

MINISTERUL EDUCATIEI SI INVATAMINTULUI  
INSTITUTUL POLITEHNIC "TRAIAN VUIA" TIMISOARA  
FACULTATEA DE HIDROTEHNICA

Dipl.-Ing. Sergiu Morariu

CONTRIBUTII LA IMPLEMENTAREA  
MICROINFORMATICII IN ANALIZA SI OPTIMIZAREA  
SISTEMELOR HIDROTEHNICE

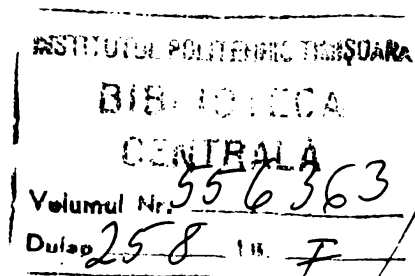
- TEZA DE DOCTORAT -

CONDUCATOR STIINTIFIC: Prof.Dr.Ing. IOAN DAVID

ANEXA D  
METODE ASISTATE DE CALCULATOR PENTRU ANALIZA  
AMENAJARILOR HIDRO-ENERGETICE COMPLEXE  
- STUDIU DE CAZ -

BIBLIOTECA CENTRALĂ  
UNIVERSITATEA "POLITEHNICA"  
TIMIȘOARA

Timișoara - 1990



## CUPRINS

1	Introducere .....	1
2	Scurtă descriere a teritoriului analizat.....	2
3	Date de bază disponibile .....	2
3.1	Geologia .....	3
3.2	Seismologia.....	3
3.3	Clima - Precipitațiile .....	4
3.4	Hidrografia .....	5
3.5	Instalații hidrotehnice existente și în construcție .....	5
3.6	Date bazice de Cartografia și Geologie.....	12
3.7	Datele Hidrologice .....	14
3.8	Colecționarea Datelor Hidrologice .....	17
3.9	Baza de Date hidrologice.....	20
4	Definirea catalogului de proiecte hidroelectrice .....	21
4.1	Calculul Debitului Mediu și al Potențialului Teoretic.....	21
4.1.1	Modelele de Corelație utilizate .....	24
4.1.2	Deducerea Relațiilor Hidrologice .....	25
4.1.3	Modelul de Determinare a Debitelor .....	30
4.2	Calculul Potențialului Hidroenergetic Teoretic.....	32
4.3	Potențialul Hidroenergetic Tehnic.....	33
4.3.1	Metodologia utilizată pentru Zonele fără Cartografie .....	37
4.3.2	Procedeu de Geologie Expeditivă.....	37
4.3.3	Valorile hidrologice utilizate .....	41
4.3.4	Ingineria de Resurse Hidraulice .....	41
4.3.5	Analiza de Birou a Proiectelor Hidrotehnice.....	53
4.3.6	Proiectarea Preliminară .....	54
4.3.7	Calculul Costurilor Unitare de Construcție.....	56
4.4	Evaluarea Tehnică și Economică a Proiectelor.....	56
4.4.1	Parametri Tehnici și Economici utilizați .....	57
4.4.2	Procesul de Preselecție a Proiectelor Hidrotehnice .....	58
4.4.3	Determinarea Lanțurilor Optime de Utilizare Hidroelectrică .....	58
4.4.4	Considerare Validității Rezultatelor .....	65
4.5	Rezultatele Evaluării Potențialului Hidroenergetic .....	65
4.6	Utilizare Calculatoarelor Electronice .....	73
4.7	Avantajele Metodologiei Utilizate.....	75
5	Planificarea Expansiunii Sistemelor Electrice Hidro-Termice .....	75
5.1	Perioada de Planificare .....	75
5.2	Proiectarea cererii de putere și energie .....	76
5.3	Oferta de Generare de Energie Electrică .....	76
5.4	Funcția Obiectivă de Optimizare.....	78
5.5	Metodologia de Optimizare folosită.....	80
6	Analiza Comparativă a Proiectelor de Planificare Electrică Integrală .....	87

### 1 Introducere.

Planificarea integrală hidrotehnică, avînd obiectivul principal de alimentare cu energie, a unei țări reprezintă fără îndoială cazul cel mai complex, care oferă un compendiu de metode practice și de calcul caracteristice pentru marea majoritate a proiectelor executate de către autor. S-a ales în acest sens cazul Perú-ului unde autorul a colaborat pe baza unei activități de lungă durată. Acest proiect este tipic pentru o țară în dezvoltare economică și socială, cu un potențial hidroelectric mare și cu date bazice - topografie, geologie și hidrologie foarte limitate. În continuare se prezintă o scurtă descriere a acestui proiect.

Între anii 1968 și 1974 s-a efectuat în Perú așa numitul plan energetic național și evaluarea potențialului hidroenergetic. În cadrul acestor proiecte autorul a efectuat analiza de sistem, programarea, testarea și aplicarea modelului de optimizare prin simulare a expansiunii sistemului electric interconectat al țării. Unul din rezultatele cele mai importante ale acestui studiu a fost că Perú-ul dispune de un potențial hidroelectric foarte mare, însă nu exista nici un fel de cuantificare globală a potențialului hidroenergetic pe nivel național.

Puținele studii hidrotehnice se concentrau în marea lor majoritate pe versantul vestic - Pacific - al Perú-ului, unde este concentrată marea majoritate a populației și industriei. Aceste studii erau foarte dificil de comparat datorită nivelului diferit de analiză (studiu preliminar, preinvestiție, fezabilitate, proiect definitiv, etc.), diverse epoci de execuție ale studiilor, diversi consultanți - fiecare cu alt sistem de execuție a studiilor, diverse nivele de prețuri pentru materialele de construcție, mîna de lucru, utilaje, diverse metode de inginerie, dimensionare, estimare a volumelor, etc. S-a ajuns la situația absurdă că pentru caracterizarea proiectelor nu se folosea aceeași definiție a parametrilor tehnico-economici, ca de exemplu: puterea instalată, garantată, energia primară și secundară, etc. O comparație directă a acestor proiecte a fost imposibilă în aceste condiții.

Între anii 1976 și 1981 s-a efectuat studiul de evaluare integrală a potențialului hidroenergetic al republicii, definirea unui catalog detaliat de proiecte hidroenergetice și planificarea expansiunii sistemului electric folosind ca bază informația hidroenergetică îmbunătățită. Între 1974 și 1976 autorul a participat în Guatemala la executarea unui proiect similar, care s-a desfășurat ca un proiect pilot de planificare hidro-energetică integrală, folosind experiențele din prima etapă a proiectului Perúan. În paralel autorul a executat activități similare într-o serie de țări, așa cum se expune la sfîrșitul acestei anexe. În această anexă se găsește descrierea metodelor de planificare integrală a sistemelor hidroenergetice. Pentru prepararea acestei anexe s-a folosit următoarea bibliografie: [8], [37], [38], [43], [48], [49], [51], [55], [57], [85], [86], [90], [97], [98], [112], [120]. Titlurile exacte se pot vedea în lista bibliografică prezentată la sfîrșitul lucrării propriuzise.

În această anexă se prezintă elementele de bază pentru planificarea sistemelor electrice hidro-termice. Aceste elemente de bază sînt:

- Definiția proiectelor hidroelectrice.
- Hidrologia.
- Ingineria de resurse hidraulice.
- Dimensionarea elementelor proiectelor hidroelectrice.
- Evaluarea costurilor de investiție, operare și mentinere.
- Determinarea puterii și energiei proiectelor hidroelectrice.
- Definiția catalogului de proiecte termoelectrice și de linii de transmisiune.

## Anexa D - Studiu de caz

---

- Dimensionarea și evaluarea costurilor de investiție a proiectelor termice și de transmisiune.

- Estimarea cererii de energie.

- Optimizarea expansiunii sistemului de generare și de transmisie.

Aceste elemente se vor descrie de forma grupată în următoarele capitole. Pentru a facilita descrierea metodelor de planificare dezvoltate se folosește cazul concret de planificare electrică integrală a Perú-ului.

Acest studiu de caz se finalizează făcând o analiză comparativă a proiectelor de planificare electrică integrală efectuate într-o serie de țări în dezvoltare. Toate aceste proiecte s-au efectuat cu participare activă a autorului.

## 2 Scurtă descriere a teritoriului analizat

Republica Perúană este localizată în emisfera sud pe partea vestică a subcontinentului american, având ca limite oceanul Pacific spre vest, republica Ecuador și Columbia spre nord, Brazilia spre est și Bolivia și Chile spre sud. Frontierele Perú-ului totalizează 10.152,88 Km și sînt constituite de 3.659,7 Km de frontiere terestre, 3.263,3 Km de frontiere fluviale, 150,5 Km de frontiere lacustre (în domeniul lacului Titicaca) și 3.079,5 Km de litoral.

Suprafața totală a republicii Perúane este de 1.285.216 Km<sup>2</sup> incluzînduse o suprafață de 133,4 Km<sup>2</sup> de teritoriu insular. Adicional Perúului îi corespunde oceanul Pacific adiacent pînă la o distanță de 200 mile marine (370,4 Km), echivalînd unei suprafețe marine de aproximativ 1,100,000 Km<sup>2</sup>. Din punctul de vedere al coordonatelor geografice acest teritoriu este situat între paralelele 0 Grade 01'48" și 18 Grade 50'8" latitudine sudică și meridianele de 68 Grade 39'27" și 81 Grade 19'34" de longitudine vestică. Anzii divid teritoriul Perúan în trei mari regiuni geografice:

- Costa - este regiunea localizată între litoralul oceanului Pacific și flancul occidental al Anzilor, pînă la altitudinea de 2000 m aproximativ. Aceasta este o fîșie deșertică cu o lățime maximă de 204 Km. Aproximativ 90 de râuri scurte care coboară din Anzi întrerup deșertul. Cu excepția râului Santa toate râurile care coboară din Anzi sînt perpendiculare pe coasta. În aceste văi care sînt relativ înguste s-a dezvoltat deja din antichitate o intensă activitate agricolă cu ajutorul irigațiilor.

- Sierra - sau zona muntoasă este cuprinsă între limita superioară a celor 2000 m de altitudine înainte menționată, pînă la aceeași altitudine pe flancul estic al munților. Aproximativ 68% din teritoriul denumit Sierra se găsește la o altitudine peste 3000 m. Peste 100 de vîrfuri se găsesc între 6000 și 7000 de metri fiind acoperiți de ghețari și zăpezi veșnice. În văile interandine agricultura constituie principala activitate economică a populației. Această activitate este însă limitată datorită condițiilor climatice și topografice extrem de dificile. Mineria constituie o activitate economică importantă.

- Selva - sau jungla, este zona de la limita inferioară a celor 2000 m de altitudine înainte menționată și se extinde pînă la frontierele cu Ecuador, Columbia, Brazilia și Bolivia.

## 3 Date de bază disponibile

Una din dificultățile cele mai mari în executarea acestui proiect a fost lipsa de informații și date bazice de topografie, geologie și hidrologie. Un aport important al acestui studiu este tocmai crearea unei serii de metode expeditiv pentru determinarea datelor de bază, utilizînd metode de prelucrare și extrapolare a bazei de date noi care nu ar fi putut fi aplicate fără mijloace automate de calcul pe care le oferă informatica.

### 3.1 Geologia

Pentru a reuni toate datele geologice disponibile, necesare pentru definirea potențialului hidroelectric al țării, s-au folosit toate sursele oficiale și proveniență de la firmele private disponibile în Perù. Informațiile cele mai bune s-au obținut de la "Instituto Geofísico del Perú", care colaborează intensiv cu serviciile internaționale ca USGS - "United States Geological Survey" - și de la firme statale și particulare relaționate cu mineria și explorarea petrolului.

Aspectele geologice cele mai importante în elaborarea proiectelor hidroelectrice sînt în legătură cu gradul de alterare, stabilitate și permeabilitate a rocilor. În general alterarea rocilor este proporțională cu cantitatea de precipitații. Profunzimea și intensitatea alterării este diferită în diverse zone ale Perù-ului datorită condițiilor extreme care le afectează. În consecință se poate observa că același tip de rocă a fost mai puternic alterat în zona de Sierra decît în zona deșertică de pe coastă.

În zonele de Sierra variațiile puternice pluviale și de temperatură au favorizat o eroziune profundă în văile andine unde sînt foarte frecvente alunecările/surpările de teren și torenții noroiși.

Torenții noroiși - numiți Huaicos - sînt de o magnitudine necunoscută în Europa și periclitează construcțiile hidrotehnice într-o formă dramatică. Acestor torenți noroiși se datorează și marea cantitate de sedimente care este transportată de râurile Peruane și care reduc în formă notabilă volumul activ al rezervoarelor de acumulare. Un exemplu notoriu este torentul noroiș care a distrus localitate de Yungay în anul 1971. Acest "Huaico" s-a produs datorită desprinderii unei părți importante a ghețarului care acoperă flancurile vîrfului Huascaran. Un fenomen tectonic a fost cauza desprinderii maselor de gheață. Milioane de metri cubi de gheață au căzut într-un lac andin care a deversat. Apele au produs torentul noroiș care a distrus o localitate de 30.000 de oameni.

În anul 1974 a avut loc o alunecare de teren în valea râului Mantaro. Această alunecare de teren a produs un baraj natural de pămînt de cca. 200 m de înălțime. Acest baraj natural s-a format în aval de barajul de greutate al proiectului hidroelectric "Atunéz de Mayolo", cu cca. 1000 Mw de putere instalată, fiind acesta cel mai mare de pe teritoriul Peruan. Acest cataclism s-a produs într-o epocă de viitură în care debitul râului Mantaro era de cca. 600 mc/s. Lacul de acumulare produs de barajul natural amenința de a inunda baza barajului proiectului sus menționat. Dacă nu s-ar fi reușit a se iniția distrugerea barajului natural cu ajutorul unor acțiuni pirotehnice, probabil că barajul de beton ar fi suferit din cauza acestui fenomen. Barajul natural de pămînt și rocă a fost erodat, stabilizînduse la cca. 20% din înălțimea de retenție inițială.

Un alt aspect geologic de importanță deosebită se referă la depozitele vulcanice puțin coerente - cenuși, tufuri, și sticle vulcanice - care sînt puțin favorabile pentru executarea fundamentelor lucrărilor hidrotehnice. În zone vulcanice este uzuală prezența apelor și gazelor agresive care complică perforarea tunelelor, galeriilor și diverselor altor lucrări hidrotehnice subterane.

Sa ținut cont în evaluarea depozitelor de materiale de construcție prezența mineralelor care pot periclita calitatea betoanelor. Un pericol latent l-au prezentat sărurile solubile și anumiți acizi organici.

### 3.2 Seismologia

Cordiliera andina Perúana este constituită din lanțuri muntoase relativ tinere a căror fază pirogenetică se menține activă pînă în prezent.

Majoritatea mișcărilor telurice de intensitate sînt de origine tectonică, cu excepția unora în sudul țării care sînt de origine vulcanică. Un alt tip de activitate tectonică de mult mai mica putere de

distrugere sînt provocate de alunecari de teren, surpări de caverne și în general prin alterarea echilibrului natural al taluzului pantelor naturale, fie prin eroziune, fie prin intervenția nechibzuită a omului. Intensitatea maximă seismică înregistrată în Perù corespunde gradului 11 de pe scara modificată a lui Mercali. Distrugerea totală a construcțiilor aparține experienței permanente în Perù de-a lungul istoriei.

Fenomenele seismice sînt distribuite relativ uniform pe tot teritoriul republicii Perúane. Locul unde s-a înregistrat mișcarea tectonică cea mai importantă în Perù este Nazca, unde în anul 1942 s-a măsurat o intensitate seismică de 8.1 pe scara Richter. Aceasta zonă corespunde unei peninsule care este ieșirea cea mai proeminentă a continentului în oceanul Pacific și unde așa numita placă de Nazca avansează sub placa continentului sudamerican în formă notabilă și permanentă.

### 3.3 Clima - Precipitațiile

Principalii factori care influențează regimul climatic Perúan sînt următorii:

- Situația geografică a țării - între 0 grade și 18 grade sud - este indicativă pentru o climă și temperaturi tropicale.
- Cordiliera Andina, care străbate țara de la sud-est la nordvest împarte țara în trei zone clar definite din punct de vedere climatic.
- Anticlonul tropical, localizat în zona de est a Pacificului, determină un fenomen de inverșiune termică care se observă pe toată coasta Perúană.
- Curentul oceanic Humboldt, sau curentul Perúan, de o lățime de 200 Km, care este constituit de o masă de apă rece de proveniență de la Polul Sud, influențează în mod decisiv clima pe coasta Perúană.
- Contra-curentul oceanic - numit și "El Corriente del Nino", conformat de mase de apă caldă care circulă în direcție nordvest-sudest, de formă contrară curentului Humboldt.

Factorii sus menționați determină o mare diversitate de zone climatice în Perù, care variază de la marile extensii de deșert de pe coastă, peste condiții extreme alpine, pînă la jungla tropicală. În studiul de clasificare a zonelor de viață de pe glob H.R. Holdrige [55,56] a identificat 103 regiuni, din care în Perù sînt prezente 84.

În această varietate de condiții climatice rezultă o mare amplitudine a precipitațiilor. Bineînțeles că zona deșertică prezintă un minim de precipitații. 30-50 de mm de precipitații anuale sînt tipice. În Anzii precipitațiile variază între 700 și 1200 mm pe an. Zona de jungla tropicală prezintă o precipitație anuală de 2000-4000 mm pe an, însă în unele zone ale junglei înalte - în special în sudul țării precipitația anuală atinge cifra impresionantă de peste 7000 mm pe an. Distribuția geografică a precipitațiilor medii anuale se dă în figura 1.

Temperatura medie anuală oscilează de următoare formă:

- Pe Coasta: 17-24 Grade centigrade.
- În zona Andina: 0-17 Grade centigrade.
- În jungla tropicală: 25 Grade centigrade.

### 3.4 Hidrografia

Sistemul hidrografic Peruvian este distribuit în trei zone în funcție de colectorul în care își varsă apele:

- Zona Pacificului cu o suprafață de 279.689 Km<sup>2</sup>
- Zona Atlanticului cu o suprafață de 956.752 zKm<sup>2</sup>
- Zona lacului Titicaca cu o suprafață de 48.775 Km<sup>2</sup>

S-au considerat un total de 111 sisteme fluviale pentru executarea proiectului de evaluare a potențialului hidroelectric. Pentru sistemele fluviale mari s-au considerat subsisteme.

Zona Pacificului dispune de râuri scurte de pantă foarte pronunțată. Cu excepția unor râuri ca Tumbes, Chira și Santa care prezintă în mod constant debite importante, restul sînt râuri cu caracter torențial. Aceste râuri sînt seci, sau cu debit minim în lunile de iarnă australă - Iunie, Iulie și August - și cu un volum foarte mare în lunile de vară, care corespunde cu epoca de ploie în Anzi. S-au analizat un total de 53 sisteme fluviale în zona Pacificului.

În zona Atlanticului cele mai importante sisteme fluviale sînt Maranon, Huallaga și Ucayali. Aceste râuri izvoresc între 4000 și 6000 m de altitudine și sînt alimentate în formă principală de către precipitațiile care variază cu anotimpurile. Debitul acestor râuri este de caracter variabil, începînd epoca de viituri în luna Octombrie pînă în luna Martie, avînd viiturile maxime în Ianuarie și Februarie. Epoca de debit minim este din Aprilie pînă în Septembrie, înregistrîndu-se perioada de etiaj în Iulie și August. 49 de sisteme fluviale s-au considerat în zona Atlanticului.

Amazonul izvoarește în Perù și este unul din fluviile cele mai mari din lume. La ieșirea din Perù spre Brazilia s-a evaluat un debit mediu multianual de 30.000 m<sup>3</sup>/s, avînd o lățime de peste 4 Km. La vărsare în Oceanul Atlantic s-a evaluat că Amazonul descarcă un debit mediu multianual de cca. 150.000 m<sup>3</sup>/s. Afluentul cel mai lung al Amazonului este râul Apurimac care ia naștere în zona sudică a Perù-ului.

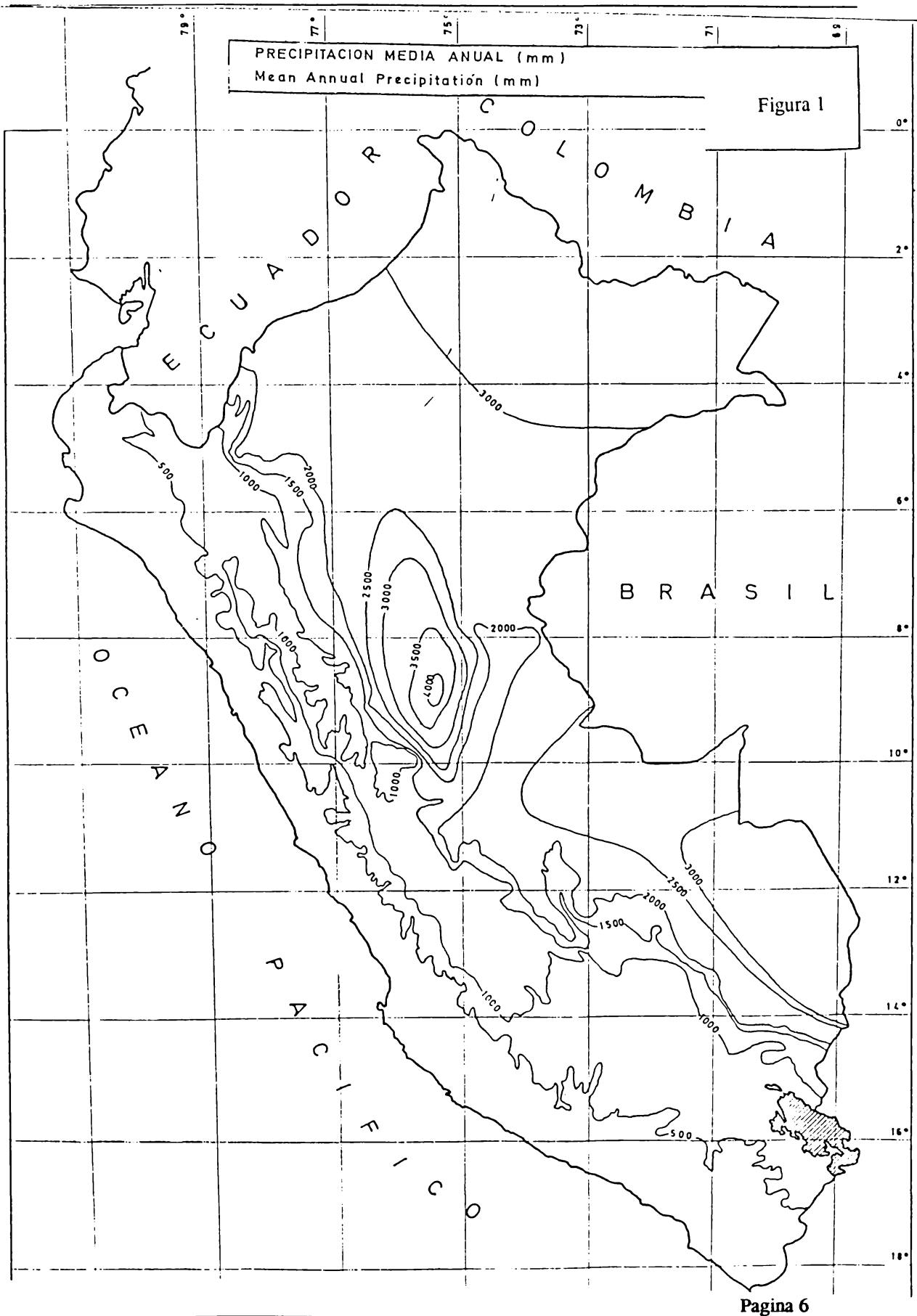
Zona lacului Titicaca este constituită de 22 de sisteme fluviale care alimentează în formă radială lacul în sine. Oglînda lacului oscilează în jurul unei elevații de 3.800 m și are o suprafață medie de cca. 8420 Km<sup>2</sup>. Lacul Titicaca nu dispune de o ieșire de ape de suprafață. Eliminarea apelor din Titicaca se face de formă subterană alimentînd râurile de pe coasta de sud a Perù-ului și prin evaporare.

Alte lacuri importante în Anzii Peruviani sînt lacul Junin în zona centrală situat la o altitudine de cca. 4000 m și cu o suprafață de 150 Km<sup>2</sup> și lacul Parinacocha în Cordillera Blanca.

### 3.5 Instalații hidrotehnice existente și în construcție

Puterea instalată a Perù-ului la începutul perioadei de planificare (1976) a fost de 2.516 MW din care 56 % sînt de origine hidrolică și 44% de origine termică. Evoluția istorică a consumului de energie electrică se poate observa în tabelele 1 și 2. În tabela 3, 4 și 5 se prezintă centralele hidroelectrice în funcțiune în anul 1979. Distribuția teritorială a centralelor hidroelectrice în funcțiune în acea perioadă este prezentată în figura 2.

Anexa D - Studiu de caz





## Anexa D - Studiu de caz

Tabela 1

EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL PAIS ( MW )

PERIODO : 1952 - 1976

AÑOS	SERVICIO PUBLICO			AUTOPRODUCTORES			TOTALES		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
1952	114.4	44.4	158.8	83.6	80.7	164.3	198.0	125.1	323.1
1954	113.6	59.2	172.8	104.7	113.0	217.7	218.3	172.2	390.5
1956	135.6	70.3	205.9	116.1	138.3	254.4	251.7	208.6	460.3
1958	213.1	77.6	290.7	187.8	174.2	362.0	400.9	251.8	652.7
1960	221.8	126.6	348.4	193.7	236.6	430.3	415.5	363.2	778.7
1962	247.6	147.8	395.4	196.2	274.5	470.7	443.8	422.3	866.1
1964	342.2	138.2	480.4	197.1	375.4	572.5	539.3	513.6	1 052.9
1965	495.4	147.6	643.0	197.6	456.2	653.8	693.0	603.8	1 296.8
1966	572.7	158.2	730.9	199.6	493.2	692.8	772.2	651.5	1 423.7
1967	670.1	166.5	836.6	200.8	521.6	722.4	870.9	688.1	1 559.0
1968	676.6	167.7	844.3	238.5	523.7	762.2	915.1	691.4	1 606.5
1969	677.1	174.0	851.1	241.5	559.8	801.3	918.6	733.8	1 652.4
1970	681.1	181.5	862.6	241.5	573.0	814.5	922.6	754.5	1 677.1
1971	747.7	226.3	974.0	241.5	581.2	822.7	989.2	807.5	1 796.7
1972	810.9	264.7	1 075.6	245.9	608.5	854.4	1 056.8	873.2	1 930.0
1973	1 038.1	282.0	1 320.1	240.1	593.7	833.8	1 278.3	875.6	2 153.9
1974	1 149.3	281.9	1 431.2	239.5	594.9	834.4	1 388.0	876.8	2 265.7
1975	1 156.3	311.5	1 467.8	240.9	650.0	890.9	1 397.3	961.5	2 358.8
1976	1 156.0	337.0	1 493.0	249.8	771.0	1020.8	1 405.8	1 110.0	2 515.8

Tabela 2

TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO DE LA POTENCIA INSTALADA

PERIODO : 1964-1976

TASAS DE CRECIMIENTO ( PORCENTAJE )

Año	Servicio Público	Autoprodutores	Potencia Térmica	Potencia Hidráulica	Potencia Total
1964	21.50	21.63	21.62	21.52	21.57
1965	33.85	14.20	17.56	28.50	23.16
1966	13.67	5.97	7.90	1.13	9.79
1967	14.46	4.27	5.62	12.78	9.50
1968	9.20	5.51	0.48	5.08	3.05
1969	0.81	5.13	6.13	0.38	2.86
1970	1.35	1.65	2.82	0.44	1.49
1971	12.91	1.01	7.02	7.22	7.13
1972	10.43	3.85	8.14	6.83	7.42
1973	22.73	- 2.41*	0.27	20.96	11.60
1974	8.41	0.07	0.13	8.58	5.19
1975	2.55	6.77	9.66	0.67	4.10
1976	1.86	14.58	15.53	0.60	6.65

\* El signo (-) indica decremento.

Tabela 3

N.	CENTRAL HIDROELECTRICA	CUENCA	ANNO DE PUESTA DE SERV.	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA GARANT. (MW)	CAIDA NETA (M)	CAUDAL TURBIN. (M <sup>3</sup> /SG)	ENERGIA ANUAL GWH	FACTOR PLANTA	LINEA DE TRANSMI- SION AL CENTRO DE DE CONSUMO (KV)	TRANSMI- SION (KM)
1	CANYON DEL PATU	SANTA	1964	100.000	84.00	359.00	31.90	700.000	0.70	138 66	212 90
	AMPLIACION C.P.	SANTA	1979	50.000	50.00	359.00	12.90	395.000	0.85		
2	CAMUA	PATIVILCA	1967	40.000	35.00	215.00	22.00	293.000	0.83	138	60.4
3	HUINCO	RIMAC	1964	258.000	240.00	1200.00	25.0	921.300	0.41	220 60	106 50
4	MATUCANA	RIMAC	1971	120.000	90.00	980.00	15.00	665.000	0.63	220 60	29.4 69.4
5	CALLAHUANCA	RIMAC	1938	67.600	60.00	436.00	20.00	501.000	0.84	220	64.9
6	HUYOPAMPA	RIMAC	1951	65.000	61.00	475.00	18.00	475.000	0.86	60	46.3
7	HUAMPANI	RIMAC	1960	51.400	27.00	170.00	21.00	192.000	0.85	60	46.3
8	STO. ANTONIO DE MATUCO 1A. ETAPA	MANTARO	1965	342.000	336.00	978.00	49.20	2460.000	0.82		
	AMPLIAC. UNIDAD 4	MANTARO	1979	114.000	91.00	978.00	16.00	836.000	0.72		
	AMPLIAC. UNIDAD 5	MANTARO	1979	114.000	91.00	978.00	16.00	749.000	0.72		
	AMPLIAC. UNIDAD 6	MANTARO	1979	114.000	82.00	978.00	16.00	647.000	0.72		
	AMPLIAC. UNIDAD 7	MANTARO	1979	114.000	114.00	978.00	13.40	273.000	0.72		
9	UROYA	MANTARO	1930	9.000	6.30	220.00	4.30	56.000	0.70	138 69	180 103

# Anexa D - Studiu de caz

Tabela 4

N.	CENTRAL HIDROELECTRICA	CUENCA	AÑO DE POSTA DE SERV.	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA GARANT. (MW)	CAIDA META (M)	CAUDAL TURBINA (M3/SG)	ENERGIA ANUAL GWH	FACTOR PLANTA	LINEA DE TRANSMI- SION AL CENTRO DE CONSUMO (KV)	LINEA DE TRANSMI- SION AL CENTRO DE CONSUMO (KM)
10	MALPASO	MANTARO	1926	54.000	50.00	76.50	34.10	189.000	0.42	138 50	108 105
11	PACHACHACA	MANTARO	1929	12.000	9.70	405.00	3.40	45.000	0.42	50	40
12	YAJPI	TAMBO	1956	108.000	85.00	507.00	19.50	693.000	0.73	134 50	181 64
13	INGENIO	MANTARO	1950	1.770	1.77	105.00	2.00	7.152		50	78
14	SICAYA-HUARISCA	MANTARO	1970	3.840	3.84	99.50	1.85	11.346			
15	HACHU-PICCHU	URUBAMBA	1957	40.000	40.00	345.00	14.00	280.000	0.80	138	91
	AMPLIACION M-P	URUBAMBA	1979	64.900	64.90	345.00	23.00	550.000	0.90	66 33	50 35
16	CARPAPATA I	PERENE	1956	2.970	2.97	170.00	3.87	36.919	0.71	45	35
17	CARPAPATA II	PERENE	1970	6.290	6.29	187.00	3.87	36.909			
18	CHARCANI I	CHILI	1909	1.470	1.47	26.50	7.00	10.031	0.60	33	21
	UNIDAD I	CHILI	1909	1.000	1.00	26.50	5.00		0.60		
	UNIDAD II	CHILI	1931	0.470	0.47	26.50	2.60		0.60		
19	CHARCANI II	CHILI	1913	9.790	0.79	18.70	8.00	5.072	0.92	33	21
	UNIDAD I	CHILI	1913	0.260	0.26	18.70	2.00	1.690	0.92		

Tabela 5

N.	CENTRAL HIDROELECTRICA	CUENCA	ANNO DE PUESTA DE SERV.	POTENCIA	POTENCIA	CAIDA	CAUDAL	ENERGIA	FACTOR	LINIA DE TRANSMI-	TRANSMI-
				INSTALADA	GARANT.	NETA	TURBIN.	ANUAL	PLANTA	SION AL CENTRO DE	CONSUMO
				(MW)	(MW)	(H)	(M3/SG)	GWH		(KV)	(KM)
	UNIDAD II	CHILI	1915	0.260	0.26	18.70	2.00	1.690	0.92		
	UNIDAD III	CHILI	1913	0.260	0.26	18.70	2.00	1.690	0.92		
20	CHARCANI III	CHILI	1939	4.560	4.56	57.50	10.00	33.148	0.92	33	28
	UNIDAD I	CHILI	1939	2.240	2.24	57.50	5.00		0.92		
	UNIDAD II	CHILI	1942	2.320	2.32	57.50	5.00		0.92		
21	CHARCANI IV	CHILI	1962	14.400	14.40	117.35	15.00	87.192	0.60	33	25.2
	UNIDAD I	CHILI	1962	4.800	4.80	117.35	5.00		0.60		
	UNIDAD II	CHILI	1965	4.800	4.80	117.35	5.00		0.60		
	UNIDAD III	CHILI	1971	4.800	4.80	117.35	5.00		0.60		
22	CHARCANI VI	CHILI	1978	9.000	6.70	70.00	15.00	67.000	0.84		
23	ARICOTA I	LUCUMBA	1967	24.400	24.40	617.10	4.60	138.750	0.40		
24	ARICOTA II	LUCUMBA	1967	12.200	12.20	311.80	4.60		0.40		



### 3.6 Date bazice de Cartografia și Geologie

Cartografia este una din datele de baza cele mai importante pentru executarea oricărei planificări de infrastructură în care este necesar să se ia în considerare aspecte cantitative. Pentru nivelul de inventariere a resurselor hidraulice și hidroelectrice a unei țări scara cea mai recomandabilă pentru executarea studiilor este de 1:50.000 sau 1:100.000. În Peru existența hărților topografice la această scară este limitată la aproximativ o treime a țării, în special zona de coastă și Anzii occidentali. Zona țării care este acoperită cu hărți la scara de 1:100.000 se prezintă în figura 3. Zona de jungla înaltă de pe partea estică a Anzilor, fiind cea mai atractivă din punct de vedere hidroelectric, nu dispune de informații cartografice adecvate. În consecință a fost necesar să se dezvolte o metodologie expeditivă pentru a se genera acest tip de informație de bază în scurtul timp disponibil pentru executarea proiectului.

În afară de cartografia oficială la nivel național s-au utilizat o serie de surse de informație ale unor instituții și firme.

Pentru realizarea unei cartografii suficient de detaliate pentru a putea executa elaborarea proiectelor la nivel preliminar necesar pentru evaluarea potențialului hidrolic al țării s-au folosit următoarele materiale cartografice:

- Hărți naționale la scările de 1:100.000, 1:50.000, 1:25.000, 1:250.000, 1:200.000, 1:1.000.000 și 1:2.000.000.

- Fotohărți și fotomosaicuri

- Fotografii aeriene rezultate din zboruri înalte și zboruri joase care s-au executat în cadrul conveniului Peru USA.

- Fotografii de satelit ERTS-2, realizate în cadrul convenției cu Serviciul Geodezic Interamerican (IAGS)

- Fotografii aeriene de tip SLAR (Side Looking Aerial Radar) care s-au executat pentru a permite evaluarea resurselor minerale ale republicii.

- Interpretarea geologică generalizată a informației fotografice aeriene a fost efectuată de Petroleos del Perú și s-a utilizat intensiv în complementarea informației cartografice.

- O serie de planuri cartografice la diverse scări relaționate cu proiecte de o amplă diversitate - agricultură, exploatare de petrol, minerie, proiecte industriale, drumuri, poduri, aeroporturi, sistematizări - s-au folosit intensiv pentru a se complementa informațiile existente.

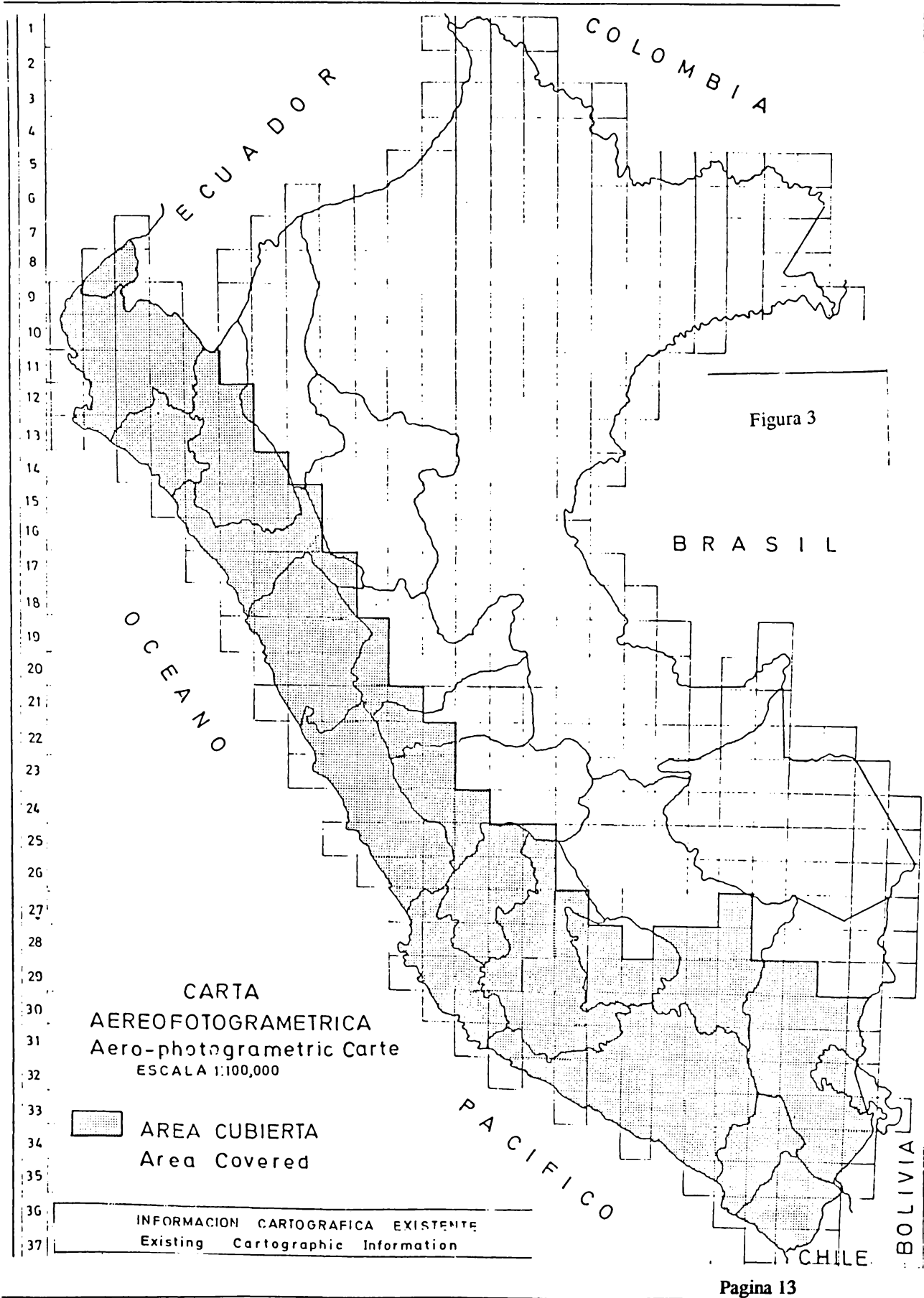
O complementare a informației disponibile s-au făcut cu măsurători topografice expeditivă și cu lucrări topografice legate de anumite proiecte concrete care au rezultat cele mai promitătoare în decursul executării proiectului.

