

第1章 プロジェクト基本情報

1. 1 プロジェクト概要

本プロジェクトは、ベトナム中西部に位置するラムドン省 Dak Me 川において、最大使用水力 1.45m³/s を取水し、延長約 3.7km の導水路、水圧鉄管により発電所に導水して有効落差 332m を得て、最大 4MW、年間発電電力量 18,990kWh を発電する水力発電事業である。本プロジェクトにより、年間 10,676tCO₂ の GHG 削減効果が見込まれる。図-1.1.1 にプロジェクトサイトを示す。



(出所：<http://www.ezmapfinder.com/>)

図-1.1.1 プロジェウトサイト

1. 2 企画立案の背景

ベトナムは、現在電力需要が高い水準で伸びており、今後発電所の新設等を考慮しても電力供給が逼迫するものと予想されている。一方で、同国の理論包蔵水力は年間 3,000 億 kWh で、そのうち開発可能量は 750～830 億 kWh と推定されており、極めて水力発電のポテンシャルが高い国である。そのため、現在中小規模を含む水力発電所の開発が盛んに行われている。

本プロジェクトは、これらの水力発電所開発計画の中でも事業性が乏しく、今後開発を進めるにあたり CDM の活用を望む現地企業から協力依頼を受けて、調査を進めたものである。

1. 3 ベトナムの概要

1. 3. 1 地理・気候と宗教・言語

(1) 地理・気候

ベトナムは、インドシナ半島東部に南北に細長く伸びた形で位置する本土と、南シナ海の南沙諸島などの群島からなる（図－1.1.1 参照）。本土は、北緯 8.35 度～23.4 度、東経 102.8 度～109.4 度に位置し、北は中国、西はカンボジアとラオスと国境を接し、東は南シナ海に接し、フィリピンと相對している。国土面積は約 33 万

km²（日本の面積の約

90%）で、その 4 分の 3 は山岳、丘陵、高原地帯である。中国の雲南省から続くチュオンソン山脈が国の南北を貫いている。国土は大きく北部・中部・南部の 3 地域に分けることができ、北部はトンキン湾に注ぐ紅河が形成したホンデルタ、中部は狭小な海岸平野地帯、南部はカンボジアから南部ベトナムに注ぐメコン河が形成する肥沃なメコンデルタとなっている。ホンデルタとメコンデルタは、ベトナムの 2 大デルタであり、それぞれ首都ハノイと国内最大の経済都市であるホーチミンが位置する。人口は、約 8,437 万人（2006 年）で ASEAN 加盟国の中で 3 番目に多い国である（表－1.1.1 参照）。首都ハノイの人口は約 330 万人、ホーチミンは約 640 万人である。

気候は、その細長い地形から北部と南部に分けられ、北部は温帯気候、南部は熱帯性気候に属している。北部では、季節風が湿気の多い夏と乾燥した冬をもたらす、長い夏と、短い春、秋、冬がある。北部に位置する首都ハノイでは、夏に 30℃近くまで気温が上昇し、高温多湿となる。冬は最低気温が、15℃程度で北東モンスーンがもたらす湿気により霧雨が降る。南部は、中部・南東部と南西部の 2 地域に分けられ、中部と南東部は高温多湿で雨が多く、9～12 月が多いときで月 500mm 程度雨が降る。南西部では雨季(5 月から 10 月)と乾

表－1.3.1

ASEAN 加盟国の国別人口（2006 年）

順位	国名	人口（万人）
1	インドネシア	22,205
2	フィリピン	8,697
3	ベトナム	8,437
4	タイ	6,576
5	ミャンマー	5,651
6	マレーシア	2,639
7	カンボジア	1,410
8	ラオス	606
9	シンガポール	442
10	ブルネイ	38
平均	—	5,670

（出所：東南アジア諸国連合貿易投資観光促進センターHP）

季(11 月から 4 月)がはっきり分かれており、一年を通して気温が高く、メコンデルタでは様々な農業が盛んに行われており、野菜、果樹、稲の三期作などが展開されている。

(2) 宗教と言語

ベトナムは、歴史上儒教を中心とする中国文化及び大乘仏教文化の影響を受け、現在では、仏教信者が全体の 80%を占めている。キリスト教徒も多く、ローマ・カトリック教会は 600 万人の信者を擁するといわれる。他に、大乘仏教、道教、儒教という中国系の 3 宗教の要素を多く含む伝統宗教や、仏教と関係のあるベトナム特有のホアハオ(和好)教、キリスト教、仏教、儒教、道教などを統合したカオダイ(高台)教などの比較的新しい宗教がある。また、イスラム教、ヒンドゥー教等も信仰されている。過去には宗教活動に対して制限があったが、ドイモイ政策実施後、宗教活動は非公式に容認された。1993 年に当時共産党書記長だったド・ムオイ氏が信仰の自由を保障することを公言したことで、完全に宗教活動が解禁され、2001 年 2 月にはベトナム外務省が国内に宗教弾圧は存在しないことを明言している。

ベトナムは多くの民族が住む多民族国家であるが、公用語はベトナム語である。第二言語として英語が使用されており、また一部でフランス語、中国語、クメール語、ロシア語なども通じる。その他、山間部には多種の少数民族語が存在する。

1. 3. 2 政治概況

ベトナムは、1976 年に南北統一後、共産党による一党体制が続く社会主義共和国である。政治情勢は基本的に安定しており、第 4 回党大会が 1976 年に実施されて以来、5 年ごとに党大会が実施されている。

1986 年の第 6 回共産党大会において、共産党指導・社会主義体制の枠組みの中で、市場経済制度の導入および対外開放政策を軸とする「ドイモイ（刷新）」という改革路線が打ち出された。同改革路線の下、90 年代半ばまで 8~9%の高い経済成長を遂げた。1996 年の第 8 回党大会ではドイモイ政権実施 10 年の成果と路線継続を確認し、2020 年までの工業国入りを目指す「工業化と近代化」を二大戦略とすることが採択を採択した。2006 年の第 10 回党大会においてもドイモイ政策を推進し、低開発国からの早期脱却がテーマに掲げられた。一方で、汚職、賄賂問題が顕在化している状況を踏まえ、厳しく対処する姿勢が表明された。

党書記長のノン・ドゥック・マイン書記長は、2001 年の第 9 回党大会で選出され、2006 年の第 10 回党大会において再選されている。再選党大会後の第 11 期第 9 回国会（2006 年 5 月から 6 月）においてグエン・ミン・チュット国家主席、グエン・タン・ズン首相が新たに選出された。2007 年に行われた国会議員選挙においても、マイン書記長をはじめとする首脳陣はいずれも当選した。その後開催された第 12 期第 1 回国会においてもチュット国家主席、ズン首相の再任が承認された。また同国会では、省庁改変で 26 の省庁が 4 つ削減さ

れて 22（表－1.3.2 参照）になり，第二次ズン内閣は専門性重視の実務型内閣となった。そのほかには，一部閣僚の交代が行われ，今期の国会議員の任期が 4 年に短縮され，地方議会(人民評議会)議員の任期を 2 年延長することが決定された。加えて，次回選挙(2011 年)より，国会，地方議会選挙と共産党大会が同一年に行われることも決められた。

○政 体：社会主義共和制

○元 首：グエン・ミン・チェット(Nguyen Minh Triet) 大統領（国家主席）2006年就任

○首 相：グエン・タン・ズン(Nguyen Tan Dung)

○議 会：国会（National Assembly）一院制

○政 党：ベトナム共産党(一党制) 党員数約248万人，

○共産党総書記長：ノン・ドゥック・マイン（Nong Duc Manh）

表－1.3.2 中央省庁一覧

国防省	Ministry of Defense
公安省	Ministry of Public Security
外務省	Ministry of Foreign Affairs
内務省	Ministry of Interior
司法省	Ministry of Justice
計画投資省	Ministry of Planning and Investment
財務省	Ministry of Finance
商工省	Ministry of Industry and Trade
交通運輸省	Ministry of Transport
建設省	Ministry of Construction
天然資源環境省	Ministry of Natural Resources and Environment
情報通信省	Ministry of Information and Communication
労働傷病兵社会問題省	Ministry of Labor, War Invalids and Social Affairs
文化スポーツ観光省	Ministry of Culture, Sports and Tourism
科学技術省	Ministry of Science and Technology
教育訓練省	Ministry of Education and Training
保健省	Ministry of Health
農業農村開発省	Ministry of Agriculture and Rural Development
政府官房	Government Office
ベトナム国家銀行	State Bank of Vietnam
政府監査院	Government Inspectorate
民族委員会	Committee of Ethnic Minorities

1. 3. 3 経済概況

ベトナムは、1986年に導入したドイモイ政策の下、市場経済化、対外開放に努めており、外資導入に向けた構造改革および国際競争力強化に取り組んできた。その結果、東南アジア各国が1997年7月のアジア通貨危機の影響でマイナス成長に苦しんだ1998年にも、GDP成長率5.8%と安定した成長を見せた。翌年の1999年、周辺各国が急激な回復を見せる一方で、干ばつによる農業生産の減少、国内市場での消費財需要の減退など、内需および外需の両面から影響を受け、GDP成長率は4.8%と鈍化してしまったが、それでも東アジア諸国平均を上回っていた。2000年以降は9年連続で6%以上の成長率を維持している。

表－1.3.3 ベトナムの主要な経済指標

指標	2006年	2007年	2008年
実質GDP成長率(%)	8.23	8.46	6.18
一人あたりのGDP(名目)(USD)	724	835	1,042
貿易収支(国際収支ベース)(USD)	27億7,600万	103億6,000万	127億8,200万
経常収支(国際収支ベース)(USD)	1億6,400万	69億9,200万	84億3,000万
外貨準備高(USD)	133億8,410万	234億7,940万	238億9,030万
対外債務残高	183億3,000万	236億7,300万	272億4,000万
為替レート(1USD)	15,994.3ドン	16,105.1ドン	16,302.3ドン

(出展：JETRO HP)

1. 4 ベトナムのエネルギー事情

1. 4. 1 エネルギー資源

ベトナムは、エネルギー純輸出国であるが、経済発展に伴い、エネルギーの国内消費が拡大しており、2015年には純輸入国に転じる可能性があると言われている。エネルギー資源としては、南部沖合に油田およびガス、北部に石炭が得られる他、豊富な水資源を有している。

表－1.4.1 エネルギー資源埋蔵量(2006年末)

	計
石油	32.5億バレル
天然ガス	4,000億m ³
石炭	1.5億トン
水力(MW)	20,500

(出所：JEPIC)

1. 4. 2 エネルギー政策と組織体制

ベトナムの電力・エネルギー分野の所管官庁は、商工省(MOIT: Ministry of Industry and Trade)で、2007年7月に商業省と工業省が統合されて設立された。電力・エネルギー分野におけるMOITの主な業務は、以下のとおりである。

- ・ 法令・規則、国家開発戦略計画、マスタープランの策定・実施・監督
- ・ 電源開発計画や電気料金などの許認可
- ・ 投資を促進するためのプロジェクトの公表
- ・ 関係機関が作成する電力マスタープランの承認

また、MOITのほか、エネルギー関連行政として、国家開発計画や投資分野における管理を負っている計画投資省(MPI: Ministry of Planning and Investment)、環境規制の策定など環境に関する業務を実施している天然資源環境省(MONRE: Ministry of Natural Resources and Environment)などがある。

ベトナム政府は、エネルギー関連行政の組織体制、エネルギー価格、エネルギー財政に焦点を当て、エネルギーセクターの改変に取り組んでいる。他のASEAN諸国の多くと同様に、ベトナム国も経済発展と人口増加に十分応え得るエネルギー供給を確保したいと考えており、また同時に、環境負荷を低減できるようなエネルギー供給を目指している。こうした目標を達成するためには、エネルギー源の多様化、エネルギー保全、効率的なエネルギー利用など戦略的なエネルギー開発が必要となる。具体的には国のエネルギー資源を開発し、最大限にするという2020年に向けての長期エネルギー計画(VEP)が決まっており、以下の項目が掲げられている。

- ・ 天然ガスの開発と利用を推進し、生産量を2020年までに年間150～300億m³を目指す。そのうち、120億m³を発電用とする。
- ・ 2020年までに原油生産高を年間2,500～3,000万トンを目指す。
- ・ 年間2,500～3,000万トンの無煙炭を生産し、このうち600～800万トンは発電用とする。
- ・ 年間500～600億kWhの水力発電を目指す。

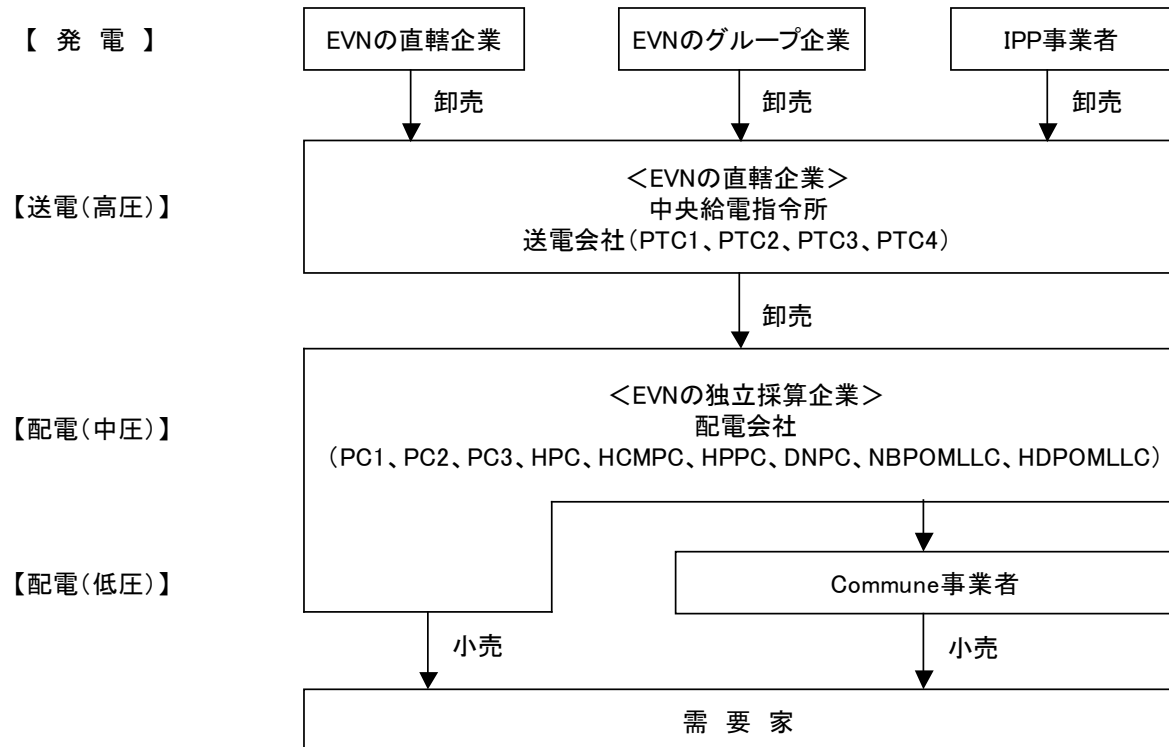
1. 4. 3 電力セクター

(1) 電力セクターの概観

ベトナムでは、電力自由化への動きが活発化し、2004年に新電力法が施行され、競争原理導入への方針が定められた。また、組織面の改革も行われており、2005年10月には電気事業規制庁(ERAV: Electricity Regulatory Authority of Vietnam)が設立され、EVNの組織再編も進められている。

現在、EVNは持株会社となっており、いくつかの子会社を保有し管理すると共に、電源

開発計画や電気料金の改定(案)の作成などを実施している。なお、子会社は、EVNが100%保有する直轄企業と合弁形式の独立採算企業に分けられている。ベトナムにおける電力供給形態を図－1.4.1に示す。



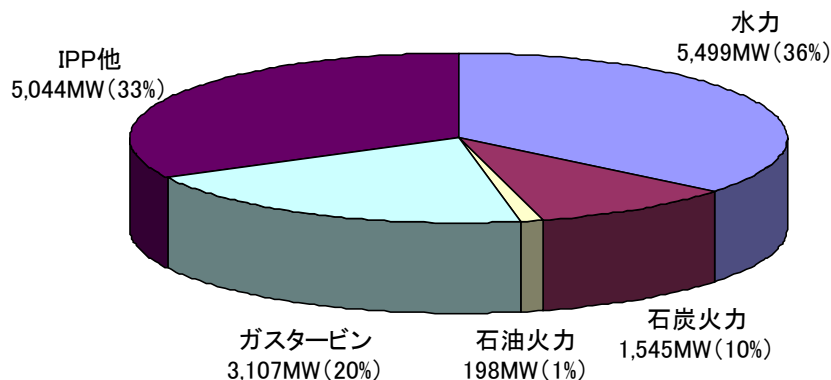
出所:EVN 資料より

図－1.4.1 ベトナム国における電力供給形態

直轄企業である発電事業者は16社あり、それぞれ送電系統に接続する主要発電所を所有している。小規模な発電所は、EVNが所有している。送電事業者(PTC:Power Transmission Company)も直轄企業であり、地域別の4社(PTC1～PTC4)がEVNの送電設備を運営・管理している。配電事業者(PC:Power Company)は独立採算企業であり、110kV以下の送配電設備を運営・管理している。配電事業者9社のうち、3社は広域な供給エリアを持つが、6社は主要都市に供給している。その他に直轄企業では中央給電指令所(NLDC:National Load Dispatching Center)とエネルギー研究所(IE:Institute of Energy)が、独立採算企業では電力設備調査・設計会社(PECC:Power Engineering Consulting Company)と電力機器製造会社(EEMC:Electrical Equipment Manufacturing Company)がある。また、配電事業者としてCommune事業者が多数存在しており、配電事業者から電力を購入し、需要家に販売している。さらに、EVNは独立発電事業者(IPP:Independent Power Producer)の株式を保有している。IPPは様々な資本形態で存在し、中央給電指令所や送電事業者に電力を卸している。

(2) 電源構成

2008 年におけるベトナムの発電設備容量は 15,678MW であり、その内訳は水力 5,499MW(36%)、石炭火力 1,545MW (10%)、石油火力 198MW(1%)、ガスタービン 3,107MW(20%)、IPP 他 5,044MW(33%)である。この結果から、水力、火力および IPP でそれぞれ全体の 3 分の 1 を占めていることが分かる。



(出所：EVN 資料より)

図－1.4.2 ベトナムの電源構成比 (2008 年)

(3) 再生可能エネルギー事情

ベトナムにおける再生可能エネルギーは、水力および太陽光、バイオマス、風力、地熱が対象で、IE を中心に研究・開発が進められている。これらのエネルギーは、地方の電化の際にも重要なエネルギー源として期待されており、2015 年までに 1,200MW、2020 年までに 1,500～1,700MW、2025 年までに 2,400～3,000MW の開発が計画されている。

北西部および中西部において水力資源が豊富で、小水力は系統連結されている発電所が 49 ヶ所 (合計 64MW) である。また、系統から独立した発電所も約 300 ヶ所 (合計 70MW) ある。

太陽光についてもポテンシャルが高く、南部および中部に適している。太陽熱の放射は冬季で 3.0～4.5kWh/m²/日、夏季で 4.5～6.5kWh/m²/日であり、エネルギーの効率的な利用が求められている。これらのポテンシャルを活かすために、IE、ベトナム科学協会の太陽光研究室 (Solarlab)、ハノイ工科大学の再生エネルギーセンターなどが中心となって研究・開発が行われている。

ベトナムは農業が盛んで、バイオマス発電においても高いポテンシャルを有している。特に南部および中部に豊富で、モミ殻、稲殻、コーヒー豆の殻、サトウキビの絞りかすなどの農業廃棄物や、木材チップ、ゴム材、伐木、ココナッツ殻などが燃料として使用されている。現在、バイオマス発電は 42 ヶ所 (合計 150MW) あり、そのうち 3 ヶ所の発電設備が送電線に連系されている。しかし、現段階ではバイオマス発電はコストが高く、国中で大量に生成されるバイオマスの多くを利用するには至っていない。

風力資源は、平均風速が発電に適した海岸線沿や島嶼が多く存在し、大きな風力発電ポ

テンシャルを有している。地熱エネルギーの開発可能資源は、合計 200MW と推定されており、その多くは中部に集中している。

（４）電源開発計画

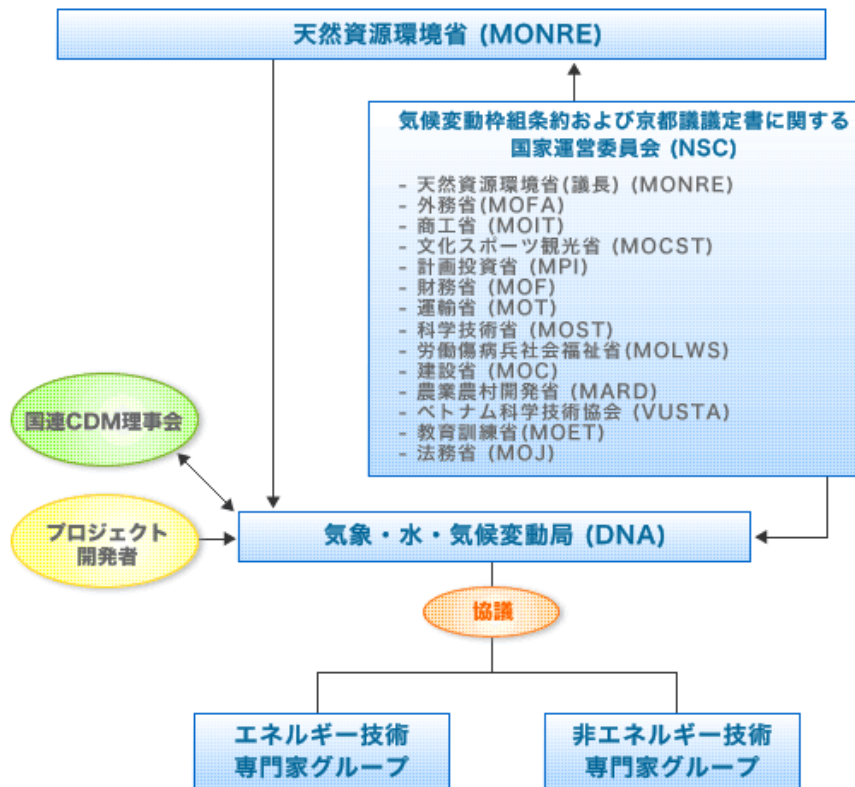
近年の電力需要の増加に対応するため、ベトナム政府は 2007 年 7 月に第 6 次電力マスタープランを発表した。これによると、2006 年から 2015 年までの電力需要は、年率 17～20% 増加すると予測されている。この需要を満たすため、発電設備容量を 2010 年に 25,879MW、2015 年に 42,341MW に増強し、2025 年には 85,411MW まで増加する計画である。

電源別で見ると、今後、北部地域などを中心に積極的に水力開発を進める計画である。石炭火力に関しては、ベース負荷に対応するための北部地域での開発、輸入炭火力による南部地域の開発などを進める計画である。ガス火力（コンバインドサイクルを含む）の開発も進んでおり、全て南部地域で建設する計画である。また、2020 年までに国内初の原子力発電所（総出力 200 万 kW 級）を建設する計画である。

