

CAPÍTULO 4

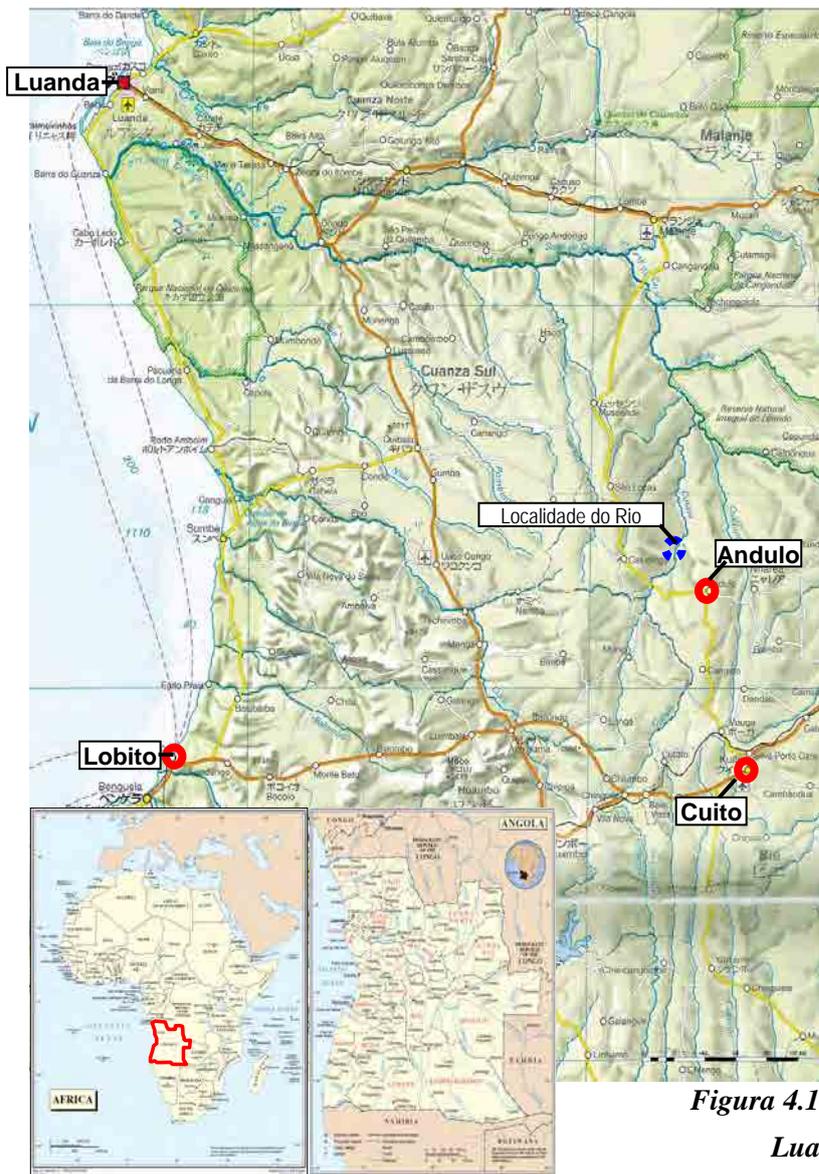
ESTUDO DE VIABILIDADE SOBRE O EMPREENDIMENTO DA ESTAÇÃO ELÉCTRICA DO RIO CUTATO

CAPÍTULO 4 ESTUDO DE VIABILIDADE SOBRE O EMPREENDIMENTO DA ESTAÇÃO ELÉCTRICA DO RIO CUTATO

Apresenta-se abaixo o resultado do Estudo de Viabilidade em relação à localidade no Rio Cutato, escolhida no capítulo anterior.

4.1 Características do Local de Estudo

A localidade para o projecto de nova construção da central hidroeléctrica no Rio Cutato está expressa nas Figuras 4.1-1 (1) e 4.1-1 (2). Neste local, as chuvas que caem sobre a região planáltica com altitude superior a 1.600 m, nas províncias do Huambo e do Bié, correm em uma inclinação bastante amena até o Rio Cutato, estando a região em uma altitude de cerca de 1.400 m, com uma área de bacia de cerca de 9.400 km².



**Figura 4.1-1 (1) Localização do Projecto:
Luanda - Cuito - Andulo - Localidade**

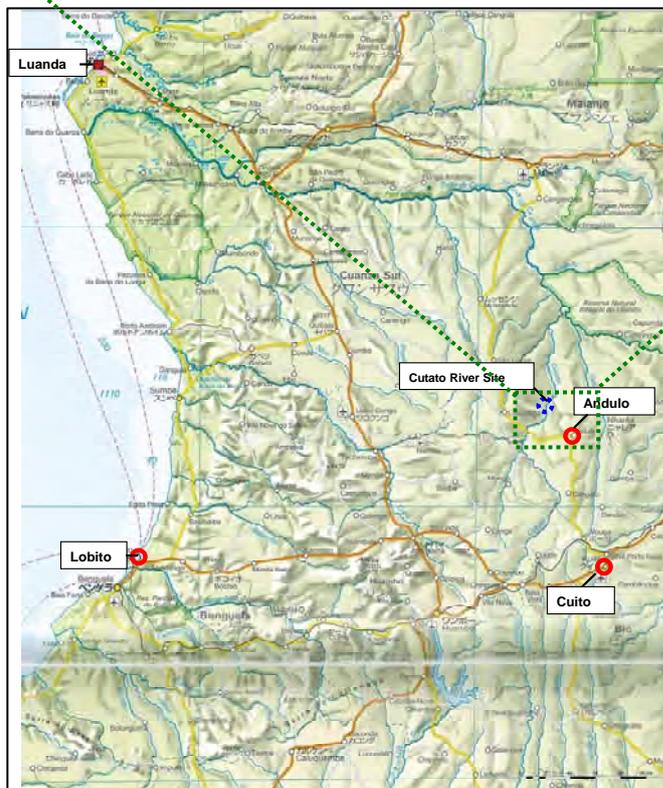
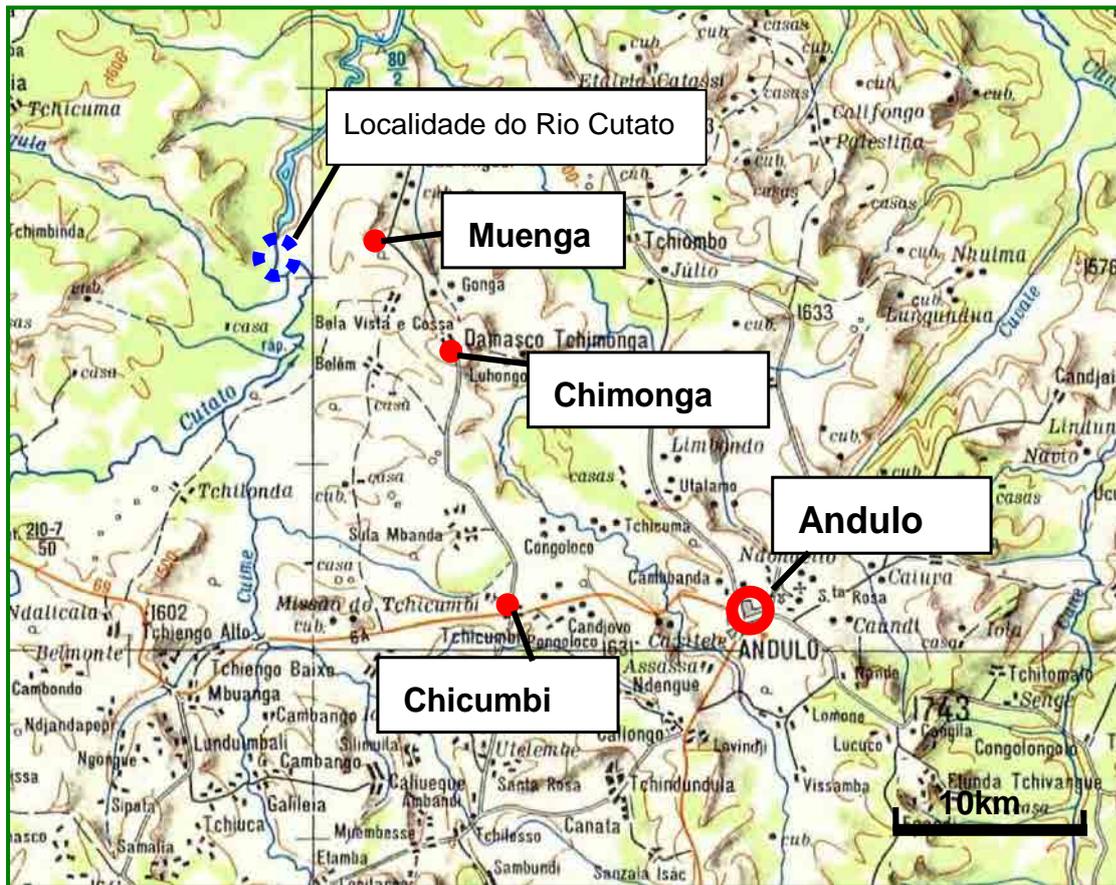


Figura 4.1-1 (2) Localização do Projecto: Andulo - Localidade

4.1.1 Topografia / Geologia

(1) Características Topográficas

O local da central eléctrica fica em uma zona colinosa amena, com cerca de 1.400m de altitude. O rio divide-se em uma bifurcação no curso superior imediatamente acima do local da central eléctrica, formando um banco de areia na parte alta central, voltando a se juntar no curso inferior. O local planejado seria o rio da margem direita.

(2) Características Geológicas

A camada rochosa básica é formada por granito de granulação grossa do período pré-cambriano, e as rochas estão expostas por todo o leito do rio nas redondezas da localidade. Devido a isto, cada uma das estruturas poderá ser construída directamente sobre as rochas expostas. Contudo, uma vez que o granito conta com poucas fendas, a possibilidade de dinamite não funcionar é alta. É desejável que se construam as estruturas aproveitando ao máximo a topografia actual.

(3) Outros Pontos em Particular

Não há.

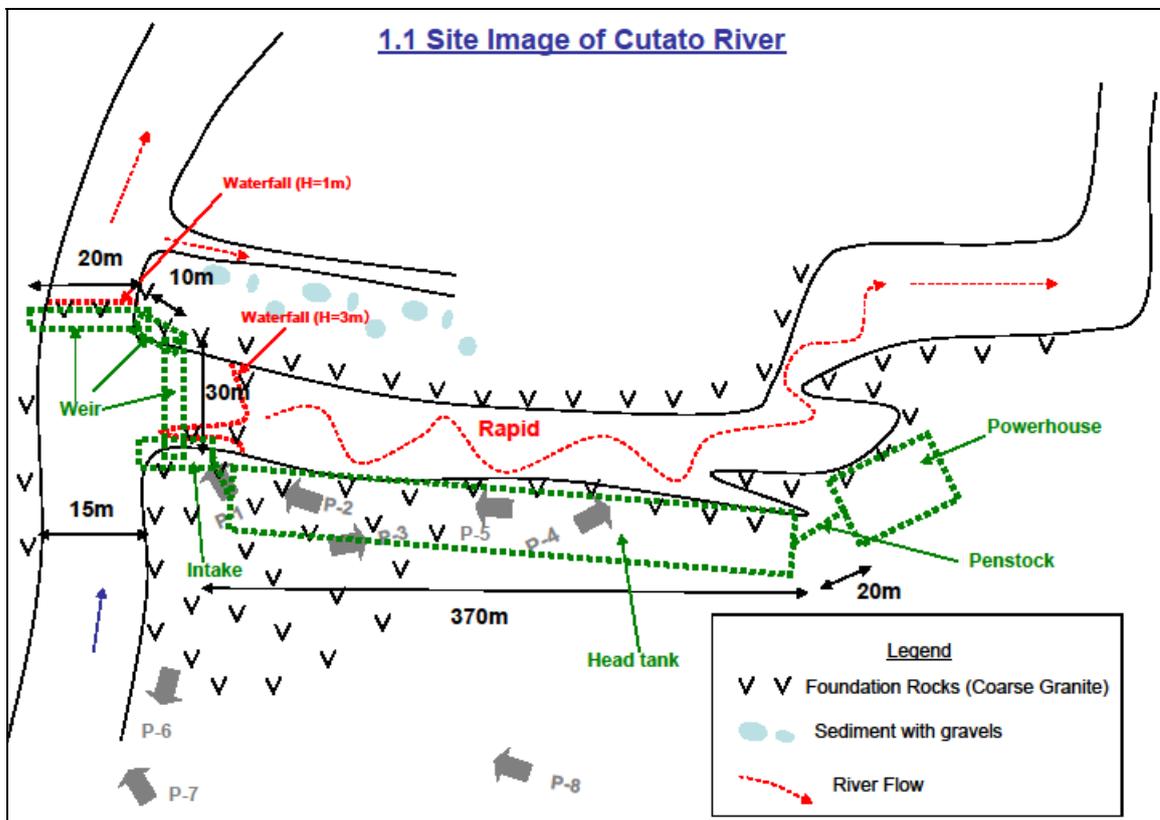


Figura 4.1-2 Plano Imaginário da Localidade em Cuito



*Foto 4.1-1 Fotografia Panorâmica da Localidade em Cuito
(Período de Chuvas: Fotografado em 26/Jan/2011)*

4.1.2 Hidrologia / Meteorologia

4.1.2.1 Perfil Geral da Hidrologia / Meteorologia

(1) Perfil Geral da Localidade do Estudo

O Rio Cutato, onde se planeja a localidade do Rio Cutato, é um afluente do Rio Cuanza (área da bacia fluvial: 147.000 km²), e a área da bacia fluvial na localidade planejada é de 9.400 km². Como já foi expresso na Secção 2.2.2 do Capítulo 2, com exceção do local suposto para a central eléctrica, onde a altitude varia entre 1.250 a 1.500 m, a maior parte da bacia consiste em um planalto, com altitude acima de 1.500 m. Outrossim, no que se refere à precipitação anual, trata-se de uma região relativamente de muitas chuvas, dentro de um país como Angola, com precipitação anual acima de 1.250m.

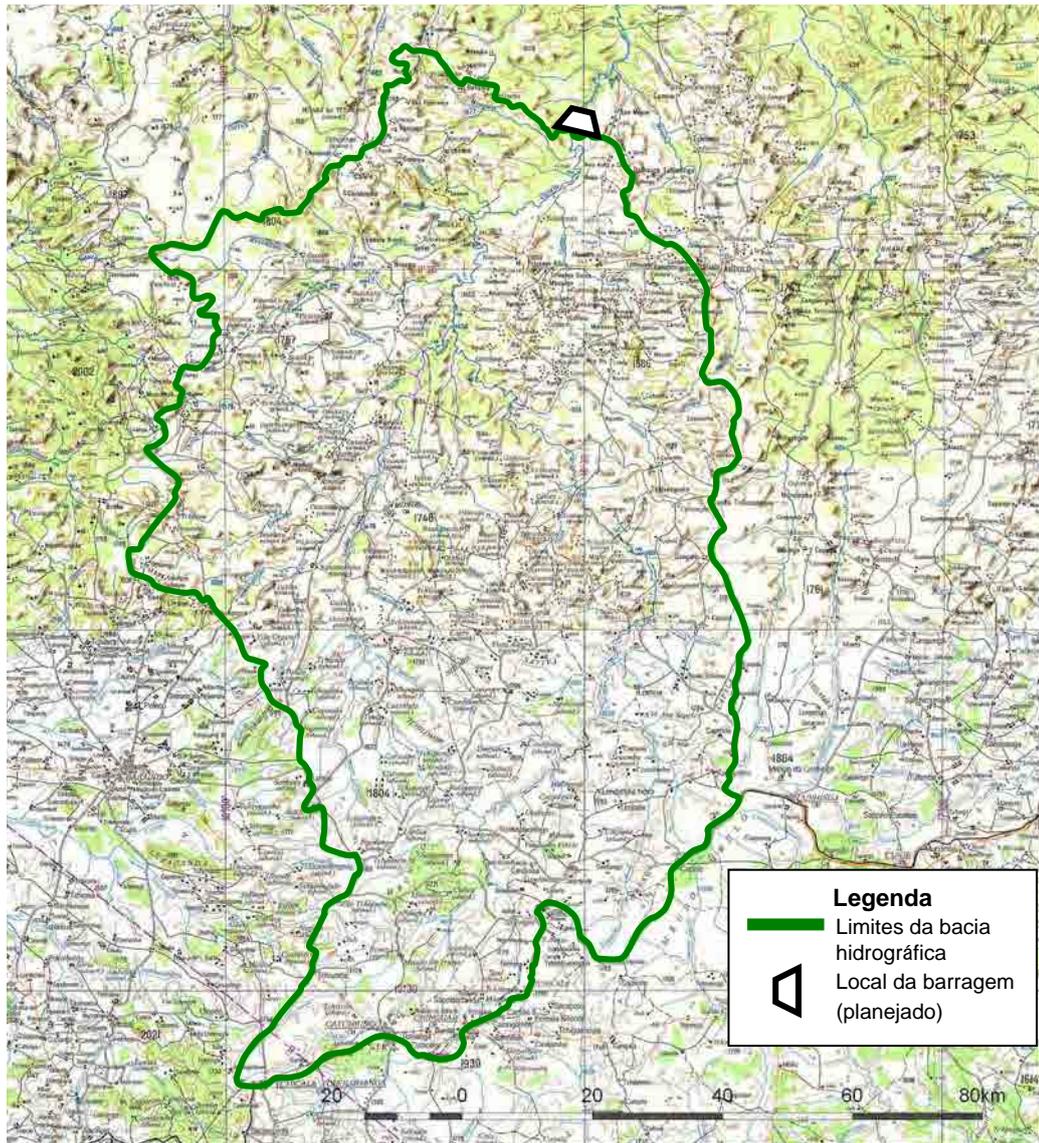


Figura 4.1-3 Mapa Hidrográfico da Localidade no Rio Cutato

(2) Hidrologia / Materiais Meteorológicos / Coleta de Dados

Os itens observados, bem como o período de observação dos dados meteorológicos / hidrológicos coletados para o presente Estudo, são como se expressa na tabela abaixo.

Tabela 4.1-1 Situação da Colecta de Dados Hidrológicos / Meteorológicos

Item	Pontos de observação	1960	1970	1980	1990	2000
Precipitação	Kuito (Bie)*		■	■	■	■
	Huambo (Huambo)*		■	■	■	■
	Luanda (Luanda) **				■	■
Temperatura	Luanda (Luanda) **				■	■
Umidade relativa	Luanda (Luanda) **				■	■
Descarga fluvial	Cambambe**		■	■	■	■

* Fonte: INAMET - Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica

** Fonte: JICA, Japan Engineering Consultants Co., Ltd. "Relatô do Estudo de Desenho Básico sobre o Projecto de Abastecimento de Água Potável na Província de Luanda, na República de Angola", 2001

Legenda	■	Dados disponíveis para o ano todo
	■	Dados disponíveis parcialmente

4.1.2.2 Meteorologia

A província do Bié (Capital: Cuito (= Kuito)), que fica próxima a Cutato, localidade do Estudo de Viabilidade, tem altitude alta, contando com temperaturas baixas para a sua latitude, sendo que a temperatura média anual é de cerca de 18 °C. No período de seca, entre maio e agosto, a temperatura é baixa e a precipitação é quase nula, enquanto que no período de chuvas, entre outubro e abril, a temperatura é alta e a precipitação é intensa. A província do Huambo, que se inclui na bacia hidrográfica do Estudo, também tem um clima parecido, sendo que a precipitação anual é de cerca de 1.500 mm nas duas províncias.

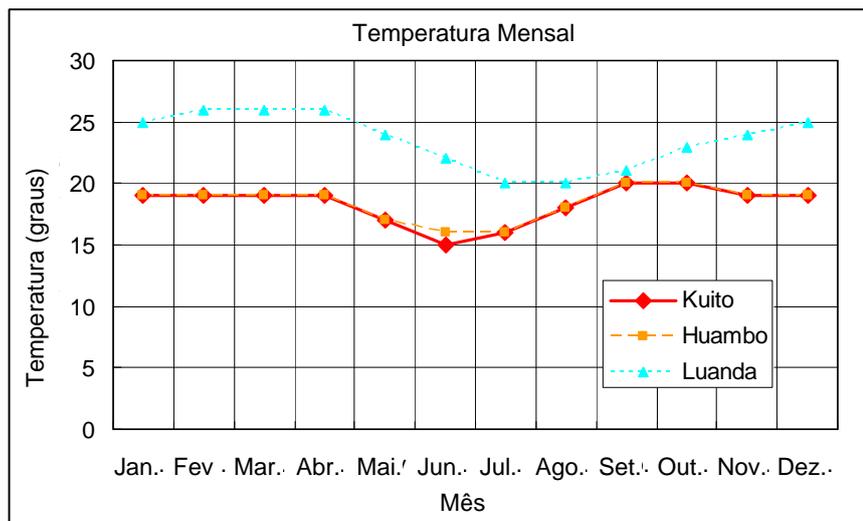


Figura 4.1-4 Temperatura Média Mensal (Cuito (=Kuito), Huambo, Luanda)

Fonte: Weatherbase – *Records and Averages for Angola* (Registros e Médias para Angola), <http://www.weatherbase.com/>

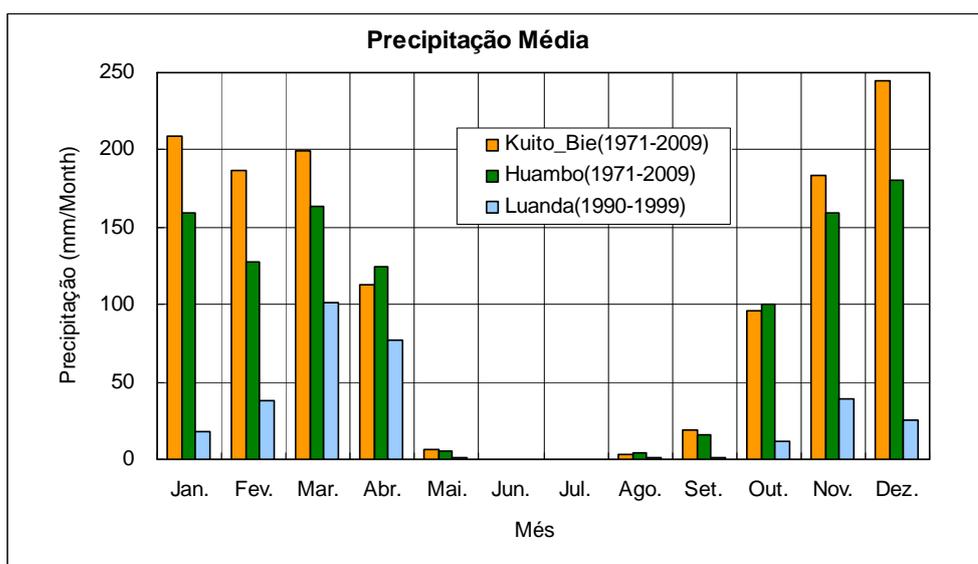


Figura 4.1-5 Precipitação Média Mensal (Cuito (=Kuito), Huambo, Luanda)

Fonte: INAMET - Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica

Tabela 4.1-2 (1): Registro Pluviométrico
(Localidade de Cuito (=Kuito), na Província do Bié)

Kuito_Bie(1971-2009)

Lat 12° 23' Sul
Lon 16° 57' Leste
Altitude 1711 m
Precipitação

Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	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	-	-	-	-	-	-	-
Média	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

Fonte: INAMET – Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica

Tabela 4.1-2 (2): Registro Pluviométrico
(Localidade de Huambo, na Província do Huambo)

Huambo(1971-2009)

Lat: 12° 48' Sul

Lon: 15° 45' Leste

Altitude: 1700 m

Precipitação:

Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Média	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

Fonte: INAMET – Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica

4.1.2.3 Hidrologia

Tomando como base os registros de descarga fluvial da localidade de Cambambe, no Rio Cuanza, expressos na Secção 2.2.2 do Capítulo 2 (e rerepresentados na tabela abaixo), a curva de duração de descarga seria como se representa na Figura 4.1-6. Outrossim, a curva de duração de descarga, elaborada a partir da busca do valor médio na curva de duração de descarga deste período, bem como suas descargas fluviais alta, normal, baixa e seca, estão apresentadas na Figura 4.1-7. Além disso, a descarga fluvial máxima mensal estimada para o Rio Cuanza, a partir desta curva de duração de descarga, é de cerca de 2,0 m³/s/100 km².

Tabela 4.1-3 Descarga Fluvial Mensal (Localidade de Cambambe, Rio Cuanza, 1962 - 1972)
[Reapresentação]

Descarga Mensal

Rio Cuanza Área da Bacia: 121,470 km² Estação: Cambambe
 Período observado: 1962-72 E:14:29:00 S:9:45:00 Elevation: 187 m (m³/s)

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	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				
Média	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

Fonte: JICA, Japan Engineering Consultants Co., Ltd. - “Relatório do Estudo de Desenho Básico sobre o Projecto de Abastecimento de Água Potável na Província de Luanda, na República de Angola”, 2001

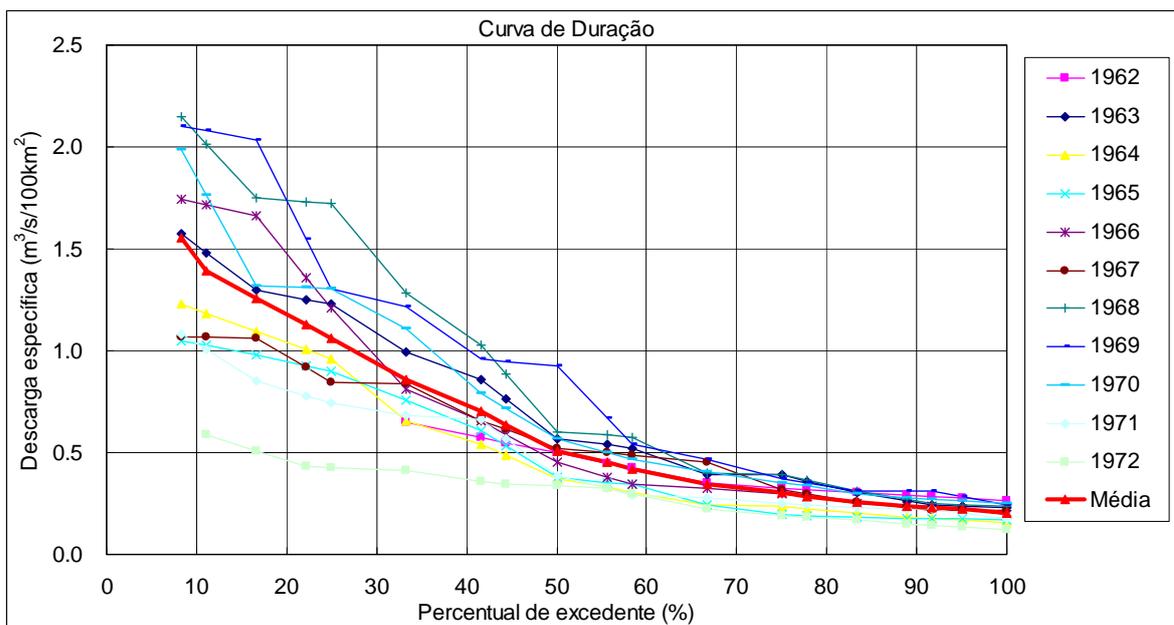


Figura 4.1-6 Curva de Duração de Descarga Anual do Rio Cuanza (1962 – 1972)

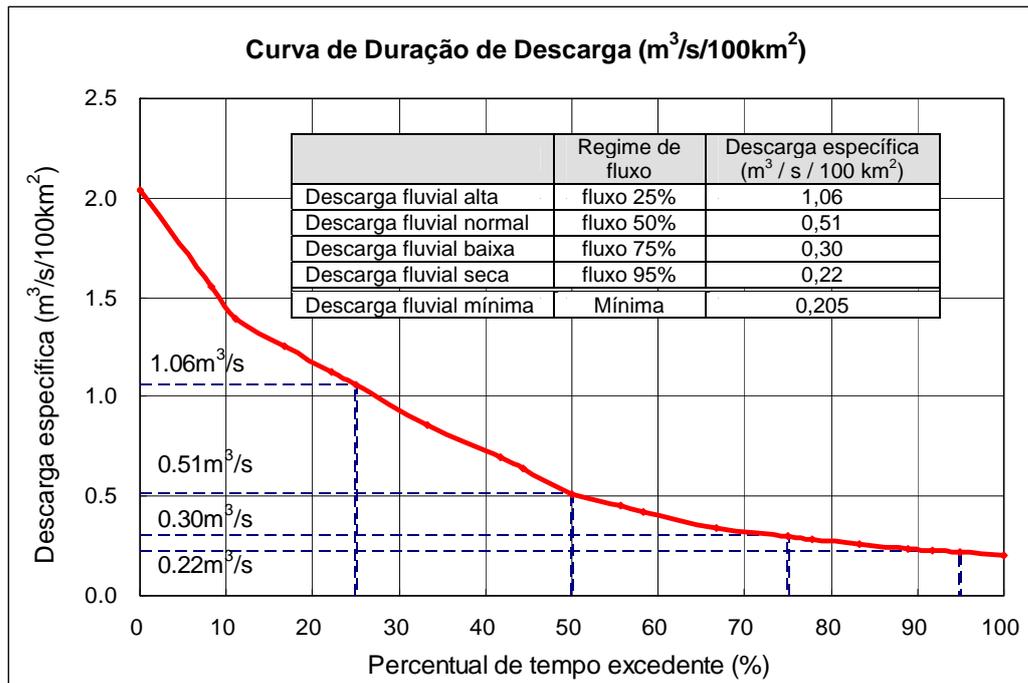


Figura 4.1-7 Curva de Duração de Descarga do Rio Cuanza (Descarga específica, m³/s/100 km²)

Outrossim, uma vez que a área da bacia hidrográfica do Rio Cutato, que é o objeto do estudo, é de 9.400 km², a curva de duração de descarga do Rio Cutato, obtida através da razão de área da bacia, a partir da curva de duração de descarga da Figura 4.1-7, ficaria como se apresenta na Figura 4.1-8. A partir disto, pode-se estimar que a descarga máxima mensal é de 188 m³/s.

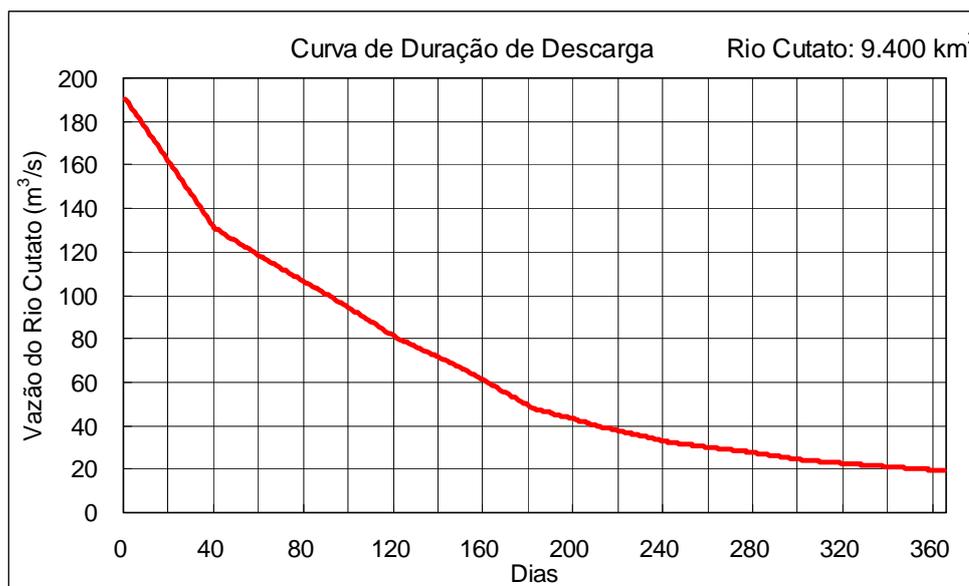


Figura 4.1-8 Curva de Duração de Descarga do Rio Cutato

※ Calculado com base nos dados de descarga fluvial do Rio Cuanza, pela razão de área da bacia hidrográfica (Área do Rio Cutato / Área da bacia do Rio Cuanza = 9.400 km² / 121.470 km²)

4.2 Plano de Geração e Transmissão Eléctrica

4.2.1 Determinação do Local da Central Eléctrica

Para se construir obras em rios, tais como represas ou barragens, torna-se importante o trabalho de translocação de fluxo, com o objectivo de se secar a área da obra dentro do rio. Para a translocação do fluxo, existem o método do canal de desvio provisório e o método do fechamento parcial do rio. O método do canal de desvio provisório é apropriado para rios montanhosos, com largura estreita, inclinação acentuada e pouca vazão. Já o método do fechamento parcial do rio é apropriado para rios planos, com largura ampla, inclinação amena e grande vazão. A localidade do Rio Cutato enquadra-se exatamente neste segundo tipo de rio, apropriado para o método do fechamento parcial do rio. E a localidade considerada ideal para a obra possui ainda naquele ponto um banco de areia (uma ilha dentro do rio), importante para o fechamento parcial do rio, de modo que as obras de mudança do fluxo do rio durante a construção poderão ser feitas facilmente, aproveitando-se a topografia natural. Além disso, como a inclinação do rio torna-se acentuada à jusante do ponto de afluência, pode-se também obter desnível mesmo com pouco comprimento de canal. Trata-se, sem dúvida, de uma localidade ideal para a construção de uma central de energia hidroeléctrica.

No que se refere à localidade para a central eléctrica do Rio Cutato, tomando-se em consideração a rota dos cabos de condução eléctrica, o caminho para entrada dos equipamentos, o terreno para as instalações provisórias etc., sempre visando à facilidade das obras de construção e da operação/manutenção após concluídas as obras, o melhor local seria a margem direita da ramificação direita do Rio Cutato (o Rio Cutato ramifica-se para a direita e para a esquerda, no ponto da barragem para captação de água). (Vide Figura 4.2.1-1)

Na margem direita da ramificação do Rio Cutato, seria necessário ainda decidir-se entre estabelecer a central eléctrica imediatamente abaixo da barragem para coleta de água (doravante denominada como “Proposta imediatamente abaixo da barragem”), ou estabelecê-la à jusante, cerca de 400 m abaixo da barragem (doravante denominada como “Proposta do canal de água”).

Inicialmente, como se expressa na localidade do Rio Cutato, em 3.2.1, Capítulo 3, pensava-se na proposta do canal de água. Isto se deve ao fato de que duras rochas de granito de granulação grossa, do período pré-cambriano, estão expostas por todo o leito do rio nas proximidades do sítio, fazendo com que se julgasse a escavação bastante difícil, e levando à selecção de um local com pouco volume de escavação necessária. Contudo, após a comparação das duas propostas, verificou-se que na proposta imediatamente abaixo da barragem, embora o volume de escavações seja superior ao da proposta do canal de água, seria possível reduzir-se o volume de concreto e outros materiais necessários, resultando em

um custo mais reduzido para as obras de construção. (Vide: Tabela 4.2-1; Figura 4.2-2; Figura 4.2-3(1); Figura 4.2-3(2)).

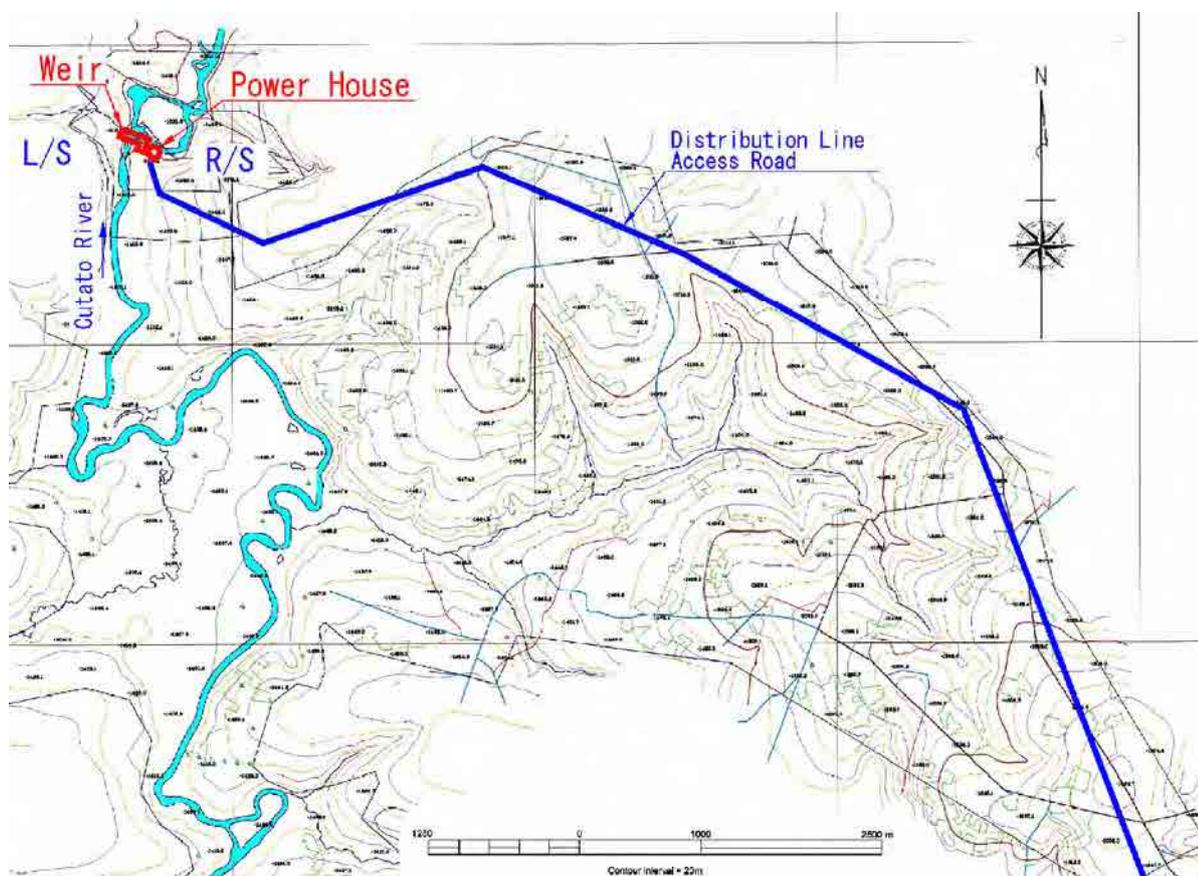


Figura 4.2-1 Localidade da Estação Eléctrica

Assim, a localidade para a central de geração eléctrica fica estabelecida como sendo imediatamente abaixo da barragem de coleta de água, na margem direita da ramificação direita do Rio Cutato.

Tabela 4.2-1 Tabela de Comparação de Obras Directas, por Principais Tipos de Construção

Item	Descrição	Unidade	Quantidade	Preço (Ienes)	Valor (Ienes)	
					Tipo Canal de Água Fig 4.2-2(1)	Tipo Barragem Fig 4.2-2(1)
Obras de concreto	Concreto reforçado 0,1 ton/m ³	m ³	8.350	31.550	263.442.500	
Estructura	Estructura reforçada	m ²	10.800	3.610	38.988.000	
Obras de escavação	Rocha dura II	m ³	13.100	7.630		99.953.000
Total					302.430.500 ≅ 300.000.000	99.953.000 ≅ 100.000.000

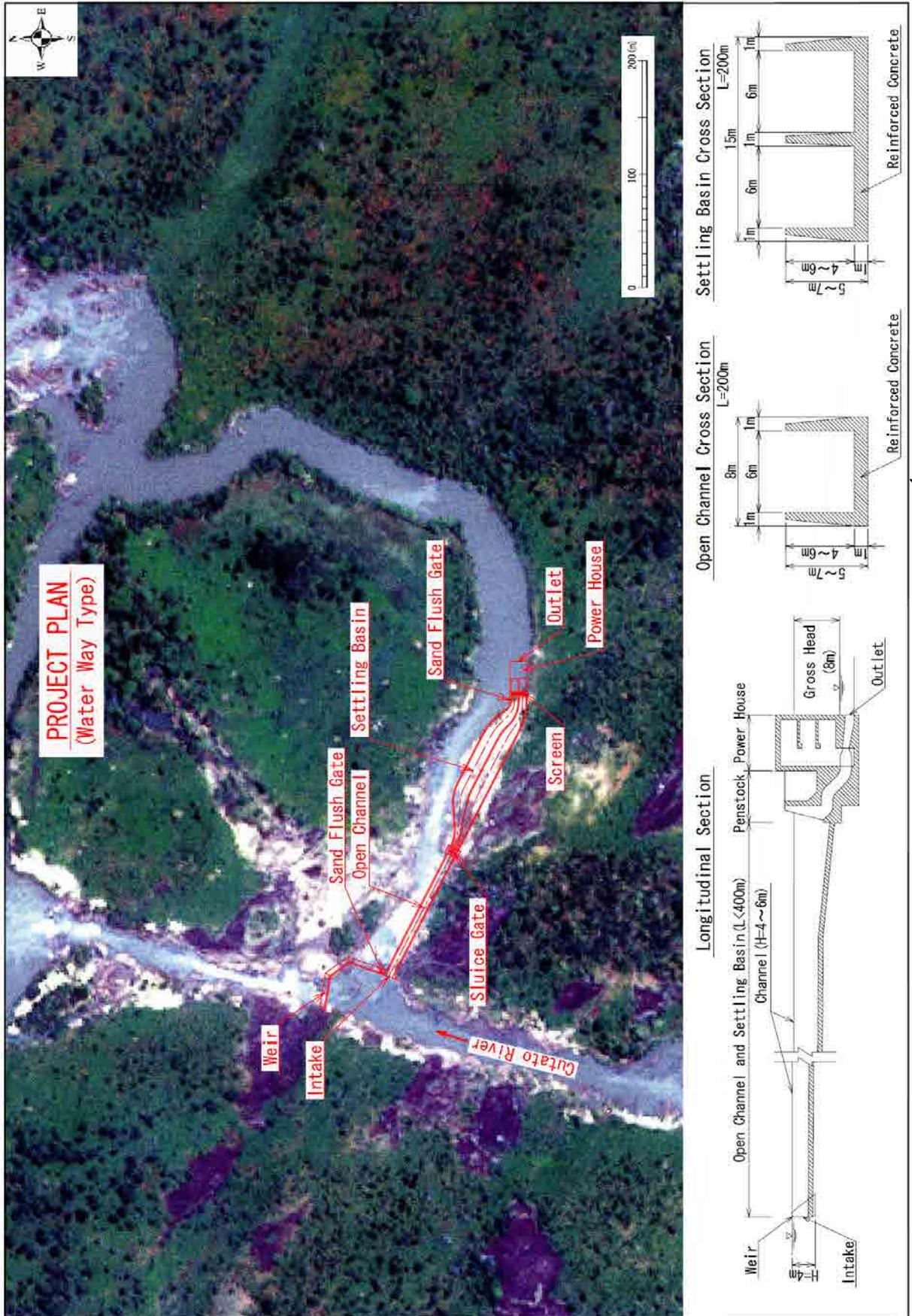


Figura 4.2-2 Plano da Proposta do Canal de Água

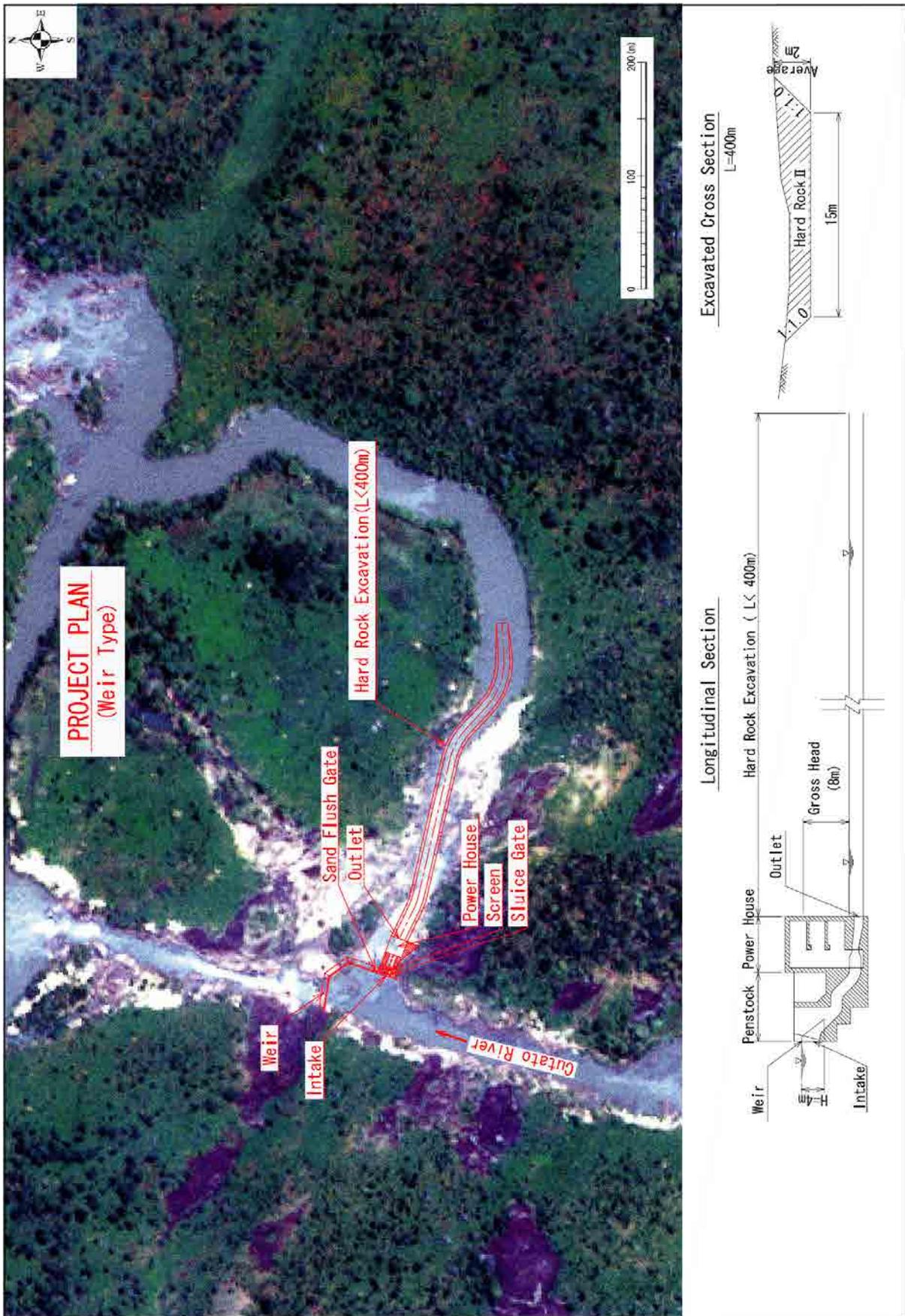


Figura 4.2-3 Plano da Proposta Imediatamente Abaixo da Barragem

4.2.2 Determinação da Altura da Barragem e do Volume Máximo de Água Utilizada

Tendo-se definido o local da central eléctrica como à margem direita da ramificação direita do Rio Cutato, estudou-se a altura ideal para a barragem, bem como o volume máximo ideal de utilização de água.

Em relação à barragem, com o propósito de se conter a elevação do nível da água mesmo em momentos de fluxo com descarga de cheia projectada ($560 \text{ m}^3/\text{s}$), e de se reduzir ao máximo o impacto sobre os ambientes natural e social, definiu-se que será instalada uma barragem com comportas tombáveis, com cerca de 70 m de comprimento e cerca de 3 m de altura. Assim, foi estudada uma altura acima de 3 m para a barragem.

Quanto ao volume máximo de utilização de água, fez-se um estudo a cada $10 \text{ m}^3/\text{s}$, a partir da vazão mínima anual adotada por Angola (aqui tomada como cerca de $20 \text{ m}^3/\text{s}$), até a vazão de 95 dias (aqui tomada como cerca de $90 \text{ m}^3/\text{s}$), que foi bastante usual até bem recentemente como porte de desenvolvimento no Japão, onde o desenvolvimento hidroeléctrico já está praticamente concluído.

E ao se estudar a metodologia utilizável actualmente, para se obter na prática os créditos de MDL (Mecanismos de Desenvolvimento Limpo) com o presente projecto, constatou-se que seria necessário ter uma razão entre potência máxima e área inundada superior a $4 \text{ W}/\text{m}^2$.

Assim, apresentou-se na Tabela 4.2-2 a combinação entre altura de barragem e volume máximo de água utilizada, de modo a se obter uma razão superior a $4 \text{ W}/\text{m}^2$; e após calculados o volume de energia gerada, os custos de construção, o benefício anual e os custos anuais para cada um dos casos, o resultado do estudo sobre o porte ideal ficou apresentado na Tabela 4.2-3. Outrossim, a área inundada em relação a cada uma das alturas da barragem está apresentada na Figura 4.2-4.

Tabela 4.2-2 Combinação entre Altura da Barragem Estudada e o Volume Máximo de Utilização de Água

Altura da Barragem (m)	Área Inundada (km^2)	Potência Necessária ($4 \text{ W}/\text{m}^2$) (kW)	Desnível Efectivo (m)	Eficiência Geral (%)	Volume Necessário de Água Utilizada (m^3/s)	Volume Máximo de Utilização de Água (m^3/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	Não há

No caso da altura de 3 m para a barragem, conforme se apresenta na Figura 4.2-5, a razão custo-benefício (B/C : Benefit/Cost) apresenta o valor mais alto quando o volume máximo de utilização de água é de 40 m³/s. Da mesma forma, para altura de 4 m para a barragem, conforme se apresenta na Figura 4.2-6, a razão B/C alcança o seu máximo quando o volume máximo de utilização de água é de 50 m³/s. Por fim, no caso de 5 m de altura da barragem, conforme se apresenta na Figura 4.2-6, a razão B/C atinge o máximo quando o volume máximo de utilização de água é de 80 m³/s.

Dentre todas as combinações apresentadas na Tabela 4.2-2, entre altura da barragem e volume máximo de utilização de água, o porte ideal, onde a razão custo-benefício (B/C) apresenta o valor mais alto, é o caso da altura de 4 m para a barragem, e do volume máximo de utilização de água de 50 m³/s.

Com base no acima exposto, estabeleceu-se que a altura da barragem de influxo de água será de 4m, e que o volume máximo de utilização de água será de 50 m³/s.

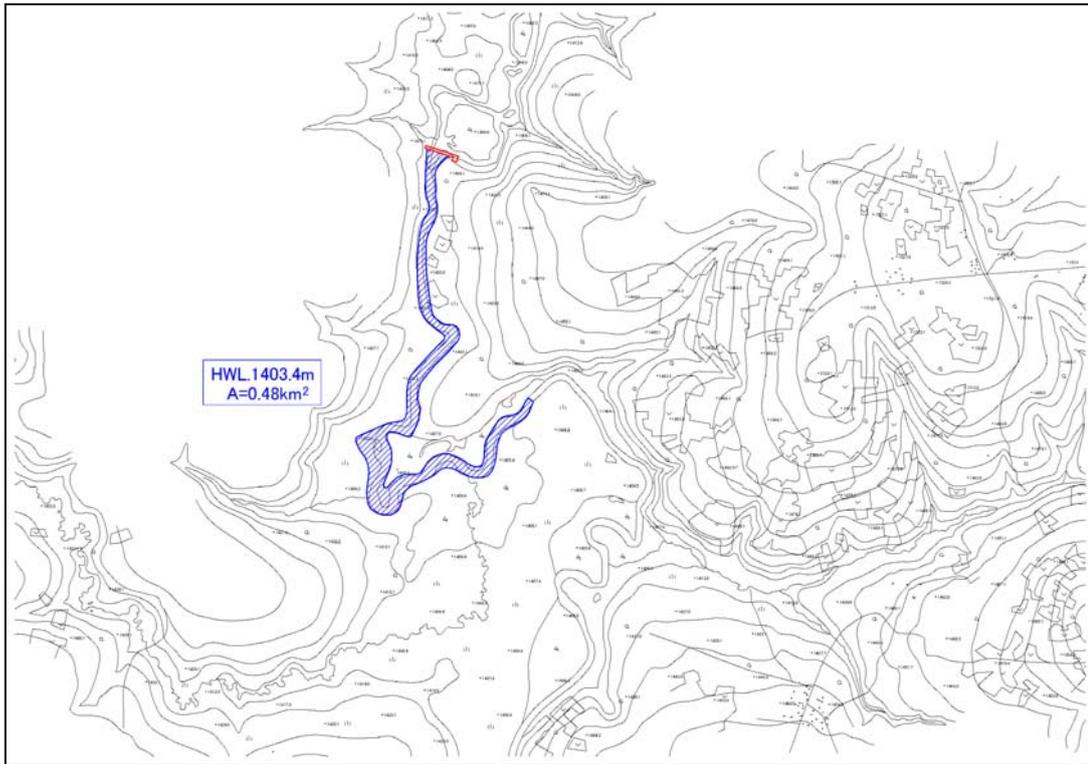
Tabela 4.2-3 Estudo da Altura da Barragem e do Volume Máximo de Utilização de Água Ideais

Proposta de 2 Turbinas Tubulares em S

Altura da barragem m	Descarga máxima m ³ /s	Potência kW	Altura m	Energia MWh	Custos de obras M¥*	Custos de obras MKz*	Kz/kWh	B Anual MKz/y	C Anual 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

* Custos de obras no Japão (em milhões de ienes) e custos de obras em Angola (em milhões de kwanzas): custos de obra da estrutura principal (exceto custos de obras para medidas contra minas enterradas).

