

## 第 4 章

# Cutato 川発電所の事業可能性調査



## 第4章 Cutato 川発電所の事業可能性調査

前章で選定された Cutato 川地点についての可能性調査結果を以下に示す。

### 4.1 調査地点の特徴

Cutato 川水力発電所新設計画のプロジェクト位置を図 4.1-1(1)、(2)に示す。ここは Huambo 州や Bie 州の標高 1,600 m を越える高原地帯に降った雨が大変緩やかな勾配で Cutato 川に流れ出し、標高約 1,400 m、流域面積約 9,400 km<sup>2</sup> に位置する場所である。

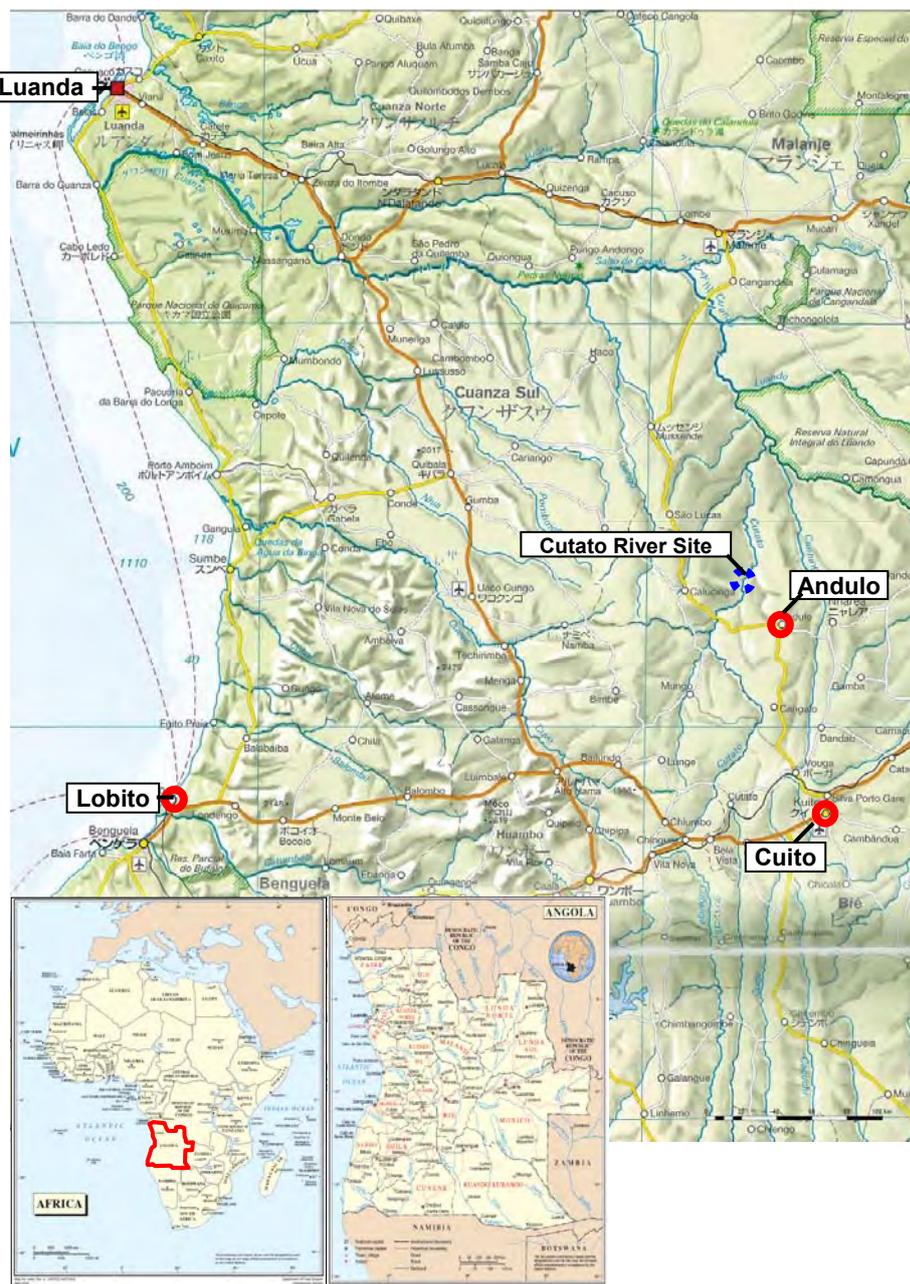


図 4.1-1(1) プロジェクト位置図 Luanda～Cuito～Andulo～Site

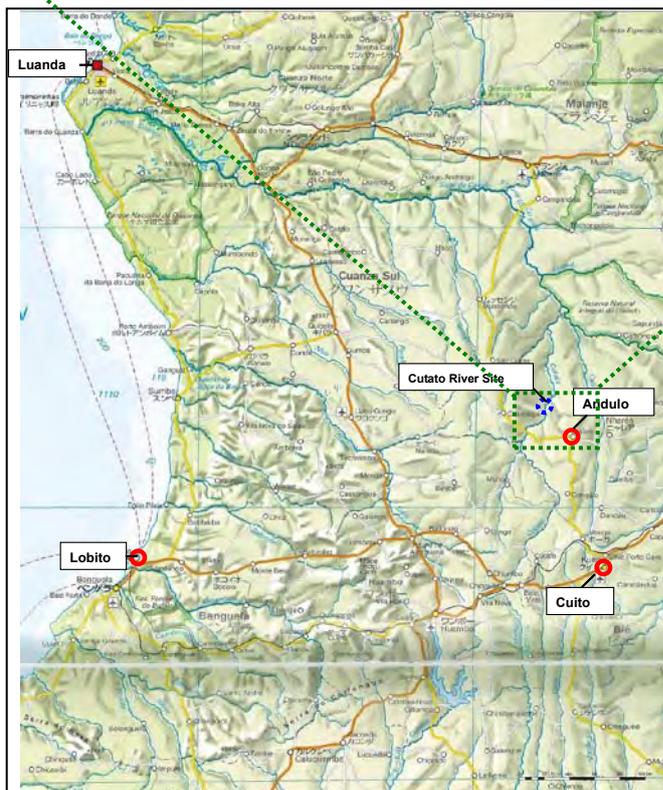
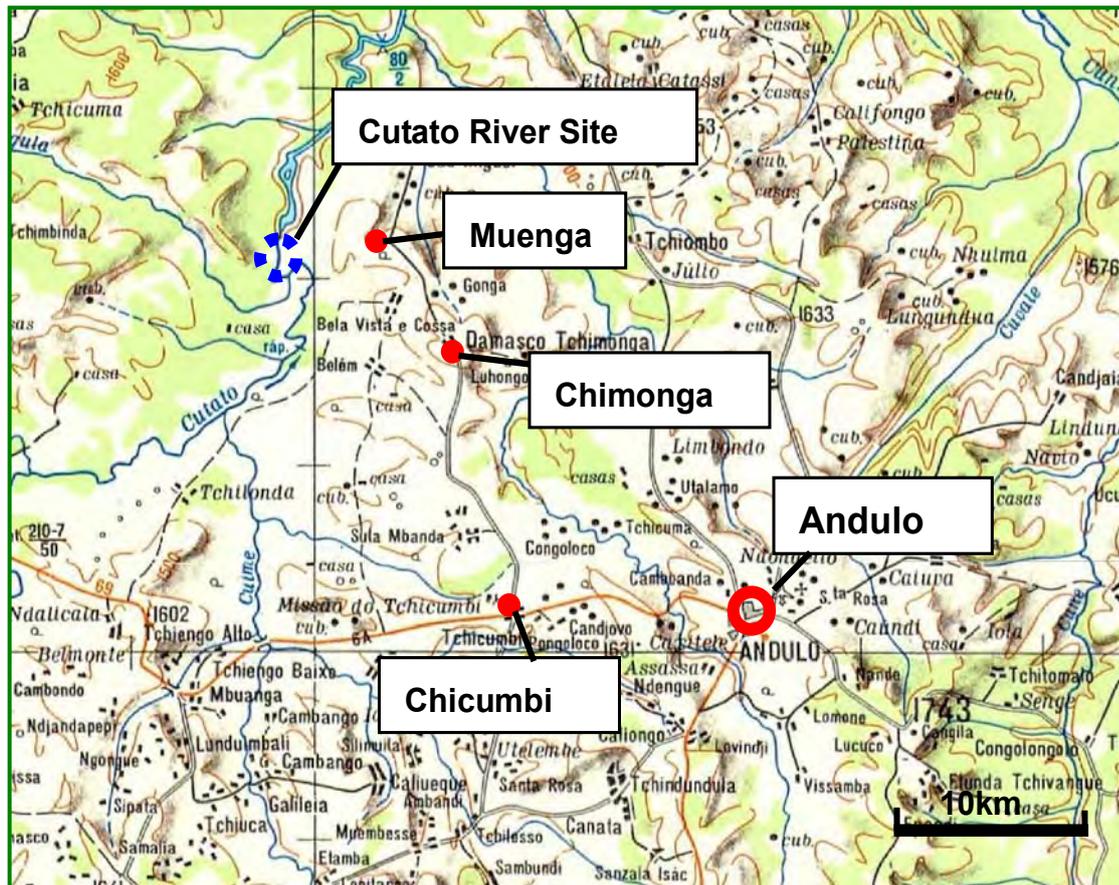


図 4.1-1(2) プロジェクト位置図 Andulo～Site

### 4.1.1 地形・地質

#### (1) 地形的特徴

発電所地点は、標高 1,400 m 程度の緩やかな丘陵地帯に位置する。河川は発電所地点の直上流部で二股に分れ、中高部に中州を形成しながら下流部で再び合流する。計画地点はこのうち、右岸側の河川に相当する。

#### (2) 地質的特性

基礎岩盤は、硬質な先カンブリア紀の粗粒花崗岩であり、サイト周辺の河床部全般に岩盤が露出している。このため、各構造物は露出した岩盤面に直接に敷設することが可能である。但し、花崗岩には割れ目が少ないため、発破が効かない可能性が高い。できる限り現地地形を利用した構造物敷設が望ましい。

#### (3) その他特記事項

特になし。

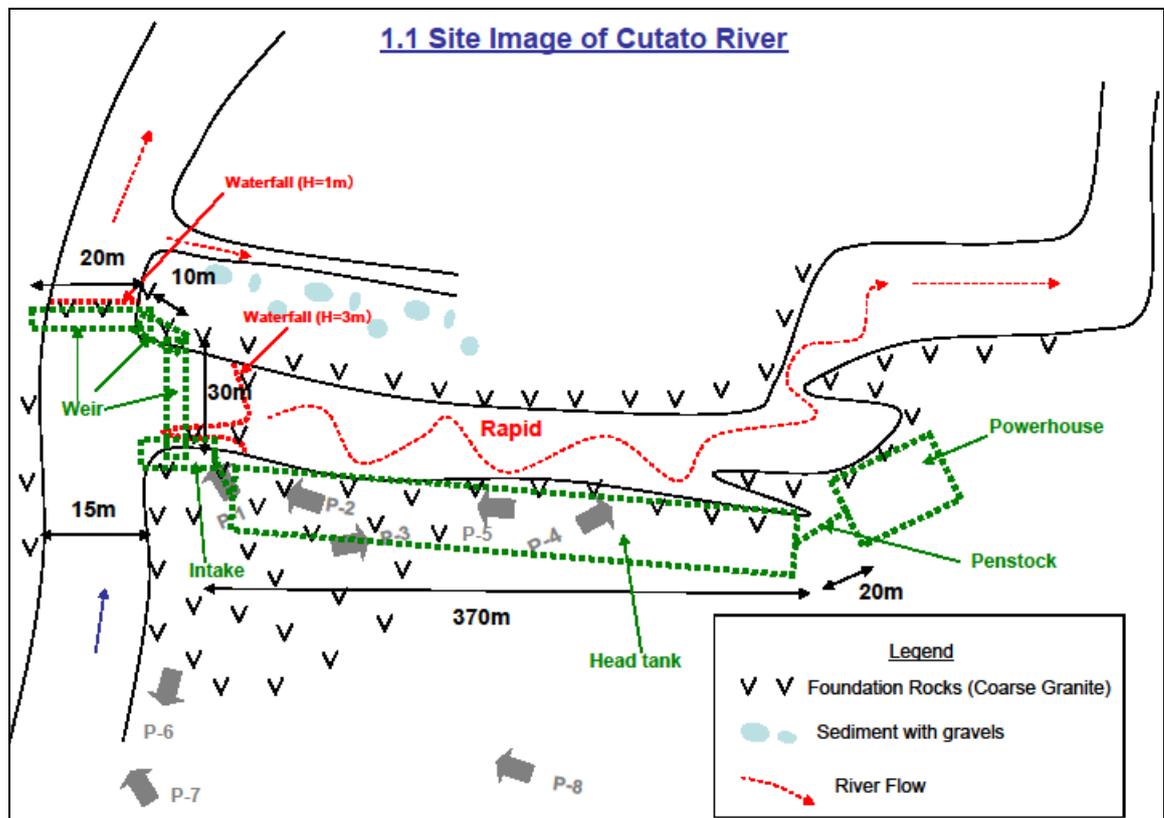


図 4.1-2 Cutato 川地点のイメージ平面図



写真 4.1-1 Cutato 川地点の全景写真(雨季:2011 年 1 月 26 日撮影)

## 4.1.2 水文・気象

### 4.1.2.1 水文・気象の概要

#### (1) 調査地点の概要

Cutato 川地点を計画している Cutato 川は、Cuanza 川（流域面積 147,000 km<sup>2</sup>）の支川であり、計画地点での流域面積は 9,400 km<sup>2</sup> である。第 2 章 2.2.2 節で既述のように、発電所想定地点の標高が 1,250 ~ 1,500 m である以外は、流域の大部分は標高 1,500 m 以上の高地である。また、年間降水量は、年間 1,250 mm 以上の「ア」国のなかでは比較的多雨の地域となっている。

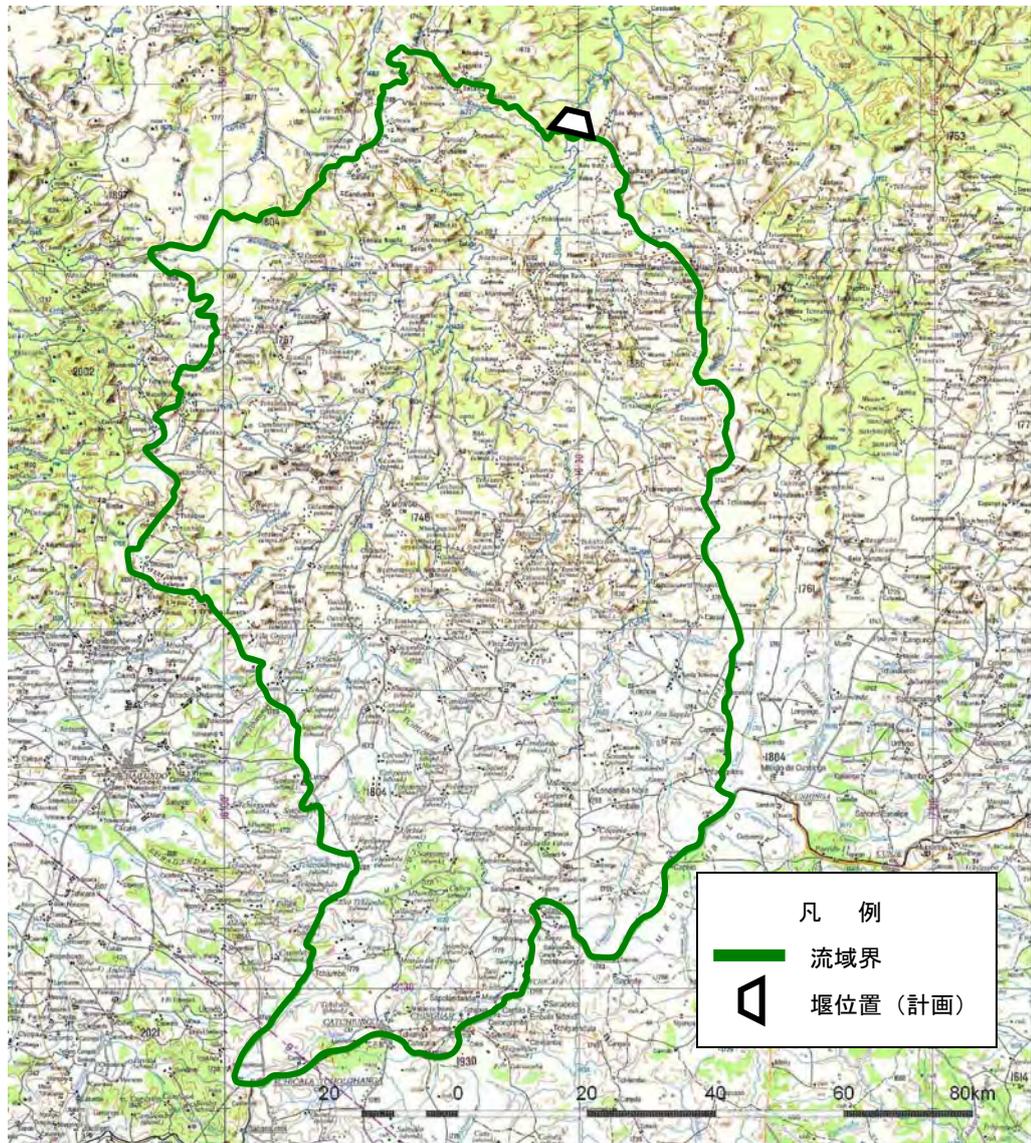


図 4.1-3 Cutato 川地点流域図

(2) 水文・気象資料・データ収集

本調査において、収集した気象・水文データの観測項目・観測期間を下表に示す。

表 4.1-1 水文・気象データ収集状況

項目	観測地点	1960	1970	1980	1990	2000
降水量	Kuito(Bie州)*					
	Huambo(Huambo州)*					
	Luanda(Luanda州)**					
気温	Luanda(Luanda州)**					
相対湿度	Luanda(Luanda州)**					
河川流量	Cambambe**					

凡例     
  通年データあり     
  一部データあり

\* 出典：国家気象局（INAMET：Instituto de Nacional Meteorologia e Geofisica）

\*\*出典：JICA，日本技術開発㈱「アンゴラ国ルアンダ州給水計画 基本設計調査 報告書」，2001

4.1.2.2 気 象

可能性調査地点である Cutato 地点に近い Bie 州（州都 Cuito (= Kuito)）は、標高が高く、緯度の割には気温が低く、年平均気温は 18 度程度である。乾季の 5～8 月は気温が低く降水はほとんどない一方で、雨季の 10～4 月の期間では気温が高く強い降雨がある。調査流域に含まれる Huambo 州も同様の気候であり、両州とも年間降水量は 1,500 mm 程度である。

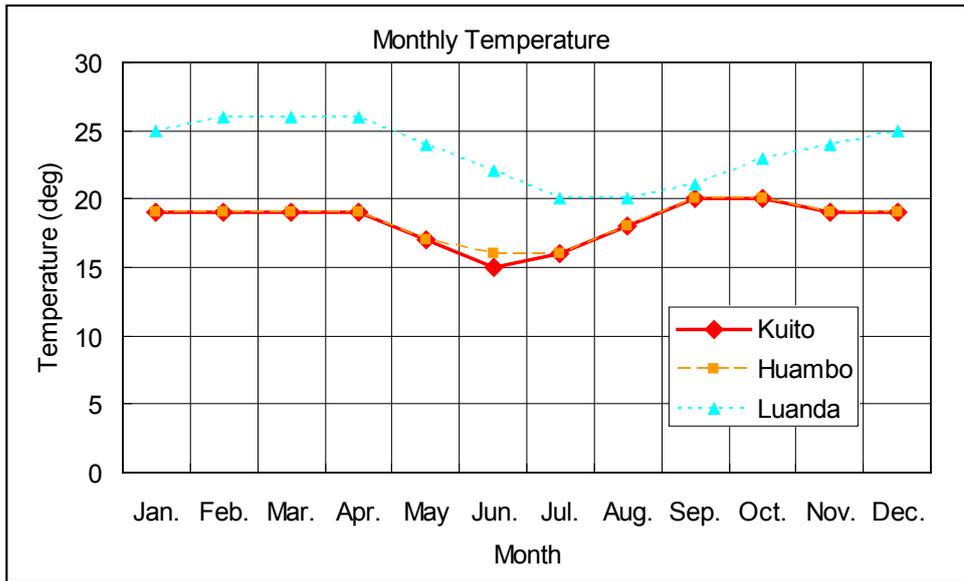


図 4.1-4 月平均気温 (Cuito (= Kuito), Huambo, Luanda)

