢）を下回る場合も考えられる。また、買取期間が20年を下回る場合や、発電量全量が買取られない場合も想定されうる。こういった場合は事業収益性が得られない可能性が高い。よって、上記 MoU 等の締結の際は、これら項目について、プロジェクトの事業収益性を担保できるような数値を設定する必要がある。

- **初期投資・維持管理及び MRV に関する資金計画**

<調査前に認識していた課題>プロジェクトに係る資金を①自己資金、②JCM 設備補助の活用、③日本国内金融機関の借入の3種の手法により調達することを計画している。この内、特に特に③について調達目処を立てる必要がある。

<調査過程で判明した課題>

資金調達先として検討している国際協力銀行（以下 JBIC）から融資メニューの内、コーポレートファイナンスであれば融資可能との回答を得ている。一般的に JBIC は借入額の7割までと融資額の定めがあり、残りは民間金融機関から調達する必要があるため、本事業会社の親会社が取引を持つ市中銀行等からの借入を検討している。

- **リスク分析**

<調査前に認識していた課題>

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。

<p><調査過程で判明した課題></p> <p>モンゴル国における政権交代、関連法の改正等の事象が生じた場合であっても、本プロジェクトにかかり締結された売電契約の条項が、こうした事象に影響されずその効力を有し続けることを担保する対策の検討、実施が必要である。</p>
<p>2) MRV 体制</p>
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトのモニタリングパラメータを明らかにし、MRV 体制を構築する必要がある。</p>
<p>3) プロジェクト許認可取得</p>
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクト実施の為に必要となる許認可について、その要否を明らかにする必要がある。</p>
<p>4) 日本の貢献</p>
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>昨年度実施した実現可能性調査では、本プロジェクトで導入される日本技術の優位性について、①太陽光パネル、②パワーコンディショナーを対象にその日本技術の優位性を調査した。この 2 点の機器に係る市場状況調査、日本製品と競合製品との比較を実施したところ、その性能、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、価格帯も競合製品に劣らないことが明らかとなった。しかし、競合製品より明確に優位であると評価できる結果を得られなかった。よって今年度はこうした製品（ハード面）だけでなく、運用・保安・監視といった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。</p>
<p>5) 環境十全性の確保</p>
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトが周辺環境にもたらす好影響、悪影響を分析する必要がある。</p>
<p>6) ホスト国の持続可能な開発への寄与</p>
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトが同国に寄与する事項を分析する必要がある。</p>

3.2.2 JCM 方法論開発に関する調査

<p>1) 適格性要件</p>
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>調査対象プロジェクトで導入を予定している機器の性能等、客観的にその技術優位性を評価できるポジティブリスト又はベンチマーク、方法論をプロジェクトに適用するための要求事項を適格性要件として設定する必要がある。</p>

2) リファレンス排出量の設定、およびプロジェクト排出量の算定方法の設定
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトに適用可能なリファレンス排出量及びプロジェクト排出量の算定方法を設定する必要がある。</p>
3) プロジェクト実施前の設定値
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトの GHG 排出削減量の算定に必要なパラメータに事前設定値（デフォルト値を含む）を利用する場合の、その事前設定値の内容及び設定根拠・出典元を明らかにする必要がある。</p>

3.2.3 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
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクト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。</p>
2) 現地利害関係者協議
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトの実施に当たって行うべき現地利害関係者協議の対象範囲及び実施内容（利害関係者からのコメントとその対応策）について明らかにする必要がある。</p>
3) モニタリング計画
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトのモニタリングポイントにおけるモニタリング手法を計画する必要がある。</p>
4) 計測機器の校正
<p><調査前に認識していた課題></p> <p>本プロジェクトの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。</p>

3.3 調査内容

3.3.1 プロジェクト実現に向けた調査

1) プロジェクト計画
<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクトの実施体制 事業会社の設立手続き内容、所要時間、費用について明らかにし、設立を進める。詳細は「4.1.1 プロジェクト実施体制」にて後述する。

- **工事計画**

プロジェクトサイトの地質調査を実施し、太陽光発電施設建設に問題がないか確認する。平行して最適な発電施設仕様の特定、資材調達期間、工期見積りの実施も進める。詳細は「4.1.2 プロジェクト工事計画」にて後述する。

- **運用計画**

発電施設の仕様によって必要となる運用方法及び体制が異なるため、まずは仕様の特定を進める。発電施設仕様特定後、その使用を元に施設運用、保守点検、警備体制について運用計画を立案する。詳細は「4.1.3 プロジェクトの運用計画」にて後述する。

- **プロジェクト実施主体の経営体制・実績**

事業収益性の評価に基づいて出資比率を決定し、経営体制を構築する。詳細は「4.1.4 プロジェクト実施主体の経営体制・実績」にて後述する。

- **事業収益性の評価**

プロジェクト実施地域の電力需給について調査し、最適な発電容量の特定、コスト、収益の見積もりを行い、事業性評価（IRR、投資回収年の算定）を実施する。詳細は「4.1.5 事業収益性の評価」にて後述する。

- **初期投資・維持管理及び MRV に関する資金計画**

日本金融機関からの資金調達について、第一の資金調達先として検討している JBIC の融資条件及び金利について確認する。また、その他国内金融機関から資金調達する目処も立てる。詳細は「4.1.6 初期投資・維持管理費及び MRV に関する資金計画」にて後述する。

- **リスク分析**

カントリーリスク及び売電契約不履行のリスクは、保険活用によるリスクヘッジが可能か独立行政法人日本貿易保険（以下 NEXI）に確認する。為替リスクについては、売電時の価格を月毎の最新の USD/MNT レートによって決定するリスクヘッジ策を検討する。また、本プロジェクトの売電契約条項がモンゴル国の政権交代や関連法の改正により影響されず、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する。詳細は「4.1.7 事業リスク分析」にて後述する。

2) MRV 体制

発電施設仕様を確定し、運用計画立案、モニタリング計画策定と併せて体制の構築を実施する。詳細は「4.4 MRV 体制」にて後述する。

3) プロジェクト許認可取得
エネルギー省へのヒアリングを行い、各許認可に必要な手続き内容と取得に係る期間について調査を行う。詳細は「4.2.1 各種許認可取得状況、今後の取得予定」にて後述する。
4) 日本の貢献
本プロジェクトにおいて導入される技術を確定させ、各技術について、日本技術が競合製品と比べて優位である分野を明らかにする。詳細は「4.3 日本技術の優位性」にて後述する。
5) 環境十全性の確保
本プロジェクトの実施による好影響、悪影響を明らかにし、悪影響がある場合には回避を講じる。策詳細は「4.5.1 環境十全性の確保、プロジェクト実施による環境面での影響（好・悪）その対策」にて後述する。
6) ホスト国の持続可能な開発への寄与
本プロジェクトの社会的側面、経済・技術的側面における貢献について分析する。詳細は「4.5.2 持続可能な開発への寄与」にて後述する。

3.3.2 JCM 方法論開発に関する調査

1) 適格性要件
本プロジェクトで導入を予定している機器の性能等、客観的にその技術的優位性を評価できるポジティブリスト又はベンチマーク、方法論をプロジェクトに適用するための要求事項を適格性要件としてリスト化する。詳細は「5.1 適格性要件」にて後述する。
2) リファレンス排出量の設定、およびプロジェクト排出量の算定方法の設定
本プロジェクトに適用可能なリファレンス排出量及びプロジェクト排出量の算定方法を設定し、GHG 排出削減量を算定する。詳細は「5.2 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」にて後述する。
3) プロジェクト実施前の設定値
本プロジェクトの GHG 排出削減量の算定に必要な事前設定値として、「グリッド排出係数」を設定する。その事前設定値の内容と計算結果について、「5.3 プロジェクト実施前の設定値」にて後述する。

3.3.3 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
環境影響評価の実施を通して、本プロジェクトが周辺環境に及ぼす影響の有無について明らかにする。詳細は「6.1 環境影響評価」にて後述する。

2) 現地利害関係者協議
本プロジェクトの実施に向けて協議が必要だと考えられる利害関係者をリストアップする。これら利害関係者との協議要否について、現地でのヒアリング調査を通して精査し、必要な場合は協議を行う。その結果を「6.2 現地利害関係者協議」にて後述する。
3) モニタリング計画
本プロジェクトにおけるモニタリングパラメータを明らかにし、モニタリング計画を立案する。詳細は「6.3 モニタリング計画」にて後述する。
4) 計測機器の校正
本プロジェクトで使用される計測機器を明らかにし、モンゴル国内基準に合致した計測機器を選定する。ただし、モンゴル国内基準が存在しない場合、日本の基準を準用する。詳細は「6.4 計測機器の校正」にて後述する。

4. プロジェクト実現に向けた調査

4.1 プロジェクト計画

4.1.1 プロジェクト実施体制

(1) プロジェクト実施体制の全体像

本プロジェクトの実施体制を以下に示す。

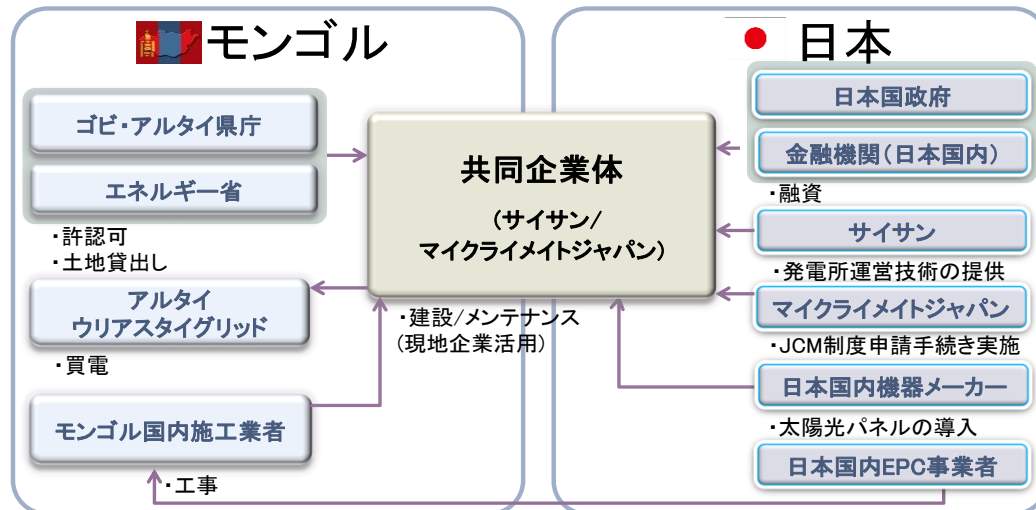


図 4-1 事業実施体制

<プロジェクト実施主体>

本プロジェクトの実施主体は大規模太陽光発電事業者として発電事業運営を行う。この事業会社は、サイサンと日本企業でありカーボン・オフセット・プロバイダー業を行っているマイクライメイトジャパンの共同出資によって設立する。太陽光発電事業者の運営はサイサンのモンゴル現地子会社であるユニガスに委託を行うことを想定している。

<プロジェクトの資金調達先>

本プロジェクトにおいて必要となる資金調達は、事業出資者からの投資、日本国金融機関からの借入、JCM 設備補助事業の活用の 3 種の手法によって行う予定である。

<設計・施工業者>

ゴビ＝アルタイ県における大規模太陽光発電施設は日本の EPC 事業者が元請けとなり、現地の施工業者と連携しながら施工を進める予定である。

モンゴル国では大規模太陽光発電事業の実施事例が少なく、その設計、施工ノウハウの蓄積がまだ十分にはなされていない。本プロジェクトは最低でも 20 年間に事業期間と考えているため、こうした長期に渡り安定的に発電事業を実施するために、設計、施工経験が豊富な日本の EPC 事業者を活用することとした。

(2) 事業会社設立手続き

モンゴル国における事業会社の設立は、経済開発庁所管の投資局（Invest Mongolia Agency）が担っている。本調査を通じて明らかとなった事業会社設立手続きは以下の通り。

	所要日数	費用
登録局で設立会社の名義が登録可能かどうか確認する		
税務局に会社登録することの申請書を提出する (申請書には設立会社名を記載しなければならない為、先に登録局での確認が必要)	1日	1.5ドル
銀行にて10万ドル以上を支払い口座開設	1日	
公証人に定款等の認証を受ける	1日	100ドル
登録局へ書類を提出する。登録局から外国投資IDカードを受領する	10営業日	印紙代 18ドル
国家登録局から会社設立許可書を受領	2日	1.5ドル
拠点元の税務局へ登録	1日	2.5ドル
社会保証庁にて社会保証番号の登録	1日	60ドル
社印(代表、経理用)の作成		

図 4-2 事業会社設立手続きフロー

上に記した事業会社設立手続きフローはモンゴル投資ガイドに掲載されているものを元に、投資局によるヒアリングを経て明らかにした。なお、ヒアリングを実施したユニガスによると設立手続きには1ヵ月～2ヶ月程度を要するケースが多いとのことであった。

詳細は後述するが、本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る必要がある。プロジェクト実施に向け、事業会社の出資者となるサイサン及びマイクライメイトジャパンは、平成26年度末を目処に本事業の投資意思決定を行い、投資を実行する場合には翌平成27年度早々に事業会社設立手続きを開始する予定である。

4.1.2 プロジェクト工事計画

本調査において、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（以下 NE）及び Grand Power LLC（以下 GP）を通じて太陽光発電施設の施設設計立案を行い、その工事計画を検討した。

（1）プロジェクトサイトの選定

今年度調査において、プロジェクトサイトを昨年度の実現可能性調査時に選定したタイシール水力発電所隣接地からアルタイ市街地郊外へ変更した。これはアルタイ県新知事の提案によるもので、アルタイ市街地付近に太陽光発電施設がある方が県として PR しやすいたの要望を受けたことによる。新たなサイトは 25ha の面積を有し、緯度 N46° 23.163'、経度 E96° 12.653'に位置する。また、本サイトにおける発電所用地使用許認可は、既に土地を所管するアルタイ県庁より取得している。



図 4-3 プロジェクトサイト写真（南向き）

（2）プロジェクトサイトにおける地質調査

プロジェクトサイトにおいて施設の施工法を定めるために地質調査を実施した。太陽光発電施設の基礎工事では一般に地面に直接杭を打ち込み太陽光パネルを設置する架台の基礎とする杭打ち工法が最もコストを抑えられる施工法であり、本プロジェクトではこの工法を採用する予定である。しかし、地質に岩盤が含まれているとこの工法は採用できない。杭打ち工法が採用できない場合にはコンクリートを使用し基礎を固める工法が採用されるが、その場合には事業コストが増加してしまう。

本地質調査では、図 4-4 に示す通り、25 地点における掘削を通して地盤の性質を明らかにした。

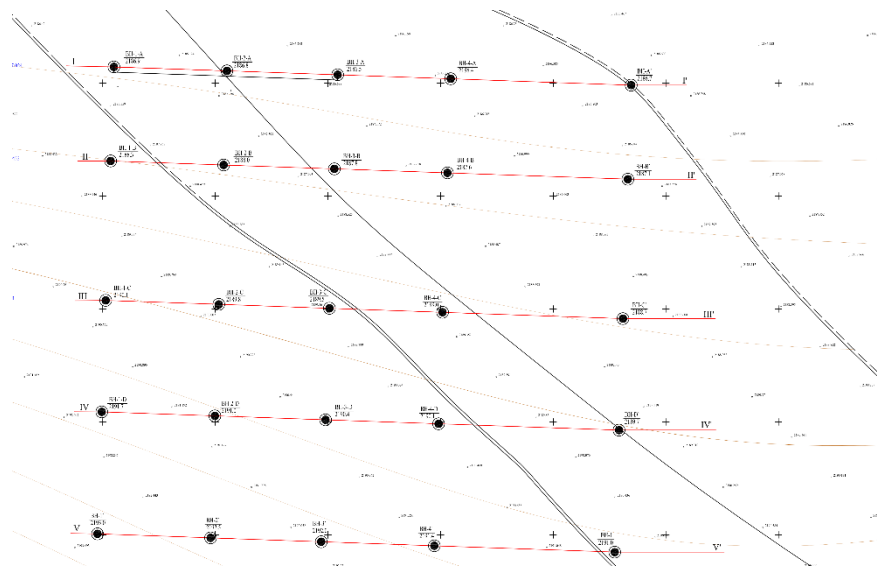


図 4-4 地質調査における 25 の掘削地点

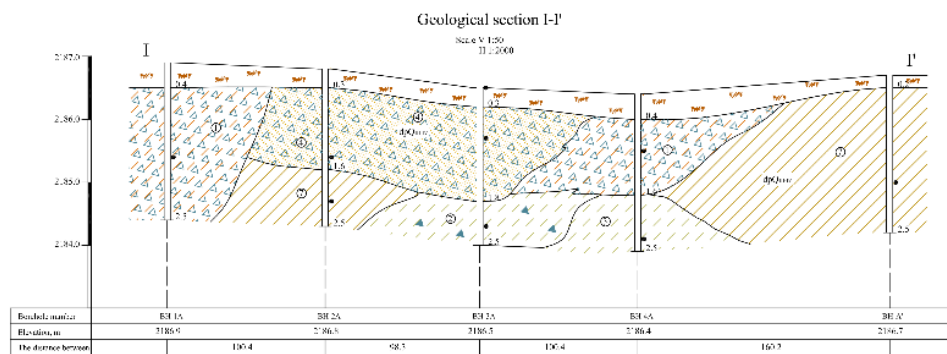


図 4-5 地層調査結果（一部）

調査の結果、本サイトの地層には大きな岩盤は存在しないことが確認された。これにより杭打ち工法による施工が可能であることが明らかとなった。本プロジェクトではこの工法を採用する。

