

9.2 電 気 機 器

9.2.1 発 電 所

(1) フランスおよびペルトン水車の比較

アルン3発電所はその適用落差および使用水量からみるとフランス水車とペルトン水車のいずれも適用可能である。従って、本調査ではフランス水車とペルトン水車を技術面および経済面より比較検討し、最適な水車タイプを選定するものとする。

(i) 水車・発電機の設計およびコスト比較

(a) 水車・発電機定格および外形寸法

取水位、放水位および最大使用水量は同一の諸元を使用し、フランス水車とペルトン水車の比較設計を行い、Table 9-8に示す定格値とした。

また、これらの定格値を用い、水車・発電機の概略設計を行ったが、その結果をFig. 9-11に示す。これから明らかなようにペルトン水車・発電機の寸法はフランス水車・発電機に比べ非常に大きく、又、Fig. 9-12およびFig. 9-13に示す通り、建屋寸法もペルトン水車の場合非常に大きくなる（地上式発電所で比較）。

なお、両タイプの水車中心は放水路面よりフランス水車の場合は6 m下り、ペルトン水車の場合は4 m上りとなっている。フランス水車の水車中心位置は後述の(iii)項に記載の如く、浮遊土砂の影響を考え、通常のフランス水車と比べ必要な吸出し水頭(Hs)を大きめに考え選定した。一方、ペルトン水車の場合、水車中心が高くなり、吸出し管が無いのでフランス水車に比べ有効落差が低くなり、出力が小さくなる不利な面がある。さらに、ペルトン水車の場合洪水時にも運転可能とすると、水車中心はもっと高くする必要があり、有効落差は一層低くなる。

(b) 水車効率特性

Fig. 9-14にフランス水車とペルトン水車の相対効率特性の比較を示すが、これから明らかなように出力の大きいほどフランス水車の効率特性が優れ、出力の小さい領域ではペルトン水車が優れている。特にペルトン水車では出力が定格値の半分程度以下の運転領域ではノズル数を4個から2個に切り替えることにより、軽負荷時の効率アップが可能である。

しかしながら、60%出力以下の軽負荷運転の機会は次に述べるようにあまり多くないものと推定される。アルン3発電所が運開後のネパール国内に於ける日需

給バランスをチェックするため、代表的なケースとして2002年の1月（3台運転）および2006年の1月（6台運転）と想定される最大負荷日の日負荷需要曲線とこの負荷曲線に従ったアルン3の運転パターンの予測をFig. 9-15(1)および9-15(2)に示す（但し、ベース負荷は他の発電設備により供給されることを前提）。これによると、アルン3発電所で運転台数制御および等負荷運転制御をすると主機1台当りの運転パターンは以下の通りとなる。

（2002年1月、トータル3台運転）

90% ~ 100%出力	3 hours
80% ~ 90%出力	5 hours
70% ~ 80%出力	2 hours
60% ~ 70%出力	3 hours

（2006年1月、トータル6台運転）

90% ~ 100%出力	8 hours
80% ~ 90%出力	12 hours
70% ~ 80%出力	2 hours
60% ~ 70%出力	2 hours

以上の結果、アルン3の運転パターンは出力70%以上の高出力運転の機会が非常に多くなると予想され、フランス水車による高出力、高効率運転の方がペルトン水車による運転よりもはるかにメリットが大きいものと思料される。なお、その他考えられるいろいろの負荷パターンに関してもアルン3の運転台数を適当に選択することにより高出力、高効率運転が可能と思料され、またネパール国内需要に対する余剰分の電力輸出を考えた場合、さらにこの傾向が大きくなり、より多くの発生電力量の得られるフランス水車の採用が得策と考えられる。

(c) 水車・発電機コスト

水車・発電機およびそれらの制御用補機を含めたコスト比較は次のように推定され、フランス水車・発電機の方が有利である。

(単位：10³米ドル)

	フランス水車・発電機 (6台分)	ペルトン水車・発電機 (6台分)
水車	20,160	22,980
発電機	17,040	19,740
計	37,200	42,720

(ii) 水車タイプの相異なるによる経済性比較 (地上式発電所の場合)

電力輸出する場合の水車タイプの相異なるによる発電所・ダム工事費および送変電機器も含めた総工事費の比較および発電電力量ならびに便益の比較を以下に示す。

	Francis Turbine, Generator	Pelton Turbine, Generator
Installed Capacity (MW)	67 x 6 = 402	64 x 6 = 384
Total Annual Energy Production (GWh/Yr)	2960.3	2832.4
Salable Domestic Energy (GWh/Yr)	1863.2	1782.7
Salable Export Energy (GWh/Yr)	920.8	881.0
Surplus Energy (GWh/Yr)	176.3	168.7
Present Value of Construction Cost, C (10 ⁶ US\$)	258.11	263.56
Present Value of Benefit, B (10 ⁶ US\$)	364.79	352.48
B-C (10 ⁶ US\$)	106.68	88.92
B/C	1.413	1.337

これより、フランス水車・発電機の方が、B-CおよびB/Cのいずれもペルトン水車・発電機よりも大きく、経済的に優れている。また、地下式発電所で比較するとさらにフランス水車の方が経済的になる。

(iii) 浮遊土砂の影響を考慮したフランス水車の設計および運転・保守

(a) 水質

本調査結果で得られた水質分析結果によると前述の3.5.3項に詳述する通り、浮遊物質の含有量は平均的に80mg/l、最大で810mg/l程度でさほど多くはな

いが、300m級の高落差発電所であることから、水車の土砂摩耗対策を配慮する方が好ましい。

金属の腐食作用に及ぼす影響が大きい酸は、pHが7程度で特に問題はなく、また SO_4^{2-} も6~17mg/l程度と低く問題はないが、 Cl^- が90~140mg/lと大きいので、高張力材料およびその他水車材料の使用に関しては板厚の選定、異種金属の組合せ、塗装等に関して今後検討する必要があるものと思料される。

本調査では水車設計上の浮遊土砂対策として以下の点を考慮した。これらを取り入れることにより、沈砂池の最大沈砂処理粒径0.3mmは水車の運転上何ら支障ないと思料される。

(b) 水車設計上の留意点

a. 適用回転速度

アルン3の適用落差、使用水量から考えると、水車・発電機の定格回転速度は429r.p.mと500r.p.mの適用が可能であるが、浮遊土砂による摩耗対策の面からは遅い回転速度が好ましい。

429r.p.m機と500r.p.m機とでは、水車・発電機の寸法および効率特性に大幅な差がないこと、機器輸送制限上、特に支障がないこと(9.2.5項参照)から429r.p.mを選択した。

b. 吸出し高さ(Hs)

土砂摩耗による水車ランナの損傷は、キャビテーション等の影響による複合損傷が考えられるので、キャビテーション防止のため通常採用する吸出し高さより2~3m程深い吸出し高さを確保するのが好ましいと判断し、本調査では、 $H_s = -6\text{m}$ と設定した(全台運転時)。

c. ランナ

耐土砂摩耗対策を考えると、ランナ材は溶接補修が可能で耐キャビテーション特性の秀れた高Ni13Cr鋼の採用が妥当であると思料されるが、メーカーによる耐土砂摩耗特性のより秀れたランナ材質・形状の研究開発の成果が今後期待される。

なお、発電所には予備ランナを備えることが好ましいが、予備ランナとの交換あるいはランナ補修に関しては次項(c)で述べる通り、フランス水車でもペルトン水車とほぼ同程度に容易に作業ができるものと思料される。

d. ガイドベーン

ガイドベーン材質はランナ材と同様、溶接補修が可能で耐キャビテーション特性の秀れた高Ni13Cr鋼の採用が適当であろう。なお、ガイドベーンの点検補修は水車ピットを通常より1 m程高くし、水車・発電機を分解することなく水車ピット内で上カバーを吊り上げて保持し、上カバー下部のスペースを利用してガイドベーンを取り出し、必要な溶接補修を行なえる構造が望ましい。また、発電所には予備ガイドベーンを備えることが好ましい。

e. ランナシール、主軸シール

耐摩耗性の秀れた材料を選択し、ギャップを多少大きめにとり、取替えの容易な構造とする。

(c) 水車・発電機の運転・保守

土砂摩耗による水車ランナの損傷はキャビテーション等の複合作用による面がある。従って、50%程度以下の軽負荷運転はキャビテーション面からなるべく避ける方が好ましいが、前述の如く、アルン3発電所では運転台数の選定、等負荷運転により高出力・高効率運転が可能で、土砂摩耗対策上からも好ましい発電所運用ができるものと思料される。

一方、水車点検とりわけランナ補修・点検に関して、フランス水車とペルトン水車とで、点検補修の周期・時間にそれほど大きな差はなく、また、損傷に関しても大差はないものと思料されるが、フランス水車の場合にはドラフトチェーンの抜水が必要であり、この点に関してはペルトン水車の点検・補修が容易である。

しかし、抜水を除いて考えるとフランス水車でもペルトン水車とほぼ同程度の点検・補修の方法が可能である。フランス水車の水車ランナ点検・補修方法としては以下の方法が考えられる。

a. 水車および発電機の分解

クレーンを用い発電機ロータを吊り上げ、ランナを上部（発電機側）より取り出す方法で、ごく一般的な点検・分解方法である。他の方法に比べ、多少点検・分解時間を長く要する。

b. 中間軸の採用

発電機を分解せずにランナを取り出すために発電機と主軸との間に2 m程度

の長さの中間軸を設け、ランナを上側より取り出す場合、この中間軸を先に取り出す方法である (Fig. 9-11 参照)。この方法では、水車・発電機の全体の軸長が他の方法に比べ 1 m 程度長くなるので、比較的高速機であるアルン 3 の水車・発電機としては他の方法に比べ安定運転の面で配慮が必要となる。

c. 下方 (ドラフトチューブ側) からのランナ取出し

Fig. 9-11 および Fig. 9-16 に示すように、発電機を分解せずに、また、中間軸を採用せずにランナを下方 (ドラフトチューブ側) から取り出す方法である。

この方法では、ドラフトチューブライナを分解できるよう可搬構造の上部コーンと下部コーンを設け、これらの廻りはコンクリートで覆わない構造とするが、Fig. 9-16 に示す如く、ドラフトチューブ内の排水作業を除き、ペルトン水車ランナの点検・補修方法とほぼ同程度の作業となる。

但し、この方法では水車中心よりドラフトチューブライナ底部までの高さならびに建屋寸法が若干大きくなる。

以上述べた通り、水車ランナの点検・補修方法にはそれぞれ長所・短所があるが、土砂の粒度分布を含め、今後の水質調査の詳細スタディの結果を待って、もし浮遊土砂の水車に対する悪影響がさほど大きくない場合には最も一般的な a の方法、即ち発電機を分解してランナを上部から取り出す方式を採用し、浮遊土砂の影響が非常に大きな場合には c の方法、即ちドラフトチューブ側よりランナを取り出す方法か、あるいは中間軸の採用を考えるべきであると思料される。

本スタディでは、とりあえず上記の 3 方法の水車点検・補修方法が可能な建屋寸法、レイアウトを考えたが、今後の浮遊土砂の詳細な分析結果をもとに、フランス水車設計、建屋レイアウトをスタディする必要があると思料される。

(iv) 結 論

プレフィジビリティ スタディでは、水車の点検補修の容易さからペルトン水車の適用を考えているが、適正な水車設計、発電所運用、水車点検・補修方法等を考えることにより、浮遊土砂による水車損傷、摩耗の程度が大きく予測されるとしても、前述の通り技術面及び経済面よりフランス水車の採用が好ましいと思料される。

(2) アルン3発電所に要求される特殊機能、機器

前述8.6項の系統計算結果に示す通り、当発電所には以下の特殊機能を具備する必要がある。

(i) 調相機運転

深夜時等の軽負荷時には送電線の進相容量が大きいため負荷側（里側）の送電線線路電圧が上昇する（特に220kV運用時にはこの傾向が著しい）ので、水車・発電機には調相機運転機能を持たせ（進相運転）、線路電圧の上昇を抑制する必要がある。一方、重負荷時の線路電圧降下を補償する遅相運転は、系統計算結果に示すように系統側に進相用コンデンサを設ければ、アルン3発電所には特に必要はないものと考えられる。調相機運転の台数は3台で十分と考えられるが、電力系統特性上、長時間の進相運転が必要であろう。

調相機運転の方法としては、水車を水中で運転する方法（Spinning in Water）と、空気圧縮装置によりドラフトチューブ内の水面を押し下げ水車を気中で運転する方法（Spinning in Air）がある。水中での連続運転は(1)水車への反抗トルクの影響が大きく電力ロスを伴うこと、(2)ガイドベーンが閉状態であり、ドラフトチューブ内の水温が上昇すること、さらに(3)水車の発生する振動が大きくなること等から、あまり好ましい方法ではなく、長時間安定して調相機運転を行うには水面押下げ装置等、多少の補機コストが増加するが、気中での運転が好ましいと思料される。

(ii) 試送電

ネパールの電力系統におけるアルン3発電所の位置付、影響は非常に大きく、送電線が作業あるいは事故等により停止後再び運転する場合、アルン3発電所より Helauda (132KV送電線) あるいはカトマンズまでの送電線を充電する必要性があると考えられる。特にカトマンズまでのルートは220kV運用となった後には、送電線線路電圧が高いこと、線路巨長が長いこと等からアルン3より試送電が可能か否か検討を行った結果、前述の8.6.4項に述べる通り、送変電設備と協調をとることにより、アルン3の1台の発電機でカトマンズまでの220kV、1回線の試送電が可能となることを計画とした。

(iii) ブラックスタート

前述の(ii)項に関連し、アルン3発電所により試送電を実施する場合、発電所

単独で主機起動し、いわゆるブラックスタートすることが必要である。このため、主機起動に必要な補機用電源を確保するため非常用ディーゼル発電機を設けることとした。このディーゼル発電機はブラックスタート用だけでなく、通信装置、換気装置、制御用等の保安用電源の確保のためにも使用されることとなる。

9.2.2 屋外開閉所およびその他機器

アルン3発電所の主要電機器構成はFig. 9-17の単線結線図に示す通りであるが、水車・発電機を除く主要機器の概要について以下に述べる。

なお、前項8.4の送変電計画に述べているように、1998年9月と予想される3号機の運用時からは送変電設備が220kV運用となるが、それ以前は132kV運用であるので、この点に留意して変圧器を含めた屋外開閉所機器の計画・設計をする必要がある。

(1) 主要変圧器、所内用変圧器

主要変圧器は屋内形とし、送油水冷方式とする。所内用変圧器は屋外形とし送油風冷方式とする。機器スペースを考えると単相変圧器よりも3相変圧器の採用が好ましいと思料される。但し、輸送限界を考えると普通形3相タイプは輸送重量が60 ton程度と非常に大きいので上部タンクのみ共通にし、単相毎に輸送・組立ができ、輸送重量を大幅に軽減できる特別3相タイプの採用が好ましい。

なお、発電機複数台に対して共用で主要変圧器1台を設ける方式も考えられるが、保守・点検の容易さを考え主要変圧器を発電機1台毎に設けるユニット方式とするのが適当と思料される。

また、アルン3発電所の電力系統における重要性を考え、所内電源は、発電機回路より供給するのみならず、屋外に設置する所内用変圧器からも供給できるものとした。

(2) 屋外開閉所機器

Fig. 9-17の単線結線図に示す通り、高圧同期方式を採用することとした。従来形開閉器では、Fig. 9-19に示す通り、非常に大きな開閉所スペースが必要となるので、縮小型ガス絶縁開閉装置(GIS)を採用し、所要スペースの軽減を図った(Fig. 9-18)。なお、本スタディでは3相分離形のGISを検討したが、最近ではコスト低減が可能な3相一括形のGISが世界的に採用されており、このタイプの採用についても今後、詳細設計段階での検討が必要と思料される。この3相一括形のGISの採用と相俟って垂直形遮断器の採用を考えると(本スタディでは水平形遮断器

を適用)、Fig. 9-18のスペースはさらに縮小できるのでこの点についても詳細な検討が必要となる。

(3) 電力ケーブル

変圧器と開閉所機器を接続する電力ケーブルは従来油入のOFケーブルが一般的に採用されていたが、最近ではこれに代ってCVケーブルを採用する世界的な傾向があるので、アルン3発電所でもOFケーブルに比べメンテナンスの容易な220kV CVケーブルの採用が好ましいと思料される。

(4) 天井走行クレーン

最重量物は170ton程度と予測される発電機ロータであるが、機器据付の容易さ、あるいは据付工程の短縮を考え、定格荷重90tonのクレーン2台を設置することとした。

(5) 通信設備

通信設備の概要については、後述9.2.3(3)項に記載の通りであり、マイクロ回線と電力線搬送装置(PLC)の2重化で考えることとしたが、今後、詳細について検討する必要がある。

9.2.3 変電所・開閉所

Dubi変電所、Dhalkebar開閉所およびNew Kathmandu変電所の単線結線図および機器配置図をそれぞれFig. 9-20、9-21、9-22、9-23、9-24、9-25に示す。主要機器の概要はこれらの図面に示す通りであるが、基本事項について以下に述べる。

(1) 変電所・開閉所機器

本スタディではSF₆ガス遮断機、アルミパイプ母線を適用し、従来形の機器構成を考えたが、Dubi変電所およびDhalkebar開閉所は増設することになり、また、New Kathmandu変電所は首都カトマンズでの新設変電所となるので、機器据付スペースの確保が困難となることが予想される。この場合には、GISの適用も考慮する必要が生じる可能性もあり、今後、増設および新設変電所・開閉所の現地調査を実施して最適設計を立案する必要がある。

(2) 母線構成

本スタディでは、220kVの基幹変電所、開閉所であることから信頼度の高い二重母線方式を採用した。

(3) 通信設備

通信設備の計画・設計はNEAの将来構想を踏まえ、既設設備と協調させ、(i) 給電指令用電話回線 (ii) 保安用電話回線 (iii) 給電用テレメータ回線 (iv) 搬送保護用信号電送回線 (v) 遠方制御用情報電送回線 (vi) VHF移動無線設備およびVHF基地局 (vii) 送電線故障点標定設備 (viii) 通信用電源設備 (ix) マイクロ回線中継局位置等を考慮し、今後の詳細設計時に現地調査を実施した後、詳細に検討する必要がある。また、通信設備の計画に関しては、将来の遠隔監視制御システム(SCADA)の構想を組み込んで立案しなければならず、このSCADA構想も今後、早急にスタディされねばならない。

本F/Sスタディでは、カトマンズのロードデスパッチングセンターより、アルン3発電所、Dubi変電所、Dhalkebar開閉所およびNew Kathmandu変電所を遠隔監視制御するという前提で、これらの設備が通信回線によりリンクさせるものとした。通信回線については、電力線搬送回線(PLC)およびマイクロ回線の2重化を図り、信頼度向上を考えたが、電力線搬送装置については、給電用ならびに保安用の通信回線は信頼度の高い線間結合方式とするのが好ましいと思料される。

9.2.4 送電線

(1) 送電線ルート

本プロジェクトの送電線ルート概要をFig. 9-26に示す。

(i) アルン3 P/S ~ Dubi S/S (区間A、120km)

アルン3 ~ Dubi間のルートは、Dubi付近の水田地帯約10kmを除き大部分が山岳地帯であり、標高はHile付近で最高1800m程度である。

アルン3発電所よりHile迄はアルン川沿いに建設される予定のダム・発電所工専用アクセス道路にほぼ並行するルートを選定した。ルート周辺の地形は比較的平坦であるが、Hile周辺では起伏のある山岳地となる。

Hile ~ Dubi間は、既設道路に沿ってほぼ南下するルートを選定した。

(ii) Dubi S/S ~ Dhalkebar S/Y (区間B、146km)

Dubi ~ Dhalkebar間のルートは既設 132kV送電線にほぼ並行することとした。この区間における問題はSaptkosiの横断である。今回のルート設定は環境問題へ与えるインパクトを考慮し、Saptkosiの自然保護地域(Koshi Tappu Wild Life Reserve)を避け、既設送電線の上流で横断することとした。

(iii) Dhalkebar S/Y ~ New Kathmandu S/S (区間C、120km)

Dhalkebar ~ カトマンズ間のルートは山岳地となるが、地形はほぼ平坦であり、一部アクセス道路の取付けをすることにより既設道路も十分活用できるものと思料される。このルートのほぼ中間点で標高1800m程度の峠を越える。この区間では特にルート設定上の大きな制約はないものと思料されるが、今後の詳細設計時に現地踏査を実施し、最適ルートの選定をする必要がある。

(2) 送電電圧と回線数

アルン3の総出力 400MWの電力を安定して送電するためには第8章の送変電計画で述べた通り、最終的には 220kV、2回線が必要である。但し、当初は132 kV運用とする。

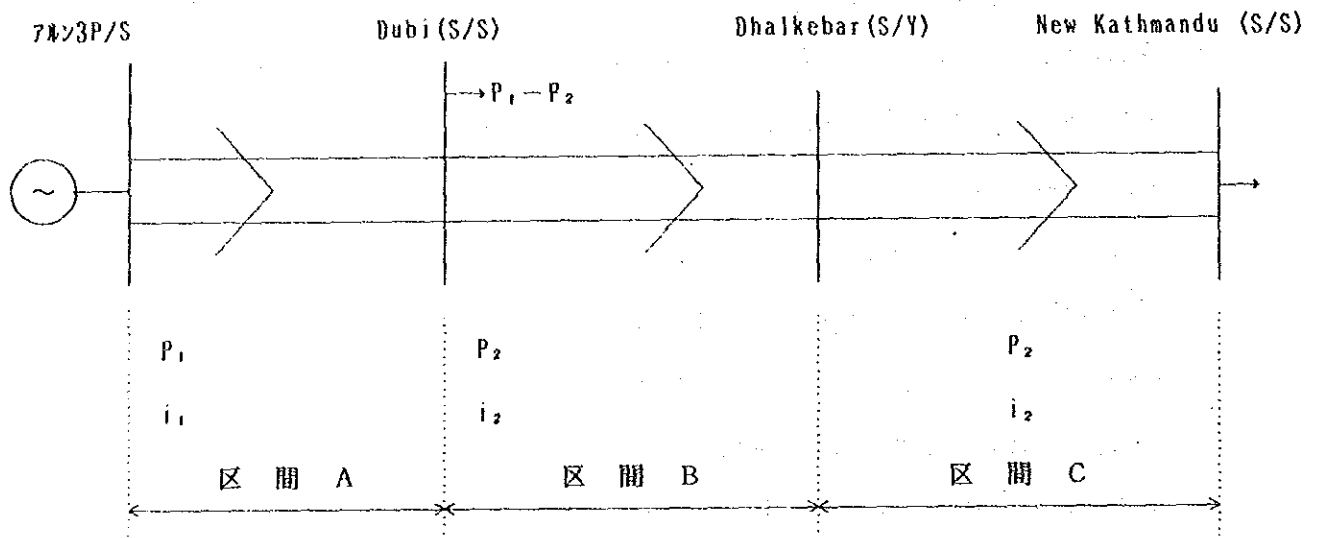
(3) 最適電線サイズ

(i) 送電パターンおよび汐流

最適電線サイズを選定するに当たっては、アルン3発電所及び送変電設備の建設計画を考慮し、2001/2002年度(3台運転)と2007/2008年度(6台運転)時点に於けるアルン3発電所の運転及び送電パターンについて各々検討した。

送電ルートは以下に示す通りであるが、電力輸出が予定通り行われなことも考慮し、Dubi S/S ~ Dhalkebar S/Y ~ New Kathmandu S/S 間の送電線 (220kV) は、2001/2002年度時点では1回線、2007/2008年度時点では2回線とした。

8.6項の系統計算結果に示すように、2001/2002年度および2007/2008年度における最大負荷時の電力の流れは以下の通り各々、 $P_1=200\text{MW}$ 、 $P_2=80\text{MW}$ および $P_1=400\text{MW}$ 、 $P_2=216\text{MW}$ である。



ここで、区間毎の電流 (i_1 、 i_2) は次のように求めた。

2001/2002年度

(区間 A)

$$i_1 = \frac{0.5 P_1}{\sqrt{3} V \cos \theta} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.95} \approx 0.28 (\text{kA/相} \cdot \text{cct})$$

但し、 $\cos \theta$; 負荷力率 = 0.95

(区間 B、C)

$$i_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} V \cos \theta} = \frac{80}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.95} \approx 0.22 (\text{kA/相} \cdot \text{cct})$$

(区間 A)

$$i_1 = \frac{0.5 P_1}{\sqrt{3} V \cos \theta} = \frac{200}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.95} = 0.55 (\text{kA/相} \cdot \text{cct})$$

(区間 B、C)

$$i_2 = \frac{0.5 P_2}{\sqrt{3} V \cos \theta} = \frac{108}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.95} = 0.30 (\text{kA/相} \cdot \text{cct})$$

(ii) 電線サイズ

区間 A、B、C の電線サイズは保守面から同一のサイズを使用することが好ましく、また、本プロジェクトの発生電力に見合う電流容量、機械的強度およびコロナ特性を考慮すると以下のサイズが考えられる。即ち、区間 A は 1 回線で 400MW を、区間 B および C は 1 回線で 216MW を各々送電可能なサイズとするものとし、

	(区間 A)	(区間 B、C)
ケース 1	330mm ² ACSR × 2C	330mm ² ACSR × 1C
ケース 2	400mm ² ACSR × 2C	400mm ² ACSR × 1C
ケース 3	410mm ² ACSR × 2C	410mm ² ACSR × 1C