1. 5 ベトナムにおける CDM の政策・状況

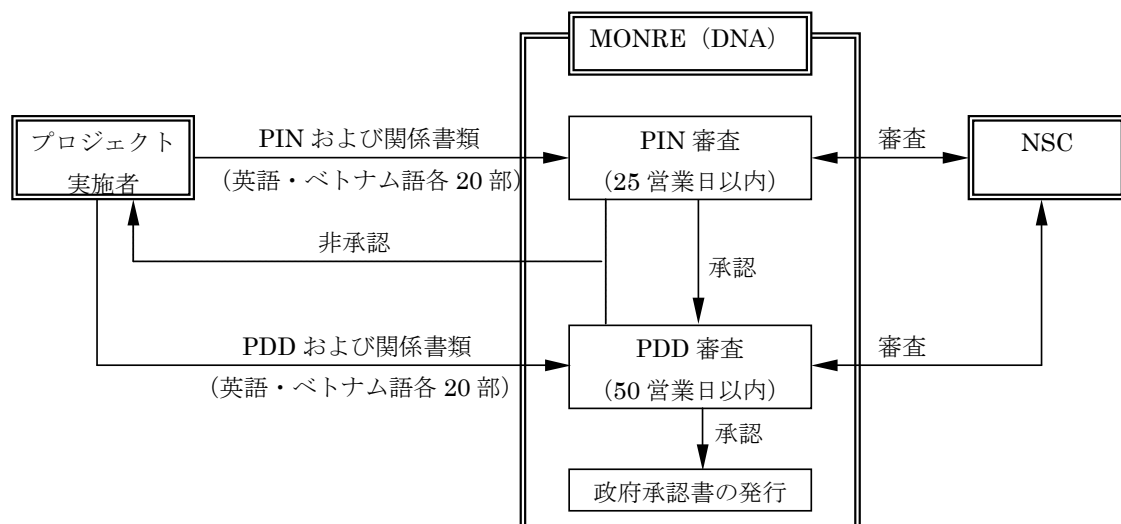
（１）CDM 承認体制

ベトナムは 1994 年 11 月に気候変動枠組条約を、2002 年 9 月に京都議定書をそれぞれ批准し、その後 2003 年 3 月に天然資源・環境省気象・水・気候変動局（Department of Meteorology, Hydrology and Climate Change, Ministry of Natural Resources and Environment）を DNA として認定した。また、気候変動枠組条約および京都議定書に関する国家運営委員会（Vietnam National Steering Committee for UNFCCC and KP: NSC）を設立し、委員長に天然資源環境省の副大臣を任命し、図－1.5.1 に示す体制で CDM 審査を実施している。



図－1.5.1 ベトナムにおける CDM 承認体制図
(出所：京都メカニズム情報プラットフォーム)

CDM プロジェクトの承認プロセスを図－1.5.2 に示す。申請時に関係書類が全て整っていた場合には、最短 75 営業日でベトナムの政府承認が得られる。



図－1.5.2 CDM プロジェクトの承認プロセス

ベトナムで発行された CDM 関連法規を以下に示す。

① ベトナム首相名

- Directive No.35/2005/CT-TTg (17th Oct. 2005) : Implementation of KP to the UNFCCC
- Decision No.47/2007/QD-TTg (6th Apr. 2007) : Approving DP implementing plan to the UNFCCC for the period 2007-2010
- Decision No.130/2007/QD-TTg (2nd Aug. 2007) : A number financial mechanisms and policies for CDM project

② 天然資源環境大臣名

- Circular No.10/2006/TT-BTNMT (12 Dec. 2006) : Guiding the development of CDM projects under KP in Vietnam

③ 財務省および天然資源環境省名

- Joint-Circular No.58/2008/TTLT-BTC-BTNMT (4th Jul. 2008) : Guiding the implementation of some articles in Decision No. 130/2007/QD-TTg dated 2nd Aug. 2007

(2) CDM クライテリア

ベトナムの CDM クライテリアは、必須要求項目と優先要求項目に分けられる。各項目を表－1.5.1 および 1.5.2 に示す。

表－1.5.1 必須要求項目

項目	クライテリア
持続可能性	持続可能な発展に資すること
	セクター別、地方別の開発戦略に合致すること
追加性	GHG 排出量が削減されること
	資金源は ODA ではないこと
実現性	政府支援が確実であること
	モニタリング方法が明確に記載されていること

表－1.5.2 優先要求項目

項目	クライテリア	
経済面の 持続性	国民所得の誘発	・ 国民所得の増大 ・ CER による利益
	間接的経済効果	・ 技術移転 ・ 輸入代替
環境面の 持続性	温室効果	・ GHG 排出削減
	GHG 排出による環境汚染	・ GHG 排出による大気汚染 ・ GHG 排出による水質汚濁
	廃棄物	・ 廃棄物発生率
	エコシステム	・ 森林被覆率の変化 ・ 土壌浸食 ・ 生物学的多様性への影響
社会面・ 制度面の 持続性	貧困根絶	・ 地方雇用の創出 ・ 貧困層の減少
	生活レベル	・ 国民収入 ・ 生活条件の改善
	関係機関の反応	・ 公共セクター ・ 民間セクター

(3) CER の取得手続き

2007.8 月に発効された Decision No.130/2007/QĐ-TTg において、CER 取得に係る手続きが規定されている（表－1.5.3 参照）。

表－1.5.3 CER 取得に関する規定（Decision No.130/2007/QĐ-TTg）

項目	内容
CER の管理と使用 (第 7 条)	・ CER は CDM プロジェクト形成/実施者の所有になり、ベトナム環境保護基金（Vietnam Environmental Protection Fund）によってモニタリング、管理される。 ・ CER を取得、配分及び売却する際には、CER 所有者はそれらについてベトナム環境保護基金に登録し、CDM 関連政府機関に報告しなければならない。
CER 売却期間及び 価格（第 8 条）	・ CDM プロジェクト形成/実施者は、CER を取得後すぐ、または CER 有効化審査期間中の適切なタイミングで、CER を売りに出すことができる。

	・ CER 売却価格はそのときの市場価格に基づくものとする。 ・ MONRE が CER の売却について助言，支援及び監督する。
CER 販売手数料 (第 9 条)	・ CDM プロジェクト形成/実施者は，CER を販売する場合は販売手数料を支払う。 ・ CER 販売手数料は，CDM 形成/実施者が CER の売却で得た収益のパーセンテージで計算される。 ・ CER を所有する外国の投資家が CER を販売せず，自国の温暖化ガス排出削減量の義務を果たすために CER を自国に移転する場合，移転時の市場価格に基づいて計算した CER に基づき CER 販売手数料を計算し，支払わなければならない。 ・ ベトナム環境保護基金が CER 販売手数料を徴収する。CER 販売手数料は，販売手数料を徴収するための費用，CDM 関連の広報活動，CDM プロジェクト資料の作成及び承認作業，CDM プロジェクト遂行の管理及び監督，その他，法律に基づく関連作業のための費用として使用する。 ・ 財務相は CER 販売料を特定し，その管理及び使用について指導する。

上表に示す CER 販売手数料は，2008 年 7 月の Joint-Circular No.58/2008/TTLT-BTC-BTNMT において，表－1.5.4 に示すようなプロジェクト分野毎の課金率が定められた。

表－1.5.4 CER 販売手数料の課金率

No.	プロジェクトの計画，投資・実施分野	課金率
1	エネルギー使用効率の向上，エネルギー保存，省エネルギー	1.2%
2	再生可能エネルギー源の開発および応用	1.2%
3	温室効果ガスの吸収量増大および削減のための植林，森林再生，森林保全	1.2%
4	温室効果ガス排出量削減のための化石燃料の代替	1.5%
5	廃棄物処分または発電，生活利用のための廃棄物埋立処分場および炭坑から発生するメタンガス(CH ₄)の回収	1.5%
6	農業，畜産業から発生するメタンガス(CH ₄)の削減，バイオガスの応用	1.5%
7	油田から発生する随伴ガスの回収および利用	2.0%
8	温室効果ガスの削減に効果的なその他の分野	2.0%

(出所：京都メカニズム情報プラットフォーム)

(4) CDM プロジェクトの理事会登録状況

2010 年 1 月 12 日現在，CDM 理事会に登録されているプロジェクトは 20 件で，プロジェクト一覧を表－1.5.5 に示す。同表に示すとおり，2008 年までは登録件数が 2 件であったが，2009 年の 4 月以降に急増していることが分かる。一つの要因としては，2008 年以前は，排出係数の算出が困難であったことが挙げられる。水力案件は，20 件のうち 7 件であり，ベトナムにおける水力 CDM のポテンシャルが高いことが分かる。

表－1.5.5 CDM 理事会登録済みプロジェクト一覧

No.	プロジェクト名	登録日	登録番号
1	Rang Dong Oil Field Associated Gas Recovery and Utilization Project	2006 年 2 月 4 日	0152
2	Song Muc Hydro Power Station Regeneration Project in Vietnam	2006 年 6 月 24 日	0435
3	Dong Thanh Landfill gas CDM Project in Ho Chi Minh City	2009 年 1 月 17 日	1516
4	Wind Power Plant No.1 - Binh Thuan 30MW	2009 年 4 月 6 日	1910
5	Cao Phong Reforestation Project	2009 年 4 月 28 日	2228
6	Phu Mau hydropower project	2009 年 6 月 5 日	2363
7	Muong Sang hydropower project	2009 年 6 月 5 日	2367
8	Suoi Tan hydropower project	2009 年 7 月 27 日	2371
9	So Lo hydropower project	2009 年 8 月 17 日	2368
10	Nam Pia Hydropower Project	2009 年 9 月 5 日	2372
11	Wastewater treatment with Anaerobic Digester at Viet Ma starch processing plant in Tay Ninh, Vietnam	2009 年 10 月 20 日	2572
12	Wastewater treatment with Anaerobic Digester at Truong Thinh starch processing plant in Tay Ninh, Vietnam.	2009 年 10 月 20 日	2571
13	Ta Niet Hydro Power Project	2009 年 11 月 21 日	2891
14	Phuoc Hiep I sanitary Landfill gas CDM project in Ho Chi Minh City	2009 年 11 月 25 日	1913
15	An Diem 2 Hydropower Project	2009 年 12 月 14 日	2878
16	AVN08-S-01, Methane Recovery and Biogas Utilization Project, Nghe An Province, Vietnam	2009 年 12 月 21 日	2636
17	VN08-WWS-04, Methane Recovery and Biogas Utilization Project, Lao Cai Province, Vietnam	2009 年 12 月 21 日	2639
18	AVN08-S-02, Methane Recovery and Biogas Utilization Project, Nghe An Province, Vietnam	2009 年 12 月 21 日	2637
19	VN08-WWS-05, Methane Recovery and Biogas Utilization Project, Quang Tri Province, Vietnam	2009 年 12 月 22 日	2640
20	VN08-WWS-03, Methane Recovery and Biogas Utilization Project, Yen Bai Province, Vietnam	2009 年 12 月 22 日	2638

(出所：CDM 理事会 HP)

第2章 調査内容

2. 1 調査項目

本調査は、ベトナムの現地企業が開発・建設する水力発電事業について、CDM としての実現可能性を調査したもので、以下の調査項目を示す。

- ① 事前調査
- ② 現地調査
- ③ 発電計画の妥当性検討
- ④ ベースラインシナリオに関する調査
- ⑤ モニタリング手法・計画に関する調査
- ⑥ プロジェクト実施期間/クレジット獲得期間に関する調査
- ⑦ 温室効果ガス排出量計算に関する調査
- ⑧ 環境影響に関する調査
- ⑨ その他の間接影響に関する調査
- ⑩ 利害関係者のコメントに関する調査
- ⑪ 資金計画に関する調査
- ⑫ PDD の作成
- ⑬ プレバリデーションの実施
- ⑭ コベネフィット評価に関する調査

また、本調査における課題は、以下の4点が挙げられる。

課題1：発電計画の妥当性検証

本プロジェクトの計画は、温室効果ガス削減量を評価するために重要な要素である。そのため、発電電力量をはじめとした計画の妥当性を検証する必要がある。

課題2：追加性の立証に必要なデータ収集

ベトナムにおいては、多くの水力発電所が建設・運転されていることから、追加性の立証は投資バリア分析によって行うこととなる。投資バリア分析は、第41回 CDM 理事会添付資料45「Guidance on the Assessment of Investment Analysis (version 2)」に基づく IRR の評価およびベンチマークの設定が求められる。例えば、同ガイドラインにおいては、「他の事業者が当該プロジェクトを実施可能な場合に、ベンチマークは公なデータで DOE が明確に審査可能なものであること」が求められる。また、IRR の評価において、各種パラメータの設定根拠が適切であることが求められる。そのため、同ガイドラインを満たすデータの収集が必要である。

課題3：排出係数の算出に必要なデータの収集

ベトナムでは、EVN（ベトナム電力公社）が電力グリッドを管理しているが、公なデータが限られている。その中で、排出係数の算出に必要なデータを収集する必要がある。

課題4：モニタリング計画の作成

本プロジェクトにおける電力量計の計測手順や管理方法などを調査し、モニタリング計画を作成する必要がある。

課題5：NO_x、SO_x等のデータ収集（コベネフィット評価のため）

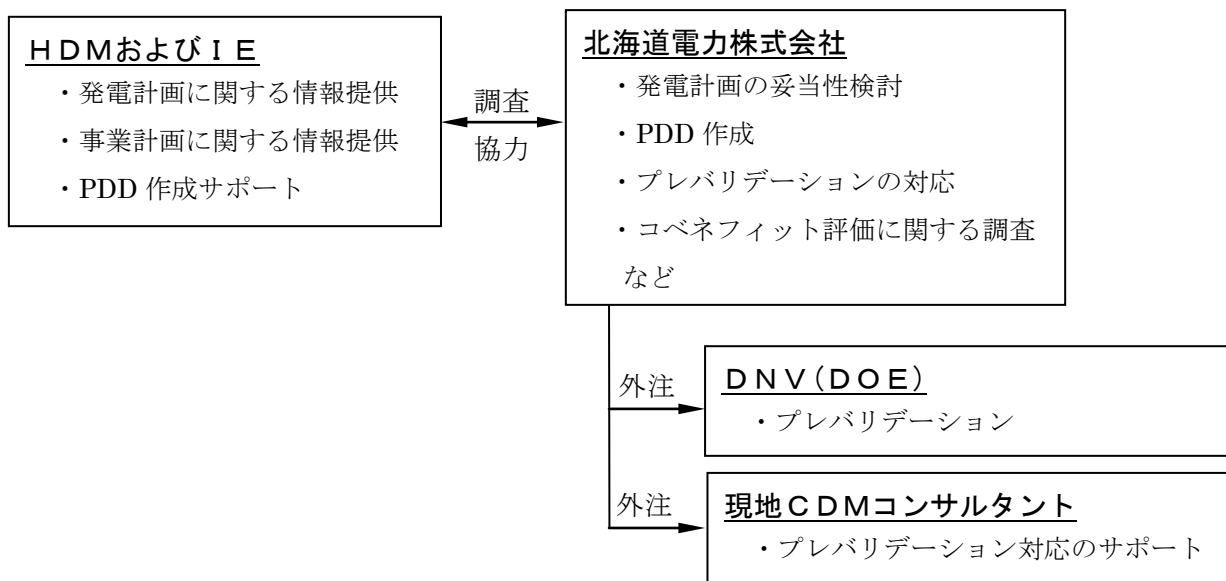
コベネフィット評価を行うため、電力グリッドに接続されている火力発電所のNO_x、SO_x等の排出データを収集する必要がある。

課題6：プレバリデーションの対応

プレバリデーションに伴い、PDDのほか、審査に必要な書類を作成・収集する必要がある。

2. 2 調査実施体制

本調査の実施体制を図－2.2.1 に示す。図中の HDM は、Dak Me Hydroelectric Joint Stock Company の略で、当該地点の開発を担う特定目的会社である。また、IE は Institute of Energy（ベトナムエネルギー研究所）の略である。



図－2.2.1 調査実施体制図

2. 3 調査内容

「2. 1 調査項目」の調査項目および課題について、調査内容および調査結果の概要を表-2.3.1、表-2.3.2 に示す。詳細については、次章以降に示す。

表-2.3.1 調査項目に対する調査内容および調査結果概要

	調査項目	調査内容および調査結果概要
①	事前調査	当該プロジェクトに関連する情報・データについて、文献調査および専門家へのヒアリング等を通じたデータ収集を行った。
②	現地調査	計 2 回の現地調査を実施し、本調査に必要な情報、データ収集を行った。
③	発電計画の妥当性検討	本プロジェクトの発電計画の妥当性について検討した。
④	ベースラインシナリオに関する調査	承認済み方法論 AMS-I.D.Version 14 の適応性を評価し、ベースラインシナリオを設定した。また、プロジェクトバウンダリーや追加性の考え方を明確にした。
⑤	モニタリング手法・計画に関する調査	適用方法論に基づき、モニタリング手法を明らかにし、モニタリング計画を立案した。
⑥	プロジェクト実施期間/クレジット獲得期間に関する調査	当該プロジェクトの採算性およびベースラインシナリオを考慮し、プロジェクト実施期間を 30 年、クレジット獲得期間を 7 年に設定した。
⑦	温室効果ガス排出量計算に関する調査	当該プロジェクトの発電計画に基づき、温室効果ガス排出量およびリーケージを試算した。
⑧	環境影響に関する調査	当該プロジェクトの環境影響の評価状況を確認した。
⑨	その他の間接影響に関する調査	本プロジェクトの特徴を考慮しながら、社会的、文化的、経済的側面等における間接影響を検討した。
⑩	利害関係者のコメントに関する調査	本プロジェクトに関する利害関係者のコメント収集内容を確認した。
⑪	資金計画に関する調査	本プロジェクトに必要な経費や収支を試算し、事業性を評価した。また、資金計画を立案した。
⑫	PDD の作成	上記調査の結果を基に、PDD を作成した。
⑬	プレバリデーションの実施	上記 PDD 等について、DOE によるプレバリデーションを実施した。
⑭	コベネフィット評価に関する調査	ベトナムにおけるグリッド火力発電所の SO _x , NO _x 等の排出削減量の定量的な評価方法を検討した。

表－2.3.2 課題に対する調査内容および調査結果概要

課題	調査結果
発電計画の妥当性検討	当該発電計画時の流入データおよび地形図等を入手し、以下の項目について発電計画の妥当性を検証した。 ①ダムの安定、②導水路通水容量、③水圧管路の圧力、④発電電力量、等
追加性の立証に必要なデータ収集	第41回 CDM 理事会添付資料 45「Guidance on the Assessment of Investment Analysis (version 2)」に基づく、ベンチマークの設定および IRR の計算を行った。
排出係数の算出に必要なデータの収集	ベトナム政府（DNA）は、政府承認の排出係数を公開するため、国内 2 機関（うち 1 機関は IE）に排出係数の算出を依頼している。また、ベトナム政府は、一時的な措置として、既存のベトナム水力 CDM 案件（件名：Song Bung 4 Hydropower Project）で算出された排出係数を公式に認めている。 これまでの調査により、IE および Song Bung 4 Hydropower Project で算出された排出係数を既に取得しているが、IE 算出の排出係数は、以下の観点からベトナム政府承認を得られない可能性がある。 ①政府承認されるまでに時間を要する。 ②IE 算出の排出係数が採用されない可能性がある。 したがって、現時点では、公式に承認されている Song Bung 4 Hydropower Project で用いられている排出係数を採用することとし、PDD に反映した。
モニタリング計画の作成	ベトナムにおいては、PPA（電力買取契約）締結時に電力会社からプロジェクト毎に電力量計の管理方法が示される。また、PPA は運開前に締結することから、現時点では具体的なモニタリング計画を作成するのは困難である。本プロジェクトにおいては、電力会社が定めるガイドラインを参考に、一般的な事項を整理してモニタリング計画を策定し、PDD に反映した。
SOx , NOx 等のデータ収集	ベトナムでは、火力発電所における SOx, NOx, 煤塵の排出規制はあるものの、報告義務がないため、計測を行っていないことが分かった。
プレバリデーションの対応	PDD のほか、審査に必要な書類を作成・収集し、DNV にプレバリデーションを依頼した。審査作業は、以下の通りである。 ・パブリックコメントの収集（2009 年 10 月 22 日～11 月 20 日） ・ディスクレビュー ・現地審査（2009 年 12 月 1 日～2 日）

	上記審査の結果、いくつかの指摘事項があり、その内容を PDD に反映した。
--	---------------------------------------

第3章 水力発電計画

3. 1 水力発電計画の概要

当地点の発電計画は、最大使用水量 $1.45\text{m}^3/\text{s}$ を取水し、延長約 3.7km の導水路、水圧管路により発電所に導水して有効落差 335.2m を得て、最大出力 $4,000\text{kW}$ 、発生電力量 $18,990\text{MWh}$ を発電するものである。図－3.2.2 に計画概要図を示す。

