

平成 26 年度 二国間クレジット制度（JCM）実現可能性調査
「3.7MW 流れ込み式小水力発電」
（インドネシア）
報 告 書

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
1.2	企画立案の経緯・背景	3
(1)	企画立案の背景	3
(2)	企画立案の経緯	4
2	調査対象プロジェクト	6
2.1	プロジェクトの概要	6
(1)	プロジェクトの概要と地点及び状況	6
(2)	プロジェクト全体の概要	9
(3)	プロジェクトの実施体制	11
2.2	ホスト国における状況	12
2.3	プロジェクトの普及	13
3	調査の方法	15
3.1	調査実施体制	15
3.2	調査課題	17
(1)	調査実施前に認識していた課題	17
(2)	調査の過程で判明した課題	18
3.3	調査内容	19
(1)	調査実施前に認識していた課題を解決するための調査	19
(2)	調査実施中に判明した課題を解決するための調査	20
4	プロジェクト実現に向けた調査	22
4.1	プロジェクト計画	22
(1)	工事計画	22
(2)	運用計画	29
(3)	資金計画	32

(4)	収益性評価.....	47
(5)	課題.....	48
4.2	プロジェクト許認可取得.....	50
(1)	発電所運営会社の設立手続き.....	50
(2)	調査実施団体の事業参入に伴う海外投資企業の設立手続き.....	50
(3)	発電所建設・売電の許認可手続き（PLN・エネルギー鉱物資源省・県）.....	50
(4)	環境配慮手続き.....	52
(5)	土地取得.....	52
(6)	全体の許認可フローと今後の課題及び対応方法.....	53
4.3	日本技術の優位性.....	55
(1)	当該プロジェクトの概要と導入される日本技術の範囲.....	55
(2)	水力発電所の理論と開発フロー.....	56
(3)	日本技術の低炭素技術としての優位性.....	61
(4)	設計技術（CFD 解析技術）の内容と優位性.....	65
4.4	MRV 体制.....	69
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.....	72
(1)	当該プロジェクトの環境への悪影響を回避するための対策と措置.....	72
(2)	当該プロジェクトの環境への好影響を担保する措置と持続可能な開発への貢献	
	75	
4.6	今後の予定及び課題.....	77
5	JCM 方法論作成に関する調査.....	79
5.1	適格性要件.....	79
(1)	JCM 実現可能性調査支援委員会による指摘事項の検討.....	80
(2)	第三者検証機関による指摘事項の検討.....	86
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.....	92
(1)	JCM 実現可能性調査支援委員会による指摘事項の検討.....	92
(2)	第三者検証機関による指摘事項の検討.....	98
(3)	リファレンス排出量及びプロジェクト排出量の整理.....	101
5.3	プロジェクト実施前の設定値.....	104

1 調査の背景

1.1 ホスト国の JCM に対する考え方

本事業のホスト国はインドネシア共和国（以下、「インドネシア」という。）である。

インドネシアは、1997 年のアジア通貨危機により経済的に深刻なダメージを受けたものの、国際通貨基金（IMF: International Monetary Fund）の支援を得て、マクロ経済安定化や金融システム改革に取組み、以降 2000 年代はリーマン・ショックや欧州の経済危機の影響を受けつつも、年率 6% 台という堅調な経済成長を達成している状況である。こうした中、急成長する経済を背景にした電力需要の増加に設備投資が追いつかず、深刻な電力危機が危惧される状態となっている。

一方、インドネシアの温室効果ガス排出量は、国際エネルギー機関（IEA: International Energy Agency）の統計で 3.8 億トン（2009 年時点）となっており、この数字は排出量の大きさで世界第 15 位となっている。

しかし、国際湿地保全連合、及び世界銀行や環境 NGO などは、インドネシアは森林伐採・破壊・火災から排出される 8.4 億トン、泥炭地の破壊・分解から生じる 7.7 億トンを加算して 20 億トン近い排出量があるとの見解を示し、アメリカ、中国に次ぐ世界第 3 の温室効果ガス排出国である可能性を指摘した¹。

インドネシア政府は、当初このような指摘に反論していたものの、ユドヨノ前大統領が議長を務める気候変動国家評議会の調査研究を経て、2010 年 8 月にこの指摘を追認する形で、「国家温室効果ガス排出削減行動計画（RAN-GRK: Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca）」を策定し、国家公約として 2020 年までに成り行きシナリオ（BaU: Business as usual）から 26% の排出削減目標のもと温室効果ガス排出削減に取り組む、とした。この中では、国際的支援を得た場合には 41% の温室効果ガス排出量を削減するという目標も表明されていることから、日本の主要な国際的温室効果ガス排出削減支援スキームである二国間クレジット制度（JCM: Joint Crediting Mechanism, 以下、「JCM」という。）についても高い期待が向けられているものと見られる²。

JCM について、日本とインドネシアは、2010 年来協議・交渉を進め、同時に、日本企業とインドネシアにおける民間企業、地方政府、中央政府の間で多くの JCM プロジェクトの実現可能性調査が行われてきた。

¹ 佐藤百合, 「世界第 15 位か 3 位か」, 日本貿易振興機構アジア経済研究所, 2011.

※JETRO WEB サイト: 「調査研究」を参照:

http://www.ide.go.jp/Japanese/Research/Region/Asia/Radar/20111202_satoyuri.html

² 市原純, 「着実に進むインドネシアの気候変動政策」, 公益財団法人地球環境戦略研究機関 (IGES), 2013.

※IGES WEB サイト: 「研究者の視点 2013 年 9 月」より引用:

http://www.iges.or.jp/jp/commentary/201309_ichihara.html

2013年10月、日本とインドネシアはJCMに調印し、日本にとって8番目のJCM対象国となった。なお、インドネシアとの二国間文書の概要は下記のとおりとなっている。

二国間文書の概要：

- ・ 日・インドネシア間の低炭素成長パートナーシップの推進のため、両国は二国間クレジット制度（以下、本制度）を創設し、本制度を運営するため、合同委員会を設置する。
- ・ 双方は、本制度の下での排出削減又は吸収量を、国際的に表明したそれぞれの温室効果ガス緩和努力の一部として使用できることを相互に認める。
- ・ 温室効果ガスの排出削減又は吸収量の二重計算を回避するため、いずれの側も、JCMの下で登録された緩和事業を、他の国際的な気候緩和制度の目的のために使用しない。

この二国間文書の締結から約1年後（2014年12月現在）において、インドネシアは提案方法論数・承認方法論数においてJCM実施国中最も多く、またJCMプロジェクトの1号案件もインドネシアで実施される見込みとなっている。

こうした点から、インドネシアでのプロジェクトは活況であり、進捗ももっとも早いことを鑑み、今後のさらなるプロジェクト実現に期待を持てる状況であるといえる。

また、インドネシアJCM事務局のWebサイト³によれば、JCM制度の経緯を記したページにおいて、以下のように記載がある。

「これまでインドネシアで実施されてきた実現可能性調査等は2013年時点で75件に及び、その内訳は、再生可能エネルギー、省エネ、林業、運輸、CCS、農業の分野を網羅している。このようなプロジェクトの多さは、インドネシアでのJCMの関心の高さとプロジェクト開発機会の多さを証明しているものである。」

上記の記載から、多分野のJCMプロジェクトの実施を歓迎する見解であるものと理解することができる。

以上から、ホスト国のJCMに関する考え方は肯定的かつ積極的であり、現在までの順調な進捗・展開状況を踏まえると、今後も同制度の下で様々なプロジェクトが普及拡大していくことを期待することができる。

一方、課題としては、大きな排出削減効果を期待できる再生可能エネルギーによる発電プロジェクトについて、現在外資の投資規制がかけられており、開発機会を限定的なものにしているといった点があげられる。この点については、当該プロジェクトに大きく影響する点でもあるため、追って詳述する。

³ JCM Indonesia WEB サイト：<http://www.jcmindonesia.com/id/tentang-jcm/gambaran-umum>

1.2 企画立案の経緯・背景

(1) 企画立案の背景

日本エヌ・ユー・エス株式会社（以下、「企画立案者」という。）は、1971年に設立された環境・エネルギー分野の技術コンサルティング企業である。

2012年より企画立案者は、コンサルティング業務の既知見を活用した新規事業開発を経営目標の一つとして取組んでおり、新規事業開発に係る専門部署を設立し、CDMやJCMに係る調査・案件化経験や、バイオマスコージェネレーションに係る実証業務実施経験、国内外の電力環境影響評価に係る実務経験から、特に再生可能エネルギーによる発電事業への参入を目指してきた。

具体的検討としては、日本国内において、フランス製の超低落差型発電機を農業用水路に導入し、再生可能エネルギーの固定買取価格制度（Feed-in-Tariff、以下「FIT」という。）の下で売電を行う事業の組成⁴や、ラオス国ビエンチャン県において水力開発を検討するなどの調査を、投資事業としての組成を前提に検討してきた経緯があった。

そうした文脈の中で、小水力のポテンシャルが高く、独立発電事業者（IPP: Independent Power Producer, 以下、「IPP」という。）による開発事業が盛んであったインドネシアにも着目し、現地IPPとの協業による事業開発可能性を検討し、2012年より、複数のIPPと交渉してきた。

最初の案件としては、2012年、ジャワ島の事業者との合弁による事業化についての検討を試みた。同事業者は、西ジャワ州を中心に小水力発電事業を進めており、複数のサイトを同時並行で開発していた。企画立案者は、新規立地に伴う発電所建設に際して、新規組成するSPCへの投資参入を希望していた。しかし、同社は既存のIPPも含めた同事業者全体の株式購入による参入を要望し、交渉が進まず進展しなかった。

その後、2013年、東ジャワにおける水道事業を担う国営水道公社（Jasa Tirta 1）が、自社の所有する水路における小水力発電設備導入を検討していたため、企画立案者が協業を進めるフランスの小水力発電メーカーと共に参入を希望したものの国営水道公社にとって外国企業との了解覚書（MoU: Memorandum of Understanding）手続きが初めてであったことから交渉が進まず、進展していない。

さらに、2014年初頭には、企画立案者が過去にクリーン開発メカニズム（CDM: Clean Development Mechanism, 以下、「CDM」という。）化の支援を行った水力IPP事業者より、新規地点開発について協業の打診があった。しかし、交渉に際して投資のマジョリティは同事業者が持つことや、中国製水車の導入が決まっていたことなどから、企画立案者にとってこれらのリスクが許容できないと判断し協業が進まなかった。

こうした検討の中、当該プロジェクトのパートナーであるファジャール・フトラ社

⁴ 本事業組成の検討結果については、以下により詳細を報告した。

Yuichi Abe, et al. “Harnessing the Hydropower Potential of an Irrigation Network in Japan”, Hydro Review Worldwide, pp13-18, 2014.

(以降、「事業パートナー」という。)が候補として浮上した。事業パートナーは、スラウェシ島南スラウェシ州において、すでに同規模の流れ込み式水力発電所の建設・運用経験があり、その近隣地点における新規開発を検討しているところであった。すでに検討候補地が決定しており、土地利用合意ならびに各種許認可が取得済みであった点、また事業パートナーにより実施済みの簡易実現可能性調査の結果(以下、「事業パートナーによる調査結果」という。)が利用可能であった点、また前述のとおり小水力事業の開発・運用実績がある点、さらに、企画立案者にマジョリティを期待するという姿勢から、有望かつ企画立案者の投資条件が合うものと判断し、協業を進めることとした。

(2) 企画立案の経緯

企画立案者は、上記に示した背景から、事業パートナーによる調査結果の内容をもとに、専門家の支援を受けつつ、事業計画や設計、事業性について精査を行った。

その結果、基本設計の内容は充実しているものの、水量解析が十分に行われていない点や、現地調査を伴うレビューをしなければ判断できないとの結論となり、まずは協力して事業パートナーによる調査結果の内容拡充、すなわち実現可能性調査を進める、という合意に至った。

実現可能性調査の実施に際しては、当初より JCM 事業としての組成を検討していた。その理由は、当該プロジェクトが再生可能エネルギー事業であり、電力グリッドの代替による温室効果ガス排出削減効果がある点、また、電力グリッドが脆弱なスラウェシ島の電力開発に小規模ながら貢献でき、持続可能な開発への貢献を期待できる事業であったためである。

企画立案者は、これまで JCM 調査の経験を有し⁵、制度に関する知見があったことや、日本の低炭素技術普及に貢献したい意思があった。

さらに、JCM 事業とすることで、日本製品の導入を図ることができる点も、企画立案者にとって重要であった。その理由は、企画立案者の水力事業への参入に際しては、性能や信頼性が高く、ひいては事業リスク低減につながる日本製品の導入が望ましい⁶と考えられたためである。一方、事業パートナーは日本製品の導入は理想的としつつも、価格の面から台湾、東欧、インド製品等を検討対象としており、日本製品導入にあってはそれら検討対象製品と価格面で対等である必要性を主張していた。

こうした中、JCM スキームによる支援を得ることで、おおよそ 2 倍程度の価格である日本製品の導入が現実的なものとなることから、事業パートナーの賛同もあり、本

⁵ たとえば、カンボジア・バイオダイジェスターの JCM 方法論作成(平成 24 年度 JCM DS)がある。

⁶ 水力発電設備関係者より、故障率において海外製品は日本製品の 2 倍程度といった見解を得ていたことから、日本製品の導入を検討する方針とした。

スキームの活用を前提とした形での実現可能性調査を進めていく方針が決定し、本調査（本 JCM F/S 業務を指す。以下「本 JCM F/S」という。）の企画立案に至った。

2 調査対象プロジェクト

2.1 プロジェクトの概要

(1) プロジェクトの概要と地点及び状況

当該プロジェクトは、インドネシアにおいて、流れ込み式水力発電により売電事業を行うものである。流れ込み式水力発電は、水力発電方式の運用による分類のひとつで、自流式発電所とも呼ばれる。この発電方式の特徴としては、河川流量を調整する池をもたず、自然流下する河川流量に応じて発電するため、最大使用水量以上の流量は発電に利用できないが、貯水池（ダム）等を建設しないため、開発範囲が比較的狭く、環境影響が小さいとされる点である。

当技術については、「4.3」において詳述するが、日本においても当該プロジェクト程度の比較的小規模な水力発電所に採用されている水力発電方式である。当該プロジェクトにおける当初計画では、取水河川流量は約 $7\text{m}^3/\text{s}$ 、設備容量は 3.7 MW の想定であった。再生可能エネルギーによる発電事業であるため、グリッド代替による温室効果排出削減効果を期待することができる。

流れ込み式水力発電のイメージ図を、図 2-1 に示す。

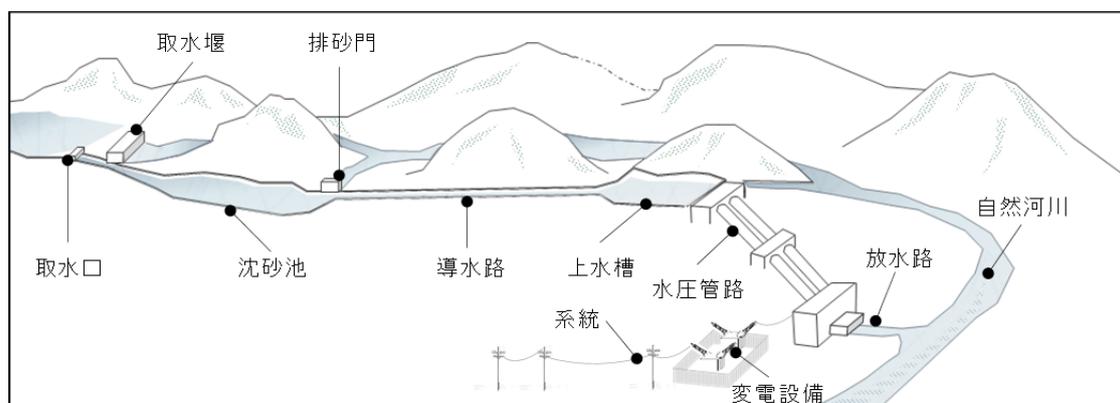


図 2-1 流れ込み式水力発電のイメージ

当該プロジェクトは、インドネシア南スラウェシ州タナトラジャ県において、この流れ込み式水力発電所への投資を行い、売電により収益を得る計画である。

当該プロジェクトの対象地域であるタナトラジャ県は、10 万世帯 22 万人の人口で、独特の埋葬風習やトコンナンと呼ばれる特徴的な家屋、コーヒー産地等として世界的にも有名な観光地である。タナトラジャ県には 159 の村があり、総面積は $2,054\text{ km}^2$ である⁷。南スラウェシ州の州都であるマカッサル市からは約 330 km で、自動車でも 8～9 時間県道を北上するが、そのほとんどは舗装道路である。当該プロジェクトの実施予定

⁷ Statistik PLN Sulselrabar, 2013

地点（以下、「プロジェクトサイト」という。）は、タナトラジャ県の県庁所在地であるマカレ市より自動車ですら西に 2 時間程度の地点であるが、その行程においても殆どが舗装道路となっており、比較的アクセスは良い。サイトの位置図を図 2-2 に示す。

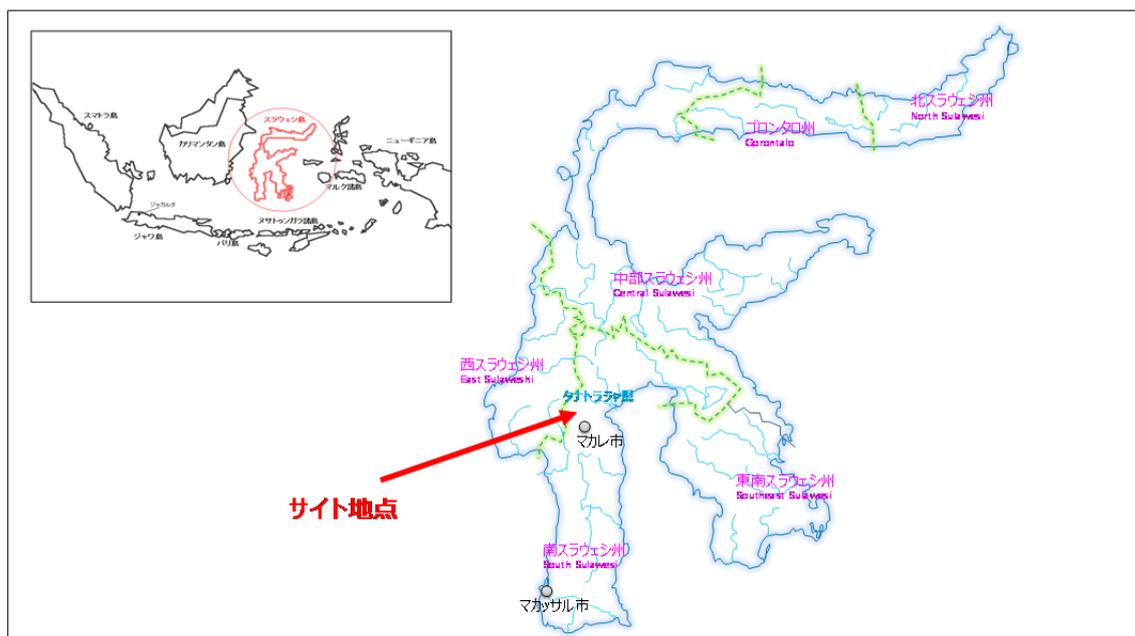


図 2-2 当該プロジェクトサイトの位置

同地域は、スラウェシ島の中でも急峻な山が多く、山岳丘陵と溪谷が主要な地形である。最も低い標高は海拔 150m、最も高い標高は海拔 3,083m となっており、40%を山岳地帯、残りは高原 20%、平野 38%、湿地や河川 2%という地形構成である。

森林が多く、雨季の雨水を豊富に涵養しており、河川、支流が多く交錯している。石灰岩質の土壌が分布するが、山間部を開墾した水田稲作や畑作等の土地利用がみられる。プロジェクトサイト近郊の水田・畑作は、灌漑を伴わず、天水による栽培が可能であるという。

プロジェクトサイトは、取水路や水圧管路等により導水する右岸において、現状は荒地及び畑作利用がみられる土地であり、左岸は森林となっている。畑作に利用する住民とは、土地利用について合意がとれている状況である。

プロジェクトサイトのアクセスは、右岸の取水路・水圧管路等を配置予定の土地（概ね河川から 10m 程度幅）を挟んだ河川沿いに舗装道路があるため良好で、新設が必要なアクセス道路は、この既設の舗装道路から発電所及び取水堰までの数十メートル程度である。

タナトラジャの電力は、マカレ-ランテパオ送配電ネットワークから供給されている。南スラウェシ州の電力システムは、現在、20 kV、70 kV、150 kV、275 kV の独立した

(2) プロジェクト全体の概要

1) 工程と許認可

本 JCM F/S は、当該プロジェクトを JCM プロジェクトとして事業化するため必要な調査を行い、方法論案の作成とともに事業化課題を明らかにすることを目的としている。

本 JCM F/S 終了後は、企画立案者と事業パートナーで協業方針をより具体的に協議・交渉したうえで、実施設計に移行するとともに具体的な資金調達計画を策定し、出資計画についての合意を経て投資決定を行い、電力売電契約のための交渉を進め、建設に至るといった工程での事業化を目指している。

インドネシアでの水力発電事業においては、一般に土地収用が時間を要する工程であるとされる。しかし、当該プロジェクトについてはすでに土地利用について住民と合意済みであるため、この点における条件は良好であるといえる。

許認可については、開発主体となる会社の設立許可、サイト開発許可、環境管理プログラム及び環境モニタリングプログラム（UKL-UPL: Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup dan Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup、以下「UKL-UPL」という。）の取得が終了している状況である。これらの許認可取得主体は、事業パートナーが当該プロジェクト実施のため組成した特別目的会社（SPC, Special purpose company 以下「SPC」という。）である。

今後必要となる許認可は以下の通りである。まず、企画立案者が事業参画する際には、当該 SPC に対して企画立案者が増資する形で合弁会社（JV: Joint Venture、以下「JV」という。）化する必要がある、このとき、当該 SPC を外国投資企業として登記する手続きが必要である。なお、これまでに SPC が取得済みの許認可は、JV 化による資本構成変更ならびに外国投資企業化の場合も引き継ぐことが可能である。

JV 立上げ後の許認可は、まず一時的な電力供給ライセンスを取得したうえで、電力購入契約の締結を行い、ファイナンシャルクローズを経て正式な電力供給ライセンス取得といった流れとなる。

前述の外国投資企業としての登記は、電力供給ライセンス取得までに行う必要がある。これは、一時電力供給ライセンスの取得や電力購入契約は、SPC の資本構成変更や外国投資企業化に際して引き継ぐことができないためである。これら工程及び許認可のプロセスを、図 2-4 に示す。

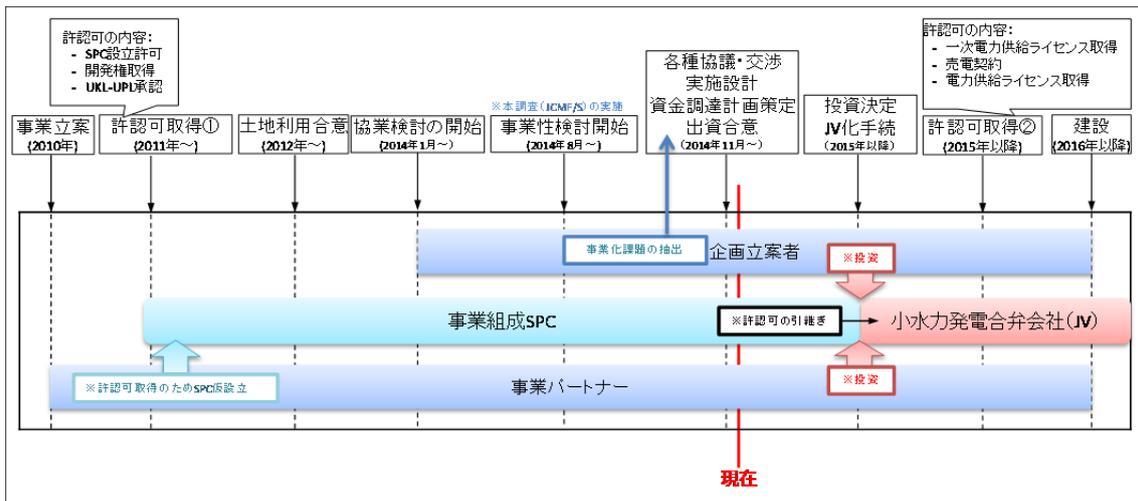


図 2-4 企画立案者及びパートナーの JV 組成プロセス

2) 事業主体

水力発電所の事業主体は、企画立案者と事業パートナーの間で共同出資する JV である。JV の役割は、水力発電所の日常業務、運転管理、トラブル対応である。

企画立案者と事業パートナーは投資の他に、事業組成すなわち計画策定、設計、許認可取得を行うが、許認可取得の主体は当該 JV である。図 2-5 に、体制のイメージ図を示す。

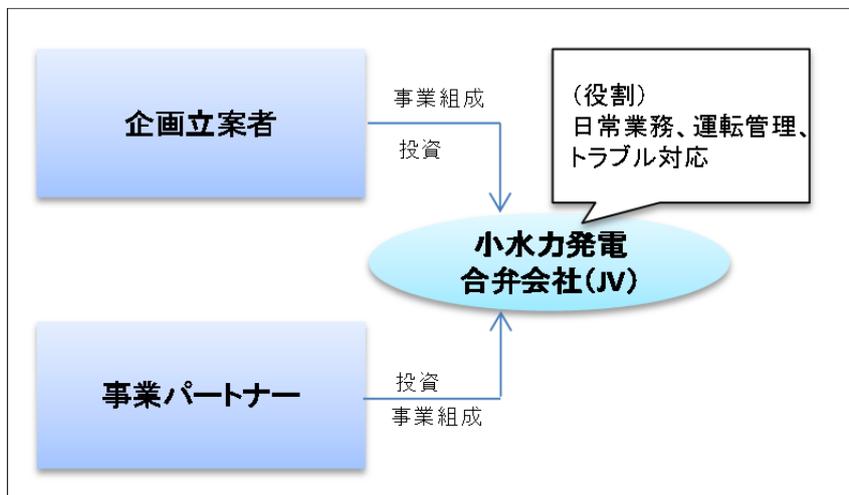


図 2-5 事業主体及び企画立案者等の体制

発電運用主体を当該プロジェクトにおける発電事業に特化したいわゆる JV とする目的は、企画立案者と事業パートナーの基幹事業から切り離し、透明化を図ることである。また、インドネシアでは、「1つの IPP 発電所は 1つの SPC」とすることが推奨されており、そうした要請に応えるためでもある。

3) 資金調達

初期投資は、企画立案者ならびに事業パートナーの自己資金の他、日本の民間金融機関からの融資、JCMスキームの活用を中心に検討する。

当該プロジェクトの資金調達は、自己資本 (Equity) と借入 (Debt) とし、Equity 3 : Debt 7 の比率を想定している。

投資規模からプロジェクト・ファイナンスの規模要件には達しないことから、当該プロジェクトは企画立案者によるコーポレート・ファイナンスの形式をとる。よって、企画立案者が一旦必要な資金を銀行から借入れ、JV に転貸する形とすることを想定している。なお、借入通貨は円を想定している。

(3) プロジェクトの実施体制

当該プロジェクトの組成及び運用を含めた概要について、以下に記載すると共に、概要図を図 2-6 に示す。

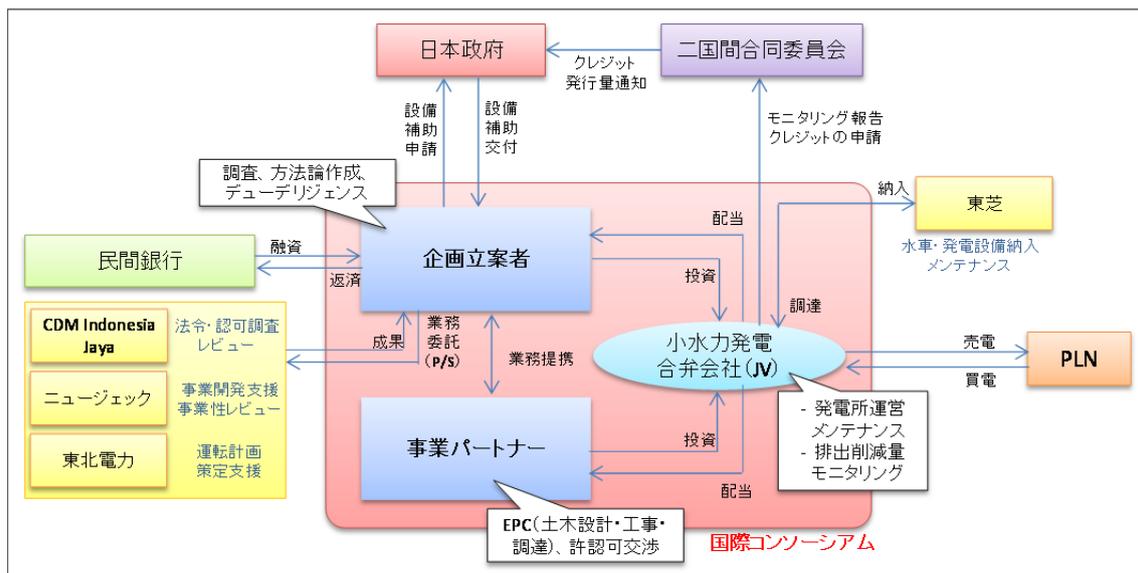


図 2-6 プロジェクトの組成及び運用を含めた体制概要図

企画立案者は、組成段階においては JCM 制度対応の全作業を含めた、プロジェクト組成における全体統括、及び資金調達を担う。

事業組成後は、日本政府に設備補助申請を行い、発電所における発電量・GHG 排出削減量のモニタリング結果の精査を行い、二国間合同委員会に報告書を作成・提出するといった、クレジットの申請業務を担う。

