平成 17 年度環境省請負事業

平成 17 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査

インドネシア国バンジャチャヤナ灌漑水路における
統合小水力開発基礎調査
報　告　書

平成 18 年 3 月

中国電力株式会社

第１章　インドネシアの基本情報
１．１　社会・政治・経済状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１
１．１．１　国土情報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１
１．１．２　気候・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１
１．１．３　人口・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２
１．１．４　政治・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・４
（１）　政治体制
（２）　第 2 次大戦後の政治動向
１．１．５　経済状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・５
（１）　経済指標
（２）　産業構造
１．２　エネルギー事情・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８
１．２．１　エネルギー情勢・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８
（１）　エネルギー開発政策・戦略
（２）　インドネシアのエネルギー供給等の現状
１．２．２　電力セクター情勢・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１０
（１）　電気事業の体制
（２）　電力政策の動向
（３）　供給力と発電量
１．２．３　再生可能エネルギー情勢・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１３
（１）　再生可能エネルギー開発及びエネルギー保全に関する政策
（２）　再生可能エネルギーの現状
１．３　インドネシアの CDM の取り組み状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１６
１．３．１　インドネシアの温室効果ガス（以下，GHG）排出状況　・・・・・・・・・・・１６
１．３．２　インドネシアの地球温暖化対策の取り組み　・・・・・・・・・・・・・・・・１７
１．３．３　インドネシアのエネルギーセクターにおける CDM プロジェクトステークホルダー
・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１８
（１）　インドネシア政府機関
（２）　その他の組織・機関
１．３．４　インドネシアの CDM 審査体制及び承認基準等　・・・・・・・・・・・・・・・２０
（１）　CDM 審査体制
（２）　CDM プロジェクト審査・承認プロセス
（３）　CDM クライテリア

第２章　プロジェクトの概要
２．１　プロジェクトの背景と目的・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２６

２．１．１　CDM メカニズム・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２６
２．１．２　本調査の目的・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２６
２．１．３　プロジェクトの目的・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２７
２．１．４　本調査の実施体制・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２７
２．２　プロジェクトサイトの状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２９
２．２．１　地理情報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２９
２．２．２　気候・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３０
２．２．３　社会状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３１
（１）　バンジャルネガラ県
（２）　バンジャチャヤナ灌漑水路が位置する自治体
（３）　バンジャチャヤナ灌漑施設

第３章　プロジェクトの計画検討・収益性
３．１　計画地点の概要 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３６
３．２　基本諸元の検討 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３９
３．３　水車・発電機型式の選定 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・４３
（１）　水車型式の選定
（２）　発電機型式の選定
３．４　最適規模の検討 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・４５
（１）　最大使用水量の決定
（２）　総合効率ηの算定
（３）　有効落差の算定
（４）　最大出力（P）及び発生電力量（E）の算定
３．５　設計及び工事費の算定 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・４９
（１）　設　計
（２）　工事費の算定
３．６　建設工程 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・５３
３．７　収益性検討 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・５４
（１）　前提条件
（２）　検討結果

第４章　ベースラインの概要
４．１　経緯・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６３
４．２　ベースライン方法論・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６３
４．３　方法論の正当性と適用条件・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６４
４．４　ベースラインシナリオ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６５

４．５　プロジェクト境界の定義・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６６
４．６　リーケージ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６６
４．７　プロジェクトの追加性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６６

第５章　プロジェクトの効果
５．１　概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６９
５．２　ベースラインの算定式・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・６９
（１）“Approximate Operating Margin” と “Build Margin”の平均
（２）Weighted average emissionの算定式
（３）排出量の算定
５．３　温室効果ガス削減効果の算定式・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・７３
５．４　温暖化ガス削減効果・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・７４

第６章　モニタリング計画
６．１　モニタリングの方法・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・７５
６．２　モニタリングされるデータ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・７６

第７章　環境影響分析
７．１　環境関連制度・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・７７
７．１．１　本プロジェクトに関わる主要な環境法規制・・・・・・・・・・・・・・７７
７．１．２　環境基準・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・７９
（１）水質環境基準
（２）騒音環境基準
（３）振動環境基準
７．１．３　環境影響評価制度・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８３
（１）環境影響評価の対象事業等
（２）環境影響評価の所管官庁
７．１．４　環境影響評価の手続き・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８５
（１）環境影響評価の実施機関
（２）環境影響評価の実施手続き
（３）環境影響評価の実施を必要としない事業における環境配慮および手続き
７．２　本プロジェクトの環境影響分析・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８９
７．２．１　環境影響分析の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８９
７．２．２　環境影響要素・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・８９
７．２．３　環境調査項目・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９０
７．２．４　環境影響分析・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９１

７．２．５　ステークホルダーへの聞取り調査結果・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９１
７．２．６　プロジェクトの環境影響分析上の特徴・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９１
７．２．７　６地点プロジェクトの評価・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９１

第８章　ステークホルダーのコメント
８．１　コメントの収集方法・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９２
８．２　利害関係者コメント　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９３
８．２．１　第１回現地訪問調査・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９３
８．２．２　第２回現地訪問調査・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９７
８．３　ステークホルダーズコメント収集結果　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・９９
（１）　Siteki and Plumbungan Project について
（２）　６地点開発について

第１章　インドネシアの基本情報

１．１　社会・政治・経済状況

１．１．１　国土情報

インドネシアは，北緯 6 °08’～南緯 11 °15’，東経 95 °45’～ 141 °05’に位置しており，北部はシンガポール，マレーシア，ブルネイ・ダルサラーム及びフィリピンと，南部はオーストラリア，西部はインド洋，東部はパプアニューギニアと隣接し，主要 5 島および約 18,100 の島々からなる陸地総面積が約 190 万 km2（表 １－１参照）の熱帯島嶼国家である。

表１－１　インドネシアの地域別国土面積（2002 年）

地　域	面積（km^2）	割合（%）
ジャワ島	127,569	6.75
スマトラ島	480,847	25.43
カリマンタン島	574,194	30.37
スラウェシ島	191,671	10.14
バリ島及びヌサテンガラ諸島	73,137	3.87
マルク諸島及びパプア地域	443,336	23.44
合　計	1,890,754	100

（出典：インドネシア中央統計局 (Central Bureau of Statistics: Biro Pusat Statistik (BPS)), “Statistical Year Book of Indonesia in 2002”）

１．１．２　気候

インドネシアの気候は，乾季（6～9 月）及び雨季（12 月～3 月）の大きく 2 季に区分される。乾季は主としてオーストラリア大陸気団の影響を受け, 雨季は主としてアジア大陸気団と海洋を通る太平洋気団の影響を受ける。大気は多量の湿気を含み概して多雨である。2 季の遷移期は 4 月～5 月及び 10 月～11 月である。

気温は夏季の平地で 30℃～33℃である。また，降水量は気候，地形，気流の循環による影響を受けるため月別，地域別で大きく異なり，南部の地域，例えばジャワ島の南部は降水量が少ない。

１．１．３　人口

インドネシアの人口調査は 10 年ごとに実施され，至近では 2000 年に実施されている。また，インドネシア中央統計局は統計資料を年報（Year Book）として公表している。これによれば，2000 年の人口調査結果ではインドネシアの総人口は約 2 億 620 万人，2004 年 4 月の国会議員選挙によって集計されたデータでは，約 2 億 1,420 万人とされている。

2000 年の人口調査に基づく州別の人口, 人口密度及び 1990 年～2000 年の人口増加率を表１－２に示す。

表１－２　インドネシアの人口統計（2000 年）

州名	人口	人口密度(人/km^2)	人口増加率 (%)
Nanggroe Aceh Darussalam	3,930,905	76	1.46
Sumatera Utara	11,649,655	158	1.32
Sumatera Barat	4,248,931	99	0.63
Riau	4,957,627	52	4.35
Jambi	2,413,846	45	1.84
Sumatera Selatan	6,899,675	74	2.39
Bengkulu	1,567,432	79	2.97
Lampung	6,741,439	191	1.17
Kep. Bangka Belitung	900,197	56	0.97
DKI Jakarta	8,389,443	12,635	0.17
Jawa Barat	35,729,537	1,033	2.03
Jawa Tengah	31,228,940	959	0.94
DI Yogyakarta	3,122,268	980	0.72
Jawa Timur	34,783,640	726	0.70
Banten	8,098,780	936	3.21
Bali	3,151,162	559	1.31
Nusa Tenggara Barat	4,009,261	199	1.82
Nusa Tenggara Timur	3,952,279	83	1.64
Kalimantan Barat	4,034,198	27	2.29
Kalimantan Tengah	1,857,000	12	2.99
Kalimantan Selatan	2,985,240	69	1.45
Kalimantan Timur	2,455,120	11	2.81
Sulawesi Utara	2,012,098	132	1.33
Sulawesi Tengah	2,218,435	35	2.57
Sulawesi Selatan	8,059,627	129	1.49
Sulawesi Tenggara	1,821,284	48	3.15
Gorontalo	835,044	68	1.59
Maluku	1,205,539	26	0.08
Maluku Utara	785,059	25	0.48
Papua	2,220,934	6	3.22
INDONESIA　TOTAL	206,264,595	109	1.49

Note : Including non permanent resident (homeless people, sailor, boat people and remote area community)（出展： インドネシア中央統計局 (BPS) “Population Census in 2000”）

本プロジェクトの位置するジャワ島については，面積は全国土の約 6.75%に過ぎないものの，2002年の統計によれば，人口は約1億2430万人と全国比で58.6%と高い人口比率を示している。ジャワ島の人口密度の推移を表１－３に示す。

表１－３　ジャワ島の人口密度（単位：人/km^2）

	1990 年	1995 年	2001 年	2002 年
人口密度	843	900	951	975

（出展： インドネシア中央統計局 (BPS) “Statistical Year Book of Indonesia in 2002”）

インドネシアの言語はインドネシア語とされているが，地方によって数多くの言語が使用されている。表１－４に示す通り，民族（言語）別人口統計では，ジャワ族，スンダ族が全人口の59%を占める。また，表１－５に示す宗教別人口統計からわかるように，宗教は世界の４大宗教であるヒンドゥー教，仏教，キリスト教及びイスラム教の全部が共存しており，このうちイスラム教人口が全人口の 88%を占める。

表１－４　インドネシアの民族別（言語）別人口統計

民族(言語)	ジャワ族 (Javanese)	スンダ族 (Sundanese)	マドラ族 (Madurese)	マレー族 (coastal Malays)	その他 (other)
人口比率	45%	14%	7.5%	7.5%	26%

（出典：アメリカ中央情報局（CIA）　“ THE WORLD FACTBOOK ” updated on 10 Jan., 2006）

表１－５　インドネシアの宗教別人口統計

民族(言語)	イスラム (Muslim)	ﾌﾟﾛﾃｽﾀﾝﾄ (Protestant)	カトリック (Roman Catholic)	ヒンドゥー (Hindu)	仏教 (Buddhist)	その他 (other)
人口比率	88%	5%	3%	2%	1%	1%

（出典：アメリカ中央情報局（CIA）　“ THE WORLD FACTBOOK ” updated on 10 Jan., 2006）

インドネシアのイスラム教は，各民族に共通する気質とあいまって地元固有のアミニズム信仰を排除せず浸透していった歴史をもっており，各民族との係わりあいは多様である。なお，インドネシアの憲法では「信教の自由」が保証されており，インドネシアの国教がイスラム教というわけではない。

１．１．４　政治

（１） 政治体制

インドネシアの政治体制は共和国制のもと大統領制を採用している。大統領は国家元首で，かつ政府の長でもあり，閣僚の選任と指名の特権を有する。立法府は国民議会(Dewan Perwakilan Rakyat：DPR)と地方国民議会(Dewan Perwakilan Rakyat Daerah：DPRD)によって構成されている。なお，大統領と議会との間の「力の均衡」を重視しており，DPR と DPRD は大統領の任期中に個別に大統領を弾劾できない規定となっている。ただし，大統領が憲法違反した場合に DPR と DPRD は両者の合意が得られれば大統領の弾劾が可能となる。最高裁判所（Mahkamah Agung）は裁判権を持ち，憲法裁判所（Mahkamah Konstitusi）は憲法と法令の見直しを実施する権限を持っている。

（２） 第 2 次大戦後の政治動向

インドネシア共和国は, 第二次世界大戦で日本が降伏した直後の 1945 年 8 月 17 日にスカルノ（後，初代大統領）とハッタ（後，初代副大統領）が中心となって独立宣言を行い事実上の独立を勝ち取り, 同月 18 日には現行の 45 年憲法が独立準備委員会によって承認されている。その後, オランダが戦前支配の回復をねらったことから, インドネシアとの間で４年にわたり武力紛争が起きている。この紛争は国連の斡旋により終結を迎え，1949 年 12 月にインドネシアはオランダとの連合連邦共和国として国連承認され，連邦共和国憲法を制定している。この後 1950 年 8 月にインドネシア共和国暫定国会が成立したことから単一国家としてインドネシア共和国が発足し 50 年憲法を制定し，同年 9 月には国連加盟を果たしている。1956 年 2 月にはオランダ・インドネシア連合協定を破棄し，完全な独立国家となった。

政党政治を基礎とする 50 年憲法のもと 1955 年最初の総選挙が行われたが，国内情勢は 1956 年に西イリアンの帰属を主張するオランダとの闘争の勃発, 地方の反乱などにより激動を極めた。1950 年代末スカルノ大統領は，政党廃止を意図する構想を発表し，西欧型民主主義を排して，地方代表や全国民階層代表者の話し合いによる政治の実現を目指すよう 1959 年 7 月には 45 年憲法への復帰を宣言し，その後大統領制内閣を組織して権力集中を強めていった。スカルノ大統領は反帝反植民地闘争を展開し，1965 年 1 月の国連からの脱退などによりアメリカとの関係が急速に悪化し，中国やソ連への傾倒を強めていった。この間，植民地型経済の改革を図るため総合開発計画等を立案・実施を試みたものの，赤字財政に起因した強度のインフレを惹起し，国家経済は危機に瀕した。

スカルノ大統領は 1965 年の共産党クーデター未遂事件を契機に失脚し，1968 年 3 月の暫定国

民協議会においてスハルト大統領が選任された。スハルト大統領は，対外的には中国・ソ連への傾倒政策の転換するなど自由主義諸国との関係改善を進め，国連復帰を果たし，国内的には赤字財政の均衡化などによる強度のインフレ終息に努めた結果，インフレは急速に沈静化した。スハルト大統領が「開発の父」といわれることからわかるように，インドネシアはその後高度経済成長，農業振興，貧困層の縮小などを果たしたが，，長期政権ゆえのひずみや制度疲労などをきたし，加えて 1997 年 7 月のアジア通貨危機により貨幣価値（ルピア）が 1 年で 1/5 以下に減価したため経済・金融システムは崩壊した。これにより強権体質で進めた開発体制が否定され，スハルト大統領は 1998 年に退陣し，ハビビ大統領が就任した。

ハビビ大統領は，「市民的自由の承認（地方分権）」，「報道自由の保障，政党結成の自由化」などを進め，1999 年 4 月には総選挙（自由選挙）を実施するなど，憲法に則った改革をすすめたが，銀行汚職や東ティモール問題で信用を失い，国民協議会（MPR）からも国政責任演説を拒否され，次期大統領選への出馬を断念せざるを得なくなり 1 年半で大統領の座を降りることとなった。

1999 年 10 月ワヒド大統領が MPR の場での投票という民主的プロセスを経て選出された。経済危機の克服，分離独立運動による国家分裂危機の回避，スハルト政権の負の遺産である構造腐敗の根絶・透明性の確保及びアジア外交重視などの課題を掲げ取り組んだが，十分な成果があげられず，また MPR との対立が深刻化し，資金流用疑惑による大統領の弾劾を求める MPR 特別会合により解任され，副大統領のメガワティが大統領に就任した。

2004 年 9 月に行われた大統領選挙の決選投票では，スシロ・バンバン・ユドヨノ前政治・治安担当調整相がメガワティ大統領を破り，第 6 代大統領に就任した。

ユドヨノ大統領は，国家政策を数値目標で示し，インドネシアの抱える数多くの課題に取り組んでいる。

１．１．５　経済状況

（１）　経済指標

インドネシアは，1990 年代前半には順調な経済の拡大をみせ，第 6 次 5 ヵ年開発計画（1994 年 4 月～）に入ってからは実質経済成長率が 1994 年から 1996 年にかけて 7～8%と高い水準で推移した。しかし，1997 年 7 月に発生したタイの通貨危機がインドネシアにも波及し，ルピア相場の急落，金融不安，金利高騰，対外債務返済負担の急増，内需の落ち込み，失業率増大など

深刻な経済危機をもたらした。このため，1998 年の経済成長率は－13.1%を記録し，ルピアは対米ドル為替レートで 1/5 以下に減価した。また, 1 人当たりの GDP は 500US$／年以下に低下し，失業者・貧困層の増大など深刻な問題となった。経済危機を受けインドネシア政府は，国際機関や 2 国間ドナーの緊急支援を得ながら経済・金融構造改革を断行し，1998 年 1 月から，マクロ経済安定，財政再建，金融部門再建などの経済構造改革を実施している。

1999 年以降，経済は穏やかな回復傾向を示し，同年実質 GDP は 0.8%のプラス成長に転じており，輸出の拡大，堅調な民間消費に支えられて経済成長を維持している。しかし，投資環境が不透明であることから外国投資の回復が遅れており, 強力な成長のための牽引力が欠ける状態が継続している。

また，2004 年 12 月のスマトラ島沖地震・津波，爆弾テロ事件，鳥インフルエンザの発生，石油価格の高騰など復調の見え始めたインドネシア経済を損なう懸念材料もあるものの, 石油の高騰を除き対象となる事象の地域が限定的であることや, 震災復興のための各国の巨額資金投入もあることから大きな財政圧迫は回避できるという予測もある。

インドネシア経済の現状を概括すれば，好調な民間消費や輸出に支えられて回復基調にあり，2003 年末には IMF を卒業している。これらは，インドネシア中央統計局（BPS）が 2005 年 11 月に発表した GDP 成長率を見ても，2005 年第 1 四半期～第 3 四半期と前年同期との比較から約 6%増加という状況からも認められる。しかし，今後の成長に鍵はインドネシア経済を取り巻く課題の克服，特に外国投資の拡大にある。

2001 年から 2004 年のインドネシアの主要な経済指標を表１－６に示す。

表１－６　インドネシアの主要な経済指標

項　目	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
GDP（名目,億 US$）	1,641	2,038	2,433	2,576
1 人当り GDP（名目, US$）	673	930	1,091	1,165
経済成長率（実質,%）	3.8	4.3	4.5	5.1
物価上昇率（%）	12.6	10.0	5.1	6.4
総貿易額：輸出（億 US$）	563	572	611	716
総貿易額：輸出（億 US$）	310	313	326	465

（出典：日本国外務省ホームページ http://www.mofa.go.jp）

（２） 産業構造

表１－７に示す業態別労働人口のデータからインドネシアの労働人口は，約 9,200 万人で，このうち約 45%が農林水産業（第 1 次産業）に従事しており，農業国家という実態にある。今後はインフラ整備がさらに進み，工業国としての形態に移行していくものと考えられる。一方，人口の約 60%が集中するジャワ島では，国内食料自給率を確保の視点からも農業の位置付けは大変重要である。今後，農業生産性の向上による収益性改善策が図られれば，余剰労働人口の増加をもたらし，これが第 2 次，第 3 次産業へ労働人口をシフトさせ，商工業の活性化に繋がることが期待される。

表１－７　インドネシアの業態別労働人口

業態別	労働人口（千人）		労働人口比率（%）		業態別 GDP 比率（%）	
	2002 年	2003 年	2002 年	2003 年	2002 年	2003 年
農業，林業，水産業	40,633	43,042	44.3	46.4	16.0	15.9
鉱業，砕石業	632	733	0.7	0.8	8.6	8.3
製造業	12,110	11,496	13.2	12.4	29.7	28.8
電力・ガス・水道業	178	152	0.2	0.2	0.8	0.9
建設業	4,274	4,055	4.7	4.3	5. 5	5.5
卸・小売業，ホテル・飲食業	17,795	17,249	19.4	18.6	16. 9	16.6
運輸・通信	4,673	4,940	5.1	5.3	5.3	5.8
金融・保険・不動産業	992	1,306	1.1	1.4	8.3	8.5
公的サービス, 民間サービス	10,360	9,838	11.3	10.6	8.9	9.7
合　計	91,647	92,811	100	100	100	100

注）業態別 GDP 比率の 2003 年は暫定値
（出展： インドネシア中央統計局 (BPS) “Statistical Year Book of Indonesia in 2004”）

１．２　エネルギー事情

１．２．１　エネルギー情勢

（１）　エネルギー開発政策・戦略

インドネシアは，エネルギー政策として，豊富な賦存量と考えられたエネルギー資源を背景に第 1 次国家長期開発計画（1969 年～1993 年）を策定・推進してきたが，資源量の実態を踏まえ第 2 次国家開発計画（1994 年～2018 年）を策定した。この開発計画では，以下の事項をエネルギー開発政策の基本としている。

- エネルギー資源の分散
- エネルギー開発の強化
- 省エネルギー
- エネルギー価格への補助金廃止
- 生態系保全

また，憲法第 33 条の「天然資源の国家の管轄と国民福祉と利益のための利用」という国家の基本理念に基づき，2004 年に国家エネルギー政策（2003 年～2020 年）が策定されており，この中で 7 つの政策上の主要な目標が掲げられている。

① エネルギー産業の市場メカニズムによる展開
② 2020 年までに電化率 90%を達成
③ 2020 年までに再生可能エネルギーによる供給の 5%達成（大規模水力を除く）
④ エネルギーの国内供給と輸出による利益最大化のためのエネルギー基盤構築
⑤ エネルギーセクターにおける国内外の戦略的パートナーシップの構築
⑥ エネルギー原単位の 1%抑制
⑦ 国内の物的・人的資源活用を増加させ，海外依存度の抑制

（２）　インドネシアのエネルギー供給等の現状

インドネシアの 1 次エネルギー供給量は，資源形態別の推移をみると，表１－８に示すとおり，1994 年からの 10 年間で約 1.5 倍の伸びを示しており，石油換算 1 次エネルギーは，95,334kTOE である。その内訳は，非再生可能エネルギーである石油及び石油製品が 51.4%，天然ガスが 28.8%，石炭が 15.5%，再生可能エネルギーの水力が 2.0%，地熱が 1.2%である。このうち，石炭の 1 次エネルギーに占める割合が過去 10 年で 2.5 倍と大幅に増加していることが特筆される。再生可能エネルギー分野の伸びは，約 1.8 倍であるが全体に占める割合は依然低く，国家エネルギー政

策で掲げられている「2020 年までに再生可能エネルギーによる供給の 5%達成」のためには，積極的な推進戦略が求められている。

表１－８　１次エネルギー供給量の形態別推移

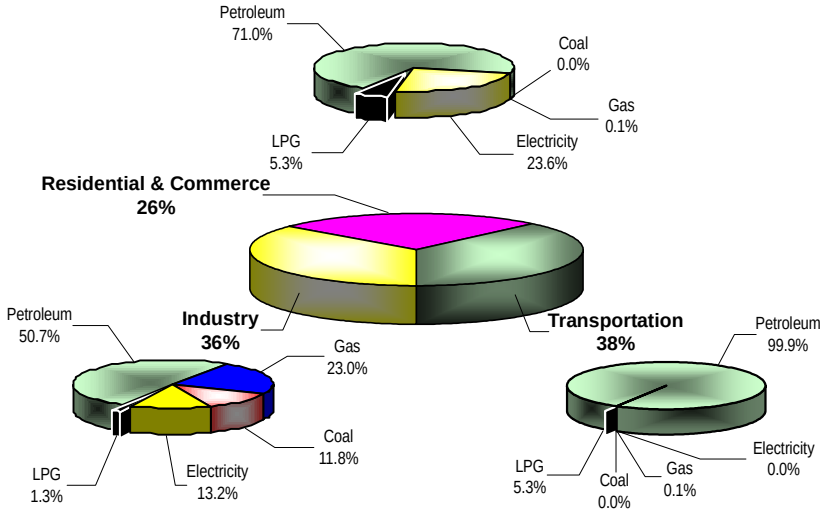
（単位：x10^3 TOE）

項　　目	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
１次ｴﾈﾙｷﾞｰ供給	63,072	69,245	71,645	72,806	80,119	80,548	84,014	91,211	90,519	95,334
非再生可能ｴﾈﾙｷﾞｰ	61,422	67,148	68,997	71,101	77,619	78,127	81,562	88,420	87,516	92,235
石　炭	5,708	6,179	6,779	7,816	8,255	9,379	11,531	11,327	13,921	14,757
石油及び石油製品	39,327	41,612	40,894	40,112	46,637	45,737	46,949	52,352	48,075	50,013
天然ガス	16,387	19,358	21,324	23,173	22,727	23,011	23,083	24,741	25,520	27,465
再生可能ｴﾈﾙｷﾞｰ	1,650	2,097	2,648	1,705	2,500	2,422	2,452	2,791	3,003	3,099
水　力	986	1,295	1,246	822	1,591	1,501	1,534	1,746	1,879	1,938
地　熱	664	802	1,403	883	909	920	918	1,045	1,125	1,160

（出典：Indonesia Energy outlook & Statistics 2004/ Center for Energy Studies University of Indonesia）

最終エネルギー消費量は，MEMR 発表している ”Indonesia Economy Energy Statistics 2004” の経年推移によれば，1997 年の経済危機で一時的に減じている（0.7%の減）ものの，2003 年では対 2000 年比では約 19%の伸びを示しており，再び大きく増加している。因みに，電力は 2003 年値で 7,488 x10^3 TOE (=55.47 x10^6 BOE/Barrel Oil Equivalent) と対 2000 年比で約 13%の伸びとなっている。