の 3 ケースの組合せが考えられる。これらのケースの中から、コストおよび損失の比較を行い、最適な電線サイズを選定することとした。上記 3 ケースの経済比較結果を Table 9-9 (1) (2001/2002年度) および Table 9-9 (2) (2007/2008年度) に各々示す。これらから明らかなように、2001/2002年度ではケース 1 が、又、2007/2008年度ではケース 2 が最も経済的となっているが、2007/2008年度ではケース 1 が最も経済性が劣る。2001/2002年度ではケース 1 とケース 2 とでは経済性にさほど差異はなく、これ以降、ケース 1 の経済性がケース 2 に比べ次第に悪くなっていくことから、ケース 2 が最適な電線サイズと考えられる。従って、以下の電線サイズを選定した。

アルン 3 (P/S) ~ Dubi (S/S) (区間 A)	400mm ² ACSR × 2C
Dubi (S/S) ~ Dhalkebar (S/Y) (区間 B)	400mm ² ACSR × 1C
Dhalkebar (S/Y) ~ New Kathmandu (S/S) (区間 C)	400mm ² ACSR × 1C

尚、400mm² ACSR の電線仕様は以下の通りである。

“Condor” 795MCM ACSR (ASTM規格)

外径 27.73mmφ、(断面積 402.6mm²)

単位重量 1.522kg/m、R20=0.07173 Ω/km

(4) 耐 雷 設 計

計画地域に於ける I K L (Isokeraunic level) は、50程度である為、70mm²GSW 2条の架空地線を遮蔽角20°以内に架設し、100%の雷遮蔽を期待するものとした。

(5) 碍子種類と碍子個数

220kV送電線の絶縁設計は、系統最高電圧 240kV、ルート標高 2,000m以下で有効接地系として検討した。

ルートの大部分は内陸部であり、碍子個数は、開閉サージ異常電圧より決定されるが、隣国との連系を考慮し、これとの協調をとる為、若干の裕度をみて 250mmφ懸垂碍子14ヶ取付けを標準とした。

(6) 支 持 物

既設設備の設計内容に依れば、基準風圧として、架渉線風圧80kg/m²、鉄塔風圧230kg/m²としているが、気象データ、これ迄の運転実績からみて妥当な設計条件と思料される。

(7) Saptkosi横断部の特殊設計

Saptkosiを横断する送電線ルートは既設132kV送電線の上流と考えたが、この地点の川幅は6～8km程度と予想される。このため、この区間では既設送電線と同様の特殊設計を行う必要がある。即ち、特殊電線を使用して鉄塔高さを低減し、工事費の節減を図るとともに河川用特殊基礎を適用し、設備の保守、運転に万全を期すことが必要であり、以下に示すような設備概要となるであろう。

使用電線：330mm² AACSR

鉄 塔：径間 800m、高さ70m程度

基 礎：WELLタイプ特殊基礎

なお、基礎のタイプ、径間割り等、詳細については今後の詳細設計時に実施される地質調査、測量をはじめとする現地調査結果に基づき決定される。

9.2.5 輸 送

輸送時の主要機器の最大品重量・寸法は次のように想定される。

	L × W × H (m)	重 量 (tons)
(水 車)		
主 軸	3.7 × 1.4 × 1.4	13
入口弁弁体	4.7 × 2.9 × 2.9	14
(発 電 機)		
ステータ(4分割)	2.3 × 3.6 × 5.1	25
(主要変圧器)		
	3.1 × 2.7 × 3.3	30

Table 9-8 Comparison of Main Ratings between Francis and Pelton Turbine-Generator

Item	Unit	Francis	Pelton
(Hydrology)			
Intake Water Level	(m)	840	840
Tail Water Level	(m)	538	538
Max. Discharge per Unit	(m ³ /S)	26.7	26.7
Gross Head	(m)	302	302
Loss Head	(m)	14	20
Effective Head	(m)	288	282
(Turbine)			
Type		V. Francis Turbine	V. Pelton Turbine
Output	(kW)	69,000	66,000
Revolving Speed	(rpm)	429	200
Specific Speed	(m-kW)	95.0	22.2 (per nozzle)
Nozzles	(No.)	-	4
Units	(No.)	6	6
(Generator)			
Type		V. AC Generator (Suspended or Semi-Umbrella)	V. AC Generator (Semi-Umbrella)
Capacity	(kVA)	79,000	75,000
Voltage	(kV)	13.8	13.8
Revolving Speed	(rpm)	429	200
Frequency	(Hz)	50	50
Power Factor	(%)	85	85
Units	(No.)	6	6
(Main Transformer)			
Type		FOW (Indoor)	FOW (Indoor)
Capacity	(kVA)	79,000	75,000
Voltage	(kV/kV)	13.8/220	13.8/220
Units	(No.)	6	6

Table 9-9 (1) Economic Comparison for Selection of Conductor Size (For F.Y. 2001/2002)

	Case 1			Case 2			Case 3			
	Section A	Section B	Section C	Section A	Section B	Section C	Section A	Section B	Section C	Total
	120	146	120	120	146	120	120	146	120	Total
Line Route Length (km)	330 x 2	330 x 1	330 x 1	400 x 2	400 x 1	400 x 1	410 x 2	410 x 1	410 x 1	386
Conductor Size (mm ²) x No. of Conductors	0.032	0.1030	0.1030	0.042	0.0832	0.0832	0.041	0.0814	0.0814	-
Resistance of Single Conductor at 60°C (Ω/km)	6.24	15.04	12.36	5.04	12.15	9.98	4.92	11.88	9.77	26.57
Resistance of Single Conductor at 60°C, R (Ω)	0.28	0.22	0.22	0.28	0.22	0.22	0.28	0.22	0.22	-
Load Current, i (kA/Phase-cct)	2.94	2.18	1.79	2.37	1.76	1.45	2.31	1.72	1.42	5.45
Total Power Losses (MW), 6i ² R (for A), 3i ² R (for B,C)	8.37	6.21	5.10	6.75	5.01	4.13	6.58	4.90	4.04	15.52
*1 Annual Total Energy Losses (GWh)	199.9	148.2	121.7	161.2	119.7	98.6	157.1	117.0	96.6	370.7
Annual Cost due to Transmission Line Losses	527.3	391.2	321.3	425.3	315.6	260.2	414.5	308.7	254.5	977.7
*2 Power (kw) Losses (10 ³ US\$) ... (1)	727.2	539.4	443.0	586.5	435.3	358.8	571.6	425.7	351.1	1348.4
*2 Energy (kwh) Losses (10 ³ US\$) ... (2)	21600	14010	11400	23200	14800	12100	24400	15700	12700	52800
Total (1) + (2) (10 ³ US\$) ... (3)	2592	1681	1368	2784	1776	1452	2928	1884	1524	6336
Construction Cost (10 ³ US\$)	3319.2	2220.4	1811.0	3370.5	2211.3	1810.8	3499.6	2309.7	1875.1	7684.4
*3 Annual Construction Cost (10 ³ US\$) ... (4)										
Total Annual Cost (3) + (4) (10 ³ US\$)										

Note: *1 Annual energy losses (kwh losses) are calculated taking into account the loss factor (lr) which is the ratio of average power losses to peak power losses obtained from experimental equation of Buller-Woodrow.

$$lr = 0.3 \times (\text{Annual Load Factor}) + 0.7 \times (\text{Annual Load Factor})^2, \text{ Annual Load Factor} : 0.50$$

*2 Cost for power losses and energy losses

- (a) 68 US\$/kw/year
- (b) 0.063 US\$/kwh

*3 Annual cost rate of 0.12 is adopted.

Table 9-9 (2) Economic Comparison for Selection of Conductor Size (For F.Y. 2007/2008)

	Case 1			Case 2			Case 3			
	Section A	Section B	Section C	Section A	Section B	Section C	Section A	Section B	Section C	Total
	120	146	120	120	146	120	120	146	120	Total
Line Route Length (km)	330 x 2	330 x 1	330 x 1	400 x 2	400 x 1	400 x 1	410 x 2	410 x 1	410 x 1	386
Conductor Size (mm ²) x No. of Conductors	0.052	0.1030	0.1030	0.042	0.0832	0.0832	0.041	0.0814	0.0814	-
Resistance of Single Conductor at 60°C (Ω/km)	6.24	15.04	12.36	5.04	12.13	9.98	4.92	11.88	9.77	26.57
Resistance of Single Conductor at 80°C, R (Ω)	0.55	0.30	0.30	0.55	0.30	0.30	0.55	0.30	0.30	-
Load Current, I (kA/Phase-cct)	11.33	8.12	6.67	9.15	6.56	5.39	8.93	6.42	5.28	20.63
Total Power Losses, I ² R (MW)	32.26	23.12	18.99	25.05	18.68	15.35	25.42	18.28	15.03	58.73
*1 Annual Total Energy Losses (Gwh)	770.4	551.2	453.6	622.2	446.1	366.5	607.2	436.6	359.0	1402.8
Annual Cost due to Transmission Line Losses	2032.4	1456.6	1196.4	1641.2	1176.8	967.1	1601.5	1151.6	946.9	3700.0
*2 Power (kw) Losses (10 ³ US\$) ... (1)	2802.8	2008.8	1650.0	2263.4	1622.9	1333.6	2208.7	1588.2	1305.9	5102.8
*2 Energy (kwh) Losses (10 ³ US\$) ... (2)	21600	17808	14600	23200	18900	15400	24400	19900	16300	60600
Total (1) + (2) (10 ³ US\$) ... (3)	2592	2136	1752	2784	2268	1868	2928	2388	1956	7272
Construction Cost (10 ³ US\$)	5394.8	4164.8	3402.0	5047.4	3890.9	3181.6	5136.7	3976.2	3261.9	12374.8
*3 Annual Construction Cost (10 ³ US\$) ... (4)										
Total Annual Cost (3) + (4) (10 ³ US\$)										

Note: *1 Annual energy losses (kwh losses) are calculated taking into account the loss factor (Lr) which is the ratio of average power losses to peak power losses obtained from experimental equation of Buller-Hoodrow.

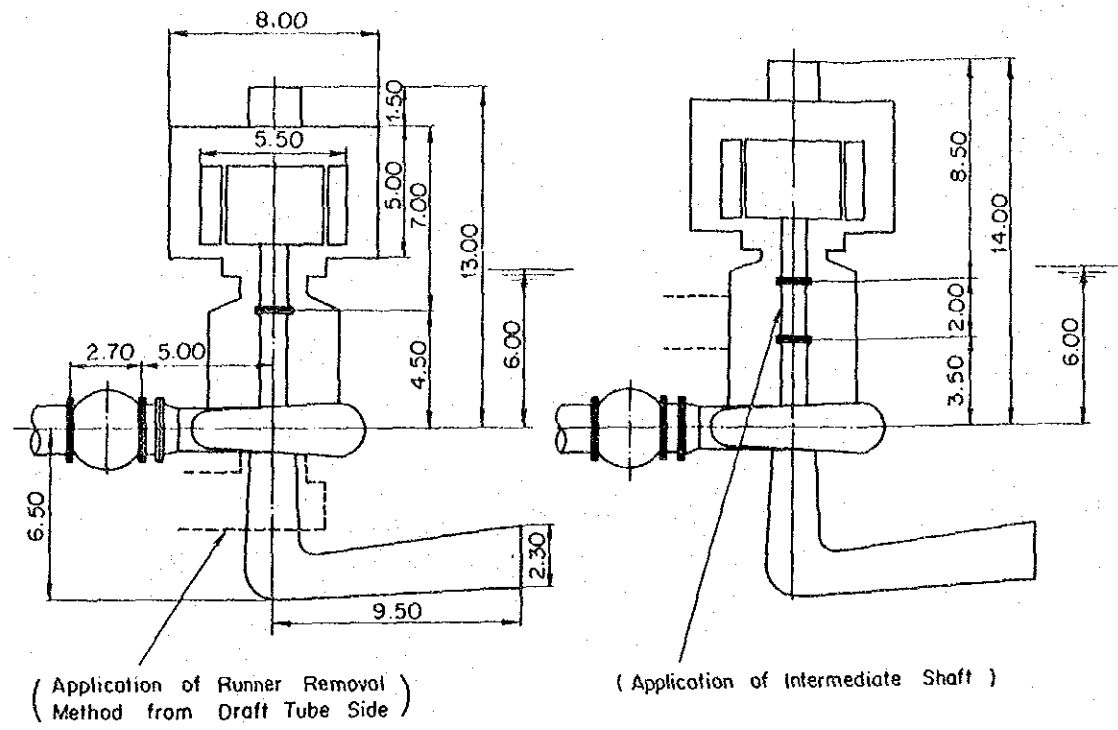
$$Lr = 0.3 \times (\text{Annual Load Factor}) + 0.7 \times (\text{Annual Load Factor})^2, \text{ Annual Load Factor} : 0.50$$

*2 Cost for power losses and energy losses

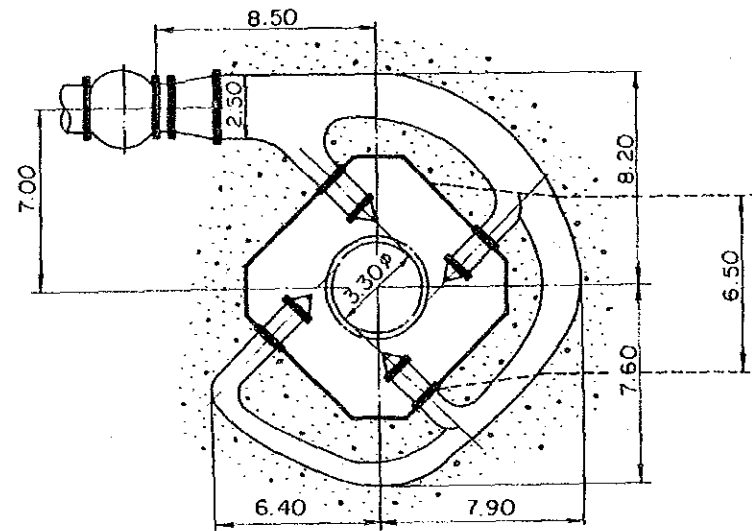
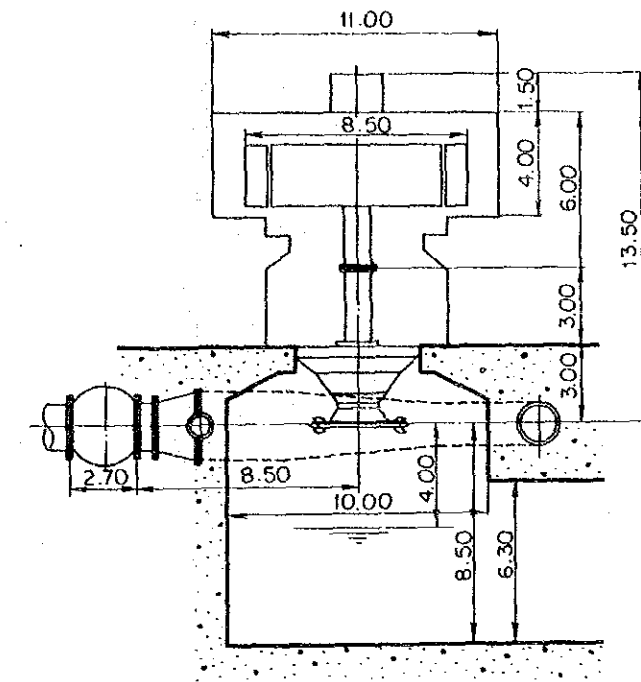
(a) 68 US\$/kwh/year

(b) 0.063 US\$/kwh

*3 Annual cost rate of 0.12 is adopted.



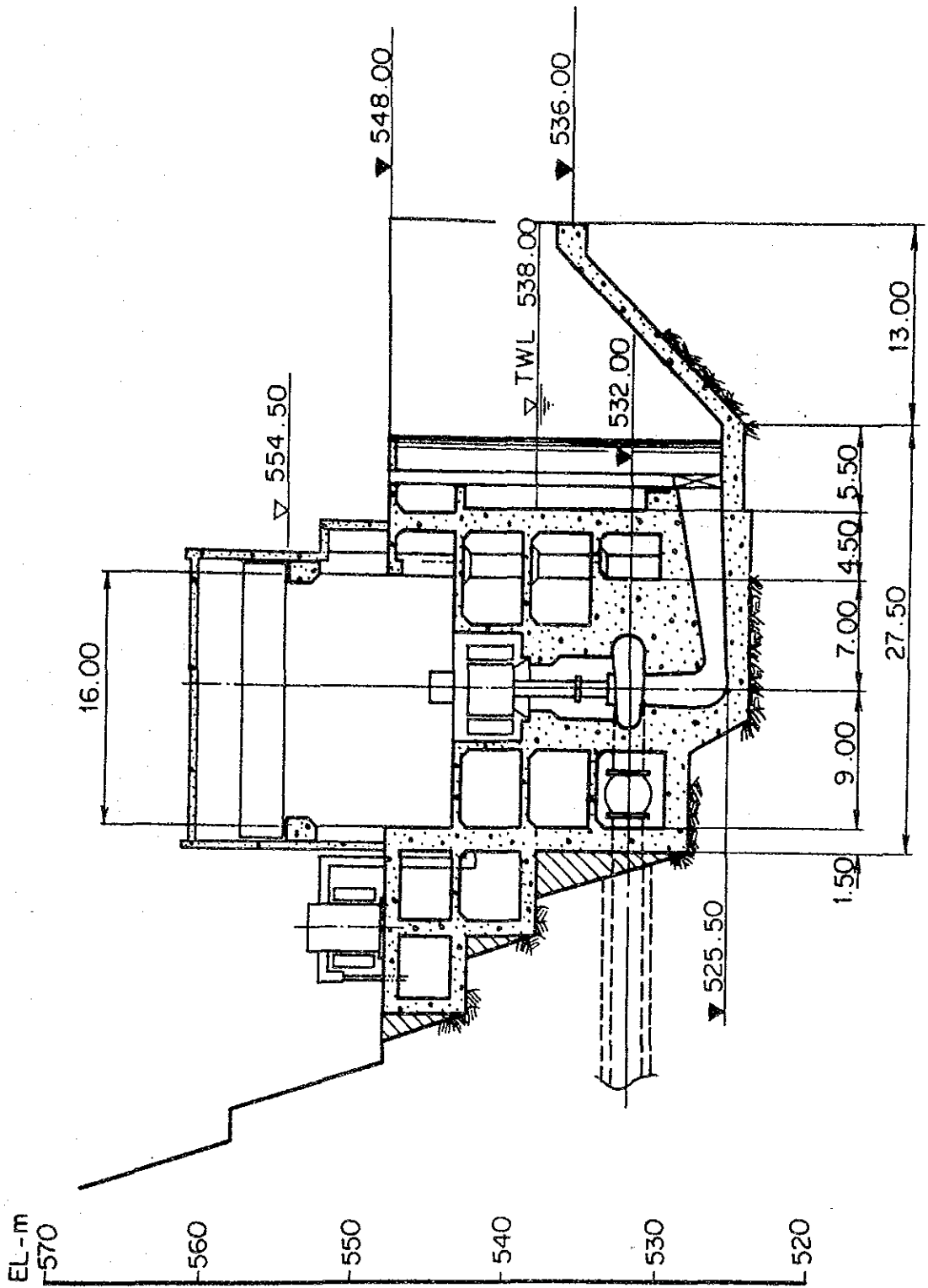
Francis Turbine - Generator



Pelton Turbine - Generator

Fig. 9-11 Comparison of Main Dimensions between Francis and Pelton Turbine-Generator

Fig. 9-12 (1) General Arrangement of Powerhouse in case of Francis Turbine (Sectional View)



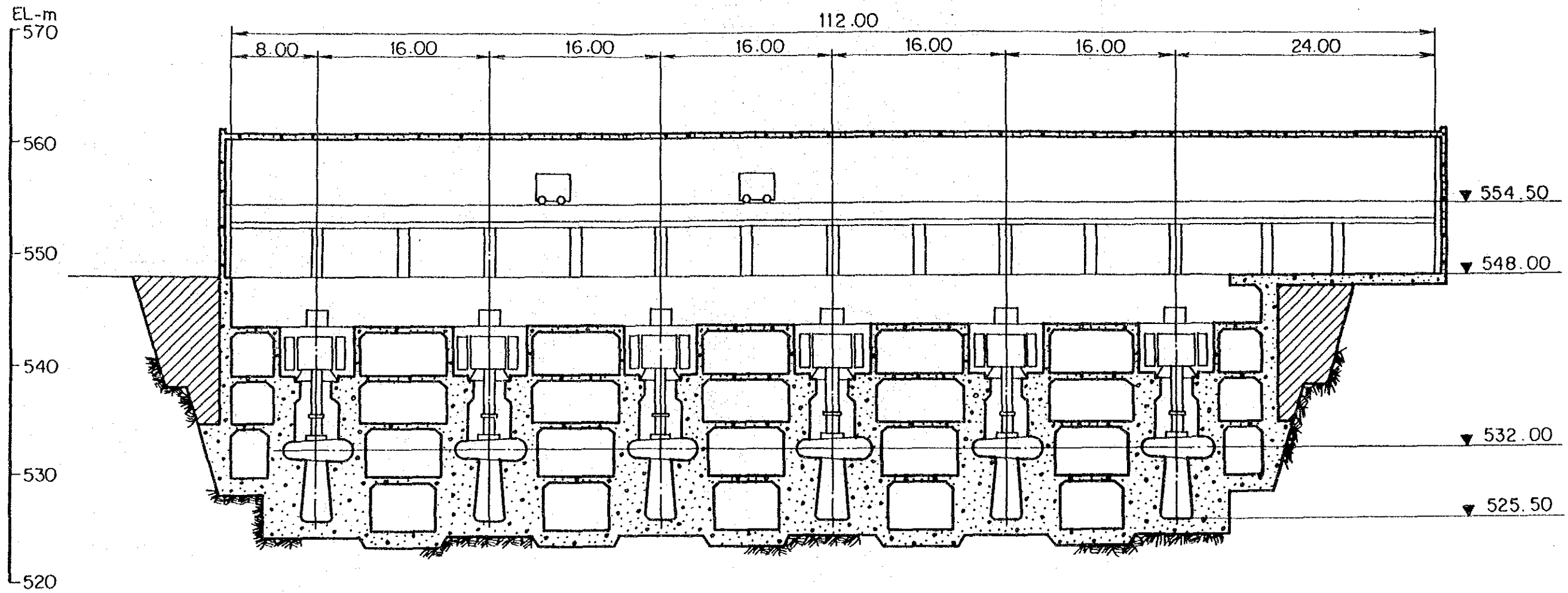
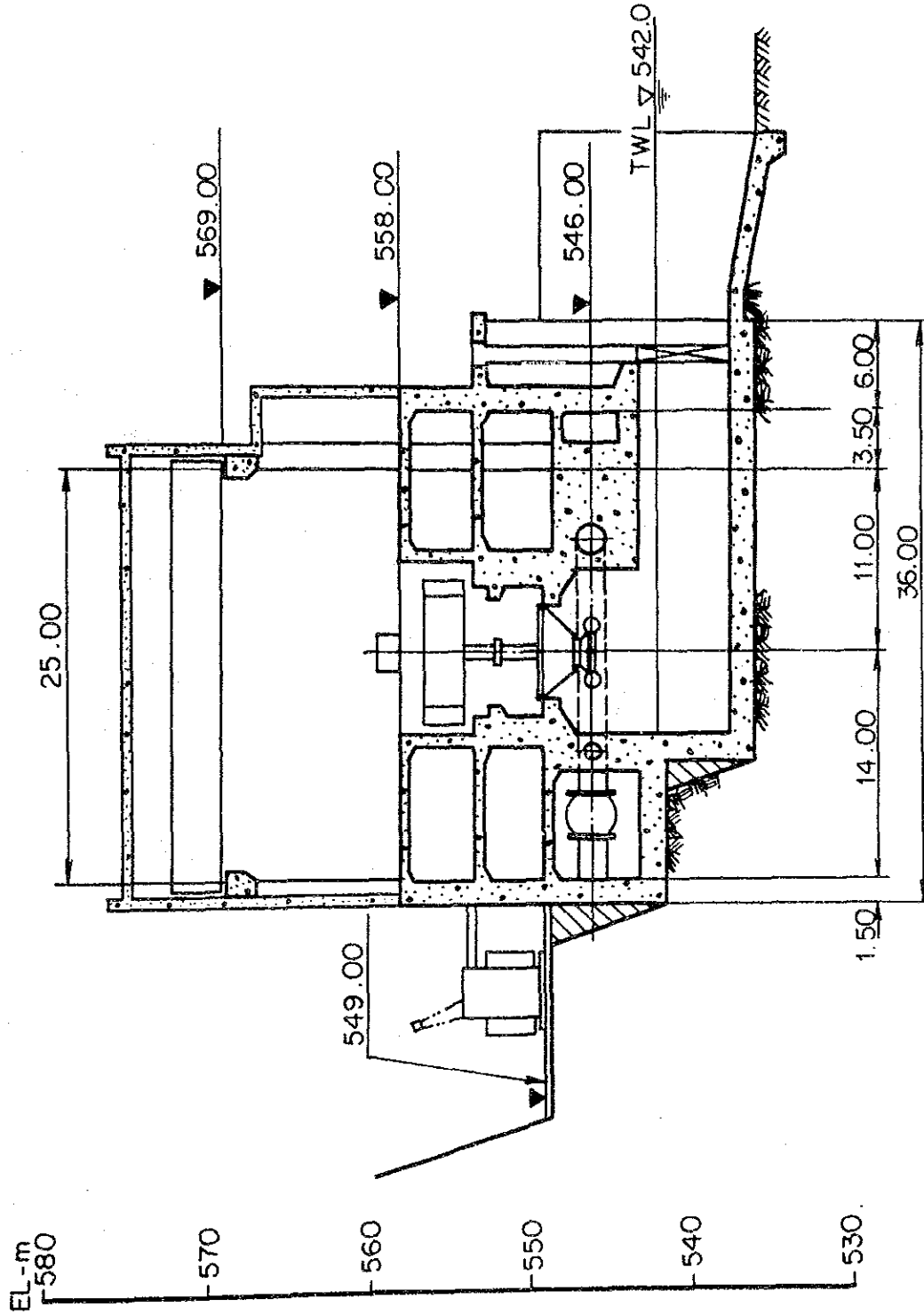