(3) 施設設計立案

次に、本プロジェクトの施設設計立案を行った。太陽光パネルレイアウト図を図 4-6、プロジェクトの電設図を図 4-7、コントロールルームの設計図を図 4-8、系統連系地点までの送電経路を図 4-9 に示す。工事スケジュールは図 4-10 に示したとおり。

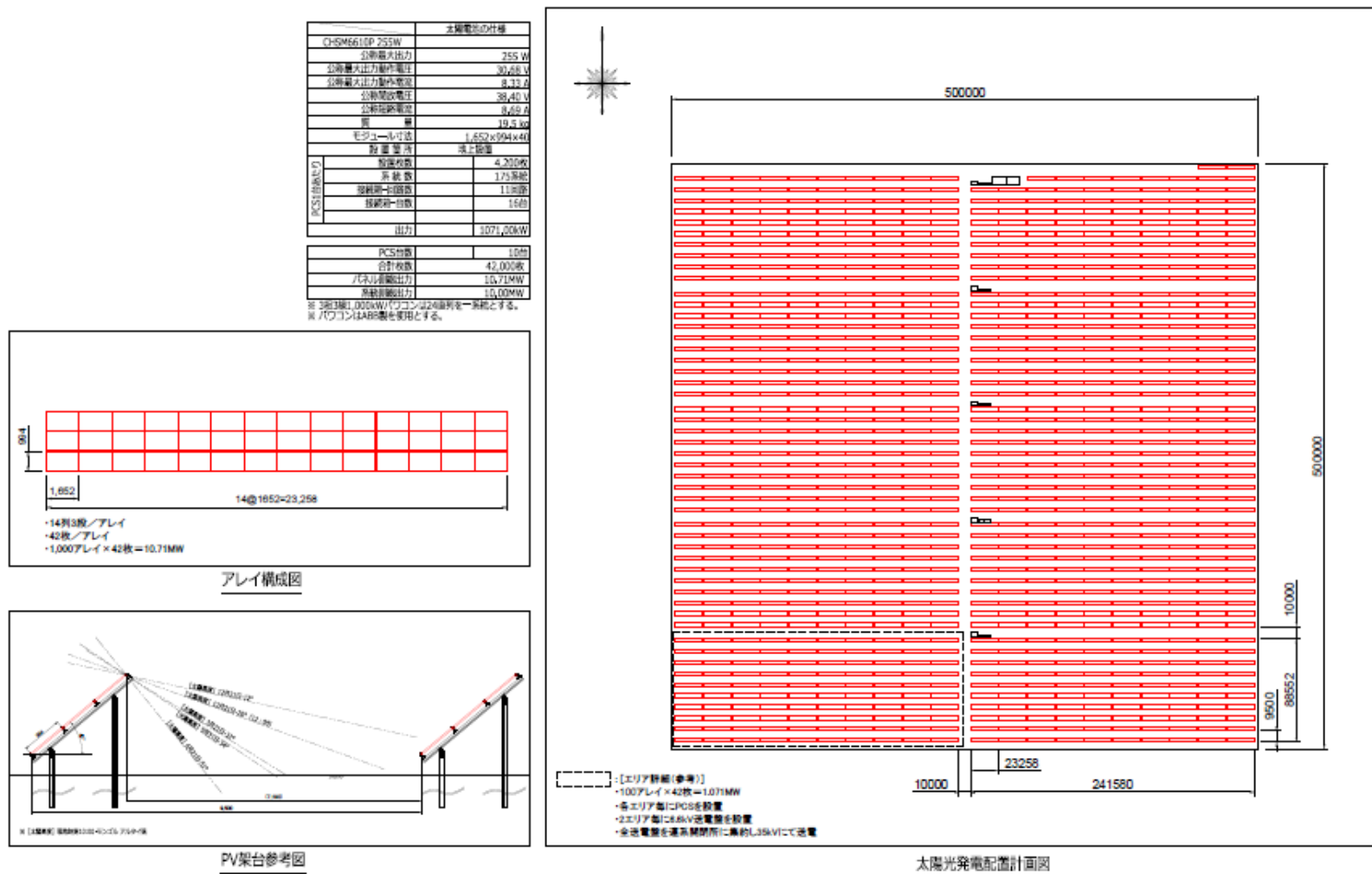


図 4-6 太陽光パネルレイアウト図

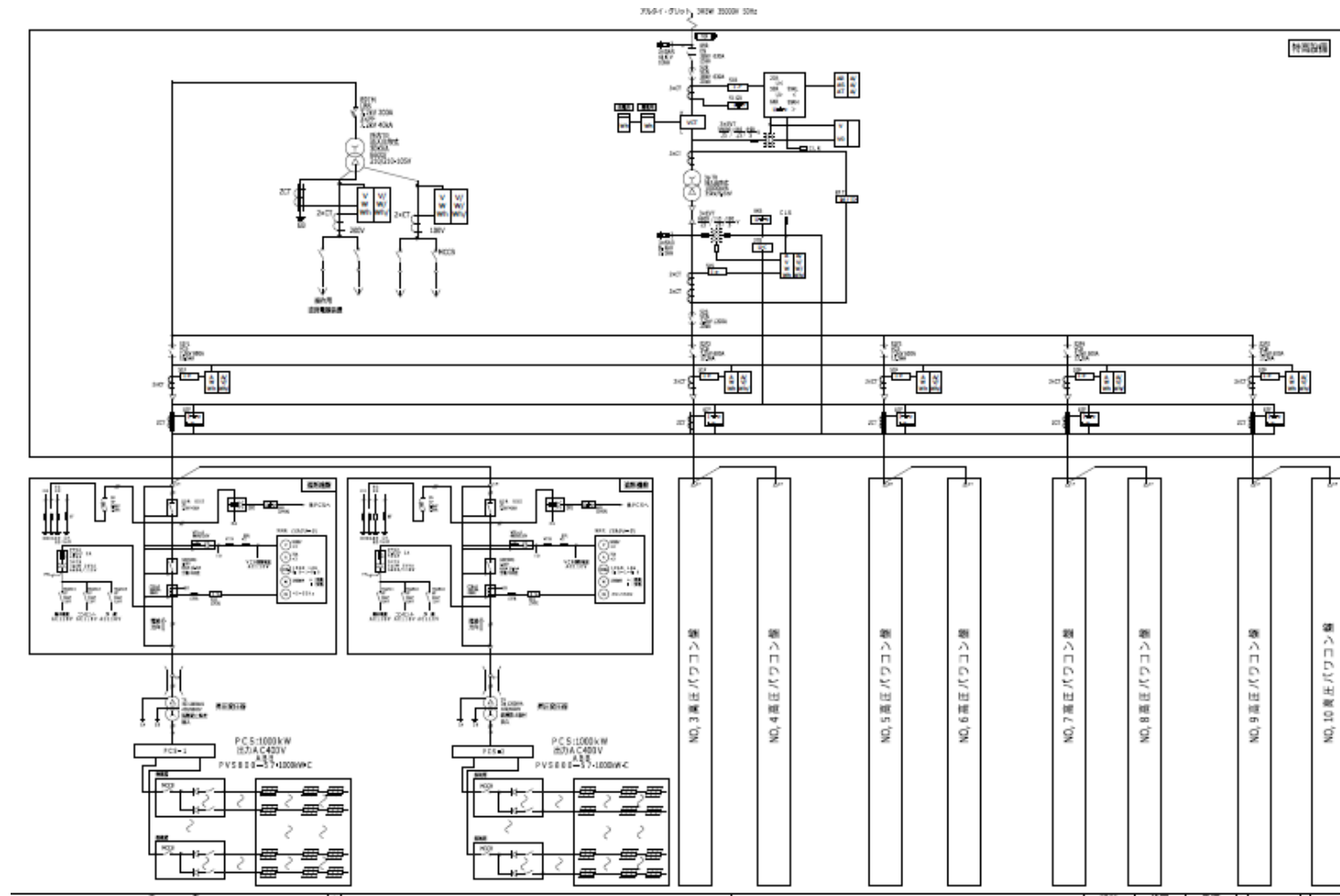


図 4-7 プロジェクトの電設図

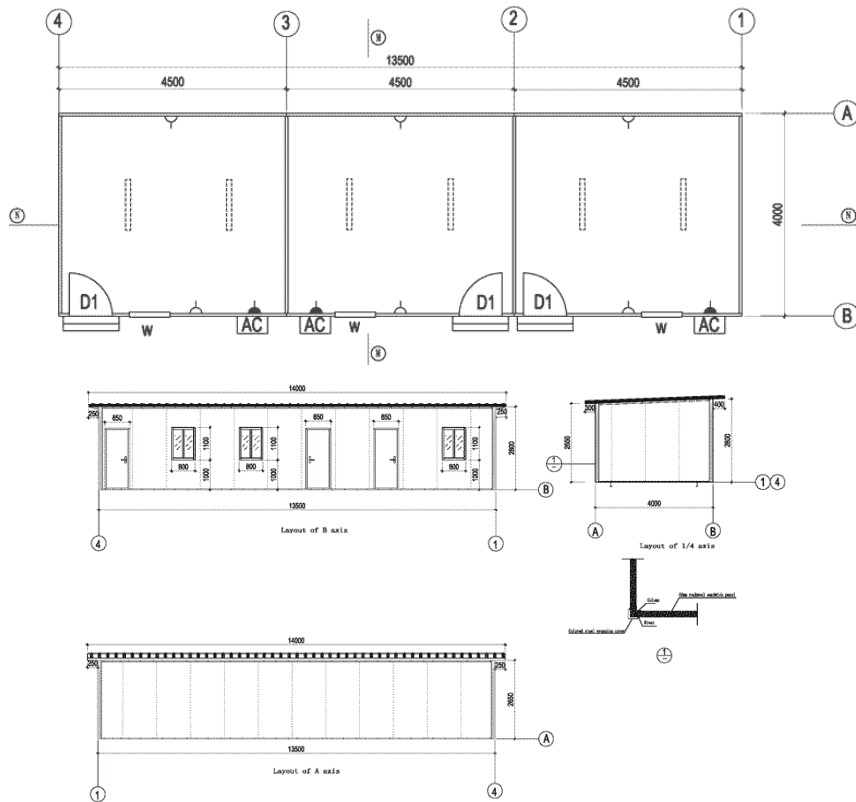


図 4-8 コントロールルームの設計図

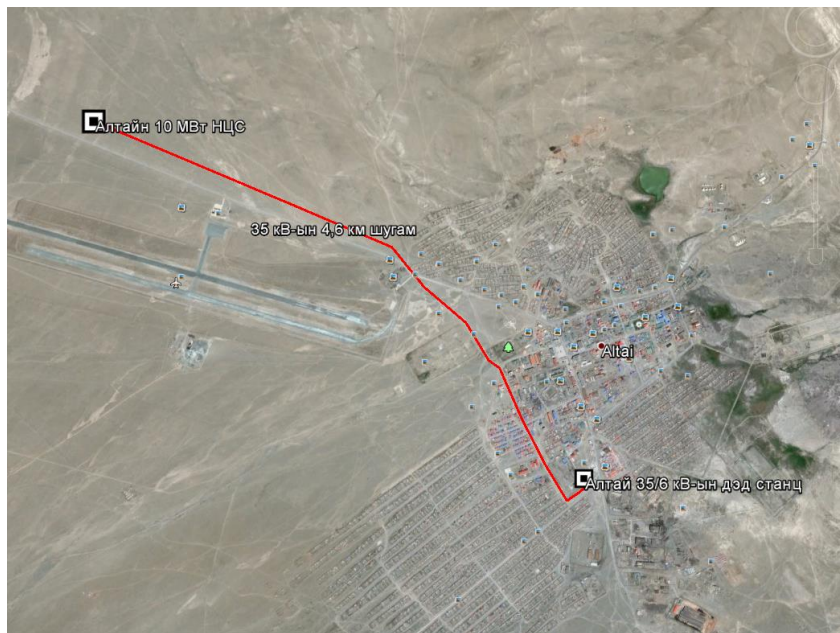


図 4-9 系統連系地点までの送電経路

(仮称)サイサン/モンゴルアルタイ県太陽光発電所新設工事 工事計画工程(案)2015年7月着工⇒2016年9月30日連系

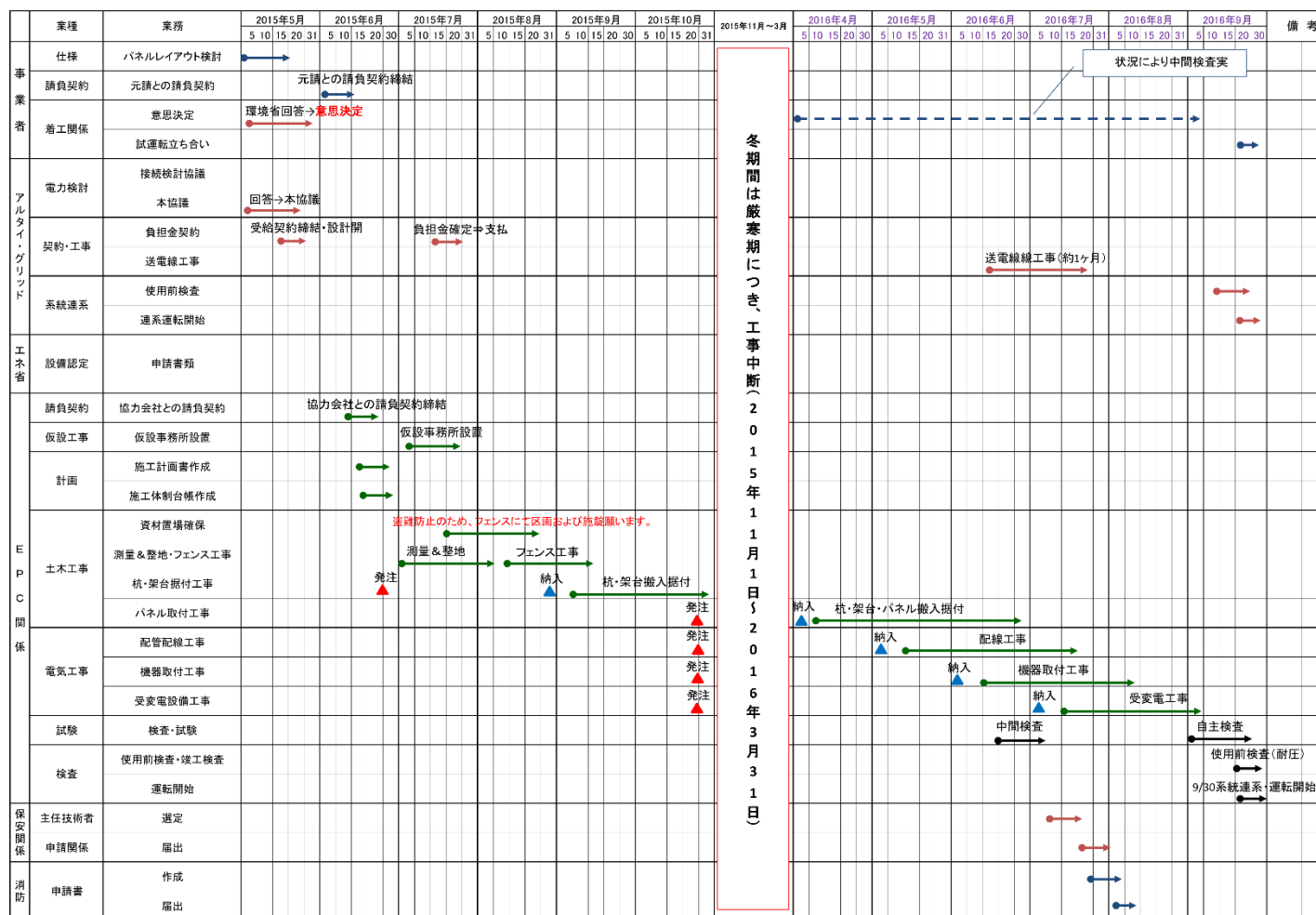


図 4-10 本プロジェクトの工事工程計画

4.1.3 プロジェクト運用計画

(1) 施設運用体制

設立する事業会社はモンゴル国の首都ウランバートルを所在地とし、ゴビ=アルタイ県に設置する大規模太陽光発電所には作業員、監視員等を配置しウランバートルの事業会社と連携しながら太陽光発電事業を運用する。

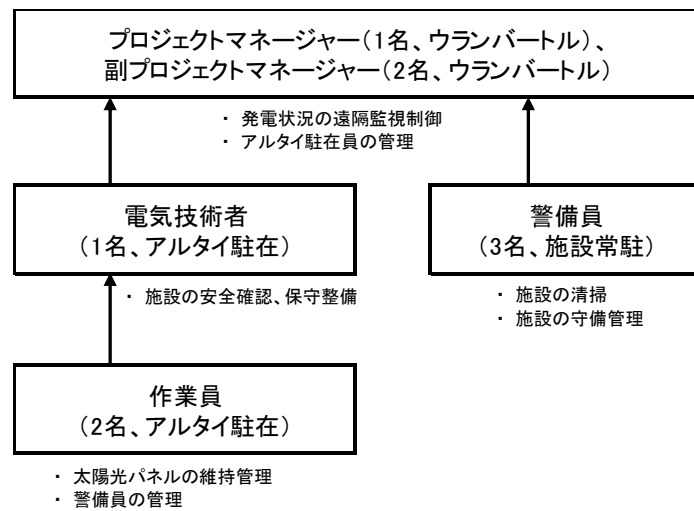


図 4-11 施設運用体制図

施設の運用は、本プロジェクトは総計 9 名の人員によって実施される。施設の発電状況はウランバートルにある事業会社において遠隔監視を行い、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。