また，2000 年における商業・工業・交通分野別の最終エネルギー消費量比率を図 １－１に示す。



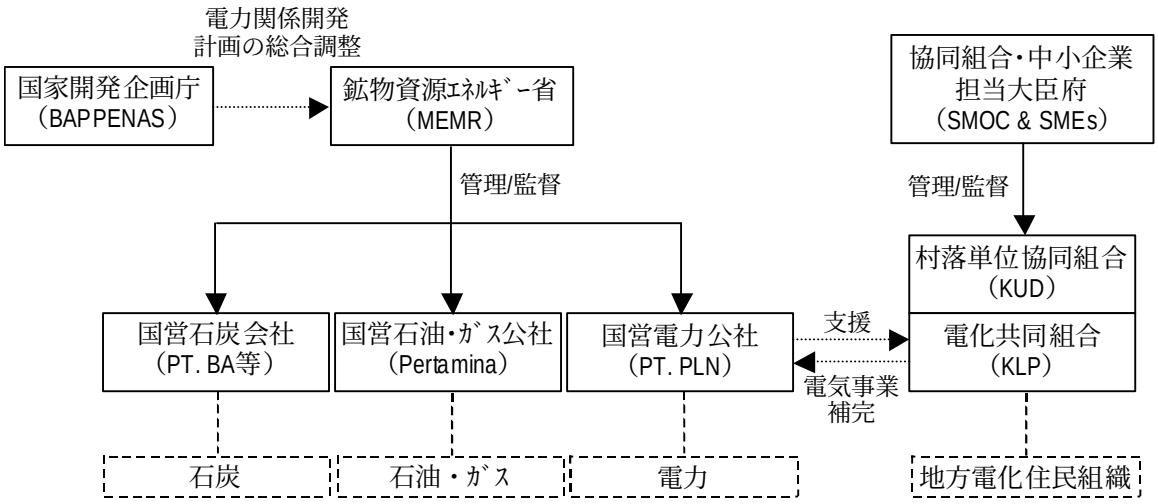
（出典：ENERGY PLAN AND POLICY IN INDONESIA / PAPAC Global Environmental Forum 2003; MEMR, 27th Feb., 2003）

図１－１　商業・工業・交通分野別の最終エネルギー消費量比率（2000 年）

１．２．２　電力セクター情勢

（１）　電気事業の体制

インドネシアの電気事業は，図１－２に示すように，エネルギー産業を統括する鉱物資源エネルギー省（Ministry of Energy and Mineral Resources: MEMR）が所管しており，国営電力会社（PLN）が電気事業を垂直統合事業体として担っている。



（出典：インドネシア電力事情基礎調査報告書／海外電力調査会）

図１－２　インドネシアの電気事業関係組織

発電部門は，PLN の発電部門の一部を分離子会社化（ジャワ・バリ系統）したインドネシアパワー社（旧 PJB I）及びジャワ・バリ発電会社（旧 PJB II）のほか，自家発電事業者，地方電化住民組織による電力供給があり，自家発電事業者の余剰及び独立系発電事業者（IPP）の電力は PLN に卸売されている。送電・配電部門は，自家発電事業者，地方電化住民組織の一部を除けば PLN の独占である。

国家エネルギー政策の柱の一つである電化率向上（地方電化の推進）の位置方策として，PLN の電気事業を補完するために協同組合・中小企業省国務大臣府（State Ministry of Cooperatives Small and Medium Enterprises: SMOC & SMEs）の監督のもと各地の住民組織によって，オフグリッドの地方電化が進められている。

なお，電力関係の各開発計画等は，国家開発計画の策定，評価・実行に関して大統領を補佐する組織横断的な機関である国家開発計画庁（BAPPENAS）との間で総合調整が行われる。

インドネシアにおける新エネルギー・再生可能エネルギー技術の応用・実用化は，科学技術評価応用庁（The Agency for the Assessment and Application of Technology: BPPT）が担務している。

（２） 電力政策の動向

2004 年に定められた国家エネルギー政策（2003 年～2020 年）の「エネルギー産業の市場メカニズムによる展開」に関連して，電力セクターへの「競争原理の導入」を定めた新電力法（2002 年法律第 20 号）は，憲法が定める「国民福祉の保障」を国家が放棄することに繋がるとして，憲法裁判所は 2004 年 12 月に新電力法が全面的に無効とする違憲判決を下した。このため，政府は 2005 年 1 月に政令（2005 年政令第 3 号）を発して，2002 年法律第 20 号に代わる新たな法案づくりを行っており，今後の動向を注視していく必要がある。

この 2002 年法律第 20 号の「競争原理の導入」の骨格は，1994 年政令 23 号によって 100%保有の株式会社に移行した PLN が，将来，発・送・配電部門の分離（アンバンドリング）を行い，マルチバイヤー・マルチセーラー体制（Multibuyer-multiseller System）としたうえで電力セクターの競争を創出しようとしたものである。1995 年にはジャワ・バリ系統の発電部門は，「PJB I」（現インドネシアパワー社）と「PJB II」（現ジャワ・バリ発電会社）の 2 社に分割されたが，憲法裁判所違憲判決の趣旨を踏まえて，現在，静観している状況にある。

2005 年政令第 3 号の第 3 条には，

- 電力供給事業は国家が執行
- 公益のための電力供給事業の事業権者は，政令によって定められた国営企業

という規定があり，PLN が今後もシングルバイヤーであることを示している。なお，この政令第 2 条では再生可能エネルギー利用の優先義務が規定されており，積極的な再生可能エネルギー利用の推進が打ち出されている。

2002 年法律第 20 号の違憲判決や 2005 年政令第 3 号発令に関連して，インドネシアにおける独立系発電事業者（以下，IPP）が発電所建設を行う場合には PLN とのパートナーシップが前提であるということが考えられるが，具体的なストラクチャーは明確でなく，インドネシアの電力セクターにおける外資の呼び込みに際して，障壁となる可能性もある。

（３） 供給力と発電量

インドネシアの供給力と発電量に関して，シングルバイヤーとしての PLN に着目してみると，表１－９に示すように 2004 年の供給力と発電量は，対 1995 年比で約 1.4 倍，約 1.9 倍という伸びを示している。しかし，アジア経済危機後の 1998 年対比では 1.1 倍弱，約 1.5 倍と電力設備投資や改修意欲の冷え込みによる供給能力の伸び悩みが顕著である。これを供給予備率の面からみると，1998 年では 60%程度確保されていたものが，2004 年時点では 13%台に急激に低下しており，深刻な需給関係の現状を示している。現状の供給予備率からは，一見，供給予備力が確保されているようにみえるが，地域的な状況や劣化・補修・事故などの設備実態からの可能有効出力は，統計値に比べ低いものと考えられる。

なお，インドネシア全体では，自家発電設備や IPP を併せればその設備容量は約 37,000MW に上る。また，表 1-8 では PLN のジャワ系統とそれ以外（外島）の系統についても併記する。これによれば，ジャワ系統の供給予備率は 8%弱と厳しい状況であり，実際には計画的な需要制限や突発的な広範囲な停電などの事象も発生しており，効率的な電力設備の配置，電力インフラ，特に送電系統の拡充が喫緊の課題となっている。

表１－９　PLN による電力供給力と発電量の推移

年	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
発電電力量 (GWh)	59,404	67,387	76,617	77,903	84,776	93,325	101,654	108,359	113,020	120,244
供給力 (MW)	14,986	16,109	18,946	20,581	20,592	20,762	21,059	21,112	21,206	21,470
最大電力需要 (MW)	9,896	11,327	12,818	12,907	14,316	15,320	16,314	17,160	17,949	18,896
供給予備率 (%)	51.4	42.2	47.8	59.5	43.8	35.5	29.1	23.0	18.1	13.6
ジャワ島										
供給力 (MW)	10,747	11,420	14,133	15,305	15,189	15,492	15,494	15,499	15,490	15,498
最大電力需要 (MW)	7,773	8,822	10,016	9,876	11,035	11,800	12,581	13,378	13,686	14,402
供給予備率 (%)	38.3	29.4	41.1	55.0	37.6	31.3	23.2	15.9	13.2	7.6
ジャワ島以外										
供給力 (MW)	4,241	4,689	4,813	5,276	5,403	5,270	5,565	5,614	5,716	5,973
最大電力需要 (MW)	2,123	2,505	2,802	3,031	3,281	3,520	3,733	3,783	4,263	4,494
供給予備率 (%)	99.8	87.2	71.8	74.1	64.7	49.7	49.1	48.4	34.1	32.9

（出典：PLN Statistics 2004, http://www.pln.co.id/）

また，PLN が保有する発電形態別の供給力の推移を表１－１０に示す。2004 年時点での再生可能エネルギー（大型水力含む水力・地熱）が占める割合は，約 17%である。なお，PLN に電

力を卸供給している IPP の設備容量は現在約 3,300MW で，このうちジャワ･バリ系統では約 2,500MW である。

表１－１０　PLN の発電形態別の供給力の推移

(単位：MW)

年	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
供給力	14,986	16,109	18,946	20,581	20,592	20,762	21,059	21,112	21,206	21,470
火　力	12,503	13,616	16,147	17,214	17,218	17,387	17,573	17,577	17,658	17,876
水　力	2,178	2,184	2,436	3,007	3,014	3,015	3,106	3,155	3,168	3,199
地　熱	305	309	363	360	360	360	380	380	380	395

（出典：PLN Statistics 2004, http://www.pln.co.id/）

１．２．３　再生可能エネルギー情勢

（１）　再生可能エネルギー開発及びエネルギー保全に関する政策

憲法で定められている「天然資源の国家の管轄と国民福祉と利益のための利用」の基本理念に基づき，2004 年に制定された国家エネルギー政策の中で「2020 年までに大規模水力を除く再生可能エネルギーによる供給の 5%達成」の目標が掲げられている。5%の内訳は, 地熱発電が 3%, 小水力・バイオマス他の再生エネルギーが 2%である。これに基づき，インドネシア政府は，再生可能エネルギーの開発促進及びエネルギー利用効率の向上のため，2003 年 12 月 22 日に鉱物資源エネルギー省大臣令として「再生可能エネルギー開発及びエネルギー保全に関する方針」（A Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy Development)）を定めている。この方針は，戦略・方針・実行ステップ及び実行プログラムを含んでおり，その概要を以下に示す。

a. 戦略（Strategy）
   a) 経済状況に応じたエネルギー価格決定
   b) 再生可能エネルギー及び省エネルギー開発促進
   c) 社会容認されるインフラストラクチャ
   d) 再生可能エネルギー使用の優先
   e) 省エネルギー実行の原則を織込んだエネルギー管理
   f) 省エネルギーライフスタイルの適用
   g) 再生可能エネルギー利用及びエネルギー保全に係るステークホルダーの役割増加
   h) 国家・地方・国際レベルの協調関係推進（情報面，財政面，技術移転）

i) 再生可能エネルギー及び保全分野における国内サービス及び商品活用促進
j) 再生可能エネルギー及び保全分野における人材能力向上
k) 再生可能エネルギー及び保全分野における国内事業家援助
l) エネルギーへの社会的アクセス改善
m) 利用可能ポテンシャルと技術面，資金面，社会的実行可能性に基づく再生可能エネルギー開発の優先基準構築

b. 方針（Policy）

再生可能エネルギー及び省エネルギー開発促進のために, 発電事業者に再生可能エネルギー利用，エネルギー効率化への対応，省エネ文化創生の義務付けなどが，この方針に含まれている。

c. 実行ステップ（Action Step）

a) 投資と資金調達;
b) インセンティブ
c) エネルギー価格
d) 人的資源の向上
e) 情報整備と管理
f) 標準化及び認証
g) 研究開発
h) 制度設計
i) 法整備

d. 実行プログラム（Program）

再生可能エネルギー及び省エネルギー開発による持続可能なエネルギー供給実現のために，次のプログラムが含まれる。

・短期プログラム：5 年以内終了のプログラム
・長期プログラム：20 年以内終了のプログラム

なお，これらのプログラムを実行するための具体的なアクションプランは策定中である。

（２） 再生可能エネルギーの現状

インドネシアにおける再生可能エネルギーのポテンシャル及び現状の設備容量は, 表１－１１に示すとおりである。再生可能エネルギーのポテンシャルは，投入された設備量に比べ非常に大きい。ただし，再生可能エネルギー価格は，設備コストが高いことを反映して，商業ベースでの競争力で劣っており，この課題克服のための具体的なアクションプランの策定・実施や技術開発が望まれる。

1999 年に制定した鉱物資源エネルギー省国務大臣令では，小口の電気料金について，新エネルギーである風力・太陽光・小規模水力・廃棄物・地熱発電に対して優遇を与えている。また，2002 年に制定された同大臣令第 30 号では，小口電気事業者の規模は 1MW 以下と定められている。なお，この規模は，現在見直し作業が進められている。

表１－１１　インドネシアにおける再生可能エネルギーのポテンシャル

項　目	ポテンシャル	設備量
大規模水力	75.67 GW	4,200 MW
ミニ／マイクロ水力	500 GW	84 MW
地　熱	27 GW	807 MW
バイオマス	49.81 GW	445 MW
太陽光	4.8 kWh/m^2/day	8 MW
風　力	3 – 6 m/sec	0.6 MW

（出典：The role of Biomass for the Energy Sustainable Development in Indonesia by Dr. Petrus Panaka of BPPT in Indonesia / Biomass-Asia Workshop 2005）

１．３　インドネシアの CDM の取り組み状況

１．３．１　インドネシアの温室効果ガス（以下，GHG）排出状況

インドネシアにおける GHG の排出量の内訳は，1994 年ベースの CO_2 換算量でみると 55%が CO_2，温室効果が CO_2 の 21 倍といわれる CH_4 が 39%となっている。これを表１－１２に示す。

表１－１２　インドネシアにおける温室効果ガス排出量内訳（1994 年）

GHG	排出 CO_2 換算量（Gg） (Gg of CO_2 Euivalent)	比率 （%）
CO2	189,136	55%
CH4	134,591	39%
N2O	18,944	6%
HFC	-	-
PFC	-	-
SF6	-	-
合　計	324,671	-

（出典：UNFCCC GREENHOUSE GAS INVENTRY DATABESE (GHG)/ 京都メカニズムプラットフォーム hppt://www.kyomecha.org/pf/Indonesia.html から）

また，排出起源別について，森林伐採や土地利用転換なども含めた場合の GHG 別の状況を表１－１３に示す。農業関係や土地利用改変・森林の占める割合が，約 50%を占めている。

表１－１３　排出起源別の温室効果ガス排出量内訳（1994 年）

（単位：排出 CO_2 換算量（Gg））

温室効果ガス 排出起源	CO_2	CH_4	N_20	HFCs	PFCs	SF_6	計	比率 %
燃焼消費	170,016	7,509	1,773	-	-	-	179,298	36.0
燃料放出	-	42,802	-	-	-	-	42,802	8.6
工業プロセス	19,120	11	3	-	-	-	19,134	3.8
農　業	-	68,120	16,387	-	-	-	84,507	17.0
土地利用転換･森林	155,625	7,707	781	-	-	-	164,113	32.9
廃棄物	-	8,442	-	-	-	-	8,442	1.7
計	344,761	134,591	18,944	-	-	-	498,296	100

（出典：UNFCCC GREENHOUSE GAS INVENTRY DATABESE (GHG)/ 京都メカニズムプラットフォーム hppt://www.kyomecha.org/pf/Indonesia.html から）

このデータは 1994 年のものであり，前述の 1 次エネルギー供給量の 10 年間で約 1.5 倍の伸びやその後の各種開発の進展を考えれば，大幅な GHG 排出増加に繋がっていることは否めない。

１．３．２　インドネシアの地球温暖化対策の取り組み

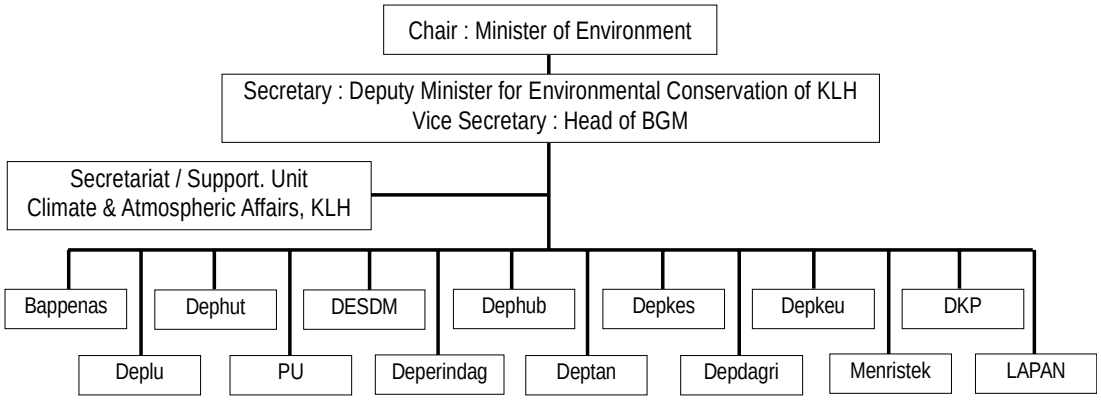
インドネシアの地球温暖化対策及び京都議定書をめぐる経緯を表１－１４に示す。

表１－１４　インドネシアにおける地球温暖化対策及び京都議定書をめぐる主要経緯

時	内　　容
1994 年 8 月	国連気候変動枠組条約（以下，UNFCCC）を批准
1998 年 7 月	京都議定書署名
2001 年 9 月	CDM 国家戦略研究所（エネルギーセクター）完成
2002 年 6 月	エネルギーセクターCDM 国家チームを設置
2003 年 3 月	CDM 国家戦略研究（森林センター）完成
2003 年 4 月	気候変動対策委員会（National Commission for Climate Change）設置
2004 年 6 月	京都議定書批准法（Republic of Indonesia Law No. 17 / 2004）成立・発効
2004 年 12 月	京都議定書批准（UNFCCC 登録）
2005 年 7 月	DNA（CDM 国家委員会 NCCDM : National Commission for CDM in Indonesia / KN-MPB）設置の環境大臣令成立（Environmental Ministry Decree No.206 / 2005）（7 月 21 日）
2005 年 10 月	DNA 正式発足（10 月 27 日）

インドネシアでは，2005 年 10 月の DNA 発足（UNFCCC への発足届出済）をもって，CDM プロセスが完成したことになる。

なお，インドネシアにおける地球温暖化防止政策の具体的な検討・評価組織として，気候変動対策国家委員会（National Commission on Climate Change / Konmas Perubahan lklim：Minister of Environmental Decree No.53 / 2003）が設けられている。図１－３に気候変動対策国家委員会の体制を示す。



KLH = Ministry of Environment
BMG = Agency for Meteorology and Geophysics
Bappenas = National Development Planning Agency
Deplu = Ministry of Foreign Affairs
Dephut = Ministry of Forestry
PU = Ministry of Housing and Regional Infrastructure
DESDM = Ministry of Energy and Mineral Resources
Deperindag = Ministry of Industry and Trade
Dephub = Ministry of Transportation
Deptan = Ministry of Agriculture
Depkes = Ministry of Health
Depdagri = Ministry of Home Affairs
Depkeu = Ministry of Finance
Menristek= Ministry of Research and Technology
DKP = Ministry of Maritime and Fisheries
LAPAN = National Institute for Space & Aeronautics

(出典：CDM Development in Indonesia - Enabling Policies, Institutes and Programmes Issues and Challenges / NEDO)

図１－３　インドネシア気候変動対策国家委員会の体制

１．３．３　インドネシアのエネルギーセクターにおける CDM プロジェクトステークホルダー

エネルギーセクターの CDM プロジェクト実施に伴うステークホルダーと考えられる政府機関とその他の組織・機関を概観する。

（１）　インドネシア政府機関

a. 環境省（Ministry of Environment）

環境関連政策及び方針策定を所管する省庁として，関係省庁，中央・地方政府機関，その他の機関との意見調整，総括を行う。CDM を含めた環境課題への取組みにおける中心的な役割を果たしている。

b. 鉱物資源エネルギー省（Ministry of Energy and Mineral Resources）

資源・エネルギー分野全般を所管する。2002 年 6 月にはエネルギーセクターCDM 国家チームを設置し, 2003 年 7 月には CDM 審査のクライテリア案を他省に先駆けて発表している。なお，このクライテリア案をベースに環境省案が取りまとめられている。

c. 国家開発企画庁（National Development Planning Agency：Bappenas）

国家開発政策及び計画策定を担務するとともに，関係省庁間の調整を行う。CDM プロジェクトに関しては，天然資源・環境担当次官及び天然資源・環境管理局が主要なステークホルダーである。

d. 外務省（Ministry of Foreign Affairs）

外交に関する政策実施する中で関係省庁間の調整の役割をもち，京都議定書批准の議論や政府内手続きに重要な役割を果たしている。京都議定書関連の取り組みは，経済・財務・開発に係る多国間総局の下部機関の国連開発・経済・環境局があたっている。

e. 産業貿易省（Ministry of Industry and Trade）

産業立国を目指し，産業及び貿易政策策定・実施を担務する。環境関連への取り組みは，研究開発庁下部機関である資源・地域・研究開発センターが中心的な役割を果たしている。

f. 科学技術評価応用庁（Agency for Assessment and Application of Technology：BPPT）

科学技術の実証・応用及び評価を所管する。再生可能エネルギーの技術開発についても様々な取り組みを行っている。なお本調査では，科学技術評価応用庁の全面的な協力を得ている。

g. 財務省（Ministry of Finance）

国家気候変動対策委員会のメンバーで，CDM を実際に推進するために必要な政策支援が可能な省で，他の政府機関と協調した取り組みが求められている。

h. 投資調整庁（Investment Coordinating Board）

外国投資及び国内の企業による投資の促進，政策・計画策定や省庁間や関係機関の調整を行っている。

i. 運輸省（Ministry of Transportation）

国家気候変動対策委員会および CDM 国家委員会のメンバーである。

j. 内務省（Ministry of Home Affairs）

地方分権を推進し，インドネシアの国家統一性を図る政策を展開しており，中央と地方のみならず地域間相互の関係強化を図る。国家気候変動対策委員会および CDM 国家委員会のメンバーである。

k. 公共事業省（Ministry of Public Works）

国家気候変動対策委員会のメンバーで，国土総合開発・利用および保全を主眼とした住宅・地域インフラ開発を所管する。

（２） その他の組織・機関

a. 国営電力会社（State Electricity Company / PT. Perusahaan Listrik Negara：PLN）

電力自由化による競争導入までは，電力開発から供給まで独占的に実施してきた。インドネシア政府が大半の株式を所有しているものの，独立した会社組織となっている。

最近の動向で 2004 年 12 月の新電力法の憲法裁判所違憲判決, 2005 年政令第 3 号での PLN はシングルバイヤーであるという規定などの動きは，電力子会社や IPP などとの関係も含めたパートトナーとしてのあり方の再構築を求める結果となっている。

b. プランギ（Yayasan Pelangi）

環境シンクタンクを目指す NGO で，エネルギー，気候変動，産業・交通の３つの分野別に種々のプログラムを担当している。インドネシア政府に対しては，政策レベル支援から具体的プロジェクトまで多面的に関わっている。

京都議定書の取り組みに関しては，1994 年からドイツ技術協力公社（GTZ）が実施しているインドネシア環境省の政策支援（ProLH プロジェクト）や長期的・包括的なキャパシティービルディングのローカルコンサルタントとしての間接的な政策策定支援を行っている。また，オランダ政府の NGO 支援としたプログラム「南々北協力」（SSN プログラム）のインドネシアにおける実施 NGO ともなっている。

c. WWF インドネシア

インドネシア DNA のサポート役を果たす技術チームのメンバーとして NGO 資格で参加している。WWF は，1971 年に絶滅の恐れのある野生生物保護のために設立され，世界の自然環境保全に取り組んでいる。WWF インドネシアは，WWF のインドネシア支部である。

１．３．４　インドネシアの CDM 審査体制及び承認基準等

（１） CDM 審査体制

インドネシアの CDM の推進体制は， CDM 国家委員会（DNA）を中心に機能する。DNA の組織構造（CDM プロジェクト審査体制）を図１－４に示す。

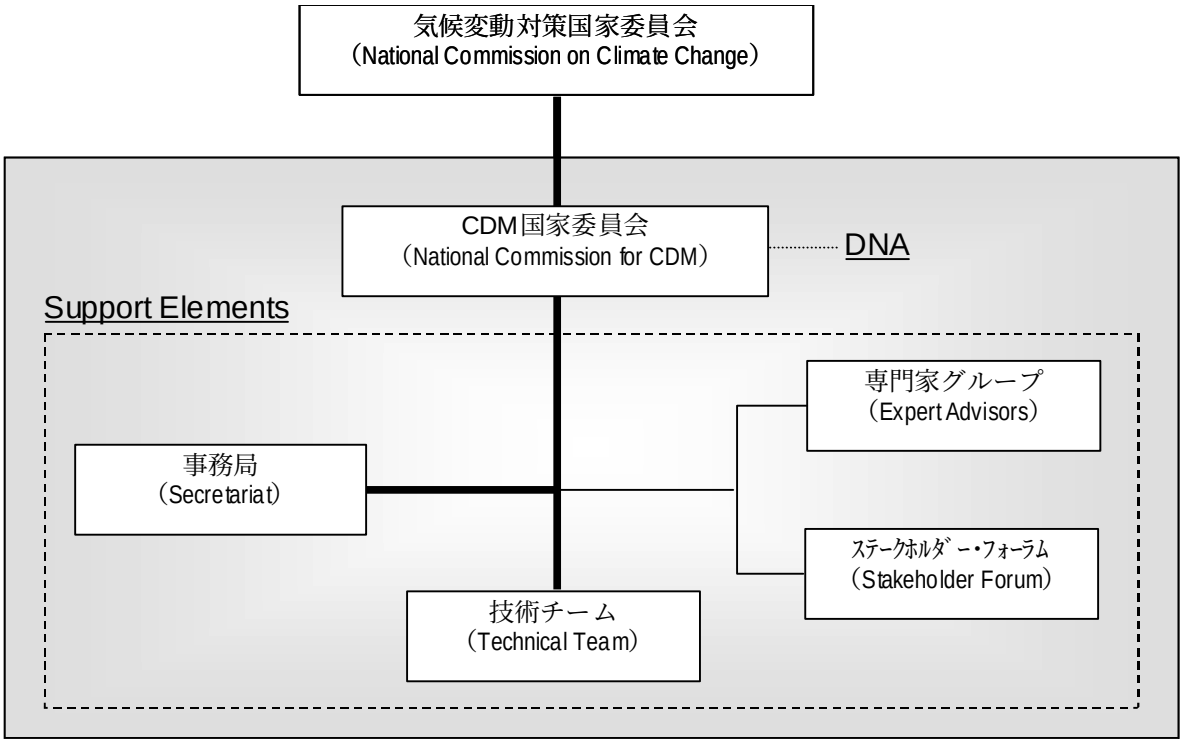


図１－４　インドネシアの DNA 組織構造

この体制各機関の役割は，以下のとおりである。

a. CDM 国家委員会（National Commission for CDM）

CDM 国家委員会は，インドネシアの DAN のコアとして位置付けられており，プロジェクト提案者からプロジェクト設計書に対する承認権限を持っている。CDM 国家委員会は，以下に示す関係省庁の代表者他で構成される。なお，CDM 国家委員会の委員長は，環境省副大臣（Deputy Minister for National Resources Conservation and Environmental Degradation Management, Ministry of Environmental）である。