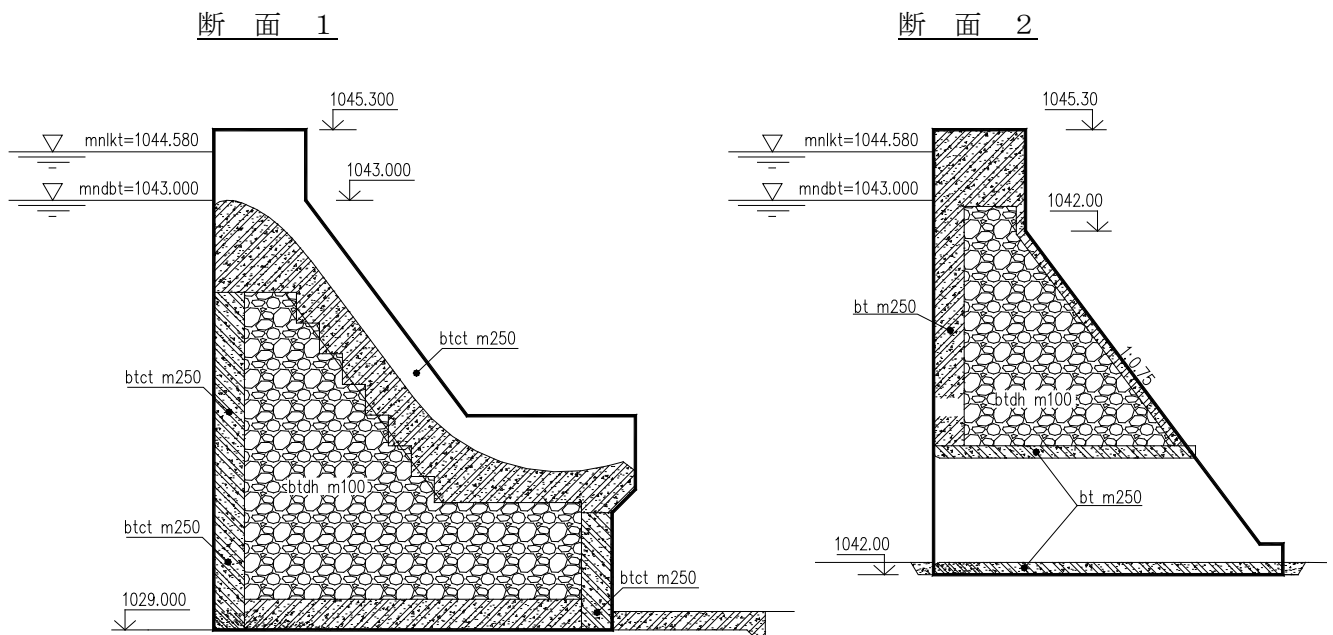
3. 2 ダムの安定

(1) 概要

検討断面は非越流部とし、以下に示す2断面とする。

- ・ 断面1：ダム高最大断面（非越流部投影）
- ・ 断面2：非越流部最大断面

図－3.2.1 に検討断面を示す。



図－3.2.1 検討断面図

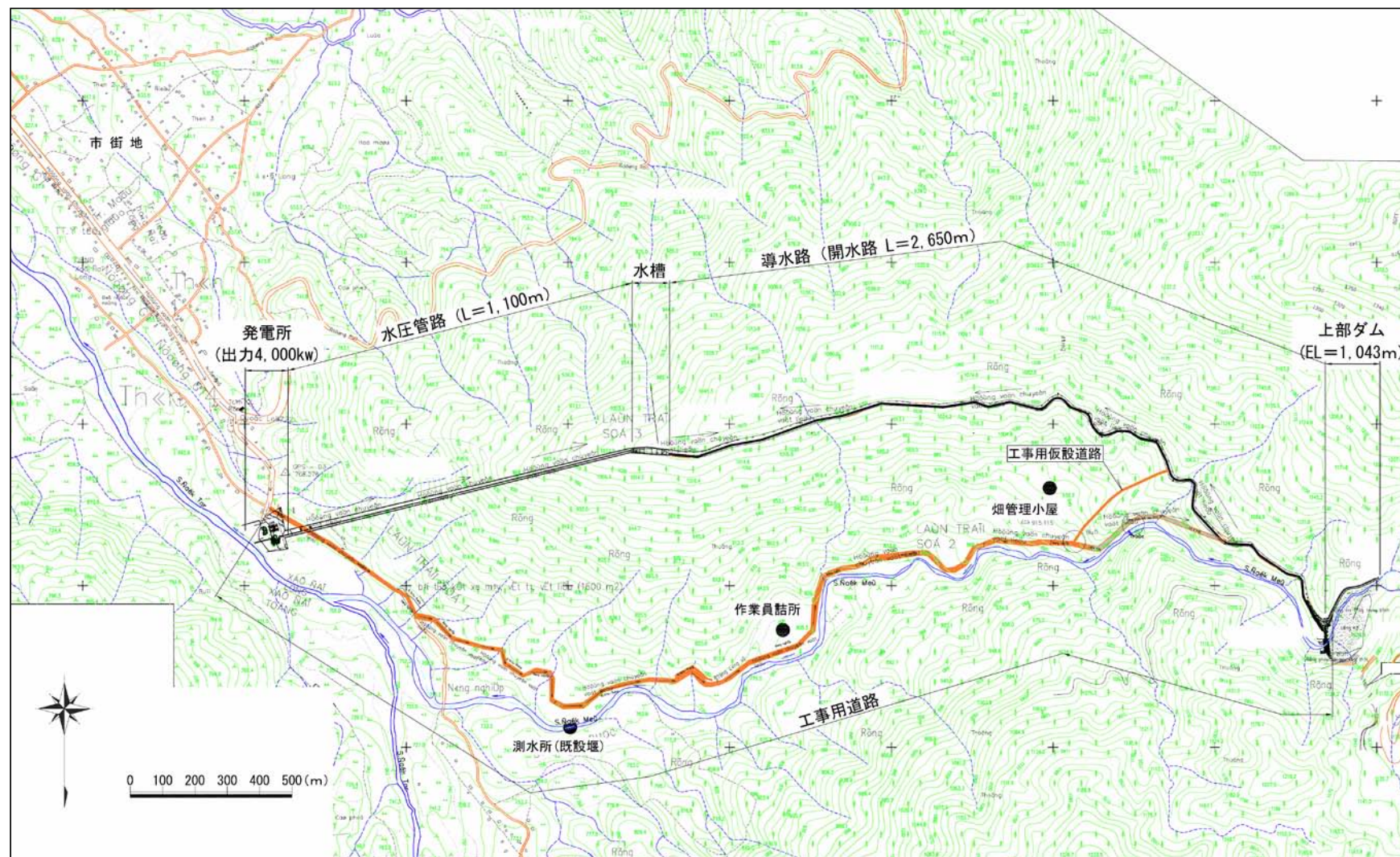


図-3.2.2 計画概要図

(2) 設計条件

①準拠基準及び参考図書

設計において準拠した基準及び参考とする資料を以下に示す。

- ・ 建設省河川砂防技術基準（案）同解説 設計編[Ⅰ]（平成 9 年 日本河川協会）
- ・ コンクリート標準示方書 構造性能照査編（平成 14 年 土木学会）
- ・ 構造力学公式集（平成 9 年 土木学会）
- ・ 道路橋示方書・同解説 Ⅰ 共通編（平成 14 年 日本道路協会）
- ・ 道路橋示方書・同解説 Ⅳ 下部構造編（平成 14 年 日本道路協会）
- ・ 道路土工 擁壁工指針（平成 11 年 日本道路協会）
- ・ 地質工学概論（平成 8 年 株式会社土木工学社）
- ・ 港湾の施設の技術上の基準・同解説（平成 11 年 日本港湾協会）

②主な物性値

- ・ コンクリート単位体積重量 : $\gamma_c = 24 \text{ kN/m}^3$ （有筋・無筋の区別なし）
- ・ 体積土砂単位体積重量 : $\gamma_{\text{sat}} = 17.8 \text{ kN/m}^3$ (飽和)
: $\gamma_t = 8.0 \text{ kN/m}^3$ (水中)
- ・ 堆積土砂内部摩擦角 : $\phi_t = 14.0^\circ (=0.2443\text{rad})$
- ・ 堆積土砂粘着力 : $C_t = 0.0 \text{ kN/m}^2$
- ・ 基礎岩盤圧縮強度 : $q_u = 10,819 \text{ kN/m}^2$
- ・ 基礎岩盤許容支持力 : $\sigma_a = 588 \text{ kN/m}^2$
- ・ 基礎岩盤内部摩擦角 : $\phi_a = 34.99^\circ$
- ・ 基礎岩盤粘着力 : $C_a = 196 \text{ kN/m}^2$

③設計水平震度

ベトナムは地震が少ないことから、地震に対する設計指針はない。

ただし、本検討においては確認のため、「建設省河川砂防技術基準（案）同解説 設計編[Ⅰ]」より弱層帯地Ⅰ種と評価して設計水平震度を考慮する。

- ・ 設計水平震度 : $\kappa_h = 0.112$

なお、「道路土工 擁壁工指針」より、荷重状態に応じ許容応力度に以下の割増係数を乗じる。

- ・ 常 時 : $\alpha = 1.0$
- ・ 短 期 : $\alpha = 1.5$

→ 許容支持力 $\sigma = 882 \text{ kN/m}^2$ (短期荷重時)

④設計水位

- ・ ダム天端高 : E L = 1045.30 m
- ・ 設計洪水位時 : W L = 1044.58 m (波浪の影響なし)
- ・ 常時満水位時 : W L = 1043.00 m (波浪の影響なし)
- ・ 最低水位時 (乾季) : W L = 1038.00 m (波浪の影響なし)
- ・ 設計堆砂位 : E L = 1036.00 m
- ・ ダム基礎岩盤標高 : E L = 1029.00 m

ここで、「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[I]」より、ダム安定計算における設計水位として、風や地震の影響による波浪を考慮する。

- ・ 風による波浪 h_w
S.M.B.法における Wilson の改良式より、

$$h_w = 0.00077 V \cdot F^{0.5}$$

V : 10 分間平均風速 (m/s)

日本国内の設計事例の一般値として、30m/s とする。

F : 設計洪水時におけるダム堤体からの最大対岸距離 (m)

流域図 (1/50,000) より、5,000m とする。

よって、

$$h_w = 0.00077 \times 30 \times 5,000^{0.5} = 1.63 \text{ (m)}$$

- ・ 地震による波浪 h_e
佐藤清一の式より、

$$h_e = \frac{1}{2} \cdot \frac{K \cdot \tau}{\pi} \sqrt{g \cdot H_0}$$

ここで、 K : 常時満水位における設計震度 $K = 0.112$

τ : 地震周期 (s) (国内事例の一般値として、 $\tau = 1$ 秒とする。)

H_0 : 常時満水位における貯水池の水深 (m)

$$1043 - 1029 = 14 \text{ (m)}$$

よって、

$$h_e = \frac{1}{2} \cdot \frac{0.112 \times 1}{\pi} \sqrt{9.8 \times 14} = 0.21 \text{ (m)}$$

したがって、本検討における設計水位は、各水位に h_w と h_e を加え、

- ・ 設計洪水時 : $WL = 1046.21 \text{ m}$ (地震時 $WL = 1,046.42\text{m}$)
- ・ 常時満水位時 : $WL = 1044.63 \text{ m}$ (地震時 $WL = 1,044.84\text{m}$)
- ・ 最低水位時 (乾季) : $WL = 1039.63 \text{ m}$ (地震時 $WL = 1,039.84\text{m}$)

ここで、上記の設計洪水水位は、当該ダム为非越流部天端高 (E L 1045.30m) を上回るが、本検討では、設計水位は水圧の算出のみに用い、非越流部における越流はないものとする。

なお、ベトナム国においても波浪の影響は考慮しているが、波浪による影響は設計水位を割増するのではなく、波浪分の荷重 (波圧) として別途算出している。

図-3.2.3 に日本とベトナムにおける波浪の考え方の概念図を示す。

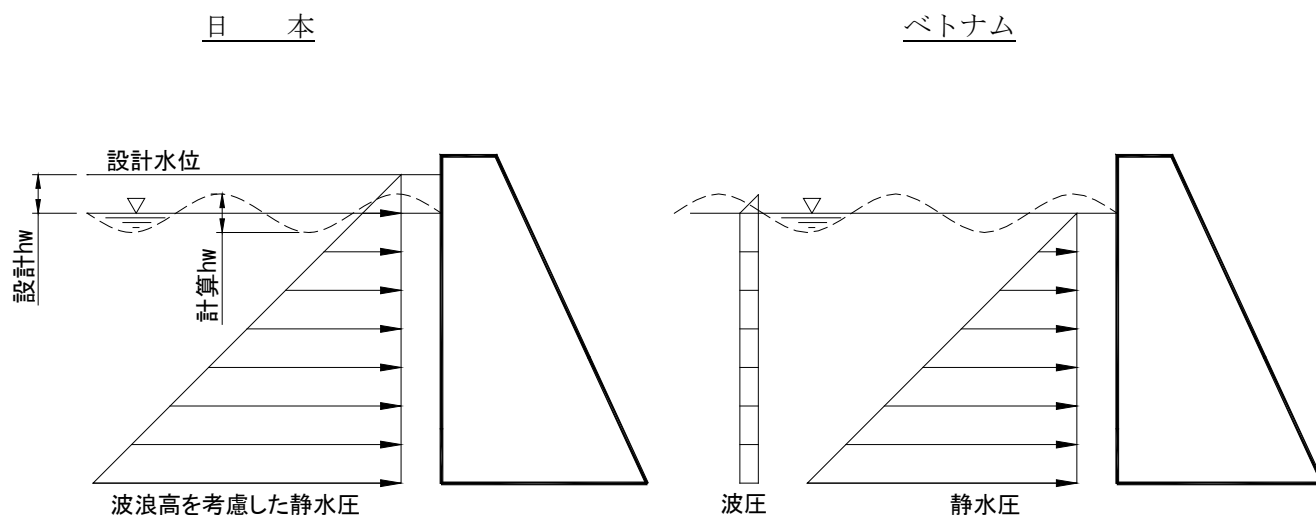


図-3.2.3 日本とベトナムにおける波浪の考え方 (概念図)

⑤荷重条件

- ・ 自重

ダムの全重量を自重として考慮する。

- ・ 土重及び水重

必要に応じて、底版上部の裏込め土および水の重量を考慮する。

- ・ 地震時慣性力

地震時慣性力 P_f は、自重に設計水平震度 κ_h を乗じたものとし、躯体の重心位置を
通って水平方向に作用させる。

$$P_f = \kappa_h \times W$$

- ・ 静水圧

「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、壁面に作用する外水圧及
び内水圧は、静水圧として次式により求める。

$$P_w' = \gamma_w \times h$$

$$P_w = (1/2) \times \gamma_w \times h^2$$

ここで、 P_w' : 水面から深さ h における静水圧(kN/m²)

P_w : 水面から深さ h までの全静水圧(kN/m²)

γ_w : 水の単位体積重量($\gamma_t=9.8$ kN/m³)

h : 水面からの深さ(m)

- ・ 揚圧力 (浮力)

「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、ダム軸上下流の水位差に
よる揚圧力を考慮する。

$$\text{上流端揚圧力} : \{(h_1 - h_2) \times \mu + h_2\} \times \gamma_w$$

$$\text{下流端揚圧力} : h_2 \times \gamma_w$$

ここで、 μ : 揚圧力係数 (= 1 / 3)

(河川管理施設構造令第 12 条 施行規則第 8 条)

h_1 : 上流端水深

h_2 : 下流端水深

- 泥圧

「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、貯水池内に堆積する土砂による水平方向の泥圧は次式により求める。なお、鉛直方向の泥圧を考慮する場合は、堆積土砂の水中における重量とする。

$$Pe' = Ce \times W_1 \times d$$

$$Pe = (1/2) \times Ka \times \gamma_t \times h^2$$

ここで、 Pe' ：堆砂面から深さ d における水平方向泥土圧(kN/m²)

Pe ：堆砂面から深さ d までの全水平方向泥土圧(kN/m²)

Ce ：泥圧係数（概略値＝0.4～0.6）

本検討では中間値として 0.5

W_1 ：堆砂土の水中における単位堆積重量 (kN/m³)

前述の材料条件より、8.0 kN/m³

d ：堆砂面から深さ (m)

前述の自然条件より、1036－1029＝7 (m)

なお、「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、本検討では、地震時動水圧の作用範囲を水面から基礎岩盤までとすることから、地震時の動泥圧は考慮しない。

- 地震時動水圧

「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、地震時動水圧は Westergaard の近似式により求める。

$$Pd' = 0.875 \times \gamma_w \times \kappa_h \times \sqrt{H \times h}$$

$$Pd = (7/12) \times \gamma_w \times \kappa_h \times H^{1/2} \times h^{3/2}$$

ここで、 Pd' ：水面から深さ h における動水圧(kN/m²)

Pd ：水面から深さ h までの全動水圧(kN/m²)

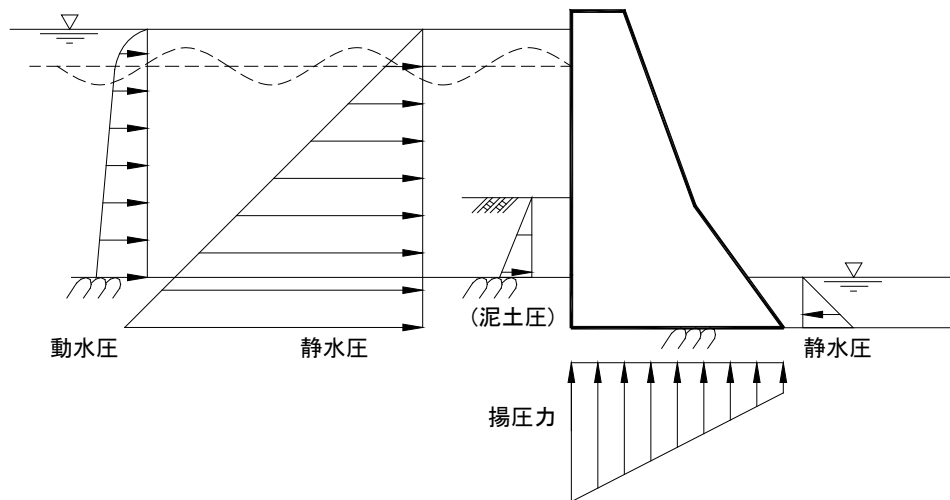
γ_w ：水の単位体積重量($\gamma_t=9.8$ kN/m³)

κ_h ：設計水平震度

H ：水面から基礎地盤までの水深(m)

h ：水面からの水深(m)

図－3.2.4 に作用する荷重の概念図を示す。



図－3.2.4 作用荷重の概念図

⑥安定計算

「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、重力式コンクリートダムにおける安定条件は、以下のとおりとなる。

- ・ 滑 動：Henny の式で安全率が 4 以上であること
- ・ 転 倒：外力の合力が堤体水平断面のミドルサードに入ること
- ・ 支持力：岩盤面・堤体中に発生する応力が許容応力度を超えないこと

以降に各照査項目の考え方を示す。

・滑動に対する安定

「建設省河川砂防技術基準(案)同解説 設計編[Ⅰ]」より、滑動に対する安定は、Henny の式で安全率 N が次式を満足するものとする。

$$N = \frac{\text{滑動に対する抵抗力}}{\text{滑動力}} = \frac{f \cdot \Sigma V + \tau \cdot L}{\Sigma H} \geq 4$$

ここで、 ΣV ：底版下面における全鉛直荷重(kN/m)

ΣH ：底版下面における全水平荷重(kN/m)

f ：ダム底版と支持地盤の間の摩擦係数

前述の自然条件より、 $f = \tan \phi_B = 0.7$

ϕ_B : 擁壁底版と支持地盤の間の摩擦角(°)

τ : 岩盤のせん断強度(kN/m²)

試験結果が無いことから、本検討ではクーロンの式から推定する。

$$\tau = C_B + \sigma \cdot \tan \phi_B$$

C_B : 擁壁底版と支持地盤の間の粘着力(kN/m²)

前述の自然条件より、 $C_B=196(\text{kN/m}^2)$ とされるが、一般に日本国内の安定計算事例において、試験結果が無い場合に内部摩擦角と粘着力を同時に考慮しないこととし、

$$C_B=0(\text{kN/m}^2)$$

σ : 一般には破壊面に作用する垂直応力とされるが、本検討では前述の自然条件で示した許容支持力とし、

$$\text{常 時 } \sigma = 588(\text{kN/m}^2)$$

$$\text{地震時 } \sigma = 882(\text{kN/m}^2)$$

L : ダム底面幅(m)

・転倒に対する安定

転倒に対する安定条件は、外力の合計（合力R）がミドルサードに入ることであり、合力Rの底版中央からの偏心距離eが次式を満足するものとする。

$$\text{常 時 : } |e| \leq B/6$$

$$\text{地震時 : } |e| \leq B/3$$

合力Rの底版中央からの偏心距離eは次式で表される。

$$e = (L/2) - d$$

ここで、 d : 合力Rの作用点の擁壁底版つま先からの距離(m)

$$d = \frac{\sum M_r - \sum M_o}{\sum V} = \frac{\sum V_i \cdot a_i - \sum H_j \cdot b_j}{\sum V_i}$$

$\sum M_r$: ダム基盤つま先回りの抵抗モーメント(kN・m)

$\sum M_o$: ダム基盤つま先回りの転倒モーメント(kN・m)

V_i : ダムに作用する荷重の鉛直成分(kN/m)

a_i : ダム基盤つま先と V_i の作用点との水平距離(m)

H_j : ダムに作用する荷重の水平成分(kN/m)

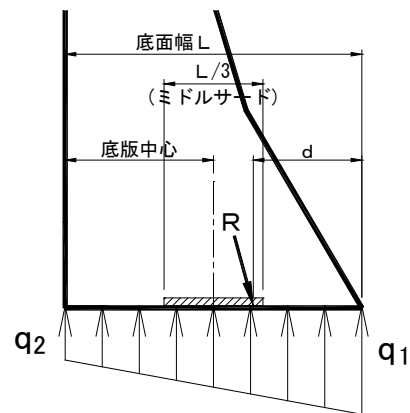
b_j : H_j の作用点のダム基盤からの高さ(m)

L : 本設計では、図—3.2.5 に示すダムの底面幅(m)

Case1) 合力作用点が底版中央の底版幅 1/3(ミドルサード)の中にある場合

$$q_1 = \frac{\Sigma V}{L} \cdot \left(1 + \frac{6e}{L}\right)$$

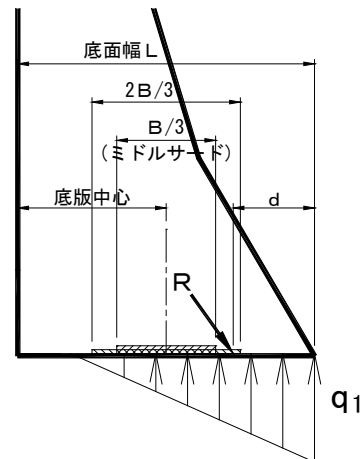
$$q_2 = \frac{\Sigma V}{L} \cdot \left(1 - \frac{6e}{L}\right)$$



図－3.2.6 地盤反力度（台形分布）

Case2) 合力作用点が底版中央の底版幅 2/3 の中にある場合
(かつ底版中央の底版幅 1/3(ミドルサード)の外にある場合)

$$q_1 = \frac{2\Sigma V}{3d}$$



図－3.2.7 地盤反力度（三角形分布）

⑦検討ケース

前述の荷重条件より，検討ケースと基本的な荷重項目の組み合わせを表－3.2.1 に示す。

表－3.2.1 安定計算に用いる基本的な荷重項目

検討条件		ケース	空虚時		常時満水位時		設計洪水位時		備 考
		荷重状態	常時	地震時 (短期)	常時	地震時 (短期)	常時	地震時 (短期)	
主 荷 重	自 重		○	○	○	○	○	○	
	泥圧	鉛直方向	－	－	－	－	－	－	上流側の壁面は垂直であるため鉛直方向荷重は考慮しない。
		水平方向	○	○	○	○	○	○	
	水重（上流面）		－	－	－	－	－	－	
	静水圧	上流面	－	－	○	○	○	○	下流側の水位は 0 とする。
		下流面	－	－	－	－	－	－	
		揚圧力	－	－	○	○	○	○	
	上載荷重		－	－	－	－	－	－	ダム天端に作用する上載荷重は考慮しない。
従 荷 重	地震時慣性力		－	○	－	○	－	○	水平方向の地震力を考慮する。
	地震時動水圧		－	○	－	○	－	○	

(3) 検討結果

各検討断面について、ケースごとの検討結果の一覧を表-3.2.2に示す。

表-3.2.2 安定計算結果一覧表

断面			空虚時		常時満水位時		設計洪水位時	
			常時	地震時	常時	地震時	常時	地震時
1	作用力	鉛直力 (kN)	3,356.893	3,356.893	3,323.028	3,322.573	3,319.602	3,319.147
		水平力 (kN)	98.000	473.971	1,296.276	1,865.473	1,550.783	2,156.916
		抵抗モーメント (kN・m)	25,552.917	25,552.917	25,406.180	25,404.208	25,391.335	25,389.364
		転倒モーメント (kN・m)	228.634	2,458.146	6,471.652	9,975.092	8,563.250	12,456.811
	滑動	安全率	78.500	21.880	5.920	5.550	4.940	4.800
		必要安全率	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
		判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	転倒	偏心距離 (m)	1.044	0.380	0.802	1.856	1.431	2.604
		照査基準値	2.167	4.333	2.167	4.333	2.167	4.333
		判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	支持力	作用応力度 (kN/m ²)	382.646	303.511	350.235	474.518	424.005	567.958
		許容支持力 (kN/m ²)	588.000	882.000	882.000	882.000	588.000	882.000
		判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK
断面			空虚時		常時満水位時		設計洪水位時	
			常時	地震時	常時	地震時	常時	地震時
2	作用力	鉛直力 (kN)	3,590.688	3,590.688	3,564.411	3,564.012	3,561.407	3,557.588
		水平力 (kN)	54.080	456.237	992.254	1,549.457	1,218.861	2,139.182
		抵抗モーメント (kN・m)	22,469.645	22,469.645	22,369.792	22,368.276	22,358.377	22,343.865
		転倒モーメント (kN・m)	93.721	1,269.517	4,418.703	6,504.040	6,077.201	11,268.182
	滑動	安全率	133.120	20.930	7.240	6.150	5.890	4.450
		必要安全率	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
		判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	転倒	偏心距離 (m)	0.532	0.204	0.664	1.249	1.128	2.587
		照査基準値	1.900	3.800	1.900	3.800	1.900	3.800
		判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	支持力	作用応力度 (kN/m ²)	403.165	348.791	421.937	518.147	497.874	761.878
		許容支持力 (kN/m ²)	588.000	882.000	588.000	882.000	588.000	882.000
		判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK

3. 3 導水路通水容量

(1) 計算条件

- ・ 型 式 : 開水路
- ・ 寸 法 : $b = 1.400 \text{ m}$
 $h = 1.450 \text{ m}$
- ・ 粗度係数 : $n = 0.015$
(現場打ちコンクリート)
- ・ 水路長 : $L = 2,707 \text{ m}$
- ・ 水路敷高 始点: $EL_1 = 1,037.00 \text{ m}$
終点: $EL_2 = 1,034.32 \text{ m}$
- ・ 導水路勾配: $i = (EL_1 - EL_2) / L$
 $= 1.0 \quad / 1000$

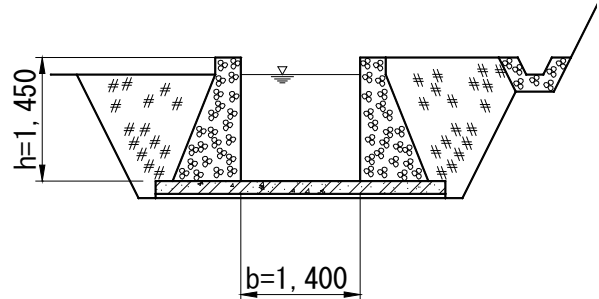


図-3.3.1 導水路断面図

(2) 通水容量

通水容量の計算にあたっては、80%水深時の流量を流下能力とする。

- ・ 水 深 : $H = 1.160 \text{ m}$
- ・ 通水面積 : $A = 1,624 \text{ m}^2$
- ・ 潤 辺 : $P = 3.720 \text{ m}$
- ・ 径 深 : $R = 0.437 \text{ m} (= A / P)$

マンニングの式より、

$$\begin{aligned}
 V &= \frac{1}{n} \times R^{2/3} \times I^{1/2} \\
 &= \frac{1}{0.015} \times 0.437^{2/3} \times \left(\frac{1}{1000}\right)^{1/2} \\
 &= 1.213 \text{ (m/s)} \\
 \therefore Q_a &= A \times V \\
 &= 1.624 \times 1.213 \\
 &= 1.970 \geq Q_0 = 1.45 \quad \dots \quad \text{OK}
 \end{aligned}$$

よって、流下能力 Q_a が最大使用水量 Q_0 を上回り、十分な通水容量を有する。

また、水深 $H = 0.912 \text{ m}$ のとき、設計水量を流下させることができる(図-3.3.2)。

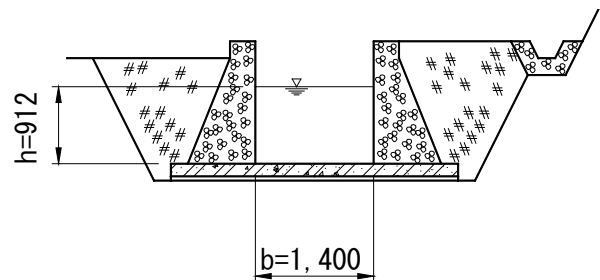


図-3.3.2 導水路断面図 (Q_0 流下時)

3. 4 水圧管路の圧力及び管胴本体の構造

(1) 設備概要

- ・ 型 式 : 露出管及びコンクリート被覆埋設間
- ・ 条 数 : 2 条
- ・ 管 内 径 : 0.800～0.400 m
- ・ 使 用 管 厚 : 10～24 mm
- ・ 管 延 長 : 1,125.540 m (水圧鉄管始点から入口弁中心までの曲線長)
- ・ 最 大 静 水 頭 : 350.640 m
(水槽水位 WL 1035.55mから入口弁中心 EL684.91mまでの水頭)
- ・ 最大水撃圧水頭 : 161.000 m (入口弁中心)
- ・ 襲 波 水 頭 : 0.000 m
- ・ 最大設計水頭 : 511.640 m (入口弁中心)
- ・ 最 大 流 量 : 1.45 m³/sec
- ・ 水車閉塞時間 : 4 sec
- ・ 余 裕 厚 : 1.5 mm
- ・ 外圧に対する安全率 : 1.5 以上
- ・ 温 度 変 化 : 20 °C
- ・ 鋼の弾性係数 : 206 kN/mm²
- ・ 鋼の線膨張係数 : $1.2 \times 10^{-5}/^{\circ}\text{C}$
- ・ 鋼のポアソン比 : 0.3
- ・ 溶 接 効 率 : 工場 0.85 現場 0.80
- ・ 使用鋼材, 許容応力 :

材質	板厚 (mm)	引張応力 (N/mm ²)	圧縮応力 (N/mm ²)	せん断応力 (N/mm ²)	支圧応力 (N/mm ²)
ISO	$t \leq 16$	150	150	85	255
E275	$16 < t \leq 40$	145	145	80	245
A-D	$40 < t \leq 63$	140	140	80	235

(2) 設計条件

本検討における設計許容応力は、水門鉄管技術基準に示される許容応力のうち、安全側に国際基準の最小値である「ISO E275」を採用する。

また、溶接継手効率は、当該サイトの品質管理の状況等を考慮に入れ、

溶接効率 : 80%

とする。

(3) 検討結果

設計水頭計算結果を表－3.4.1 及び表－3.4.2 に、内圧検討結果を表－3.4.3 に、管軸方向検討結果を表－3.4.4 に示す。

表－3.4.1 設計水頭算出結果

No.	検討断面	管 長 L_i (m)	静水頭 H_1 (m)	襲波水頭 H_2 (m)	水撃圧水頭 H_3 (m)	設計水頭 H (m)
①-1	D=0.800 t=10	361.150	92.090 (E L 943.460)	0.000	51.660	143.75
①-2	D=0.800 t=13	175.480	172.520 (E L 863.030)	0.000	76.761	249.28
①-3	D=0.800 t=16	126.500	221.890 (E L 813.660)	0.000	94.856	316.75
①-4	D=0.800 t=19	140.660	276.060 (E L 759.490)	0.000	114.976	391.04
①-5	D=0.800 t=21	93.260	305.470 (E L 730.080)	0.000	128.316	433.79
①-6	D=0.800 t=24	217.530	350.640 (E L 684.910)	0.000	159.432	510.07
②	0.800~0.400 漸縮管	4.140	350.640 (E L 684.910)	0.000	160.024	510.66
③	D=0.400 t=24	6.820	350.640 (E L 684.910)	0.000	161.000	511.64

()は管中心高

表－3.4.2 設計水頭の許容水頭に対する照査

No.	管内径 D_0 (mm)	使用板厚 t_0 (mm)	余裕厚 ϵ (mm)	材質	許容応力 σ_a (N/mm ²)	溶接効率 η	許容水頭 H_a (m)
①-1	800	10	1.5	ISO E275	150	0.80	259.72
①-2	800	13	1.5	ISO E275	150	0.80	351.38
①-3	800	16	1.5	ISO E275	150	0.80	443.05
①-4	800	19	1.5	ISO E275	145	0.80	516.89
①-5	800	21	1.5	ISO E275	145	0.80	575.96
①-6	800	24	1.5	ISO E275	145	0.80	664.57
②	462	24	1.5	ISO E275	145	0.80	1149.20
③	400	24	1.5	ISO E275	145	0.80	1326.66

表－3.4.3 管胴本体の内圧による応力照査結果

No.	設計内圧 P (MPa)	管内径 D (mm)	使用板厚 t 0 (mm)	円周応力 σ_1 (N/mm ²)	溶接効率 η	許容応力 $\eta \cdot \sigma_a$ (N/mm ²)	判定
①-1	1.409	800	10	66.3	0.80	120.0	OK
①-2	2.444	800	13	85.0	0.80	120.0	OK
①-3	3.105	800	16	85.7	0.80	120.0	OK
①-4	3.834	800	19	87.6	0.80	116.0	OK
①-5	4.253	800	21	87.2	0.80	116.0	OK
①-6	5.001	800	24	88.9	0.80	116.0	OK
②	5.006	462	24	51.4	0.80	116.0	OK
③	5.016	400	24	44.6	0.80	116.0	OK

表－3.4.4 管胴本体の軸方向応力照査結果

No.	円周応力 σ_1 (N/mm ²)	管軸方向応力合計		せん断応力 τ (N/mm ²)	等価応力		許容応力 σ_a (N/mm ²)	判定
		σ_2 (N/mm ²)	σ_2' (N/mm ²)		σ_{eq} (N/mm ²)	σ_{eq}' (N/mm ²)		
①-1	66.3	-18.0	80.9	1.6	76.9	74.7	120	OK
①-2	85.0	-20.4	78.4	1.2	96.9	81.9	120	OK
①-3	85.7	-22.2	76.7	1.1	98.7	81.6	120	OK
①-4	87.6	-23.2	75.7	1.0	101.2	82.3	116	OK
①-5	87.2	-23.8	75.1	1.0	101.2	81.8	116	OK
①-6	88.9	-24.0	74.9	0.9	103.0	82.8	116	OK
②	51.4	-39.1	59.8	0.7	78.6	56.1	116	OK
③	44.6	-42.7	56.2	0.7	75.6	51.4	116	OK

3. 5 発電電力量

(1) 流況

ベトナムでの発電事業は、政府機関による水力開発計画に基づき、既に地点選定と基本設計が完了している地点を、投資家が投資決定することにより事業が成立する。

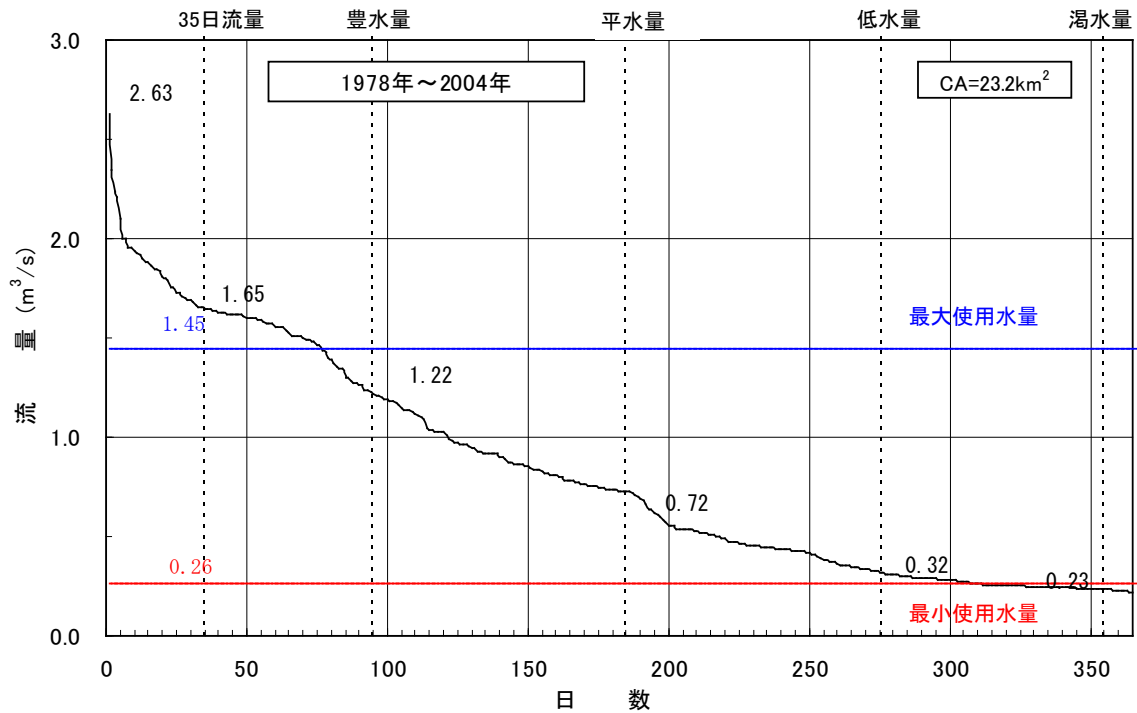
中小水力地点においては、河川規模が小さいため計画地点の実測データの計測事例は少なく、案件候補地点の日雨量算定は、近傍の測水所データを流域換算している。

なお、計画地点の流量資料が無い場合において、近傍の測水所のデータを用いることは日本でも用いられる手法である（「水利権事務ハンドブック（国土交通省河川局 監修）」に記載）。

表－3.5.1 及び図－3.5.2 に当該地点の流況を示す。

表－3.5.1 流況（1978 年～2004 年）

1978年～2004年		【CA=23.2km ² 】						(単位：m ³ /s)	
	最大流量	35日流量 35日	豊水量 95日	平水量 185日	低水量 275日	渇水量 355日	最小流量	年総放流量	年平均
1978	計画地点の近傍の測水所における過去27年間の日平均流量を整理								
5									
2004									
平均	339.76	213.21	158.09	93.57	41.18	30.32	28.77	39,294.34	107.66
	↓ 計画地点流量Qaは、測水所流量Qbを流域換算して算出								
	$Qa = Qb \times (Fa / Fb) \times \alpha$								
	ここで、Fa：計画地点流域面積 23.20 km ²								
	Fb：測水所地点流域面積 3080.00 km ²								
	α ：補正係数（雨量比） $\alpha = \alpha a / \alpha b$								
	αa ：計画地点の年雨量 1950 mm								
	αb ：測水所地点の年雨量 1900 mm								
平均	2.63	1.65	1.22	0.72	0.32	0.23	0.22	303.77	0.83



図－3.5.1 流況（1978 年～2004 年）

（２）損失落差

本検討では, 図－3. 5. 2 に示すように, 取水位から水槽水位までは全損失となる。また, 使用水車を衝動水車（ペルトン水車）とする場合は, 水車下流側は放棄落差となる。

したがって, 有効落差は水槽水位からジェット中心水位までとなる。

以下に各部の損失を示す。

1) 取水口及び導水路の損失落差

取水口及び導水路の損失落差の合計は, 取水位から水槽水位の水位差(全損失)とする。

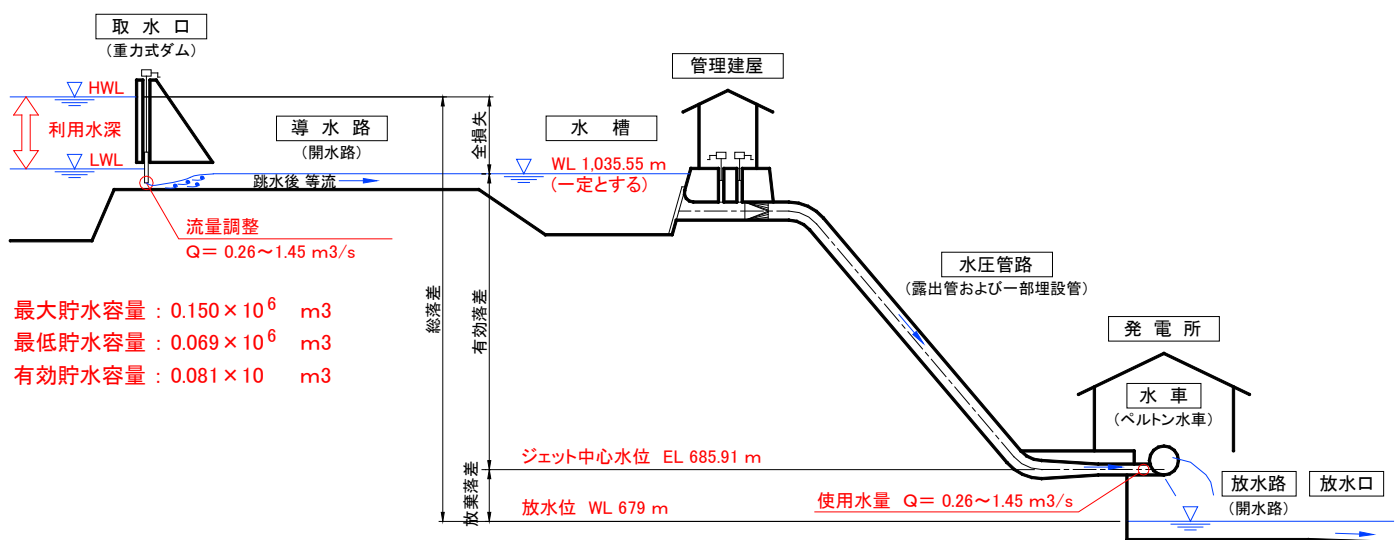
$$\begin{aligned} h &= h_a - h_b \\ &= 7.450 \end{aligned}$$

$$h_a \text{ (取水位)} = 1,043.00\text{m}$$

$$h_b \text{ (水槽水位)} = 1,035.55\text{m}$$

なお, 上記の落差は以下に示す損失によるものである。

- ①流入による損失落差
- ②断面変化による損失落差
- ③導水路の損失落差



図－3.5.2 発電計画概念図

2) 水槽の損失落差

①スクリーンによる損失落差

$$h_1 = f_r \times \frac{V_1^2}{2g} \times n^{1/2}$$

$$= 0.046$$

$$f_r \text{ (スクリーン損失係数)} = \beta \sin \theta (t/b)^{4/3}$$

$$= 0.897$$

$$\beta \text{ (スクリーンバーの断面形状による係数)} = 2.34 \text{ (平板)}$$

$$\theta \text{ (スクリーンバーの傾斜角)} = 75.00^\circ$$

$$t \text{ (スクリーンバーの目の厚さ)} = 100\text{mm (仮定)}$$

$$b \text{ (スクリーンバーの純間隔)} = 200\text{mm (仮定)}$$

$$V_1 \text{ (流入前の平均流速)} = Q / (B_1 \times H_1)$$

$$= 0.575\text{m/s}$$

$$Q \text{ (流量)} = 1.45\text{m}^3/\text{s}$$

$$B_1 \text{ (流入前の水路幅)} = 2.000\text{m}$$

$$H_1 \text{ (流入前の水路高)} = 1.260\text{m}$$

$$n \text{ (ごみ等の付着の考慮)} = 3$$

②流入による損失落差

約 2m の区間長で断面が 2m×1.25m から 0.8m×0.8m に変化しているが、本検討においては安全側に入口形状を隅切りとした。

$$\begin{aligned}h_2 &= (1 + f_e) \times \frac{V_2^2}{2g} \\&= 0.328\end{aligned}$$

f_e (流入損失係数) = 0.25 (隅切り)

V_2 (流入後の平均流速) = $Q/(B_2 \times H_2)$
= 2.266m/sec

B_2 (流入後の水路幅) = 0.800m

H_2 (流入後の水路高) = 0.800m

③水槽における損失落差の計

$$\begin{aligned}h &= h_1 + h_2 \\&= 0.374\end{aligned}$$

よって、水槽水位は、水槽始点水位 WL 1,035.550m から水槽の損失落差 0.374m を差し引いた、WL 1,035.176m とする。

なお、水槽水位は使用水量にかかわらず一定水位とする。

3) 水圧管路の損失落差

水圧管路の損失落差は、水槽の取り合い部から水車前面のバルブまでを考慮する。

①流入による損失落差

約 1m 区間長で断面が 0.8m×0.8m の矩形断面から直径 0.8m の円形断面に変化しているが、本検討においては安全側に流入による損失とした (入口形状を丸味付・円形)。

$$\begin{aligned}h_1 &= f_e \times \frac{V_2^2}{2g} \\&= 0.042\end{aligned}$$

f_e (流入損失係数) = 0.10 (丸味付・円形)

$$V_2 \text{ (流入後の平均流速)} = Q / (\pi \times D^2 / 4) \\ = 2.883 \text{ m/sec}$$

$$D \text{ (水圧鉄管の内径)} = 0.800 \text{ m}$$

②摩擦による損失落差

約 1m 区間長で断面が 0.8m×0.8m の矩形断面から直径 0.8m の円形断面に変化しているが、本検討においては安全側に流入による損失とした（入口形状を丸味付・円形）。

$$h_2 = f \times \frac{L}{D} \times \frac{V^2}{2g} \\ = 12.257$$

$$f \text{ (摩擦損失係数)} = 124.5 \times n^2 / D^{1/3}$$

$$L \text{ (管路長)}$$

$$D \text{ (管内径)}$$

$$n \text{ (粗度係数)} = 0.012 \text{ (鋼管)}$$

$$V \text{ (管内平均流速)}$$

表－3.5.2 摩擦による損失落差

Q (m ³ /s)	D (m)	L (m)	V (π × D ² /4) (m/s)	h ₂
1.45	0.8	1,114.58	2.883	11.389
0.725	0.80~0.40	4.14	4.319	0.168
0.725	0.40	6.82	5.754	0.700
計				12.257

③分岐による損失落差

$$h_3 = f_b \times \frac{V_0^2}{2g} \\ = 0.212$$

$$f_B \text{ (分岐管の始部を円錐状に漸縮した対象 Y 分岐)} = 0.50$$

$$V_0 \text{ (分岐前の管内平均流速)} = 2.883$$

④漸縮による損失落差

$$h_4 = f_{gc} \times \frac{V_2^2}{2g}$$

$$= 0.007$$

$$f_{gc} \text{ (漸縮損失係数)} = 0.004$$

$$V_2 \text{ (漸縮後の平均流速)} = Q/A_2$$

$$= 5.754$$

$$A_1 \text{ (漸縮前の面積)} = 0.503$$

$$A_2 \text{ (漸縮後の面積)} = 0.126$$

$$\theta = 7.72^\circ$$

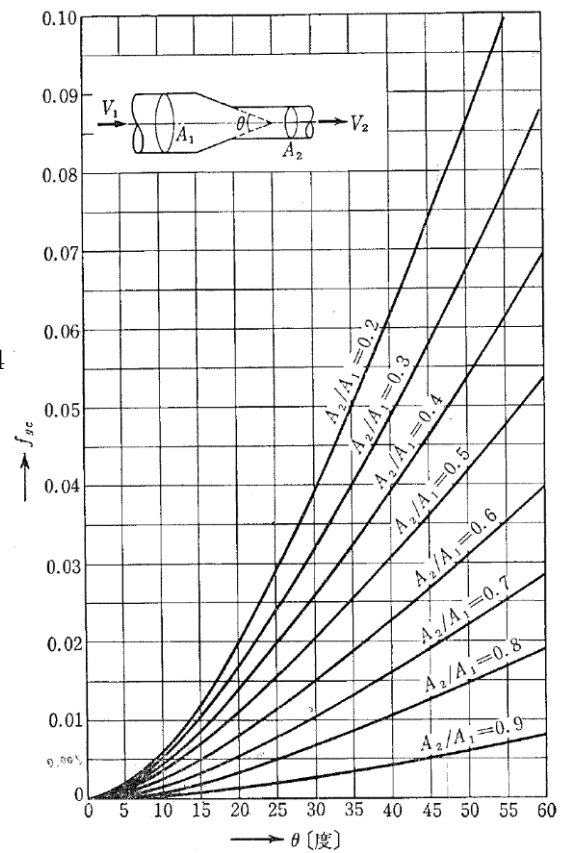


図-3.5.3 漸縮損失係数

⑤曲がりによる損失落差

$$h_5 = f_{b1} \times f_{b2} \times \frac{V^2}{2g}$$

$$= 0.222$$

$$f_b \text{ (曲がりによる損失係数)}$$

$$f_{b1} = 0.131 + 0.1632(D/\rho)^{7/2}$$

$$= 0.1314$$

$$f_{b2} = (\theta/90)^{1/2}$$

$$= 0.6312$$

$$\rho \text{ (曲がりの曲率半径)} = 2.260\text{m}$$

$$D \text{ (管内径)} = 0.400\text{m}$$

$$\theta \text{ (中心角)} = 35.859^\circ$$

$$V \text{ (管内平均流速)}$$

⑦水圧管路における損失落差の計

表－3.5.3 水圧管路における損失落差

	h ₁ 流入	h ₂ 摩擦	h ₃ 分岐	h ₄ 漸縮	h ₅ 曲がり	計
1 号管	0.042	12.257	0.212	0.007	0.222	12.740
	12.299		0.441			
2 号管	0.042	12.257	0.212	0.007	0.222	12.740
	12.299		0.441			