Fig. 9-12 (2) General Arrangement of Powerhouse in case of Francis Turbine (Longitudinal View)

Fig. 9-13 (1) General Arrangement of Powerhouse in case of Pelton Turbine (Sectional View)



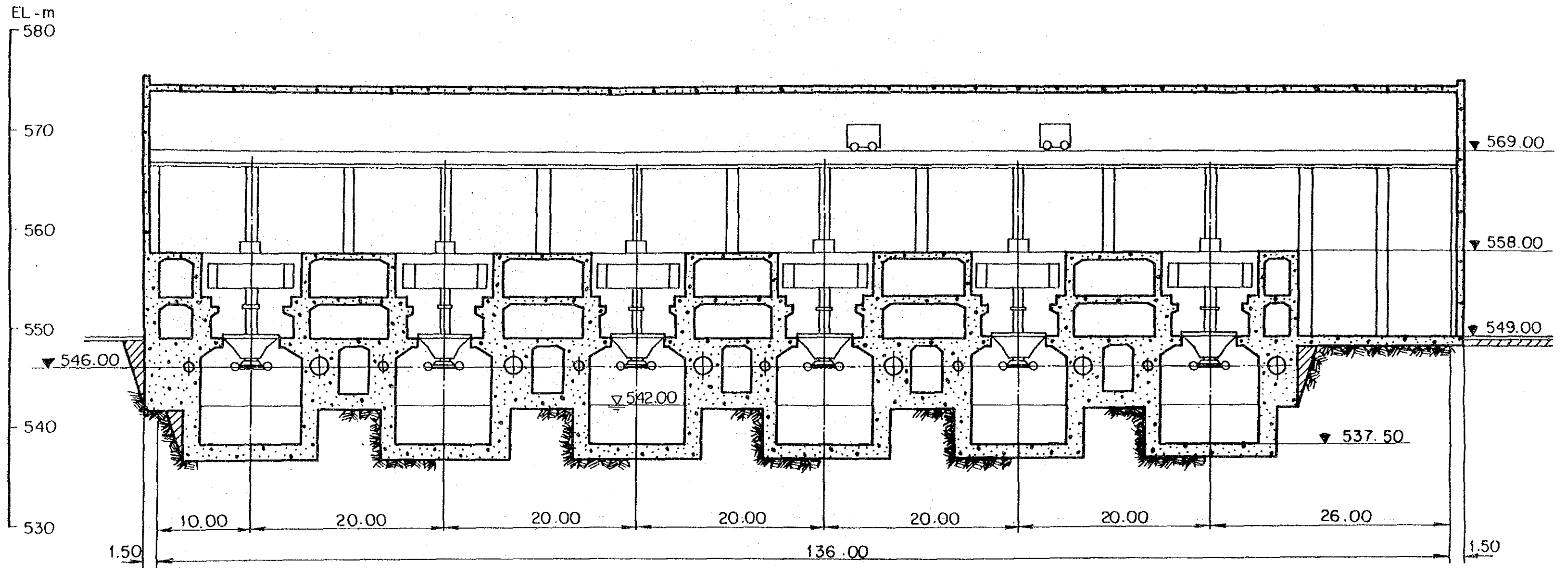


Fig. 9-13 (2) General Arrangement of Powerhouse in case of Francis Turbine (Longitudinal View)

Fig. 9-14 Comparison of Turbine Efficiency between Francis and Pelton Turbine

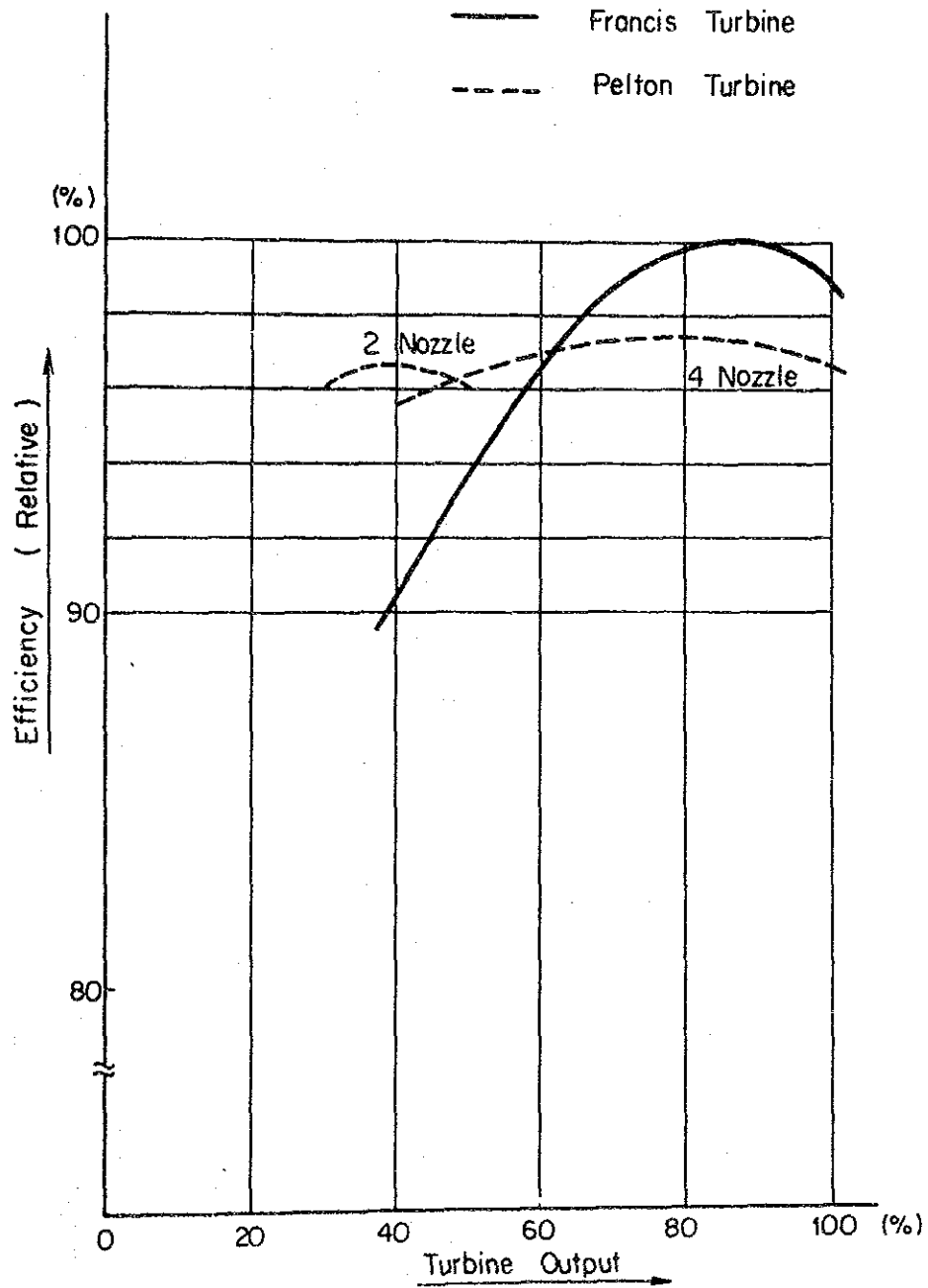


Fig. 9-15 (1) Daily Peak Load Forecast and Arun 3 Operation Rule in Jan. 2002

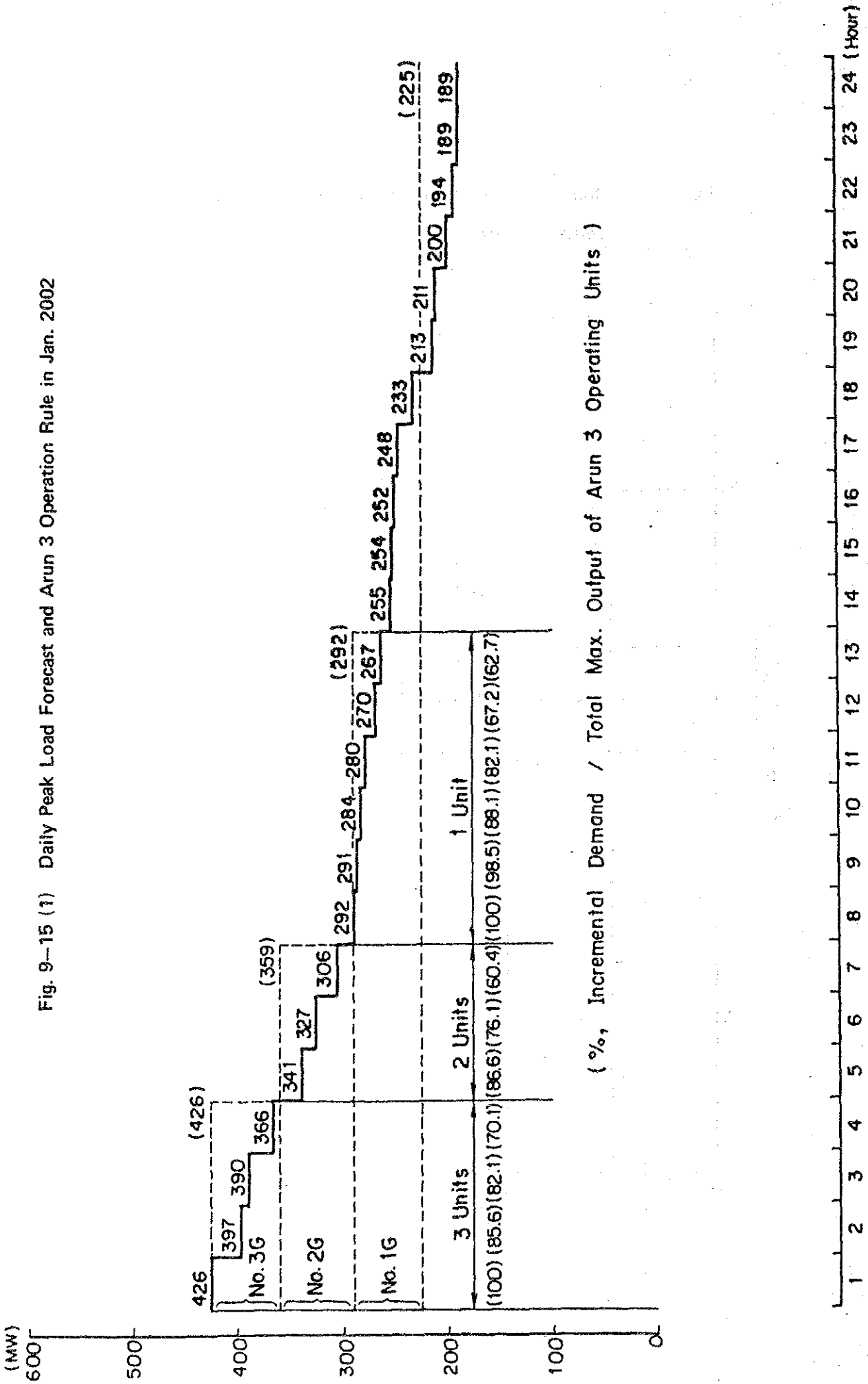
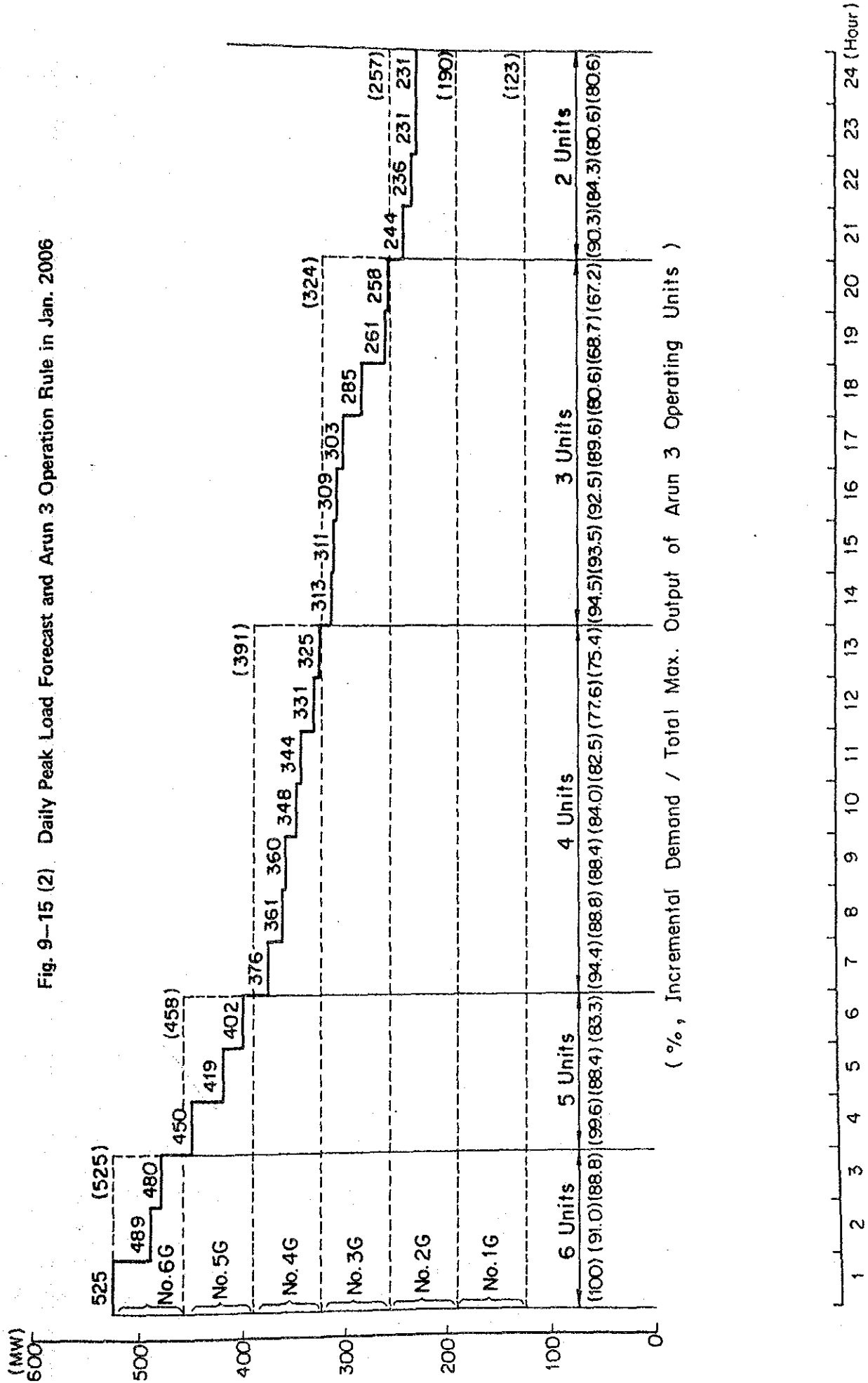
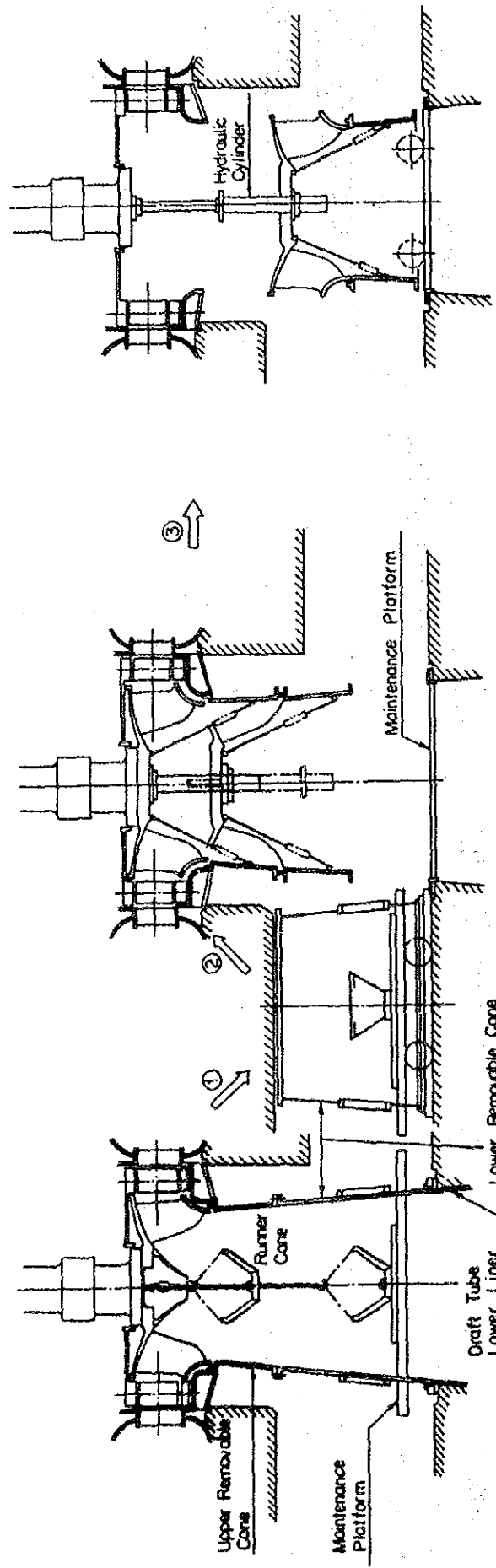


Fig. 9-15 (2) Daily Peak Load Forecast and Arun 3 Operation Rule in Jan. 2006



(%, Incremental Demand / Total Max. Output of Arun 3 Operating Units)

Fig. 9-16 Example of Runner Removal Method for Francis Turbine



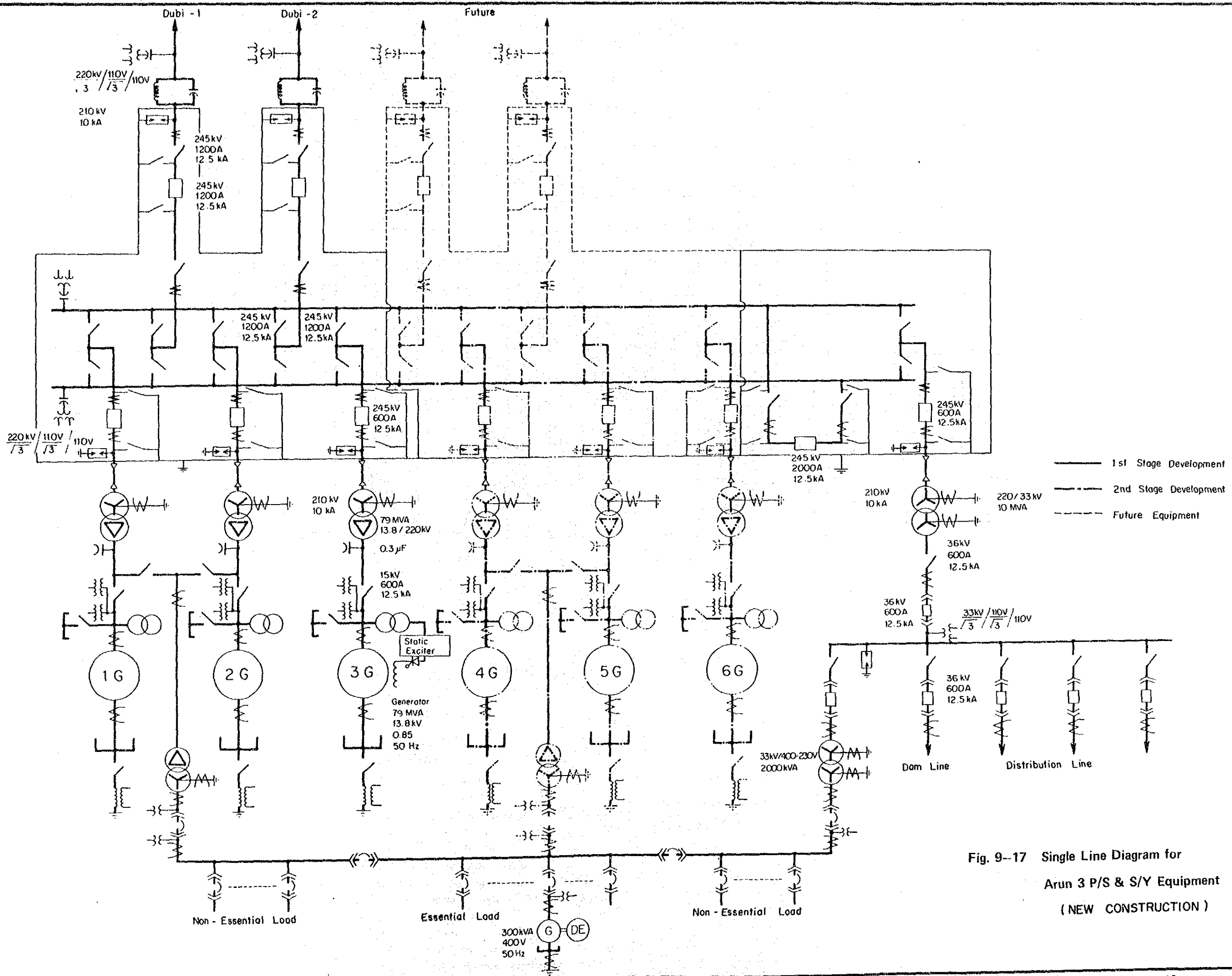
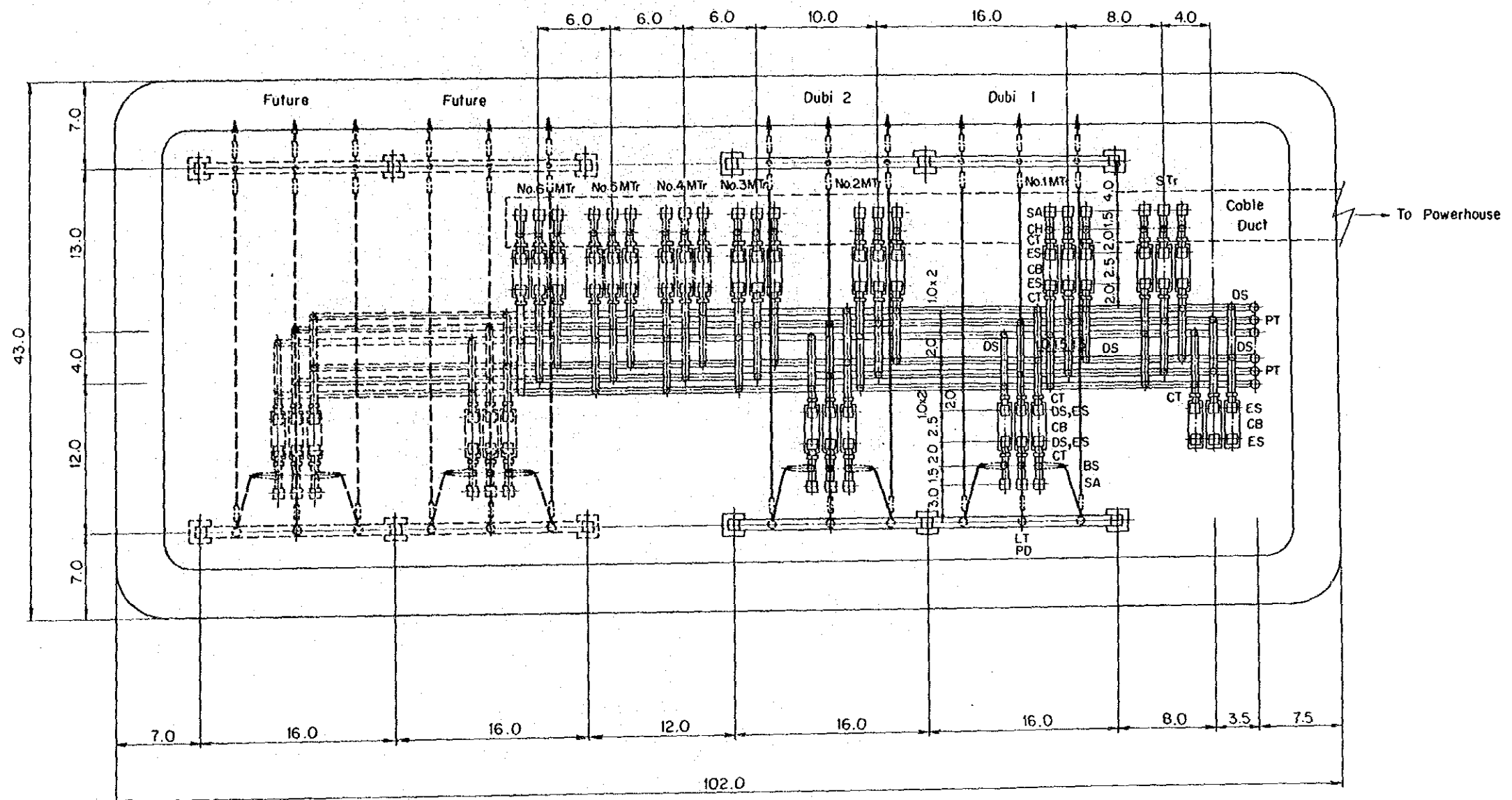


