## 7.8 設計

### 7.8.1 取水位

取水位は取水口敷高に取水口呑口高、空気連行防止高（渦発生防止高）、波浪余裕及び発電運用上の余裕を見込んだ値に設定される。また、取水口敷高は、取水口前面の河床標高に土砂流入に対する余裕を見込んだ標高に設定される。

#### (1) 取水口前面河床標高

取水口への土砂流入及び土砂による取水口前面の閉塞を防ぐ目的から、取水口前面直下流に土砂吐ゲートを設置する計画とした。従って、土砂破きゲートの敷高が、取水口前面の河床標高となる。Figure 7.8.1-1 にその概要図を示す

本計画では、湛水域を最小限にする目的から、取水口前面の河床を掘削し、発電取水位を極力低く抑える計画とした。取水口前面の河床掘削深度は、土砂吐ゲートによる排砂能力確保の理由から、土砂吐ゲート下流の河床高より高く設定する必要があり、取水口前面及び土砂吐ゲート下流の現河床高を勘案し決定した。

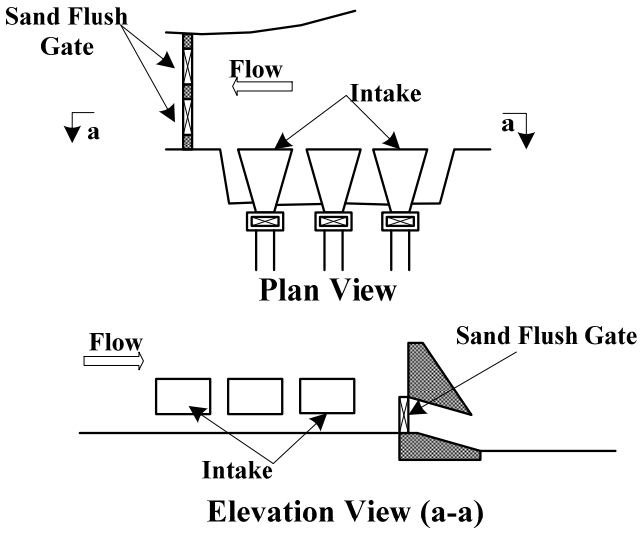
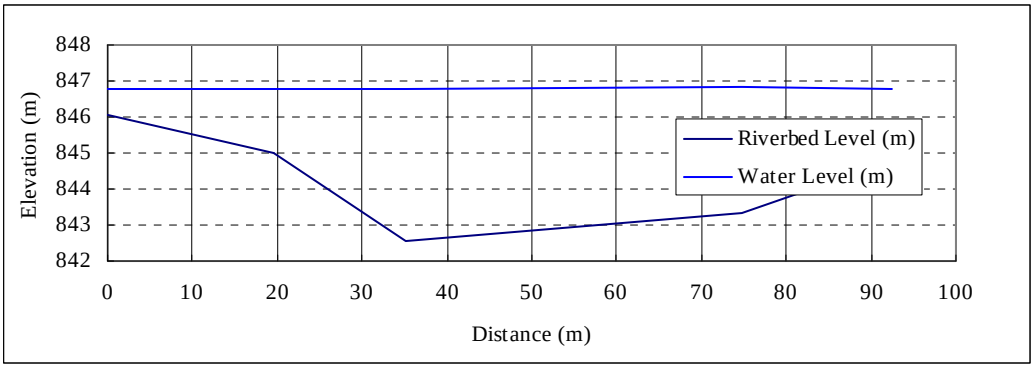



**Figure 7.8.1-1 Intake Plan and Elevation Image**

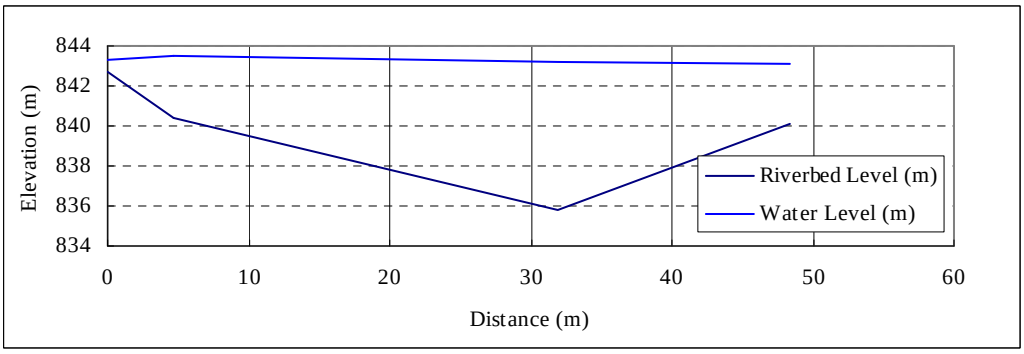
Figure 7.8.1-2 に示す取水口前面の現河床高（河岸部を除く）の平均値は約 EL.843ｍで、地形的に 5m 程度の掘削であれば比較的容易に施工可能である。一方、Figure 7.8.1-3 に示す土砂吐ゲート下流の現河床高（河岸部をのぞく）は、EL.838m (843m - 5m) 以下であり、取水口前面を 5m 程度掘削しても下流へ排砂することが十分可能である。

以上からの理由から、取水口前面の及び土砂吐ゲートの敷高を EL.838m に設定した。




(Source: Study Team)

**Figure 7.8.1-2　River Cross Section around Intake Structure**




(Source: Study Team)

**Figure 7.8.1-3　River Cross Section at Downstream of Intake Weir**

### (2)　取水口呑口部寸法

取水口呑口部は、取水口除塵スクリーンの振動及び呑口部における空気連行防止の目的から、平均流速が 1m/s 程度になるように内空断面積を決定した。

取水口呑口は 2 門分割とし、1 門あたりの漸縮角が 10 度程度となるように、取水口内空幅を 7m x 2 門とした。取水口 1 基あたりの最大使用水量は 140m$^3$/s であるから、取水口呑口部の流速を 1.0m/s 程度とする為に、呑口部内空高を 10m (=140m$^3$/s / (7m x 2 門 x1.0m/s))とした。

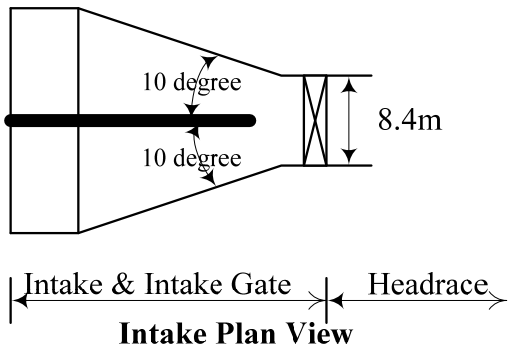



**Figure 7.8.1-4　Intake Plan View Image**

### (3)　取水位

発電取水位は取水口前面河床高 (=土砂吐ゲート敷高)に以下の必要高を考慮し決定した。

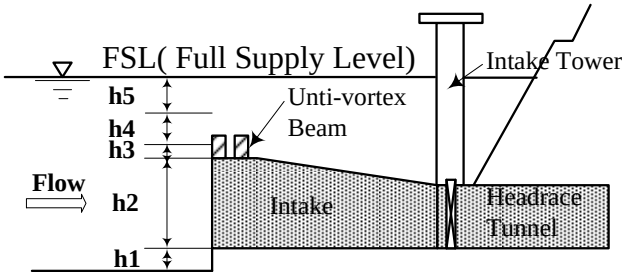



**Figure 7.8.1-5　Required Depth at Intake Entrance**

FSL = RLl + h1 + h2 + h3 +h4 + h5

ここに、

FSL　：取水位 (m)
RL　：取水口前面河床高（EL.838m, 前述）
h1　：取水口前面河床高と取水口呑み口の余裕高 (m)
h2　：取水口呑口内空高 (10m, 前述)
h3　：空気連行防止余裕高 (m)
h4　：波浪余裕 (m)
h5　：発電運転余裕高 (m)

取水口前面河床高と取水口呑口の余裕高（h1）は通常 1.0m 程度確保される。取水口前面の空気連行防止（渦発生防止）余裕は、通常、取水口敷高から導水路内径の 2 倍以上確保されるが、渦防止桁を設けた場合、取水口内空天端から余裕高(h3)を 0.5m 確保すればよいと報告されている。（揚水発電所取・放水口の水理設計、No.161 電力土木、1979 年 7 月　参照）更に、波浪余裕高（h4）を 0.5m 及び発電運転（水位調整）余裕高(h5)を 2.0m 見込み、取水位を 852m (= 838m + 1.0+10.0+0.5+0.5+2m)とした。

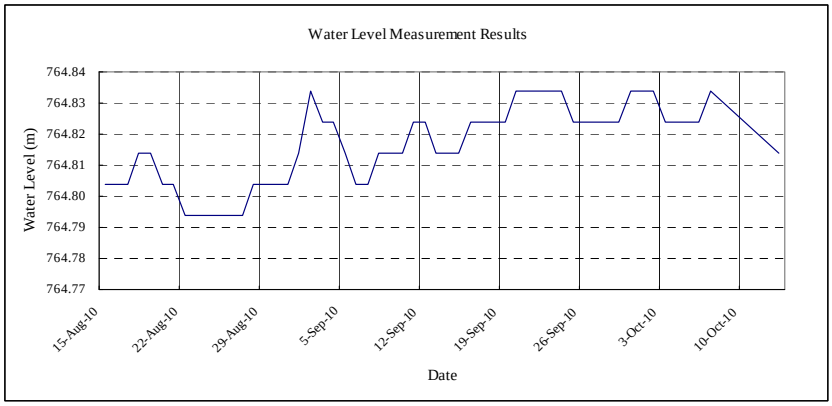
なお、上記取水位の検討は、取水口付近の河川地形の詳細測量を実施し、水理模型実験を行い最適化することが望ましく、次の設計段階以降（F/S あるいは D/D）にてこれらの検討がなされることを推奨する。

### 7.8.2　放水位

長期間に亘り安定した出力を発生する為、放水位は出水期の河川水位に余裕を見込んだ水位に設定することが望ましい。

Figure 7.8.2-1 に 2010 年 8 月 15 日～10 月 13 日の約 2 ヶ月間観測した放水口付近水位を示す。当該期間は雨期にあたり、Victoria 湖からの放流量も比較的多いと報告されている。また、10 月 13 日の現地踏査にて、現状水位が通常の吃水線以上であることを確認した。従って、上述の期間に観測された放水口付近河川水位は出水期の水位とみなすことができる。

観測期間の最高水位は 764.834m、平均水位は 764.817ｍであり、これに十数 cm の余裕を見込み、放水位を 765.00m とした。




(Source: Study Team)

**Figure 7.8.2-1 Observation Record of River Water Level around Tailrace Outlet**

### 7.8.3 損失・有効落差及び発電出力

#### (1) 損失落差

水路損失落差の計算結果を以下に示す。（詳細は Appendix G1 参照）

**Table 7.8.3-1 Summary of Head Loss Calculation**

| Items | Mark | Unit | No.1 to No.3 Waterway | No.4 to No.6 Waterway | Note |
|---|---|---|---|---|---|
| A. Head Loss at Intake, Headrace, Pressure Shaft, Penstock and Draft Tunnel | | | | | |
| A.1 Entrance Loss at Intake | he | m | 0.010 | 0.010 | |
| A.2 Screen Loss at Intake | hr | m | 0.059 | 0.059 | |
| A.3 Cross Section Reduction Loss | | | | | |
| a) At Intake | hgc1 | m | 0.004 | 0.004 | |
| a) At Penstock | hgc2 | m | 0.057 | 0.057 | |
| A.4 Friction Loss from Intake to Draft Tunnel | hf | m | 1.086 | 1.086 | |
| A.5 Bifurcation Loss at Penstock | $h_B$ | m | 0.958 | 0.958 | |
| A.6 Outlet Loss at Draft Pond | ho | m | 0.648 | 0.648 | |
| A.7 Sub-total | | m | 2.822 | 2.822 | |
| A.8 Allowance | | | 0.008 | 0.008 | |
| A.9 Total | | | 2.830 | 2.830 | A.7+A.8 |
| B. Head Loss from Draft Pond to Tailrace Outlet | | | | | |
| B.1 Entrance Loss at Tailrace | het | m | 0.354 | 0.354 | |
| B.2 Friction Loss at Tailrace Tunnel | hft | m | 2.960 | 3.156 | |
| B.3 Sub-total | | | 3.314 | 3.510 | |
| B.4 Allowance | | | 0.006 | 0.010 | |
| B.5 Total | | | 3.320 | 3.520 | B.3+B.4 |
| | | | | | |
| C. Ground Total of Head Loss | hloss | m | **6.150** | **6.350** | A.9 + B.5 |

(Source: Study Team)

#### (2) 有効落差及び発電出力

発電出力及び有効落差は以下の式により求められる。

Table 7.8.3-2 に単機当たりの発電出力及び有効落差の計算結果を示す。

$$P = 9.8 \times Q_{\max} \times H_e \times \eta_c$$

$$H_e = H_g - h_{loss}$$

$$H_g = FSL - TWL$$

ここに、

P　　：発電出力 (kW)
Qmax　：最大使用水量 ($m^3/s$)
He　　：有効落差 (m)
ηc　　：水車・発電機合成効率 (%)
Hg　　：総落差 (m)
hloss　：損失落差 (m)
FSL　　：取水位 (m)
TWL　　：放水位 (m)

**Table 7.8.3-2　Results of Power Generation Output Calculation**

| Items | Mark | Unit | No.1 to No.3 Waterway | No.4 to No.6 Waterway | Note |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. Full Supply Water Level | FSL | m | 852.000 | 852.000 | |
| 2. Tail Water Level | TWL | m | 765.000 | 765.000 | |
| 3. Gross Head | Hg | m | 87.000 | 87.000 | FSL - TWL |
| 4. Head Loss | hloss | m | 6.220 | 6.420 | |
| 5. Effective Head | He | m | 80.780 | 80.580 | Hg - hloss |
| 6. Maximum Discharge par Unit | Qmax | $m^3/s$ | 70.000 | 70.000 | |
| 7. Combined Efficient | η | % | 90% | 90% | Turbine and Generator |
| 8. Maximum Output par Unit | Pg | MW | 50 | 50 | 9.8 x Qmax x He x η |

(Source: Study Team)

### 7.8.4　取水堰

#### (1)　取水堰形式

Ayago 地点の取水堰は、流れ込み式水力発電所の取水堰として一般に採用されている越流式の固定堰を適用した。右岸側の取水堰付近は観光客が訪れる可能性が高い理由から、河川水が常時越流し取水堰が水没した状態となるよう、取水堰の天端高を発電取水位（EL.852.00m）より 500mm 低い標高(EL.851.50m)に設定した。また、取水口前面の排砂を目的とし、取水口下流の左岸側に土砂吐ゲート（10×5m×2 門）を設置した。

Figure 7.8.4-1 に取水堰上流面及び断面概要図を示す。

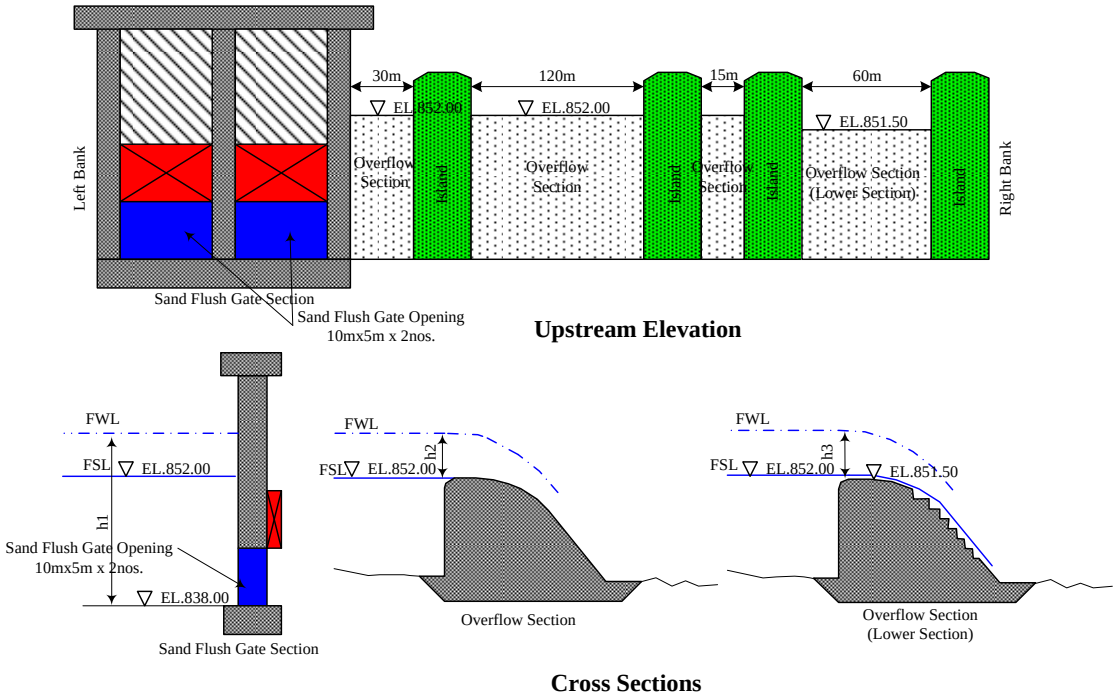



**Figure 7.8.4-1　Outline of Intake Weir Sections**

### (2)　取水堰設計洪水位

取水堰の設計洪水量は、日本では 100 年確率洪水量、諸外国では 1,000 年確率洪水量を適用している。水文解析の結果、取水堰地点の 100 年確率洪水量及び 1,000 年確率洪水量はそれぞれ、2,900m$^3$/s 及び 4,100m$^3$/s と算定されている。

100 年確率洪水は比較的発生確率が高く、洪水ピーク到達時間も短いことから、ゲートの操作遅れに対する余裕を見込む必要がある。一方、1,000 年確率洪水は発生確率も低く、洪水ピーク到達時間もかなり長いことから、排砂ゲートによる洪水放流も十分適用可能である。

上記事項を勘案し、100 年確率洪水を固定堰越流部のみで、1,000 年確率洪水を固定堰越流部と土砂吐ゲートにて洪水放流を行える水位を、取水堰及び取水口の設計洪水位に設定する。

土砂吐、固定堰越流部からの放流量は以下の式により求められる。

$$Q_{SG} = C_a \times A_{SG} \times \sqrt{2 \cdot g \cdot h_s}$$

$$Q_C = C_c \times L \times h_c^{\frac{3}{2}}$$

ここに、

$Q_{SG}$　：土砂吐からの洪水放流量 (m$^3$/s)
$C_{SG}$　：ゲート流量係数 (0.55)
$A_{SG}$　：ゲート開口面積 (m$^2$)

hs : ゲート敷高と洪水位の標高差 (m)

$Q_c$ : 固定堰からの洪水越流量 ($m^3/s$)

$C_c$ : 固定堰の越流係数 (2.0)

L : 固定堰の越流長 (m)

hc : 固定堰の越流水深（洪水位と固定堰天端の標高差）

以下に土砂吐ゲートからの洪水放流量および固定堰越流部からの洪水越流量計算結果を示す。

いずれのケースも河川水位が 855.50m の場合、設計洪水量を放流可能であることから、取水堰及び取水口付近の設計洪水位を EL.855.50m に設定した。

**Table 7.8.4-1 Flood Discharge Volume Calculation**

| Item | Mark | Unit | 100year flood | 1000year flood | Note |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. Design Flood Discharge | $Q_F$ | m | 2900 | 4100 | |
| 2. Flood Water Level | FWL | m | 855.50 | 855.50 | |
| 3. Sand Flush Gate Section | | | | | |
| 3.1 Gate Bottom Level | $EL._{SG}$ | m | 838.00 | 838.00 | |
| 3.2 Water depth between FSL and Gate Bottom | hs | m | 17.50 | 17.50 | FWL - $EL._{SG}$ |
| 3.3 Gate Opening Area | $A_{SG}$ | $m^2$ | 0.00 | 100.00 | closed at 100 flood, 5m x 10m x 2nos. |
| 3.4 Discharge Coefficient of Sluice Gate | $C_{SG}$ | | 0.55 | 0.55 | |
| 3.5 Discharge Volume at Flood Water Level | $Q_{SG}$ | $m^3/s$ | 0.00 | 1,018.61 | Refer to above formula |
| 3. Overflow Section | | | | | |
| 3.1 Crest Elevation | EL.c | m | 852.000 | 852.000 | |
| 3.2 Crest Length | Lc | m | 165 | 165 | 30m +120m +15m, See figure 8.8.4-1 |
| 3.3 Overflow Water Depth at Flood Water Level | hc | m | 3.500 | 3.500 | FWL-EL.c |
| 3.4 Discharge Coefficient of Overflow Weir | $C_c$ | | 2.000 | 2.000 | |
| 3.5 Overflow Discharge Volur at Flood Water Level | $Q_{C1}$ | $m^3/s$ | 2,161 | 2,161 | Refer to above formula |
| 4. Overflow Section (Lower Section) | | | | | |
| 4.1 Crest Elevation | EL.c | m | 851.500 | 851.500 | See figure 8.8.4-1 |
| 4.2 Crest Length | Lc | m | 60 | 60 | See figure 8.8.4-1 |
| 3.3 Overflow Water Depth at Flood Water Level | hc | m | 4.000 | 4.000 | |
| 3.4 Discharge Coefficient of Overflow Weir | $C_c$ | | 2.000 | 2.000 | |
| 3.5 Overflow Discharge Volur at Flood Water Level | $Q_{C2}$ | $m^3/s$ | 960 | 960 | |
| 5. Total Discharge Volume at Flood | $Q_{Spill}$ | | 3,121 | 4,139 | |
| 6. Judge | | | OK | OK | $Q_{Sipll} > Q_F$ -> OK |

(Source: Study Team)

### 7.8.5 放水路トンネル

#### (1) 放水路トンネル形式

水路延長が 500m を超える放水路トンネルの形式は、無圧式もしくは圧力式水路トンネルのいずれかが採用される。(500m 未満の場合は通常圧力式水路トンネルが採用される。) 圧力式の放水路トンネルは一般に放水位の年間変動幅が大きい地点に採用され、無圧式は年間を通じ放水位の変動が小さい地点に採用されている。

水位変動幅が大きい河川に、無圧の放水路トンネルを採用した場合、無圧状態を比較的長期間保つ為に放水口の敷高を高く設定する必要があり、有効落差が減少することになる。一方、圧力式の放水路トンネルは河川水位の変動に追従し有効落差を利用できるメリットがある。

工事費の面では、圧力トンネルは放水位より常に低い標高に設置され水路延長が長くなること、無圧トンネルよりも構造的に堅牢性を要求される等の理由から、コンクリートライニングの鉄筋量やグラウトの数量が多くなる傾向にある。また、水理的にも 1/2500 の無圧水路の断面と、摩擦勾配 (摩擦損失による導水勾配) 1/2500 の圧力トンネルの断面では、むしろ圧力トンネルの断面積のほうが大きくなる。圧力トンネルは潤辺 (水がコンクリートに接する長さ) が長くなり、摩擦損失が増えることが理由である。

Table 7.8.5-1 に通水量 140$m^3/s$、摩擦勾配 1/2,500 の圧力トンネル必要内径の計算結果 (無圧トンネルの必要断面積については後述) と、Figure 7.8.5-1 に無圧トンネルと圧力トンネルの必要断面積を示す。

**Table 7.8.5-1 Required Diameter for Pressure Tunnel**

| Item | Mark | Unit | | Note |
|---|---|---|---|---|
| Maximum Discharge | Q | $m^3/s$ | 140 | |
| Inner Diameter | D | m | 8.64 | |
| Velocity | V | | 2.388 | $Q/(\pi*D^2/4)$ |
| Tunnel Length | L | m | 1 | Unit Length |
| Roughness coefficient | n | | 0.014 | Concrete Lining |
| Friction loss coefficient | f' | | 0.011892 | $124.5*n^2/D^{1/3}$ |
| Friction loss | hf | m | 0.0004 | $f*L/D*V^2/2g$ |
| Friction gradient | 1/hf | | 2,497 | |

(Source: Study Team)

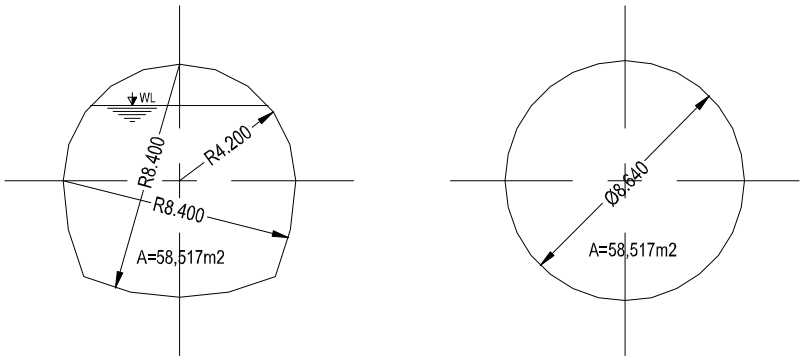



**Figure 7.8.5-1 Required Area of Free Flow and Pressure Tunnel**

ナイル川は比較的流量変動が小さく、加えて川幅が広いことから放水口付近の水位変動は数 m 程度と比較的小さい。従って、現時点では無圧式トンネルを採用したほうが、有効落差の損失も少なく経済的であることから、放水路トンネルの形式として無圧式水路トンネルを採用する。

なお、放水路トンネルの形式は水路経過地の地形・地質、トンネル施工方法及び発電所及びその他の水路設備の設計と密接に関連してくることから、今後、放水路経過地の詳細な地質調査を行い、調査結果に基づき再検討する必要がある。

### (2) 放水路トンネル条数・内径

Ayago 地点の場合､系統への影響を考慮し発電機の単機出力を 50MW で計画している｡、単機出力 50MW の水車の最大使用水量は 70$m^3$/s となる。無圧放水路の場合、水理レイアウト上、1 条の放水路に合流できる主機台数は最大 3 台までが一般的であり、放水路の通水量として 70, 140, 及び 210$m^3$/s の 3 ケースが挙げられる。

無圧水路の内径は、トンネル通水量、粗度係数、断面形状、最大流速及び水面余裕を考慮し決定され、以下に示す Manning の等流公式を用いて計算される。

$$V = \frac{1}{n} R(h)^{\frac{1}{3}} \cdot I^{\frac{1}{2}}$$

$$Q = A(h) \cdot V$$

ここに、

| | | |
|---|---|---|
| $V$ | : | 開水路の平均流速 ($m^3$/s) |
| $n$ | : | 粗度係数 |
| $R(h)$ | : | 径深 (m) (水深 h の関数) |
| $I$ | : | 水路勾配 |
| $Q$ | : | 通水量 ($m^3$/s) |
| $A(h)$ | : | 流積($m^2$) (水深 h の関数) |

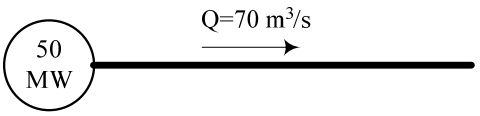
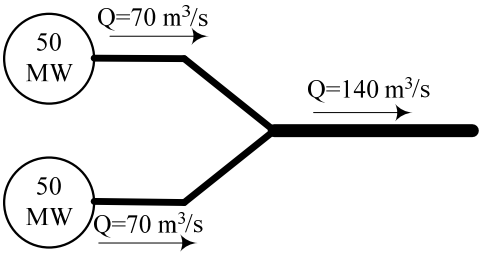
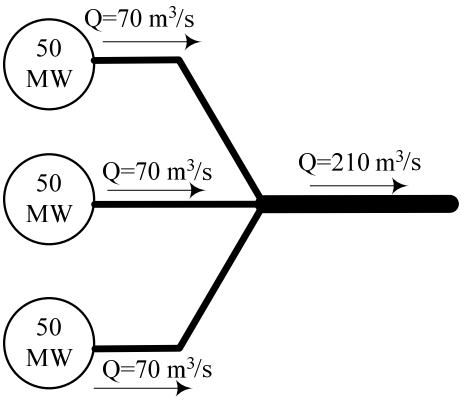
上記、計算式に以下の条件を適用し、放水路トンネル断面をプログラムにより算定した。

- コンクリートライニングの粗度係数 : 0.014
- 断面形状 2R 標準馬蹄形
- コンクリート無圧水路の許容流速 : 最大 3.0m/s
- 水面余裕 : 水深／内空高 ≤ 0.83[2]

上記条件に基づき、通水量ケース毎の放水路条数・内径断面を算定した。結果を Table 7.8.5-2 に示す。

[2] 2R 標準馬蹄形無圧水路の場合、水深が内空高の 9 割 3 分の深さで最大通水量となる。水路トンネルの設計ではこの 9 割 3 分水深に 1 割の余裕を見込み 8 割 3 分水深以下で設計通水量が流下できるように水路内空断面を決定するのが一般的である。

**Table 7.8.5-2　Alternatives of Tailrace Tunnel Lane and Diameter**

| Case | Figure | Lane (nos) | Inner Diameter (m) / Inner Area (m2) |
|---|---|---|---|
| Case1 |  | 12 | 6.5 / 35.039 (35.039m2/unit) |
| Case2 |  | 6 | 8.4 / 58.517 (29.258m2/unit) |
| Case3 |  | 4 | 9.8 / 79.648 (26.59m2/unit) |

(Source: Study Team)

上表より、主機 1 台当たりの水路内空断面積は Case 3 が最小であり、経済的な断面となる可能性が高い。しかしながら、Case 3 の場合、コンクリートライニング厚を含めた掘削径では 10m を超えてしまう。水路トンネルの場合、内径が 10m を超える場合、地質条件によっては施工性・経済性において不利になる可能性も高い。また、日本の水力開発において、水路経過地の地質状況が不明な計画初期段階では、水路の掘削径を 10m 以内に抑えレイアウトを検討することが一般的である。従って、放水路経過地の地質条件が確定していない現調査段階では日本の検討事例に倣い、比較的確実に施工可能でありかつ経済的な Case2 (放水路条数 6 条、内径 8.4m)を採用した。

### (3) 放水路の掘削支保工

放水路のトンネルの掘削支保工は道路トンネル技術基準（日本道路協会）の中断面トンネルの事例（Table 7.8.5-3 参照）を参考に決定した。

Table 7.8.5-4 に、岩盤等級に対応した放水路トンネル掘削支保工の一覧を示す。

**Table 7.8.5-3 Temporary Support Pattern (D=8.5 to 12.5m) for Road Tunnel by Japan Road Association**

| Support Pattern | Rock Bolt | | Shotcrete (mm) | Steel Rib |
|---|---|---|---|---|
| | Circumferential Pitch (m) | Longitudinal Pitch (m) | | |
| B | 1.5 | 2.0 | 5 | - |
| CI | 1.5 | 1.5 | 10 | - |
| CII-a | 1.5 | 1.2 | 10 | - |
| CII-b | 1.5 | 1.2 | 10 | |
| DI-a | 1.2 | 1.0 | 15 | H-125 @ 1.2m Upper Section Only |
| DI-b | 1.2 | 1.0 | 15 | H-125 @1.0m |
| DII | 1.2 | less than 1.0 | 20 | H-150 @ less than 1.0m |

(Source: Technical Criteria of Road Tunnel, Japan Road Association)

**Table 7.8.5-4 Temporary Support Pattern for Tailrace Tunnel of Ayago HEPP**

| Rock Classification | Support Pattern by JRA | Rock Bolt | | Shotcrete (mm) | Steel Rib |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Circumferential Pitch (m) | Longitudinal Pitch (m) | | |
| B | B to CI | Random Rock Bolt | | 100 | - |
| CH | CI to CII-a | 1.5 | 1.2 | 100 | - |
| CM | CII-b to D1-a | 1.2 | 1.0 | 150 | H-150 @1.0m |
| CL to D and Portal | D1-b to DII | 1.2 | 0.8 | 200 | H-150 @0.8m |

(Source: Study Team)

### 7.8.6 導水路トンネル、圧力立坑及び水圧鉄管トンネル

#### (1) 水路条数・内径

導水路トンネル／圧力立坑の条数及び内径は放水路トンネルと同様にそれぞれ 6 条、8.4m とした。なお、導水路トンネル／圧力立坑の延長は 113m と短いことから、構造形式として圧力トンネルを採用し内空形状を円形とした。

水圧鉄管路は工事費を極力抑える理由から、管内平均流速を一般水力にて採用されている最大値 6.0m/s 程度となるように内径を設定した。水圧鉄管路は、導水路トンネルと同じ 6 条の区間と、水車・発電機台数と同じ 12 条の区間から構成され、6 条区間と 12 条区間は 6 基の分岐管により接続される。

以下に、導水路トンネル／圧力立坑及び水圧鉄管路の主要諸元を示す。

**Table 7.8.6-1 Principal Feature of Headrace/Pressure Shaft and Penstock**

| Structures | Maximum Discharge (m3/s) | Lane (Nos.) | Diameter (m) | Velocity (m/s) | Length (m) | Note |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Headrace Tunnel /Pressure Shaft | 840 | 6 | 8.4 | 2.5 | 113 | |
| Penstock Section-1 | 840 | 6 | 6.9 | 3.7 | 6.9 | Average Diameter |
| Penstock Section-2 | 840 | 6 | 5.4 | 6.1 | 44 | |
| Penstock Section-3 | 840 | 12 | 3.8 | 6.2 | 33/37 | Tunnel Length / Pipe Length |

(Source: Study Team)

なお、上記水路条数・内径は数量算出の為の目安であり、次期フィージビリティ調査にて発電便益と工事費用を算定し、費用便益法等により最適化検討を行う必要がある。

#### (2) 掘削支保工

導水路トンネルは坑口に近く全線に亘り地山被りが薄い理由から“CL to D 級岩盤及び坑口部”の掘削支保工を適用した。

圧力立坑及び水圧鉄管路は B 級岩盤の箇所も多く、風化の度合も少ない理由から平均的に CH 級の岩盤以上期待できるものとし、CH 級岩盤の掘削支保工を適用した。

Table 7.8.6-2 に導水路トンネル／圧力立坑及び水圧鉄管トンネルの掘削支保工の一覧を示す。

**Table 7.8.6-2 Temporary Support Pattern for Headrace Tunnel / Pressure Shaft and Penstock Tunnel**

| Structures | Assumed Rock Class | Rock Bolt | | Shotcrete (mm) | Steel Rib |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Circumferential Pitch (m) | Longitudinal Pitch (m) | | |
| Headrace Tunnel | CL to D and Portal | 1.2 | 0.8 | 200 | H-150 @0.8m |
| Pressure Tunnel | CH | 1.5 | 1.2 | 100 | - |
| Penstock Tunnel | CH | 1.5 | 1.2 | 100 | - |

(Source: Study Team)

### 7.8.7 地下式発電所

#### (1) 取水口～発電所付近レイアウト

取水堰付近には 2 つの尾根が北東方向に向かって張り出しており、2 つの尾根の間には南西方向に深い沢が入り込んでいる。（Figure 7.8.7-1 参照）図に示すように、地形上の制約から 6 基の取水口を連続して配置することができず、それぞれの尾根部に 3 基ずつ 2 系統に分けて取水口を配置することとした。

地下式発電所の空洞寸法は幅 23m、高さ 40m、総延長約 440m（変圧器・遮断器室を含む）と比較的大規模であり、地下空洞を確実に施工する為には、良好な地形・地質条件が求められる。地下式発電所を比較的良好な地山に配置する為には、空洞上部の地山の被りを極力確保することが望ましく、沢部を避け、尾根部直下に発電所を配置する必要がある。1 つの尾根に総延長 440m の発電所を配置した場合、発電所地下空洞の半分が沢部直下に配置されてしまい、地質上不安が残ること、また、7.7 で述べた 300MW ずつの機器開発も考慮し、発電所も 2 系統に分割するレイアウトとした。

2 つの発電所にはそれぞれ 6 基の水車・発電及び変圧器・遮断機を配置し、それぞれの発電所は一本の搬入トンネルにより接続した。また、搬入トンネルとは別に、電気・通信用として両方の発電所をケーブルコネクショントンネルにて結ぶレイアウトとした。高圧ケーブルは地下発電所内にある遮断器室から、ケーブルシャフトにより地上部まで引き出し、送電へと接続する計画とした。

Figure 7.8,7-1 に発電所付近平面レイアウトを示す。

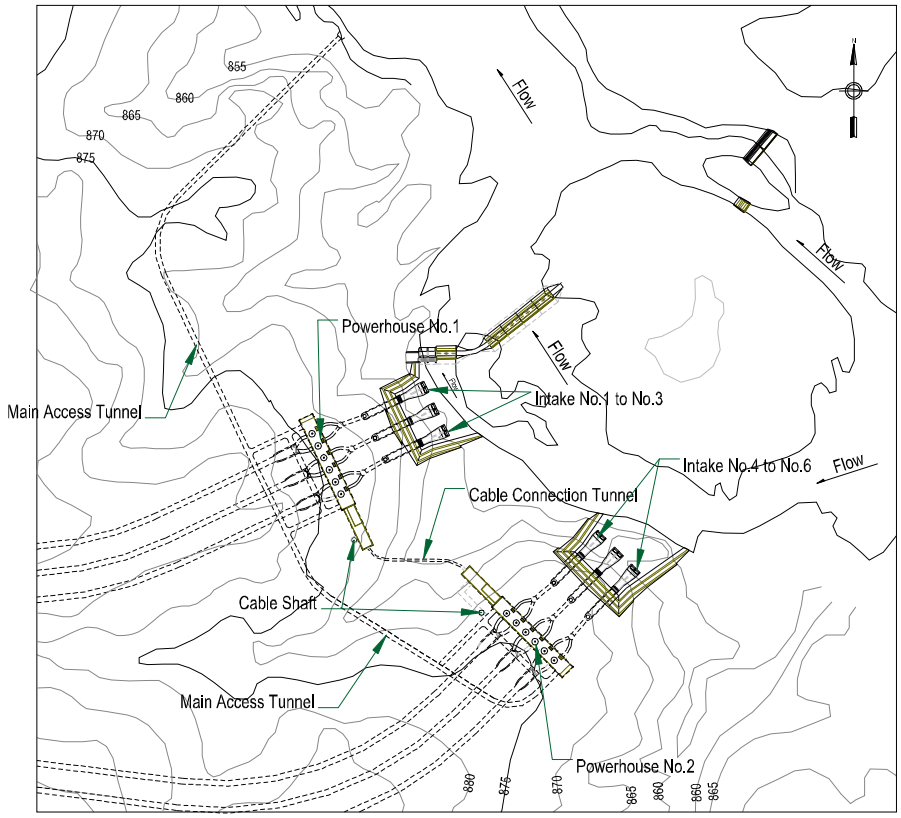



**Figure 7.8.7-1　Layout Plan around Underground Powerhouse**

### (2)　発電所内レイアウト

先に述べたように、地形・地質上の制約および段階開発の利便性から地下式発電所を 2 系統に分割した。それぞれの発電所の主機室には、単機出力 50MW の水車・発電機を 6 機直列に配置し、水車発電機の据付工程を短縮する目的で、主機室の両側に組立室を配置した。また、変圧器・遮断器室を発電所空洞脇に併設した。

7.8.4 節で述べたとおり、発電所空洞の下流側にはそれぞれの水車からドラフトトンネルが延びており、2 本のドラフトトンネルの合流点に放水庭を設け放水路へと接続する水路レイアウトとなっている。ドラフトトンネルの出口にはそれぞれドラフトゲートを配置し、その上部にゲート開閉用のドラフトゲート操作室を配置した。

Figure 7.8.7-2 に第 1 発電所の平面レイアウト図を、Figure 7.8.7-3 に主機室標準断面図を示す。

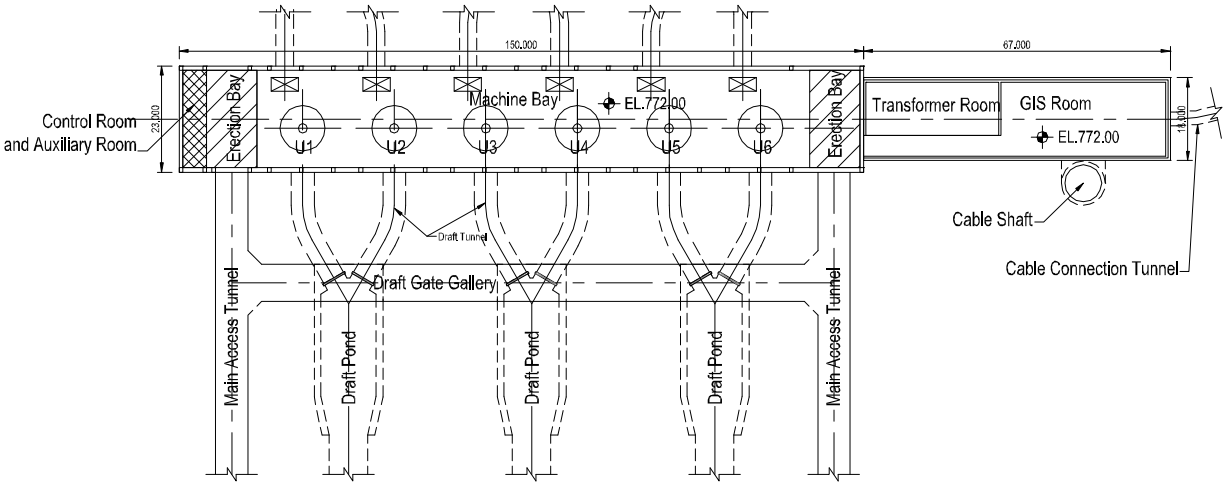



**Figure 7.8.7-2　Layout Plan of Powerhouse No.1**

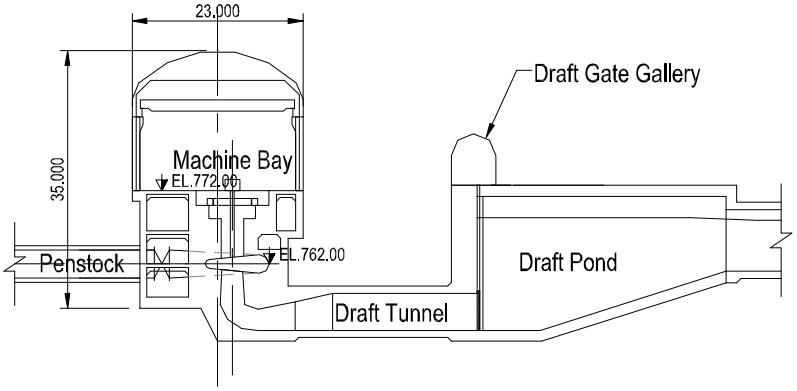



**Figure 7.8.7-3　Typical Section of Powerhouse Machine Bay**

### (3)　単機出力に関する考察

7.9 において後述するとおり、ウガンダ国の系統に対する影響を考慮し主機の単機出力を 50MW とし、発電所のレイアウトを作成した。しかしながら、将来ウガンダの系統が拡充され、単機出力 100MW にて Ayago 地点が開発される可能性もあり、単機出力 100MW を採用した場合の発電所レイアウトについて検討を行った。

Figure 7.8.7-4 及び 7.8.7-5 に第 2 発電所の単機出力容量を 100MW とした場合の平面レイアウト及び主機室標準断面図を示す。

単機出力 50MW の場合（Figure 7.8.7-2 及び 7.8.7-2）と比較すると、断面積は大きくなるが、主機台数が半減する為、かなりコンパクトな平面レイアウトになる。発電所の掘削量が 15%減少し、主機台数が半減することから、単機出力 100MW 採用した場合、経済的にも工程的にも有利になる可能性が高い。しかしながら、地下式発電所の単機容量の決定にあたっては系統規模だけでなく、空洞の力学的安定性も十分に検討する必要があり、詳細な地質調査に基づく地下空洞解析結果を踏まえ施工性・経済性及び工期を総合的に勘案し決定すべきである。

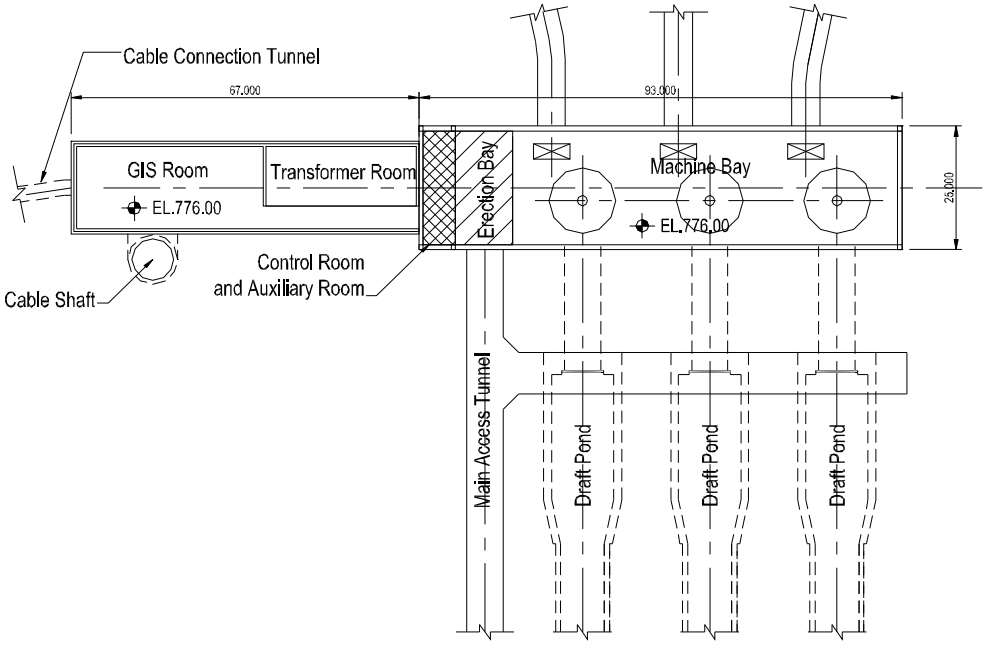



**Figure 7.8.7-4　Layout Plan of Powerhouse No.2 Alternative (100MW/Unit)**

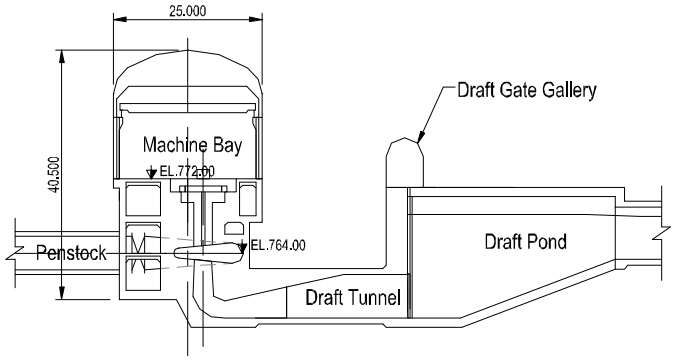



**Figure 7.8.7-5　Typical Section of Powerhouse No.2 Alternative (100MW/Unit)**

### 7.8.8　主要構造物のレイアウト

上述の検討の結果、作成した Ayago 地点のレイアウト図を Figure 7.8.8-1～7.8.8-7 に示す.

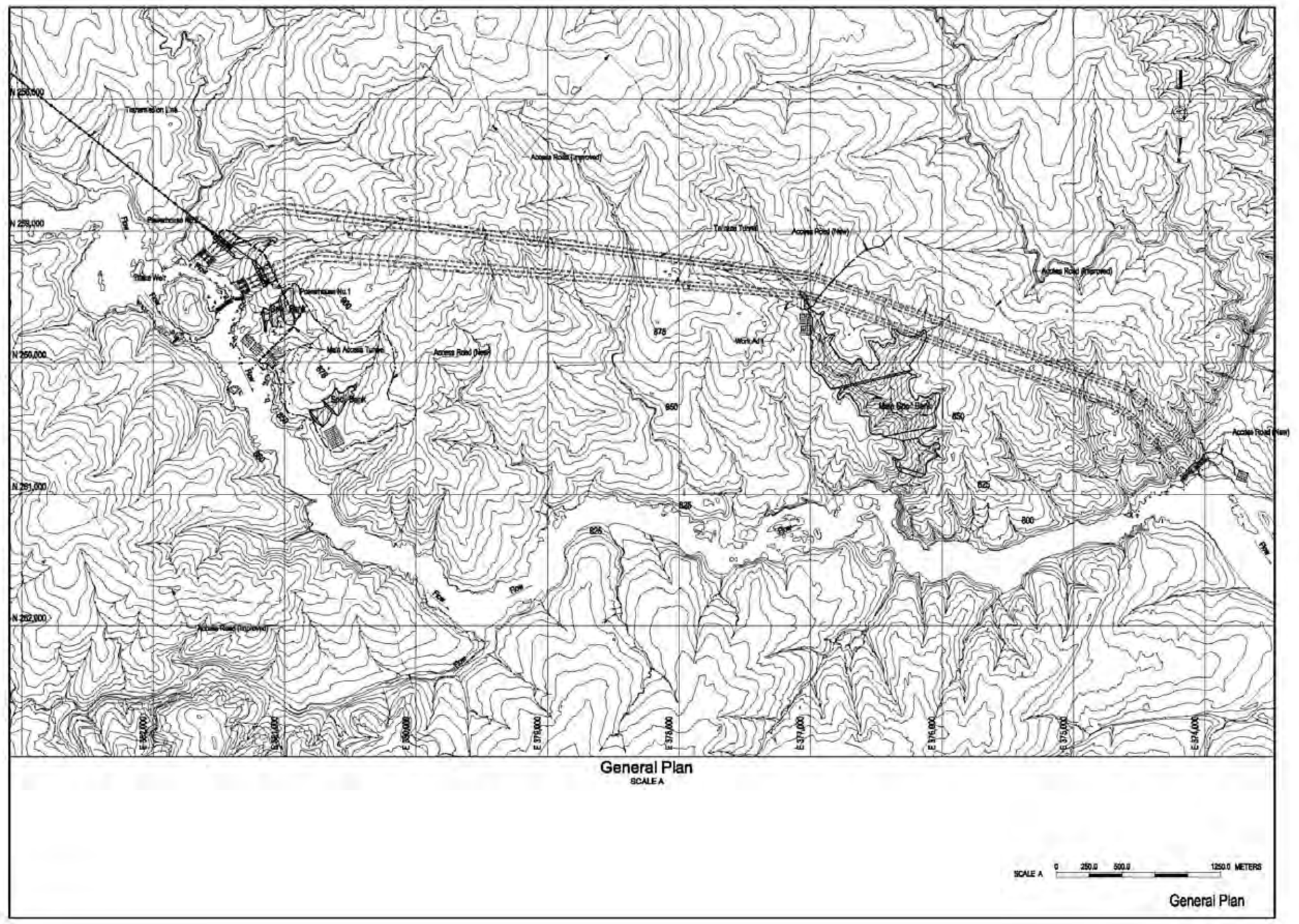



Figure 7.8.8-1　General Layout Plan

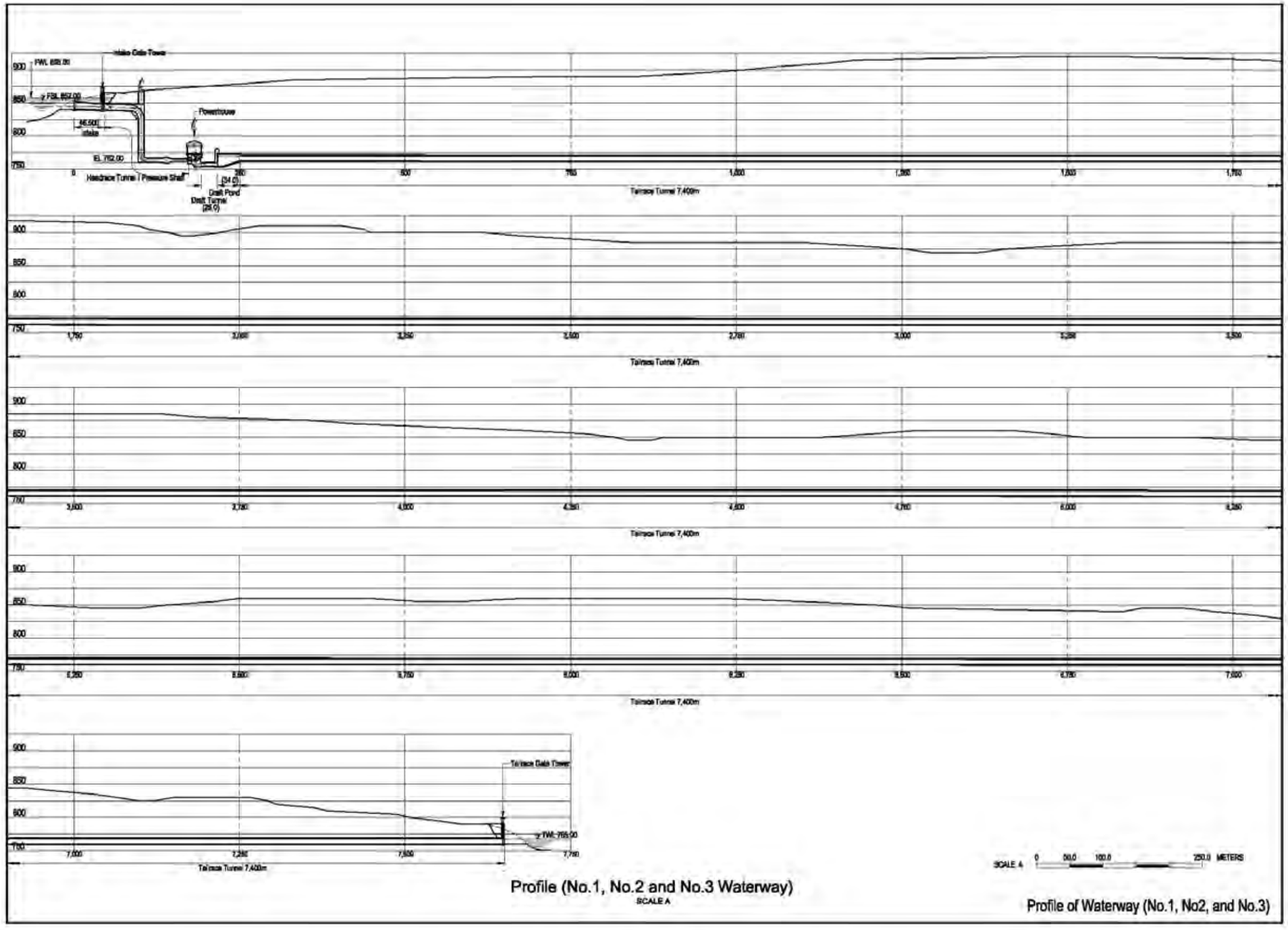
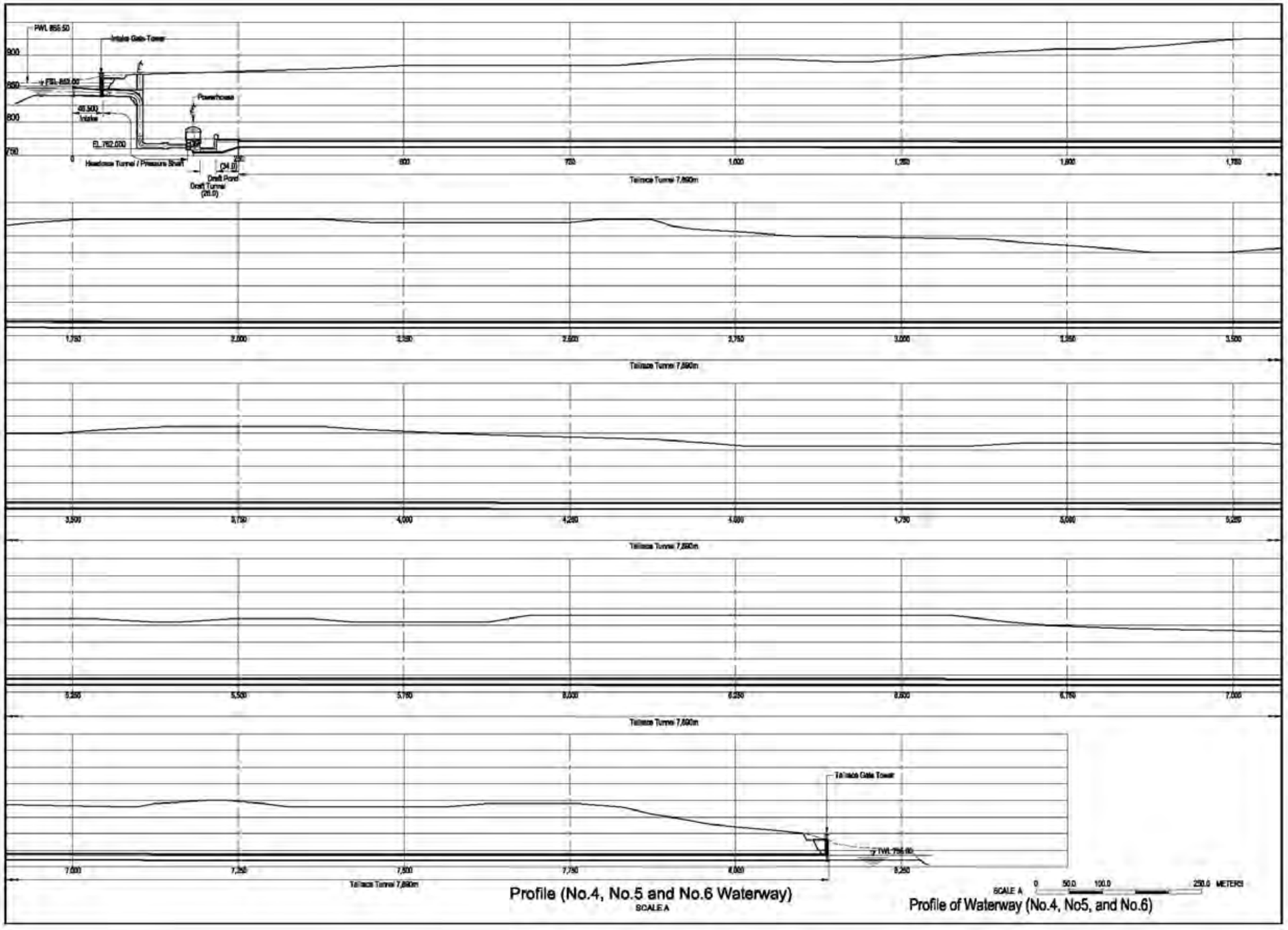