(Área inundada para o caso de 3,0 m de altura da barragem)



(Área inundada para o caso de 4,0 m de altura da barragem)

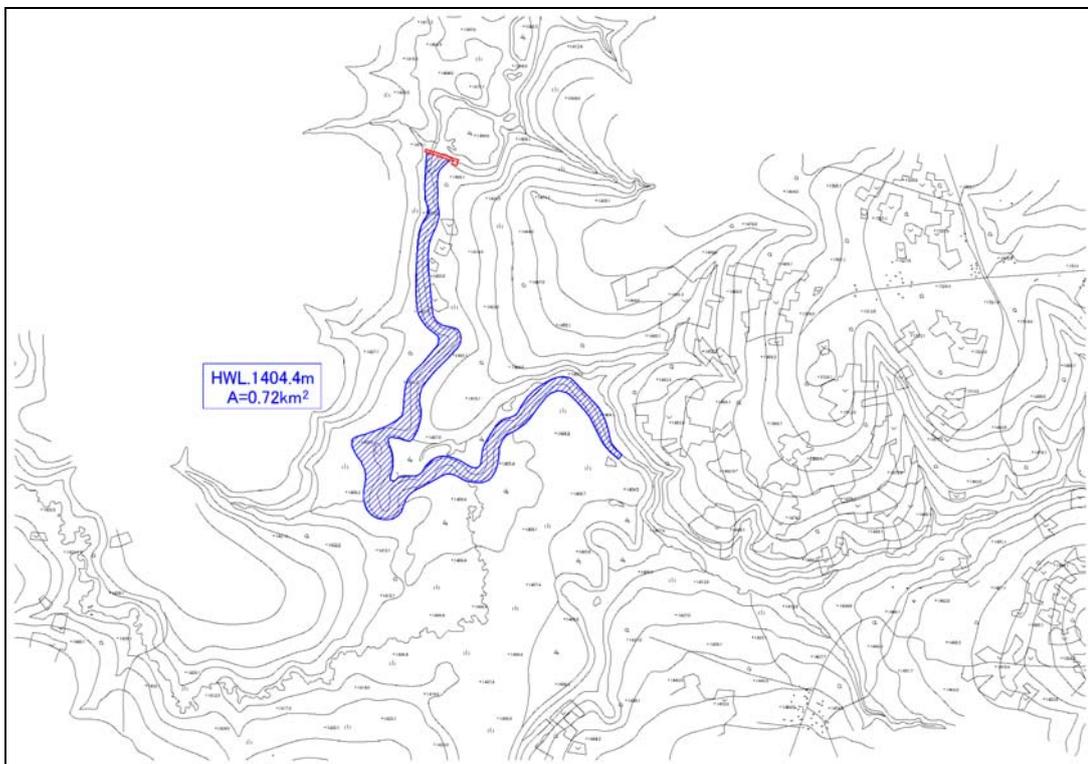
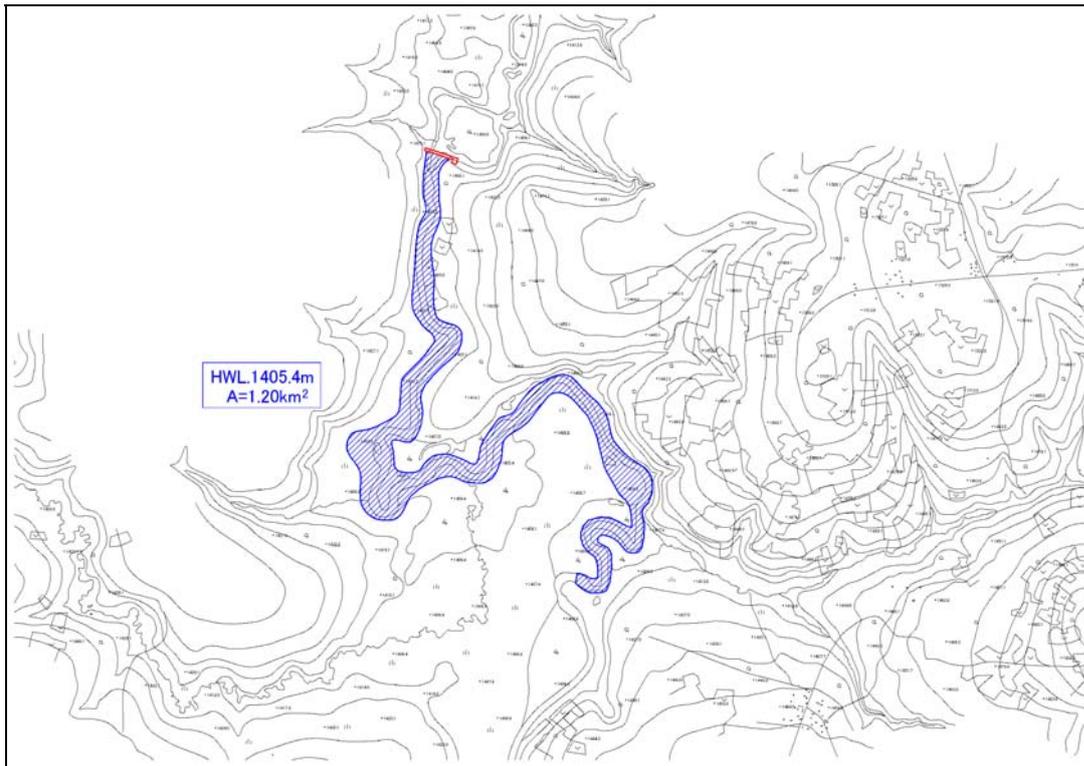


Figura 4.2-4 (1) Áreas Inundadas para cada Altura de Barragem

(Área inundada para o caso de 5,0 m de altura da barragem)



(Área inundada para o caso de 6,0 m de altura da barragem)

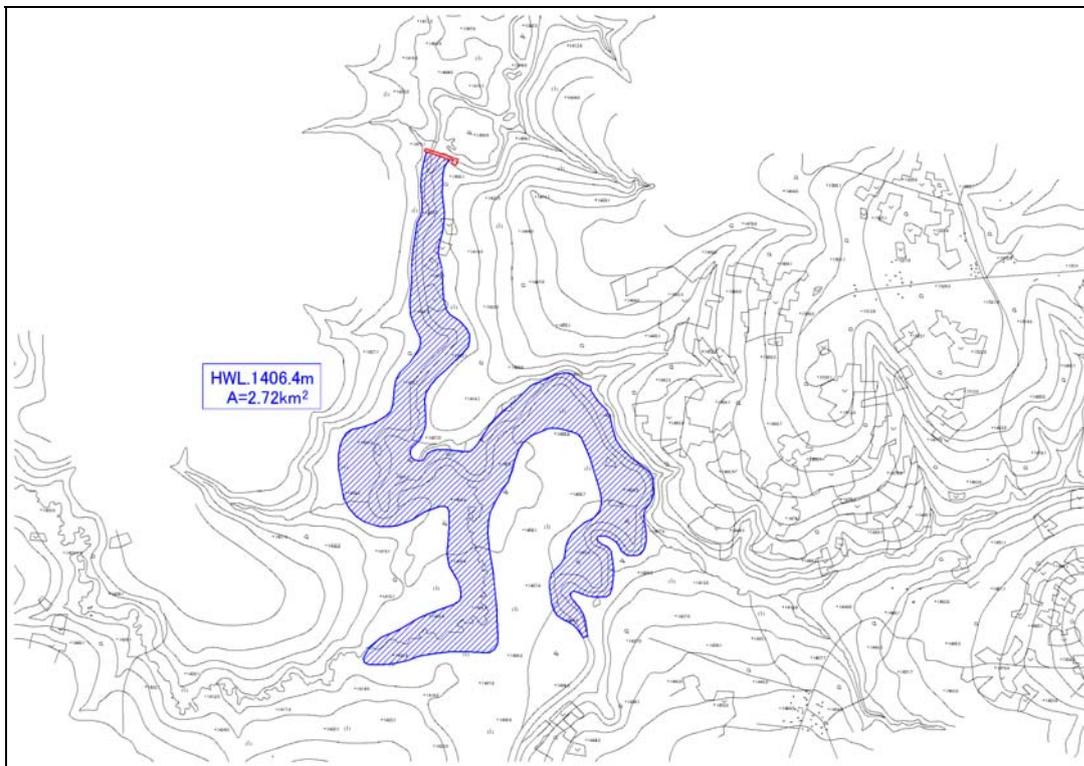


Figura 4.2-4 (2) Áreas Inundadas para cada Altura de Barragem

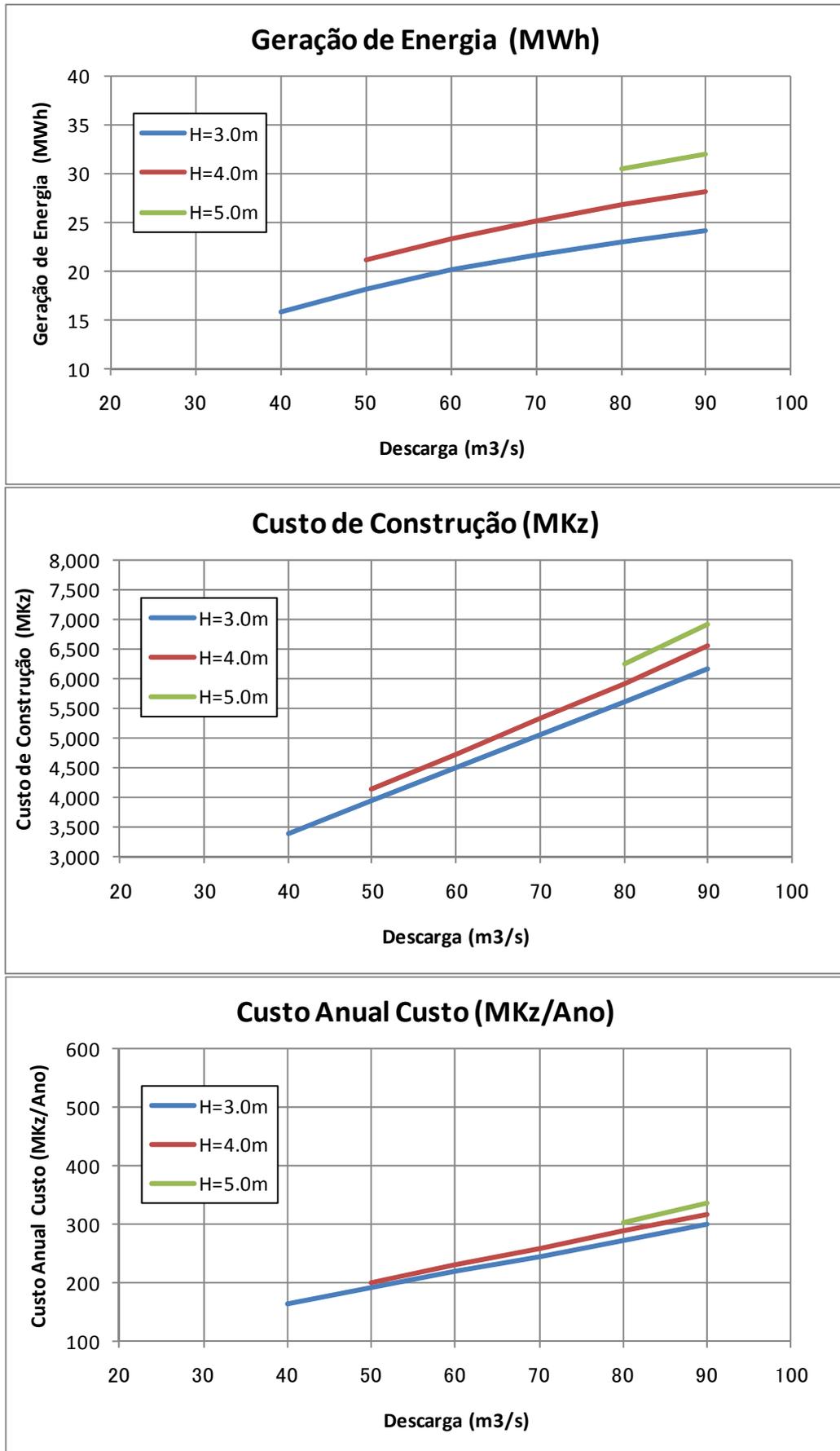


Figura 4.2-5 (1) Estudo da Altura Ideal da Barragem

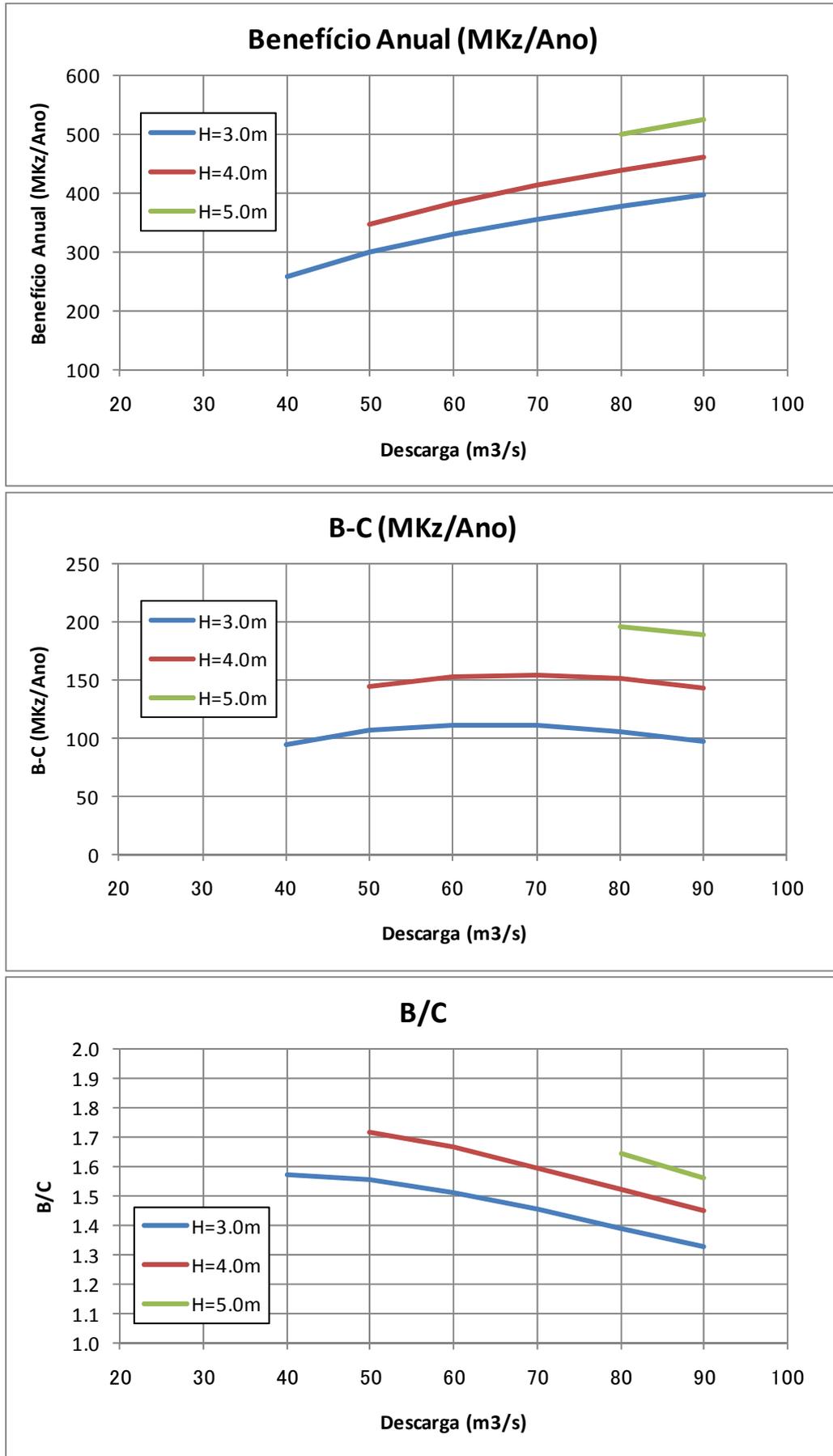


Figura 4.2-5 (2) Estudo da Altura Ideal da Barragem

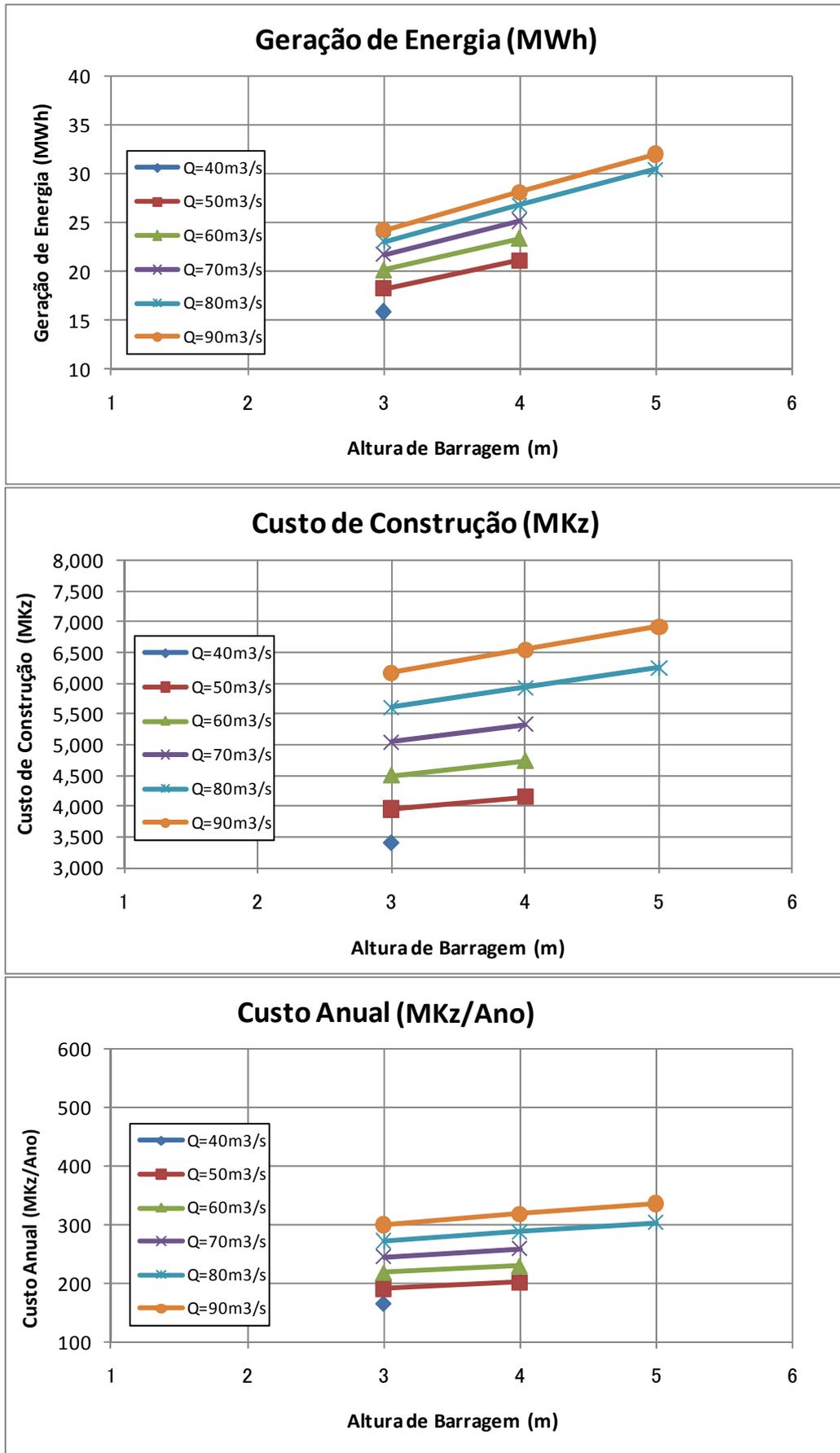


Figura 4.2-6 (1) Estudo do Volume Máximo Ideal de Utilização de Água

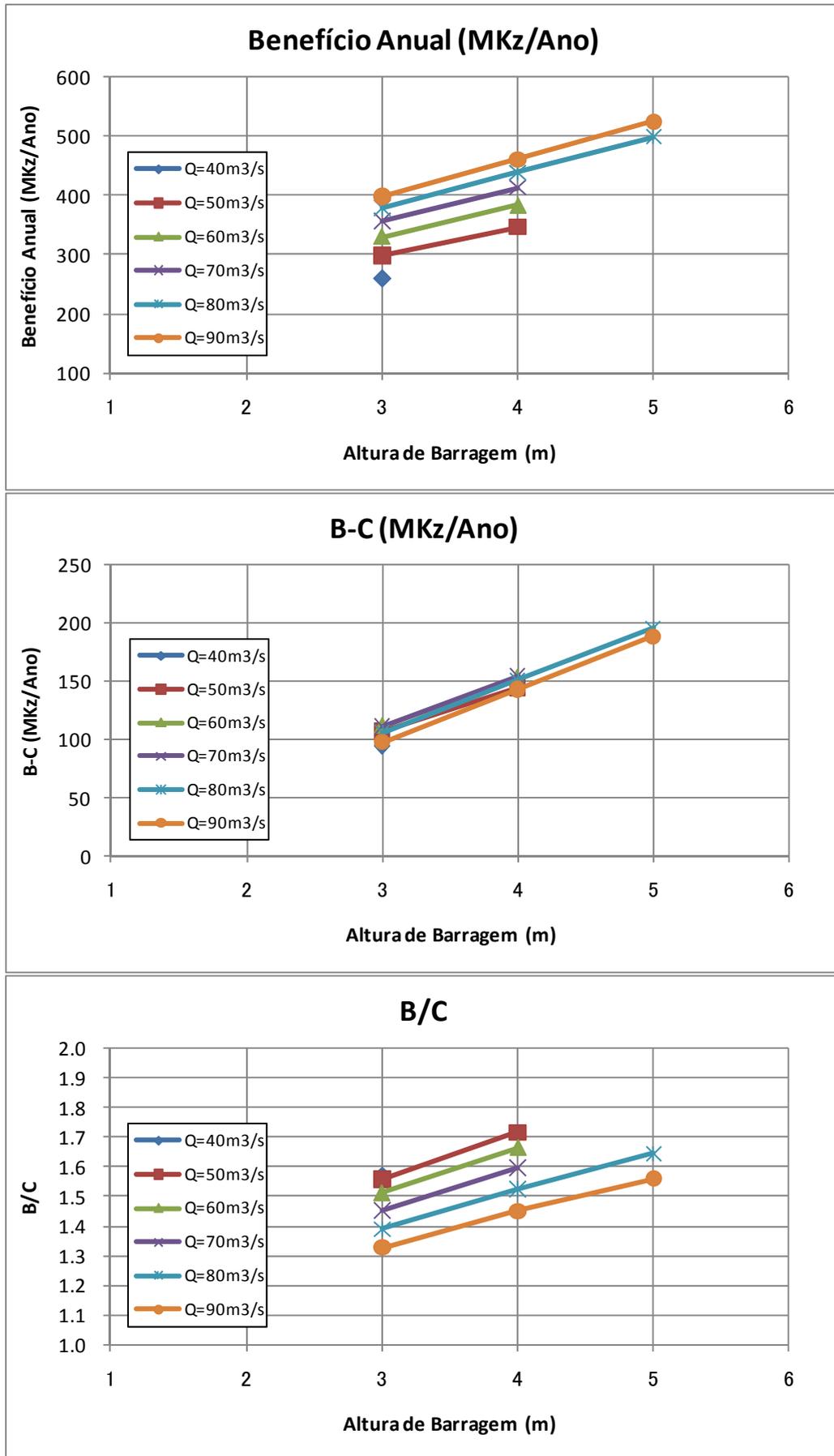


Figura 4.2-6 (2) Estudo do Volume Máximo Ideal de Utilização de Água

4.2.3 Determinação do Tipo e da Quantidade de Turbinas

Não existe um sistema sólido de energia eléctrica nas proximidades da presente central eléctrica, de modo que o abastecimento de electricidade para atendimento da demanda de todos os usuários deverá ocorrer através de sistema eléctrico isolado, composto apenas pelos geradores desta central eléctrica.

Pelo aspecto da eficiência econômica da central eléctrica, quanto menor a quantidade de geradores, mais favorável será, sendo que o ideal seria ter apenas um único gerador.

Por outro lado, em uma central eléctrica que opere em um sistema isolado de energia eléctrica, em casos de inspeção periódica dos equipamentos, bem como de problemas dentro da central eléctrica, todo o sistema ficará interrompido, e todas os usuários serão impedidos de usar electricidade. Para os usuários que possam ser grandemente prejudicados pelo corte de energia eléctrica, em especial hospitais, que lidam com a vida humana, tal falta de electricidade seria um grande problema, havendo a necessidade de se garantir a credibilidade de se poder evitar tal situação.

Tomando-se em conta o acima exposto, fica definida a instalação de 2 turbinas / geradores, visando a combinar credibilidade e eficiência econômica do abastecimento eléctrico. A instalação de 2 turbinas / geradores possibilita a operação estável, mesmo com uma carga pequena do sistema, ao mesmo tempo em que possibilita o aumento da eficiência das turbinas, pela redução da taxa de operação de carga parcial.

Quanto ao transformador eléctrico principal, e ao equipamento interno, que têm baixa incidência de falhas, bem como quanto aos cabos de transmissão e de abastecimento eléctrico, que podem ser recuperados rapidamente, mesmo em caso de ocorrência de falhas, decidiu-se por não aplicar a duplicação, dando maior importância à eficiência econômica.

Tabela 4.2-4 Quantidade de Turbinas e de Geradores – Comparação entre as Propostas de 1 e de 2 Máquinas

Condição	Situação com 2 Turbinas e 2 Geradores	Situação com 1 Turbina e 1 Geradore
Operação	É possível operar de acordo com o volume de água. Na época das chuvas a operação seria com 2 máquinas, e na época da seca, período com redução de águas, a operação seria com 1 máquina. Como o factor de carga é grande, pode-se gerar electricidade com alta eficiência, de modo que o volume anual de energia eléctrica gerada também seria grande.	Na época das chuvas, quando o volume de água é grande, pode-se esperar um factor de carga alto, mas como na época da seca o volume de água fica reduzido, o factor de carga fica baixo, reduzindo a eficiência da geração eléctrica. Devido a isto, o volume anual de energia eléctrica gerada também fica reduzido, em comparação com a proposta de 2 máquinas.
Operação / Controle de Manutenção	<ul style="list-style-type: none"> • Mesmo que uma máquina venha a parar, devido a acidentes ou avarias, pode-se gerar electricidade com a outra máquina, de modo que dificilmente a geração de energia chegaria a parar totalmente. • A inspecção periódica, que precisa ser realizada cerca de 1 vez ao ano, pode ser feita na estação seca, uma máquina de cada vez. Assim, pode-se realizar a inspecção sem afetar a geração de energia. • Em situações em que as duas máquinas venham a parar ao mesmo tempo, devido a acidentes ou similares, caso não se disponha de peças extras, pode-se retirar as peças de uma das máquinas e aproveitá-las na outra máquina, evitando-se assim a parada total da estação. • Quando ocorrer a entrada de troncos de árvore trazidos pelo rio, a partir da boca de captação e chegando até a parte da turbina, deve-se parar a turbina afectada para a retirada do tronco trazido; contudo, a outra máquina pode continuar operando, o que possibilita a continuidade da geração eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Quando uma máquina sofre um acidente ou fica avariada, torna-se completamente impossível gerar energia, de modo que o abastecimento eléctrico aos usuários fica totalmente interrompido. • A cada inspecção periódica, que precisa ser realizada cerca de 1 vez ao ano, será necessário interromper por completo a geração eléctrica, de modo que a transmissão eléctrica aos usuários também ficará totalmente interrompida. Como resultado disso, na situação real, acabará não sendo possível realizar a inspecção periódica. • Em situações em que a máquina vier a parar e não se dispuser de peças para o conserto, a encomenda das peças demandará tempo, o que atrasará a recuperação. • Quando ocorrer a entrada de troncos de árvore trazidos pelo rio, a partir da boca de captação e chegando até a parte da turbina, deve-se parar a turbina afectada para a retirada do tronco trazido; e se houver apenas uma máquina, a geração eléctrica sofrerá parada total, de modo que a transmissão eléctrica aos usuários também ficará totalmente interrompida. • Quando a turbina e o gerador estiverem parados, os usuários não terão outra saída além de depender do fornecimento eléctrico a partir de seus próprios dispositivos de geração eléctrica.
Construção	No caso de 2 máquinas, o material a ser transportado será menor e mais leve do que no caso de máquina única. Isto implica em melhores resultados no que se refere à facilidade da transportação durante as obras de construção (reforços em pontes no percurso das estradas por onde se passarão poderão ser reduzidos ou mesmo desnecessários), bem como à facilidade da construção em si (sendo menores e mais leves, a transportação e a instalação dentro da estação eléctrica fica mais fácil).	No caso de máquina única, o material a ser transportado será maior e mais pesado do que no caso de 2 máquinas. Isto significa que a transportação durante as obras de construção, bem como a construção em si, serão mais difíceis do que no caso da proposta de 2 máquinas.
Custos de Construção	Uma vez que a potência individual será de 50%, os custos de construção para cada máquina ficarão mais baixos. Contudo, como serão 2 máquinas, os custos de obtenção das máquinas e os custos de obras para maquinaria eléctrica ficarão 20 a 30% mais caros.	Padrão

Ao se considerar o número de turbinas / geradores “n” = 2, com volume máximo de utilização de água (do rio) $Q_{max} = 50,0 \text{ m}^3/\text{s}$, apresentados no capítulo anterior, a descarga máxima da turbina seria de $Q_t = 25,0 \text{ m}^3/\text{s}$.

Neste caso, os modelos de turbina aplicáveis para o desnível efectivo $H = 7,50 \text{ m}$, conforme se apresenta na Figura 4.2-7, seriam o de turbina tubular em S ou o de turbina tubular de válvula.

A turbina tubular em S trata-se basicamente de uma variação da turbina tipo Kaplan, onde

foram acoplados canos de sucção em forma tubular, em turbinas de eixo horizontal ou eixo inclinado, formando como um todo um sistema de canal em forma de S, sendo que a abertura da hélice-guia e da hélice giratória são ambas móveis. A potência das turbinas é transmitida tomando como eixo principal o gerador a ser instalado fora do canal.

A turbina tubular de válvula é também, assim como a turbina em S, uma variação da turbina tipo Kaplan, onde se acoplou à turbina de eixo horizontal um envoltório em forma tubular, e um tubo de sucção em forma de trompete. Contudo, os geradores, bem como o eixo principal, são instalados dentro do canal, sendo que o canal tem forma reta. E assim como na turbina em S, a abertura da hélice-guia e da hélice giratória são ambas móveis. A potência dos geradores é puxada para fora do canal, através de cabos eléctricos, desde o interior das placas de corrente.

Neste projecto, tomando-se em consideração que as turbinas tubulares de válvula ficariam próximas do limite de aplicabilidade, enquanto que as turbinas tubulares em S são compactas e apropriadas para turbinas de pequeno porte, será adoptada a turbina tubular em S.

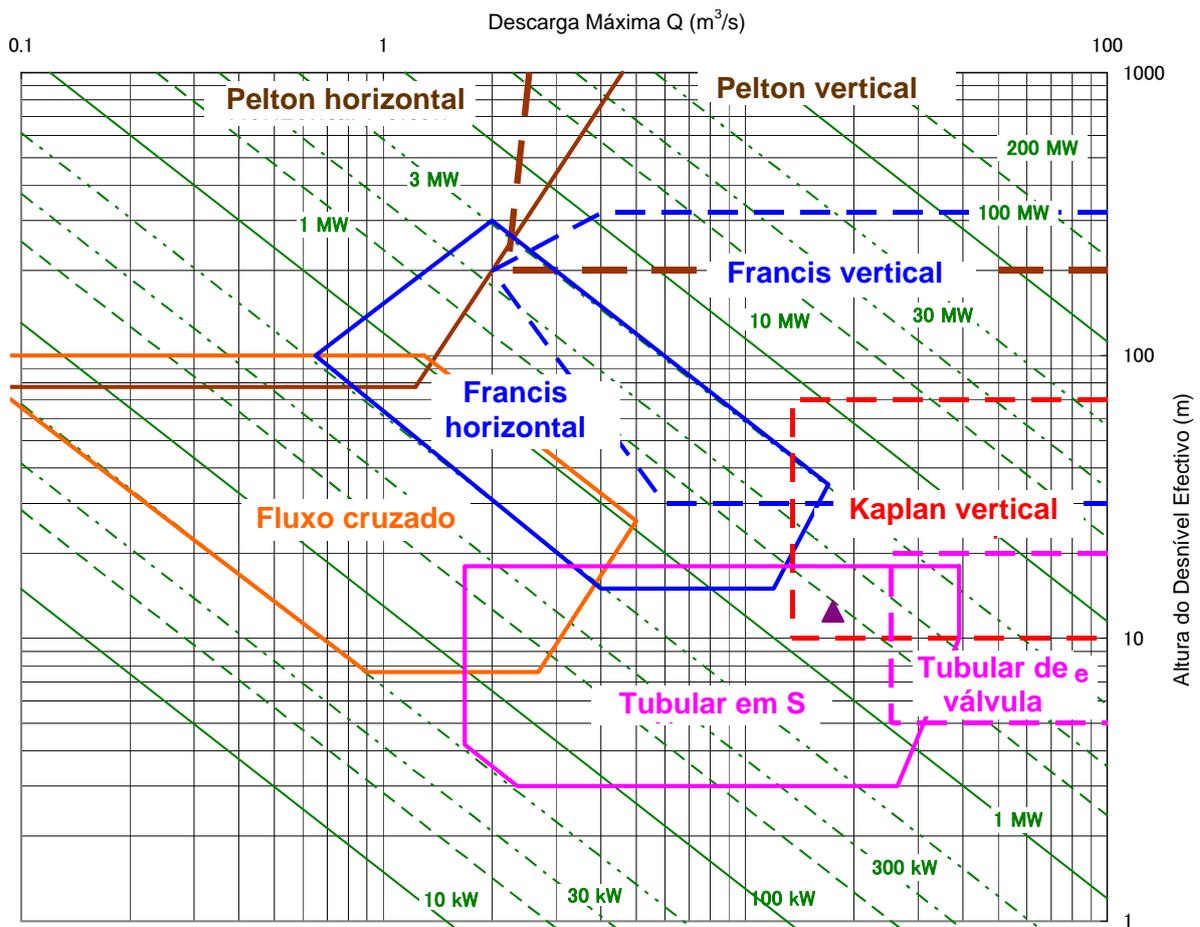


Figura 4.2-7 Diagrama de Selecção do Modelo de Turbina

4.2.4 Abrangência do Plano e dos Impactos

As instalações de geração e transmissão eléctrica no projecto de nova construção de estação hidroeléctrica no Rio Cutato são como se apresenta na Tabela 4.3-1, sendo compostas por instalações de construção civil, instalações de maquinaria eléctrica, e instalações de transmissão e distribuição eléctrica. As abrangências de cada instalação e dos impactos ambientais de cada categoria são como se vê a seguir:

(1) Instalações de Construção Civil

Em primeiro lugar, o extremo superior no curso do rio para as instalações de construção civil seriam as barragens para captação de água, com altura de 4 m. A construção desta barragem de coleta de água implicaria em um impacto sobre cerca de até 6 km pelo curso superior. Contudo, quanto ao impacto em comparação à situação actual, o nível da água no momento da descarga de cheia projectada ($560 \text{ m}^3/\text{s}$) é de 1.404,4 m, e o nível da água no momento do volume máximo de utilização de água ($50 \text{ m}^3/\text{s}$) é de 1.404,0 m, de modo que a superfície da água foi projectada para praticamente não haver elevação do nível da água. A área do rio no momento da descarga de cheia projectada seria igual antes e depois da obra, com $0,72 \text{ km}^2$, enquanto que no momento do volume máximo de utilização de água, ela aumentaria dos $0,06 \text{ km}^2$ antes da obra, para $0,72 \text{ km}^2$ após a obra. Isto se deve ao facto de que, com a instalação de 2 comportas com vertedouro (com porta elevadiça de aço) de 3 m de altura e cerca de 35 m de comprimento na barragem de captação de água, tornou-se possível conter ao máximo o nível de cheia projectada. Como resultado disto, pode-se considerar que se trata de um projecto que consegue reduzir ao máximo o impacto natural e social à montante do rio.

Conforme se apresenta na Figura 4.2-8, a elevação do nível da água no momento de descarga de cheia projectada é de cerca de 0,6 m a 1,1 m, enquanto que a elevação do nível da água no momento de volume máximo de utilização de água é de 0,9 m a 2,9 m.

Na jusante a partir desta barragem de captação de água, o rio se ramifica em fluxo direito e fluxo esquerdo, havendo no lado da ramificação direita uma boca de captação de água (21 m de largura X 18 m de altura X 14,5 m de comprimento), de onde se coleta um volume de no máximo $50 \text{ m}^3/\text{s}$ de água, conduzida desde a boca de captação até a central eléctrica, gerando energia de no máximo 3 MW, e lançada ao rio pela boca de escape (21 m de largura X 15 m de altura X 2 m de comprimento). O extremo inferior no curso do rio para as instalações de construção civil seria esta boca de escape, mas enquanto obra realizada, o extremo na jusante para obras de construção seriam as obras de empenho para se assegurar o desnível, escavando o leito do rio em um trecho de até cerca de 200 m à jusante, a partir da boca de escape da central eléctrica, na ramificação direita do rio.

Outrossim, conforme se apresenta em 4.2.6 “Modo de Pensar da Gestão das Instalações”, item

(1), até cerca de 1 km no curso inferior desde a boca de escape, onde se encontra o ponto de junção, quando a vazão do rio é igual ou inferior ao dobro do volume máximo de água utilizada, a duração da descarga seria levemente diferente da actual (a diferença máxima de nível de água seria de cerca de 40 cm); contudo, para todo o curso inferior a partir do ponto de junção, independentemente da vazão, a duração de descarga do rio após a conclusão da central eléctrica será a mesma que a actual. Assim sendo, embora haja trechos com redução temporária de água, até 1 km à jusante desde a boca de escape, entende-se que não chega a haver necessidade de se considerar a descarga de manutenção. Considera-se que o impacto ambiental e social devido á diferença do nível de água à jusante da central eléctrica (na situação actual e após a conclusão da central) seria bastante pequeno.

Ademais, além da zona do rio, será necessário um caminho para entrada de equipamentos, desde a comuna de Chicumbi até a localidade da central eléctrica (cerca de 5 m de largura e cerca de 28 km de comprimento, em percurso paralelo aos cabos de transmissão eléctrica), bem como um terreno para instalações provisórias, nas proximidades do local da central eléctrica (área de cerca 7.000 m², incluindo o local para sedimentos).

Com base no acima exposto, considera-se que, no presente plano de central eléctrica, a abrangência das instalações de construção civil no rio, bem como do impacto que tais instalações exerceriam sobre a região local seria um trecho total de 7 km, desde cerca de 6 km acima da barragem de coleta de água, até cerca de 1 km abaixo da central eléctrica, além dos cerca de 28 km de caminho para entrada de equipamentos, e dos cerca de 7.000 m² para o terreno de instalações provisórias, que também se enquadrariam no impacto exercido sobre esta região.

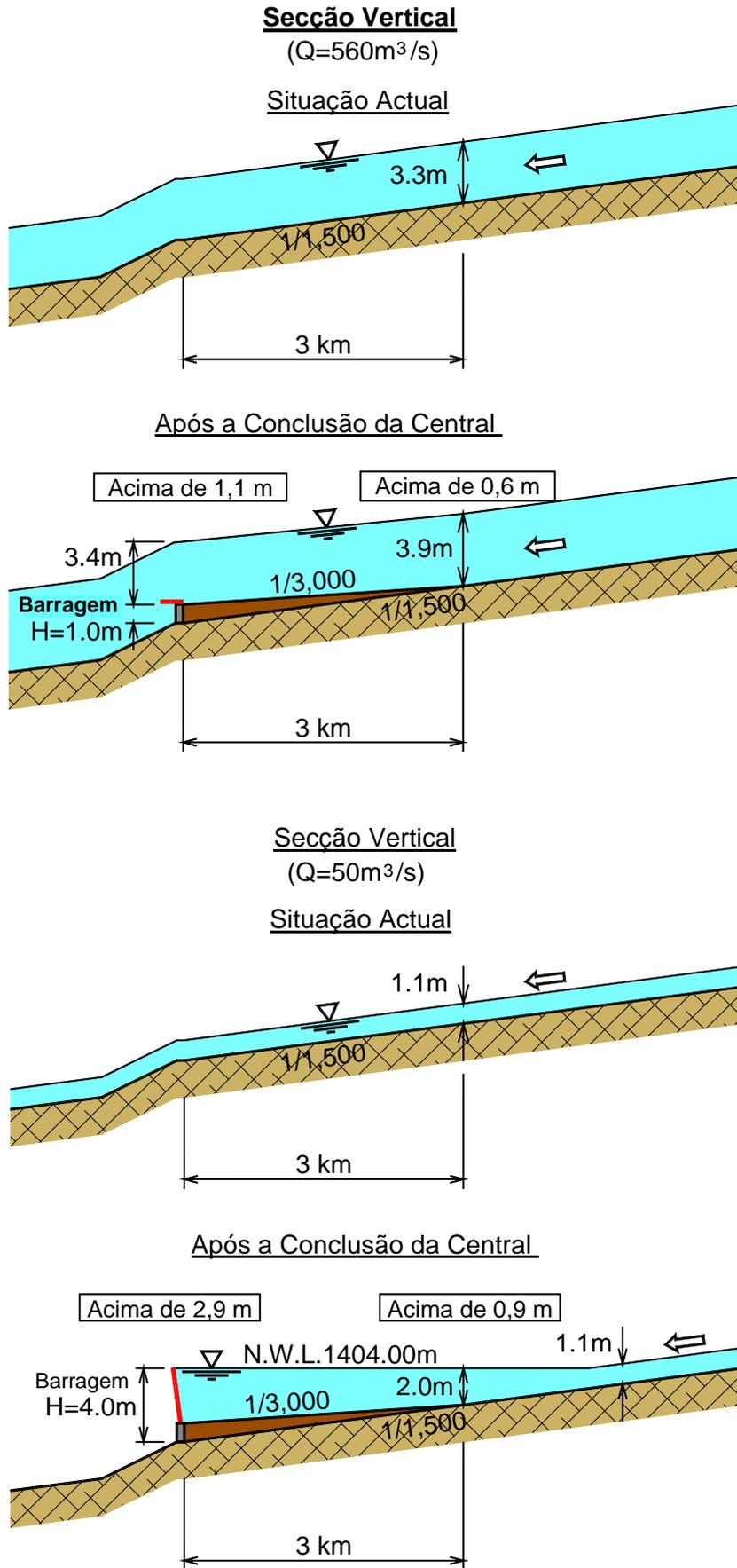


Figura 4.2-8 *Abrangência dos Impactos das Instalações de Construção Civil*

(2) Instalações de Maquinaria Eléctrica

As instalações de maquinaria eléctrica são compostas, grosso modo, das turbinas, que transformam a energia potencial da água em energia mecânica chamada rotação; dos geradores, que transformam a energia mecânica em energia eléctrica; dos transformadores, que transmitem a energia eléctrica às instalações de transmissão e distribuição eléctrica, e dos demais equipamentos. A estação eléctrica será construída no actual leito do rio e no leito do rio secado, e o seu edifício terá 21 m de largura X 15 m de altura X 30 m de comprimento.

A turbina trata-se do alcance que vai desde o tubo de ferro do lado à montante da válvula de entrada, até a parede externa do edifício da estação eléctrica, à saída do tubo de tiragem, ficando conectada às instalações de construção civil, tanto no lado à montante quanto à jusante. Na turbina incluem-se também os acessórios necessários para a sua operação.

O gerador vai desde o eixo principal do gerador, conectado ao corpo da turbina, até o circuito principal do gerador, incluindo-se aí também os acessórios necessários à sua operação.

Ao transformador inclui-se o dispositivo de transformação principal, que eleva a tensão eléctrica produzida pelo gerador até a tensão de transmissão, bem como os dispositivos de abertura e fechamento, desde o terminal do gerador até o poste de extração, que é o ponto de conexão com as instalações de transmissão e distribuição eléctrica, além dos cabos eléctricos.

Como demais equipamentos, entendam-se: o guindaste necessário à operação e à manutenção, as instalações de drenagem, necessários para drenar a água vazada dentro da central eléctrica, os equipamentos de emergência para fonte reserva de energia, necessários na asseguarção de fonte eléctrica em situações de falta de força dentro da central eléctrica, entre outros.

(3) Instalações de Transmissão e Distribuição Eléctrica

Para se abastecer energia eléctrica desde a localidade do Rio Cutato, onde fica a central eléctrica, até a região da demanda, planeja-se uma rota de transmissão eléctrica através de linhas de distribuição de 30kV. O trajecto de transmissão eléctrica ficará à margem da estrada, tomando-se o cuidado de evitar a reassentação de moradores.

Apresenta-se abaixo o modo de pensar básico, com base nos resultados do levantamento, e também tomando-se em consideração as solicitações do governo angolano.

- A rota de transmissão eléctrica será seleccionada à margem da estrada, que segue desde a localidade no Rio Cutato, em direcção ao município de Andulo.
- A rota de transmissão desde a localidade do Rio Cutato até a comuna de Chicumbi, passando pela comuna de Muenga, será à margem da nova estrada de acesso, a ser construída por ocasião da construção da estação hidroeléctrica do Rio Cutato. Da comuna

de Chicumbi até a sede de Andulo, a rota será construída à margem da estrada já existente.

- As regiões a serem abastecidas serão as comunas de Muenga e Chicumbi, e a sede do município de Andulo.
- Apenas no caso da comuna de Chicumbi, atendendo ao pedido do governo da contrapartida, serão instaladas linhas de distribuição eléctrica de baixa tensão, de 400 - 230 V, até a igreja, a escola elementar e o hospital, que estão actualmente em reconstrução.
- A construção de linhas de transmissão eléctrica dentro da sede municipal de Andulo, bem como a construção de cabos de distribuição de baixa tensão (400 - 230 V), a partir do lado secundário dos transformadores sobre postes para distribuição eléctrica, como os da comuna de Muenga, ficam de fora do presente Estudo de Viabilidade.

A Figura 4.2-9 apresenta o trajecto de distribuição eléctrica, baseado no modo de pensar acima expresso. Uma vez executado este trajecto de distribuição, será possível implantar futuramente linhas de distribuição de baixa tensão para regiões que hoje ainda não recebem electricidade, podendo-se contribuir na electrificação futura de moradias e fábricas, além de se poder reduzir a abrangência dos levantamentos de minas terrestres, visto que a rota será à margem da estrada. A garantia da segurança, tanto na fase de estudo, quanto na fase de obras, fica muito mais fácil do que se fosse construída uma rota em linha reta, sem ser à margem da estrada, desde a estação eléctrica do Rio Cutato até as regiões com demanda.

A abrangência de estudo do projecto de transmissão e distribuição eléctrica é como se apresenta na Figura 4.2-10.

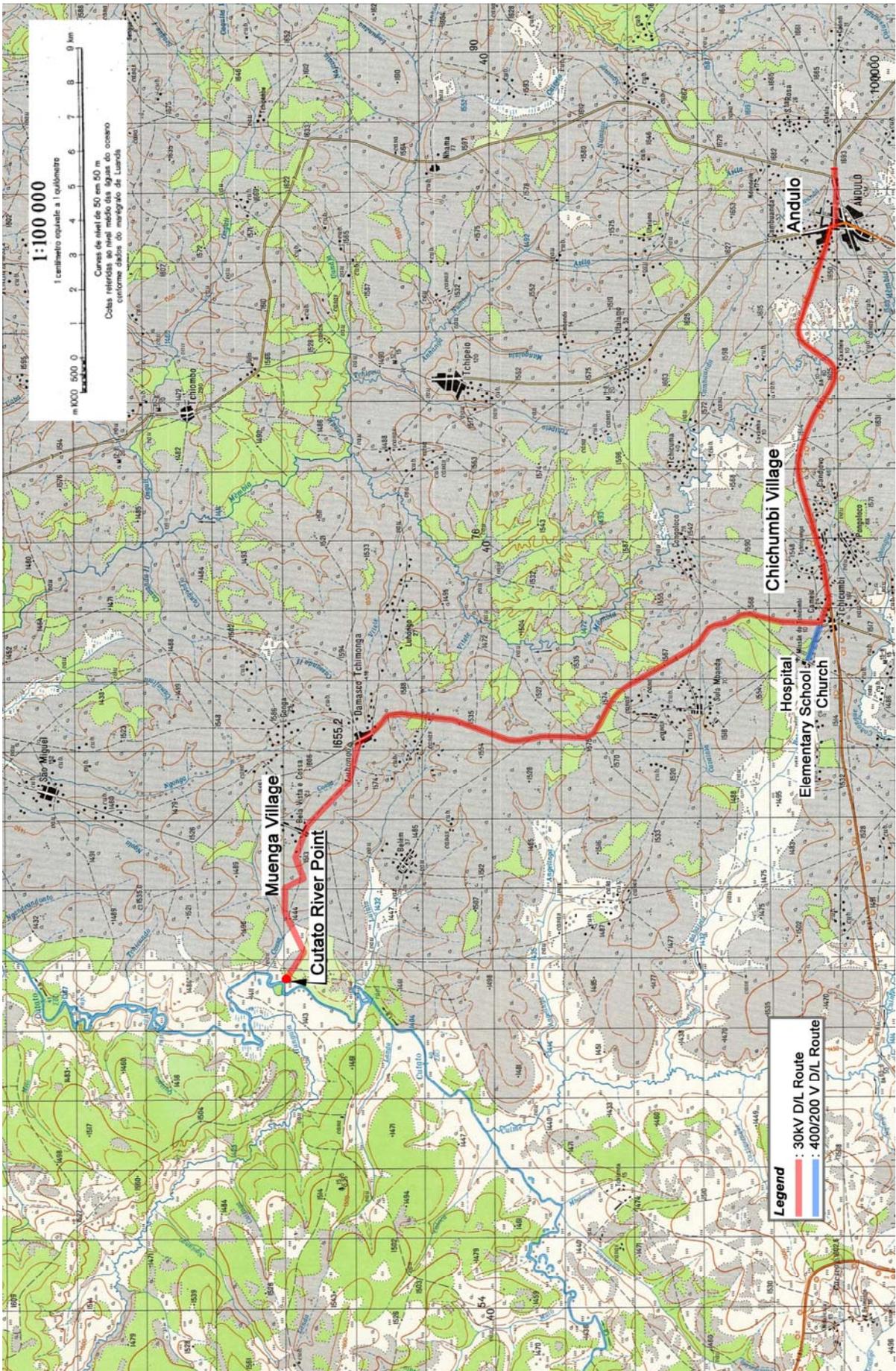


Figura 4.2-9 Trajecto das Linhas de Distribuição Eléctrica

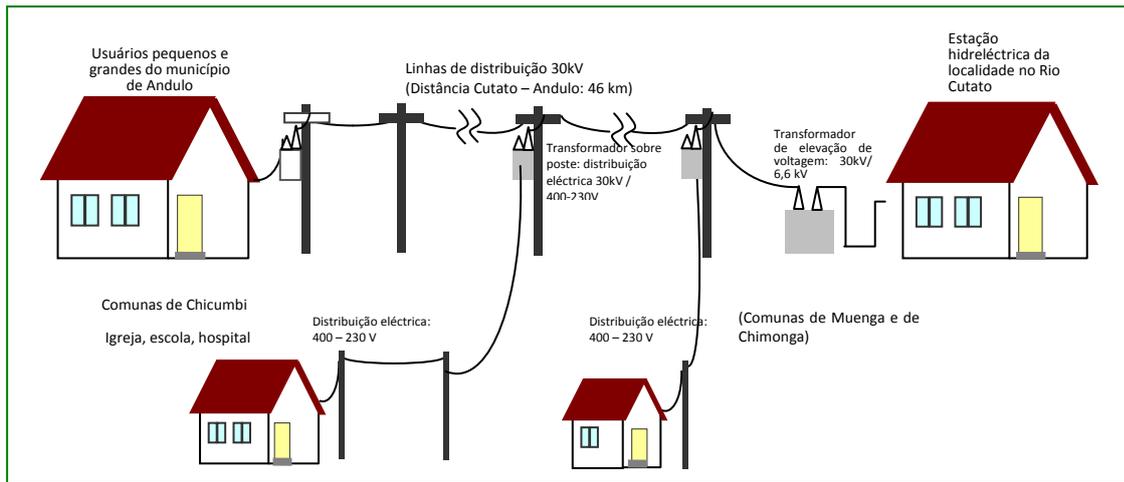


Figura 4.2-10 Abrangência de Estudo do Projecto de Transmissão e Distribuição Eléctrica

A Foto 4.2-1 apresenta a situação presente do trajecto de transmissão eléctrica no local.



