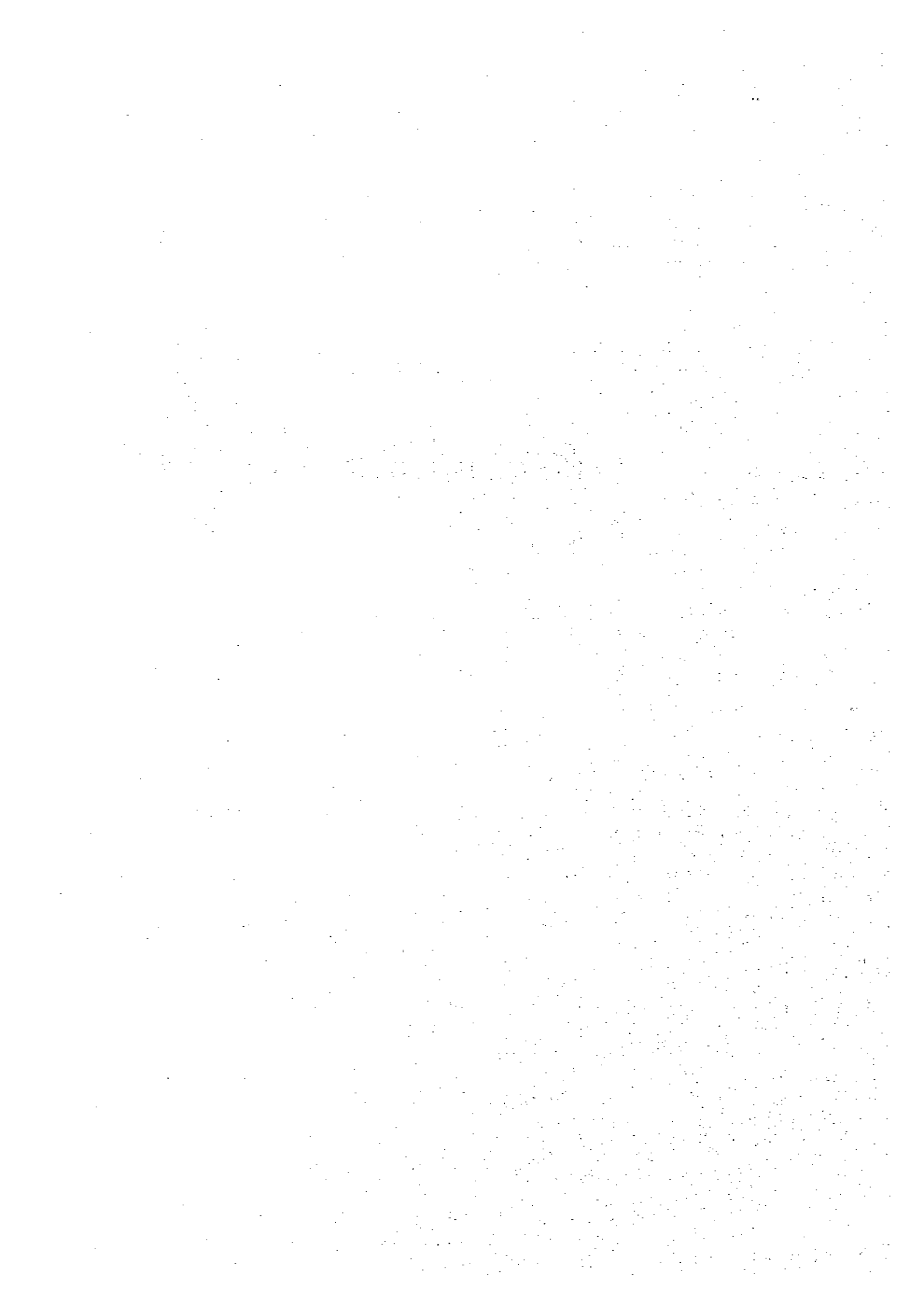


第2卷 第5章

最適開発計画の策定



第5章 最適開発計画の策定

5.1 水路ルート及び主要設備位置の選定

5.1.1 選定の基本方針

プレ・フィージビリティ調査の対象として選定された3地点は、流域面積23～48 km²、年平均河川流量0.25～0.57 m³/sと少ない。また、河川勾配も大きくなく、河川の規模から見て落差が取りにくい。そのうえ、既設の灌漑用水路が発達しているため、発電規模は15～30kW程度と小規模なものにならざるを得ない。

発電形式は流れ込み式となる。水路ルートは、灌漑との関係があり、選択の幅が限られる。できるだけ既設水路を拡幅して共同で使用方法が経済的である。

主要設備の位置も同様に制約されるので、発電のための取・放水がなるべく灌漑に影響を及ぼさないように選定する必要がある。この場合、地形及び地質条件を考慮し、なるべく短い水路で大きな落差が得られるよう工夫を行う。

5.1.2 Adardour 計画

本地点は、河川標高1,770 m、流域面積23 km²、河川勾配平均1/15の地点である。年平均流量は、0.25 m³/sの地点であり、供給対象村落の電力需要を満足させる発電設備を計画するため、河川流量、落差、地形、地質、既設灌漑用水路の現況、アクセス道路、建設工事の難易等について現地調査を行い、取水口、水路ルート及び発電所位置の最適地を選定し、地形測量及び地質調査を行った。

特に取水口及び水路ルートについては、既設の灌漑用水路との共用を考慮して選定を行った。発電所地点については、必要落差の確保と水圧管路ルートの地形、地質調査の結果、村落内の左岸、地盤標高1,716 mの地点を選定した。

取水口地点は、現在村落内灌漑用水路の取水口としている地点、河床標高1,770 m付近に選定し、取水堰(高さ1.65 m)を設けて左岸側取水口(新設)から既設用水路へ導水する。

水路は、左岸側既設灌漑用水路を拡幅改良して使用し、一部新設区間(延長約350 m)と共に全長約685 mの設備とする。特に水路の途中数カ所には、渇水月の灌漑用水補給のため分水設備を設け、河川水の有効利用をはかると共に、河川増水時の水路内余水吐及び沈砂池として利用する。

水路終端の水槽は、水圧管路及び発電所の上部に位置し、発電用水の調整水槽で重要な設備であるため、構造物寸法も大きく(幅1.50 m、長10.00 m、高2.00 m)した。したがって、基礎地盤に堅岩部を有する平坦部標高1,756 m付近を予定地点として選定した。

水圧管路及び発電所地点は、基礎地盤の安定した堅岩を必要とし、また発電開始後の運転・保守作業の重要拠点となるため、上記の水槽下部を適地として選定した。発電後の放流水は、放水口直下の河川へ放流せず、対岸(右岸)の灌漑用水路の取水に支障のないよう左岸側に放水路を上流に向けて設置し、既設灌漑取水堰の上流へ放流することとした。

5.1.3 Arg 計画

本地点は、河川標高 1,573 m、流域面積 48k m²、河川勾配平均 1/20 の地点である。年平均流量は、0.57 m³/s であり、供給対象村落の電力需要を満足させる発電設備を計画するため、河川流量、落差、地形、地質、既設灌漑水路の現況、アクセス道路、建設工事の難易等について現地調査を行い、取水口、水路ルート及び発電所位置の最適地を選定し、地形測量及び地質調査を行った。

特に、取水口及び水路ルートについては、既設の灌漑水路との共用を考慮して選定を行った。発電所地点については、必要落差の確保と水圧管路ルートの地形、地質調査の結果、村落内の下流の左岸、地盤標高 1,532 m 地点を選定した。

取水口地点は、現在村落内の灌漑水路の取水口としている地点、河床標高 1,573 m 付近に選定し、取水堰 (高さ 1.85 m) を設けて、左岸側取水口 (新設) から既設水路へ導水する。

水路は、既設灌漑水路を拡幅改良して使用し、一部新設区間 (水槽付近) と共に全長約 1,175 m の設備とする。特に水路の途中数カ所には、湯水月の灌漑用水補給のため分水設備を設け、河川水の有効利用をはかると共に、河川増水時の水路内余水吐及び沈砂池として利用する。

水路終端の水槽は、水圧管路及び発電所の上部に位置し、発電用水の調整水槽で重要な設備であるため、構造物寸法も大きく (幅 2.00 m、長 10.00 m、高 2.00 m) した。したがって、基礎地盤に堅岩部を有する平坦部標高 1,560 m 付近を予定地点として選定した。

水圧管路及び発電所地点は、基礎地盤の安定した堅岩を必要とし、また発電開始後の運転・保守作業の重要拠点となるため、上記の水槽下部を適地として選定した。発電後の放流水は、周辺の灌漑用水への補給を必要としないため、直接河川へ放流する。

5.1.4 Tidsi 計画

本地点は、河川標高 1,723 m、流域面積 24k m²、河川勾配平均 1/25 の地点である。年平均流量は、0.39 m³/s であり、供給対象村落の電力需要を満足させる発電設備を計画するため、河川流量、落差、地形、地質、既設灌漑水路の現況、アクセス道路、建設工事の難易等について現地調査を行い、取水口、水路ルート及び発電所位置の最適地を選定し、地形測量及び地質調査を行った。

特に、取水口及び水路ルートについては、既設の灌漑水路との共用を考慮して選定を行った。発電地点については、必要落差の確保と水圧管路のルートの地形、地質調査の結果、村落内の下流の右岸、地盤標高 1,703 m 地点を選定した。

取水口地点は、現在既設灌漑水路 (左岸) の取水口としている地点、河床標高 1,703 m 付近に選定し、取水堰 (高さ 2.15 m) を設けて、右岸側取水口 (新設) から、新設の水路へ導水する。この取水堰には、左岸既設灌漑水路への取水口を設置し、右岸側発電用取水口と共に河川水の有効利用をはかる。

水路ルートは、右岸側に全長約 750 m の新設水路となり、勾配 1/400 の開水路とする。また水路ルートの途中数カ所には、湯水月の灌漑用水補給のため分水設備を設け、河川水の有効利用をはかると共に、河川増水時の水路内余水吐及び沈砂池として利用する。

水路終端の水槽は、水圧管路及び発電所の上部に位置し、発電用水の調整水槽で重要な設備であるため、構造物寸法も大きく(幅1.50 m、長 10.00 m、高2.00 m)した。したがって、基礎地盤に堅岩部を有する平坦部標高 1,722 m付近を予定地点として選定した。

水圧管路及び発電所地点は、基礎地盤の安定した堅岩を必要とし、また発電開始後の運転・保守作業の重要拠点となるため、上記の水槽下部を適地として選定した。発電後の放流水は、周辺の灌漑用水への補給を必要としないため、直接河川へ放流する。

5.2 送配電計画

5.2.1 計画の基本概念

各村落は、発電所地点から最大 5km の距離にあり、低圧送電の場合送電損失が多くなるので発電機電圧 440V を 22kV に昇圧して送電し、各家庭への引き込み付近の柱上変圧器で 400V/220V にして配電するシステムを採用する。

送電の電柱は、各村落への輸送重量を考慮して木柱とし、アクセス道路が著しく悪く木柱の運搬ができない場合は亜鉛メッキを施した分解輸送が可能な鉄柱を採用する場合もある。

電柱の間隔は 35~50m を標準とし地形、気象条件等でその間隔は設計されるものとする。電柱の高さはモロッコの標準で地上高さ 8m~10.5m の範囲とするが 9m を標準とする。

各戸に配電する電柱は 5 戸に 1 本を標準にして、学校、モスク等を勘案して配置する。この電柱は送電電圧 22kV を 400V/220V に電圧調整を行うためその柱上変圧器を設置するので、その強度は 300kg/cm²以上を有することが望ましい。

送電線は 34mm²、単位当たりの抵抗を 0.899 Ω/km 以下のより線を採用することを標準とするが、送電損失が多く見込まれる場合は、ONE が標準としている 75 mm²、148 mm² から選択する。送電線の材質はアルミ又は銅製でその電線強度 1,140kg/cm²以上が望ましい。

各配電に用いる柱上変圧器は手動開閉器付き、一次側 22kV、2 次側 400V/220V で各戸に配電できるものとする。

なお、この計画では送電線は 2010 年の電力需要に対し、また配電線は本マスタープラン完了予定の 2000 年の需要に対して供給できる設備とした。

送配電計画の概念を図 5.2-1 に示す。

5.2.2 Adardour 計画

Adardour 発電所は最大出力 26kW、保証出力 10.0kW を発電し、Adardour 42 戸、Tineziosire 32 戸、Tamalout 32 戸、Kettou 62 戸の 4 部落、168 戸に送配電する計画である。

発電所から Adardour (42 戸) まではその周囲 50m 以内にあり、送電用電柱 2 本、配電用電柱 12 本、計 14 本となる。配電用柱上変圧器 1 台を計画する。送電線 50m、配電線は学校等を含め 645m を計画する。

Tineziosire (32 戸) は発電所からの送電線 750m 配電戸数 32 戸、送電用電柱 14 本、配電用電柱 12 本、計 26 本、配電用変圧器 1 台。配電線 486m を計画する。

Tamalout (32戸) は Tinezriosire の送電線の途中から分岐し、送電距離が250mとなる。送電用電柱5本、配電用電柱10本、計15本、配電用変圧器1台、配電線480mを計画する。

Ketou (62戸) への送電は、Tinezriosireの送電線から500m延長し、送電用電柱10本、配電用電柱19本、計29本、配電用変圧器1台、配電線1,055mを計画する。

Adardour 発電所からの村落への送配電計画の部材を次に示す。

電柱	84本
柱上変圧器 15kVA	4台
配電線 34mm ²	2,666 m
送電線 25 mm ²	1,550m

5.2.3 Arg 計画

Arg 発電所は最大出力30kW、保証出力15.4kWを発電し、Arg79戸、Amsakrou58戸、Ikiss68戸3村落、205戸に配電する計画である。

Argの村落は河川沿いに集落があり発電所からの送配電は兼用となり電柱数は55本、配電用変圧器2台、送電線1,400m、配電線1,150mを計画する。

Amsakrou (58戸) は Arg 村落から1,500mに位置し、配電用電柱15本、送電用30本、合計45本、配電用変圧器1台、配電線920mを計画する。

Ikiss (68戸) は Amsakrou の延長線にあり、1,500mの送電線の延長を要する。このための送配電電柱は51本、配電用変圧器1台、配電線1,100mとなる。

Arg 発電所からの村落への送配電計画の部材を次に示す。

電柱	151本
柱上変圧器 15kVA	4台
配電線 34mm ²	3,170 m
送電線 25mm ²	4,400m

5.2.4 Tidsi 計画

Tidsi 発電所は最大出力15kW、保証出力4.2kWを発電し、Tidsi42戸、Afra63戸2村落、105戸に配電する計画である。

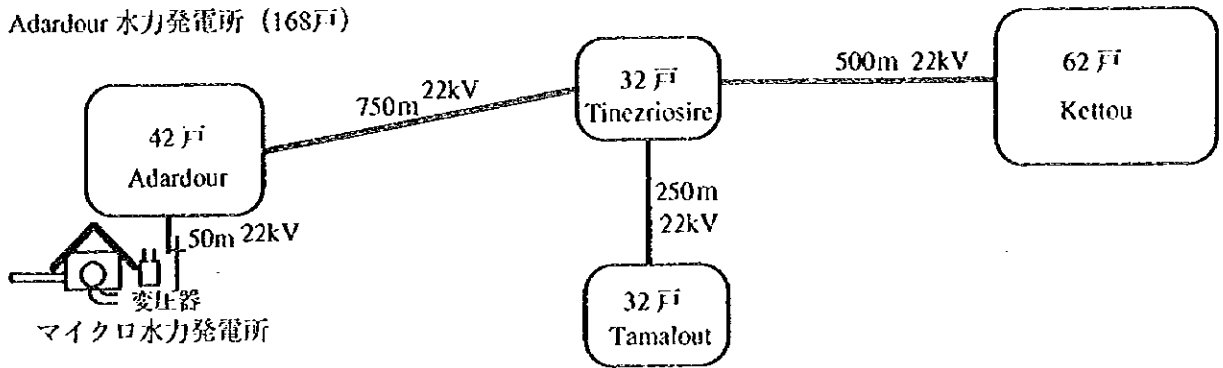
Tidsiの村落民はAfraの村落を通り生活を営んでおり、本プロジェクトが実施される場合もこのAfra村落を経由して資材を運送することになり、Afraの村落民の希望もあり本計画に含めることにした。Tidsiの村落は発電所から500mの地点にあり、送配電用電柱数は22本、配電用変圧器1台、配電線550mを計画する。

AfraはTidsiの村落から2,000mに位置し、村落の戸数63戸、送配電用電柱40本、配電用電柱15本、合計55本となる。配電用変圧器1台、配電線800mを計画する。

