

平成 22 年度

一般案件に係る円借款案件形成等調査

インド・太陽光集熱型コンバインド発電プラント

プロジェクト調査

(インド)

報告書要約

平成 23 年 3 月

経 済 産 業 省

委託先：新日本有限責任監査法人
独立行政法人日本貿易振興機構
三井造船(株)

1. プロジェクトの背景・必要性等

インドでは、経済発展、人口の急増、消費社会の到来、製造業へのシフト等に起因し、電力需要が大きな伸びを示しているが、発電・送配電設備の開発の遅れによって慢性的な電力不足の状態が続いており早急な対応が望まれている。第 11 次 5 年計画（2007 年 4 月～2012 年 3 月）によると 2012 年までに発電設備容量を 69,000MW 増加させ、合計で 212,000MW とする計画であるが、その内再生可能エネルギーに関しては 54,000MW のポテンシャルがあるとして大きく期待されている状況にある。

グジャラート州は、インドの中でもインフラプロジェクトや制度改革が進んでおり日本からの注目度も高い州であり、またインド国内の他の州と比較して年間の日射量が多い事から、太陽エネルギーの導入にも積極的で、太陽光（PV）、太陽熱（CSP）を合わせて 2012 年までに 714MW を導入する計画である。今後この導入目標を計画通り達成するためには大規模発電所の導入が不可欠である。再生可能エネルギー技術の中で、風力発電、PV 発電技術では、ある程度のプラント大型化は可能であるが、CSP の場合は大型化によるコストダウンが期待出来る事からスケールメリットが得られやすく、また将来的な発電コストも風力、PV を下回るとして期待されている事を反映して、本プロジェクトでは、グジャラート州における CSP 導入を提案している。CSP にて化石燃料を用いない再生可能エネルギーによる蒸気を発生させ、その蒸気を既存 GTCC に供給する事によって既存 GTCC 発電所の燃料削減、CO₂ 削減に貢献するとともに、再生可能エネルギーの導入促進にもつながる既存 GTCC 発電所の太陽熱複合発電システム（ISCC）化^(*)を提案するものである。

*近年、化石燃料を使用する従来型の発電所に対し CSP などの太陽エネルギーを利用した発電プラントを導入する複合化検討が盛んになってきており、それらは一般的に従来型発電所の ISCC（Integrated Solar Combined Cycle）化と称されている事から、本プロジェクトにおいても既存 GTCC に CSP を導入する事を ISCC 化としている。

2. プロジェクト内容決定に関する基本方針

2. 1 プロジェクト実施場所の絞り込み

グジャラート州に存在する 26 箇所の GTCC 発電所から、発電所所有者、蒸気温度、GTCC 出力、CSP 設置可能性を予備的に調査し、4 箇所、7 件に絞り込んだ上で、インドでの現地調査を実施し、更に 2 箇所、2 件まで絞込んだ。

2. 2 最有望地点の決定

絞り込みの結果を GEDA と協議し、プロジェクト実施可能性の高い有望地点から、事業性評価

を実施する最有望地点を、以下の理由によりデュワラン（Dhuvaran）の CCPP-2 と決定した。

- i. GEDA へのヒアリング時に、Director からデュワラン発電所を推奨された。
- ii. GEDA へのヒアリング時に、ウトランの土地確保が難しいとのコメントを得た。
- iii. デュワランは e-mail、電話、他に対するレスポンスが的確で早く、コミュニケーションが容易である事からプロジェクトに必要な情報の収集が容易である。
- ii. デュワランの CCPP-2 は稼働率が高く CSP を設置した場合に燃料の削減効果、且つ CO₂ 削減効果が最も得られやすい。

3. プロジェクトの概要

3. 1 プロジェクトの内容

1) プロジェクト実施場所

本プロジェクトは以下の最有望地点にて実施とする。

表1 プロジェクト実施サイト

No	州	県	実施場所	オーナー	備考
サイトー1	Gujarat	Anand	Dhuvaran (CCPP-2)	GSECL	事業性評価 実施場所

(出典：調査団作成)

2) プロジェクトの範囲

表2にプロジェクトの所掌範囲を示す。プロジェクトは円借款にて実施される事から CSP 建設完了後、CSP 設備はすべてインド側に引き渡されインド側が所有者となる。