4) 放水路の損失落差

ペルトン水車（衝撃水車）を採用していることから、水車下流側は放棄落差となり、ジェット中心水位から放水位までを放棄落差とする。

$$h = h_a - h_b$$

$$= 6.910$$

$$h_a \text{（ジェット中心水位）} = 685.910\text{m}$$

$$h_b \text{（放水位）} = 679.000\text{m}$$

5) 損失落差の合計

表－3.5.4 損失落差の合計

(Q=1.450m³/s)

	損失落差		備 考
	1 号機	2 号機	
取 水 口	7.450	7.450	全損失
導 水 路			
水 槽	0.374	0.374	
水圧管路	12.299	12.299	分岐前
	0.441	0.441	分岐後
余 裕	1.316	1.316	約 10%
放 水 路	6.910	6.910	放棄落差
計	28.800	28.800	

(3) 有効落差・理論水力・発電力

前述の損失落差を基に、有効落差、理論水力及び発電力を表－3.5.5～7に示す。

表－3.5.5 有効落差

項 目	諸 元	
	1 号機	2 号機
取 水 位 (m)	1043.00	1043.00
放 水 位 (m)	679.00	679.00
総 落 差 (m)	364.00	364.00
損失落差 (m)	28.80	28.80
有効落差 (m)	335.20	335.20

表－3.5.6 理論水力

	Q_a (m^3/s)	H_n (m)	$Q_a \cdot H_n$	P_e (kW)
1 号機	0.725	335.20	243.02	2,382
2 号機	0.725	335.20	243.02	2,382
合 計				4,767

$$P_e = 9.8 \times H_n \times Q_a$$

P_e : 理論水力 (kW)

H_n : 有効落差 (m)

Q_a : 使用水量 (m^3/s)

表－3.5.7 発電力

	P_e (kW)	η	E (kW)	$Q_a \cdot H_n$	P_e (kW)
1 号機	2,382	0.84	335.20	243.02	2,382
2 号機	2,382	0.84	335.20	243.02	2,382
合 計	4,767				4,767

$$E = P_e \times \eta$$

E : 発電力 (kW)

P_e : 理論水力 (kW)

η : 合成効率 (水車効率×発電効率)

(4) 発電力・発電計画諸元

発電計画諸元を表－3.5.8 に示す。

表－3.5.8 発電計画諸元

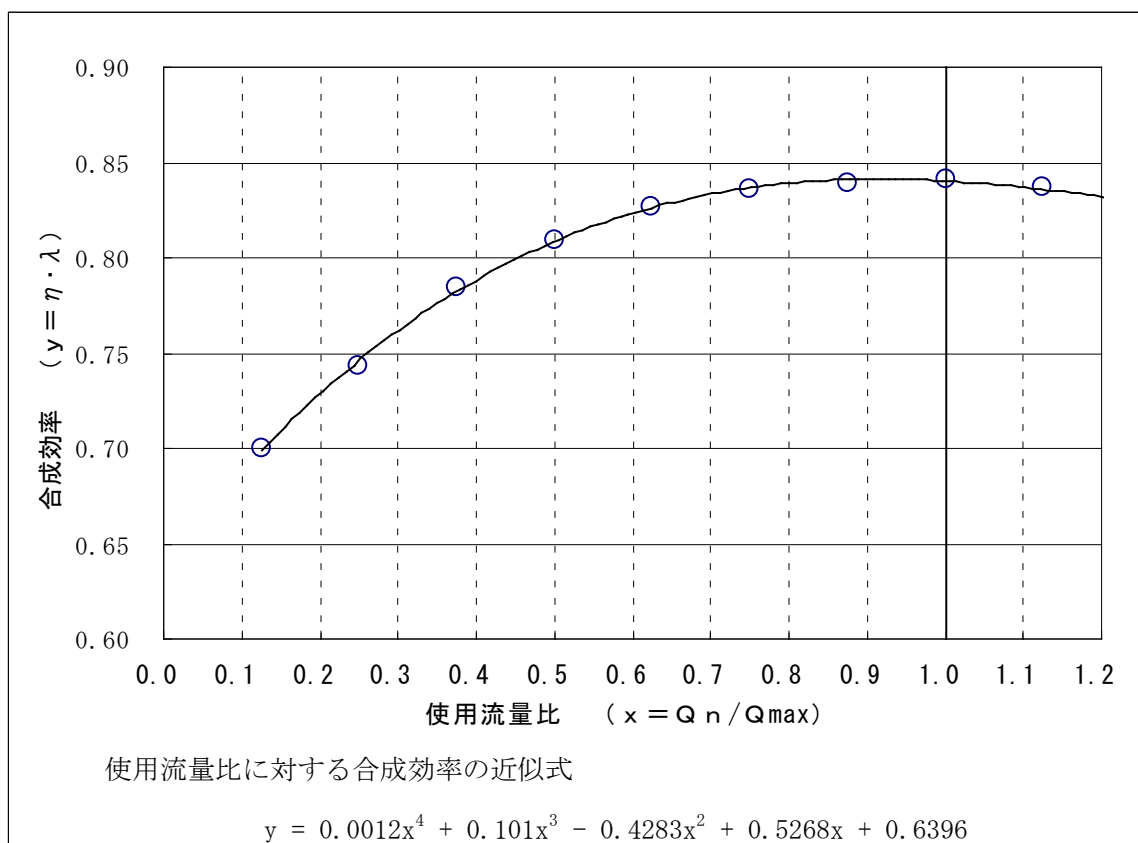
	記 号	諸 元	備 考
基準有効落差	H n	335.20 m	
最大使用水量	$Q_{a \text{ max}}$	1.450 m ³ /s	2 基稼動時
	$Q_{b \text{ max}}$	0.725 m ³ /s	1 基当たり
最大出力	E	4,000 k W	2 基稼動時
発電機定格出力	P	2,000 k W	1 基当たり
水車形式		ペルトン水車	
周波数		50 H z	

(5) 水車効率・発電機効率

水車効率は、カタログ値を用いることとする。

- ・ 水車最高効率 : 89%
- ・ 発電機最高効率 : 94.5%
- ・ 最高合成効率 : $89 \times 94.5 = 84.1\%$

また、「ハイドロバレー計画ガイドブック（平成 17 年 3 月：経済産業省・(財)新エネルギー財団）（図－3.5.3）より、ペルトン水車の相対効率曲線と発電機の相対効率曲線を基に作成した、当該地点の水車合成効率を図－3.5.4 に示す。



図－3.5.4 ペルトン水車の合成効率

(6) 発電電力量計算結果

算出した発電電力量，L5出力，使用水量の総括を表－3.5.9に示す。

なお，本検討における年間発生電力量は 18,795MWh となったことから，現地コンサルタント会社が算出した年間発生電力 18,990MWh が妥当であると判断される。

表－3.5.9 発電電力計算結果

最大出力	P _{max} ＝	4,000	k W	最大使用水量	Q _{max} ＝	1.450	m ³ /s
取水位	N.W.L＝	1035.550	m (水槽水位)	最小使用水量	Q _{min} ＝	0.260	m ³ /s
放水位	T.W.L＝	685.910	m (ジェット中心水位)	最大有効落差	H _{max} ＝	335.200	m
		679.000	m				
発電方式	ダム式水路式	使用測水所	近傍地点 (下流側本川)	発電電力量	雨季	7,284	MW h (7～9月合計)
水車型式	縦軸ペルトン水車	測水所流域面積	3080.00 km ²		乾季	11,511	MW h
流域面積	23.20 km ²	河川総流入量	303.59 m ³ /s・day		合計	18,795	MW h
河水利用率	93.5 %	河川維持流量	0.00 m ³ /s				
設備利用率	53.6 %	発電使用水量	283.76 m ³ /s・day				

発電電力量 総括表													
【単位：MW h】													
年／月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年 計
27年平均	929	568	512	505	701	1,306	1,692	2,712	2,880	2,961	2,378	1,651	18,795

L 5 出力 総括表													
【単位：k W】													
年／月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平 均
27年平均	1,012	733	688	688	688	1,250	2,045	2,934	4,000	3,874	2,750	1,650	1,859

使 用 水 量 総 括 表													
												上段：発電使用水量 (m ³ /s・day)	
												下段：河川流入量 (m ³ /s・day)	
年／月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年 計
27年平均	13.87	8.60	8.06	7.93	10.69	19.48	25.45	40.91	43.50	44.70	35.80	24.76	283.76
	13.87	8.60	7.62	7.46	11.57	19.54	25.45	45.15	47.53	56.20	35.86	24.76	303.59

3. 6 建設コスト

現地見積価格を基に算出した当該地点の概算建設工事費は、表－3.6.1 に示すとおり、約 339 百万円となる。

なお、ベトナムドン（VND）から円への換算は、1VND=0.006545 円として算出した。

表－3.6.1 概算建設工事費

No.	項目	Value before tax (1,000VND)	VAT (1,000VND)	Value after tax (1,000VND)	Value after tax (千円)
A	建設工事				
I	直接工事				
1	コンクリートダム	16,174,000	1,617,400	17,791,400	116,445
2	発電所	2,694,000	269,400	2,963,400	19,395
3	導水路（開水路）	8,105,000	810,500	8,915,500	58,352
4	水圧鉄管	3,879,000	387,900	4,266,900	27,927
5	35KV送電線（20km）と変電所	10,909,000	1,090,900	11,999,900	78,539
6	管理用道路	4,018,000	401,800	4,419,800	28,928
	小 計	45,779,000	4,577,900	50,356,900	329,586
II	間接工事				
	管理事務所	909,000	90,900	999,900	6,544
	小 計	909,000	90,900	999,900	6,544
	建設工事計（I＋II）	46,688,000	4,668,800	51,356,800	336,130
B	仮設備工事・準備工事				
	作業員宿舎	467,000	46,700	513,700	3,362
	仮設備工事計	467,000	46,700	513,700	3,362
	A＋B	47,155,000	4,715,500	51,870,500	339,492

3. 7 建設状況

建設工事の全体工程を表－3.7.1 に示す。

表－3.7.1 建設工事全体工程表

	2009年												2010年											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
○ アクセス道路工事																								
・道路造成																								
・側溝, 排水路																								
○ ダム工事																								
・基礎掘削																								
・仮排水路																								
・コンクリート																								
○ 導水路・水槽工事																								
・掘削																								
・躯体構築																								
○ 水圧管路																								
・掘削																								
・水圧鉄管据付																								
○ 発電所工事																								
・掘削																								
・本館建設																								
・水車・発電機製作																								
・水車・発電機据付																								



写真－3.7.1 建設状況①(ダム地点)



写真－3.7.2 建設状況②(取水設備)

第4章 プロジェクト効果

4. 1 適用するベースライン方法論の検討

本プロジェクトのベースライン方法論として、小規模方法論「AMS-I.D. グリッド接続の再生可能発電 Version14」を適用した。本プロジェクトは、総出力 4MW の小水力発電プロジェクトであり、表－4.1.1 に示すとおり AMS-I.D.Version14 の適用条件を満たしている。

表－4.1.1 方法論の適用条件及び適用根拠

AMS-I.D.Version14 の適用条件	適用根拠
1. 1基以上の化石燃料燃焼発電設備から供給されている又は供給されていたであろう電力分配システムに電力を供給し、その電力分配システムから電力を送出させるための再生可能エネルギー生成設備を構成対象とする。再生可能エネルギー源としては、太陽光、水力、潮力・波力、風力、地熱、及び再生可能バイオマスなどがある。	本プロジェクトは、発電電力をベトナム国電力グリッドへ供給する小水力発電設備で構成される。
2. 新たに導入される再生可能エネルギー生成設備が再生可能部分と非再生可能部分を有している（例えば風力ディーゼル混合設備）場合、小規模CDMプロジェクトにかかる15MWの上限値は、再生可能部分に対してのみ適用される。新たに導入される設備が再生可能燃料と化石燃料との混合燃焼である場合は、当該設備全体の容量が15MWの上限値を超えてはならない。	本プロジェクトは、総出力 4MW の小水力発電設備のみが新設される。
3. 熱電統合システム（コジェネレーションシステム）は、当カテゴリI.Dの対象外である。	N/A
4. 既存の再生可能発電施設において再生可能エネルギー生成設備の追加を含むプロジェクトの場合、プロジェクトによる当該設備の追加容量は、15MW以下であり、既存設備と物理的に区別されなければならない。	本プロジェクトは、総出力 4MW の新規小水力発電プロジェクトである。
5. 再生可能エネルギー生成のために既存施設を改修・修繕することを目的とするプロジェクトは、当カテゴリに含まれる。小規模プロジェクトとして適格であるためには、改修・修繕される設備の総出力は15MWの上限値を超えてはならない。	本プロジェクトは、総出力 4MW の新規小水力発電プロジェクトである。

4. 2 プロジェクトバウンダリー

本プロジェクトは、総出力 4MW の小水力発電プロジェクトであり、小規模方法論 AMS-I.D.Version14 及び「小規模 CDM プロジェクト活動に関する簡素化手法及び手順の添付資料 B」によると、本プロジェクトバウンダリーには次に示すものが含まれる。

- ・ 地理的所在地：本プロジェクト建設に関係する地理的な全地域
- ・ 物理的境界：本プロジェクトにおいて接続するベトナム国電力グリッド

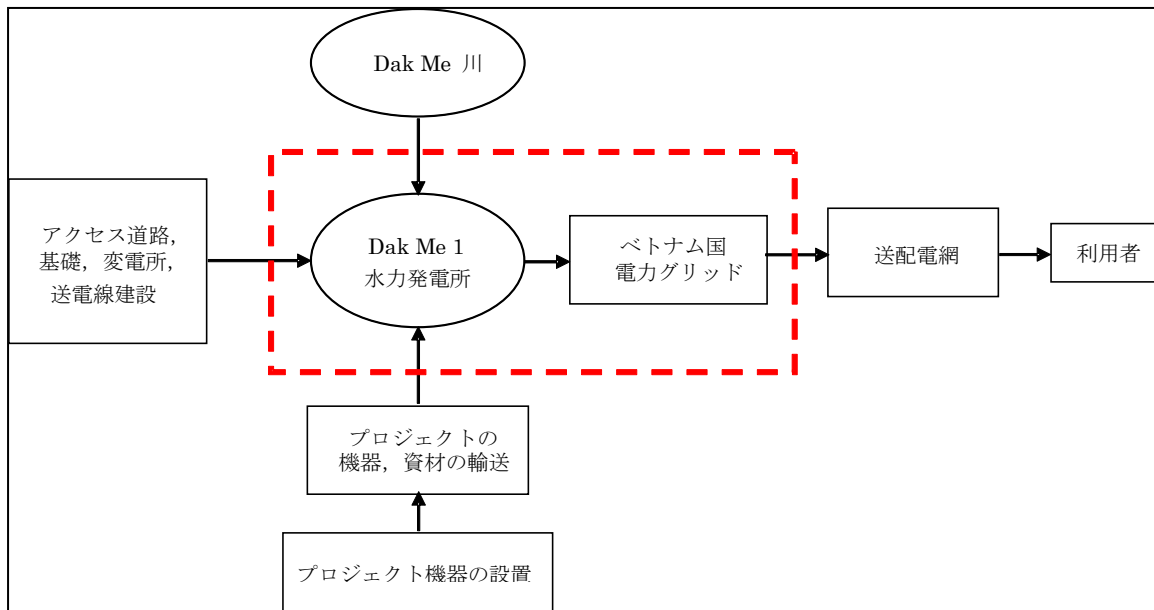


図-4.1.1 プロジェクトバウンダリー

したがって、ベースライン計算のために、ベトナム国電力グリッドが本プロジェクト活動のプロジェクトバウンダリーとして設定される。

4. 3 ベースラインシナリオの設定及び追加性の証明

4. 3. 1 ベースラインシナリオの設定

以下に、本プロジェクト活動と同量の電力を供給することが出来る現実的かつ実現可能な代替案を示す。

(1) 代替案 1：本プロジェクト活動を CDM による収益なしに実施する場合

後述の「4. 3. 2 追加性の証明」で示すように、代替案 1 は財務的に魅力がないため、ベースラインシナリオに成り得ない。

(2) 代替案 2：国家グリッドに接続している既存の発電所により，本プロジェクトと同量の発電電力が供給される場合

本プロジェクト活動によって国家グリッドへ供給される電力は，本プロジェクトが存在しない場合，グリッドに接続している既存の発電所の運転あるいは新規電源の追加によって代替される。

したがって，本提案プロジェクトのベースラインは，代替案 2 の本提案プロジェクトが接続する国家グリッドからの同量の年間発電電力の供給である。

ベースライン排出量は，小規模方法論 AMS-I.D.Version14 に基づき，再生可能エネルギーによる発電で得られた発電電力量 (MWh) に排出係数 (tCO_2/MWh) を乗じて算出する。また，グリッド電力の排出係数は，以下の 2 つのオプションから 1 つを選び算出する。

(a) 「電気システムに関する排出係数算出ツール (Version1.1)」に規定される手続きに従い，オペレーティングマージン (OM) とビルドマージン (BM) から求められるコンバインドマージン (CM) を用いて排出係数を算出する。

(b) 全電源の加重平均排出係数 (tCO_2/MWh) を用いて算出する。プロジェクトが発電を開始した年のデータを用いなければならない。

本プロジェクト実施年における発電量を入手出来ないので，本プロジェクトのベースライン排出量は，(a) の方法を用いて算出する。

4. 3. 2 追加性の証明

本プロジェクトは，前述のとおり小規模 CDM の適用条件を満たすことから，「小規模 CDM プロジェクト活動に関する簡素化手法及び手順の添付資料 B 付属書類 A」に基づき追加性を証明する。同方法によると，以下に示す 4 つのバリアのうち少なくとも 1 つ以上が存在するため，当該プロジェクトが実施されないことを証明する必要がある。

(a) 投資バリア：

実施プロジェクトと比較して，財政的に現実性が高い代替シナリオにより，その排出量の増大を招くであろうこと。

(b) 技術バリア：

先進性の低い技術による代替シナリオにより，実施プロジェクトで採用する新技術のリスク (適用結果の不確実性や市場普及率の低さに起因する) を低減するものの，その排出量の増大を招くであろうこと。

(c) 一般的慣行バリア：

一般的な慣行，又は，既存の規制的・政策的要件により，排出量が多い技術の実施を招くであろうこと。

(d) その他のバリア：

プロジェクト参加者が特定するその他の障壁（制度的な障壁，情報不足，管理資源不足，組織の能力不足，資金不足，または新技術習得能力の欠如など）によって，プロジェクトがなかった場合には排出量が増大するであろうこと。

上記バリアのうち，本プロジェクトにはその他のバリアにおける財務バリアが存在する。したがって，財務バリアの存在を次のベンチマーク分析によって証明する。

その他のバリア：財務バリア

本プロジェクトは，CER 販売収入以外にも財務的利益を生み出すため，投資比較分析又はベンチマーク分析を追加性の証明に用いる必要がある。さらに，本プロジェクト以外に国家グリッドへ供給するための現実的かつ実現可能な代替シナリオがない場合，ベンチマーク分析が追加性の証明のための最適な方法として採用される。以下に，本プロジェクトのプロジェクト IRR とベンチマークの比較結果を示す。このベンチマークは，本プロジェクトが財務的に魅力的であると判断するために最低限必要な IRR を表す。

適切なベンチマークの決定

追加性ツールによると，ベンチマーク/割引率は，とりわけ“投資決定に用いるために政府/公的に承認されているベンチマーク並びに当該地域の商事貸出利率や加重平均資本コスト（WACC）がプロジェクトIRRに適したベンチマークである”という条件に基づいて決定する必要がある。

加えて，第41回CDM理事会添付資料45の第12項によると，“プロジェクト参加者以外の主体によって開発され得るプロジェクトの場合，ベンチマークは公的に利用可能な情報源から得られたものであり，DOEによる検証が可能であるものでなければならない”と要求されている。

したがって，選択するベンチマークは，次の2つの条件を満たしている必要があり，1つ目は，①政府/公的に承認されていること，であり，2つ目は，②公的に利用可能な情報源から得られたものであり，DOEの検証が可能であるもの，である。

投資の決定に際して，本プロジェクト事業者取締役会は，ローカル銀行であるベトコム銀行の2008年5月16日付金利13.2%を投資判断のベンチマークとして用い，本プロジェクトの実行を決定した。しかし，この時用いたベンチマークは，上記の2つの条件①政府/公的に承認されていること，及び②公的に利用可能な情報源から得られたものであり，DOEの検証

が可能であるもの、を考慮すると、どちらの条件も満たさない。

ベトナムにおける一般的慣習と併せて上記の条件を考慮すると、適切なベンチマークとみなされ得る数値が唯一つ存在し、それは、①ベトナム国家銀行が決定する基本金利、かつ、②2005年ベトナム民法、の組合せに基づいて定義される商用貸出利率である。

ベトナム民法第467条には、“最大商用貸出利率は、ベトナム国家銀行が決定する基本金利の150%を上限とする”との規定がある。

ローカル銀行の金利が 13.2%である一方で、当時のベトナム国家銀行が発行する基本金利は、2008年5月1日付公布文書 the Decision No.978/QD-NHNN によると、8.75%である。したがって、上記に記載のベトナム民法の上限値を考慮すると、最大商用貸出利率は、 $150\% \times 8.75\% = 13.125\%$ である。

この数値 13.125%は、上記の 2 つの条件を満たしており、民間銀行の金利 13.2%と比較してもより保守的な値である。更に、最大商用貸出利率 13.125%と民間銀行の金利 13.2%の差は僅かであり、プロジェクト事業者の投資決定に影響を及ぼさない。

上記の理由により、本提案プロジェクトのベンチマーク分析には、ベトナム国家銀行が発行する 2008年5月1日公布文書 the Decision No.978/QD-NHNN による基本金利 8.75%にベトナム民法の上限値を考慮した最大商用貸出利率 13.125%を適用する。

また、2007年12月のIMFレポートによると、ベトナム財政市場における金利は、2007年5月時点で 13.7%である一方、この当時の最大商用貸出利率は 12.375%である。このように、多くの商用銀行は、金利に関して国家上限値を超えており、最大商用貸出利率以上の金利で融資を提供していた。本レポートより、最大商用貸出利率は、本プロジェクトが財務的に魅力がないことを証明することに関して保守的なベンチマークとみなすことが出来る。