Datele geologice s-au obținut prin analizarea unui mare număr de proiecte de infrastructură și industriale care au considerat aceste aspecte. În principiu s-au considerat aceleași surse de informații ca și în cazul cartografiei adăugându-se următoarele instituții pentru acest scop:

- Instituto de Geologia y Minería - INGEOMIN

- Empresa Minera del Perú - MINERO PERU

- Instituto Geofísico del Perú.



## Anexa D - Studiu de caz

---

Cele mai importante surse de informații geologice au fost:

- Hărțile geologice Naționale la diverse scări: 1:100.000, 1:250.000 și 1:1.000.000.
- Publicația periodică "Geologia Economica" a folosit pentru a se analiza aspecte metalogenice.
- Aspectele de geodinamică externă s-au analizat din seria numită "Geodinamica e Ingenieria Geologica".
- Mapa de Regionalización sísmica del Perú.
- Isohietas de macrosismos en el Perú.
- Harta seismică a Perú-ului.

### 3.7 Datele Hidrologice

În Perú, așa cum în marea majoritate a țărilor în curs de dezvoltare, datele hidrologice de bază au fost foarte deficitare, în ceea ce privește durata registrului istoric și exactitatea. Un aspect care a îngreunat activitățile legate de hidrologie, a fost faptul că aceste date se colecționează și se administrează prin intermediul unei mare număr de instituții și organisme. Datele de baza hidrologice s-au obținut prin intermediul următoarelor instituții:

- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - SENAEMI. Această instituție a fost creată în anul 1969 și are sub controlul ei 140 de stații de măsurare de debit și 900 stații de măsurare pluviometrice. Din stațiile pluviometrice cca. 450 se considera ca stațiuni meteorologice datorită faptului că dispun de instrumente de măsură pentru înregistrarea umidității, evaporării, viteza vântului și alte mărimi.
- Oficina Nacional de Evaluación de los Recursos Naturales - ONERN. Această instituție operează un număr limitat de stații de măsurare, însă informațiile bazice de hidrologie pe care le administrează pentru a executa studii regionale s-au dovedit de mare folos.
- Ministerio de Agricultura operează cca. 120 stații de măsurare de debit și un mic număr de stații pluviometrice legate de principalele proiecte de irigații.
- Instituto de Investigaciones Energéticas y Servicios de Ingeniería Eléctrica - INIE - operează o serie de stații pluviometrice și de măsurare a debitelor legate de proiecte hidroelectrice concrete.
- CENTROMIN Perú operează stații pluviometrice și de măsurare a debitelor legate de proiectele miniere, de energie electrică. Se masoară și o serie de valori necesare pentru controlul poluării ambientale.
- Instituto Geofísico del Perú - IGP - s-a considerat cu toate că nu operează în formă directă nici un tip de stații de măsurare, însă este responsabil de interpretarea informației din măsurătorile obținute prin sateliții de la NASA.
- Pentru țările limitrofe - Ecuador, Columbia, Brazilia și Bolivia - s-au obținut informații de la instituții responsabile din respectivele țări.

Considerându-se toate sursele de date sus menționate s-a ajuns să se folosească informațiile istorice obținute de la 467 stațiuni de măsurare hidrometrică și 1255 stațiuni de măsurare pluviometrice.



## Anexa D - Studiu de caz

---

Aceasta corespunde cu o densitate de 0.157 stațiuni hidrometrice și 0.516 stațiuni pluviometrice pentru fiecare 1000 Km<sup>2</sup> de teritoriu. Aceste informații sînt foarte reduse pentru a se putea realiza o prognoză hidrologică acceptabilă. Această realitate se agravează dacă se consideră că distribuția stațiilor de măsurare hidrologice este neuniformă.

S-a ajuns la concluzia că din toate stațiile de măsurare hidrologică numai foarte puține au satisfăcut condițiile necesare pentru a se putea considera că se integrează într-o rețea hidrologică de bază. În consecință s-au divizat stațiile de măsurare în stații de bază și secundare. Stațiile de bază s-au folosit pentru a se obține informații de variație a mărimilor în timp, iar stațiile secundare s-au folosit pentru a se cuantifica variațiile geografice. Foarte puține stații de măsurare hidrologică au satisfăcut condițiile minime de omogenitate a măsurătorilor. Acest fapt a fost confirmat și prin extrapolarea sintetică a șirurilor de observații. Un aspect negativ care a influențat într-o formă notabilă a fost faptul că au lipsit luni întregi și uneori ani de observație. Rezultatul analizei stațiilor hidrometrice se prezintă în tabela 6.

În concluzie se poate spune că în raport cu condițiile mondiale, disponibilitatea de date hidrologice în Peru a fost nesatisfăcătoare datorită următoarelor motive: rețele inadecvate de măsurători hidrologice, existența de mari și frecvente întreruperi de măsurători, lipsa de consistență a datelor de multe stații de măsurare în ceea ce privește caracteristicile fizice, precizia și omogenitatea datelor, lipsa de coordonare între instituțiile responsabile și procesul lent de comparare, verificare și publicare a informațiilor disponibile.

Concluziile sus menționate trebuie considerate atât în lumina mărimii țării, cât și luînd în considerare marea varietate de condiții climatice. O îmbunătățire radicală a acestei situații deplorabile nu se poate preconiza datorită situației economice precare prin care trece țara.

ANALISIS DE ESTACIONES HIDROLOGICAS	Tabela 6
ANALYSIS OF HYDROLOGIC STATIONS	

Categoría Category	Amplitud de Registro Record Length	Número de estaciones incluidas. Number of stations included.	Número de años promedio de registro. Average number of years of data.	Densidad promedio Estaciones / 1000 Km <sup>2</sup> Average density Stations / 1000 Km <sup>2</sup>
Hidrométricas Streamflow	Estaciones Base Base Stations	103	25.83	0.08
	Estaciones Secundarias Secondary Stations	164	8.45	0.13
Pluviométricas Rainfall	Estaciones Base Base Stations	107	21.70	0.07
	Estaciones Secundarias. Secondary Stations.	790	8.62	0.54

### 3.8 Colectiunea Datelor Hidrologice

Datele hidrologice s-au colectat cu ajutorul unor formulare special pregătite, care au facilitat transcrierea acestora pe mediu magnetic.

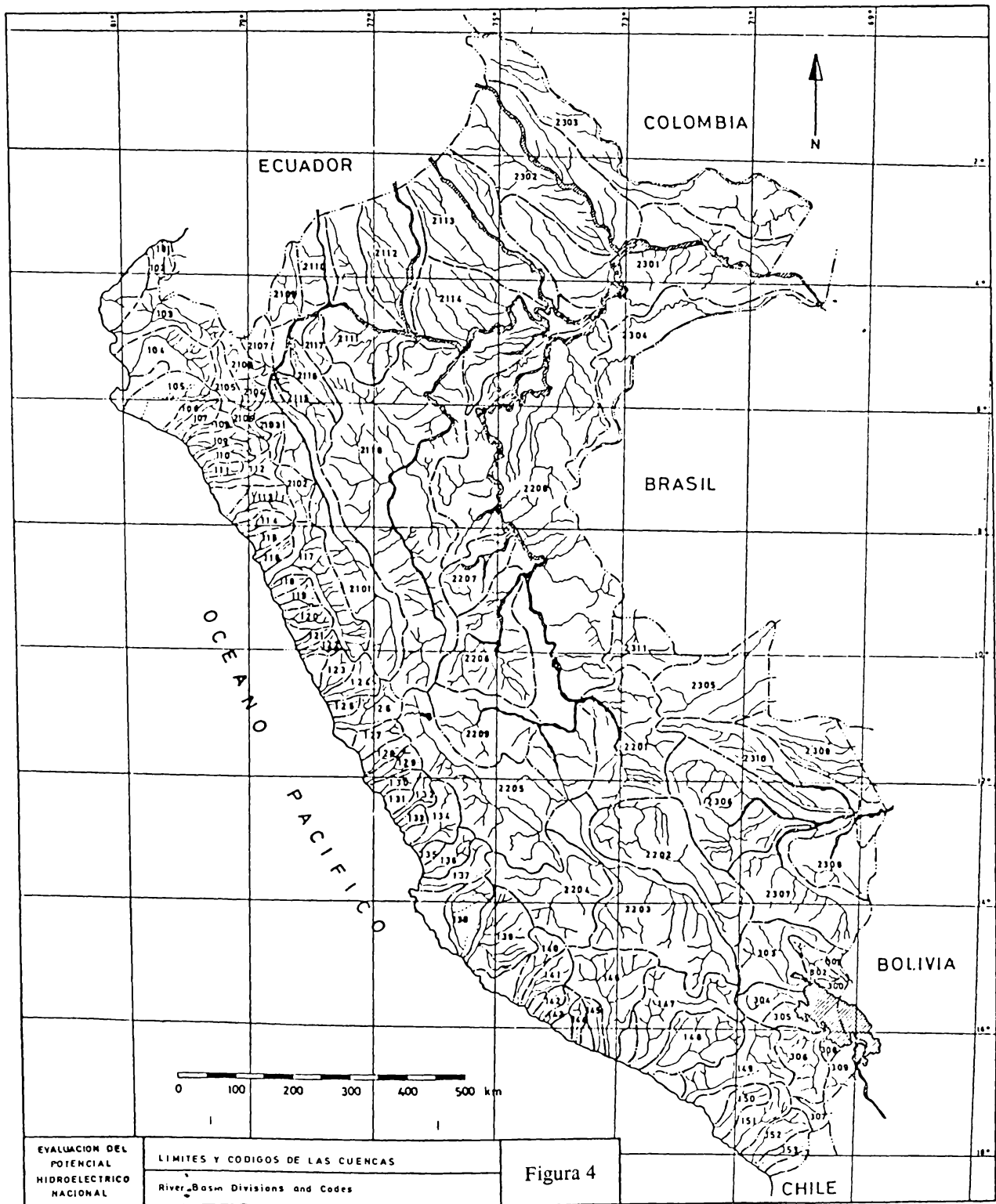
Următoarele activități s-au executat pentru a se determina grupuri de stații de măsurare compatibile pentru pronosticarea regimului hidrologic ale unei anumite regiuni:

- Codificare bazinelor hidrologice. Această codificare este reprezentată de formă grafică în figura 4, iar sistemele fluviale definite sînt enumerate în tabela 7.
- Codificarea Stațiilor de măsurare.
- Harta sistemelor hidraulice.
- Efectuarea cronogramelor și studiul comparativ al acestora.
- Formarea de grupuri omogene de stații de măsurare.

Aceste grupuri de stațiuni de măsurare s-au determinat cu obiectivul de a reconstrui și extinde seriile istorice de măsurători. Prin analiza de corelație aplicate grupelor de stațiuni care posedă regim hidrologic similar s-a putut realiza acest obiectiv. Stațiunile de măsurare trebuie să aibă o perioadă de măsurători comună. Considerîndu-se seriile de măsurători disponibile s-a adoptat o perioadă de bază de 36 de ani (1940-1976).

Pentru stațiile hidrometrice grupurile s-au format în baza lungimii registrului istoric disponibil, poziția datelor în perioada de bază și apropierea geografică. Pentru stațiile pluviometrice s-a luat în considerare și altitudinea respectivă. Numărul maxim de stații de măsurare pe grupă s-a limitat la zece.

Transferarea datelor s-a făcut prin intermediul benzilor magnetice, cartele perforate și prin tastare directă cu tastatura terminalului de calculator.



## Anexa D - Studiu de caz

VERTIENTE DEL PACIFICO (1)	VERTIENTE DEL ATLANTICO (2)	VERTIENTE DEL LAGO TITICACA (3)
	SISTEMA MARANON	
	.....	
101 ZARUMILLA	2101 ALTO MARANON	301 SUCHES
102 TUMBES	2102 CRISNEJAS	302 HUANCANE
103 CHIRA	2103 LLAUCANO	303 RAMIS
104 PIURA	2104 CHAMAYA	304 COATA
105 CASCAJAL	2105 HUANCABAMBA	305 ILLPA
106 OLMOS	2106 CHUTANO	306 ILAVE
107 MOTUPE	2107 CHINCHIPE	307 MAURE
108 LA LECHE	2108 TABACONAS	308 ZAPATILLA
109 CHANCAY-LAMBAYEQUE	2109 CENEPA	309 CCALLACCANE
110 ZANA	2110 SANTIAGO	300 LAGO TITICACA
111 CHAMAN	2111 MARANON MEDIO	
112 JEQUETEPEQUE	2112 PASTAZA	
113 CHICAMA	2113 TIGRE	
114 MOCHE	2114 BAJO MARANON	
115 VIRU	2115 UTCUBAMBA	
116 CHAO	2116 CHIRIACO	
117 SANTA	2117 NIEVA	
118 LACRAMARCA	2118 HUALLAGA	
119 NEPENA		
120 CASMA	SISTEMA UCAYALI	
121 CULEBRAS	.....	
122 HUARIHEY		
123 FORTALEZA	2201 URUBAMBA	
124 PATIVILCA	2202 VILCANOTA	
125 SUPE	2203 APURIMAC	
126 HUAURA	2204 PAMPAS	
127 CHANCAY-HUARAL	2205 MANTARO	
128 CHILLON	2206 PACHITEA	
129 RIMAC	2207 AGUAYTIA	
130 LURIN	2208 UCAYALI	
131 CHILCA	2209 PERENE	
132 MALA		
133 OMAS	SISTEMA AMAZONAS	
134 CANETE	.....	
135 TOPARA		
136 SAN JUAN	2301 AMAZONAS	
137 PISCO	2302 NAPO	
138 ICA	2303 PUTUMAYO	
139 GRANDE	2304 YAVARI	
140 ACARI	2305 PURUS	
141 YAUCA	2306 MADRE DE DIOS	
142 CHALA	2307 INAMBARI	
143 CHAPARRA	2308 TAMBOPATA	
144 ATICO	2309 ACRE	
145 CARAVELI	2310 LAS PIEDRAS	
146 UCONA	2311 YURUA	
147 MAJES-CAMANA		
148 QUILCA O CHILI		
149 TAMBO		
150 OSMORE		
151 LOCUMBA		
152 SAMA		
153 CAPLINA		

CODIGOS DE LAS CUENCAS

RIVER BASIN CODES

Tabela 7

### 3.9 Baza de Date hidrologice

Cu ajutorul activităților sus menționate s-au preparat datele hidrologice într-o formă acceptabilă pentru o organizare și prelucrare cu ajutorul unei baze de date pe calculator. Pentru determinarea potențialului hidroelectric teoretic al țării și pentru evaluarea tehnică și economică a proiectelor concrete s-au introdus în baza de date următoarele informații:

- Pentru stațiunile hidrometrice: Debitul mediu lunar ( $m^3/s$ ); Valoarea maximă anuală a debitului mediu zilnic ( $m^3/s$ ).
- Pentru stațiile pluviometrice: Precipitațiile totale lunare ( $m^3/s$ ).

Baza de date a considerat următoarele informații:

- Seria istorică a debitelor medii lunare.
- Seria istorică ajustată a debitelor medii lunare.
- Seria extrapolată a debitelor medii lunare.
- Valoare maximă anuală a debitelor medii zilnice.
- Media lunară pentru debitele de irigație.
- Corecție pentru regularizarea valorilor medii lunare.
- Derivațiile medii lunare.
- Seria istorică de precipitații totale lunare.
- Seria istorică de precipitații totale anuale.
- Precipitația totală anuală extinsă, sau extrapolată.

În afară de acestea s-au creat fișiere cu informație referitoare la:

- Pentru stațiile hidrometrice: Caracteristicile fizice; detalii ale seriilor istorice, și extinse, grupuri de extensiune și comentarii codificate, parametrii morfometrici și hidrologici deduși din modelul de sisteme fluviale și parametrii statistici ai debitului mediu anual.
- Pentru stațiile pluviometrice: Caracteristicile fizice, Detaliile seriilor istorice și extinse cu respectivele comentarii codificate.
- Pentru bazine: Parametrii morfometrici și detalii ale sistemelor fluviale, Parametrii hidrologici și detalii ale potențialului hidroelectric teoretic.

Recuperare informației bazice și calculate s-a efectuat cu ajutorul sistemului de operare al calculatorului și cu ajutorul unei serii de programe special făcute pentru acest scop.

### 4 Definierea catalogului de proiecte hidroelectrice.

Una din activitățile de inginerie cele mai importante pentru planificarea electrică integrală a unei țări cu bogate resurse de inginerie hidroelectrică este definiția catalogului de proiecte hidroelectrice. Aceste activități sînt de deosebită complexitate datorită marelui număr de aspecte care trebuiesc considerate. În acest capitol se prezintă aspectele cele mai importante care trebuie luate în considerare.

#### 4.1 Calculul Debitului Mediu și al Poțentialului Teoretic

Parametrul hidrologic de bază pentru evaluarea și selecționarea proiectelor hidroelectrice este debitul mediu multianual în punctul considerat, plus suma debitelor medii obținute din captările secundare. Pentru obiectivul de planificare integrală hidroelectrică a unei țări este necesar să se determine debitul mediu multianual în toate punctele relevante ale sistemului fluvial. Cu ajutorul debitului mediu multianual și cu datele topografice corespunzătoare se poate calcula potențialul teoretic hidroelectric.

Pentru calculul debitului mediu multianual pentru fiecare punct al sistemului fluvial s-a realizat un model matematic simplu pentru fiecare bazin hidrografic considerat. Acest model matematic operează în baza valorilor medii de lungă durată a debitului și precipitațiilor observate și de variațiunea acestora în funcție de parametrii morfometrici. Pentru acest scop a fost necesară realizarea unei standardizări a măsurătorilor istorice disponibile pe baza unei perioade reprezentative pentru condițiile de lungă durată, așa cum s-a arătat în capitolul anterior.

Modelul matematic utilizat este încorporat în programul de calculator HYMOD dezvoltat și utilizat pentru prima oară în Guatemala. Metodologia basică utilizată consideră contribuțiile de debit a fiecărei suprafețe de captare în relație cu valorile măsurate sau determinate de formă sintetică. Discrepanțele obținute aplicînd acest model se elimină printr-un proces iterativ. Contribuția de debit a fiecărei arii de captare s-a calculat cu ajutorul relației:

$$DQM(i) = K * DA(i) * q(i)$$

unde:

$DQM(i)$  - este debitul incremental rezultat din bazinul  $i$  în  $m^3/s$ .

$K$  - este factorul de conversiune utilizat ( $= 1/31536$ )

$DA(i)$  - este aria bazinului incremental în  $Km^2$

$q(i)$  - este debitul mediu specific de lungă durată în  $mm/an$ .

Debitul mediu specific este în funcție de altitudinea medie a bazinului incremental considerat:

$$q(i) = F_n(H_m(i))$$

unde:

$H_m(i)$  - este altitudinea medie a bazinului incremental considerat.

Precipitația medie de lungă durată nu se consideră într-o formă explicită în ecuația anterioară, însă această valoare este implicită în relația debit specific în funcție de altitudine medie a bazinului incremental. Următoarea expresie explică relația debit specific versus altitudine medie:

$$q = \beta * r$$

unde:

$r$  - este precipitația medie de lungă durată în mm/an și

$\beta$  - este coeficientul de scurgere care în marea majoritate a cazurilor practice are valori.  $K$  are valori cuprinse de la 0 pînă la 1.

S-a analizat și posibilitatea de a se utiliza modele matematice mai complicate cu considerarea explicită a altor parametrii, ca de exemplu lungimea râului, panta medie, sau precipitațiile medii. Modelul matematic utilizat a rezultat ca fiind cel mai adecvat pentru problematica dată și pentru disponibilitatea redusă a datelor hidrologice bazice. Informația morfometrică necesară, aria bazinelor incrementale și altitudinea medie a acestora s-a obținut prin planimetrarea materialului cartografic disponibil și calculul expeditiv.

S-a efectuat o calibrare a modelului pentru considerarea apelor subterane, pierderi prin derivații, consum de apă pentru irigații, evaporatie și infiltrații.

Modelul HYMOD operează în baza unei reprezentări matematice a unui sistem fluvial definit prin puncte și parametrii morfometrici corespunzători pentru acestea.

Din punct de vedere teoretic lungimea tronsoanelor de definiție ar trebui să fie foarte mici, însă pentru cazul de față s-a ajuns la concluzia ca o valoare medie de 10 Km oferă suficientă exactitate pentru a obține mărimi morfometrice adecvate calculului de evaluare. Lungimea tronsoanelor a variat pentru a considera punctele de confluență și stații hidrometrice, care în sine sînt puncte importante pentru efectuarea calculului și calibrarea modelelor de bazin.

În zonele unde s-a dispus numai de cartografie cu scara de 1:1.000.000 s-a considerat o lungime de tronson de 50 Km. Datorită omogenității acestor zone folosirea unor tronsoane de această magnitudine nu au afectat în formă notabilă precizia calculului efectuate.

În toate cazurile s-a folosit materialul cartografic cel mai detaliat disponibil pentru zona respectivă și utilizînd această bază s-au definit un total de 6.288 puncte de definiție a sistemului fluvial. Aceste puncte au definit un total de 1.490 tronsoane, care totalizează 81.255 Km grupate în 111 bazine hidrografice separate. În figura 5 se dă un exemplu de reprezentare grafică schematică a unui bazin hidrografic.

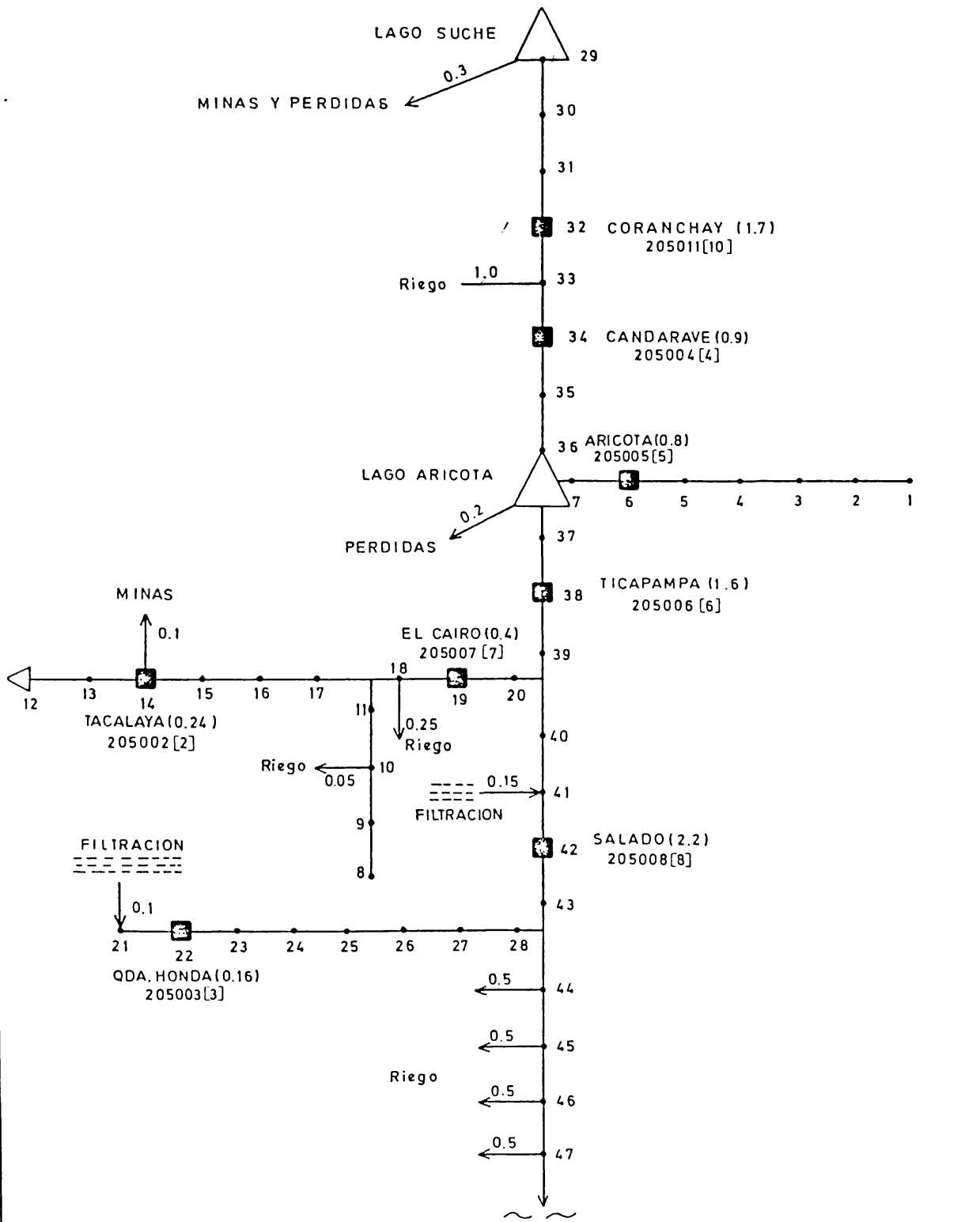
Fiecare punct este definit prin distanța în Km de la confluența cu râul colector, altitudinea respectivă, aria suprafeței de colectare a apelor cuprinsă între punctul respectiv și punctul amonte și înălțimea medie a acestei suprafețe.

Pentru stațiile de măsurare hidrometrică se definesc toate tronsoanele care contribuie la debitul cumulat al acestora. Această identificare este necesară pentru a se efectua în formă corectă modificările de rigoare ale debitelor, ca urmare a distribuției diferențelor obținute prin aplicarea modelului teoretic versus debitul mediu multianual definit în stațiile de măsurare.

Informațiile mai sus descrise s-au introdus într-o bază de date numită "Baza de Date a Sistemului Fluvial". S-au executat o serie de activități asistate de calculator pentru ajustarea registrelor istorice de debit.



Anexa D - Studiu de caz



<p>EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL</p>	<p>EJEMPLO DE DIAGRAMA FLUVIAL:  <b>LOCUMBA 151</b>                  Example Flow Diagram:</p>	<p>Figura 5</p>
---	--	-----------------

### 4.1.1. Modelele de Corelație utilizate

În mod uzual pentru a se execută extrapolarea/extensiunea adecvată a debitelor se realizează o corelație cu stațiunilor vecine de măsurători hidrometrice sau pluviometrice. Datorită lipsei de măsurători pluviometrice de lungă durată nu s-au executat corelații de tip hidro-pluviometric ci numai de tip hidrometric.

Toate extrapolările de registru de măsurători de debit s-au făcut pentru un interval lunar. Cu toate că pentru calculul debitului mediu și al potențialului hidroelectric teoretic ar fi fost suficiente valorile anuale, evaluarea proiectelor hidrotehnice necesită o considerare a variațiilor de debit lunar. În consecință s-au efectuat toate calculele hidrologice de formă lunară.

Modelul de corelație care s-a folosit a fost HEC-4 dezvoltat de către "US Army Corps of Engineers - Hydrologic Engineering Center". Acest program exista în acea epocă numai în formă operativă pe calculatoare de tip Mainframe. Cum proiectul dispunea de un minicalculator de tip Data General - ECLIPSE S/200 a fost necesară o adaptare a programului HEC-4 pentru acest tip de calculator. În actualitate acest program s-a adaptat și pentru microcalculatoare, ceea ce a rezultat mult mai simplu datorită flexibilității și performanței îmbunătățite a acestora.

HEC-4 este un program clasic de corelare a seriilor de măsurători hidrografice și se utilizează pe plan internațional pentru calculele necesare pentru executarea studiilor de fezabilitate.

Criteriul de bază al metodologiei acestui program este aplicarea regresiiilor multiple în diverse puncte cu valori de defazare de 0 și 1. Se pot considera pînă la 10 stații de măsurare care să aiba măsurători lineare coincidente în perioada de extensie dorită.

Fiecare măsurare trebuie să conțină cel puțin trei valori pentru fiecare luna. Cu acest program fiecare valoare măsurată se transformă într-o valoare standard normalizată prin intermediul următoarelor operații:

- O transformare logaritmică.
- O transformare care elimină efectele de anotimp. Acesta se obține scăzînd valoarea medie lunară și împărțind cu abaterea standard lunară.
- O transformare Pearson III.

Corelația între stații de măsurare pentru fiecare lună și luna anterioară s-a calculat între toate perechile de stații în baza valorilor reduse.

Valorile inexistente s-au calculat cu următoarea formulă:

$$X_{I,KD} = \sum_{\substack{K=1 \\ K \neq KD}}^{NSTA} A_K + X_{I,K} + \sum_{K=1}^{NSTA} B_K * X_{I-1,K} + Z_{I,K} * \sqrt{(1-R_{1,K}^2)}$$

unde:

- X - valoare redusă a debitului.
- A - coeficientul de regresie (desfase - 0)
- B - coeficientul de regresie (desfase - 1)
- I - numărul lunii
- K - numărul stației de măsurare
- KD - numărul stației variabilei dependente
- R - coeficientul corelației multiple
- Z - numărul aleator de distribuție normală

Extensiunea măsurătorilor pluviometrice s-a executat cu ajutorul unui program dezvoltat în cadrul proiectului datorită faptului ca aplicarea programului HEC-4 a rezultat inadecvată dat fiind volumul de date foarte mare.

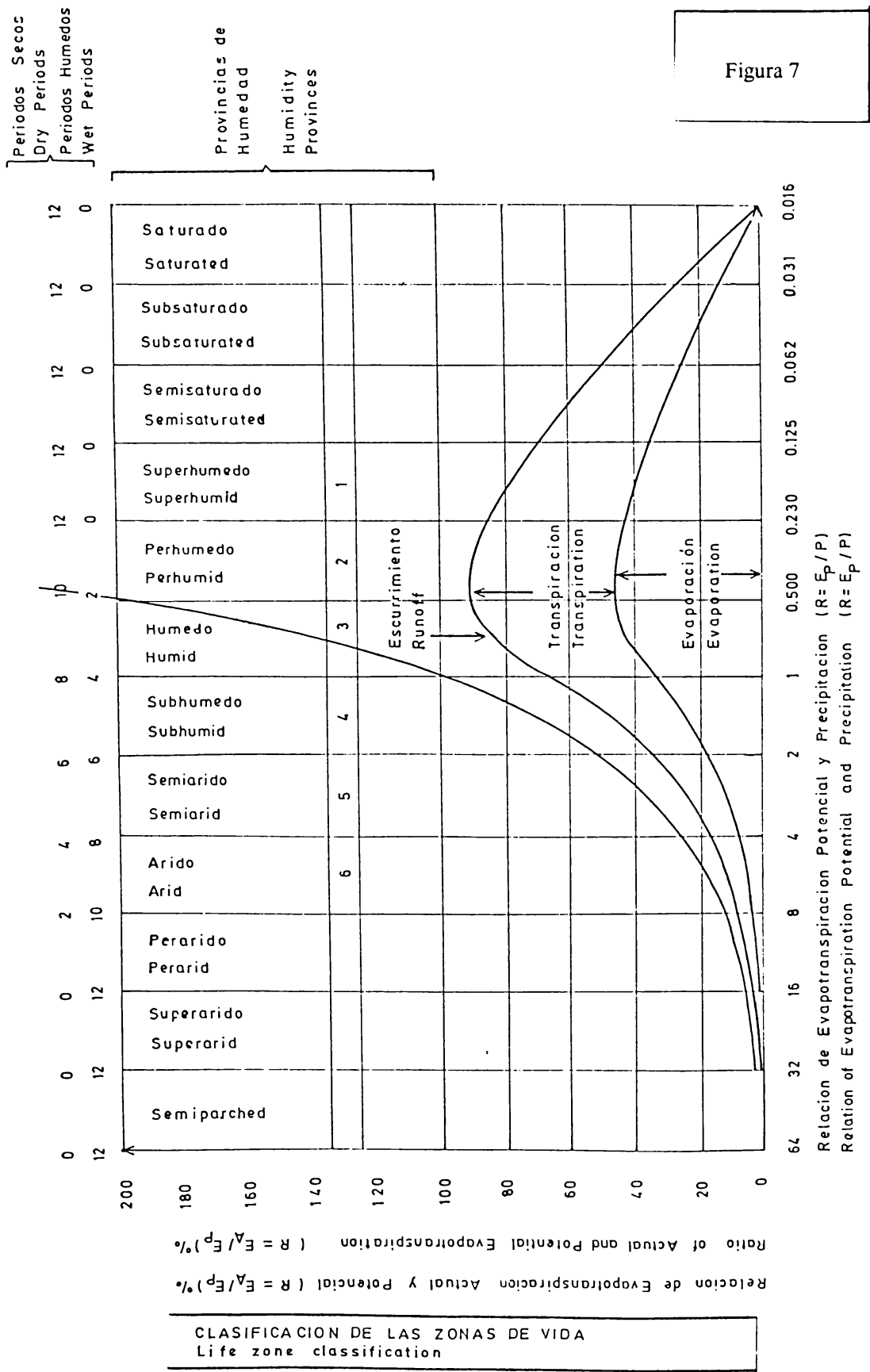
### 4.1.2 Deducerea Relațiilor Hidrologice

Pentru deducerea relațiilor hidrologice s-a folosit un compendiu de metode potrivit cu disponibilitatea datelor în respectivele regiuni. Pentru bazinele hidrografice cu disponibilitate de măsurători s-a aplicat modelul HYMOD. Curbele finale deduse cu modelul HYMOD s-au prezentat de forma grafică pentru o mai ușoară utilizare.

Pentru o mare parte a teritoriului Perúan s-au folosit relații hidrologice deduse din informația de zone ecologice. Acest material cartografic a fost disponibil la scara de 1:1.000.000 și este denumit "Mapa Ecologico del Perú". Acest material s-a folosit aplicându-se de formă directă lucrarea denumită "Life Zone Ecology", a cărei autor este H.R. Holeridge [48], [49].

Principala ipoteză care a stat la baza acestei metode este faptul ca se consideră că pentru același tip și densitate de vegetație există aproximativ aceleași condiții climatice și în consecință de precipitație. Această metodă s-a aplicat în zone în care nu s-a dispus de nici un fel de informație hidrometrică. În figurile 6, 7, 8, 9 și 10 se poate urmări procesul de identificare a relațiilor hidrologice în baza acestui procedeu expeditiv care se explică în continuare.