発電所運用に対しては、必要に応じて支援を提供するほか、JV に対して必要な経営関与を行う方針である。

事業パートナーは、組成段階は許認可交渉及び現地調整を担うほか、詳細設計や工

事計画に基づく業者選定、機材調達、施工及び管理を担う。事業組成後は、水力発電所の運転・管理経験を活かした運転管理支援を行う。

共同出資により立ち上げた JV は、水力発電所における日常の運転管理やメンテナンスを実施し、売電を行うと共に、GHG 排出削減モニタリングを行う。

なお、企画立案者ならびに事業パートナーは、JV の売電収入により投資回収を図る計画である。

2.2 ホスト国における状況

当該プロジェクトに対するニーズは、2014 年に策定された新国家エネルギー法や FIT における電力買取価格の引上げ措置が取られる等、小水力事業を加速させる施策に見ることができる。

新国家エネルギー法においては、再生可能エネルギーの割合を 2025 年に 23%以上とする目標が立てられており、小水力は、地熱に次いで優先度の高いエネルギー種として位置付けられている。

PLN による電力固定買取価格の引き上げ措置として、水力発電所からの電力買い取りに関するエネルギー・鉱物相令『2014 年第 12 号』が 2014 年 5 月 2 日付で施行されており、PLN による発電容量 1 万キロワット以下の水力発電所からの買い取り価格を旧規定の 1 キロワット時当たり 656 ルピア（約 5.8 円）から、同 1,075 ルピアに 6 割以上引き上げることを規定している。

これらの政策の背景には、小水力発電について 250 カ所で発電容量 50 万 kW 相当の計画が提出されている一方、実現したのは 6 万 kW(計画の 12%)にとどまっていることが関係しているとみられる。電力の固定買取価格を引き上げることで、民間による小水力発電所の建設を加速させる狙いが見て取れる。

また、在インドネシア日本大使館へのヒアリングによれば、インドネシアでは、国家開発計画庁（BAPPENAS: Badan Perencanaan Pembangunan Nasional）による 5 か年計画が 2014 年 11 月で終了し、新たな 5 か年計画の策定が行われているが、その中で次の 5 か年には、電力分野で 35GW の新規電源開発を行うとしており、その背景に逼迫する電力供給課題があるとのことである。

同計画においては、特にインフラ整備の遅れが顕著な、ジャワ島以外の地域への投資に力を入れている状況にあるという。当該プロジェクトは、ジャワ島以外の地域であることから、政策的にも追い風にあるといえる。

当該プロジェクト対象地域の状況に目を移すと、当該地域では停電が頻発している状況で、工業や観光産業の発展のためには電力増強が必須であるとの認識が、県においても根強い状況である。県ならびに PLN では、ヒアリングの結果、同地域の水力ポテンシャルは高いとの認識であるが、中小規模の水力開発ポテンシャル地点が多く、より利益率の高い大規模なサイトの開発が優先され、同地域の投資は進んでいない状

況であるという。そうした中であって、当該プロジェクトは小規模であるものの、PLN および県に歓迎されている状況である。

2.3 プロジェクトの普及

上記 2.2 に示したように、インドネシアにおいては電力供給の拡充のため、政府はその主要な手段のひとつとして水力事業の普及を位置づけ、さまざまな施策が取られているところである。

インドネシア全土の開発可能な包蔵水力は国家電力設備開発計画（RUKN: Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2008-2027, 以下、「RUKN」という。）で 42,853MW とされているが、これに等高線のない地図域分を加えると、全体で約 75,000MW と見積もられるという報告もある¹⁰。

一方、現在の水力発電設備容量は約 4,000MW であり、全包蔵水力のわずか 5%に程度に留まっていることから、開発の加速が期待されている。

スラウェシ島においても、事業パートナーへのヒアリングによれば、プロジェクトサイトと同等の開発可能地点は約 40 地点あるとされるが、今後のさらなる施策の追い風により、事業性の向上が図られることで、開発可能地点は増大するとみられる。

インドネシアにおいて、これまで水力開発が十分に進んでこなかった背景としては、1980 年代後半より急増する電力需要への対応が PLN だけでは困難となったこと由来する。1992 年より、インドネシアでは電力事業における民間資本の導入（IPP の参入）が始まり、現在インドネシアの発電設備容量の 22%を IPP が占めている状況であるが、中小水力発電事業に参入する IPP の多くは、資金的基盤が脆弱で、技術的にも十分な知見を有していないことが多い。そのため、開発権等は取得するものの、土地収用や建中で資金が尽き、事業化が停滞するといった問題が生じてきた。

上記のような問題がある中、企画立案者は、潤沢な資金と技術のある外資、とくに日本の協力により、こうした問題を解決できるものと考えている。とくに、JCM プロジェクトとしての組成を行うことができれば、日本側の政策的支援を享受できることから、実現可能性や事業性が向上し、普及拡大が進むものと予測される。

一方、土地収用や許認可に関連した課題がある。当該プロジェクトについては今のところ回避できているが、インドネシアにおいては水力開発に限らず、土地収用に際しての住民との合意は大変困難で、時間を要する手続きとなる点がある。

また、許認可については、水力発電の開発意思の無いディベロッパーが、権利転売を目的に開発権を取得し、高値で取引を持ちかけるといった問題もあるという。開発権はそもそも無償のものであるが、このような転売業者により開発コストが上昇し、事業性が低下するためにポテンシャルサイトの開発停滞につながっているとの見方もある。インドネシア政府は、こうした業者を取り締まるため、許認可取得から開発ま

¹⁰ 国際協力機構,水力開発マスタープラン調査プロジェクト事業事前評価表,2009.

での期限設定等による対策を進めている。

インドネシアにおける普及可能性は、こうした種々の課題も踏まえる必要があるものの、しかるべき対策が取られつつある状況を鑑みると、おおよその可能性としては普及性を期待することができる状況にある。

他国への普及可能性については、地形が急峻で、豊富な雨量がある熱帯多雨林気候や熱帯モンスーン気候下にある東南アジア地域での展開が期待できる。

中でも、ベトナム、ラオス、ミャンマー等は急峻な地形と雨量が東南アジア地域でも卓越しており、中小水力に関しては開発段階にあることから、今後の普及可能性が高い地域であると推察される。

3 調査の方法

3.1 調査実施体制

- 企画立案者の役割分担と外部委託団体との役割関係

調査実施体制は、企画立案者である日本エヌ・ユー・エス株式会社が主体となって調査方針を決定し、調査指示及び業務とりまとめを行う体制である。

企画立案者の役割は、調査や当該プロジェクトの推進に必要な情報を、事業パートナーや専門家、現地コンサルタントを含む外部団体を活用して収集し、情報を統合して調査報告を行い、同時に事業化のための検討を実施することである。

また、外部委託団体の現地踏査等の情報収集に際しては基本的に同行し、調査の方針等について必要な指示を行うこととした。

企画立案者の体制は、担当部門である新ビジネス開発本部において調査全体の設計を行い、複数の部門にわたって詳細設計、MRV 方法論作成、資金調達、現地法令、環境十全性等の各調査担当者を配置し、投資計画や事業パートナーとの交渉に際しては代表取締役および財務本部長の決裁等を得るなどの体制を整備した。

調査実施団体の体制と外部委託団体等の関係図を図 3-1 に示す。

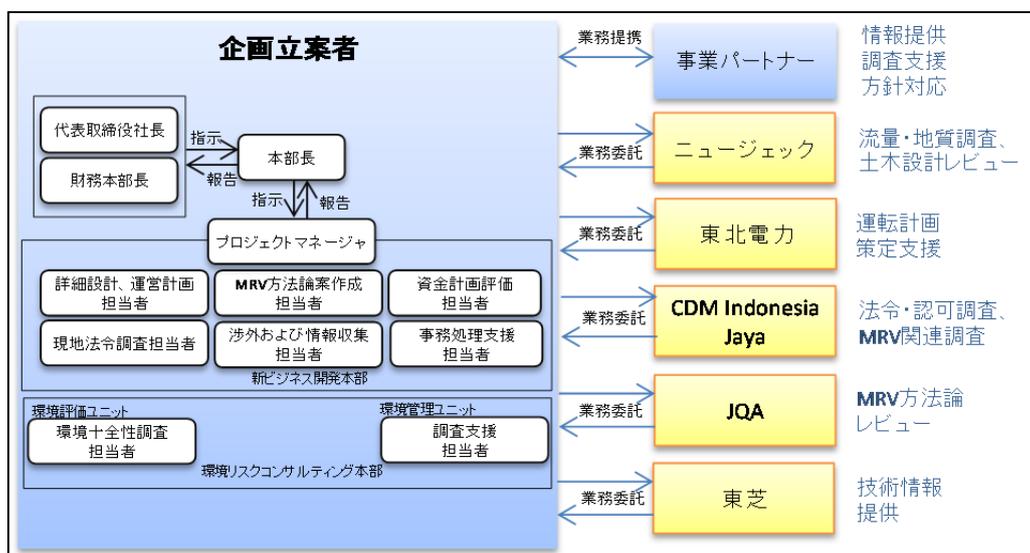


図 3-1 調査実施団体と外部委託団体等の関係図

企画立案者は、これら外部団体・委託団体に情報提供や詳細調査を依頼しつつ、調査進捗や情報提供を適宜依頼しながら、調査方針等を修正し、必要に応じて方針などについて協議するとともに、追加で必要な調査が発生した際にはその調整を実施し、調査を遂行してきた。

以下では、各外部団体・委託団体について役割分担を詳述する。

- 事業パートナーの役割分担

主要な外部団体等として、まず当該プロジェクトの事業パートナーがあげられる。事業パートナーとは、秘密保持契約の下に、本 JCM F/S 業務及び投資事業の実現のため、これまで同社が収集した情報の提供や現地調査のコーディネート等について協力を得ることとした。以下、表 3-1 に現地パートナーの役割内容を示す。

表 3-1 事業パートナーの役割

役割	内容
情報提供	事業パートナー自身が進までに収集した情報、元データ等の提供と、その収集過程等に関する情報の提供。情報の内容は、水力発電計画策定に必要な水量、地質、地形、土地利用データのほか、概略設計書類、許認可書類である。
調査支援	現地調査の際の移動や踏査に係るアレンジメントのほか、行政や住民へのヒアリングの手配。
方針対応	調査・検討結果を踏まえ、企画立案者が検討した内容についての協議や交渉の対応。

- 株式会社ニュージェックの役割分担

水力開発に係る実現可能性のレビュー等を、水力開発コンサルタントとして豊富な実績を有する株式会社ニュージェックに委託した。業務委託内容は、現地パートナーからの情報や現地調査の実施結果を踏まえて、水量、地質の状況レビューや設計、土木設計の精査等である。

具体的な役割は、現地調査のうえ、地形や地質の踏査を行い、既存設計の課題抽出と改善案、費用試算を行うと共に、水量実測データや降雨量データをもとに正確な水量シミュレーションを行うことである。

- 東北電力株式会社の役割分担

事業投資実施のために必要な事業運用計画策定のため、国内の主要な発電事業者であり、海外での中規模水力発電事業経験もある東北電力株式会社に協力を依頼した。

具体的な役割は、インドネシアにおける当該プロジェクトと同規模・同形式の水力発電所を訪問のうえ、人員配置とオペレーション体制、トラブル・メンテナ

ンス対応に関しての実態や、同国の法律や規則等について情報を収集したうえで、効率的かつ安定的な水力発電所運用計画の策定である。また、策定した運用計画における維持管理費の概算についても依頼した。

- **PT.CDM Indonesia Jaya の役割分担**

インドネシアの法令や現地の政策動向などについて、詳細な情報の収集においては現地コンサルタントが必要である。同社は、これまで企画立案者との間で複数の CDM 関連事業において協業してきた企業であり、JCM に関する知見も有する。そのため、当該プロジェクトにおいては、現地の法令や政策動向、電力事情等に関する情報収集を依頼した。

- **一般財団法人 日本品質保証機構（JQA）の役割分担**

一般財団法人 日本品質保証機構は、これまで多くの CDM プロジェクトの Validation、Verification の経験を有し、かつ東南アジア地区、特にインドネシアでも経験があり、CDM プロジェクト開発が低迷している現在でも JCM などの温室効果ガス排出削減プロジェクトの開発などに積極的にかかわりを持つ企業である。よって、同機構には、第三者検証機関として、提案者が作成した MRV 方法論案についての適切なレビューを依頼することとした。

- **株式会社東芝の役割分担**

当該プロジェクトにおいては、株式会社東芝製の水力発電機の導入を想定している。そのため、同社の水力発電機の特徴や価格、納期等に関する情報を収集する必要があり、また同社ならびに日本製品全般の水力発電機における優位性や、優位性検証のための方法等についての情報や意見の教示を依頼した。

3.2 調査課題

(1) 調査実施前に認識していた課題

前述のとおり、当該プロジェクトは企画立案者が IPP 事業への投資案件を探查した結果、事業パートナーと協業を検討するに至った経緯がある。

しかし、当該プロジェクトへの投資決定は事業性等の面での現実性の確認が必須である。よって、事業パートナーによる調査結果を提供してもらい、その精査を行った。その結果、概ね期待が持てる内容であるものの、その内容についてさらなる精確性の追求のため、調査による拡充を行う必要があると結論した。

調査実施前に課題として明確であった点は、事業パートナーによる調査結果の内容の中でも、流量測定を伴わない発電出力計算を行っていた点であった。通常、水力開発においては、雨季・乾季の変動や年変動を踏まえて 10 年以上の流量観測データがあ

ることが望ましく、少なくとも 1 年間の季節変動について実測による観測結果が必要であった。事業パートナーは、水量実測を行っていたものの、事業パートナーによる調査結果には反映されておらず、実測データを用いた解析が必要な状況であった。その他にも、水力事業にとって流量と共に重要な要素である地形、地質面の状況確認が必要と判断した。

投資事業の組成という点からは、インドネシアにおける外資投資規程¹¹、いわゆるネガティブリストにおける 10MW 以下小水力のマジョリティ出資を規制する改訂が課題となった。本 JCM F/S 提案書作成時点においては投資規制に係る改訂について把握できていなかったものの、提案書提出の同月にネガティブリストの改正が行われ、10MW 以下の小水力発電事業に関しては外資の投資基準が 49%に規制されたことを把握した。事業パートナーが、企画立案者に対してマジョリティを期待していた点も踏まえ、当該規制の回避方法を検討する必要があった。

これら調査実施以前に課題と認識していた事項を表 3-2 に整理する。

表 3-2 調査実施前に認識していた課題

課題	理由
流量解析	水力発電事業組成において、水量予測の正確性が最も重要であるが、事業パートナーによる調査結果においてはその内容が不十分であったため。
地形	水力発電事業組成において、十分な落差があることは発電出力に大きく影響することから、専門家の同行による現状確認が必須であったため。
地質	各種構造物設置において必須となる事項であり、初期投資額（土木・金物建設コスト）に大きく関係するため。
外資規制	企画立案者のマジョリティ出資という事業計画であったが、法改訂に伴う外資出資比率の規制が適用されることが判明したため。

(2) 調査の過程で判明した課題

調査の過程において具体的な課題が判明した内容として、地質状況が挙げられる。専門家の同行の下で、事業パートナーによる調査結果において記載のあった地質調査（ボーリング調査）地点や、基本設計図と共に現地踏査を行った際に以下の課題が判明した。

- ・ 発電所及び取水堰地点は砂質堆積物で形成されており、基礎地盤としては脆弱であることが懸念される

¹¹ 「投資分野において閉鎖されている事業分野及び条件付きで開放されている事業分野リストに関する大統領規程 2014 年第 39 号」

- ・ 発電所及び取水堰の背面に形成される法面は、シルト質の堆積物である一方、土質に対して急峻であるため、大雨等による土砂崩れが懸念される
- ・ 水圧管路ルートに地質時代に火山などにより放出されたとみられる巨礫が多く存在するが、水圧管路の配置設計においてそれらがすべて考慮されておらず、建設においては削岩が必要となることが懸念される

上記の課題解決のための対策については追って詳述するが、調査の結果、上記課題を解決するための追加的な調査及び土木・金物建設工事が必要であるとの結論に至った。そのため、土木・金物建設コストが当初見積を上回る可能性が生じ、結果として収益性を低下させるとの課題が判明した。

その他、調査の過程で判明した課題としては、投資規制に係る点がある。当初、外資規制を回避する方法があるとの情報を得ていたものの、調査を進めていくなかで、インドネシア法上、コンプライアンス上の問題を伴わずに回避可能な手段は無いことが判明した。この結果を受けて、企画立案者にマジョリティ出資を期待していた事業パートナーは、協業上過半数以上の資金調達の難しさ等の理由から大幅な事業組成方針の見直しが必要であるとの見解を示した。当課題については、現在も事業パートナーとの協業体制について引き続き検討・交渉を行っているところである。

これら調査実施中に判明した課題について、表 3-3 に整理する。

表 3-3 調査実施中に判明した課題

課題	理由
軟弱な地質と巨礫処理	現地踏査の結果、追加的な調査、及び基礎地盤補強策や、法面安定策、巨礫処理が必要である可能性が判明したため。
工事費用の増大	上記地質と巨礫処理に係る課題の解決のために追加的に必要となる工事により、初期投資額が増大することが判明したため。
外資規制	外資規制における出資制限を回避できない事が判明したため。

3.3 調査内容

(1) 調査実施前に認識していた課題を解決するための調査

調査実施前の課題として、事業パートナーによる調査結果の内容拡充の必要性、および外資規制対策があることを前述した。これらの事項のうち、事業パートナーによる調査結果の内容拡充、すなわち流量解析、地形踏査、地質調査の内容については、調査実施計画に盛り込んだものとなっており、必要なデータを事業パートナーから収集したうえで、現地踏査などにより事業パートナーによる調査結果のレビューを実施し、以て内容拡充を行った。一方で、外資規制対策の課題については、調査実施計画

策定時点では当内容の情報が未取得であったため、調査実施計画とは別に調査を進めた。外資規制に係る内容は、インドネシアへの投資と密接に関わる内容であり、インドネシアに投資を検討する日本企業等に情報提供を行っているコンサルティング企業に調査を依頼することとした。上記の調査内容について、表 3-4 に整理する。

表 3-4 調査実施前に認識していた課題解決のための調査内容

課題	解決のための調査内容
流量解析	雨量データや水量実測データを収集し、再解析を実施。
地形	事業パートナーによる調査結果の分析、及び専門家の同行による現地踏査を実施。
地質	事業パートナーによる調査結果の分析、及び専門家の同行による現地踏査を実施。
外資規制	インドネシア会社設立のためのコンサルタントの協力を得て、外資規制の対応策の検討を依頼。

(2) 調査実施中に判明した課題を解決するための調査

調査の過程で判明した課題として、地質の脆弱性、工事費用の増大、外資規制の出資制限の回避困難性があることを前述した。地質については、既存のボーリング調査等のデータから、事業パートナーによる調査結果に記載の概略設計をレビューし、土砂崩れや構造物流失などのおそれが生じないか検討した。それに伴う工事費用の増大については、どの程度の増大が見込まれるかを検討した。

外資規制に係る内容については、インドネシア会社設立コンサルタントの調査結果から、後述の通りコンプライアンス上及び会社運営リスク上問題の無い方法が導き出せなかったことを踏まえ、インドネシアの外資規制所轄官庁である投資調整庁に対して外資規制回避策に係るヒアリングを行い、リスクを洗出したうえで経営陣に諮ることとした。これら課題の解決のための調査内容について、表 3-5 に整理する。

表 3-5 調査実施中に判明した課題解決のための調査内容

課題の内容	解決のための調査内容
軟弱な地質と巨礫処理	各種構造物設置のための追加的土木工事や技術等について検討するため、情報収集及び対策案の策定を実施。
工事費用の増大	上記、巨礫処理に係る課題の解決のための対策案に基づき、工事費用を積算。
外資規制	インドネシア投資調整庁へのヒアリングを行い、回避策にともなうコン

	プライアンス上のリスクを洗い出したうえで、企画立案者の経営陣における検討を実施。
--	--



図 4-2 プロジェクトサイトの保全林

また、プロジェクトサイト周辺の地形の特徴は、広大な棚田が散在することである。現在の棚田は、図 4-3 に示すように、地質時代における旧斜面（オリジナル地形）の大崩壊に伴い、巨礫を含む土砂が堆積し、緩傾斜面が形成され、その緩傾斜面を利用したものと想定される。このため、棚田は岩盤からなる通常の尾根地形と異なる地質構成と考えられる。

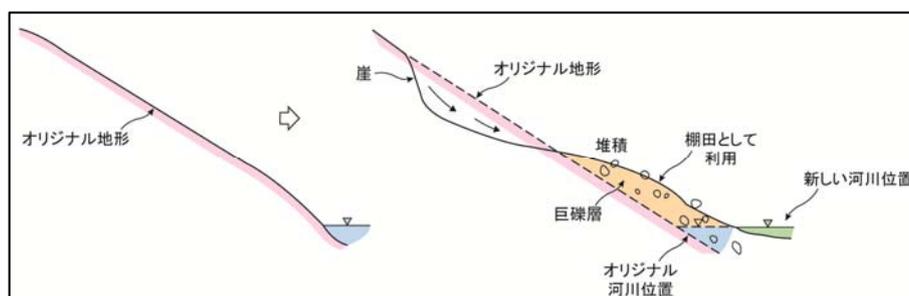


図 4-3 想定される棚田地形の形成過程

2) 地形・地質条件に係る現地調査結果

● 地表地質

現地視察で確認された基盤岩露頭は、道路での切取面に見られた風化凝灰角礫岩（tuff breccia）のみである。河床沿いには大小の巨礫が堆積・散在しており、基盤岩は認められなかった。

● ボーリング

ボーリング調査は、取水堰堤を対象に実施されているが、発電所については未実施であり、地表露頭も確認されなかった。そのため、地質状況の詳細は不明であるが、現地状況から堆積物が厚く覆っていると想定される。

ボーリング結果概要および想定される地質

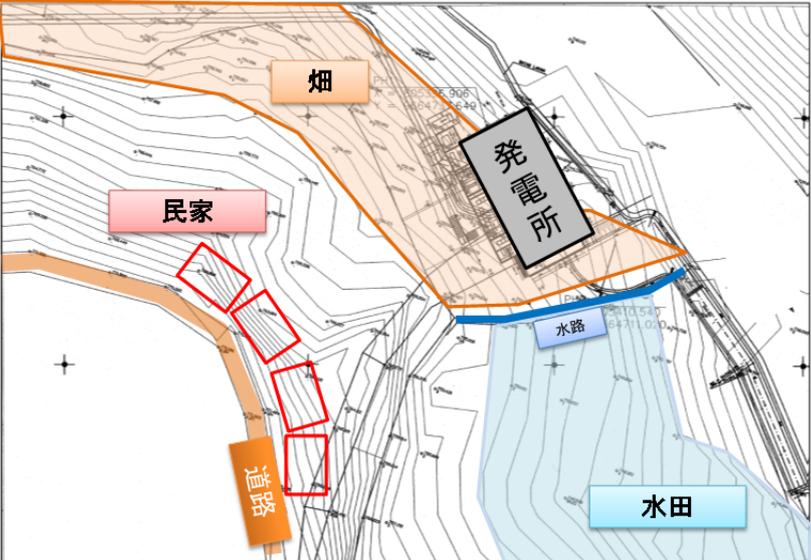
- 取水堰堤基礎は、N値が10から21程度の砂質堆積物であり着岩しない。
- 発電所地点のボーリング結果はないが、堆積物が厚く覆っていることが想定される。
- 取水堰堤地点の砂質堆積物はチョコレート色の堆積物である。土質試験結果によると、塑性域はなく $\phi = 30^\circ$ 程度のパサパサの砂質堆積物と思われる。
- 発電所の後背の切取り法面は、主に砂質堆積物からなり、取水堰堤地点で確認されている砂質堆積物と同等のものと想定する。また、地下水位は不明である。

3) 主要構造物の現地調査

小水力発電事業の主要構造物としては、発電所、導水路・ヘッドタンク・ペンストック、取水堰・取水口・沈砂池が挙げられる。

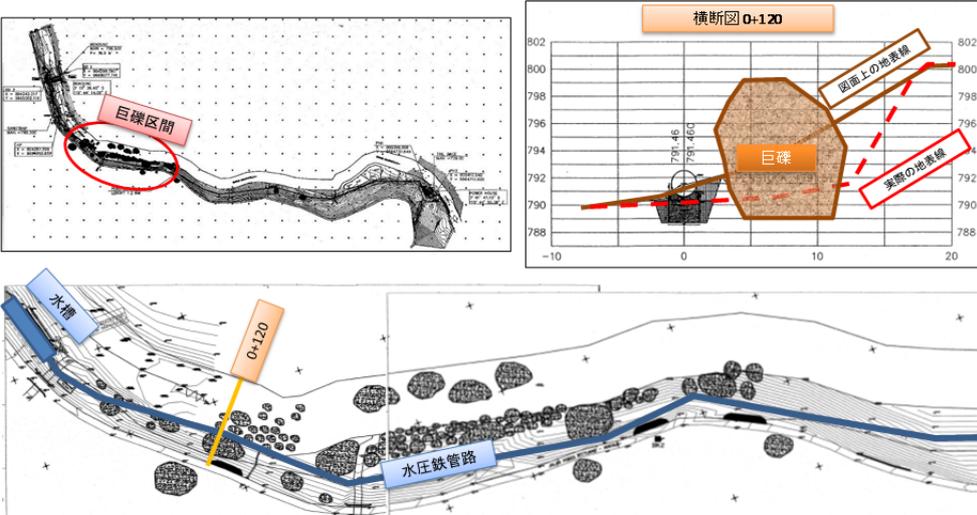
それぞれの構造物に対する現地踏査の内容は、表 4-1～表 4-3 のとおりである。

表 4-1 発電所に係る踏査内容

項目	踏査内容
アクセス	道路から民家沿いの小道でアクセス可能で、道路—発電所の距離は約 50m 程度である。
周辺の土地利用	 <p> ▶ 右岸の道路沿いには 4 軒の民家が隣接して並んでおり、裏手の斜面の一部では豚が飼育されている。 ▶ 発電所地点と周辺は畑が営まれており、更に水路を挟んで下流は水田が耕作されている。 ▶ 発電所地点の左岸はなだらかな地形で水田が耕作されている </p>

項目	踏査内容
既往地質調査	特になし
設計・施工に係る検討事項	<p><u>構造物基礎</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 発電所地点は砂質堆積物に厚く覆われ、着岩しない可能性がある。ボーリング調査を行った上で、事業パートナーによる調査結果の設計において、発電所基礎として十分な支持力が得られない場合は、基礎位置を深くする、杭等の基礎を設置するなどの対策が必要となる。 <p><u>法面对策</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 発電所の背面に形成される法面はできる限り緩い勾配が好ましい。盛土の安定勾配の目安は土質試験結果の$\phi = 30^\circ$ から推測して概ね1:1.8程度である。これより急にする場合は法面安定対策が必要である。 - 追加ボーリングを実施する場合は、地下水位の観測も行う必要がある。地下水位が高い場合は、排水孔の設置を含む法面安定対策が必要である。 <p><u>発電所位置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 上述の通り、現況の発電所地点の法面は緩勾配で掘削するか、法面安定対策を施す必要があるが、上部の道路には民家が立地しているため、施工を含めて民家への影響を抑える必要がある。 <p><u>施工</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 右岸斜面は、発電所位置を挟んだ上下流になだらかな地形の水田が広がっており、仮設備ヤード設置のスペースは確保可能であり、工事用道路の取り付けも容易である。 - 民家への影響に配慮した施工計画を策定する必要がある。

表 4-2 導水路・ヘッドタンク・水圧鉄管に係る踏査内容

項目	踏査内容
アクセス	水路は右岸の道路沿いの斜面に配置されており、アクセスは容易である。
周辺の土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 発電所上流 100m~250m は緩やかな地形で水田が広がっている。 ▶ それより上流の斜面沿いは雑木林で、勾配が緩やかな地点で畑が点在している。 ▶ 道路沿い山側には民家、公民館などが立地している。
既往地質調査	特になし
設計・施工に係る検討事項	 <p><u>巨礫区間における水圧鉄管ルート</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 水圧鉄管ルートの0+000~0+450の約450m区間上には多くの巨礫が点在して

項目	踏査内容
	<p>いる。事業パートナーによる調査はこれを避けるようにルートを選定しているが、現地調査では以下の現況地形図との相違点が確認された。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 現況地形は法肩から急こう配の斜面があり、その後、緩やかな地形が法先まで続くが、地形図上はこれらの変化点が抑えられておらず、一定の勾配の斜面になっている。 ➤ 図面と異なる位置に巨礫が点在しており、水圧鉄管ルートがこれを横断している。 <ul style="list-style-type: none"> - レイアウトがクリティカルな箇所では、横断測量および巨礫の分布調査を実施して、巨礫が構造物設置の障害にならないことと、安定性を有した構造物が設置可能なことを確認する必要がある。 - 巨礫は地表に露出しているものだけではなく、事前に地中レーダー等による簡易探査により埋没巨礫の位置を把握しておくことも必要である。 - 水圧鉄管の基礎支台はアンカーブロック形式が採用されている。本区間上は巨礫に加え、2か所の沢を横断するため、必要に応じてコンクリートで架橋するなど、現況地形に応じた詳細設計が必要である。 <p><u>施工</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 水路は道路沿いに配置されているが、急峻な斜面があり、アクセスが困難な箇所がある。 - 巨礫については可能な限りこれを回避するルートが望ましいが、位置関係上、回避が難しい場合はブレーカーなどで処理する必要がある。