Foto 1: Estrada onde se pretende construir as linhas de transmissão e distribuição eléctrica à Comuna de Muenga



Foto 2: Comuna de Muenga (Local para instalação do transformador para distribuição eléctrica)



Foto 3: Igreja da Comuna de Chicumbi (Planejada a distribuição eléctrica de baixa tensão de 400-230V)



Foto 4: Iluminação de rua na sede do Município de Andulo (fase única de 230V)

Foto 4.2-1 Fotos de Localidades sobre o Trajecto de Transmissão Eléctrica

4.2.5 Situação Actual e Estimativa Futura da Demanda de Electricidade

(1) Situação Actual da Demanda de Electricidade

- O abastecimento público de energia eléctrica no município do Andulo depende de 600 kW produzidos por 2 geradores (400 kW + 200 kW), movidos a diesel, instalados na sede Andulo. Além disso, um gerador a diesel de 40 kW está instalado para servir à igreja, à escola e ao hospital da comuna de Chicumbi.
- Além disto, nas casas com recursos, pareciam muitas vezes possuir pequenos geradores a diesel, de 2 a 3 kW, mas não está clara a quantidade total.
- Como resultado das entrevistas, verificou-se que a demanda total é superior a isso (principalmente para iluminação de estradas), sendo que a iluminação de estradas está sendo garantida através de racionamento eléctrico rotativo (com abastecimento eléctrico alternado entre as zonas).

(2) Estimativa Futura de Demanda de Electricidade

- Os geradores a diesel actuais conseguem gerar apenas 640kW de energia. Na central eléctrica de Cutato, a ser construída através do presente estudo, a capacidade de geração energética será de 3.000 kW, totalizando 3.640 kW.
- Uma capacidade geradora de 3.640 kW atende à demanda de 7.300 casas (3.640 kW / 0,5 kW), o que equivale a 1/3 da demanda das cerca de 23.000 casas (140 mil hab. / 6 pes. / casa) existentes na sede Andulo, região objeto de transmissão e distribuição eléctrica pelo presente projecto. Assim, se o governo de Angola preparar a rede de distribuição eléctrica à tempo da conclusão da central eléctrica de Cutato, toda a energia gerada deverá ser imediatamente repassada para o consumo.
- A população do município de Andulo é de aproximadamente 300 mil habitantes, e só na sede do município vivem cerca de 140 mil pessoas. Quanto à energia eléctrica consumida por cada casa, com base nos estudos de campo e nas informações do Ministério da Economia (a demanda eléctrica inicial cresce de 2 a 3 vezes em 2 a 3 anos após a electrificação), considera-se que deva ser calculada como cerca de 500 W, já prevendo-se o aumento da demanda no futuro (o triplo da demanda eléctrica inicial, de 150 W). Para o futuro, uma vez que se estima que a demanda crescerá rapidamente, acompanhando a disponibilização da rede de distribuição eléctrica, gerando em breve a falta de energia para abastecimento, considera-se que seja importante desenvolver, além da localidade do presente estudo, também uma localidade para uma nova central eléctrica no Rio Cutato, à jusante da localidade deste estudo.

Tabela 4.2-5 Resultado das Entrevistas Feitas no Município do Andulo

Item	Resultado da Entrevista
População	A região a ser electrificada com o presente projecto é o município de Andulo, na província do Bié. Actualmente, cerca de 300 mil pessoas vivem em todo o município, e na sede Andulo vivem 142 mil pessoas. Contudo, há 10 anos atrás, no momento do final da guerra civil, a população era de 20 mil pessoas, observando-se um rápido crescimento populacional. Além disso, existem 3 comunas principais (Muenga, Chimonga e Chicumbi) à margem do trajecto de transmissão eléctrica desde a localidade da central eléctrica até Andulo, com uma população de cerca de 15 mil pessoas.
Aparelho eléctrico que deseja comprar	Ao se consultar as casas a serem atendidas sobre os produtos eléctricos que desejam comprar após a electrificação, além da já esperada resposta sobre lâmpadas eléctricas (cerca de $60\text{ W} \times 3 = 180\text{ W}$), revelaram também o desejo de comprar panela eléctrica (cerca de 500 W), geladeira (cerca de 100 W), jarro eléctrico (cerca de 500 W), televisor (cerca de 40 W), aparelhos de som (alguns kW para cada equipamento, como rádio ou conjunto de som), entre outros.
Indústria	No que se refere à indústria do município de Andulo, trata-se de uma região predominantemente agrícola, estando actualmente em construção uma fábrica de refinamento de grãos de café. As expectativas em relação ao abastecimento eléctrico a partir de pequenas centrais eléctricas revelaram-se como sendo bastante grandes.
Demanda e capacidade de abastecimento actuais	Na periferia de Andulo, próximo ao aeroporto, existem geradores a diesel, onde são produzidos 600 kW (total de 2 geradores, de 400 kW e de 200 kW), que abastecem as iluminações de ruas, os principais estabelecimentos públicos, e casas de consumidores comuns, totalizando cerca de 230 casas. Contudo, como a oferta é pequena em relação à demanda eléctrica, a informação foi a de que o abastecimento eléctrico ocorre de forma restrita, definindo-se as regiões a serem abastecidas de acordo com o dia, através de revezamento (acionamento alternado).
Solicitação de abastecimento eléctrico	No meio do percurso entre a central eléctrica e a sede do município de Andulo, situam-se os estabelecimentos públicos de igreja, hospital e escola (comuna de Chicumbi), para os quais o director da Direcção Provincial de Energia Eléctrica do Bié solicitou a electrificação, somando uma solicitação de abastecimento eléctrico de 200 kW.
Abastecimento eléctrico a partir da nova central eléctrica	Considerando-se que no presente projecto a potência da central eléctrica é de 3.000 kW, bastante pequena para atender à demanda de todo o município de Andulo, entende-se como mais adequado estabelecer como principais mercados de abastecimento eléctrico os habitantes da comuna de Muenga (100 kW), a igreja, o hospital e a escola da comuna de Chicumbi (250 kW), e as novas casas com demanda na Andulo sede, acompanhando a rota de transmissão eléctrica.

4.2.6 Modo de Pensar da Gestão das Instalações

(1) Gestão da Água (Instalações de Construção Civil)

O presente projecto de geração de energia eléctrica seria considerado como de estação eléctrica do tipo de barragem, se classificado pelo método de obtenção de desnível. Contudo, se a classificação for feita pela forma de gestão da água, ele seria considerado uma estação eléctrica de escoamento, com controle de adequação à água para pequenos volumes, mas sem regulagem anual ou volume de regulagem diária para grandes volumes.

Em termos concretos, a gestão ocorrerá da seguinte forma: enquanto na situação actual do rio a vazão é praticamente igual nas ramificações direita e esquerda, após concluída a central eléctrica, um volume de água de até o volume máximo de água utilizada ($50\text{ m}^3/\text{s}$) será totalmente coletado pela central eléctrica situada à margem direita da ramificação direita, sendo que o volume excedente, em nível até o equivalente ao do volume máximo de água utilizada será totalmente descarregado na ramificação esquerda. E quanto ao volume que superar isto (somando $100\text{ m}^3/\text{s}$), será projetado e gerido de modo a manter-se praticamente uniforme entre as ramificações da direita e da esquerda. (Vide Figura 4.2-11)

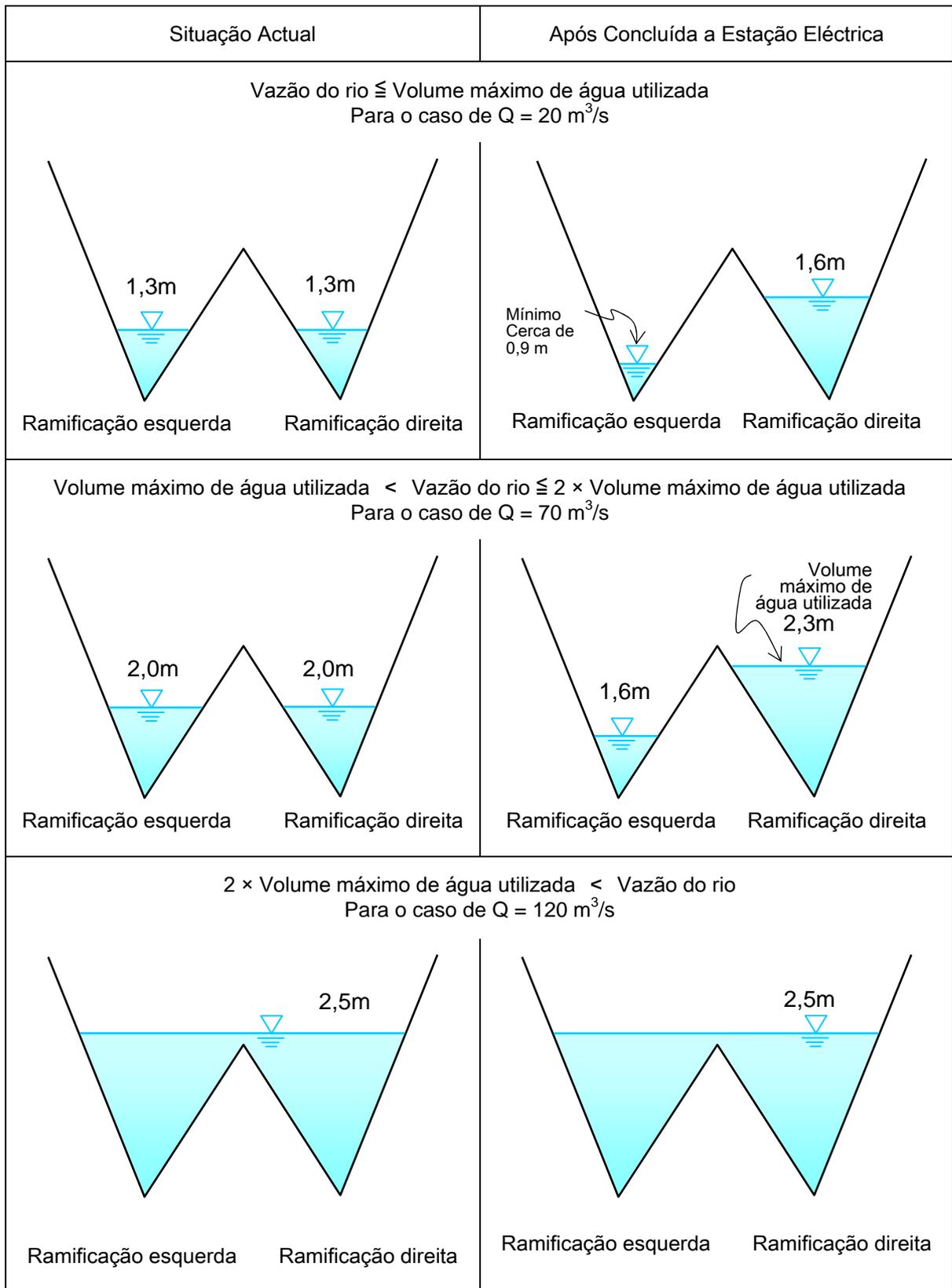


Figura 4.2-11 Gestão de Água

(Olhando para o curso inferior, imediatamente abaixo da barragem)

(2) Gestão das Instalações de Maquinaria Eléctrica

Uma vez que a presente Estação Eléctrica seja concluída e seja iniciada a gestão das instalações de geração eléctrica,

- quando o volume de água do Rio Cutato for igual ou superior a $50 \text{ m}^3/\text{s}$, será possível produzir 3.000 kW com as 2 unidades (turbina + gerador). O período possível de geração eléctrica é de 180 dias.
- Mesmo quando o volume de água do Rio Cutato reduzir-se até $19 \text{ m}^3/\text{s}$, será possível produzir 1.200 kW durante 365 dias, com a operação de 1 unidade (turbina + gerador).
- E ainda, no período intermediário entre 180 e 365 dias, é possível gerar electricidade entre 1.200 kW e 3.000 kW, podendo-se operar 1 ou 2 unidades, de acordo com a situação.

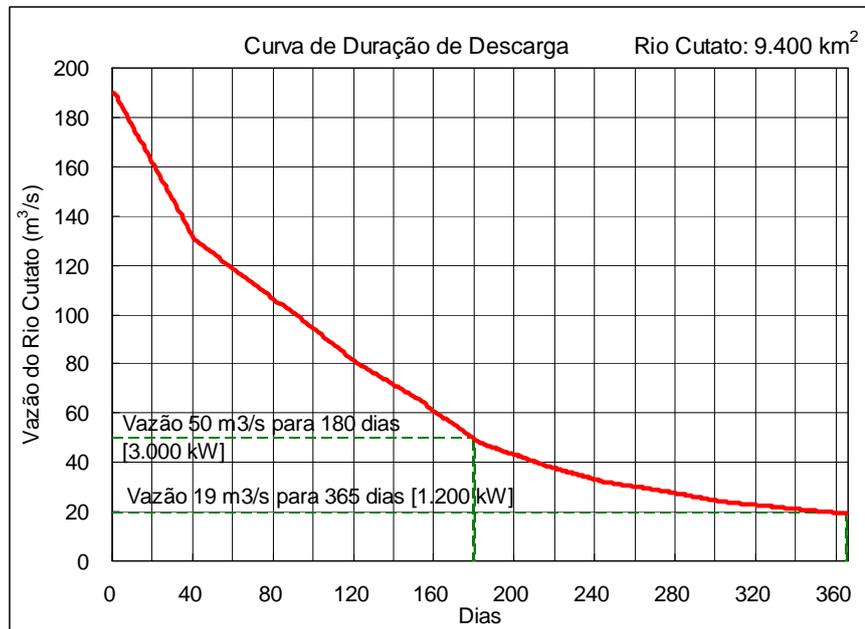


Figura 4.2-12 Curva de Duração de Descarga do Rio Cutato

※ Calculado com base nos dados de descarga fluvial do Rio Cuanza, pela razão de área da bacia hidrográfica ($\text{Área do Rio Cutato} / \text{Área da bacia do Rio Cuanza} = 9.400 \text{ km}^2 / 121.470 \text{ km}^2$)

A seguir, apresenta-se o método concreto de gestão de sistemas tais como o de controle de vigilância da estação eléctrica.

Em primeiro lugar, o sistema de controle de vigilância será pelo método de ronda de acordo com a necessidade, onde técnicos fariam ronda 1 ou mais vezes ao dia, na quantidade necessária para o controle, como por exemplo de manhã, no início das atividades, ou em horários de pico, monitorando a situação da operação.

Devem ser objeto da vigilância por ronda não somente as instalações de maquinaria eléctrica,

mas toda a central eléctrica, inclusive as instalações de construção civil, com vistas a se conferir que tudo esteja operando em boas condições.

As instalações da central eléctrica serão do tipo “controle de única pessoa”, onde o controle operacional pode ser feito por uma única pessoa.

A operação e a manutenção das instalações da central eléctrica deverão ser realizadas por 4 pessoas, que seriam: 1 director geral da central e 3 técnicos, e o posto de base para todos será dentro da Subestação de Andulo, a que se fará menção mais adiante.

Para director geral da central eléctrica deverá ser escolhido um técnico com bastante experiência na central hidroléctrica em questão, devendo ele chefiar os 3 funcionários técnicos e gerir a operação e a manutenção da central eléctrica. O director geral deverá ainda actuar como conselheiro, em situações em que técnicos venham a sentir insegurança no método operacional da central eléctrica, tal como em momentos de anormalidades.

Os 3 técnicos deverão revezar-se em esquema normalmente de 2 trabalhando por vez, fazendo ronda de vistoria com registro sobre os equipamentos eléctricos e as instalações de construção civil, pelo menos 1 vez ao dia, além de operar / medir instrumentos de acordo com a necessidade, registrando e guardando relatórios diários. Em situações de ocorrência de anormalidades, tais como acidentes ou falhas, o técnico de folga também será chamado, e os 3 deverão cooperar mutuamente sob o comando do director geral.

Com vistas a se realizar a gestão acima explanada, as instalações de geração eléctrica deverão ser como se vê a seguir:

- Para se evitar a falta de electricidade em todo o sistema, serão instalados 2 geradores.
- Para se poder reativar a geração eléctrica, mesmo quando vier a ocorrer blecaute completo, a fonte de controle da central eléctrica deverá ser permanentemente assegurada, através de bateria de armazenamento.
- Um gerador a diesel será instalado como fonte eléctrica de reserva, para as instalações de comunicação e para operações de emergência das barragens, em situações de parada completa.
- Também no tocante às instalações de iluminação da central eléctrica, uma parte contará com dispositivos de iluminação de emergência

Após uma parada completa da central eléctrica, o início da geração e da transmissão eléctrica da primeira máquina será realizado através de introdução forçada de interruptor sincrónico, de modo que, para se evitar que seja acionado o relé de protecção contra perda de sincronismo ou contra redução de frequência etc., torna-se necessário interromper todas as cargas conectadas ao sistema, ou pelo menos restringir, com rapidez e certeza, apenas às cargas importantes.

Uma vez que o início da transmissão eléctrica da segunda máquina é realizada por conexão paralela ao sistema no qual esteja operando a primeira máquina, o manejo deverá ser feito para se ter operação paralela, através de um dispositivo de regulação automática da frequência.

Embora tenha sido manifestado o desejo por parte do país-contraparte de se conectar futuramente ao sistema eléctrico, uma vez que o sistema de alta tensão ainda não chegou até a proximidade, com relação ao dispositivo de impedimento de operação isolada, necessário em uma operação conectada, inicialmente será assegurado apenas o local para a sua instalação.

(3) Gestão das Instalações de Transmissão e Distribuição Eléctrica

O director geral da central eléctrica deverá exercer também o papel de gestor das instalações de transmissão e distribuição eléctrica, e os 3 funcionários técnicos da central também deverão trabalhar no controle das instalações de transmissão e distribuição eléctrica, em regime de revezamento normal, com 2 técnicos fazendo no mínimo 1 ronda de vistoria por dia. Deverão ainda operar / medir instrumentos de acordo com a necessidade, registrando e guardando relatórios diários. Em situações de ocorrência de anormalidades, tais como acidentes ou falhas, o técnico de folga também será chamado, e os 3 deverão cooperar mutuamente sob o comando do gestor das instalações de transmissão e distribuição eléctrica.

4.2.7 Levantamento de Minas Terrestres

(1) Organização de Desminagem do Governo de Angola

Como organização do governo angolano, relacionada às atividades de desminagem, existe a CNIDAH - Comissão Nacional Intersectorial de Desminagem e Assistência Humanitária, que é uma instituição sob controle directo do conselho ministerial, e que actua na elaboração de programas e projectos de actividades de desminagem e de assistência a vítimas. Como entidades que executam na prática as atividades de desminagem, existem as 2 instituições “INAD - Instituto Nacional de Desminagem” e “GRN - Gabinete de Reconstrução Nacional”, além do exército angolano. O controle e a coordenação destas 3 organizações fica sob responsabilidade da Comissão Executiva de Desminagem (CED), cujos membros são o Ministro da Assistência e Reisserção Social, o representante do INAD, o representante do exército angolano e o representante do Ministério da Administração do Território, e que actua no controle da gestão dessas 3 entidades. Note-se que as instituições de contacto para a coordenação de levantamentos e retirada de minas terrestres, por ocasião de obras para construção de programas de electricidade regional, são a CNIDAH e o INAD. O diagrama da relação entre as organizações referentes à desminagem em Angola está apresentado na Figura 4.2-13.

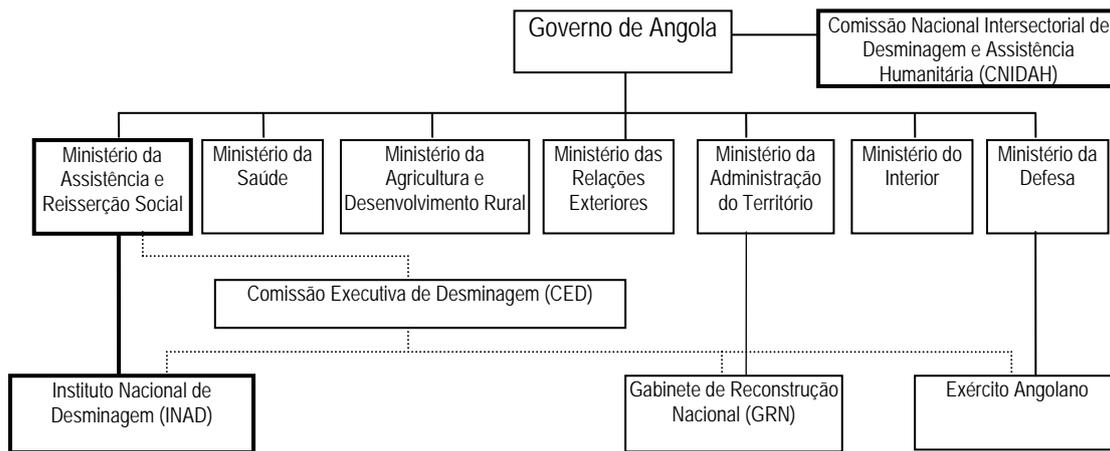


Figura 4.2-13 Organograma sobre a Desminagem em Angola

(2) Situação da Contaminação por Minas na Província do Bié

O número de comunas contaminadas por minas em Angola está apresentado na Tabela 4.2-6, sendo que a província do Bié ocupa o 2.º lugar, após a província do Moxico.

Tabela 4.2-6 Situação do Número de Comunas Contaminadas por Minas, em Cada Província

Nome da Província	Total de Comunas Contaminadas	Comunas com Contaminação Alta	Comunas com Contaminação Média	Comunas com Contaminação Baixa
Moxico	290	15	107	168
Bié	282	1	60	221
Quando 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
Outras 6 Províncias	192	5	41	146
TOTAL	1.988	40	455	1.493

Fonte: Comité de Certificação das Nações Unidas

Outrossim, a situação da contaminação de minas na província do Bié é conforme se vê na Figura 4.2-14, sendo avaliado que toda a região da província está contaminada.

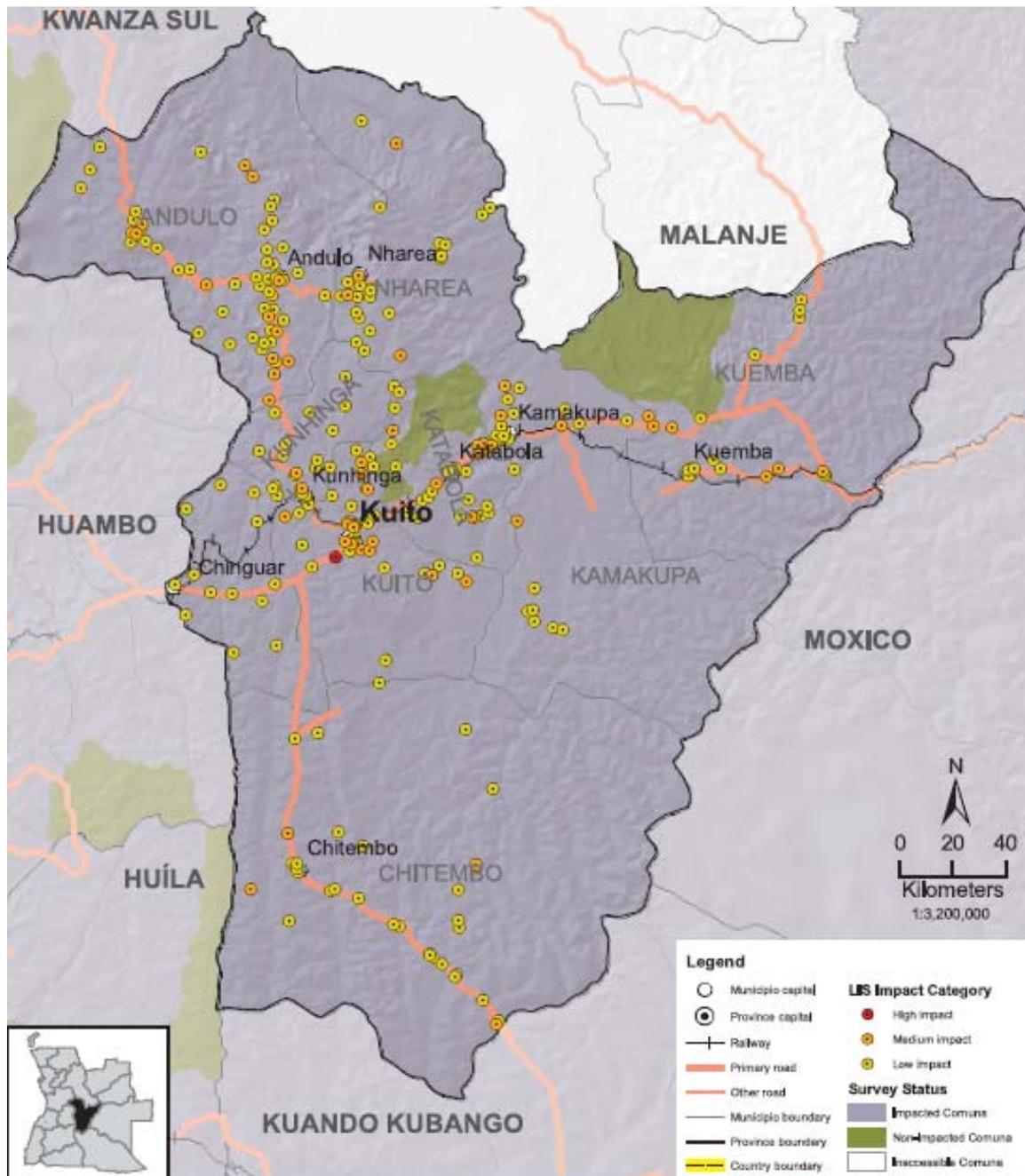


Figura 4.2-14 Situação das Comunas Contaminados por Minas, na Província do Bié

A situação da ocorrência até o momento de vítimas de minas terrestres na província do Bié está apresentada na Tabela 4.2-7, estando ela entre as 5 províncias com maior número de vítimas, o que se faz supor o quão sério é o problema das minas.

Tabela 4.2-7 Número de Vítimas de Minas em Cada Província

Nome da Província	Total de Mortos e Feridos	Discriminação entre Mortos e Feridos		Número de Acidentes Ocorridos
		Número de Mortos	Número de Feridos	
Malanje	770	399	371	258
Moxico	567	285	282	338
Uige	463	262	201	157
Huambo	318	177	141	169
Bié	272	119	153	188
Quando 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
TOTAL	3.385	1.737	1.648	2.080

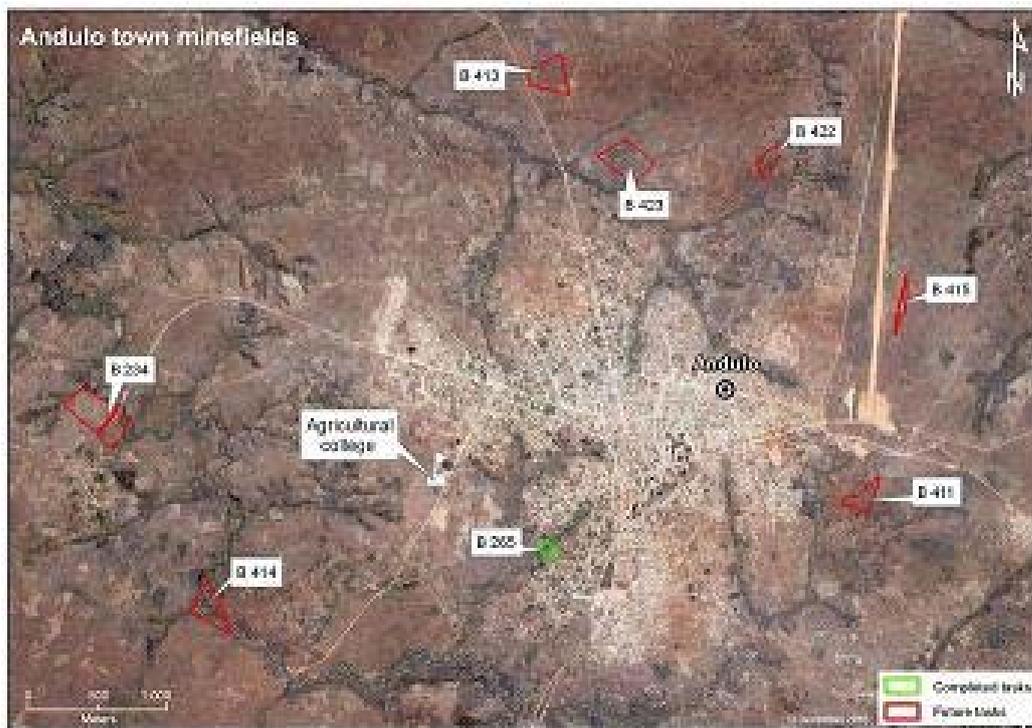
(3) Situação de Minas Terrestres em Regiões Relacionadas à Construção da Central Hidroeléctrica

Os resultados das entrevistas feitas nas comunas de Chicumbi, Chimonga e Muenga, situados no trajecto de transporte de materiais e de transmissão eléctrica, são como se apresenta a seguir:

- ① Nesta região, durante a guerra civil, entre 1975 e 2002, os combates foram sucessivos, e a força militar contava com uma tropa de defesa de cerca de 630 pessoas.
- ② As principais armas utilizadas foram morteiros e canhões, sendo que carros-tanque também chegaram a ser utilizados.
- ③ Por outro lado, os chefes das comunas atestaram que até hoje nunca houve acidente causado por mina terrestre ou por bala não-explodida. Contudo, em 2007, foi encontrada 1 mina contra humanos, na estrada entre Chicumbi e Chimonga.

No que se refere à situação da contaminação de minas e de balas não-explodidas na localidade planejada para a construção da central hidroeléctrica, bem como sobre a rota de transporte de materiais e de transmissão eléctrica, não se dispõe de um mapa detalhado sobre a situação da contaminação por minas, de modo que não se pode negar a existência da contaminação.

Além disso, no tocante à estrada para transporte de materiais para a construção da central eléctrica, é possível utilizar a estrada já existente entre Lobito (porto de carregamento dos materiais) - Alto Hama - Cuito - Andulo - Chicumbi, embora haja a necessidade de restauração ou reforço em algumas pontes. Neste caso, uma vez que não se realizou o estudo de campo sobre a situação da contaminação por minas nas proximidades das pontes, não se pode negar a existência da contaminação. Como exemplo, pode-se mencionar que a situação da contaminação de minas nas proximidades da sede do município de Andulo é conforme se apresenta na Figura 4.2-15, e as proximidades da ponte estão contaminadas.



Fonte: Halo Trust, ONG inglesa

Figura 4.2-15 Mapa da Contaminação de Minas nas Proximidades de Andulo



Foto 4.2-2 (1) Carro de Combate Destruído na Província do Bié



Foto 4.2-2 (2) Carro de Combate Destruído na Província do Bié



Foto 4.2-3 Ruínas com Marcas de Balas na Comuna de Chimonga

4.2.8 Assistência em Projectos de MDL

(1) Possibilidade de Aplicação do Esquema de MDL

No que se refere à utilização do esquema de MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM - Clean Development Mechanism), a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change), o Protocolo de Quioto e os demais documentos relacionados apresentam alguns requisitos necessários para poder ser registrado como projecto de MDL.

No presente Estudo, verificou-se que o Projecto da Central Hidroeléctrica do Rio Cutato atende às 5 condições abaixo, estabelecidas na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre

Mudança do clima (UNFCCC), no Protocolo de Quioto e nos documentos relacionados.

Requisito 1: O objectivo do MDL consiste em alcançar o desenvolvimento sustentável de países não-integrantes do Anexo I, contribuindo ao objectivo último da Convenção, e em ajudar para que as metas numéricas dos países do Anexo I sejam alcançadas¹.

Se o projecto em questão contribui ou não para o alcance do desenvolvimento sustentável é algo que será avaliado por cada nação anfitriã².

Pode-se verificar pela página eletrónica da UNFCCC (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do clima) que Angola é um país não-parte do Anexo I, que aderiu à UNFCCC em 14 de junho de 1992³. Além disso, Angola já criou uma Autoridade Nacional Designada (DNA - Designated National Authority), possuindo estrutura e sistema de aprovação como nação anfitriã sobre a contribuição de projectos para o alcance do desenvolvimento sustentável.

O presente empreendimento visa utilizar energia renovável para o abastecimento de electricidade em uma cidade provincial e em comunas da zona rural, seguindo a política de electrificação regional de Angola, e podendo contribuir no desenvolvimento sustentável angolano, de modo que as probabilidades dele ser aprovado pela DNA angolana são extremamente altas.

Assim, o presente projecto trata-se de um empreendimento com grandes chances de atender o requisito 1.

Requisito 2: Em comparação à situação em que o projecto de MDL em questão não existisse, que ele seja capaz de trazer redução adicional na emissão de gases de efeito estufa causados pelo homem⁴.

O presente empreendimento consiste em uma construção nova de uma estrutura de geração de energia eléctrica, através da utilização de energia hidráulica, que é uma energia renovável, em substituição à energia eléctrica gerada a partir de diesel, de modo que, em comparação à situação em que o projecto não existisse, ele pode trazer redução adicional na emissão de gases de efeito estufa causados pelo homem.

Desta forma, o presente projecto preenche o requisito 2.

1 "Do Protocolo de Quioto à Convenção-Quadro sobre Mudança do clima (*Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*)" Art.12 parág.2

2 FCCC/CP/2001/13/Ad2, pág. 20

3 "Lista de Não-Partes do Anexo I para a Convenção (*List of Non-Annex I Parties to the Convention*)"

http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/non_annex_i/items/2833.php

4 FCCC/KP/CMP/2005/8/Ad1, pág. 16

Requisito 3: Com relação a Reduções Certificadas de Emissão (CER - Certified Emission Reduction) que sejam oriundas de instalações nucleares, evitar a sua utilização para o alcance de metas numéricas dos países⁵.

Uma vez que o presente empreendimento não se trata de geração eléctrica a partir de energia nuclear, este requisito não será considerado.

Requisito 4: Para projectos de ampliação de absorção, durante o 1º período do compromisso, limitar-se a projectos de novo florestamento ou de reflorestamento⁶.

Uma vez que o presente empreendimento não se trata de projecto de ampliação de absorção, mas sim de redução de emissão, este requisito não será considerado.

Requisito 5: Em casos de aproveitamento de fundos públicos provenientes de países do Anexo I, tais fundos não poderão ser desvios de assistências oficiais de desenvolvimento (ODA – Official Development Assistance)⁷.

A implementação do presente empreendimento aproveitará fundos do governo japonês. Assim sendo, para que o presente empreendimento possa se beneficiar do programa de MDL, será necessário haver a confirmação por parte do governo japonês de que “esses fundos não são desvios de assistências oficiais de desenvolvimento (ODA – Official Development Assistance), e ficam à parte das obrigações financeiras desses países”.

Com base no acima exposto, para que o presente empreendimento seja registrado como projecto de MDL, será necessário obter a carta de reconhecimento expedida pela DNA angolana, e também a carta de confirmação por parte do governo japonês de que os fundos a serem investidos neste empreendimento não são desvios de assistências oficiais de desenvolvimento (ODA), e ficam à parte das obrigações financeiras do país. Quanto aos demais requisitos, estão todos preenchidos.

(2) Estrutura de Aprovação de MDL e Situação de sua Aplicação em Angola

Em Angola, a criação da DNA (Autoridade Nacional Designada) foi prescrita através da ordem ministerial 2/10 (de 13 de janeiro de 2010), aprovada pelo Ministro em 27 de novembro de 2009, e promulgada em 30 de dezembro do mesmo ano. Esta ordem ministerial estabelece sobre as responsabilidades da DNA, sua organização, as metodologias de avaliação dos projectos, os procedimentos de aprovação etc., conforme se vê abaixo:

⁵ FCCC/CP/2001/13/Ad2, pág. 20

⁶ FCCC/CP/2001/13/Ad2, pág. 22

⁷ FCCC/CP/2001/13/Ad2, pág. 20

1) Responsabilidades da Autoridade Nacional Designada (DNA)

- ① Realizar a aprovação e a verificação de projectos de MDL, com base na Convenção-Quadro das Nações Unidas para Mudança do clima (UNFCCC) e no Protocolo de Quioto.
- ② Realizar os ajustes entre as políticas de cada um dos setores relacionados aos projectos de MDL e à busca, protecção, controle e utilização sustentável dos recursos naturais.
- ③ Estabelecer critérios adicionais, em coordenação com os demais sectores, para se conectar com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do clima (UNFCCC).
- ④ Realizar a verificação e a comprovação do volume de emissão de gases de efeito estufa, bem como do volume de redução de gás carbônico.
- ⑤ Actualizar a lista de projectos de MDL.
- ⑥ Actualizar as informações sobre a utilização do MDL.
- ⑦ Apresentar relatórios anuais à directoria da UNFCCC.

2) Organização da DNA

A Autoridade Nacional Designada (DNA) é composta da seguinte forma:

- ① Coordenador da DNA (nomeado pelo Ministro do Meio-Ambiente)
- ② Comissão de Avaliação Técnica
- ③ Secretaria da DNA

3) Avaliação de Projectos

Os projectos de MDL são avaliados pela Comissão de Avaliação Técnica, que é presidido pelo coordenador da DNA, e composto por vice-coordenador nomeado pelo Ministro do Meio-Ambiente, e por 1 especialista representante de cada um dos ministérios e agências governamentais.

A Comissão de Avaliação Técnica realiza reuniões periódicas 1 vez a cada mês, além de reuniões extraordinárias convocadas pelo coordenador da DNA, de acordo com a necessidade.

A deliberação da Comissão de Avaliação Técnica é decidida por maioria, e em caso de empates, o coordenador da DNA tem o poder de decisão.

A Comissão de Avaliação Técnica pode solicitar a participação de representantes de outros ministérios e instituições relacionadas, em caso de assuntos especiais.

4) Procedimentos para a Aprovação de Projectos

(a) Requerimento

O requerente do projecto deve preparar e apresentar uma sinopse em português, além dos documentos a seguir:

- ① Cópias da licença ambiental e da declaração sobre o impacto ambiental
- ② Nota de Concepção do Projecto (PCN - Project Concept Note)
- ③ Nota de Informação do Projecto (PIN - Project Information Note)

(b) Aprovação Provisória

A DNA (Autoridade Nacional Designada) verifica, com base na Nota de Informação do Projecto (PIN), se o projecto de MDL proposto atende a cada um dos requisitos necessários pelos aspectos ambiental, social e económico, e concede a aprovação provisória (a aprovação provisória pode ser feita antes da licença ambiental).

Após o requerimento, a Comissão de Avaliação Técnica tem até 15 dias úteis para reportar a sua opinião ao coordenador.

Dentro de até 5 dias úteis após feito o requerimento, a secretaria da DNA emite o comunicado de recebimento do requerimento. Caso seja necessário, ela solicitará ao requerente a apresentação de informações adicionais.

(c) Aprovação Final

A Comissão de Avaliação Técnica terá até 15 dias úteis para avaliar se os requisitos ambientais, sociais e económicos estão preenchidos, bem como se as prescrições legais e regulamentares estão atendidas, apresentando uma opinião técnica ou um sumário técnico.

O coordenador terá até 10 dias úteis, após receber os comentários da Comissão de Avaliação Técnica, para apresentar seu parecer final sobre a aprovação do projecto.

Em caso de aprovação, esta será comunicada ao requerente, e será emitida uma carta de aprovação (LoA).

Em caso de não-aprovação, esta será comunicada ao requerente, juntamente com os motivos para tal; e quando houver necessidade, será transmitido um requerimento revisado. Outrossim, o solicitante pode requerer um novo exame do projecto não-aprovado.

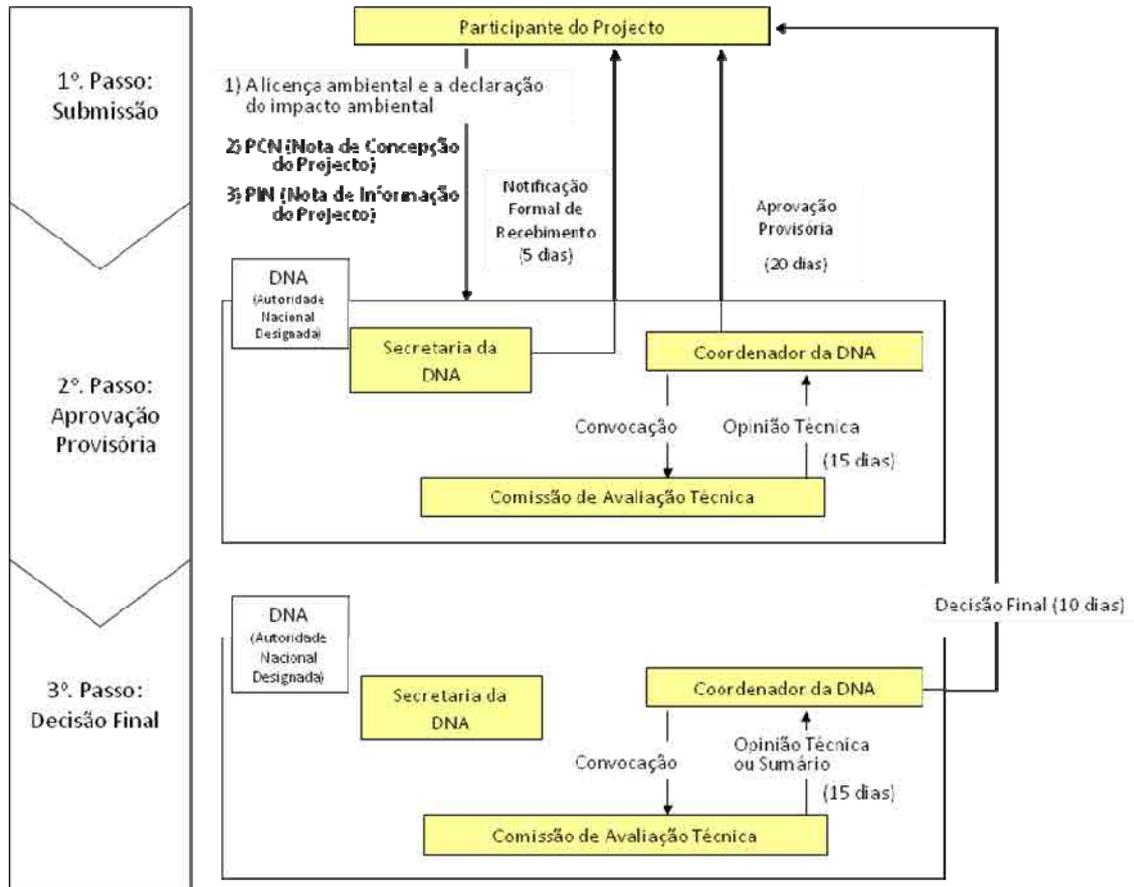


Figura 4.2-16 Procedimentos para Aprovação de Projectos em Angola



Foto 4.2-4 Escritório do Coordenador da DNA em Angola

Segundo entrevista com o coordenador da DNA (Agência Nacional Designada) de Angola, ainda não existe projecto de MDL que tenha sido aprovado ou encaminhado à DNA, na situação de janeiro de 2011. Além disso, até a data de 29 de março de 2011, não existe qualquer projecto que estabeleça a Angola como nação anfitriã e que tenha encaminhado à secretaria da UNFCCC (Convenção-Quadro das Nações Unidas

sobre Mudança do clima) o comunicado de consideração prévia (Prior Consideration), nem qualquer projecto que esteja aberto ao recebimento de comentários públicos para o exame de validação, ou ainda qualquer projecto que tenha sido registrado ou que esteja em processo de registro junto ao Conselho Executivo do MDL.

Com base no acima exposto, a probabilidade de que o presente empreendimento venha a ser o primeiro projecto de MDL em Angola é extremamente alta, de modo

que, no que se refere à elaboração da Nota de Concepção do Projecto (PCN) e da Nota de Informação do Projecto (PIN), é recomendável que se siga trocando informações com o coordenador da DNA.

(3) Estudo da Metodologia a ser Aplicada

De acordo com o prescrito no Apêndice B do “The Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM Project Activities⁸” (Modalidades e Procedimentos Simplificados para Actividades de Projectos de MDL de Pequeno Porte), os empreendimentos de energia renovável com potência máxima inferior a 15 MW (Tipo I), os empreendimentos de economia energética, onde o volume anual de energia reduzida seja, quer pelo lado da oferta, quer pelo lado da demanda da energia, de até 60 GWh (Tipo II), ou outros empreendimentos em que o volume anual de redução de emissão seja, no cálculo de conversão para CO₂, inferior a 60 kt (Tipo III) são considerados MDL de pequeno porte (SSC: Small-Scale CDM), podendo-se aplicar modalidades e procedimentos simplificados.

Segundo esta regra, uma vez que o presente empreendimento é de geração de 3 MW de electricidade a partir de energia renovável, ele se enquadraria no Tipo I supramencionado, podendo-se aplicar como SSC simplificado.

Outrossim, com a adequação à definição de SSC, os seguintes pontos podem ser simplificados, em comparação aos MDL normais⁹.

- A elaboração do Documento de Desenho de Projecto (PDD – Project Design Document), a validação, o registro, o monitoramento, e a verificação e certificação podem ser feitos de forma conjunta para múltiplos projectos de pequeno porte agrupados.
- Pode-se aplicar um formato de Documento de Desenho de Projecto (PDD) simplificado.
- Para se reduzir custos de desenvolvimento da linha de base, pode-se aplicar uma linha de base simplificada para cada tipo de projecto.
- Para se reduzir os custos de monitoramento, pode-se aplicar um plano de monitoramento simplificado.
- A mesma Entidade Operacional Designada (DOE - Designated Operational Entity) pode realizar a validação e a verificação e certificação.

Dentre as metodologias de SSC do Tipo I actualmente aprovadas pelo Conselho Executivo do MDL, aquelas que podem ser aplicadas para a geração de energia hidroeléctrica são: (1) AMS-I.A. (Geração de electricidade pelo usuário / *Electricity generation by the user*), (2) AMS-I.D. (Geração de electricidade renovável conectada a rede / *Grid connected renewable*

⁸ FCCC/KP/CMP/2006/10/Ad1, pág. 8

⁹ FCCC/KP/CMP/2005/8/Ad1, pág. 45

electricity generation), e (3) AMS-I.F. (Geração de electricidade renovável para uso cativo e mini-rede / *Renewable electricity generation for captive use and mini-grid*).

No presente empreendimento, planeja-se fornecer a electricidade gerada a zonas rurais actualmente não-electrificadas e a sistemas eléctricos de pequeno porte na sede do município de Andulo, mas não se planeja conectar-se ao sistema eléctrico nacional de Angola. Assim sendo, considera-se que o mais adequado seria adotar o (3) AMS-I.F.

No AMS-I.F, os seguintes requisitos de aplicação são exigidos para que os projectos possam se enquadrar na categoria. Os resultados da comparação entre cada um dos requisitos de aplicação e a situação do presente empreendimento são como se vê abaixo:

Conforme o acima exposto, o presente empreendimento preenche todos os requisitos aplicáveis em AMS-I.F., podendo-se dizer que é possível aplicar nele a metodologia AMS-I.F.

Tabela 4.2-8 Estudo da Metodologia AMS-I.F. e da Aplicabilidade ao Presente Projecto

Requisitos de aplicação prescritos no AMS-I.F.(Sumário)	Situação do presente empreendimento
1. A presente categoria pode ser aplicada a actividades que possam ofertar energia renovável aos usuários. A electricidade gerada deverá substituir a electricidade oriunda da combustão de pelo menos 1 tipo ou mais de combustível fóssil. Caso esta actividade não fosse realizada, os usuários estariam recebendo electricidade por uma das seguintes formas: (a) Sistema eléctrico nacional ou regional (b) Estação eléctrica à base de combustível fóssil (c) Pequenos sistemas eléctricos do tipo carbono-intensivo (mini-redes).	O presente empreendimento consiste na construção de uma nova central eléctrica, e a energia gerada substituirá a electricidade do sistema eléctrico de pequeno porte à base de combustão de diesel, da sede municipal de Andulo, bem como o consumo de combustível fóssil em zonas rurais. Caso o presente empreendimento não seja realizado, imagina-se que os usuários estariam recebendo electricidade a partir do sistema eléctrico de pequeno porte da sede municipal de Andulo, de tipo carbono-intensivo (c). Desta forma, o requisito 1 fica preenchido.
2. Os pequenos sistemas eléctricos do tipo carbono-intensivo (mini-redes) mencionados nesta metodologia são aqueles cujo volume total de electricidade produzida seja inferior a 15 MW, e que não estejam conectados ao sistema eléctrico nacional ou regional.	O sistema eléctrico de pequeno porte à base de combustão de diesel da sede municipal de Andulo consiste apenas em 2 geradores a diesel de 400 kW e de 200 kW (totalizando 600 kW), instalados em uma única estação eléctrica, não estando conectado ao sistema eléctrico nacional. Desta forma, o presente projecto preenche o requisito 2.
3. Para as actividades de abastecimento de electricidade ao sistema eléctrico nacional ou regional aplica-se o AMS-I.D., e para as actividades de abastecimento independente de electricidade a casas e usuários fora da rede, aplica-se o AMS-I.A.	A localidade do presente empreendimento fica bastante distante da rede nacional, não havendo para o momento planos de fornecimento de electricidade para o sistema nacional. A electricidade do presente projecto será conectada ao sistema eléctrico de pequeno porte da sede do município de Andulo, de modo que preenche o requisito 3.
4. No caso de geração hidroeléctrica, que esteja enquadrada em uma das seguintes categorias: (a) Utilizará reservatório de água já existente, e não acarretará em alteração do volume de água reservado. (b) Utilizará reservatório de água já existente, e haverá aumento do volume de água reservado, mas a densidade de geração (*) será de 4W/m ² ou mais. (c) Será criado um novo reservatório de água, mas a densidade de geração (*) será de 4W/m ² ou mais.	No presente empreendimento será criado um novo reservatório de água, mas a densidade de geração será de 4,16W/m ² . Assim, ele está enquadrado no item (c) do requisito 4.
5. Para geração de electricidade a partir de biomassa, deve ser utilizada somente biomassa renovável.	Uma vez que o presente empreendimento não é à base de biomassa, este requisito não será considerado.
6. Estar enquadrado em uma das seguintes categorias: (a) Construção de nova planta de geração eléctrica (em região ainda não-desenvolvida); (b) Ampliação do volume de electricidade gerada; (c) Reforma de planta existente; (d) Reconstrução de planta existente.	O presente empreendimento irá introduzir novas instalações de geração de energia eléctrica com 2x2*1,5 MW de potência, enquadrando-se no item (a) do requisito 6.
7. Para o caso de ampliação do volume de electricidade gerada, o volume ampliado deverá estar abaixo de 15 MW, e a estrutura física a ser aumentada pode ser fisicamente separada da estrutura existente.	Uma vez que o presente empreendimento não é de ampliação do volume de electricidade gerada, este requisito não será considerado.
8. Para o caso de reforma ou reconstrução de planta existente, que a potência total gerada em toda a estrutura física após a actividade esteja abaixo de 15 MW.	Uma vez que o presente empreendimento não é de reforma ou reconstrução de planta existente, este requisito não será considerado.
9. Para o caso de se acrescentar simultaneamente geração eléctrica por energia renovável e geração eléctrica por energia não-renovável, a condição de estar abaixo de 15 MW vale apenas para o volume a ser gerado por energia renovável. Contudo, caso a actividade seja de geração eléctrica por energia renovável e de combustão mista de energia não-renovável, a capacidade dessa estrutura física deverá ficar abaixo de 15 MW.	Uma vez que o presente empreendimento irá introduzir instalações apenas de geração hidroeléctrica, o presente requisito não será considerado.
10. A presente metodologia não pode ser aplicada a sistemas de co-geração.	Uma vez que o presente empreendimento não é de co-geração, este requisito não será considerado.
11. Caso a electricidade gerada vá ser fornecida a usuários dentro das abrangências do projecto, que haja acordo entre as partes abastecedora e consumidora de que somente a parte abastecedora irá obter as Reduções Certificadas de Emissão (CER – Certified Emission Reduction) em questão.	O proponente do projecto do presente empreendimento irá estabelecer contracto com os usuários no que concerne ao CER, confirmando que o CER pertencerá ao proponente do projecto. Desta forma, o requisito 11 fica preenchido.