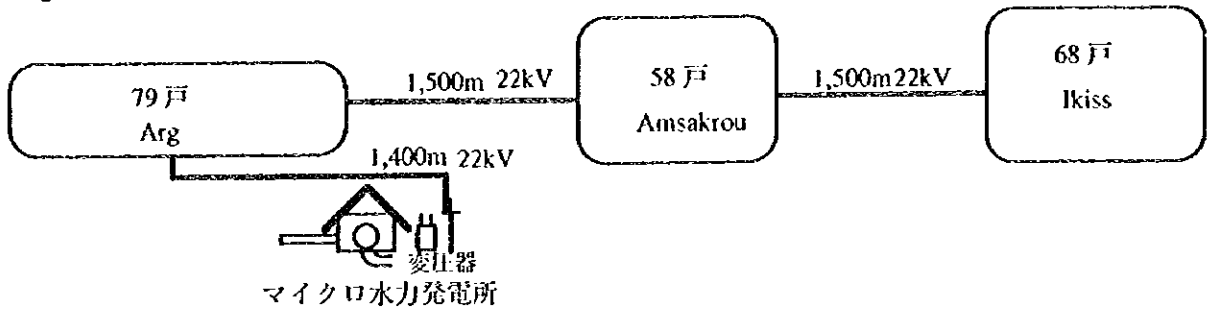
Tidsi 発電所からの村落への送配電計画の部材を次に示す。

電柱	77本
柱上変圧器 10kVA	2台
配電線 34mm ²	1,350m
送電線 25 mm ²	2,500m

Adardour 水力発電所 (168戸)



Arg 水力発電所 (205戸)



Tidsi 水力発電所 (105戸)

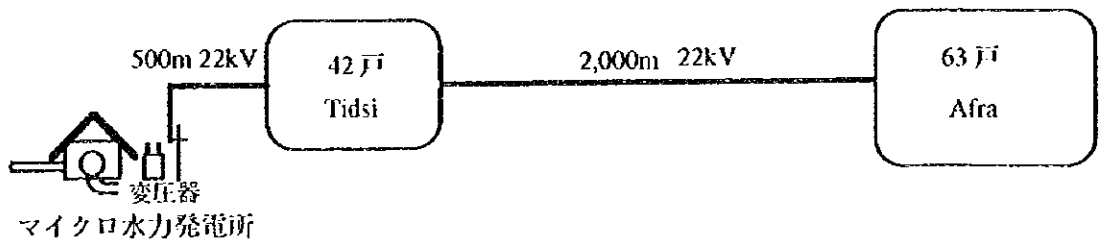


図 5.2-1 送配電計画の概念図

(注) 戸数は2000年を示す

第2卷 第6章

プレ・フィージビリティ設計

第6章 プレ・フィージビリティ設計

6.1 土木設備

マイクロ水力発電所の規模は 15~30kW の範囲のミニサイズであり、各発電地点は、河川流量、河川勾配、地形等類似した条件にある。したがって、基本設計概念は同一のアイデアに基づいて行うべきものである。以下、プレ・フィージビリティ設計についての概念を述べる。

(1) 取水設備

調査地域には、多くの既存の灌漑取水堰がある。その大部分の堰の材料は玉石でできているが、洪水時には被害を受けているものと思われる。そこでこの調査では、逆T字型鉄筋コンクリートの堰を設けることとした。堰は堅岩には達しないが、下流側は練石積として保護し、上流側は玉石を積んで保護する構造とした。

取水口は取水堰に隣接して設置し、材料は鉄筋コンクリートとした。

(2) 水路

Adardour 及び Arg の水路は、発電及び灌漑の兼用となるため、水路は灌漑用水を含めた通水容量を持たなければならない。現在、使用されている灌漑用水は、最大でも約 0.05 m³/s と推定される。水路は開渠型とし、材料は練石積内面モルタル仕上げとした。玉石は付近で採集できよう。

(3) 水槽

水槽の容量は、約 2 分間発電使用水量を調整できる大きさとした。これは地点の形状や運転の条件から決めたものである。設計条件は下表に示すとおりである。

	Adardour	Arg	Tidsi
最大使用水量 (m ³ /s)	0.11	0.18	0.15
有効容量 (m ³)	15	20	15
調整時間 (min)	2.2	1.8	1.8

(4) 水圧管路

水圧鉄管の材料については、鋼管、FRP 及びコンクリート管が考えられる。これらの材料のうち、FRP は高価であり、継ぎ目の接続作業に特別の技術を要する。コンクリート管については、安価であるが、山岳地の運搬・据付けが困難である。そのうえ継ぎ目の沈下やひび割れは漏水の原因となる。そこで、この調査では鋼管を採用することとした。水圧鉄管の大部分は地表面下に埋設し、落石による被害をを避けるようにした。表面は腐蝕防止用塗装処理を行う。

水圧鉄管を支持するため、コンクリートのアンカーブロックを堅岩の上に設ける。

(5) 発電所建屋

発電所建屋は、サイト付近で作成するコンクリートブロックによって建てられるであろう。建物は、雨、雪、落石等から保護されるものである。水車の下部に減勢池を設け、クッションの役割を果たさせる。そして、これはダミーロードの放流水槽としても利用される。

(6) 放水路

放水路は開渠型とし、材料は練石積内面モルタル仕上げとする。

6.2 発電機器

6.2.1 水車の選定

水車の機種選定には、各種水車の特性、その適用範囲及び運転効率等を十分考慮して行う必要がある。

水車の形式は高落差に用いられるペルトン水車、中落差に用いられるフランシス水車、低落差に用いられるプロペラ水車（カプラン、バルブ等）がある。この他小水力に用いられるクロスフロー及びターゴインパルス水車があるが、ターゴインパルス水車は落差の高い小水力水車として用いられることが多い。また水車の回転数の選定には、比速度をもって定められ水車の機種によりこの比速度で選定機種が制限される。

本計画では、有効落差が15mから37m、最大使用水量 $0.11\text{ m}^3/\text{S}$ から $0.18\text{ m}^3/\text{S}$ の間にあり、回転数1,000rpm、比速度は60~110 (rpm/kW/m) となり通常使用されている水車選定基準からクロスフロー水車を選定した。

一方本計画では、その発電形式から落差の変動は少ないが、年間の発電計画では渇水月の運転も要求されるので、使用水量の変化が激しい。通常クロスフロー水車は運転効率向上のため、使用水量が少ない場合、ガイドベーンを分割し片方のガイドベーンで発電する方式を採用している。本計画では、最大使用流量が少ないため、クロスフロー水車のランナー幅が狭くガイドベーンが短いため分割ガイドベーンの採用が構造上困難である。

一般にクロスフロー水車は分割ガイドベーン方式が採用できない場合、使用水量が最大使用水量に対し30%以下となると水車効率が著しく低下する。これをカバーするために渇水時の使用水量が最大使用水量の30%以下となる発電所についてはなんらかの対策を要する。このため本計画では経済性を勘案した小流量用ポンプ逆転水車を別途設備して渇水期の発電に使用する計画とした。

(1) Adardour 水力発電所

本発電所は、河川の流況から年間流量のうち275日流量付近の $0.11\text{ m}^3/\text{S}$ を最大使用水量とし、保証水量（年間流量のうち90%流量）を $0.043\text{ m}^3/\text{S}$ としている。これにより、渇水月の

発電が最大使用水量の40%以下となり水車効率の低下が見込まれる。この水車効率を高めるために経済性の高い（安価）なポンプ逆転水車を別途設備し、2台案として渇水月の出力を確保する計画とした。この村落には他の電源設備がなく、ひとえにこの水力発電にそのエネルギーを依存するため渇水月の電力確保が重要となる。

ポンプ逆転水車と、クロスフロー水車の各発電設備はそれぞれ発電時期が異なるので当面これの並列運転を考慮する必要はない。しかし、将来設備容量を増加させる必要が生じる場合を考慮するとともに、送電線の延長により系統に連結可能となった場合を考慮して同期装置を設ける計画とした。

(2) Arg 水力発電所

本発電所は、最大使用水量0.18 m³/S、保証水量0.097 m³/Sであり、使用水量の比率は54%で使用水量の変化も少なく、これによる水車効率の低下も余り激しくないためクロスフロー水車1台案と計画した。

(3) Tidsi 水力発電所

本発電所は、使用流量の変化が最大使用水量0.15 m³/S、保証水量0.044 m³/Sで、その比率も30%以下となるため、水車効率の低下が見込まれる。したがって、水車の選定はAdardour発電所と同様に、主要発電設備はクロスフロー水車を採用し、低負荷発電は落差の変動が少なく運転範囲が限られているのでポンプ逆転水車を別途設備し2台案とした。

6.2.2 発電機の選定

発電機の選定は、同期発電機と誘導発電機が選定対象となる。経済的には誘導発電機が有利であり、特にマイクロ水力発電の場合は市販の小型モーターが誘導発電機として利用できるため安価な発電機となる。しかし、誘導発電機と同期発電機の重要な違いは、誘導発電機は力率の調整ができないこと、同期発電機は単独の励磁装置を有するので単独運転が容易にできることにある。本プロジェクトの場合、他に電源の無い村落を電化する設備であるため当然運転は単独運転となる。この場合を考慮するとともに使用されるものがほとんど電灯負荷であることから力率の調整が必要となることを勘案し、価格的に不利であるが同期発電機を選定した。

6.2.3 制御装置の選定

水力発電設備の制御装置は、水車・発電機の起動、停止、その他保護装置から構成される。また、水車・発電機の回転数及び周波数を一定に保つため調速機（Governor）を設けるのが一般的であるが、本プロジェクトはその出力が小さいので発電機の余剰出力を抵抗容量で調整し発電周波数を一定に保つ方式を採用した。この方式をダミーロードガバナー（Dummy load Governor）と言う。

6.2.4 ハイブリッド発電方式の検討

ハイブリッド発電方式とは、マイクロ水力発電と太陽光発電（バッテリーチャージ方式）の混合発電方式である。マイクロ水力発電の設備稼働率を高めるため、オフピーク時の余剰電力をバッテリー等に蓄え、必要時に電力を使用できるようにすることである。

本計画では、各スキームに応じたバッテリーとそのインバータ及びコンバーターを設置し、その容量は10日程度を毎日4時間供給可能なものとして検討した。その結果、送電電圧を発電機と合わせる必要からバッテリーとそのインバータ及びコンバーターの設置費用が発電設備に比較して高くなり一般電灯用として設置することは無理と判断した。

6.3 設計諸元

プレ・フィージビリティ設計は、6.1節及び6.2節に述べた概念に従い、地形図、地質図及び気象水文資料に基づいて行われた。設計の結果は、表6.3-1に計画概要としてとりまとめた。電気機器については、図6.3.1～6.3-6に示した。また、土木設備の設計図は、巻末に添付した。

表6.3-1 マイクロ水力発電計画概要 (1/2)

Power station Specification	Unit	Adardour	Arg	Tidsi
Cercle		Amizmiz	Asni	Ait Ourir
Commune rurale		Anougal	Asni	Tighdouine Zerkten
Dour		Adardour	Arg & others	Tidsi, Afra
River		Amizmiz	Rhenaya	Zat
Tributary		Anougal	Imenane	Afoughal
Catchment area	km ²	23	48	24
Installed output	kW	26.0	30.0	15.0
Dependable output	kW	10.0	15.4	4.2
Maximum discharge	m ³ /s	0.11	0.18	0.15
Dependable discharge	m ³ /s	0.043	0.097	0.044
Intake water level	m	1,769.0	1,574.0	1,724.5
Headtank water level	m	1,757.0	1,561.0	1,722.0
Turbine center level	m	1,719.0	1,534.5	1,706.0
Gross head	m	38.0	26.5	16.0
Effective head	m	37.0	25.0	15.0
Synthetic efficiency	%	66	70	69
Generated energy	kWh	56,914	73,648	22,203
Intake weir				
Type		Reverse T type	Reverse T type	Reverse T type
Material		Reinforced concrete and cobble	Reinforced concrete and cobble	Reinforced concrete and cobble
Height	m	1.65	1.85	2.15
Crest length	m	16.0	15.0	14.0
Intake				
Type		Open channel	Open channel	Open channel
Size (B x L)	m	1.5 x 6.0	1.5 x 6.5	1.5 x 6.5
Gate (B x L)	m	1.0 x 1.0	1.0 x 1.0	1.0 x 1.0
Screen	unit	1	1	1
Waterway				
Type		Open channel	Open channel	Open channel
Length	m	685	1,175	750
Size (B x H)	m	0.6 x (0.6~1.0)	0.6 x (0.6~1.0)	0.6 x (0.6~1.0)
Gradient	%	1:100 ~ 1:300	1:100 ~ 1:300	1:400
Headtank				
Type		Open channel	Open channel	Open channel
Size (B x H x L)	m	1.5 x (1.5~2.0) x 10.0	2.0 x (1.5~2.0) x 10.0	1.5 x (1.5~2.0) x 10.0
Screen	unit	1	1	1
Penstock				
Type		Buried type	Buried type	Buried type
Material		Steel pipe	Steel pipe	Steel pipe
Length	m	76.4	84.0	33.8
Diameter	m	0.30	0.35	0.35
Tailrace				
Type		Open channel	Open channel	Open channel
Length	m	100	40	20
Size (B x H)	m	0.6 x (0.6 ~ 1.25)	1.0 x 1.0	0.6 x (0.6 ~ 1.0)
Power house building				
Type		Above ground	Above ground	Above ground
Material		Concrete block	Concrete block	Concrete block
Size (B x L x H)	m	3.0 x 4.0 x 2.5	3.0 x 4.0 x 2.5	3.0 x 4.0 x 2.5

表 6.3-1 マイクロ水力発電計画概要 (2/2)

Power station		Adardour	Arg	Tidsi
Specification	Unit			
No.1 generation plant				
Turbine				
Type		Cross-flow	Cross-flow	Cross-flow
Output	kW	26	30	15
Effective head	m	37.0	25.0	15.0
Plant discharge	m ³ /s	0.11	0.18	0.15
Revolutions	rpm	750	750	750
Generator				
Type		3 phase synchronous	3 phase synchronous	3 phase synchronous
Output	kVA	32.5	37.5	18.8
Voltage	V	440	440	440
Frequency	Hz	50	50	50
Revolutions	rpm	750	750	750
No.2 generation plant				
Turbine				
Type		Pump-reversal	----	Pump-reversal
Output	kW	10.1	----	5.0
Effective head	m	37.0	----	15.0
Plant discharge	m ³ /s	0.043	----	0.044
Revolutions	rpm	1,000	----	1,000
Generator				
Type		3 phase synchronous	----	3 phase synchronous
Capacity	kVA	12.6	----	6.3
Voltage	V	400	----	400
Power factor		0.8	----	0.8
Frequency	Hz	50	----	50
Revolutions	rpm	1,000	----	1,000
Transformer				
Type		3 phase out down	3 phase out down	3 phase out down
Voltage	V	400V / 22,000V	400V / 22,000V	400V / 22,000V
Capacity	kVA	39	45	30
Transmission line				
Line voltage	kV	22,000	22,000	22,000
Wire length	m	1,550	4,400	2,500
Type of wire		25mm ² aluminum	25mm ² aluminum	25mm ² aluminum
Distribution line				
Line voltage	V	220	220	220
Cable length	m	2,666	3,170	1,350
Type of cable		3 phase 4 wire CV	3 phase 4 wire CV	3 phase 4 wire CV

