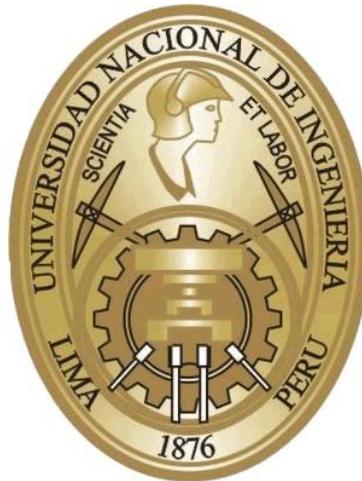


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**



**DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE
SHEQUE – 600 MW**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA

LIMA – PERU

2014

DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE SHEQUE – 600 MW

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a Dios y agradecer al Ing. Wilfredo Matos Vines por el aporte de la idea del proyecto, Ing. Roberto Ramirez Arcelles por el aporte valioso de trabajos técnicos (Coes) que tiene que ver con la Potencia y Energía eléctrica, así como a mis padres y mi familia. El esfuerzo de hoy es el éxito del mañana.

SUMARIO

El proyecto tesis de la central hidroeléctrica de Sheque-600 MW, explica la reserva que existe de 2 000 000 MMC en la cuenca de Mantaro sin contar las miles de lagunas sin explotar. La tesis tiene cinco capítulos, que son: capítulo I: Introducción, donde se explica los antecedentes de la situación real del sistema eléctrico, el cual afronta un déficit de energía actual. El capítulo II, explica el Mercado eléctrico donde su potencia instalada del año 2011 fue 6 444.4 MW y el 2012 , 7 116.7MW ,su máxima demanda el 2011 fue 4 961.2 MW y el año 2012 fue 5 290.9MW.La producción de energía el 2011 fue 35 217.4 GWh y el 2012 fue 37 321.2 GWh. El capítulo III explica el impacto ambiental ,referente a los recursos hídricos y el análisis de Impacto ambiental y sus contingencias, capítulo IV explica el estudio de factibilidad respecto al costo de la central hidroeléctrica así como la recuperación económica, siendo el costo del proyecto aproximado a \$/1 162,509 127.con un TIR de 13.57% siendo viable y económicamente rentable con una inversión de MMUS\$/MW equivalente a 1,9375 .El capítulo V explica el diseño y sus especificaciones técnicas, siendo desarrollado a través del proceso de la central, tomando como referencia la central hidroeléctrica de Huinco. En el horizonte del proyecto para una proyección de 30 años la oferta de Potencia (MW) y Energía Eléctrica (GWh), se ha considerado la oferta del Sein-Coes + la oferta de la CCHH de Sheque, considerando el año 2020 como referencia, la oferta del Sein Coes será 10 210.50MW + la oferta de CCHH de Sheque se obtendría 10 810.50 MW, de la misma manera en el mismo año 2020 Coes ofrece una Energía de 205 585.95GWh+CCHH de Sheque: 210 841.95GWh.(Ver Anexo A).

INDICE

DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE SHEQUE – 600 MW	II
DEDICATORIA	III
SUMARIO	IV
INDICE	V
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	2
CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL PROYECTO	2
1.1 Objetivo	2
1.2 Antecedentes.....	2
1.2.1 Condiciones actuales del proyecto.....	2
1.2.2 Condiciones contractuales del proyecto.....	3
1.3 Alcances	3
1.4 Características del área del proyecto.....	4
1.4.1 Ubicación.....	4
1.4.2 Acceso.....	5
1.4.3 Clima	5
CAPITULO II.....	9
ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO Y OFERTA DE GENERACION	9
2.1 Generalidades	9
2.2 Definición del área de mercado.....	10
2.3 Estudio del Mercado Eléctrico y Oferta de Generación.	11
2.4 Análisis histórico de la Demanda	11
2.5 Fijación de la Demanda actual.....	12
2.6 Proyección de la demanda.....	13
2.6.1 Consumo de energía.....	14
2.6.3 Máxima demanda	21
2.6.4 Diagrama de carga	23
2.6.5 Incremento de potencia estadístico.....	23

2.7 Alternativas para satisfacer la demanda	24
2.7.1 Plantas térmicas	24
2.7.2 Plantas a vapor	25
2.7.3 Central térmica con turbina a gas.....	26
2.7.4 Central térmica de ciclo combinado	27
2.7.6 Plan de operación	28
2.8 Costos Marginales de corto plazo e Indicadores Económicos.....	28
CAPITULO III.....	30
ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL HIDRAULICO	30
3.1 Recursos Hidráulicos	30
3.1.1 Introducción	30
3.1.2 Capacidad de embalses de reservorios de agua para Lima en MMC.....	31
3.1.3 Recursos Hídricos que el proyecto aportará al sistema.....	31
3.1.4 Proyecto Huascacocha.	32
3.1.5 Estudio a Nivel de perfil de los recursos del rio Cariscacha Marca IV	32
3.1.6 Lagunas, inventario Nacional y represamientos	32
3.1.7 Descripción del proyecto Sistema Marcapomacocha	34
3.1.8 Obras principales que integran el sistema de Aducción Marca III	34
3.1.9 Alternativas de traer las aguas de la cuenca del Mantaro a la cuenca del Pacifico .	35
3.1.10 Proyecto de derivación Pomacocha-Rio Blanco.....	37
3.1.11 Afianzamiento del Sistema Marcapomacocha –Marca III	37
3.1.12 Estudio de aguas trasvasables a la cuenca del Pacifico, Informe final Sedapal ...	38
3.1.13 Reservorios de operación de la cuenca del Mantaro.....	39
3.1.15 Cantidad de lagunas y superficies registradas	41
3.1.16 Datos Hídricos de la Laguna Punrun.....	42
3.1.17 Descripción y accesibilidad de la laguna Punrun.....	42
3.2 Análisis de impacto ambiental.....	43
3.2.1 Generalidades	43
3.2.2 Antecedentes.....	43
3.2.3 Objetivos.....	43
3.2.4 Alcances	44
3.2.5 Metodología	44
3.3 Normas Legales como el planteamiento de un plan de manejo ambiental que concilie el desarrollo socioeconómico con el medio ambiental.....	45
3.3.1 Marco legal	45
3.3.2 Normas regionales y locales	45
3.3.3 Normas de conservación de los recursos naturales	46
3.3.4 Normas de sector salud	46
3.3.5 Normas de sector Energía y Minas	46

3.3.6 Normas de evaluación ambiental	47
3.4 Memoria descriptiva del proyecto.....	47
3.4.1 Área del proyecto.....	47
3.4.2 Ubicación	47
3.4.3 Acceso al área del proyecto	48
3.4.4 Topografía	48
3.4.5 Componentes del proyecto	48
3.5 Línea base ambiental.....	49
3.5.1 Introducción	49
3.5.2 Objetivo	49
3.5.3 Recursos Hidráulicos	49
3.5.4 Medio biológico	51
3.5.5 Medio socioeconómico y cultura	51
3.5.6 Aspectos arqueológico.....	52
3.5.7 Área natural protegida.....	52
3.6 Identificación y evaluación de impactos ambientales	52
3.6.1 Introducción	52
3.6.2 Objetivos del estudio.....	52
3.6.3 Metodología	53
3.6.4 Identificación y criterios para el análisis de los impactos ambientales.....	53
3.6.5 Identificación y análisis de los impactos ambientales	53
3.7 Plan de manejo ambiental.....	54
3.7.1 Introducción	54
3.7.2 Objetivos.....	54
3.7.3 Alcances	54
3.7.4 Medidas preventivas y mitigadoras de los recursos hidráulicos	55
3.8 Plan de contingencias	55
3.8.1 Introducción	55
3.8.2 Objetivos.....	55
3.8.3 Alcances	56
3.8.4 Clasificación de contingencias y de emergencia	56
3.8.5 Posibles contingencias.....	57
3.8.6 Organización.....	58
3.8.7 Funciones de las brigadas	59
3.8.8 Acciones para hacer frente a las contingencias	59
3.8.9 Contingencias ante deslizamientos y derrumbes	59
3.8.10 Contingencias ante derrames de combustibles.....	60
3.8.11 Contingencias ante incendios	62
3.8.12 Contingencias ante voladuras por explosivos	66

3.8.13 Contingencias ante accidentes vehiculares y de trabajo	68
3.8.14 Contingencias ante mordeduras de serpientes u otros animales.....	71
3.8.15 Contingencias ante el colapso de la presa	73
3.8.16 Contingencias ante inundaciones.....	74
3.8.17 Contingencias ante eventos sísmicos	75
3.8.18 Contingencias ante los conflictos sociales	76
CAPITULO IV	78
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	78
4.1 Estimación de costo de la construcción	78
4.2 Justificación del proyecto	79
4.3 Presa de concreto y gravedad	79
4.4 Bocatoma con regulación.....	80
4.5 Bocatoma sin regulación del metrado de construcción.....	81
4.6 Desarenador	81
4.8 Cámara de carga	82
4.9 Chimenea de equilibrio	83
4.10 Diámetro de la tubería de presión	84
4.11 Peso del tubo.....	85
4.12 Metrados de las obras civiles	85
4.13 Edificio de la sala de máquinas.....	85
4.14 Turbinas.....	86
4.15 Generadores.....	87
4.16 Puente grúa	87
4.17 Equipo de control y mando	87
4.18 Estimación del peso total del equipo electromecánico de la central hidroeléctrica. .	88
4.19 Líneas de transmisión	88
4.20 Estimación de costos de construcción	89
4.21 Costo de construcción de la represa	90
4.22 Costo de la Bocatoma con regulación.....	90
4.23 Costo de construcción del túnel	91
4.24 Costo de la Chimenea de equilibrio.....	91
4.25 Costo de la Cámara De Carga	92
4.26 Costo de la Tubería de presión	92
4.27 Costo del Edificio de la central	93
4.28 Costo de las Turbinas	94
4.29 Costo de los Generadores	94
4.30 Costo de otros equipos electromecánicos.....	94
4.31 Costo de las Líneas de trasmisión	94
4.33 Costo de las vías de acceso	95

4.34 Costo de otros gastos	95
4.35 Resumen de los costos de la construcción.	96
4.36 Justificación económica del proyecto	97
La inversión económica con respecto a una central hidroeléctrica, la venta permite.....	97
4.36.1 Fases de estudio.....	97
4.36.2 Método simplificado	97
4.36.3 Desarrollo del método simplificado.....	97
4.36.4 Comparación beneficio costo	98
4.36.5 Recuperación económica.....	98
4.36.6 Ingresos por venta de energía y potencia	98
4.36.7 Costos por peaje, costos variables de operación, costos fijos de operación.	98
4.36.8 Flujo de Caja - Egresos:.....	99
4.37 Financiamiento.....	102
CAPITULO V	103
DISEÑO Y PROCESO DE LA CENTRAL DEL PROYECTO.....	103
5.1 Generalidades	103
5.2 Descripción del sistema existente	103
5.2.1 Galería de presión	104
5.2.2 Cámara de válvulas	105
5.2.4 Construcción de la casa de máquina	109
5.2.5 Central equipo principal	109
5.2.6 Central equipo auxiliar alimentación corriente alterna	116
5.2.7 Puesta en funcionamiento y control de la central	120
5.2.8 Condiciones de arranque anormal	121
5.2.9 Parada normal	123
5.3 Descripción del proyecto.....	124
5.3.1 Introducción	125
5.3.2 Obras civiles	125
5.3.3 Derivación y vertedero	125
5.3.4 Cámara de carga y toma.....	126
5.3.5 Tubería forzada en forma de ramales	128
5.3.6 Casa de máquinas, transformadores y obras civil	128
5.3.7 Acceso a la central.....	130
5.3.8 Subestación	130
5.3.10 Líneas de transmisión	132
5.4 Equipos electromecánicos	134
5.4.1 Turbinas.....	134
5.4.2 Cojinete y eje de la turbina.....	135
5.4.3 Rodetes	135

5.4.4 Cámara de espiral.....	135
5.4.5 Alabes distribuidores.....	135
5.5 Regulación.....	135
5.6 Control y protección	136
5.7 Compuertas y puertas herméticas	136
5.8 Sistemas auxiliares.....	137
5.8.1 Sistema de agua de refrigeración.....	137
5.8.2 Sistema de drenaje	137
5.8.3 Equipo de contra incendio.....	137
5.9 Equipo eléctrico	137
5. 10 Turbinas.....	139
5.11 Generadores.....	139
5.12 Transformadores.....	141
5.13 Sistema de puesta tierra de la central	142
5.14 Sistemas de telecomunicaciones	142
5.15 Síntesis de la geología y geotécnica	143
5.15.1 Características geológicas del sitio de proyecto.....	144
5.16 Topografía	145
5.17 Cálculos	145
5.17.1 Cálculos hidráulicos	145
5.17.2 Pérdidas de carga.....	145
5.17.3 Pérdidas de las Válvulas.....	145
5.17.4 Golpe de ariete y el dimensionamiento de los pozos piezómetros	146
5.17.5 Tiempo crítico de la onda de presión	146
5.17.6 Chimenea de equilibrio	147
5.17.7 Dimensionamiento de los pozos piezométricos.....	147
5.17.8 Tubería forzada	148
5.17.9 Salida de la tubería forzada de la cámara de carga	148
5.18 Dispositivo de cierre, de seguridad y accesorios.....	150
5.18.1 Válvulas de compuerta.....	150
5.18.2 Válvulas tipo esférica	150
5.19. Aparatos de protección y seguridad	150
5.19.1 Rejillas	151
5.19.2 Reguladores para la turbina Pelton	152
5.19.3 Fenómeno de la cavitación	152
5.20 Cálculo mecánico del generador eléctrico.....	153
5.20.1 Factor de densidad del rotor (ρ).....	154
5.20.2 Cálculo de dimensiones del estator.....	157
5.20.3 Cálculo de la longitud del núcleo (L_c).....	157

5.20.4 Otras dimensiones del generador	158
5.20.5 Diámetro del recinto del generador (Dp).	158
5.20.6 Procedimiento para el dimensionamiento preliminar.	158
5.20.7 Altura total del generador (L).....	159
5.20.8 Dimensiones del rotor	160
5.21 Cálculo aplicativo al generador de la central hidroeléctrica	162
5.21.1 Cálculo de la altura total del generador (L).....	164
5.21.2 Cálculo de la cabeza de la bobina (La)	164
5.21.3 Cálculo del diámetro externo del núcleo (Dc):.....	164
5.21.4 Cálculo del diámetro de la carcasa (Df).....	165
5.21.5 Cálculo del diámetro del recinto del generador (Dp).....	165
5.21.6 Calculo de las dimensiones del rotor.....	165
5.21.7 Cálculo del valor de la reacción de la armadura (Ma).....	165
5.21.8 Cálculo de los amperios-vuelta del entrehierro.....	166
5.21.9 Cálculo del entrehierro efectivo sobre el arco polar.....	166
5.22 Cálculos Eléctricos.....	166
5.22.1 Cortocircuitos, efectos dinámicos y térmicos.....	166
5.22.2 Corriente de cortocircuito	166
5.22.3 Capacidad del interruptor	170
5.23 El generador síncrono.....	175
5.24 Principio de funcionamiento de un generador	175
5.25 Partes de un generador síncrono.....	175
5.26 Generadores síncronos en paralelo	176
5.27 Condiciones para conectar los generadores en paralelo.....	177
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	179
ANEXO A: TABLAS, FIGURAS, PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.....	182
ANEXO B: FIGURAS Y GRAFICAS.....	211
ANEXO C: PLANOS	228
ANEXO D: PLANOS ADICIONALES	239
ANEXO E: ESTUDIO DE LOS RECURSOS HIDRICOS	255
ANEXO F: GAS DE CAMISEA EN LA GENERACION ELECTRICA EN EL PERU	272
BIBLIOGRAFÍA.....	280

INTRODUCCIÓN

Considerando los estudios realizados el año 1973 a 1982 por el Ministerio de Energía y Minas y Electro Perú S.A. en que llevaron a cabo estudios para la evaluación de los Recursos Hidroeléctricos a nivel nacional incluyendo la cuenca del Mantaro Departamento de Junín, en la que participaron la Unión de República Socialista Soviética, así como también en la década del 80 con el apoyo de la cooperación técnica Alemana brindada por entonces República Federal de Alemania, donde en los estudios realizados el Potencial Hidroeléctrico a nivel Nacional es de 60 000 MW y considerando estos antecedentes es la razón que se permite desarrollar esta tesis en los siguientes capítulos como:

Capítulo I: Características actuales del proyecto

Capítulo II: Estudio del Mercado Eléctrico

Capítulo III: Impacto Ambiental

Capítulo IV: Estudios de Factibilidad

Capítulo V: Diseño de la Central y Desarrollo del Proyecto,

Conclusiones y Recomendaciones

Anexos, Tablas, Planos y Especificaciones Técnicas.

Bibliografía

Considerando un potencial de reserva disponible en capacidad de almacenamiento de 2000 HM³ en la cuenca del Mantaro, considerar las lagunas sin explotación explicado por los estudios detallados de ANA (Administración Nacional del Agua), así como los estudios realizados por Binnie&Partenrs S.A. [1] Motor Columbus. S.A. y La Corporación Técnica Alemana. Tomando en cuenta el potencial ubicado en el número de lagunas en la cuenca de Mantaro, que son 2 332 y que solamente 57 lagunas son explotadas con una capacidad de 1330 MMC de las cuales un 30% de su volumen total es utilizado en generación 20% en agricultura y otros usos y el 50% de agua se pierden discurriendo en el área de la cuenca de Mantaro de 34 546.6 Km² perdiéndose hacia el Océano Pacífico y Beneficiando al país vecino de Brasil. Considerando el proyecto Plan Amazonas del Ministerio de Agricultura que dice: "Un país sale del subdesarrollo en la creación de grandes centrales Hidroeléctricas.

CAPITULO I

CARACTERISTICAS ACTUALES DEL PROYECTO

1.1 Objetivo

El objetivo de la presente tesis es el diseño de la Central Hidroeléctrica de Sheque , la que se proyectará próxima al embalse del mismo nombre, aguas arriba de la Central de Huinco en la provincia de Huarochirí Departamento de Lima.

Resolver el problema de crecimiento de la demanda y contribuir con el aumento de la potencia disponible del Sistema Interconectado Nacional.

1.2 Antecedentes

El crecimiento demográfico nos ha conducido a un punto crítico por falta de agua suficiente en los puntos de concentración poblacional, porque al año 2013 existe un estado de crisis de agua y tierras cultivadas en la Costa, Sierra y energía hidroeléctrica en todo el país, lo que se ha traducido en la crisis económica permanente que nos agobia. Para asegurar la descentralización del país y la satisfacción de las necesidades de la población, es fundamental establecer polos de desarrollo basados en Centrales Hidroeléctricas, Ferrocarriles electrificados de penetración y el uso racional de los recursos agua, suelo y otros de la Ceja de Selva y Selva. El estado ha evaluado los recursos naturales, confirmando que el Perú es un país provisto de riquezas y recursos naturales, La presente Tesis, basándose en proyectos tales como el “Plan Amazonas” [2] y el “Transvase Mantaro”, demostrará que técnicamente y económicamente es factible, traer las aguas excedentes de la Cuenca del río Mantaro – Vertiente del Atlántico, a la vertiente del río Santa Eulalia – Vertiente del Pacífico. Mediante la construcción de un túnel trasandino y dando así la solución al problema de la escasez del agua como de la energía eléctrica ya que para el 2015 al 2030 Lima tendría gran escasez de energía y de agua .Y para abastecer la demanda de energía a nivel nacional, se creará centrales térmicas.

1.2.1 Condiciones actuales del proyecto

La evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional, ha sido hecha por una Misión de la República Federal de Alemania (RFA), BUNDES REPUBLIK DEUTSCHLAND (1975). Asimismo la evaluación de los Recursos Hidroeléctricos de los ríos Huallaga, Alto Ucayali

(1974), Marañón (1973) ha sido ejecutada por la firma TECNOPROMEXPORT, de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas. Después de muchos informes, el Perú es un país de riquezas hidroeléctricas; de predisposiciones hidráulicas, donde existen numerosos ríos cuyos caudales, al propiciarse de lo alto de la cordillera, pueden ser utilizados en la generación de energía eléctrica, con las evidentes ventajas, además, de que, casi sin excepción, pueden, también, ser reguladas sus aguas durante la temporada de estiaje en beneficio de la agricultura. Pero para la solución integral proyectada es menester buscar otras fuentes proveedoras de agua.

1.2.2 Condiciones contractuales del proyecto

Para un adecuado Planteamiento de Desarrollo del País se plantea que se establezcan Polos de Desarrollo Económico basados en Centrales Hidroeléctricas de gran Potencia ubicadas en la región de Ceja de Selva (Cuenca de los ríos Huallaga, Marañón, Tambo, Ucayali y Urubamba; Ejemplo Centrales “El Valle”, Pongo de Manseriche, Tambo, etc.) que permitirían la explotación de los importantes yacimientos existentes, la construcción de ferrocarriles electrificados de penetración e interconectar estas centrales hidroeléctricas con las líneas de transmisión eléctrica de Huallanca, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, prolongando esta interconexión con Lambayeque, Chiclayo, Bayoyar, Piura, Sullana, Talara y Tumbes. Paralelamente en estos polos de desarrollo planteados se deberá poner bajo cultivo las tierras aptas que se encuentran en la Ceja de Selva (Alto Mayo y Bajo Mayo, Huallaga Central, Tingo María – Campanilla, Ene, Pozuzo, Perené, etc.). Por lo expuesto anteriormente, no existen condiciones contractuales del proyecto “transvase Mantaro”, explicado en la Revista de electricidad y desarrollo (C.I.P.) [3].

1.3 Alcances

Para que el Perú salga del subdesarrollo es clave desarrollar el potencial hidroeléctrico de la cuenca hidrográfica del ATLÁNTICO con un crecimiento ANUAL del 50%. Con electricidad barata. Las minas del Perú como riqueza minera han originado que la demanda de energía tenga un crecimiento de 400 a 500 MW anual. Por lo mencionado anteriormente, la presente tesis deberá contribuir como proyecto Técnico – Económico más conveniente y permitirá los siguientes logros para poder lograr alcanzar las metas que tanto se necesita para poder lograr hacer más centrales hidroeléctricas:

a) Después de construida la Central Hidroeléctrica de Sheque, se dispondrá de 600 MW de energía eléctrica renovable que eliminará la construcción de Centrales Térmicas en ese rango de potencia. Permitirá la ampliación y la repotenciación de las Centrales Hidroeléctricas aguas abajo, como es la puesta en servicio del 5to grupo de generación de la Central Hidroeléctrica Huinco.

Tenemeos como ejemplo las central de tres garganta (China) de 24 000MW.

b) Las Centrales Hidroeléctricas de Callahuanca, Moyopampa y Huampaní dispondrán de más agua, lo que les permitirá aumentar el número de unidades de generación.

c) Se incrementará notablemente el caudal del río Santa Eulalia, afluente del Río Rímac, aumentando así la cantidad de agua que necesita la ciudad de Lima.