CALCULO DEL COEFICIENTE DE  
 ESCURRIMIENTO DE UNA ZONA DE VIDA  
 Calculation of Runoff Coefficient for given Life Zone

PASO 1: ZONA DE VIDA  
 Step 1: Life Zone

MAPA ECOLOGICO  
 Ecological map

Pmh - Sas  
 PARAMO MUY HUMEDO SUBALPINO SUBTROPICAL

PASO 2: PRECIPITACION ( P )  
 Step 2: Rainfall ( p )

$$P = 700 \text{ [mm]}$$

PASO 3: Bio - TEMPERATURA MEDIA - ANUAL  
 Step 3: Bio - Temperature Mean - Annual

$$T = 43 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

DIAGRAMA DE  
 ZONAS DE VIDA  
 Life Zone Diagram

PASO 4: RELACION DE EVAPOTRANSPIRACION POTENCIAL ( R )  
 Step 4: Ratio of Potential evapotranspiration to Rainfall ( R )

$$R = E_p / P$$

$$R = 0.36$$

PASO 5: EVAPOTRANSPIRACION POTENCIAL ( E<sub>p</sub> )  
 Step 5: Potential evapotranspiration

$$E_p = R \cdot P$$

$$= (0.36)(700) = 250 \text{ [mm]}$$

PASO 6: RELACION DE EVAPOTRANSPIRACION ACTUAL Y POTENCIAL  
 Step 6: Ratio of actual to potential evapotranspiration

$$R_A = E_A / E_p$$

$$= 0.90$$

DIAGRAMA DE PROV.  
 DE HUMEDAD  
 Diagram of humidity  
 Provinces

PASO 7: EVAPOTRANSPIRACION ACTUAL ( E<sub>A</sub> )  
 Step 7: Actual evapotranspiration

$$E_A = R_A \cdot E_p$$

$$= (0.90)(250) = 225 \text{ [mm]}$$

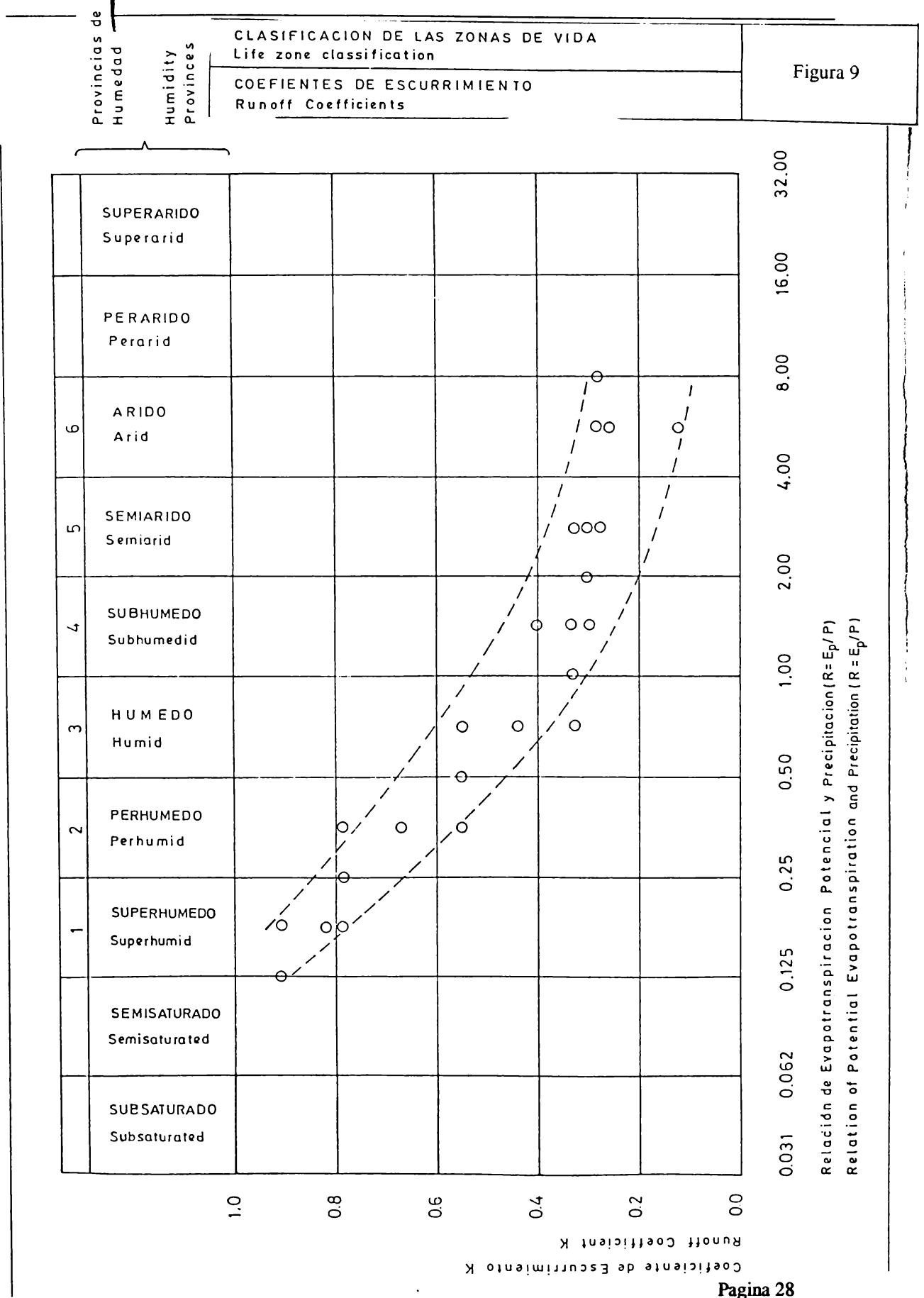
PASO 8: COEFICIENTE DE ESCURRIMIENTO ( K )  
 Step 8: Runoff coefficient

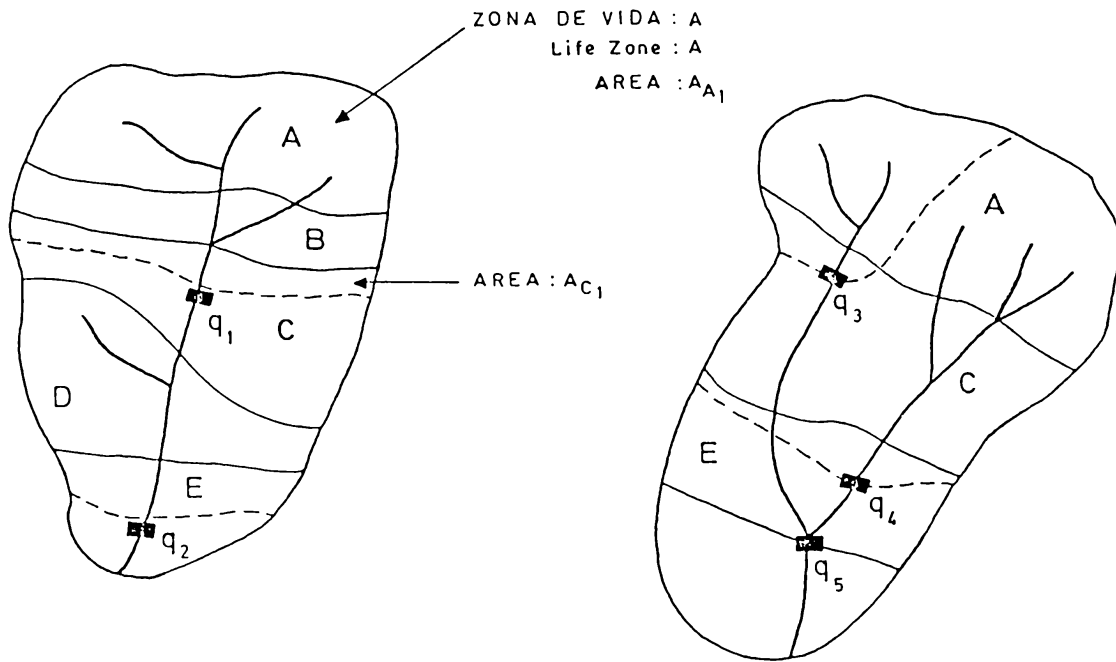
$$K = 1 - E_A / P$$

$$= 1 - 0.32 = 0.68$$

Figura 8

Anexa D - Studiu de caz





— = DIVISION DE LAS ZONAS DE VIDA  
 Life zone divide

- - - = DIVISION DEL AREA DE CUENCAS  
 Catchment area divide

PARA LA ESTACION 1 :  
 For gauging station 1 :

$$A_{A1} \cdot R_A \cdot K_A + A_{B1} \cdot R_B \cdot K_B + A_{C1} \cdot R_C \cdot K_C = q_2$$

PARA LA ESTACION 2 :  
 For gauging station 2 :

$$A_{A1} \cdot R_A \cdot K_A + A_{B1} \cdot R_B \cdot K_B + A_{C2} \cdot R_C \cdot K_C + A_{D2} \cdot R_D \cdot K_D + A_{E2} \cdot R_E \cdot K_E = q_2$$

PARA LA ESTACION 3 :  
 For gauging station 3 :

$$A_{A3} \cdot R_A \cdot K_A + A_{C3} \cdot R_C \cdot K_C = q_3$$

PARA LA ESTACION 4 :  
 For gauging station 4 :

$$A_{A4} \cdot R_A \cdot K_A + A_{C4} \cdot R_C \cdot K_C + A_{E4} \cdot R_E \cdot K_E = q_4$$

RESUELVASE TAL QUE PARA VALORES DADOS  
 Solve such that for given values

DE  $R_i$ ,  $i = A, B, \dots, E$   
 of

$$0.0 \leq K_i \leq 1.0, \quad i = A, B, \dots, E$$



Pentru o zonă ecologică dată se citesc din nomogramă următorii parametri: precipitația medie  $P$  în mm/an, temperatura medie anuală  $T$  în centigrade și evapotranspirația medie potențială  $E_p$  în mm/an. Parametrul  $R$ , definit prin relația  $E_p/P$  s-a utilizat pentru a intra în diagrama prezentată în figura 7 pentru a se obține evapotranspirația reală  $E_a$ . Coeficientul de scurgere se calculează considerând  $K = 1 - E_a/P$ .

Acest procedeu s-a executat pentru toate zonele ecologice disponibile în Peru și pentru o diversitate de puncte extreme pentru fiecare hexagon. Un exemplu complet se poate observa în figura 8 și rezultatele calculului realizate sînt prezentate în forma grafică în figura 9 unde se vede distribuția valorilor  $K$  obținute în fiecare zonă de umiditate. Analizîndu-se distribuția zonelor de vegetație în fiecare bazin hidrografic și în relație cu altitudinea s-au elaborat relațiile cerute de modelul HYMOD între scurgerea specifică, precipitații și înălțime.

Este evident că această metodologie oferă rezultate aproximative datorită variației parametrilor bio-fizici în relație cu zona de vegetație existentă în realitate.

S-a putut îmbunătăți gradul de exactitate al acestei metode prin calibrări ale modelelor cu ajutorul datelor măsurate și a valorilor sintetice pentru acele zone unde s-a dispus de măsurători. Pentru acest scop s-au elaborat o serie de relații matematice și s-au utilizat metode algoritmice și manuale pentru determinarea valorilor variabilelor necunoscute. Dacă se consideră că pentru o zonă de vegetație dată se pot considera valori constante pentru coeficientul de scurgere și precipitația medie anuală de lungă durată, se pot elabora o serie de ecuații de tipul prezentat în Figura 10. Pentru a se rezolva aceste grupe de ecuații simultane este necesar de a avea un număr de ecuații egal cu numărul necunoscutelor. Aplicînduse programul SISECU pentru a se rezolva ecuațiile lineare simultane s-au obținut coeficienții de scurgere. Coeficienții de scurgere obținuți cu această metodă au fost în unele cazuri în dezacord cu limitele teoretice  $0.0 \leq K_i \leq 1.0$ .

Pentru rezolvarea problemei enunțate s-au analizat două metode: programare liniară - cu ajutorul algoritmului SIMPLEX - și programarea neliniară - cu algoritmul lui BOX. Primul s-a eliminat datorită dificultății de a se defini o funcție obiectiv linear adecvată. A doua metodă s-a aplicat în cele 6 grupuri de ecuații preparate. Funcția obiectiv definită a fost minimizarea sumelor pătratelor debitelor măsurate și pronosticate în respectivele stații de control.

### 4.1.3 Modelul de Determinare a Debitelor

Modelul HYMOD calculează debitele incrementale corespunzătoare suprafeței de bazin aferente, în baza relației scurgerii specifice-altitudine medie. Debitul efectiv în fiecare punct de definiție al sistemului fluvial se calculează sumînd debitele incrementale și considerînd de formă adecvată cu relația între râul principal și afluenți.

În cazul în care există discrepante între debitul mediu calculat și măsurat, se face o corecție procentuală pentru toate debitele incrementale controlate de stația de măsurare respectivă.

Prin această corecție se înțelege că se modifică numai acele puncte cuprinse între două stații de măsurare de debit. Punctele care se găsesc în amonte de stația de măsurare considerată se corectează considerîndu-se stația de măsurare corespunzătoare.

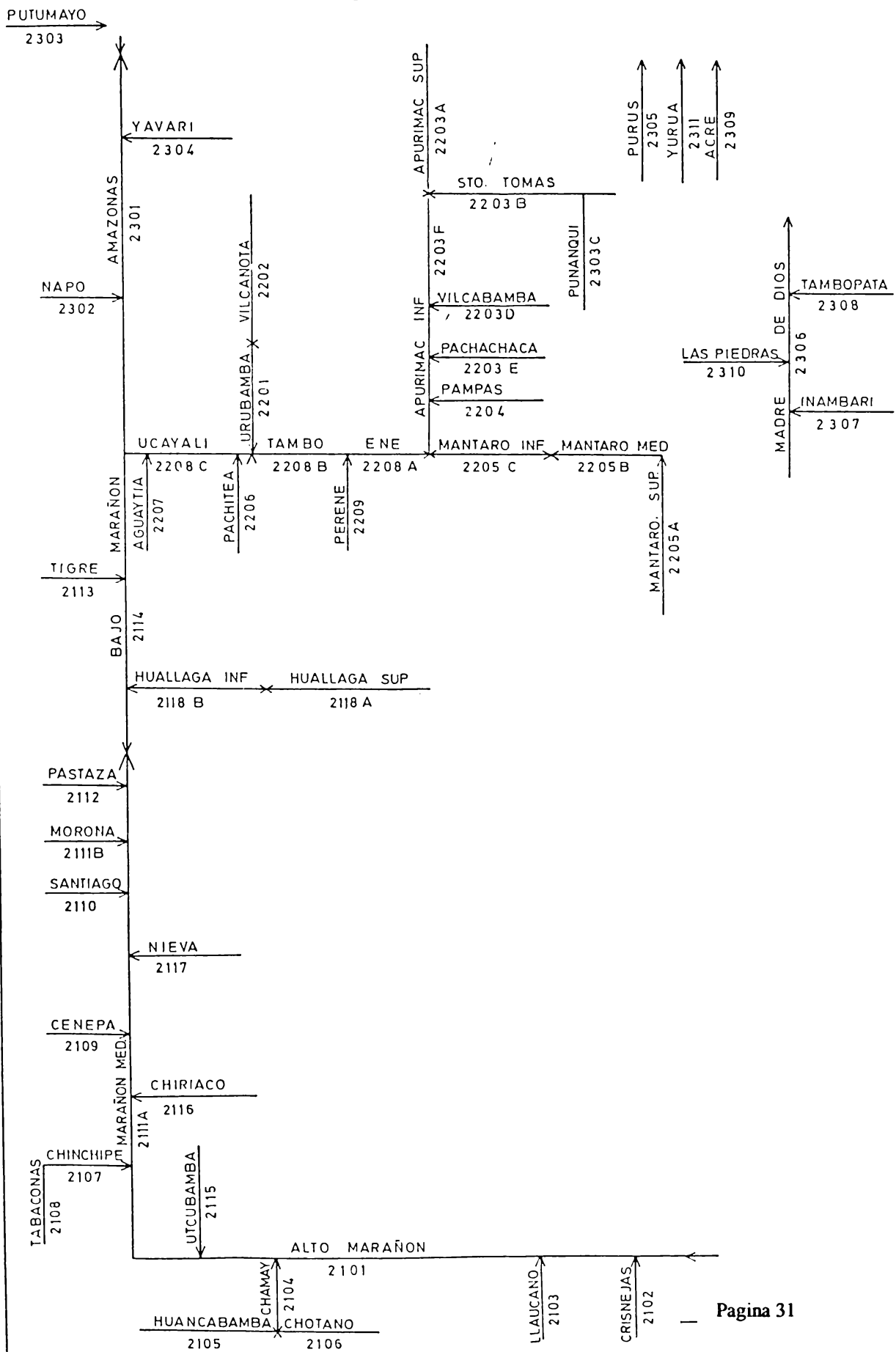
În figura 11 se poate observa structura sistemelor fluviale de pe partea orientală a Anzilor cu scurgere spre oceanul Atlantic.

REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA  
VERTIENTE DEL ATLANTICO

Figura 11

Anexa D - Studiu de caz

Schematic Representation  
of Atlantic Watershed



### 4.2 Calculul Potențialului Hidroenergetic Teoretic

Potențialul hidroenergetic teoretic brut al unui sistem hidrografic este o formă de măsurare a acestei resurse naturale totale pentru producția de energie. Acesta nu ia în considerare nici un fel de lucrare de alterare a condițiilor naturale pentru a se obține o producție de energie hidroelectrică. De acord cu acest concept, se consideră că toata apa este capabilă de a produce energie electrică pe baza de diferența de nivel natural și cu un randament de 100%.

În contrast cu potențialul teoretic există conceptul de potențial tehnic exploatabil sau potențial practic. Aceasta este o formă de a se măsura posibilitățile de exploatare a resurselor hidroelectrice considerându-se limite de ordin tehnic și de cost. O formă particulară a potențialului tehnic este potențialul economic și reprezintă acele proiecte hidroelectrice care se pot realiza în cadrul conceptelor economice acceptabile de acord cu condițiile date.

Potențialul teoretic este limita superioară teoretică, sau ideală a potențialului tehnic. Pentru țările în curs de dezvoltare se consideră cifra de referință, potențialul tehnic realizabil aproximativ 30% din potențialul teoretic.

Pentru a se putea evalua potențialul hidroelectric tehnic al unei țări este necesar de a se cunoaște debitul mediu, variațiunea debitelor în timp și capacitatea de înmagazinare a apelor în fiecare loc potențial pentru realizarea unei amenajări hidroenergetice.

Potențialul hidroenergetic teoretic lineal pentru un tronson al unui râu se calculează cu formula:

$$PL = 9,81 * Q_m * DH \text{ (KW)}$$

unde:

- PL - este potențialul hidroenergetic lineal brut în KW
- $Q_m$  - este debitul mediu multianual în  $M^3/S$
- DH - este diferența de nivel liber de scurgere între cele două puncte de definiție a respectivului tronson în metri.

Aplicînd această formulă pentru toate tronsoanele și sumînd acest rezultat pentru totalitatea sistemului fluvial al unei țări se obține Potențialul Teoretic Hidroenergetic Liniar.

Potențialul hidroenergetic teoretic s-a obținut cu același model HYMOD care s-a folosit pentru determinarea debitelor multianuale. Fiecare tronson de râu, definit prin două puncte, se caracterizează prin: lungimea tronsonului, diferența de nivel între punctul aval și punctul amonte, panta, debitul mediu multianual, potențialul linear, potențialul liniar specific pe kilometru și potențialul liniar acumulat sumat din amonte spre aval. Se mai calculează suplimentar potențialul teoretic rezultat din precipitațiile și scurgerea totală pentru respectivele suprafețe de colectare a apelor.

Volumul de date analizate pentru a se stabili parametri hidrologici necesari depășește capacitatea de prezentare a unui raport normal de inginerie. Un rezumat al datelor hidrologice s-a prezentat într-un așa numit Atlas Hidrologic.

Pentru fiecare sistem fluvial analizat s-au prezentat următoarele grafice și tabele de date:

- Diagrama fluvială care arată reprezentarea matematică a sistemului și intrările și ieșirile punctuale.

## Anexa D - Studiu de caz

---

- Relațiile hidrologice folosite pentru pronosticul debitului.
- O tabelă cu numele fiecărui tronson de calcul al sistemului fluvial, care include parametrii hidrologici și de topografie utilizați.
- O tabelă cu caracteristicile fizice și debitul mediu pentru fiecare punct de definiție.
- Rezultatele evaluării potențialului hidroenergetic teoretic.

Rezumatul analizei potențialului hidroenergetic al Republicii Peruvane se prezintă în următoarea tabelă:

Vertiente	Area Km <sup>2</sup>	Longitud de rîos Km.	Potencial Teóric Lineal MW	Potencial Específico MW/KM.
Pacífico	229 060	19 267	29 257	1.52
Lago Titicaca	45 953	4 023	564	0.14
Atlántico	1 023 268	58 065	176 287	3.04
TOTAL	1 298 281	81 355	206 108	2.53

### 4.3 Potențialul Hidroenergetic Tehnic

O mare cantitate de proiecte s-a analizat din punct de vedere tehnic și economic. A fost necesar să se dezvolte o serie de metode noi datorită faptului că, metodele tradiționale, manuale nu ar fi permis analiza, în timpul limitat disponibil, a mării cantități de proiecte disponibile.

Datorită mării cantități de proiecte care trebuiau luate în considerare și complexitatea acestora s-au avut în vedere următoarele criterii definitorii:

- Definirea proiectelor hidroelectrice s-a făcut cu conceptul că tot potențialul hidroelectric disponibil și fezabil din punct de vedere tehnic și economic va fi folosit în viitor.
- Producția de energie electrică a fost considerată ca prioritară în toate cazurile în care nu s-a impus o limitare de nici o formă (alimentarea cu apă a populației, a animalelor, irigațiile sau alimentarea cu apă a industriei). Aceste folosințe de apă s-au considerat împreună ca beneficiul secundar în cazurile în care proiectele hidroelectrice le-au facilitat pe acestea.
- S-au definit într-o formă sistematică, cu ajutorul materialului cartografic disponibil și cu rezultatele de evaluare a potențialului teoretic, toate posibilitățile de amenajare hidroenergetică. O localizare expeditivă a tronsoanelor cu posibilități hidroelectrice promițătoare a fost posibilă cu ajutorul potențialului teoretic specific (Kw/Km). S-au considerat toate proiectele definite și evaluate anterior, compatibilizându-se parametri tehnico-economici.

## Anexa D - Studiu de caz

---

- S-au stabilit limite inferioare de putere instalată ținându-se cont de caracteristicile de energie și putere ale sistemului electric interconectat:

100 MW - pentru centrale hidroelectrice de bază.

50 MW - pentru centralele de încărcare medie.

30 MW - pentru centrale hidroelectrice de vîrf.

- Înălțimea barajelor de acumulare și localizarea centralei în sine s-a stabilit din condiții tehnico-economice bine fundamentate și în legătură cu dezvoltarea integrală hidroelectrică a sistemului fluvial. Înălțimea barajelor și localizarea centralei sînt determinate de înălțimea barajelor din aval și de poziția cozii lacului de acumulare rezultat.

- Localizarea barajelor, a centralei, a tunelurilor de aducțiune, a galeriilor sub presiune, etc. rezultă din formele logice de utilizare hidroenergetică integrală a tuturor sistemelor hidraulice ale întregii țări.

- S-a efectuat o reducere preliminară a alternativelor prin analiza acelor care nu afectează lanțurile de utilizare optimă a râurilor. De exemplu decizia referitoare la tipul de baraj nu influențează compoziția lanțurilor de dezvoltare optimă a unui sistem, dar înseamnă o reducere foarte importantă a alternativelor de analiză.

- Definiția tehnică, dimensionarea elementelor, și calculul costurilor de investiție pentru proiectele hidroenergetice în faza preliminară s-au făcut considerîndu-se ca debit turbinat debitul mediu multianual în locul respectiv.

- Optimizarea tuturor lanțurilor de dezvoltare hidroenergetică integrală a sistemelor fluviale separate s-a efectuat considerîndu-se posibile interconexiuni hidraulice. Funcția obiectiv pentru acest tip de calcul a urmărit costul specific de producere a energiei (US\$/KWh) pentru toate lanțurile de utilizare hidroenergetică.

- Pentru alternativele hidroenergetice rezultante în lanțurile optime de centrale s-a efectuat o dimensionare și estimare a costurilor pentru 15 variante de putere instalată oferind o mare varietate de proiecte pentru a fi utilizate în decursul optimizării expansiunii sistemului interconectat hidro-termic național.

Analiza efectuată pentru determinarea potențialului teoretic hidroelectric a dat următoarele rezultate relevante pentru etapa de definiție a proiectelor hidroelectrice:

- Potențialul hidroelectric teoretic liniar pentru fiecare tronson de râu.

- Debitul mediu multianual.

- Siruri extinse de debite pentru toate stațiile hidrometrice care au dispus de date istorice pentru o etapă suficient de lungă de timp.

În afară de calculele hidrologice sus menționate s-au mai efectuat următoarele calculele:

- Calcule hidrologice necesare pentru stabilirea debitelor de viitură necesare pentru dimensionarea elementelor de evacuare și derivare a apelor atât în perioada de construcție cît și în cea de exploatare ale proiectelor.

- S-au analizat șiruri selecționate de debite extinse, aplicînd analiza perioadei critice și simularea multiplă pentru stabilirea curbelor adimensionale de producție de energie și putere

în funcție de volumul util al lacurilor de acumulare.

Pentru definirea proiectului în birou s-au utilizat datele topografice , geologice și hidrologice de bază. Ca rezultat s-au obținut planuri schematice ale posibilităților de exploatare energetică a sistemului hidraulic al țării.

În pasul următor de definiție a proiectelor hidrotehnice s-au efectuat cercetări pe teren folosindu-se ca mijloace de transport automobilul, barca cu motor pneumatică și heliicopterul. O îmbunătățire a informației de bază s-a făcut de fiecare dată când a fost necesar și posibil. Între lucrările de teren efectuate pentru a îmbunătăți datele de bază au fost măsurători de debit, măsurători de profile hidraulice, luarea probelor de rocă, măsurarea sedimentelor disperse și anumite măsurători topografice.

În această fază s-au folosit o serie de modele de regresie liniară multiplă și polinomială pentru a se analiza costurile unitare pentru construcția lucrărilor hidrotehnice. Curbele de costuri unitare s-au folosit pentru determinarea automată a costurilor prin intermediul programului EVAL.

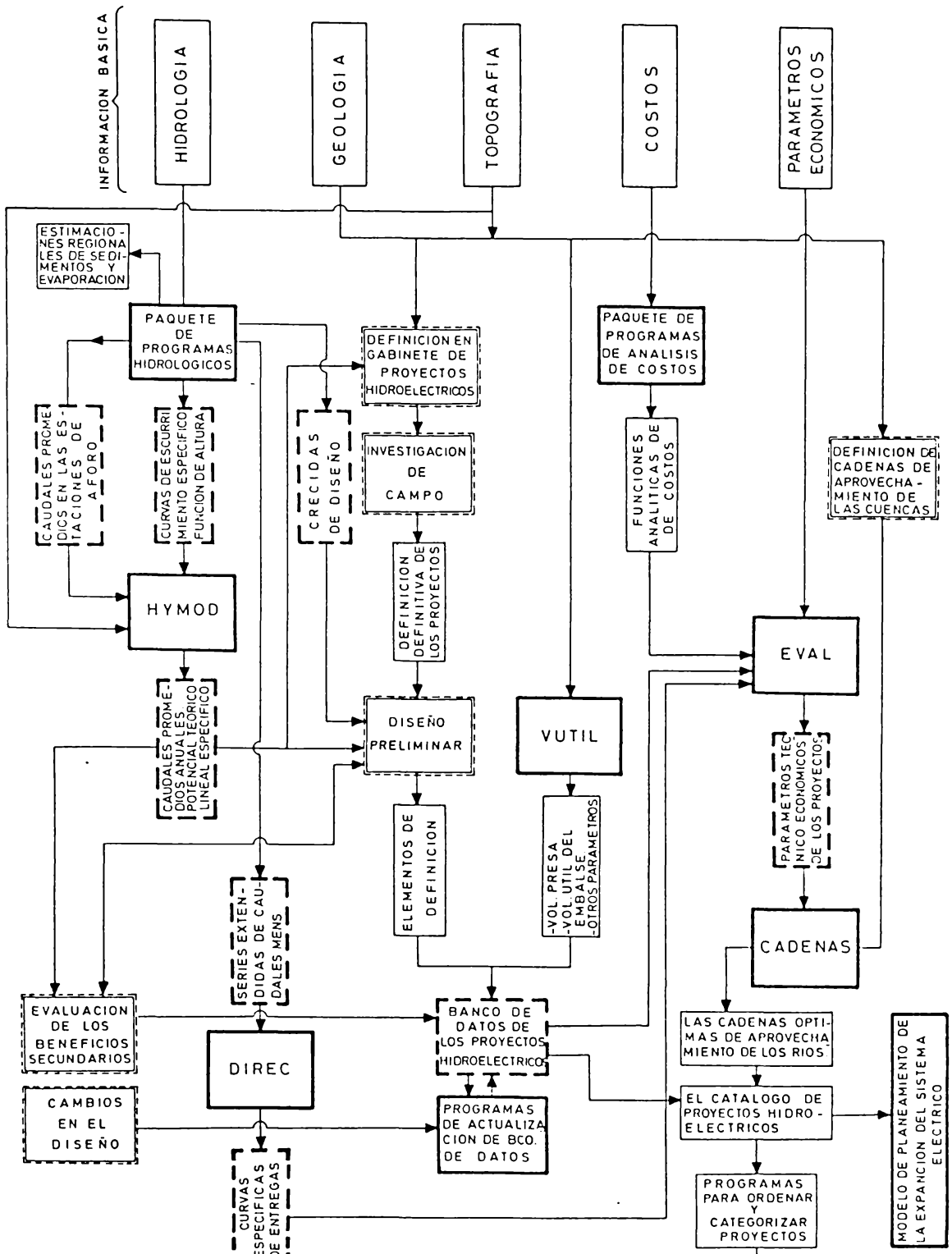
Calculul volumelor corespunzătoare barajelor de diverse tipuri - arc, greutate, pământ, enroca-ment, etc. - și a lungimii tunelelor de derivație s-a efectuat cu ajutorul unui program care a utilizat ca date topografia locului reprezentând de formă simplificată curbele de nivel.

Dimensionarea diverselor componente ale proiectelor hidroenergetice , estimarea parametrilor de energie și putere instalată și garantată și evaluarea costurilor s-a efectuat cu ajutorul programului EVAL.

Proiectele definite în fazele de mai sus au constituit așa numita bază de date a proiectelor hidroenergetice. În figura 12 se pot observa activitățile și modulele folosite pentru determinarea catalogului de proiecte hidroenergetice care urmau să fie considerate în activitatea globală de optimizare a expansiunii sistemului electric al țării.

În continuare se vor detalia anumite aspecte ale planificării care reprezintă metode noi și expeditiv pentru acest tip de activități de evaluare integrală a potențialului hidroenergetic.

Anexa D - Studiu de caz



- LEYENDA
- PROGRAMAS O PAQUETE DE PROGRAMAS DE COMPUTACION ELECTRONICA
  - ACTIVIDADES DE INGENIERIA
  - INFORMACION BASICA O PROCESADA
  - ARCHIVOS DE DATOS ALMACENADOS EN MEDIOS MAGNETICOS

### 4.3.1 Metodologia utilizată pentru Zonele fără Cartografie

În zona de junglă tropicală înaltă există numai material de tip SLAR la scară de 1:1.000.000, și fotografiile obținute de satelitul ERTS-2.

S-au folosit toate sursele de material topografic disponibil și s-a generat o cartografie cu ajutorul unei metode manuale de tip meșteșugăresc laborioase.

Metoda constă în localizarea pe fiecare hartă puncte pentru care s-au determinat cote pentru diverse obiective. Aceste cote s-au definit cu ajutorul următoarelor lucrări:

- Perfilometrie - sau Radar vertical realizat de firma Hunting Survey.
- Nivelarea barometrică realizată de INIE în văile râurilor Ene, Huallaga și Tambo.
- Crearea unor puncte de control și de nivelare în zona oleoductului.
- Nivelări altimetrice realizate de personalul proiectului.
- Informație altimetrică de SLAR - Side Looking Aerial Radar.

Totalitatea informației cartografice a fost analizată cu ajutorul spectroscopului și s-au desenat curbele de nivel cu ajutorul unor criterii expeditivă.

Cu această metodă s-a stabilit informația cartografică necesară pentru activitățile de definire ale proiectelor hidroenergetice pentru 2.395 Km lineari de râu și o suprafață echivalentă de 23.950 Km<sup>2</sup>.

### 4.3.2 Procedeu de Geologie Expeditivă

În cazul analizării unei cantități de proiecte așa de mare este imposibil, din punct de vedere al timpului disponibil și al costului calculat, de a se obține date geologice și geotehnice exacte, care în formă normală se obțin prin lucrări și cercetări concrete de teren. Activitatea geologică a fost executată în trei faze:

- Colectarea totalității de informație geologică existentă în zonele de proiect.
- Inspecția geologică vizuală a proiectelor.
- Evaluarea rezultatelor de câmp, elaborarea rapoartelor de geologie și descrierea geotehnică pentru proiectele rezultante în lanțurile optime de utilizare hidroelectrică.

Geologia s-a evaluat de formă vizuală pentru următoarele elemente ale proiectelor hidrotehnice: barajul, captarea, deversorul, zona rezervorului, tunele, caverne subterane, galeria de presiune, canale, deznisipatori, etc. O mare atenție s-a dat prezenței și calității materialelor de construcții în zona proiectului.

Pentru a permite o evaluare expeditivă s-a decis să se utilizeze note de calificare. Acestea sînt: 1 - Foarte bine, 2 - Bine, 3 - Acceptabil, 4 - Inacceptabil.

S-au preparat formulare geologice care au fost completate de către geologi în timpul executării lucrărilor de teren. În Figurile 13, 14 și 15 se prezintă formularele utilizate. Aceste formulare prezintă următoarele caracteristici:



## Anexa D - Studiu de caz

---

- Formularele de tip A se referă la elementele componente ale proiectului. Se prevede posibilitatea de a da note pentru: permeabilitatea subsolului, excavarea, stabilitatea flancurilor, morfologia, rezistența rocilor, etc. Se pot face observații referitoare la: litologie, tectonică, geomorfologie și caracteristici geotehnice.

- Formularul de tip B se referă la materialele de construcție din zona respectivă și cuprinde următoarele categorii: materiale pentru baraje de beton, baraje de anrocamente și baraje de pământ.

Lucrările geologice pe teren au fost executate prin intermediul a două grupe formate din doi ingineri civili-hidrotehnici, doi geologi și personal auxiliar.

În planificarea lucrărilor de teren a fost necesar să se considere condițiile climaterice, accesibilitate și posibilitățile de alimentare cu combustibil și alimente, care sînt foarte variabile. Lucrările de teren au durat pentru ambele grupe cca. 6 luni.

Marea majoritate a activităților s-au efectuat cu ajutorul unui helicopter de tip Alouette III. În total s-a folosit acest helicopter cca. 500 de ore de zbor. Două camioane Mercedes-Benz UNIMOG de mare mobilitate și flexibilitate au garantat aspectele de logistică. În figura 16 se poate observa care au fost rîurile cercetate pe teren și cu ce mijloace s-a efectuat această activitate.

Cînd a fost posibilă s-a aterizat în zona proiectului, pentru efectuarea probelor de rocă și pentru a inspecta mai bine calitățile terenului.

Printr-o activitate ordonată de teren care se completează cu o activitate de birou un geolog cu experiența poate să dea o serie de date valoroase atît din punctul de vedere al recomandării tipului de elemente de proiect, cît și al estimării costurilor de investiție. Este foarte important în cazul utilizării mai multor geologi, așa cum a fost cazul în Perù, ca aceștia să se pună de acord în stabilirea criteriilor de evaluare calitativă a geologiei. Cuantificarea acestor parametri geologici este în definitiv secundară dacă se folosesc criterii omogene de evaluare.

Figura 13

CUENCA		PROYECTO												FECHA						
RESULTADOS	PRESA			EMBALSE				OBRAS SUBTERRANEAS				TUBERIA PRESION								
	ESTABILIDAD EXCAVACION	MORFOLOGIA PRESA DE CONCRETO	MORFOLOGIA PRESA DE TIERRA	RESULTADO PRESA	ESTABILIDAD PRESA	ESTABILIDAD EROSION	PERMEABILIDAD TECNICA	SEDIMENTACION	RESULTADO EMBALSE	ESTABILIDAD EMBALSE	RESISTENCIA	PERMEABILIDAD	PERICULO DE INCHAMIENTO	DUREZA DE ROCA	RESULTADO OBR SUBI	EROSION	ESTABILIDAD	MORFOLOGIA	RESULTADOS TUB PRESION	
	50%	20%	20%	10%	100%	10%	20%	50%	20%	100%	20%	20%	10%	20%	10%	100%	20	20%	60%	100%
DESCRIPCION																				

Figura 14

CUENCA		PROYECTO												FECHA						
RESULTADOS	VERTEDERO			CANAL				DESAREN Librey Enterr				DESAREN Caverna								
	ESTABILIDAD EXCAVACION	MORFOLOGIA	AGUA SUBTERRANEA	RESULTADO VERTEDERO	MORFOLOGIA	EXCAVACION	ESTABILIDAD	AGUA SUBTERRANEA	CANAL RESULTADO	EXCAVACION	ESTABILIDAD	AGUA SUBTERRANEA	SEDIMENTACION	RESULTADOS	ESTABILIDAD	PERMEABILIDAD	DUREZA DE ROCA	SEDIMENTACION	RESULTADOS	
	30%	30%	20%	20%	100%	20%	30%	30%	20%	100%	10%	20%	20%	30%	100%	60%	20%	10%	30%	100%
DESCRIPCION																				

Figura 15

MATERIALES DE CONSTRUCCION EN CANTERAS																									
CUENCA:										PROYECTO															
FECHA DEL TRABAJO										COORDENADAS LAT. LONG															
		DIFERENTES YACIMIENTOS																		EVALUACION					
TIPO DE ESTRUCTURAS	TIPO DE LOS MATERIALES	I			II			III			IV			V			VI			PROMEDIO DE I-VI					
		Dist. 40%	Val. 40%	RES.	Dist. 60%	Val. 40%	RES.	Dist. 60%	Val. 40%	RES.	Dist. 60%	Val. 40%	RES.	Dist. 60%	Val. 40%	RES.	Dist. 60%	Val. 40%	RES.	RES. PROM	%	RES.			
PRESA DE TIERRA	PRESA ENCOCADA PRESA DE CONCRETO	1 Material Fluvial																							
		2 Roca para Triturar																							
		3 Roca P. Enrocamento y Rip Rap																							
		4 Material para Filtros																							
		5 Material Semi-impermeable																							
		6 Tierra para el Cuerpo																							

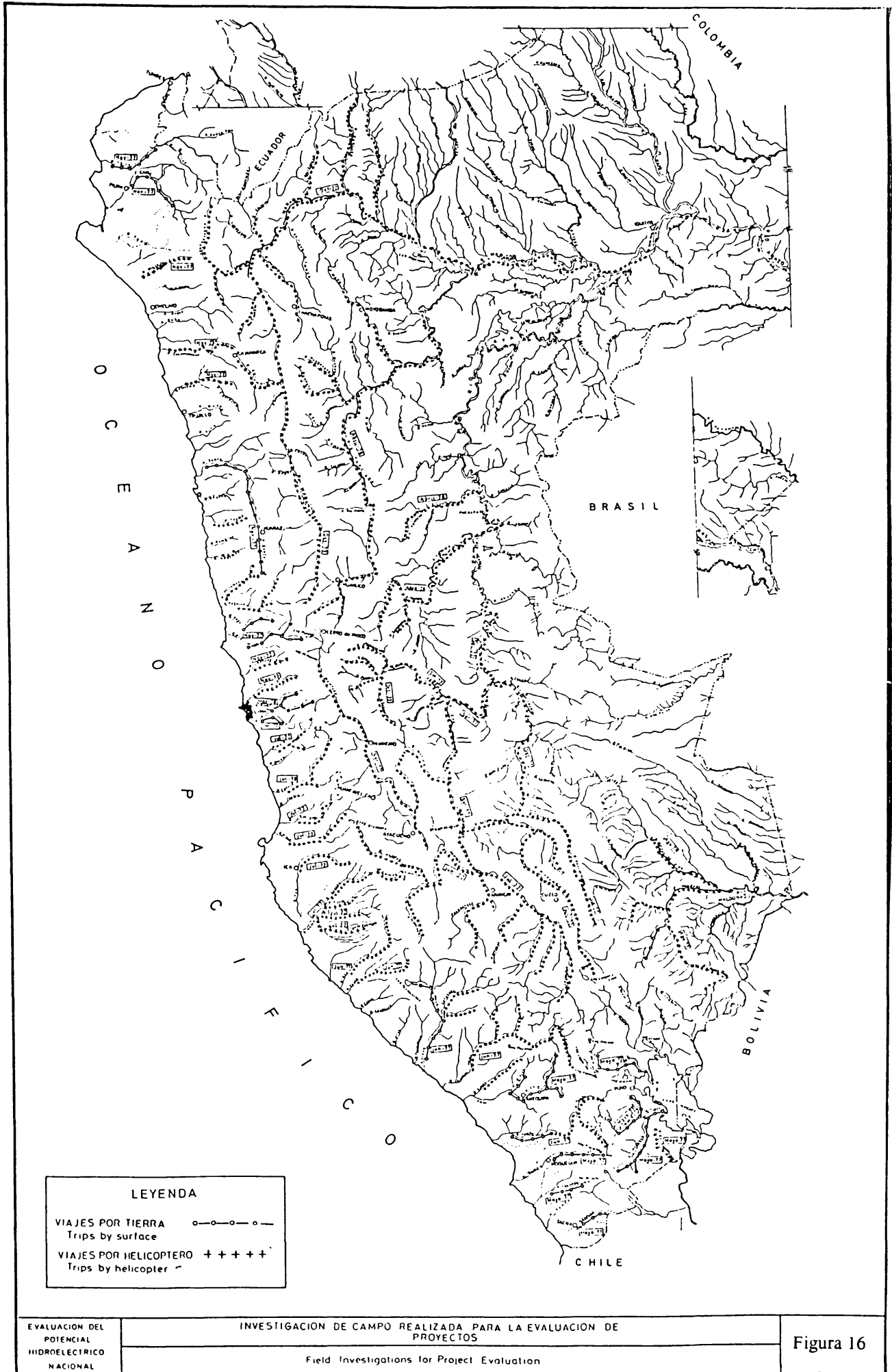


Figura 16

### 4.3.3 Valorile hidrologice utilizate

Pentru inginerii proiectanți care s-au dedicat dimensionării proiectelor hidroelectrice nu a fost necesară preocuparea de parametrii hidrologici corespunzători. Hidrologia a fost soluționată în mod independent de către grupul de hidrologie și în mod independent de proiectele hidroelectrice. Datele hidrologice au fost puse la dispoziția procedurii automate de dimensionare și evaluare a costurilor prin bazele de date respective coordonate și relaționate.

