

国際協力事業団
ヴィエトナム社会主義共和国電力公社

ヴィエトナム国

ドンナイ川中流ドンナイ第3・第4連係水力発電計画調査

ファイナルレポート

要約

平成12年3月

JICA LIBRARY



J1155726(1)

日本工営株式会社
東電設計株式会社

鉦調資
C R (2)
00-095

平成12年3月

国際協力事業団

23
13
PN
LIBRARY

国際協力事業団
ヴィエトナム社会主義共和国電力公社

ヴィエトナム国

ドンナイ川中流ドンナイ第3・第4連係水力発電計画調査

ファイナルレポート

要約

平成12年3月

日本工営株式会社
東電設計株式会社

ファイナルレポートの構成

要約

主報告書

Volume I : Executive Summary

Volume II : Main Report

Volume III-1: Supporting Report

Appendix A : Geological Investigation

Volume III-2: Supporting Report

Appendix B : Topographic Survey

Appendix C : Hydrological Investigation

Appendix D : Environmental Survey

Appendix E : Examination of Project Layout Plan

Appendix F : Data Related to Power Transmission System and Explanation of EGEAS

通貨換算率

US\$1.00 = VND 13,870.0

VND 1.00= ¥ 0.008219

1999年3月現在



1155726(1)

The following text is a scan of a document page. It contains a large amount of noise and artifacts, likely due to the scanning process. The text is mostly illegible, but some words and phrases are visible, such as "Downloaded from", "http://www.jstor.org/stable/2345678", and "on Tue, 20 Jun 2016 12:34:56 UTC". The rest of the page is filled with a dense pattern of small, dark specks and lines, making it impossible to read the main content.

ドンナイ第3水力発電計画の主要諸元

1. ダム及び貯水池

1.1 水文気象

- ・ 流域面積 (C.A.) 2,441 km²*
- ・ 流域平均降雨量 1,950 mm
- ・ 年間平均流量 75.20 m³/sec*

注): * ; ダムダム流域及びダイニン発電計画の流域を除く

1.2 貯水池

- ・ 常時満水位 (FSL) El.590 m
- ・ 最低水位 (MOL) El.560 m
- ・ 洪水位 (PMF時) El.596.8 m
- ・ 総貯水容量 1,856 百万 m³
- ・ 有効貯水容量 1,248 百万 m³
- ・ 湛水面積 (FSL時) 56 km²

1.3 ダム

- ・ タイプ コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム(CFRD)
- ・ 堤頂標高 El.597.5 m
- ・ 堤頂長 470 m
- ・ 堤頂幅 10 m
- ・ ダム高 108.5 m
- ・ 上流斜面勾配 1:1.4
- ・ 下流斜面勾配 1:1.5
- ・ 堤体積 4.73 百万 m³

1.4 洪水吐き

- ・ 設計洪水量 (1,000年確率洪水量) 7,240 m³/sec
- ・ 確認洪水量 (PMF) 12,480 m³/sec
- ・ タイプ ゲート式越流堤
- ・ ゲート部 (越流部)
 - 越流堤標高 El.574 m
 - 越流堤頂長 52 m
 - ゲート 幅 15 m × 高さ 16 m × 3 門 (ラジアルゲート)
- ・ シュート部
 - 幅 52 m
 - 長さ 158.3 m
- ・ 減勢方式 フリップバケット方式

1.5 仮排水路

(1) 洪水量

- ・ 設計洪水量 (20年確率洪水量) 2,590 m³/sec
- ・ 確認洪水量 (30年確率洪水量) 2,800 m³/sec

(2) 主仮締め切りダム

- ・ タイプ ロックフィルダム

・ 堤頂標高	El.519 m
・ 堤体積	0.38 百万 m ³
(3) 仮排水路ト初	
・ タイプ	円形、コンクリートレンガ
・ 条数	2
・ 内径	11.5 m
・ 延長	780 m and 980 m

2. 水力発電設備

2.1 取水口

・ 諸元	幅 15.1 m × 高さ 17.0 m
・ 導流部標高	El.543 m
・ ゲート	幅 8.4 m × 高さ 8.4 m × 1 門

2.2 導水路

・ タイプ	円形、コンクリートレンガ
・ 条数	1
・ 内径	8.4 m
・ 延長	6,960 m

2.3 サージタンク

・ タイプ	制水口型
・ シヤ7部	
- 内径	20.9 m
- 高さ	85 m
・ 制水口内径	3.5 m
・ 最高上昇時水位	El.615.0 m
・ 最低下降時水位	El.540.7 m

2.4 水圧鉄管

・ タイプ	ト初式
・ 上部 (分岐前)	
- 条数	1
- 内径	6.5 m
- 延長	226 m
・ 下部 (分岐後)	
- 条数	2
- 内径	4.6 m
- 延長	55 m

2.5 発電所

・ タイプ	地上式
・ 建屋諸元	幅 25.2 m × 高さ 63 m
・ 天井クレーン	165 トン × 2 機

2.6 発電設備

(1) 水車

・ タイプ	縦軸フランシス水車
-------	-----------

・ 台数	2
・ 水車出力	126 MW
・ 回転数	200 rpm
(2) 発電機	
・ タイプ	準傘型
・ 台数	2
・ 容量	137 MVA
・ 周波数	50 Hz
・ 力率	0.9
(3) 主変圧器	
・ タイプ	屋外、3相式
・ 台数	2
・ 昇圧比	16.5 kV / 500 kV
・ 容量	140 MVA
2.7 送電線及び開閉所	
(1) 送電線	
・ 延長	12 km
・ 回線数	Double Circuit
・ 電圧	500 kV
・ 導体	ACSR 330mm ² ×4
(2) 開閉所	
・ 敷地諸元	幅 150 m × 長さ 170 m
・ しゃ断器数	5
3. 発電計画諸元	
3.1 流量	
・ 常時使用水量	66.6 m ³ /sec
・ 最大使用数量	213.1 m ³ /sec
3.2 落差	
・ 最大総落差	150 m
・ 基準有効落差	130 m
3.3 出力及び発電電力量	
・ 最大出力	240 MW
・ 常時出力	82 MW
・ 90%保証出力	218 MW
・ 年間発生電力量	
- 1次電力量	636 GWh
- 2次電力量	100 GWh
- 合計	736 GWh

ドンナイ第4水力発電計画の主要諸元

1. ダム及び貯水池

1.1 水文気象

- ・ 流域面積 (C.A.) 149 km²*
- ・ 流域平均降雨量 2,657 mm
- ・ 年間平均流量 6.54 m³/sec

注): *; ドンナイ第3ダムとドンナイ第4ダムの間の残流域

1.2 貯水池

- ・ 常時満水位 (FSL) El.440 m
- ・ 最低水位 (MOL) El.430 m
- ・ 洪水位 (PMF時) El.447.1 m
- ・ 総貯水容量 124 百万 m³
- ・ 有効貯水容量 37.39 百万 m³
- ・ 湛水面積 (FSL時) 4 km²

1.3 ダム

- ・ タイプ 中央土質遮水壁型ロックフィルダム
- ・ 堤頂標高 El.448.5 m
- ・ 堤頂長 240 m
- ・ 堤頂幅 10 m
- ・ ダム高 96 m
- ・ 上流斜面勾配 1:2.2
- ・ 下流斜面勾配 1:1.8
- ・ 堤体積 2.24 百万 m³

1.4 洪水吐き

- ・ 設計洪水量 (1,000年確率洪水量) 6,430 m³/sec*
- ・ 確認洪水量 (PMF) 9,960 m³/sec*

注): *; No.4 洪水量 = 残流域流出量 + ドンナイ第3ダム洪水吐き放流量

- ・ タイプ ゲート式越流堤
- ・ ゲート部 (越流部)
 - 越流堤標高 El.424 m
 - 越流堤頂長 52 m
 - ゲート 幅 15 m × 高さ 16 m × 3 門 (ラジアルゲート)
- ・ シュート部
 - 幅 52 m
 - 長さ 106.6 m
- ・ 減勢方式 フリップバケット方式

1.5 仮排水路

(1) 洪水量

- ・ 設計洪水量 (20年確率洪水量) 2,630 m³/sec
- ・ 確認洪水量 (30年確率洪水量) 2,850 m³/sec

(2) 主仮締め切りダム

<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ ・ 堤頂標高 ・ 堤体積 	円筒形 El.395 m 0.39 百万 m ³
(3) 仮排水路ト初	
<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ ・ 条数 ・ 内径 ・ 延長 	円形、コンクリート 2 10.9 m 690 m and 800 m
2. 水力発電設備	
2.1 取水口	
<ul style="list-style-type: none"> ・ 諸元 ・ 導流部標高 ・ ゲート 	幅 15.7 m × 高さ 17.0 m El.413 m 幅 8.6 m × 高さ 8.6 m × 1 門
2.2 導水路	
<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ ・ 条数 ・ 内径 ・ 延長 	円形、コンクリート 1 8.6 m 5,320 m
2.3 サージタンク	
<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ ・ シヤ外部 <ul style="list-style-type: none"> - 内径 - 高さ ・ 制水口内径 ・ 最高上昇時水位 ・ 最低下降時水位 	制水口型 17 m 69 m 3.5 m El.466.7 m El.409.1 m
2.4 水圧鉄管	
<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ ・ 上部 (分岐前) <ul style="list-style-type: none"> - 条数 - 内径 - 延長 ・ 下部 (分岐後) <ul style="list-style-type: none"> - 条数 - 内径 - 延長 	ト初式 1 6.7 m 377 m 3 3.9 m 57 m
2.5 発電所	
<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ ・ 建屋諸元 ・ 天井クレーン 	地上式 幅 24 m × 高さ 78 m 250 トン × 1 機
2.6 発電設備	
(1) 水車	
<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ 	縦軸フランシス水車

・ 台数	3
・ 水車出力	94 MW
・ 回転数	214 rpm
(2) 発電機	
・ タイプ	準傘型
・ 台数	3
・ 容量	101 MVA
・ 周波数	50 Hz
・ 力率	0.9
(3) 主変圧器	
・ タイプ	屋外、3相式
・ 台数	3
・ 昇圧比	16.5 kV / 500 kV
・ 容量	110 MVA
2.7 送電線及び開閉所	
(1) 送電線	
・ 延長	13 km
・ 回線数	2
・ 電圧	500 kV
・ 導体	ACSR 330mm ² ×4
(2) 開閉所	
・ 敷地諸元	幅 150 m × 長さ 200 m
・ しゃ断器数	6
3. 発電計画諸元	
3.1 流量	
・ 常時使用水量	69.9 m ³ /sec
・ 最大使用数量	223.7 m ³ /sec
3.2 落差	
・ 最大総落差	150 m
・ 基準有効落差	138 m
3.3 出力及び発電電力量	
・ 最大出力	270 MW
・ 常時出力	89 MW
・ 90%保証出力	256 MW
・ 年間発生電力量	
- 1次電力量	721 GWh
- 2次電力量	120 GWh
- 合計	841 GWh

ドンナイ第3・第4連係水力発電計画の積算総事業費

積算事業費 (1)

(単位：百万 US\$)

項目	外貨分	内貨分	計
I. ベースコスト	368.4	270.4	638.8
建設費	333.4	219.6	553.0
エンジニアリングサービス	31.1	10.4	41.5
管理費	0.0	3.9	3.9
土地収用および補償費	3.9	6.7	10.6
税金	0.0	29.8	29.8
II. 予備費	55.0	43.3	98.3
価格予備費	26.0	17.9	43.9
物理的予備費	29.0	25.4	54.4
総事業費	423.4	313.7	737.1

積算事業費 (2)

(単位：百万 US\$)

項目	ドンナイ第3 発電計画	ドンナイ第4 発電計画	計
I. ベースコスト	343.9	294.9	638.8
建設費	293.4	259.6	553.0
エンジニアリングサービス	22.0	19.5	41.5
管理費	2.1	1.8	3.9
土地収用および補償費	10.6	0.0	10.6
税金	15.8	14.0	29.8
II. 予備費	52.6	45.7	98.3
価格予備費	22.6	21.3	43.9
物理的予備費	30.0	24.4	54.4
総事業費	396.5	340.6	737.1