日本国内における大規模太陽光発電事業では無人発電所として運用されるケースが多いが、本プロジェクトでは以下 2 つの理由から発電施設への常駐員を配置している。

- ✓ 太陽光パネル、周辺機器、送電線等が盗難されることを防止するために警備員の常駐が必要と考えられるため。
- ✓ 本事業サイトは土地、気候の特質上、土埃が生じやすく、その埃がパネルを覆うことによる発電効率の低下が懸念される。そのため定期的なパネルの水洗いの要員が必要であるため。

本調査ではモンゴル国内における太陽光発電事業の運用、維持管理を規定した公的な文書が確認できなかったため、当該発電施設の運用は日本の基準、規格を準用することを予定している。日本国内で既に 6 件の大規模太陽光発電事業実績を有するサイサンが蓄積した運用ノウハウを活用し、同国における安定持続的な施設運用を図る。

(2) 保守点検体制

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。日本国内ではその保安点検体制は、「電気事業法第2款 自主的な保安」に定められている。第2款内、第42条にて、「発電所の管理会社はそれぞれで保安規定を定め、経済産業省へ届け出なければならない」、第43条にて「発電所の管理者として電気主任技術者を選定すること」とされている。こうした条項に倣い、保安規定の策定を行うほか、モンゴル国において日本国内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。

4.1.4 プロジェクト実施主体の経営体制・実績

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。当該事業会社の運営についてはユニガスへ委託することを計画している。経営体制の詳細については今後決定していく。

新たに設立する事業会社自体は実績を有さないが、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。サイサンが持つメガソーラー事業は表4-1の通り。いずれの施設もサイサンが保有し、その保守・管理を各種EPC事業者へ委託している。サイサンの国内実績の内、埼玉県寄居町における事業については本調査外注先であるNE社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。

表 4-1 サイサンの日本国内メガソーラー事業実績

竣工年月	名称	場所	備考
2014/11	エネワンソーラーパーク松島	宮城県松島町	
2014/7	エネワンソーラーパーク御殿場	静岡県御殿場市神山	
2014/3	エネワンソーラーパーク宗像	福岡県宗像市吉田	
2013/9	エネワンソーラーパーク六ヶ所村	青森県六ヶ所村尾駈	
2013/9	エネワンソーラーパーク防府	山口県防府市牟礼	
2013/6	エネワンソーラーパーク寄居	埼玉県寄居町三ヵ山	NE社が参与

4.1.5 事業収益性の評価

(事業収益性評価の前提：発電容量の設定)

本プロジェクトの事業収益性を評価するためには、まずプロジェクトの発電容量規模を定める必要がある。本プロジェクトの発電容量は、昨年3月に実施した基礎調査時に、モン

ゴル国エネルギー省より 10MW というリクエストがなされたことから、10MW 規模を想定し調査が開始されている。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 10MW の妥当性の確認、最適な容量の設定を試みた。

その結果、外注先である NE 社からは 10MW、GP 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ものの、容量の特定には至っていない。今回の現地調査にて GP、エネルギー省からは、「エネルギー省へ FS レポートを提出した後に開催される科学技術委員会などの許認可取得プロセスにおいて、最適な容量について議論、協議が実施されることはない、モンゴル側の組織がこの容量を決定するということはなく、事業リスクを負う事業主体が決めることが一般的」との説明がなされた。

よって、現在想定されている発電容量の最大、最少となる 10MW、5MW の 2 条件について事業収益性を評価することとした。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。

（事業収益性評価の前提：モンゴル国エネルギー省との売電条件協議状況）

本調査において本プロジェクトの売電条件を所管するモンゴル国エネルギー省及びエネルギー規制局（Energy Regulatory Commission）との協議、交渉を通じて、売電条件と売電に係る諸条件について口頭で以下の合意を得ている。

1. 売電条件（買取価格、買取量、期間）について、買取価格を 17US¢ とし、最低 20 年間の全量買取を保証する。
2. 売電価格決定方法は「月の最終日の USD/MNT レートによって決定すること」とし、その支払いは「翌月 10 日支払」とする。
3. 違約金条項について、発電事業者の契約相手方が売電契約内容の不履行をなす時には、補助金を含む総投資額を弁償する違約条項を契約書に含める。
4. 政権交代、法律改正が生じた場合にも、本プロジェクトについて合意した売電に係る諸条件が継続して効力を有するとする Stability Agreement の締結を行う。

これら事業性に係る諸条件についてサイサン、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において MoU の締結により、上記事項について書面での合意を行う。

【発電容量 10MW の場合の事業収益性】

本プロジェクトの事業収益性を明らかにするために、発電容量を 10MW と想定した場合の初期投資費用、ランニングコスト、事業収益を詳細に見積り、収益性の評価を実施した。

(1) 初期投資費用の算定

本プロジェクトにおいて必要となる初期投資額は 2,650,000,000 円と見積もっている。ただし、これは資材費、輸送費、工事費等諸条件を最大限保守的に仮定したもと算定されたものである。

(2) ランニングコストの試算

本プロジェクトにおいて発生するランニングコストの費目及び年間金額について、整理した結果、年額約 42,000,000 円のランニングコストが見積もられた。この数値も初期投資費用同様、最大限保守的に前提条件を以て算定されたものである。

(3) 年間発電量試算及び年間売電収入の試算

本プロジェクトは、プロジェクトによって発電された電力を、固定価格買取制度に則りアルタイ・ウリアスタイグリッドへと売電することによって収益を得る。

モンゴル国再生可能エネルギー法（2007年1月制定）にて記載されている固定価格買取制度では系統連系を行う大規模太陽光発電事業の場合、その売電価格は 15US¢～18US¢ と幅をもたせて定められている。

この売電価格の上限、下限に加え、現在合意がなされている売電価格 17US¢ を採用した場合の売電収入を算定したところ以下の通りとなった（算定には 1USD=110 円のレートを採用した）。

売電価格 15US¢ を採用した場合：257,060,183 円

売電価格 17US¢ を採用した場合：291,334,874 円

売電価格 18US¢ を採用した場合：308,472,219 円

売電収入の算出式は次の通り。

算定式：現地日射条件及びプロジェクト導入機器の効率に基づいて算出された年間発電量×売電価格

発電量については、本調査においてモンゴル国の日射量データをもとに各機器効率を考慮し年間予想発電量をシミュレーションにより算出した、15,579,405kWh/年を採用した。

(4) 事業収益性の前提及び評価

上に見積もられたコスト、収益に基づき、本プロジェクトの収益性の評価を行った。収益性の評価には、一般に用いられる内部収益率=IRR（internal rate of return）をその指標として用いている。以下の前提の下評価を行った。

前提 1：各種税金を考慮し調達が必要な金額を 30.5 億円とした。JCM 設備補助の活用による調達分を建設費の半額である約 13 億円とした。その他、自己拠出金（資本金）による調達を 3.5 億円、日本国金融機関からの借入による調達分を、JBIC からの借入分を 9.8 億円、残りを日本国内市中銀行からの借入れることとし市中銀行からの借入分を 4.2 億円とした。それぞれの借入金利は国際協力銀行からの借入分を年 0.8%、市中銀行借入分を年 1.2%と想定した。

前提 2：本プロジェクトに適用される固定価格買取制度の買取期間を事業期間と同じく 20 年とし、発電された電力は全量買い取られるものと想定した。

前提 3：太陽光発電設備の法定耐用年数は通常 17 年であるため、本プロジェクトの減価償却期間を 17 年と設定した。定額法（償却比率は 0.059）を採用している。

上記前提のもと、先に示したモンゴル国内法によって定められている売電価格の下限値 15US¢、モンゴル国エネルギー省から合意が得られている 17US¢、上限値 18US¢ の 3 条件において算出した IRR は以下の通り。なお、IRR の試算には為替レート（1USD=110 円）を採用している。

売電価格	15US¢ の場合	17US¢ の場合	18US¢ の場合
Project IRR	11.2%	13.6%	14.7%
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、Equity IRR は 14.5% となり、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、Equity IRR は 22.0% となり、投資回収期間は 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、Equity IRR は 19.5% となり、投資回収期間は 6.6 年となる。

【発電容量 5MW の場合の事業収益性】

本プロジェクトの事業収益性を明らかにするために、発電容量を 5MW と想定した場合の初期投資費用、ランニングコスト、事業収益を詳細に見積り、収益性の評価を実施した。

(1) 初期投資費用の算定

本プロジェクトにおいて必要となる初期投資額は 1,773,000,000 円と見積もっている。発電容量 10MW の場合と同様、これは資材費、輸送費、工事費等諸条件を最大限保守的に仮定したものと算定されたものである。

(2) ランニングコストの試算

本プロジェクトにおいて発生するランニングコストの費目及び年間金額について、整理した結果、年額 31,000,000 円のランニングコストを見積もっている。発電容量 10MW の場合と同様、この数値は最大限保守的に前提条件において算定されたものである。

(3) 年間発電量試算及び年間売電収入の試算

10MW を想定した場合と同様に、売電価格の上限、下限を採用した場合の売電収入を算定したところ以下の通りとなった（算定には 1USD=110 円のレートを採用した）。

売電価格 15US¢ を採用した場合：128,530,091 円

売電価格 17US¢ を採用した場合：145,667,437 円

売電価格 18US¢ を採用した場合：154,236,110 円

売電収入の算出式は次の通り。

算定式：現地日射条件及びプロジェクト導入機器の効率に基づいて算出された年間発電量×売電価格

発電量については、発電容量を 10MW と想定したシミュレーション値の半分、7,789,703 kWh/年を採用した。

(4) 事業収益性の前提及び評価

上に見積もられたコスト、収益に基づき、本プロジェクトの収益性の評価を行った。収益性の評価には、一般に用いられる内部収益率=IRR (internal rate of return) をその指標として用いている。以下前提の下評価を行った。

前提 1：各種税を考慮し調達が必要な金額を 20 億円とした。その調達を、JCM 設備補助活用により 9 億円、自己拠出金（資本金）を 2.4 億円、日本国金融機関からの借入による調達分を JBIC からの借入分を 7 億円、残りを日本国内市中銀行からの借入れることとし市中銀行からの借入分を 3 億円とした。それぞれの借入金利は国際協力銀行からの借入分を年 0.8%、市中銀行借入分を年 1.2%と想定した。

前提 2：本プロジェクトに適用される固定価格買取制度の買取期間を事業期間と同じく 20 年とし、発電された電力は全量買い取られるものを想定した。

前提 3：太陽光発電設備の法定耐用年数は通常 17 年であるため、本プロジェクトの減価償却期間を 17 年と設定した。定額法（償却比率は 0.059）を採用している。

上記前提のもと、先に示したモンゴル国内法によって定められている売電価格の下限値 15US¢、モンゴル国エネルギー省から合意が得られている 17US¢、上限値 18US¢ の 3 条件において算出した IRR は以下の通り。なお、IRR の試算には為替レート（1USD=110 円）を採用している。

売電価格	15US¢ の場合	17US¢ の場合	18US¢ の場合
Project IRR	6.0%	8.0%	9.0%
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、Equity IRR は 4.3% となり、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、Equity IRR は 9.3% となり、投資回収期間は 12.4 年となる。

本プロジェクトに適用される 17US¢ の場合には、Equity IRR は 7.6% となり、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だけではなく、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。

4.1.6 初期投資・維持管理費及び、MRV に関する資金計画

本プロジェクトに係る資金は 3 つの手法により調達することを計画している。一つ目は JCM 設備補助制度の活用である。2 つ目は発電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による出資金である。3 つ目は事業会社の親会社となるサイサン、マイクライメイトジャパンによる日本国内金融機関からの借入である。モンゴル国では市中金利が 15%~20%（現地通貨ツグルク建ての場合）と非常に高く、同国の金融機関からの借入は現実的ではない為、本プロジェクトでは日本国内金融機関からの借入を予定している。

日本国内金融機関からの借入について、第一の候補として国際協力銀行（以下 JBIC）を想定している。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。

また JBIC は借入額の最大 7 割までしか融資できないという制限を有するため、残りはサイサン及びマイクロイメイトジャパンが取引を実施している市中銀行の中から調達を行う。当該金利は 1.2% を想定している。

JBIC 及び市中銀行とは引き続き協議を進め、その借入に向けた準備を進める。

4.1.7 事業リスク分析

(1) 想定される事業リスク

本プロジェクトにおいて想定される事業リスクとして以下 3 点が考えられる。

1. カントリーリスク

事業実施を行うモンゴル国において政情不安、自然災害等が発生した場合にプロジェクトの継続が不可となり中止されるリスク。

2. 売電契約不履行のリスク

本プロジェクトは発電された電力を系統連系先となるアルタイ・ウリアスタイグリッドに対し売電することで収益を得るものである。この売電に係る条件は売電契約書に定められるが、万が一、売電契約書に定める売電価格、売電量、売電期間通りに買取が履行されない場合に事業が中止となるリスクがある。

3. 為替リスク

本プロジェクトはモンゴル現地に当該事業を行う事業会社を設立し、その事業会社が得た利益をその事業会社を構成する日本法人を含む各社へ送金することとなる。モンゴル国の固定価格買取制度では太陽光の売電価格が 15US¢～18US¢と US ドル建てで表記されているが、同国エネルギー省からは、モンゴル現地通貨（ツグルク）による買取りを希望する旨の発言があった。ツグルク建ての売電を行う場合、現地事業会社から日本法人へ送金する際に、為替損が大きく生じる可能性がある。現在のモンゴル国はツグルク安が進んでおり現地通貨建てで売電を行った場合には、事業収益に大きな影響を及ぼす可能性がある。

4. 政権交代、法改正リスク

モンゴル国における政権交代、関連法の改正等の事象が生じた場合、本プロジェクトにかかり締結された売電契約の条項が、こうした事象の影響により当初の効力を有さなくなるリスクがある。

(2) 事業リスクの回避方法の検討結果

本調査を通じて上に示した 3 点のリスクについてそれぞれ回避策を検討した。結果は以下の通り。

1. カントリーリスクの回避策

当該リスクの回避策として、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）の海外投融資保険の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し、同社の保険適用が可能であること、また 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

売電契約が不履行となるリスクについても同様に、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保証書を得ること、（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

本調査を通じてモンゴル国では法により商取引は全てツグルクで行うことが定められていることが分かった。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る。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。

4. 政権交代、法改正リスクの回避策

本プロジェクトの売電契約条項がモンゴル国の政権交代や関連法の改正により影響されず、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。よって、当該リスクは回避できる見込みである。

4.2 プロジェクト許認可取得

4.2.1 各種許認可取得状況、今後の取得予定

本調査を通じて、事業開始のために取得が必要となる許認可とその内容を明らかにし、取得状況と今後の取得予定を以下に整理した。

表 4-6 各種許認可取得状況、今後の取得予定

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為 の手続き。	9月26日付で土地利用の許 可を取得。（別添 2014PS101_63_収集データ_ 土地使用許可参照）
2	Feasibility Study：FS （エネルギー省）	発電事業実施計画の申請手続き。計画 している発電事業の概要設計、発電量、 事業収支予測を調査し、レポートにま とめ、エネルギー省へ提出する。提出 後、省内部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 レポートドラフトを提出 し、翌2月に最終版提出、 同月内に科学技術委員会の 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 る周辺環境へ影響を調査する手続き。 周辺環境への影響を調査し、必要な場 合にはその対応策を含めてレポートに まとめ、FS承認後に提出し、自然環 境・グリーン開発省の承認を得る必要 がある。	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	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。	会社を設立開始後、6月に取得予定。
5	PPA（売電契約）締結 (Energy Regulatory Commission : ERC)	当該発電事業によって生み出された電力を売電する際の諸条件をまとめた契約締結手続き。発電所建設特別許可取得手続きと併せて実施される。ERCより発電事業者へ契約書のドラフトが提示され、契約条件の協議を行った後に、売電先となる系統連系先グリッドと発電事業者間で締結がなされる。	発電所建設特別許可取得後の翌6月に締結予定。
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。