Debitele medii în locul de captare au rezultat așa cum s-a explicat anterior. Aceste valori s-au determinat concomitent cu determinarea potențialului hidroelectric teoretic.

Debitele de viitură s-au determinat cu ajutorul metodei lui Gumbl. Debitele de viitură calculate au fost considerate cu intervale de a se produce de 10 ani pentru dimensionarea elementelor de deviere a apelor în timpul de construcție și de 1000 de ani pentru elementele de deversare permanentă a apelor.

O atenție deosebită s-a dat transportului de sedimente, dat fiind că Peru prezintă valori extreme de acest tip. Aceste aspecte s-au studiat în special din punctul de vedere al colmatării lacurilor de acumulare și al eroziunii elementelor componente ale turbinelor hidraulice.

Din păcate numai 23 stații de măsurare a debitelor dispun de măsurări de sedimente și a fost necesar să se aplice o metodă expeditivă de evaluare a fenomenelor care produc sedimentele.

Pentru a se analiza fenomenele care stau la baza transportului de particule solide în apă râurilor s-a folosit ziarul "El Comercio" care în cei peste 140 ani de existență a informat în mod permanentă despre viituri, etiaje, torenți noroiși, alunecări de teren, etc. Această informație s-a introdus într-o bază de date și s-au efectuat cu ele o serie de analize numerice. S-a generat pe baza acestei informații o hartă cu indicații clare referitoare la aceste fenomene.

Valorile rezultante din evaporare s-au considerat numai în relație cu rezervoarele de acumulare foarte mari.

În ceea ce privește evaluarea puterii instalate, garantate și a energiei primare și secundare a unui proiect hidroelectric s-a dezvoltat o metodă nouă care a permis automatizarea acestor calcule. Fără această automatizare ar fi fost imposibil să se determine aceste valori pentru o cantitate așa de mare de proiecte analizate. În următorul capitol se prezintă metoda expeditivă de determinare a debitelor caracteristice pentru operarea proiectelor hidroelectrice.

### 4.3.4 Ingineria de Resurse Hidraulice

Obiectivul cel mai important în evaluarea și analiza comparativă a proiectelor hidroenergetice alternative este calculul puterii asigurate (MW) și producția de energie medie anuală (MWh). În afară de necesitatea de a se compara alternativele hidroenergetice pe baza costului individual de generare a energiei electrice (US\$/KWh) este necesar să se cunoască care este aportul în timp al centralei hidroelectrice în contextul sistemului interconectat.

În procesul de comparare al centralelor hidroelectrice alternative este important să se cunoască aportul lor din punct de vedere al energiei primare și secundare. Valorile energiei primare și secundare sînt o funcție directă a debitului care întră în lacul de acumulare respectiv, de volumul util de înmagazinare a lacului de acumulare, de debitul maxim instalat, de căderea netă și de politica de operare care se adoptă.

Metodele tradiționale de determinare a puterii garantate ale unei centrale hidroelectrice, a energiei primare și a energiei secundare se bazează pe interpretarea curbei de durată a debitelor a centralei. Aceasta metodă este acceptabilă pentru centrale fără rezervor de acumulare.

## Anexa D - Studiu de caz

---

Pentru centralele cu rezervoare de acumulare se aplică în mod tradițional metode analitice complexe și laborioase. Aceste metode nu se pot aplica pentru evaluarea unei multitudini de proiecte la nivel național datorită volumului prea mare de calcule.

Aplicarea metodelor care se bazează pe analiza curbelor de durată a debitelor prezintă următoarele dezavantaje:

- Nu se iau în considerare relațiile secvențiale conținute într-o secvență de debite determinate.
- Nu este posibilă estimarea adecvată a energiei secundare.

În continuare se dă fundamentarea teoretică pentru folosirea unor curbe adimensionale pentru determinarea valorilor de energie și putere.

Pentru a se obține într-o formă preliminară puterea unei centrale hidroelectrice se poate aplica următoarea formulă:

$$P = 9.81 * r * H_m * q * 10^{-3}$$

unde:

$r$  - randamentul de generare totală

$H_m$  - căderea neta medie în metrii

$q$  - debitul turbinat în  $m^3/s$

Energia primară și secundară se poate deduce cu următoarele formule:

$$E' = 9.81 * r * H_m * q' * 8760 * 10^{-3} \text{ (MWh/An)}$$

$$E'' = 9.81 * r * H_m * q'' * 8760 * 10^{-3} \text{ (MWh/An)}$$

unde  $q'$  și  $q''$  sînt debitul primar și debitul secundar.

Determinarea energiei primare cu ajutorul curbelor de înmagazinare-debit primar: Aceasta curbă indică gradul de regularizare în funcție de înmagazinarea activă exprimată în zile de debit mediu multianual. În figura 17 se poate observa această curbă adimensională.

Pentru determinarea energiei secundare, pentru o combinație determinată de volum de acumulare activ și o secvență de intrare de debit, este necesar a se simula comportamentul sistemului cînd se operează în concordanță cu o politică de control care să asigure ca debitul primar să se mențină în limite admise. Obiectivul acestei politici de control este de a se determina debitul secundar maxim care se obține fără nici un fel de risc, în fiecare interval de timp și fără a se afecta posibilitățile sistemului de a asigura debitul primar în viitor.

În figură 18 se dă un exemplu de curbă de control cu 12 nivele de retenție corespunzătoare lunilor de operare. Acest tip de curbă se poate obține cu ajutorul unei analize de secvență de debite în cadrul măsurătorilor de debite de proiectare.

## Anexa D - Studiu de caz

---

Simulând comportamentul sistemului cu o serie de debite maxime secundare se poate obține o familie de curbe adimensionale reprezentând debitul secundar ca o fracțiune al debitului mediu. În Figura 19 se pot observa aceste curbe adimensionale. În tabelele 8 și 9 și în figurile 20 și 21 se poate observa un exemplu grafic standard pentru curbele adimensionale de producție de energie într-un anumit regim hidrografic regional așa cum sînt produse de către calculator.

Curbele adimensionale descrise mai sus s-au dezvoltat pentru a permite evaluarea rapidă a debitelor primare și secundare pentru un mare număr de proiecte hidroenergetice. Aceste curbe s-au generat pe bază regională și au fost de mare folos în decursul proiectului.

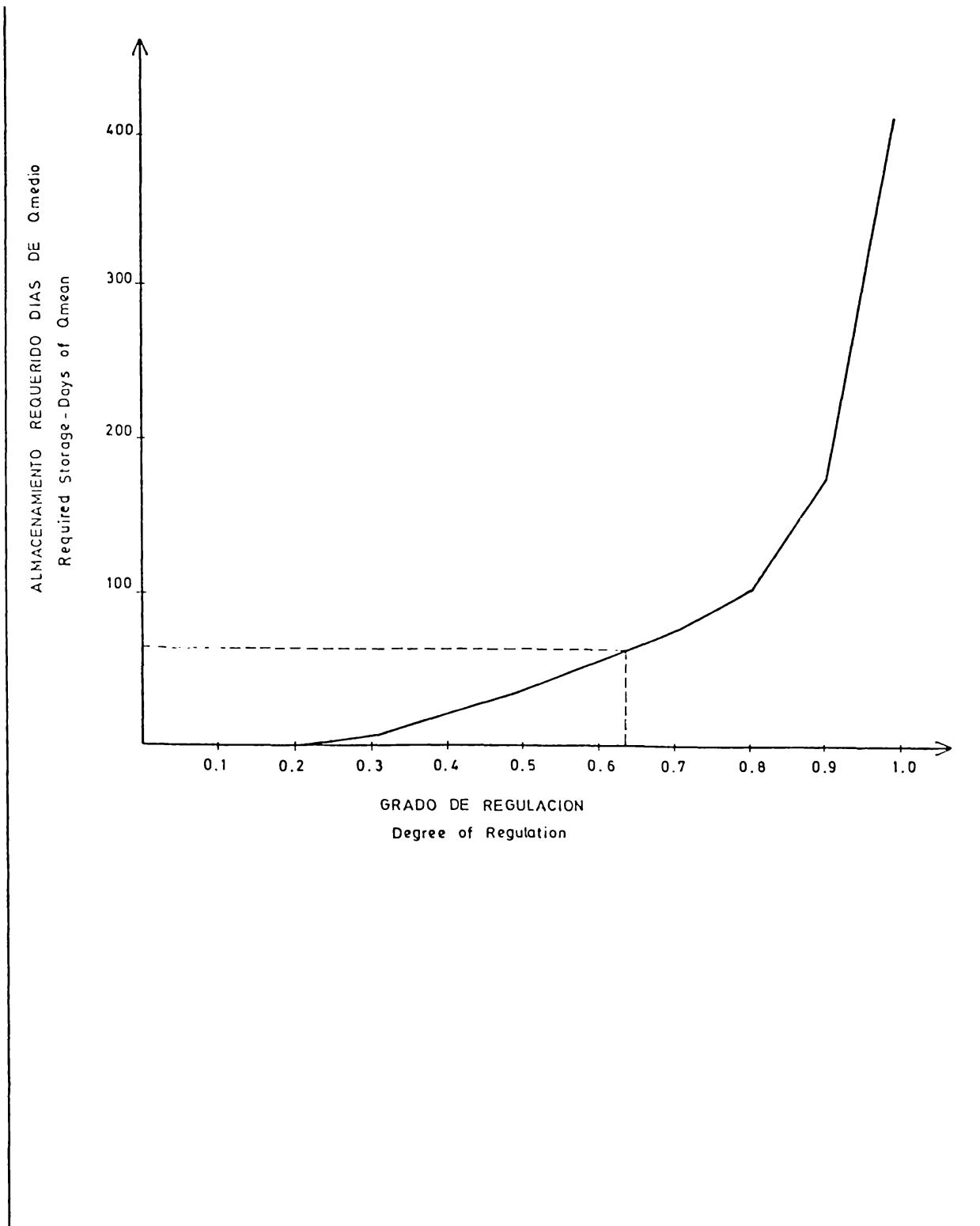
Calcululele automate s-au efectuat cu ajutorul programului DIREC. Acest program s-a aplicat pentru cca. 190 de secvențe lunare care au fost realizate cu ajutorul programului HEC-4.

Curbele adimensionale se interpretează de către programul EVAL în momentul în care se face dimensionarea și evaluarea tehnică și economică a proiectelor hidroelectrice. Subrutina care realizează această activitate se numește ENGIP. Pentru o combinație dată de volumul de lac de acumulare activ, debit mediu multianual, căderea netă medie, randamentul de generare hidroelectrică și factorul de capacitate instalată, această subrutină calculează următoarele mărimi:

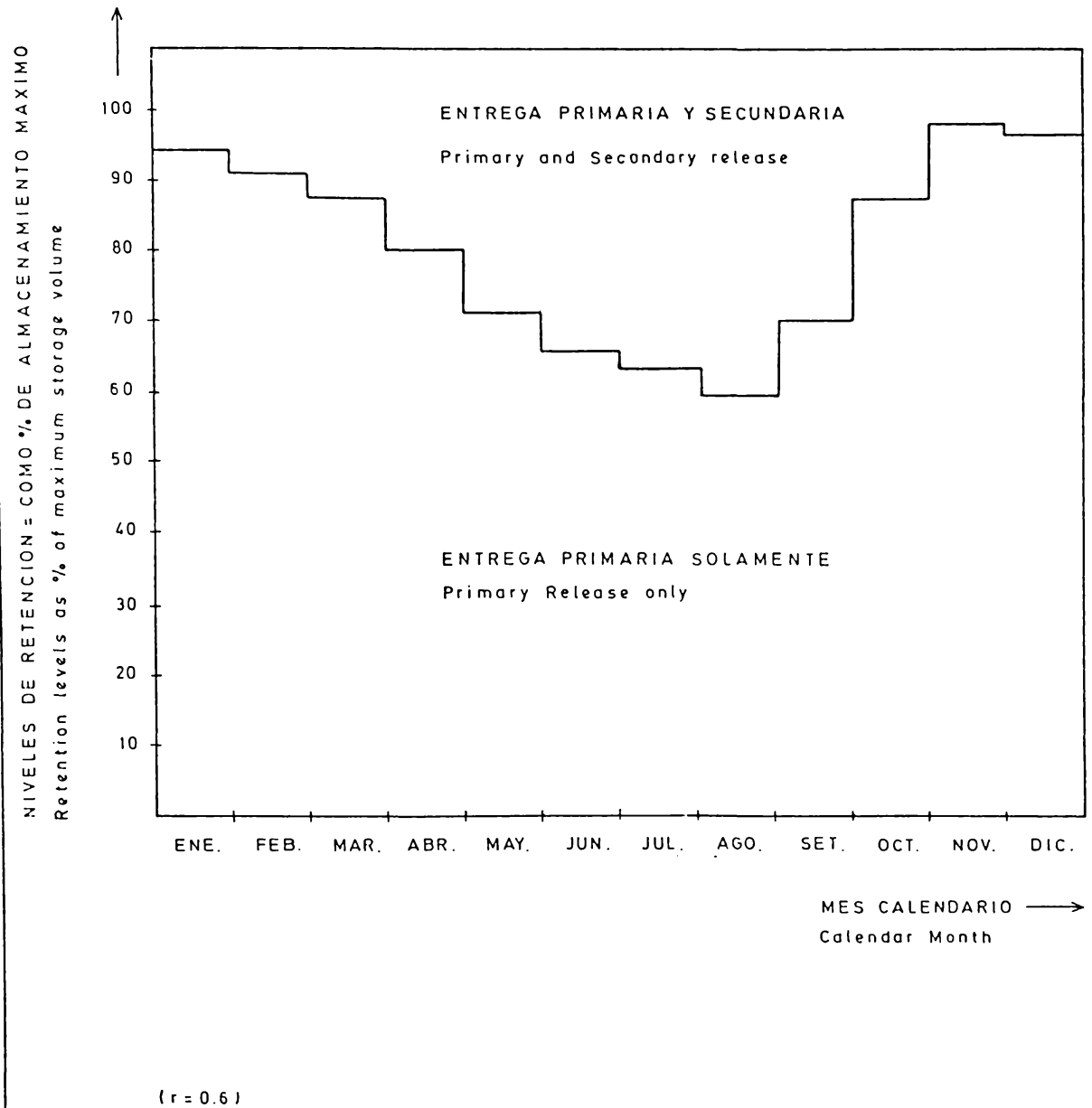
- debitul primar în  $M^3/s$
- debitul secundar în  $M^3/s$
- debitul turbinat maxim  $M^3/s$
- puterea instalată în MW
- puterea continuă (24 ore/zi) MW
- energia primară MWh/An
- energia secundară MWh/An
- energia medie anuală MWh/An
- factor de încărcare (load factor)
- puterea asigurată pentru 4, 8, 12, 16 ore pe zi
- ore de producție cu capacitatea instalată
- puterea garantată
- ore de producție cu puterea garantată.

În tabela 10 se dă un exemplu de tabelă generată de calculator pentru datele și rezultatele mai sus menționate.

Anexa D - Studiu de caz



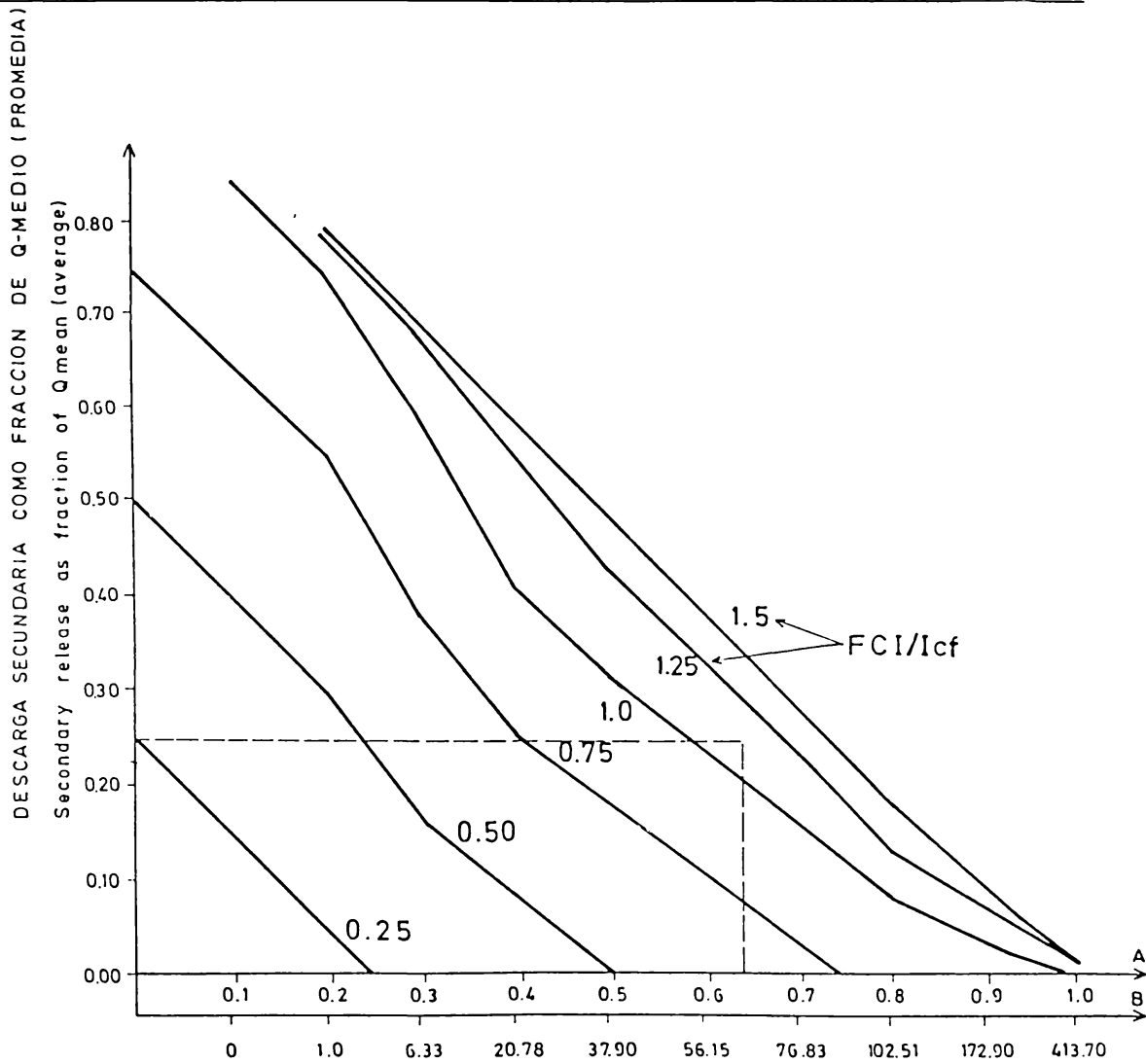
EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL	CURVA DE ALMACENAMIENTO / ENTREGA	Figura 17
	Storage / Yield Curve	



EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL	REGLA ESTACIONARIA DE CONTROL	Figura 18
	Stationary Operating Rule	



Anexa D - Studiu de caz



ESCALA "A": GRADO DE REGULACION / DESCARGA PRIMARIA  
Degree of regulation / Primary release

ESCALA B DIAS DE ALMACENAMIENTO  
Days of storage

EVALUACION DEL  
POTENCIAL  
HIDROELECTRICO  
NACIONAL

CURVAS DE ENTREGA DE RESERVORIO

Reservoir release curves

Figura 19

Anexa D - Studiu de caz

Tabela 8

NUMERU	ESTACION	RIO	CUENCA	VERT	AREA	ALTURA	LATITUD	LONGITUD			
203199	LA CAPILLA	MALA	32	1	2136.00	468.00	12 31 0	76 31 0			
			FACTOR DE CAPACIDAD INSTALADA								
ALMACENAMIENTO ACTIVO (DIAS DE QMEAN)	GRADO DE REGULACION	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50
0.00	0.0526	0.1664	0.2845	0.3747	0.4533	0.5233	0.5857	0.6398	0.6859	0.7274	0.7610
0.00	0.0500	0.1690	0.2871	0.3773	0.4559	0.5260	0.5883	0.6424	0.6885	0.7300	0.7636
1.47	0.1000	0.1198	0.2373	0.3276	0.4061	0.4762	0.5384	0.5925	0.6386	0.6800	0.7136
4.17	0.1500	0.0774	0.1894	0.2790	0.3573	0.4271	0.4891	0.5430	0.5890	0.6302	0.6638
9.83	0.2000	0.0383	0.1470	0.2347	0.3112	0.3804	0.4417	0.4945	0.5400	0.5810	0.6145
23.24	0.2500	0.0000	0.1224	0.2061	0.2806	0.3452	0.4017	0.4517	0.4956	0.5359	0.5685
37.04	0.3000	0.0000	0.1019	0.1833	0.2525	0.3132	0.3668	0.4154	0.4579	0.4934	0.5233
50.84	0.3500	0.0000	0.0780	0.1536	0.2184	0.2769	0.3306	0.3763	0.4148	0.4478	0.4758
65.66	0.4000	0.0000	0.0353	0.1091	0.1735	0.2315	0.2834	0.3285	0.3674	0.4003	0.4282
97.60	0.4500	0.0000	0.0197	0.0913	0.1536	0.2095	0.2584	0.2995	0.3336	0.3640	0.3903
143.97	0.5000	0.0000	0.0000	0.0750	0.1337	0.1843	0.2290	0.2673	0.3003	0.3288	0.3524

Anexa D - Studiu de caz

Tabela 9

NUMERO	ESTACION	RIO	CUENCA	VERT	AREA	ALTURA	LATITUD	LONGITUD			
203199	LA CAPILLA	MALA	32	1	2136.00	468.00	12 31 0	76 31 0			
FACTOR DE CAPACIDAD INSTALADA											
ALMACENAMIENTO ACTIVO (DIAS DE QMEAN)	GRADO DE REGULACION	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50
191.17	0.5500	0.0000	0.0000	0.0575	0.1127	0.1614	0.2033	0.2392	0.2698	0.2949	0.3150
239.01	0.6000	0.0000	0.0000	0.0430	0.0963	0.1432	0.1856	0.2194	0.2443	0.2661	0.2838
287.71	0.6500	0.0000	0.0000	0.0328	0.0881	0.1338	0.1718	0.1989	0.2221	0.2418	0.2580
336.41	0.7000	0.0000	0.0000	0.0205	0.0771	0.1200	0.1517	0.1758	0.1969	0.2113	0.2231
385.11	0.7500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0644	0.0996	0.1262	0.1466	0.1624	0.1750	0.1853
468.29	0.8000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0473	0.0798	0.1032	0.1186	0.1305	0.1398	0.1471
555.04	0.8500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0314	0.0567	0.0720	0.0834	0.0917	0.0989	0.1045
825.45	0.9000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0168	0.0377	0.0490	0.0581	0.0662	0.0719	0.0766
1111.48	0.9500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0081	0.0249	0.0350	0.0427	0.0475	0.0500	0.0500
1402.90	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Figura 20

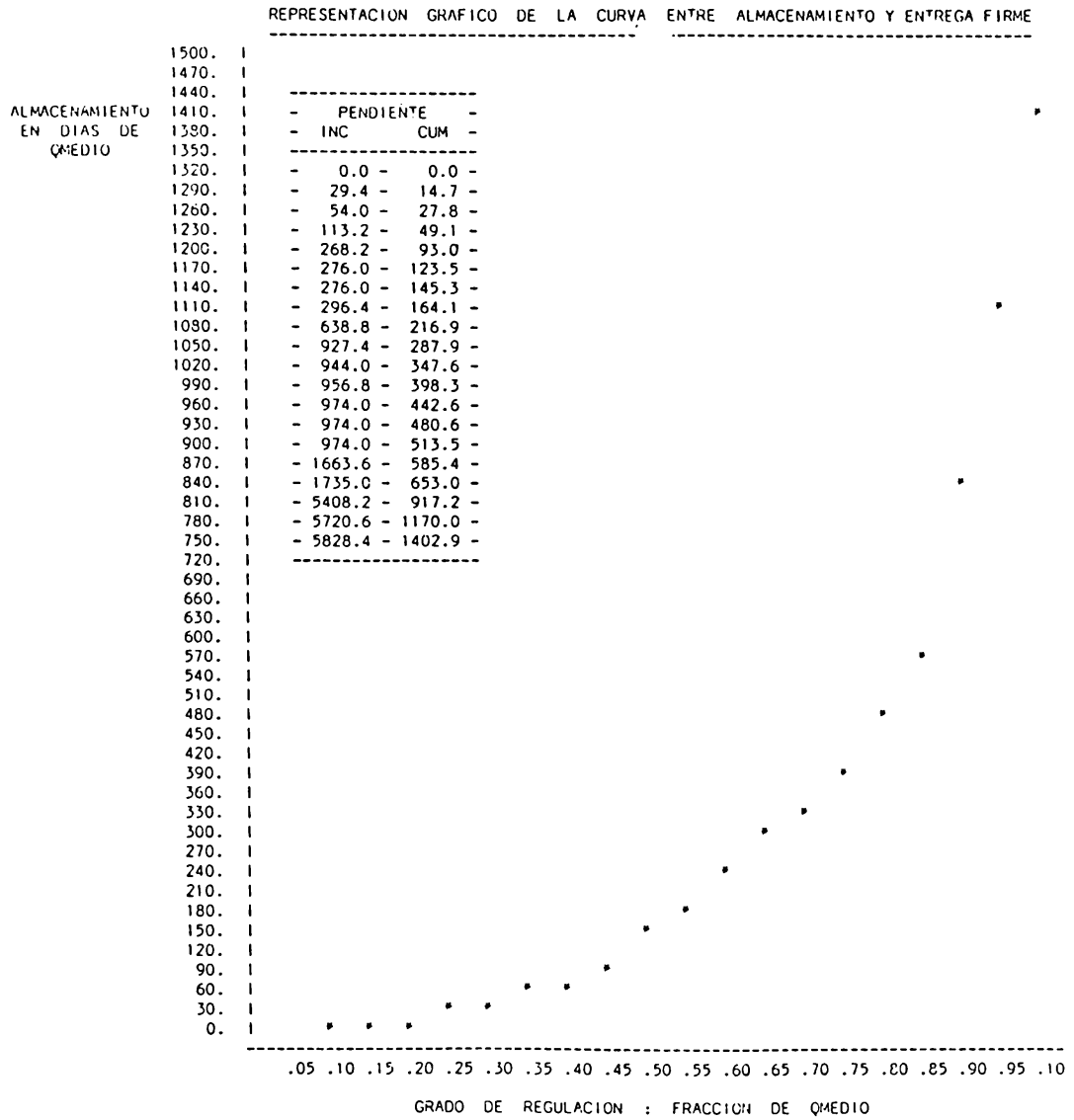
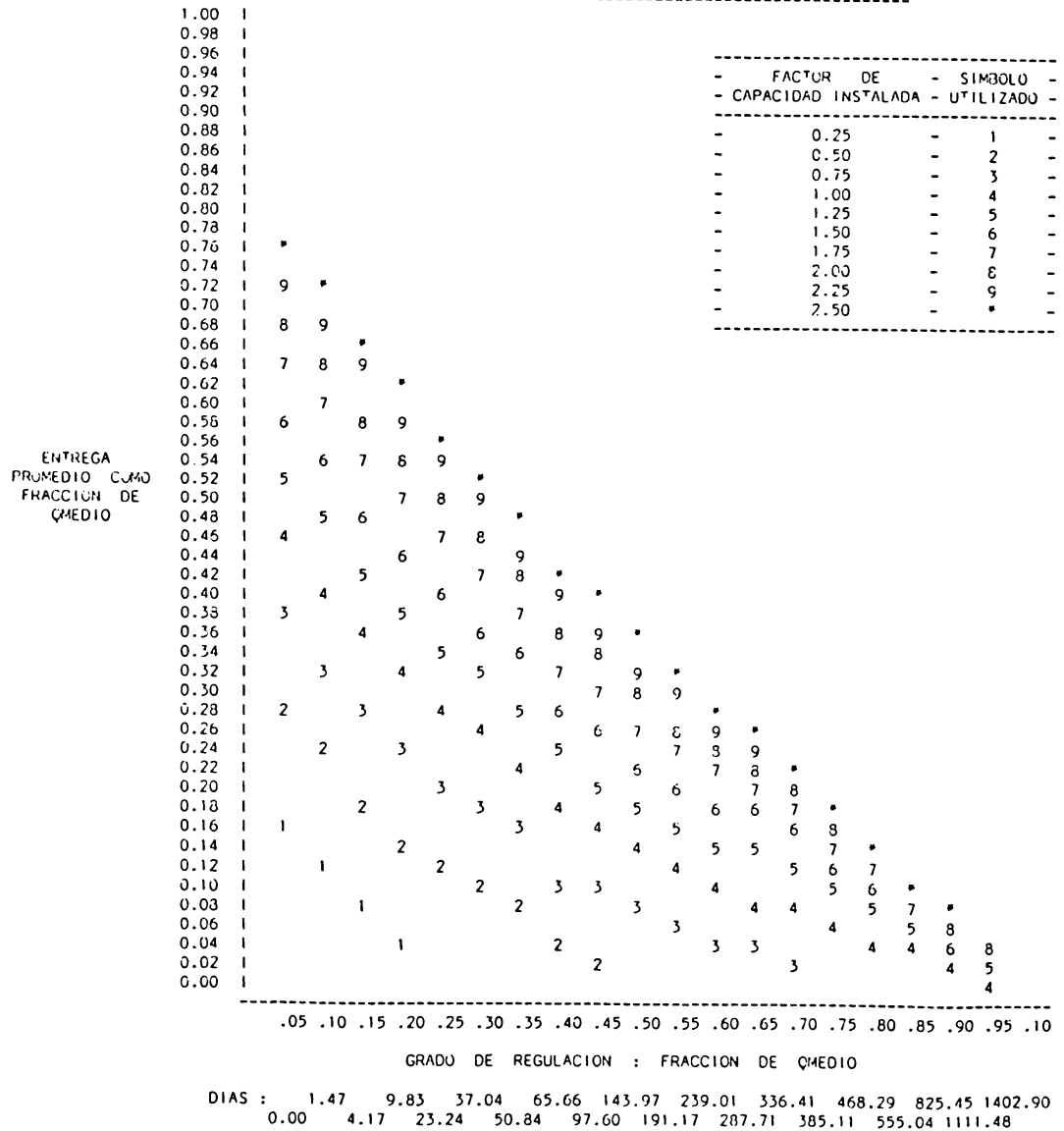


Figura 21

REPRESENTACION GRAFICO DE LAS CURVAS ADIMENSIONALES



# Anexa D - Studiu de caz

```

*****
* PROYECTO : ENE40 ALTERNATIVA : 2
* POTENCIA INSTALADA NUMERO : 1
*
* POTENCIA INSTALADA = 2227. (MW)
* POTENCIA GARANTIZADA = 1864. (MW)
* ENERGIA PRIMARIA = 18651. (GWH/ANO)
* ENERGIA SECUNDARIA = 62. (GWH/ANO)
* ENERGIA TOTAL = 18712. (GWH/ANO)
* VOLUMEN UTIL = 46767. (10**6 M3)
* CAUDAL PROMEDIO = 1469. (M3/S)
* VOLUMEN UTIL = 368. (DIAS DE UM)
* FACTOR DE PLANTA = 0.96 (-)
* INVERSION = 1197.7 (10**6 $)
* FACTOR ECONOMICO = 7.52 ($/MWH)
* COSTO ESP. DE ENERGIA = 7.51 ($/MWH)
* DURACION DE CONSTRUCC. = 7 (ANOS)
* BENEF. SECUND. ANUALES = 0.0 (10**6 $)
*****

```

## PRESAS

```

TIPO DE PRESA : GRAVEDAD
ALTIMA = 206.0 (M)
LONGITUD CORONA = 657.0 (M)
VOLUMEN PRESA (VP) = 3.5 (10**6 M**3)
VOL. UTIL EMPALSE (VU) = 46767.0 (10**6 M**3)
FACTOR GEOLOGICO = 1.9 (-)
FACTOR DE MATERIAL = 2.0 (-)
COSTO PRESA = 189.2 (10**6 $)
COSTO PANTALLA INYEC. = 37.5 (10**6 $)
COSTO TOTAL = 226.6 (10**6 $)
VU/VP = 13516.5 (-)

```

## TERRAS DE INUNDACION

```

SUPERFICIE INCULTIV. = 859.0 (KM**2)
COSTO = 0.8 (10**6 $)

```

## TUNELES

### 3 TUNELES PARALELOS DEBIDO AL CAUDAL MUY GRANDE

```

TIPO DE TUNEL : ADUCCION
NUMERO DE TUNELES = 3 (-)
LONGITUD = 650.0 (M)
PENAL FALTA VENTANAS = 0.0 (X)
CAUDAL DE DISEÑO = 1469.5 (M**3/S)
DIAMETRO = 10.3 (M)
TIPO GEOLOGICO = 2.0 (-)
COSTO / M. LINEAL = 12712.8 ($/ML)
COSTO TOTAL = 24.8 (10**6 $)

```

### 3 TUNELES PARALELOS DEBIDO AL CAUDAL MUY GRANDE

```

TIPO DE TUNEL : DESVIO.
NUMERO DE TUNELES = 3 (-)
LONGITUD = 700.0 (M)
PENAL FALTA VENTANAS = 0.0 (X)
CAUDAL DE DISEÑO = 4977.7 (M**3/S)
DIAMETRO = 10.3 (M)
TIPO GEOLOGICO = 2.1 (-)
COSTO / M. LINEAL = 5427.4 ($/ML)
COSTO TOTAL = 11.4 (10**6 $)

```

## TUBERIAS FORZADAS

```

LONGITUD = 420.0 (M)
CAUDAL DE DISEÑO = 1469.5 (M**3/S)
NUMERO DE TUBERIAS = 7 (-)
CAUDAL POR TUBERIA = 209.9 (M**3)
DIAMETRO = 6.9 (M)
TIPO GEOLOGICO = 2.0 (-)
COSTO / M. LINEAL PROMEDIO = 18771.5 ($/ML)
COSTO TUBERIAS = 55.2 (10**6 $)
COSTO VALVULAS MARIP. = 0.000 (10**6 $)
COSTO TOTAL = 55.2 (10**6 $)

```

## CASA DE MAQUINAS

```

TIPO CENTRAL = AIRE LIB
TIPO TURBINAS = FRANCIS
POTENCIA INSTALADA = 2227.1 (MW)
NUMERO DE TURBINAS = 15 (-)
POTENCIA POR UNIDAD = 148.5 (MW)
CAIDA BRUTA = 206.0 (M)
CAIDA NETA = 181.7 (M)
CAUDAL TURBINABLE = 1469.5 (M**3/S)
COSTO OBRA CIVIL = 157.6250 (10**6 $)
COSTO TURBINAS = 67.5066 (10**6 $)
COSTO VALVULAS = 50.5887 (10**6 $)
COSTO COMPUERTAS = 1.1245 (10**6 $)
COSTO PUENTE GRUA = 1.4328 (10**6 $)
COSTO DESAGUE = 1.7181 (10**6 $)
COSTO TALLEH = 0.1000 (10**6 $)
COSTO AIRE ACOND. = 4.8629 (10**6 $)
COSTO GENERADORES = 53.7263 (10**6 $)
COSTO TRANSFORMADORES = 20.0739 (10**6 $)
COSTO SUBESTACION = 6.5488 (10**6 $)
COSTO TOTAL = 344.7063 (10**6 $)

```

```

M1 = 40.2 (M)
M2 = 27.4 (M)
M1 = 15.9 (M)
M2 = 20.3 (M)
DISTANCIA ENTRE EJES = 18.8 (M)
LONGITUD TOTAL = 319.3 (M)

```

## VERTEDERO

```

TIPO DEL VERTEDERO = PRESA
CAUDAL DE CRECIDA = 11365.0 (M**3/S)
NUMERO DE COMPUERTAS = 5 (-)
ALTIMA DE SALIDA = 14.0 (M)
ANCHO DE SALIDA = 20.9 (M)
ANCHO TOTAL DE SALIDA = 104.7 (M)
LONGITUD CANAL DESC. = 0.0 (M)
TIPO GEOLOGICO = 2.0 (-)
COSTO OBRA CIVIL = 0.0 (10**6 $)
COSTO COMPUERTA RAD. = 6.4 (10**6 $)
COSTO TOTAL = 6.4 (10**6 $)