**Figure 7.8.8-2　Profile of Waterway (No.1, No.2 and No.3)**




**igure 7.8.8-3　Profile of Waterway (No.4, No.5 and No.6)**

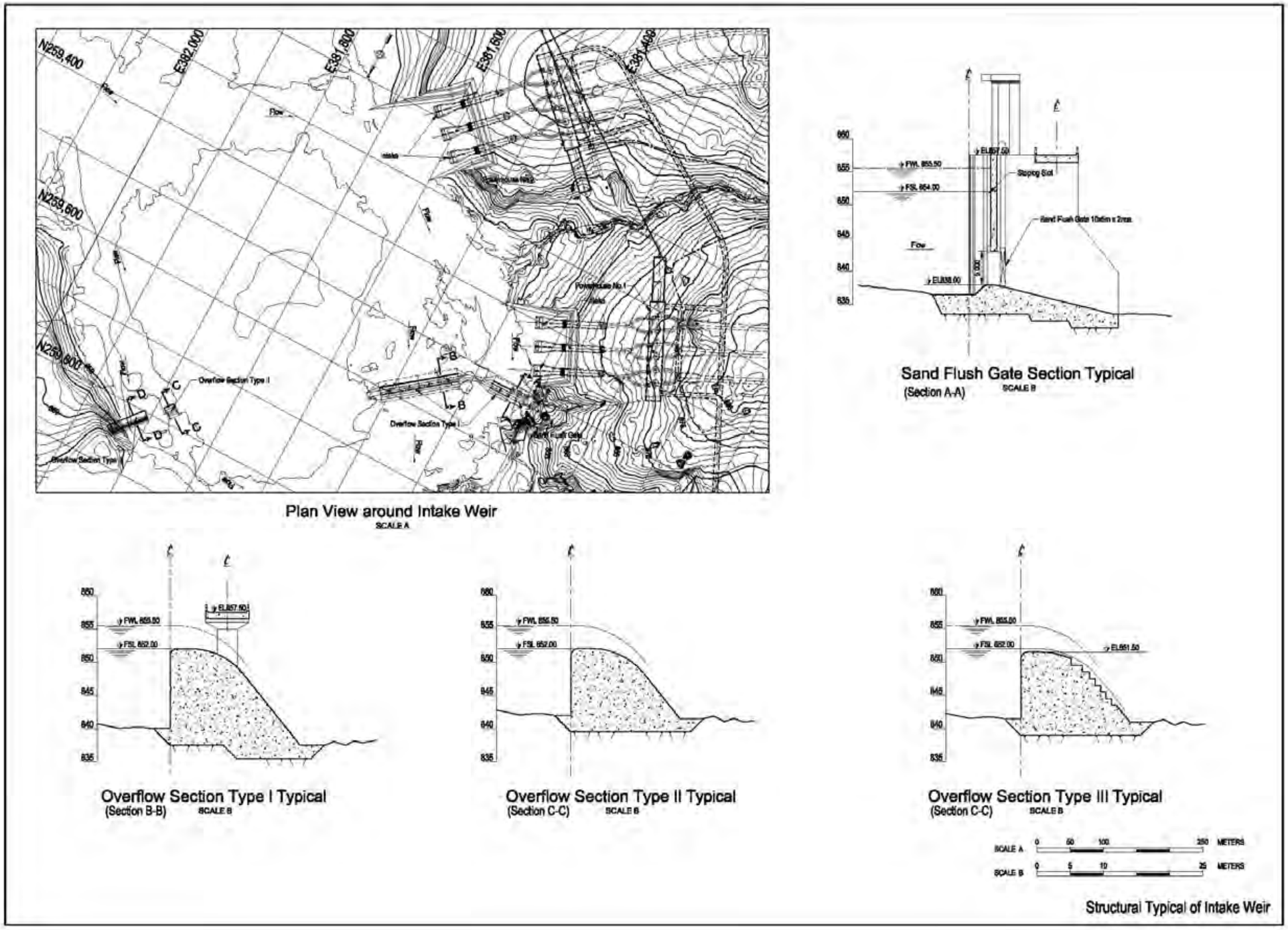



**Figure 7.8.8-4　Structural Typical of Intake Weir**

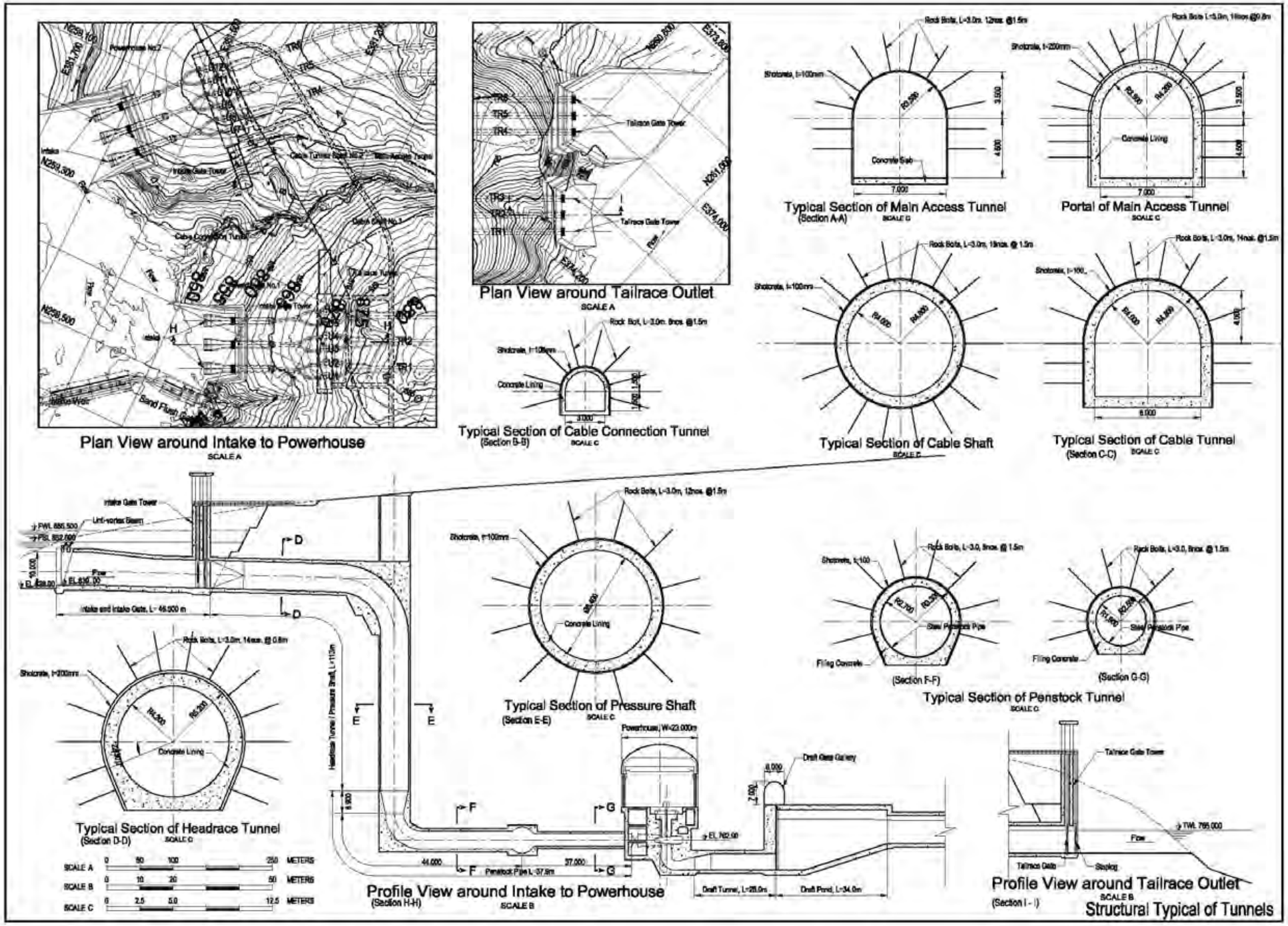



**Figure 7.8.8-5　Structural Typical of Tunnels**

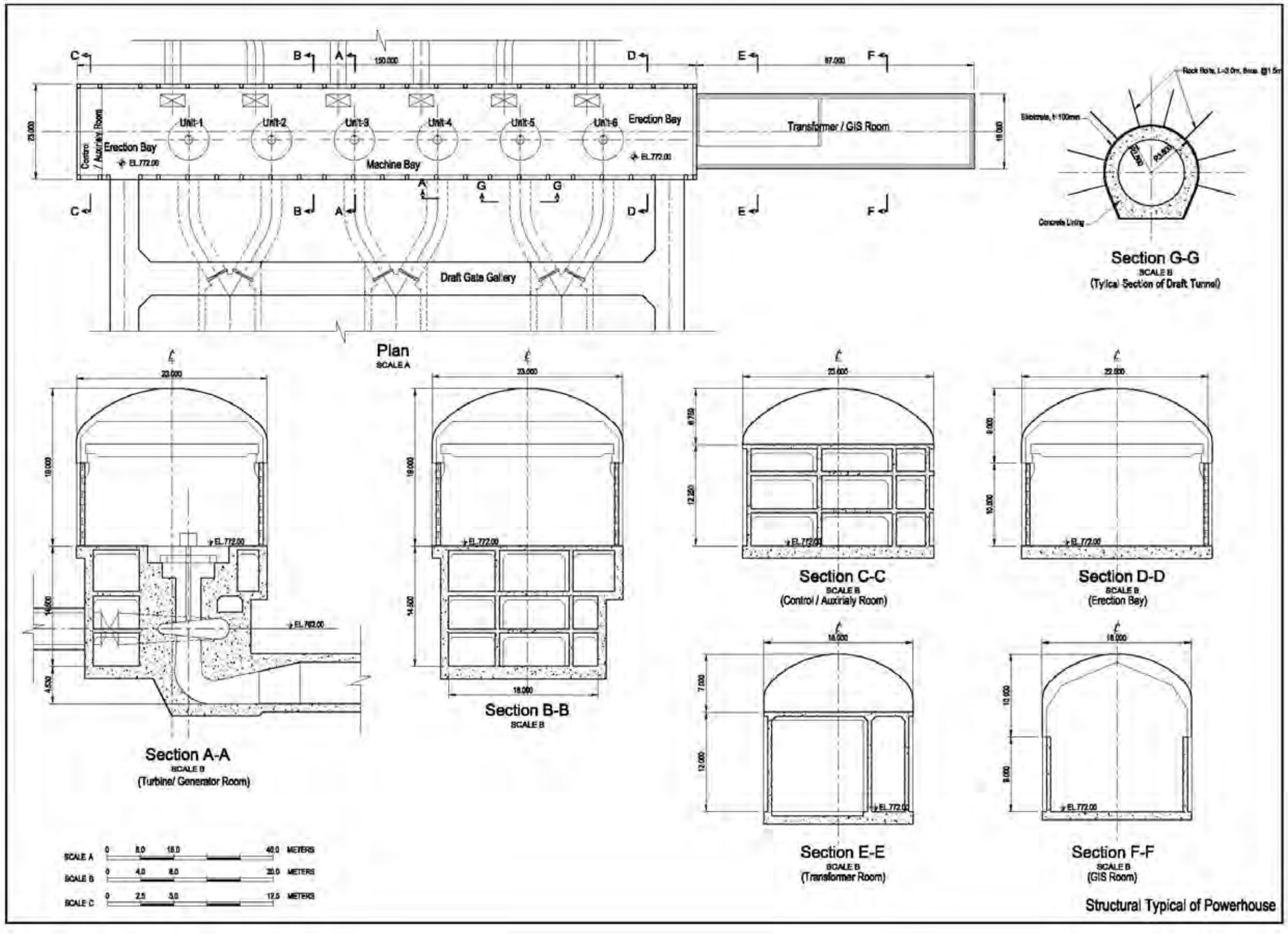



**Figure 7.8.8-6　Structural Typical of Powerhouse**

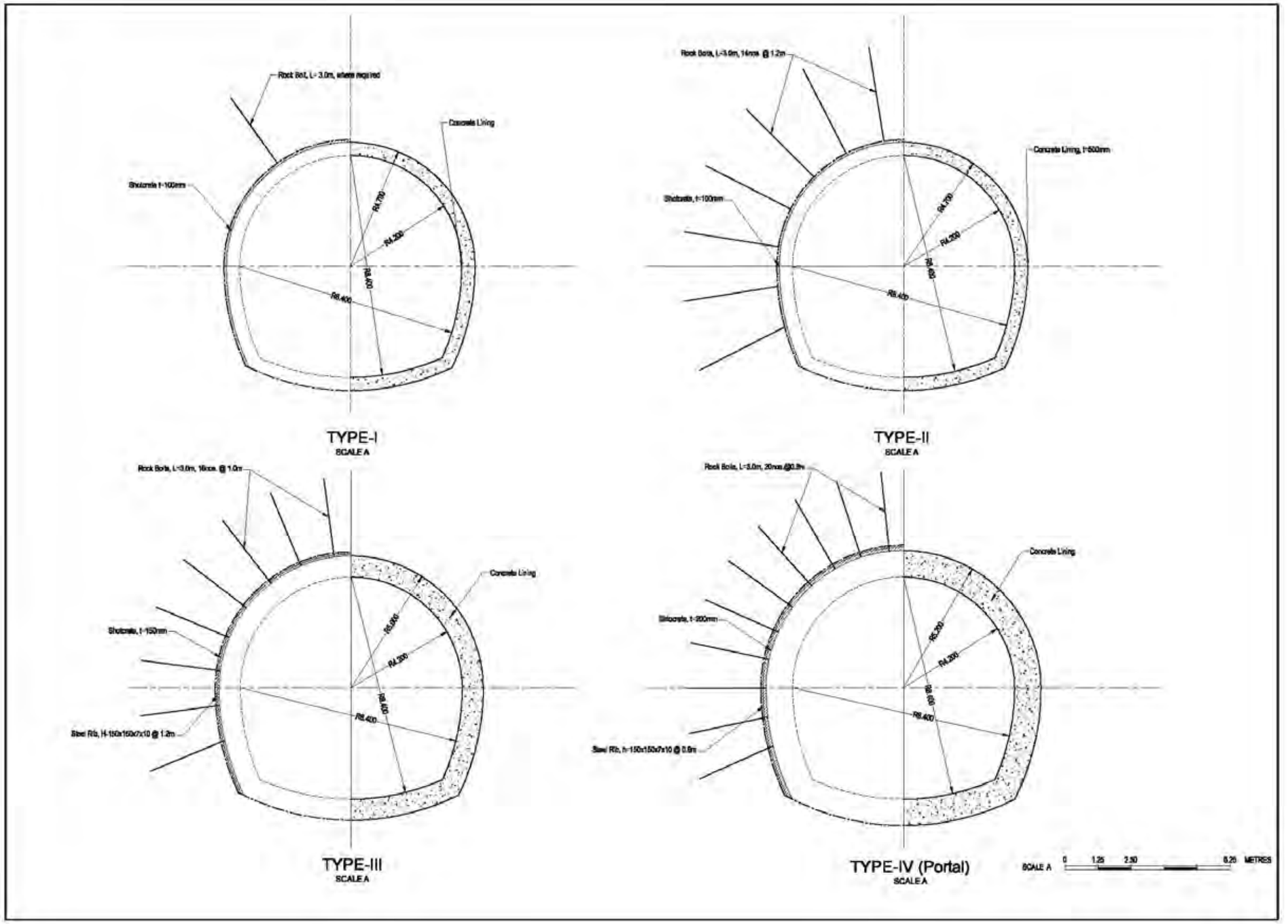



**Figure 7.8.8-7　Structural Typical of Tailrace Tunnel**

## 7.9 電気機器および送電設備

### 7.9.1 一般

Ayago 発電所は流れ込み式で、総落差 83.0m, 使用水量 840$m^3$/s, 最大出力は約 600MW である。Ayago 水力発電計画の電気機器は、下記の主要設備から構成される。

a. 水車
b. 発電機
c. 主変圧器
d. 高圧開閉機器

### 7.9.2 単機出力と台数

一般的に水車発電機は、より大型の単機出力が経済的にスケール・メリットはあるが、水車発電機の最適な単機出力については、下記の項目について検討し決定した。

a. 投入ユニット容量に対する電力系統への影響
b. 輸送ルート
c. 製作技術レベル
d. 保守運用の信頼性と柔軟性

a.項の 投入ユニット容量に対する電力系統への影響については､経済性を考慮すると一般的には 100MW×6 台もしくは 200MW×3 台などが妥当であるが、当該の発電機が事故等により脱落した場合でも、連係する電力系統に多大な影響を与えない容量を選ぶ必要がある。

Ayago 水力発電所の初号機が投入される段階での系統条件は以下のとおりと仮定する。

: ピーク負荷 900MW
: オフピーク負荷 440MW
: 系統周波数特性定数 5%
: 周波数許容下限値 -1.5Hz(48.50Hz)
: ケニアとの電力系統接続 なし

系統条件的に一番シビアなオフピーク時に電源脱落したときを基に投入可能単機容量は下記の式より算出できる。

$Cap._{accept}(MW)$=系統周波数特性定数(%MW/Hz)×周波数許容下限値×オフピーク負荷

$Cap._{accept}(MW)=0.05\times1.5\times440=33.00MW$

以上の結果より Ayago 水力発電所の発電機の単機容量は系統条件的には 33.00MW 以下とするべきである。しかしながら水車発電機台数が非常に多くなり経済性が悪くなるので、単機容量は 50MW 程度として経済性を向上させる。

b.項の輸送ルートについては、ケニア国の Mombasa 港にて陸揚げされ、ケニア国内の国道、

ウガンダ国内の国道を経由して新設が予定されている Karuma 水力発電所近辺まで輸送される。そこからは Ayago 水力発電所の工事用アクセス道路を利用して輸送される。

なお、重量制限、橋梁、道路幅、付け替え道路など調査については今後のフィージビリティ調査や詳細設計調査時に詳細な調査をする必要がある。

c.項の製作技術レベルに関しても、単機容量の面からみてもまったく問題ない。

最後に d.項の保守運用の信頼性と柔軟性に関して、単機容量を系統容量の影響より小さくしユニット台数が増えたことにより、柔軟な運転・運用が可能である。

上記検討結果から、投入ユニット容量に対する電力系統への影響が一番大きな要素となり、単機出力は 50MW、12 台を採用した。

なお、今回の検討では、ケニアへの接続を行わない条件で、前述の簡便式にて電力系統への影響を評価したが、次期 F/S においては詳細な系統安定解析を行った上で、単機容量を再検討することが望ましい。

### 7.9.3 水車

#### (1) 水車出力

一台あたりの水車出力は以下のとおりとなる。

i) Unit 1-6

$$Pt = 9.8 \times Hn \times Qt \times \eta t$$
$$= 9.8 \times 80.78 \times 70.0 \times 0.924$$
$$\fallingdotseq 51{,}200 \text{ kW}$$

ここで、

Pt ： 水車定格出力(kW)
Hn ： 基準有効落差(m)
Qt ： 1 台あたりの定格使用水量($m^3/s$)
ηt ： 水車効率(%)

ii) Unit 7-12

$$Pt = 9.8 \times Hn \times Qt \times \eta t$$
$$= 9.8 \times 80.58 \times 70.0 \times 0.925$$
$$\fallingdotseq 51{,}100 \text{ kW}$$

ここで、

Pt ： 水車定格出力(kW)
Hn ： 基準有効落差(m)
Qt ： 1 台あたりの定格使用水量($m^3/s$)
ηt ： 水車効率(%)

#### (2) 水車形式

一般に、水車形式は、落差と水車出力の関係で決められる。本計画の落差と水車出力を考慮して、立軸フランシス水車とする。

### 7.9.4 発電機

発電機の定格容量は、水車最大出力、力率および発電機効率から以下のとおり計算される。

i) Unit 1-6

Pg = Pt × ηg / p.f（kVA）
= 51,200 × 0.977 / 0.90
≒ 55,600 kVA

ここで、

Pg ： 発電機定格容量(kVA)
Pt ： 水車定格出力(kW)
ηg ： 発電機効率(%)
p.f ： 力率(%)、遅れ

ii) Unit 7-12

Pg = Pt × ηg / p.f（kVA）
= 51,100 × 0.977 / 0.90
≒ 55,400 kVA

ここで、

Pg ： 発電機定格容量(kVA)
Pt ： 水車定格出力(kW)
ηg ： 発電機効率(%)
p.f ： 力率(%)、遅れ

### 7.9.5 主要変圧器

主要変圧器は水車発電機 1 台に対して 1 台が運用上からも望ましいが、地下発電所という限られたスペースに設置する必要があるので、水車発電機 2 台に対して主要変圧器を 1 台とする。よって合計の主要変圧器台数は 6 台となる。

一台あたりの主要変圧器の定格容量は，発電機の定格出力から決定され，以下のとおりである。

i) Unit 1-6

- 定格電圧 : 1 次 13.2 kV
  : 2 次 400 kV
- 定格容量 : 1 次 55.6MVA
  : 1 次 55.6MVA
  : 2 次 111.2MVA
- 定格周波数 : 50 Hz
- 冷却方式 : 屋内式、OFWF(送油水冷式)

ii) Unit 7-12

- 定格電圧 : 1 次 13.2 kV
  : 2 次 400 kV
- 定格容量 : 1 次 55.4MVA
  : 1 次 55.4MVA
  : 2 次 110.8MVA
- 定格周波数 : 50 Hz
- 冷却方式 : 屋内式、OFWF(送油水冷式)

### 7.9.6 高圧開閉機器

高圧開閉機器はスペース、景観上に問題がなければ通常屋外（地上）に設置される。しかしながら今回の Ayago 水力発電計画は国立公園内に予定され、景観対策が必要なことから高圧開閉機器も水車発電機や主要変圧器と同じく地下発電所に設置することにする。

地下発電所という限られたスペースであるので高圧開閉機器はガス絶縁開閉装置を採用し、400kV ケーブルを介して地上まで接続し、地上に設置される予定の引き出し設備を経由で送電線に接続することとする。

Figure 7.9.6-1 に発電機、変圧器、母線、送電線までを含めた全体の Single Line Diagram を示す。

Figure 7.9.6-1 Single Line Diagram for Ayago Hydropower Project

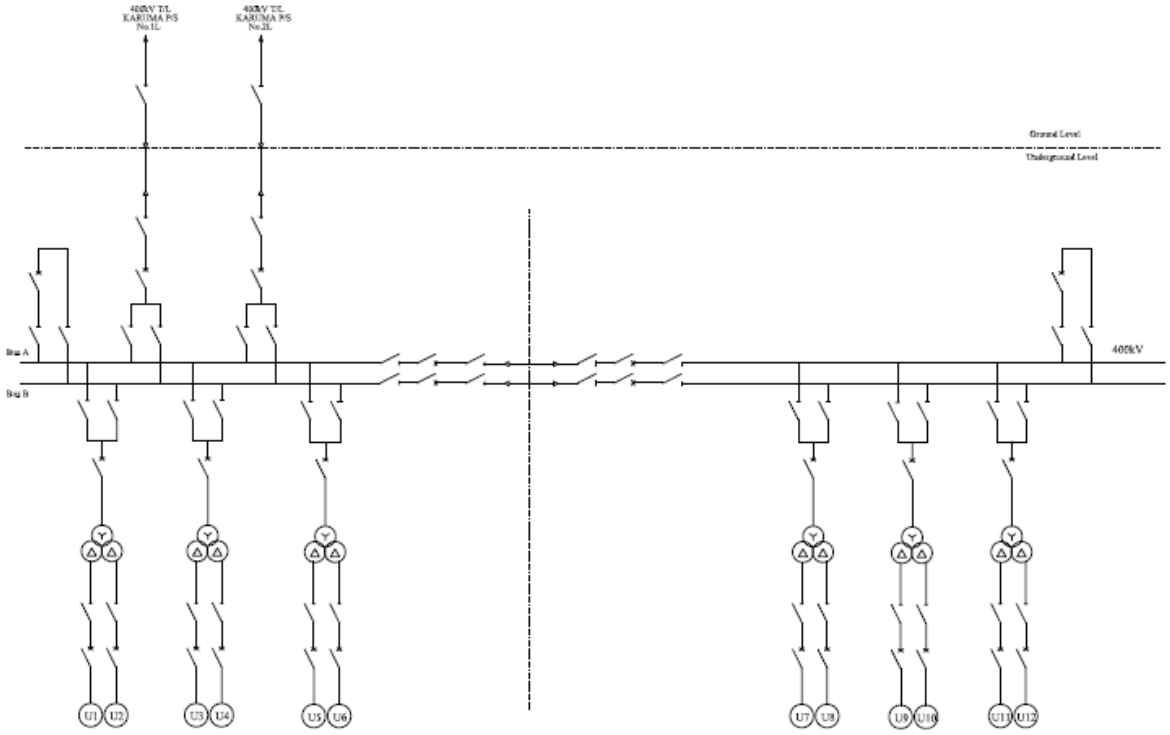



**Figure 7.9.6-1 Single Line Diagram for Ayago Hydropower Project**

### 7.9.7 送電設備

#### (1) 送電線ルート

Ayago 水力発電所での発生電力は、同じく建設が予定されている Karuma 水力発電所の屋外開閉所に接続され、そこから首都 Kampala 近郊の Kawanda 変電所まで送電される。

今回の Ayago 水力発電所新設に伴う送電線は Ayago 水力発電所から Karuma 水力発電所の開閉所までの区間になり、亘長は 58ｋｍである。

送電線ルートとしてはナイル川南岸の工事用アクセス道路に沿い、一部分ショートカットし、最短距離となるルートとする。

以下に概略の送電線ルートを示す。

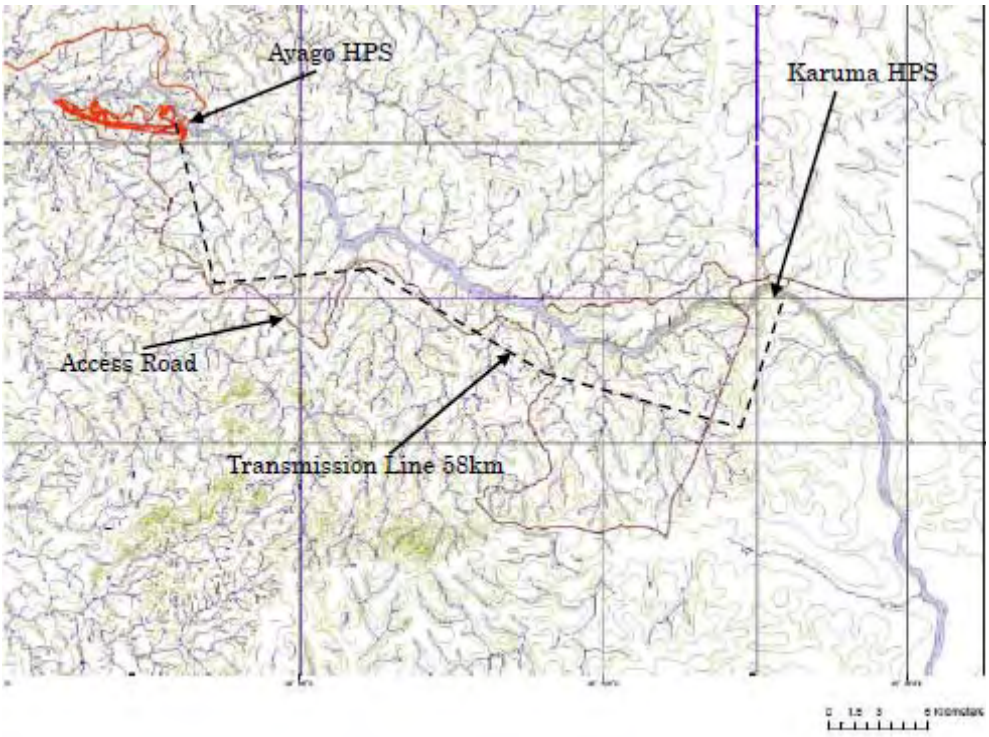



**Figure 7.9.7-1 Transmission Line Rout Map of Ayago Project**

なお、今回の Ayago 水力発電所新設に伴う送電線建設は Ayago 水力発電所から Karuma 水力発電所の開閉所までの区間であるが、東アフリカ連携との関連を示した系統図を Figure 7.9.7-2 に示す。

系統図のとおり Ayago 発電所にて発電された電力は、Karuma 発電所、Kafu 変電所、Kawanda 変電所経由にて首都 Kampala に供給される。

一方、東アフリカ連携（特にケニア）については、Ayago 発電所、Karuma 発電所、Kafu 変電所、Bujagali 発電所、Tororo 変電所経由にてケニアに接続、および Ayago 発電所、Karuma 発電所、Lira 変電所、Opuyo 変電所、Tororo 変電所経由にてケニヤに接続される２ルートが考えられる。

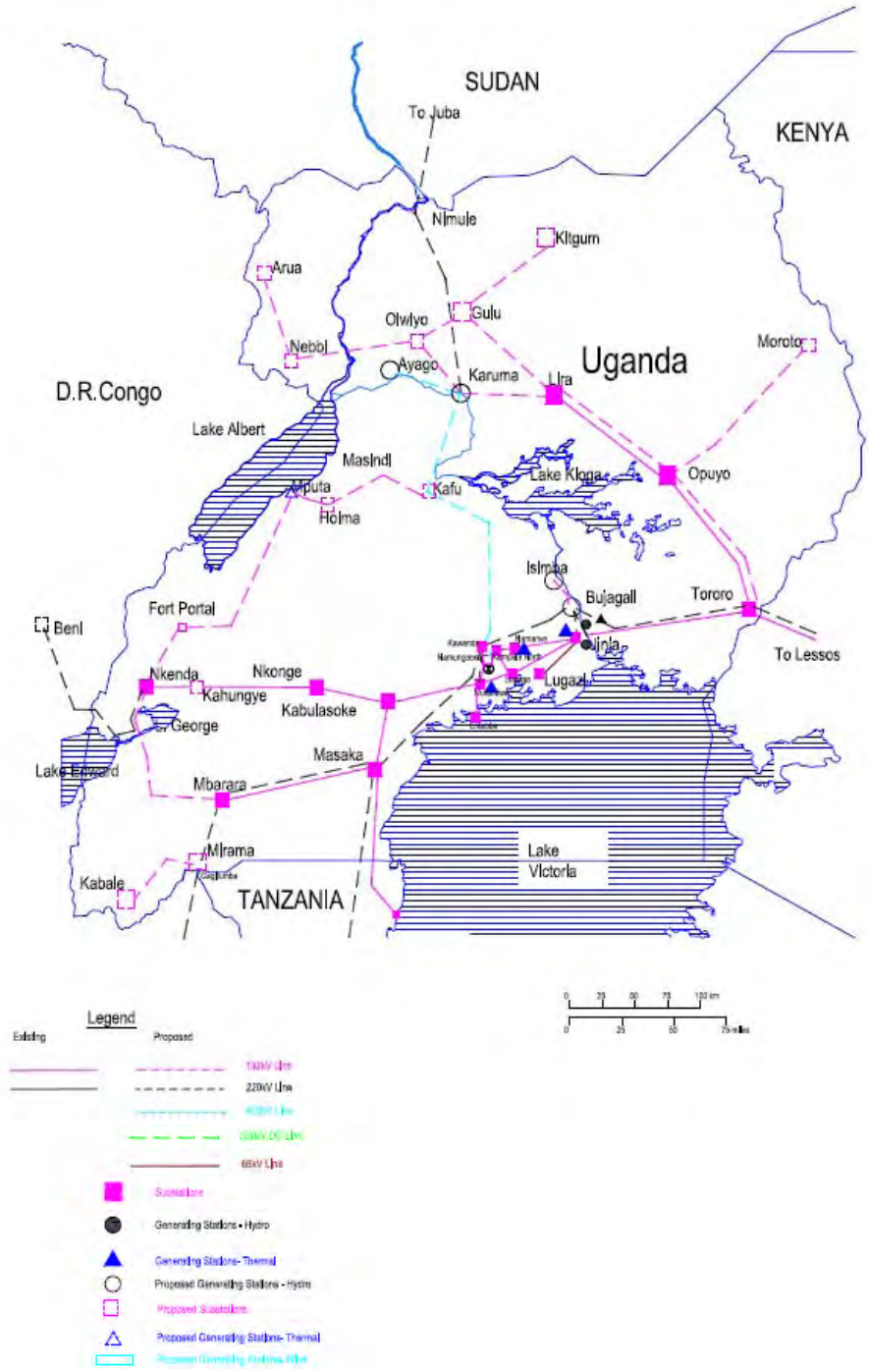



**Figure 7.9.7-2　Transmission Line Network of East Africa**

### (2)　送電線の仕様

主たる送電線の仕様について、以下に概要を記載する。

1)　基本諸元

| | | |
|---|---|---|
| 区間 | : | Ayago 水力発電所 – Karuma 水力発電所 |
| 亘長 | : | 約 58 km |
| 公称電圧 | : | 400 kV |

| | | |
|---|---|---|
| 電気方式 | : | 交流 3 相 3 線式 |
| 回線数 | : | 2 |
| 電力線条数 | : | 4 条／相 |
| 架空地線数 | : | 2 条 |
| 周波数 | : | 50Hz |

2) 電線

ウガンダ国は内陸国であるので、海塩による電線腐食は心配されない。現地調査の結果、経過地域には、工場、火山等の腐食ガスを発生させる要因は存在しないことから、通常の鋼心アルミより線を使用することとする。

電線サイズ、相条数は、送電線の熱容量、導体表面最大電位傾度(15kV/cm 以下)の観点から検討した。

| | 導体表面最大電位傾度 | 送電容量（電流） | 可能送電容量（kW） |
|---|---|---|---|
| Wolf, 150mm$^2$, 4 Conductors | 15.99 kV/cm | 451A×4=1,803A | 1,186,697kW |
| Bear, 260mm$^2$, 4 Conductors | 12.94 kV/cm | 623A×4=2,492A | 1,640,182kW |
| Bison, 380mm$^2$, 4 Conductors | 11.50 kV/cm | 761A×4=3,044A | 2,003,498kW |
| Moose, 597mm$^2$, 4 Conductors | 10.08 kV/cm | 934A×4=3,736A | 2,458,958kW |

以上を比較した場合に導体表面最大電位傾度 15V/cm 以下のものは、Bear, Bison, Moose の 3 種類となり、残りの要因としては可能送電容量である。

Ayago 水力発電計画の他に計画されている Kiba 水力発電計画、Oriang 水力発電計画などの近隣の計画も将来的には Ayago 水力発電所経由にて消費地まで送電されることが予想されることから Ayago 水力発電所から Karuma 水力発電所間の送電線容量はこれらを考慮した Bison, 380mm$^2$, 4conductors（一回線あたりの送電用量 2,000MW）とする。

| | | |
|---|---|---|
| ACSR Bison 4 導体 | ; | 380mm$^2$×4 |
| 導体許容電流 | : | 761A×4（at 75°C） |
| 送電線の熱容量 | : | 2cct（連続）4,000 MW |

3) 送電線の景観対策

今回の送電線ルートであるナイル川南岸は北側に比較して高木が多く、景観上も目立たないものとしたが、詳細については今後実施されるフィージビリティ調査において、地元、関係機関共に協調を取りながらの景観設計が望まれる。

4) 鉄塔

鉄塔は、一般的な四角鉄塔を採用することとし、想定される鉄塔形状を以下に示す。なお、今後のフィージビリティ調査や詳細設計調査時にはウガンダ国基準である家屋、木々

との離隔距離を考慮の上、鉄塔設計をする必要がある。

以下の Figure 7.9.7-3 に想定される鉄塔形状を示す。

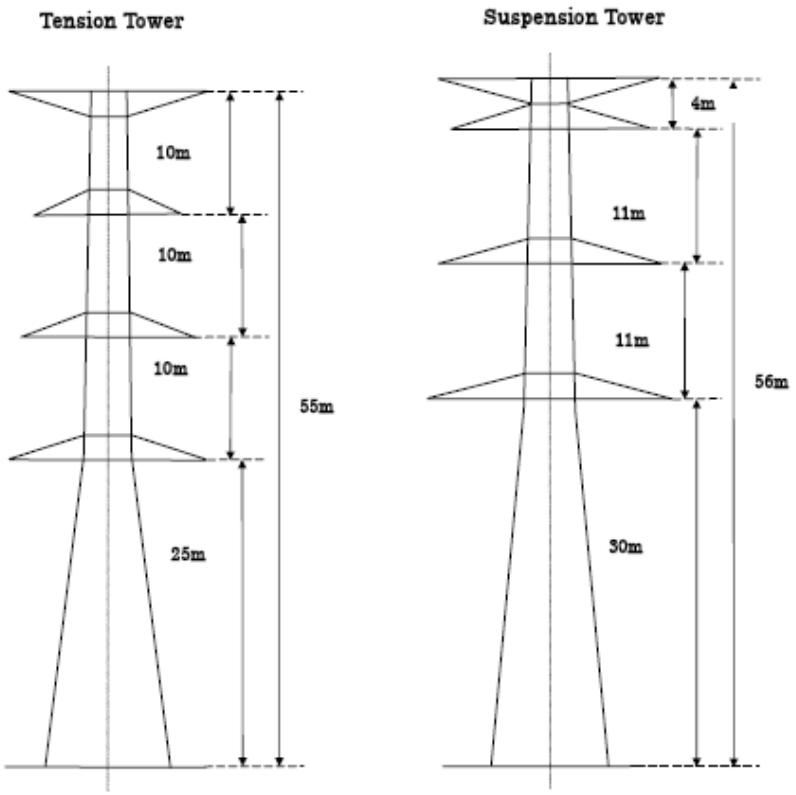



**Figure 7.9.7-3　Typical Transmission Tower of Ayago Project**

## 7.10 工事計画および工事費

### 7.10.1 計画地点へのアクセス

#### (1) 空港

Entebbe 国際空港は、首都 Kampala から、40 km 南西にあるウガンダで唯一の国際空港である。国内の主要都市には、国内便専用の空港があるが、サイト近辺には空港はない。日本の成田空港から Entebbe 国際空港には、ドバイ経由で約 20 時間である。

#### (2) 道路

Ayago 水力発電所計画地点は、Victoria 湖に源を発するナイル川の本流にあり、首都 Kampala から北北西約 250 km に位置している。

ウガンダは内陸国であるため、海外から輸入される発電機器、建設機械・資材は、ケニアのモンバサ港で陸揚げされサイトに輸送される。首都 Kampala からは、国道を利用し Karuma 経由で約 290km、車で約 5.5 時間を要する。国道は、全線舗装されており、重量制限、最小回転半径ともに輸送に大きな支障を生じることはないと思われる。一方サイトから最寄りの国道までの約 75km 間は、既設のアクセス道路を拡幅整備する必要がある。アクセス道路は、Murchison Falls 国立公園内に位置するため、整備に当たっては、自然環境に配慮したルート選定と、改変区域を最小にすることが必要である。

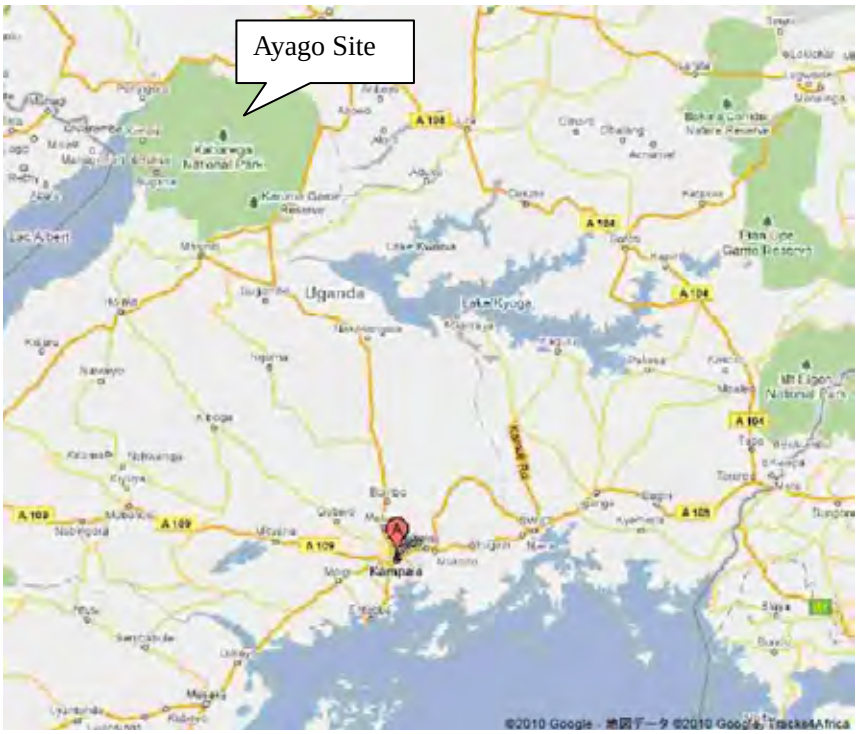



**Figure 7.10.1-1 Location of Ayago Site**

### 7.10.2 工事用電力

Ayago 地点は、国立公園内に位置し住民が住んでいないため近傍に配電線はない。工事用電力は最寄りの Karuma から仮設の配電線を引くか、ディーゼルによる自家発電設備を設置する必要がある。

### 7.10.3 コンクリート用骨材

Ayago 地点は、なだらかな丘陵地形を成しており、河床付近以外には露頭した岩盤は見当たらない。また、計画地点は国立公園内であるため、環境影響を最小限に抑えるため、原石山等による地形改変は避けることが求められる。そこでコンクリート用骨材は、水路トンネル、地下発電所工事等で発生する掘削ズリをストックヤードに確保し、骨材プラントにて加工し利用することを基本とする。

各主要構造物において発生する岩石掘削ズリおよび必要なコンクリート量は **Table 7.10.3-1** のとおりである。

**Table 7.10.3-1 Excavation and Concrete Volume for Main Structures**

(Unit: $m^3$)

| Structure | Rock excavation | Concrete |
|---|---|---|
| 1. Weir | 10,500 | 83,400 |
| 2. Intake | 433,500 | 25,700 |
| 3. Headrace | 80,800 | 25,600 |
| 4. Penstock | 26,000 | 13,100 |
| 5. Powerhouse | 278,720 | 68,300 |
| 6. Draft Tunnel/Pond | 122,400 | 30,900 |
| 7. Tailrace Tunnel | 3,578,360 | 689,400 |
| 8. Outlet | 125,800 | 7,800 |
| 9. Access Tunnel | 99,100 | 7,000 |
| Sub Total | 4,755,180 | 951,200 |

コンクリート量から次式により骨材必要量 V を算出する。

$$V = 951,200 \times 2.046 / 2.6 \times 1.125 = 842,086 \fallingdotseq 843,000\ m^3$$

ここに、

コンクリート 1 $m^3$ 当りの骨材使用量 = 2.046 $t/m^3$

骨材の真比重 = 2.6

骨材の生産時のロス 12.5%

現場ロスや施工タイミングのずれにより流用できない場合を考慮して、骨材への流用可能量を上記掘削量合計の 50%程度と仮定すると、骨材への流用可能量は

$$4,755,180 \times 0.5 \fallingdotseq 2,380,000\ m^3 > 843,000\ m^3$$

となり、骨材必要量に対し十分な供給量が見込める。

### 7.10.4 土捨場

#### (1) 土捨場容量の検討

各主要構造物において発生する土砂および岩石掘削ズリに対する、必要な土捨場容量は Table 7.10.4-1に示すとおり約 510 $m^3$ となる。

ここに土捨場は、トンネル掘削の余掘り、土砂および岩の地山量に対する膨らみ率等を勘案し、掘削量に対して 1.5 倍の容量とし、そこからコンクリート骨材と道路の路盤に用いる量を減じたものを必要容量とする。

**Table 7.10.4-1 Excavation and Spoil Bank Volume for Main Structures**

(Unit: $m^3$)

| | |
|---|---|
| Excavation | 4,755,180 x 1.5 |
| Concrete Aggregate | 843,000 |
| Road Base (0.25m×6m×100km) | 150,000 |
| Required Volume | 5,873,000 |

土捨場の検討に当たっては、環境配慮と施工性を念頭に以下の 3 地点を候補として選定した。

(A)放水路作業坑出口、(B)発電所作業坑出口下流、(C)堰下流

各土捨場候補地の場所を Figure 7.10.4-1に、面積と容量を Table 7.10.4-2に示す。なお、必要全体量 5,873,000 $m^3$ は(A)地点～(C)地点で賄えるが、各候補地とも今後、詳細な地形測量と環境影響調査が必要である。

**Table 7.10.4-2 Estimated Area and Volume of Spoil Bank**

| No | Location | Estimated Area ($m^2$) | Estimated Volume ($m^3$) |
|---|---|---|---|
| (A) | Tailrace Work Adit | 318,000 | 5,088,000 |
| (B) | Powerhouse Work Adit Downstream | 52,000 | 298,000 |
| (C) | Weir Downstream | 61,000 | 536,000 |
| | Total | 431,000 | 5,922,000 |

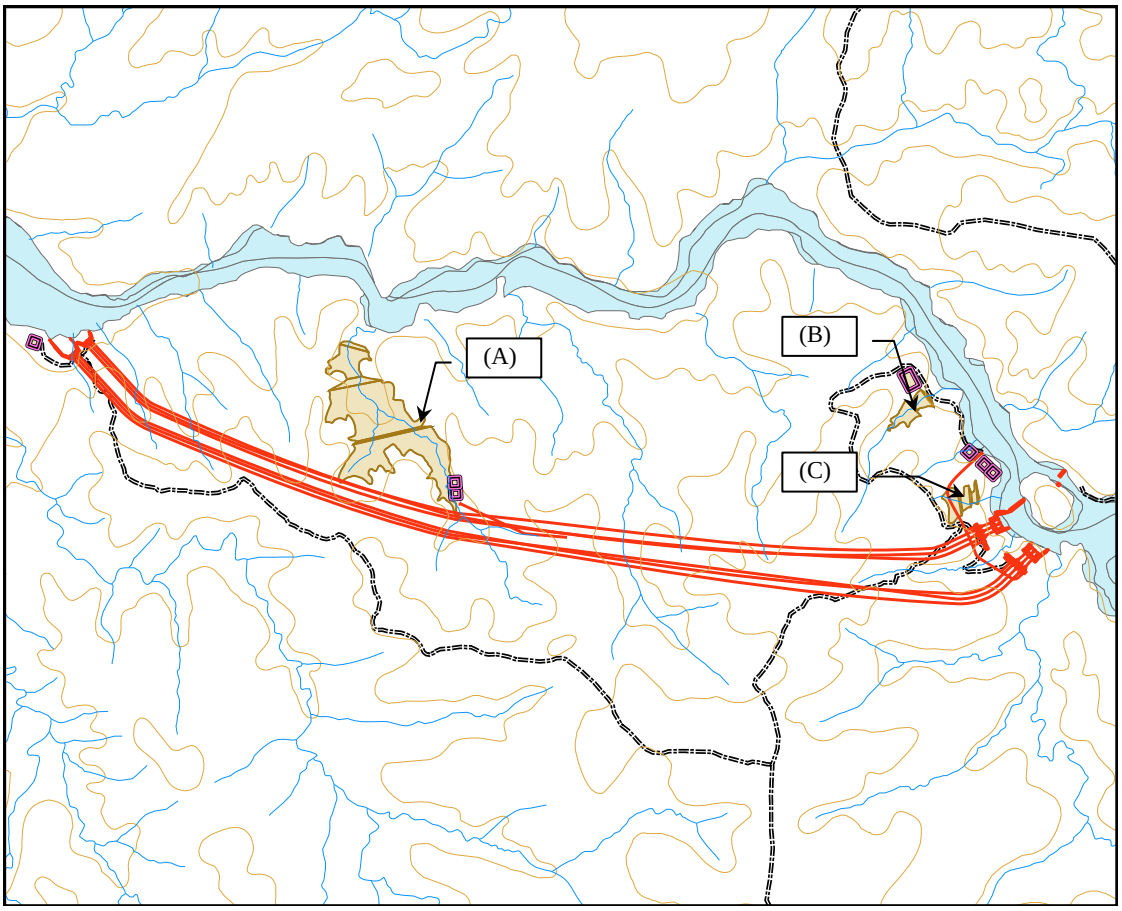



**Figure 7.10.4-1　Location of Spoil Bank**

### (2)　土捨場運搬計画の検討

土捨場は、ダンプトラックの運搬による動物への影響を避けるため、可能な限り運搬距離を短くするよう、放水路及び発電所への作業坑出口近辺に設置を予定している。

## 7.10.5　仮設備用地

この計画で必要とされる主な仮設備用地の候補地を Figure 7.10.5-1に示す。仮設備用地並びに所要面積を Table 7.10.5-1に示す。

## Table 7.10.5-1 Temporary Facility Area

| No. | Item | Necessay Area ($m^2$) |
|---|---|---|
| | | |
| A | Weir, Intake | 2,600 $m^2$ |
| A−1 | Motor Pool for Construction Machinery | |
| A−2 | Repair Shop | |
| A−3 | Fabricating Yard for Reinforcement Bars | |
| A−4 | Carpentory Shop | |
| A−5 | Water Treatment | |
| A−5 | Materials Storage Yard | |
| A−7 | Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.) | |
| A−8 | Spillway and Intake Gate Assembly Yard | |
| | | |
| B | Headrace, Penstock | 3,500 $m^2$ |
| B−1 | Motor Pool for Construction Machinery | |
| B−2 | Repair Shop | |
| B−3 | Fabricating Yard for Reinforcement Bars | |
| B−4 | Carpentory Shop | |
| B−5 | Explosives Warehouse | |
| B−6 | Other Warehouse | |
| B−7 | Water Treatment | |
| B−8 | Materials Storage Yard | |
| B−9 | Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.) | |
| B−10 | Penstock Assembly Yard | |
| B−11 | Welding Shop | |
| | | |
| C | Powerhouse Access Tunnel, Powerhouse, Tailrace (Up stream) | 3,300 $m^2$ |
| C−1 | Motor Pool for Construction Machinery | |
| C−2 | Repair Shop | |
| C−3 | Fabricating Yard for Reinforcement Bars | |
| C−4 | Carpentory Shop | |
| C−5 | Explosives Warehouse | |
| C−6 | Other Warehouse | |
| C−7 | Water Treatment | |
| C−8 | Materials Storage Yard | |
| C−9 | Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.) | |
| | | |
| D | Tailrace Tunnel (Middle stream) | 3,200 $m^2$ |
| D−1 | Motor Pool for Construction Machinery | |
| D−2 | Repair Shop | |
| D−3 | Fabricating Yard for Reinforcement Bars | |
| D−4 | Carpentory Shop | |
| D−5 | Explosives Warehouse | |
| D−6 | Other Warehouse | |
| D−7 | Water Treatment | |
| D−8 | Materials Storage Yard | |
| D−9 | Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.) | |
| | | |
| E | Tailrace Tunnel (Down stream), Outlet | 3,200 $m^2$ |
| E−1 | Motor Pool for Construction Machinery | |
| E−2 | Repair Shop | |
| E−3 | Fabricating Yard for Reinforcement Bars | |
| E−4 | Carpentory Shop | |
| E−5 | Explosives Warehouse | |
| E−6 | Other Warehouse | |
| E−7 | Water Treatment | |
| E−8 | Materials Storage Yard | |
| E−9 | Other Buildings (Contractor's Office, Parking Lots etc.) | |
| | | |
| F | Concrete Facilities | 11,000 $m^2$ |
| F−1 | Batching Plant | |
| F−2 | Crushing Plant | |
| F−3 | Aggregate Stock Yard | |
| F−4 | Laboratory | |
| | | |
| G | Construction Buildings | 45,000 $m^2$ |
| G−1 | Owner's & Engineer's Office & Camp | |
| G−2 | Contractor's Office & Camp | |
| G−3 | Laboir's Camp | |
| | | |

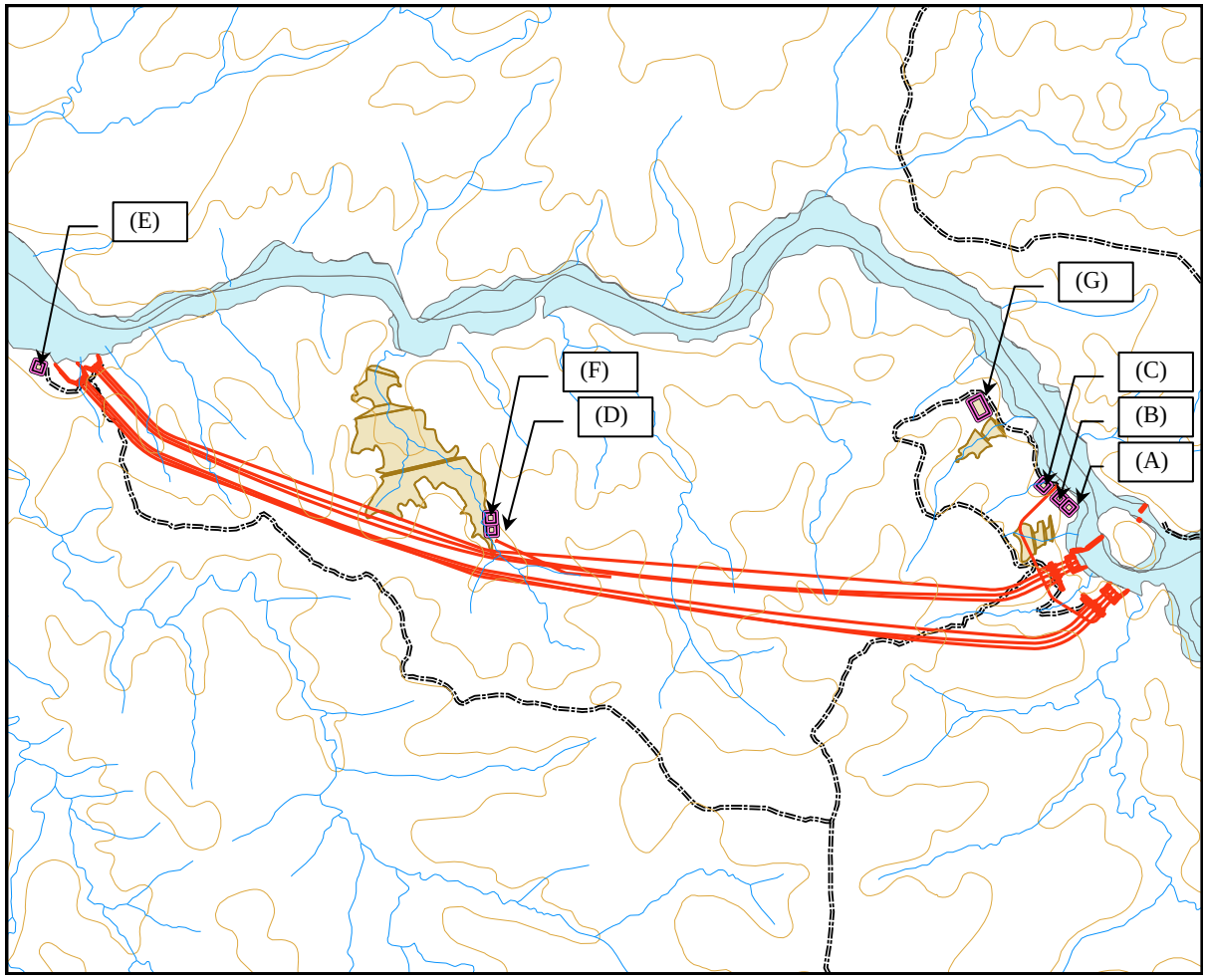



**Figure 7.10.5-1　Location of Candidate Temporary Facilities Area**

なお、これらの仮設備は発電所完成後に撤去されるが、Area G の MEMD 用オフィスとキャンプは、運転要員のためにそのまま存置するものとする。

### 7.10.6　アクセス道路整備

工事に用いる主要資機材および発電機器は、Karuma の国道からナイル川左岸（南側）の既設道路（約 75km）を通ってサイトに搬入する計画である。一方、堰の建設のためにナイル川右岸（北側）からの取り付け道路（約 40km）並びに工事エリア内の作業道路（約 20km）も必要となる。本計画におけるアクセス道路は、環境負荷を抑えるため、既設道路の一部拡幅や改修を基本とし、新設道路は必要最小限にすることとする。

アクセス道路は幅 6m とし、ルート案を Figure 7.10.6-1 に示す。

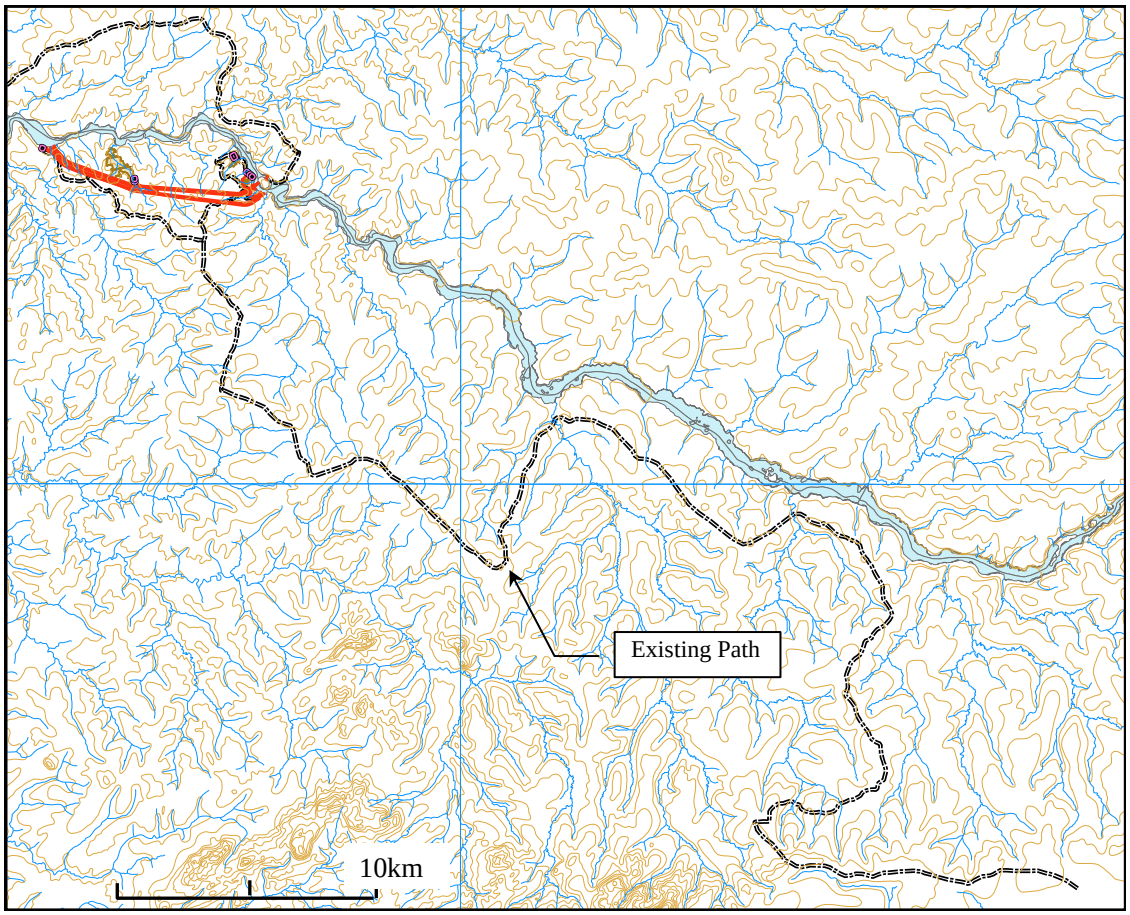



**Figure 7.10.6-1　Access Road Route**

### 7.10.7　工事計画における基本条件

この計画で建設される主要構造物は、取水堰、取水口、導水路、水圧管路、地下式発電所、放水庭、放水路並びに放水口である。これらの構造物を建設するための掘削量は合計約 4,164,000 $m^3$、コンクリート量は約 1,060,000 $m^3$ である。

プロジェクトの工事計画および工程に影響を及ぼす事項は次のとおりである。

#### (1)　気象

計画地点の年平均気温は 25℃、最高月平均気温および最低月平均気温はそれぞれ約 33℃および約 18℃である。また年平均雨量は、1,300 mm であり、4 月から 10 月にかけ毎月 150mm 以上の降雨があるが、12 月から 2 月は 50mm 以下となる。気温の低下に伴う、コンクリートの打設工程に大きな影響を及ぼす気象条件ではないが、気温が上昇時のコンクリートの打設には、冷却水等の対応が必要になる。

#### (2)　建設資材

セメント並びに鉄筋は、ウガンダ国内に工場があり入手は可能であるが、量的に不足が生じる可能性があるため、国内および国外の双方から調達することで計画する。建設機械、発電機器等の建設資機材は基本的に国外調達となる。コンクリート用骨材はその大半をトンネル等の地下掘削ズリを骨材プラントで破砕し製造する。

**(3) 施工稼働日数**

施工計画に用いる作業条件は、ウガンダ国での実態を踏まえて以下のとおりとする。

8:00～17:00（但し、トンネル等の昼夜作業を除く）

月曜日から土曜日（但し、祭日を除く）

### 7.10.8 主要構造物の概要

主要構造物は次のとおりである。

堰..... コンクリート重力式　高さ 15 m、堤頂長 250 m

取水口..... 側方取水式 6 基

導水路トンネル..... コンクリート巻立式　本数 6 本、内径 8.4 m、延長 113 m/本

水圧管路..... 本数：6 本－12 本、内径 8.4 ~ 3.8m、延長 85 m/本

放水庭..... 地下式　幅 12 m ×高さ 10-18 m ×長さ 34 m　×6 基

放水路..... コンクリート巻立式　本数 6 本、内径 8.4 m、延長 7,400-7890 m

発電所..... 地下式　幅 23 m ×高さ 40 m ×長さ 150 m　×2 基

水車..... 立軸フランシス水車

..... 51.2 MW/unit × 6 units, 250 r/min (Unit 1-6)

51.1 MW/unit × 6 units, 250 r/min (Unit 7-12)

発電機..... 55.6 MVA /unit × 6 units (Unit 1-6),

55.4 MVA / unit × 6 units (unit7-12)

主要変圧器..... 屋内式

..... 13.2kV/400kV,　容量　111.2MVA 6 units(Unit 1-6)

13.2kV/400kV,　容量　110.8MVA 6 units(Unit 7-12)

高圧開閉機器..... 屋内式（ガス絶縁開閉装置）

ケーブルトンネル..... 立坑トンネル式 内径 8.0m

### 7.10.9 工事計画の概要

主要工事の施工計画について一般的な概要を以下に述べる。なお、工事計画は現地の地形、地質と密接に関係してくることから、今後の地形測量、河川測量、地質調査の結果を踏まえて、再検討することが必要である。