表 4-3 取水堰・取水口・沈砂池に係る踏査内容

項目	踏査内容
アクセス	道路からの小道でアクセス可能で、道路—取水堰の距離は約30m程度である。
周辺の土地利用	➤ 周辺は畑が営まれている。
既往地質調査	ボーリング DH1 (D=20m)
設計・施工に係る検討事項	<p><u>構造物基礎</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ボーリング結果より堰堤の基礎は、N値が10から21程度の砂質堆積物に上座することになる。 - 堆積物はコンクリートの付着性が悪いこと、低支持力であることから、厚さ1m程度の捨コン（ベースコンクリート）の打設等、基礎対策が必要となる。 <p><u>法面对策</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 堰堤兩岸の背面に形成される法面は、シルト質の堆積物であるため、できる限り緩い勾配が好ましい。安定勾配の目安は土質試験結果の$\phi = 30^\circ$ からして概ね1:1.8程度である。これより急にする場合は法面安定対策が必要である。 - 取水堰はH=3.5mで掘削は小規模だが、右岸斜面は道路から河川まで約30mとスペースが限られており、沈砂池(B=7.5m、H=1.5)の掘削も考慮して配置を検討する必要がある。 - 追加ボーリングを実施する場合は地下水位の観測も行う必要がある。地下水位が高い場合は雨季での崩壊の可能性が高い。排水孔の設置も必要である。 <p><u>取水堰位置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 前述のとおり、右岸はスペースが限られており、取水口以下の水路構造物を考慮してダム軸位置を選定する必要がある。 <p><u>施工</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - 右岸斜面は工事用道路の取り付けも容易である。

4) 工事計画のレビュー結果

表 4-1～表 4-3 で示したリスク/コスト増加要因や、対応策（案）については、より詳細な調査を行い、その内容を精査することが不可欠であるものの、仮に対応が求められる場合、工事計画を見直す必要がある。

工事計画の見直しの考え方は、表 4-4 のとおりである。

表 4-4 工事計画の見直しの考え方

No.	項目	原工程	見直し工程の考え方
I	開発		
1	土地収用	1	インドネシア国及び現地の状況によるが、原工程の1ヶ月では困難と考え、4ヶ月程度必要と想定する。
II	建設工事		
1	入札		
1.1	業者選定	1	公示から開札までを1ヶ月とし、申し入れ及び交渉、契約完了までさらに1ヶ月とする。
1.2	申し入れ及び交渉	1	
1.3	契約	1	
2	準備工事・土木工事・金物工事		
2.1	設計レビュー	2	入札に必要な図書作成までの設計・入札図書作成とし、ペンストックルート沿いの詳細調査、発電所近傍の調査、設計を含め、6ヶ月とする。
2.2	準備工事	2	舗装された幹線道路が近くを通過しているため、アクセス道路のための工事期間は短期間で良い。ここでは、工事着手に必要な準備工事を想定し、事務所開設、取水堰建設に必要な資機材搬入、取水堰までのアクセスに必要な期間として2ヶ月とする。その他必要な資機材搬入、発電所等へのアクセス道路取付は、工事の進捗に合わせて行う。
2.3	土木・金物建設工事	19	取水堰（取水口含む）については、100m ³ /日程度のコンクリート製造能力を有するアジテーカー（4.5m ³ 級）を利用し、また基礎コンクリートと取水堰のコンクリートの施工にそれぞれ1日かかるとすると、必要な工期は4か月となる。 全長1,200mのペンストックについては、鉄管（6m/本）の現地溶接（200ヶ所）に2日、設置に0.5日かかるとすると、鉄管据付に必要な工期は11か月となる。また、岩石掘削を実施する前にルート測量及び設計を終えている必要があり、それぞれ1ヶ月を想定する。 岩石掘削については、追加調査を行いその規模等を正確に把握する必要があるものの、仮に450mの岩石破壊が必要で、ブレイカーを

(2) 運用計画

インドネシアにおいては、発電事業各社が従わなければならない国家基準としてインドネシア国家基準（SNI: Standar Nasional Indonesia）という技術基準があるが、そこでは最低限の技術事項のみが規定されており、例えば保守を行う際の点検方法や点検項目、点検頻度は各社にて決められている¹²。

このため、本 JCM F/S では事業パートナーが運用する流れ込み式の既存水力発電所（以下、「既存発電所」という。）での実績に加えて、インドネシアにおいて長年にわたり運用されてきた小水力発電所（流れ込み式/約 4MW）において現地調査を行い、そこで得た運転実績情報を参考に、運用計画の検討を行った。

1) 日常運転

表 4-5 に示すとおり、日常運転に係る実施項目を検討した。

表 4-5 日常運転に係る実施項目（案）

実施項目（案）	実施内容
保安確保	・ 運転マニュアルに記載
当直責任	・ 運転マニュアルに記載
関係箇所との連絡（給電指令、操作指令、配電）	・ 作業管理マニュアルに基づき実施
操作手順確認表の基本事項	・ 運転マニュアルにて運用 ・ 入社年数・経験に応じた教育を実施し、スキル向上を図る
機器の操作・管理	・ 運転マニュアルにて運用 ・ 入社年数・経験に応じた教育を実施し、スキル向上を図る
監視・観測および機器・関係系統への把握	・ 運転マニュアルにて運用 ・ 入社年数・経験に応じた教育を実施し、スキル向上を図る
巡視	・ チェックリストで確認
日常点検・手入れ	・ チェックリストで確認
水系運用	・ 運転マニュアルにて運用
運転の記録・報告	・ 毎日運転記録を作成 異常内容は全社情報共有
引継	・ オーバーラップ時間において、前後当番が引継実施 責任者が確認
工事担当箇所の運転応援	・ 異常内容について、工事担当および資材担当に応援

¹² 海外電力 2014 年 9 月「東南アジア諸国における水力発電保守の現状」

2) 定期点検・オーバーホール

表 4-6 に示すとおり、巡視・日常点検に係る実施項目を検討した。

表 4-6 巡視・日常点検に係る実施項目（案）

実施項目（案）		実施内容
巡視・日常点検	頻度	毎日
	主要項目	目視確認、付属計器による異常の把握

3) 定期点検・オーバーホール

表 4-7 に示すとおり、定期点検・オーバーホールに係る実施項目を検討した。

表 4-7 定期点検・オーバーホールに係る実施項目（案）

実施項目（案）		実施内容
年度点検	頻度	1 回／年 or 運転 8,000h
	主要項目	水車ケーシング内等目視点検、油圧系統、劣化状況の把握
	点検期間	2 日程度
外部点検	頻度	1 回／3 年 or 運転 8,000h
	主要項目	水車ケーシング内等目視点検、油圧系統、劣化状況の把握
	点検期間	2～7 日程度
内部点検	頻度	適宜（1 回／5～6 年）
	主要項目	分解点検 部品交換
	点検期間	程度により変化

4) 作業管理マニュアル

表 4-8 に示すとおり、作業管理マニュアルに係る検討を行った。

表 4-8 作業管理マニュアルに係る項目（案）

項目（案）	内容
事前調整	・ 事前停止会議への反映
作業手順確認の作成・運行	・ 工事実施主体が作業件名単位で作成 ・ 請負会社、工事担当箇所、運転（現地）、運転（当直）間の情報共有
作業開始前の確認	・ 保守作業指令を受信 ・ ツールと材料の準備 ・ 作業許可申請 ・ 準備と作業領域の安全確認

項目（案）	内容
作業に伴う操作/機器の運転を伴う試験	<ul style="list-style-type: none"> 作業員への死活範囲のロック箇所の説明 運転側から工事側への引渡し確認 検電器による事前確認 危険要因判明時の対処方法
作業時間の厳守	<ul style="list-style-type: none"> 予定時間を越える場合の延長連絡方法
作業の中止または延期	<ul style="list-style-type: none"> 異常の内容を確認し、資材が十分でない場合の延期方法 保守計画への反映
作業終了時	<ul style="list-style-type: none"> 作業終了時報告 退出時管理 施錠管理

5) 事故時対応

表 4-9 に示すとおり、事故時対応に係る検討を行った。

表 4-9 事故時対応に係る項目（案）

項目（案）	内容
発生時連絡	<ul style="list-style-type: none"> 不具合のレポートを関係箇所に連絡する（口頭、電話でよい）
補修	<ul style="list-style-type: none"> 緊急を要する場合は、直ちにメンテナンス準備を開始する 緊急を要さないものは保守計画ミーティングを行う
作業中の異常	<ul style="list-style-type: none"> 異常の同定を実施し、資材が足りており、メンテナンスが可能な場合、メンテナンスを実施 困難な場合は計画ミーティングを実施
作業中の事故	<ul style="list-style-type: none"> 作業中に重大な事故が発生した場合は、関係機関に報告し処置の指示を仰ぐ
完了後	<ul style="list-style-type: none"> 事故処置の完了後速やかに関係箇所に報告する

6) MRV 実施体制

温室効果ガス排出量の測定、報告及び検証を実施するための体制を図 4-5 に示す。JV は作成した PDD 及びモニタリング計画に則りモニタリングを行い、企画立案者及び事業パートナーは毎月 JV にモニタリング結果を定期報告させ、必要に応じて指示・指導を行うこととする。また、企画立案者は、モニタリング結果を踏まえ、モニタリング報告書を準備し、排出削減量の検証及び二国間合同委員会への報告を行う。

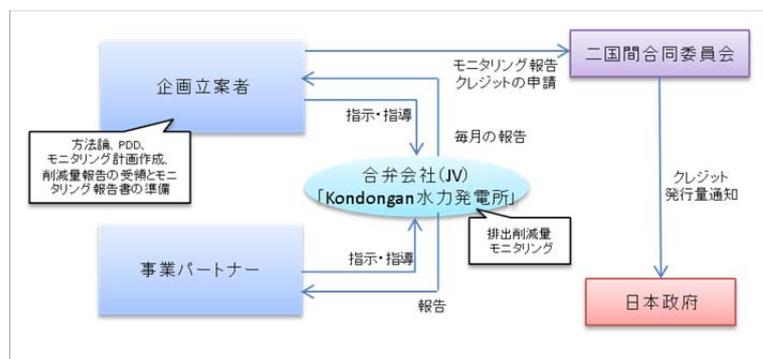


図 4-5 運用段階における実施体制

(3) 資金計画

資金計画を検討するため、発電量、初期投資額、及び維持管理費用の試算を行った。

1) 発電量の試算方法

水力発電量の推定には、乾期の流量の適切な把握が不可欠となる。

事業パートナーによる調査結果においては、プロジェクトサイトから最も近い雨量観測所の降雨量データを用いた水文解析が実施されている。本 JCM F/S においては、(後述する理由により) インドネシア水資源研究開発センター (PUSAIR: Puslitbang Sumber Daya Air Indonesia) より入手した本雨量観測所の水文資料、PLN より入手したプロジェクトサイト水系の西部を流れる河川に位置する水力発電所の流量データ、及び近傍の気象観測所より入手した気象データに基づき、事業パートナーによる調査結果にて提示されているデータ、及び流量計算の検証を行った。

- 日降雨量 (雨量観測所 : 1998～2013 年)
- 流量 (水力発電所 : 1985～2013 年)
- 気象データ (気象観測所 : 2001 年～2009 年)

● 降雨量

雨量観測所の観測データによると、13 年間 (1998 年～2010 年) の年間平均降雨量は 2,607mm である。事業パートナーによる調査結果のデータとは情報元が同じであるが、そこでの年間平均降雨量は約 2,900mm と分析されており、約 300mm 多い結果となっている。

この差異の理由は、今回入手したデータでは 2002 年、2004 年の 7～9 月は特に降雨量が少なかったが、事業パートナーによる調査結果ではこれらの時期においても 100mm 程度の降雨量があったとしたことによる。一方、水力発電所の実測流量及び気象観測所の降雨量は、今回入手したデータと同様に降雨量 (流量) が少な

い傾向にある。

年間の推移を見ると、年毎に変動はあるものの、6月～9月の乾期と、それ以外の雨期に大別されるが、もっとも降雨量が少ない8月においても平均90mmを記録しており、年間を通じて降雨がある。

- 流量データ

プロジェクトサイトにおいては、流域内に流量観測所は設置されておらず、事業パートナーが2011年2月13日～16日（4日間）と、2012年5月30日～6月13日（期間中の8日間）に観測を行ったのみである。発電計画に用いる長期間の流量について、事業パートナーによる調査結果では近傍の雨量観測所の雨量データから流出解析を実施して検討に用いている。通常、流出解析結果は対象地域の土地利用、伏流水の有無、地形・地質状況などによって大きく変化するため、雨量から流量を算出する際は実測した流量データによって補正する必要がある。また、水文観測はデータの観測精度の検証が必要であり、可能な限り複数地点の観測データを用いて、データの妥当性を検証した上で採用することが望ましい。

以上の観点から、本JCM F/Sでは、水力発電所で収集している流量データを収集し、検証に利用した。

- 検討手法の設定

事業パートナーによる調査結果では、降雨量、蒸発散量、風速等の入力データ、対象地域の流出係数等の地形条件を基に、河川への流出量を推定するMock法を採用し低水解析を行っている。

本JCM F/Sでは、Mock法と考え方が類似しており、低水解析で一般的に用いられている流出解析の1つであるタンクモデル法による解析と、水力発電所で観測された流量を、流域面積比から対象地域の流量に換算した比流量を用いて、事業パートナーによる調査結果の解析結果と比較した。

結果として、事業パートナーによる調査結果の流出解析では、年間平均流量は $5.9 \text{ m}^3/\text{s}$ と推定されたが、タンクモデルの推定結果では $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$ となった。なお、各タンクの流出孔係数は実測流量がないため、流出係数、降雨と流出の傾向、水力発電所の流量等を参考に設定した。

水力発電所（流域面積 $1,080\text{km}^2$ ）地点については、本発電所を運用するPLNから入手した1985年～2013年の流量データを用いた。この流量データを水力発電所地点（流域面積 $1,080\text{km}^2$ ）とプロジェクトサイト（流域面積 126.77km^2 ）との流域面積比から算出した年間平均流量は、 $7.0 \text{ m}^3/\text{s}$ となった。

- 低水解析結果の検証

事業パートナーによる調査結果の流出解析、本 JCM F/S で実施したタンクモデル法の流出解析、水力発電所地点の流量データの流域面積比による換算で算出した年間平均流量、及び雨量観測所の降雨量の推移を図 4-6 に示す。

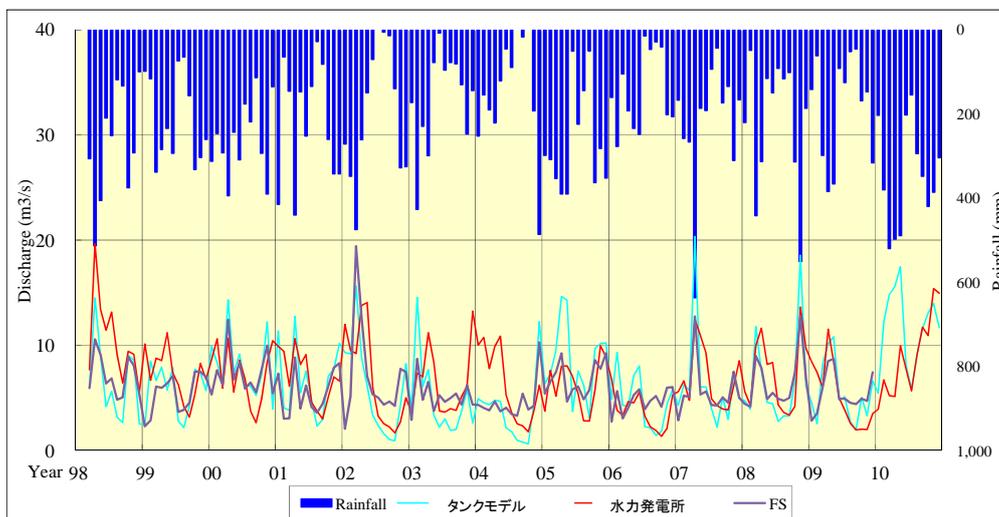


図 4-6 月間平均流量の比較

これらの解析結果を比較したところ、タンクモデル及び流量比換算の推定結果については、2002 年、2004 年、2006 年など、乾期（7 月～9 月）における降雨量と流量の変動が合致する。これは、現地の渇水期に関するヒアリング結果（流量が少なくなるのは 9～10 月¹³）と整合している。一方、事業パートナーによる調査結果の推定では、同時期に流量が減少していない。これは、事業パートナーによる調査結果の雨量データでは、2002 年、2004 年においても月間 100mm 程度の降雨が得られていることが原因と考えられる。

以上より、流域、降雨形態が異なる点については留意する必要があるものの、比較的、長期間の観測結果がある水力発電所地点の流量データを流域面積比で換算した比流量データ（年間平均流量 7.0m³/s）の適用がより適切と考えられる。

- 年間発電量の試算

表 4-10 に示す前提条件で算出した年間発電量は、21,864MWh（設備利用率 70%）である。これは、事業パートナーによる調査結果で想定されている年間発電量（20,413MWh）と比較して約 7%多い。

¹³ サイト周辺は地山の保水力が高く、降雨～流出には遅れ時間が発生しており、雨量の少ない乾期（6 月～8 月）の影響は 9 月～10 月に現れると想定される。

なお、本 JCM F/S 開始時の設備容量は 3.7MW であったが、その後の検討により 3.585MW に変更となった。

表 4-10 発電量算出の前提条件

項目	内容
平均年間流量	7.0m ³ /s
最大使用水量	7.3m ³ /s (Unit 1: 5.0m ³ /s, Unit 2: 2.3m ³ /s)
有効落差	55m
出力	3,585kW (Unit 1: 2.457kW, Unit 2: 1.128kW)
発電機効率	Unit 1: 92.8%, Unit 2: 92.6%
水車効率	Unit 1: 95.8%, Unit 2: 95.2%
発電可能範囲	40% (Unit 1: 2.00m ³ /s, Unit 2: 0.92m ³ /s)
発電停止率	10%

一方、タンクモデル法により算出した年間平均流量 6.5 m³/s を用いた場合の発電量は 19,587MWh (設備利用率 62%) となり、事業パートナーによる調査結果で想定されている年間発電量と比較して約 4%少ない。これは、タンクモデル法の年間平均流量は事業パートナーによる調査結果の想定流量よりも多いが、前述した通りタンクモデル法では 2002 年、2004 年、2006 年など、乾期 (7 月～9 月) における月降雨量/月平均流量が少なく、よって発電可能範囲に満たない月が存在することによる。

2) 最大洪水流量の試算方法

主要構造物の設計において、必要な設計洪水位を決定するための最大洪水流量を推定するため、高水解析を実施した。事業パートナーによる調査結果では、取水堰地点の 100 年確率流量を推定しており、本 JCM F/S においてもこれを推定することとした。なお、降雨継続期間は、事業パートナーによる調査結果と同様の 1 日とした。

● 計画降雨の推定

計画降雨は、表 4-11 に示す雨量観測所の 1998 年～2010 年における年最大日降雨量を標本とした統計解析を実施して、それぞれの確率年における降雨量から設定した。

なお、本 JCM F/S で使用している雨量観測所のデータと、事業パートナーによる調査結果において使用している元データは同一であるが、2002 年、2003 年、2006 年は年最大日降雨量が一致していない。

表 4-11 年最大降雨量

年	雨量 (mm/日)	
	本検討	事業パートナーによる調査結果
1998	87.0	87.0
1999	64.0	64.0
2000	86.0	86.0
2001	90.0	90.0
2002	100.0	111.0
2003	78.0	79.0
2004	85.0	85.0
2005	104.0	104.0
2006	69.0	79.0
2007	107.0	107.0
2008	78.0	78.0
2009	91.0	91.0
2010	101.0	101.0

得られた年最大日降雨量を基に統計解析を実施した。解析は、財団法人国土技術研究センターが作成した統計プログラム「水文統計ユーティリティー」を用いた¹⁴。

各確率分布モデルの評価は、SLSC (Standard Least Squares Criterion, 標準最小二乗規準)と Jack Knife 推定誤差を適用した。SLSC は確率紙においてプロットされたサンプルデータの直線性を定量的に評価するための指標であり、異なるモデルに対しても適合度を同じ指標で統一的に評価できるように配慮されている。一般的な SLSC の適合度基準は、0.04 以下を一つの基準として用いており、本検討においてもこの基準を満たすモデルを採用した。

Jack Knife 法は、得られている限られた標本から、いくつもの標本を人為的に作成し、それらの標本を基に推定した確率分布系から求められる確率水文学の安定性を評価する方法である。本検討では SLSC による確率分布モデルの適合度の判定基準でスクリーニングされた分布に対して、Jack Knife 法による安定性を評価して確率分布モデルを決定した。

解析の結果、SLSC が 0.04 以下かつ 100 年確率最大降雨量における Jackknife 推定誤差が最少である一般化極値分布 (Gev) を採用することとした。洪水流量の推定に用いる確率雨量を表 4-12 に示す。

¹⁴ 本プログラムは合計 16 種類の確率分布によって、洪水流量、雨量などの確率水文学量を推定可能である。

表 4-12 確率雨量の推定結果 (mm/日)

確率年	本検討	事業パートナーによる調査結果
	Gev	LN2LM
100	116.1	125.9
50	113.9	120.8
25	111	115.4
10	105.8	107.4
5	100.2	100.5
2	88.1	88.4
SLSC	0.038	—

本 JCM F/S の洪水流量算出には、100 年確率日降水量 116.1mm を採用した。100 年確率雨量について、その他の確率分布では、最大で 196mm (Sqrt ET) と推定されており、分布によってばらつきが見られる。分析に用いた標本値は 80~110mm に集中しており、年最大降雨の変動幅は小さい。

このばらつきの理由として、本 JCM F/S では観測期間 12 年の限られた標本数で解析を実施しており、100 年確率雨量を推定するには標本数が少なすぎるものが考えられる。さらに標本数を追加することで検討結果は大きく変化する可能性がある。例として、流量データを入手した水力発電所地点では、1997 年に日降雨量 157mm を記録しており、プロジェクトサイト近傍においても過去に同程度の降雨があった可能性もある。

なお、事業パートナーによる調査結果で採用されている対数正規分布 2 母数 (LN2LM) では、データ数が少ないこと等の理由から計算できない場合、推定誤差が大きい、安定度が非常に悪い等の理由から結果の利用が推奨されない場合は結果が表示されないという特徴があるが、本プログラムの結果は示されなかった。

- 最大洪水流量算出条件の設定

- 雨量分布の設定

一般的に、降雨の時間分布 (強度) は平均的ではなく、ある時間に集中して発生する。さらに、短時間の降雨強度が高いほど、洪水流量は大きくなる。洪水流量の算出においても降雨継続期間内 (本 JCM F/S では 24 時間) の雨量分布を推定し、洪水流量を算出することとする。雨量観測所は時間毎の雨量を観測しておらず、時間単位の雨量分布の観測データは存在しないので、事業パートナーによる調査結果で使用している雨量分布を基に作成することとした。このようにこうして作成した雨量分布曲線 (24 時間) を図 4-7 に示す。

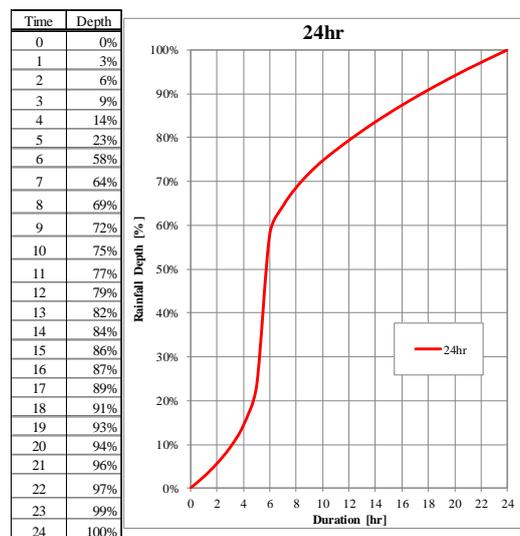


図 4-7 計画雨量分布曲線（24 時間）

- 基底流量

すでに推定した長期流量を用いて雨期（1 月～5 月、11 月～12 月）における流入量の平均値から基底流量を $8.4 \text{ m}^3/\text{s}$ と算出した。これは降雨によって発生する流出とは別に、浸透流出によって河川に流れる平時の流量であり、これに降雨による流出を加えたものを洪水流量とした。

- 直接流出係数

降雨が洪水に流出する割合を示す流出係数は、事業パートナーによる調査結果と同様にアメリカの土壤保護局（SCS : US Soil Conservation Service）が提案する土壤および降雨量と流出係数の関係を推定する方法を用いて算出した。

米国の土壤保護局等により提示されている降雨および土壤から直接流出量を推定する方法を用いた直接流出係数¹⁵の推定方法では、プロジェクトサイト流域内の土地利用形態を『森林』、浸透に対する水文学上の状態を『良』とし、土壤分類を『C』、それらに対応する曲線番号を『70』として、流出係数を 0.7 程度と推定した。

- 単位図

降雨の流出形態は、流域の状況（植生、土壤、地質、斜面勾配など）や河

¹⁵ Agricultural land use curve number and SCS runoff equations by US Soil Conservation Service in 1972

川の状況（勾配等）によって変わる。一般に、高水解析により降雨から河川流量を推定する場合、流域の状況を考慮し、流域の流出過程をシミュレートする。ここでは、事業パートナーによる調査結果と同様に単位図法を用いて降雨の河川流出過程をシミュレートした。単位図法では、単位雨量に対する流出の時間的变化を表す単位図を作成する必要があり、観測雨量、観測流量等を用いて対象流域に合った単位図の形状を決定する。

ただし、プロジェクトサイトにおいては、これまで単位図の作成に必要なデータが得られていないため、事業パートナーによる調査結果と同様に米国の土壤保護局等の無次元単位図を用いることとした。なお、本単位図法の特徴は、観測流量による検証を行う必要が無く、一般化された単位図が与えられていることである。したがって、観測データが無い地域でも洪水流量を算出することは可能であるが、観測データを用いて検証した結果と比べ、精度は悪い。

- 洪水遅れ時間の推定

洪水遅れ時間（洪水到達時間）とは、流域に降った雨がプロジェクトサイトに到着するまでの時間であり、単位図法での入力条件である。洪水遅れ時間について、事業パートナーによる調査結果では Federal Aviation Agency (1970)、Soil Conservation Service (1975)、Bransby Williams (1922)が提案する式を用いて推定しているが、結果については未記載である。

本 JCM F/S では、以下に示す Snyder-Linsley 式と日本の中小河川でも広く用いられているクラークヘン式を採用した。

(Snyder-Linsley 式)

- 遅れ時間 t_p : $t_p = C_t (L L_c S)^{0.5}$ ^{0.38}
- L : 流域の出口から流域界までの本流沿いの長さ(mi)
- L_c : 流域の出口から流域の図心に最も近い本流の地点までの距離(mi)
- S : 流域の勾配
- C_t : 山地流域: 1.2, 丘陵地帯: 0.72, 谷: 0.35 (丘陵地帯の 0.72 を採用)

(クラークヘン式)

- 遅れ時間 t_p : $t_p = 0.5 (\text{流入時間}) + 1/3600 (L/W)$ (洪水到達時間)
- L : 流域の出口から流域界までの本流沿いの長さ(m)
- W : 洪水の伝播速度 (m/s)
- S : 流域の勾配

S	1/100 以上	1/100~1/200	1/200 以下
W	3.5m/s	3.0m/s	2.1m/s

ここで、各変数は、流域および河川状況から以下の通り設定した。

変数	説明	値	備考
L	流域の出口から流域界までの本流沿いの長さ	19.7km (12.3mile)	
L_c	流域の出口から流域の図心に最も近い本流の地点までの距離	7.5km (4.7mile)	
S	流域の勾配	0.0384 (1/26)	
C_t	流域定数	0.72	丘陵地帯
W	洪水の伝播速度	2.1m/s	クラークヘン式の最も遅い流速で仮定

この結果、Snyder-Linsley 式では $t_p=6.2$ 時間、クラークヘン式では $t_p=3.1$ 時間と大きく異なる結果となった。洪水遅れ時間はピーク洪水流量推定に大きく影響を及ぼすため、本 JCM F/S ではこれらの遅れ時間の際による洪水流量の差異についても検証した。

- 洪水流量の推定

流量の推定手法は下式に示す Snyder-Linsley 式を用いて、取水堰地点におけるピーク洪水流量を求めた。

$$\text{ピーク流量 } Q_p : Q_p = 640 A C_p / t_p$$

A : 流域面積(mile²)

C_p : 係数 ; 山岳地域 0.60, 丘陵地域 0.64, South California 0.9, Gulf of Mexico 0.6

(丘陵地域の 0.64 を採用)

- 高水解析結果の検証

以上の検討結果より、100年確率のピーク洪水流量は $t_p=6.2h$ で $Q=189m^3/s$ 、 $t_p=3.1h$ で $Q=307m^3/s$ と推定された。事業パートナーによる調査結果における 100年確率のピーク洪水流量の推定結果は $Q=190m^3/s$ と、 $t_p=6.2h$ の推定と概ね同等の結果になっている。各確率年における検討結果も同様であった。

Sydney-Linsley 式で算出された洪水遅れ時間 6.2h では、洪水の河川流下流速は約 0.9 m/s と、クラークヘン式における流速 2.1m/s (河床勾配 1/200 以下の河川) と比較して小さく、現地の河川状況からも洪水時の流速としては遅いと考えられる。Sydney-Linsley 式はアメリカで提案された計算式であり、大流域河川を想定しているものと考えられる。流出解析結果に示される通り、洪水流量は遅れ時間によって大きく変化するが、仮に $t_p=6.2h$ を採用した場合、洪水流量を過小に見積もる危険性があり、取水口や発電所の設備設計、安全性に影響する。

以上より、実際の現地踏査で確認された対象地域の状況を考慮して、100年確率

最大洪水は $t_p=3.1h$ の時、 $Q=307m^3/s$ の適用ががより適切と考えられる。これにより、取水堰の規模（幅）を変えない（32.25m）場合、取水口・取水堰の側壁高さ、及びゲート巻き上げ機の設置標高を再検討する必要がある。