SEQUENCES OF CONSTRUCTING RENEWABLE ENERGY POWER PLANT

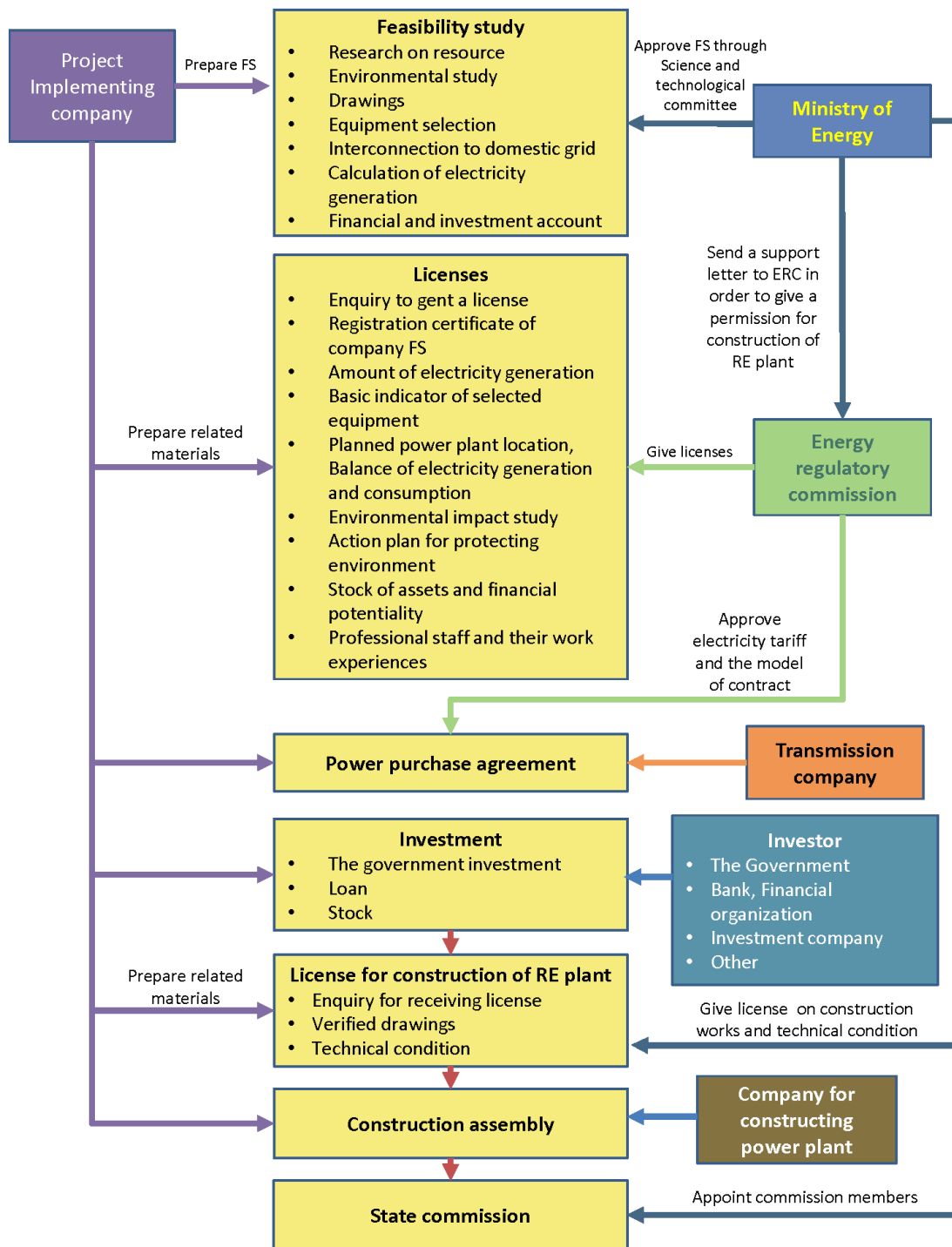


図 4-12 許認可取得の流れ²⁴

²⁴ エネルギー省提供資料

4.3 日本技術の優位性

4.3.1 本プロジェクトにおける主要な導入機器

太陽光発電事業において導入される機器は大きく2つある。1つ目は太陽光によって発電を行う太陽光パネルであり、2つ目はパワーコンディショナーである。パネルで発電された電力は直流の状態にあるが、電力会社への売電の際には交流電力への変換が必要となる。パワーコンディショナーはこの変換を行う装置である。以下に本プロジェクトにおいて導入を予定している機器類を整理した。

【太陽光発電パネル】

メーカー(国)	型番	パネル出力(W)	変換効率(%)
ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社(日本)	同社製品 (非公開)	255	15.5%

出典：NE社提供資料に基づき調査団作成

(本製品導入メリット)

本プロジェクトにおける太陽光パネルは、日本企業であるネクストエナジー・アンド・リソース株式会社の製品の採用を検討している。同社は太陽光発電事業に係るEPC事業を展開しているほか、パネルなどの関連機器についても自社で製造を行っている。同社製品を導入した場合、アフターサービス面及び輸送コスト面においてメリットがある。

大規模太陽光発電事業実現のためには導入する太陽光パネルが長期に渡り故障なく稼働する必要があるため、製品の保証の有無が重要となる。この保証には大きく2種類がある。一つは、設置後に生じる可能性のある製造上の不良等に起因する故障や破損に対する保証でありこれは製品保証と呼ばれる。一般に不具合が生じた場合には、機器の修理、交換が保証される。もう一つは出力保証と呼ばれるもので、これはメーカーが公示している出力性能を一定期間にわたって保証するものである。何らかの理由によりメーカー公称値よりもその発電性能が低下したときには、メーカーが自らの責任で、問題があった機器の修理や交換に応じるサービスのことを指す。

通常、メーカー事業エリア外で実施されるプロジェクトに対してメーカー保証適用を行うことは極めて難しいが、NE社からは、モンゴル国において実施する本プロジェクトへの製品提供に対し保証適用（製品保証、出力保証）を行うとの回答を得ている。この他、同社は本製品を隣国の中国国内工場で製造しており、①製品保証を含めた素早いアフターサービスが得られる、②輸送および輸出入のコストが大きくかからないというメリットがある。

【パワーコンディショナー】

メーカー(国)	型番	定格出力 (kW)	変換効率 (%)	稼働条件 (周囲温度)	サイズ (mm)
A 社(日本)	(非公開)	630	98.6	-20℃~50℃	W1,900×D700×H1,900

出典：調査を通じて入手したデータに基づき調査団作成

(本製品導入メリット)

パワーコンディショナーについては A 社製品の導入を検討している。同社のパワーコンディショナーの動作環境は、他社競合製品と比べて動作温度条件が広い（周囲温度-20℃~50℃、標高 2,000m まで対応可能）ため、高地かつ寒暖差が激しいモンゴル国での安定的な運用に適している。また、他社製品と比べサイズも小型であり本体重量も 1,300kg と軽量なため、輸送・設置（建屋基礎および建屋面積）におけるコストダウンを見込んでいる。

パワーコンディショナーは、製品保証が適用されることが一般的である。この保証適用可否が選定時の判断基準となることは太陽光パネルと同様であり、現在、同社製品を本プロジェクトに対して導入した場合の製品保証適用可否について確認を進めている。

4.3.2 ホスト国における市場状況について

モンゴル国では大規模太陽光発電事業が普及していないため、太陽光パネル、パワーコンディショナーの市場は存在しない。同国では、住宅における小型太陽光発電や、独立電源としての太陽光発電がわずかに実施されているにすぎず、いわば未開の市場である。よってまだ日本技術にとって競合となる製品は存在しない。しかし、同国は太陽光発電に適した豊富な日射量と、広大な土地を有しており、さらに国内電源の不足から再生可能エネルギー普及を進める政策がとられているため、今後市場が形成される可能性は高い。

本調査では太陽光パネル、パワーコンディショナーそれぞれの世界市場に着目し、モンゴル国において市場が形成された場合に競合となりうる海外メーカーを明らかにし、それら海外メーカー製品と日本技術を比較することを試みた。

まず太陽光パネルの世界市場に目を向けると、市場はほぼ中国メーカーに席卷されている。上位 10 社の内 7 社を中国メーカーが占めている。

順位	企業 (国)	市場シェア (%)
1	Yingli (中国)	8.2
2	Trina Solar (中国)	6.7
3	Sharp (日本)	5.4

4	Canadian Solar (中国)	4.9
5	Jinko Solar (中国)	4.6
6	ReneSola (中国)	4.5
7	First Solar (アメリカ)	4.2
8	Hanwha-SolarOne (中国)	3.3
9	JA Solar(中国)	3.2
10	Kyocera (日本)	3.1

出典：Bloomberg New Energy Finance ²⁵

モンゴル国において太陽光発電事業が盛んに実施されるようになった場合、輸送が比較的容易な隣国の中国メーカー製品が市場に流入し、日本製品の競合相手となる可能性は十分に高いと考えられる。

続いてパワーコンディショナーの世界市場に目を向けると、ドイツ、スイス、中国メーカーが多くのシェアを獲得している。

順位	企業 (国)	市場シェア (%)
1	SMA (ドイツ)	16.3
2	ABB (スイス)	12.2
3	Sungrow (中国)	11.6
4	Omron Aso (日本)	10.9
5	TMEIC (日本)	5.5
6	TBEA (日本)	4.6
7	KACO (ドイツ)	3.8
8	Growatt (中国)	3.6
9	Tabuchi Electric (日本)	3.6
10	Advanced Energy Industries (アメリカ)	3.6

出典：Bloomberg New Energy Finance ²⁶

²⁵ Bloomberg New Energy Finance. PV production 2013: an all-Asian affair. p10. Table 3: Top 10 module manufacturers by production, MW.
<http://about.bnef.com/content/uploads/sites/4/2014/04/2014-04-16-PV-production-2013-an-all-Asian-affair.pdf>

²⁶ Bloomberg New Energy Finance. PV production 2013: an all-Asian affair. p11. Table 4: Top 10 inverter manufacturers by production, MW (A).
<http://about.bnef.com/content/uploads/sites/4/2014/04/2014-04-16-PV-production-2013-an-all-Asian-affair.pdf>

日本メーカーも合わせて 24.6%のシェアを有しているものの、ドイツ、スイス、中国の上位 3 社のシェアが大きく、約 40%をも獲得している。モンゴル国内の市場が形成された場合には、これらが日本製品の競合相手となる可能性が高いと考えられる。

以上の結果から、太陽光パネルについては中国製品、パワーコンディショナーについてはドイツ、スイス、中国製品が日本技術の競合相手となると考えられる。

4.3.3 太陽光パネル、パワーコンディショナーの性能比較

本プロジェクトにおいて採用を予定している太陽光パネル、パワーコンディショナーをはじめとする日本製品と、競合となりうる海外製品について、その性能の観点から以下に整理した。

【太陽光パネルの性能比較】

まずは太陽光パネルについて以下に整理を行った。

メーカー	型番	パネル出力(W)	変換効率(%)
ネクストエナジー・アンド・リソース(日本)	(非公開)	255	15.5
(社名非公開)(日本)	(非公開)	242	13.6
(社名非公開)(日本)	(非公開)	190	16.5
(社名非公開)(日本)	(非公開)	195	16.6
(社名非公開)(日本)	(非公開)	210	14.8
(社名非公開)(日本)	(非公開)	233	18.2
(社名非公開)(日本)	(非公開)	240	19.3
(社名非公開)(日本)	(非公開)	150	12.2
(社名非公開)(アメリカ)	(非公開)	92.5	NA
(社名非公開)(カナダ)	(非公開)	200	15.7
(社名非公開)(中国)	(非公開)	205	16.0
(社名非公開)(中国)	(非公開)	190	14.9
(社名非公開)(中国)	(非公開)	190	14.9
(社名非公開)(中国)	(非公開)	216	13.3
(社名非公開)(中国)	(非公開)	275	17.2
(社名非公開)(中国)	(非公開)	265	16.2
(社名非公開)(中国)	(非公開)	260	16.0
(社名非公開)(中国)	(非公開)	260	15.6
(社名非公開)(中国)	(非公開)	260	15.9

出典：調査を通じて入手したデータに基づき調査団作成

一般に太陽光パネルの性能は、太陽光を電気に変換する効率である変換効率の数値によって表される。この変換効率を指標に比較を行った結果、今回採用予定 NE 社製をはじめとする日本製のパネルは、競合となりうる中国製品と比べると同程度である。

【パワーコンディショナー】

次にパワーコンディショナーについて同様に性能の観点から以下に整理した。

メーカー	型番	定格出力(kW)	変換効率(%)	稼働条件 (周囲温度)	サイズ(mm)
A社(日本)	(非公開)	630	98.6	-20°C~+50°C	W1,900×D700×H1,900
(社名非公開)(日本)	(非公開)	500	97.7	-10°C~+40°C	W2,400×D900×H1,950
(社名非公開)(日本)	(非公開)	500	98.4	-10°C~+40°C	W2,220×D1,390×H2,090
(社名非公開)(日本)	(非公開)	500	96.8	-10°C~+40°C	W2,350×D1,300×H1,600
(社名非公開)(ドイツ)	(非公開)	500	98.5	-20°C~+50°C	W2,600×D860×H2,250
(社名非公開)(ドイツ)	(非公開)	630	98.7	-25°C~+62°C	W2,567×D956×H2,272
(社名非公開)(スイス)	(非公開)	630	98.6	-15°C~+40°C	W2,630×D646×H2,130
(社名非公開)(中国)	(非公開)	550	98.7	-30°C~+55°C	W1,606×D860×H2,034
(社名非公開)(中国)	(非公開)	575	98.7	-25°C~+55°C	W2,000×D850×H2,080

出典：調査を通じて入手したデータに基づき調査団作成

パワーコンディショナーの性能は、パネルで発電された直流電力を交流電力へと変換する際の効率値である変換効率によって表される。この変換効率の数値に基づき各社製品を比較した結果、日本製品について特に競合となりうるドイツ、スイス製品と比較した際には同程度の性能であることが確認できた。

4.3.4 太陽光パネル、パワーコンディショナーにおける日本製品の優位性

太陽光発電事業に使用される太陽光パネル、パワーコンディショナーの性能について調査した結果、日本製品は競合となり得る他国製品と比べ同等のトップクラス性能を有していることは分かった。しかし、他国製品と比べて抜きん出ている優位性は確認されなかった。

両製品ともに他国製品と比べて際立った性能の優位性が見られないのは、製品技術開発の進展によりコモディティ化が進んだためと考えられる。西欧、アメリカ、日本をはじめとする地域において、大規模太陽光発電事業は既に普及が進んでいる。それにとまなう技術開発も各国で進んでいるため、性能差は差別化要因とはならなくなっている。この現象は価格差においても同様である。つまり、大規模太陽光発電事業において太陽光パネル、パワーコンディショナーといった機器個別に比較した場合には、日本製品が他国製品と比べて優位であるとは言えない。

一方、大規模太陽光発電事業を計画する際は、機器選定のほかにも重視すべき側面がいくつか存在する。次にこれら側面について、日本技術の優位性を検討することとした。

4.3.5 大規模太陽光発電事業に求められる要素

大規模太陽光発電事業とは、20年を超える長い期間に渡って発電を持続的に実施し、収益を得るビジネスである。この長期に渡るプロジェクトを成功させるために必要となるのは、以下3つの要素である。

- 1) 長期間にわたり継続して発電を行うことができるよう機器のメンテナンス、保証体制を構築すること（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、運用の体制が構築されること（保守・運用体制の構築）

以下に上記 3 点の要素について詳しく述べる。

1) 保証体制の構築

大規模太陽光発電事業は近年普及しはじめたが、長期的に続いている事業に関する実証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。また、本プロジェクトのように開発途上国において実施される太陽光発電事業に際しては、予測不能な潜在リスクが多く存在すると考えられる。

このような状況下において安定的に事業を継続するためには、太陽光発電施設を構成する機器が継続して発電を行うための保証体制が極めて重要となる。

2) 設計・施工の最適化

同様の理由から、現地環境に最適な設計・施工を成すことも極めて重要である。土地の形状、地質、風向などの周辺環境は当然事業実施サイトによって大きく異なる。そのため、長期間の事業継続のためにはその環境特性を見極め、最適な設計を施し、長期に渡る事業継続を維持しうるだけの施工を成す必要がある。

3) 保守・運用体制の構築

従来、太陽光発電事業はメンテナンスフリーであるとされていた。しかし、大型の太陽光発電事業が数多く実現されるようになった昨今では、決してそうではないことが明らかとなっている。長期に渡る発電事業の中では落雷、突風といった自然災害から、パネルの汚れによる発電効率の低下、機器の劣化による故障の発生などが生じる可能性がある。そうした故障の未然の防止、或いは早期に発見、補修を行うことは事業継続の観点から極めて重要である。

4.3.6 大規模太陽光発電事業に求められる技術

前項で整理した大規模太陽光発電事業の成功に必要な 3 点の要素を総合サービスとして提供しているのが EPC 事業者である。EPC 事業とは「Engineering, Procurement and

Construction」つまり「施設的设计、機器の調達、建設」を担う事業者をさす。そして一般的には、発電事業の収益性を担保するために、EPC 事業者は EPC 契約において発電能力もしくは導入機器の性能を保証することを求められている。^{27,28}

特に大規模太陽光発電事業分野では、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提供するシステム全体に対する保証を組み合わせた保証体制を構築し、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る。

この傾向は、太陽光発電事業の普及が進んでいる欧米、日本における共通の事象である。たとえば米国 First Solar 社は発電施設の性能を担保するために、施設設計の際に自社独自の O&M サービスも併せて提供している²⁹。各国において EPC 事業者がそれぞれ独自に技術開発を行い、実績を創出している。

以上の事柄から、大規模太陽光発電事業分野において求められる技術とは、メーカーが提供する太陽光パネル、パワーコンディショナーといった個別機器の性能のみならず、機器選定を通じて事業継続に必要となる保証体制の構築を行い、それらを現地環境に最適な仕様で設計、最適な工法で施工する技術、竣工後の安定稼働を監視・制御する保守運用体制の構築までを提供する総合パッケージサービスまで含まれるといえる。