**(1) 準備工事**

準備工事には、最寄りの国道から 75km のアクセス道路の整備、工事用電力供給設備、MEMD とエンジニアのキャンプの建設工事である。これらは工程短縮のため、主要工事の着手前に完成しておくことが望まれる。

### (2) 取水堰

1) 河流処理

取水堰建設のための上流側仮締め切りは、河川中央に 2 つある川中島を利用して、3 ステップに分けて施工する。

第 1 ステップは、Figure 7.10.9-1に示す Section-1 断面を締め切り、下流側の取水堰及び排砂ゲート設備を建設した後、排砂ゲートを利用して河川水を転流する。第 2 ステップおよび第 3 ステップは、Section-2 および Section-3 断面を締め切り、取水堰本体を建設することとなる。右写真に示すように、仮締め切り設置場所である川中島間の河川の流れは緩やかで、比較的容易に施工することができると思われる。

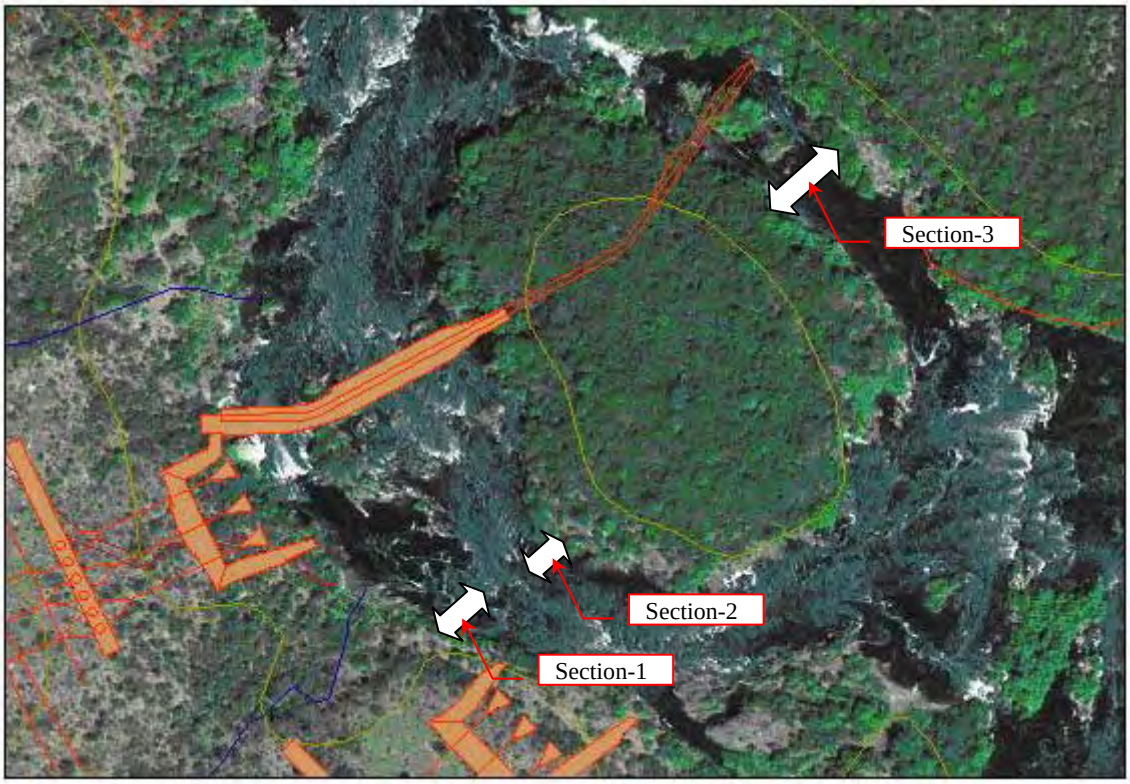



**Figure 7.10.9-1 河流処理平面**

2) 堰基礎掘削

堰基礎掘削工事は堰左右岸天端への進入路が完成した後、着手する。地質調査によれば、左右岸とも地表堆積物は数 m 程度と薄いため、当初はバックホーでアバット頂部より切り下がる。風化岩は、リッパー付ブルドーザや発破にて取り除き、堰基礎として十分な支持基盤まで掘り下げる。

掘削機械の使用例を Table 7.10.9-1 に示す。

**Table 7.10.9-1 Machines for Weir Excavation**

| Process | Machine |
|---|---|
| Drilling | Crawler drill with oil pressure 150kg class |
| | Leg-hammer |
| Bulling | Bulldozer with lipper 32t class |
| Loading | Backhoe mounting volume 1.6m$^3$ |
| Carrying | 10t Dump track |

全体掘削量約 11,000m3 を仮締め切りに合わせて 3 回に分けて施工し、建設期間は約 5 ヶ月を予定している。

3) 堰コンクリートの打設

堰コンクリートの量は約 83,000m$^3$ であり、仮締め切りに合わせて 3 回に分けて施工する。コンクリートは堰より約 4km 下流の仮設備用地に設置したコンクリート製造プラントよりアジテータカーで堰サイトまで運搬し、ポンプ打設する。

4) 排砂ゲート

2 門の排砂ゲートについては、コンクリートの打設リフトが EL.857.50 m に到達した段階で据付ける。据付け後、ゲートは開の状態とし工事完了まで転流用に供される。

**(3) 取水口**

取水口は、右図に示すように現状地山を仮締め切りとして利用して、施工を行う計画である。

掘削方法は堰掘削に準じ、掘削土は、仮設用地に仮置きし、堰の仮締め切りに流用する。

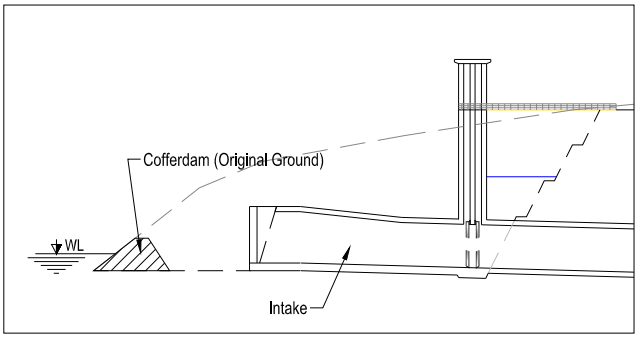



**Figure 7.10.9-2 Intake**

掘削終了後は、コンクリート打設前に、導水路トンネルの掘削を開始する。導水路掘削および巻立コンクリートが終了した後、取水口本体コンクリートの打設を行い、並行してゲート、スクリーン等の金物を据付する。

**(4) 導水路トンネル/立坑**

導水路トンネル/立坑は、延長 113 m、内径 8.4 m で水平部は上円下方、立坑部は円形トンネルである。

トンネル水平部は、3 ブームホイール式ドリルジャンボ、サイドダンプ装置付きズリ積機、20 ton ダンプトラックを用いて、発破工法で掘削する。支保工は、コンクリート吹付け、ロックボルト、鋼製支保工で行なう。立坑部は、レイズボーラーよる掘削を行い、掘削ズリは下部鉄管水路トンネルに落下させた後、地表に搬出する。トンネル掘削の月進速度は、水平部 80 m/月、立坑部 30 m/月で計画した。導水路トンネル掘削工事は、水平部は取水口掘削完了後に開始され、立坑部は下部水圧管路掘削完了後に開始する予定である。

Figure 7.10.9-3 に水平トンネル掘削の標準フローおよび Figure 7.10.9-4 にトンネル掘削機械の標準配置図を示す。

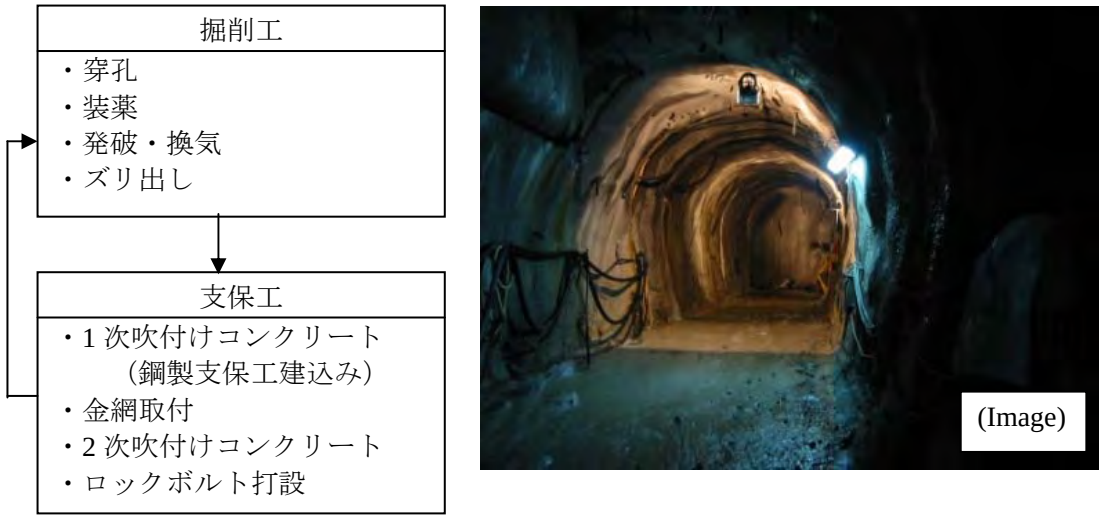



**Figure 7.10.9-3　Tunnel Procedure**

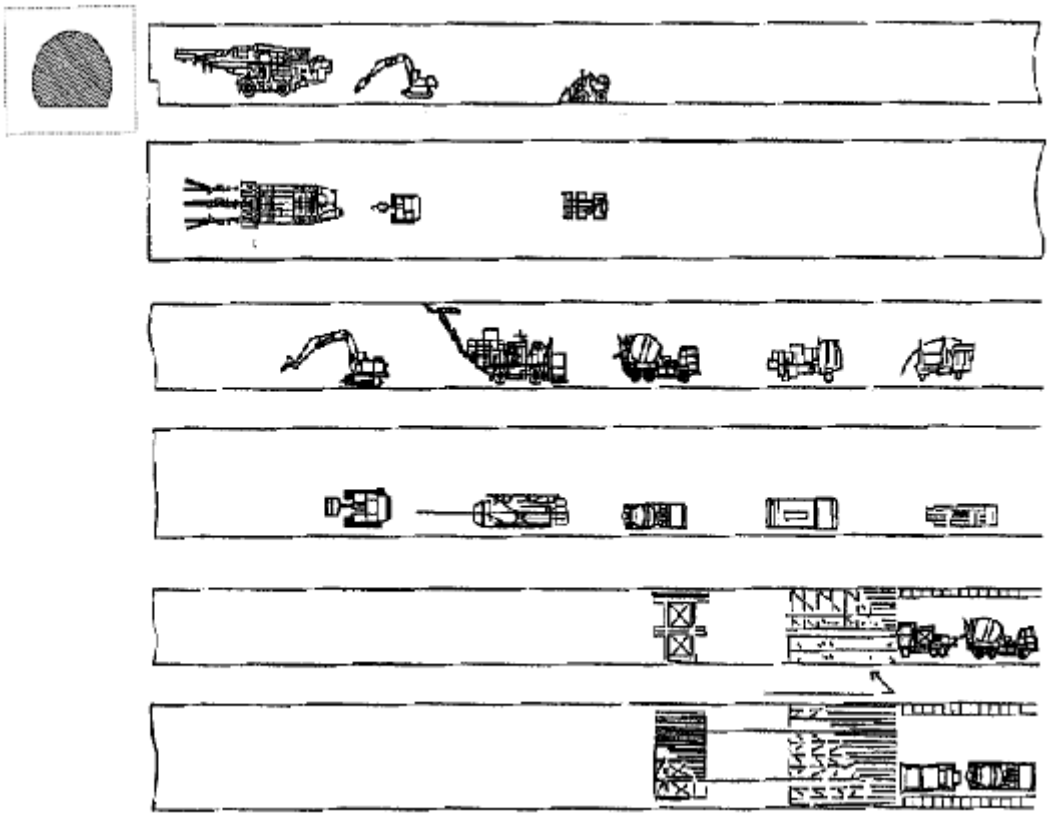


**Figure 7.10.9-4　Arrangement of Tunnel Excavation Machine**

コンクリート巻立は、スライド型枠を用いて掘削完了後に引き続き実施する。 巻立工の月進速度は、110m/月と設定した。コンクリート巻立完了後、内圧に対する漏水防止のためにコンソリデーショングラウティングを実施する。

### (5) 鉄管水路トンネル

鉄管水路トンネルは次の 2 つの部分から成る。

| | |
|---|---|
| 下部水平部 | 延長 44m× 6 条、内径 5.4 m |
| 下部分岐管部 | 延長 37m × 12 条、内径 3.8 m |

下部水平トンネル、および下部分岐管トンネルは、導水路トンネルと同じ工法で掘削する。トンネル掘削の月進速度は、約 80m/月と設定した。鉄管水路トンネルの掘削は、アクセストンネルから鉄管水路トンネルまでの作業横坑掘削完了後に開始される。

水圧鉄管の概要は次のとおりである。

形式.....岩盤埋設式溶接鋼管

管路構成.....本管 1 条、分岐後 2 条

延長.....37.9 m

内径.....8.4 m－5.4m－分岐後 3.8 m

材質・岩盤負担.....未定

水圧鉄管は、据付位置近傍に設ける仮工場において据付可能な状態まで加工し、トレーラなどを利用し現場まで運搬する。

(Image)

内径 5.4 m 区間の管は立坑から吊下し、坑内を据付位置まで移動させる。据付は下流側から行い、単位管（6 m）の鉄管ユニットを 3 個組立・溶接した後、コンクリートを打設し、順次据付を行う。1 サイクルは鉄管据付 12 日、コンクリート打設 3 日の 15 日とし、月進 36m で計画する。

### (6) アクセストンネル(発電所進入路)

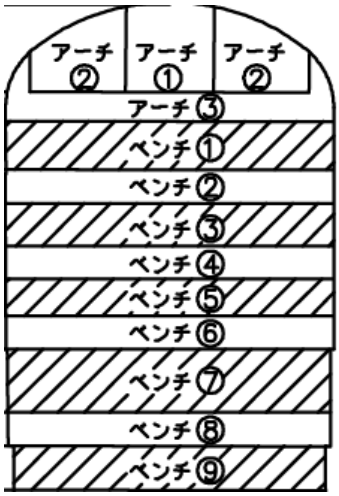
アクセストンネルは、地下発電所の組立室へ繋がる延長約 1,090 m の道路トンネルである。発電機器を搬入することから、内空断面を幅 7.0 m 高さ 8.0m とした。一方、アクセストンネルの終点付近から枝分かれし、発電所アーチ部、ドラフトトンネル部、放水庭へつながる作業坑を設置する。

アクセストンネル並びに作業坑は、導水路トンネルと同じく発破工法で掘削する。アクセストンネルは、発電所工事工程におけるクリティカルパスとなることから、本工事着工後直ちに着手する。トンネル掘削は月進 80 m と想定し、アクセストンネル並びに作業坑の建設期間は 14 ヶ月を予定する。また、巻立コンクリートは月進 110m、建設期間 10 ケ月と想定した。

### (7) 発電所

発電所は、1 基（300MW）あたり幅 23 m、高さ 40 m、長さ 150 m の弾頭型で計 2 基建設する。

空洞掘削は、Figure 7.10.9-5 に示すとおりアーチ部掘削と胴体掘削に分けて実施する。




アーチ部掘削は、アクセストンネルから分岐するアーチ部への作業坑からアプローチし、Figure 7.10.9-5 に示すとおり中央導坑先行－サイド拡幅工法により掘削する。空洞の安定を確保するためのロックボルトおよび PS アンカーの設置は、掘削工と平行して実施する。アーチ掘削の建設期間は約 8 ケ月を予定している。

アーチ部掘削完了後、引き続き胴体掘削をベンチカット工法にて行なう。1 ベンチの高さは、地質状況によるが 2.5m～3m を標準とし、周辺岩盤の緩みを最小限にするために、吹き付けコンクリート、ロックボルトおよび PS アンカーを掘削工と平行して実施する。掘削ズリはホイールローダで 20 ton ダンプトラックへ積込み、各作業坑およびアクセストンネルを通じて坑外へ搬出する。

**Figure 7.10.9-5　Excavation Method**

また、胴体下部の掘削ズリはグローリーホールを通して、下部作業坑から搬出する。工事期間中の湧水は、排水溝へ集水し釜場から水中ポンプを用いて坑外へ排水する。胴体部掘削の建設期間は、約 7 ヶ月を予定している。

発電所掘削が底部まで到達した後、仮設クレーンにより資材を搬入し、基礎コンクリートを打設する。

側壁コンクリート並びにクレーンガーダーの完成後、組立室においてオーバーヘッドトラベリング（OHT）クレーンの組み立てを行う。ドラフトチューブ、ケーシング、水車等、電気機器回りのコンクリートは、機器の据付のため 1 次、2 次に分けて打設される。コンクリート工は、発電所底部からフロア毎に実施する。コンクリートは、アジテータトラックで空洞まで運搬し、コンクリートポンプ車で打設する。また、土木工事、機電設備工事と平行して、建築並びに設備工事を実施する。

発電所工事は、掘削約 15 ヶ月、コンクリート工事約 27 ヶ月、建築設備工事約 10 ヶ月を計画している。

### (8)　ケーブルトンネル

ケーブルトンネルは 70 m の水平坑と 100 m の立坑からなる。トンネル断面は内径 8m とし、点検用の階段を設置する。立坑はレイズボーラーによる掘削を行い、水平坑は作業坑と同様に発破工法で施工する。掘削に必要な期間は水平坑、斜坑合わせて 8 ヶ月と予定される。掘削完了後に巻立コンクリートを開始し、所要期間は 5 ヶ月と予定される。

### (9)　ドラフトトンネルおよび放水庭

ドラフトトンネルは、内径 5m 延長 26m/条、放水庭は、幅 12 m、高さ 10～18 m、長さ 34 m で発電所と繋がる。ドラフトトンネルは導水路トンネルと同様に発破工法により掘削される。放水庭は、アクセストンネルから分岐した作業坑によりアーチ部にアプローチし、発電所と同じ工法で盤下げ掘削する。掘削ズリはグローリーホールを用いて、放水路トン

ネルへ落下させ作業坑より搬出される。ドラフトトンネルおよび放水庭に必要な建設期間は掘削工事 7 ヶ月、コンクリート工事 7 ヶ月と想定される。

ドラフトゲートは、ドラフトトンネルの終点、放水庭の入口に設置される。

**(10) 放水路トンネル**

放水路トンネルは全部で 6 条あり、内径は 8.4m、延長は各 7,400m - 7,890m の無圧トンネルである。

トンネル掘削は、3 ブームホイール式ドリルジャンボ、サイドダンプ装置付きズリ積機、20 ton ダンプトラックを用いて、発破工法で掘削され、支保工は、コンクリート吹付け、ロックボルト、鋼製支保工で行なう。トンネル掘削の月進速度は、80m/月で計画した。トンネル掘削後、スライド型枠により巻立コンクリートを実施する。コンクリート巻立ての月進速度は、110m/月と設定した。

放水路トンネルは全長が長いため、工程確保の目的で中間に作業坑を入れ、Figure 7.10.9-6 に示す A，B- 1，B-2，C の 4 つの作業区域において、同時に掘削および巻立コンクリートを実施する。

掘削工事、およびコンクリート工事にかかる期間はそれぞれ 24 ヶ月と 18 ヶ月と想定される。

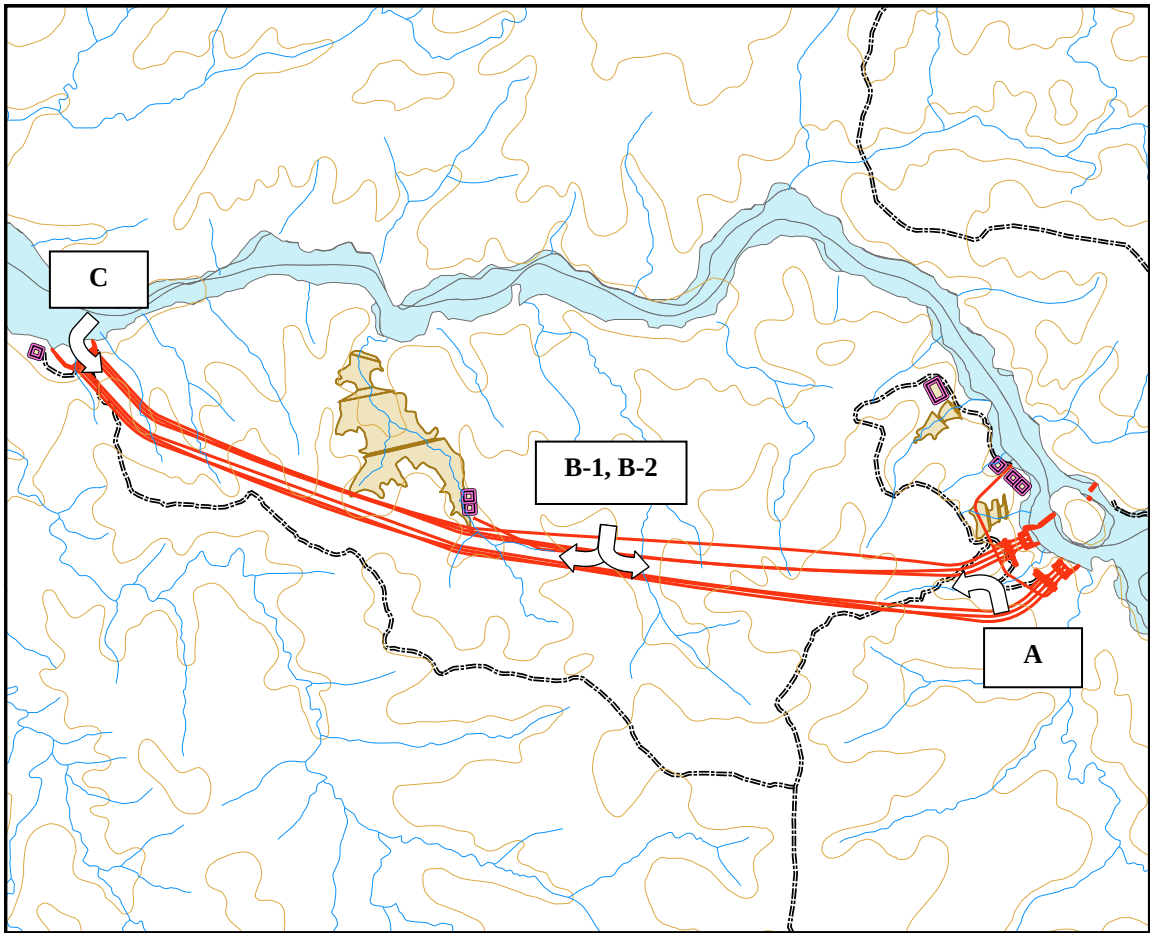



**Figure 7.10.9-6　Segment of Tailrace Tunnel**

### (11) 放水口

放水口は、右図に示すように現状地山を仮締め切りとして利用して、施工を行う計画である。

掘削方法は堰掘削に準じ、掘削土は、一部仮締め切りに流用する。

掘削終了後は、放水路トンネルの掘削を開始する。放水路掘削および巻立コンクリートが終了した後、放水口本体コンクリートの打設を行い、並行してゲート、スクリーン等の金物を据付する。

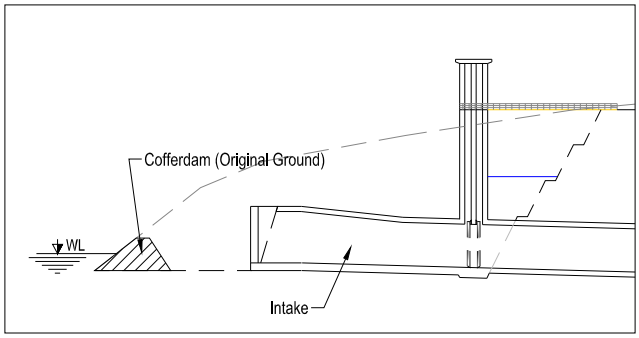



**Figure 7.10.9-7 Outlet**

### (12) 水車、発電機等

1) 天井クレーン

天井クレーンはこの後に続く、発電機器の据付のために設置され、発電所の掘削、クレーンガーター基礎の工事が終了後に設置される。

2) ドラフトチューブ

初号機のドラフトチューブ据え付けは、天井クレーンもしくは仮設クレーンを使用して据付が実施される。各種のチェック後、周辺のコンクリート打設が行われる。

3) ケーシング

ケーシングの据付工事については基礎となるコンクリート打設終了後に実施する。据付後はドラフトチューブ同様に周辺のコンクリート打設が実施される。

4) 水車、発電機

水車および発電機の据え付けは、ケーシングの据付工事が完了してから開始される。水車および発電機の据え付けは工程上、工事開始から 48 ヶ月目に開始される。また 2 号機は約 1 ヶ月遅れて工事が開始される予定である。

発電機の組立にあたっては、他号機との組立、据付が重なる時期が発生し組立室は煩雑になることから安全に配慮した工事が要求される。

5) 主要変圧器、高圧開閉機器

主要変圧器および高圧開閉機器は地下に設置され、水車発電機の横に位置する地下空洞に設置される。据付は、掘削工事完了後に開始し、水車・発電機の無水試験開始までに完了しなければならない。

6) 補機、制御関係据付工事

水車補機は水車据付後、引き続き据付を開始する。発電機関係の制御装置については、発電機の据付がほぼ完了した時点で開始される。各装置間の制御ケーブル引き廻し、据付調整、盤内配線等細かな作業が集中し作業員が最も増加する期間である。

7) 営業運転試験

1 号機の無水試験は、55 ヶ月目から開始し約 1 ヶ月を予定している。無水試験後、引き続き有水試験を開始する。有水試験についても 1 ヶ月を予定している。

営業運転は、全負荷遮断試験を含む有水試験が全て完了した時点で、開始される。

**(13) 400 kV 送電線**

400 kV 送電線 2 回線、延長約 58 km の送電線の建設は、初号機の試験に合わせての発電所の系統受電に間に合うように建設工事が実施される。想定の工事期間は 1 年程度である。

### 7.10.10 工事工程

7.10.8 に示した基本条件および工事数量を基に工事工程を立案した。600MW の建設に要する工事期間は、準備工事を含め 5 年 6 ヶ月（66 ヶ月）を予定している。本プロジェクトのクリティカルパスは、発電所アクセストンネルー発電所掘削ーコンクリートー発電機器据付ー試運転の工事である。プロジェクトの工事工程を Figure 7.10.10-1 及び Figure 7.10.10-2 に示す。

なお、工事工程は許認可や資金繰り並びに現地の地形、地質、環境対策等と密接に関係してくることから、今後の調査の結果を踏まえて、再検討することが必要である。

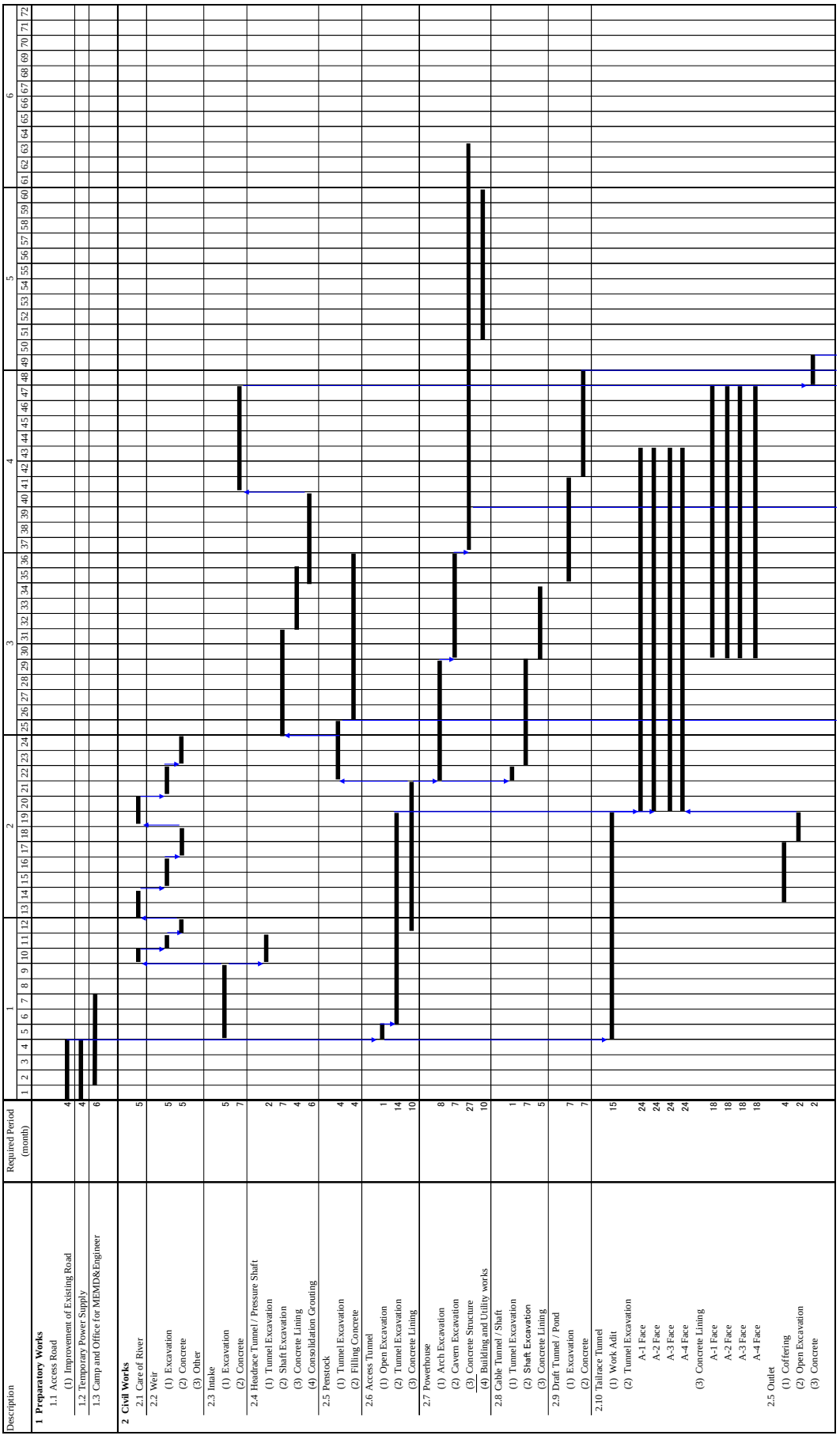



**Figure 7.10.10-1 Construction Schedule**

**Figure 7.10.10-2 Construction Schedule**

### 7.10.11 工事費

工事費は2010年時点においてUS$にて算出した。算出に当たっての前提条件を下記に示す。

(1) 補償費用は、国立公園内につき移転住民はないが、公園外の送電線下の移転を想定して 5MUS$を計上した。

(2) 環境対策費は、土木コストの 5%を計上した。

(3) 土木工事費の単価は、既設の Kiira 発電所、計画中の Karuma 発電所、近隣国ケニアの Sondu Miriu 発電所並びに類似の水力発電所の契約単価を参考にして、物価スライド補正により、2010 年末時点での単価を算定した。

(4) 水力機械設備および電気機器設備の工事費は、2010 年末時点の国際市場価格を勘案して算出した。

(5) 送電線は、各地点から Karuma の開閉所までの費用を計上した。

(6) 技術・管理経費は直接費（準備工事、環境対策、土木工事、水力機械設備、電気機器設備、送電設備の合計）の 15%を計上した。

(7) 予備費は、自然現象等想定外の支出のために、直接費（準備工事、環境対策、土木工事、水力機械設備、電気機械設備、送電設備の合計）の 10%を計上した。

(8) 工事費には、物価上昇による費用および建設工事中の利子は含まれていない。

(9) 工事単価と工事費には、付加価値税および輸入材料および機械に対する輸入関税等は含まれていない。

ここに見積もったプロジェクトの費用は将来プロジェクトの実施機関がプロジェクトを実施する場合に必要な資金と同じではない。プロジェクトの実施機関が支払うべき費用は、ここで見積もったプロジェクトの費用の他に、物価上昇による費用および建設中の利子を考慮しなければならない。その他ウガンダ国内で必要な税金および請負業者が外国から建設機械、資材を輸入する場合に必要な関税等が必要となる。

なお、工事費は工程並びに現地の地形、地質と密接に関係してくることから、今後詳細な調査等を実施し、その結果に基づいた詳細設計を行った上で、再検討することが必要である。

### 7.10.12 工事費の構成

プロジェクトの工事費は、次に示した項目で構成される。

**Table 7.10.12-1 Contents of Construction Cost**

| | |
|---|---|
| (1) 準備工事費 | 用地手配、移転補償、アクセス道路、既設道路の改修、宿舎設備、事務所等 |
| (2) 環境対策費 | 環境緩和対策費、モニタリング費 |
| (3) 土木工事費 | 堰： 堰本体、仮締め切り工<br>水路： 取水口、導水路トンネル、水圧管路、放水庭、放水路、放水口<br>発電所： 発電所基礎および建屋 |
| (4) 水力機械設備 | 堰排砂ゲート、水圧鉄管、ドラフトゲート、取放水口ゲート他 |
| (5) 電気機器設備 | 水車、発電機、変圧器、制御装置、開閉装置、天井クレーン |
| (6) 送電設備 | 基礎工事、鉄塔、碍子、電線 |
| (7) 技術・管理費 | 施工管理費用他（直接費の 15%） |
| (8) 予備費 | 準備工事、環境対策費、送電設備、土木工事、電気機器、水力機械工事費の 10% |
| (9) 建設中の利子 | 計上していない |
| (10) 関税、付加価値税 | 計上していない |

## 7.10.13 プロジェクトの総工事費

上記で設定した項目毎に 600MWの概算建設費用を、Table 7.10.13-1に示す。

**Table 7.10.13-1 Approximate Project Construction Cost**

| Item | Cost ($x10^3$US$) | Note |
|---|---|---|
| 1. Preparation and Land acquision | 36,030 | |
| (1) Access road | 13,500 | $100x10^3$US$/km × 135 km |
| (2) Compensation & Resettlment | 5,000 | |
| (3) Camp & Facilities | 17,530 | (3. Civil work)× 2% |
| 2. Environmental mitigation cost | 43,825 | (3. Civil work)× 5% |
| 3. Civil work | 876,494 | |
| (1) Weir | 28,613 | |
| (2) Intake | 19,531 | |
| (3) Headrace | 21,053 | |
| (4) Penstock | 5,060 | |
| (5) Access tunnel | 13,018 | |
| (6) Powerhouse | 78,520 | |
| (7) Draft Pond | 23,712 | |
| (8) Tailrace tunnel | 601,861 | |
| (9) Outlet | 5,444 | |
| (10) Miscellaneous | 79,681 | |
| 4. Hydraulic euipment | 38,886 | |
| 5. Electro-mechanical equipment | 255,200 | Installed Capacity 610 MW |
| 6. Transmission line | 29,000 | Ayago-Karuma 58 km |
| Direct cost | 1,279,434 | |
| 7. Administration and Engineering service | 191,915 | Direct cost × 15% |
| 8. Contingency | 127,943 | Direct cost × 10% |
| **Total cost** | **1,599,293** | |

### 7.10.14 段階開発における工費費

本プロジェクトの開発に当たっては、需要の伸びに合わせて段階的に開発することが、資金調達の面から有利である。Table 7.10.14-1 に、100MW 毎に段階開発した場合の概算工事費を示す。

なお、第 1 期の 100MW については、アクセス道路・トンネル、堰並びに送電線等の共通設備を含むため、第 2 期以降の開発より高くなっている。

**Table 7.10.14-1 Project Construction Cost**

(x 1,000US$)

| Item | 100 MW | 200 MW | 300 MW | 400 MW | 500 MW | 600 MW |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1. Preparation and Land acquision | 23,046 | 25,391 | 27,736 | 31,121 | 33,579 | 36,030 |
| (1) Access road | 13,500 | 13,500 | 13,500 | 13,500 | 13,500 | 13,500 |
| (2) Compensation & Resettlment | 5,000 | 5,000 | 5,000 | 5,000 | 5,000 | 5,000 |
| (3) Camp & Facilities | 4,546 | 6,891 | 9,236 | 12,621 | 15,079 | 17,530 |
| 2. Environmental mitigation cost | 11,365 | 17,227 | 23,091 | 31,553 | 37,697 | 43,825 |
| 3. Civil work | 227,306 | 344,549 | 461,814 | 631,069 | 753,932 | 876,494 |
| 4. Hydraulic euipment | 15,747 | 18,383 | 21,018 | 33,615 | 36,251 | 38,886 |
| 5. Electro-mechanical equipment | 42,533 | 85,067 | 127,600 | 170,133 | 212,667 | 255,200 |
| 6. Transmission line | 29,000 | 29,000 | 29,000 | 29,000 | 29,000 | 29,000 |
| Direct cost | 348,998 | 519,616 | 690,258 | 926,491 | 1,103,125 | 1,279,434 |
| 7. Administration and Engineering servi | 52,350 | 77,942 | 103,539 | 138,974 | 165,469 | 191,915 |
| 8. Contingency | 34,900 | 51,962 | 69,026 | 92,649 | 110,313 | 127,943 |
| **Total cost** | **436,247** | **649,520** | **862,823** | **1,158,114** | **1,378,907** | **1,599,293** |
| Difference | | 213,273 | 213,303 | 295,291 | 220,792 | 220,386 |

### 7.10.15 段階開発における年度別資金展開

第 6 章に記述した電源開発計画に沿った各シナリオの運転開始年を Table 7.10.15-1 に、また年度別所要資金（予想）を Table 7.10.15-2 に示す。

算定に当たっては、建設期間と各年の所要資金を下記のとおり仮定した。

初期の 100MW

建設期間 : 5 年　所要資金 : 初年度 10%、2 年度 20%、3 年度 30%、4 年度 30%、5 年度 10%

以降 100MW ごと

建設期間：3 年　所要資金：初年度 30%、2 年度 40%、3 年度 30%

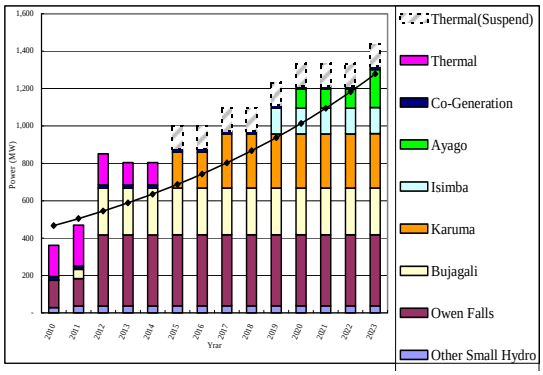
**Table 7.10.15-1 Commencement of Operation**

| | SCENARIO-Ⅰ (Medium Demand) | SCENARIO-Ⅱ (High Demand) | SCENARIO-Ⅲ (Low Demand) | SCENARIO-Ⅳ (Medium+Export) |
|---|---|---|---|---|
| 1st 100MW | Year 2020 | Year 2020 | Year 2022 | Year 2019 |
| 2nd 100MW | Year 2023 | Year 2022 | Year 2025 | Year 2021 |
| 3rd 100MW | Year 2024 | Year 2023 | Year 2026 | Year 2023 |

# Table 7.10.15-2 Annual Required Funding (Disbursement Schedule)

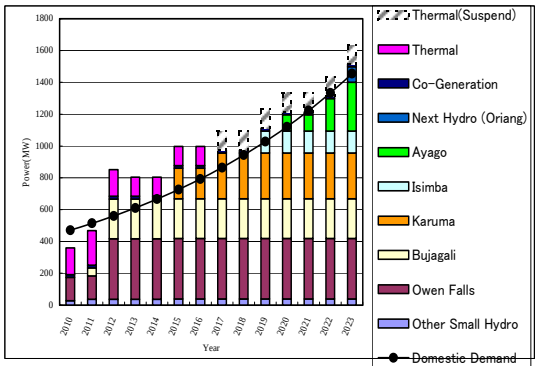
**SCENARIO-Ⅰ : Medium Demand Case**

| year | Installed Capacity (MW) | Construction Cost (x1000US$) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 100MW | | 200MW | | 300MW | | Total |
| | | Progress | 436,247 | Progress | 213,273 | Progress | 213,303 | |
| 2015 | | 10% | 43,625 | | | | | 43,625 |
| 2016 | | 20% | 87,249 | | | | | 87,249 |
| 2017 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2018 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2019 | | 10% | 43,625 | | | | | 43,625 |
| 2020 | 100 | | | 30% | 63,982 | | | 63,982 |
| 2021 | 100 | | | 40% | 85,309 | 30% | 63,991 | 149,300 |
| 2022 | 100 | | | 30% | 63,982 | 40% | 85,321 | 149,303 |
| 2023 | 200 | | | | | 30% | 63,991 | 63,991 |



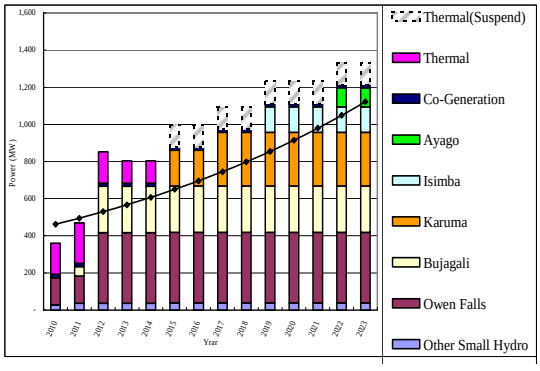

**SCENARIO-Ⅱ : High Demand Case**

| year | Installed Capacity (MW) | Construction Cost (x1000US$) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 100MW | | 200MW | | 300MW | | Total |
| | | Progress | 436,247 | Progress | 213,273 | Progress | 213,303 | |
| 2015 | | 10% | 43,625 | | | | | 43,625 |
| 2016 | | 20% | 87,249 | | | | | 87,249 |
| 2017 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2018 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2019 | | 10% | 43,625 | 30% | 63,982 | | | 107,607 |
| 2020 | 100 | | | 40% | 85,309 | 30% | 63,991 | 149,300 |
| 2021 | 100 | | | 30% | 63,982 | 40% | 85,321 | 149,303 |
| 2022 | 200 | | | | | 30% | 63,991 | 63,991 |
| 2023 | 300 | | | | | | | |



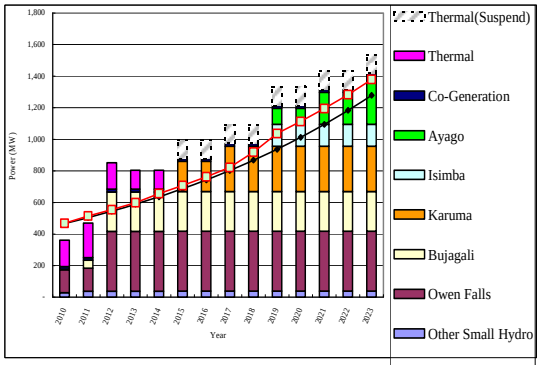

**SCENARIO-Ⅲ : Low Demand Case**

| year | Installed Capacity (MW) | Construction Cost (x1000US$) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 100MW | | 200MW | | 300MW | | Total |
| | | Progress | 436,247 | Progress | 213,273 | Progress | 213,303 | |
| 2015 | | | | | | | | |
| 2016 | | | | | | | | |
| 2017 | | 10% | 43,625 | | | | | 43,625 |
| 2018 | | 20% | 87,249 | | | | | 87,249 |
| 2019 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2020 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2021 | | 10% | 43,625 | | | | | 43,625 |
| 2022 | 100 | | | 30% | 63,982 | | | 63,982 |
| 2023 | 100 | | | 40% | 85,309 | 30% | 63,991 | 149,300 |




**SCENARIO-Ⅳ : Medium + Export to Kenya Demand Case**

| year | Installed Capacity (MW) | Construction Cost (x1000US$) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 100MW | | 200MW | | 300MW | | Total |
| | | Progress | 436,247 | Progress | 213,273 | Progress | 213,303 | |
| 2014 | | | | | | | | |
| 2015 | | 10% | 43,625 | | | | | 43,625 |
| 2016 | | 25% | 109,062 | | | | | 109,062 |
| 2017 | | 30% | 130,874 | | | | | 130,874 |
| 2018 | | 30% | 130,874 | 30% | 63,982 | | | 194,856 |
| 2019 | 50 | 5% | 21,812 | 40% | 85,309 | | | 107,121 |
| 2020 | 100 | | | 30% | 63,982 | 30% | 63,991 | 127,973 |
| 2021 | 200 | | | | | 40% | 85,321 | 85,321 |
| 2022 | 200 | | | | | 30% | 63,991 | 63,991 |
| 2023 | 300 | | | | | | | |



## 7.11 経済・財務評価

### 7.11.1 経済評価

#### (1) 評価手法

この経済評価はウガンダの国民経済の観点からAyago水力プロジェクトを評価するもので、これにより本プロジェクトが次のステージであるF/Sに進むべきかどうかの判断の指標を示すものである。ここでは代替火力法[3]を採用し、Ayago水力プロジェクトを実施しなければ同プロジェクトと同等の火力発電プロジェクトを投入しなければならないという仮定のもとで、この火力発電プロジェクトのコストストリームをAyago水力プロジェクトの便益として評価するものである。

- 判断指標として下記指標を採用した。
- EIRR（経済的内部収益率）＞ 割引率
- NPV （純現在価値）＞ 0
- B/C （便益費用比率）＞ 1

経済評価は、着工年より Ayago 水力プロジェクトの土木構造物の耐用年数 50 年までの期間にわたり行った。なお、第 6 章に示された水力開発計画のシナリオのうち、下記シナリオについて実施した。

i) シナリオ I: 需要予想ミディアムケースに対し、2020 年・2023 年・2024 年の各年に 100MW、合計 300MW を投入する。
ii) シナリオ IV: 需要予想ミディアムケースに加え、ケニアに対し保証発生電力量の 50%を輸出する場合で、2019 年・2021 年・2023 年の各年に 100MW、合計 300MW を投入する。

#### (2) 前提条件

経済評価に当たっては、MEMD との合意のもと下記事項を前提条件とした。

1) 代替火力

代替火力として Jacobsen 社の Namanve ガスタービン発電所を参考に重油焚きのガスタービンを採用する。熱効率は不明であるが、安全サイドを採って（便益が少なく出る）高めの 40%とした。また耐用年数を 20 年とした。

[3] プロジェクトの便益評価には、供給側の長期限界費用や需要者側の支払意志額による方法等があるが、ウガンダには、長期限界費用算出に必要な長期電力開発計画がなく、また支払意志額調査も実施されていない。このような場合には一般的に代替火力法が用いられる。なお、ウガンダ国では、社会経済開発政策の一環として本プロジェクトまたは同等のプロジェクトによる電力供給が必要とされており、本プロジェクトが実現されない場合には、それに相当する他のプロジェクトの実現が必要とされる。この同等のプロジェクトに必要とされる費用を便益としたものが代替費用法である。

**Table 7.11.1-1 Key Asumptions and for Economic Evaluation**

| | 所内率 | 計画停止率 | 事故停止率 | 送電損失 | 調整係数(kW) | 調整係数(kWh) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ayago 水力プロジェクト | 1% | 2% | 0.5% | 2% | - | - |
| 代替火力 | 2% | 5% | 2% | - | 1.16[4] | 0.99 |

以上のほかに代替火力に関し下記事項を前提条件とした。

- 代替火力建設費：ベースケースとして US$580/kW
- 代替火力 OM 費用：固定費を建設費の 3%/year
- 可変費を US$0.01/kWh
- 代替火力燃料費：ベースケースとして重油 (Bunker C)価格を US$0.5/liter
  （熱効率を上述した 40%とすると、US$0.11/kWh となる）

2) Ayago 水力プロジェクトに関しては、下記事項を前提条件とした。

- 建設費：863mil.US$（出力 300MW）
- OM 費用：固定費のみとし建設費の 0.7%/year

更新費用として水力機器・発電機器・送電線について 30 年毎に更新するものとして計上した。

3) 割引率：ベースケースとして 10%[5]

4) 標準変換係数 (SFC)：国内物価の歪みを是正するための係数であるが、Ayago 水力プロジェクトで必要とされる資機材のほとんどは外国からの輸入となり、建設費に占める内貨分もわずかであると考えられるので、SFC を 1（すなわち適用しない）とした。

5) 輸出条件

シナリオ IV に関しては、保証発生電力量の 50%をケニアに輸出することを仮定しており、ウガンダ経済にとって外貨収入増となるので、この便益を輸出料金をもって計測した。

輸出料金については、2009 年時点での UETCL の平均電力購買費が US$11.357 セント(UETCL 提供値)であり、ERA の電気料金に関する規則では、これ以上の料金でないと輸出は許可されないこととなっている。これを考慮してベースケースとして US$11.5 セントとした。

残りの 50%は国内需要を満たすものであり、代替火力の費用を便益として計測した。

### (3) 評価結果

1) シナリオ I

ベースケースとして下記パラメーターを設定し、経済分析を行った。

[4] UETCL に対する保証出力 50MW を維持するため 8MW のガスタービンを 7 台(56MW)用意していることを考慮し、調整係数 1.04 に 1.12 を乗じた 1.16 を k W 調整係数として採用した。
[5] ベースケースの割引率はウガンダ国債の 3 ヶ月物 8.2%と 1 年物 12.7%の平均を採った。

- Ayago 水力プロジェクト建設費 100%=US$862million
- 代替火力建設費 100%=US$202 million
- 燃料価格=US$0.50
- 割引率=10%

**Table 7.11.1-2 Economic Evalustion Result (Scenario I)**

| Cost Setting | | |
|---|---|---|
| **Ayago Hydropower** | | |
| Installed capacity | | 300 MW |
| Dependable capacity | | 300 MW |
| Firm energy | | 2,681 GWh |
| Secondary energy | | 0 GWh |
| Construction cost | (100%) | US$ 862,823 thousands |

| | |
|---|---|
| **Discount Rate** | 10% |

| Benefit Setting | | |
|---|---|---|
| **Alternative Thermal Power (Gas Turbine)** | | |
| Installed capacity | | 348 MW |
| Power generation | | |
| for Ayago firm energy | | 2,654.2 GWh |
| for Ayago secondary energy | | 0.0 GWh |
| Construction cost | (100%) | US$ 201,840 thousands |
| Fuel price | | US$ 0.50 |
| Export tariff for secondary energy | US$ | /kWh |

(Unit: US$ in thousands)

| No. of years from Construction Start | COD | YEAR | Ayago hydropower | | | Alternative thermal power | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | Firm Energy | | | | Secondary Energy | | | (B) | (B) - (C) |
| | | | Construct. Cost | O & M Cost | (C) TOTAL COST | Constr. Cost | O & M Cost | Fuel Cost | Subtotal | O & M Cost | Fuel Cost | Subtotal | TOTAL BENEFIT | |
| 1 | | 2015 | 43,625 | | 43,625 | | | | | | | 0 | 0 | -43,625 |
| 2 | | 2016 | 87,249 | | 87,249 | | | | | | | 0 | 0 | -87,249 |
| 3 | | 2017 | 130,874 | | 130,874 | | | | | | | 0 | 0 | -130,874 |
| 4 | | 2018 | 130,874 | | 130,874 | | | | | | | | 0 | -130,874 |
| 5 | | 2019 | 43,625 | | 43,625 | 40,368 | | | 40,368 | | | 0 | 40,368 | -3,257 |
| 6 | 1 | 2020 | 63,982 | 1,527 | 65,509 | 26,912 | 5,464 | 48,869 | 81,245 | 0 | 0 | 0 | 81,245 | 15,736 |
| 7 | 2 | 2021 | 149,300 | 3,054 | 152,354 | 26,912 | 10,938 | 97,846 | 135,696 | 0 | 0 | 0 | 135,696 | -16,658 |
| 8 | 3 | 2022 | 149,303 | 3,054 | 152,357 | 67,280 | 10,938 | 97,846 | 176,064 | 0 | 0 | 0 | 176,064 | 23,707 |
| 9 | 4 | 2023 | 63,991 | 4,547 | 68,538 | 40,368 | 21,867 | 195,583 | 257,818 | 0 | 0 | 0 | 257,818 | 189,280 |
| 10 | 5 | 2024 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 11 | 6 | 2025 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 12 | 7 | 2026 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 13 | 8 | 2027 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 14 | 9 | 2028 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 15 | 10 | 2029 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 16 | 11 | 2030 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 17 | 12 | 2031 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 18 | 13 | 2032 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 19 | 14 | 2033 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 20 | 15 | 2034 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 21 | 16 | 2035 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 22 | 17 | 2036 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 23 | 18 | 2037 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 24 | 19 | 2038 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 |
| 25 | 20 | 2039 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 |
| 26 | 21 | 2040 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 |
| 27 | 22 | 2041 | | 6,040 | 6,040 | 67,280 | 32,597 | 291,148 | 391,025 | 0 | 0 | 0 | 391,025 | 384,986 |
| 28 | 23 | 2042 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 |
| 29 | 24 | 2043 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 30 | 25 | 2044 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 31 | 26 | 2045 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 32 | 27 | 2046 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 33 | 28 | 2047 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 34 | 29 | 2048 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 |
| 35 | 30 | 2049 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 |
| 36 | 31 | 2050 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 37 | 32 | 2051 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 |
| 38 | 33 | 2052 | 59,206 | 6,040 | 65,246 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 258,500 |
| 39 | 34 | 2053 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 |
| 40 | 35 | 2054 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 41 | 36 | 2055 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 42 | 37 | 2056 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 43 | 38 | 2057 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 44 | 39 | 2058 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 |
| 45 | 40 | 2059 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 |
| 46 | 41 | 2060 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 |
| 47 | 42 | 2061 | | 6,040 | 6,040 | 67,280 | 32,597 | 291,148 | 391,025 | 0 | 0 | 0 | 391,025 | 384,986 |
| 48 | 43 | 2062 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 |
| 49 | 44 | 2063 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 50 | 45 | 2064 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 51 | 46 | 2065 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 52 | 47 | 2066 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 53 | 48 | 2067 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 54 | 49 | 2068 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| 55 | 50 | 2069 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 |
| T O T A L | | | 1,040,441 | 290,010 | 1,330,451 | 605,520 | 1,548,674 | 13,832,969 | 15,987,164 | 0 | 0 | 0 | 15,987,164 | 14,656,713 |
| Present Value | | | | | 572,552 | | | | | | | | 1,707,029 | |

| | |
|---|---|
| **EIRR** | 24.36% |
| **NPV** | 1,134,478 |
| **B / C** | 2.98 |

ベースケースでの評価結果と評価基準は下記のとおりである。

**Table 7.11.1-3　Economic Evaluation Result and Index (Scenario I, Base case)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| EIRR | 24.36% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 1,134 million | > 0 | Passed |
| B/C | 2.98 | >1 | Passed |

以上より、シナリオ I においては各指標ともに評価基準を上回っており、経済的にフィージブルであることが確認されている。しかしこれはベースケースによる場合であるため、より厳しい条件において、実施可能性がどのように変化するかを確認するため、下記パラメーターによりストレステストを実施した。検討条件および結果を以下に示す。

- Ayago 水力プロジェクト建設費=150%
- 代替火力建設費=50%
- 代替火力燃料価格=US$0.25/liter
- 割引率=10%

**Table 7.11.1-4　Economic Evaluation Result and Index (Scenario I, Stress Test)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| EIRR | 10.65% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 60million | > 0 | Passed |
| B/C | 1.07 | >1 | Passed |

上記表に示されたように、かなり厳しい条件においても Ayago 水力プロジェクトの実施可能性は高いものと判断される。

なお､各パラメーターに対しどのように評価が変化するか次頁以降に感度分析を実施した。

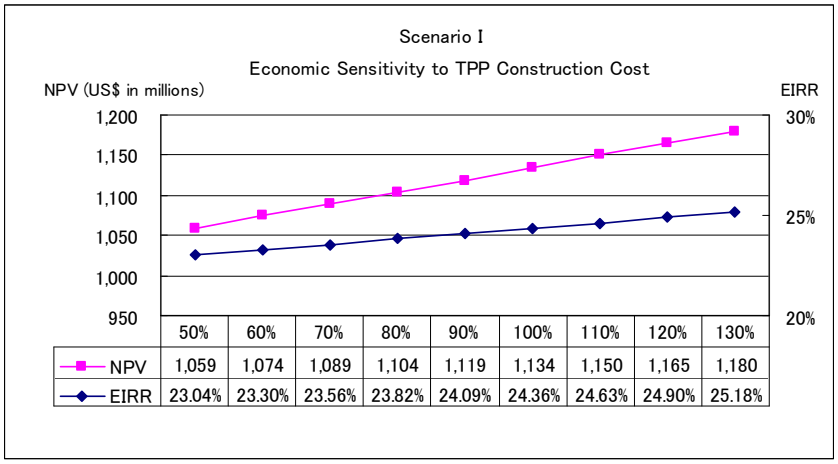



**Figure 7.11.1-1　Scenario I Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (1)**

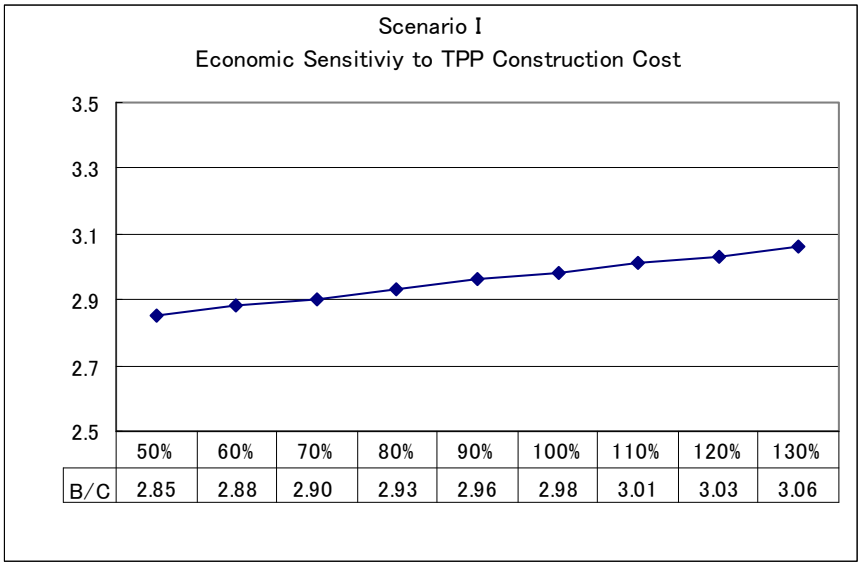



**Figure 7.11.1-2 Scenario I Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (2)**

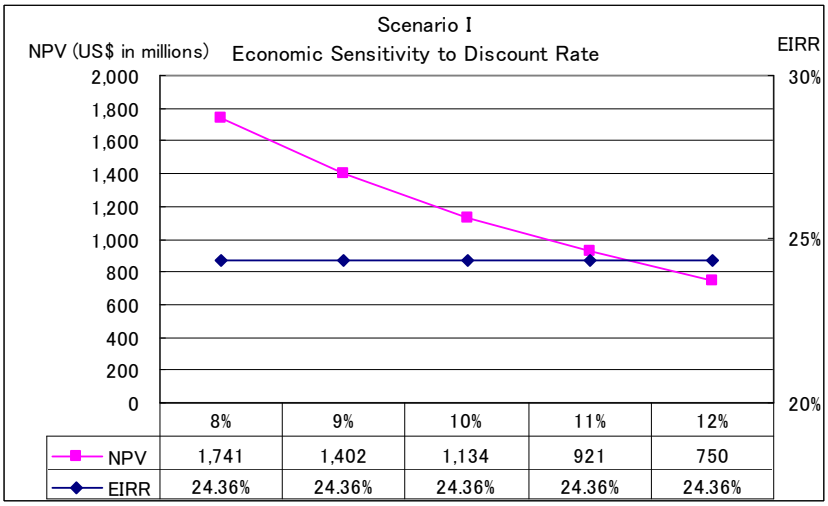



**Figure 7.11.1-3 Scenario I Economic Sensitivity to Discount Rate (1)**

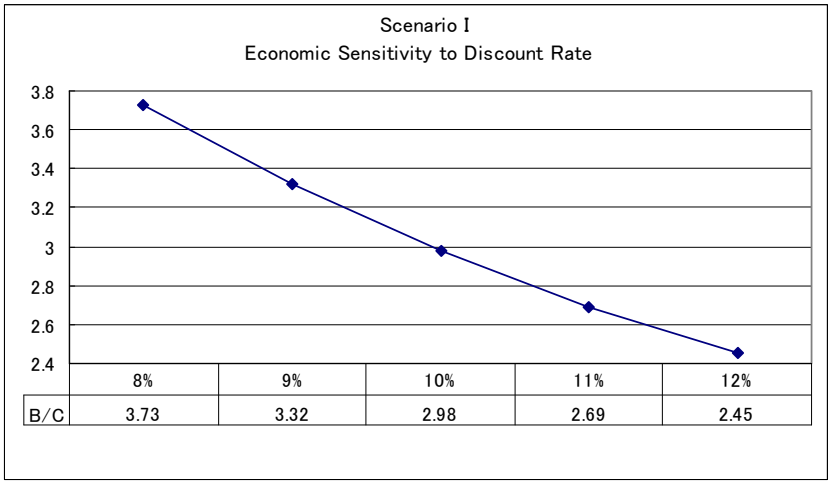
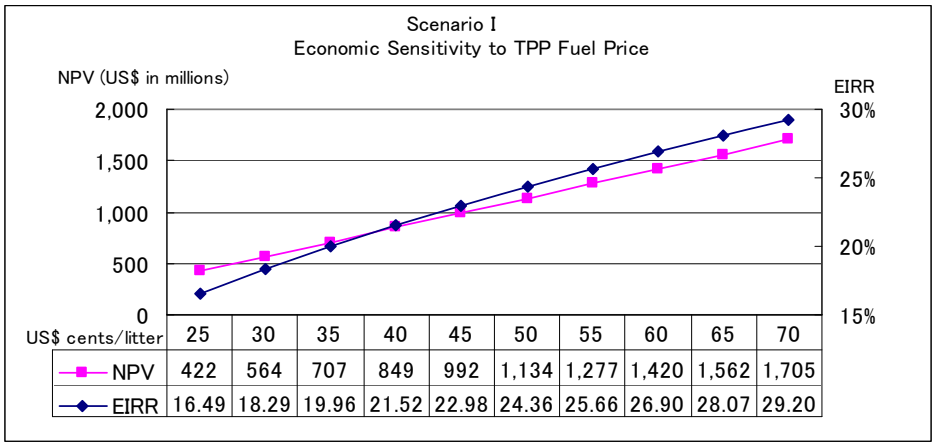
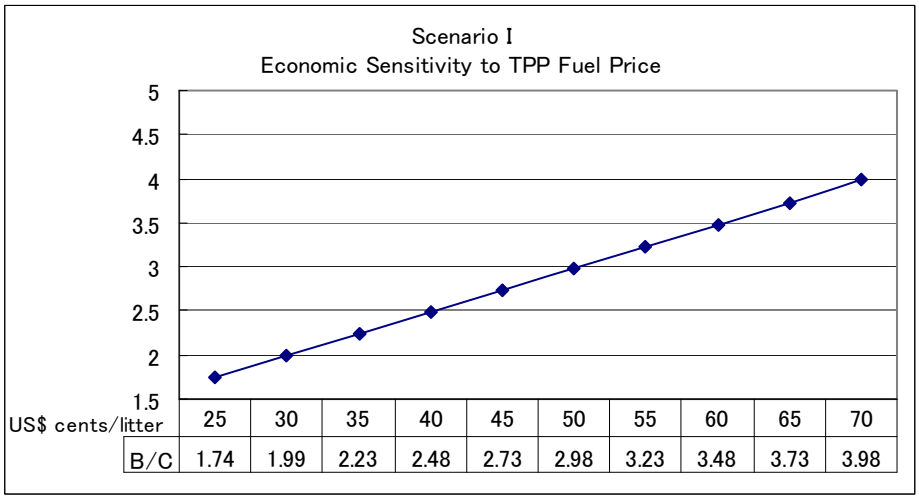