^a Densidade de Geração

= (Capacidade da planta antes da actividade [W] – Capacidade da planta após a actividade [W]) ÷ (Área inundada após a actividade [m²] – Área inundada antes da actividade [m²])

= (3.000.000-0) / (720.000-0)

= 4,16 [W/m²]

(4) Estabelecimento da Linha de Base

Na sede do município de Andulo, para onde será transmitida a electricidade do presente empreendimento, existe um sistema eléctrico de pequeno porte, composto de uma estação eléctrica única. Nessa estação eléctrica existe 1 gerador de 400 kW e 1 gerador de 200 kW, ambos a diesel, sendo que o abastecimento de electricidade para iluminações de ruas, hospitais, hotéis e estabelecimentos públicos de instituições governamentais é feito com a operação simultânea dos 2 geradores, em corrente alternada de 230 V. A capacidade das instalações de geração é deficiente em relação à demanda da cidade, e o abastecimento eléctrico é feito por revezamento, estabelecendo a zona a ser abastecida de acordo com o dia da semana, sendo que o horário de abastecimento restringe-se apenas ao período aproximado das 18:00 às 22:00 horas.

Por outro lado, as comunas de Muenga e Chicumbi consistem em regiões não-electrificadas, onde até o momento não é realizado o abastecimento eléctrico. Com exceção da existência de geradores domiciliários a gasolina em algumas poucas casas, e da existência de um gerador a diesel de 40 kW no hospital da comuna de Chicumbi, quase todos os usuários utilizam lanternas a querosene ou velas.

A localidade e a área de abastecimento eléctrico do presente empreendimento ficam distantes da área de abastecimento do sistema eléctrico nacional, podendo-se pensar que, caso este empreendimento não seja implementado, estas regiões continuarão a ser abastecidas por electricidade gerada a diesel. Assim sendo, podemos considerar que o cenário da linha de base do presente empreendimento é a geração eléctrica a partir de geradores a diesel.

De acordo com o prescrito na metodologia AMS I.F. (Versão 1), o volume de emissão da linha de base de um sistema eléctrico de pequeno porte, onde todas as instalações de geração utilizem óleo combustível ou diesel, pode ser obtido através da multiplicação entre a potência gerada pela unidade de geração eléctrica renovável e o coeficiente de emissão da mais recente unidade de geração eléctrica a diesel, cujo valor se toma pela tabela abaixo.

Uma vez que a capacidade do sistema eléctrico de pequeno porte da sede de Andulo é de 600 kW, e o tempo de abastecimento é de cerca de 4 horas diárias, pode-se especificar pela Tabela 4.2-9 que o coeficiente de emissão da linha de base é de 0,8 kg CO₂e/kWh, valor de parâmetro básico (*Default*).

Tabela 4.2-9 Factores de Emissão para Sistemas de Geração a Diesel (em kg CO₂e/kWh*), para Três Níveis Diferentes de Factores de Carga**

Casos:	Mini-rede com serviço 24 horas	Mini-rede com serviço temporário (4-6 horas/dia) Aplicações productivas Bombas de água	Mini-rede com armazenamento
Factores de Carga [%]	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	0,8	0,8

* Foi utilizado um factor de conversão de 3.2 kg CO₂ para cada kg de diesel (em obediência às Directrizes para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, do Painel Intergovernamental para Mudanças Climáticas (IPCC), revisado em 1996)

** Os valores derivam de números reportados em "RET Screen international PV 2000 model", recuperado de: <http://retscreen.net/>.

*** Valores de parâmetro básico (Default).

(5) Estabelecimento da Abrangência

De acordo com o prescrito na metodologia AMS I.F. (Versão 1), a abrangência da actividade seria a localidade física e geográfica da geração eléctrica por energia renovável. Assim sendo, a localidade do presente empreendimento fica especificada como sendo a barragem, as turbinas, os geradores, as instalações de geração hidroeléctrica, inclusive estações de transformação, além dos usuários a serem abastecidos com a electricidade gerada (Comunas de Muenga e Chicumbi, e o sistema eléctrico de pequeno porte da sede do município de Andulo) e das instalações de transmissão e distribuição eléctrica.

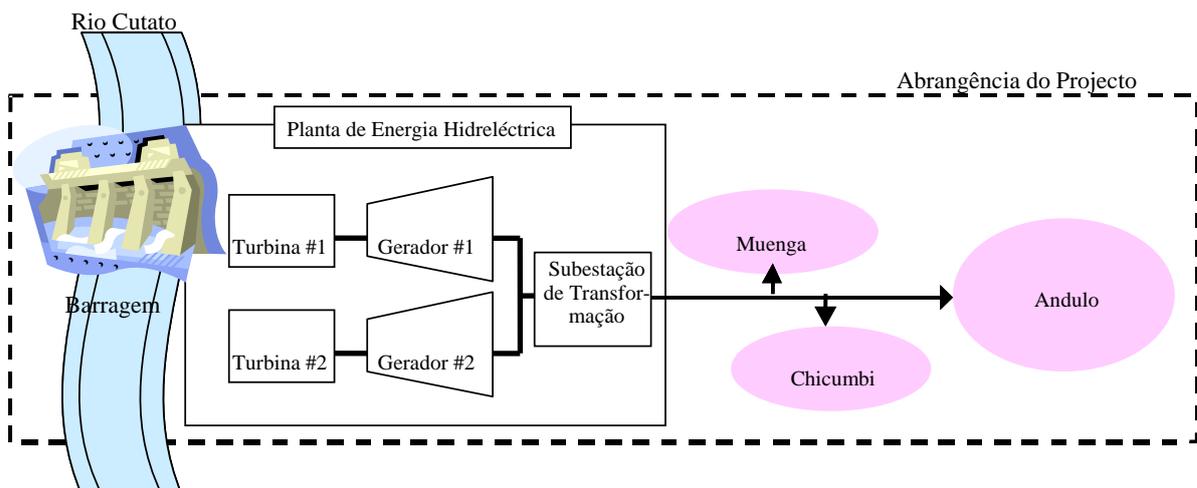


Figura 4.2-17 Abrangência do Projecto

(6) Comprovação da Adicionalidade

No Anexo 15 - “Directrizes para Demonstração de Adicionalidade de Projectos de Energia Renovável =< 5 MW e de Projectos de Eficiência Energética com Economia de Energia <=20 GWH por Ano (Versão 1)” (“*Guidelines for Demonstrating Additionality of Renewable Energy Projects =< 5 MW and Energy Efficiency Projects with Energy Savings <=20 GWH per Year , Version 1*”) do relatório do EB 54 (maio de 2010), está prescrito que, para projectos de energia renovável com potência de até 5 MW em que alguma das condições abaixo seja aplicável, o teste de adicionalidade será na realidade dispensado, uma vez que pela particularidade do próprio projecto, já se reconhece a sua adicionalidade.

- (a) Projectos em que o local de posicionamento do projecto seja em países menos desenvolvidos (LDC - Least Development Country), em Estados formados por pequenas ilhas, ou em regiões que tenham sido especificadas pelo governo da nação-anfitriã como zona especial não-desenvolvida, antes da data de 28 de maio de 2010.
- (b) Projectos de abastecimento de energia a lares / regiões, sem que o projecto seja conectado a um sistema de electricidade (inclusive as conexões a sistemas por menos de 12 horas diárias).
- (c) Projectos que se enquadrem nas 2 condições a seguir:
- Os subsistemas para distribuição da energia renovável pelo projecto são todos independentes, e a potência está abaixo de 750 kWh.
 - Os usuários dos subsistemas são lares / regiões / empresas de pequeno e médio porte.
- (d) Trata-se de uma tecnologia específica de energia renovável, recomendada pela DNA da nação-anfitriã e aprovada pelo Conselho Executivo do MDL (a capacidade das instalações da tecnologia em questão deve ser de até 5% da energia eléctrica gerada pelo país).

Uma vez que o presente empreendimento é de geração hidroeléctrica com 3 MW de capacidade das instalações, ele se enquadra na categoria de projecto de energia renovável de até 5 MW. Além disso, Angola é definida pela ONU como sendo um LDC, de modo que a prescrição acima pode ser aplicada no projecto.

Diante do acima exposto, a adicionalidade do presente empreendimento é reconhecida, pela sua própria particularidade.

(7) Período do Crédito e Estimativa do Volume de Crédito

1) Período do Crédito

No que se refere ao período do Crédito, o participante do projecto pode seleccionar um dos períodos abaixo:

(a) De 7 anos, com possibilidade de 2 renovações (máximo de 21 anos)

Em cada uma das renovações, a Entidade Operacional Designada (DOE) irá decidir sobre a manutenção da linha de base existente, ou o estabelecimento de nova linha de base, a partir de novos dados passíveis de serem aplicados, comunicando o fato ao Conselho Executivo do MDL.

(b) Máximo de 10 anos (sem renovação)

Considerando-se que o presente empreendimento tem 40 anos de período de projecto, e ainda que no município de Andulo tem havido nos últimos anos um rápido crescimento demográfico, sendo possível que haja, num futuro próximo, transformações na estrutura do sistema eléctrico de pequeno porte hoje existente, será adotado o período (a), com período renovável de crédito de 7 anos X 3 vezes, que permite a revisão da linha de base.

2) Volume Prospectado de Créditos**(a) Volume de Emissão da Linha de Base (BE_y)**

Com base no parágrafo 14 da metodologia AMS-I.F., o volume de emissão da linha de base pode ser definido como sendo o volume de CO₂ a ser emitido pela electricidade reposta através do presente empreendimento, sendo calculado pela fórmula de cálculo abaixo:

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

BE_y : Volume de Emissão da Linha de Base (tCO₂e/ano)

$EG_{BL,y}$: Energia Eléctrica Líquida, substituída através do presente empreendimento (Capacidade de abastecimento) (MWh/ano)

$EF_{CO_2,y}$: Coeficiente de Emissão de CO₂ (tCO₂/MWh)

A capacidade anual de abastecimento do presente empreendimento, obtida após subtrair da energia total anual prevista (21.113 MWh/ano) o 1% de energia consumida dentro da própria estação eléctrica e os 5% de perda nos fios de transmissão e distribuição, é de 19.855 MWh. Desta forma, pela fórmula (1), o volume de emissão da linha de base é de 15.884 toneladas de CO₂e.

$$\begin{aligned} BE_y &= EG_{BL,y} * EF_{CO_2,y} \\ &= 19.855 * 0,8 \\ &= 15.884 \quad \text{(tCO}_2\text{e/ano)} \end{aligned}$$

(b) Volume de Emissão do Projecto (BE)

Com base no parágrafo 18 da metodologia AMS-I.F., o volume de emissão do projecto para empreendimentos de energia hidroeléctrica pode ser definido como sendo o volume de GHG (gases de efeito estufa) gerado do reservatório de água,

sendo calculado da seguinte forma:

- ① Quando a densidade de geração fica acima de 4 W/m^2 e abaixo de 10 W/m^2

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

PE_y : Volume de Emissão do Projecto (tCO₂e/ano)

EF_{Res} : Coeficiente de Emissão de Parâmetro Básico (*Default*)
(90kgCO₂e/MWh)

TEG_y : Capacidade de Geração Bruta, através do Empreendimento (MWh/ano)

- ② Quando a densidade de geração é superior a 10 W/m^2

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

O presente empreendimento consiste na construção nova de uma barragem para energia hidroeléctrica, instalando equipamentos para geração de 3 MW, sendo que a construção da barragem acarretará em elevação do nível da água e em aumento da área inundada.

No desenho do projecto, a área inundada suposta para o presente empreendimento é de 720.000 m^2 ; e como ele conta com instalações de geração com capacidade de 3 MW, a densidade de geração é de $4,16 \text{ W/m}^2$. Assim sendo, o volume de emissão do projecto é calculado pela fórmula (2).

Uma vez que a capacidade total de geração prevista para o presente empreendimento é de 21.113 MWh ao ano, o volume de emissão do projecto, pela fórmula (2), seria de 1.900 ton de CO₂e.

$$\begin{aligned} PE_y &= (EF_{Res} * TEG_y) / 1000 \\ &= 90 * 21.113 / 1000 \\ &= 1.900 \text{ (tCO}_2\text{e/ano)} \end{aligned}$$

(c) Volume de Redução de Emissão (ER_y)

Com base no parágrafo 20 da metodologia AMS-I.F., o volume de redução de emissão é calculado pela seguinte fórmula:

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

ER_y : Volume de Redução de Emissão (t CO₂e/ano)

BE_y : Volume de Emissão da Linha de Base (t CO₂/ano)

PE_y : Volume de Emissão do Projecto (t CO₂/ano)

LE_y : Vazamentos (*Leackage*) (t CO₂/ano)

(d) Volume de Redução de Emissão

Pelos resultados acima de (a) a (c), o volume de redução de emissão é de 13.984 toneladas de CO₂e ao ano.

$$\begin{aligned}
 ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\
 &= 15.884 - 1.900 - 0 \\
 &= 13.984 \quad (\text{tCO}_2\text{e/ano})
 \end{aligned}$$

O volume de emissão da linha de base, o volume de emissão do projecto, o volume de emissão de vazamentos (*leackage*) e o volume de redução da emissão durante o período do projecto (primeira fase, 7 anos) são como se apresenta na tabela abaixo, e estima-se que o volume total de crédito para os 7 anos seja de 97.888 ton de CO₂e.

Tabela 4.2-10 Volume Prospectado de Créditos

Anos	Estimativa de emissões da actividade do projecto (tCO ₂ e /ano)	Emissões de Linha de base (tCO ₂ e /ano)	Vazamentos (<i>Leackage</i>) (tCO ₂ e /ano)	Redução de Emissões (tCO ₂ e /ano)
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
Total (Toneladas de CO₂e)	13.300	111.188	0	97.888

(8) Prospecto do Valor de Crédito

De acordo com o “Relatório das Tendências do Mercado de Créditos de Carbono 2010” (30 de julho de 2010)¹⁰, elaborado pelo Banco de Cooperação Internacional do Japão, pelo documento “State and Trends of the Carbon Market 2006 - 2010” do Banco Mundial, o preço médio anual dos créditos de Quioto no mercado primário para cada tonelada de CO₂e, entre 2005 e 2008, foram: 5,7 euros em 2005, 8,4 euros em 2006, 9,9 euros em 2007, 11,46 euros em 2008, mostrando uma tendência de aumento. Contudo, devido aos impactos da falência do banco Lehman Brothers, em setembro de 2008, e da crise financeira mundial, este passou à tendência de queda, sendo que o valor médio em 2009 foi de 9,1 euros. Além disso, de acordo com o “IDEAcarbon pCER Index™”, que a empresa inglesa de pesquisa sobre créditos de carbono IDEAcarbon publicou, com base nos resultados dos questionários enviados às empresas, o valor médio primário das Reduções Certificadas de Emissão (CER), em julho de 2010, foi de 9,76 euros.

¹⁰ “Relatório das Tendências do Mercado de Créditos de Carbono 2010” (Banco de Cooperação Internacional do Japão, Divisão de Assistência aos Negócios Ambientais, 30 de julho de 2010)

A partir de tais estudos, pode-se considerar que o preço no mercado primário das reduções certificadas de emissão (CER) variou, de 2009 a 2010, na faixa de 9 a 10 euros.

Presumindo-se que tal tendência de preços continuará se mantendo, e supondo-se o preço unitário de transação de créditos para o presente empreendimento como sendo de 10 euros, o valor das transações de crédito do presente empreendimento seria de 139.840 euros em 1 ano (se considerarmos o câmbio de 115 ienes para 1 euro, seriam cerca de 16 milhões de ienes), e chegariam a 978.880 euros (ao câmbio de 115 ienes para 1 euro, seriam 112 milhões de ienes), pelos 7 anos da primeira fase do projecto.

(9) Colecta de Comentários dos Detentores de Interesse (*Stakeholders*)

Na elaboração do Documento de Desenho do Projecto (PDD), é necessário explicar aos moradores dos arredores da localidade da central eléctrica (os detentores de interesse) sobre os impactos ambientais e sociais que o presente empreendimento irá causar, devendo-se estudar se não existem por parte dos detentores de interesse preocupações ou comentários contrários à construção deste empreendimento.

No presente Estudo, foram realizadas entrevistas simples aos representantes dos moradores das três comunas de Muenga, Chimonga e Chicumbi, próximos à localidade do projecto, no âmbito de um levantamento prévio, voltado à elaboração do Rascunho do PDD.

Resultados das Entrevistas Simples

Nos dias 26 e 27 de Janeiro de 2011, visitou-se, juntamente com representantes do MOEW e do governo municipal de Andulo, as comunas de Muenga, Chimonga e Chicumbi, que ficam nos arredores da localidade deste projecto, e foram realizadas entrevistas para se ouvir dos representantes das comunas seus entendimentos sobre a situação real do uso actual de energia e sobre o meio-ambiente, bem como suas opiniões e solicitações referentes à construção da central hidroeléctrica.

O conteúdo das entrevistas e os comentários dos detentores de interesse em cada comuna estão apresentados abaixo:

Região Objeto da Entrevista	Comuna de Muenga
Data e Hora da Entrevista	26 de Janeiro de 2011, 11:00 - 12:30 h
Objeto da Entrevista	Chefe da comuna, Representante das famílias possuidoras de gerador, Pescadores (cerca de 10 pessoas)
População Total da Comuna	8.042 habitantes
Número de lares que possuem gerador em casa	3 casas em toda a comuna (3 geradores)
Combustível do Gerador	Gasolina
Aparelhos Eléctricos	Aparelho de som, televisor
Principais meios de iluminação e tempo	Lares sem gerador: lanternas de querosene, velas Lares com gerador: iluminação eléctrica somente quando necessário
Impressão sobre a situação do meio-ambiente na região	Acha que o ambiente é favorável

Região Objeto da Entrevista	Comuna de Muenga
Deseja o abastecimento estável da electricidade, através da central hidroeléctrica?	Sim
Durante as obras de construção da central eléctrica, é possível que haja aumento do tráfego de caminhões e que haja barulho. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Com a construção da central hidroeléctrica, é possível que uma parte da região à montante da central eléctrica seja inundada. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Com a construção da central hidroeléctrica, é possível que uma parte da região à montante da central eléctrica seja submersa, acarretando em efeitos tais como alteração do volume da pesca, ou transferência do local de pesca. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Apóia a construção da central hidroeléctrica?	Sim
Outros Comentários	A comuna hoje não conta com electricidade, e o desejo de que ela chegue é bastante forte. O agravamento ambiental temporário ou os inconvenientes momentâneos para isso podem ser tolerados.



Imagem da Entrevista na Comuna de Muenga



Imagem da Comuna de Muenga

Região Objeto da Entrevista	Comuna de Chimonga
Data e Hora da Entrevista	26 de Janeiro de 2011, 13:30 - 14:30 h
Objeto da Entrevista	Chefe da comuna
População Total da Comuna	2.630 habitantes
Número de lares que possuem gerador em casa	Cerca de 10 casas em toda a comuna
Combustível do Gerador	Gasolina
Aparelhos Eeléctricos	Aparelho de som, televisor
Principais meios de iluminação e tempo	Lares sem gerador: lanternas de querosene, lanternas a pilha
Impressão sobre a situação do meio-ambiente na região	Acha que o ambiente é favorável
Deseja o abastecimento estável da electricidade, através da central hidroeléctrica?	Sim
Durante as obras de construção da central eléctrica, é possível que haja aumento do tráfego de caminhões e que haja barulho. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Com a construção da central hidroeléctrica, é possível que uma parte da região à montante da central eléctrica seja inundada. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Com a construção da central hidroeléctrica, é possível que uma parte da região à montante da central eléctrica seja submersa, acarretando em efeitos tais como alteração do volume da pesca, ou transferência do local de pesca. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Apóia a construção da central hidroeléctrica?	Sim
Outros Comentários	Já foi informado pelo governo municipal sobre o projecto de construção da central hidroeléctrica. Não tem preocupações em relação à construção.

Região Objeto da Entrevista	Comuna de Chimonga
	
Imagem da Entrevista na Comuna de Chimonga	Imagem da Comuna de Chimonga

Região Objeto da Entrevista	Comuna de Chicumbi
Data e Hora da Entrevista	27 de Janeiro de 2011, 11:30 - 12:30 h
Objeto da Entrevista	Chefe da comuna, vide-chefe, e outros representantes da comuna (cerca de 5 pessoas)
População Total da Comuna	4.812 habitantes
Número de lares que possuem gerador em casa	3 casas em toda a comuna (3 geradores)
Combustível do Gerador	Gasolina
Aparelhos Eeléctricos	Televisor, rádio, iluminação
Principais meios de iluminação e tempo	Lares sem gerador: lanternas de querosene, luminárias a pilha Lares com gerador: iluminação eléctrica (somente quando necessário, por volta de 18:00 - 20:00 h)
Impressão sobre a situação do meio-ambiente na região	Acha que o ambiente é favorável
Deseja o abastecimento estável da electricidade, através da central hidroeléctrica?	Sim
Durante as obras de construção da central eléctrica, é possível que haja aumento do tráfego de camiões e que haja barulho. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Com a construção da central hidroeléctrica, é possível que uma parte da região à montante da central eléctrica seja inundada. Isto poderá ser tolerado?	Sim
Com a construção da central hidroeléctrica, é possível que uma parte da região à montante da central eléctrica seja submersa, acarretando em efeitos tais como alteração do volume da pesca, ou transferência do local de pesca. Isto poderá ser tolerado?	Sim Há moradores da comuna que vivem da pesca, mas a comuna como um todo considera a electricidade mais importante, de modo que mesmo que haja certo impacto sobre a pesca, pode ser tolerada.
Apóia a construção da central hidroeléctrica?	Sim
Outros Comentários	No momento da construção, deseja que a mão-de-obra da comuna também seja aproveitada.



Imagem da Entrevista na Comuna de Chicumbi



Imagem da Comuna de Chicumbi

Com base nos resultados das entrevistas acima apresentados, os moradores de todas as comunas mostraram-se receptivos à construção da central hidroeléctrica, não havendo opiniões contrárias ou preocupadas com os impactos.

Outrossim, para a elaboração do Documento de Desenho do Projecto (PDD – Project Design Document) formal, será necessário que a empresa empreendedora, por ocasião do estudo de impacto ambiental, explique aos moradores dos arredores de forma mais detalhada sobre os impactos ambientais e sociais, realizando novamente um levantamento mais completo, através do método de levantamento por questionário.

(10) Desafios para a Conclusão do Documento de Desenho de Projecto (PDD)

Para preparar o Documento de Desenho do Projecto (PDD), visando o registro como MDL, o proponente do projecto deve realizar estudos sobre os seguintes pontos:

1) Estabelecimento do Sistema de Monitoramento

Para poder registrar-se como MDL e passar a gerar créditos de Reduções Certificadas de Emissão (CER), é necessário organizar um sistema de execução de um plano de monitoramento apropriado.

Os itens de monitoramento que se supõe para o presente empreendimento são: a energia eléctrica total das instalações de geração e a energia eléctrica que foi abastecida de fato aos usuários. O proponente do projecto deve, sob sua própria responsabilidade, registrar e guardar correctamente os dados destes itens de monitoramento, devendo estabelecer, até o início das actividades, o sistema de monitoramento, as formas de registro e armazenamento dos dados etc.

(No actual rascunho do Documento de Desenho do Projecto (PDD), faz-se menção ao sistema de monitoramento presumido. Após estabelecido o sistema de monitoramento, deve-se actualizar também o registro no PDD.)

2) Realização da Avaliação do Impacto Ambiental

O proponente do projecto deve realizar a Avaliação do Impacto Ambiental (EIA), e comprovar que o presente empreendimento não supera os critérios ambientais estabelecidos pelo governo nacional ou regional, e que o mesmo não exerce impacto sobre o meio-ambiente ou o ecossistema. Além disso, ele deverá registrar as linhas gerais e os resultados da avaliação do impacto ambiental, preenchendo o local apropriado dentro do Documento de Desenho do Projecto.

(No actual rascunho do Documento de Desenho do Projecto (PDD), estão transcritos os resultados da Avaliação do Impacto Ambiental Inicial, realizada no momento do Estudo

de Viabilidade. Após a realização da Avaliação do Impacto Ambiental formal, deve-se actualizar também o registo no PDD).

3) Realização do Questionário aos Detentores de Interesse (*Stakeholders*)

Simultaneamente à realização da Avaliação do Impacto Ambiental, deve-se realizar um questionário junto aos detentores de interesse (*stakeholders*), tais como os moradores locais, verificando que não existem da parte dos detentores de interesse opiniões contrárias ou preocupações em relação ao presente empreendimento. Além disso, o conteúdo e os resultados do questionário deverão ser transcritos no local apropriado dentro do PDD.

(No actual rascunho do Documento de Desenho do Projecto (PDD), estão transcritos os resultados das entrevistas simplificadas realizadas na fase do Estudo de Viabilidade. Após a realização do questionário, deve-se actualizar também o registo no PDD).

4.3 Desenho Geral

A localização do projecto de construção de raiz de uma usina hidroeléctrica no rio Cutato é a representada na Figura 4.1-1(1) e (2). A localidade fica numa bacia que conta com 9.400 km² de área, por onde percorre a água da chuva precipitada na região do planalto com altitude acima de 1.600 m nas províncias do Huambo e Bié, seguindo um curso com gradiente muito ameno.

Na localidade em causa, existe uma queda com 4 m de altura e o plano é de construir uma barragem com altura de 4 m para obter ao todo uma altura de queda de 8m e gerar energia eléctrica com potência máxima de 3.000 kW, aproveitando o caudal de 50 m³/s, a vazão de 180 dias da curva de permanência.

Mostram-se as especificações básicas da central eléctrica na Tabela 4.3-1 e a planta baixa geral na Planta Anexa C-002.

A nova central eléctrica a ser construída contará com instalações de obra civil, tais como barragem de captação, tomada de água, edifício da central, saída de água etc.; com instalações mecânico-eléctricas, tais como turbinas, geradores, transformadores e outros; e com instalações transmissoras e distribuidoras de electricidade, tais como cabos distribuidores de alta tensão.

Além disto, pode-se citar como uma peculiaridade desta localidade a necessidade de executar operações de desminagem antes das obras de construção em si.

O acesso até o ponto onde será construída a central constitui-se das seguintes distâncias: da capital Luanda até Cuito, que é a capital da província do Bié, são 720 quilómetros; do Cuito até Andulo, que é o município com demanda, são 120 km; e, por fim, de Andulo até Cutato, que é a localidade alvo do projecto, são 43 km, o que perfazem um total de 880 km de distância a partir da capital do país.

Além disto, a mobilização dos materiais e equipamentos será feita não só a partir de Luanda como também a partir do Lobito, em princípio nos casos de cargas marítimas, de modo que será importante também proceder a reforços das pontes sobre vias existentes, investigação de minas terrestres e operações de desminagem.

Tabela 4.3-1 Especificações Gerais da Hidroeléctrica do Cutato

Item	Hidroeléctrica do Cutato	Observações
Tipo	Corrente do Rio	
Descarga Máxima	50 m ³ /s	
Queda Bruta	8,0 m	
Queda Líquida	7,5 m	
Potência Instalada	3 MW (1,5 MW × 2 unidades)	
Geração Anual de Energia	21,1 GWh	
Área de Captação	9.400 km ²	
Barragem		
Tipo	de Betão por gravidade	
Altura	4,0 m	
Volume	970 m ³	
Cheia de Projecto	560 m ³ /s	
HWL	ALT. 1.404,4 m	
Área de Reservatório	0,72 km ²	
Comportas de Vertedouro	2 cjtos. de Comportas Articuladas de Superfície Largura: 35,0 m, Altura: 3,0 m	
Comporta de Fundo	1 cjto. Largura: 0,5 m, Altura: 0,5 m	
Tomada de Água		
Largura	21,0 m	
Comprimento	14,5 m	
Altura	7,0 m	
Filtro	2 sets Width : 6,0 m, Height: 7,25 m	
Unidade Geradora	Tipo Semi-enterrado	Via de Acesso: 28km (Largura: 5m)
Largura	21,0 m	
Comprimento	28,0 m	
Altura	15,0 m	
Cota da Sala de Máquinas	ALT. 1.391,0 m & ALT. 1.394,0 m	
Vertedor		
Largura	21,0 m	
Comprimento	2,0 m	
Altura	15,0 m	
Comportas de descarga	1 cjto.de ensecadeira, Larg.:63,0 m, Altura:3,0m	
Turbina		
Tipo	Tubular Tipo S (HK-1RT)	
Capacidade	1.500 kW	
Rotação	214,3 min-1	
Número de Unidades	2 unidade	
Comportas de Tomada	Tipo Borboleta	
Gerador		
Capacidade	1.700 kVA	
Frequência	50 Hz	
Número de Unidades	2 unidades	
Transformador Principal		Subestação (189 m ²)
Capacidade	3.400 kVA	
Voltagem	6,6 kV / 33 kV	
Conexão	Delta/Estrela	
Número de Unidades	1 unidade	
Linha de Transmissão/Distribuição		30 kV
Número de Circuitos	1	
Extensão	46 km (Cutato-Andulo)	

4.3.1 Instalações de Construção Civil

4.3.1.1 Condições Básicas

(1) Dimensionamento da Cheia de Projecto

O dimensionamento da cheia de projecto para esta localidade foi feito referindo-se aos dados de vazão mensal do curso principal do rio Cuanza, na altura do Cambambe, à jusante do local de projecto da Central do rio Cutato, e aos relatos da população local sobre as cheias.

Para dimensionar a cheia de projecto para a Hidroeléctrica do rio Cutato, em primeiro lugar foi elaborada a curva de permanência a partir dos dados de vazão mensal (do período 1962-1972) do rio Cuanza, na altura do Cambambe; e, ao estimar a vazão máxima mensal do rio Cuanza, obteve-se o valor de cerca de $2,0 \text{ m}^3/\text{s}/100 \text{ km}^2$.

A área da bacia de captação da Central do rio Cutato será de 9.400 km^2 e, feitos os cálculos, obteve-se o valor de $188 \text{ m}^3/\text{s}$ como vazão máxima mensal deste ponto.

Além disto, para determinar esta cifra como sendo o valor da cheia de projecto, referiu-se ao facto de que, no caso dos rios Japoneses com bacias relativamente grandes, estipula-se como cheia de projecto um valor 3,7 a 5 vezes maior do que a vazão máxima mensal.

A bacia, na região alvo, apresenta uma topografia de plateau pouco acidentado, o que faz estimar um valor baixo de coeficiente de deflúvio, de modo que, ao aplicar o valor 3,7 vezes maior do que a vazão máxima mensal, chega-se ao valor de $695,6 \text{ m}^3/\text{s} \rightarrow 700 \text{ m}^3/\text{s}$ como cheia de projecto.

A seguir, ao verificar junto à população local aquando do estudo de campo, obteve-se o testemunho de que foi cerca de 2 metros mais alto do que o nível de água àquela altura ($\pm 3 \text{ m}$ a partir do leito). Portanto, o nível da água do rio teria estado a cerca de 5 metros.

Fazendo-se os cálculos hidráulicos da secção de corte do ponto 200 m a montante da localidade alvo do projecto, obtém-se: $Q = 410 \text{ m}^3/\text{s}$ (sendo $A = 284 \text{ m}^2$; $V = 1,44 \text{ m/s}$).

Ao calcular o escoamento específico da cheia máxima pela fórmula de aproximação do tipo Creager, obteve-se: $q = 0,0592 \text{ m}^3/\text{s}/\text{km}^2$ (Sendo o coeficiente de escoamento 10 vezes menor do que no caso do Japão, aplicou-se a mesma proporção para o coeficiente regional: $17 \rightarrow 1,7$). Calculando-se a vazão de máxima cheia a partir deste valor, obteve-se: $Q = 560 \text{ m}^3/\text{s}$.

Considerando o acima descrito, a vazão da cheia será estabelecida como sendo a média dos 3 casos acima, ou seja: $Q = (700 + 410 + 560) / 3 = 556,7 \doteq 560 \text{ m}^3/\text{s}$, valor este a ser adoptado.

(2) Definição do Tipo de Barragem de Captação (Tipo de Comporta)

O rio Cutato, por ter um gradiente muito ameno de 1/1.500, será necessário tomar medidas de prevenção de impactes ambientais à área de montante, conseqüente da elevação do banco do rio. Para tanto, pensa-se que será eficaz a construção de uma barragem com estrutura que permita frear a elevação do nível de água do rio durante as cheias.

Nesse caso, o perfil da barragem para a localidade em causa deverá contar com: fundação de betão (H = 1,0 a 2, 0 m aproximadamente); Barragem com Comporta (H = 3,0 m), o que totaliza cerca de: H = 4,0 a 5,0 m de altura da barragem.

Ao fazer escoar a vazão da cheia de projecto ($Q = 560 \text{ m}^3/\text{s}$) por esta barragem, será possível fazer a água passar a 3,0 m de profundidade sobre o betão da fundação, deitando a comporta basculante (supondo a largura da comporta de $B = 70 \text{ m}$).

Em termos de barragens que se adequam à estrutura acima descrita, é possível conjecturar os 3 tipos abaixo, cujas principais características descrevem-se a seguir:

1) Barragem de Borracha (Barragem Basculante de Tecido Emborrachado)

Vantagens: Por contar com o corpo de balão de estrutura leve, a colocação é fácil e o ar ou a água, a ser enviado ao balão, pode ser accionado com pequena força motriz.

Como consequência, é possível concretizar uma obra de custo baixo.

Desvantagens: Por ser de borracha, existe a preocupação quanto a possíveis danos provocados pelos sedimentos areno-cascalhosos e madeira suspensa, além do que, para sua reparação, é necessária a presença de perito no assunto.

Ademais, quando semi-aberta a comporta, ocorrem chanfraduras em V, o que dificulta a manutenção do nível de água à altura desejada.

2) Barragem SR (com comporta basculante de aço, com suporte de balão de borracha)

Vantagens: Esta é mais aprimorada em termos de ajuste do grau de abertura da comporta do que a barragem de borracha, além do que sofre menos danos de sedimentos areno-cascalhosos e madeira suspensa, por contar com comporta de aço na parte frontal à corrente de água.

Desvantagens: Tendo em vista que o balão precisa ter pressão de ar 10 vezes maior do que daquela da barragem de borracha, quando esta se danificar, é alta a probabilidade de necessitar de reparações de grande envergadura (inclusive substituição).

Além disto, assim como a barragem de aço, a reparação da borracha

exige a presença de perito e, mais além, o custo de obra será maior do que o da barragem de borracha.

3) Comporta Basculante de Aço

Vantagens: É a mais aprimorada em termos de ajuste do grau de abertura e sofre poucos danos de sedimentos areno-cascalhosos e madeira suspensa. Além disso, por ser toda de aço (hoje em dia, o corpo da comporta é de aço inoxidável, de modo que não exige re-pinturas), as reparações podem ser feitas pelos fabricantes de aço em geral. Outrossim, quando a altura do corpo da comporta é de 3 metros ou mais, sai relativamente mais barato do que as barragens SR.

Desvantagens: Sendo o corpo da comporta muito pesado, é necessário utilizar máquinas pesadas de grande porte na sua instalação.

Ademais, a situação corrente da localidade alvo é a seguinte:

- ① Embora não se tenham observados entulhos no leito do rio durante o estudo de campo, acredita-se que há madeiras suspensas.
- ② Pensa-se que não existem fabricantes que possam realizar a manutenção, nem peritos em borracha em Angola.
- ③ Por outro lado, acredita-se que existem fabricantes que trabalham com materiais e máquinas em aço, assim como peritos em ferro, porque existem instalados portões e outros apetrechos em diversos locais.

Levando todas estas características em consideração, ao conjecturar sobre o tipo de barragem de captação a adoptar para a localidade em causa, julgou-se como sendo o melhor a “comporta basculante de aço”, de modo que esta será adoptada.

A força motriz da comporta basculante de aço será em vias normais a fonte eléctrica da instalação e, como reserva para o caso de interrupções, será instalado um gerador de 30 kW. A manobra da comporta será em vias normais feita automaticamente, onde os medidores de nível de água, principal e de reserva, reconhecerão a altura da água, farão o cálculo da vazão e o nível de abertura da comporta será ajustada de maneira a fazer coincidir a água de entrada e a de saída. Em último caso, se a comporta não deitar devido a grande enchente, ou aquando de voltar a fechar a comporta que tenha sido aberta na íntegra, as operações terão de ser feitas manualmente, até retomar a manobra automática. Para isto, será importante a elaboração de manuais de operação manual, assim como treinamentos práticos.

(3) Definição da Cheia de Projecto

A cheia de projecto será como abaixo apresentado, ao adoptar a comporta basculante de aço:

Cota do Solo de Fundação	:	ALT. 1.399,10 m
Altura da Barragem de Betão	:	1,90 m
Altura de Enchente	:	3,00 m
Altura Cinética	:	0,40 m
<hr/>		
Total	:	NPA 1.404,40 m

Portanto, a cheia de projecto, na localidade alvo, será de: NPA 1.404,40 m.

(4) Definição da Sismo-resistência de Projecto

A sismo-resistência de projecto será definido de acordo com: 1) Normas de Construção Angolanas; 2) Riscos de Abalo Sísmico em Angola; e 3) sismo-resistência de projecto das estruturas construídas existentes em Angola.

1) Normas de Construção Angolanas

Não existem normas de construção de estruturas de obra civil, que estabeleçam padrões de sismo-resistência de projecto.

2) Riscos de Abalo Sísmico em Angola

Mostra-se na Tabela 4.3-1 os hipocentros dos sismos registados nas proximidades da região central de Angola, onde se localiza a localidade alvo do Projecto, extraídos da base de dados do Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS: United States Geological Survey).

O número de vezes em que foram registados abalos sísmicos no período de 1973 a Abril de 2011 (período de cerca de 37 anos), no raio de 500 km do local do Projecto, foi de 7 vezes; e no raio de 1.000 km foi de 44 vezes. Além disto, a maior magnitude registada nestes abalos foi de cerca de M5, de sismos ocorridos principalmente na região da fronteira com Zâmbia. Isto indica que a incidência de sismos é bem menor do que no Japão.

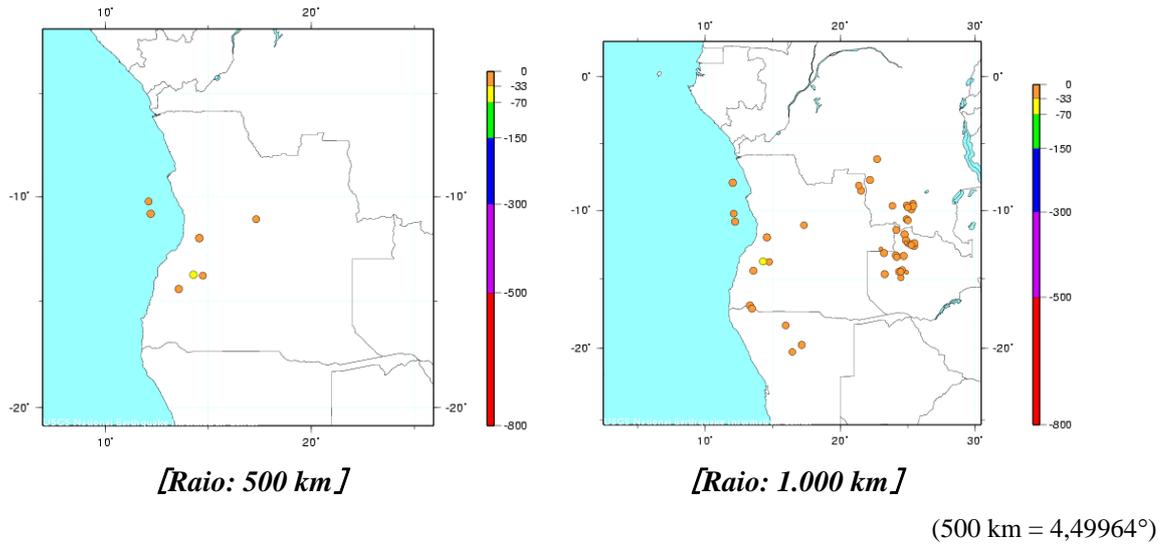


Figura 4.3-1 Sismos Registados nas Proximidades do Local do Projecto

Fonte: Homepage do USGS

No “Programa de Avaliação de Risco Sísmico Global” (“Global Seismic Hazard Assessment Program”, concretizado pelas Nações Unidas e outros organismos, existe elaborado o mapa de riscos de terremotos do mundo inteiro, o qual é apresentado na Figura 4.3-2. Este mapa de riscos representa a aceleração do solo estimado para o abalo sísmico com probabilidade de ocorrência de 10% no espaço de tempo de 50 anos (ou seja, 1 vez a cada 475 anos). De acordo com este mapa, os riscos de terremoto em Angola são ínfimos e, embora alguns pontos estejam pintados de verde, a parte central de Angola, onde se localiza o local alvo do projecto, é a região com menos riscos, motivo pelo qual está em branco. Outrossim, a aceleração do solo da área em branco é de 0 a 0,04g; e da área em verde é de 0,04 a 0,08g.

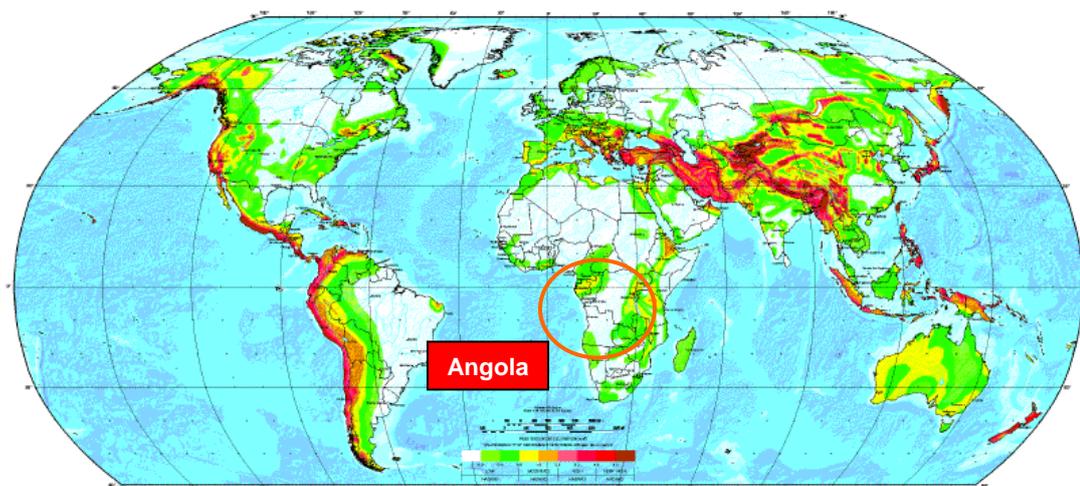


Figura 4.3-2 Mapa de Risco de Sismos

Fonte : Global Seismic Hazard Assessment Program

Pelo acima exposto, pode-se afirmar que é muito pequeno o risco de ocorrência de abalos sísmicos na localidade de Projecto.

3) Sismo-Resistência das Estruturas Construídas Existentes

Foram procedidas às investigações sobre a sismo-resistência das estruturas construídas existentes, através de entrevistas ao MINEA, empresas de consultoria de projectos e empresas de construção. Compilam-se os resultados a seguir:

- Instalações Portuárias do Sul do País: $kh = 0,04 g$
- Instalações de Obras Cíveis do Sul do País: $kh = 0,00 g$
- Instalações de Obras Cíveis do Norte do País: $kh = 0,04 g$

Pelo exposto acima, observa-se que são aplicadas sismo-resistências horizontais de 0,0 a 0,04 g nas obras de construção civil.

Tabela 4.3-2 Lista dos Resultados da Recolha de Dados Sobre a Sismo-Resistência

Fonte de Informação	Item	Teor da Fonte/Informação	Sismo-Resistência	Observações
MonteAdriano, SPGS		Construtora Portuguesa que realiza obras também em Angola	0,0	Resposta oral.
Empresa Comercial T		Informação recebida da TOA Corporation, que implementou as obras de reabilitação do Porto do Namibe na região Sul de Angola (projecto de fundo perdido da JICA, 2009).	0,04	Valor de Referência
Phil Engineering		Empresa de consultoria Filipina do ramo da construção com escritório em Luanda	0,04 (Região Norte de Angola)	<ul style="list-style-type: none"> • Sabem que são diferentes os valores aplicados no Sul e no Norte de Angola. • Não conhecem os dados sobre a região Sul.
INEA*		Foi solicitada a informação através do MINEA, mas não houve retorno.	Desconhecido	Desconhecido

* INEA: Instituto Nacional de Estradas de Angola

Conforme o acima exposto, são ínfimos os riscos de ocorrência de abalos sísmicos na região alvo. Contudo, considerando o grande valor que terá a instalação a ser construída e os grandes impactes sociais que incorrerá no caso de ocorrerem danificações, será adoptada a aceleração do solo do mapa de riscos de terramoto (da área em branco) e a maior sismo-resistência adoptada pelas estruturas construídas existentes, que é de $kh = 0,04 g$.

4.3.1.2 Barragem de Captação

(1) Altura da Secção Não-Galgável

A cota da secção não-galgável (altitude do extremo superior) é estabelecida como sendo: nível de água de cheia de projecto + altura da onda eólica + altura da onda sísmica + borda livre

1) Cheia de Projecto

NPA : 1.404.400 m

2) Altura da Onda Eólica

A altura da onda eólica foi calculada pela fórmula melhorada de Wilson, do método SMB (Sverdrup, Munk e Bretschneider).

Tendo pressuposta a distância da costa oposta de 1.350 m e a velocidade média do vento de 10m/s, obteve-se $h = 0.283$ m como resultado.

3) Altura da Onda Sísmica

A altura da onda sísmica foi calculada pela fórmula de Seiichi Sato.

Tendo pressuposta a sismo-resistência de 0,04; a frequência sísmica de 1,0 seg.; e a profundidade do reservatório de 4,50 m, obteve-se $h = 0,042$ m como resultado.

4) Borda Livre

A secção não-alagável da barragem de captação constitui-se de um tipo barragem de betão, cuja estrutura permite que não ocorram constrangimentos mesmo que ocorram transbordamentos, motivo pelo qual a borda livre é pequena, a saber: $h = 0,275$ m.

5) Cota da Secção Não-Alagável

Será de: $H = 1.404,400 + 0,283 + 0,042 + 0,275 = \text{ALT. } 1.405,000$ m

(2) Cálculos de Estabilidade da Secção Não-Alagável

Nos cálculos de estabilidade da secção não-alagável fizeram-se conjecturações para os 3 casos, a saber: ao nível de pleno armazenamento (NPA); ao nível sobre-elevado; e ao nível da cheia de projecto. As condições de cálculo foram as seguintes:

Cota do Coroamento da Barragem		ALT. 1.405,000 m
Cota de Fundo do Solo Rochoso de Fundação		ALT. 1.399,500 m
Nível de Cheia do Projecto		NPA 1.404,400 m
Nível de Sobre-elevação		SWL 1.404,400 m (= Nív. Cheia de Projecto)
Nível de Pleno Armazenamento		NWL 1.404,000 m
Cota de Fundo Sedimentado		ALT. 1.401,000 m (Cota do Coroamento da n Secção Não-Alagável)
Coeficiente Sísmico	(ao NPA)	0,040
	(ao Nível Sobre-elevado)	0,020 (1/2 do NPA)
Peso Unitário do Betão		22,6 kN/m ³
Peso Unitário da Água		9,81 kN/m ³
Peso Submerso do Sedimento		9,82 kN/m ³
Coeficiente de Tensão do Lodo		0,5
Coeficiente de Subpressão		1/3

Nível a Jusante	(ao NPA)	WL 1.400,000 m
	(ao Nív.Sobre-elevação)	WL 1.402,000 m
	(ao Nív. Cheia de Projecto)	WL 1.402,000 m
Coef. de Atrito do Solo de Fundação c/Betão		1,0
Tensão de Cisalhamento do Solo de Fundação		1.962,0 kN/m ²
Cap.Admissível de Carga do Solo de Fundação		3.924,0 kN/m ² (1,5 vezes mais,p/periódoo curto)

Seguindo as condições acima e assumindo: B = 1,0 m para a largura do coroamento da secção não-alagável; e 1: 0,7 para o gradiente do lado da jusante, obtiveram-se os seguintes resultados dos cálculos de estabilidade:

1) Ao Nível Pleno de Armazenamento

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,27 < B/6 = 0,64 \quad \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 57,70 > Fa = 4 \quad \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Deslizamento (estabilidade em relação à capacidade de carga do solo)

$$q1 = 31,8 \text{ kN/m}^2 < qa = 5.886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

$$q2 = 78,0 \text{ kN/m}^2 < qa = 5.886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

2) Ao Nível Sobre-Elevado

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,58 < B/6 = 0,64 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 52,66 > Fa = 4 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Deslizamento (estabilidade em relação à capacidade de carga do solo)

$$q1 = 3,6 \text{ kN/m}^2 < qa = 5886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

$$q2 = 72,2 \text{ kN/m}^2 < qa = 5886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

3) Ao Nível da Cheia de Projecto

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,45 < B/6 = 0,64 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 56,08 > Fa = 4 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Deslizamento (estabilidade em relação à capacidade de carga do solo)

$$q1 = 11,3 \text{ kN/m}^2 < qa = 5.886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

$$q2 = 64,5 \text{ kN/m}^2 < qa = 5.886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

Portanto, define-se: $B = 1,0$ m a largura do coroamento e $1 : 0,7$ o gradiente do lado da jusante.

(3) Conjecturações Sobre a Secção Alagada (Comporta Basculante de Aço)

No concernente à comporta basculante de aço, ao proceder às verificações sobre a conformação da comporta aqui proposta (altura 3,0 m; envergadura 30,0 m), tomando como referência os exemplos de cálculos (altura 3,0 m; envergadura 35,0 m), para o desenho de comporta basculante de aço do tipo “barriga de peixe”, constantes das “Normas de Desenho de Projecto de Comportas Basculantes de Aço (Proposta)” da Associação Japonesa de Engenharia de Equipamentos de Barragens e Diques (Japan Association of Dam & Weir Equipment Engineering), Outubro de 1999”, chegou-se à constatação de que o grau de tensão mecânica incidente seria de cerca de 10% do resultado do exemplo de cálculo.

No referido exemplo de cálculo, constatou-se que havia margem suficiente (mais de 10%) em relação à tensão mecânica admissível, permitindo portanto afirmar que coincide grosso modo com as condições da localidade em causa. Assim sendo, decidiu-se pela adopção dos dados técnicos gerais do citado exemplo, também para o presente caso.

Ademais, no citado exemplo de cálculo, encontram-se também apresentados os exemplos de dimensões de comportas com folhas de até 6,0 m de altura e 40,0 m de distância, motivo pelo qual decidiu-se que tais dados serão referenciados no acto do dimensionamento detalhado (de pontos de suporte de apoio, câmara do cilindro etc.) para o projecto em causa.

Além disto, assim como mencionado no item 4.3.1.1. (2), vai haver a necessidade de 70,0 m de extensão de secção a alagar para minimizar os impactes à região de montante. Assim sendo, será prevista a instalação de 2 comportas, levando-se em consideração o desvio do rio durante a implementação e a manutenção das comportas.