表2 プロジェクト所掌範囲

項目	仕様	所掌範囲		備考
		日本	インド	
CSP プラント	土地の取得及び整地		○	
	タワー型 CSP プラント (タワー、ヘリオスタット、蒸気レシーバ)	○		ヘリオスタットの 現地生産を検討
	運転、メンテナンス		○	
	ユーティリティ (水、電気)		○	
既存 GTCC	設備の提供		○	
	既存 GTCC の改造	○		必要に応じ実施

(出典：調査団作成)

3. 2 事業費総額

事業費を下表に示す。その際の算定条件は以下の通りとした。

- i. 現時点での市場価格を基とし、将来のエスカレーションは考慮しない。
- ii. 必要な機材の輸入並びに現地発生費用については全面的な免税措置が取られる事とする。
- iii. 地盤強度は、デュワランで建設予定の CCPP-3 設置場所におけるボーリングデータを基に推定し、土建費用を算出した。（プロジェクト実施の際は、ボーリングを実施し土建費用を再度積算する必要がある）

表 3 CSP 設備費用

項目		費用	費用計
海外費用	資機材費	2,470 百万円	2,650 百万円
	予備費	50 百万円	
	その他	130 百万円	
国内費用	土木建築費	800 百万円	850 百万円
	予備費	10 百万円	
	その他	40 百万円	
合計			3,500 百万円

(出典：調査団作成)

3. 3 運転・保守費用

運転保守費用を下表に示す。

尚、運転補修費用については適切な維持管理がなされる前提において、人件費の上昇、及び突発事故等に対する緊急対応費用は含まないものとする。

表 4 CSP 設備費用

項目	費用計
運転・保守費用	33 百万円/年

(出典：調査団作成)