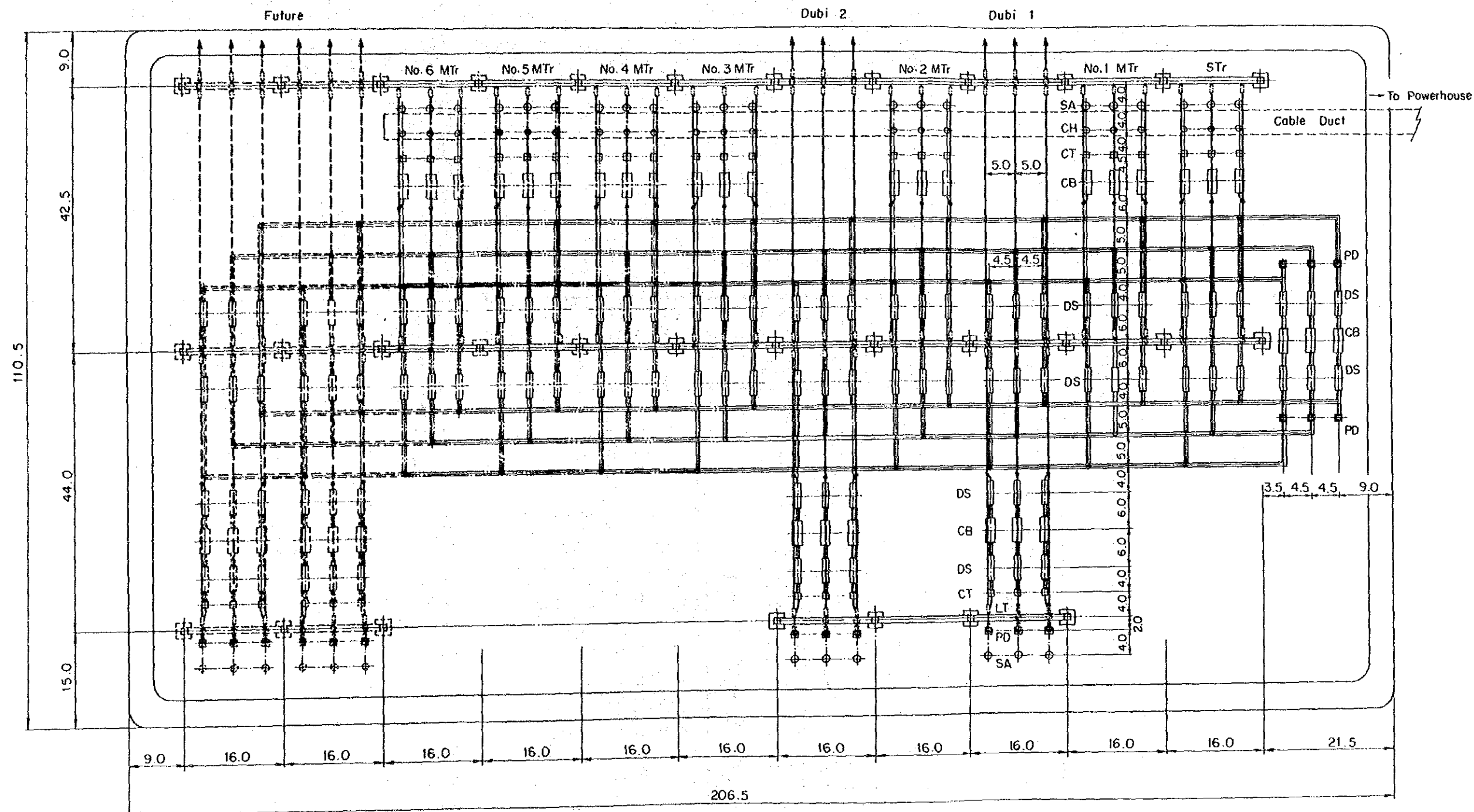
Fig. 9-17 Single Line Diagram for Arun 3 P/S & S/Y Equipment (NEW CONSTRUCTION)



LEGEND

- | | | | |
|-----|-----------------------------|-------|-----------------------|
| SA | Surge Arrester | ————— | 1st Stage Development |
| CH | Cable Head | ————— | 2nd Stage Development |
| CT | Current Transformer | ----- | Future Equipment |
| ES | Earthing Switch | | |
| CB | Circuit Breaker | | |
| DS | Disconnecting Switch | | |
| BS | Air Bushing | | |
| PT | Potential Transformer | | |
| LT | Line Trap | | |
| PT | Potential Transformer | | |
| MTr | Main Transformer | | |
| STr | Station Service Transformer | | |

**Fig. 9-18 General Arrangement of Arun 3 Switchyard
(In Case of GIS Equipment)**



LEGEND

- | | | | |
|-----|-----------------------------|-------|-----------------------|
| SA | Surge Arrester | —— | 1st Stage Development |
| CH | Cable Head | --- | 2nd Stage Development |
| CT | Current Transformer | - - - | Future Equipment |
| CB | Circuit Breaker | | |
| DS | Disconnecting Switch | | |
| LT | Line Trap | | |
| PD | Potential Device | | |
| MTr | Main Transformer | | |
| STr | Station Service Transformer | | |

**Fig. 9-19 General Arrangement of Arun 3 Switchyard
(In Case of Conventional Type Equipment)**

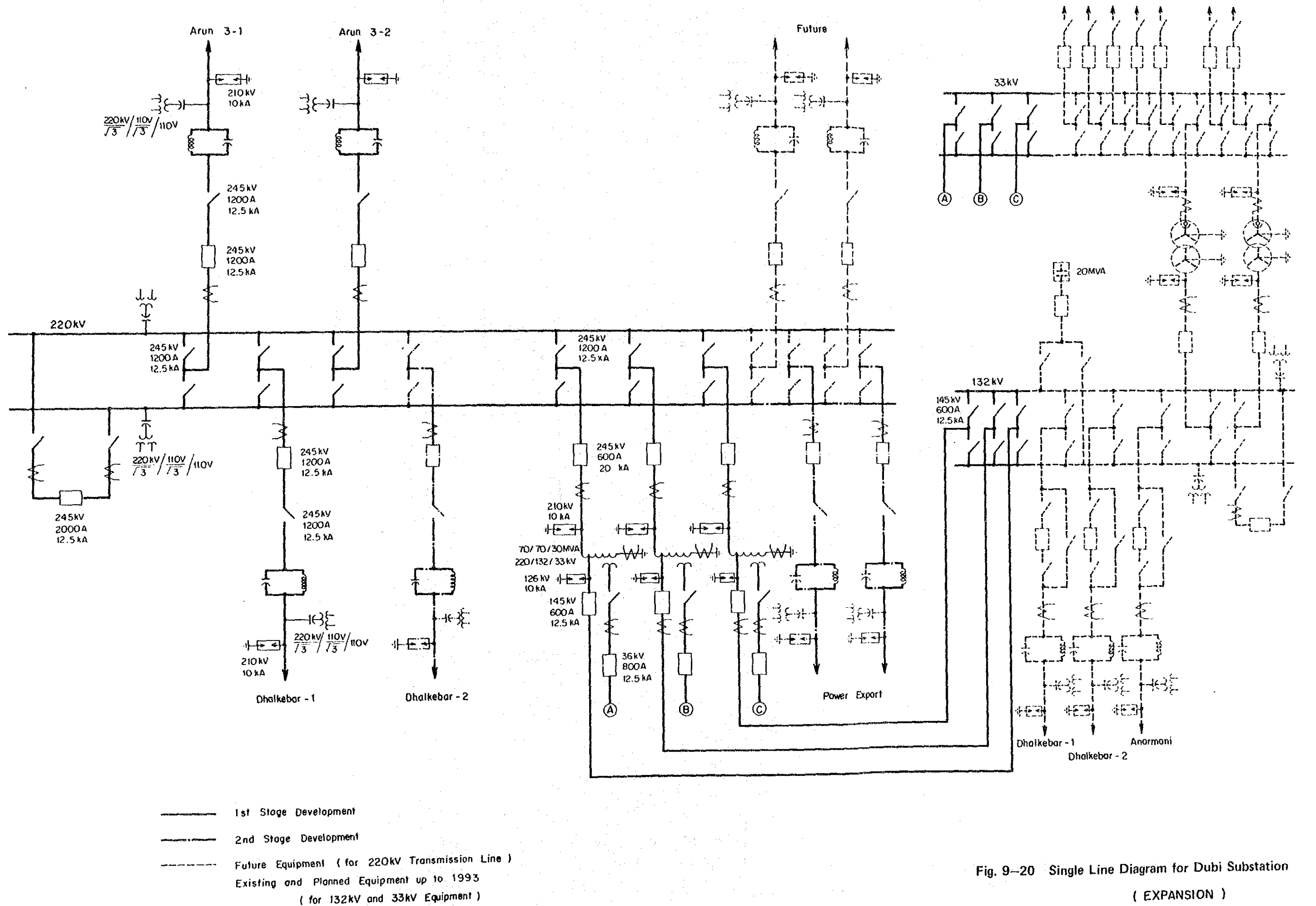


Fig. 9-20 Single Line Diagram for Dubi Substation (EXPANSION)

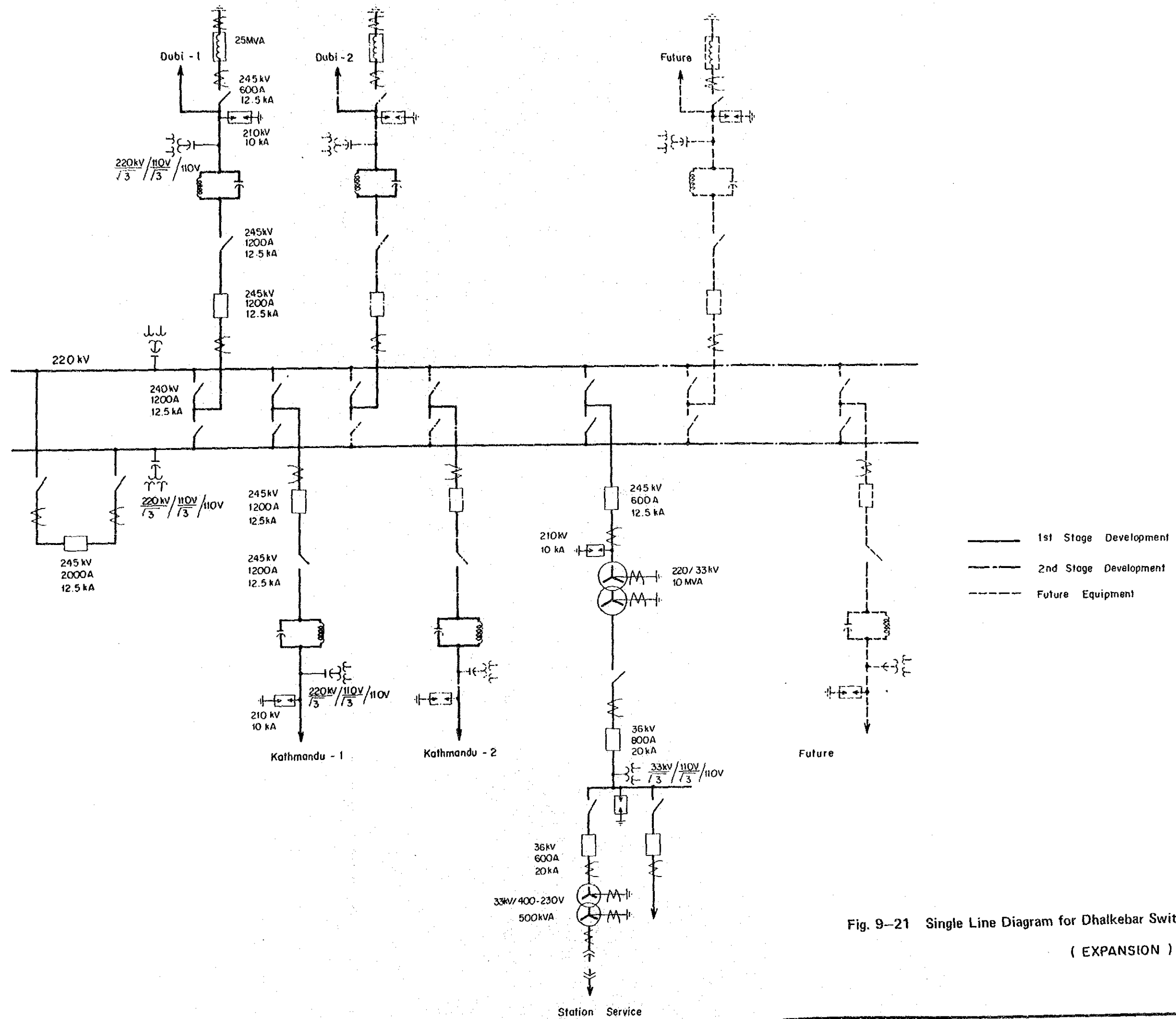


Fig. 9-21 Single Line Diagram for Dhalkebar Switchyard
(EXPANSION)

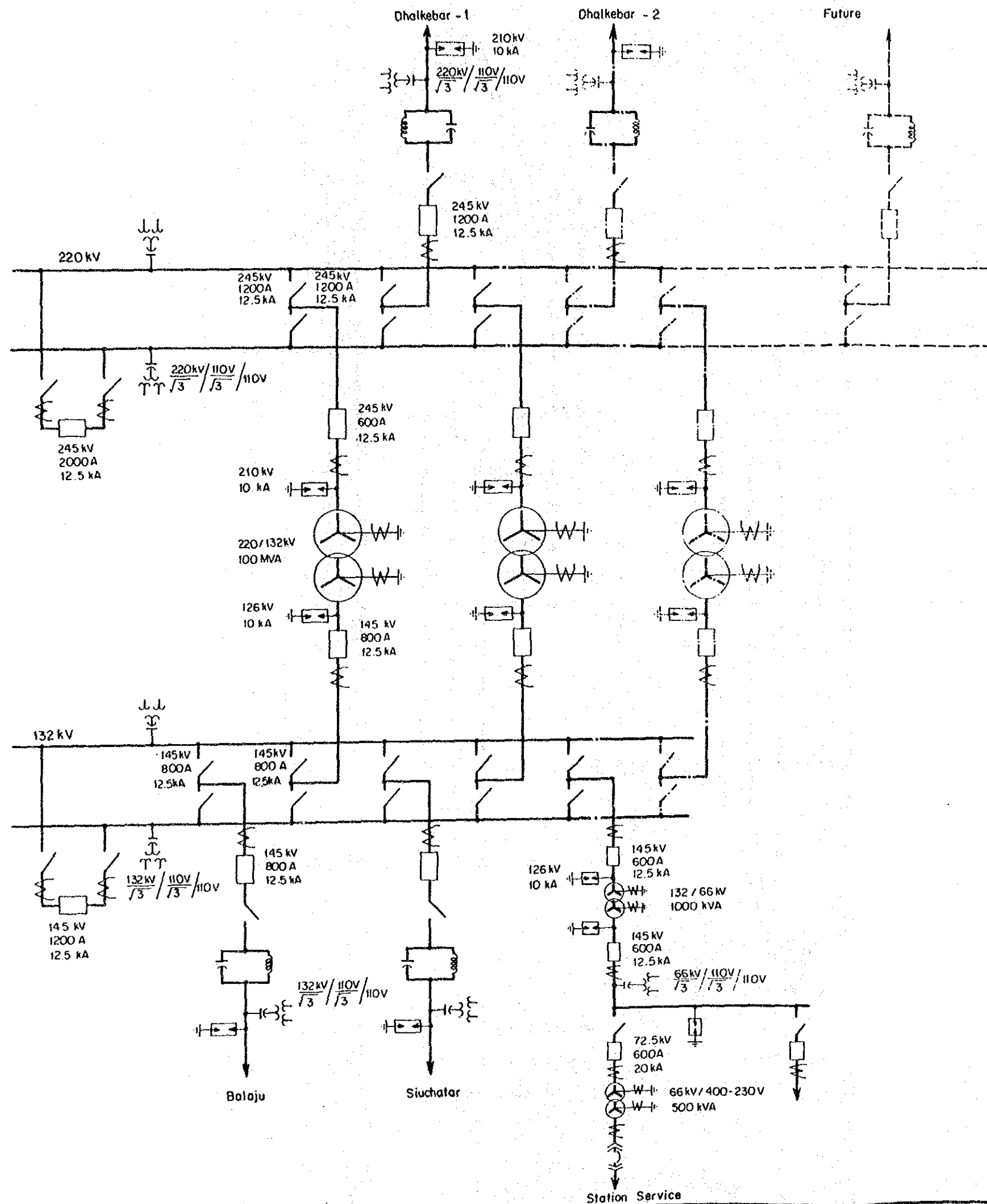
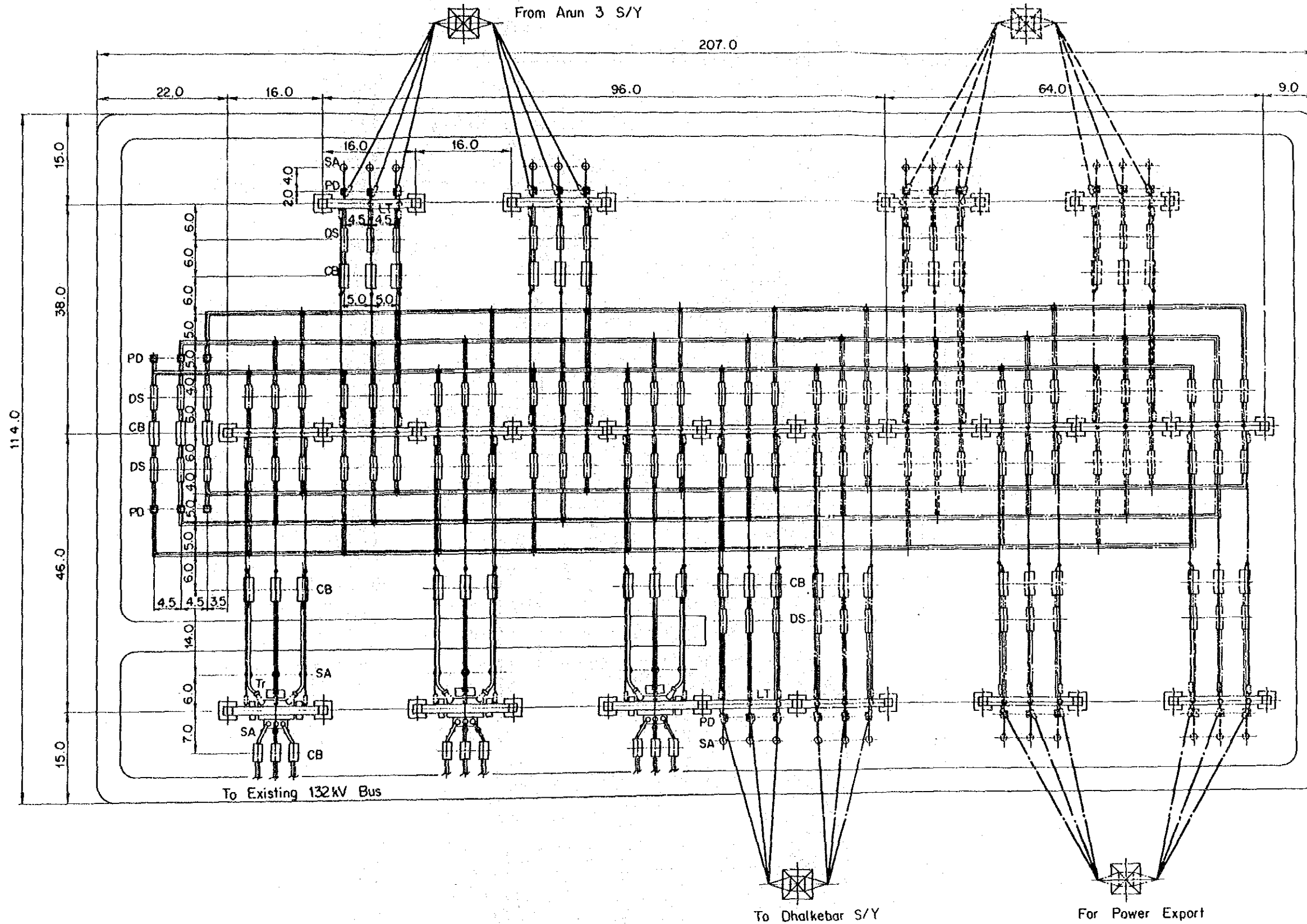


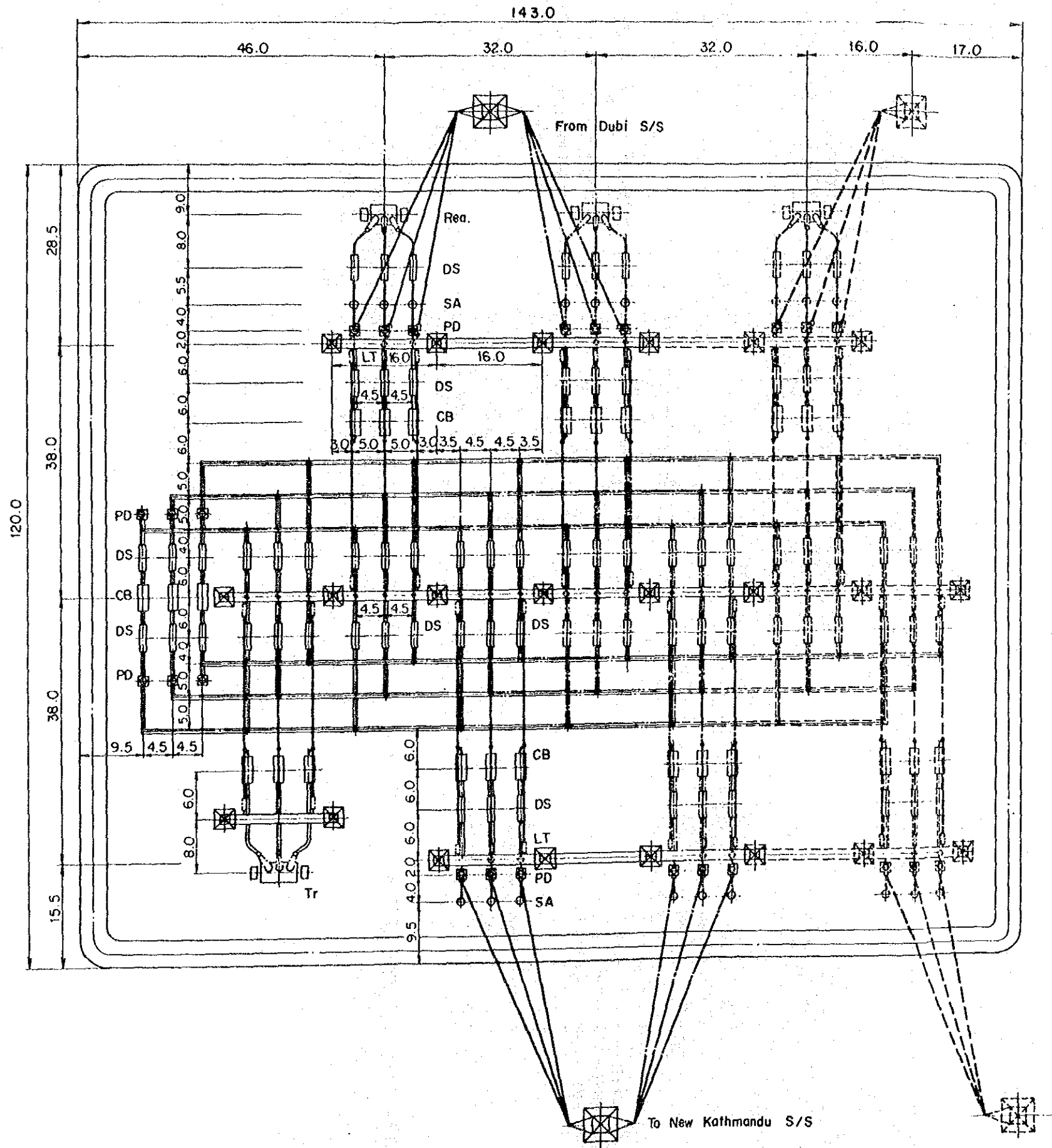
Fig. 9-22 Single Line Diagram for New Kathmandu Substation
(NEW CONSTRUCTION)



LEGEND

- | | | | |
|----|----------------------|-------|-----------------------|
| DS | Disconnecting Switch | —— | 1st Stage Development |
| SA | Surge Arrester | ----- | 2nd Stage Development |
| PD | Potential Device | | Future Equipment |
| CB | Circuit Breaker | | |
| LT | Line Trap | | |
| Tr | Transformer | | |

Fig. 9-23 General Arrangement of Dubi Substation
(EXPANSION)