Mostram-se a seguir as principais especificações da comporta basculante de aço as ser instalada:

- Altura da Comporta : 3,0 m (Comprimento do plano inclinado 3,603 m)
- Distância entre os Pontos de Apoio : 35,0 m \times 2 comportas
- Largura da Comporta : 0,90 m
- Largura Interna do Cilindro : (Extremos) : 2,30 m
- Largura Interna do Cilindro : (Parte Central) : 3,26 m (valor ao centro do eixo)
- Motor Eléctrico : 12 kW (para cada comporta)

Outrossim, para abrir e fechar as comportas, serão instalados medidores de nível da água (principal e reserva, no total de 2 unidades), ao lado do canal de escoamento da areia, que é menos influenciado pela corrente de água, e por meio dos mesmos, será feito o controlo automático. Quanto à fonte de electricidade, basicamente será utilizada a energia gerada na

própria hidroeléctrica do Cutato, mas, será também instalado um gerador a gasóleo (12 kW × 2 comportas = 24 kW ou mais) para as situações de emergência.

4.3.1.3 Tomada de Água

A tomada de água será planeada, tendo como referência o caso da Hidroeléctrica de Funatsu (Funatsu P/S), pertencente à Empresa de Electricidade de Kansai no Japão, o qual conta com turbina tubular em S e tem a dimensão similar à do presente caso.

(1) Prevenção da Infiltração de Areia

O gradiente do rio Cutato é de 1/1.500 e, embora não se tenha constatada a presença de pedregulhos e afins, acredita-se que haverá casos de areia misturada na água.

Por este motivo, estima-se que ocorrerão assoreamentos e, para evitar que a areia se misture na água, será construído um dique (H = 1,50 m), com cota de coroamento à ALT. 1.401,50 m, ou seja, 0,50 m acima da cota do coroamento da secção galgável, na face frontal da tomada de água, para prevenir a infiltração da areia.

Além disto, será também instalada uma comporta de fundo, com as dimensões de B = 0,50 m e H = 0,50 m, do lado da margem direita da tomada de água, prevendo assoreamentos na área entre a barragem e a tomada de água.

(2) Determinação da Largura da Tomada de Água

Determina-se a largura da tomada de água assim como se mostra abaixo, tomando como referência o caudal da tomada da Funatsu P/S, de V = 1,1 m/s:

Vazão Máxima de Entrada: $Q = 25,0 \text{ m}^3/\text{s}$ (por unidade)

Profundidade da Tomada de Água: $H = 4,0\text{m}$

Largura da Tomada de Água: $B = Q / (V \times H) = 25,0 / (1,1 \times 4,0) = 5,68\text{m} \rightarrow 6,00 \text{ m}$

(3) Determinação do Perfil de Corte Transversal da Tomada de Água

Determina-se o perfil de corte transversal da tomada de água assim como se mostra abaixo, tomando como referência o perfil da Funatsu P/S.

Gradiente do Arco Invertido: 50° em relação ao plano nivelado

Raio da Curvatura do Arco Invertido: $R = 4.250 \text{ m}$

Gradiente do Coroamento: 60° em relação ao plano nivelado

Raio da Curvatura do Coroamento: $R = 1.000 \text{ m}$

(4) Instalação de Rectificador (Anti-vórtice)

Ao captar a água, por vezes ocorrem vórtices na superfície livre da água da tomada de água. A Funatsu P/S, que serve como referência para o projecto em causa, tampouco é uma excepção, motivo pelo qual foi instalado o rectificador.

No caso da hidroeléctrica em causa também, não se pode negar a probabilidade de surgimento de vórtices, de modo que, a exemplo da Funatsu P/S, será planeada a instalação de um rectificador. Outrossim, julga-se necessário proceder a ensaios de verificação com o uso de modelo hidráulico, à altura do Desenho Detalhado, para não deixar surgir os vórtices.

(5) Determinação da Cota da Tomada de Água e do Coroamento do Muro de Retenção da Margem Direita

A tomada de água e o muro de retenção da margem direita têm de ser protegidos dos riscos de transbordamento, para proteger a usina hidroeléctrica. Por isto, será necessário garantir uma altura além daquela da secção galgável da barragem de captação.

Além disto, quando ocorrem as cheias, a área da unidade geradora e o seu entorno terá de ser trafegado pelos funcionários da hidroeléctrica, que tomarão as medidas necessárias, de modo que não pode jamais inundar-se, mesmo em situações contingenciais. Assim sendo, estabelece-se aqui, como premissa, que não ocorram inundações, mesmo quando a comporta basculante de aço ficar inoperativa (na posição vertical).

Para os cálculos, foi pressuposto que as águas correriam por cima do dique de formato retangular e, fraccionando-o em: parte da comporta (na posição vertical), câmara do cilindro e secção não-galgável, determinou-se a altura do muro de retenção, calculando-se o nível da água a quando do escoamento da vazão da cheia de projecto de $Q = 560 \text{ m}^3/\text{s}$, que foi obtido a partir da vazão de transbordamento de cada uma das partes.

Mostram-se os resultados a seguir:

①	Cota do Espelho WL.	1.406,30 m	Pte.Comporta	$Q1 = 469,05 \text{ m}^3/\text{s}$
			Câm.Cilindro	$Q2 = 21,55 \text{ m}^3/\text{s}$
			Sec. Galgável	$Q3 = 82,88 \text{ m}^3/\text{s}$
			Total	$\Sigma Q = 573,48 \text{ m}^3/\text{s}$
②	Altura Cinética	0,38 m		
③	Borda Livre do Muro	0,32 m		
	Total	ALT. 1.407,00 m		

Pelo acima exposto, a cota da tomada de água e do coroamento do muro de retenção da margem direita será de: ALT. 1.407,00 m.

4.3.1.4 Unidade Geradora

(1) Dimensão da Unidade Geradora

A dimensão da unidade geradora é definida de acordo com o teor da turbina, gerador, painel de controlo etc.

Pelo teor das maquinárias eléctricas, deduz-se que as dimensões internas necessárias da unidade geradora são as seguintes:

Direcção Montante-Jusante:	$L = 27,50$ m
Direcção Esquerda-Direita:	$B = 20,00$ m
Altura da Pte. da Turbina:	$H1 = 12,50$ m
Altura da Pte. do Gerador:	$H2 = 9,50$ m

(2) Instalações Acessórias à Unidade Geradora

Em termos de instalações acessórias da unidade geradora, serão previstas as seguintes:

1) Abertura para Mobilização de Maquinária Eléctrica

No teto da parte superior da turbina, será feita uma abertura de $L = 7,00$ m e $B = 5,00$ m. Nesta abertura, será instalada a cobertura retrátil por onde será feita a mobilização da maquinaria eléctrica. Outrossim, nestas mobilizações preveem-se a utilização de gruas móveis, motivo pelo qual não se preverão gruas fixas. Ademais, serão feitas impermeabilizações para prevenir a entrada de águas pluviais.

2) Corredor de Serviço

Será instalado um corredor de serviço que permite entrar na unidade geradora a partir do lado de jusante da mesma. Tendo em vista que neste corredor serão instalados suportes de cabos ($B = 0,50$ m), define-se a sua largura em 2,0 metros, levando inclusive em consideração a mobilização manual de equipamentos.

Além disto, quanto aos degraus das escadas, as normas Japonesas de construção estabelecem que o espelho devem ter a dimensão de 230 mm ou menos e o piso 150 mm ou menos e, no caso em questão, define-se 200 mm de espelho e 300 mm de piso, levando em consideração a segurança, uma vez que vai haver mobilizações manuais de equipamentos.

Outrossim, o corredor será instalado no piso do gerador (ALT. 1394,0 m).

3) Corredor de Emergência

Embora esteja prevista a construção do corredor de serviço no lado de jusante da unidade

geradora, será também instalada uma passagem do tipo poço vertical (com escada metálica), em considerando casos de acidentes inusitados.

O ponto onde a mesma será instalada será no piso da turbina (ALT. 1,391.0 m), mas, tendo em vista a grande diferença de altura, de 13,0 m, serão previstos 2 patamares a meio caminho.

Outrossim, as dimensões da passagem de emergência é definido em $L = 1,0$ m e $B = 2,0$ m, levando-se em consideração os aspectos acima mencionados.

(3) Recobrimento do Entorno da Unidade Geradora

No concernente à área do entorno da unidade geradora (do lado da montanha e percurso da tomada de água até a unidade geradora), será recoberto até a cobertura da própria unidade geradora (ALT. 1.404,0 m), tendo em vista a necessidade de mobilizações de equipamentos e afins. O recobrimento será feito com a terra escavada.

(4) Cálculos de Estabilidade do Muro de Retenção da Margem Direita (Montante e Jusante)

Serão construídos muros de retenção na margem direita de montante e de jusante, para atender à necessidade de proteção contra a água de transbordamento e para permitir o recobrimento nas obras de construção da hidroeléctrica.

Os cálculos de estabilidade dos muros de retenção da margem direita, foram feitas conjecturações sobre dois casos, a saber: situação ordinária e durante terramoto. As condições de cálculo foram as abaixo apresentadas. Quanto às condições básicas, são similares às da barragem de captação.

1) Muro de Retenção da Margem Direita à Montante

Cota do Coroamento do Muro de Retenção:	ALT. 1.407,000 m
Cota da Fundação:	ALT. 1.400,000 m
Cota do Aterro:	ALT. 1.404,000 m
Coefficiente Sísmico:	0,040
Peso Unitário do Betão	22,6 kN/m ³
Peso Unitário da Terra	19,6 kN/m ³
Coefficiente de Atrito Solo de Fundação/Betão:	1,0
Tensão de Cisalhamento do Solo de Fundação:	1.962,0 kN/m ²
Capacidade Admissível de Carga do Solo de Fundação:	3.924,0 kN/m ² (1,5 vezes mais, para casos de período curto)

Assim sendo, o resultado do cálculo de estabilidade, tendo assumido a largura do coroamento de $B = 1,0$ m e gradiente da face jusante de $1 : 0,25$, é o seguinte:

① Situação Ordinária

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,44 < B/6 = 0,46 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 84,81 > Fa = 4 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra Deslizamento (estabilidade em relação à cap. de carga do solo)

$$q1 = 244,0 \text{ kN/m}^2 < qa = 3.924,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

$$q2 = 5,0 \text{ kN/m}^2 < qa = 3.924,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

② Durante Terramoto

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,55 < B/3 = 0,92 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 68,11 > Fa = 4 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Deslizamento (estabilidade em relação à capacidade de carga do solo) $q1 = 279,5 \text{ kN/m}^2 < qa = 5.886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$

$$q2 = \text{— (A reacção do subgrade é distribuída em forma de Triângulo.)}$$

Portanto, define-se como perfil do muro de retenção da margem direita de montante como sendo: largura do coroamento: $B = 1,0 \text{ m}$ e gradiente da face jusante: $1 : 0,25$.

2) Muro de Retenção da Margem Direita de Jusante

Cota do Coroamento do Muro de Retenção: ALT. 1.404,000 m

Cota da Fundação: ALT. 1.400,000 m

Cota do Aterro: ALT. 1.404,000 m

Coeficiente Sísmico: 0,040

Peso Unitário do Betão: $22,6 \text{ kN/m}^3$ Peso Unitário da Terra: $19,6 \text{ kN/m}^3$

Coef. de Atrito Solo de Fundação /Betão: 1,0

Tensão de Cisalhamento do Solo de Fundação: $1.962,0 \text{ kN/m}^2$ Cap. Admissível de Carga do Solo: $3.924,0 \text{ kN/m}^2$ ($1,5 \times$ mais para período curto)

Com isto como base, obteve-se os seguintes resultados dos cálculos de estabilidade, tendo-se suposto como perfil do muro: largura do coroamento: $B = 1,5 \text{ m}$; e gradiente do lado de jusante: $1 : 0,25$.

① Situação Ordinária

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,40 < B/6 = 0,42 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 75,85 > Fa = 4 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Deslizamento (estabilidade em relação à capacidade de carga

do solo) $q1 = 177,6 \text{ kN/m}^2 < qa = 3.924,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$

$$q2 = 3,6 \text{ kN/m}^2 < qa = 3.924,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

② Durante o Terramoto

Estabilidade Contra o Tombamento

$$e = 0,46 < B/3 = 0,83 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Escorregamento

$$F = 64,46 > Fa = 4 \dots\dots\dots \text{OK}$$

Estabilidade Contra o Deslizamento (estabilidade em relação à cap.de carga do solo)

$$q1 = 194,4 \text{ kN/m}^2 < qa = 5.886,0 \text{ kN/m}^2 \dots\dots \text{OK}$$

$$q2 = - \quad (\text{A reacção do subgrade é distribuída em forma de Triângulo.})$$

Portanto, o perfil do muro de retenção serão: largura do coroamento: $B = 1,5 \text{ m}$; e gradiente do lado da jusante: $1 : 0,25$.

(5) Aplicação de Betão de Protecção do Leito do Rio

Quando ocorrem as cheias, as águas de enchente correrão pelo curso do rio do lado onde estará a hidroeléctrica. Por este motivo, muito embora esteja previsto o recobrimento completo da canaleta que será aberta nas escavações para a construção da usina, o material de recobrimento será solapado pela força das águas. Para evitar tal situação, será aplicada uma camada de $1,0 \text{ m}$ de betão na superfície do leito, para efeitos de protecção.

(6) Lâmina d'Água do Rio do Lado da Hidroeléctrica Aquando das Cheias

Foram feitos ensaios de comprovação para ver se não existem riscos de transbordamento da lâmina de água do rio, do lado onde vai ficar a usina, para além da altura das instalações.

Como resultado, constatou-se que a profundidade da água seria de $1,86 \text{ m}$, tendo como premissa de que a vazão que percorrerá o lado da margem direita do rio será $1/2$ da vazão de cheia do projecto ($Q = 280 \text{ m}^3/\text{s}$). O perfil da lâmina de água encontra-se representada na Figura 4.3-3.

Assim sendo, pode-se afirmar que não haverá transbordamentos para além das instalações, mesmo durante as cheias.

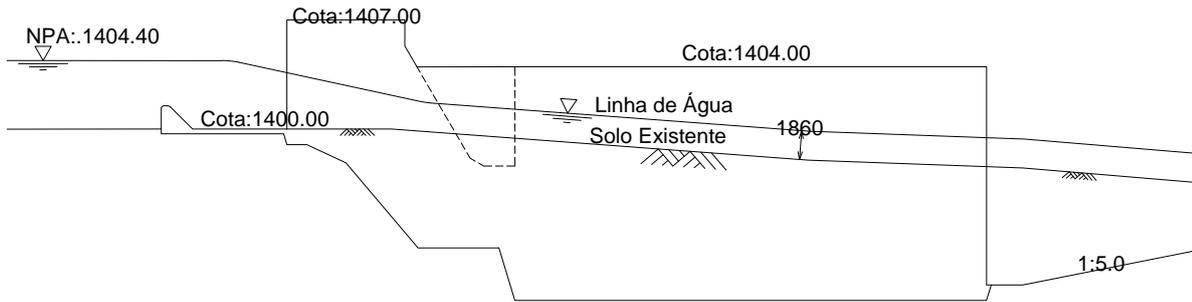


Figura 4.3-3 Lâmina de Água ao Lado da Hidroelétrica

4.3.1.5 Vertedouro

(1) Localização do Vertedouro e Comporta

No caso da hidroelétrica em causa, o vertedouro será instalado logo na extremidade da represa, por não necessitar de canal de descarga.

Tendo em vista que o vertedouro ficará sob a água, será prevista uma estrutura que permita o encaixe de ensecadeiras para fins de manutenção.

As ensecadeiras serão colocadas a partir de cima com o uso de grua móvel. Muito embora sejam dois geradores, julga-se que não haverá casos de manutenção simultânea dos dois, a comporta será uma só.

Ademais, as ensecadeiras serão armazenadas sob a cobertura da unidade geradora, cobertas com lona. Contudo, caso haja riscos de roubos, será conjecturada uma outra alternativa, tal como construção de um local de armazenamento.

(2) Escavação do Leito do Rio

Tendo em vista a necessidade de fazer com que a cota do nível da água a jusante da usina seja de TWL 1.396,0 m quando passar a ser produzida a electricidade, terão de ser feitas escavações no ponto em causa.

Em primeiro lugar, o leito será escavado de modo a obter um gradiente longitudinal de 1:5, no ponto de saída da água do vertedouro, a exemplo da Funatsu P/S.

Dali por diante, os procedimentos são os seguintes:

Julga-se que a cota actual do leito do rio esteja próximo de ALT. 1.396,0 m, mas, se for mantido como está, ao escoar a vazão máxima a ser utilizada na produção, que é de $Q = 50,0 \text{ m}^3/\text{s}$, o nível da água subiria para além de TWL 1.396,0 m, perdendo assim a altura de queda necessária para gerar energia. Por este motivo, será feita a escavação do leito do rio, de modo que a cota do nível da água de jusante passe a ser de TWL. 1.396,0 m.

Mostra-se abaixo o resultado do cálculo da secção do rio, para obter a cota necessária a jusante.

(Condições de Cálculo)

Fórmula Utilizada:	Manning
Vazão (Q):	50,0 m ³ /s
Gradiente do Rio (I)	1/1500
Coefficiente de Rugosidade (n):	0,025
Largura do Leito a Escavar (B):	15,00m
Gradiente do Plano Escavado:	1:1,0

(Resultado do Cálculo)

Sendo 2,03 m a profundidade necessária do rio para fazer correr a vazão máxima a utilizar de 50,0 m³/s, o ponto mais a montante da área escavada deve ficar com a cota de ALT. 1.393,97 m (e a ser escavado dali por diante em direcção a jusante com o gradiente de 1/1.500).

Ademais, a escavação do leito do rio será feita até o ponto onde o rio adquire largura suficiente (B = cerca de 45 m) sendo que tal ponto se localiza 200 m a jusante do vertedouro.

Outrossim, no caso de escoar a metade da vazão de cheia do projecto (Q = 280 m³/s) por esta secção (vazão escoada desde a barragem de captação) a cota da lâmina de água será de NPA 1.399,7 m.

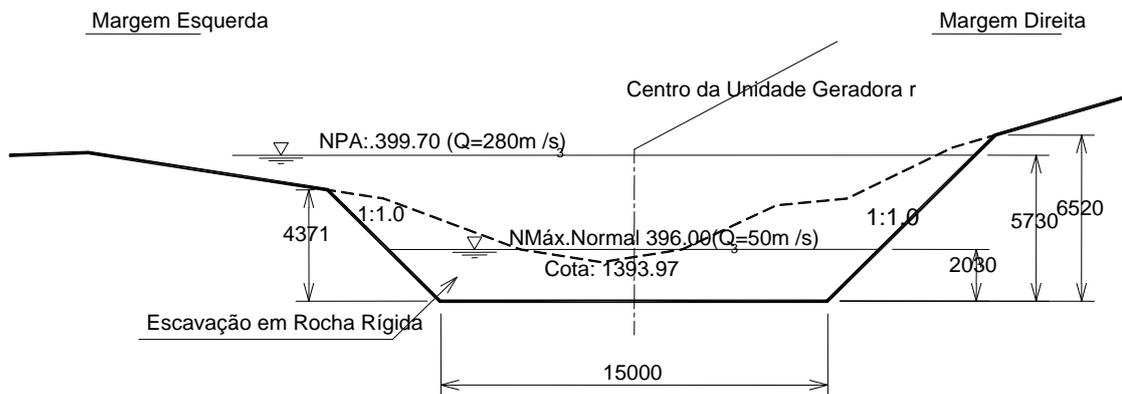


Figura 4.3-4 Secção de Corte da Escavação do Leito do Rio

4.3.1.6 Via de Mobilização de Equipamentos

A via de mobilização dos equipamentos será instalada no percurso de 28 km, desde a localidade do Chicumbi até o local onde será construída a usina.

O traçado desta estrada será feito prevendo o tráfego de semi-atrados com 2,5 m de largura e raio mínimo de giro de 12,0 m, assim como estipula a “Portaria sobre Estruturas Rodoviárias”, com as seguintes especificações: largura: 5,0 m (pista: 4,0 m; acostamento: 0,5 m × 2 pontos); raio da curvatura: $R = 20,0$ m ou mais; e gradiente longitudinal de 9% ou menos (a ser trafegado a uma velocidade de 20 km/h).

Ademais, tendo em vista que será instalada a linha de transmissão na sua borda, será terraplenada uma faixa a mais, com 2 m de largura, além dos 5,0 metros já mencionados. Assim sendo, a largura total da faixa a terraplenar será de 7,0 m.

Além disto, segundo os resultados da pesquisa feita em campo, está péssimo o estado da estrada existente por onde serão feitas as mobilizações, além do que não se sabe se as pontes contam com resistência suficiente para o tráfego de carga pesada. Assim sendo, será necessário fazer uma investigação sobre o percurso das mobilizações até o troço que será equipado para o projecto.

Na altura, se forem constatados constrangimentos para o transporte, será necessário proceder a reparações e reforços com antecedência.

4.3.1.7 Terraplenagem da Área da Subestação

A subestação ficará do lado onde fica a montanha e, para a mesma, será preparada uma área com 15,0 m de largura e 20,0 m de fundo. Para se chegar à subestação, será construída uma estrada com 40 m de extensão e 4,0 m de largura (pista: 3,0 m; e acostamento: 0,5 m × 2 pontos), a partir da via de acesso à usina.

Outrossim, as especificações dos traçados e curvas obedecerão àquelas da via de mobilização de equipamentos, ou seja, será uma via por onde um semi-atrelado poderá trafegar.

4.3.1.8 Instalações Provisórias

(1) Cofragem Temporária

A cofragem temporária será feita na parte da montante (Fases 1 e 2 das obras) e também na parte de jusante e, sendo a profundidade do rio estimada em cerca de 2 metros, será feita com a colocação de grandes sacos de areia dispostos um sobre o outro, em 3 carreiras ($H = 3,0$ m).

Na primeira cofragem, que será feita na primeira fase das obras no ponto a montante, será cofrada uma extensão de 55 m, desde um ponto de acesso a montante até a altura do parque de guias. Na altura, serão assentados os sacos de areia nos extremos da montante e de jusante

da área a fechar; e o vão será aterrado para permitir a passagem das máquinas pesadas.

A cofragem provisória da segunda fase de obras fechará uma extensão de 70 metros, para implementar as obras de construção da margem esquerda da barragem de captação.

A cofragem da porção de jusante fechará uma extensão de cerca de 55 m durante os preparativos das obras de segunda fase, porque existe a necessidade de construir uma via de acesso ao parque de guas.

Quanto a esta última, será removida quando iniciarem as obras de segunda fase.

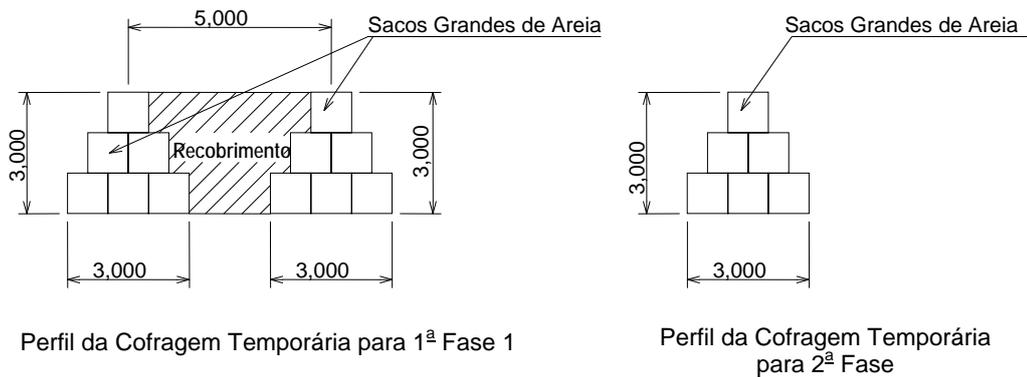


Figura 4.3-5 Perfil da Cofragem Temporária

(2) Parque de Guas

O parque de guas será instalado a jusante da porção central da barragem de captação, com uma área de superfície de cerca de 20 m × 20 m, prevendo o uso das guas na movimentação da comporta basculante de aço e sacos grandes de areia.

A estrutura será de sacos grandes de areia, assim como a cofragem temporária.

(3) Via de Acesso ao Local de Obra

A via de acesso ao local de obra será construída a partir da via de mobilização dos equipamentos até o parque de guas, passando pela área a jusante da central (L = 645 m). Além desta, será também construída uma via que segue desde a proximidade da via de mobilização dos equipamentos até o local onde será construída a central, para fins de aumentar a eficiência do trabalho (L = 117 m).

A via de acesso ao parque de guas será construída até a ilha do rio ainda durante as obras de primeira fase e, para o ponto de travessia do rio, a estrutura será de tubos corrugados (φ2.0 m) colocados lado a lado e preenchidos os vãos com sacos de areia. O recobrimento sobre os tubos terá a espessura de 0,6 m ou mais.

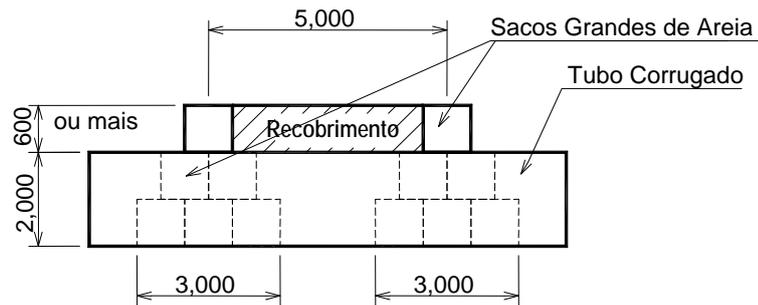


Figura 4.3-6 *Secção de Corte da Via de Acesso no Ponto de Travessia do Rio*

Quanto à via de acesso das obras, o desenho será feito de modo a obter: largura: 5,0 m (pista: 4,0 m; acostamento: 0,5 m × 2 pontos); raio da curvatura: $R = 20,0$ m ou mais; e gradiente longitudinal de 9% ou menos (a ser trafegado a uma velocidade de 20 km/h), com base nas “Descrições e Aplicações da Portaria sobre Estruturas Rodoviárias” (“Portaria do Governo sobre Estruturas Rodoviárias”), publicadas pela “Associação de Estradas do Japão”, e prevendo o emprego de semi-atrados com 2,5 m de largura e raio mínimo de giro de 12,0 m:

Outrossim, cabe salientar que a largura máxima estipulada pela Portaria das Estruturas Rodoviárias é de 2,5 m e não será prevista uma área de desvio à parte, tendo em vista que se trata de uma via meramente provisória e por ser possível duas viaturas de obras (camião basculante e betoneira) vindos de direcções opostas cruzarem-se aproveitando o acostamento.

(4) Fábrica de Inertes

A fábrica de inertes será implantada com o objectivo de fabricar agregados finos e grossos e fazer a estocagem dos mesmos, mas, no concernente ao agregado fino, só será designada uma área para o estocamento, uma vez que é possível recolhê-lo directamente do leito do rio, sem requerer processamento. Outrossim, no que concerne ao agregado grosso, que foi constatado como inexistente na área aquando do estudo de campo, será fabricado, triturando os rejeitos de obra (maciços de rocha) com o uso de triturador que será instalado na fábrica de inertes.

Quanto à área de superfície necessária, calcula-se como sendo de $20 \text{ m} \times 30 \text{ m} = 600 \text{ m}^2$.

(5) Usina de Betão

A usina de betão deverá contar com a capacidade de cerca de $50 \text{ m}^3/\text{h}$, tendo em vista que a centrala ser construída é de pequeno porte.

O local onde será instalada a usina será ao lado da usina de inertes, pois os materiais serão transportados da usina de inertes à usina de betão através de correia transportadora.

A usina de betão contará com silo e misturador, entre outros, sendo estimada em $15\text{ m} \times 20\text{ m} = 300\text{ m}^2$ a área necessária para sua instalação.

(6) Estaleiro de Obras

Serão construídos dois estaleiros de obras em locais distintos, sendo um para as obras de construção da via de mobilização dos equipamentos e o outro para a obra de construção da central.

O estaleiro das obras de construção da via de mobilização poderia ser nas proximidades de Chicumbi, mas o melhor seria na redondeza de Andulo, considerada a viabilidade de meios de comunicação.

As dimensões das edificações provisórias do estaleiro podem ser menores do que aquelas do local de construção da central, sendo portanto necessárias áreas para construir duas alas de escritório ($10\text{ m} \times 10\text{ m} \times 2\text{ unidades} = 200\text{ m}^2$) e duas alas de alojamento ($10\text{ m} \times 15\text{ m} \times 2\text{ unidades} = 300\text{ m}^2$).

Por outro lado, o estaleiro das obras de construção da central será construído no próprio local da obra e as edificações provisórias servirão como escritórios e alojamentos de pessoal técnico, especializado em obras civis, arquitectura, electricidade e mecânica, e também dos operários.

Para tanto, calculam-se que será necessário construir duas alas de escritórios ($10\text{ m} \times 15\text{ m} \times 2\text{ unidades} = 300\text{ m}^2$) e duas unidades de alas de alojamento ($10\text{ m} \times 20\text{ m} \times 2\text{ unidades} = 400\text{ m}^2$), tendo em conta a experiência vivida na construção da Central de Funatsu.

(7) Área de Parqueamento dos Equipamentos

A área de estocagem dos materiais terá de ser suficientemente ampla, para servir como área de armazenamento (e parqueamento) de barras de ferro, comportas, materiais eléctricos e outros equipamentos e materiais, além das máquinas pesadas.

Assim sendo, serão previstas áreas o quanto mais amplas possível para a usina e construções provisórias anteriormente citadas, para que estas sejam também utilizadas como área de estocagem de materiais. Quanto à cota do aterro, deve ser de ALT.1.408,0 m, que é a altitude que não se alaga mesmo durante as cheias.

Outrossim, sendo o solo de rocha rígida, nas obras de aterro preveem-se o uso de explosivos.

4.3.2 Maquinaria Eléctrica

4.3.2.1 Condições Básicas

O sistema de energia eléctrica a que se ligará a usina em causa não operará por enquanto em paralelo com nenhuma outra usina geradora, sendo portanto uma operação individual. Tendo em vista que serão instalados 2 geradores na unidade geradora, o primeiro que entrar em operação (Gerador nº 1) terá de fazer a transmissão forçada ao sistema, mas o outro (Gerador nº 2) será introduzido em paralelo, após ajustes de sincronização com o nº 1. A inversão do nº 1 com o nº 2 poderá ser feito sempre que houver re-entrada em operação depois de interrupção total.

4.3.2.2 Turbina

(1) Corpo da Turbina

1) Modelo da Turbina

Dentre os modelos seleccionáveis de turbina, tendo como condições a altura de queda líquida de 7,50 m e vazão individual de 25,0 m³/s, existem as turbinas tubulares em S e as turbinas tubulares de válvula, mas, decidiu-se pelo emprego da primeira, ou seja a turbina tubular em S, por não estar próximo dos limites estabelecidos e por se adequar às pequenas turbinas.

As turbinas tubulares em S exige que o canal da proximidade da turbina tenha uma conformação geral de letra S, que o revestimento do rotor da turbina seja cilíndrico e que a corrente de água seja axial. Além disto, tendo em conta a baixa altura de queda, a variação da altura de queda torna-se proporcionalmente maior, de forma que, para manter a alta eficiência da turbina, a abertura da palheta do rotor será controlável. Esta turbina é também uma turbina específica, do tipo Kaplan de eixo horizontal.

2) Potência Nominal

A potência nominal da turbina (Pt) será calculada pela seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} P_t &= 9,8 \times Q_t \times H \times \eta_t \\ &= 9,8 \times 25,0 \times 7,50 \times 0,859 \\ &= 1.580 \text{ kW} \rightarrow 1.500 \text{ kW} \end{aligned}$$

Sendo:

Aceleração da Gravidade: $g = 9,8 \text{ m/s}^2$

Vazão Individual: $Q_t = 25,0 \text{ m}^3/\text{s}$

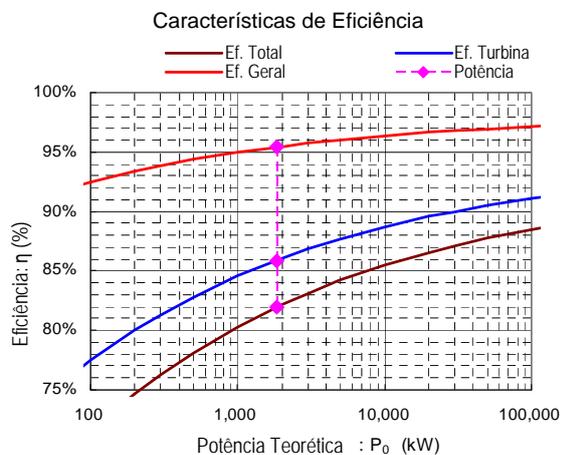


Figura 4.3-7 Todos os Tipos de Eficiência

Altura de Queda Líquida: $H = 7,50 \text{ m}$

Eficiência da Turbina: $\eta_t = 0.859$

3) Velocidade Nominal de Rotação

Velocidade Específica Limite da Turbina Kaplan ($N_{S_{lim}}$) é calculada pela seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} N_{S_{lim}} &\leq 20,000 / (H + 20) \\ &= 20,000 / (7.5 + 20) = 727.3 \text{ m-kW} \end{aligned}$$

Calcula-se a velocidade crítica (N_{lim}), aproveitando as cifras da velocidade específica e de rotação da turbina.

$$\begin{aligned} N_{lim} &= N_{S_{lim}} \times H^{(5/4)} / P_t^{(1/2)} \\ &= 727,3 \times 7,50^{(5/4)} / 1500^{(1/2)} = 233,0 \text{ min}^{-1} \end{aligned}$$

Sob o ponto de vista da redução dos custos, opta-se o quanto possível por aquela que apresentar alta velocidade de rotação. Através disto é possível reduzir o tamanho e o peso da turbina e, conseqüentemente as dimensões da estrutura a construir, além do que se torna mais vantajoso o transporte.

Por outro lado, a velocidade de rotação do gerador (N) é determinada pela fórmula a seguir, de acordo com a frequência e número de pólos magnéticos, mas, tendo em vista que o número de pólos têm restrições por serem sempre um número inteiro par. Assim sendo, a selecção da velocidade geral de rotação (N) será feita da seguinte maneira, entendido que a turbina e o gerador serão interligados directamente.

$$N = 120 \times f / p$$

Sendo:

Frequência: $f = 50 \text{ Hz}$

Pólos: $p = 28$ Menor número par empiricamente constatado que resultará em valor inferior à velocidade crítica

Tabela 4.3-3
Velocidade de Rotação

Pólos	Rotações (min^{-1})
36	166,7
32	187,5
28	214,3
24	250,0
20	300,0

Outrossim, se a capacidade do gerador for pequena, tendo em vista que existem casos em que é mais vantajoso em termos económicos globais instalar o acelerador para aumentar a velocidade de rotação do gerador, será também tolerada a proposta de sua colocação.

4) Cota do Centro da Turbina

A cota do centro da turbina é definida de maneira a garantir a resistência do equipamento à cavitação, que tende a ocorrer no ponto logo a jusante do rotor da turbina e que, quando ocorre, pode provocar a queda da eficiência do próprio rotor e até representar risco de erosão.

A resistência à cavitação deve ser igual ou maior ao coeficiente de cavitação da usina (σ), determinado empiricamente pelo coeficiente de cavitação do projecto e as condições constatadas de velocidade específica da turbina.

Mostram-se na Figura 4.3-8 a relação entre a velocidade específica da turbina e o coeficiente de cavitação.

Pelo exposto na Figura 4.3-8, sabe-se que $\sigma = 1,084$; mas, sendo alta a cota do terreno local (1.400 m), exige observar condições especiais para o desenho de projecto. Assim sendo, determina-se que $\sigma' = 1,3 \times \sigma = 1,409$, considerando 30% de margem.

Altura necessária de empuxo (H_s) é obtida pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} H_s &= H_a - H_v - \sigma' \times H \\ &= 10,33 - 0,25 - 1,409 \times 7,50 \\ &= -0,49 \rightarrow -1,0 \text{ m} \end{aligned}$$

Sendo:

Pressão Atmosférica: $H_a = 10,33 \text{ mAq}$

Pressão do Vapor: $H_v = 0,25 \text{ mAq}$

Portanto, a cota do centro da turbina (CL) deve ser o seguinte:

$$CL = TWL - H_s = 1.396,00 + (-1,00) = 1.395,00 \text{ m}$$

Contudo, Pressão Atmosférica: $H_a = 10,33 \text{ mAq}$

Pressão do Vapor: $H_v = 0,25 \text{ mAq}$

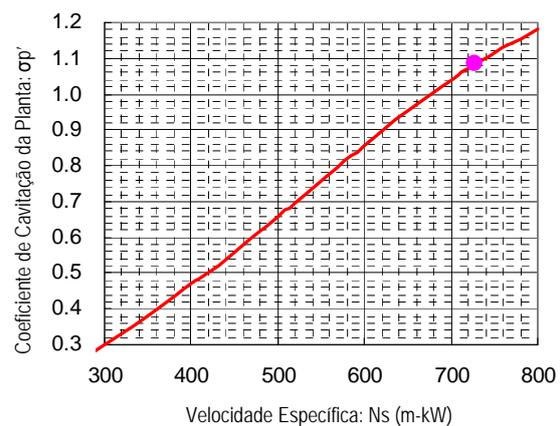


Figura 4.3-8 $N_s - \sigma_p$

5) Outros

- O rotor da turbina e da lâmina guia deve ser de aço fundido inoxidável.
- O eixo da turbina deve ser de aço fundido.
- Índice máximo de variação de velocidade à rejeição de carga: $\Delta N \leq 30\%$.
- Os rolamentos devem ser de esfera ou de rolete à temperatura de 75°C ou menos.
- A turbina não deve apresentar problemas mesmo depois de 2 minutos contínuos de rotação de disparo.
- Do lado da montante da válvula de entrada, será instalado um pequeno tubo de aço com revestimento interno (placa de empuxo com efeito impermeabilizante).

(2) Regulador de Velocidade

- Serão instalados 2 conjuntos de reguladores de velocidade do tipo PID (sistema interligado).
- Para a sinalização da velocidade de rotação, será utilizada a saída do SSG (gerador de sinal

pulsado de velocidade).

- A tolerância do ajuste de variação contínua de velocidade será de 3 a 6%.
- O controlo da turbina é geralmente feita com prioridade aos comandos do regulador de velocidade ao invés do regulador de nível de água. Contudo, a prioridade máxima será atribuída ao comando de interrupção de emergência do regulador de nível de água.
- Quando 2 turbinas estiverem a operar em simultâneo, as potências de saída das duas devem estar em princípio igualadas.

(3) Regulador de Nível de Água

- Será instalado 1 conjunto de regulador de nível de água, a ser partilhado pelas 2 turbinas (sistema centralizado).
- Quanto à interpretação dos sinais de nível de água, deve ser considerado o valor que representar o nível mais baixo, dentre os sinais emitidos pelos 2 medidores de nível de água a serem instalados no interior da represa.
- Se o nível da água cair para aquém do nível de interrupção de emergência, o facto deve ser interpretado como uma situação de grande pane e ambas as turbinas devem ser desligadas imediatamente.
- Os reguladores de nível da água dará comandos às turbinas de acordo com o nível da água da barragem, mas, independentemente disto devem ser omados os seguintes procedimentos, sempre começando pelo lado onde estiver indicado o nível mais baixo:
 - ① Desligamento de ambas as turbinas;
 - ② Rebaixamento da potência das turbinas (incluindo o desligamento de uma delas);
 - ③ Manutenção da potência corrente;
 - ④ Aumento da potência da turbina (incluindo o accionamento da 2ª turbina);
 - ⑤ Accionamento da 1ª turbina.

(4) Válvula de Tomada

Tendo em vista que a hidroeléctrica em causa conta com turbinas, quando forem feitas inspecções por desmontagem, estas terão de ser feitas vedando a água apenas do canal que envolve o alvo da inspecção. Para tanto, seria necessário instalar dispositivos para vedar a água na porção de montante, mas, como a porção de montante apresenta alta pressão hídrica, serão instaladas válvulas de tomada. Quanto a parte de jusante, será considerada a vedação por ensecadeiras.

Tendo em vista a pequena altura de queda da hidroeléctrica em causa (Altura de Queda Líquida $H = 7,50$ m), a pressão hidrostática da válvula de tomada (H_0) também é pequena, a

saber: $H_0 = (\text{nível padrão da água da barragem}) - (\text{cota da válvula de tomada}) = 1.404,00 - 1.395,00 = 9,00 \text{ m.}$

Por outro lado, a vazão de $Q_t = 25,0 \text{ m}^3/\text{s}$ é bastante apropriada, de modo que será adoptada a válvula borboleta, que tende a apresentar pouco vazamento à baixa altura de queda.

Para que não haja problemas, mesmo que ocorram danos ao sistema de abre-fecha da lâmina guia, será prevista a incorporação da função bloqueadora de corrente.

Quanto à manobra de abre-fecha da válvula de entrada, será conjecturado o sistema por servomotor eléctrico.

(5) Tensores Hidráulicos: Para Acionamento de Lâmina Guias, Palheta do Rotor e Válvula de Admissão

Será conjecturada a eliminação de tensores hidráulicos, uma vez que o intento é de que as lâminas guias, as palhetas do rotor, assim como as válvulas de admissão sejam acionadas por servomotor.

No caso de instalar tensores hidráulicos, serão 2 unidades (sistema integrado), sendo que cada bombas do tensionador hidráulico também serão em 2 unidades.

(6) Gerador de Fluxo de Ar Comprimido

Tendo em vista os intentos de eliminar os tensores hidráulicos e os freios a gerador, ou adoptar o freio eléctrico, será também conjecturada a eliminação do gerador de fluxo de ar comprimido.

No caso de instalar o gerador de fluxo de ar comprimido, serão 2 conjuntos (sistema integrado), sendo um para cada unidade geradora, sendo também o compressor em 2 unidades.

(7) Dispositivo de Lubrificação

No concernente à lubrificação dos rolamentos de turbina e gerador, entre outros, será conjecturada a eliminação de dispositivos para este fim, uma vez que o intento é de adoptar o sistema sem aplicação de óleo.

No caso de instalar um dispositivo de lubrificação, devem ser previstas 2 unidades, uma para cada gerador (sistema individual).

(8) Dispositivo de Alimentação da Água de Resfriamento

No caso de precisar de água de resfriamento para o corpo dos geradores, rolamentos ou outros, pode-se contar com dois conjuntos (sistema individual).

A água de resfriamento será fornecido pela tubagem de aço e sua rota terá como fonte

alimentadora um emissário de aço a montante da válvula de entrada; e o seu trajecto visa devolver a água à turbina por meio do tubo de sucção, tendo passado pela válvula reguladora da quantidade de água e pelo alvo do fornecimento.

Quando o fornecimento através do emissário de aço for difícil, sob o ponto de vista da pressão ou quantidade da água, o mesmo será feito por meio do tubo de sucção, sendo que a água, depois de passar pela bomba de abastecimento, regulador de vazão e o alvo do fornecimento, será devolvido a algum outro ponto do lado de jusante do tubo de sucção. Neste caso, as bombas a serem previstas serão em 2 unidades, ou seja, de nº 1 e nº 2.

(9) Dispositivo de Drenagem por Sucção

No preparativo das inspecções por desmonte da turbina, existe a necessidade de destacar os limites de das partes, ou seja: válvula de entrada, rotor da turbina, tubo de sucção e ensecadeira. Para tanto, será instalado um dispositivo de drenagem por sucção.

Sendo pouco frequente o uso deste equipamento, além do que se pode contar com a complementação com os dispositivos de drenagem do recinto, será prevista 1 unidade de dispositivo de drenagem por sucção par 2 unidades de turbina (sistema integrado).

4.3.2.3 Gerador

(1) Corpo do Gerador

1) Potência Nominal

A potência nominal do gerador (Pg) e a capacidade do gerador (kVAg), que representa a dimensão, são calculados pelas seguintes equações. A potência da unidade geradora (P), da mesma forma, é calculado através da fórmula abaixo apresentada.

$$P_g = P_t \times \eta_g = 1.580 \times 0,954 = 1.507 \rightarrow 1.500 \text{ kW}$$

$$kVAg = P_g / pf = 1.500 / 0,9 = 1.66 \rightarrow 1.700 \text{ kVA}$$

$$P = P_g \times n = 1.500 \times 2 = 3.000 \text{ kW}$$

Contudo:

Potência da Turbina: $P_t = 1.580 \text{ kW}$

Eficiência do Gerador: $\eta_g = 0,954$

Factor de Potência do Gerador: $pf = 0,9$

Quantidade do Gerador: $n = 2 \text{ unidades}$

2) Tensão Nominal

A tensão nominal do gerador (Vg), conforme

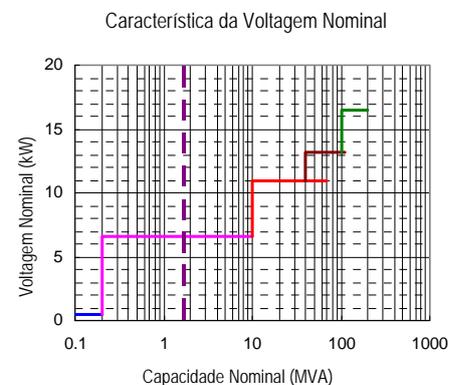


Figura 4.3-9 Definição da Tensão Nominal do Gerador

Figura 4.3-9 será: $V_g = 6,6 \text{ kV}$.

3) Velocidade de Rotação

Sob o ponto de vista da redução das causas de panes e asseguramento da alta eficiência, os eixos da turbina e do gerador serão interligados directamente (sem incrementador de velocidade), visando a unificação da velocidade de rotação da turbina e do gerador. Portanto, a velocidade de rotação do gerador será de $214,3 \text{ min}^{-1}$, assim como a velocidade nominal de rotação da turbina, apresentada no item 4.3.2.2 , 3).

Outrossim, tendo em vista que existem casos em que é mais vantajoso em termos económicos globais instalar o acelerador para aumentar a velocidade de rotação do gerador, será também tolerada a proposta de sua colocação.

4) Outros

- Serão 2 unidades de geradores do tipo síncrono trifásico de rotor cilíndrico e pólos salientes de 1700 kVA, 6.6 kV, factor de potência atrasado de 0,9, 50 Hz, $214,3 \text{ min}^{-1}$.
- A direcção do eixo do gerador deve coincidir com o eixo da turbina ou ser do tipo oblíquo; e o sentido da rotação deve ser horário visto do lado oposto da turbina, assim como é o padrão.
- O eixo do gerador deve ser de aço forjado
- A temperatura máxima do rolamento deve ser de $75 \text{ }^\circ\text{C}$.
- A temperatura máxima da bobina do gerador, nos casos em que a temperatura da câmara do gerador esteja a 40°C , será de 105° no estator (método por termómetro embutido) e 100°C no rotor (método de ohmímetro).
- O freio do gerador será eliminado, ou serão feitas conjecturações sobre sua adopção.
- Admite-se o factor de potência adiantado de 0,95 a 1,0.
- O corpo do gerador e seus acessórios não devem apresentar problemas, mesmo depois de operado à velocidade máxima durante 2 minutos.
- Para satisfazer a variação de velocidade de $\Delta N \leq 30\%$, que é o garante de operação estável, será anexado um volante do motor, conforme necessidade.

(2) Excitador

Serão instalados dois conjuntos, um para cada gerador. Tendo em vista que o excitador do gerador será do tipo sem escovas, será também previsto: gerador de corrente alternada para o excitador, rectificador giratório; excitador-transformador e circuito de excitação de partida, além de dispositivos de comando dos mesmos.

(3) Resistor de Aterramento de Ponto Neutro

Para controlar a corrente de falha de terra do circuito principal do gerador, determina-se o valor de resistência por meio da seguinte expressão. A fixação do tempo será de 30 minutos, tendo em vista a curta duração da falha de terra.

$$\begin{aligned} R_g &= (V_g \times 1000) / \sqrt{3} / 100 \\ &= (6,6 \times 1000) / \sqrt{3} / 100 = 38,1 \Omega \end{aligned}$$

(4) Painel de Controlo do Gerador da Turbina

Trata-se de um dispositivo que controla, protege e vigia o gerador e a turbina e serão instalados 2 conjuntos (um sistema integrado para cada gerador) cada qual ao lado do gerador correspondente.

As funções alvos do controlo, protecção e vigilância são os seguintes:

1) Alvos de Controlo

- Accionamento e desligamento do gerador da turbina
- Ajustes de potência do gerador
- Ajustes da tensão eléctrica do gerador

2) Alvos de Protecção

Protegerá o gerador da turbina, classificando as panes em 4 categorias conforme a gravidade.

(a) Interrupção de Emergência: 86-1 = Pane eléctrica de grande gravidade

Quando acusar uma pane, depois de fechar rapidamente a abertura da lâmina guia, cerrará o bloqueador síncrono (CB G10 ou CB G20) e desligará o gerador da turbina em segurança. Ao mesmo tempo, tão logo apareça a anomalia no mostrador, o alarme disparará.

As seguintes panes inserem-se nesta categoria:

- Curto circuito no interior do corpo do gerador: G87
- Falha de terra do interior do gerador: G87G
- Elevação da Tensão do Gerador: G59
- Sobreintensidade do Gerador: G51
- Sobretensão da Falha de Terra do Circuito Principal: G64

(b) Desligamento de Emergência: 86-2 = Pane Mecânica Muito Séria

Quando acusar uma pane, depois de fechar rapidamente a abertura da lâmina guia, cerrará o bloqueador síncrono (CB G10 ou CB G20) e desligará o gerador da

turbina em segurança. Ao mesmo tempo, tão logo apareça a anomalia no mostrador, o alarme disparará.

As seguintes panes inserem-se nesta categoria:

- Elevação da temperatura do rolamento (2^a escala): 38-2
- Aceleração da turbina: 12
- Pane do regulador de velocidade: 81F
- Pane grave do equipamento acessório: 69W (parada da água de resfriamento) etc.

(c) Interrupção de Protecção 86-5 = Pane Ordinária

Não se trata de pane com gravidade e o gerador da turbina é desligado em segurança, segundo os mesmos procedimentos que no caso de desligamento em estado de normalidade, para evitar que o constrangimento se torne mais sério. Assim sendo, quando acusar uma pane, depois de fechar rapidamente a abertura da lâmina guia, cerrará o bloqueador síncrono (CB G10 ou CB G20) e desligará o gerador da turbina em segurança. Ao mesmo tempo, tão logo apareça a anomalia no mostrador, o alarme disparará.

As seguintes panes inserem-se nesta categoria:

- Elevação da temperatura do rolamento (1^a escala): 38-1
- Pane do equipamento acessório

(d) Alarme: 30A = Pane sem Gravidade

Por se tratar de uma pane que não exige o desligamento imediato, apenas aparecerá a indicação no mostrador e tocará o alarme, ficando a decisão sobre as medidas a tomar a cargo do operador.

3) Itens Alvos de Vigilância

Dentre os itens alvos de vigilância, a unidade do gerador de turbina fará a vigilância dos seguintes itens:

- ① Tensão, corrente, potência e rotação do gerador
- ② Temperatura dos rolamentos
- ③ Liga-desliga do bloqueador Síncrono (CB G10 ou CB G20).

(5) Dispositivos de Comando Geral da Hidroeléctrica

Serão instalados dispositivos seguintes para realizar o controlo, protecção e vigilância de todas as áreas da hidroeléctrica, incluindo o circuito principal, o transformador externo e os circuitos internos do recinto.

1) Painel de Comando Geral 1 conjunto

Trata-se de um dispositivo que controlará, protegerá e vigiará todas as áreas do recinto da hidroeléctrica e será desenhado de modo a desempenhar suas funções de forma abrangente, sem que haja sobreposições com outros painéis de controlo, a começar do quadro de comando do gerador de turbina.

2) Quadro-Sincronizador Automático..... 1 unidade

Quando se queira iniciar a operação de um gerador enquanto o circuito principal da usina está a ser alimentado, o gerador precisa ser accionado em paralelo por meio do bloqueador síncrono, após verificar a sincronia com o circuito principal (estado em que a tensão, frequência e a fase de ambos estão completamente iguais).

Já que a hidroeléctrica em causa operará por ora um sistema individual, o gerador de nº 1 (aquele que iniciará a operação primeiro) não utilizará o sincronizador, pois fará a transmissão directa.