なお、今回の年確率最大日降雨量の統計解析は、観測期間が限定されており、年確率最大日降雨量を過小評価している可能性がある。このため、今後の調査では雨量観測所の近傍で、長期間の観測データを備えた雨量観測所から新規で雨量データを追加して高水解析を更新することが必要となる。

3) 初期投資額の試算方法

当該プロジェクトの初期投資額について、事業パートナーによる調査結果においては「土木・金物工事費一式」といった幅広い工種を含んだ費目で概算計上されている。そこで、工種毎の詳細なコスト実績データを得るため、事業パートナーが建設した既存発電所のデータを収集した。

ここでは、この既存発電所のコストデータを基に、概算数量比較、物価上昇率を加味して、当該プロジェクトの初期投資額を試算した。

まず、土木工事・金物工事については、既存発電所のコストデータに基づき、各工種コストの割合を算出した。その結果は、表 4-13 のとおりである。

表 4-13 土木工事・金物工事に占める各工種コストの割合

No.	工事	工種	割合	割合の高い工種	
1	堰・取水口	岩石破壊	69%	X	
		その他掘削	5%		
		コンクリート	13%		
		その他	13%		
2	沈砂池	岩石破壊	87%	X	
		その他掘削	4%		
		コンクリート	1%		
		その他	8%		
3	水路	岩石破壊	55%	X	
		その他掘削	32%		
		コンクリート	6%		
		その他	8%		
4	水槽及び放水路（230m）	岩石破壊	47%	X	
		その他掘削	13%		
		コンクリート	21%		
		その他	19%		
5	鉄管及び階段	岩石破壊	2%		
		その他掘削	8%		
		コンクリート	34%		
		鉄管	50%		X
6	発電所及び放水口	岩石破壊	12%		
		その他掘削	15%		
		コンクリート	41%		X
		天井クレーン	14%		
		その他	19%		

表 4-13 より、鉄管工事、発電所及び放水口工事を除き、掘削関連（掘削工：岩石破壊およびその他掘削）のコストの割合が高くなっている。鉄管工事では鉄管のコスト、発電所及び放水口工事ではコンクリートのコストが高くなっているが、発電所及び放水

口工事は50%を超える割合の工種はない。

また、両小水力発電所は、各構造物の規模が示されているため、構造物規模に基づく概略工種数量比較が可能である。したがって、既存発電所の工種毎のコストデータに、構造物規模に基づく概略工種数量比率を乗じ、当該プロジェクトの初期投資額を概算した。乗じる概略工事数量比率は、各コストの内、各工種費用が占める割合の高い工種とした。概略工事数量費率の算出方法を以下に整理する。

なお、発電所及び放水口は、コンクリートのコストが41%と高いものの、掘削工27%、天井クレーン14%となっており、ここでは出力比を乗じることとした。

表 4-14 概略数量費率の算出方法

No.	工事	割合の高い工種	数量比率 算出方法	計算式
1	堰・取水口	掘削工	堰堤の堤敷面積	堤頂長 × 堤高 × 2 (堤敷幅を堤高の2倍とする。)
2	沈砂池	掘削工	沈砂池面積	幅 × 延長
3	導水路	掘削工	導水路面積	幅 × 延長
4	水槽	掘削工	水槽面積	幅 × 延長
5	ペンストック (水圧鉄管)	鉄管	鉄管重量	管径 × 円周率 × 延長 × 7.85 (管径 × 延長の比率)
6	発電所及び取水口	コンクリート工	出力比	-

また、土木工事・金物工事以外の工事のコストに関しては、次のとおり算出した。

表 4-15 土木工事・金物工事以外のコスト算出方法

No.	工事	コスト計上		算出方法
		当該プロジェクト	既存発電所	
1	準備工事	×	×	車輛購入、燃料費等の移動手段の割合(52%)が多く、また、その他の割合が高い費用(電気料金等)も両発電所とも同程度と考えられるため、既存発電所のコストデータを用いる。
2	電気・機械設備	×	×	水車・発電機費用は、メーカー概算見積りを取得しているため、積算をそのまま用いる。
3	ライセンス、FS費用、DD費用	×		事業パートナーへのヒアリング等による。
4	土地収用費	×	×	土地収用費用は、土地利用状況、土地所有者との交渉、交渉時期によって大きく異なるため、事業パートナーによる調査結果の積算費用をそのまま用いる。
5	施工管理、間接費	×		事業パートナーへのヒアリング等による。
6	創立費/開業費、			インドネシア会社開設コンサルへのヒア

No.	工事	コスト計上		算出方法
		当該プロジェクト	既存発電所	
	その他費用			リング等による。

注) × : 計上されている。

4) 物価上昇

既存発電所のコストデータは、2010年6月時点のものであるため、2014年9月時点のコストに換算する必要がある。換算は、インドネシア国の物価指数を用いて行うこととした。

表 4-16 インドネシア国の物価指数
(Construction of Electricity, Gas, Water, and Communication)

年 月	物価指数 (2000年=100)
2010年6月	276.64
2014年4月	330.01
2014年9月	335.54

出典 : <http://www.bps.go.id/>

5) その他初期投資額上昇要因

ペンストックルート沿いの岩石破壊について、事業パートナーによる調査結果の工事計画におけるレビューでは、450mの区間で幅2.0m、平均高さ1.0mの岩石掘削を想定した。よって、初期投資額算定においては、工事計画のレビュー結果の岩石破壊を行った場合のコストを追加する必要がある。追加で考慮すべき岩石破壊数量は、 900m^3 ($2.0\text{m(W)} \times 1.0\text{m(H)} \times 450\text{m(L)}$) である。

既存発電所のペンストック工事コストでは、岩石掘削は 132m^3 としており、表4-14の概略数量費率を考慮すると、事業パートナーによる調査結果では、 $1,125\text{m}^3$ の岩石破壊数量を計上していたこととなる。これに対し 900m^3 の追加岩石破壊を考慮すると、数量は1.8倍になる。岩石掘削のコスト割合は2%であるため、追加岩石掘削コストの計上には、全体工事コストを1.096倍 ($0.02 \times 1.8 + 0.98$) すれば良いことになる。

以上より、ペンストック工事コストは、既存発電所の計画のコストに上記の率を乗じて算出した。

また、発電所道路側の法面掘削について、事業パートナーによる調査では掘削勾配1:0.5、切土高3m毎に幅1mの小段を設置する計画となっている。しかし、発電所地点はN値=10以下の軟弱な砂質土と想定され、この計画では掘削時点で法面が崩壊する恐れがある。したがって、道路側の家屋に影響を及ぼさない範囲で、斜面の安定性を確保するため、掘削勾配を勾配1:1.2、切土高5m毎に幅1mの小段を設置する計画に修正する。この結果、工事費は346.4百万ルピア (約310.7万円) 増額となる。

6) 初期投資額の試算結果

当該プロジェクトでは、次の3つのシナリオを設定し、初期投資額の試算を行った。

- ① FS レビューシナリオ : 事業パートナーによる調査結果をレビューした結果を反映
- ② 日本製採用シナリオ : ①に加えて、日本製の発電機器を採用
- ③ 予備費等計上シナリオ : ②に加えて、予備費/コンティンジェンシーを計上

試算結果は、表 4-17 のとおりである。

表 4-17 シナリオ毎の初期投資額

単位:百万円(1円=111.5Rp)

	シナリオ①	シナリオ②	シナリオ③
初期投資額[A+B]	1,083	1,413	1,802
直接コスト[A]	876	1,206	1,206
準備工事	10	10	10
土木工事・金物工事	536	536	536
電気・機械設備	330	660	660
直接コスト以外[B]	207	207	596
ライセンス/FS/DD費用	37	37	37
土地収用費	17	17	17
施工管理、間接費	100	100	100
創立費/開業費、その他費用	54	54	54
予備費			190
コンティンジェンシー			198

シナリオ①では、初期投資額は約 1,100 百万円となり、事業パートナーによる調査結果の事業費から約 30% 上昇する。土木工事・金物工事コストの上昇率は約 50% となる。

シナリオ②では、後述する当該プロジェクトに採用予定の日本製品である、「CFD 解析を実施した高品質の日本製水車発電機」を採用する。この日本製水車発電機は、事業パートナーによる調査結果において採用予定であった欧州製のレディメイドの水車発電機と比較し 2 倍程度価格が高いため、シナリオ①と比べて初期投資額が約 30% 上昇する。

シナリオ③では、今後の物価上昇等を考慮し、20%の予備費（物理、価格）、及びコンティンジェンシー（土木工事・金物工事コストと電気・機械設備コストの総額の 30%）を計上することから、初期投資額は約 1,800 百万円（ただし、電気・機械設備は日本製であるため、これに対する予備費は計上しない）となる。

7) 資金調達方法

当該プロジェクトにおいて必要となる初期投資額の調達手段については、次のとおり

検討を行った。

- インドネシア国内銀行からの借入

インドネシアにおいては、直近 10 年の政策金利が概ね 6%/月以上と高止まりしている。インドネシア長期国債（10 年）については、直近 5 年の金利が概ね 6%/年を超えている。消費者物価指数については、過去 5 年で 5%/年以上、今後 5 年も 5%/年以上の伸びが見込まれている。

こうした状況から、インドネシア国内銀行の融資金利（企業融資の場合、通常 10～17%/年の幅がある）が今後、一桁台前半まで下がるとは考えにくく、当該プロジェクトでの活用は難しいと判断した。

- 日本国内銀行からの借入

上述のとおり、インドネシア国内銀行からの資金調達は、融資金利の問題があり難しい。一方、日本国内銀行の現地法人からの調達も検討したが、日本とインドネシア間でのコミュニケーションがとりづらいことや、ベースレート、スプレッドともに日本国内銀行から調達するよりも条件が悪く、さらにより高い取引コストがかかることから、検討から外した。そのため、日本国内銀行からの資金調達を中心に検討した。

日本国内銀行には当該プロジェクトの概要、規模等について情報提供の上、デット・エクイティ・レシオ、融資額、融資通貨、担保の要否、融資金利/金利条件、返済方法、期間等について確認した。

より詳細な条件等の提示を受けるためには、ボーリング調査、地下水位観測、巨礫の分布調査、レイアウトがクリティカルになる箇所に対する横断測量、流量実測調査といったより詳細な調査を行い、収益性評価の精度を上げる必要がある。

結果として、当該プロジェクトを実行に移す場合、日本国内銀行から企画立案者が借入し、現地 JV に転貸することを柱にさらなる検討を行う必要があると判断した。

- 出資

当該プロジェクトでは、金融機関からの借入に加えて、企画立案者と事業パートナーが出資することを検討している。

インドネシアにおいては、2014 年 5 月に投資ネガティブリスト（外資規制を定めた大統領令¹⁶）が改訂され、10MW 以下の小水力発電事業の外資投資上限が 49% に制限されるようになった。一方、本件については現地パートナーと協議を行い、

¹⁶ 「投資分野において閉鎖されている事業分野及び条件付きで開放されている事業分野リストに関する大統領規程 2014 年第 39 号」

企画立案者のマジョリティ出資を希望されている状況である。

そこで、投資ネガティブリストに従いつつ、企画立案者が実質マジョリティ出資を行う手段を模索するため、インドネシア会社設立コンサルタント等に調査を依頼した。

この調査結果としては、企画立案者がインドネシアの特定個人または企業に出資を行い、その特定個人または企業の名義で当該プロジェクトに出資を行うことにより、実質的なマジョリティを得ることができる方法が示唆された。但し、この方法では、企画立案者は別途の契約で当該特定個人または企業に当該プロジェクトへの議決権譲渡を得るかわりに、特定個人または企業に相応の報酬を支払うといった対応が必要となる。これは、インドネシア法において禁止されている名義貸しに抵触する可能性がある。

この結果から、企画立案者はコンプライアンス上受け入れられる方策ではないと結論した。

● JCM スキームの活用

発電事業においては、発電機器の信頼性が重要な要素の一つとなる。小水力についても同じことが言え、一般に安価な海外製の発電機器（レディメイド水車発電機）は、サイトの流況や特性を踏まえずに製造され、部材も低品質な既製品が多いため、CFD 解析に基づき水車の性能改善を行った日本製の発電機器と比べて故障頻度が高く、低効率である。そのため、海外製を採用した場合、期待される発電量や GHG 排出削減効果が得られず、また維持管理費の増加につながる恐れがある。

一方、日本製の価格は、海外製と比べて 2 倍程度高いことから、初期投資負担を軽減するとともに、収益性と GHG 排出削減効果の向上を図るため、「二国間クレジット制度を利用したプロジェクト設備補助事業」の活用を検討している。

仮に本制度を活用し、発電機器に対する半額補助が得られた場合、初期投資額は約 1,400 百万円（予備費とコンティンジェンシーは不含）となる。

これらのことから、当該プロジェクトを実行に移す場合、日本国内銀行からの借入、出資、JCM スキームの活用を柱とした、より詳細な資金調達手段の検討が必要である。

一方、企画立案者のマジョリティ出資については、コンプライアンスの観点から困難であり、事業パートナーと合意に至っていない。

8) 維持管理費

維持管理費用（MRV コストを含む）については、上述した運用計画に基づき、表 4-18 のとおり試算した。

なお、これらの維持管理費用は、5%/年のインフレ率を見込み、また売電収入の中から補填することを想定している。

表 4-18 当該プロジェクトの維持管理費

費目	内訳	金額 (百万円)
人件費	計 23 名での運用体制とし、金額は既存発電所、現地調査した発電所での実績、及び物価の変動を考慮した。 ・ 所長 ・ 運転管理者 ・ 機械主任 ・ 電気主任 ・ 総務担当 ・ 環境担当 ・ 修繕計画 ・ 発電監視員等 ・ パトロール員	5.3
維持補修費	・ 消耗品費 ・ 年度点検費用	0.7
点検費用積立	・ 外部点検費用 ・ 内部点検費用	1.2
委託費	・ 除塵作業委託費 ・ 土砂排除委託費	0.7
その他	・ 水利使用料	2.0
	・ MRV コスト（第三者機関の見積りによる） ¹⁷	6.0
	・ 海外投資保険費用（保険機関の見積りによる）	2.0
一般管理費	直接経費全体の 10%（「中小水力発電導入の手引き（北海道）」による）	2.0
合計		19.9

注) 1 年 = 111.5 円で換算

(4) 収益性評価

上記調査結果を考慮し、次の前提条件に基づき当該プロジェクトの収益性評価を行った。

- 初期投資額は「シナリオ③（1800 百万円）」を採用する
- 借入金/自己資本は 7/3 とする
- 年間平均流量は $5.9\text{m}^3/\text{s}$ （設備利用率 65%）とする（事業パートナーによる調査結果と同様）
- 100 年確率最大洪水量は $190\text{m}^3/\text{s}$ とする（事業パートナーによる調査結果と同様）
- 売電期間は 20 年間とし、売電価格は 11.6 円/kWh（1～8 年）、8.1 円/kWh（9～20

¹⁷ よりコンサバな収益性評価を行う観点から、MRV は事業期間（20 年間）継続すると仮定する。

年) とする¹⁸

これら前提条件に基づき試算を行った結果、JCM 補助金(発電機器に対する半額補助)が得られなかった場合のプロジェクト内部収益率 (Project-IRR: Project Internal Rate of Return, 以下、「Project-IRR」という。)は 3.0% (投資回収 13 年) となった。一方、本補助金を得られた場合は 6.3% (投資回収 8 年) である。

なお、仮に年間平均流量を 7.0m³/s (設備利用率 70%) とした場合、JCM 補助金を得られなければ Project-IRR は 4.0% (投資回収 11 年) となり、得られれば 7.6% (投資回収 8 年) となった。

(5) 課題

本 JCM F/S で明らかとなった主なリスク/コスト増加要因と対応策 (案) を、テクニカル、リーガル、ファイナンシャルの観点から表 4-19 のとおり整理した。

地すべり、巨礫などの地形・地質リスクについては、大幅な設計変更と工事費増大が懸念される。今後、開発を進めるに当たっては、既往の地形地質調査の結果を基にして土木設備を設計し、必要に応じて追加調査を実施することが必要となる。

水量については、実測流量データを用いて、新たに水文解析を実施することが必要となる。

表 4-19 当該プロジェクトのリスク/コスト増加要因と対応策 (案)

項目	リスク/コスト増加要因	対応策 (案)
テクニカル	構造物の基礎補強	<ul style="list-style-type: none"> 取水堰の構造物が着岩しないと想定されるため、何らかの基礎補強策が必要である 発電所基礎については、ボーリング調査を行った上で、支持力を確認し、場合によっては着岩するまで 1m 程度掘削するなどの対策が必要である
	軟弱地盤の地すべり	<ul style="list-style-type: none"> 斜面勾配を安定勾配 (1:1.8) とする スペースの関係上、それより急にする場合は法面安定対策を組み合わせる 法面安定対策の検討にあたっては、地下水位の観測を行う 発電所背面の法面は民家に影響を及ぼさないよう設計する
	巨礫対策	<ul style="list-style-type: none"> 巨礫は地中に埋没している可能性があるため、地中レーダーなどで位置を確認する レイアウトがクリティカルになる箇所は横断測量及び巨礫の分布調査を実施する 水圧鉄管配置は必要に応じて架橋するなど、現況地形に応じた詳細設計を実施する

¹⁸ 「エネルギー・鉱物相礼 2014 年第 12 号」(2014 年 5 月 2 日施工)に基づく。1 円=111.5Rp で換算。

項目	リスク/コスト増加要因	対応策（案）
	年間平均流量	<ul style="list-style-type: none"> 回避が困難な場合はブレーカーで処理する 降雨量から流量を推定する流出解析では、特に乾期において実測した流量による補正が必要である
	100年確率最大洪水量	<ul style="list-style-type: none"> 雨量観測所の近傍で長期間の観測データを備えた雨量観測所から新規で雨量データを追加して高水解析を更新した上で、主に取水堰/取水口の設計内容への影響の洗い出し、及び定量的評価を行うことが必要である
リーガル	投資ネガティブリスト	<ul style="list-style-type: none"> 企画立案者によるマジョリティ出資はコンプライアンス上、困難であることから、事業パートナーと妥協点が見いだせなければ投資は困難と判断せざるを得ない
ファイナンシャル	収益性評価の精度向上	<ul style="list-style-type: none"> すべてのテクニカル面の不確定要素の解決には至っていないことから、収益性評価に精度向上の余地が残る
	リスクに見合った投資効果の確保	<ul style="list-style-type: none"> 地形・地質リスク、流量等の不確定要素を明確にするための追加調査コストの負担、投資ネガティブリスト（企画立案者はマイノリティ出資にならざるを得ない）等を考慮すると、リスクに見合った投資効果が得られるか懸念がある

4.2 プロジェクト許認可取得

(1) 発電所運営会社の設立手続き

発電所運営会社の設立は、以降に必要な開発許認可等の許可主体と成るため先んじて必要となる。発電所運営会社は SPC（特別目的会社）としているが、一般的な株式会社（PT: Perusahaan Terbatas）と同様であるため、株式会社（PT）の設立手続きとなる。株式会社（PT）の設立条件は、設立者が2人以上であること、設立公正証書（定款及び会社設立関連情報）を作成すること、最低 5000 万ルピアの資本金額の 1/4 が設立時に銀行に振り込まれていることを確認できる法務省の証明書類があることとなっている。

なお、当該プロジェクトにおいては、事業パートナーが本事業の SPC を上記手順に則り設立しており、後述の各種許認可を取得する際の主体としている。企画立案者の投資参加が行われる際には、外国投資企業の変更手続きを行う必要が生じる。

(2) 調査実施団体の事業参入に伴う海外投資企業の設立手続き

当該プロジェクトにおいては、調査実施団体が本事業に事業参入する際、前述の設立済み SPC に増資し、JV 化する計画であり、当該 SPC について、外国投資企業としての登記変更が必要となる。その際、登記する定款に従い決められている資本額が銀行に振り込まれていることを、法務省の証明書により示す必要がある。この証明書および会社設立証明書を作成したうえで手続きとなるが、標準事務処理期間は書類に不備が無ければ数日程度とのことである¹⁹。

(3) 発電所建設・売電の許認可手続き（PLN・エネルギー鉱物資源省・県）

発電所建設のための許認可手続きに際して、候補地の特定と事前の簡易な実現可能性調査が必要となる。そのうえで、開発候補地についての県からの許認可を取得できる。また、売電先である PLN への KKO、KKF の提出及び審査を行う。KKO とは、Kajian kelayakan operasi の略で、すなわちオペレーションの実現可能性調査を示し、KKF とは、Kajian kelayakan finansial の略で、すなわち資金調達の実現可能性調査を示すものである。これらは、電力を買電する PLN が、開発事業者がオペレーションや資金調達面で十分な能力を有しているかを審査する目的である。

そのうえで、問題が無ければ事業者は当該候補地の開発に対して、エネルギー鉱物資源省内の再生可能・省エネルギー総局に事業組成要求を行う。再生可能・省エネルギー総局は、その要求内容を精査し、問題が無ければ事業者に通知を行うと共に、電気総局と PLN に対して事業組成許可を通知する。

事業組成許可の際、事業者は水力発電事業総投資額の 5% をデポジットとして納付する必要がある。納付後、事業者は再生可能・省エネルギー総局により発行された納付

¹⁹ インドネシア投資調整庁ヒアリング（2014年12月15日）による。

証明書をもって、PLNに対して一時的な電力供給事業ライセンスを申請する。PLNはその内容を精査し、問題が無ければ事業者は正式な申請をエネルギー・鉱物資源省の電気総局に提出する。

一時的な電力供給事業ライセンス取得後、電力購入契約（PPA: Power Purchase Agreement）の締結となる。PPA締結後、ファイナンシャルクローズを経て、正式な電力供給事業ライセンスを取得することができる。

この一連の手続きの後、建設および商業運転開始となる。上記の流れを、図 4-8 に示す。なお、最新の情報として、これらの許認可は現在エネルギー・鉱物資源省の管轄であるものの、2015年1月15日より投資調整庁に電力・石炭・石油・ガス分野の許認可管理を移管する計画があり、エネルギー・鉱物資源省の許認可担当職員を投資調整庁の管理下として対応する予定となっている。この背景は、電力不足に迅速に対応することが求められている中、許認可取得に長い年月を要する問題があった。許認可の効率化であるため、当該プロジェクトにとっても、会社設立から許認可に係る窓口の一元化によるメリットが一定程度あるものと考えられる。



図 4-8 発電所建設のための許認可手続き²⁰

²⁰ エネルギー・鉱物資源省へのヒアリング（2014年12月15日）に基づく

(4) 環境配慮手続き

当該プロジェクトにおいては、環境影響評価（AMDAL: ANALISIS MENGENAI DAMPAK LINGKUNGAN、以下「AMDAL」という。）手続きは不要である。インドネシアにおける水力発電事業における AMDAL の基準は、ダムの高さ 15m 以上、貯水池面積 20ha 以上、発電容量 50MW 以上となっており、当該プロジェクトはいずれにも該当しないためである。

一方で、当該プロジェクトは、「2009 年 32 号 環境保護と管理に関する法律」に基づき、環境管理プログラム及び環境モニタリングプログラムである UKL-UPL の実施・作成による環境許可を得る必要がある。

標準手続期間は 6 か月程度であるが、当該プロジェクトにおいて、この UKL-UPL は、許認可権者である県より取得済みとなっている。

当該プロジェクトは、本 JCM F/S の結果として記載した通り、一部土木設計等について変更の可能性がある。そのため、設計変更に際して、UKL-UPL の再手続等の要否について確認を行った。その結果、設計変更に伴い、もたらしうる環境影響の大きさが著しく変化すると判断される場合においては再手続が必要となるとの回答を得た。例えば、使用計画流量の増大による河川流量変化や、ルート変更に伴う開発範囲の著しい拡大等が発生する場合である。

当該プロジェクトにおいては、設計変更内容としては、軽微なルート変更（転石の回避）、各種構造物の基礎強化等が想定されるが、これらにより環境影響の大きさが著しく変化するとは判断できないため、現状の設計変更内容に伴う UKL-UPL の再提出は不要となる可能性が高いとの見解を、インドネシア環境省より得ている。

ただし、現状では設計変更内容が確定しているわけではないため、実施設計段階において、再度所轄官庁である県の環境部局にその内容を示したうえで、再申請の要否を改めて確認する必要がある。

(5) 土地取得

許認可に密接に関係する事項として、土地取得がある。また、当該事業にはあてはまらないが、候補地が保護林やその他自然保護対象地域である場合、可能な際にはその解除や、不可能な場合は事業計画の見直しを要することもある。

当該プロジェクトにおける土地取得は、基本的には事業者と土地所有者間の民間同士の土地売買合意・契約であるため、許認可取得は不要であった。また、当該プロジェクトにおいては、必要な土地利用の合意が得られている。

(6) 全体の許認可フローと今後の課題及び対応方法

上記(1)～(5)に示した全体の許認可フローならびに現在の当該プロジェクトの進捗について、図 4-9 に示す。

次に得るべき許認可は、電力供給事業ライセンスの取得であるが、電力供給事業ライセンスの取得に先立ち、総投資額の 5% をデポジットとして再生可能・省エネルギー総局に支払う必要がある。電力供給事業ライセンスの取得主体は、売電契約者自身である必要があり、これは移転ができないため、調査実施団体と事業パートナーで出資し、売電契約主体とする JV を組成することがまず必要である。

すなわち、次の許認可ステップの前に、調査実施団体と事業パートナー間で、出資比率について合意し、協業契約を締結し、そのうえで JV 組成（会社設立手続き）を行う必要がある。ただし、この前提として両社において社内の投資決定を行う必要がある。調査実施団体の投資決定においては、4 章に記載のとおり、当該プロジェクトの事業性評価をより精度の高いものとする必要があるため、コスト精査のための各種積み残し課題をクリアにするための調査を先行する必要がある。

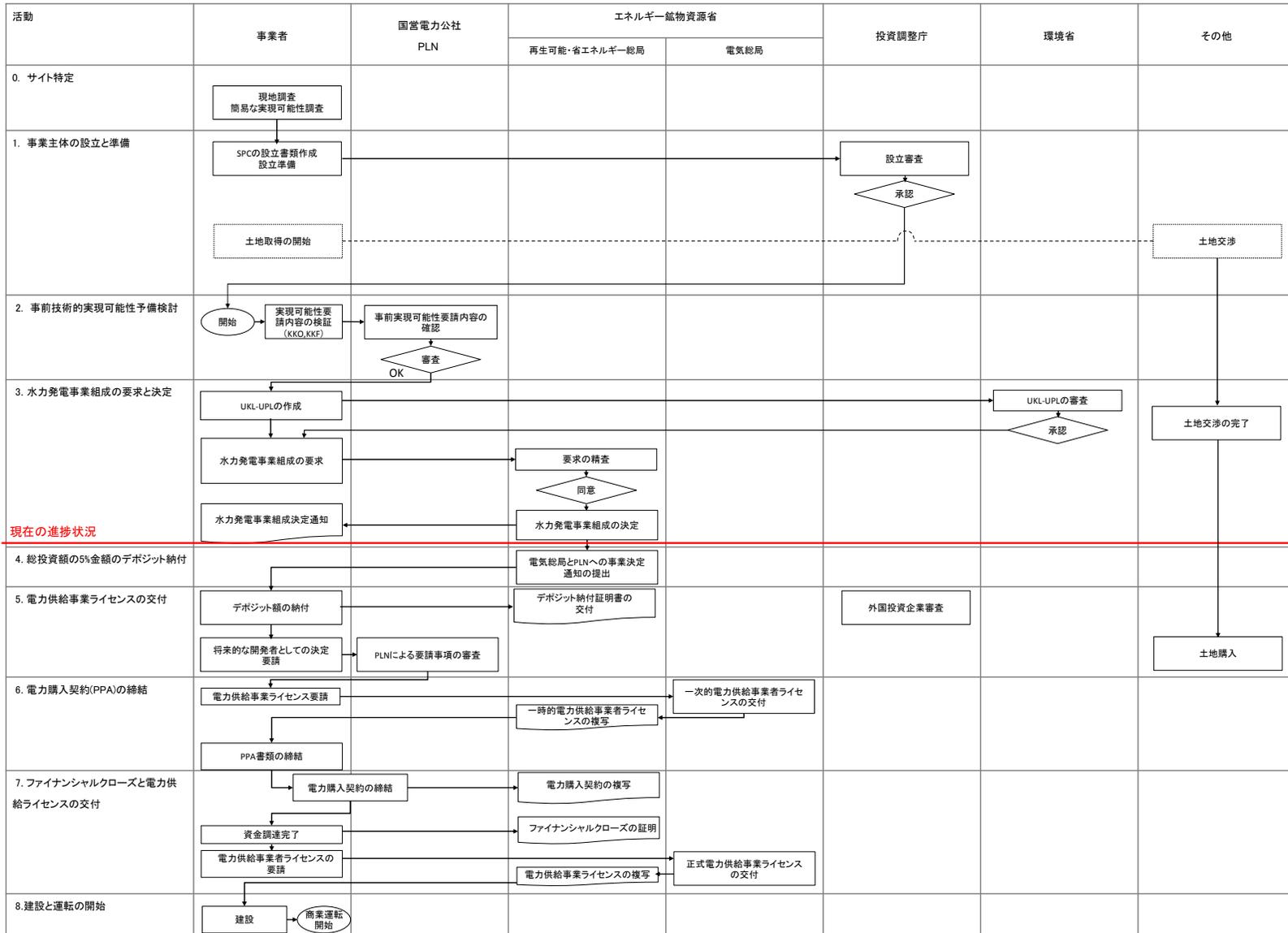


図 4-9 当該プロジェクトにおける許認可と進捗状況

4.3 日本技術の優位性

本章では、まず(1)において当該プロジェクトの全体設備を示し、当該プロジェクトにおける日本技術の範囲を示す。(2)においては、水力発電所の理論と開発フローを示し、(3)において日本技術の低炭素技術としての優位性を述べる。(4)において、低炭素技術として特に焦点をあてるシミュレーション・設計技術の詳細と低炭素技術としての優位性を詳述する。