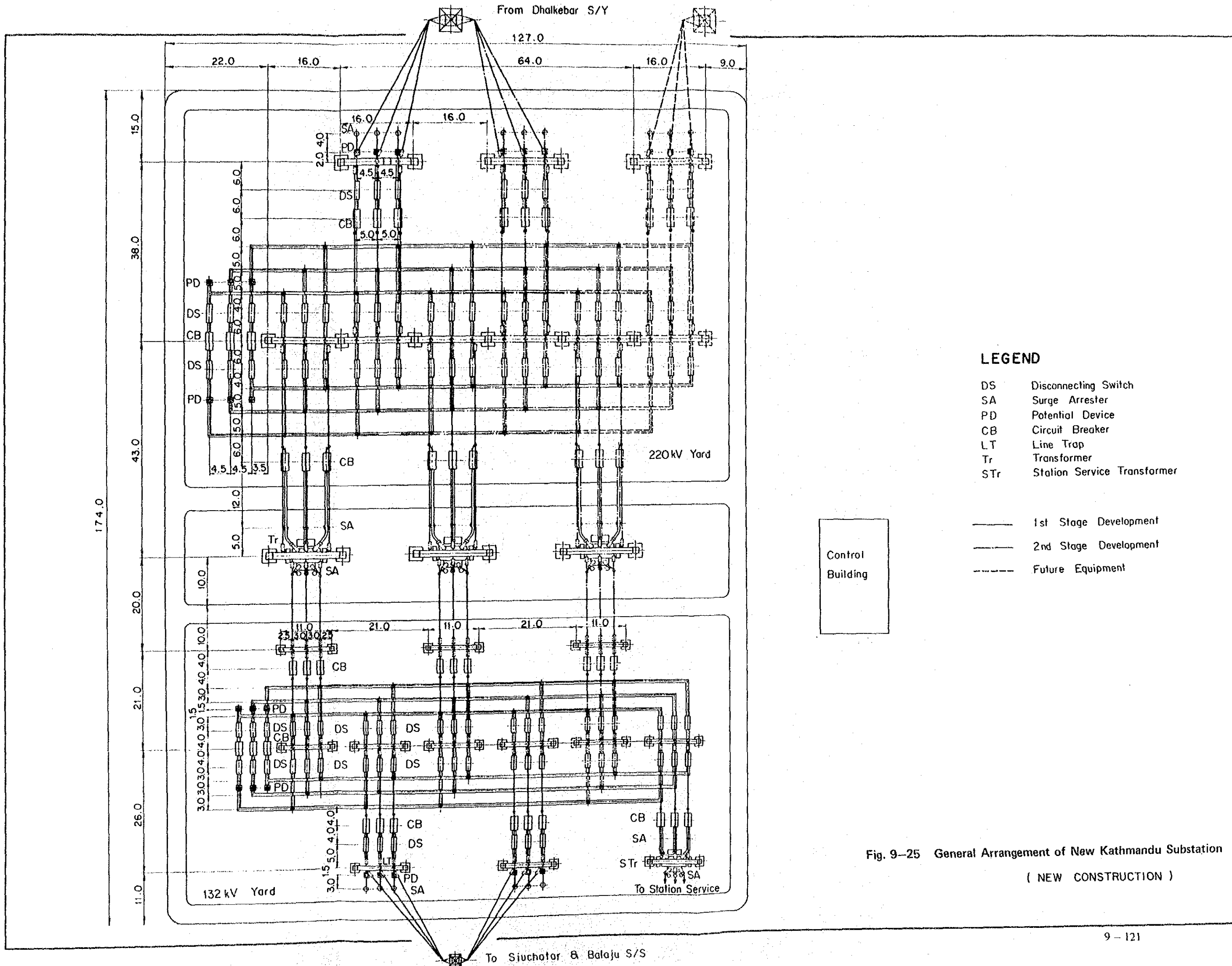
LEGEND

- Rea Reactor
- DS Disconnecting Switch
- SA Surge Arrester
- PD Potential Device
- CB Circuit Breaker
- LT Line Trap
- Tr Transformer

- 1st Stage Development
- - - - 2nd Stage Development
- · · · Future Equipment

Fig. 9-24 General Arrangement of Dhalkebar Switchyard

(EXPANSION)



LEGEND

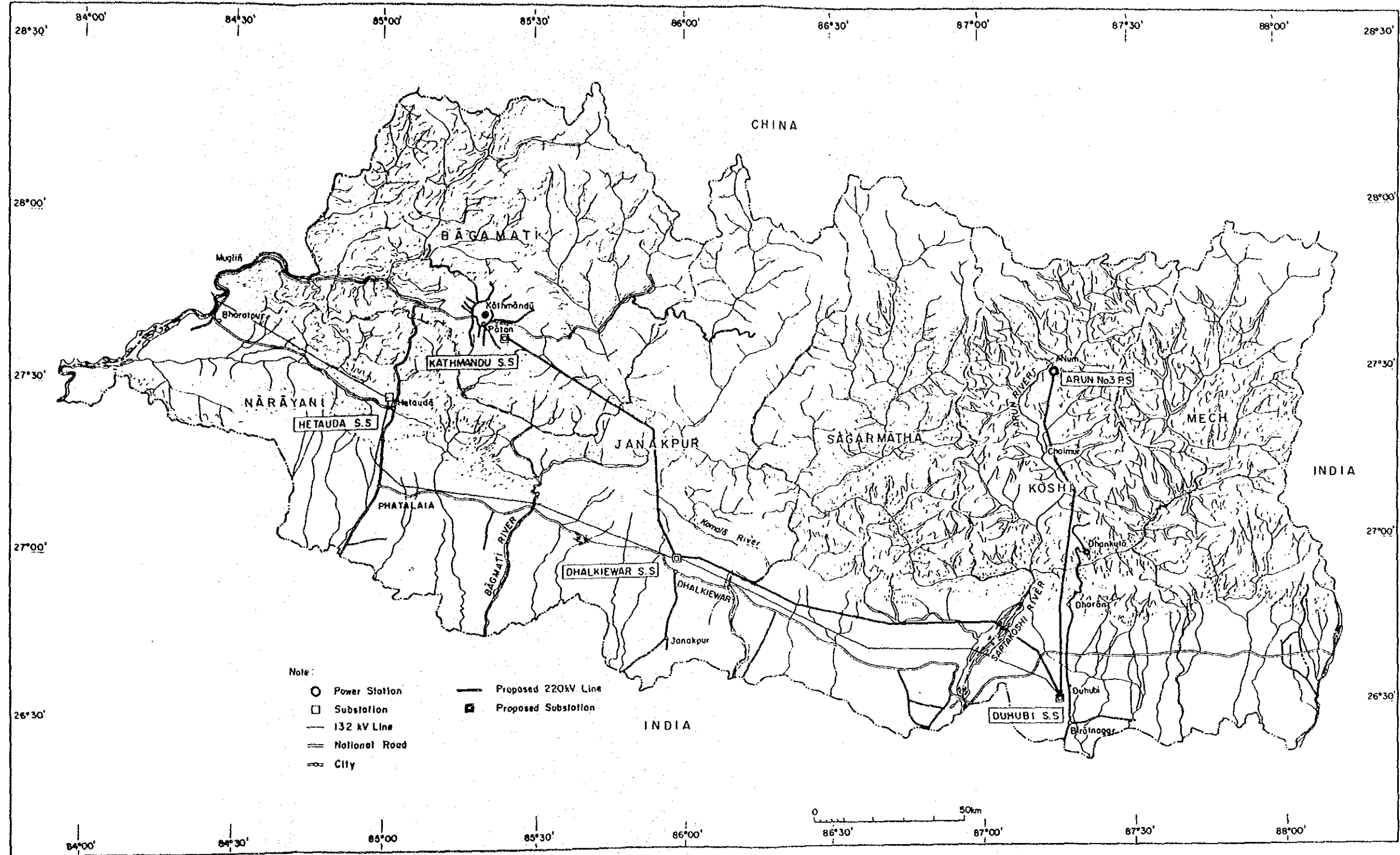
- DS Disconnecting Switch
- SA Surge Arrester
- PD Potential Device
- CB Circuit Breaker
- LT Line Trap
- Tr Transformer
- STr Station Service Transformer

- 1st Stage Development
- - - 2nd Stage Development
- Future Equipment

Control Building

Fig. 9-25 General Arrangement of New Kathmandu Substation
(NEW CONSTRUCTION)

Fig. 9-26 Transmission System of Arun 3 Project



第10章 工 事 計 画

第 10 章 工 事 計 画

	頁
10.1 概 要	10-1
10.2 輸 送 路 お よ び 運 搬 方 法	10-1
10.2.1 輸 送 路	10-1
10.2.2 運 搬 方 法	10-3
10.3 工 事 用 電 源	10-3
10.4 各 設 備 の 工 事 方 法	10-9
10.4.1 サポート設備	10-9
10.4.2 仮排水路トンネルおよび仮締切ダム	10-9
10.4.3 ダムおよび洪水吐	10 10
10.4.4 取水口および沈砂池	10-12
10.4.5 導水路トンネル	10-14
10.4.6 調圧水槽	10-17
10.4.7 水圧管路	10-18
10.4.8 発電所	10-19
10.4.9 放水路トンネルおよび放水口	10-20
10.4.10 送電線	10-21
10.5 工 事 工 程	10-21
10.5.1 1 期 工 事	10-21
10.5.2 2 期 工 事	10-22

LIST OF TABLES

Table 10-1	Estimated Energy Consumption
Table 10-2	Comparison of Power Sources
Table 10-3	Probable Flood Discharge at Arun 3 Dam Site

LIST OF FIGURES

Fig. 10-1	Transportation Route
Fig. 10-2	Monthly Energy Consumption
Fig. 10-3	Construction Schedule of Power Sources
Fig. 10-4	River Diversion and Dam Construction
Fig. 10-5	Tunnel Boring Machine System
Fig. 10-6	Construction Schedule of 1st Stage
Fig. 10-7	Construction Schedule of 1st & 2nd Stages

第 10 章 工 事 計 画

10.1 概 要

アルン3水力発電計画は2段階開発とし、先ず1期工事として設備出力201MWを開発して、ネパール国の1990年代前半以降の電力需要に対応し、さらに2期工事として電力輸出を考慮して開発する計画であり、最終設備出力402MWが計画されている。

1期工事は2.5.2に示すように1994年に1,2号機(67MW×2)、1998年に3号機(67MW)の完成を目途としている。工事計画はこの開発スケジュールに合わせて立案する。また送変電設備工事計画は発電所関連設備の工事計画と十分協調をとり策定される。

本地点の特色として、長区間アクセス道路および長大導水路トンネルが計画されており、これらの工事工程がアルン3計画の全体工程を支配する大きな要素となる。

アルン3計画は高さ65mのコンクリートダム、長さ11.4kmの圧力導水路トンネルおよび巨大な地下発電所等からなる大規模開発工事である。1期工事では、これらのうち国内需要対象としての設備を開発するが、水路および発電所の土木工事は施工上要求される輸出用設備の一部が同時施工される。

本章ではこれら建設工事実施のための輸送路および運搬方法、工事用電源、各設備の工事方法についての概要を述べ、さらに本計画の各設備を上記のスケジュール通り完成させるための工程計画を立案する。

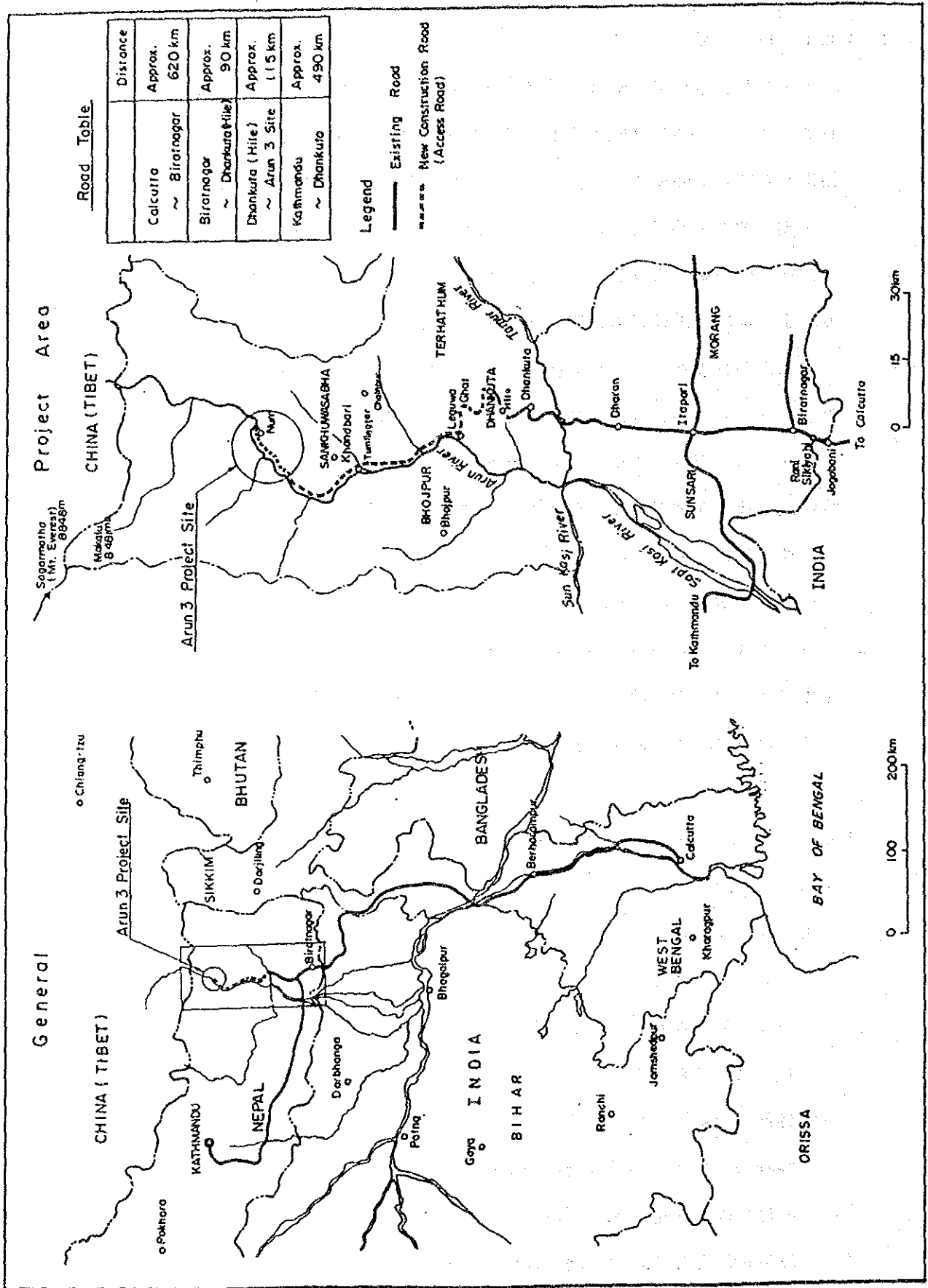
10.2 輸送路および運搬方法

10.2.1 輸 送 路

(1) 既 設 道 路

アルン3計画地点はネパール国の東部Sun Kosi川、アルン川および Tamur川3川の合流地点より約100km上流のアルン川地点に位置する。計画地点に至る輸送路としては、現在カトマンズからHetauda、Dharanを経由してDhankuta(Hile)に至る約490kmの国内道路およびインド国カルカッタからBiratnagar、Dharanを経由してDhankutaに至る約710kmの国際道路(カルカッタから国境インド側のForbesganjまでは鉄道の利用可能)がある。これらの2ルートがアルン3建設工事の主要な資材運搬道路となる。輸送路の概要はFig. 10-1に示すとおりである。

Fig. 10-1 Transportation Route



(2) 新設道路(アクセス道路)

運搬方法

Dhankuta (Hile) から計画地点までは現在車輛の通行可能な道路がないため、工事用資材および永久設備の輸送用の道路を新設することが必要となる。この道路をアルン3建設のためのアクセス道路として全長約115kmにわたって計画した。この道路の建設工事はアルン3発電所建設工事の主要工事が着手する1989年末までに第1段階の工事を完了し、工事用車輛の通行が可能となることが要求されている。アクセス道路のルート選定、概略設計、工事計画等の詳細についてはVol. II “アクセス道路” に述べる。

10.2.2 運搬方法

アルン3水力発電所の建設には建設用資機材、水力機器(ゲート鉄管等)、電気機器(水車発電機等)および送変電設備等膨大な資機材が運搬される。

建設のために運搬される資機材の最重量物および最長尺材は以下のとおりと想定される。

	最重量物	最大長尺材
工事中	TBMカッターヘッド 約40ton サポート (2分割も可)	レール 10m
発電設備	主要変圧器 約30ton	発電機ステータ 約5m(高さ)

これらの資機材は大別して以下の方法で運搬する計画である。

(1) 輸入資機材

工事用資機材を含めた輸入材の大半はインド国のカルカッタ港が荷揚港となる。これらの資材はBiratnagar経由でトラックまたはトレーラにてサイトまで運搬する計画である。

(2) 国内調達資材

国内で調達可能な資機材はカトマンズおよび国内の他の都市で調達し、国内道路を利用して陸送する計画である。

10.3 工事用電源

(1) 概要

アルン3の建設工事には工事用プラントおよび工事用機械等の動力源として多量の電力が必要となる。この電源を確保する方法としては、永久設備の送電線を先行建設

して既設のDubai変電所から受電する方法およびディーゼル発電機を設置して受電する方法が考えられる。1期工事に対する工事用電力の計画および上記両電源案の比較検討は以下のとおりである。なお、1994年6月以降の工事用電力はアルン3発電所1号機の運転開始により、発電所から分岐使用するものとする。

(2) 工事用電力計画

工事用電力の最大電力量は、工事に使用する主要なプラントおよび機器類を想定して設備容量を求め、これに需要率を乗じて算定した。設備容量の総計は6,100kWと見積もられ、これより最大電力は以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned} \text{最大電力} &= \frac{\text{設備出力} \times \text{需要率}}{\text{力率}} \\ &= \frac{6,100\text{kW} \times 0.65}{0.8} \\ &= 5,000\text{kVA} \quad (4,000\text{kW}) \end{aligned}$$

一方、使用電力量は工事の進行に従って稼働する工事用プラントおよび機器によって変動する。Fig. 10-6に示される工程表にもとづいて算定した月別使用電力量の概算はFig. 10-2に示すとおりとなる。本工事着手から1号機運転開始までに使用する工事用電力の総量はTable 10-1に示すように概略276Whと見積られる。

(3) 工事用電源の比較検討

工事用電源として送電線の先行建設とディーゼル発電機の2案について比較検討した結果は、Table 10-2およびFig. 10-3に示すとおりである。

永久送電線はアクセス道路に沿って建設することになるので、アクセス道路の建設工程に左右されることおよび送電線の建設工事に長期間要し、1989年末の建設工事着手には工程的に困難である。

一方、ディーゼル発電機は短期間に設置することができ、かつ燃料費を含めた費用は、送電線案とほぼ同じである。

以上のことから、工事用電源としてディーゼル発電機を採用することを推薦する。

ディーゼル発電機を設置する場合、運搬、据付および運転の信頼度等を考え、1,000kVA級を5台設置する方法が適当と考える。また冷却方式は空冷式を採用するのが好ましいと考える。

Fig. 10-2 Monthly Energy Consumption

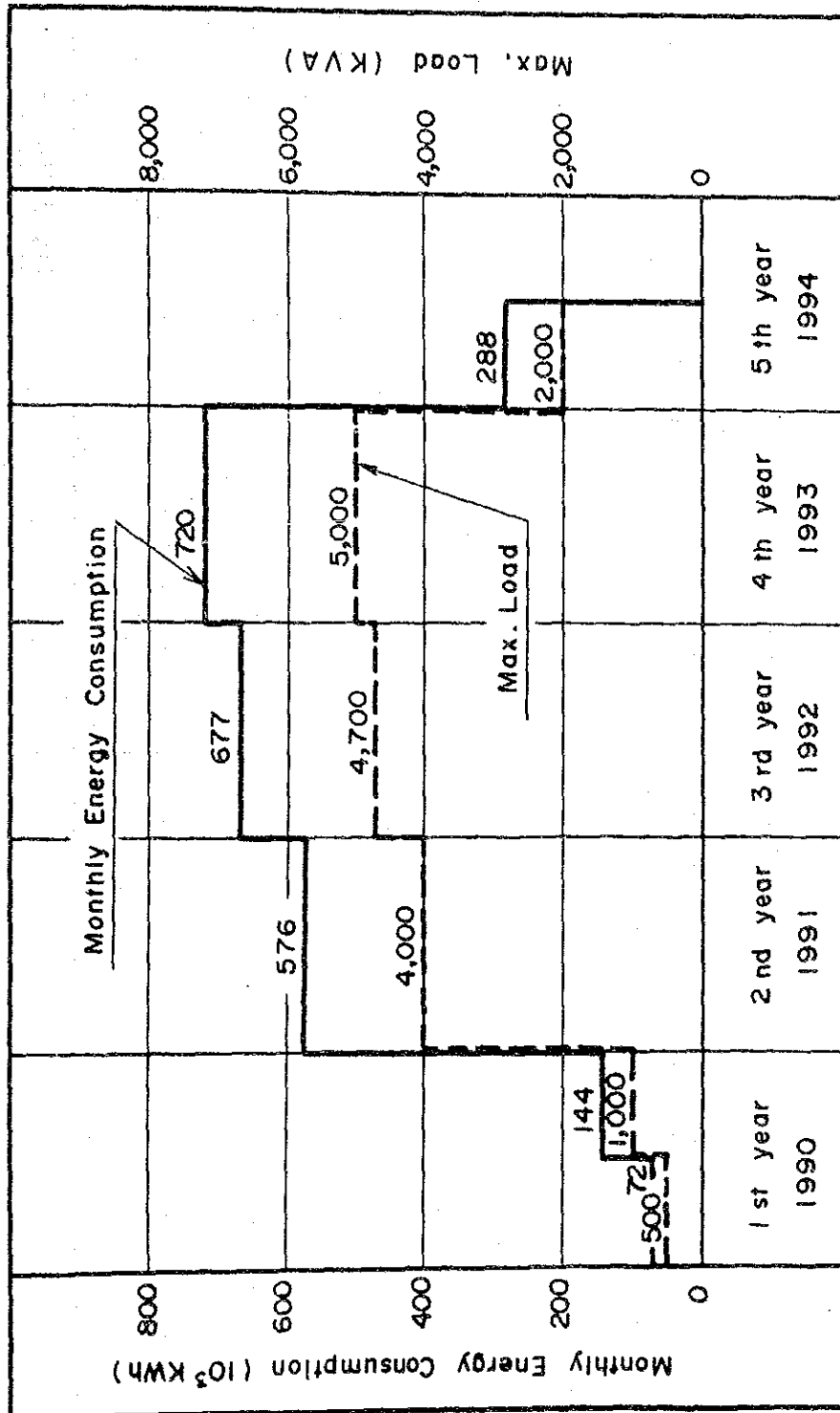


Table 10-1 Estimated Energy Consumption

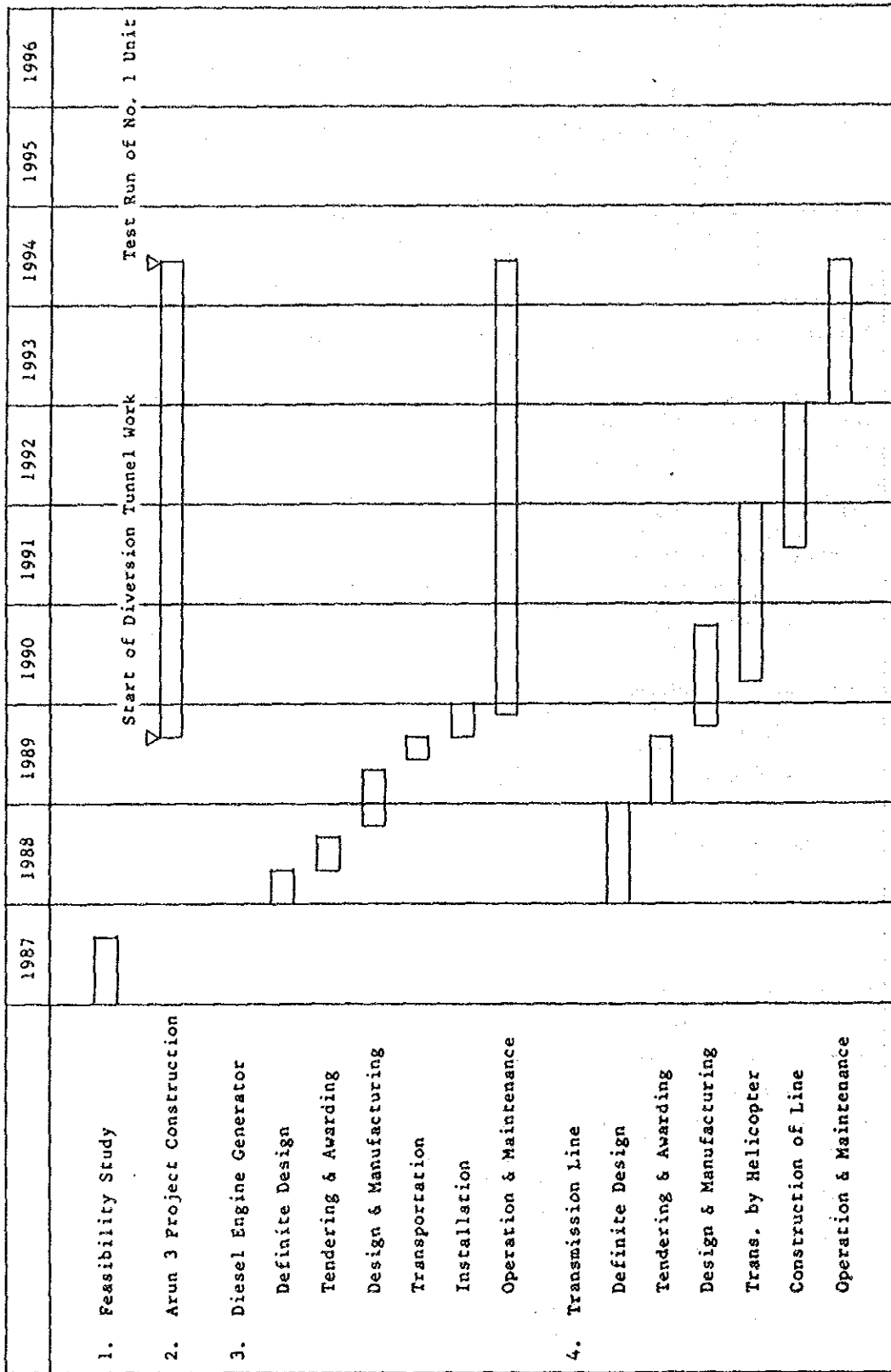
Year	Max. Load (KVA)	Month	Day/Month	Hour/Day	Time Factor	Load Factor	Power Factor	Premium Factor	Energy (kWh)	Monthly Energy (kWh/Month)
1st	500 1,000	6 6	25 25	24 24	0.5 0.5	0.5 0.5	0.8 0.8	1.20 1.20	432,000 864,000	72,000 144,000
2nd	4,000	12	25	24	0.5	0.5	0.8	1.20	6,912,000	576,000
3rd	4,700	12	25	24	0.5	0.5	0.8	1.20	8,120,000	677,000
4th	5,000	12	25	24	0.5	0.5	0.8	1.20	8,640,000	720,000
5th	2,000	6	25	24	0.5	0.5	0.8	1.20	1,728,000	288,000
Total									26,696,000 (= 27,000,000)	