ヴィエトナム国
 ドンナイ川中流 ドンナイ第3・第4 連係水力発電計画調査

ファイナルレポート

要約

目次

ヴィエトナム国 ドンナイ川中流 ドンナイ第3・第4 連係水力発電計画調査 調査対象地域
 ドンナイ第3水力発電計画の主要諸元
 ドンナイ第4水力発電計画の主要諸元
 ドンナイ第3・第4 連係水力発電計画の積算総事業費

		Page
I	はじめに	S - 1
II	社会経済の現状	S - 3
III	プロジェクトサイトの状況	S - 6
IV	環境アセスメント	S - 10
V	電力調査	S - 14
VI	最適開発計画案	S - 16
VII	概略設計	S - 20
VIII	施工計画及び積算	S - 24
IX	プロジェクト評価	S - 27
X	技術移転	S - 30
XI	提言	S - 31

表目次

		Page
表 S.1	総括事業費 (No.3 + No.4 プロジェクト)	S - 32
表 S.2	経済的内部収益率計算	S - 33
表 S.3	財務的内部収益率の計算(FIRR)	S - 34
表 S.4	プロジェクトローン返済計画検討(ケース 1-1)	S - 35

図目次

		Page
図 S.1	ドンナイ川流域の行政区分図	S - 36

図 S.2	ヴェトナムの行政組織構造.....	S - 37
図 S.3	ドンナイ川水系.....	S - 38
図 S.4	ドンナイ川流域における等雨量線図.....	S - 39
図 S.5	単位図法により推定された確率洪水ハイドログラフ.....	S - 40
図 S.6	ヴェトナム国における大規模ダムプロジェクトで採用された設計 洪水流量の比流量.....	S - 41
図 S.7	ヴェトナム国の各プロジェクトで採用された表面侵食率と流域面 積の関係	S - 42
図 S.8	ドンナイ第3計画地域地質図	S - 43
図 S.9	ドンナイ第4計画地域地質図	S - 44
図 S.10	水没地域に対する移転候補地.....	S - 45
図 S.11	EVN 組織図.....	S - 46
図 S.12	500 kV, 220 kV 系統地理的關係図	S - 47
図 S.13	JICA 調査団による発電電力量予測.....	S - 48
図 S.14	JICA 調査団による最大電力予測	S - 48
図 S.15	5種類のプロジェクトレイアウト案.....	S - 49
図 S.16	開発規模の最適化検討結果.....	S - 50
図 S.17	ダム地点一般平面図(ドンナイ第3計画)	S - 51
図 S.18	ダム堤体標準縦横断面図(ドンナイ第3計画)	S - 52
図 S.19	洪水吐き平面・縦横断面図(ドンナイ第3計画)	S - 53
図 S.20	水路縦横断面図(ドンナイ第3計画)	S - 54
図 S.21	発電所平面・横断面図(ドンナイ第3計画)	S - 55
図 S.22	発電所内機器配置図(ドンナイ第3計画)	S - 56
図 S.23	ダム地点一般平面図(ドンナイ第4計画)	S - 57
図 S.24	ダム堤体標準縦横断面図(ドンナイ第4計画)	S - 58
図 S.25	洪水吐き平面・縦横断面図(ドンナイ第4計画)	S - 59
図 S.26	水路縦横断面図(ドンナイ第4計画)	S - 60
図 S.27	発電所平面・横断面図(ドンナイ第4計画)	S - 61
図 S.28	発電所内機器配置図(ドンナイ第4計画)	S - 62
図 S.29	調査団の推奨する送電系統図(第3案)	S - 63
図 S.30	調査団の推奨する送電線ルート(第3案)	S - 64
図 S.31	事業工程表	S - 65

略 語

1. 組 織

ADB	: Asian Development Bank
DSI	: Development Strategy Institute
CTNP Office	: Cat Tien National Park Office
EPRI	: Electric Power Research Institute
EVN	: Electricity of Vietnam
IBRD	: International Bank for Reconstruction and Development
IOE	: Institute of Energy
JICA	: Japan International Cooperation Agency
MoARD	: Ministry of Agriculture and Rural Development
MPI	: Ministry of Planning and Investment
PC	: Power Company
PECC2	: Power Engineering and Consulting Company No.2
WB	: World Bank (International Bank for Reconstruction and Development)
WWF	: World Wide Fund for Nature

2. 貯水池水位及び放水水位

FSL	: Full Supply level
MOL	: Minimum Operation Level
RWL	: Rated Water Level
FWL	: Flood Water Level
TWL	: Tail Water level

3. 水質にかかわる化学的指標

pH	: pH value
BOD	: Biochemical oxygen demand
DO	: Dissolved oxygen

4. 単 位

MW	: mega-watt	km	: kilometer
kW	: kilowatt	km ²	: square kilometer
MWh	: mega-watt hour	ha	: hectare
kWh	: kilo-watt hour	mile ²	: square mile
GWh	: giga-watt	m ³	: cubic meter
GWh/yr	: giga-watt per year	m ³ /year	: cubic meter per year
kV	: kilovolt	m ³ /sec	: cubic meter per second
MVA	: mega-volt ampere	m ³ /sec/km ²	: cubic meter per second per square kilometer
mm	: millimeter	feet ³ /sec/miles ²	: cubic feet per second per square mile
mm/day	: millimeter per day	g	: gram
mm/year	: millimeter per year	mg/l	: milligram per liter
m	: meter		
m/s or m/sec	: meter per second		
m/sec ²	: meter per square second		

5. 貨幣

VND : Vietnamese Dong

US\$: US Dollar

USc or US ¢ : US Cent

6. その他

AC : Alternating Current

ASEAN : Association of Southeast Asian Nations

C.A. : Catchment Area

C-Cycle : Combined Cycle

CPI : Consumer Price Index

DP : Dynamic Programming

EGEAS : Electric Generation Expansion Analysis System

EIA : Environmental Impact Assessment

EIRR : Economic Internal Rate of Return

FC : Foreign Currency

FDI : Foreign Direct Investment

F.M. : Finess Modulus

FIRR : Financial Internal Rate of Return

GDP : Gross Domestic Products

GNP : Gross National Products

GRDP : Gross Regional Domestic Products

HCM : Ho Chi Minh

HCMC : Ho Chi Minh City

HPP : Hydropower Project

ICB : International Competitive Bid

IPP : Independent Power Producer

LC : Local Currency

LCB : Local Competitive Bid

LOLP : Loss of Load Probability

LRMC : Long Run Marginal Cost

MDD : Maximum Dry Density

MIT : Massachusetts Institute of Technology

ODA : Official Development Aid

OMC : Optimum Moisture Content

PMP : Probable Maximum Precipitation

RAC : Resettlement Action Committee

RAP : Resettlement Action Plan

ROE : Return on Equity

SGS : Streamflow Gauging Station

SME : Small and Medium Enterprises

SRMC : Short-Run Marginal Cost

VAT : Value Added Tax

WASP : Wien Automatic System Planning Package

要約

I はじめに

本調査の背景

- 1 ヴィエトナム国における電力需要（実質発電電力量）は、1989年の7,792GWhから1994年12,283GWh、1998年の20,850GWhと、この10年間に堅調な伸びを示している。1993年～1998年の6年間における電力需要の年間平均成長率は、約17%もの高い伸びを記録している。

さらに今後の電力需要予想においては、電力量が2010年の68,000GWhから2015年の105,000GWhまで達し、最大出力についても2010年の11,000MWから2015年の17,000MWまで達するとされている。しかしこの予測値については、アジア経済危機の影響を考慮しなければならない。

このような状況のもと、EVNは長期電源開発計画に基づき、着実な電源開発を推進している。数ある電源開発候補地点のうち、当ドンナイ第3及び第4水力発電開発計画は、JICAマスタープラン(1996年)やEVNによるPre-F/S(1998年)の検討を通じて、2010年以前の電力需要に対応する電源として、有力候補地点と選定された。

これを受けて、日本国及びヴィエトナム国の両政府は、当計画のF/S調査の実施について合意し、1998年12月より本F/S調査が実施されている。

現在本調査は、最終段階を迎えており、過去の検討結果のレビュー、現地詳細調査工事の成果及び中間報告書に対するJICA、EVNをはじめとする関係諸機関からのコメント等を踏まえて、プロジェクトの最適計画案を提案しており、これら全ての調査・検討の結果をファイナルレポートとして取りまとめた。

本調査の目的

- 2 本調査の目的は、技術、経済、財務及び環境の面で、当計画の開発可能性を十分に評価した上で、その結果を踏まえた最適開発案を提案する事である。さらには、ヴィエトナム国本土における将来の電力需要並びに他の電源開発候補地点（水力及び火力）についても十分に検討した上で、当計画の最適投入時期を決定することも本調査の重要な目的である。

本調査の取りまとめに当たっては、ヴィエトナム国側の要望を最大限に取り入れると共に、その成果が国際的に十分に評価されるものにするべく、調査団は最大限の注意を払った。

また、本調査の実施を通じて行う、ヴィエトナム国側カウンターパートへの技術移転も、本調査の主要な目的である。

調査の段階とスケジュール

- 3 本調査は、3つの段階（調査準備段階、詳細調査段階及び概略設計段階）を経て、1999年12月より2000年3月に至る約16ヶ月間で行われる。下記に全体的な調査スケジュールを示す。

調査段階と提出報告書

調査段階	作業期間	提出書類
- 国内準備作業	1998年12月	着手報告書
- 第1次現地調査	1999年1～3月	プロトタイプレポートNo.1
- 第2次現地調査	1999年5～9月	プロトタイプレポートNo.2
- 第3次現地調査	1999年9～10月	-
- 第1次国内作業	1999年10～11月	-
- 第4次現地調査	1999年12月	中間報告書
- 第2次国内作業	2000年1～2月	-
- 第5次現地調査	2000年2月	ドラフトファイナルレポート

ファイナルレポートの構成

- 4 本ファイナルレポートは、これまでに調査団が行った全ての調査・検討結果を含有するものであり、以下に示す構成となっている。

第I巻	要約 (英文、和文)
第II巻	主報告書 (英文、和文)
第III-1巻	サポーティングレポート 付属書 A: 地質調査
第III-2巻	サポーティングレポート 付属書 B: 地形測量 付属書 C: 水文調査 付属書 D: 環境調査 付属書 E: 主要構造物のレイアウト検討 付属書 F: 送電システム及びコンピュータソフトウェア「EGEAS」の概要

II 社会経済の現状

地勢

- 5 ドンナイ川は中央高原地域と南東地域を流れる。上流域は4州にまたがっており、ドンナイ第4ダムサイトの下流に既存 Tri An 貯水池が位置している。これら4州は中央高原地域の Lam Dong 州と Dak Lac 州、南東地域の Song Be 州とドンナイ州である。ドンナイ川最上流域は Lam Dong 州に位置している。中流域で Lam Dong 州西境に沿って流れる。全体としては Lam Dong 州の東部に源を発して西へ向かって流れ、中流域で Lam Dong 州と Dak Lac 州の州境を流れる。その辺りにドンナイ第3・第4ダム計画サイトが位置している。河流はカッティエン付近で大きく曲がり西から東へ流れが変わる。大きく迂曲する辺りから下流に向かって順に、Lam Dong 州の Song Be 州・ドンナイ州との境になっている。その後流れはほぼ南へ向かい Tri An 貯水池へと達する(図 S.1 参照)。