De tal manera que, se incrementará el número de hectáreas de cultivo debido a que se hará una mejor distribución del agua.

1.4 Características del área del proyecto

El área del proyecto es accidentado y de difícil acceso, teniendo una característica peculiar para la construcción de la casa de máquinas tipo caverna, así como su tendido de la tubería de presión, siendo un terreno adecuado para las instalaciones teniendo una falda de cerros amplios para su adecuada colocación de la tubería.

1.4.1 Ubicación

El Rímac y El Santa Eulalia nacen en el flanco Oeste de la Cordillera Occidental. Allí están sus fuentes, al nivel de los 4,500-5,000 metros. De esos niveles nacen los recursos hídricos que emplea el sistema de centrales generadoras de energía eléctrica de Lima.

El río Canchis, que al juntarse con el río Sacsa, en Sheque, en la fig.Nº 1.1, se observa la cuenca del río Canchis llegando hasta el embalse de Sheque, originando el río Santa Eulalia, recibe antes de su punto de confluencia, por torrentes de una margen y otra (el Pitia y el Yana), los aportes de otras lagunas, también en parte represadas, como las de Pitia, Huallunca, Huachua, Huámpar, Manca, Pirgua y Yanas.

Son en total 16 lagunas bajo control extendidas sobre una cuenca colectora de 500 Km², que **limita por el Norte con los ramales divisorios del río Chillón, al Sur con las cadenas que cierran la cuenca del Rímac, al Este con la hoya del Mantaro y al Oeste con Lima y el Océano Pacífico** [4].

Las aguas del Sacsa y el Canchis se Juntan en Sheque, a 3,200 metros de altura sobre el nivel del mar y, formando el Santa Eulalia, bajan por una quebrada profunda, casi un cañón, hacia el pueblo de "Ricardo Palma" donde se juntan con las del Rímac, que bajan de Chinchán, Morococha y Atincono. Observando en la fig.Nº 1.2, el diagrama del Sistema Hidráulico de Edegel (Huinco, Callahuanca, Moyopampa, Huampaní, Matucana), se observa que las centrales hidráulicas están en cascada, alimentadas por las lagunas vertientes del atlántico, así como las 16 lagunas de la vertiente del Pacífico.

En la fig.Nº1.3, se observa el sistema hidráulico de la cuenca del Mantaro, observando una diferencia en potencia eléctrica por tener más volúmenes de agua.

Se puede apreciar que la central de Mantaro utiliza la Presa de Tablachaca utilizando las aguas del río Mantaro, producto de la reserva de las aguas del lago Junín.

Quiere decir que la cuenca del Mantaro tiene muchos recursos para Generación.

1.4.2 Acceso

Las vías de acceso al área del proyecto son de difícil acceso por encontrarse a 3200 msnm y ser un área de cerros rocosos. Sin ningún acceso de carretera. El acceso empieza desde la provincia de Huarochirí empieza una carretera ascendente de tierra, y a la altura del embalse de Sheque, se tendrá que hacer un puente de derivación a una distancia de 1 Km, siendo la margen derecha de la cuenca del río Canchis desde la cuenca de Milloc a 4400 msnm hasta los 3200 msnm (casa de máquinas). Del embalse Sheque existente hasta el puente trasandino, su recorrido es en tierra en forma curvilínea de 18 Km de distancia.

1.4.3 Clima

El efecto de los diversos procesos de intercambio de calor en el sistema tierra – atmósfera conduce a una distribución de temperatura según la dirección vertical o sea, un decremento de la temperatura con la altitud de $6.5^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ en la troposfera y condiciones aproximadamente isotérmicas en la estratosfera. La tasa de variación de la temperatura con la altitud es denominada gradiente vertical de temperatura. El estudio de la gradiente vertical de temperatura es de gran interés, ya que a través de él se puede aquilatar la estabilidad o inestabilidad de la atmósfera. La estabilidad atmosférica es determinada a través de gradientes de temperatura teóricos íntimamente ligados a los procesos de evolución del aire. Tales como:

- Gradiente vertical de temperatura
- Distribución geográfica de la temperatura
- Variación de la temperatura con el tiempo

Factores Climáticos En Cuencas Hidrográficas.

La temperatura y clima se explica en el anexo E.

La cuenca del Mantaro cuenta con una gran variedad de climas, debido fundamentalmente a sus características morfológicas con sus nacientes ubicadas sobre los 4,000.00 m.s.n.m., y sobre la que predominan montañas de más de 5000 msnm.

La zona de altas montañas, 5 000 a 6 000 m.s.n.m. Que para nuestro proyecto en que se encuentra ubicado en la sierra de la provincia de Huarochirí a una altura de 4400 a 3200 m.s.n.m. en verano es de 27°C y en invierno desciende 5°C a 13°C . generando un clima seco y saludable a las personas, considerando que el clima es favorable para el buen funcionamiento de la central hidroeléctrica de Sheque, tanto para los trabajadores de la central, como a la población.

Es un clima tropical ya que todo el día siempre existe temperaturas 20° a 27° descendiendo por las noches por ser zona andina de 3 200msnm.

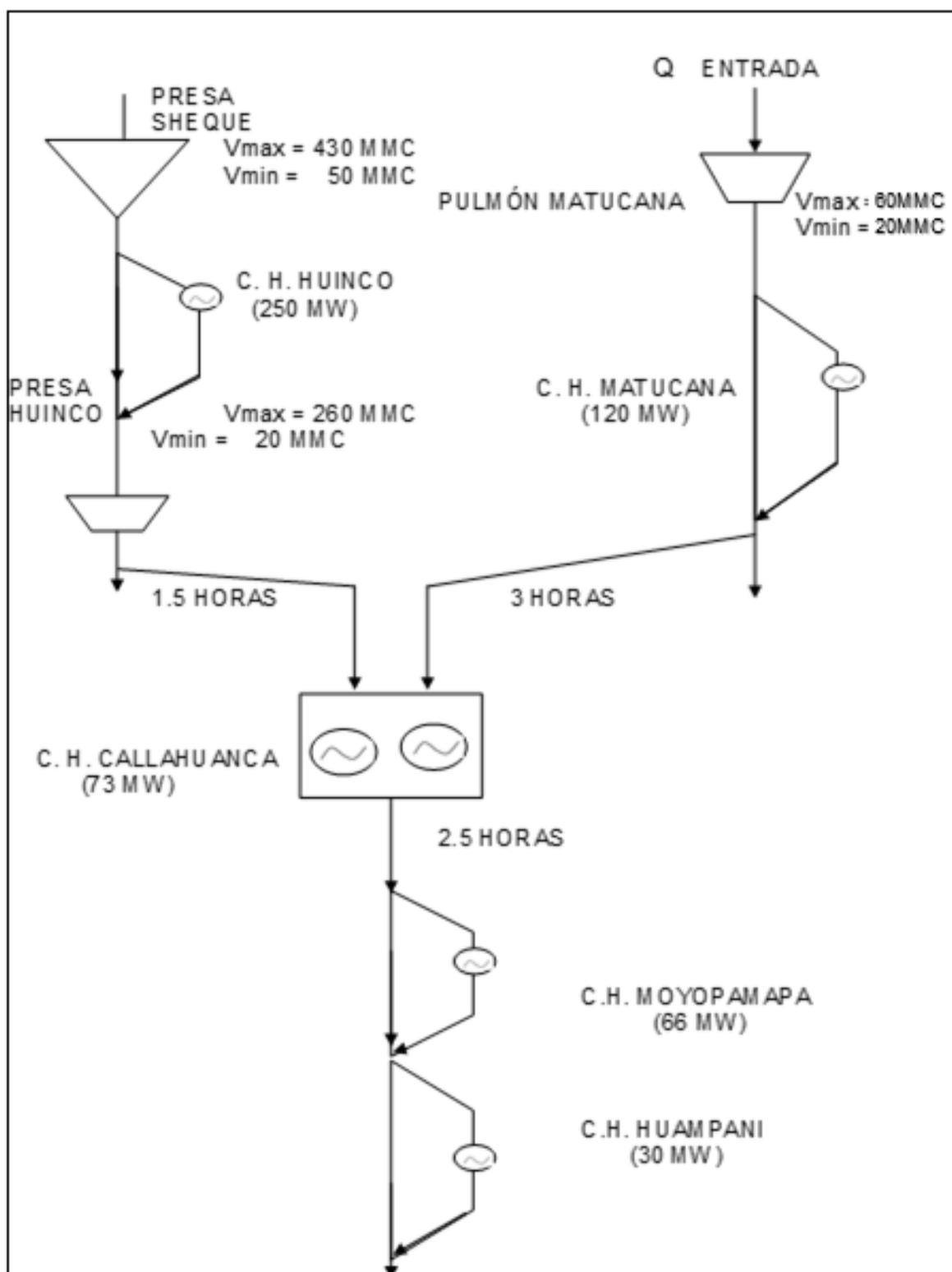


Fig. N° 1.2 Esquema del sistema Hidráulico de Edegel

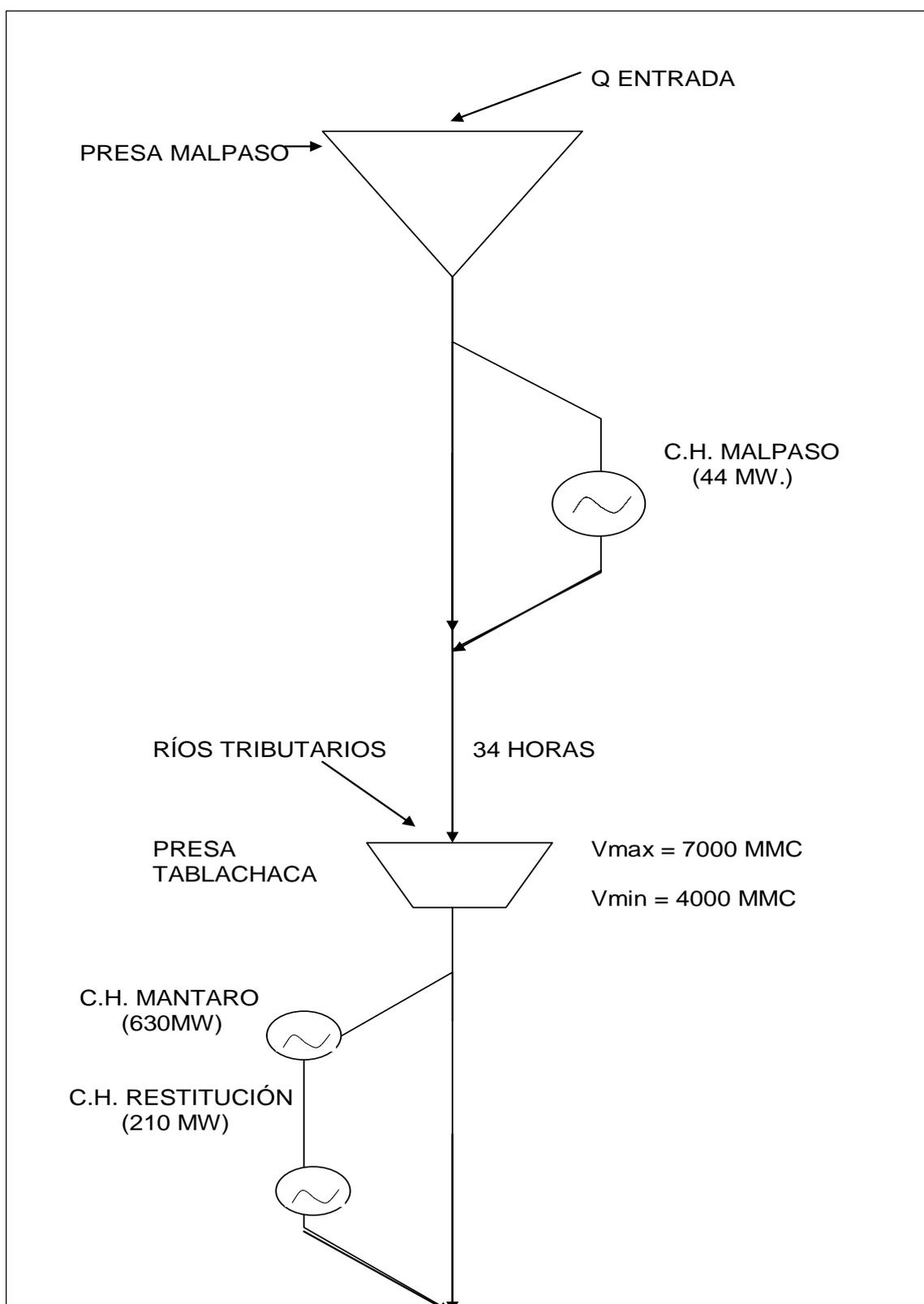


Fig. N° 1.3 Esquema del sistema hidráulico de Mantaro

Este esquema es de referencia, de la central Hidroeléctrica de mayor potencia donde en la figura N° 1.3 se puede observar que la Central de Mantaro y Restitución: 940 Mw

CAPITULO II

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO Y OFERTA DE GENERACION

2.1 Generalidades

Desde el año 1980 hasta la fecha los proyectos de Binnie Partners S.A. [5]. Motor Columbus, Electroconsult S.A.[6].y con el aporte de la Cooperación Alemana [7]. y las instituciones del estado como el Ministerio de Energía y Minas, Electro Perú S.A. y otros, siempre el estado Peruano ha tenido interés en el transvase Mantaro, debido a la necesidad de agua y Energía para Lima, considerando la documentación y para mayor verificación visite la Central Hidroeléctrica de Moyopama y Solicite verbalmente al Ing.Ronal Antara Arias(Docente de la UNI y Jefe de una área de la Central) para ingresar a la biblioteca, donde revise información y pude obtener datos técnicos en ingles del proyecto Sheque, siendo una realidad que a la fecha los gobiernos están tomando interés de traer agua para Lima en Proyectos de Marca IV y Marca V, siendo una alternativa para satisfacer la demanda. Incluso es importante mencionar que el año 2007 con oficio N°428-MEM/DGE una respuesta satisfactoria comunicando que, en cuanto al proyecto de la central Hidroeléctrica de Sheque, esta Dirección considera conveniente y que ellos estaban dispuesto a facilitar el desarrollo de este proyecto, el mismo año con Oficio N°553-MEM/DGE, el cual tuve una entrevista personal con el Director General Ing. Jorge Aguinaga Díaz y con sus asesores y después envié el oficio a la empresa CARZE COMPANY S.A.C. El cual soy el representante legal, enviándome los requisitos para que pueda obtener la concesión temporal y hacer el estudio de detalles de dicho proyecto. Se han efectuado hasta la fecha, diversos estudios del Mercado Eléctrico para las cuencas del río Santa Eulalia y de la cuenca del río Mantaro. La nueva Central Hidroeléctrica de Sheque, por su considerable potencia (600 MW) y por su cercanía al centro de carga más grande (LIMA), deberá cumplir con los requerimientos que se necesitan para ayudar a cubrir la máxima demanda del sistema Interconectado del Perú: 400 MW cada año. Es así que para el estudio del Mercado Eléctrico se utilizarán las estadísticas del COES – SINAC (Comité de Operación Económica Del Sistema Interconectado Nacional del Perú), resumidos en su volumen: “Estadísticas de operaciones – 2011”. [8]. En la información que

se utilizará, se resumen los principales datos estadísticos de la operación del SEIN y los principales resultados de las transacciones de potencia y energía eléctrica efectuadas como consecuencia de la operación económica. Es necesario recordar que el Perú de hoy, afronta la siguiente dificultad:

Explosión demográfica: los habitantes de la sierra y selva, emigran hacia la costa, originando una insuficiencia de los recursos hídricos y energéticos; no se satisfacen las necesidades actuales de alimentos, bienes y servicios requeridos por la población del país.

2.2 Definición del área de mercado

Como área de mercado del presente estudio, se consideran en forma primordial las zonas actualmente servidas por las empresas generadoras integrantes del sistema interconectado nacional:

- Duke Energy Egenor S. en C. Por A.
- Edegel S.A.A.
- Electro Andes S.A.
- Empresa de Electricidad del Perú S.A.
- Empresa de generación Eléctrica Cahua S.A.
- Empresa de generación Eléctrica de Arequipa S.A.
- Empresa de generación Eléctrica del Sur S.A.
- Empresa de generación Eléctrica Machupichu S.A.
- Empresa de generación Eléctrica San Gabán S.A.
- Empresa de generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.
- Empresa Eléctrica de Piura S.A.
- Energía del Sur S.A.
- Shougang Generación Eléctrica S.A.A.
- Termo Selva S.R.L.
- Consorcio Trans.Mantaro S.A.
- Eteselva S.R.L.
- Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.
- Red de Energía del Perú S.A.
- Red Eléctrica del Sur S.A.
- Empresa de generación KALLPA
- Empresa Santa Rosa
- Empresa AIPSSA
- Empresa CELEPSA
- Empresa Corona

2.3 Estudio del Mercado Eléctrico y Oferta de Generación.

El COES reporta las estadísticas mensualmente, tanto de Energía como de Potencia a nivel Nacional, donde para satisfacer la demanda de la máxima Potencia, que crece cada año de 400 a 500MW, donde una oferta de una central hidroeléctrica de Sheque de 600MW permitirá mejores condiciones económicas e incluso en el medio ambiente, en lo que respecta a una central térmica. También se puede cubrir o satisfacer parte de la demanda que se está proyectando hasta el 2030 en la recuperación económica en un escenario de 30 años analizado en el capítulo IV.

Las centrales hidroeléctricas que conforman el parque generador del Sistema Interconectado Nacional, tienen una capacidad efectiva de 6 444,4 MW a Diciembre del año 2011 y representa el 48,3% corresponde a las centrales, hidráulicas seguidas por las centrales termoeléctricas con una participación de capacidad efectiva de 51,7% del total. Dicha capacidad está distribuida en las diferentes centrales, siendo la central de Mantaro la más grande con 631,79 MW y la de menor capacidad Herca con 0,48 MW.

2.4 Análisis histórico de la Demanda

Los orígenes de la inversión en el sector eléctrico peruano datan del año 1886, cuando la Municipalidad de Lima contrató a la empresa Peruana Eléctrico Construction and Supply Company para proveer el alumbrado público de la ciudad. A partir de ese momento, la industria eléctrica se expandió rápidamente. En 1906, cuatro empresas eléctricas que operaban en ese momento en Lima se fusionaron adoptando el nombre de Empresas Eléctricas Asociadas. Hasta antes del decenio del 1970, la industria eléctrica en el Perú estuvo desarrollando principalmente por el sector privado extranjero (sobre todo suizo, inglés y estadounidense). En ese entonces se abastecía únicamente al 15% de la población, ya que solo quienes vivían en las grandes ciudades recibían el servicio a través de compañías privadas a las cuales se les había otorgado una concesión temporal. Años después, con la aparición de las empresas estatales, los poblados más pequeños empezaron a ser atendidos. Pero con la llegada al poder de las Fuerzas Armadas, en 1969, que se impulsó el rol del Estado con una serie de reformas estructurales y el sector energético se convirtió en el principal impulsor de la inversión pública. Como parte de estas reformas, en 1972 el Estado nacionalizó la industria eléctrica y creó Electricidad del Perú (Electro Perú), empresa que estuvo a cargo de la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica. Así mismo se estableció la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas como el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades del servicio de electricidad. Al año siguiente (1973), se inició la construcción del proyecto de la hidroeléctrica del Mantaro para incrementar la capacidad instalada, de 1930MW a 2 000MW. Hasta inicios del decenio de 1990, la propiedad y

representación de las acciones del Estado estaban a cargo de Electro Perú, que a su vez ejercía la supervisión y coordinación de las empresas regionales de electricidad. Electro Perú, las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados producían, en conjunto, el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país, mientras que el resto era producido por empresas auto productoras privadas. Centro Norte (SICN), Sureste (SISE) y Suroeste (SISO). En este contexto, Electro Lima era la mayor de las empresas regionales de distribución eléctrica, con el 98% de sus acciones en poder de Electro Perú y el 2% restante estaba en manos del Banco Popular e ICSA. En vista de algunas ineficiencias, y como parte del programa de estabilización macroeconómica y de reformas estructurales que tenía por objetivo disminuir la intervención del estado en las actividades económicas, se inició la reestructuración y transformación del sector eléctrico. En 1992, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas y a mediados de 1994 se puso en marcha el proceso de privatización de las empresas eléctricas originando más inversión en el sector eléctrico permitiendo un incremento de potencia de 150 MW a más anual [9].

2.5 Fijación de la Demanda actual

Durante el año 2011, la máxima demanda de potencia alcanzó 4 961,2 MW ocurrida el día 14 de diciembre a las 20:15 horas, valor superior en 8,35% respecto a la demanda, máxima del año 2010 que fue 4 578,9 MW. La producción de energía eléctrica del año 2011 fue 35 217,4 GWh lo cual significa un crecimiento de 8,61 % con respecto al año 2010 cuyo valor fue 32 426,8 GWh. De los 35 217,4 GWh de energía producidos en el año 2011, 20 404,1 GWh (57,94 %) son de origen hidráulico y 14 813,3 GWh (42,06%) son de origen termoeléctrico. En la TABLA N° 2.7 se aprecian los valores mensuales de energía programada y ejecutada del SEIN, así como los valores para la demanda de potencia programada y ejecutada durante el año 2011. Con la entrada en operación comercial de la unidad TG3 de Ventanilla con gas natural el 08 de setiembre del 2004, se marca el inicio de la utilización del gas de Camisea en el sector eléctrico. El año 2011 la utilización de Gas de Camisea en la producción de la energía eléctrica alcanzó el 34,8% de participación mientras que el recurso hídrico el 57,9 % de la producción total del SEIN. Con relación al nivel de almacenamiento de agua en los embalses, el volumen almacenado en el lago Junín durante el año 2011 alcanzó 348,0 millones de m³ (mes de marzo), valor muy inferior al obtenido el año anterior en el mes de febrero que alcanzó 427,8 El almacenamiento en las lagunas de EDEGEL alcanzó el valor máximo de 231,8 millones de m³ en el mes de abril; a diciembre de 2011, el volumen embalsado se redujo a 145,3 millones de m³. El volumen mínimo fue 132,4 millones de m³ en noviembre (en el año 2010 fue 120,7 millones de m³ en noviembre). A nivel de generación ocurrieron salidas forzadas por causas propias, salidas por influencia de la red y salidas por trabajos de mantenimiento, que ocasionaron

limitaciones en el servicio eléctrico y/o reprogramación del despacho económico de centrales. Asimismo, a nivel de transmisión se produjo desconexiones programadas y forzadas que causaron indisponibilidad de líneas principales, como se mostrará más adelante.