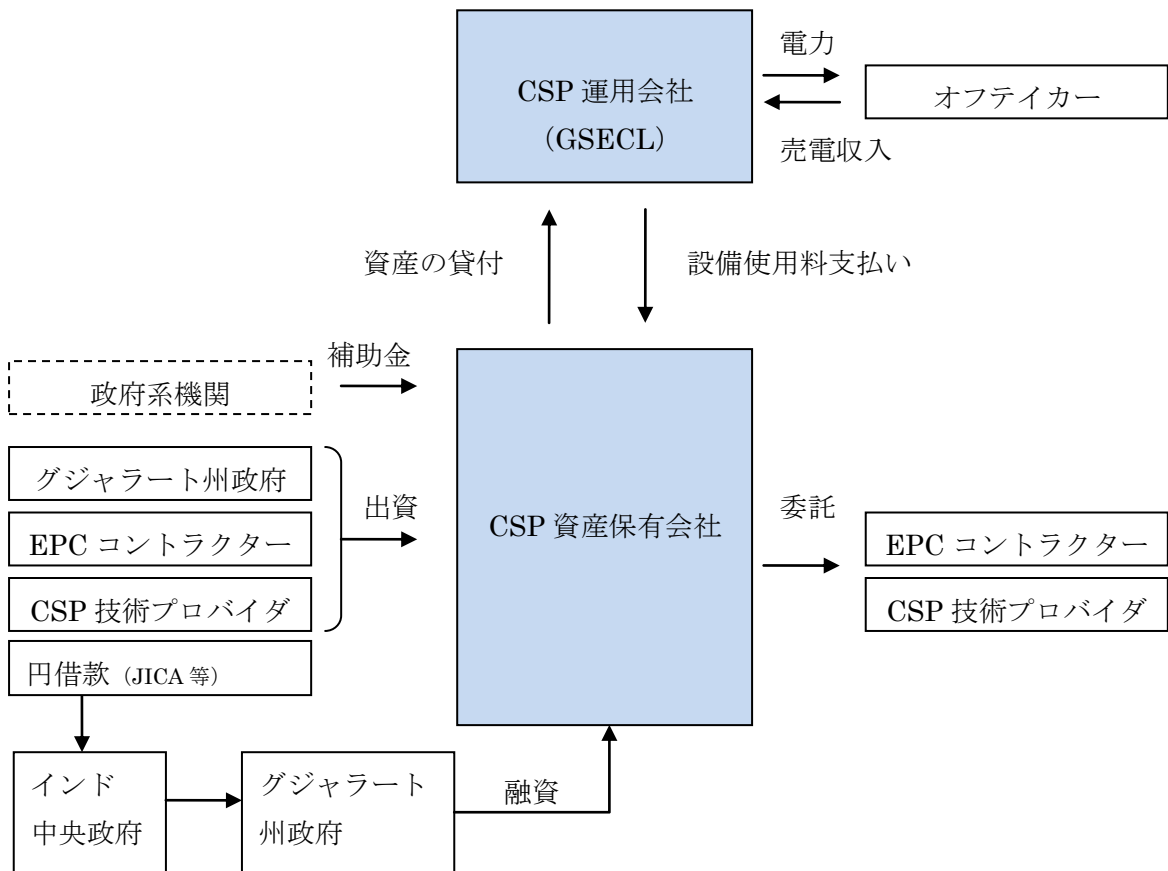
3. 4 予備的な財務・経済分析の結果概要

1) プロジェクト実施体制

本プロジェクトでは、CSP 設備の設置・所有を行う「(仮称) CSP 資産保有会社」と CSP 設備の運用・管理を行う「(仮称) CSP 運用会社」の2つの事業主体を設定し、「CSP 資産保有会社」が「CSP 運用会社」に設備を貸し付ける方式でのプロジェクト実施を想定している。

以下、図 1 に、想定されるプロジェクト実施体制を示す。

図1 プロジェクトの実施体制（想定）



(出典：調査団作成)

2) 財務・経済性分析の想定

図1のプロジェクト実施体制を元に、以下表5のケースを想定して、財務・経済性の分析を行った。燃料費削減効果による収入およびFITによる売電収入を収益として、勘案している。

表5 財務・経済性分析のケース

ケース	FIT の想定	買取価格
①	本案件には適用されず	2.21Rs/kWh で一定
②	現状の CSP を想定	1-12 年目：11Rs/kWh 13-25 年目：4Rs/kWh
③	現状の PV 並みの FIT を想定	1-12 年目：15Rs/kWh 13-25 年目：5Rs/kWh
④	現状の CSP 並みの FIT が 25 年適用されることを想定	11Rs/kWh で一定
⑤	現状の PV 並みの FIT が 25 年適用されることを想定	15Rs/kWh で一定

(出典：調査団想定)

また、資金調達条件としては、以下表6を想定している。

表6 資金調達の条件

資産保有会社	DE 比率
資本金	30%
借入金	70%
合計	100%

減価償却費	
償却期間	25年
残存価値	10%
償却方法	定額法

借入条件	
借入期間	30年
金利	0.55%

(出典：調査団想定)

3) 財務・経済性分析の結果

本調査では、各々のケースにおけるFITを前提として、運用会社の営業利益率が7%以上程度、資産保有会社のFIRRが算出可能になるためには、どの程度の政府補助が必要になるかという視点で、財務・経済性の分析を行った。以下、表7に得られた財務・経済性分析の結果を示す。

表7 財務・経済性分析の結果

ケース	FIT 買取価格	収益性			総事業費に対する 必要な補助金比率
		運用会社 (営業利益率)	資産保有会社		
			(FIRR)	(EIRR)	
①	2.21Rs/kWh で一定	6.9%	1.6%	2.4%	85%
②	1-12年目：11Rs/kWh 13-25年目：4Rs/kWh	6.9～10.8%	1.7%	0.8%	45%
③	1-12年目：15Rs/kWh 13-25年目：5Rs/kWh	6.9～13.7%	1.8%	1.3%	30%
④	11Rs/kWh で一定	6.9～10.8%	1.1%	1.3%	15%
⑤	15Rs/kWh で一定	6.9～13.7%	2.0%	3.8%	0%

(出典：調査団想定)

本調査における財務・経済分析の結果より、結論として以下が得られる。

- 現状のCSP並みのタリフを想定した場合、プロジェクト・ファイナンス外の補助金が45%程度あれば、資産保有会社でIRR1.7%程度、運用会社で10%程度の収益性を確保できる。
- 本案件を想定した場合、11Rs/kWhで買取価格が25年間一定であったとしても、政府からの補助金は一定程度必要となる。一方、PV並みの15Rs/kWhでの買取が25年間一定であ

れば、補助なしであっても一定程度の投資回収が可能になる。

- 収益性の改善については、イニシャルコストの削減に加えて、プロジェクト・ファイナンス外での政府補助が有効である。

3. 5 環境社会側面の検討

1) 環境社会配慮項目

本プロジェクトを実施した場合の環境社会面への影響評価については、建設段階と運転段階とに弁別して抽出した。また、評価項目は、JICA「JICA 環境社会配慮ガイドライン」の「別紙4 スクリーニング様式」およびJBIC「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」の参考資料「スクリーニングフォーム」並びに「チェックリスト一覧表」を参考にした。本プロジェクトに対し、軽微ながら環境に影響を及ぼす可能性がある項目がいくつか判定されたが、すべての項目について対応可能な対策によって基本的な影響を防止する事が可能であると結論付けられた。