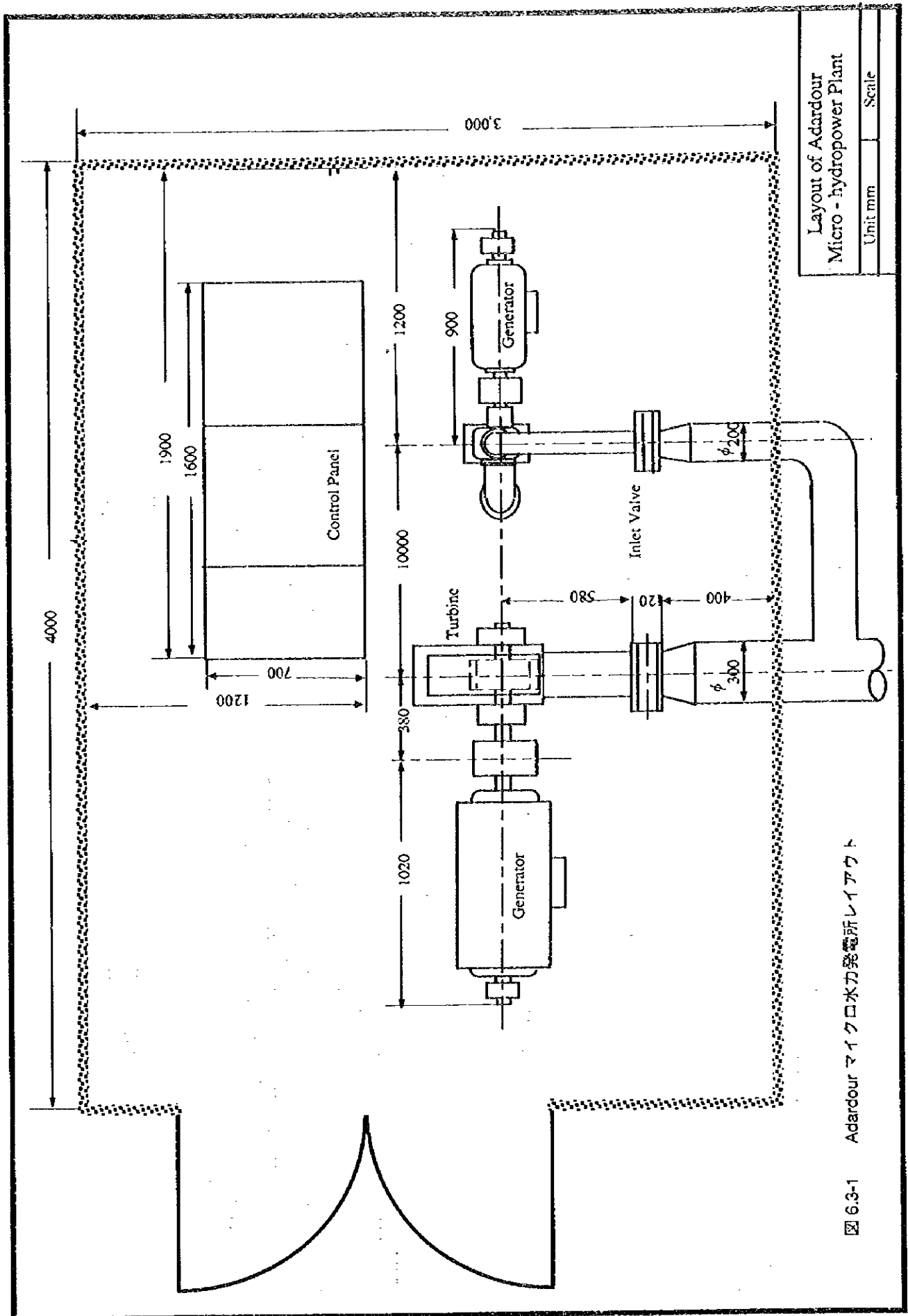


図 6.3-1 Adardour マイクロ水力発電所レイアウト

Notes

- AS : Air circuit breaker
- LA : Line Arrester
- MT : Main Transformer
- A : Ampere meter
- CT : Current Transformer
- W : Watt meter
- V : Volt meter
- F : Frequency meter

- PT : Potential Transformer
- DL : Dummy Load
- AVR: Automatic Voltage Regulator
- WT : Water Turbine
- G : Genetator
- TG : Tacho-Genetaiter
- N : Speed meter
- SY : Synchroscope

Notes

- 51 : Over Current
- 52 : G.C.B.
- 25 : Synchronizer
- 59 : Over Voltage
- 65 : Speed governor
- 64 : Ground relay
- 90 : Automatic voltage Regulator

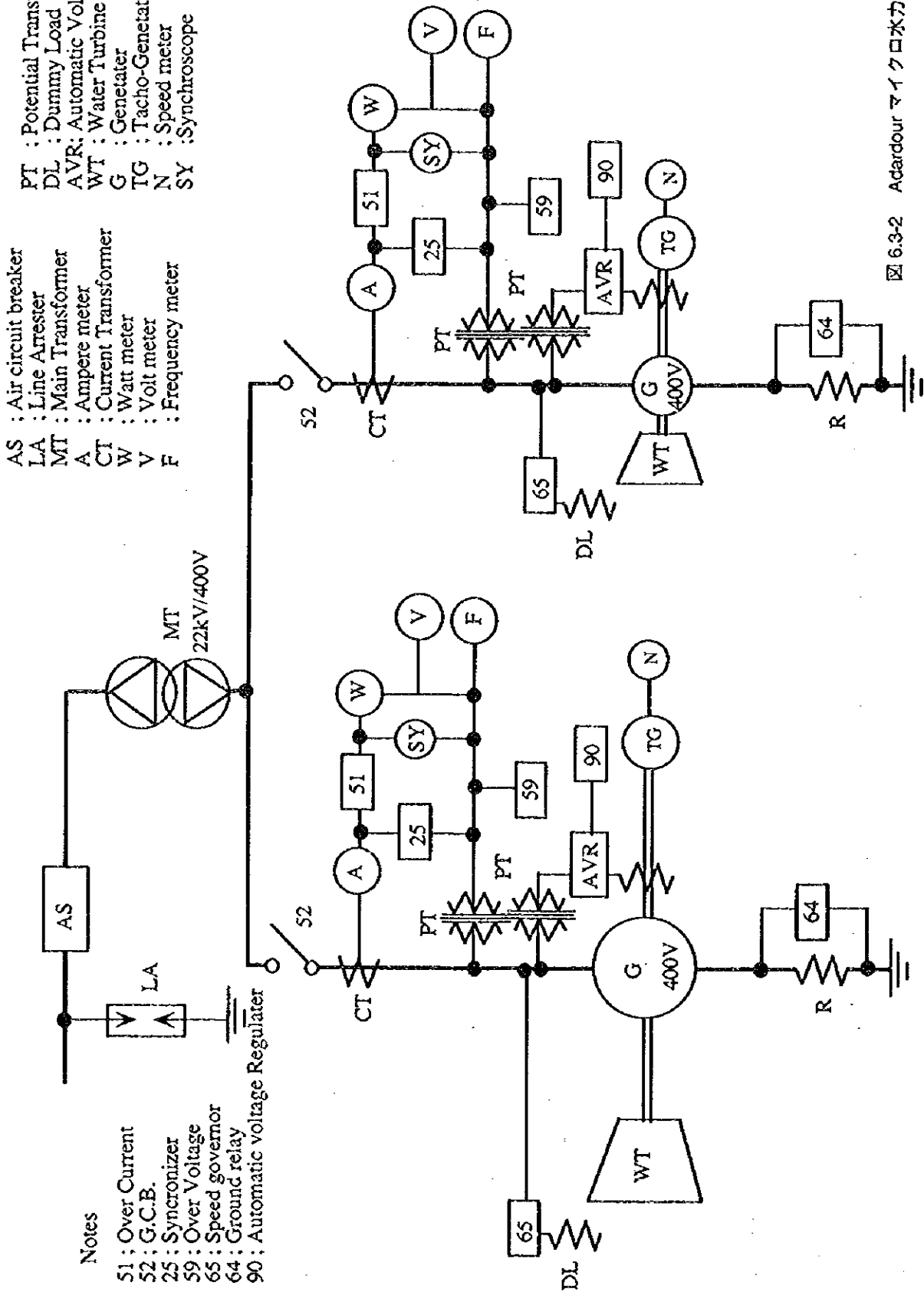
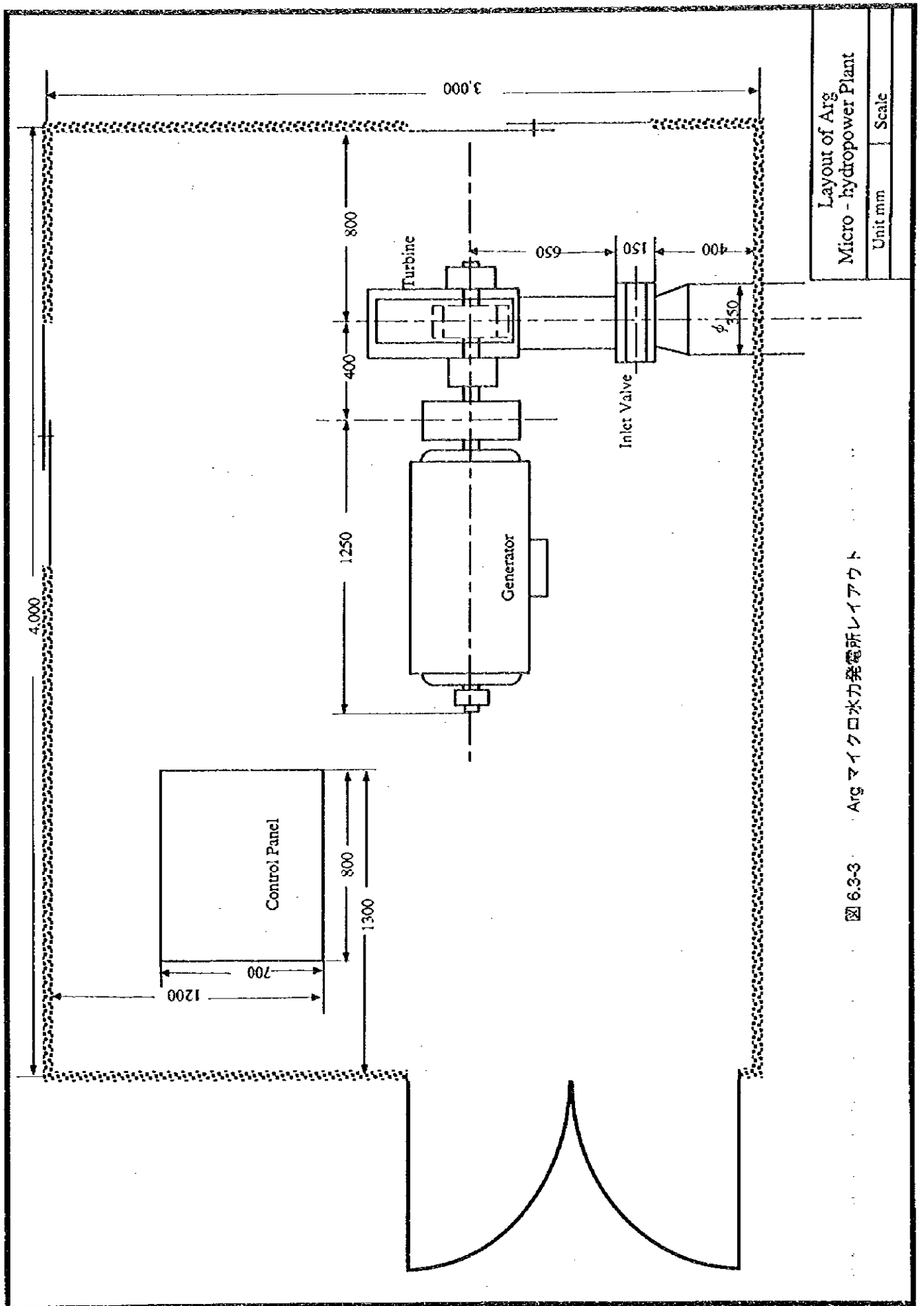


図 6.3-2 Acardour マイクロ水力発電単線結線図



Layout of Arg	
Micro - hydropower Plant	
Unit mm	Scale

図 6.3-3 Arg マイクロ水力発電所レイアウト

Notes

- AS ; Air circuit breaker
- LA ; Line Arrester
- MT ; Main Transformer
- A ; Ampere meter
- CT ; Current Transformer
- W ; Watt meter
- V ; Volt meter
- F ; Frequency meter
- PT ; Potential Transformer
- DL ; Dummy Load
- AVR; Automatic Voltage Regulator
- WT ; Water Turbine
- G ; Genelater
- TG ; Tacho-Genelater
- N ; Speed meter

- 51 ; Over Current
- 52 ; G.C.B.
- 59 ; Over Voltage
- 65 ; Speed governor
- 64 ; Ground relay
- 90 ; Automatic voltage Regulator

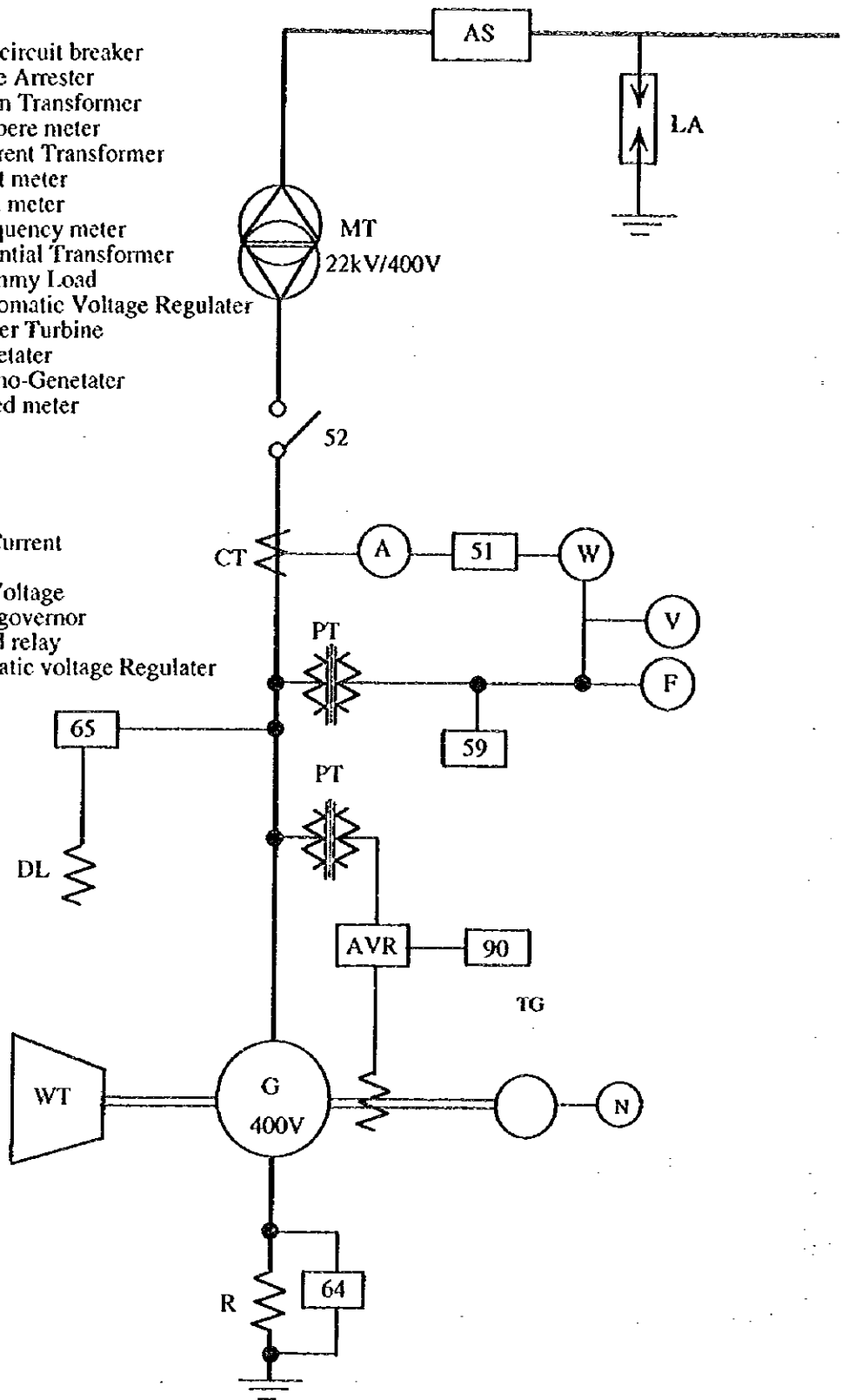
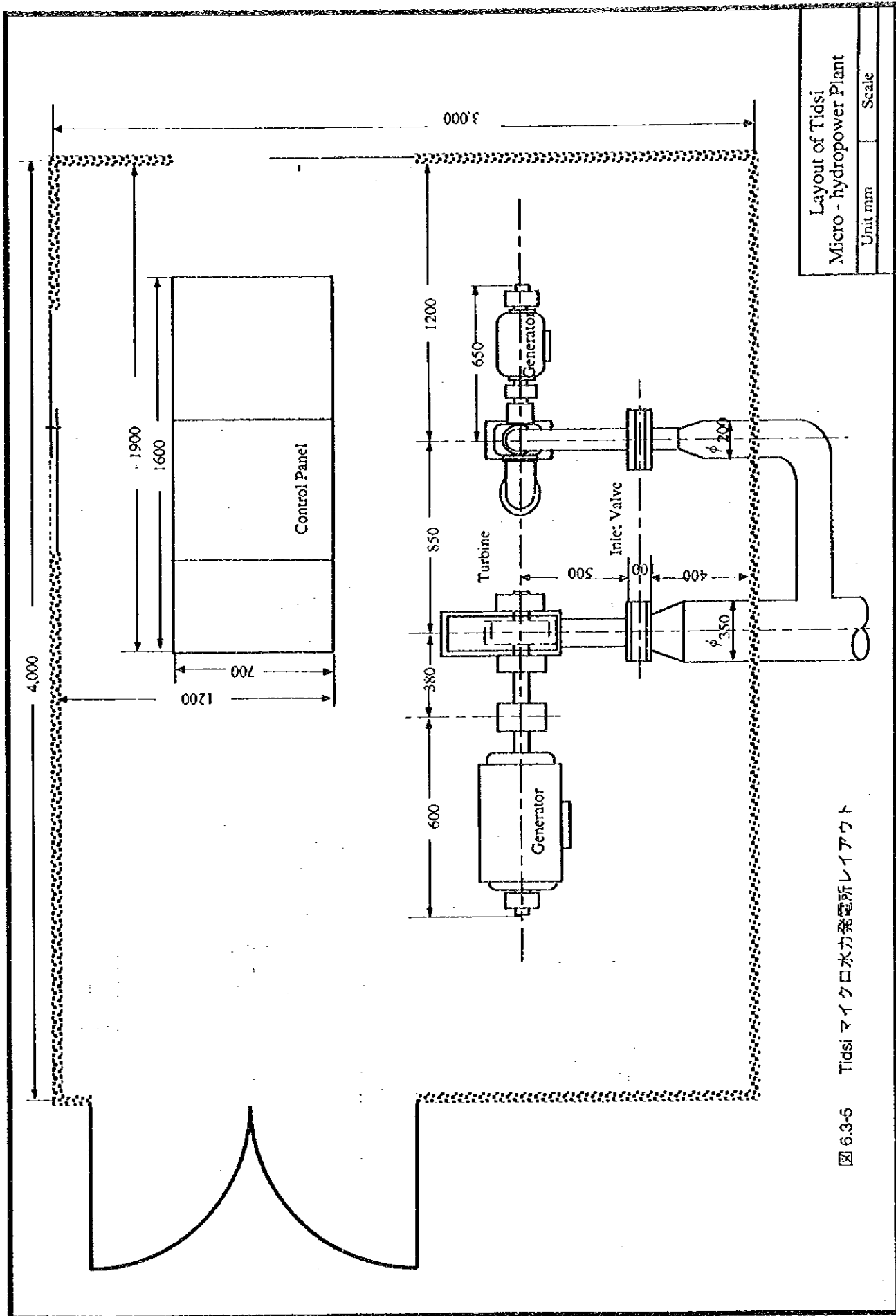


