ペルー共和国

ワンサラ鉱山関連施設整備計画

事前調査報告書

1983年2月

国際協力事業団

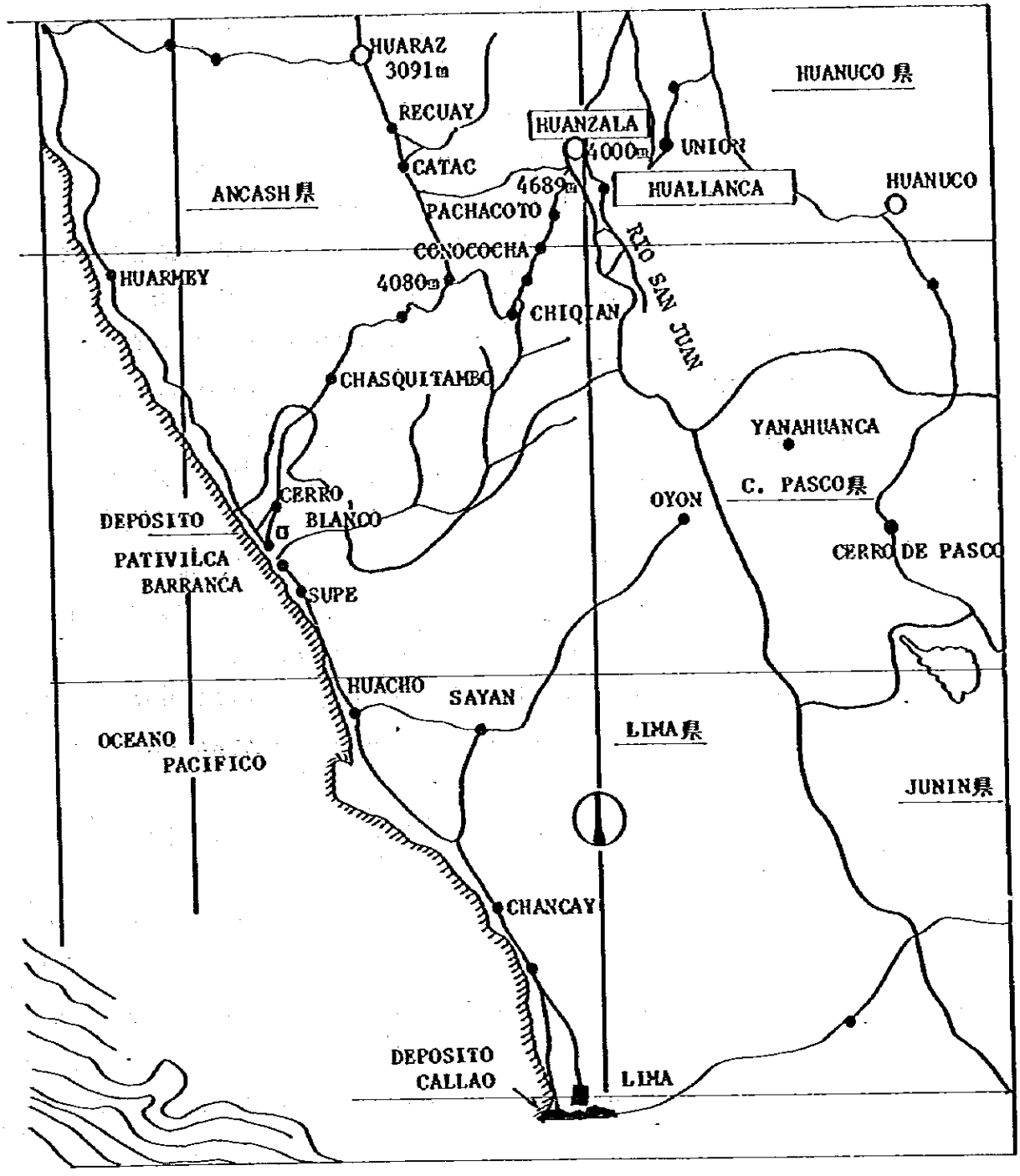
ペルー共和国

ワンサラ鉱山関連施設整備計画

事前調査報告書

1983年2月

国際協力事業団



	距離	所要時間
①リマ ⟶ ワラス	410Km	6.5H
②ワラス ⟶ ワンサラ	114Km	3.0H
③ワンサラ ⟶ ワジャンカ	11Km	0.5H
④ワジャンカ ⟶ ウニオン	30Km	1.5H
⑤ウニオン ⟶ ワヌコ	140Km	5.5H

目　　次

I 調査団概要

I 調査団概要

1. 調査目的

本調査は，ペルー共和国ワンサラ鉱山の開発に関連して，必要となる水力発電所建設に係る本格的フィージビリティ・スタディ実施に先立ち，事前調査を行ない，以下の調査を行うことを目的とする。

(1) ペルー共和国電力事情一般に関する資料収集

(2) 対象地域の自然，社会条件に関する資料収集

(3) 発電所建設候補地の現地踏査

(4) 水力発電所がワンサラ鉱山に与える基本的影響の把握

(5) 水力発電所が地域開発に与える基本的影響の把握

(6) 現地企業の水力発電所建設後維持・管理に対する基本的考え方の把握

(7) F/S 実施時の問題点，留意事項の把握

2. 調査に至る経緯

ペルー国ワヌコ県ドス・デ・マヨ郡ワリャンカ村にて，サンタ・ルイサ鉱業㈱（資本金1,170百万ソーレス，日本側100%出資（三井金属鉱業70%，三井物産30%）が1968年6月よりワンサラ鉱山（銅・鉛・亜鉛）の操業を行っている。

本プロジェクトは，ペルー国鉱部資源の経済的開発と輸出振興，並びに長期安定雇用機会の創出，未開発地域の開発等により，同国の経済発展に大きく寄与している。

このプロジェクトの対象地域には，現在本格的ダムは皆無で，ワンサラ鉱山付近の住宅は無灯火の状態にあり，水力発電所を建設することによって，無灯火住宅に給電が可能となり，地域住民の福祉に大きく貢献すると共に，ワンサラ鉱山の円滑な操業にも大きく寄与する。

かかる背景の下，サンタ・ルイサ鉱業への邦人出資企業である三井金属鉱業㈱より，当事業団に対して，将来の当事業団からの融資を前提とした調査が依頼されたものである。

3. 調査団の構成

(1) 飯倉督夫	総括	国際協力事業団 鉱工業計画課長	鉱工業計画調査部
(2) 高橋修世	開発協力政策	外務省 開発協力課	経済協力局

(3)	神田　裕	地域開発効果	通商産業省	通商政策局
			経済協力課	
(4)	小橋　浩	電力土木	㈱開発設計	
(5)	川内憲之	開発経済（電気）	㈱四電技術コンサルタント	
(6)	亀山卓二	業務調整	国際協力事業団	鉱工業計画調査部
			鉱工業計画課	

4. 調査日程及び行動

日順	月日	行程	調査内容
1	12月13日	東京 ——→ リマ	移動
2	14日		午前　大使館，JICA事務所表敬， 動力鉱山省鉱山総局表敬 午後　動力鉱山省電力総局表敬
3	15日		午前　ELECTRO PERU 訪問 午後　サンタ・ルイサ鉱業㈱訪問・打合せ資料収集
4	16日	リマ ——→ ワラス	移動
5	17日	ワラス → ワンサラ	午前　CORDE ANCASH表敬 午後　ウニオン村視察 （村役場・ELECTRO PERU訪問）
6	18日	ワンサラ → ワリャンカ	午前　水力発電所建設候補地踏査（技術班） ワリャンカ村視察 （住民インタビュー・民生班） 午後　ELECTRO PERU 水力発電所視察 ワンサラ鉱山事務所ヒアリング （発電，福祉担当者より）
7	19日	ワンサラ ——→ リマ	移動
8	20日		サンタ・ルイサ鉱業㈱結果報告，打合せ
9	21日		ELECTRO PERU 資料収集
10	22日		大使館・JICA結果報告
11	23日	リマ ——→	移動
12	24日	→ ロサンゼルス →	〃
13	25日	——→ 東京	〃

5. 調査地域概況及び計画概要

今回の調査地域は首都リマの真北約 250km(大凡西経76° 57′ 南緯9° 55′)ペルー中央部Los Andes の1つである標高5,000mを越える山々の連なるCordillera Chanpi Janca の東斜面に位置し，これらの山々の氷冠を源とするRio San Juan 及びQuebrada Azul Minaの流域で，標高3,600～3,800mの間にある。

Rio San Juan は渓谷沿いに北に流れ，途中Huallanca に於てRio Santa Rosa と合流し，北東に向きを変えてRio Vizcara となり，La Unionを経て uivillaに於てRio Marañón を伴せRio Amazonas の一源流となる。

附近は，高原台地的山相と，突こつたる急峻が混在し，地衣類と，小さな灌木が生育し，余り大きな保水能力はない様である。又，人家もまばらで，僅かに，原住民インディオの日干し煉瓦ワラ葺小屋が点在している程度である。

行政区としてはHuanuco 県に，又，電力区としては，Central Region に属する。

近くのやゝ大きな村落としては，鉱山から11kmの所にHuallanca(約3,800人)，Huallanca から30km の所にLa Union(約9,500人)がある。

原案の発電所はRio San JuanのHuallanca から約8km上流Puente Arequipa 地点に，高さ12m程度の，又Q.Azul Mina に数m程度の取水ダムを設け，各々153.7km² 35.5km²の流域及び水路経過地の渓流(合計4.2km²，何れも1/10万地形図による概測)の水を集め，合計最大2m³/sを取水し，Rio San Juan 右岸標高3,800mの山腹に開水路(一部発電所近くは地形的に鉄道か蓋渠)を設けHuallanca 村外れに位置する既設ELECTROPERUのHuallanca P.S.(156kw) 取水口やゝ上流に発電所を築造し，約190mの落差に依り大凡2,900kwの電力を得ようとするものである。

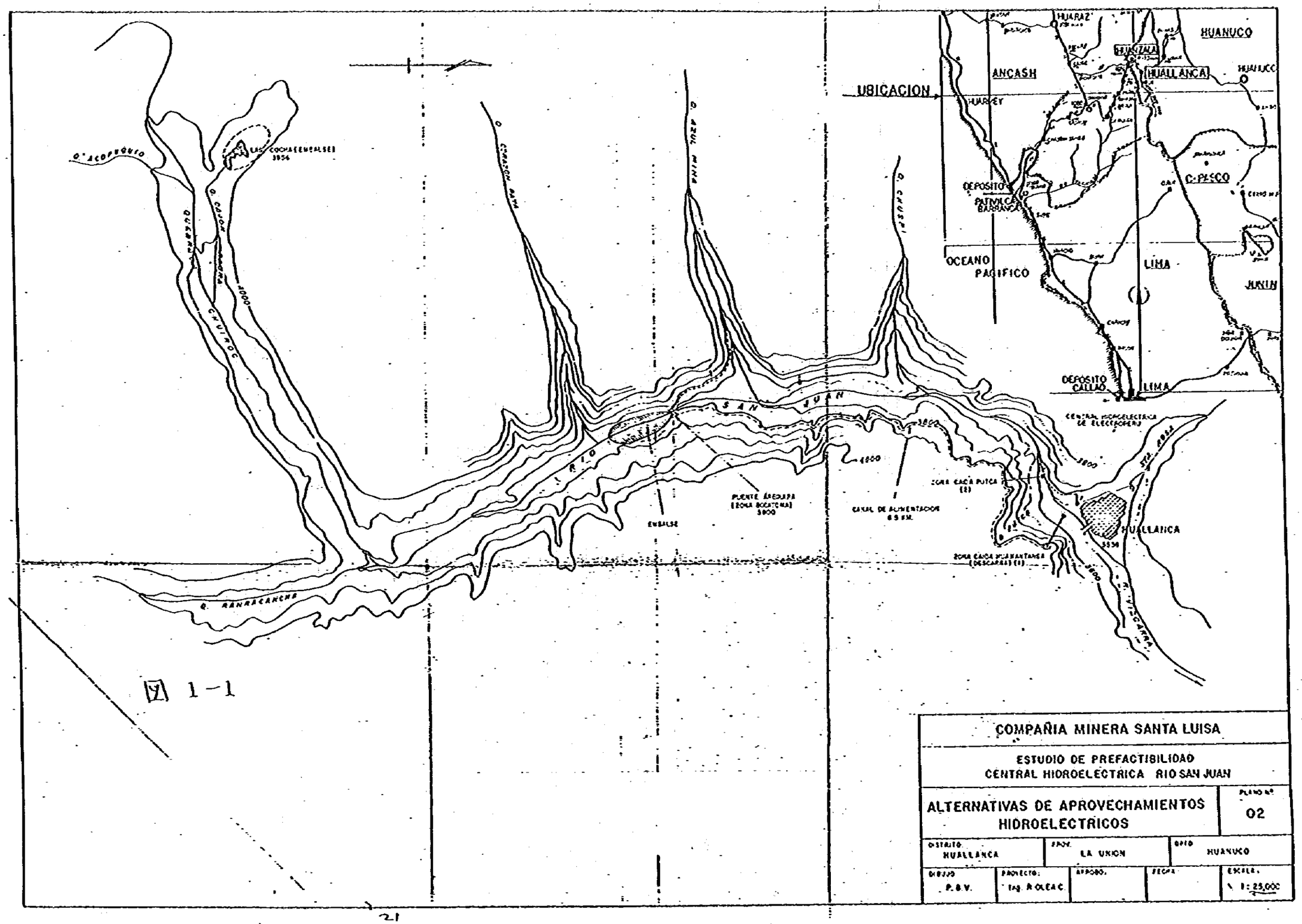
計画地域については，図1を計画の諸元については，調査結果の概要を参照されたい。

6. 調査結果の概要

別紙行程表の通り現地までは，自動車に依るが，途中標高約4,200m及び4,700mの峠を越えなければならない。一気に現地に到達する事は，高山病の危険がある為好ましくなく，途中Huaraz(標高約3,100 m)で身体を馴らす事が望ましい。

取水ダム地点であるPuente Arequipa は川巾が狭くなり，地形的に好ましい形をしている。水路経過地も前述の通り上流部の大半は割合山腹の傾斜が緩やかで，開水路の築造が可能であるが，下流部発電所に近づくにつれ，可なり急峻となり，開水路は将来の土砂崩壊に依る水路閉塞の危険から難しいと思われ，鉄道又は蓋渠の築造による工事費の増大は免れない。

又，Azul Mina からの水路経過地も可なり急峻で此の工事費も割高にならざるを得な


UBICACION
HUARAZ
HUANUCO
ANCASH
HUARAZ
HUANUCO
HUALLANCA
HUARMEY
C. PASCO
DEPOSITO
PATIVILCA
BARRANCA
OCEANO
PACIFICO
LIMA
JUNIN
DEPOSITO
CALLAO
LIMA
CENTRAL HIDROELECTRICA DE ELECTROPERU
ZONA CAIDA PUTCA (2)
CANAL DE ALIMENTACION 6.5 KM.
HUALLANCA
ZONA CAIDA SUPERIOR (DESCARGA) (1)
PUENTE AREQUIPA (ZONA BOCATOMA) 3800
ENBALSE
RIO SAN JUAN
R. RANRACANCHA
R. VIRGARRA
O. ACOPOMIO
O. CHUSPI
O. AZUL MAYA
O. CHAUPI
4000
3800
3556
1 - 1
COMPAÑIA MINERA SANTA LUISA
ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD
CENTRAL HIDROELECTRICA RIO SAN JUAN
ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS
PLANO Nº 02
DISTRITO HUALLANCA
PROV. LA UNION
DPTO HUANUCO
DIBUJO P.B.V.
PROYECTO: Ing. R. OLEA C.
APROBO.
FECHA
ESCALA: 1:25,000

21

ない。

地質的には，ダム，水路経過地共，硅岩地帯に属し，特に問題はないと思われるが，ダム地点は右岸側がゆるい堆積物であり，左岸側の岩もかなり亀裂が多いため漏水に注意が必要となろう。

流量については，極めて乏しく観察所の位置も不明確で流域面積も算出されておらず，又，観測方法も機械の盗難，観測人の質的問題から週に一度平均流速法で流量を求めており，満足すべきデータから程遠いと云わなければならない。

氷河からの融水が基底流量となっていると思われるが，その補給機構も明確でないため渇水量を確定する事が極めて困難な状況であり，早急にこれらの対策を講ずる必要がある。

今回得た僅かな資料を元に下表の通り，極めて大胆に解析した結果，使用水量は最大2m³/s，勾配1/1,000の水路約5.7km，取水位3,800m，放水位3,600m，有効落差190.3mにより2,900kw の出力が得られそうである。

尚，先に述べた通り，下流部の水路工事がかさむので，発電所近くの落差を犠牲にし，使用水量を増加する事もF/Sの段階で検討の対象となり得よう。又，その際参考とすべき下流又は他流域の諸資料はSENAMI（Servicio Nacional de Meteorología y Hidrología）で入手可能な筈である。

(1) 発電所出力算出根拠

入手した週1回の観測資料により，その数値がその週（或は月1回の事もあるので，その場合は1ケ月）を代表するものとして，流況曲線類似のものを作る事も可能であるが，その様にして，例えば渇水量を求めたとすると，それは，実際の渇水量よりやゝ大き目な数値となるので，Chuspi，Torres の資料が割合整っていることから，次の様な方法で渇水量を推定した。

勿論此の方法も決して正確な値を与えるものではないが，資料不足の為止むを得ない。

表6－1

項目＼測水所	Chuspi	Torres	Viscara	San Juan	Azul Mina
流域面積（km²）	182	893	3809	1563	358
渇水期平均(m³/s)	1980~82年 0.06	1979~82年 1.09	1982年 2.96	1981~82年 1.31	1981~82年 0.46
単位流域面積当り全上(m³/s/km²)	0.0033	0.0122	0.0078	0.0084	0.0129
渇水量(m³/s)	1980~82 0.02	1979~82 0.66	不明	不明	不明
渇水量／渇水期平均	0.33	0.6	—	—	—

表6－1に於ける渇水量／渇水期平均を見るとChuspiはTorresの 約 1/2 であるが，Chuspiの資料が割合水の多い１９７９年を欠いている為ではないかと推定し，上記比率をTorresに近い0.5としてSan Juanの渇水量算出に用いる。Azul Minaについては，単位流域面積当りの渇水期平均値がTorresに近いので0.6を用いると，各々の渇水量は0.0042m³/s/km²，0.0077m³/s/km²となる。

San Juanの単位面積当り流量がAzul Minaのそれより少いのは，各流域の地形，植生に依る蒸発量の差に依るものと考えられ，高地に於ける蒸発量検討の重要さを物語るもので，その観測も早急に始める必要がある。然し，その比は0.0042/0.0077=0.55で余りにも差があり過ぎて，上記のみにては説明がつかない。特に前に述べた通り渇水が氷河の融解に依りかなりの部分補給されるものと仮定すると，各流域に属する氷河の量から考え，更に説明困難で，資料の取り方のみならず観測値そのものに大きな問題があると思わざるを得ない。（San Juan測水所の位置が問題）

然し，現在これを検証する方法がないので，これについてはF/Sに待つ事とし前記数値を採用し，発電所出力を計算すると以下の通りである。

当発電所の常時使用水量（渇水量）は

$0.0042m^3/s/km^2\times(153.7+4.2)km^2+0.0077m^3/s/km^2\times35.5=0.93m^3/s$

最大使用水量を上記の約２倍とし

$Qmax=0.93m^3/s\times2\fallingdotseq2m^3/s$

水路亘長5.7km勾配1/1000とすれば概略有効落差は

$H=3,800m-3,600m-(5,700/1000)-\{3,800-3,600)\times2/100\}=1903$

$Pmax=9.8\times1.9m^3/s\times1903m\times\overset{効率}{0.78}\fallingdotseq2,900kw$

(2) 地形図関係の調査

今回の調査で入手した地形図は下記の通りである。

1/100万地形図（七色刷り）番号ONC－25　入手先神田マップハウス

1/10万地形図（四色刷り）番号名称20－i　Recuay

20－j La Union，21－i Chiquián，21－j Yanahuanca 入手先IGN (Instituto Geografico Nacional Av. Aramburú 1198(Surquillo) Lima，34- Telf Apdo 2038)　1枚1,500 Soles

1/10万白地図（黒焼）名称 Alternativas de Aprove Chamientos Hidro-electricos en Las Cuenca de Las Rios Pativilca y Viscara 入手先 Santa Ruisa鉄

1／5万地形図（青焼）入手先Santa Ruisa鉄

IGNの1／5万を貼り合せ再トレースして焼いたもの原図はSanta Ruisa所有

1/25 万地形図（スケッチ黒焼）名称Alternativas de Aprovechamientos Hidroelectoricos　入手先 Santa Ruisa ㈱

1/1万地形図（青焼）名称 Levantamiento Topografico Rio San Juan 入手先 Santa Ruisa ㈱

以上の内1/25万，1/1万は1/5万航空写真に基づいて作製されたものなので精度は1/5万と大差ない。

詳しくは昭和57年8月，国際協力事業団で行ったアリコータ潮水補給計画及びアリコータ第三発電所計画事前調査報告書（以下アリコータ事前調査報告書と云う）を参照されたい。

三角点BMについては，調査出来なかったが，前記IGNに三角点網図，BM位置基本図があり，三角点は1点につき5000Soles，B.Mは2500（？）Soles の筈である。IGNから地形図を入手する時は，事業団リマ事務所と打合せる必要がある。

(3) 水文関係調査

Huallancaに於ける1964～76年間の降雨に，最高1,400.4㎜最低903.7㎜年間降雨量としては，極端に少い地域ではないが，月別では20㎜（1964.6.），3.5㎜（1976.7.），7.0㎜（1967.6.）等，平均降雨量の年でも極端に少い事があり，大きな使用水量は期待出来ない。

水文観測施設は，添付1/5万地形図に記入されているが，調査結果の概要に於て触れた通り正確な経緯度は不明，又，流域面積も求められていない。

特に観測期間が短く，週，時には月1度と云う不規則な観測のため，流況曲線が求められないのが重大な欠陥である。又，前記の通り観測値の精度にも疑問がある。

(4) 地質関係の調査

Santa Ruisa㈱の地質技師が調査した地質図によれば，計画地点はすべて硅岩上にあり，ダムも小規模なので特に問題ないと思われるが，右岸側を小さな断層が走っている様で，ダム地点でボーリングを行い，漏水の可能性を調べる必要があろう。水路経過地も特に問題ない様であるが，下流部はやゝ緩めている様なので，水槽，鉄管路発電所に数本のボーリングを行う必要がある。

今回は地質関係資料は入手出来なかったが，これと，地質調査業者については，前記アリコータ事前調査報告書を参照されたい。

今回の検討は，ELECTRO PERU の発電所との関係で，上流案（PUTCA）のみ検討しているが，ELECTRO PERU の了解が得られるならば，より大きな落差の得られる下流案HUAMANTANGA も検討する必要がある。

Ⅱ. ペルー国電力事情

Ⅱ　ペルー国電力事情

１９８２年４月議会を通過した電力長期計画によると，ペルーの電力需給関係および電力開発計画は次のとおりまとめられている。

(ENERGIA ELECTRICA Y DESARROLLO)

MARZO，1982

1. 電力需給状況

ペルーは約２,０００万人の人口と１２０万km² の国土を有するが，国民１人当りの電力消費量は５８０kwhであり，ラテンアメリカの国々（１人当りの平均電力消費量は1,100 kwh）の中でも最も低い国の１つである。

		１９８０	１９７９
人　口　万人		1,778	1,729
国　土　万km²		1285	1285
発電設備	水力(MW)	1,861	1,633
	火力(〃)	1,331	1,280
	計	3,192	2,913
発電電力量	水力(MWh)	7,622,000	6,543,000
	火力(〃)	2,183,000	2,709,000
	(〃)	9,805,000	9,252,000
人口１人１年の消費電力量(kwh)		551	535

（国連エネルギー統計年鑑）

2. 電力開発計画

２－１　地方電化計画

現在ペルーの人口は６４％，約1,１００万人には電気が供給されていない。このうち５００人以上の人口をもつ２,０００あまりの町村には電気がないか，あっても不十分な電気供給しか期待できないので，工業開発がさまたげられている。

このため，政府は優先して地方電化を計ろうとしている。この計画の概要を表２－１に示す。

小規模発電所は前政権の時始められたが，今回西独，米国，英国の援助を受けて更に発展すると考えられる。この計画が実施されると，電気供給を受けられる人口は1985

年４５％，１９９０年５６％と想定されている。

しかしながら，本プロジェクト対象地域には，今回のサンタルイサ鉱業の水力発電所建設計画以外に具体的計画がない。

表2－1　　1982～83年に建設着手または操業予定の地方電化計画一覧表

LISTA PRELIMINAR DE PROYECTOS DEL PROGRAMA DE ELECTRIFICACION PROVINCIAL DISTRITAL Y RURAL QUE SE INICIARAN EN 1982-83 O QUE EMPEZARAN A PRODUCIR ELECTRICIDAD EN 1982-83.