表 8 環境社会評価結果

評価項目		建設段階	運転段階
汚染対策	大気質	-B	+A
	水質	N	N
	騒音・振動	-B	N
	廃棄物	-B	N
自然環境	保護区	N/C	N/C
	生態系	N	N
	水象	-B	-B
	地域・地質	-B	-B
社会環境	住民移転	N	N
	生活・生計	-B/+B	-B/+B
	文化遺産	N	N
	景観	N	N
	少数民族・先住民族	N	N
	航空機への影響	N	N

＋：正の影響が予想される

－：負の影響が予想される

A：深刻な影響・大幅な改善効果が予想される

B：軽微な影響・若干の改善効果が予想される

C：影響の有無は不明である

N：影響が予想されない

(出典：調査団作成)

4. 実施スケジュール

図2にEPCコントラクターとの契約からプロジェクト完了までの実施スケジュールを示す。契約から試運転完了、引渡しまで、概ね30ヶ月を想定した。ただし、CSP建設予定地の整地作業は事前に行なわれている前提条件とした。また、既設GTCCとの取り合い調整は、試運転調整日程に含むこととするが、詳細はGTCC発電所側と別途協議が必要である。

図2 プロジェクト実施スケジュール

プロジェクト月	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34			
基本設計																																						
機器設計・製作																																						
ヘリオスタット																																						
タワー																																						
レシーバー																																						
その他設備																																						
輸送																																						
現地工事																																						
基本設計																																						
材料調達																																						
土木建築工事																																						
据付工事																																						
機器据付																																						
◇ヘリオスタット																																						
◇タワー																																						
◇レシーバー																																						
◇その他設備																																						
◇配管・ダクト工事																																						
◇電気計装工事																																						
試運転調整																																						

(出典:調査団作成)

5. 円借款要請・実施に関するフィージビリティ

電力分野における一般的な円借款プロセスは、①GEDA および Energy & Petrochemicals Department、②グジャラート州政府、③電力省もしくは新・再生可能エネルギー省、④財務省および Planning Commission を経て、在インド日本大使館および JICA に要請が寄せられることとなる。現状では本案件を円借款案件として認定して、グジャラート州政府に対して円借款リストに載せるように要請するまでに至ってはいない。必要となる措置としては、まずは GEDA および Energy & Petrochemicals Department に対して積極的に働きかけて、グジャラート州政府に対して円借款要請リストに載せるよう要請してもらうようにすることが先決である。その上で、グジャラート州政府、電力省、新・再生可能エネルギー省に対しても、同様の働きかけをしていくことが必要となる。

6. 我が国企業の技術面等での優位性

海外企業に比べると、日本企業の商業規模における実績は不足している。また、大規模なコレクターの生産に踏み切っていないため、スケールメリットの観点からもコスト優位性を発揮できていないと見られる。しかし、下記のような技術・ノウハウは日本企業に優位性があると考えられ、本プロジェクトのような従来火力とのすり合わせが必要なプロジェクトにおいては、日本企業の技術的優位性を発揮できると考えられる。

- 従来火力発電のエンジニアリング・ノウハウ
- フレームの組立加工、量産技術
- CSP の制御関連技術
- プラントの蒸気取り回し等の技術

7. 案件実施までの具体的スケジュール及び実現を阻むリスク

7. 1 案件実施までの具体的スケジュール

本プロジェクトの案件実現までのスケジュールは両国間の検討期間、交渉期間等により異なってくるため一概には言えないが、一般的には図3に示す通り、プレFS終了後、1～3年程度の期間を要するのが一般的である。

図3 案件実現までのスケジュール

項目	年度					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
プレFS	→					
グジャラート州政府による審査、インド中央政府への要請		→				
インド中央政府によるリスト作成、日本政府への依頼 (案件によりこの期間は異なる)			→			
協力準備調査(旧サプロフ)			→			
日本政府による審査				→		
両国間による交換公文書の締結					→	
借款契約締結					→	
実プロジェクト						→

(出典：調査団作成)