TABLA N°2.7 Producción de energía y demanda máxima mensual-SEIN-2011

MES	Energía (GWh)			Demanda (MW)		
	Prog.	Ejes.	Desv (%)	Prog.	Ejec.	Desv (%)
Enero	2 937	2 908	-0,99	4 604	4 586	-0,38
Febrero	2 695	2 699	-0,13	4 677	4 670	-0,14
Marzo	3 050	2 997	-1,74	4 754	4 715	-0,15
Abril	2 890	2 858	-1,11	4 751	4 744	-0,83
Mayo	3 021	2 968	-1,75	4 772	4 718	-1,13
Junio	2 937	2 892	-1,51	4 792	4 764	-0,58
Julio	2 988	2 927	-2,03	4 786	4 691	-1,99
Agosto	3 010	2 980	-0,99	4 729	4 676	-1,11
Setiembre	2 914	2 903	-0,36	4 748	4 791	-0,91
Octubre	3 046	3 015	-0,99	4 814	4 788	-0,54
Noviembre	3 001	2 977	-0,81	4 942	4 900	-0,84
Diciembre	3 132	3 093	-1,26	5 004	4 961	-0,85
TOTAL	35 620	35 217	-1,13	5 004	4 961	-0,85

Fuente: Estadísticas de Operaciones-COES-2011

2.6 Proyección de la demanda

Considerando los resultados del Modelo Económico y la demanda de los grandes proyectos, en la TABLA N° 2.8 muestra un escenario alto en la producción de energía (GWh) y de la potencia útil (MW) de 2011-2016, y en la TABLA N° 2.9 se muestra la Proyección de demanda de energía y potencia del SEIN esperada al nivel de generación(2011-2013). Se debe indicar que estas proyecciones incluyen las demandas abastecidas por las centrales hidroeléctricas Curumuy y Poechos.

TABLA N° 2.8 Proyección de demanda electricidad - Escenario Alto

Año	GWh	%	MW	%
2011	35 052	8,1 %	4 967	7,5%
2012	37 869	8,0%	5 370	8,1%
2013	43 374	14,5%	6 100	13,6%
2014	48 883	12,7%	6 856	12,4%
2015	54 085	10,6%	7 440	8,5%
2016	57 106	5,6%	7 867	5,7%
Promedio	10.3%	10.3%	9.6%	9.6%

Fuente: COES proyección 2011-2016

COES en función de su trabajo está constantemente día a día mes a mes recibiendo el reporte de los generadores que trabajan en el mercado eléctrico, para que con sus operadores e ingenieros se pueda reportar proyecciones de demanda en un

escenario alto. Y así observar la potencia disponible que se tiene y la potencia que falta para cubrirse de inmediato se activan las centrales térmicas como una solución. Que es el camino más indicado para dar solución a la demanda de energía en el mercado eléctrico. Y así satisfacer a todos los usuarios en general.

TABLA N° 2.9 Proyección de la Demanda 2011-2013

Año	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2009	4343	2.7%	30646	3.3%
2010	4588	5.6%	32388	5.7%
2011	5003	9.0%	35311	9.0%
2012	5437	8.7%	38662	9.5%
2013	5929	9.1%	42257	9.3%

Fuente: COES-SEIN para el periodo 2011-2013

2.6.1 Consumo de energía

La producción de energía eléctrica del SEIN en el año 2011 fue de 35 217,41 GWh notándose un crecimiento de 8,61 % con respecto al año 2010. La distribución de la producción de energía eléctrica por empresas integrantes del COES para el año 2011 y su participación en la generación total se muestra en la TABLA N° 2.10, se aprecia que las empresas de mayor producción de energía fueron EDEGEL con 8 144,3 GW.h (23,13%) y ELECTROPERU con 7 238,9 GW. h (20,55 %). La producción de energía por tipo de recurso energético (hidráulica y térmica) se muestra en la TABLA N° 2.11. Los resultados indican el predominio de la generación hidráulica en el abastecimiento de la demanda de energía con 20 404,1 GWh representando el 57,94 % del total y la generación termoeléctrica fue de 14 813,3 GWh representando el 42,06 %. La producción mensual del Sistema Interconectado nacional en el año 2011 clasificada por tipo en la TABLA N° 2.12.

En el informe "Resumen Estadístico Anual del SEIN 2011" del COES, se observa que la producción anual de energía eléctrica en el 2011 totalizó 35 217,43 GWh, la que representó un incremento del 8,61% superior al registrado en el 2010, que fue de 32 426,83 GWh. En la tabla N° 2.13 se presenta la producción eléctrica en el SEIN en el 2010 y 2011.

La producción de energía eléctrica en el COES en el año 2012 totalizó 37 321,18 GWh y la Máxima demanda de potencia del 2012 obtuvo un valor de 5 290,89 MW (COES). La proyección de la demanda se realiza para poder ver los incrementos respecto a la demanda de potencia considerando los generadores que están por funcionar con su determinada potencia, como también la potencia que se necesita en horas punta, para así satisfacer la necesidad de potencia a todos los usuarios ya sea libres o regulados. Donde la producción de energías eléctrica registrada por el Comité de Operaciones del Sistema

Interconectado Nacional (COES). El consumo de energía es integral abarcando la parte hidráulica, y tipo de tecnología como: centrales termoeléctricas, equipos turbo-gas, unidades de ciclo combinado y turbo-vapor y diésel. Donde se puede observar que la potencia como la energía eléctrica para el año 2016 en proyección será 57 106 GWh y 7 867 MW.

TABLA N° 2.10 Producción de energía eléctrica del COES-2011

EMPRESA	GWh	(%)
AIPSAA	84,3	0,24
AYEPSA	11,0	0,03
CELEPSA	1 224,1	3,48
CHINANGO	1 161,6	3,30
CORONA	153,5	0,44
EDEGEL	8 144,3	23,13
EEPSA	703,6	2,00
EGASA	1 328,6	3,77
EGEMSA	743,1	2,11
EGENOR	2 317,7	6,58
EGESUR	193,8	0,55
ELECTROPERU	7 238,9	20,55
ENERSUR	4 675,5	13,28
GEPSA	27,1	0,08
KALLPA	3 993,7	11,34
MAJA ENERGIA	19,5	0,06
PETRAMAS	3,0	0,01
SAN GABAN	745,1	2,12
SANTA CRUZ	60,8	0,17
SANTA ROSA	3,7	0,01
SDF ENERGIA	134,7	0,38
SHOUGESA	21,7	0,06
SINERSA	54,7	0,16
SN POWER	1 685,1	4,78
TERMOSELVA	488,7	1,39
TOTAL	35 217,4	100,00

En la TABLA N° 2.11, muestra la producción de energía eléctrica del año 2011 que fue 35 217.4 GWh. Donde se observa las diferentes generadoras de producción de energía con su respectivo reporte al COES, quien se encarga de programar y elaborar una estadística a nivel nacional de todas las generadoras que se encuentran interconectados a nivel nacional con sus respectivos incrementos porcentuales mayores de Electro Perú y Edegel.

Considerando las proyecciones de la demanda del SEIN en un pronóstico alto, considerando o incluyendo las demandas abastecidas por las centrales hidroeléctricas de Curumuy y Poechos donde al 2013 la oferta de generación fue 42 257 GWh.

El consumo de energía en la gran Lima origina utilizar la energía térmica, que es la alternativa para poder dar solución a la demanda de energía eléctrica en horas punta

TABLA N° 2.11 Por tipo de recurso energético COES-2011

TIPO	GWh	%
HIDRAULICA	20 404,1	57,94
TERMICA	14 813,3	42,06
TOTAL	35 217,4	100,00

Las generadores de mayor producción reportado en el COES es la de tipo Hidráulico con un 57% y la de tipo térmico es de 42%.(año 2011).Donde se puede observar la diferencia. Como la energía tipo térmico ha ido creciendo porcentualmente hasta 50% del total. Electro Perú el año 2011 su producción fue 20.55% y Edegel fue 23.13% seguido con ENERSUR con 13.28 % del total de producción de energía eléctrica. Donde se puede analizar que EDEGEL es una empresa que produce el 23.12% considerando el 2do lugar.

TABLA N°2.12 Producción mensual del COES (GWh) 2011.

MES	Hidráulico			Térmico			Total: Hidráulico + Térmico		
	2011	2010	Inc. %	2011	2010	Inc. %	2011	2010	Inc. %
Ene	1 920,3	1 810,0	6,09	987,7	855,2	15,50	2 908,0	2 665,2	9,11
Feb	1 736,2	1 644,9	5,55	962,6	823,1	16,96	2 698,8	2 468,0	9,35
Mar	1 963,0	1 852,8	5,95	1 033,7	915,7	12,89	2 996,7	2 768,4	8,24
Abr	1 869,6	1 785,9	4,69	988,3	857,5	15,25	2 857,9	2 643,4	8,11
May	1 823,4	1 644,8	10,86	1 144,6	1 068,8	7,10	2 968,0	2 713,5	9,38
Jun	1 523,7	1 409,0	8,14	1 368,5	1 255,6	9,00	2 892,3	2 664,6	8,55
Jul	1 518,9	1 389,6	9,31	1 408,1	1 313,3	7,22	2 927,0	2 702,8	8,29
Ago	1 474,0	1 392,9	5,82	1 506,2	1 328,7	13,36	2 980,1	2 721,5	9,50
Set	1 462,2	1 356,2	7,82	1 441,1	1 312,1	9,83	2 903,3	2 668,3	8,81
Oct	1 576,9	1,445,1	9,12	1 438,4	1 340,1	7,34	3 015,4	2 785,2	8,27
Nov	1 642,2	1453,81	12,06	1 335,0	1 310,5	1,87	2 977,2	2 764,3	7,70
Dic	1 893,7	779,	6,41	1 199,0	1 080,8	10,84	3 092,8	2 860,5	8,12
Total	20 404,1	18 964,6	7,59	14 813,3	13 461,2	10,04	35 217,4	32 425,8	8,61

Fuente: Estadísticas de Operaciones-COES-2011

La producción hidroeléctrica del COES en el año 2011 fue 20 404,1 GW.h y su participación por parte de las empresas integrantes del COES se muestran en la tabla N° 2.14, observamos que, la empresa de mayor producción hidroeléctrica, fue Electro Perú con 7 062,2 GW.h (34,61 %) y la de menor producción fue Eléctrica Santa Rosa con 3,7 GW.h (0,02 %). Mientras que la demanda de energía del año 2012 fue de 37 321.2 GWh, con Inc. % de 5.6%.

Ante el déficit de generación en el sistema, se ha optado por despachar todas las centrales térmicas disponibles aún cuando sus costos variables superen el costo de racionamiento que actualmente esta definido en 250 US\$/MWh.

El consumo de energía permite la oferta de generación eléctrica a través de la generación de alternativa.

Que para efectos de las simulaciones energéticas se ha utilizado un costo de racionamiento de 1000 \$/ MWh. Las unidades de generación de Lima y Chilca, que operan con gas natural de Camisea.

TABLA N° 2.13 Producción eléctrica en el SEIN en el 2010 y 2011

TIPO DE GENERACIÓN	2010	2011	Δ
			2011/2010
HIDRÁULICO	18 964,56	20404,12	7,59%
	58,50%	57,90%	
TÉRMICA	13 426,27	14 813,31	10,04%
	41,50%	42,10%	
TOTAL DE PRODUCCIÓN SEIN	32 426,83	35 217,43	8,61%

Fuente: COES Producción eléctrica del Perú en el 2010 y 2011.

El funcionamiento de la CCHH de Sheque originará disminuir la producción térmica. En el rango de la construcción de hidroeléctrica, debido a las condiciones favorables en el funcionamiento de una central térmica con la hidráulica, la térmica origina más gastos por los precios del combustible diésel 2, el carbón, el gas, que es diferente que el agua.

Mientras que la central hidroeléctrica origina menos gastos económicos.

TABLA N° 2.14: Producción hidroeléctrica del COES. Por empresas 2011

EMPRESA	GWh	%
AGEPSA	11,0	0,05
CELEPSA	1 224,1	6,00
CHINANGO	1 161,6	5,69
CORONA	153,5	0,75
EDEGEL	3 528,1	17,29
EGASA	997,9	4,89
EGEMSA	743,1	3,64
EGENOR	1 941,2	9,51
EGESUR	96,5	0,47
ELECTROPERU	7 062,2	34,61
ENERSUR	889,9	4,36
GEPSA	27,1	0,13
MAJA ENERGIA	19,5	0,10
SAN GABAN	744,2	3,65
SANTA CRUZ	60,8	0,30
SANTA ROSA	3,7	0,02
SINERSA	54,7	0,27
SN POWER	1 685,1	8,26
TOTAL	20 404,1	100

La producción de energía termoeléctrica del COES en el año 2011 fue 14 813,36 GWh y su distribución por empresas integrantes COES, se muestra en la TABLA N° 2.15, se observa que la empresa de mayor producción fue EDEGEL con 4 616,2 GWh (31,16 %) y la de menor producción fue San Gabán con 0,83 GWh (0,01%). Considerando la proyección de la demanda de grandes cargas, conformadas por cargas

especiales, incorporaciones y proyectos, esta basada en los resultados de encuestas efectuadas a inversionistas, propietarios y suministradores de las cargas termoeléctricas.

TABLA N° 2.15: Producción termoeléctrica del COES por empresa 2011

EMPRESA	(GWh)	(%)
AIPSAA	84,3	0,57
EDEGEL	4 616,2	31,16
EEPSA	703,6	4,75
EGASA	330,7	2,23
EGEMSA	0,0	0,00
EGENOR	376,5	2,54
EGESUR	97,4	0,66
ELECTROPERU	176,6	1,19
ENERSUR	3 785,5	25,55
KALLPA	3 993,7	26,96
PETRAMAS	3,0	0,02
SAN GABAN	0,8	0,01
SDF ENERGIA	134,7	0,91
SHOUGESA	21,7	0,15
TERMOSELVA	488,7	3,30
TOTAL	14 813,3	100,00

En la TABLA N° 2.16 se presenta la producción termoeléctrica del COES por tipo de tecnología de generación, resultando que la de mayor tecnología utilizada para la producción termoeléctrica son las unidades turbo gas, que han producido 10 088,4 GWh que representa el 68,10 % del total térmico, seguidas por las unidades de ciclo combinado con una producción de 3 436,9 GWh que representa el 23,20 % del total térmico y las de menor utilización las unidades turbo vapor y diésel con 1 288,0 GW.h en 8,69 %.

TABLA N° 2.16: Por tipo de recursos energeticos-2011

TIPO	(GWh)	(%)
TURBO GAS	10 088,4	68,10
TURBO VAPOR	1 047,1	7,07
DIESEL	240,9	1,63
CICLO COMBINADO	3 436,9	23,20
TOTAL	14 813,3	100,00

En la TABLA N° 2.17 se muestra la evolución anual de la producción de la energía eléctrica por recursos energéticos en el COES (2001-2011). reflejando una mayor participación del recurso hídrico y uso del Gas Natural de Camisea que representa 57,94 % y 34,84 % respectivamente.

Así mismo se muestra que en el periodo 2006-2011 la producción de energía generada con Gas Natural de Camisea tuvo un crecimiento medio anual de 36,85% principalmente debido al ingreso de unidades de generación de Lima y Chilca, que operan con gas natural de Camisea , se alimentan del tramos del gasoducto de 18 pulgadas, cuya capacidad de transporte es limitada. Por esta razón el gas de Camisea se ha despachado

de manera óptima entre todas las unidades que consumen este combustible, sobre la base de los precios que resultan de la aplicación de los contratos de suministro, transporte.

TABLA N° 2.17 Evolución anual de la producción de la energía eléctrica

Año	Malacas-Aguaytía	Camisea	Hidráulica	Carbón	D2-R6-R500	Otros	Total
2001	744,2	0,0	16 807,0	338,8		0,0	17 890,0
2002	1 006,4	0,0	17 224,5	845,9	581,1	0,0	19 657,9
2003	1 229,9	0,0	17 731,9	859,4	867,3	0,0	20 688,6
2004	1683,8	486,3	16 692,6	993,6	2 046,4	0,0	21 902,7
2005	1 806,9	2 264,9	17 100,8	830,9	998,0	0,0	23 001,5
2006	1 739,9	2 556,4	18 670,7	881,0	914,8	0,0	24 762,8
2007	1 742,5	5 573,5	18 588,5	840,1	510,3	0,0	27 254,9
2008	1 908,8	7 409,8	18 010,2	909,3	1 320,5	0	29 558,7
2009	2 819,8	6 447,0	18 751,7	930,2	858,9	9,0	29 807,6
2010	1 448,6	9 997,9	18 964,6	1 066,9	871,3	77,5	32 426,8
2011	1 192,3	1 2269,9	20 404,1	732,4	531,5	87,3	35 217,4
Incremento11/10	-17,7%	22,7%	7,6%	-31,4%	-39,0%	12,7%	8,6%
TC.Crec.2001/2011	4,8%		2,0%	8,0%			0.07
T.Crec.2006/2011	-7,3%	36,8%	1,8%	-3,6%	-10,3%		7,3%
Participación 2011	3,4%	34,8%	57,9%	2,1%	1,5%	0,2%	100%

2.6.2 Potencia Instalada

La potencia instalada correspondiente a las centrales generadoras del COES al 31 de diciembre de 2011 asciende a 6 746,3 MW. La potencia efectiva asciende a 6 444,6 MW de los cuales 3 109,5 MW (48,3%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 3 334,9 MW (51,7 %) corresponde a centrales térmicas. En la TABLA N° 2.18, indica la potencia efectiva por tipo de generación del año 2011.

TABLA N° 2.18 Potencia Efectiva Por Tipo de Generación 2011

Tipo de Generación	Potencia efectiva (MW)	Participación (%)
Hidráulica	3 109,5	48,25
Térmica	3 334,9	51,75
Total	6 444,4	100,0

Fuente: Estadísticas de Operaciones-COES-2011

En la TABLA N° 2.19 se muestra la participación de las empresas en la potencia efectiva para el año 2011. Fue 6444.4 MW, las principales empresas privadas que aportarán a este total, fueron Edegel (22.9%), Enersur (16.1%), Electroperú (15.0%) Egenor (9.94%), Kallpa Generación (8.8%), Egasa (4.9%) y SN Power (4.2%).

Respecto a la potencia efectiva el porcentaje de generación térmica es 51.75%

La contribucion estatal provino de Electroperú,Egensa,Egasa,Egesur y la Empresa San Gaban,los cuales aportarán 24.1% de la potencia efectiva y del sector privado 76,2% donde existe una diferencia en la inversión privada,a raíz de las privatizaciones.

TABLA N° 2.19 Potencia efectiva por empresa (MW)

EMPRESAS	POTENCIA EFECTIVA (MW)
EDEGEL	1 472,2
ENERSUR	1,034,2
ELECTROPERU	964,5
EGENOR	640,4
KALLPA	577,8
EGASA	316,7
SN POWER	271,1
CELEPSA	217,4
CHINANGO	193,5
TERMOSELVA	175,4
EEPSA	130,9
SAN GABAN	120,9
EGEMSA	88,8
SHOUGESA	63,0
EGESUR	57,0
SDF ENERGIA	29,4
AIPSAA	20,0
CORONA	19,6
SANTA CRUZ	14,4
SINERSA	10,0
GEPSA	9,6
AYEPSA	6,3
MAJA ENERGIA	3,5
PETRAMAS	3,2
SANTA ROSA	1,8
TOTAL	6 444,4

En la TABLA N°2.20 muestra la potencia efectiva por tipo de generación y tecnología, donde las turbinas tipo Pelton tiene mayor utilidad así como en térmicas la turbina Turgo-Gas y las turbinas Pelton son para alturas muy altas, mayores de 1000 metros.

El año 2011 la potencia efectiva sumo 6444.4 MW.LAs principales empresas privadas que aportaron de este total fueron Edegel (22.9%),Enersur (16.1%),Electroperú (15%),Egenor (9.94%),Kallpa Generación(8.8%),Egasa (4.9%) y SN Power (4.2%).

La contribucion estatal provino de Electroperú,Egensa,,Egasa,,Egesur, y Empresa San Gaban los cuales aportarán 24.1% de la potencia efectiva y el sector privado 76%,el cual se puede apreciar una diferencia entre años antes de las privatizaciones y después

de las privatizaciones, la inversión privada permitió un crecimiento de Energía, que por tal motivo existe la oferta de generación, desde centrales hidroeléctricas y térmicas.

TABLA N°2.20 Potencia Efectiva por tipo generación y tecnología (M)

<i>Tipo</i>	Hidráulica	(%)	Térmica	(%)
Turbina Peltón	2 648,5	85,18		
Turbina	442,3	14,22		
Francis	15,7	0,51		
Turbina Kaplan	3,0	0,10		
Turbina Turgo			2 272,7	68,15
Turbo gas			508,5	15,25
Ciclo Combinado			390,6	11,71
Turbo Vapor			163,0	4,89
Diésel				
	3 109,5	100,0	3 334,9	100,0

2.6.3 Máxima demanda

La demanda máxima del SEIN para el año 2011 fue 4 961,2 MW ocurrida el día 14 de diciembre a las 20:15 horas, valor superior en 8,35% respecto a la demanda máxima del año 2010 que fue 4 578,9 MW. La evolución mensual y anual de la demanda máxima del COES, para el período de 2 000 a 2 011, se presenta en la TABLA N° 2.21 que incluye gráficos en los cuales se puede apreciar de manera similar a los de energía, la evolución mensual de la demanda para el citado período, así como su evolución mensual para cada año.

La energía producida en el día de demanda máxima del COES fue 106,0 GWh y el factor de carga diario correspondiente fue 88,99%. El despacho de la generación para dicho período de 15 minutos fue 55,4% hidráulico y 44,6 % térmico.

La máxima demanda del 2012 presentó un incremento de 329,70 MW con relación al año 2011, representando un crecimiento de 6,65% en comparación en lo registrado durante el año 2011. Dicha demanda se presentó el 07 de diciembre de 2012 a las 20:00 horas con un valor de 5 290,89 MW. La mayor participación en la cobertura de la máxima demanda en el 2012 fue de la generación con recurso hídrico y gas natural las mismas que registraron un incremento del 3,42% y 18,22% respectivamente en comparación al año 2011.

Por otro lado, la participación del carbón y diésel disminuyeron en 29,12% y 79,07%.

Las empresas que tuvieron mayor participación en la máxima demanda registrada en el 2012 fue de EDEGEL (19,65%), ENERSUR (17,97%) y ELECTROPERU (16,84%). Según el balance de la oferta y la demanda de potencia y energía eléctrica siempre está creciendo, como se puede observar en los reportes emitidos por el COES.

La proyección depende del incremento de grandes cargas a nivel nacional.

El 29 de mayo del 2013, a las 18:45 horas se registró la máxima demanda de potencia eléctrica que alcanzó los 5 389 MW, incrementándose 6,3% respecto al mismo mes del año anterior, registrado en el avance estadístico del subsector eléctrico del MEM. Como se puede observar de los reportes de las estadísticas el Coes la Potencia crece.