1. GENERACION HIDRAULICA

Ubicación (州) Departamento	(サイト) Localidades	Fuente de Financiación (資金源)	No. de Unidades (個数)	(水力発電) Potencia de Cada grupo (kw)(出力)	(人口) Población 1981	(操業予定) Fecha probable de puesta en servicio	Observación	
ANCASH	Huari	Cofide ペルー金融機関	1	1400	11,000	1983	En construcción	(1)
	San Marcos	República Popular China (中国)	1	100	1,200	1982	En construcción	(2)
AMAZONAS	Bagua	Reino Unido (イギリス)	1	2000		1985	En evaluación	
APURIMAC	Chuquibambilla	República Popular China (中国)	2	200	2,000	1983	En construcción	(3)
	Antabamba	Cofide	1	70	2,000	1982	En construcción	(4)
	Abancay	Reino Unido (イギリス)	1	1000		1985	En evaluación	
	Andahuaylas	Reino Unido (〃)	1	1000		1985	En evaluación	
	Villar Chiora	Por Concertar 調整中	1	50	1,200	1983	En construcción	(5)
	Sabalno	Por Concertar 〃	1	28	600	1983	En construcción	(6)
	Pomacocho	Por Concertar 〃	2	125	900	1983	En construcción	(7)
	Acobamba	Por Concertar 〃	1	95	400	1983	En construcción	(8)
AREUQIPA	Viraco-Machahuay	Cofide	1	180	1,000	1982	En construcción	9
	Huanca	República Popular China (中国)	1	75	1,000	1982	En construcción	10
	Camaná	Cofide	1	600	14,000	1984	Por iniciar construcción	11
	Santa Rita de Sibvas	República Federal de Alemana (西独)	1	160	500	1984	Donación	12
	Caraveli	Por Concertar	1	1100	1,800	1983	Por iniciar construcción	13
	Cotahuasi	Por Concertar	1	50	1,700	1983	Por iniciar construcción	14
	Camaná	Reino Unido (イギリス)	1	2000	2,000	1985	En evaluación	15
	Madrigal	Reino Unido (イギリス)	1	800		1984	En evaluación	

	Colca	Reino Unido	1	500		1984	En evaluación	
AYACUCHO	Pausa	Cofide	1	200	500	1982	En construcción	10
	Chavina	Cofide	1	280	1,500	1982	En construcción	17
		República Popular China	2	125	3,600	1983	En construcción	18
	Huancasancos	República Popular China	2	55	3,400	1983	En construcción	19
	Incuyo	República Federal Alemana	1	160	800	1984	En construcción	20
	Laramate	República Federal Alemana	1	200	1,100	1984	En estudio	21
	Ayacucho	Reino Unido	1	5000		1985	En evaluación	
	Puquio	Reino Unido	1	1000		1984	En evaluación	
CAJAMARCA	Pomahuaca	Cofide	1	65	600	1982	En construcción	22
	Namora	República Popular China	1	75	900	1982	En construcción	23
	Cutervo	A.I.D.	2	500	6,800	1984	En estudio	24
	Cajamarca	A.I.D.	2	400	6,900	1984	En estudio	25
	St. Cruz de Suán	A.I.D.	2	400	4,100	1984	En estudio	26
	Celendín	A.I.D.	2	800	8,500	1985	En estudio	27
	Cajamrca	Reino Unido	1	5000		1985	En evaluación	
	Chota	Reino Unido	1	1000		1984	En evaluación	
	Jaén	Reino Unido	1	2000		1985	En evaluación	
	Pucará	A.I.D.	1	420	3,300	1985	En estudio	28
	San Marcos-Ichucan	A.I.D.	2	125	4,100	1985	En estudio	29
CUSCO	Quincemil	República Popular China	2	55	1,000	1983	En estudio	30
	Paucartambo	Por Concertar	1	312	2,200	1983	En construcción	31
	Pomacanchis	Reino Unido	1	2000		1984	En evaluación	
HUANUCO	Huánuco	Reino Unido	1	4000		1985	En evaluación	
	Tantamayo	República Popular China	1	160	300	1983	En construcción	32
JUNIN	Pichanaqui	Cofide	2	625	9,400	1983	En construcción	33
	Chongos-Alto	A.I.D.	1	850	6,000	1984	En estudio	34
	Tarma	Reino Unido	1	2000		1985	En evaluación	
	La Merced	Reino Unido	1	2000		1985	En evaluación	
	Satipo	Reino Unido	1	3000		1984	En evaluación	
LAMBAYEQUE	Oyotan	Reino Unido	1	500		1984	En evaluación	

	Motupe	Reino Unido	1	800		1984	En evaluación	
LA LIBERTAD	Otuzco	Reino Unido	1	800		1984	En evaluación	
LIMA	Canta	República Popular China	1	250	2,700	1982	En construcción	35
	Santa Leonor	República Popular China	2	100	700	1983	En construcción	36
	Hongos	República Popular China	2	125	600	1982	En construcción	37
	Ravira-Pacaraos	República Popular China	2	75	400	1983	En construcción	38
	Yangas	D.L.163	1	75	300	1982	En construcción	39
	Oyón	Reino Unido	1	1000		1984	En evaluación	
	Cajatambo	Por Concertar	2	220	2,500	1984	En construcción	40
	Quinches	Por Concertar	2	175	1,400	1983	En construcción	41
	Santo Domingo de Naya	Por Concertar	2	120	700	1983	En construcción	42
	Cotahuasi	Donación	1	15		1982	En estudio	
PASCO	Pozuzo	Cofide	2	485	300	1984	En estudio	43
	Huachón	República Federal Alemana	1	120	2,000	1984	En estudio	44
PIURA	Morropón	Reino Unido	1	800		1984	En evaluación	
SAN MARTIN	San José de Sisa	Cofide	1	130	4,500	1982	En construcción	45
	Tabalosos	Cofide	1	376	6,000	1982	En construcción	
SAN MARTIN	Moyobamba	Reino Unido	1	5000		1985	En evaluación	
	Tarapoto	Reino Unido	1	3000		1985	En evaluación	
	Juanjul	Reino Unido	1	2000		1985	En evaluación	
TUMBES	Tumbes	Reino Unido	1	10000		1985	En evaluación	

NOTA:

(1) El Programa de Cooperación Técnica de la República Federal Alemana comprende adicionalmente la ejecución de 5 Proyectos Piloto de alcance microregional.

(2) Dentro del programa de la AID se encuentran en la fase de Estudio y delinición 20 proyectos adicionales.

(3) Los proyectos con financiación "Reino Unido" tiene carácter referencial y serán ajustados con los estudios respectivos.

(4) La Fuente de financiamiento se refiere a la adquisición de grupo hidráulico. Las obras civiles y montaje serán finaciados con todos del D.L. 163.

Ⅲ. 訪　問　記　録

Ⅰ 訪 問 記 録

1. ELECTRO PERU

(1) 第1回会談

日時： 12月15日 AM10：00～12：00

応対者 Ing Hercules CETRARO

（設備化次長）

Ing Guillermo VALLEJOS

（技術営業課長）

Ing 野 崎 次 男（技術顧問）

電力一般法（1982年5月29日発布）42条a）によれば，新たに500～30,000 kw の水力または地熱発電所を建設する場合には，動力鉱山省の許可が必要であり，同条b）によれば，少なくとも電力容量の20％を一般住民に供給しなければならない。ただし，充分な需要が存在しないことを電力総局が認めた場合を除く。

更に，同条C）において，電力供給権は30年で消滅し30年後発電所の所有権は，無償でELECTRO PERU に移ることとなり，移転後は電気をELECTRO PERU から購入しなければならない。

また20％の公共への供給義務は，ELECTRO PERU の発電所がない場合のみ課せられ，現在の所自家発電に，本法律を適用した例はない。当方から，政府が自家発電所の建設に対し，具体的な助成策を講じているかとの質問に対し，全くないとのことである。

(2) 第2回会談

日時： 12月21日 AM10：00～12：00

応対者 Ing Hercules CETRARO（設備化次長）

Ing Guillermo VALLEJOS（技術営業課長）

Ing Ruis TORRES CASABONA（送電線課長）

Ing 野 崎 次 男（技術顧問）

① 電力一般法に関して

電力一般法は，最近出来た法律であり，実績もなく，あまりよく知られてないのが実情で，今までに個人経営の電力販売会社であって，公共用に供した例はあるが，自家発がELECTRO PERU に譲渡した例はない。また，Ing Guillermo VALLEJOS の見解では，自家発に関しては，"電力を供給する権利"がないので，42条C)の"権利を30年後に無償で譲渡する"という条項に該当しないとのことである。

② 水力発電所の建設単価について

kw 当りの単価は，地形や地質の条件によって異なるので単価計算をすることは難しいが，概算は以下の通り。

(a) 有効落差５０m以上　１０００～３０００kw 規模

土木工事費６００～８００US$/kw

ただし，開きょ（open channel）が長い程，水量が大きい程コスト高になる。

(b) 発電機器についても条件（落差・水量）によって違うが600～900US$/kw程度である。

コスト面から見て一番安いのは中国製であり，一番高いのはドイツ，スイスの順になる。

土木，電気合計は，US$1200～1700/kw である。

③ 送電線の建設単価について

２万Vの送電線で10,000～14,000$/km

④ 配電線の建設単価について

配電線は明確に計算できないので，kw を Base に計算した。500～700$/kw

⑤ 以上②～④で述べた値は計画用であり，direct cost であるから工事業者の利益は含んでいるが，ELECTRO PERU の経費（約５０％，内容は顧問費，管理費，諸費）は含まれていない。

⑥ 建中利子について

(a) 金利に関しては，Foreign Bk 11％，Local Bk７０～８０％/年の利子を Case by Case で考えておく必要がある。

(b) 現地通貨のソーレスに関しては，物価上昇が１００％/年を越えている。ちなみに開発銀行の金利は５６％。

⑦ 建設単価の説明に関する野崎氏の総括意見

１０万kw ～２０万kw 規模の水力発電所がのきなみ３０００$/kw 以上になっているのに，小水力発電所（ワンサラ程度の規模）で，2,000$/kw 以下で出来るなどというのは，計画を安く見積りすぎており，可能性がうすいと思われる。

機器代だけで500～600$/kw程度は必要であるから土木工事費が異常に低く見積られていると思われ，参考にする時は注意して欲しい。

2. サンタ・ルイサ鉱業(株)

（Ｓ．Ｌ）

日時：　１２月２０日　ＡＭ１０：００～ＰＭ４：００

応対者：社　長　島谷幸雄
技術室　田口達平
管理室長　品川健治
管理次長　ALFONSO MONTES MARQUES
（法律顧問）

（○調査団，－ＳＬ社）

① ＪＩＣＡ案件としての発電所の条件

○ ＪＩＣＡの案件として考えるためには，周辺住民に電力を供給する必要があり，現在の周辺地域の人口を考えると，今急に需要が出てくるとは思われないが，長い年月で見ると，需要は十分にあると考えてよい。

――鉱山の社宅の電力消費についてみると，社宅では電気代が無料のこともあって，非常に電力を消費している。量的にみると，日本人の家庭の平均３倍位でないかと思われる。

② 発電所の問題について（調査団見解）

(a) 水資料の内容

(b) 大きなダムを作ることは，地形及び地点特性上得策でないので，２つの河川から集水した流れ込み式の発電所となるのではないか。

(c) 計画地点下流には，現在ELECTRO PERU の流れ込み式水力発電所があり，この発電所にダメージを与えないなら計画としてもやりいいし，コンセンサスを得るうえでもBetter であるように思える。すなわち既設発電所の取水口に新たに建設する発電所の放水口を出すというレイアウトになる。

(d) 発電所の規模については，（流れ込み式であること，及び落差的にも決まってしまうことなどより）水量がどれだけあるという問題に置きかえられる。先に述べたように，水力発電所の出力だけで，鉱山全部の必要電力と地域供給は賄い切れないのであるから，地点として，どの程度の規模となるのが最も経済的になるかが，今後の検討課題になる。

③ 水量データについて

○ 発電所の出力規模や経済性を検討するためには，水の資料が非常に重要である。先に入手した水のデータ及び現地の測水ポイント測水方法に関して，次のことを指摘しておく。

(a) 調査期間が短かすぎること。

通常日本では，年毎の出水も相当むらが出てくるため，１０年程度のデータを実測するか，近傍のデータを使用して予想し，その上で発電計画を立案している。しかし

今回の計画地点でみると，流量実測が2年弱であり，他に類推する測水データも，今回は入手できないか，場合によっては無いようである。

(b) 実測データの内容について

i) まず現在の鉱山の測水手法について，現地で説明を聞くと，計画地点の水量計測に関しては，流速と水位からその時の流量を計算しており，非能率である。

そこで，測水するポイントの水位と流量の関係をあらかじめプロットしておき，水位さえ読取っておけば簡単に流量を求められる方法に改善すべきである。この方法を採用すると，高度な技術を要しないうえ，能率的なデータ収集が可能となる。

ii) 次に，測定間隔に関する問題がある。1週間に一度の測水では，その間の流量変化をつかみ切れないと考える。このことは，発電所の基本的な設計に影響を与えるので，今後出来るだけ毎日データをとるようにしてもらいたい。たとえば，自記記録計を取付けるとか，1日1回水位だけ見てまわるという手法はどうか。

——幸いにもアンデス山系では，雨期と乾期が比較的はっきりしており，日本のように，天候の急激な変化はなく，乾期については比較的ゆるやかな特性をもっているので，1週間程度の間隔で測水しても前後の流量データは信頼できると考えている。当鉱山としては3000kw 2m³/s程度という初期の仮定があって，乾期重点のこのような測水データとなっている。

○ 鉱山側で割り切って，これで良いというのであれば，反対はしないし，それはそれで結構であると思うが，これらのデータにより発電所を建設してリスクを負うのは，会社であるということを考慮しておいてもらいたい。

——鉱山としては，初めてのことでもあって，ある時期だけを綿くとっても意味がなく

(i) ある程度長くデータをそろえる方が良いという方針で望んだ。

(ii) 経済的にも毎日はかるには，車輌とか人員等の関係で費用がかかる。

(iii) 信頼できる測水人がなかなかいない。

等の事情があり，不完全なデータでも仕方がないと考えている。

④ SL社の水力発電所についての考え方

——償却期間10年ということについて，当水力発電所計画にあてはめると，融資ベースに乗せるためには，今後5～10年と長期を要することになって，鉱山としてのニーズに対する遅れが生じる。ペルーにおける近年のエネルギーコストは急上昇し，あちこちで，水力開発が検討され一種の開発ブームになっている。しかし，いずれの地点においても，近年の問題であるため準備や調査の期間は短く，今回提出した水データ程度でやらざるを得ないというのが実情ではないか。

そこで，このような不十分なデータでもやりたいのだが，JICAにF/Sをお願いできないだろうか。

○ そこは企業の問題であるから，企業がそのリスクを負うと言うなら，やれないことはない。

—— 雨期に関しては，水はあると思うが，問題としている乾期は水が少ないので，この期間については，重点的に水量の把握をしているつもりである。鉱山としては，エネルギーコストが上昇してきているため，出来るだけ早く検討をしてもらって，経済性が成立するなら，速やかに導入したいと考えている。

また，投資額からすると，個人的意見（島谷社長）だが，4000kw以上の発電所を作ることは考えていない。投資額は最小限にしたいと考えている。1500～2000kw しか出ないこともあるかもしれないが，不足分は現有ディーゼルで補完することも止む得ないと考えており，150日最大稼動する予定で建設して100日しか稼動しなかったとしても，SL社としては，エネルギーコストを考えるとやりたい。

3. LA UNION 村（役場，ELECTRO PERU）

日 時： 昭和57年12月17日 PM5：00～6：30

応対者： Sixto Carhuancho GUILLERMO

(Secretario Concejo Provincincial de dos de Mayo)

(1) 人 口 UNION 4,527人

RIPAN 4,922人

計 9,449人

（'81 censusより）

(2) 世 帯 数 約1,500戸

(3) 平均収入 約s1 100,000/月（6人家族） ㊟ s1＝ソーレス 1vs$＝約1,000ソーレス

(4) 主要産業

商 業 45%

畜 産 45%

そ の 他 10%（家内工業，民芸品）

(5) 電気普及率 480戸/1,500戸＝32%

(6) 電気料金

～30kwH，30kwH～

1) 住 民 用 s1 21,460/月， s136/kwH

2) 商 業 用 s1 2,970/月 s19,880/kwH

(7) 平均使用電力量

村 全 体　378kw/日，63kw

(8) 平均支払料金

住　宅　s12,400/月　商　店　s15,500/月

(9) 電力供給時間帯

PM6：00～12：00（6時間）

(10) 発電設備

125kwディーゼル発電（'81 3月 50kw水力発電所災害により壊れる）

なお，役場の意見として，現在工業が発達していないのは，電源がないためで，将来余剰電力ができれば，テレビ，ラジオの放送局とかセメント，ガラス工場等を建設したいとのことである。

また，現在は，PM6：00～12：00までの6時間しか給電されていないので，せめて，AM8：00までは給電してほしいとの要望も出された。給電時間の延長が可能ならば，s15,000位（現状平均s12,400）までは払ってもよいという声もあった。

4. HUALLANCA村（住民インタビュー）

日 時：昭和57年12月18日

AM 10：00～11：30

応対者：Glisbardo Falcon AGUERO

(Profesor, Alcalde del Concejo Distrital)

Aurelio Matos TELLO

(Profesesor, Coordinador de Educacion Distrital de HUALLANCA)

(1) 人　口

HUALLANCA村　3,792人

HUANZALA　4,075人

計　7,867人（'81 censusより）

(2) 世 帯 数

約650戸（HUALLANCAのみ）

(3) 平均収入

約s150,000/月

（UNION村より多いのは，鉱山の収入があるため）

(4) 主要産業

畜　　産　　60%

鉱　　業　　40%

（但し兼業で農業1%，商業5%）

(5) 電気普及率

249戸/650戸＝38%

(6) 電気料金

LA UNION と同じ。

(7) 平均電力使用量

村全体　364kw/日，26kw/H

(8) 平均支払料金

住　　宅　s13,000/月　商　　店　s18,000/月

(9) 電力供給時間帯

PM6：00～AM8：00（14時間）

(10) 発電設備

156kw水力発電所（ELECTRO PERU）

HUALLANCA 村でもUNION村と同様電源がないため工業が発展しないとしている。考えられる工業として牛乳からチーズを生産，製材所（ユーカリの家具）等があるが，ELECTRO PERU に要請しても受けつけてもらえないとのことである。

また，現在はPM6：00～AM8：00までの14時間しか給電されていないので，昼間も給電してほしいとの強い要望があった。1日中給電してもらえれば，s110,000位（現状平均s13,000）払ってもよいという声もあった。