**Figure 7.11.1-4 Scenario I Economic Sensitivity to to Discount Rate (2)**



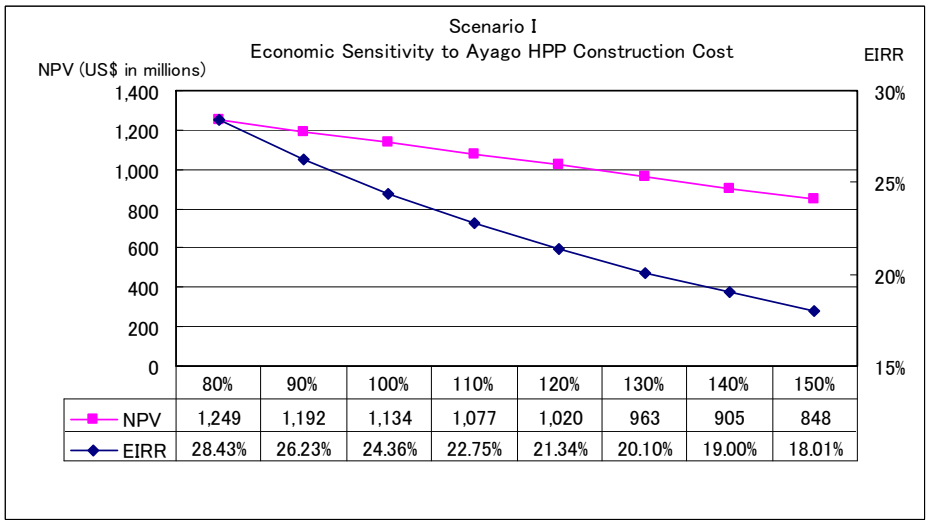

| US$ cents/litter | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NPV | 422 | 564 | 707 | 849 | 992 | 1,134 | 1,277 | 1,420 | 1,562 | 1,705 |
| EIRR | 16.49 | 18.29 | 19.96 | 21.52 | 22.98 | 24.36 | 25.66 | 26.90 | 28.07 | 29.20 |

**Figure 7.11.1-5　Scenario I Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (1)**




| US$ cents/litter | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| B/C | 1.74 | 1.99 | 2.23 | 2.48 | 2.73 | 2.98 | 3.23 | 3.48 | 3.73 | 3.98 |

**Figure 7.11.1-6　Scenario I Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (2)**




| | 80% | 90% | 100% | 110% | 120% | 130% | 140% | 150% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NPV | 1,249 | 1,192 | 1,134 | 1,077 | 1,020 | 963 | 905 | 848 |
| EIRR | 28.43% | 26.23% | 24.36% | 22.75% | 21.34% | 20.10% | 19.00% | 18.01% |

**Figure 7.11.1-7　Scenario I Economic Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (1)**

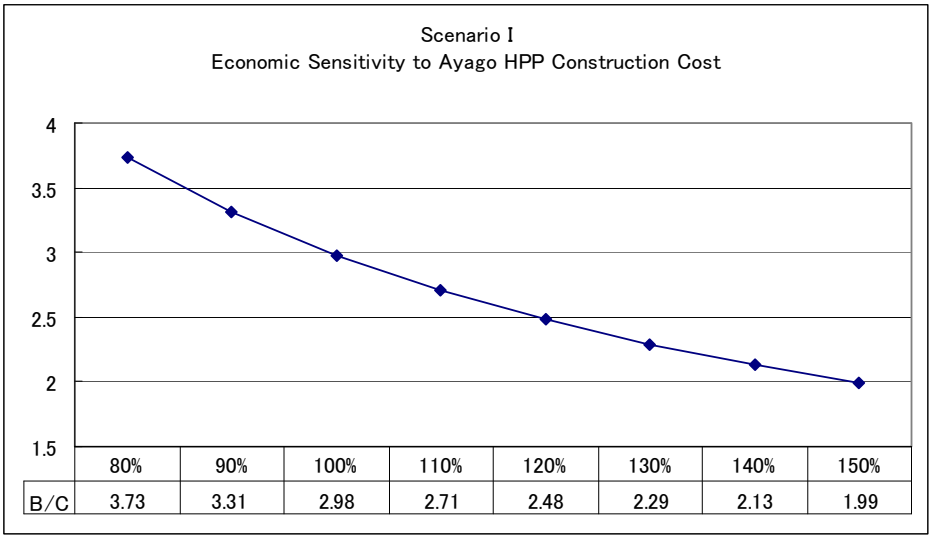



**Figure 7.11.1-8　Scenario I Economic Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (2)**

2)　シナリオ IV

ベースケースとして下記パラメーターを設定し、経済分析を行った。

- Ayago 水力プロジェクト建設費 100%=US$862million
- 代替火力建設費 100%=US$202 million
- 燃料価格=US$0.50
- 輸出料金=US$0.115
- 割引率=10%

## Table 7.11.1-5 Result of Economic Evalustion (Scenario IV)

| Cost Setting | | |
|---|---|---|
| **Ayago Hydropower** | | |
| Installed capacity | | 300 MW |
| Dependable capacity | | 300 MW |
| Firm energy | | 2,681 GWh |
| Secondary energy | | 0 GWh |
| Construction cost | (100%) | US$ 862,823 thousands |
| **Discount Rate** | | 10% |

| Benefit Setting | | |
|---|---|---|
| **Alternative Thermal Power (Gas Turbine)** | | |
| Installed capacity | | 348 MW |
| Power generation | | |
| for Ayago firm energy | | 2,654.2 GWh |
| for Ayago secondary energy | | 0.0 GWh |
| Construction cost | (100%) | US$ 201,840 thousands |
| Fuel price | | US$ 0.50 |
| Export tariff for firm energy | US$ | 11.5 cents /kWh |

(Unit: US$ in thousands)

| No. of years from Construction Start | COD | YEAR | Ayago hydropower | | | Alternative thermal power | | | | | | | | | In case of export of firm energy | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | Firm Energy | | | | Secondary Energy | | | | | | | | |
| | | | Construct. Cost | O & M Cost | (C) TOTAL COST | Constr. Cost | O & M Cost | Fuel Cost | Subtotal (B1) | O & M Cost | Fuel Cost | Subtotal | (B) TOTAL BENEFIT | (B) - (C) | Exported power (GWh) | Export Revenue (B2) | (B) (B1 /2+B2) | (B) - (C) |
| 1 | | 2015 | 43,625 | | 43,625 | | | | | | | 0 | 0 | -43,625 | | | 0 | -43,625 |
| 2 | | 2016 | 109,062 | | 109,062 | | | | | | | 0 | 0 | -109,062 | | | 0 | -109,062 |
| 3 | | 2017 | 130,874 | | 130,874 | | | | | | | 0 | 0 | -130,874 | | | 0 | -130,874 |
| 4 | | 2018 | 194,856 | | 194,856 | 40,368 | | | | | | | 0 | -194,856 | | | 0 | -194,856 |
| 5 | 1 | 2019 | 107,121 | 763 | 107,885 | 53,824 | 2,732 | 24,434 | 80,990 | | | 0 | 80,990 | -26,894 | 109 | 12,552 | 53,047 | -54,838 |
| 6 | 2 | 2020 | 127,973 | 3,054 | 131,026 | 40,368 | 10,938 | 97,846 | 149,152 | 0 | 0 | 0 | 149,152 | 18,126 | 437 | 50,264 | 124,840 | -6,187 |
| 7 | 3 | 2021 | 85,321 | 4,547 | 89,868 | 40,368 | 21,867 | 195,583 | 257,818 | 0 | 0 | 0 | 257,818 | 167,950 | 874 | 100,471 | 229,380 | 139,513 |
| 8 | 4 | 2022 | 63,991 | 4,547 | 68,538 | 26,912 | 21,867 | 195,583 | 244,362 | 0 | 0 | 0 | 244,362 | 175,824 | 874 | 100,471 | 222,652 | 154,115 |
| 9 | 5 | 2023 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 10 | 6 | 2024 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 11 | 7 | 2025 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 12 | 8 | 2026 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 13 | 9 | 2027 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 14 | 10 | 2028 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 15 | 11 | 2029 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 16 | 12 | 2030 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 17 | 13 | 2031 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 18 | 14 | 2032 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 19 | 15 | 2033 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 20 | 16 | 2034 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 21 | 17 | 2035 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 22 | 18 | 2036 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 23 | 19 | 2037 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 | 1,301 | 149,564 | 331,620 | 325,581 |
| 24 | 20 | 2038 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 | 1,301 | 149,564 | 324,892 | 318,853 |
| 25 | 21 | 2039 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 | 1,301 | 149,564 | 331,620 | 325,581 |
| 26 | 22 | 2040 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 | 1,301 | 149,564 | 324,892 | 318,853 |
| 27 | 23 | 2041 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 | 1,301 | 149,564 | 331,620 | 325,581 |
| 28 | 24 | 2042 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 | 1,301 | 149,564 | 324,892 | 318,853 |
| 29 | 25 | 2043 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 30 | 26 | 2044 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 31 | 27 | 2045 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 32 | 28 | 2046 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 33 | 29 | 2047 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 275,794 |
| 34 | 30 | 2048 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 275,794 |
| 35 | 31 | 2049 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 275,794 |
| 36 | 32 | 2050 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 275,794 |
| 37 | 33 | 2051 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 275,794 |
| 38 | 34 | 2052 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 288,103 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 275,794 |
| 39 | 35 | 2053 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 40 | 36 | 2054 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 41 | 37 | 2055 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 42 | 38 | 2056 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 43 | 39 | 2057 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 | 1,301 | 149,564 | 331,620 | 325,581 |
| 44 | 40 | 2058 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 | 1,301 | 149,564 | 324,892 | 318,853 |
| 45 | 41 | 2059 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 | 1,301 | 149,564 | 331,620 | 325,581 |
| 46 | 42 | 2060 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 | 1,301 | 149,564 | 324,892 | 318,853 |
| 47 | 43 | 2061 | | 6,040 | 6,040 | 40,368 | 32,597 | 291,148 | 364,113 | 0 | 0 | 0 | 364,113 | 358,074 | 1,301 | 149,564 | 331,620 | 325,581 |
| 48 | 44 | 2062 | | 6,040 | 6,040 | 26,912 | 32,597 | 291,148 | 350,657 | 0 | 0 | 0 | 350,657 | 344,618 | 1,301 | 149,564 | 324,892 | 318,853 |
| 49 | 45 | 2063 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 50 | 46 | 2064 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 51 | 47 | 2065 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 52 | 48 | 2066 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 53 | 49 | 2067 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| 54 | 50 | 2068 | | 6,040 | 6,040 | | 32,597 | 291,148 | 323,745 | 0 | 0 | 0 | 323,745 | 317,706 | 1,301 | 149,564 | 311,436 | 305,397 |
| T O T A L | | | 1,040,441 | 290,739 | 1,331,180 | 605,520 | 1,554,138 | 13,881,838 | 16,028,295 | 0 | 0 | 0 | 16,028,295 | 14,697,115 | 62,119 | 7,143,684 | 15,157,832 | 13,826,652 |
| Present Value | | | | | 614,179 | | | | | | | | 1,893,110 | | | 1,205,859 | 1,770,173 | |
| | | | | | | | | | | | | | **EIRR** | 26.22% | | | **EIRR** | 24.44% |
| | | | | | | | | | | | | | **NPV** | 1,278,930 | | | **NPV** | 1,155,994 |
| | | | | | | | | | | | | | **B / C** | 3.08 | | | **B / C** | 2.88 |

ベースケースでの評価結果と評価基準は下記のとおりである。

### Table 7.11.1-6 Economic Evaluation Result and Index (Scenario IV, Base case)

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| EIRR | 24.44% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 1,156 million | > 0 | Passed |
| B/C | 2.88 | >1 | Passed |

以上よりシナリオ IV においても経済的にフィージブルであることが確認できた。しかしこれはベースケースによる場合であるため、より厳しい条件において実施可能性がどのように変化するか確認するため、下記パラメーターによりストレステストを実施した。

- Ayago 水力プロジェクト建設費=150%
- 代替火力建設費=50%
- 代替火力燃料費=US$0.25/liter

・ 輸出料金=US$0.06
・ 割引率=10%

**Table 7.11.1-7 Economic Evaluation Result and Index (Scenario IV, Stress Test)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| EIRR | 10.19% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 18million | > 0 | Passed |
| B/C | 1.02 | >1 | Passed |

上記表に示されたように、Ayago 水力プロジェクトはシナリオ IV においても実施可能性が高いことが確認された。

なお、各パラメーターに対しどのように評価が変化するか次頁以降に感度分析を実施した。

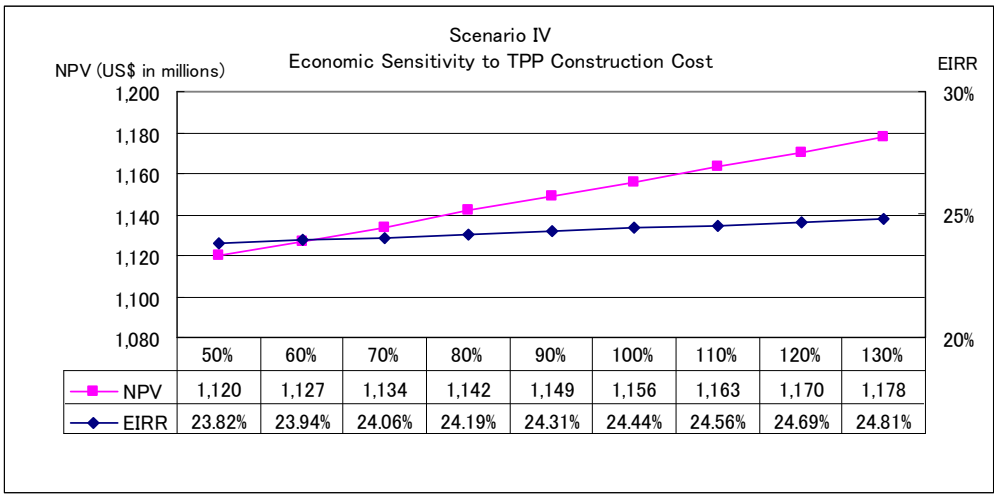



**Figure 7.11.1-9 Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (1)**

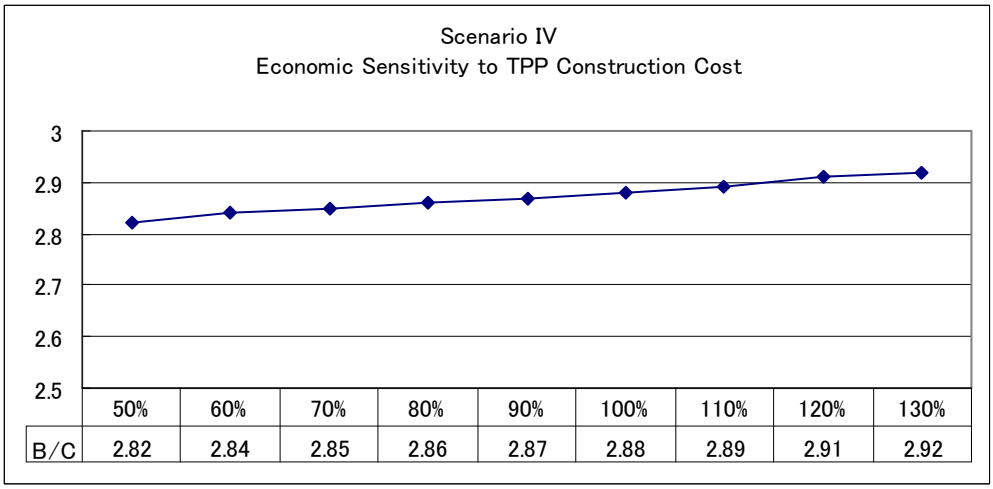
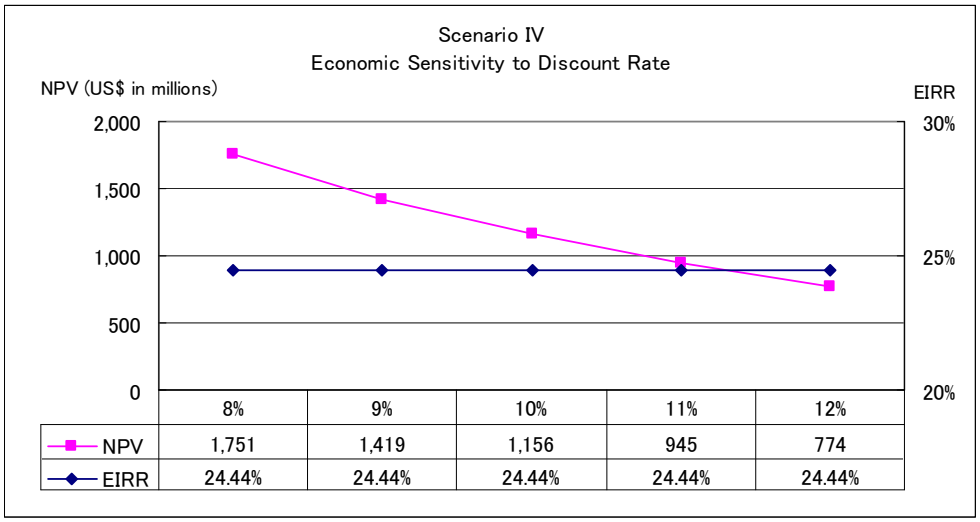
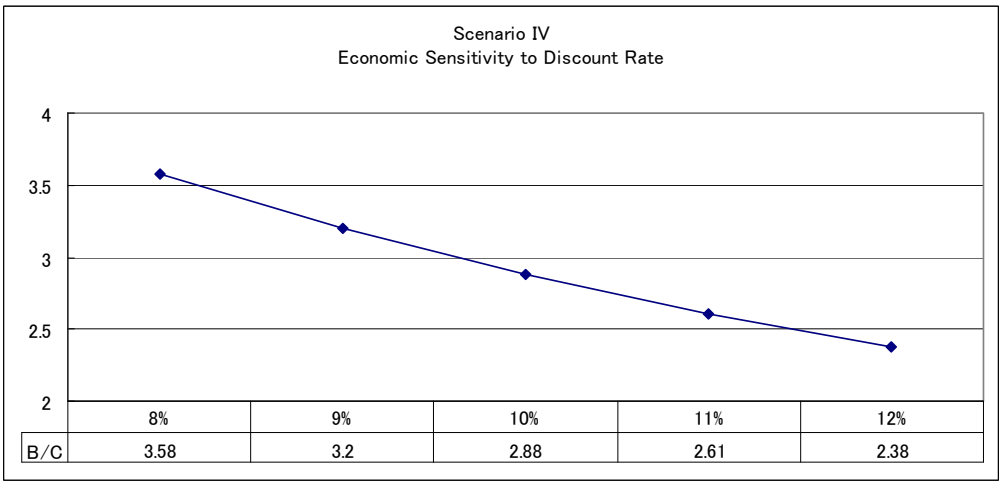



**Figure 7.11.1-10 Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Construction Cost (2)**



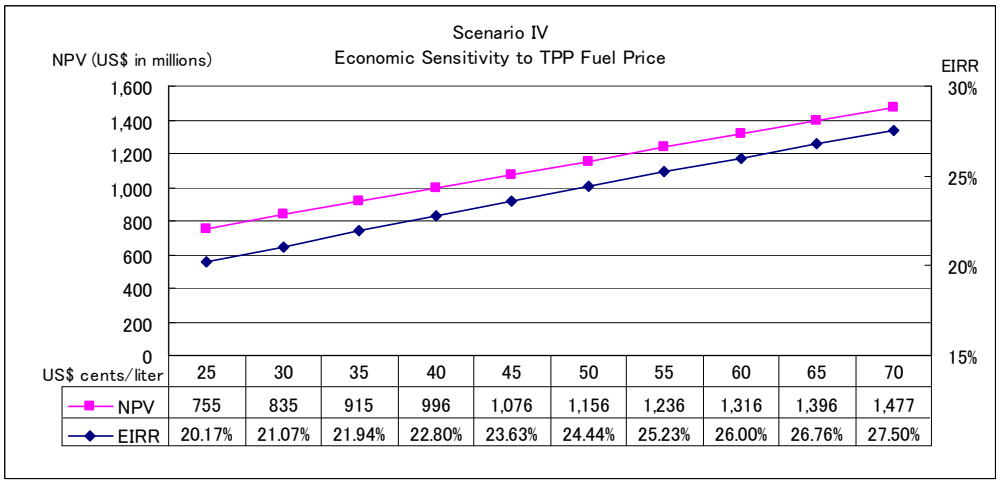

| | 8% | 9% | 10% | 11% | 12% |
|---|---|---|---|---|---|
| NPV | 1,751 | 1,419 | 1,156 | 945 | 774 |
| EIRR | 24.44% | 24.44% | 24.44% | 24.44% | 24.44% |

**Figure 7.11.1-11 Scenario IV Economic Sensitivity to Discount Rate (1)**



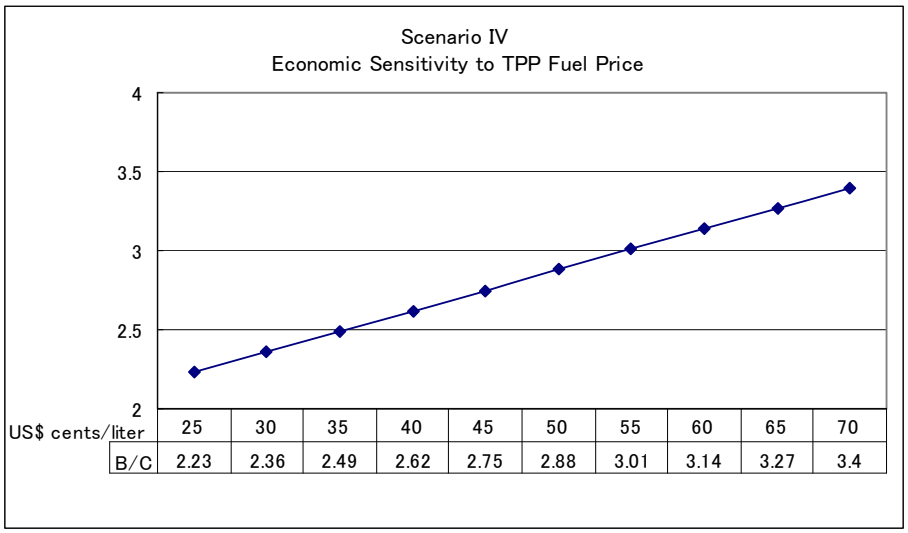

| | 8% | 9% | 10% | 11% | 12% |
|---|---|---|---|---|---|
| B/C | 3.58 | 3.2 | 2.88 | 2.61 | 2.38 |

**Figure 7.11.1-12 Scenario IV Economic Sensitivity to Discount Rate (2)**



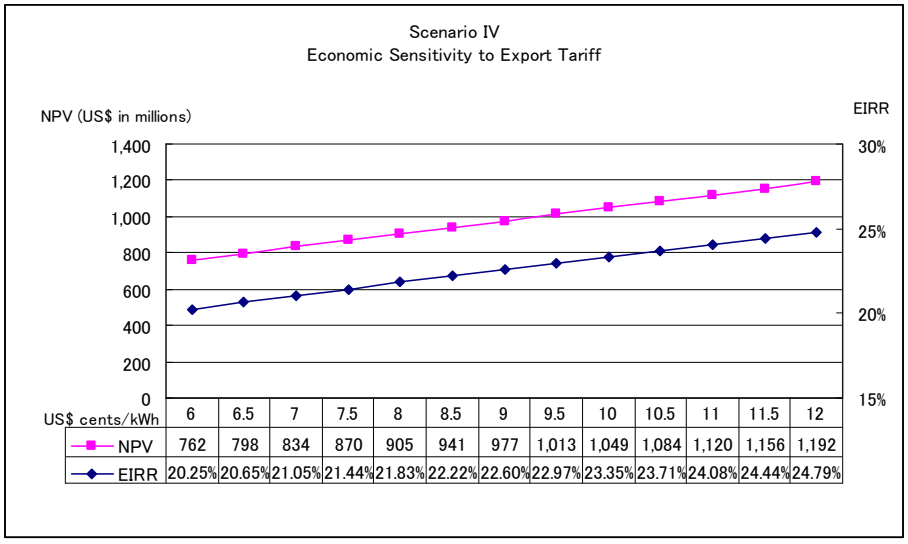

| US$ cents/liter | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NPV | 755 | 835 | 915 | 996 | 1,076 | 1,156 | 1,236 | 1,316 | 1,396 | 1,477 |
| EIRR | 20.17% | 21.07% | 21.94% | 22.80% | 23.63% | 24.44% | 25.23% | 26.00% | 26.76% | 27.50% |

**Figure 7.11.1-13 Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (1)**



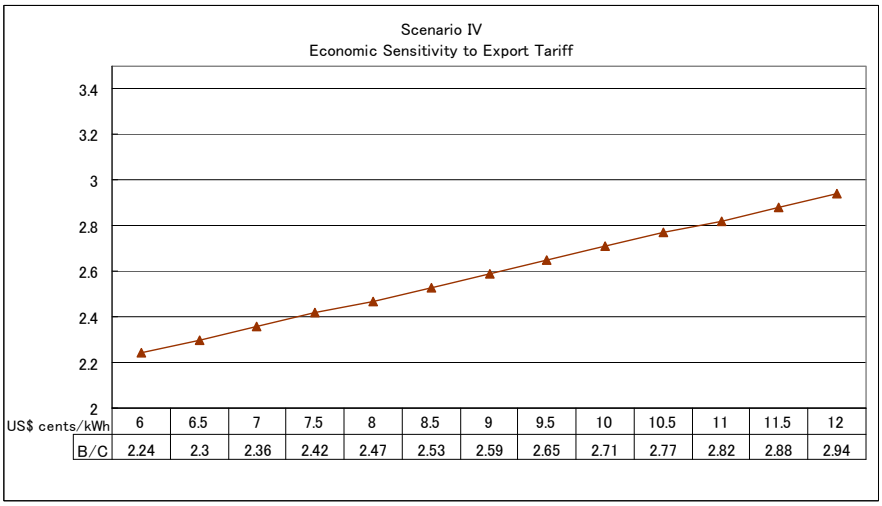

| US$ cents/liter | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 | 65 | 70 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| B/C | 2.23 | 2.36 | 2.49 | 2.62 | 2.75 | 2.88 | 3.01 | 3.14 | 3.27 | 3.4 |

**Figure 7.11.1-14　Scenario IV Economic Sensitivity to TPP Fuel Price (2)**




| US$ cents/kWh | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 | 9.5 | 10 | 10.5 | 11 | 11.5 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NPV | 762 | 798 | 834 | 870 | 905 | 941 | 977 | 1,013 | 1,049 | 1,084 | 1,120 | 1,156 | 1,192 |
| EIRR | 20.25% | 20.65% | 21.05% | 21.44% | 21.83% | 22.22% | 22.60% | 22.97% | 23.35% | 23.71% | 24.08% | 24.44% | 24.79% |

**Figure 7.11.1-15　Scenario IV Economic Sensitivity to Export Tariff (1)**




| US$ cents/kWh | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 | 9.5 | 10 | 10.5 | 11 | 11.5 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| B/C | 2.24 | 2.3 | 2.36 | 2.42 | 2.47 | 2.53 | 2.59 | 2.65 | 2.71 | 2.77 | 2.82 | 2.88 | 2.94 |

**Figure 7.11.1-16　Scenario IV Economic Sensitivity to Export Tariff (2)**

### 7.11.2 財務評価

#### (1) 評価手法

この財務評価は Ayago 水力プロジェクトを財務上の観点から評価するもので、同プロジェクトの財務的な収益力を評価することを目的とする。従って、便益は UETCL に対する売電料金とした。

- 判断指標として下記指標を採用した。
- FIRR（財務的内部収益率）＞ 割引率
- NPV（純現在価値）＞ 0
- B/C（便益費用比率）＞ 1

財務評価は、着工年より Ayago 水力プロジェクトの土木構造物の耐用年数 50 年までの期間にわたり行った。なお、第 6 章に示された水力開発計画のシナリオのうち、下記シナリオについて実施した。

i) シナリオ I: 需要予想中位ケースに対し、2020 年・2023 年・2024 年の各年に 100MW、合計 300MW を投入する。
ii) シナリオ IV: 需要予想中位ケースに加え、ケニアに対し保証発生電力量の 50%を輸出する場合で、2019 年・2021 年・2023 年の各年に 100MW、合計 300MW を投入する。

#### (2) 前提条件

財務評価に当たっては、下記事項を前提条件とした。

1) 売電単価：ベースケースとして US$6 セント/kWh

2) Ayago 水力プロジェクトの OM 費用：固定費のみとし建設費の 0.7%/year

同プロジェクトの更新費用として水力機器・発電機器・送電線について 30 年毎に更新するものとして計上した。

3) 割引率：ベースケースとして 10%

4) 輸出条件

シナリオ IV に関しては、保証発生電力量の 50%をケニアに輸出することを仮定しており、輸出料金については、2009 年時点での UETCL の平均電力購買費が US$11.357 セント(UETCL 提供値)であり、ERA の電気料金に関する規則では、これ以上の料金でないと輸出は許可されないこととなっている。これを考慮してベースケースとして US$11.5 セントとした。残りの 50%は国内需要を満たすものであり、国内売電単価を適用した。

### (3) 評価結果

i) シナリオ I

ベースケースとして下記パラメーターを設定し、財務分析を行った。

Ayago 水力プロジェクト建設費 100%=US$862million

売電単価：US$0.06

割引率=10%

**Table 7.11.2-1 Financial Evaluation Result (Scenario I)**

| Cost Setting | | |
|---|---|---|
| **Ayago Hydropower** | | |
| Installed capacity | 300 | MW |
| Dependable capacity | 300 | |
| Salable firm energy | 2,601.1 | GWh |
| Salable secondary energy | 0.0 | GWh |
| Construction cost | (100%) US$ 862,823 | thousands |

| Benefit Setting | | | |
|---|---|---|---|
| **Power Tariff** | | | |
| | Firm energy | US$ | 60 /MWh |
| | Firm export | US$ | 115 /MWh |
| | Secondary energ | US$ | 0 /MWh |

| Discount Rate | 10% |
|---|---|

(Unit: US$ in thousands)

| No. of years from Construction Start | COD | YEAR | Cost: Construct. Cost | Cost: O & M Cost | Cost: (C) TOTAL COST | Sales: Firm Energy Salable Energy (GWh) | Sales: Firm Energy Sales Revenue | Sales: Secondary Energy Salable Energy (GWh) | Sales: Secondary Energy Sales Revenue | (B) TOTAL BENEFIT | (B) - (C) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | 2015 | 43,625 | | 43,625 | | | | | 0 | -43,625 |
| 2 | | 2016 | 87,249 | | 87,249 | | | | | 0 | -87,249 |
| 3 | | 2017 | 130,874 | | 130,874 | | | | | 0 | -130,874 |
| 4 | | 2018 | 130,874 | | 130,874 | | | | | 0 | -130,874 |
| 5 | | 2019 | 43,625 | | 43,625 | | | | | 0 | -43,625 |
| 6 | 1 | 2020 | 63,982 | 1,527 | 65,509 | 437 | 26,195 | | | 26,195 | -39,313 |
| 7 | 2 | 2021 | 149,300 | 3,054 | 152,354 | 874 | 52,449 | | | 52,449 | -99,905 |
| 8 | 3 | 2022 | 149,303 | 3,054 | 152,357 | 874 | 52,449 | | | 52,449 | -99,908 |
| 9 | 4 | 2023 | 63,991 | 4,547 | 68,538 | 1,747 | 104,840 | | | 104,840 | 36,302 |
| 10 | 5 | 2024 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 11 | 6 | 2025 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 12 | 7 | 2026 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 13 | 8 | 2027 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 14 | 9 | 2028 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 15 | 10 | 2029 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 16 | 11 | 2030 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 17 | 12 | 2031 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 18 | 13 | 2032 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 19 | 14 | 2033 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 20 | 15 | 2034 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 21 | 16 | 2035 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 22 | 17 | 2036 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 23 | 18 | 2037 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 24 | 19 | 2038 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 25 | 20 | 2039 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 26 | 21 | 2040 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 27 | 22 | 2041 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 28 | 23 | 2042 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 29 | 24 | 2043 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 30 | 25 | 2044 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 31 | 26 | 2045 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 32 | 27 | 2046 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 33 | 28 | 2047 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 34 | 29 | 2048 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 120,424 |
| 35 | 30 | 2049 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 120,424 |
| 36 | 31 | 2050 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 37 | 32 | 2051 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 120,424 |
| 38 | 33 | 2052 | 59,206 | 6,040 | 65,246 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 90,821 |
| 39 | 34 | 2053 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 120,424 |
| 40 | 35 | 2054 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 41 | 36 | 2055 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 42 | 37 | 2056 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 43 | 38 | 2057 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 44 | 39 | 2058 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 45 | 40 | 2059 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 46 | 41 | 2060 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 47 | 42 | 2061 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 48 | 43 | 2062 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 49 | 44 | 2063 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 50 | 45 | 2064 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 51 | 46 | 2065 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 52 | 47 | 2066 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 53 | 48 | 2067 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 54 | 49 | 2068 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| 55 | 50 | 2069 | | 6,040 | 6,040 | 2,601 | 156,066 | | | 156,066 | 150,027 |
| TOTAL | | | 1,040,441 | 290,010 | 1,330,451 | 123,583 | 7,414,986 | 0 | 0 | 7,414,986 | 6,084,536 |
| Present Value | | | | | 572,552 | | | | | 764,250 | |

| | |
|---|---|
| **FIRR** | 12.83% |
| **NPV** | 191,699 |
| **B / C** | 1.33 |

ベースケースでは財務評価指標は下記のとおりである。

**Table 7.11.2-2 Financial Evaluation Result and Index (Scenario I, Base Case)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| FIRR | 12.83% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 192 million | > 0 | Passed |
| B/C | 1.33 | >1 | Passed |

以上よりシナリオ I においては各指標ともに評価基準を上回っており、財務的に健全であるとの判定が出された。しかしこれはベースケースによる場合であるため、より厳しい条件において財務の健全性がどのように変化する確認するため、下記パラメーターによりストレステストを実施した。

- Ayago 水力プロジェクト建設費=120%
- 売電単価=US$0.055/kWh
- 割引率=10%

**Table 7.11.2-3 Financial Evaluation Result and Index (Scenario I, Stress Test)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| FIRR | 10.18% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 14million | > 0 | Passed |
| B/C | 1.02 | >1 | Passed |

上記結果から判断するに、Ayago 水力プロジェクトは、かなり厳しい条件においても財務的健全性は損なわれないが、これ以上厳しい条件となった場合には財務的健全性が失われるため、売電単価の値上げ等の対策が必要になると考えられる。

なお、各パラメーターに対しどのように評価が変化するか次頁以降に感度分析を実施した。

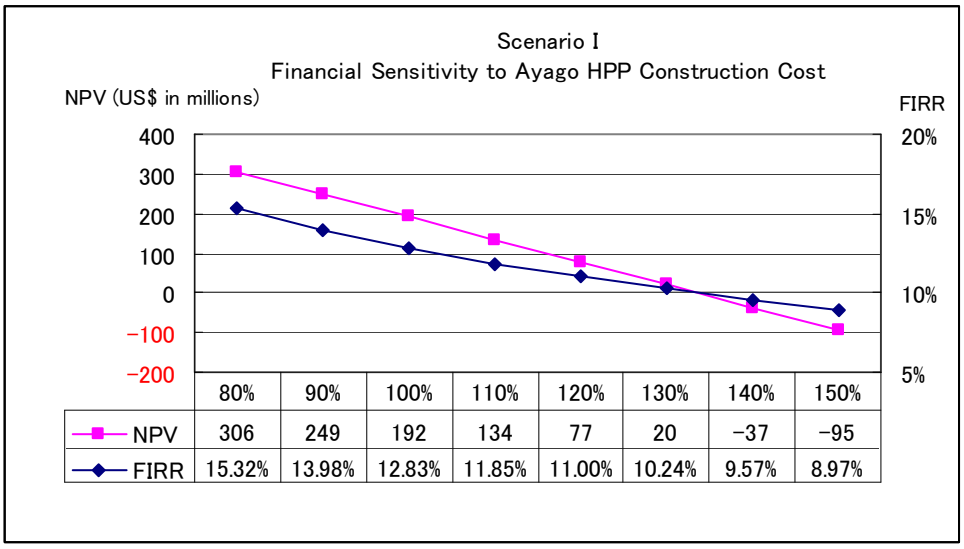



**Figure 7.11.2-1 Scenario I Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (1)**

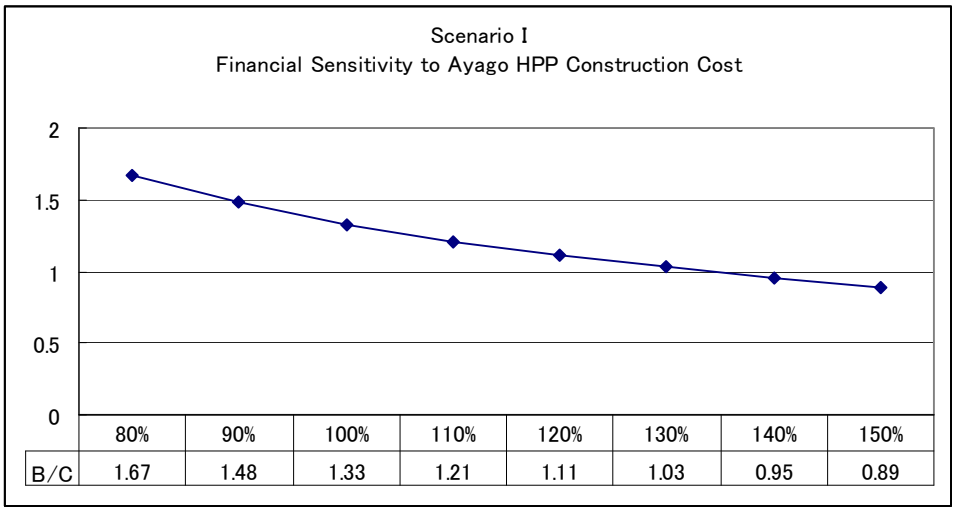



**Figure 7.11.2-2 Scenario I Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (2)**

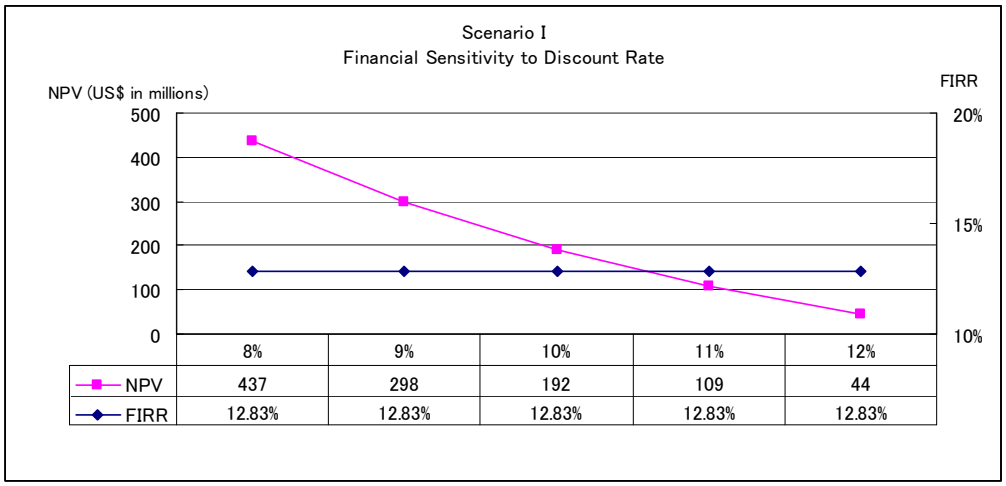



**Figure 7.11.2-3 Scenario I Financial Sensitivity to Discount Rate (1)**

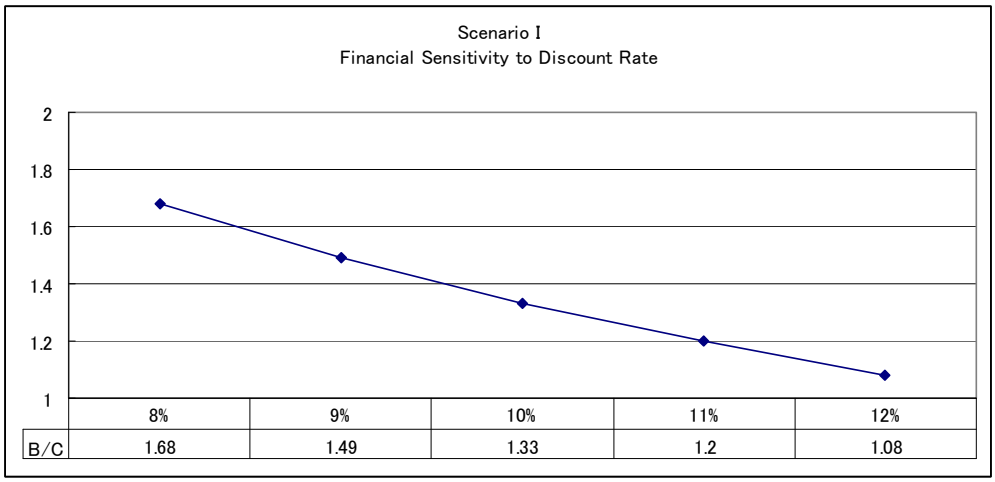



**Figure 7.11.2-4 Scenario I Financial Sensitivity to Discount Rate (2)**

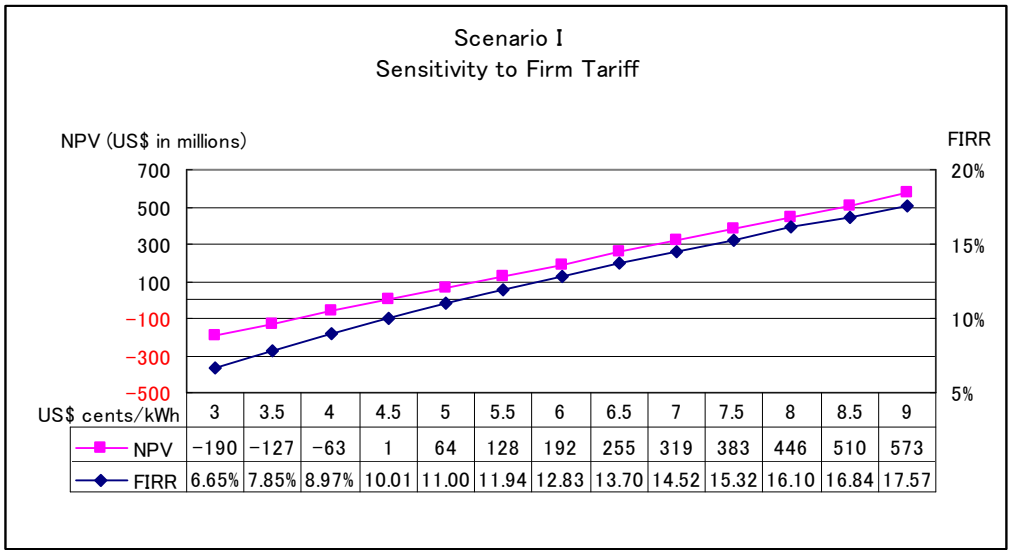



**Figure 7.11.2-5 Scenario I Sensitivity to Firm Tariff (1)**

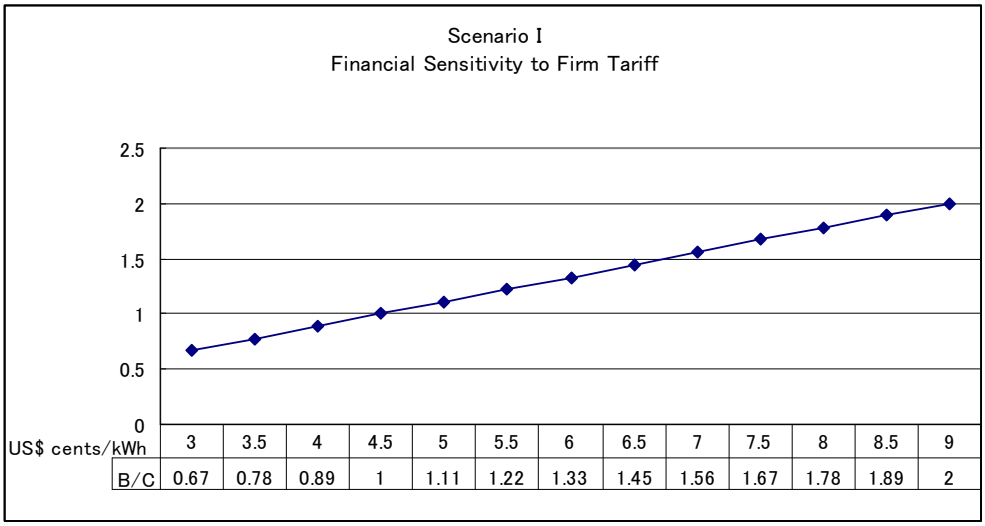



**Figure 7.11.2-6 Scenario I Sensitivity to Firm Tariff (2)**

i) シナリオ IV

ベースケースとして下記パラメーターを設定し、財務分析を行った。

Ayago 水力プロジェクト建設費 100%=US$862million

売電単価：US$0.06

輸出単価：US$0.115

割引率=10%

**Table 7.11.2-4 Financial Evaluation Result (Scenario IV)**

| Cost Setting | | |
|---|---|---|
| **Ayago Hydropower** | | |
| Installed capacity | 300 | MW |
| Dependable capacity | 300 | MW |
| Salable firm energy | 2,601.1 | GWh |
| Salable secondary energy | 0.0 | GWh |
| Construction cost | (100%) | US$ 862,823 thousands |

| Benefit Setting | | |
|---|---|---|
| **Power Tariff** | | |
| Firm energy | US$ | 60 /MWh |
| Firm export | US$ | 115 /MWh |
| Secondary energ | US$ | 0 /MWh |

| Discount Rate | 10% |
|---|---|

(Unit: US$ in thousands)

| No. of years from Construction Start | from COD | YEAR | Cost: Construct. Cost | Cost: O & M Cost | (C) TOTAL COST | Sales: Firm energy for domestic deman Salable Energy (GWh) | Sales: Sales Revenue | Sales: Firm energy for export Salable Energy (GWh) | Sales: Sales Revenue | (B) TOTAL BENEFIT | (B) - (C) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | 2015 | 43,625 | | 43,625 | | | | | 0 | -43,625 |
| 2 | | 2016 | 109,062 | | 109,062 | | | | | 0 | -109,062 |
| 3 | | 2017 | 130,874 | | 130,874 | | | | | 0 | -130,874 |
| 4 | | 2018 | 194,856 | | 194,856 | | | | | 0 | -194,856 |
| 5 | 1 | 2019 | 107,121 | 763 | 107,885 | 109 | 6,549 | 109 | 12,552 | 19,101 | -88,784 |
| 6 | 2 | 2020 | 127,973 | 3,054 | 131,026 | 437 | 26,225 | 437 | 50,264 | 76,488 | -54,538 |
| 7 | 3 | 2021 | 85,321 | 4,547 | 89,868 | 874 | 52,420 | 874 | 100,471 | 152,891 | 63,024 |
| 8 | 4 | 2022 | 63,991 | 4,547 | 68,538 | 874 | 52,420 | 874 | 100,471 | 152,891 | 84,354 |
| 9 | 5 | 2023 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 10 | 6 | 2024 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 11 | 7 | 2025 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 12 | 8 | 2026 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 13 | 9 | 2027 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 14 | 10 | 2028 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 15 | 11 | 2029 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 16 | 12 | 2030 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 17 | 13 | 2031 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 18 | 14 | 2032 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 19 | 15 | 2033 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 20 | 16 | 2034 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 21 | 17 | 2035 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 22 | 18 | 2036 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 23 | 19 | 2037 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 24 | 20 | 2038 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 25 | 21 | 2039 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 26 | 22 | 2040 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 27 | 23 | 2041 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 28 | 24 | 2042 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 29 | 25 | 2043 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 30 | 26 | 2044 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 31 | 27 | 2045 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 32 | 28 | 2046 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 33 | 29 | 2047 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 191,954 |
| 34 | 30 | 2048 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 191,954 |
| 35 | 31 | 2049 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 191,954 |
| 36 | 32 | 2050 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 191,954 |
| 37 | 33 | 2051 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 191,954 |
| 38 | 34 | 2052 | 29,603 | 6,040 | 35,643 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 191,954 |
| 39 | 35 | 2053 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 40 | 36 | 2054 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 41 | 37 | 2055 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 42 | 38 | 2056 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 43 | 39 | 2057 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 44 | 40 | 2058 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 45 | 41 | 2059 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 46 | 42 | 2060 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 47 | 43 | 2061 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 48 | 44 | 2062 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 49 | 45 | 2063 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 50 | 46 | 2064 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 51 | 47 | 2065 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 52 | 48 | 2066 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 53 | 49 | 2067 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| 54 | 50 | 2068 | | 6,040 | 6,040 | 1,301 | 78,033 | 1,301 | 149,564 | 227,597 | 221,557 |
| TOTAL | | | 1,040,441 | 290,739 | 1,331,180 | 62,010 | 3,720,591 | 62,010 | 7,131,133 | 10,870,824 | 9,539,644 |
| Present Value | | | | | 614,179 | | | | | 1,253,332 | |

| | |
|---|---|
| **FIRR** | 18.46% |
| **NPV** | 639,152 |
| **B / C** | 2.04 |

ベースケースでは財務評価指標は下記のとおりである。

**Table 7.11.2-5 Financial Evaluation Result and Index (Scenario IV, Base Case)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| FIRR | 18.46% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 639 million | > 0 | Passed |
| B/C | 2.04 | >1 | Passed |

以上よりシナリオ IV においても財務的に健全であるとの判定が出された。しかしこれはベースケースによる場合であるため、より厳しい条件において財務の健全性がどのように変化するか確認するため、下記パラメーターによりストレステストを実施した。

- Ayago 水力プロジェクト建設費=120%
- 売電単価=US$0.045/kWh
- 輸出単価=US$0.06/kWh
- 割引率=10%

**Table 7.11.2-6 Financial Evaluation Result and Index (Scenario IV, Stress Test)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| FIRR | 10.19% | > 10% | Passed |
| NPV | US$ 15million | > 0 | Passed |
| B/C | 1.02 | >1 | Passed |

上記結果から判断するに、Ayago 水力プロジェクトは、かなり厳しい条件においても財務的健全性は損なわれないが、これ以上厳しい条件となった場合には財務的健全性が失われるため、売電単価あるいは輸出単価の値上げ等の対策が必要になると考えられる。

なお、各パラメーターに対しどのように評価が変化するか次頁以降に感度分析を実施した結果を載せる。

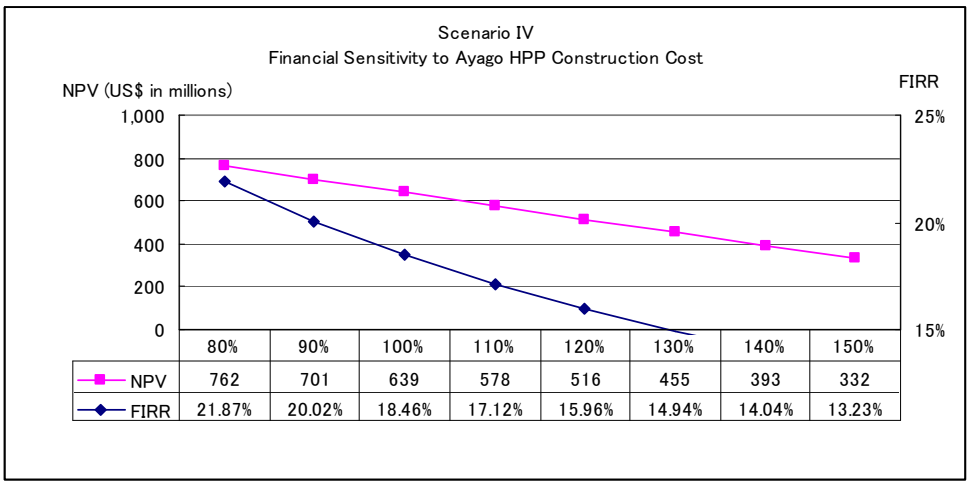



**Figure 7.11.2-7　Scenario IV Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (1)**

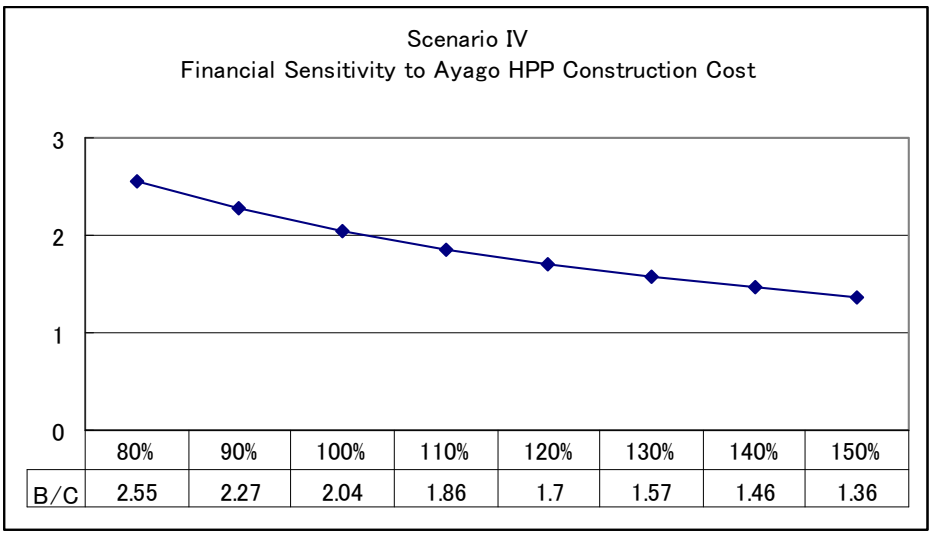



**Figure 7.11.2-8　Scenario IV Financial Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost (2)**

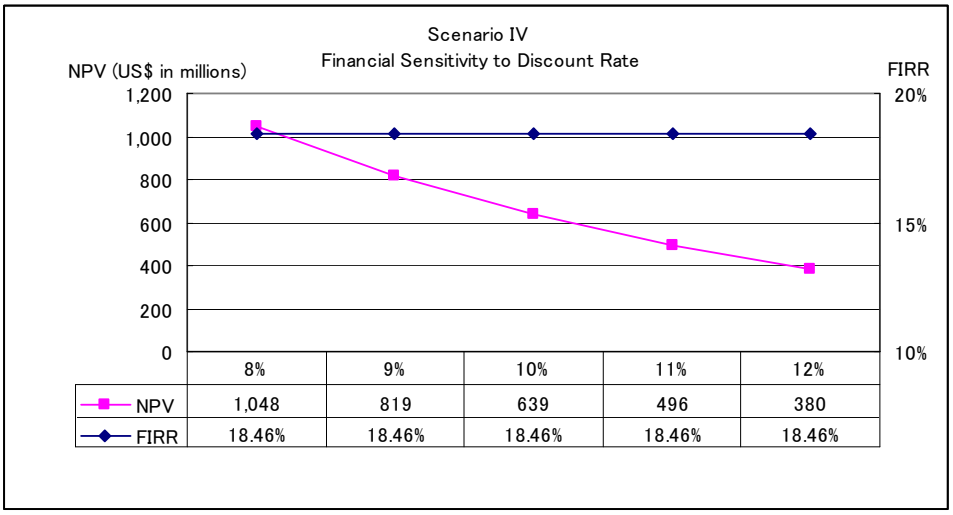



**Figure 7.11.2-9　Scenario IV Financial Sensitivity to Discount Ratet (1)**

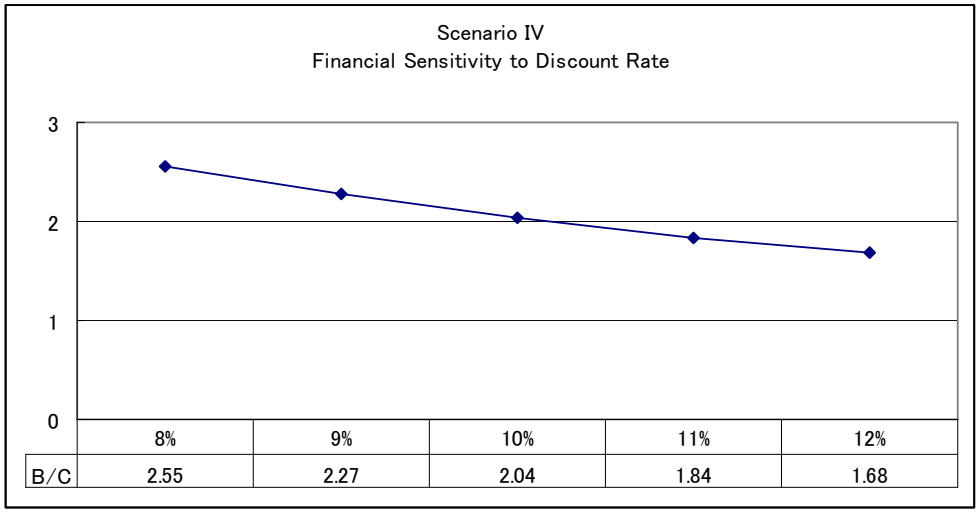



**Figure 7.11.2-10　Scenario IV Financial Sensitivity to Discount Ratet (2)**

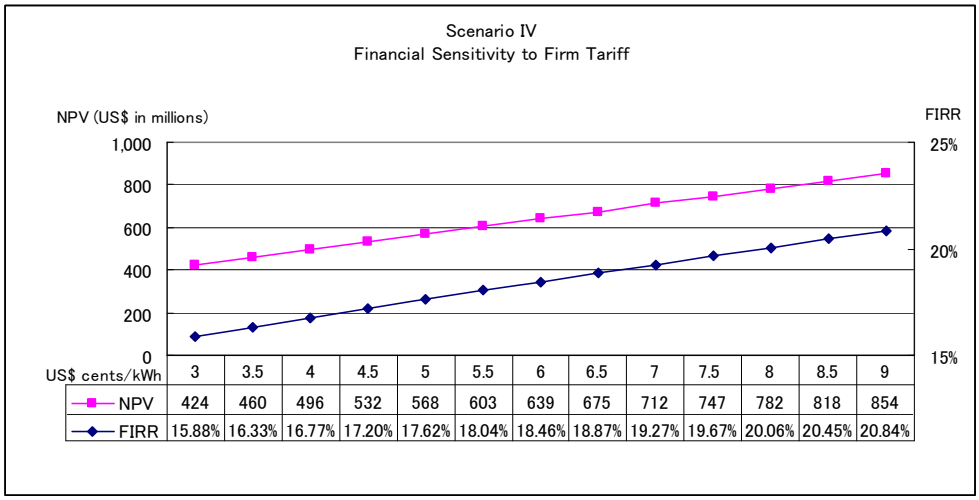



**Figure 7.11.2-11　Scenario IV Financial Sensitivity to Film Tariff (1)**

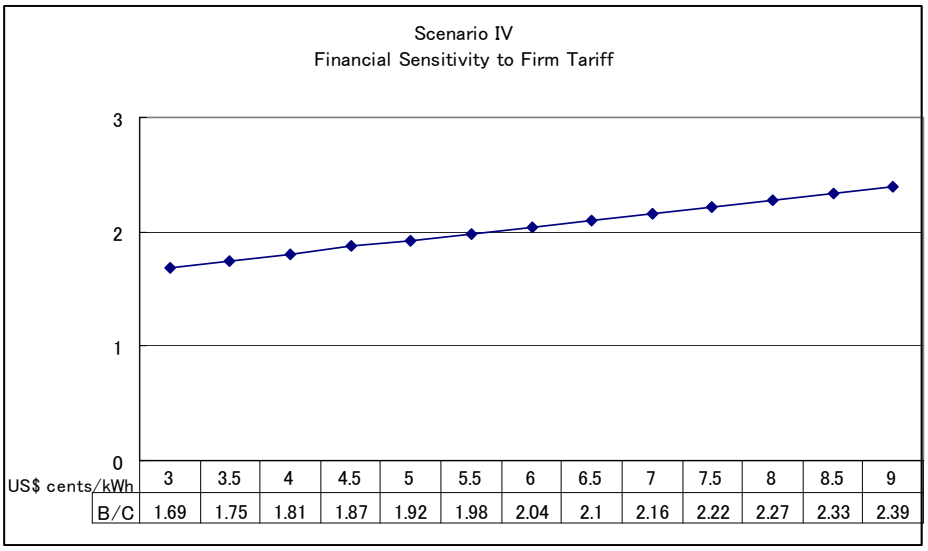



**Figure 7.11.2-12　Scenario IV Financial Sensitivity to Film Tariff (2)**

### 7.11.3 キャッシュフロー分析

#### (1) 評価手法

このキャッシュフロー分析は、Ayago 水力プロジェクトの建設資金を借入れた場合の事業採算性と借入金の返済可能性について評価するものである。

判断指標として下記指標を採用した。

- IRR on Project[6]（使用総資本内部収益率）＞ 借入金利
- IRR on Equity[7]（自己資本内部収益率）＞ 借入金利（本来は自己資金の調達金利）
- LLCR[8]（ローンライフカバレッジレシオ）＞ 1.5
- DSCR[9]（デットサービスカバレッジレシオ）＞ 1.5