図 6.3-4 Arg マイクロ水力発電単線結線図



Layout of Tidsi Micro - hydropower Plant	
Unit mm	Scale

図 6.3-5 Tidsi マイクロ水力発電所レイアウト

Notes

- AS : Air circuit breaker
- LA : Line Arrester
- MT : Main Transformer
- A : Amperes meter
- CT : Current Transformer
- W : Watt meter
- V : Volt meter
- F : Frequency meter

- PT : Potential Transformer
- DL : Dummy Load
- AVR: Automatic Voltage Regulator
- WT : Water Turbine
- G : Genetator
- TG : Tacho-Genetater
- N : Speed meter
- SY :Synchronizer

Notes

- 51 : Over Current
- 52 : G.C.B.
- 25 : Synchronizer
- 59 : Over Voltage
- 65 : Speed governor
- 64 : Ground relay
- 90 : Automatic voltage Regulator

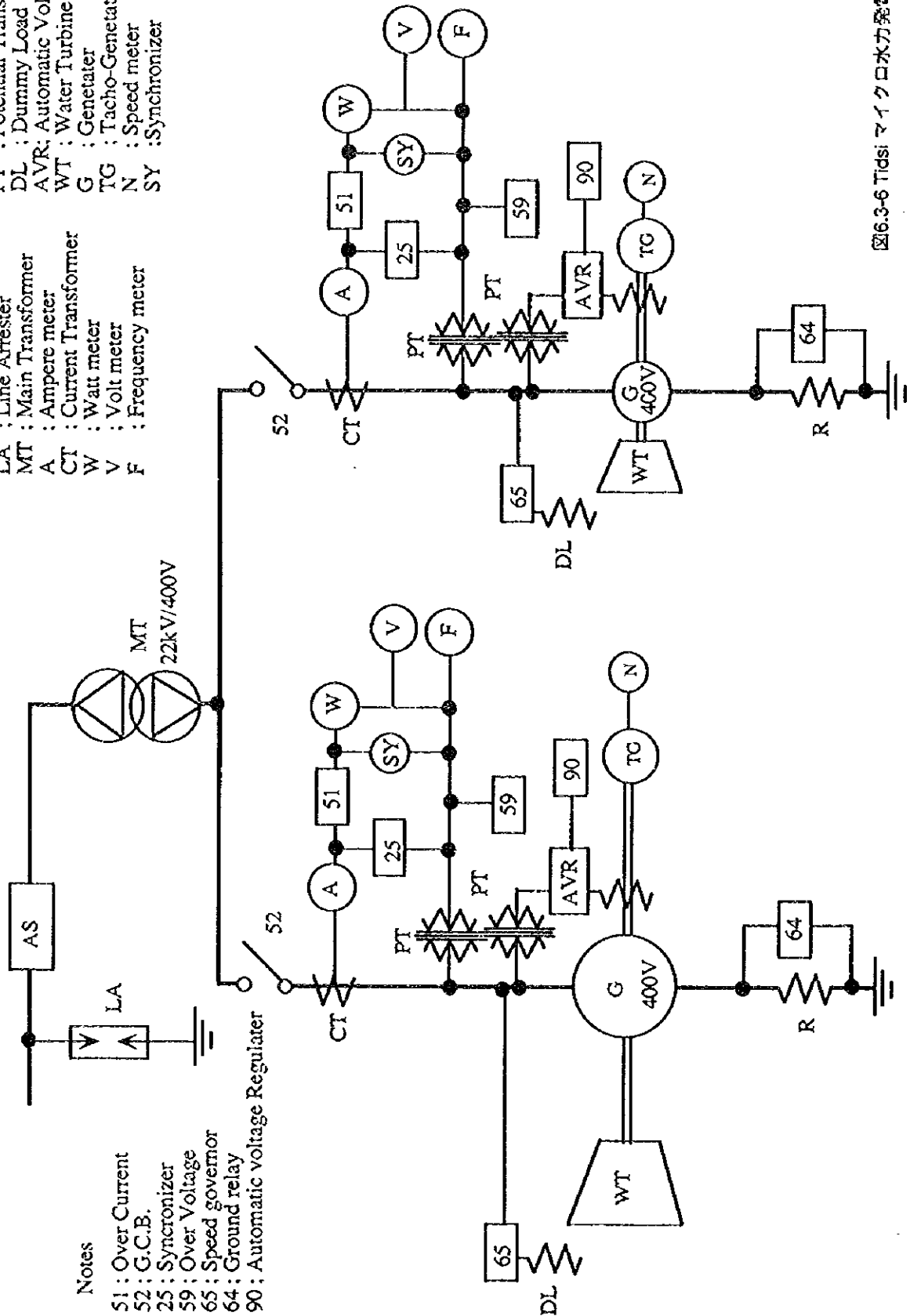
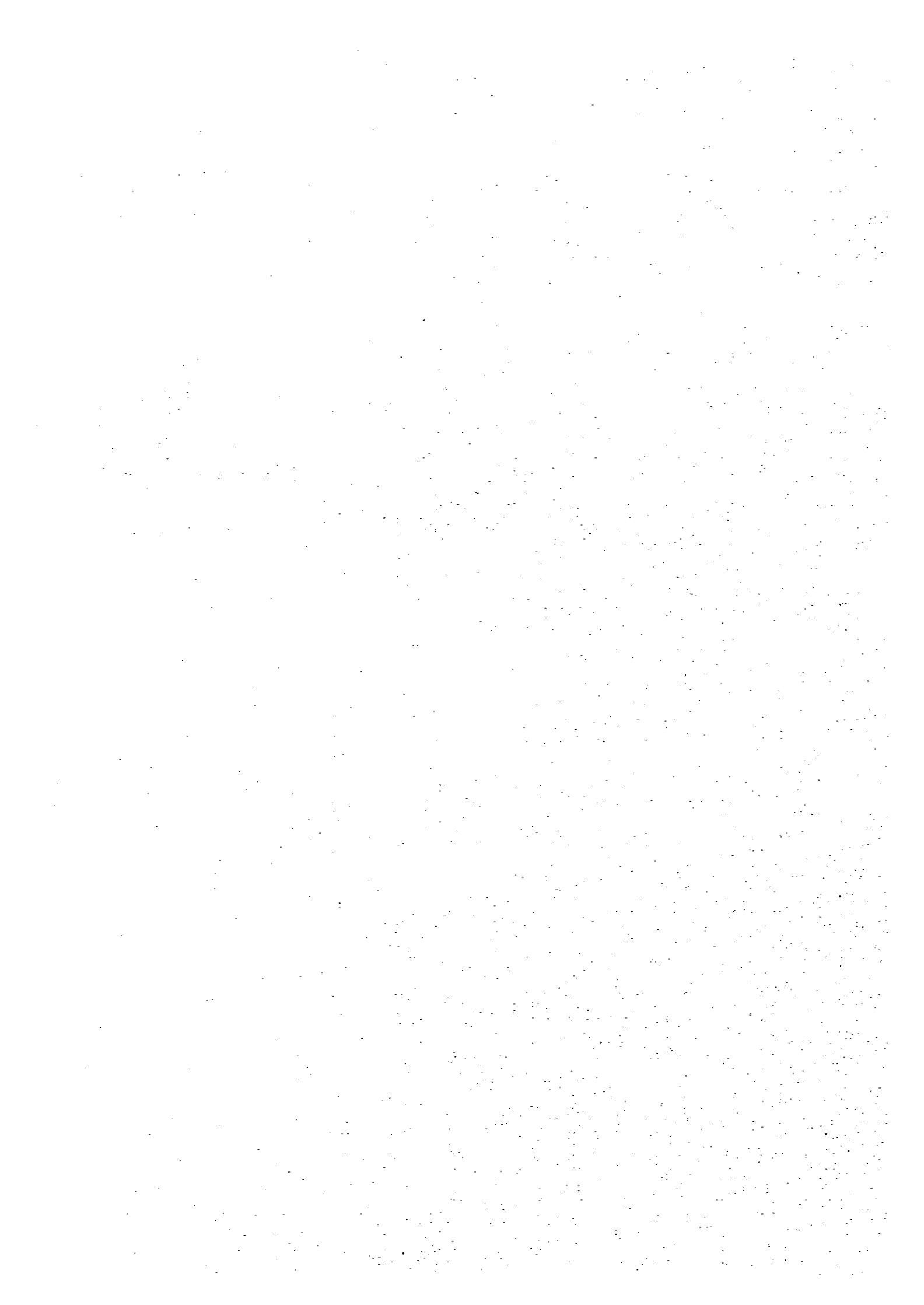


図16.3-6 Tidsi マイクロ水力発電機線結線図

第2卷 第7章
実施計画



第7章 実施計画

7.1 実施工程

(1) 全体工程

本計画の全体工程は、第1巻5.7で述べたとおり2期事業に分けて実施される。そのうち本マイクロ水力発電計画3地点は第1期事業で建設する。3地点の計画概要は次に示す表7.1-1のとおりである。

表 7.1-1 計画概要

Power station	Units	Adardour	Arg	Tidsi
Specification				
Cercle	-	Amizmiz	Asni	Ait ourir
Commune rurale	-	Anougal	Asni	Tighdouine
Douar	-	Adardour	Arg and others	Tidsi and Afra
River	-	Amizmiz	Rheraya	Zat
Tributary	-	Anougal	Imenane	Afoughal
Catchment area	km ²	23.0	48.0	24.0
Installed output	kW	26.0	30.0	15.0
Maximum discharge	m ³ /s	0.11	0.18	0.15
Intake water level	m	1,769.0	1,574.0	1,724.5
Turbine center level	m	1,719.0	1,534.5	1,706.0
Gross head	m	38.0	26.5	16.0
Water way				
Type	-	Open channel	Open channel	Open channel
Length	m	685.0	1,175.0	750.0
Penstock				
Material	-	Steel pipe	Steel pipe	Steel pipe
Dia x Length	m	0.3 x 76.4	0.35 x 84.0	0.35 x 33.8
Power generation				
Turbine (No. 1)	-	Cross flow	Cross flow	Cross flow
(No. 2)	-	Pump reversal	-	Pump reversal

(2) 工事工程

本計画3地点の建設に当たり、その全体工程を左右するのは、導水路の施工である。各水路ともOpen channel（開渠）とし、石積及びコンクリート構造とする。これらの施工は全て労務者の手作業により構築されるため、この工期が全体工程のクリティカルパスとなる。したがって、3地点の導水路工事は同時着手とし、工期内完成に必要な作業態勢を考慮する。導水路以外の構造物（取水口、水槽、水圧管路、発電所）は、これと並行して山岳地特有の工事の安全（上下作業にともなう落石事故対策、工事区域内住民への協力要請等）に注意しながら施工する。工事用資機材の搬入は各地点共アクセス道路が通じているためこれらを利用して

トラック輸送が可能である。ただし、幹線道路からサイトまでの区間は山岳道路 (Piste) となり、1車線幅員の無舗装道路であるため十分な維持補修が必要となる。上記の諸条件を考慮した工事工程を表7.1-2に示す。

(3) 資機材調達

建設用資機材の調達は、調査の結果次のように考える。

- 1) 建設用機械類及び設備は国内調達とする。
- 2) セメント、鋼材、木材等の建設資材は全て国内調達とする。
ただし、水圧鉄管用鋼管は輸入品の国内調達となる。
- 3) 油脂、燃料類は各サイト最寄りの販売店で調達可能である。

7.2 実施計画

7.2.1 アクセス道路

マラケシュ (Marrakech) を中心とした道路状況については第1巻図2.1-6に示すとおりである。ラバット (Rabat) からカサブランカ (Casablanca) 経由マラケシュまでは、1級幹線道路を利用する。ラバット～カサブランカ間99km、カサブランカ～マラケシュ間237km、ラバット～マラケシュ間をバイパス利用で324kmの区間となる。また、この間にある数カ所の立体交差部及び鉄道高架部との横断箇所 (4カ所) は地上4.5mの高さ制限となっているので注意を要する。次にマラケシュから計画3地点への道路状況を示す。

(1) アダルドール (Adardour) 地点

マラケシュからアミズミズ (Amizmiz) までは2級幹線道路 (S-507、L=49km) を利用する。アミズミズからアダルドールまでは延長約20kmの山岳道路 (Piste) となる。この間は上流部の河川横断箇所が雨期の洪水時には渡河不能となり数日間通行止めとなる。また、幅員も (2.0～3.0m) と狭く、縦断勾配、曲線半径等いずれも幹線道路と比べ厳しい条件となっている。したがって、建設用資機材の輸送には小型トラック (1.0ton以下) の利用が限界となる。また、工事期間中及び発電所完成後の運転管理には、これらのアクセス道路を利用するため路肩補強、路面整備、待避場所の補修等の維持管理が必要となる。

マラケシュ～アミズミズ	:	1級道路 (S-507)、延長54km
アミズミズ～アダルドール	:	山岳道路、延長約20km

(2) アルグ (Arg) 地点

マラケシュからアスニ (Asni) までは2級幹線道路 (S-501、L=47km) を利用する。アスニからアルグ地点までは延長約12kmの山岳道路 (Piste) となる。この間の上流部には数カ所の沢横断箇所があり、雨期の出水時には土砂の流出による路肩崩壊が発生し数日間通行止め

となる。また、幅員（2.0～3.0m）も狭く、縦断勾配、曲線半径等いづれも幹線道路と比べ厳しい条件となっている。したがって、建設用資機材の輸送には小型（1.0t以下）の利用が限界となる。また、工事期間中及び発電所完成後の運転管理には、このアクセス道路が主要道路となるため路肩補強、路面整備、待避場所の補修等の維持管理が必要となる。

マラケシュ～アスニ	:	2級道路（S-501）、延長47km
アスニ～アルグ	:	山岳道路、延長約12km

(3) テイドウシ（Tidsi）

マラケシュからタデルト（Tadert）までは1級幹線道路（P-31、L=95km）を利用する。タデルトからテイドウシ地点までは、延長7kmの山岳道路（Piste）となる。この間は、前述の2計画地点と同様、雨期には路肩崩壊、路面洗掘等により数日間通行止めとなる。また、幅員（2.0～3.0m）も狭く縦断勾配、曲線半径等いづれも幹線道路と比べ厳しい条件となっている。したがって、建設用資機材の輸送には小型トラック（1.0t以下）の利用が限界となる。また、工事期間中及び発電所完成後の運転管理には、このアクセス道路が主要道路となるため路肩補強、路面整備、待避場所の補修等の維持管理が必要となる。