行政機構

- 6 ヴィエトナムは前述の通り、行政上 57 州と 4 中央直轄市に区分されている。行政構造は図 S.2 に示すとおりであり、大きく次の4層に分かれている。

- i) 中央レベル
- ii) 州レベル：州と 4 中央直轄市
- iii) 県レベル：都市県、農村県、市、町
- iv) コミューン(社)レベル：区と町

4 中央直轄市としてハノイ、ハイフォン、ダナンとホーチミンがある。

人口と労働力

- 7 1998 年の人口は 7,800 万人に達している。これは東南アジアでインドネシアに次いで 2 番目の人口規模である。総人口の 78% は農村に住み、残り 21% は都市に住んでいる(1998)。人口増加率はここ 20 年下がりつづけ 1997 年には 1.8% になったが、これは 1996-2000 年を計画期間とする第 6 次 5 年計画の 2000 年目標だった。

1997 年の労働人口は 3,700 万人で、総人口の 48.2% に相当する。年間増加率は 1996 年は 3.5%、1997 年には 3.4% だった。1997 年、農林業部門が最大分野で労働人口の 67.1% を占めている。ただし最近の伸びは鈍っている。第 2 位が製造業部門で全体の 8.9% を占めている。

GDP と対外貿易

- 8 1986 年、ヴィエトナム政府はヴィエトナム語で「ドイモイ」と呼ばれる新経済計画を発表し、市場経済への移行を開始した。ドイモイ以降、ヴィエトナム経済は順調に成長を遂げてきた。特に 1992 年から 1997 年までの GDP 成長は目覚ましいものがあり、この 5 年間の GDP 成長は平均年率 9.8% にも達している。1985 年と 1998 年の経済構造シェアを比較してみると、農業の GDP に占める割合は 1985 年の 44% から 1998 年には 24% へと激減しているのに対して、工業は 1985 年の対 GDP 比 22% から 1998 年には 31% へと顕著な伸びを示している。

ヴィエトナムの輸出は 1997 年、90 億ドルに達しており、これは GDP の 46% に相当する。1990-1997 年の年平均伸び率は 32% だった。1990 年代の高度成長はこの輸出

の貢献が大きい。1997年輸出に関しては、輸出全体の66%がアジア向けでそのうち日本が最大の18%を占めており、次いでシンガポール(13%)、台湾(9%)の順となっている。

1997年の輸入は100億ドルに上っており、GDPの54%に相当する。1990-1997年の輸入の年平均伸び率は36%だった。

国家開発計画

- 9 1997年に始まったアジア経済危機の影響は大きかったが、1996-2000を計画期間とする第6次社会経済開発5カ年計画はなお有効である。GDP成長率実績に関しては、1995年及び1996年の12%を越す高成長が目標達成に大きく貢献しており、2000年目標は1998年にすでに達成されている。

消費者物価指数に関しては年率10%以下が目標とされたが、現在年平均上昇率は約5.9%である。

人口増加率は2000年で年率1.8%が目標とされたが、すでに1997年にこの目標は達成されている。

食糧生産は2000年に3,000万トンが目標だったが1997年に目標を達成し3,056万トンを生産している。

しかしながら、電力供給の目標、2000年に3万GWh生産はいまだに達成されておらず、1998年現在2万850GWhにとどまっている。

地域開発計画

- 10 地域開発計画は計画官庁で5カ年計画に沿って作成されてはいるが、相互に一貫性に欠け、統一的規準が存在していない。それゆえこの報告書では主として1999年の各地域計画の概要について触れるにとどめる。1999年各地域の開発計画概要は以下の通りである。

- i) 紅河デルタ地域：ヴェトナムの2大穀倉の一つであり、農業生産目標は1999年には4.4%に設定されている。一方、工業生産は11.6%が目標になっている。
- ii) 中部各地域：国民議会から灌漑システムの建設と改良のために投資を行なうことを期待されている。その他、急を要する事柄として、森林植替えと家畜飼育の多様化を急ぐこと、高山地帯で植林面積を増やすことが必要とされている。工業生産に関しては、沖合漁業プロジェクトに着目しながら、5万ヘクタールの水産物養殖場開拓が要求されている。
- iii) 南東地域：工業成長の潜在力を有しているため国家経済の発展に重要な役割を持っている。この地域の成長率は国内他地域の成長率よりも高い。これは全国の工業生産の52%、全国の輸出入の50%、国家収入の57%以上を占めているためである。
- iv) ホーチミン・Binh Duong・Ba Ria・Vung Tau地域：地域開発戦略の視点から再優先事項は石油開発工業であり、エネルギー、肥料、鉄鋼、建材、エレクトロニクス、衣料がこれに続く。
- v) メコンデルタ地域：農業生産と輸出向け農産加工に強い。1999年農業生産は最低4.6%、食糧生産は1,550-1,660万トンが計画されている。工業生産は10%成長、サービスセクターは8%、輸出入の伸びは9.1%そして雇用は16万人の雇用を創出することが計画されている。

アジア経済危機の影響

- 11 1998年、海外直接投資は急激に減少した。1997年には17億ドルだった海外直接投資が1998年最初の半年で10億ドルしかなかった。基本的には危機の結果アジア経済の経済活動が急落したためである。

現在の不況から抜け出す方途は、多分に周辺アジア諸国の経済再建にかかっている。ベトナムにとって幸いなことに、1999年後半の数ヶ月間、アジア経済は次第に回復に向かいつつある。

社会経済予測

- 12 この報告書で2015年を目標年とする社会経済予測を行ったが、これは電力需要予測のためのマクロフレームを用意するためのものである。予測したマクロ指標はほとんどが元々情報豊富なベトナム政府あるいは世銀の予測である。予測GDP成長率（平均年率）は下記のようにまとめられる。

	1999	2000	2001-2005	2006-2010	2011-2020
GDP成長率	5.0%	6.0%	7.2%	7.2%	6.5%

この予測の結果、2015年の一人当たりGDPは1,744ドル（時価）と予測され、世銀で定義している「中所得国」グループの1,890ドル（1997年）に近い水準になる。

III プロジェクトサイトの現状

ドンナイ川の河川形態

- 13 ドンナイ川はその源を、Lam Dong 州北部に位置するダラット市の標高 1,000m～2,000m の高地に発しており、途中 3 つの大きな支流が合流し、ホーチミン市の南部で南シナ海に流れ込んでいる。これら 3 つの大きな支流は、上流から順に La Nga 川、Saigon 川及び Be 川であり、このうち La Nga 川は、ほぼ東から西に向かって下流し、ドンナイ川本流にあるチアン貯水池内に流れ込んでいる。また Saigon 川は、ドンナイ川の河口から約 30km 上流の、ホーチミン市近傍でドンナイ川本流に合流している。これら 3 つの支流の流域面積を含めた、ドンナイ川全体の流域面積は約 31,000km² にもものぼる。

ドンナイ川本流の最上流部には、既設 Dran ダム（流域面積：775km²）があり、このダムへの流入量は、洪水時のドンナイ川への洪水吐き放流を除いて、ダニム水力発電所（1964 年運転開始）の発電放流により他流域（Phan Rang 川流域）に転流されている。

またこの Dran ダムの下流においては、ダイニン水力発電計画が進行中であり、同計画によりドンナイ川本流と支流に 2 つのダム（合計流域面積：1,158km²）が近い将来に築造される予定である。これら 2 つのダムへの流入量についても、洪水時のドンナイ川への洪水吐き放流を除いて、ダイニン発電所の発電放流を通じて他流域に転流されることとなる。図 S3.1 にドンナイ川本流の中流・上流部の河川形態を示す。

ドンナイ第 3 ダムは、ダイニン水力発電計画の下流約 80km に位置し、ドンナイ第 4 ダムは同第 3 ダムの下流約 20km に位置している。

当計画地域は、主に玄武岩で覆われた高地に位置しており、ドンナイ第 3 ダム地点より上流は比較的河川幅が広く、貯水効率の良い地形と成っている。一方、ドンナイ第 4 ダム地点は、急峻な谷形状をなした地形となっている。このことは本調査で実施された地形測量調査の成果を見ても明らかであり、ドンナイ第 3 ダム地点の河川幅は標高 489m で約 120m であるのに対して、ドンナイ第 4 ダムサイトについては、河床より約 8m 上に当たる標高 362m で約 40m しかない。

図 S.3 はドンナイ川水系を示したものである。

気象と水文

- 14 ドンナイ第 3 及び第 4 ダム候補地点近傍には、流量及び降雨観測所が存在しないため、本調査においてドンナイ第 3 ダム地点近傍に流量及び降雨観測所を新設した。

この新設観測所での水文観測は 1999 年 7 月より開始されているが、これら新しく得られる水文データを、本調査の水文解析に適用するには、利用できるデータの期間が約 6 ヶ月程度と非常に短いため、実質的に困難である。それゆえ本調査の水文解析（特に低水流量解析）では、ドンナイ第 4 ダム候補地点より約 220km 下流のドンナイ川本流に位置するタライ流量観測所（流域面積：8,850km²）における流量データを基礎資料とし、本計画におけるダム候補地点での低水流量は、この流量データからの換算で推定している。タライ観測所の流量データを本調査の水文解析の基礎資料にするに当たっては、下記の通り、そのデータの精度を検証している。

- i) タライ流量観測所での年間流出高は、観測期間全体（1979～1998 年）に渡り、同観測所の流域平均降雨量（周辺降雨観測所のデータからテー

セン手法により算出)と矛盾無く整合している。

- ii) また、同観測所における流出係数は 0.51 となっており、この値は、ドンナイ川流域に位置する他の流量観測所での流出係数の値と比較して妥当な範囲にある

タライ流量観測所の流量データの、ドンナイ第 3 及び第 4 ダム地点流量への換算においては、流域面積比のみではなく、両流域における降雨量特性の差異も考慮するため、流域平均降雨量比をも考慮している。結果として、ドンナイ第 3 ダム地点(流域面積：2,441km²)における平均流量は 75.20m³/sec、ドンナイ第 3 ダム地点からドンナイ第 4 ダム地点に至る残流域(流域面積：149km²)の平均流量は 6.54m³/sec と推定された。図 S.4 に示す様に、ドンナイ第 3 ダム地点で推定された流量は、近傍流域に於ける比流量、流出率等のファクターを用いて比較した場合、妥当な範囲にあることが分かる。

ドンナイ第 3 ダム地点で推定された流量の精度を更に検証する為、本調査で新設した流量観測所(ドンナイ第 3 ダム地点近傍)での観測流量と、タライ観測所での観測流量との間で相関解析を実施した。その結果、本調査で推定した各ダム地点での流量は、十分な妥当性を有していることを確認した。

しかしながら、当計画の低水流量解析については、今後実施される詳細設計段階において、今回新設した水文観測所での観測結果を十分に取り入れた上で、レビューする必要があると考えられる。

- 15 本調査で収集した降雨量記録を分析した結果、当計画流域では、10 年～20 年に一度の頻度で台風が上陸し、大規模な洪水を引き起こしているということが判った。

前述した通り、当計画流域における流量データは非常に少ないため、それらを用いた確率流量解析は困難である。したがって、本調査では、各流域の年最大流域平均降雨量(ティーセン手法により算定)を用いて確率降雨量を算定し、タライ流量観測所における洪水流量記録から単位図を作成して、これらから各ダム地点の確率洪水量を決定した。

この算定の結果、当計画地域の 1,000 年確率降雨量は 395mm/日と算定された。一方、当計画地域の可能最大降雨量(PMP)についても、世界気象機構(WMO)が提案する手法を用いて検討を行い、687mm/日と算定した。これらの降雨量から、ドンナイ第 3 ダム地点での洪水量は、前述の単位図により、1,000 年確率洪水量：7,240m³/s、可能最大降雨量(PMF)：12,480m³/s と算定された(図 S.5 参照)。

本調査では、ダムの設計洪水量を 1,000 年確率洪水量とし、さらに PMF についても対処可能なように洪水吐き設備の設計を行っている。また、本調査で採用した設計洪水量並びに PMF の妥当性を検証するため、ドンナイ川流域の他のダムで採用されたこれらの洪水量との比較検討を、クリーガーの係数に着目して行った。その結果を図 S.6 に示す。図より明らかな通り、他のダムで採用された設計洪水流量並びに PMF と比較しても、本調査で算定したこれらの洪水量は妥当な範囲にあることが判る。