出典：Weatherbase - Records and Averages for Angola : <http://www.weatherbase.com/>

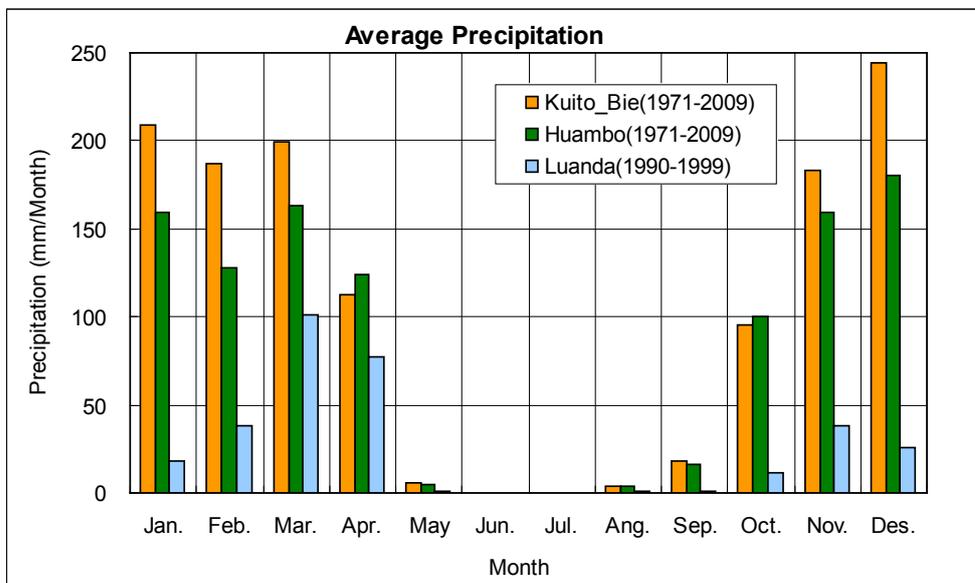


図 4.1-5 月平均降水量 (Cuito (= Kuito), Huambo, Luanda)

出典：INAMET

表 4.1-2 (1) 雨量資料(Bie 州 Cuito (= Kuito)地点)

**Kuito\_Bie (1971-2009)**

Lat 12° 23' S

Lon 16° 57' E

Altitude 1711 m

Precipitation

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Des.	Total
1971	158.1	128.1	147.0	46.7	1.0	0.2	0.0	0.0	4.2	56.8	122.2	207.0	871.3
1972	142.5	53.8	227.0	128.9	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	150.2	163.2	249.1	1127.7
1973	239.2	170.5	189.4	127.0	18.2	0.0	0.0	0.0	5.4	106.9	203.2	166.0	1225.8
1974	106.5	93.5	138.7	150.3	8.2	0.0	0.0	5.5	11.4	137.6	155.2	300.4	1107.3
1975	219.6	296.5	236.4	101.2	27.5	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	107.6	225.8	-
1977	185.6	160.9	293.3	87.2	0.0	0.0	0.0	0.0	55.9	90.9	188.5	274.0	1336.3
1978	96.4	99.6	280.5	200.7	0.0	0.0	0.0	2.0	14.5	67.1	198.5	147.3	1106.6
1979	322.9	207.5	284.9	48.5	4.7	0.0	5.4	16.6	16.1	75.9	320.3	313.7	1616.5
1980	213.5	83.4	87.1	-	-	-	-	10.9	0.7	31.2	162.7	166.7	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	297.3	154.9	144.1	127.8	11.9	0.0	0.0	0.0	11.6	77.1	262.7	506.7	1594.1
1985	148.8	150.5	291.7	118.0	28.9	0.0	0.0	0.0	28.7	207.0	125.4	171.1	1270.1
1986	114.3	308.0	123.4	0.3	0.0	0.0	0.0	3.3	18.5	359.6	232.8	178.1	1338.3
1987	-	226.8	209.6	18.6	0.0	0.0	0.2	0.0	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	4.7	2.5	124.4	125.5	316.4	-
1989	242.7	208.2	236.4	200.5	0.0	0.0	0.0	0.2	7.6	34.5	40.6	103.2	1073.9
1990	290.0	262.7	195.0	201.7	1.5	0.0	0.0	-	0.1	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	273.2	204.2	182.6	36.8	0.0	0.0	0.0	0.8	33.4	79.8	181.8	262.7	1255.3
1999	185.0	203.4	226.3	10.0	12.2	0.0	0.0	0.0	15.6	65.7	-	-	-
2000	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	9.9	45.9	94.5	195.2	-	-
2001	279.8	212.9	217.4	216.4	0.0	0.0	0.0	3.9	35.8	16.5	126.7	166.6	1276.0
2002	230.6	198.4	250.4	84.3	0.0	0.0	0.0	7.9	52.2	81.9	120.3	210.2	1236.2
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	261.3	225.6	184.1	70.5	0.0	0.0	0.0	11.3	26.8	42.9	183.7	260.3	1266.5
2005	251.7	310.2	4.1	200.4	4.1	0.0	0.0	0.0	5.2	74.7	307.0	267.6	1425.0
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	184.0	142.3	254.5	103.8	13.9	0.5	0.0	0.0	19.7	125.3	329.3	392.5	1565.8
2010	154.3	204.1	173.3	200.4	15.9	0.0	-	-	-	-	-	-	-
Average	209.0	187.2	199.0	112.7	6.2	0.0	0.2	3.3	18.5	95.5	183.4	244.3	1276.0

出典：INAMET

表 4.1-2 (2) 雨量資料(Huambo 州 Huambo 地点)

## Huambo (1971-2009)

Lat 12° 48' S

Lon 15° 45' E

Altitude 1700 m

Precipitation

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Des.	Total
1971	144.7	171.4	142.6	71.7	19.5	0.0	0.0	0.0	8.4	135.3	126.6	228.4	1048.6
1972	229.6	36.9	230.1	172.2	8.2	0.0	0.0	0.0	16.0	112.0	134.2	350.2	1289.4
1973	314.7	87.1	191.3	197.5	4.3	0.0	0.0	0.0	4.2	195.2	73.6	194.6	1262.5
1974	50.1	17.5	268.4	197.0	3.4	0.0	0.0	0.2	8.1	143.3	205.0	380.8	1273.8
1975	168.7	269.3	155.0	147.0	48.8	0.0	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	143.4	163.3	244.4	112.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.2	80.5	342.7	90.4	1208.9
1978	25.7	67.3	360.0	228.9	0.0	0.0	0.0	8.0	8.7	122.9	198.8	169.0	1189.3
1979	188.9	314.0	294.2	16.7	0.0	0.0	4.7	11.5	39.6	76.7	294.4	176.4	1417.1
1980	183.6	210.1	73.6	95.0	0.0	0.0	0.0	0.3	11.4	68.7	91.3	72.3	806.3
1981	250.8	192.2	223.9	70.3	0.0	0.0	0.0	14.1	0.0	100.7	179.6	294.5	1326.1
1982	298.7	275.3	192.1	289.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	127.4	129.3	-	-
1983	-	110.0	0.0	73.5	2.1	0.0	0.0	0.0	71.0	-	339.2	-	-
1984	530.0	-	190.8	94.4	0.0	0.0	0.0	-	2.4	62.1	210.6	-	-
1985	47.6	138.4	201.7	237.8	0.0	0.0	0.0	-	-	78.0	141.8	89.3	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	41.0	115.6	135.4	46.3	-
1988	115.6	14.8	171.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.5	148.9	267.9	-
1989	155.4	44.0	152.7	253.6	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-
1990	59.9	37.5	41.2	140.4	0.0	0.0	0.0	-	-	-	82.4	64.5	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	220.6	67.7	126.6	44.3	0.0	0.0	0.0	14.8	6.6	96.4	113.0	127.6	817.6
1999	146.7	148.1	140.1	78.9	0.0	0.0	0.0	-	9.8	90.4	101.9	200.3	-
2000	81.2	60.0	114.9	147.5	0.0	0.0	0.0	-	42.0	56.7	130.2	115.3	-
2001	81.5	208.4	132.4	161.7	0.0	0.0	0.0	7.0	12.7	19.2	47.8	158.6	829.3
2002	136.9	135.4	161.8	94.3	0.0	0.0	0.0	-	20.2	31.8	77.6	142.6	-
2003	157.5	174.9	102.9	69.0	0.0	0.0	0.0	-	12.1	78.2	251.3	316.4	-
2004	220.9	69.9	40.3	28.5	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	1.2	0.0	206.9	124.7	119.3	-
2006	68.6	75.9	202.0	-	0.0	0.0	0.0	-	16.0	180.1	238.7	210.5	-
2007	156.1	103.0	122.9	45.1	0.0	0.0	0.0	-	14.2	74.1	122.5	92.3	-
2008	74.5	121.3	165.0	88.0	42.7	0.0	0.0	-	0.5	130.3	149.1	-	-
2009	87.0	126.7	123.0	74.7	10.2	0.0	0.0	-	-	95.7	113.0	234.0	-
2010	124.8	140.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Average	159.4	127.9	163.0	124.2	5.0	0.0	0.2	3.8	15.8	99.9	159.4	180.1	1133.5

出典：INAMET

4.1.2.3 水 文

第2章2.2.2節で示した Cuanza 川 Cambambe 地点の流量資料（下表に再掲）をもとに、流況曲線を作成すると図 4.1-6 のようになる。また、この期間の流況曲線の平均値から作成した流況曲線およびそれに対する豊水・平水・低水・渇水流量を図 4.1-7 に示す。また、この流況曲線より Cuanza 川の月最大流量を推定すると、約 2.0 m<sup>3</sup>/s/100 km<sup>2</sup> となる。

表 4.1-3 月別河川流量(Cuanza 川 Cambambe 地点 1962 - 1972)【再掲】

**Monthly Discharge**  
 Cuanza river Basin Area: 121,470 km<sup>2</sup> Station: Cambambe  
 Observation Period: 1962-72 E:14:29:00 S:9:45:00 Elevation: 187 m (m<sup>3</sup>/s)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Ang.	Sep.	Oct.	Nov.	Des.	Total*
1962										318	424	787	882.5
1963	1044	1491	1577	1913	1204	692	477	369	294	281	474	636	663.5
1964	799	1168	1496	1327	660	373	293	244	211	187	290	455	608.0
1965	919	1090	1188	1276	739	416	293	239	204	219	213	459	809.6
1966	794	1466	2120	2022	983	549	365	284	241	300	396	421	639.8
1967	550	798	1030	1286	1299	634	385	313	265	265	592	1017	1114.7
1968	1561	2129	2606	2092	1248	698	485	376	307	286	472	734	1044.3
1969	1478	1588	2469	2554	1163	658	455	380	295	377	569	1123	969.0
1970	1347	1604	2412	1581	961	563	430	361	300	327	489	687	649.4
1971	1034	805	900	1317	832	465	355	307	275	216	268	337	349.8
1972	522	417	397	715	501	269	222	182	151				
Average(m <sup>3</sup> /s)	1004.8	1255.6	1619.5	1608.3	959.0	531.7	376.0	305.5	254.3	277.6	418.7	665.6	773.1

\*: Average of Oct.-Sep.

出典：JICA，日本技術開発㈱「アンゴラ国ルアンダ州給水計画基本設計調査 報告書」，2001

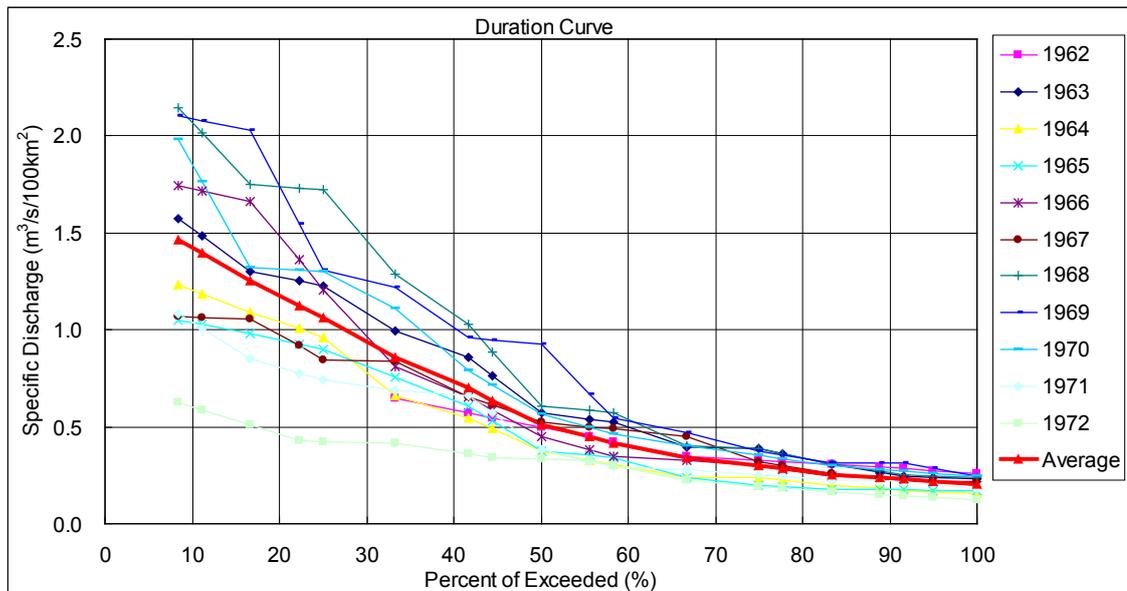


図 4.1-6 Cuanza 川各年流況曲線(1962～1972 年)

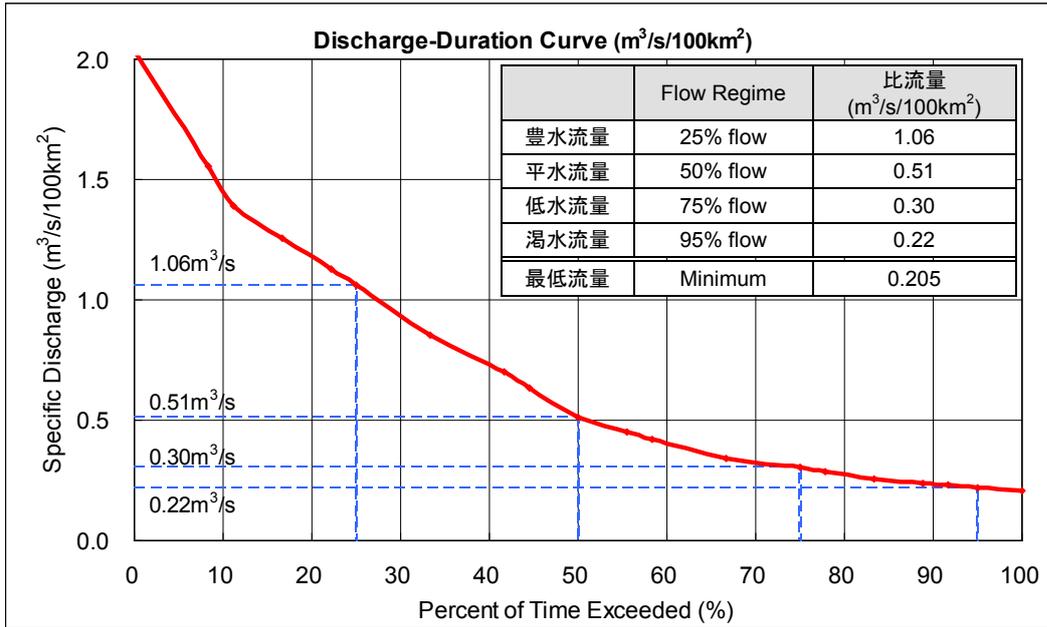


図 4.1-7 Cuanza 川流況曲線(比流量, m³/s/100 km²)

なお、検討対象とする Cutato 川の流域面積は 9,400 km<sup>2</sup>であることから、図 4.1-7 流況曲線より流域面積比により Cutato 川の流況曲線を作成すると、図 4.1-8 のようになる。これより、月最大流量は 188 m<sup>3</sup>/s と推定できる。

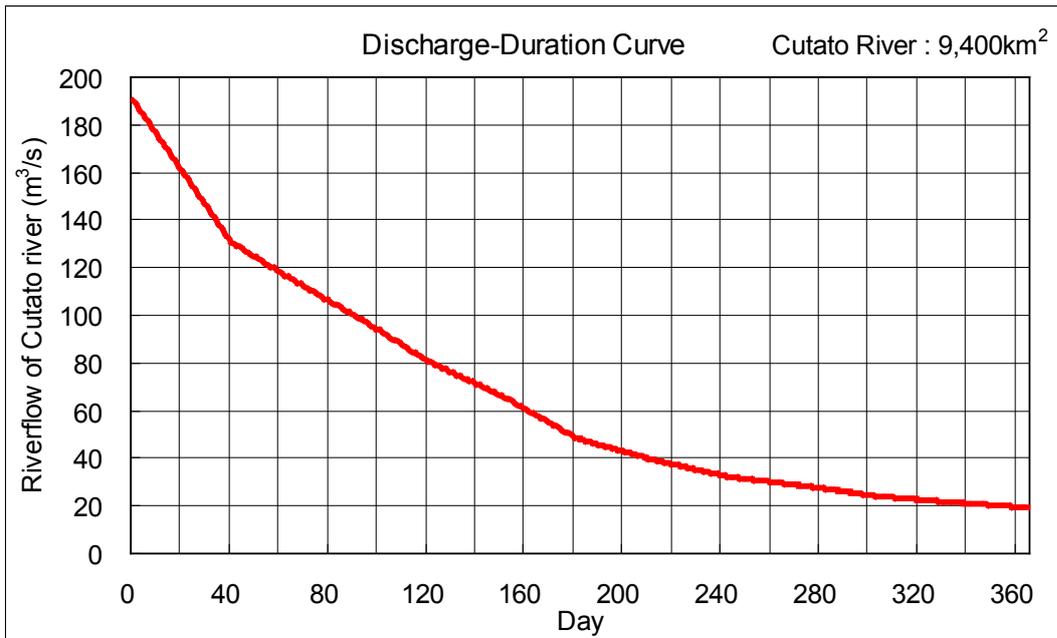


図 4.1-8 Cu tato 川流況曲線

※ Cuanza川の流量データに基づき、流域面積比 (Cutato川面積/Cuanza川流域面積=9,400 km<sup>2</sup> / 121,470 km<sup>2</sup>) により算定

## 4.2 発送電計画

### 4.2.1 発電所位置の決定

ダムや堰などの河川工作物を作るには、河川内の工事場所をドライにするための転流工が重要となる。転流工には仮排水路方式と半川締切方式がある。仮排水路方式は川幅の狭い、河川勾配の急な、河川流量の少ない山岳河川に適している。半川締切方式は川幅の広い、河川勾配の緩い、河川流量の大きい平地河川に適した方式である。Cutato 川地点は、まさにこの半川締切方式に適した河川である。また最適と考えたサイトはその地点で半川締切に重要な中州（河川内の島）を有しており、その自然地形を利用して容易に建設時の河川切り替え工事ができる。また、分流地点の下流で河川勾配が急になるため、短い水路長で落差も得られる。まさに水力発電所建設に適したサイトである。

Cutato 川発電所の位置としては、まず完成後の運転・保守と建設工事の容易さを念頭に、送電ルート、機器搬入路、仮設備用地などを考慮すると、その位置は、Cutato 川右分流（Cutato 川は取水堰地点で左右に分流している）右岸側が最適である（図 4.2-1 参照）。

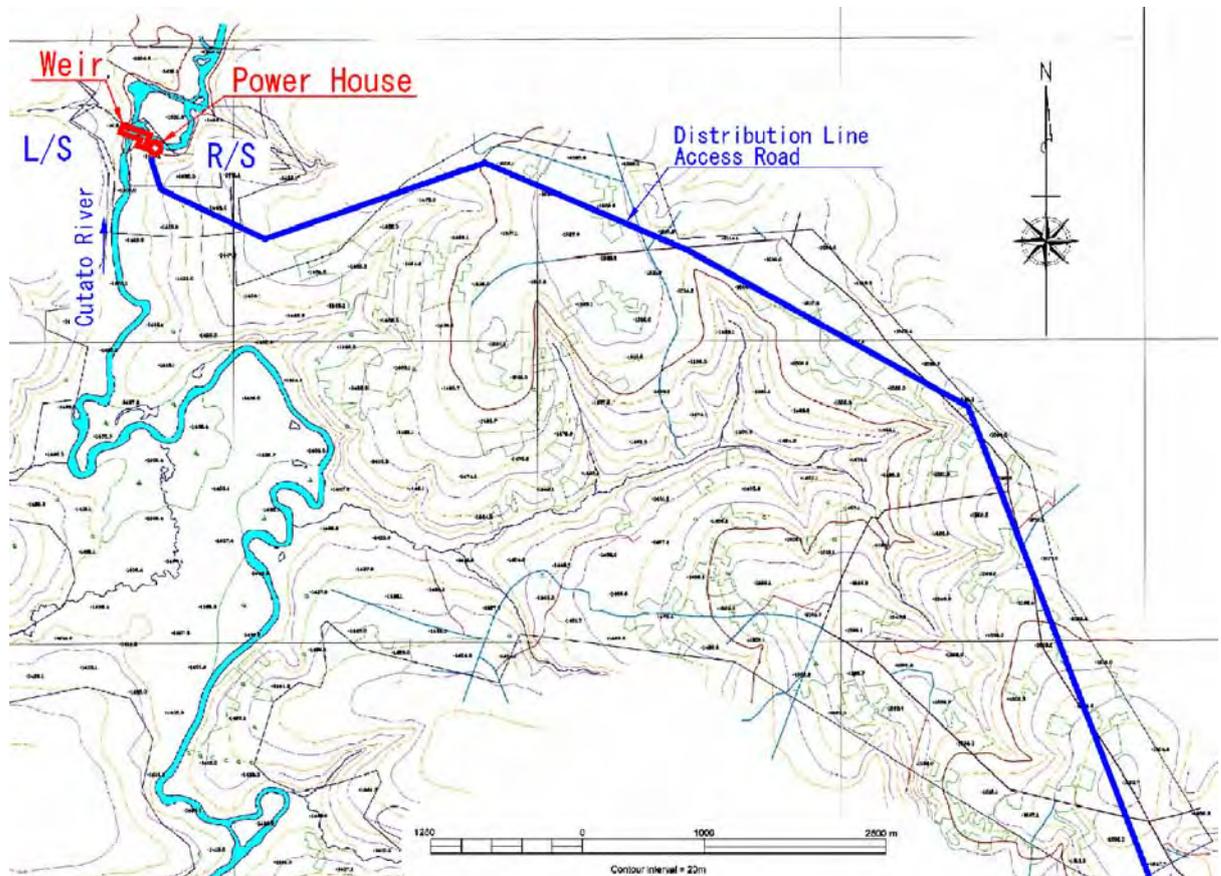


図 4.2-1 発電所位置図

Cutato 川右分流右岸側でも、発電所を取水堰直下に設置（以下「堰直下案」と表示する）するか、取水堰から約 400 m 下流に設置（以下「水路案」と表示する）するか判断が分かれるところである。