Ⅳ. 水力発電所の経済性評価

Ⅳ 水力発電所の経済性評価

1. 水力発電所計画の諸元および工事費

(1) 計画諸元

最大出力　2,920 kw

（常時　〃　1,360 kw）

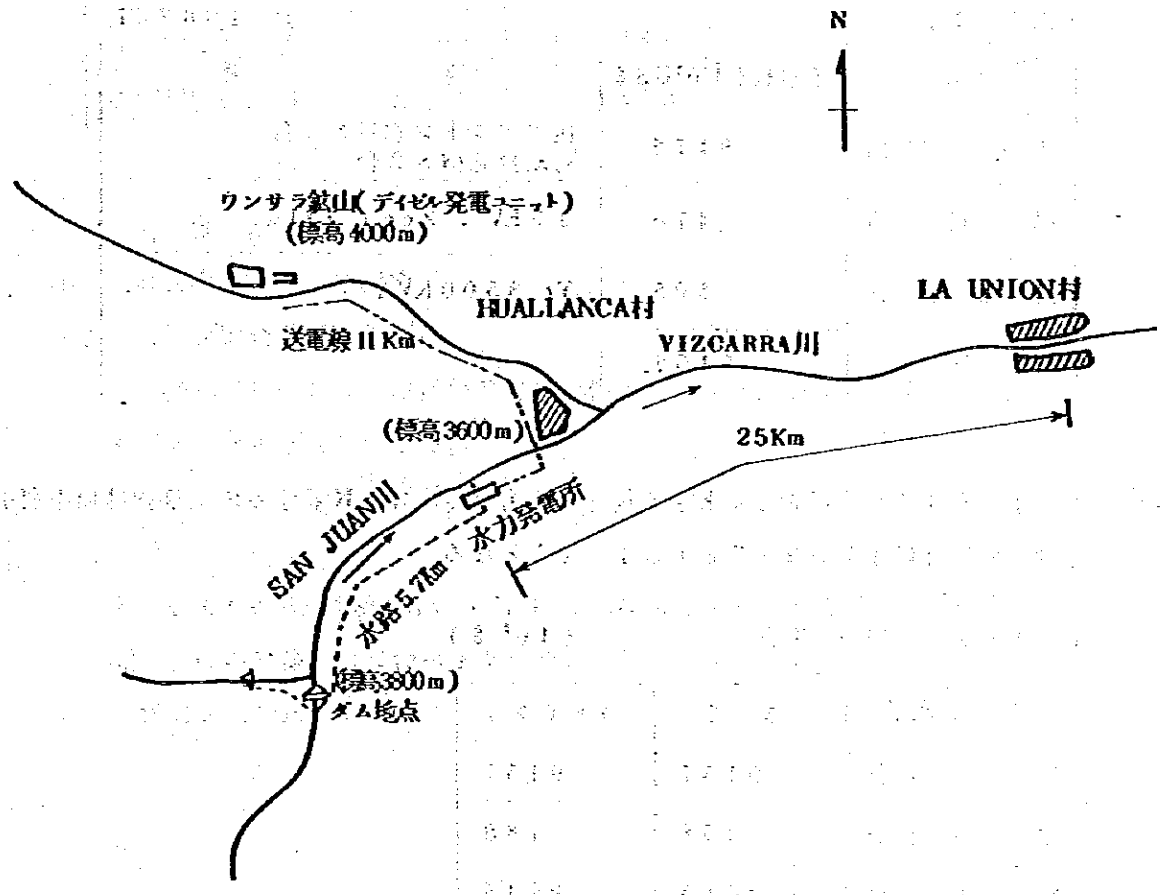
有効落差　1903 m

最大使用水量　2.0 m³/s

（常時時　〃　0.93 m³/s）

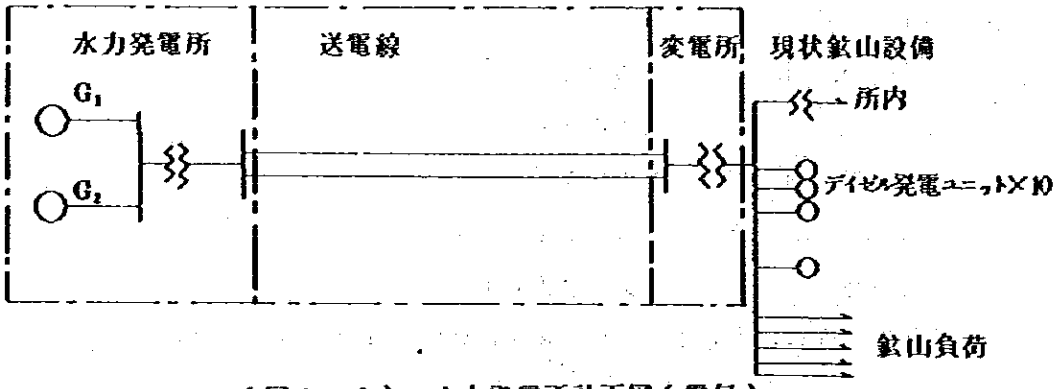
年間可能発電電力量　23,800 MWh　（1982年流況で計算）

（図1－1）発電所の付近説明図



(2) 水力発電所の工事費

水力発電所と送電線変電所の計画および現状のワンサラ鉱山における電力設備をモデル化すると（図１－２）に示すとおりとなる。



（図１－２） 水力発電所計画図（電気）

（表１－１） 1982 7

	工事費（10^3US$	備　　考
水力発電所	8,176	横軸ペルトン水車×２台 同期発電機×２台
送　電　線	476	３３KV，２cct，11kw
変電設備	505	Tr 3500KVA
計	9,157	

利子率を５％および８.６％とする場合の水力発電所建設に要する総工事費は建中利子（建設期間２年）を考慮すると（表１－２）となる。

（表１－２） 総工事費 （10^3 $）

利子率	５％	8.6％
建設工事費	9,157	9,157
建設中利子	458	788
総　工　事	9,615	9,945

2. 年間費用

年間費用は下記の条件で求めた。

- ○利子率；　5%および8.6%
- ○償却方法；　減債基金法
- ○運転維持費および管理費；　総工事費の25%
- ○耐用年数；　15年と仮定※1

※1　水力発電所設備の耐用年数は総合的に見て40年程度とされているが，経済評価のうえではワンサラ鉱山のMine Lifeとの関係で15年で取り扱った。

（表2－1）　水力発電所の年間コスト　（10^3 $）

利子率	5 %	8.6%
資本コスト	926	1,204
運転維持管理コスト	240	249
C（年間コスト）	1,166	1,453

3. 年間便益

(1) 代替火力発電所の年間費用

① 代替火力発電所の想定

経済検討に際し，比較評価の対象設備としては下記の条件により，鉱山の発電設備（ディーゼル）を想定する。

(a) ワンサラ鉱山は標高が高く，港からも遠いことから効率，輸送など経点的な条件が悪い。

(b) 近くを通る送電線がないので，標準的な火力からの電力供給は受けられない。

(c) 鉱山の電源として使用するため，信頼性が落せない。

代替火力の諸元を（表3－1）に示す。

（表３－１）　ワンサラ鉱山の発電設備

		諸　　元	備　　考
合計出力（KW）		3,750	
ユニット数 10	N－1	450KW　数年1968	ディゼル発電ユニット建設費
	N－2	〃　　〃	（出力600kw）　1982.7月
	N－3	〃　　〃	
	C－1	300　　1972	ディゼル発電ユニット　350×10^3 $
	C－2	〃　　1973	変圧器他　100 〃
	C－3	350　　1975	計　450 〃
	C－4	〃　　〃	
	C－5	〃　　〃	現場経費他（13%）　59 〃
	C－6	〃　　1977	合　計　509×10^3 $
	C－7	400　　1977	
発電電力量（MWh）		14,818 12,442 （計　27,260）	1981年　1～12月 1982年　1～　8月
消費燃料 ディゼル油（ガロン）		1,350,830 1,147,260 （計　2,498,090）	1981年　1～12月 1982年　1～　8月
潤滑油 （ガロン）		21,171 15,727 （計　36,898）	1981年　1～12月 1982年　1～　8月
1MWh当りの消費量		ディゼル油　91.64ガロン/MWh 潤滑油　1.354ガロン/MWh	価格　1982　7月 ディゼル油　0.7656$/ガロン 潤滑油　4.816　$/ガロン

上表は今回の調査により作成したもので，機器代は見積り価格，油代（ディゼル油，潤滑油）もワンサラ鉱山における価格である。特に油代は毎月上昇しているので，１９８２年の中間点７月の価格で代表した。

② 代替火力の年間費用の単価

ワンサラ鉱山と同等なディゼル発電所を再建設すると仮定することにより，KW当りの建設費（KWあたりの便益）およびKWh 当りの燃料潤滑油単価（KWh あたりの便益）および運転維持管理コストの単価は（表３－２）と予想できる。

（表3－2） 火力発電所単価

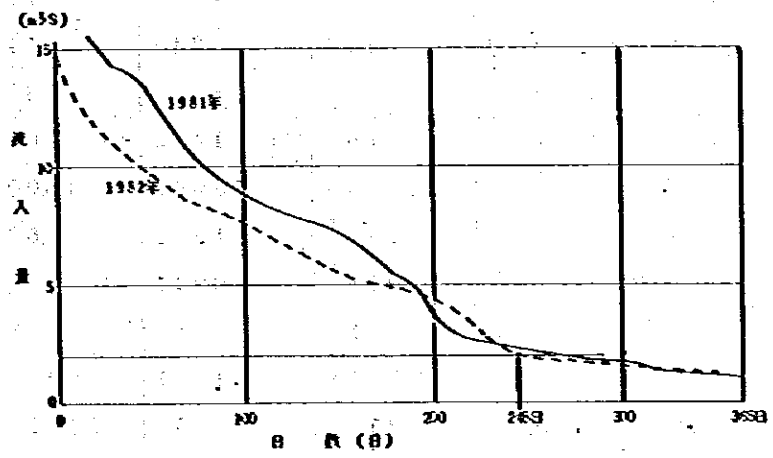
	単　　価	備　　考
KW当りの建設費	848$/kw	509×10³ $/600kw
KW　補　正　率	1.20	
KWh当りの燃料単価	0.0766$/KWh	ディゼル油 9164 07656÷1000=007016 潤滑油 1354 4816÷1000=000652 （ガロン/1000kwh）（$/ガロン）
運転維持管理コストの単価	人件費 22$/kw 維持費 47.2$/kw	人件費1982年11月実績×12 6,130,746×12/900/3,750=22$/kw ソーレス　月 ソーレス/$ kw 維持費 1982年予算 126,800,000/717.7/3,750=47.2kw ソーレス

4. 発電可能電力量

水力発電所の計画は流れ込み式であり，河川の流入量によって年間の発電電力量は変化する。今回の調査による河川の流況曲線図を示すと（図4－1）となる。（週1回程度の測定であるうえに，データとしては欠落したところもあるが，1981年と1982年で補完して作成したものである。）

流況図を現状では信用するとして，発電電力量を計算すると，1981年24,000MWh，1982月23,800MWh となり，水力発電所の設備利用率は93～94％となる。

（図4－1） 建設地点の流況曲線図



ワンサラ鉱山の負荷を考えると，粗鉱を９７０トン／日×３００日生産すると仮定すると，年間の需要電力量は

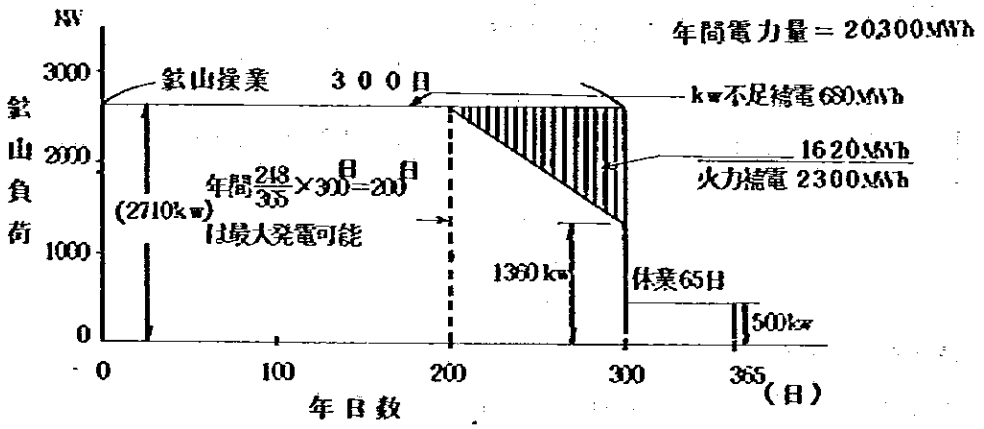
$$970 \times 69.72^{kwh/トン} \times 300^{日} \fallingdotseq 20{,}300MWh$$

となる。鉱山の操業しない日の電力を５００kwとすると操業時の平均的なkwは2,710KWになる。（図４－１）

次にワンサラ鉱山に対して水力の供給出来る電力量は１８,０００MWh 程度と想定され，水力発電所の設備利用率は７０％に低下するため発電原価的にみると割高になる。

（送電線や火力の所内ロスについては省略して計算した。）

（図４－２）　電気負荷でみた鉱山の操業モデル



5.　水力発電所の年間便益

水力の有効ＫＷは常時出力1,３６０KW，年間有効電力量は１８,０００MWh を採用し，水力と同等の代替火力発電所を作るとして年間費用と比較する。

（表５－１）　水力と火力の年間費用比較表

		水　力		代替火力	
利子率		5 ％	8.6％	5 ％	8.6％
年コスト	資本コスト（10^3 $）	926	1,204	133	168
	運転維持管理コスト（　〃　）	240	249	113	113
	燃料コスト（　〃　）	—	—	1,379	1,379
	計　（　〃　）	C_1 1,166	C_2 1,453	B_1 1,625	B_2 1,660
KWh		18,000	18,000	18,000	18,000
KW		1,360	1,360	1,632	1,632
総工事費		9,615	9,945	1,384	1,384
耐用年数		15	15	15	15
資本回収係数		0.09634	0.1211	0.09634	0.1211
運転維持管理コスト比率		0.025	0.025	0.082	0.082

これから求まる便益費用比（B/C）および超過便益（B−C）は次のとおりである。

	(B/C)	(B−C)
利子率 5%	1,393	459×10³ $
利子率8.5%	1,142	207×10³ $

この結果より，ディゼル発電所を再建するより，水力発電所を建設して電気を供給する方が経済的に有利であると言える。

6. 水力と火力の発電原価の推移と経済性

表5−1では物価上昇を考慮しない場合であるが，物価上昇を平均で10%として経済性を見ると（6−1）に示すとおりとなる。

（減価償却は定率として10%残価で計算した）

（表6−1） 水力と火力の年間費用比較表

（耐用年間均平化現在価値で示す）

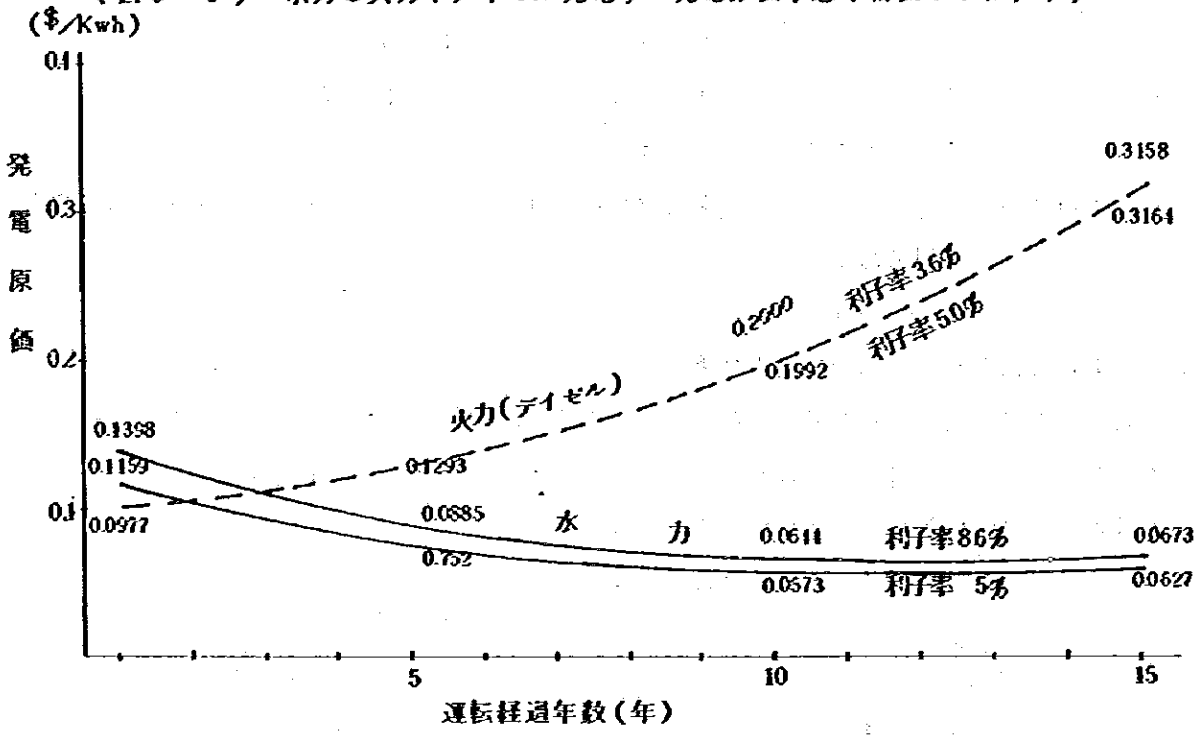
		水力		代替火力	
利子率		5%	8.6%	5%	8.6%
年コスト	資本コスト(10³$)	882	1,170	127	163
	運転維持管理コスト(〃)	467	456	220	207
	燃料コスト(〃)	−	−	2,682	2,528
	計 (〃)	C3 1,349	C4 1,626	B3 3,029	B4 2,898
KWh		18,000	18,000	18,000	18,000
KW		1,360	1,360	1,632	1,632
総工事費		9,615	9,945	1,384	1,384
耐用年数		15	15	15	15
資本コスト比率		0.092	0.118	0.092	0.1178
運転維持管理コスト比率		0.049	0.046	0.157	0.1496

物価上昇を考慮した便益費用比（B/C）および超過便益（B−C）は次のとおりである。

	(B/C)	(B−C)
利子率 5%	2.245	1,680×10³ $
利子率8.6%	1,782	1,272×10³ $

この結果から，水力発電所が火力（ディゼル発電）に対して，十分経済性があるといえる。利子率に関しては，利子率が低い程水力発電所の経済性は有利となる。

（図６－１）　水力と火力（ディゼル発電）の発電原価予想（物価１０％／年）



7.　次回調査における留意点

(1)　発電所規模

経済性の検討結果では，現有の火力（ディゼル）の発電原価が比較的高いので，水力発電所2m³/s，2,920kwは十分余裕をもって火力より有利となった。次回調査では，水力発電所の流入量も今回より程度が上がると思われるので，電力需要ディゼルエンジンの予備力化とあわせて最経済的な規模を検討する必要がある。

(2)　耐用年数と減価償却期間

水力の耐用年数は総合的にみて約４０年とみなして良いが，今回の検討においては鉱山寿命の最も短い予想の１５年を減価償却期間として計算した。水力発電所の寿命はその時点で５０％以上あると考えて良いので，経済計算上の留意をしておく必要がある。

(3)　火力と水力の運転維持管理費

火力の運転，維持管理費は７％程度とみなして良いが，ワンサラ鉱山におけるディゼル発電所の特徴（3,750kwで１０ユニット，人員１４名）もあり，経済計算のベースとなるコストを１９８２年の予算・実算ベースにおいた。

この値が火力の再建設コストの８.２％程度になるので，水力の運転維持コストを建設工事費の２.５％（１９８２年）と仮定して検討を行った。

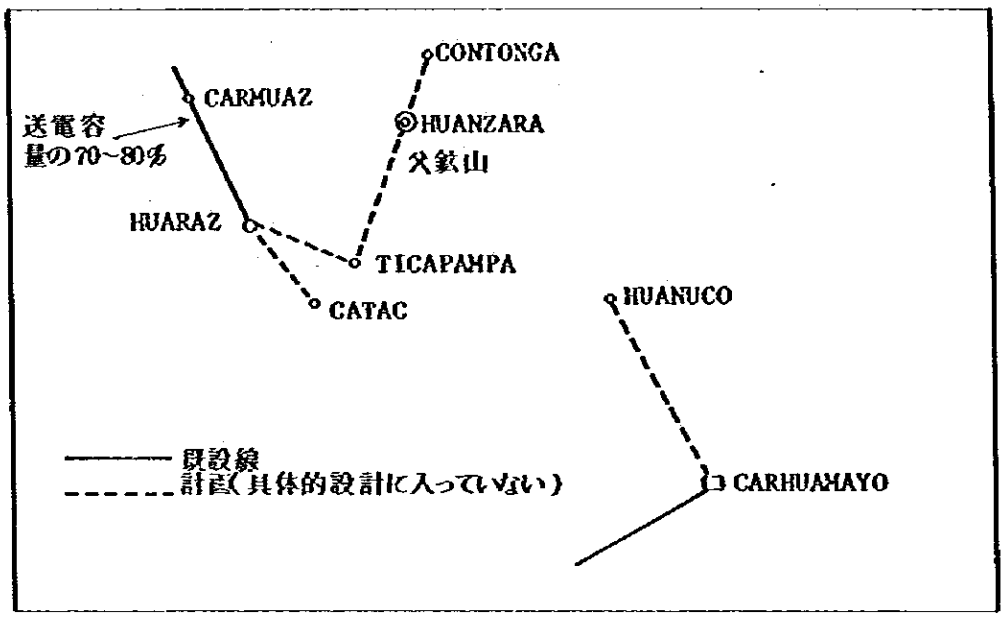
水力発電所の維持管理コストは地点によって変化するので，河川の濁水による機器補修の状況，ダム，水路の補修，人員配置計画，交通輸送費等を考慮して見なおす必要が

ある。

(4) 送電線関係の調査

本水力発電所計画に関連する送電線としては，次の２系統があるが，エレクトロペルーの事情聴取では，具体的な計画まで進んでいないということで，今回の検討ではエレクトロペルーからの買電は除外した。

（図７－１） 送電系統図



(5) 下流の調査

今回の経済性検討は，発電所をELECTRO PERUの発電所より上流(PUTCA)に立地する場合しか検討していないが，ELECTRO PERUと十分協議し，了解が得られるならば，次回調査では，より落差の得られる下流案(HUAMAN TANGA)についても，検討するのが望ましい。

V. 地 域 開 発 効 果

V 地域開発効果

サンタ・ルイサ鉱業株式会社ワンサラ鉱山における水力発電所の建設が同鉱山開発事業に付随して必要となる関連施設として周辺の地域の開発に資するものであること，すなわち地域開発効果について，HUALLANCA村及びLA UNION村における現地調査を踏まえ，以下検討することとする。

1. 給電時間の延長及び無灯火住宅に対する給電

本プロジェクトによる給電対象地域であるHUALLANCA村及びLA UNION村については，現在ELECTRO PERUが電力供給を行っているが，両村とも供給量が十分でない状況である。

まず，HUALLANCA村（１９６６年から給電開始）地域のうち，ワンサラ鉱山のあるHUANZALA地区（人口約4,０００人，約７００世帯）を除く，HUALLANCA地区（人口約3,８００人，約６５０世帯）においては，２４９戸に対しELECTRO PERUが水力発電（出力１５６KW）により給電しているが，給電時間は午後６時から午前８時までに制限されている。