〔CDM 国家委員会の関係省庁〕

① 環境省（Ministry of Environment）
② 鉱物資源エネルギー省（Ministry of Energy and Mineral Resources）
③ 森林省（Ministry of Forestry）
④ 産業貿易省（Ministry of Industry and Trade）
⑤ 外務省（Ministry of Foreign Affairs）
⑥ 国家開発省（National Development Planning Board）
⑦ 内務省（Ministry of Home Affairs）
⑧ 運輸省（Ministry of Transportation）

⑨　農業省（Ministry of Agriculture）

b. 事務局（Secretariat）

CDM プロジェクト申請受付，CDM 審査手続き円滑化のための一切の事務を所管する。なお，事務局は環境省が務める。

c. 技術チーム（Technical Team）

CDM 国家委員会を支援するため，持続的開発クライテリア指標に照らした CDM プロジェクトの妥当性を技術的・専門的見地から検証する。この検証では，必要に応じて専門家グループやステークホルダー・フォーラムからの意見を求めることも可能である。技術チームは，以下に示す関係省庁の代表者他で構成される。鉱物資源エネルギー省技術チーム委員は，石炭技術局長（Director Technique Mineral and Coal）である。

〔技術チームの構成メンバー〕

①　環境省（Ministry of Environment）
②　鉱物資源エネルギー省（Ministry of Energy and Mineral Resources）
③　森林省（Ministry of Forestry）
④　産業貿易省（Ministry of Industry and Trade）
⑤　外務省（Ministry of Foreign Affairs）
⑥　国家開発省（National Development Planning Board）
⑦　内務省（Ministry of Home Affairs）
⑧　運輸省（Ministry of Transportation）
⑨　農業省（Ministry of Agriculture）
⑩　NGO（Non-government Organizations）
⑪　地方政府（Representative of Provincial/ District/ Municipal Government）

なお，NGO 及び関係する地方政府からのメンバーは常任ではない。

d. 専門家グループ（Expert Advisors）

専門家グループはあくまで選択肢として，CDM 国家委員会及び技術チームの各々に対応して設定される。技術チームの知見のみでは CDM プロジェクトの蓋然性が評価しがたい場合等で別の専門性を必要とされる場合，依頼により検討作業に協力する。

e. ステークホルダー・フォーラム（Stakeholder Forum）

ステークホルダー・フォーラムは必要に応じて開催されるものであり，CDM 国家委員会がその判断を行う。ステークホルダー・フォーラムの対象は，プロジェクトの実施予定地域の住民，研究機関，関連業界団体，その他の知見を持つ組織などである。

（２） CDM プロジェクト審査・承認プロセス

インドネシアにおける CDM プロジェクト申請から承認までのプロセスを図１－５に示す。各承認プロセスのポイントは，以下のとおりである。

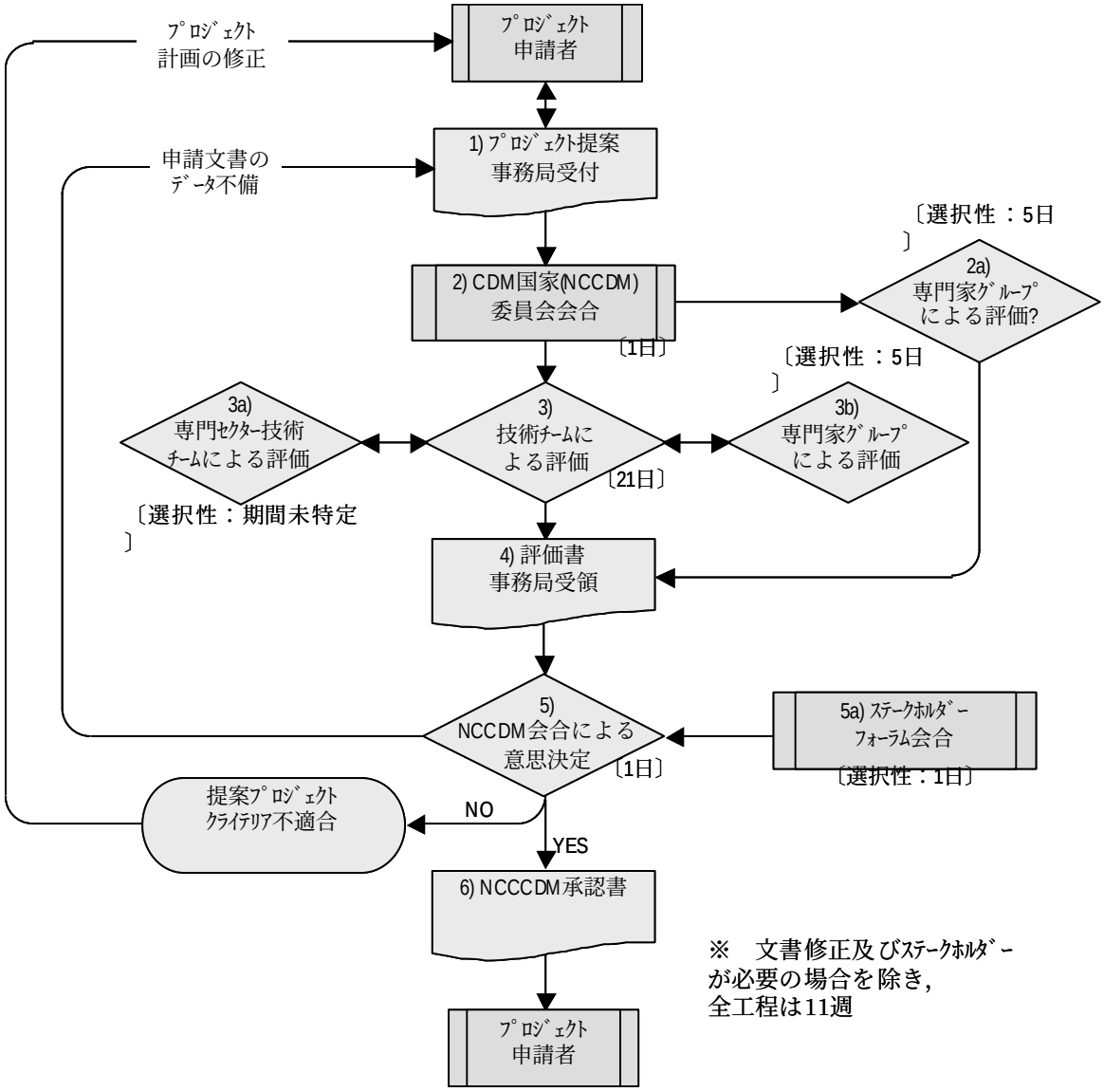
1) プロジェクト申請には，次の 4 つの書類が必要
   ① 申請書
   ② プロジェクト計画書（PDD）
   ③ 環境影響評価報告書（EIA）
   ④ 公聴会記録

2) プロジェクト申請書は, 四半期ごとに開催される CDM 国家委員会の定期会合にあわせて，事務局の事前チェックを受け同委員会に提出

3) CDM 国家委員会は，申請内容にあわせて技術チームの審査担当を指名，専門家グループへの支援依頼の要否判断及び必要であれば依頼

4) 技術チームの審査は，21 日以内に審査，必要により専門家グループに対して審査支援を個別に依頼

5) CDM 国家委員会は，必要と判断した場合，ステークホルダー・フォーラムを開催し関係者から意見聴取



（出典：Latest Progress of Indonesia Establishment / Ministry of Environmental, Republic of Indonesia : Tokyo Meeting of Integrated Strengthening of CDM Implementation on March 3-4, 2005）

図１－５　CDM プロジェクト承認フローチャート

（３） CDM クライテリア

インドネシアの CDM プロジェクトは，表 1-14 に示す「環境の持続性」,「経済の持続性」,「社会の持続性」,「技術の持続性」の 4 グループのクライテリア（Criteria）と指標（Indicators）が定められている。指標は，インドネシアにおける CDM 実現のための最低限の条件を示したもので，それらの表現も「否定形」が多い。また項目別の重み付け評価は主観的評価を排除する意味からも採用されていない。

表１－１５　インドネシアの CDM クライテリアと指標

分類		クライテリア・指標
環境の持続性	〔ｸﾗｲﾃﾘｱ〕	天然資源の保護あるいは多様性を実行の中での環境の持続性
	〔指　標〕	➢ 地域のエコロジー機能の持続性が維持される ➢ 国･地方レベルの環境基準を超えない ➢ 遺伝子･種･生態系多様性が維持され，いかなる遺伝子汚染も許さない ➢ 既存の土地利用計画に従っている
	〔ｸﾗｲﾃﾘｱ〕	地域社会の健康と安全
	〔指　標〕	➢ いかなる健康リスクの負担を及ぼさない ➢ 職業安全衛生規則に従っている ➢ 事故発生予防，管理方策が文書で示されている
経済の持続性	〔ｸﾗｲﾃﾘｱ〕	地域社会の福祉
	〔指　標〕	➢ 地域社会の収入源をもたらさない ➢ 地域住民の収入源インパクト可能性への対策が適切である ➢ 利害対立関係者間のいかなるレイオフ問題の取扱いについて既存の規制に則った合意がある ➢ 地域公共サービスを低下させない
社会の持続性	〔ｸﾗｲﾃﾘｱ〕	地域社会の参加
	〔指　標〕	➢ 地域社会がプロジェクトに関してその実施者から相談を受けている ➢ 地域社会からのプロジェクトへのコメント･苦情が検討･回答されている
	〔ｸﾗｲﾃﾘｱ〕	地域社会の安定
	〔指　標〕	➢ 地域社会間のいかなる対立も惹起しない
技術の持続性	〔ｸﾗｲﾃﾘｱ〕	技術移転
	〔指　標〕	➢ 知識及び実施ノウハウの移転に関して，外国依存度が高まらない ➢ 試験的あるいは旧式の技術によらない ➢ 地域の技術の利用及び能力が強化されている

第２章　プロジェクトの概要

２．１　プロジェクトの背景と目的

２．１．１　CDM メカニズム

1997 年 12 月に開催された国際連合気候変動枠組条約第 3 回締約国会議（COP3）で採択され，2005 年 2 月 16 日に発効した「京都議定書」では，二酸化炭素をはじめとする温室効果ガスによる地球温暖化防止のため，日本は，2008 年から 2012 年の平均排出量を 1990 年レベルより 6%削減（同，先進国平均約 5%削減）することが定められている。

京都議定書には，国際的に協調して，この削減目標を達成するための柔軟性措置（京都メカニズム）として，「排出量取引」（Emissions Trading），「クリーン開発メカニズム」（CDM：Clean Development Mechanism）及び「共同実施」（JI：Joint Implementation）が盛り込まれ，日本の削減目標達成において，CDM/JI は重要な手段として位置づけられている。

２．１．２　本調査の目的

CDM/JI 事業調査は，クリーン開発メカニズム（CDM）や共同実施（JI）として，温室効果ガスの排出削減や吸収源強化につながる効果の高いプロジェクトを発掘するとともに，CDM 等に係る国内及び国際ルール作りに必要な知見を蓄積することを目的として，当該プロジェクトの実現可能性について調査するものである。

本調査の目的は，農業国としてのインドネシアにおける数多くの灌漑施設の落差工で生じている遊休落差に着目し，環境負荷をほとんど伴わない既設の灌漑流量及び落差を活用した小規模水力発電を行うことで，再生可能エネルギー開発の推進，温室効果ガスの削減等，環境と両立する持続可能な開発に貢献するプロジェクトの可能性調査を行うことである。

本調査の対象である中部ジャワ州 Banjarnegara 県の Banjarcahyana 灌漑施設は，数多く存在する灌漑施設のうちで，流量が安定的に流下し，比較的狭いエリアで多くの落差工を有する灌漑施設であり，過去に小規模水力発電設備を設置した経緯はあるものの現在では廃止され，これらの落差工の遊休落差は全く利用されていない。

本調査は，Banjarcahyana 灌漑施設のうち，周辺環境も踏まえ利用可能と考えられる落差工を

用いた水力発電プロジェクトの実施可能性調査（FS）を行い，CDM プロジェクト実現に結びつけることを目的としている。

２．１．３　プロジェクトの目的

本プロジェクトは，Banjarnegara 県の Banjarcahyana 灌漑施設を対象として，地形条件により設けられている落差工を用いた小水力発電所を設置し，発生した電力を系統電源へ供給することにより系統からの温暖化ガス排出量を低減を目的としている。

本プロジェクトが実施されることによって，GHG の削減による環境負荷の軽減という便益のみならず，小水力発電による電力供給，雇用機会の創出などのインドネシアの CDM クライテリアに示される「環境・経済・社会・技術の持続性」をもった開発の実現に寄与することが期待される。

本プロジェクト実施によって得られる便益は，以下のおりである。

・再生可能エネルギー（小水力）の有効利用：インドネシア政府方針に合致
・再生可能エネルギー利用に関わる国民・地域住民意識の向上
・水力発電所建設（工事・機器調達）による雇用機会の創出
・水力発電所運用管理に伴う雇用機会の創出
・継続的な売電収入
・同種灌漑施設の未利用落差活用への波及効果

２．１．４　本調査の実施体制

本調査の実施体制を図２－１に示す。本調査では，日本国側の調査実施主体は中国電力株式会社である。現地の対応・調査業務は，科学技術評価応用庁（BPPT）が中心となり，関係部局（環境省，中部ジャワ州，Banjarnegara 県など）と協議を進めながら実施した。また，このプロジェクトの水力発電事業実施者であるインドネシアパワー社（PT.IP）とは，CDM スキーム上のプロジェクト参加者として中国電力株式会社と計画・設計，プロジェクト計画書（PDD）に関して協議を重ねた。

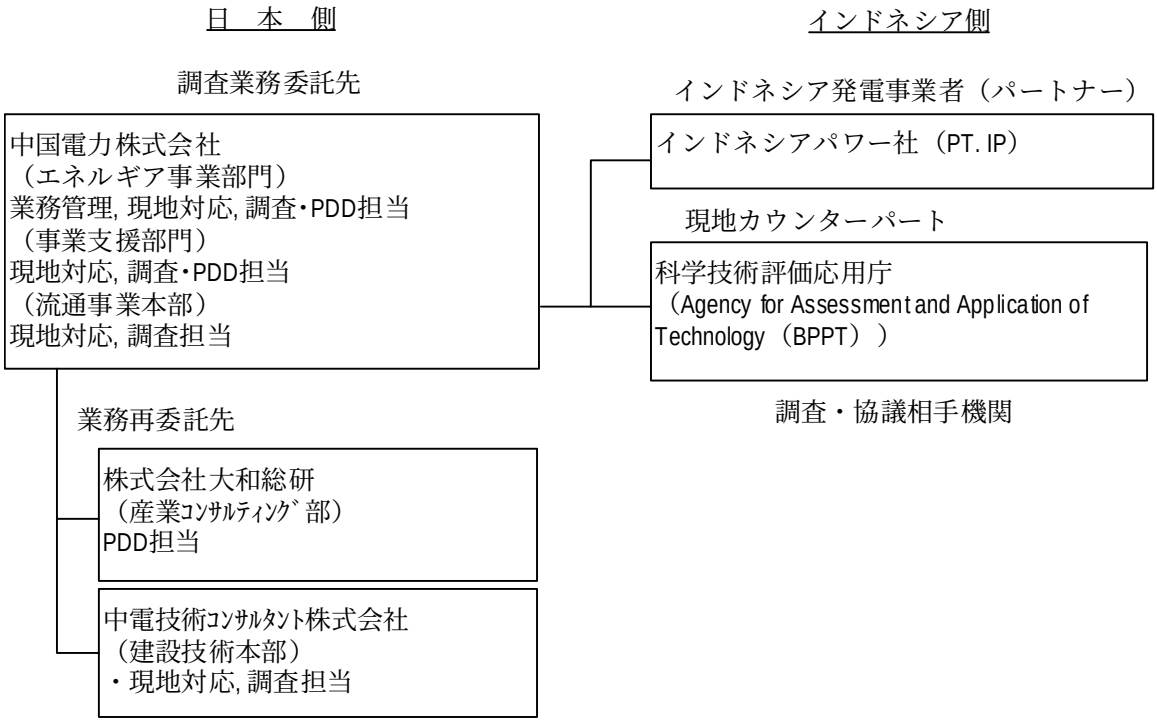


図２－１　調査の実施体制概要

２．２　プロジェクトサイトの状況

２．２．１　地理情報

本プロジェクトが位置する Banjarnegara 県（Kabpaten Banjarnegara）は，中部ジャワ州の中央部に位置し，州都スマラン（Semarang）の南西約 80km の南緯 7°12’～7 °31’，東経 109°29’～109°45’50”にある。位置図を図２－２に示す。

図２－２　Banjarnegara 県位置図

Banjarnegara 県の面積は，中部ジャワ州の 3.3%にあたる 1,070km^2 である。Banjarnegara 県は，ジャワ島の脊梁部に位置し，標高別の面積でみると標高 100～500m の地域が 37%，500～1,000m

の地域が29%, 1,000m以上の地域が24%となっている。Banjarnegara県の地形特性を以下に示す。

① 北部は，波状起伏と急峻な山が多い。
② 中部は，平坦地形が広がる。
③ 南部は，急峻な起伏を有する。

２．２．２　気候

Banjarnegara は，熱帯山地特有の多雨の気象条件で，1999 年～2004 年の雨量観測記録でみてみると，表２－１に示すように年最大が約 4,200mm 超（降雨日数 157 日）を記録している年もある。

また，気温は年平均気温が 27℃～30℃で，最低気温が 20℃～26℃の範囲にある。（表２－２参照）Banjarnegara 県における湿度は，年間を通じて高く年平均で 80～85%である。（表２－３参照）

表２－１　Banjarnegara 県の降雨量

（単位：mm）

年	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	計
1999	621.0	411.0	642.0	378.0	333.0	93.0	43.0	92.0	20.0	627.0	399.0	595.0	4,254.0
2000	324.0	328.0	490.0	405.0	227.0	106.0	35.0	25.0	32.0	548.0	693.0	464.0	3,677.0
2001	498.0	233.0	457.0	533.0	139.0	195.0	126.0	3.0	82.0	590.0	558.0	595.0	4,009.0
2002	334.0	99.5	458.9	418.8	79.0	23.0	3.5	3.7	0.0	26.0	593.4	748.3	2,788.1
2003	489.6	519.6	595.0	118.0	154.6	12.6	0.5	0.0	13.7	308.2	437.8	413.7	3,063.3
2004	394.2	371.8	461.5	219.7	208.1	94.1	90.3	0.0	0.9	95.0	529.8	562.9	3,028.3

（出典：Banjarnegara in Figure 2003, BPS Kabpaten Banjarnegara）

表２－２　Banjarnegara 県の気温

（単位：℃）

年	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	年平均
1999	28.5	29.0	28.5	29.0	28.5	27.5	27.0	28.0	29.0	28.5	28.5	28.5	28.4
2000	27.6	28.0	27.8	27.4	27.4	26.5	26.9	26.4	27.1	27.1	26.9	27.1	27.2
2001	27.3	27.7	27.7	27.6	27.4	26.6	25.1	26.0	27.5	27.0	27.4	27.1	27.0
2002	27.4	27.6	27.8	27.6	27.9	26.8	26.9	26.3	26.2	27.4	28.1	29.5	27.5
2003	29.3	31.1	30.5	30.5	30.2	29.8	28.7	28.7	29.8	29.0	28.6	28.6	29.6
2004	30.3	30.7	30.2	31.3	30.5	28.6	28.9	27.8	30.2	30.6	30.5	29.6	29.9

（出典：Banjarnegara in Figure 2003, BPS Kabpaten Banjarnegara）

表２－３　Banjarnegara 県の湿度

（単位：%）

年	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	年平均
1999	86.0	80.0	81.7	82.1	78.6	80.7	80.0	76.0	77.0	79.0	80.0	76.9	79.8
2000	76.0	79.0	81.0	83.0	81.0	81.0	80.8	79.5	82.2	85.2	87.5	81.6	81.5
2001	81.6	77.8	81.0	82.0	77.0	81.0	81.0	79.0	84.0	87.0	86.0	82.0	81.6
2002	84.0	80.0	81.0	79.0	80.0	74.0	73.0	69.0	98.0	71.0	79.5	85.2	79.5
2003	86.9	85.9	87.1	88.2	82.4	85.8	84.0	80.6	81.9	88.7	88.6	90.8	85.9
2004	85.6	84.0	86.5	84.1	84.7	84.1	97.4	84.8	79.7	73.0	83.6	85.9	84.5

（出典：Banjarnegara in Figure 2003, BPS Kabpaten Banjarnegara）

２．２．３　社会状況

（１）　Banjarnegara 県

Banjarnegara 県は，人口が約 840,000 人，世帯数は約 200,000 世帯，人口密度が約 780 人/km^2 で，1 人あたり県内総生産は約 180US$/Capita である。（出典：The Republic Of Indonesia BPS Jawa Tengah Provincial Office/ 2001 年統計値）

Banjarnegara 県の主要産業は農業で, 県土面積の約 22%にあたる約 240km^2 が米作水田あり（出典：The Republic Of Indonesia BPS Jawa Tengah Provincial Office/ 2001 年統計値），水田のほとんどが灌漑施設を利用している。このうち基幹水路から分水路形式の近代的灌漑施設の受益面積は約 100km^2 である。本プロジェクトで用いる Banjarcahyana 灌漑水路もこれらに含まれる。

（２）　Banjarcahyana 灌漑水路が位置する自治体

本調査の対象となる小水力地点は Banjarcahyana 灌漑水路の未利用落差を利用するもので，同水路は，ラキット郡（Kecamatan Rakit）及びワナダディ郡（Kecamatan Wanadadi）位置する。郡は県（Kabpaten）の下部自治体で，郡に下には村（Desa）がある。ラキット郡，ワナダディ郡両郡の概要を表２－４に示す。

表２－４　本プロジェクトが関連する自治体

項　目		ラキット郡	ワナダディ郡
人　口（人）		48,267	29,087
	男　性	24,117	14,577
	女　性	24,150	14,510
村落数		11	11

(出典：The Republic Of Indonesia BPS Jawa Tengah Provincial Office)

（３） Banjarcahyana 灌漑施設

Banjarcahyana 灌漑施設は，1912 年オランダ政府によって構築された，米作水田や耕作地の灌漑供給のための施設である。Banjarcahyana 灌漑水路は両郡を丘陵地の中を貫流し，広大な耕作地に灌漑用水を分水している。

灌漑範囲は 50km^2 に達し，灌漑施設は Banjarnegara 県及び Purbalingga 県の耕作地が受益範囲である。各県の受益面積は，Banjarnegara 県が約 13km^2，Purbalingga 県が約 37km^2 である。灌漑目的は次のとおりであり，主目的は稲作用である。

① 漁業／養魚池
② ジャスミンプランテーション
③ オレンジプランテーション
④ 水田
⑤ タバコ

この灌漑用水は, 1989 年に建設されたムリチャダム（Mrica Dam：インドネシアパワー社（PT.IP）スディルマン発電所（PLTA Sudirman）ダム）右岸側の取水口から 11m^3/sec を取水し，インドネシアパワー社所有のタッペン発電所（PLTA Tapen）を通して灌漑水路に放水される。ムリチャダム建設以前，灌漑水路は，旧オランダ統治時代に構築された取水口から取水していたが，ダム建設に伴ってその機能を停止している。