```

## LINEA DE TRANSMISION

```

LONGITUD = 390.0 (KM)
TENSION = 500.0 (KV)
TUPOGRAFIA = M. ACCIO.
COSTO TOTAL = 280.9 (10**6 $)

```

## CHIMENEAS DE EQUILIBRIO

### 3 CHIMENEAS DEBIDO AL NUMERO DE TUNELES DE ADUCCION

```

LONGITUD TUNEL CONRESP = 650.0 (M)
NUMERO DE TUNELES = 3 (-)
DIAMETRO TUNEL CONRE = 10.3 (M)
CAIDA BRUTA MAXIMA = 206.0 (M)
PERDIDAS LINEALES = 1.3 (M)
ALTIMA CHIMENEA = 70.0 (M)
CAUDAL DE DISEÑO = 1469.5 (M**3/S)
CAUDAL POR CHIMENEA = 489.8 (M**3/S)
DIAMETRO CHIMENEA = 38.6 (M)
COSTO TOTAL = 11.898 (10**6 $)

```

## BUCATUMA

### NUMERO DE BUCATUMAS DEBIDO AL NUMERO DE CONDUCCIONES

```

CAUDAL DE DISEÑO TOT = 1469.5 (M**3/S)
COSTO TOTAL = 8.92 (10**6 $)

```

```

*****
* PROYECTO : ITA40 ALTERNATIVA : 4
* POTENCIA INSTALADA NUMERO : 1
*

```

```

* POTENCIA INSTALADA = 1286. (MW)
* POTENCIA GARANTIZADA = 428. (MW)
* ENERGIA PRIMARIA = 4346. (GWH/ANO)
* ENERGIA SECUNDARIA = 3979. (GWH/ANO)
* ENERGIA TOTAL = 8325. (GWH/ANO)
* VOLUMEN UTIL = 4656. (10**6 M3)
* CAUDAL PROMEDIO = 2071. (M3/S)
* VOLUMEN UTIL = 26. (DIAS DE UM)
* FACTOR DE PLANTA = 0.74 (-)
* INVERSION = 827.5 (10**6 $)
* FACTOR ECONOMICO = 15.52 ($/MWH)
* COSTO ESP. DE ENERGIA = 11.66 ($/MWH)
* DURACION DE CONSTRUCC. = 7 (ANOS)
* BENEF. SECUND. ANUALES = 0.0 (10**6 $)
*****

```

## PRESAS

```

TIPO DE PRESA : ENRMUC.
ALTIMA = 86.0 (M)
LONGITUD CORONA = 1086.0 (M)
VOLUMEN PRESA (VP) = 8.9 (10**6 M**3)
VOL. UTIL EMPALSE (VU) = 4656.0 (10**6 M**3)
FACTOR GEOLOGICO = 2.1 (-)
FACTOR DE MATERIAL = 2.1 (-)
COSTO PRESA = 40.1 (10**6 $)
COSTO PANTALLA INYEC. = 21.3 (10**6 $)
COSTO TOTAL = 61.4 (10**6 $)
VU/VP = 520.3 (-)

```

## TERRAS DE INUNDACION

```

SUPERFICIE INCULTIV. = 220.0 (KM**2)
COSTO = 0.2 (10**6 $)

```

## TUNELES

### 3 TUNELES PARALELOS DEBIDO AL CAUDAL MUY GRANDE

```

TIPO DE TUNEL : ADUCCION
NUMERO DE TUNELES = 3 (-)
LONGITUD = 1050.0 (M)
PENAL FALTA VENTANAS = 0.0 (X)
CAUDAL DE DISEÑO = 2071.5 (M**3/S)
DIAMETRO = 12.0 (M)
TIPO GEOLOGICO = 2.1 (-)
COSTO / M. LINEAL = 15680.6 ($/ML)
COSTO TOTAL = 49.4 (10**6 $)

```

### 3 TUNELES PARALELOS DEBIDO AL CAUDAL MUY GRANDE

```

TIPO DE TUNEL : DESVIO.
NUMERO DE TUNELES = 3 (-)

```

\*\*\* Tab 10

Tabela 10

ITEM	VALOR VALUE	UNIDAD UNIT	ITEM
NOMBRE DE PROYECTO	RHUBARB		PROJECT NAME
NUMERO DE ALTERNATIVA	69		ALTERNATIVE NUMBER
NUMERO DE CURVA	200202		CURVE NUMBER
CAUDAL MEDIO	46.50	MC/SEC	MEAN FLOW
ALMACENAMIENTO ACTIVO	750.0	M.C.M.	ACTIVE STORAGE
GRADO DE REGULACION NATURAL	0.0756	(-)	DEGREE OF NATURAL REGULATION
DIAS DE ALMACENAMIENTO PROVEIDO	187.4		DAYS OF STORAGE PROVIDED
GRADO DE REGULACION PROVEIDO	0.6257	(-)	DEGREE OF REGULACION PROVIDED
FACTOR DE CAPACIDAD INSTALADA	1.75	(-)	INSTALLED CAPACITY FACTOR
ENTREGA FIRME	29.09	MC/SEC	FIRM RELEASE
ENTREGA NO FIRME	10.19	MC/SEC	AVERAGE NON-FIRM RELEASE
CAUDAL TURBINABLE	81.37	MC/SEC	TURBINABLE FLOW
CAIDA PROMEDIA	175.0	M	AVERAGE HEAD
EFICIENCIA TOTAL DE GENERACION	0.920	(-)	AVERAGE GENERATING EFFICIENCY
ENERGIA PRIMARIA	402.53	MWH	PRIMARY ENERGY
ENERGIA PROMEDIA SECUNDARIA	140.93	MWH	AVERAGE SECONDARY ENERGY
ENERGIA PROMEDIA TOTAL	543.46	MWH	AVERAGE TOTAL ENERGY
CAPACIDAD INSTALADA	128.52	MW	INSTALLED CAPACITY
FACTOR DE PLANTA	0.4827	(-)	PLANT FACTOR
CAIDA MINIMA	145.00	M	MINIMUM HEAD
EFICIENCIA MINIMA DE GENERACION	0.820	(-)	MINIMUM GENERATING EFFICIENCY
CAPACIDAD GARANTIZADA	54.24	MW	GUARANTEED CAPACITY
CAPACIDAD   4 HORAS	128.52	MW	4 HOURS
CAPACIDAD   8 HORAS	101.80	MW	8 HOURS
CAPACIDAD   12 HORAS	67.87	MW	12 HOURS
CONFIABLE   16 HORAS	50.90	MW	16 HOURS
CONFIABLE   24 HORAS	33.93	MW	24 HOURS
FCI MAXIMA (4 HORAS)	2.70	(-)	MAXIMUM (4 HR) ICF
HORAS CONFIALES : CAPACIDAD GARAN.	15.02	HRS	DEPENDABLE HOURS : GUARANTEED CAP.
HORAS CONFIALES : CAPACIDAD INSTA.	5.34	HRS	DEPENDABLE HOURS : INSTALLED CAP.
HORAS PROMEDIAS : CAPACIDAD GARAN.	20.27	HRS	AVERAGE HOURS : GUARANTEED CAP.
HORAS PROMEDIAS : CAPACIDAD INSTA.	8.56	HRS	AVERAGE HOURS : INSTALLED CAP.

### 4.3.5 Analiza de Birou a Proiectelor Hidrotehnice

O etapa importantă pentru definirea și evaluarea proiectelor hidroelectrice a fost identificarea în birou a acestora. Această activitate a început cu colecționarea materialului topografic disponibil. În baza informațiilor topografice disponibile s-au confecționat planuri de lucru pe care s-au reprezentat în mod vizibil următoarele elemente:

- Rețeaua hidrografică
- Punctele de intersecție a curbelor de nivel cu linia de maximă adâncime a râurilor.
- Elementele de definiție a proiectelor hidroelectrice existente și în execuție, ca și instalațiile existente de infrastructură.
- Debitul caracteristic pentru fiecare proiect: Debitul mediu multianual; Debitul de probabilitate a viiturilor de la 1 la 10 ani și 1 la 1000 ani.
- Reprezentările elementelor de definiție ale noilor proiecte: baraje, captări, tunele, canale, deversori, conducte și galerii forțate, centrale, etc.
- Cotele văii în punctele de amplasare a barajelor, a captărilor, punctele de restituire a apelor turbinate, etc.
- Numele proiectelor pentru care s-au folosit coduri alfanumerice. Codificarea alfanumerică s-a folosit pentru a evita un proces de selecție tradițională a acestei denumiri și pentru a permite o mai bună identificare. Numele proiectelor s-au format din o parte alfabetică derivată din numele râului respectiv și de un cod numeric arbitrar. De exemplu MARA10, MARA20, MARA30, MARA40 înseamnă proiecte hidroelectrice de pe râul Maranon care se găsesc în partea înaltă a acestui râu.

Pentru proiectele din zone fără material cartografic s-a făcut o identificare a acestora folosind material aerofotografic: fotografiile aeriene la scări distincte, fotografiile de satelit și de radar lateral. Definiția finală a acestor proiecte s-a efectuat în timpul cercetărilor de teren.

Alternativele unui proiect au rezultat din variația înălțimilor de baraj, al localizării centralei și din variațiile debitului captat, dacă acest lucru a fost posibil prin folosirea diverselor derivații în sisteme fluviale adiacente.

Pentru definirea alternativelor de proiecte s-au luat în considerare putere generată cu debitul mediu multianual, compatibilizându-se acestea cu limitele inferioare stabilite. S-au folosit următoarele limite inferioare de putere instalată în funcție de volumul util al lacului de acumulare:

- 100 MW - fără lac de acumulare ( $V_u = 0 \text{ M}^3$ )
- 50 MW - cu lac de acumulare lunar ( $V_u = 30 * Q_m \text{ M}^3$ )
- 30 MW - cu lac de acumulare anual ( $V_u = 365 * Q_m \text{ M}^3$ )

În relațiile mai sus prezentate debitul mediu ( $Q_m$ ) este exprimat  $\text{M}^3/\text{zi}$ .

Așa s-au determinat următoarele relații pentru debitele medii minime ( $M^3/s$ ) în funcție de limitele sus menționate și de căderea brută ( $M$ ) a respectivei alternative a proiectului:

$$Q_{\min} = 12500/Hb \text{ pentru proiecte fără lac de acumulare}$$



## Anexa D - Studiu de caz

---

$Q_{min} = 6250/Hb$  pentru proiecte cu lac de acumulare lunar

$Q_{min} = 3750/Hb$  pentru proiecte cu lac de acumulare anual

În definiția traseului tunelelor de aducțiune s-a procedat astfel încât să se evite relații de următorul tip:

$$DH/L < 10 \text{ unde}$$

DH este diferența de nivel în metri între cota văii în locul de captare și cota văii în locul de restituire a apelor turbinate.

L este lungimea tunelului în KM

Potențialul teoretic în jungla joasă este de cca. 60.000 MW, din care s-ar putea utiliza în mod economic și în acord cu criteriile valabile în actualitate cca. 10-15%. Lipsa de cartografie adecvată, lipsa datelor pentru a executa o cartografie executivă, formarea unor lacuri de acumulare foarte mari care ar influența definitiv ecologia, condiții geologice defavorabile și faptul că proiecția de cerere de energie electrică este procentual foarte redus în comparație cu oferta de energie hidroelectrică au dus la concluzia că pentru această zonă să nu se facă cercetări și calcule asemănătoare cu ceea ce s-a efectuat pentru restul țării.

În restul țării s-au definit un mare număr de proiecte. Obiectivul principal nu a fost de a se defini proiecte izolate și foarte economice, ci de a se indica forma economică cea mai adecvată pentru a fi folosită în sistemele fluviale în mod integral, considerând multiplele obiective de utilizare a apei.

### 4.3.6 Proiectarea Preliminară

În principiu s-au folosit aceleași criterii ca și în prima etapă de identificare de birou a proiectelor, cu diferența că s-a acumulat mult mai multe informații, care au permis o mai bună definiție a proiectelor.

Utilizându-se informația topografică ameliorată s-au putut analiza mai bine volumele barajelor, volumele lacurilor de acumulare în funcție de înălțimea barajului și a nivelului de operare. Cu programul VUTIL, care folosește metode de integrare numerică, se efectuează o actualizare a calculelor de volum, complementându-se acestea cu calculul relației specifice de înmagazinare a apelor cu fiecare metru cub de baraj. Acest coeficient ajută să se îmbunătățească procesul de selecționare al alternativelor.

S-a dat o atenție mărită localizării elementelor și a proiectării lor. O atenție specială s-a dat în această etapă traseurilor tunelelor și considerarea ferestrelor de acces pentru aerisire, introducerea de utilaje și eliminarea surplusului de rocă excavată.

Intrarea datelor s-a efectuat cu ajutorul unui program interactiv special dezvoltat pentru acest obiectiv. Elementele de definiție a proiectelor hidroelectrice care s-au considerat în procesul de dimensionare și evaluare a costurilor au fost următoarele:

- Baraje: de greutate, în arc, de pământ, de enrocamente și mici de deviație.
- Terenuri de expropriere: necultivate, agricole de trei tipuri diferite și populată.

## Anexa D - Studiu de caz

---

- Tunele: căptușite și necăptușite.
- Canale: trapezoidale și rectangulare.
- Conducte forțate.
- Puțuri blindate.
- Casa de mașini: la aer liber, îngropată, în cavernă, în baraj, de tip fluvial.
- Utilajul electromecanic: transformatori, echipament de control și generatori.
- Turbine hidraulice: Kaplan, Francis, Pelton și de tip bulb pentru centralele fluviale.
- Deversoare.
- Drumuri.
- Poduri.
- Castelul de echilibru.
- Captări.
- Deznisipatori.

Costurile acestor elemente s-au calculat cu ajutorul unor formule empirice, rezultate din practică.

Costurile totale de investiție directă (CT) s-au determinat cu formula:

$$CT = C_1 \cdot IMPR \cdot (1 + IDC + INAD)$$

unde:

IMPR - Coeficientul multiplicativ pentru costuri neprevăzute.

IDC - Coeficientul de dobânzi pentru timpul de construcție.

INAD - Coeficientul costurilor de inginerie și administrație.

Valorile considerate au fost  $IMPR = 1.1$ ,  $IDC = DUR \cdot TI / 2$  și  $INAD = 0.15$ .

DUR - este lungimea în ani a perioadei de construcție, iar TI dobîndă.

Costurile anuale derivate de un proiect hidroelectric s-au calculat cu următoarea formulă:

$$K_a = a + m - b \text{ (US\$/an)}$$

unde:

a - anualitatea investiției.

$$a = C_T * Fa, \text{ iar } Fa = (Ti*(1+Ti)^D)/((1+Ti)^D - 1)$$

m - Costurile anuale de operare și mentinere.

b - Beneficiile secundare anuale.

Cu ajutorul programului EVAL s-a redus foarte mult numărul de alternative care au continuat în procesul de selecție. Alternativele dependente de tipul de baraj s-au putut selecționa fără să se aștepte următoarele etape de optimizare.

Reformularea continua a parametrilor de definiție a proiectelor hidroenergetice a fost posibilă datorită faptului ca programul EVAL este făcut tocmai pentru a facilita proiectantului multe repetări ale calculelor de dimensionare, evaluare a costurilor și de determinare a valorilor respective pentru putere și energie.

### 4.3.7 Calculul Costurilor Unitare de Construcție

Metodologia de determinare a costurilor unitare de construcție a variat în acord cu tipul elementului considerat. În continuare se enumerează metodele utilizate:

- Pentru elementele de tipul barajelor, tunelelor, canalelor, etc. în care în afară de dimensiunile lor intervin alte variabile ca topografia și geologia locului, s-au definit curbe de costuri unitare pe baza informației statistice internaționale și locale. Cu ajutorul programului POLYNO s-au efectuat corelațiile necesare. POLYNO analizează funcții polinomiale de pînă la gradul 5. Acest program permite analizare funcțiilor logaritmice. Influența topografiei și a geologiei s-a luat în considerare aplicîndu-se coeficienți de corecție corespunzători.
- În cazul elementelor de tipul instalațiilor electro-mecanice, în care variabilele determină costuri unice, s-a recurs la deducții matematice. Aceste deducții se aplică și instalațiilor de tip turbine, stăvilare, vane, pod macara, etc.
- În ceea ce privește echipamentul electric s-a recurs la fabricanți și la costuri rezultate din ultimele instalații la nivel internațional și local.
- Pentru terenurile de expropriere s-a recurs la cifrele legale valabile.

### 4.4 Evaluarea Tehnică și Economică a Proiectelor

Obiectivul evaluării potențialului hidroenergetic național este de a determina totalitatea posibilităților hidroelectrice, de așa maniera ca să se obțină o exploatare optimă hidroenergetică a tuturor sistemelor fluviale ale țării, cu o considerare adecvată a beneficiilor secundare.

Pentru analiza tehnică și economică s-a folosit în mod intensiv programul EVAL. Datele de intrare pentru acest program sînt:

- Parametrii economici generali.
- Curbele adimensionale regionale de energie și putere.
- Funcțiile de costuri unitare.
- Caracteristicile elementelor de definiție a proiectelor hidroenergetice.

- Compoziția alternativelor proiectelor hidroenergetice.

După o analiză logică și de consistență a datelor programul EVAL efectuează următoarele operații:

- Dimensionarea hidraulică, structurală, și funcțională a elementelor de definiție a proiectului hidroenergetic.
- Calculul investiției corespunzătoare pentru fiecare element de definiție a proiectului.
- Calculul investiției corespunzătoare fiecărei alternative.
- Calculul puterii instalate, puterii garantate, energiei primare și energiei secundare.
- Determinarea factorilor economici de comparație tehnica și economică.
- Produce rapoartele necesare pentru alternativele analizate.
- Generează datele de intrare pentru programul CADENAS de evaluare automată a lanțurilor de folosință hidroenergetică integrală a sistemelor fluviale.
- Generează datele de intrare pentru combinația de programe SEQREDINSI care efectuează calculele legate de optimizarea expansiunii sistemului hidro-termic interconectat.

### 4.4.1 Parametri Tehnici și Economici utilizați

În această etapă de planificare hidroelectrică se folosesc următorii parametri de comparație tehnică și economică:

- Factorul Economic de Comparație (FEC) care corespunde costului specific teoretic de producție a energiei:

$$FEC = (a + m - b) / (E_p + f * E_s) \quad [US\$/MWh]$$

unde:

a - investiția anuală în US\$/an

m - costul anual de operare și mentinere în US\$/an

b - beneficiile secundare anuale în US\$/an

$E_p$  - Energia primară anuală în GWh/an

$E_s$  - Energia secundară anuală în GWh/an

f - coeficientul de ponderare al energiei secundare în relație cu energia primară. Pentru efectul calculelor s-a considerat  $f=0.5$ , ceea ce înseamnă că energia secundară valorează jumătate cât energia primară.

- FECI - este factorul cost versus beneficiu. Acest factor de comparare adimensional indică cât de economic este proiectul hidroelectric analizat în comparație cu o centrală termoelectrică echivalentă. Formula pentru calcularea lui FECI se dă în continuare:

$$FECI = (a + m - b) / (p(PF) * PI + c(PF) * (E_p + f * E_s)) \quad [ - ]$$

unde:

- $p(PF)$  - costul specific actualizat al investiției pentru puterea instalată termică corespunzătoare. Acesta este în funcție de factorul de putere al proiectului (US\$/MW/an)
- $PI$  - Puterea instalată în MW
- $c(PF)$  - Costul de producție de energie de la centrala termoelectrică corespunzătoare (US\$/MWh)
- Costul specific al puterii instalate. Acest parametru nu este prea semnificativ, însă dat fiind că se folosește des de către constructorii de centrale hidroelectrice s-a calculat și acesta ca o mărime complementară (US\$/KW).

$$CS = INV / PI \quad [ \$ / KW ]$$

unde:

$INV$  - Investiția totală în US\$

$PI$  - Puterea instalată totală în KW

### 4.4.2 Procesul de Preselecție a Proiectelor Hidrotehnice

Pentru toate proiectele analizate s-a executat un proces de preselecție, pentru a se reduce alternativele care intră în procesul de selecție final prin compararea lanțurilor de dezvoltare hidraulică alternativă a sistemelor fluviale. Acest proces de preselecție s-a aplicat numai în acele cazuri în care s-au tratat alternative care nu influențează dezvoltarea integrală a lanțurilor de proiecte hidroelectrice.

Tipul de baraj, care este legat în mod direct de tipurile de devorsor și de tunel de deviere a apelor pe perioada de execuție, reprezintă cazurile cele mai frecvente pentru care s-au executat analize de preselecție.

În rezumat procesul de preselecție a permis tragerea următoarei concluzii: În aproape toate proiectele în care geologia a permis considerarea barajelor de greutate, de enrocamente sau de pământ primele au rezultat neeconomice și în consecință au fost eliminate în mod consecvent.

### 4.4.3 Determinarea Lanțurilor Optime de Utilizare Hidroelectrică

Alternativele care au rămas după executarea procesului de preselecție s-au corelat cu proiectele localizate în aval, în amonte sau în bazine hidrotehnice adiacente. Această operație logică a permis corelarea proiectelor compatibile din punct de vedere operațional. Proiectele dintr-un lanț hidraulic pot fi construite în mod simultan fără să se limiteze nici funcționarea lor și fără să se altereze parametrii tehnici ai acestora. Acest concept de planificare garantează ca, în principiu, toate sistemele fluviale ale republicii să fie exploatate din punct de vedere hidroelectric de așa maniera ca să nu se piardă, exprimat în formă exagerată, nici un litru de apă și

## Anexa D - Studiu de caz

---

nici un centimetru de cădere.

Un exemplu de reprezentare grafică a proiectelor hidroelectrice în plan de situație și a lanțurilor de dezvoltare hidroelectrică alternativă a unui bazin hidrografic se dă în figurile 22, 23, 24, și 25.

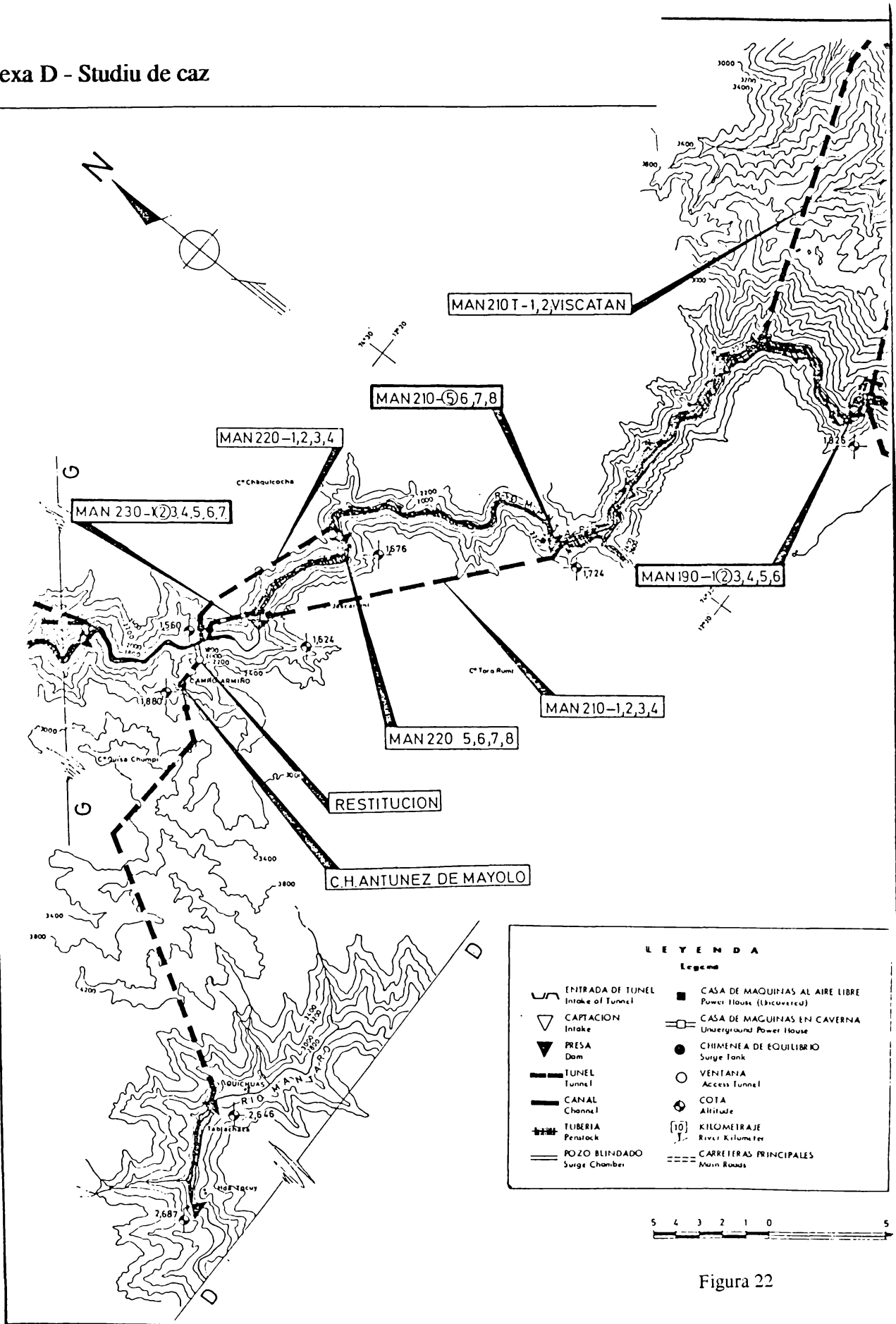


Figura 22

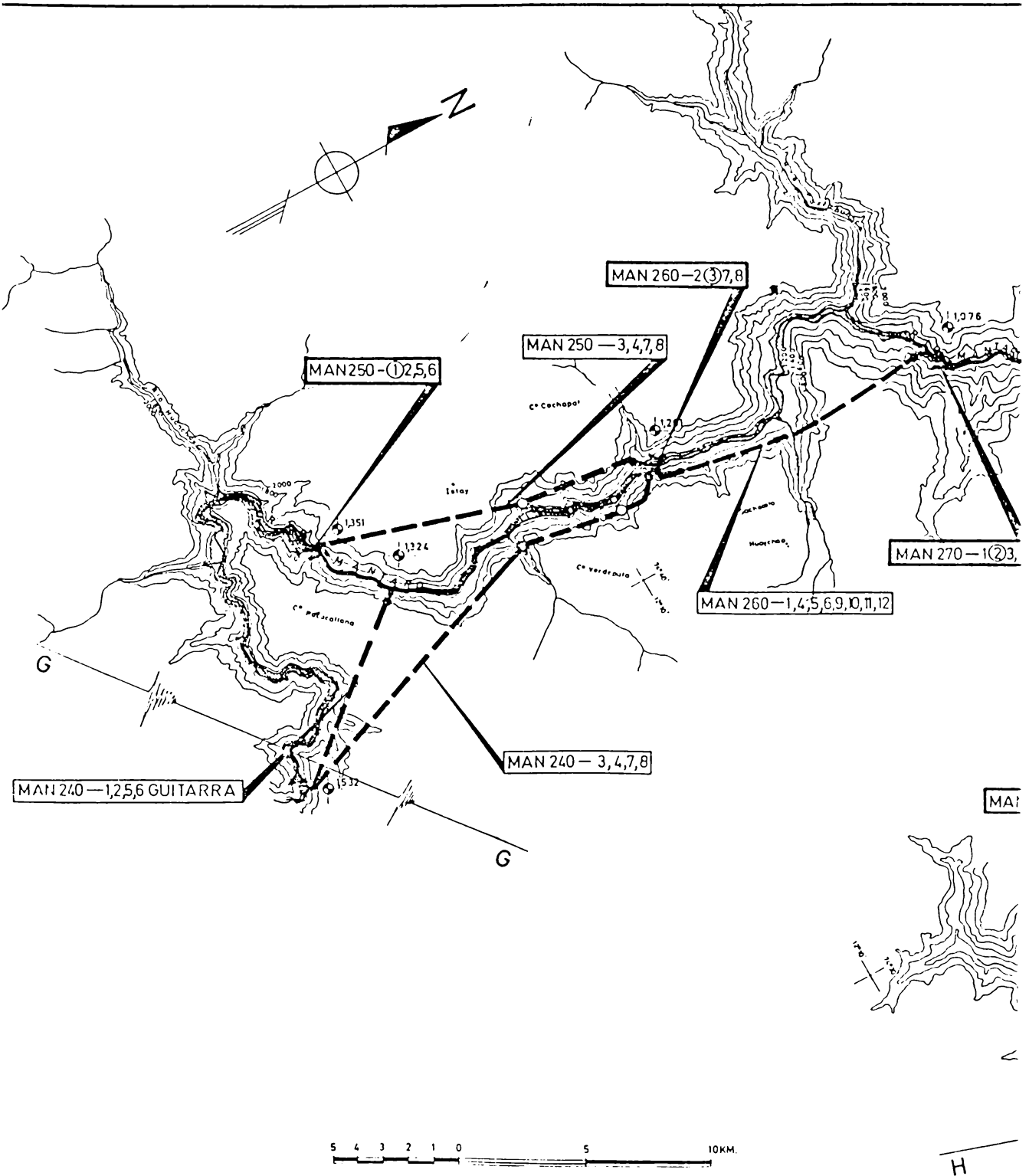


Figura 23



# 2205 MANTARO

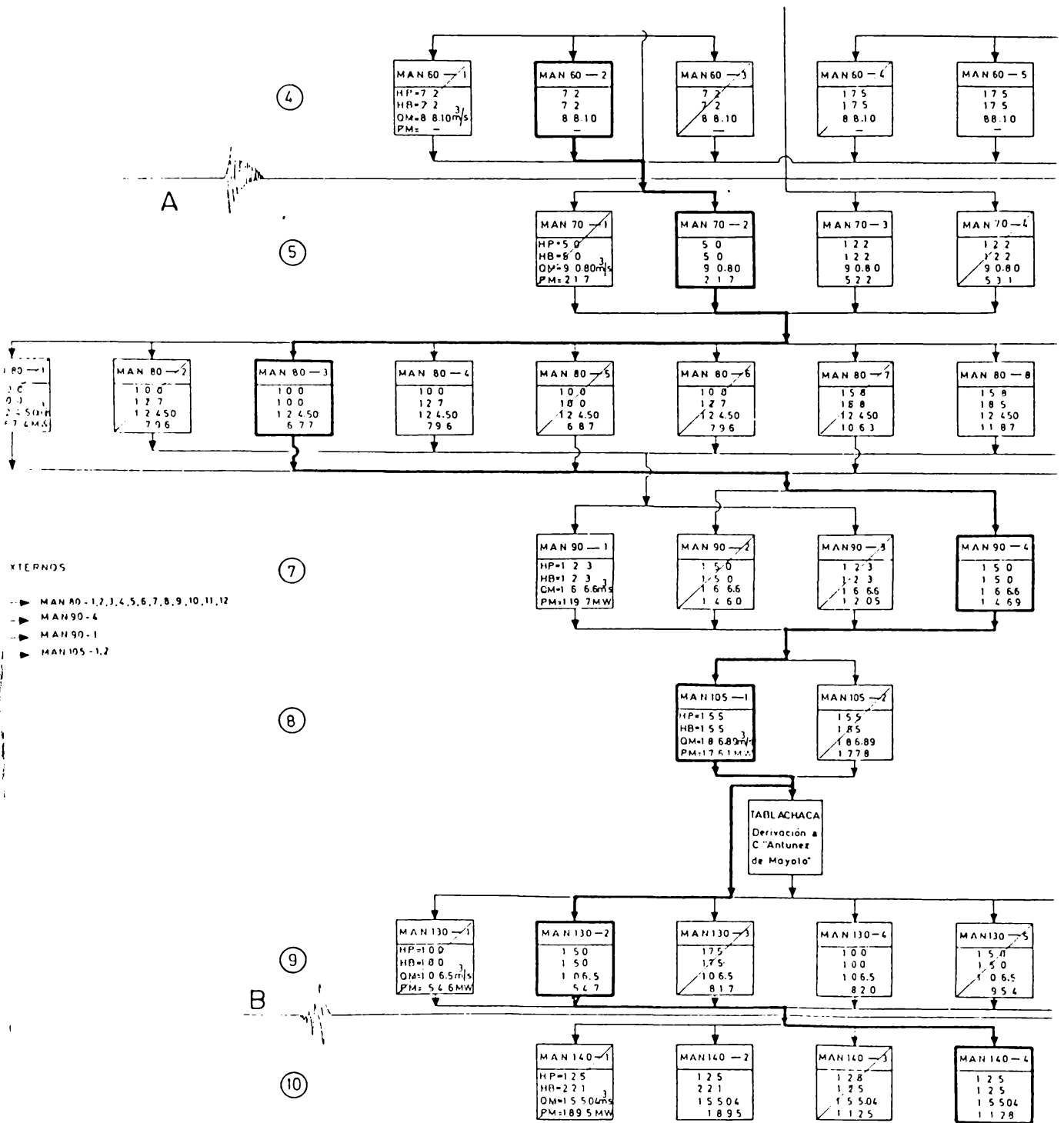
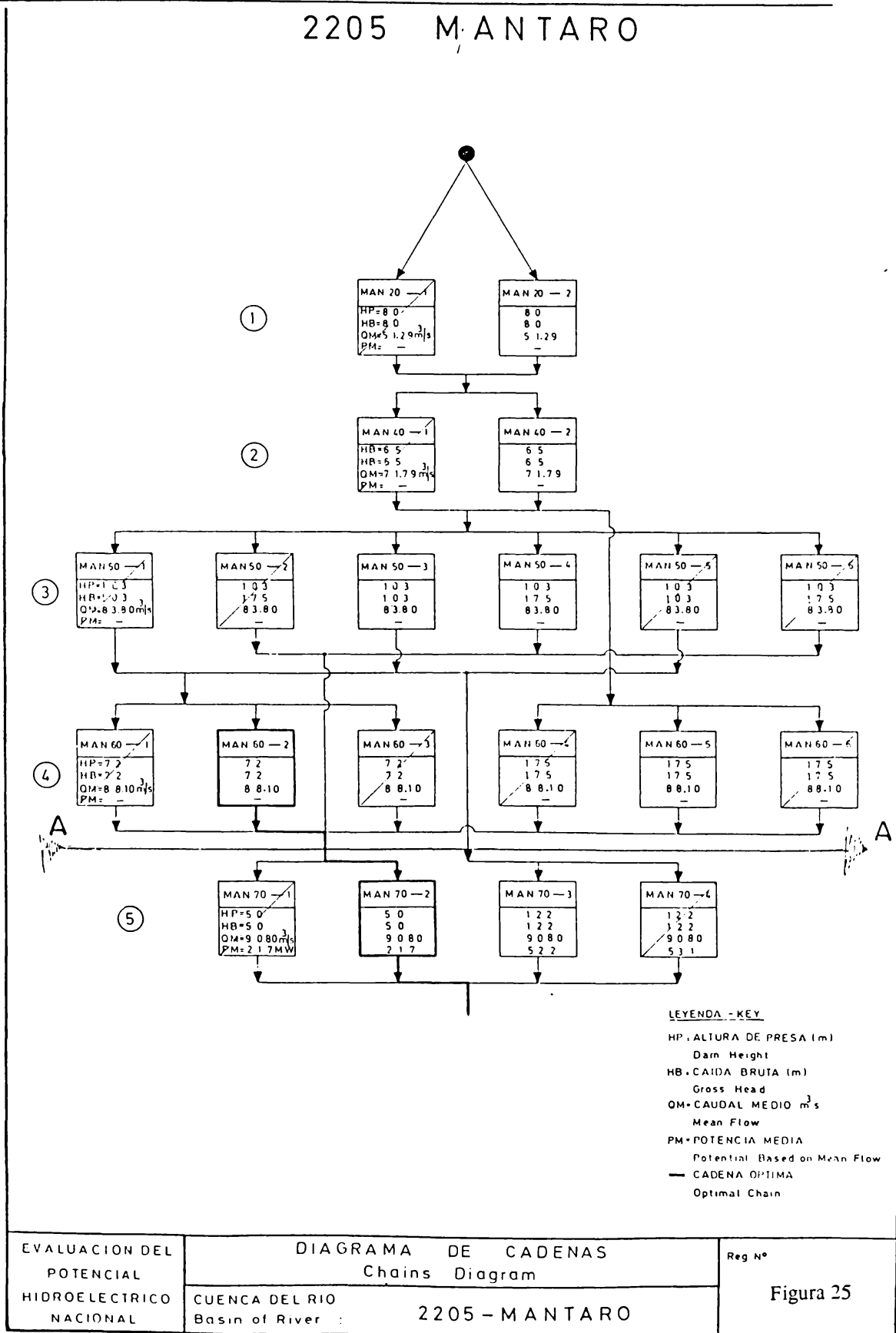


Figura 24

# 2205 MANTARO



## Anexa D - Studiu de caz

---

Pentru analiza numărului mare de lanțuri de dezvoltare hidroelectrică s-a folosit un sistem de programare dinamică discretă, încorporat în programul de calculator denumit CADENAS. Funcția obiectiv a acestui proces de optimizare a fost minimizarea costului specific de producere a energiei hidraulice, legate cu producția globală de energie a respectivului lanț de dezvoltare hidroelectrică.

Funcția obiectiv a acestui proces de optimizare se poate exprima matematic de următoarea formă:

$$\text{OBJ} = \frac{\sum_{i=1}^{IE} \text{FEC}(i) \cdot (EP(i) + \alpha \cdot ES(i))}{\sum_{i=1}^{IE} (EP(i) + \alpha \cdot ES(i))} \rightarrow \min$$

unde:

$i$  - numărul curent al elementului hidroelectric al lanțului

$IE$  - numărul total de elemente hidroelectrice în lanțul respectiv

$\text{FEC}(i)$  - Costul specific de generare a energiei hidroelectrice pentru elementul  $i$

$EP(i)$  - Energia primară a elementului  $i$

$ES(i)$  - Energia secundară a elementului  $i$

$\alpha$  - Factorul de ponderare a energiei secundare în comparație cu energia primară. Este același factor care se utilizează și pentru calculul factorului  $\text{FEC}$ .