- 16 ドンナイ第 3 及び第 4 ダム地点における年間堆砂量を推定するため、タライ観測所における浮遊砂量測定記録を基に、堆砂量解析が実施された。その結果、ドンナイ川中流域における浸食率は約 0.2mm/年と推定された。この値は、図 S.7 に示す通り、現在建設中のハムトゥアン-ダミ水力発電計画で採用された値とほぼ一致している。この浸食率から算定される、ドンナイ第 3 及び第 4 貯水池の年間堆砂量は、上流側の貯水池による補足率(経験式より推定)を考慮して、それぞれ 0.85 百万 m³、0.06

百万 m³ となった。本調査では、各貯水池の堆砂容量の算定を、通常のダム開発計画で一般的に適用されている 100 年として行った。

地質

17 ドンナイ第 3・第 4 ダム地点を含む本計画地域に分布する基盤岩はジュラ紀堆積岩類のラガ累層であり、砂岩、頁岩およびシルト岩より構成される。層理面の走向は概ね N45° E と一定方向であるが、傾斜は褶曲構造を反映して北西あるいは南東落ちに変化する。同ラガ累層の堆積岩はトックチュン玄武岩溶岩に覆われており、概ねドンナイ第 3・第 4 貯水位よりも標高の高い地点に存在する。ドンナイ第 3・第 4 ダム地点の地質図をそれぞれ図 S.8 と図 S.8 に示す。

ドンナイ第 3 及び第 4 ダムサイト共、ダムサイトおよびその周辺を構成する地質は、砂岩を主とし、頁岩の薄層を挟在するジュラ紀のラガ累層である。砂岩は細粒ないし中粒で暗灰色を呈し、風化のおよんでいない新鮮部、あるいはわずかに風化した部分では極めて緻密堅固である。但し、著しく風化した風化帯は極めて軟弱であり、ロックフィルダムのコアの基礎岩盤として不適切である。室内試験の結果では、ドンナイ第 3 ダムサイトの新鮮岩およびわずかに風化した岩の単位容積重量は概ね 2.7 g/cm³ を示し、一軸圧縮強度は 2、3 の試験値を除き概ね 100 MPa (1,000 kgf/cm²) という高い値を示している。せん断強度は、経験的に、粘着力 2.5 Mpa (25 kgf/cm²)、内部摩擦角は 40° とするのが妥当且つ安全と判断される。一方、ドンナイ第 4 地点の試料による一軸圧縮強度は 350 kgf/cm² (35 MPa) ~ 1,300 kgf/cm² (130 MPa) を示し、No.3 のそれと比較してやや低い値を示している。しかし、その多くは 500~800 kgf/cm² (50~80 MPa) の範囲に集中しており、堅硬な岩盤であることを示している。経験的にこの程度の岩盤であればそのせん断強度は、ドンナイ No.3 と同様、粘着力を 25 kgf/cm² (2.5 Mpa) に、内部摩擦角を 40° に設定できると判断される。

コンクリート重力式ダムおよびロックフィルダムのコアの基礎はやや風化した (S W) 風化岩盤上に置く必要があり、ドンナイ第 3 ダム地点では地表面より 30m-35m の深部に、ドンナイ第 3 ダム地点では地表面より 25~30 m の深部に分布する。

ドンナイ第 3 ダム及び第 4 ダム共、ダム基礎を通過する漏水量は極めて小さく、又ダムの基礎がやや風化した岩盤上に建設される限り、漏水対策を講じることは容易である。

ドンナイ第 3 及び第 4 計画の発電導水路は、坑口及び断層箇所を除いて、その大部分が堅硬な岩盤を通過している。

ドンナイ第 3 貯水池及び第 4 貯水域では、それらの湛水域内で地滑りが発生する恐れ、並びに地山を通過して漏水を起こす恐れは無い。

地震

18 ヴィエトナムはその北部を除き、地質構造上、スンダ陸棚と呼ばれるクラトン、即ち安定な陸塊に位置しているため、この地域の地震活動度は低く、地震の発生は少なく規模も小さい。計画地点における地震加速度を推定するため、ダムサイト周辺で過去に発生した 16 回の地震記録を基に、確率計算を実施した。その結果、100 年確率：0.009g、200 年確率：0.014g と算定された。

現在建設中のハムトアンダミ水力地点の地震係数は、岩盤を基盤とする場合 0.035、土質地盤の場合 0.07 を採用しており、ダイニン水力計画の設計基準では 0.1 を用いることとしている。したがって、ドンナイ No.3 および No.4 計画においては、安全を考慮して 0.10 を採用することが望ましいと考える。

建設材料

- 19 遮水性土質材料（コア材）の土取り場候補地として、ドンナイ第3ダム及び第4ダム共、ダム計画地点に近く位置する玄武岩台地（高原）が選定された。ロック材を採取する原石山候補地点に関しても、それぞれダム計画地点に近く位置し、玄武岩堅岩が崖を形成して露頭している箇所が選定されている。

IV 環境アセスメント

環境アセスメントおよび移転計画の立案に適用した手法

20 第1次現地調査時に実施した初期環境調査(Initial Environmental Examination ; IEE)の結果、以下に挙げる重要な調査事項を認識した。

- 1) ドンナイ第3貯水池内に水没する地域への環境影響とその抑制及び補償の方法
- 2) ドンナイ第3・第4貯水池建設に起因する自然環境への影響
- 3) 本プロジェクトによって生じる可能性のある、カッティエン国立公園を含む下流域への影響
- 4) 貯水池を利用した漁業開発の可能性
- 5) 環境管理及び監視システムの確立
- 6) 補償や環境影響抑制策の実施に要する費用算定

第2次及び第3次の環境現地調査では、JICA調査団の監理のもと、再委託業者であるPECC2によって上記の各事項の調査が実施された。また、これらの調査結果をJICA調査団の環境専門家が吟味し、ベトナム国内及び国際的な基準を満たすべく検討を行った。

貯水池計画地域の入植状況と住民移転計画

21 ドンナイ第3貯水池の湛水によって水没する土地は、8つの部落にまたがっており、住民移転の必要性はドンナイ第3貯水池の湛水によってのみ生じる。一方、ドンナイ第4貯水池の湛水によっては土地や家屋の水没が発生することはない。

ドンナイ第3貯水池の湛水によって、257世帯・1,383人が家屋と土地を失うこととなり、移転が必要となる。また、127世帯・763人は土地を失うものの、家屋の水没は免れる。

これら移転対象部落の住民のうち、95%以上が少数民族であるMa族に属している。Ma族は元来、ベトナム中部の高地に住んでいたが、戦争終結後の1975年以降、本プロジェクトの対象地域付近へと入植してきた。すなわち、Ma族はこの地域に根差した土着の民族ではないといえる。彼らは、ベトナム国の標準的な世帯と比べ非常に貧しく、その経済活動は専ら農業生産に頼っている。この地域の大部分の家屋は木材や竹を材料として建設されている。

移転対象住民に対し実施した聞き取り調査やそれに続く簡易社会調査(RRA)から、住民達が、彼らの失う財産と同等の物件による補償あるいは金銭による補償が充分になされる限り、移転に反対することはないことが確認された。彼らはより良い家屋、発達した医療施設、教育施設及び市場、さらには移転先での良質な移動・輸送手段を希望している。本調査での住民移転計画(RAP)の策定にあたっては、移転住民の希望を細部に渡って考慮し、許可あるいは規定された補償方法の適用範囲も考慮に入れた。

住民移転計画における主要な予算計上項目は以下に示す通りであり、移転費用は農地、作物、家屋、墓地、公共施設および道路の移転に供される。

- a) 土地登録費用
- b) 水没する農地、家屋、墓地および公共施設(学校、医療施設、道路など)の補

償にかかる費用

- c) 移転先の土地造成、道路や井戸の建設および電力供給施設の建造に要する費用
- d) 住民移転委員会(RAC)の設立に要する費用
- e) 住民移転を監視する外部組織の設立に要する費用

住民移転計画の内容や補償の規模と範囲については、国家や地方の法令に定められている。また、住民移転計画は独自に設立された住民移転委員会(RAC)によって実施され、その状況は外部の独立した機関により監視されることとなる。これら両機関の相互作用により、住民移転計画は効果的に実行される。

本プロジェクトに対する住民移転計画では 2 ヶ所の移転先が提案されている。一方は Dak Plao と Dak Som 部落の移転住民に対するものであり、他方は Dinh Trang Thuong 部落の移転住民に対するものである。どちらの移転先においても各世帯とも移転前に所有していた用地の 3 倍以上の土地を確保できるものと見込まれている。どの世帯も漁業を基本とした新しい生活様式を受け入れることには消極的であり、旧来の伝統と文化に基づく農業を土台とした生活様式の維持を希望している。今回実施した環境調査で提案された 2 ヶ所の移転先を図 S.10 に示す。

本プロジェクトの対象地域には、いかなる考古学的、歴史的、文化的遺産の存在も確認されていない。

貯水池計画地付近の自然環境

- 22 対象地域の踏査と詳細な現地調査の結果、ドンナイ第 3 地域と第 4 地域とでは非常に対照的な結論が導き出された。

ドンナイ第 3 貯水池域では、現在、耕作地の開墾のために深刻な森林伐採が進行している。かつては密林であったはずの広大な土地は、まばらな竹林や休閑地として放置されてしまっている。伐採された木材は家屋や家具の材料として用いられている。したがって、ドンナイ第 3 地域においては川沿いに僅かな自然林を残すのみであり、その自然林も農地や木材の確保のために現在も破壊が進行中である。この地域では農地を除けば、その植生の 90%以上が元来の硬木林から竹林へと変化しており、森林資源としても野生生物の生息地としても大変価値の低いものである。殆どの野生生物はこの地域を放棄するか狩猟の犠牲となってしまっている。このことから、ドンナイ第 3 地域は野生動植物にとって全くの不毛の地であるといえる。

ドンナイ第 4 貯水池域は幅約 40m の峡谷内に位置している。この峡谷の急斜面は比較的まばらな竹林や硬木林などの植生で覆われている。しかしながら、この急斜面の外側では、特にドンナイ川左岸側において手付かずの密林が広がっている。地形が急峻であること、道のないこと、及び峡谷に沿って密林が発達していることなどから、この森林地帯へのアクセスは非常に困難であり、この地域に生息する動物種について詳細に調査することは不可能であった。また上述の通り、森林への立入りが非常に困難であることから、現在のところ入植は行われておらず、文字通り「手付かずの森林」であると言える。したがって、この森林は様々な種類の動物にとって貴重な生息地となり得、その中には絶滅の危機に瀕し、保護の対象となっている種も多く含まれている。

世界野生生物基金(WWF)は、ドンナイ第 4 施設建設のためのアクセス道整備やその後の開発による密林への入植の助長を危惧している。したがって、アクセス道路の

計画に際しては、入植者による森林伐採による破壊の可能性を最小限に抑えるべく、慎重に検討しなければならない。さらに、施設の建設中や建設後にアクセス道路を介して狩猟者や入植者が不法に立ち入ることのないよう、厳重な警備を行うことが必要となる。

計画地点下流域への影響

23 本プロジェクトによる下流域への影響としては以下の5点を考慮する必要がある。

- 1) ダム～発電所間の流況の変化
- 2) 発電所からの放流方式と頻度による発電所下流域への影響
- 3) 河道及び河床の侵食
- 4) 発電所下流域での利水環境に対する影響
- 5) 国立公園等の貴重な生態系を維持するための水供給環境の変化

調査の結果、ダム直下より初めの沢が合流してくるまでのドンナイ河道区間の水棲環境を維持することは、生態学的な観点からよりも美しい景観を維持するという観点から有益であることが判明した。このことは、ダムから僅かな水量を放流することによって実現可能である。しかしながら、このような小規模放流にはさほど大きな環境的な意味はないと考えられる。