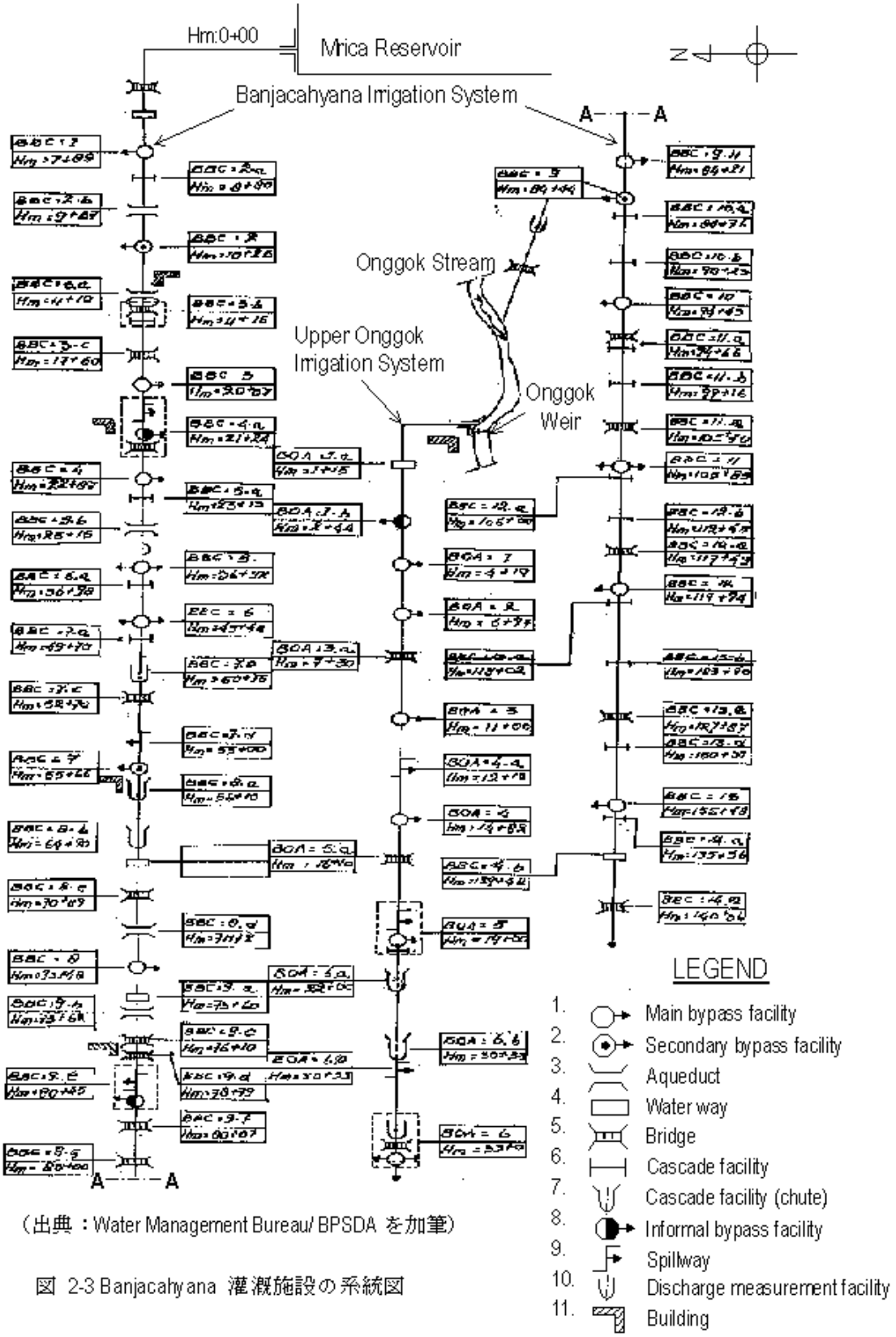
Banjarcahyana 灌漑水路は，水利管理局（Water Management Bureau/ Kepala Balai Pengelolaan

Sumber Daya Air : 以下 BPSDA）Serayu-Citanduy によって管理されている。

灌漑用水の供給はムリチャダムにより調整されている。灌漑取水口はタッペン発電所取水口となっており，その運用はインドネシアパワー社が行うが，流量については水利管理局が行っている。

中央ジャワ州の水資源管理局によると，Banjarcahyana 灌漑水路は老朽化が進んでいるものの補修を行いながら運用されている。

図２－２に Banjarcahyana 灌漑施設の系統図を示す。また，施設状況を写真２－１，写真２－２に示す。



（出典：Water Management Bureau/ BPSDA を加筆）

図 2-3 Banjacahyana 灌漑施設の系統図

写真２－１　Banjarcahyana 灌漑施設の基幹水路

写真２－２　Banjarcahyana 灌漑施設の落差工

第３章　プロジェクトの計画検討・収益性

３．１　計画地点の概要

本調査の対象となる小水力開発計画は, インドネシア国中央ジャワ地域 Banjarnegara 県に設置されている Banjarcahyana 灌漑水路に存在する未利用落差を発電に有効活用するものである（図３－１）。

図３－１　Banjarcahyana 灌漑水路地点位置図（その１）

当地点は, 図３－２に示すように, 上流より, SITEKI, PLUMBUNGAN, KINCANG1, KINCANG2, ADIPASIR1，ADIPASIR2，ADIPASIR3，RAKIT2 の 8 計画地点からなるが，それらが類似の落差形態を示し(図３－３), 位置的にも近接しており標準的な設計により合理的な開発が可能である。

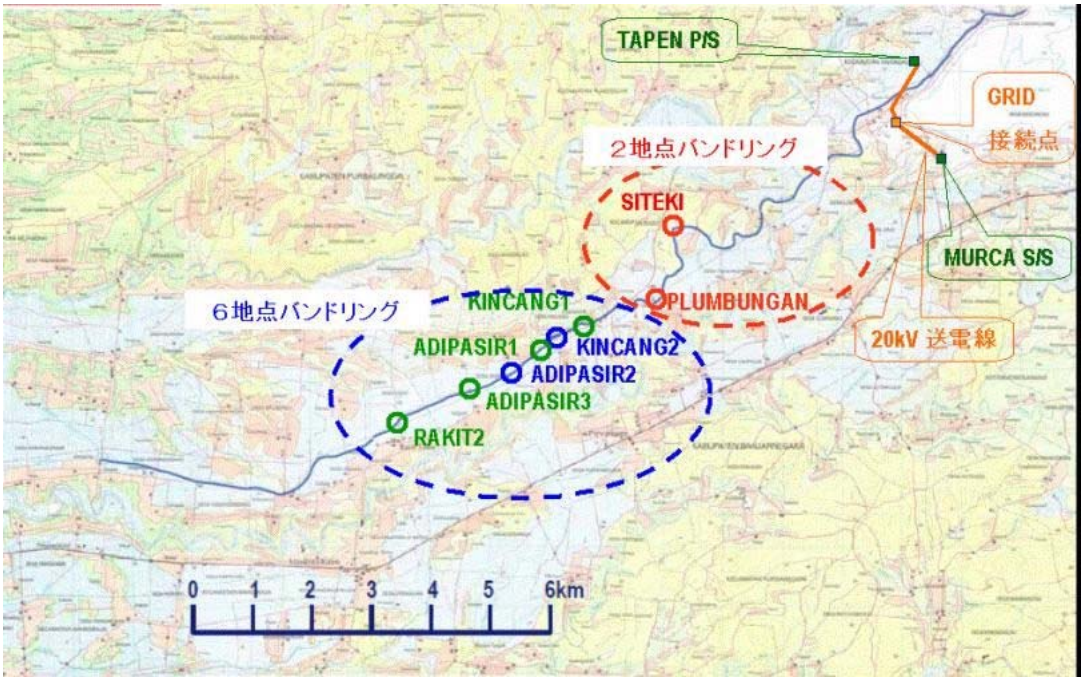


図３－２　Banjarcahyana 灌漑水路地点位置図（その２）

図３－３　当地点における未利用落差の一般的形態

今回の検討では，カウンターパートであるインドネシアパワー社との協議を経て， SITEKI 地点，PLUMBUNGAN 地点（SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクト）（出力 1,000kW 以上，上流側地点）と，6 地点開発（6 地点プロジェクト）（出力 1,000kW 未満，下流側地点）に分けて開発を行う方向性とし，それぞれ別個に検討を行った（表３－１参照）。

表３－１　各バンドリンググループの基本諸元※

Site	Site	P (kW)	Q (m^3/s)	He (m)
SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクト	SITEKI	1,200	9	16.65
	PLUMBUNGAN	1,600	9.6	19.93
6 地点プロジェクト	KINCANG1	205	5.9	4.83
	KINCANG 2	229	6.1	5.19
	ADIPASIR 1	234	6.2	5.27
	ADIPASIR 2	176	5.6	4.39
	ADIPASIR3	261	6.2	5.77
	RAKIT2	250	6.2	5.57

３．２　基本諸元の検討

発電計画を策定するにあたり, 基本諸元となる各地点の流量及び落差について現地調査を行った。

流量については，落差工の上流側水路に測定断面を設定し，1 箇所当たり 5～6 断面に分割したうえでプロペラ流速計を用いて流速測定を行い算定した。なお，解析は 3 点法を用いた（図３－４）。

落差については, 落差工の直上流と直下流においてレベルを用いて水準測量を実施し算定した。

図３－４　流量測定状況

なお，灌漑水路を流下する流量については，事前の情報により，年間を通じほぼ一定であることが判明しており, 流量･落差ともに, 1 の測定結果をもとに最適規模の策定が可能と判断した。

流量及び落差の測定結果に基づく各地点の基本諸元を表３－２及び図３－５に示す。

表３－２　各地点の基本諸元

Site	Discharge（Q） （m^3/s）	Head（H） （m）
SITEKI	8.6	18.0
PLUMBUNGAN	8.6	21.1
KINCANG1	7.5	5.4
KINCANG 2	7.5	5.8
ADIPASIR 1	6.9	5.9
ADIPASIR 2	6.9	4.9
ADIPASIR3	6.9	6.4
RAKIT2	6.9	6.2

現地調査により判明した各グループにおける共通的な特徴は以下のとおりである。

・計画地点が同一水路系内にあり，ほぼ連続し近接
・流量がほぼ同等（SITEKI & PLUMBUNGAN：Q=9m^3/s，その他 6 点：6～8m^3/s）
・落差がほぼ同等（SITEKI & PLUMBUNGAN：H=20m程度，
その他 6 点：H=5～6m）

したがって，水車・発電機型式の選定における同一機器の採用や工事費の算定における同一構造からなる設計・施工が可能であり，効率的な開発が可能期待できる。

図３－５（１）　各地点の基本諸元（SITEKI & PLUMBUNGAN）

図３－５（２）　各地点の基本諸元（その他 6 点）

なお, その後現地で委託実施している各地点での 9～11 月における水位及び流量測定結果は以下のとおりとなっており(表３－３～４参照), 上記設定値と比べて大きな違いはない。今後さらに測定を続けて計画の精度向上を図る予定である。

表３－３　各地点の水位測定結果

（9~11 月の量水標読みの平均）

Site	水位(m)
灌漑水路開始地点	0.48
SITEKI 取水口上流地点	0.30
SITEKI＆PLUMBUNGAN 中間地点	0.55
ADIPASIR1 取水口上流	0.78
RAKIT2 取水口上流地点	0.71
RAKIT2 放水口下流地点	0.51

表３－４　各地点の流量測定結果

（11 月 3 日，4 日実施）

Site	流量(m^3/s)
灌漑水路開始地点	11.1
SITEKI 取水口上流地点	9.2
SITEKI＆PLUMBUNGAN 中間地点	7.9
ADIPASIR1 取水口上流	7.2
RAKIT2 取水口上流地点	6.3
RAKIT2 放水口下流地点	3.8

３．３　水車・発電機型式の選定

発電計画に当たっては，まず現地調査による基本諸元をもとに，水車・発電機型式の選定を行った。

（１）　水車型式の選定

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトについては，使用水量及び落差諸元から，「横軸フランシス型水車」及び S 型カプラン型水車が使用可能と考えられるが，水車効率，発電可能な最小水量，コスト等をもとに経済性検討を行い，「S 型カプラン水車」を選定した。

一方，6 地点プロジェクトについては，図３－６に示す選定表によれば，使用水量 6～8 m^3/s，落差 5～6mの基本諸元に適合する水車型式は「水中式発電機-一体型水車」となる（図中赤丸で表示）。また，水車を２台設置する場合には，「横軸固定羽根プロペラ水車」となる（図中青丸で表示）。

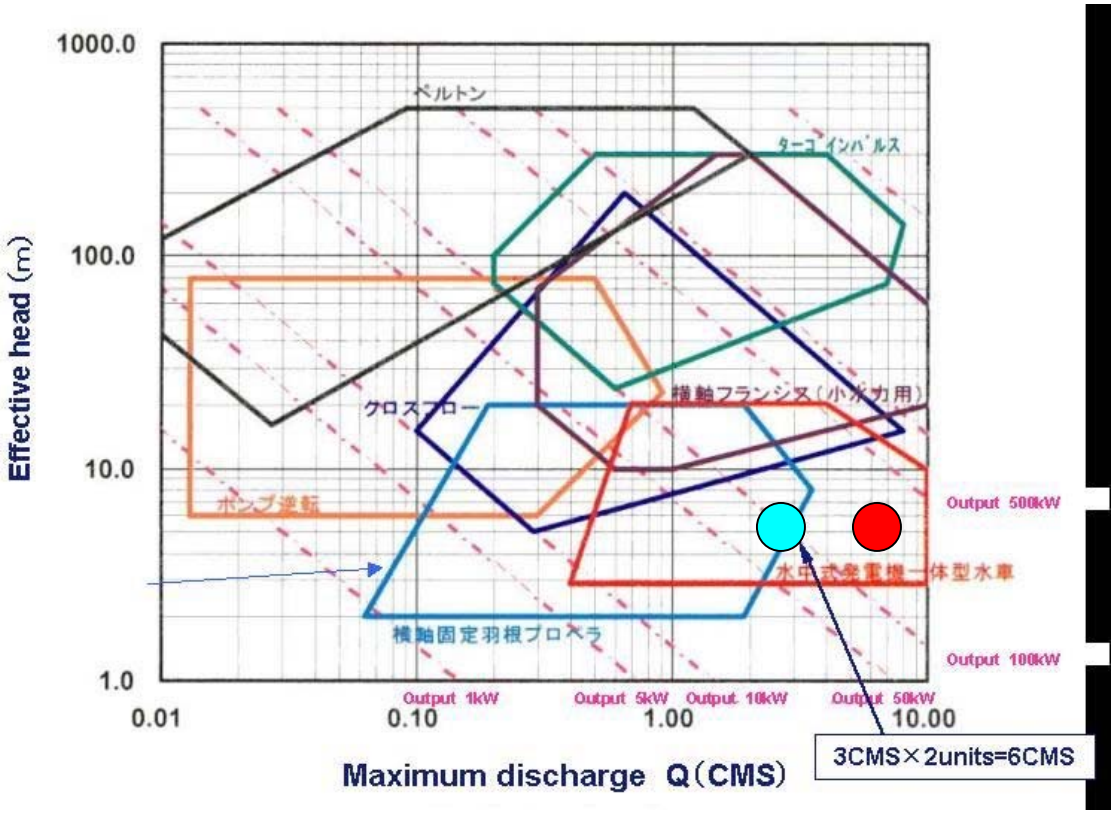


図３－６　水車型式の選定

これをもとに総合的な検討を行った結果，日本製の水車として東南アジアでも実績があり，価格競争力及び信頼性を有すること，今回の 6 地点に対し同一機種の適用が可能なことにより経済性に優れること，等の点から，㈱東芝製の Hydro-eKIDS（横軸固定羽根プロペラ水車）を採用することとした。Hydro-eKIDS の概要を図３－７に示す。

なお，本選定図には示していないが，S 型チューブラ水車も適用可能な領域ではあるが，本計画規模での採用は経済的に優位性を持たないことから，本検討からは除外した。

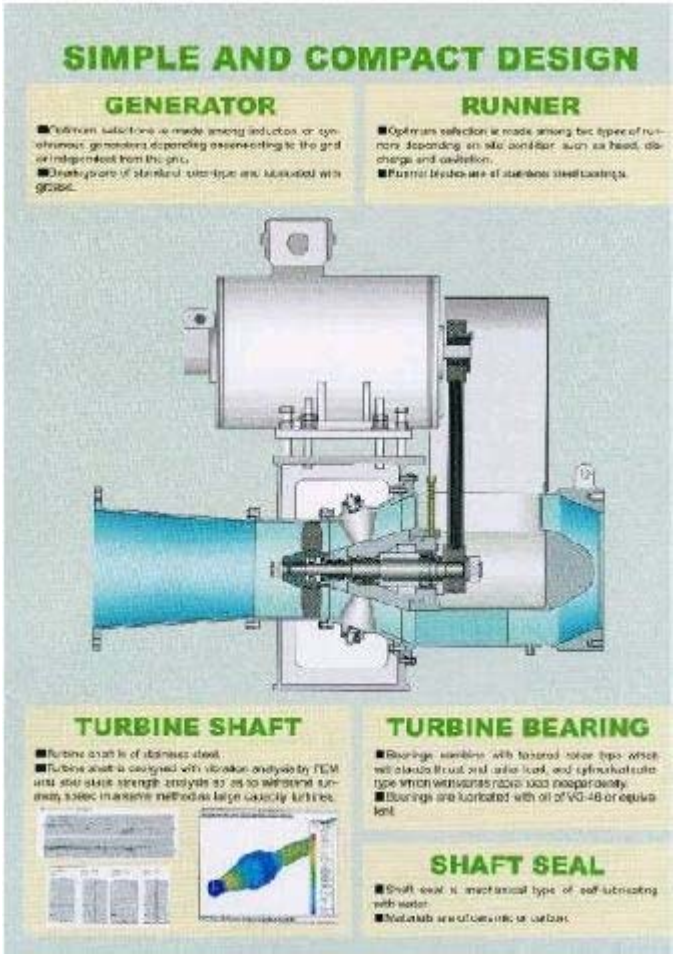


図３－７　Hydro-e-KIDS の概要

（２） 発電機型式の選定

発電機は，大容量の送電系統へ接続し周波数・電圧調整が不要であること，発電容量が系統容量に比べて十分小さく，並列時の電圧変動の影響が小さいこと，安価であること，構造が簡単で信頼性が高く保守が容易であることから，誘導発電機を採用することとした。

３．４　最適規模の検討

（１）　最大使用水量の決定

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトについては，入手した各地点における年間の流況曲線をもとに，ほぼ最大流量となる SITEKI：9m^3/s，PLUMBUNGAN：9.6m^3/s とした。

6 地点プロジェクトについては，各地点における年間の流況曲線は整理されていないため，最上流の SITEKI 地点の流況曲線をもとに，前述した各地点の流量測定結果から流量換算を行った。その結果，灌漑水路を流れる最大流量は 8.6～7m^3/s となることから，同時・同規模開発による経済性向上を目指し，いずれの地点についても最大使用水量約約 3m^3/s の水車を 2 台設置する計画とした。

代表例として，ADIPASIR1 地点の流況曲線を図３－８に示す。

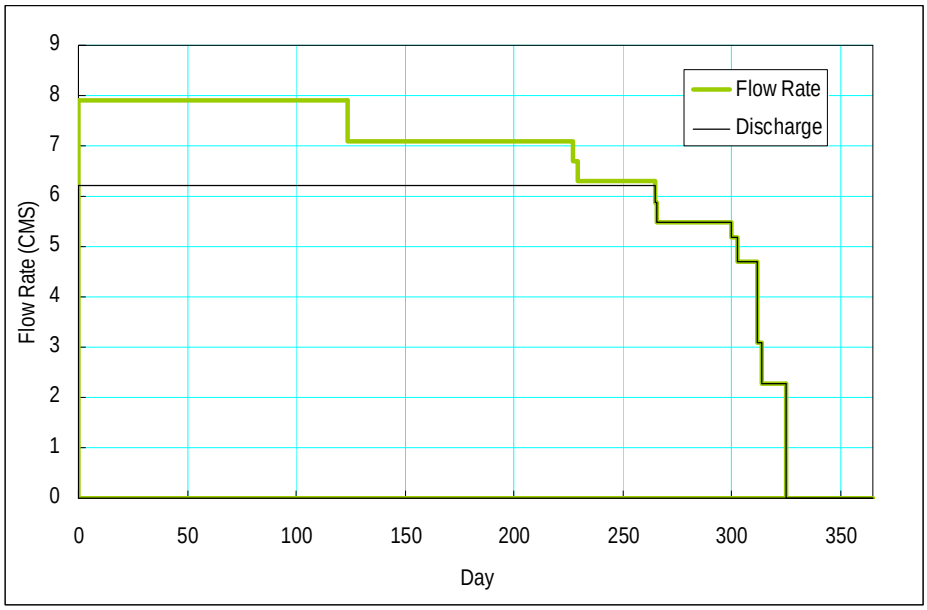


図３－８　ADIPASIR1 地点の流況曲線

（２）　総合効率ηの算定

流況曲線の各流量に対応する部分負荷での総合効率を出力特性より算定する。

ADIPASIR1 地点における結果を表３－５に示す。

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトで採用した S 型カプラン水車については，水車運転下限負荷は 30%となり，水路を流れるほぼ全流量を発電可能である。

6 地点プロジェクトについては，ガイドベーン固定型（手動による開度変更可能）の Hydro-e-KIDS を採用し，ガイドベーンを手動で調整することにより，水車運転下限の 65%程度の流量までの範囲を発電可能である。

表３－５　ADIPASIR1 地点における部分負荷総合効率算定結果

負荷率(%)	総合効率(%)
100	73
95	73
89	71.8
84	69.8
76	63.8
50	4.4
37	0.0

（３） 有効落差の算定

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトの有効落差については各地点について設備設計を行い，それぞれについて損失落差を算定した。

6 地点プロジェクトについては，地点相互の地形及び開発規模が類似していることから ADIPASIR1 を代表地点とした設備設計を行い（詳細は設計検討の章で後述），これをもとに地点ごとに損失落差を算定し，有効落差を算定した。

損失落差算定例を図３－９に，各地点の有効落差結果を表３－６に示す。

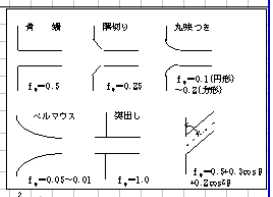
Item	D or A	Drain Rate	Velocity	Remarks
Unit	mm	m3/s	m/s	
Penstock1 Inlet	1,000	3.100	3.947	Qmax×2 = 6.200 CMS
Tailrace & Outlet	1,500	3.100	1.754	

Gross Head Cariculation

Item	Unit	Value	Remarks
Tank W.L.	EL.m	9.850	
Outlet W.L.	EL.m	3.950	
Gross Head	m	5.900	

Inlet

Q	:	flow rate	6.200	m3/s
B	:	width of the inlet	B 8.000	m
H	:	depth at the inlet	H 1.000	m
v	:	flow velocity upstream of the trashback		
		Q / (B × H)		
		6.200 / (8.000 × 1.000)		
		=	0.775	m/s
g	:	gravity accerelation	9.80665	
f_e	:	co-efficient	0.5	



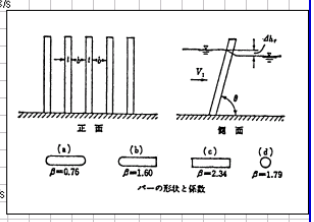
$$h_e = (1 + f_e) \times \left(\frac{v^2}{2 \times g}\right)$$

$$(1 + 0.5) \times \left(\frac{0.775^2}{2 \times 9.80665}\right)$$

= **0.046** m

Inlet Trash Back

Q	:	flow rate	6.200	m3/s
θ	:	co-efficient based on cross section shape	2.340	
		slope of bar θ	73 ° 18 ′ 3 ″	
		sinθ =	0.958	
b	:	width between adjacent bars	0.045	m
t	:	thickness of a bar	0.012	m
B	:	cross section width of flow	B 8.000	m
H	:	cross section height of flow	H 1.000	m
v	:	flow velocity upstream of the trashback		
		Q / (B × H)		
		6.200 / (8.000 × 1.000)		
		=	0.775	m/s
g	:	gravity accerelation	9.80665	



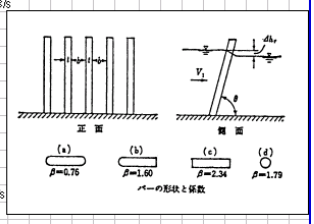
$$h_b = \beta \times \sin\theta \times \left(\frac{t}{b}\right)^{4/3} \times \left(\frac{v^2}{2 \times g}\right)$$

$$2.34 \times 0.958 \times \left(\frac{0.012}{0.045}\right)^{4/3} \times \left(\frac{0.775^2}{2 \times 9.80665}\right)$$

= **0.012** m

Head Tank Trash Back

Q	:	flow rate	6.200	m3/s
θ	:	co-efficient based on cross section shape	2.340	
		slope of bar θ	73 ° 18 ′ 3 ″	
		sinθ =	0.958	
b	:	width between adjacent bars	0.045	m
t	:	thickness of a bar	0.012	m
B	:	cross section width of flow	B 4.000	m
H	:	cross section height of flow	H 1.000	m
v	:	flow velocity upstream of the trashback		
		Q / (B × H)		
		6.200 / (4.000 × 1.000)		
		=	1.55	m/s
g	:	gravity accerelation	9.80665	



$$h_b = \beta \times \sin\theta \times \left(\frac{t}{b}\right)^{4/3} \times \left(\frac{v^2}{2 \times g}\right)$$

$$2.34 \times 0.958 \times \left(\frac{0.012}{0.045}\right)^{4/3} \times \left(\frac{1.55^2}{2 \times 9.80665}\right)$$

= **0.047** m

Penstock1 Inlet

Item	unit	Value /unit	Co-efficient	Velocity	Loss	Remarks
Inlet	m	–	0.100	3.947	0.079	L-Type,rounded
Penstock friction	m		0.065	3.947	0.052	
Penstock bending A=90	m		0.145	3.947	0.116	
Others	m	–	–	–	0.033	
Sub Total	m				**0.290**	

Tailrace & Outlet

Item	unit	Value /unit	Co-efficient	Velocity	Loss	Remarks
Manning's roughness coefficient	-	–	0.013			Concrete
Penstock friction	m		0.049	1.754	0.008	
Penstock bending A=90	m		0.145	1.754	0.023	
Outlet	m	–	1.000	1.754	0.157	
Others	m	–	–	–	0.022	
Sub Total	m				**0.210**	
Others	m				**0.035**	
Total Length(for check)	m					

Gross Head	m	**5.900**	
Loss Head	m	**0.630**	Emnerical add rate 5%
Net Head	m	**5.270**	