キャッシュフロー分析は、着工年より Ayago 水力プロジェクトの土木構造物の耐用年数 50 年までの期間にわたり行った。なお、第 6 章に示された水力開発計画のシナリオのうち、下記シナリオについて実施した。

i) シナリオ I: 需要予想中位ケースに対し、2020 年・2023 年・2024 年の各年に 100MW、合計 300MW を投入する。
ii) シナリオ IV: 需要予想中位ケースに加え、ケニアに対し保証発生電力量の 50%を輸出する場合で、2019 年・2021 年・2023 年の各年に 100MW、合計 300MW を投入する。

#### (2) 前提条件

キャッシュフロー分析に当たっては、下記事項を前提条件とした。

1) 売電単価：ベースケースとして US$6 セント/kWh

2) Ayago 水力プロジェクトの OM 費用：固定費のみとし建設費の 0.7%/year

同プロジェクトの更新費用として水力機器・発電機器・送電線について 30 年毎に更新するものとして計上した。

3) 借入条件[10]：ベースケースとして建設費の 50%を借入とし、金利 7 %、返済期間 40 年（内グレース期間 10 年）

4) 輸出条件

シナリオ IV に関しては、保証発生電力量の 50%をケニアに輸出することを仮定しており、輸出料金については、2009 年時点での UETCL の平均電力購買費が US$11.357 セント(UETCL 提供値)であり、ERA の電気料金に関する規則では、これ以上の料金でないと輸出は許可されないこととなっている。これを考慮してベースケースとして US$11.5 セントとした。残りの 50%は国内需要を満たすものであり、国内売電単価を適用した。

[6] IRR on Project=資金調達方法やプロジェクト所在国の税率を考慮しない事業自体の採算性
[7] IRR on Equity=出資者（本プロジェクトではウガンダ政府）にとっての採算性
[8] LLCR=元利返済前ネットキャッシュフローの現在価値合計/借入金元本
[9] DSCR=各年度元利返済前ネットキャッシュフロー/各年度元利返済額
[10] MEMD との合意により、借入条件はウガンダ向け円借の借入条件とし、借入金は実施機関に対し約 7%の金利をつけて転貸しされるので、金利は 7%とした。

## (3) 評価結果

i) シナリオ I

ベースケースとして下記パラメーターを設定し、キャッシュフロー分析を行った。

Ayago 水力プロジェクト建設費 100％=US$862million

売電単価：US$0.06

借入金利=7%

**Table 7.11.3-1 Cashflow Analysis Result (Scenario I)**

| Assumptions | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Ayago HPP engineering assumptions | | Finance structure | | Tariff | |
| Installed capacity | 300 MW | Government fund Share | 50% | Firm energy | US$ 6.0 cents |
| Dependable capacity | 300 MW | Debt Share | 50% | Export energy | US$ 11.5 cents |
| Salable firm energy (net of station use 1% & TL loss 2%) | 2,601 GWh/year | Interest rate | 7% | Export share | 50% |
| Construction cost | (100%) US$ 862,823 thousands | Repayment period | 40 years | | |
| OM Cost (0.7% of construction cost) | US$ 6,040 thousands/year | Grace period | 10 years | Tax rate | 30% |
| | | | | Escalation rate | 0% |

**CASHFLOW STATEMENT Scenario I**

| No. of years from COD | No. of years from start of construction | Calendar year | Cash Inflow | | | | Cash Outflow | | | Cash Balance | | DSCR | LLCR Calculation | | | IRR Calculation | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fund Injection | After-tax Profit | Depreciation | Total (A) | Disbursement | Debt Repayment | Total (B) | Yearly (A)-(B) | Accumulation | | Cash available for debt service | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | Actual | Discounted | at 7.00% | on Project | on Equity |
| | 1 | 2015 | 45,152 | 0 | 0 | 45,152 | 45,152 | 0 | 45,152 | 0 | 0 | | | | | -45,152 | -23,339 |
| | 2 | 2016 | 91,830 | 0 | 0 | 91,830 | 91,830 | 0 | 91,830 | 0 | 0 | | | | | -91,830 | -48,205 |
| | 3 | 2017 | 140,035 | 0 | 0 | 140,035 | 140,035 | 0 | 140,035 | 0 | 0 | | | | | -140,035 | -74,598 |
| | 4 | 2018 | 144,616 | 0 | 0 | 144,616 | 144,616 | 0 | 144,616 | 0 | 0 | | | | | -144,616 | -79,179 |
| | 5 | 2019 | 58,893 | 0 | 0 | 58,893 | 58,893 | 0 | 58,893 | 0 | 0 | | | | | -58,893 | -37,081 |
| 1 | 6 | 2020 | 81,490 | 9,079 | 2,944 | 93,513 | 81,490 | 0 | 81,490 | 12,023 | 12,023 | | 20,777 | 19,418 | | -60,712 | -19,968 |
| 2 | 7 | 2021 | 172,033 | 14,542 | 5,888 | 192,463 | 172,033 | 0 | 172,033 | 20,430 | 32,453 | | 43,163 | 37,700 | | -128,870 | -54,220 |
| 3 | 8 | 2022 | 177,262 | 10,884 | 5,888 | 194,034 | 177,262 | 0 | 177,262 | 16,772 | 49,225 | | 44,731 | 36,514 | | -132,531 | -57,880 |
| 4 | 9 | 2023 | 94,190 | 40,823 | 11,775 | 146,788 | 94,190 | 0 | 94,190 | 52,599 | 101,823 | | 82,798 | 63,166 | | -11,392 | 20,603 |
| 5 | 10 | 2024 | | 71,515 | 17,663 | 89,178 | | 0 | 0 | 89,178 | 191,002 | | 119,377 | 85,114 | | 119,377 | 89,178 |
| 6 | 11 | 2025 | | 71,515 | 17,663 | 89,178 | | 14,380 | 14,380 | 74,798 | 265,800 | 2.68 | 119,377 | 79,546 | | 119,377 | 74,798 |
| 7 | 12 | 2026 | | 72,220 | 17,663 | 89,883 | | 14,380 | 14,380 | 75,503 | 341,302 | 2.73 | 119,075 | 74,154 | | 119,075 | 75,503 |
| 8 | 13 | 2027 | | 72,924 | 17,663 | 90,588 | | 14,380 | 14,380 | 76,207 | 417,510 | 2.79 | 118,773 | 69,127 | | 118,773 | 76,207 |
| 9 | 14 | 2028 | | 73,629 | 17,663 | 91,292 | | 14,380 | 14,380 | 76,912 | 494,422 | 2.85 | 118,471 | 64,441 | | 118,471 | 76,912 |
| 10 | 15 | 2029 | | 74,334 | 17,663 | 91,997 | | 14,380 | 14,380 | 77,617 | 572,038 | 2.91 | 118,169 | 60,071 | | 118,169 | 77,617 |
| 11 | 16 | 2030 | | 75,038 | 17,663 | 92,702 | | 14,380 | 14,380 | 78,321 | 650,360 | 2.98 | 117,867 | 55,998 | | 117,867 | 78,321 |
| 12 | 17 | 2031 | | 75,743 | 17,663 | 93,406 | | 14,380 | 14,380 | 79,026 | 729,385 | 3.05 | 117,565 | 52,200 | | 117,565 | 79,026 |
| 13 | 18 | 2032 | | 76,448 | 17,663 | 94,111 | | 14,380 | 14,380 | 79,731 | 809,116 | 3.12 | 117,263 | 48,660 | | 117,263 | 79,731 |
| 14 | 19 | 2033 | | 77,152 | 17,663 | 94,816 | | 14,380 | 14,380 | 80,435 | 889,551 | 3.20 | 116,961 | 45,360 | | 116,961 | 80,435 |
| 15 | 20 | 2034 | | 77,857 | 17,663 | 95,520 | | 14,380 | 14,380 | 81,140 | 970,691 | 3.28 | 116,659 | 42,283 | | 116,659 | 81,140 |
| 16 | 21 | 2035 | | 78,562 | 17,663 | 96,225 | | 14,380 | 14,380 | 81,844 | 1,052,535 | 3.37 | 116,357 | 39,414 | | 116,357 | 81,844 |
| 17 | 22 | 2036 | | 79,266 | 17,663 | 96,929 | | 14,380 | 14,380 | 82,549 | 1,135,084 | 3.46 | 116,055 | 36,740 | | 116,055 | 82,549 |
| 18 | 23 | 2037 | | 79,971 | 17,663 | 97,634 | | 14,380 | 14,380 | 83,254 | 1,218,338 | 3.56 | 115,753 | 34,247 | | 115,753 | 83,254 |
| 19 | 24 | 2038 | | 80,675 | 17,663 | 98,339 | | 14,380 | 14,380 | 83,958 | 1,302,297 | 3.67 | 115,451 | 31,923 | | 115,451 | 83,958 |
| 20 | 25 | 2039 | | 81,380 | 17,663 | 99,043 | | 14,380 | 14,380 | 84,663 | 1,386,960 | 3.78 | 115,149 | 29,757 | | 115,149 | 84,663 |
| 21 | 26 | 2040 | | 82,085 | 17,663 | 99,748 | | 14,380 | 14,380 | 85,368 | 1,472,327 | 3.90 | 114,847 | 27,737 | | 114,847 | 85,368 |
| 22 | 27 | 2041 | | 82,789 | 17,663 | 100,453 | | 14,380 | 14,380 | 86,072 | 1,558,399 | 4.02 | 114,545 | 25,854 | | 114,545 | 86,072 |
| 23 | 28 | 2042 | | 83,494 | 17,663 | 101,157 | | 14,380 | 14,380 | 86,777 | 1,645,176 | 4.16 | 114,243 | 24,099 | | 114,243 | 86,777 |
| 24 | 29 | 2043 | | 84,199 | 17,663 | 101,862 | | 14,380 | 14,380 | 87,482 | 1,732,658 | 4.31 | 113,941 | 22,463 | | 113,941 | 87,482 |
| 25 | 30 | 2044 | | 84,903 | 17,663 | 102,567 | | 14,380 | 14,380 | 88,186 | 1,820,844 | 4.46 | 113,639 | 20,938 | | 113,639 | 88,186 |
| 26 | 31 | 2045 | | 85,608 | 17,663 | 103,271 | | 14,380 | 14,380 | 88,891 | 1,909,735 | 4.64 | 113,337 | 19,516 | | 113,337 | 88,891 |
| 27 | 32 | 2046 | | 86,313 | 17,663 | 103,976 | | 14,380 | 14,380 | 89,595 | 1,999,330 | 4.82 | 113,035 | 18,191 | | 113,035 | 89,595 |
| 28 | 33 | 2047 | | 87,017 | 17,663 | 104,680 | | 14,380 | 14,380 | 90,300 | 2,089,630 | 5.03 | 112,734 | 16,955 | | 112,734 | 90,300 |
| 29 | 34 | 2048 | | 87,722 | 17,663 | 105,385 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 61,402 | 2,151,032 | 5.25 | 112,432 | 15,804 | | 82,829 | 91,005 |
| 30 | 35 | 2049 | | 88,427 | 17,663 | 106,090 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 62,106 | 2,213,139 | 5.49 | 112,130 | 14,730 | | 82,527 | 91,709 |
| 31 | 36 | 2050 | | 89,131 | 17,663 | 106,794 | | 14,380 | 14,380 | 92,414 | 2,305,553 | 5.76 | 111,828 | 13,729 | | 111,828 | 92,414 |
| 32 | 37 | 2051 | | 89,836 | 17,663 | 107,499 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 63,516 | 2,369,068 | 6.06 | 111,526 | 12,797 | | 81,923 | 93,119 |
| 33 | 38 | 2052 | | 90,540 | 17,663 | 108,204 | 59,206 | 14,380 | 73,586 | 34,617 | 2,403,686 | 6.39 | 111,224 | 11,927 | | 52,018 | 93,823 |
| 34 | 39 | 2053 | | 91,245 | 17,663 | 108,908 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 64,925 | 2,468,611 | 6.77 | 110,922 | 11,116 | | 81,319 | 94,528 |
| 35 | 40 | 2054 | | 91,950 | 17,663 | 109,613 | | 14,380 | 14,380 | 95,233 | 2,563,843 | 7.19 | 110,620 | 10,361 | | 110,620 | 95,233 |
| 36 | 41 | 2055 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 2,674,161 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 37 | 42 | 2056 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 2,784,479 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 38 | 43 | 2057 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 2,894,796 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 39 | 44 | 2058 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,005,114 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 40 | 45 | 2059 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,115,431 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 41 | 46 | 2060 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,225,749 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 42 | 47 | 2061 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,336,067 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 43 | 48 | 2062 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,446,384 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 44 | 49 | 2063 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,556,702 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 45 | 50 | 2064 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,667,019 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 46 | 51 | 2065 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,777,337 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 47 | 52 | 2066 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,887,655 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 48 | 53 | 2067 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 3,997,972 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 49 | 54 | 2068 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 4,108,290 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| 50 | 55 | 2069 | | 92,654 | 17,663 | 110,318 | | 0 | 0 | 110,318 | 4,218,607 | | | | | 110,318 | 110,318 |
| | | | | | | | | | | | | | | 1,272,052 | | | |
| | | | 1,005,502 | 3,988,633 | 839,004 | 5,833,138 | 1,183,119 | 431,412 | 1,614,531 | 4,218,607 | | | | LLCR= | 2.95 | 9.41% | 12.32% |
| | | | | | | | | | | | Average DSCR= | 4.19 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | Minimum DSCR= | 2.68 | | | | | |

ベースケースでの評価結果および評価基準は下記のとおりである。

**Table 7.11.3-2　Cashflow Analysis Result and Index (Scenario I, Base Case)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| IRR on Project | 9.41% | > 7% | Passed |
| IRR on Equity | 12.32% | > 7% | Passed |
| LLCR | 2.95 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Average | 4.19 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Minimum | 2.68 | > 1.0 | Passed |

以上よりシナリオ I においては事業採算性は良く、また借入金の返済可能性についても問題がないとの判定が出された。しかしこれはベースケースによる場合であるため、より厳しい条件において事業採算性と返済可能性がどのように変化する確認するため、下記パラメーターによりストレステストを実施した。

Ayago 水力プロジェクト建設費=120%

売電単価=US$0.055/kWh

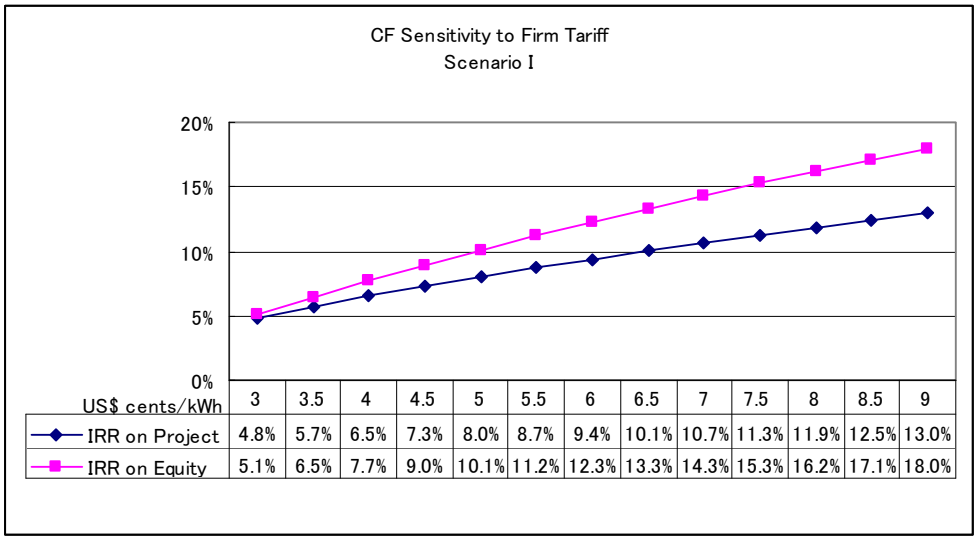
借入金利=10%

**Table 7.11.3-3　Cashflow Analysis Result and Index (Scenario I, Stress Test)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| IRR on Project | 7.34% | > 7% | Passed |
| IRR on Equity | 8.03% | > 7% | Passed |
| LLCR | 1.72 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Average | 2.84 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Minimum | 1.71 | > 1.0 | Passed |

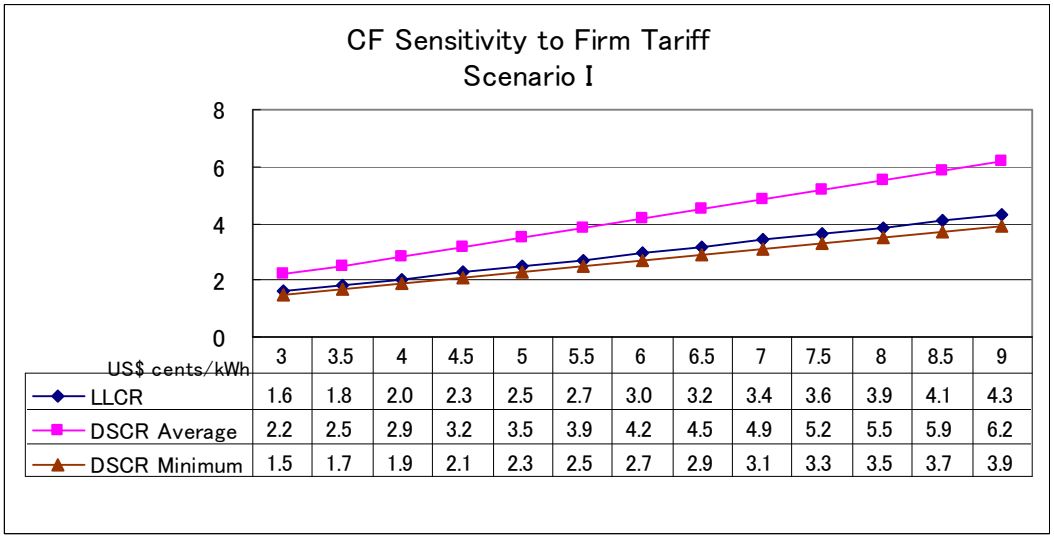
上記結果から判断するに、Ayago 水力プロジェクトは、より厳しい条件においても事業採算性と返済可能性は損なわれないが、これ以上厳しい条件となった場合には事業採算性や返済可能性が損なわれるため、売電単価の値上げ等の対策が必要になると考えられる。

なお、各パラメーターに対しどのように評価が変化するか以下に感度分析を実施した。



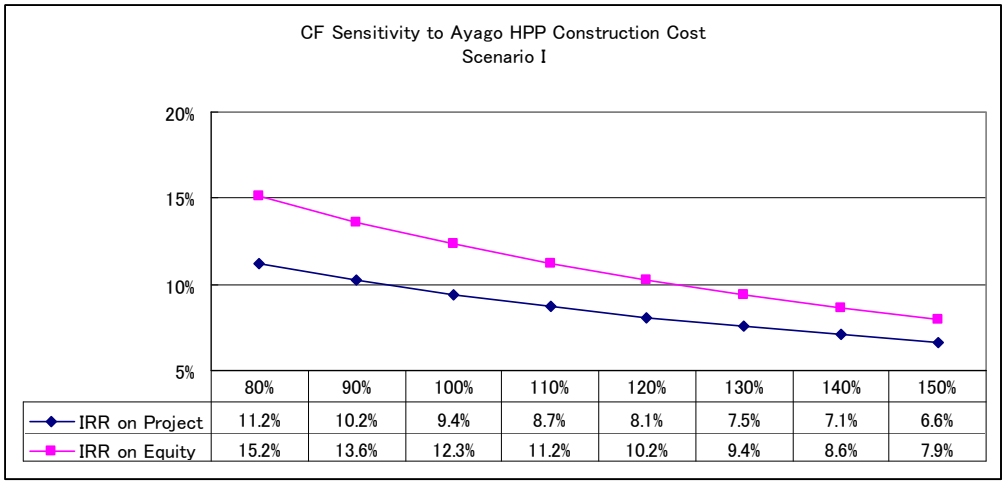

| US$ cents/kWh | 3 | 3.5 | 4 | 4.5 | 5 | 5.5 | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 4.8% | 5.7% | 6.5% | 7.3% | 8.0% | 8.7% | 9.4% | 10.1% | 10.7% | 11.3% | 11.9% | 12.5% | 13.0% |
| IRR on Equity | 5.1% | 6.5% | 7.7% | 9.0% | 10.1% | 11.2% | 12.3% | 13.3% | 14.3% | 15.3% | 16.2% | 17.1% | 18.0% |

**Figure 7.11.3-1　CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario I (1)**



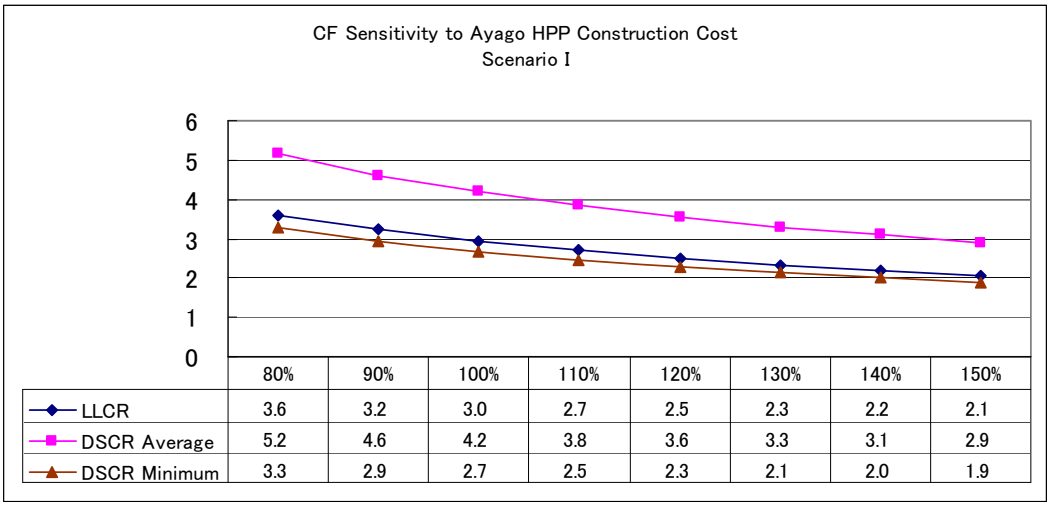

| US$ cents/kWh | 3 | 3.5 | 4 | 4.5 | 5 | 5.5 | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 1.6 | 1.8 | 2.0 | 2.3 | 2.5 | 2.7 | 3.0 | 3.2 | 3.4 | 3.6 | 3.9 | 4.1 | 4.3 |
| DSCR Average | 2.2 | 2.5 | 2.9 | 3.2 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | 4.5 | 4.9 | 5.2 | 5.5 | 5.9 | 6.2 |
| DSCR Minimum | 1.5 | 1.7 | 1.9 | 2.1 | 2.3 | 2.5 | 2.7 | 2.9 | 3.1 | 3.3 | 3.5 | 3.7 | 3.9 |

**Figure 7.11. 3-2　CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario I (2)**



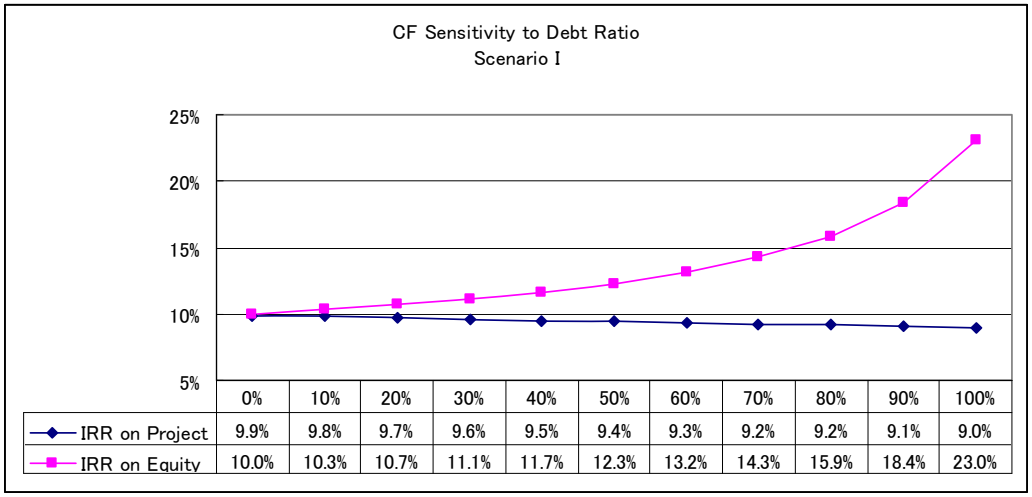

| | 80% | 90% | 100% | 110% | 120% | 130% | 140% | 150% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 11.2% | 10.2% | 9.4% | 8.7% | 8.1% | 7.5% | 7.1% | 6.6% |
| IRR on Equity | 15.2% | 13.6% | 12.3% | 11.2% | 10.2% | 9.4% | 8.6% | 7.9% |

**Figure 7.11. 3-3　CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario I (1)**



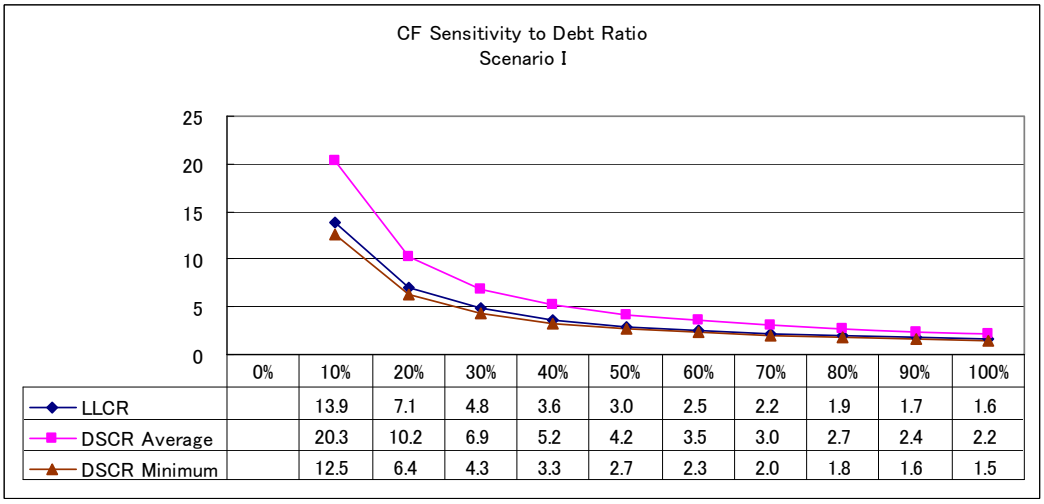

| | 80% | 90% | 100% | 110% | 120% | 130% | 140% | 150% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 3.6 | 3.2 | 3.0 | 2.7 | 2.5 | 2.3 | 2.2 | 2.1 |
| DSCR Average | 5.2 | 4.6 | 4.2 | 3.8 | 3.6 | 3.3 | 3.1 | 2.9 |
| DSCR Minimum | 3.3 | 2.9 | 2.7 | 2.5 | 2.3 | 2.1 | 2.0 | 1.9 |

**Figure 7.11. 3-4　CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario I (2)**



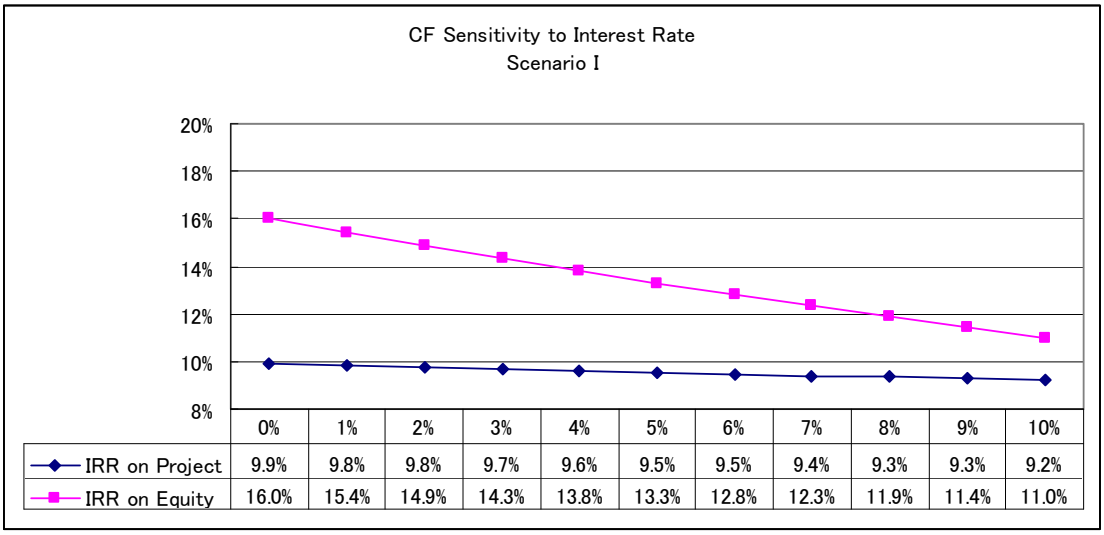

| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 9.9% | 9.8% | 9.7% | 9.6% | 9.5% | 9.4% | 9.3% | 9.2% | 9.2% | 9.1% | 9.0% |
| IRR on Equity | 10.0% | 10.3% | 10.7% | 11.1% | 11.7% | 12.3% | 13.2% | 14.3% | 15.9% | 18.4% | 23.0% |

**Figure 7.11. 3-5　CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario I (1)**



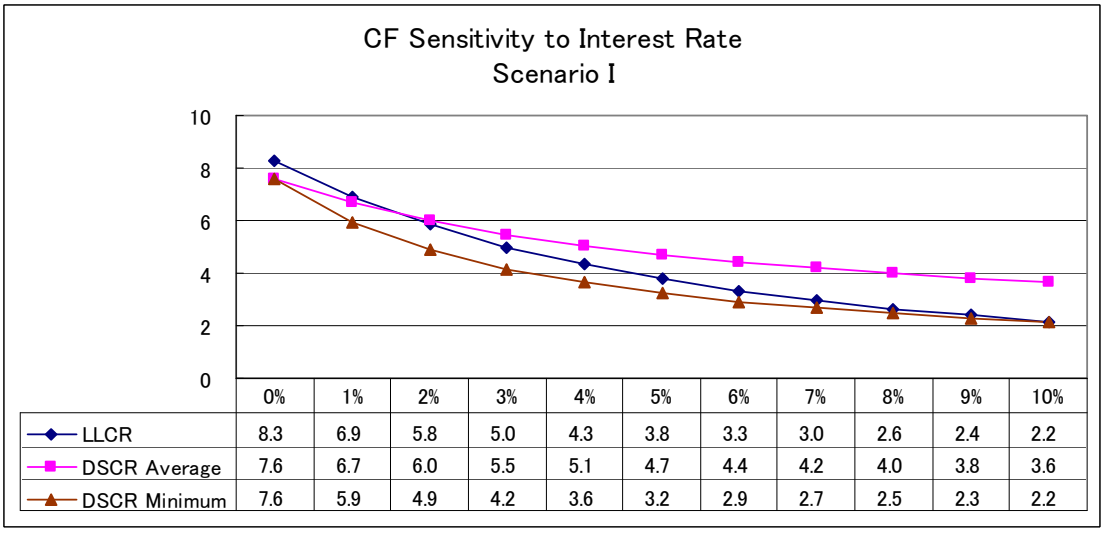

| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | | 13.9 | 7.1 | 4.8 | 3.6 | 3.0 | 2.5 | 2.2 | 1.9 | 1.7 | 1.6 |
| DSCR Average | | 20.3 | 10.2 | 6.9 | 5.2 | 4.2 | 3.5 | 3.0 | 2.7 | 2.4 | 2.2 |
| DSCR Minimum | | 12.5 | 6.4 | 4.3 | 3.3 | 2.7 | 2.3 | 2.0 | 1.8 | 1.6 | 1.5 |

**Figure 7.11. 3-6　CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario I (2)**




| | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 9.9% | 9.8% | 9.8% | 9.7% | 9.6% | 9.5% | 9.5% | 9.4% | 9.3% | 9.3% | 9.2% |
| IRR on Equity | 16.0% | 15.4% | 14.9% | 14.3% | 13.8% | 13.3% | 12.8% | 12.3% | 11.9% | 11.4% | 11.0% |

**Figure 7.11. 3-7　CF Sensitivity to Interest Rate Scenario I (1)**




| | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 8.3 | 6.9 | 5.8 | 5.0 | 4.3 | 3.8 | 3.3 | 3.0 | 2.6 | 2.4 | 2.2 |
| DSCR Average | 7.6 | 6.7 | 6.0 | 5.5 | 5.1 | 4.7 | 4.4 | 4.2 | 4.0 | 3.8 | 3.6 |
| DSCR Minimum | 7.6 | 5.9 | 4.9 | 4.2 | 3.6 | 3.2 | 2.9 | 2.7 | 2.5 | 2.3 | 2.2 |

**Figure 7.11. 3-8　CF Sensitivity to Interest Rate Scenario I (2)**

ii)　シナリオ IV

ベースケースとして下記パラメーターを設定し、キャッシュフロー分析を行った。

Ayago 水力プロジェクト建設費 100%=US$862million

売電単価：US$0.06

輸出単価：US$0.115

借入金利=7%

## Table 7.11.3-4 Cashflow Analysis Result (Scenario IV)

**Assumptions**

| Ayago HPP engineering assumptions | | Finance structure | | | Tariff | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Installed capacity | 300 MW | Government fund | Share | 50% | Firm energy | US$ 6.0 cents |
| Dependable capacity | 300 MW | Debt | Share | 50% | Export energy | US$ 11.5 cents |
| Salable firm energy (net of station use 1% & TL loss | 2,601 GWh/year | | Interest rate | 7% | Export share | 50% |
| Construction cost | (100%) US$ 862,823 thousands | | Repayment period | 40 years | | |
| OM Cost (0.7% of construction cost) | US$ 6,040 thousands/year | | Grace period | 10 years | Tax rate | 30% |
| | | | | | Escalation rate | 0% |

**CASHFLOW STATEMENT Scenraio IV**

| No. of years from COD | No. of years from start of construction | Calendar year | Cash Inflow | | | | Cash Outflow | | | Cash Balance | | DSCR | LLCR Calculation | | | IRR Calculation | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Fund Injection | After-tax Profit | Depreciation | Total (A) | Disbursement | Debt Repayment | Total (B) | Yearly (A)-(B) | Accumulation | | Cash available for debt service | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | Actual | Discounted | at 7.00% | on Project | on Equity |
| | 1 | 2015 | 45,152 | 0 | 0 | 45,152 | 45,152 | 0 | 45,152 | 0 | 0 | | | | | -45,152 | -23,339 |
| | 2 | 2016 | 114,406 | 0 | 0 | 114,406 | 114,406 | 0 | 114,406 | 0 | 0 | | | | | -114,406 | -59,875 |
| | 3 | 2017 | 140,799 | 0 | 0 | 140,799 | 140,799 | 0 | 140,799 | 0 | 0 | | | | | -140,799 | -75,362 |
| | 4 | 2018 | 211,601 | 0 | 0 | 211,601 | 211,601 | 0 | 211,601 | 0 | 0 | | | | | -211,601 | -114,173 |
| 1 | 5 | 2019 | 122,492 | 8,225 | 1,464 | 132,181 | 127,615 | 0 | 127,615 | 4,565 | 4,565 | | | | | -112,803 | -64,366 |
| 2 | 6 | 2020 | 152,946 | 27,687 | 5,855 | 186,488 | 152,946 | 0 | 152,946 | 33,542 | 38,108 | | 58,515 | 51,109 | | -94,431 | -30,444 |
| 3 | 7 | 2021 | 113,280 | 73,935 | 11,711 | 198,926 | 113,280 | 0 | 113,280 | 85,646 | 123,753 | | 113,605 | 92,735 | | 324 | 42,985 |
| 4 | 8 | 2022 | 94,190 | 72,367 | 11,711 | 178,268 | 94,190 | 0 | 94,190 | 84,078 | 207,831 | | 114,277 | 87,181 | | 20,087 | 52,082 |
| 5 | 9 | 2023 | | 119,517 | 17,566 | 137,083 | 0 | 0 | 0 | 137,083 | 344,914 | | 167,282 | 119,270 | | 167,282 | 137,083 |
| 6 | 10 | 2024 | | 119,517 | 17,566 | 137,083 | 0 | 0 | 0 | 137,083 | 481,997 | | 167,282 | 111,467 | | 167,282 | 137,083 |
| 7 | 11 | 2025 | | 119,517 | 17,566 | 137,083 | | 14,380 | 14,380 | 122,703 | 604,700 | 3.75 | 167,282 | 104,175 | | 167,282 | 122,703 |
| 8 | 12 | 2026 | | 120,221 | 17,566 | 137,788 | | 14,380 | 14,380 | 123,407 | 728,107 | 3.83 | 166,980 | 97,184 | | 166,980 | 123,407 |
| 9 | 13 | 2027 | | 120,926 | 17,566 | 138,492 | | 14,380 | 14,380 | 124,112 | 852,219 | 3.92 | 166,678 | 90,662 | | 166,678 | 124,112 |
| 10 | 14 | 2028 | | 121,631 | 17,566 | 139,197 | | 14,380 | 14,380 | 124,817 | 977,036 | 4.00 | 166,376 | 84,577 | | 166,376 | 124,817 |
| 11 | 15 | 2029 | | 122,335 | 17,566 | 139,902 | | 14,380 | 14,380 | 125,521 | 1,102,557 | 4.10 | 166,074 | 78,901 | | 166,074 | 125,521 |
| 12 | 16 | 2030 | | 123,040 | 17,566 | 140,606 | | 14,380 | 14,380 | 126,226 | 1,228,783 | 4.19 | 165,772 | 73,605 | | 165,772 | 126,226 |
| 13 | 17 | 2031 | | 123,745 | 17,566 | 141,311 | | 14,380 | 14,380 | 126,931 | 1,355,713 | 4.29 | 165,470 | 68,664 | | 165,470 | 126,931 |
| 14 | 18 | 2032 | | 124,449 | 17,566 | 142,016 | | 14,380 | 14,380 | 127,635 | 1,483,348 | 4.40 | 165,168 | 64,055 | | 165,168 | 127,635 |
| 15 | 19 | 2033 | | 125,154 | 17,566 | 142,720 | | 14,380 | 14,380 | 128,340 | 1,611,688 | 4.51 | 164,866 | 59,755 | | 164,866 | 128,340 |
| 16 | 20 | 2034 | | 125,858 | 17,566 | 143,425 | | 14,380 | 14,380 | 129,044 | 1,740,733 | 4.63 | 164,564 | 55,744 | | 164,564 | 129,044 |
| 17 | 21 | 2035 | | 126,563 | 17,566 | 144,129 | | 14,380 | 14,380 | 129,749 | 1,870,482 | 4.76 | 164,262 | 52,001 | | 164,262 | 129,749 |
| 18 | 22 | 2036 | | 127,268 | 17,566 | 144,834 | | 14,380 | 14,380 | 130,454 | 2,000,935 | 4.89 | 163,960 | 48,510 | | 163,960 | 130,454 |
| 19 | 23 | 2037 | | 127,972 | 17,566 | 145,539 | | 14,380 | 14,380 | 131,158 | 2,132,094 | 5.04 | 163,658 | 45,253 | | 163,658 | 131,158 |
| 20 | 24 | 2038 | | 128,677 | 17,566 | 146,243 | | 14,380 | 14,380 | 131,863 | 2,263,957 | 5.19 | 163,356 | 42,214 | | 163,356 | 131,863 |
| 21 | 25 | 2039 | | 129,382 | 17,566 | 146,948 | | 14,380 | 14,380 | 132,568 | 2,396,524 | 5.35 | 163,054 | 39,380 | | 163,054 | 132,568 |
| 22 | 26 | 2040 | | 130,086 | 17,566 | 147,653 | | 14,380 | 14,380 | 133,272 | 2,529,797 | 5.52 | 162,752 | 36,735 | | 162,752 | 133,272 |
| 23 | 27 | 2041 | | 130,791 | 17,566 | 148,357 | | 14,380 | 14,380 | 133,977 | 2,663,773 | 5.71 | 162,450 | 34,268 | | 162,450 | 133,977 |
| 24 | 28 | 2042 | | 131,496 | 17,566 | 149,062 | | 14,380 | 14,380 | 134,682 | 2,798,455 | 5.90 | 162,148 | 31,967 | | 162,148 | 134,682 |
| 25 | 29 | 2043 | | 132,200 | 17,566 | 149,767 | | 14,380 | 14,380 | 135,386 | 2,933,841 | 6.12 | 161,846 | 29,820 | | 161,846 | 135,386 |
| 26 | 30 | 2044 | | 132,905 | 17,566 | 150,471 | | 14,380 | 14,380 | 136,091 | 3,069,932 | 6.35 | 161,544 | 27,817 | | 161,544 | 136,091 |
| 27 | 31 | 2045 | | 133,609 | 17,566 | 151,176 | | 14,380 | 14,380 | 136,795 | 3,206,727 | 6.60 | 161,242 | 25,949 | | 161,242 | 136,795 |
| 28 | 32 | 2046 | | 134,314 | 17,566 | 151,880 | | 14,380 | 14,380 | 137,500 | 3,344,228 | 6.87 | 160,940 | 24,206 | | 160,940 | 137,500 |
| 29 | 33 | 2047 | | 135,019 | 17,566 | 152,585 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 108,602 | 3,452,829 | 7.16 | 160,638 | 22,580 | | 131,035 | 138,205 |
| 30 | 34 | 2048 | | 135,723 | 17,566 | 153,290 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 109,306 | 3,562,136 | 7.48 | 160,336 | 21,063 | | 130,733 | 138,909 |
| 31 | 35 | 2049 | | 136,428 | 17,566 | 153,994 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 110,011 | 3,672,147 | 7.84 | 160,034 | 19,648 | | 130,431 | 139,614 |
| 32 | 36 | 2050 | | 137,133 | 17,566 | 154,699 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 110,716 | 3,782,862 | 8.23 | 159,732 | 18,328 | | 130,129 | 140,319 |
| 33 | 37 | 2051 | | 137,837 | 17,566 | 155,404 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 111,420 | 3,894,283 | 8.66 | 159,430 | 17,096 | | 129,827 | 141,023 |
| 34 | 38 | 2052 | | 138,542 | 17,566 | 156,108 | 29,603 | 14,380 | 43,983 | 112,125 | 4,006,408 | 9.15 | 159,128 | 15,948 | | 129,525 | 141,728 |
| 35 | 39 | 2053 | | 139,247 | 17,566 | 156,813 | | 14,380 | 14,380 | 142,433 | 4,148,840 | 9.69 | 158,826 | 14,876 | | 158,826 | 142,433 |
| 36 | 40 | 2054 | | 139,951 | 17,566 | 157,518 | | 14,380 | 14,380 | 143,137 | 4,291,978 | 10.30 | 158,524 | 13,876 | | 158,524 | 143,137 |
| 37 | 41 | 2055 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 4,450,200 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 38 | 42 | 2056 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 4,608,422 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 39 | 43 | 2057 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 4,766,644 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 40 | 44 | 2058 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 4,924,866 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 41 | 45 | 2059 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 5,083,089 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 42 | 46 | 2060 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 5,241,311 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 43 | 47 | 2061 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 5,399,533 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 44 | 48 | 2062 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 5,557,755 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 45 | 49 | 2063 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 5,715,978 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 46 | 50 | 2064 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 5,874,200 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 47 | 51 | 2065 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 6,032,422 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 48 | 52 | 2066 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 6,190,644 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 49 | 53 | 2067 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 6,348,867 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| 50 | 54 | 2068 | | 140,656 | 17,566 | 158,222 | | 0 | 0 | 158,222 | 6,507,089 | | | | | 158,222 | 158,222 |
| | | | | | | | | | | | | | | 1,820,618 | | | |
| | | | 994,864 | 6,282,447 | 838,795 | 8,116,106 | 1,177,606 | 431,412 | 1,609,017 | 6,507,089 | | | | LLCR= | 4.22 | 13.36% | 18.64% |
| | | | | | | | | | | | Average DSCR= | 5.95 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | Minimum DSCR= | 3.75 | | | | | |

ベースケースでの評価結果と評価基準は下記のとおりである。

## Table 7.11.3-5 Cashflow Analysis Result and Index (Scenario IV, Base Case)

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| IRR on Project | 13.36% | > 7% | Passed |
| IRR on Equity | 18.64% | > 7% | Passed |
| LLCR | 4.22 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Average | 5.95 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Minimum | 3.75 | > 1.0 | Passed |

以上よりシナリオ IV においては、事業採算性は良く、また借入金の返済可能性についても問題がないとの判定が出された。しかしこれはベースケースによる場合であるため、より厳しい条件において事業採算性と返済可能性がどのように変化する確認するため、下記パラメーターによりストレステストを実施した。

- Ayago 水力プロジェクト建設費=120%
- 売電単価=US$0.045/kWh

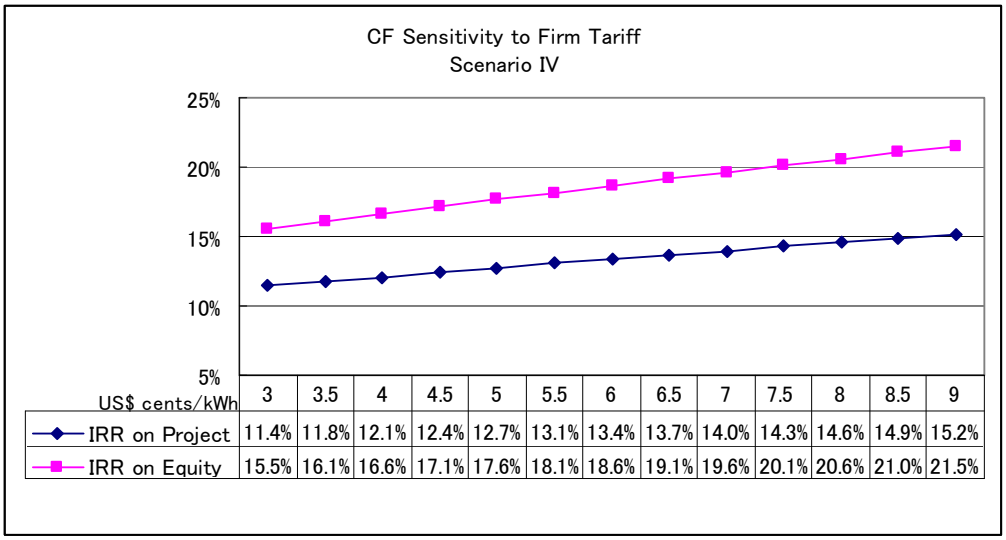
- 輸出単価= US$0.06/kWh
- 借入金利=10%

**Table 7.11.3-6 Cashflow Analysis Result and Index (Scenario IV, Stress Test)**

| 評価指標 | 評価結果 | 評価基準 | 判定 |
|---|---|---|---|
| IRR on Project | 7.19% | > 7% | Passed |
| IRR on Equity | 7.50% | > 7% | Passed |
| LLCR | 1.64 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Average | 2.67 | > 1.5 | Passed |
| DSCR Minimum | 1.61 | > 1.0 | Passed |

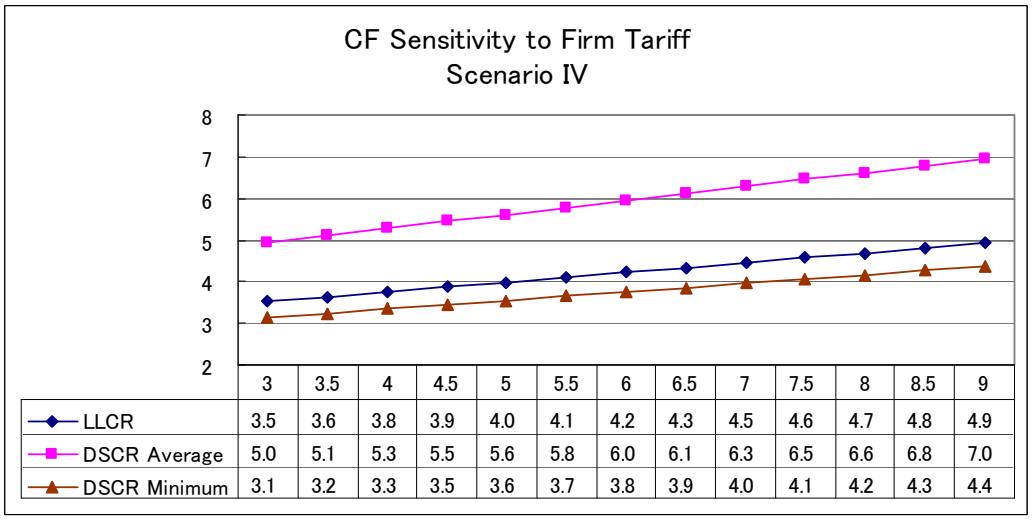
上記結果から判断するに、Ayago 水力プロジェクトは、上記のより厳しい条件においても事業採算性と返済可能性は損なわれないが、これ以上厳しい条件となった場合には事業採算性や返済可能性が損なわれるため、売電単価や輸出単価の値上げ等の対策が必要となろう。

なお、各パラメーターに対しどのように評価が変化するか以下に感度分析を実施した。



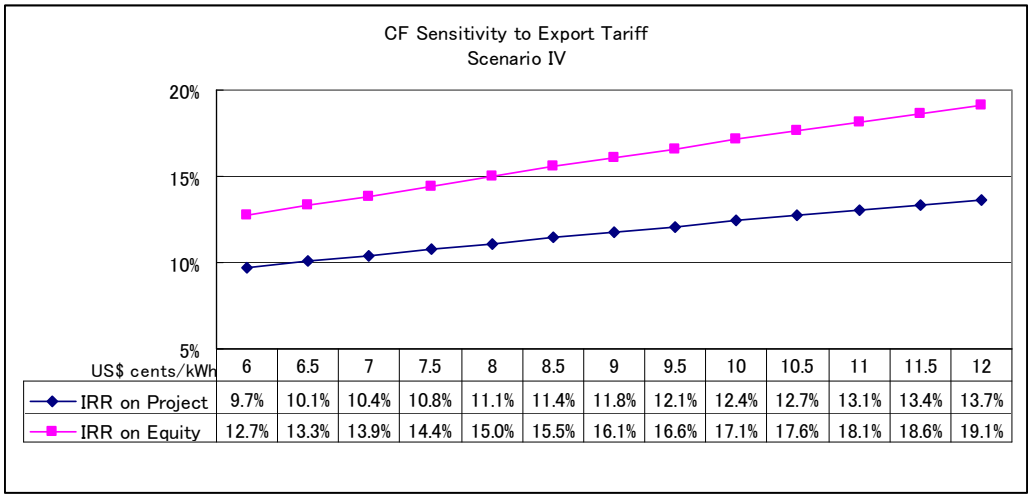

| US$ cents/kWh | 3 | 3.5 | 4 | 4.5 | 5 | 5.5 | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 11.4% | 11.8% | 12.1% | 12.4% | 12.7% | 13.1% | 13.4% | 13.7% | 14.0% | 14.3% | 14.6% | 14.9% | 15.2% |
| IRR on Equity | 15.5% | 16.1% | 16.6% | 17.1% | 17.6% | 18.1% | 18.6% | 19.1% | 19.6% | 20.1% | 20.6% | 21.0% | 21.5% |

**Figure 7.11.3-9　CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario IV (1)**



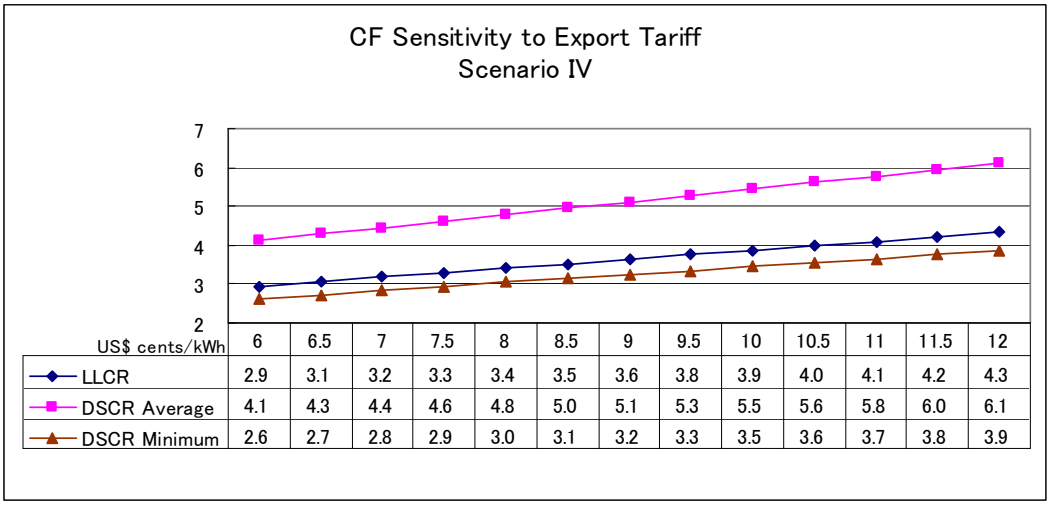

| | 3 | 3.5 | 4 | 4.5 | 5 | 5.5 | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 3.5 | 3.6 | 3.8 | 3.9 | 4.0 | 4.1 | 4.2 | 4.3 | 4.5 | 4.6 | 4.7 | 4.8 | 4.9 |
| DSCR Average | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.5 | 5.6 | 5.8 | 6.0 | 6.1 | 6.3 | 6.5 | 6.6 | 6.8 | 7.0 |
| DSCR Minimum | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 3.5 | 3.6 | 3.7 | 3.8 | 3.9 | 4.0 | 4.1 | 4.2 | 4.3 | 4.4 |

**Figure 7.11.3-10　CF Sensitivity to Firm Tariff Scenario IV (2)**



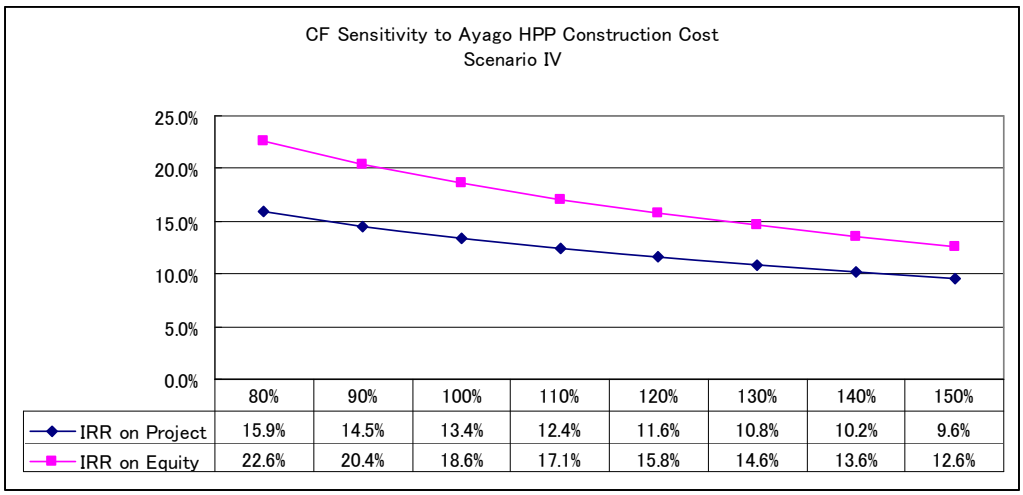

| US$ cents/kWh | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 | 9.5 | 10 | 10.5 | 11 | 11.5 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 9.7% | 10.1% | 10.4% | 10.8% | 11.1% | 11.4% | 11.8% | 12.1% | 12.4% | 12.7% | 13.1% | 13.4% | 13.7% |
| IRR on Equity | 12.7% | 13.3% | 13.9% | 14.4% | 15.0% | 15.5% | 16.1% | 16.6% | 17.1% | 17.6% | 18.1% | 18.6% | 19.1% |