TABLA N° 2.21 Evolución de la máxima demanda del COES-2011

Mes	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010 INC %
Ene	2 606,8	2 762,4	2 851,2	2 959,3	3 044,1	3 268,7	3 589,2	3 983,0	4 091,1	4 290,5	4 586,4	6,90%
Feb	2 623,6	2 768,0	2 907,1	2 974,3	3 044,7	3 281,8	3 646,8	4 009,4	4 105,3	4 349,7	4 670,0	7,36%
Mar	2 641,8	2 822,5	2 927,9	3 007,6	3 106,9	3 351,5	3 727,6	4 072,0	4 155,1	4 452,6	4 714,8	5,89%
Abr	2 694,1	2 846,9	2 915,2	3 024,8	3 157,3	3 338,1	3 744,5	4 043,2	4 180,0	4 403,6	4 744,0	7,73%
May	2 673,2	2 823,2	2 914,7	2 978,6	3 193,3	3 320,7	3 758,5	4 018,9	4 124,9	4 381,2	4 718,3	7,69%
Jun	2 676,6	2 777,8	2 895,8	2 974,3	3 092,2	3 314,4	3 714,3	4 090,8	4 033,8	4 435,5	4 764,2	7,41%
Jul	2 685,5	2 778,1	2 885,0	2 904,3	3 138,3	3 321,9	3 721,9	4 039,7	3 973,4	4 384,6	4 690,8	6,98%
Ago	2 669,8	2 775,8	2 882,2	2 972,7	3 127,0	3 353,3	3 730,1	4 073,1	4 025,3	4 344,1	4 676,5	7,65%
Set	2 684,1	2 838,2	2 887,2	2 973,9	3,175,5	3 395,5	3 758,9	4 108,2	4 056,6	4 387,2	4 791,4	9,21%
Oct	2 740,8	2 839,2	2 935,8	3 012,4	3 233,8	3 452,1	3 810,8	4 088,1	4 088,4	4 461,0	4 787,9	7,33%
Nov	2 768,8	2 870,8	2 942,4	3 045,5	3 244,5	3 514,1	3 939,7	4 155,9	4 255,6	4 522,3	4 905,5	8,36%
Dic	2 792,2	2 908,2	2 964,8	3 130,8	3 305,0	3 508,3	3 965,6	4 198,7	4 322,4	4 578,9	4 961,2	8,35%
total	2 792,2	2 908,2	2 964,8	3 130,8	3 305,0	3 508,3	3 965,6	4 198,7	4 322,4	4 578,9	4 961,2	8,35%

En la TABLA N° 2.22 muestra la comparación de la máxima demanda del 2010 con el año 2011.

TABLA N° 2.22 Comparativo de Máxima Demanda del 2011 con el año 2010

	Dic-10	Dic-11	% Inc.
Potencia (MW)	4 578,9	4 961,2	8,35%
Fecha/ Hora	16/10/2010 19:30	14/12/2011 20:15	

Se puede observar en la TABLA N°2.22 como al potencia crece desde 6.9% hasta 9.21%. La demanda máxima del SEIN, conformada por las empresas integrantes COES SINAC ,se registró el día miércoles 14 de Diciembre del 2011 a las 20:15 horas y alcanzó el valor de potencia en bornes de generación de 4 961,2 MW y la producción de energía alcanzó 35 217,4 GW.h ,lo que resulto un factor de carga anual de 0,810.

La demanda mínima se presentó el día domingo 01 de enero del 2011 a las 7.15 horas ,presentando un valor de potencia de generación de 2620,8 MW, registro que

representa el 52,8% de la demanda máxima. Donde se observa que la potencia cada año crece y no disminuye, siendo esta una condición para invertir en proyectos de centrales hidroeléctricas que permitirá dar solución al problema del impacto ambiental al disminuir la producción térmica.

El sector eléctrico en el Perú ha experimentado sorprendentes mejoras en los últimos 15 años se proyecta la máxima demanda para el 2016 en 7 867 MW.

2.6.4 Diagrama de carga

El factor de carga se define como el cociente de la potencia media (Pm) durante un periodo de tiempo sobre la potencia pico o máxima (Pmax) presentada en este mismo periodo de tiempo.

$$Fc = \frac{Pm}{Pmax}$$

El factor de carga da una idea en el uso de la capacidad instalada en el sistema. Un factor de carga alto (cercano a la unidad) indica un uso racional y eficiente de la capacidad instalada. En la TABLA N°2.23 se presenta el factor de carga mensual del Sistema Interconectado Nacional el cual varió entre los valores de 0,837 y 0,860, y La relación mensual de la carga mínima con respecto a la máxima varió entre 0,562 y 0,661

TABLA N°2.23 Factores de carga del Sinac y Relación de Potencia (Mín/máx)

Meses	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima(MW)	Producción de Energía (GWh)	Factor de Carga	Relación P.Min/P.Max.
Ene.	2 621	4 586	2 908	0,852	0,571
Feb.	3 085	4 670	2 699	0,860	0,661
Mar.	3 093	4 715	2 997	0,854	0,656
Abr.	3 035	4 744	2 858	0,837	0,640
May	2 969	4 718	2 968	0,845	0,629
Jun.	3 013	4 764	3 892	0,843	0,632
Jul.	2 974	4 691	2 927	0,839	0,634
Ago.	3 038	4 676	2 980	0,857	0,650
Set.	3 073	4 791	2 903	0,842	0,641
Oct.	3 082	4 788	3 015	0,847	0,644
Nov.	3 208	4 900	2 977	0,844	0,655
Dic.	2 787	4 961	3 093	0,838	0,562
Total	2 621	4 961	35 217	0,810	0,528

2.6.5 Incremento de potencia estadístico

Se observa en el aumento porcentual de cada año la máxima demanda de potencia y podemos observar en la TABLA N°2. 24.

Se observa que cada año la potencia se está aumentando ya que el 2006 incrementaba de 150 a 200 MW anual a la fecha del 2011 al 2012 su incremento es de 400 MW anual en promedio, por la inmensa necesidad de energía y la falta de generadores, para la venta en el mercado eléctrico, a distribuidores para que la venta de energía se

utilicen diferentes usos, puede ser industrial, comercial o doméstico, siendo unos clientes libres, que pueden comparar la energía a cualquier generadora, teniendo una libertad de comprar a partir de 10 MW de compra, y clientes regulados cuando es menor de 10MW. La TABLA N° 2.21 muestra el reporte de energía mensual , desde el año 2001 hasta el año 2011, indicando su incremento porcentual. se puede observar la evolución de las máxima demanda de potencia. El reporte del COES, en la revista de estadísticas de operaciones indica que el año 2011 reportó 4961.19 así como explica el resumen anual del cuadro No 2.21 y la máxima demanda del 2012 fue 5290.89 MW habiendo una variación del año 2011 al 2012 en 6.65%.

TABLA N° 2.24 Evolución de la máxima demanda del Coes-2011

Mes	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010 INC %
Ene	2 606,8	2 762,4	2 851,2	2 959,3	3 044,1	3 268,7	3 589,2	3 983,0	4 091,1	4 290,5	4 586,4	6,90%
Feb	2 623,6	2 768,0	2 907,1	2 974,3	3 044,7	3 281,8	3 646,8	4 009,4	4 105,3	4 349,7	4 670,0	7,36%
Mar	2 641,8	2 822,5	2 927,9	3 007,6	3 106,9	3 351,5	3 727,6	4 072,0	4 155,1	4 452,6	4 714,8	5,89%
Abr	2 694,1	2 846,9	2 915,2	3 024,8	3 157,3	3 338,1	3 744,5	4 043,2	4 180,0	4 403,6	4 744,0	7,73%
May	2 673,2	2 823,2	2 914,7	2 978,6	3 193,3	3 320,7	3 758,5	4 018,9	4 124,9	4 381,2	4 718,3	7,69%
Jun	2 676,6	2 777,8	2 895,8	2 974,3	3 092,2	3 314,4	3 714,3	4 090,8	4 033,8	4 435,5	4 764,2	7,41%
Jul	2 685,5	2 778,1	2 885,0	2 904,3	3 138,3	3 321,9	3 721,9	4 039,7	3 973,4	4 384,6	4 690,8	6,98%
Ago	2 669,8	2 775,8	2 882,2	2 972,7	3 127,0	3 353,3	3 730,1	4 073,1	4 025,3	4 344,1	4 676,5	7,65%
Set	2 684,1	2 838,2	2 887,2	2 973,9	3,175,5	3 395,5	3 758,9	4 108,2	4 056,6	4 387,2	4 791,4	9,21%
Oct	2 740,8	2 839,2	2 935,8	3 012,4	3 233,8	3 452,1	3 810,8	4 088,1	4 088,4	4 461,0	4 787,9	7,33%
Nov	2 768,8	2 870,8	2 942,4	3 045,5	3 244,5	2514,1	3 939,7	4 155,9	4 255,6	4 522,3	4 905,5	8,36%
Dic	2 792,2	2 908,2	2 964,8	3 130,8	3 305,0	3 508,3	3 965,6	4 198,7	4 322,4	4 578,9	4 961,2	8,35%
Tota l	2 792,2	2 908,2	2 964,8	3 130,8	3 305,0	3 508,3	3 965,6	4 198,7	4 322,4	4 578,9	4 961,2	8,35%

2.7 Alternativas para satisfacer la demanda

2.7.1 Plantas térmicas

Las plantas térmicas de generación eléctrica originan gastos muy altos en combustibles.

La generación eléctrica se inicio con centrales termicas en los estados Unidos.

Las plantas térmicas son de gran utilidad en circunstancias de Hora punta cuando se necesita potencia para poder de esa manera satisfacer la demanda de potencia a nivel nacional, las centrales térmicas son necesarias en estos tiempos, ya que cuando la energía eléctrica falta es necesario recurrir a las centrales térmicas denominado horas punta.

También cuando existen cortes inesperado por fallas es necesario las térmicas.

2.7.2 Plantas a vapor

Son aquellas que como fuente de energía el carbón y petróleo residual, siendo el carbón uno de los combustibles más barato. El esquema de una central a vapor es: El combustible ingresa por la caldera, donde se origina el proceso de combustión para después llevar el vapor hacia la turbina y así seguir el ciclo en el condensador, la bomba cumple un rol importante llevando el agua a la caldera. Considerado un ciclo termodinámico de Rankine. El incremento de la presión de la caldera es incrementar la presión de operación de la caldera, elevando la temperatura de ebullición.

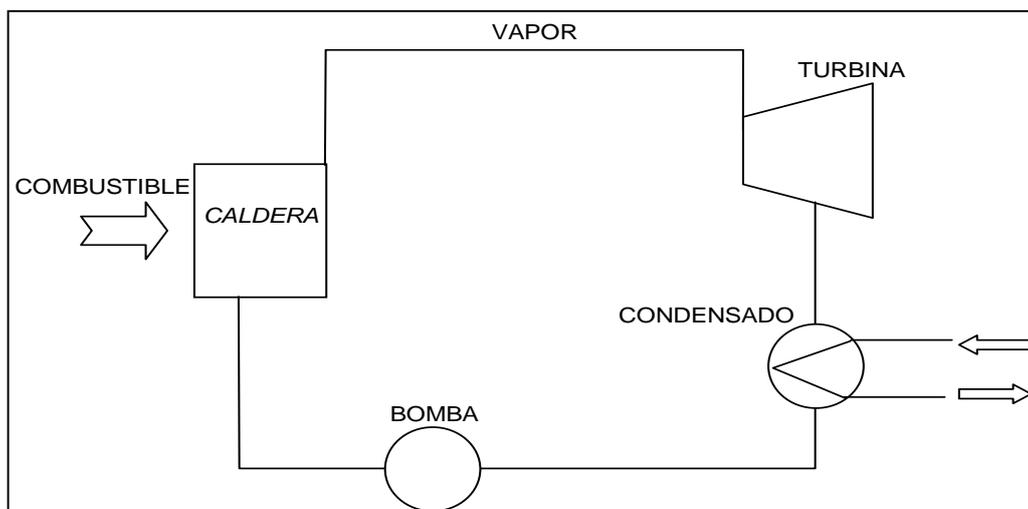


Fig. N° 2.1 Esquema de funcionamiento de una Central Térmica a Vapor

En la fig. N° 2.1 Se puede observar que el funcionamiento de estas centrales están basadas en el ciclo termodinámico de Rankine, teniendo una eficiencia de 35%.

La principal desventaja de este tipo de central es su alto costo de inversión así como también se necesita un mayor tiempo para su instalación y la necesidad de estar ubicadas en regiones donde se tiene disponibilidad de agua para enfriamiento en la mayoría de los casos cerca de un puerto, en estas centrales la potencia de salida puede llegar a alcanzar en 1000 Mw.

Las principales características de estas centrales es de tener un alto tiempo de arranque, variando bastante entre un arranque en frío a uno en caliente, siendo valores aproximados los de 24 horas a 8 horas respectivamente.

Su toma de carga es muy lenta por ello en la operación, es recomendable que su carga se mantenga constante.

A pesar que su costo en los combustibles es muy alto, así se necesita por la necesidad de producir energía eléctrica y poder dar solución a la demanda de energía a nivel nacional.

Las plantas a vapor a pesar de ser muy costoso su combustible es necesario su operación.

2.7.3 Central térmica con turbina a gas

Son aquellas que utilizan como fuente de energía el gas natural, derivados de petróleo, petróleo destilados o subproductos gaseosos. En el compresor de la turbina el aire es comprimido hasta la presión de combustión (gas o líquido pulverizado).

Una porción de aire es utilizado para enfriamiento y control de la estabilidad de la temperatura como de la propia llama. Los gases que se generan por la combustión accionan la turbina de potencia, obteniéndose el trabajo necesario para mover el compresor y el generador eléctrico .

Estas centrales tienen una eficiencia de alrededor de 30%. El esquema de una central a gas se encuentra en la fig. N° 2.2

Las Centrales Térmicas de Gas son plantas de ciclo simple, usando como combustible únicamente gas natural.

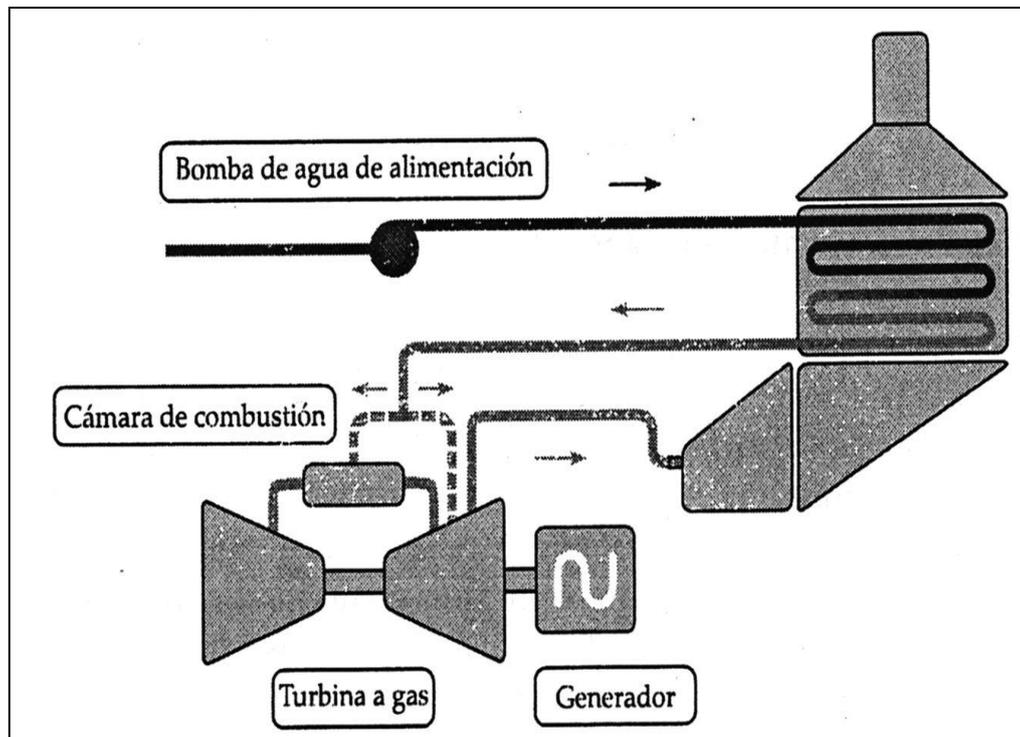


Fig. N° 2.2 Esquema de una Central térmica de Gas

Fuente: Centrales Hidroeléctricas-UNI- Reynaldo Villanueva Ure

Actualmente existen varias mejoras en las centrales a gas, para aprovechar, las altas temperaturas de los gases de escape siendo una de ellas los ciclos regenerativos o de cogeneración .

Estas centrales tienen la ventajas que su costo de inversión es menor a comparación de las centrales a vapor debido a que pueden tener instalaciones reducidas entre obras civiles y auxiliares, además de no ser muy contaminantes.

En las centrales la potencia de salida puede llegar a alcanzar los 200 MW .

Las principales características operativas de estas centrales es su corto tiempo de arranque en comparación con las centrales a vapor, que es del orden de 1/4 a 1/2 hora y su variación de carga es rápida, razón por la cual son centrales que pueden operar modulando la demanda.

A pesar de dar solución y con mejores condiciones que las térmicas, aun origina gastos y con la realidad que esta fuente de energía en un tiempo se extinguirá por no ser renovable [10].

Es muy diferente a una central a vapor por su tiempo de arranque es de 20 a 30 minutos mientras que la central de vapor su tiempo de arranque es de 8 a 24 horas.

2.7.4 Central térmica de ciclo combinado

Son aquellas que resultan de la superposición de plantas a vapor y a gas, que se apoyan mutuamente para aprovechar las ventajas inherentes a cada una de ellas.

Con esta tecnología se aprovecha la salida a altas temperaturas de gases de escape de las centrales a gas (orden de 500 a 550°C), a través de un caldero recuperador de calor que genera vapor para una turbina a vapor entregando generalmente un 40 y 60% de potencia adicional correspondiente a la turbina a gas.

Estas centrales pueden llegar a tener una eficiencia del orden de 50% teniendo las ventajas de una central a gas, en su bajo costo.

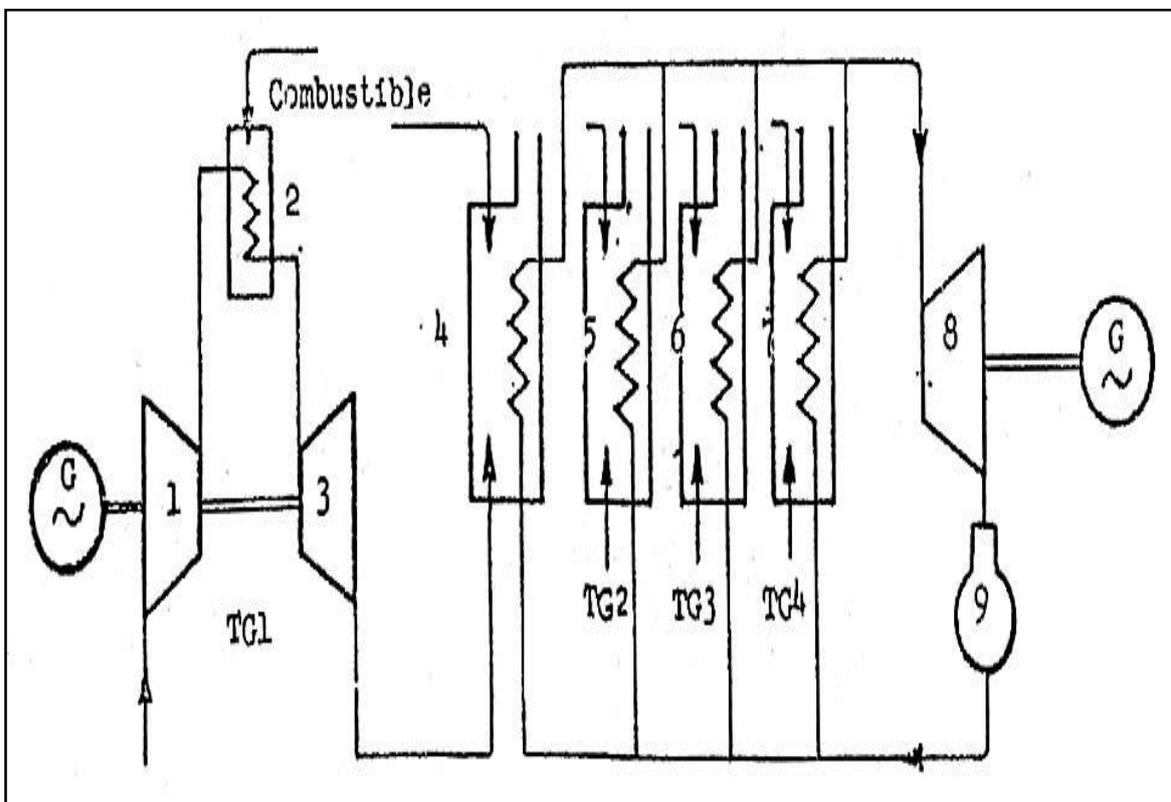


Fig. 2.4 Esquema de una central térmica de ciclo combinado

Central térmica combinada, con 4 turbinas de gas y un turbo grupo de vapor. 1: compresor de aire; 2: cámaras de combustión; 3: turbinas de gas; 4, 5, 6, 7: calderas de vapor; 8: turbina de vapor; 9: condensador.

Se concluye que su eficiencia es de 50%, teniendo ventajas con las de Gas. Se puede apreciar las altas temperaturas de gases de la central de gas, usando un caldero recuperador de calor que genera vapor para una turbina de vapor.

2.7.5 Grupos diésel

Son aquellas que tienen como motor primo a los motores Diésel, el cual utiliza como combustible normalmente el petróleo Diésel Nº 2 o petróleos residuales.

Estos centrales están basadas en el ciclo termodinámico Dual (o trinker, derivado del Ciclo Diésel), teniendo una eficiencia de 32% a 50%.

Las principales ventajas de estas centrales son su bajo costo de inversión y su poco tiempo de construcción, debido a las reducidas instalaciones que se requieren.

Las potencias de estas centrales alcanzan a ser de hasta 15 Mw.

Las principales características operativas de estas centrales son que pueden operar a cargas parciales, tienen un arranque rápido (orden de 10 a 20).

El tiempo de operación de los grupos Diesel, es corto, en comparación de otras centrales térmicas.

2.7.6 Plan de operación

- Que permitan transportar la producción minera, forestal y agrícola de las regiones de la Selva y Sierra a los puertos de nuestro litoral.
- Cambiar la actual dirección de la inversión estatal para ampliar la frontera agrícola, dirigiendo la inversión a ampliar la frontera agrícola en la Ceja de Selva
- Establecer polos de desarrollo en la zona de Ceja de Selva, que estarán basados en la energía hidroeléctrica para la expansión de la agricultura, minería, industria, transporte y función de nuevas ciudades.

2.8 Costos Marginales de corto plazo e Indicadores Económicos

Durante el año 2011 se determinaron los costos marginales de corto plazo del SEIN cada 15 minutos, resultados que fueron aplicados en la valorización mensual de las transferencias de energía.