マラケシュ～タデルト	:	1級道路（P-31）、延長95km
タデルト～テイドウシ	:	山岳道路、延長約7km

7.2.2 土木建築設備

(1) 一般

本計画は3地点共、取水口及び導水路から発電所を経て放水口まで連続している。それ故各部の施工にはお互い関連性のある内容があり、全体を通して効率よく施工する必要がある。また、構造物は全て明り構造であるが、その規模は小さく、設置場所も地形急峻地帯であることから機械土工に適していない、したがって、全て人力作業により汎用機械を使用して施工する。

建設資材のうち、セメント、鉄筋、鉄管、ゲート類は全てマラケシュからの運送によりサイトへ搬入する。コンクリート用骨材、石積用の石材はサイトの河床堆積物を選別し利用する。しかし、河床堆積物だけでは不足する場合は下流地点から採集し搬入となる。

鉄管、ゲート、スクリーン等の鋼構造物は、山岳道路による搬入、サイトでの荷卸し、据付を考慮して単体重量を少なくする必要がある。このため、最も単体重量が重くなる水車、発電機の最大重量を検討し300kg以下にした。

建設用機械としては土木工事汎用機械（削孔機、コンプレッサー、ディーゼル発電機、溶接機等）、ポータブルミキサー、運送用車両が主体である。

本計画では3地点共アクセス道路がある、しかし、山岳道路であるため工事用道路としては安全性に欠ける。したがって、工事前に準備工事として道路整備（路肩補強、待避場所補修等）が必要となる。

また、現場内の工事用資機材運搬は、既設の人道及び馬道(幅 1.0 m～1.5 m)を拡幅、整備し、ロバ又は人力により運搬、搬入を行う。

(2) 水路及び発電所

1) アダルドール地点

取水堰及び取水口、沈砂池は半川締切により左岸側を先行して施工する。右岸側取水堰は、左岸側工事完了後河流を半川締切により左岸側取水口へ転流して施工する。

導水路は全長 685m を分水設備、水槽を含め 16ヵ月で完成させなければならない。したがって、上、下流既設用水路改修区間と中間部新設区間の 3 区間に分け、各区間ごとに平行作業を行う。

水圧鉄管路、発電所は、地形的に上下作業となる。したがって、落石等による危険を避けるため水圧管路の掘削を先行し、これが完了してから発電所工事に着手する。また、鉄管据付と発電所工事が同時作業となる場合は、落石防止工を設け十分な安全対策を講ずる必要がある。

水車、発電機の搬入・据付は鉄管路据付及び発電所建物完成後に行う。鉄管（フランジ付単管）、ゲート及びスクリーンは工場完成品を各箇所へ搬入し据付ける。

2) アルグ地点

取水堰及び取水口、沈砂池は半川締切により左岸側を先行して施工する。右岸側取水堰は、左岸側工事完了後河流を半川締切により左岸側取水口へ転流して施工する。

導水路は全長 1,175m を分水設備、水槽を含め 16ヵ月で完成させなければならない。本地点の導水路は全長を既設用水路の改修とするため、施工条件は他地点と比べ容易である。しかし延長が長いので工程の確保が重要となる。したがって、全長を 2～3 区間に分割し各区間ごとに平行作業を行う。

水圧鉄管路、発電所は、地形的に上下作業となる。したがって、落石等による危険を避けるため水圧管路の掘削を先行し、これが完了してから発電所工事に着手する。また、鉄管据付と発電所工事が同時作業となる場合は、落石防止工を設け十分な安全対策を講ずる必要がある。

水車、発電機の搬入・据付は鉄管路据付及び発電所建物完成後に行う。鉄管（フランジ付単管）、ゲート及びスクリーンは工場完成品を各箇所へ搬入し据付ける。

3) テイドウシ地点

取水堰及び取水口、沈砂池は半川締切により右岸側を先行して施工する。左岸側取水堰は、右岸側工事完了後河流を半川締切により右岸側取水口へ転流して施工する。

導水路は全長 750m を分水設備、水槽を含め 16ヵ月で完成させなければならない。本地点の導水路は全長を新設（コンクリート開渠）とするため、工程管理及び品質管理が重要となる。幸い水路ルート沿いには立木もなくアクセス道路も容易に確保できるので全長を 2～3 区間に分割し平行作業を行う。

水圧鉄管路、発電所は、地形的に上下作業となる。したがって、落石等による危険を避けるため水圧管路の掘削を先行し、これが完了してから発電所工事に着手する。また、鉄管据付と発電所工事が同時作業となる場合は、落石防止工を設け十分な安全対策を講ずる必要がある。

水車、発電機の搬入・据付は鉄管路据付及び発電所建物完成後に行う。鉄管（フランジ付単管）、ゲート及びスクリーンは工場完成品を各箇所へ搬入し据付ける。

7.2.3 発電機器

(1) 機器の調達輸送

水車及び発電機器については、モロッコ製は品質、性能の点で疑問が残るので輸入調達を考える。最寄港となるカサブランカ港は近代的な港湾設備を有しており、発電機器の陸揚げ、取り扱いには問題はない。

カサブランカで陸揚げされた機器は、約 240km 南南西に位置するマラケシュ経由で各サイトに搬入される。マラケシュから各サイトへはトラック輸送となるが各サイトまでのアクセス道路状況は次のとおりである。

- ① アドルドール地点はアミズミズまでが舗装道路で、この地点から 20km は山岳道路となり、小型トラック一台の片側通行で途中に待避場所はあるが舗装されていない。この状況から輸送重量として、300kg 以下に制限をする必要がある。
- ② アルグ地点はアスニより 12km の山岳道路となり、道路状況もアドルドールと同様であるので制限重量を 300kg にする。
- ③ テイドウシ地点はマラケシュより約 95km の幹線道路沿いにあるタデルトから 7km の山岳道路となる。途中アフラから 2km は幅員が狭く資材の車両運搬が困難と考えられるので、ロバでの輸送を考慮し制限重量を 200kg 以下とする。

(2) 機材搬入及び保管

現地には受け取り搬入設備がないので全て人力で行う必要がある。これに必要なチェーンブロック、コロ引き装置、持ち上げ用のジャッキ、吊上用三又等据付に必要な工具、治具は事前に十分用意する必要がある。

現地での保管場所は発電所建屋内に限定されるので発電所建屋完成後に機器の搬入を行うほうが望ましい。

(3) 発電機器据付工事

基礎工事が終了後機器を据付ける。重量物据付にはあらかじめ設置する天井フック又は三又を利用し据付ける。発電所内の重量物の搬送はコロ引きを利用しその他は人力による。

機器据付はペンストック、水車の基準線から芯を取り据付ける。水車及び発電機の据付後にガバナー及び制御盤の据付工事を行う。本プロジェクトのガバナー制御はダミーロード制御

であるため、その抵抗装置が放水路内に設置されるのでその絶縁保護に十分注意をする必要がある。

(4) 屋外機器の据付工事

発電所の屋外機器としては主変圧器、送電用断路器及び避雷器を設置する。一般に主変圧器は地上基礎の上に設置されるが、安全と地形条件から柱上に設置する。主変圧器の重量は完成重量で約600kgとなるので2本の電柱を立てその上に架台を設けて設置する。

送電用断路器の操作は地上からできるように操作ハンドルを地上近くに設置するが、一般人が操作できないように保安用操作箱を設けて事故防止を図る必要がある。

7.2.4 送配電設備

送電用電柱及び配電用電柱は、材料調達、輸送制限等から木柱を用いることにする。その設置高さは地上8.0m～10.5mとして埋設深さは1.6m以上とする。送電電圧は22kVを配電電圧は、400V/220Vとする。したがって、電圧調整用柱上変圧器をそれぞれの計画された電柱に設置する。変圧器を設置する電柱には、取付用架台を設ける。設置に当たっては、特に山岳地の風雨に耐えるよう十分な取付を行う必要がある。

各家庭、公共設備等には配電線工事を行うと共に、電力量算定用として積算電力計を取付ける。各戸に設置する器具は、積算電力計、屋内配線、電灯用コンセント（6個程度）とする。

項 目	第 1 年 次												第 2 年 次											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
全体工程																								
1. 実施設計																								
1-1 詳細設計及び入札図書作成																								
1-2 入札及びコントラクター選定																								
2. 建設																								
2-1 仮設工事																								
2-2 土木建築設備																								
1) アダルトール地点																								
2) アルグ地点																								
3) テイドウン地点																								
2-3 発電機器 (設計、製作、輸送、据付)																								
1) アダルトール地点																								
2) アルグ地点																								
3) テイドウン地点																								
2-4 送電設備 (設計、輸送、据付)																								
1) アダルトール地点																								
2) アルグ地点																								
3) テイドウン地点																								
3 試験、運転調整、引渡し																								
1) アダルトール地点																								
2) アルグ地点																								
3) テイドウン地点																								

表7.1-2 マイクロ水力発電設備事業実施工程表

第2卷 第8章

環境影響評価

第8章 環境影響評価

8.1 評価項目

マイクロ水力発電候補地点3カ所を踏査し、本プロジェクトの建設・運転が環境に与える影響を評価した。環境への影響を評価するに際し、以下の分野について、候補地点と周辺地域にプロジェクトが直接的、あるいは間接的に与える影響について検討した。

(1) 直接的な環境への影響

- 1) 陸上の野生生物への影響。プロジェクトの影響が及ぶ地域における、鳥類や陸生動物の餌、水の確保や生息地に対する影響。
- 2) 河川の野生生物への影響。魚や水陸両棲動物は、水位及び流量の変化、上下流への移動を阻む物理的障害、汚濁度や水温の変化に影響される恐れがあり、食物連鎖を通じた流域全体の生態系に対する影響。
- 3) 地下水への影響。河川の水位は流量が変わると変化する。それによる分種化、成長率、密度など、地域の植生に対する影響。
- 4) 地質への影響。土木工作物の建設、河川の流量の変化、地形の変化に伴う崩落やその他地形、地質への影響。
- 5) 川床への影響。流量の変化や流量調整が河床の土石の動きに影響を与えることがあり、これによる河床への影響。
- 6) 伝染病への影響。プロジェクトの建設、運転により河川や湧水に生息する昆虫が介在する、人や動物の疾病に対する感染の影響。
- 7) 水汲み場の有無。水力発電施設の取水設備より下流、発電所の放水口より上流区間の生活用水への質と量の両面での影響。
- 8) 農業への影響。減水区間の灌漑や定期的灌水に依存する農業への影響。
- 9) 大気汚染への影響。エネルギー・システムを水力システムへ変換することによる大気汚染への影響。特に、照明用の灯油が電力に変わることによる各家庭の室内の空気汚染の減少。
- 10) 水質汚濁と土壌汚染への影響。薪炭、ランプ、ローソク、ブタンガス等の電源が水力発電に代わることによる地域の水質汚濁や、土壌汚染への影響。
- 11) 局所的な気候への影響。減水区間の河川流量が変わることによる地域の温度や湿度に与える影響及び域内の野生生物や人の活動に与える影響。

(2) 間接的な環境への影響

人々の行動や様式の変化がその地域の環境に顕著な影響を与えることがある。電化に伴い、ライフスタイルが変化し、経済の規模が変われば、発電設備の敷設に伴う直接的な影響とともに、間接的な影響を環境に与えることが予想される。したがって環境への間接的影響について、以下の項目を検討した。

- 1) 文化への影響。電化と電化に伴う視聴覚機器(TV、ラジオ)の普及は、伝統的な地方文化を全国的な形に変える力になることがある。村人が管理する水力発電の運転維持管理と技術訓練を受けた若者の村内での重要性が高まることによって、社会構造も変わる可能性がある。これらの文化的変化は生活環境に大きな影響を与える可能性がある。
- 2) 経済開発への影響。マイクロ水力発電システムの設置は、既存製品の増加や新製品の購入という形で、電化した村の経済状況を変えるだろう。そうした経済の活性化は、農産物や畜産品の収穫パターン、家畜数などを変え、結果的に生活環境に影響を与える可能性がある。

また、踏査検討した候補地点は全て、発電に必要な河川水を分水する「流れ込み式」発電なので、エネルギーの貯蔵を目的とした、貯水量に係わる環境への影響はないと思われるため評価対象としなかった。

8.2 Adardour 計画地点

(1) 概要

Adardour 計画地点は最大使用水量 $0.11 \text{ m}^3/\text{s}$ 、落差 37 m を利用して最大出力 26 kW を発電し、村落へ電力を供給する発電所である。

河川の流量は発電用保証流量として $0.043 \text{ m}^3/\text{s}$ (年間流量の90%流量) を年間329日間利用可能とし、電力の需要と河川流量の状況により、使用水量を調整する。また、最低流量(年間355日流量)は $0.031 \text{ m}^3/\text{s}$ となるため年間26~36日間は電力の需要を賄えない期間が発生すると予想される。この間の電灯は従来使用しているブタンガス及びローソクなどによる補給が必要となる。

発電設備の建設は、取水堰、取水口、導水路(開水路 685 m)、ヘッドタンク、水圧鉄管路及び発電所で構成される。水圧鉄管は直径 300 mm 、全長 77 m になる。タービン、発電機及び開閉装置は面積約 12 m^2 の建屋内に設置する。発生した電力は、 $22 \text{ kV} / 3$ 相で約 1.6 km の距離を送電し、各家庭へは約 2.7 km の配電網により供給する。

発電に使用した水は放水口より源河川に戻すので、水力発電所の運転に伴う河川の流量低下は、取水口と放水口の区間でのみ発生することになる。

しかし、取水口と放水口間の本流沿いには何本かの小川が合流しており、これらの小川が乾期にも流水を保持していれば、取水口より下流の流量低下は小さくなる。

導水路は、左岸側の斜面に設置され灌漑用水路としても利用する。この導水路ルートには既設の灌漑用水路と一部の新設となる岩盤区間がある。また、農地の大半は川の右岸側にある。導水路の建設は既設用水路の改修と一部岩盤区間を小発破により掘削して、コンクリート開渠を新設する。

発電所位置は現在平坦な草地で農地への支障はない。また、水圧鉄管路ルートも農地を横

断することなく、大半が斜面草地を通過する。

(2) 環境影響アセスメントのチェックリスト：直接的な環境

- 1) 陸上の野生生物。この地域は長年月にわたり集約農耕を続けてきており、この地の野生生物は人との共存に慣れている。マイクロ水力発電施設を建設することにより野生生物は一時的に川の上流や下流に移動せざるを得ないだろうが、施設の建設によって生息環境が大きく変化する恐れはない。また、長期的にみてもこの野生生物に影響を与える恐れもはないと思われる。
- 2) 河川の野生生物。周辺河川には、魚はいないが、水棲昆虫と小型の両棲生物が生息している。河川流量は発電用水の調査により、残流量を常時灌漑用として流下させるので小型の水棲生物が生息環境の重大な変化にさらされる恐れはないと思われる。
- 3) 地下水。取水口から放水口の区間0.7kmは減水区間となる。しかし、同区間は河川の残流量及び発電用水の一部を灌漑用水として優先的に流下させるため流量が多少変化しても、近隣地域の地下水への影響はないと思われる。
- 4) 地質。導水路を敷設する区間は全長685 mのうち約1/2区間を既存の灌漑用水路の改修とし、残りの区間を新設することになる。この新設区間は山間部の中腹を通過するため一部岩盤区間となる。岩盤区間のうち、軟岩部分は、人力掘削が可能であるが硬岩部分については、小発破による掘削が必要となる。発破作業にあつたては、周辺住民への保安上の注意とともに周辺地山の発破作業による落石防止にも十分な注意が必要となる。また発破作業は必要最小限の火薬量にどども、将来的な落石防止にも配慮する必要がある。またこの小発破作業による周辺地山への影響は、火薬量を極力少なくすることにより、防ぐことが可能である。
- 5) 川床の変形。取水堰は、高さ約1.3 mのコンクリート壁で、既存の灌漑用水を分水するため川沿いに設置してある取水堰と同等規模になる。この新設構造物は、洪水時の岩石の移動に一時的な影響を与えるかも知れないが、長期的な影響はないと思われる。減水区間の水量の変化は、河川流量の自然な増減と比べ小規模なものであり、川床に与える影響はないと思われる。
- 6) 伝染病。標高1,700～1,750 mの高地にある本計画地点には、蚊が介在する疾病は存在しない。水が介在する疾病は、上流の居住区から運ばれてくる感染症に限られる。また、昆虫や水が介在する疾病の新たな源泉になりそうな池や貯水池は全くないので、水力発電施設によって疾病の種類や頻度が変わることはないと思われる。
- 7) 水汲み場の有無。取水口と放水口の間に、日常的に使っている水汲み場はない。また、水力発電施設によって水質が変わることはなく、村落や下流に対する影響はないと思われる。
- 8) 農業。河川水の利用について村落住民の意向は発電用水よりは、灌漑用水を優先させるとしている。また、河川の水量が少なく両方に供給できない場合は、まず灌漑用に分水する。しかし、灌漑用水に使用しない時間帯、特に夜間には数時間でも出力を落とすことで発電所を運転したいとしている。また、極端な渇水状況では、発電所を停止し、全て