ドンナイ川の河床は変質を受けた砂岩・シルト岩から成っている。これらの岩は侵食に対して非常に強い硬岩である。さらに、本プロジェクトによる約 200m³/sec の平均放流量は、自然流況下での雨季平均流量 250m³/sec に比べて小さい。したがって、発電所からの放流水が河道や河床の侵食を招くことはない。

ドンナイ第4発電所から既存の Tri An 貯水池までのドンナイ川河道区間においては、灌漑用水、生活用水、工業用水等の確保を目的とした取水はほとんど行われていない。ごくまれに、ドンナイ第4発電所の下流約 150km にある2地点から取水が行われ、水田へと供給されている程度である。詳細な検討の結果、本プロジェクトでの貯水池操作によって、Nam Cat Tien (カッティエン国立公園の南部地域)の北東部でのドンナイ川の月洪水ピーク流量は、約 20%から 30%減少することが判明した。このピーク流量の減少率は比較的小さいといえるが、これはドンナイ第4発電所から Nam Cat Tien までの間の流域からの流入量によってドンナイ川の流量が回復しているためである。なお、同流域からの流出はこの地点におけるドンナイ川の流量の約 30%を占めている。したがって、本プロジェクトによって、現在ごくまれに行われている灌漑用水、生活用水、工業用水の取水に対する不都合が発生するとは考えられない。

カッティエン国立公園の標高は、公園近傍のドンナイ川の平均水位に比べて高いため、年間を通じ国立公園内の水はドンナイ川へと流入しており、ドンナイ川の水が公園内に流れ込むことはない。しかしながら、国立公園内の Bau Sau 湿地帯は例外である。Bau Sau 湿地帯は小河川(Dak Lua 川)を介してドンナイ川と繋がっており、概ね湿地帯からドンナイ川の方向へと流下している。ところが6月から9月にかけてのモンスーン期においては、ドンナイ川の水が Dak Lua 川を逆流して Bau Sau 湿地帯へと流れ込むという現象が発生する。住民達の証言によると、この現象は年間10日間から15日間程度継続する。この現象については1999年のモンスーン期を対象に水文調査を実施した。1999年のモンスーン期に発生した洪水は25年確率程度の大規模なものであった。同モンスーン期を通じ、逆流現象は約10日間観測され、定説を裏付ける結果となった。しかしながら、モンスーン期に発生する数日間の逆流現象が、非モンスーン期の湿地帯の環境保全に対して重要なものであるとは考えられ

ない。

本調査の開始当初は、カッティエン国立公園内及びそのバッファゾーンに生息する一角サイへの影響が懸念されていた。ところが調査の結果、本プロジェクトによる一角サイの生態への影響はほとんど無いことが確認された。

ドンナイ第4発電所のピーク運転(7.5時間運転の場合、16.5時間は発電所からの放流がない)を想定した場合に発生し得る環境影響を抑制するため、長時間の発電放流を行う必要があるか否かは、検討すべき重要な課題である。長時間の発電放流は、ドンナイ第4発電所の発電機を3台にすることで実現可能である。予想外の環境影響に対処するためにも、ドンナイ第4発電所に3台の発電機を導入する案を推奨する。

貯水池を利用した漁業開発

- 24 環境調査の一環として行ったドンナイ川の水質調査ならびに水棲生物調査の結果、対象地域付近には主にコイ科に属する約70種類の魚類の生息が確認された。これらの魚類は、貯水池内でも生存可能である。また、水質調査の結果、この付近の河川水は良質であることが判明し、汚染は確認されなかった。

したがって、貯水池内での漁業開発は可能であるが、当地の住民達は漁業を基本とした生活には消極的であり、民族的・文化的伝統に根差した農業を基本とした生活スタイルを維持することを希望している。しかしながら、貯水池を利用した養殖漁業には商社が興味を持ち、投資に乗り出してくる可能性もある。養殖漁業開発の可能性については、詳細設計時に地方の漁業関連機関によって吟味される余地がある。

環境の管理とモニタリング

- 25 住民移転計画や移転補償は、住民移転委員会(RAC)によって策定・実施され、独自に設置した外部の独立機関によるベトナム国内の規定に基づいた監視を受けることとなる。これらの機関の設立・運営に要する費用は本プロジェクトのコストに含める。

環境モニタリングはすべて EVN の環境セクションにより、水質検査や生態調査等の一部調査を地元業者へ委託しつつ、実施される。

移転補償や環境影響抑制に要する費用

- 26 JICA 調査団からの委託業務として実施された調査結果によると、移転補償や用地買収に要する費用はおよそ11百万米ドル(147,000百万ベトナムドン)と見積られている。主要な項目には、約50kmに渡る国道28号線の付替え費用、農産物、土地、建物等の補償費用、移転先の造成にかかる費用、さらには住民移転委員会(RAC)や外部監視機関の設立・運営費などがある。ここで見積られた経費はこれ以後も継続的に吟味する必要がある。

V 電力調査

電力セクターの構造

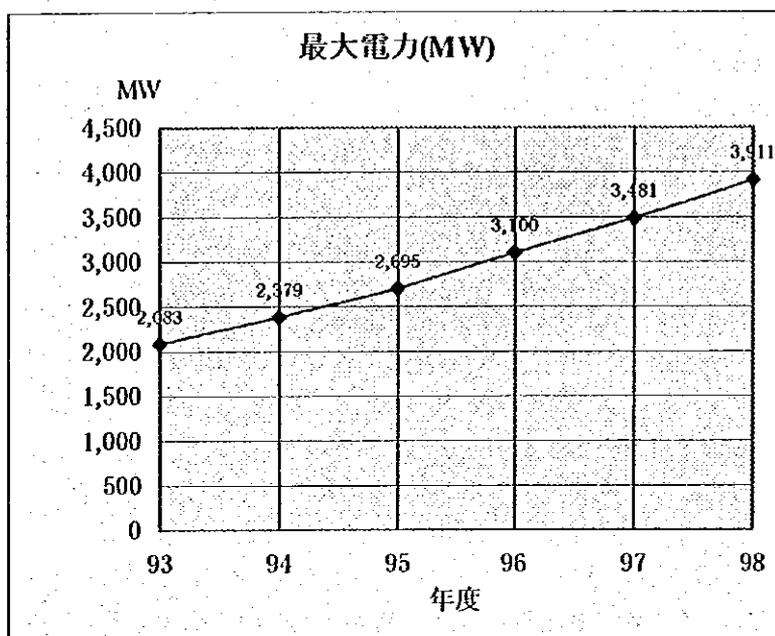
- 27 1995年1月、政府は全電力セクターを対象にした持株会社である「ヴィエトナム電力公社」を設立した。ヴィエトナム電力公社は国営企業法の下に設立された国営企業であり、その取締役会が国に代わって所有者機能を執行する。

ヴィエトナム電力公社ができて以降、電力セクターの運営は図 S.11 に示す諸会社によって行われている。

電力需要の現状と既存の電力系統

- 28 ヴィエトナムにおける電力需要は、ここ10年間で1989年の5,661GWhから1994年に9,198GWh、1998年に17,739GWhと着実に増加してきている。1993年から5年間の年平均伸び率は全体で17.2%であり、部門別に見ると最も高い伸び率を示したのが家庭用の22.2%であり次いで商業用の14.9%、工業用の13.3%、農業用の10.7%の順となっている。特に家庭用の伸びが著しいが、これは地方電化の進展、一人当たりの電力使用量の増加などによるものと思われる。

また、1993年から現在までの最大電力は、下図の通り年平均13.4%の伸び率で増大しており、1993年に2,083MWであったものが1998年には3,911MWに達している。



1998年12月末現在の発電設備の総設備容量は5,055MWであり、種類別の内訳は以下の通りである。

電力設備の種類	設備容量の合計	全体に占める割合
水力	2,854 MW	56.5%
火力（石炭）	645 MW	12.8%
火力（石油）	198 MW	3.9%
ガスタービン	711 MW	14.1%
ディーゼル	397 MW	7.9%
IPP	250 MW	4.9%
合計	5,055 MW	100 %

ベトナムの送電系統は南北を連絡する 500kV 基幹系統と 220kV の主系統から成り立っている。

1998 年 12 月末現在の 220kV 以上の送電設備および変電設備は以下の通りであり、送電系統図を図 S.12 に示す。

・電圧別の送電線の総延長

500kV	1,487km
220kV	2,435km

・電圧別の変電所の容量

500kV	2,700MVA
220kV	4,410MVA

電力需要予測

- 29 JICA 調査団は 2015 年までの電力需要想定を、マクロ方式とセクター別積み上げ方式の 2 つの方法で実施した。2 つの方法による差は、2010 年頃までの 10 年間ではあまり大きな差がなかったため、マクロ方式による想定値を採用することとした。

発電電力量と最大電力の予測を図 S.13 及び図 S.14 に示す。EVN の予測値と比較すると、全般的に低めの数値となっており、2005 年あたりで 1 年遅れ、2010 年あたりで 1 年半遅れとなっている。

ベトナム全体の最大電力は 1998 年の 3,911MW が、年平均伸び率 7.7% で増加して 2005 年には 6,579MW となる。これは 1998 年の約 1.7 倍である。2005 年から 2010 年には年平均伸び率 9.1% で増加して 2010 年には 10,148MW に達する。（1998 年の約 2.6 倍） 発電電力量は、1998 年の実績値 21,654GWh が 2005 年に 39,072GWh（年平均伸び率 8.8%）、2010 年に 61,337GWh（年平均伸び率 9.4%）に達すると見込まれる。これらの値は、1998 年の値のそれぞれ 1.8 倍、2.8 倍となる。

VI 最適開発計画案

最適開発案の検討に用いた手法

30 1999年1月中旬から3月中旬にかけて実施した第1次現地調査において、プロジェクトレイアウト案の予備検討を行い、ドンナイ第3・第4ダムおよび発電所のレイアウトを決定した。その際、図 S.15 に示した5つの代替レイアウト案を設定し、サポーターレポーター中の Appendix E で詳述する通り、代替案2を最適レイアウト案として選定した。続く第2次・第3次現地調査では、その最適レイアウト案に対して、1:1,000 地形図の作成といった地形測量や地質調査を含む詳細な現地調査が実施された。本プロジェクトの最適開発計画案を決定するにあたっては、以下4項目を特に重視した。

- i) ドンナイ第3・第4ダムのダム形式の選定
- ii) ドンナイ第3貯水池の常時満水位(FSL)およびドンナイ第3・第4発電所の設備出力の決定
- iii) ドンナイ第3・第4発電所の日最小設備利用率(日最小ピーク運転時間)の決定
- iv) ドンナイ第3・第4発電所の最適投入時期の決定

ドンナイ第3・第4ダムの形式として複数のダム形式を想定し、コスト比較を行った。最終的に選定されたダム形式については次項で述べるが、選定にあたっては経済的側面のみならず、建設工期についても考慮した。これは、本プロジェクトの工期が、ベトナム政府により計画された電源開発計画フェーズ V の実現に影響を及ぼすためである。

ドンナイ第4発電所の運転方式は、比較的大きな容量を持つドンナイ第3ダムにより調整され、放流される水量に大きく依存する。したがって、本プロジェクトの最適開発案の策定に際しては、ドンナイ第3および第4を連係水力発電プロジェクトとすることを前提とした。最適開発規模は、純便益の最大化という指標を用いて実施した。

ピーク運転時間の最適化および最適投入時期の検討にはソフトウェア EGEAS を利用し、2015年迄のベトナム全土の電力系統における総投資額を最小とするよう、ドンナイ第3・第4連係水力発電プロジェクトの最適化を行った。

最適化検討に用いた開発代替案

31 1999年1月から3月に渡るプログレスレポート No.1 の段階から1999年11月の中間報告書の段階を通し、本プロジェクトに対する概略設計を入念に実施してきた。この概略設計は、特に以下の2点に注意を払って行った。