Table 10-2 Comparison of Power Sources

Unit: 1,000 US\$

Items	Diesel Engine Generator		Transmission Line	
	Unit	Total	Unit	Total
Equipment Cost	640US\$/kVA	3,200	-	-
Incremental Cost of Materials for Transmission Line due to 1 CCT Stringing	-	-	-	4,500
Helicopter Fee-Normal Transportation Fee (for transmission line facilities)	-	-	-	1,090
Re: { Normal Transportation Fee } { Helicopter Rental Fee }	-	-	{ 8,000US\$/km } { 750US\$/hour }	{ 560 } { 1,650 }
Operation & Maintenance				
Fixed	2% of Capital	64	1.5% of Capital	244
Variable	0.015US\$/kwh	405	-	-
Fuel Cost (27 GWh)	0.0132US\$/kWh	3,564	-	-
Grid Charge	-	-	0.050US\$/kWh	1,350
Total	-	7,233(A)	-	7,184(B)
Difference (A - B)	49			

Fig. 10-3 Construction Schedule of Power Sources



1 0.4 各 設 備 の 工 事 方 法

1 0.4.1 サ ポ ー ト 設 備

その他の設備はアクセス道路の開通後直ちに、または道路工事と併行して一部ヘリコプター等により資材を搬入して工事を行い、本工事特に仮排水路トンネルの工事開始に支障のないよう短期間に完了させる計画である。

サポート設備には以下の項目が含まれる。

アクセス道路新設 (総延長 115m)

既設道路改修

キャンプ設備

通信設備

工事用電源設備 (ディーゼルエンジン容量 5,000kVA)

これらのうち、アクセス道路新設の工事計画については、別冊Vol. II “アクセス道路” に詳しく述べてある。既設道路改修は、Dharan~Dhankuta間の既設道路の一部分について路面、曲線部等を改修し、工事用資機材の運搬車両が円滑に通行できるよう実施するものとする。

1 0.4.2 仮排水路トンネルおよび仮締切ダム

(1) 仮排水路トンネル

仮排水路トンネルは内径7.00m、長さ354.50mの馬蹄形断面である。このトンネルの工事は本工事第1年目、1989年の雨期あけの11月着手し、翌年10月に完成する計画である。トンネル掘削は全断面掘削とし、発破工法により月進120mとして計画する。トンネルの覆工は全区間にわたって、コンクリート巻立を施工する計画である。仮排水路の工事は呑口部のゲートスロットおよび吐口の構造物の施工を含めて工事期間を12ヶ月とする。

なお、仮排水路のコンクリートは小型プラントを用意して施工する計画である。

(2) Khoktak Khola 仮排水路トンネル

沈砂池および導水路工事のため、ダム左岸直下流のKhoktak Kholaに仮排水トンネルが計画されている。このトンネルは内径2.40m、長さ270.00mの馬蹄形断面である。このトンネルの掘削工事は、前記(1)の仮排水路トンネル掘削完了後、同一機械を使用して施工する計画である。工事期間は仮締切ダムを含め8ヶ月とし、沈砂池工事の着手までに完了するものとする。

(3) 仮締切ダム

仮排水路完成後、直ちに仮締切ダムを建設する。仮締切ダムは一般にコンクリートダムまたはフィルダムが考えられるが、本地点では河床砂礫が深いことおよび現地採取材料で施工が可能であることにより、フィルダムを選定した。上流側仮締切ダムの天端はEL815.00mとした。これは仮排水トンネルの設計流量を490m³/s（低水期の10年間確率洪水量）を対象として計画された。

ア룬川は Table 10-3 に示すように1年間の流量変化が多く、年間を通じて本流を切替えるためには大規模な仮排水トンネルと仮締切ダムが必要となる。しかし、11月～4月は安定した低水期であり、河流の切替えが容易である。このような河川特性から、本地点の仮締切ダムは高水期には越水させ、次年の低水期に再築する方式を採用した。従って、高水期にはダム工事が一時期中断することが予定される。

Table 10-3 Probable Flood Discharge at Arun 3 Dam Site
(Instantaneous Peak)

Return Period	Annual Flood	Monthly Probable Flood Discharge											
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
2	2,211	167	177	221	289	611	1,379	2,010	1,895	1,623	965	340	241
5	2,553	196	217	283	371	788	1,708	2,419	2,373	2,197	1,379	430	375
10	2,778	214	243	324	428	905	1,924	2,688	2,690	2,579	1,653	490	465

10.4.3 ダムおよび洪水吐

(1) ダム

本ダムの主要工事の数量は以下のとおりである。

基礎掘削 108,300m³

基礎グラウト 8,600m³

(コンソリデーショングラウト および カーテングラウト)

ダムコンクリート 160,700m³

ダム地点の地質は第4章で述べたように兩岸、河床部とも片麻岩からなり、堅硬な基礎岩盤が期待される。特に左岸は急峻な地形で片麻岩の露頭がおおく、土被り

は極めて少ない。

ダムの基礎掘削は、第1年目の雨期あけ後直ちに開始する。兩岸の掘削は、クローラドリル等を用いてベンチカット工法により行う。上段部の掘削石屑は、下段に設ける水平部を落下させ、トラクタショベルでダンプトラックに積込み、極力土捨場に運搬する。河床部はアルン川の水流を仮排水トンネルに転流した後に河床堆積物、風化岩等を掘削し、新鮮な基礎岩盤を確保する。

ダムコンクリートは、低水期を利用して3年間にわたって打設する計画である。第1年目は河床部の基礎掘削完了後、ダムコンクリートを EL790m (約27,000m³) まで打設する。第2年目は仮締切ダムを再築し、EL815m (約81,000m³) まで打設する。第3年目はダムクレスト EL846m (約52,700m³) まで打設する。ダムコンクリートの打設には9t (3m³)、6t (2m³) のケーブルクレーンを使用する計画である。これにより、約18ヶ月でダムコンクリートの打設が完了する計画である。

上記のダムコンクリートの打設計画の内訳は以下のとおりである。

ダムコンクリート最大打設量 (第2年目)

月平均	$81,000\text{m}^3 \div 6\text{ヶ月} = 13,500\text{m}^3/\text{月}$
月最大	$13,500\text{m}^3 \times 1.3^{\text{①}} = 18,000\text{m}^3/\text{月}$
日最大	$18,000\text{m}^3 \div 25\text{日} = 720\text{m}^3/\text{月}$
時間最大	$720\text{m}^3 \div 14\text{時間}^{\text{②}} = 51\text{m}^3/\text{時間}$

パッチャープラント

型式	1.5m ³ × 2型	1基
時間当り能力	$1.5\text{m}^3 \times 2 \times 60\text{分} / 3\text{分}^{\text{③}} = 60\text{m}^3/\text{時間}$	

ケーブルクレーン

型式	9t 両端走行	1基
バケット容量	3m ³	
公称能力	$3\text{m}^3 \times 60\text{分} / 3\text{分} = 60\text{m}^3/\text{時間}$	
実打設量	$60\text{m}^3/\text{時間} \times 0.85^{\text{④}} = 51\text{m}^3/\text{時間}$	

補助クレーン

6t 固定式ケーブルクレーン1基を補助用として設備し、型枠、コンクリート、雑資材等の運搬に使用する。

1/ : 割増率

2/ : 昼夜2交替作業

3/ : コンクリートミキシングタイム

4/ : ケーブルクレーン稼働率

上述の打設計画により、第1年目および第3年目を含め各年とも低水期の6ヶ月以内でダムコンクリートを打設することが可能である。従って 10.4.2.(1)(3)で示した仮排水路トンネルおよび仮締切ダムの計画が妥当であるといえる。

ダムコンクリートの打設に先立ち、骨材プラント、バッチャープラント、ケーブルクレーン、給水設備等の工事用プラントの工事が実施される。

ダムの基礎グラウトとしてはコンソリデーションおよびカーテングラウトが計画されている。コンソリデーショングラウトはダムコンクリート打設前、カーテングラウトはダムコンクリート打設後施工する計画である。

河流処理およびダム工事の関係をFig.10-4に示す。

(2) 洪水吐

洪水吐設備は、ラジアルゲート5門からなる。これらのゲートは越流部およびピアコンクリートの打設が完了した後、第4年目の低水期に据付けを行う。

ゲートリーフは分割した部材をケーブルクレーンを用いて各位置に吊り込み、組立、据付を行う計画である。なお、アンカレッジおよび戸当りはコンクリートの打設工程に併せて据付けるものとする。

10.4.4 取水口および沈砂池

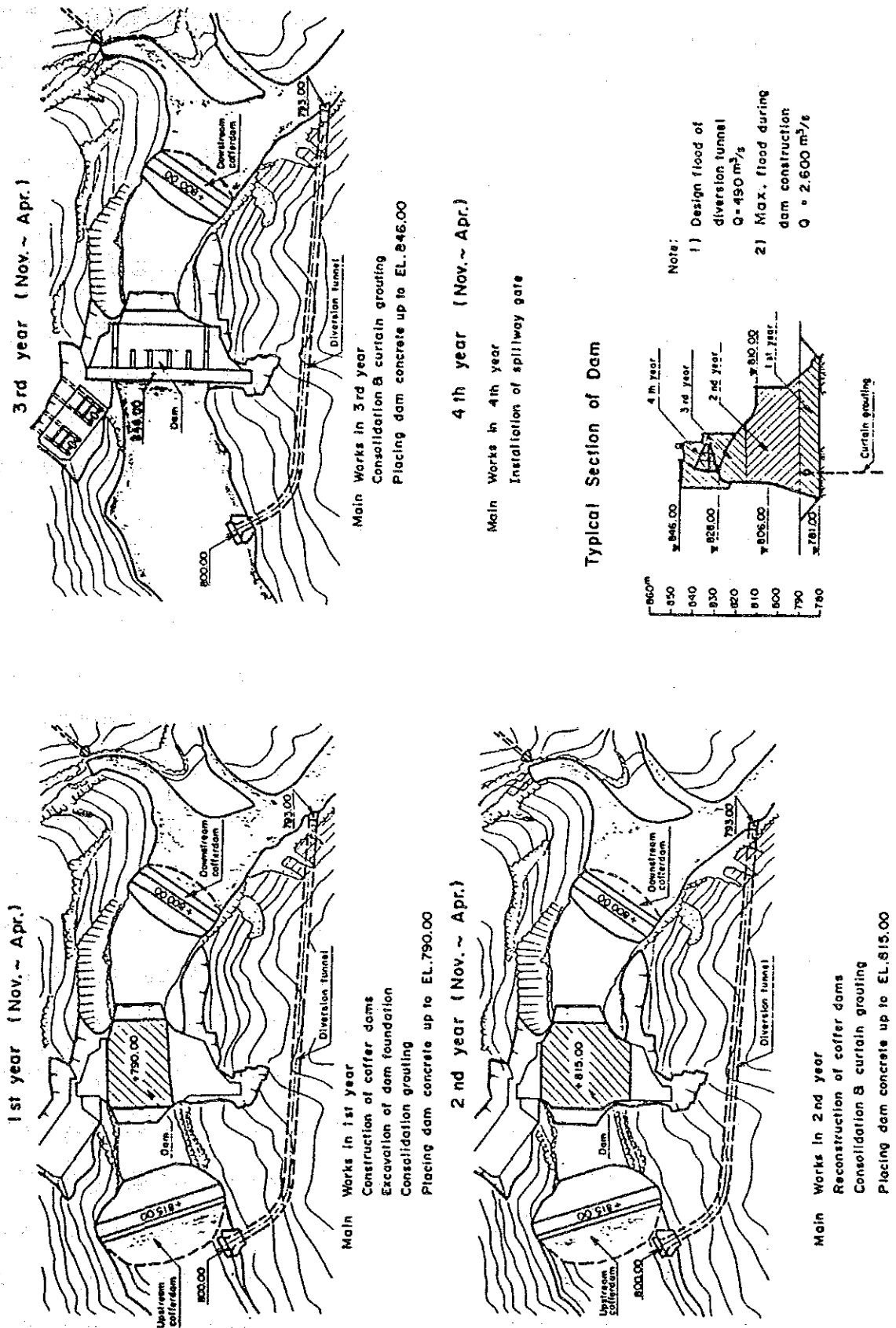
(1) 取水口

取水口はダム左岸に隣接しているため、基礎の掘削はダム工事と並行して施工する計画である。取水口は貯水池内の構造物であり、将来2期用の設備を追加施工することは困難である。従って掘削、コンクリート打設、ゲート据付共1、2期分の全工事を同時に行う計画である。

(2) 沈砂池

沈砂池は取水口の直下流に全地下式で計画されている。沈砂池部の地山は堅硬な片麻岩であり、地質的には良好である。この沈砂池はダムおよび取水口に隣接しているため、取水口と同様1、2号共1期工事で施工するものとする。沈砂池の掘削の総量は163,000m³である。この掘削はすべて下流部 Khoktak Khola側より行う。

Fig. 10-4 River Diversion and Dam Construction



掘削工事は最初に上段作業坑を設け、アクセストンネル、アーチ部を掘削する。引き続き、底部トンネルを掘削し、この底部トンネルとアーチ部の間に数ヶ所のグローリホールを設け、これを利用して空洞部の掘削を行う。沈砂池の掘削完了後、取水口との連絡トンネルの掘削を行う。沈砂池の掘削期間は、取水口トンネルを含め18ヶ月とする。

取水口および沈砂池のコンクリートは、総量約43,000m³であり、このコンクリートはコンクリートポンプを利用して打設する計画である。

なおこのコンクリートは、ダムのパッチャープラントを利用して製造する計画である。コンクリートの打設期間は12ヶ月とする。

1 0. 4. 5 導水路トンネル

(1) 1号トンネル

1期工事では直径7.00m、長さ11.4kmの1号トンネルのみを建設する。このトンネルはSuki Kholaの下流部に長さ約350mの作業坑を設けることにより、上流部7.7kmおよび下流部3.7kmに分割して施工する計画である。

(i) 上流部トンネル

上流部トンネル沿いの岩盤は4.4に述べられているように、上流側より、片麻岩、花崗岩、および雲母片岩の順で構成されている。このうち、雲母片岩の占める割合は約2.6kmであり、残り5.1kmは片麻岩と花崗岩である。

4.4.3に述べたように片麻岩および花崗岩は岩石試験の結果、一軸圧縮強度が440~600 kg/cm²である。一方雲母片岩の圧縮強度は約100kg/cm²と推定される。

上記の地質条件に加えて、上流部トンネルは地形的に中間作業坑の設置が困難であることおよび掘削工期の短縮を計ること等を考慮して最上流177mを除く区間の掘削にトンネルボーリングマシン(TBM)を採用することを計画する。

トンネルの大半を占める片麻岩および花崗岩は強度的にTBM掘削が最も容易な岩質であり高速進行が期待される。一方雲母片岩は軟質のためカッターヘッドに細粒物が付着しやすく掘削進行の低下が予想される。従って本地点でのTBMは中硬岩、軟岩にも対応できるような全地質型を採用することが適当であると考えられる。TBMカッターヘッド等の構造については、実施設計までに作業坑部に調査横坑を試掘し、トンネル地点の十分な地質情報を把握した上で詳細検討を行うことが望ましい。

TBMによる本トンネルの掘削進行は、現時点の地質資料から判断して片麻岩および花崗岩で 300m/月、雲母片岩部で 250m/月、平均 280m/月として計画する。従って上流トンネルは余裕を見込み30ヶ月で完成する予定である。

類似地質における TBM採用の例は4.4.3 (3)に述べたように既に多数報告されている。

TBM は作業坑入口に TBM組立ヤードを造成し、このヤードで組立てを行い、作業坑から掘削地点に搬入される。TBM は掘削完了後、上流側より引出す計画である。TBM の掘削システムの例をFig. 10-5に示す。

本トンネル掘削に使用される TBMの主要な諸元は以下のように想定される。

T B M 標準仕様

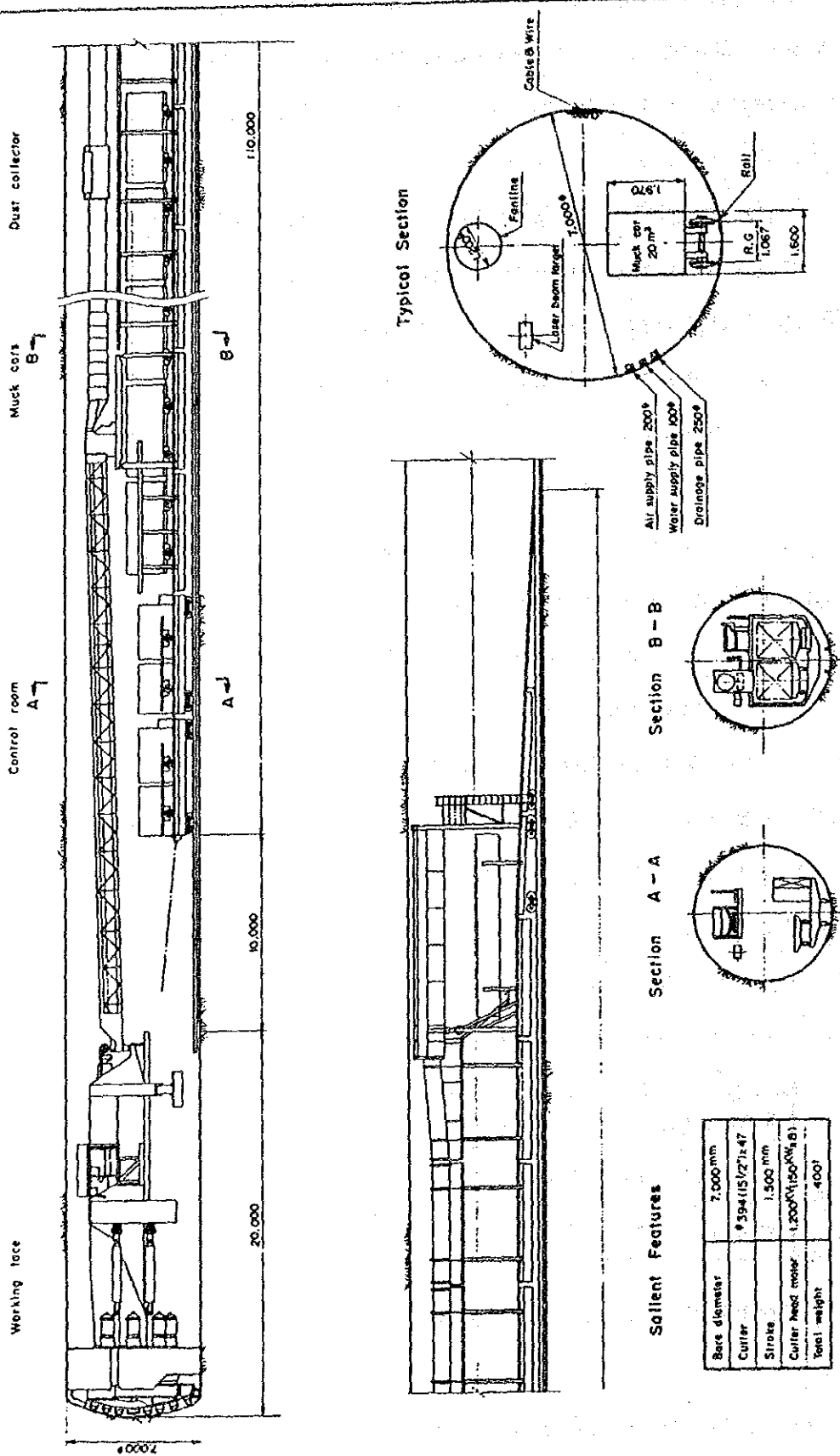
- 掘削口径 : 7,000mm
- ストローク : 1,500mm
- カッターヘッドモーター : 400V、1,200kW
- 供給電源 : 6,600V
- 部品の最大重量 : 約40t
- 平均掘削進行 : 280m/月

上流部トンネルの覆工は、9.1 のフェージビリティ設計で詳述したように、TBM 施工および地質条件を考慮して以下のように想定した。覆工のうち、コンクリート吹付は、掘削に引続いて施工するものとする。コンクリート巻立の施工期間は24ヶ月と計画した。

地 質 条 件	覆 工 方 法	覆工長および比率
良質な花崗岩、および片麻岩部	無 巻	2,000m、27%
雲母片岩（深部）片麻岩、花崗岩	コンクリート吹付	3,400m、45%
雲母片岩（浅部）および、弱層部	コンクリート巻立	2,100m、28%

なお地質的に弱層部には掘削後直ちに支保工としてコンクリート吹付を行い、さらにコンクリート巻立を行う計画とする。特に、1号トンネル通水後2期工事として施工予定の2号トンネルの工事に影響を与える可能性のある弱層部に遭遇した場合には、十分な処理を行うことが必要である。

Fig. 10-5 Tunnel Boring Machine System



Salient Features

Bore diameter	7,000 mm
Cutter	φ 394 (15/27) x 47
Stroke	1,500 mm
Cutter head motor	1,200 Kw (150 Kw x 8)
Total weight	400 t

(ii) 下流部トンネル

下流部トンネル沿いの地質は上流側トンネルに連続した雲母片岩、片麻岩、花崗岩から構成され、ほぼ上流トンネルとほぼ同じ地質状況を示している。

本トンネルは延長 3.7kmと短いため、在来工法(CBM)で掘削する計画である。掘削は油圧式ジャンボを使用して全断面掘削で行う計画である。掘削進行を1ヶ月当り 120mとして計画する。これより30ヶ月で掘削が完成する予定である。

下流トンネルの覆工は、発破工法および地質条件を考慮して以下のように想定した。覆工のうち、コンクリート吹付は掘削完了後必要区間を直ちに施工するものとする。

地 質 条 件	覆 工 方 法	覆工長および比率
雲母片岩(深部)および良質な片麻岩、花崗岩部	コンクリート吹付およびインポートコンクリート	1,300m、34%
雲母片岩(浅部)、弱層部	コンクリート巻立	2,400m、65%
調圧水槽上流部	内張管および詰込みコンクリート	35m、1%

コンクリートの巻立は内張管部を含めて30ヶ月で施工する予定である。地質の弱層地帯に遭遇した場合は上流部と同様の処理を行うものとする。

(2) 2号トンネル

2号トンネルは2期工事として引続いて施工することが予定されている。2号トンネルの工事方法は、1号トンネルとほぼ同一の方法で行う計画である。2号トンネルの工事に当たっては、1号トンネルの工事記録、特に地質状況について十分留意して工事計画を見直すことが必要である。

10.4.6 調圧水槽

1号調圧水槽は直径 14.00m、高さ70mで一部内張管を採用したコンクリートライニングの立坑である。

調圧水槽の近傍には、表層部に風化帯が分布しており、これらは上部より明り掘削で除去する。

表層部の下部には花崗岩および片麻岩が分布している。立坑の掘削は、基部より約 2m×2mのパイロットを掘削し、上部より拡巾する方式が適当と考える。内張管の掘付およびコンクリート巻立は掘削完了後下部より施工する計画である。

調圧水槽の工事には、上部および下部に通じる作業道路が必要となる。このうち、

下部道路は作業坑を設け、調圧水槽、水圧管路立坑工事、導水路下流側トンネル工事にも利用される。

2号調圧水槽は2期工事で施工する計画である。2号調圧水槽の工事に当たっては、1号調圧水槽の工事記録、特に地質状況について十分留意して工事計画を見直すことが必要である。

10.4.7 水圧管路

水圧管路は地下埋設鉄管方式であり、上段水平トンネル、立坑および下段水平トンネル部（支管）からなる。水圧管路部は均一な片麻岩が分布しており、弱層部は少ないと想定される。1期工事としては1号管路および三本の支管を施工する計画である。水圧管路の工事は水平トンネル、立坑掘削、鉄管据付およびコンクリート詰込み等からなる。