当初は、第3章3.2.1節 Cutato 川地点に示すように、水路案を考えていた。これは硬質な先カンブリア紀の粗粒花崗岩の岩盤がサイト周辺の河床全般に露出しており、掘削が大変であると判断したのでなるべく掘削量の少なくなる位置を選定したものである。しかしながらその後、両案を比較したところ、堰直下案は水路案に比べ、掘削量は多くなるが、コンクリート量などを減らすことができ、結果として建設工事費も安価になることが判明した。（表 4.2-1、図 4.2-2、図 4.2-3 参照）

そこで発電所位置は、Cutato 川右分流右岸側取水堰直下に決定する。

表 4.2-1 主要工種による直接工事比較表

Item	Description	Unit	Quantity	Rate (Yen)	Amount (Yen)	
					Waterway Type 図 4.2-2(1)	Weir Type 図 4.2-2(2)
Concrete Work	Reinforced concrete 0.1 t/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	8,350	31,550	263,442,500	
Framework	Reinforced Structure	m <sup>2</sup>	10,800	3,610	38,988,000	
Excavation Work	Hard Rock II	m <sup>3</sup>	13,100	7,630		99,953,000
Total					302,430,500 ≒ 300,000,000	99,953,000 ≒ 100,000,000

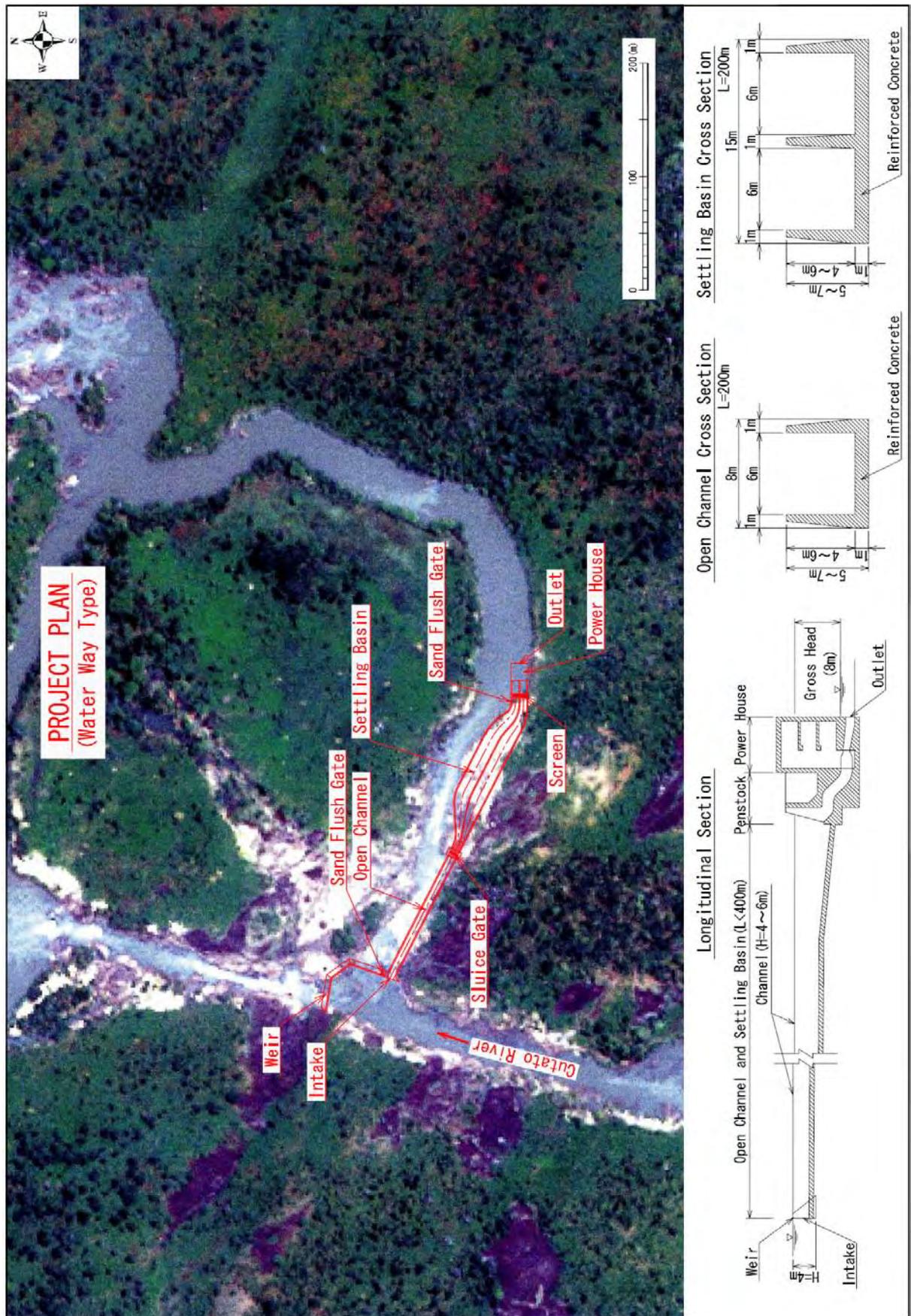


图 4.2-2 水路案計画图

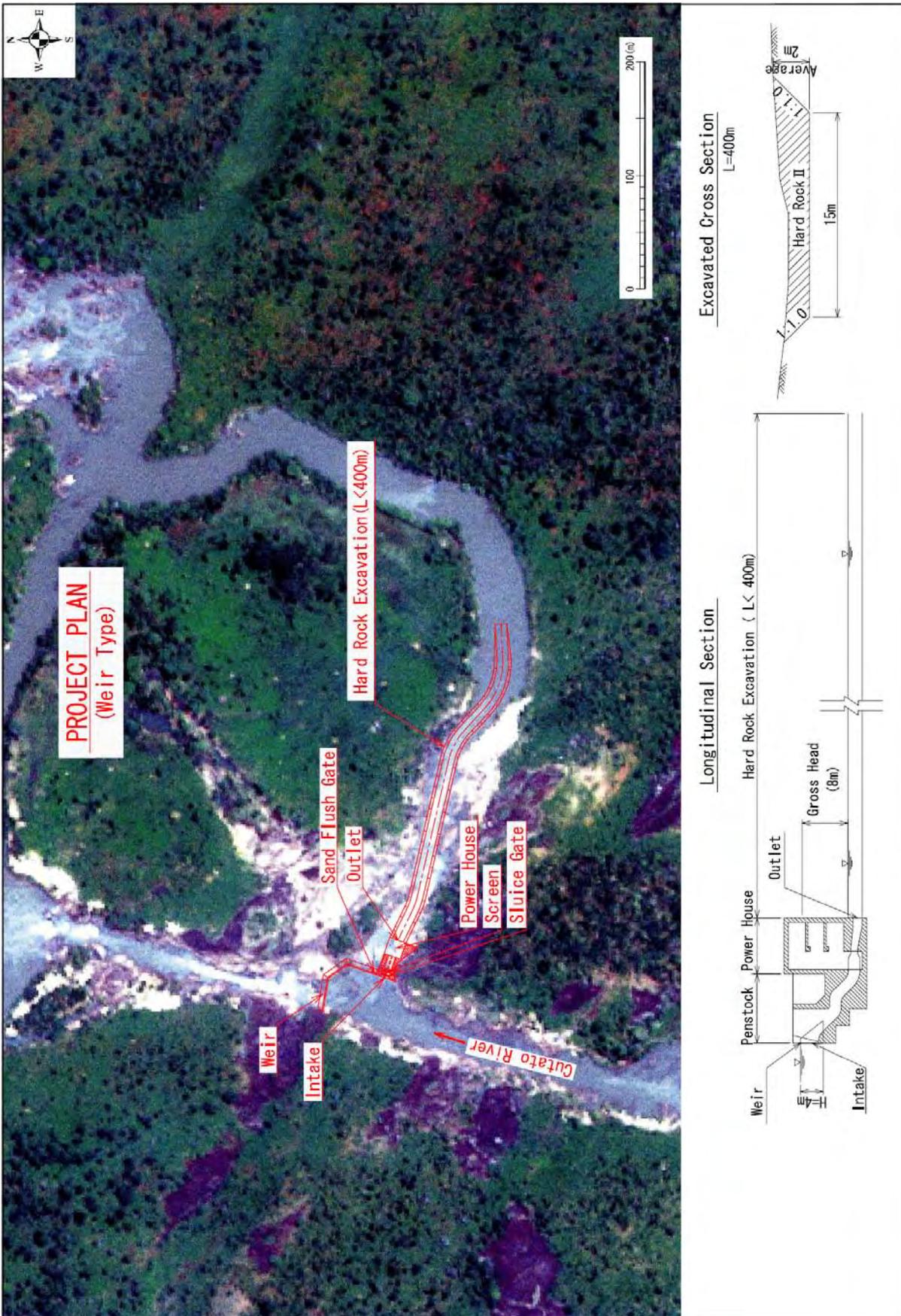


图 4.2-3 堰直下案計画図

#### 4.2.2 堰高・最大使用水量の決定

発電所位置を Cutato 川右分流右岸側取水堰直下とした上で最適な堰高、最適な最大使用水量を検討した。

まず堰には、設計洪水流量（560 m<sup>3</sup>/s）が流下時でも水位上昇を抑え、自然環境、社会環境への影響を極力少なくするために、長さ約 70 m、高さ約 3 m の倒伏堰を設置することにした。そこで堰高は 3 m 以上を検討した。

最大使用水量は、通常、「ア」国で採用する年最小流量（ここでは約 20 m<sup>3</sup>/s）と、ほとんど水力開発の終わった我が国が最近まで開発規模として実績の多かった 95 日流量（ここでは約 90 m<sup>3</sup>/s）の間を 10 m<sup>3</sup>/s 刻みで検討した。

ここで、当該プロジェクトで現実的に CDM クレジットを取得するための、現在使用できる方法論を検討した結果、最大出力と湛水面積との比を 4 W/m<sup>2</sup> 以上とすることが必要であることが判った。

そこで、この比が 4 W/m<sup>2</sup> 以上となる堰高と最大使用水量との組合せを表 4.2-2 に示し、それぞれのケースでの発生電力量や建設工事費、年効用や年費用を算出して、最適規模を検討した結果を表 4.2-3 に示す。なお、それぞれの堰高に対する湛水面積を図 4.2-4 に示す。

表 4.2-2 検討する堰高と最大使用水量の組合せ

堰高 (m)	湛水面積 (km <sup>2</sup> )	必要出力 (4 W/m <sup>2</sup> ) (kW)	有効落差 (m)	総合効率 (%)	必要使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)
3	0.48	1,920	6.5	82	36.8	40, 50, 60, 70, 80, 90
4	0.72	2,880	7.5	82	47.2	50, 60, 70, 80, 90
5	1.20	4,800	8.5	82	70.3	80, 90
6	2.72	10,880	9.5	82	142.5	なし

堰高 3 m のケースでは、図 4.2-5 に示すとおり、最大使用水量 40 m<sup>3</sup>/s の時に費用便益比（B/C : Benefit / Cost）が最大となる。同様に堰高 4 m のケースでは、図 4.2-6 に示すとおり、最大使用水量 50 m<sup>3</sup>/s の時に B/C が最大となる。最後に堰高 5 m のケースでは、図 4.2-6 に示すとおり、最大使用水量 80 m<sup>3</sup>/s の時に B/C が最大となる。

表 4.2-2 の堰高、最大使用水量のすべての組合せの中で B/C が最大となる最適規模は、堰高 4m、最大使用水量 50 m<sup>3</sup>/s のケースである。

以上から取水堰の高さは 4 m、最大使用水量は 50 m<sup>3</sup>/s に決定する。

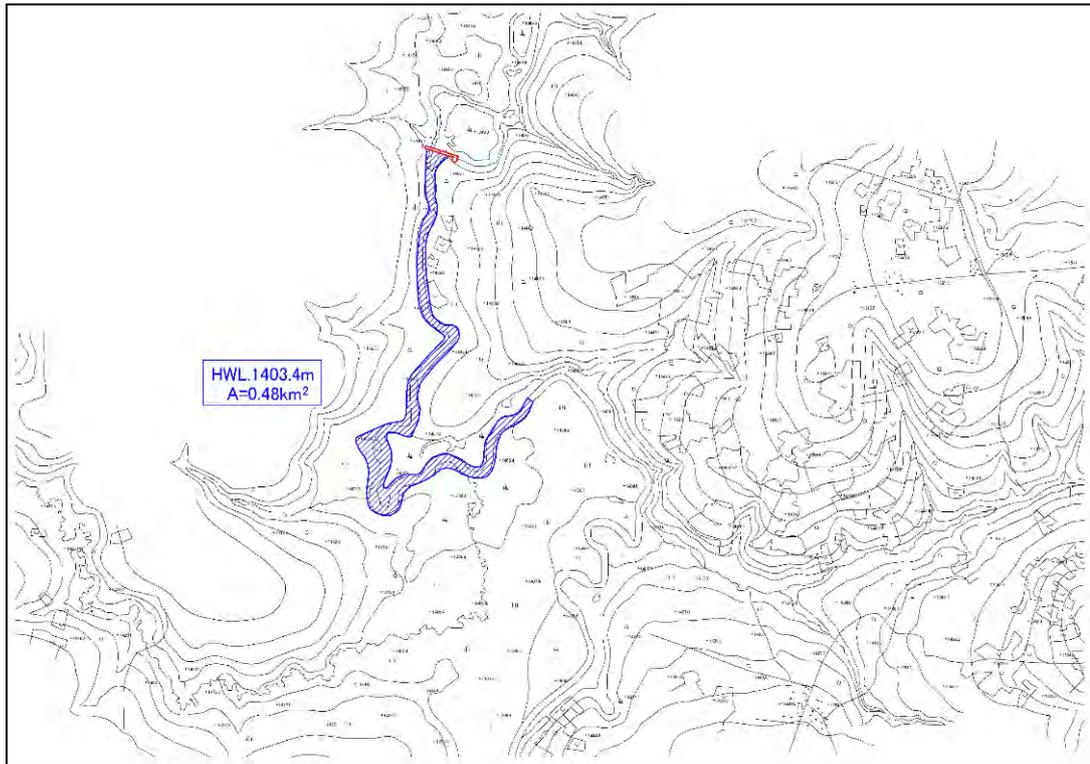
表 4.2-3 最適堰高・最適最大使用水量の検討

S形チューブラ水車2台案

堰高 m	Q m <sup>3</sup> /s	P kW	H m	E MWh	工事費 M¥*	工事費 MKz*	Kz/kWh	Annual B MKz/y	Annual C MKz/y	B-C MKz/y	B/C
3.0	40	2,100	6.5	15,847	3,080	3,403	214.7	259.891	165.355	94.536	1.572
	50	2,600	6.5	18,231	3,576	3,951	216.7	298.988	191.984	107.004	1.557
	60	3,100	6.5	20,145	4,069	4,496	223.2	330.378	218.452	111.926	1.512
	70	3,700	6.5	21,730	4,567	5,046	232.2	356.372	245.188	111.184	1.453
	80	4,200	6.5	23,089	5,071	5,603	242.7	378.660	272.246	106.414	1.391
	90	4,700	6.5	24,258	5,585	6,171	254.4	397.831	299.841	97.991	1.327
4.0	50	3,000	7.5	21,113	3,757	4,151	196.6	346.253	201.701	144.552	1.717
	60	3,600	7.5	23,359	4,285	4,734	202.7	383.088	230.048	153.040	1.665
	70	4,200	7.5	25,195	4,820	5,325	211.4	413.198	258.770	154.428	1.597
	80	4,800	7.5	26,771	5,365	5,928	221.4	439.044	288.030	151.015	1.524
	90	5,400	7.5	28,122	5,924	6,545	232.7	461.201	318.040	143.160	1.450
5.0	80	5,500	8.5	30,447	5,658	6,251	205.3	499.331	303.760	195.571	1.644
	90	6,100	8.5	31,985	6,263	6,920	216.3	524.554	336.240	188.314	1.560

\*：日本での工事費（百万円）アンゴラでの工事費（百万クワンザ）ともに：本体工事費（地雷対策工事費除く）

(堰高 3.0 m 時の湛水面積)



(堰高 4.0 m 時の湛水面積)

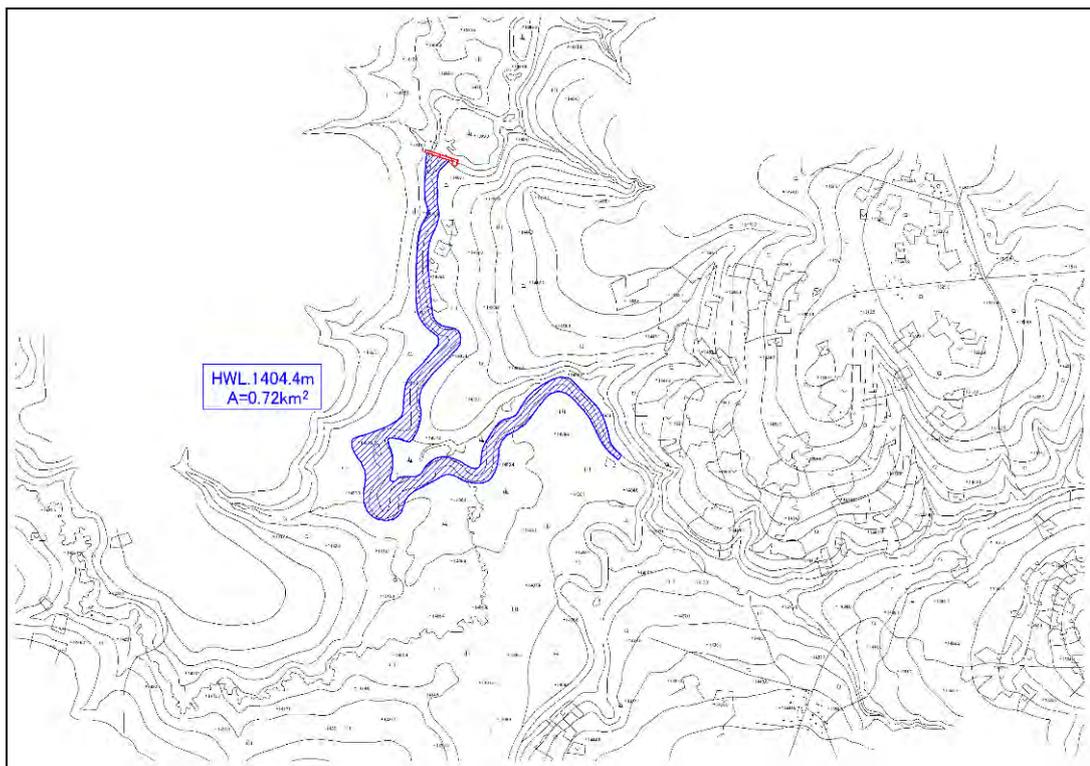
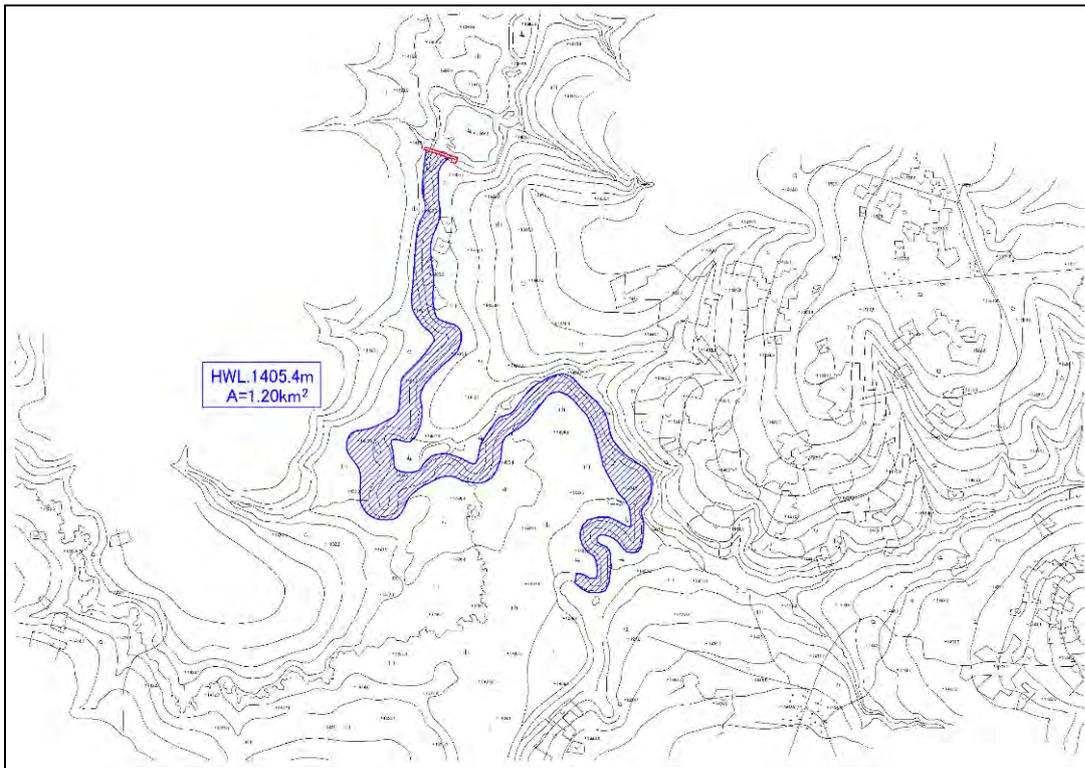