**Figure 7.11.3-11　CF Sensitivity to Export Tariff Scenario IV (1)**



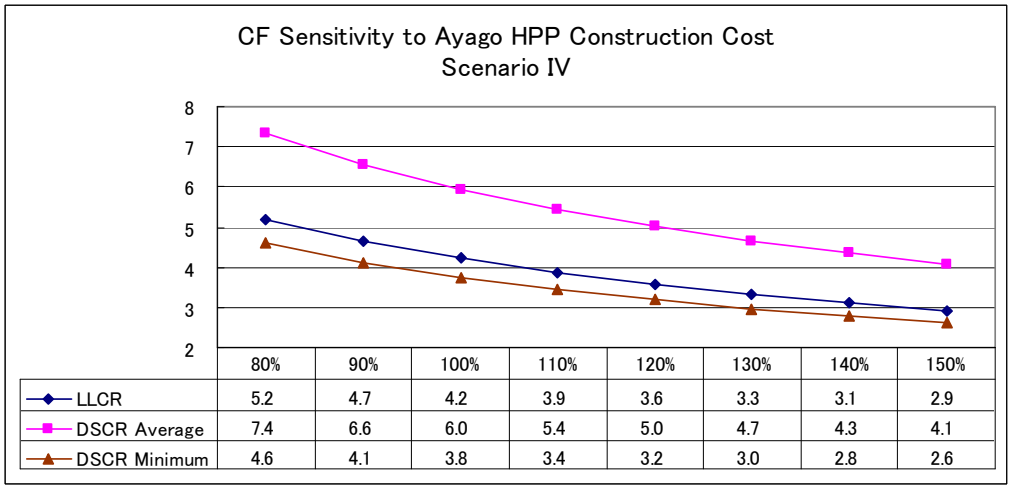

| US$ cents/kWh | 6 | 6.5 | 7 | 7.5 | 8 | 8.5 | 9 | 9.5 | 10 | 10.5 | 11 | 11.5 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 2.9 | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 3.4 | 3.5 | 3.6 | 3.8 | 3.9 | 4.0 | 4.1 | 4.2 | 4.3 |
| DSCR Average | 4.1 | 4.3 | 4.4 | 4.6 | 4.8 | 5.0 | 5.1 | 5.3 | 5.5 | 5.6 | 5.8 | 6.0 | 6.1 |
| DSCR Minimum | 2.6 | 2.7 | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 3.5 | 3.6 | 3.7 | 3.8 | 3.9 |

**Figure 7.11.3-12　CF Sensitivity to Export Tariff Scenario IV (2)**



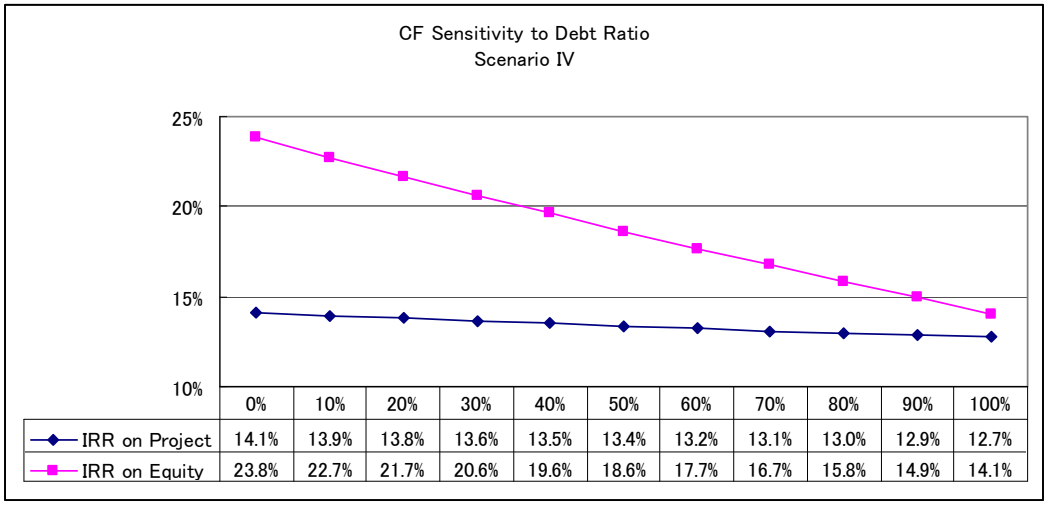

| | 80% | 90% | 100% | 110% | 120% | 130% | 140% | 150% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 15.9% | 14.5% | 13.4% | 12.4% | 11.6% | 10.8% | 10.2% | 9.6% |
| IRR on Equity | 22.6% | 20.4% | 18.6% | 17.1% | 15.8% | 14.6% | 13.6% | 12.6% |

**Figure 7.11.3-13　CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario IV (1)**



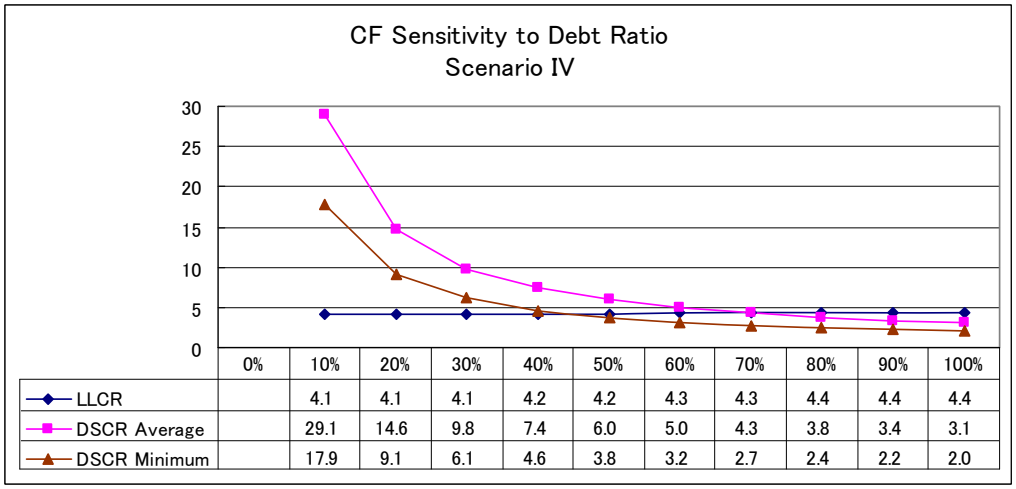

| | 80% | 90% | 100% | 110% | 120% | 130% | 140% | 150% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 5.2 | 4.7 | 4.2 | 3.9 | 3.6 | 3.3 | 3.1 | 2.9 |
| DSCR Average | 7.4 | 6.6 | 6.0 | 5.4 | 5.0 | 4.7 | 4.3 | 4.1 |
| DSCR Minimum | 4.6 | 4.1 | 3.8 | 3.4 | 3.2 | 3.0 | 2.8 | 2.6 |

**Figure 7.11.3-14　CF Sensitivity to Ayago HPP Construction Cost Scenario IV (2)**



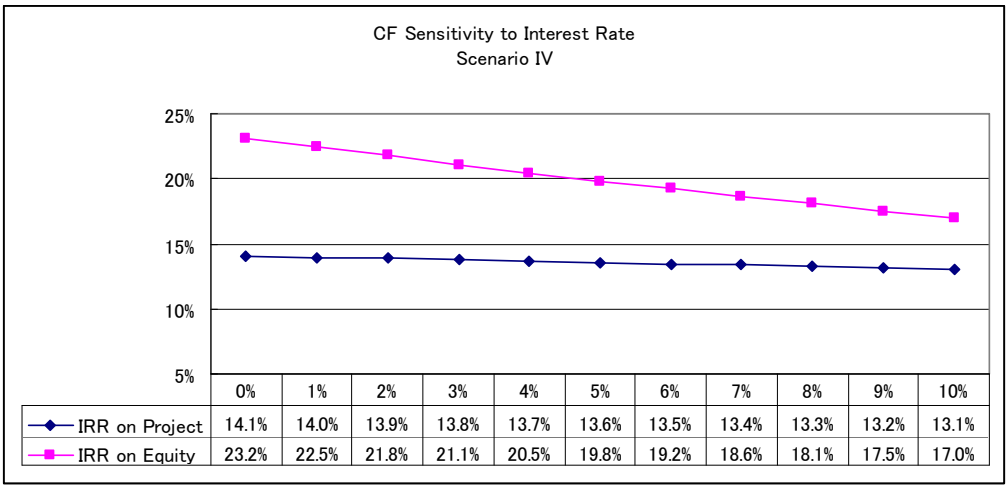

| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 14.1% | 13.9% | 13.8% | 13.6% | 13.5% | 13.4% | 13.2% | 13.1% | 13.0% | 12.9% | 12.7% |
| IRR on Equity | 23.8% | 22.7% | 21.7% | 20.6% | 19.6% | 18.6% | 17.7% | 16.7% | 15.8% | 14.9% | 14.1% |

**Figure 7.11.3-15 CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario IV (1)**



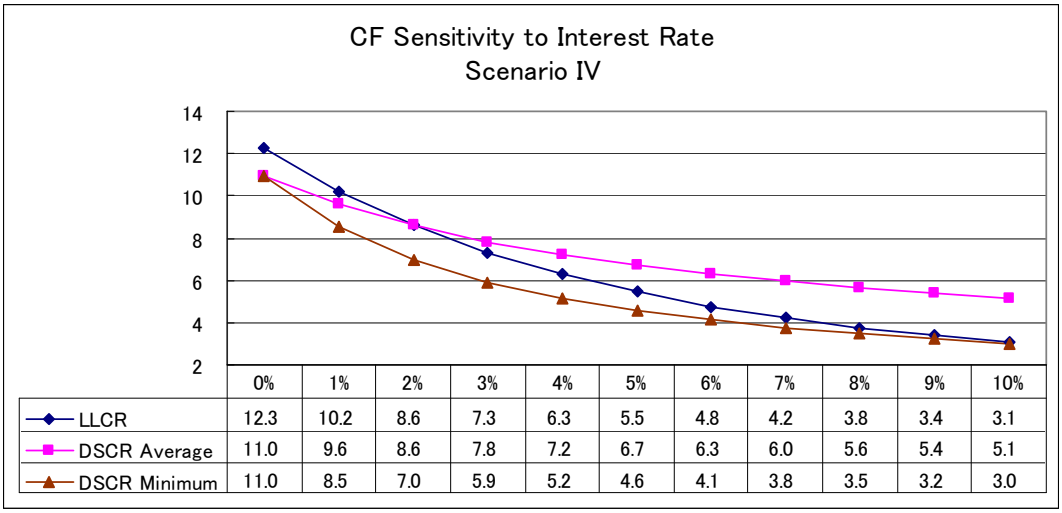

| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | | 4.1 | 4.1 | 4.1 | 4.2 | 4.2 | 4.3 | 4.3 | 4.4 | 4.4 | 4.4 |
| DSCR Average | | 29.1 | 14.6 | 9.8 | 7.4 | 6.0 | 5.0 | 4.3 | 3.8 | 3.4 | 3.1 |
| DSCR Minimum | | 17.9 | 9.1 | 6.1 | 4.6 | 3.8 | 3.2 | 2.7 | 2.4 | 2.2 | 2.0 |

**Figure 7.11.3-16 CF Sensitivity to Debt Ratio Scenario IV (2)**




| | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IRR on Project | 14.1% | 14.0% | 13.9% | 13.8% | 13.7% | 13.6% | 13.5% | 13.4% | 13.3% | 13.2% | 13.1% |
| IRR on Equity | 23.2% | 22.5% | 21.8% | 21.1% | 20.5% | 19.8% | 19.2% | 18.6% | 18.1% | 17.5% | 17.0% |

**Figure 7.11.3-17 CF Sensitivity to Interest Rate Scenario IV (1)**




| | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% | 10% |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LLCR | 12.3 | 10.2 | 8.6 | 7.3 | 6.3 | 5.5 | 4.8 | 4.2 | 3.8 | 3.4 | 3.1 |
| DSCR Average | 11.0 | 9.6 | 8.6 | 7.8 | 7.2 | 6.7 | 6.3 | 6.0 | 5.6 | 5.4 | 5.1 |
| DSCR Minimum | 11.0 | 8.5 | 7.0 | 5.9 | 5.2 | 4.6 | 4.1 | 3.8 | 3.5 | 3.2 | 3.0 |

**Figure 7.11.3-18　CF Sensitivity to Interest Rate Scenario IV (2)**

# 第 8 章　環境社会配慮

# 第 8 章　環境社会配慮

## 8.1　戦略的環境アセスメント

本調査では、(1) 水力開発代替電源の可能性検討、(2) 水力開発候補地点の検討、(3) 開発有望地点での 3 つのレイアウト検討、の 3 つの検討に対し、それぞれ戦略的環境アセスメントを実施した。(1) と (2) は資料調査を基に、(3) は簡単な現地調査を基に、技術･経済面、環境面、社会面からの影響予測を行い、代替案の比較検討を行った。これらの調査結果と予測結果は SEA レポートにとりまとめた。SEA レポートは Appendix D に添付した。

なお、本開発調査では JICA 環境社会配慮（2010 年 4 月 1 日付け）を適用している。

## 8.2　河川維持流量

### 8.2.1　水文統計からの環境維持用水検討

環境維持用水の検討では、Masindi Port の日流量を用いて検討を行う。Masindi Port の日流量は 1978 年からの実測値を用いるが、欠測期間も多い。欠測期間のデータは Kyoga 湖上流にある Mbulamuti との相関により、回帰式を用いて推定する。

実測データと欠測補間により以下の年の日流量データを用意した。

－ 1957 to 1961, 1963 to 1968, 1971, 1974 to 1978, 1980, 1989 to 1993, 1995 to 2009.

#### (1) パラレル流況図

各年の Masindi Port におけるナイル川の流況図を Figure 8.2.1-1 に示す。

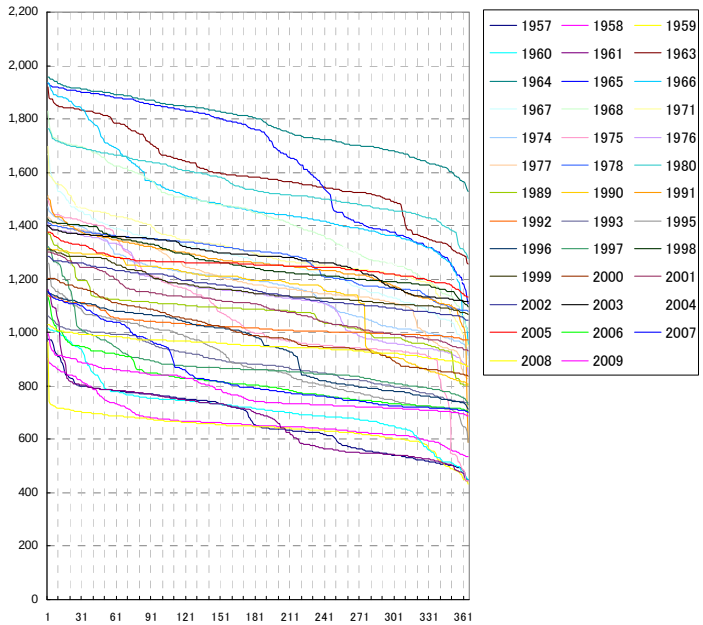



**Figure 8.2.1-1　Duration Curve of Nile River**

上図に示す 1960 年代の出水期の流況が 1,400 $m^3/s$ 以上にあるのを除けば、1,400 $m^3/s$ から 600 $m^3/s$ を変動している事がわかる。図に示すとおり、1 年間の変動は少ない。

### (2) 平均流量と最低流量

各年の年平均流量と最低流量を下図に示す。

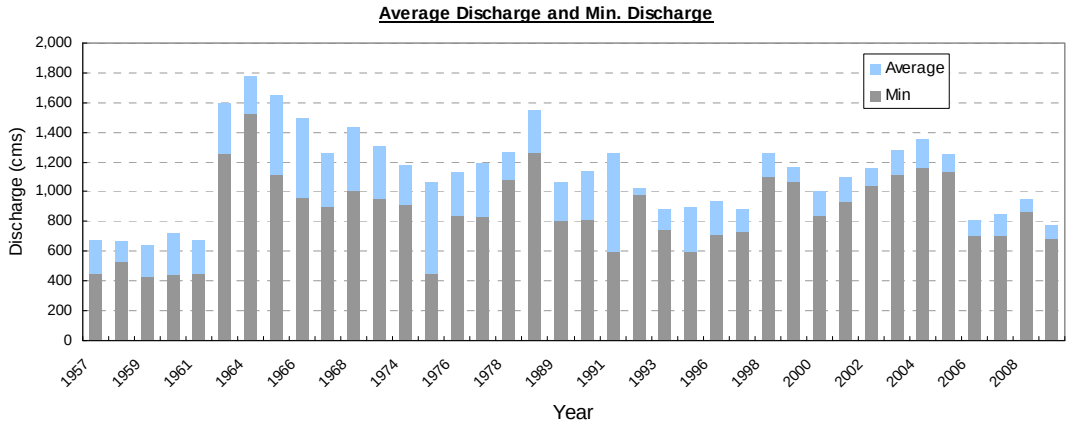



**Figure 8.2.1-2 Average Discharge and Min Discharge**

上図に示されるとおり、ナイル川は流況が 1 年を通して安定しているため、平均流量と最低流量に大きな差は見られない。

各年の平均流量と最低流量のそれぞれの全体平均は以下のとおりとなる。

Average flow = 1,114 $m^3/s$
Minimum flow = 859 $m^3/s$
一方、10 年に 1 度見られる渇水流量は 450 $m^3/s$ から 530 $m^3/s$ 範囲にある。

### (3) Ayago 段階開発

Ayago 水力は段階開発を行うが、開発段階があがり最大使用水量が増加すれば減水区間への放流量が減少するため、最小流量を下回ることがありうる。ここでは、減水区間に必要な流量を 10 年に 1 度の渇水流量（450 $m^3/s$）を用いて各開発段階における最大使用水量と減水区間で渇水流量を上回る日数の比率を求めた。

下図に 100MW ずつ最大 600MW までの各開発段階の最大使用水量と渇水流量を上回る日数の比率を示す。

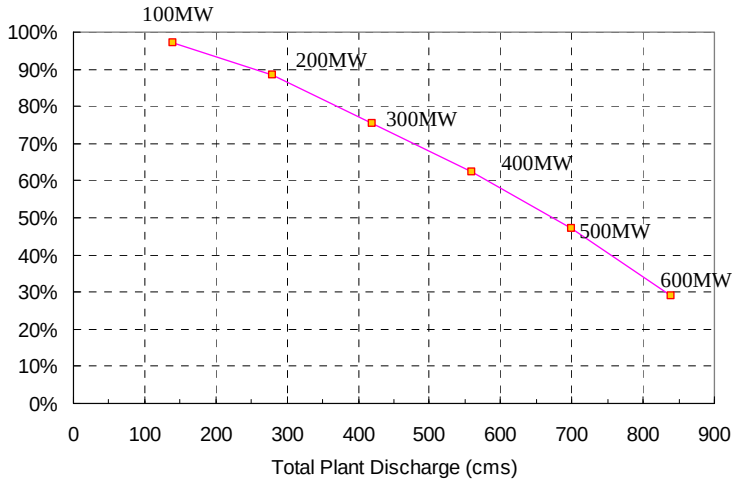



**Figure 8.2.1-3　Maximum Plant Discharge and Date of Minimum Water Volume**

**Table 8.2.1-1　Development Stage and Water Discharge**

| Development Stage | 100MW | 200MW | 300MW | 400MW | 500MW | 600MW |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Maximum Discharge ($m^3/s$) | 140 | 280 | 420 | 560 | 700 | 840 |
| No. of Day Under 450 $m^3/s$ | 400 | 1654 | 3490 | 5384 | 7510 | 10103 |
| Total days | 14245 | 14245 | 14245 | 14245 | 14245 | 14245 |
| Rate of Day over 450 $m^3/s$ | 97% | 88% | 76% | 62% | 47% | 29% |

### 8.2.2　河川維持流量検討手順

取水口から放水路までの間は河川水が減少するが、減少の程度によって、IUCN レッドリスト掲載種であるカバのほか、クロコダイルが大きな影響を受ける可能性がある。さらに河岸植生が変化することにより、河岸植生に依存している動物群も間接的に影響を受けることになる。そのため、減水量をどの程度のするのかを今後慎重に検討していく必要がある。河川維持流量の検討は、3 段階に分けて実施する。現段階ではどの程度の量が適当かは明確ではないが、今後以下のような手順で検討していくことが望ましい。F/S の段階で（1）から（8）まで実施し、第 1 期の工事期間中に（9）から（15）を実施する。

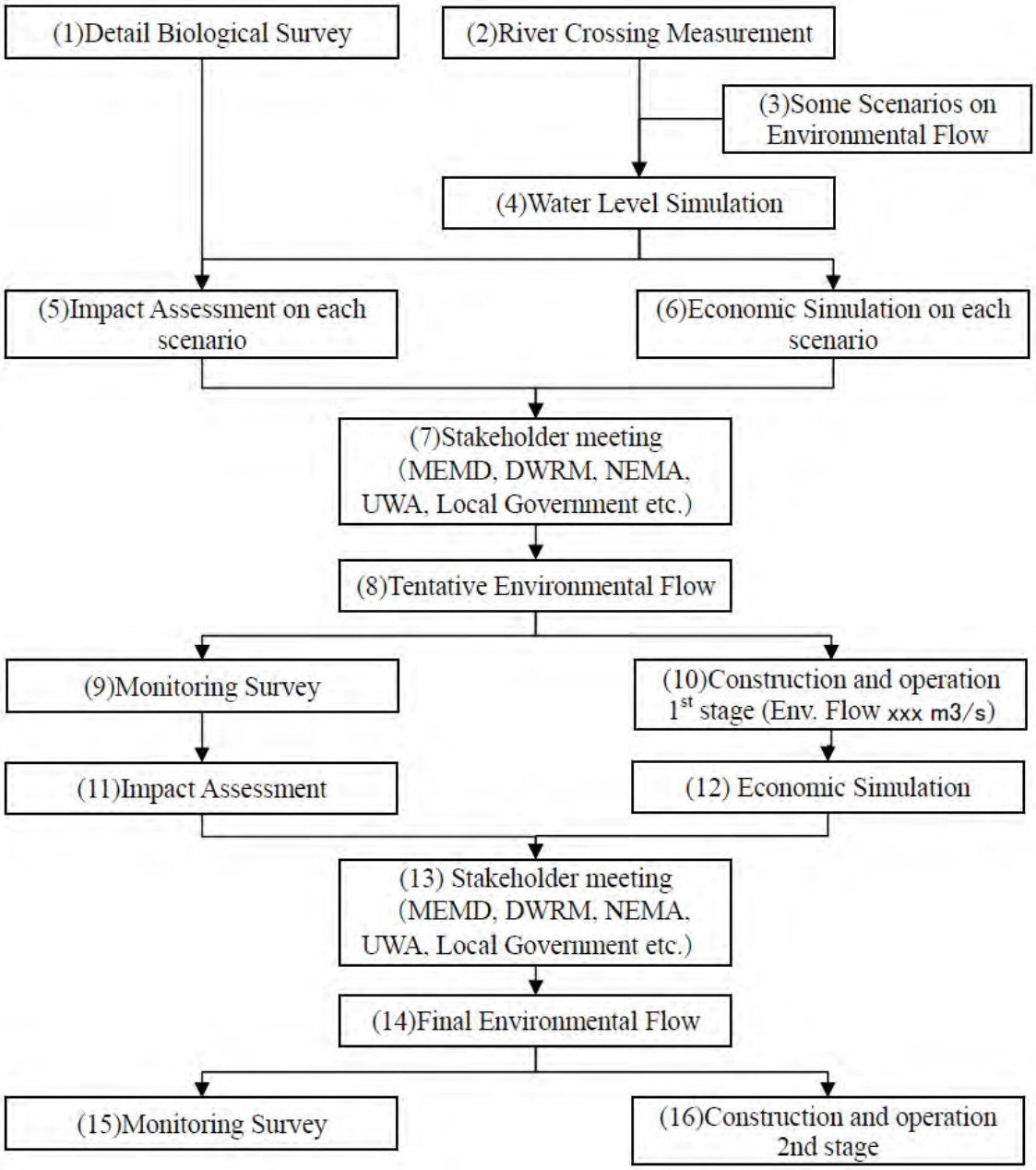



**Figure 8.2.2-1　Sample Procedure on Determine Environmental Flow**

### (1)　詳細環境調査

カバの群毎のハビタット調査、クロコダイル詳細分布調査、その他動植物相詳細調査を実施する必要がある。これまでの現地調査の結果では、事業計画エリア内の概ねの生物相は把握できたが、カバの移動ルート、行動圏、好む水深、流速、陸上の休息場、餌場、河畔植生とそれに依存する生物相の季節変化などは把握できていない。そのため、より詳細な調査を 1 年以上実施することが望ましい。

**(2) 河川横断測量調査**

より精度の高い河川横断測量調査を実施することが望ましい。河川横断調査は既に実施しているが、間隔が広く、流量別のシミュレーションを行える精度ではない。よりきめ細かいシミュレーションを行うためには、更に間隔の密な測量を行う必要がある。

**(3) シナリオ設定**

10 年に 1 回の頻度で発生する年最小流量を参考に、維持流量のシナリオを複数設定する。

**(4) シナリオ別水位シミュレーション**

設定したシナリオ別に水位シミュレーションを行う。シミュレーション結果は、横断図、平面図に表現されることが望ましい。

**(5) シナリオ別生物影響予測**

詳細生物調査結果とシナリオ別水位シミュレーション結果を基に影響予測を行う。可能であれば、減少すると予測される個体数まで予測することが望ましい。

**(6) シナリオ別経済性検討**

設定したシナリオ別に、電力事業としての経済性を検討する。

**(7) ステークホルダー協議**

シナリオ別生物影響予測結果と経済性検討結果が揃った段階で、ステークホルダー協議を開催し、適切な維持流量がどのあたりなのかを議論する。

**(8) 維持流量（第 1 段階）の決定**

ステークホルダー協議の結果を受け、第 1 段階での維持流量を決定する。

**(9) 第 1 段階（300MW）モニタリング調査**

第 1 段階の工事期間中と操業期間中に、生物のモニタリング調査を継続する。

**(10) 第 1 段階工事と運用**

第 1 段階の工事を実施し、上記（8）で決定した維持流量（第 1 段階）で運用する。

**（11） 影響予測**

モニタリング結果を基に、第 2 段階の維持流量複数を想定した上で、影響予測を行う。

**（12） 経済予測**

第 2 段階の維持流量を複数想定し、経済性の検討を行う。

**（13） ステークホルダー協議**

環境影響予測結果と経済予測結果を基に、ステークホルダー協議を開催し、第 2 段階での適切な維持流量を協議する。

**（14） 最終維持流量の決定**

ステークホルダー協議の結果を受け、第 2 段階での最終的な維持流量を決定する。

**（15） 第 2 段階（600MW）モニタリング調査**

第 2 段階の工事期間中、操業中を通して、モニタリング調査を継続実施する。

**（16） 第 2 段階の工事と運用**

第 2 段階の工事を実施し、最終決定された維持流量を保持しつつ、運用する。

## 8.3 累積的影響評価

Victoria ナイル川周辺には、今回検討した 7 つの水力プロジェクトのほか、Murchison フォールズ国立公園（MFNP）西部ではオイル掘削事業が実施されている。これらの事業の一つ一つの影響は許容範囲内にとどまっても、累積することによって大きなインパクトを及ぼす可能性がある。これらの累積的影響の可能性について、以下に簡単に検討した。

**Table 8.3-1　Considered Projects for Cumulative Impact Assessment**

| Project Name | Project Type | Progress |
|---|---|---|
| Kalagala | Hydropower (330MW) | None (stopped by Kalagala offset) |
| Isimba | Hydropower (138MW) | Feasibility Study |
| Karuma | Hydropower (587MW) | Feasibility Study |
| Oriang | Hydropower (392MW) | None |
| Ayago | Hydropower (616MW) | Pre-feasibility study |
| Kiba | Hydropower (292MW) | None |
| Murchison | Hydropower (655MW) | None |
| (Oil drilling) | Oil Mining | Appraisal exploration |

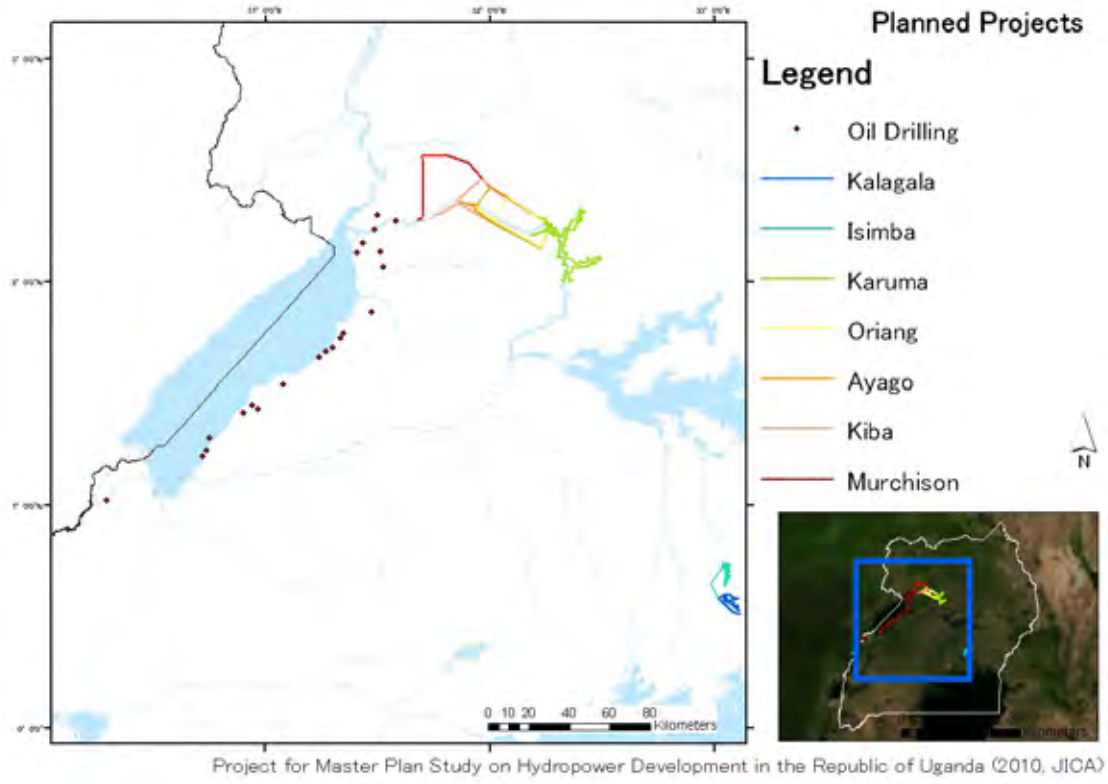



**Figure 8.3-1　Considered Projects for Cumulative Impact Assessment**

### 8.3.1　想定される物理的インパクト

想定される物理的インパクトとしては、減水区間の拡大、水質汚濁、交通量の増大などがある。

減水区間の総延長は 50.2km（Table 8.3.1-1 参照）、事業による影響エリア（事業区域から 1km 圏内を影響エリアと仮定）は、1,075 $km^2$ となった。

**Table 8.3.1-1 Length of Recession**

| Project Name | MFNP (km) | Outside (km) | Total (km) |
|---|---|---|---|
| Kalagala | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Isimba | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Karuma | 11.3 | 2.4 | 13.7 |
| Oriang | 11.3 | 0.0 | 11.3 |
| Ayago | 8.6 | 0.0 | 8.6 |
| Kiba | 14.8 | 0.0 | 14.8 |
| Murchison | 1.8 | 0.0 | 1.8 |
| Total | 47.8 | 2.4 | 50.2 |

**Table 8.3.1-2 Impact Area (1km buffer from the Project site)**

| Project Name | Impact Area ($km^2$) |
|---|---|
| Isimba | 117.2 |
| Oriang | 171.3 |
| Kiba | 258.9 |
| Murchison | 226.9 |
| Kalagala | 87.4 |
| Karuma | 337.0 |
| Ayago | 211.2 |
| Oil | 75.4 |
| overlap area | 410.3 |
| Total Impact Area | 1,075.0 |

### 8.3.2 保護区に対する影響

事業影響エリアと保護区を重ねあわせ、保護区への影響面積を算出したところ、Murchisonフォールズ保護区全体の 6%にあたる 432 $km^2$ が影響を受ける可能性がある。国立公園部分に着目すると、全体の 10%にあたる 390 $km^2$ が影響を受ける可能性がある。

**Table 8.3.2-1 Cumulative Impact on Protected Area**

| Protected Area | National ($km^2$) | Impact Area ($km^2$) | Percentage |
|---|---|---|---|
| Central Forest Reserve | 2,396.9 | 8.3 | 0.3% |
| Wildlife Reserve | 937.1 | 33.0 | 3.5% |
| Local Forest Reserve | 10.4 | 0.6 | 5.5% |
| National Park | 3,867.4 | 390.9 | 10.1% |
| Total | 7,211.8 | 432.8 | 6.0% |

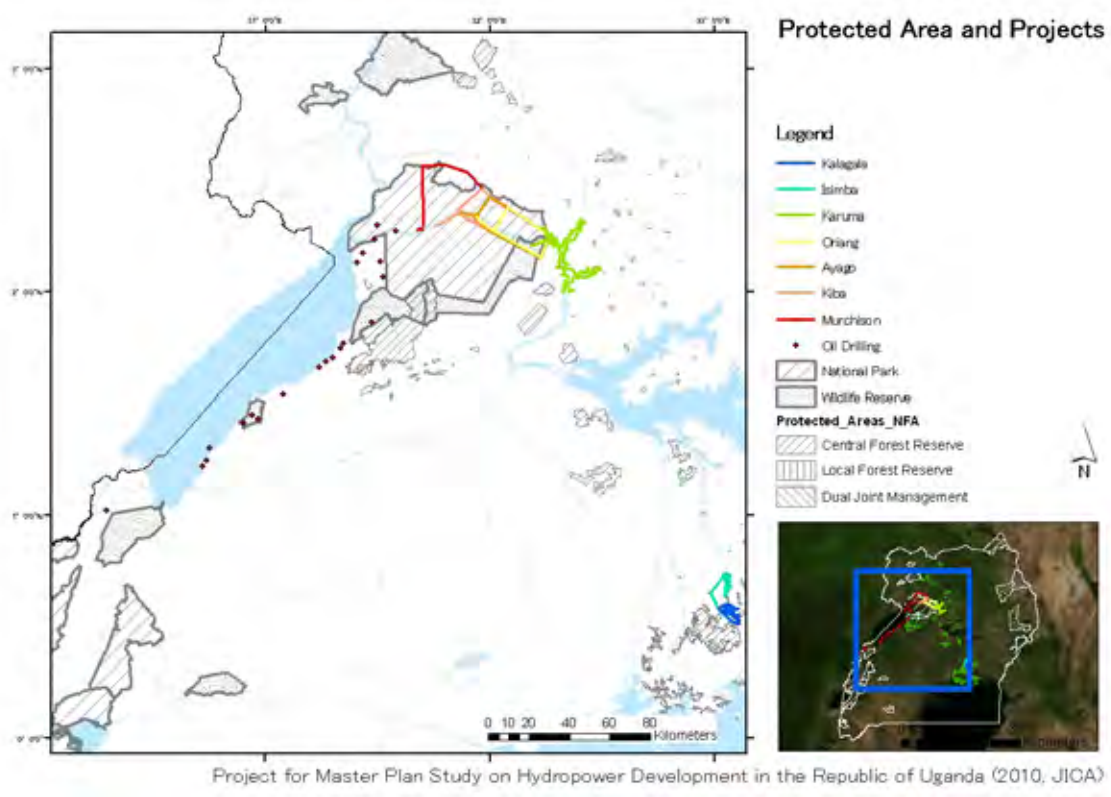



**Figure 8.3.2-1　Cumulative Impact on Protected Area**

### 8.3.3　カバに対する影響

2005 年 UWA の行った調査によると、Murchison フォールズ国立公園には約 2000 頭のカバが生息すると推定されているが、公園内の全てのプロジェクトが開発されると、そのうちの 34.2%680 頭程度に影響が及ぶと推定される。

**Table 8.3.3-1　Estimated number of Hippopotamus Effected by Water Recession**

| Project Name | Length of Water Recession (km) | Estimated number of Hippopotamus | Percentage of Total in the MFNP |
|---|---|---|---|
| Kalagala | 0.0 | 0 | 0.0% |
| Isimba | 0.0 | 0 | 0.0% |
| Karuma | 11.3 | 162 | 8.1% |
| Oriang | 11.3 | 162 | 8.1% |
| Ayago | 8.6 | 123 | 6.1% |
| Kiba | 14.8 | 212 | 10.6% |
| Murchison | 1.8 | 26 | 1.3% |
| Total | 47.8 | 684 | 34.2% |

### 8.3.4 違法伐採・密猟に対する影響

Murchison フォールズ国立公園内では既に多くの密猟や耕作が確認されているが、事業実施によるアクセス向上でこれらの行為が更に増える可能性がある。特に、Oriang、Ayago、Kiba は全て南岸に計画されているため、これまでアクセスが困難であった南岸のエリアにアクセスが容易になり、密猟の拡大に繋がる可能性がある。

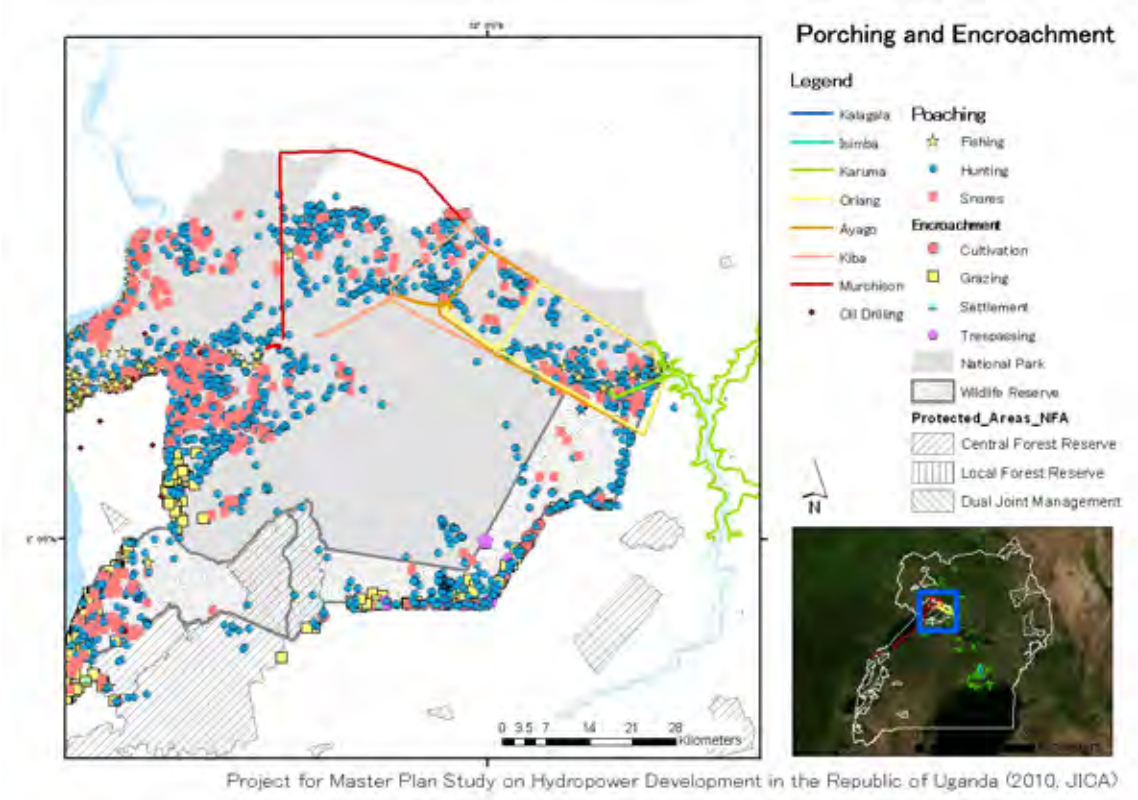



**Figure 8.3.4-1 Illegal Action and Planned Projects**

### 8.3.5 Murchisonフォールズ国立公園の観光業に対する影響

水力発電所建設は一つの事業で 4 年から 5 年間に渡るため、4 つのプロジェクトを総計すると 20 年間程度工事用車両が国立公園内を行き来することになる。特に北岸の工事用道路は観光の対象となるゾウ、キリン、ライオンの生息密度の高いところを通過するため、これらの動物への影響が断続的に長期間発生することになる。

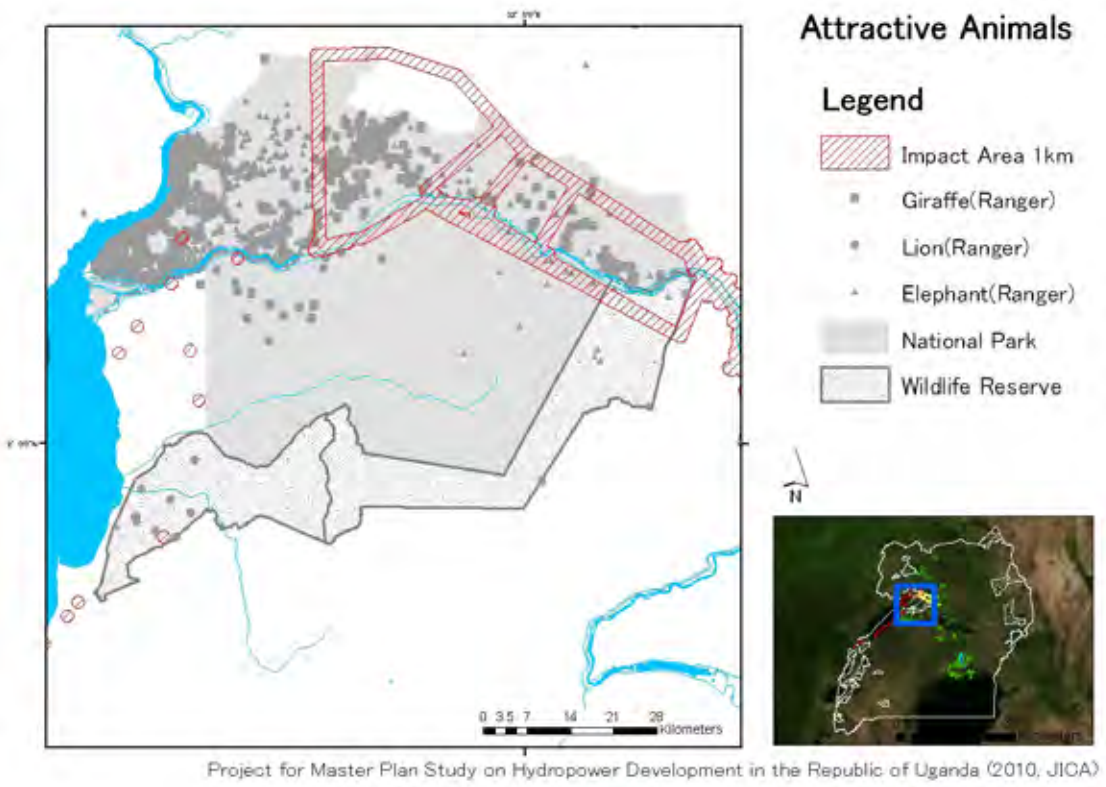



**Figure 8.3.5-1　Attractive Animals and Planned Projects**

### 8.3.6　累積的影響の総合評価

検討したすべてのプロジェクトが実施されると仮定すると、減水区間は総計 50.2km に及び、カバ生息地の 34.2%が影響を受けることになる(Table 8.3.6-1 参照)。結果的にマーチソンフォールズ国立公園内の動植物・生態系が影響を受け、観光に対しても大きな影響を与えることになる。このため、各地点の開発の際には、個別の環境影響に加えて、適切な河川維持流量の確保を前提に、累積的影響についてより慎重な検討を行い、河川環境保全等の対策を実施することが、強く求められる。

**Table 8.3.6-1　General Evaluation on Cumulative Impact**

| Items | Impacts | Significance |
|---|---|---|
| Length of Recession | 50.2 km | Serious |
| Impact Area | 1,075 $km^2$ | Middle |
| Impact on protected area | 6.0 % of total protected area in the country | Serious |
| Impact on Hippopotamus | 34.2 % of the total Hippopotamus population in the country | Serious |
| Poaching and Encroachment | Expansion of the poaching is anxious | Middle |
| Impact on tourism | Impact will be long and seriously. | Serious |

## 8.4 その他の検討

環境社会配慮では、そのほかステークホルダー協議実施ガイドライン（Appendix E-1）、環境社会配慮チェックリスト（Appendix F）、環境データベース（Appendix E-2E-2）、などを検討している。これらはいずれも Appendix に添付した。

## 8.5 情報公開とステークホルダー協議

本調査では、3 回のステークホルダー協議が計画されている。1 回目は事業概要の説明とステージ 1 とステージ 2 の代替案評価の枠組みの検討、2 回目はステージ 2 までの検討結果とステージ 3 の調査計画の検討、3 回目はステージ 3 の検討結果とマスタープランの検討が議題となる。第 1 回ステークホルダーミーティングは第 1 次現地調査時に、第 2 回ステークホルダーミーティングは第 2 次現地調査時に開催した。第 3 回は 2011 年 1 月に開催した。

### 8.5.1 第 1 回ステークホルダー協議の概要

- 日時：2009 年 12 月 11 日（金）9:30-13:30
- 場所：Statistics House, Kampala, Uganda
- 参加者：47 名（事業者 12、所管官庁 1、関連省庁 3、大学 0、NGOs 4、地方政府（県）0、民族の代表 0、研究機関 9、メディア 8、ドナー 5、民間企業 5）
- 内容：本調査の概要説明、戦略的環境アセスメント（SEA）の説明、スコーピング案（ステージ 1 および 2）についての意見交換
- 主なコメント：
  - 水力以外の代替案を検討する際（ステージ 1）に、原子力も候補の 1 つとして入れた方が良い。→検討に含めることとする。
  - 複数サイトを比較する際（ステージ 2）に、「健康へのリスク」をクライテリアの 1 つとして入れた方が良い。→「健康へのリスク」をクライテリアの一つとして入れた。
  - 開発サイトにおける環境脆弱性をよく調査しなければならない。提案された方法にしっかり沿った現地調査が実施されることを望んでいる。→環境脆弱性を十分調査するような現地調査計画（第 3 次現地調査）を立てることとした。
  - 出来るだけ多くの関係者を巻き込んで欲しい。民間セクター、National Planning Authority、National Investment Authority も関係者として扱って欲しい。→提案された関係者は次回の SHM で招待することとした。
  - ナイル川沿いの各県における開発計画をレビューした方が良い。→各県の開発計画を調査することとした。
  - 本マスタープランと既存の Power Sector Investment Plan の内容の整合性を考慮して欲しい。→本マスタープランの業務の中で、Power Sector Investment Plan についても検討を行うが、Power Investment Plan の取扱いについては MEMD と協議の上、決定する。
  - Albert 湖近郊で発見された石油発掘のため、Murchison フォールズ国立公園内で石油会社が現地調査を行う予定である。本調査団とも今後情報交換をしていきたい。→情報

交換していくこととした。

### 8.5.2 第 2 回ステークホルダー協議の概要

- 日時：2010 年 2 月 19 日（金）9:30-13:30
- 場所：Hotel Africana, Kampala, Uganda
- 参加者：67 名（事業者 13、所管官庁 1、関連省庁 3、大学 1、NGOs 5、地方政府（県）5、民族の代表 2、研究機関 10 、メディア 3 、ドナー 5 、民間企業 4、JICA 関係 15 ）
- 内容：Stage 1 と Stage 2 の結果報告、Stage 3 の調査計画に対する意見交換
- 主なコメント：
  - エネルギーセクターの開発が国家の最優先課題であったとしても、それが現在の国家経済の一端を担う観光業などを脅かすものであってはならない。UWA は Murchison フォールズが水力マスタープランの中で取り上げられていることに大変懸念を持っている。今後、野生生物を危機に追いやることなく開発を進めていくための戦略を、MEMD、MTTI と協議していきたい。→MEMD は UWA と協議していく。
  - 電源比較検討で水力が適切との結果だが、検討には気候変動による流量不足が水力に与える影響も考慮しているのか。→過去 100 年のデータを基に流量の検討をしているし、電源の多様化も考慮している。
  - 2010 年 6 月から掘削された重油による発電が始まるが、これによりディーゼルエンジンによる電気が水力よりも安くなることは無いのか。→推定される埋蔵量では需要を満たさないため、水力が依然優位である。
  - Kalagala オフセットは、世銀が Bujagali に融資する際の約束であったはず。マスタープランに Kalagala が入っているのは、政府がこの約束を撤回したことを意味するのか。→政府はこの約束を守っている。そのため、ランクが上になっても FS を行わないことにしている。ただ将来、条件が変わった際、検討にいれることになるかもしれない。
  - ミニハイドロや水力が検討除外されていることに納得がいかない。地方電化では実際有効である。→確かに有効だが、それだけで需要を満たすことは不可能。需要を満たすには大規模電源が不可欠である。
  - 電力不足の原因として既存ダムの能力が 100%生かされていない点も考慮すべき。→既存ダムの問題は設計上の問題であり、新設ダムには該当しない。
  - ダム建設は森林減少に繋がるのか。→樹林の消失はあってもわずか。逆に、電力供給によって薪炭林の伐採量が減るだろう。
  - 重み付けは環境面からだけ行われているようだが、観光業の収入減も考慮しているのか。→している。
  - 開発計画について、誰が意思決定をするのか。→MEMD
  - ナイル川流域国との摩擦は生じないのか。→エジプトとの摩擦が生じる可能性があるが、政治的対話によって解決されるであろう。
  - 調査団は電力輸入に関して、否定的な見解である。北欧のような地域の電力システム

開発計画も視野に入れるべきである。→考慮する。

- 人口の増加は水利用の増加も意味し、水力に利用できる水の量も減少する可能性がある。このようなシナリオは考慮されているのか。→調査団は最小流量も考慮に入れて検討している。
- 国立公園内のゾーニングは数年前に定められたものであり、オイル掘削計画が持ち上がったため現在ゾーニングの変更中である。→考慮する。
- スライド 13 に示されている写真は野焼き直後のものであり、普段の状況を正しく示していない。通常はもっと植物の生い茂った場所である。→確かにそうだが、実際大きな樹木はあまり無かった。

### 8.5.3 第 3 回ステークホルダー協議の概要

- 日時：2011 年 1 月 20 日（木）9:30-15:30
- 場所：Imperial Royale, Kampala, Uganda
- 参加者：100 名（事業者 22、所管官庁 1、関連省庁 1 、関係機関・研究機関 12、大学 2、NGOs 9、地方政府（県）13、民族の代表 2、メディア 3 、ドナー 6 、民間企業 15、JICA 関係 12、その他 1 ）
- 内容: ドラフトファイナルレポートの協議（水力開発マスタープラン、アヤゴ地点の Pre-F/S 結果、戦略的環境アセスメント Stage 3 の結果）
- 主なコメント：
  - 多基準分析の手法を使った総合結果で、水力が一番高い評価になったのは興味深い。しかしながら、水力開発にはミティゲーションのコストも必要であることを忘れてはならない。→考慮する。
  - 多基準分析の結果、なぜ太陽光と風力は高い評価にならなかったのか。→ここで示した多基準分析の総合結果はあくまで概要である。レポートの詳細を読むと、自然環境や社会環境を含め多くのクライテリアに基づいて分析された結果であることがわかる。
  - どのような考え方に基づいて需要予測が行われたのか。National Development Plan の策定時には、電力は経済成長を活性化させるものであり、その逆ではない（経済成長に基づいて電力を供給するのではない）と合意した。この調査における需要予測は NDP の考え方に基づいていないのではないか。→電力が経済成長のために必要であるという考え方に基づく需要予測は、シナリオ 5 に示されている。
  - シナリオ 5 の火力はどこから来る想定なのか。→ビジョン 2035 によると、いろいろな燃料による火力および輸入を想定している。
  - 多くの調査が同時に進行しているが、ウガンダ政府としてはどのような戦略でこれらを実施しようとしているのか。これらの調査をすべて実施する資金は用意しているのか。→たとえ資金がなくとも、政府が計画を持つこと自体が重要であり、またそのためにエネルギーファンドと PPP があるのではないか。また、ドナーに働きかけるためにも文書を用意することが重要である。

- 経済的な実現性を示すために、送電線建設のスケジュールを添付するべきである。→送電線の詳細計画とスケジュールは UETCL が今後作成する。
- 水力発電においては水の流量が最も重要な要素であるが、この調査では支流流入について考慮しているか。→計画流量を決めるために、水文学の専門家が支流流入を含むさまざまな水文データを集めて分析した。
- スライド 29 によるとアヤゴの 3 番目の 100MW は 2024 年の導入を予定している。なぜこんなに長くかかるのか。→この調査では現実的な需要予測と NDP の目標とを組み合わせて考えている。ここで示した予定は必ず達成すべき最低限のスケジュールである。
- 説明によると地質調査の結果は問題ないとのことだったが、なぜ更なる調査が必要なのか。→今回の調査は限定的であり、すべて問題がないと結論付けることはできない。別の地点を含めた追加調査が必要である。
- 多くの TOR/EIA についてコストが考えられていない。ミティゲーションも同様である。MEMD はどのようにミティゲーションを取り扱うのか。→必要に応じてミティゲーションのための資金を確保する予定である。モニタリングチームが中心となってミティゲーションについて検討する。
- 歴史・文化遺跡を保全すれば観光客を集められるのではないか。→保全する価値がある遺跡かどうかを判断するためには、EIA で詳細調査が必要である。
- 7 つの候補地点を見ると、カルマとアヤゴは距離が近すぎるのではないか。他の地域も考慮したのか。→考慮した。小水力はウガンダ各地で可能性がある。しかし、この調査では大規模水力を対象としているため、他に候補地がないのが現状である。
- どれくらいの水量が発電のために使われる予定なのか。水量が減少することで環境へ影響はないのか。→使用する水量は発電所の大きさにもよるが、EIA の結果によって変わってくる。
- このプロジェクトによって移転の対象となる住民はいないのか。もし居る場合はどのように影響を受けるのか。→マスタープラン段階では各地点において住民がどのような影響を受けるかを分析した。アヤゴ地点に限ると、国立公園内の開発によって移転の対象となる住民はいない。

第 1 回から第 3 回のステークホルダー協議に参加した機関のリストと参加した NGO の活動内容を以下の表に示した。

**Table 8.5.3-1 List of Organizations for Stakeholder Meetings (1st, 2nd and 3rd)**

| Category | Name of Organization |
|---|---|
| Project Implementer | Ministry of Energy and Mineral Development (MEMD) |
| Implementing Authority | National Environmental Management Agency (NEMA), Uganda Wildlife Authority (UWA), Directorate of Water Resource Management (DWRM) |
| Relevant Ministry | Ministry of Local Government (MOLG), Ministry of Tourism, Trade and Industry (MTTI), Ministry of Gender, Labor and Social Development (MGLSD) |
| Local Government (District) | Jinja, Kamuli, Mukono, Kayunga, Masindi, Kiryandongo, Buliisa, Apac, Nakasongola, Bundibugyo |
| Relevant Authority/ Institution | National Forest Authority (NFA), National Planning Authority (NPA), Electricity Regulatory Authority (ERA), Uganda Electricity Generation Company Ltd (UEGCL), Uganda Electricity Transmission Company Ltd (UETCL), National Water and Sewerage Corporation (NWSC), Rural Electrification Agency (REA), Uganda Industrial Research Institute, Nile Basin Initiative (NBI) |
| University | Makerere University, Kyambogo University |
| NGO | International Union for Conservation of Nature (IUCN), World Wildlife Fund (WWF), Nile Basin Discourse (NBD), Uganda Wildlife Society (UWS), National Association for Professional Environmentalists (NAPE), AFIEGO (African Institute for Energy Governance), Nature Uganda, Plan Team East Africa |
| Cultural leader | Busoga, Bunyoro, Lango |
| Donor | World Bank, African Development Bank, European Investment Bank,GTZ, KFW, Norwegian Embassy, French Department Agency, UNIDO, the Embassy of Japan, JICA |
| Media | Daily Monitor, New Vision, Vision Voice, Kampala FM, B/TV, UBL/TV, The Reporter, Redpaper |
| Private Sector | WSS Ltd., AZ Consultant, Energy Infratech Ltd., Bujagali Energy Limited, Oil companies (Tullow, Heritage), Pictures of Africa, Henley Infrastructure, SPL/PB Power, China CAMCE Engineers Co. Ltd., SMEC Consulting, Ultimate Consult |

**Table 8.5.3-2　List of NGOs for Stakeholder Meetings (1st, 2nd and 3rd)**

| 名　称 | 主 な 活 動 内 容 |
|---|---|
| IUCN (International Union for Conservation of Nature) | 最も歴史が古い世界最大級の環境ネットワーク。会員は 160 カ国以上の政府系組織・NGO（1,000 団体以上）および 11,000 人以上の科学者。世界ダム委員会（WCD)の活動を支援している。ウガンダオフィスでは、絶滅危惧種の保全活動を実施しているほか、ブジャガリ水力開発プロジェクトのカラガラオフセット管理計画策定に従事した経験がある。（http://www.iucn.org/） |
| WWF (World Wide Fund for Nature) | WFF ウガンダは、WWF インターナショナルのフィールドオフィスである。最近はアルバート湖周辺で石油・ガス開発プロジェクトの環境リスクについて調査をしている。また、ブウィンディ国立公園では、協働森林管理の概念のもと国際ゴリラ保存プログラムを UWA と連携して実施している。（http://wwf.panda.org/esarpo） |
| NBD (Nile Basin Discourse) | NBD は 2003 年に設立され、ナイル川流域イニシャチブ（NBI）のプロジェクトやプログラムに対する市民社会の声を高めること、NBI が地域コミュニティーのニーズに応えられるように政策提言をすることを目的としている。ナイル川流域の 10 カ国（ブルンジ、コンゴ、エジプト、エリトリア、エチオピア、ケニア、スーダン、ルワンダ、タンザニア、ウガンダ）のネットワークである。現在、NBD は DFID から 2 年の資金援助を受けて、3 年間のプログラムを実施している。（http://www.nilebasindiscourse.org/） |
| UWS (Uganda Wildlife Society) | UWS は 1998 年に設立され、学会、政府、民間セクター、市民など多様な会員を持つ。ウガンダの野生生物と環境を保全することを主な目的としている。ウガンダで最大規模の環境 NGO で、IUCN にも加盟している。正職員のほかにボランティアもいる。国内だけでなく、東アフリカ全般にわたる環境政策や計画に関する提言・アドボカシーを行い、住民参加型の動植物・森林保全にも力を入れている。DANIDA、USAID、 FAO、UNEP などから支援を受けている。（http://www.uws.or.ug/） |
| NAPE (National Association for Professional Environmentalists) | NAPE は 1997 年に設立され、ウガンダ国内とアフリカでさまざまな環境問題を扱っている。特に水とエネルギー分野において、持続的に自然資源を利用するためのアドボカシー活動に力を入れている。アフリカの市民団体と非影響民を組織化した African Rivers Network の創設団体である。また、Friends of the Earth International のメンバーでもある。（http://www.nape.or.ug/） |
| AFIEGO (African Institute for Energy Governance) | AFIEGO は 2004 年に登録された団体で、世界各国のエネルギー分野の政策・法律の策定と実施のギャップを埋めることを目指している。ウガンダ政府が市民の利益のために国の資源を活用できるような支援活動を実施している。（http://www.afiego-ug.org/） |

### 8.5.4 下流国・周辺国への配慮と国際河川問題

Victoria（白）ナイルの水源である Victoria 湖周辺には、ケニア、タンザニア、ルワンダ、ブルンジ、コンゴが位置し、青ナイルの上流にはエチオピアとエリトリアが位置する。またナイル川下流にはスーダンとエジプトが位置する。

ナイル川流域イニシアチブ（NBI）は、1999 年に設立された一時的な地域機構である。流域の 9 カ国（ブルンジ、コンゴ、エジプト、エチオピア、ケニア、ルワンダ、スーダン、タンザニア、ウガンダ）が加盟し、ナイル川流域の共同資源管理を進めている。NBI の事務局はウガンダのエンテベに設立され、世界銀行を調整役とした二国間・多国間援助を受けている。NBI のビジョンは、持続的な社会経済開発のため、共有の水資源であるナイル川流域を公平に利用し、各国が便益を得ることである。