4.3.7 日本技術の優位性とモンゴル市場開拓の可能性

前項で記載した EPC 事業者が大規模太陽光発電事業に求められるサービスをパッケージとして提供している事象については太陽光発電事業が普及している欧米だけでなく、日本においても同様にみられる事象である。これからの大規模太陽光発電所事業に係る市場ではこうした総合的サービスの内容、専門性、範囲がその差別化の要因となることだろう。

本調査に外注先として参与している日本企業 NE 社は、各機器メーカーが提供する製品保証と、自らが提供する保証サービスを組み合わせた保証プランの提供を行っているほか、杭基礎工法において独自技術である杭打ち専用アタッチメント『ネクストパイラー』（工法

²⁷ DLA Piper. “EPC Contracts in the Power Sector”.
<https://www.dlapiper.com/~media/Files/Insights/Publications/2012/02/EPC%20contracts%20in%20the%20power%20sector/Files/epccontractsinthepowersector/FileAttachment/epccontractsinthepowersector.pdf>. (参照 2015-01-11)

²⁸ ベーカー&マッケンジー法律事務所. “国内・海外プロジェクトにおける EPC 契約”.
http://www.bakermckenzie.co.jp/material/dl/seminar/emi/20060914_3-1.pdf. (参照 2015-01-11)

²⁹ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 “太陽光発電開発戦略”
<http://www.nedo.go.jp/content/100575154.pdf> (参照 2015-01-11)

特許申請中：特願 2012-042021)³⁰ の開発等も行っている。加えて PVSAFETY³¹ と呼ばれる発電施設の監視、制御からメンテナンスサービスまでを含む総合的な保守・運用サービスを提供している。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。

総合サービスであるがゆえに、日本の事業者が提供するサービスとその他海外事業者が提供するサービスの優劣を比較することは難しいが、4.3.5 大規模太陽光発電事業に求められる要素において整理した 3 点の内、①（プロジェクトにおいて活用する EPC 事業者が）保証体制を有すること、②（同じく EPC 事業者が）発電施設の保守運用体制の構築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る。

モンゴル国という、豊富な日射量と広大な土地を有し、再生可能エネルギー普及の政策が整えられつつある市場において、未だ系統連系済みの大規模太陽光発電事業が実現されていないため、この未開の市場を開拓できれば日本の事業者にとって大きなメリットとなる。

こうした観点からも同国において 10MW 規模の大規模太陽光発電事業を実施するという本プロジェクトのもつ意義は非常に大きい。本プロジェクトの実現によって、日本の EPC 事業者が培ったノウハウが同国において活用されたという実績を創出することは、後進の日本の EPC 事業者のモンゴル国進出の足掛かりとなり、同国において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。

4.4 MRV 体制

4.4.1 モニタリングパラメータの設定

本プロジェクトの温室効果ガス排出源は表 4-7 の通り、プロジェクトが実施されなかった場合に既存の電源によって発電、供給され使用される系統電力、プロジェクトの実施があった場合にプロジェクト付属機器の稼働によって消費される系統電力の 2 種類が想定される。本プロジェクトの温室効果ガス排出削減の算定には、この 2 種類の排出源による排出量を把握する必要がある。

³⁰ ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社. 太陽光システムの施工に強い杭打ち工法（ネクストパイラー）. <http://www.nextenergy.jp/service/piler.php>（参照 2015-1-11）

³¹ ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社. 太陽光発電システムのメンテナンス・保守管理サービス. http://www.nextenergy.jp/service/monitoring_maintenance.php（参照 2015-1-11）

表 4-7 温室効果ガス排出源及び種類

温室効果ガス排出源		温室効果ガスの種類
リファレンス排出量	プロジェクトの実施がなされなかった場合に需要家に供給される系統電力	CO ₂
プロジェクト排出量	プロジェクト実施により導入された付属機器（パワーコンディショナー、空調等）が消費する系統電力	CO ₂

上記 2 種類の排出源による温室効果ガス排出量の算出には、表 4-3 の通り、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 つのパラメータをモニタリングする必要がある。これらパラメータのモニタリングには、①は売電に伴う商取引の証憑（請求書、領収書等）、②は買電に伴う商取引の証憑に基づくデータの記録・保管を行うべきと考える。

表 4-8 モニタリングパラメーター一覧

パラメータ	内容	モニタリング手法
$EC_{REF,p}$	プロジェクトによって発電される正味電力量 (kWh/p)	売電時の請求書、領収書等に記載される電力量を記録する。
$EC_{PJ,p}$	プロジェクトにおいて消費される購買電力量 (kWh/p)	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。

4.4.2 MRV 体制の立案

本プロジェクトのモニタリング及び報告のための体制を図 4-13 に示す。

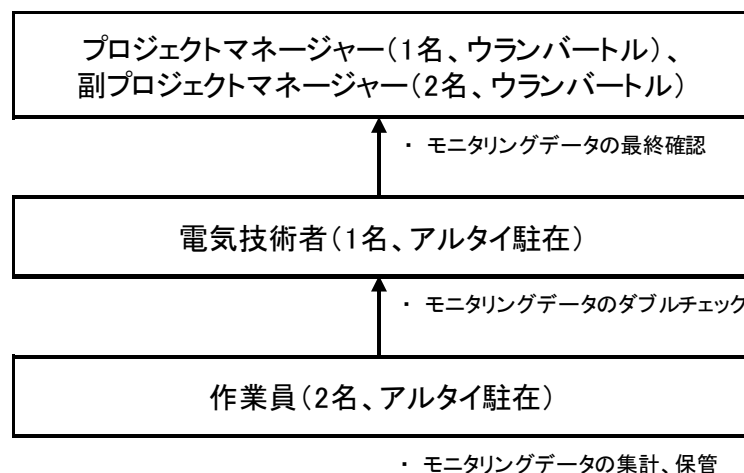


図 4-13 本プロジェクトのモニタリング・報告体制

本体制を設けた目的として、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の2つが挙げられる。この2つの業務は、本事業実施主体に属する、或いは雇用されるプロジェクトマネージャー、副プロジェクトマネージャー、電気主任技術者、作業員、警備員によって行われることを想定している。この内、電気主任技術者とは主に発電所において電気設備の保安監督を行う職務を指す。大規模太陽光発電事業が普及していない同国では、こうした電気主任技術者の選任を義務付ける国内法規は存在しない可能性が高い。しかし、本プロジェクトでは施設の正常な稼働を維持するために専門的な要員が必要であるため、日本の法規制³²に習い、同職務を担うことができる人員を配置することとしている。

モニタリングデータの精度確保は、プロジェクトマネージャー、副プロジェクトマネージャー、電気主任技術者、作業員によって行われる。まず、作業員が請求書、領収書等に記載されている売電時・買電時の電力量を集計する。同作業員は集計した電力量をデータ、紙媒体の2形式を電気主任技術者に報告する。同主任技術者は集計データのダブルチェックを行い、プロジェクトマネージャー及び副プロジェクトマネージャーに報告する。最後に、プロジェクトマネージャー及び副プロジェクトマネージャーが集計データの最終確認を行う。このようにして得られたデータに基づき、プロジェクトマネージャーが温室効果ガス排出削減量を算定し、モニタリングレポートに取りまとめる。

なお、温室効果ガス削減プロジェクトを継続して実施するためには、モニタリングデータの精度確保に加え、施設の正常稼働を維持する運用・保安を行う必要がある。運用・保安は、プロジェクトマネージャー、副プロジェクトマネージャー、電気主任技術者、作業員、警備員によって行われる。発電効率維持のためのパネルの維持管理は作業員が行う。発電施設の発電量のモニタリングは、遠隔監視システムを活用し、プロジェクトマネージャー及び副プロジェクトマネージャーが行い、保守整備作業が必要な場合には電気主任技術者が行う。また、パネルの盗難を防止するため、本プロジェクトの施設には警備員を24時間常駐させることを計画している。

以上の体制を設けることにより、本プロジェクトのモニタリングデータの精度及び施設の正常な稼働を担保する。

4.4.3 MRV 体制構築のための実地研修の実施

上記の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。

モンゴル国には系統連系を行う1MW超の大規模太陽光発電事業の実施事例が未だなく、こうした事業についてのノウハウが十分に蓄積されていない。本プロジェクトは発電した

³² 日本の場合、電気事業法において50kW以上の太陽光発電設備は電気主任技術者による運用・保安が義務付けられている。

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、全2回の委員会開催を通じて、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った。本委員会のメンバーは以下名簿の通り。

表 4-9 10MW 級太陽光発電事業検討委員会名簿

	氏名	所属・役職
日本側委員	小池 聡樹	株式会社サイサン 海外事業部部長
	細川 昌彦	Deputy CEO, UniGas LLC
	服部 倫康	マイクライメイトジャパン株式会社 代表取締役社長
モンゴル側委員	Mr. BAYARBAATAR Tsendsuren	General Director, Policy Implementation & Coordination Department, Ministry of Energy
	Mr. TSERENJAMTS Sanjmaa	Senior Officer, Policy Implementation & Coordination Department, Ministry of Energy
	Mr. BAYASGALANBAATAR Baasankhuu	Officer, Implementation & Coordination Department, Ministry of Energy
	Mrs. ARIUNJARGAL Lamjav	Officer, Implementation & Coordination Department, Ministry of Energy
	Mr. BASSAIKHAN Dash	Commissioner, Energy Regulatory Commission

特に1月19日(月)～1月23日(金)に実施した第2回委員会において、MRV体制構築に注力した。第2回委員会において、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。

第2回委員会の実施内容は以下の通り。

表 4-10 第2回委員会の実施内容

実施期間	2015年1月19日(月)～1月23日(金)
研修等の内容	<p>1. 日本国内メガソーラー施設見学(1月20日) (株式会社サイサンの埼玉県寄居メガソーラー施設を予定)</p> <p>(ア) 事業サイト施設、機器の見学 (イ) 事業サイト運営手法(制御、遠隔監視等)の視察・見学</p> <p>2. 日本国内省庁・電力事業者との情報交換(1月22日)</p> <p>(ア) 東京電力株式会社訪問(電力需給調整手法情報交換) (イ) 資源エネルギー庁訪問(再生可能エネルギー普及動向/固定価格買取制度情報交換) (ウ) 環境省訪問(二国間クレジット制度に係る意見交換)</p> <p>3. 株式会社サイサン、マイクライメイトジャパン株式会社との意見交換 (1月20日、1月22日)</p>

4.4.4 モニタリングパラメータの計測機器の選定

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。同国において使用可能な電力量計は、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いる。0.2S、0.5S、1.0、2.0 という4種の精度クラスの電力量計が使用可能であり、それぞれのクラスの許容誤差を表4-11、表4-12に記す。更に、電力量計は寒冷な同国の気温に耐えうるものでなければならぬため、表4-13に示す性能試験に合格した計器のみ使用可能となっている。

表 4-11 MNS5660:2006 における精度クラス 1.0 及び 2.0 の電力量計の許容誤差

電流		力率	許容誤差 (%)	
単独計器	変成器付き計器		1.0	2.0
0.05 l _{定格} ≤ l ≤ 0.1 l _{定格}	0.02 l _{定格} ≤ l ≤ 0.05 l _{定格}	1	±1.5	±2.5
0.1 l _{定格} ≤ l ≤ l _{max}	0.05 l _{定格} ≤ l ≤ l _{max}	1	±1.0	±2.0
0.1 l _{定格} ≤ l ≤ 0.2 l _{定格}	0.05 l _{定格} ≤ l ≤ 0.1 l _{定格}	0.5L	±1.5	±2.5

		0.8C	±1.5	-
0.2 l _{定格} ≤ l ≤ l _{max}	0.1 l _{定格} ≤ l ≤ l _{max}	0.5L 0.8C	±1.0 ±1.0	±2.0 -
顧客の特別要求で 0.2 l _{定格} ≤ l ≤ l _{定格}	顧客の特別要求で 0.1 l _{定格} ≤ l ≤ l _{定格}	0.25L 0.5C	±3.5 ±2.5	- -

※l_{定格} : 定格電流、l_{max}: 最大電流

表 4-12 MNS5660:2006 における精度クラス 0.2S 及び 0.5S の電力量計の許容誤差

電流	力率	許容誤差 (%)	
		0.2S	0.5S
0.01 l _{定格} ≤ l ≤ 0.05 l _{定格}	1	±0.4	±1.0
0.05 l _{定格} ≤ l ≤ l _{max}	1	±0.2	±0.5
0.02 l _{定格} ≤ l ≤ 0.1 l _{定格}	0.5L	±0.5	±1.0
	0.8C	±0.5	±1.0
0.1 l _{定格} ≤ l ≤ l _{max}	0.5L	±0.2	±0.6
	0.8C	±0.3	±0.6
顧客の特別要求で 0.1 l _{定格} ≤ l ≤ l _{定格}	0.25L	±0.5	±1.0
	0.5C	±0.5	±1.0

※l_{定格} : 定格電流、l_{max}: 最大電流

表 4-13 MNS5660:2006 における電力量計の性能試験

試験	試験方法
暑さの試験	温度+70°C±2°Cの環境下で 72 時間放置し、更に平温（22°C）の環境下で 3 時間放置後、誤差が許容誤差範囲内の電力量計のみ使用可能。
寒さの試験	温度-45°C±3°Cの環境下で 72 時間放置し、更に平温（22°C）の環境下で 3 時間放置後、誤差が許容誤差範囲内の電力量計のみ使用可能。

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ネルギー・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国の基準に合致するとの回答を得た。

4.5 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

4.5.1 環境十全性の確保、プロジェクト実施による環境面での影響(好・悪)その対策

本プロジェクトの環境への影響を以下に示す。

(1) 環境への好影響

➤ 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。本プロジェクトを端緒とし、モンゴル国における再生可能エネルギー発電事業が推進されることによって、化石燃料を原料とするエネルギー供給に代替し、温室効果ガス削減が推進される。

➤ 大気汚染の改善

GHG 排出量の削減に加え本プロジェクトの実現によるホスト国への環境側面への貢献は、深刻な大気汚染の改善である。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。

本プロジェクトを契機として再生可能エネルギー発電事業が活発化すれば、モンゴル国のエネルギーセクションにおける化石燃料の代替、効率化、再生可能エネルギーの更なる普及促進に繋がり、より一層の大気汚染防止に繋がる。

(2) 環境への悪影響

➤ 太陽の反射光による市街地住民への影響

本プロジェクト実施サイトにおいて環境影響評価（一般評価）の実施を行い、本プロジェクトによる悪影響は確認されなかった（詳細は 6.1 環境影響評価にて後述する）。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。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たところ、太陽光発電施設は空港敷地境界から 500m 内に設置はできないが、本プロジェクトサイトはこの敷地境界から 500m 以上離れた場所を土地整備局長立会いの下選定しているため、問題ない旨確認した。

4.5.2 持続可能な開発への寄与

本プロジェクトが持続可能な開発へ寄与する点を以下観点から整理する。

【社会的側面における貢献】

➤ 安定的な電力供給体制の実現

同国は豊富な日射量を有しており、大規模太陽光発電事業を実施するために必要な政策、法整備が進められているにもかかわらず、現時点において系統連系をなす 1MW 超の大規模太陽光発電事業の実施事例はまだない。本調査を通じて、既に計画されている太陽光発電事業が複数存在していることを確認しているが、その多くは投資家不在のため実行される

ことなく止まっているケースが多い。本プロジェクトが第 1 号事例として実現された暁には、それが呼び水となり同様に大規模太陽光発電事業への投資が急速に進む可能性がある。

高まる電力需要に対し供給が制限されている昨今の状況が続けば、経済発展に対しても悪影響を与えかねないため、本事業の実現を通じてモンゴル国内の大規模太陽光発電事業が普及し、電力の安定供給体制が確保されれば同国経済へ与える社会的貢献は大きい。

【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

先述の通り、モンゴル国では 1MW を超える系統連系を行う太陽光発電事業が実施された実績はまだない。しかし、再生可能エネルギー普及を進める政策がとられており、再生可能エネルギー法をはじめとする法整備も整いつつあるため、事業環境としては許容範囲内に収まると判断している。まずは第 1 号事例として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

ゴビ=アルタイ県では、既存の需要に対して十分な電力供給がなされていないことに加え、県内で進められている鉱山開発をはじめとして生じている将来需要に対しても十分に供給できる目途がつかっていない。ゴビ=アルタイ県庁へのヒアリングにより、同地域では既に食料工場、レンガ工場の他、鉱山の開発が計画され、今後は建築資材分野、鉱業分野の発展を見込んでいるとのことであったが、エネルギー供給が十分でないことが一因となり、遅れているとのことであった。電力供給はこの地域の経済発展の大きな要因となっている。

本プロジェクトの実現により現在供給が不足している既存需要への十分な電力供給がなされること、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、生じている将来需要に対する電力源が確保されることは、同地域の産業振興にとって大きな効果をもたらす。