- i) メインダムの形式
- ii) 本プロジェクトを構成する主要構造物の配置

ドンナイ第3および第4ダムの形式選定にあたっては、以下の4種類のダム形式に対して技術的・経済的側面から比較検討を行った。

- i) 中央土質遮水壁型ロックフィルダム(CCRD)
- ii) コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム(CFRD)

- iii) コンクリート重力式ダム
- iv) コンクリート重力式とロックフィル式の複合ダム(ドンナイ第 3 ダムに対してのみ)

上記 4 種のダム形式に加え、RCC(Roller-Compacted Concrete)ダム形式採用の可能性についての検討も行ったが、同形式ダムの原料となるボソラン(スラッグ、フライアッシュおよび石灰石)の安定供給が望めないため、本プロジェクトで採用するダム形式の候補からは除外した。

各ダム形式の経済比較に際しては、常時満水位(FSL)を標高 590m として検討を行った。これは、JICA M/P や EVN による Pre-F/S 等の先行調査の結果から最も有望であると判断し得るためである。

ドンナイ第 3 ダムについては、中央土質遮水壁型ロックフィルダム(CCRD)とコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム(CFRD)が他のダム形式と比較して経済的に有利であり、この両者を比較した場合、CCRDの方が CFRD よりも約 10 百万 US\$程度コストが低くなっている。しかし一方で、CFRD の採用は、CCRD の採用と比較して、その工期を約 1 年間短くすることが可能というメリットがある。そこで、これら 2 つのダムタイプ代替案について、下記の通り、詳細な比較検討を実施した。

- (i) 主報告書の第 6.5 節で述べる通り、ドンナイ第 3 発電計画の最適投入時期は、コンピュータソフト EGEAS による解析の結果、2007 年と算定された。この解析結果(最適投入時期:2007 年)は、仮にドンナイ第 3 発電計画の総事業費が 10~15 百万 US\$増減したとしても、変わらない。このことは、ベトナム国全土の将来の電力系統構築に対する投資額を最小にするという経済性の観点からみると、ドンナイ第 3 ダムのダム形式として 2007 年での発電開始を可能にする CFRD を採用した方が、ECRD を採用するよりも有利であることを示している。
- (ii) 一方、財務的観点からの比較を行うため、両ダムを採用した場合のそれぞれのドンナイ第 3 発電計画の財務的内部収益率(FIRR)を、主報告書の第 9.3 節に記載されている基準に従い算定した。算定に当たり推定した、両者の総事業費(ドンナイ第 3 発電計画のみ)と年間支出計画を以下に示す。その結果、CFRD と ECRD を採用した場合の、各々の FIRR を算定した結果、それぞれ 6.0%と 5.9%となった。この検討結果から、その差はわずかではあるが、ドンナイ第 3 発電計画に対しては、総事業費が高くても、運転開始を 1 年早めることができる CFRD を採用した方が、財務的にも有利であると言える。

以上のことから、本調査ではドンナイ第 3 ダムのダム形式として、コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム(CFRD)を推奨することとする。

ドンナイ第 4 ダムに関しては、CCRD を採用した場合のコストが最も安いものの、CCRD、CFRD、およびコンクリート重力式の間でほとんど差は見受けられなかった。

ドンナイ第 3 ダム同様、CFRD を採用することで、ドンナイ第 4 ダム本体の建設工期を短縮することが可能である。しかしながら、第 4 プロジェクトの工程上のクリティカル・パスはダム本体ではなく水路建設の方にあると考えられるため、工期短縮のためには莫大な費用をかけて水路工事用のアプローチを相応に整備する必要がある。

したがって、ドンナイ第 4 ダムの形式としては、最もコストの低い CCDR を推奨することとした。

ベトナム国においては、これまでにコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム (CFRD) を採用した事例がなく、本調査で推奨するドンナイ第3発電計画への適用が初めての事例になる。しかしながら、現在 CFRD は、ロックフィルダムの1形式として、既に技術的に確立されており、その特性（建設工期の短縮、土質遮水材が必要ない等）から、多くのフィージビリティ調査における、CCRD を含めた他のダム形式との比較においても、優位なダム形式として選定されている。さらに、世界中では多くの CFRD が実際に竣工しており（その一部を主報告書の表 7.1 に示す）、このダムタイプは今後も多くのプロジェクトで採用されるであろう。本プロジェクトで CFRD を採用する事は、ベトナム国にとって、同ダムの設計及び施工のノウハウを取得する絶好の機会であり、今後の同国におけるダム開発において、ダム形式の選択肢を広げることができる等、より効率的な開発を可能にすることが期待できる。したがって、本調査団は当プロジェクトへの CFRD の採用を強く推奨する。

ドンナイ第3・第4いずれのレイアウトに関しても、詳細設計段階での多少の調整は想定されるものの、中間報告書時に選定されたものと変わりはない。

選定されたダム形式とレイアウトに対し、複数の開発規模代替案を設定し、比較検討を行った。

本プロジェクトの最適開発規模

- 32 ドンナイ第4発電所にとって、ドンナイ第3貯水池からの調整流量がその使用水量の大部分を占める。ドンナイ第4施設の特性を考慮して、項目31で選定したレイアウト案に対し、ドンナイ第3貯水池の常時満水位を標高575mから5m刻みで610mまで変化させた8種の開発規模代替案を設定した。本プロジェクトによる経済便益は最少費用代替案(代替火力)法、および長期限界費用(LRMC)法の2種類の方法を用いて算定した。

経済便益を算定する際に LRMC 法を用いると、年間経済純利益はドンナイ第3ダムの常時満水位を標高590mとした場合に最大化された(図 S.16 参照)。一方、代替火力法を用いた場合は、検討した各ケースのうち、常時満水位を標高590mとした時に経済純利益が最大にはなるものの、標高585m以上の各ケースで比較的一定の便益が算定された(図 S.16 参照)。結局、LRMC 法による経済比較検討結果を適用して、ドンナイ第3ダムの最適な常時満水位を標高590mに設定した。貯水池操作シミュレーションの結果、第3ダムの常時満水位を標高590mにした場合、第3貯水池へ流入する水量の約98%を発電のために有効に利用できることが判明した。

日ピーク運転時間の最適化

- 33 ドンナイ第3・第4発電所の最適な日ピーク運転時間を決定するために、ソフトウェア EGEAS(Electric Generation Expansion Analysis System)を利用した。具体的には、両発電所の日ピーク運転時間を6時間から8時間まで30分間隔で変化させた5種の代替案に対し、それらをベトナム全土の電力系統へ組み込んだ場合の全電力系統に対する将来に渡る総投資額を算定し、比較した。この比較検討の結果、7時間、7.5時間、8時間の各日ピーク運転のケース間で顕著な差異はなかったものの、7.5時間運転の代替案を適用した場合に最も有利である、すなわちベトナム全土の電力系統の拡張・維持に要する総投資額が最も低いことが判明した(図 S.16 参照)。水力発電プロジェクトは、そのプロジェクトの投入により将来予想される日負荷曲線内で受け持つべき部分に応じて、一般に6時間から8時間の日ピーク運転を行うように計画される場合が多く、4~5時間のピーク運転を計画するケースは希である。将

来のピーク需要の増大を予測する際の不確定要素を考慮して、本調査ではドンナイ第3・第4発電所に対して7.5時間の日ピーク運転(最小日設備利用率は約31%)を行うよう計画することを提案する。

ドンナイ第3・第4発電所の最適投入時期

34 ドンナイ第3・第4 連係水力発電所の最適投入時期を決定するために、本調査団はソフトウェア EGEAS を用いて 2015 年までの長期電源開発計画について検討を行った。ベトナム全土の電力系統に組み込むべき最適な電源開発パターンの算定は以下の基準に則って実施した。

- i) 対象とする期間(1999 年から 2015 年)を通じて、各年の総電力需要の 25%を最低予備力として保持しつづける。
- ii) 対象とする期間中に投入する電源やその投入年次は、全電力系統に対する初期投資額および運転・維持管理(O&M)費を最小としつつ、予想される電力需要を満たすように決定される。

EGEAS を用いた上記の検討の結果、ドンナイ第3 発電所の最適投入年次は 2007 年、ドンナイ第4 発電所については 2008 年であるとの結果が導出された。

VII 概略設計

VII-1 ドンナイ第3プロジェクト

メインダム

- 35 ドンナイ第3・ドンナイ第4発電計画に含まれる主要構造物の概略設計は、今回の地形地上調査で作成された縮尺 1/1,000 地形図、並びに EVN から提供された縮尺 1/10,000 を用いて行った。それらの主要構造物の概略設計図面を図 S.17 から図 S.27 に示す。
- 36 前述の通り、ドンナイ第3発電計画では、コンクリート表面遮水型ロックフィルダムが、最適なダム形式として選定された。ダム堤体に関わる主要諸元は下記の通りである(図 S.17 及び図 S.18 参照)。
- ・ 提高 : 108.5m
 - ・ 提頂長 : 470m
 - ・ 提体積 : 456 万 m³
 - ・ 斜面勾配 : 上流側 1:1.4、下流側 1:1.5

仮排水路

- 37 仮排水路計画に対する設計洪水流量は、20年確率洪水量を採用した。さらに、規模の大きな洪水に対しても工事中の安全性を高める目的で、30年確率洪水量に対しても、その洪水流量を適切に処理できるような計画を策定することとした。これら20年及び30年確率洪水量は、ピーク流量でそれぞれ、2,590m³/s、2,800m³/sである。

ドンナイ第3ダムの仮排水路設備は、右岸側を通る2本のトンネル(内径11.5m、延長780m及び980m)と、高さ30mの仮締め切りダムから成り、この仮締め切りダムの高さは、約4ヶ月間の乾期で盛り立てが可能な最大の高さとして決められている。

洪水吐

- 38 洪水吐き設備は、地形的、経済的に有利となる左岸側に設置することとし、その構成は取水庭、ゲート部(幅15m、高さ16mのラジアルゲート3門)、シュート部、フリップバケット及び減勢池から成る(図 S.19 参照)。本調査では、洪水吐き終端のフリップバケット部直下流にある自然河川のたまり水を、減勢池として考えている。これは、洪水吐きからの放流水が河床及び河岸をある程度浸食したとしても、その浸食物が第3発電所に到達し、発電に支障をきたすような恐れはないという理由からである。しかしながら、この減勢池の設計については、詳細設計段階で、洪水吐きの水理模型実験を行った上で決定する必要がある。

設計洪水流量は、1,000年確率洪水量を採用した。さらに、設計洪水量よりも大規模な洪水に対してもダムの安全性を確保することを目的として、可能最大洪水量(以下PMF)についても、洪水吐き設計において考慮することとした。これら1,000年確率洪水量及びPMFは、ピーク流量でそれぞれ、7,240m³/s、12,480m³/sである。

水路構造物および発電所

- 39 図 S.20 に示す通り、ドンナイ川の右岸側に水路構造物は配置されており、それらは、取水口、導水路トンネル(1条)、サージタンク、水圧鉄管路(1条、水平部で2条に分岐)から成る。また発電所については、その型式に関して、地上式と地下式で

経済性の検討を行い、経済的にはるかに有利な地上式発電所を採用した。

また導水路及び水圧鉄管の内径については、経済性検討を通じて、それぞれ 8.4m と 6.5m と決定した。サージタンクは制水口型が採用され、シャフト部の諸元は高さ 85m、内径 20.9m である。