上記ビジョンを実行に移すため、NBI は下記のような 2 つのプログラムと協力枠組み戦略を含む戦略的行動プログラムを策定し、実施している。

① 共有ビジョンプログラム（Shared Vision Program）

- Nile Trans-boundary Environment Action Project (NTEAP)
- Nile Basin Regional Trade (RPT)
- Efficient Water Use for Agricultural Production (EWUAP)
- Water Resources Planning and Management (WRPM)
- Confidence Building and Stakeholder Involvement (CBSI)
- Applied Training Project(ATP)
- Socio-Economic Development and Benefit-Sharing (SDBS)

② 補完アクションプログラム Subsidiary Action Programs

- Eastern Nile Subsidiary Action Program (ENSAP)
- Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Program (NELSAP)

各プログラムの詳しい情報と実績は NBI のホームページで参照できる。

（http://www.nilebasin.org/)

③ ナイル川流域協力枠組み

ナイル川流域国は、NBI の協力体制を維持するための法的協力枠組みを設立し、専門家による討論と交渉を通じた制度的な対話を進めている。2010 年 5 月にはエチオピア、ケニア、ウガンダ、ルワンダ、タンザニアがナイル川からの取水量増加のための協力枠組み協定に署名をした。しかしながら、これはエジプトとスーダンから強い反対を受けた。エジプト政府は、自国の取水割り当てに影響を与えるような協定には一切署名しないと主張している。他方、上流 5 カ国は、植民地時代の 1929 年にエジプトとイギリスで結ばれた協定によって、今でもナイル川を灌漑のような開発プロジェクトで使用するためにはエジプトから許可を得なければならないことに懸念を示している。新しい協定が効力を持てば、NBI

の権限は恒久的なナイル川流域委員会（Nile River Basin Commission）に委譲されることになる。

このように国際河川問題を避けるためには、これらの流域国へウガンダの水力開発に関する情報を公開し、理解を得ることが重要である。下流国であるスーダンとエジプトは、上流国であるウガンダの水利用、特に灌漑利用に対して敏感に反応を示すことが考えられる。そのため今後の水力開発事業にあたっては、ステークホルダー協議に招待する、Web ページで情報公開をする、書面で情報を通知するなど、可能な限りの情報を適切な時期に公開することが必要である。

現在ウガンダで実施中の Bujagali ダム開発プロジェクトでは、EIA の段階でウガンダ外務省から下流国や周辺国の外務省へ書面で事業の概要（地図、デザイン、仕様書）を送り、エジプトから「異議なし」という返答を書面で受け取っている。同様のプロセスが、今後の水力開発事業でも望まれる。

## 8.6 環境関連法規制

### 8.6.1 ウガンダ国の法規制

#### (1) EIA 関連法規制

ステージ 1 とステージ 2 は国立公園内での現地調査が含まれないため、戦略的環境アセスメントガイドライン他、以下に示す環境関連法令に従い環境社会配慮調査を実施した。

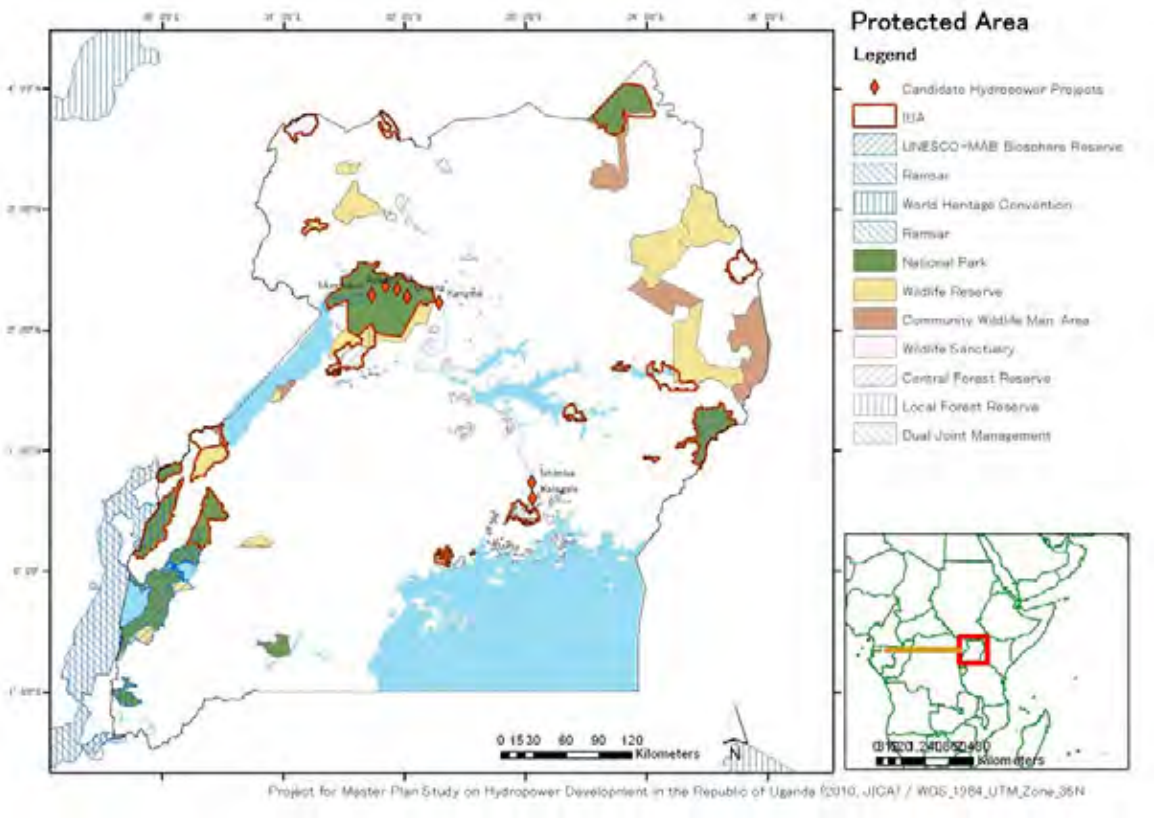
- GUIDELINES FOR STRATEGIC ENVIRONMENT ASSESSMENT (SEA) (December 2006, NATIONAL ENVIRONMENT MANAGEMENT AUTHORITY)
- The Constitution of Uganda (1995, article 39: Every Ugandan has a right to a clean and healthy environment)
- The National Environment Policy, 1994, Energy Policy, Renewable energy policy and various sectoral policies
- National Environment Act CAP 153

ステージ 3 は国立公園内での現地調査が含まれていたため、上記法令に加え、以下の環境影響評価関連法令に従った。事業概要（【Appendix D】Annex13-2 参照）提出後、NEMA は「条件付で調査を認可する。(EIA, IEE ともに不要)」と回答（【Appendix D】Annex13_3 参照）。これら付帯条件については実施機関によって満たされた。

- NATIONAL ENVIRONMENT MANAGEMENT AUTHORITY (June 2004) “ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT GUIDELINES FOR THE ENERGY SECTOR”
- National Environment Management Authority (July 1997) “GUIDELINES FOR ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT IN UGANDA”
- The Environmental Impact Assessment Regulations, 1998, UPPC

### (2) 保護区

ウガンダ国内には国立公園、野生生物保護区、コミュニティー野生生物管理区などさまざまな保護区が存在する。最も大きな国立公園は埼玉県と同程度の面積 3,867 km$^2$ のマーチソンフォールズ国立公園である（Figure 8.6.1-1 参照）。




Source: World Database on Protected Areas (http://www.wdpa.org )/ National Forest Authority Uganda/ Nature Uganda (JICA revised)

**Figure 8.6.1-1 Protected Area in UGANDA (WGS_1984_UTM_Zone_36N)**

**Table 8.6.1-1　Protected area designated by Government of Uganda**

| Name of the protected area | | | Law | Management Organization | Definition / Purposes | Unlawful act | Allowed Action |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Wildlife Conservation Areas | Wildlife Protected Area | National Park | Uganda Wildlife Act 1996 | Uganda Wildlife Authority (UWA) | (a) to preserve selected examples of the biotic communities of Uganda and their physical environments;<br>(b) to protect areas of aesthetic beauty and of special interest;<br>(c) to preserve populations of rare, endemic and endangered species of wild plants and animals;<br>(d) to assist in water catchment conservation;<br>(e) to generate economic benefits from wildlife conservation for the people of Uganda; | (a) hunts, takes, kills, injures or disturbs any wild plant or animal or any domestic animal;<br>(b) takes, destroys, damages or defaces any object of geomorphological, archaeological, historical, cultural or scientific interest, or any structure lawfully placed or constructed;<br>(c) prepares land for cultivation, prospects for minerals or mines or attempts any of these operations;<br>(d) drives, conveys or introduces any wild animal into a wildlife conservation area;<br>(e) wilfully drives, conveys or introduces any domestic animal into a national park or negligently permits any domestic animal, of which he or she is for the time being in charge, to stray into a wildlife conservation area; | (a) biodiversity conservation;<br>(b) recreation;<br>(c) scenic viewing;<br>(d) scientific research; and<br>(e) any other economic activity. |
| | | Wildlife Reserve | Uganda Wildlife Act 1996 | Uganda Wildlife Authority (UWA) | (f) without prejudice to the purposes listed in paragraphs (a) to (d), of this subsection, and within any limitations imposed by them, to provide facilities for studying the phenomena in the wildlife conservation area for the advancement of science and understanding; and<br>(g) without prejudice to the purposes listed in paragraphs (a) to (e), of this subsection, and within any limitations imposed by them, to provide facilities for public use and enjoyment of the resources in the wildlife conservation area. | | (a) conservation of biological diversity;<br>(b) scenic viewing;<br>(c) recreation;<br>(d) scientific research; and<br>(e) regulated extractive utilisation of natural resources. |
| | Wildlife Management Area | Wildlife Sanctuary | Uganda Wildlife Act 1996 | Uganda Wildlife Authority (UWA) | (a) to so manage and control the uses of land by the persons and communities living in the area that it is possible for wildlife and those persons and communities to coexist and for wildlife to be protected; | | Activities which are not going to be destructive to the protected species or its habitat |
| | | Community Wildlife Area | Uganda Wildlife Act 1996 | Uganda Wildlife Authority (UWA) | (b) to enable wildlife to have full protection in wildlife sanctuaries notwithstanding the continued use of the land in the area by people and communities ordinarily residing there;<br>(c) to facilitate the sustainable exploitation of wildlife resources by and for the benefit of the people and communities living in the area;<br>(d) to permit the sustainable exploitation of the natural resources of | | individuals who have property rights in land may carry out activities for the sustainable management and utilisation of wildlife if |

| Name of the protected area | Law | Management Organization | Definition / Purposes | Unlawful act | Allowed Action |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | the area, by mining and other like methods in a manner which is compatible with the continued presence in the area of wildlife;<br>(e) to carry out such of the purposes of a wildlife conservation area as are compatible with the continued residence of people and communities in the wildlife management area and the purposes under paragraphs (a) and (b) of this subsection. | (f) starts or maintains a fire without lawful authority, commits an offence. | the activities do not adversely affect wildlife |
| Central Forest Reserve | National Forestry Tree Planting and Tree Planting Act (2003) | National Forest Authority (NFA) | A site of Special Scientific Interest:<br>(i) protecting nature and scenic areas of national or international importance;<br>(ii) enhancing biological genetic resources in an undisturbed, dynamic and evolutionary state;<br>(iii) maintaining animal and plant indicator species; or<br>(iv) preserving rare, endangered or vulnerable species, or high biological diversity; | No person shall, in a forest reserve, cut, disturb, damage, burn or destroy any forest produce, or remove or receive any forest produce except – (a) in accordance with regulations or guidelines made for the proper management of the forest reserve; (b) in the course of the management of the forest reserve by the responsible body; (c) in terms of the exercise of a right or interest in the forest reserve; or (d) in accordance with a license issued under this act. | Management Plan for each Forest Reserve will identify the actions. |
| Local Forest Reserve | | National Forest Authority (NFA) | A strict nature reserve;<br>(i) protecting streams, rivers, lakes, lakeshores, riverbanks or wetlands;<br>(ii) soil, slope and environment protection; or<br>(iii) protecting the ecosystem;<br><br>Recreation forest: Eco-tourism | | Management Plan for each Forest Reserve will identify the actions. |

**Table 8.6.1-2 Definition of International Conservation Area**

| Name of the protected area | Programme/ Convention | Related Organization | Definition |
|---|---|---|---|
| UNESCO-MAB Biosphere Reserve | Man and the Biosphere Programme | UNESCO/ UWA | * Sites of excellence where new and optimal practices to manage nature and human activities are tested and demonstrated;<br>* Tools to help countries implement the results of the World Summit on Sustainable Development and, in particular, the Convention on Biological Diversity and its Ecosystem Approach;<br>* Learning sites for the UN Decade on Education for Sustainable Development. |
| World Heritage Convention | - | UNESCO/ UWA | Natural Criteria<br>(i) "contains superlative natural phenomena or areas of exceptional natural beauty and aesthetic importance"<br>(ii) "is an outstanding example representing major stages of Earth's history, including the record of life, significant on-going geological processes in the development of landforms, or significant geomorphic or physiographic features"<br>(iii) "is an outstanding example representing significant on-going ecological and biological processes in the evolution and development of terrestrial, fresh water, coastal and marine ecosystems, and communities of plants and animals"<br>(iv) "contains the most important and significant natural habitats for in-situ conservation of biological diversity, including those containing threatened species of outstanding universal value from the point of view of science or conservation" |
| Ramsar | The Convention on Wetlands (Ramsar, Iran, 1971) | Wetlands Management Department (WMD) | A wetland should be considered internationally important if it contains a representative, rare, or unique example of a natural or near-natural wetland type found within the appropriate biogeographic region. |
| Important Bird Areas (IBA) | - | Bird Life International | IBAs are key sites for conservation – small enough to be conserved in their entirety and often already part of a protected-area network. They do one (or more) of three things:<br>•Hold significant numbers of one or more globally threatened species<br>•Are one of a set of sites that together hold a suite of restricted-range species or biome-restricted species<br>•Have exceptionally large numbers of migratory or congregatory species |

野生生物保護区内で開発行為を行う場合は、EIA の実施が義務付けられている。以下は Uganda Wildlife Act (1996)に記載されている開発行為を行う場合の手続きを示す条項である。

**Table 8.6.1-3 Procedure of Unlawful Act in a Wildlife Conservation Area**

24. Authority to carry out an otherwise unlawful act in a wildlife conservation area.

(1) If the executive director is satisfied that an otherwise unlawful act specified by this Act should be carried out in any wildlife conservation area in the interests of better wildlife management, he or she shall require an environmental impact assessment to be carried out on the subject and shall submit the results of the environmental impact assessment to and request the opinion of the board.

(2) If the board, having considered any matter submitted by the executive director under subsection (1), is of the opinion that an otherwise unlawful act should be carried out in the interest of better wildlife management, it shall issue written instructions to any officer or person authorising him or her to undertake the otherwise unlawful act.

(3) The board may, at any time delegate, in writing, to the executive director, power to permit certain acts covered by this section which are determined by the board to be of a minor character.

(Source: Uganda Wildlife Act, 1996)

### (3) 水力発電開発に必要なその他の許認可

水力発電開発事業を実施する場合、建設前までに以下に示す許認可の取得が必要である。これらの許認可は保護区内にかかわらず必要である。

**Table 8.6.1-4 Needed permits for hydropower project**

| Permits | Legal basis | Issuing Authority |
|---|---|---|
| Permit to enter or reside in a Wildlife Reserve, OR authority to carry out an otherwise illegal activity | The Wildlife Act CAP 200 | UWA |
| Certificate of Approval of EIA | The National Environment Act CAP 153 | NEMA |
| Wetlands, River Banks use permit | The National Environment (Wetlands, River Banks and Lakeshores Management) Regulations | NEMA |
| Pollution licenses including waste storage, transportation and disposal | The National Environment (Waste Management) Regulations, 1999 | NEMA |
| Waivers on limits on use of lakes and rivers | The National Environment Act CAP 153 | NEMA |
| Licence to dredge the Nile River | The Rivers Act | Ministry of Water and Environment |
| Construction permit | The Water Act CAP 152 | Directorate of Water Resources Development |
| Surface Water Abstraction Permit | The Water Act CAP 152 | Directorate of Water Resources Development |

石油類貯蔵･調整施設を有する事業者は、石油供給法（2003）と石油供給規則（2009）に基づき、以下の手続きが必要である。

1. 石油類貯蔵･調整施設の EIA を行い許認可を得る
2. 石油供給検査官から建設認可を取得する
3. 石油供給検査官から創業許可を取得する

### 8.6.2 JICA環境社会配慮ガイドラインとの整合性

本調査は、ウガンダ共和国における水力開発マスタープラン策定にかかる JICA の支援であり、プロジェクト形成（技術協力プロジェクト）に該当する。そのため、本調査は JICA 環境社会配慮ガイドライン（2004 年 4 月）の手続きに従って実施され、フィージビリティースタディーの前の段階であることから、環境社会配慮確認においては戦略的環境アセスメントの概念が適用される。

**Table 8.6.2-1 JICA Guidelines for Environmental and Social considerations (April 2004)**

| |
|---|
| 3.1.2 Project Formation (Loan aid, Grant aid (excluding projects executed through international organizations), and Technical cooperation projects) |
| 4. JICA applies a SEA when the preparatory surveys include not only project-level but also upper-stream-level studies, which are called Master Plan Studies. For Category A projects, JICA encourages project proponents etc. to disclose related information, hold local stakeholder meetings based on stakeholder analysis, and make efforts to avoid and minimize environmental and social impacts while scoping and alternative scenario analyses are being conducted. Such actions are also taken for Category B projects if necessary. |
| 5. JICA ensures sufficient survey periods and assigns an expert(s) on environmental and social considerations to missions to prepare scoping drafts by collecting related information, conducting field surveys, and consulting with project proponents etc. |
| 6. Project proponents etc. disclose scoping drafts, which consist of project name, countries, locations, project outlines, categorizations and the reasons behind them, alternatives, impacts, and contents. Project proponents etc. also consult with local stakeholders reflecting stakeholder analysis for Category A projects and, if necessary, for Category B projects. JICA supports project proponents etc. in doing so in order that they incorporate the results of such consultations into their environmental and social considerations surveys. Consultations broadly cover the needs of cooperation projects and alternative analyses, including “without project” scenarios. |
| 7. JICA conducts environmental and social surveys at the EIA level for Category A projects and at the IEE level for Category B projects and Master Plan Studies, in accordance with TOR. JICA prepares drafts of mitigation measures—including avoidance, minimization, and compensation—as well as drafts of monitoring plans and of institutional arrangements for environmental and social considerations. |
| 8. Project proponents etc. consult with local stakeholders after information disclosure when considering the rough outline of environmental and social considerations, as needed. JICA |

supports this process and incorporates the results of such consultations into survey results.
9. Project proponents etc. consult with local stakeholders on draft reports for Category A projects and also, if necessary, for Category B projects, after the information disclosure. JICA supports this process and incorporates the results of such consultations into final reports.
10. JICA discloses final reports on its website promptly upon their completion.
11. If, for technical cooperation projects, a preparatory survey is not conducted but a detailed planning survey is conducted, the aforementioned procedures are followed for the detailed planning survey.
12. In the case of supplementary types of preparatory surveys, the necessary procedures mentioned in items 5 through 10 are followed according to the contents of the survey after the completion of the procedures in items 1 and 2.

また、JICA がフィージビリティ調査および事業を実施する際は、JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010 年 4 月）が適用される。この別紙 1 には、JICA 事業の基本的方針が述べられており、JICA が事業の意思決定を行うまでにこれらを含む全ての要件が満たされることを確認する必要がある。

**Table 8.6.2-2 JICA Guidelines for Environmental and Social considerations (April 2004) Appendix 1**

Appendix 1. Environmental and Social Considerations Required for Intended Projects

**4. Compliance with Laws, Standards, and Plans**

1. Projects must comply with the laws, ordinances, and standards related to environmental and social considerations established by the governments that have jurisdiction over project sites (including both national and local governments). They must also conform to the environmental and social consideration policies and plans of the governments that have such jurisdiction.
2. Projects must, in principle, be undertaken outside of protected areas that are specifically designated by laws or ordinances for the conservation of nature or cultural heritage (excluding projects whose primary objectives are to promote the protection or restoration of such areas). Projects are also not to impose significant adverse impacts on designated conservation areas.

**6. Ecosystem and Biota**

1 Projects must not involve significant conversion or significant degradation of critical natural habitats and critical forests.
2. Illegal logging of forests must be avoided. Project proponents etc. are encouraged to obtain certification by forest certification systems as a way to ensure the prevention of illegal logging.

### 8.6.3 フィージビリティースタディーに求められる環境社会配慮

本調査により、水力開発の有望地点としてアヤゴが選定された。アヤゴプロジェクトは国立公園の中心部に位置し、IUCN のレッドリスト掲載種の生息も確認されている。そのため、これらの保護区･保護生物に何らかの影響を与えることは避けられない。もし、MEMD がドナーの支援を受けてアヤゴプロジェクトを進める場合、世銀やアフリカ開発銀行、JICA などのようなドナーの整備するガイドラインに従う必要がある。Table 8.6.3-1 および Table 8.6.3-2 は、

ドナーのガイドラインの例である。JICA ガイドラインを含め、全てのガイドラインは、保護区に対する十分な配慮を求めている。すなわち、フィージビリティースタディーの段階では、Wildlife Act 21 条および 24 条（Table8.6.2-2）の規定その他ウガンダの法制度に則りつつ、詳細な現況調査と科学的な影響予測に基づいた十分な環境保全対策が求められている。

**Table 8.6.3-1 Operational Policies of World Bank**

OP 4.04 - Natural Habitats

Project Design and Implementation

4. The Bank does not support projects that, in the Bank's opinion, involve the significant conversion or degradation3of critical natural habitats.
5. Wherever feasible, Bank-financed projects are sited on lands already converted (excluding any lands that in the Bank's opinion were converted in anticipation of the project). The Bank does not support projects involving the significant conversion of natural habitats unless there are no feasible alternatives for the project and its siting, and comprehensive analysis demonstrates that overall benefits from the project substantially outweigh the environmental costs. If the environmental assessment4indicates that a project would significantly convert or degrade natural habitats, the project includes mitigation measures acceptable to the Bank. Such mitigation measures include, as appropriate, minimizing habitat loss (e.g., strategic habitat retention and post-development restoration) and establishing and maintaining an ecologically similar protected area. The Bank accepts other forms of mitigation measures only when they are technically justified.
6. In deciding whether to support a project with potential adverse impacts on a natural habitat, the Bank takes into account the borrower's ability to implement the appropriate conservation and mitigation measures. If there are potential institutional capacity problems, the project includes components that develop the capacity of national and local institutions for effective environmental planning and management. The mitigation measures specified for the project may be used to enhance the practical field capacity of national and local institutions.
7. In projects with natural habitat components, project preparation, appraisal, and supervision arrangements include appropriate environmental expertise to ensure adequate design and implementation of mitigation measures.

**Table 8.6.3-2 African Development Bank Group's Policy on the Environment**

Protecting Global Public Goods

5.1.6 Coupled with the environmental problems facing Africa is its increasing marginalization by the process of globalization. To be able to share in the benefits and opportunities offered by globalisation, it is accepted that there will be a need to: (i) accelerate the economic growth rates by raising the levels and productivity of investment and attracting larger volumes of international capital; (ii) reorient economic policies, with major policy reforms and greater participation of the private sector; (iii) increase competitiveness of traditional exports, while diversifying them; and (iv) enhance regional integration and strengthen cooperation arrangements. Fortunately, Africa is endowed with a rich resource base consisting, among others, of minerals, oil and gas deposits

which can provide a basis for mining and industrial development. Its rich flora and fauna, and wide expanses of natural habitats offer excellent opportunities for tapping into the potential of the global tourism industry, which remains the fastest growing industry in the world.

5.3.5 Global Public Goods represent a unique opportunity for Africa to reverse the downward trend in the flow of ODA. In fact, the continent is a large producer of goods that have international and global benefits. Their protection will, therefore, require global efforts and the Bank will, in the context of its normal lending programs, encourage RMCs to protect and manage natural parks and nature reserves, mangroves, reefs and lagoons, and encourage the inclusion of GPG concepts and practices in public sector operations. It will support the implementation of people-oriented programs that emphasize developing management systems and technological packages and incentives for expanding forest cover and tree integration with agricultural production systems. The Bank will, furthermore, promote the role of private sector in financing initiatives to combat climate change, particularly in the use of permit trading as a major mechanism to implement the Kyoto Protocol. It will specially emphasise the role of women in the conservation of biological diversity and the sustainable use of biological resources.

# 第９章　事業実施計画

# 第 9 章　事業実施計画

## 9.1　資金計画

Ayago 水力発電プロジェクトの建設のための考えうる資金源としては、ウガンダ政府予算(Energy Fund)・多国間/二国間開発援助・民間投資が考えられる。この資金計画を検討するにあたり、Ayago 水力プロジェクトのみを対象とするのではなく、至近年に建設が予定されている水力プロジェクトである Karuma・Isimba を含めた資金調達の検討をする必要がある。

ウガンダでの民間によるIPPの事例で最大規模のものは、250MWのBujagali水力発電プロジェクト[1]である。Box 1 に示したように資金調達に係わる利害関係者が多数存在し、複雑な金融上の仕組みが形作られており、関係者間の利害調整には当然多大な時間を要したものとなる。しかも、IPPには時宜に適った資金調達ができるかどうかについては不確定であり、多くの例では、想定外の遅延が生じることもありうる。例えば、Karumaプロジェクト[2]は、当初ノルウエーのNORPAKが中心となってIPPとして推進されていたが 2009 年に撤退し、現在では政府プロジェクトとして 2011 年に着工すべく推進中である。

Ayago プロジェクトは 2020 年頃には運開すべきものであり、この目標年を達成するには、資金調達上比較的より確実な方策を模索する必要があろう。一つの方策としては政府資金とドナーの援助資金を組み合わせたものが考えうる。本節では、この可能性について検討する。

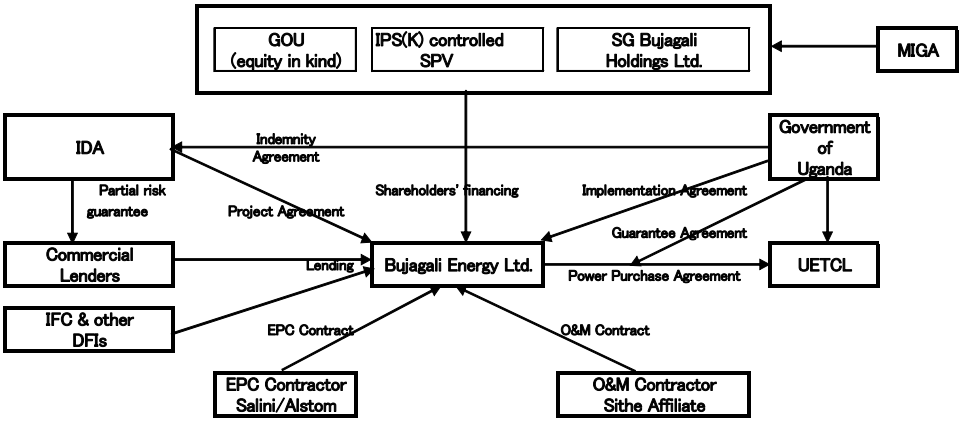
[1] 当初はアメリカの AES Corporation が中心となって 2005 年の運開を目指して開発を進めてきていたが、2003 年に撤退したため、その後現在の AKFED(Aga Khan Fund for Economic Development)と SITHE 社がスポンサーとなって 2007 年に着工、2011 年の運開を目指して建設中である。

[2] 1995 年にノルウエーの NORPAK が開発権を得て F/S と EIA を実施し、2006 年には F/S が完成したが、その後世銀の融資中止やウガンダ政府が当初の 250MW から 750MW に開発規模を変更したこともあり、NORPAK は撤退した。

**Box 1: Bujagaliプロジェクト　ファイナンシャルスキーム**

出典: 世銀プロジェクト評価報告書より一部引用

Bujagali 水力発電プロジェクトは BEL（プロジェクトスポンサーによりウガンダ法により設立された特別目的会社）が現在開発を行っており、同社が BOT (建設・所有・運営・移転)方式により資金調達・建設・運営の責任を持つ。BEL 社は 30 年間の PPA（電力購買契約）に基づき UETCL（ウガンダ送電会社）に電力を販売する。プロジェクトスポンサーは次の各社である：(a) Industrial Promotion Services (Kenya) Ltd.（Aga Khan Fund for Economic Development (AKFED)の産業開発部門 IPS のケニアにおける子会社、 (b) Sithe Global Power LLC (US) 2004 年に設立され、世界中で戦略的資産に対し開発・建設・取得・運営の事業を展開している国際的な開発会社。




### 9.1.1　投資計画

先に述べたように、Ayago プロジェクトの資金調達先を検討するに当たっては、実施時期が近接している Karuma・Isimba といったその他の大規模水力開発計画も考慮する必要がある。

Table 9.1.1-1 に、Karuma・Isimba・Ayago の各水力プロジェクトの建設（事業）に要する投資額の年度展開を示す。

**Table 9.1.1-1　Investment Plan**

Unit: US$ in millions

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Karuma | | | | | | | | | | | | | | |
| Generation | 60 | 380 | 370 | 250 | 240 | | | | | | | | | 1,300 |
| T/L | | 200 | 200 | | | | | | | | | | | 400 |
| Total | 60 | 580 | 570 | 250 | 240 | | | | | | | | | 1,700 |
| Isimba | | | | | | | | | | | | | | |
| Generation | | 10 | 110 | 70 | 90 | 60 | 50 | | | | | | | 390 |
| T/L | | | | | | | | | | | | | | n/a |
| Total | | 10 | 110 | 70 | 90 | 60 | 50 | | | | | | | 390 |
| Ayago | | | | | | | | | | | | | | |
| Generation | | | | | | 44 | 87 | 131 | 131 | 108 | 149 | 140 | 44 | 834 |
| T/L | | | | | | | | | | | | 9 | 20 | 29 |
| Total | | | | | | 44 | 87 | 131 | 131 | 108 | 149 | 149 | 64 | 863 |
| Total | 60 | 590 | 680 | 320 | 330 | 104 | 137 | 131 | 131 | 108 | | | | 2,953 |

(Source: MEMD & Study Team)

註：上記表の金額は確定的なものではなくおおよその想定額である。

＊註：Ayago プロジェクトの投資額は Scenario I の 300MW の 3 フェーズ段階開発のものである。

### 9.1.2 可能な資金源

1) ウガンダ政府予算(Energy Fund)

Energy Fund は 2005 年に開始されたものであり、電力開発のためウガンダ政府予算より割り当てられるものである。下表に Energy Fund の現況を示す。

**Table 9.1.2-1 Energy Fund Status (Unit: U.Shillings in billions)**

| Fiscal year | 2009/2010 | 2010/2011 |
|---|---|---|
| Budget appropriation | 191.28 (US$ 85million) | 0 |
| Use | - | 115.1* (US$51million) |
| Balance | 657.2 (US$293million) | 542.1(US$242million) |

(Source: MEMD)

＊註：この金額は主として Karuma プロジェクト向けのものである。

＊＊註：交換レート US$2,244/U.Shilling

ウガンダ政府は電化推進のため Energy Fund と Rural Electrification Fund の 2 つの特別基金を設置している。Box 2 に Energy Fund と地方電化基金の概要を示す。

**Box 2: Government Funds for Power Sector**

| | Source | Administered by | Use |
|---|---|---|---|
| Energy Fund | Government budget, partly from tax on oil products | MEMD | Advance payment to BEL for Bujagali Construction (refunded to Energy Fund)<br>Feasibility study for Karuma (15 billion shillings ≒ US$6.7million) |
| Rural Electrification Fund | Government budget, partly from tax on electricity bill<br>IDA<br>Norway | REA through MEMD | US$50million for construction of 20 electrification projects |

2) 多国間・二国間開発援助

ドナーはエネルギーセクターを優先的な支援分野として考えており、Ayago プロジェクトに対しても大規模水力発電計画との一つとして関心を示している。ドナーは Energy Fund の不足分を補填することを期待されているが、どのドナーも単独で不足額をカバーすることは出来ない。このため、いくつかのドナーによる協調融資が必要となると推測さ

れる。

ウガンダは、LDC（Least Development Countries）の低所得国として分類されており、極めて有利な譲許性の借款が期待される。これまでいくつかのドナーは贈与や借款をウガンダの電力セクターに対し供与してきている。この中には、多国間ドナーとしては AfDB・WB/IDA があり、二国間ドナーとしては JICA・KfW・NORAD が含まれる。 Box 3 に調査団がウガンダ在中のドナーに対し行ったヒアリング結果の概要を載せる。また、Box 4 にはドナーの進行中の活動について載せた。

**Box 3 Hearings from various donors**

The followings are major findings from hearings made by JICA Study Team from various donors including AfDB and WB, AFD, KfW, and NORAD.

| | |
|---|---|
| Policy for assistance | ➢ Formulated according to the priorities given by GOU.<br>➢ See Box 4 for activities of some donors. |
| Possibility of loan to Ayago project | ➢ Energy sector is given one of top priorities by GOU so that the donors are concerned with Ayago project as one of hydropower development schemes.<br>➢ The donors expect early completion of a feasibility study to consider Ayago project as a candidate for loan. |
| Precondition for project loan | ➢ Cofinance is not necessarily a precondition to provide a project loan.<br>➢ WB requires that a feasibility study and an EIA should be conducted by separate consultants. |
| Upper limit to a project loan | ➢ No predetermined upper limit to a project loan except for KfW (up to 30% of construction cost)<br>➢ The amount of a loan is flexibly determined according to funding necessity of each particular project. |
| Loan conditions | ➢ For a public sector project, the softest conditions are those of AfDB such as no interest rate with 50 years of repayment period and 10 years of grace period and with 0.75 % of service charge and 0.5 % of commitment charge. |
| Others | ➢ Some donors show concern over GOU's funding capacity and managing capacity for construction of large hydropower projects. |

**Box 4 Development Aid under way in Uganda Power Sector**

| Donor | Master plan or feasibility study | Generation | Transmission | Distribution or rural electrification |
|---|---|---|---|---|
| IDA (WB) | | Thermal power (for Power Sector Development Operation) (UGX164.73 billion) Bujagali | | Energy for rural transformation (UGX135.936billion) |
| AfDB | | Bujagali | Bujagali interconnection (UGX27.49billion) Mbarra/Nkenda T-line (UGX135.817billion) NELSAP (UGX19.733billion) | |
| JICA | Ayago hydropower | | Bujagali interconnection (UGX17.63billion) | |
| NORAD | Feasibility study for Isimba hydropower (UGX2.563billion) | | Karuma interconnection (UGX0.926billion) Mputa interconnection (UGX48.654billion) Transmission Hoima-Kafu (UGX0.949billion) | Rural electrification (UGX67.686billion) |
| KFW | | Small hydropower projects Bujagali | | Rehabilitation of Maziba power station (Euro 1.9million) Completion of Nyagak I(US$6.9million & Euro 1.3million) Construction of Nyagak III(Euro 4.7million) Grid extension in West Nile region(Euro 9.9million), Feasibility study of Maziba.(Euro 0.22million) |

### 9.1.3 資金計画

ウガンダ政府は、経済成長促進のためエネルギーセクターを最優先分野の一つとして掲げている。従って、Energy Fund への資金投入のため多額の予算措置が期待しうるが、政府の財政状況や債務負担能力についても配慮する必要がある。

一方、ドナーからのプロジェクト借款については、Energy Fund の不足分補填のため複数ドナーによる協調融資になると推測される。

表 9.1.3-1 に期待される資金計画を示す。なお、同表で示された金額は確定したものではなくウガンダ側のおおよその期待値である。

**Table 9.1.3-1 Funding Plan**

Unit: US$ in millions

| | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Karuma** | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fund requirement | 60 | 580 | 570 | 250 | 240 | | | | | | | | | 1,700 |
| | Funding | 60 | 580 | 570 | 250 | 240 | | | | | | | | | 1,700 |
| | Energy Fund (70% as Equity) | 42 | 406 | 399 | 175 | 168 | | | | | | | | | 1,190 |
| | National Social Security Fund (15% as Equity) | 9 | 87 | 85.5 | 37.5 | 36 | | | | | | | | | 255 |
| | Borrowings from private bunks (15%) | 9 | 87 | 85.5 | 37.5 | 36 | | | | | | | | | 255 |
| **Isimba** | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fund requirement | | 10 | 110 | 70 | 90 | 60 | 50 | | | | | | | 390 |
| | Funding | | 10 | 110 | 70 | 90 | 60 | 50 | | | | | | | 390 |
| | Private investimant & lending (95%) | | 9.5 | 104.5 | 66.5 | 85.5 | 57 | 47.5 | | | | | | | 370.5 |
| | Government's equity participation for PPP (5%) | | 0.5 | 5.5 | 3.5 | 4.5 | 3 | 2.5 | | | | | | | 19.5 |
| **Ayago** | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fund requirement | | | | | | 44 | 87 | 131 | 131 | 108 | 149 | 149 | 64 | 863 |
| | Funding | | | | | | 44 | 87 | 131 | 131 | 108 | 149 | 149 | 64 | 863 |
| | Energy Fund (50%) | | | | | | 22 | 43.5 | 65.5 | 65.5 | 54 | 74.5 | 74.5 | 32 | 431.5 |
| | Donor's aid (50%) | | | | | | 22 | 43.5 | 65.5 | 65.5 | 54 | 74.5 | 74.5 | 32 | 431.5 |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Total Funding** | | 60 | 590 | 680 | 320 | 330 | 104 | 137 | 131 | 131 | 108 | 149 | 149 | 64 | 2,953 |
| | Energy Fund | 42 | 406 | 399 | 175 | 168 | 22 | 43.5 | 65.5 | 65.5 | 54 | 74.5 | 74.5 | 32 | 1,622 |
| | Government's equity participation for PPP | | 0.5 | 5.5 | 3.5 | 4.5 | 3 | 2.5 | | | | | | | 19.5 |
| | National Social Security Fund | 9 | 87 | 85.5 | 37.5 | 36 | | | | | | | | | 255 |
| | Donor's aid | | | | | | 22 | 43.5 | 65.5 | 65.5 | 54 | 74.5 | 74.5 | 32 | 432 |
| | Private investimant & lending | | 9.5 | 104.5 | 66.5 | 85.5 | 57 | 47.5 | | | | | | | 370.5 |
| | Borrowings from private bunks | 9 | 87 | 85.5 | 37.5 | 36 | | | | | | | | | 255 |

(Source: MEMD & Study Team)

*註：Ayago プロジェクトの投資額については、300MW の 3 期段階開発の場合のものである。

なお、ウガンダ政府（財務大臣により代表される）によりドナーから所要資金を借入れた場合、元利金の償還は Box 5 に示した流れとなる。

**Box 5: デットサービスフロー**

政府を代表して財務大臣がドナーと借款契約を締結し、プロジェクト実施組織（例えば発電会社 UEGCL）に約 7%の利子を付して転貸し、この実施組織が財務省に対し元利金の償還を義務付けられることとなり、この償還を受けて財務省はドナーに対し最終的に元利金の支払を果たすこととなる。

UEGCL が実施組織となった場合には、送電会社の UETCL に請求する発電料金の構成要素であるコンセッションフィーの中にこの元利金相当額を含めることとなる。UETCL は民営の小売会社である UMEME に請求する卸売料金に同額を含めることとなる。最終的には UMEME が小売料金に反映させるために所要収入金額に同額を含め、最終需要家がこの小売料金を UMEME に支払うこととなる。元利金償還はこの流れを逆に辿ることとなる。

## 9.2 実施計画

前節で述べたように、資金源には大きく分けて、ウガンダ政府予算 (Energy Fund)、多国間・二国間開発援助、民間投資の 3 種類がある。これらの資金源をどのように組み合わせるかにより、事業実施方式が決定されることとなる。下記に主要な事業実施方式を示す。なお、ここで言う政府出資には、開発援助機関による資金援助も含む。

### 9.2.1 資金調達方法による実施方式

#### (1) 政府単独事業

政府が自己資金および ODA 等の借入金により、水力発電所の建設・運営を行う方式。運転業務も、政府機関（UEGCL 等）が実施する。

#### (2) PPP (Public-Private Partnership)

【A タイプ：共同会社設立】

政府が民間と共同で出資する発電会社(SPC: Special Purpose Company)を設立し、水力発電所の建設・運営を行う方式。この方式は、民間が資本参加するので IPP のバリエーションと考えられる。

【B タイプ：政府所有・民間コンセッションによる運営】

政府資金のみで水力発電所を建設し、政府の所有権を維持したまま、運営をコンセッションにより民間に委託する形態。

この形態は、もともと政府機関により垂直統合型の電気事業が営まれていたときにとられていたタイプに類似するものであるが、運営についても政府機関（電力公社）が実施していた。しかしながら、ウガンダでは、電力セクター改革により政府から現業部門が切り離されたため、水力発電所の運営については民間に委託する必要がある。この意味で、政府による建設･所有と民間による運営という政府と民間の共同事業となる。このタイプは、現在 Kiira・Nalubaale 水力発電所で採用されているタイプと同じである。

【C タイプ：政府と民間が別々に施設を建設し共同で運営】

道路、送電線、取水堰等の基礎インフラ部分を政府が建設し、発電設備等を民間が建設し、完成後は共同で運営を行う方式。ベトナムのフーミー火力発電所のように、1 号機までを政府が建設し、2 号機以降を民間が建設した事例もある。

#### (3) IPP (Independent Power Producer)

【A タイプ：BOT（Build Operate Transfer）型】

民間資金のみで発電会社を設立し、水力発電所の建設・運営を行うが、20 年ないし 30 年後に政府に水力発電所の所有権を譲渡する方式。

【B タイプ： BOO（Build Operate Own）型】

A タイプと基本的に同じだが、政府への所有権移転の義務はないため、純粋な IPP 型と言える。

上記の実施方式におけるメリット・デメリットを Table 9.2.1-1 に整理する。なお、評価にあたっては、Ayago 水力プロジェクトを期待される時期に投入できるかを第一の基準(1)とし、またウガンダ側に調査段階から建設・運開までのプロジェクトマネジメント能力を蓄積できるかどうかを第二の基準(2)とした。なお、表中の評価は、(1)と(2)のメリットに関し、メリットのあるものについて✔で表している。

**Table 9.2.1-1 Evaluation of Implementation Method**

| 実施方式 | | メリット | デメリット | 評価 |
|---|---|---|---|---|
| 政府単独事業 | | ・ 政府のｺﾝﾄﾛｰﾙがし易い<br>・ 開発までの期間を短縮可能<br>・ プロジェクトマネジメントと運転の経験を蓄積することが可能<br>・ [3]経営の透明性が増し、公益事業の国民に対するアカウンタビリティが果たせる可能性が増す | ・ *[3] 電気事業としての経営の独立性が侵されやすい<br>・ 資金調達は全額政府責任<br>・ プロジェクトマネジメント要員を確保する必要がある<br>・ 運転要員を確保する必要がある | (1)✔ ✔<br>(2)✔ ✔ |
| PPP 方式 | 【A タイプ】<br>共同会社設立 | ・ 民間の資金とノウハウを活用できる<br>・ 政府の資金負担を低減できる<br>・ 出資割合に応じた経営参加が可能となる<br>・ 経営の透明性が増し、公益事業の国民に対するアカウンタビリティが果たせる可能性が増す<br>・ 政府側の人的な投入を低減できる | ・ 多数の出資者間のﾌｧｲﾅﾝｼｬﾙｱﾚﾝｼﾞに時間がかかり、開発時期が遅れる可能性がある<br>・ 政府出資分の資金調達が必要で、プロジェクトが破綻した場合には政府出資分を失ってしまうリスクがある<br>・ 民間資金参加条件として政府保証が求められ、国の偶発債務となる<br>・ プロジェクトマネジメント能力蓄積の可能性低い | (2)✔ |
| | 【B タイプ】<br>運営ｺﾝｾｯｼｮﾝ | ・ 開発までの期間を短縮可能<br>・ プロジェクトマネジメン | ・ 建設資金調達は全額政府責任<br>・ プロジェクトマネジメン | (1)✔✔<br>(2)✔ ✔ |

[3] 政府は国民に対し情報開示義務があり、政府機関の経営についても開示する必要があり、この分経営の透明性は高まるものと期待されるが、政府機関による電力経営は政府の政策の道具（料金・利益配分・人事等）として使われる懸念もある。

| 実施方式 | | メリット | デメリット | 評価 |
|---|---|---|---|---|
| | | トの経験を蓄積することが可能<br>・ 運転要員の確保が不要<br>・ オーバーホールを含む長期的な維持管理計画の費用負担を OM 企業に負担させることが可能 | ト要員を確保する必要がある<br>・ 運転経験の蓄積ができない | |
| | 【C タイプ】<br>個別建設型 | ・ 民間の資金とノウハウを活用できる<br>・ 政府の資金負担を低減できる<br>・ リスクの高い第 1 期工事を政府が開発するため、民間が参画し易い<br>・ プロジェクトマネジメントの経験を蓄積することが可能 | ・ 開発期間は、政府単独事業よりかかるものの、IPP や共同会社設立よりは有利<br>・ 別々に建設した設備を共同運営するための工夫が必要<br>・ 民間資金参加条件として政府保証が求められ、国の偶発債務となる<br>・ [4]*民間関与部分の経営の透明性低い | (1)✔<br>(2)✔ |
| IPP 方式 | 【A タイプ】<br>BOT 型 | ・ 民間の資金とノウハウを活用できる<br>・ 政府の資金負担を低減できる<br>・ 政府側の人的な投入を減らすことができる | ・ 多数の出資者間のﾌｧｲﾅﾝｼｬﾙｱﾚﾝｼﾞに時間がかかり、開発時期が遅れる可能性がある。<br>・ 資金規模が大きいため、民間事業者では参画しづらい<br>・ 民間資金参加条件として政府保証が求められ、国の偶発債務となる<br>・ プロジェクトマネジメント能力蓄積の可能性低い<br>*経営の透明性が低い | |
| | 【B タイプ】<br>BOO 型 | ・ 民間の資金とノウハウを活用できる<br>・ 政府の資金負担を低減できる<br>・ 政府側の人的な投入を減らすことができる | ・ 多数の出資者間のﾌｧｲﾅﾝｼｬﾙｱﾚﾝｼﾞに時間がかかり、開発時期が遅れる可能性がある。<br>・ 資金規模が大きいため、民間事業者では参画しづ | |

[4]*民間の契約は、私的自治の原則により法に抵触しない限り情報開示義務はなく、またその経営についても公権力の介入は許されないため、第三者である国民にとりその経営の透明性は低くならざるをえない。

| 実施方式 | | メリット | デメリット | 評価 |
|---|---|---|---|---|
| | | | らい<br>・ 民間資金参加条件として政府保証が求められ、国の偶発債務となる<br>・ プロジェクトマネジメント能力蓄積の可能性低い<br>・ *経営の透明性が低い | |

※ ✔が多い方が高評価

上記で述べたように IPP 型の事業実施方式は、そのバリエーションである PPP の A タイプも含め、その資金調達に長期間を要し、ファイナンシャルクローズの時期については不確実性が高いため、より確実な時期に Ayago プロジェクトを投入できるよう、ここでは、政府単独事業もしくは PPP の B タイプによる実施体制を中心に検討する。一方、仮に政府単独での資金調達に支障がある場合は、PPP の C タイプ（政府と民間が別々に施設を建設し共同で運営）が有効な方式として期待される。

### 9.2.2 発注方法による実施方式

政府単独事業もしくは PPP の B タイプによる実施体制をとる場合には、ウガンダ政府あるいはその実施機関（以降オーナー側と称する）が、財政資金と ODA 等の開発援助資金により水力プロジェクトの建設を行い、完成後政府機関が直接運営するか、コンセッションにより民間に委託することとなる。

Ayago プロジェクトは、今後のステージとして F/S、詳細設計、入札書類作成、入札、建設、竣工検査、試運転、営業運転開始がある。これらの業務をどのような方式で実施するかにより着工に至るまでの実施工程が異なり、また必要とされるオーナー側のプロジェクトマネジメント能力や実施組織が異なる。いずれにしても、現状ではオーナー側のインハウスエンジニアが不足しているため、プロジェクトマネジメント能力強化のためコンサルタント起用等の方策を含めた実施体制・組織造りが不可欠である。従ってここでは、オーナー側の負担を軽減することができる EPC 方式と CM 方式について実施方式を検討することとする。なお、このための具体的な方策については、第 11 章の「開発課題と提案」で述べることとする。

#### (1) EPC (Engineering, Procurement, Construction)方式

EPC 方式は、入札により選定された EPC 業者が詳細設計・機器調達・建設(EPC)を行う方式である。

EPC 方式は、詳細設計を EPC 業者が実施することとなり、詳細設計から竣工までの工期を短縮することを目的の一つとして採られるファスト・トラックの一方式と言われている。詳細設計や施工については EPC 業者に一切任せることとなり、その分オーナー側にプロジェクトマネジメント能力が不足している場合には、関与する度合いが低くなるため都合のよい方式ではある。これとは裏腹となるが、オーナー側のプロジェクトマネジメント能力不足は、EPC 業者の言いなりにならざるを得ないリスクがある。

火力発電所のようなプラント建設においては、地盤に係わる地質条件の不確定要素が全体工費に占める割合は大きくない。従って、EPC の入札は通常ランプサムで行われ、建設金額が落札の時点でほぼ確定される。

しかし、地質等の不確定要素の多い水力プロジェクトでは、ランプサム方式による入札を行うことは、応札業者にとってはリスクが高すぎる。このため、設計の不確定要素や地質リスクに応じた高いマークアップを応札額に加えざるを得ないため、入札価格が高くなる可能性がある。そのため、地質条件に左右される工事種目については、単価契約方式による出来高精算方式をとることもあるが、基本設計時点で推測された地質・岩盤条件が詳細設計や工事の過程で実際の状態と異なっている場合には、設計変更といった形で、追加費用が請求されることになる。この結果実際の工事費が、基本設計時点での工事費見積額や EPC の落札額から大きくかけ離れることがよくあり、これらに係わる契約上の紛争や訴訟リスクが高くなる。

従って、EPC 方式を採る場合には、オーナー側としては、十分な地形測量や地質調査をやった上で契約することが必要であり、実施に当たっては下記の要件が求められる。

- 曖昧さをできるだけ排除した入札図書の作成（工事範囲・発注図面・仕様書・支払条件を含む契約条件等）
- 支払条件については、ランプサムとするか単価方式にするかの選択と各々の場合のリスク検討
- EPC 業者作成の詳細設計審査能力
- 施工監理能力

**(2) CM(Construction Management)方式**

CM 方式は、オーナー側に代わって、あるいは一体となって CM コンサルタントが工事品質・工費・工期の管理を行うものであり、建設業者は CM コンサルタントの施工管理の下で単価契約方式により建設を行うこととなる。なお、上記の工事管理要素に対し、CM コンサルタントがどの程度責任を負うのかによって、CM コンサルタント契約の様々なバリエーションがある。工事品質・工費・工期を保証する CM at Risk（EPC と近似してくる）から、国際契約約款である FIDIC（単価契約方式版）に基づいた施工管理業務コンサルタントとしての方式（つまり、工事品質・工費・工期は保証しないが、オーナー側と建設業者側の間に立って、技術的判断に基づくコスト負担の判断を行う）まで、リスクの取りかたにより様々なバリエーションから選択することとなる。当然コンサルタントの責任（リスク）が大きくなれば、これに対するコンサルタント報酬も高くなる。

EPC 方式で述べた地質条件の不確定要素は、CM 方式においても同様ではあるが、詳細設計を EPC 業者に任せるのではなく、CM 方式によりオーナー側が雇用するコンサルタントに詳細設計を実施させ、より精度の高い設計と工事費見積により施工業者と機器調達に関する入札を行うものである。このことにより、EPC 方式による基本設計レベルに基づく入札よりも不確定要因を減らした詳細設計レベルでの入札となり、応札業者もリスクマージンを減らした応札が可能となる。また、CM コンサルタントは、施工された工事につい

て検測を行ない、工事の質と量について査定を実施し、これに基づき工事金額が支払われることとなる。

**(3) ジョイント S/V 方式**

コンサルタントによる施工監理という点では CM 方式と同じであるが、ここでは、コンサルタントとオーナー側とがチームを作って共同して施工管理を実施するジョイント S/V 方式であり、オーナー側のスタッフに対しプロジェクトマネジメントやエンジニアリングに関する OJT の機会を提供するものである。コンサルタントは、工事品質・工費・工期は保証しないが、オーナー側と建設業者側の間に立って、技術的判断に基づいて中立的にコスト負担の判断を行うものである。

上記の実施体制におけるメリット・デメリットを Table 9.2.2-1 に整理する。なお、評価にあたっては、工事の品質・工費・工期の確保を第一の基準(1)とし、またオーナー側にプロジェクトマネジメント能力を蓄積できるかどうかを第二の基準(2)とし、第三の基準(3)としてコンサルタントフィーの多寡とした。なお、表中の評価は、(1)～(3)のメリットに関し、メリットのあるものについて✔で表している。

**Table 9.2.2-1 Evaluation of Implementation Scheme**

| 実施体制 | メリット | デメリット | 評価 |
|---|---|---|---|
| EPC 方式 | ・ ファスト・トラック方式と言われ、設計・建設期間の短縮が可能となる場合もある<br>・ 設計・建設に政府側が直接関与する必要がなく、設計・施工責任は EPC 業者が負う<br>・ オーナー側の人的投入を低減することが可能<br>・ ランプサム契約の場合、契約時点で建設費が確定する | ・ EPC 業者の入札のための入札図書作成と入札評価の能力がオーナー側に必要<br>・ F/S レベルで実施される入札条件と異なった地質等の現場条件に遭遇した場合、必ずしもファスト・トラックとはならない<br>・ 設計・施工の品質チェックがコントラクター任せとなり易い。<br>・ ランプサム契約の場合、応札業者はリスクヘッジのため高いマークアップをかける<br>・ ランプサム契約であっても、地質等現場条件が入札条件と異なる場合には、設計変更による費用請求があり、これに対する査定能力がオーナー側 | (3)✔ |

| 実施体制 | | メリット | デメリット | 評価 |
|---|---|---|---|---|
| | | | に必要<br>・ 施工管理におけるオーナー側の関与が少ないため、オーナー側のプロジェクトマネジメントの蓄積が乏しくなる可能性がある | |
| CM 方式 | CM at Risk | ・ 工事品質・工費・工期の保証が CM コンサルタントによりなされる<br>・ オーナー側の人的投入の低減<br>・ CM コンサルタントが詳細設計を実施した場合には設計責任を CM コンサルタントが負う | ・ 工事品質・工費・工期の保証のリスクヘッジのため、コンサルタントフィーに EPC と同様の高いマークアップを含めるため高額となる<br>・ 施工管理におけるオーナー側の関与が少ないため、オーナー側のプロジェクトマネジメントの蓄積が乏しくなる可能性がある<br>・ 建設業者と CM コンサルタントとの間あるいはオーナー側と CM コンサルタントとの間の契約上の紛争・訴訟の可能性が高い | (1)✔ ✔ |
| | ジョイント S/V | ・ 工事の品質・工費・工期に関し、技術的な立場からの公平な責任分担の判断が可能<br>・ 建設業者との契約上の紛争・訴訟の可能性はあるものの、S/V コンサルタントの中立的な判断が随時なされることにより、その可能性を低減することが可能<br>・ コンサルフィーは妥当な額となる<br>・ オーナーは S/V コンサルタントとジョイントのプロジェクトマネジメントチームを結成することに | ・ S/V コンサルタントは工事の品質・工費・工期の保証をしない | (1)✔✔<br>(2)✔✔✔<br>(3) ✔ |

| 実施体制 | | メリット | デメリット | 評価 |
|---|---|---|---|---|
| | | より、プロジェクトマネジメントの蓄積が可能<br>・ S/V コンサルタントが詳細設計を実施した場合には、設計責任は S/V コンサルタントが負う。 | | |

※　✔が多い方が高評価

調査団としては、FIDIC（単価契約方式版）に基づく施工管理業務コンサルタント方式を提案することとし、これによりコンサルタント費用を最小化すると共に、建設上のリスクについては、経験豊富なコンサルタントの起用により、純粋に技術的な判断に基づき、オーナー側と施工業者側の両者に対し妥当なリスク配分を可能とすることが望ましいと考える。

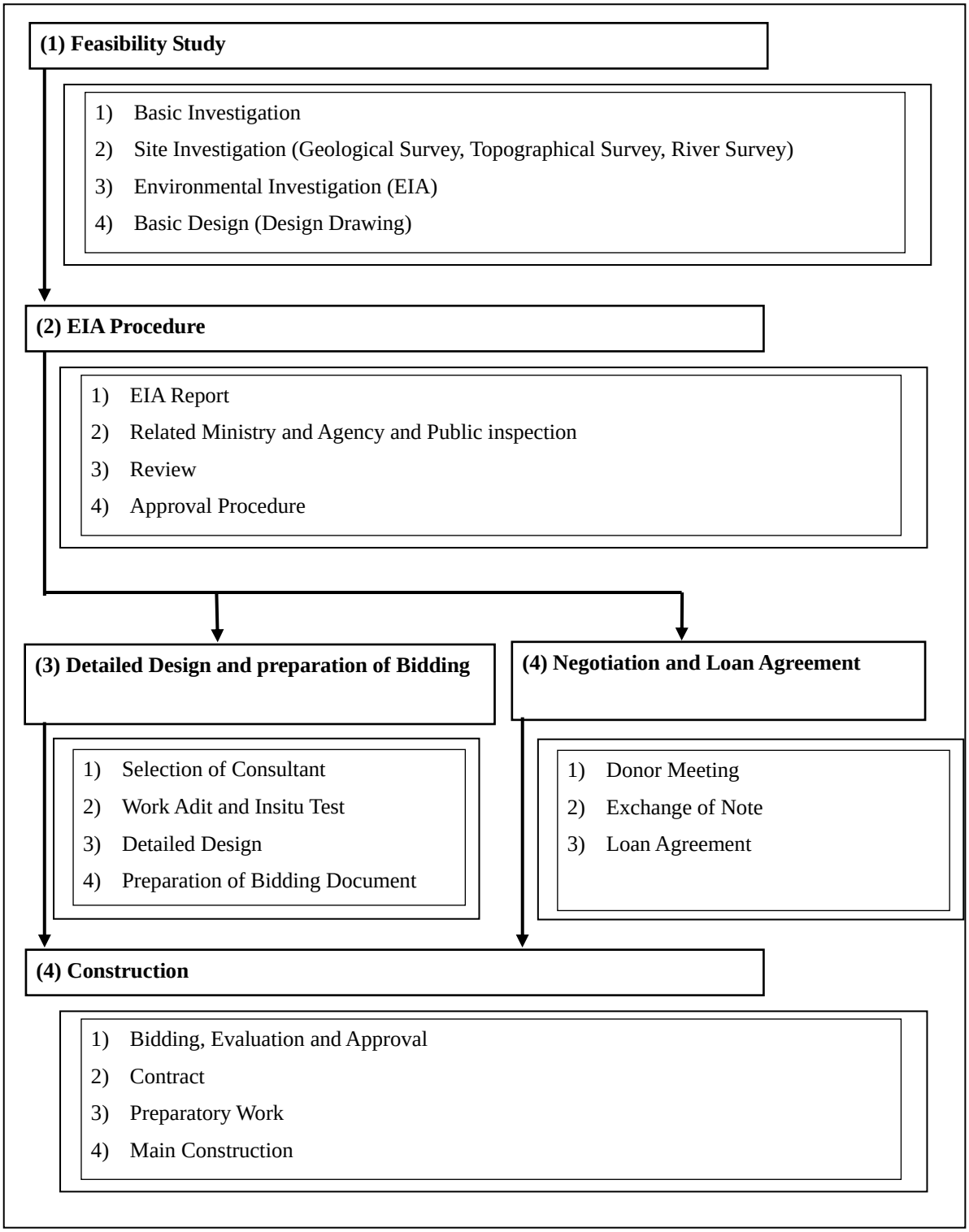
この方式は、コントラクターが設計を行う EPC 方式と比較して、着工までに多少の時間がかかるが、詳細設計に十分な時間をかけて、より精度の高い設計と工事費見積の作成を行い、また土木工事については単価契約による出来高精算方式を採ることにより、応札業者のリスクに対するマークアップを減らすことが可能となる。また、経験豊富なコンサルタントを採用することにより、工事品質・工事費・工期に関し、中立的な技術上の判断により、オーナー側と業者側に対し妥当なリスク配分をすることが可能となり、訴訟リスクの軽減も可能となる。