Valorile  $\text{FEC}(i)$ ,  $EP(i)$  și  $ES(i)$  s-au calculat cu ajutorul programului EVAL și s-au înmagazinat în mediu magnetic de așa forma ca programul CADENAS să le poată citi în mod automat, fără nici un fel de intervenție din partea utilizatorului, sau al operatorului.

Datorită cantități mari de lanțuri de dezvoltare alternativă ( $1.6 \cdot 10^{13}$ ) procesul de optimizare a fost foarte laborios. O anumită reducere a cantității de calcule s-a obținut printr-o preparare adecvată a datelor de intrare și prin anumite intervenții interactive de control și ghidare a procesului.

O atenție specială s-a dat faptului că în anumite cazuri se poate transfera apă din râurile de pe zona Atlanticului în râurile din zona Pacificului. Fiecare debit transferat a generat o noua familie de lanțuri optime. În toate cazurile funcția obiectiv s-a aplicat pentru toate sistemele hidrografice compatibile.

### 4.4.4 Considerare Validității Rezultatelor

Datorită faptului că existența și validitatea datelor de baza luate în considerare pentru definiția proiectelor este foarte diferită pentru diferite proiecte, a fost necesară definiția de grupuri de proiecte cu rezultate comparabile din punctul de vedere al acurateții informației de bază folosite.

Funcția acestor grupuri a fost de a se evita comparația directă a proiectelor cu diverse nivele de validitate a datelor de bază.

S-au definit patru grupe în funcție de disponibilitatea și validitatea datelor de bază așa cum se poate vedea în tabela următoare.

Categoriile de Proiecte în Funcție de Disponibilitatea Informației de bază

CAT	TOPO	HYDRO	Proiecte (Nr.)	Puterea (MW)	Energia (GWh/An)
1	1	1	223 68.0%	25321.3 43.0%	162445 41.1%
2	0	1	0 .0%	0 .0%	0 .0%
3	1	0	64.0 19.5%	17934.0 30.4%	124332.0 31.5%
4	0	0	41 12.5%	15682.1 26.6%	108345 27.4%
Total			328	58937.4	395122

### 4.5 Rezultatele Evaluării Potentialului Hidroenergetic

În decursul execuției lucrărilor de analiză a potențialului hidroelectric al republicii Peruvane s-au analizat un mare număr de proiecte hidroelectrice așa cum se rezuma în continuare:

- Numărul total de proiecte definite în birou și pe teren: cca. 800 proiecte hidroelectrice.
- Numărul total de proiecte care au rezultat după procesul de eliminare inițial și care s-au analizat în detaliu: 548.
- Numărul total de variante constructive de proiecte hidroelectrice luate în considerare: peste 2300.
- Numărul total de lanțuri alternative de dezvoltare hidroelectrică pentru utilizarea integrală a sistemelor fluviale:  $1.6 * 10^{13}$ .
- Numărul total de proiecte rezultante în lanțurile optime pentru fiecare sistem hidroelectric: 328 cu o putere instalată totală, în baza debitului turbinat egal cu debitul mediu multianual, de 58.000 MW.
- Numărul total de variante de putere instalată considerate în catalogul de proiecte hidroelectrice pentru optimizarea expansiunii sistemului electric interconectat:  $328 * 15 = 4920$ .

Analizarea acestui mare număr de proiecte, alternative, și lanțuri de dezvoltare hidroelectrică a fost posibilă numai datorită utilizării unei metodologii avansate și în mare parte asistată de calculator.

În continuare se pot observa tabelele 11, 12 și 13 în care se rezumă proiectele hidroelectrice care au rezultat în lanțurile optime de utilizare hidroelectrică al sistemului fluvial. Proiectele sînt clasificate în ordin descendent al puterii instalate.

Pentru necesitățile de optimizare a expansiunii sistemului integral hidro-termic s-au simulat pentru fiecare proiect din catalog 15 puteri instalate, așa cum se poate observa în exemplul prezentat în tabela 14.

Pentru cele mai promițătoare 10 proiecte care au rezultat în baza unui proces de decizie logic-subiectiv s-a efectuat o aprofundare a analizei. Aprofundarea analizei nu s-a făcut în mod exhaustiv datorită limitărilor de timp și de resurse financiare adecvate. În tabelele 15 și 16 se pot observa rezultatele referitoare la aceste 10 proiecte înainte și după aprofundarea analizei. Iar în figura 26 sînt reprezentate de formă grafică localizarea acestor 10 proiecte.

PROYECTO DE EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL PFRU

LISTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS  
ORDENADO EN FORMA DESCENDENTE POR : PI

RANK	PROYECTO	ALT. (M)	QM (M <sup>3</sup> /S)	IN (M)	PI (MW)	PG (MW)	FP (GWH)	FS (GWH)	FT (GWH)	INV (10 <sup>6</sup> \$)	FFC (\$/MWH)	FFC1 (-)	KFSP (1/KW)	PROYECTOS CONDICIONANTES
1	FRF40	2	1469.5	131.7	2227.1	1864.5	18650.8	61.6	18712.4	1197.7	7.520	0.188	537.8	
2	MAHA570	5	2177.0	110.7	2009.3	1673.3	16733.2	62.3	16795.5	1307.3	9.147	0.229	650.6	
3	INA700	4	857.0	189.6	1355.2	995.8	9877.6	653.2	10530.8	806.8	9.275	0.221	595.3	
4	PAM240	7	175.4	908.7	1529.3	1254.3	8503.7	1137.1	9640.8	1348.0	17.429	0.396	1014.1	
5	TAM40	4	2071.5	74.5	1286.5	427.6	4345.8	3979.0	8324.8	827.5	15.321	0.272	643.2	
6	MAHA500	3	893.7	158.5	1181.3	855.0	8557.0	603.5	9140.5	657.8	8.730	0.207	556.8	
7	HUAL210	2	2125.0	61.8	1095.2	244.8	2419.0	4385.6	6804.6	688.0	17.498	0.273	628.2	
8	URUBI320	5	624.2	180.8	941.2	676.4	6727.5	515.9	7243.4	598.8	10.055	0.238	636.2	
9	APUR137	3	544.8	199.3	905.3	488.9	4864.5	1577.5	6442.0	771.2	16.001	0.337	851.9	
10	WUFA295	14	131.0	778.0	850.0	804.9	7278.5	29.0	7307.5	1098.0	17.660	0.445	1291.8	
11	HUAL190	2	1630.0	62.0	843.5	514.9	5210.7	782.6	5993.3	635.0	13.296	0.298	752.8	
12	HUAL170	6	765.0	131.7	840.6	699.7	6996.9	26.3	7023.2	589.0	9.355	0.247	700.7	
13	HUAL90	9	149.5	642.8	801.4	584.6	3987.3	1669.4	5656.7	548.9	13.352	0.272	684.9	
14	MAHA440	3	428.8	176.0	629.4	397.3	3980.5	553.4	4533.9	438.1	12.071	0.273	696.1	
15	APUR120	2	482.8	152.0	612.0	141.4	1404.2	2403.5	3807.7	567.5	25.542	0.402	927.3	
16	APUR680	4	325.7	225.2	611.8	182.4	1514.9	2301.9	3816.8	694.1	30.538	0.492	1134.5	
17	TAM60	2	2172.5	32.0	579.8	196.2	1948.0	1800.5	3748.5	534.3	22.002	0.390	721.5	
18	MAHA400	3	645.9	105.8	569.7	182.6	1822.0	1831.1	3653.1	339.2	14.532	0.253	595.4	
19	MAFU65	3	391.0	172.5	562.4	166.7	1279.3	2218.4	3497.7	601.4	29.534	0.464	1069.3	
20	PACHA70	2	129.1	300.3	538.7	197.3	1345.4	2015.1	3361.5	484.2	24.135	0.389	893.8	
21	URUBI190	4	178.0	324.4	481.6	335.4	2478.6	942.6	3421.2	496.7	19.752	0.408	1031.4	
22	MAHA460	2	463.9	123.2	476.5	283.7	2847.7	523.0	3370.1	521.7	19.635	0.435	1094.9	
23	SGAB30	3	62.0	914.4	472.8	186.9	1248.2	1709.8	2958.0	547.8	30.552	0.501	1158.6	
24	MAN250	11	146.2	371.2	452.6	393.2	2910.2	787.8	3698.0	885.0	31.418	0.700	1955.4	
25	MAN290	1	282.5	184.4	434.4	174.1	1791.5	848.1	2639.6	319.2	16.901	0.324	734.8	
26	MAN290	1	337.9	150.1	423.1	194.3	1943.4	796.0	2739.4	346.7	17.367	0.346	819.4	
27	APUR810	2	818.3	61.5	420.1	96.6	957.2	1655.5	2612.7	1208.8	79.436	1.249	2877.4	
28	APUR670	1	323.0	155.7	419.3	110.1	1088.6	1532.1	2620.7	389.0	24.600	0.401	927.7	
29	APUR660	5	315.5	156.8	417.8	115.4	1151.4	1601.2	2752.6	297.2	17.861	0.297	711.3	
30	INA90	2	323.4	149.1	402.1	163.7	1644.4	1058.9	2703.2	290.9	15.697	0.298	723.5	
31	URUBI90	3	149.8	319.3	398.9	24.9	24.9	2301.1	2455.8	328.9	29.560	0.360	824.5	
32	URUBI88	1	148.8	321.3	398.7	56.6	551.0	2034.9	2385.9	195.3	16.829	0.219	492.4	
33	PFA70	8	314.0	151.0	395.6	291.9	2909.4	178.3	3087.7	462.1	18.076	0.432	1168.1	
34	SGAB10	2	49.8	940.7	390.7	91.7	583.3	1504.6	2027.9	241.0	21.166	0.296	616.8	
35	PUZ30	15	155.1	301.6	390.1	290.8	2188.8	573.6	2762.4	545.4	25.843	0.555	1398.1	
36	LOCUM10	1	32.5	1555.9	367.5	367.4	3218.7	0.0	3218.7	1357.6	73.018	1.853	3694.4	
37	MAN340	5	376.4	114.6	359.8	103.0	1022.7	1023.8	2046.5	297.1	22.769	0.381	825.7	
38	PACHA30	8	104.9	407.2	356.2	217.7	1534.1	1013.1	2597.2	878.5	49.288	0.958	2466.3	
39	MAFU70	2	405.0	105.4	355.8	82.9	828.9	1386.0	2214.9	344.9	26.583	0.421	969.4	
40	HUAL440	3	440.0	96.5	354.1	155.2	1562.4	864.9	2427.3	246.6	14.499	0.283	696.4	
41	HUAL120	2	208.5	201.0	349.5	50.6	410.2	1755.8	2166.0	241.7	22.011	0.301	691.6	
42	SAM10	1	30.0	1392.2	348.3	272.6	1695.6	1040.2	2735.8	258.1	49.818	0.273	741.0	LOCUM10
43	SANTA120	13	100.9	409.4	344.5	195.1	1391.5	807.2	2198.7	579.2	35.811	0.697	1681.3	
44	TAMU70	2	50.7	809.4	342.2	202.0	1253.7	1131.2	2384.9	349.1	36.203	0.409	1020.2	TAMBO10
45	MAHA320	3	281.8	144.1	338.7	102.3	1026.6	1127.2	2153.8	267.1	19.702	0.337	788.6	
46	MAHA350	4	294.7	136.2	334.7	146.7	1472.0	820.8	2292.8	293.6	18.297	0.356	877.2	
47	FULA10	1	38.0	1044.2	330.9	330.9	2501.3	0.0	2501.3	456.1	21.370	0.522	1378.4	AGUA POTABLE
48	MAN310	1	353.9	110.0	324.6	68.7	689.7	964.5	1654.2	265.8	26.602	0.405	818.9	
49	APUR765	1	760.7	50.0	317.3	59.8	598.1	1369.7	1967.8	194.3	17.763	0.266	612.4	
50	MAN290	3	286.0	132.2	315.2	111.6	1113.5	803.8	1917.3	245.2	18.941	0.343	777.9	
51	APUR250	5	226.7	162.0	306.4	82.5	556.4	1441.6	1998.0	429.7	39.453	0.589	1402.4	
52	MJ10	1	16.6	2140.5	296.3	199.5	1239.8	574.0	1813.8	221.3	17.004	0.328	746.9	
53	YILCA170	8	69.4	505.9	293.0	151.7	1037.8	645.8	1683.6	139.9	37.925	0.637	1501.4	
54	MAJFS20	1	35.0	981.0	286.4	149.8	939.0	879.4	1818.4	247.4	29.442	0.370	863.8	APUI3
55	MAFU50	1	351.0	97.7	285.9	83.1	829.7	978.9	1808.6	555.7	49.411	0.834	1943.7	
56	MAN270	2	307.5	111.3	285.5	103.0	1011.5	725.8	1737.3	190.1	16.228	0.293	665.8	
57	MAHA270	3	262.0	130.2	284.6	117.4	1168.1	746.6	1914.7	211.5	16.022	0.306	743.1	
58	ALMAD10	2	249.0	131.7	273.9	178.9	1787.7	222.6	2010.3	259.8	16.049	0.367	948.5	
59	SANTA145	5	130.0	251.7	272.9	183.7	1578.7	273.4	1852.1	620.3	42.418	0.929	2273.0	
60	MAHA410	2	360.6	88.1	265.0	73.8	732.1	934.2	1666.3	207.2	20.270	0.337	781.9	
61	MAH320	2	358.5	88.3	263.9	95.4	945.0	663.0	1608.0	204.5	18.790	0.341	774.9	
62	APUR171	1	335.1	94.3	263.6	45.3	447.0	1187.1	1634.1	191.2	21.519	0.316	725.3	
63	INA30	8	63.3	495.9	261.8	228.6	1577.8	274.0	1851.8	455.0	31.125	0.690	1738.0	
64	MAHA300	2	269.0	113.1	253.7	51.4	515.1	1059.4	1574.5	178.1	19.929	0.305	702.0	
65	TULU50	7	82.5	353.2	243.0	79.5	544.1	966.6	1510.7	265.7	30.335	0.475	1093.4	
66	PUZ27	2	62.2	458.4	237.8	52.6	340.2	1133.5	1473.7	263.6	34.038	0.482	1108.5	
67	PISCU60	1	30.2	933.1	234.7	199.4	1237.5	608.1	1845.6	193.4	13.619	0.303	824.0	CHALO10
68	APUR173A	2	97.7	286.1	233.1	65.2	441.7	805.1	1246.8	411.2	57.132	0.846	1764.0	
69	MAFU60	1	365.0	75.3	229.3	41.5	418.5	1003.4	1421.9	216.5	27.574	0.411	944.2	
70	FULA20	1	32.0	854.3	228.0	228.0	1471.3	175.7	1647.0	325.2	22.571	0.558	1426.3	FULA10
71	APUR134	1	522.7	52.0	226.7	34.1	211.3	1193.6	1404.9	167.1	24.258	0.321	737.1	
72	URUBI50	2	59.0	440.3	216.7	174.9	1239.8	291.8	1531.6	348.0	29.525	0.640	1609.6	
73	APUR148	2	88.2	293.0	215.5	102.2	737.6	492.9	1230.5	319.3	38.060	0.681	1491.7	
74	FULA30	5	76.3	338.7	215.5	53.6	379.4	956.7	1336.1	213.9	29.244	0.432	922.6	
75	PIR10	2	250.0	101.8	212.2	101.2	1002.2	478.6	1480.8	267.9	25.307	0.506	1262.5	
76	MAJFS10	1	34.0	745.6	211.4	113.6	727.5	625.9	1353.4	190.6	32.301	0.534	901.6	APUTO
77	HUAL140	1	231.5	105.7	204.1	50.8	507.2	766.2	1273.4	147.9	19.491	0.314	724.6	
78	SANTA111	11	86.9	278.8	202.1	66.2	410.8	857.8	1268.6	233.4	32.601	0.498	1154.9	
79	GR150	3	31.8	755.0	200.2	200.2	1549.1	50.9	1600.0	171.7	12.794	0.312	857.6	AGRICULTURA
80	MAH250	2	162.0	147.3	199.0	35.7	685.3	486.8	1172.1	144.9	13.305	0.329	728.1	
81	FULA70	1	116.0	205.3	198.6	62.6	497.2	742.6	1239.8	331.0	44.711	0.722	1666.7	
82	MAHA230	2	222.6	106.1	196.9	36.3	381.0	729.4	1310.4	162.6	20.168	0.342	825.8	
83	PAM125	8	89.8	257.5	192.8	190.0	1636.2	17.7	1653.9	562.7	40.125	1.007	2918.6	
84	HUAL130	2	224.0	10										

Tabela 12

LISTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS  
 ORDENADO EN FORMA DESCENDENTE POR : PI CON 0.00 MM \$ PI \$= 5000.00 MM

RANK	PROYECTO	ALT.	QM (M**3/S)	HN (M)	PI (MM)	PG (MM)	EP (GWH)	FS (GWH)	FI (GWH)	INV (10**6 \$)	FFC (\$/MWH)	FFCI (-)	KESP (\$/KW)	PROYECTOS CONDICIONANTES
111	APUR100	3	70.9	260.8	154.3	50.7	373.2	407.5	780.7	241.8	49.163	0.779	1567.1	
112	CHALO10	8	17.1	1061.4	151.4	151.3	1325.3	0.0	1325.3	139.5	12.345	0.313	921.4	AGRICULTURA
113	APUR115	1	72.8	249.1	151.3	28.4	176.5	631.8	808.3	276.9	65.956	0.879	1830.1	
114	CHAL50	9	35.4	503.9	148.8	73.3	524.6	329.6	854.2	242.9	41.325	0.748	1632.4	
115	PALCA10	7	15.5	1143.3	147.8	111.9	715.2	205.5	920.7	275.2	39.464	0.807	1862.0	
116	MAN90	4	134.6	130.9	146.9	76.0	763.6	209.7	973.3	271.6	36.688	0.769	1848.9	
117	LAMU50	1	41.1	422.7	144.8	30.1	186.6	659.1	845.7	137.4	31.224	0.430	948.9	
118	TAMBO50	2	31.5	544.1	142.9	127.3	789.7	347.0	1136.7	120.1	39.779	0.307	840.4	TAMBO10
119	UCUNA60	1	86.5	197.3	142.4	57.1	450.5	312.4	762.9	415.3	80.308	1.398	2916.4	
120	YILCA120	6	46.1	367.7	141.4	90.4	663.5	211.0	874.5	453.4	69.154	1.397	3206.5	
121	PISCO80	2	47.1	359.7	141.2	86.3	535.6	409.6	945.2	216.8	20.233	0.634	1535.4	CHALO10
122	CHAN25	2	32.0	522.7	139.5	113.2	722.0	222.2	944.2	207.0	29.143	0.608	1483.9	
123	MAN170	8	138.6	120.6	139.4	64.6	648.5	239.3	887.8	160.1	24.457	0.491	1148.5	
124	POZ50	1	183.7	90.2	138.3	37.3	378.5	490.0	868.5	149.6	28.136	0.466	1081.7	
125	PAT120	1	22.5	735.3	138.0	110.4	717.7	223.5	941.2	246.7	34.887	0.728	1787.7	
126	STOM170	2	95.7	171.8	137.2	25.5	158.3	574.5	732.0	223.0	58.707	0.781	1625.4	
127	VNOTA90	2	94.4	165.5	130.3	59.5	538.1	238.4	776.5	347.9	62.090	1.193	2670.0	
128	CHANFT130	1	57.6	269.8	129.6	25.7	159.6	483.9	643.5	169.5	49.508	0.658	1307.9	
129	UCUNA75	1	20.0	772.3	128.8	69.8	464.5	176.6	641.1	312.3	66.254	1.218	2424.7	
130	PAT150	1	44.9	337.2	126.3	51.6	320.5	440.0	760.5	252.5	54.806	0.887	1999.2	
131	MARA250	2	244.7	61.6	125.6	12.4	126.2	652.3	778.5	97.3	25.241	0.337	774.7	
132	CASMA20	1	20.0	741.1	123.6	110.6	686.5	128.1	814.6	99.9	29.226	0.337	808.3	CASMA10
133	PALCA15	2	22.4	655.5	122.5	33.5	207.7	590.9	798.6	105.6	24.610	0.362	862.0	
134	FULA30	1	32.0	452.7	120.8	120.8	779.6	93.1	872.7	125.7	20.511	0.407	1040.6	FULA10
135	APUR240	6	221.0	65.0	119.8	24.3	239.4	541.9	781.3	98.2	22.580	0.345	819.7	
136	COLCA70	1	52.9	269.8	119.1	5.7	35.7	606.8	642.5	179.6	62.141	0.720	1508.0	
137	TAMBO60	4	31.5	449.7	118.1	105.2	652.6	286.8	939.4	109.2	54.041	0.585	1602.0	TAMBO10
138	MAN210	5	156.1	89.9	117.1	39.9	398.4	290.9	689.3	104.0	22.441	0.400	888.1	
139	PAUC280	5	72.0	191.7	115.1	66.2	493.1	289.9	783.0	261.4	48.063	0.927	2271.1	
140	CULCAB0	3	60.8	224.8	114.0	17.0	105.6	463.9	569.5	238.4	82.848	1.048	2091.2	
141	CHANF160	1	31.8	427.2	113.4	22.5	139.6	423.4	563.0	122.7	40.964	0.544	1082.0	
142	SANTA80	5	62.7	215.8	112.9	37.0	229.5	479.2	708.7	278.1	69.541	1.063	2463.2	
143	MAN140	4	123.0	110.0	112.8	70.1	703.5	91.0	643.1	168.8	26.440	0.596	1496.5	
144	LAMU30	1	34.2	394.7	112.6	32.1	215.7	427.4	643.1	171.9	46.943	0.701	1526.6	
145	CASMA10	2	20.0	672.4	112.2	88.0	574.3	170.7	745.0	269.8	44.712	0.930	2404.6	
146	APUR741	1	566.7	23.7	112.0	7.2	72.0	622.3	694.3	87.5	26.777	0.340	781.2	
147	URUBU250	1	236.4	56.8	112.0	33.4	337.8	374.0	711.8	109.4	24.453	0.418	976.8	
148	QXA20	9	11.5	1164.4	111.7	55.7	358.3	394.7	753.0	204.8	43.227	0.753	1833.5	
149	MARA370	1	338.0	39.5	111.4	11.4	114.4	575.9	690.3	86.3	25.147	0.337	774.7	
150	INA140	1	336.0	39.6	110.9	8.4	83.5	603.6	687.1	75.1	22.854	0.295	677.2	
151	APUR45	3	66.2	199.5	110.1	64.3	529.1	117.3	646.4	291.1	58.095	1.193	2644.0	
152	CHIL140	1	24.1	539.6	108.6	43.0	266.7	322.5	589.2	211.1	57.857	0.924	1943.8	
153	GLMU510	1	32.4	396.9	107.4	66.7	439.8	309.5	749.3	35.7	7.047	0.133	332.4	AGRICULTURA
154	ANTA27	2	33.9	379.5	107.3	40.9	279.2	306.4	585.6	254.4	69.014	1.123	2370.9	
155	PAT110	1	18.9	679.9	107.3	42.6	264.1	393.2	657.3	96.5	24.559	0.394	899.3	
156	APUR690	1	328.4	39.0	106.8	6.0	61.0	601.0	662.0	76.0	24.673	0.310	711.6	
157	PUCH20	9	28.8	440.9	105.9	53.6	363.2	241.7	604.9	333.2	80.745	1.446	3146.4	
158	HUAL50	1	23.4	542.1	105.8	65.3	431.8	196.0	627.8	220.2	48.751	0.933	2081.3	
159	YELL37	8	20.7	605.0	104.6	64.8	425.2	161.2	586.4	221.0	51.257	0.983	2112.8	
160	PUNA10	4	13.4	932.8	104.4	104.4	777.4	19.9	797.3	202.9	30.222	0.730	1943.5	
161	RAPAY20	1	17.8	701.5	104.3	28.2	174.8	489.3	664.1	159.0	44.453	0.651	1524.4	
162	CHANF80	1	31.8	382.2	101.5	20.1	124.9	378.8	503.7	93.9	35.020	0.465	925.1	
163	MARA200	1	162.0	75.1	101.4	26.2	265.4	398.5	663.9	75.1	18.952	0.310	740.6	
164	COTAH10	3	21.5	562.2	100.8	46.3	309.3	149.7	459.0	291.2	88.899	1.533	2888.9	
165	UTC70	1	88.5	135.8	100.2	57.3	576.4	132.3	708.7	239.2	43.672	0.948	2387.2	
166	URUM15	10	21.2	563.4	99.6	80.0	544.8	150.3	695.1	312.3	59.082	1.257	3135.5	
167	URAB10	3	9.6	1228.8	98.4	98.4	861.6	0.0	861.6	230.3	31.350	0.795	2340.4	
168	CHAN30	4	77.1	150.6	96.8	46.5	441.2	228.0	669.2	191.5	40.459	0.798	1978.3	
169	TABLA10	1	27.5	421.1	96.6	52.5	340.7	235.6	576.3	182.2	44.497	0.804	1886.1	
170	PUZ20	7	48.6	237.4	96.2	96.2	675.1	58.7	733.8	261.6	43.557	1.023	2719.3	
171	MARCA70	2	64.0	179.9	96.0	7.4	46.1	548.9	595.0	138.5	50.690	0.628	1442.7	
172	OCUNA80	1	89.7	127.9	95.7	22.1	164.0	278.8	442.8	208.2	80.481	1.144	2175.5	
173	ARMA30	2	9.4	1217.5	94.9	0.0	0.0	242.8	242.8	115.9	111.975	0.872	1221.3	
174	TAMBO30	1	31.5	359.7	94.5	84.1	522.1	229.4	751.5	231.1	69.478	0.893	2445.5	TAMBO10
175	CHAN20	1	15.7	719.4	94.0	25.4	157.4	440.8	598.2	153.8	47.755	0.699	1636.2	
176	VNOTA140	1	104.0	108.4	94.0	62.6	654.2	52.5	706.7	147.1	25.355	0.595	1564.9	
177	MARA50	3	32.4	346.2	93.4	52.3	352.1	162.7	514.8	227.9	61.667	1.148	2440.0	
178	SANTA60	3	52.0	214.8	93.2	65.2	470.5	175.9	646.4	194.7	35.399	0.728	2089.1	
179	CHICHA10	5	17.8	614.9	91.4	29.2	186.4	270.7	457.1	149.0	54.306	0.816	1630.2	
180	ARMA20	1	9.4	1164.0	90.8	0.0	0.0	232.1	232.1	97.4	98.425	0.767	1072.7	
181	COTAH20	4	30.3	359.7	90.8	0.0	0.0	316.7	316.7	105.1	77.074	0.682	1157.5	
182	PISCO70	1	30.2	359.7	90.5	76.9	477.1	244.2	721.3	102.0	14.716	0.410	1127.1	CHALO10
183	OYU10	2	5.7	1879.0	89.3	52.4	247.5	89.6	337.1	175.8	70.540	1.102	1968.6	
184	SANJU20	1	20.0	533.9	89.1	18.5	118.7	277.1	395.8	114.2	52.054	0.691	1281.7	
185	JORGE10	1	31.8	332.7	88.2	44.3	274.9	376.6	651.5	112.3	16.350	0.490	1273.2	CRIS10
186	CHANC10	1	9.2	1093.4	84.3	22.8	141.2	395.3	536.5	110.8	38.372	0.562	1314.4	
187	CHANF40	3	20.3	481.9	81.7	25.9	174.9	235.6	410.5	167.9	65.775	1.003	2055.1	
188	MARA120	2	93.6	104.4	81.5	20.5	206.5	236.9	443.4	88.5	31.925	0.515	1085.9	
189	TAMBO100	1	54.3	179.9	81.5	45.4	281.9	276.0	557.9	212.6	89.068	1.060	2608.6	TAMBO10
190	TAMBO80	2	54.3	179.9	81.5	45.4	281.9	276.0	557.9	356.0	114.596	1.775	4368.1	TAMBO10
191	TAMBO90	1	54.3	179.9	81.5	45.4	281.9	276.0	557.9	170.9	81.628	0.852	2096.9	TAMBO10
192	PAUC270	2	61.0	157.4	80.1	64.7	648.5	7.6	656.1	297.4	53.476	1.326	3712.9	
193	SANTA40	10	18.3	524.0	80.1	80.0	576.2	46.9	623.1	277.3	50.113	1.186	3461.9	
194	SAMA20	1	30.0	314.8	78.8	8.3	51.5	310.0	361.5	109.0	61.907	0.731	1383.2	
195	SAMA30	1												

LISTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS ORDENADO EN FORMA DESCENDENTE P <sub>PI</sub>														
RANK	PROYECTO	ALT. (M)	QM (M <sup>3</sup> /S)	HM (M)	PI (MW)	PI (Hr)	CON			PI (\$)	5000.00 MW	PROYECTOS CONDICIONANTES		
							FP (GWH)	FS (GWH)	FT (GWH)					
221	SUNDO30	5	13.2	583.2	64.2	49.9	338.7	54.4	393.1	293.7	94.154	2.007	4574.8	
222	SANJUI0	1	14.3	530.6	63.3	11.4	74.3	206.6	280.9	89.0	58.740	0.758	1406.0	
223	MARAI60	1	107.3	68.3	61.1	12.6	125.8	272.8	398.6	70.6	31.569	0.485	1155.5	
224	TAMBU20	1	24.2	302.6	61.1	61.1	529.8	3.7	538.5	235.0	79.019	1.291	3846.2	TAMBO10
225	UFUCA10	1	9.6	754.4	60.4	60.4	529.0	0.0	529.0	56.6	24.195	0.318	937.1	URAB10
226	SANJUS0	1	20.0	359.7	60.0	4.5	27.6	238.2	265.8	104.6	83.589	0.941	1743.3	
227	SANJU40	1	20.0	354.1	59.1	7.6	49.5	217.6	267.1	118.4	87.752	1.069	2003.4	
228	CHIN10	1	69.3	99.8	57.7	40.8	411.3	57.7	469.0	130.3	34.734	0.811	2258.2	
229	JCUNA05	1	19.6	351.0	57.4	21.3	155.8	100.2	256.0	236.4	134.648	2.214	4118.5	
230	PISCOU20	1	9.1	756.9	57.4	4.3	26.5	228.1	254.6	56.8	47.399	0.533	989.5	
231	CHIR10	1	26.0	264.1	57.3	18.9	125.6	330.4	456.0	80.8	32.597	0.515	1410.1	
232	CHAMA30	2	51.6	129.4	55.7	21.2	150.9	210.9	361.8	128.3	58.708	0.971	2303.4	
233	PALCA30	1	23.1	286.4	55.2	3.1	19.5	318.7	338.2	47.4	31.066	0.376	858.7	
234	CHUN20	1	30.6	214.8	54.8	35.4	255.0	103.7	363.7	193.4	73.337	1.465	3529.2	
235	HUAN10	2	19.1	343.1	54.8	54.8	405.7	40.7	446.4	284.4	78.307	1.861	5189.8	
236	CASMA50	1	24.3	269.8	54.7	44.3	274.8	101.0	375.8	125.5	43.881	0.867	2294.3	CASMA10
237	JFFFI10	1	123.0	53.3	54.7	9.0	89.7	249.4	339.1	85.4	46.724	0.679	1561.2	
238	MANI30	2	74.5	68.0	54.7	20.1	199.8	124.5	324.3	78.9	35.333	0.647	1442.4	
239	UFCS0	1	50.0	131.1	54.7	33.5	336.2	51.2	387.4	186.3	60.410	1.352	3405.9	
240	TAB10	1	75.0	86.9	54.3	24.7	248.5	176.3	424.8	95.4	33.221	0.649	1756.9	
241	PISCOU30	1	12.0	539.6	54.0	4.0	24.9	214.4	239.3	79.3	70.469	0.793	1468.5	
242	MARAI50	1	104.0	61.8	53.6	8.8	89.3	197.1	286.4	49.4	30.872	0.443	971.6	
243	RIMAC10	1	5.1	1253.1	53.3	53.3	338.9	82.4	421.3	199.6	61.529	1.373	3744.8	
244	JFQUE50	3	32.5	196.3	53.2	30.7	247.4	67.5	314.9	189.2	60.598	1.596	3556.4	JFQUE10
245	SANTA90	5	73.5	86.2	52.8	14.4	145.8	185.7	331.5	97.7	39.124	0.650	1850.4	
246	HUAL150	3	236.0	26.7	52.5	2.8	27.9	297.3	325.2	49.3	32.747	0.409	939.0	
247	PISCO40	1	16.9	361.4	50.9	0.0	0.0	229.6	229.6	50.7	51.820	0.532	996.1	
248	RIMAC20	1	27.0	224.8	50.6	10.3	64.0	202.1	266.1	95.7	63.534	0.717	1891.3	RIMAC10
249	TAMBU110	1	56.5	107.5	50.6	26.4	268.6	110.1	378.7	167.9	94.144	1.235	3318.2	TAMBO10
250	CHAL10	1	20.2	294.8	49.8	27.7	193.2	82.7	275.9	135.3	67.664	1.275	2716.9	
251	LAMB10	1	17.2	346.7	49.8	0.0	0.0	315.8	315.8	37.9	28.166	0.326	761.0	
252	VIL10	9	21.6	275.6	49.6	32.3	244.9	85.1	330.0	167.3	68.278	1.398	3373.0	
253	YNUTA200	1	109.0	53.5	48.6	8.9	120.3	171.5	291.8	55.4	31.565	0.507	1139.9	
254	JFQUE10	2	8.5	674.5	47.8	28.6	177.7	100.2	277.9	73.8	37.981	0.701	1543.9	
255	ANUA30	1	6.5	875.8	47.5	7.1	44.0	193.2	237.2	28.6	23.861	0.302	602.1	
256	CHIN20	1	77.2	73.4	47.3	34.9	352.3	32.5	384.8	73.3	23.323	0.556	1549.7	
257	PAMA20	1	7.2	765.8	46.3	0.0	0.0	133.7	133.7	71.0	124.603	1.012	1533.5	
258	CASHF110	2	5.4	1022.2	45.6	45.6	341.9	11.9	353.8	290.2	85.316	2.062	5364.0	
259	CHILCA20	2	50.6	105.5	44.5	20.9	189.4	80.3	269.7	256.8	27.359	2.549	5770.8	CRIS10
260	CHUN10	1	24.1	220.6	44.3	32.6	232.3	63.2	295.5	72.4	32.190	0.676	1634.3	
261	QUITRU20	2	20.4	257.5	43.8	29.1	198.3	78.6	276.9	140.4	73.293	1.455	3398.1	
262	YAUCA20	2	7.4	699.5	43.2	14.7	70.9	82.4	153.3	148.1	154.000	1.985	3428.2	
263	APURU90	1	69.6	73.7	42.7	3.4	94.1	119.8	213.9	81.8	62.207	0.958	1915.7	
264	ANUA10	4	6.5	786.7	42.6	42.6	373.5	0.0	373.5	111.2	34.906	0.886	2510.3	
265	MARCA40	1	32.4	156.9	42.4	16.7	167.4	115.1	282.5	248.6	129.631	2.428	5863.2	
266	CHAMA10	2	29.2	169.9	41.4	37.9	286.0	35.0	321.0	239.7	92.676	2.153	5789.9	
267	SANTA50	3	32.3	151.0	40.7	23.6	188.0	93.0	286.0	112.9	14.336	0.878	2774.0	
268	JFQUE60	1	33.0	144.9	39.9	18.4	139.7	69.6	209.3	133.7	60.493	1.627	3350.9	JFQUE10
269	CHAMA50	2	87.0	54.6	39.6	19.7	175.6	86.8	262.4	84.6	45.293	0.888	2136.4	
270	ICHU20	1	13.2	352.4	38.8	18.5	122.5	84.5	207.0	94.0	66.119	1.164	2422.7	
271	CHAMA40	7	51.6	89.9	38.7	6.1	37.9	213.2	251.1	127.4	103.499	1.388	3292.0	
272	ANUA20	1	6.5	687.9	37.3	5.6	34.6	151.7	186.3	19.1	20.279	0.257	512.1	
273	UKA30	7	16.1	264.5	35.5	23.3	172.8	76.8	249.6	141.9	78.817	1.594	3972.2	
274	ICAT10	1	23.6	179.9	35.4	35.4	227.2	27.7	254.9	148.7	21.534	1.648	4700.6	CHAL010
275	TACHA30	1	4.3	976.3	35.0	20.9	129.9	110.1	240.0	44.7	23.376	0.519	1277.1	
276	CULCA60	8	46.4	89.9	34.8	1.7	10.4	177.4	187.8	70.5	33.439	0.966	2025.9	
277	CULCA30	1	32.1	128.8	34.5	23.1	166.8	84.6	251.4	221.8	121.050	2.500	6429.0	APU10
278	SANTA70	1	13.1	303.7	33.3	19.7	137.4	86.4	223.8	161.0	97.133	1.753	4334.8	
279	VIZCA10	2	15.6	248.0	32.4	13.3	91.6	76.7	168.3	121.3	109.619	1.833	3746.9	
280	CHILCA10	4	7.0	527.9	30.8	21.0	139.3	39.5	178.8	178.2	131.587	2.630	5705.7	
281	PAMA10	1	3.5	1030.9	30.4	14.4	22.7	48.6	71.3	110.4	275.395	2.775	3631.6	
282	MARAU	2	56.1	64.0	29.9	8.8	87.7	97.3	184.9	41.3	35.531	0.601	1381.3	
283	JFQUE70	1	33.5	105.1	29.4	12.7	121.7	43.1	164.8	14.4	11.826	0.229	499.8	AGRICULTURA
284	VIL20	1	37.2	94.0	29.2	8.0	76.1	87.6	163.7	75.2	73.558	1.199	2575.3	
285	CHILCA30	2	51.9	67.3	29.1	10.8	110.6	58.1	168.7	102.3	18.794	1.607	3532.6	CRIS10
286	PACH10	1	15.4	223.7	28.7	9.6	64.5	89.8	154.3	85.0	91.111	1.416	2961.7	
287	SANJUS0	1	20.0	171.5	28.6	10.1	73.2	74.9	148.1	104.7	111.003	1.793	3660.8	
288	MUCHF20	3	5.8	582.8	28.3	1.3	7.8	117.9	125.7	50.0	87.821	0.951	1766.8	
289	TACHU10	6	19.0	172.1	27.3	27.3	238.8	0.0	238.8	300.3	141.224	3.583	11000.0	
290	APURU50	1	57.3	56.7	27.1	13.2	133.5	27.8	161.3	39.2	31.211	0.647	1446.5	
291	SAMA40	1	30.0	107.9	27.0	27.0	236.5	0.0	236.5	68.8	70.356	0.866	2548.1	LOCUM10
292	PISCOU10	1	9.1	353.1	26.8	15.4	111.5	33.7	145.2	109.0	124.395	2.411	5335.8	
293	SUNDO20	8	6.8	458.7	26.0	16.3	109.2	45.5	154.7	107.8	97.568	1.889	4273.1	
294	JFQUE20	4	8.5	360.8	25.6	15.7	97.1	57.9	155.0	68.4	39.825	0.801	1817.5	JFQUE10
295	JFQUE30	1	8.5	359.7	25.5	16.2	100.3	52.2	159.5	68.1	46.514	1.156	2670.6	JFQUE10
296	CHILL20	2	8.4	359.7	25.3	6.8	42.4	118.8	161.2	54.5	62.842	0.920	2154.1	
297	HUAN20	1	23.4	129.4	25.2	15.1	107.6	72.0	179.6	143.1	116.857	2.242	5678.6	
298	JFQUE40	3	17.2	171.0	24.5	12.6	92.8	41.0	133.8	114.7	64.799	2.215	4681.6	JFQUE10
299	PAMA101	1	44.8	64.7	24.2	8.9	89.5	50.5	140.0	56.3	57.518	1.061	2326.4	
300	CULCA40	1	32.1	89.9	24.1	13.5	34.1	80.5	164.6	131.3	142.337	3.043	7522.8	APU10
301	LLAU10	2	8.4	332.9	23.2	22.5	152.0	22.5	174.5	345.4	248.176	5.657	14889.7	
302	YAUCA10	2	5.4	507.3	22.8	7.8	38.6	35.1	73.7	182.7	372.865	4.128	8013.2	
303	TUTUR10	1	14.8	179.9	22.2	3.0	18.5	108.9	127.4	27.5	44.251	0.568	1238.7	
304	MAR70	2	58.8	44.3	21.7	8.4	85.0	49.1	134.1	37.0	39.578	0.742	1705.1	
305	CHAS10	1	14.2	180.5	21.4	19.6	141.0	19.2	160.2	114.7	89.307	2.043	5359.8	
306	CUHDF10													