図３－９　損失落差算定例

表３－６　各地点の有効落差算定結果

Site	Net Head (H) (m)	Head Loss（hl）(m)	Effective Head（He）（m）
SITEKI	18.00	1.35	16.65
PLUMBUNGAN	21.13	2.00	19.13
KINCANG1	5.4	0.57	4.83
KINCANG２	5.8	0.61	5.19
ADIPASIR１	5.9	0.63	5.27
ADIPASIR２	4.9	0.51	4.39
ADIPASIR3	6.4	0.63	5.77
RAKIT2	6.2	0.63	5.57

（４） 最大出力（P）及び発生電力量（E）の算定

以上の検討結果をもとに，各地点の最大出力及び発生電力量を算定した。なお，最大出力及び発生電力量の算定は以下の式にもとづく。

最大出力 $P=9.8\times Q\times He\times \eta$　(kW)

ここに，η：水車・発電機の総合効率(%)

Q：最大使用水量(m^3/s)

He：有効落差(m)

発生電力量 $E=\Sigma(pi\times 24)/10^6$　(GWh)

ここに，Pi：各日の発生電力(kW)

検討結果を表３－７に示す。

表３－７　各地点の最大出力及び発生電力量算定結果

Site	P (kW)	Q (m^3/s)	He（m）	E (GWh)
SITEKI	1,200	9.0	16.65	6.967
PLUMBUNGAN	1,600	9.6	19.93	11.662
小計	2,800	―	―	18,629
KINCANG1	205	5.9	4.83	1.530
KINCANG２	229	6.1	5.19	1.704
ADIPASIR１	234	6.2	5.27	1.714
ADIPASIR２	176	5.6	4.39	1.311
ADIPASIR3	261	6.2	5.77	1.910
RAKIT2	250	6.2	5.57	1.762
小計	1,355	―	―	9.931

３．５　設計及び工事費の算定

SITEKI & PLUMBUNGAN プロジェクトについては, 6 地点プロジェクトと比べ規模も大きく, 落差もやや異なることから，各地点につい設計及び工事費を算定した。

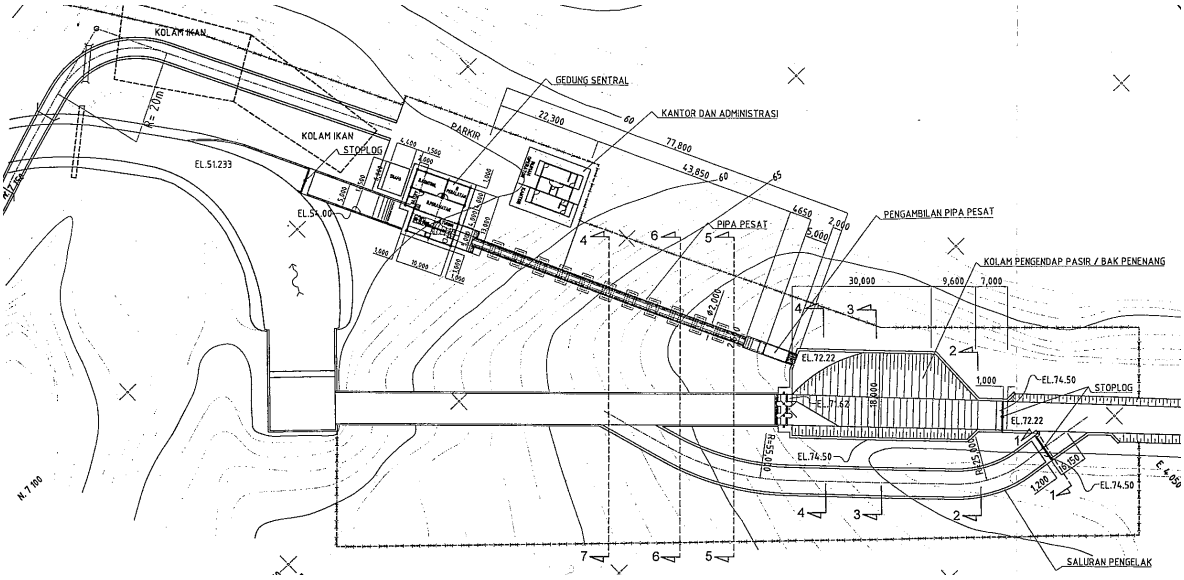
一方，その他 6 地点については，前述した地形及び規模に関する共通的特徴を踏まえ, ADIPASIR1 地点を代表地点として概略設計・数量計算を行い，これを各地点に適用した。

（1） 設　計

・常時保守要員を待機させ，塵芥の除去，取水停止措置等の通常保守は，人力による維持管理を基本とした構造とする。
・現状水位を大きく上昇させない範囲で灌漑水路を角落し（木製）によりせき止め，発電用水路・発電所を左岸または右岸側に新設する。
・余水路は上流に影響を与えない範囲(15cm 程度)の越流水深が確保できるだけの越流長を確保する。取水路側だけで越流水深が確保できない場合は，灌漑水路内にも越流部を設置する。
・取水口は塵芥の集中を起こさないよう，十分な取水幅及び溺堤を設ける。
・取水口及び水槽にはスクリーンを設け塵芥の流入を防止する。また，水槽入口に排砂路を設置する。
・取水路及び水車・発電機のメンテナンスが可能となるよう, 取水口及び水槽には角落し（木製）を設置可能な構造とする。
・発電所は上屋式とし，メンテナンス・オーバーホール可能なスペースを確保する。

以上の考え方に基づく代表的地点の設計図を図３－１０に示す。

【SITEKI 地点】



【PLUMBUNGAN 地点】

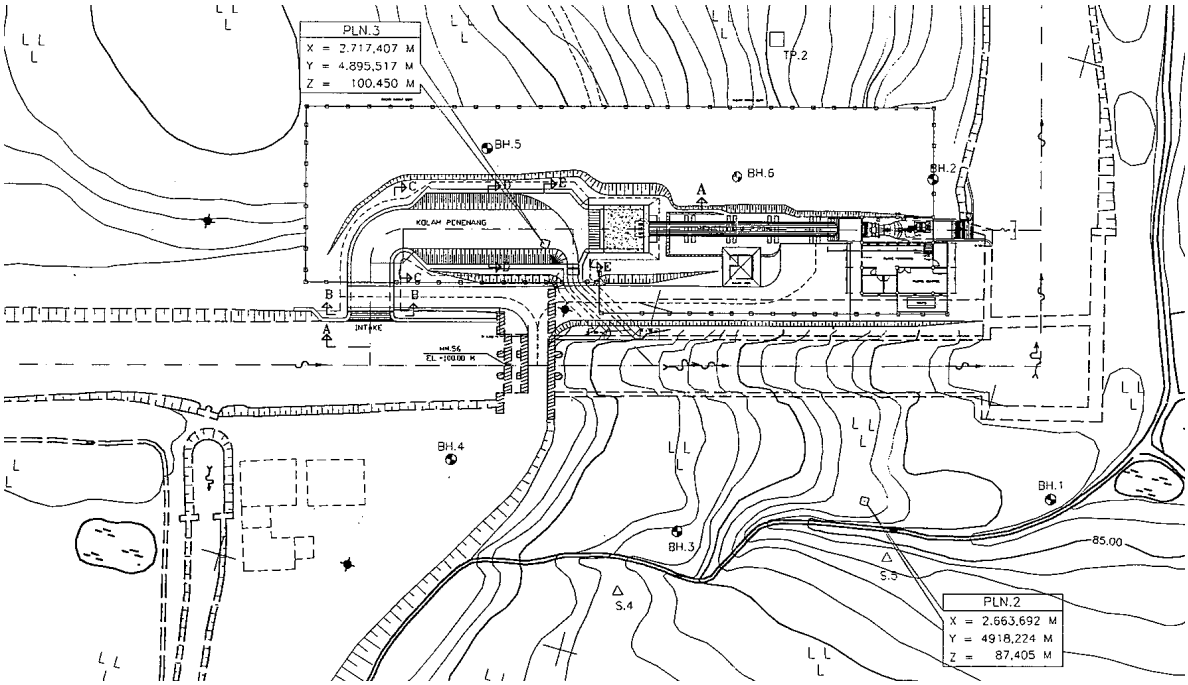


図３－１０（１）　設計図（SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクト）

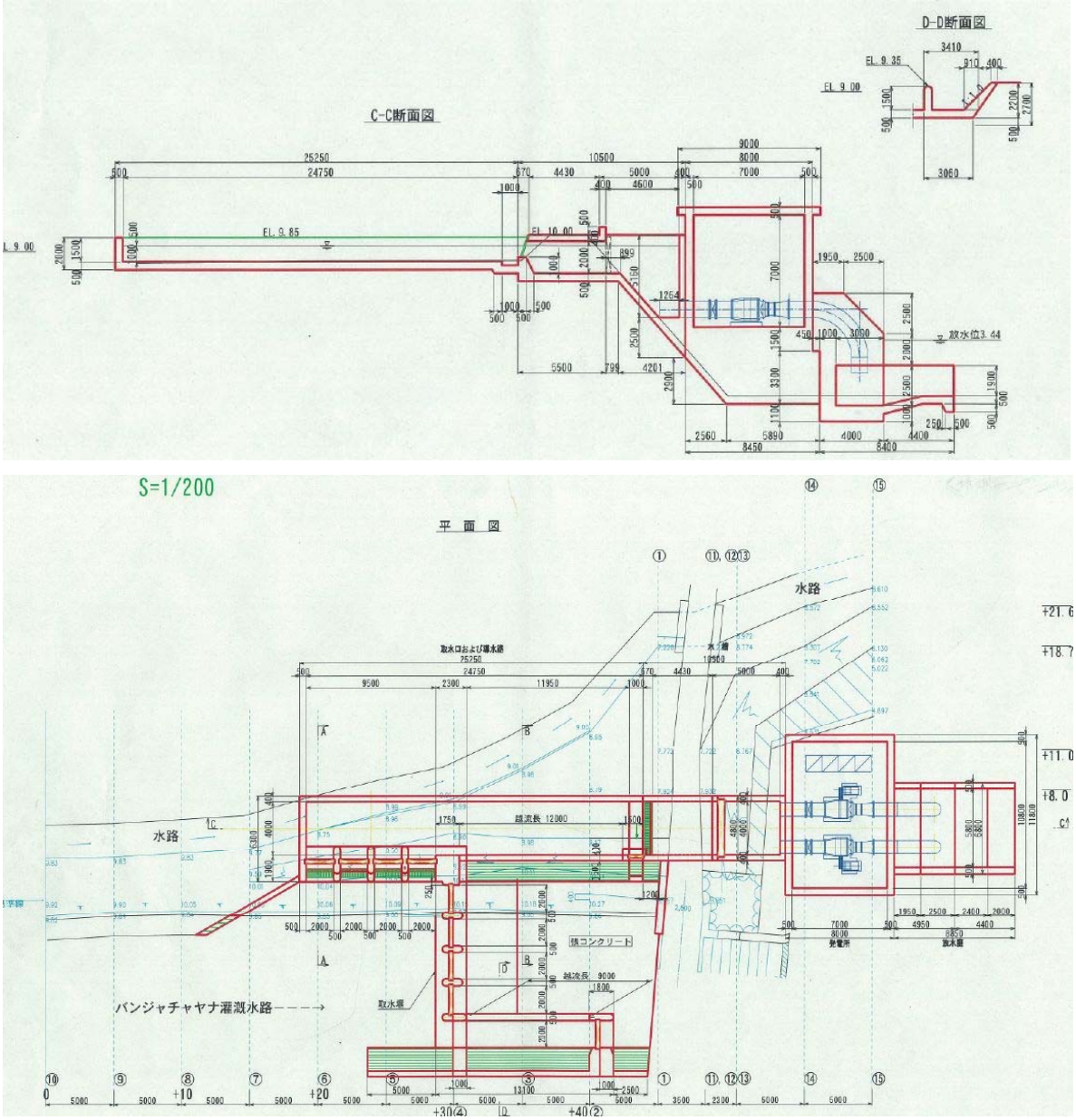


図３－１０（２）　設計図（6 地点プロジェクト）

（２） 工事費の算定

工事費の算定に当たっては，本検討が概略検討であることを踏まえ，以下の方法によった。

・項目　　：①準備工事，②土木工事，③金物工事，④電気・機械工事（送電工事含む），⑤技術経費，⑥予備費，に区分する。

・算定方法　　：②③④は積み上げ，①⑤⑥は②③④の合計による比率から算定

・土木工事の工種：掘削，埋め戻し，コンクリート，鉄筋，その他に区分
・工事単価：土木工事については，原則として現地単価を使用。電気・機械工事については，国際調達価格を使用
・総工事費として，以上を合算する。なお，その他 6 地点については，同時期施工，同型機器購入等を反映したコスト効率化を考慮し，全体工事費×70%として算定する。

以上に基づき算定した結果を表３－８に示す。

表３－８　工事費積算結果

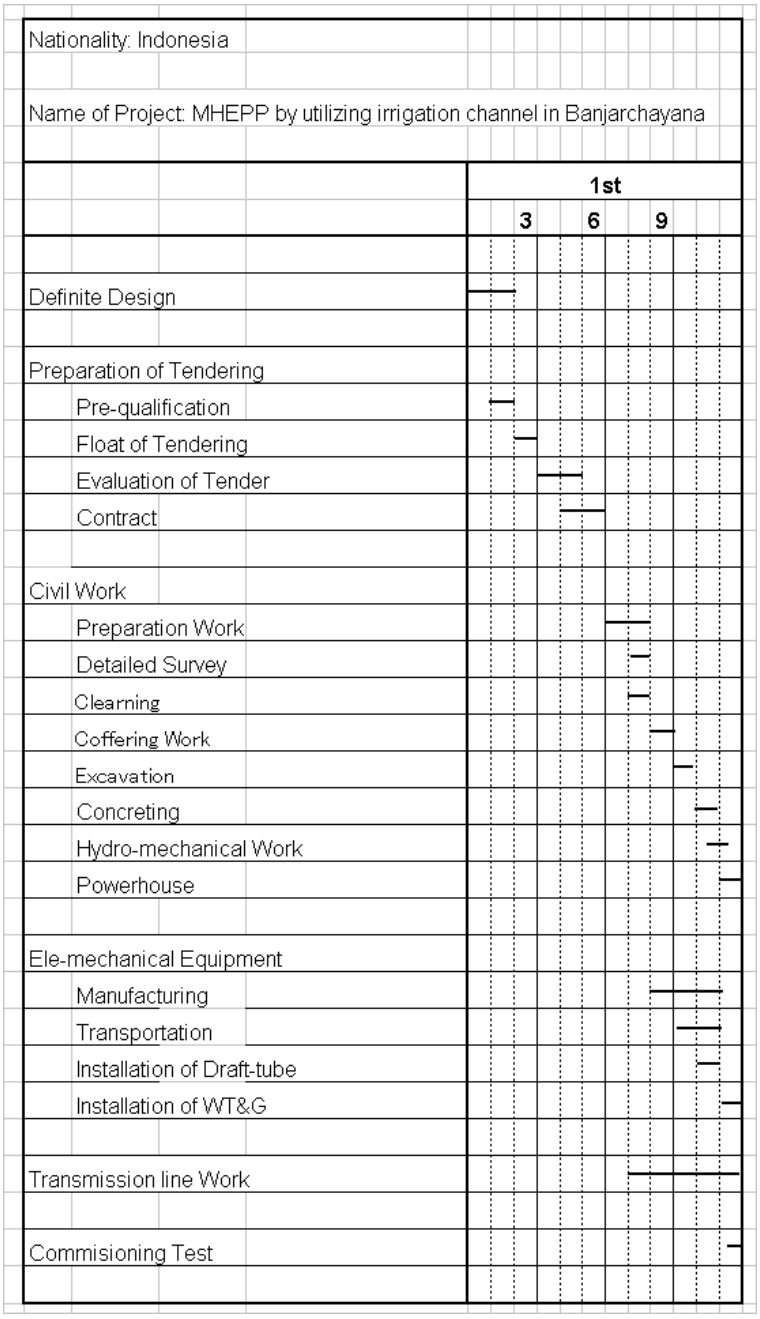
(MUS$)

Item／Site	SITEKI & LUMBUNGAN	６地点
土木工事	0.5	0.5
電気・機械工事	1.9	1.9
その他	0.6	0.3
計	3.0	2.7

３．６　建設工程

１地点当たりの建設工程は，表３－９に示すように，入札～竣工まで約１年と考えられ，グループ毎に各地点を順次約１ヶ月遅れで同様の工事を開始することにより, 仮設備の共用化や労務者の効率的配置が可能となり，その結果，工事期間はもとより建設費を低減することができた。

表３－９　工事工程



３．７　収益性検討

収益性検討に当たっては，F/S において広く用いられている FIRR（Financial Internal Rate of Return）を評価指標とした。

（１）　前提条件

収益性検討において必要となる前提条件については, これまでの検討結果及びインドネシア国関係者との協議結果を踏まえ，以下のとおりとした。

表３－１０（１）　検討設定条件一覧（SITEKI & PLUMBUNGAN）

Item	Value		Remarks
建設費	2,961,700	USD	2sites
O&Mコスト			
点検費用			
Grade A	40,000	USD/site	every year
Grade B	65,000	USD/site	every 3 years
Grade C	280,000	USD/site	every 5 years
Over Haul	335,000	USD/site	every 10 years
管理費	120,000	USD/year	
	2	sites	

Item	Value		Remarks
発生電力量	18.629	GWh/year	2sites
売電単価	0.04	USD/kWh	
排出係数	0.783	tCO2/MWh	
CER単価1	5	USD/kWh	
CER単価2	10	USD/kWh	
CO2排出量	14,533	tCO2	
Discount Rate	10	%	
Exchange Rate	120	JY/USD	

Item	Value		Remarks
売電収入	745,160	USD	
CER収入1	72,663	USD	
CER収入2	145,325	USD	

表３－１０（２）　検討設定条件一覧（６地点）

Item	Value		Remarks
建設費	2,746,800	USD	6sites
O&Mコスト			
点検費用			
Grade A	4,000	USD/site	every year
Grade B	6,500	USD/site	every 3 years
Grade C	28,000	USD/site	every 5 years
Over Haul	33,500	USD/site	every 10 years
管理費	12,000	USD/year	
	6	sites	

Item	Value		Remarks
発生電力量	9.931	GWh/year	6sites
売電単価	0.04	USD/kWh	
排出係数	0.783	tCO2/MWh	
CER単価1	5	USD/kWh	
CER単価2	10	USD/kWh	
CO2排出量	7,747	tCO2	
Discount Rate	10	%	
Exchange Rate	120	JY/USD	

Item	Value		Remarks
売電収入	397,240	USD	
CER収入1	38,735	USD	
CER収入2	77,470	USD	

（２） 検討結果

プロジェクト期間を 30 年として，以上の条件に基づきその他 6 地点の収益性を算定した結果を表３－１０に示す。

ここでは, CER による影響を見るため, ①CER あり, 5USD/tCO2, ②CER あり, 10USD･tCO2, ③CER なし，の 3 ケースについて検討した。その他６地点における上記 3 ケースの収益性検討結果を表３－１１～１３に示す。

表３－１１（１）　収益性検討結果１（SITEKI & PLUMBUNGAN）

IRR計算書 (SITEKI&PLUMBUNGAN：CERあり，5USD/tCO2)

Item		Outflow			Inflow				Net Cash Flow	Present Value			
		Construction Cost	O&M	Total	Energy Generation	Financial Revenue	CER	Total		PV factor	Outflow (C)	Inflow (B)	Net Flow
Year		10^3USD	10^3USD	10^3USD	MWh	10^3USD	10^3USD	10^3USD	10^3USD		10^3USD	10^3USD	10^3USD
1		2,962		2,962				0	-2,962	1.000	2,962	0	-2,962
2	1		320	320	**18,629**	745	73	818	498	0.909	291	743	453
3	2		320	320	18,629	745	73	818	498	0.826	264	676	411
4	3		370	370	18,629	745	73	818	448	0.751	278	614	336
5	4		320	320	18,629	745	73	818	498	0.683	219	559	340
6	5		800	800	18,629	745	73	818	18	0.621	497	508	11
7	6		370	370	18,629	745	73	818	448	0.564	209	462	253
8	7		320	320	18,629	745	73	818	498	0.513	164	420	255
9	8		320	320	18,629	745	73	818	498	0.467	149	382	232
10	9		370	370	18,629	745	73	818	448	0.424	157	347	190
11	10		910	910	18,629	745	73	818	-92	0.386	351	315	-36
12	11		320	320	18,629	745	73	818	498	0.350	112	287	174
13	12		370	370	18,629	745	73	818	448	0.319	118	261	143
14	13		320	320	18,629	745	73	818	498	0.290	93	237	144
15	14		320	320	18,629	745	73	818	498	0.263	84	215	131
16	15		800	800	18,629	745	73	818	18	0.239	192	196	4
17	16		320	320	18,629	745	73	818	498	0.218	70	178	108
18	17		320	320	18,629	745	73	818	498	0.198	63	162	98
19	18		370	370	18,629	745	73	818	448	0.180	67	147	81
20	19		320	320	18,629	745	73	818	498	0.164	52	134	81
21	20		269	269	18,629	745	73	818	549	0.149	40	122	82
22	21		370	370	18,629	745	73	818	448	0.135	50	111	61
23	22		320	320	18,629	745		745	425	0.123	39	92	52
24	23		320	320	18,629	745		745	425	0.112	36	83	47
25	24		370	370	18,629	745		745	375	0.102	38	76	38
26	25		800	800	18,629	745		745	-55	0.092	74	69	-5
27	26		320	320	18,629	745		745	425	0.084	27	63	36
28	27		370	370	18,629	745		745	375	0.076	28	57	29
29	28		320	320	18,629	745		745	425	0.069	22	52	29
30	29		320	320	18,629	745		745	425	0.063	20	47	27
31	30		240	240	18,629	745		745	505	0.057	14	43	29
Total		2,962	11,899	14,861	558,870	22,355	1,526	23,881	9,020		6,778	7,653	875

FIRR	13.6%
NPV(B-C)	875
NPV(B/C)	112.9%

表３－１１（２）　収益性検討結果２（SITEKI & PLUMBUNGAN）

IRR計算書 (SITEKI&PLUMBUNGAN：CERあり，10USD/tCO2)

Item		Outflow			Inflow				Net Cash Flow	Present Value			
		Construction Cost	O&M	Total	Energy Generation	Financial Revenue	CER	Total		PV factor	Outflow (C)	Inflow (B)	Net Flow
Year		10^3USD	10^3USD	10^3USD	MWh	10^3USD	10^3USD	10^3USD	10^3USD		10^3USD	10^3USD	10^3USD
1		2,962		2,962				0	-2,962	1.000	2,962	0	-2,962
2	1		320	320	**18,629**	745	145	890	570	0.909	291	810	519
3	2		320	320	18,629	745	145	890	570	0.826	264	736	471
4	3		370	370	18,629	745	145	890	520	0.751	278	669	391
5	4		320	320	18,629	745	145	890	570	0.683	219	608	390
6	5		800	800	18,629	745	145	890	90	0.621	497	553	56
7	6		370	370	18,629	745	145	890	520	0.564	209	503	294
8	7		320	320	18,629	745	145	890	570	0.513	164	457	293
9	8		320	320	18,629	745	145	890	570	0.467	149	415	266
10	9		370	370	18,629	745	145	890	520	0.424	157	378	221
11	10		910	910	18,629	745	145	890	-20	0.386	351	343	-8
12	11		320	320	18,629	745	145	890	570	0.350	112	312	200
13	12		370	370	18,629	745	145	890	520	0.319	118	284	166
14	13		320	320	18,629	745	145	890	570	0.290	93	258	165
15	14		320	320	18,629	745	145	890	570	0.263	84	234	150
16	15		800	800	18,629	745	145	890	90	0.239	192	213	22
17	16		320	320	18,629	745	145	890	570	0.218	70	194	124
18	17		320	320	18,629	745	145	890	570	0.198	63	176	113
19	18		370	370	18,629	745	145	890	520	0.180	67	160	94
20	19		320	320	18,629	745	145	890	570	0.164	52	146	93
21	20		269	269	18,629	745	145	890	621	0.149	40	132	92
22	21		370	370	18,629	745	145	890	520	0.135	50	120	70
23	22		320	320	18,629	745		745	425	0.123	39	92	52
24	23		320	320	18,629	745		745	425	0.112	36	83	47
25	24		370	370	18,629	745		745	375	0.102	38	76	38
26	25		800	800	18,629	745		745	-55	0.092	74	69	-5
27	26		320	320	18,629	745		745	425	0.084	27	63	36
28	27		370	370	18,629	745		745	375	0.076	28	57	29
29	28		320	320	18,629	745		745	425	0.069	22	52	29
30	29		320	320	18,629	745		745	425	0.063	20	47	27
31	30		240	240	18,629	745		745	505	0.057	14	43	29
Total		2,962	11,899	14,861	558,870	22,355	3,052	25,407	10,546		6,778	8,281	1,503

FIRR	16.2%
NPV(B-C)	1,503
NPV(B/C)	122.2%

表３－１１（３）　収益性検討結果３（SITEKI & PLUMBUNGAN）

IRR計算書 (SITEKI&PLUMBUNGAN：CERなし)