La determinación de los costos marginales de corto plazo se efectúa a partir de los costos variables de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que fueron despachados. Al respecto es importante mencionar lo siguiente:

- La determinación del costo marginal tiene en cuenta la calificación de la operación de las unidades térmicas del SEIN. aprobadas.

- Los costos marginales se determinan a través de los costos variables de las centrales.
- Los costos variables de las centrales térmicas, expresados a un valor equivalente en la barra de referencia Santa Rosa, se determina aplicando el correspondiente factor de pérdidas marginales, para las condiciones de máxima, media y mínima demanda.
- Los costos variables no combustibles, que forman parte de los costos variables de las centrales térmicas, fueron incluidos en la determinación de los costos marginales correspondientes. Enero de 2001 hasta diciembre de 2011 (en barra de referencia Santa Rosa) para el SEIN se muestra en la TABLA N°2.22 .

TABLA N° 2.22 Costo Marginal Promedio del SEIN 2001-2011(US\$/MWh)

Meses	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ene	7,57	19,99	13,11	51,20	22,72	29,41	25,00	17,39	28,89	23,15	17,49
Feb	13,64	16,88	16,39	36,60	21,85	38,38	34,58	18,33	42,39	24,55	21,74
Mar	18,27	15,94	21,63	32,52	29,48	24,06	46,09	20,84	26,46	21,97	21,63
Abr	7,30	10,34	11,14	54,50	29,99	38,67	34,56	20,90	25,43	16,60	17,92
May	9,47	23,31	20,34	108,50	91,20	111,06	36,33	47,86	28,67	18,16	18,79
Jun	23,56	31,50	43,23	99,39	74,71	87,93	65,45	148,85	65,70	20,43	25,86
Jul	39,18	33,57	57,36	97,57	47,09	90,65	26,41	235,38	41,22	19,88	20,45
Ago	41,13	51,21	64,63	111,60	92,82	105,92	43,70	157,88	33,88	22,89	31,51
Set	36,87	51,23	61,29	112,39	85,09	149,81	34,39	185,21	36,22	23,84	33,63
Oct	29,02	35,17	58,07	64,06	88,58	71,83	35,54	63,35	19,79	24,23	27,06
Nov	2014	18,93	65,89	21,94	98,81	40,59	29,42	60,69	20,37	23,10	28,58
Dic	17,12	18,18	24,03	23,94	75,19	28,87	44,14	81,78	17,24	18,76	21,57
Prom	22,10	27,19	38,25	68,52	63,78	68,06	37,99	88,48	31,83	21,44	21,88

TABLA N°2.23 Costo Marginal del SEIN (USD/MWh) 2011-2012

Meses	2011	2012	Variación 2011/2012
Enero	17,57	20,92	19,11%
Febrero	21,74	23,73	9,16%
Marzo	21,63	39,83	84,20%
Abril	17,92	26,68	48,90%
Mayo	18,79	27,18	44,65%
Junio	25,86	45,52	76,06%
Julio	20,45	58,05	183,89%
Agosto	31,51	35,09	11,35%
Setiembre	33,63	36,41	8,28%
Octubre	27,06	28,76	6,28%
Noviembre	28,58	14,35	-49,78%
Diciembre	21,57	13,75	-36,26%
Promedio	23,86	30,86	29,34%

En la TABLA N°2.23 se muestra el costo marginal 2011 y el año 2012 ,donde el costo marginal del año 2012 el mas alto fue USD\$ 58.05.

CAPITULO III

ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL HIDRAULICO

3.1 Recursos Hidráulicos

3.1.1 Introducción

El principal objetivo del sector eléctrico es lograr el abastecimiento oportuno suficiente y económico de la demanda de energía eléctrica, a fin de dinamizar e incentivar el desarrollo socio económico del país, contribuyendo a mejorar el nivel de la población. El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica será cubierto por energía de nuevos proyectos aún en proceso de implementación, por lo que en el corto plazo deberá cubrirse aprovechando al máximo la capacidad instalada en las centrales hidráulicas. Una forma de lograr esta optimización es, almacenando agua en los reservorios de regulación estacional y plurianual disponibles, de tal manera que se aumenta la producción de energía para cubrir el incremento de la demanda. Considerando un potencial de reserva disponible en capacidad de almacenamiento útil en la cuenca del Mantaro es de 2 000 Hm³, sin considerar las lagunas sin explotación. Considerando el potencial, ubicado en las lagunas en la cuenca del Mantaro, que son 2 332 y que solamente 57 lagunas son explotadas con una capacidad de 1330 Hm³ de las cuales un 30% de su volumen total es utilizado en generación, 20% en agricultura y otros usos y el 50% aproximado se pierden discurriendo en el área de la cuenca del Mantaro de 34 546.6 Km², derivándose hacia el Océano Atlántico y el País vecino Brasil. Considerando las apreciaciones del proyecto Plan Amazonas que dice: “Un país sale del subdesarrollo en la medida que desarrolle centrales hidroeléctricas de gran capacidad”.

Los proyectos de MARCA I, II, III y IV serán deficientes para el año 2015 al 2030, para la gran Lima, los habitantes de provincias y distritos están quedando cada día más despoblados ya que están emigrando a la capital, en busca de mejores condiciones de vida, donde la población de Lima y Callao crecerá de 15 millones en los años mencionados, de habitantes y las necesidades básicas de la luz y agua será una deficiencia, donde las represas de gran capacidad de almacenamiento anual, serán necesarias para cubrir las necesidades básicas en época de estiaje, tenemos como ejemplo Brasil (Itaipu), la China (las tres gargantas), donde considerando que proyectos de energía renovable permiten

regenerar el medio ambiente en comparación de las centrales térmicas que originan un deterioro para el medio ambiente, originando el efecto invernadero y el recalentamiento global por la emisión del CO₂ originando por el petróleo.

3.1.2 Capacidad de embalses de reservorios de agua para Lima en MMC

Esta capacidad de almacenamiento es la proyección con el proyecto Marca III sin considerar el proyecto Marca IV, que es el estudio de la laguna Pomacocha con el río Blanco tenemos:

- Antacoto : 120
- Marcacocha : 10.7
- Marcapomacocha : 14.8
- Sangrar : 8.8
- Tucto : 2.5
- Total Marca I y Marca III : 156.8
- Lagunas de Santa Eulalia : 75.7
- Yurcamayo : 48.0
- Total : 280.5

3.1.3 Recursos Hídricos que el proyecto aportará al sistema

El estudio de la laguna Pomacocha determinó la capacidad de reservorio de 120 MMC.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de caudales medios multianuales, según las Subcuencas, componentes del esquema hidráulico en la TABLA N° 3.1.

Este proyecto en caudal promedio anual sería 4.04 m³/s lo que equivale a 157.29 MMC/año.

TABLA N° 3.1 Caudales medios multianuales de las subcuencas de Mantaro

Área investigada	Área Cuenca Km ²	Q medio m ³ /s	Volumen Medio MMC
Embalses			52%
Huallacocha	62.0	0.92	29.01
Pomacocha	118.0	1.66	52.35
Captaciones M.I.			38%
Pirhuacocha	12.0	0.18	5.68
Pucará	31.5	0.50	15.77
Batiapampa	5.3	0.09	2.84
Chuquipampa	11.7	0.19	5.99
Yanama	2.3	0.04	1.26
Rumichaca	62.5	0.91	28.70
Captaciones M.D.			10%
Condorcancha	14.9	0.23	7.25
Hualla	1.9	0.03	0.95
Chume	12.2	0.21	6.62
Cushuro	1.8	0.03	0.95
Total	335.2	4.99	157.29 MMC

La laguna Pomacocha tiene estudios realizados por Sedapal-Prohisa CyA-2008.

La lagunas de la cuenca alta de Mantaro no inventarías necesitan ser estudiadas por especialistas los estudios hídricos y volver analizar los recursos del agua.

3.1.4 Proyecto Huascacocha.

El presente estudio tiene como objetivo verificar las magnitudes de disponibilidad hídrica de la cuenca hídrica conformada por las lagunas Shegue, Huaroncocha, Huascacocha y otras menores que conforman una cuenca hídrica hasta el punto de la boquilla de la laguna Huascacocha ,de 172.5 Km² según mediciones realizadas en la cartografía realizada a escala 1/100 000 del IGN.Se determinará los volúmenes y caudales de transvase calculados con probabilidades de 80,85 y 95% diferenciando en cada caso caudales derivados, caudales promedios y volúmenes derivados promedios anuales. Se considerará además, que el sistema operará exclusivamente en el periodo de estiaje entre los meses de Mayo a Noviembre de cada año y que el régimen de entrega de agua será uniforme a lo largo del indicado periodo. Como no se cuenta con un volumen de almacenamiento definido para el embalse Huascacocha para la operación del sistema se ha considerado un volumen de embalse máximo de 330 MMC, lo que se permitiría posteriormente mediante análisis económico de benéfico/costo, definir el volumen de almacenamiento óptimo [11].

3.1.5 Estudio a Nivel de perfil de los recursos del rio Cariscacha Marca IV

Se tendrá una regulación Chichecocha, a través del canal Chichecocha-Tucto 113 Km con un volumen de 40MMC.

3.1.6 Lagunas, inventario Nacional y represamientos

Según el inventario nacional de Lagunas y Represamientos publicado el 2012 por la ONERN, El Perú cuenta con 12 201 Lagunas mostrado en la TABLA N° 3.2, 3 896 lagunas de la Región Hidrográfica del pacifico y 7 441 de Amazonas. 841 del Titicaca,Cerradas en número de lagunas es 23,con capacidad de almacenamiento 228Hm³ [12].

TABLA N° 3.2 Inventario de las lagunas

Región Hidrográfica	Numero de Lagunas	Capacidad de Almacenamiento Número de Lagunas	Capacidad en Almacenamiento Capacidad(Hm ³)
Pacifico	3 896	309	1 995.2
Amazonas	7 441	209	4 610.79
Titicaca	841	8	149.12
Cerradas	23	4	228
Total	12 201	528	6981.11

Fuente Boletín técnico de Recursos Hídricos año 2010-ANA-ONERN

En la TABLA N° 3.3 se muestra el resumen de lagunas (ONERN-2012) de la Región Hidrográfica del Amazonas, en la que destacan las cuencas de Mantaro el Maraón.Donde

la cuenca del Mantaro esta inventariada con 2 332 lagunas para un estudio detallado y solo existen en explotación 57 lagunas, considerando una falta de investigación.

El reporte del boletín hídrico de la cuenca es respecto de lo que esta inventariado.

TABLA Nº 3.3 Inventario de Lagunas de la región Hidrográfica del Amazonas

Cuenca	Número de Lagunas	Lagunas en explotación. Número de Lagunas	Capacidad (Hm3)
Marañón	1 247		
Chinchipec	5		
Chamaya	36		
Llaucano	52		
Crisnejas	84	3	14.42
Huallaga	504	4	1.05
Pachitea	79		
Perené	533	5	34.5
Mantaro	2 332	57	1 329.82
Apurimac	747		
Pampas	924	7	224.58
Pachachaca	394		
Urubamba	280		
Yavero	53		
Inambari	171		
Total	7 441	76	1 604.37

Fuente Boletín técnico de Recursos Hídricos año 2012-ANA-ONERN

En la TABLA Nº 3.2 Observamos que del total de lagunas inventariadas que son 12 201 lagunas solamente 528 lagunas han sido represadas con una capacidad de almacenamiento de 6 981.11 Hm3.

De acuerdo a nuestro proyecto podemos observar en la TABLA Nº 3.2 , la cuenca del Mantaro que tiene inventariadas 2 332 lagunas y solamente 57 lagunas están en explotación con una capacidad de almacenamiento de 1 329.82 Hm3 considerando que muchas agua se pierde por las laderas de la cuenca del Mantaro como se discurren al Océano Atlántico, y que solamente el volumen útil Junín, Estadísticas del Coes-2011, considerando pérdidas de agua más del 50%de agua, que podría ser utilizadas en la cuenca del Pacifico para usos de generación así como para uso domésticos e industrial.

Observamos el volumen de agua para uso de generación la TABLA Nº 3.4. Considerando que las aguas se pierden por el área de más de 500Km2.es la razón que el reporte de volúmenes de agua en el algo Junín no llega su optimo volumen que es 500Hm3 ,y que tiene la capacidad de almacenamiento de 1330Hm3,más que suficiente para que funcione la central de ,Mantaro a plena carga en un 100%, y las aguas sobrantes o excedentes para redistribuirlas en otros usos como, para agricultura, transvase y que permitiría utilizar los recursos hídricos a donde se encuentra la mayor población a nivel Nacional como la ciudad de Lima, y a la vez para realizar proyectos de gran capacidad, que se permitirá obtener mejores condiciones de vida en el desarrollo industrial y social a

nivel nacional, incluso el agua permitirá realizar centrales Hidráulicas por ello permitirá disminuir la contaminación ambiental, y así mejorar el ciclo hidrológico del agua. En el anexo A se muestra un esquema de lagunas, represas, ubicadas desde el río la Virgen, lagunas Huaron, Lagunas Punrun, laguna Huascacocha, Marcapomacocha etc. Consideradas lagunas altas de la cuenca del Mantaro. Dichas lagunas han sido estudiadas.

Para derivar las aguas a la vertiente del pacífico por el túnel Trasandino-Cuevas-Milloc.

TABLA N° 3.4 Volumen útil del lago Junín (Millones de metros cúbicos)

Mes	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ene	357.4	238.4	348.2	124.5	193.9	133.6	302.2	204.1	91.7	408.1	282.7
Feb	421.4	326.9	405	196.5	268.7	225	369.9	280	191.2	427.8	344.9
Mar	434.3	438	441.2	238.4	351.2	345	444.7	338.9	314.7	417.9	348
Abr	441.2	441.2	441.2	252	385.7	428	448.2	363.6	381.9	388.7	335.7
May	441.2	441.2	438	238.4	392.1	414.8	444.7	348.2	404.8	395.1	317.7
Jun	428	409.3	392.1	222.4	338.9	385.7	395.3	309	379.2	382.3	314.7
Jul	388.9	363.3	335.9	209.3	280	332.9	338.9	268.7	338.8	338.8	294.6
Ago	320.9	294.4	277.2	131.3	219.7	277.2	263.1	206.7	297.1	268.6	196.3
Set	268.7	217.1	201.6	102.5	159.4	193.9	196.5	142.8	227.5	204	156.2
Oct	209.3	191.4	113.4	91.5	100.3	122.3	135.9	100.3	168.5	154.4	117.6
Nov	214.5	238.4	73.3	79.4	38.6	140.5	120	53.6	159.2	93.8	102.3
Dic	227.7	297.3	102.5	131.3	55.6	178.9	100.3	38.6	291.3	166.5	166.5

Fuente: Estadísticas del Coes-2011

3.1.7 Descripción del proyecto Sistema Marcapomacocha

El proyecto: Sistema Marcapomacocha es un proyecto de propósitos múltiples, los cuales, según su concepción inicial fueron:

- Abastecimiento de agua potable para el área de Lima metropolitana
- Generación de energía Hidroeléctrica
- Mejoramiento de riego en tierras del valle de Lurín
- Irrigación de tierras nuevas en el Sur y el Norte de Lima

El proyecto utiliza los recursos hídricos de los ríos Cosurcocha, Casacancha, Carispaccha y Yauli, tributarios del río Mantaro siendo ríos afluentes del Mantaro que nacen en la cordillera de los Andes y forman parte de la vertiente del Atlántico.

3.1.8 Obras principales que integran el sistema de Aducción Marca III

Alternativa de poder obtener más agua, a través del afianzamiento de Marca III.

- Canal 1: Toma Andacancha-Entrada del túnel Río Pallanga
- Canal 2: Túnel río Pallanga-Tuctococha (Longitud 4 591.80 m)
- Canal 3: Toma Tuctococha-Entrada Túnel Patahuay-Sapicancha, Longitud 14 445m
- Canal extensión 1: Ramal Alpamarca (Longitud 1 918.83 m)
- Canal 4: Toma Cauquis Machay-Salida Túnel Cashapampa de 4 772.21 m

- Canal 5: Toma Tayco-Salida Sifón Quiulacocha (Longitud 1 918.83 m)
- Canal 6: Toma Pucpush-Entrada Patahauy-Sapicancha, Túnel Patahauy-Sapicancha (Longitud 9 389.95 m)
- Canal 7 .Antashupa-Rehabilitado (Longitud 1 605.00 m)
- Canal 8: Canal Tucto –Rehabilitado (Longitud 4 502.60 m) (Ver plano PG-4) [13]

Proyecto aprobado y ejecutado por Sedapal en el plan MARCA III. Permitiendo un afianzamiento y ampliación de las lagunas de Pomacocha, Huascacocha.

3.1.9 Alternativas de traer las aguas de la cuenca del Mantaro a la cuenca del Pacífico

- Proyecto Que permitiría aumentar el caudal del río Rímac, mediante un embalse de la laguna de Pomacocha con una reserva total 700 Hm³, para poder atender a las demandas en época de estiaje, lo que permitiría un caudal promedio de hasta 70 m³/s, con un máximo de 150m³/s, utilizando las reservas de las lagunas Punrun por estar en el área de ubicación y encontrarse en la cuenca de la Oroya, perteneciendo a la cuenca de MANTARO ,siendo algunos ríos utilitarios como: río Huari, río Yauli, río Blanco y con la reserva de volumen de agua de la laguna Punrun de 1432 MMC. Se hará un túnel de aproximadamente 14 Km que interconectará el río Yauli y el río Blanco, realizando un transvase a la cuenca del Pacífico, Donde se derivara a la represa de Milloc proyectada donde se almacenará el agua necesaria de 600 Hm³, para derivarla después a un canal de conducción hasta la cámara de carga (altura del cerro Antopampa) y desde una tubería forzada por gravedad con un caudal de 62.5m³/s llegará el agua a la casa de máquinas de la central Hidroeléctrica de Sheque proyectada (3200 m.s.n.m.).
- El agua de la cuenca del río Mantaro en un área total de 34 546.6 Km² ,según los estudios de ANA (Administración Nacional del Agua) el lago Junín tiene una capacidad de almacenamiento de 1330 MMC, considerando, que ello permitiría mejorar el caudal a las centrales hidroeléctricas aguas abajo, de dicha cuenca, quedando un 50% de aguas excedente, para derivarlas para la cuenca del Pacífico, permitiendo dar solución a la necesidad de agua para Lima y la creación de centrales hidroeléctricas como el salto de Sheque, incremento de generadores de las centrales de Huinco, Callahuanca ,Moyopamapa,Huampani, Huinco II etc. El planeamiento de la derivación de aguas para Lima sería: Sección Longitudinal Lago Junín-Lima, Las aguas van a la represa de Upamayo donde por gravedad por encima de 4500 msnm llega hasta la estación de bombeo de Atacayan (60 Km), a través de conductos de presión para después llegar al reservorio de Carispaccha (30 Km) para después

derivar las aguas hasta el reservorio proyectado Marcapomacocha (12.5 Km) y discurrirá por gravedad hasta el canal Cuevas (14 Km) donde se elegirá dos alternativas 1. Utilizar el mismo túnel Trasandino existente de 10Km de distancia con un diámetro de 3.6 metros, considerando que las construcciones para centrales hidroeléctricas es de un tiempo de vida de 100 a 150 años, que es muy diferente que una central térmica que su tiempo de vida es como máximo 20 años. Donde en función del tiempo se abastecería el agua en las represas como capacidad de almacenamiento. Donde la velocidad del agua por el canal de conducción sería, más veloz aproximadamente 8 a 12 m/s (Criterio de CCHH.Tsuguo Nosaki).2.La otra alternativa sería hacer un nuevo túnel trasandino de 14.19 Km de distancia con un diámetro de 5.2 m respetando el criterio del fabricante o diseñador. Llegando hasta Milloc Proyectado y por caída de gravedad bruta de 1200 m, llegará hasta la casa de máquinas ubicada en la cuenca de Santa Eulalia a una cota de 3200msnm. [13].

- La demanda de potencia así como la producción de energía está en incremento acelerado por las condiciones actuales observadas en la revista del Coes, reporte diario y mensual, así como los reportes de Energía y Minas de Licencia temporales y definitivas incrementándose así el mercado eléctrico, por el déficit de energía a nivel nacional.

Se observa que cada día las personas de provincias a nivel nacional están emigrando hacia la capital, en busca de mejores condiciones de vida, quedando sus pueblos desolados y creando un problema para la ciudad de Lima, en no poder cubrir las necesidades básicas de agua, energía, y trabajo, quedando como ambulantes y subsistir en condiciones precarias, según el proyecto de Plan Amazonas del Ministerio de agricultura 1980 al 2080, considera que el progreso de un país es la construcción de centrales hidroeléctricas de gran capacidad en que permite el desarrollo industrial y progreso a la nación, ejemplo EEUU, Rusia, Brasil, China etc., países fabricantes de autos ,aviones etc. El Perú que es privilegiado en fuentes para la construcción de centrales hidroeléctricas por sus recursos hídricos que tiene. El Perú está entre los 17 mejores en el mundo respecto al agua. Respecto a estos antecedentes para el 2015 al 2030 los proyectos Marca I, II, III y IV serían deficientes, debido a la necesidad de producción de energía así como abastecer para el agua potable. Las centrales térmicas que es una solución inmediata pero origina un problema en el medio ambiente respecto a la contaminación, originando el efecto invernadero, y calentamiento global originando cambios climáticos y destrucción masiva de los habitantes a nivel mundial. Según ANA(Administración Nacional de Agua) en su boletín de estadísticas del 2012 , explica que existen miles de lagunas que están sin explotar , que

son consideradas como lagunas no inventariadas y son 2 275 lagunas sin contar las lagunas inventariadas que son 57, considerando el volumen total de la cuenca del Atlántico donde el 99% pertenece a la cuenca del Mantaro teniendo un volumen de 1 988 752 MMC de agua aproximado a dos millones de MMC, siendo una realidad que se debe explotar(Observar Anexo A.) la Potencia y Energía crece cada año.

3.1.10 Proyecto de derivación Pomacocha-Rio Blanco

Este proyecto que tendría que ejecutarse en el futuro, aumentaría el caudal del río Rímac mediante un embalse de la laguna de Pomacocha de 120 MMC Lo que se haría posible una reserva total almacenada de 370 MMC a 700 MMC para atender a las demandas en época de estiaje. Lo que representaría en el río un caudal promedio de 35 m³/s a 70 m³/s Caudal que resulta una solución de mejora en el abastecimiento de agua de la Ciudad de Lima y muy atractiva para construir futuras centrales hidroeléctricas en la cuenca de Santa Eulalia. Estos nuevos estudios determinaron las necesidades proyectadas de agua potables para la población de Lima Metropolitana, de agua para la generación de energía Hidroeléctrica y de agua para la agricultura, en este último caso tanto para apoyar el riego de las tierras en uso, como para el riego de áreas susceptibles de dedicarse a la agricultura. El resultado de estos estudios fue el de la posibilidad de aprovechar dos áreas más de la cuenca del Mantaro, estas son las denominadas Marcapomacocha “B” y “C” (ver anexo D) las cuales proporcionan un caudal de 12.1 m³/s, lo que se consideraba los requerimientos previstos según las proyecciones. El área de la cuenca de Marcapomacocha “B” cubría una extensión de 547 Km² en tanto que Marcapomacocha “C” era de 410 Km².