# Anexa D - Studiu de caz

Tabela 14

SALIDA DE RESULTADOS PARA EL CATALOGO

KAL	IK	CM	ICF	QT	HN	PI	EP	ES	FP	FEC	PG	INVERSION	FEC1	CESP	KESP	DUR
(-)	(-)	(M/S)	(-)	(M/S)	(M)	(MM)	(GWH)	(GWH)	(-)	(\$/MMH)	(MM)	(10 \$)	(-)	(\$/MMH)	(\$/KW)	(AÑOS)
<b>PROYECTO CLMOS10</b>																
1	1	32.4	0.25	3.1	396.9	26.8	235.1	0.0	1.000	5.926	26.8	11.9	0.150	5.93	442.	2
1	2	32.4	0.50	16.2	396.9	53.7	439.8	29.8	0.999	5.393	53.7	20.9	0.132	5.22	399.	3
1	3	32.4	0.75	24.3	396.9	80.5	439.8	208.9	0.920	6.056	66.7	28.1	0.126	5.08	349.	3
1	4	32.4	1.00	32.4	396.9	107.4	439.8	309.5	0.797	7.047	66.7	35.7	0.133	5.59	333.	3
1	5	32.4	1.25	40.5	396.9	134.2	439.8	374.1	0.693	8.298	66.7	44.3	0.146	6.39	310.	4
1	6	32.4	1.50	48.6	396.9	161.0	439.8	416.5	0.607	9.158	66.7	50.6	0.151	6.93	314.	4
1	7	32.4	1.75	56.8	396.9	187.9	439.8	447.1	0.539	10.690	66.7	60.5	0.167	8.00	322.	4
1	8	32.4	2.00	64.9	396.9	214.7	439.8	456.8	0.482	11.589	89.0	66.5	0.161	8.61	310.	4
1	9	32.4	2.25	73.0	396.9	241.5	439.8	477.9	0.434	13.296	89.0	76.9	0.178	9.83	319.	5
1	10	32.4	2.50	81.1	396.9	268.4	439.8	484.4	0.393	15.334	89.0	89.2	0.197	11.32	332.	5
1	11	32.4	2.75	89.2	396.9	295.2	439.8	484.4	0.357	16.428	89.0	95.5	0.204	12.12	324.	5
1	12	32.4	3.00	97.3	396.9	322.1	439.8	484.4	0.328	17.897	89.0	104.1	0.214	13.21	323.	5
1	13	32.4	3.25	105.4	396.9	348.9	439.8	484.5	0.302	18.966	89.0	110.3	0.219	14.00	316.	5
1	14	32.4	3.50	113.5	396.9	375.7	439.8	484.5	0.281	20.757	266.9	120.7	0.237	15.32	321.	6
1	15	32.4	3.75	121.6	396.9	402.6	439.8	484.5	0.262	22.275	266.9	129.5	0.250	16.44	322.	6
<b>PROYECTO ENE40</b>																
2	1	1469.5	0.25	367.4	181.6	556.4	4873.5	0.0	1.000	14.541	487.0	604.2	0.369	14.54	1036.	7
2	2	1469.5	0.50	734.7	181.6	1112.9	9747.0	0.0	1.000	9.513	974.0	790.5	0.241	9.51	710.	7
2	3	1469.5	0.75	1102.1	181.6	1670.7	14633.1	0.0	1.000	7.878	1463.0	982.8	0.200	7.98	588.	7
2	4	1469.5	1.00	1469.5	181.7	2227.1	118650.8	61.6	0.959	7.512	1864.5	1196.4	0.188	7.50	537.	7
2	5	1469.5	1.25	1836.9	181.8	2785.1	118659.1	243.0	0.775	3.848	1265.8	1416.7	0.208	8.79	509.	7
2	6	1469.5	1.50	2204.2	181.8	3341.5	518655.3	364.4	0.650	10.383	1865.2	1667.5	0.230	10.28	499.	7
2	7	1469.5	1.75	2571.6	181.8	3899.1	818660.9	468.9	0.560	11.792	1866.1	1899.5	0.247	11.65	487.	7
2	8	1469.5	2.00	2939.0	181.8	4455.9	518657.7	561.3	0.492	13.458	2487.4	2170.3	0.251	13.10	499.	7
2	9	1469.5	2.25	3306.4	181.8	5014.0	818661.9	639.4	0.439	15.080	2488.4	2440.2	0.269	14.61	457.	7
2	10	1469.5	2.50	3673.7	181.8	5570.3	318659.1	717.0	0.397	17.015	2487.8	2758.6	0.292	16.70	495.	7
2	11	1469.5	2.75	4041.1	181.8	6128.4	818662.5	717.2	0.361	18.879	2488.5	3061.5	0.312	18.53	500.	7
2	12	1469.5	3.00	4408.5	181.8	6684.7	718660.2	717.1	0.331	21.290	2488.0	3452.0	0.340	20.90	516.	7
2	13	1469.5	3.25	4775.9	181.8	7242.5	818663.0	717.2	0.306	23.090	2488.6	3828.6	0.364	23.17	529.	7
2	14	1469.5	3.50	5143.3	181.8	7799.1	818660.9	717.1	0.284	26.877	7464.4	4359.0	0.408	26.92	559.	7
2	15	1469.5	3.75	5510.6	181.8	8357.3	318663.3	717.2	0.265	30.154	7466.0	4889.9	0.451	29.60	585.	7
<b>PROYECTO MARA500</b>																
3	1	893.7	0.25	222.4	158.1	294.7	2580.9	0.0	1.000	14.920	259.1	328.3	0.379	14.92	1114.	6
3	2	893.7	0.50	444.8	158.5	590.6	5173.0	0.0	1.000	10.189	518.1	449.4	0.259	10.19	761.	7
3	3	893.7	0.75	670.3	158.7	886.9	7767.8	0.0	1.000	8.006	778.4	530.2	0.203	8.01	598.	7
3	4	893.7	1.00	893.7	158.5	1181.3	8537.0	603.5	0.883	8.730	815.0	657.8	0.207	8.44	557.	7
3	5	893.7	1.25	1117.1	158.6	1477.5	8542.2	1004.1	0.738	10.181	855.8	785.0	0.225	9.65	531.	7
3	6	893.7	1.50	1340.5	158.7	1773.8	8546.2	1190.8	0.627	11.797	856.4	919.4	0.245	11.09	518.	7
3	7	893.7	1.75	1564.0	158.6	2068.1	8540.6	1320.4	0.544	13.667	855.5	1072.0	0.267	12.75	518.	7
3	8	893.7	2.00	1787.4	158.6	2364.4	8543.6	1431.7	0.482	15.464	1141.4	1220.7	0.269	14.55	516.	7
3	9	893.7	2.25	2010.8	158.7	2660.7	8546.2	1508.2	0.431	17.364	1141.9	1376.8	0.239	16.06	517.	7
3	10	893.7	2.50	2234.2	158.6	2954.9	8542.2	1577.9	0.391	19.471	1141.1	1549.0	0.312	17.95	524.	7
3	11	893.7	2.75	2457.7	158.6	3251.2	8544.3	1578.3	0.355	21.582	1141.5	1717.3	0.333	19.90	528.	7
3	12	893.7	3.00	2681.1	158.7	3547.6	8546.2	1578.6	0.326	23.764	1141.9	1891.3	0.354	21.91	533.	7
3	13	893.7	3.25	2904.5	158.6	3841.8	8543.1	1578.1	0.301	26.192	1141.3	2053.8	0.377	24.15	542.	7
3	14	893.7	3.50	3127.9	158.6	4138.1	8544.7	1578.4	0.279	28.540	3428.8	2271.1	0.406	26.32	549.	7
3	15	893.7	3.75	3351.4	158.7	4434.5	8546.2	1578.7	0.261	30.980	3425.0	2465.6	0.434	28.56	556.	7
<b>PROYECTO MARA570</b>																
5	1	2177.0	0.25	544.2	110.7	502.3	4399.5	0.0	1.000	11.940	439.9	447.8	0.303	11.94	892.	7
5	2	2177.0	0.50	1088.5	110.7	1004.6	8799.0	0.0	1.000	9.093	879.9	682.1	0.231	9.09	679.	7
5	3	2177.0	0.75	1632.7	110.7	1506.9	13198.4	0.0	1.000	8.706	1319.8	979.6	0.221	8.71	650.	7
5	4	2177.0	1.00	2177.0	110.7	2009.3	316733.2	62.3	0.954	9.147	1673.3	1107.3	0.229	9.13	651.	7
5	5	2177.0	1.25	2721.2	110.7	2513.5	516746.0	245.8	0.772	11.513	1673.3	1655.7	0.270	11.43	659.	7
5	6	2177.0	1.50	3265.5	110.7	3015.8	816743.7	368.6	0.648	14.151	1675.0	2042.3	0.313	14.00	677.	7
5	7	2177.0	1.75	3809.7	110.7	3518.1	116742.1	474.1	0.559	16.980	1674.7	2458.0	0.355	16.75	699.	7
5	8	2177.0	2.00	4354.0	110.7	4020.4	416741.0	567.5	0.492	20.017	2232.7	2905.2	0.371	19.69	723.	7
5	9	2177.0	2.25	4898.2	110.7	4522.7	716740.1	645.3	0.439	23.299	2232.5	3389.2	0.415	22.87	749.	7
5	10	2177.0	2.50	5442.5	110.7	5027.0	816746.0	725.2	0.397	26.806	2233.8	3909.9	0.459	26.25	778.	7
5	11	2177.0	2.75	5986.7	110.7	5529.3	316744.8	725.1	0.361	30.865	2233.5	4501.5	0.509	30.22	814.	7
5	12	2177.0	3.00	6531.0	110.7	6031.6	616743.7	725.1	0.331	35.520	2233.3	5180.0	0.566	34.78	859.	7
5	13	2177.0	3.25	7075.2	110.7	6533.8	816742.9	725.0	0.305	41.048	2233.1	5986.0	0.632	40.20	916.	7
5	14	2177.0	3.50	7619.5	110.8	7038.2	216747.0	725.2	0.283	47.817	6701.9	6974.8	0.725	46.82	991.	7
5	15	2177.0	3.75	8163.7	110.7	7540.5	516746.0	725.2	0.265	56.689	6701.3	8268.4	0.846	55.51	1097.	7
<b>PROYECTO INA200</b>																
4	1	857.0	0.25	214.2	189.2	338.1	2961.2	0.0	1.000	19.323	298.2	487.8	0.490	19.32	1443.	7
4	2	857.0	0.50	428.5	189.6	677.6	5934.6	0.0	1.000	11.656	598.3	589.8	0.296	11.65	870.	7
4	3	857.0	0.75	642.7	189.8	1017.4	8911.0	0.0	1.000	9.062	898.9	688.4	0.230	9.06	677.	7
4	4	857.0	1.00	857.0	189.6	1355.2	9877.6	653.2	0.887	9.275	995.8	806.8	0.221	8.99	595.	7
4	5	857.0	1.25	1071.2	189.7	1695.0	9885.3	1092.0	0.739	10.339	996.7	919.2	0.229	9.82	542.	7
4	6	857.0	1.50	1285.5	189.8	2034.9	9887.7	1297.1	0.628	11.539	997.4	1036.5	0.240	10.87	509.	7
4	7	857.0	1.75	1499.7	189.7	2372.5	9881.6	1443.8	0.545	12.928	996.4	1168.6	0.254	12.10	493.	7
4	8	857.0	2.00	1714.0	189.7	2712.4	9884.9	1572.8	0.482	14.348	1329.3	1305.3	0.250	13.36	481.	7
4	9	857.0	2.25	1928.2	189.8	3052.3	9887.7	1659.7	0.432	15.717	1329.9	1436.1	0.263	14.59	470.	7
4	10	857.0	2.50	2142.5	189.7	3389.9	9883.3	1719.4	0.391	17.261	1328.9	1582.3	0.278	15.97	467.	7
4	11	857.0	2.75	2356.7	189.8	3729.8	9885.6	1739.8	0.356	18.855	1329.4	1728.9	0.292	17.44	464.	7
4	12	857.0	3.00	2571.0	189.8	4069.7	9587.7	1740.2	0.326	20.420	1329.9	1872.8	0.306	18.89</		

## Anexa D - Studiu de caz

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
 CONSORCIO LAHMEYER - SALZGITTER  
 PROYECTO DE EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL

Tabela 15

CUADRO COMPARATIVO DE LOS 10 PROYECTOS PRIORITARIOS ANTES Y DESPUES DEL ESTUDIO DE DETALLE

PROYECTOS	ANTES DEL ESTUDIO DE DETALLE							DESPUES DEL ESTUDIO DE DETALLE						
	QM	QT	PI	ET	PG	INV	FEC	QM	QT	PI	ET	PG	INV	FEC
	(M3/S)	(M3/S)	(MW)	(GWH)	(MW)	\$*10**6	\$/MWH	(M3/S)	(M3/S)	(MW)	(GWH)	(MW)	\$*10**6	\$/MWH
ENE 40	1469.5	1469.5	2227	18712	1864	1197.7	7.5	1469.5	1469.5	2225	18692	1861	1229	7.7
MAN 250	282.5	282.5	434	2640	179	319.2	16.9	282.5	282.5	433	2631	178	319.7	16.9
MAN 270	307.5	307.5	286	1737	103	190.1	16.2	307.5	307.5	286	1737	103	203.7	17.4
URUB 320	624.2	624.2	941	7243	676	598.8	10.1	624.2	624.2	942	7246	677	598.5	10.1
MARA 440	428.8	428.8	629	4534	397	441.4	12.2	428.8	428.8	631	4548	399	444.5	12.2
INA 200	857	857	1355	10531	996	774.7	8.9	857	857	1355	10531	996	806.8	9.5
HUAL 90	149.5	149.5	801	5657	585	548.9	13.4	149.5	149.5	804	5673	586	557.5	13.5
HUA 20	24.8	24.8	185	1233	122	216.4	25.4	24.8	24.8	185	1233	122	216.4	25.4
MO 10	16.6	16.6	296	1814	200	221.3	17.0	16.6	16.6	296	1814	200	221.3	17.0
SAMA 10	30	30	348	2736	273	258.1	13.7	30	30	348	2736	273	258.1	13.7

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
 CONSORCIO LAHMEYER - SALZGITTER  
 PROYECTO DE EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL

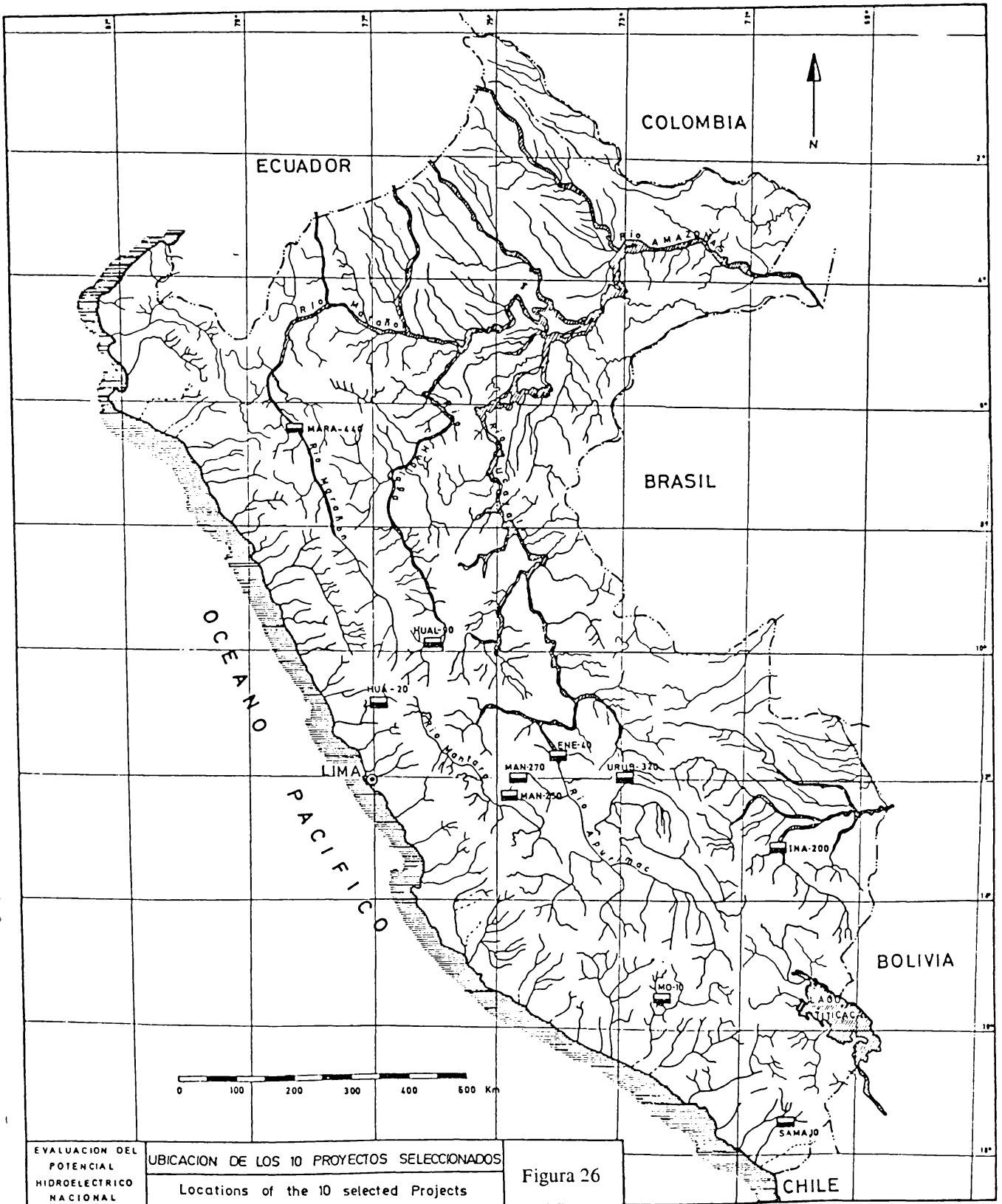
Tabela 16

INFLUENCIA DE LOS TRANSVASES HACIA LA COSTA DEL PACIFICO CON RELACION A LA ECONOMIA DE LOS PROYECTOS AFECTADOS

PROYECTOS	SIN TRANSVASE							CON TRANSVASE							
	QM	QT	PI	ET	PG	INV	FEC	QTR 1)	QM	QT	PI	ET	PG	INV	FEC
	(M3/S)	(M3/S)	(MW)	(GWH)	(MW)	\$*10**6	\$/MWH	(M3/S)	(M3/S)	(M3/S)	(MW)	(GWH)	(MW)	\$*10**6	\$/MWH
MAN 250	314.5	314.5	482	2914	194	331.6	16.0	32	282.5	282.5	433	2631	178	319.7	16.9
MAN 270	339.5	339.5	315	1917	113	221.7	17.2	32	307.5	307.5	286	1737	103	203.7	17.4
MAN EXIST 2)	186	186	1238	7555	550	696.9	14.8	32	154	154	1021	6233	459	610.8	15.7
RESTITUC. 2)	186	186	395	2244	237	118.1	7.5	32	154	154	327	1858	196	101.2	7.7
ENE 40	1540	1540	2332	19556	1947	1268.6	7.6	70.5	1469.5	1469.5	2225	18692	1816	1229	7.7
TOTAL			4762	34186	3041	2636.9					4292	31151	2797	2464.4	
MARA 440	460.6	460.6	678	4840	422	458.9	11.9	31.8	428.8	428.8	631	4548	399	444.5	12.2

1) - CAUDAL DE TRANSVASE CONSIDERADO

2) - LA CENTRAL HIDROELECTRICA EXISTENTE DE ANTUNEZ DE MAYOLO Y EL PROYECTO RESTITUCION SE HA ANALIZADO COMO UN CASO TEORICO PARA DEMOSTRAR LA PERDIDA DE ENERGIA Y POTENCIA DEBIDA AL TRANSVASE

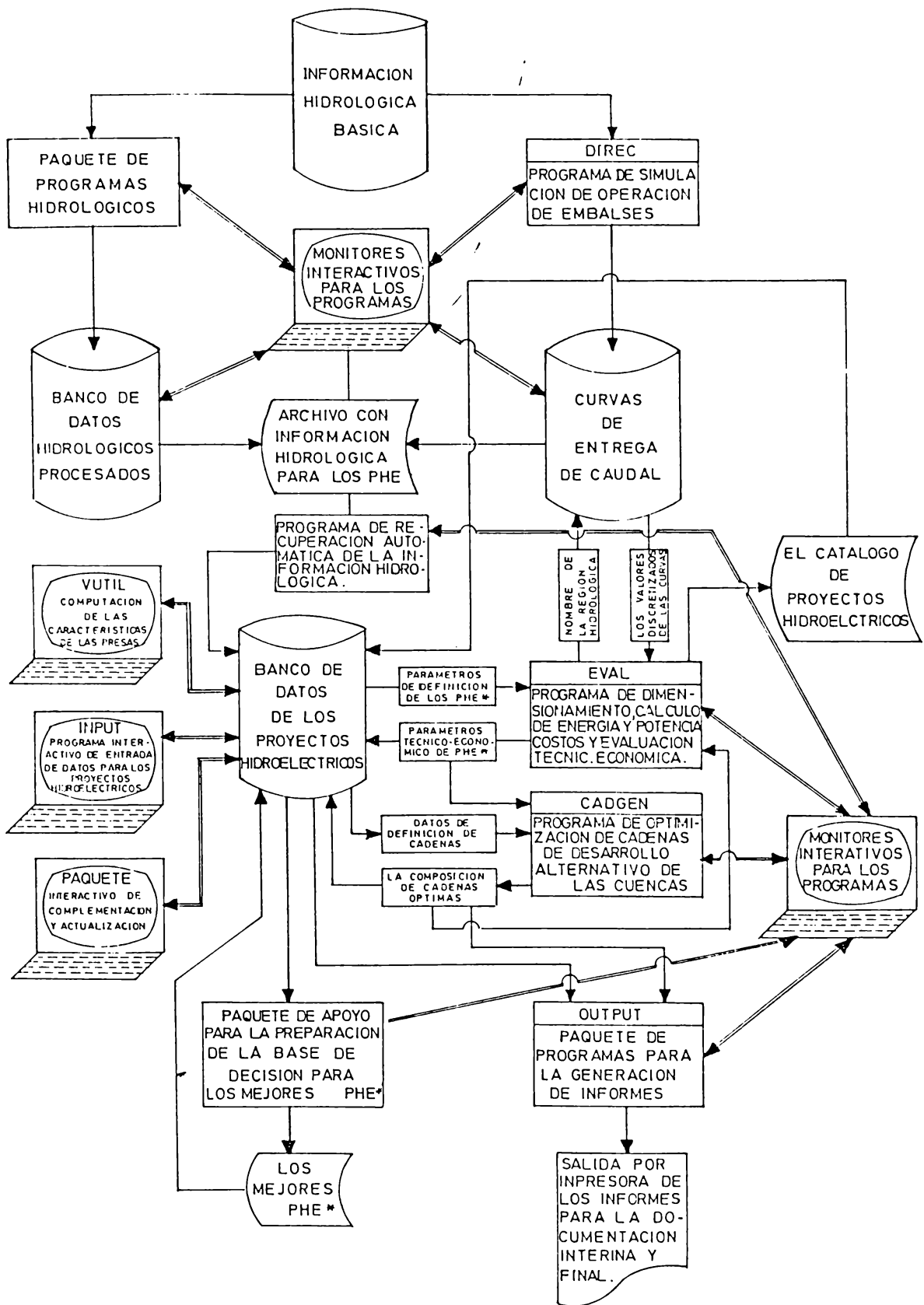


### 4.6 Utilizare Calculatoarelor Electronice

În proiectul de evaluare a potențialului hidroelectric al republicii Peruvane s-a făcut uz foarte intens de calculatoare electronice. În faza finală a proiectului s-a lucrat cu două minicalculatoare de tip Data General ECLIPSE S/200 și NOVA 4X, cu patru terminale, 2\*256 KB de RAM, două discuri fixe de 20 de MB fiecare, banda magnetică de 800/1200 bpi, lector de cartele perforate, imprimantă de 300 lpm, etc. Acest sistem a costat cca. 150.000 US\$ și a fost donat în mare parte de Guvernul Republicii Federale Germane prin Societate de Cooperare Tehnică - GTZ.

- Creare bazei de date hidrologice.
- Calculul volumelor de baraj, al lacului de acumulare, a lungimii deversorilor și a tunelelor de deviație.
- Recuperarea și transferarea altor programe și a datelor hidrologice.
- Calculul debitelor relevante pentru dimensionare proiectelor hidroelectrice: Debit mediu, debite de viitură, debit minim.
- Calcule de inginerie de resurse hidraulice pentru determinarea valorilor caracteristice de energie și putere.
- Creare bazei de date ale proiectelor hidroelectrice.
- Calcule complementare pentru dimensionarea și evaluarea costurilor elementelor hidroelectrice:
  - Calculul efectului de ferestre pentru construcția tunelelor și galeriilor sub presiune.
  - Reactualizare cotei de ieșire a apelor de la centralele hidroelectrice.
  - Calculul investiției în terenuri de expropriere datorită lacurilor de acumulare.
  - Considerarea factorilor geologici și de material de construcție pentru calcularea costurilor elementelor proiectelor hidroelectrice.
  - Considerare costurilor speciale și a beneficiilor secundare ale proiectelor hidroelectrice.
  - Reactualizarea costurilor liniilor de transmisiune.
  - Considerare efectului de reglare adițională a debitelor prin utilizarea lanțurilor de lacuri de acumulare.
- Dimensionare și calculul energiei și puterii unui proiect hidroelectric.
- Optimizare lanțurilor hidroelectrice alternative.
- Prepararea bazei de decizie pentru selecționarea proiectelor pentru următoarele etape de planificare.
- Prepararea datelor de intrare pentru următoarele faze de planificare.
- Generare rapoartelor, a tabelelor și desenelor respective.

În figura 27 se poate observa fluxul de informație și logica sistemului informatic utilizat.



EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL

FLUJO DE INFORMACION UTILIZADOS PARA LA DEFINICION Y EVALUACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Figura 27

### 4.7 Avantajele Metodologiei Utilizate

Metodologia utilizata prezintă următoarele avantaje:

- Hidrologia și ingineria de resurse hidraulice se face în formă independentă de definiția, dimensionarea și evaluarea costurilor unui proiect hidroelectric.
- Datelor de hidrologie și de inginerie a resurselor hidraulice se pun la dispoziția programului automat de dimensionare a elementelor și calculul costurilor prin intermediul unei baze de date comune. Aceasta înseamnă că inginerul proiectant nu trebuie să se preocupe de aspectele complexe legate de determinarea valorilor de hidrologie și de inginerie de resurse hidraulice.
- Aceasta metoda permite definiția și evaluarea tehnică și economică a unui număr foarte mare de alternative de proiecte hidroelectrice.
- Inginerul proiectant se concentrează la executarea activităților care cer o gândire creativă lăsând operațiile repetitive și laborioase pe seama calculatorului.
- Cu aceasta metodologie se poate lucra în definiția și evaluarea proiectelor hidroelectrice și cu personal puțin experimentat, datorită faptului că o serie de criterii de planificare, dimensionare și evaluare a costurilor sînt rezolvate de către calculator.
- Cu aceasta metodologie, în care activitățile de rutină și laborioase se execută în mod automat, este posibil să se analizeze mult mai multe situații decît prin metodele tradiționale. Astfel se mărește probabilitatea de a se găsi soluții evident mai economice și mult mai elaborate. Multe din metodele introduse cu acest studiu sînt evidente, însă volumul enorm de calcule repetitive, tipice pentru metodologia sofisticată utilizată, nu s-ar fi putut realiza în mod manual.

## 5 Planificarea Expansiunii Sistemelor Electrice Hidro-Termice

Determinare potențialului hidroelectric național are ca obiectiv principal, în afară de a da o informație cantitativă și calitativă în legătură cu bogăția țării din punct de vedere energetic, stabilirea ofertei de energie hidroelectrică pentru a fi luată în considerare la acoperirea cererii de energie electrică viitoare.

În această fază de planificare se stabilește dacă un anumit proiect se va construi sau nu, cînd se va construi și în ce moment al perioadei de planificare considerate.

În prezentul capitol se vor trata în mod succint criteriile de planificare, factorii ce trebuie luați în considerare și metodele de calcul folosite pentru efectuarea acestor tipuri de calcule.

În continuare se vor defini elementele luate în considerare pentru planificarea expansiunii sistemelor electrice interconectate.

### 5.1 Perioada de Planificare

Perioada de planificare luată în considerare pentru planificarea sistemelor electrice mixte hidro-termice este în general de 25 de ani. De la începutul acestei perioade se consideră o creștere permanentă a cererii de energie în funcție de caracteristicile pieței respective. Detalii referitoare la proiectarea cererii de energie electrice se explică în paragraful respectiv prezentat în continuare.

Perioada totală de analiză considerată pentru planificarea expansiunii sistemului hidro-termic este

de 50 de ani. Aceste cifre sînt de acord cu recomandările băncilor internaționale de dezvoltare, ca de exemplu Banca Mondială (IBRD - Internațional Bank for Reconstruction and Development), Banca Interamericana de Dezvoltare (IDB) și KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau).

Această durată relativ lungă de planificare și analiză are ca obiectiv să permită compararea alternativelor de generare electrică pentru diferite caracteristici de producție și perioade de viață utilă. Perioadele de viață utilă variază într-un rang relativ mare: centralele hidroelectrice 50 de ani, centralele termoelectrice de bază 30 de ani, anumite centrale termoelectrice de factor de putere mijlociu 20 de ani, turbinele de gaz pentru acoperirea sarcinilor de vîrf 15 ani, etc.

Dupa terminarea perioadei de planificare de 25 de ani - pentru care se iau decizii de construcție - valorile de energie și putere se mențin constante. Această simplificare este general acceptată și are ca obiectiv simplificarea calculelor, pentru o perioadă de timp îndepărtată pentru care ipotezele de calcul și datele considerate își pierd oricum din valabilitate.

### 5.2 Proiectarea cererii de putere și energie

Pentru evaluarea cererii de energie electrică viitoare s-au efectuat proiecții de tip național, sectorial și regional. Proiecțiile de tip național s-au făcut efectuîndu-se corelații între indicatorii macroeconomici și consumul de energie electrică. Unul din indicatorii cei mai utilizați a fost produsul social brut al țării.

O analiză specială s-a dedicat proiectelor cu caracter industrial și de exploatare minieră.

Cererea de energie s-a determinat pe regiuni concentrînduse pentru facilitarea calculelor în așa numite centre de consum de energie electrică.

În general s-a operat cu trei proiecții pentru cererea de energie: o proiecție înaltă, una mijlocie și una joasă. Optimizarea de bază pentru luarea deciziilor de investiție s-a luat cu ajutorul proiecției mijlocii - a celei mai probabile - iar cu ajutorul celorlalte două s-au efectuat așa numite analize de sensibilitate a modelului de optimizare folosit. Analiza de sensibilitate se execută în general pentru a se cunoaște rangurile de diferențe posibile în relație cu soluția propusă pentru a se putea calibra modelul de optimizare în mod adecvat pentru operațiile viitoare ce trebuiesc executate.

### 5.3 Oferta de Generare de Energie Electrică

Obiectivul principal al planificării expansiunii sistemului hidrotehnic este de a găsi forma optimă de a acoperi cererea de energie cu oferta de producție de energie. Oferta de generare de energie electrică se compune din următoarele categorii:

- Centrale existente hidroelectrice și termoelectrice.
- Catalogul de proiecte termoelectrice.
- Catalogul de proiecte hidroelectrice.
- Catalogul de proiecte termonucleare.
- Catalogul de proiecte geotermice.
- Catalogul de proiecte de acumulare prin pompare.

## Anexa D - Studiu de caz

---

Informațiile necesare pentru considerarea adecvată a elementelor de ofertă de generare electrică menționate sînt următoarele:

- Puterea instalată în MW
- Puterea garantată în MW
- Energia primară GWh/An
- Energia secundară GWh/An
- Factorul de putere în %/100
- Durata de viață utilă în Ani
- Durata de construcție în ani
- Investiția anuală pentru fiecare an al perioadei de construcție în US\$
- Fluxul investițiilor în US\$
- Investiția necesară pentru efectuarea proiectării în % ale investiției directe
- Costurile anuale de întreținere în % ale investiției directe
- Costurile specifice de generare a energiei în US\$/MWh
- Investiția anuală în US\$/An
- Perioada minima necesară pentru punerea în operație a proiectului, considerînd timpul necesar pentru cercetări de teren, executarea cartografiei de detaliu, efectuare geologiei de detaliu, planificarea și construcția propriu zisă în ani.

Bineînțeles că pentru diferitele categorii de proiecte menționate anumite date tehnice și economice au diverse interpretari. De exemplu costurile specifice de generare a energiei sînt zero pentru proiectele hidroelectrice și au diferite valori pentru centralele termoelectrice în funcție de tipul, factorul de putere caracteristic, investițiile pentru centralele existente este zero, etc.

Datorită faptului că analiza efectuată consideră că centrele de consum de energie electrică sînt raspîndite pe suprafața întregii țări și că punctele unde se generează energia electrică se găsesc la fel raspîndite, este necesar să se prevadă un sistem de transmisie inelar sau ramificat pentru o repartiție adecvată a energiei electrice. Pentru o corectă efectuare calculului de repartiție a energiei electrice este necesar să se considere:

- Liniile de transmisie existente.
- Catalogul de proiectelor de linii de transmisie.

Pentru aceste categorii datele de intrare sînt următoarele:

- Lungimea liniei de transmisie în Km
- Durata de viață utilă în Ani
- Voltajul liniei în KV



## Anexa D - Studiu de caz

- Durata de construcție în Ani
- Fluxul investiției anuale pentru fiecare an al perioadei de construcție în US\$/an
- Anualitatea investiției în US\$/An

### 5.4 Funcția Obiectivă de Optimizare

Funcția obiectivă generală folosită pentru optimizare expansiunii sistemului interconectat hidrotermic este următoarea:

$$VP = \sum_{T=1}^{TE} \left[ \sum_{J=1}^{JE(T)} (CH(J,T) + O_{MH}(J,T) + \sum_{I=1}^{IE(T)} (CT(I,T) + O_{MT}(I,T) + b(I,T) \cdot E(I,T)) + \sum_{K=1}^{KE(T)} (CL(K,T) + O_{ML}(K,T)) \right] \cdot (1 + TD)^{-T} \rightarrow Min$$

unde:

TE - Numărul total al anilor perioadei de analiză

JE(T) - Numărul total de proiecte hidroelectrice existente în sistem într-un anumit an T.

IE(T) - Numărul total de proiecte termoelectrice existente în sistem într-un anumit an T.

KE(T) - Numărul total de tronsoane de linie de transmisie existente în sistem într-un anumit an T al perioadei de planificare.

CH(J,T) - Valorile investițiilor și reinvestițiilor anuale ale proiectelor hidroelectrice distribuite pentru fiecare an al perioadei de construcție.

CT(I,J) - Valorile investițiilor și reinvestițiilor anuale ale proiectelor termoelectrice distribuite pentru fiecare an al perioadei de construcție.

CL(K,T) - Valorile investițiilor și reinvestițiilor anuale ale proiectelor de linii de transmisie distribuite pentru fiecare an al perioadei de construcție.

O<sub>MH</sub>(J,T) - Costul mediu anual de operare, întreținere, reparații, materiale, salarii și administrative pentru centralele existente și proiectele hidroelectrice.

O<sub>MT</sub>(I,T) - Costul mediu anual de operare, întreținere, reparații, materiale, salarii și admin-

istrative pentru centralele existente și proiectele termoelectrice.

OML(K,T) - Costul mediu anual de operare, întreținere, reparații, materiale, salarii și administrative pentru liniile de transmisie existente și proiectele de linii de transmisie.

b(I,T) - Costurile specifice de producție a energiei termice.

E(I,T) - Energia anuală produsă de centralele termice existente și de proiectele termoelectrice.

TD - Dobânda pentru fondurile imprumutate.

$(1 + TD)^{-1}$  - Factorul valorii actualizate a investiției.

Aplicarea funcției obiectiv mai sus prezentate s-a făcut considerându-se următoarele ipoteze:

Costurile anuale de investiție pentru centrale de generare și linii de transmisiune s-au considerat la începutul fiecărui an al perioadei de construcție.