図 4.2-4(1) 各堰高に対する湛水面積

(堰高 5.0 m 時の湛水面積)



(堰高 6.0 m 時の湛水面積)

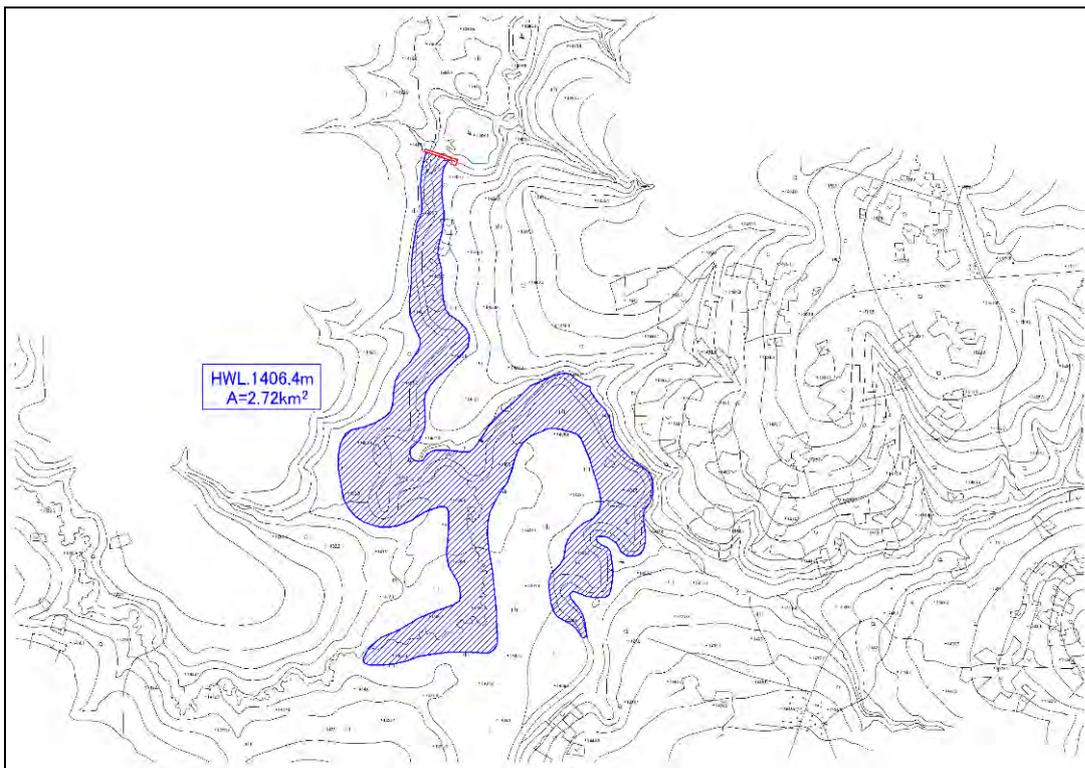


図 4.2-4(2) 各堰高に対する湛水面積

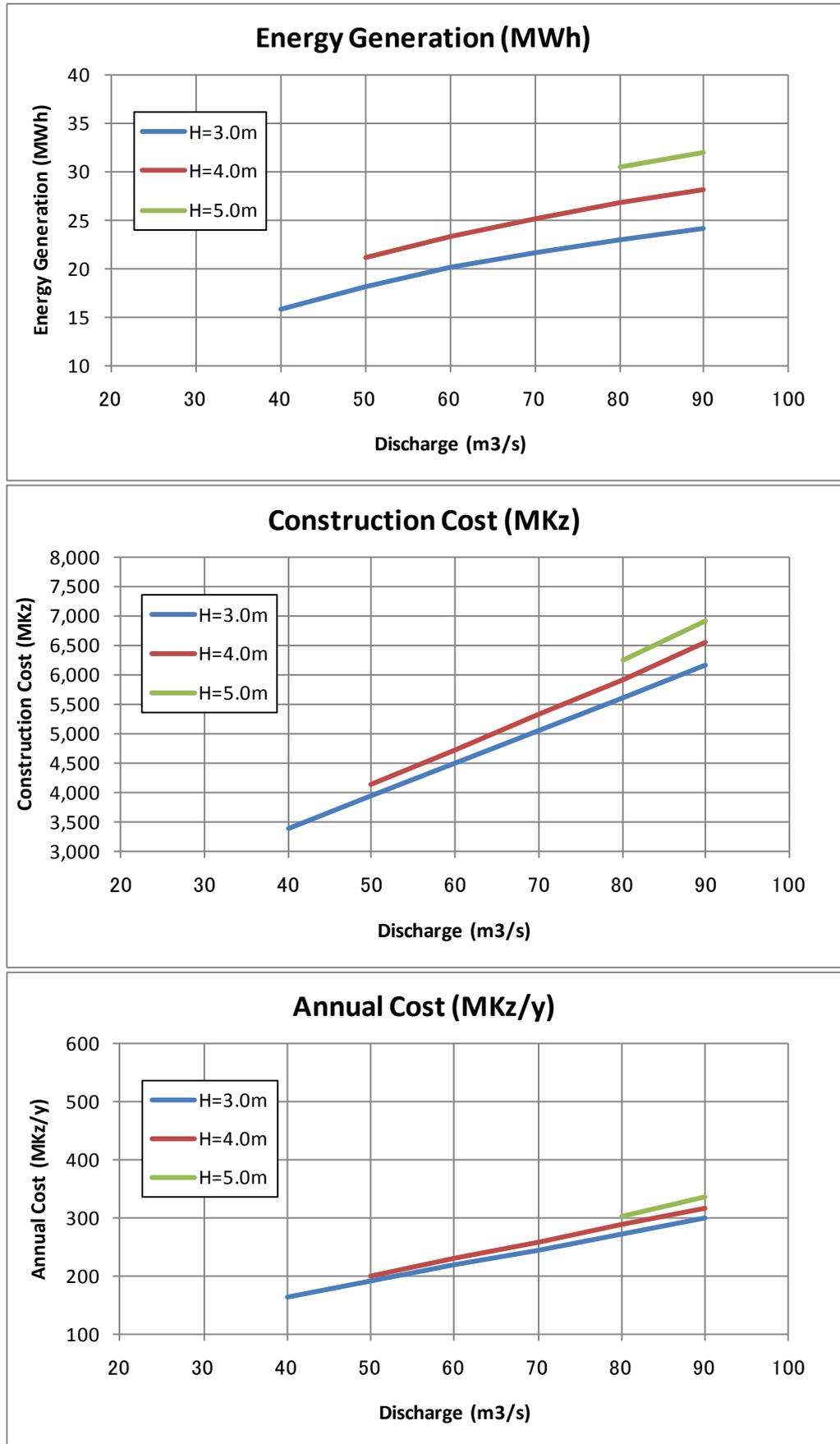


図 4.2-5(1) 最適堰高の検討

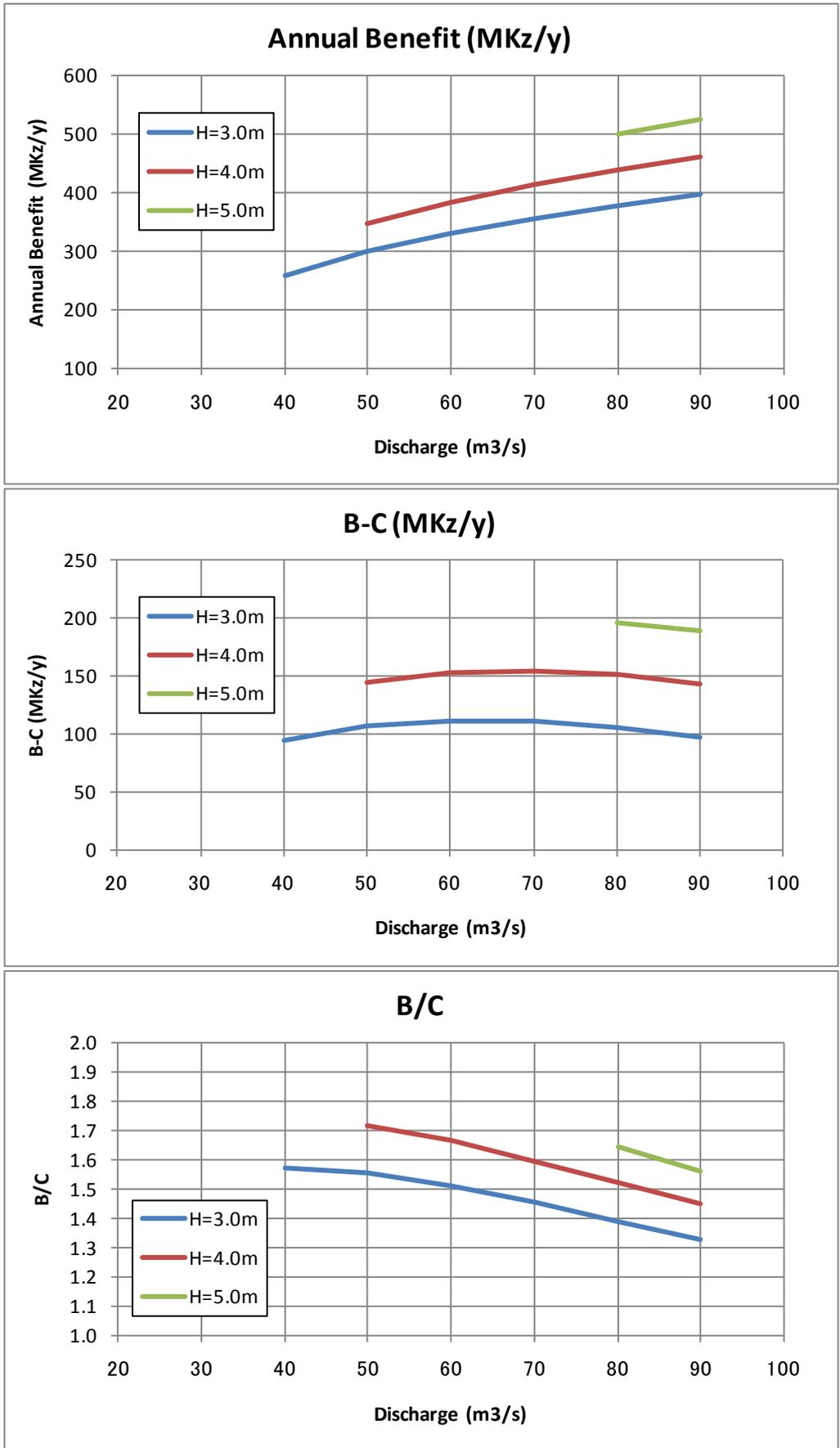


図 4.2-5(2) 最適堰高の検討

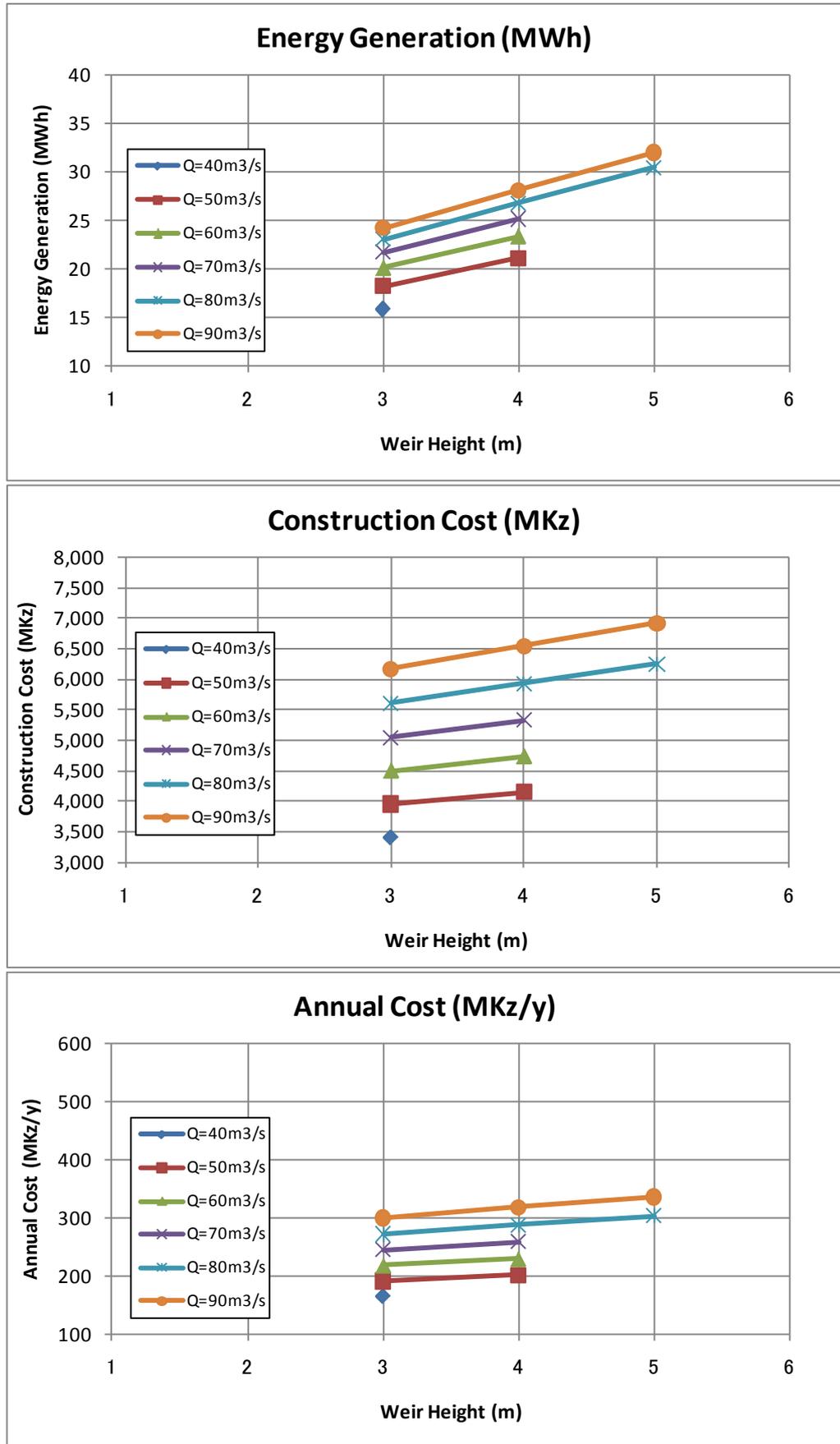


図 4.2-6(1) 最適最大使用水量の検討

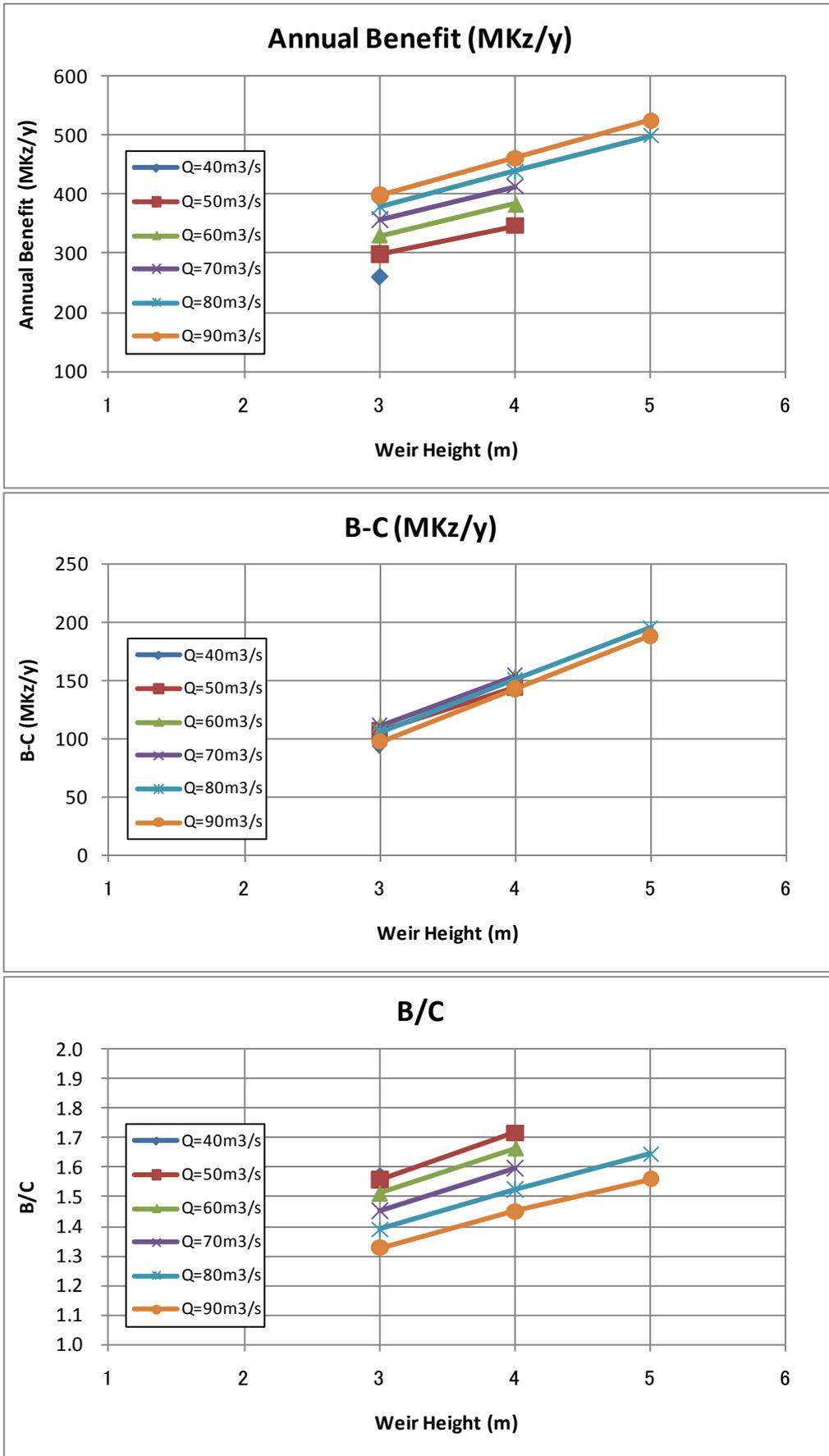


図 4.2-6(2) 最適最大使用水量の検討

### 4.2.3 水車形式・台数の決定

本発電所近傍には信頼性の高い電力系統がないため、本発電所の発電機のみで構成される単独電力系統を通じて全需要家へ電力を供給することになる。

発電所の経済性からは発電機台数が少ないほど良好で、1台にするのが最良である。

一方、単独電力系統で運用される発電所においては、機器の定期点検や発電所での故障が発生した場合、系統全体が停電となり全ての需要家が電力を使用できなくなる。停電により重大な支障が発生する需要家、とりわけ人命にかかわる病院において、この停電は大きな問題であり、このような事態を回避できるような信頼性を確保する必要がある。

以上のことから、水車・発電機の台数を2台として、電力供給の信頼性と経済性の両立を図るものとする。水車・発電機台数を2台にすることは、系統負荷が小さくても安定運転ができると共に、部分負荷運転率の低減による水車効率の向上も期待できる。