次に，HUALLANCA村より３０km東に位置するLA UNION村（UNION地区人口約4,５００人）においては，８１年３月，水力発電所（出力５０KW）が災害により壊れたため，現在，ELECTRO PERUがディーゼル発電（出力１２５KW）により，４８０戸に対し給電しているが，給電時間は午後６時から午前０時までに制限されている。

HUALLANACA及びLA UNION両村の住民はELECTRO PERUに対し，給電時間の延長を強く要請しているが，まだ，実現されるに至っていない。両村の住民は現在の電気料金より多く支払っても給電時間の延長を強く望んでいる。本プロジェクトの実施により，ELECTRO PERUの給電時間帯以外の時間帯の給電が可能となり，給電時間が延長されるため，これら住民の要望に応えることができる。また，HUALLANCA村及びLA UNION村ともに６０％以上が無灯火住宅である。HUALLANCA村は６５０戸のうち４１０戸，LA UNION村（UNION地区及びRIPAN地区）は1,５００戸のうち1,020戸が無灯火住宅であるが，これら無灯火住宅に対する電気普及率の向上にも寄与することができるものと考えられる。

このように，本プロジェクトの実施により，給電制限住宅に対し安定的に給電するとともに，無灯火住宅に対しても給電が可能となれば，地域住民の生活の向上に大きく貢献し併せて地域社会の安定に寄与することになる。

2. 道路の整備

水力発電所の建設に伴い，発電機，変圧器，建設重機，機械，資材等を搬入するため，道路の路線改良，幅員，拡幅，路盤の改良等により周辺道路が整備される。また，現在，HUALLANCA村からLA UNION村に至る約30kmの道程は，道路が整備されておらずジープでさえ走行が困難な状態であるが，HUALLANCA村からLA UNION村まで送電することになれば，関連機械，資材等の搬入に伴い幅員拡幅，路床，路盤の改良等により道路が整備されることになる。

3. 地域経済の発展

HUALLANCA村及びLA UNION村における産業は畜産及び商業が中心であり，ワンサラ鉱山を除いては見るべき産業の発展がない。これは，電力事情が悪いため，産業の振興（製材所，皮革，チーズ，セメント，ガラス工場等）ができないためであるが，本プロジェクトの実施に伴う電力供給及び道路の整備により，地域経済の発展に寄与することができるものと考えられる。

4. 以上のように，本プロジェクトの実施は，地域住民の生活の向上及び地域社会の安定に大きく寄与し，地域開発効果が十分期待できるため，本件は，ワンサラ鉱山開発事業の関連施設整備事業として，国際協力事業団の融資対策案件になり得るものと考えられる。

なお，ペルー共和国において，1982年5月29日に『電力一般法』が公布されたが，本プロジェクトの様に水力発電所を建設し，周辺地域に給電することにより，地域開発に寄与することは，天然資源の有効利用のため，水力発電所の建設を奨励している本法の趣旨にも合致するものである。

VI. 収集資料リスト

2. 道路の整備

水力発電所の建設に伴い，発電機，変圧器，建設重機，機械，資材等を搬入するため，道路の路線改良，幅員，拡幅，路盤の改良等により周辺道路が整備される。また，現在，HUALLANCA村からLA UNION村に至る約30kmの道程は，道路が整備されておらずジープでさえ走行が困難な状態であるが，HUALLANCA村からLA UNION村まで送電することになれば，関連機械，資材等の搬入に伴い幅員拡幅，路床，路盤の改良等により道路が整備されることになる。

3. 地域経済の発展

HUALLANCA村及びLA UNION村における産業は畜産及び商業が中心であり，ワンサラ鉱山を除いては見るべき産業の発展がない。これは，電力事情が悪いため，産業の振興（製材所，皮革，チーズ，セメント，ガラス工場等）ができないためであるが，本プロジェクトの実施に伴う電力供給及び道路の整備により，地域経済の発展に寄与することができるものと考えられる。

4. 以上のように，本プロジェクトの実施は，地域住民の生活の向上及び地域社会の安定に大きく寄与し，地域開発効果が十分期待できるため，本件は，ワンサラ鉱山開発事業の関連施設整備事業として，国際協力事業団の融資対策案件になり得るものと考えられる。

なお，ペルー共和国において，１９８２年５月２９日に「電力一般法」が公布されたが，本プロジェクトの様に水力発電所を建設し，周辺地域に給電することにより，地域開発に寄与することは，天然資源の有効利用のため，水力発電所の建設を奨励している本法の趣旨にも合致するものである。

Ⅵ. 収 集 資 料 リ ス ト

収管部長	文書管理課長	収管課長	情報管理課長	図書情報室受付印

Ⅵ 収集資料リスト

昭和　年　月　日 作成

地域	中南米	調査団名称	ワンサラ鉱山開発及整備計画事前調査	調査の種類	事前調査	作成部課	
国名	ペルー共和国			現地調査期間	57年12月13日～57年12月25日	担当者氏名	

番号	資料の名称	形態	版型	ページ数	オリジナル・コピーの別	部数	収集先名称又は発行機関	購入・納入(依頼)の別	取扱区分	利用制限	利用後所属氏名	納入予定日	納入確認
A-1	ペルー共和国全図(1:1,000,000)ONC-25	印刷図			オリジナル	1 組	神田マップハウス	購入					
2	調査地域地形図(1:100,000)20-IRECUAY幸	〃			〃	〃	IGN	S/L300					
3	ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTOS HIDRO-ELECTRICOS EN LAS CUENCA DE LOS RION PATIVILCA Y VISCARA (1:100,000)	黒焼			コピー	1 枚	SANTA RUISA㈱	寄贈					
4	調査地域地形図(1:50,000)	青焼			コピー	1 組	SANTA RUISA㈱	寄贈					
5	ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTOS HIDREL-ECTRICOS (1:25,000)	黒焼			〃	1 枚	〃	〃					
6	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO RIO SAN JUAN (1:10,000)	青焼			コピー	1 組	SANTA RUISA㈱	寄贈					
B-1	国内河川流域ワンサラ近郊抜き、河川流量観測資料状況	黒焼			コピー	1 枚	SANTA RUISA㈱	寄贈					
2	HUANZALA水力発電所地区調査関係資料	〃			〃	3 枚	〃	〃					
3	CANTIDAD DE AGUA DEL RIO TORRES EL AND 1982	青焼			〃	4 枚	〃	〃					
4	〃 RIO CHUSPI 〃	〃			〃	〃	〃	〃					
5	〃 RIO 〃	黒焼			〃	2 枚	〃	〃					
6	CANTIDAD DE LLUVIA EN EL AND (1982)	〃			〃	5 枚	〃	〃					
7	ESTACION DE HUALLANCA CO-460 OBSERVACIONES DE PRECIPITACION TOTAL MENSUAL Y FRECUENCIA	〃			〃	2 枚	〃	〃					
8	ESTACION DE CHIQUIAN CO-538 OBSERVACIONES DE PRECIPITACION TOTAL MENSUALY FRECUENCIA	黒焼			コピー	2 枚	SANTA RUISA㈱	寄贈					

収集資料リスト

立管部長	文書管理課長	立管課長

情報管理課長	図書資料係受付印

昭和　年　月　日作成

地域	中南米	調査団名称	ウンサラ鉱山開発設備計画事前調査	調査の種類	事前調査	作課	
国名	ペルー共和国			現地調査期間	57年12月13日～57年12月25日	担当者氏名	

番号	資料の名称	形態	原図	ページ数	オリジナル・コピーの別	部数	収集先名称又は発行機関	無償・購入(価格)の別	取扱区分	利用区分	利用者所属氏名	納入年月日	納入担当者
C-1	調査地域地質図	単独			オリジナル	1 枚	SANTA RUISA他	無償					
D-1	RELACION DE LOCALIDADES POR PLIEGO TARIFARIO				オリジナル	1 枚	ELECTRO PERU	無償					
2	TARIFAS ELECTRICAS PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA POR ELECTROPERU				オリジナル	1 枚	ELECTRO PERU	無償					
3	ENERGIA ELECTRICA Y DESARROLLO（ペルー電力長期計画）	単独			コピー	1 部	動力鉱山省	無償					
E-1	エンジンのグループ別燃料油消費量	単独			コピー	1 枚	ウンサラ鉱山	無償					
2	発電電力量及び燃料油消費量及び鉱業消費実績（年チャート）	単独			〃	2 枚	〃	〃					
3	発電機出力の日変化（日負荷曲線相当）	〃			〃	6 枚	〃	〃					
4	発電のコスト他の運転諸効率と残存価値				オリジナル	1 枚	〃	〃					
5	ボーイラーホールの蒸気力				〃	〃	〃	〃					
6	運転保守人員の推移				〃	〃	〃	〃					
7	発電所固体の組織及び給料				〃	〃	〃	〃					
8	水力発電所建設後のエンジン発動機の処理				〃	〃	〃	〃					
9	鉱山の電力需要見込				〃	〃	〃	〃					
10	発電所維持費及び故障率				〃	〃	〃	〃					
11	発電所運転実績				〃	〃	〃	〃					
12	エンジン油とオイルのガロン当り単価	単独			〃	〃	〃	〃					
13	ディーゼル発電のコスト及び単価	〃			コピー	〃	〃	〃					
14	電力費の高騰とガソリングラフ	〃			〃	〃	〃	〃					
15	最低賃金の推移（リマ）	〃			〃	〃	〃	〃					
16	消費者物価指数	〃			〃	〃	〃	〃					
17	卸売物価指数	〃			〃	〃	〃	〃					
18	建設資材物価上昇グラフ	〃			〃	〃	〃	〃					
19	リマ首都圏インフレ率	〃			〃	〃	〃	〃					

出管部長	文書管理課長	出管課長

情報管理課長	図書資料室受付印

収集資料リスト

地域	中南米	調査団名称	ウンサラ鉱山開発施設機械計画事前調査	調査の種類	事前調査	作成部課	
国名	ペルー共和国			現地調査期間	57年12月13日～57年12月25日	担当者氏名	

番号	資料の名称	形態	版型	ページ数	オリジナル・コピーの別	部数	収集先名称又は発行機関	有償・無償(価格)の別	取扱区分	利用責任	利用者所属氏名	納入予定日	納入確認
20	リマ首都圏の物価指数	黒白			コピー	1 枚	ウンサラ鉱山	無償					
21	最低賃金の変遷	〃			〃	〃	〃	〃					
22	為替相場の推移	〃			〃	〃	〃	〃					
23	ガソリン値上状況	〃			〃	〃	〃	〃					
24	発電所砕鉱スケルトン	青			〃	〃	〃	〃					
25	ヴーベル発電所動力供給与 1982. 11. 現在	黒白			〃	〃	〃	〃					
ア-1	水質調査書	〃			〃	〃	SANTA RUISA社	〃					
2	ペルーにおける稼働率（関税含み）	〃			〃	〃	〃	〃					
3	鉱山における最大電力調書	〃			〃	2 枚	〃	〃					
4	1961. 71. 81年における人口統計表	〃			〃	〃	〃	〃					
5	交通，通信関係				オリジナル	1 枚	〃	〃					

Ⅶ. 質　問　調　査

Ⅶ 質 問 調 査

Questionnaire

on

Hydroelectric Power Development Project

in

Huanzala Mine in the Republic of Pruc

Preliminary Survey Team of JICA

Contents of Questionnaire

1. Electrical data in the Republic of Peru

Item	Description	Availability	Notes
1. Existing Power Facilities	Power plants, substations, and transmission lines (voltage, No. of circuit, route length) Power system single line diagram and route map		1. 発電設備 ディーゼル 118(内18リース) 発電能力 (年末) 9,030 kW 運転率 (82年11月) 75.8% 送電ロス 2,200 T 周波数 60%
2. Power Consumption	Maximum power demand (KW), annual energy consumption (KWH) Classification energy consumption (KWH) (a) Household (b) Industry (c) Agriculture (d) Commercial (e) Others Energy loss (transmission and distribution)		2. 最大需要電力 (82年11月) 8,115 kW 年間消費電力量 (82年末) 19,115,700 KWH 送配電ロス、考慮していない。発電所内の配電盤にある、各部門の積算計にて処理している
3. Demand and Supply Balance	Demand and supply balance at generating end from 19 to 19 (KW, KWH) Typical daily load curve		3 最近の実例、日変動曲線は川内国員に渡してある。
4. Demand Forecast	Regional development plan (master plan) Long term demand forecast (max KW, KWH) and protection method		4 今後公社、周辺一般民需ここで増量 334 kW と見込み 将発電設備能力 4,000 kW とする

[illegible]	Description	Availability	Notes
[illegible]y [illegible]ing	Long term supply planning (max KW, KWH) installed capacity, firm and secondary energy of each proposed power plant Reserve capacity		5. 上記イに準ずる 乾期水力発電出力低下のときは現有デーゼル発電にて補充する考え。

2. Economic Evaluation

Item	Description	Availability	Notes
. Evaluation Principle	Comparison with alternative power plants		1. 1980年6月概算比較 現有ディーゼル発電. 8.8¢/KWH 水力発電建設 [illegible]
. Period of Analysis	Hydraulic and alternative power plants		2. 1980年6月
. Service Life, Period of Replacement	Serve life, period of replacement of each item of hydraulic and alternative power plants		3. ディーゼル 15～20年 水力ハッキリ不明ムリ
. Operation and Maintenance	Annual operation and maintenance costs or ratios such as salaries and wages, repair expenses and others in which lubricating oil insurance and so on are included for hydraulic and alternative power plants		4. 運転 保全 修繕全費 (ディーゼル) 82年度予 1,625,709$ (内訳9ページ) その他資料は川内団員所有.
. Administration	Administration cost for hydraulic and alternative power plants		5. 4と同じ 但し. 発電所の組織および給与等については. 後日川内団員に送付.
. Other Items of Alternative Power Plants	Installed capacities, no. of units, fuel cost and so on		6. 未定.
. KW and KWH Benefits of Alternative Power Plants	Including estimation basis		7. 未定
. Tariff	Existing and future		8. 82年度予算 9.2¢/KWH (ディーゼル)
. Distribution Cost	Administration, transmission, substation, distribution, sales, interest, tax		9. 82年度予算 労務費 69,765$ 物品費 1,092,772 金 費 69,172 計 1,625,709

3. Geological Data

Item	Description	Availability	Notes
Published Map on Rock and Soil Classification	Comprehensive geological maps, geological structures and their explanation		1. INGEMMET にて コピーと購入することが出来る。 (La Union, Rocuay)
Aerophotograph			2. IGN (Instituto Geografico Nacional) に有る。
Project Site			3. 現在なくない。
a) Geological Drawings and Geological Report	Plans, profiles and sections Geological investigation reports		
b) Results of Geological Investigation Work	Developed drawings of exploratory tunnels or shafts Core drilling log Permeability tests and grouting tests Seismic prospecting Rock tests (deformation and shearing)		
Reservoir			4. 現在なくない。
Geological Drawings and Geological Reports	Plans, profiles and sections Geological investigation reports		

Item	Description	Availability	Notes
Hydro-geology			$S_{(c)}$川の水質は調査団に渡しずみ
a) Observed Under-ground Water Level			
b) Springing Spot			
c) Water Quality Examination	Pumping test, chemical analysis		
Construction Materials	Concrete aggregate, banking materials		6. コンクリート骨材現地採集可能
a) Locations	Plans and sections		
b) Materials Tests			
Published Report on Earthquake or Volcanic Activities	Vertical, horizontal seismic coefficient applied to design		7. 地震係数は当地域は不明

PAGE 32

4. Planning Data

Item	Description	Availability	Notes
Reservoir Area Capacity Curve			1. 日雨測データーはないが本図ノ日の測水データーは調査団に渡ずみ
Rating Curve	Near downstream of dam site, including location map		2. ELECTROPERU. HUALLANCA 発電所が. SAN JUAN 川下流にあり ELECTROPERU にある.
Back Water Level of Downstream Dam	If any		3. —
Power Plant	Available maximum head and discharge, and so on		4. HUAMANTANGA, PUTCA の2系あり. 各について調査団に渡ずみ
Transmission Line	Topographical map of proposed route around 1/100,000, 1/50,000		5. I.G.N にある. S=1/100,000 S=1/25,000 既小河は未確定.
Development Plans of the River Basin			6 資料なし
Regulation, Code, Criteria and so forth	Civil work, (dam, penstock, road, etc.), building, machine, and material and communication		7. CAPECO で入手出来る
Names of Contractor	Recommendable contractors (survey, geology, transportation)		8. 毎年官報にて公表されている 測量 SERCONSA 地質 MINDECO & BISA 輸送 TRANSPORTE ORMEÑO

PAGE 83

5. Topographical Map

Item	Description	Availability	Notes
1. Topographical Map covering the Locumba and Tambo	Appropriate scale		1. I.G.N にある S=1/100,000, S=1/25,000
2. Topographical Map covering Project Area	Scale around 1/100,000, 1/50,000 including catchment or reservoir area with 20m contour		2. 同上 但しコンター 50m
3. Topographical Map near Project Site	Scale around 1/25,000 (5m contour) and/or around 1/10,000 (2m contour)		3. 三井金属鉱業本社(東京)に S=1/10,000 地形図がある。但しコンター 10m
4. Topographical Map of Structure Site	Scale around 1/1,000 (0.5 to 1m contour) including quarry area and sites for construction facilities		4. なし
5. Profile Map of River	Appropriate scale		5. 資料なし
6. Cross Section of Dam Site	Scale around 1/2,000 ~ 1/1,000		6. なし
7. Survey	List and data of triangulation net for Project area List and data of level net for Project area List and data of bench-mark near Project area		7. I.G.N にて入手済

P.55 38

6. Hydrological and Meteorological Data

Item	Description	Availability	Notes
1. Run-off	Available data of all water gauging-stations including location map(s) Converted run-off data at the dam site		1. 調査団に渡した、測水資料、および観測位置図による。
2. Flood Flow	Physical method such as probable maximum method Statistical method Recorded maximum flood		2. 上記1と同じ
3. Sedimentation	Suspended material and bed load material		3. 資料なし
4. Evaporation	Monthly average observed or arranged evaporation		4. 3と同じ（大凡乾期4～5%、雨期2～3%と推察）
5. Precipitation	Available precipitation data, wet and dry seasons		5. 調査団に渡しずみ
6. Weather	Temperature, humidity and thunder (annual number of days per 10 km square), location maps of station(s) Max. Min. Temperature applied to design Max. wind velocity applied to design Lightning		6. 資料なし

7. Cost Estimation Data

Item	Description	Availability	Notes
. Construction Cost for Civil Work	Labour Materials (cement, steel, fuel, etc.) Unit cost of hydroelectric power plant constructed in recent years (per KW, per KWH)		1. CREPCO (Consejo de Reajuste de la Precios de la Construccion) CAPECO (Camara Peruana de la Construccion) にコスト関係の資料がある。 近年建設された水力発電所の資料は当方にはない。
. Construction Cost for Electrical Work	Labour Materials (cement, steel, fuel, etc.) Unit cost of oil-, coal-, geo-thermal power plant constructed in recent years (per KW, per KWH) Unit cost of transmission line		2. 当方に資料なし。
. Annual operation and Maintenance cost	Hydroelectric power station Thermal power station (including fuel) Transmission line Substation		3. 82年介年 2-9に記載 ワンナラ鉱山ディーゼル発電 他の発電については当方に資料なし。
. Interest rate			4. Soles 50.5% Dolar 6.180L+2
. Escalation rate			5. Case by Case 建設資材 82年度(10月末現在) 6.5%/年 将来 セメント 7%/年、鉄筋 9.1%/年
. Import duties	Permanent and temporary machinery and materials		6. 調査と詳細報告清

Ⅶ. 参　考　資　料

3. Other Requests

Item	Description	Availability	Notes
1. Organization in Charge of and/or concerned with the Project	Ministerial, Regional, Provincial Organization Responsible agency		1 MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS ← JICA ↓ ELECTRO PERU 実質的には ELECTROPERU が責任となる
2. Published Statistics	Statistics of economy, industry, trade, etc. in Dominican Rep. and the Project area (Annual Electric Report, Statistical Yearbook, etc.)		2. INE (Instituto Nacional de Estadistica) にて年4回(3ヶ月毎)に発表している。
3. Resettlement	Number of houses, population, farm land, etc. necessary to be relocated Unit prices of each item		3 HUALLANCA 牧場、または LA UNION 郡役所にて調査可能。
4. Land, Forest	Schemes of land use, forest, etc.		4. 3と同じ
5. Game Reserve	Kinds of wildlives preserved (if any) Area of game reserve		5. なし
6. Facilities and Arrangements for Field Investigation	Temporary bridges or boats and rafts to cross the river near the dam site Facilities for climbing at the dam site if necessary Labours, cars, radiophones (Hertz), Hotel accommodations		6 交通に関しては問題ない。自動車はリマにて賃貸出来る。労務者は現地にて採用出来る。現場でのトランシーバーの使用可能箇所は HUALLANCA 部落だけ出来るが、小数人員なら会社施設の利用も出来る。

Ⅷ. 参考資料

A　経済性評価の数値

水力発電所の経済性の評価は，計画する水力と同等な火力（ここではディゼル発電機）と考えて，両者を比較することによって行う。

以下の資料は，この評価に使用する数値をとりまとめたものである。

目　次

1. 代替火力の建設費

ワンサラ鉱山および水力発電所地点は，送電線が近くを通っていないこと，標高が高く，港より遠く離れていることなど悪条件が多く，代替火力としては現有火力（ディゼル発電）を考えた。

水力発電所の諸元は（表－１）に示すとおりであり，この発電所と等価な火力を考えると発電所規模，輸送，信頼度，経済性などを考慮して６００W程度のユニットを現状と同じく複数台設置することとした。

（表－２）は１９８２年のKW当りの建設費を説明したもので，標高4,000mに設置するとして火力のkw当り建設費＝８４８$／kw とする。

標高による出力ダウンは次のように仮定した。

○標高０～３００mは定格どおりとし，３００m標高が増すごとに効率は２.５％downする。

このことから，標高３００m以下で６００kw の出力のディゼルは，ワンサラ鉱山では，

$$(4{,}000-300)\ \frac{0.025}{300}\times 100=3.083\%$$ の効率downを生じるため

600×（1－0.3083）＝415kwの出力しか出ないことになる。

（表－１）　水力発電所の諸元

		諸　　元
出　力	最　大（kw）	2,920
	常　時（kw）	1,360
水車型式×台数		横軸ペルトン×2台
有効落差（m）		190.3
使用水量	最大（m³/s）	2.0
	常時（m³/s）	0.93
年間可能発電電力量		23,800MWh