Quanto ao gerador de nº 2, será colocado em operação em paralelo, após os ajustes de sincronia.

(6) Dispositivo Contra Incêndios para o Gerador

O dispositivo contra incêndios para o gerador precisa ser compatível para todas as seguintes situações: A) incêndio normal; B) incêndio por combustão do óleo; e C) incêndio de origem eléctrica, de modo que será instalado próximo ao gerador um extintor em pó, que goza de grande credibilidade, é de simples manuseio e representa pouco impacto no caso de maneios erróneos.

(7) Circuito de 6,6 kV

Serão feitas as ligações dos seguintes equipamentos, desde o terminal do lado de alta tensão do gerador até o terminal do lado do primário (de baixa tensão) do transformador principal; e até o terminal do lado do secundário (de baixa tensão) do transformador do recinto para fazer a ligação ao circuito de baixa tensão do recinto por derivação.

1) Bloqueador Síncrono : CB G10 e CB G20 2 unidades

Interruptor a Vácuo Tipo Gaveta 7,2kV, 400A e 8kA

Corrente Nominal: $I_0 = kVA_g / \sqrt{3} / V_g = 1700 / \sqrt{3} / 6,6 = 148,7 \rightarrow 400A$

Corrente Nominal de Interrupção: $I_s = I_0 / Z_s = 148,7 / 0,2 = 744 A \rightarrow 8kA$

Sendo: $Z_s =$ Impedância equivalente do local em questão (estimada em 20%)

2) Interruptor do lado do primário do transformador principal: CB 110 1 unidade

Interruptor a Vácuo Tipo Gaveta 7,2kV, 400A e 8kA

Corrente Nominal: $I_0 = kVA_g \times n / \sqrt{3} / V_g = 1700 \times 2 / \sqrt{3} / 6,6 = 297,4 \rightarrow 400A$

Corrente de Ruptura: $I_s = I_0 / Z_s = 297,4 / 0,2 = 1.488 A \rightarrow 8kA$

Sendo: $Z_s =$ Impedância equivalente do local em questão (estimada em 20%)

3) Bloqueador Interno : CB H10 1 unidade

Interruptor a Vácuo Tipo Gaveta 7,2kV, 400A e 8kA

Corrente Nominal: $I_0 = kVA_{H10} / \sqrt{3} / V_g = 300 / \sqrt{3} / 6,6 = 26,2 \rightarrow 400A$

Contudo, kVA_{H10} : Cap.do Transformador Interno = 300 kVA (Refira-se ao (d))

Corrente Nominal de Interrupção: $I_s = I_0 / Z_s = 26,2 / 0,0176 = 1.488 A \rightarrow 8 kA$

Sendo: $Z_s =$ Impedância equivalente do local em questão (estimada em 1,76%)

4) Transformador Interno do Recinto : HTrB 1 unidade

p/ interiores Tipo H a seco 300 kVA 6,6kV/ 400V-230V Δ -Y

Capacidade Nominal: $kVA_{H10} = kVA_g \times n \times C_H = 1.700 \times 2 \times 0,08 = 272 \rightarrow 300 kVA$

Contudo, C_H : Uso interno (estimado em 8%)

5) Cabo Eléctrico de 6,6 kV 1 conjunto

Serão instalados os seguintes cabos eléctricos para o circuito principal.

Gerador - P.Controlo Gerador de Turbina Cabo 6,6kV CVT 38 mm² 10m x 2 = 20 m

Gerador - Bloqueador Síncrono Cabo 6,6kV CVT 38 mm² 40m x 2 = 80 m

Int.1^{ário}Trans.Principal - Transf. Principal Cabo 6,6kV CV 1c 150 mm² 200m

Além destes, será necessário instalar cabos eléctricos para os equipamentos interiores.

(8) Circuito de Baixa Tensão

Serão equipamentadas as seguintes instalações, que funcionarão por meio dos circuitos de baixa tensão, trifásico de 400V e monofásico de 230 V, a serem conectados do lado do terminal secundário (lado de tensão baixa) do transformador do recinto.

1) Quadros de Controlo 2 conjuntos (sistema integrado)

Devem ser quadros de controlo específicos para o equipamento acessório principal (motor eléctrico) de gerador a turbina, devendo conter disjuntor de ligações, aparelho de contacto electromagnético, chave comutadora, relé de protecção, monitor, amperímetro, cronómetro etc., para cada um dos equipamentos.

2) Dispositivo de Alimentação de Energia de Corrente Alternada (CA) 1 conjunto

Este fornecerá a todo o recinto (incluindo o transformador externo e a barragem),

excepto centro de chamada telefónica, a energia de corrente alternada (CA); e o fornecimento será feito por tipo e local de consumo, através do disjuntor de ligações.

Outrossim, tendo em vista que esta é uma carga de suma importância que precisa funcionar mesmo quando toda a usina parar, de modo que a carga a ser conectada à fonte de energia de reserva para emergência deve ser conectado num circuito à parte.

3) Dispositivo de Alimentação de Energia de Corrente Directa (CD) 1 conjunto

Esta fornecerá a todo o recinto (incluindo o transformador externo e a barragem) a energia de corrente directa para controlo, protecção, excitação de partida, instalação para comunicação etc.; e contará com os seguintes dispositivos:

(a) Retificador 1 conjunto

O retificador deve ter a tensão de saída: $V_{rec} = DC100V$, sendo sua potencia a apresentada a seguir:

$$\text{Potência do Retificador: } P_{rec} = P \times C_H \times C_{DC} = 3.400 \times 0,08 \times 0,05 = 12 \rightarrow 15 \text{ kW}$$

Sendo: P: Potência da Central: 3.000 kW

C_H : Uso no Recinto: Estimado em 8%

C_{DC} : Carga de CD: Estimado em 5%

(b) Bateria 1 conjunto

A bateria deve ser secundária, que tem vida útil longa, do tipo livre de manutenções, e sua composição deve ser tal que dê saída de 100 V de corrente directa (DC), sendo sua capacidade apresentada a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Capacidade da Bateria: } P_{bat} &= P_{rec} \times 1.000 \times C_{bat} / V_{rec} \times C_{10} \\ &= 15 \times 1.000 \times 0,3 / 100 \times 10 = 450 \rightarrow 500 \text{ Ah} \end{aligned}$$

Sendo: C_{bat} : Rácio da Carga da Bateria: Estimado em 30%

C_{10} : Coeficiente Conversão de 10 horas = 10 h

4) Cabos Eléctricos 1 conjunto

Os cabos de baixa tensão, os cabos reguladores e os de comunicação, que serão instalados em todo o recinto (inclusive transformador externo e barragem), serão os seguintes:

- Cb. Baixa Tensão Cabo CV de 600V Especificações e quantidades a definir no D/D.
- Cb. Regulador Cabos CVV e CVVS Especificações e quantidades a definir no D/D.
- Cb. Comunicação Cabos CPEV Especificações e quantidades a definir no D/D.

4.3.2.4 Transformador Principal

Serão instalados os equipamentos abaixo na subestação exterior, onde a tensão da energia produzida na usina será elevada para fazer a transmissão. A localização da subestação será próxima à unidade geradora e contará com 189 m² de área de superfície.

(1) Corpo do Transformador Principal

Para que a electricidade obtida a partir dos 2 geradores tenha alta tensão, necessária para o transporte a longa distância, será instalada 1 transformador trifásico principal.

1) Potência Nominal

A capacidade nominal do transformador principal é calculada através da seguinte fórmula:

$$\text{kVA}_{\text{Tr}} = \text{kVA}_{\text{g}} \times n = 1.700 \times 2 = 3.400 \text{ kVA}$$

Contudo, Capacidade Nominal do Gerador: $\text{kVA}_{\text{g}} = 1.700 \text{ kVA}$

Quantidade de Geradores: $n = 2 \text{ unidades}$

2) Tensão Nominal

A tensão nominal do circuito primário (lado de baixa tensão) deve estar equalizada com a tensão nominal do gerador: $V_{\text{g}} = 6,6 \text{ kV}$.

A tensão nominal do circuito secundário (lado de alta tensão) deve estar equalizada com a tensão nominal da linha de transmissão: $V_{\text{L}} = 33 \text{ kV}$.

Outrossim, para manter a tensão ideal de acordo com a situação operacional da linha de transmissão/distribuição, serão instalados reguladores para 5 patamares de tensão no circuito de alta tensão (lado do secundário). Os patamares serão: 95%, 97.5%, 100%, 102.5% e 105% da tensão nominal.

3) Método de Conexão

O transformador principal será trifásico e, considerando as condições abaixo, determina-se que a conexão do lado do primário (de baixa tensão) será de configuração triângulo (delta) e a do lado do secundário (de alta tensão) será de configuração estrela (Y).

- Para não converter o harmónico da sequência zero e de múltiplo de 3, um dos dois lados deve ser mantida na configuração triângulo (delta).
- A extremidade de carga da linha de transmissão tem a configuração triângulo (delta) e, por isso não há o ponto neutro. Por isto, para detectar a falha de terra na linha de transmissão, a conexão do lado da gaveta da unidade geradora, que é a extremidade de transmissão, precisa apresentar a configuração estrela (Y).

4) Sistema de Resfriamento

Opta-se pelo tipo imerso em óleo auto-resfriado: ONAN, que comporta pequeno número de peças e goza de alta credibilidade.

5) Adopção da Bucha CT

Tendo em vista que o lado do secundário (lado de alta tensão) do transformador principal conta com alta tensão de 33 kV, selecciona-se o transformador de corrente (TC) tipo bucha, que armazena no seu interior o TC seguinte, para assim reduzir o número de equipamentos e também prevenir a queda do nível de credibilidade.

- Rácio de Energia 100 / 5A Carga Nominal 40 VA
Corrente Primária: $I_1 = \text{kVAtr} / \sqrt{3} / V_2 = 3400 / \sqrt{3} / 33$
 $= 59,5 \rightarrow 100 \text{ A}$

Sendo: Capacidade Nominal do Transformador Principal: $\text{kVAtr} = 3.400 \text{ kVA}$

Tensão Secundária do Transformador Principal: $V_2 = 33 \text{ kV}$

(2) Instalações de Terra de Ponto Neutro

Será instalado um resistor de alta tensão para servir como instalação de terra de ponto neutro, por julgar que este seja o mais simples e ideal para detectara corrente de falha de terra na linha de transmissão. Quanto à resistência, define-se a resistência de terra de ponto neutro a $R_{\text{NTR}} = 750\Omega$, levando em consideração que a tensão nominal da linha de transmissão é de 33 kV.

Resistência da Terra de Ponto Neutro: $R_{\text{NTR}} = V_L \times 1.000 / \sqrt{3} / I_{\text{N}}' = 33 \times 1.000 / \sqrt{3} / 30$
 $= 635 \rightarrow 750\Omega$

Sendo: Tensão Nominal da Linha de Transmissão: $V_L = 33 \text{ kV}$

Valor Meta da Corrente de Falha de Terra: $I_{\text{N}}' = 30 \text{ A}$

Será instalado o transformador de corrente para detecção da corrente de falha de terra (1 unidade; 30/5 A, 40VA) no ponto neutro do circuito de terra.

(3) Dispositivo de Prevenção de Vazamento de Óleo

Sendo o transformador principal do tipo imerso em óleo, será instalado um poço de prevenção de vazamento do óleo isolante no entorno inferior do transformador principal, para evitar que ocorra o escapamento do óleo isolante do interior do equipamento, mesmo em caso de pane grave.

(4) Circuito de 33kV

Serão instalados os equipamentos relacionados a seguir nos principais circuitos a partir do terminal do lado do secundário (lado de alta tensão) do transformador principal até a braçadeira superior do poste nº 1, que é o ponto de demarcação do serviço de transmissão.

1) Disjuntor do Lado da Rota: CB 01 (1 unidade)

Disjuntor a Vácuo de Uso Externo: 36kV, 600A e 16kA

Corrente Nominal: $I_0 = kVA_{tr} / \sqrt{3} / V_L = 3.400 / \sqrt{3} / 33 = 59,4 \rightarrow 600 \text{ A}$

Corrente Nominal de Interrupção: $I_s = I_0 / Z_s = 59,4 / 0.25 = 238 \text{ A} \rightarrow 16 \text{ kA}$

Sendo: Z_s = Impedância equivalente do local em questão (estimada em 25%)

2) Interruptores de Linha do Lado da Rota: LS 1 1 unidade

Interruptor de uso externo com 3 pólos e 1 posição, com terra: 36kV e 600A

Corrente Nominal: $I_0 = kVA_{tr} / \sqrt{3} / V_L = 3400 / \sqrt{3} / 33 = 59,4 \rightarrow 600 \text{ A}$

3) Transformadores para Aparelhos de Medição: 3 unidades

Transformador para medidores do divisor de tensão do condensador de uso externo:
 $33/\sqrt{3} \text{ kV} / 110/\sqrt{3} \text{ V}, 100 \text{ VA}$

4) Para-Raios 3 unidades

Uso Exterior; 42 kV e 10 kA

4.3.2.5 Instalações Diversas

Dentre a maquinária eléctrica do recinto (incluindo a barragem e a subestação ao ar livre), relacionada com a central como um todo, será instalado o seguinte equipamento, que não se classifica em nenhuma das categorias anteriormente referidas, a saber: turbinas, geradores e transformador principal.

(1) Grua de Teto

Será instalada uma grua de teto para içamento e movimentação de elementos pesados no interior da usina, tanto durante as obras de construção, quanto aquando de inspecções por desmontagem de turbinas e geradores. Quanto às especificações nominais, terão de ser revistas aquando do Desenho Detalhado, mas, grosso modo estima-se o seguinte:

- Modelo: Grua de teto tipo guincho
- Quantidade: 1 unidade
- Capacidade Nominal de Carga: 7 t

- Altura de Içamento: -3,00 m a + 6,00 m (1º Piso: ALT. 1.394,00m [padrão])
- Span de Movimentação Longitudinal: 30,0 m
- Span de Movimentação Lateral: 20,0 m
- Altura da Lança: ALT. 1.401,00 m

(2) Fonte de Energia de Reserva para Emergência (EG)

Será instalada 1 unidade de fonte de energia de reserva para emergência, para garantir o fornecimento aos factores de carga de relevância de todo o recinto (incluindo transformador externo e barragem), mesmo quando os geradores das turbinas pararem completamente.

As especificações nominais precisarão ser revistas na altura do Desenho Detalhado, mas, estima-se grosso modo o seguinte:

- Modelo: Gerdor a gasóleo accionado a motor
 - Quantidade: 1 unidade
 - Capacidade Nominal: 25 kVA
 - Tensão Nominal: 400-230 V (Trifásica de 4 Fios)
- $$\text{Capacidade Nominal: kVAEG} = \text{kVAg} \times n \times \text{CH} \times \text{CEG}$$
- $$= 1.700 \times 2 \times 0,08 \times 0,1 = 27,2 \rightarrow 30 \text{ kVA}$$
- Sendo: Capacidade do Gerador: kVAg = 1.700 kVA
 Uso Interno: CH Estimado em 8%.
 Factor de Carga de Relevância: CEG Estimado em 10%.

(3) Instalações de Drenagem do Recinto da Usina

Será prevista uma instalação para reunir as águas de vazamento do interior da usina e drenar para fora do recinto, conforme a necessidade.

Os dispositivos e as quantidade necessárias são relacionados a seguir. Quanto às especificações nominais, serão conjecturadas à altura do Desenho Detalhado.

- Poço de Drenagem do Recinto: 1 conjunto
- Senso de Nível de Água: 1 conjunto
- Bomba de Drenagem da Área da Usina (Uso Ordinário): 1 unidade
- Bomba de Drenagem da Área da Usina (Reserva): 1 unidade,
a servir da fonte de reserva para emergênciado circuito alternativo

(4) Malha de Terra

Como medida de protecção contra raios para toda a instalação (incluindo transformador externo e barragem), serão construídas malhas de terra de fio de cobre rígido, de 50 mm² ou mais de área de secção nominal, na área da unidade geradora e do transformador exterior; e as

duas malhas serão interligadas entre si através de fios de mesmo material.

- Serão feitas ligações de terra similares também nas instalações da barragem.

(5) Instalações para Comunicação

Na sala de máquinas de comunicação da subestação externa, será instalada uma subcentral telefónica, tendo como central a sede do pessoal de manutenção em Andulo (a implementar como parte das obras da categoria de distribuição).

Serão instalados aparelhos de transmissão/recepção ou instalações de memória paginada nos seguintes locais:

1) Ap. Transmissão/ Recepção:	① Próximo ao Painel de Controlo Geral da Central	1 unidade
	② Na Sala de Máqs. de Comunicação da Subestação	1 unidade
2) Inst. Memória Paginada:	① Na Usina (p/cobrir a área do gerador da turbina)	1 conjunto
	② Subestação Ext. (p/cobrir toda a área da Central)	1 conjunto
	③ Barragem de Capt. (p/cobrir a área do medidor)	1 conjunto

4.3.3 Instalações de Transmissão/Distribuição

4.3.3.1 Condições Básicas

Ordenam-se as condições básicas, com base nos resultados de entrevistas realizadas à EDEL e às construtoras que realizam suas obras para a distribuição da electricidade. Ademais, cabe deixar assinalado que, no tocante às aquisições de equipamentos e materiais, será dada a preferência para suas aquisições locais o quanto mais possível, sob o ponto de vista da redução dos custos.

(1) Normas e Padrões a Adotar

Actualmente, praticamente não existem normas propriamente Angolanas e estão a ser seguidas e aplicadas as normas internacionais da Comissão Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnical Commission) e normas Portuguesas estabelecidas pela Direcção Geral de Energia de Portugal, entre outras.

- 1) Manual de Equipamentos Eléctricos João Mamede Filho LTC (Br) (Versão Brasileira das Normas IEC)
- 2) Edição DGE do Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (do MEI - PT)

(2) Frequência e Tensão Empregues

A electricidade em Angola é definida como tendo a frequência de 50 Hz e a tensão de distribuição de 59 kV ou menos, onde são empregues as linhas de alta tensão de 30 kV, as de média tensão de 15 kV e as de baixa tensão de 400 V a 230 V. Tendo em vista que a rota de transmissão/distribuição para o presente caso terá 42 km de extensão, serão conjecturadas tensões eléctricas de distribuição com consideração à queda de tensão.

Em Luanda, capital de Angola, a distribuição é feita a 30 kV ou 13kV em linha trifásica de 3 fios, o que será aplicada também para o projecto em causa.

(3) Limites de Tolerância das Oscilações de Tensão

As disposições Angolanas relativas ao índice de oscilação da tensão eléctrica são como se vê na Tabela 4.3-4, de modo que os limites deverão ser respeitados.

Tabela 4.3-4 Limites de Tolerância das Oscilações de Tensão (Qualidade da Electricidade) do Sistema de Distribuição de Energia Eléctrica em Angola

Categoria	Classe	Índice de Oscilação da Tensão (%)
Sistema de Distribuição de Alta/Média Tensão	30 kV/15 kV	±5
Sistema de Distribuição de Baixa Tensão	400 V-230 V	±5

(4) Área de Abrangência do Fornecimento de Energia

- O Projecto em causa estabelece como ponto de demanda final a sede do Município do Andulo, que é o maior aglomerado urbano da redondeza da hidroeléctrica a ser construída.
- Contudo, para a igreja, a escola e o hospital da localidade do Chicumbi, que se localiza a meio caminho da rota, serão consideradas as instalações de distribuição de baixa tensão; e, para a localidade do Muenga, que se localiza próximo à central eléctrica, serão instalados até a subestação transformadora em poste e feito o fornecimento de electricidade necessária.

1) Rota de Distribuição

A rota desde o ponto alvo do rio Cutato até a região de demanda deve ser planeada à beira da estrada existente e ao longo da via de acesso à hidroeléctrica, tendo sido feitas conjecturações globais sobre os impactes ao ambiente social, tais como: minas terrestres, deslocamento da população local, desmatção de áreas de cultivo e de florestas etc. Mostram-se os resultados das medições feitas com o GPS na Tabela 4.3-5 e a rota de distribuição de alta tensão na Planta Anexa T-001.

Tabela 4.3-5 Proposta de Rota da Linha de Distribuição de Alta Tensão

Plano de Rede de Distribuição Cutato – Andulo a 30kV por Amostragem GPS					
Nome do Local ou Ponto de Amostragem nº (Esquina ou Cruzamento)	GPS (Sul) Referência	GPS (Este) Referência	Distância Rota da Estrada (m)	Distância da Linha Proposta (Subtotal)	Capacidade TR do Poste Proposto Instalado (kVA)
Subestação(S/S)	11°18.688	16°28.688	0	0	(Ajuste TR 3.400)
A1	11°19.373	16°29.413	1.400	1.400	Nula
A778	11°18.699	16°30.544	2.200	3.600	Nula
A765	11°18.959	16°31.123	1.120	4.720	Nula
Muenga	11°19.174	16°31.385	730	5.450	3φ100
A767	11°19.125	16°31.819	1.000	6.450	Nula
A770	11°20.952	16°32.994	4.220	10.670	Nula
A772	11°18.688	16°28.929	1.500	12.170	Nula
A773	11°22.146	16°33.870	1.100	13.270	Nula
A776	11°24.440	16°38.575	4.260	17.530	Nula
A777	11°25.395	16°33.602	1.780	19.310	Nula
A781	11°27.197	16°35.251	4.630	23.940	Nula
A782	11°27.867	16°35.425	1.000	24.940	Nula
Chicumbi	11°18.959	16°31.123	3.150	28.090	3φ250
A786	11°28.575	16°37.971	4.430	30.590	Nula
A787	11°29.115	16°39.099	3.100	33.690	Nula
A788 (Riacho)	11°28.981	16°39.516	660	34.350	Nula
A789	11°28.562	16°40.021	2.080	36.430	Nula
Andulo (West market)	11°28.796	16°40.615	1.000	37.430	
Andulo (Cruza, 5R Centro)	11°29.096	16°47.573	2.000	39.430	
Andulo (Sede do Governo)	11°29.1	16°42.3	500	39.930	
Andulo (Estação DG)	11°29.178	16°42.391	2.000	41.930	
Andulo (Aeroporto)	11°29.105	16°42.609	400	41.830	
Fim da Rede de 30 kV	-	-	-	41.830	-

Transformadores para Andulo Sede está fora do âmbito do F/S. O comprimento da linha será a extensão da rota mais 10% de flecha, a saber: 46 km.

2) Rota de Distribuição a Baixa Tensão

A rota de distribuição de baixa tensão, até a igreja, a escola e o hospital no Chicumbi, será também planeada ao longo da estrada existente. Mostram-se os resultados das medições feitas com o GPS na Tabela 4.3-6; e as distâncias de distribuição de electricidade de baixa tensão na Planta Anexa T-003. O transformador em poste será instalado num dos postes ao longo da estrada, que esteja localizado próximo do centro do factor de carga de consumo de cada localidade; e será feita a distribuição a baixa tensão aos quadros de distribuição das estruturas construídas das localidades, em linha de 400 a 230 V, trifásica de 4 fios.

Tabela 4.3-6 Proposta de Rota da Linha de Distribuição de Baixa Tensão

Plano de Rede de Distribuição de Chicumbi a 400-230V por Amostragem GPS					
Nome do Local ou Ponto de Amostragem nº (Esquina ou Cruzamento)	GPS (Sul) Referência	GPS (Este) Referência	Distância Rota da Estrada (m)	Distância da Linha Proposta (Subtotal)	Capacidade TR do Poste Proposto Instalado (kVA)
Chicumbi (Ponto do Poste TR)	11°18.959	16°31.123	0	0	(3φ250)
(Igreja, Escola e Hospital)	(11°28.683)	(16°34.709)	1.300	1.300	Nula
(Domicílio)	(11°29.036)	(16°35.270)	200	1.500	Nula
Fim da Rede de 400-230kV	-	-	-	1.500	

Os dados do transformador do Chicumbi são repetidos.

(5) Capacidade do Transformador de Distribuição

Tendo em mente o assentamento de postes de distribuição ao longo da rota de distribuição de alta tensão com a ajuda do GPS; e a instalação de uma transformador em poste cada, para Muenga e Chicumbi, conjecturou-se a capacidade necessária do transformador para distribuição, com base nos resultados das entrevistas e questionários abaixo apresentados. Contudo, cabe lembrar que a capacidade máxima dos transformadores montáveis em postes é de 250 kVA.

Quanto ao factor de diversidade, adoptou-se 1,25, que é o valor geralmente empregue.

a) Município do Andulo (Dados de Entrevista ao Governo Municipal)

- População: 5.800 em Muenga, 4.810 em Chicumbi, 142.712 em Andulo Sede
- Estima-se que Andulo Sede contará com 200 mil habitantes daqui a 10 anos (cerca de 1,5 vezes mais que hoje).
- Número Médio de Pessoas por Domicílio: 6 a 10
- O pico de consumo na Sede é de 150 W. (Contudo, no cálculo da capacidade do transformador, pressupõe-se 500 W, considerando o aumento futuro de demanda.)
- As outras localidades, que não a Sede, têm o pico de 100 W. (Contudo, no cálculo da capacidade do transformador, pressupõe-se 200 W, considerando o aumento futuro de demanda.)
- Segundo informações do Ministério da Economia, a demanda de electricidade cresce 2 a 3 vezes em 2 a 3 anos após a electrificação.

b) Localidade do Chicumbi (Entrevista ao Pastor da Igreja)

- Conta actualmente com um gerador de 40 kW.
- Futuramente, a demanda deve subir para 200 kW.

4.3.3.2 Linha de Transmissão/Distribuição

No Projecto em causa, serão previstos os padrões de fornecimento apresentados na Tabela 4.3-7, obedecendo as normas Angolanas sobre as tensões eléctricas e padrões de fornecimento.

Tabela 4.3-7 Padrão de Fornecimento de Electricidade do Presente Projecto

Categoria	Classe	Padrão de Fornecimento
Sistema de Distribuição de Alta Tensão	30kV	Trifásico a 3 Fios
Sistema de Distribuição de Baixa Tensão	400V-230V	Trifásico a 4 Fios

Doravante, as expressões “linha de transmissão/distribuição” e “transmissão de energia” serão respectivamente referidas como “Linha de Distribuição” e “Distribuição”.

(1) Linhas de Distribuição de Alta Tensão

Após considerações diversas, decidiu-se pelas seguintes especificações básicas:

Cabos para Linha de Distribuição:	Cabo torcido de alumínio com alma de aço (ACSR)
Dimensão do Cabo:	120 mm ²
Tensão de Distribuição:	30 kV
Comprimento da Linha de Distribuição:	46 km
Padrão de Fornecimento:	Trifásico de 3 Fios x 1 circuito

Mostram-se abaixo os fundamentos pelos quais foram seleccionadas as especificações básicas:

1) Tensão de Distribuição

- Mostra-se abaixo a expressão relacional que considera o aspecto económico entre a tensão de distribuição e o comprimento da linha eléctrica. (Fórmula Empírica de Alfred Still).

$$\text{Tensão de Distribuição} = 5.5 \sqrt{(0,6 \times \text{km de linha} + 0,01 \times \text{kw a distribuir})}$$

Pelo acima descrito, constatou-se que, sendo 46 km de comprimento de linha de distribuição até Andulo Sede e 3.000 kW a electricidade a distribuir, a tensão adequada é de 41 kV.

Considera-se, assim, a tensão de distribuição de 30 kV, que é um valor próximo ao acima, levando-se em consideração o aspecto económico.

- Além disto, é preciso frear a queda da tensão eléctrica do sistema de distribuição devido à longa distância percorrida pela linha.

Quando a carga de demanda se concentra no ponto de consumo da extremidade da linha, assim como ocorre no sistema de distribuição de alta tensão do projecto em causa, quanto maior é esta carga, maior será a queda da tensão. Mostra-se abaixo a fórmula pela qual se calcula a queda da tensão devido à concentração de carga de demanda.

$$\text{Queda da Tensão (v)} = K \cdot I \cdot \text{reg} \cdot L, \quad \text{onde:}$$

K: Coeficiente, sendo $\sqrt{3}$ para trifásico de 3 linhas

I: Corrente Eléctrica (A)

reg: Oscilação da Tensão = $r \cdot \cos\theta + x \cdot \sin\theta$

r : Resistência da Linha de Distribuição (Ω)

x : Reactância da Linha de Distribuição (Ω)

θ : Ângulo de Fase

$\cos\theta$: Factor de Potência

L: Comprimento da Linha (km)

Sob suposição de que foi adoptada a tensão de distribuição de 30 kV e que a dimensão dos cabos é de 120 mm², ao fazer os cálculos de queda de tensão, sob premissa de que teria havido uma carga de consumo de 2.500 kW na extremidade da linha (estimado que seja em Andulo Sede e pressupondo um consumo de cerca de 500 kW a meio caminho); que o comprimento da linha de distribuição é de 46 km; e que o factor de potência é de 0,85, constata-se pelo resultado, que ocorrerá uma queda de tensão de cerca de 4%. Pelo exposto acima, opta-se pela tensão de distribuição de 30 kV, por se encaixar na amplitude da variação admissível de tensão eléctrica ($\pm 5\%$) e ainda permitir a redução do custo.

2) Tipo e Dimensão do Cabo da Linha de Distribuição

- Considerando que serão 46 km de comprimento da linha de distribuição com capacidade de carga até 10 MW, a distribuição poderia ser feita por cabos de alumínio liga (CAL, ou internacionalmente AAAC - All Aluminium Alloy Conductor) ou por cabos de alumínio com alma de aço (CAA, ou internacionalmente ACSR - Aluminium Conductor Steel Reinforced) de 120 mm².

Tabela 4.3-8 Tensão, Distância e Capacidade da Linha de Distribuição

Tensão de Distribuição	Distância Distrib. (km de raio)	Capacidade do Cabo (MW)	Cabo Empregue (mm ²)	Ref., Perdas do Cabo (%)
15 kV	25	2 a 3	AAAC120	3,2
30 kV	70	10	AAAC120/ ACSR120	3,2
30 kV	70	20	ACSR210	2,8

- Tipo e Dimensão do Cabo para Linha de Distribuição

Para o projecto em causa, será empregue o cabo de alumínio com alma de aço (ACSR120), pela facilidade de aquisição local, compatibilidade ao aumento da distribuição de energia no futuro e aplicabilidade em linhas de longo curso.

- Sobre a Margem da Capacidade de Distribuição (Checagem da Capacidade do Cabo)

No caso de empregar o ACSR 120 mm², a máxima corrente de distribuição será de 370 A e, mesmo que corra uma corrente correspondente a 10 MW, só passará 193 A pelo cabo, de modo que a capacidade de distribuição permanecerá suficiente, pois tem aproximadamente 1,8 vezes mais de margem para incrementos futuros de capacidade das linhas de distribuição.

$$\text{Corrente de Transmissão} = 10\text{MVA} / (\sqrt{3} * 30\text{kV}) = 192.46\text{A} < 370\text{A} \text{ (Máxima a } 90^\circ\text{C)}$$

Além disto, já que a linha de distribuição será assente à beira da estrada, no caminho da localidade prevista de construção da hidroeléctrica do Cutato a Andulo Sede, é desejável que a linha de distribuição tenha uma certa folga quanto a sua capacidade, para poder compatibilizar-se com o crescimento futuro da demanda consequente de construções de casas e parques industriais, como também ao futuro aumento de aproveitamentos hidroeléctricos e articulações com outros sistemas.

- Sobre a Corrente de Curto Circuito (Verificação da Sobrecarga da Corrente Durante o Curto Circuito)

A mais séria corrente de sobrecarga recairia na proximidade do secundário do transformador principal no caso de acidente correlato com o curto circuito, mas, foram feitos cálculos para o caso de curto circuito no secundário do transformador em poste e também para o caso em que envolver alguma fase da linha de distribuição. Em suma, foram feitos cálculos para 3 casos e os resultados obtidos dos quais serão reflectidos na definição dos valores para protecção do sistema, na fase do Desenho Detalhado.

- 1) C.Circuito no Secundário do Transformador da Subestação: 3,96 kA (30 kV base)
- 2) C.Circuito no Secundário do Transformador em Poste: 10,2 kA (30 kV base)
- 3) C. Circuito na Linha de Distribuição (Média Distância): 0,9 kA (30 kV base)

Assumindo como condições de cálculo: ACSR 120 mm²; R 0,273* × 0,323 (Ω/km) e impedância do transformador: 5% (em poste: 0,4%), optou-se por curtos circuitos em todas as fases à distância média, de 23 km, da linha de distribuição.

(2) Suportes para Linha de Distribuição (Postes e Isoladores)

Feitas as conjecturações necessárias, definiram-se as especificações abaixo:

Poste com Equipamento de Distribuição:	Poste de Betão Armado Aspergido c/ Argamassa (estimado) com 14 m ou mais de altura
Isolador:	Para tensão máxima de 36 kV
Distância de Correlação:	(a definir no Desenho Detalhado)
Intervalo entre os Postes com Equipamentos:	135 m de intervalo p/ 30 kV (Padrão Angolano)
Outros:	Os isoladores devem ser com chifres (arcos).

Mostram-se abaixo os fundamentos que levaram à selecção das especificações básicas:

1) Apetrechamento dos Postes de Distribuição

Serão empregues postes e apetrechos largamente utilizados em Luanda. Os tipos de postes, apetrechos e braçadeiras serão seleccionados a partir daquelas utilizadas pela EDEL de maneira genérica.

Soube-se que os postes de 14 m com apetrechos são padronizadamente utilizados na distribuição a 30 kV e, tendo em vista que a rota de construção prevista não apresenta grandes obstáculos fora um ponto de pequena travessia de rio, adopta-se aquele padronizado em Angola, considerando inclusive os aspectos de transporte e de custo.

2) Isolador (Tipo Suspensão e Tipo Pilar)

Em Angola são empregues isoladores tipo suspensão com tensão máxima de 12 kV/camada e, no caso de tensão de distribuição de 30 kV, são 3 camadas que perfazem 36 kV. Além disto, são muito utilizados os descarregadores de chifres como medida contra raios nos sistemas de 30 kV e este será empregue também no projecto em causa. Ademais, serão também empregues isoladores tipo pilar de 36 kV.

3) Distância de Correlação Entre os Cabos Aéreos

Soube-se que as normas Angolanas recomendam 60 cm de distância de correlação entre os cabos aéreos de 30 kV, mas, para o desenho de projecto, serão feitas conjecturações mais profundas na altura de considerações detalhadas sobre cada tipo de aparelhagem dos postes.

4) Intervalos Entre as Aparelhagens Sobre os Postes

Em Angola, é considerado padrão o intervalo de 135 m para o caso de linha de 30 kV, mas, tendo em vista que no desenho de facto do projecto haverá disparidades de distância entre os pontos onde serão instalados os postes, por ora serão calculados apenas até o número de postes necessários, através da divisão simples do comprimento da linha de distribuição pela distância padrão entre os mesmos, deixando para definir as localizações exatas para a fase de Desenho Detalhado.

(3) Transformador em Poste

1) Capacidade do Transformador

Seguindo as condições básicas anteriormente referidas, calcula-se a seguir a capacidade total actualmente necessária do transformador de distribuição.

< Estimativa do Consumo Corrente e Capacidade Necessária do Transformador >

- No total, será necessária a capacidade de 11.523 kVA.
- Supondo: factor de diversidade = 1,25; factor de potência = 0,85; e o consumo de electricidade por domicílio como sendo de 200 W nas Comunas de Muenga, Chimonga e Chicumbi, e de 500 W em Andulo, temos:

<u>Rg. Demanda</u>	<u>População</u>	<u>Consumo (kW)</u>	<u>Cap.Necessária Transformador (kVA)</u>
Muenga	5.800 hab./6 × 0,2kW =	193	193/1,25÷0,85 = 181
Chimonga	5.000 hab./6 × 0,2kW =	167	167/1,25÷0,85 = 157
Chicumbi	4.810 hab./6 × 0,2kW =	160	160/1,25÷0,85 = 150
Andulo Sede	142.712 hab./6 × 0,5kW =	11.892	11.892/1,25÷0,85 = 11.192
Subtotal	158.322 hab.		11.680 kVA

Ademais, para prever os 10 anos subsequentes, estimam-se a seguir os consumos futuros, pressupondo que a população de Andulo Sede crescerá para 200 mil habitantes, assim como foi estimado na entrevista, e que a população de outras localidades também crescerá cerca de 1,5 vezes.

< Estimativa do Consumo e Capacidade Necessária do Transformador em 10 Anos >

- No total, será necessária a capacidade de 16.182 kVA.
- Supondo: factor de diversidade = 1,25; factor de potência = 0,85; e o consumo de electricidade por domicílio como sendo de 200 W nas Comunas de Muenga, Chimonga e Chicumbi, e de 500 W em Andulo, temos:

<u>Rg. Demanda</u>	<u>População</u>	<u>Consumo (kW)</u>	<u>Cap.Necessária Transformador (kVA)</u>
Muenga	5.800 × 1,5/6 × 0,2kW =	290	290 /1,25÷0,85 = 272
Chimonga	5.000 × 1,5/6 × 0,2kW =	250	250/1,25÷0,85 = 235
Chicumbi	4.810 × 1,5/6 × 0,2kW =	240	240 /1,25÷0,85 = 225
Andulo Sede	200.000/6 × 0,5kW =	16,666	16.666 /1,25÷0,85 = 15.685
Subtotal	237.483 hab.		16.417 kVA

2) Transformador em Poste

Com base na capacidade calculada no Item 1), definem-se a seguir as especificações dos

transformadores para distribuição, a serem instalados uma de cada nas Comunas de Muenga, Chimonga e Chicumbi, que são alvos do F/S.

Tendo em vista que as localidades ficam à altitude de 1.600m, ou seja acima dos 1.000 m, será necessário fazer considerações em relação à isolação a ar no que tange às buchas por exemplo, mas, soube-se que em Angola não fazem considerações em especial sobre a questão. Mesmo assim, será necessário optar pela especificação segura, uma vez que em grandes altitudes a tensão de ruptura pode cair.

(a) Sobre as Localidades de Muenga e Chimonga

As especificações do transformador em poste a ser instalado estão na Tabela 4.3-9. Ao conjecturar sobre a capacidade do transformador, levando-se em consideração as demandas de 272 kVA e 235 kVA daqui a 10 anos, julga-se como sendo ideal 300 kVA.

Tabela 4.3-9 Especificações Básicas do Transformador em Poste do Muenga

Modelo	Trifásico; Uso Exterior; Imerso em Óleo; Resfriamento Automático; Ligação Delta - Estrela
Capacidade	100 kVA × 3 unidades
Tensão Nominal	L. Primário: 30kV; L. Secundário: 400-230V
Condição de Uso (Altitude)	1.000 m ou mais

(b) Sobre a Localidade do Chicumbi

As especificações do transformador em poste a ser instalado estão na Tabela 4.3-10.

Ao conjecturar sobre a capacidade do transformador, levando-se em consideração a demanda de 225 kVA daqui a 10 anos e a existência de igreja, hospital e escola, julga-se como sendo ideal 300 kVA.

Tabela 4.3-10 Especificações Básicas do Transformador em Poste do Chicumbi

Modelo	Trifásico; Uso Exterior; Imerso em Óleo; Resfriamento Automático; Ligação Delta - Estrela
Capacidade	100 kVA × 3 unidades
Tensão Nominal	L. Primário: 30kV; L. Secundário: 400-230V
Condição de Uso (Altitude)	1.000 m ou mais

(c) Sobre a Sede do Município do Andulo

Tendo em vista que a instalação de linhas de distribuição na sede do Município do Andulo está fora de abrangência do presente F/S, esta tarefa ficará sob a responsabilidade do Governo Angolano.

Fazendo os cálculos de capacidade, assumindo o factor de potência 0,85 com base no item (3) 1), constata-se que serão necessários pelo menos 16.000 kVA, para atender a demanda de daqui a 10 anos.

(4) Para-Raios

A área onde será instalada a linha de transmissão fica a 1.600 m de altitude, onde ocorrem chuvas com trovoadas durante a estação das chuvas. Assim sendo, serão instalados para-raios. A especificação do para-raio deve responder à tensão máxima de 42 kV e os mesmos serão instalados sobre os postes a cada 200 a 300 metros.

(5) Dispositivos de Protecção

Para interromper o sistema e proteger a linha de distribuição e o transformador em casos de acidentes de falha de aterramento ou outro, serão instalados o interruptor-disjuntor do lado do primário de tensão alta do transformador de poste; e um dispositivo de protecção do disjuntor de distribuição, do lado do secundário de baixa tensão.

(6) Cabos de Distribuição de Baixa Tensão

Serão as seguintes as especificações básicas:

Tipo de Cabo:	AAC
Dimensão do Cabo:	250 mm ²
Tensão de Transmissão:	400—230V
Comprimento da Linha:	1.5 km
Padrão de Fornecimento:	Trifásico a 4 fios × 1 circuito
Poste:	Altura e espaçamento de postes serão definidos no Desenho Detalhado.

(7) Medidor de Energia Eléctrica

Com relação ao MDL, tendo em vista que será necessário medir a energia potencial eléctrica de consumo da parte da demanda a partir do momento em que a hidroeléctrica entrar em operação, serão instalados medidores de energia eléctrica na parte inferior de postes munidos de transformador de distribuição, em Muenga e Chicumbi.

Outrossim, tendo em vista que o presente F/S exclui do seu âmbito os medidores de energia eléctrica de Andulo ou outros municípios, assim como os cabos de distribuição e os transformadores de distribuição, de modo que se estabelece que os mesmos serão instalados pelo Governo Angolano.

4.3.4 Operações de Desminagem

(1) Estrutura Executiva das Operações de Desminagem

1) Estrutura de Comando Geral da Investigação/Remoção de Minas Terrestres

Assim como mencionado anteriormente em 4.2.7, não se pode negar a existência de minas terrestres na localidade alvo de construção da hidroeléctrica ou na rota da linha de transmissão de energia no percurso Andulo - Chicumbi - Chimonga - Muenga - bacia hidrográfica do Cutato (localidade alvo de construção da hidroeléctrica) (percurso este denominado “rota da linha de transmissão” no plano de desminagem), uma vez que não existem cartas de mapeamento de minas e nem sequer tem sido realizadas investigações em situ de minas terrestres. Além disto, o mesmo acontece para os pontos onde as pontes necessitam de reabilitação ou reforço, na percurso de mobilização dos equipamentos, ou seja: Lobito (porto de desembarque) - AltoHama - Cuito - Andulo - Chicumbi. Numa situação como esta, é necessário ter como princípio maior “proteger-se a si próprio” e realizar investigações de minas terrestres e removê-las quando houver, antes de iniciar as obras. No caso de encomendar investigações de minas terrestre e UXOs ao INAD, é necessário colocar um perito capaz de supervisionar e orientar as operações, a postos para verificações em campo. A estrutura de comando geral em tais investigações/remoções deve ser como a apresentada na Figura 4.3-10.

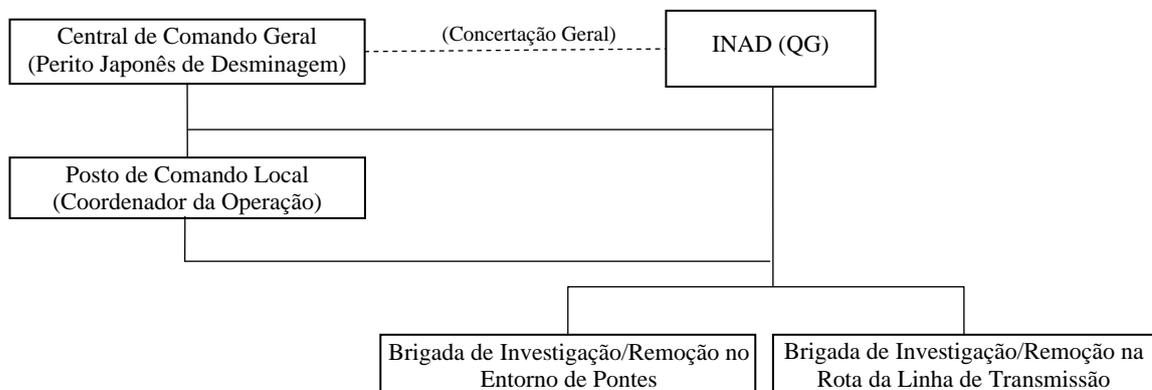


Figura 4.3-10 Estrutura da Central de Comando Geral

2) Estrutura da Central de Comando Geral

A estrutura da Central de Comando Geral terá na chefia o “Perito em Desminagem”, que contará na Central com um “Tradutor “Japonês-Português” e uma viatura; e o Posto de Comando Local terá o “Coordenador de Projecto”, que será um membro contratado em Angola, que contará também com uma viatura de trabalho (com motorista).

3) Composição da Brigada de Investigação/Remoção de Minas no Entorno de Pontes

Tendo na chefia o “Coordenador da Operação”, que fará o planeamento de actividades, coordenação, comando e concertações, a brigada terá a composição apresentada na Figura 4.3-11.

Principais Equipamentos
 Viatura*2, Detector de Metais*3, Cortador de Gramas*2,
 Rádio Comunicador*4, 1 Cjto.Equip.Explosão

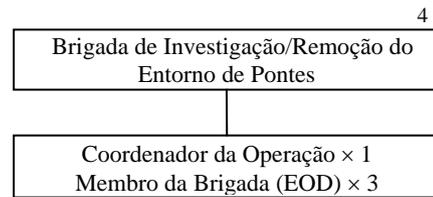


Figura 4.3-11
Composição da Brigada de Investigação/Remoção

4) Composição da Brigada de Investigação/Remoção de Minas ao Longo da Rota de Transmissão de Energia

Em termos de composição da brigada de investigação e remoção de minas terrestres, existem duas propostas a saber: uma para a desminagem mecânica e a outra para a desminagem manual. Tendo em vista que em Andulo é estimado que o índice de campos minados é pequeno, pensa-se que os trabalhos devem ser centrados na investigação, mais do que desminagem. Assim sendo, julga-se que seja mais eficiente definir uma composição para investigação de minas terrestres com remoções manuais, com ênfase na verificação da segurança.

A composição da brigada de investigação e remoção de minas terrestres na rota de transmissão de energia (proposta) será como mostra a Figura 4.3-12.

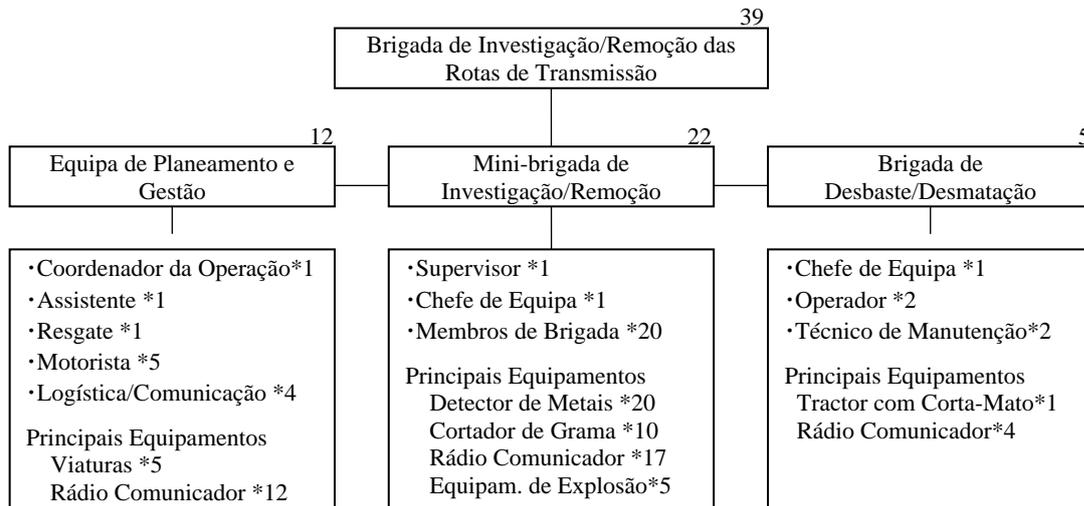


Figura 4.3-12 Composição da Brigada de Investigação/Remoção de Minas

(2) Cálculo da Área Alvo de Investigação/Remoção de Minas Terrestres

1) Área Alvo de Investigação/Remoção de Minas Terrestres no Entorno de Pontes

Da rota de mobilização dos equipamentos e materiais desde o Porto do Lobito, que será o porto de desembarque, até o local de construção da hidroeléctrica, o percurso Lobito - Alto Hama - Cuito - Andulo - Chicumbi conta com estrada trafegável existente. Contudo, neste mesmo percurso existem algumas pontes que precisam ser reforçados para permitir a passagem de semi-atrelados da classe de 40 toneladas. Estima-se em 10 unidades o número de pontos que necessitam de reforço numa ponte. Supondo 30 m de largura por 100 metros de fundo a área de cada ponto de reforço, a área de superfície total a investigar/desminar será de 30.000 m².

2) Área de Superfície a Investigar/Desminar ao Longo da Rota de Transmissão

Para a construção da linha de transmissão Andulo - Chicumbi (14 km de distância), é preciso terraplanar uma faixa com 2m de largura à beira da estrada existente e, para tanto, será necessário investigar e remover as minas terrestres da área. Assim sendo, a área de superfície alvo de investigação/remoção das minas terrestres serão: 2 m × 14.000 m = 28.000 m².

A estrada existente, que liga as localidades de Chicumbi, Chimonga e Muenga até a bacia do rio Cutato (local onde será construída a hidroeléctrica) (29 km de extensão) é estreita, apresentando falta de capacidade para transportar máquinas pesadas, motivo pelo qual será construída uma via adicional com 5 m de largura, ao lado da estrada existente. Além disto, será terraplanada uma faixa de terreno com 2 m de largura para instalar a linha de transmissão, ao lado da nova via. Assim sendo, a área de superfície a investigar/remover será: 7 m × 29.000 m = 203.000 m².

Ademais, será também necessário realizar a investigação/remoção de minas terrestres na área do terreno destinada ao estaleiro de obras (7.000 m²).

O total global de área a investigar/desminar na rota de transmissão é de 238.000 m².

4.4 Plano e Fluxo de Implementação

4.4.1 Premissa Básica

Como premissa básica do Plano e Fluxo de Implementação, deve ser objectivado o rápido arranque das obras e a conseqüente rápida entrada em operação das instalações construídas.

No concernente ao tempo de duração das obras, sabe-se que as intervenções electro-mecânicas serão demoradas, motivo pelo qual, as obras civis e as de linha de distribuição devem ser planeadas de modo a se sincronizarem com as obras electro-mecânicas, não permitindo que ocorram períodos vazios.

Ademais, cabe esclarecer que as obras das instalações principais devem ser iniciadas só após a conclusão das operações de desminagem.

4.4.2 Programa de Execução das Operações de Desminagem

(1) Planeamento do Fluxograma de Execução

1) Investigação e Remoção de Minas Terrestres no Entorno de Pontes

Pressupondo dois dias de actividades de investigação/remoção para cada ponto, estima-se o seguinte tempo, incluindo a preparação e a desmobilização/dias de reserva.

Província	Número de Pontos a Reforçar	Número de Dias para Preparação	Número de Dias para Implementação	Número de Dias de Reserva e Desmobilização	Total de Dias Necessários
Benguela	2	1	4	2	7
Huambo	3	1	6	2	9
Bié	5	1	10	5	16
Total	10	3	20	9	32

Prevendo 20 dias de actividades por mês, o tempo necessário será de 1,6 meses.

2) Investigação e Remoção de Minas Terrestres na Rota de Transmissão

Calcula-se a seguir o número de meses necessários, com base na composição da brigada de investigação/remoção e a área de superfície alvo, apresentados no item 4.3.4.1.

Área de investigação/remoção por dia por membro da brigada	$100 \text{ m} \times 1,5 \text{ m} = 150 \text{ m}^2$
Área de investigação/remoção por dia a realizar pela brigada (composta de 20 membros)	$150 \text{ m}^2 \times 20 \text{ membros} = 3.000 \text{ m}^2$
Área a investigar/desminar por semana	$3.000 \text{ m}^2 \times 5 \text{ dias/semana} = 15.000 \text{ m}^2$
Número de semanas necessárias p/ investigação/remoção	$238.000 / 15.000 \text{ m}^2 = 16 \text{ semanas}$
Preparos e desmobilização	1 semana antes e depois da operação

Pelo exposto acima, conclui-se que o período de execução da investigação e remoção de minas terrestres é de 4,5 meses (18 semanas).