➤ 日本技術の移転

上記のとおり、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。

4.6 今後の予定及び課題

4.6.1 プロジェクト実現化スケジュール

本プロジェクト実現化に向けたスケジュールは次の通り。

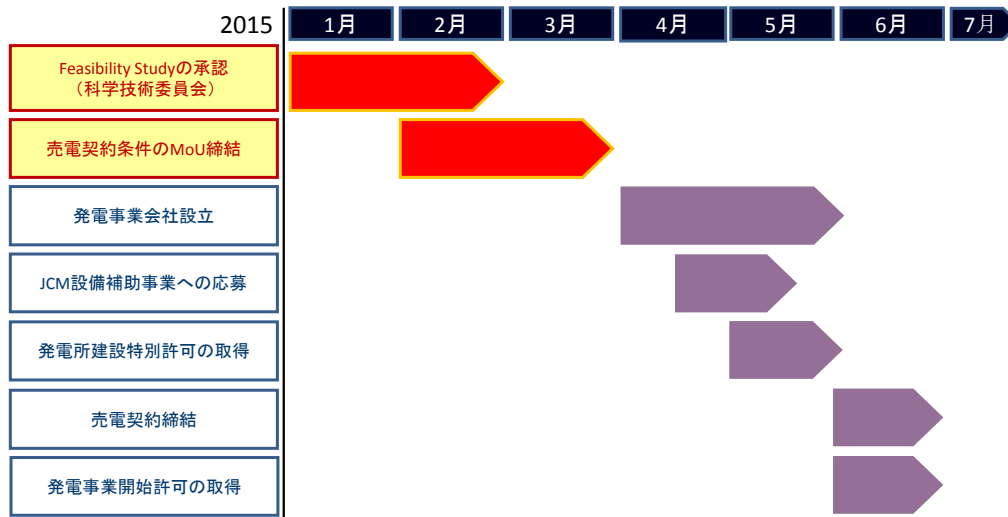


図 4-14 プロジェクト実現化スケジュール

4.6.2 プロジェクト実現に向けた課題とその解決策

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。

5. JCM 方法論作成に関する調査

・方法論の開発アプローチ

本調査において提案されているプロジェクトは、モンゴル国において 10MW 級の太陽光発電を立ち上げ、再生可能エネルギーを創出し、ナショナルグリッドに供給するものである。プロジェクトの実施は、グリッドにおける温室効果ガス（GHG）の排出の高い化石燃料中心の電力を代替し、排出削減効果をもたらす。

二国間クレジット制度（JCM）において適用される MRV 方法論はプロジェクトごとに開発されるが、CDM と比べ簡易で、リファレンス排出量は、BAU (Business-as-Usual) より保守的に設定されることが求められている。また、適格性要件の設定においては、当該方法論の下で導入を促進する製品・技術をベンチマークなどで具体的に設定することが求められている。本調査においては、これらの点を留意した方法論の開発に努めた。方法論の概要を以下に示す。

- MRV 方法論の開発において参照した CDM 方法論の ACM0002 及び AMS I.D は、再生可能エネルギー全般（風力、水力、地熱、太陽光、及び波力等）を対象としている。これらの方法論では、再生可能エネルギー設備の新規導入、容量の追加、改良、及び置換が対象活動となっている。モンゴル国における 10MW 規模のグリッド連系太陽光発電の普及・開発状況を考慮すると、既存設備の改良や置換のような機会は想定されないことから、方法論全体の簡素化を図ることも念頭におき、「太陽光発電システムの新規導入もしくは、既存の太陽光発電施設において、容量の追加による太陽光エネルギーのグリッドへの供給」を対象活動とする。
- CDM 方法論 ACM0002 及び AMS I.D では、太陽光発電プロジェクトについては、プロジェクト排出量は無視出来るものとなっている。しかしながら、本調査対象のプロジェクトサイトはモンゴル西部のアルタイ県に位置しており、同地域においては、冬場は-30℃、夏場は 50℃近くになり、気象条件が非常に厳しい³³。このことから、太陽光発電に伴う付帯設備（パワーコンディショナー等）は冷暖房完備の建屋内に設置し、運用する必要がある。こうした追加的な電力利用は、グリッドからの電力輸入により賄うことになることから、これらの消費量をモニタリングし、プロジェクト排出量として差し引く。

³³ climatemps.com.“Altai Climate”.<http://www.altai.climatemps.com/>, (参照 2014-12-25).

・用語の定義

本方法論における用語の定義を以下に記す。

用語	定義
Solar power generation system	Solar power generating system uses photovoltaic cells to directly convert sunlight into electricity. A PV system usually consists of one or more modules connected to an inverter that changes the PV's DC electricity to alternating current (AC) electricity to be compatible with the electric grid.
太陽光発電システム	太陽光発電システムは、太陽電池を用い、太陽の光エネルギーを直接電力に変える仕組みである。太陽光発電システムは、インバーターに接続された一つ以上のモジュールから構成され、発電した直流電力を、パワーコンディショナーによりグリッド電力と同じ交流電力に変換する。

5.1 適格性要件

5.1.1 適格性要件 1

本方法論における適格要件と設定根拠を以下に記す。

適格性要件 1
<p>The project activity is generation of mega-solar scale power (more than or equal to 1MW output) in Mongolia.</p> <p>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。</p>

✓ 設定根拠

- 2011 年におけるモンゴル全体の発電設備容量 937MW 余りで、その 90% 近くが石炭火力発電により賄われている。設備容量の内訳では、石炭火力発電 828.8MW、ディーゼル発電 74.34MW、水力発電 27.5MW、及び風力・太陽光ハイブリッドシステム 6.65MW となっている。さらに、全発電量 4,562GWh 余りに占める割合では、石炭火力が 4,550GWh で 98% 強の圧倒的ボリュームを占めている。

表 5-1 電源タイプ別の設備容量・発電量実績 (2011 年)

	設備容量	発電実績
石炭火力発電 (CHP 7 基)	828.8MW	4,550.1GWh
ディーゼル発電 (60-1000kW 規模が 600 基)	74.34 MW	20.2GWh
水力発電 (13 基)	27.5 MW	52.6GWh
太陽光・風力ハイブリッド発電	6.65 MW	0.6GWh
合計	937.29 MW	4,623.5GWh

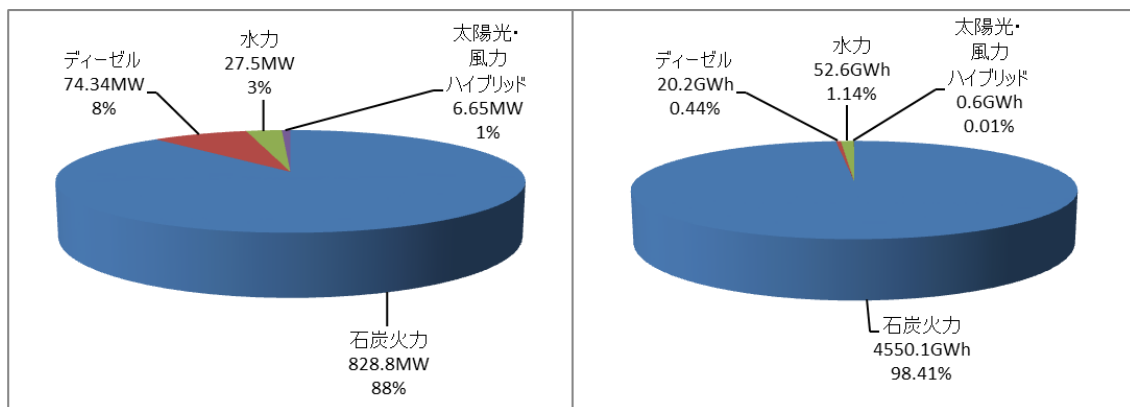
出典：エネルギー経済研究所資料³⁴より調査団作成

図 5-1 電源タイプ別の設備容量・発電量の比率 (2011 年)

出典：エネルギー経済研究所資料³⁵より調査団作成

- 風力発電に関しては、モンゴル国で初となる 50MW 級の Salkhit wind farm³⁶が、2013 年 6 月 24 日に稼働を開始したところである。Salkhit wind farm は、2012 年 3 月に CDM プロジェクトとして登録されており、2013 年 12 月 31 日までの約 6 か月間の運転において、54 千トン³⁷の炭素クレジット (CER) が発行されている。

太陽光発電に関しては、2011 年での設備容量は 7MW に満たず、ほぼ全てが風力とのハイブリッドによる小規模独立型のオフグリッド発電である。また、グリッド連系の太陽

³⁴ エネルギー経済研究所。“COUNTRY PRESENTATION: MONGOLIA”.
<http://eneken.ieej.or.jp/data/4480.pdf>. 2012-6.

³⁵ エネルギー経済研究所。“COUNTRY PRESENTATION: MONGOLIA”.
<http://eneken.ieej.or.jp/data/4480.pdf>. 2012-6.

³⁶ Svitlana Pyrkalo.“Salkhit wind farm in Mongolia starts production; EBRD ready to double funding for wind”. European Bank.
 2013-6-20.<http://www.ebrd.com/news/2013/salkhit-wind-farm-in-mongolia-starts-production-ebrd-ready-to-double-funding-for-wind.html>.

³⁷ UNFCCC.“Salkhit Wind Farm”.<https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/RWTUV1333022739.26/view>.(参照 2014-12-26).

光発電では、モンゴル国で初となる 443.52kW³⁸のシステムが、国際協力機構（JICA）の無償資金援助で、2012 年 7 月末に導入されたところである。同発電システムは、ウランバートル市のチンギスハン国際空港隣接地に設置されている。

- 上述の分析から、モンゴル国においては、本 JCM 調査で提案されているような、10MW 級のグリッド接続の太陽光発電事業の実績はまだなく、メガソーラー（出力規模 1MW 以上）以上の規模であっても市場浸透率はゼロであり、JCM プロジェクトとして実施にする希少性があると言える。よって、「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」を適格性要件の一つとする。

5.1.2 適格性要件 2

適格性要件 2

The project activity is the installation of a new solar power generation system at a site where there has been no mega-solar scale power generation system, or capacity addition to the existing solar power generation system.

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

- JCM においては、CDM に比して、方法論の簡素化を図ることが期待される。このことから、本方法論は、適格性要件において、新設もしくは既存太陽光発電システムへの追加（増設）を対象としたプロジェクトに限定することを提案する。
- 適格性要件 1 の検討において示したとおり、モンゴル国では、10MW 級のグリッド接続の太陽光発電事業の実績はまだなく、1MW（メガソーラー）以上の規模でも、現地における市場浸透率はゼロである。
- こうした状況を踏まえると、既設の太陽光発電設備の改修や置換のようなプロジェクトが JCM として実施される可能性は、殆どないと言える。

³⁸ JICA. “太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画”.
<http://www.jica.go.jp/oda/project/0961230/index.html>. (参照 2014-12-25).

5.1.3 適格性要件 3

適格性要件 3

The electricity generated by the project will be supplied to Altai Uliastai Regional Energy System in Mongolia to replace existing electricity generation. Auxiliary electricity consumption by the project, if there is any, will be supplied from Altai-Uliastai Energy System.

プロジェクトにより発電される電力は、モンゴル国のアルタイ・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。

✓ 設定根拠

- JCM プロジェクトは、JCM に合意した二国間における排出削減の取り組みであり、第三国で発電された電力の代替による排出削減を請求することは妥当ではない。また、CDM においても、海外からの電力輸入(特に non-Annex I 国から)については、排出係数をゼロとみなすこととなっている。
- 本プロジェクトが連系するアルタイ・ウリアスタイグリッドにおいては、中央グリッド及び西部グリッドからも電力が供給されている(図 5-2)。さらに、中央グリッド及び西部グリッドには、ロシアからの電力輸入がある(図 5-3、図 5-4)。このことから、本方法論におけるアルタイ・ウリアスタイグリッド排出係数の算出では、中央グリッド及び西部グリッドから輸入されている電力部分を考慮しないこととする。

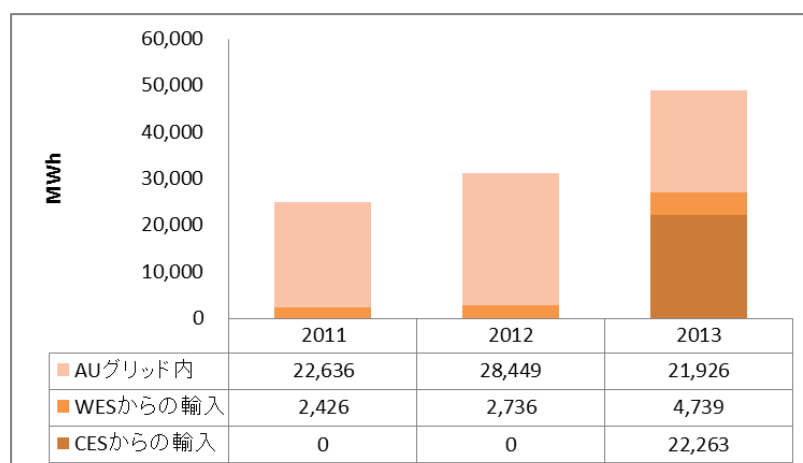


図 5-2 アルタイ・ウリアスタイグリッド (AUES) の電源構成

出典：アルタイ・ウリアスタイグリッドエンジニアより入手したデータに基づき調査団作成

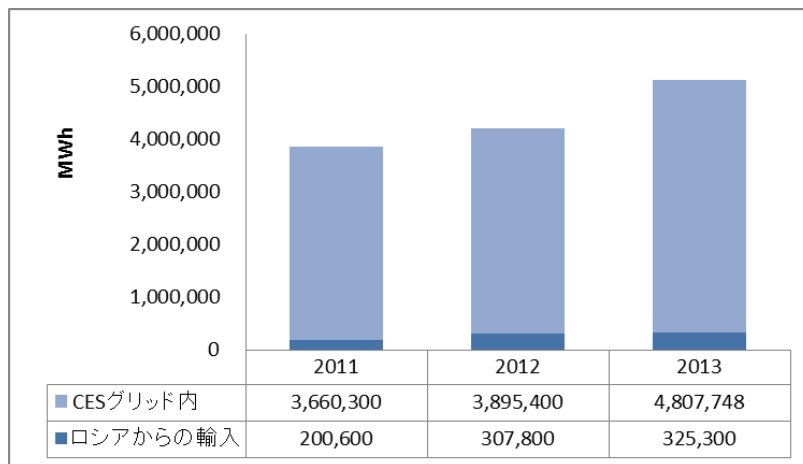


図 5-3 中央グリッド (CES) の電源構成

出典：アルタイ・ウリアスタイグリッドエンジニアより入手したデータに基づき調査団作成

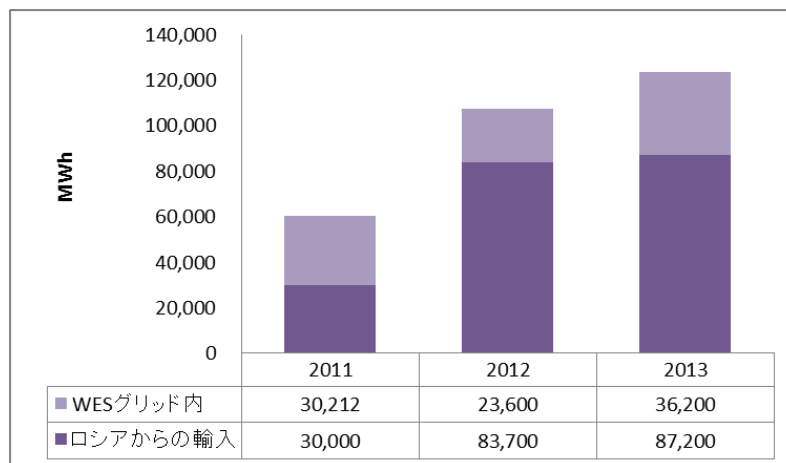


図 5-4 西部グリッド (WES) の電源構成

出典：アルタイ・ウリアスタイグリッドエンジニアより入手したデータに基づき調査団作成

5.1.4 適格性要件 4

適格性要件 4

The solar power generation system installed in the project measures net electricity supplied to the grid.

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

- 太陽光発電によりグリッドに供給される正味電力量(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)が容易に算出可能となる。
- プロジェクトサイト内における他の活動等による電力輸出入と混在せずに、単独でモニタリングできることは、事業者にとり、モニタリング報告書の作成や検証作業における転記などの人的ミスの軽減につながる。
- 建屋の空調、電力制御装置(パワーコンディショナーや日射計等)による追加的な電力需要はグリッドからの輸入で賄う必要がある場合は、電力消費量をモニタリングし、当該グリッドの排出係数を乗じ、プロジェクト排出量として考慮する。

5.1.5 適格性要件 5

適格性要件 5
<p>The solar cells in the system have obtained: (i) a certification of design qualifications and safety qualification set by the IEC (International Electrotechnical Commission³⁹), or (ii) have obtained any other national certifications that conforms to the IEC. The qualifications set by the IEC referred are as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Design qualification and type approval: IEC 61215 (silicon) , IEC 61646 (thin-film) , and IEC 62108 (CPV) - Safety qualification: IEC 61730-1 (construction) and IEC 61730-2 (testing) <p>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。</p> <p>具体的な国際電気標準会議 (IEC) の規格は：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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)

✓ 設定根拠

- 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

³⁹ International Electrotechnical Commission (IEC) <http://www.iec.ch/>

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ことを目的とする。

- 太陽電池モジュールに関する国際電気標準会議（IEC）の規格は、以下の二つがある⁴⁰。
 - 性能認証規格： 製品別に、三つの規格がある。
 - 結晶系 - IEC 62125
 - 薄膜系 - IEC 61646
 - 集光型 - IEC 62108
 - 安全性認証規格： 安全性認証は、二段階となっている。
 - 構造審査 - IEC 61730-1
 - 試験 - IEC 61730-2
 - 日本国内における規格は、以下の二つがある⁴¹。
 - 性能認証規格： 欧州市場への輸出も視野に、国際電気標準会議（IEC）完全整合 JIS 規格として、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。
 - 安全性認証規格： 欧州市場における CE マーキング⁴²も可能なように、国際電気標準会議（IEC）完全整合規格の JIS C 8990（結晶系）及び JIS C 8991（薄膜系）及び安全性認証の規格（JIS C 8992-1、8992-2）がある。
- また、日本国内における太陽光発電機器の設置に関わる住宅用補助金の要件では、上記両規格への適合が条件となっている。
- 北米における規格は、以下のような扱いとなっている。
 - 性能認証規格： 米国生まれの規格が存在するが、北米ではあまり要求されていない。
 - 安全性認証規格： 北米認証規格（UL 1703）を基にしているが、制定過程で

⁴⁰ 一般財団法人 電気安全環境研究所.“太陽電池モジュールの認証試験規格と試験所認定”.http://www.accreditation.jp/council/image/10_4.pdf

⁴¹ 一般財団法人 電気安全環境研究所.“太陽電池モジュールの認証試験規格と試験所認定”.
http://www.accreditation.jp/council/image/10_4.pdf

⁴² JETRO.“日本からの輸出に関する相手国の制度など”.
<http://www.jetro.go.jp/world/europe/eu/qa/01/04S-040011>.(参照 2014-12-25).