（表－２） ディゼル発電機ユニットの購入価格

（1,000$）

	600kwユニット	400kwユニット
ディゼル発電ユニット	350	277
変圧器他	100	80
計	450	357
現場経費他 上記の13%	59	43
合計	509	400
kw当りの建設単価	848$/kw	1,000$/kw

2. 代替火力のkwh当り燃料単価

（表－３）にワンサラ鉱山における１９８１～１９８２年の発電電力量と燃料および潤滑油の消費量を示す。これにより1,000KWh 当りの燃料消費量は９1.６４ガロン，同じく1,000KWh 当りの潤滑油消費量は1,３５４ガロンである。

（表－４）は，１９８２年各月のワンサラ鉱山が使用した燃料と潤滑油の単価およびその月の為替相場の推移を示す。燃料の軽油を現地通貨で見ると，１月から９月で７２％上昇しているが，米ドルベースでは，１４％となり米ドルで見ると比較的安定している。潤滑油についても同じ傾向となる。

１９８２年の時価ベースを１年の中間点７月とすると，１KWh当りの燃料費単価は次のように求まる。

ガロン/1000KWh $/ガロン ガロン/1000KWh $/ガロン

KWh当りの燃料費単価＝（９1.６４×0.７６５６＋1,３５４×4.８１６）／1,０００＝0.０７６６

軽油　　潤滑油　　$/KWh

（表－４　ワンサラにおける軽油および潤滑油の単価

	1982年	軽油			潤滑油		
	月	ガロン当りソーレス	ソーレス/$	$/ガロン	ガロン当りソーレス	ソーレス/$	$/ガロン
	1	357.08	529.41	0.6745	2,428.64+35	529.41	4.653
	2	380.69	552.05	0.6896	2,510.85+35	552.05	4.612
	3	411.16	576.75	0.7129	2,652.28+35	576.75	4.659
燃料単価採用	4	448.84	610.71	0.7349	2,823.87+39	610.71	4.688
	5	462.75	644.44	0.7180	3,037.70+39	644.44	4.774
	6	501.88	677.66	0.7406	3,239.30+39	677.66	4.837
	7	549.34	717.53	0.7656	3,413.51+42	717.53	4.816
	8	592.35	756.98	0.7825	3,451.90+42	756.98	4.616
	9	613.07	795.25	0.7709	3,554.30+42	795.25	4.522

（表－3）　1981年，1982年のワンサラ鉱山における発電量と燃料，潤滑油消費量

年	月	発電電力量（1000KWh）	軽油消費量（ガロン）	潤滑油消費量（ガロン）
	1	1,482	135,200	2,042
	2	1,435	128,690	2,932
	3	518	48,630	444
	4	305	30,810	201
	5	525	50,110	594
	6	965	87,450	1,614
	7	1,591	143,290	2,966
	8	1,690	152,120	2,476
	9	1,601	146,390	2,948
	10	1,597	145,090	1,756
	11	1,549	141,930	1,540
	12	1,560	141,050	1,658
	年計	14,818	1,350,830	21,171
	1	1,541	140,000	1,582
	2	1,496	135,690	1,664
	3	1,675	153,040	2,035
	4	1,485	136,890	1,735
	5	1,598	147,890	2,245
	6	1,581	147,170	2,586
	7	1,543	143,010	1,908
	8	1,523	143,570	1,972
	年計	12,442	1,147,260	15,727
合　計		27,260	2,498,090	36,898
1000KWh当り消費量			91.64ガロン/KWh	1,354ガロン/KWh

3. 鉱山のディゼル発電設備（代替火力）の運転維持管理費

(1) 発電設備の現状

鉱山の発電設備は，ディゼル発電機１０ユニット，3,750kwを有しており，耐用年数は１５年と見ている。

現状の設備から平均残存耐用年数を求めると５～６年となる。

(2) オーバーホールに関する考え方

	オーバーホール周期	オーバーホール期間
N－1～N－3	28,000時間毎	2ケ月
C１～C－7	12,000～15,000時間毎	1.5ケ月

(3) 設備維持費

１９８１年　55,600×10³ ソーレス・・・109×10³ $（508.36ソーレル/$）

１９８２年　126,800×10³ ソーレス・・・177×10³ $（717.53　〃　）

（表－５）　現有ディゼル発電機の設備と残存寿命

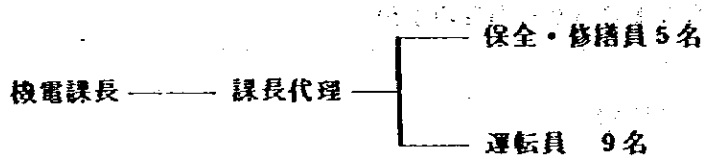
		メーカ	出力 常時kw	出力 緊急時kw	製作年	残存寿命 年
1	N－1	ニイガタ	450	540	1968	1
2	N－2	〃	〃	510	〃	1
3	N－3	〃	〃	510	〃	1
4	C－1	CAT	300	300	1972	5
5	C－2	〃	300	340	1973	6
6	C－3	〃	350	400	1975	8
7	C－4	〃	350	400	〃	〃
8	C－5	〃	350	400	〃	〃
9	C－6	〃	350	450	1977	10
10	C－7	〃	400	300	〃	10
	計		3,750	－	－	－

（表－6） kw当りの設備維持費

	kw当りの設備維持費
1981年	$\frac{109\times10^3}{3,750}$ ＝29.1$/kw
1982年	$\frac{177\times10^3}{3,750}$ ＝47.2$/kw

(4) 鉱山における組織と人件費

① 組　　織



② 人 件 費

1982年11月の人件費を見ると，合計で6,812$になる。年間人件費を求めると81,744$と想定できる。

年間のkw当り人件費は $\frac{81,744\$}{3,750\,kw}$ ≒22$/kw と計算できる。

（表－7） 鉱山におけるエンジン発電機に関する人件費 1982 11月分

	1ケ月当り給料11月ソーレス	左記を$で表示
職　員　4名	1,736,093	11月分
工　員10名	4,394,653	〃
計	6,130,746	6,812$

（1$当り900ソーレス）

1. 課長，課長代理は発電所専任でない。
2. 総出勤日30日に対し職員1名は3日，工員のうち1名は22日，あと1名は19日の出勤であるが，運転員の欠員補充は，他の運転員が代番しており，その金額は上記に含まれている。
3. 上記給料の他，社宅料，電気料，水道料は無償である。

4. 鉱山における粗鉱１トン当りの必要電力量と９７０トン×３００日操業の場合の年間必要電力量

(1) 粗鉱１トン当りを生産するのに必要な電力量

１９８１年，１９８２年の粗鉱生産量と発電電力量の関係から１トン当りの必要電力量＝６９.７２kwh／トンが求まる。

(2) 粗鉱９７０トン/日生産目標とする場合の１日当り電力量と平均ＫＷ

１日当り電力量＝９７０トン×６９.７２kwh/トン×３００日＝２０,２８９（１０００kwh）

(3) 鉱山が生産を休む場合の１日当り電力量の予想

平均kw ＝５００kw

１日当り電力量＝１２MWh

(4) 年間における操業パターンと電力量

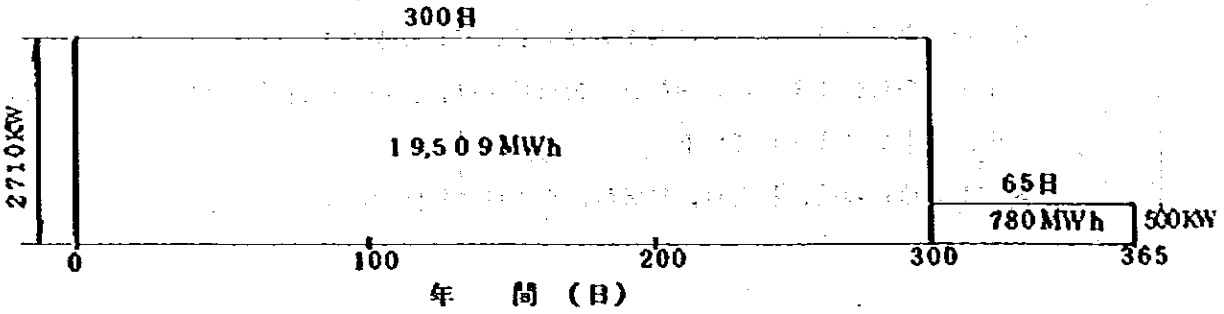
年間３００日を９７０トン生産，６５日を休山する場合の平均電力のパターンを（図－１）に示す。この場合の発電電力量は１９,５０９＋７８０＝２０,２８９MWh となる。

（１９８３年計画　１９,６２７MWh）

（表－８）　電力量と粗鉱生産量の関係

		比較量	
	１９８１年発電電力量（MWh）	１４,８１８	
	１９８２年　〃　（MWh）	１２,４４２	１月～８月
	(A)　計　（MWh）	２７,２６０	
	１９８１年の粗鉱生産量（トン）	２０５,３３１	
	１９８２年　〃　（トン）	１８５,６７０	１月～８月
	(B)　計　（トン）	３９１,００１	
１トン当りの消費電力量A/B（KWh/トン）		６９.７２	

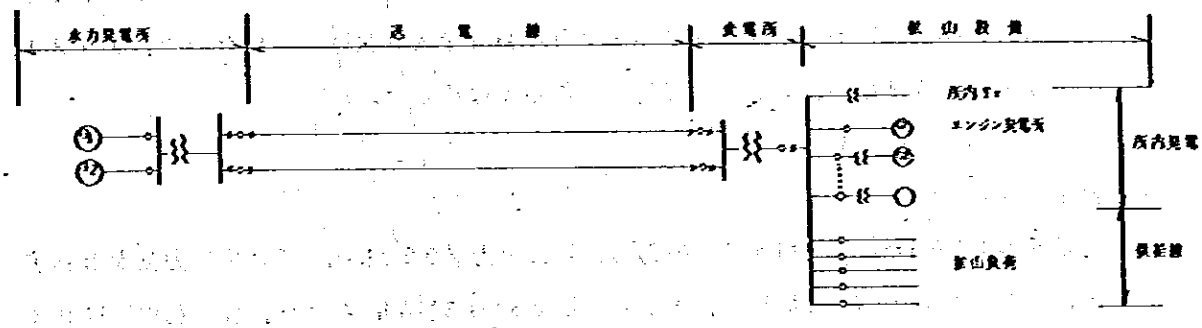
（図－１）　年間操業パターン（発電端における電力量＝２０,２８９MWh/年）



5. 発電所の建設費

プトカ案に対する水力発電所送電線，変電所，火力発電所，ワンサラ鉱山の負荷線をモデル化すると（図－２）に示すようになる。

（図－２）



計画する水力発電所送電線，変電所の工事費は（表－９）に示すとおりとなる。

（表－９）

	建設工事費（×10³ $）	設備の概要
水力発電所	8,176	有効落差1903m，最大使用水量20m³/s，常用使用水量0.93m³/s，年間可能電力量（1982年）23,800MWh，最大出力2,920kw，常時1,360kw
送電線	476	33kw，2cct，11km
変電所	505	3,500KVA，33k/22kv,33kv，2cct引込
合計	9,157	

（メモ）プラント

主機台を１００とすると，機器代および運賃，国内輸送費，据付調整の％は次のとおり。

工場製作　７８％
国内輸送　３％
据付費用　１９％

6. 流れ込み式発電所として見た地点の特性

(1) プトカ案の流況特性

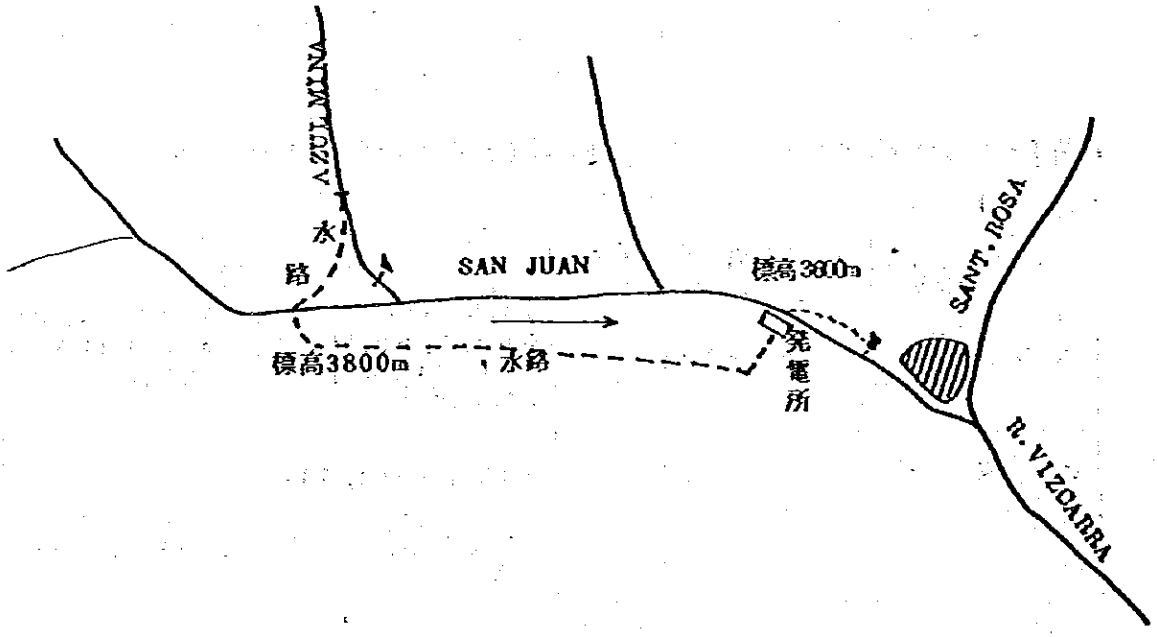
流れ込み式発電所としての特性を見るため流況に関して検討すると，SAN JUAN本流の合計値は（図－３）のようになる。

注） 流況は現地鉱山で測定したもので約１週間に１度程度の測定であり，１９８１年3/7～6/25 および１９８２年１２月のＤＡＴＡは欠落していたので，１９８１年と１９８２年の測定データで補完しあって作成した。

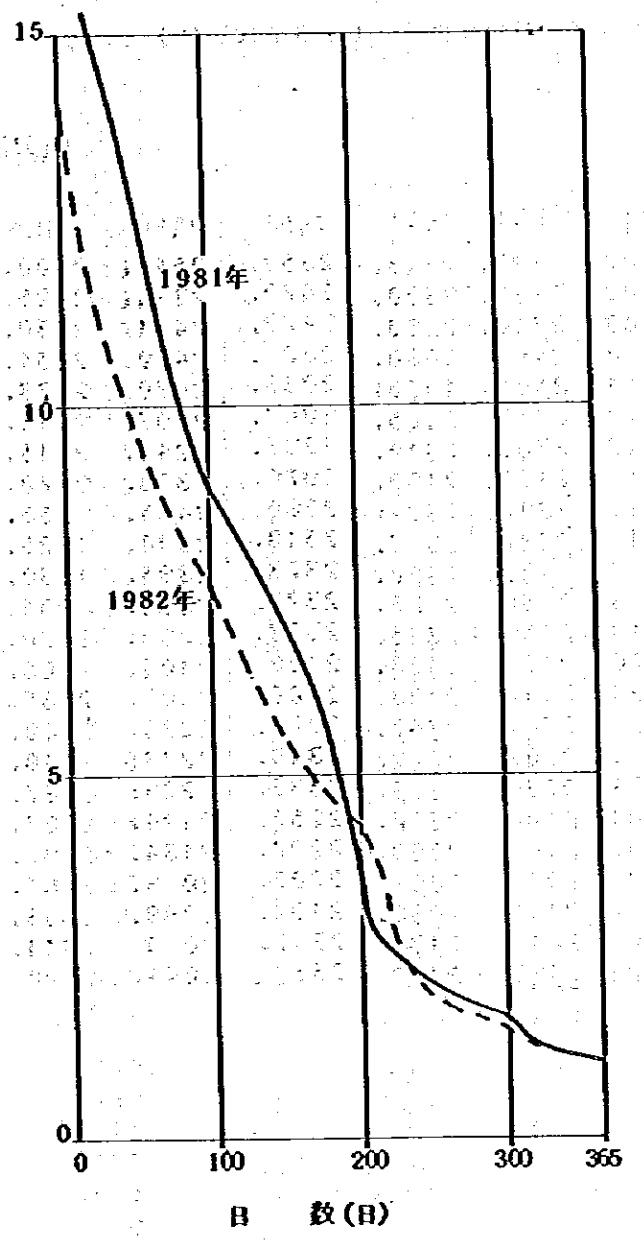
(2) 発電可能電力量

有効落差１９0.3m最大使用水量 2.0m³/s，最大出力2,920kw，で発生電力量を計算すると，１９８１年24,000MWh ，１９８２年23,813MWh となり，設備利用率は９３%～９４%になる。

（図－４） 計画地点の河川説明



（図－３） 計画地点の流況曲線



7. 鉱山の電力負荷

（表－１０）　ワンサラ鉱山日負荷曲線　１９８２代表日）

（単位 KW）

時刻	1月6日	2月4日	2月5日	2月6日	2月10日	2月11日
.07	2323.	2343.	2359.	2549.	2400.	2425.
.08	2333.	2300.	2470.	2331.	2425.	2341.
.09	2340.	2290.	2479.	2401.	2630.	2418.
.10	2488.	2080.	2020.	2460.	2654.	2498.
.11	2505.	1930.	2036.	2470.	2873.	2588.
.12	2255.	2105.	2043.	2193.	2414.	2413.
.13	2300.	2319.	2293.	2244.	2515.	2279.
.14	2159.	2189.	2076.	2330.	2470.	2333.
.15	2297.	2304.	2060.	2405.	2455.	2653.
.16	2387.	2353.	2518.	2300.	1825.	2713.
.17	2432.	2420.	2373.	2385.	1630.	2592.
.18	2450.	2375.	2327.	2339.	1805.	2440.
.19	2459.	2315.	2323.	2289.	2470.	2419.
.20	2191.	2123.	2128.	2104.	2505.	2378.
.21	2147.	2193.	2208.	2109.	2535.	2553.
.22	2304.	2367.	2272.	2229.	2460.	2483.
.23	2303.	2272.	2348.	2273.	2310.	2140.
.24	2234.	2259.	2333.	2229.	2287.	2242.
.01	2104.	2327.	2257.	2124.	2287.	2411.
.02	2144.	2098.	2227.	2134.	2307.	2480.
.03	2060.	2098.	2202.	2049.	2461.	2425.
.04	2145.	2088.	2192.	2099.	2356.	2315.
.05	2415.	2133.	2342.	2099.	2311.	2236.
.06	2463.	2148.	2337.	2044.	2400.	2341.

（表－１１）　日負荷曲線

順	KW	順	KW	順	KW
1	2873.	51	2373.	101	2234.
2	2713.	52	2367.	102	2229.
3	2654.	53	2359.	103	2229.
4	2653.	54	2356.	104	2227.
5	2630.	55	2353.	105	2208.
6	2592.	56	2348.	106	2202.
7	2588.	57	2343.	107	2193.
8	2553.	58	2342.	108	2193.
9	2549.	59	2341.	109	2192.
10	2535.	60	2341.	110	2191.
11	2518.	61	2340.	111	2189.
12	2515.	62	2339.	112	2159.
13	2505.	63	2337.	113	2148.
14	2505.	64	2333.	114	2147.
15	2498.	65	2333.	115	2145.
16	2488.	66	2333.	116	2144.
17	2483.	67	2331.	117	2140.
18	2480.	68	2330.	118	2134.
19	2479.	69	2327.	119	2133.
20	2470.	70	2327.	120	2128.
21	2470.	71	2323.	121	2124.
22	2470.	72	2323.	122	2123.
23	2470.	73	2319.	123	2109.
24	2463.	74	2315.	124	2105.
25	2461.	75	2315.	125	2104.
26	2460.	76	2311.	126	2104.
27	2460.	77	2310.	127	2099.
28	2459.	78	2307.	128	2099.
29	2455.	79	2304.	129	2098.
30	2450.	80	2304.	130	2098.
31	2440.	81	2303.	131	2088.
32	2432.	82	2300.	132	2080.
33	2425.	83	2300.	133	2076.
34	2425.	84	2300.	134	2060.
35	2425.	85	2297.	135	2060.
36	2420.	86	2293.	136	2049.
37	2419.	87	2290.	137	2044.
38	2418.	88	2289.	138	2043.
39	2415.	89	2287.	139	2036.
40	2414.	90	2287.	140	2020.
41	2413.	91	2279.	141	1930.
42	2411.	92	2273.	142	1825.
43	2405.	93	2272.	143	1805.
44	2401.	94	2272.	144	1630.
45	2400.	95	2259.	145	——
46	2400.	96	2257.		
47	2387.	97	2255.		
48	2385.	98	2244.		
49	2378.	99	2242.		
50	2375.	100	2236.		