Item		Outflow			Inflow				Net Cash Flow	Present Value			
		Construction Cost	O&M	Total	Energy Generation	Financial Revenue	CER	Total		PV factor	Outflow (C)	Inflow (B)	Net Flow
Year		10^3USD	10^3USD	10^3USD	MWh	10^3USD	10^3USD	10^3USD	10^3USD		10^3USD	10^3USD	10^3USD
1		2,962		2,962				0	-2,962	1.000	2,962	0	-2,962
2	1		320	320	**18,629**	745	0	745	425	0.909	291	677	387
3	2		320	320	18,629	745	0	745	425	0.826	264	616	351
4	3		370	370	18,629	745	0	745	375	0.751	278	560	282
5	4		320	320	18,629	745	0	745	425	0.683	219	509	290
6	5		800	800	18,629	745	0	745	-55	0.621	497	463	-34
7	6		370	370	18,629	745	0	745	375	0.564	209	421	212
8	7		320	320	18,629	745	0	745	425	0.513	164	382	218
9	8		320	320	18,629	745	0	745	425	0.467	149	348	198
10	9		370	370	18,629	745	0	745	375	0.424	157	316	159
11	10		910	910	18,629	745	0	745	-165	0.386	351	287	-64
12	11		320	320	18,629	745	0	745	425	0.350	112	261	149
13	12		370	370	18,629	745	0	745	375	0.319	118	237	120
14	13		320	320	18,629	745	0	745	425	0.290	93	216	123
15	14		320	320	18,629	745	0	745	425	0.263	84	196	112
16	15		800	800	18,629	745	0	745	-55	0.239	192	178	-13
17	16		320	320	18,629	745	0	745	425	0.218	70	162	93
18	17		320	320	18,629	745	0	745	425	0.198	63	147	84
19	18		370	370	18,629	745	0	745	375	0.180	67	134	67
20	19		320	320	18,629	745	0	745	425	0.164	52	122	70
21	20		269	269	18,629	745	0	745	476	0.149	40	111	71
22	21		370	370	18,629	745	0	745	375	0.135	50	101	51
23	22		320	320	18,629	745	0	745	425	0.123	39	92	52
24	23		320	320	18,629	745	0	745	425	0.112	36	83	47
25	24		370	370	18,629	745	0	745	375	0.102	38	76	38
26	25		800	800	18,629	745	0	745	-55	0.092	74	69	-5
27	26		320	320	18,629	745	0	745	425	0.084	27	63	36
28	27		370	370	18,629	745	0	745	375	0.076	28	57	29
29	28		320	320	18,629	745	0	745	425	0.069	22	52	29
30	29		320	320	18,629	745	0	745	425	0.063	20	47	27
31	30		240	240	18,629	745	0	745	505	0.057	14	43	29
Total		2,962	11,899	14,861	558,870	22,355	0	22,355	7,494		6,778	7,025	246

FIRR	11.0%
NPV(B-C)	246
NPV(B/C)	103.6%

表３－１２（１）　収益性検討結果１（６地点）

IRR計算書 (その他6地点:CERあり, 5USD/tCO2)

Item		Outflow			Inflow				Net Cash Flow	Present Value			
		Construction Cost	O&M	Total	Energy Generation	Financial Revenue	CER	Total		PV factor	Outflow (C)	Inflow (B)	Net Flow
Year		10^3USD	10^3USD	10^3USD	MWh	10^3USD	10^3USD	10^3USD	10^3USD		10^3USD	10^3USD	10^3USD
1		2,747		2,747				0	-2,747	1.000	2,747	0	-2,747
2	1		96	96	**9,931**	397	39	436	340	0.909	87	396	309
3	2		96	96	9,931	397	39	436	340	0.826	79	360	281
4	3		111	111	9,931	397	39	436	325	0.751	83	328	244
5	4		96	96	9,931	397	39	436	340	0.683	66	298	232
6	5		240	240	9,931	397	39	436	196	0.621	149	271	122
7	6		111	111	9,931	397	39	436	325	0.564	63	246	183
8	7		96	96	9,931	397	39	436	340	0.513	49	224	174
9	8		96	96	9,931	397	39	436	340	0.467	45	203	159
10	9		111	111	9,931	397	39	436	325	0.424	47	185	138
11	10		273	273	9,931	397	39	436	163	0.386	105	168	63
12	11		96	96	9,931	397	39	436	340	0.350	34	153	119
13	12		111	111	9,931	397	39	436	325	0.319	35	139	104
14	13		96	96	9,931	397	39	436	340	0.290	28	126	98
15	14		96	96	9,931	397	39	436	340	0.263	25	115	90
16	15		240	240	9,931	397	39	436	196	0.239	57	104	47
17	16		96	96	9,931	397	39	436	340	0.218	21	95	74
18	17		96	96	9,931	397	39	436	340	0.198	19	86	67
19	18		111	111	9,931	397	39	436	325	0.180	20	78	58
20	19		96	96	9,931	397	39	436	340	0.164	16	71	56
21	20		118	118	9,931	397	39	436	318	0.149	18	65	47
22	21		111	111	9,931	397	39	436	325	0.135	15	59	44
23	22		96	96	9,931	397		397	301	0.123	12	49	37
24	23		96	96	9,931	397		397	301	0.112	11	44	34
25	24		111	111	9,931	397		397	286	0.102	11	40	29
26	25		240	240	9,931	397		397	157	0.092	22	37	15
27	26		96	96	9,931	397		397	301	0.084	8	33	25
28	27		111	111	9,931	397		397	286	0.076	8	30	22
29	28		96	96	9,931	397		397	301	0.069	7	28	21
30	29		96	96	9,931	397		397	301	0.063	6	25	19
31	30		72	72	9,931	397		397	325	0.057	4	23	19
Total		2,747	3,607	6,354	297,930	11,917	813	12,731	6,377		3,897	4,080	182

FIRR	10.8%
NPV(B-C)	182
NPV(B/C)	104.7%

表３－１２（２）　収益性検討結果２（６地点）

IRR計算書 (その他6地点:CERあり, 10USD/tCO2)

Item		Outflow			Inflow				Net Cash Flow	Present Value			
		Construction Cost	O&M	Total	Energy Generation	Financial Revenue	CER	Total		PV factor	Outflow (C)	Inflow (B)	Net Flow
Year		10^3USD	10^3USD	10^3USD	MWh	10^3USD	10^3USD	10^3USD	10^3USD		10^3USD	10^3USD	10^3USD
1		2,747		2,747				0	-2,747	1.000	2,747	0	-2,747
2	1		96	96	**9,931**	397	77	475	379	0.909	87	432	344
3	2		96	96	9,931	397	77	475	379	0.826	79	392	313
4	3		111	111	9,931	397	77	475	364	0.751	83	357	273
5	4		96	96	9,931	397	77	475	379	0.683	66	324	259
6	5		240	240	9,931	397	77	475	235	0.621	149	295	146
7	6		111	111	9,931	397	77	475	364	0.564	63	268	205
8	7		96	96	9,931	397	77	475	379	0.513	49	244	194
9	8		96	96	9,931	397	77	475	379	0.467	45	221	177
10	9		111	111	9,931	397	77	475	364	0.424	47	201	154
11	10		273	273	9,931	397	77	475	202	0.386	105	183	78
12	11		96	96	9,931	397	77	475	379	0.350	34	166	133
13	12		111	111	9,931	397	77	475	364	0.319	35	151	116
14	13		96	96	9,931	397	77	475	379	0.290	28	138	110
15	14		96	96	9,931	397	77	475	379	0.263	25	125	100
16	15		240	240	9,931	397	77	475	235	0.239	57	114	56
17	16		96	96	9,931	397	77	475	379	0.218	21	103	82
18	17		96	96	9,931	397	77	475	379	0.198	19	94	75
19	18		111	111	9,931	397	77	475	364	0.180	20	85	65
20	19		96	96	9,931	397	77	475	379	0.164	16	78	62
21	20		118	118	9,931	397	77	475	357	0.149	18	71	53
22	21		111	111	9,931	397	77	475	364	0.135	15	64	49
23	22		96	96	9,931	397		397	301	0.123	12	49	37
24	23		96	96	9,931	397		397	301	0.112	11	44	34
25	24		111	111	9,931	397		397	286	0.102	11	40	29
26	25		240	240	9,931	397		397	157	0.092	22	37	15
27	26		96	96	9,931	397		397	301	0.084	8	33	25
28	27		111	111	9,931	397		397	286	0.076	8	30	22
29	28		96	96	9,931	397		397	301	0.069	7	28	21
30	29		96	96	9,931	397		397	301	0.063	6	25	19
31	30		72	72	9,931	397		397	325	0.057	4	23	19
Total		2,747	3,607	6,354	297,930	11,917	1,627	13,544	7,190		3,897	4,415	517

FIRR	12.3%
NPV(B-C)	517
NPV(B/C)	113.3%

表３－１２（３）　収益性検討結果３（６地点）

IRR計算書 (その他6地点：CERなし)

Item		Outflow			Inflow				Net Cash Flow	Present Value			
		Construction Cost	O&M	Total	Energy Generation	Financial Revenue	CER	Total		PV factor	Outflow (C)	Inflow (B)	Net Flow
Year		10^3USD	10^3USD	10^3USD	MWh	10^3USD	10^3USD	10^3USD	10^3USD		10^3USD	10^3USD	10^3USD
1		2,747		2,747				0	-2,747	1.000	2,747	0	-2,747
2	1		96	96	**9,931**	397	0	397	301	0.909	87	361	274
3	2		96	96	9,931	397	0	397	301	0.826	79	328	249
4	3		111	111	9,931	397	0	397	286	0.751	83	298	215
5	4		96	96	9,931	397	0	397	301	0.683	66	271	206
6	5		240	240	9,931	397	0	397	157	0.621	149	247	98
7	6		111	111	9,931	397	0	397	286	0.564	63	224	162
8	7		96	96	9,931	397	0	397	301	0.513	49	204	155
9	8		96	96	9,931	397	0	397	301	0.467	45	185	141
10	9		111	111	9,931	397	0	397	286	0.424	47	168	121
11	10		273	273	9,931	397	0	397	124	0.386	105	153	48
12	11		96	96	9,931	397	0	397	301	0.350	34	139	106
13	12		111	111	9,931	397	0	397	286	0.319	35	127	91
14	13		96	96	9,931	397	0	397	301	0.290	28	115	87
15	14		96	96	9,931	397	0	397	301	0.263	25	105	79
16	15		240	240	9,931	397	0	397	157	0.239	57	95	38
17	16		96	96	9,931	397	0	397	301	0.218	21	86	66
18	17		96	96	9,931	397	0	397	301	0.198	19	79	60
19	18		111	111	9,931	397	0	397	286	0.180	20	71	51
20	19		96	96	9,931	397	0	397	301	0.164	16	65	49
21	20		118	118	9,931	397	0	397	279	0.149	18	59	42
22	21		111	111	9,931	397	0	397	286	0.135	15	54	39
23	22		96	96	9,931	397	0	397	301	0.123	12	49	37
24	23		96	96	9,931	397	0	397	301	0.112	11	44	34
25	24		111	111	9,931	397	0	397	286	0.102	11	40	29
26	25		240	240	9,931	397	0	397	157	0.092	22	37	15
27	26		96	96	9,931	397	0	397	301	0.084	8	33	25
28	27		111	111	9,931	397	0	397	286	0.076	8	30	22
29	28		96	96	9,931	397	0	397	301	0.069	7	28	21
30	29		96	96	9,931	397	0	397	301	0.063	6	25	19
31	30		72	72	9,931	397	0	397	325	0.057	4	23	19
Total		2,747	3,607	6,354	297,930	11,917	0	11,917	5,563		3,897	3,745	-153

FIRR	9.3%
NPV(B-C)	-153
NPV(B/C)	96.1%

IRR 算定結果一覧を表３－１３に示す。

表３－１３　収益性検討結果総括表

項目／グループ	SITEKI & PLUMBUNGAN	その他６地点
①CER あり，5USD/tCO2	13.6%	10.8%
②CER あり，10USD/CO2	16.2%	12.3%
③CER なし	11.0%	9.3%

これまでの調査から，インドネシア国における IRR による投資可能となる閾値は，14～18%とされており，以上の結果によれば，SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトについては， CER 獲得を考慮することにより投資障壁をクリアできる可能性が高く，事業性が高くなるとともに，CDM スキームにおける追加性の証明が可能である。

一方，6 地点プロジェクトについては，現段階では CER を考慮しても投資可能レベルに到達しない。しかし，CER 獲得により IRR は 9%台から 10 数%台へと確実に上昇しており，さらなるコストダウンや技術開発を挿入できれば，投資障壁はクリアできる可能性がある。

したがって，6 地点プロジェクトについては，今後さらなる計画精度向上や詳細検討を行っていくことが望まれる。

第４章　ベースラインの概要

４．１　経緯

本調査では，カウンターパートであるインドネシアパワー社との調整に基づき，先行する 2 地点（SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクト）とそれ以外の 6 地点（6 地点プロジェクト）に分けて PDD を作成することとした。

４．２　ベースライン方法論

本プロジェクトのような系統連系する発電設備容量 15MW 以下の小規模な再生可能エネルギー発電事業には， CDM 理事会で承認された簡素化された手法を用いることが可能である。この手法は,「小規模 CDM プロジェクトのための簡素化手続き附属書Ｂ－指定された小規模CDMプロジェクトに関する簡素化されたベースライン及びモニタリング方法論」（Appendix B of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project activities – INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES）（以下，Appendix B）に定められている。

本調査で対象とする 2 つのプロジェクトには，いずれも Appendix B で承認された方法論のうち「TYPE I 再生可能エネルギープロジェクト」（TIPE I RENEWABLE ENERGY PROJECTS）（以下，Type I）の「I.D. 系統連系する再生可能エネルギー発電」（*I.D. ‘Grid connected renewable electricity’*）（以下 *I.D.*）のベースライン及びモニタリング方法論(以下，AMS-I.D.)の適用が可能である。.

４．３　方法論の正当性と適用条件

SITEKI＆PLUMBUNGANプロジェクトおよび6地点プロジェクトの最大出力はそれぞれ合計2.8MW，合計1.4MWである。これらの最大出力は簡易化されたAMS-I.D.を適用するためのクライテリアである最大出力15MWを下回っている。さらに，プロジェクト参加者は２年以内またはプロジェクトサイトから1ｋｍ以内で同様のプロジェクト活動の登録や実施をしていないことから，「小規模 CDM プロジェクトのための簡素化手続き附属書Cーデバンドリングの決定」Appendix C of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project activities – DETERMING THE OCCURRENCE OF DEBUNDLING（以下，Appendix C）の２項により，本プロジェクトは大規模プロジェクトからデバンドリングされたものとはみなされない。つまり，本プロジェクト活動は小規模プロジェクトとみなすことができる。

Appendix B の AMS-I.D.の第 1 項によると，*I.D.*のプロジェクトは，少なくとも一つの化石燃料または再生可能でないバイオマスによる発電ユニットにより供給されている，または，供給されるであろう配電系統の電力を太陽電池，水力，潮力／波力，風力，地熱及びバイオマスなどの再生可能エネルギーで代替するものである必要がある。

本調査で対象とした両プロジェクトは，水力つまり再生可能エネルギーを利用し，一つ以上の化石燃料による発電により電力供給されている Java-Bali 系統に電力を代替する。したがって，両プロジェクト活動には共に Appendix B の AMS I.D.の適用が可能である。

４．４　ベースラインシナリオ

Appendix B の AMS I.D.の第 7 項では，ベースラインの設定に関して以下のように記述されている。

ベースラインは再生可能エネルギー発電ユニットによる発電 kWh に，次のような透明で保守的な方法で計算された排出係数（kg CO2 equ / kWh の形のもの）を乗じて算出される。

(a) “ Approximate Operating Margin ” と ” Build Margin ” の平均を用いる。

ここで,

(i) “ Approximate Operating Margin ”とは，システムに供給する全ての発電源であって，水力，地熱，風力，低価格バイオマス，原子力及び太陽光発電を除いた，重み付き平均排出係数（kg CO2 equ / kWh の形のもの）

(ii) ” Build Margin ” とは，新しくシステムに追加された設備であって，建設された設備のうちの最新の 20%の値または最新の 5 設備の値のうちいずれか大きい値の重み付き平均排出係数（kg CO2 equ / kWh の形のもの），

又は,

(b) 現行の発電ミックスの重み付き平均排出係数（kg CO2 equ / kWh の形のもの）。

本プロジェクトのベースラインは， “the average operating margin and the build margin” と “the weighted average emissions” of the current generation mix.とを比較することにより，これらのうちの最も小さい値を排出係数として選定することで，透明性および保守性を確保する。

４．５　プロジェクト境界の定義

Appendix B のAMS I.D.の第4項では，プロジェクトバウンダリーは，再生可能エネルギーの物理的，地質的条件によるとされている。現在計画中のプロジェクト活動で考えられうるプロジェクト境界は，取水設備，水槽，水圧管路，発電所，放水路である。

また，提案されるプロジェクトのシステムバウンダリーは Java-Bali 系統で定義される。ベースライン算定のためのシステムバウンダリーは全ての直接的な排出，つまり水力発電プロジェクトにより置き換えられる電力を供給する発電所による発電に伴う排出を含むものである。

４．６　リーケージ

Appendix B のAMS I.D.の第8項では，発電設備が他の活動からトランスファーされた場合もしくは既存の発電設備が他の活動にトランスファーされた場合にはリーケージを考慮すべきであるとされている。

本プロジェクト活動は水力発電所を新設する計画であり，既存の設備とは関連性がないので，リーケージは考慮しない。

４．７　プロジェクトの追加性

Appendix BのAttachment Aによると，列挙された障壁が列挙からその障壁のためにプロジェクトが実施されなかったであろう少なくとも一つの障壁の存在が証明される必要がある。

提案されたプロジェクトについては次のような障壁がある。

投資障壁

プロジェクト活動はすでに投資バリアに直面している。プロジェクト活動には以下に示されるような投資リスクがあるからである。

小水力発電所のコスト競争力：

このプロジェクトの定格出力あたりの投資コストはUS$１,000M/kWである。また，投資コストの面からみた場合，小規模水力発電プロジェクトは，最近の同国石炭火力発電所の開発コ

ストUS$740/kWに比べて高い。したがって，このプロジェクトの投資コストは石炭水力発電所に比べて魅力的ではない。

売電契約に関する状況：

プロジェクト活動の収入は, PT.PLNとの売電契約に基づいたJava-Bali系統への売電により得られるものである。同国唯一の電力の買手であるPLNとの売電交渉において設定される電気料金が安いことから, インドネシアにおける小水力発電の開発は投資家にとって魅力的ではない。

また，インドネシア国では最大出力1MW以上の再生可能エネルギーに売電料金に関する優遇措置等を与えるものはない。開発を決定するための合理的な売電価格を設定するためには, 規模に関係なくPT.PLNとの長期間にわたる交渉が必要となる一方，仮に時間をかけたとしても十分な売電価格となる保証はない。

PLNの近年の契約実績を考慮すると，売電契約期間が複数年にわたるにも関わらず，売電単価は毎年更新されることになる。毎年更新される（電力単価）契約は,（投資回収の）不確実性を, またそれ故, 投資回収に長期間を要するプロジェクトのリスクを増大させる。現状では, PT.PLNとの長期にわたる売電（単価の保証）がない場合，商用銀行は投資家に対して貸し出しを行わないと想定される。

Java-Bali系統は現在，上記に示す状況を解決できる見込みがない状況である。小水力開発に関して言えば, 投資家が初期投資を回収するまでに10年以上が必要であり, 売電契約に関する状況は，本プロジェクトのような小水力プロジェクトの実現を妨げていると言える。

投資効率：

2005年10月1日に重油に対する補助金が減じられたため, 市中銀行の金利は18%に上昇した。PLNから当初に提示された単価を用いると, SITEKI地点&PLUMBUNGANプロジェクトと６地点プロジェクトのIRRはそれぞれ11.0%, , 9.2%である。これらのIRRは市中銀行の金利を大きく下回るため，このプロジェクトを進めるのにフィージブルとは言えなかった。

現状の打開策としてプロジェクト参加者は新たにCDMスキーム導入の検討を決定した。SITEKI&PLUMBUNGANプロジェクトと６地点プロジェクトのIRRは，US$5/t-$CO_2$ のCER の収入(21 年間を考慮すると，それぞれ 13.7% ，10.8% となる。これらの値は開発を行うために十分であるとはいえないが, 開発のための最低限のクライテリアをクリアする可能性が高まる。

上記のパラグラフでは, 経済性の観点から様々なリスクがあることを明確に示しており, CDMスキームが明らかに開発のインセンティブとなっていることがわかる。

技術的障壁

現在にいたるまでの検討結果から，インドネシアで一般的な発電技術は火力発電であり，電気

事業者の関心もそれに集中している。民間会社が開発するような小水力開発の十分なノウハウや実績がないことは，その技術の習得の機会を消失していることとなり，小水力の開発をさらに困難にしていると言える。

この結果も含め，政府や銀行は火力発電プロジェクト開発のリスクが水力発電プロジェクトより小さいと考えていると考えられる。水力発電所より火力発電所よりが多い現状は，このリスクを反映したものであると言える。

もし，CDM の収入がなければ，小水力開発の参加者に対して小水力発電所の投資に関連する高いリスクをとるインセンティブがなく，火力発電所が多く計画されているのに比べ，潜在力があるにも関わらず小水力発電所は計画されない状態が続くと考えられる。

<u>その他の障壁</u>

インドネシアの最新の電源開発計画(RUKN2000)によると，Java-Bali系統では，火力発電所の修復と大規模揚水が計画されている。インドネシアの電力セクターのcommon practice は中規模または大規模の火力発電所である。つまり，計画中のプロジェクトが大規模な化石燃料を用いた発電プロジェクトなど相対的に大規模なプロジェクトであり，これは主に投資に対する短期間かつ確実なリターンと，スケールによる経済性向上そして高い融資獲得可能性によるためである。

既存の文献によると，現在，Java-Bali系統で運転中の発電所は75サイトでその総出力は1,948.54MWであるのに対し，小水力発電所（最大出力3MW以下）は7サイト，総出力は10.61MWである。このことから，同グリッドでは小水力発電所の最大出力のシェアは0.5%という非常に小さいものである。同グリッドにおける小水力プロジェクトについて，この10年間に灌漑水路の途中で運転されているものはない。Banjarcahyanaの灌漑水路においては，ただ一つ，TAPEN発電所（最大出力750kW，ダム式）が灌漑水路の取水設備の一部として運転されているが，同水路では流れ込み式発電所は存在しない。つまり，流れ込み式の小水力発電所はCommon Practiceではなく，発電セクターで普及している技術であるとはいえない。

<u>追加性</u>

以上の観点から，提案されたプロジェクト活動は，CDMをインセンティブとして開発されることは明らかであるため追加的であり，ベースラインシナリオと同じではない。

第５章　プロジェクトの効果

５．１　概要

このプロジェクト活動は, 化石燃料や非化石燃料による発電所により電力を供給されている系統に対し水力発電による電力を供給するものである。したがって, 提案されたプロジェクトに適用可能なベースラインの方法論として，Appendix B に示される AMS I.D.の第 7 項を用いることが可能である。同項では，ベースラインは再生可能エネルギーを用いた発電電力量に排出係数(kgCO2equ/kWh)を乗じて算出されることが示されている。本プロジェクト活動の排出係数については，同項に基づき透明性を確保して保守的に算定する。

５．２　ベースラインの算定式

Appendix B に示される AMS I.D.の 7 項には，ベースラインの具体的な算定式は記述されていない。

（１） “Approximate Operating Margin” と “Build Margin”の平均

<u>Approximate operating margin の算定</u>

電力供給者 k が燃料 j を用いて発電した際に発生する温暖化ガス排出量 E_{j_k} は次式により算定される。なお，IPP は燃料の消費量を公開していないため，IPP の温暖化ガス排出量については発電量から推定する。

(i) PT.IP,　PT.PJB,　PLN に対しては,

$$E_{j_k}\,(\text{t-}CO_2\text{eq/yr}) = FC_{j_k}\,(\text{TJ/yr}) \times CEF_j\,(\text{t-C/TJ}) \times \{FCO_j\,(\%)/100\} \times CC\,(\text{t-}CO_2\text{eq /t-C})$$

[Equation 1]

(ii) IPP に対しては,

$$E_{j_k}\,(\text{t-}CO_2\text{eq/yr}) = PG_{j_k}\,(\text{TJ/yr}) / \{ PE_j(\%)/100\} \times CEF_j\,(\text{t C/TJ}) \times \{FCO_j\,(\%)/100\} \times CC\,(\text{t-}CO_2\text{eq /t C})$$

[Equation 2]

ここで,

FC_{j_k} = 電力供給者 k の燃料 j の年間消費量（Fuel Consumption）

CEF_j = 燃料 j の炭素排出係数（Carbon Emission Factor），IPCCC デフォルト値

FCO_j = 燃料 j の炭素酸化率（Fraction of Car bon Oxidized），IPCCC デフォルト値

CC = 炭素-二酸化炭素単位変換係数（CO_2 Unit Conversion Coefficient）　44/12 t-C to t-CO_2eq

PG_{i_k} =電力供給者 k の燃料 j による発電電力量（Electricity Generation）

PE_i = 燃料 j のエネルギー変換効率（Plant Efficiency）

Approximate Operating Margin $<E_{_OM}>$ は次式により計算される。:

$$<E_{_OM}> (t\text{-}CO_2eq/MWh) = \Sigma_{(k)}\{\Sigma_{(j)}E_{j_k}(t\text{-}CO_2eq/yr)\} / \Sigma_{(k)}[[1-\{PSC_{_k}(\%)/100\}] \times \Sigma_{(j)}\{PG_{j_k}(MWh/yr)\}]] \quad \text{[Equation 3]}$$

ここで,

E_{j_k} は，[Equation 1] もしくは [Equation 2]により与えられる。

k = PT.IP, PT.PJB, PLN, IPPs などの電力供給者

$PSC_{_k}$ = 電力供給者 k の平均所内消費率（Average Percentage of Self Consumption）

（なお，IPP の PSC は公開されていないため，インドネシアの発電事業者の中で最も保守的な PLN の値を準用する。）

PG_{j_k} = 電力供給者 k の燃料タイプ j の発電電力量（Electricity Generation）

<u>Build Margin の算定</u>

$$E_{i,j_k}(t\text{-}CO_2eq/yr) = PC_{i,j_k}(MW) \times \{CF_{i,j_k}(\%)/100\} \times 8{,}760\ (h/yr) \times UCC(TJ/MWh) / \{PE_j(\%)/100\} \times CEF_j(t\text{-}C/TJ) \times \{FCO_j(\%)/100\} \times CC\ (t\text{-}CO_2eq/t\text{-}C) \quad \text{[Equation 4]}$$