の水を灌漑用に使うとしている。

- 9) 大気汚染。灯油による照明が電灯に変われば、各家庭内の廃油による汚染はある程度減少すると思われる。
- 10) 水質汚濁と土壌汚染。建設期間中は、労働者の生活排水を衛生的に処理する施設を設け、下流の村落に影響が出ないように、河川の水質汚染防止に努める必要がある。しかし、建設完了後の発電施設は、水質汚濁や土壌汚染には影響を与えないと思われる。
- 11) 局所的な気候。発電取水による減水区間は約0.7km以下にとどまり、しかも、川沿いのその区域は従来通り灌漑用水の利用を続けるので、局所的な気候は全く変わらないと思われる。

(3) 環境アセスメントのチェックリスト：間接的な影響

- 1) 文化。村落住民は現在、TV用の電源として、充電用の自動車バッテリーをロバに積んで、何キロもの道程を運搬している。村落電化により電力供給が可能となれば照明及びテレビが普及し、社会活動の時間帯が夕刻以降にシフトするため地域の電力需要は急激に増えると思われる。諸外国の実例から見て、電灯の導入は教育の質的向上と地元工芸品の増産につながっている。しかし、他の発展途上国のケースを見ても、電化が若者の都市部への流出を減少させたという例は少ない。実際、テレビを通じ豊かな外の世界に接触したため、また、各家庭に電気製品の購入資金を稼がなければならないという経済的理由から、都市部への流出が増えるケースも認められる。一方、電化によって最終的に人々のUターン率は高くなる傾向もある。年配者の政府関係者の間でその傾向が認められる。そうした熟練した技術をもった比較的富裕な年配者のUターンは、農村部の経済活動を活性化し、長期的に見れば、農村人口の安定化につながるとと思われる。
- 2) 経済開発。村落住民は、将来的にマイクロ水力発電の電力をどのような経済用途に利用すべきか、具体的な計画を持っていないのが現状である。工芸品を増産して、ある程度の経済開発を進めることは可能だが、村全体の経済におよぶ大きな効果は長期にわたる村落住民の開発意欲を期待するのが現状である。

(4) 環境影響アセスメントに基づく結論

Adardour 地点は、河川の最上流部に位置するため、幹線道路からも遠距離となり、地形急峻地帯なため建設にあつたては、機材運搬に多少の困難が伴うと思われる。しかし、現地踏査の結果それほど重大な影響を環境に与える事項はなく、長期的には、電化による村落のライフスタイルや経済活動の変化が生活環境に好ましい影響を与えるものと思われる。

8.3 Arg 計画地点

(1) 概要

Arg 計画地点は最大使用水量 $0.18 \text{ m}^3/\text{s}$ 、落差 25 m を利用して最大出力 30kW を発電し、3 村

落へ電力を供給する発電所である。河川の流量は発電用保証流量として0.097 m³/s(年間平均流量の90%流量)を年間329日間利用可能流量とし、電力の需要と河川流量の状況により使用水量を調整する。また、最低流量(年間355日流量)は、0.068 m³/sとなるため Adardour 地点と同様に年間26~36日間は電力の需要をまかなえない期間が発生すると予想される。この間の電灯は従来使用しているブタンガス及びローソク等による補給が必要となる。

発電設備の建設は、取水堰、取水口、導水路(開水路 1,175m)、ヘッドタンク、水圧鉄管路及び発電所で構成される。導水路は、既存の灌漑用水路を改修する。この灌漑用水路は、現在、部分的にしか機能していないため、本計画では、この灌漑用水路を修復し、水路の通水容量を増強して、灌漑用と発電用の両方に適正な用水を通水できるようにする。水圧鉄管は直径350mm、全長84mになる。タービン、発電機及び開閉装置は面積約12 m²の建屋内に設置する。発生した電力は、22kV/3相で3村落へ約4.4kmの距離を送電し、各家庭へは約3.5kmの配電網により供給する。

発電に使用した水は放水口より源河川に戻すので、水力発電所の運転に伴う河川の流量低下は、取水口と放水口の間でのみ発生することになる。

取水口と放水口間の本流沿いには数箇所の小川が合流しており、これらの小川が乾期にも流水を保持していれば、取水口より下流の流量低下は小さくなる。

発電所位置及び水圧鉄管路ルートは、現在、畑地となっており、村落地主よりの用地提供が必要となる。

(2) 環境アセスメントのチェックリスト：直接的な影響

- 1) 陸上の野生生物。本計画地域は Adardour 地域と同様、長年月にわたり集約農耕を続けてきており、この地の野生生物は人との共存に慣れている。マイクロ水力発電施設を建設することにより野生生物は一時的に川の上流や下流に移動せざるを得ないだろうが、施設の建設によって生息環境が大きく変化する恐れはない。また、長期的にみてもこの地の野生生物に影響を与える恐れはないと思われる。
- 2) 河川の野生生物。周辺の河川には魚はいないが水生昆虫と小型の水棲生物が生息している。しかし、河川流量は発電用水の調整により残流量を常時灌漑用として流下させるので、小型の水棲生物が生息環境の重大な変化にさらされる恐れはないと思われる。
- 3) 地下水。取水口から放水口の区間1.3kmは減水区間となる。しかし、同区間は河川の残流量及び発電用水の一部を灌漑用水として優先的に流下させるため、流量が多少変化しても、近隣地域の地下水への影響はないと思われる。
- 4) 地質。導水路を敷設する区間は、左岸側の全長1,175 mで、ほとんどが既存の灌漑用水路の拡幅改修となる。この改修作業は全て人力作業となり、周辺地山への影響はないと思われる。
- 5) 川床の変形。取水堰は高さ約1.5 mのコンクリート壁で、既存の灌漑用水を分水するため川沿いに設置してある取水堰と同等規模になる。この新設構造物は、洪水時の岩石の移動に一時的な影響を与えるかも知れないが、長期的な影響はないと思われる。減水区間の水量の変化は、河川流量の自然増減と比べて、小規模なものであり、川床に与える

影響はないと思われる。

- 6) 伝染病。本計画地点の村落は標高1,580～1,600 m付近に位置し、厳冬の地域で、蚊が介在する疾病は存在しない。水が介在する疾病は、上流の居住区から運ばれてくる感染症に限られる。また、昆虫や水が介在する疾病の新たな源泉になりそうな池や貯水池は全くないので、水力発電施設によって疾病の種類や頻度が変わることはないと思われる。
 - 7) 水汲み場の有無。取水口と放水口の間に、日常的に使っている水汲み場はない。また、水力発電施設によって水質が変わることはなく、村落や下流地域に対する影響はないと思われる。
 - 8) 農業。河川水の利用については、Adardour地点と同様、発電用水よりは灌漑用水を優先させるとしている。また、河川の水量が少なく両方に供給できない場合は、まず灌漑用に分水する。しかし、灌漑用水に使用しない時間帯、特に夜間については数時間でも出力を落として発電所を運転したいとしている。また、極端な渇水状況では、発電所を停止し、全ての水を灌漑用に使うとしている。
 - 9) 大気汚染。灯油および照明が電灯に変われば、各家庭内および村落内の大気汚染は、ある程度減少すると思われる。
 - 10) 水質汚濁と土壌汚染。建設期間中は、労働者の生活排水を衛生的に処理する施設を設け、下流の村落に影響が出ないように、河川の水質汚染防止に努める必要がある。しかし、建設完了後の発電施設は、水質汚濁や土壌汚染には影響を与えないと思われる。
 - 11) 局所的な気候。発電取水による減水区間は約1.3km以下にとどまり、しかも、川沿いの区域は従来通り灌漑用水の利用を続けるので、局所的な気候は全く変わらないと思われる。
- (3) 環境アセスメントのチェックリスト：間接的な影響
- 1) 文化。Adardour地域同様に電力の導入は教育の質的向上、地元工芸品の増産、TV、ラジオなどの電気製品購入のための就労意欲、熟練した技術を持った年配者の農村部へのUターンなど農村部の経済活動を活性化し、長期的に見れば、農村人口の安定化につながるとと思われる。
 - 2) 経済開発。当地域の住民は、電力供給に伴う経済的な可能性として、小規模な木工産業を確立したいとしている。具体的な生産品目はまだ決まっていないが、電動工具を使って家具やその他の木工品を、地元の木材を利用して作りたいとしている。しかし、この木工産業によって地元の木材消費が増大すれば、森林伐採、植林に要する時間と費用など森林環境への影響もあり、調和のとれた開発が必要と思われる。

(4) 環境影響アセスメントに基づく結論

Arg 地点は Asni Commune Rurale (村落区)から、12km 上流部にあり、Adardour 地点に比べて、アクセス状況は良好である。発電施設の建設に当たってもそれほど重大な影響を環境に与える事項はなく、長期的には、村落のライフスタイルや経済活動の変化が生活環境に好ましい影響を与えるものと思われる。

8.4 Tidsi 計画地点

(1) 概要

Tidsi 計画地点は最大使用水量 $0.15 \text{ m}^3/\text{s}$ 、落差 16 m を利用して最大出力 15 kW を発電し、2村落へ電力を供給する発電所である。

河川の流量は発電用保証流量として $0.044 \text{ m}^3/\text{s}$ (年間平均流量の90%流量)を年間329日間利用可能流量とし、電力の需要と河川流量の状況により使用水量を調整する。また最低流量(年間355日流量)は、 $0.021 \text{ m}^3/\text{s}$ となるため、Arg地点と同様、年間26~36日間は電力の需要を賄えない期間が発生すると予想される。この間の電灯は、従来使用しているブタンガス及びローソクなどによる補給が必要となる。

発電設備の建設は、取水堰、取水口、導水路(開水路 750 m)、ヘッドタンク、水圧鉄管路及び発電所で構成される。水圧鉄管は直径 350 mm 、全長 34 m になる。タービン、発電機及び開閉装置は面積約 12 m^2 の建屋内に設置する。発電した電力は、 $22 \text{ kV} / 3$ 相で2村落へ約 2.5 km の距離を送電し、各家庭へは約 0.55 km の配電網により供給する。

発電に使用した水は放水口より源河川に戻すので、水力発電所の運転に伴う河川の流量低下は、取水口と放水口の区間でのみ発生することになる。

取水口と放水口間の本流沿いには1箇所小川が合流しており、この小川が乾期にも流水を保持していれば、取水口よりも下流の流量低下は小さくなる。

導水路は、右岸側の緩斜面に設置され灌漑用水路としても使用される。

発電所は現在、農地の一角に立地する計画である。水圧鉄管路は緩斜面の露岩部で、樹木などの植生もなく、周辺地山への影響はほとんどない。

(2) 環境アセスメントのチェックリスト：直接的な影響

- 1) 陸上の野生生物。本計画地域は他の2地域と同様に長年月にわたり集約農耕を続けてきており、この地の野生生物は人の存在や人との共存に慣れている。マイクロ水力発電施設を建設することにより野生生物は一時的に川の上流や下流に移動せざるを得ないだろうが、施設の建設によって生息環境が大きく変化する恐れはない。また、長期的に見てもこの地の陸上の野生生物に影響を与える恐れはないと思われる。
- 2) 河川の野生生物。河川には他の2地点の河川と同様に魚は全くいないが水棲昆虫と小型の両棲生物が生息している。しかし、河川流量は発電用水の調整により、残流川を常時灌漑用水として流下させるので、小型の水棲生物が生息環境の重大な変化にさらされることはないと思われる。
- 3) 地下水。取水口から放水口の区間 0.8 km は減水区となる。しかし、同区間は河川の残流量及び発電用水の一部を灌漑用水として優先的に流下させるので、流量が多少変化しても、近隣地域の地下水位への影響はないと思われる。
- 4) 地質。導水路区間は、右岸側の既存の灌漑用水路上部を掘削し、全長約 750 m のコンクリート製開水路を新設する。水圧鉄管路は導水路終端より山尾根の緩斜面に敷設される。

これら施設の建設される区間は、樹木や植生が少なく全て人力作業により建設が可能である。一部、露出岩地帯があるが風化岩のため、発破による掘削は必要ないと思われる。したがって建設作業に伴う周辺地山への影響はないと思われる。

- 5) 川床の変形。取水堰は高さ約1.8 mのコンクリート壁で、既存の灌漑用水を分水するため川沿いに設置してある取水堰と同等規模になる。この新設構造物は、洪水時の岩石の移動に一時的な影響を与えるかも知れないが、長期的な影響はないと思われる。減水区間の水量の変化は、河川流量の自然増減と比べて小規模なものであり、川床に与える影響はないと思われる。
- 6) 伝染病。この標高1,730~1,800 m付近にあり厳冬の地域で、蚊が介在する疾病は存在しない。水が介在する疾病は、上流の人の居住区から運ばれてくる感染症に限られる。また昆虫や水が介在する疾病の新たな源泉になりそうな池や貯水池は全くないので、水力発電施設によって疾病の種類や頻度が変わることはないと思われる。
- 7) 水汲み場の有無。取水口と放水口の間に、日常的に利用している水汲み場はない。また水力発電施設によって水質が変わる恐れはなく、村落や下流地域に対する影響はないと思われる。
- 8) 農業。発電用水の利用については、他2地点同様、発電用水より灌漑用水を優先させるとしている。また、河川の水量が少なく両方に供給できない場合は、まず灌漑用に分水する。しかし、灌漑用水に使用しない時間帯、特に夜間については数時間でも出力を落として発電所を運転したいとしている。また極端な渇水状況では、発電所を一時停止して全ての水を灌漑用に使うとしている。
- 9) 大気汚染。灯油及びブタンガスによる照明が電灯に変われば、各家庭内及び村落内の大気汚染はある程度減少すると思われる。
- 10) 水質汚濁と土壌汚染。建設期間中は、労働者の生活排水を衛生的に処理する施設を設け、下流の村落に影響が出ないように、河川の水質汚染防止に努める必要がある。しかし建設完了後の発電施設は、水質汚濁や土壌汚染には影響は与えないと思われる。
- 11) 局所的な気候。発電取水による減水区間は約0.8km以下にとどまり、しかも、川沿いの区域は従来通り灌漑用水の利用を続けるので、局所的な気候は全く変わらないと思われる。

(3) 環境アセスメントのチェックリスト：間接的な影響

- 1) 文化。この地域は Adardour 及び Arg の地域同様に電力の導入は、境域の質的向上、地元工業品の増産、TV、ラジオなどの電気製品購入のための就労意欲、熟練した技術を持った年配者の農村部へのUターンなど農村部の経済活動を活性化し、長期的に見れば、農村人口の安定化につながるとと思われる。
- 2) 経済開発。当地域は Arg 地域と同様に、電力供給に伴う経済的な可能性として、小規模な木工産業を確立したいとしている。具体的な生産品目はまだ決まっていないが、電動

工具を使って家具やその他の木工品を、地元産の木材を利用して作りたいとしている。しかしこの木工産業によって地元の木材消費が増大すれば、森林の伐採、復元のための植林など、森林環境への影響もあり、調和のとれた開発が必要と思われる。

(4) 環境影響アセスメントに基づく結論

当 Tidsi 地点は Adardour 地点と同様、河川の最上流部に位置しており、幹線道路からのアクセスも標高 1,800 m の山越えとなるため、建設にあつたては機材運搬に多少の困難を伴うと思われる。しかし、現地踏査の結果、それほど重大な影響を環境に与える事項はなく、長期的には、電化による村落のライフスタイルや経済活動の変化が生活環境に好ましい影響を与えるものと思われる。