8. 変電所（ワンサラ鉱山側）の建設工事費

変電所工事費は次の手法で算定した。

(1) 必要資材と１９８２年の国内コストは合計で７３.４百万円となる。

(2) 輸送・税金・保険などを６０％，据付・管理・諸費部分を１２％見ると建設費は国内機器代の１７２％を見込んで１２６.３百万円となる。

(3) １９８２年７月の為替相場を１$＝２５０円で建設費を算出すると

建設費 ＝ ５０５×１０³ $

となる。

（表－１２） 変電所工事費の内訳

	数	価格（百万円）
OCB 33kv	2	17.2
LS	4	5.0
DB	3	0.94
Ar	3	1.0
Tr 33kv/2700v 3460KVA	1	11.2
CuB OCB他×1	1	7.0
送電Ryおよび鈑	1 式	8.0
電線ケーブル	1 式	6.0
通信	1 式	15.8
屋外鉄構３.６T	1 式	1.3
合計		73.44

現地における価格予想

輸送関税他　　６０％（ワンサラ着）

現地工事費（現地価格）　　１０％

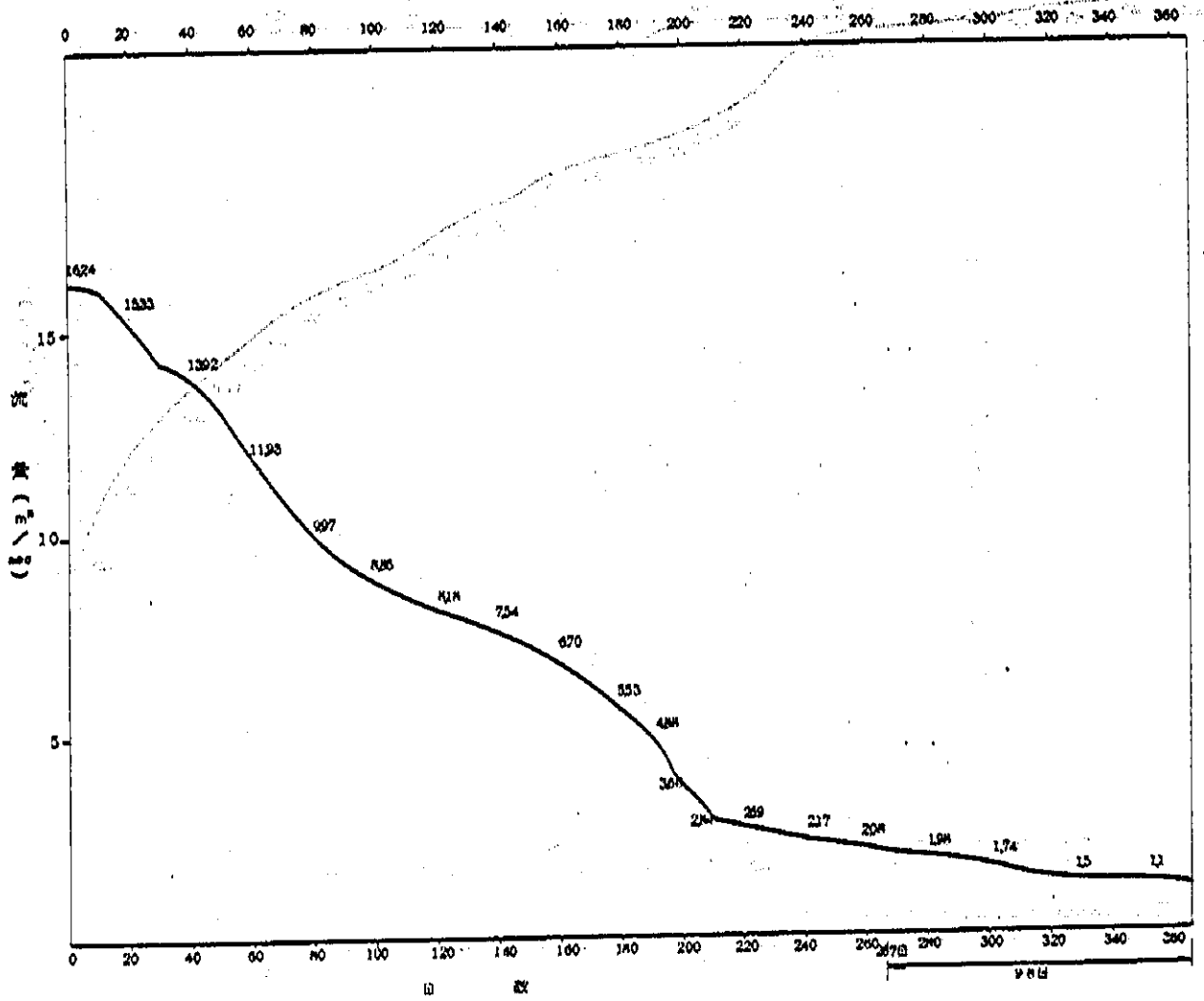
諸費（２％）　　２％

１$＝７１７.５３ソーレス

１$＝２５０円

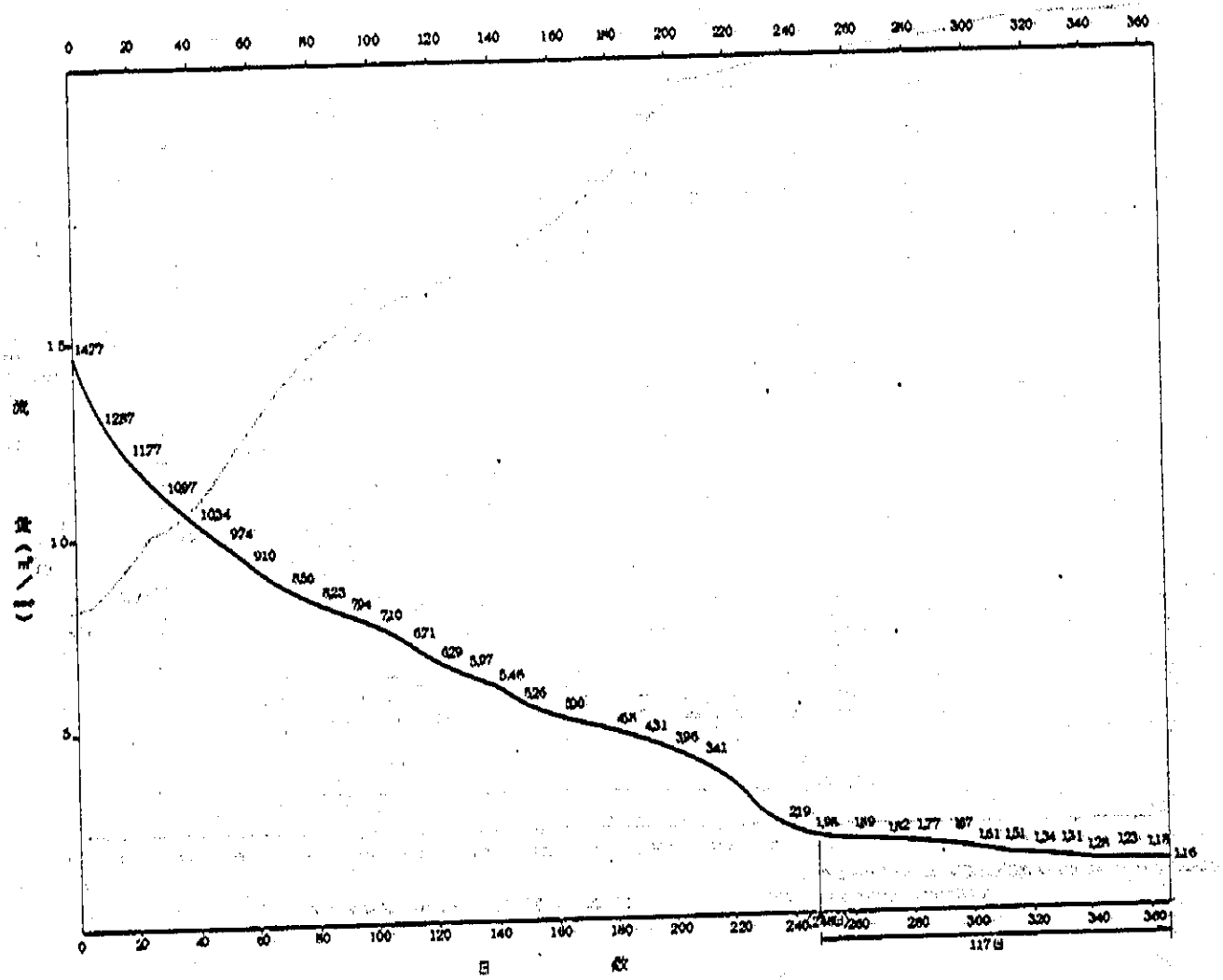
（50－5） ワンサラ鉱山
ブトカ地点 1984年 流況曲線図

注） SAN JUAVとAZULMINA
3/7～6/25 までは欠測値大量のため8 24年のDATAで補完

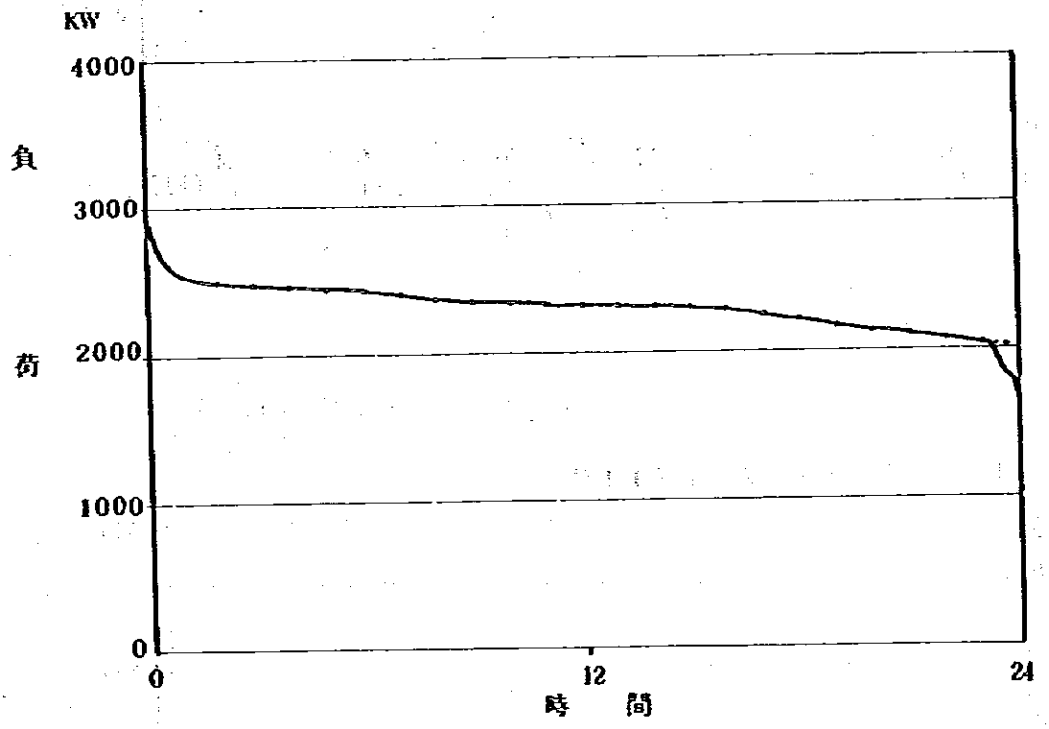


（図－６）　ウンサク鉱山
アトカ地区１９８２年　流況曲線図

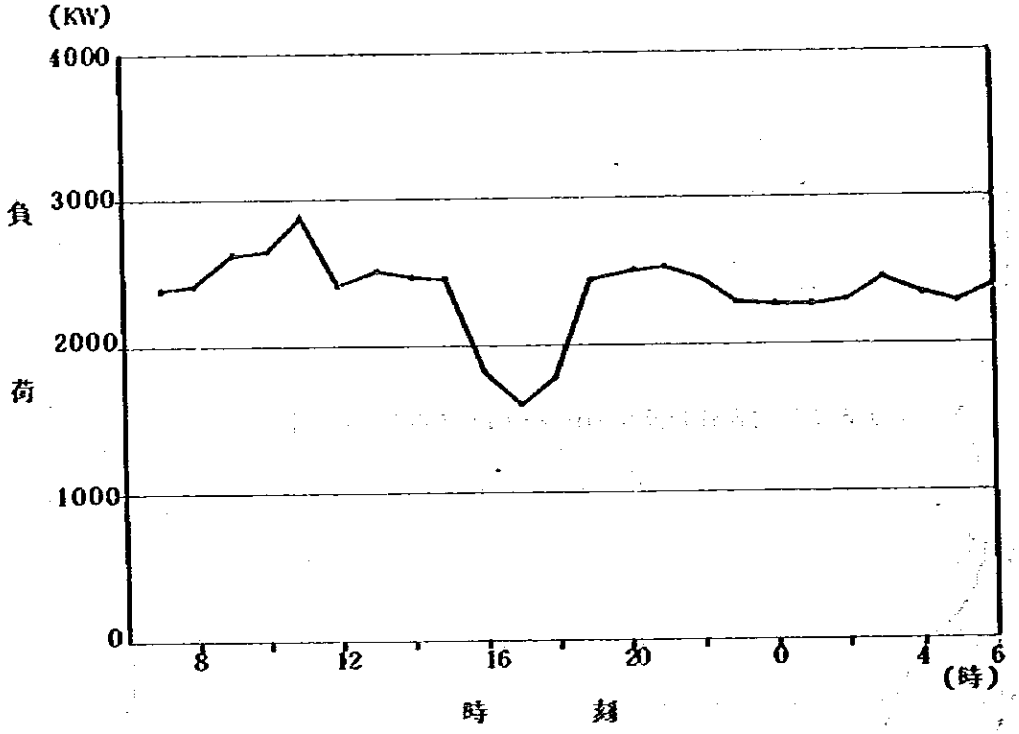
注）SAN JUANとAZUL MINAの合計で補足
１２月のDATAは欠損のため１９８１年のDATAで補足



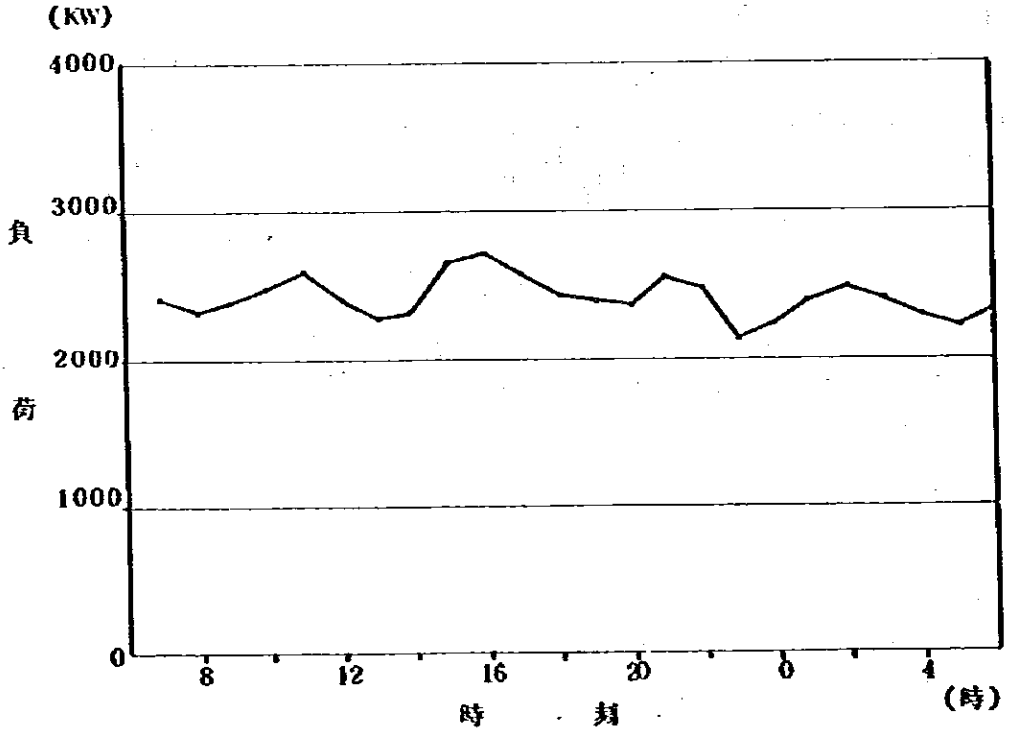
（図－７）　１９８２年代表日の負荷のDuration(操業日6日平均)