ここで,

PC_{i,j_k} = 電力供給者 k の燃料 j を用いた発電所 i の設備容量（Capacity）

CF_{i,j_k} = 電力供給者 k の燃料 j を用いた発電所 i の設備利用率（Capacity Factor）

UCC = 燃料消費量の換算係数（Unit Conversion Coefficient） 0.0036 (TJ/MWh)

PE_j = 燃料 j のエネルギー変換効率（Plant Efficiency）

CEF_j = 燃料 j の炭素排出係数（Carbon Emission Factor），IPCCC デフォルト値

FCO_j = 燃料 j の炭素酸化率（Fraction of Car bon Oxidized），IPCCC デフォルト値

CC = 炭素-二酸化炭素単位変換係数（CO_2 Unit Conversion Coefficient） 44/12 t-C to t-CO_2eq

Build margins の$<E_{_BM5}>$ と $<E_{_BM20\%}>$は次式により与えられる。

(i) The average of 5 most recent plants

$$<E_{_BM5}> (t\text{-}CO_2eq/MWh) = \Sigma_{(5)}[E_{i,j_k}(t\text{-}CO_2eq/yr)] / \Sigma_{(5)}[\{1-PSC_{i,j_k}(\%)/100\} \times PG_{i,j_k}(MWh/yr)] \quad \text{[Equation 5]}$$

(ii) The average of the greater (in MWh) of the most recent 20% of existing plants

$$<E_{_BM20\%}> (t\text{-}CO_2eq/MWh) = \Sigma_{(20\%)}[E_{i,j_k}(t\text{-}CO_2eq/yr)] / \Sigma_{(20\%)}[\{1-PSC_{i,j_k}(\%)/100\} \times PG_{i,j_k}(MWh/yr)]$$

[Equation 6]

なお,

$PG_{i,j_k} = PC_{i,j_k}$ (MW) x {CF_{i,j_k} (%)/100} x 8,760 (h/yr) [Equation 7]

ここで,

E_{i,j_k} は [Equation 4]により与えられる。

PSC_{i,j_k} = 電力供給者 k の燃料タイプ j の発電所の平均所内消費率（average percentage of self consumption）

PG_{i,j_k} = 電力供給者 k の燃料タイプ j の発電所 i の発電電力量（Electricity Generation）

PC_{i,j_k} = 電力供給者 k の燃料 j を用いた発電所 i の設備容量（Capacity）

CF_{i,j_k} = 電力供給者 k の燃料 j を用いた発電所 i の設備利用率（Capacity Factor）

Build margin<$E_{_BM}$>は，[Equation5,6]を用いて次式により得られる。

<$E_{_BM}$> (t-CO_2eq/MWh)

= min. {<$E_{_BM5}$> (t-CO_2eq/MWh), <$E_{_BM20\%}$> (t-CO_2eq/MWh)} [Equation 8]

“Approximate Operating Margin” と “Build Margin”の平均の排出係数 <$E_{_OB}$>は，[Equation4,8]を用いて次式により得られる。

<$E_{_OB}$>(t-CO_2eq/MWh)

= {<$E_{_OM}$> (t-CO_2eq/MWh) + <$E_{_BM}$> (t-CO_2eq/MWh)} / 2 [Equation 9]

Build Margin の算定にあたっては，[Equation4~9]を用いることになるが，発電所の燃料消費量等については，企業防衛の観点から個別に公開された資料はない。このため，いくつかの入力値については, インドネシア国内の公開された値のうち調査により確認されたもしくは確認されたデータを用いて算定された値のうち最も保守的な値を準用する。

まず，燃料消費量は，設備利用率については PT.IP の燃料別の平均設備利用率が調査で確認された唯一の公開資料であったためこれを準用する。エネルギー変換率については，公開された PT.IP の燃料消費量と発電電力量を用いて，より保守的となるよう算定された値を準用する。所内消費率については，電力供給者別（IPP を除く）と PT.IP の燃料別の値が確認されたため，両者を比較し保守的である後者を選定する。

（２） Weighted average emission の算定式

Weighted operating margin, <$E_{_WA}$>は次式により得られる。

<$E_{_WA}$> (t-CO_2eq/MWh) = $\Sigma_{(k)}$ [$\Sigma_{(j)}$[E_{j_k} (t-CO_2eq/yr)]

/ [[1-{$PSC_{_k}$ (%)/100}] x $\Sigma_{(j)}$ {PG_{j_k} (MWh/yr)}]] [Equation 10]

ここで,

E_{j_k} は，[Equation 1] もしくは [Equation 2]により与えられる。

k = PT.IP, PT.PJB, PLN, IPPs などの電力供給者

PSC_{k} = 電力供給者ｋの平均所内消費率（Average Percentage of Self Consumption）

（なお，IPP の PSC は公開されていないため，インドネシアの発電事業者の中で最も保守的な PLN の値を準用する。）

PG_{j_k} = 電力供給者ｋの燃料タイプｊの発電電力量（Electricity Generation）

（３） 排出量の算定

The emission intensity coefficient, $<E_{baseline}>$, is thus obtained as:

$$<E>_{baseline}\ (t\text{-}CO_2eq/MWh) = \min.\ \{<E_{OM}>\ (t\text{-}CO_2eq/MWh) + <E_{WA}>\ (t\text{-}CO_2eq/MWh)\} \times [1-\{PSC_{IP,h}\ (\%)/100\}] \quad \text{[Equation 11]}$$

ここで,

$<E_{OM}>$ と $<E_{WA}>$ はそれぞれ[Equation 9] と [Equation 10] によりそれぞれ計算される。.

$PSC_{IP,h}$ としては，調査結果に基づき，PT.IP の水力発電所の平均所内消費率を使用する。

５．３　温室効果ガス削減効果の算定式

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクト，６地点プロジェクトによる排出削減量 E は次式により与えられる。

$$E\ (t\text{-}CO_2eq/yr) = \langle E \rangle_{baseline}\ (t\text{-}CO_2eq/MWh) \times SPCG(MWh/yr)$$

[Equation 12]

ここで,

SPCG は, SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトの発生電力量あるいは６地点プロジェクトによる発電電力量である。

５．４　温暖化ガス削減効果

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトの発電電力量は１年当り 18,629 MWh であり，６地点プロジェクトの発電電力量は１年当り 9,931MWh である
収集されたデータから，ベースラインは次のように決定される。

“Approximate operating margin“は,

$<E_{_OM}> = 0.899$ (t-CO_2/MWh)

“Build margin“は,

$<E_{_BM}> = 0.855$ (t-CO_2/MWh)

“Approximate operating margin” and “build margin”の平均は,

$<E_{_OB}> = (<E_{_OM}> + <E_{_BM}>)/ 2 = (0.899 + 0.855) / 2 = 0.877$ t-CO_2/MWh

一方，Weighted average emissions は,

$<E_{_WB}> = 0.783$ t-CO_2/MWh

したがって，保守的な観点からベースラインの排出係数は,

$<E>_{baseline} = <E_{_WB}> = 0.783$ t-CO_2/MWh

以上から，温暖化ガスの排出削減量は

SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクト
0.783 t-CO_2/MWh x (1-0.0037) x 18,629 MWh/y = **<u>14,533 t-CO_2eq/y</u>**

６地点プロジェクト

0.783 t-CO_2/MWh x (1-0.0037) x 9,931 MWh/y = **<u>7,747 t-CO_2eq/y</u>**
となる。

第６章　モニタリング計画

６．１　モニタリングの方法

本調査の対象である2つのプロジェクト活動（SITEKI＆PLUMBUNGANプロジェクトおよび６地点プロジェクト）は水力エネルギー利用した発電を行い，化石および非化石エネルギーが利用されている既存の系統に電力を供給するものである。これらのプロジェクトの最大出力はそれぞれ，2.8MWと1.4MWであり，4章で示したとおり，Appendix Bの AMS I.D.の適用が可能である。本プロジェクト活動のモニタリングは， AMS I.D. の第9項に準じて，発電された電力量を電力メータにより計測することにより実現される。

両プロジェクトは，再生可能エネルギーに分類される水力技術を利用する。さらに，そのプロジェクトは流れ込み式の水力のスキームを用いたプロジェクトでリーケージは存在しない。つまり，このプロジェクトにおいてモニターされるべきデータは，このプロジェクトにより発電された電力量のみである。

データは電力量計を使用して継続的に計測される。その電力量計は，PLN の関連会社である Agency for Electricity Problems (LMK)により毎年キャリブレートされる。

以上から，品質管理と品質保証の体制は既に確立されているといえる。

グリッドとの接続ポイントの直前（発電機側）に設置された電力量計により計測されたデータは，PT.IP のコントロールオフィスに伝送される。なお，本プロジェクトでは，そのオフィスは既存の水力発電所を運用するため，すでに Seodirman 水力発電所に設置されている。そのオフィスの 5 人の運転員は，表示システムに１時間毎に表示される値を継続的に記録および記録する。記録されたデータは日報にまとめられ，オペレーター長(SPS. OPR)により承認される。日報は四半期報にまとめられ, PT.IP のエクゼクティブディレクターと PLN のジェネラルマネージャーにより署名がなされる。モニタリングは既存と同様の方法と体制により行われる。

報告はモニタリングに対して十分に信用に値すると考えられる。なぜならば，その報告は，PT.IP から PLN への売電に対して支払われるための証明書として使用されることになるからである。また，そのオフィスはすでに ISO9001 を取得済みであることもその理由となる。

６．２　モニタリングされるデータ

ID number	Data Type	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	For how long is achived data to be kept	Comment
1	*Power exported by the Siteki, $E_{_S}$*		*KWh*	*M*	*Daily*	*Full (100% during the month)*	*Paper (Only sales records can be verified)*	*4 years after verification*	
2	*Power exported by the Plumbungan project, $E_{_P}$*		*KWh*						

第７章　環境影響分析

７．１　環境関連制度

インドネシアの環境関連制度は，1997 年に制定された環境管理法を基本として，環境上，持続可能な開発を生み出すことを目的として，次の主要な項目を含んでいる。

① 事業活動に対する環境規制強化
② 環境汚染に対する罰則強化
③ 環境紛争処理に関する規定強化

７．１．１　小水力プロジェクトに関わる主要な環境法規制

ここでは，小水力プロジェクトに関わると考えられる環境法規制を表７－１に示す。

表７－１　小水力プロジェクトに関わる主要な環境法規制

分類	項目	法規制
法律	環境管理	1. 環境管理法 (Law of the ROI No. 23/1997 on Environmental Management)
政令	環境影響管理	1. 環境影響評価に関する政令 (GR of ROI No.27/1999 on Environmental Impact Assessment)
	水質	2. 水質汚濁防止及び水質管理に関する政令 (GR of ROI No. 82/2001 on Management of Water Quality and Control of Water Pollution) 3.水質管理協定に関する政令 (GR of ROI No. 22/1982 on Arrangement of Water Control) 4. 水質汚濁防止に関する政令 (GR of ROI No. 20/1990 on the Control of Water Pollution)
	大気	5. 大気汚染防止に関する政令 (GR of ROI No.41/1999 on the Control of Air Pollution)
大統領令	環境影響管理	1. 環境影響管理庁に関する大統領令 (Presidential Decree of ROI No. 77/1994 on Environment Impact Management Agency)

分類	項目	法規制
大臣令 (つづき)	環境影響評価 (つづき)	1. 環境影響評価を必要とする事業あるいは活動形態に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.17/2001 on the types of Business and/or Activity Plans that are required to be completed with the Environmental Impact Assessment) 2. 環境影響評価書のためのガイドラインに関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.2/2000 on Guidelines for AMDAL Document Evaluation) 3. 環境影響評価プロセスにおける住民関与及び情報開示に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.8/2000 on Community Involvement and Information Openness in the Process of Environmental Impacts Assessment) 4. 環境影響評価作成のためのガイドラインに関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.9/2000 on Guidelines for Preparation of Environmental Impacts Assessment Study) 5. 環境影響評価書の評価委員会の作業システムのガイドラインに関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.40/2000 on Guidelines for Work System of Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment)
		6. 環境影響評価書の評価委員会作業システムのガイドラインに関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.41/2000 on Guidelines for Establishment of Regencies/ Municipal Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment) 7. 環境影響解析に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.57/1995 on Analysis of Environmental Impact) 8. 環境影響解析を実施すべき活動及び事業種別に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.3/2000 on the kind of work/business that should be completed by Analysis of Environmental Impact) 9. 環境管理計画書（UKL）及び環境モニタリング計画書（UPL）実行ガイドラインに関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI No.86/2002 on Implementation Guidelines for Analysis of Environmental Impact (UKL) and Environmental Management Plan (UPL))
	水質	1. 産業活動の排水基準に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI KEP-51/ MENLH/10/1995 on Quality Standards of Liquid Waste for Industry Activities)
	大気	1. 施設からの発生源の排出基準に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI KEP-13/MENLH/3/1995 on Emission Standards for Stationary Sources)
	騒音・ 振動・ 悪臭	1. 騒音基準に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI KEP-48/MENLH/11/1996 on Noise Level Standards) 2. 振動基準に関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI KEP-49/ MENLH/ 11/1996 on Vibration Level Standards) 3. 悪臭基準関する環境担当国務大臣令 (DME of ROI KEP-50/MENLH/ 11/1996 on Offensive Odor Level Standards)
州規制 (中部 ｼﾞｬﾜ州)	水質	1. 地域をまたがる水質管理及び水質汚濁防止に関する中部ジャワ州規制 (Regulation Territory of the Central Java Province No. 20/2003 on Water Quality Management and Control of Water Pollution in Regency/City Across in Central Java Province)

（略称）

ROI: The Republic of Indonesia，GR: Government Regulation，DP: Decree of the President
DME: Decree of the State Minister for Environment

７．１．２　環境基準

インドネシアで定められている環境基準のうち, 本調査で対象とした 2 つの小水力プロジェクトに関連する「水質環境基準」,「騒音環境基準」,「振動環境基準」を示す。

（１） 水質環境基準

インドネシア水質環境基準は，水質汚濁防止に関する政令（1990 年第 20 号）に基づいて，地下水を除く陸系の水質を次のように利用目的ごとに，以下の 4 類型に区分して定めている。表 7-2 に水質環境基準を示す。

A 類型：処理せず直接飲料として使用できる水
B 類型：飲料水の原水として使用できる水
C 類型：水産・畜産に利用できる水
D 類型：農業，小規模事業，工業及び水力発電に利用できる水

環境基準項目は,「物理項目」,「化学項目（無機・有機物質）」,「微生物」,「放射性物質」の 4 つの大項目と，68 の小項目とからなっている。それぞれの数値は最大値として示されている。

表７－２　インドネシアの水質環境基準

項　目	単位	最大値			
		A類型	B類型	C類型	D類型
1. 物理項目					
1) 臭気	―	無臭	―	―	―
2) 浮遊物質濃度	mg/l	1,000	1,000	1,000	1,000
3) 濁度	NTU	5	―	―	―
4) 味	―	無味	―	―	―
5) 温度	℃	気温±3	通常の水温	通常の水温	通常の水温
6) 色	TCU	15	―	―	―
7) 電気伝導度(25℃eq)	μmho/cm	―	―	―	2,250
2. 化学項目					
a. 無機物質					
1) 水銀	mg/l	0.001	0.001	0.002	0.005
2) ｱﾙﾐﾆｳﾑ	mg/l	0.2	―	―	―
3) 遊離ｱﾝﾓﾆｱ	mg/l	―	0.5	0.02	―
4) 砒素	mg/l	0.05	0.05	1	1
5) ﾊﾞﾘｳﾑ	mg/l	1.0	1	―	―
6) 鉄	mg/l	0.3	5	―	―
7) ﾌｯ化物	mg/l	0.5	1.5	1.5	―
8) ﾎｳ素	mg/l	―	―	―	1
9) ｶﾄﾞﾐｳﾑ	mg/l	0.005	0.01	0.01	0.01
10) 硬度($CaCO_3$)	mg/l	500	―	―	―
11) 塩化物	mg/l	250	600	―	―
12) 遊離塩素	mg/l	―	―	0.003	―
13) ｺﾊﾞﾙﾄ	mg/l	―	―	―	0.2
14) 六価ｸﾛﾑ	mg/l	0.05	0.05	0.05	1
15) ﾏﾝｶﾞﾝ	mg/l	0.1	0.5	―	2
16) ﾅﾄﾘｳﾑ	mg/l	200	―	―	―
17) ｱﾙｶﾘ塩	mg/l	―	―	―	60
18) ﾆｯｹﾙ	mg/l	―	―	―	0.5
19) 硝酸性窒素	mg/l	10	10	―	―
20) 亜硝酸性窒素	mg/l	1.0	1	0.06	―
21) 銀	mg/l	0.05	―	―	―
22) 溶存酸素	mg/l	―	>6	>3	―
23) pH	―	6.5-8.5	5-9	6-9	5-9
24) ｾﾚﾝ	mg/l	0.01	0.01	0.05	0.05
25) 亜鉛	mg/l	5	5	0.02	2
26) ｼｱﾝ化合物	mg/l	0.1	0.1	0.02	―
27) 硫酸化合物	mg/l	400	400	―	―
28) 硫化水素化合物	mg/l	0.05	0.1	0.002	―

表７－２　インドネシアの水質環境基準（つづき）

項　目	単位	最大値			
		A類型	B類型	C類型	D類型
29) ﾅﾄﾘｳﾑ吸収率		―	―	―	18
30) 銅		1.0	1	0.02	0.2
31) 鉛		0.05	0.1	0.03	1
32) 炭酸ﾅﾄﾘｳﾑ残基		―	―	―	1.25-2.50
b. 有機物質					
1) ｱﾙﾄﾞﾘﾝ,ﾃﾞﾙﾄﾞﾘﾝ		0.0007	0.017	―	―
2) ﾍﾞﾝｾﾞﾝ		0.01	―	―	―
3) BHC		―	―	0.21	―
4) ﾍﾞﾝｿﾞ[a]ﾋﾟﾚﾝ		0.0001	―	―	―
5) ｸﾛﾛﾌｫﾙﾑ抽出物		―	0.5	―	―
6) ｸﾛﾙﾃﾞﾝ		0.0003	0.003	―	―
7) ｸﾛﾛﾌｫﾙﾑ		0.03	―	―	―
8) 2-4D		0.1	―	―	―
9) DDT		0.03	0.042	0.002	―
10) 界面活性剤		0.5	―	―	―
11) 1,2-ｼﾞｸﾛﾛｴﾀﾝ		0.01	―	―	―
12) 1,1-ｼﾞｸﾛﾛｴﾀﾝ		0.0003	―	―	―
13) ｴﾝﾄﾞﾘﾝ		―	0.001	0.004	―
14) ﾍﾌﾟﾀｸﾛﾙ,ﾍﾌﾟﾀｸﾛﾙｴﾎﾟｷｼﾄﾞ		0.003	0.018	―	―
15) ﾍｷｻｸﾛﾛﾌｪﾉｰﾙ		0.00001	―	―	―
16) ﾘﾝﾃﾞﾝ		0.004	0.056	―	―
17) ﾒﾄｷｼｸﾛｰﾙ		0.03	0.035	―	―
18) ﾒﾁﾃﾝﾌﾞﾙｰ活性物		―	0.5	0.2	―
19) 油分		―	nil	1	―
20) 有機ﾘﾝ,ｶｰﾎﾞﾈｰﾄ		―	0.1	0.1	―
21) ﾍﾟﾝﾀｸﾛﾛﾌｪﾉｰﾙ		0.01	―	―	―
22) ﾌｪﾉｰﾙ		―	0.002	―	―
23) 全殺虫剤		0.1	―	―	―
24) 2,4,6-ﾄﾘｸﾛﾛﾌｪﾉｰﾙ		0.01	―	―	―
25) 有機物(過ﾏﾝｶﾞﾝ酸ｶﾘｳﾑ)		10	―	―	―
3. 微生物					
1) 糞便性大腸菌群数		0	2,000	―	―
2) 全大腸菌群数		3	10,000	―	―
4. 放射性物質					
1) 全α線		0.1	0.1	0.1	0.1
2) 全β線		1.0	1.0	1.0	1.0

注）重金属は溶存金属値

（出典：Government Regulation of Republic of Indonesia No. 20/1990 on the Control of Water Pollution, Appendix 1-4）

（２） 騒音環境基準

インドネシアの騒音に関わる環境基準は，表７－３に示すとおりである。

表７－３　インドネシアの騒音環境基準

土地利用／活動形態	騒音レベル (dB)
1. 土地利用形態	
1) 居住	55
2) 商業	70
3) 事務所	65
4) 緑地	50
5) 工業	70
6) 官庁及び公共施設	60
7) レクレーション施設	70
8) その他	
・空港	*
・駅	*
・港	70
・文化財	60
2. 活動形態	
1) 病院	55
2) 学校	55
3) 礼拝所	55

注）*通信･情報省（Ministry of Communication and Information Technology）規約による

（３） 振動環境基準

インドネシアの振動に関わる環境基準は，表７－４に示すとおりである。

表７－４　インドネシアの振動環境基準

周波数（Hz）	振動レベル（x10^{-6}m）			
	影響なし	やや影響あり	不快	弊害あり
4	< 100	100-500	500-1,000	> 1,000
5	< 80	80-350	350-1,000	> 1,000
6.3	< 70	70-275	275-1,000	> 1,000
8	< 50	50-160	160-500	> 500
10	< 37	37-120	120-300	> 300
12.5	< 32	32-90	90-220	> 220
16	< 25	25-60	60-120	> 120
20	< 20	20-40	40-85	> 85
25	< 17	17-30	30-50	> 50
31.5	< 12	12-20	20-30	> 30
40	< 9	9-15	15-20	> 20
50	< 8	8-12	12-15	> 15
63	< 6	6-9	9-12	> 12

７．１．３　環境影響評価制度

インドネシアの環境影響評価制度（Environmental Impact Analysis/ AMDAL）は，1982 年に制定された旧環境管理法（1982 年制定）の中の「環境に重大な影響を及ぼす可能性がある事業は，環境影響評価を実施しなければならない」という規定に基づいて，1986 年に導入されている。1993 年には，環境影響評価に関する政令が制定され，1999 年政令第 27 号において改定されている。

（１） 環境影響評価の対象事業等

環境影響評価の対象となる事業等の種類・規模については，環境担当国務大臣令 2001 年第 17 号で定められており，鉱物資源エネルギー，工業など 14 のカテゴリーに区分されている。環境影響評価が必要とされる事業では，以下の 4 つの書類を作成し，所管官庁の承認を受けなければならない。

① 環境影響評価実施計画書（以下，KA-ANDAL）
② 環境影響評価書（以下，ANDAL）
③ 環境管理計画書（以下，RKL）

④　環境モニタリング計画書（以下，RPL）

本プロジェクト発電事業であり，カテゴリー「鉱物資源エネルギー－電気事業」の「水力発電施設」に該当する。この環境影響評価対象事業内容と対象規模について表７－５に示す。これによれば，本プロジェクトは，同一灌漑水路を用いた８つの小規模水力発電計画で，発電規模は単独の最大が 2MW 以下，8 つの合計でも 5MW 程度と環境影響評価対象事業に該当しない。ただし，後述するように「環境影響評価の実施を必要としない事業における配慮」として，環境影響評価対象事業に該当しない場合においても，環境影響への対策は講じなければならない。

表７－５　「鉱物資源エネルギー－電気事業」カテゴリーの環境影響評価対象事業

No.	事業内容	対象規模
1	送電線	150kV
2	発電施設（ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ,天然ｶﾞｽ,蒸気及びｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞｻｲｸﾙ）	発電規模≧100MW
3	地熱発電施設	発電規模≧ 55MW
4	水力発電施設	ﾀﾞﾑ高さ≧15m or 貯水面積≧200ha or 発電規模≧50MW
5	その他の発電施設（太陽光,風力,ﾊﾞｲｵﾏｽ等）	発電規模≧10MW

(出典:環境担当国務大臣令 2001 年第 17 号/ Decree of the State Minister for Environment No.17/ 2001 on the types of Business and/or Activity Plans that are required to be completed with the Environmental Impact Assessment)

（２）　環境影響評価の所管官庁

インドネシアにおける環境影響評価の所管官庁は，原則として地方政府（市，県：Kabpaten 等）であるが，事業種類や事業実施箇所あるいはその所管官庁が環境影響評価を実施可能かどうかにより，州政府，中央政府となるケースもある。環境影響評価の所管官庁を表７－６に示す。

表７－６　環境影響評価の所管官庁

中央政府	州政府	地方政府
1)潜在的に環境負荷を与える事業または安全･国防にかかわる事業 （例） ・原子力発電所建設･運営 ・海底掘削 ・人工衛星発射技術 ・遺伝子工学技術 ・石油･ｶﾞｽ開発 ・石油精製所建設 ・放射性鉱物の採掘 ・航空機産業施設建設 ・軍事産業施設建設 ・爆発物産業施設建設 ・輸入廃棄物を原材料とする産業施設建設 ・国際空港建設 ・港湾施設建設 ・有害廃棄物処理施設建設 2)2 つ以上の州にまたがる事業 3)他地域の紛争地域に位置する事業 4)海域 12 ﾏｲﾙ以上に位置する事業 5)他国との国境にまたがる事業	1)潜在的に環境負荷を与える事業 （例） ・ﾊﾟﾙﾌﾟ産業施設建設 ・ｾﾒﾝﾄ産業施設建設 ・石油化学産業施設建設 ・森林産業施設建設 ・植林事業のための開墾 ・農業･園芸事業のための開墾 ・発電施設建設(水力,蒸気,地熱,ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電) ・ﾀﾞﾑ建設 ・空港建設(国際空港除く) ・港湾施設建設 2) 2 つ以上の市,県にまたがる事業 3)海域 4~12 ﾏｲﾙ以上に位置する事業 4)地方政府から委任された事業（州政府では環境影響評価ができない事業については,中央政府の環境影響評価委員会の支援を求めることが可能）	1)すべての事業 （地方政府では環境影響評価ができない事業については,その権限を州政府に委任することができる）