なお、故障率の低い主要変圧器及び所内機器、並びに故障が発生しても早期復旧が期待できる送配電線関係については経済性を重視して、二重化を行わないものとする。

表 4.2-4 水車・発電機台数、1台案と2台案の比較表

条件	水車、発電機2台の場合	水車、発電機1台の場合
運転	水量に合わせた運転が出来る。雨季には2台で運転し、乾季の減水季は1台の運転となる。負荷率が大きい場合、高効率の発電が出来、年間発電電力量も多くなる。	雨季の水量の多い時は高い負荷率を期待できるが、乾季は水量が減り、低負荷率となるため、発電効率が低下する。これにより、年間発電電力量も2台案に比べて少なくなる。
運転・維持管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1台が事故・故障により停止しても、残りの1台で発電できるため、発電が全面停止になることはほとんどない。</li> <li>・年1回程度必要な定期点検を乾季に1台ずつ行うことが出来るので、発電支障を生じることなく点検が行うことが出来る。</li> <li>・事故などで2台同時停止時に、予備の部品がない場合、1台の部品を取りはずし、もう1台の部品として使うことが出来、全面停止を防ぐことが出来る。</li> <li>・流木が取水口から水車部分に流入し、引っかかったりした時に、水車を停止し流木除去を行うが、他の1台は運転を続けることが出来るので、発電を継続できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1台が事故・故障すると、発電は完全に出来なくなり、需要家への電力供給が全面的に停止する。</li> <li>・年1回程度必要な定期点検のつど、発電を全停止する必要がある、需要家への送電が全停止する。そのため、結果として定期点検が行われないのが実情である。</li> <li>・事故などで停止時に予備の部品がない場合は、部品を手配するのに時間が掛かり、復旧が遅くなる。</li> <li>・流木が取水口から水車部分に流入し、引っかかったりした時に、水車を停止し流木除去を行うが、1台のみであれば、発電が全停止となり、需要家への送電が全停止する。</li> <li>・水車・発電機の停止時は、需要家は自らの自家発電装置による電力供給によらねばならなくなる。</li> </ul>
建設	2台案の場合は1台案の場合に比べ運搬物が小さく、重さも軽くなる。これは建設時の運搬の容易さ（通過道路上の橋梁補強などが無い、少なく済む）や建設の容易さ（小さい上に軽いので発電所地点での運搬、据付が容易になる）に優れている。	1台の場合、運搬物が2台の場合に比べて大きく、重量も重い。これは、建設時の運搬が大変で、建設も2台案の場合に比べて難しい。

条件	水車、発電機 2 台の場合	水車、発電機 1 台の場合
建設費	単機出力が 1/2 になるので 1 台あたりの建設費は安くなるものの、台数が 2 台となるため、機器代、電気機械工事費が 20%から 30%高くなる。	基準

前項で示された（河川の）最大使用水量  $Q_{max} = 50.0 \text{ m}^3/\text{s}$  において、水車・発電機台数  $n = 2$  台を考慮すると、水車の最大流量  $Q_t = 25.0 \text{ m}^3/\text{s}$  となる。

この場合、有効落差  $H = 7.50 \text{ m}$  の適用可能な水車形式は、図 4.2-7 に示すとおり S 形チューブラ水車、またはバルブ形チューブラ水車である。

S 形チューブラ水車は基本的にはカプラン水車の変形であり、横軸または斜軸の水車に円筒（チューブ）状に吸出し管を付加して、全体として S 字状の水路形状にまとめ上げたシステムとなっており、ガイドベーン、ランナベーン共にその開度は可変である。水車の出力は、水路外に設置する発電機に主軸を介して伝達される。

バルブ形チューブラ水車も S 形と同様にカプラン水車の変形で、横軸の水車に円筒（チューブ）状の水車ケーシングにラップ状の吸出し管を付加しているが、発電機及び主軸も水路内に設置され、直線状の水路形状となっている。また S 形と同様に、ガイドベーン、ランナベーン共にその開度は可変である。発電機の出力は、整流板等の内部を電力ケーブルにより水路外に取出される。

ここではバルブ形チューブラ水車は適用限界近傍になること、S 形チューブラ水車はコンパクトであり小規模水車に向いていることを考慮して S 形チューブラ水車を採用する。

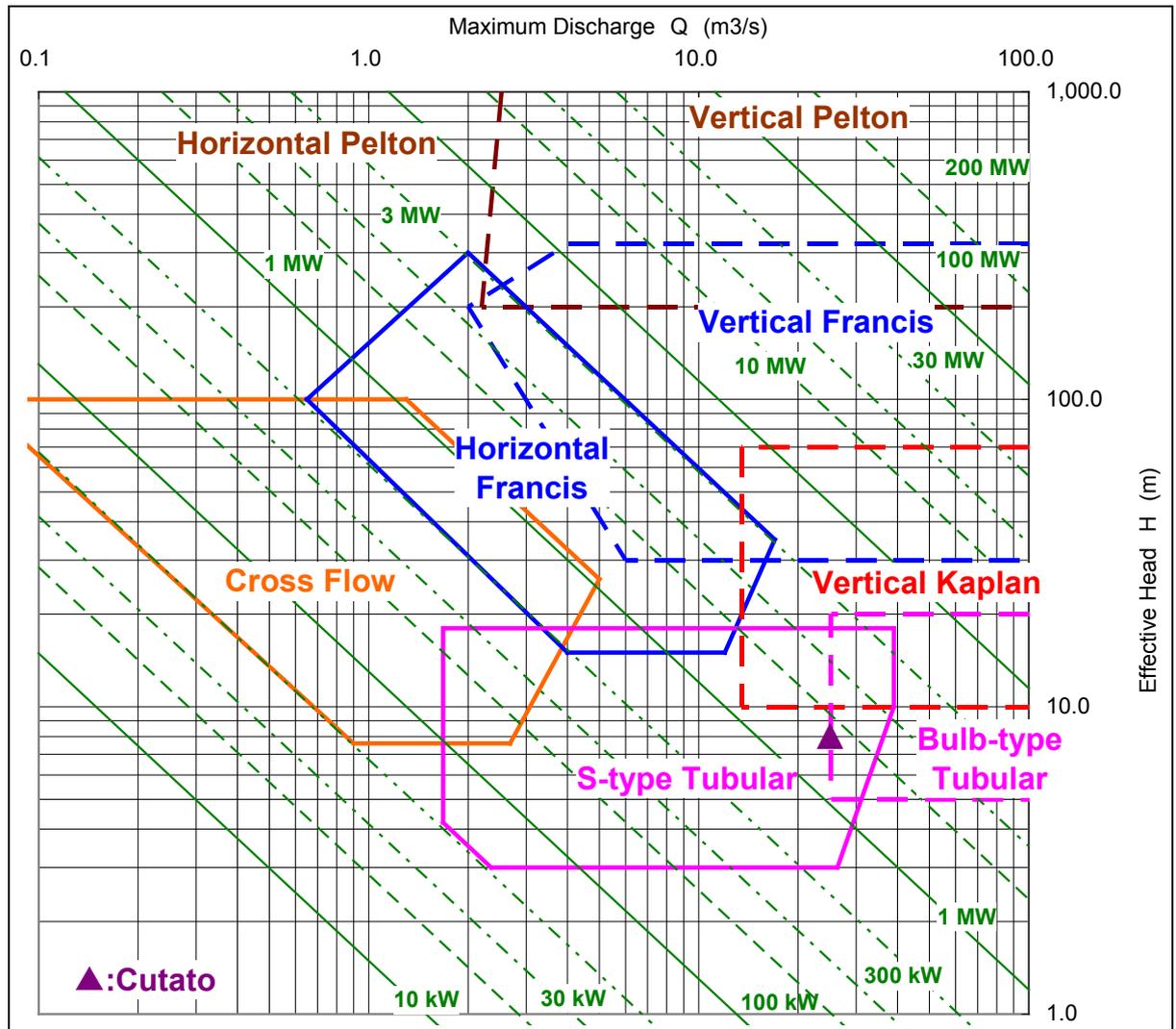


図 4.2-7 水車型式の選定図

#### 4.2.4 計画と環境影響の範囲

Cutato 川水力発電所新設計画における発電設備は、表 4.3-1 に示すとおりで、土木設備、電気機械設備および送配電設備で構成され、それぞれの設備とその環境影響の範囲は以下のとおりである。

##### (1) 土木設備

まず土木設備の最上流部は堰高 4 m の取水堰である。この取水堰を設置することによって、この上流約 6 km まで影響が及ぶことになる。しかしその影響は現状に比べ、水面は、設計洪水流量時 (560 m<sup>3</sup>/s) に W.L = 1,404.4 m であり、最大使用水量時 (50 m<sup>3</sup>/s) に W.L = 1,404.0m と洪水時にほとんど水位上昇が生じないように設計している。川の面積は、設計洪水流量時は事業前後も同じ 0.72 km<sup>2</sup> で、最大使用水量時は事業前後で 0.06 km<sup>2</sup> から 0.72

km<sup>2</sup>に増加する。これは取水堰に高さ3 m、長さ約35 mの洪水吐（鋼製起伏ゲートを持つ）を2門設置することによって設計洪水位を極力低く抑えることを可能としたからであり、その結果、堰上流での自然環境や社会環境への影響を極力低減できる計画としている。

図4.2-8に示すように設計洪水流量時の水位上昇は約0.6 m～1.1 mであるが、最大使用水量時の水位上昇は約0.9 m～2.9 mとなっている。

この取水堰から下流は川が右分流と左分流に分かれており、右分流側には取水口（幅21 m×高さ18 m×長さ14.5 m）を有し、ここから最大50 m<sup>3</sup>/sの水を取水し、取水口から発電所に導水し、最大約3 MWの発電を行い、放水口（幅21 m×高さ15 m×長さ2 m）から河川に放流する。土木設備の最下流部はこの放水口であるが、土木工事としては放水口から下流の右分流部分を発電所放水口から下流最大約200 mの区間、河床開削を行い落差の確保に努める工事が最下流の工事である。

なお4.2.6節「設備運用の考え方」(1)項に示すように、放水口から発電所下流約1 km地点の合流点までは、河川流量が最大使用水量の2倍以下の場合、若干現状と異なる流況となるが（最大水位差は40 cm程度）、合流点より下流ではいかなる流量でも現状と発電所完成後の河川流況は同じである。したがって、一時的に減水区間は放水口から下流1 kmまで生じるが、維持流量を意識する必要はないと考えられる。発電所より下流の水位差（現状と発電所完成後）による自然環境・社会環境に及ぼす影響はごく僅かと考えている。

また河川区域とは別に Chicumbi 村から発電所地点までの機器搬入路（送電線と併走で幅約5 m×長さ約28 km）と発電所地点近傍に仮設備用地（土捨場含む面積約7,000 m<sup>2</sup>）が必要となる。

以上から当該発電所計画では、河川では土木設備の範囲とこれら土木設備がこの地域に影響を及ぼす範囲は、取水堰上流約6 kmから発電所下流約1 kmの合計7 kmの区間であり、その他では約28 kmの機器搬入路ならびに約7,000 m<sup>2</sup>の仮設備用地がこの地域に影響を及ぼす範囲に相当する。

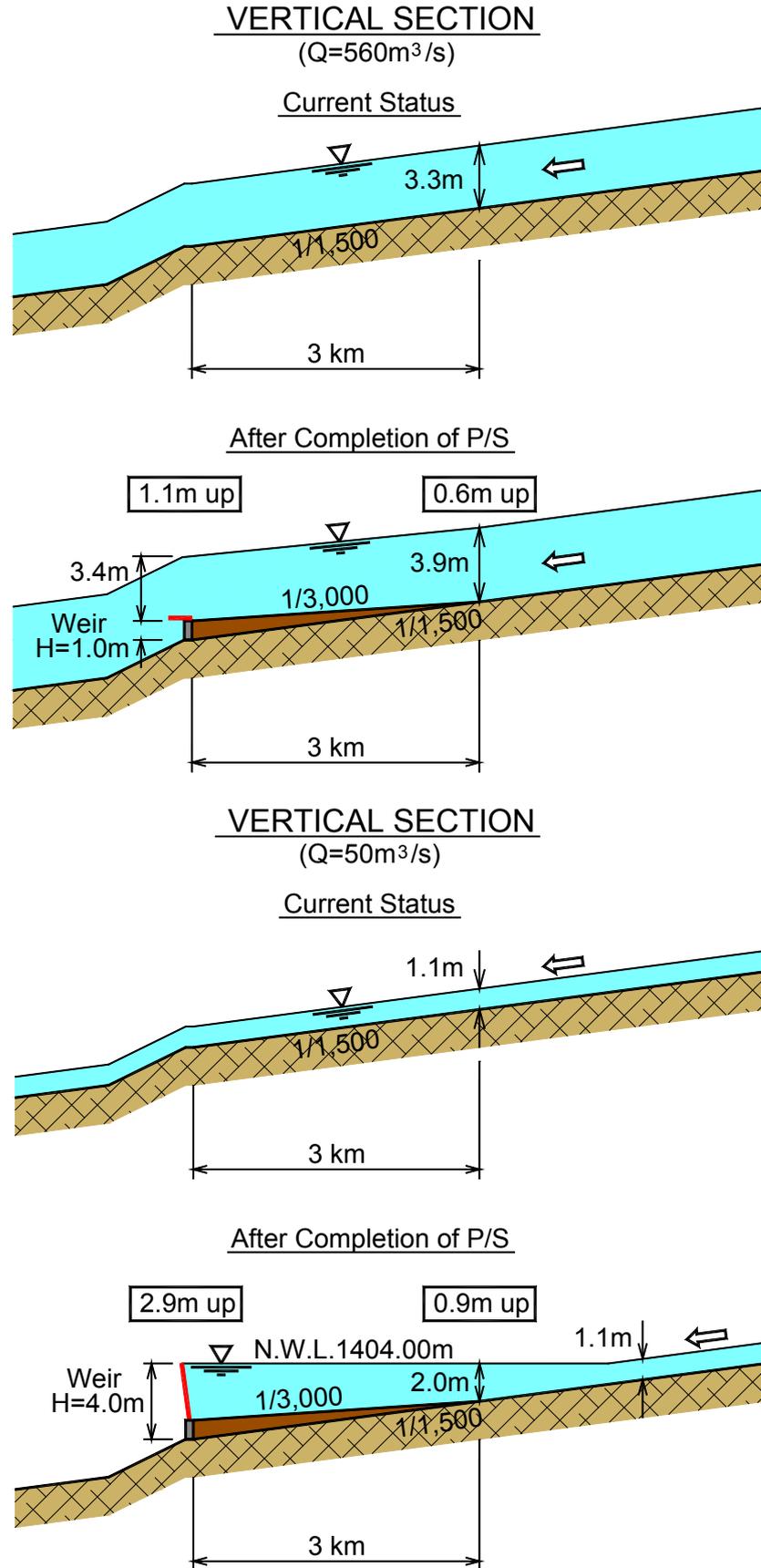


図 4.2-8 土木設備の影響範囲

## (2) 電気機械設備

電気機械設備は大別して、水の位置エネルギーを回転という機械エネルギーに変換する水車、機械エネルギーを電気エネルギーに変換する発電機、電気エネルギーを送配電設備へ伝達する変圧器及び諸設備で構成されている。発電所は現河床および河川敷に建設され、その建屋は、幅 21 m × 高さ 15 m × 長さ 30 m である。

水車は、入口弁上流側の鉄管部から吸出し管出口の発電所建屋外壁部に至る範囲で、上流側、下流側とも土木設備と接続される。水車には水車を運転するのに必要な補機も含まれる。

発電機は、水車本体に接続される発電機主軸から発電機主回路端子までであり、発電機の運転に必要な補機も含まれる。

変圧器には、発電機出力電圧を送電電圧に昇圧する主要変圧器の他、発電機端子部から送配電設備との接続点である引出用電柱までの開閉機器、電線類が含まれる。

諸設備は、運転や保守において必要なクレーン、発電所内の漏水を排出する排水設備、発電所内全停時に必要な電源を確保するための非常用予備電源設備等である。

## (3) 送配電設備

発電場所の Cutato 川地点から需要地へ電力供給するため、30 kV の配電線による送電ルートを計画する。送電ルートは道路沿いとし、住民移転は避けるように配慮する。

以下に調査結果と「ア」国政府からの要望も勘案した基本的な考え方を示す。

- ・ Cutato 川地点から、Andulo 郡都へ向かう道路沿いに送電ルートを選定する。
- ・ Cutato 川地点から Muenga 村を通して、Chicumbi 村までの送電ルートは、Cutato 水力発電所を建設するに当たって新設するアクセス道路沿いとし、Chicumbi 村から Andulo 郡都までは、既存道路沿いに建設する。
- ・ 対象供給地としては Muenga 村、Chicumbi 村、Andulo 郡都とする。
- ・ Chicumbi 村のみ、相手国の要望もあり、復興中の教会や小学校、病院まで、400 - 230 V の低圧配電線を設置する。
- ・ Andulo 郡都内の配電線敷設と、Muenga 村など配電用柱上変圧器 2 次側からの低圧配電線（400 - 230 V）敷設は本 FS の検討対象外とする。

以上の考え方に基づく配電線ルートを図 4.2-9 に示す。この配電線ルートを実施すれば、現在配電されていない地域への低圧配電線敷設も将来的に行え、将来の住宅や工場の電化に貢献でき、地雷調査範囲も道路沿いのため狭めることができる。道路沿いではなく、Cutato 川発電所から需要地を直線的なルートで建設するよりも、調査段階、工事段階での安全性確保も容易となる。

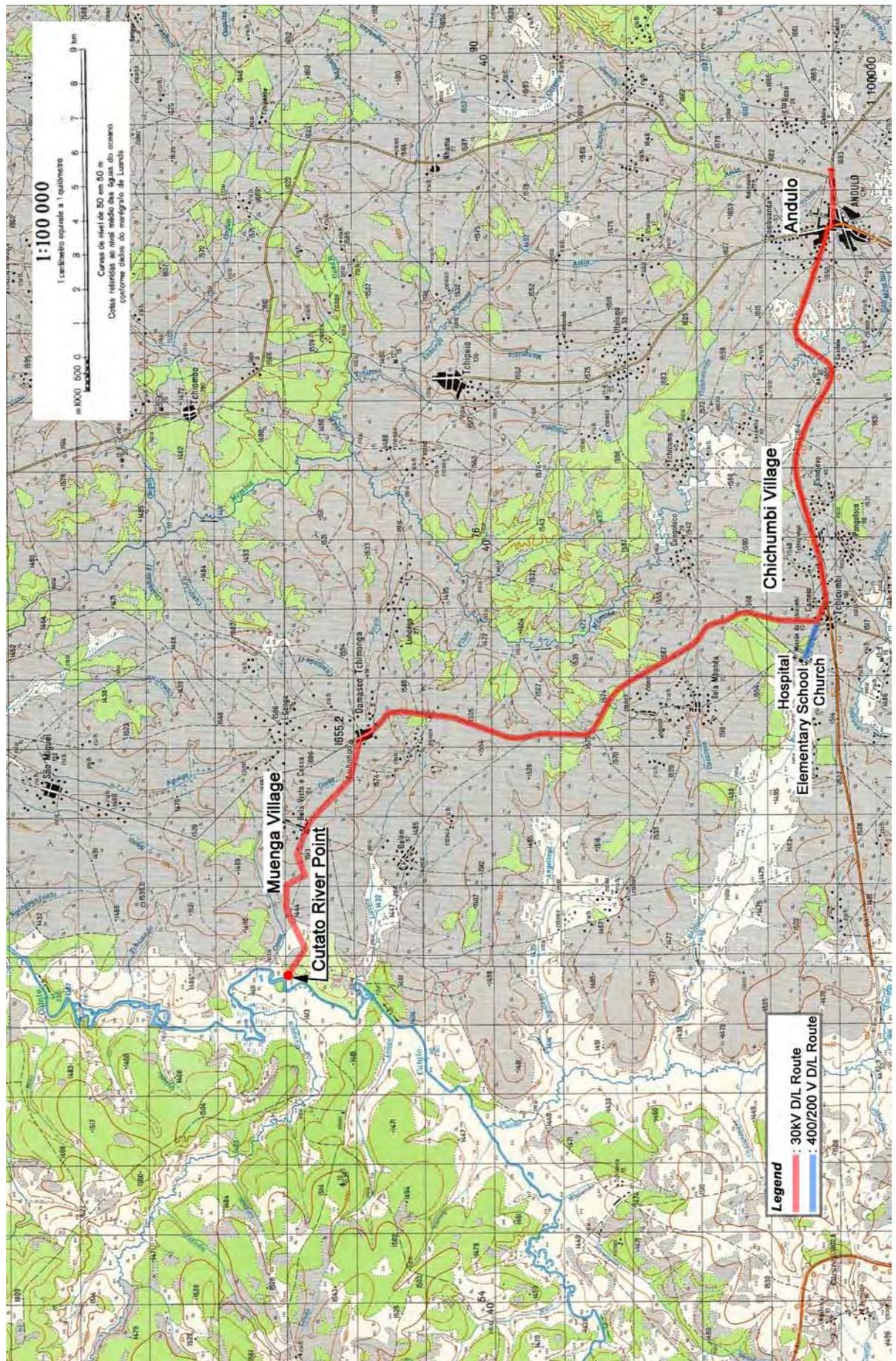


図 4.2-9 配電線ルート

図 4.2-10 に送配電計画の検討範囲を示す。

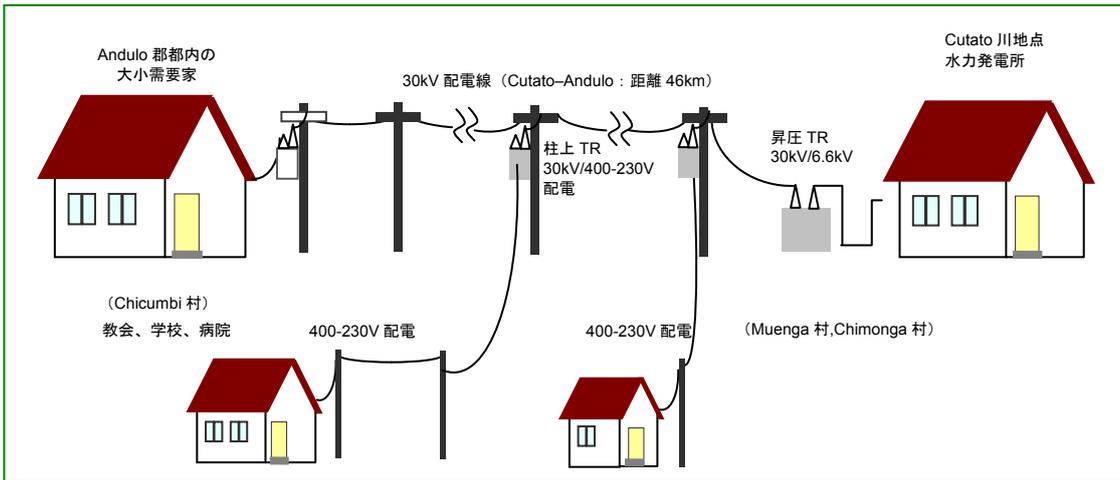


図 4.2-10 送配電計画の検討範囲

なお写真 4.2-1 に現地での送電ルート上の現状を示す。



P1: Muenga 村への送配電線敷設予定道路



P2: Muenga 村 (配電用変圧器設置場所)