(1) 当該プロジェクトの概要と導入される日本技術の範囲

当該プロジェクトは、流れ込み式水力発電事業であり、導入される日本技術は、流れ込み式水力発電所のうちの水車、発電機および配電盤も含めた付帯設備である。

流れ込み式水力発電は、河川流量を調整する池をもたず、自然流下する河川流量の流況に従って発電する方式で、最大使用水量以上の流量は発電に利用できないという特徴を持つ。この点は、発電の観点からは出力の季節変動を余儀なくされるため、欠点となるものの、自然流量を調整できる容量の池を持つ貯水池式（ダム式発）電所や調整池式発電所と比較して開発必要範囲が狭く、開発後の河川の流況変化も生じにくいことから、環境影響が少ないという利点も併せ持つものである。

比較的小規模の水力発電所に多く見られる形式²¹で、インドネシアでは、中小規模の発電所²²や、IPPによる小規模発電所等²³を中心に採用されている方式である。

流れ込み式発電所は、河川に取水堰を設け、取水口から導水し、沈砂池にて整水の後、導水路を経て上水槽から水圧管路にて圧力状態で水車に導水し、水車の回転エネルギーを発電に変換しつつ、放水路から河川に放流するといった構成である。このうち、堰、取水口、沈砂池、導水路、浄水槽、水圧管路、発電建屋といった構造物は主に土木設計技術に依るもので、水車ならびに発電機および付帯設備は電気機械設計技術に依るものがある。

前述の通り、当該プロジェクトにおける日本技術は、後者の電気機械設計技術による水車ならびに発電機及び付帯設備を想定している。

図 4-10 に、流れ込み式水力発電所の全体イメージ図を示し、図 4-11 に当該プロジェクトで導入される日本技術の詳細範囲について示す。

²¹ 日本では、中部電力小坂川発電所（21.3MW）、中部電力烏川第三発電所（16.4MW）、四国電力東豊永発電所（6.5MW）等がある。

²² 例えば、オランダ統治時代に建設された Indonesia Power 社の Benkok 発電所がある。

²³ PT Bumiloka Cikaso Energy による Tobolong 発電所や、PT Bangun Bumi Bersatu による Cikotok Hydro Power Plant 等がある。

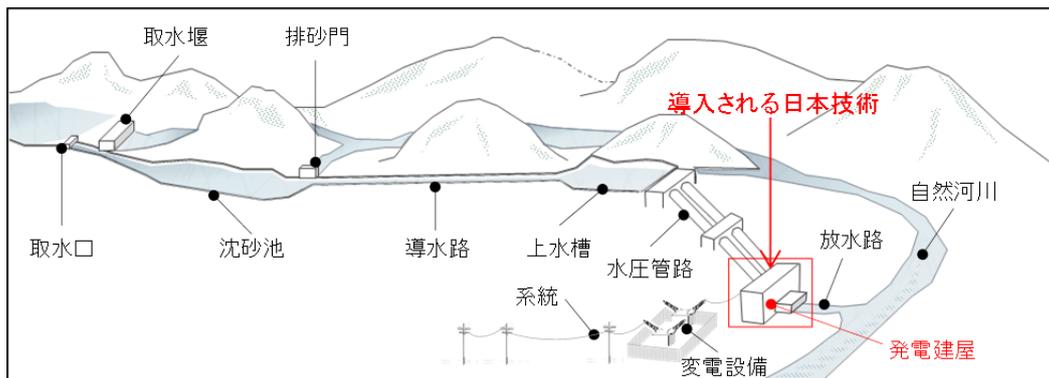


図 4-10 流れ込み式水力発電所の全体イメージ図

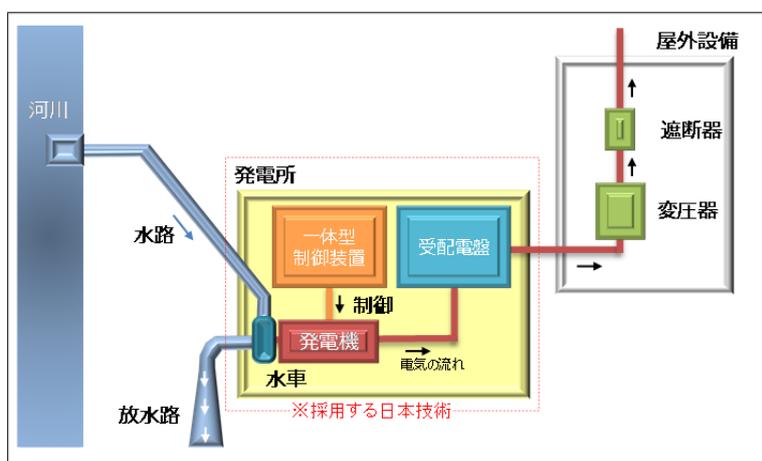


図 4-11 当該プロジェクトで導入される日本技術の範囲²⁴

(2) 水力発電所の理論と開発フロー

当該プロジェクトは、再生可能エネルギーによる発電事業であるため、低炭素技術としての貢献は発電量の大きさによるものである。

一般的に、水力発電所の発電量の大きさは落差と流量によって決定される。落差とは、上流水面と放水面の間の高さの差 (m) をいう。流量は、1 秒間に流れる水の大ききさで、 m^3/s で表される。有効落差 $H[m]$ 、流量 $Q[m^3/s]$ によって得られる理論上の電力を理論水力といい、次式で表される。

$$P_o = 9.8QH \quad [kW]$$

※9.8 は重力加速度を表す。

²⁴ 株式会社東芝 中小水力発電システム製品・技術紹介ページ

http://www.toshiba.co.jp/thermal-hydro/hydro/products/sme_hydro/index_j.htm より引用

発電所の出力は、水車の入力と出力の比である水車効率 η_w ならびに、発電機の入力と出力の比である発電機効率 η_G を考慮に入れ、次式により算出される。

$$P_w = 9.8QH\eta_w \text{ [kW]}$$

$$P = 9.8QH\eta_w\eta_G \text{ [kW]}$$

この発電出力 P を、一般に発電所出力という。また、(水車効率) × (発電機効率) を総合効率と呼ぶ。以下、表 4-20 に発電出力規模ごとの水車効率及び発電機効率の概数を示す。

表 4-20 発電出力規模ごとの水車効率及び発電機効率の概数²⁵

出力[kW]	水車効率[%]	発電機効率[%]	総合効率[%]
1,000	83	94	78
5,000	85	96	82
10,000	87	97	84
20,000 以上	88~92	97	85~89

水力発電所の建設においては、技術的・社会的・経済的な適性を鑑みつつ、落差と流量を最大化するような設計（レイアウト）を行うことがまず必要となる。

一般的に、サイト特定ならびにその地点における落差・流量等からの発電量評価や概略のレイアウトの検討は、発電事業計画立案者（オーナーサイド）によって行われる。

落差・流量等からの発電量評価とレイアウトの検討等は基本設計と呼ばれる。基本設計によって発電事業のアウトラインが決定した後に、得られた各種データを水車メーカーに提供し、最適な水車設計を依頼することとなる。オーナーサイドは、基本設計の結果をふまえ、実現可能性が高いと判断した場合に、より詳細な事項を決定する実施設計段階に移行する。

上記、基本設計から実施設計に至るまでの一般的な水力発電所の設計フローについて、オーナーサイドとメーカーサイドに分けたうえで、図 4-12 に整理する。

²⁵ 植地修也,電験三種受験テキスト 電力 改訂2版,オーム社,2014.

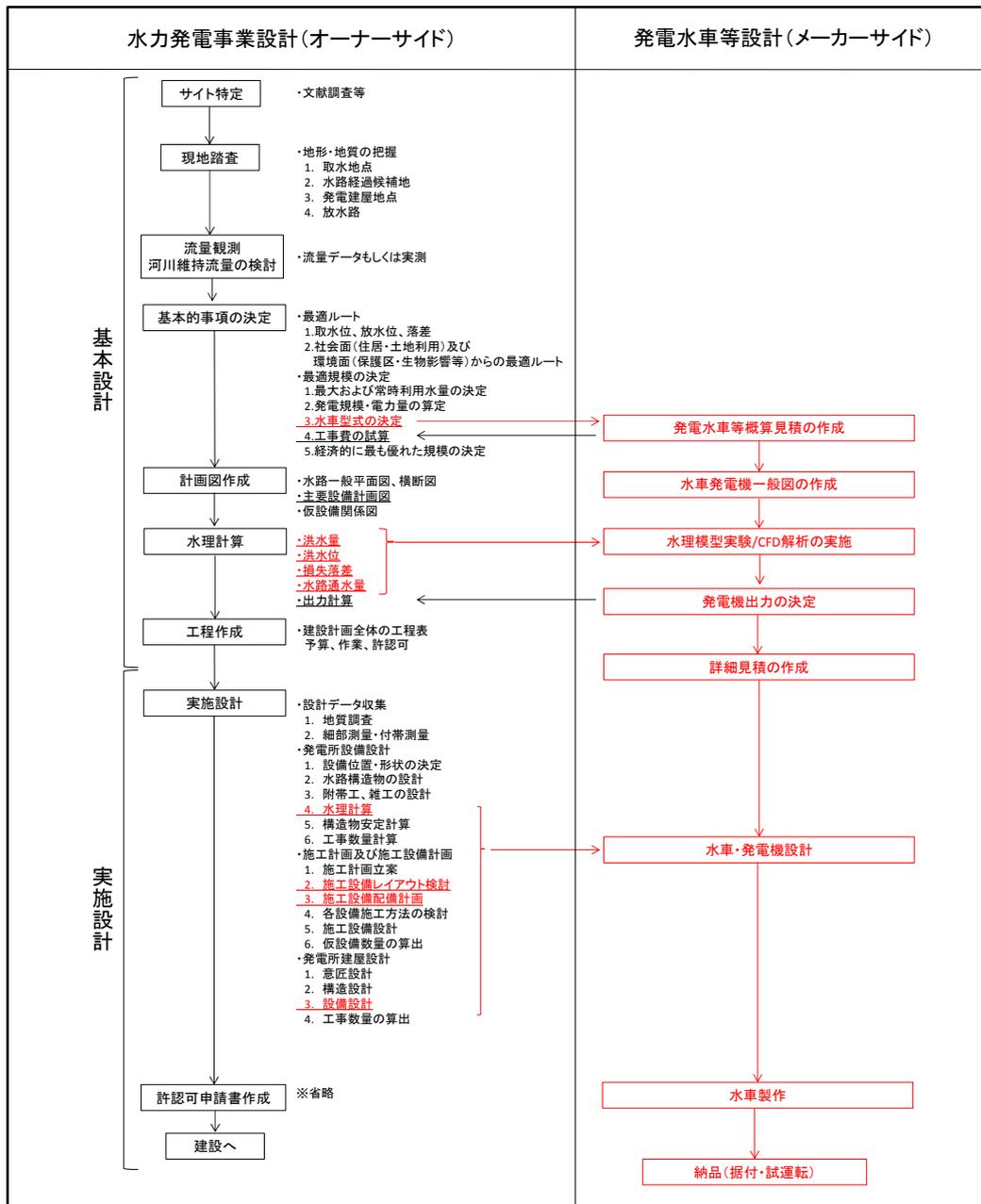


図 4-12 水力発電所設計フロー²⁶

流量・落差及びレイアウトが決定した後、その結果に応じて導入する水車の型式が概ね決定される。これは、水車の型式に適性範囲が存在するためである。例えば、小流量・大落差の場合(概ね落差 200m 以上)にはペルトン水車が適しているとされ、大流量・小落差(概ね落差 3~80m) の場合にはカプラン水車が適しているとされる。

²⁶ 中小規模水力発電技術支援チーム, 中小水力発電推進基礎知識, 平成 26 年. をもとに作成

中水量・中～大落差（概ね落差 50～500m）では、フランシス水車が適性を持つと言われる。落差・流量ごとの適正範囲を示した図である水車選定表を図 4-13 に示す。

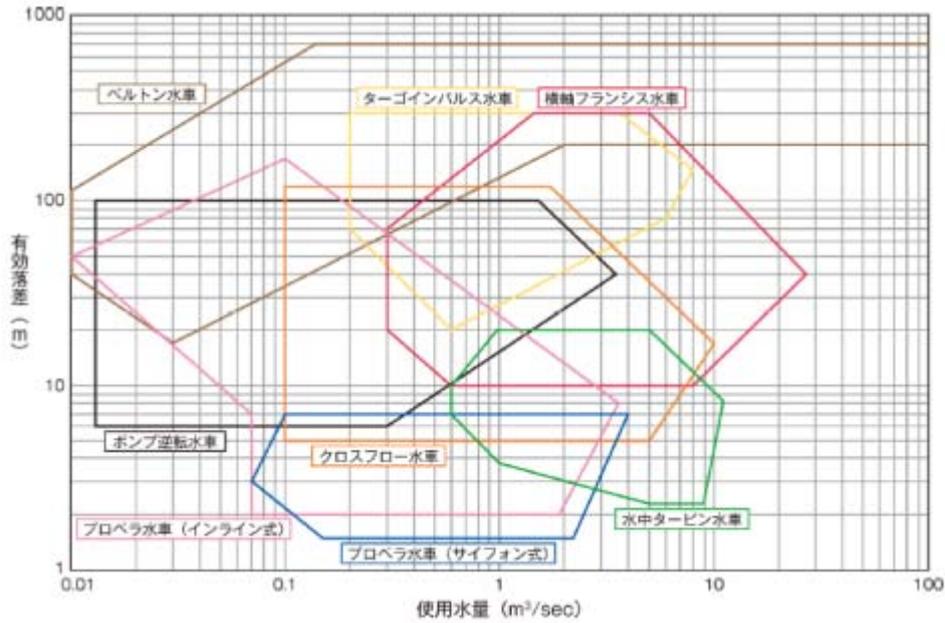


図 4-13 水車選定表²⁷

導入する水車の型式が決定後、既に判明している流量と落差、水車型式の中で、もっともエネルギーを無駄なく発電に変換できる機器の導入が望まれるが、経済性との兼ね合いの中で、採用する技術形式やメーカー等が選定されることとなる。

水車発電機技術は水力発電が実用化されて以来、100年以上の歴史を持ち、その関係から開発し尽くされた成熟機械であるとの認識が一般的である。確かに数十年前に水車の最高効率 は 90% に達しており、開発の余地は少ないようにも見える。しかし実際には、コンピュータを使った流れ解析や強度解析をはじめとする技術の進歩に支えられ、いまなお水力発電技術は進歩を遂げている²⁸。

以下に、水力発電機の技術進歩の背景を概観する。

水力発電水車は本来、流量・落差条件がサイトごとに同一ではない関係上、オーダーメイドで設計・製作されるべきものである。もっとも、数 kW 程度のマイクロ水力発電機のような場合であれば、コスト上の問題からレディメイド製品が優位であるため一概には言えないものの、例えば当該プロジェクトで採用予定の株式会社東芝の場合、100kW 以上の出力で高機能性を重視する場合においては、オーダーメイ

²⁷ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 再生可能エネルギー技術白書 第2版 第8章 p9 より引用

²⁸ 鈴木良治,水車の性能改善技術,富士時報 Vol.83 No.3 2010.

ド機の導入を推奨している。図 4-14 に、株式会社東芝の事例における、水車選定表上のレディメイド・オーダーメイドの棲み分けを示す。

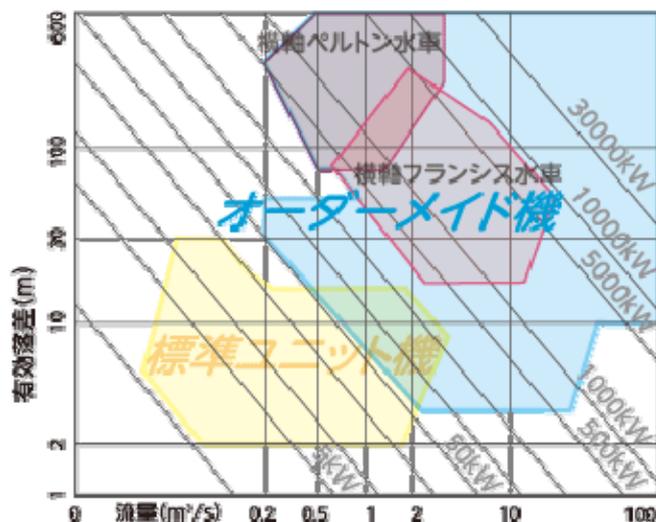


図 4-14 水車選定表上のレディメイド・オーダーメイドの棲み分け²⁹

(株式会社東芝の例：「標準ユニット機」がレディメイド製品を指す。)

さて、オーダーメイドで水車を設計する際、未経験の条件においては、机上だけで完全な形状を設計することは技術上困難である。よって、大規模水力発電所用の水車においては、通常小型の水車ランナ（モデルランナ）を製作し、導入地点と同様の水理環境を再現する水理模型実験を通して、相似条件のもとでの設計条件を明らかにし、実物の設計が行われる。

しかし、中小水力発電においては、規模が小さいため、模型試験に係る費用が相対的に大きくなることで費用対効果が得られないことが課題とされる。資金が充分ではない中小水力開発事業者においては、例えば落差と流量が同規模の発電所を判断基準として、レディメイドの水車を導入するなどの方法が採られることがある。その場合、当然設置後に不具合や想定通りの出力や効率が出ないなどの問題をもたらすリスクがある。

その一方で、近年模型実験を省略しながらも、コンピュータを使った流れ解析や強度解析をはじめとする技術による水車性能向上が図られてきた。この点が、前述のコンピュータによる水力発電技術の進歩で、その代表的技術が流れ解析 (CFD: Computational Fluid Dynamics, 以下、「CFD 解析」という。) 技術である。

CFD 解析技術は、模型試験ほどの費用は掛からないものの、模型試験と同等程度

²⁹ 株式会社東芝 中小水力発電システム製品・技術紹介ページ

http://www.toshiba.co.jp/thermal-hydro/hydro/products/sme_hydro/index_j.htm より引用

の精度で水車設計のためのデータが得られることから、特に中小水力分野への適用が期待される技術である³⁰。当該プロジェクトでは、この CFD 解析技術を、日本製品の優位性のある技術内容として検討した。

以下、(3)において、日本技術の低炭素技術としての優位性を示すなかで、CFD 解析技術にフォーカスした経緯を示し、(4)において CFD 解析の内容について詳述する。

(3) 日本技術の低炭素技術としての優位性

前項において、水力発電所における低炭素技術としての貢献は、発電量の大きさであることを述べた。水力発電における出力は、流量・落差の最大化がもっとも発電量の大きさに貢献する。しかし、この点は地点や流量・落差を最大化するレイアウトの可否に左右されるため、技術による差ではなく、地点選定に依存する。

よって、本章の (1) において述べた通り、当該プロジェクトにおける日本の低炭素技術は、水車発電機のみと想定した。

当該プロジェクトにおいて採用予定である水車発電機は、株式会社東芝の製品である。株式会社東芝は、1894 年に日本最初の事業用水力発電所である京都の蹴上発電所に国産初の 60kW 水車発電機を納入して以来、100 年以上にわたり世界各地に水車発電機を供給してきた実績を持つ。

日本や東南アジアはもとより、アフリカや中南米をはじめ世界 40 カ国以上に、累計で水車・発電機各々 2,000 台以上、56,000MW 以上の水力発電機器を納入しており、容量ベースで国内トップシェアを誇る。図 4-15 に、株式会社東芝の実績を示す。

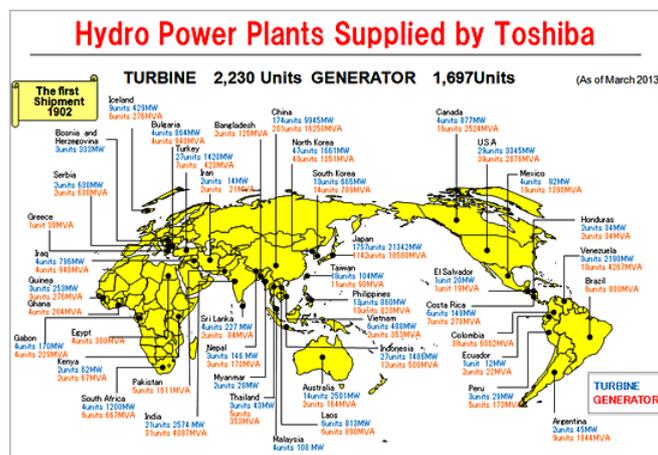


図 4-15 株式会社東芝の水力発電所建設実績³¹

³⁰ 田中宏, 発電用水車の技術発展の系統化調査, 国立科学博物館技術の系統化調査報告, 2007, p172.

³¹ 株式会社東芝 WEB サイト http://www.toshiba.co.jp/thermal-hydro/hydro/history/index_j.htm より引用

インドネシアにおいても、株式会社東芝の水力発電機は、大容量水力発電サイトにおいて容量ベースで約 35%のシェア（第 2 位）となっており、その実績と導入地点における良好な稼働状況から、同国において高い信頼を得ているメーカーのひとつである。

一方、インドネシアにおける中小水力分野では、初期投資額の制約から、より安価な水車発電機が選定されることが多いようである。安価な水車発電機は、サイトに最適化されていないレディメイド製品であることが多く、中国や台湾、インド、東欧等のメーカーがそうした製品を供給している。

前述のように、株式会社東芝に代表される日本メーカーの場合、中小水力分野での水車発電機の供給においては、CFD 解析によるオーダーメイド機的设计・製作を推奨することが一般的である。

その場合において、競合製品・技術であるレディメイド水車発電機と比較した場合、株式会社東芝に代表される日本製品は効率等の面から優位性が高いものと推察されるため、下記の点での比較可能性を検討した。

- ・ 総合効率
CFD 解析によるオーダーメイド水車であることから、サイトの流況、落差等に最適化した水車発電機であるため、レディメイド製品より高い効率値を出ることができるものと予測。
- ・ 故障率
サイトの流況、落差等に最適化した水車発電機であるため、キャビテーション等水車に悪影響を与える事象を回避でき、結果として故障率を最小化できるものと予測。
- ・ 保守・メンテナンス性
日本製品一般に期待される性能であり、当該技術である CFD 解析によるオーダーメイド製品についても同様の性能があると予測。
- ・ ライフサイクルコスト
CFD 解析によるオーダーメイド製品は、初期投資は高価になるものの、ライフサイクルを踏まえて比較することで、効率の高さや故障率の低さから日本製品が優位になるものと予測。
- ・ 設計技術（CFD 解析技術）
オーダーメイド水車を製作するうえで必要な設計技術（CFD 解析技術）は、サイトの流況などを正確に再現し、最適な水車モデルを決定する技術であり、この技術が高いほど、サイト条件に最適な水車を製作でき、ひいては実機の効率や故障率等の面で優位となり得るものである。この CFD 解析技術について、日本メーカーがより優位であるものと予測。

上記、日本製技術の優位性と思われる各項目について、定量評価を試みるため、メーカーを中心にヒアリングを行った。その結果、現時点において本 JCM F/S で得られるデータの範囲においては定量的評価が可能な項目は設計技術（CFD 解析技術）のみで、その他の項目については、定量評価は困難という結論に至った。以下に、各比較検討項目の調査結果を示す。

まず、総合効率について、CFD 解析によるオーダーメイド製品とレディメイド製品を比較しようとした場合、前者が優位であると容易に想定することができるものの、メーカーへのヒアリングや文献調査等により定量評価を検討した結果、そのような比較は容易ではないことが判明した。まず、効率値などは当然同じ評価基準、環境で比較すべきものであるが、レディメイド機は試験環境条件の下での効率測定数値であるのに対して、オーダーメイド機は導入サイトにおける条件下での効率値を計測することとなる。このように、前提条件の設定が異なる中、試験条件の設定によってはレディメイド製品であっても十分に高い効率値を記載できることから、比較優位性の定量的証明が難しい。当然、レディメイド機をサイトに導入した場合、水力技術者の経験則では、仕様に記載の効率値が出ないことや、あるいはまったく動かないという信じがたい事例も散見されるというが、導入前にそのような事態や正確な効率値を予測する事は現在の技術においては不可能である。

よって、ある任意の一サイトに CFD 解析によるオーダーメイドの日本製品と、レディメイドの他国製品を交互に導入し、効率比較試験を行うという非現実的な比較方法以外では、この点の優位性を示すことはできないと結論した。

故障率や保守・メンテナンス性、ライフサイクルコストといった項目については、CFD 解析によるオーダーメイド製品導入サイトのデータと、レディメイドの他国製品導入サイトの故障率や保守・メンテナンスコストのデータを収集し、比較を行う方法がある。そこで、メーカーにこれらの情報収集と比較検討方法の提案を依頼した。その結果、水力発電設備は、入力条件である落差や流量がサイトごとに異なるという事情があるため、2 地点の比較を行う場合、前提条件が同じではないことから、比較条件が整わず、科学的な比較方法とは言えないという見解を得た。さらに、導入先のオーナーの管理・運転状況やサイトの気象条件に左右されるため、メーカーの技術力を正確に反映している数値とはいえないといった指摘も得た。このような数値を、優位性評価として定量評価した場合、その値について保証値として認識される可能性があるが、メーカーにとっては提供製品の範囲外であるオペレーションに依存する値であるため、そうした数値を保証できないという事情もあるという。

一方で、CFD 解析技術は、過去にその再現性の高さを競うコンペティションが開催されており、その結果から技術レベルの高さを客観評価可能である。

上記の日本製品の優位性に係る評価項目ごとの評価内容・課題を、表 4-21 に示す。

表 4-21 日本製品の優位性に係る評価項目ごとの評価内容・課題

評価項目	評価内容と課題
総合効率	<p>CFD 解析によるオーダーメイド製品と、レディメイド製品を比較した場合、据え付け地点での効率の差は出るものと予測されるが、仕様書等に記載されるデータは、当該水車の最適コンディションでの試験環境における効率値であることが多い。そのような数値での比較を行った場合、レディメイド製品も CFD 解析によるオーダーメイド製品と効率値上の差がでない可能性がある。</p> <p>同じ条件での比較を行うためには、導入サイトでの同条件下での効率差を検証することが必要であるが、そのためにはオーダーメイドの日本製水車とレディメイドの他国製水車を用意し、交互に据え付けて比較するなどの検証を行うことが求められる。このような検証は時間的・費用的に非現実的である。</p>
故障率	<p>故障率データは導入済みサイトからの発電実績データに基づくが、発電実績はオーナーサイドのオペレーション・管理状況や、サイト条件により異なるため、横並びで比較することは不適當。但し同じ事業者が運用する河川の上流・下流等で、発電容量が同規模であるような 2 地点がある場合、妥当な比較ができる可能性があるものの、故障率の低さを数値化することで、メーカーとしてはその数値が保証値と捉えられるおそれがあるため、定量評価による比較は避けたいとの意向がある。</p>
保守・メンテナンス性能	<p>保守やメンテナンスに要した費用を検証することで、当該性能について定量評価が可能であるものと考えたものの、故障率と同様、オーナーサイドのオペレーション・管理状況や、サイト条件により異なる事情があることから、横並びの比較は困難である。</p>
ライフサイクルコスト	<p>過去数十年のデータがある任意の地点（日本製品導入地点と、他国製品導入地点の 2 地点）を選定し、それぞれの発電量と保守費用等を比較し、初期投資額も踏まえた事業年を通しての費用対効果を比較する方法であるが、故障率と同様、サイト条件が異なる以上科学的な定量比較は困難。</p> <p>但し同じ事業者が運用する河川の上流・下流等で、発電容量が同規模であるような 2 地点がある場合、妥当な比較ができる可</p>

評価項目	評価内容と課題
	能性がある。
設計技術(CFD 解析技術)	CFD 解析技術において、その再現性の高さを競うコンペティションの結果から技術レベルの高さを客観評価しているため、定量的評価として有用である。

以上より、本事業においては、設計技術（CFD 解析技術）に焦点を当て、優位性の定量評価を行うこととした。以下(4)に、設計技術としての CFD 解析技術について詳述し、優位性の内容について定量的に明らかにする。

(4) 設計技術（CFD 解析技術）の内容と優位性

1) 設計技術（CFD 解析技術）の内容

CFD 解析は、発電所が立地する河川の流量や水車ランナの形状等の条件をコンピュータに入力することで、水車内の水流や水圧を三次元でシミュレーションすることができる技術である。

水力発電所の使用水量や有効落差等は、個々の河川の状況によって異なるため、それぞれの発電予定地点の条件に最適な水車ランナやケーシングの形状も異なるが、CFD 解析技術を用いることで、最も総合効率が向上する水車形状を把握できるため、水車ランナやケーシングを発電所ごとに最適化することができる。

CFD 解析は、現在様々な分野で広く適用されるようになっているが、工業的な設計のための物理現象の基礎方程式を厳密に数值的に解くことは、計算容量の制約からまだ不可能であるため、設計ツールとしての CFD 解析は仮定や簡略化によって計算容量を抑えたものとなっている。したがって、CFD 解析をもちいた水車設計は、シミュレーションツールがあるだけでは不十分で、得られた結果の補完のためには膨大な模型試験結果との比較検証を通じて蓄積された CFD 利用技術ノウハウが必要である。

よって、模型試験による実機導入の経験を数多く有している場合において、CFD 解析技術の応用が可能である。CFD 解析を活用した水車モデル開発のプロセスを図 4-16 に示す。

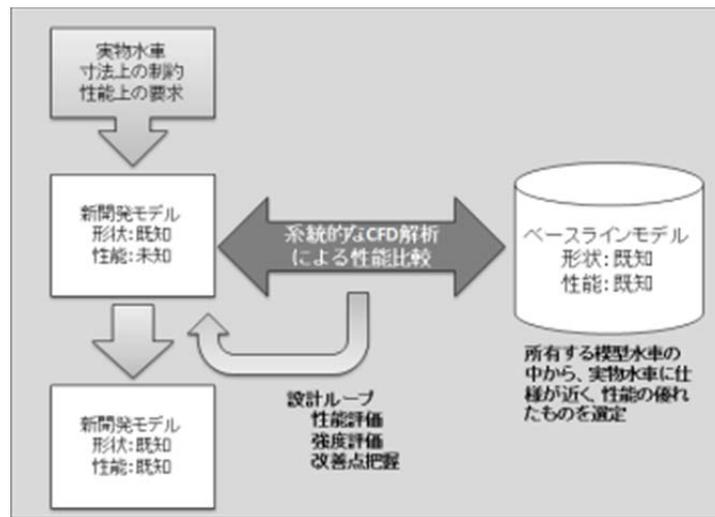


図 4-16 模型試験と流れ解析(CFD)を活用した水車モデル開発のプロセス³²

CFD 解析は、水車効率だけでなく、キャビテーション抑制のための解析にも寄与している。キャビテーションとは、水の流れによってある点の圧力が低下し、その時の水温における蒸気圧以下またはその付近になることで空気が水から分離し、その部分の水が蒸発して水蒸気となり、水車ランナの羽表面に沿って水のない部分を生じさせ、この気泡が圧力の大きいところに達して液化する際に音響を伴って潰滅する現象をいう。

このとき、極めて瞬間的に大きな衝撃が生じるが、これが羽根形状に沿って反復的に生じると、機械的に材料劣化をきたし、表面が破砕され水車の出力や効率が著しく低下することとなる。

CFD 解析においては、水だけではなく、液相と気相を同時に扱う二相流解析技術の導入より、流れ場の気泡形成を解析するモデルを行うことができるため、サイト条件に最適化した水車キャビテーション性能の向上を図る事が可能で、ひいてはキャビテーションによる水車効率の低下を防ぐことが可能である。

2) 優位性の評価

当該プロジェクトにおいて、JCM による支援が無ければ導入が見込まれる可能性のある製品はレディメイド水車である。レディメイド水車は、CFD 解析等のコストが不要で、また量産によるコスト削減が可能であるため、株式会社東芝を含めたオーダーメイドの日本製水車と比較して 1/2~1/3 程度のコストで導入が可能なが場合があるという。

また、レディメイド製品は、仕様上の水車の最大効率などについて、CFD 解析によ

³² 鈴木良治,水車の性能改善技術,富士時報 Vol.83 No.3 2010.