(1) 上段水平トンネル掘削

上段水平トンネルは調圧水槽基部より立坑までの区間の掘削径 5.8m、延長35.0mである。このトンネル工事は上段作業坑を利用して施工される。トンネル掘削は導水路下流側トンネルと同様、在来工法により全断面掘削で行う計画である。

(2) 立坑掘削

立坑は掘削径 5.7m、高さ 270.9mである。立坑掘削は下段作業坑を利用し、基部から上段トンネルまで約2m×2mのパイロットを掘削し、上部よりの切拡げる方式で行う。切拡げ作業には掘削機器および作業員のためにクレーンまたはウインチ設備が必要となる。この設備は立坑部の鉄管据付にも利用される。

立坑の掘削としてパイロット掘削に4ヶ月、切拡げに6ヶ月、予備2ヶ月合計12ヶ月を計画する。

(3) 下部水平トンネル

下部水平トンネルは立坑基部より発電所までの区間であり、このトンネルは分岐してNo.1～No.3の支管に分かれる。トンネル掘削は下段作業坑および一部発電所側から施工する計画である。掘削に要する期間は分岐管部を含めて4ヶ月とする。

(4) 鉄管据付およびコンクリート詰込み

上下両水平トンネルおよび立坑の掘削が完了した後、直ちに鉄管の据付を行う。

鉄管は立坑基部のバンド部から据付を開始し、立坑部および上段トンネル部は上段作業坑より、下段トンネル部は下段作業坑および一部発電所側から行うものとす

る。鉄管は4～6mの単位管ごとに搬入し、溶接完了後、直ちに詰込みコンクリートを打設する。

鉄管据付に要する期間は、分岐球の据付を含め18ヶ月とする。

1-0.4.8 発電所

アルン3発電所は地下式の主機室（掘削寸法、巾18m、高さ41.50m、長さ122m）および主要変圧器室（掘削寸法、巾9.2m、高さ15m、長さ122.2m）、地上設備の開閉所および管理棟からなる。この他に搬入路トンネルおよびケーブルトンネル等が設けられる。第4章で述べたように地下発電所周辺の地質は均質な片麻岩が分布していると期待されており、地下構造物の掘削に適していると判断される。

1期工事ではこれらのうち、2期工事の水車発電機据付に関係する土木工事を除くすべての工事を行う計画である。

(1) 主機室

主機室の掘削はアーチ部、本体上部および本体下部の3段階に分けて施工する計画である。

アーチ部は搬入トンネルから分岐した作業坑を設けて、アーチ部に至り、ついで底設あるいは頂設導坑、および連絡坑等を掘削し、アーチ部の切拡掘削および巻立コンクリートを併行して施工し、中央コア部の掘削を行う。アーチ部は全長122mもあるため、3区間に分割して施工するものとし、これにより工事期間を8ヶ月と計画する。

本体上部は搬入路盤 EL. 543.50mより上部の空洞部である。この掘削はベンチカット工法で行うものとし、掘削屑はアーチ部と搬入路盤にグローリーホールを設けて搬入路盤に落下させ、ダンプトラックにより搬入トンネルから搬出する計画である。

本体下部は搬入路盤 EL. 543.50mより下部の空洞部である。この掘削は本体上部と同様ベンチカット工法で行うものとし、掘削屑は搬入路盤と放水路トンネルにグローリーホールを設けて放水路トンネルに落下させ、ダンプトラックにより放水路トンネルから搬出する計画である。

本体部の掘削期間は2期の設備分を含めて18ヶ月とする。

下部本体掘削完了後、直ちに基礎コンクリート、柱コンクリート等を打設し、ドラフトチューブ、水車の据付を開始する。水車発電機の関連工事は各号機の据付工程に合わせて施工する。

(2) 主要変圧器室

主要変圧器は、主機室とほぼ同じ工法でアーチ部および本体部の2段階に分けて施工する。アーチ部の施工はケーブルトンネルからブランチした作業坑を用いて行うものとする。また掘削屑はアーチ部本体部共搬入トンネルを利用して搬出する計画である。同時期に主機室との連絡路および母線トンネルの工事を行う。

主要変圧器の工事期間は、連絡トンネルおよび母線トンネルを含めて16ヶ月とする。土木工事完了後、引続いて変圧器の据付を行う。

(3) 搬入トンネル

搬入トンネルは巾4.0m、長さ324mでアクセス道路から主機室の組立室、EL.543.50mに通じるトンネルである。このトンネルは機器搬入はもちろん、地下発電所工事の主要な作業トンネルとなる。従って本トンネルの施工は主機室本体掘削以前に完了することが必要である。トンネルの掘削は在来工法による全断面掘削で行う計画である。覆工は全区間コンクリート巻立とする。

(4) ケーブルトンネル

ケーブルトンネルは屋外開閉所と主要変圧器を結ぶ巾3.50m、長さ173mのトンネルである。このトンネルは主機室、アーチ部掘削および換気用の作業坑の一部として発電所工事の最初に使用される。従って本トンネルは上記搬入トンネルに先だって掘削する計画である。ケーブルの据付はすべての土木工事が完了したのち行う。可能ならば、実施設計の段階で発電所地点の地質調査のための調査横坑として掘削することが望ましい。

10.4.9 放水路トンネルおよび放水口

(1) 放水路トンネル

1期工事では、1号放水路トンネルおよび分岐部を建設する計画である。放水路の地質は発電所と同様均質な片麻岩であると想定される。従ってこのトンネルの掘削は、在来工法（発破工法）による全断面掘削工法で施工する計画である。このトンネルは、また発電所本体下部の掘削屑の搬出に利用される。放水路トンネルは全区間コンクリート巻立を行う計画である。

(2) 放水口

放水口はアルン川に面しているため、1号、2号共1期工事で施工する計画である。放水口には、1、2号共放水口ゲートが設置される。2号ゲートを閉塞するこ

とにより、将来実施される2期工事の2号放水路トンネルの工事が安全に施工できると判断する。

1.0.4.10 送電線

鉄塔材、電線、架空地線および碍子連ならびに骨材を除く基礎用のセメント、鉄筋などは国外から調達する計画とする。送電線ルート近傍の3～5地点に集積所を計画し、既設道路および新設のアクセス道路を利用して建設用資材をここに搬入するものとする。

また、必要箇所には送電線建設専用のアクセス道路を新設するものとする。

本プロジェクトの建設工程を確保するため、建設工事は10区間程度に分割し、各区間で並行して工事を進めるものとする。基礎掘削工事の開始に先立ち、送電線ルートの踏査、鉄塔予定地点での土壌調査を行なう。基礎掘削は主として人力、コンクリート打設は可搬式ミキサー、埋戻しにはランマーあるいはその他を利用し、鉄塔はジンポールにより組立て、架線工事は延線工法により行なう。

1.0.5 工事工程

1.0.5.1 1期工事

1期工事は1990年代後半のネパール国内電力需要に対応して開発するものであり、201MW(67MW×3)の発電設備を建設する計画である。各号機の発電開始時は以下のとおりである。

1号機	1994年 6月
2号機	1994年 9月
3号機	1999年 6月

〔3号機の発電開始時は2段階開発の場合1998年9月となる。〕

工事工程は上記の発電開始を目途として10.4で述べた工事計画を基にして立案した。

1期工事の全体工事工程はFig. 10-6に示すとおりである。この工程には、実施設計、入札・契約等に要する期間も含まれている。

主要工事の着手時は以下のとおりである。

アクセス道路	1987年 11月
仮排水路トンネル	1989年 11月
ダム、洪水吐	1990年 11月

導水路トンネル	1989年	11月
発電所（土木）	1990年	6月
水車、発電機器	1992年	11月
送変電設備	1992年	6月

1期工事のクリテカルパスは同図に示すようにアクセス道路と導水路トンネル工事である。アクセス道路については、第1段階として1989年10月までの24ヶ月でダム地点に工事用資材運搬用の車両が通行可能な状態とし、引続き第2段階として24ヶ月間の仕上げ工事期間を計画した。この道路工事を1987年11月に着手するためには、実施設計および入札手続き等に要する期間が短く、実施期間に特別な努力が望まれる。また、導水路トンネル工事については上流側(7.5km)の掘削にトンネルボーリングマシン(TBM)を採用することにより工事期間の短縮を計った。

10.5.2 2期工事

2期工事は電力輸出を考慮して開発する計画であり、さらに201MW(67MW×3)の発電設備を建設するものである。

2期工事は、1994年6月より建設工事を開始するものとして計画する。これはNEAとの協議により、輸出国との交渉を1期工事の着手時(1989年11月)より開始するものとし、その後建設資金の準備、実施設計、入札手続および工事準備に要する期間等を考慮して設定した。

1期工事を含めた全体工事工程をFig. 10-7に示す。同図に示すように、2期工事の主要工事は2号導水路トンネルおよび水車発電機器の据付である。2号トンネルの工事期間は1号トンネルと同一として計画した。

1期工事を含め、本計画の最終出力である402MWが完成するのは1999年6月となる。

Fig. 10-6 Construction Schedule of 1st Stage (Without Export)

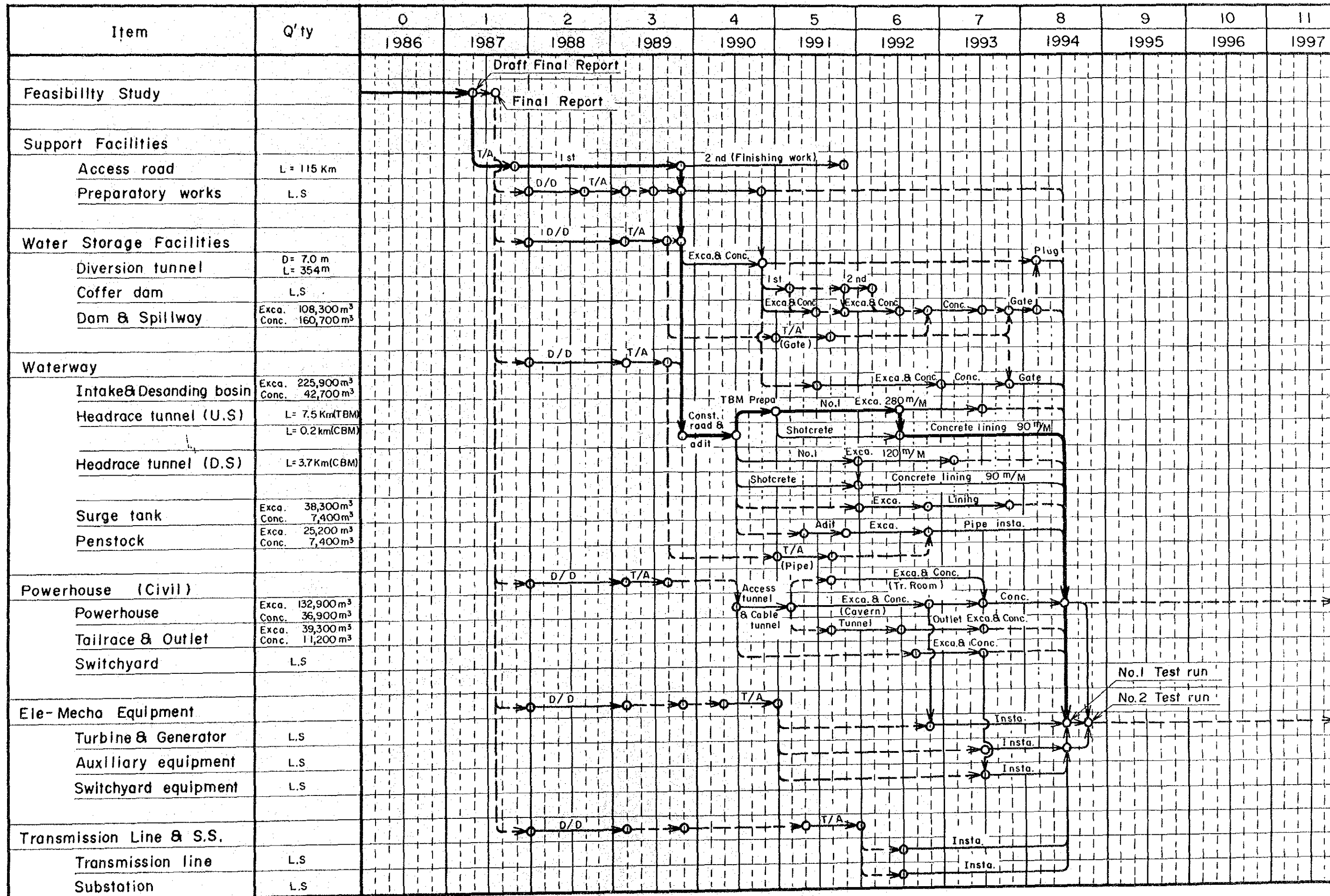


Fig. 10-6 Construction Schedule of 1st Stage (Without Export)

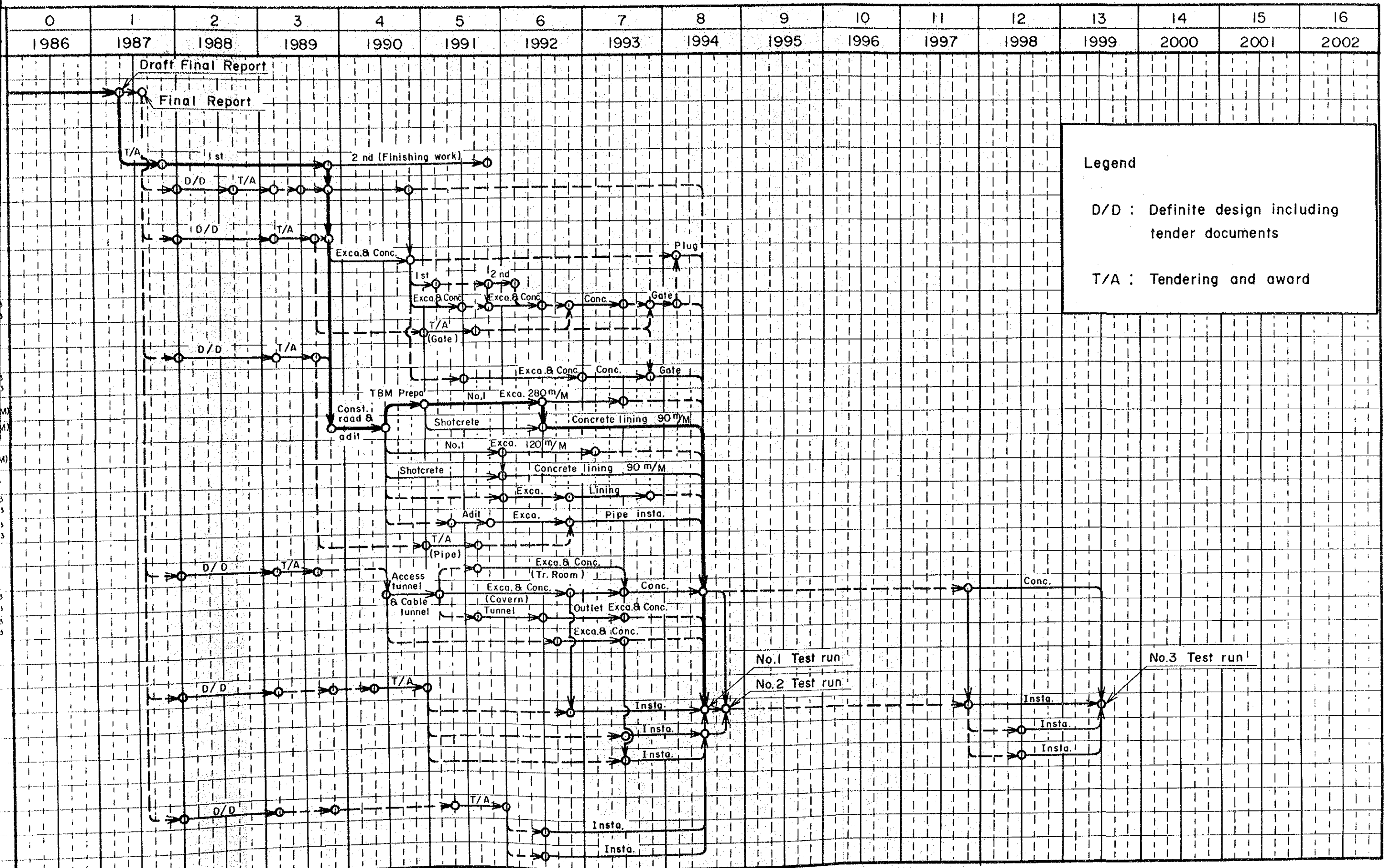
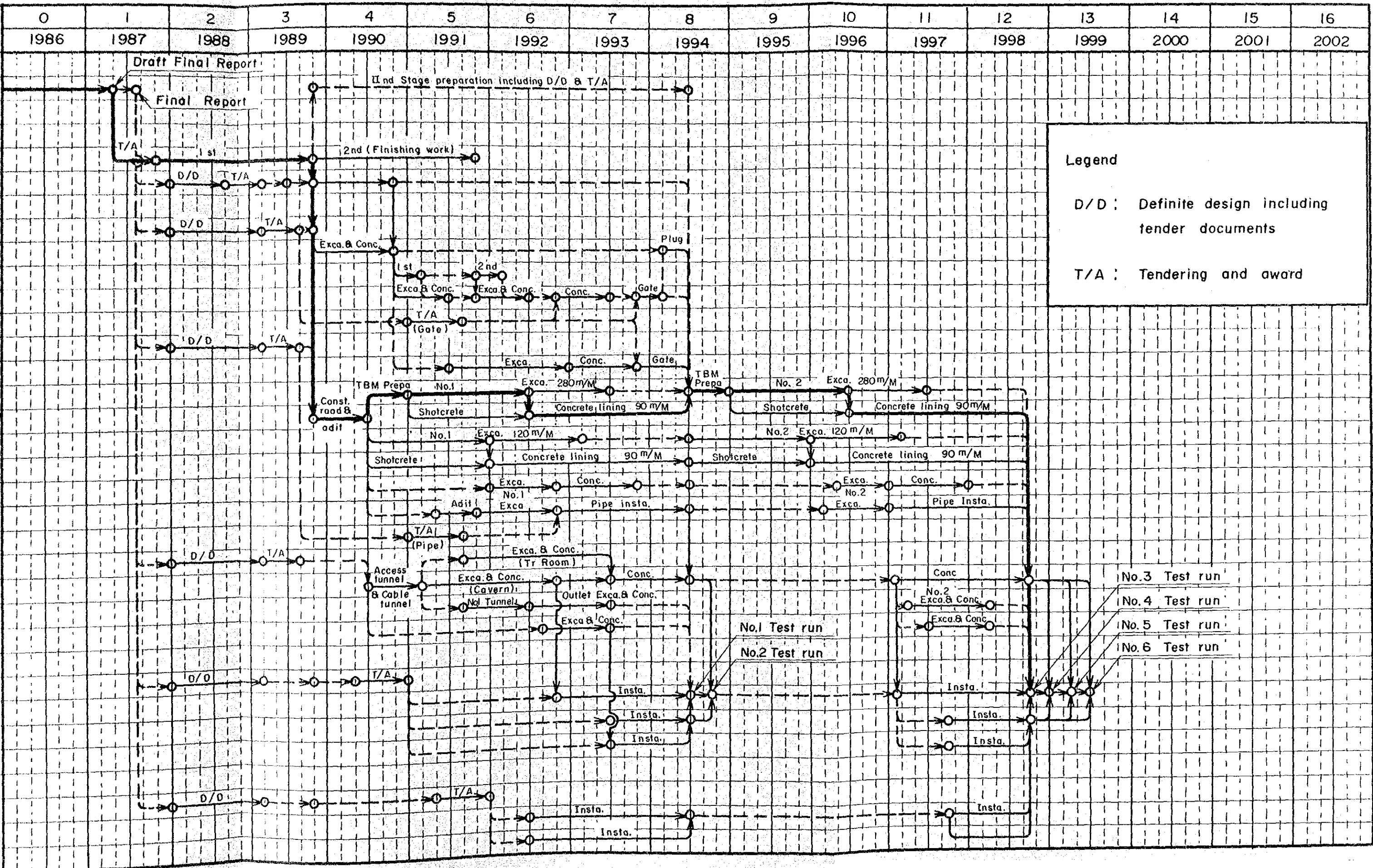


Fig. 10-7 Construction Schedule of 1st & 2nd Stages (With Export)



第11章 工事費積算

第 1 1 章 工 事 費 積 算

	頁
11.1 積算方針	11-1
11.2 工事費積算	11-1
11.3 工事費	11-4
11.3.1 1期工事の工事費	11-4
11.3.2 1期、2期工事の工事費	11-5

LIST OF TABLES

- Table 11-1 Total Construction Cost (1st Stage)
- Table 11-2 Disbursement Schedule (1st Stage)
- Table 11-3 Breakdown of Construction Cost (1st Stage)
- Table 11-4 Total Construction Cost (1st & 2nd Stages)
- Table 11-5 Disbursement Schedule (1st & 2nd Stages)
- Table 11-6 Labour Wage
- Table 11-7 Price of Construction Materials

第 1 1 章 工 事 費 積 算

1 1.1 積 算 方 針

アールン3計画に対する工事費は以下の方針によって算定した。

- (1) 工事費はサポート設備、土木工事、水力機器、電気機器、送变电設備、管理費およびエンジニアリングサービス、予備費のカテゴリーからなる。
- (2) 工事費はネパール国で収集した類似計画の資料に基づいて算定した。ただし、一部の工事費については日本を含む外国における類似工事費を参考して算定した。
- (3) 工事費の積算は1986年6月1日を基準日とし、外貨との交換レートはUS\$=21.35Rs (6月1日 Nepal Rastra Bank発表)を採用した。
- (4) エンジニアリングおよび管理費は当計画規模級で一般に使用されている値として直接工事費の7.5%を採用した。
- (5) 予備費はサポート設備および土木工事費に対して15%、水力機器、電気機器、送变电設備、管理費およびエンジニアリングサービスに対してそれぞれ10%を計上した。
- (6) 建設期間中の利子および物価上昇については工事費に含めないこととした。
- (7) 工事費は外貨と内貨に配分した。外貨による費用は主として輸入資機材およびエンジニアリングサービスからなり、内貨による費用は国内労務費、国内調達資機材および国内輸送費からなる。
- (8) 税金関係は工事費に見込んでいない。

1 1.2 工 事 費 積 算

(1) サポート設備

(i) アクセス道路

アクセス道路には、Dhankuta(Hile)からダム地点までの約115km区間の新設工事費およびDharanからDhankuta(Hile)までの既設道路の改修費用が含まれる。新設道路の工事費の内訳についてはVol. II “アクセス道路”に示す。

(ii) 準備工事

準備工事にはキャンプ設備、通信設備および工事用電源設備の費用が含まれる。キャンプ設備は、NEAスタッフおよびエンジニアの事務所および宿泊設備に要する費用である。

通信設備は、建設工事に必要な無線通信設備に要する費用である。工事用電源設備

には10.3で述べたディーゼル発電機の設備費、燃料費、O&M費が含まれる。これらに要するすべての費用をそれぞれ一式で計上した。

なお、工事に直接必要な骨材製造設備、コンクリート製造および打設設備、場内道路、仮橋、給排水設備等の費用は土木工事の各単価に含まれるものとする。

(2) 土木工事

土木工事の工事費は第9章“フィージビリティ設計”に示す設計図面に基づいて数量を算出し、工事単価を乗じて求めた。工事単価は現地調査で収集したネパール国における労務費 (Table 11-6)、資材費 (Table 11-7) および類似プロジェクトの単価を参考にして、これにアルン3地点の工事条件を加味して積算した。

トンネルおよび地下発電所等の一部の単価については、日本における類似工事の単価を上記のネパールの条件を考慮して補正した。

これらの単価には労務費、資材費、機械損料、輸送費、保険料、工事用仮設備費、経費等を含めたすべての費用が含まれる。

なお、主要工種以外の小工種は雑工事 (miscellaneous)として一式計上した。

(3) 水力機器

水力機器には仮排水トンネル閉塞ゲート、ダム洪水吐ゲート、取水口ゲートおよびスクリーン、沈砂池ゲートおよび排砂設備、トンネルおよび水槽内張管、水圧鉄管、放水口ゲート等が含まれる。

この単価には材料、加工、輸送、据付、保険料その他に要するすべての費用が含まれる。

(4) 電気機器

電気機器の費用には水車、発電機、主要変圧器、補機および開閉所等に係わる材料、加工、輸送、据付、保険料その他に要するすべての費用が含まれる。これらはそれぞれ一式で計上した。

(5) 送変電設備

(i) 国内用

送変電設備の工事費見積範囲は以下の通りとした。

-送電線

アルン3 P/S~Dubis/S~DhalkebarS/Y~ニューカトマンズS/S (132kV、2cct)

ただし、下記の送電線工事費は除外した。

ニューカトマンズS/S～BalajuS/S(132kV、1cct)

ニューカトマンズS/S～SiuchatarS/S(132kV、1cct)

HetaudaS/S～DhalkebarS/S～DubiS/S(132kV、1cct)

変電所/開閉所

Dubi変電所(220kVおよび132kV機器)

Dhalkebar開閉所(220kV機器)

ニューカトマンズ変電所(220kVおよび132kV機器)