したがって、13.125%が最も適切なベンチマークであると考え、これをベンチマーク分析に用いる。

ベンチマーク分析では、本プロジェクト活動によって得られる収益とこのベンチマークを比較し、本プロジェクトが財務的に魅力がないことを証明する。「5. 5. 2 内部収益率 (IRR)」に示すとおり、プロジェクト期間 21 年間において CER が無い場合に本プロジェクトの IRR は 10.23% (売電単価 693VND/kWh) であり、ベンチマークの 13.125%よりも低い。

表－4.3.1 ベンチマークとプロジェクト IRR の比較

	プロジェクト IRR	ベンチマーク
値	10.23%	13.125%

一方で、本プロジェクトが CO₂ 排出削減によって収入を得る場合、IRR は大きく上昇する。CER を 12EUR/tCO₂ と考えた場合、IRR は 13.40%（売電単価 693VND/kWh）に上昇し、ベンチマークである金利 13.125%を上回り、本プロジェクトが財務的に魅力なものと成り得る。CDM 収入が、本プロジェクトに影響を与える財務上のバリアを取り除き、本提案プロジェクトを支援していることは明らかである。

以上のことから、CDM による収入が無い場合、本プロジェクトには財務的なバリアが存在する。

4. 3. 3 感度分析

感度分析は、追加性を分析するという視点から保守的である仮定値を用いて行われる。本プロジェクトIRRがベンチマークに到達すると考える場合、次のパラメータを変動させることによってその検討を行う。

- (1) 年間実質発電電力量
- (2) 投資コスト
- (3) 維持管理コスト
- (4) 売電単価

表－4.3.2 は、感度分析の結果を表したものであり、ベンチマークである 13.125%に到達するために必要な各パラメータの変動状況を示している。

表－4.3.2 感度分析の結果

パラメータ	ベンチマーク 13.125%に到達するために必要なパラメータの変動値	各パラメータ基本値	パラメータの変動割合
実質発電電力量(MWh)	22,976	18,800	22.21%
投資コスト(VND in billion)	79.202	96.800	-18.18%
維持管理コスト(%)	-1.39	1.00	-239.00%
売電単価(VND)	846.92	693	22.21%

(1) 年間発電電力量

FSレポートに記載の本提案プロジェクトにおける推定年間発電電力量は、27 年間に渡る水文データに基づいて算出されたものである。このように、年間発電電力量は過去のデータ

を基に算出されているので、22.21%も上昇するという仮定は、非現実的であり、したがって、IRRがベンチマーク 13.125%に到達することはまずない。

(2) 投資コスト

本プロジェクトにおける主要な工事・作業に関する契約が、2009年4月から現在までに締結されている。締結済契約の総コストは、およそ 84 billion VND であり、これは総投資コストの 87%に相当する。さらに、本プロジェクト地点から国家グリッドまでの送電線建設コストが、約 12 billion VNDであり、先の 84 billion VNDと合わせると合計で 96 billion VNDとなり、総コストの 99%を占める。したがって、投資コストが 18.18%減少するという仮定は非現実的であり、IRRがベンチマーク 13.125%に到達することはありえない。

(3) 維持管理コスト

維持管理コストが-239%まで減少した場合、すなわち総投資コストの-0.75%が維持管理コストであると仮定した場合、IRR がベンチマーク 13.125%に到達する。しかし、維持管理コストがマイナスになることはないため、IRR がベンチマーク 13.125%に到達することはありえない。

(4) 売電単価

売電単価が 22.21%上昇し、846.92 VND/kWh (5.13 US cent/kWh)と仮定した場合、IRR はベンチマークに到達する。しかし、次の理由により、ここまで売電単価が上昇することは現実的ではないことを示すことが出来る。

本プロジェクトにおいて適用されている 693 VND/kWh (4.2 US cent/kWh)という売電単価は、FS レポートに基づくものである。実際の価格は、本プロジェクトの営業運転開始後に初めて結ばれる PPA によって決定される。

表-4.3.3 に示される近年他の独立発電事業者 (IPP) と EVN 間で締結された PPA 及び MOU を参照すると、売電単価は 594-610 VND/kWh (3.68-3.84 US cent/kWh)の範囲で決定されており、売電単価が 846.92 VND/kWh (5.13 US cent/kWh)に到達することはありえない。したがって、IRR がベンチマーク 13.125%に到達することはまずない。

これらの結果が示すとおり、極めて非現実的かつ非常に有利な状況を仮定した場合にのみ、本プロジェクト IRR はベンチマークに到達可能となる。しかし、現実的に見ると、本プロジェクトを取巻く環境はこの仮定よりも好ましい状況ではなく、IRR はベンチマークには程遠い。したがって、感度分析における入力パラメータの仮定を現実的な範囲に設定した場合、IRR はベンチマークよりも低いとみなすことが出来る。

ゆえに、本プロジェクトは、財務的に魅力がないと言える。これにより、本プロジェクト活動が、CDM による収入無しには実現が困難であることを証明することが出来た。

表－4.3.3 近年他の IPP における売電単価

発電所 No.	IPP (事業者)	総出力 (MW)	PPA/MoU 締結日	売電単価	
				VND/kWh	US cent/kWh
1	守秘（PPA は、DOE に提出されるため、入手可能である。）	28	2005 年 12 月	610 VND	3.84 US cent (2005 年 12 月 15 日) レート：15,867 VND/USD
2	守秘（MOU は、DOE に提出されるため、入手可能である。）	6.6	2007 年 1 月	594 VND	3.68 US cent (2007 年 1 月 30 日) レート：16,120 VND/USD
3	守秘（MOU は、DOE に提出されるため、入手可能である。）	9	2007 年 1 月	603 VND	3.74 US cent (2007 年 1 月 30 日) レート：16,120 VND/USD
4	守秘（MOU は、DOE に提出されるため、入手可能である。）	30	2007 年 11 月	607 VND	3.76 US cent (2007 年 11 月 26 日) レート：16,131 VND/USD
5	守秘（MOU は、DOE に提出されるため、入手可能である。）	18	2008 年 4 月	604 VND	3.78 US cent (2008 年 4 月 2 日) レート：15,960 VND/USD
6	守秘（PPA は、DOE に提出されるため、入手可能である。）	16	2008 年 2 月	605 VND	3.76 US cent (2008 年 2 月 15 日) レート：16,076 VND/USD

4. 4 デバンドリング

以下の 4 つの条件を満たすような小規模 CDM プロジェクトを提案した場合、そのプロジェクトはデバンドリングであるとみなされる。

- ・ 同じプロジェクト参加者が参加している
- ・ 同じプロジェクト分類及び技術／手法を利用している
- ・ 過去 2 年以内に登録されている
- ・ 本提案小規模プロジェクト活動のバウンダリーと、1km 以内の距離に最も近いプロジェクトバウンダリーがある

本プロジェクトは、参加者によって対象地域において実施される初めての水力 CDM プロジェクトであるので、大規模 CDM プロジェクトの分割された要素ではないとみなすことが出来る。

4. 5 温室効果ガス削減量

4. 5. 1 ベースライン排出量

本プロジェクトのベースライン排出量は、「4. 3. 1 ベースラインの設定」に示したとおり、AMS-I.D.Version14 に基づき再生可能エネルギーによる発電で得られた発電電力量 (MWh) に排出係数 (tCO₂/MWh) を乗じて算出する。また、グリッド電力の排出係数は、オペレーティングマージン (OM) とビルドマージン (BM) から求められるコンバインドマージン (CM) を用いて算出した。

(1) オペレーティングマージン (OM) 排出係数の算出

① OM 排出係数算出方法の選択

OM 排出係数は、以下の 4 つの方法から 1 つを選択し、算出することが求められる。

- (a) Simple OM; (簡易 OM)
- (b) Simple adjusted OM; (簡易調整 OM)
- (c) Dispatch data analysis OM; (ディスパッチデータ分析 OM)
- (d) Average OM. (平均 OM)

ディスパッチデータ分析 OM を第一に選定する必要があるが、ディスパッチデータは入手出来ないため、この方法を OM 算定に用いることは出来ない。

2003 年から 2007 年までのベトナム国電力グリッドにおける年間発生電力量に関して、総発電電力量に占める水力発電 (低コスト/マストラン {必須運転} 電源の割合) を表 4.4.1 に示す。直近 5 年間(2003-2007)の平均は、37.02%であり、直近 5 年間の平均で低コスト/マストラン電源の発電電力量がグリッド全体の 50%未満であることから、Simple OM の適用条件を満たしている。したがって、本プロジェクトの OM 排出係数算出には、Simple OM を適用する。

表 4.4.1 低コスト/マストラン電源の割合

年	2003	2004	2005	2006	2007	合計
水力発電電力量 (GWh)	18,727	17,713	16,173	19,207	21,480	93,300
バイオマス発電電力量(GWh)	72	17	28	31	33	181
輸入電力量(GWh)	0	39	383	966	2,630	4,018
総発電電力量(GWh)	40,968	46,008	52,008	58,694	65,675	263,353
低コスト/マストラン電源の割合	45.89%	38.62%	31.89%	34.42%	36.76%	37.02%

Simple OM 算出時のデータは、「電気システムに関する排出係数算定ツール (Version1.1)」により以下に示す 2 つのうちどちらかの方法を用いることが求められている。

- ・事前オプション：PDD を DOE に提出する際に入手可能な最新 3 年間のデータを用いて事前 (*ex ante*) に算定する。また、クレジット期間中に変更は認められない。
- ・事後オプション：CDM プロジェクトによる発電を開始した年から、毎年データを更新しながら事後的 (*ex post*) に算定する。

ベースラインにおける OM 排出係数は、事前オプションを用いて算定し、本プロジェクトの第一クレジット期間 (7 年間) を通じて、OM 排出係数は一定とみなす。

②Simple OM の算出

Simple OM は、直近 3 年間 (2005,2006,2007) の低コスト／マストラン電源を除いたグリッドの全電源 (火力発電) を対象に、CO₂ 排出量を正味発電電力量で加重平均した排出係数 (tCO₂/MWh) で算定される。

- ・オプション A：個別の発電所の燃料消費量と正味発電電力量を用いて計算
- ・オプション B：個別の発電所の平均熱効率及び使用燃料の種類と、正味発電電力量を用いて計算
- ・オプション C：当該グリッドに接続する全ての発電所の総発電電力量と使用燃料の種類及び総消費量データを用いて計算

直近 3 年間の全発電所における燃料消費量が入手出来ない (特に IPP に関して) ため、オプション A は使用出来ない。したがって、本プロジェクトは、オプション B を用いて OM 排出係数を算定する。

算定式は、以下のとおりである。

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

ここで：

パラメータ	単位	内 容
$EF_{grid,OMsimple,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年における簡易 OM 排出係数
$EG_{m,y}$	MWh	y 年に発電所 m からグリッドに供給される発電電力量
$EF_{EL,m,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年における発電所 m の CO ₂ 排出係数
m		低コスト／マストラン電源を除く，y 年にグリッドに供給する全発電所
y		有効化審査のために DOE へ CDM-PDD を提出する時点でデータが入手可能な直近 3 年

全発電所の正確な燃料消費量のデータを入手出来ないので，個別の発電所 m の排出係数を排出係数算定ツールにて与えられるオプション B2 を用いて算出する。

オプション B2：個別の発電所の発電量データと使用燃料の種類のみ入手可能な場合，その燃料の CO₂ 排出係数と熱効率に基づいて以下のとおり算出する。

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,i,m,y} * 3.6}{\eta_{m,y}}$$

ここで：

パラメータ	単位	内 容
$EF_{EL,m,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年における発電所 m の CO ₂ 排出係数
$EF_{CO_2,i,m,y}$	tCO ₂ /GJ	y 年に発電所 m で用いられる燃料の種類 i の平均 CO ₂ 排出係数
$EG_{m,y}$	MWh	y 年に発電所 m からグリッドに供給される発電電力量
$\eta_{m,y}$	%	y 年における発電所 m の平均熱効率
y		有効化審査のために DOE へ CDM-PDD を提出する時点でデータが入手可能な直近 3 年

Simple OM の算出結果を表－4.4.2 及び 4.4.3 に示す。

表－4.4.2 OM に関する発電電力量と排出量（2005-2007 年）

(a) EVN 所有の発電所

No.	Power Station	Fuel/ Technology	A	B			C=860/A	D	E=D*3.6/C	F=B*E		
			Heat Rate Kcal/kWh	Annual Generation GWh			Efficiency η _m ,y%	EF _{CO₂} ,m,fuel,y tCO ₂ /GJ	Fuel,m,y tCO ₂ /MWh	ktCO ₂		
				2005	2006	2007				2005	2006	2007
1	Pha Lai 1	Coal/ST	3,037	2,462	2,767	2,830	28.32%	0.0983	1.2497	3,077	3,458	3,537
2	Pha Lai 2	Coal/ST	2,402	4,299	4,315	4,198	35.80%	0.0983	0.9884	4,249	4,265	4,149
3	Uong Bi	Coal/ST	3,877	669	759	694	22.18%	0.0983	1.5953	1,067	1,211	1,107
4	Uong Bi 2	Coal/ST	NA			520		0.0983		NA	NA	NA
6	Ninh Binh	Coal/ST	3,824	690	795	729	22.49%	0.0983	1.5735	1,086	1,251	1,147
7	Thu Duc											
	ST	FO/ST	2,694	550	472	603	31.92%	0.0774	0.8729	480	412	526
	(GT1,2,3,4)	DO/GT	3,056	34	32	70	28.14%	0.0741	0.9479	32	30	66
8	Can Tho											
	ST (S4)	FO/ST	2,709	128	128	137	31.75%	0.0774	0.8777	112	112	120
	(GT1,2,3,4)	DO/GT	3,056	142	109	151	28.14%	0.0741	0.9479	135	103	143
9	Ba Ria	Gas/CCGT	2,210	2,151	2,024	1,983	38.91%	0.0561	0.5190	1,116	1,050	1,029
10	Phu My 1	Gas/CCGT	1,746	7,179	6,422	8,077	49.26%	0.0561	0.4100	2,944	2,633	3,312
11	Phu My 2.1	Gas/CCGT	1,857	3,641	6,111	5,975	46.31%	0.0561	0.4361	1,588	2,665	2,606
12	Phu My 4											
	GT41,43	Gas/CCGT	1,829	3,126	3,209	3,277	47.02%	0.0561	0.4295	1,343	1,378	1,408
EG of EVN's plants in 3 years				25,071	27,143	29,244	Emission of EVN's plants in 3 years			17,229	18,570	19,150

(b) IPP

No.	Power Station	Fuel/ Technology	A	B			C=860/A	D	E=D*3.6/C	F=B*E		
			Heat Rate Kcal/kWh	Annual Generation GWh			Efficiency η _m ,y%	EF _{CO₂} ,m,fuel,y tCO ₂ /GJ	Fuel,m,y tCO ₂ /MWh	ktCO ₂		
				2005	2006	2007				2005	2006	2007
1	Na Duong	Coal/ST	2,748	389	709	744	31.30%	0.0983	1.1308	440	802	841
2	Hiep Phuoc	FO/ST	3,232	1,424	955	1,726	26.61%	0.0774	1.0472	1,491	1,000	1,807
3	Formosa	Coal/ST	2,270	800	1,086	1,113	37.89%	0.0983	0.9341	747	1,014	1,040
4	Amatar	DO/ST	3,300	67	26	13	26.06%	0.0741	1.0236	69	27	13
5	Bourbon	Co-gen	2,700	43	57	69	31.85%	0.0983	1.1110	48	63	77
6	Ve Dan	Gas/GT	2,900	463	514	534	29.66%	0.0561	0.6810	315	350	364
7	Cai Lan	DO/ST	3,300			81	26.06%	0.0741	1.0236			83
8	Phu My 22	Gas/CCGT	1,573	3,719	4,855	5,004	54.67%	0.0561	0.3694	1,374	1,793	1,848
9	Phu My 3	Gas/CCGT	1,739	4,442	4,110	3,883	49.45%	0.0561	0.4084	1,814	1,678	1,586
10	Cao Ngan	Coal/ST	2,748		70	832	31.30%	0.0983	1.1308		79	941
11	Cà Mau	Gas/GT	2,583.2			691	33.29%	0.0561	0.6066			419
EG of IPPs in 3 years				11,347	12,382	14,690	Emission of IPPs in 3 years			6,298	6,807	9,019

表－4.4.3 OM に関する総発電電力量と総排出量（2005-2007 年）

パラメータ	単位	2005	2006	2007
$\sum_m EG_{m,y}$	GWh	36,418	39,525	43,934
$\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}$	ktCO ₂	23,526	25,377	28,169

2005-2007 年の平均 OM 排出係数は

$$EF_{grid, OM, y} = \frac{23,526 + 25,377 + 28,169}{36,418 + 39,525 + 43,934} = 0.64293 tCO_2 / MWh$$

上記の算出に基づき、OM 排出係数は 0.64293 tCO₂/MWh である。

(2) ビルドマージン (BM) 排出係数の算出

①BM 排出係数に該当する発電所の特定

BM 排出係数の算出時に対象とする発電所は、次のどちらかにより決定する。

- (a) 直近に建設された 5 発電所、あるいは
- (b) 発電容量の追加分（新設発電所）がグリッド全体の発電電力量（MWh）の 20% を占めるような最近建設された発電所

上述の (b) [発電容量の追加分（新設発電所）がグリッド全体の発電電力量（MWh）の 20% を占めるような最近建設された発電所] に関する年間発電量（13,599GWh）の方が、2008 年における (a) [直近に建設された 5 発電所] に関する発電量（1,181GWh）よりも大きい。したがって、BM 排出係数の算定には (b) を用いる。

使用するデータに関して、本提案プロジェクトでは、オプション (i) を選択する。詳細は次のとおりである。

- (i) 第一クレジット期間については、有効化審査のために DOE へ CDM-PDD を提出する時点で入手可能な、既に建設されている発電所に関する最新情報に基づいて、BM 排出係数を事前 (*ex ante*) に算定する。
- (ii) 第一クレジット期間では、CDM プロジェクトによる発電の開始年から毎年データを更新しながら事後的 (*ex post*) に算出する。また、第二クレジット期間以降については、上記 (i) のデータを用いて事前 (*ex ante*) に算出する。

②BM 排出係数の算出

BM 排出係数は、発電データが入手可能な最も最近の年 y における全ての発電所 m の発電量加重平均排出係数 (tCO_2/MWh) であり、次のように算定される

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

ここで：

パラメータ	単位	内 容
$EF_{grid,BM,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年におけるビルド・マージン CO ₂ 排出係数
$EG_{m,y}$	MWh	y 年に発電所 m からグリッドに供給される発電電力量
$FE_{EL,m,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年における発電所 m の CO ₂ 排出係数
m		ビルド・マージン算定に含まれる発電所 m
y		発電電力量データが入手可能な直近の年

BM 排出係数の算出結果を表－4.4.4 に示す。

表－4.4.4 BM に関する総発電電力量と排出量（2007 年）

No.	Name of plant	Date of commissioning	Capacity	Technology	A	B	C=A*B
					Generation GWh	Fuel,m,y tCO ₂ /MWh	ktCO ₂
1	Đai Ninh	Dec-07	150	Hydro	0	-	-
2	Quang Tri	Nov-07	64	Hydro	64	-	-
3	Se San 3A	May-07	108	Hydro	345	-	-
4	Cà Mau	Apr-07	500	Gas/ GT	691	0.6066	419
5	Cái Lân	Mar-07	6x6.5	FO/ST	81	1.0236	83
6	Srokphumiêng	Jan-07	51	Hydro	252	-	-
7	Uông Bí 2	Dec-06	300	Coal/STI	520	1.1308	588
8	Sê San 3	Jul-06	260	Hydro	1,130	-	-
9	Cao Ngan	May-06	115	Coal/STI	445	1.1308	503
10	Na Duong	Apr-05	100	Coal/ST	744	1.1308	841
11	Phú Mỹ 2.2	Oct-04	763	Gas/GT	5,004	0.3694	1,848
12	Phú Mỹ 4	Sep-04	565	Gas/GT	3,210	0.4295	1,379
13	Formosa	Mar-04	150	Coal/STI	1,113	0.9341	1,040
Total Generation of plants in BM calculation					13,599	Total emission	6,701
Total Generation of the Vietnam electricity grid					65,675		
20% of total generation of Vietnam electricity grid					13,135		

2007年において、総発電電力量の20%以上を占める直近に建設された26の発電機（13発電所）による発電量は、13,599GWhである。（排出計算ツールのガイダンスに従って総発電電力量を算出した場合、13,135GWhである）これらの発電所によるCO₂排出量は、6,701 ktCO₂である。

$$EF_{grid,BM,y} = 6,701 \div 13,599 = \underline{0.49279 \text{ tCO}_2/\text{MWh}}$$

したがって、BM 排出係数は、0.49279 tCO₂/MWhと算定される。

（3）コンバインドマージン（CM）排出係数の算出

CM排出係数は、OM及びBMの加重平均により算定される。第一クレジット期間におけ

るデフォルト値は、 $w_{BM} = w_{OM} = 0.5$ である。

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

ここで：

パラメータ	単位	内 容
$EF_{grid,CM,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年の CMCO ₂ 排出係数
$EF_{grid,OM,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年の OMCO ₂ 排出係数
$EF_{grid,BM,y}$	tCO ₂ /MWh	y 年の BMCO ₂ 排出係数
w_{OM}	%	OM 排出係数の重み係数（デフォルト値は 50%）
w_{BM}	%	BM 排出係数の重み係数（デフォルト値は 50%）

$$EF_y = 0.5 \times 0.64293 + 0.5 \times 0.49279 = \underline{\underline{0.56786 \text{ tCO}_2/\text{MWh}}}$$

したがって、ベトナム国家電力グリッドにおける CO₂ 排出削減係数は、**0.56786 tCO₂/MWh**である。

（４）ベースライン排出量

（３）の結果に基づき、ベースライン排出量は次のとおり算出される。

$$BE_y = EG_y (\text{MWh}) \times EF_y (\text{tCO}_2/\text{MWh})$$

ここで：

パラメータ	単位	内容
BE_y	tCO ₂	y 年のベースライン排出量
EG_y	MWh	y 年にグリッドに供給される発電電力量
EF_{gy}	tCO ₂ /MWh	y 年の CO ₂ 排出係数

$$BE_y = 18,800 \times 0.56786 = \underline{\underline{10,676 \text{ tCO}_2}}$$

したがって、ベースライン排出量は、**10,676 tCO₂**である。

4. 5. 2 リークエージ

AMS-I.D.Version14によると、本提案プロジェクトに関しては、以下の理由によってリークエージ排出量は0とみなされる。

- エネルギー生成装置が他の活動から移送してきたものではない。
- 本プロジェクトの発電にバイオマス残渣を用いない。

したがって、 $L_y = 0$ である。

4. 5. 3 プロジェクト排出量

AMS-I.D.Version14 では、プロジェクト排出削減量の算定を必要としない。したがって、この場合、排出削減量の算定に考慮しなくてよい。

したがって、 $PE_y = 0$ である。

4. 5. 4 本プロジェクトにおける温室効果ガス削減量

y 年における温室効果ガス削減量 ER_y は、ベースライン排出量 BE_y 、本プロジェクト排出量 PE_y 及びリーケージ L_y の差で求められる。排出削減量は、次のように算定される。

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

ここで：

パラメータ	単位	内 容
ER_y	tCO ₂ /年	y 年の排出削減量
BE_y	tCO ₂ /年	y 年のベースライン排出量
PE_y	tCO ₂ /年	y 年のプロジェクト排出量
L_y	tCO ₂ /年	y 年のリーケージ