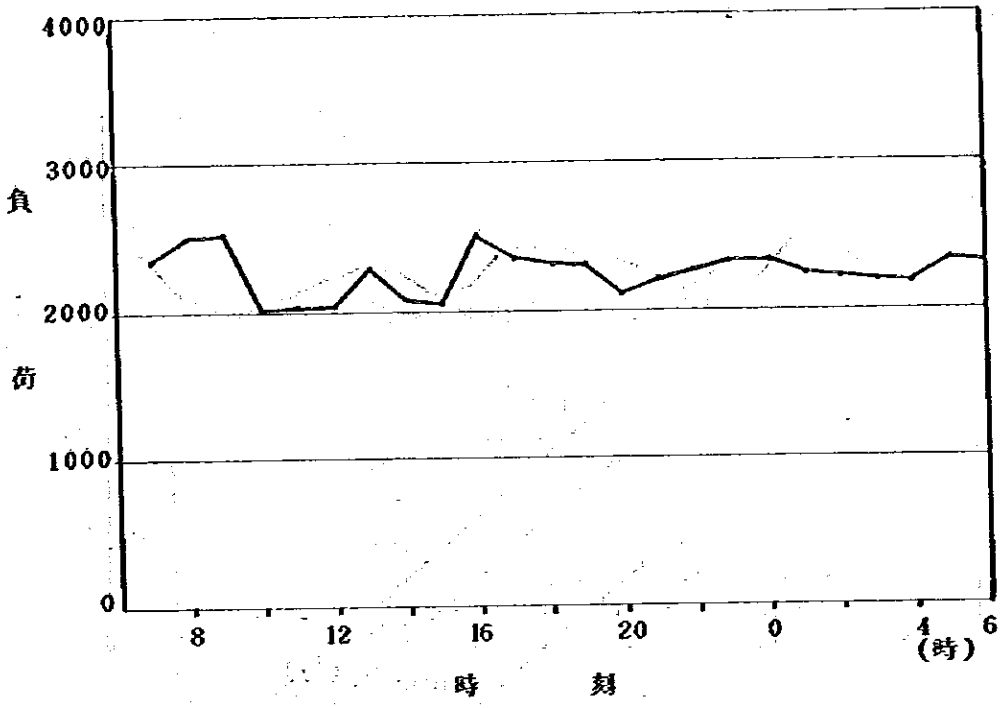
（図－８）　１９８２，２月１０日



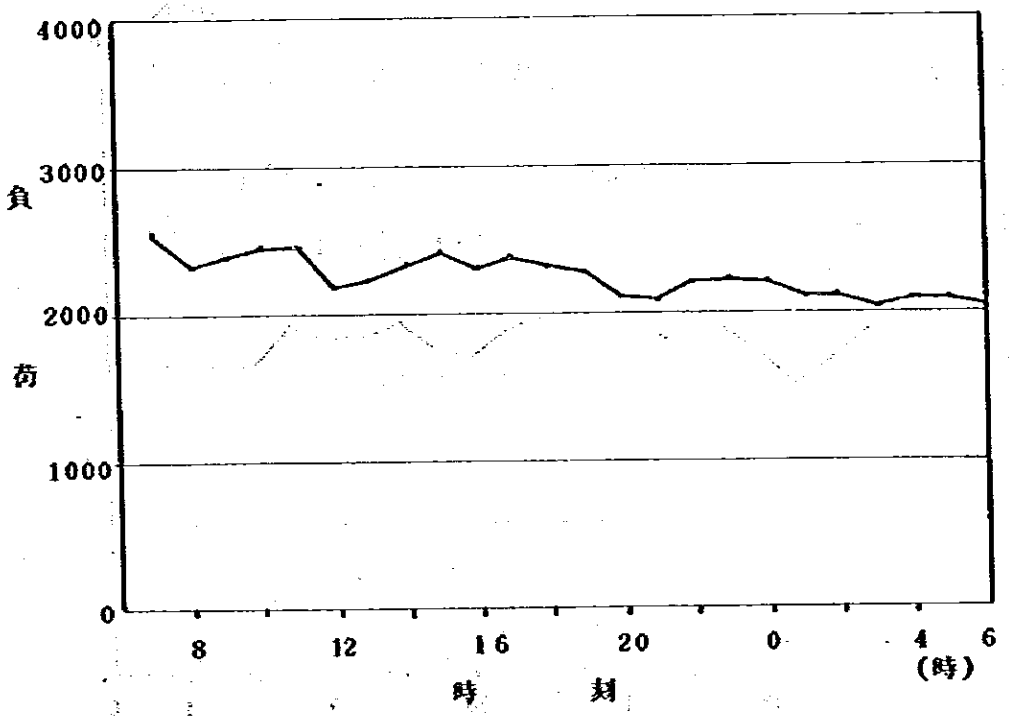
（図－９）　１９８２，２月１１日



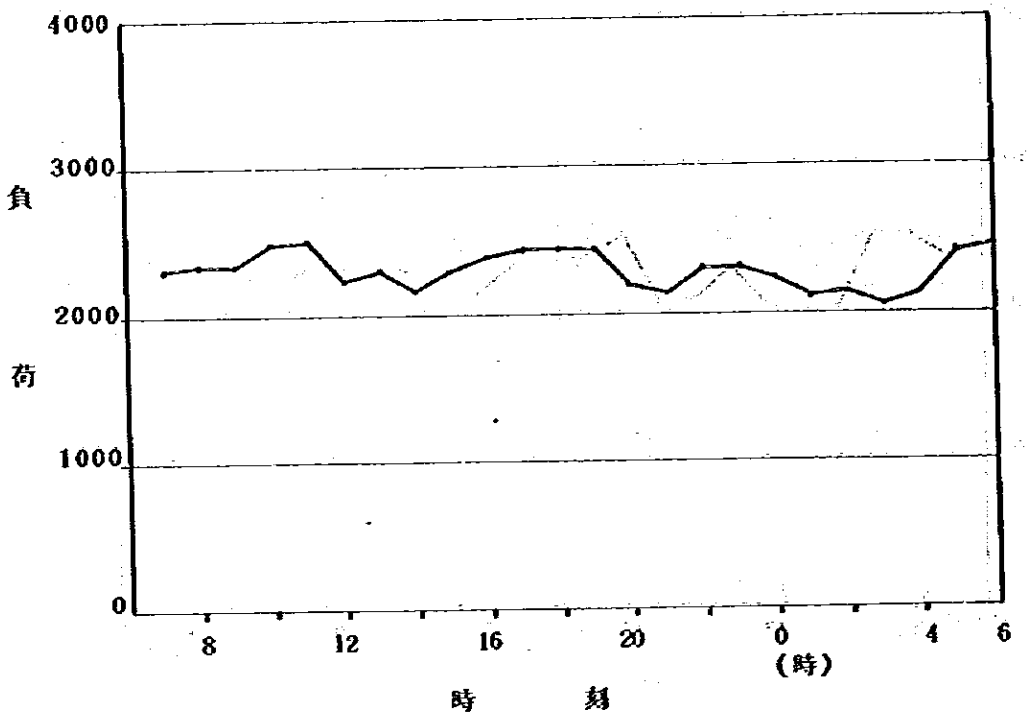
(図－10)　1982, 2月5日



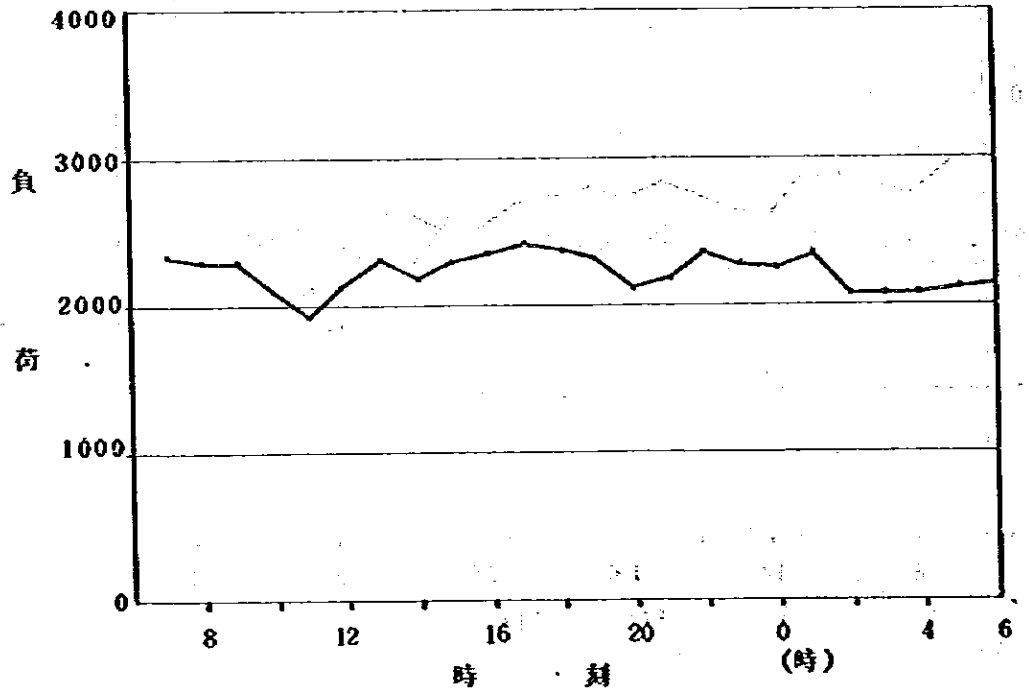
(図－11)　1982　2月6日



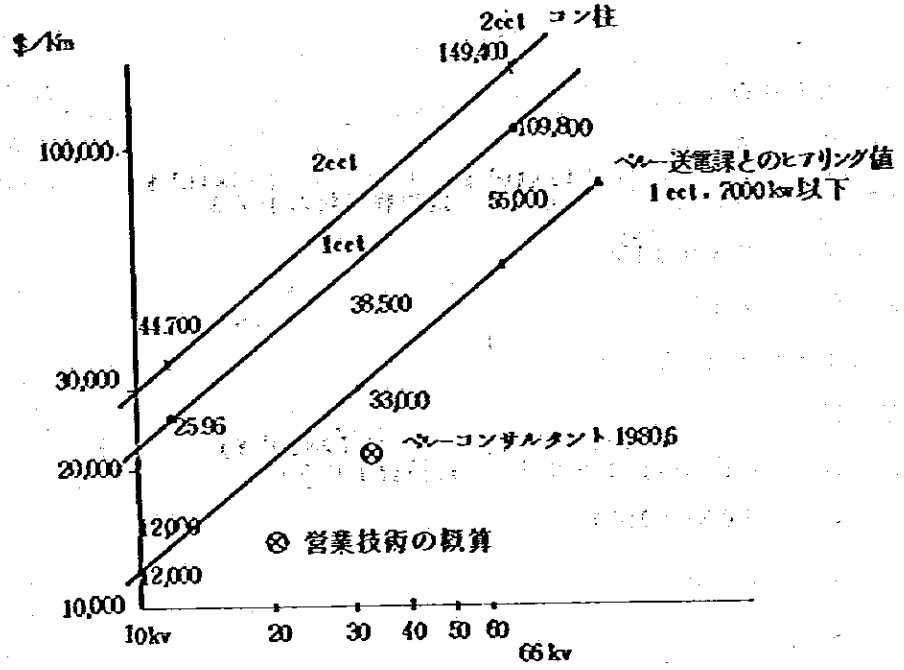
（図−12） 1982, 1月6日



（図−13） 1982, 2月4日



（図−14） 送電線工事費・送電容量7000KW以下（木柱H）



33^{kv} 2^{cct} の1km 当り工事費 43,300 $/Km

$314 \times \frac{73}{53} = 43.3$

B　水力発電所完成後の火力と水力の総合発電原価の推移

1. 計算条件

(1) 水力　2920kw/1360kw　18,000MWh発電する。

	利子率　5%	利子率 8.6
工事費	9615×10³ $	9945×10³ $
維持費	維持　人 199　42	維持　人 208　42
耐用年	15	15

(2) 水力と組合せた場合の火力

工事費　0

維持費他　現状人権費の50%　(42×10³ $)　維持費現状の1/3　(59×10³ $)

発電電力量　2,300MWh

耐用年　15年

(3) 現状火力で15年運転するCase

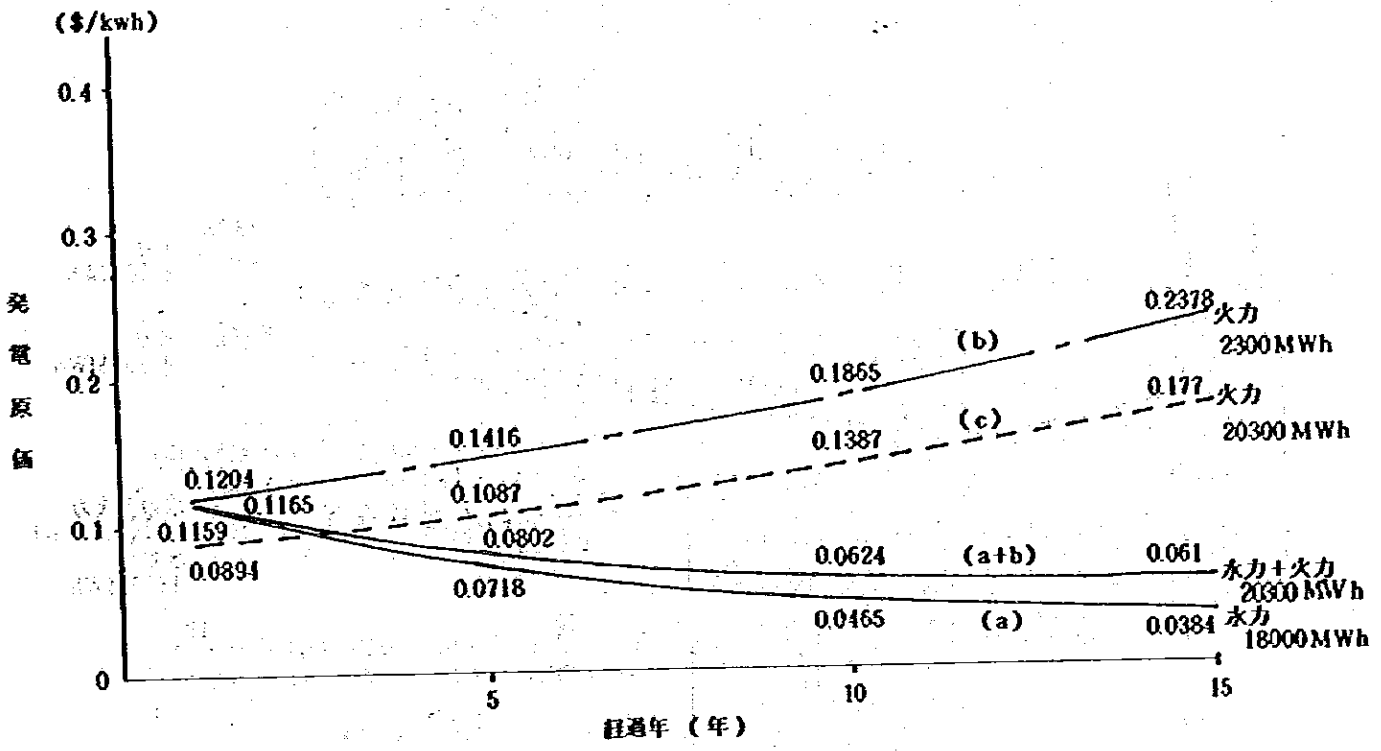
工事費　0

維持費　現状人権費100%　(83×10³ $)　維持費100%　(177×10³ $)

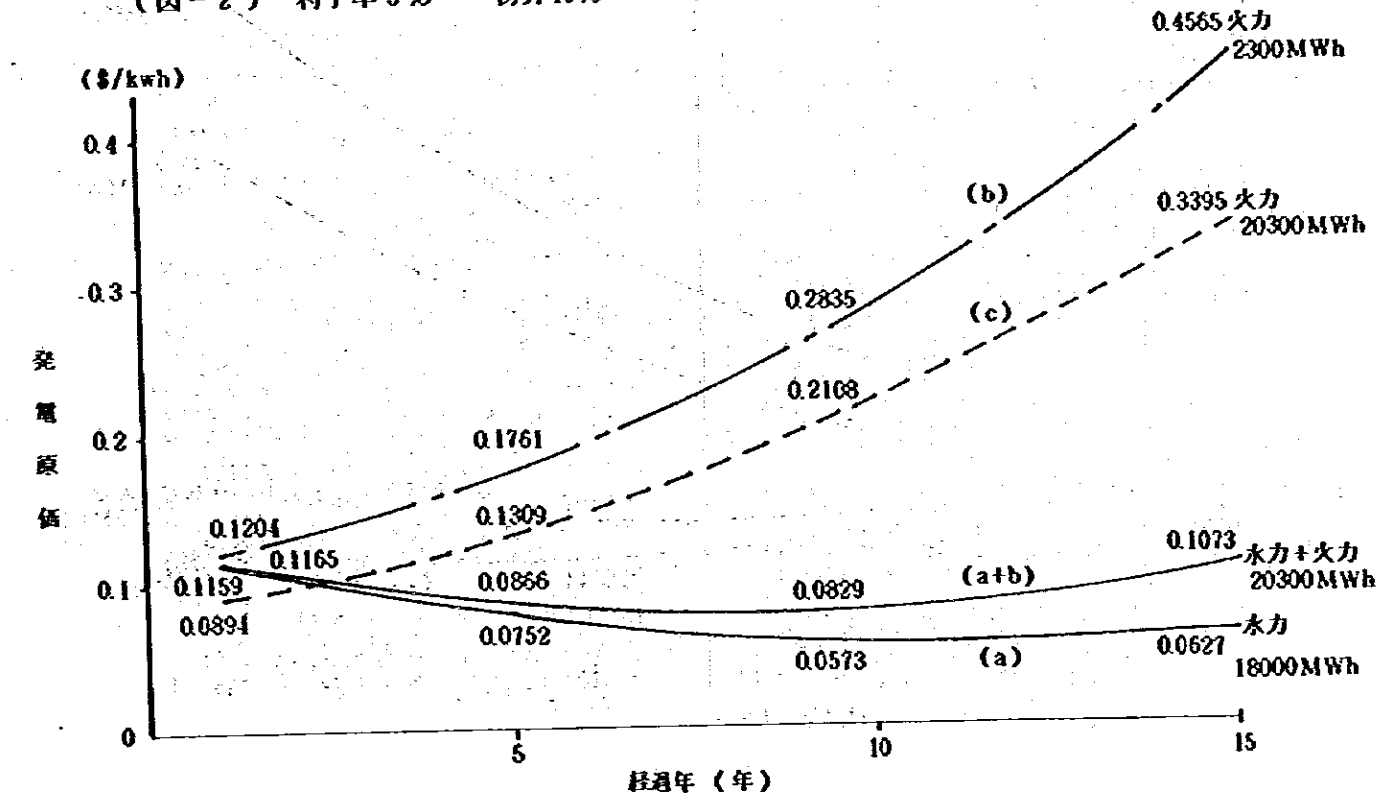
発電電力量　20,300MWh

耐用年　15年

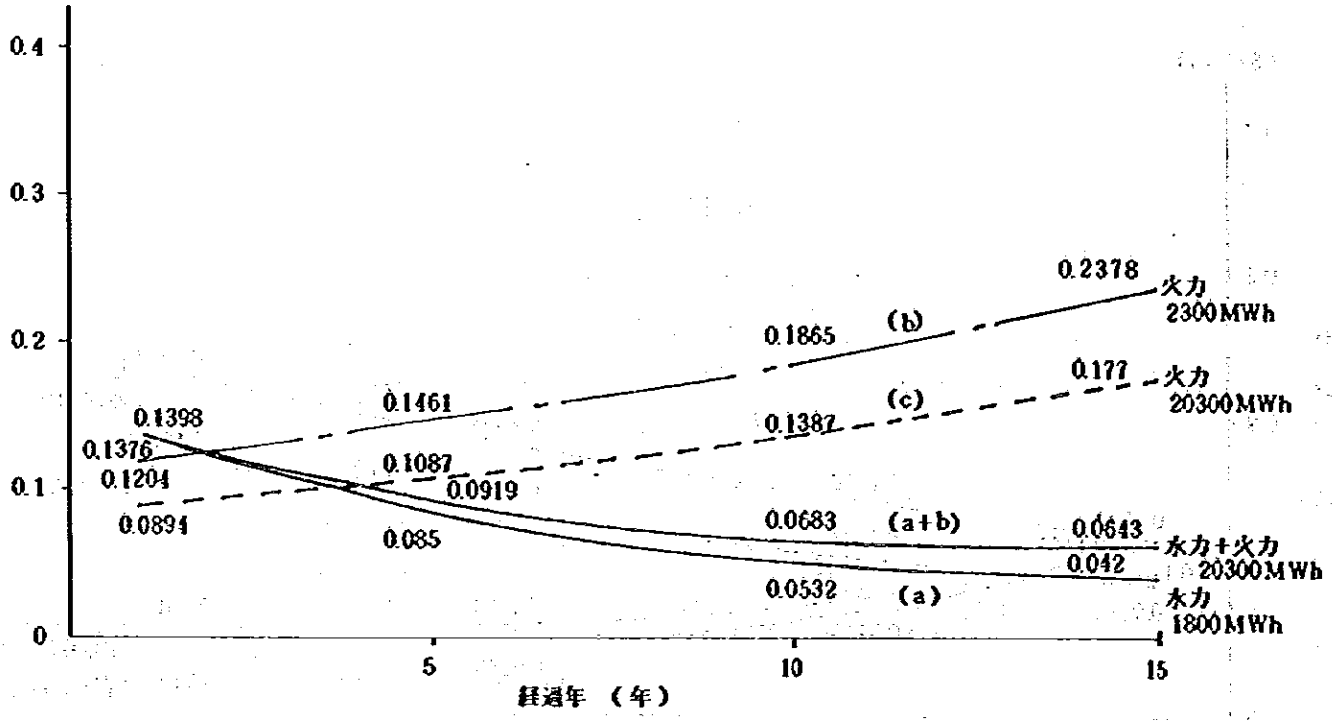
（図－1） 利子率5％　物昇5％



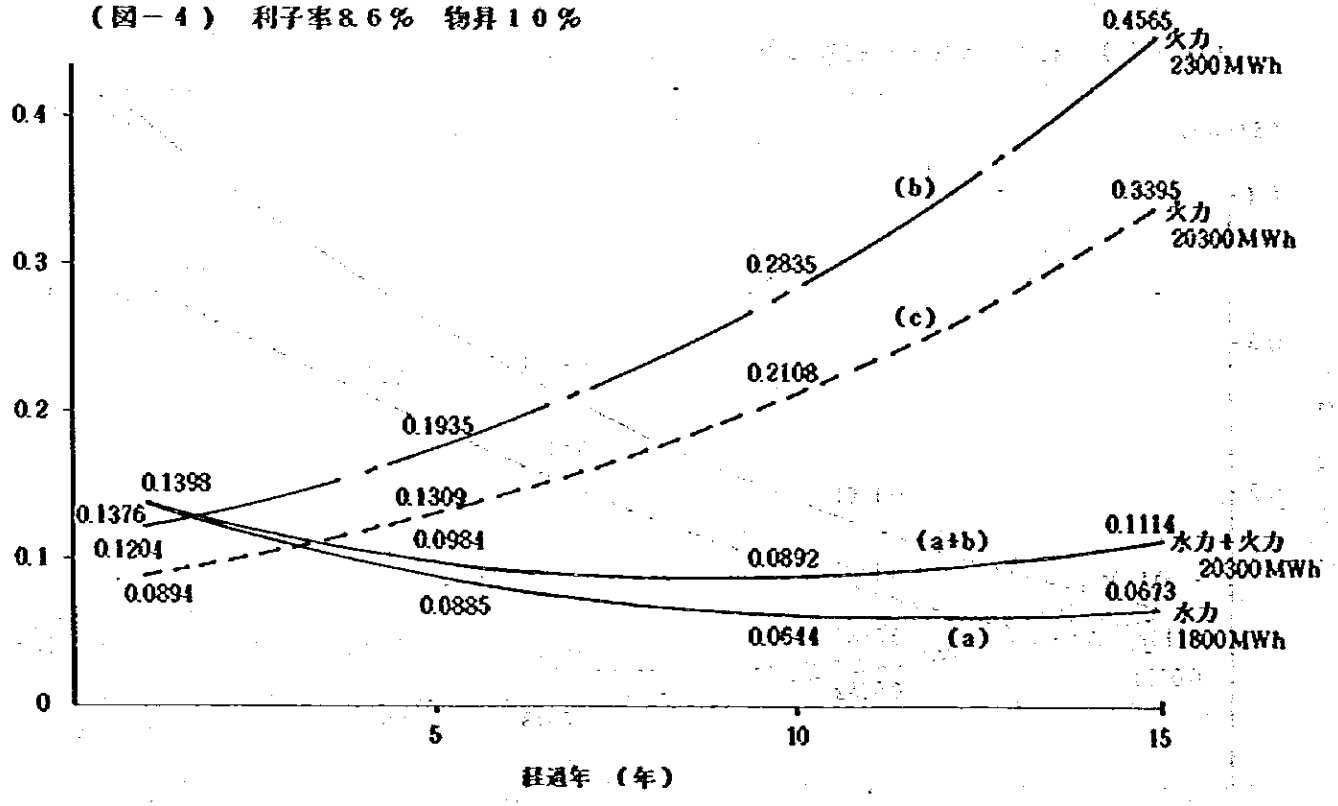
（図－2） 利子率5％　物昇10％



（図－３） 利子率８．６％ 物昇５％



（図－４） 利子率８．６％ 物昇１０％



DIARIO OFICIAL

El Peruano

NORMAS LEGALES

"AÑO DE LOS DERECHOS DEL MINUSVALIDO"

Lima, Sábado 29 de Mayo de 1982

Director: Jesús Himbela Pérez

AÑO. II — Nº 527

LEYES

GOBIERNO PROMULGO LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

LEY Nº 23406

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

POR CUANTO:

El Congreso ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DEL PERU

Ha dado la Ley siguiente:

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º — Las disposiciones de la presente ley, norman todo lo referente al aprovechamiento de los recursos energéticos con fines de producción de electricidad, así como las actividades relativas a la generación, interconexión, transmisión, distribución, comercialización y utilización de la energía eléctrica.

Artículo 2º — El Servicio Público de Electricidad estará a cargo del Estado.

Constituye Servicio Público de Electricidad, el ejercicio de actividades destinadas al abastecimiento regular de energía eléctrica para uso de la colectividad.

El Servicio Público de Electricidad es de necesidad y utilidad pública y de preferente interés nacional. Es proporcionado en armonía con el interés social y económico y en apoyo de las actividades productivas, teniendo en cuenta las necesidades del desarrollo y la seguridad nacional.

La prestación de este Servicio está a cargo de las Empresas de Servicio Público de Electricidad. Son Empresas de Servicio Público de Electricidad:

a) Electricidad del Perú — ELECTROPERU —;
b) Las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad; y
c) Las Empresas de Interés Local.

ELECTROPERU y sus empresas filiales no podrán en ningún momento ser transferidas al control del sector privado.

Artículo 3º — La acción empresarial del Estado para el Servicio Público de Electricidad, es ejercida por la Empresa "Electricidad del Perú" — ELECTROPERU — directamente, o través de sus filiales regionales y/o subsidiarias. Las empresas de su propiedad contarán con autonomía para desempeñar adecuada y oportunamente sus actividades, debidamente articuladas con ELECTROPERU, a fin de asegurar la coherencia entre objetivos y planes locales, regionales y nacionales, así como la interconexión de sus sistemas.

Artículo 4º — La Empresa "Electricidad del Perú" — ELECTROPERU —, con capital social íntegramente de propiedad del Estado, es la responsable de la gestión empresarial del Estado en el Sub-Sector Electricidad a nivel nacional.

ELECTROPERU podrá crear o promover empresas subsidiarias para que realicen una o más actividades relacionadas o conexas al Servicio Público de Electricidad, previa autorización del Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 5º — Las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad son personas jurídicas de derecho privado, filiales de ELECTROPERU, que ejercen regionalmente, con autonomía, todas las actividades referentes al Servicio Público de Electricidad en el área de responsabilidad que les asigne el Ministerio de Energía y Minas, en coordinación con ELECTROPERU.

Artículo 6º — Los Autoproductores son personas naturales o jurídicas que subsidiariamente a sus actividades principales producen, con autorización del Ministerio de Energía y Minas, energía eléctrica destinada, total o parcialmente a satisfacer sus propias necesidades en no menos del cincuenta por ciento de su generación.

Artículo 7º — Los Concesionarios de energía eléctrica son personas naturales o jurídicas autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, para dedicarse bajo contrato con ELECTROPERU, a la generación y transmisión de energía eléctrica para su venta en bloque a unidades productivas y/o eventualmente, a empresas de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 8º — Las Empresas de Interés Local son personas jurídicas autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas para ejercer, por un plazo determinado, las actividades referentes al Servicio Público de Electricidad en áreas o zonas de responsabilidad, no atendidas total o parcialmente por alguna Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 9º — La Empresa "Electricidad del Perú" —ELECTROPERU—, las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, los Autoproductores, los Concesionarios, las Empresas de Interés Local y las demás personas naturales o jurídicas autorizadas, quedan sujetas a las disposiciones de la presente Ley, cuando realicen actividades relacionadas con el aprovechamiento de energía eléctrica.