るオーダーメイド製品と変わらない効率値が記載される場合がある。この理由は、機器仕様は一定条件において計測される数値であり、導入サイトの効率を保証するものではなく、レディメイド製品もあくまで当該機器に最適な試験条件下においてのみ効率値が計測されるためである。

よって、レディメイド製品の場合は、導入対象地点での条件と効率測定条件が異なるため、導入地点で仕様と同等の数値を保証するものではないことに注意を払う必要がある。

さらに、レディメイド製品を導入した場合、数年は稼働を維持するものの、サイトに最適化されていないといった理由から、前述のキャビテーションの発生に伴う効率低下や故障といった問題が早々に発生するリスクが高い。事業期間数十年の水力発電事業において機器選定をするうえでは、少なくとも CFD 解析によるオーダーメイド製品の水車を選定することが、事業計画上健全であるといえる。

さて、CFD 解析によるオーダーメイド製品の導入に際して、その定量的な判断基準として「CFD 解析技術の高さ」が設定されるべきである。

CFD 解析技術の高さを客観的に評価した数値としては、CFD 解析技術の世界的なコンペティションの結果を参照することができる。たとえば、2005 年にスウェーデンにおいて開催された、「Turbin99 Workshop³³」等の結果がある。図 4-17 に、その結果を示す。

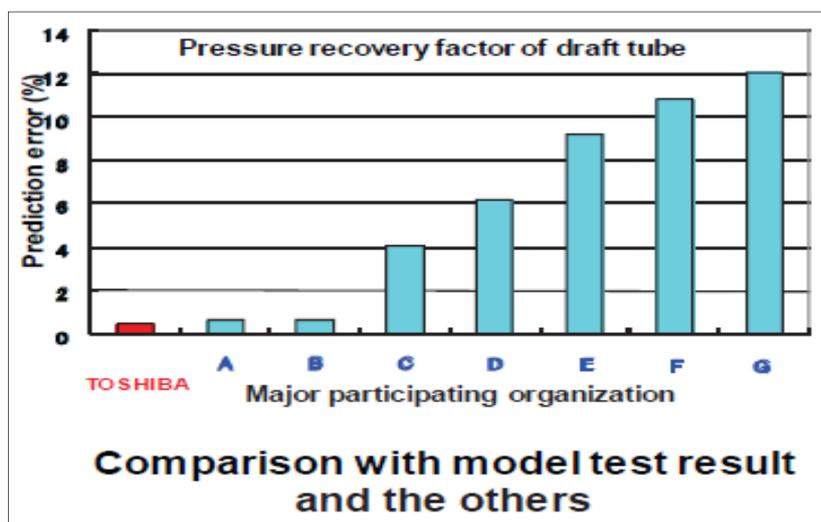


図 4-17 CFD 解析技術の比較結果

³³ 同コンペティションは、スウェーデン Porjus Hydropower Center において、LULEA 大学ならびに国際水理学会（IAHR: International Association for Hydraulic Research）協賛のもと開催された。2005 年 6 月は、8 機関・グループが参加。なお、1999 年 6 月、2001 年 6 月にも開催されており、それぞれ 16 機関、11 機関が参加しているが、すべてのコンペティションにおいて株式会社東芝が 1 位となっている。

このコンペティションは、主催者がモデルサイトを決定し、参加企業に対してモデルサイトの条件のみを提示し、各社は与えられた条件から CFD 解析技術を駆使して、モデルサイトの流れ条件の再現の正確性を競うといったものであった。

図 4-17 は、2005 年に行われた Workshop の結果である。縦軸において再現誤差を示しており、横軸は参加企業となっている。この中で、1 位は誤差範囲 0.5 % 以下を達成した株式会社東芝となっており、同社は 3 回のコンペティションで連続して首位となっている。

よって、後述の適格性要件の設定などにおいて、こうした数値の活用が検討できる。

課題としては、このコンペティションは任意参加のものであり、毎年実施されているものではないことから、新規参入企業や当該コンペティションに何らかの理由で不参加であった企業は比較できない点がある。

より客観的かつ簡易的な方法により技術評価をすることが望まれるが、従前の説明の通り、当該プロジェクトで採用予定の水車発電機はサイトごとにオーダーメイドされる機械であり、家電や自動車のように量産されるものではないことから、例えば各社の導入実績サイトの運転効率などを横並びで比較すること等は困難である。そうした中で、唯一このコンペティションの結果における技術優位性が、客観的かつ定量的に技術優位性を示すものであると結論した。

もちろん、水力発電においては、CFD 解析のみならず、その結果を踏まえた設計や設計の通りの製作技術、さらには機器据付の正確性も関連することから、一連の技術水準を評価する尺度が本来的には求められる。

しかし、前述のとおり、CFD 解析そのものは単にシミュレーション技術ではあるものの、高い再現性を得るうえでは、模型試験や実機導入経験から性能が確認されているモデルをベースラインとして選定したうえで、そのデータを用いた補正が再現性の高さにもっとも寄与するものである。すなわち、サイトへの水力発電機最適化実績の多寡が、シミュレーション結果の正確性に反映されることを意味する。

よって、コンペティションにおいて CFD 解析による高い再現性を得られたということは、当該企業が導入したサイトにおいて正確な数値を得ていることを示すものであり、製作や据付を含めた技術力の高さを立証するものと考えて差し支えないものと判断した。

以上より、日本製のオーダーメイド水車発電機は、CFD 解析による高効率水車設計及び製作技術を有しており、高い優位性を保持しているといえる。

4.4 MRV 体制

当該プロジェクトの MRV 方法論（案）において、モニタリング対象となるパラメータは、導入した水車発電機による年間の総発電量（EGy）とプロジェクトが電力を供給する電力系統の CO₂ 排出係数（EFgrid）の 2 つのみである。これらの特性を、それぞれ表 4-22 及び表 4-23 にまとめる。

表 4-22 モニタリングパラメータ 1：プロジェクトによる年間総発電量

Data/Parameter	EGy
Data unit	MWh
Description	The quantity of net electricity generated by the project which is supplied to the grid in year y.
Source of data	The data is monitored by the electrical power meters installed at the suitable locations. It is also crosschecked by the invoices for the sales of electricity.
Description of measurement methods and procedures to be applied	<ul style="list-style-type: none"> • The data is continuously monitored by the electrical power meters which are validated or qualified based on the national or international standards. • The data monitored is inputted automatically into a spreadsheet. • The electrical power meter shall be calibrated based on national standards, international standards or manufacturer's specification. • A receipt slip and invoice are issued monthly.

表 4-23 モニタリングパラメータ 2：インドネシアの電力系統の CO₂ 排出係数

Data/Parameter	EFgrid
Data unit	t CO ₂ /MWh
Description	CO ₂ emission factor for the regional grids in Indonesia which is connected by the project.
Source of data	The CO ₂ emission factor of the grid should be referred to the latest value available at the time when validation/verification is conducted shall be applied. The value is sourced from "Emission Factors of Electricity Interconnection Systems", published by National Committee on Clean Development Mechanism Indonesian DNA for CDM, If it is not applied, the project shall be instructed by the Indonesia JCM secretariat.
Description of measurement methods and procedures to be applied	The CO ₂ emission factor is published on the website by the Indonesia national organization "National Committee on Clean Development Mechanism Indonesian DNA for CDM" The project participants should monitor the website regularly. When they calculate the emission reductions, they should check the latest value of the interconnection system connected by the project on the website and use it for the calculation.

これら 2 つのパラメータをモニタリングするための体制について考える。JCM プロ

プロジェクトとして実施するまでに、モニタリング体制を確立することになるが、現在の暫定的な体制を図 4-18 に示す。

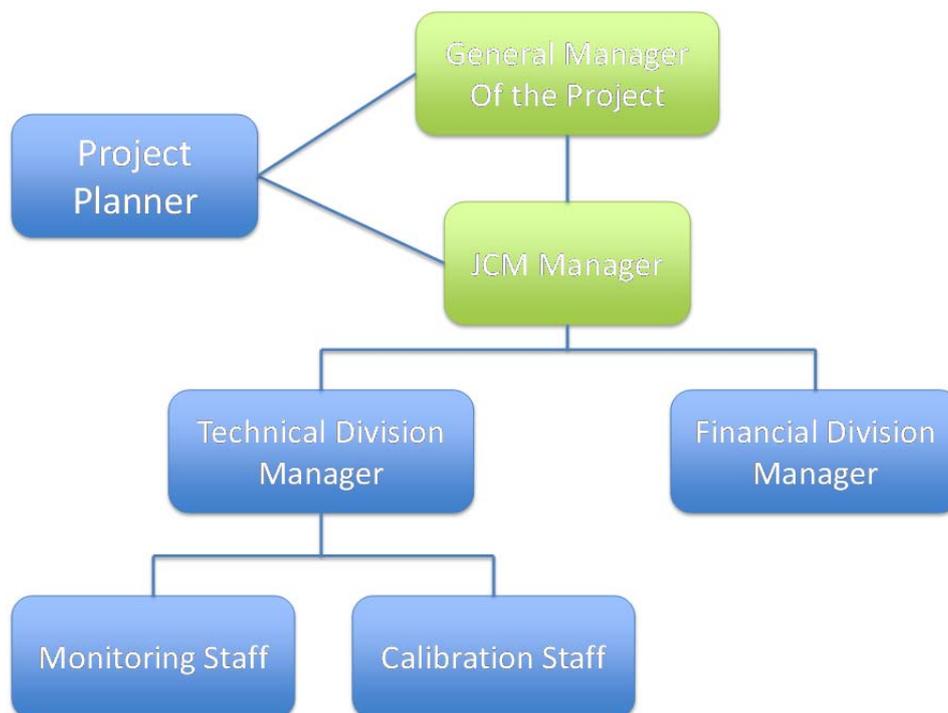


図 4-18 モニタリング体制（案）

系統へ供給する電力量は、JCM 制度と関係なく、常時モニタリングが行われ、自動的に記録されることになっている。これは、PLN に対して電力販売を行う IPP としての義務であり、その記録に基づいて、PLN から電気の販売代金が支払われるためである。

図 4-18 で示された技術部門の Monitoring Staff は、自動的に記録される電力量の確認と保存状況のチェックなどが主要な作業となる。技術部門の Calibration Staff は、電力計などモニタリングに必要な機器に対して、国家規準（あるいは国際基準や計器メーカーのマニュアル）に従った校正作業を担当する。その作業の管理者が、技術部門長となる。財務部門は、PLN に対する販売電力量の伝票の管理を担当する。この伝票は、電力計によりモニタリングされた値のクロスチェック用であり、非常に重要なデータである。これらのモニタリング作業の統括をするのが、JCM Manager である。

企画立案者は、モニタリングプロセスにより記録されたデータ及び伝票の写し等を受け取り、それらの確認作業を行い、Monitoring Report の作成を担当する。また、もう一つのモニタリングパラメータであるインドネシアの系統電力の CO₂ 排出係数についても、適宜チェックを行う作業も担当する。さらに、企画立案者は、JCM 関連の様々

な作業について、JCM Manager だけでなく、プロジェクト自体の責任者に対しても助言を行うことになっている。

モニタリング機器である電力計については、JCM で必要とされるだけでなく、PLN に対する電力販売事業の根幹となる販売電力量を計測する機器であることから、高い信頼性と耐久性を有するものを選択する予定である。電力計に関するモニタリングプロセスについては、発電所の通常業務であり、その担当者は発電所運用の訓練の中でモニタリング技術を身につけていくことになる。しかし、JCM の観点から見れば、そのモニタリングデータ及びクロスチェック用の電力販売に関する伝票は、通常の発電所の運用よりも長期の保管が必要なものであり、また情報の形態が電子データと紙という異なる媒体でもあることから、データ及び情報の保管に関しては、管理マニュアルを整備し、JCM Manager 及び担当者への周知を徹底することを考えている。管理マニュアルを用いての教育プログラムは、基本的に年に一度、あるいは人事異動があった直後に実施することを考えている。

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

(1) 当該プロジェクトの環境への悪影響を回避するための対策と措置

ホスト国であるインドネシアにおいては、環境影響評価制度である AMDAL が導入されており、その対象事業及び規模は、「環境影響評価を実施すべき事業または活動及び規模に関する環境大臣令（2001 年第 17 号）」に定められている。

当該プロジェクトにおいては AMDAL の規模要件に該当せず、不要であることを確認済みである。具体的には、同法令において、水力発電に関する対象規模がダム高 15m 以上、湖面の面積 20ha 以上、発電容量 50MW 以上となっているのに対して、当該プロジェクトはダム（取水堰）高は 3m、ダム湖は設置せず、発電容量は 1/10 以下の出力といたったように、大幅に基準を下回る規模の事業である。

その一方、当該プロジェクトは、インドネシア法である「2009 年 32 号 環境保護と管理に関する法律」に基づき、環境管理プログラム及び環境モニタリングプログラムである UKL-UPL の実施・作成による環境許可を得る必要がある。

UKL-UPL は、事業実施に際して事前に事業者が策定する環境管理・モニタリングプログラムであり、策定内容に従って 3 か月ごとに環境影響を評価し、報告することが義務付けられている制度である。

当該プロジェクトにおいて、この UKL-UPL は、許認可権者である県環境部局より承認済みとなっており、インドネシアの基準上、当該プロジェクトは環境への悪影響を及ぼさないものと判定されていると言える。

本 JCM F/S ではさらに、規模要件上本来は適用外であるものの、悪影響の有無の再確認と回避のため、株式会社国際協力銀行の環境社会配慮確認ガイドラインのチェックリストを活用し、当該プロジェクトがもたらし得る環境影響を想定し、その対策の整理を行った。

下記表 4-24 に、その整理結果を示す。

表 4-24 水力発電事業環境社会配慮事項チェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項（抜粋）	現状把握している事項及び検討の必要性
1 許認可・説明	(1) EIA 及び環境許認可	① 環境影響評価報告書（EIA レポート）等は作成済みか。 ② EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 ③ EIA レポート等の承認は無条件か。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 ④ 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	①、②、③ EIA レポートは不要である。 ④ 環境管理プログラム及び環境モニタリングプログラムである UKL-UPL を取得済みである。
	(2) 地域住民への説明	① プロジェクトの内容及び影響について、情報公開を含めて地域住民に適切な説明を行い、理解を得るか。 ② 住民及び所管官庁からのコメントに対して	① すでに事業パートナーによる地域住民説明を行い、土地を購入しており、理解が得られている。 ② 当初設計のレイアウト上に土地売却意欲がない住

分類	環境項目	主なチェック事項（抜粋）	現状把握している事項及び 検討の必要性
		適切に対応されるか。	民の土地があったため、その土地を回避した設計変更を行うなど、土地取得可否を踏まえた設計変更の余地があることから、適切な対応が可能である。
2 汚 染 対 策	(1)水質	① ダム湖/貯水池の水質は当該国の環境基準を満足するか。動植物プランクトンの異常発生は生じないか。 ② 放流水の水質は当該国の環境基準を満足するか。 ③ 試験湛水前の樹木の伐採などダム湖/貯水池の水質悪化防止のための対策が計画されるか。 ④ 下流の河川流量が低下することで、水質が悪化し、環境基準を下回る区間が生じないか。 ⑤ ダム湖/貯水池の底部からの放水（通常表面水より水温が低い）による下流域への影響を考慮した計画か。	①、②、③、⑤ ダム湖は建設しない。 ④ 減水区間は、1.5kmほどであり、この区間での水質悪化は考えにくい。また、開発許可原則に則り、流量の試算においては雨量統計の信頼水準 Q_{95} での計算が行われており、必要な維持流量を流下させる設計となっている。
	(2)廃棄物	① 掘削により発生した土砂は当該国の基準に従って適切に処理・処分されるか。	① 整地の際切土等で発生した土砂は、盛土地点で利用する計画であり、廃棄されない計画であるが、処理・処分する必要がある場合、当該国基準に沿った方法で処理する計画である。
3 自 然 環 境	(1)保護区	① サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地していないか。プロジェクトが保護区に影響を与えないか。	① 保護区内には立地していない。
	(2)生態系及び生物相	① サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含まないか。 ② サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含まないか。 ③ 下流域の水生生物、動植物及び生態系への悪影響はないか。生態系への影響を減らす対策はなされるか。 ④ ダム等の構造物により遡河性魚類（サケ、マス、ウナギ等、産卵のため河川と海の間を移動する種）の移動を妨げないか。これらの種への影響を減らす対策はなされるか。	① 生態学的に重要な生息地は含まない。 ② 保護が必要とされる貴重種の生息地を含まない。 ③ 取水から排水までの区間は1.5kmほどであり、悪影響は考えにくい。 ④ 遡河性魚類の生息有無を確認するとともに、河川内に設置する堰や柵（スクリーン）などによる影響を専門家等から意見聴取し、確認を行う。
	(3)地形・地質	① ダム湖による土砂等の捕捉により、下流域への土砂流入量が減少し、河床低下、土壌侵食等が生じないか。また、ダム湖への土砂の堆積による貯水池の容量減少、上流域の河床上昇、土壌堆積が生じないか。これらの可能性について調査され、必要な対策が講じられるか。	① ダムは建設しない。
4 社 会 環 境	(1)住民移転	① プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じないか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。② 移転する住民に対し、移転前に移転・補償に関する適切な説明が行われるか。③ 住民移転のための調査がなされ、正当な補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。④ 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。⑤ 移転住民について移転前の合意は得られるか。⑥ 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。⑦ 移転による影響のモニタリングが計画されるか。	①、②、③、④、⑤、⑥、⑦ 住民移転は生じない。

分類	環境項目	主なチェック事項（抜粋）	現状把握している事項及び 検討の必要性
	(2)生活・生計	① プロジェクトによる住民の生活への悪影響はないか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 ② 下流域の土地利用に悪影響は生じないか。特に肥沃な土壌が下流に供給されなくなることで、農業生産等に悪影響を及ぼす恐れはないか。 ③ プロジェクトの実施により必要となる社会基盤の整備は十分か(病院・学校、道路等)。不十分な場合、整備計画はあるか。 ④ プロジェクト活動に伴う作業員等の流入により、病気の発生（HIV等の感染症を含む）の危険はないか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮は行われるか。 ⑤ ダムの存在によって船舶運航等の水上交通や住民の水域利用に影響はないか。 ⑥ 下流の水利用維持のための最低流量は供給されるか。⑦ 下流水の流量の変化、あるいは海水浸入により、下流の水利用や土地利用に影響は生じないか。⑧ 水を原因とする、もしくは水に関係する疾病（住血吸虫症、マラリア、糸状虫症等）は発生しないか。	① 地域住民の土地を当該プロジェクト実施に伴い買取った。当該プロジェクトサイトにおいて取得した土地は、ほとんどが傾斜のある土手及び河川敷である。土地利用図上、農地に該当していたものの、土地取得に際して所有者の合意のもとに買取っていることから、影響は小さいものと推察する。現地調査においては、栽培作物を確認したが、商品として出荷しているものとは考えにくい。 ② 当プロジェクトは、ダム等のように堰止めを伴うものではなく、また、同規模の河川が複数流入しており、また小規模河川であるため、下流への影響は考えにくい。 ③ 発電建屋、取水口へのアクセス道路が必要である。なお、サイト周辺に、河川に沿うように県道（舗装）が走っており、当プロジェクト実施に必要な道路の距離は数十mの範囲である。 ④ プロジェクトの規模から懸念は低いが、工事計画の中において適切に配慮する。 ⑤、⑥ ダムは建設しない ⑦、⑧ 当プロジェクトの規模から、影響は生じない。
	(3)文化遺産	① プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なわないか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	① 該当しない。
	(4)景観	① 特に配慮すべき景観への悪影響はないか。必要な対策は取られるか。	① 該当しない。
	(5)少数民族、先住民族	① 当該国の少数民族、先住民族の権利に関する法律が守られるか。 ② 少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされるか。	①、② 該当しない（サイト周辺の住民は、トラジャ民族で、少数民族、先住民族ではない。）
4 社会 環境	(6)労働環境（労働安全を含む）	① プロジェクト実施者は、当該プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に係る法令に違反しないか。② 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。③ 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。④ プロジェクトに関する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	① 法令を確認し、違反しない措置を取る。 ② 最大限の安全配慮措置を行う。 ③ 安全衛生計画を策定し、作業員等に対する安全教育を実施する。 ④ 建中並びに稼働時においては、必要な警備要員を配置する計画であるが、文化的・社会的摩擦が生じないよう、近隣地域から警備要員を採用する等、必要な措置を講じることとする。
5 その他	(1)工事の影響	① 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉塵、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 ② 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 ③ 工事により社会環境に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 ④ 工事のため土砂採取場等を設ける場合には、その作業が悪影響を及ぼさないか。また、影響への緩和策が用意されるか。	① 工事計画の策定にあたって検討を行い、悪影響が生じる可能性がある場合、必要な対策を講じる。 ②、③、④ 工事規模から、影響は考えにくい。
	(2)事故防止対策	① 事故防止に対する安全施設の設置、作業員への安全教育等、ソフト、ハード両面にわたる適切な事故防止策、軽減策を行う計画がある	① 工事計画において対策を盛り込むとともに、事故時等の緊急時対応体制を構築し、確実に機能するよう工事監督者、責任者等と綿密に検討を行う。

分類	環境項目	主なチェック事項（抜粋）	現状把握している事項及び 検討の必要性
		か。また、事故発生時の応急措置についても十分な検討がなされるか。 ② ダムからの放水時における下流部への警報体制は整備されるか。	② ダムは建設しない。
	(3)モニタリング	① 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 ② 当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 ③ 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 ④ 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	①、②、③、④ 影響が考え得る場合、その内容に応じ、モニタリングを実施する。
6 留意点	他の環境チェックリストの参照	① 必要な場合は、林業、植林に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（山間地のダムについて大規模な伐採を伴う場合等） ② 灌漑、上水、工水等への利用を目的としたダム・貯水池については、必要に応じて灌漑、上水道に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。 ③ 必要な場合には送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送変電・配電施設の建設を伴う場合等）。	① 該当しない。 ② 該当しない。 ③ 該当しない。
6 留意点	環境チェックリスト使用上の注意	① 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	① 該当しない。

なお、上記表 4-24 は、事業パートナー並びに地元政府へのヒアリングに基づくものである。

本来、国際協力銀行等の環境社会配慮事項の確認においては、専門家や第三者による客観的データによる確認が必要であるが、時間的・予算的制約から、上記の通り簡易な確認による評価に留まった。上記の通り、簡易な確認を通しては重大な環境への負の影響は見当たらなかったものの、今後実施設計を進めていく中で新たな課題が抽出される可能性があり、その際には当該国法や所轄官庁の見解等を踏まえ対策を行う方針である。

(2) 当該プロジェクトの環境への好影響を担保する措置と持続可能な開発への貢献

当該プロジェクトの環境への好影響は、プロジェクトの実施により再生可能エネルギー源により得た電力をグリッドに供給することが可能となる点である。温室効果ガスの排出を伴わず、対象地域における電力品質を向上させ、住民生活や企業の事業活動を下支えする効果が期待できる。

対象地域の行政へのヒアリングによれば、山岳の多いトラジャ地方は豊富な水力ポテンシャルがあるのに対して、これまで水力発電所の建設は下流部の他の県において

進んでいるばかりで、その水量を涵養している森林を有するトラジャ地方は豊富な水エネルギーポテンシャルの恩恵を十分活かせていないとの見解であった³⁴。電力不足により、工業や観光産業の進出が滞るばかりか、停電が頻発する等、電力不足による弊害が住民生活の利便性に悪影響をもたらしている状況の中で、当該プロジェクトはわずかではあるが対象地域の電力安定化に貢献するものである。この好影響の担保のための措置は、サイトのエネルギーポテンシャルを最大限活かした設計を行い、かつ長期的・安定的な稼働を実現することである。

持続可能な開発への貢献は、環境への好影響と同様の視点、すなわち再生可能エネルギーによる電力安定供給および電化率向上による貢献である。

JICA (2013) によれば³⁵、電力は、ベーシックヒューマンニーズの充足および包摂的な成長と貧困削減のために必要なインフラとして欠かせないものと位置づけられている。インドネシアの経済成長は堅調であるが、それはジャカルタを中心としたジャワ島の経済がけん引していることが実態であり³⁶、スラウェシ島を含めた外島に位置づけられる地域とジャワ島の格差が拡大する懸念がある。前述のとおり、インドネシア政府はこうした状況の打開に向け、特に外島での投資に積極的である。

また、同じスラウェシ島においても、2004年の調査において、北スラウェシにおける貧困人口比率が8.9%であるのに対して、中スラウェシにおいては21.7%と報告されており、一様ではない状況が見られる。この背景には、海洋に面し、地理的に開発が容易である北スラウェシ地域と、山岳地帯であるためにインフラ整備に遅れをとっている中スラウェシ地域の開発格差が密接に関係している³⁷。こうした地域に対して、経済の成長促進とあわせ、基礎インフラや社会サービスの向上を通じて貧困削減を行うことが求められている状況である。

このような中であって、当該地域にポテンシャルが高く、かつ再生可能エネルギー電源である水力による電力インフラ整備は持続可能な開発への大きな貢献と考えることができる。

³⁴ 北トラジャ県へのヒアリング(2014年8月20日)結果に基づく。

³⁵ 独立行政法人国際協力機構(JICA)産業開発・公共政策部,ポジション・ペーパー (エネルギー) 平成25年5月 p3.

³⁶ 外務省 対インドネシア国別評価報告書, 2007.

³⁷ (32と同様。) 外務省 対インドネシア国別評価報告書, 2007.