なお、ウガンダ側のプロジェクトマネジメント能力養成のため、オーナー側とコンサルタントが一体となったプロジェクトマネジメントチーム（以下ジョイント S/V 方式と称す）を結成することが望ましいと考える。

### 9.2.3　実施工程

本マスタープラン作成以降の全体の流れを以下に示す。なお、実施工程は 9.2.1 および 9.2.2 の検討結果により、ODA を活用した政府単独事業並びにジョイント S/V 方式に基づくものとする。

**Table 9.2.3-1 Flow of Implementation Plan after this Study**



**(1) Feasibility Study**

マスタープラン策定後、Ayago 地点に特化したフィージビリティスタディを実施する。ここでは、プレ F/S において実施した現地調査（地質調査、地形測量）の精度をより高めるために、実地測量、河川測量、ボーリング調査、孔内試験等の追加調査を実施する。また、環境調査もプレ F/S で実施した戦略的環境影響評価（SEA）のレベルを高めた環境影響評価（EIA）を実施し、影響評価書を作成する。また、これらの調査結果を踏まえて基本設計を実施し、より精度の高いプロジェクト費用を算出する。

これらの実作業に要する期間として 15 ヶ月を見込む。

**(2) 環境影響評価手続き**

前述の F/S で実施した調査結果および ODA を供与する機関の環境社会配慮ガイドラインに基づき、MEMD において環境影響評価書を作成する。その後、関係各省およびパブリック縦覧を行い、関係者の意見を踏まえて評価書のレビューおよび修正見直しを行った上で、政府内の承認を得る。

これらの手続きは、F/S で実施する EIA と一連の作業であり、環境影響評価に要する期間としては全体で 21 ヶ月を見込んでいる。

**(3) 詳細設計および入札図書準備**

詳細な地質調査および設計の基本となる地盤条件を設定するために、地下発電所への調査横坑を掘削し、原位置試験を実施する。これらの調査結果を踏まえて詳細設計を実施し、合わせて入札図書を作成する。

これらに要する資金はエンジニアリングサービスローンを申請することもできるが、ここでは工程短縮のため、MEMD の自己資金にて F/S 終了後直ちに実施することとし、所要期間は 20 ヶ月を見込む。

**(4) 金融機関協議および融資契約**

ドナーとの融資協議を経て、Exchange of Note と Loan Agreement を締結する。協議は詳細設計において必要資金が見えてきた時点で開始し、所要期間は 10 ヶ月を見込む。

**(5) 建設**

本体工事着工に先立ち、入札手続きに 5 ヶ月、入札評価に 3 ヶ月、承認手続きに 2 ヶ月を見込む。工事用道路や事務所等の準備工事は、工程短縮の観点から MEMD の自己資金により本体工事着工までに完了させておくことが望ましい。建設期間は 7.10.10 で述べたとおり、準備工事も含め、66 ヶ月を見込む。

上記の内容に基づき、マスタープラン終了から本体工事着工までの、標準的なスケジュールを Figure 9.2.3-1 に示す。

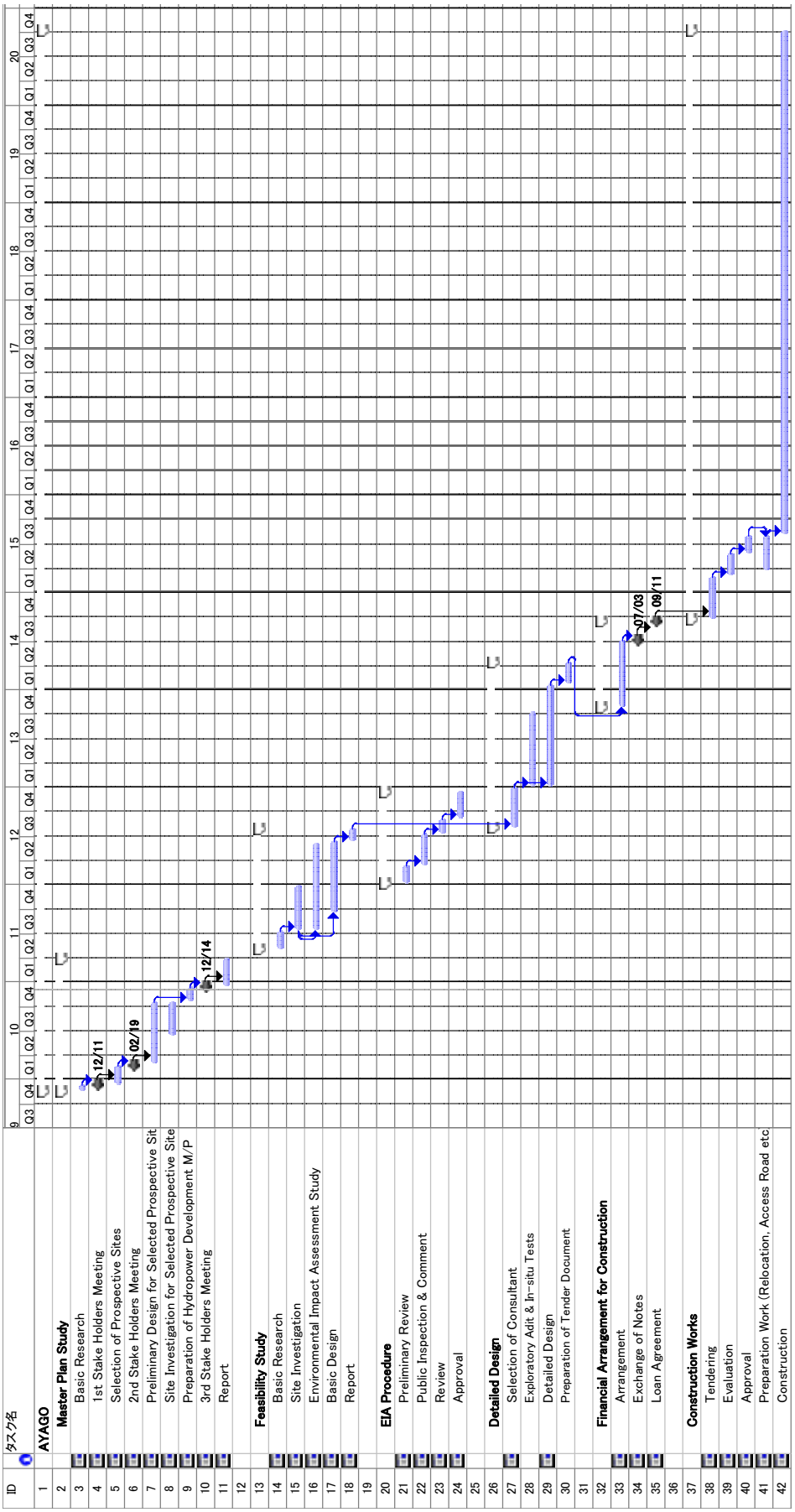



**Figure 9.2.3-1 Implementation Plan**

# 第 10 章　技術移転および人材育成

# 第10章　技術移転および人材育成

## 10.1　技術移転

### 10.1.1　水文・解析手法

水文解析手法の技術移転は、MEMD 事務所においてセミナー方式により実施した。セミナーでの講義内容は以下のとおりである。

技術移転の詳細は Appendix I-1 に示す。

| Title | Contents |
|---|---|
| Introduction of Hydrology | Explanation of contents of hydrological study which includes; data collection and verification, statistical analysis, time series data analysis, low flow analysis, flood analysis. |
| Introduction of Reservoir Operation for a small scale reservoir | Introduction of developing the reservoir operation rule and procedure. |
| Introduction of Dynamic Programming for Optimum Reservoir Operation | Introduction of dynamic programming for a tool to obtain the optimum reservoir operation, with a simple example. |

Photo; Seminar at MEMD in Kampala

### 10.1.2　水力発電計画手法

水力開発計画手法の技術移転は、現地調査時における OJT 研修およびカウンターパート本邦研修により実施した。

**(1)　現地調査時における OJT 研修**

現地調査時における OJT 研修の主な項目は以下のとおりである。

1)　ナイル川の水力ポテンシャルの把握

1/50,000 地形図による開発適地の選定と開発方式の決定および開発規模の算定を共同作業により実施した。これまで取り上げられていなかった Oriang 水力および Kiba 水力の

2 地点を新たに選定できたことはこの作業の成果の一つである。

2) 保証出力および保証電力量の意義と算定方法

水力開発マスタープラン作成作業の中で既設 Nalubaale 水力および Kiira 水力の実際の運用状況から保証出力および保証電力量の意義についてカウンターパートに説明し、その流況表による電力量算定により両地点の保証出力および保証電力量の算定作業を共同で行った。

3) 設備出力の決定方法

実際の需要形態と発電所の運用状況から、既設 Nalubaale 水力および Kiira 水力の設備出力の適格性についての検討作業を実施した。その中で、設備出力の決定において鍵となる水力発電所の最適規模の概念についてのカウンターパートに説明を行った。

### (2) カウンターパート本邦研修による技術移転

2010 年 8 月 20 日より 9 月 3 日まで 6 名のカウンターパートが参加して実施された本邦研修の際、以下に示す研修（講義、現場研修）により水力発電計画手法の技術移転を実施した。

技術移転の詳細は Appendix I-2 に示す。

1) 8 月 20 日（金）

講義： 日本の水力開発の歴史

2) 8 月 25 日（水）

講義： 水力開発計画の手法、ベストミックス

3) 8 月 26 日（木）

講義： 流入量解析、調整池および貯水池の運用

4) 8 月 27 日（金）

天竜川水系水力発電所群の現場研修：

- 水系一貫開発の意義と開発の実例およびカスケード水力の運用の理解
- 水路式水力のレイアウト、構造物設計
- 環境影響緩和策の実例
- 環境維持用水施設の概要と運用および減水区間の河川利用
- 調整池の観光開発
- 取水堰の魚道施設の構造と運用の理解
- ダム洪水吐運用の理解

### 10.1.3　施工計画および工事費

水力発電所の施工計画および工事費の技術移転は、カウンターパート本邦研修時にセミナー方式により実施した。講義内容は以下のとおりであるが、詳細は AppendixJ-3 に示す。

**(1)　仮設および準備工事**

本体工事に先立つアクセス道路やキャンプ並びに仮設備計画について説明した。

**(2)　主要設備の施工計画**

施工計画の説明にあたっては、ウガンダに大規模水路式発電所がないことから、トンネルの施工を中心に、具体的事例を多数紹介した。

**(3)　奥清津第 2 の建設工事事例紹介**

日本の奥清津第 2 の建設工事について、ビデオを用いて紹介し、大規模水力の一般的な施工方法について理解を深めた。

**(4)　Ayago 水力の主要諸元と設計**

Ayago 水力の主要緒元と設計について説明した。

**(5)　Ayago プロジェクトの概算工事費**

概算数量の公式を示し、受講者自らが工事費および発電単価を計算することにより理解を深めた。

**(6)　環境社会配慮を考慮した施工方法**

Ayago 地点が国立公園内に位置することから、環境に配慮した施工方法について、日本での事例を紹介した。

**(7)　Ayagos 水力の建設工程**

Ayago 水力の建設工程について説明した。

### 10.1.4 事業実施リスクマネジメント

事業実施リスクマネジメントについての技術移転は、カウンターパート本邦研修時にセミナー方式により実施した。講義は初級レベルと中級レベルの 2 つのレベルに分けて行った。なお、上級レベルは現場でしか習得できないものであるとし、実際のプロジェクト実施時に、この講義で学んだ事項を踏まえた上で、日々遭遇する技術上や契約上の問題に対し、雇用したコンサルタントの対処法や考え方、あるいは建設業者の対応から学んでいく必要がある旨述べた。

講義概要は下記のとおりであるが、詳細は Appendix J-4 に示す。

**(1) 初級レベル**

リスクマネジメントの基本的な概念について説明を行った。

1) この講義では一般的なリスクマネジメント講義では触れられない、政府が投資する意味すなわち目的について述べ、この基本に常に立ち返る必要があることを述べた。続いて、投資形態として、民間による IPP と政府プロジェクトすなわち公共事業として実施する場合のメリット・デメリットについて講義を行った。また、この投資形態に違いにより利害関係者のリスク認識が異なることも併せて説明した。
2) リスクの種類として、不可抗力リスクとして自然要因と政治要因（カントリーリスク）、スポンサーリスク、コマーシャルリスクの説明を行った。続いて、一般的なリスク対処法として、回避・受容・軽減・移転の方策について説明した。これら対処法も、IPP であるか公共事業であるかの立場の違いにより異なることを説明した。

**(2) 中級レベル**

このレベルにおいては、コマーシャルリスクに含まれる、完工リスク・運営リスク・マーケットリスクを中心に講義を行った。この講義は、必要となる建設契約の知識を随所に交えながら行った。

1) 完工リスクについては、工事管理で重要となる管理事項としての工事の質・工期・工費に関しオーナー側と建設業者側とどのようにリスク配分をするかで契約形態が変わることを説明した。すなわち、設計責任を含むフルターンキーの EPC、Design-build と言われる設計・建設のみで機器供給と据付は別契約の形態の方式、建設のみで設計や機器供給と据付は別契約の形態の方式がある。
   また、支払方式によっても、ランプサム方式・単価契約方式・コストプラスと言った方式があることを説明した。これらの方式により、リスクの在り方や対処法が異なってくることを説明した。
   併せて、建設契約に内在するリスクに関し、オーナー側と業者側の両方から見たリスク認識とその対処法についても説明を行った。
2) リスクの緩和方法としてのコンサルタントの起用について説明した。第 9 章の「事業実施計画」で述べたコンストラクションマネジメントについて、責任の負担度とコンサルタント費用は比例することについて説明を行い、ウガンダ側のニーズに合ったコンサルタントの起用を検討するようアドバイスした。また、コンサルタント契約につ

いてもフィーの支払い方で様々な種類があることを説明した。
なお、建設契約については国際的によく使用されている FIDIC 等の標準約款の紹介を行った。

3) 運営リスクについては、IPP であろうが公共事業で建設した場合のコンセッションによる運営の民間委託であろうが、運営会社の能力とその運転要員の技能レベルの重要性を説明した。
なお、公共事業として実施する際に EPC 方式をとった場合には、EPC 業者を数年間にわたり運営に参加させることが、品質保証の点からも望ましい旨アドバイスした。

4) マーケットリスクについては、PPA が原則的に take-or-pay 方式となるので、オフテイカーである UETCL はこのリスクは回避できないことを説明した。また料金設定については、EPC のコストオーバーランのリスクをパススルーする契約を結ばないようアドバイスした。
また、マーケットリスクの一つとして、他国の事例でも散見されるが、発電所運開時点で送電線が出来ていないリスクを指摘した。発電所から連係系統につなぐ電源線は、言わば市場へのアクセス手段であり、技術的にも運営上においてもこれら取り決めを適切にしておく必要性について説明した。

### 10.1.5 環境影響評価手法

環境影響に関する技術移転は、カウンターパート本邦研修時にセミナー方式により実施した。研修は、次に示す 5 つの項目に対して行った。詳細は AppendixJ-5 に示す。

**(1) 環境**

地球上の天然資源とウガンダの天然資源を示した上で、持続可能な開発に向けて進むべき方向について議論した。

**(2) 環境影響**

ダム事業の与える環境影響を、国内外の事例を示しつつ解説した。物理的環境影響から自然環境、社会環境まで、全ての項目を網羅して解説した。

**(3) 環境影響評価**

環境影響評価の基本的概念を講義した。環境影響評価の目的、歴史、段階的アプローチ、ノーネットロス、ミティゲーションなどを解説した。

**(4) 戦略的環境アセスメント**

戦略的環境アセスメントの基本的な考え方を講義した。戦略的環境アセスメントの種類や予測に用いられる方法などを解説した。

**(5) 事業環境アセスメント**

事業環境アセスメントの基本的な手続きを講義した。具体的には、スクリーニングから、スコーピング、調査、予測、保全対策、モニタリング計画、情報公開と住民参加などの基本的な要件と考え方を解説した。

## 10.2 人材育成

### 10.2.1 現状と課題

ウガンダの国家目標に沿った水力開発と電力の長期安定供給を達成するためには、短期的には先進国企業の支援を得るにしても、長期的にはウガンダ国自らが、水力開発の調査、設計、施工管理および運転維持管理に必要な能力を有する技術者を育てる必要がある。技術者については、人員の確保のみならず個々人のスキルも重要であることから、この両面に対しての現状と課題を述べる。

**(1) 技術者（人員）の確保**

Figure 10.2.1-1 に示すとおり、水力開発にあたっては政策決定、調査、計画、設計、施工管理、運転維持補修の段階があり、各段階に応じて多数の人材が必要である。

2010 年 10 月現在、ウガンダの電力セクターにおいては、Bujagali 水力（250MW）の建設、Karuma 水力（600MW）および Isimba 水力（138MW）のＦＳを外国コンサルの起用により実施中で、また JICA との技術協力により水力開発ＭＰおよび Ayago 水力（600MW）の Pre-FS を日本コンサルと共同で実施している。

このような大規模水力開発のＭＰおよび FS 実施にあたっては、土木、地質、建築、電気、機械、通信の各分野に亘る多数の技術者が必要であるが、ウガンダでは需要予測および送電線拡充計画を UETCL が担当している他は、MEMD および HPDU (UEGCL)合わせて 10 名足らずの人員で上記の業務を実施している。また、この 10 名はウガンダの電力政策および開発計画の立案も担当しているため、各人に過剰な負担がかかっている状況にある。

今後上記水力の設計、施工の段階に進むにあたり、このままの人員および体制では円滑な水力開発は困難であると考えられ、MEMD、UETCL、UEGCL、Eskom 全体におよぶ 組織の改編および人員の移動・増強が図られるものと考えられる。

現在のウガンダ国電力関係機関全体の人員構成を Table 10.2.1-1 に示す。これによると、まず土木技術者の数が極端に少なく、ダム、水路トンネル、発電所の地質の調査計画および評価を実施すべき地質技術者は僅か 1 名であることが分かる。一方、全体技術者の 95%を占める電気・機械技術者は計 100 名余りいるが、そのうち約 60%は既設オーエンフォールズダムの Nalubaale 水力および Kiira 水力の運転保守に従事しているため、新規の水力への対応は困難である。また現在 IPP 方式により建設中の Bujagali 水力は、外国のコントラクターが設計も施工も行う EPC 契約であるため、完成後に技術者がウガンダに残る可能性があるのはウガンダ人技術者に限られるが、その数は僅かに 3 名である。従って、現状では今後新たに開発される水力の政策決定、調査、計画、設計、施工管理の実施に直ちに従事可能な人員は 50 名足らずと考えられる。

Table 10.2.1-2 に示すように日本の 1960 年～1970 年代の大規模水力開発に際してはプロジェクトオーナーである電力会社が設計、施工管理に必要な技術者を保有し、 1 水力地点に土木 50 名程度、電気 30 名程度、合計 80 名程度の技術者を配置していた。また、建設完

了後は Table 10.2.1-3 に示すように土木技術者 10～20 人、電気技術者 10～30 人程度により発電所の運転・保守業務に当たっている。

ウガンダでは、今後 Karuma 水力（600MW）、Ayago 水力(600MW)、Isimba 水力 (138MW) の 3 つの大規模水力が相前後して開発される予定である。これらの水力の開発にあたっては、現在の水力発電技術および IT 技術の発展を考慮しても、1 地点に土木技術者 30 名、電気技術者 30 名、3 水力延べ 180 名程度の技術者が必要となるが、3 水力の工期のラップの程度を考慮すると、少なくとも土木技術者 60 名、電気技術者 60 名、総計 120 名程度の技術者が必要であると考えられる。従って、技術者の絶対数の確保が、まずは喫緊の課題として挙げられる。

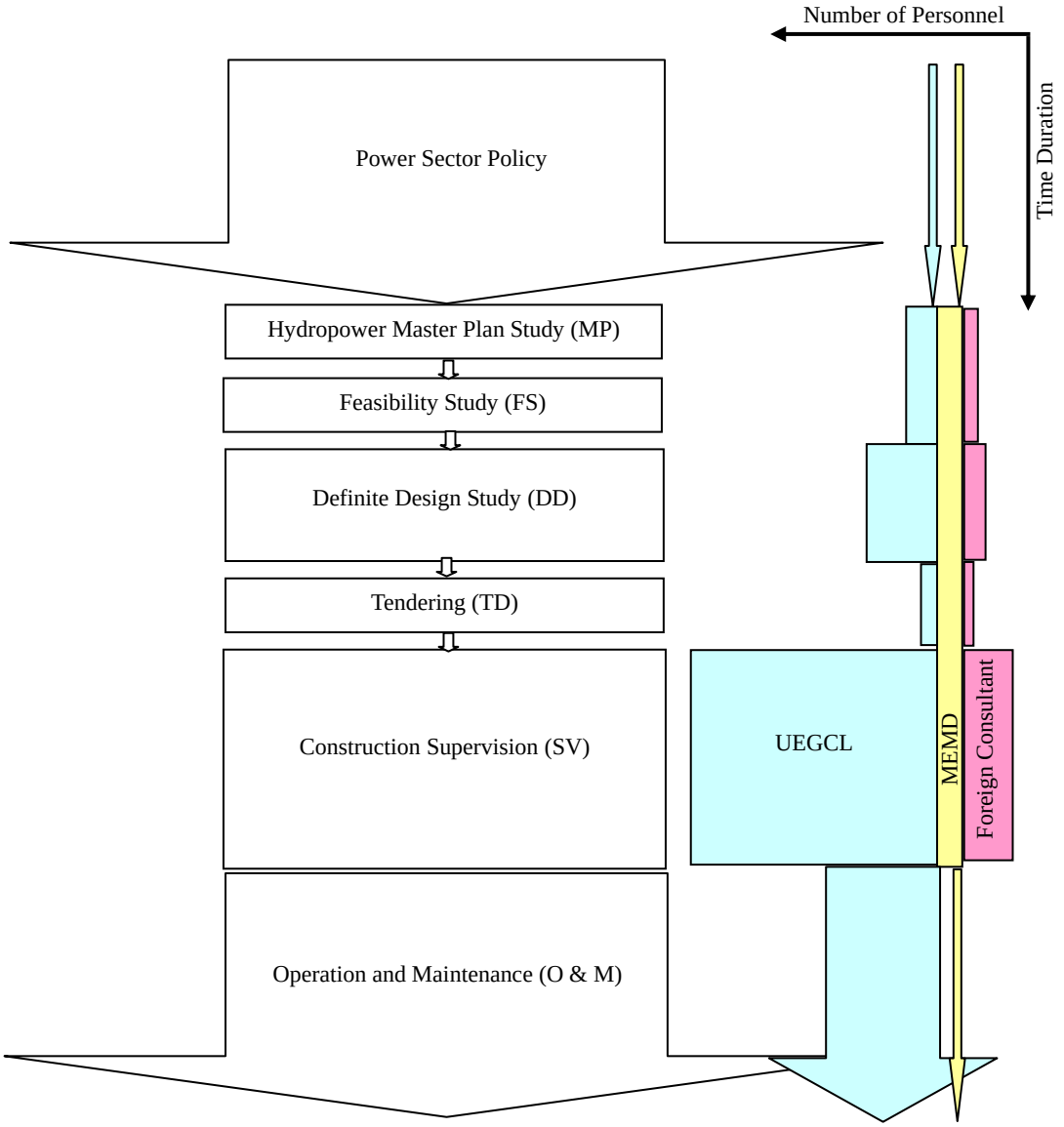



**Figure 10.2.1-1 Procedure and Necessary Personnel for Hydropower Development in Uganda by Conventional Contract for Construction**

**Table 10.2.1-1 Personnel Resource in Uganda Power Sector**

| | Civil | Geological | Electrical | Administrative & Financial | Environmental | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| MEMD | | | 4 | 1 | | 5 |
| UETCL | | | 30 | | | 30 |
| UEGCL | 1 | | 4 | | | 5 |
| HPDU (UEGCL) | 1 | | 2 | 1 | 1 | 5 |
| Eskom | 3 | | 60 | 60 | | 123 |
| Bujagali Energy Ltd | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 |
| Total | 6 | 1 | 101 | 63 | 2 | 173 |

**Table 10.2.1-2 Personnel Resource for Construction of Hydropower Project in Japanese**

| Project | Installed Capacity (MW) | Construction Period | Technical | | Admini-strative & Financial | Environ-mental | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Civil | Electrical & Mechanical | | | |
| Sakuma | 350 | 1953-1956 | 50 | 34 | 87 | | 171 |
| Okutadami | 360 | 1954-1961 | 140 | | 36 | | 176 |
| Tagokura | 380 | 1955-1961 | 109 | | 64 | | 173 |
| Kuzuryuu | 220 | 1965-1968 | 75 | 17 | 20 | 14 | 126 |
| Shintoyone | 1,125 | 1969-1973 | 47 | 21 | 41 | 11 | 120 |
| Numappara | 675 | 1969-1973 | 59 | 17 | 46 | | 122 |
| Okukiyotsu | 1,000 | 1972-1982 | 56 | 24 | 37 | | 117 |
| Head Quarter | | 1960 | 50 | 50 | | | |

**Table 10.2.1-3 Personnel Resource in Japanese for Operation and Maintenance Hydropower Project**

| Project | Numbers of Power Station | Total Capacity (MW) | Year | Maintenance | | Operation | Admini-srative | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Civil | Electrical | | | |
| Sakuma | 1 | 350 | 1959 | 10 | 15 | 10 | 3 | 38 |
| Akiba | 2 | 80 | 1959 | 6 | 10 | 10 | 2 | 28 |
| Okutadami | 5 | 591.5 | 1999 | 20 | 25 | 15 | 20 | 80 |
| Sakuma | 5 | 1,568.2 | 1999 | 20 | 35 | 15 | 20 | 90 |

**(2) 技術者のスキル**

これまでのウガンダの水力開発は Table 10.2.1-4 に示すとおりである。現在 IPP 方式で開発中の Bujagali 水力は、外国のコントラクターが設計も行う EPC 契約により建設が行われているため、ウガンダ国内に十分は技術の蓄積がなされているとは言い難い。そのため、ウガンダ人の技術者の水力開発への主体的な参加は 2005 年 Kiira 水力までであったと言える。土木工事に関しては、Kiira 水力の初号機の運転開始は 2000 年であるため、それ以前であり、Kiira 水力の開発は既設オーエンフォールズダムを利用した開水路と地上式発電所の工事のみであった。そのため、ウガンダでは、Karuma 水力や Ayago 水力のようなトンネルや地下発電所などの大規模地下構造物の設計、施工管理、維持補修の経験の機会は全くなかったと言える。

**Table 10.2.1-4 Development of Hydropower Project in Uganda**

| Name of Project | Nalubaale | Kiira | Bujagali |
|---|---|---|---|
| Start of Construction | 1949 | 1993 | 2007 |
| First Unit Commissioning | 1954 | 2000 | 2011 |
| Completion of Project | 1968 | 2005 | 2012 |

Kiira 水力の水車発電機の据付・調整工事には、ウガンダの電気技術者が参加しており、その大半の技術者は Kiira 水力完成後ウガンダ電力公社（UEB）の職員として Nalubaale 水力および Kiira 水力の運転・維持補修要員となり、一部の技術者は UEB の他の部門に移っている。また UEB の解体で UETCL、UEGCL、UEDCL に分割され、オーエンフォールズダムの Nalubaale 水力および Kiira 水力の運転・保守事業が Eskom への委託となった際に同水力の運転・保守に従事していた人員は Eskom へ移籍している。

このように、ウガンダの電力セクターでは、Bujagali 水力の開発に参加している極少数の技術者以外には、今後の Karuma 水力や Ayago 水力に必要な設計、施工管理、維持・保守管理の経験を有している技術者は少ないものと考えられる。

### 10.2.2 人材育成の方法

ウガンダ人技術者の水力開発の経験不足および水力開発技術者数の不足、特に土木技術者の絶対的な不足を改善するためには、マスタープラン策定、フィージビリティスタディ、詳細設計、入札図書作成並びに施工管理の各段階において、水力開発先進国のコンサルタントを起用し、OJT による共同作業をとおしてウガンダ人技術者の育成を行うことが必要であると思われる。なお、IPP による EPC 契約の場合、設計および施工管理は外国コントラクターが実施する事になり、ウガンダ人技術者の育成の観点からは望ましくない。

コンサルタントの起用にあたっては、マスタープラン策定、フィージビリティスタディ段階においては JICA 等のグラントによる技術協力を活用し、詳細設計、入札図書作成並びに施工管理の段階では、低金利のエンジニアリングサービスローンの利用が有効である。その他のメニューとして、政府専門家の派遣も効果的であると思われる。

一方長期的な視点から、ウガンダ国内の人材を育成していくことも考えなければならない。現在ウガンダの多くの大学には電気工学系のコースが設置されており毎年多くの卒業生が実社会に供給されているが、土木工学系のコースはマケレレ（Makerere）大学やチャンボゴ（Kyambogo）大学など一部の大学に限定され、卒業生の大半が道路や橋梁等の分野に進み、ダムや水路トンネル等の電力セクターの分野に進む例は殆どないのが実情である。そこで、ウガンダの大学に水力発電工学講座を開設し、現役学生および実業界の技術者を対象とした水力開発に特化した教育を行い、水力土木技術者および運転・維持管理の技術者の育成を行うことが望まれる。

以下に、設計、入札、施工管理並びに運転の各段階における具体的な人材育成方法について述べる。

1) 設計技術

人材育成の観点からは、全ての水力開発を IPP 方式で開発するのではなく、Ayago 水力のような大規模水力は、公共事業方式でウガンダ人自身が主体となって開発を行うことが望ましい。その際、詳細設計（DD）を EPC 契約によりコントラクターに委ねるのではなく、水力開発先進国のコンサルタントを起用して OJT によりウガンダ人技術者の育成を行う。また、日本の水力開発の例に習い、完成後の水力発電所の運転維持管理を念頭に置

いた設計技術の習得に努めることが望まれる。

2) 入札評価

設計と同様に、公共事業方式で水力開発を実施し、水力開発先進国のコンサルタント起用による入札評価を行い、応札コントラクターの資格審査の基準作成の段階から OJT による技術の習得に努めることが望まれる。

3) 施工管理

施工管理のノウハウだけではなく、完成後の保守運用のためにもウガンダ人技術者の施工管理への主体的参加による技術習得は重要である。運転開始後の運転員、設備の保守要員を施工管理従事者から選定することによって、施工管理を通して設備の内容・特徴を理解し、構造物および基礎の劣化、変位、漏水量等についても早い段階からその状況を把握し、発電所の運転ならびに設備の保守管理に備えるよう、運転・保守候補者の教育訓練を行うべきである。

4) 運転技術

2011 年末に運転開始予定の Bujagali 水力の運転員の教育訓練は、ザンビア国カフェゴージ水力発電所にある研修センターに運転要員を派遣することにより実施している。この方式は Karuma 水力、Isimba 水力、Ayago 水力においても踏襲すべきであり、運転員は当該水力の施工、据付・調整に参加した人員を中心に選定することが望まれる。また、Bujagali 水力後に運転開始が予定されている Karuma 水力の運転要員については、Bujagali 水力での OJT による教育研修が効果的である。

# 第 11 章　開発課題と提案

# 第 11 章 開発課題と提案

現在ウガンダ国では、Karuma 水力と Isimba 水力の F/S および Ayago 水力の Pre F/S を実施中である。今後これらのプロジェクトが実施ステージに移行するにあたり、開発に関しての課題と提案を以下に述べる。

## 11.1 水力開発全般に関する課題と提案

水力開発全般に関する課題と提案を、技術面、資金面、体制面に分けて述べる。

### 11.1.1 技術面の課題と提案

#### (1) 技術基準の整備

水力開発においては、プロジェクトの品質を確保するため、技術基準とマニュアルが必要であるが、現在ウガンダ国ではこの要求に対応できる技術基準が未整備である。

従って、水力発電所の計画、調査、設計、施工、運用、保守管理の項目で構成される技術基準を早急に整備することを提案する。技術基準の策定に際しては、ウガンダ国での事情を十分考慮する観点から、ウガンダ国の関連組織の専門技術者が主導的にかかわる必要がある。しかし、ウガンダ国では、プロジェクト実施経験が不足していることから、海外から必要な知見を取り入れる必要がある。具体的な方策として、既に他国で JICA が多数実施している技術協力（長期専門家の受け入れあるいは技術協力プロジェクト方式等）による支援や他ドナーの類似した支援を受け入れることを提案する。

#### (2) 基礎データの整備

水力開発プロジェクトの計画、設計等に必要な基礎データは、以下の状況にある。

1) 流量観測手法および実測データ処理手法が水力開発に適用できる形となっていない。特に洪水時の時間流量観測値は未整理の状況にある。
2) ナイル川流域への雨量観測所が適切な地点に配置されていない。
3) 需要予測関連データは一貫性がなく、過年度データの蓄積も不足した状況にある。

水力開発に必要な基礎データについては、現在、ＤＷＲＭ等、他機関で管理されていることから、今後はプロジェクト推進箇所がそのデータ管理を行うことを提案する。具体的な方策として、本調査で作成される水力開発マスタープランデータベースをそのツールとして利用することを推奨する。

#### (3) プロジェクト管理側組織の運営能力

プロジェクトの運営、管理について、実施経験不足を補う具体的な方法として、技術的知見を有する長期専門家派遣、技術コンサルタントの雇用および組織全体を対象として実

施する能力向上支援プロジェクト（たとえば、JICA で実施している実施機関の能力向上プロジェクト）の実施等を提案する。

**(4) 水力プロジェクトに関連する法規制の整備**

水力プロジェクトの実施時に深く関連する河川関連法が、水力開発に対応できる形で整備されていない。従って法による規制内容および許認可手続きについて、他国の事例を参考に早急に整備する必要がある。

**(5) リプレース技術について**

新規水力開発ではないが、Nalubaale 水力が建設から約 50 年経過しており、他の電源が建設された後には、リプレースが必要な状況にある。リプレース技術についてもウガンダ国では持ち得ないため、ODA による支援が最も現実的な対応であると考えられる。

### 11.1.2 資金面の課題と提案

今後の水力プロジェクトの実施に当たっての最大の課題の一つに資金調達がある。Karuma、Isimba 水力プロジェクトおよび Ayago プロジェクトと、短期間の間に 3 つの大きな水力開発を実施するためには、ウガンダ国の経済動向と政府の財政状況を十分に考慮に入れた上で、各プロジェクトの最適規模と投入時期を決定する必要がある。

政府資金のみでは、全ての水力開発を実施することは困難であるため、他国からの開発援助による資金援助は不可欠であると思われる。よって Energy Sector Working Group を活用して、個々の大規模水力開発に関して、各ドナーの理解と協力を得ることは必須となる。

また、現在ウガンダ政府がその推進を提唱している PPP 方式では、政府と民間の共同出資を意図している。この場合、民間の出資に関心のある企業や、融資可能性のある民間銀行へのアプローチを早期にしておく必要がある。また、この PPP 方式の場合であっても、国際援助機関からの資金供与や信用保証を受けた場合には、民間のスポンサーからはもとより、援助機関からも何らかの形の政府保証を求められることがあるので、Energy Sector Working Group の場で、各ドナーの理解と協力を得ておくことが必要である。以上を踏まえて、資金調達に関する課題の整理と提案を行う。

**(1) ウガンダ国政府資金の投入**

政府資金の投入に当っては、国家予算に比し、プロジェクト予算規模が大きいことからウガンダ国の経済状況および政府の財政状況を十分に考慮する必要がある。

第 9 章で述べた資金計画は、ウガンダ側の現時点での期待額であるので、ウガンダ国の政府歳入見通しに基づき、Energy Fund への資金投入可能額の予想年度展開を策定する必要がある。これに基づき、各水力プロジェクトの事業実施時期と実施方式を決定し、併せて、開発援助あるいは民間からの投資の所要額について検討することが肝要である。

なお、開発援助は借款という形をとるので、政府財政と国際収支・外貨準備の動向を踏まえた上でどの程度の借款が可能なのか検討する必要がある。

**(2) ドナーからの資金援助**

ウガンダ国政府資金のみでは、プロジェクトの資金規模が大きいため、資金が不足するため、外国ドナーによる資金援助が必要である。

前述のとおり、開発援助が必要と判断される場合には、Energy Sector Working Group を活用して、各ドナーの理解と協力の取り付けを行う。ドナーの協力を得るには、ウガンダ側のプロジェクトマネジメント能力を強化する実施体制作りが不可欠である。従って、次節で述べる実施体制に関する提案を早急に実行する必要がある。

**(3) 民間資金の活用**

ウガンダ政府は民間からの出資を用いる PPP 方式を提唱している。民間の出資においては何らかの政府による信用保証等が必要であり、また、交渉には時間がかかることが想定される。Isimba プロジェクトについては、ウガンダ政府の出資を含む PPP での実施を行うことを検討しているとのことであるので、この場合民間投資家への早期のアプローチが必須である。プロジェクト実施のためのファイナンシャルスキームを民間の出資者と共に検討し、民間銀行や各ドナーにアプローチして、どのような保証スキームが必要なのか検討する必要がある。ファイナンシャルクローズには相当の期間を要するので、Bujagali 水力プロジェクトの経験を活かして、MEMD 内に PPP 推進のためのタスクフォースを早期に立ち上げる必要がある。このタスクフォースでは、特に下記次項を検討した上で、投資家へのアプローチをすべきと考える。

- 事業スポンサーとなる民間投資家の選定方法（国際競争入札等）と選定基準
- 事業スポンサーがウガンダ国内に設立する事業主体となる SPC が契約する EPC と OM 業者の資格・条件
- SPC が提案する発電計画による売電料金の確約を SPC に求めるかどうか
- 前項と関連して、EPC のコストオーバーランを PPA にパススルーすることを認めるかどうか
- 政府が保証すべき事項

### 11.1.3 実施体制の課題と提案

**(1) プロジェクト運営スキーム**

大規模水力開発の運営経験不足並びに権限を与えられた運営組織の不在により、水力開発プロジェクトの組織的運営能力が懸念される。具体的な水力プロジェクトの事業実施にあたっては、その開発方式にあわせた運営スキームの構築が課題となる。

まず、運営スキームの前提となる開発方式としては、MEMD の組織体制の現状や大規模水力開発・運営経験の不足を考慮して、第 9 章で述べた PPP B タイプ（政府所有・民間運営）によるスキームとし、設計・建設については、CM 方式のうち、オーナーとコンサルタントが一体で行うジョイント S/V 方式によることを提案する。以下に具体的なコンサルタントの起用および MEMD の実施体制について述べる。

1) コンサルタントの起用

Ayago 水力プロジェクトは、本マスタープラン調査で Pre F/S が終了したので、F/S・詳細設計・入札書類作成や施工管理を実施するコンサルタントの起用を早期に行う必要がある。これら業務を実施するコンサルタント業務は、開発援助による技術協力の形で実施することが期待されるので、関係ドナーに対し早期にアプローチし、協力要請を行うことが望ましい。

2) オーナー（MEMD）の事業実施体制の整備

Ayago 水力プロジェクト実施に当たり、コンサルタントを起用して、オーナー側に代わり全てをコンサルタントに任せてしまうことは可能ではある。しかしながら、この場合オーナー側はコンサルタントが査定・承認した工事出来高に対しての支払を行うだけとなり、段階開発における 2 期工事以降の水力開発あるいは発電運用時に必要とされる知識・経験の蓄積が不十分となりがちである。この点を解消する方策として、オーナーとコンサルタントが一体となったプロジェクト管理手法が望ましい。その具体的な一方策として、オーナー側の人員をコンサルタントのプロジェクトチーム内に派遣することを提案する。

**(2) 電力セクターにおける政策立案組織と開発実施機関**

現在、ウガンダ国の電力セクター構造は、下図に示すように政策立案組織とプロジェクトの実施機関が分離されていない。国家全体の政策の立案と個別水力開発の担務を同一機関が実施することは、別次元のものを同一箇所で扱うことになるため、マネージメントが適切に実施されないあるいは非効率な業務運営となる可能性がある。

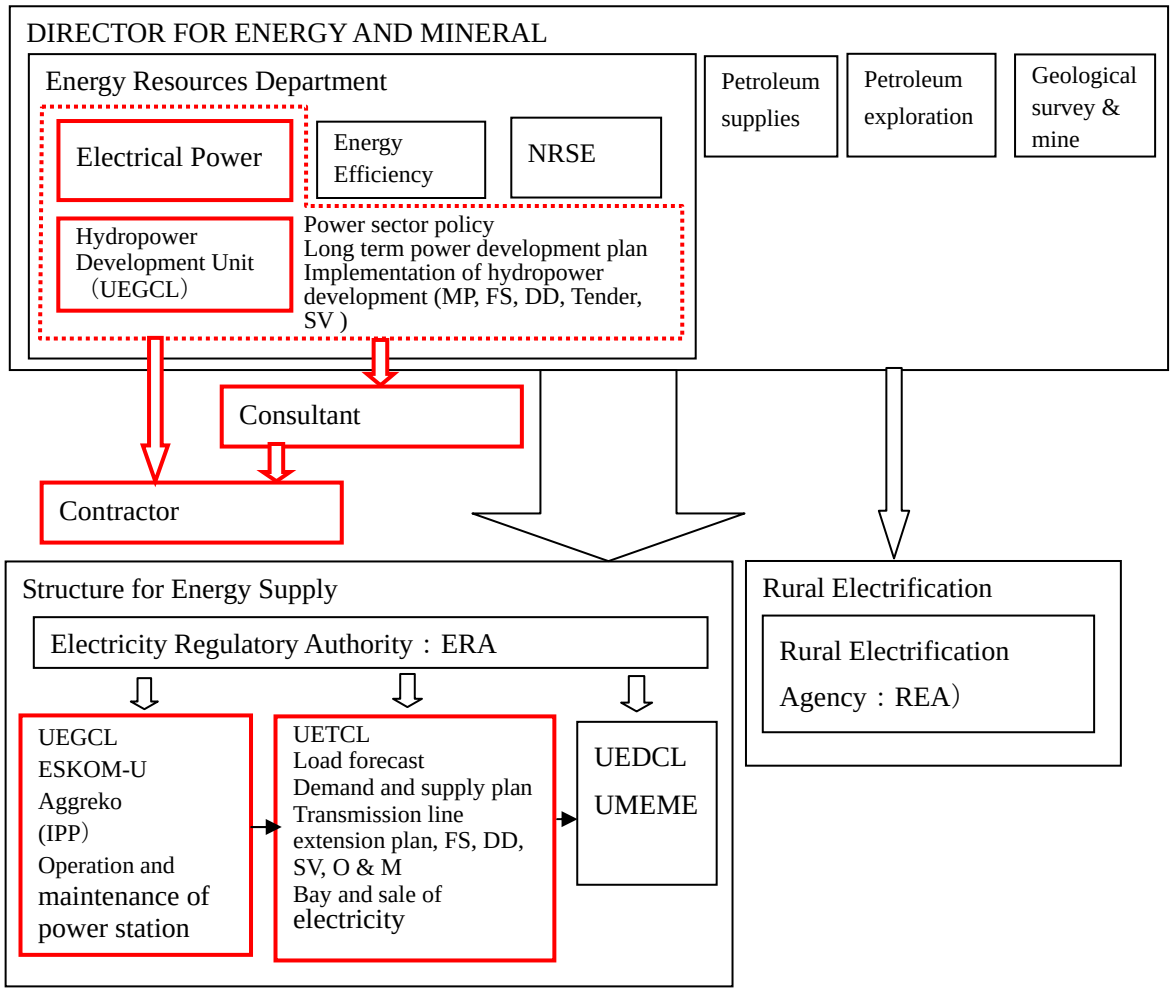



**Figure 11.1.3-1　Current Organization Structure for Implementation of Hydropower Development**

そのためには、政策部門とは独立した組織で水力開発プロジェクトを実施することを提案する。この方策としては、電力開発公社を創設する手法と現在の発電会社にその機能を持たせる手法がある。現在、発電運用のみを行っている発電会社（UEGCL）に水力開発機能を持たせた場合の組織構成案を Figure 11.1.3-2 に示す。この組織改正に伴い人員（技術者）を計画的に適正配置する必要がある。

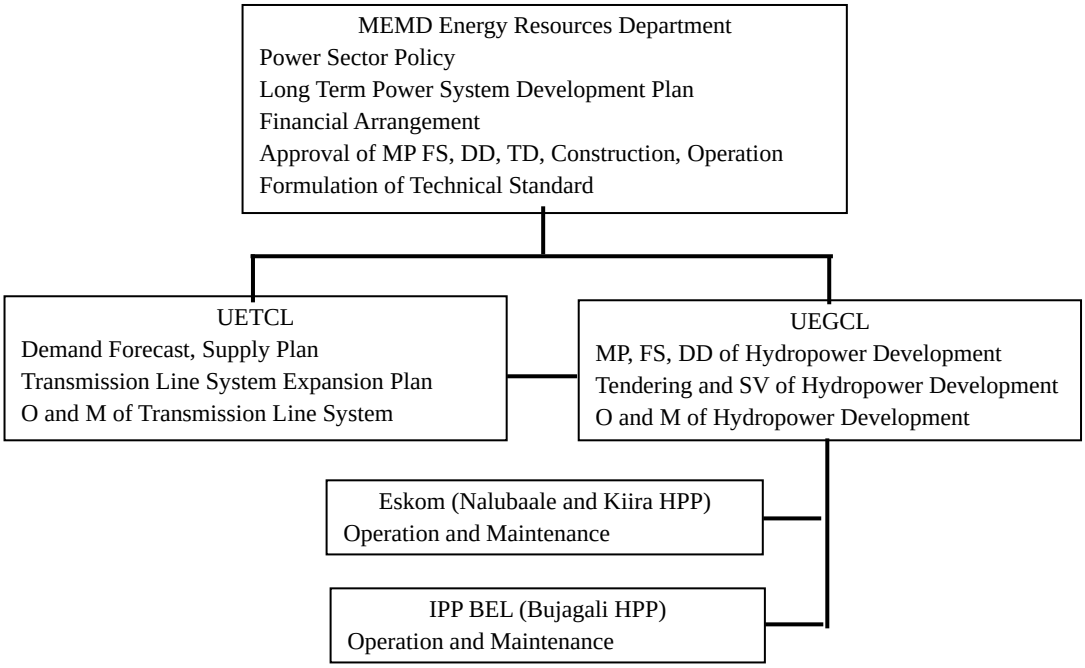



**Figure 11.1.3-2　Desirable Organizational Structure for Implementation of Hydropower Development in Uganda**

### (3)　政策立案組織および実施機関の体制強化

現在、水力開発の政策立案並びに水力開発の実施は、MEMD と HPDU の 10 名程度の職員がその業務を担っており、大規模水力開発プロジェクトをスムーズに実施していくのには不十分な状況である。従って、政策の立案組織と開発の実施機関について、以下のとおり体制の強化を提案する。

1)　電力セクター政策立案組織

この組織は、MEMD 内に専門部局（例： Energy Resources Department）として設立し、ウガンダの電力セクターの政策立案と水力開発に必要な資金調達の推進を主な担務とする。具体的には、UETCL が策定する需要予測および供給計画の審査・承認業務、長期電源開発計画の策定、M/P, F/S, D/D の実施計画と審査・承認、入札の評価および承認、資金調達のための財務省、ドナー国、ドナー機関との折衝等を主として行う組織である。Figure 11.1.3-3 に示す様な（土木技術者、電気技術者、環境エキスパートを含む）人員で構成される組織を提案する。

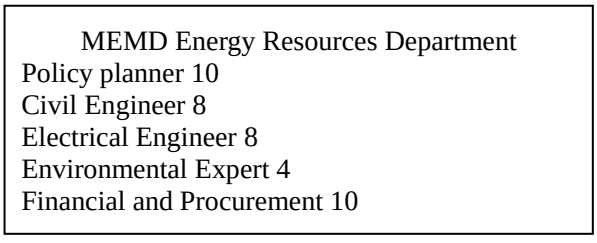



**Figure 11.1.3-3　MEMD Structure for Implementation of Hydropower Development in Uganda**

2) 水力開発実施機関の組織

水力開発を推進する実施機関として、UEGCL 内に組織を構築した場合の例を下図に示す。この組織は、計画から設計、建設までの管理権限を持って実務を担当する組織である。なお、運開以降は既存の組織体制で実施することが可能である。

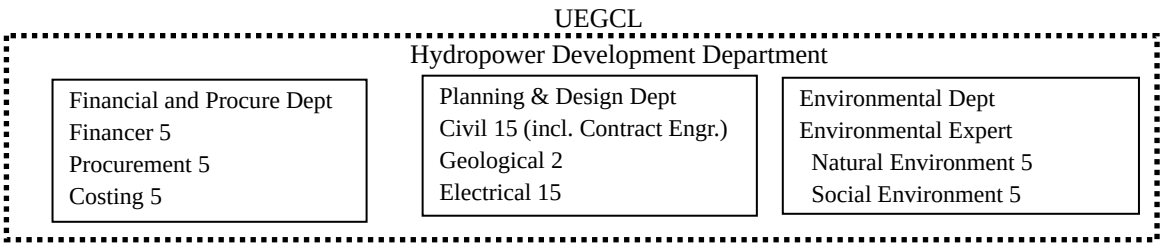



**Figure 11.1.3-4 Sample Organization Chart of Hydropower Development Department**

### 11.1.4 環境面の課題と提案

水力開発は、火力発電など他の電源と比較して総合的に優位であるが、環境面ではいくつかの課題が残されている。特に陸上・水域の自然生態系に与える影響や、農地や非自発的移転等の影響を避けられない場合、環境・社会面で大きなインパクトを与える。そのため、水力開発を進める上では、自然環境・社会環境に対する影響を可能な限り正確に把握した上で、ネットロスにとどまらないよう、十分な対策を行っていく必要がある。

## 11.2 Ayago水力に関する課題と提案

Ayago 水力を推進するにあたっての課題と提案、並びに F/S 実施時の主な留意事項を以下に述べる。

### 11.2.1 環境社会配慮

#### (1) JICA 環境社会配慮ガイドラインとの整合性確保

JICA の事業は、JICA 環境社会配慮ガイドラインとの整合性を取っていく必要がある。アヤゴサイトはウガンダ政府が法令で自然保護のために特に指定した地域に位置し、IUCN レッドリスト掲載種や観光資源となっている野生生物など保全すべき生物への影響も避けられない。ただし、アヤゴ事業で利用する国立公園内の面積は、湛水域を含めても 0.6 平方キロ（全公園面積の 0.016%）であり、供用後は管理用車両以外の事業計画地に近づくこともない。また比較的生物分布密度が低く、観光利用もほとんど無い左岸案を選択しているため、指定地域の生物相や観光に重大な影響を及ぼすとは言い切れない。また、影響の最小化のためのミティゲーションだけでなく、公園内の生物生息環境整備支援や、密猟や違法伐採防止のための活動支援、公園内の生物モニタリング活動支援など、さまざまな公園管理支援事業をオフセットの一環として実施することにより、公園内の保護の増進や回

復の促進も図ることも可能である。FS 段階では、可能な限り最大限のミティゲーションを探りつつ、ガイドラインとの整合性を確保していくことが重要である。

### (2) アヤゴサイトでのミティゲーション検討の方向性

FS 段階で検討すべきミティゲーションの方向性を以下に示す。なお、以下に示すミティゲーションは、あくまでも影響の一部を緩和させるものであり、負の影響を 100%補償できるものではない。

1) 土捨場の最小化

FS 段階では、土捨場の面積を最小化させる方向で、土捨場のレイアウトを検討すべきである。

Pre-FS の段階でも 3 レイアウト立案にあたり、できるだけ環境に影響を与えないような土捨場の場所を検討した。当初は国立公園外に土捨場を設置することも検討したが、土砂の運搬に 100 万台もの 10 トントラックが必要になることが判明した。これらのトラックが片道 40km 以上国立公園内を通行すると、騒音、振動、粉塵が周辺の動植物に与える影響が大きい上、トラックによる二酸化炭素排出量も増加することになる。さらに国立公園外では民家に与える騒音･振動･粉塵の影響も無視できない。これらを考慮し、公園内に土捨場を設けたほうが公園内の生物への影響も少ないのではないかと判断し、3 つのレイアウト全て公園内に土捨場を設けることとした。土捨場の位置選定にあたっては、動植物調査結果を加味し、できるだけ流域の小さな沢を選んで設置した。

FS 段階では、より環境に影響の少ない土捨場の位置の詳細検討をすることが望ましい。

2) 環境への影響の少ないアクセス道路のルート選定

FS 段階では、生態系への影響を最小化する方向で、アクセス道路のルート選定を行うべきである。

Pre-FS の左岸案アクセスルート検討の際、当初、公園内通過距離のもっとも短いルートを設定したが、重機の通行可能な道路にするためには、切り盛り土量が多くなる上、橋梁の設置が必要になることが判明した。そのため、公園内通過距離は長くなるが、橋梁設置の必要が無く、切り盛り土量の最も少ない既存道路の拡幅ルートを選定した。

ただし Pre-FS で提案されたアクセス道路は、観光道路としての利用や薪採集のための住民の利用、動物の移動ルートと競合する可能性もある。そのため FS 段階では、観光道路の利用や将来的に設置する送電線用の管理道路なども考慮に入れた上で、最も自然環境に影響の少ないルートを再検討することが望ましい。

3) ロードキル対策

FS 段階では、ロードキルを最小化するような道路設計・運用計画を行う必要がある。アクセス道路は動物の生息地内を通過するため、工事用車両の通行によりロードキルが発生する可能性が高い。また、ゾウとの遭遇が事故につながることもある。そのため FS 段

階では、陸上を移動する生物の移動ルート、生息密度、移動季節･時間帯などを考慮した上で、ロードキル発生確率の高いエリア、季節･時間帯を特定し、対策を講じることが望ましい。特に発生確率の高い場所が特定された場合は、生物横断用の構造物の検討や、道路内への進入を阻害する道路の構造、ロードキルを最小化させるための工事中の道路交通管理方法、動物やドライバーへの警告システムなど、さまざまな対策を検討することが望まれる。

4) 改変面積の最小化する施設配置

水力発電関連施設の配置を計画する際は、改変面積を最小化する方向で、レイアウト検討する必要がある。特に多くの生物が依存する河畔林の改変面積は最小化することが望ましい。水力発電所の発電施設の恒久施設には、取水堰、取水口、導水路、発電所、放水路、サージタンク、変圧器、管理用道路、土捨場などがあるが、管理用道路、土捨場、堰、取水口、放水口、送電線以外はほとんど地下施設となるため、地表植生の恒久的な改変は限られている。一方、ストックヤード、クラッシャープラント、バッチャープラント、工事用道路など一時的な施設は全て地上部に設置するため、これらによる一時的土地改変は避けられない。そのため、これらの改変面積が最小となるための慎重な施設配置計画と植生復元計画の策定が望まれる。

5) 維持流量の確保

水域を主な生息環境とする生物に対する影響を最小化するため、減水区間の流量確保が十分にできるような方向で設計を検討する必要がある。Pre-FS 段階では、望ましい維持流量の提案はできなかったが、FS 段階では、水域に生息するカバやクロコダイルの個体数、群れの行動範囲、生息環境の水質、水温、流量、流速、水深、河床の地形、上陸地点の地形、上陸後の移動ルートを調査した上で、供用後の流量･水質･水温･水深･上陸地点の状況などを推定し、流量シナリオ別の影響の程度を予測した上で、維持流量を慎重に決定すべきである。

6) 景観への配慮

国立公園内の景観は、ウガンダ国の大きな観光資源でもあり、景観に対する影響は最小化する方向で設計を検討すべきである。景観阻害要因となりうるものとして、取水堰、送電線などがある。取水堰は、維持流量をオーバーフローさせる構造になっており、通常河岸から見えないが、流下する水がより自然に見えるよう、堰の形状を工夫することは可能である。送電線は、地形測量に基づいて複数のルートを設定した上で、眺望地点からのシミュレーションを行い、可能な限り眺望景観を阻害しないよう工夫するほか、鉄塔の形状･色･航空標識も景観になじむよう検討すべきである。地上に残る恒久施設も、眺望地点からの視認性をシミュレーションし、遮蔽植生などを検討する。

7) 水生生物の移動路確保

FS の段階では、堰による分断が水生生物へ与える影響を最小限にする方向で検討すべきである。カバやクロコダイル、魚類の現状で移動可能な流速・段差・傾斜等を調査した上で、水路を移動するカバ、クロコダイル、魚類のための斜路の設置が可能かどうか検討

する。

8) UWA の活動支援

火入れの管理、密猟対策、違法伐採対策、公園境界の管理、ゲート管理、モニタリング活動など、現在 UWA が強化したいと考えている活動は複数存在する。環境緩和策の一環として、これらの活動の支援を行うことができるかどうか、検討する。

**(3) 環境モニタリング実施**

EIA が終了した後の環境対策の実施のためには、環境モニタリングによる状況把握の継続性が課題となる。IA が終了した後も、環境モニタリング調査を行うことが望ましい。EIA 終了後から工事着工前までの間や、工事期間中、供用後まで、同一の地点･同一の方法で環境モニタリングを継続していくことにより、生物相の変化に応じた適切な対策を講じることができる。

**(4) Bujagali の調査**

Bujagali 水力発電プロジェクトで実際に発生した環境社会影響は、F/S の設計を行ううえで多くの教訓を与えてくれる。Pre-FS の段階でも、Bujagali 発電所を複数回訪問し、モニタリング調査団への動向等から、ミティゲーションの実施状況などを確認し、スコーピングチェックリストに反映させているが、F/S 段階では、これらをチェックリストだけでなく、計画に反映させる必要がある。

**(5) Karuma 水力の開発方式**

Ayago 水力の開発方式については、環境への影響を最小化する観点から、流れ込み式（流入量＝放流量）の開発方式を採用した。しかしながら、仮に上流側のカルマ水力で調整池式あるいは貯水池式開発によるピーク発電が行われた場合は、河川の水位変動の増加により、動植物の生態への影響および観光への影響が懸念され、加えて、Ayago 水力との水系一貫運用ができなくなる恐れがある。

### 11.2.2 設計

**(1) 測量調査の実施**

Pre F/S では航空測量による概略地形図を用いたが、F/S では実地測量による詳細地形図の作成が必要である。河川測量についても、構造物の設計のみならず維持流量の検討のために広範囲の測量が必要である。

**(2) 地質調査の実施**

Pre F/S では、堰とヘッドタイプの地下発電所並びに取放水口のボーリングを中心に行ったが、F/S では、テールタイプの地下発電所や水路のボーリング調査を行うことを推奨す

る。その他に、広範囲に延びる水路の地質性状を把握するための弾性波探査や、地下発電所の設計に資するために初期地圧測定やボアホール TV の実施が望ましい。

**(3) 水理実験**

最大取水量が 840m3/s と大きいことから、河川に生息している動物に与える影響を把握し、対策を検討するために、取水口付近を対象とした水理模型実験を推奨する。

**(4) 系統安定解析および単機容量の検討**

今回の Pre F/S では潮流、事故電流解析を対象としたが、200km 以上の長距離送電でもあり安定度が系統の健全運転の支配要因となる可能性がある。このため F/S においては、より信頼度の高い送電系統を実現するため、系統安定度解析の実施が必要である。またその結果を踏まえ、Pre F/S において 50MW としている単機容量の再検討を行うことを推奨する。

### 11.2.3 施工計画・積算

**(1) 施工計画策定**

Pre F/S では、主に図面を用いて仮設用地や土捨場の位置を設定した。F/S 時には、地形測量のデータに基づき、環境影響の低減も念頭においた上で、最適な場所と規模を決定する必要がある。

**(2) 工事費の積算**

Pre F/S では、概算数量と市場単価に基づき概算工事費を算定したが、F/S においては、数量と単価の精度を更に向上させる必要がある。特にウガンダでは地下工事（地下発電所、トンネル等）の実績がないため、単価の設定にあたっては、近隣国の実績調査やコントラクターからの見積もりを含め慎重に検討しなければならない。

### 11.2.4 F/Sの業務体制について

F/S で必要となる業務体制について、以下のとおり提案する。

1) 基本調査　：地形・地質調査
2) 計画、設計 ：土木設計（水路構造物、地下構造物、維持流量等環境配慮設計）
　　建築（発電所建屋等建築構造物、景観評価）
　　電気機械、鉄鋼構造物、送電線（ルート確定、景観）
3) 施工計画、積算
4) 系統計画（電力需給、安定度検証）
5) 経済財務
6) 環境対応　：自然環境、社会環境

なお、カウンターパート側の体制については、M/P 段階では不在であった土木、地質に対応できる担当者が F/S の段階ではより必要となることから、これらの技術に対応できる体制を期待する。