(2) Fluxo de Execução da Operação

A investigação e remoção de minas terrestres do entorno de pontes e da rota de mobilização dos materiais serão realizadas em paralelo e a duração da operação será de 4,5 meses. Ademais, a operação será executada conforme o seguinte fluxo.

Mês	1º mês	2º mês	3º mês	4º mês	5º mês
Central de Comando Geral (Perito em Desminagem) (Administrador do Projecto)	Orientação em Campo	(Orientação no Japão)		Orientação em Campo	
Investigação/Desminagem do Entorno de Pontes					
Brigada de Investigação/Desminagem da Rota de Transmissão					

4.4.3 Fluxo de Execução das Obras das Instalações Principais

As obras das instalações principais podem ser grosso modo divididas em: obras civis; obras electro-mecânicas e obras de linha de transmissão/distribuição.

(1) Obras Civis

As condições básicas de elaboração do fluxograma de execução das obras civis são as seguintes:

- ① As obras excepto as electro-mecânicas, ou seja, as civis e as de transmissão/distribuição, devem ser planeadas de forma a serem concluídas em 20 meses ou menos, que é o tempo necessário para o desenho, fabrico e transporte das componentes das obras electro-mecânicas, para permitir a rápida entrada em operação.
- ② Dentre as obras civis, as intervenções nos rios devem ser realizadas durante o período em que a vazão do rio é pequena. Fazendo-se os cálculos de vazão do ponto alvo de aproveitamento do rio Cutato, tendo como ponto de referência a vazão em Cambambe (Tabela 4.1-3), obtém-se o resultado apresentado na Figura 4.4-1. Com base nisto, define-se que a época de execução das obras no rio deve ser no período de Maio a Janeiro, quando a vazão é relativamente menor (80 m³/s ou menos).

Área da bacia na altura do Cambambe	121,470	km ²	
Área da bacia no ponto onde será construído a CH Cutato	9,400	km ²	(Unidade: m ³ /s)

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Vazão Mé dia
Vazão média na altura do Cambambe	1,004.8	1,255.6	1,619.5	1,608.3	959.0	531.7	376.0	305.5	254.3	277.6	418.7	665.6	773.1
Vazão média no ponto onde será construída a CH Cutato	77.8	97.2	125.3	124.5	74.2	41.1	29.1	23.6	19.7	21.5	32.4	51.5	59.8

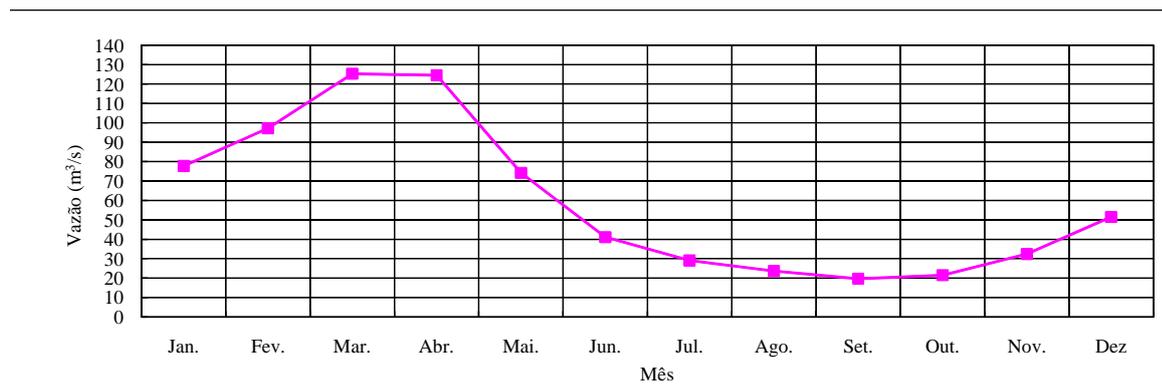


Figura 4.4-1 Vazão do Rio (na Altura da Hidroelétrica do Cutato)

- ③ O tempo necessário para desenho, fabrico e transporte da comporta basculante de aço, tubos gerais de aço e tubos de sucção é de aproximadamente 1 ano. Assim sendo, programa-se a instalação destes elementos metálicos para uma época depois de ter completado 1 ano desde a celebração do Contrato.
- ④ A localidade onde será construída a barragem caracteriza-se geomorfologicamente pela grande bifurcação do rio. Se por um lado a única estrutura a ser construída no braço esquerdo é a barragem de captação na sua margem esquerda, no braço esquerdo serão construídas numerosas instalações, a saber: barragem de captação na sua margem direita, tomada de água, unidade geradora e vertedouro. O seccionamento da obra dividirá as intervenções para o braço esquerdo e para o braço direito, tendo em conta a facilidade para desviar as águas. Ademais, as obras serão iniciadas a partir do braço direito, onde há maior número de intervenções.

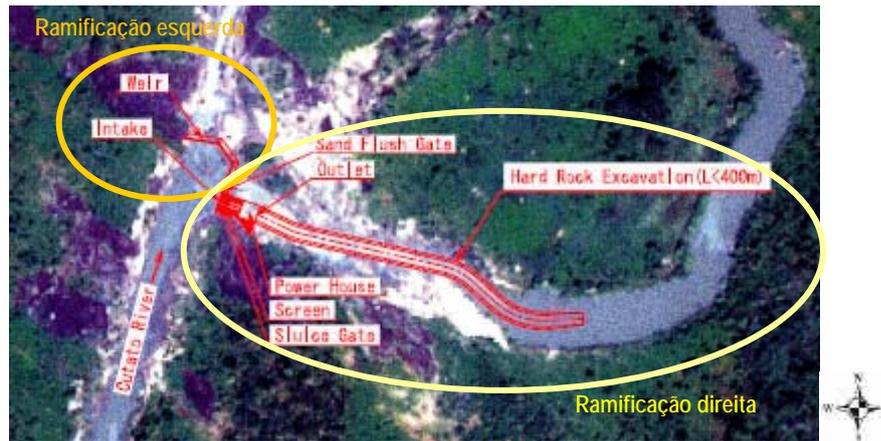
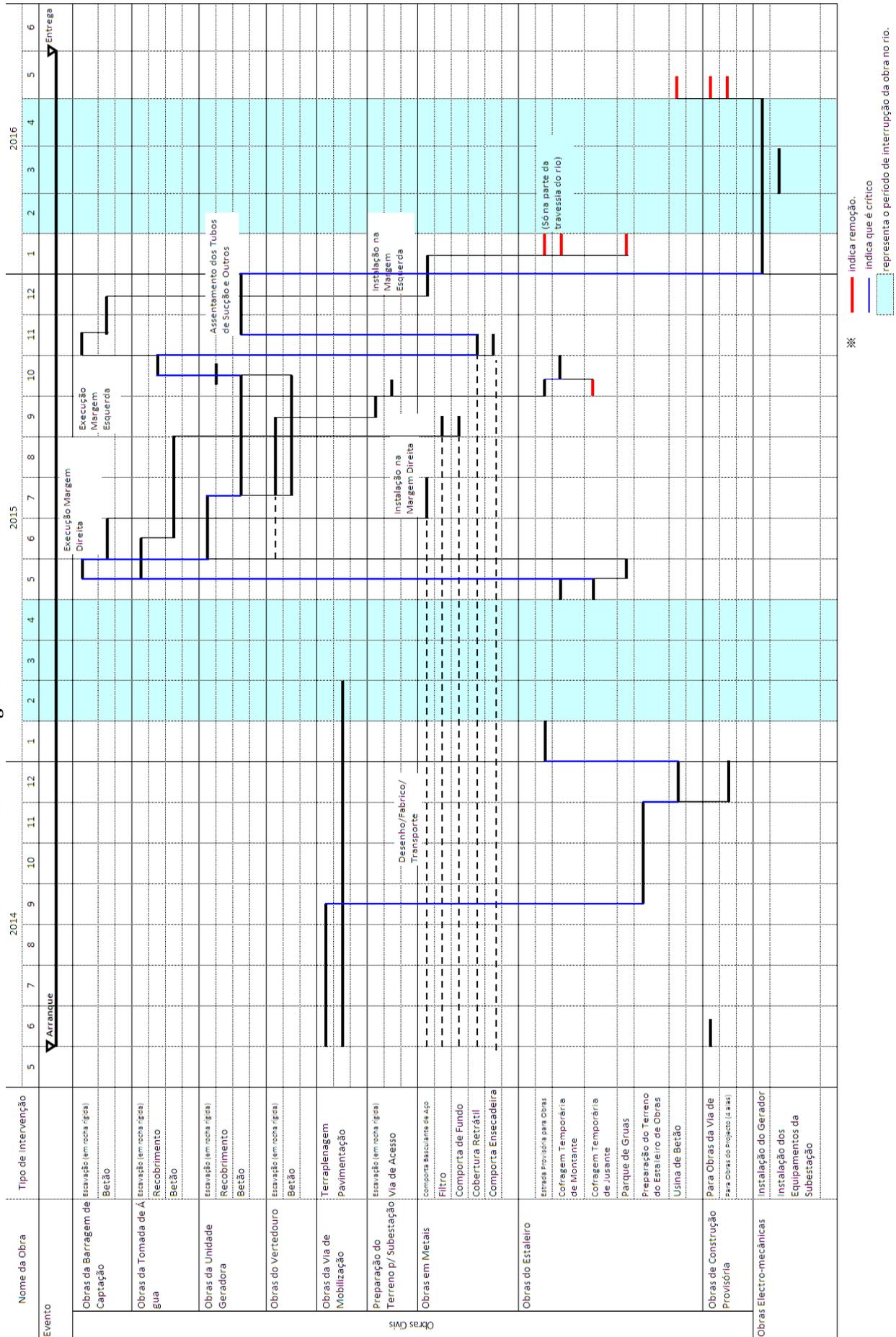


Figura 4.4-2 Área de Intervenção

Apresenta-se na Tabela 4.4-1 o fluxograma de execução das obras civis, com base no raciocínio acima.

Tabela 4.4-1 Fluxograma de Obras Civis



(2) Obras Electro-mecânicas

O tempo necessário para a execução das obras electro-mecânicas será o seguinte:

- Desenho, Fabrico e Transporte:	20 meses
- Instalação	3 meses
- Testes, Ajustes e Entrada em Operação:	1 mês
Total	24 meses

Nas obras electro-mecânicas serão despendidos 2 anos, pelo que, ao considerar o volume das outras obras, é crítico em termos de fluxo de obras.

(3) Obras de Transmissão e Distribuição

Para que as obras de transmissão/distribuição eléctrica sejam concluídas, tendo como meta referencial a época de início da operação da estação hidroeléctrica, estabelece-se o período de duração das obras como sendo de 6 meses, inclusive o o tempo para o assentamento dos cabos de distribuição e o período de testes.

(4) Fluxograma de Execução das Obras das Instalações Principais

Mostra-se o fluxograma de execução das obras das instalações principais na Tabela 4.4-2.

4.5 Plano de Implementação do Projecto

4.5.1 Condições Gerais

Organizam-se abaixo as condições gerais de elaboração do plano de implementação do projecto.

- Supõe-se que a época da celebração do Acordo de Empréstimo (L/A, do Inglês “Loan Agreement”) seja ao final de Novembro de 2011.
- O período de tempo requerido para os trâmites para a disponibilização seja o seguinte:

a)	Seleção da Empresa de Consultoria	5 meses
b)	Desenho Detalhado	9 meses
	Elaboração do Cad. Encargos e Aprovação da JICA	4 meses 01/06/2014
	Período de Concurso Público	3 meses (arranque das obras)
	Avaliação da Proposta e Aprovação da JICA	6 meses
	Negociações para o contrato, aprovação da JICA, abertura da Carta de Crédito (L/C) e emissão da Carta de Compromisso (L/Com)	3 meses
Total		30 meses

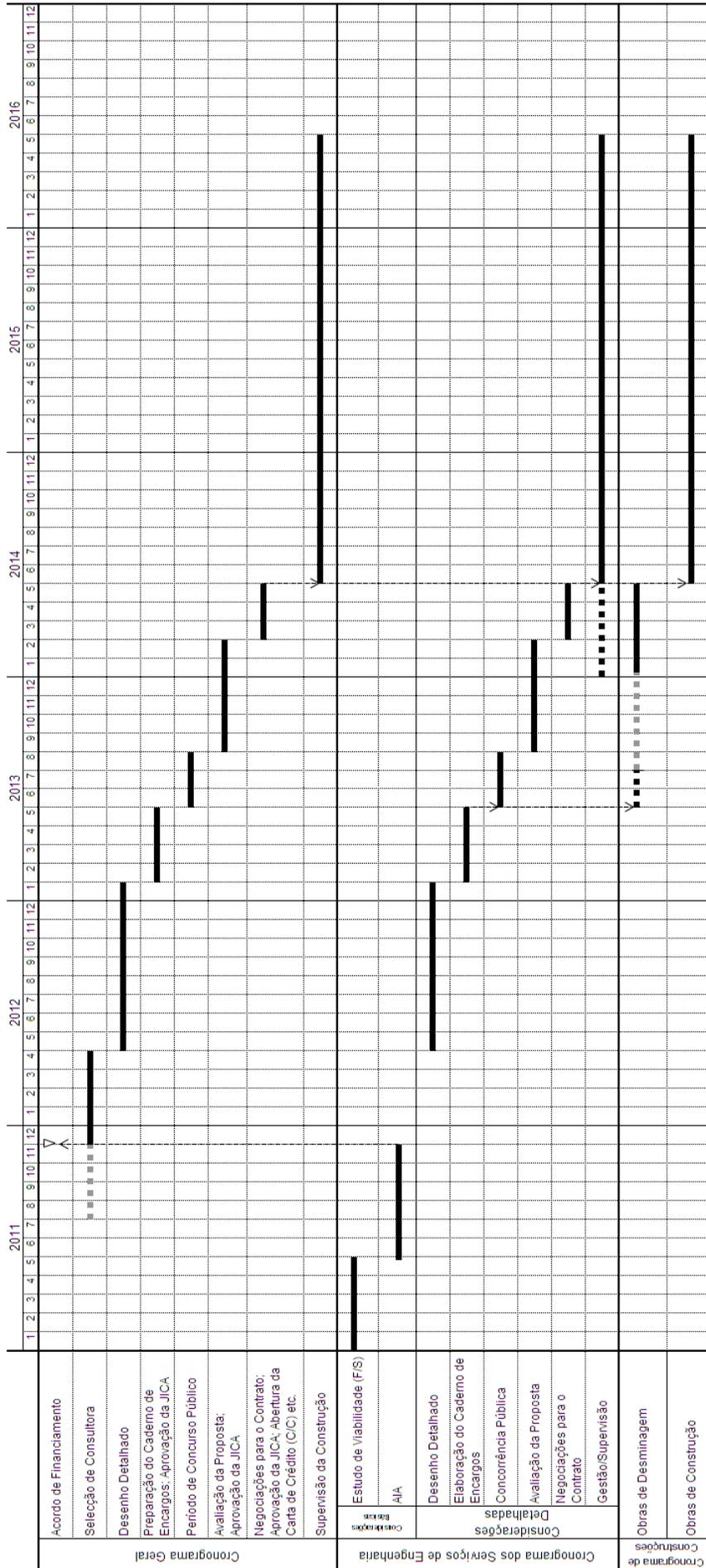
- Em princípio, é admitido o início dos trâmites só após o comunicado prévio (“pledge”) ao Governo Receptor.

4.5.2 Fluxo dos Procedimentos Básicos

O fluxo dos procedimentos básicos consiste da combinação do subitem 2 “Obras (Obras de Desminagem e de Construção das Instalações Principais)”, apresentado no item 4.4 “Plano e Fluxo de Implementação”, com as Condições Gerais descritas acima. O Fluxo dos Procedimentos Básicos está apresentado na Tabela 4.5-1.

Assim como mostra a Tabela 4.5-1, as duas obras referidas serão implementadas em simultâneo desde o Desenho Detalhado até a Elaboração do Caderno de Encargos da Licitação, mas seguirão cada qual o seu caminho a partir do Concurso Público. Isto permitirá o rápido arranque das obras e, conseqüentemente, a rápida entrada em operação.

Tabela 4.5-1 Fluxograma dos Procedimentos Básicos



4.5.3 Procedimentos Concernentes ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

Elabora-se o plano de procedimentos com base no descrito no Item 4.2.8 “Raciocínio sobre Assistência aos Projectos MDL”.

(1) Considerações Prévias sobre o MDL

No cadastramento de Projectos MDL, o factor principal de avaliação da adicionabilidade do projecto ao cadastro assenta-se em saber se os benefícios do MDL é imprescindível para o empreendimento em questão e se o projecto estava conjecturado preliminarmente para constituir um empreendimento MDL, já à altura da decisão sobre sua implementação.

Por este motivo, na implementação do Projecto em causa, é desejável que sejam feitas suficientes considerações sobre a necessidade do MDL para o empreendimento, fazendo comparações entre o caso de aplicar o MDL e o caso de não aplicá-lo desde a decisão pelo investimento.

A Directoria do MDL estabelece os métodos de comprovação e avaliação sobre as considerações prévias sobre o MDL, nas “Directrizes sobre a Comprovação e Avaliação Prévia do MDL” (“Guidelines on the Demonstration and Assessment of Prior Consideration of the CDM”)¹¹.

Estas Directrizes estabelecem para os novos projectos que: “ para os projectos, cujo início seja do dia 2 de Agosto de 2008 em diante, o empreendedor deve comunicar à Autoridade Nacional Designada - AND (Designated National Authority - DNA) e ao Gabinete da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (CQNUMC, ou UNFCC em Inglês), por escrito e no prazo de 6 meses a contar do arranque do projecto, sobre o início do empreendimento e sobre o intento de visar o MDL”; “quando realizar a apreciação para a validação do Projecto, a a Entidade Operacional Designada (EOD) deve confirmar junto à AND ou o Gabinete da CQNUMC se houve algum comunicado sobre a questão. Caso não se confirme o comunicado, a EOD deve entender que não foram feitas suficientes considerações sobre o MDL no acto da decisão sobre o projecto em causa”.

Estima-se que a “data do arranque do projecto”, para o presente caso, será a data da decisão sobre a implementação do empreendimento, ou seja, a data da celebração do Acordo de Empréstimo entre os Governos do Japão e de Angola.

Portanto, o comunicado à AND Angolana e ao Gabinete da CQNUMC, sobre o início do projecto e o intento de visar o MDL, deve ser feito no prazo de 6 meses a partir da data da celebração do Acordo de Empréstimo entre os Governos do Japão e de Angola.

11 EB49 Report Anx22

(2) Elaboração do DDP, NCP e NIP

Após a decisão sobre os detalhes do empreendimento, são elaborados o DDP (Documento de Desenho de Projecto), a NCP (Nota de Concepção do Projecto) e a NIP (Nota de Ideia do Projecto), sob responsabilidade do Dono do Projecto. Na elaboração do DDP, deve ser utilizado o formulário actualizado de DDP para pequenos projectos e seguida a versão actualizada da metodologia, ambos publicados no site de internet da CQNUMC; e o teor de empreendimento deve ser descrito com precisão, com base nas directrizes de elaboração do DDP. Quanto à elaboração da NCP e NIP, devem seguir o formulário estabelecido pela AND (DNA) Angolana.

Outrossim, o “draft” do DDP, elaborado ao cabo do Estudo de Viabilidade (F/S) e a ser anexado a este a título de apêndice, poderá vir a servir de referência. Contudo, há que lembrar que o referido “draft” do DDP baseia-se nos dados ainda da fase do F/S, contendo inclusive dados apenas estimativos, de modo que o seu teor terá de ser actualizado de acordo com os resultados do Estudo de Desenho Detalhado e da Avaliação de Impacte Ambiental, a serem realizados doravante, e conforme as decisões futuras da Directoria do MDL.

(3) Carta de Aprovação do Governo Angolano e Obtenção da Carta de Aprovação do Governo Japonês

Angola, que é o país participante do projecto em causa, representada pela AND (DNA) Angolana e na qualidade de investidor, deve obter a presumível Carta de Aprovação do Governo do Japão.

Refira-se ao Item 4.2.8-(2), para os procedimentos de aprovação do Governo de Angola.

Outrossim, sendo o projecto em causa um empreendimento de Empréstimo em Ienes Japoneses, deve ser obtido, além da Carta de Aprovação do MDL, uma carta do Governo Japonês, confirmando que o capital a ser investido no projecto em causa não se trata de desvio de verba da AOD, estando à parte das obrigações financeiras.

(4) Realização da Apreciação para Validação

Depois de pronto o DDP, o participante do projecto (o Dono do Projecto, ou o comprador do crédito) deve seleccionar uma EOD apropriada, solicitar a realização da apreciação para validação e apresentar o DDP à EOD.

O DDP, depois de verificado o preenchimento dos quesitos do MDL pela EOD, será publicado integralmente no website e aceitará os comentários públicos dos dois países signatários, “stakeholders”, ONGs reconhecidas etc. durante 30 dias.

Passado este processo de auscultação pública, a EOD deve verificar se o projecto está de acordo com as estipulações e exigências do Protocolo de Kioto e da Directoria do MDL, através de estudos de campo e apreciações à mesa, e, por fim, apresentar o teor da apreciação à Directoria do MDL a título de Relatório de Validação e divulgar o mesmo ao público.

(5) Solicitação de Cadastramento

Os trâmites de solicitação de cadastramento do Gabinete da CQNUMC são realizados por intermédio da EOD.

Os documentos apresentados serão verificados pelo Gabinete da CQNUMC quanto à completidão e teor de informação/relatório; e os resultados serão divulgados ao público.

Após este procedimento, se não houver pedidos de reavaliação (revisão) por parte dos dois países signatários do Projecto ou de 3 ou mais membros da Directoria do MDL, o empreendimento será cadastrado como Projecto MDL.

Caso haja algum pedido de reavaliação (revisão), a Directoria do MDL fará considerações sobre o cadastramento.

Ademais, o empreendimento em causa, por se tratar de um Projecto MDL tendo como empreendedor Angola, que está classificado como País Menos Desenvolvido, serão isentos os ónus de cadastramento.

O início do período de validade do crédito será a data oficial de entrada da hidroeléctrica em operação ou a data do cadastramento como Projecto MDL, o que vier depois. Por este motivo, é desejável que a entrega da obra e o cadastramento sejam feitos na mesma época. Assim como mostra a Tabela 4.5-2, será necessário realizar os trâmites do MDL, concomitantemente com o progresso das obras e com o fluxograma.

(6) Monitoramento e Verificação; Emissão do CER

Para emitir os créditos na pessoa do MDL, será necessário monitorar continuamente os parâmetros exigidos, a partir do momento em que o empreendimento é cadastrado como tal; e a EOD deve fazer a verificação periódica dos resultados do monitoramento.

Os parâmetros presumíveis de monitoramento, no caso do empreendimento em causa, são a quantidade total de energia produzida nas instalações geradoras e a quantidade de energia fornecida de facto aos utentes, sendo que estes parâmetros devem ser registados, guardados e compilados em forma de Relatório de Monitoramento, sob responsabilidade do Dono do Projecto.

O Relatório de Monitoramento, depois de divulgado em página de internet, será averiguado pela EOD se reflete os resultados da implementação correcta do teor explicitado no DDP e se

está de acordo com as regulamentações. A EOD realizará também, conforme necessidade, visitas de estudo ao local, onde fará o escrutínio dos registos de operação, a recolha de dados de medição e testes de precisão dos equipamentos de monitoramento, para então certificar a quantidade do CER, e elaborar/divulgar os relatórios de averiguação e certificação.

As solicitações de emissão do CER ao Gabinete da CQNUMC será feito através da EOD.

Os documentos de solicitação serão verificados quanto à completidão e teor de relatório pelo Gabinete da CQNUMC e, então, será divulgado ao público em geral.

Após este procedimento, se não houver pedidos de reavaliação (revisão) por parte dos dois países signatários do Projecto ou de 3 ou mais membros da Directoria do MDL, o CER será emitido.

Caso haja algum pedido de reavaliação (revisão), a Directoria do MDL fará considerações sobre a emissão.

O Dono do Projecto precisa realizar continuamente o monitoramento de todos os parâmetros durante o período de validade do crédito, além de proceder à averiguação dos resultados do monitoramento acima e à solicitação da emissão do CER com certa periodicidade repetitivamente, de modo que, para que a emissão possa ser feita sempre com tranquilidade, é desejável que seja montado uma estrutura de monitoramento de longo prazo, assim como uma de apoio provido por uma empresa de consultoria especializada em MDL ou afins.

(7) Renovação do Período de Validade do Crédito

Para o Projecto em causa será adoptado o crédito do tipo renovável de 7 anos \times 3 períodos, de modo que será necessário proceder aos trâmites de actualização das linhas de base e de renovação do crédito a cada 7 anos, no total de 2 vezes.

O Dono do Projecto deve começar a rever as linhas de base do DDP, estabelecidas à altura do cadastramento à luz da versão actualizada da metodologia; calcular a quantidade de emissões reduzidas; e revisar as partes concernentes ao Plano de Monitoramento, com 1 ano de antecedência ao vencimento do prazo de validade do crédito de 7 anos.

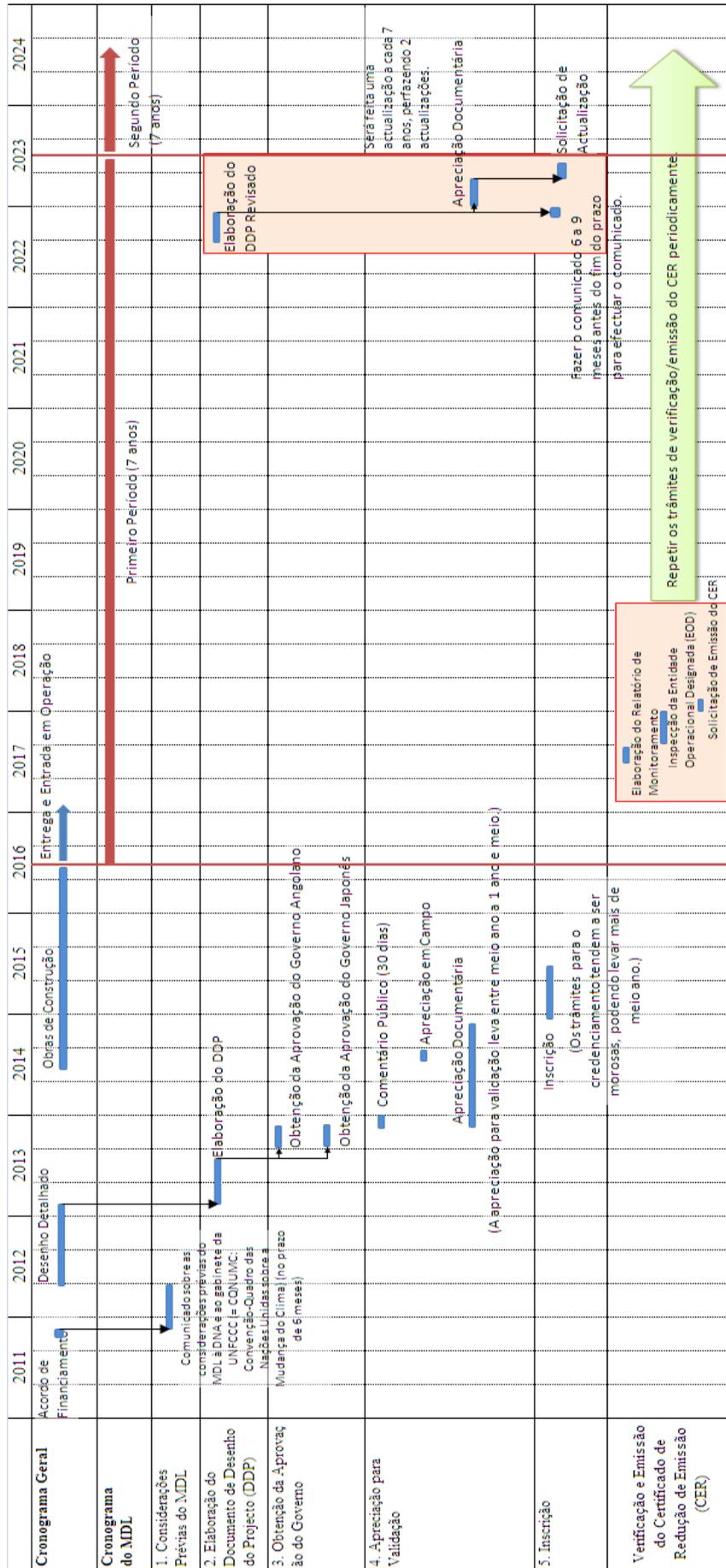
Depois da revisão do DDP, os dados sobre o DDP actualizado e a EOD seleccionada devem ser comunicados ao Gabinete CQNUMC, no prazo de 9 a 6 meses antes de caducar o crédito vigente.

Com base no DDP revisado, a EOD fará a validação das linhas de base actualizadas e solicitará a renovação ao Gabinete. O Gabinete, após verificar a completidão dos documentos de solicitação, publicará sobre a renovação do período de crédito por 4 semanas no seu site da internet e, se não houver pedido de revalidação durante este período, o período de crédito será renovado.

Obs.: Caso o Gabinete não acuse a recepção da solicitação de renovação até 6 meses antes de caducar a validade do crédito, não será possível emitir o CER para além do período de crédito vigente.

Os procedimentos necessários para renovação de crédito estão apresentados na Tabela 4.5-2.

Tabela 4.5-2 Fluxo até o Cadastramento do MDL (Proposta)



4.6 Custos do Empreendimento

4.6.1 Condições Básicas

(1) Taxa de Câmbio (Numerais Válidos: 3 cifras)

Média de 2010 (Fonte: Banco Nacional de Angola)

- ① JPY/USD USD 1 = JPY 87,6
- ② Kz/USD USD 1 = Kz 91,9
- ③ JPY/Kz Kz 1 = JPY 0,953

(2) Índice de Aumento dos Preços (Incluindo os de Serviços de Engenharia)

- ① Fração em Moeda Estrangeira: 0,0% ao ano
- ② Fração em Moeda Local: 10,0% ao ano

(3) Índice de Contingências Físicas

Em princípio será de 3%, mas, para as obras civis que apresentam numerosos factores de incerteza, estipulam-se 5%.

(4) Peças Sobressalentes

Considerando a impotância de Operação/Manutenção, serão incluídos nos equipamentos os preços de peças sobressalentes para pelo menos 2 anos.

(5) Data-Padrão para o Cálculo do Custo de Base

Fevereiro de 2011.

(6) Procedimentos de Cálculo do Custo de Projecto

- ① Cálculo do Custo de Base
- ② Custo de Base \times Índice de Aumento de Preços
- ③ $(\text{①} + \text{②}) \times$ Índice de Contingências Físicas
- ④ Custo Total = ① + ② + ③

Ademais, o aumento dos preços e as contingências físicas constantes dos serviços de consultoria serão incluídos nas despesas de consultoria, não sendo computarizado em separado como contingências do projecto como um todo.

(7) Padrão Anual Exigido para o Fundo Anual de Amortização

Seguirá o ano de calendário (Janeiro a Dezembro).

4.6.2 Operações de Desminagem

O quadro das operações de desminagem consitui-se do pessoal local, que executará as operações em campo, e do pessoal Japonês, que supervisionará e gerirá a execução. Mostram-se abaixo a composição da brigada de desminagem, os recursos humanos que precisam ser contratados localmente em Angola e suas remunerações.

• Coordenador	USD 2.000/mês
• Assistente	USD 1.500/mês
• Supervisor	USD 1.000/mês
• Chefe de Equipa	USD 900/mês
• Resgate	USD 700/mês
• Operador	USD 700/mês
• Motorista	USD 650/mês
• Logística e Comunicação	USD 500/mês
• Técnico de Manutenção	USD 700/mês
• Sapador	USD 500/mês

(1) Despesa de Comando Geral das Actividades

Será necessário designar um perito para verificar e supervisionar as operações de desminagem a serem executadas pelo pessoal Angolano. Esta tarefa será executada por um perito Japonês e assistentes Angolanos.

Recursos Humanos Japoneses: Perito em Minas Terrestres e Perito em UXOs (1 de cada)

Recursos Humanos Angolanos: Administrador (1) e Motorista (2)

As despesas desta actividade consistirão dos custos relativos ao pessoal especializado, tais como mão-de-obra, deslocamento e de alojamento, além das despesas com as viaturas e os custos administrativos. A percentagem a aplicar para os custos administrativos será de 15%.

(2) Investigação e Remoção de Minas Terrestres do Entorno de Pontes

A investigação e remoção de minas terrestres do entorno de pontes será realizado por 3 pessoas, a saber: o coordenador da parte Angolana e sapadores, necessitando para tanto 1,6 meses.

Além dos custos de mão-de-obra deste pessoal, serão necessários carrinha pick-up e outros equipamentos e materiais (genéricos e para explosão, além dos consumíveis e outros). Quanto à carrinha pick-up, será utilizada uma da propriedade do organismo executor de desminagem da parte Angolana, de modo que, em termos de despesas, atribui-se o custo de combustível. Além disto, para outros equipamentos e materiais, serão atribuídos 20% da soma dos custos de mão-de-obra e de combustível, para fins de cálculo.

(3) Investigação e Remoção de Minas Terrestres das Vias de Mobilização dos Equipamentos e Materiais e da Rota de Transmissão da Energia Eléctrica

A investigação e remoção de minas terrestres das vias de mobilização dos equipamentos e materiais e da rota de transmissão da energia eléctrica exigem 3 meses para serem concluídas e serão levadas a cabo contando com 1 coordenador, 1 assistente, 1 supervisor, 2 chefes de equipa, 1 resgate, 2 operadores, 5 motoristas, 4 técnicos em logística e comunicação, 2 técnicos de manutenção, 20 sapadores, que trabalharão em brigada.

O raciocínio do cálculo das despesas é o mesmo que aquele da investigação e remoção de minas terrestres do entorno de pontes.

O custo necessário para a realização dos itens (1) a (3) soma 26 milhões de Ienes Japoneses, sendo 7,5 milhões de JPY em moeda estrangeira e os restantes 18,5 milhões de JPY em moeda local (moeda Angolana), assim como mostra a Tabela 4.6-1.

Tabela 4.6-1 Custos das Operações de Desminagem

1 USD = 87,6 JPY

Custo total de Desminagem		Em Ienes Japoneses	26.241.751 JPY	
Subtotal do Custo de Desminagem		7.501.220 JPY	213.933 USD	
1	Custos da Central de Comando Geral		7.501.220 JPY	60.375 USD
1.1	Mão-de-Obra	Perito em Desminagem	1.260.000 JPY	
		Intérprete Japonês-Português	1.050.000 JPY	
		Coordenador		9.000 USD
1.2	Passagens dos Japoneses	Perito e Intérprete	4.000.000 JPY	
1.3	Alojamento dos Japoneses	Perito e Intérprete		11.000 USD
1.4	Ajuda de Custo dos Japoneses	Perito e Intérprete	212.800 JPY	
1.5	Alojamento do Pessoal Local	Coordenador		4.500 USD
1.6	Aluguer de Viaturas	Aluguer de Viatura (1)		5.500 USD
		Aluguer de Viatura (2)		22.500 USD
1.7	Custos Administrativos Gerais	15% do Total de 1.1 a 1.7	978.420 JPY	7.875 USD
2	Custos da Brigada de Investigação e Remoção de Minas Terrestres no Entorno de Pontes			7.488 USD
2.1	Mão-de-Obra	Coordenador		3.200 USD
		Encarregado de EOD		2.400 USD
2.2	Combustível	Carrinha Pick-up		640 USD
2.3	Equip./Mat.Genéricos, Equip./Mat. de Explosão, Consumíveis etc.	20% do 2.1+ 2.2 acima		1.248 USD
3	Custos da Brigada de Investigação e Remoção de Minas Terrestres na Rota de Transmissão			146.070 USD
3.1	Mão-de-Obra	Coordenador		9.000 USD
		Assistente		6.750 USD
		Supervisor		4.500 USD
		Chefe de Equipa		8.100 USD
		Resgate		3.150 USD
		Operadores		6.300 USD
		Motoristas		14.625 USD
		Logística e Comunicação		9.000 USD
		Técnico de Manutenção		6.300 USD
		Sapadores		45.000 USD
3.2	Combustível	Desmatador		4.500 USD
		Carrinha Pick-up		4.500 USD
3.3	Equipamentos e Materiais Genéricos, Equipamentos e Materiais para Explosões, Consumíveis etc.	20% do 3.1 + 3.2 acima		24.345 USD

4.6.3 Obras Civas

Os padrões de estimativa de custo foram obtidos fazendo-se os cálculos com base nos padrões Japoneses de cálculo (do Manual de Padrões de Cálculo para Obras Civas) e ajustando os resultados em consideração às conjunturas nacionais de Angola. A estes padrões, foram multiplicados os preços unitários dos possíveis países fornecedores para se obterem os custos unitários por tipo de obra.

O custo unitário da obra, por tipo, é obtido multiplicando-se as quantidades, calculadas em separado, ao custo unitário por tipo de obra acima mencionado; e os valores assim obtidos, somados por tipo de obra, resultam no custo directo de obra.

Como custos indirectos de obra, atribuem-se: os custos de supervisão do local da obra e os custos administrativos gerais.

Estabeleceu-se que, dentre os materiais e equipamentos, os varões de aço/outros elementos metálicos e máquinas de construção serão mobilizados do exterior e todos os outros materiais serão adquiridos localmente.

Portanto, ficam como elementos de fração em moeda local: 1) Mão-de-Obra, 2) materiais excepto varões de aço/outros elementos metálicos, 3) óleo combustível e 4) despesas miscelâneas; e como elementos de fração em moeda estrangeira: 1) varões de aço/outros elementos metálicos, 2) aluguer de máquinas e equipamentos (incluindo frete de máquinas), 3) frete de varões de aço/ outros elementos metálicos.

Mostra-se na Tabela 4.6-2 o discriminativo de obras civis. O custo total das obras civis somam 1.351 milhões de Ienes Japoneses.

Tabela 4.6-2 Custos das Obras Civis

Tipo de Obra		Custo de Base (Milhão JPY)		
		Moeda Local (M.Loc.)	Moeda Estrangeira (M.Estr.)	Subtotal
1	Obras de Vias de Acesso e Mobilização	53.9	82.2	136.1
2	Obras de Construção Provisória	198.2	14.2	212.4
3	Obras de Instalações Provisórias	50.5	64.7	115.2
4	Obras da Tomada de Água	33.2	57.3	90.5
5	Obras da Barragem	14.8	21.9	36.7
6	Obras da Unidade Geradora	52.3	96.2	148.5
7	Obras do Vertedouro	16.2	49.8	66
8	Preparação do Terreno da Subestação	1.2	5.6	6.8
9	Comporta Basculante de Aço	12.5	423.8	436.3
10	Filtro	0.6	18.5	19.1
11	Comporta de Fundo	0.1	1.1	1.2
12	Cobertura Retrátil da Unidade Geradora	0.6	18.7	19.3
13	Comporta Ensecadeira	0.7	27	27.7
14	Transporte de Elementos Metálicos	0.0	35.3	35.3
Custo Total de Obra Civil		434.8	916.3	1351.1

4.6.4 Obras Electro-mecânicas

Os custos dos equipamentos, tais como turbina, gerador, transformador principal e outras para instalações diversas, foram calculados com base nos orçamentos fornecidos pelas marcas Japonesas com experiência em obras no exterior.

Outrossim, os custos de embalagem, obras de instalação e supervisão do fornecimento, assim como o rateio entre as frações em moeda local e em moeda estrangeira, foram calculados com base nos dados realizados de outras localidades.

Tabela 4.6-3 Custos das Obras Electro-mecânicas

Item	Custo (milhões JPY)	M. Local	M. Estr.	Observações
Turbina	838	42	796	Tubular em S (2 unidades)
Gerador	429	21	408	1.700 kVA × 2 unidades (6,6 kV)
Transformador Principal	105	5	100	3.400 kVA (6,6 kV/33 kV)
Outras Instalações	39	2	37	Outras instalações padronizadas
Total	1.411	70	1.341	

Pelo exposto acima, os custos das obras electro-mecânicas somam 1.411 milhões de Ienes Japoneses.

Outrossim, um ano após a entrada em operação, será feita a (primeira) inspecção com desmonte e verificações sobre a operação das instalações.

4.6.5 Obras de Transmissão/Distribuição Eléctrica

(1) Obras de Distribuição Eléctrica de Alta Tensão

Os custos dos cabos de distribuição de 30 kV serão calculados tomando-se como referência os orçamentos apresentados pelas empresas angolanas que executam obras de instalação dos cabos, assim como aos trabalhos realizados pelas empresas de electricidade Japonesas.

- 12,6 milhões de JPY/km (ACSR 120 mm²) × 46 km = 579,6 milhões de JPY

Pelo exposto acima, o custo das obras dos cabos de distribuição de alta tensão somam 579,6 milhões de JPY. Tendo em vista que as obras de transmissão e distribuição eléctrica utilizarão equipamentos e materiais locais, estima-se a fração em moeda local em 90% (JPY 521,6 milhões) e a fração em moeda estrangeira em 10% (JPY 58 milhões).

(2) Obras de Distribuição Eléctrica de Baixa Tensão

Os custos dos cabos de distribuição de 400 – 230 V serão calculados, tomando-se como referência os orçamentos apresentados pelas empresas angolanas que executam obras de instalação dos cabos, assim como os trabalhos realizados pelas empresas de electricidade Japonesas.

- Cabos de distribuição eléctrica de baixa tensão: 5,9 milhões de JPY/km (AAC 250 mm²) × 7 km = 41,3 milhões de JPY

Medidores de Wh Pré-pagos: 21 milhões de JPY (monofásico: 2.100 casas, trifásico: 50 casas)

Pelo exposto acima, o custo das obras dos cabos de distribuição de baixa tensão somam 62,3 milhões de JPY. Tendo em vista que as obras de transmissão e distribuição eléctrica utilizarão equipamentos e materiais locais, estima-se a fração em moeda local em 90% (JPY 56,1 milhões) e a fração em moeda estrangeira em 10% (JPY 6,2 milhões).

O total dos custos das obras de transmissão e distribuição eléctrica somam 641,9 milhões de JPY, com fração em moeda local de 577,7 milhões de JPY, e fração em moeda estrangeira de 64,2 milhões de JPY.

4.6.6 Custo de Obras (Custo de Base)

Pelo exposto acima, o custo de obras (custo de base) será de 3.430 milhões de Ienes Japanese, assim como mostra a Tabela 4.6-4.

Tabela 4.6-4 Quadro Sinóptico do Custo de Obras

Item			C. Obras (Custo de Base) (Milhões JPY)
1	Investigação e Remoção de Minas Terrestres Land-mine investigation and Removal	Operações de Desminagem	26
Intervenções Principais		Obras de Instalações Principais	3.342
2	Obras Cívicas	Obras Cívicas	1.351
3	Obras Electromecânicas	Obras Electro-mecânicas	1.411
4	Linhas de Transmissão Associadas	Obras de Linhas de Transmissão/ Distribuição	642
Custo de Construção (Custo de Base)		Custo de Obra	3.430

4.6.7 Fundo de Reserva para Aumento de Preços (FRAP)

No Item 2.1.1, foi estabelecido o índice de 10% ao ano para o Fundo de Reserva para Aumento de Preços (FRAP) destinado à fração em moeda local, feitas as considerações sobre o IPC (Índice de Preços no Consumidor). Por outro lado, quanto à fração em moeda estrangeira, não exige o fundo de reserva para aumento de preços, considerando-se o índice de aumento de preços no Japão.

O cálculo do FRAP é feito por meio da seguinte fórmula:

$$\text{FRAP} = \text{Custo de Base} \times (1 + R)^T - \text{Custo de Base}$$

R : Índice de aumento de preços (= 10 %)

T : Ponto intermédio (mês/ano) do período de execução das obras alvos – Mês/ano padrão de cálculo (Fevereiro de 2011) (Ano)

Em termos de FRAP, sua fração em moeda local é estimada em 510 milhões de JPY; e a fração em moeda estrangeira em 0 JPY, o que totaliza 510 milhões de JPY.

4.6.8 Fundo de Reserva para Contingências Físicas (FRCF)

Foi atribuído 5% do valor das obras como fundo de reserva para as obras civis, incluindo as da via de mobilização de equipamentos que fazem parte das intervenções preliminares, e 3% para outros tipos de intervenções.

O cálculo do FRCF é feito por meio da seguinte fórmula:

$$\text{FRCF} = (\text{Custo de Base} + \text{FRAP}) \times \% \text{ do FRCF}$$

Em termos de FRCF, sua fração em moeda local é estimada em 54 milhões de JPY; e a fração em moeda estrangeira em 75 milhões de JPY, o que totaliza 129 milhões de JPY.

4.6.9 Despesas de Serviços de Engenharia e Custos Administrativos

As despesas de serviços de engenharia serão de 6% do custo da obra; ou seja, 244 milhões de Ienes Japoneses. A partilha das frações em moeda local e em moeda estrangeira foi estimada em 40% de moeda local e 60% de moeda estrangeira, com base nas experiências de projectos passados.

Além disto, os custos administrativos da parte do dono da obra é estimado em 2,5%, ou seja, 102 milhões de Ienes Japoneses.

4.6.10 Custo de Empreendimento

Mostra-se o discriminativo do custo de empreendimento calculado conforme o acima descrito, na Tabela 4.6-5. Os custos de empreendimento somam 4.416 milhões de Ienes Japoneses.

Tabela 4.6-5 Discriminativo do Custo de Empreendimento

Custo	Taxa de Câmbio		1 US\$=		91.9		Kz =		87.6 JPY		1 Kz =		0.953 JPY		Custo Total Cost Milhão JPY		
	Item do Trabalho	Custo de Base Milhão JPY	M.Loc. %	M.Estr. %	Fração em M.Loc. (Milhão JPY)				Fração em F/C (Milhão JPY)								
					Custo de Base Milhão JPY	Contingências de Preços		Contingências Físicas		Custo de Base Milhão JPY	Contingências de Preços		Contingências Físicas				
						%	Anos	Valor	%		Valor	%	Anos	Valor		%	Valor
1	Investigação e Remoção de Minas Terrestres	26.2	71%	29%	18.7	10%	2.5	5.0	1.2	5%	1.2	0%	2.5	0.0	5%	0.4	7.9
2	Obras Cívicas	1351.1			434.8			186.3	23.5		916.3			0.0		33.0	949.3
2.1	Obras Cívicas	812.2			420.3			179.9	23.0		391.9			0.0		18.3	410.2
	2.1.1 Vias de Acesso e Mobilização	136.1	40%	60%	53.9	10%	3.6	22.1	3.8	5%	79.8	0%	3.6	0.0	5%	4.1	86.3
	2.1.2 Construções Provisórias	212.4	93%	7%	198.2	10%	3.6	81.1	8.4	3%	287.7	0%	3.6	0.0	5%	0.7	14.9
	2.1.3 Instalações Provisórias	115.2	44%	56%	50.5	10%	3.8	22.0	2.2	3%	74.7	0%	3.8	0.0	3%	1.9	66.6
	2.1.4 Tomada de Água	90.5	37%	63%	33.2	10%	4.0	15.4	2.4	5%	51	0%	4	0.0	5%	2.9	60.2
	2.1.5 Barragem	36.7	40%	60%	14.8	10%	4.0	6.9	1.1	5%	22.8	0%	4	0.0	5%	1.1	23.0
	2.1.6 Unidade Geradora	148.5	35%	65%	52.3	10%	4.0	24.3	3.8	5%	80.4	0%	4	0.0	5%	4.8	101.0
	2.1.7 Vertedouro	66.0	25%	76%	16.2	10%	4.0	7.5	1.2	5%	24.9	0%	4	0.0	5%	2.5	52.3
	2.1.8 Terreno da Subestação	6.8	18%	82%	1.2	10%	4.0	0.6	0.1	5%	1.9	0%	4	0.0	5%	0.3	5.9
2.2	Obras em Metal	538.9			14.5			6.4	0.5		21.4			0.0		14.7	539.1
	2.2.1 Comporta Basculante de Aço	436.3	3%	97%	12.5	10%	3.8	5.5	0.5	3%	18.5	0%	3.8	0.0	3%	12.7	436.5
	2.2.2 Filtro	19.1	3%	97%	0.6	10%	3.9	0.3	0.0	3%	0.9	0%	3.9	0.0	3%	0.6	19.1
	2.2.3 Comporta de Fundo	1.2	8%	92%	0.1	10%	3.9	0.0	0.0	3%	0.1	0%	3.9	0.0	3%	0	1.1
	2.2.4 Cobertura Retrátil da Unidade Geradora	19.3	3%	97%	0.6	10%	4.0	0.3	0.0	3%	0.9	0%	4.0	0.0	3%	0.6	19.3
	2.2.5 Comporta Ensecadeira	27.7	3%	98%	0.7	10%	4.0	0.3	0.0	3%	1	0%	4.0	0.0	3%	0.8	27.8
	2.2.6 Transporte de Elementos Metálicos	35.3	0%	100%	0.0	10%				0%		0%	0.0	0.0	0%	0	35.3
3	Obras Electro-mecánicas	1,411.0			70.0			34.5	3.1		107.6			0.0		40.2	1,381.2
	3.1 Turbina	838.0	5%	95%	42.0	10%	4.2	20.7	1.9	3%	64.6	0%	4.2	0.0	3%	23.9	819.9
	3.2 Gerador	429.0	5%	95%	21.0	10%	4.2	10.3	0.9	3%	32.2	0%	4.2	0.0	3%	12.2	420.2
	3.3 Transformador	105.0	5%	95%	5.0	10%	4.2	2.5	0.2	3%	7.7	0%	4.2	0.0	3%	3.0	110.7
	3.4 Outras Auxiliares	39.0	5%	95%	2.0	10%	4.2	1.0	0.1	3%	3.1	0%	4.2	0.0	3%	1.1	38.1
4	Linhas de Distribuição Associadas	641.9			577.7			284.4	25.9		888.0			0.0		1.9	66.1
	4.1 Obras de Distribuição de Alta Voltagem	579.6	90%	10%	521.6	10%	4.2	256.8	23.4	3%	801.8	0%	4.2	0.0	3%	1.7	59.7
	4.2 Obras de Distribuição de Baixa Voltagem	62.3	90%	10%	56.1	10%	4.2	27.6	2.5	3%	86.2	0%	4.2	0.0	3%	0.2	6.4
	Total dos Custos de Construção	3,430.2			1,101.2			510.2	53.7		1,665.1			0.0		75.5	2,404.5
5	Valor Cobrado pelos Serviços de Consultoria (6.0% do Custo de Construção)		40%	60%							97.7						146.5
6	Administração (2.5% do Custo de Construção)		100%	0%							101.7						0.0
	Custo Total do Projecto	3,430.2			1,101.2			510.2	53.7		1,864.5			0.0		75.5	2,551.0

Obs.: As contingências de preços foram calculados à base dos preços médios de cada cronograma planeado.

4.6.11 Medidas de Redução dos Custos

Mostram-se a seguir as medidas de redução dos custos adoptadas para o Projecto em causa, na “Tabela 4.6-6 Relação dos Custos a Reduzir nas ‘Conjecturações Durante o Planeamento’”.

Nome do Empreendimento:	“Estudo Preparatório para o Projecto de Desenvolvimento Regional de Energia Eléctrica da República de Angola”
Período de Realização do F/S:	Agosto de 2010 a Janeiro de 2012
Custo Estimativo Global Inicialmente Calculado:	5,92 mil milhões de JPY
Custo Estimativo Global Após Revisão:	4,42 mil milhões de JPY

Tabela 4.6-6 Relação dos Custos a Reduzir nas “Conjecturações Durante o Planeamento”

Medida Nº	Item Alvo da Redução de Custos	Valor da Redução (Un: 100 milhões JPY)	Apêndice Nº
A) Elaboração do Plano Ótimo ① Plano de Adução			
A-①-1	Revisão do plano de adução da água para produção	JPY 360 milhões	1
A) Elaboração do Plano Ótimo ② Modo de Aquisição de Máquinas de Construção			
A-②-1	Revisão do modo de aquisição de máquinas de construção	JPY 1,14 mil milhões	2
B)			
B -1			
C)			
C -1			
D)			
D -1			
Total		JPY 1,5 mil milhões	
Índice de Redução de Custos			74,7%

Obs. sobre Apêndice: Resume-se o teor dos itens alvos de redução de custos no Formulário A (máximo 1 página).

Apêndice 1

Formulário A (Padronizado)

Medida Nº A-①-1

Item Alvo de Redução do Custo:

Empreendimento: Projecto de Electrificação Rural na República de Angola

Resumo: Dentre 5 localidades candidatas para implementação de empreendimentos de electrificação rural, foi seleccionada a localidade de Cutato, que foi julgado como tendo condições mais adequadas.