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_y - PE_y - L_y \\ &= 10,676 \text{ tCO}_2 - 0\text{tCO}_2 - 0\text{tCO}_2 \\ &= 10,676 \text{ tCO}_2 \end{aligned}$$

したがって、本プロジェクトにおける温室効果ガス削減量は、10,676 tCO₂である。

4. 6 モニタリング計画

4. 6. 1 モニタリング項目

ベトナムにおける水力発電プロジェクトに関する手順に従い、発電所の試験及び計測、管理方法は、ベトナム配電会社 (PC3) と結ばれる PPA において明確に決定される。しかし、本プロジェクト事業者は、PC3 とまだ PPA を結んでいないため、モニタリング計画の詳細を完全に定めることは出来ない。

ただし、モニタリングは、本プロジェクトで適用する AMS-I.D.Version14 及び MOIT による 2006 年 10 月 16 日付文書 No.37/2006/QD-BCN に従って行われ、以下の項目に関するモニタリングが必要となる。

- ・ 本プロジェクト活動によりグリッドへ供給される実質発電電力量の電力量計による計測
 - 電力量計は連続的に計測され、1ヶ月に1度は記録を取る必要がある。
 - 計測結果は、電力販売記録とのクロスチェックを行う。
 - 所内電力等のために逆にグリッドから供給される電力量についても考慮し、実質発電電力量の計測に反映させる。

- ・ 化石燃料が用いられる場合、化石燃料による発電量を実質発電電力量から差し引くため、用いる化石燃料の種類の特定制及び燃料消費量の計測
 - 本プロジェクトでは、バックアップ用電源に関してもバッテリー式のものをを用いるため、化石燃料の使用は想定されない。

4. 6. 2 モニタリングに関する管理体制

CDM プロジェクト活動で要求されるモニタリング及び報告を適切に行うため、プロジェクト地点において CDM コーディネーターを任命する。CDM コーディネーターは、次の活動を管理・監督する。

- ・ データ収集及び計測器の校正
- ・ 検証作業に必要な排出削減量及びモニタリングレポートの作成

CDM コーディネーターは、適切にデータを収集し、データに誤りがないことを保証することに対して責任を負う。モニタリングに関する管理体制図を図－4.5.1 に示す。



図－4.5.1 モニタリングに関する管理体制

なお、本プロジェクトオーナーは、Dak Me 1 発電所の運転及び維持管理に関して、運転作業員が技術を取得するための研修を計画している。研修は、近隣にある本水力発電所と同

規模の水力発電所において実施する予定である。

4. 6. 3 モニタリング計測器及び品質管理

- ・ グリッドに供給する電力は、グリッドへ接続する地点に設置し、密閉されており、校正されている電力計を使用して計測する。バックアップ用の計測器をメイン計測器が故障した場合に備えて設置する。
- ・ EVN 或いは MOIT で用いられる技術標準手順に従い、計測器は、定期的に適切に再校正しなければならない。計測器に規格外或いは問題が生じた場合は、適正評価手続きにより訂正されなければならない。
- ・ 全てのメーターの計測に不備が生じた場合、実質発電電力量は、総発電電力量から本プロジェクト地点における消費電力量を引いた値で算出される。
- ・ 測定記録は一貫性を保証して保持される。全てのデータは運転管理責任者の下、モニタリングスタッフによって保存される。紙媒体による記録と電子データによる記録を保管する。全ての記録を第一クレジット期間終了後最低 2 年間は保管する。

4. 7 環境影響

4. 7. 1 環境影響評価制度の概要

ベトナムでは、2005 年に環境保護法が全面的に改定され、環境影響評価（EIA）制度に加え、戦略的環境評価（SEA）と環境保護確約が導入された。SEA とは、個別の事業を対象とする従来の EIA を政策やプログラム、計画、また個別事業の上位計画である地域計画などにおける環境影響を評価する手法である。

また、旧環境保護法においては、環境影響評価対象事業が必ずしも明確ではなかったが、今回の法改正によって、法レベルでは初めて EIA 報告書が必要な事業が明確化された。

具体的には、2006 年 8 月策定された「環境保護法の実施細則及び指針に関する政令」（Decree No.80/2006/ND-CP）の附属書 I において、102 の事業リストが定められ、規模に関らず EIA が必要となる事業や、一定の条件を超えたもののみに適用される事業についての詳細が規定された。さらに、2006 年 10 月 MONRE による「戦略的環境評価・環境影響評価・環境保護確約のための指針を規定する通達（No.08/2006/TT-BTNMT）において、EIA 報告書の作成に係る必要情報や書式等が詳細に規定された。

新環境保護法により、EIA 報告書の審査は、事業規模や対象となる事業分野の数等に応じて、MONRE、省、中央直轄市の天然環境資源局（DONRE）が担当することとなっている。

4. 7. 2 本プロジェクトに適用する環境影響評価

上述の「環境保護法の実施細則及び指針に関する政令」並びに「戦略的環境評価・環境影響評価・環境保護確約のための指針を規定する通達」によると、本プロジェクトは、事業種類 No.31「水力発電プラントに関する事業」に該当する。1,000,000m³以上の貯水容量を持つ水力発電所は、EIA 報告書を作成しなければならないが、本プロジェクトの貯水容量は127,000m³であり、上記の数値を下回るため、EIA 報告書を作成する必要はない。

ただし、本プロジェクトには、環境保護確約が必要となる。環境保護確約の対象となる事業は、「家内工業として行われる製造業、個人商店・サービス施設、及び SEA, EIA 対象事業以外の事業」であり、本プロジェクトは、これに該当する。

環境保護確約書は、県レベルの人民委員会に登録される。環境保護確約の内容は、次のとおりである。

- ① 実施場所
- ② 生産・経営・サービスの業種や規模、使用する原料や燃料
- ③ 発生する各種廃棄物（固形廃棄物、排水、排ガス）
- ④ 廃棄物の削減措置や処理の実施と、環境保護に関する法規定の厳格な遵守の確約

本プロジェクトは、以下のとおり関係機関への登録を完了している。

- ・ 本プロジェクトオーナーは、2007 年 7 月 20 日付文書 No.46/BC-TN&MT によって Dam Rong 県人民委員会に認証された本プロジェクトの環境保護確約評価報告書を受領している。Dam Rong 県人民委員会は、将来に渡る本プロジェクトの環境保護活動を期待している。
- ・ 本プロジェクトオーナーは、2007 年 8 月 13 日付文書 the Decision No.13/XN-UBND によって Dam Rong 県人民委員会に登録された本プロジェクトの環境保護確約承認書を受領している。本プロジェクトの環境保護活動において求められる行動が、次のとおりである。
 - 本プロジェクト期間を通じて、環境影響に関するモニタリングを自主的に行うこと。データは更新し、保管すること。
 - プロジェクト期間中、適切な技術と管理措置を行うこと。環境に対してマイナスの影響を与えないこと。
 - 認証された確約文書から変更がある場合は、書面により通知し、Dam Rong 県人民委員会による書面による合意を受けた後でなければ実施出来ない。
 - 環境保護確約の認証を受けた日から、本プロジェクト地点における環境の変化に関する年次報告書を毎年作成し、規定に従い、Dam Rong 県人民委員会及び DONRE に提出すること。

4. 7. 3 環境保護確約の概要と対応策

環境保護確約の概要は次のとおりである。

1. プラスの影響

本プロジェクトは、対象地域における労働力に関して新規雇用を創出し、地元住民が地域経済の開発に関して、新しい技術と製造過程を学ぶ機会を提供する。

本プロジェクトは、本プロジェクト地域、特に Lam Dong 省の新しい交流、経済開発を創出する。

調整池の形成は、対象地域の自然状態に影響を与える。ミクロ的な気候変動を生み出し、緑化地域が形成される。

2. マイナスの影響

道路、付属構造物、主要構造物の建設により、建設地域における土地資源に影響を与え、土地に変化をもたらす。

固形、液状、塵芥、騒音といった大量のゴミが発生する。これらは対象地域の自然環境及び生態系に影響を与える。

3. マイナスの影響を克服するための方法

a. 土地に関して

土地に与える影響を最大限削減し、対象地域の再形成を行うため、付属地域、一時的な小屋、ゴミ処理場の詳細な計画を立てる。

b. 水資源に関して

作業員の住居地域において下水道、排水集水システムを設計する。

c. 気候に関して

煤煙、塵芥、騒音を削減するために適切な建設機械を選定し、適切な場所においてゴミの収集、輸送、管理を行う。

機器や資材の輸送及び建設作業期間中において労働安全と環境衛生に関する規則を定める。

d. 生態系に関して

失われた森林の早期回復と土地の再形成のために森林緑化の計画を実行する。

Dak Me 1 水力発電所の如何なる建設も、本プロジェクト地域の自然環境及び社会環境に影響を与える。影響と被害の拡大は、本プロジェクトによってもたらされる利益によって補償される。次の環境に関する観点に従って、本プロジェクトオーナーは、マイナスの影響の回避と削減に努める。

- ・ 環境に対する被害を最小限にする
- ・ 移転する住民を最小限にする

- ・ 対象地域は、プロジェクトの計画を変更しやすいようにする
- ・ 対象地域は、本プロジェクト完了後に再生可能にすること

本プロジェクトは、小規模の調整池建設を伴う小規模水力発電プロジェクトであるため、環境に与える影響は少ない。本プロジェクトにおいて、2世帯の移転及び16世帯の一部農地転用を伴うが、本プロジェクトオーナーは、法律と基準に従い、住民に対して農地の転用と移転に関する補償を行っている。

4. 8 利害関係者のコメント

4. 8. 1 プロジェクトサイト周辺地域住民からのコメント

2008年8月2日に、Lam Dong 省, Da Long 県, Dam Rong 村でベトナムにおける CDM プロジェクト及び発電投資開発に関する規則に従い、公聴会が行われた。次の団体に所属する住民が出席した。

- ・ Da Long 村人民委員会代表者
- ・ Da Long 村関連主要組織代表者
- ・ Da Long 村住民代表者
- ・ プロジェクトオーナー

本プロジェクトオーナーは、公聴会に参加してもらうため、自ら上記の利害関係者を訪問し、招待状を渡している。また、公聴会を通じて技術的な言葉を用いず、ベトナム語で地元住民にプロジェクト概要の説明を行った。

全ての参加者が、本プロジェクトが、少数民族地域の遠隔山間地における持続可能な社会経済開発にプラスの影響を与えて貢献することを同意した。参加者は皆、本プロジェクトの支援を表明した。

4. 8. 2 地方自治体、関係機関等からのコメント

地方自治体、関係機関等からの公式支援意見は次のとおりである。

Lam Dong 省人民委員会(地方自治体最上位機関)は、2009年6月5日付で No.3820/UBND により本プロジェクトを CDM プロジェクト活動として支援することを表明し、次のように結論を出して DONRE による 2009年6月1日付要求書 No. 443/TN&MT を承認した。

- ・ Dak Me 1 水力発電プロジェクトは、CDM プロジェクト開発に関する MONRE の案内文書 No.10/2006/TT-BTNMT に記載されているように、社会経済要求を保証し、地域の持続可能な発展及び環境保護に貢献することが可能である。

- ・ Dam Rong 県人民委員会（Dam Rong 県における最高機関）は、次のように結論を出し、2009 年 5 月 13 日付 文書 No.251/UBND で述べられているように、本プロジェクトを CDM プロジェクト活動として支援することを表明した。本プロジェクトは、CDM プロジェクトの全ての基準を満たし、当該省及び県の持続可能なエネルギー開発計画に従って適切な技術を適用する。

したがって、全ての関係する利害関係者が本プロジェクトを CDM プロジェクトとして支援することを強く表明した。

4. 8. 3 プレバリデーションに伴う現地対応時の利害関係者からのヒアリング

本プロジェクトの有効化審査に伴う現地対応にあたり、関係者を訪問し、インタビュー方式によるコメント収集を行った。

○ Dam Rong 県へのヒアリング

日時：平成 21 年 12 月 1 日（月） 14:30～15:30

先方協議者：Mr.Thuong（人民委員会委員長）、Mr.Hoi（人民委員会副委員長）、他 1 名

内容：本事業についてのコメントを確認した。

- ・ 本事業は、以下の理由から歓迎している。
 - マイナスの影響が少ない。
 - 環境への対策がしっかりしている。
 - 補償内容がしっかりしている。
 - 再生可能エネルギーである。
 - 当該地域で最初の水力発電所であり、地域の発展に繋がる。
 - 雇用の創出に繋がる。（現在、当該地域の住民 200 人程度がマレーシアに出稼ぎしている模様。）
 - 将来、観光開発も検討している。
 - 新規の道路が建設され、利便性が向上する。

4. 9 持続可能な開発に貢献する事項

4. 9. 1 国家の持続可能な開発への貢献

- ・ 近年、ベトナム国は、電力消費需要に関して高い成長率（年 13%以上）を遂げており、多数の地域／省において電力の供給不足が生じている。本水力プロジェクトは、電力

供給不足及び電力需要と供給間の不均衡を減少させることに貢献する。

- ・ ベトナム国では、総電力量の 50%以上が火力発電所における化石燃料（石炭、石油、ディーゼル、ガス等）の燃焼によって発電されている。本提案プロジェクトにより、火力発電所における化石燃料燃焼によって供給される電力の一部を代替することが可能となり、CO₂、SO_x 及び NO_x の排出を削減し、大気汚染を軽減させる。

4. 9. 2 対象地域の持続可能な開発への貢献

- ・ 本プロジェクト活動は、建設工事期間中に地域住民へ雇用機会を創出し、また、営業運転期間中に常用の雇用機会を提供する。
- ・ 本プロジェクトは、遠隔農村地域に位置しており、そのため、本プロジェクト活動は、最低水準である Da Long 村のインフラシステムの質を向上させることに直接貢献する。また、アクセスを便利にするための道路建設が行われ、周辺農地へのアクセスが向上する。
- ・ 安定した電力を供給することにより、本プロジェクト活動が、対象省の近代化過程を促進させ、対象省における観光及びサービス並びに伝統的な地域産業の利便性の向上が期待できる。
- ・ 本プロジェクトは、国家電力グリッドへ供給する Dak Me 1 水力発電所と併せて全長 20km に渡る 35kV 送電線を新設する。Dak Me 1 水力発電所は、電力損失を削減し、対象省及び県へ供給する電力の質を向上させることに間接的に貢献する。

第5章 プロジェクト事業化

5. 1 プロジェクト費用

5. 1. 1 イニシャルコスト

本プロジェクトのイニシャルコストを以下に示す。本プロジェクトの建設コストは、「3. 6 建設コスト」に示すとおりである。

・ 総投資コスト	540 百万円
建設コスト	339 百万円
その他のコスト	201 百万円
✧ SPC 設立費用	
✧ CDM 開発費用	
✧ 機器コスト	

5. 1. 2 運営コスト

本プロジェクトに伴う運営コストは、MOIT による発電プロジェクトへの投資分析に関する 2007 年 6 月 13 日付 Decision No.2014/QD-BCN に従い、ベトナムにおける一般的な水力発電所の運営コストは、建設コストの 1%と考え、5,400 千円／年と算定した。

5. 2 資金計画

5. 2. 1 プロジェクト期間およびクレジット獲得期間

ベトナムでは、MOIT による発電プロジェクトへの投資分析に関する 2007 年 6 月 13 日付 Decision No.2014/QD-BCN において、30MW 以下の水力発電所のプロジェクト期間は、20～40 年間で評価することが定められている。当該プロジェクトは、同ガイドラインの中間年にあたる 30 年をプロジェクト期間として採用した。

また、クレジットの獲得期間には、更新可能なクレジット期間（7 年×最大 3 回）と固定クレジット期間（10 年）がある。前者は最長 21 年間のクレジットが獲得出来る可能性があるものの、プロジェクト活動の環境が変化して更新時に登録が認められないなどのリスクがある。一方、後者は前者よりも 3 年長い 10 年間のクレジットを獲得可能であることがメリットである。

本プロジェクトは、水力発電所を建設・運営するものであり、比較的安定した事業であると考えられる。したがって、クレジット期間は更新可能な 7 年で申請を行い、プロジェクト期間である 21 年まで CER を取得することを想定している。

5. 2. 2 プロジェクト開始日

プロジェクト開始日 (Starting Date) は、発電所やダムなど主要構造物の建設工事の契約日である 2009 年 4 月 1 日である。プロジェクト開始日が 2008 年 8 月 2 日以降であることから、「Guideline on the Demonstration and Assessment of Prior Consideration of the CDM」に基づき、所定の様式を用いて CDM 理事会 (2009 年 9 月 24 日) およびベトナム政府 (2009 年 9 月 26 日) に通知を行った。CDM 理事会の通知については、同理事会ホームページに掲載されている。また、Prior CDM の証拠書類として以下の 2 点についても確認した。

- ① 建設開始前にプロジェクト投資者が CDM を考慮していることを示す取締役会資料
- ② 建設開始前に CDM コンサルタントと CDM 手続きを進めることを示す覚書

5. 2. 3 プロジェクトの資金

本プロジェクトの開発を行っている Dak Me Hydroelectric Joint Stock Company (HDM) 社は、Dak Me 地点の水力発電事業を行うために設立された SPC である。

本プロジェクトにおいて、発電所建設の総事業費 (約 5.4 億円) のうち 22% (約 1.2 億円) は HDM 社からの出資であり、残りの 78% (約 4.2 億円) はローカル銀行 (Vietcom Bank) から融資を受けている。2009 年 8 月 29 日にローカル銀行と融資契約を締結済みである。

5. 3 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施体制を図-5.3.1 に示す。

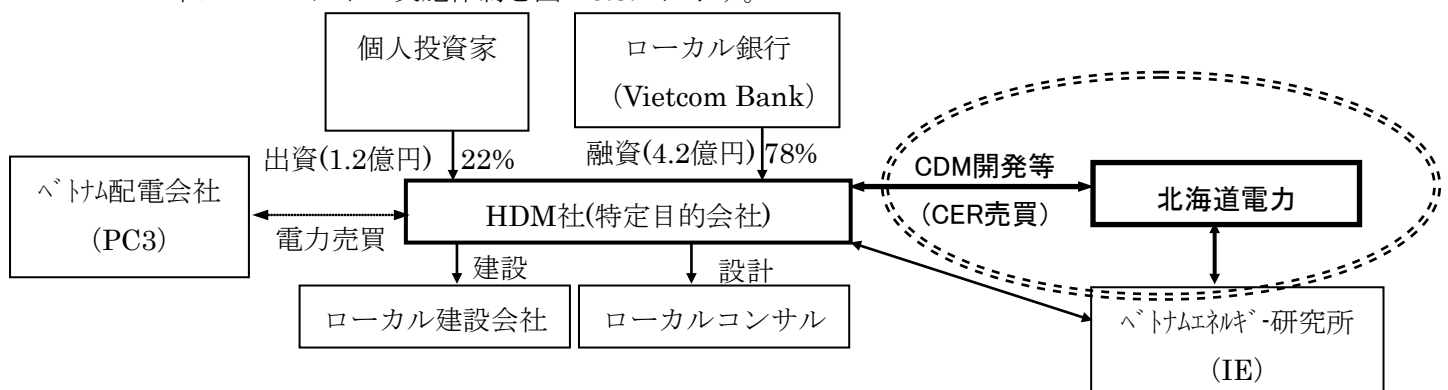


図-5.3.1 プロジェクト体制図

5. 4 プロジェクトの実施スケジュール

本プロジェクトの実施スケジュールを下表に示す。

表－5.4.1 プロジェクト実施スケジュール

	作業項目	2009 年	2010 年	2011 年
1	PDD 作成			
2	仮有効化審査			
3	有効化審査			
4	両国政府承認			
5	CDM 理事会登録			
6	排出権買取契約			
7	PPA 締結			
8	建設工事			
9	運転開始			

 : 実施済

 : 実施予定

5. 5 プロジェクトの実現性

5. 5. 1 前提条件

(1) 売電単価

本プロジェクトでは、CER の他に売電収入があり、その単価はベトナム配電会社 (PC3) との PPA に基づき定められる。

売電単価は、MOIT による発電プロジェクトへの投資分析に関する 2007 年 6 月 13 日付 Decision No.2014/QD-BCN に従い、雨季と乾季でそれぞれ価格が決定される。本プロジェクトにおいては、PC3 との事前合意における価格交渉及び他の類似案件において締結した売電単価を参考に、693VND/kWh という価格を設定した。

以上のことを踏まえて、本プロジェクトでは、売電単価を 30 年間の固定相場で 693VND/kWh の 0～±10%まで 5%刻みで価格を変動させて事業性を評価することとした。

(2) 温室効果ガス削減量

本プロジェクトに伴う温室効果ガス削減量は、「4. 4. 4 本プロジェクトにおける温室効果ガス削減量」に記載のとおり年間 10,676tCO₂で、プロジェクト期間である 21 年間

の合計で、約 22.4 万 t CO₂ の温室効果ガス削減効果が得られる。

(3) 税金等

本プロジェクトに関する税金、物価上昇率等の前提条件を表－5.5.1 に示す。

本プロジェクト事業者は、ベトナム財務省（MOF）が定める法人所得税法 2007 年 2 月 14 日付 Decree No. 24/2007/ND-CP 及び 2007 年 11 月 23 日付 Circular No. 134/2007/TT-BTC による法人所得税法の実施細則によると、「政府が推進する投資優遇事業・分野に投資し、かつ経済的・社会的に特別に困難な地域にある企業」に該当するため、法人税優遇措置が適用可能である。

また、ベトナムの物価は、表－5.5.2 に示すとおり、毎年着実に上昇しており、実質経済成長率（GDP）の長期予測（2007 年～2050 年）を見ても、9.8%と非常に高い。したがって、ベトナムの他の類似 CDM プロジェクトも参考にし、本プロジェクトの運営コストに関して毎年の物価上昇率を 3%に設定した。

表－5.5.1 税金等の前提条件

No.	項 目	単位	値	備 考
1	法人税 ・最初の 4 年間 ・次の 10 年間 ・次の 1 年間 ・残りの期間	%	0 5 10 28	法人税優遇措置
2	天然資源税	%	2	
3	CER 販売手数料	%	1.2	
4	物価上昇率	%	3	
5	換算レート（円⇄USD）	円/USD	108	2008 年 6 月換算レート
6	換算レート（VND⇄USD）	VND/USD	16,500	2008 年 6 月換算レート
7	換算レート（EUR⇄USD）	EUR/USD	1.55	2008 年 6 月換算レート
8	減価償却期間	年	20	ベトナムにおいて広く普及している一般的慣習

表－5.5.2 ベトナムのインフレ率及び昇給率（2004～2008 年）

(%)	2004	2005	2006	2007	2008	5 ヶ年平均
インフレ率	9.5	8.4	6.6	12.6	19.9	11.4
昇給率	7.4	8.5	12.5	11.5	18.3	11.6

(出所：JETRO)

5. 5. 2 内部収益率（IRR）

本プロジェクトの IRR の算出結果を表－5.5.3 に示す。プロジェクト期間は、MOIT による発電プロジェクトへの投資分析に関する 2007 年 6 月 13 日付 Decision No.2014/QD-BCN に従い、ベトナムにおける一般的な水力発電所運転期間として 30 年とし、CER 価格を CER 無しのケース及び市場の価格変動を考慮し、8EUR/tCO₂～16 EUR/tCO₂ まで 2EUR/tCO₂ 刻みで変動させたケースで検討を実施した。また、売電価格についても「5. 5. 1（1）売電単価」に記載のとおり売電単価を 30 年間の固定相場で 693VND/kWh の 0～±10% まで 5%刻みで価格を変動させて検討を行った。