P3: Chicumbi 村教会 (低圧配電 400-230V 予定)



P4: Andulo 郡都内街灯 (単相 230V)

写真 4.2-1 送電ルート上の地点写真

#### 4.2.5 電力需要の現状と予測

##### (1) 電力需要の現状

- Andulo 郡の公益的な電力供給は郡都の Andulo に設置されたディーゼル発電機 2 台、600 kW (400 kW、200 kW) に頼っている。また、Chicumbi 村の教会、学校、病院用に 40 kW のディーゼルが設置されている。
- その他、資金のある家々では、2-3 kW の小さなディーゼル発電機を所有しているところが多数あるようであったが、総数は不明である。
- 聞き取りの結果、総需要はこれ以上に多く（特に道路照明）、輪番停電（順繰りに地域を替えて電力供給する形態）で道路照明を確保している。

##### (2) 将来の電力需要の予測

- 現在のディーゼル発電所は 640 kW の発電力しかない。また、今回の調査で設置される Cutato 水力発電所の発電力は約 3,000 kW であり、総合計で 3,640 kW である。
- 3,640 kW の発電力では、7,300 軒 (3,640 kW / 0.5 kW) の需要に対応し、本計画の送配電対象区域である Andulo 郡都の約 23,000 軒 (14 万人/6 人/軒) の需要の 1/3 に相当する。したがって、「ア」国政府が Cutato 水力発電所の完成に合わせて配電網を整備すれば、全発電力量がすぐにでも消費に回されることになる。
- 現在の Andulo 郡の人口は約 30 万人であり、郡都でも、約 14 万人が住んでいる。一軒あたりの消費電力は、現地調査及び経済調整省からの情報（当初の電力需要は電化後 2~3 年で 2~3 倍に増加する）により、将来の需要増（当初電力需要 150 W の 3 倍）を見込んで 500 W 程度とすることが妥当と考えられる。今後、配電網整備の進捗に合わせて需要が急速に増加し、早々に供給力不足となることが見込まれることから、今回の調査地点に加えて今回調査地点の下流になる Cutato 川での新規発電所地点の開発も必要であると考えられる。

表 4.2-5 Andulo 郡での聞き取り調査結果

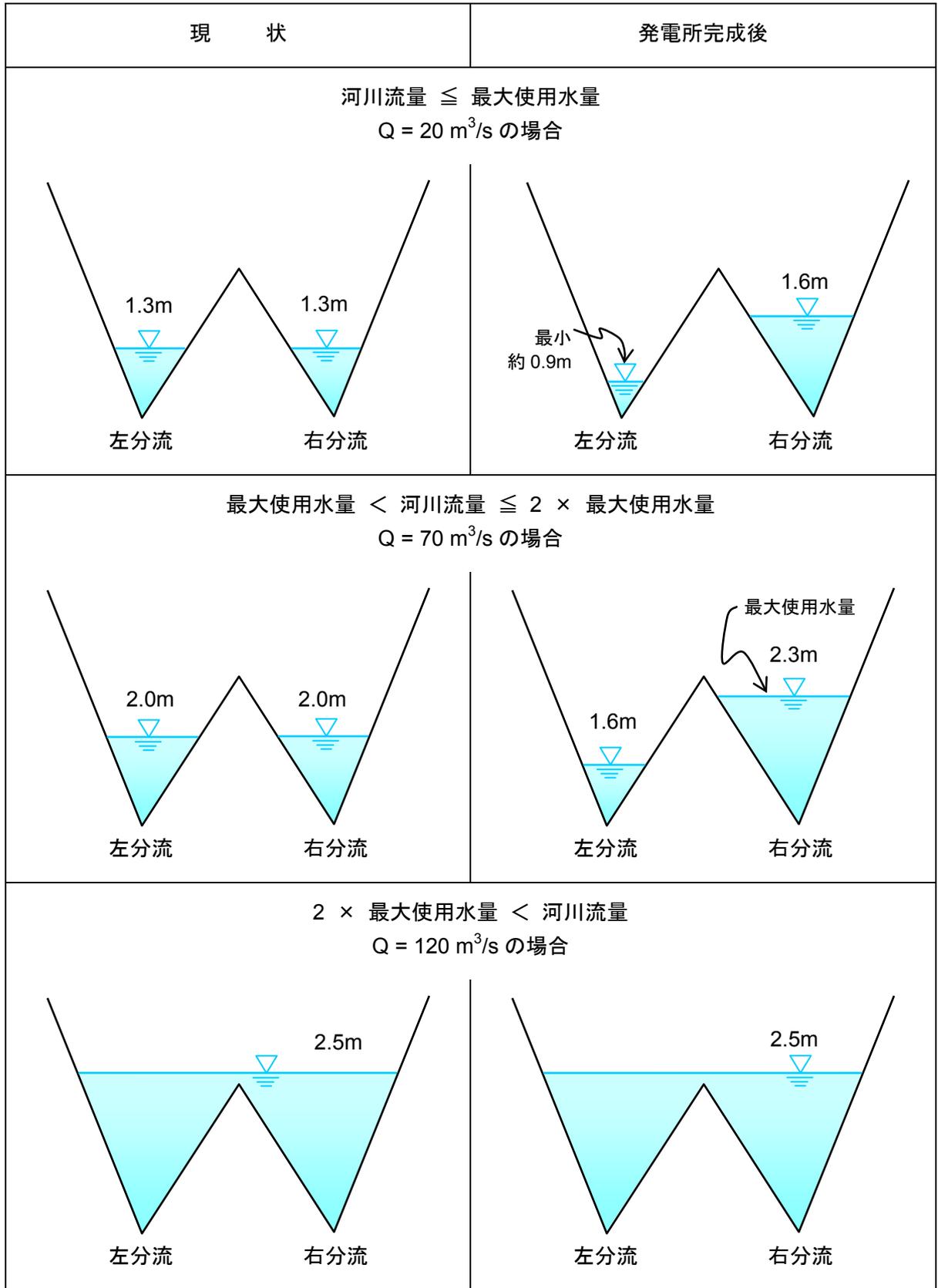
項目	聞き取り結果
人 口	今回の電化地域は Bie 州 Andulo 郡である。現在、群全体で約 30 万人、郡都の Andulo でも 14 万 2 千人の人が住んでいる。しかし、10 年前の内戦終結時には 2 万人の人口であり、人口が急増している。また、発電所地点から Andulo までの送電ルートに沿って 3 つの主要な村 (Muenga、Chimonga、Chicumbi) があり、約 15,000 人の住民が居住している。
購入希望 電気製品	電化後の需要家の電気製品の購入希望を聞くと、電灯 (60 W × 3 = 180 W 程度) はもとより、電気鍋 (500 W 程度)、冷蔵庫 (100 W 程度)、電気ポット (500 W 程度)、テレビ (40 W 程度)、音響機器 (ラジオ、コンポなど各数十 kW) などを購入したいとの事であった。
産 業	Andulo 郡の産業としては、農業が主な地域であり、コーヒー豆の精製の工場が現在建築中である。 小水力発電所からの電力供給を期待するところ大との事であった。
現在の 供給力と 需要	Andulo 郊外の空港の近くには既設のディーゼル発電所があり、そこからの 600 kW (400 kW、200 kW の計 2 台) の電力供給先は、街灯、主要な公共施設、一般の需要家などを含め 230 軒ほどの電力供給先があるとの事であった。 しかし、電力供給が需要に対して少ないため、日により供給地域を限って順番に電力供給する (輪番停電) 電力供給形態をとっているとの事であった。
電力供給 要請	また、Cutato 水力発電所から Andulo 郡都までの途中には、Bie 州の電力局長が電化要請している教会、病院、学校の公共施設 (Chicumbi 村) があり、合計で 200 kW の電力供給の要請を受けた。
新設発電所 からの電力 供給	今回の設計では、発電所の出力が 3,000 kW と Andulo 郡全体の需要に応えるには非常に小さいため、送電ルートに沿って Muenga 村の住民 (100 kW)、Chicumbi 村の教会、病院、学校 (250 kW) ならびに Andulo 郡都の新しい需要家を主要な電力供給先として考える事としたい

#### 4.2.6 設備運用の考え方

##### (1) 水 (土木設備) 運用

当該発電計画は、落差を得る方法で分類すればダム式発電所で、水運用で分類すれば調整池に (小容量の応水・水調制御容量は持つが) 年間調整や日間調整容量を持たない流れ込み式発電所である。

具体的な運用は、現状河川では右分流と左分流がほぼ同量の河川流量があるのに対し、発電所完成後は最大使用水量 (50 m<sup>3</sup>/s) までの水量は右分流右岸にある発電所が全て取水し、それ以上のさらに最大使用水量と同等程度までの水量は左分流に全量放流するようにする。そしてそれ (合計 100 m<sup>3</sup>/s) を超えた水量に対しては左右分流でほぼ均等になるよう設備を設計・運用する (図 4.2-11 参照)。



**図 4.2-11 水 運 用**  
 (堰直下、下流を望む)

## (2) 電気機械設備運用

当該発電所が完成し、発電設備の運用を始めると、

- Cutato 川の水量が  $50 \text{ m}^3/\text{s}$  以上あれば 2 ユニット（水車+発電機）により 3,000 kW 発電することが出来る。発電可能日数は 180 日である。
- また、Cutato 川の水量が  $19 \text{ m}^3/\text{s}$  まで低下しても、1 ユニット運転（水車+発電機）により 1,200 kW、365 日間発電可能である。
- さらに、180 日と 365 日の間の期間は  $1,200 \text{ kW} \sim 3,000 \text{ kW}$  の間で発電出来、状況に応じて 2 ユニット、1 ユニット稼働させることができる。

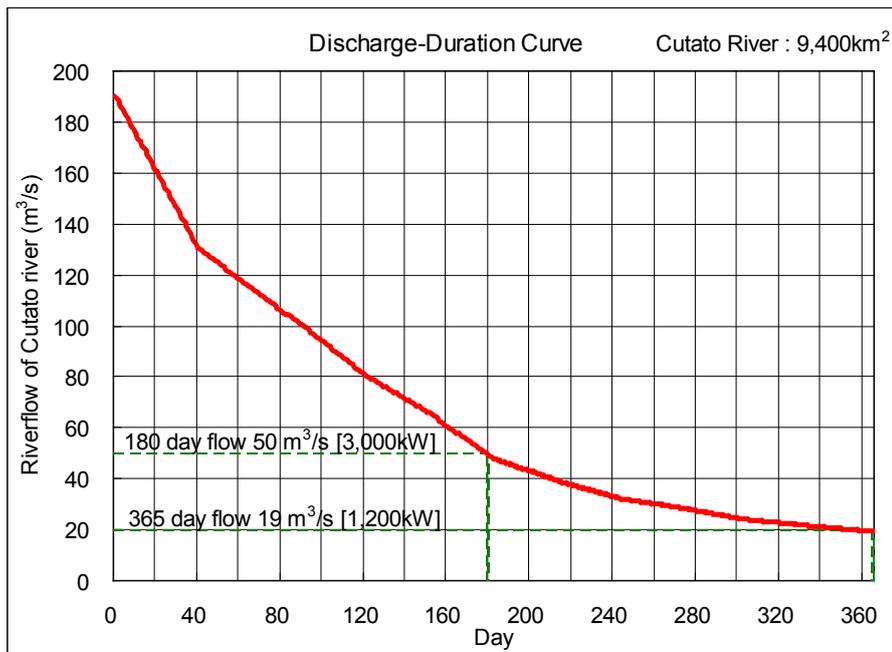


図 4.2-12 Cutato 川流況曲線

※ Cuanza川の流量データに基づき、流域面積比（Cutato川面積／Cuanza川流域面積＝ $9,400 \text{ km}^2 / 121,470 \text{ km}^2$ ）により算定

次に発電所の監視制御方式などの具体的運用方法を示す。

まず監視制御方式は随時巡回方式とし、技術員が朝の業務開始時間帯、点灯ピーク時間帯等、毎日 1 回～数回の管理上必要な回数だけ巡回して運転状態を監視するものとする。

巡回監視の対象設備は、電気機械設備のみでなく土木設備をも含めて発電所全体が良好に運用されていることを確認する。

発電所設備は一人での運転制御が可能な「一人制御方式」で運用できる設備とする。

発電設備の運転・保守は発電所長 1 名、技術員 3 名の合計 4 名が行い、常駐場所はいずれ

も後述する Andulo の事務所内とする。

発電所長には当該水力発電所に熟知した技術者を選定し、技術員3名を統括して発電所の運転・保守に関する管理を実施させる。また、発電所長は異常時の対応をはじめ、発電所の運用方法に技術員が不安を感じた場合の相談役としても機能させる。

技術員3名は通常、交代制の2名勤務とし発電所の電気機械設備、土木設備の巡回点検を1回/日以上実施・記録するほか、必要に応じて機器の操作・計測を行い、日報として記録・保管する。事故や障害などの異常発生時においては、休日中の1名を召集し、発電所長統括の下3名が協力して対応するものとする。

以上の運用を行うため、発電設備は次の通りとする。

- ・ 系統全体の停電を回避するため発電機を2台とする。
- ・ 万一全停電でも発電再開できるよう発電所の制御電源は蓄電池により常時確保する。
- ・ 全停止時の通信設備や堰堤の緊急操作向け予備電源としてディーゼル発電機を設置する。
- ・ 発電所照明設備についてもその一部は非常照明装置付属の装置とする。

発電所全停止後、初号機による送電開始は、同期遮断器の強制投入によって実施されるため、脱調や周波数低下等の保護継電器が動作しないよう、系統に接続されている負荷を全て遮断するか、少なくとも重要負荷のみに限定することを早急・確実に実施することが必要である。次号機による送電開始は初号機が運転している系統に並列接続して実施するため自動同期調整装置を介して並列運転するための操作を行う。

なお「ア」国の希望として、将来は電力系統に接続したいとのことであったが、まだ電力系統が近くに来ていないため、連系運用に必要な単独運転防止装置について、最初は設置場所の確保のみとする。

### (3) 送配電設備運用

発電所長は送配電設備の管理責任者を兼任し、発電所技術員3名も送配電設備の管理を兼務し、通常交代制で2名が巡視・点検を1回/日以上行う。また必要に応じて機器の操作・計測を行い、日報として記録・保管する。事故や障害などの異常発生時においては、休日中の1名を召集し、送配電設備管理責任者の下、3名が協力して対応するものとする。

## 4.2.7 地雷調査

### (1) 「ア」国の地雷の埋設状況

「ア」国では1960年時代、ポルトガルからの独立戦争が勃発し、1975年に独立した。しかしそれ以降も、MPLA政権と反政府勢力のUNITAとの内戦が継続した。国際社会の仲介により和平努力が続けられたが、政府とUNITAの関係は不安定な状態が続いた。



そのため、「ア」国に埋設された地雷は 1,500 万個とも言われており、世界第 3 位の地雷埋設国に当たる。主要な国別地雷埋設数は、図 4.2-14 のとおりである。

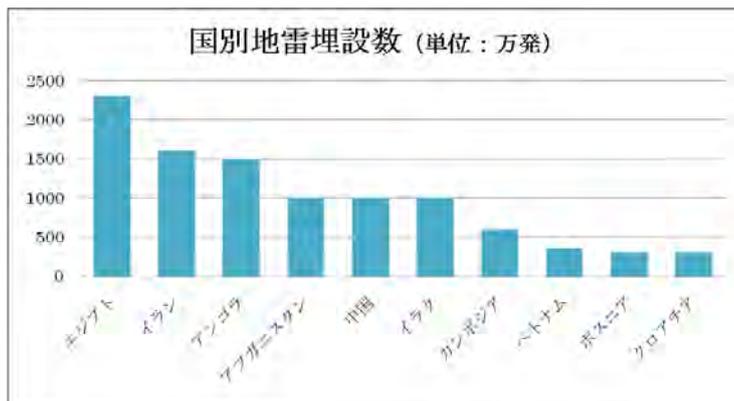


図 4.2-14 国別地雷埋設数

(2) 「ア」国政府の地雷除去組織

「ア」国政府による地雷除去活動に関わる組織は、閣議の直轄機関として「地雷除去・人道支援委員会」(CNIDAH: Inter Sectoral Commission on Demining and Humanitarian Assistance) があり、地雷除去活動及び被害者支援活動の企画・計画策定などを実施している。実際地雷除去活動を実施する組織として「国立地雷除去院 (INAD: National Institute for Demining)」及び「国家再建室」の 2 つの機関と「ア」国軍がある。これらの 3 組織を統制調整する委員会として「地雷除去実行委員会 (CED: The Executive Commission for Demining)」があり、委員会の構成メンバーは社会復興省大臣、INAD 代表者、国軍代表者、国土省代表者で構成され、3 組織の運用を統制している。なお、地方電力事業の工事時の地雷調査・除去を調整する場合の調整相手先機関は、CNIDAH と INAD になる。「ア」国の地雷除去に関する組織の関係図は、図 4.2-15 に示すとおりである。

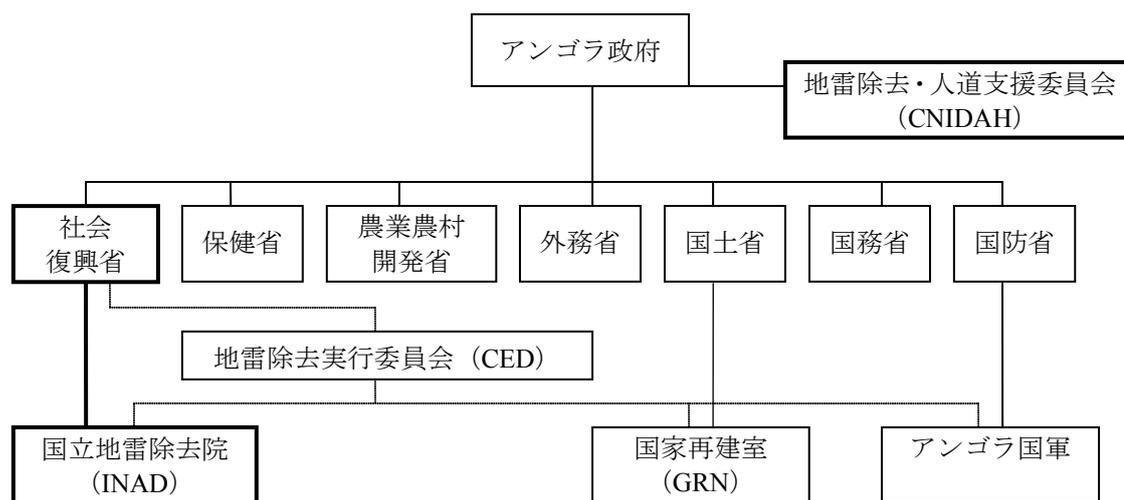


図 4.2-15 「ア」国の地雷除去に関する組織

## (3) Bie 州の地雷汚染状況

「ア」国における地雷汚染村数は、表 4.2-6 のとおりであり、Bie 州の地雷汚染村の数は、Moxico 州について 2 番目に汚染村数の多い州である。

表 4.2-6 各州の地雷汚染村数の状況

州名	汚染村総数	高密度汚染村数	中密度汚染村数	低密度汚染村数
Moxico	290	15	107	168
Bie	282	1	60	221
Cuando Cudango	171	1	33	137
Uige	171	0	29	142
Cuanza Sul	169	6	33	130
Huambo	153	2	35	116
Benguela	127	4	17	106
Cunene	126	0	7	119
Malanje	88	4	38	46
Bengo	74	0	15	59
Lunda Sul	73	1	31	41
Huila	72	1	9	62
その他 6 個州	192	5	41	146
合計	1988	40	455	1493