4.6 今後の予定及び課題

当該プロジェクトの今後の予定は、事業パートナーと方針を決定したうえで、実施設計に移行し詳細設計等を行い、最終的な事業性評価を経て投資決定を行うといった流れとなる。

本 JCM F/S を含めた今後の予定へのながれを図 4-19 に示す。

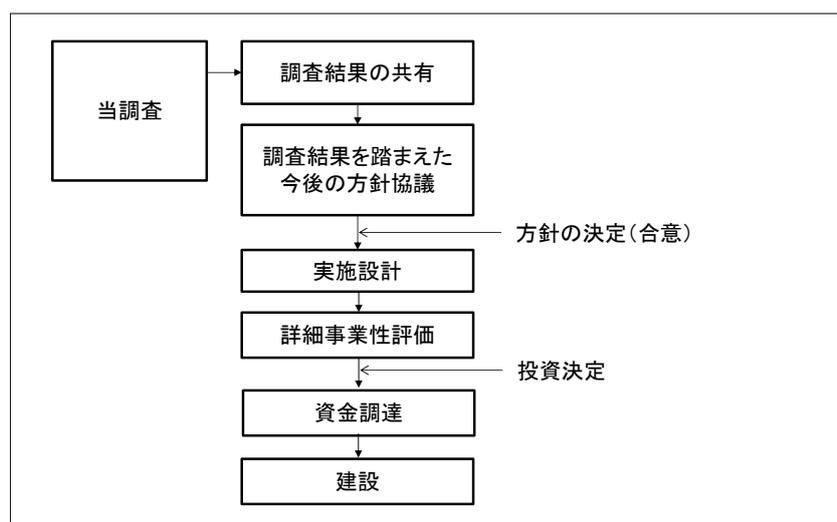


図 4-19 当該プロジェクトの今後のながれ

今後の予定において、まず第 1 に必要なステップは、事業パートナーとの本 JCM F/S 結果を踏まえた今後の方針協議である。この内容は本 JCM F/S によりあきらかとなった課題についての対処方針の合意を得ることを目的としたものである。

当該プロジェクトにおいて、本 JCM F/S により判明した課題は下記の点である。

まず、当初より拡充の必要があった事業パートナーによる調査結果のレビューにより、流量及び地質に係る詳細な追加調査の必要性、及び巨礫処理に係る追加的土木工事の必要性が明らかとなった。それに伴い、工事費用が増大する懸念が生じた。また、外資投資規制をコンプライアンス上問題の無い形で回避できないことから、企画立案者はマイノリティ出資に留まらざるを得ないこととなった。

この中で、追加調査、及び追加的土木工事の必要性について、事業パートナーは最小限に留め、調査費用、及び土木費用を抑える方針であるのに対し、企画立案者はリスクを最小化するため、最大限の対策を施す姿勢であるという認識の違いがある状況となっている。

また、外資規制に係る点について、事業パートナーはマジョリティ出資者を期待していたことから、企画立案者がマイノリティ出資に留まる方針であることを懸念しており、マイノリティ出資の場合には、事業へのコミットを現段階において明確にする

ことや、経営方針の主導権を事業パートナーが握ると言った要件が必要との見解を示している。

事業パートナーの上記の見解は、企画立案者の経営方針上受け入れることはできない状況である。

よって、本 JCM F/S により明らかとなった課題の対処方針について、引き続き協議、交渉を続けていく必要が生じている。次のステップである実施設計に進むためには、協議、交渉の結果を待つ必要がある状況となっている。

5 JCM 方法論作成に関する調査

5.1 適格性要件

本 JCM F/S では、インドネシアにおける流れ込み式小規模水力発電プロジェクトに対する MRV 方法論案の作成を実施している。当該プロジェクトでは、主要機器である水車発電機及びその付帯設備一式について株式会社東芝の製品を導入する予定である。インドネシアでは、IPP による小規模水力発電において、レディメイド製品の中から想定される流量・落差に適合する水車発電機が選定されることが多い。しかし、導入予定の製品は、レディメイドではなく、CFD 解析を通して水車の形状を最適化したオーダーメイド製品である。CFD 解析による水車最適化により、レディメイド製品よりも水車効率を向上させ、より安定した運転をできるようになることが期待される。ゆえに、この CFD 解析によるオーダーメイド製品の導入を適格性要件として検討した。

なお、適格性要件案の作成にあたっては、下記の文献を参考としている。

- ・ 承認済み方法論 ACM0002 “Grid-connected electricity generation from renewable energy “ Ver. 16.0
- ・ 承認済み小規模方法論 AMS-I.D. “Grid-connected renewable electricity generation” Ver. 18.0
- ・ 平成 24 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業「インドネシア共和国における小水力発電プロジェクトの案件組成調査」
- ・ 平成 24 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業「ベトナムおよびタイ等における水処理施設への μ 水力発電設備導入案件発掘調査」
- ・ H25 年度 JCM 実証案件組成調査 (PS) 「セメント工場における廃熱利用発電」
- ・ インドネシアにおける JCM 承認済み MRV 方法論 Joint Crediting Mechanism Approved Methodology ID_AM001 “Power Generation by Waste Heat Recovery in Cement Industry”

上記の参考文献と対象プロジェクトの特性を考慮して、下記に示す 3 つの適格性要件案を作成した (表 5-1)。

表 5-1 MRV 方法論適格性要件案

要件 1	プロジェクトで採用する水力発電システムは、流れ込み式水力発電でなければならない。
要件 2	プロジェクトは、国家規模の電力系統または地域の電力系統へ、あるいは特定の電力消費者の施設へ、電力託送などの契約上の約定により国家電力系統か地域電力系統を通して電力供給を実施するものでなくてはならない。
要件 3	プロジェクトで用いられる水車は、CFD 解析を通して最適化されたものでなけ

ればならない。

「要件 1」は、プロジェクトの内容を自然環境への影響が小さい流れ込み式水力発電事業に限定するための規定である。規模を限定しなかった理由は、数十 MW の水力でも流れ込み式発電技術が採用される事例があるためである。

「要件 2」は、プロジェクトが発電と卸売を行う電気事業であることを明確にするための規定である。また、温室効果ガス排出削減の計算を容易にするため、リファレンスシナリオを系統電力の代替とすることも想定して、適格性要件として検討した。

「要件 3」は、今回導入するオーダーメイド製品の技術的特徴である CFD 解析を通じた最適化を実施したものを考慮し、その水車に限定されるよう適格性要件として加えたものである。

以下では、この適格性要件の案について、(1)において外部識者・環境省による JCM 実現可能性調査支援委員会（以下、「JCM 実現可能性調査支援委員会」という。）による、同案を記載した中間報告書への指摘事項およびその内容を踏まえた検討結果を示し、(2)において第三者検証機関である一般財団法人日本品質保証機構（JQA、以下「第三者検証機関」という。）に同案のレビューを委託した際の指摘事項及びその内容を踏まえた検討結果を示す。

(1) JCM 実現可能性調査支援委員会による指摘事項の検討

表 5-1 に示した適格性要件案は中間報告書に記載し、その結果について外部識者・環境省による JCM 実現可能性調査支援委員会のレビューを受けている。その際に次に示す 2 点について指摘があった（表 5-2）。

表 5-2 適格性要件案に関する JCM 実現可能性調査支援委員会指摘事項

指摘事項 1	適格性要件としてさらに適用できる条件の検討
指摘事項 2	適格性要件の設定における客観的な指標化の検討

以下では、上記の 2 点の指摘事項について検討する。

- 指摘事項 1 適格性要件としてさらに適用できる条件の検討

MRV 方法論（案）では、表 5-1 のとおり、3 点の適格性要件を提案した。この中で要件 1 及び要件 2 は、水力発電事業の内容に関するものであり、要件 3 のみが導入する日本技術に関するものとなっている。

以降のとおり、まず水力発電事業について、追加できる要件を検討した。

考えられる要件の一つとして、CDM の承認済み方法 ACM0002 “Grid-connected electricity generation from renewable energy”に記載されている水力発電所の建設に伴い、作られることになる貯水池 (Reservoir) の面積に関する要件が考えられる。しかし、この要件はダム式の小水力発電プロジェクトに適用されるものであり、貯水池を作らない流れ込み式水力発電プロジェクトには適用されないものである。ゆえに、流れ込み式水力に対する MRV 方法論には当てはまらないものとなる。

次に考えられる要件として、出力規模、つまり発電機の設備容量がある。CDM では、プロジェクトの大小に関わりなく同程度必要となる取引費用 (Transaction Cost) の負担を、小規模プロジェクトに対しては小さくなるようにするため、規模の規準が設定されており、発電事業であれば 15MW 以下が小規模プロジェクトに分類され、より簡単な手法で CDM プロジェクトが設計でき、クレジットの発行・取引ができるようになってきている。JCM 制度を見てみると、現在、小規模プロジェクトに対する優遇策などは見られず、プロジェクト規模にかかわらず同じ手続きを踏まなければならないと思われる。また、流れ込み式水力発電は 15MW 以下のプロジェクトに適用される技術というわけではなく、ダムを造らない環境に優しい発電方式として、50MW 超の発電プロジェクトにおいても採用される技術であることから、JCM 制度の中では小規模という規準を設定する根拠が見あたらない状況にあると思われる。ゆえに、今回提案している MRV 方法論では、規模に関する要件を設定しない方針とした。

続いて、導入する技術について、追加できる要件があるかを以下の通り検討した。なお、数値的な規準を用いた要件については、後の「指摘事項 2」の検討で扱う。また、CFD 解析に関する議論も後の検討に譲るものとする。

当該プロジェクトにおいて、水車発電機の導入候補メーカーとしている株式会社東芝との検討では、下記のような適格性要件の候補が挙げられた。なお、適格性要件の候補選定の基準は、CO₂ 排出量削減というだけでなく、環境十全性を担保する技術特性も考慮することとした。

- ・ 空冷式水車軸受け：

水力発電所において、従来、水車軸受及び発電機軸受を冷却するため、河川水を用いた冷却水を使用しているが、河川水の汚染、土砂などによる冷却水系統におけるゴミやヘドロの詰まりが発生し、保守性が悪化するという問題があった。この問題を解決するべく、冷却水レス軸受冷却方式が開発された。当該技術はさらに、設備の省スペース化と信頼性の向上が可能となった。

- ・ 電動サーボモーター：

サーボモーターは、水車のガイドベーンまたはニードルの開閉操作を行う設備であるが、電動化により圧油 (油圧設備における圧力伝達用オイル) が不要となるため、当技術は河川への圧油流出が起こらず、環境保全に貢献す

るとともに設備の簡素化と保守の省力化に貢献できるものである。

- ・ 電磁ブレーキ：
油圧や空気圧を使用しない、中小水力向けブレーキとして開発された技術である。従来、油圧や空気圧で作動させていたブレーキの代替として導入される。電動サーボモーターと同様に、圧油流出が生じないことから環境保全に貢献する技術である。
- ・ 刷子シール：
発電機軸受油槽のオイルベーパー防止装置として開発された技術である。従来のシール方式に比べ、オイルミストの外部への漏洩を 1/3 程度まで低減できる。電動サーボモーターや電磁ブレーキ同様に、油流出を抑えることができる技術である。

上記で述べた技術に共通しているのは、オイルレスに繋がる技術であり、河川に直結する水力発電設備としては、下流の汚染を防止することを通して、より環境保全に貢献できるというものである。但し、水車メーカーによれば、当該プロジェクト（総設備容量 3.585MW、2.457MW + 1.128MW 水車発電機の組み合わせ）で利用が妥当な技術は、電動サーボモーターのみとのことである。

電動サーボモーターの導入事例を図 5-1 に示す。この写真は、30MW の水車用に二連式とした導入事例である。また、同技術の普及の状況について、図 5-2 に示す。この図から国内では、普及が進んでおり、実績も十分な技術と考えることができる。この技術は、温室効果ガス排出量の削減に直接貢献するわけではないが、環境へのオイルの漏洩リスクを低減する環境保全技術として、JCM プロジェクトが求められる環境十全性の維持に貢献するものである。また、インドネシアにおける小水力発電において、競合製品となる中国製や東欧製の水車では、当該技術は一般的に採用されていない。このことから、電動サーボモーターの採用は適格性要件候補になり得る。また、上記で述べた他のオイルレスにつながる諸技術も適格性要件の候補の可能性はあると考えられるが、水車メーカーと協議した結果、上記で述べた技術は、水車の規模や現場の状況により、採用の可否が変わるものであり、すべての水力発電設備に組み込めるわけではなく、適格性要件に入れることによって適用できない流れ込み式水力発電も出てくる可能性があることから、今回は要件としての採用は見送ることとした。

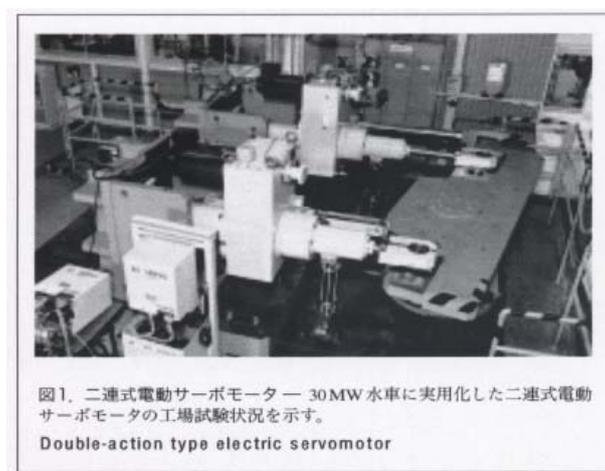


図 5-1 30MW 水車への電動サーボモーター適用事例³⁸

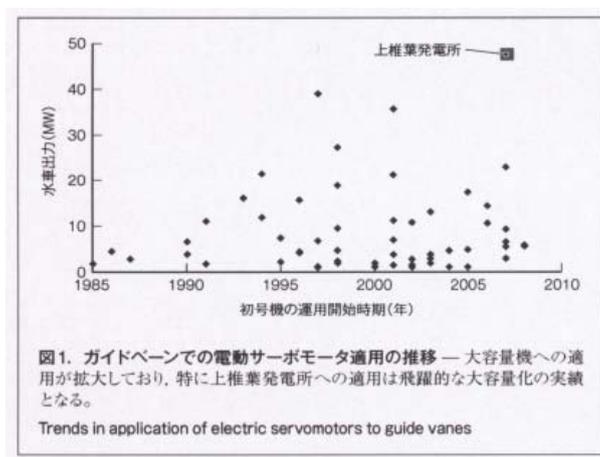


図 5-2 電動サーボモーター適用事例の推移³⁹

● 指摘事項 2 適格性要件の設定における客観的な指標化の検討について

「4.3」でも述べているが、「発電効率 XX%」など、客観的な指標で設定することは、極めて難しいと考えている。以下、定量的な基準を検討した項目（総合効率、故障率、保守・メンテナンス性能、ライフサイクルコスト）について述べる。

ー 発電効率における客観的指標の検討

発電効率について、今回採用予定の東芝製水車は、CFD 解析によるプロジェクトサイトの状況に合わせた最適化を行った水車であり、レディメイドの

³⁸ 新井ら、「国内外水力発電所への最新技術の適用」東芝レビュー, Vol.58 No.7, 2003.より抜粋

³⁹ 川崎, 「水車と発電機の近代化改修への取組」, 東芝レビュー Vol. 65 No.6, 2010.より抜粋

水車と比較した場合、据え付け地点における総合効率の差は明確に出るものと予測される。しかし、レディメイド水車の仕様書等に記載されるデータは、最適な運転状況における効率であることが一般的であり、そのような数値でCFD解析によるオーダーメイド水車との比較を行った場合、差がでない可能性がある。

差異を明確にできるような比較を行うためには、据え付け地点における諸条件の下で検証を行うことが必要であるが、そのためにはCFD解析によるオーダーメイドの日本製水車とレディメイドの他国製水車を用意し、交互に据え付けて比較するなどの方法が求められ、このような検証は時間的・費用的に非現実的であり、実際にも行われていないことから、どうしてもカタログや仕様書ベースの比較とならざるを得ない。そうすると、現場に最適化した水車効率と最適条件下で運転した場合の既製品の水車効率の比較となり、後者の方が数字として大きくなる可能性もある。

水車効率を基準として決めることについては、もう一つ問題がある。水車効率は、サイトの状況によって変化する。ゆえにCFD解析を用いた最適化というプロセスが有効となっている。しかし、同じ最適化設計を行ったとしても、あるサイトでは90%を達成できても、別のサイトでは87%とならざるを得ないということが生じ得る。そうしたサイトでは、例えば、水車効率90%という値を設定した場合、CFD解析により最適化した水車では対応できないだけでなく、そのサイト条件とは全く異なる試験条件下で得た高い効率値を有するレディメイド製品が選択される可能性がある。さらに、今回のプロジェクトで、例えば90%などの水車効率を要件として設定した場合、その数値がメーカーの保証値のように扱われてしまう可能性があり、条件の異なる全く別のサイトにおいても同様の効率値を出すものと捉えられる恐れから、メーカーにとっては好ましくない点である。

上記の問題があるため、水力発電に関して、総合効率を定量的な適格性要件として用いることは適切ではないと判断し、要件へ加えることは見送ることとした。

－ 故障率における客観的指標の検討

故障率については、日本製品に対する一般的なイメージが「故障しない」あるいは「故障が少ない」であることから、要件として数値的な設定が可能であれば、優れた指標となると思われる。故障率に関するデータは、導入済みの対象設備の運転実績から得られるものである。しかし、その設備の所有者である事業者の運転状況に大きく依存してしまうため、例えば、同じ設備でも水力発電に適したところに設置された水車と水質の悪いところに設置さ

れた水車では、故障率も大きく異なるものと想定される。また、事業者による保守状況の善し悪しにより、故障データも大きく変わる。それゆえ、異なる場所に設置されている異なる機器の故障データを比較することは、科学的に意味のある比較結果を示すことはないと言わざるを得ない。どうしても比較したい場合は、同じ運転条件下で設置し、長期の観察を行わなければならないことになるが、それは非現実的なことである。また、故障率を適格性要件として設定した場合、過去のデータがその値をクリアしていたとしても、設置したサイトの環境あるいは事業者の運転管理状況により実際の運転においてその値を満たせない状況が生まれる可能性がある。その際に、購入した事業者から保証を求められることにもなりかねず、メーカー側もそのような特性をもつ数値を要件として盛り込むことは好ましくない状況を生み出すと考えている。

こうした問題があるため、水力発電に関して、故障率を定量的な適格性要件として用いることは適切ではないと判断し、要件へ加えることは見送ることとした。

- 保守・メンテナンス性における客観的指標の検討

保守・メンテナンス性についても、故障率と同様に日本製品に期待される要素である。「指摘事項 1」のところで述べた各種技術も環境性能を向上させると同時にメンテナンスの効率化（省力化）に貢献する技術であった。しかし、保守やメンテナンスの「し易さ」を定量的示したデータは一般的に存在するものではなく、まず指標化するための基準整備が必要となる。そして、故障率の場合と同様に、異なるメーカーから提供される水車に対し、全く同じ運転条件の下で、同等の能力を有するスタッフによる保守・メンテナンスを行い、時間や費用などの指標による評価するというプロセスが必要であるが、水力発電事業者が実施するには、やはり非現実的なものである。当該プロジェクトにおいてもこのような作業はできず、また、今後のプロジェクトに対してもこのような評価は期待できないことから、保守・メンテナンス性についても、適格性要件に加えることは見送ることとした。

- ライフサイクルコストにおける客観的指標の検討

ライフサイクルコストについて、日本企業のオーダーメイド製品の一般的なイメージは、値段は高いが信頼性も高いというものである。他方、競合相手となる中国製や東欧製のレディメイド製品などは、安価であるが、信頼性も低いというイメージで見られることが多い。このようなことから、日本製のオーダーメイド製品は初期投資がかかるものの、故障などが少なくライフ

サイクルを通してみれば、コスト的に割に合うのではないかという意見もある。しかし、ライフサイクルコストというだけに、製品寿命という長期にわたる運転データに基づき計算される指標であること、故障率や保守・メンテナンス性と同様に、当該製品を有する事業者の運転状況に依存する指標であることから、やはり類似した運転条件下で運転された異なる設備に対して得られたデータに基づき計算された数値での比較が必要である。こうした比較を事業者が実施することは非現実的であることから、ライフサイクルコストについても、適格性要件に加えることは見送ることとした。

故障率、保守・メンテナンス性、ライフサイクルコストは、水車が設置されているサイトの物理的な状況とそれを運転している事業者の状況に大きく影響を受ける指標であることから、ある製品の優劣を評価する指標として定量化することは極めて難しいものである。評価対象とする製品が多くの導入実績があり、導入先の運転記録も多数有していれば、統計的な定量評価が可能となるが、基本的に運転データはメーカーではなく、事業者が保有しているものであり、そのようなデータを統計的に精度が得られるレベルまで収集することは、民間企業では非常に難しいと言わざるを得ない。これら 2 つの指標は、どれも日本企業のオーダーメイド製品が優れているというイメージを持たれているものであり、定量化できるならば魅力的なものであることには変わりなく、定量化のために使用できるデータベースの整理等が期待されるものである。

(2) 第三者検証機関による指摘事項の検討

本 JCM F/S において作成した MRV 方法論案は、第三者検証機関に対してレビュー業務を委託している。その中で適格性要件案について、表 5-3 に示す 2 点の指摘があった。以下では、これらの指摘事項について検討を行う。

表 5-3 適格性要件案における第三者検証機関の指摘事項

適格性要件	指摘事項
Criterion 3	「CFD 解析による最適化」に関しては、本方法論の使用者の利便性を考慮し、最適化の評価基準についても合わせて提供することを考慮すべきである。
その他	本方法論が「新設」、「増設」、「リプレース」等のいずれに採用されるかについて、明文化することを検討すべきである。

- Criterion 3 についての指摘事項

最適化の評価基準について検討する前に、株式会社東芝の提供する高度 CFD 解析技術を用いた水車の最適化設計について説明する。なお、本項目の参考文献としては、東芝レビュー Vol. 65 No.6 ,2010.⁴⁰を用いている。

水力発電は発電所の立地条件やユーザーのニーズにより発電所ごとに最適な性能を持つ水車の開発が求められる。水車の性能開発は実際のサイトに即した模型実験を用いるのが一般的であるが、1980 年代から CFD 解析も併用されるようになった。その後、CFD 解析の精度の向上と共に、実験計画法 (DOE: Design of Experiment, 以下、「DOE」という。)と多目的遺伝的アルゴリズム (MOGA: Multi-Objective Genetic Algorithms, 以下、「MOGA」という。)と組み合わせた最適化手法が確立された。

水車性能は、主に効率、キャビテーション性能、及び水圧脈動特性で評価されるが、水車は水流の季節変動や負荷調整の役割などから定格出力以外の領域でも、高い性能が求められている。広い運転範囲での高性能な水車を開発するには、複数の運転点での効率やキャビテーション性能などを同時に最適化する必要がある。それを実行するために、MOGA 及び DOE を中心とした形状設計プログラムと CFD 解析を組み合わせた最適化手法が用いられている。

MOGA の概念を図 5-3 に示す。従来の手法では初期状態を経験に頼って設定するため、狭い範囲で最適解を見つけるに留まっていたが、MOGA では初期の形状を確率論的にランダムに作成し、それぞれの設計パラメータの組み替えや突然変異を繰り返し、新たな形状を発生させて、真の最適値に到達するというものである。この手法は、水車の設計段階で代表的な比速度に対する本質的な設計パラメータを最適化するために用いられる。

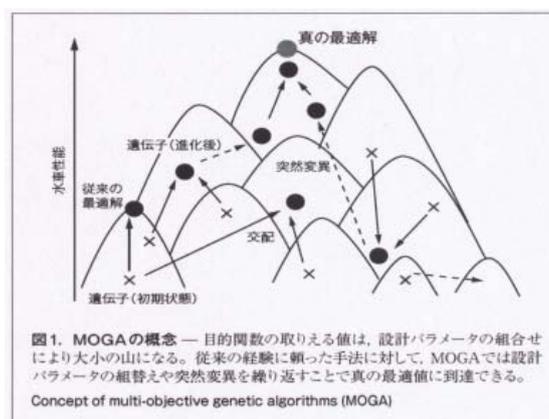


図 5-3 MOGA の概念⁴¹

⁴⁰日向ら,「最適化技術と光度 CFD 技術の適用による水車の高性能化」,東芝レビューVol. 65 No.6,2010

⁴¹ (36 と同文献。)

DOE は、一般に直交表を用いて最適化を行う手法であり、水車の設計では、直交表に基づき設計パラメータを組み合わせることで水車形状を設計し、CFD により評価するという方法を用いる。この手法は、初期状態のある局所的な空間で短時間に最適解を見いだすことができるため、いかにして最適解に近い初期状態を設定するかが重要になる。この手法は、個々の発電所に特有な要求仕様を満たすために適用される。

MOGA と DOE を組み合わせ、CDF 解析結果をベースにした最適手法の適用例として、水車ランナ形状最適化について述べる。まず、MOGA によるランナ形状の最適化を行うため、ランナ形状をランナ子午面形状や 3 次元羽根形状など約 30 の設計パラメータで定義した。最適化する目的関数として、120% 流量点、100% 流量点（設計点）、60% 流量点におけるランナ損失を選定した。ランナ損失分布における最適化と代表的形状を図 5-4 に示す。

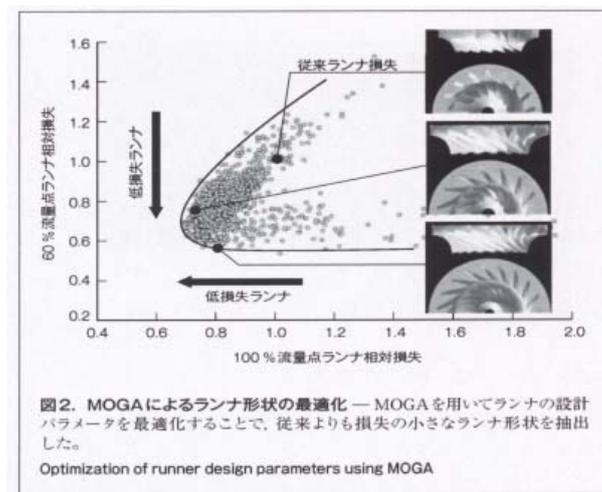


図 5-4 MOGA によるランナ形状の最適化⁴²

次に MOGA で得られた損失の小さい設計パラメータを基準とし、DOE により更なるチューニングを行う。ここでの最適化は、実際のニーズに合わせ、各運転点の損失に重み付けを行い、その加重平均損失を最小化するように設定している。その最適化の結果を図 5-5 に示す。図 5-5 に示されているように、従来の設計形状から大きく異なるランナ形状になっているが、模型試験による検証の結果、小流量から大流量まで幅広い運転範囲で効率が向上していることが確認できている。

⁴² (36 と同文献。)

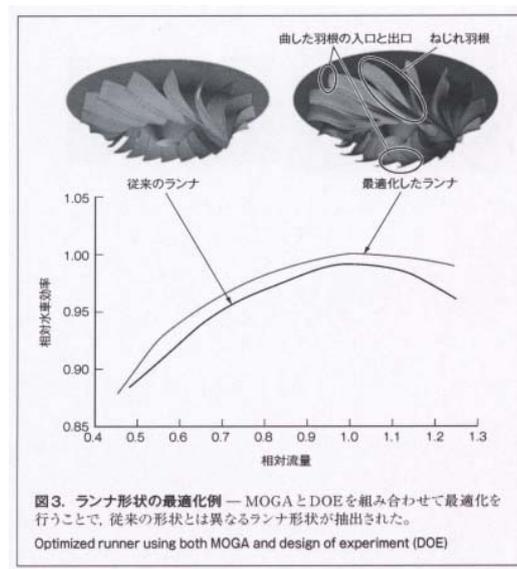


図 5-5 ランナ形状の最適化結果⁴³

この設計段階における最適化プロセスは、CFD 解析の結果に基づき実施されるため、CFD 解析の精度が極めて重要となる。CFD 解析では、模型実験では得られない水車内部の複雑な流動現象を詳細にとらえることができるため、精度の高い CFD 解析で得られる情報を設計に有効活用できれば、さらに水車の高性能化を図ることができる。株式会社東芝は、水車効率やキャビテーション性能、水圧脈動特性など水車の主要な性能を CFD で予測するため、解析対象の流れ場に合った乱流モデルキャビテーションモデルの選定を行い、高精度化に向けた開発を進めてきている。水圧脈動の予測結果を図 5-6、キャビテーションの予測を図 5-7 に示す。精度良く予測できていることが示されている。また、「4.3 日本技術の優位性」に詳述のとおり、株式会社東芝の CFD 解析は、世界的なシミュレーション技術野コンペティションにおいて3年連続で優勝するほどの精度の高さを誇っている。

小規模水量発電で用いる水車の場合、費用的な面から模型実験が行われることはほとんどなく、レディメイドの水車が売られていることが多いが、株式会社東芝のように高精度な CFD 解析を用いた水車形状の最適化を行ったのであれば、少なくとも定性的には、レディメイド水車より高性能な水車であると考えられる。

⁴³ (36 と同文献。)

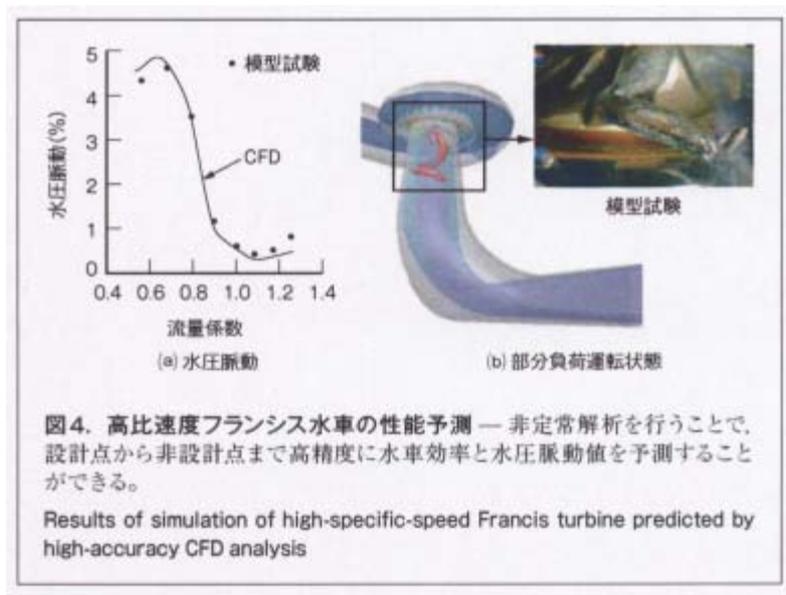


図 5-6 水圧脈動の予測結果（高比速度フランシス水車の性能予測）⁴⁴

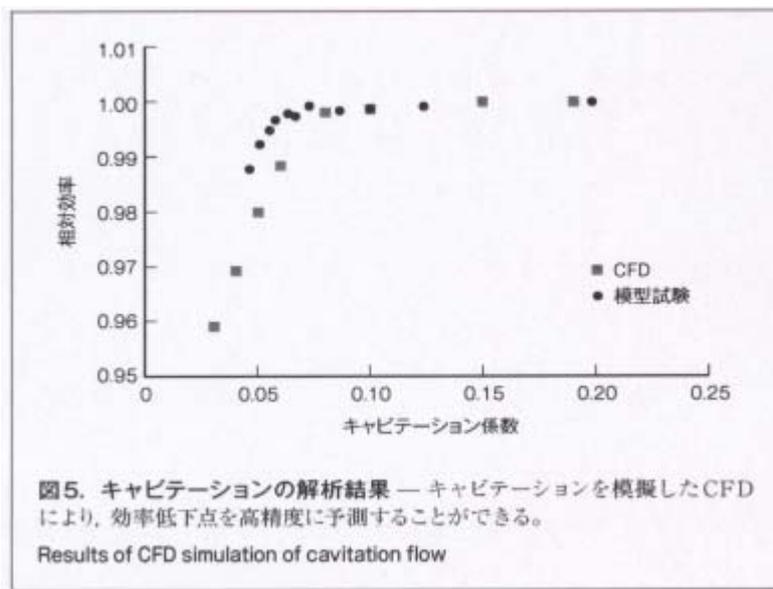


図 5-7 キャビテーションの解析結果⁴⁵

以上、CFD 解析技術の詳細を踏まえたうえで、第三者検証機関による指摘事項について検討する。本JCM F/Sにおいて方法論適格性要件として提案しているCDF

⁴⁴ (36 と同文献。)