常用放流設備

40 当計画では、下記の理由により、ドンナイ第 3 及び第 4 ダム共、常用放流設備を設置する必要はないものと判断する。

- i) 主報告書第 3.3.2 節に記載している通り、ドンナイ第 3 及び第 4 貯水池周辺地盤は十分な水密性を有していると同時に、崩壊が想定されるような急峻な斜面はない。従って、貯水池湛水後に、貯水池からの漏水や斜面崩壊等に対する対策工を実施するような状況は想定されない。したがって、貯水池内を空虚にするような必要性が生じる事態はないものと考えられる。
- ii) 仮排水路トンネル締め切り後の、ドンナイ第 3 貯水池湛水中における下流河川への放流は、下記の理由により、それほど必要ないものとする。
 - 湛水は雨期間に行われること。
 - ドンナイ第 4 ダムからカッティエン国立公園までの区間においては人口も少なく、ドンナイ川からの利水目的の取水はほとんど行われていない。
 - 一方、カッティエン公園下流域においては比較的開発が進んでいるため、河川沿いに人が生活している状況にあるが、第 4 ダム～カッティエン国立公園間の残流域面積は約 5,000km² にも及び、ここからの十分な流出量が期待できる。
- iii) 発電所運転開始後については、第 4 発電所の水車発電機を 3 台にすることで、将来必要に応じて、発電放流により河川維持流量を流すことが可能である。
- iv) また、ダムから発電所までの減水区間においては、利水目的の取水はない。またいくつかの支流がドンナイ川へ流れ込んでおり、これら支流からの流量は、河川環境の維持に役立つと考えられる。

発電施設

41 ドンナイ第 3 発電所は、有効落差約 132m を得て、2 台の水車(縦軸フランシス)・発電機により最大出力 240MW の発電を行うピーク負荷対応(ピーク継続時間：7.5 時間)の発電所である(図 S.21 及び図 S.22 参照)。発電機からの発電電力は所内変圧器で 500kV に昇圧され、サージタンク近傍の開閉所を通じて、既設の 500kV 送電線に送電されることとなる。

VII-2 ドンナイ第 4 プロジェクト

42 ドンナイ第 4 発電計画における構造物の設計は、ドンナイ第 3 発電計画と同様な設計思想のもとで実施された(図 S.23～図 S.28 参照)。両計画は近接している上、最大使用水量や得られる落差等の設計条件に大差がないため、結果的にドンナイ第 3 計画と類似した設備構成となっている。ドンナイ第 3 発電計画との主な相違点は下記の 3 点である。

- 1) ダム提体の型式 (No.4 計画：中央土質遮水壁型ロックフィルダム)
- 2) 水車・発電機の台数 (No.4 計画：3 台)
- 3) 水路構造物及び発電所の配置 (No.4 計画：左岸側)

ダム型式の違いについては、本要約版の第 31 項に記載されている通りである。

No.4 計画で水車・発電機の台数を 3 台としているのは、発電所停止時（オフピーク時）の無放流が下流河川の自然・社会環境に与える悪影響を、出来る限り回避するため、発電運用に裕度を持たせることが目的である。

また、水路構造物及び発電所の配置は、地形的に有利な左岸側となっている

下表に、ドンナイ第 3 及び第 4 発電計画の主な構造物の諸元は、本要約報告書の巻頭に示してある。

送電設備

- 43 ドンナイ第 3、第 4 水力発電所の発生電力を需要地点まで送電する方法として、次の 3 案を技術面、経済面などから検討した。

・第 1 案

ドンナイ第 4 の開閉所からドンナイ第 3 の開閉所を経由して 500/220kV Di Linh 変電所へ至る 1 ルートの 220kV 2 回線送電線を新設する。また Di Linh 変電所に 500/220kV 450MVA の変圧器 1 台を増設する。

・第 2 案

ドンナイ第 4 の開閉所にドンナイ第 3 と第 4 を一括して 220kV から 500kV に昇圧する変圧器を設置し、この変電所から Pleik と Phu Lam との間の既設 500kV 送電線まで 1 ルートの 500kV 2 回線の送電線を新設する。ドンナイ第 3 とドンナイ第 4 の間は 1 ルート 2 回線 220kV 送電線で接続する。

・第 3 案

ドンナイ第 3、第 4 とともにそれぞれの発電所で直接 500kV に昇圧し、ドンナイ第 4 から Pleik と Phu Lam との間の既設 500kV 送電線まで 1 ルートの 500kV 2 回線の送電線を新設する。ドンナイ第 3 とドンナイ第 4 の間は 1 ルート 2 回線の 500kV 送電線で接続する。

総合的評価は以下の通りである。

- 第 1 案 a) 建設工事費は最も少ないが、送電損失を含めた年経費の比較では、最も経済性が悪い。
- b) 潮流、電圧、安定度など技術上の問題点は検討した年度断面ではなにもない。ただし、220kV 送電のため、数量的には示せないが定性的には 500kV 送電に比べ送電安定度が低いといえる。
- c) 電力系統において最も事故頻度の多い設備は送電線であり、3 案の中では最も送電線の亘長が長いため、事故発生の確率が高く信頼度面で最も劣る。
- d) 送電損失が最も多い。

- 第 2 案 a) 経済性は第 3 案の次に良い。

- b) 送電安定度面では、長距離の 500kV 送電線の中間に電圧を支える発電機が接続されること、および発電機間の位相差が 220kV 送電に比べ小さいことからシステムの安定度が高いといえる。
- c) 第 1 案より 亘長の短い 220kV 送電線と事故発生確率の少ない 500kV 送電線で構成されており、信頼度面では第 1 案よりは勝るが、第 3 案よりは劣る。
- d) 送電損失は第 1 案より少ないが、2 段昇圧しているため第 3 案よりやや多い。

第 3 案

- a) 経済性は最も良い。
- b) 送電安定度については第 2 案と同様のことがいえる。
- c) 事故発生確率のすくない 500kV 送電線のみで構成されており、送電線亘長も最も短いため事故発生頻度が少なく、信頼度面で最も優れている。
- d) 送電損失は最も少ない。

JICA 調査団は、経済性、送電安定度、信頼度、送電損失等を総合的に評価して、各面において最も優れている第 3 案(図 S.29 および図 S.30 を参照)を、ドンナイ第 3・第 4 の送電方法として推奨する。

VIII 施工計画及び積算

施工計画

44 ダム工事の施工数量は以下の通り要約される。

項目	単位	No.3 プロジェクト	No.4 プロジェクト
形式		コンクリート遮水型ロックフィル	センターコア型ロックフィル
堤高	m	108.5	96.0
掘削	m ³	790,000	290,000
盛立て	m ³	4,560,000	2,280,000
フェーススラブコンクリート	m ²	95,000	-
基礎グラウト	m	70,000	34,000

ダム工事中の河川仮転流工はフィルタイプコファードラムとの組み合わせによる仮排水トンネル方式を採用し、30年確率洪水(2,800 m³/s)に対応する計画とした。No.4プロジェクトでは経済性の観点よりインテグレートコファードラム方式が採用された。

全てのダム盛立て材料はダムサイトから10 km以内の範囲で採取可能である。ロック材については、現場掘削材の再利用がNo.3については約10%、No.4については約25%と限られるため、各プロジェクトでそれぞれ開発される原石山が主たる供給源となる。ダム工期はNo.3については約3年、No.4については約4年と見積もられた。これはNo.3のコンクリート遮水型ダムが降雨の影響を受けにくいのに対し、No.4のセンターコア型ダムでは盛立てに少なくとも3回の乾期が必要と判断されることによる。No.3プロジェクトでは、盛立て工の完了後に15 m幅のスリップフォームを用いフェーススラブのコンクリート工が実施され、本工事には約1年の工期を要すると計画される。

全体工程を圧縮するために、本トンネル工事は本体土木工事契約に先行して実施される計画とした。これにより仮排水トンネルが完成する2004年の乾期明けに、本体土木業者による河床部のダム基礎掘削が遅滞なく実施可能となった。

本プロジェクトでは、以下の諸元を持つ導水路トンネルの施工も規模の大きな工事となる。

項目	単位	No.3 プロジェクト	No.4 プロジェクト
内径	m	8.4	8.6
延長	m	6,960	5,320
作業坑	no.	3	2

導水路トンネルは、3ブーム油圧トンネルジャンボ、サイドダンプローダー、重ダンブトラックを使用し、基本的に全断面掘削工法により掘削される計画とする。No.4プロジェクトでは、トンネルルート沿いの地形状況より、中間作業坑の建設は現実的ではないと判断されるため、No.3に比べ長い工期が必要となる。

工程計画

- 45 本体建設工事は資金調達、詳細設計、ならびに施工業者の調達プロセスの完了後、2003年初頭より開始する計画とした。図 S.31 に示される通り、No. 3 プロジェクトについては5年半の建設期間を経て2007年12月末に、No. 4 プロジェクトについては6年半の建設期間を経て2008年12月末に発電を開始する計画とした。

事業実施工程では、以下に示す作業がクリティカルパスを構成するものとみなされる。

No.3 プロジェクト工程のクリティカルパス

No.	アクティビティ/イベント	時期
1)	建設資金ローンの申請	2000年7月
2)	ローンアグリーメント	2001年3月
3)	コンサルタントの選定	2001年4月-6月
4)	詳細設計ならびに工事入札書の作成	2001年7月より
5)	施工業者の調達-準備工事	2002年1月より
6)	施工業者の調達-仮排水トンネル	2002年1月より
7)	施工業者の調達-土木工事	2002年10月より
8)	工事開始-準備工事	2002年7月より
9)	工事開始-仮排水トンネル	2003年1月より
10)	工事開始-土木工事	2004年1月より
11)	河川仮転流	2004年12月
12)	ダム建設 (コフアーダム以降)	34ヶ月
13)	貯水池湛水	2007年10月中旬より
14)	発電プラントの有水試験	2007年12月
15)	発電プラントの運開	2007年12月末

No.4 プロジェクト工程のクリティカルパス

No.	アクティビティ/イベント	時期
1)	建設資金ローンの申請	2000年7月
2)	ローンアグリーメント	2001年3月
3)	コンサルタントの選定	2001年4月-6月
4)	詳細設計ならびに工事入札書の作成	2001年7月より
5)	施工業者の調達-準備工事	2002年1月より
6)	施工業者の調達-仮排水トンネル	2002年1月より
7)	施工業者の調達-土木工事	2002年10月より
8)	工事開始-準備工事	2002年7月より
9)	工事開始-仮排水トンネル	2003年1月より
10)	工事開始-土木工事	2004年1月より
11)	導水路トンネル建設	54ヶ月
12)	貯水池湛水	2008年8月中旬より
13)	発電プラントの有水試験	2008年12月
14)	発電プラントの運開	2008年12月末

積算

- 46 事業費の積算は、種々の現場条件、投入される建設資源の市場価格、施工計画ならびにフィージビリティ設計から算出された工事数量を基に、原則として単価積算方式により行った。

総事業費は、No. 3 プロジェクト分が US\$ 396.5 x 10⁶ (54%)、 No. 4 プロジェクト分 US\$ 340.6 x 10⁶ (46%)であり、総計 US\$ 737.1 x 10⁶ と見積もられた。その内訳は表 S.1 に示す通りであり、以下の通り要約される。

積算事業費 (1)

(単位：百万 US\$)

項目	外貨分	内貨分	計
I. ベースコスト	368.4	270.4	638.8
建設費	333.4	219.6	553.0
エンジニアリングサービス	31.1	10.4	41.5
管理費	0.0	3.9	3.9
土地収用および補償費	3.9	6.7	10.6
税金	0.0	29.8	29.8
II. 予備費	55.0	43.3	98.3
価格予備費	26.0	17.9	43.9
物理的予備費	29.0	25.4	54.4
総事業費	423.4	313.7	737.1

積算事業費 (2)

(単位：百万 US\$)

項目	No.3	No.4	計
I. ベースコスト	343.2	294.9	638.8
建設費	293.4	259.6	553.0
エンジニアリングサービス	22.0	19.5	41.5
管理費	2.1	1.8	3.9
土地収用および補償費	10.6	0.0	10.6
税金	15.8	14.0	29.8
II. 予備費	52.6	45.7	98.3
価格予備費	22.6	21.3	43.9
物理的予備費	30.0	24.4	54.4
総事業費	396.5	340.6	737.1