3.1.11 Afianzamiento del Sistema Marcapomacocha –Marca III

Consiste en Transvasar las aguas de las Sub cuencas de los ríos Cusurcocha y Casacancha, Tributarios de río Mantaro, hacia la Sub cuenca del río Curispaccha, donde se ubican las lagunas de Antacoto y Marcapomacocha. Marcas III. Permitted disponer de los proyectos a nivel de factibilidad y definitivo en el año 1996 y el inicio de la ejecución de las obras en 1997, para ser inaugurada en octubre 1996. Con esta obra el año 2000 la capacidad de embalse llegó a 250 Hm³ y un caudal promedio de 28 m³/s. El área de la cuenca de Marcapomacocha “B” cubría una extensión de 547 Km² en tanto que Marcapomacocha “C” era de 410 Km². Los proyectos de transvase de la cuenca del Mantaro previstos para etapas futuras permitirán aumentar la descarga en 16m³/s en una primera etapa y en 32 m³/s en una segunda etapa estos proyectos ayudaran la demanda hasta el año 2025, el proyecto Marcapomacocha Marca III, se encuentra ubicado en el Departamento de Junín, entre las cotas de 4500 a 4800 msnm.

3.1.12 Estudio de aguas trasvasables a la cuenca del Pacífico, Informe final Sedapal

En el estudio presentado a SEDAPAL y PROINVERSION por la empresa CyA PROHISA, se considera una cuenca total de las lagunas Sheque, Huaroncocha y Huascacocha de 168.5 Km² comprendiendo dentro de ella una superficie de lagunas de 20.5 km², con lo cual el área de escurrimiento superficial sin lagunas es de 148 km². Se considera que todo el escurrimiento concurre hacia la laguna Huascacocha y egresa por la salida actual de esa laguna que es el río Huascacocha. Sin embargo, en el citado estudio se ha utilizado registros existentes de la estación de aforos del río Pallanga, ubicado sobre el río Tambo que mide una cuenca colindante de 138Km² y cuenta con la misma altitud media que la de Huascacocha, con más de 11 años de registros, con un rendimiento unitario de 16 l/s/km². Con una precipitación anual promedio de 1252 mm/año, que fue tomada del estudio de factibilidad Afianzamiento Marcapomacocha III. Para la evaluación del régimen de precipitaciones que ocurre en la zona se ha tomado, en parte, los registros del estudio Transvase de la laguna Punrun” y en la TABLA N°3.5 se presentan las coordenadas [14].

TABLA N.3.5 Estaciones Pluviométricas utilizadas en el Estudio Punrun

ESTACION	10°55'	LONGITUD	ALTITUD	909
Upamayo	11°29'	76°15'	4100	865
Yantac	11°25'	76°04'	4600	756
Marcapomacocha	11°14'	76°20'	4600	887
Hueghue	11°12'	76°17'	4175	884
Carhuacayan	11°22'	76°17'	4150	876
Corpacancha	10°41'	76°13'	4130	850
Quiulacocha	10°37'	76°17'	4200	927
Allacocha	10°50'	76°21'	4400	830
Ayaracra	11°00'	76°23'	4350	912
Huaron	11°00'	76°25'	4650	989
Huayllay	11°00'	76°22'	4325	1250
Rio Pallanga	10°55'	76°27'	4700	909

Fuente: Informe final de Proyecto Huascacocha-Rímac- Sedapal 2008

En la TABLA N° 3.6 se presenta los valores de precipitación media anual uniformizados al periodo base de las estaciones seleccionadas así como las altitudes correspondientes a cada una de ellas. Se puede observar en la TABLA N° 3.5 las estaciones Pluviométricas se encuentran en el rango de altitud de 4100 a 4700 msnm,

donde la estación Huaron (4650 msnm), Yantac (4600 msnm) Marcapomacocha (4600msnm) y el rio Pallanga 4700 (msnm) con una precipitación de 1250 mm/añual, siendo estaciones consideradas en el estudio de aguas trasvasables a la cuenca del Pacifico. En la TABLA N°3.6 se presentan los valores de precipitación media anual uniformizados al periodo base de las estaciones seleccionadas así como las altitudes correspondientes a cada una de ellas [14].

TABLA N° 3.6 Estaciones Pluviométricas uniformizados en el Estudio Punrun

ESTACION	LATITUD	LONGITUD	ALTITUD	PRECIP.MEDIA
Upamayo	10°55'	76°15'	4100	943
Hueghue	11°14'	76°17'	4175	858
Carhuacayan	11°12'	76°17'	4150	872
Huaron	11°00'	76°25'	4650	911
Huayllay	11°00'	76°22'	4325	943
Rio Pallanga	11°00'	76°27'	4700	1252

Fuente: Informe final de Proyecto Huascacocha-Rímac- Sedapal 2000

En el proyecto Huascacocha transvase se ha analizado como un escenario complementario, las posibilidades de utilizar el embalse de Huascacocha para fines de almacenamiento multianual considerándose un embalse con volumen útil de 250 MMC y derivación de los recursos de la subcuenca Huaroncocha hacia la central hidroeléctrica Huarón [14].

La regla considerada es que el embalse suministrará descargas reguladas en el periodo de estiaje Mayo-Noviembre pero de 10 años lo que significa que en 7 años de 10, el embalse solo durante 2 años en un periodo se recupera su volumen para afrontar un periodo de sequía de 3 años de duración.

3.1.13 Reservorios de operación de la cuenca del Mantaro

Habiéndose estudiado en los proyectos de estudio definitivo de Binnie & Partners y Motor Columbus 1980-1981 quienes recogieron estudios realizados por la Misión Alemana quienes fueron invitados por el gobierno Peruano para realizar estudios del potencial Hidroeléctrico a nivel nacional así como el estudio de la cuenca del Mantaro y el estudio desarrollado del Plan Amazonas 1980 -2080. En la TABLA N° 3.7 se puede observar los reservorios que pueden ser utilizados para traer agua hacia la cuenca del Pacifico.

Existen reservorios que necesita dar repotenciación y mantenimiento como los reservorios mencionados en la TABLA N° 3.7 como los reservorios de Malpaso, Tablachaca, Rio Yauli, Punrun, lagunas Huarón. Lagunas la virgen, donde todas estas tienen un potencial incalculable, de modo que se necesita la inversión necesaria para

realizar la explotación y así obtener los recursos hídricos para el uso de proyectos hidráulicos.

De la cuenca del río Yauli con la utilización de la laguna Huascacocha se está trayendo agua para la cuenca del Pacífico proyecto en ejecución por SEDAPAL.

TABLA N° 3.7 Reservorios de Operación en la cuenca de Mantaro

Nombre	Capacidad de almacenamiento (Hm ³)	Características
Junín	570	Anual
Malpaso	27	Anual
Tablachaca	10	Anual
Río Yauli	56	Anual
Punrun	100	Anual
Lagunas Huaron	48	Anual
Lagunas la Virgen	35	Anual

3.1.14 Reservorios nuevos o ampliación en la cuenca del Mantaro

La TABLA N°3.8 muestra los resultados de ampliación de los reservorios proyectados para poder realizar un transvase. Considerando los proyectos realizados por empresas como Binnie&Partners y Motor Columbus S.A. que aportaron al estudio del transvase Mantaro, con la ayuda de todas las instituciones del Gobierno, aportando datos técnicos para el proyecto.

Así como Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Agricultura, Electro Perú

La garantía de este proyecto, es que empresas han estudiado a la C.H. de Sheque.

TABLA N° 3.8 Reservorios nuevos o ampliación de los existentes proyectados

Nombre	Capacidad de almacenamiento (Hm ³)	Características
Junín	1300	Anual con transvase
Malpaso		Multianual
Tablachaca	8	
Río Yauli	56	Multianual
Punrun	100	Anual
Lagunas Huaron	96	Multianual
Lagunas la Virgen	50	Anual

Se puede observar que el lago Junin tiene una capacidad de 1300Hm³ anual, pero sus aguas se encuentran mal distribuidas en la cuenca del Mantaro, donde es necesario retener las aguas y embalsarlas en represas grandes del orden de 1000Hm³.

3.1.15 Cantidad de lagunas y superficies registradas

En la TABLA N° 3.9 se muestra la cantidad de lagunas y superficies que fueron registradas en la cordillera de Huaytapallana, el cual concentra un total de 1002 lagunas identificadas de las cuales fueron inventariadas 704 lagunas y 298 no inventariadas, se ha determinado que las lagunas inventariadas alcanzan una superficie total de 38'672 836m² y representan un total de 70.3% del total y las no inventariadas con superficies de 783 047.1 m. Se puede observar que a la fecha existen lagunas que necesitan ser inventariadas y estudiadas, para dar un diagnostico real del volumen de agua que existe. Es necesario saber que cuando se necesita obtener volúmenes y permisos de usos de los recursos hídricos, ANA tiene peritos o especialistas en estudio de aguas e inscritos y que se dedican hacer los trabajos de estudios de aguas, el cual perciben un dinero por sus servicios profesionales. [15].

TABLA N° 3.9 Cantidad de lagunas y superficie registradas en la Cordillera de Huaytapallana.Fuente Estudio Hidrológico de ANA-2010

VERTIENTE	CUENCA	NO INVENTARIADAS		INVENTARIADAS		TOTAL			
		CANTIDAD	SUPERFICIE (m ²)	CANTIDAD	SUPERFICIE (m ²)	CANTIDAD	%	SUPERFICIE (m ²)	%
Atlántico	Río Mantaro	113	306,872.8	203	15'871,266.3	316	31.5	16'178,139.1	41.0
	Río Perené	185	476,174.3	501	22'801,569.7	686	68.5	23'277,744.0	59.0
Total		298	783,047.1	704	38'672,836.0	1,002		39'455,883.1	
Porcentaje (%)		29.7	2.0	70.3	98.0				

En la fig. N° 3.10, se muestran la distribución de las lagunas inventariadas y no inventariadas por hidrográficas, donde se ha determinado que existe una mayor concentración de lagunas, que encuentran ubicadas en la cuenca del río Perené 501 lagunas que fueron inventariadas y 185 lagunas que no fueron inventariadas, así también existe 203 lagunas inventariadas, y 113 lagunas no inventariadas, que se encuentran en la cuenca del río MANTARO, ambos vierten al Atlántico. Debido a esta realidad, es que cuando se solicita información de recursos hídricos, de determinadas lagunas, no se encuentran en estudio, la persona interesada contrata a un consultor para que realice los estudios correspondientes de volúmenes de agua. Tan solo en un punto de la cordillera de Huaytapallana en su totalidad existen 1002 lagunas respecto al río Mantaro existen 316 lagunas existen 113 lagunas que no están inventariadas, quiere decir que no se sabe que cantidad de capacidad de almacenamiento de agua, tiene cada laguna, que se encuentran en un estado natural, sin represamiento, donde cuando se va hacer un estudio, y se necesita utilizar ciertas lagunas, se tiene hacer un diagnóstico de ciertas lagunas y ríos, que van hacer utilizados para un estudio de generación eléctrica se necesita solicitar los recursos hídricos a la institución de ANA, y esta institución tienen una lista de especialistas

que son consultores para hacer los estudios hídricos y reporté de la cantidad de agua que se puede utilizar en ciertas lagunas de agua, para los proyectos determinados para generación eléctrica. Considerando que en el área de Huaytapallana existen muchos recursos hídricos para utilizarlos para la generación eléctrica por la inmensa masa de agua que existe en dicha cuenca del Mantaro, encontrándose a alturas necesarias para traer el agua a Lima por gravedad, quedando demostrado por el reporte del Boletín Hídrico 2012,(ANA).

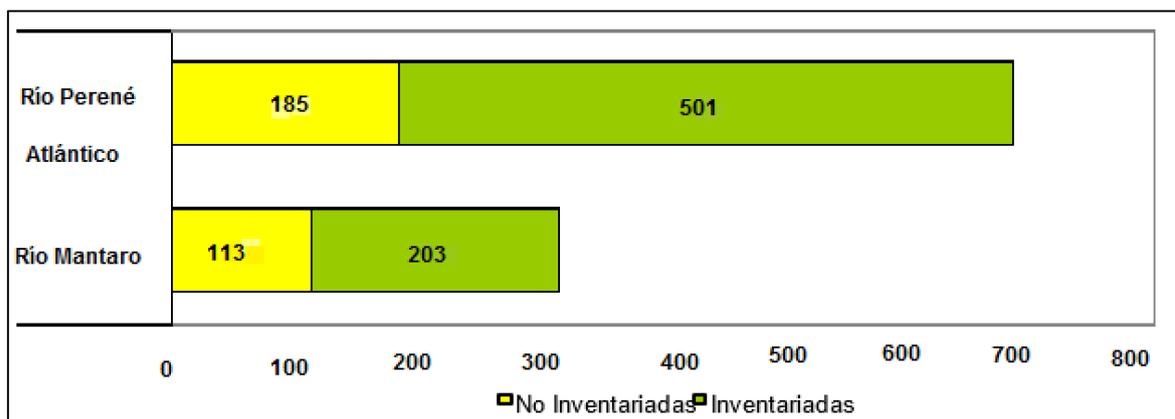


Fig. N° 3.10 Cantidad de lagunas no inventariadas e inventariadas por cuencas en la Cordillera Huaytapallana.

En la fig. N° 3.10 se observa 113 lagunas que están sin estudio.

3.1.16 Datos Hídricos de la Laguna Punrun

- Área del espejo de agua : 2387 Ha
- Perímetro : 31.1 Km
- Profundidad máxima : 207 m
- Profundidad media : 60 m
- Volumen : 1432 MMC

3.1.17 Descripción y accesibilidad de la laguna Punrun

La laguna Punrún se ubica geográficamente en el Departamento de Pasco, Provincia de Pasco, en el Distrito de Simón Bolívar, a 4305 m.s.n.m. en las Coordenadas UTM (GWS-84)18S: 0337647 E y 8800896 N. Se encuentra a 15 km de la ciudad de Cerro de Pasco por carretera afirmada hasta un desvío, el ingreso es por un camino carrozable, y luego a campo a través o en vehículo de doble tracción, el tiempo de recorrido es de una hora desde Cerro de Pasco, existe un camino carrozable hasta la obra de regulación (represa) que es por una empresa minera (El Brocal) y también cerca a las comunidades campesinas de Ucrucancha, ubicada en el distrito de Simón Bolívar y la de Racracancha perteneciente al distrito de Tinyahuarco. Esta laguna cuenta con estructuras y obras civiles de regulación hídrica artificial, su diseño hidráulico permite regular quince millones de

metros cúbicos (MMC) hacia la cuenca del río Mantaro. Tiene cuatro afluentes principales que vienen de las quebradas Hualmay, Tranca De Quiste Viejo, Depana y Colorado. Las aguas azuladas y represadas de la laguna descargan por un canal (efluente) al río Blanco, que es afluente del río San Juan, el cual desemboca al Lago Junín. El balance hídrico de los afluentes y el efluente es equilibrado, y es regulado por la autoridad local responsable en coordinación con la minera que utiliza parte de la misma [15].

3.2 Análisis de impacto ambiental

3.2.1 Generalidades

La elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto “Central Hidroeléctrica de Sheque Huarochiri-600MW, es de suma importancia, ya que las actividades correspondientes a la construcción, operación, cierre y abandono del mencionado proyecto pueden alterar temporal o permanentemente los diferentes componentes ambientales (físico, biológico y socio económico cultural).

El conocimiento previo de las implicancias ambientales nos llevará al desarrollo adecuado de medidas que nos permitan preservar los procesos y sistemas ecológicos comprometidos en el área influenciada por el proyecto.

Evaluar los impactos ambientales potenciales positivos y negativos del Proyecto de la Central Hidroeléctrica de Sheque es evitar y/o mitigar los impactos ambientales.

3.2.2 Antecedentes

La central Hidroeléctrica de Sheque fue identificada por la Misión Alemana el año 1976-1983.

Marco del estudio de Planeamiento Hidroenergético y potencial de la cuenca del Pacifico como la cuenca Atlántica. Proyecto constituye el último salto de aprovechamiento del sistema Hidroenergético concebido con los siguientes parámetros básicos:

- caudal de diseño: 62,5m³/s
- Salto Aprovechable: 1200 m
- Potencia instalada: 600MW

3.2.3 Objetivos

a) Crear un instrumento de previsión de impactos y de gestión que permita asegurar la ejecución del proyecto enmarcado en las mejores prácticas ambientales y así cumplir con los requerimientos del Reglamento para la Protección Ambiental en Actividades Eléctricas y demás normas ambientales.

Tomando en cuenta las leyes de cuidado de los recursos hídricos, así como las normas del Ministerio de Energía y Minas y la Administración Nacional del Agua, que permite hacer cumplir las normas de la protección del medio ambiente.

b) Identificar, predecir, interpretar y comunicar los probables impactos ambientales, que se originarían como consecuencia del Proyecto en todas sus etapas (planificación, construcción y operación), a fin de implementar las medidas de prevención y/o mitigación que eviten, rechacen y/o minimicen los impactos ambientales negativos y, en el caso de los impactos ambientales positivos, implementar las medidas que puedan potenciar los beneficios generados por la ejecución de este Proyecto, con el propósito de lograr la conservación del ambiente natural y social del área de estudio.

El objetivo es hacer el estudio de Impacto Ambiental desde el punto de vista técnico.

3.2.4 Alcances

La elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto "Central Hidroeléctrica de Sheque se llevará a cabo durante el estudio definitivo a realizar para una posible inversión en este mega proyecto de 600MW. y conocer el comportamiento sucesión de los componentes ambientales entre una temporada y otra, y a su vez nos permitirá la adecuada identificación de los impactos ambientales que pudiera ocasionar las diversas actividades del proyecto.

Del mismo modo el estudio estará enmarcado al área de influencia del proyecto de la **central de Huanza**, La **central de Huinco**, así como todos los centros poblados comprendidos en el área de alcance de 500km²

3.2.5 Metodología

Considerando las directivas oficiales del Ministerio de Energía y Minas, el equipo consultor, desarrollará el estudio de impacto ambiental en tres etapas: etapa preliminar de campo, etapa de trabajo de campo y etapa de gabinete desarrollando metodologías propias de cada etapa:

a) Etapa Preliminar

Como parte de la metodología, para tener una visualización de todo el sistema ambiental en su conjunto se procederá a la ejecución de una evaluación preliminar que tenga utilidad permanente.

b) Etapa de Trabajo de campo

Esta etapa tiene como finalidad caracterizar el ecosistema existente en el Área de Influencia del Proyecto, teniendo en cuenta el desarrollo de las siguientes actividades:

- Reconocimiento de campo del Área de Influencia del Proyecto, para la evaluación multidisciplinaria de las unidades ambientales.
- Evaluación biológica de las principales especies de flora, fauna y recursos Hidrobiológicos existentes.
- Evaluación ambiental de los parámetros de calidad de agua, aire y ruido, de acuerdo a la normatividad ambiental vigente.

- Evaluación social de las localidades que se verán afectadas en el ámbito del Proyecto, en base a encuestas, entrevistas y fichas de trabajo de campo.

c) Etapa de gabinete

La etapa de gabinete comprende, principalmente, las tareas de elaboración del estudio y la preparación de los mapas temáticos correspondientes a la zonificación ambiental. En esta etapa se discutirá las interrelaciones que se establecen entre el Proyecto y el medio, sobre la base de la información obtenida en campo y de la interpretación multidisciplinaria e interdisciplinaria.

Las diversas obras civiles que se implementarán durante la ejecución del Proyecto, se evaluarán ambientalmente buscando su estrecha relación con los magnitud de los impactos ambientales según las necesidades mismas del desarrollo de las obras, que plantea el manejo del potencial hídrico de la cuenca Amazónica de Junín así como la cuenca del Pacífico.

3.3 Normas Legales como el planteamiento de un plan de manejo ambiental que concilie el desarrollo socioeconómico con el medio ambiental.

3.3.1 Marco legal

La Constitución Política del Perú, es la norma legal de mayor jerarquía en nuestro país. En ella se resalta que es deber primordial del Estado garantizar el derecho de toda persona a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida.

Asimismo, establece que para el aprovechamiento de recursos naturales renovables y no renovables, se define la concesión como Derecho real.

La Ley General del Ambiente, Ley N° 28611, como la norma ordenadora del marco normativo legal para la gestión ambiental en el Perú”, establece que el Estado, a través de sus entidades y órganos correspondientes, diseña y aplica las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones que sean necesarios para garantizar el efectivo ejercicio de los derechos y el cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades contenidas en la [16].

3.3.2 Normas regionales y locales

El Decreto Legislativo N° 1013, define la fusión de la Intendencia de Áreas Naturales Protegidas del INRENA con el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas del Ministerio del Ambiente –SERNANP del Ministerio del Ambiente; en su reglamento (Decreto Supremo N° 006-2008) se señala que es el ente rector de las Áreas Naturales Protegidas. A Ley N° 26834 – Ley de Áreas Naturales Protegidas, norma los aspectos relacionados con la gestión de las Áreas Naturales Protegidas y su conservación. Adicionalmente, se determina que el aprovechamiento sólo podrá ser

autorizado si resulta compatible con la categoría, la zonificación asignada y el Plan Maestro del área.

3.3.3 Normas de conservación de los recursos naturales

El Decreto Legislativo N° 997 crea la Autoridad Nacional del Agua – ANA, como organismo adscrito al ministerio de agricultura (MINAG), cuya responsabilidad refiere a dictar las normas y establecer los procedimientos para la gestión integral y sostenible de los recursos. Por Decreto Supremo N° 014-2008, se dispone la fusión de la Intendencia de Recursos Hídricos del INRENA en la Autoridad Nacional del Agua – ANA. Ley de Recursos Hídricos, Ley N° 29338 y su Reglamento aprobado vía Decreto Supremo N° 001- 2010-AG se establece que el agua tiene valor sociocultural, valor económico y valor ambiental, por lo que su uso debe basarse en la gestión integrada y en el equilibrio entre estos. El uso del agua se otorga y ejerce en armonía con la protección ambiental y el interés de la Nación. La Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales, Ley N° 26821, norma el régimen de aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, estableciendo sus condiciones y las modalidades de otorgamiento a particulares. La Ley N° 26839 sobre la Conservación y el Aprovechamiento Sostenible de la Diversidad Biológica, establece la conservación de la diversidad de ecosistemas, especies y genes, así como mantener los procesos ecológicos.

3.3.4 Normas de sector salud

Ley General de Salud, Ley N° 26842, es la principal norma encargada del cuidado de la salud y bienestar de la población y la persona. El Reglamento de la Ley N° 27314 Ley General de Residuos, que los residuos de origen industrial son regulados, fiscalizados y sancionados por los ministerios u organismos regulatorios o fiscalizadores. Establece que los residuos sólidos son responsabilidad del generador estableciéndose también el manejo mediante EPS-RS. La Ley N° 28256, establece la regulación de las actividades, procesos y operaciones del transporte terrestre de los materiales y residuos peligrosos.