7. 2 案件実現を阻むリスク

本案件に係る調査の結果を報告したところ、GEDA および Energy & Petrochemicals Department が、本案件に対して協力的であるにもかかわらず、円借款として要請することに消極的な態度を示した。その結果は以下の3つの理由である事が判明した。

第一に、本案件が 5MW (5MW×1 基) と案件規模があまり大きくないことを原因として掲げている。第二に、初期投資が 35 億円と、規模の割に高額になっていることを原因として掲げている。第三に、土地と O&M 実施体制を無償で提供するとしているにもかかわらず、収入が小さく、借款で行った場合利益がきわめて出にくくなる懸念を原因として掲げている。またグジャラート州は、PV、CSP などの太陽エネルギー利用技術の導入に対しては民間企業による IPP で実施する事を基本方針としている事もあり、本プロジェクトに関しても IPP として進出してほしい意向である。よって本プロジェクトの資金調達の見込みは立っておらず、まずは円借款の形成に対する働きかけを行っていく事が重要である。併せて日本国内の各種実証試験などからの資金調達の可能性に関しても並行して詰める必要があると思われる。

8. 調査対象国内での事業実施地点が分かる地図

プロジェクトは、下表に示すデュワランにて実施される。

表 15 プロジェクト実施場所

No	県	実施場所	オーナー	位置	備考
サイトー1	Anand	Dhuvaran	GSECL (CCPP-2)	東経 72.75 度 北緯 22.23 度	事業性評価 実施場所

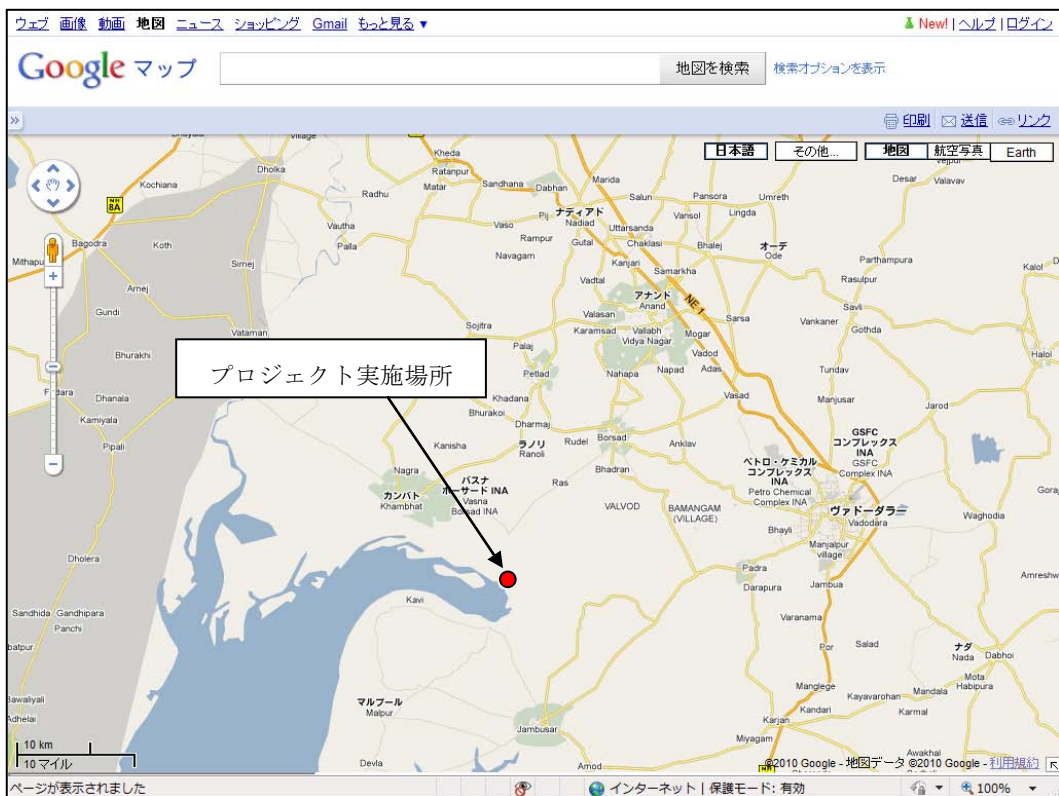
(出典：調査団作成)

図4 プロジェクト実施場所



(出典：Google Map)

図5 プロジェクト実施場所（拡大）



(出典：Google Map)