⁴⁵ (36 と同文献。)

解析技術は、東芝の所有する独自の解析ソフトにより実施されるものであり、市販品でもなく、仕様等が公開されているものでもない。「日本技術の優位性」の項で述べているように、国際的なコンペティションでの優勝経験などを指標として用いることも考えられるが、当該コンペティションは参加が任意のものであり、出場に際し満たすべき規準があるわけでもなく、ある課題に対してのシミュレーションにおいて、あくまでも再現性の高さがもっとも優れていたという点での評価になっているため、定量的な評価基準（つまり、ある一定の水準以上のソフトウェアであることを示す、その水準）を示すことは困難と思われる。

以上のことから、CDF 解析を用いた最適化プロセスに対する評価基準の導入は、極めて難しいと思われる、適格性要件への適用は見送るものとする。

- その他の指摘事項について

当該プロジェクトは、新規の流れ込み式水力発電プロジェクトを想定しているものであることから、第三者検証機関の指摘に従い、「新規」のプロジェクトに対して適用されるような記載を適格性要件に加えるものとする。
- まとめ

以上の検討により、表 5-1 に示した適格性要件の改訂を検討した。改訂の結果を表 5-4 にまとめる。

表 5-4 MRV 方法論適格性要件（案）の改訂案

要件 1	プロジェクトで採用する水力発電システムは、流れ込み式水力発電でなければならない。なお、本方法論は、新規の水力発電プロジェクトに適用するものとする。
要件 2	プロジェクトは、国家規模の電力系統または地域の電力系統へ、あるいは特定の電力消費者の施設へ、電力託送などの契約上の約定により国家電力系統か地域電力系統を通して電力供給を実施するものでなくてはならない。
要件 3	プロジェクトで用いられる水車は、CFD 解析を通して最適化されたものでなければならない。

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

本章では、「5.1」と同様、中間報告書に対する JCM 実現可能性調査支援委員会による指摘事項及びMRV 方法論案に対する第三者検証機関による指摘事項について検討する。

(1) JCM 実現可能性調査支援委員会による指摘事項の検討

中間報告書に記載の内容について、排出量の算定に関しては、JCM 実現可能性調査支援委員会から2つの指摘事項を受けている。それらを表 5-5 にまとめる。

表 5-5 中間報告における排出量算定に関する JCM 実現可能性調査支援委員会

指摘事項 1	プロジェクトサイトにレディメイド製品が導入される場合がリファレンスケースになり得ない理由を示すこと。
指摘事項 2	リファレンス排出量をグリッド排出係数で算出しているが、純削減量が含まれないため、10%の補正係数を掛けるなどのアプローチを検討すること。

● 指摘事項 1 レディメイド製品導入のリファレンスケースの検討

一般的なレディメイド製品が導入される場合をリファレンスケースとするには、下記のような状況が必要と思われる。

- ・ ケース 1: 既に既存の設備を有するサイトがプロジェクト対象サイトであり、レディメイドの水車が導入され、その水車をより高効率な水車でリプレースするプロジェクト
- ・ ケース 2: インドネシアの流れ込み式水力発電では、「常に」レディメイド製品が選ばれるという状況が存在し、その状況が実証できるようなデータも整備されており、その状況の中で全く新しい技術として CFD 解析により最適化された水車が新規導入されるというプロジェクト

当該プロジェクトは新規の水力発電プロジェクトであり、既存設備のリプレースあるいは既存設備のアップグレードプロジェクトではない。MRV 方法論も新規水力発電プロジェクトを想定して作成しており、既存設備のリプレースは含めない方針で開発している。この前提の下で、指摘事項 1 について考えていく。

ケース 1 について、今回の想定では新規プロジェクトであることから既存設備が存在しないため、リファレンスケースとすべきレディメイド製品の仕様や運転実績も存在しない。この状況では、リファレンスケースとして採用することはできない。

ケース 2 は、ケース 1 のような状況でもレディメイド製品をリファレンスケー

スとして採用できるようにする考え方である。インドネシアの中小規模水力発電事業は、現在そのほとんどを IPP が実施するようになっている。IPP は導入する水車発電機を選定する場合、複数社から見積を取り、比較検討して導入するのが一般的である。その検討の中で、中国製、東欧製、台湾製、韓国製、日本製、欧州製など様々な国のメーカーが製造する水車発電機が比較検討される。そのため、レディメイド製にしてもどの国の製品が選ばれるかは、全く分からない状況にある。また、株式会社東芝の話によれば、一定規模以上の水力発電プロジェクトであれば、模型実験や CFD 解析などを実施するのが一般的であり、さらには顧客によっては小規模なプロジェクトでも実施を希望するところあるとのことである。そうしたことから、必ずしもレディメイド製が選ばれるというわけでもない。さらに、各社水車発電機の出力はばらばらである。インドネシアの大規模を含む水力発電において、株式会社東芝はもっとも多くの水車を納入している企業の一つである。また、数多い水力発電事業者がレディメイド製を用いているかどうかは、確認する方法がヒアリング調査以外になく、さらに設備の仕様や運転データは企業秘密に分類されるものでもあることから、民間企業が調査するにはかなりの困難が伴うものである。従って、モデルケースとしての「レディメイド製」を当該プロジェクトの出力に合わせて、設定することは極めて難しいと言わざるを得ない。

以上のようなことから、レディメイド製をリファレンスケースとして採用することは、現実に沿ったものでもなく、実際にも不可能であることから、本方法論では用いないものとする。

- 指摘事項 2 リファレンス排出量の検討

JCM 制度におけるリファレンス排出量に関する基本概念には、「リファレンス排出量は、ホスト国における提案プロジェクトと同等のアウトプットあるいはサービスを提供する場合の「もっともらしい排出量である BaU (Business-as-Usual) 排出量よりも低く計算されなくてはならない。」とある。その概念を図 5-8 に示す。

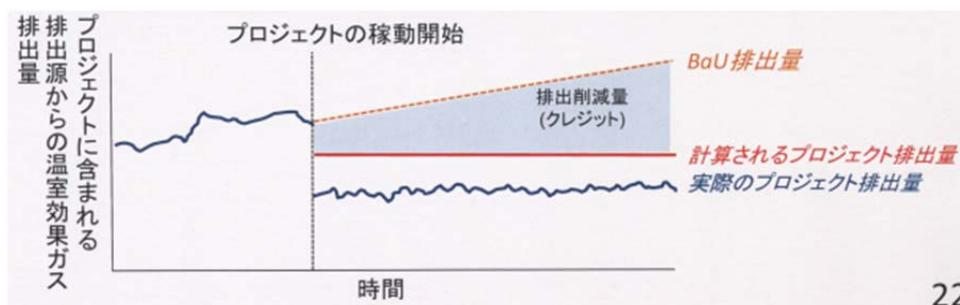


図 5-8 JCM 制度におけるリファレンス排出量の概念

本 JCM F/S では、インドネシアの系統電力の代替による温室効果ガス排出量の削減という話をリファレンスシナリオとして採用し、リファレンス排出量は、流れ込み式水力発電事業により発電された電力のうち、電力系統に供給された量とインドネシアのスラウェシ島の電力系統の CO₂ 排出係数の積として計算される。このスラウェシ島の電力系統の CO₂ 排出係数は、政府が公式な値を公表していることから、この値を採用している。

「指摘事項 2」は、そのインドネシア政府が公表している系統電力の排出係数はリファレンスシナリオとして適切ではなく、BaU であり、10%低いなどの「補正係数」（ゆえに係数としては、0.9 となる）を使うべきと理解できる。以下では、この点について検討する。

インドネシアでは、2009 年に電力法が改訂され、それまで PLN が電気事業を独占していたが、中央・州政府に電気事業の許認可権を付与することになり、電気事業への新規参入が可能となった。この新旧電力法の主要な内容の比較を表 5-6 にまとめる。

表 5-6 インドネシア電力法の新旧比較

	旧電力法（1985 年～）	新電力法（2009 年～）
電力開発計画	中央政府が国家電力総合計画（RUKN）を策定	中央政府が国会承認の下で RUKN を策定し、これを基に地方政府が地方電力総合計画（RUKD）を策定
事業責任	中央政府の管理下で PLN が実施	中央政府の管理下で、中央政府と地方政府が分担
事業実施	PLN が実施（例外的に送電線網がない地域では、協同組合等が実施可能）	PLN の他、公営企業・民間企業・共同組合・市民団体が実施可能（PLN が優先）
地方電化	中央政府の責任として、原則 PLN が実施	公営企業・民間企業・協同組合等が実施できない時は PLN へ実施を義務づけ
電気料金	全国一律 大統領の認可	地方ごとに異なる料金設定が可能。中央政府が国会承認の下で料金を定め、地方政府は地方議会承認の下で料金を決定

このような改訂に基づき、小水力発電事業については、開発に関する許認可を

地方政府が持つことになっている。さて、この法改正に基づく電力設備開発計画について図 5-9 に示す。

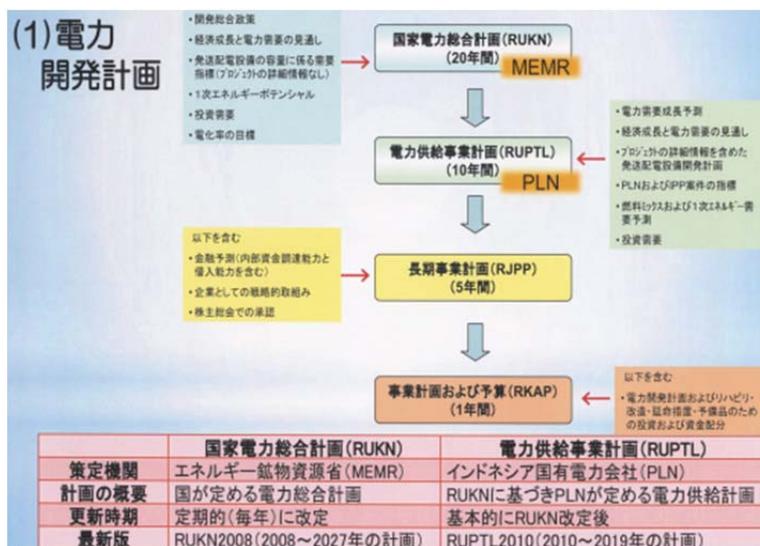


図 5-9 インドネシアの電力開発計画⁴⁶

図 5-9 に示すように、現在は RUKN2008 (2008 年～2027) と実際の実行計画にあたる PLN の RUPTL2010 (2010 年～2019 年) に基づいて、電源開発計画は進められている。2019 年までの電源開発計画を図 5-10 に示す。

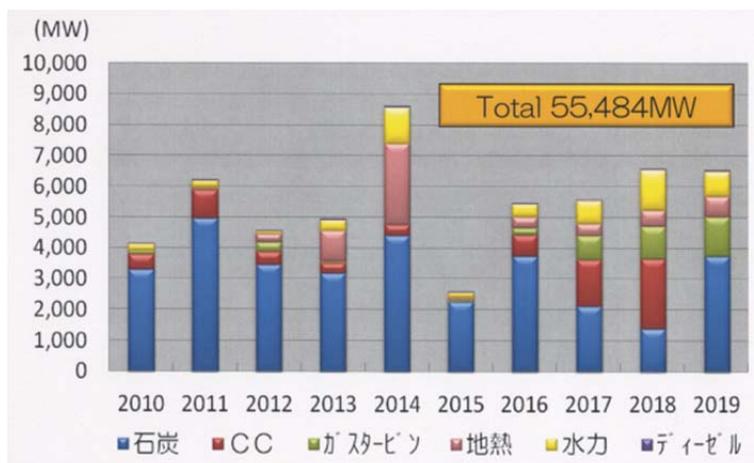


図 5-10 インドネシアの2010年～2019年の電源開発計画⁴⁷

⁴⁶ 海外電力調査会電力国際協力センター、「平成 22 年度インドネシア電力事情調査」,2011. より抜粋

⁴⁷ 46 と同文献。

図 5-10 から分かる通り、電源開発計画の主役は石炭火力であるが、地熱やガスコンバインドにも力を入れていく計画が見て取れる。この開発計画に伴う燃料別の発電電力量の比率の変化を図 5-11 に示す。

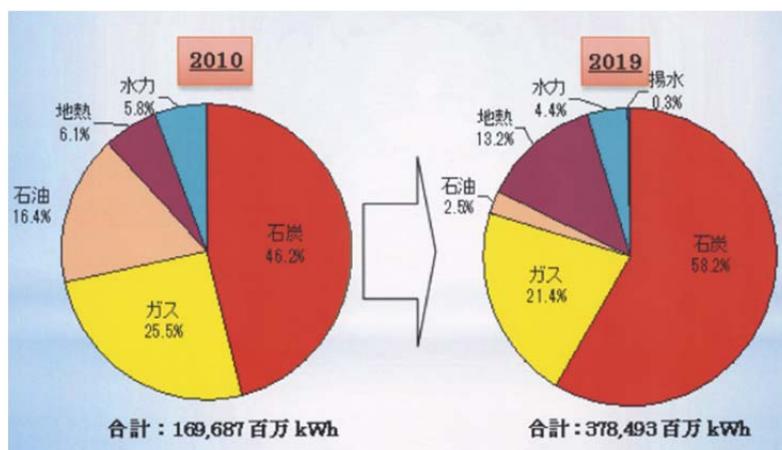


図 5-11 燃料別発電電力量の比率の推移 (2010 年→2019 年) ⁴⁸

総発電電力量は 10 年間で 2.2 倍超増加し、石炭の発電比率が大きく増加している。この傾向を考えるとインドネシアの系統電力の CO₂ 排出係数は、今後も高くなる傾向にあると思われる。インドネシア政府が公表している系統電力の CO₂ 排出係数の最新の値 (2013 年度版) を表 5-7 に示す。

表 5-7 インドネシアの系統電力の CO₂ 排出原単位 (2013 年度公表値)

Interconnection System and Reference Year		Emission Factor (ton CO ₂ eq / MWh)	
		Ex-ante	Ex-post
1	Interconnection System Iawa-Madura-Bali (JAMALI)		
	a. 2011	0.770	0.778
	b. 2012	0.814	0.823
2	Interconnection System Sumatera		
	a. 2011	0.717	0.724
	b. 2012	0.686	0.687
3	Interconnection System Khatulistiwa (West Kalimantan)		
	a. 2011	0.730	0.726
	b. 2012	0.730	0.732
4	Interconnection System Barito (South & Central Kalimantan)		
	a. 2011	0.912	0.888
	b. 2012	0.900	0.900
5	Interconnection System Mahakam (East Kalimantan)		
	a. 2011	0.930	0.959

⁴⁸ 42 と同文献。

Interconnection System and Reference Year		Emission Factor (ton CO ₂ eq / MWh)	
		Ex-ante	Ex-post
	b. 2012	1.030	1.069
6	Interconnection System Minahasa-Kotamobagu		
	a. 2011	0.465	0.480
	b. 2012	0.532	0.600
7	Interconnection System South & West Sulawesi		
	a. 2011	0.388	0.364
	b. 2012	0.710	0.746
8	Interconnection System Batam		
	a. 2011	0.485	0.473
	b. 2012	0.806	0.839

この表には、2011年と2012年の値が記載されているが、概ね2011年の値より2012年の値の方が高くなっており、上述の電源開発計画の傾向を示していると思われる。インドネシアの電源開発計画に従って、このような傾向を示す系統電力のCO₂排出係数は、BaUと捉えることは適切ではない。インドネシア政府が公表している電力系統のCO₂排出係数は、CDMプロジェクト開発において、系統電力を代替するプロジェクトが利用できるように提供されているものである。ゆえに、この系統電力のCO₂排出係数は、CDM制度における方法論ツール”Tool to calculate the emission factor for an electricity system”に基づいて計算されていると思われる。そうしたことから、インドネシア政府の公表する系統電力のCO₂排出係数は、BaUシナリオの値より保守的であると考えてよいものと思われる。

こうした分析を踏まえ、インドネシア政府の公表値である系統電力のCO₂排出係数の利用とその補正係数の必要性について、MRV方法論のレビューを依頼した第三者検証機関との検討を行った結果、下記のような結論となった。

- ・ CDMにおける温室効果ガス排出削減量の計算で使用するために、現地の政府から公的に提供されているデータに対し、補正係数を掛けるという行為自体、同国政府の認可を受ける必要があるのではないかと。
- ・ 仮に補正係数を掛けるということが認められたとしても、例えば、補正係数10%とした場合に、その数字の根拠を示すことは極めて難しい。
- ・ ゆえに、公表値はそのまま使うことが望ましいと思われる。

また、MRV方法論（案）の作成時に参考としたインドネシアにおけるJCM承認済みMRV方法論 Joint Crediting Mechanism Approved Methodology ID_AM001 “Power Generation by Waste Heat Recovery in Cement Industry”も系統電力を代替する内容が含まれており、ここにはインドネシア政府が公表する系統電力のCO₂排出係数の最新版を使用することになっており、補正係数等は用いられていない。

さらに、インドネシアJCM事務局に対しても、訪問時にリファレンスシナリオで使用するべき値について質問したところ、同様にインドネシア政府が公表する系統電力のCO₂排出係数の最新版を使用するよう助言を受けている。

以上のことから、インドネシア政府が公表している系統電力のCO₂排出係数は、BaUよりも保守的なもののみなされていると判断し、当該プロジェクトのMRV方法論（案）の開発においても、その値の最新版をリファレンスケースとして採用するものとする。

(2) 第三者検証機関による指摘事項の検討

第三者検証機関によるMRV方法論（案）のレビューにおいて受けた指摘（適格性要件案を除く）を表5-8にまとめる。

表 5-8 第三者検証機関のMRV方法論（案）に対するレビューからの指摘事項
（適格性要件案に関するものを除く）

1	Cover sheet of the Proposed Methodology Form	Title of the proposed methodology, and version number ures	本方法論は Small Hydro (小水力)ではなく、Run-of-(the)-river (流れ込み式)タイプの水力発電を導入することを目的としている。よって方法論案のタイトルも、その趣旨が明確に伝わるような記述に修正すべきである。
2	Summary of the methodology	Calculation of project emissions	“run-of-flow”→”run-of-river” (スペルミス)
3	Establishment and calculation of reference emissions	Establishment of reference emissions	<p>下記の2点の考慮を要する。</p> <p>① 本項目には「インドネシアの国家指定機関 (DNA) が公表する、インドネシア内の 8 electricity interconnection systems の CO₂ 排出係数の最新版の数値を参照すべきである」との記載がある。一方、算定の際にはプロジェクトが接続 (Connected) される当該地区の地域電力網に固有の排出係数が用いられるため、その点を明確に記述することを検討すべきである。</p> <p>(修正例)</p> <p>The CO₂ emission factor of the grid should be referred to the latest version of the CO₂ emission factor of the regional electricity interconnection system, which is connected by the project, in Indonesia published by National Committee on Clean Development Mechanism Indonesian DNA for CDM. If the emission factor above is not used, it should be instructed by the Indonesia JCM committee.</p> <p>②またインドネシアの排出係数には、事前 (Ex-ante) と事後 (Ex-poset) の各数値が当該 Website に公開されている。本方法論においてどちらが採用されるべきかにつ</p>

			いては、何かしらの指針が提供されることが望ましい。
4	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	Table 1	EGy の Measurement methods and procedures に関して下記の 2 点の考慮を要する。 ①メーターの仕様については、当該国の標準（もしくは国際標準）に適合していることを要件とすべきであることから、下記のような修正を検討すべきである。 (修正例) <ul style="list-style-type: none"> The data is continuously monitored by an electrical power meter, which is certified in compliance with national or international standards on technical specification of electrical power meter. ②またメーターの校正については、国内の標準が用いられることが一般的であることから想定して、下記のような加筆が推奨される。 (修正例) <ul style="list-style-type: none"> The electrical power meter shall be calibrated based on national or international standards or manufacturer's specification.
5	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	Selected default values, etc	素案の計算シート上では、EFgrid の"Value"を表示するセル (G8) 中の計算式には、本シート下部に記載されている [List of Default Values] の各デフォルト値が紐付けられている。しかし、本来は、PMS(input) シート内の Table 2: Project-specific parameters to be fixed ex ante 内の EFgrid の各 Estimated Values に入力される予定の fixed ex ante 値が直接引用されるべきと考えられる。よって計算式の見直しが必要である。
6	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	[List of Default Values]	このリストには、本方法論が作成された段階で確定しているデフォルト値をリストアップすることを目的としていると考えられる。排出係数 (EFgrid) は、個別のプロジェクトで fix されるが、デフォルト値そのものではないため、本リストからは削除する。

以下、それぞれの指摘事項について検討していく。

● 指摘事項 1 方法論タイトルについて

提案している MRV 方法論のタイトルは、“Small Hydro Power Generation

Connected to the Power Grid”であるが、これまでに述べたように、本方法論はプロジェクトの規模に関わりなく、“Run-of-(the)-river”タイプ（流れ込み式）の水力発電プロジェクトへの適用を狙ったものであることから、第三者検証機関の指摘のとおり、流れ込み式と分かる記述を入れたタイトルに修正するものとする。

- 指摘事項 2 スペルミスについて

本来”run-of-river”と記載すべきところを“run-of-flow”としてしまっていたスペルミスであり、第三者検証機関の指摘のとおり、スペルを修正する。

- 指摘事項 3 排出係数について

インドネシア政府が公表する系統電力のCO₂排出係数は、表 5-7 に示すように 8 つの地域に分けられた値が公表される。今回のプロジェクトサイトはスラウェシ島にあることから、7 番の”Interconnection System South & West Sulawesi”の値を参照し、温室効果ガス排出削減量を計算することになる。他の地域で行われるプロジェクトは、当該地域が属する系統のCO₂排出係数を用いることになることから、MRV 方法論の汎用性を考えれば、プロジェクトサイトが属する系統のCO₂排出係数を採用するような明確な記載があった方が分かりやすくなると思われる。ゆえに、第三者検証機関の指摘するとおり、MRV 方法論（案）の記載を修正するものとする。

インドネシア政府が公表する系統電力のCO₂排出係数は、事前（Ex-ante）と事後（Ex-post）と二つの値が記されている。そのため、実際に排出削減量の計算を行う際には、どちらの値を使えばよいか迷う可能性がある。こうした問題に対処するため、本MRV方法論では、保守性も考慮し、Ex-anteとEx-postのうち、低い方の値を採用するという方針を採るものとし、MRV方法論（案）にもそのような修正を加える。

- 指摘事項 4 EGy の Measurement methods and procedures について

プロジェクトにより発電され、外部系統に供給される電力量”EGy”のモニタリングについて、第三者検証機関が指摘している当該国の標準あるいは国際標準に適合すべきであり、そのような記述に修正すべきという点は、現実に沿ったものであると判断し、その指摘に従った記述を加えるものとする。モニタリング用のメーターの校正についても、同様の変更を加える。

- 指摘事項 5 計算式の見直しについて

“JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form”の“Calculation Process Sheet”内の計算式のパラメータの引用に関する指摘であるが、第三者検証機関の指摘に従

い、引用方法を変えるものとする。

- 指摘事項 6 List of Default Values について

“JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form” の “List of Default Values” にあげている項目に関する指摘であるが、インドネシアの電力系統の CO₂ 排出係数 “EFgrid” については、個別プロジェクトで調整されるものであり、デフォルト値そのものではないため、削除すべきというものである。指摘のとおり、インドネシアの電力系統の CO₂ 排出係数は、毎年政府により更新される値であるため、プロジェクトの実施時期により変化するものであることから、デフォルト値のリストから外し、モニタリング対象に分類することとする。

(3) リファレンス排出量及びプロジェクト排出量の整理

JCM 実現可能性調査支援委員会からの指摘事項及び第三者検証機関による MRV 方法論（案）に対する指摘事項について、上記のとおり検討を行った。この結果を踏まえ、リファレンス排出量及びプロジェクト排出量について以下の通り整理する。

- リファレンス排出量

インドネシアにおける流れ込み式水力発電プロジェクトに対する MRV 方法論（案）において、リファレンス排出量は、下記の式で計算される。

$$RE_y = EG_y * EF_{grid}$$

ここで、

RE_y = Reference emissions in year y (tCO₂/year)
EG_y = The quantity of net electricity generated by the project which is supplied to the grid in year y (MWh/year)
EF_{grid} = CO₂ emission factor for the regional grid in Indonesia which is connected by the project (tCO₂/MWh)

当該プロジェクトは、出力 3.585MW の流れ込み式水力発電プロジェクトであり、発電する電力はすべて接続する電力系統（Interconnection System South & West Sulawesi）へ供給される。これまでに述べてきたように、リファレンスシナリオは、当該プロジェクトで発電する電力が系統電力を代替する（つまり、化石燃料を用いて発電されている系統を流れる電力が使われる代わりに、再生可能エネルギーである水力で発電した電力（CO₂ 排出係数はゼロ）が使用されるというシナリオ）ことにより、CO₂ 排出削減が達成されるというものである。

このシナリオに従って作られたものが上記の式であり、リファレンス排出量は、

この式に基づいて計算される。

当該プロジェクトで導入予定の 3.585MW 水車発電機は、乾期と雨季の河川水量の違いを考慮して 2.457MW と 1.128MW の 2 台の水車発電機を導入し、その合計値が設備容量となっている。想定される設備利用率は 65%となっており、そうすると年間発電量 (EGy) は下記のような値となる。

$$EGy = 3.585(\text{MW}) \times 24 \times 365 \times 0.65 = 20,413 (\text{MW/year})$$

当該プロジェクトサイトはスラウェシ島の中央部タナトラジャ地区にあり、同地区は Interconnection System South & West Sulawesi に属するものである。インドネシア政府が公表している系統電力の CO₂ 排出係数の最新版では、同系統の排出係数は Ex-ante = 0.710 (tCO₂/MWh)、Ex-post = 0.746 (tCO₂/MWh)となっている。提案している MRV 方法論では、Ex-ante と Ex-post の低い方の値を採用することとしているので、ここでは EFgrid として Ex-ante = 0.710 (tCO₂/MWh)を採用する。

以上のことから、当該プロジェクトのリファレンス排出量は、下記のように計算される。

$$\begin{aligned} REy &= EGy \times EF_{\text{grid}} \\ &= 20,413 (\text{MW/year}) \times 0.710 (\text{tCO}_2/\text{MWh}) \\ &= 14,493 (\text{tCO}_2/\text{year}) \end{aligned}$$

よって、当該プロジェクトによるリファレンス排出量は 14,493 tCO₂/year となる。

- プロジェクト排出量

当該プロジェクトは流れ込み式小規模水力発電であり、化石燃料を利用する設備の導入は無いことから、プロジェクト排出量はゼロと考えることができる。ゆえに、プロジェクト排出量は、下記のとおりとなる。

$$PEy = 0 (\text{tCO}_2/\text{year})$$

水力発電事業である当該プロジェクトにおいて、リーケージは考えられないことから、プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量 (ERy) は、下記の式により定義される。

$$ERy = REy - PEy$$

- 年間温室効果ガス排出削減量

上記のリファレンス排出量及びプロジェクト排出量の整理から、当該プロジェクトによる年間温室効果ガス排出削減量は、下記のとおりとなる。

$$\begin{aligned}\text{年間 GHG 排出削減量} &= \text{リファレンス排出量} - \text{プロジェクト排出量} \\ &= 14,493 \text{ (tCO}_2\text{)} - 0 \text{ (tCO}_2\text{)} \\ &= 14,493 \text{ (tCO}_2\text{)}\end{aligned}$$

以上より、提案している MRV 方法論に基づき算定したプロジェクトによる温室効果ガスの排出削減量は、14,493 tCO₂/年である。

5.3 プロジェクト実施前の設定値

中間報告では、プロジェクト実施前の設定値（いわゆる「デフォルト値」）として、インドネシア政府が公表している系統電力の CO₂ 排出係数をプロジェクト実施前の設定値として扱っていた。しかし、この値は、毎年変更されるものであり、プロジェクトの実施時期により採用される値が異なることや、プロジェクトの運転期間中でも毎年数字が変わることから、プロジェクト実施前の設定値としてはふさわしくないとの指摘を第三者検証機関より受けた。この指摘は的確であることから、モニタリング対象となるパラメータという扱いに分類することとした。

MRV 方法論案は、インドネシアにおける新設の流れ込み式水力発電プロジェクトに適用することを目指してのものである。新設の流れ込み式水力発電プロジェクトにおいて、プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量 (ER_y) を計算するために必要なパラメータは、導入した水車による年間の総発電量 (EG_y) とプロジェクトが電力を供給する電力系統の CO₂ 排出係数 (EF_{grid}) の2つのみである。インドネシアでは、電力系統の CO₂ 排出係数を政府が公表し、毎年更新作業を行っているため、事業者自ら計算することはなく、その公表値を採用するため、温室効果ガス削減量を計算するために必要なパラメータは、2つしか存在せず、その2つの値の積により計算される。

プロジェクトによる年間総発電量は、電力計による常時モニタリングを行い、1年間の合計値を用いるものとする。また、インドネシアにおける発電事業者による系統への電力販売は、事業者から発行される毎月のインボイスに対して支払いが行われることから、そのインボイスを用いたクロスチェックが可能なモニタリングパラメータである。

一方、系統電力の CO₂ 排出係数については、上記で述べたようにインドネシア政府が公表し、毎年更新している値を採用することになっている。毎年更新されることから、このパラメータは、モニタリング対象に分類せざるを得ないものである。

こうしたことから、MRV 方法論（案）において、プロジェクト実施前に設定できる値（デフォルト値）はなく、温室効果ガス排出削減量の算定は、すべてモニタリング値を用いて行うものである。