3.3.5 Normas de sector Energía y Minas

La ley de concesiones eléctricas, decreto Ley N° 25844, indica que las concesionarias de generación, Transmisión y Distribución están obligadas a cumplir con las normas de conservación del medio ambiente. El Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 029-94-EM), norma la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución, con el medio ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible. Señala también que la autoridad encargada de dictar los lineamientos generales y específicos de la política para la protección ambiental, es la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas, en coordinación con la Dirección General de

Electricidad (DGE). La Resolución Directoral N° 008 –97–EM/DGAA, se establece niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas tiene la facultad de normar la evaluación de impactos ambientales y sociales de las actividades del sector eléctrico [17].

3.3.6 Normas de evaluación ambiental

Ley de Evaluación de Impacto Ambiental para Obras y Actividades, Ley N° 26786, señala que la Autoridad Sectorial competente debe comunicar al Consejo Nacional del Ambiente ahora Ministerio del Ambiente (MINAM), sobre las actividades a desarrollarse en su sector, que por su riesgo ambiental, pudieran exceder los niveles o estándares tolerables de contaminación o deterioro del ambiente, deberán presentar Estudios de Impacto Ambiental previos a su ejecución.

Ley General del Ambiente Ley N° 28611 se concuerda con la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, Ley N° 28245, asegura el más eficaz cumplimiento de los objetivos ambientales de las entidades públicas, fortalecer los mecanismos de transectorialidad en la gestión ambiental [18].

3.4 Memoria descriptiva del proyecto

3.4.1 Área del proyecto.

El río Santa Eulalia es el principal afluente del Río Rímac, nace en la Cordillera Occidental, en una cuenca colectora en las que abundan lagunas y glaciares, de 500 Km² de extensión entre la vertiente Atlántica y la del Pacífico.

El área de trabajo, alcanza a los límites de la central hidroeléctrica de Huinco, quien se encuentra a una distancia relativamente cerca a una altitud de aproximadamente de 1870 msnm en comparación a la C.H. de Sheque en proyección está a una altitud de 3200 msnm.

3.4.2 Ubicación

El área del proyecto de la central hidráulica está ubicada en el departamento de Lima, provincia de Huarochirí distrito de Sheque a 3200 m.s.n.m. la zona se encuentra aproximadamente a 90 Km de la ciudad de Lima y a la 1330 metros se encuentra a la distancia de la central hidroeléctrica de Huinco, teniendo una cota dicha central de 1870 msnm.

El proyecto de la Central Hidroeléctrica de Sheque se ubica en la parte lateral derecha del río Canchis a una distancia aproximada de 1000 metros en una cota de 3200 msnm (Cota del eje de las turbinas) jurisdicción del distrito de Sheque provincia de Huarochirí, Departamento de Lima.

El proyecto se encuentra ubicado en la parte de la cuenca de Santa Eulalia ubicada

en la vertiente del Pacífico.

3.4.3 Acceso al área del proyecto

El acceso a la casa de máquinas se ha utilizado la carretera proyectada, en el flanco derecho de la misma. El camino hasta 3200msnm existe una carretera de tierra, siendo su camino en forma curvilínea, que asciende hasta 4400 msnm. Con una longitud curvilínea de 18 Km, desde el embalse Sheque existente hasta la salida del túnel Trasandino.

3.4.4 Topografía

El río Canchis nace de las montañas al este de Lima a una elevación de 5000 m.s.n.m.

El río desciende empinadamente al océano Pacífico en una distancia de 150 Km, la topografía de las montañas es alta escabrosa, sin mucha vegetación cortados por quebradas y barrancos profundos.

La zona del proyecto se desarrolla en la unidad geomorfológica de la cordillera de los Andes, a lo largo del cual discurre el río Canchis con sus respectivos ríos tributarios.

Estos valles presentan topografía de flancos abruptos en gran parte encañonado y fondo estrecho, cortado por quebradas.

Actualmente el método más utilizado para la toma de datos se basa en el empleo de una estación total, con la cual se pueden medir ángulos horizontales, ángulos verticales y distancias. Conociendo las coordenadas del lugar donde se ha colocado la Estación es posible determinar las coordenadas tridimensionales de todos los puntos que se midan.

3.4.5 Componentes del proyecto

Los componentes socio ambientales son el conjunto de componentes del medio físico (aire, agua, suelo relieve etc.) biológico (fauna, vegetación) y del medio social (Relaciones sociales, actividades económicas etc.) Susceptibles de cambios, positivos o negativos como consecuencia de la ejecución de la obra.

La TABLA N° 3.18 muestra los principales componentes biológicos, físicos sociales potencialmente afectados por el desarrollo de las actividades del proyecto.

Evidentemente que a la ejecución de una central hidroeléctrica como la de una potencia de 600MW origina cambios, por la inmensa cantidad de tierra, y excavaciones que se realizará, afectando a la fauna, plantas, la comunidad pero con todo estos factores negativos existen las contingencias, que van a permitir compensar y hacer el equilibrio del ecosistema, tal vez en la reforestación, traslado de pueblos si fuera necesario, desviación de río, pero con las normas y leyes que se permita trabajar un área para el proyecto.

Cada componente del impacto ambiental tiene componentes positivos y negativos, cuando se está generando un trabajo se considera como un impacto positivo, cuando se está haciendo escuelas en la zona del proyecto se considera algo positivo, porque a través

de los acuerdos estaba, la construcción de una escuela para los pobladores, impacto positivo es cuando se realiza la reforestación, embelleciendo la zona con sembrar árboles nuevos, dando un equilibrio en el ecosistema.

El sector eléctrico en el Perú ha experimentado sorprendentes mejoras en los últimos 15 años al medio ambiente. Impacto negativo, es el peligro que podría originar si se rompe un represa del proyecto, se tiene, que ejecutar, la reparación respectiva de la represa para poder reparar el daño que pueda ocasionar.

TABLA Nº 3.18 Principales componentes sociales y ambientales

Subsistema ambiental	Componentes ambientales
Medio físico	-Aire -Agua -Suelo -Geodinámica -Paisaje
Medio Biológico (Terrestre y Fluvial)	-Vegetación -Fauna
Medio Social	-Empleo -Economía -Relaciones Comunitarias -Salud y Seguridad Arqueología

3.5 Línea base ambiental

3.5.1 Introducción

La línea base del presente Estudio de Impacto Ambiental (EIA), ha sido elaborado con la finalidad de tener una visión real y actual del medio físico, biológico y social, tanto del área de influencia directa como indirecta donde se emplazará el proyecto de la Central Hidroeléctrica, para ello se hará un estudio de Impacto Ambiental.

La línea base del estudio realizará trabajos de pre campo, campo y gabinete.

3.5.2 Objetivo

El presente estudio de Impacto Ambiental (EIA), será elaborado con el objetivo de tener una visión real y actual del medio físico, biológico y social, tanto del área de influencia directa como indirecta donde se emplazará el proyecto de la Central Hidroeléctrica de Sheque para ello se realizará trabajos de pre campo, campo y gabinete.

3.5.3 Recursos Hidráulicos

a) Información base

En la cuenca del Mantaro que pertenece a la cuenca amazónica tiene el 99% del total de agua de todo el Perú, estando en el puesto 17 a nivel mundial en recursos hídricos. En la cuenca del Mantaro, se dispone de decenas de estaciones hidrométricas y pluviométricas que son controladas por Electro Perú (con registros desde los años 60), así como con la historia de la operación de las centrales existentes, información que permite apreciar con un buen grado de certeza la magnitud del recurso hídrico disponible para el

proyecto Sheque. También se dispone de la información registrada por Electro Andes en estaciones ubicadas en la cuenca alta del río como se muestra en la TABLA N°3.19. Es de destacar que la cuenca cuenta con la regulación del Lago Junín (435 Hm³) y con la regulación de unas 15 lagunas, que suman una capacidad de regulación de 201.66 Hm³. Estos embalses permiten que en la actualidad el caudal de estiaje en la zona de captación de la CH SAM es de unos 80 m³/s. [19].

Tabla N°3.19 Lagunas Reguladas

Cuenca	Sub cuenca	Laguna	Capacidad	
			Hm ³	Hm ³
Mantaro	Lago Junín	Hueghue	18.4	
		Huacracocha	5.8	
		Yanacocha Palcán	7.6	31.8
Pachacocha	Piñascocha	Vichecocha	10.6	
		Yuraccocha	2.2	
		Ñahuincocha	1.35	14.15
	Cochas	Huaylacancha	22.43	
		Carhuacocha	23	
		Azulcocha	6.5	
		Tembladera	5	56.93
Quillón	Quillón	Yurajcocha	17	
		Huichicocha	19	
		Coyllorcocha	11	
		Balsacocha	2	
		Ñahuincocha	7	56
Moya	Moya	Chichoca	42.78	42.78
		TOTAL		201.66

Las lagunas reguladas permiten dar solución a la falta de agua en épocas estiaje.

b) Información pluviométricos

El interés de la cuenca del Mantaro por tener el 99% de toda el agua del Perú.

En la cuenca del Mantaro existe la estación de Upamayo.

Existen decenas de estaciones hidrométricas instaladas en la cuenca de Mantaro, parte operadas por Electro Perú y parte por Electro andes.

La información pluviométrica de las estaciones más relevantes operadas por Electro Perú, corregidas y completadas, se muestra en el siguiente cuadro N° 3.20.

Donde los estudios pluviométricos en las estaciones pluviométricas se analizan por periodos de 30 a 40 años, por ser sucesos que se repiten en determinados años.

Donde cada año tiene una equivalencia de mm/ anual, en que permite analizar los caudales históricos, como una garantía para poder hacer estudios de proyectos de

generación hidráulica, como se ha podido explicar a las estaciones Hidrométricas de Mantaro con sus respectivas precipitaciones.

En la TABLA N° 3.19 se puede observar la cuenca, describir el nombre de las cuencas como Mantaro, Pachacocha.

TABLA N°3.20 Estaciones Hidrométricas

Estación	Precipitación	Altitud
	Mm	Msnm
Tambo del Sol	744.2	4100
Upamayo	836.8	4080
Hueghue	826.3	4175
Lago Junín	835.6	4120
Pachacayo	660.1	3550
Yauricocha	736.3	4375
Huichicocha	813.2	4700
Cerca puquio	804.8	4390
Palco	656.7	3650
Chilicocha	802.6	4275
Tellería	596.6	3050

Qullon, Moya, donde sumando con el aporte de todas las lagunas, mostradas en la TABLA N°.3.19, donde se puede apreciar que la suma de lagunas y el reporta de volumen de agua como 201,6Hm³.

En la TABLA N° 3.20 indica las precipitaciones así como la altura de las estaciones respectivas, donde se observa lagunas de las zonas altas. [20].

Las lagunas regulables de la cuenca y subcuenca de Mantaro tienen una capacidad de 201.66Hm³ consideradas en estudio, sin tomar en cuenta de las lagunas no estudiadas.

3.5.4 Medio biológico

La descripción que se hace en el presente capítulo es sobre el componente biológico, específicamente flora, fauna e hidrobiología.

El estudio tiene una finalidad de poner en equilibrio todos los cambios ocurridos en el área.

3.5.5 Medio socioeconómico y cultura

La información que se presenta es producto de una búsqueda en base a información de datos secundarios (bibliografía estadística del INEI, Censos nacionales, información proporcionada por la Municipalidades de las diferentes localidades del área, entre otros); así como también de información de fuentes primarias como son encuestas a líderes locales y población en general. Su población alcanza a los 245,000 habitantes. Geopolíticamente, se ubica en la región Andrés Avelino Cáceres, formado por la integración de los Departamentos de Junín, Pasco y Huánuco.

La condicion socioeconómica de los de la comunidad de Sheque, son agricultores y pastores de ovejas, se dedican al trabajo informal e independiente, como distrito que es, existe una poblacion menos de 500 habitantes respecto al lugar del proyecto.

3.5.6 Aspectos arqueológico

Evaluación Arqueológica un Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos quiere decir que el área de trabajo se encuentra libre de áreas prohibidas por el estado, solamente son áreas de servidumbres, para llegar a un acuerdo con los dueños de tierras.

3.5.7 Área natural protegida

Dentro del área de influencia directa e indirecta del proyecto no hay presencia de alguna área natural protegida por el Estado.

Debido que está en una altura de 4400 msnm a 3200 msnm, observándose cascadas de agua, y de difícil tránsito de personas, por ser un lugar accidentado y de difícil acceso de extensión habitacional, siendo esta una razón de la construcción de la central Huinco, que hasta la fecha opera sin ninguna dificultad. Considerando estos antecedentes es la razón que el proyecto Sheque reúne los requisitos para realizar estudios de factibilidad de transvase por las condiciones mencionadas. Además El proyecto Sheque fue estudiado por firmas como Binnie&Partners.

3.6 Identificación y evaluación de impactos ambientales.

3.6.1 Introducción

Se identifican los impactos ambientales potenciales que se prevé podrían ocurrir por la construcción del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Sheque, considerando las etapas de construcción, funcionamiento y abandono.

La Evaluación de los Impactos Ambientales se realiza mediante la interrelación de causa-efecto entre cada componente u obra del Proyecto, con cada uno de los componentes ambientales que forman el escenario natural y antrópico de la cuenca del río Canchis.

3.6.2 Objetivos del estudio

Identificar los impactos probables a generarse durante la etapa de construcción, operación y abandono. Evaluar la magnitud de los impactos ambientales que se han identificado anteriormente. Según estos criterios, se asignará un valor numérico a la magnitud del impacto ambiental del proyecto.

El estudio del impacto ambiental de requiere utilizar las normas y leyes de la autoridades.

El Ministerio de Energia y Minas a través de Un decreto Supremo N° 029-94 norma la interrelación de las actividades eléctricas en el desarrollo sostenible en relacion de la energía eléctrica en Generación ,Transmison y Distribucion.

3.6.3 Metodología

La Metodología que se empleará para la recolección de información se basará, en bibliografía estadística actualizada brindada por el INEI en su Compendio Estadístico 2007, así como también información obtenida de las municipalidades de los diferentes centros poblados. También se obtendrá información primaria de los pobladores de la zona a través de la aplicación de encuestas.

3.6.4 Identificación y criterios para el análisis de los impactos ambientales

a) Impactos ambientales

1. Etapa de construcción

- Alteración de la calidad del aire por emisión de partículas (polvo), gases y ruido.
- Variación del flujo de agua del río Canchis
- Alteración de la calidad del agua del río
- Alteración de la calidad del suelo
- Riesgo de erosión del suelo
- Modificación del relieve del suelo
- Reducción de la cobertura vegetal
- Perturbación a la Fauna (doméstica y silvestre)

b) Elementos causantes

- Durante todas las operaciones del proceso constructivo de las bocatomas, presa Sheque, canteras, depósitos de desmontes, caminos de acceso.
- Desvío temporal de las aguas del río Canchis.
- Durante todas las operaciones del proceso constructivo de las bocatomas, presa Sheque, canteras, depósitos de desmontes, caminos de acceso.
- Durante todas las operaciones del proceso constructivo de las bocatomas, presa Sheque, canteras, depósitos de desmontes, caminos de acceso.

3.6.5 Identificación y análisis de los impactos ambientales

a) Impactos positivos

- Incremento del Empleo Local: por la construcción de las obras de la Central Hidroeléctrica Sheque en forma directa se generará 400 empleos, e indirectamente se prevé en 600 trabajadores.
- Incremento de los Ingresos Locales: por la venta de productos a los trabajadores, la población mejorará temporalmente sus ingresos.
- La economía a nivel Nacional mejorará por la venta de energía a menor precio.
- Los acuerdos tomados por la comunidad, serán una realidad, en mejora social.

b) Impactos negativos

- Conflictos Socioculturales: por el ingreso de población foránea al área de estudio se puede comprometer la estabilidad de la población.
- Construcción de Carreteras de Acceso al túnel de aducción, presa Sheque, campamentos, canteras y depósitos de desmontes: producirá un incremento temporal de polvo, gases y ruidos.
- Afectación de monte ribereño principalmente en los alrededores y área de la presa Sheque.
- Afectación del Paisaje: por las operaciones de construcción del Proyecto.
- Afectación de la Fauna Silvestre: por el ruido y la presencia humana, desplazará temporalmente a la fauna.
- Perjudica la vida social de la comunidad por extracción de tierras.
- Contamina el medio ambiente con la explosión para abrir túneles.

3.7 Plan de manejo ambiental**3.7.1 Introducción**

El estudio de Impacto ambiental permite que reciba certificación ISO 9001, ISO 14001.

Para lograr la adecuada inserción del Proyecto Central Hidroeléctrica de Sheque; minimizando los daños y evitando todo tipo de conflictos sociales y costos innecesarios. Así como lograr una mayor vida útil del proyecto, minimizando los efectos adversos en las comunidades locales.

3.7.2 Objetivos

Actividades y acciones que se desarrollaran antes, durante y después de la construcción de la central Hidroeléctrica de Sheque. Defensa y protección del entorno ambiental (componentes abióticos) que serían afectados por la ejecución del proyecto central hidroeléctrica.

Asegurar el desarrollo de las actividades del proyecto bajo el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas ambientales vigentes en el Perú

3.7.3 Alcances

Comprende un conjunto de actividades previas antes del inicio de la construcción de la Central Hidroeléctrica Sheque, que son:

- 1) Instrumentación Ambiental Previa: Comprende la aprobación ambiental del Proyecto ante la Autoridad Competente que es la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas.
- 2) El estudio de impacto ambiental se maneja a través de normas y leyes.

3) Adecuación ambiental previa: Comprende la adecuación ecológica de las áreas a intervenir, así como la construcción de sistemas de tratamiento de aguas servidas y relleno sanitario aplicando la Ley General de Residuos y la normatividad de la DIGESA.

3.7.4 Medidas preventivas y mitigadoras de los recursos hidráulicos

- Establecer planificación de voladuras, considerándose voladuras controladas.
- Verificar la velocidad máxima de vehículos durante el transporte (30 km/h) de obra.
- Realizar mantenimiento preventivo de vehículos y/o maquinarias de obra.
- Humedecer los materiales (para obra y/o excedentes) transportados en los vehículos de obra.
- Realizar las excavaciones e intervención según los requerimientos técnicos del diseño de proyecto.

3.8 Plan de contingencias

3.8.1 Introducción

Identificar, evaluar y controlar en forma continua los aspectos e impactos ambientales significativos ocasionados por las actividades propias de la empresa como alcance previo, Empresa dueña del proyecto se encargará de la gestión de la Central Hidroeléctrica de Sheque, utilizará la Gestión de la Calidad ISO 9001, un Sistema de Gestión Ambiental permanentemente la mejora del desempeño en seguridad y salud ocupacional. ISO 14001 y un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001, este último permite: Identificar, evaluar y controlar en forma continua los riesgos asociados a las actividades para prevenir y/o mitigar la posible ocurrencia de incidentes, accidentes y enfermedades ocupacionales por electrocución, incendios, ruido, ergonómicos y otros trabajos de riesgo, manteniendo las respectivas normas de las contingencias.

La empresa responsable a elaborar E.I.A. debe utilizar normas y leyes.

El Plan de Contingencia describe los principales procedimientos y medidas frente a eventos que pudieran acontecer durante la construcción, puesta en marcha y operación de la Central Hidroeléctrica Sheque, también se debe considerar durante las operaciones del Proyecto Central Hidroeléctrica, por los riesgos de accidentes peligrosos, debido al empleo de insumos, explosivos, etc.

Debe contar con un Plan de Contingencia bien implementado y permanente; constituyendo una Unidad Operativa especializada [21].

3.8.2 Objetivos

En términos generales, medidas de prevención y acciones de respuesta inmediata ante contingencias, para controlar de manera oportuna y eficaz eventos que puedan

presentarse durante la construcción, puesta en marcha u operación de la Central Hidroeléctrica de Sheque.

Este documento tiene la intención de presentar los siguientes Objetivos:

- Prevenir y/o mitigar los posibles daños que podría ser originado por desastres y/o siniestros naturales, cumpliendo los procedimientos técnicos y controles de seguridad.
- Permite aplicar las normas y leyes adecuadas en el momento del suceso, de alguna manera permitiendo , que los daños logren ser minimos, debido a las contingencias del caso, que será oportuno aplicar .las tecnicas de algún accidente del proyecto.
- Identificar las áreas más vulnerables ante las amenazas de mayor ocurrencia, estableciendo medidas y acciones correspondientes.
- Establecer acciones de control y rescate, durante y después de la ocurrencia de desastres.
- Inspeccionar y controlar constantemente las áreas de posibles siniestros.

3.8.3 Alcances

El Plan de Contingencias será aplicable a todos los habitantes e infraestructura en el área de influencia directa del proyecto de la Central Hidroeléctrica.

A fin de que durante los eventos de origen natural o humano que podrían ocurrir en estas zonas, tendrán una oportuna acción de respuesta en las etapas de construcción y operación, teniendo en cuenta minimizar los estragos producidos sobre el medio y su entorno.

Garantizar la integridad física del personal (trabajador de obra y empleado) y de los pobladores. Este plan sería aplicado durante las etapas de Construcción y Operación de la C.H. Sheque.

El plan de contingencias será realizado para todos los habitantes que viven en el área de alcance del proyecto, así como las casas que se encuentren en el área de trabajo del proyecto, incluso ganaderos, pastores, mineros aficionados, y todo lo que tenga que ver con las actividades que se realizan en el entorno del proyecto en una área de 500Km² Abarcando la cuenca del Mantaro hasta la cuenca de Santa Eulalia.

3.8.4 Clasificación de contingencias y de emergencia

Inicialmente deben identificarse los posibles eventos impactantes, tomando como base el Plan de Manejo Ambiental previamente presentado, haciendo una clara diferenciación de ellos en razón de sus causas, según las cuales se clasifican en:

- **Contingencias Accidentales**

Son accidentes originados por los trabajadores en una manera inesperada.

Aquellas originadas por accidentes laborales y que requieren de una atención médica y de organismos de rescate y socorro.

Sus consecuencias pueden producir pérdida de vidas. Entre éstas se cuentan los incendios y accidentes de trabajo (electrocución, caídas, ahogamiento, incineración).

Se encuentran también aquellas originadas por mordeduras o picaduras de animales, las que dependiendo de su gravedad, pueden ocasionar graves consecuencias. Generalmente en la construcción de cavernas y túneles se presentan riesgos de accidentes del personal de la obra.

Es necesario contar con medidas de riesgos, ya que ello permite disminuir los daños originados por las fallas que afecten el impacto ambiental.

- **Contingencias Técnicas**

Son las originadas por procesos constructivos que requieren una atención técnica, ya sea de construcción o de diseño. Sus consecuencias pueden reflejarse en atrasos y extra costos para el Proyecto. Entre ellas se cuentan los atrasos en programas de construcción, condiciones geotécnicas inesperadas y fallas en el suministro de insumos, entre otros.