第2卷 第9章

事業費積算

第9章 事業費積算

9.1 積算基準

事業費の積算に当たっての前提条件は次のとおりである。

- (1) 事業費積算は1997年5月末時点の見積価格を基準とし積算した。
- (2) 換算レートは次のとおり
US\$ 1.0 = DH 9.31 (Dirhams)
US\$ 1.0 = ¥115.0
- (3) 本事業はすべて請負契約により実施する。したがって、必要な施行機械、設備は請負業者自身が準備し、その損料は請負金額の中を含める。
- (4) 本事業は、エネルギー鉱山省傘下の再生エネルギー開発センター（CDER）が実施機関となると見られるので、国家プロジェクトとして輸入資機材に対する諸税の支払いは免除されるものとする。
- (5) 輸入機材以外の国内調達資機材及びローカルコントラクターへの再委託工事に対する諸税は支払い義務があるものとする。
 - 資機材価格 : 付加価値税込の価格
 - 再委託工事 : 工事価格の20%を見込む
- (6) 機材費、土木工事費は市場価格調査結果を基に本事業の実施計画、各工種別数量及び単価を考慮し、モロッコ国内での類似プロジェクトの実績データとも照合、比較して算定した。
- (7) 据付工事費は機器の据付及びモロッコ国内の陸上輸送費を含む。
- (8) 輸入機材費は市場価格（FOB価格）を基に算定し、輸送梱包費（海上、陸上輸送費及び陸揚げ、保税倉庫使用料など一切を含む）はFOB価格の20%を見込んだ。このうち陸上輸送費は輸送梱包費の5%とした。
- (9) 技術管理費は機材費、輸送・据付費及び土木工事費の10%とする。
- (10) 予備費は、機材費、輸送・据付費、土木工事費及び技術管理費の10%とする。
- (11) 建設中の利息及び物価上昇分費用は考慮しない。
- (12) 事業費の外貨（FC）及び現地貨（LC）については次の区分により算定した。
 - 外貨（FC） : 輸入機材費、海上輸送費(陸上輸送を含む)、技術管理費及び予備費
 - 現地貨（LC） : 土木工事費、送配電設備費、据付費、諸税、技術管理費及び予備費

9.2 工事単価

9.2.1 基準単価

基準単価については第3次現地調査により得た基礎データに、1997年5月末におけるモロッコ国内の市場価格、諸税、輸送費及び類似工事の単価を基準にして算出した。主要な基準単価は次のとおりである。

(1) 労務賃金

現地労務者はLocal Contractorが近隣村落より雇用する。基準賃金は職種及び工事内容により異なる。モロッコ人労働者協議会の一般請負工事中用労務賃金(8時間労働/日)は次のとおりである。

	職種	賃金 (DH)
世話役	(Chef d'equipe)	134.00
土工	(Ferrassier)	64.00
型枠大工	(Coffreur)	68.00
鉄筋工	(Ferailleur)	65.00
金物工	(Chaudronier)	67.00
石工	(Macon)	66.00
塗装工	(Peintre)	100.00
電工	(Electricier)	120.00
機械工	(Mecanicier)	150.00
坑内夫	(Mineur)	100.00
運転工 (大型車)	(Operateur les engine loud)	80.00
〃 (一般車)	(〃 legere)	96.00

上記賃金には社会保険、現場移動、宿泊費等の費用が含まれておらずこれらを考慮すると2倍程度となる。

(2) 技術者賃金

技術者の賃金は一般に月決めであるので月給として表わされる。その職種別の月給は次のとおり。

	職種	賃金 (DH)
技師 (経験10年)	(Ingenieur experience 10 ans)	30,000.00
〃	(〃 5 ans)	20,000.00
測量技師	(Arpenteur experience 5ans)	10,000.00
測量助手	(〃 ajoint)	7,500.00
セクレタリー	(Secetaire)	5,000.00
タイピスト	(Dactylo)	3,000.00
運転手 (大型車)	(Chauffeur de voiture grande)	4,000.00
〃 (一般車)	(〃 normal)	3,000.00

上記賃金には社会保険、現場経費(移動、宿泊等に要する費用)等は含まれていない。

(3) 輸送費

海上輸送費は調達国から最寄港(カサブランカ港)までの輸送梱包費とする。

サイトまでの陸上輸送は鉄道又は道路(トラック)輸送となる、またいずれの場合も民間輸送業者への委託となる。このうち鉄道輸送の場合はマラケシュ駅でトラックへ積替え後サイトへ搬入する。サイトまでの輸送費単価は次のとおりである。

(海上輸送費)

輸送費	US\$ 156/ton
梱包費	US\$ 88/(m ³)ton
取扱料	US\$52/(m ³)ton

(陸上輸送)

	<u>カサブランカ～マラケシュ</u>	<u>マラケシュ～サイト</u>
1) 鉄道輸送 (距離)	240 km	(3～5ton トラック)
輸送費	279.6DH/ton	800～1,000 DH/ 台
保険料	資機材価格の2%	
取扱料	2.5DH/ton	
2) トラック輸送 (距離)	237 km	
輸送費	118.7DH/ton	必要に応じ小型トラックに積替え
保険料	資機材価格の3%	
取扱料	2.5DH/ton	

本計画の輸送費は、上記単価及び他の類似プロジェクトの実績値を比較検討し、機材費の20%を計上した。

(4) 主要資材

1) セメント

現在モロッコでは国産セメントを高層建築物にも使用しており品質、強度の点で問題はない。2種類の品種があり価格はそれぞれ次のとおりである。

セメント (35) : 39.0DH/sac (50kg)

セメント (45) : 43.0DH/sac (50kg)

2) 鋼材

鋼材類はコンクリート用鉄筋と水圧鉄管が主要なものとなる。鉄筋は国産品、水圧鉄管用鋼管は近隣諸国より輸入品となる。

鉄筋

(T-12) 60.0 DH/12m 長

(T-10) 40.0 DH/12m 長

(T-8) 26.0 DH/12m 長

上記の価格を ton 当たりで平均すると、5,950 DH/ ton となる。

鋼管

φ 350 mm : 500 DH/m

(5) 機械設備

この設備類には水車、発電機等の電気、機械設備及び送配電設備が主要なものである。このうち水車、発電機及び附属設備はモロッコ国内の生産技術に不安があるため輸入機材とし、海上輸送費及び陸上輸送費を見込む。輸入関税については、本計画が国家プロジェクトとして実施されることを前提に免税扱いとする。

送配電設備は資機材の大部分を国内調達品で建設が可能であり、一部の輸入資材についても国内品扱いとする。また、これらの資機材価格に掛かる売上税（VAT）として20%を見込むこととする。

9.2.2 工種別工事単価

以上の基準単価に基づき各工種ごとの工事単価を次の表9.2-1のとおりとした。

表9.2-1 工種別工事単価表

(unit: DH)

Work Item	Specification	Unit	Unit Price
Excavation	Common	m3	60.00
Excavation	Rock	m3	190.00
Concrete	C=210 kg/ m3	m3	1300.00
Concrete	C=350 kg/ m3	m3	1530.00
Steel bar arrangement		kg	12.00
Wet masonry		m3	500.00
Mortar lining	t= 5cm	m2	90.00
Cobble stone	t= 20cm	m2	60.00
Rubble stone	t= 20cm	m2	60.00
Banking		m3	250.00
Backfill		m3	150.00
Precast cover concrete	t= 10cm	m2	290.00
Housing work		m2	6500.00
Steel conduit	D= 350mm	m	1750.00
Steel conduit	D= 300mm	m	1700.00
Steel conduit	D= 200mm	m	1650.00
Steel gate	1.0m x 1.0m	LS	4000.00
Bar screen	0.7m x 1.5m	LS	5000.00

9.3 事業費

9.3.1 土木工事費

マイクロ水力発電3地点の土木工事費は1/500地形図より各構造物の工事数量を算出し、前節の工事単価を基に直接工事費 (Direct cost) を算出した。さらに間接費 (Overhead cost) として共通仮設費、輸送費、現場管理費、現場事務所経費、一般管理費等の費用を見込んだ (この間接費については過去の類似プロジェクトにおける実績値を参考とした)。

表9.3-1に各計画地点の土木工事費内訳を示す。

表 9.3-1 地点別土木工事費

(単位：10³DH)

発電所地点	Adanlour	Arg	Tidsi
1) 直接工事費			
取水設備	135	123	136
導水路	1,156	1,767	970
水槽	147	145	156
水圧管路	223	219	124
発電所	150	157	160
放水路	182	48	40
計	1,993	2,459	1,586
2) 間接費			
直接費x60%	1,196	1,475	952
合 計	3,189	3,934	2,538

9.3.2 機材費

水車、発電機及び送配電設備は機材費として計上した。これら機材の調達先は水車、発電機及び附属装置を輸入機材とし、送配電設備は国内調達とした。購入価格は輸入機材についてはFOB価格とし、国内調達品についてはモロッコの市場価格を調査して決定した。

表9.3-2に各計画地点の機材費内訳を示す。

表9.3-2 機材費-1/3

Adardour Power station

Rate: 1.0US\$/ 9.31DH/ 115Y

Item	Specification	台数	単価 (¥)	合計 (10 ³ US\$)
クロスフロー水車	Head=37m, Q(Max.)=0.11m ³ /S, P=26kW, Speed=1000rpm,	1 set	3,500,000	30.4
発電機	3Phase Synchronous Output=32.5kVA, Voltage=400V, Ampere=47A, Power factor=0.8, Speed=1000rpm, Frequency=50Hz	1 set	1,500,000	13.0
制御盤	Turbine and Generator controlled with protection units, Dummy load governor, etc.,	1 set	3,800,000	33.0
入口弁	Butterfly Type	1 set	400,000	3.5
変圧器	Voltage=400V/22kV, Capacity=50kVA	1 set	750,000	6.5
Pump reversible Turbine	Head=37.8m, Q(Max.)=0.032m ³ /S, P=7.02kW, Speed=1000rpm,	1 set	1,918,000	16.7
発電機	3Phase Synchronous, Output=9kVA, Voltage=400V, Ampere=13A, Power factor=0.8, Speed=1000rpm, Frequency=50Hz	1 set	1,078,000	9.4
制御盤	Turbine and Generator controlled with protection units, Dummy load governor, etc.,	1 set	1,900,000	16.5
入口弁	Butterfly Type	1 set	250,000	2.2
送電線	Electric wire 3 Phase, 25mm ² , Aliminu Pole Material =Wood, Voltage=22kV	1.55 km 31 nos	1,359,000	18.3
配電線	Electric wire 3phase 4wire 34mm ² CV,	2,666 m	1,359	31.5
	Pole Material =Wood, Voltage=400/220V	53 nos	Included in the above	
	Pole Trans Voltage 22kV/400/220V, Capacity=15 kVA	4 nos	61,000	2.1
据付	Installed for Adardour power station	1 lot	4,000,000	34.8
屋内配線 (器具含む)		162 house	32,200	45.4
合計				263.4

表 9.3-2 機材費-2/3

Arg Power station		Rate: 1.0US\$/ 9.31DH/ 115¥		
項 目	仕 様	台 数	単 価	合 計
クロスフロー水車	Head=25m,Q(Max.)=0.18m ³ /S, P=30kW, Speed=1000rpm,	1 set	3,000,000	26.1
発電機	3Phase Synchronous Output=37.5kVA, Voltage=400V, Ampere=54A, Power factor=0.8, Speed=1000rpm, Frequency=50Hz	1 set	1,800,000	15.7
入口弁	Butterfly Type	1 set	350,000	3.0
制御盤	Turbine and Generator controlled with protection units, Dummy load governor, etc.,	1 set	3,300,000	28.7
変圧器	Voltage=400V/22kV, Capacity=49kVA	1 set	750,000	6.5
送電線	Electric wire 3 Phase,25mm ² , Aliminiu Pole Material =Wood,Voltage=22kV	4.4 km 88 nos	1,359,000	52.0
配電線	Electric wire 3phase 4wire 34mm ² CV Pole Material =Wood, Voltage=400/220V	3,170 m 63 nos	1,359	37.5
	Pole Trans Voltage 22kV/400/220V, Capacity=15 kVA	4 nos	61,000	2.1
	Installed for Arg power station	1 lot	3,000,000	26.1
屋内配線 (器具含む)		223 house	32,200	62.4
合 計				260

表9.3-2 機材費-3/3

Tidsi Power station

Rate: 1.0US\$/ 9.31DH/ 115¥

Item	Specification	台 数	単 価	合 計
クロスフロー水車	Head=15m, Q(Max.)=0.15m ³ /S, P=14kW, Speed=750rpm, with gear box	1 set	3,000,000	26.1
発電機	3Phase Synchronous Output=17.5kVA, Voltage=400V, Ampere=25A, Power factor=0.8, Speed=1000rpm, Frequency=50Hz	1 set	1,000,000	8.7
制御盤	Turbine and Generator controlled with protection units, Dummy load governor, etc.,	1 set	2,800,000	24.3
入口弁	Butterfly Type	1 set	300,000	2.6
変圧器	Voltage=400V/22kV, Capacity=24kVA	1 set	700,000	6.1
Pump reversible Turbine	Head=15.8m, Q(Max.)=0.0375m ³ /S, P =3.2kW, Speed=1000rpm,	1 set	994,000	8.6
発電機	3Phase Synchronous Output=4kVA, Voltage=400V, Ampere=6A, Power factor=0.8, Speed=1000rpm, Frequency=50Hz	1 set	770,000	6.7
制御盤	Butterfly Type	1 set	250,000	2.2
入口弁	Turbine and Generator controlled with protection units, Dummy load governor, etc.,	1 set	1,900,000	16.5
送電線	Electric wire 3 Phase, 25mm ² , Alimini Pole Material =Wood, Voltage=22kV	2.5 km 50 nos	1,359,000	29.5
配電線	Electric wire 3phase 4wire 34mm ² CV, Pole Material =Wood, Voltage=400/220V	1,350 m 27 nos	1,359	16.0
	Pole Trans Voltage 22kV/400/220V, Capacity=10 kVA	2 nos	61,000	1.1
	Installed for Tidsi power station	1 lot	3,500,000	30.4
屋内配線 (器具含む)		110 house	32,200	30.8
合計				209.7

9.3.3 事業費

上記の土木工事費、機材費、据付費、輸送梱包費、税金、技術管理費及び予備費を含む総事業費は表9.3-3に示すとおりである。

表 9.3-3 マイクロ水力発電総事業費

Rate: 1.0US\$/ 9.31DH/ 115Y (単位10³US\$)

工 事 項 目	Adardour (26 kW)			Arg (30 kW)			Tidsi (15 kW)			事業費合計 (71kW)		
	外貨	現地貨	計	外貨	現地貨	計	外貨	現地貨	計	外貨	現地貨	合計
1.建設費												
1-1.土木工事費												
(1) 直接費		214	214		264	264		170	170		648	648
(2) 間接費	38	90	128	47	111	158	31	71	102	116	272	388
小 計	38	304	342	47	375	422	31	241	272	116	920	1,036
1-2.機材費												
(3) 発電設備												
a. 水車・発電機	70		70	42		42	50		50	162	0	162
b. 附属設備	55		55	32		32	46		46	133	0	133
小 計	125		125	74		74	96		96	295	0	295
(4) 送配電設備												
a. 送電設備		25	25		59	59		35	35	0	119	119
b. 配電設備		79	79		102	102		48	48	0	229	229
小 計		104	104		161	161		83	83		348	348
(5) 据付費		35	35		26	26		31	31	0	92	92
(6) 輸送梱包費 (FCx20%)	24	1	25	14	1	15	18	1	19	56	3	59
合計・(3)～(6)	149	140	289	88	188	276	114	115	229	351	443	794
合計・(1)～(6)	187	444	631	135	563	698	145	356	501	467	1,363	1,830
2.税金 (VAT)												
((1)+(2)+(4)+(5)+(6)×0.05)×20%		89	89		113	113		71	71		273	273
3.技術管理費												
((1)～(6))×10%	19	44	63	14	56	70	15	36	51	48	136	184
4.予備費												
(1+3) ×10%	21	49	70	15	62	77	16	39	55	51	150	202
5.総事業費	227	626	853	164	794	958	176	502	678	567	1,922	2,489

第2卷 第10章

財務・経済評価

第10章 財務・経済評価

10.1 評価の方法

(1) 財務評価

評価は第1巻の各電化手法による財務評価に使用した方法と同じである。

- 1) プロジェクトの期間は30年とする。
- 2) 利用者ごとの月間支払額又は kWh 当たりのコストを計算する場合、初期投資の回収割合を100、75、50、25、0%としたケースを計算する（回収とは初期投資の金額をその割合で総コストに含めて計算することを指す）。
- 3) 現在価値(NPV)へ割り引いて計算する場合の割引率(DR)を0、3、6、9%で行う。
- 4) 公共施設の費用も村落の利用者が負担することで計算する。
- 5) 初期投資に対する金利は計算外とするが、国内調達した機材、工事には税金を含む。また、技術管理費、予備費も算入した。

電力供給コストの算出

1) 戸別月間支払金額の計算

$$\text{戸別月間支払金額} = \frac{\text{初期投資の現在価値}}{\text{利用者数の現在価値}} + \frac{\text{将来費用（変動費）の現在価値}}{\text{利用者数の現在価値}}$$