TITULO II

DE LOS RECURSOS ENERGETICOS PARA LA PRODUCCION DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 10º — Las fuentes naturales de energía son patrimonio de la Nación. Es responsabilidad del Estado promover el uso racional de los recursos energéticos para la generación de electricidad dando preferencia al empleo de recursos renovables, limitando la utilización de los recursos no renovables, a los casos en que su empleo sea más conveniente o inevitable.

Constituyen recursos renovables los hidráulicos, geotérmicos, eólicos, solares, mareomotrices, mareotérmicos y similares, y se consideran no renovables los provenientes de combustibles fósiles o fisiles.

Artículo 11º — La energía aprovechable de las fuentes hidráulicas del país constituyen un bien jurídicamente distinto al del agua y de las tierras relacionadas. El aprovechamiento de la energía proveniente de dichas fuentes con fines de generación de electricidad para servicio público, estará afecto únicamente a las tarifas previstas por la Ley General de Aguas.

Artículo 12º — La ejecución de obras o instalaciones que interfieran o perturben el aprovechamiento de la energía de fuentes hidráulicas con fines de generación eléctrica, solamente podrá ser autorizada previa opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas. Al proyectarse el aprovechamiento de cualquier recurso hidráulico deberá preverse, en lo posible, su utilización con fines múltiples.

Artículo 13º — Cuando un recurso hidráulico asignado a un determinado fin requiera ser utilizado para generación eléctrica o viceversa, se deberá tomar las precauciones para no afectar los derechos del primero.

En dichos casos, la administración del recurso hidráulico se hará en forma conjunta por todos aquellos que lo utilicen con fines distintos.

Artículo 14º — La explotación de recursos geotérmicos u otras fuentes energéticas para fines de producción de electricidad está regida por la presente ley y su reglamento.

Artículo 15º — Las Empresas de Servicio Público de Electricidad tendrán derecho preferente a la utilización de todo recurso hidráulico o geotérmico para la producción de electricidad. La utilización de recursos fisiles para la producción de electricidad está reservada al Estado a través de ELECTROPERU.

Artículo 16º — El Ministerio de Energía y Minas, previo contrato de ELECTROPERU con terceros, podrá otorgar concesión para la utilización de recursos hidráulicos o geotérmicos, por un período no mayor de treinta (30) años y en concordancia con el Decreto Legislativo Nº 41, ampliatorios y/o sustitutorios. También podrá otorgar permisos a los Autoproductores, para el uso de estos recursos.

Artículo 17º — El Ministerio de Energía y Minas fomentará la utilización racional para la generación de energía eléctrica de los recursos hidráulicos, nucleoeléctricos, de calor recuperable en procesos industriales, manufactureros y/o metalúrgicos, al igual que de fuentes eólicas, geotérmicas, mareomotrices, mareotérmicas, solares y, en general, cualesquiera fuentes renovables no convencionales cuando constituyan la alternativa más económica.

TITULO III

DE LA ESTRUCTURA DEL SUB - SECTOR ELECTRICIDAD

Artículo 18º — La Dirección General de Electricidad es el órgano técnico normativo del Ministerio de Energía y Minas, encargado de:

a) Normar, dirigir, coordinar, promover y controlar el aprovechamiento de los recursos energéticos con fines de producción de electricidad;

b) Normar y fiscalizar las actividades relativas a la generación, transmisión, interconexión, distribución, comercialización y utilización de la energía eléctrica; y

c) Sancionar a las empresas por incumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades, especialmente por deficiencia en la prestación de los servicios.

Artículo 19º — Créase la Comisión de Tarifas Eléctricas, como organismo autónomo, técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas, con la finalidad de regular las tarifas de energía eléctrica y sus mecanismos de compensación.

Artículo 20º — La Empresa Electricidad del Perú —ELECTROPERU—, es la entidad responsable, en representación del Estado, de la actividad empresarial para el servicio público de electricidad. Para tal fin, como empresa matriz, ejercerá la supervisión y coordinación de sus empresas, realizará directamente el planeamiento eléctrico a nivel nacional; la gestión financiera global para el servicio público de electricidad; la promoción de investigación tecnológica aplicable, la normalización sobre el uso de equipos y materiales para sus actividades y la coordinación con la industria manufacturera nacional. Asimismo realizará, directamente, o mediante sus empresas subsidiarias o filiales, la ejecución de los proyectos de carácter multirregional, la generación, transmisión y la comercialización de energía en bloque, y la operación de los sistemas de interconexión que vinos-

sen sistemas regionales. Todas las actividades del servicio público de electricidad de ámbito regional las realizará a través de sus empresas regionales filiales. Otras actividades no fundamentales las realizará utilizando las organizaciones especializadas existentes en el país.

Artículo 21º — ELECTROPERU tiene la propiedad y representación de las acciones del Estado, correspondientes al Sub-Sector Electricidad, en las Empresas en que éste tenga participación, con todas las atribuciones y responsabilidades inherentes al propietario. Es de su responsabilidad proporcionar a las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad apoyo técnico, económico y financiero.

Artículo 22º — Las Empresas Regionales del Servicio Público de Electricidad son aquellas constituidas de acuerdo a la Sección Cuarta de la Ley de Sociedades Mercantiles y el Decreto Legislativo Nº 216. Están encargadas de todas las actividades destinadas a la prestación del Servicio Público de Electricidad, dentro del área de responsabilidad que les sea asignada por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de ELECTROPERU, incluyendo la ejecución de proyectos eléctricos de generación destinados a ser utilizados principalmente dentro de su propia área de responsabilidad. En estas empresas, el Estado a través de sus empresas y las Corporaciones de Desarrollo que así lo acordaren, tendrá por lo menos 50 % del capital social y ELECTROPERU una mayoría absoluta.

Artículo 23º — Son Empresas de Interés Local aquellas de propiedad de empresas, comunidades campesinas, cooperativas o entidades públicas de ámbito local, dedicadas a ejercer temporalmente las actividades referentes al Servicio Público de Electricidad, según se especifica en el artículo 8º de la presente ley.

Artículo 24º — Son Concesionarios las personas naturales o jurídicas que bajo contrato con ELECTROPERU y autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, utilizan recursos hidráulicos o geotérmicos para ejercer las actividades establecidas en el artículo 1º de la presente ley, cuando las empresas de Servicio Público de Electricidad no consideran el uso de tales recursos dentro de sus planes de expansión aprobados.

TITULO IV

DE LA COMISION DE TARIFAS

Artículo 25º — La Comisión de Tarifas Eléctricas está integrada por diez (10) miembros:

a) Un Delegado designado por el Presidente de la República, por un período de cuatro (4) años, quien la presidirá;

b) Un Delegado de cada uno de los Sectores de Economía, Finanzas y Comercio, de Energía y Minas, designados mediante Resolución Ministerial del respectivo Ramo, por un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos para nuevos períodos;

c) Un Delegado designado por el Banco Central de Reserva del Perú y un Delegado designado por el Capítulo de Ingenieros Mecánicos Electricistas del Colegio de Ingenieros del Perú, por un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos para nuevos períodos;

d) Tres Delegados de las Municipalidades de la República, elegidos con criterio regional; y

e) Un Delegado de la Sociedad de Industrias y uno de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, designados por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta en terna de las entidades respectivas por un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos para nuevos períodos.

Los Delegados que integran la Comisión de Tarifas Eléctricas en el desempeño de sus funciones deben actuar con criterio propio y en función del interés nacional, apoyándose en los informes de una Secretaría Técnica, cuya organización establecerá el Reglamento Interno de la Comisión a que se refiere el artículo 33º de esta ley.

Artículo 26º — Son atribuciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas:

a) Fijar, revisar, modificar e interpretar toda tarifa de venta de energía eléctrica;

b) Regular el Fondo de Compensación de Generación que se crea en la presente ley;

c) Establecer límites anuales para los gastos de personal y administración de cada empresa, por encima de los cuales no serán considerados para la fijación de las tarifas; y,

d) Imponer las sanciones por incumplimiento de sus resoluciones.

Artículo 27º — Las resoluciones de la Comisión en que se fije las tarifas se adoptarán con el voto conforme de seis de sus miembros. La Dirección General de Electricidad o las partes interesadas, podrán interponer recursos de reconsideración dentro del plazo de quince (15) días útiles a partir de la fecha de su publicación.

Artículo 28º — Los recursos de reconsideración a que se refiere el artículo anterior, deberán ser resueltos dentro del término de quince (15) días útiles, a partir de la fecha de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa. La resolución se adoptará con el voto conforme de seis de sus miembros.

Artículo 29º — Las demás resoluciones no comprendidas en el artículo 27º, se adoptarán por mayoría. Los recursos impugnativos se sujetarán a las normas del Reglamento de Normas Generales de Procedimientos Administrativos, agotándose con la resolución respectiva, la vía administrativa.

Artículo 30º — Los reajustes tarifarios se aplicarán a los consumos cuya lectura o promedio se efectúen a partir de la fecha de vigencia de la respectiva Resolución. La fecha de vigencia de los reajustes la fijará la Comisión de Tarifas Eléctricas en la misma Resolución.

Artículo 31º — Los gastos de la Comisión de Tarifas Eléctricas serán cubiertos por las Empresas de Servicio Público de Electricidad mediante aportes que fijará anualmente la Dirección General de Electricidad en base a un porcentaje único de la facturación total. Para tal efecto la Comisión someterá anualmente a la aprobación de la Dirección General de Electricidad su presupuesto operativo, el que deberá establecer niveles de remuneraciones comparables a los de dichas empresas.

Artículo 32º — El Reglamento determinará los requisitos y condiciones para ser miembro de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Artículo 33º — La Comisión de Tarifas Eléctricas tendrá su propio Reglamento Interno, el que

establecerá los criterios generales, adecuados a la presente norma y su Reglamento, para determinar los reajustes tarifarios. Este Reglamento Interno será aprobado mediante Resolución Suprema.

TITULO V

DE LAS EMPRESAS DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 31º — Para el ejercicio de sus funciones, ELECTROPERU, como empresa matriz responsable de la gestión empresarial del Estado en el Sub-Sector Electricidad, se rige por los Decretos Legislativos Nos. 41 y 216, sus ampliatorias y modificatorias y por la presente ley.

Artículo 32º — Las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad ejercerán las actividades destinadas a la prestación del Servicio Público de Electricidad dentro del área de responsabilidad que les asigne el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial y a propuesta de ELECTROPERU. Una misma área no podrá ser asignada a más de una empresa de Servicio Público de Electricidad, salvo en casos especiales debidamente justificados, a título temporal y por plazo definido.

El Ministerio de Energía y Minas podrá variar, a propuesta de ELECTROPERU, la delimitación del área de responsabilidad de una empresa regional de servicio público de electricidad cuando ésta no atienda adecuadamente la prestación del servicio, o cuando el área asignada pueda ser servida más eficazmente por otra empresa.

Artículo 33º — Es responsabilidad de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad:

a) Prestar el Servicio Público de Electricidad satisfaciendo preferentemente las necesidades de alumbrado público y particular, suministrando energía dentro de los límites de servicio público a quien lo solicitare dentro de su área de responsabilidad, siempre que existan redes de distribución debidamente alimentadas, salvo que la Empresa demuestre ante la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, que existe impedimento técnico o económico para hacerlo.

b) Operar y conservar los bienes afectos a la empresa en condiciones adecuadas para la prestación eficiente del Servicio Público de Electricidad.

c) Ampliar oportunamente sus instalaciones para estar en capacidad de suministrar adecuadamente la cantidad de energía eléctrica requerida para servicio público, satisfaciendo la previsión de demanda en la forma contemplada en el Plan Maestro de Electricidad.

El cumplimiento de esta obligación podrá ser postergado por el tiempo que autorice el Ministerio de Energía y Minas y sólo por causa de fuerza mayor.

d) Informar periódicamente de su situación financiera al Ministerio de Energía y Minas, a ELECTROPERU y a la Comisión de Tarifas Eléctricas, presentando trimestralmente Balances Generales, acompañados de las Cuentas de Ganancias y Pérdidas y Cuadros de Fuentes y Uso de Fondos, así como los demás documentos que el Reglamento señale.

Los principales Cuentas y los saldos disponibles del Fondo de Ampliaciones y del de Depreciaciones, se presentarán debidamente individualizados.

e) Posibilitar la recuperación a través de su sistema de cobranza, de las inversiones en obras de electrificación ejecutadas con financiación de entidades crediticias.

f) Presentar las informaciones técnicas y económicas que solicite el Ministerio de Energía y Minas; y facilitar las inspecciones de los funcionarios que designe la Dirección General de Electricidad y la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Artículo 34º—Las Empresas de Interés Local deberán prestar el Servicio Público de Electricidad con las mismas obligaciones que las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, hasta que su zona de responsabilidad sea incorporada a la respectiva Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad.

Las instalaciones de las Empresas de Interés Local pasarán a propiedad de la correspondiente Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad, previo pago del precio acordado entre las partes. En caso de discrepancia entre las empresas cada parte interesada designará un perito y, entre los dos, un árbitro, quien fijará dicho precio en un plazo no mayor de sesenta días. Los peritos no podrán ser funcionarios del Sub-Sector Electricidad.

Artículo 35º—Los Concejos Municipales u otras entidades, que presten servicio público de electricidad a nivel local, se sujetarán a las disposiciones que la presente ley y su Reglamento fijan para las Empresas de Interés Local.

TITULO VI

DE LOS AUTOPRODUCTORES Y/O CONCESIONARIOS

Artículo 36º—Cuando una empresa de servicio público de electricidad no se encuentra en condiciones de atender oportunamente los requerimientos de energía eléctrica, solicitados por personas naturales o jurídicas, el Ministerio de Energía y Minas, previo informe de ELECTROPERU, podrá autorizar a los solicitantes a realizar como autoproductores las actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica que requieran para su uso. La Resolución autoritativa fijará el pago que el Autoproductor deba hacer mensualmente al Fondo de Desarrollo Eléctrico.

En los casos en que la potencia a instalarse sea igual o inferior a 500 Kw., la autorización será concedida por la empresa regional correspondiente.

El reglamento establecerá las diferencias entre los Autoproductores que generan para su utilización permanente y los que lo hacen para suplir deficiencias de la Empresa de Servicio Público de Electricidad.

La Dirección General de Electricidad normará la instalación y uso de plantas eléctricas de emergencia que no constituyan autoproducción de electricidad. Las condiciones de operación de tales plantas serán especificadas en la respectiva autorización.

Artículo 46º—Cuando una Empresa de Servicio Público de Electricidad requiera de los excedentes de potencia y energía eléctrica que pudiera disponer permanentemente un Autoproductor, es obligación de ésta celebrar con dicha empresa contrato

do suministro de tales excedentes. Estos serán determinados por las partes, teniendo en cuenta las reservas necesarias para atender los requerimientos de expansión del Autoproductor. En caso de discrepancia, serán determinados por la Dirección General de Electricidad.

Artículo 41º— Los Autoproductores no podrán utilizar recursos hidráulicos o geotérmicos superiores a los 30 MW sin celebrar un contrato de concesión según las normas de los artículos 42º, 43º y 44º de esta ley.

Todo aumento de capacidad de generación de los Autoproductores, requiere autorización previa de la Dirección General de Electricidad.

Artículo 42º—Cuando el Ministerio de Energía y Minas considere conveniente complementar los planes de desarrollo eléctrico nacional a cargo de ELECTROPERU, podrá otorgar concesiones a terceros para el uso energético de fuentes hidráulicas o geotérmicas bajo las condiciones siguientes:

a) La capacidad a instalarse deberá ser superior a los 500 Kw;

b) Por lo menos el 20% de la capacidad de generación deberá ser destinada al servicio público de electricidad, salvo en los casos debidamente comprobados por la Dirección General de Electricidad, donde no existe demanda suficiente para absorber dicho porcentaje;

c) Las concesiones tendrán una duración no mayor de 30 años, a partir de la puesta en operación, al cabo de los cuales las instalaciones pasarán en buen estado y sin costo alguno a propiedad de ELECTROPERU o sus filiales;

d) Deberá celebrarse un contrato con el Concesionario, de acuerdo a la presente ley, en el cual se establecerá el canon que deberá abonar anualmente a ELECTROPERU durante la vigencia del contrato, por el uso del recurso natural. Su importe será transferido a la Corporación o Corporaciones Departamentales de Desarrollo, en cuya área geográfica se encuentre el recurso, con arreglo a la legislación que se dé, en cumplimiento del artículo 121º de la Constitución.

El monto del canon no podrá sobrepasar 3% del valor bruto de la electricidad producida y será deducible como gasto para el cómputo del impuesto a la renta. El contrato también establecerá la base tarifaria inicial para la venta de energía al servicio público de electricidad, de acuerdo a las normas del Título XII de la presente ley;

e) Las empresas concesionarias cuyas plantas hidroeléctricas o geotérmicas sean mayoritariamente para el funcionamiento de sus proyectos mineros y/o industriales, y cuando las necesidades de electricidad de dicha generación se extienda más allá de los 30 años, se sujetarán a lo dispuesto en el Decreto Legislativo Nº 157.

Artículo 43º—Los Autoproductores y los Concesionarios, con autorización de la Dirección General de Electricidad y previo acuerdo con la Empresa de Servicio Público de Electricidad que corresponda, podrán suministrar energía eléctrica a uno o más usuarios individuales, cuando sus instalaciones estuvieran en capacidad de efectuar el suministro.

Las instalaciones de transmisión y distribución necesarias para dicho suministro serán costeadas por los beneficiarios y serán de su propiedad. La venta de energía se efectuará a precios proporcionales a los costos respectivos y según tarifas aprobadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Artículo 44º—Hágase extensivo a todo Autoproductor y a todo Concesionario, el beneficio tributario señalado en el párrafo tercero del artículo 145º del Decreto Legislativo Nº 109, Ley General de Minería.

TITULO VII

DE LAS INSTALACIONES REQUERIDAS PARA EL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 45º—Las instalaciones para la prestación del Servicio Público de Electricidad así como para la utilización de energía eléctrica serán clasificadas en los sistemas siguientes:

a) Sistema de Generación;
b) Sistema de Transmisión;
c) Sistema de Interconexión;
d) Sistema de Distribución; y
e) Sistema de Utilización.

Artículo 46º— El Sistema de Generación está constituido por el conjunto de instalaciones destinadas a producir la energía eléctrica, cualesquiera que sean la fuente y el procedimiento empleados para ello, y abarca tanto las centrales eléctricas como las sub-estaciones elevadoras y/o rectificadoras de tensión y/o finales, cuando existan.

Artículo 47º—El Sistema de Transmisión es el conjunto de instalaciones para el transporte de energía eléctrica producida por el Sistema de Generación y a su vez está integrado por:

a) El Sub-Sistema de Transmisión, destinado a transportar la energía eléctrica suministrada a altas tensiones por un Sistema de Generación, generalmente a grandes distancias y mediante instalaciones aéreas, hasta su entrega a un Sub-Sistema de Sub-Transmisión y/o Sistema de Distribución y abarca tanto las redes como las sub-estaciones intermedias y/o finales de transformación.

b) El Sub-Sistema de Sub-Transmisión, destinado a transportar la energía eléctrica suministrada por un Sistema de Generación y eventualmente un Sub-Sistema de Transmisión a un Sistema de Distribución y/o a uno o más usuarios y abarca tanto las redes como las sub-estaciones intermedias y/o finales de transformación.

Artículo 48º—El Sistema de Interconexión es el conjunto de instalaciones que permite la transferencia de energía eléctrica entre sistemas de generación y/o sistemas regionales de energía eléctrica. Comprende las líneas de transmisión y los Centros de Despacho que estén destinados principalmente a su operación.

Artículo 49º—El Sistema de Distribución es el conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios y comprende:

a) El Sub-Sistema de Distribución Primaria destinado a transportar la energía eléctrica producida por un Sistema de Generación utilizando eventualmente un Sistema de Transmisión y/o un Sub-Sistema de Sub-Transmisión, a un Sub-Sistema de Distribución Secundaria, a las instalaciones de Alumbrado Público y/o a las Conexiones para los usuarios, comprendiendo tanto las redes como las

<電 力 一 般 法> '82 5. 29

第 11 章

自家発電者 and/or 電力開発権者

§39 電力に関する公共サービス公社が，自然人あるいは法人が必要とする電力需要に，応ずることができない場合は，鉱山動力省はエレクトロ・ペルーの報告に従い，申請者に対し自家発電者として，自己の使用のために必要な電力の発電，送電，そして，配電の事業の実施を許可することができる。正式な議決によって，自家発電者が電気開発基金に支払う月額が決められる。

据え付け電力が500kw以下の場合は，地方公社によって許可が与えられる。

規約により，恒常的に利用するために発電を行なう自家発電者と，電力公社の発電不足を補うために発電する自家発電者との間では，相違が設けられる。

電力総局は，自家発電を制定化しない緊急電気プラントの設置と使用の標準をつくる。プラントの操業条件はそれぞれの許可書に特記される。

§40 自家発電者が恒常的に自由に使用できた電力と余剰電力を電力公社が要求する場合は，自家発電企業と余剰の提供についての契約が締結されることが義務づけられている。これらは，双方によって，自家発電者の事業の拡張の要求に応じるため，必要な準備金を持った上で，決定がなされる。そごが生じた場合は，電力総局によって決定が行われる。

§41 自家発電者は，この法律の42，43，44条の規程によって開発権の契約を履行しなければ30MW以上の水力，地熱資源を利用することはできない。自家発電者が発電能力の拡大を行なうときには，前もって電力公社の許可を必要とする。

§42 動力省鉱山省がエレクトロ・ペルーの担当によって国の電力開発計画を拡張することが重要であると考慮した場合は，次の条件で水力または地熱開発権を第3者に許可することができる。

a) 設置する能力は500kw以上でなければならない。

b) 少なくとも，電力容量の20%を公衆のサービスに供さなければならない。ただし20%を採取するために十分な需要が存在しないことを電力総局が認めた場合を除く。

c) この権利は操業開始より30年を以て消滅する。30年後同為設は，良好な状態かつ無償でエレクトロペルーまたは，その子会社，孫会社に所有権を譲渡するものとする。

§43 自家発電者と電力開発者は，電力総局の認可と関連電力公社の事前の了解に従い，余剰電力の提供が可能であれば，1人もしくはそれ以上の使用権者の各々に電力の供給す