かなりの相違が生じており、国際電気標準会議（IEC）規格への整合化作業は難航中である。

- その他の国における扱い。
 - ・中国の太陽電池モジュール製品は、メーカーは数百社存在するが、IEC 規格の認証を受けている企業は大手企業が中心となっている⁴³。
 - ・インドでは太陽電池モジュールの生産産業が著しく伸びており、その生産の大半は米国系企業によるものである。これら米国企業は、北米認証規格 UL 1703 に基づく認証を取得しており、インド国内企業については、性能や安全性認証の取得に至っていないところが殆どである。
- 本適格性要件単独では、確実に日本製品の選定につなげることは難しいと考えられるが、少なくとも安価で質の悪い、中国他の製品排除に資する適格性要件である。

5.1.6 適格性要件 6

適格性要件 6

The solar power generation system installed in the project includes power conditioner(s) with minimum conversion efficiency of 98%.

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

- 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。日本国内で 500kW クラスのパワーコンディショナーを製造しているメーカーは、主に 4 社ある（表 5-2）。いずれも製品保証付きで、国内他社製品と比較すると、A 社製が、定格出力が高く変換効率も良いため、kW 当たりのコストパフォーマンスが最も良い。加えて、稼働条件（周囲温度）の幅も広く寒冷なモンゴル国での使用に適している。機器サイズも他社製品に比べ小型である。

⁴³ JETRO.“アジア主要国の太陽光・風力発電市場アジア主要国の太陽光・風力発電市場”.2012.
http://www.jetro.go.jp/jfile/report/07001033/asia_solar_wind.pdf

表 5-2 日本メーカーの 500kW 級パワーコンディショナーの性能比較

メーカー	型番	定格出力 (kW)	変換 効率(%)	稼働条件 (周囲温 度)
A 社	(非公開)	630	98.6	-20℃~+50℃
(社名非公開)	(非公開)	500	98.5	-10℃~ +40℃
(社名非公開)	(非公開)	500	98.4	-10℃~ +40℃
(社名非公開)	(非公開)	500	96.8	-10℃~ +40℃

出典：調査を通じて入手したデータに基づき調査団作成

- 海外メーカーでは、メガソーラー事業に実績を有するドイツやスイスが、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（表 5-3）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。

表 5-3 海外メーカーの 500kW 級パワーコンディショナーの性能比較

メーカー	型番	定格出力 (kW)	変換 効率(%)	稼働条件 (周囲温 度)
(社名非公開) (ドイツ)	(非公開)	500	98.5	-20℃~+50℃
(社名非公開) (ドイツ)	(非公開)	630	98.7	-25℃~ +62℃
(社名非公開) (スイス)	(非公開)	630	98.6	-15℃~ +40℃
(社名非公開) (中国)	(非公開)	550	98.7	-30℃~55℃
(社名非公開) (中国)	(非公開)	575	98.7	-25℃+55℃

出典：調査を通じて入手したデータに基づき調査団作成

- 上述のとおり、国内、海外を含め、500kW 級のパワーコンディショナーを提供しているメーカーは多く無い。既存のメーカーはいずれも 98%以上の変換効率であり、各社の効率の差は 1%未満にとどまる。2014 年 9 月に A 社が大容量 1.667MW パワーコンディショナーで、最大変換効率が世界最高レベルとなる 99%を達成したことが発表されたところであり⁴⁴、「98%以上」という設定は、現時点での市場における性能を考慮すると妥当であると考えられる。

⁴⁴ <http://techon.nikkeibp.co.jp/article/NEWS/20140930/379621/>

5.1.7 適格性要件 7

適格性要件 7

The solar power generation system installed in the project is equipped with remote monitoring system. The remote monitoring system emits warning in the event of operational failure. The project owner/participant located in the distance receives warning remotely and can quickly attend to the issues for trouble-shooting and recovery.

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。

✓ 設定根拠

- 本プロジェクトは、高地かつ寒暖差が激しい土地において、10MW級の太陽光発電システムを導入するものである。気候条件の厳しい遠隔地において、一年を通して技術者を物理的にプロジェクトサイトに配置するのは現実的ではない。
- 遠隔モニタリングシステムを搭載する機器の導入を適格性要件の一つとすることで、遠隔地の技術者やプロジェクト会社が、太陽光発電システムの安定的な運用を常時確認し、迅速なトラブルシューティングや復旧対応を可能とする。
- 本適格性要件単独では、確実に日本製品の選定につなげることは難しいと考えられるが、少なくとも安価で質の悪い海外製品の排除に資する適格性要件である。

5.2 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

5.2.1 リファレンス排出量の設定

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。

	データの説明	設定方法
RE_p	期間 p のリファレンス排出量 (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)	プロジェクト実施後の実績 (モニタリング)
$EF_{CO_2,grid,p}$	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)	方法論において事前に算定された値を付与

5.2.2 リファレンス排出量の算定手法

「リファレンス排出量の設定」に示したとおり、本方法論におけるリファレンス排出量は、プロジェクトによりグリッドに供給された電力量をモニタリングし、代替するグリッド電力の排出係数を乗じて算定する。

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は、事前に算定された値を方法論で指定し、プロジェクト実施者は、これを採用する。

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

	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

5.2.3 プロジェクト排出量の設定

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や日射計等）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。

CDMにおける再生可能エネルギー発電プロジェクトは、太陽光発電を含め、殆どの場合プロジェクト排出量を無視して良いこととなっている。このことから、本方法論においてプロジェクト排出量を考慮することは、より保守的な排出削減量の算定につながり、リファレンス排出量を低く設定することを補完するものである。

5.2.4 プロジェクト排出量の算定手法

プロジェクトサイトにおいて、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使用されるグリッド電力の排出係数と同一のものとする。

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

	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

5.2.5 GHG 排出削減量

本方法論における GHG 排出削減量は、モニタリングされたリファレンス CO₂ 排出量とプロジェクト排出量) の差となる。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

	データの説明
ER_p	期間 p の GHG 排出削減量 (tCO ₂ /p)
RE_p	期間 p のリファレンス排出量 (tCO ₂ /p)
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量 (tCO ₂ /p)

さらに、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量を下記のとおり試算した。

排出削減量は、次のとおり算出される。尚、排出係数の値はデフォルト値を使用する。

(リファレンス排出量)

$$\begin{aligned}
 RE_p &= EG_{REF,p} \times EF_{CO_2,grid,p} \\
 &= 15,579,405 \text{ (kWh/年)} \times 0.817 \text{ (t-CO}_2\text{/MWh)} / 1000 \text{ (kWh)} \\
 &= 12,728.37 \approx 12,728 \text{ (t-CO}_2\text{/年)}
 \end{aligned}$$

パラメータ	値	出典・備考
$EG_{REF,p}$	15,579,405	年間発電量：15,579,405kWh/年 当該年間発電量は、モンゴル国ウランバートル市の気象データ、本事業において導入される太陽光パネル、パワーコンディショナー等設備仕様をもとに、発電シミュレーターを活用して試算された値。
$EF_{CO_2,grid,p}$	0.817	方法論

(プロジェクト排出量)

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

$$= 49,076 \text{ (kWh/年)} \times 0.817 \text{ (t-CO}_2\text{/MWh)} / 1000 \text{ (kWh)}$$

$$= 40.09 \approx 41 \text{ (t-CO}_2\text{/年)}$$

パラメータ	値	出典・備考												
$EC_{AUX,p}$	49,076	<p>建屋空調：42,944kWh/年</p> <p>年間消費電力量 = 消費電力 (kW/時) × 使用時間 (時/年) × 面積</p> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>消費電力 (kW/時) (暖房可能面積 17.8m²)</td> <td>3.5</td> </tr> <tr> <td>使用時間 (時/年) (一日 12 時間想定) *</td> <td>1092</td> </tr> <tr> <td>面積 (m²)</td> <td>200</td> </tr> </table> <p>* アルタイ地域の過去年間気象データに基づくと、夏場の最高気温は28.5℃で、冷房は不要。冬場の最低気温は、-20℃以下の日が年間で91日あった。</p> <p>パソコン：6,132kWh/年</p> <p>年間消費電力量 = 消費電力 (W) × 待機時間 (時/年) × 台数</p> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>消費電力 (W/台)</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>待機時間 (一日 12 時間想定) **</td> <td>4,380</td> </tr> <tr> <td>台数</td> <td>20</td> </tr> </table> <p>** 年間 365 日想定。</p>	消費電力 (kW/時) (暖房可能面積 17.8m ²)	3.5	使用時間 (時/年) (一日 12 時間想定) *	1092	面積 (m ²)	200	消費電力 (W/台)	70	待機時間 (一日 12 時間想定) **	4,380	台数	20
消費電力 (kW/時) (暖房可能面積 17.8m ²)	3.5													
使用時間 (時/年) (一日 12 時間想定) *	1092													
面積 (m ²)	200													
消費電力 (W/台)	70													
待機時間 (一日 12 時間想定) **	4,380													
台数	20													
$EF_{CO_2,grid,p}$	0.817	方法論												

(排出削減量)

$$\begin{aligned}
 ER_p &= RE_p - PE_p \\
 &= 12,728 \text{ (t- CO}_2\text{/年)} - 41 \text{ (t- CO}_2\text{/年)} \\
 &= 12,687 \text{ (t- CO}_2\text{/年)}
 \end{aligned}$$

パラメータ	値	出典・備考
RE_p	12,728	計算により算出
PE_p	41	計算により算出

本プロジェクトの年間排出削減量は **12,687 (t- CO₂/年)**と算定された。

5.3 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、次章において算定するグリッド排出係数 **0.817tCO₂/MWh** である。その算定方法を以下に示す。

5.3.1 モンゴル国内グリッドの連系状況把握及び特徴の把握

モンゴル国内には中央グリッド (CES)、西部グリッド (WES)、アルタイ・ウリアスタイグリッド (AuES)、及び東部グリッド (EES) の4つのグリッドが存在している。これらのうち、西部グリッドとアルタイ・ウリアスタイグリッド、アルタイ・ウリアスタイグリッドと中央グリッドは送電網が連系し、電力が送電されていることが、本調査において確認されている。

一方、東部グリッドについては、地球環境戦略研究機関 (IGES) 経由でモンゴル国エネルギー省に確認したところ、送電線は連系されているが、中央グリッドとの電力のやり取りは実施されていないとの情報を得た。また、新たに、南部グリッドも構築中であるとの情報を得たが、その電源構成、他のグリッドへの連系有無は確認できていない。

現状、4つの主要グリッドの規模では、中央グリッド (CES) が、モンゴル全体の80%余りの送電量を占める電力システムとなっており、西部グリッド (WES) 及びアルタイ・ウリアスタイグリッド (AuES) は、中央グリッド (CES) と比較して、電力供給規模が圧倒的に小さい⁴⁵。

⁴⁵ モンゴル国 National Dispatching Center の情報に基づく
http://www.kpx.or.kr/english_new/overview/data/3.%20Tsoigtbaatar%20Khandsuren.pdf (Slide 5)

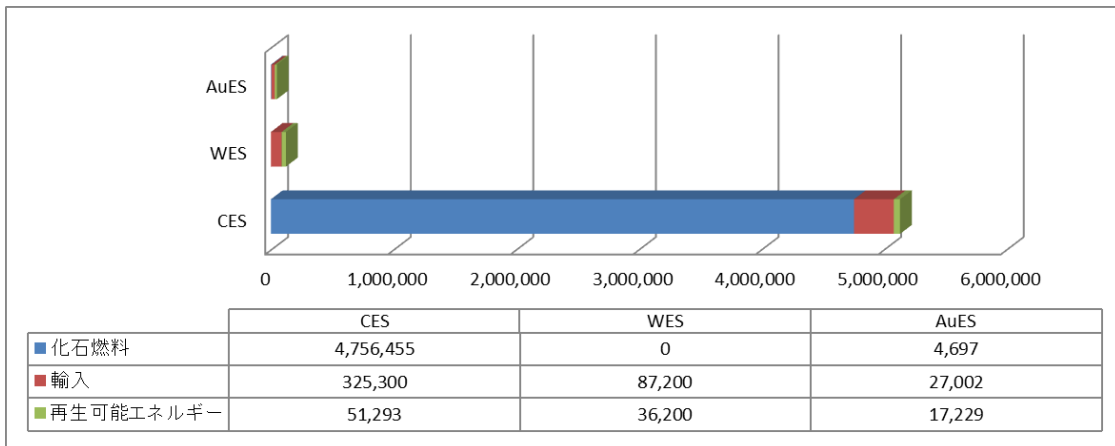


図 5-5 中央、西部、アルタイ・ウリアスタイグリッドの送電量 (2013 年、MWh)

出典：アルタイ・ウリアスタイグリッドエンジニアより入手したデータに基づき調査団作成

・中央グリッド (CES) の特徴

中央グリッド (CES) は、その殆どが亜臨界圧石炭火力発電所により構成されている。具体的には、第 2 火力発電 (21.5MW)、第 3 火力発電 (136MW)、第 4 火力発電 (580MW)、DARKHAN CHP (48MW)、及び ERDENET CHP (28.8MW) の 5 つの火力発電所がある。また、唯一、中央グリッド (CES) に接続されている再生可能エネルギー発電である Salkhit Wind Farm (50MW) が、2013 年 6 月に運転開始したところである。

また、中央グリッド (CES) では、電力供給している地域内における電力需要の増加を満たすため、2017 年に 450MW の亜臨界圧石炭火力発電 (第 5 火力) を新設する計画が進められている。

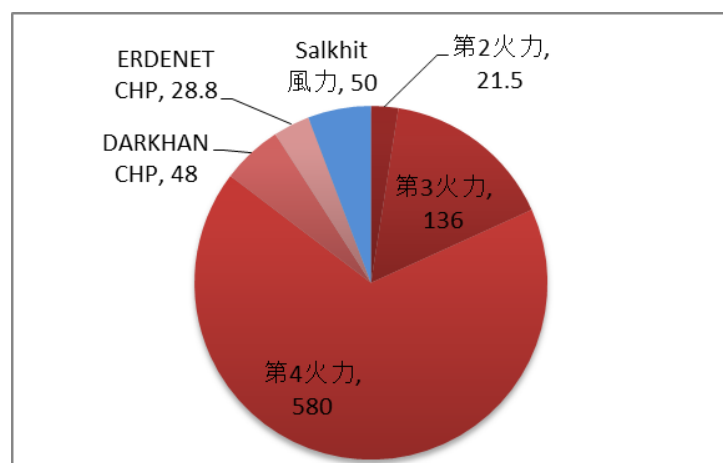


図 5-6 中央グリッドに接続する発電所の構成 (MW)

出典：公益財団法人地球環境戦略研究機関 (IGES) より入手したデータに基づき調査団作成

・西部グリッド（WES）の特徴

西部グリッドの主要電源は、CDM プロジェクトとして建設された 12MW の水力発電のみである。慢性的な電力不足を補うため、多くの電力をロシアから輸入により賄っている。

Item	2011			2012			2013		
Import from other grid									
Russia	30,000			83,700			87,200		
	30,000			83,700			87,200		
Hydro power									
Durgun HPP	30,212			23,600			36,200		
	30,212			23,600			36,200		
Sum	60,212			107,300			123,400		

図 5-7 西部グリッドの電源構成の推移 (MWh)

出典：アルタイ・ウリアスタイグリッドエンジニアより入手したデータに基づき調査団作成

・アルタイ・ウリアスタイグリッド（AuES）の特徴

アルタイ・ウリアスタイグリッド（AuES）の主要電源は、CDM プロジェクトとして建設された 11MW の水力発電である。また、2 基のディーゼル発電（8.5MW 及び 7.0MW）と西部グリッド（WES）からの輸入により、電力需要を賄ってきた。2013 年からは、特に冬場の季節的な電力不足に対処するため、中央グリッド（CES）からも輸入が開始され、2013 年のアルタイ・ウリアスタイグリッド（AuES）の送電量全体の 45% を占めた。