初期投資が初年度のみとすれば現在価値は初期投資×1.00である。

初期投資回収率を100%から0%まで25%ごとに設定したが、最初の項がその比率で減額して計算されることになる。変動費の中にCDERと管理組合の費用2 US\$/月を含まないケースで計算した。

2) kWh 当たりのコスト計算

戸別支払額が計算できれば、各戸使用予想電気量で割れば、kWh 当たりのコストが計算できるが、既述のとおり kWh 当たりの料金を設定して徴収することが困難であるので省略する。

財務計算（損益計算）

初期投資の回収率が設定されたとき、利用者からの支払額を変化させて30年間の収支を計算し、財務計算上利益の得られる領域を見出す。

(2) 経済評価（代替手法との比較）

このプロジェクトに投入される資機材、労働力をモロッコにおけるシャドウプライスに変換し、代替手法であるディーゼル発電による電化の場合と比較する (B/C Analysis)。

Benefit（ディーゼル発電の総費用）が、Cost（マイクロ水力発電の総費用）より大きければ

れば、マイクロ水力発電を採用することが経済的に有利と判断される。

10.2 評価結果

(1) Adardour プロジェクト

1) 財務評価

初期投資額： 853,000 US\$

戸別月間支払金額：US\$/月/利用者

	0%	3%	6%	9%
100%	13.0	19.7	28.1	38.0
75%	10.1	15.1	21.5	28.9
50%	7.2	10.6	14.8	19.7
25%	4.3	6.0	8.1	10.8
0%	1.4	1.4	1.4	1.4

財務計算結果

マイクロ水力発電の場合は初期投資の金額が大きいので、初期投資の回収率を低くすると、支払額が急速に低下する。初期投資回収が0%のとき、すなわち変動費だけの場合は支払額が月額1.4US\$/利用者となる。

財務内部利益率 (FIRR) で6%を確保するためには上の表で割引率6%に相当する金額を利用者から集める必要がある。平均的な利用者の支払希望金額7US\$/月であれば初期投資回収率20%に相当し、また、現在支払っている照明や、バッテリーの費用である17.5US\$/月であれば初期投資回収率59%に相当する。

2) 経済評価

ディーゼル発電と比較するとB/Cで割引率0%において0.33しかなく、経済評価だけで見ると、マイクロ水力プロジェクトを実施する妥当性に低く、経済内部利益率 (EIRR) を求めるには至らない。

ディーゼル発電の燃料コストが2倍になったケースで評価しても割引率0%で0.45と依然その差は大きい。

(2) Arg プロジェクト

1) 財務評価

初期投資額： 958,000 US\$

戸別月間支払金額：US\$/月/利用者

	0%	3%	6%	9%
100%	11.7	17.9	25.6	34.7
75%	9.0	13.6	19.5	26.3
50%	6.3	9.4	13.3	17.8
25%	3.6	5.2	7.1	9.4
0%	1.0	1.0	1.0	1.0

財務計算結果

マイクロ水力発電の場合は初期投資の金額が大きいので、初期投資の回収率を低くすると、支払額が急速に低下する。初期投資回収が0%のとき、すなわち変動費だけの場合は支払額が月額1.0US\$/利用者となる。

財務内部利益率 (FIRR)で6%を確保するためには上の表で割引率6%に相当する金額を利用者から集める必要がある。平均的な利用者の支払希望金額7US\$/月であれば初期投資回収率25%に相当し、また、現在支払っている照明や、バッテリーの費用である17.5US\$/月であれば初期投資回収率67%に相当する。

2) 経済評価

ディーゼル発電と比較するとB/Cで割引率0%において0.39しかなく、経済評価だけで見ると、マイクロ水力プロジェクトを実施する妥当性に低く、経済内部利益率 (EIRR)を求めるには至らない。

ディーゼル発電の燃料コストが2倍になったケースで評価しても割引率0%で0.53と依然その差は大きい。

(3) Tidsi プロジェクト

1) 財務評価

初期投資額： 678,000 US\$

戸別月間支払金額：US\$/月/利用者

	0%	3%	6%	9%
100%	15.8	23.9	34.2	46.1
75%	12.3	18.4	26.1	35.0
50%	8.8	12.9	18.0	24.0
25%	5.3	7.3	9.9	12.9
0%	1.7	1.8	1.8	1.8

財務計算結果

マイクロ水力発電の場合は初期投資の金額が大きいため、初期投資の回収率を低くすると、支払額が急速に低下する。初期投資回収が0%のとき、すなわち変動費だけの場合は支払額が月額1.7US\$/利用者となる。

財務内部利益率 (FIRR)で6%を確保するためには上の表で割引率6%に相当する金額を利用者から集める必要がある。平均的な利用者の支払希望金額7US\$/月であれば初期投資回収率16%に相当し、また、現在支払っている照明や、バッテリーの費用である17.5US\$/月であれば初期投資回収率50%に相当する。

2) 経済評価

ディーゼル発電と比較するとB/Cで割引率0%において0.34しかなく、経済評価だけで見ると、マイクロ水力プロジェクトを実施する妥当性に低く、経済内部利益率 (EIRR)を求めるには至らない。

ディーゼル発電の燃料コストが2倍になったケースで評価しても割引率0%で0.44と依然その差は大きい。

表10.1 Adardour計画 財務・経済評価

Name of Village	Number of Household	Expected Capacity			
Adardour	in 1996	160	in 2010 (kW) 20.3		
	in 2010	189	Planned Capacity 26		
Financial Analysis					
Fixed Cost (US\$)					
Turbine/Generator	150,000	Tax	88,600		
Civil Cost (Domestic)	339,000	Supervisor Fee	63,100		
Civil Cost (Foreign)	38,000	Contingency	69,410		
Trans/Distribution	60,300				
Connection Cost	43,700	Total	852,110		
Variable Cost					
Maintenance Cost		1% for Turbine/Generator Cost			
Person for Maintenance		100US\$/month			
		Total (30years)	99,720		
Monthly Payment per Household (US\$/Household/month)					
	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Rate of Initial Investment	100%	13.0	19.7	28.1	38.0
	75%	10.1	15.1	21.5	28.9
	50%	7.2	10.6	14.8	19.7
	25%	4.3	6.0	8.1	10.6
	0%	1.4	1.4	1.4	1.4
Profit and Loss Table (1,000US\$)					
	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Monthly Payment (US\$/H.H)	Investment				
		4	7	10	14
	100%	-659.5	-730.9	-769.9	-792.5
	75%	-459.2	-530.6	-569.5	-592.2
	50%	-241.9	-313.3	-352.3	-374.9
	25%	-24.7	-96.0	-135.0	-157.7
	0%	192.6	121.2	82.2	59.6
	100%	-457.2	-608.3	-691.1	-739.5
	75%	-239.9	-391.0	-473.9	-522.3
	50%	-22.7	-173.8	-256.6	-305.0
	25%	194.6	43.5	-39.4	-87.7
	0%	411.8	260.8	177.9	129.5
	100%	-238.0	-468.7	-595.5	-669.8
	75%	-20.7	-251.5	-378.2	-452.3
	50%	196.6	-34.2	-160.9	-235.1
	25%	413.8	183.0	56.3	-17.8
	0%	631.1	400.3	273.6	199.5
	100%	54.4	-282.7	-467.9	-576.3
	75%	271.8	-65.4	-250.6	-359.1
	50%	488.9	151.8	-33.4	-141.8
	25%	706.1	369.1	183.9	75.4
	0%	923.4	586.3	401.1	292.7

Economic Analysis

	Conversion Factor			
Fixed Cost (US\$)				
Turbine/Generator	0.9	135,720	Tax	0
Civil Cost (Domestic)	0.66	223,740	Supervisor Fee	0
Civil Cost (Foreign)	0.66	25,080	Contingency	0
Trans/Distribution	0.74	44,622		
Conection Cost	0.74	32,338	Total	461,500

Variable Cost				
Maintenance Cost	0.5	1% for Turbine/Generator Cost		
Person for Maintenance	0.5	100US\$/month		
			Total (20years)	35,738

Alternative Measure (Diesel Generation)

Fixed Cost				
Engine/Generator	0.9	9,001	Tax	0
Civil Cost	0.66	2,086	Supervisor Fee	0
Trans/Distribution	0.74	18,500	Contingency	0
Conection Cost	0.74	32,338		
			Total	61,924

Variable Cost				
Maintenance Cost	0.5	5% for Engine/Generator Cost		
Overtrial Cost	0.7	50% for Engine/Generator Cost every 5 years		
Person for Maintenance	0.5	200US\$/month		
			Total (20years)	106,686

B:C Analysis

	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Benefit (Cost of Diesel Generation)		168,599	140,532	121,858	109,050
Cost (Cost of Microhydro Gen.)		515,973	496,847	436,169	479,813
BC		0.33	0.28	0.25	0.23

Sensibility Analysis (Fuel Cost hikes Two times)

	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Benefit (Cost of Diesel Generation)		233,283	188,101	158,136	137,636
Cost (Cost of Microhydro Gen.)		515,973	496,847	486,169	479,813
BC		0.45	0.38	0.33	0.29

表10.2 Arg計画 財務・経済評価

Name of Village Arg	Number of Household		Expected Capacity in 2010 (kW)	25.4
	in 1996	195	Planned Capacity	30
	in 2010	231		

Financial Analysis

Fixed Cost (US\$)				
Turbine/Generator		89,000	Tax	112,400
Civil Cost (Domestic)		401,000	Supervisor Fee	69,800
Civil Cost (Foreign)		47,000	Contingency	76,780
Trans Distribution		107,400		
Conection Cost		53,600	Total	956,980

Variable Cost				
Maintenance Cost		1% for Turbine/Generator Cost		
Person for Maintenance		100US\$/month	Total (30years)	85,580

Monthly Payment per Household (US\$/Household/month)					
	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Rate of Initial Investment	100%	11.7	17.9	25.8	34.7
	75%	9.0	13.6	19.5	26.3
	50%	6.3	9.4	13.3	17.8
	25%	3.6	5.2	7.1	9.4
	0%	1.0	1.0	1.0	1.0

Profit and Loss Table (1,000US\$)						
	Discount Rate	0%	3%	6%	9%	
Monthly Payment (US\$/H.H)	Investment	100%	-686.2	-785.6	-840.2	-872.0
		75%	-446.9	-546.4	-600.9	-632.7
		50%	-207.7	-307.2	-361.7	-393.5
		25%	31.6	-67.9	-122.4	-154.3
		0%	270.8	171.3	118.8	85.0
4	100%	-418.9	-615.5	-720.5	-786.7	
	75%	-179.6	-376.3	-484.3	-547.5	
	50%	59.6	-137.0	-245.1	-308.2	
	25%	298.6	102.2	-5.8	-69.0	
	0%	538.1	341.4	283.4	170.2	
7	100%	-151.6	-445.4	-606.9	-701.5	
	75%	87.7	-206.2	-867.7	-462.2	
	50%	326.9	33.1	-123.4	-223.0	
	25%	566.2	272.3	110.8	16.3	
	0%	805.4	511.6	350.1	255.5	
10	100%	204.8	-218.6	-151.4	-587.8	
	75%	441.1	20.6	-212.2	-348.6	
	50%	683.3	259.9	27.1	-109.3	
	25%	922.6	499.1	206.3	129.9	
	0%	1,181.8	738.4	505.5	369.2	

Economic Analysis

Conversion Factor

Fixed Cost (US\$)

Turbine/Generator	0.9	81,000	Tax	0
Civil Cost (Domestic)	0.66	264,660	Supervisor Fee	0
Civil Cost (Foreign)	0.66	31,020	Contingency	0
Trans/Distribution	0.74	79,476		
Conection Cost	0.74	39,664	Total	495,820

Variable Cost

Maintenance Cost	0.5	1% for Turbine/Generator Cost		
Person for Maintenance	0.5	100US\$/month		
			Total (20years)	48,431

Alternative Measure (Diesel Generation)

Fixed Cost

Engine/Generator	0.9	10,048	Tax	0
Civil Cost	0.66	2,086	Supervisor Fee	0
Trans/Distribution	0.74	42,550	Contingency	0
Conection Cost	0.74	39,664		
			Total	94,347

Variable Cost

Maintenance Cost	0.5	5% for Engine/Generator Cost		
Overtrial Cost	0.7	50% for Engine/Generator Cost every 5 years		
Person for Maintenance	0.5	200US\$/month		
			Total (20years)	119,491

B.C Analysis

	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Benefit (Cost of Diesel Generation)		213,619	182,171	161,249	146,900
Cost (Cost of Microhydro Gen.)		543,665	527,135	517,662	511,941
BC		0.39	0.35	0.31	0.29

Sensibility Analysis (Fuel Cost hikes Two times)

	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Benefit (Cost of Diesel Generation)		289,014	237,627	203,550	180,238
Cost (Cost of Microhydro Gen.)		543,665	527,135	517,602	511,941
BC		0.53	0.45	0.39	0.35

表10.3 Tidsi計畫 財務・經濟評估

Name of Village Tidisi	Number of Household		Expected Capacity in 2010 (kW)	13.1
	in 1996	105	Planned Capacity	15
	in 2010	125		

Financial Analysis

Fixed Cost (US\$)

Turbine/Generator	115,000	Tax	71,000
Civil Cost (Domestic)	272,000	Supervisor Fee	50,100
Civil Cost (Foreign)	31,000	Contingency	55,110
Trans/Distribution	54,100		
Connection Cost	28,900	Total	677,210

Variable Cost

Maintenance Cost	1% for Turbine/Generator Cost		
Person for Maintenance	100US\$/month	Total (30years)	82,980

Monthly Payment per Household (US\$/Household/month)

Discount Rate	Rate of Initial Investment			
	100%	75%	50%	25%
0%	15.8	12.3	8.8	5.3
3%	23.9	18.4	12.9	7.3
6%	34.2	26.1	18.0	9.9
9%	46.1	35.0	24.0	12.9
				1.7
				1.6
				1.8
				1.8

Profit and Loss Table (1,000US\$)

Discount Rate	Investment	Monthly Payment (US\$/H.H)			
		4	7	10	14
0%	100%	-568.3	-424.4	-280.4	-88.5
	75%	-399.0	-255.1	-111.1	80.8
	50%	-229.7	-85.8	58.2	250.1
	25%	-60.4	83.5	227.5	419.4
	0%	108.9	252.9	396.8	588.7
3%	100%	-609.1	-517.5	-425.9	-303.7
	75%	-439.6	-348.2	-256.6	-134.4
	50%	-270.5	-178.9	-87.3	34.9
	25%	-101.2	-9.6	82.0	204.2
	0%	68.1	159.7	251.3	373.5
6%	100%	-631.3	-568.5	-505.7	-421.9
	75%	-462.0	-399.2	-336.4	-252.6
	50%	-292.7	-229.9	-167.1	-83.3
	25%	-123.4	-60.6	2.2	86.0
	0%	45.9	108.7	171.5	255.3
9%	100%	-644.1	-598.2	-552.3	-491.1
	75%	-474.8	-428.9	-383.0	-321.8
	50%	-305.5	-259.6	-213.7	-152.5
	25%	-136.2	-90.3	-44.4	16.8
	0%	33.1	79.0	124.9	186.1

Economic Analysis

	Conversion Factor			
Fixed Cost (US\$)				
Turbine/Generator	0.9	103,500	Tax	0
Civil Cost (Domestic)	0.66	179,520	Supervisor Fee	0
Civil Cost (Foreign)	0.66	20,460	Contingency	0
Trans/Distribution	0.74	40,034		
Connection Cost	0.74	21,386	Total	364,900

Variable Cost				
Maintenance Cost	0.5	1% for Turbine/Generator Cost		
Person for Maintenance	0.5	100US\$/month		
			Total (20years)	44,560

Alternative Measure (Diesel Generation)

Fixed Cost				
Engine/Generator	0.9	6,125	Tax	0
Civil Cost	0.66	2,086	Supervisor Fee	0
Trans/Distribution	0.74	27,750	Contingency	0
Connection Cost	0.74	21,386		
			Total	57,347

Variable Cost				
Maintenance Cost	0.5	5% for Engine/Generator Cost		
Overtrial Cost	0.7	50% for Engine/Generator Cost every 5 years		
Person for Maintenance	0.5	200US\$/month		
			Total (20years)	80,306

B/C Analysis

	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Benefit (Cost of Diesel Generation)		137,434	116,360	102,338	92,719
Cost (Cost of Microhydro Gen.)		409,910	394,300	385,583	380,392
BC		0.34	0.3	0.27	0.24

Sensibility Analysis (Fuel Cost hikes Two times)

	Discount Rate	0%	3%	6%	9%
Benefit (Cost of Diesel Generation)		181,489	148,757	127,045	112,188
Cost (Cost of Microhydro Gen.)		409,910	394,300	305,583	380,392
BC		0.44	0.38	0.33	0.29