ここでの IRR による収益性評価は、投資の的確性を判断するための指標として算出するものであるため、金利及び借入金返済を考慮しないプロジェクト IRR の値を用いる。IRR の算出期間は、プロジェクト期間である 30 年間とする。

表－5.5.3 各ケースのプロジェクト IRR

CER 価格 (EUR/tCO ₂)	売電単価 (VND/kWh)				
	623.7 -10%	658.35 -5%	693 0%	727.65 5%	762.3 10%
CER 無し	8.86%	9.55%	10.23%	10.90%	11.56%
8	11.03%	11.69%	12.35%	13.00%	<u>13.64%</u>
10	11.56%	12.23%	12.88%	<u>13.52%</u>	<u>14.16%</u>
12	12.10%	12.75%	<u>13.40%</u>	<u>14.04%</u>	<u>14.67%</u>
14	12.63%	<u>13.28%</u>	<u>13.92%</u>	<u>14.56%</u>	<u>15.18%</u>
16	13.16%	<u>13.81%</u>	<u>14.44%</u>	<u>15.07%</u>	<u>15.69%</u>

本プロジェクトは、表－5.5.3 より CER が無いケースでは、IRR が 8.86～11.56%であり、2008 年 5 月当時の銀行の金利が 13.2%であることから、ローカル銀行から融資を得るのは難しいことが分かる。一方で、上記の表の下線のとおり、売電単価並びに CER 価格が上昇すると、IRR がローカル銀行の金利 13.2%を超えることから、事業として成立することが可能に成り得る。

以上のことから、本プロジェクトは、売電価格の協議や CER 価格の動向にはよるものの、CDM として実施できる可能性があることが分かった。

5. 5. 3 投資回収年数

「5. 5. 2 内部収益率（IRR）」で検討した CER 価格及び売電価格毎の投資回収年を表－5.5.4 に示す。

投資回収年は、事業収支が黒字に転換した年で下式に基づいて算出した。なお、事業税については、「5. 5. 1 (3) 税金等」で適用した数値を用いている。

$$\text{事業収支} = \text{事業収入} - \text{ランニングコスト} - \text{減価償却} + \text{CER} - \text{事業税} - \text{借入金返済}$$

算出結果より、CER 価格の設定に応じて、投資回収年が 2～3 年短縮される。また、CER 無のケースでは、投資回収に 8～10 年の期間が必要であるが、水力発電事業は売電に伴う収入が得られることから一定の期間で投資回収が可能なが分かる。また、表-5.5.4 の下線のとおり、売電単価並びに CER 価格が上昇すると、投資回収年が第一クレジット期間である 7 年以下となり、クレジットの更新リスクを考慮できる結果が得られるため、一定の事業性があると評価できる。

表-5.5.4 各ケースの投資回収年

CER 価格 (EUR/tCO ₂)	売電単価 (VND/kWh)				
	623.7 -10%	658.35 -5%	693 0%	727.65 5%	762.3 10%
CER 無し	10	9	9	8	8
8	8	8	8	<u>7</u>	<u>7</u>
10	8	8	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>7</u>
12	8	7	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>7</u>
14	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>6</u>
16	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>7</u>	<u>6</u>	<u>6</u>

5. 6 今後の課題・見通し

本プロジェクトについては、「5. 5 プロジェクトの実現性」において検討したとおり、概ね売電単価が 693VND/kWh 以上で、CER 価格が 12EUR/tCO₂ の場合に比較的事業性があることが分かった。

また、本プロジェクト事業者によりローカル銀行との融資契約を締結し、建設が開始しているため、事業化の見込みは高いと考えられる。

しかしながら、本事業には以下の課題があることから、これらの課題について今後対応を行い、本事業の評価精度を高め、事業実施に向けて推進していく計画である。

(1) 売電単価

本プロジェクトは、水力発電事業であり、売電は本プロジェクトにおいて大きな収入源で

ある。売電価格は PC3 との価格交渉に基づいて定められるものであり、発電所の営業運転開始前に PPA が締結されるため、PC3 と売電単価の事前協議を行う必要がある。

（２）建設スケジュール

「４．３ ベースラインシナリオの設定及び追加性の証明」に記載のとおり、本プロジェクトの主要な建設工事及び機器に関する契約はほぼ締結されており、既に建設工事に着工し、作業が進められている。今後は、建設工事の進捗状況を逐次確認し、作業スケジュールの変更による発電所営業運展開始時期を見極め、年間発電電力量及び獲得クレジット量の動向について検討する必要がある。

第6章 プレバリデーションの概要

6. 1 プレバリデーションの業務内容

本プロジェクトのプレバリデーションを DNV（Det Norske Veritas）に依頼した。主要な審査作業は以下の通りである。これらの作業を通じて、PDD および関連資料の審査が行われた。

- ・ パブリックコメントの収集（平成 21 年 10 月 22 日～11 月 20 日に実施）
- ・ ディスクレビュー
- ・ 現地審査（平成 21 年 12 月 1 日～2 日に実施）

審査開始時に提出した主な書類は、以下の通りである。

- ・ PDD
- ・ IRR 計算シート
- ・ CER 計算シート
- ・ FS レポート（抜粋版）
- ・ 建設工事の契約書
- ・ HDM 社の取締役会資料
- ・ 環境影響評価に関する資料（抜粋版）
- ・ ステークホルダーコメント収集に関する資料

現地調査における訪問・対応機関は以下の通りである。また、これらの機関のほか、プロジェクトサイトの視察も行われた。

- ・ HDM（Dak Me Hydroelectric Joint Stock Company）
- ・ 北海道電力
- ・ 現地 CDM コンサルタント
- ・ 天然資源環境省（DNA）
- ・ Dam Long 県人民委員会

6. 2 プレバリデーションの結果

プレバリデーションの結果、DNV からいくつかの指摘事項があったが、概ね良好な結果であった。指摘事項の対応状況と併せて表-6.2.1 に示す。

表－6.2.1 DNV からの指摘事項および修正・対応内容

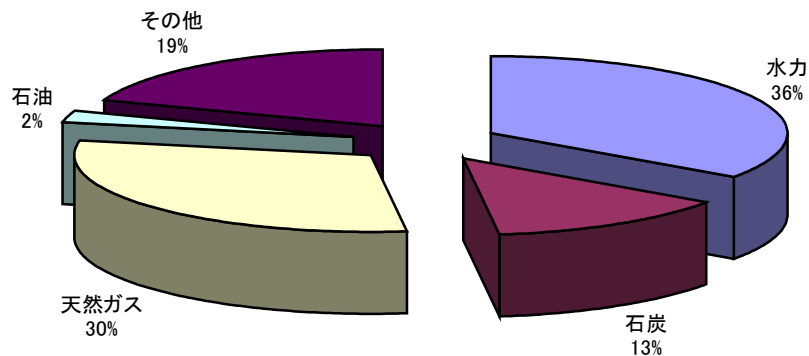
No.	指摘項目	指摘内容	対応状況
1	政府承認	ベトナム政府および日本政府の承認を得る必要がある。	今後、両国政府承認手続きを進める。
2	追加性	売電単価や投資コスト等の主要項目を対象に感度分析（±10%）を行っているが、DNV 独自の要求事項として、主要項目毎にベンチマークを超える IRR を得るために必要な値を分析し、その値になることは有り得ない理由を説明する必要がある。例）投資コストが-15%で本事業の IRR がベンチマークを超える場合には、投資コストが-15%になることはない理由を説明する。	PDD に記載した。
		CDM の活動表に、FS レポートの発行や主要機器の契約など、主要な活動の記載が不足しているので、追記が必要である。	PDD に追記した。
		追加性は、投資判断が行われた時期で立証する必要がある。	PDD を見直した。
		以下のバリアを証明するための証拠書類を提示する必要がある。 ・河川環境の変化（特に乾期）に伴う発電量の不確実性 ・売電単価が定まっていないことによる不確実性 ・雨期の洪水による損失	これらのバリアは一般論であるが、明確な証拠書類の入手が極めて困難であるため、PDD から記載を削除した。
3	モニタリング計画	電力量計の計測は、毎正時で行われるとあるが、方法論では連続的に行うことが要求されているので、見直しが必要である。	PDD を見直した。
		運転に伴う訓練や管理の方法を記載する必要がある。	PDD に記載した。
		電力量計の仕様を記載する必要がある。	今後、詳細な仕様を入手する。
		計測および報告に関する手順・体制の計画を記載する必要がある。	今後、詳細な計画を作成する。
4	その他	発電所には、バックアップや起動時の電源として化石燃料（ディーゼル発電）が用いられないことを記載する必要がある。	PDD に記載した。
		本事業の開発により、農地転用があることを記載する必要がある。	PDD に記載した。
		利害関係者のコメント収集時の案内方法を明記する必要がある。	PDD に記載した。

第7章 コベネフィットに関する調査

7. 1 背景

本プロジェクトは水力案件であることから、グリッドの化石燃料代替に伴う SO_x（硫黄酸化物）および NO_x（窒素酸化物）、煤塵の低減による大気質改善がコベネフィット効果として挙げられる。

ベトナムにおける燃料別発電電力量の割合は、図－7.1.1 に示す通りで、天然ガスが全体の 30%、石炭、石油が 15%を占めている。石炭および石油を燃焼することで SO_x および NO_x、煤塵が排出され、天然ガスは硫黄分や窒素分等がないものの、燃焼時に大気中の窒素分を取り込むことから NO_x が排出される。また、その他の 19%には廃熱利用や中国からの輸入電力が含まれており、これらからの電力からも一定の SO_x および NO_x、煤塵が排出されている。



図－7.1.1 ベトナムの燃料別発電電力量の割合 (2008 年)

(出所：IE 提供資料)

7. 2 ベトナムにおける環境汚染対策等効果の評価

(1) コベネフィット定量評価マニュアル

コベネフィット定量評価マニュアル（第 1.0 版，平成 21 年 6 月）において，SO_x，NO_x，煤塵の排出削減量の評価方法は，以下のように示されている。

●SO_x の排出削減量の評価方法

【SO_x 排出削減量の算出式】

$$ER_{SO_x,y} = BE_{SO_x,y} - PE_{SO_x,y}$$

ここで

$ER_{SO_x,y}$	排出される硫黄酸化物の削減量 (ton/year)
$BE_{SO_x,y}$	ベースラインシナリオでの硫黄酸化物排出量 (ton/year)
$PE_{SO_x,y}$	プロジェクトラインシナリオでの硫黄酸化物排出量 (ton/year)

【ベースラインシナリオでの SOx 排出量の算出式（重量ベース）】

$$BE_{SO_x,y} = BFC_y * CR_{sulphur,fuel} / 100 * 64 / 32 * (1 - BDR / 100) * 10^{-3}$$

ここで

BFC _y	年間の燃料使用量 (kg / year)
CR _{sulphur,fuel}	燃料中の硫黄成分割合 (重量%)
BDR	施設による脱硫率

【プロジェクトラインでの SOx 排出量の算出式（重量ベース）】

$$PE_{SO_x,y} = PFC_y * CR_{sulphur,fuel} / 100 * 64 / 32 * (1 - PDR / 100) * 10^{-3}$$

ここで

PFC _y	年間の燃料使用量 (kg / year)
CR _{sulphur,fuel}	燃料中の硫黄成分割合 (重量%)
PDR	施設による脱硫率

【ベースラインシナリオでの SOx 排出量の算出式（容量ベース）】

$$BE_{SO_x,y} = BFC_y * CR_{unit} / 100 * 64 / 22.4 * (1 - BDR / 100) * 10^{-3}$$

ここで

BFC _y	年間の燃料使用量 (Nm ³ / year)
CR _{unit}	燃料中の硫黄成分割合 (容量%)
BDR	施設による脱硫率

【プロジェクトラインでの SOx 排出量の算出式（容量ベース）】

$$PE_{SO_x,y} = PFC_y * CR_{unit} / 100 * 64 / 22.4 * (1 - PDR / 100) * 10^{-3}$$

ここで

PFC _y	年間の燃料使用量 (Nm ³ / year)
CR _{unit}	燃料中の硫黄成分割合 (容量%)
PDR	施設による脱硫率

【定量評価に必要なデータの取得方法】

分類	データ項目	データ取得方法
ベースラインシナリオでの排出量計算に必要なデータ	燃料使用量	燃料使用量を計測
	燃料中の硫黄成分割合	燃料中の硫黄成分の割合データを入手
	施設による脱硫率	脱硫装置のスペック値を取得
プロジェクトラインシナリオ排出量計算に必要なデータ	燃料使用量	燃料使用量を推計
	燃料中の硫黄成分割合	燃料中の硫黄成分の割合データを入手
	施設による脱硫率	脱硫装置のスペック値を想定

●NOx の排出削減量の評価方法

【NOx 排出削減量の算出式】

$$ER_{NOx,y} = BE_{NOx,y} - PE_{NOx,y}$$

ここで

$ER_{NOx,y}$	排出される窒素酸化物の削減量 (ton/year)
$BE_{NOx,y}$	ベースラインシナリオでの窒素酸化物排出量 (ton/year)
$PE_{NOx,y}$	プロジェクトラインシナリオでの窒素酸化物排出量 (ton/year)

【ベースラインシナリオでの NOx 排出量の算出式】

$$BE_{NOx,y} = BE_{NOx,const} * 10^{-6} * BE_{volume,h} * h * 46 / 22.4 * 10^{-3}$$

ここで

$BE_{NOx,const}$	NOx 濃度(ppm)
$BE_{volume,h}$	乾き排出ガス量 (Nm ³ /h) ²³
h	施設の年間稼動時間 (h)

【プロジェクトラインでの NOx 排出量の算出式】

$$PE_{NOx,y} = PE_{NOx,const} * 10^{-6} * PE_{volume,h} * h * 46 / 22.4 * 10^{-3}$$

ここで

$PE_{NOx,const}$	NOx 濃度(ppm)
$PE_{volume,h}$	乾き排出ガス量 (Nm ³ /h)
h	施設の年間稼動時間 (h)

【定量評価に必要なデータの取得方法】

分類	データ項目	データ取得方法
ベースラインシナリオでの排出量計算に必要なデータ	NOx 濃度	排出される NOx 濃度を測定
	時間あたりの乾き排出ガス量	時間あたりの乾き排出ガス量を測定
	施設の年間稼動時間	施設の年間稼動時間を集計
プロジェクトラインシナリオでの排出量計算に必要なデータ	NOx 濃度	排出される NOx 濃度を推定
	時間あたりの乾き排出ガス量	時間あたりの乾き排出ガス量を推定
	施設の年間稼動時間	施設の年間稼動時間を推計

●煤塵の排出削減量の評価方法

【煤塵排出削減量の算出式】

$$ER_{Dust,y} = BE_{Dust,y} - PE_{Dust,y}$$

ここで

$ER_{Dust,y}$	排出されるばいじんの削減量 (ton/year)
$BE_{Dust,y}$	ベースラインシナリオでのばいじん排出量 (ton/year)
$PE_{Dust,y}$	プロジェクトラインシナリオでのばいじん排出量 (ton/year)

【ベースラインシナリオでの煤塵排出量の算出式】

$$BE_{Dust,y} = BE_{Dust,const} * BE_{volume,h} * h$$

ここで

$BE_{Dust,const}$	ばいじん濃度(g/m ³)
$BE_{volume,h}$	乾き排出ガス量 (Nm ³ /h)
h	施設の年間稼動時間 (h)

【プロジェクトラインでの煤塵排出量の算出式】

$$PE_{Dust,y} = PE_{Dust,const} * PE_{volume,h} * h$$

ここで

$PE_{Dust,const}$	ばいじん濃度(g/m ³)
$PE_{volume,h}$	乾き排出ガス量 (Nm ³ /h)
h	施設の年間稼動時間 (h)

【定量評価に必要なデータの取得方法】

分類	データ項目	データ取得方法
ベースラインシナリオでの排出量計算に必要なデータ	ばいじん濃度	排出されるばいじん濃度を測定
	時間あたりの乾き排出ガス量	時間あたりの乾き排出ガスを測定
	施設の年間稼動時間	施設の年間稼動時間を集計
プロジェクトラインシナリオでの排出量計算に必要なデータ	ばいじん濃度	排出されるばいじん濃度を推定
	時間あたりの乾き排出ガス量	時間あたりの乾き排出ガスを推定
	施設の年間稼動時間	施設の年間稼動時間を推計

(2) コベネフィット定量評価の検討

EVN への聞き取り調査の結果、ベトナムにおいては、火力発電所からの SO_x, NO_x, 煤塵の排出量に規制 (TCVN7440:2005) はあるものの、報告義務がなく、計測が行われていないことが分かった。そのため、コベネフィット定量評価マニュアルに基づく評価は困難である。

●ベトナム・ラムドン省における小規模水力発電事業調査 経済性分析(1/2)

基本想定

想定項目	値	出典
総出力(MW)	4	FSレポート
発電所稼働率100%の場合の発電電力量(MWh)	35,040	計算
発電所稼働率	54.20%	計算
総発電電力量(MWh)	18,990	FSレポート
所内電力&系統損失	1%	FSレポート
正味発電(販売)電力量(MWh)	18,800	計算
売電単価(VND/kWh)	693	FSレポート
維持管理(O&M)コスト(プロジェクトに対する割合)	1%	FSレポート
O&Mに関する毎年のインフレ率	3%	推定
プロジェクトコスト(billion VND)	96.800	FSレポート
kW当たりのコスト(million VND)	24.200	計算
減価償却(直線法: SLM)	5%	減価償却に関する法律
法人税		
-最初の4年間	0%	企業に関する法律
-次の10年間	5%	企業に関する法律
-次の1年間	10%	企業に関する法律
-残り15年間	28%	企業に関する法律
天然資源税	2%	再生可能エネルギーに関する法律
CER販売手数料	1.2%	CERに関する法律
排出係数	0.56786	算出
排出削減量(CERs)	10,676	計算
CER単価(USD/Ton)		
2009-2012	18.6	12 EURO
2013-	18.6	12 EURO
為替レート(USD=VND)	16,500	
為替レート(EURO=USD)	1.55	
為替レート(EURO=VND)	25,575	

●ベトナム・ラムドン省における小規模水力発電事業調査 経済性分析(2/2)

[illegible]

キャッシュフロー(CDM収益無)																																							
収入キャッシュフロー																																							
電力販売収入	PV	80.85			13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03
支出キャッシュフロー																																							
投資資本		96.80	41.00	55.80																																			0.00
O & M		46.05			0.97	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12	1.16	1.19	1.23	1.26	1.30	1.34	1.38	1.42	1.46	1.51	1.55	1.60	1.65	1.70	1.75	1.80	1.85	1.91	1.97	2.03	2.09	2.15	2.21	2.28					
天然資源税		7.82			0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	
税金優遇措置		42.98			0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.65	1.80	1.78	1.77	1.76	1.74	3.09	3.07	3.06	3.04	3.02	3.01	2.99	2.97	2.95	2.94				-4.84	
公正価値																																							
計	PV	92.93	41.00	55.80	1.23	1.26	1.29	1.32	1.69	1.72	1.76	1.79	1.82	1.86	1.89	1.93	1.97	2.01	2.37	3.57	3.60	3.63	3.67	3.70	5.09	5.13	5.17	5.21	5.25	5.29	5.34	5.38	5.43	0.64					
バランス	IRR=	10.23%	-41.00	-55.80	11.80	11.77	11.74	11.71	11.34	11.31	11.27	11.24	11.21	11.17	11.14	11.10	11.06	11.02	10.66	9.46	9.43	9.40	9.36	9.33	7.93	7.90	7.86	7.82	7.78	7.73	7.69	7.64	7.60	12.39					
	NPV=	-12.08																																					
	B/C =	0.87																																					
	投資回収	9			-96.80	-85.00	-73.23	-61.49	-49.78	-38.44	-27.14	-15.86	-4.62	6.58	17.76																								
課税所得		240.18			6.96	6.93	6.90	6.87	6.84	6.81	6.77	6.74	6.70	6.66	6.63	6.59	6.55	6.51	6.46	6.42	6.37	6.33	6.28	6.23	11.02	10.97	10.91	10.86	10.80	10.74	10.68	10.62	10.55	10.49					
減価償却		96.80			4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
法人税	28%	67.25			1.95	1.94	1.93	1.92	1.91	1.91	1.90	1.89	1.88	1.87	1.86	1.84	1.83	1.82	1.81	1.80	1.78	1.77	1.76	1.74	3.09	3.07	3.06	3.04	3.02	3.01	2.99	2.97	2.95	2.94					
税金優遇措置	28%	42.98			0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.65	1.80	1.78	1.77	1.76	1.74	3.09	3.07	3.06	3.04	3.02	3.01	2.99	2.97	2.95	2.94					

キャッシュフロー(CDM収益有)																																		
収入キャッシュフロー																																		
電力販売収入			13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	13.03	
CER販売収入			3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28
計	PV	100.01	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30	16.30
支出キャッシュフロー																																		
投資資本		96.80	41.00	55.80																													0.00	
O & M		46.05			0.97	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12	1.16	1.19	1.23	1.26	1.30	1.34	1.38	1.42	1.46	1.51	1.55	1.60	1.65	1.70	1.75	1.80	1.85	1.91	1.97	2.03	2.09	2.15	2.21	2.28
天然資源税		7.82			0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
CER販売手数料		0.83			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
税金優遇措置		50.36			0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.49	0.49	0.49	0.49	0.97	2.70	2.69	2.68	2.66	2.65	3.99	3.07	3.06	3.04	3.02	3.01	2.99	2.97	2.95	2.94
公正価値																																		-4.84
Total	PV	94.16	41.00	55.80	1.27	1.30	1.33	1.36	1.89	1.92	1.96	1.99	2.02	2.06	2.09	2.13	2.17	2.21	2.73	4.51	4.54	4.58	4.61	4.65	6.04	5.13	5.17	5.21	5.25	5.29	5.34	5.38	5.43	0.64
バランス																																		
IRR=	IRR=	13.40%	-41.00	-55.80	15.04	15.01	14.98	14.95	14.41	14.38	14.35	14.32	14.28	14.25	14.21	14.17	14.14	14.10	13.57	11.79	11.76	11.73	11.69	11.66	10.26	7.90	7.86	7.82	7.78	7.73	7.69	7.64	7.60	12.39
NPV=	NPV=	5.85																																
B/C =	B/C =	1.06																																
投資回収	投資回収	7			-96.80	-81.76	-66.76	-51.78	-36.83	-22.42	-8.04	6.31	20.63	34.91	49.16																			
課税所得		308.16			10.20	10.17	10.14	10.11	10.08	10.04	10.01	9.97	9.94	9.90	9.86	9.83	9.78	9.74	9.70	9.66	9.61	9.57	9.52	9.47	14.26	10.97	10.91	10.86	10.80	10.74	10.68	10.62	10.55	10.49
減価償却		96.80			4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
法人税	28%	86.29			2.86	2.85	2.84	2.83	2.82	2.81	2.80	2.79	2.78	2.77	2.76	2.75	2.74	2.73	2.72	2.70	2.69	2.68	2.66	2.65	3.99	3.07	3.06	3.04	3.02	3.01	2.99	2.97	2.95	2.94
税金優遇措置	28%	50.36			0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.49	0.49	0.49	0.49	0.97	2.70	2.69	2.68	2.66	2.65	3.99	3.07	3.06	3.04	3.02	3.01	2.99	2.97	2.95	2.94