出典：United Nations Certification Committee

また、Bie 州における地雷汚染の状況は、図 4.2-16 のとおりであり、Bie 州全域が汚染されていると判断される。

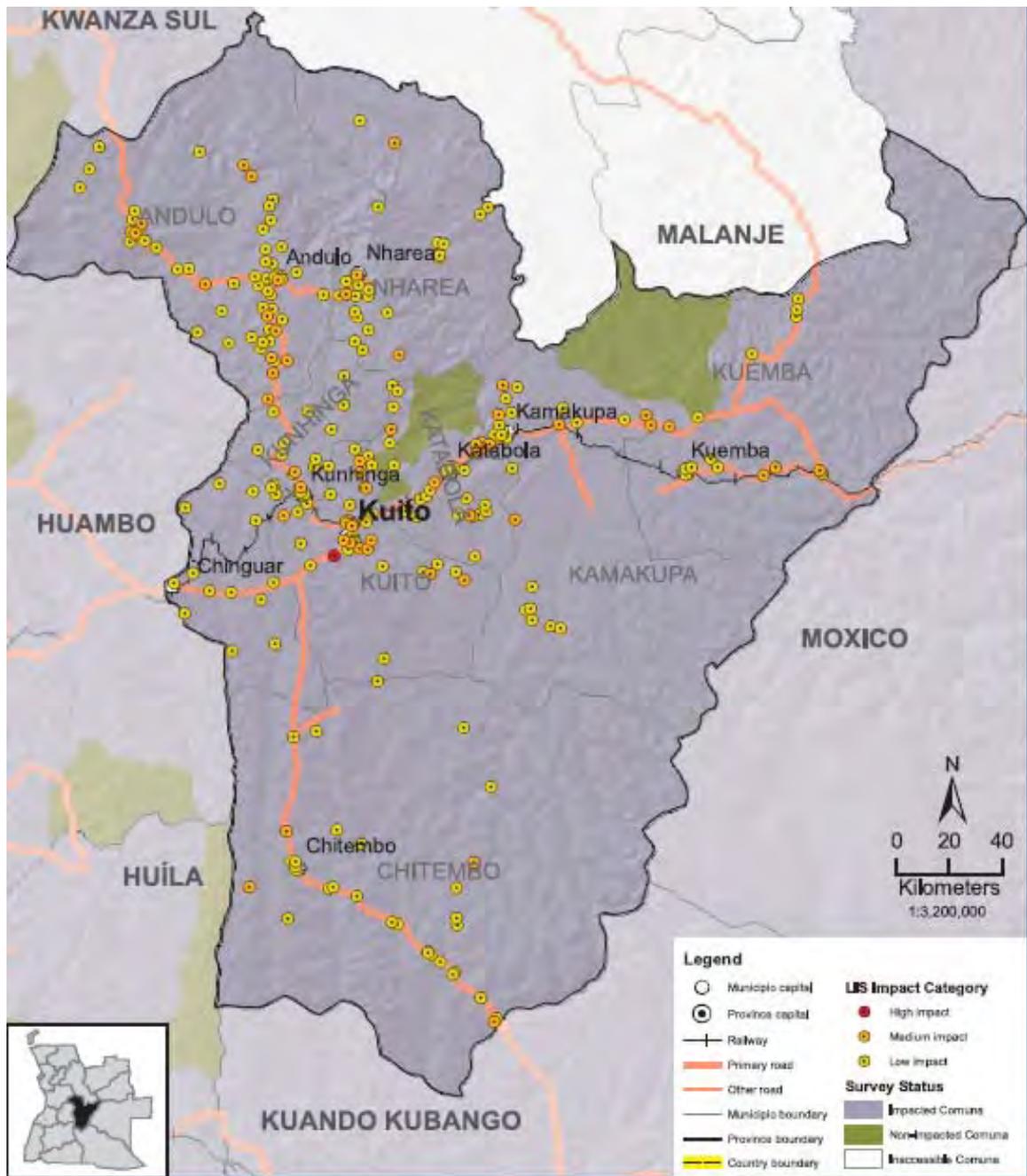


図 4.2-16 Bie 州における地雷汚染村の状況

Bie 州におけるこれまでの地雷による被害者の発生状況は、表 4.2-7 のとおりであり、被害者数でも上位 5 州にランクされ、地雷による被害が深刻なものであることが推察される。

表 4.2-7 各州の地雷による被害者数

州名	死傷者数合計	死傷者数の内訳		事故発生件数
		負傷者数	死亡者数	
Malanje	770	399	371	258
Moxico	567	285	282	338
Uige	463	262	201	157
Huambo	318	177	141	169
Bie	272	119	153	188
Cuando Cubango	234	90	144	251
Benguela	192	113	79	299
Lunda Sul	146	79	67	115
Cuanza Sul	125	70	55	65
Huila	106	53	53	97
Cunene	76	31	45	48
Cuanza Norte	68	33	35	36
Bengo	29	20	9	42
Lunda Norte	16	4	12	15
Londa	3	2	1	2
合計	3,385	1,737	1,648	2,080

#### (4) 水力発電所建設に関係する地域における地雷の状況

資材運搬及び送電ルートに当たる Chicumbi 村、Chimonga 村及び Muenga 村における聞き取り調査結果は、次のとおりである。

- ① この地域では、1975 年から 2002 年の内戦期間中、戦闘が続きその戦力は守備部隊約 630 名であった。
- ② 主要な武器として、迫撃砲、榴弾砲及び戦車も戦闘に使用された。
- ③ 一方、地雷・不発弾による事故はこれまで 1 度もなかったと長老達は証言しているが、2007 年に Chicumbi ~ Chimonga の間の道路において、対人地雷が 1 個発見されている。

水力発電所建設予定地並びに資材運搬及び送電ルートの地雷・不発弾の汚染状況については、詳細な地雷汚染状況地図がなく地雷汚染の存在を否定することはできない。

また、発電所建設用資材の運搬道路は、Lobito（資材積上港）～AltoHama～Cuito～Andulo～Chicumbi 間の既存の道路を使用できるが、橋梁は場所によっては改修または補強をする必要がある。その際、橋梁付近の地雷の汚染状況は現地実施調査していないので地雷の存在を否定することは出来ない。その例として、Andulo 郡都付近の地雷汚染の状況は、図 4.2-17 のとおりであり、橋梁付近は汚染されている。



出典：英国NGO、Halo Trust

図 4.2-17 Andulo 付近の地雷汚染図



写真 4.2-2 (1) Bie 州内で破壊された戦車



写真 4.2-2 (2) Bie 州内で破壊された戦車



写真 4.2-3 Chimonga 村の銃弾の跡が残る廃墟

## 4.2.8 CDM プロジェクト支援

### (1) CDM スキームの適用可能性

CDM スキームの活用については、気候変動枠組条約、京都議定書及び関連の各文書で CDM プロジェクトとして登録するためのいくつかの要件が示されている。

本調査では、まず、Cutato 川水力発電プロジェクトが気候変動枠組条約 (UNFCCC : United Nations Framework Convention on Climate Change)、京都議定書及びその関連文書に定められた以下の5つの要件を満たすことを確認した。

要件1： CDMの目的は非附属書I国の持続可能な開発を達成し、条約の究極的な目的に貢献すること、及び附属書I国の数値目標の達成を支援すること<sup>1</sup>  
当該プロジェクトが持続可能な開発の達成に貢献するかどうかについては、各ホスト国が判断する<sup>2</sup>

「ア」国はUNFCCCに1992年6月14日に署名した非附属書I国であることはUNFCCCサイトより確認できる<sup>3</sup>。また、「ア」国は指定国家機関 (DNA : Designated National Authority) を発足させており、ホスト国としてプロジェクトの持続可能な開発の達成への貢献を承認する体制とスキームを有している。

本事業は再生可能エネルギーを利用し地方都市及び農村部へ電力を供給する事業であり、「ア」国の地方電化政策に即し「ア」国の持続可能な開発に貢献できる事業であるため「ア」国DNAにより承認される可能性は極めて高い。

以上から、本事業は要件1を満たす可能性が高い事業である。

要件2： そのCDMプロジェクトがなかった場合と比べて、人為的な温室効果ガス排出量について追加的な削減をもたらすこと<sup>4</sup>

本事業は新たに再生可能エネルギーである水力エネルギーを利用した発電施設を建設し、ディーゼル発電による電力を代替する事業であり、本事業がなかった場合と比べて人為的な温室効果ガス排出量について追加的な削減をもたらすことができる。

このため、本事業は要件2を満たす事業である。

要件3： 原子力施設から生じたCERについては、国の数値目標の達成に活用することは控える<sup>5</sup>

本事業は原子力発電事業ではないため、本要件は考慮しない。

1 “Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change” Art.12 para2

2 FCCC/CP/2001/13/Ad2, page 20

3 “List of Non-Annex I Parties to the Convention” [http://unfccc.int/parties\\_and\\_observers/parties/non\\_annex\\_i/items/2833.php](http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/non_annex_i/items/2833.php)

4 FCCC/KP/CMP/2005/8/Ad1, page16

5 FCCC/CP/2001/13/Ad2, page 20

要件4：吸収増大プロジェクトの場合は、第1約束期間については新規植林・再植林プロジェクトに限定<sup>6</sup>

本事業は排出削減プロジェクトであり吸収増大プロジェクトではないため、本要件は考慮しない。

要件5：附属書I国からの公的資金を活用する場合、その資金はODAの流用であってはならない<sup>7</sup>

本事業の実施については日本政府の資金を活用する。このため、本事業でCDMスキームを活用するためには日本政府により「その資金がODAの流用ではなく、それらの国の資金的義務とは別である」という確認が行われる必要がある。

以上より、本事業をCDMプロジェクトとして登録するためには、「ア」国DNAからの承認レターを取得することと、日本政府からの本事業に投入される資金がODAの流用ではなく資金的義務とは別であることを確認したレターを取得する必要がある。その他の要件については全て満たしている。

## (2) 「ア」国のCDM承認体制と実施状況

「ア」国では、2009年11月27日に大臣に承認され同年12月30日から公布された省令2/10（2010年1月13日）においてDNAを設立することが規定された。本省令ではDNAの職責、組織、プロジェクトの評価方法、承認手順などについて、以下のように定めている。

### 1) DNAの職責

- ① 気候変動枠組条約と京都議定書に基づき、CDMプロジェクトの承認と検証を行う。
- ② CDMプロジェクトと天然資源の探査、保護、管理及び持続可能な利用に関する各部門の政策の調整を行う。
- ③ 他のセクターと連携し気候変動枠組条約に結びつくための追加的な基準を定める。
- ④ 温室効果ガス排出量と二酸化炭素削減量の確認と証明を行う。
- ⑤ CDMプロジェクトリストを更新する。
- ⑥ CDM利用のための情報を更新する。
- ⑦ UNFCCC理事会へ年次報告を提出する。

### 2) DNAの組織

DNAは以下から構成される。

- ① DNAコーディネーター（環境大臣が任命する）
- ② 技術評価委員会
- ③ DNA事務局

<sup>6</sup> FCCC/CP/2001/13/Ad2, page 22

<sup>7</sup> FCCC/CP/2001/13/Ad2, page 20

### 3) プロジェクトの評価

CDM プロジェクトは DNA コーディネーターが座長を務め、環境大臣に任命されたコーディネーター代理と各担当省庁からの専門家各 1 名から成る技術評価委員会によって評価される。

技術評価委員会は月に一度定期会を開催し、必要に応じて DNA コーディネーターの招集により臨時会合を開催する。

技術評価委員会での決定は多数決で決定し、同数の場合は DNA コーディネーターが決定権をもつ。

技術評価委員会は、特別な要件において他の省や関係機関の代表の参加を要請できる。

### 4) プロジェクト承認手順

#### (a) 申請

プロジェクト申請者はポルトガル語の概要書と以下の書類を作成し提出する。

- ① 環境許可書と環境影響に関する宣言文のコピー
- ② プロジェクトコンセプトノート (PCN : Project Concept Note)
- ③ プロジェクトインフォメーションノート (PIN : Project Information Note)

#### (b) 暫定的な承認

DNA は、提案された CDM プロジェクトが環境・社会・経済面での各要件条件を満たすかを PIN に基づき確認し、暫定的な承認を行う（暫定的な承認は環境許可書の前でも可能）。

申請後 15 営業日以内に技術評価委員会は技術的な意見をコーディネーターに報告する。

申請後 5 営業日以内に DNA 事務局は申請の受付を行った旨の通知を出す。必要な場合は申請者に対し追加で情報を提出するよう求める。

#### (c) 最終承認

技術評価委員会は 15 営業日以内に環境・社会・経済面での各要件と他の法律・条例の規定を満たすかを判断し、技術的な意見或はサマリーを提出する。

コーディネーターは技術評価委員会からのコメントを受領後 10 営業日以内にプロジェクトの承認に対する最終的な判断を行う。

承認する場合は申込者に承認の旨が通知され、承認レター (LoA) が発行される。

不承認の場合は申込者に不承認の旨の通知とその理由が伝えられ、必要な場合は修正要請が伝えられる。なお、申込者はプロジェクトの不承認に対し、再審査を要請できる。

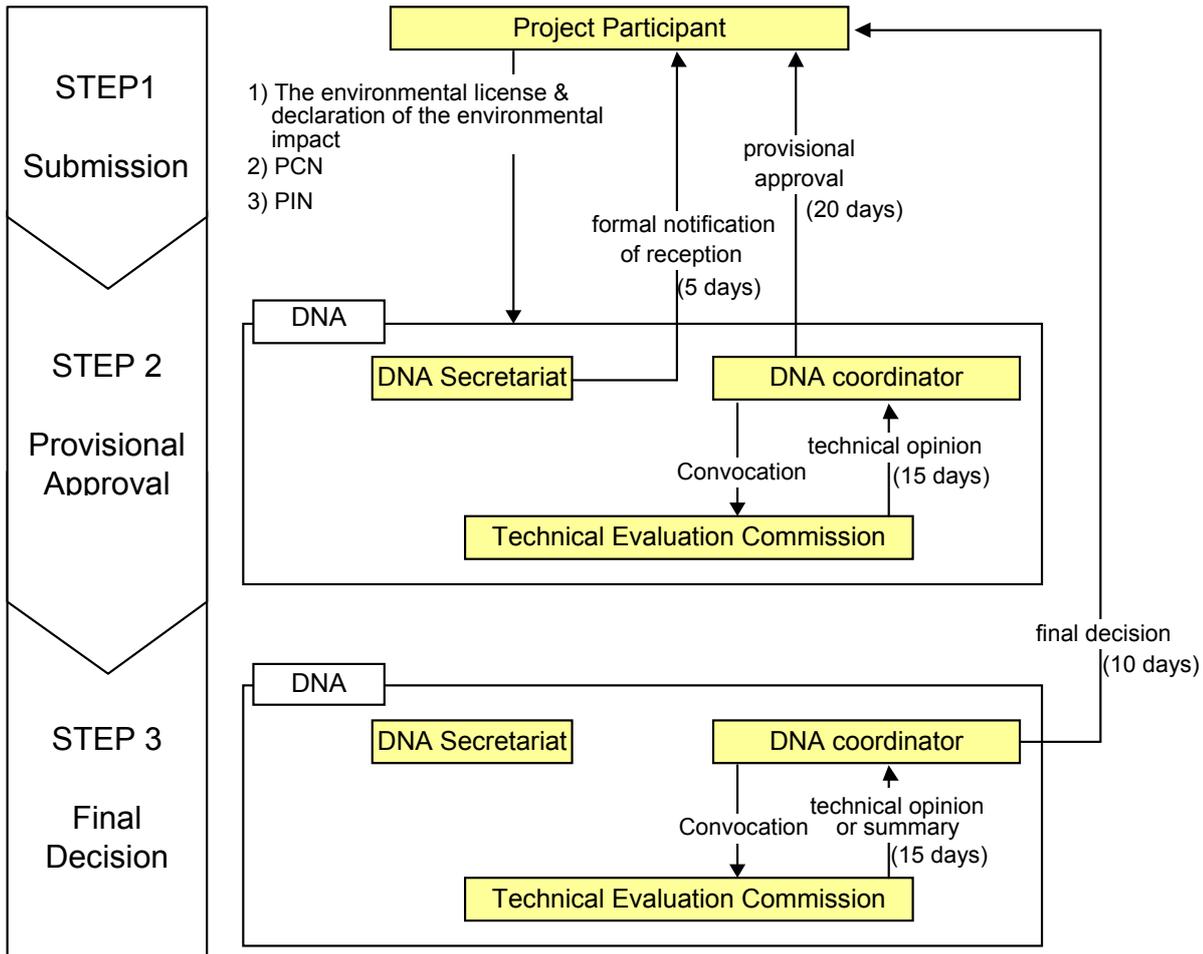


図 4.2-18 「ア」国のプロジェクト承認手順



写真 4.2-4 「ア」国の DNA コーディネーター事務所

「ア」国の DNA コーディネーターへのヒアリングによれば、2011 年 1 月時点で DNA に承認或は提出された CDM 案件はまだ存在しない。また、2011 年 3 月 29 日現在で、「ア」国をホスト国とし、かつ UNFCCC 事務局へ Prior Consideration の通知を提出している案件、有効化審査のパブリックコメントの受付を行っている案件、CDM 理事会への登録申請中或は登録済の案件はいずれも存在しない。

以上のことから本事業は「ア」国で初の CDM プロジェクトとなる可能性が極めて高く、PCN、PIN 及び PDD の作成に関しては、今後も DNA コーディネーターと情報交換をしながら進めることが望ましい。

### (3) 適用方法論の検討

“The Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM Project Activities”<sup>8</sup>のAppendix Bの規定によれば、最大出力 15 MW以下の再生可能エネルギー事業（タイプ I）、エネルギー供給または需要サイドにおける年間の削減エネルギー量が 60 GWhまでの省エネルギー事業（タイプ II）、その他の年間の排出削減量がCO<sub>2</sub>換算で 60 kt未満の事業（タイプ III）は、小規模CDM（SSC：Small-Scale CDM）として簡易化された様式・手法が適用可能である。

この規定に照らせば、本事業は 3 MW の再生可能エネルギー発電事業であるので、上記のタイプ I に当てはまり、簡易化された SSC の適用が可能である。

なお、SSCの定義に合致することで、通常のCDMと比べ以下の点について簡易化することができる<sup>9</sup>。

- 複数の小規模プロジェクトをバンドリングし、PDD 作成、バリデーション、登録、モニタリング、検証・認証を行うことが可能
- 簡易化された PDD フォーマットが適用可能
- ベースライン開発費用削減のため、プロジェクトの種類毎に簡易化されたベースラインの適用が可能
- モニタリング費用削減のため、簡易化されたモニタリング計画の適用が可能
- 同じ指定運営組織（DOE：Designated Operational Entities）がバリデーションと検証・認証を行ってもよい

現在 CDM 理事会で承認されているタイプ I の SSC 方法論の中で、水力発電に適用可能な方法論は、①AMS-I.A.（Electricity generation by the user）、②AMS-I.D.（Grid connected renewable electricity generation）、③AMS-I.F.（Renewable electricity generation for captive use and mini-grid）の 3 つである。

本事業では、発電した電力を現在無電化である農村部及び Andulo 群都の小規模電力系統へ供給する予定であるが、「ア」国の国家電力系統への接続する予定はない。このため、③AMS-I.F.を採用するのが妥当であると考えられる。

AMS-I.F.では適用可能なプロジェクトの条件として以下の適用要件が挙げられている。それぞれの適用要件と本事業の状況を照合した結果は以下のとおりである。

<sup>8</sup> FCCC/KP/CMP/2006/10/Ad1, page 8

<sup>9</sup> FCCC/KP/CMP/2005/8/Ad1, page 45

表 4.2-8 方法論 AMS-I.F.と本事業の適合性の検討

AMS-I.F.規定の適用要件(要約)	本事業の状況
1. 本カテゴリは再生可能エネルギーをユーザーに供給する事業に適用できる。 発電した電力は少なくとも 1 種類以上の化石燃料の燃焼による発電からの電力を代替すること。 事業が行われない場合、ユーザーは以下のいずれかの手段で電力が供給されていた。 (a) 国家又は地域の電力系統 (b) 化石燃料による発電所 (c) 炭素集約型の小規模電力系統(mini-grid)	本事業は新たに水力発電所を建設する事業であり、発電された電力は Andulo 群都のディーゼル焚きの小規模電力系統の電力及び農村部での化石燃料の消費を代替する。本事業が行われない場合、ユーザーは炭素集約型の Andulo 群都の小規模電力系統(c)によって電力が供給されていたと考えられる。このため、要件 1 を満たす。
2. 本方法論で言う小規模電力系統(mini-grid)とは、総発電容量が 15MW 未満であり国家或は地域の電力系統と接続していない電力系統を指す。	Andulo 群都のディーゼル焚きの小規模電力系統は 1 箇所の発電ステーションの 400kW と 200kW(計 600 kW) の 2 台のディーゼル発電機のみから構成され、国家電力系統とは接続していない。このため要件 2 を満たす。
3. 国家電力系統や地域電力系統に電力を供給する事業は AMS-I.D.を、独立して家庭やユーザーに電気を供給するオフグリッドの事業は AMS-I.A.を適用する。	本事業サイトは国家グリッドから非常に遠くに位置しており、当面、国家グリッドに電力を供給する計画はない。本事業の電力は Andulo 群都の小規模電力系統へ接続するため、要件 3 を満たす。
4. 水力発電の場合は以下のいずれかに該当すること。 (a) 既存の貯水池を利用し、貯水量の変化を伴わない。 (b) 既存の貯水池を利用し、貯水量が増加するが、発電密度*が 4W/m <sup>2</sup> 以上である。 (c) 新たに貯水池を産み出すが発電密度が 4W/m <sup>2</sup> 以上である。	本事業により新たに貯水池が生み出されるが、発電密度が 4.16W/m <sup>2</sup> である。このため要件 4 の(c)に該当する。
5. バイオマス発電の場合は再生可能なバイオマスエネルギーのみを利用すること。	本事業はバイオマス発事業ではないため本要件は考慮しない。
6. 以下のいずれかに該当すること。 (a) 新たな発電プラントの建設(Greenfield plant) (b) 発電容量の拡張 (c) 既存のプラントの改造 (d) 既存のプラントの建替え	本事業は新たに 2×2*1.5MW の発電設備を導入する新設事業であり、要件 6 の(a)に該当する。
7. 発電容量の拡張の場合は拡張容量が 15MW 以下であり、既存の設備と増加する設備は物理的に切り離すことができること。	本事業は発電容量の拡張ではないので、本要件は考慮しない。
8. 既存のプラントの改造または建替えの場合は事業後の全設備容量が 15MW 以下であること。	本事業は既存のプラントの改造または建替えではないので、本要件は考慮しない。
9. 再生可能エネルギー発電と非再生可能エネルギー発電を同時に追加する場合は 15MW 以下の条件とは再生可能エネルギー発電のみの容量を指す。但し再生可能エネルギー発電と非再生可能エネルギーの混焼事業の場合はその設備容量が 15MW 以下であること。	本事業は水力発電設備のみを導入する事業であるため、本要件は考慮しない。
10. コージェネレーションシステムは本方法論を適用できない。	本事業はコージェネレーション事業ではないため、本要件は考慮しない。
11. 発電された電力をバウンダリー内のユーザーに供給する場合は供給側・需要側双方の取決めにより供給側のみが当該 CER を獲得する。	本事業のプロジェクトオーナーはユーザーと CER の帰属に関する契約を行い CER がプロジェクトオーナーに帰属することを確認する。このため要件 11 を満たす。