Pentru centralele și liniile de transmisie s-au considerat costurile fixe de operare și mentinere în mod distribuit.

Centralele și liniile de transmisie existente s-au retras din sistem după numărul de ani corespunzător duratei de viață utilă remanente.

Pentru proiectele noi a căror intrare în operație s-a decis ca rezultat al procesului de optimizare se prevede o reinvestiție egală cu investiția inițială. Această investiție se consideră în anul următor perioadei de viață utilă a proiectului.

Puterea garantată a sistemului de generare disponibil trebuie să fie egală sau mai mare ca cererea de putere a sistemului interconectat plus pierderile de transmisie respective în orice moment al planificării.

Se efectuează o generare hidro-termică optimală de așa maniera ca să nu se piardă energia hidrolică disponibilă și să se minimizeze cheltuielile de generare termoelectrică. Cheltuielile anuale pentru generarea energiei termice se consideră în formă anuală distribuită.

Dat fiind ca în toate alternativele de expansiune a sistemului electric analizate se acoperă întodeauna aceleași valori de energie și putere nu se iau în considerare beneficiile rezultate din generarea de energie electrică, acestea fiind egale pentru toate cazurile. În consecință funcția obiectiv mai sus definită este valoarea prezentă a tuturor investițiilor efectuate pentru fiecare an al perioadei de analiză.

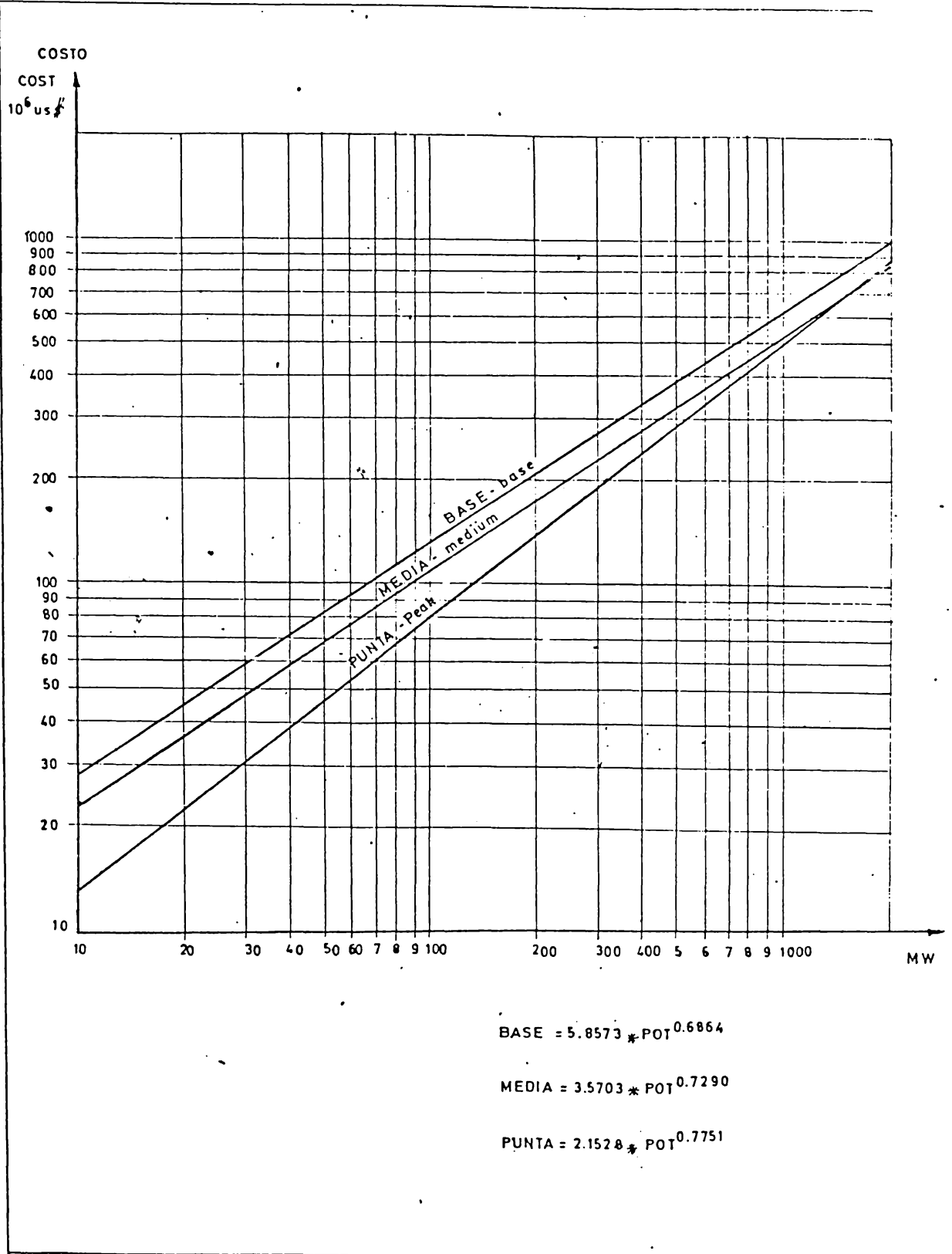
Pentru o adecvată considerare a aspectelor macroeconomice corelate cu expansiunea sistemelor electrice pe nivel național s-a făcut o diferențiere a investiției în mână de lucru necalificată, monedă națională și în valută. Această analiză a permis să se dea prioritate acelor alternative de expansiune care au asigurat reducerea șomajului și minimizarea cheltuielilor în valută.

### 5.5 Metodologia de Optimizare folosită

Metodologia folosită s-a adecvat problematicii complexe prin implementarea modulară interrelaționată și iterativă a unei serii de modele matematice acoperind ariile de:

- Proiectare a cererii de energie și putere.
- Optimizare globală-simplificată a expansiunii sistemului electric național. Pentru acest obiectiv s-a folosit un model de programare liniară pentru care s-au liniarizat atât datele ofertei cât și ale cererii de energie. Dat fiind ca modelul matematic rezultat este foarte complex nu s-au putut considera datele problemei la o precizie de calcul foarte mare. În consecință s-au redus datele problemei la etape multianuale de dezvoltare și la șase proiecte globale: trei proiecte globale hidroelectrice și trei proiecte globale termoelectrice. Curbele de durată de putere a sistemului s-au liniarizat în formă de cinci trepte. În figurile 28, 29 și 30 se poate observa în mod grafic cum s-au liniarizat datele acestei probleme de optimizare globală. Influența liniilor de transmisie s-a considerat numai în mod global simplificat. Rezultatul acestui proces de optimizare globală a fost o soluție liniară de referință. În acord cu această soluție s-a considerat ca idee globală ce tip de centrală - hidroelectrică sau termică de bază, încărcare medie, sau de vîrf - este recomandabilă să se instaleze în fiecare perioadă de planificare. Această combinație de tipuri de generare electrică se numește "Power Mix". Această soluție nu poate fi folosită pentru a decide în formă concretă punerea în operare a proiectelor, ci dă o soluție globală de referință pentru optimizarea de detaliu prin simulare, care se efectuează în proxima etapă.

Anexa D - Studiu de caz



OPTIMIZACION DE LA EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	EJEMPLO DE REPRESENTACION DE LA CURVA DE COSTOS EN ESCALA LOG-LOG	Figura 28
	Example of cost curve representation in log log scale	

DEMANDA DE POTENȚĂ Y GENERACION DEL SISTEMA

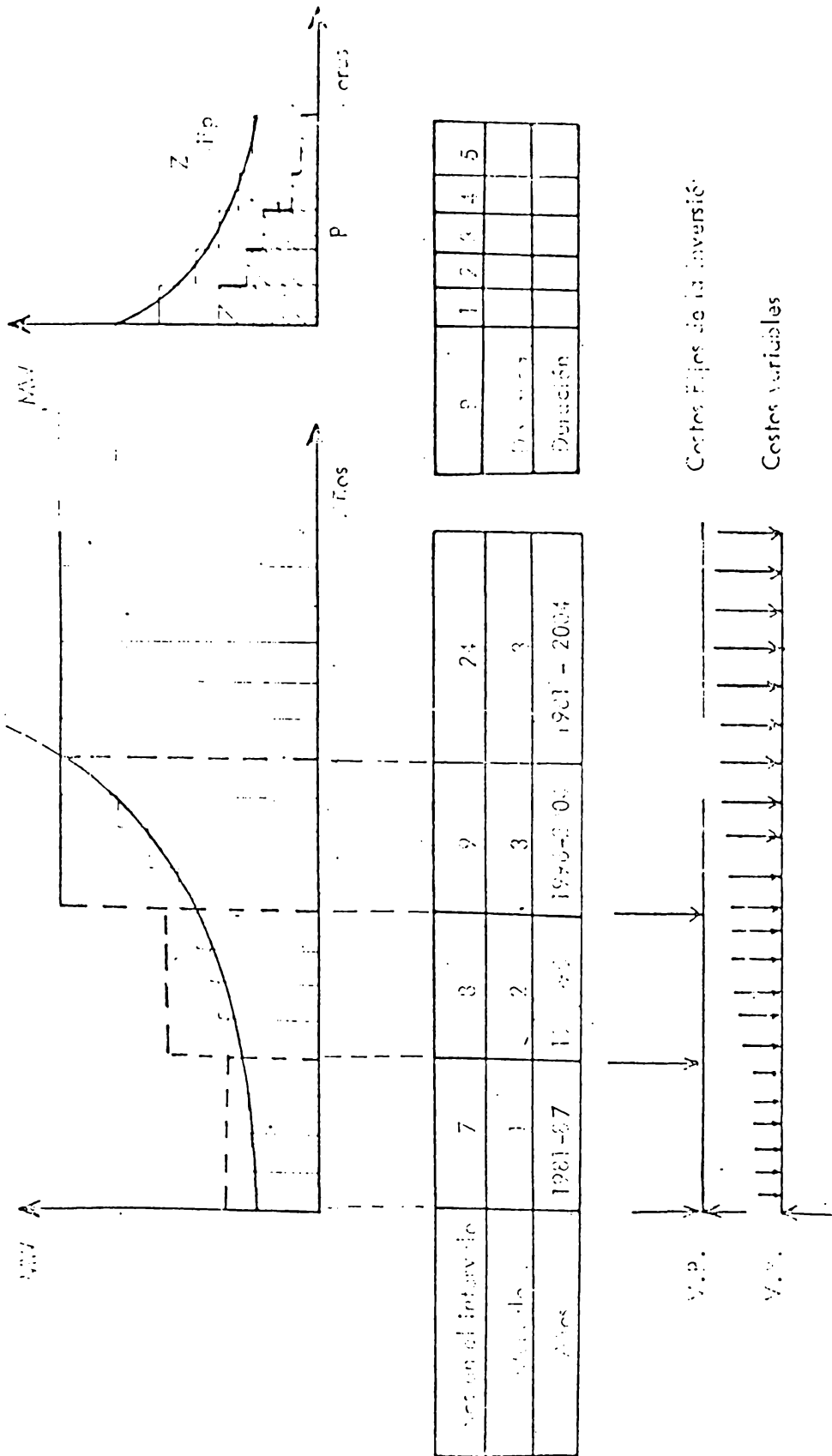
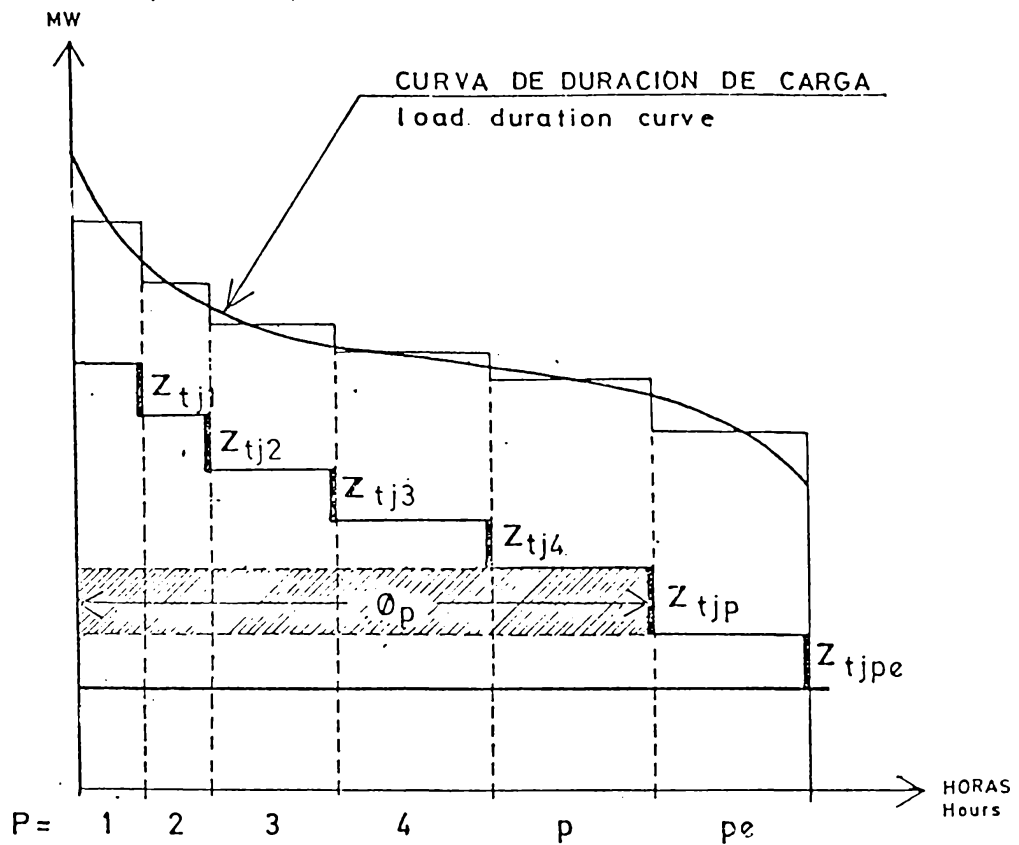


Figura 29 - Modelul de Optimizare Globală soluționat cu ajutorul Programării Liniare (Simplex)

Anexa D - Studiu de caz



PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA POR PLANTA  
Yearly energy production per plant.

$$E_{jt} = \sum_{p=1}^{pe} \phi_p \cdot Z_{tjp}$$

COSTOS DE PRODUCCION DE ENERGIA.  
Energy production costs

$$CV_{jt} = \phi_j \cdot E_{jt}$$

OPTIMIZACION DE LA EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	CURVA DE DURACION DE CARGA ANUAL	Figura 30
	Annual load duration curve	

## Anexa D - Studiu de caz

---

- Optimizarea de detaliu - folosind metode de simulare. Folosind ca referință soluția globală obținută în pasul anterior s-a efectuat optimizare de detaliu prin simularea expansiunii sistemului. O mare cantitate de secvențe de dezvoltare a sistemului electric interconectat s-au analizat, luându-se în considerare aspectele de operație interconectată a lacurilor de acumulare și optimizarea transportului de energie electrică. Simularea alternativelor de expansiune a sistemului de generare electrică s-a făcut considerându-se "Power-Mix"-ul determinat în pasul de optimizare globală a sistemului. S-au folosit o serie de strategii de generare a alternativelor de acoperire a cererii de energie și putere. Una din strategii a folosit formula empirică a lui Tsou-Mitten, care dă o indicație referitoare la prioritatea de construcție a centralelor hidro-electrice. Formula Tsou-Mitten originală are următoarea expresie matematică:

$$R = (a + m + C(PF) * ET - b) * ((1 + TD)^{TR}) / ((1 + TD)^{TR-1})$$

unde:

a - anuitatea investiției în  $10^6$  US\$

m - costul anual de operare și mentinere a proiectului în  $10^6$

C(PF) - costul mediu de producție al energiei termice în US\$/GWH. Pentru proiectele hidroelectrice acest parametru este zero.

ET - Producția anuală de energie în GWh

b - Beneficii secundare anuale în  $10^6$  US\$

TD - Dobânda anuală în %/100

TR - Durata în ani de acoperire a curbei de creștere a puterii sistemului pentru proiectul respectiv. Pentru calculul lui TR s-a considerat puterea garantată.

Expresia  $(a + m + C(PF) * ET - b)$  reprezintă costurile anuale ale proiectelor în  $10^6$  US\$.

Proiectul care are valoarea R cea mai mică are conform cu această formulă prioritatea cea mai mare de a fi construit.

Altă strategie a fost formula parametrică a lui Tsou-Mitten. Variațiunea parametrică s-a dat valorilor relative ale generării de energie primară și secundară. A treia strategie de determinare a priorității de construcție a proiectelor hidroelectrice a fost factorul economic de comparare FEC cu variație parametrică pentru valoarea relativă a energiei primare și secundare.

Pentru stabilirea alternativei optime s-au generat și evaluat câteva mii de posibilități de acoperire a cererii de putere și energie electrică. Pentru evaluarea cât mai exactă a aspectelor de generare hidro-termică optimă s-au folosit metode detaliate de inginerie de resurse hidraulică.

Pentru sistemele de transmisie electrică s-au executat calcule succesive ale fluxului de putere, pe baza cărora s-a executat optimizarea investiției în ceea ce privește liniile de transmisie în mod iterativ. Procesele relative la optimizarea de detaliu s-au executat în mod iterativ considerându-se în mod permanent aspectele de influență reciprocă a acestor procese.

În figura 31 se poate observa în mod schematic logica sistemului de optimizare utilizat și fluxul de informație corespunzător. În figura 32 se pot observa rezultatele planificării expansiunii sistemului național interconectat al Guatemalei. În aceasta diagrama sînt reprezentate cele trei curbe de cerere de putere și alternativa recomandată pentru secvența de proiecte hidro-termice necesare pentru satisfacerea cererii mijlocii.

Figura 31

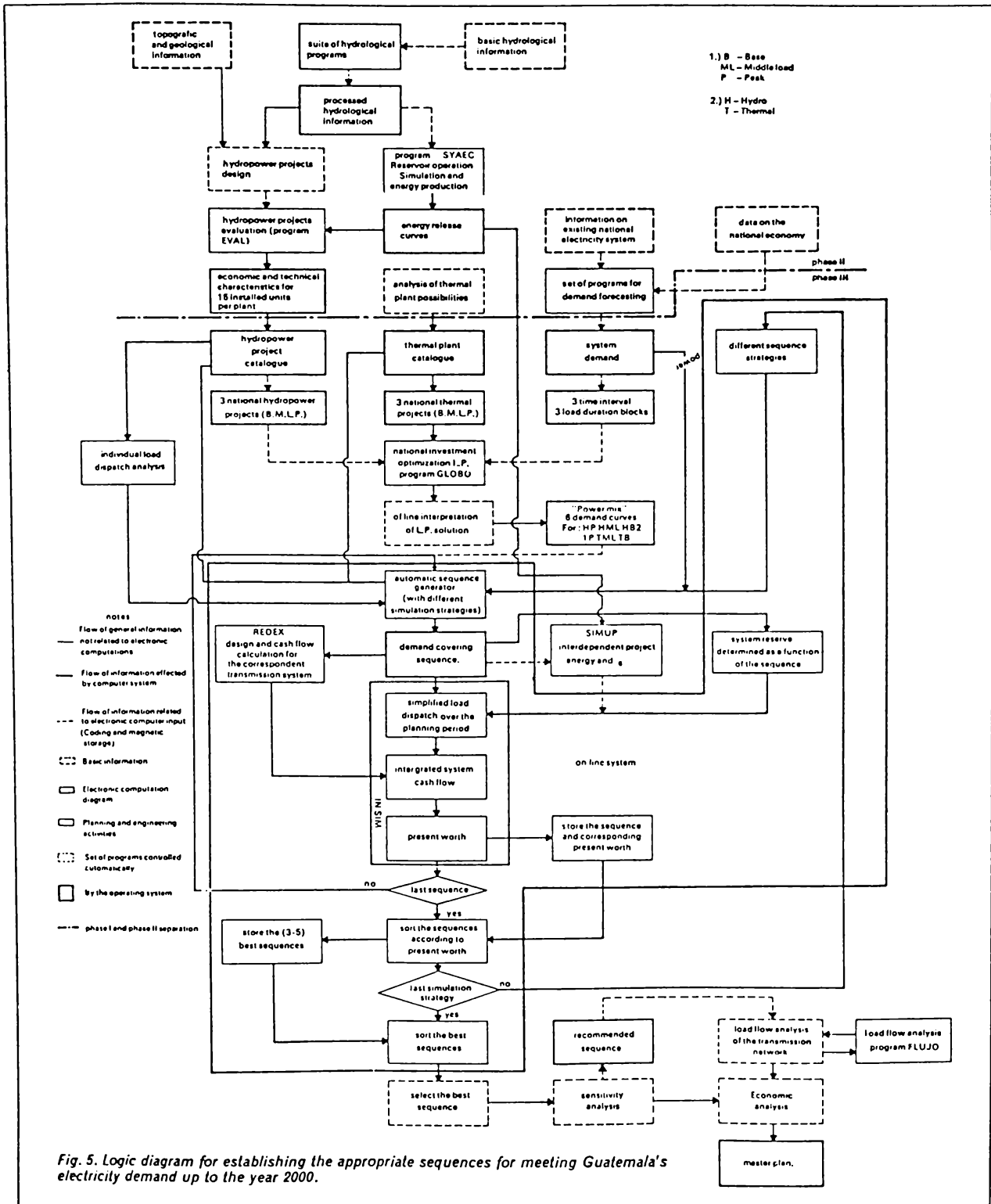
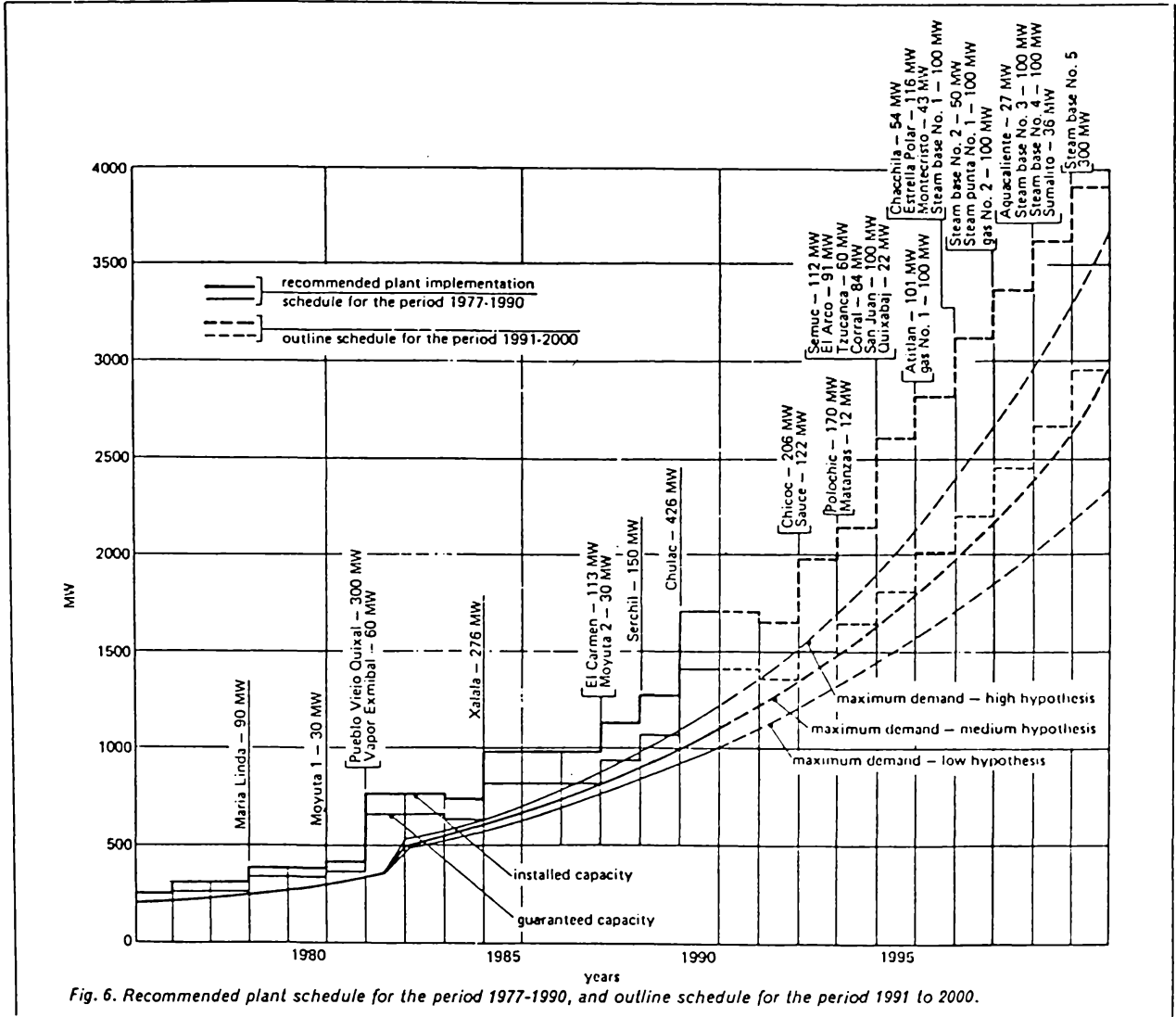




Figura 32



Avantajele acestei metodologii asistate de calculator sînt în principiu similare cu acelea enumerate în capitolul referitor evaluării proiectelor hidroelectrice. Aceasta metodologie automatizată permite o permanentă actualizare a procesului decizional de fiecare dată cînd intervine vreo schimbare în datele de baza, parametrii economici și financiari, sau în ipotezele de planificare. Aceasta flexibilitate și eficiență de executare a calculelor poate semnifica importante economii ale resurselor financiare, atît de importante pentru fiecare țară în curs de dezvoltare.

### 6 Analiza Comparativă a Proiectelor de Planificare Electrică Integrală

Incepînd în anul 1969 agenția federală germană de cooperare tehnică - GTZ - a inițiat o serie de proiecte de planificare electrică integrală în țări cu resurse hidroelectrice importante.

În acest capitol se face o analiză comparativă a acestor proiecte cu intenția de a transmite anumite informații de importanță pentru acele instituții românești de consultanță care sînt interesate să intensifice eventual execuția acestui tip de studii integrale hidroelectrice pe plan internațional.

Autorul consideră că România dispune de o vastă experiență de planificare hidroelectrică, atît pe plan național cît și internațional, fiind una din națiunile cele mai experimentate în acest domeniu din Europa. Aceasta experiență s-ar putea complementa cu planificarea sistematică a resurselor hidroenergetice în țările cu mare bogăție de resurse hidraulice.

Este cunoscut faptul că a existat deja la începutul decadei '70 un efort de a se realiza o societate mixtă română-germană în specialitatea planificării hidroelectrice pe plan internațional. Aceasta este firma RODECO - Rumänisch Deutsche Energie Consult din Bad Homburg. În prezent participarea tehnicienilor români în această societate s-a redus la un minimum. Acest aspect este cu atît mai important cu cît se consideră că în România s-a ajuns la o situație de realizare a mariei majorității de proiecte hidroelectrice de valoare. Marele număr de specialiști români în proiectarea și execuția lucrărilor hidrotehnice nu ar trebui să se dedice altor tipuri de activități de inginerie adiacente, ci ar putea transmite valoroasa lor experiență altor țări cu o problemă clară definită în această direcție și care nu dispun de experiență în acest domeniu.

În continuare se prezintă în rezumat caracteristicile și rezultatele proiectelor de planificare electrică integrală a unor țări în curs de dezvoltare. Țările pentru care s-au efectuat aceste studii sînt (în ordin cronologic al execuției lucrărilor): Peru, Guatemala, Columbia, Argentina (Regiunea de Nord-Vest), Ecuador și Malaysia. Teritoriul total cercetat este de 3.450.000 Km<sup>2</sup>, cu un total de 550.000 MW de potențial hidroelectric teoretic, din care 197.000 MW sînt fezabili din punct de vedere tehnic. Acest potențial practic utilizabil este de cca. cinci ori mai mare decît puterea instalată maximă proiectată pentru anul 2000. Pentru aceste șase țări s-a investit cca. 1.000.000 US\$ pentru instalarea calculatoarelor electronice.

Metodologia de planificare uniformă aplicată în cele șase țări a permis executarea unui studiu comparativ al eficienței activităților de inginerie în contextul caracteristicilor specifice ale fiecărei țări considerate. Analiza efectuată permite compararea proiectelor considerînd cinci categorii de parametri: parametrii de execuție ai proiectelor, informații relative la sistemele de calculatoare electronice folosite, date generale ale proiectelor, activități de proiectare executate, și rezultate globale. Datele s-au cules și prezentat astfel ca să folosească aceluia care trebuie să prevadă resurse de personal, material, de timp și financiare în general pentru executarea studiilor asemănătoare.

Modelele matematice și de inginerie dezvoltate în cadrul acestor proiecte acoperă următoarele domenii: hidrologie, inginerie de resurse hidraulice, proiectare și dimensionarea elementelor proiectelor hidroelectrice, inginerie de sisteme electroenergetice, planificarea expansiunii sistemelor hidro-termice interconectate, proiecția consumului de energie electrică în timp și într-o serie de domenii conexe.

La începutul decadei '70 s-au folosit calculatoare de tip mainframe ale mărcilor IBM 360/370, SIEMENS 4004, CONTROL DATA CYBER 6600, BURROUGHS 4700, etc. În Guatemala se folosește la sfârșitul anului 1974 pentru prima dată un minicalculator de tip Hewlett-Packard. Cu toate că memoria principală s-a limitat la 64 KB și a obligat să se procedeze la o segmentare laborioasă a programelor, experiența cu un calculator propriu de operare interactivă a fost așa de satisfăcătoare ca toate dezvoltările ulterioare s-au desfășurat pe acest tip de calculator.

Mulțumită acestei noi modalități de executare a calculelor în mod automat mulți ingineri au avut ocazia să soluționeze direct problemele de calcul, însușindu-și tehnicile de programare disponibile în acea epocă. Productivitatea grupelor multidisciplinare de planificare a atins nivele necunoscute anterior. Limbajul de programare cel mai des folosit a fost FORTRAN.

Un alt avantaj al acestui schimb conceptual a fost că metodele dezvoltate în acest mediu operativ s-au putut transfera fără mari probleme pe microcalculatoare. Aceasta se datorește faptului că microcalculatoarele se aseamănă din punct de vedere conceptual mai mult minicalculetoarelor decât calculatoarelor de tip mainframe.

Începând cu anul 1981 au început să se folosească în mod permanent microcalculatoarele. Modelele dezvoltate cu ajutorul tehnologiilor anterioare se adaptează permanent și cu succes pe microcalculatoare. La început s-au folosit microcalculatoarele de tip Apple, Commodore și Radio Shack, cu respectivele limitări caracteristice pentru acești pionieri ai revoluției microinformatică. În prezent se folosesc de preferință calculatoare de tip IBM-PC/XT/AT/386 și compatibile.

Pentru executarea proiectelor de planificare electrică integrală hidro-termică analizate s-au dezvoltat și utilizat peste 350 de modele matematice pentru care s-au scris peste 500.000 linii de cod FORTRAN.

O mare parte a programelor care s-au dezvoltat inițial în FORTRAN s-au reconceptuat folosind tehnicile mai eficiente tipice pentru microcalculatoare, așa cum se explică în capitolele respective ale lucrării principale.

În tabelele 17 și 18 se prezintă în formă de rezumat datele și rezultatele principale ale celor șase proiecte de planificare integrală hidro-termică executate sub auspiciul Republicii Federale Germane. Eficiența globală a procesului de planificare integrală s-a calculat aplicându-se un proces de ponderare a elementelor principale a le proiectelor. Factorul de comparație calculat a ținut cont de caracteristicile geografice și economice, ca și de caracteristicile procesului de planificare în sine pentru fiecare țară. Rezultatele comparative se pot observa în tabela 18.

Tabela 17

GLOBAL INFORMATION CONCERNING THE 6 MASTERPLANPROJECTS ANALYZED	
PARAMETERS FOR PROJECT EXECUTION	
Combined Duration of the Masterplan Projects	17.12 Years
Man-Month of Local Professional Personell	3182 Man-Month
Man-Month of International Experts	2142.5 Man-Month
Total Amount of Professionals Used	5324.5 Man-Month
Average Personell Density per Project	24.36 Persons/Year
INFORMATION ABOUT THE COMPUTER SYSTEMS USED	
Total Investment in Computer Hardware	1.028.000 US\$
Number of Newly Developed Computer Modells	262 Modells
Number of Modells Used From Other Sources	89 Modells
Total of Implemented Computer Modells	351 Modells
Mean Specific EDP Cost (v.Hydro Potential)	16.68 US\$/MW
Mean Specific EDP Cost (v.Power Demand)	74.41 US\$/MW
PROJECT DATA	
Total Size of Investigated Region	3.451.014 sqKm
Total Population in the Studied Areas (1981)	57.8 Million
Total Generation of Studied Areas (1981)	12.120 MW
RESULTS	
Total Installed Capacity in Year 2000	38.649 MW
Theoretic Hydro Potential	551.598 MW
Practically Usefull Hydro Potential	196.914 MW
Unused Hydropower Potential in Year 2000	160441 MW

## Anexa D - Studiu de caz

Tabela 18

PROJECT PARAMETER OF THE EDP AIDED MASTER PLANS

PROJECT PARAMETER	DIMENSION	PERU	GUATE-	COLOM-	ARGEN-	ECUA-	SARA-	SUMS OR
		MALA	BIA	TINA	DOR	WAK	MEANS	
1 Project START (Month/Year)	Mo/Year	08/76	11/74	02/75	05/78	02/80	12/79	-
2 Project END (Month/Year)	Mo/Year	12/81	07/76	05/79	07/80	06/82	04/81	-
3 Duration of the Technical Cooperation	Years	5.33	1.66	4.3	2.17	2.33	1.33	17.12
4 Man-Month(MM) of Experts provided by external organiz.	MM	208	160	1100	191	40	93.5	1792.5
5 Man-Month (MM)of counterpart personell	MM	770	200	1100	440	502	170	3182
6 Expert MM financed by counterpart organization	MM	123	0	0	0	227	0	350
7 Total amount of personell used	MM	1101	360	2200	631	769	263.5	5324.5
8 Counterpart personell still involved	Persons	12	15	45	20	44	14	150
9 Cost of Computer Equipment (Hardware)	US\$	143000	166000	0	280000	321000	118000	1E+06
10 Own Computer System (0-1)	-	1	1	0	1	1	1	.83
11 Preis/Performance of Hardware used (1-5)	-	2	3	5	3	1	2	2.67
12 Surface of investigated region	SqKm	1E+06	108900	1E+06	557921	220193	125000	3E+06
13 Number of Inhabitants (1981)	10**6	18	6	25	1.5	6	1.3	57.8
14 Installed Capacity (1981)	MW	3600	350	6000	600	1500	70	12120
15 Maximal Demand for Installed Capacity in the year 2000	MW	6300	2943	20500	2176	5630	1100	38649
16 New developed Computer Modells	Nr.	60	80	8	24	60	30	262
17 Computer Models from other sources	Nr.	17	7	6	6	16	37	89
18 Total Nr. of implemented Computer Modells	Models	77	87	14	30	76	67	351
19 Local Importance of the Counterpart Organization	%	20	90	75	70	90	90	72.5
20 Personell stability	%	20	40	50	70	80	80	57
21 Ammount of Hardware financed by the Counterpart	US\$	28000	96000	0	243000	321000	10000	698000
22 Ammount of Hardware financed by GTZ	US\$	115000	70000	0	37000	0	108000	330000
PROJECT ACTIVITIES PERFORMED:								
23 Definition of Hydropower Catalogue (1=yes,0=no)	-	1	1	1	0	1	.75	.79
24 Definition of Thermalpower Catalogue (1=yes,0=no)	-	0	1	1	1	1	1	.83
25 Demand Forecast (1=yes,0=no)	-	0	1	1	1	1	1	.83
26 Expantion Planning (1=yes,0=no)	-	1	1	1	0	1	1	.83
27 Institutional Advising (1=yes,0=no)	-	0	0	1	1	0	0	.33
28 Project Monitoring & Control (1=yes,0=no)	-	0	0	0	1	0	0	.17
29 Operation Planning (1=yes,0=no)	-	0	0	0	1	0	0	.17
30 Preinvestmen Study for best Hydro Projects (1=yes,0=no)	-	1	0	0	0	0	1	.33
31 Software compatibility w. other Systems (3-very good)	-	3	3	1	3	2	3	2.5
32 Theoretical Hydropower Potential	MW	210000	10891	240000	NA	90707	NA	51598
33 Practically usefull Hydropower Potential	MW	58000	3914	93000	NA	32000	10000	196914

## Anexa D - Studiu de caz

---

La proiectele mai sus menționate au participat următoarele firme de consultanță internațională: Lahmeyer Internațional, Salzgitter Ingenieurgesellschaft, Fichtner Consult, Deutsche Energie Consult, Rumänsich Deutsche Energie Consulting, GOPA, Rhain Westfälische Universität Aachen, Dorsch Consult toate din Republica Federală Germană, Motor Columbus din Elveția, Montreal Engineering din Canada și Hydroservice din Brazilia.

Acest tip de planificare asistată de calculator a fost executată și de numeroase alte grupe de inginerie în cadrul unei serii de eforturi de proiectare finanțate de organisme internaționale ca de exemplu Națiunile Unite, Banca Mondială, Comunitatea Economică Europeană, etc.

Autorul acestei lucrări a recomandat în diferite ocazii o coordonare între organismele care inițiază aceste eforturi, firmelor de consultanță și organizațiilor responsabile din fiecare țară. Această coordonare ar avea ca scop crearea unei biblioteci adecvate de software despre planificarea electrică integrală. Această bibliotecă ar trebui să conțină programele sursă, programele executabile, baze de date hidraulice, energetice, de costuri, etc, documentația respectiva, programe interactive de școlarizare tehnică, etc. Acestea s-ar putea înmagazina pe un disc optic de tip CD-ROM. Inmagazinarea acestui rezervor de software și informații corelate pe CD-ROM ar permite o difuzare rapidă și uniformă tuturor persoanelor și organizațiilor interesate să colaboreze în acest efort colectiv.

O reală îmbunătățire a metodologiei automate de planificare a sistemelor electrice integrale hidro-termice s-ar putea obține cu ajutorul microcalculatoarelor avansate combinate cu instrumente de software moderne, Computer Aided Design, Desk Top Publishing și inteligență Artificială.