Item	2011			2012			2013		
Import from other grid									
CES grid	0			0			22,263		
WES grid	2,426			2,736			4,739		
	2,426			2,736			27,002		
Hydro power									
Taishir	12,738			18,657			17,229		
	12,738			18,657			17,229		
Diesel power									
Esunbulag, aimag center of Gobi Altai	9,898			9,792			4,697		
Uliastai									
	9,898			9,792			4,697		
Sum	25,062			31,185			48,927		

図 5-8 アルタイ・ウリアスタイグリッドの電源構成の推移 (MWh)

出典：アルタイ・ウリアスタイグリッドエンジニアより入手したデータに基づき調査団作成

上述の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ている。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。

5.3.2 排出係数の対象範囲設定

本方法論における排出係数の設定においては、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、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である、と考える。これにより、本方法論におけるグリッド排出係数は、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。

5.3.3 排出係数の設定

グリッド排出係数の設定においては、方法論を適用するプロジェクトが、正味の排出削減（純削減：Net Emission Reduction）の達成を確保するため、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。

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

モンゴル国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。

表 5-4 中央グリッドの火力発電所の効率

発電所名	設備容量 (MW)	熱効率(%)
第2火力 (CHP2)	21.5	21.2
第3火力 (CHP3)	136	37.8
第4火力 (CHP4)	580	40.3
Darkhan CHP	48	40.5
Erdenet CHP	28.8	28

出典：Energy Statistics of Mongolia, 2011 に基づき調査団作成

今後の火力発電の新設の場合には、通常、既存のものより効率の良い機器（超臨界圧以

上等)を選定することが想定されるものの、2017年稼働予定の火力発電においては、亜臨界圧が導入されることがわかっている。

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⁴⁶)」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。

表 5-5 「最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況 (BAT の参考表)」

発電規模	発電方式	設計熱効率 (発電端) [%: HHV] (括弧内は LHV)	設計熱効率 (送電端) [%: HHV] (括弧内は LHV)
700MW	超々臨界圧/ 超臨界圧	42.5 (44.5)	40 (42)
500MW	超臨界圧	42.5 (44.5)	38.5(41.5)
200MW	亜臨界圧	41 (43)	38 (40)

出典：環境省ウェブサイトのデータに基づき調査団作成

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。

表 5-6 排出係数の算定パラメーター

パラメーター	値	単位	出典
石炭の CO2 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

出典：調査を通じて入手したデータに基づき調査団作成

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。

⁴⁶ <http://www.env.go.jp/press/files/jp/24454.pdf>

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

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⁴⁷。

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、保守的なり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。

表 5-7 中央グリッド（CES）の CDM の排出係数

グリッド名	手法	排出係数 (tCO ₂ /MWh)
中央グリッド (CES)	オペレーティングマージン	1.1501
	ビルドマージン	1.0559

5.3.4 排出係数の適用期間設定

本方法論では、前項にて算出した排出係数 0.817tCO₂/MWh を、2020 年まで適用することとする。また、その後、2020 年以後に JCM もしくは、新たに合意される類似の排出削減スキームのもとでプロジェクトが継続する場合には、その時点において、数値の見直しが行われ、保守性の再確認がされることが望ましいと考える。

排出係数の見直しについては、CDM においても、同様のアプローチが取られている。コンバインドマージン排出係数の算定において、ex-ante（事前）⁴⁸もしくは、ex-post（事後）⁴⁹のオプションが与えられているが、ex-ante（事前）を選択した場合においても、プロジェクト実施前に算出された排出係数で固定出来るのは、第一クレジット期間（最初の 7 年もしくは、10 年）についてであり、第二クレジット期間以降、プロジェクトが継続される場合は、適用方法論も含めた排出係数の見直しが必要となる。

⁴⁷ <http://pub.iges.or.jp/modules/envirolib/view.php?docid=2136>

⁴⁸ プロジェクト実施前において公開されている最新のデータを用いて計算した数字を固定して適用。

⁴⁹ プロジェクト実施後、公開されている最新のデータを用いて毎年計算し直した値を適用。

6. JCM プロジェクト設計書（PDD）の作成に関する調査

6.1 環境影響評価

6.1.1 モンゴル国における環境影響評価について

昨年度の実現可能性調査において、本プロジェクトが環境影響評価の対象であることを明らかにしている。モンゴル国において大規模太陽光発電プロジェクトを実施するためには、プロジェクトが周辺環境へ与える影響を調査し、その結果をとりまとめたレポートを同国の所管省庁に提出し承認を得る必要がある。環境影響評価の承認手続きは以下の通り。

- ① プロジェクト実施サイトにおいて、プロジェクト実施による周辺環境への影響の有無を調査するための環境影響評価（一般評価）を実施する。
- ② プロジェクトの FS 調査が承認された後に、モンゴル国自然環境・グリーン開発省へ先の環境影響評価（一般評価）レポートを作成・提出する。
- ③ モンゴル国自然環境・グリーン開発省により環境影響評価（一般評価）が承認される。
※ただし同省が必要だと判断した場合には、追加で環境影響評価（詳細評価）を実施する必要がある。

6.1.2 本プロジェクトにおける環境影響評価の結果

本調査では本プロジェクトの環境影響評価（一般評価）を実施した。環境影響評価（一般評価）では下記の 12 の評価項目が設定されており、それぞれの項目について本プロジェクトが及ぼす影響の予測及び評価を行った。結果を表 6-1 に示す。

- | | |
|---------|--------|
| ① 地形 | ⑦ 土壌 |
| ② 気候 | ⑧ 植物 |
| ③ 大気環境 | ⑨ 動物 |
| ④ 騒音・振動 | ⑩ 保護区域 |
| ⑤ 河川 | ⑪ 文化財 |
| ⑥ 地下水 | ⑫ 社会経済 |

表 6-1 本事業における環境影響評価の結果⁵⁰

評価項目		影響の予測・評価
地形	1.1	530,000 m ² に及ぶ建築活動範囲（施工時の仮設建築物、工事用車両の移動範囲含む）の地形が、車両出入りにより変化する可能性がある。
気候	2.1	本事業は、石炭燃焼により生じる温室効果ガスの排出を削減する等、気候に対してポジティブな影響を及ぼす。
	2.2	太陽光パネルの反射熱による気温上昇が予想される。過度な気温上昇は周辺の小動物や昆虫に害を及ぼす可能性があるが、本事業はその可能性が小さい。
	2.3	送電線による鳥類の感電死が発生する可能性がある。
大気環境	3.1	本事業による大気環境への直接的な影響は発生しない。
	3.2	工事用車両の出入りにより粉塵が生じる。
	3.3	施工期間中に、建設機器の稼働及び作業員の暖房用の石炭燃焼により温室効果ガスが排出される。
騒音・振動	4.1	施工期間に、車両による騒音・振動が発生する。
	4.2	太陽光パネルの組み立て作業により一時的に騒音・振動が発生するが、周辺環境に影響を及ぼす程ではない。
河川	5.1	事業サイト近辺には河川が存在しないため、河川への影響の予測・評価は実施しない。
	5.2	施工期間中に有害物質漏洩による水質汚染が発生する可能性がある。
地下水	6.1	本事業による地下水への直接的影響は発生しない。ただし、施工期間中に有害物質の漏洩があった場合、地下水汚染が発生する可能性がある。
	6.2	排水の不適切な処理による水質汚染が発生する可能性がある。
土壌	7.1	工事用車両出入りによる土壌浸食が発生する可能性がある。
	7.2	施工期間中の有害物質漏洩による土壌汚染が発生する可能性がある。
植物	8.1	施工期間中の一時的な植生の攪乱が発生する。
	8.3	工事用車両の出入りにより生じた粉塵が植物の生態に影響を及ぼす可能性がある。
動物	9.1	本事業の実施が動物の生態に影響を及ぼす可能性がある。
	9.2	施工期間中の一時的な人口増加により、違法狩猟が発生する可能性がある。
保護区域	10.1	該当なし（事業サイト付近には保護区域が存在しない）。
文化財	11.1	事業サイト近辺には文化財が存在しないため、文化財への影響の予測・評価は実施しない。
社会経済	12.1	本事業の実施による雇用創出が期待できる。

⁵⁰ Grand Power 提供資料をもとに調査団作成

表6-1にみられるように、現時点で想定される環境影響は通常の工事の際に生じうる一般的な影響であり、本プロジェクトに特別の環境影響は生じない。また事業サイトは市街地から4.7kmほど離れており、付近に住宅、自然保護区が存在していない為、特段、プロジェクト実施による周辺環境への大きな影響は発生しないと判断している。

本環境影響評価のレポートは、エネルギー省へのFSレポートが承認され次第、自然環境・グリーン開発省に提出する予定である。自然環境・グリーン開発省へのヒアリングにおいて、太陽光発電事業において環境影響評価（詳細評価）が求められるケースは稀であるとのコメントも得ており、これ以上の環境影響評価の実施は生じない見込みである。

6.2 現地利害関係者協議

本プロジェクトの実施に向け、協議が必要と考えられる主たる利害関係者は下記の通り。

- 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からのコメントを以下に記す。

所属組織：	アルタイ県庁
担当者：	BATSAIKHAN.D 副知事、CHINZORIG.D 副知事
<ul style="list-style-type: none"> ● アルタイ県は、①タイシール水力発電所の水量不足、②西部グリッドを通して購入しているロシアの電力もロシアの裁量に依るため不安定、③軽油発電のための軽油調達が困難、といった課題を抱えている。このようなエネルギー供給の制限は、県の経済発展の遅れの一因になっている。本プロジェクトはアルタイ県にとってタイミングが良い。そのため、県庁としてこのプロジェクトについて全面的に支援する。 ● 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
<ul style="list-style-type: none"> ● （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。 	

所属組織：	アルタイ県庁
担当者：	AMGALANBAATAR 知事
<ul style="list-style-type: none"> ● 発電所の維持管理費低減メリットがあること及び対外的なアルタイ市の PR に使用しやすいため、プロジェクトを（昨年度調査において選定したタイシール水力発電所隣接地ではなく）アルタイ市街地で実施してほしい。 	
所属組織：	アルタイ・ウリアスタイグリッド
担当者：	CHINBAT 社長
<ul style="list-style-type: none"> ● アルタイ・ウリアスタイグリッドは、確実にプロジェクトを実施できる方を支援する。本調査団は前回の約束通り（昨年度実現可能性調査において訪問）今年度も訪問してくれたので信頼している。 ● アルタイ県内では将来、鉱山開発や工場の増加により電力需要の上昇が見込まれているが、県の計画供給電力量は 6MW 程度に留まっている。仮にこの太陽光発電プロジェクトが実現すれば、中央・西部グリッドからの電力購入を低減できる上、水量不足で供給電力が不十分なタイシール水力発電所を補完することができる。 	
所属組織：	エネルギー省政策実施局
担当者：	BAYARBAATAR 局長
<ul style="list-style-type: none"> ● 本プロジェクトはモンゴル国に前例がない極めて重要なものであるため、引き続きエネルギー省としてできることは何でもサポートする。遠慮なくしてほしい。 	

一般にプロジェクト実施サイトの周辺住民、周辺施設については、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ケースが多い。本調査を通じてプロジェクトサイトは居住エリアから離れており周辺に民家がないこと、さらに、地域住民に対する説明がなされていること、プロジェクトサイト付近に存在している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、本プロジェクトは現地住民及び近隣施設への直接的な影響が発生せず、利害関係者との協議・調整は不要であると判断した。

6.3 モニタリング計画

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。これらのパラメータごとのモニタリング手法について、表 6-2 の通り整理した。モニタリング計画の詳細は、モニタリング計画シート (Monitoring Plan Sheet) 及びモニタリング体制シート (Monitoring Structure Sheet) にて記載する。

表 6-2 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。
$EC_{PI,p}$	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

本プロジェクトは、モニタリングパラメータが少なく、モニタリングに特別な計測機器、計測能力を必要としないため、簡便なモニタリング方法で十分である。上記 2 点のパラメータについてはいずれも証憑をそのデータソースとするが、その証憑の数値の根拠となる 2 種の電力量計 (売電用、買電用) は以下図 6-1 の各パワーコンディショナーの内部に設置を予定している。よって、この地点が上記 2 種のパラメータのモニタリングポイントとなる。

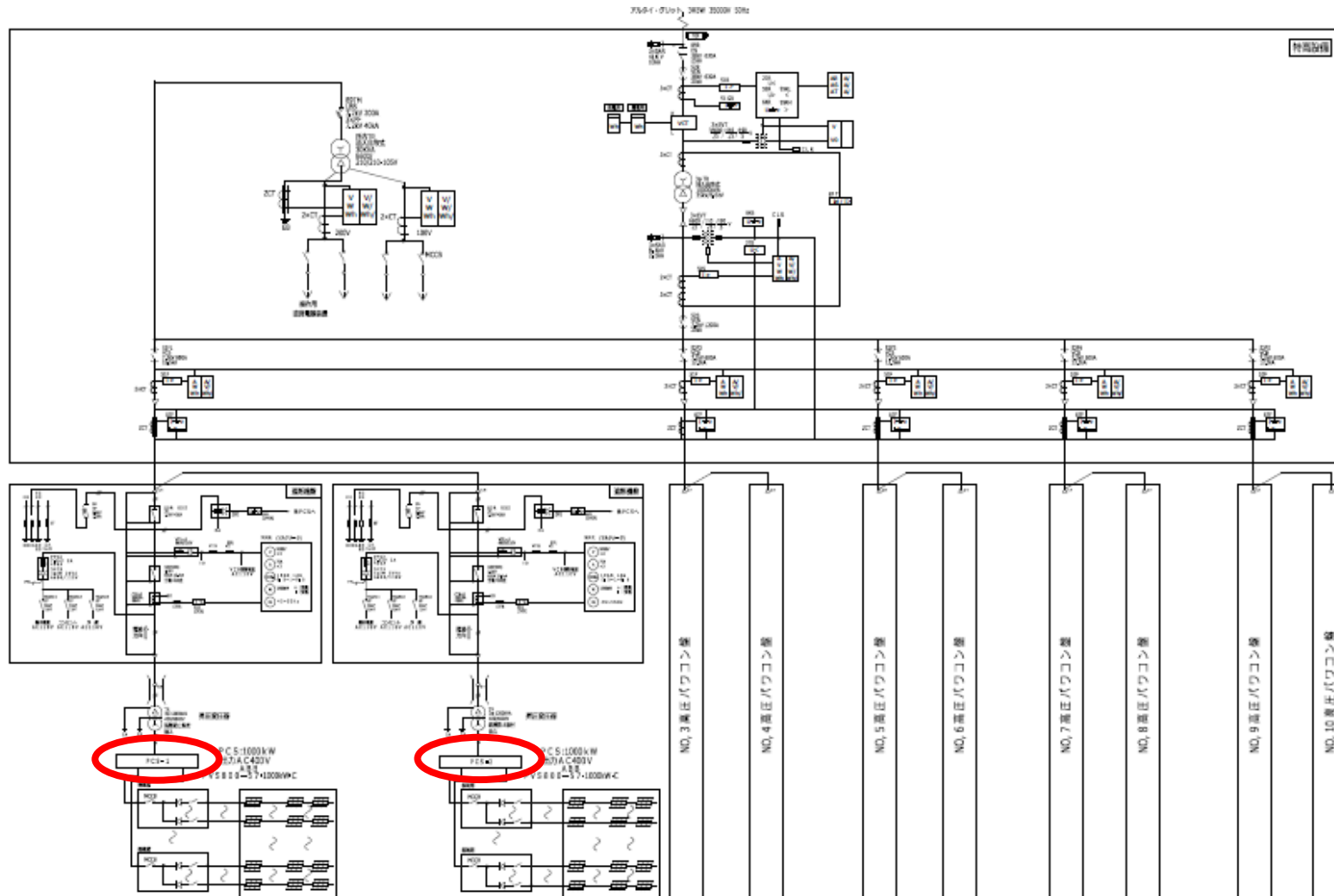


図 6-1 本プロジェクトの電気設備図及びモニタリングポイント

6.4 計測機器の校正

本プロジェクトでは電力量計が使用されるが、モンゴル国では国内基準 MNS5660:2006 (Alternating Current Static Watt-hour Meters for Active Energy) に合致した電力量計が使用可能である。本基準の概要は「4. プロジェクト実現に向けた調査 (4) MRV 体制」にて記載の通りだが、電力量計の校正に関する明確な基準は確認されなかった。そこで、本プロジェクトでは日本製の電力量計の使用を検討しているため、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。

日本では経済産業省の定めにより、電力量計の種類によって校正の有効期間が異なり、その期間内の機器を使用する必要がある⁵¹ (表 6-3)。本プロジェクトは電子式の電力量計を使用するため、有効期間を 7 年とした。

表 6-3 電力量計の種類及び校正の有効期間

種類	有効期間
イ 定格電圧が 300V 以下の電力量計 (変成器とともに使用されるもの及びロ (2) に掲げるものを除く。)	10 年
ロ 定格電圧が 300V 以下の電力量計のうち、次に掲げるもの (1) 定格一次電流が 120A 以下の変流器とともに使用されるもの (定格一次電圧が 300V を超える変圧器とともに使用されるものを除く。) (2) 定格電流が 20A 又は 60A のもの (電子式のものを除く。) (3) 電子式のもの (イ及び (1) に掲げるものを除く。)	7 年
ハ イ又はロに掲げるもの以外のもの	5 年

⁵¹ 経済産業省：特定計量器を利用する場合
http://www.meti.go.jp/policy/economy/hyojun/techno_infra/12_gaiyou_keiryouki1.html