（出典：Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia No.40/2000 on Guidelines for Work System of Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment）

７．１．４　環境影響評価の手続き

（１）　環境影響評価の実施機関

環境影響評価の実施権限は，対象事業を所管する中央政府，州政府，地方政府に与えられており，それぞれ環境影響評価委員会，評価委員会技術チーム，評価委員会事務局からなる。

a. 環境影響評価委員会

環境影響評価委員会は，KA-ANDAL，ANDAL，RKL，RPL を評価し，KA-ANDAL 承認や環境側面からの事業実現可能性に関して,結果･意見を以下の各機関の承認者（決

定者）に提出する。

・中央政府：環境影響管理庁長官

・州政府　：州知事

・地方政府：県知事・市長

委員会は，関係行政機関代表者及び環境分野専門家，環境団体，地域代表者で構成される。

b. 評価委員会技術チーム

評価委員会技術チームは，KA-ANDAL，ANDAL，RKL，RPL を技術的に評価し，その結果・意見を環境影響評価委員会に提出する。

c. 環境影響評価委員会事務局

環境影響評価委員会事務局は, 環境影響評価委員会や評価委員会技術チームへの支援を任務とする。

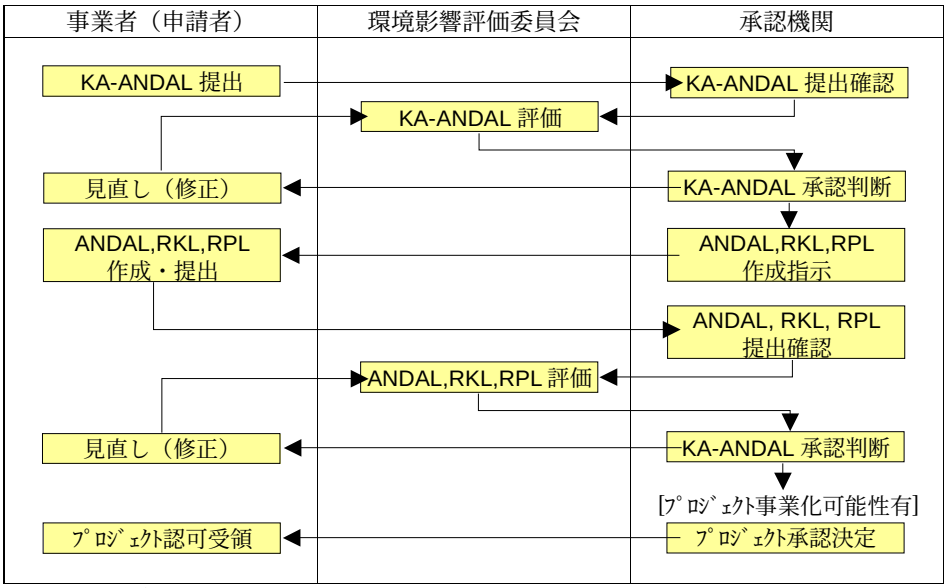
（２） 環境影響評価の実施手続き

環境影響評価の実施手続きは，図７－１に示すフローの手順で進められる。

環境影響評価の実施対象事業については, 事業者は KA-ANDAL を環境影響評価事務局を通じて, 所管官庁の承認機関（中央政府：環境影響管理庁長官，州政府：州知事・地方政府：県知事・市長）に提出する。提出された KA-ANDAL は，環境影響評価委員会によって評価されるが，これに先立ち評価委員会技術チームは KA-ANDAL を技術的に評価し，結果・意見を評価委員会に提出する。評価委員会は，これを受けて地域住民提案・意見を加えて，KA-ANDAL の評価を行う。評価結果で KA-ANDAL の見直しが必要な場合，事業者は，評価委員会が開催された日から起算して 30 日以内に評価委員会事務局を通じて, 評価委員会議長に文書で回答する必要がある。回答内容が評価委員会の評価結果に対応していない場合，事業者に対し 14 日以内の再修正を求めることができる。

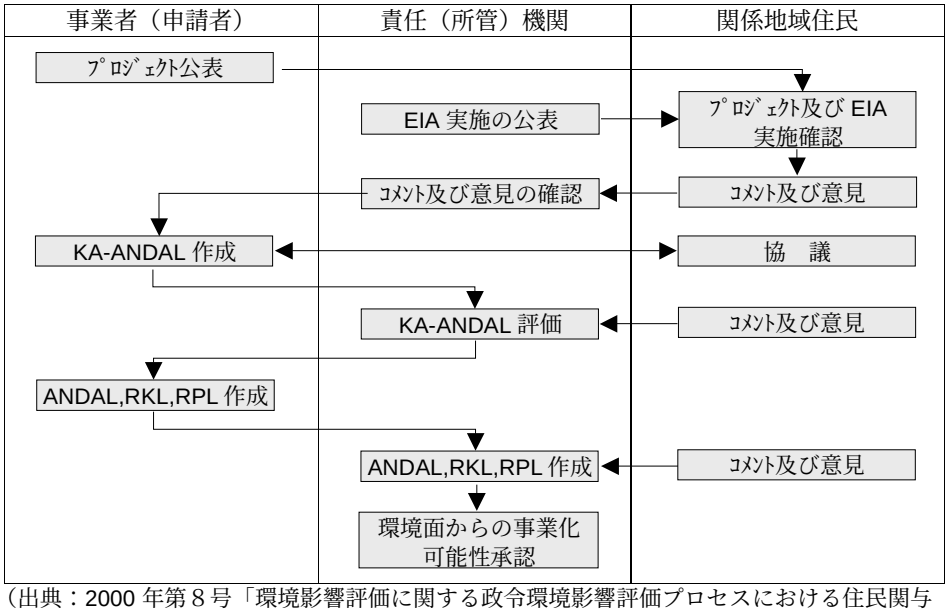
KA-ANDAL の承認を得た事業者は，次に評価委員会事務局を通じて ANDAL，RKL，RPL を所管官庁の承認機関に提出する。これらの評価手順・承認決定者は KA-ANDAL と同様である。

なお，環境影響評価手続きに住民参加及び情報開示を導入することが，2000 年第 8 号「環境影響評価プロセスにおける住民参加及び情報開示に関する環境担当国務大臣令」によって定められている。住民参加及び情報開示の手順を図７－２に示す。



（出典：1999 年第 27 号「環境影響評価に関する政令」/ Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia No.27/1999 on Environmental Impact Assessment から作成）

図７－１　インドネシアの環境影響評価の実施手続き



（出典：2000 年第８号「環境影響評価に関する政令環境影響評価プロセスにおける住民関与及び情報開示に関する環境担当国務大臣令」/ Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia No.8/2000 on Community Involvement and Information Openness in the Process of Environmental Impacts Assessment から作成）

図７－２　インドネシアの環境影響評価手続きにおける住民参加及び情報開示の手順

（3） 環境影響評価の実施を必要としない事業における環境配慮および手続き

環境に対して重大な影響を生じる可能性のある事業については, 環境影響評価の実施が義務付けられているが, 環境影響評価実施の義務付けのない事業においても環境影響の対策を講ずる必要がある。

環境に対してある一定以上の影響を生じる可能性がある事業については, 環境管理計画(以下, UKL)，環境モニタリング計画（以下，UPL）の提出が義務付けられている。UKL 及び UPL の提出が必要かどうかは，各地方政府が事業の種類・規模を定めている。UKL 及び UPL は，環境影響評価手続きの RKL 及び RPL の簡略版である。さらに，UKL 及び UPL の提出を必要としない事業については，SPPL と呼ばれる簡略な書類の提出が必要である。

７．２　本プロジェクトの環境影響分析

７．２．１　環境影響分析の概要

前述のとおり，本プロジェクトは，環境担当国務大臣令 2001 年第 17 号により，環境影響評価手続きは適用されず，その代わりに UKL 及び UPL の作成及び提出が要求される。

本プロジェクトの２グループのうち，SITEKISITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトについては，既に UKL 及び UPL が作成され，地元 Banjarnegara 県に提出・許可を受けている（SITEKI 地点： 2003 年 7 月 7 日認可，プルンブンガン地点：2004 年 12 月 11 日認可）ことから，ホスト国におけるインドネシア国の環境関連手続きを完了している。

本調査で監督官庁に聞取りを行ったところ，「工事予定地はすべて灌漑水路沿いの改変地で農地や通路として使用されており貴重動植物は存在しない」とのコメントが得られたほか，現地調査により工事区域がすべて既改変地であることを確認した。

また，6 地点プロジェクトについては今回の調査により発掘された地点であり，これまで開発可能性評価が未実施であったため，環境影響に関する調査及び評価は行われていないが，その開発規模から SITEKISITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトと同様の環境影響評価に関する手続きが必要になると考えられる。

以下では，SITEKISITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトで実施された UKL 及び UPL の内容について列挙し，これを踏まえ，現地調査で得られた情報をもとに，6 地点プロジェクトに対する環境影響分析を行った。

７．２．２　環境影響要素

SITEKISITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトの UKL 及び UPL において考慮された環境影響要素は以下のとおりである。

① 物理・化学的要因

・水文・気象
・騒音・大気質
・水質
・地形・地質
・土地利用

・道路状況

② 生物学的要因

・植物

・動物

・水生動物

③ 社会・経済・文化的要因

・教育

・文化　等

④ 公衆衛生

７．２．３　環境調査項目

SITEKISITEKI＆PLUMBUNGANプロジェクトに係るUKL及びUPLの環境調査項目としては，①建設準備段階，②建設段階，③運転中，④プロジェクト終了後，の各段階に区分して検討されている。

さらに，それぞれについて表７－７に示す項目での調査が行われており，いずれの項目においても大きな環境影響は示唆されていない。

表７－７　環境影響調査項目

段階	調査項目
①建設準備段階	・諸調査 ・土地取得
②建設段階	・建設作業員動員 ・資機材輸送 ・敷地造成 ・構築物設置 ・建設作業員解散
③運転中	・発電 ・メンテナンス
④プロジェクト終了後	・発電停止 ・構築物跡の整理

７．２．４　環境影響分析

SITEKISITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトに係る UKL 及び UPL の結果を踏まえ，6 地点プロジェクトの環境影響について分析する。

７．２．５　ステークホルダーへの聞取り調査結果

6 地点プロジェクトについて，現地調査により監督官庁である環境省の地方部局となる BAPEDALDA （スマラン市）へ聞取り調査を行った結果は以下のとおりである。

・開発地点周辺は畑であり貴重種動植物は認められない。
・6 地点プロジェクトの環境影響分析については，SITEKISITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトと同様，UKL 及び UPL により評価する必要がある。

さらに，現地調査では，工事区域がすべて既改変地内に位置していることが確認され，監督官庁のコメントを追認できた。

７．２．６　プロジェクトの環境影響分析上の特徴

環境影響面からみた 6 地点プロジェクトのの特徴は以下のとおりである。

・開発規模が小さい。
・既存の灌漑水路を利用するため大きな土地改変を伴わない。
・工事区域はすべて既改変地に位置し，自然状態の改変工事は行わない。
・既存の灌漑水路を利用するため減水区間はほとんど生じない。
・既存の灌漑水路を利用するため貯水池を伴わない。

７．２．７　6 地点プロジェクトの評価

以上の結果から，6 地点プロジェクトの環境に対する影響については，今後 UKL 及び UPL が行われ，その中で評価される必要がある。しかし，SITEKI＆PLUMBUNGAN プロジェクトの環境影響手続は既に完了している SITEKI にから，地点数は多いものの個別地点の開発規模が SITEKI 地点や PLUMBUNGAN 地点より小さく，また，両地点と非常に類似した環境特性をもつ 6 地点プロジェクトについては顕著な環境影響は想定されない。

第８章　ステークホルダーのコメント

８．１　コメントの収集方法

国内での情報収集とカウンターパートであるインドネシア科学技術応用庁からの情報収集による国内調査によりステークホルダーに関する調査を行い，コメントを収集した。コメント収集に関する手続きは図－８－１に示すとおりである。

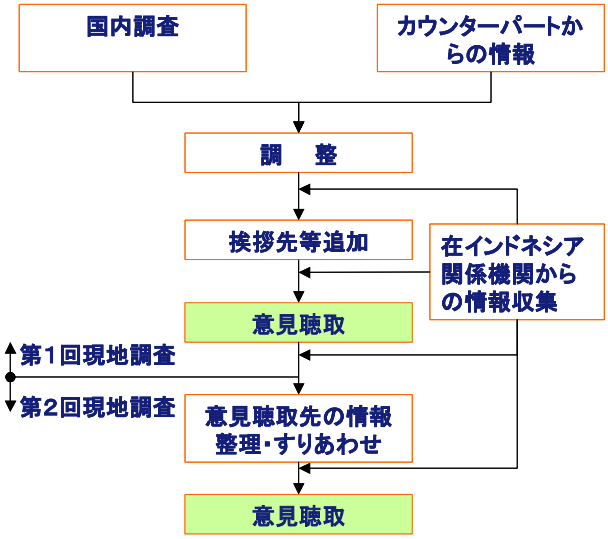


図８－１　ステークホルダーの選定フロー

最終的にコメントを以下の箇所から取得した。

項　目	利害関係者（機関）	位置付け	方　法	実施日
政府機関 地方官庁	環境省 環境副大臣 DNA 環境局 電力省 DJLPE 灌漑局 灌漑事務所	環境関係窓口 指定認証機関 当該部局 再生可能エネルギー統括箇所 水利用管轄機関 灌漑水路管轄機関	インタビュー 〃 〃 〃 〃 〃 〃	9/15 9/7 9/7 9/5 9/7
企業等	PLN 本社 現地 PT.IP	売電先 カウンターパート	〃 〃	9/ 9/12 9/ 9/5,　12, 16
NGO	PELANGI	現地 NGO	〃	9/7
地域住民		地元関係者	コンサルテーション	9/15

８．２　利害関係者コメント

８．２．１　第１回現地訪問調査

Jakarta
PLN Deputy Director for System Planning
ＰＬＮは本計画を支持する。是非成功させていただきたい。困ったことがあれば協力したい。
2005/9/5 10:00~11:00 PT.IP Director of Development and Commerce
経済性を良く出来る CDM には興味がある。電事法の意見判決（2005 年 1 月）によって PT.IP の電源開発はすべてストップしたが，現段階に至り電源開発が可能となった。PT.IP はメリットがあれば CDM スキームを利用した電源開発を行いたい。SITEKI は応札上限価格が低かったことからこれまで開発に至っていないが，CDM の収入が得られることになると開発可能性が高まる。
2005/9/5 15:00~17:00 PT.IP Vice President of Research dev. & Engineering
中国電力と CDM プロジェクトを行うことについて賛成である。SITEKI および PLUMBANGAN は 2006 年度末にも工事を開始したい。スケジュールについて調整し，共同で実施できるように最大限の努力を払う。
2005/9/5 15:00~17:00 PT.IP Senior Manager Power Generation Service Business Development
PT. IP の Vice President との打合せに基づき，本 CDM プロジェクトに関する共同事業実施のスキーム等について協議した。この結果，次に示すコメントが得られた。 ・ PT. IP は CDM 事業に非常に関心がある。 ・ SITEKI，PLUMBUNGAN を CDM プロジェクトとして開発したい。 ・ その他６地点をモデル事業として是非やる方向性としたい。

2005/9/12 15:00~17:00 PT.IP Senior Manager Power Generation Service Business Development
中国電力提案のＣＤＭの事業計画と事業内容について了解した。
2005/9/16 9:30~11:30 PT.IP Vice President of Research dev. & Engineering Senior Manager Power Generation Service Business Development
SITEKI，PLUMBUNGAN について，中国電力が PDD を作成し IP 社が CDM の手続きを行うことになると思われる。その他地点の取扱いについては，次回訪問時に中国電力と IP 社共同で現地調査を行う。地点の絞込みや，経済性を大きく左右する水車・発電機の選定等，重要な判断を必要とするものについては，中国電力と IP 社とで十分協議し，双方合意の上で検討を進める。
2005/9/5 9:00~10:00 DJLPE
DJLPE は本プロジェクトの推進を支持する。インドネシアでは KP が批准され，DNA も整備されたため特に障害はない。再生可能エネルギー利用を促進する特別な補助金などはない。 最近，灌漑水路の有効利用が議論され，発電もその中に含まれている。以前，開発はしたものの出力が出なくて困った例がある。流量資料は重要である。
2005/09/07 14:00~16:00 DNA CDM TEAM
環境省は DNA の主管として，温暖化対策に貢献する本プロジェクトをサポートする。DNA は７月に正式に組織された。PDD の申請は現時点でも可能である。申請書は規定されたﾌｫｰﾑと PDD である。申請者はインドネシアの会社である必要がある。申請後の審査には最大で 11 週間である。審査ﾐｰﾃｨﾝｸﾞは４回/年を予定しているがﾌﾚｷｼﾌﾞﾙに対応したいと考えている。先日第１回目のﾐｰﾃｨﾝｸﾞが行われた。Stakeholders Forum（付近の住民と地方政府機関により構成される）は必要に応じて組織される。
2005/09/15 15:00~16:00 MINISTRY OF ENVIROMENT REPUBLIC OF INDONESIA Deputy Minister
本プロジェクトについて歓迎するのでＰＤＤを提出してほしい。プロジェクトは自社のみのためでなく，インドネシア国のためになるように実施してほしい。

2005/09/07 9:00~11:00 NGO　Climate Change Program
電気は人間の生活に必要なものだと考える。住民の移転もないようだし，現段階ではこの開発に対して反対意見はない。 Pelangi は政府の政策分析を行っている。環境省に積極的なアドバイスを行い，DNA の設立に貢献した。DNA の組織図に含まれる Stakeholders Forum（付近の住民と地方政府機関により構成される）は，地域住民等の反対によりプロジェクトが進行に障害が生じた際の調停を行うことを目的として DNA が必要に応じて設置する optional な機関である。 現在，PLN が系統からの排出係数データを算出中のようで近日中に公開される可能性がある。
2005/09/12 15:00~16:00 NEDO ジャカルタ事務所
小水力のプロジェクトは初めてであり珍しい。今後，地方で小水力の関心が高まる可能性がある。インドネシアでも CDM の知識が深まりつつあり，これから CDM が国内で浸透していくこと期待している。
Semarang
2005/9/7 10:00~11:30 中央ジャワ州水資源部（Water Resource Management Department of Center Java Province）
灌漑水路のエネルギー利用は可能である。 Micro Hydro の開発のためには現地住民の意見募集が必要である。灌漑水路の両側の土地は，灌漑局の持ち物である。１回の申請で３年間の貸与が可能であり，その後３年毎に延長申請を土地の賃貸費用額は，地方政府の規定に従って灌漑局に支払う。土地のリースの許可については法令７条に，また賃貸費用および水利使用料については法令１１条に記載されている。２年毎の費用の更改がある。申請から許可までは１ヶ月かかる。水の利用者が２県以上にまたがる場合には，「２県以上開発調整庁＝BAKOLIN」への届出が必要である。
2005/9/7 13:00~14:00 Bapedala

Banjachayana 灌漑水路の小水力発電の F/S については是非行ってほしい。 本プロジェクトでは，UPL・UKL が必要である。本プロジェクトが２県以上にまたがる場合，この事務所に，事務所分＋該当検分の部数の UPL・UKL が必要である。UKL・UPL の作成にあたっては，地元の Stakeholders への周知が必要である。この周辺は，畑であり貴重植生は含まれない。許可を得るまでに，UKL・UPL の住民への説明が必要である。F/S 調査の実施前に，郡政府に F/S 実施について郡政府に連絡されたい。
Purwokerto
Serayu&Citanduy 地方水資源局（Water Resource Management Office for Serayu & Citanduy Area）
SITEKI については Purwokerto の大学も興味を持っていたが開発に至らなかった。灌漑における小水力を計画する際には水路内の断水期間を考慮したものにしてほしい。
2005/9/12 8:00~9:00 PLN Purwokerto
本プロジェクトが接続する TAPEN 発電所~MRICA 変電所間の送電線は PT.IP の専用線である。MRICA 変電所への直接接続する場合や，MRICA からの送電線増設が必要となる場合には情報提供をお願いしたい。ただ，増設する発電所の総出力が 8MW 以下ならば，PLN 側の増設はいらない。この容量内であれば，PT.IP の専用線への接続が可能なので，PLN への申請は不要で，PT.IP の許可があれば良い。容量を超える場合には，PLN への申請が必要である。
Banjarnegara
2005/9/12 11:20~12:00 RAKIT 郡長

発電計画に対する住民同意の形成が重要。郡長としてのスタンスは，住民重視。反対する人がいれば説得できるよう協力したい。再度中国電力が現地に来たときには，村長や住民に説明できるように調整をしたい。

Mulyant 郡長との調整状況

灌漑水路において発電計画を行うことに関する意見を聴取した。

８．２．２　第２回現地訪問調査

２地点と６地点に分け，先行する２地点については具体的な開発に対して，また追加の６地点については開発に向けて要望・意見住民意見を聴取した。

Jakarta
NGO　Climate Change Program
（Siteki, Plumbungan） 計画についての説明を受けたところ，我々は，インドネシアパワーは十分な知識を持っており，小水力は環境にやさしいプロジェクトであると思っている。また，環境への重大な影響はないと考える。また，地元住民の理解も得られるものと推察する。 （6 地点統合） 計画についての説明を受けたところ，我々は，インドネシアパワーは十分な知識を持っており，小水力は環境にやさしいプロジェクトであると思っている。また，環境への重大な影響はないと考える。また，地元住民の理解も得られるものと推察する。

Purwokerto
Serayu&Citanduy 地方水資源局（Water Resource Management Office for Serayu & Citanduy Area）
（Siteki, Plumbungan） 計画内容の開発について同意する。 （6 地点統合） 計画内容について了解した。開発，計画の推進について同意する。灌漑水路は農業用や魚の養殖用に使用している。水量・水質汚染に関して十分な配慮をお願いしたい。今後の継続的な情報提供をお願いしたい。
Banjarnegara
2005/11/14 12:00~12:30 Banjarnegara 県知事秘書官
（Siteki, Plumbungan） 県知事側近としては，Siteki，Plumbungan の開発について問題ないと考える。
2005/11/14 13:45~15:00 Banjarnegara 市長秘書 Mulyant Rakit 郡長，郡長秘書官
（Siteki, Plumbungan） 水力開発について同意し，サポートする （6 地点統合） 国民の利益を考える限り是非進めていただきたいと考えている。調査開始にあたっては十分な調整を実施されたい。
2005/11/15 9:00~12:00 Banjarnegara 県知事秘書官
（Siteki, Plumbungan） 総じて地元村落は Siteki and Plumbungan project の開発を指示する。そして，可能な限り早い時期の開発を望んでいる。新たな経済活動の創出により地方経済の活性化に貢献すると思われる。Siteki＆Plumbungan プロジェクト の開発に関して，開発地点周辺の地域の開発，地域の衛生状態や安全の向上に貢献すると考えられる。Siteki＆Plumbungan プロジェクト の目的は，開発地点周辺の水利用（特に魚の養殖や農業）への影響はないと考えられる。

８．３　ステークホルダーズコメント収集結果

（１） SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトについて

The MELH No.17, 2001 によるとプロジェクトサイトの周辺の住民や関係機関からのコメントを UKL/UPL に添付する必要があるとされている。

SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトの UKL/UPL では, 地方関係者からのコメントが収集され, 添付されているが, 実際にサインされた資料は添付されていかったため, このたびプロジェクト実施者として, このプロジェクトに関するコンサルテーションを実施した。

パブリックコメントを得るため, 以下の手続きをとった。

1. いくつのグループが存在するかの事前調査。
2. 地元郡長に対するインタビューの実施。
3. 以下に示すリーダーの参加によるプロジェクト開発に対する意見の収集。
   (1) Head of district　地元郡長
   (2) Head of military　地元軍隊長
   (3) Head of police district　地元警察署長
   (4) Head of village (Tanjunganom, Lengkong)　村長(Tanjunganom 村, Lengkong 村)
   (5) Village house of representatives　地元村会議員
   (6) Village board of representatives　地元村会議員
   (7) Representatives of the residents　地元住民代表者
   (8) Representatives of youth organizations　地元青年会議代表者
   (9) Land owner around the projects　プロジェクト周辺の土地所有者

加えて, 灌漑水路のオーナーである Serayu-Citanduy Water Resources Management Agency at Purowokerto (hereinafter referred as to “BPSDA Serayu-Citanduy di Purwokerto”)およびインドネシア国の CDM の体制整備に貢献した NGO へのインタビューを行った。

SITEKI 発電所および PLUMBUNGAN 発電所の UKL/UPL は, それぞれ地方政府に承認を得ている。これらの資料によると, 関係者から否定的なコメントはなかった。

開発に先だって実施されたステークホルダーのコンサルテーションの開催において, 環境に関する否定的なコメントはなかったが, 以下の要望が出された。

(1) 総じて地元村落は SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトの開発を指示する。そして, 可能な限り早い時期の開発を望んでいる。
(2) 新たな経済活動の創出により地方経済の活性化に貢献すると思われる。
(3) SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトの開発に関して, 開発地点周辺の地域の開発, 地域の衛生状態や安全の向上に貢献すると考えられる。

(4) SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトの目的は，開発地点周辺の水利用（特に漁業や農業）への影響はないと考えられる。

NGO と BPSDA Serayu-Citanduy di Purwokerto のインタビューでは，好意的なコメントのみが得られた。これらから，NGO や地域社会のリーダーの大多数は，プロジェクトに対して中立的な立場を保持していると思われる。コンサルテーションやインタビューでは否定的なコメントは見られず，会議録に対する署名も得られた。

（２） ６地点プロジェクトについて

なお，早期の実現が期待される SITEKI&PLUMBUNGAN プロジェクトへの影響を考慮し，本調査においては，地元 Rakit 郡長，BPSDA Serayu-Citanduy di Purwokerto および NGO へのインタビューを実施した。いずれのパーティーからも開発に期待するといった好意的な意見が得られた。