※発電密度

$$= (\text{事業実施後設備容量}[\text{W}] - \text{事業実施前設備容量}[\text{W}]) \div (\text{事業実施後湛水面積}[\text{m}^2] - \text{事業実施前湛水面積}[\text{m}^2])$$

$$= (3,000,000 - 0) / (720,000 - 0)$$

$$= 4.16 [\text{W}/\text{m}^2]$$

以上のように、本事業は AMS-I.F.の適用要件をいずれも満たしており、方法論 AMS-I.F.の適用が可能であると言える。

## (4) ベースラインの設定

本事業が送電する Andulo 群都には 1 箇所の発電ステーションからなる小規模電力システムが存在している。発電ステーションには 400 kW と 200 kW のディーゼル発電機がそれぞれ 1 台あり、2 台を同時運転させて街の街灯や病院、ホテル、政府関係機関などの公共施設へ 230 V の交流で電力を供給している。市の需要に対し、発電設備の容量は不足しており、電力は曜日ごとに地区を変えて供給され、供給時間はおよそ 18:00 ~ 22:00 のみである。

一方、Muenga 村と Chicumbi 村は現在まで電力供給が行われていない無電化地域であり、一部の家庭で家庭用ガソリン発電機があることと、Chicumbi 村の病院に 40 kW のディーゼル発電機があることを除いて、ほとんどのユーザーは灯油ランタンやロウソクを利用している。

本事業サイト及び電力の供給エリアは国家電力システムの供給エリアから距離が遠く、本事業を実施しなかった場合、これらの地域では引続きディーゼル発電による電力が当該地域に供給されていたと考えることができる。このため、本事業のベースラインシナリオはディーゼル発電機による発電であると考えられる。

方法論 AMS I.F. (Version 1) の規定によれば、全ての発電設備が重油やディーゼルを利用する小規模電力システムのベースライン排出量は再生可能発電ユニットで発電した電力量に以下の表から求めた最新のディーゼル発電ユニットからの排出係数をかけて求めることができる。

**表 4.2-9 Emission Factors for Diesel Generator Systems (in kg CO<sub>2</sub>e/kWh\*)  
for Three Different Levels of Load Factors\*\***

Cases:	Mini-grid with 24 hour service	Mini-grid with temporary service (4-6 hr/day) Productive applications Water pumps	Mini-grid with storage
Load factors [%]	25%	50%	100%
< 15 kW	2.4	1.4	1.2
>= 15 < 35 kW	1.9	1.3	1.1
>= 35 < 135 kW	1.3	1.0	1.0
>= 135 < 200 kW	0.9	0.8	0.8
> 200 kW***	0.8	<b>0.8</b>	0.8

\* A conversion factor of 3.2 kg CO<sub>2</sub> per kg of diesel has been used (following revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)

\*\* Values derived from figures reported in RET Screen international PV 2000 model retrieved from: <http://retscreen.net/>

\*\*\* Default values

Andulo 群都の小規模電力システムの設備容量は 600 kW であり、供給時間は毎日約 4 時間であるため、表 4.2-9 より、ベースライン排出係数はデフォルト値 0.8 kg CO<sub>2</sub>e/kWh と特定できる。

## (5) バウンダリーの設定

方法論 AMS I.F. (Version 1) の規定によれば、事業のバウンダリーは物理的、地理的な再生可能エネルギー発電のサイトと規定されている。このため、本事業のプロジェクトサイトは堰、タービン、発電機、変電所を含む水力発電施設及び電力を供給するユーザー（Muenga 村、Chicumbi 村及び Andulo 群都の小規模電力系統）と送配電設備と特定する。

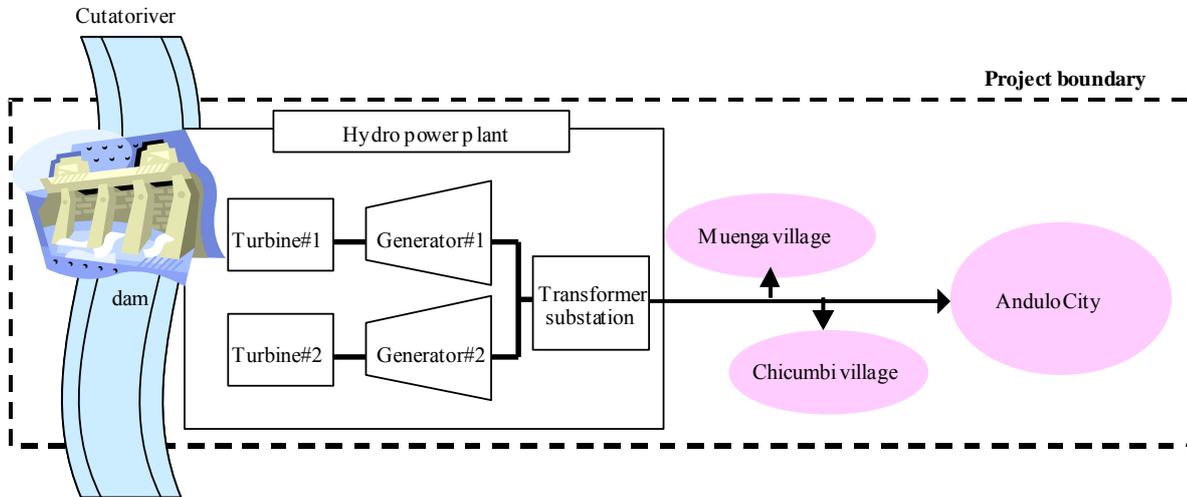


図 4.2-19 プロジェクトバウンダリー

## (6) 追加性の証明

EB 54 (2010 年 5 月) のレポートの Annex 15 “Guidelines for Demonstrating Additionality of Renewable Energy Projects =< 5 MW and Energy Efficiency Projects with Energy (Version 1)” では、出力 5 MW 以下の再生可能エネルギープロジェクトについては、以下の条件のいずれかに該当する場合、プロジェクトの特性において追加性が認められるため、事実上追加性テストが免除すると規定されている。

- (a) プロジェクトの立地場所が後発発展途上国（LDC : Least Development Country）、小島嶼国、またはホスト国政府が 2010 年 5 月 28 日より前に特定した特別未開発地域（special underdeveloped zone）であるプロジェクト
- (b) プロジェクトが電力系統に接続せず（1 日 12 時間未満の系統接続を含む）、家庭／地域にエネルギー供給するプロジェクト
- (c) 以下の 2 つの条件に合致するプロジェクト
  - ・プロジェクトによる再生可能エネルギーを配送するサブシステムはそれぞれ独立しており、750 kWh 以下である
  - ・サブシステムの最終需要家が家庭／地域／中小企業である
- (d) ホスト国の DNA が推奨する特定の再生可能エネルギー技術で、CDM 理事会によって承認されているもの（国の発電電力のうち当該技術の設備容量が 5% 以下であること）

本事業の設備容量 3 MW の水力発電事業であることから、5 MW 以下の再生可能エネルギープロジェクトに該当し、また、「ア」国は国連の定める LDC であるため、上記の規定を適用することができる。

このため、本事業は事業の特性において追加性が認められる。

## (7) クレジット期間とクレジット量の予測

### 1) クレジット期間

クレジット期間については、プロジェクト参加者が、次のいずれかの期間を選択することができる。

#### (a) 7 年間で 2 回更新可能(最長 21 年間)

それぞれの更新の際に、DOE が既存のベースラインの維持、または適用可能な新たなデータに基づいてベースラインの再設定について判断し、CDM 理事会に通知する。

#### (b) 最大 10 年間(更新なし)

本事業はプロジェクト期間が 40 年であること、また Andulo 群では近年の急速に人口が増加しており既存の小型電力システムの構成内容に近い将来変化が生じる可能性があることを考慮し、ベースラインを見直すことが可能な(a) 7 年×3 回の更新型クレジット期間を採用することとする。

### 2) クレジット見込量

#### (a) ベースライン排出量 ( $BE_y$ )

方法論 AMS-I.F.パラグラフ 14 に基づき、ベースライン排出量本事業により置き換えられた電力から排出される  $CO_2$  排出量と定義することができ、以下の算定式で算定される。

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,y} \dots \dots \dots (1)$$

$BE_y$  : ベースライン排出量 (tCO<sub>2</sub>e/yr)

$EG_{BL,y}$  : 本事業により置き換えられた NET 電力量 (電力供給量) (MWh/yr)

$EF_{CO_2,y}$  : CO<sub>2</sub> 排出係数 (tCO<sub>2</sub>/MWh)

本事業のうち予測される年間総発電量 (21,113 MWh/yr) から発電所内での消費電力の 1%と送配電でのロス 5%を差し引いた供給電力量は年間 19,855 MWh であるため、(1)式より、ベースライン排出量は 15,884 トン CO<sub>2</sub>e である。

$$\begin{aligned} BE_y &= EG_{BL,y} * EF_{CO_2,y} \\ &= 19,855 * 0.8 \\ &= 15,884 \quad (\text{tCO}_2\text{e/yr}) \end{aligned}$$

(b) プロジェクト排出量 ( $BE_y$ )

方法論 AMS-I.F. パラグラフ 18 によれば、水力発電事業のプロジェクト排出量は、貯水池から GHG の発生量と定義することができ、以下のとおり算定される。

- ① 発電密度が  $4 \text{ W/m}^2$  以上、 $10 \text{ W/m}^2$  未満の時

$$PE_y = (EF_{Res} * TEG_y) / 1000 \dots\dots\dots (2)$$

$PE_y$  : プロジェクト排出量 (tCO<sub>2</sub>e/yr)  
 $EF_{Res}$  : デフォルト排出係数 (90kgCO<sub>2</sub>e/MWh)  
 $TEG_y$  : 事業による GROSS 発電量 (MWh/y)

- ② 発電密度が  $10 \text{ W/m}^2$  以上の時

$$PE_y = 0 \dots\dots\dots (3)$$

本事業は新たに水力発電用の堰を建設して 3 MW の発電設備を設置する事業であり、堰の建設により水位が上昇し湛水面積が増加する。

計画設計では、本事業の想定湛水面積は  $720,000 \text{ m}^2$  であり、発電設備の容量は 3 MW であるので、発電密度は  $4.16 \text{ W/m}^2$  である。このため、プロジェクト排出量は(2)式を適用し算出する。

本事業で予測される年間総発電量は年間 21,113 MWh であるため、(2)式より、プロジェクト排出量は 1,900 トン CO<sub>2</sub>e である。

$$\begin{aligned} PE_y &= (EF_{Res} * TEG_y) / 1000 \\ &= 90 * 21,113 / 1000 \\ &= 1,900 \text{ (tCO}_2\text{e/yr)} \end{aligned}$$

(c) 排出削減量 ( $ER_y$ )

方法論 AMS-I.F. パラグラフ 20 に基づき、排出削減量は以下の式から算出される。

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \dots\dots\dots (5)$$

$ER_y$  : 排出削減量 (t CO<sub>2</sub>e/y)  
 $BE_y$  : ベースライン排出量 (t CO<sub>2</sub>/y)  
 $PE_y$  : プロジェクト排出量 (t CO<sub>2</sub>/y)  
 $LE_y$  : リークエージ (t CO<sub>2</sub>/y)

## (d) 排出削減量

上記(a)～(c)の結果より、排出削減量は年間 13,984 トン CO<sub>2</sub>e である。

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\ &= 15,884 - 1,900 - 0 \\ &= 13,984 \text{ (tCO}_2\text{e/yr)} \end{aligned}$$

プロジェクト期間 (第 1 期、7 年) 中のベースライン排出量、プロジェクト排出

量、リーケージ排出量、排出削減量はそれぞれ以下の表のとおりであり、7年間の合計クレジット量は97,888トンCO<sub>2</sub>eと予測できる。

表 4.2-10 クレジット見込量

Years	Estimation of project activity emissions (tCO <sub>2</sub> e /yr)	Baseline Emissions (tCO <sub>2</sub> e /yr)	Leakage (tCO <sub>2</sub> e /yr)	Emission Reductions (tCO <sub>2</sub> e /yr)
2016	950	7,942	0	6,992
2017	1,900	15,884	0	13,984
2018	1,900	15,884	0	13,984
2019	1,900	15,884	0	13,984
2020	1,900	15,884	0	13,984
2021	1,900	15,884	0	13,984
2022	1,900	15,884	0	13,984
2023	950	7,942	0	6,992
<b>Total (tonnes of CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>13,300</b>	<b>111,188</b>	<b>0</b>	<b>97,888</b>

#### (8) クレジット価格の見通し

国際協力銀行による「排出権市場動向レポート 2010」（2010年7月30日）<sup>10</sup>によれば、WBの“State and Trends of the Carbon Market 2006～2010”から、プライマリー市場における京都クレジット、2005年から2008年までの年間平均価格は、1トンCO<sub>2</sub>eあたり2005年：5.7ユーロ、2006年：8.4ユーロ、2007年：9.9ユーロ、2008年：11.46ユーロと上昇傾向にあったが、2008年9月のリーマン・ショックと金融危機の影響により下降に転じ、2009年の平均は9.1ユーロであった。また、英国の排出権情報調査会社IDEAcarbonが各社へのアンケート結果を基に発表しているIDEAcarbon pCER IndexTMによると、2010年7月時点での平均プライマリーCER価格は、9.76ユーロであった。

これらの調査から、2009年、2010年のCERのプライマリー市場の価格は平均9～10ユーロ程度で推移していると考えられる。

このような価格傾向が今後も引き続くと仮定し、本事業でのクレジットの取引単価10ユーロと想定すれば、本事業でのクレジット取引価格は1年間で139,840ユーロ（1ユーロ＝115円と仮定すれば約1600万円）、第1期期間の7年間で978,880ユーロ（1ユーロ＝115円と仮定すれば約1億1200万円）と想定される。

<sup>10</sup> 「排出権市場動向レポート 2010」（国際協力銀行 環境ビジネス支援室 2010年7月30日）

## (9) ステークホルダーコメントの収集

PDD の作成に当たっては、発電所サイトの近隣住民（ステークホルダー）に対し本事業が環境や社会へ与える影響を説明した上で、事業建設についてステークホルダーから反対や懸念のコメントがないかを調査する必要がある。

本調査では、ドラフトPDD作成に向けた事前調査として、サイト周辺 Muenga 村、Chimonga 村、Chicumbi 村の3つ村の住民の代表に簡易ヒアリングを実施した。

## 簡易ヒアリングの結果

2011年1月26日～27日に、MINEA 関係者、Andulo 郡政府関係者とともに、事業サイトの周辺に位置する Muenga 村、Chimonga 村、Chicumbi 村を訪問し、各代表者に対し現在のエネルギーの使用実態と環境への認識、水力発電所の建設に対する意見・要望をヒアリングした。

各村でのヒアリング内容と、ステークホルダーのコメントは以下のとおりである。

ヒアリング対象地域	Muenga 村
ヒアリング日時	2011年1月26日 11:00～12:30
ヒアリング対象	長老、発電機の所有家庭代表者、漁業従事者(約10名)
村全体の人口	8042人
自宅に発電機を所有する家庭の数	村全体で3家庭(3台)
発電機の燃料	ガソリン
電化製品	コンポ、テレビ
主な照明手段と時間	発電機のない家庭: 灯油ランタン、ロウソク 発電機のある家庭: 必要な場合のみ電気照明
地域の環境状況に対する感想	環境は良好であると思う
水力発電所による安定した電力の供給を望みますか?	はい
水力発電所の建設時、トラックの通行が増加したり騒音が発生する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設に伴い発電所の上流地域の一部が水没する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設に伴い漁業の漁獲量の変化や漁業場所の移動など、発電所の上流地域の一部が水没する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設を支持しますか?	はい
その他コメント	村は現在電気がなく、電気がくることを強く望んでいる。そのための一時的な環境の悪化や不便は許容できる。

ヒアリング対象地域	Muenga 村
	
Muenga 村でのヒアリングの様子	Muenga 村の様子

ヒアリング対象地域	Chimonga 村
ヒアリング日時	2011 年 1 月 26 日 13:30～14:30
ヒアリング対象	長老
人口	2630 人
自宅に発電機を所有する家庭の数	村全体で 10 家庭程度
発電機の燃料	ガソリン
電化製品	ラジオ、コンポ
主な照明手段と時間	発電機のない家庭: 灯油ランタン、電池式電灯
地域の環境状況に対する感想	環境は良好であると思う
水力発電所による安定した電力の供給を望みますか?	はい
水力発電所の建設時、トラックの通行が増加したり騒音が発生する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設に伴い発電所の上流地域の一部が水没する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設に伴い漁業の漁獲量の変化や漁業場所の移動など、発電所の上流地域の一部が水没する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設を支持しますか?	はい
その他コメント	郡政府から水力発電所の建設計画は聞かされている。 建設に対する懸念事項は特にはない。

	
Chimonga 村でのヒアリングの様子	Chimonga 村の様子

ヒアリング対象地域	Chicumbi 村
ヒアリング日時	2011年1月27日 11:30～12:30
ヒアリング対象	長老、副長老、その他村の代表者(5名程度)
人口	4812人
自宅に発電機を所有する家庭の数	村全体で3家庭程度
発電機の燃料	ガソリン
電化製品	テレビ、ラジオ、照明
主な照明手段と時間	発電機のない家庭: 灯油ランタン、電池式電灯 発電機のある家庭: 電気照明(必要な場合のみ 18:00～20:00 頃)
地域の環境状況に対する感想	環境は良好であると思う
水力発電所による安定した電力の供給を望みますか?	はい
水力発電所の建設時、トラックの通行が増加したり騒音が発生する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設に伴い発電所の上流地域の一部が水没する可能性があります、許容することができますか?	はい
水力発電所の建設に伴い漁業の漁獲量の変化や漁業場所の移動など、発電所の上流地域の一部が水没する可能性があります、許容することができますか?	はい 漁業で生活する村人がいるが、村としては電気の方が重要であると考えているので、漁業に多少の影響があっても許容できる。
水力発電所の建設を支持しますか?	はい
その他コメント	建設時には村の労働力も活用してもらいたい
 	
Chicumbi 村でのヒアリングの様子	Chicumbi 村の様子

以上の調査結果より、水力発電所の建設に対してはいずれの村の村民も建設を歓迎しており、反対意見や影響を懸念する意見はなかった。

なお、正式な PDD の作成においては、事業会社が、環境影響調査の実施時にこれら周辺の住民に対しより詳細に環境・社会面での影響を説明した上で、アンケート調査の手法を用い再度本格的な調査を実施する必要がある。

## (10) PDD の完成に向けた課題

今後、CDM としての登録を目指し PDD を作成していくために、プロジェクトオーナーは以下の点について調査を実施しなければならない。

### 1) モニタリング体制の確立

CDM として登録し、CER クレジットを生み出すためには、適切なモニタリング計画と実施体制を整える必要がある。

本事業で想定されるモニタリング項目は、発電設備での総発電力量と実際にユーザーに供給された供給電力量である。プロジェクトオーナーは自身の責任の下でこれらのモニタリング項目を、正確に記録・保管しなければならない。事業の開始までにモニタリングの体制、記録・保管方法などを定める必要がある。

(現在のドラフト PDD では、想定されるモニタリング体制を記載している。モニタリング体制の確立後に PDD の記載も更新すること)

### 2) 環境影響評価の実施

今後、プロジェクトオーナーは環境影響評価を実施し、本事業がプロジェクトサイトの環境や生態系に対し国や地元政府の定める基準を超えて影響を及ぼさないことを実証しなければならない。また、環境影響評価の概要と結果を PDD の該当箇所に記載しなければならない。

(現在のドラフト PDD では、FS 時の初期環境影響調査の結果を記載している。正式な環境影響評価調査の後に PDD の記載も更新すること)

### 3) ステークホルダーアンケート調査の実施

環境影響評価の実施と同時に、地元の住民などのステークホルダーに対しアンケート調査を実施し、本事業に対しステークホルダーから反対や懸念などの意見が内科を確認する必要がある。また、そのアンケート調査の内容と結果を PDD の該当箇所に記載しなければならない。

(現在のドラフト PDD では、FS 段階での簡易ヒアリングの結果を記載している。アンケート調査の実施後に PDD の記載も更新すること)