総事業費である US\$ 737.1 x 10⁶ (57%) は、外貨分 US\$ 423.4 x 10⁶、内貨分 US\$ 313.7 x 10⁶ (43%) より構成される。

Age Group	Number of People
0-10	120
11-20	150
21-30	180
31-40	200
41-50	220
51-60	240
61-70	260
71-80	280
81-90	300
91-100	320

IX プロジェクト評価

概説

- 47 プロジェクト総コストは7億3,700万ドル（1999年価格基準）と見積もられている。内訳は外貨分4億2,340万ドルと内貨分3億1,360万ドル（4兆3,496億ドン相当）である。この他に建設期間中の金利3,500万ドルがあるが、これは運転開始以降に元金と共に返済されると想定されている。

プロジェクトの実施妥当性を検討する為に経済評価と財務分析を行なった。経済評価は全社会経済の視点から、経済費用と経済便益を比較して行なっている。経済費用算定のためにプロジェクトコスト（財務費用）から移転的支出（税）と価格予備費を控除している。シャドウ・プライシングは非熟練労働賃金について適用し、また土地の経済価値はゼロと想定した。

経済評価

- 48 経済便益は代替火力法（ケース A）と長期限界費用法（ケース B）の2つの規準によって算定した。

ケース A は本計画が実施されなかった場合、次善の費用最少代替火力が建設されると想定し、この節減される代替火力の費用を以って本計画の便益とみなしている。本調査では、代替火力として石炭火力とコンバインド・サイクル・ガス・タービンの仮想合成火力を設定した。これは、ベトナムの電力開発の現状、火力発電に伴う種々の環境問題を考慮したためであり、またコンバインド・サイクル・ガス・タービンがピーク電力を賄い、石炭火力がベースまたは中間需要を賄うことをも想定したものである。仮想合成火力のコストは182.3ドル/kW および1.92セント/kWh と見積もられている。経済便益はこれら単価と設計容量（90%ピーク出力474MW）および年間発生電力量（1,657GWh）をそれぞれ掛け合せて算定された。

ケース B では長期限界費用を基に決められた単位電力料金によって、プロジェクトが産出する電力を評価した。長期限界費用は一般に、将来持続する追加的需要増加に対応するためのシステム拡張計画の調整に必要なすべての追加的費用（限界費用）と定義され、電力料金設定の最も合理的な根拠であると認められている。定義から判るとおり、長期限界費用は多くの場合、長期電力開発計画策定時に算定されている。今回の場合も、ベトナム電力公社が策定した第5次電力開発長期基本計画のなかで算定されており、7.43セント/kWh（1999年価格基準）と見積もられている。経済便益はこの長期限界費用にプロジェクトの年間発生電力量を乗じて算定された。

- 49 経済便益には、ドンナイの2つの貯水池建設によって乾期流量が増える結果下流チアン発電所で増加する発生電力量が含まれている。

経済的内部収益率は表 S.2 に示すように、ケース A で13.1%、ケース B では13.5%と算定された。これら数値は共に本調査で想定する資本の機会費用10%を超えており、本計画の経済的妥当性を証明するものといえる。

経済的内部収益率の感度分析をケース A について2つの手法で行なった。すなわち総建設費と代替火力の燃料費がそれぞれ20%増減した場合と、総建設費と総便益がそれぞれ10%増減した場合である。その結果、両者ともにコスト増加・便益減少という最悪の条件下でも、資本の機会費用10%を超す経済的内部収益率が得られた。

財務分析

50 財務分析を本事業実施主体すなわちヴィエトナム電力公社の視点から行なった。ただし費用に関しては、ヴィエトナム電力公社から電力会社への電力引渡しを発電所の開閉所で行なわれると想定している為、財務費用は総建設費から送電線建設費を控除したものとなっている。この結果、財務分析のプロジェクトコストは全体で7億2,720万ドル、内訳は外貨分4億1,750万ドル、内貨分3億970万ドル（4兆2,955億ドン相当）となる。したがって電力価格も開閉所地点でのものであり末端消費者が支払う電力料金ではない。本財務分析では4.5セント/kWhおよび5.0セント/kWhの電力価格を想定した。この電力価格に基づく販売収入がプロジェクトから入るヴィエトナム電力公社の唯一の収入源となっている。

財務的内部収益率は2つの電力価格に基づいて算定され、電力価格4.5セント/kWhに対して6.5%（表 S.3 参照）、電力価格5.0セント/kWhに対して7.4%であった。

51 財務的内部収益率は電力価格の設定水準によって決ってくる。財務的内部収益率の感度分析を行なった結果、コスト10%増加・便益10%減少という最悪の条件の場合、財務的内部収益率は5%となる。返済条件を規定する主要件である下記3項目の組合せによって下表の12ケースを設定した。

	外貨：内貨=85:15			外貨：内貨=70:30		
	3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
外貨ローン金利	3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
電力価格=4.5セント/kWh	ケース 1-1	ケース 1-2	ケース 1-3	ケース 2-1	ケース 2-	ケース 2-3
電力価格=5.0セント/kWh	ケース 3-1	ケース 3-2	ケース 3-3	ケース 4-1	ケース 4-2	ケース 4-3

- 1) ローンの外貨・内貨比率：ケース1とケース3は85：15、ケース2とケース4は70：30を想定。
- 2) 外貨ローン金利：年率3.5%、5.0%、8.5%の3ケースを想定。
- 3) ヴィエトナム電力公社の電力販売価格：4.5セント/kWhおよび5.0セント/kWhを想定。

上記の12ケースの各々に関して、プロジェクトローン返済計画の検討を行うため、返済計画表を作成した（主報告書の第9章の表 S9.9を参照）。表 S.4に電力価格=4.5セント/kWh、外貨：内貨=85:15、外貨ローン金利が3.5%の場合のケース1-1に対するプロジェクトローン返済計画を示す。

外貨ローン金利は海外融資機関の金利にヴィエトナム国内の上乗せを加えた金利を想定している。返済期間は外貨ローンが運開後30年、内貨ローンは10年、元金・金利ともにプロジェクト運開後から返済を開始する。内貨ローン金利は13%を想定した。S.4表に見るようにローン残高は建設完了年にピークに達し、以降毎年減少して2039年には完済する。毎年の税引後利益は表最右端の欄に累計表示されている。

52 12ケースの検討結果を2表により分析する。

1) 累積赤字年数

	外貨：内貨=85:15			外貨：内貨=70:30		
	3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
外貨ローン金利	3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
電力価格=4.5セント/kWh	0	0	28	7	12	27
電力価格=5.0セント/kWh	0	0	17	0	6	18

上表は各ケースの累積赤字年数を示したものである。電力価格 4.5 セント/kWh の 6 ケースについて見ると、評価期間を通じて累積赤字が 1 年もないケースが 2 ケースある。累積赤字に対しては、社債発行や資金借入などの措置を講じる必要があり、プロジェクトにとっては追加資金となる。同時に長期にわたる累積赤字は金利支払・元金返済にも影響を及ぼしかねない。その意味では、ケース 1-1 やケース 1-2 は赤字年が全く無く望ましいケースである。一方、ケース 1-3 やケース 2-3 は外貨ローン金利が高いため返済困難があるかもしれない。電力価格 5.0 セント/kWh の 6 ケースでは当然ながら改善が認められ、累積赤字年ゼロのケースはケース 3-1、ケース 3-2、ケース 4-1 と 3 ケースに増える。

2) 債務返済担保比率 (単位: 倍)

外貨ローン金利: (% p.a.)	年	外貨: 内貨=85:15			外貨: 内貨=70:30		
		3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
電力価格=4.5 c/kWh	2015	0.9	0.8	0.6	0.7	0.6	0.5
	2025	1.7	1.6	1.3	2.2	2.0	1.6
	2035	2.2	2.1	1.9	2.8	2.7	2.4
電力価格=5.0 c/kWh	2015	1.0	0.9	0.7	0.8	0.7	0.6
	2025	1.9	1.7	1.4	2.4	2.1	1.7
	2035	2.4	2.3	2.1	3.1	2.9	2.7

債務返済担保比率は、税引後利益・減価償却・支払金利合計の支払金利・元金返済合計に対する倍率として定義される。2015、2025、2035 の 3 年について S.4 表から計算した結果を上表に示す。ケース 1-1 を例に説明すると、2035 年の債務返済担保比率 2.2 は、税引後利益・減価償却・支払金利の合計が仮にほぼ半分まで減少したとしてもヴィエトナム電力公社は債務返済を履行することが可能であることを示している。通常の公共事業では債務返済担保比率は 1.5 倍以上あるのが望ましいとされている。2015 年はかなり低く 0.9 であるが、この年近辺は外貨・内貨ローン両方の返済が重なっていることが原因である。2025 年・2035 年にはすでに内貨ローン返済が終了しているため債務返済担保比率は改善する。外貨・内貨ローン両方の返済が重なる最初の 10 年を過ぎれば、上表の債務返済担保比率はローン返済可能性には問題ないと考えて良いだろう。ただし外貨ローンが 8.5% の高金利ケースは他のケースより劣ることは否めない。返済期間 10 年以上の内貨ローンが利用できないか、が次の段階での宿題となろう。

53 累積赤字年数と債務返済担保比率の 2 指標から返済計画について言えることは:

- 1) ケース 1-1 が最も望ましい
- 2) 次にケース 1-1 以外の累積赤字年ゼロの 4 ケースが望ましい

これら 5 ケース以外の場合は、累積赤字年の期間に対して何らかの資金調達対策が必要となることが予想される。

X 技術移転

- 54 本調査の主要目的である技術移転は、OJT、技術移転セミナー及び日本でのカウンターパート研修の3つから成る。このうち、技術移転セミナーについては、2000年2月下旬に行われた第5次現地調査において開催され、本調査のドラフトファイナルレポートの内容について、ベトナム国側関係機関と活発な議論を行った。この成果は、本ファイナルレポートに反映されている。

XI 提言

概説

- 55 本調査により、ドンナイ第3・第4連係水力発電計画は、技術面、経済面及び環境面の全てにおいて、十分に開発可能な計画であることが確認された。したがって、本調査団は、当計画の詳細設計段階への進展を強く推奨する。

当計画を推進するには、資金の調達に始まり、コンサルタントの選定、詳細設計のための現地詳細調査の実施、詳細設計の実施、コントラクターの選定、建設工事の実施に至る一連の過程で、様々な課題を解決しなければならず、これにはヴィエトナム国政府及びEVNの強力な指導力が必要である。

特に当計画は2007年の運転開始が期待されていることから、当調査の終了後、約7年半の短期間しかない。したがって、本調査終了後、この目標に向けて、綿密かつ素早い対応が、ヴィエトナム国政府をはじめとする関係機関に望まれる。

ヴィエトナム政府による環境影響評価(EIA)や住民移転計画(RAP)の承認

- 56 前述の通り、当計画の実施に当たっては、解決すべき課題がいくつか有り、そのうち最も優先されるべき課題は、当計画の環境影響評価(EIA)および住民移転計画(RAP)についてヴィエトナム国内の承認を得ることである。計画推進のための各種金融機関並びに援助機関からの資金調達には、この承認が不可欠である。この承認手続きに必要な資料は、本報告書のサポーティングレポートに添付されている。

詳細設計

- 57 本調査で実施した設計は概略設計レベルであり、したがって当計画の推進には、優秀なコンサルタントによる詳細設計が必要である。本調査の成果を考慮した上で、詳細設計段階において主に検討すべき事項として下記が挙げられる。

- 1) 本調査で新たに設置した水文観測所での観測記録を基にした、水文解析（特に低水量解析）のレビュー
- 2) 詳細設計の実施に必要な地形測量調査並びに地質調査
- 3) ダム洪水吐き設備に関わる水理模型実験
- 4) 上記水文解析のレビュー並びに地形・地質調査工事の結果に基づく、本調査での主要構造物の設計諸元のレビュー