ただし、下記の変電設備工事費は除外した。

HetaudaS/Sの132kV機器の増設

既設電力設備(特にカトマンズ周辺)に増強が必要と考えられるスタティックコンデンサおよびシャントリアクトル

(ii) 電力輸出を考慮した場合

上記の国内用送変電工事費の他に、輸出に必要な220kV送電線(2cct)およびDubi変電所の変電設備等、ネパール側に設置される工事費のみ見積った。

(6) 補償費

補償費としてダム貯水池、調圧水槽、発電所周辺設備、アクセス道路、変電所、送電線鉄塔等に占める土地代および民家の移動に要する費用は、約160万US\$である。各設備に対する補償費の内訳は12章“環境に対する影響”に詳述する。

上記の補償費は他に比べて小額であるので、予備費に含まれるものとする。

(7) 外貨比率

建設工事費のうち外貨による比率は、ネパールにおける最近の類似プロジェクトの値を参考にして決定した。各項目別の外貨比率は以下のとおりである。

アクセス道路	74.1%
準備工事	76.1%
土木工事	85.0%
水力機器	90.0%
電気機器	90.0%
送変電設備	90.0%
管理費およびエンジニアリングサービス	85.6%
予備費	84.8%
合計	85.5%

1.1.3 工 事 費

1.1.3.1 1期工事の工事費

国内需要を対象とする1期工事（67MW×3、設備出力201MW）の総工事費は下記およびTable 11-1に示すとおりである。この工事費には将来電力輸出を考慮して開発予定の2期用設備のうち、取水口、沈砂池、発電所の一部、放水口等同時施工が必要とされる設備の費用が含まれている。

1期工事の総工事費（US\$）

サポート設備	48,700,000
土木工事	131,187,000
水力機器	11,673,000
発電機器	38,400,000
送変電設備	87,500,000
管理費およびエンジニアリングサービス	23,810,000
予備費	43,121,000
合 計	384,391,000

1期工事の所要資金の年度展開および工事費の内訳はTable 11-2およびTable 11-3に示すとおりである。

1 1.3.2 1期、2期工事の工事費

電力輸出を考慮して開発する2期工事を含めた全工事(67MW×6, 設備出力 402MW)の総工事費は下記およびTable 11-4に示すとおりである。この工事費には電力輸出に必要な送変電設備のうちネパール国側に設置される設備の費用が含まれる。

1期、2期工事の総工事費(US\$)

サポート設備	48,700,000
土木工事	185,872,000
水力機器	17,569,000
発電機器	69,400,000
送変電設備	107,000,000
管理費およびエンジニアリングサービス	32,141,000
予備費	57,797,000
合計	518,479,000

1期、2期工事を含めた全工事の所要資金の年度展開はTable 11-5に示すとおりである。

Table 11-1 Total Construction Cost (1st Stage)

	F/C portion (10 ³ US\$)	L/C portion (10 ³ US\$)	Total (10 ³ US\$)
(1) Supporting facilities	36,280	12,420	48,700
Access road	28,900	10,100	39,000
New Construction	28,900	5,100	34,000
Improvement of existing road	0	5,000	5,000
Camp facilities	0	1,500	1,500
Telecommunication facilities	900	100	1,000
Diesel engine generator	6,480	720	7,200
(2) Civil works	111,509	19,678	131,187
Diversion tunnel & cofferdam	5,797	1,023	6,820
Dam & spillway	20,748	3,662	24,410
Intake & desanding basin	18,114	3,197	21,311
Headrace tunnel & surge tank	44,222	7,804	52,026
Penstock	2,502	441	2,943
Powerhouse & switchyard	15,938	2,812	18,750
Tailrace tunnel & outlet	4,188	739	4,927
(3) Hydraulic equipment (Gate, trashrack & penstock)	10,506	1,167	11,673
(4) Electric equipment (Turbine, generator, transformer, auxiliary equipment & switchgear)	34,560	3,840	38,400
(5) Transmission line & substation facilities	78,750	8,750	87,500
(6) Administration & engineering services <u>1/</u>	20,370	3,440	23,810
(7) Contingency <u>2/</u>	36,586	6,535	43,121
Grand Total	328,561	55,830	384,391

Note 1/ : 7.5% of total cost for works from (1) to (5) above.
2/ : 15% of total cost for works (1) and (2) plus 10% of
(3) to (6) above.

Table 11-2 Disbursement Schedule (1st Stage)

Unit: 1,000 US\$

Item	1 1987	2 1988	3 1989	4 1990	5 1991	6 1992	7 1993	8 1994	9 1995	10 1996	11 1997	12 1998	13 1999	14 2000
Total Cost														
1. Access Road														
F.C.	2,890	10,115	10,115	2,890	2,890									
L.C.	1,010	3,535	3,535	1,010	1,010									
Total	3,900	13,650	13,650	3,900	3,900	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Preparatory Works														
F.C.	7,380	1,699	1,291	1,477	583	966	966	398						
L.C.	2,320	533	407	464	183	304	304	125						
Total	9,700	2,232	1,698	1,941	766	1,270	1,270	523	0	0	0	0	0	0
3. Civil Works														
F.C.	111,509		1,159	10,659	25,786	32,552	29,389	11,167				478	319	
L.C.			205	1,881	4,551	5,744	5,186	1,971				84	56	
Total	131,187	0	1,364	12,540	30,337	38,296	34,575	13,138	0	0	0	562	375	0
4. Hydraulic Equipment														
F.C.	10,506				1,050	2,102	4,202	3,152						
L.C.	1,167				117	233	467	350						
Total	11,673	0	0	0	1,167	2,335	4,669	3,502	0	0	0	0	0	0
5. Electromechanical Equipment														
F.C.	34,560				2,626	10,437	7,845	5,219			4,217	3,387	829	
L.C.	3,840				292	1,160	872	580			468	376	92	
Total	38,400	0	0	0	2,918	11,597	8,717	5,799	0	0	4,685	3,763	921	0
6. Transmission Line & Substation														
F.C.	76,750					7,087	42,604	21,342				4,646	3,071	
L.C.	8,750					788	4,734	2,371				516	341	
Total	87,500	0	0	0	0	7,875	47,338	23,713	0	0	0	5,162	3,412	0
7. Administration & Engineering Services														
F.C.	20,370	1,019	1,072	1,180	2,508	3,938	6,196	2,995			300	609	302	
L.C.	3,440	172	181	199	424	665	1,046	506			51	103	51	
Total	23,810	1,191	1,253	1,379	2,932	4,603	7,242	3,501	0	0	351	712	353	0
8. Contingency														
F.C.	36,586	2,122	2,233	2,456	5,051	7,276	10,328	4,837			428	889	445	
L.C.	6,535	379	399	439	901	1,300	1,845	864			76	159	80	
Total	43,121	2,501	2,632	2,895	5,952	8,576	12,173	5,701	0	0	504	1,048	525	0
Grand Total														
F.C.	328,561	4,109	16,731	17,605	41,005	63,724	99,138	47,761			4,735	9,613	4,775	
L.C.	55,830	698	2,843	3,290	6,967	10,826	16,846	8,116			805	1,934	811	
Total	384,391	4,807	19,574	20,597	47,972	74,552	115,984	55,877	0	0	5,540	11,247	5,586	0

F.C. : Foreign currency portion
L.C. : Local currency portion

Table 11-3 Breakdown of Construction Cost (1st Stage)

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
(1) <u>Supporting Facility</u>					
Access Road					
New construction	LS		1	34,000,000	
Improvement	LS		1	5,000,000	
Sub-total				39,000,000	
Camp Facilities	LS		1	1,500,000	
Telecommunications	LS		1	1,000,000	
Diesel engine generator	LS		1	7,200,000	
Sub-total				9,700,000	
Total				48,700,000	
(2) <u>Diversion Tunnel</u>					
Common excavation	m ³	5	530	2,650	
Rock excavation	"	12	2,120	25,440	
Tunnel excavation	"	48	19,000	912,000	
Structure concrete	"	170	810	137,700	
Lining concrete	"	150	4,500	675,000	
Tunnel form	m	310	355	110,050	
Plug concrete	m ³	130	1,280	166,400	
Shotcrete	m ²	40	1,400	56,000	
Wire mesh	m ²	15	1,400	21,000	
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	200	14,000	
Reinforcement	t	635	100	63,500	
Grouting	t	410	100	41,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Miscellaneous	LS		1	111,260	5%
Sub-total				2,336,000	
Closure gate	t	3,400	40	136,000	
Total				2,472,000	

(3) Khoktak Khola Diversion

Common excavation	m ³	5	200	1,000	
Rock excavation	"	12	300	3,600	
Tunnel excavation	"	48	2,200	105,600	
Dyke concrete	"	125	500	62,500	
Structure concrete	"	170	100	17,000	
Lining concrete	"	150	470	70,500	
Tunnel form	m	250	135	33,750	
Shotcrete	m ²	40	1,200	48,000	
Wire mesh	"	15	1,200	18,000	
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	700	49,000	
Miscellaneous	LS		1	21,050	5%
Total				430,000	

(4) Cofferdam

Upstream cofferdam

Impervious core	m ³	12	10,200	122,400	
Rockfill	"	12	68,600	823,200	
Slurry trench	"	450	570	256,500	
Dewatering	LS		1	200,000	
Reconstruction	"		1	1,580,000	
Miscellaneous	LS			296,900	10%
Sub-total				3,279,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Downstream cofferdam					
Impervious core	m ³	12	2,500	30,000	
Rockfill	"	12	11,320	135,840	
Slurry trench	"	450	460	207,000	
Re-construction	LS		1	332,000	
Miscellaneous	LS		1	70,160	10%
Sub-total				775,000	
Total				4,054,000	

(5) Dam and Spillway

Reservoir cleaning	ha	1,000	75	75,000	
Common excavation	m ³	8	52,500	420,000	
Rock excavation	"	15	55,800	837,000	
Foundation clean up	m ²	13	8,800	114,400	
Mass concrete	m ³	115	150,900	17,353,500	
Structure concrete	"	170	9,800	1,666,000	
Reinforcement	t	635	820	520,700	
Grouting	m	140	8,600	1,204,000	
Miscellaneous	LS		1	2,219,400	10%
Sub-total				24,410,000	
Spillway gate	t	5,000	600	3,000,000	
Total				27,410,000	

(6) Intake

Common excavation	m ³	8	9,740	77,920	
Rock excavation	"	15	39,000	585,000	
Tunnel excavation	"	48	26,000	1,248,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Structure concrete	m ³	170	13,200	2,244,000	
Lining concrete	"	150	8,100	1,215,000	
Tunnel form	m	530	150	79,500	
Shotcrete	m ²	40	5,400	216,000	
Wire mesh	m ²	15	5,400	81,000	
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	440	30,800	
Reinforcement	t	635	680	431,800	
Grouting	t	410	90	36,900	
Miscellaneous	LS		1	312,080	5%
Sub-total				6,558,000	
Control gate	t	5,000	160	800,000	
Trashrack	"	3,000	70	210,000	
Sub-total				1,010,000	
Total				7,568,000	

(7) Desanding Basin

Underground excavation	m ³	45	144,000	6,480,000	
Tunnel excavation	"	48	7,400	355,200	
Side wall concrete	"	170	16,100	2,737,000	
Base concrete	"	155	11,000	1,705,000	
Lining concrete	"	150	2,700	405,000	
Tunnel form	m	250	600	150,000	
Shotcrete	m ²	40	15,800	632,000	
Wire mesh	"	15	15,800	237,000	
Rock bolt	pcs	70	9,300	651,000	
Reinforcement	t	635	1,100	698,500	

						(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>	
Miscellaneous	LS		1	702,300		5%
Sub-total				14,753,000		
Drainage gate	t	5,000	90	450,000		
Steel pipe	"	3,200	100	320,000		
Sub-total				770,000		
Total				15,523,000		
 (8) <u>Headrace Tunnel</u>						
Common excavation	m ³	5	3,000	15,000		
Rock excavation	"	12	5,000	60,000		
Tunnel excavation (TBM)	"	47	290,000	13,630,000		Upstream part
" (CBM)	"	48	156,000	7,488,000		Downstream part
Adit tunnel excavation	m ³	48	41,000	1,968,000		
Lining concrete	m ³	150	55,500	8,325,000		
Tunnel form	m	310	4,600	1,426,000		
Invert concrete	m ³	150	2,000	300,000		
Culvert concrete	"	170	7,550	1,283,500		
Plug concrete	"	130	6,250	812,500		
Shotcrete	m ²	40	114,500	4,580,000		
Wire mesh	"	15	114,500	1,717,500		
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	17,000	1,190,000		
Reinforcement	t	635	1,950	1,238,250		
Grouting	t	410	650	266,500		
Rock trap	LS		1	1,200,000		
Miscellaneous	LS		1	2,275,750		5%
Sub-total				47,776,000		

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Steel pipe	t	3,200	150	480,000	
Total				48,256,000	
<u>(9) Surge Tank</u>					
Common excavation	m ³	5	4,000	20,000	
Rock excavation	"	12	15,500	186,000	
Shaft excavation	"	70	15,550	1,088,500	
Adit tunnel excavation	"	61	9,150	558,150	
Lining concrete	"	150	1,100	165,000	
Prelining concrete	"	175	650	113,750	
Shaft concrete	"	210	3,650	766,500	
Bottom concrete	"	170	1,950	331,500	
Plug concrete	"	130	2,850	370,500	
Shotcrete	m ²	40	1,450	58,000	
Wire mesh	"	15	1,450	21,750	
Slope protection	m ²	60	1,650	99,000	
Reinforcement	t	635	295	187,325	
Grouting	"	410	200	82,000	
Miscellaneous	LS		1	202,025	5%
Sub-total				4,250,000	
Steel lining	t	3,200	205	656,000	
Total				4,906,000	
<u>(10) Penstock</u>					
Common excavation	m ³	5	500	2,500	
Rock excavation	"	12	1,000	12,000	
Tunnel excavation	"	61	2,900	176,900	
Shaft excavation	"	56	8,800	492,800	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Adit tunnel excavation	m ³	48	13,000	624,000	
Structure concrete	"	170	650	110,500	
Filling concrete	"	130	6,300	819,000	
Plug concrete	"	130	1,400	182,000	
Shotcrete	m ²	40	5,800	232,000	
Wire mesh	"	15	5,800	87,000	
Reinforcement	t	635	100	63,500	
Miscellaneous	LS		1	140,800	5%
Sub-total				2,943,000	
Steel penstock	t	3,200	1,300	4,160,000	
Total				7,103,000	

(11) Powerhouse

Powerhouse

Underground excavation	m ³	45	82,000	3,690,000	
Adit tunnel excavation	"	48	3,300	158,400	
Arch concrete	"	190	4,600	874,000	
Side wall concrete	"	170	11,000	1,870,000	
Base concrete	"	155	7,300	1,131,500	
Shotcrete	m ²	40	13,600	544,000	
Wire mesh	"	15	13,600	204,000	
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	670	46,900	
Rock bolt (L=5m)	"	120	450	54,000	
Rock bolt (L=15m)	"	1,000	450	450,000	
Reinforcement	t	635	1,740	1,104,900	
Mortar injection	m ³	250	300	75,000	
Architectural finishing work	LS		1	1,260,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Miscellaneous	LS		1	573,300	5%
Sub-total				12,036,000	
Main Trans. Room					
Underground excavation	m ³	45	17,300	778,500	
Arch concrete	"	190	1,800	342,000	
Side wall concrete	"	170	3,800	646,000	
Base concrete	m ³	155	300	46,500	
Shotcrete	m ²	40	6,400	256,000	
Wire mesh	"	15	6,400	96,000	
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	320	22,400	
Rock bolt (L=5m)	pcs	120	300	36,000	
Rock bolt (L=15m)	pcs	1,000	150	150,000	
Reinforcement	t	635	400	254,000	
Miscellaneous	LS		1	131,600	5%
Sub-total				2,759,000	
Access Tunnel					
Common excavation	m ³	5	1,400	7,000	
Rock excavation	"	12	5,400	64,800	
Tunnel excavation	"	48	9,000	432,000	
Wall concrete	"	170	200	34,000	
Lining concrete	"	150	3,000	450,000	
Tunnel form	m	310	330	102,300	
Reinforcement	t	635	160	101,600	
Miscellaneous	LS		1	59,300	5%
Sub-total				1,251,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Cable Tunnel					
Common excavation	m ³	5	11,000	55,000	
Rock excavation	"	12	1,000	12,000	
Banking	"	4	7,000	28,000	
Tunnel excavation	"	48	2,500	120,000	
Culvert concrete	"	170	2,400	408,000	
Lining concrete	"	150	900	135,000	
Tunnel form	m	250	173	43,250	
Reinforcement	t	635	150	95,250	
Miscellaneous	LS		1	44,500	5%
Sub-total				941,000	
Busbar Tunnel					
Tunnel excavation	m ³	48	1,700	81,600	
Lining concrete	"	150	600	90,000	
Tunnel form	m	250	190	47,500	
Reinforcement	t	635	50	31,750	
Miscellaneous	LS	635	1	12,150	5%
Sub-total				263,000	
Total				17,250,000	
(12) <u>Switchyard and Control Building</u>					
Switchyard	LS			500,000	
Control building	LS			1,000,000	
Total				1,500,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
(13) <u>Tailrace Tunnel</u>					
Tunnel excavation (A)	m ³	48	7,700	369,600	
Tunnel excavation (B)	"	61	8,300	506,300	Branch tunnel
Adit tunnel excavation	"	48	1,500	72,000	
Plug concrete	"	130	1,500	195,000	
Lining concrete	"	150	5,300	795,000	
Tunnel form (A)	m	310	180	55,800	
Tunnel form (B)	"	250	340	85,000	Branch tunnel
Shotcrete	m ²	40	1,500	60,000	
Wire mesh	"	15	1,500	22,500	
Rock bolt (L=3m)	pcs	70	200	14,000	
Reinforcement	t	635	200	127,000	
Miscellaneous	LS		1	115,800	5%
Sub-total				2,418,000	
Draft gate	t	5,000	120	600,000	
Total				3,018,000	
(14) <u>Tailrace Outlet</u>					
Common excavation	m ³	5	7,000	35,000	
Rock excavation	"	12	16,000	192,000	
Wall concrete	"	170	2,000	340,000	
Structure concrete	"	170	2,500	425,000	
Shotcrete	m ²	40	2,700	108,000	
Wire mesh	"	15	2,700	40,500	
Reinforcement	t	635	220	139,700	
Care of river	LS		1	1,000,000	

					(US\$)
<u>Item</u>	<u>Unit</u>	<u>Unit Price</u>	<u>Q'ty</u>	<u>Cost</u>	<u>Note</u>
Miscellaneous	LS		1	228,800	10%
Sub-total				2,509,000	
Tailrace gate	t	5,000	210	1,050,000	
Total				3,559,000	

(15) Electromechanical Equipment

Turbine	LS		1	10,080,000	
Generator	"		1	8,520,000	
Main transformer	"		1	1,660,000	
Others	"		1	9,940,000	
Sub-total				30,200,000	
Arun 3 switchyard	LS		1	8,200,000	
Total				38,400,000	

(16) Transmission Line and Substation

Transmission Line

Arun 3 S/Y - Dubi S/S	LS		1	23,200,000	
Dubi S/S - Dhalkebar S/Y	"		1	14,800,000	
Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S	"		1	12,100,000	
Sub-total				50,100,000	

Substation and Switchyard

Dubi S/S	LS		1	11,900,000	
Dhalkebar S/Y	"		1	7,500,000	
New Kathmandu S/S	"		1	12,500,000	
Sub-total				31,900,000	

Telecommunication	LS		1	5,500,000	
Total				87,500,000	

Table 11-4 Total Construction Cost (1st & 2nd Stages)

	F/C portion (10 ³ US\$)	L/C portion (10 ³ US\$)	Total (10 ³ US\$)
(1) Supporting facilities	36,280	12,420	48,700
Access road	28,900	10,100	39,000
Construction	28,900	5,100	34,000
Improvement of existing road	0	5,000	5,000
Camp facilities	0	1,500	1,500
Telecommunication facilities	900	100	1,000
Diesel engine generator	6,480	720	7,200
(2) Civil works	157,991	27,881	185,872
Diversion tunnel & cofferdam	5,797	1,023	6,820
Dam & spillway	20,748	3,662	24,410
Intake & desanding basin	18,114	3,197	21,311
Headrace tunnel & surge tank	86,686	15,298	101,984
Penstock	4,161	734	4,895
Powerhouse & switchyard	17,101	3,018	20,119
Tailrace tunnel & outlet	5,383	950	6,333
(3) Hydraulic equipment (Gate, trashrack & penstock)	15,812	1,757	17,569
(4) Electro-mechanical equipment (Turbine, generator, transformer, auxiliary equipment & switchgear)	62,460	6,940	69,400
(5) Transmission line & substation facilities	96,300	10,700	107,000
(6) Administration & engineering services <u>1/</u>	27,664	4,477	32,141
(7) Contingency <u>2/</u>	49,365	8,432	57,797
Grand Total	445,872	72,607	518,479

Note 1/ : 7.5% of total cost for works from (1) to (5) above,
2/ : 15% of total cost for works (1) and (2) plus 10% of
(3) to (6) above.

Table 11-5 Disbursement Schedule (1st and 2nd Stages)

Unit: 1,000 US\$

Item	Total Cost	1 1987	2 1988	3 1989	4 1990	5 1991	6 1992	7 1993	8 1994	9 1995	10 1996	11 1997	12 1998	13 1999	14 2000
1. Access Road															
F.C.	28,900	2,890	10,115	10,115	2,890	2,890									
L.C.	10,100	1,010	3,535	3,535	1,010	1,010									
Total	39,000	3,900	13,650	13,650	3,900	3,900	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Preparatory Works															
F.C.	7,380	1,699	1,291	1,291	1,477	583	966	966	398						
L.C.	2,320	533	407	407	464	183	304	304	125						
Total	9,700	0	2,232	1,698	1,941	766	1,270	1,270	523	0	0	0	0	0	0
3. Civil Works															
F.C.	157,991			1,159	10,659	25,786	32,552	29,389	15,583	8,330	13,764	15,350	5,100	319	
L.C.	27,881			205	1,881	4,551	5,744	5,186	2,750	1,470	2,429	2,709	900	56	
Total	185,872	0	0	1,364	12,540	30,337	38,296	34,575	18,333	9,800	16,193	18,059	6,000	375	
4. Hydraulic Equipment															
F.C.	15,812					1,050	2,102	4,202	3,152			2,893	2,416		
L.C.	1,757					117	233	467	350			321	268		
Total	17,569	0	0	0	0	1,167	2,335	4,669	3,502	0	0	3,214	2,684	0	
5. Electromechanical Equipment															
F.C.	62,460					2,626	10,437	7,845	5,219			18,169	14,547	3,619	
L.C.	6,940					292	1,160	872	580			2,019	1,616	402	
Total	69,400	0	0	0	0	2,918	11,597	8,717	5,799	0	0	20,188	16,163	4,021	
6. Transmission Line & Substation															
F.C.	96,300						7,087	42,604	21,342			15,188	10,080		
L.C.	10,700						788	4,734	2,371			1,688	1,120		
Total	107,000	0	0	0	0	0	7,875	47,338	23,713	0	0	16,874	11,200	0	
7. Administration & Engineering Services															
F.C.	27,497	251	1,019	1,072	1,180	2,508	3,938	6,196	3,328	628	1,039	3,743	2,312	283	
L.C.	4,644	42	172	181	199	424	665	1,046	562	107	176	632	391	47	
Total	32,141	293	1,191	1,253	1,379	2,932	4,603	7,242	3,890	735	1,215	4,375	2,703	330	
8. Contingency															
F.C.	49,034	521	2,122	2,233	2,456	5,051	7,276	10,328	5,530	1,310	2,164	6,086	3,542	417	
L.C.	8,763	93	379	399	439	901	1,300	1,845	988	234	387	1,088	633	75	
Total	57,797	614	2,501	2,632	2,895	5,952	8,576	12,173	6,518	1,544	2,551	7,174	4,175	492	
Grand Total															
F.C.	445,374	4,109	16,731	17,605	19,365	41,005	63,724	99,138	54,552	10,268	16,965	61,427	37,997	4,637	
L.C.	73,105	698	2,843	2,992	3,290	6,967	10,828	16,846	7,724	1,811	2,992	8,457	4,928	580	
Total	518,479	4,807	19,574	20,597	22,655	47,972	74,552	115,984	62,276	12,079	19,957	69,884	42,925	5,217	

F.C. : Foreign currency portion
L.C. : Local currency portion

Table 11-6 Labour Wage

Labour Type	Rate per day	
	Rs <u>1/</u>	US\$ <u>2/</u>
Head labour	50	2.34
Labour	40	1.87
Porter	60	2.81
Head mason	80	3.74
Mason	70	3.28
Carpenter	70	3.28
Painter	80	3.74
Plumber	100	4.68
Electrician	100	4.68
Auto Mechanics	100	4.68
Auto Electrician	120	5.62

1/ Wage at 1986 price level

2/ Exchange rate 1US\$ = Rs21.35

Table 11-7 Price of Construction Materials

Material	Unit	Price (US\$)	Remarks
Cement	t	150	CIF plus inland transportation
Reinforcement bar	t	380	"
Formed steel	t	490	"
Petroleum	kl	520	"
Light oil	kl	360	"
Explosive	kg	5.2	"
Detonator	pcs	1.0	"
Rock bolt (L=3m)	pcs	27	"
Rock bolt (L=5m)	pcs	43	"
P.C. bar (L=15m)	pcs	160	"