【Especificação da Hidroeléctrica】 Potência Máxima: 3.000 kW
 Vazão a Utilizar: 50 m³/s
 Altura Total de Queda: 8,0 m
 Turbina: Tipo Tubular em S

【Teor da Revisão】

- 1) Plano Original: No Primeiro Estudo em Angola, tendo-se julgado que a escavação seria trabalhosa devido à rigidez da rocha do local de projecto, foi proposto o plano de construção de um canal (proposta de instalação de um muro de betão com 400 m de extensão para aduzir a água para gerar electricidade) para reduzir os trabalhos de escavação.
- 2) Após Revisão: A proposta de construção do canal permite reduzir o volume escavado, mas, em contrapartida aumenta o volume do betão a ser utilizado. Assim, conjecturou-se a instalação da unidade geradora sob a barragem (proposta sob a barragem: com escavação de 400 metros de extensão do leito do rio, desde o vertedouro em direcção a jusante) e, como resultado, constatou-se que isto poderia reduzir o custo das obras e, assim, esta proposta foi adoptada. Outrossim, a escavação será feita pelo método de perfuração e desmonte por explosão (“rock blasting”).

【Valor da Redução】 Cerca de 360 milhões de Ienes Japoneses

【Efeito】 No Segundo Estudo em Angola, constatou-se que, no leito do rio em causa, existe areia (agregado fino), mas não existe cascalho (agregado grosso), de modo que existe a necessidade de britar a rocha escavada. Assim sendo, com a adopção da “proposta sob barragem”, pôde-se reduzir o volume de betão, assim como facilitar a produção do agregado grosso.

【Tabelas/Figuras Comparativas】

Tipo de Intervenção	Especificações	Unidade	Qtidade	C.Unit. (JPY)	Custo da Obra (JPY)	
					Prop. Canal	Prop. sob Barrag.
Betão		m ³	8.350	35.543	296.784.050	
Process./Arm.Varões	0,1 t/m ³ (Betão)	t	835	70.280	58.683.800	
Escavação	Rocha Rígida	m ³	13.100	7.760		101.656.000
Cofragem	Cofragem convencional	m ²	10.800	4.552	49.161.600	
Subtotal					404.629.450	101.656.000
Supervisão de Obras	Subtotal ×15%	Cjto.	1		60.694.418	15.248.400
Admin. Geral	(Subtotal + Adm.Loc) x 3%	Cjto.	1		13.960.132	3.507.600
Total					479.284.000	120.412.000
					480.000.000	120.000.000

Formulário A (Padronizado)

Medida Nº A-②-1

Item Alvo de Redução do Custo :

Nome do Empreendimento: Projecto de Electrificação Rural na República de Angola

Resumo: Dentre 5 localidades candidatas para implementação de empreendimentos de electrificação rural, foi seleccionada a localidade de Cutato, que foi julgado como tendo condições mais adequadas.

【Especificação da Hidroeléctrica】 Potência Máxima: 3.000 kW
 Vazão a Utilizar: 50 m³/s
 Altura Total de Queda: 8,0 m
 Turbina: Tipo Tubular em S

【Teor da Revisão】

- 1) Plano Original: As máquinas a serem utilizadas nas obras (civis) de construção, estavam previstas a serem adquiridas localmente em Angola.
- 2) Após Revisão: Se por um lado o custo de mão-de-obra em Angola é de cerca de 30% em relação ao do Japão, constatou-se que os preços das máquinas de construção em Angola correspondem a 630% dos preços no Japão. Por este motivo, reduziu-se o custo de construção optando-se pela importação das máquinas de construção.

【Valor da Redução】 Cerca de 1,14 mil milhões de Ienes Japoneses

【Efeito】 As máquinas de construção, mesmo sendo de segunda mão, podem muito bem dar conta das obras, já que o período de sua duração é de apenas 2 anos. Por outro lado, hoje o Japão conta com uma grande quantidade de máquinas de construção sobressalentes, devido à redução das obras públicas. Assim sendo, importar tais máquinas do exterior, sobretudo do Japão, pode representar o bom aproveitamento das máquinas de construção.

【Tabelas/Figuras Comparativas】

Tabela de Comparação dos Custos de Obras Civis (Unidade: 1.000 JPY)

Tipo de Obra	Custo de Obra Civil em Unitários do Japão	Custo de Obra Civil em Unitários de Angola	
		Máquinas Alugadas	Máquinas Compradas
① Obras Civis	456,100	1,021,400	484,600
② Obras em Metal	609,500	885,100	538,900
③ Obras de Instalação Provisória	106,400	267,200	115,200
④ Obras de Construção Provisória	173,100	316,700	212,400
Total	1,345,100 ≐ 1,350,000	2,490,400 ≐ 2,490,000	1,351,100 ≐ 1,350,000

4.7 Análise Económico-Financeira

4.7.1 Custo de Empreendimento

A Tabela 4.7-1 retoma o custo de empreendimento calculado no Item 4.6. O custo de projecto, incluindo impostos diversos, é estimado em 5,35 mil milhões de Ienes Japoneses, o que equivale a 61,1 milhões de Dólares Americanos e a 5,616 mil milhões de Kwanzas. No caso de se utilizar o sistema de Empréstimo em Ienes Japoneses, serão acrescidos a este valor os juros durante a construção e a taxa de compromisso. Além disso, cabe referir que para os impostos diversos, constantes da Tabela 4.7-1, foram transcritos os valores calculados na Tabela 4.7-9: Programa de Desembolso do Projecto, apresentada mais adiante.

Tabela 4.7-1 Custo do Projecto de Aproveitamento Hidroeléctrico do Rio Cutato

Custo do Projecto de Aproveitamento Hidroeléctrico do Rio Cutato

Caso	Hidroeléctrica do Cutato	1 US\$ =		87.6 JPY=		91.9 Kz		1 Kz =		0.953 JPY		Milhão JPY	Milhão USD	Milhão Kz		
		Total dos Custos de Base		Custos de Base		Contingências de Preços		Contingências Físicas		Custo de Base + Contingências		Custo de Base + Contingências		Total	Total	Total
		M.Loc.	M.Estr.	M.Loc.	M.Estr.	M.Loc.	M.Estr.	M.Loc.	M.Estr.	M.Loc.	M.Estr.	Base + Cont.	Base + Cont.	Base + Cont.		
1.	Custo de Construção	3,430.2	1,101.2	2,329.0	510.2	0.0	53.7	75.5	1,665.1	2,404.5	4,069.6	46.5	4,272.3			
1.1	Investigação e Remoção de Minas Terrestres	26.2	18.7	7.5	5.0	0.0	1.2	0.4	24.9	7.9	32.8	0.37	34.4			
1.2	Obras Cíveis	1,351.1	434.8	916.3	186.3	0.0	23.5	33.0	644.6	949.3	1,593.9	18.20	1,672.5			
1.3	Obras Electro-mecânicas	1,411.0	70.0	1,341.0	34.5	0.0	3.1	40.2	107.6	1,381.2	1,488.8	17.00	1,562.2			
1.4	Linhas de Distribuição Associadas	641.9	577.7	64.2	284.4	0.0	25.9	1.9	888.0	66.1	954.1	10.89	1,001.2			
2.	Honorários da Consultora pela Supervisão	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.7	146.5	244.2	2.8	256.2			
2.1	Valor Cobrado pelos Serviços de Consultoria (6,0% do Custo de Construção)	0.0							97.7	146.5	244.2	2.79	256.2			
	Subtotal (Fração Elegível)	3,430.2	1,101.2	2,329.0	510.2	0.0	53.7	75.5	1,762.8	2,551.0	4,313.8	49.3	4,528.5			
3.	Fração Angolana (Fração Não-Elegível)	934.6	934.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,036.3	0.0	1,036.3	11.8	1,087.4			
3.1	Administração (2,5% do Custo de Construção)	0.0							101.7	0.0	101.7	1.16	106.7			
3.2	Impostos e Direitos	934.6	934.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	934.6	0.0	934.6	10.67	980.7			
	Custo Total	4,364.8	2,035.8	2,329.0	510.2	0.0	53.7	75.5	2,799.1	2,551.0	5,350.1	61.1	5,615.9			

4.7.2 Análise Económica

(1) Método de Análise

Na análise económica, avalia-se o valor económico do Projecto, aplicando-se o método “Com/Sem” (“With – Without”). O “Com” indica o caso em que o projecto em causa é implementado e o “Sem” indica o projecto alternativo para o caso de não ser implementado o projecto em causa. Comparando-se os custos dos dois casos (B–C), calcula-se a Taxa Interna de Retorno Económico (TIR Económico). A seguir, compara-se o TIR Económico obtido com a Taxa de Desconto (TD) do país em questão e, se o TIR Económico for maior do que o TD, julga-se que o projecto em causa é economicamente viável. Geralmente são aplicados 10 a 12% como Taxas de Desconto para o sector de energia eléctrica.

Tendo em conta a quantidade prevista de produção de energia para o Projecto em causa, julgou-se como sendo apropriado o uso do gerador a gásóleo no projecto alternativo para o caso de não ser implementado o Projecto em causa e, assim, seleccionou-se o gerador a gásóleo com a capacidade similar às instalações previstas para o Projecto em causa, para constituir o projecto alternativo para fins de análise. Além disto, estipulou-se como sendo Muenga a localidade onde seria instalado o gerador a gásóleo do projecto alternativo, pela proximidade maior em relação à localidade alvo de construção da hidroeléctrica do Cutato, dentre as localidades alvos de fornecimento de energia pelo Projecto em causa, a saber: Muenga, Chicumbi e Andulo.

Outrossim, como despesas, são incluídos os seguintes itens:

- Custos de construção, combustível, custos fixos e variáveis de Operação/Manutenção (O/M).

Contudo, fora os custos de investigação e remoção de minas terrestres, de entre os itens constantes das obras civis, excluem-se da análise económica a construção de via de mobilização de equipamentos (Chicumbi - Muenga), a construção de edifícios/instalações provisórias e as obras de linha de distribuição associadas (Andulo - Muenga), por se tratarem de intervenções em comum, necessárias também para o caso de obras alternativas de gerador a gásóleo. Além disto, os fundos de reserva de contingências físicas e de preços também ficam por praxe fora da análise económica. Mais além, os direitos aduaneiros e os impostos diversos também foram excluídos da análise económica por se tratarem de transferências internas de capital. Ademais, os custos de serviços de consultoria e os administrativos do dono do projecto também foram excluídos da análise económica, tendo em vista que estes dois não constam do projecto alternativo de gerador a gásóleo na Tabela 4.7-3. Assim sendo, o custo do Projecto em causa, a ser utilizado para fins de análise económica, será de USD 287 milhões, assim como mostra a Tabela 4.7-2.

(2) Projecto de Aproveitamento Hidroeléctrico do Rio Cutato (“Com”)

Mostram-se as principais especificações da Hidroeléctrica do Cutato na Tabela 4.7-2.

Tabela 4.7-2 Especificações da Hidroeléctrica do Rio Cutato

Item	Unidade	Hidroeléctrica de Cutato	Observações
Capacidade Nominal	MW	3,0	1,5 MW × 2 unidades
Custo Estimativo de Investimento (Da Tabela 4.7-8)	Milhões JPY	5.378	Inclusos JDC (Juros Durante Construção) e Encargos sobre Serviços
	Milhões USD	61,3	1 USD = 87,6 JPY em 2010
	Milhões Kz	5.642	1 USD = 91,9 Kz em 2010
Custo do Projecto a ser utilizado na análise económica	Milhões USD	28,7	Exclusos os custos relacionados com as minas, parte da via de acesso, escritórios temporários, parte da linha associada de distribuição, contingências, impostos & direitos, remuneração pelo serviço de consultoria e custos administrativos.
Custo Unitário de Construção	USD/kW	20.433	= Estimativa de Custo de Investimento (M.USD) / Capacidade Nominal (MW)
Desenho Detalhado + Concurso + Período de Construção	Anos	5,0	0,8%; 1,5%; 33,9%; 43,8%; 20,0% As percentagens acima representam o Total Geral excluídos os Impostos e Direitos
Factor de Capacidade	%	80,3%	= Produção Líquida Anual (kWh) / 8760 hora/ Capacidade Nominal
Produção Líquida Anual	GWh	21,10	Baseado no Capítulo 4.3
Energia à Saída da Estação	GWh	20,89	Consumo na própria estação de 1%
Perdas na Distribuição	%	5%	Exclusas as perdas comerciais
Energia Vendível	GWh	19,85	
Custo Fixo de O/M	Milhões USD/ano	0,09	Estimativa de Engenheiro (3% do Custo de Projecto na análise económica)
Custo Variável de O/M	USD/kWh	0,0015	Estimativa de Engenheiro
Tempo de Vida Útil do Serviço	Anos	40	Estimativa de Engenheiro
Entrada em Operação	Anos	2016	

(3) Gerador a Gasóleo (“Sem”)

Mostram-se as principais especificações do gerador alternativo a gasóleo na Tabela 4.7-3.

Tabela 4.7-3 Especificações do Gerador Alternativo a Gasóleo

Item	Unidade	Usina a Gasóleo HSD	Observações	
Capacidade Nominal	MW	3	1.500 kW × 2 unidades	
Custo Unitário de Construção	USD/kW	900	Estimativa de Engenheiro	
Custo Estimativo de Projecto	Milhões JPY	237	1 USD = 87,6 JPY em 2010	
	Milhões USD	2,70		
	Milhões Kz	248	1 USD = 91,9 Kz em 2010	
Período de Construção	Anos	2	50%, 50%	
Produção Líquida Anual	GWh	20,99		
Consumo na Própria Estação	%	0,5%	Estimativa de Engenheiro	
Energia à Saída da Estação	GWh	20,89		
Eficiência da Usina (Base PCI - Poder Calórico Inferior)	Queima de HSD		40,0%	Estimativa de Engenheiro
Kcal requerido p/ Geração de 1 kWh	Queima de HSD	kcal/kWh	2.150	1 kWh = 860 kcal
Caloria do HSD		kcal/litro	9.070	Estimativa de Engenheiro
Preço do Combustível HSD (FOB)		USD/barril	113,0	PreçoFOB do crude: 102,7 USD/barril (média dos últimos 3 meses) × 1.1
HSD Requerido para Geração de 1 kWh		litro/kWh	0,237	
Custo de Combustível para Geração de 1 kWh	Gasóleo de Alta Velocidade (HSD)	USD/kWh	0,1684	
Custo Fixo de O/M		Milhões USD/ano	0,05	Estimativa de Engenheiro (2 % do Custo de Projecto)
Custo Variável de O/M		USD/kWh	0,0015	Estimativa de Engenheiro
Tempo de Vida Útil do Serviço		Anos	20	Estimativa de Engenheiro

O combustível do gerador a gasóleo será o gasóleo de alta velocidade, o HSD (High Speed Diesel Oil), cujo preço a aplicar será o FOB (Livre a Bordo), por se tratar de análise económica.

A Figura 4.7-1 mostra a evolução dos preços FOB pontuais de crude em Angola (do período de 4 de Junho de 2004 a 25 de Março de 2011). O preço FOB médio dos 3 meses precedentes (Janeiro a Março de 2011) era de 102,7 USD/barril.

O gasóleo HSD, por sua vez, é mais caro do que o crude por ser um óleo refinado, sendo o seu preço aproximadamente 10% maior do que o do crude. Portanto, estima-se que o preço FOB do HSD em Angola seja de 113,0 (=102,7 × 1.1) USD/barril.

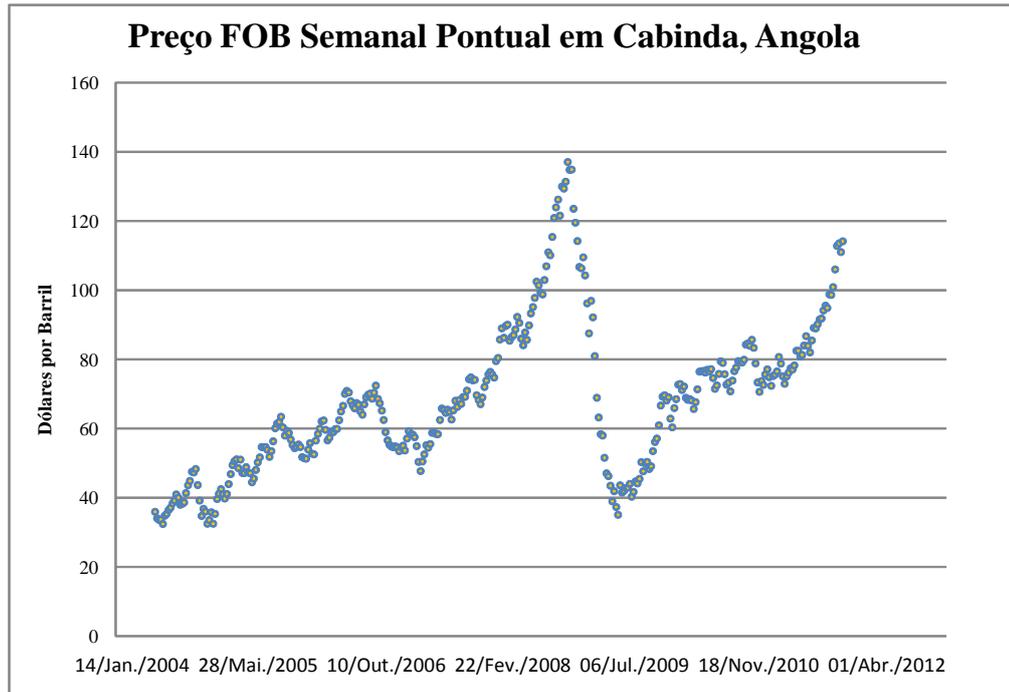


Figura 4.7-1 Evolução dos Preços FOB Pontuais do Crude em Angola

(4) Comparação de Custos do Projecto “Com” e “Sem”

A comparação de custos do projecto pelo método “Com/Sem” (“With – Without”), utilizado na análise económica, está apresentada na Tabela 4.7-4. No Projecto “Sem” foi aplicado o valor de USD 2,7 milhões (JPY 237 milhões) para os custos de aquisição e instalação do gerador alternativo a gasóleo, enquanto que no Projecto “Com” foi aplicado o valor de USD 28,7 milhões (JPY 2.517,2 milhões) para os custos referentes à aquisição/instalação do gerador alternativo a gasóleo, além dos custos adicionais para o trajecto de transmissão e distribuição eléctrica etc.

Tabela 4.7-4 Comparação de Custos do Projecto “Com” e “Sem” (Custo de Base)

	Custo de Base (Milhão JPY)		Observações
	Com o Projecto	Sem o Projecto	
	Estação Hidroeléctrica de Cutato	Usina Eléctrica a Gasóleo	
Capacidade Instalada (MW)	3	3	1500 kW x 2 unidades
1 Investigação e Remoção de Minas Terrestres	26.2	26.2	Obra comum para com ou sem o projecto
2 Obras Civis	1351.1	-	
2.1 Obras Civis	812.2	-	
2.1.1 Vias de Acesso e Mobilização	136.1	109.4	As vias de acesso e de mobilização são 5,5 km mais curtas do que Com o Projecto, porque a Usina Eléctrica a Gasóleo seria supostamente instalada no povoado de Muenga.
2.1.2 Construções Provisórias	212.4	212.4	Obra comum para com ou sem o projecto
2.1.3 Instalações Provisórias	115.2	237.0	Os custos de aquisição e de instalação da Usina Alternativa a Gasóleo são: 900 USD/kW x 3.000 kW x 87,6 JPY/USD = 237 Milhão JPY. O custo de 900 USD/kW trata-se de uma estimativa do Engenheiro.
2.1.4 Tomada de Água	90.5		
2.1.5 Barragem	36.7		
2.1.6 Unidade Geradora	148.5		
2.1.7 Vertedouro	66.0		
2.1.8 Terreno da Subestação	6.8		
2.2 Obras em Metal	538.9		
3 Obras Electro-mecânicas	1411.0		
4.1 Obras de Distribuição de Alta Voltagem	579.6	502.7	A Linha de Distribuição de Alta Voltagem é 6,1 km mais curta do que Com o Projecto, porque a Usina Eléctrica a Gasóleo seria supostamente instalada no povoado de Muenga.
4.2 Obras de Distribuição de Baixa Voltagem	62.3	62.3	Obra comum para com ou sem o projecto
Total dos Custos de Construção	3,367.9	1,087.7	

Custo Económico a ser usado na Análise Económica

		Milhão JPY	Milhão USD	Observações
Sem o Projecto	Usina Eléctrica a Gasóleo	237.0	2.7	Enfocado nos custos de aquisição e instalação da Usina Eléctrica a Gasóleo
Com o Projecto	Estação Hidroeléctrica de Cutato	2,517.2	28.7	(1) Excluídos os custos em comum dos itens 1, 2.1.2 e 4.2 (2) Soma dos itens de 2.1.3 a 2.1.8 e 2.2 e 3 (3) Acrescidos os custos dos itens 2.1.1 e 4.1

(5) Resultados da Análise Económica

Mostra-se na Tabela 4.7-5 a planilha de cálculo de análise económica. A vida útil do gerador a gasóleo foi estabelecida como sendo de 20 anos, motivo pelo qual foram previstas actualizações no 19º e 20º ano, supondo que o valor residual das instalações àquela altura seja de 10%.

Sob as condições actuais, o TIR Económico é de 13,3% e, considerando que a taxa de desconto utilizada para o sector eléctrico é de 10 a 12%, é possível avaliar o Projecto como sendo economicamente concretizável. Além disto, o preço FOB do gasóleo HSD, que remete ao TIR Económico de 10%, é de 85 USD/barril, o que corresponde a 77,3 USD/barril em termos de preço do crude. Assim sendo, mesmo que o preço do crude venha a baixar até 78 USD/barril, o Projecto em causa continuará sendo economicamente viável. Outrossim, preços de crude abaixo de 78 USD/barril não têm sido registados desde Outubro de 2010¹².

Na planilha de cálculo de análise económica da Tabela 4.7-5 estão apresentados também os valores cumulativos de (B: Benefício) – (C: Custo). Como o custo de construção da Central Hidroeléctrica de Cutato é bem mais alto que o dos geradores alternativos a gasóleo, no início das operações o balanço (B) – (C) é negativo; contudo, com a recente alta nos preços dos combustíveis, a partir do 8º. ano após o início das operações, o balanço (B) – (C) passa a ser positivo (o valor cumulativo dos custos de investimento e operação, incluindo-se os custos de construção, passam a ser inferiores para a Central Hidroeléctrica de Cutato).

¹² Dados de Abril de 2011.

Tabela 4.7-5 Planilha de Cálculo de Análise Económica (Método Com/Sem)

Projecto de Aproveitamento Hidroeléctrico do Rio Cutato (Custo)	Unidade	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	40	Total	
Custo de Construção	Milhão USD	0	0	10	12.9	5.7																						28.6	
Produção Anual	GWh	0	0	0	10.60	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	21.10	834
Custo de Combustível	Milhão USD																											0	
Custo Fixo de O/M	Milhão USD				0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	3.6	
Custo Variável de O/M	Milhão USD				0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.8	
Custo Total	Milhão USD	0	0.00	10.00	12.90	5.81	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	33.0	
Usina Alternativa a Gasóleo (Benefício)	Unit	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	40	Total	
Custo de Construção	Milhão USD	0.0	0.0	1.4	1.3																							5.2	
Produção Energética Bruta	GWh					20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	20.99	840	
Custo de Combustível	Milhão USD					3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	3.53	141.20	
Custo Fixo de O/M	Milhão USD					0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	2.2	
Custo Variável de O/M	Milhão USD					0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	1.2	
Custo Total	Milhão USD	0.00	0.00	1.40	1.30	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	3.61	149.8	
IR Económico = 13.3%																													
(B) - (C)	M.US\$	0.00	0.00	-8.60	-11.60	-2.20	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
cumulativos (B) - (C)	M.US\$	0.00	0.00	-8.60	-20.20	-22.40	-18.89	-15.39	-11.88	-8.38	-4.88	-1.37	2.13	5.64	9.14	12.64	16.15	19.65	23.16	26.66	30.16	33.67	37.17	41.98	46.68	50.18	116.76		

Observação: O período entre o 22º ano e o 39º ano foi omitido

4.7.3 Análise Financeira

(1) Condições da Disponibilização de Empréstimos em Ienes Japoneses

No sistema de Empréstimo em Ienes Japoneses do Governo do Japão, existem duas modalidades, a saber: o empréstimo convencional em Ienes Japoneses e o “Empréstimo em Ienes Japoneses para Medidas Contra Mudanças Climáticas”. A decisão final sobre qual das duas modalidades aplicar para o Projecto em causa será tomada entre o Governos Angolano e Japonês. O presente Relatório supõe a aplicação das condições de disponibilização do “Empréstimo em Ienes Japoneses para Medidas Contra Mudanças Climáticas”, apresentadas na Tabela 4.7-6, por se tratar de um projecto de pequeno aproveitamento hidroeléctrico que visa a introdução do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo). Além disto, embora a RNB (Renda Nacional Bruta) per capita em 2009 tenha sido de 3.750 USD¹³, Angola é classificada por ora como PMD (País Menos Desenvolvido), porque ainda não apresentou ao Banco Mundial os documentos exigidos pelo BIRD (Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento) para alterar o status. Na análise financeira, portanto, serão aplicadas as condições padronizadas de disponibilização de empréstimos aos PMD.

13 Fonte : Base de dados dos Indicadores de Desenvolvimento Mundial do Banco Mundial, Dezembro de 2010.

Tabela 4.7-6 Condições da Disponibilização de Empréstimos em Ienes Japoneses para Medidas Contra Mudanças Climáticas
(Aplicável aos casos em que o comunicado prévio for feito após o dia 1º de Abril de 2010)

Classificação por Renda	RNB per Capita (2008)	Termos	Padrão/ Opção	Juros (%)	Período de Amortização (anos)	Período de Carência (anos)	Condição para Aquisição
PMD	Dentre os quais os mais pobres	Juros praticamente nulos		0.01	40	10	Não Vinculado
		Não Vinculado	Padrão	0.20	40	10	Não Vinculado
			Op.1	0.15	30	10	Não Vinculado
			Op.2	0.10	20	6	Não Vinculado
País Pobre	<=975 USD	Não Vinculado	Padrão	0.25	40	10	Não Vinculado
			Op.1	0.20	30	10	Não Vinculado
			Op.2	0.15	20	6	Não Vinculado
			Op.3	0.10	15	5	Não Vinculado
		STEP (Termos Especiais para Parceria Económica)	Padrão	0.10	40	10	Vinculado
País de Baixa Renda	>= 976 USD	Não Vinculado	Padrão	0.30	40	10	Não Vinculado
			Op.1	0.25	30	10	Não Vinculado
			Op.2	0.20	20	6	Não Vinculado
			Op.3	0.15	15	5	Não Vinculado
	<=1,855 USD	STEP (Termos Especiais para Parceria Económica)	Padrão	0.10	40	10	Vinculado
País de Renda Média	>= 1,856 USD	Não Vinculado	Padrão	0.30	40	10	Não Vinculado
			Op.1	0.25	30	10	Não Vinculado
			Op.2	0.20	20	6	Não Vinculado
			Op.3	0.15	15	5	Não Vinculado
	<=3,855 USD	STEP (Termos Especiais para Parceria Económica)	Padrão	0.10	40	10	Vinculado
País Medianamente Desenvolvido	>= 3,856 USD	Não Vinculado	Padrão	0.30	40	10	Não Vinculado
			Op.1	0.25	30	10	Não Vinculado
			Op.2	0.20	20	6	Não Vinculado
			Op.3	0.15	15	5	Não Vinculado
Serviços de Consultoria	<=6,725 USD	Os juros referentes aos serviços de consultoria serão de 0,01%, sendo os períodos de carência e de amortização similares aos do valor financiado para o projecto em si.					

Vinculado: Obrigatoriedade da aquisição de máquinas e equipamentos a partir de empresas japonesas.

Não Vinculado: Não-obrigatoriedade, inclusive para o Japão, da aquisição de máquinas e equipamentos a partir de empresas japonesas.

(2) Plano de Desembolso

Mostram-se na Tabela 4.7-9 o Plano de Desembolso, formulado com base nas Tabelas 4.7-1 e 4.7-7 já apresentadas, e o seu resumo na Tabela 4.7-8. O custo total do empreendimento somou cerca de 5,4 mil milhões de Ienes e, supondo-se que o empréstimo da JICA cobrirá o custo total das obras directas e o valor total dos gastos com a consultoria, o valor do empréstimo da JICA será de 4,3 mil milhões de Ienes, o que representa 80% do custo total do empreendimento.

Tabela 4.7-7 Condições de Empréstimo

A. Condições de Empréstimo da JICA (Condições de Empréstimo para Medidas Contra Mudanças Climáticas)			Nota
			JDC: Juros Durante a Construção
JDC e Juros da Fração Principal	%	0,20%	Aplicável aos PMD (Países Menos Desenvolvidos)
JDC e Juros dos Serviços de Consultoria	%	0,01%	
Fechamento Financeiro	Ano	2011	Suposição do Engenheiro
Período de Amortização	anos	30	Aplicável aos PMD Excluso o Período de Carência de 10 anos
Período de Carência	anos	10	Aplicável aos PMD (Países Menos Desenvolvidos)
Taxa de Compromisso	%	0,1%	Aplicável ao valor desembolsado até aquele ano

Tabela 4.7-8 Quadro Sinóptico do Custo Total do Empreendimento

1USD = 87.6

JPY = 91.9 Kz

(Milhão JPY)

Hidroeléctrica do Cutato	Investimento Total			Custo de Base	Contingências Físicas	Contingências de Preços	Outros Custos (JDC etc.)	Investimento Total
Total	5,378	Milhão JPY	100.0%	4,711	129	510	28	5,378
Empréstimo da JICA	4,314	Milhão JPY	80.2%	87.6%	2.4%	9.5%	0.5%	100.0%
Fundo Próprio da ENE (inclusive JDC)	1,064	Milhão JPY	19.8%					

(Milhão USD)

Hidroeléctrica do Cutato	Investimento Total			Custo de Base	Contingências Físicas	Contingências de Preços	Outros Custos (JDC etc.)	Investimento Total
Total	61.3	Milhão USD	100.0%	53.8	1.5	5.8	0.3	61.4
Empréstimo da JICA	49.2	Milhão USD	80.3%	87.6%	2.4%	9.4%	0.5%	100.0%
Fundo Próprio da ENE (inclusive JDC)	12.1	Milhão USD	19.7%					

(Milhão Kz)

Total	Investimento Total			Custo de Base	Contingências Físicas	Contingências de Preços	Outros Custos (JDC etc.)	Investimento Total
Total	5,642	Milhão Kz	100.0%	4,942	136	535	29	5,642
Empréstimo da JICA	4,526	Milhão Kz	80.2%	87.6%	2.4%	9.5%	0.5%	100.0%
Fundo Próprio da ENE (inclusive JDC)	1,116	Milhão Kz	19.8%					

Tabela 4.7-9 Plano de Desembolso do Projecto de Aproveitamento Hidroeléctrico do Cutato

Hidroeléctrica do Cutato			(Unidade: Milhão JPY)								
	Custo em 2010	Aumento Anual	Período de Construção								
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
A-1. Fração em Moeda Estrangeira	2,551.0		0.0	14.7	29.2	871.0	1,126.0	510.1	0.0	0.0	2,551.0
1. Custo de Construção	2,404.5	0.0%	0.0	0.0	7.2	834.4	1,082.0	480.9	0.0	0.0	2,404.5
2. Honorários da Consultora	146.5		0.0	14.7	22.0	36.6	44.0	29.2	0.0	0.0	146.5
A-2. Local Currency Portion	1,864.5		0.0	20.0	35.0	627.6	809.1	372.8	0.0	0.0	1,864.5
1. Custo de Construção	1,665.1	0.0%	0.0	0.0	5.0	577.8	749.3	333.0	0.0	0.0	1,665.1
2. Honorários da Consultora	97.7		0.0	9.8	14.7	24.4	29.3	19.5	0.0	0.0	97.7
3. Custos Administrativos	101.7		0.0	10.2	15.3	25.4	30.5	20.3	0.0	0.0	101.7
Total Geral Excluídos Impostos e Direitos	4,415.5		0.0	34.7	64.2	1,498.6	1,935.1	882.9	0.0	0.0	4,415.5
A-3. Direitos de Importação											
1. Custo de Construção	2,404.5	20.5%	0.0	0.0	1.5	171.1	221.8	98.6	0.0	0.0	493.0
Subtotal	493.0		0.0	0.0	1.5	171.1	221.8	98.6	0.0	0.0	493.0
A-4. IVA											
Fração em Moeda Estrangeira	2,551.0	10.0%	0.0	1.5	2.9	87.1	112.6	51.0	0.0	0.0	255.1
Fração em Moeda Local	1,864.5	10.0%	0.0	2.0	3.5	62.8	80.9	37.3	0.0	0.0	186.5
Subtotal	441.6		0.0	3.5	6.4	149.9	193.5	88.3	0.0	0.0	441.6
A-5. Custo Total de Projecto Excluído JDC											
Fração em M.Estr.											
(1) Aquisições e Construções	2,551.0		0.0	14.7	29.2	871.0	1,126.0	510.1	0.0	0.0	2,551.0
Fração em M.Loc.											
(1) Aquisições e Construções	1,864.5		0.0	20.0	35.0	627.6	809.1	372.8	0.0	0.0	1,864.5
(2) Direitos de Importação	493.0		0.0	0.0	1.5	171.1	221.8	98.6	0.0	0.0	493.0
(3) IVA	441.6		0.0	3.5	6.4	149.9	193.5	88.3	0.0	0.0	441.6
Subtotal	5,350.1		0.0	38.2	72.1	1,819.6	2,350.4	1,069.8	0.0	0.0	5,350.1
A-6. Trâmites de Empréstimo da JICA											
(1) Empréstimo da JICA 4,313.8 M.JPY											
Fração Principal em M.Estr. e M.Loc.	4,069.6		0.0	0.0	12.2	1,412.2	1,831.3	813.9	0.0	0.0	4,069.6
Fração para Serviços de Consultoria	244.2		0.0	24.5	36.7	61.0	73.3	48.7	0.0	0.0	244.2
Fundo Próprio da ENE/Gov. Angola	1,036.3		0.0	13.7	23.2	346.4	445.8	207.2	0.0	0.0	1,036.3
Montante Cumulativo do Empréstimo para Fração Principal			0.0	0.0	12.2	1,424.4	3,255.7	4,069.6	0.0	0.0	
Montante Cumulativo do Empréstimo para Serviços de Consultoria			0.0	24.5	61.2	122.2	195.5	244.2	0.0	0.0	
JDC para Fração Principal	13.4	0.20%	0.0	0.0	0.0	1.4	4.7	7.3	0.0	0.0	13.4
JDC para Serviços de Consultoria	0.0	0.01%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JDC total a serem arcados pela ENE/GdA	13.4		0.0	0.0	0.0	1.4	4.7	7.3	0.0	0.0	13.4
(2) Fundo Próprio da ENE/GdA											
Fundo Próprio da ENE/GdA para Além do Empréstimo da JICA	1,036.3		0.0	13.7	23.2	346.4	445.8	207.2	0.0	0.0	1,036.3
JDC(a ser pago pela ENE/GdA)	13.4		0.0	0.0	0.0	1.4	4.7	7.3	0.0	0.0	13.4
Taxa de Compromisso para Não-Desembolso	14.3	0.1%	0.0	4.3	4.3	3.5	1.8	0.4	0.0	0.0	14.3
Total do Fundo Próprio da ENE/GdA	1,064.0		0.0	18.0	27.5	351.3	452.3	214.9	0.0	0.0	1,064.0
A-7. Custo Total e Trâmites de Empréstimo	5,377.8		0.0	42.5	76.4	1,824.5	2,356.9	1,077.5	0.0	0.0	5,377.8
Valor do Empréstimo da JICA (Dívida)	4,313.8	80.2%	0.0	24.5	48.9	1,473.2	1,904.6	862.6	0.0	0.0	4,313.8
Fundo Próprio Adicional da ENE/Gov. Angola	1,036.3		0.0	13.7	23.2	346.4	445.8	207.2	0.0	0.0	1,036.3
JDC Total e Encargos pelos Serviços	27.7		0.0	4.3	4.3	4.9	6.5	7.7	0.0	0.0	27.7
Fundo Total da ENE/Gov. Angola (Equidade)	1,064.0	19.8%	0.0	18.0	27.5	351.3	452.3	214.9	0.0	0.0	1,064.0

(3) Outras Condições de Cálculo

A Tabela 4.7-10 mostra outras condições de cálculo aplicadas na análise financeira. As tarifas de electricidade, que constituem a base das receitas na análise financeira, estão congeladas desde 2004. O aumento de 1% ao ano das tarifas, aqui considerado, supõe o aumento da receita proveniente da transferência dos clientes para faixas com tarifas mais caras (por exemplo, de média tensão para alta tensão), acompanhando o crescimento económico do país e o conseqüente aumento do consumo e utilização da energia eléctrica de cada utente.

Tabela 4.7-10 Outras Condições de Cálculo Financeiro

1. Tarifa de Electricidade				
Tarifa Média de Electricidade em 2010	Kz/kWh	4,00	A tarifa média da EDEL em 2010 Estimativa de engenheiro, concordado pela ENE	
	USD/kWh	0,044	Média 2010: 1 USD = 91,9 Kz	
Aumento Médio da Tarifa de Electricidade	%/ano	1,0%	Transferência para categoria mais alta de tarifas devido ao aumento de GWh e kVA acompanhando o crescimento económico de doravante. Concordado pela ENE	
2. Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas e Depreciações*)				
IR Pessoas Jurídicas	%	35%	35% de Imposto Industrial em Angola, já confirmado pela ENE.	
Método de Depreciação	Método Linear		Já confirmado pela ENE	
Prazo de Depreciação	anos	20	Já confirmado pela ENE	
3. Direitos de Importação e Imposto sobre o Valor Acrescentado *)				
Direitos de Importação	%	20,5%	Média de 18% + 2% de direitos aduaneiros gerais +0,5% de selo, em Angola.	
Imposto sobre o Valor Acrescentado - IVA (Imposto sobre Consumo)	%	10%	10% de IVA padrão, imposto a importação de bens a Angola, produção local e serviços.	

Nota: *) Providos pelas empresas Japonesas em Angola.

(4) Receitas CER (Certificado de Redução de Emissão = Créditos de Carbono)

Assim como referido no item 4.2.8, o presente Projecto tem como premissa o desenvolvimento segundo as bases do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) e, assim sendo, serão estimadas receitas provenientes da venda de créditos de carbono (CER), assim como mostra a Tabela 4.7-11.

Tabela 4.7-11 Receitas Provenientes da Venda de Créditos de Carbono (CER)

Coefficiente de Redução da Emissão de Carbono	ton.e/MWh	0,8	em comparação a uma usina a gás
Energia produzida na Hidroeléctrica do Cutato, vendível anualmente	MWh	19.850	
(1) Redução da Emissão de Carbono (CER: do Inglês "Carbon Emission Reduction")	ton.e	15.880	= Coeficiente x Energia Vendível (MWh)
Produção bruta de energia na Hidroeléctrica do Cutato	MWh	21.100	
Coefficiente de gases de efeito estufa (CH ₄)	ton.e/MWh	0,09	Valor padrão para estimarDefault value to estimate CH ₄ emission produced by plants in the pond
(2) Quantidade de emissão de gases de efeito estufa (CH ₄)	ton.e	1.899	= Coeficiente x produção bruta (MWh)
(3) CER líquido{ (1) - (2) }	ton.e	13.981	
Receita CER para cada tonelada equivalente de CO ₂	Euro/ton.e	10,0	Estimativa de Engenheiro baseada nas transações correntes do CER
Taxa de Câmbio: 1 Euro =	USD/Euro	1,33	Baseada na taxa média de câmbio em 2010, publicada pelo BNA.
Total da Receita de CER	Milhões USD	0,19	
Período Efectivo de Receita de CER	anos	21	O primeiro período efectivo é de 7 anos, renovável por 2 vezes. (7 anos x 2)

(5) Indicadores para Avaliação da Análise Financeira

Na análise financeira, elabora-se em primeiro lugar a planilha de cálculos de lucros e perdas e, com base nesta planilha, elabora-se o fluxo de caixa. A partir da planilha de fluxo de caixa, buscam-se os indicadores financeiros e avalia-se a concretizabilidade financeira do projecto. Nesta avaliação, são geralmente utilizados os indicadores a seguir:

Tabela 4.7-12 Indicadores Financeiros e Parâmetros de Avaliação

Indicador Financeiro	Parâmetros de Avaliação	Observações
Taxa Interna de Retorno do Projecto (TIR de Projecto)	TIR de Projecto > CMPC (Custo Médio Ponderado de Capital)	O TIR de Projecto representa a taxa interna de retorno para o caso de 100% de investimento de recursos próprios. Sendo 100% de investimento de recursos próprios, não sofre influências dos termos de empréstimo, com por exemplo a de juros durante a construção, permitindo assim refletir as características financeiras próprias do projecto. O CMPC (Custo Médio Ponderado de Capital) representa o quanto de custo de capital (empreitada e capital próprio) está a incidir na realização contínua do empreendimento pelo empreendedor. Um empreendedor não investe a não ser que consiga estimar índices de rendimentos mais altos do que o CMPC. Geralmente, o CMPC é mais alto quanto maior for o índice de inflação e, pela taxa de inflação de 12% em 2009 em Angola, preveem-se o CMPC de 10% ou mais.
Retorno sobre o Património (ROE: do Inglês "Return on Equity")	ROE > 12 a 13%	Trata-se da percentagem dos lucros sobre a fração de auto-investimento. Se o ROE for baixo, o normal é investir em outro empreendimento com ROE maior.
Índice de Cobertura do Serviço da Dívida(ICSD)	ICSD >1,5 (Média) ICSD >1,3 (cada ano)	Quando o ICSD é 1, o lucro operacional vai todo para pagamento dos juros e amortização do capital, não restando dinheiro algum nas mãos.
Custo Nivelado de Produção(CNP)	CNP < Custo de Produção no Sistema	Se o CNP for menor do que o custo de produção no sistema, o Projecto em causa induzirá a redução do custo de produção, dando colaboração para o reforço da base financeira da empresa pública de electricidade. Segundo o relatório do BM (Março/2010), a venda da electricidade da ENE à EDEL gera custo de cerca de 11 cêntimos de USD/kWh.

São as seguintes as fórmulas de cálculo do ICSD e CNP, que aparecem no texto da tabela acima:

$$\text{ICSD} = \frac{\text{Lucro Operacional} - \text{Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas}}{(\text{Juros Pagos} + \text{Capital Amortizado})}$$

$$\text{CNP} = \frac{\text{Despesas do Valor Corrente, Descontado o } \Sigma \text{ (Durante o Período de Operação)}}{\text{Quantidade Vendida de Electricidade, Descontado o } \Sigma \text{ (Durante o Período de Operação)}}$$

Sendo a Taxa de Desconto = 12%

(6) Resultado da Análise Financeira

Mostram-se as planilhas de cálculos para análise financeira nas Tabelas 4.7-14 e 4.7-15. Contudo, assim conforme se resumiu na Tabela 4.7-13, os resultados mostraram-se extremamente severos, de tal modo que não há senão dizer que o Projecto não é financeiramente formulável.

Tabela 4.7-13 Sinopse do Resultado Geral da Análise Financeira

Indicador Financeiro	Resultado	Avaliação
TIR de Projecto	TIR de Projecto = -3.6 % < 10 %	Nenhum dos indicadores financeiros preenchem as condições para formulação.
ROE	ROE = Incalculável	
ICSD	ICSD Mínimo = 0,61 < 1,3 Média do ICSD = 0,65 < 1,5	
LPC	13,68 cêntimos de USD/kWh > 11	

4.7.4 Conclusões da Análise Económico-Financeira

São seguintes as conclusões a que se chegaram ao avaliar económica e financeiramente o Projecto em causa.

- Muito embora não seja viável financeiramente, mesmo contando com as receitas do CER, em termos de económicos o TIR Económico foi estimado em 13,3%, sendo portanto concretizável, por conta da alta do preço do crude.
- A causa da inviabilidade financeira do Projecto, apesar da suficiente concretizabilidade económica, é estreitamente resumível no alto preço das obras.
- Relacionam-se as causas do alto preço das obras na Tabela 4.7-16.

Tabela 4.7-16 Causas do Encarecimento do Preço das Obras

1	Encarecimento dos Preços das Obras Decorrente das Conjunturas Especiais de Angola	
	1.1	Necessidade de se realizar a investigação e a remoção de minas terrestres
	1.2	Alto índice de inflação, acima de 10% ao ano (Encarecimento do valor do fundo de reserva)
	1.3	Custo de material e aluguer de máquinas mais caros do que no Japão
2	Encarecimento dos Preços das Obras Decorrente das Conjunturas Especiais do Local da Barragem	
	2.1	Necessidade de se adoptar a turbina tubular do tipo S, que é relativamente mais cara do que os outros tipos, tendo em vista a pequena altura de queda líquida, de apenas 7,5 m.
	2.2	Necessidade de adopção de comporta basculante de aço para controlar a elevação do nível de água durante cheias, tendo em vista o gradiente muito ameno do rio, de 1/1.500. (Medida Ambiental)

- O Governo Angolano tem como meta permitir que a metade da sua população tenha acesso à energia eléctrica até 2015, e através da implementação do Projecto em causa, cerca de 6.000 famílias a mais passarão a ter acesso à electricidade em Andulo. Pelos resultados da análise económica, julga-se portanto que é bastante válida a implementação do Projecto em causa como um empreendimento de electrificação rural.

4.7.5 Estabelecimento de Indicadores Operacionais e de Efeitos do Empreendimento

(1) Indicadores Operacionais e de Efeitos Estipulados pela JICA

Os indicadores operacionais e de efeitos do empreendimento serão estabelecidos de modo a servirem como indicadores de desempenho do empreendimento financiado pelo sistema de Empréstimo em Ienes Japoneses. Indicadores operacionais são aqueles que permitem quantificar o desempenho operacional do empreendimento, enquanto que os indicadores de

efeitos são definidos como sendo aqueles utilizados para medir e quantificar o surgimento de efeitos da implementação do empreendimento.

Mostram-se os indicadores operacionais do empreendimento de aproveitamento hidroeléctrico na Tabela 4.7-17 e os indicadores de efeitos do mesmo na Tabela 4.7-18.

Tabela 4.7-17 Indicadores Operacionais de Empreendimentos de Aproveitamento Hidroeléctrico

2. Produção Hidroeléctrica (Convencional, por Bombagem)

Indicadores Operacionais					
Categoria	Nome	Diretrizes e Métodos de Estabelecimento dos Indicadores	Alvo	Propósito	Observações
Básica	Interrupções Não-Programadas (Horas ou Dias/Ano)	Assim como sugere o nome do indicador.	0	Avaliar se a usina está a ser operada adequadamente.	Classificados caso a caso, a saber: falha mecânica, falha humana, desastre natural ou outros.
Básica	Factor de Capacidade (%)	Assim como sugere o nome do indicador.	Factor de capacidade planeada para aquando da avaliação	Avaliar se a usina está a ser operada adequadamente.	Adaptado para usinas hidroeléctricas convencionais.
Básica	Eficiência de Circulação Abrangente (%)	Eficiência de Circulação Abrangente = (energia eléctrica líquida)/(electricidade utilizada para bombagem) x 100 (%)	A decidir por 70 - 75% através da discussão.	Avaliar se o desempenho da usina foi mantido.	Adaptado apenas para usinas de armazenamento bombeado
Auxiliar	Horas Operadas (Horas)	Assim como sugere o nome do indicador.	A decidir por 00 - 100 horas através da discussão.	Confirmar se a usina está a ser operada por um determinado período de tempo.	Adaptado apenas para usinas de armazenamento bombeado. Classificado segundo duas categorias de bombeamento e geração. Não alcançar a meta nem sempre remete à baixa estimativa.
Auxiliar	Factor de Aproveitamento Hidroeléctrico (%)	Factor de Aproveitamento Hidroeléctrico - (energia eléctrica líquida)/(produção realizável no ano) x 100 (%)	A decidir por cerca de 90% através da discussão.	Avaliar se a operação da usina está optimizada, considerado o volume anual de entrada de água.	Adaptado apenas para usinas hidroeléctricas convencionais. É necessário verificar se é tecnicamente calculável.
Auxiliar	Interrupções Programadas (Horas ou Dias/Ano)		A ser discutido com o órgão executivo.	Avaliar o nível de operação da usina.	Não alcançar a meta nem sempre remete à baixa estimativa.
Auxiliar	Volume Total Anual de Entrada de Água no Reservatório (m ³ /Ano)	Volume total anual da água do rio que entra no reservatório da barragem	A ser discutido com o órgão executivo.	Este é o indicador de base que ilustra o controlo da barragem e as condições das secas.	Adoptar este indicador quando uma barragem estiver incluída. Contudo, as metas dos indicadores relacionados com a barragem e afins devem ser representadas através do valor do ano-base do plano, como valor de referência. É desejável prever os anos com probabilidade de seca, a partir dos dados de precipitação.
Auxiliar	Volume de Sedimentos no Reservatório (m ³ /Ano)	Volume de sedimento acumulado no reservatório	A ser discutido com o órgão executivo.	Este é um indicador importante para controlar a barragem.	Adoptar este indicador quando uma barragem estiver incluída.

Tabela 4.7-18 Indicadores de Efeitos de Empreendimento de Aproveitamento Hidroeléctrico**2. Geração de Energia Hidroeléctrica (Convencional, por Bombeamento)****Indicadores de Efeitos**

Categoria	Nome	Directrizes e Métodos de Estabelecimento dos Indicadores	Alvo	Propósito	Observações
Básica	Produção Líquida de Energia Eléctrica (GWh/ano)	Assim como sugere o nome do indicador.	Produção anual de electricidade planeada para aquando da avaliação	Verificar se a electricidade gerada pressuposta foi realmente produzida, assim como planeado.	Pode ser adoptado como indicador operacional. No caso de geração de energia por bombeamento, não alcançar a meta nem sempre remete à baixa avaliação.
Básica	Potência Máxima (MW)	Assim como sugere o nome do indicador. Basicamente representada por um valor pontual	Potência máxima planeada para aquando da avaliação	Avaliar se o desempenho da usina está mantida e colocada na prática integralmente.	Pode ser adoptado como indicador operacional.

(2) Estabelecimento dos Indicadores Operacionais e de Efeitos

Dentre os indicadores apresentados nas Tabelas 4.7-17 e 4.7-18, estabelecem-se como indicadores operacionais e de efeitos para o presente caso os abaixo apresentados, levando-se em consideração três aspectos, a saber: legitimidade, fiabilidade e facilidade de obtenção dos dados.

Tabela 4.7-19 Indicadores Operacionais e de Efeitos do Presente Empreendimento de Aproveitamento Hidroeléctrico

Classificação	Indicador	Valor Pré-estabelecido	Observações
Indicadores Operacionais	Factor de Capacidade	80 % (=21,100 MWh/ 8.760 horas/3 MW)	O índice operacional da usina será de praticamente 100%, por se tratar de uma unidade geradora do tipo corrente de rio. Assim sendo, será estabelecido como indicador operacional o factor de capacidade, que enfoca a quantidade de energia gerada, ao invés do índice operacional (dias trabalhados)
	Interrupções Não-programadas	0 horas/ano	Em geral, a ocorrência de interrupções não-programadas devido a acidentes é pouco frequente nas usinas hidroeléctricas, quando comparada a usinas térmicas e, sendo a usina em causa uma instalação a construir de raiz, estabelece-se como zero horas o número de horas de interrupções não programadas.
Indicadores de Efeitos	Potência Máxima	3.000 kW	Já que o volume de água a ser utilizado, a altura da queda, assim como os equipamentos a serem instalados estarão sob cálculo preciso de modo a permitir obter a potência máxima de 3.000 kW, estabelece-se como indicador de efeitos a potência máxima de 3.000 kW.
	Energia Eléctrica Gerada Bruta	21.100 MWh/ano	Tendo em vista que a quantidade de electricidade a ser consumida pela própria usina será pequena, por se tratar de um pequeno aproveitamento hidroeléctrico de 3 MW, e levando-se também em consideração a facilidade de obter os dados, estabelece-se como indicador de efeitos a energia eléctrica gerada bruta.