La falta de cumplimiento al cronograma de obra, es una falta de atención técnica de la obra.

- **Contingencias Humanas**

Son originadas por eventos resultantes de la ejecución de la misma del proyecto y su acción sobre la población establecida en el área de influencia de la obra, o por

conflictos humanos exógenos. Sus consecuencias pueden ser atrasos en la obra, deterioro de la imagen de la empresa propietaria, dificultades de orden público, etc. Se consideran como contingencias humanas el deterioro en el medio ambiente, el deterioro en salubridad, los paros cívicos y las huelgas de trabajadores.

Donde existen un personal altamente preparado en psicología empresarial para el dialogo y las negociaciones cuando existe una huelga o malestar de una comunidad, el negociador siempre debe de estar preparado con las leyes forestales, económicas y sociales para que de esa manera facilite los acuerdos llevados por los trabajadores así como por los de la comunidad alrededor del proyecto de la central.

3.8.5 Posibles contingencias

Durante las etapas de construcción y operación de la Central Hidroeléctrica de Sheque, los eventos imprevistos asociados al origen natural, accidental o provocado intencionalmente por el hombre, se identifican en la TABLA N° 3.12 las siguientes contingencias como:

Todas las contingencias son la técnicas para poder contrarrestar los impactos.

Colapso de una represa, Inundaciones, tormentas eléctricas, deslizamientos y derrumbes, Sismos telúricos, Mordeduras de serpientes u otros animales (ratón etc.).derrame de combustibles, (petróleo o gas), volcaduras de vehículos.

Donde la empresa tiene la metodología en contingencias ante estos hechos.

TABLA N° 3.12 Contingencias detectadas en el área de influencia del proyecto

Contingencias	Etapas en que puede ocurrir
-Colapso de la Presa -Inundaciones -Tormentas eléctricas -Deslizamientos y derrumbes -Sismos -Mordedura de serpientes u otros animales(ratón etc)	-Operativa -Constructiva y operativa - Constructiva y operativa - Constructiva y operativa - Constructiva y operativa - Constructiva y operativa

Las contingencias accidentales son originadas por los accidentes en los frentes de trabajo y que requiere una atención médica especializada, sus consecuencias pueden producir, lesiones incapacitantes o pérdidas de vidas .Entre estas se cuentan las explosiones imprevistas y dichos accidentes de trabajo pueden ser:

- electrocución, caídas, golpes, etc.

TABLA N° 3.12 Contingencias detectadas en el área de influencia del proyecto

Causa	Contingencias	Etapas en que puede ocurrir
Accidental	-Aparición de vectores de enfermedades e intoxicaciones masivas. -Derrame de sustancias peligrosas -Voladura por explosivos -Accidentes vehiculares y laborales -Incendios	-Constructiva y operativa -Constructiva y operativa - Constructiva y operativa -Constructiva y operativa - Constructiva y operativa
Provocadas	Conflictos sociales	Diseño, constructiva y Operativa

3.8.6 Organización

El titular del proyecto va a establecer una Unidad de Contingencias para prevenir y atender toda contingencia. Sus funciones básicas serán:

- Programar, dirigir, ejecutar y evaluar el desarrollo del plan, organizando asimismo las brigadas de contingencias y mantendrá coordinaciones permanentes con entidades de apoyo externo, tales como, el Cuerpo de Bomberos Voluntarios, Policía Nacional y el Instituto Nacional de Defensa Civil (INDECI) y Municipio de la jurisdicción de la provincia de Huarochirí.
- La organización se lleva a cabo con acuerdos y programas preestablecidos.

3.8.7 Funciones de las brigadas

- Organizarse de acuerdo a sus capacidades y preparación de cada personal.
- Comunicar de manera inmediata a la Alta Dirección o Gerencia General de la ocurrencia de una emergencia.
- Asumir la responsabilidad final en la toma de decisiones.
- Conocer las funciones de las Brigadas de Emergencia.
- Determinar el grado de la emergencia y vigilar el correcto desarrollo del proceso.
- Comunicar de inmediato al cuerpo de bomberos más cerca.
- Comunicar a la Policía Nacional más cercana.
- Comunicación constante todos contra todos a través de un intercomunicador.
- Las brigadas se organizan y cada miembro sabe su responsabilidad ante el peligro.
- Hacer una lista de todos los daños originados por las fallas Originadas, ya sea un terremoto, accidentes, mordeduras de serpientes, ratones, murciélagos.

3.8.8 Acciones para hacer frente a las contingencias

- Verificadas las condiciones en el lugar, se adoptará las acciones respectivas para hacer frente a las emergencias suscitadas, dependiendo de su tipo y magnitud respectiva. Dichas acciones tendrán las siguientes prioridades:
- Preservar la integridad física de las personas
- Preservar o minimizar la alteración o daño de áreas que afecten las necesidades básicas de las poblaciones colindantes
- Preservar el medio ambiente.
- Comunicar de inmediato al jefe inmediato a los posibles accidentes ocasionados.
- Tener tareas de prevención antes posibles daños que ocasionen un desastre.
- Tener a la mano un intercomunicador para la comunicación todos contra todos.
- Tener que aplicar las normas y leyes de las contingencias de un impacto ambiental.

3.8.9 Contingencias ante deslizamientos y derrumbes

- Hacer una inspección ocular de todos los daños ocurridos por deslizamientos.
- Los derrumbes consisten en la caída libre y en el rodamiento de materiales en forma abrupta, a partir de cortes verticales o casi verticales de terrenos en desnivel.
- Se diferencia de los deslizamientos, por ser la caída libre su principal forma de movimiento, y por no existir una bien marcada superficie de deslizamiento.
- Los derrumbes pueden ser tanto de rocas como de suelos.
- El personal preparado para trabajar ante los impactos de talñes deslizamientos y derrumbes deben tener una ropa especial y preparados con materiales de trabajo.

- Los derrumbes de suelos no son generalmente de gran magnitud, ya que su poca consolidación impide la formación de cortes de suelo de gran altura; en cambio los de rocas si pueden producirse en grandes riscos.
- Las acciones que se desplegarán ante la presencia de estos fenómenos serán en proporción al efecto o posible riesgo, que resulten del evento.
- La empresa debe tener en reserva maquinaria pesada para limpieza de escombros y daños ocasionados por los derrumbes y deslizamientos.
- Debe haber capacitaciones en el manejo de maquinaria pesada.
- En el estudio de impacto ambiental(E.I.A),se ha tendio que realizar un diagnostico situacional del área geográfica respecto a los suelos, donde la geología y sus especialistas han dado un diagnostico favorable, por ende es algo aislado el suceso.

3.8.10 Contingencias ante derrames de combustibles

- El derrame de sustancias peligrosas está referido a la ocurrencia de vertimientos de combustibles u otros elementos peligrosos que puedan usarse en las etapas de construcción y/o operación de la Central Hidroeléctrica Sheque, durante su transporte o en su manejo dentro de las instalaciones así como, durante las labores de mantenimiento.

a) Medidas preventivas antes del evento en las actividades de transporte

- El transporte de combustible se efectuará teniendo en consideración el D.S. N° 026-094-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos.
- Para el transporte de combustibles se utilizará vehículos autorizados. Estos deben estar rotulados apropiadamente con las características de la carga y señalización.
- Las unidades de transporte de combustible portarán un extintor de incendios.

b) Procedimiento de Acción Durante el Evento en las Actividades de Transporte

- Se restringirá el acceso en el lugar afectado.
- Los extintores deberán estar vigentes a la fecha para ser utilizados en un incendio.
- Se comunicará al Jefe de Brigada de Emergencia, acerca del derrame, señalando su localización y otros detalles que solicite, para decidir las acciones más oportunas que se llevarán a cabo.
- Si el Jefe de Brigada de Emergencia lo dispone, se trasladará al lugar del accidente, equipos y maquinarias como trajes especiales, paños absorbentes y maquinaria pesada que permitan limpiar el derrame en forma rápida y seguir.
- En el momento del accidente, el personal se ubicará a través de la señalización.

- En caso que el supervisor lo determine necesario, se informará a DIGESA sobre el incidente del derrame, incluyendo tipo de sustancia vertida, cantidad aproximada, localización, y las medidas de control efectuadas.
- Distribuir el trabajo en todo el personal de transporte y tomar las precauciones.
- Tener comunicación constante con las autoridades superiores sobre impactos.
- En el caso de afectar a algún miembro del personal o tercera persona, dependiendo de la gravedad, se procederá a trasladarla al centro médico del campamento o algún centro de auxilio médico más cercano.
- Accidente de muerte comunicar de inmediato a sus familiares.

c) Procedimiento de acción después del evento en las actividades de transporte.

- El material derramado se guardará en contenedores que serán sellados, para su traslado y disposición que estará a cargo de una EPS-RS, registrada y autorizada por DIGESA.
- Si el derrame ha afectado algún curso o fuente de agua se llevará a cabo monitoreo y mediciones de la calidad del agua en forma mensual (se realizará una muestra aguas arriba y una muestra abajo) por un periodo de tres meses.
- Se revisará la efectividad de las acciones de contingencia durante el derrame y se redactará un reporte de incidentes, en el cual se podría recomendar algunos cambios en los procedimientos, de ser necesarios.
- Se dispondrá de una unidad vehicular para proceder al traslado de las personas afectadas a un centro de asistencia médica.
Se tendrá metros cubicos de arenas gruesa para controlar el combustible.
- La brigada de emergencia se trasladara al lugar de emergencia con los implementos y/o equipos.

d) Medidas preventivas antes del evento en las actividades de almacenamiento.

- Según la cantidad o volumen de combustible derramado se definirán dos tipos de derrame, ante los cuales se adoptarán distintas medidas de contingencias. Los tipos de derrame se refieren a:
 - **Tipo A:** Derrames de combustible menores o igual a 55 galones (cilindro)
 - **Tipo B:** Derrames de combustibles mayores a 55 galones (cilindro)
- Procedimientos generales:**
- El derrame de combustible permite hacer limpieza y rellenar con arena gruesa, localizado el origen del derrame o fuga, se evitará el contacto directo con la sustancia derramada.

- Luego de determinada la extensión de la zona afectada por el derrame, señalar y acordonar la zona contaminada con barreras o cintas.
 - Se comunicará al Jefe de Brigada, acerca del derrame, señalando su localización y tipo de sustancia vertida. Todos los trabajadores tendrán conocimiento de cómo comunicarse con la Unidad de Contingencia, la comunicación será a través de teléfono, radio o de manera personal.
 - *Tipo B (> 55 galones)*
 - Se comunicará al Jefe de Brigada, acerca del derrame, señalando su localización y tipo de sustancia vertida. Esta comunicación será a través de teléfono, radio o de manera personal. En este sentido, todos los trabajadores deben de tener conocimiento de cómo comunicarse con la Unidad de Contingencia.
 - El personal dedicado al almacén debe recibir, seminarios sobre derrames de oil.
 - En caso haya afectado algún miembro del personal, dependiendo de la gravedad, se procederá a trasladarlo al centro asistencial del campamento o al centro de salud más cercano dependiendo de la gravedad del afectado.
 - La empresa debe tener un médico permanente para posibles atenciones medicas.
 - Se dispondrá de una Unidad Vehicular para proceder al traslado de las personas afectadas a un centro de asistencia médica.
 - Se comunicara permanente con la asistencia médica más cerca del proyecto.
 - Al personal herido de gravedad, se le comunicará de inmediato a sus familiares, con la condicon, que los daños y perjuicios ,serán cubiertos por la empresa, en todo ha sido contratado el trabajador.
 - Cada trabajador reconocerá de inmediato la señalizacion ante un eventual peligro.
- e) Procedimiento de Acción Después del Evento en las Actividades de Almacenamiento**
- El material derramado se guardará en contenedores que serán sellados, para su traslado y disposición que estará a cargo de una EPS-RS, registrada y autorizada por DIGESA.
 - Se revisará la efectividad de las acciones de contingencia durante el derrame y se redactará un reporte de incidentes, en el cual se podría recomendar algunos cambios en los procedimientos, de ser necesarios.

3.8.11 Contingencias ante incendios

- La posible ocurrencia de incendios durante las etapas de construcción y/o operación de la Central Hidroeléctrica de Sheque, se dará principalmente por accidentes fortuitos o provocados.

En la etapa de construcción se prevé que las zonas más vulnerables donde se podrían generarse incendios serán los campamentos de obra y plantas industriales (se encuentran en sector de áreas de canteras).

- Asimismo, por volcadura de los vehículos de transporte de combustible.
- En la etapa de operación de la Central Hidroeléctrica, es casi improbable que se puedan generar incendios; a pesar de ello se establecen medidas de contingencia para las instalaciones de la generación eléctrica (casa de máquinas). Ver tabla N° 3.13. En caso se requiera la instalación de campamento, también se podría presentar ocurrencia de incendios.
- Los incendios ocurridos es eventual, por la seguridad y control de la empresa.
- Todas las áreas deben tener señalización de salida y escape.
- Deben haber siempre simulacros periódicamente contra incendios.
- En las zonas de posibles peligro, debe haber medios de seguridad y control, aun sabiendo que la central tipo caverna, tiene todas las condiciones de seguridad.

TABLA N° 3.13 Sectores donde Podrían Ocurrir Incendios

Actividad	Instalaciones
Generación eléctrica	-Casa de Maquinas -Caverna de Transformadores -Equipamiento Eléctrico -Cuarto de transformadores

a) Medidas Preventivas Antes del Evento

- Se debe establecer un listado de los materiales y equipos disponibles, estos listados serán distribuidos a las Brigadas de Emergencias y a los responsables de los frentes de obra.
- Se debe señalar las posibles áreas en peligro tomar las acciones del caso.
- Los extintores deberán situarse en lugares apropiados y de fácil manipuleo y acceso contando con la señalización respectiva.
- Se dispondrá de extintores en los siguientes lugares:
- extintores en el campamento (cocina; talleres de mantenimiento de maquinarias, equipos y/o vehículos; zonas de almacenamiento y manipulación de gasolina) y extintores en las zonas industriales (planta de chancado y planta de concreto).
- Las unidades de vehículos y maquinarias de obra contará con un extintor tipo ABC de 11 a 15 Kg.
- Todo extintor llevará una placa con la información sobre la clase de fuego para el cual es apto, fecha de vencimiento y debe contener instrucciones de operación y mantenimiento.
- Trazar todas las señalizaciones de evacuación y peligro ante posibles incendios.

- Los extintores serán sometidos a revisión, control y mantención preventiva según los periodos de caducidad de éstos, realizada por el fabricante o servicio técnico, por lo menos una vez al año, haciendo constar esta circunstancia en la etiqueta correspondiente, a fin de verificar sus condiciones de funcionamiento o vencimiento.
- Los extintores usados, volverán a ser llenados de inmediato; o proceder a su reemplazo. No se usará extintores de tetracloruro de carbono u otros extintores con líquidos vaporizantes tóxicos.
- Los extintores se fijaran preferentemente sobre soportes fijados en parlantes verticales o pilares, donde la parte superior del extintor no supere la altura de 1.70 m desde el suelo.
- Vigilar que toda la fuente de calor se encuentre bien alejada de cualquier material Realizar trabajos de soldadura y/o corte de metales lejos de líquidos inflamables.
- La distribución y ubicación de los equipos y accesorios contra incendios será de conocimiento de todo el personal que labore en las diferentes zonas de trabajo.
- El inspector hace una inspección ocular a través de sus supervisores la seguridad.
- Las instalaciones del campamento, taller de mantenimiento de maquinarias y vehículos, zona de almacenamiento y manipuleo de combustibles, permanecerán con el debido orden y limpieza.
- Mantener la ubicación de extintores sin elementos que dificulten su fácil acceso (como por ejemplo materiales, mercancías, equipos, etc.).
- Asimismo, es importante señalar el lugar de emplazamiento de los extintores para facilitar la ubicación de los mismos en casos de emergencia. Lo observamos en la TABLA N° 3.14
- Almacenamiento de volúmenes de arena para uso en caso de incendios.
- Debe la empresa tener una unidad de maquinaria pesada para el traslado de arena.

TABLA N° 3.14 Listado de Contactos

• Institución u Organismo
• Municipalidad provincial de Huarochirí
• Municipalidad Distrital de Sheque
• Puesto de Salud de Sheque
• Centro de Salud de Huarochirí
• Comité de defensa civil
• Hospital de apoyo el más cercano al Distrito de Huarochirí
• Policía Nacional del Perú Huarochirí
• Bomberos del Perú

- Previo a la ejecución del programa de simulacro se verificará la operatividad de los extintores.
- Las rutas de evacuación, previamente identificadas y señaladas, deben estar libres de obstáculos (herramientas, materiales de construcción, vehículos estacionados, etc.)

b) Procedimiento De Acción Durante El Evento

Se activará la alarma contra incendios si existe una en las cercanías.

- Se iniciará con la paralización de las actividades operativas en la zona del incendio, para iniciar la evacuación.
- En caso que hubiera un suceso de esta naturaleza, la evacuación será en orden.
- Los trabajadores se pondrán a buen resguardo, realizando la evacuación de las instalaciones de forma ordenada y tranquila.
- Comunicar el suceso a la Brigada de Emergencia, la misma que de acuerdo al nivel o magnitud que alcance el evento, activará en forma inmediata el plan de contingencias que comprenderá las siguientes acciones:
- Enviar al sitio del accidente, una ambulancia (o vehículo adecuado a estas emergencias) y/o el personal necesario, para prestar los primeros auxilios y colaborar con las labores de salvamento.
- Ayudar a las personas posibles accidentadas, evacuándolas a áreas libres.
- Se debe contar con material de primeros auxilios de asistencia medica.
- De acuerdo con la magnitud del caso, se comunicará a los centros de salud para solicitar el apoyo necesario, seguido de ello y de ser necesario serán llevados a los hospitales.
- El personal que se encuentre más cerca de la emergencia deberá intentar apagar el inicio del incendio, usando un extintor portátil u otro equipo diseñado para este propósito y extinguir el fuego.
- Para apagar un incendio de material común, rociar con agua o usando extintores de tal forma, que sofoque de inmediato el fuego.

a) Procedimiento de acción después del evento

- Los extintores usados se volverán a llenar en el más breve plazo posible. Se efectuará la limpieza del área afectada.
- Se evaluará la causa generadora del incendio.
- Se revisarán las acciones tomadas durante el incendio a fin de establecer su eficiencia y eficacia en el control del mismo y se elaborará un reporte de incidentes.

3.8.12 Contingencias ante voladuras por explosivos

- En la etapa de Construcción, se prevé utilizar explosivos, para excavaciones en material de roca, en la apertura de las cavernas y túneles indicada en la TABLA N° 3.15.
- El material explosivo se prevé serán utilizados en forma gradual, de acuerdo con las necesidades de la obra.
- Así como las obras de derivación, obras de conducción y obras de generación, donde en las obras de conducción se considera los túneles de derivación y desarenadores y en las obras de conducción se considera túneles de conducción
- El manejo de explosivos debe ser por un personal calificado y con experiencia.
- En la formación de la casa de máquinas tipo caverna se utiliza explosivos.

a) Medidas Preventivas Ante del evento

- El almacenamiento se localizará alejado de los centros poblados y tendrá la seguridad y vigilancia externa correspondiente.
- Así mismo, los almacenes de explosivos no se realizarán a una distancia menor a 50 metros de las habitaciones de los campamentos de obra.
- También los explosivos deberán estar almacenados lejos de fuentes de ignición o calor.
- El almacén estará cercado y su acceso estará prohibido al personal ajeno al mismo.
- El almacén estará limpio en todas sus áreas y no existirá pastos ni malezas en la cercanías del almacén.
- Los explosivos y accesorios en mal estado se destruirán y se contabilizarán en el registro de almacén.
- El almacén contará con extintores para el combate de incendios incipientes, y ellos se encontrarán instalados fuera del almacén.

TABLA N° 3.15 Componentes del proyecto que se construirán con explosivos

Obras	Instalaciones
Obras de derivación	-Túnel de Derivación y obras conexas -Desarenador
Obras de conducción	-Túnel De Conducción -Chimenea de Equilibrio -Conducto forzado vertical y horizontal -Ventana 1 y 2 -Trampa para roca -Túnel de Descarga
Obras de generación	-Caverna de Transformadores -Casa de máquinas tipo caverna -Subestación -Túnel de Acceso

- El almacén estará cercado y su acceso estará prohibido al personal ajeno del mismo estará en una área de la central tipo caverna.
- La empresa contará con señales de aviso, precaución, restricción y prohibición, para las actividades de almacenamiento de explosivos.
- Todos los explosivos estarán empacados y los empaques deberán indicar claramente el contenido y sus riesgos.
- El personal designado ,para hacer el manejo de los explosivos debe recibir ordenes.
- Se debe respetar la distancia de profundidad de colocar el explosivo en la roca.
- El almacén estará construido de mampostería o materiales que eviten la posibilidad de generación de descargas eléctricas estáticas, además debe contar con un sistema de pararrayos y sin ventanas.
- El almacén estará limpio en todas sus áreas y no existirá pasto ni maleza.
- El almacén contará con extintores para el combate de incendios incipientes, y ellos se encontrarán instalados fuera del almacén, pero al alcance y a vista de todos.
- Se llevará un registro de entradas y salidas de los explosivos.
- Los operarios recibirán instructivos previamente al trabajo, sobre los riesgos potenciales de explosión.
- Los operarios serán capacitados en los procedimientos de almacenamiento de explosivos.
- Que permitan aplicar las normas y leyes respecto al uso de explosivos en túneles
- Personal calificado que tiene a cargo una área, debe ayudar con información previa.
- Si el daño esta ocasionado se debe rehabilitar a través de talleres y ejercicio físico.
- En el almacén de explosivos solo entrarán personas autorizadas para poder manipular los explosivos por ser insumos de alto peligro.
- Antes del uso de explosivos, se colocará una bandera roja en el lugar de uso y se verificará que no haya personal extraño, ni animales en un radio de distancia que garantice no afectar.
- Antes de comenzar el procedimiento, el encargado debe revisar los cálculos para las cargas explosivas, de modo que asegure la cantidad exacta.
- El encargado del procedimiento dará aviso de señal audible, 5 minutos antes de la voladura, luego avisará sobre la explosión un minuto antes de la voladura y al final señalará fuera de peligro, después de la inspección del área de voladura.
- Si la carga fallara se debe proceder como sigue:
- Esperar el doble de tiempo previsto para la explosión antes de acercarse a la carga.

- Comenzar el despeje de la carga cuidadosamente usando sólo las manos, hasta llegar al inflamador.
- Preparar un nuevo inflamador con una carga reducida y colocarla en contacto con la carga que falló.
- Encender la carga una vez que reciba la orden de hacerlo y retirarse del lugar.
- Después de la instrucción se verificará que no haya quedado ninguna carga sin explotar.

b) Procedimiento de acción durante el evento

- El personal deberá retirarse del lugar lo más pronto posible y comunicar el incidente de acuerdo al procedimiento de comunicación y notificación.
- En caso de existir fuego se debe controlar con la finalidad de extinguirlo o mantenerlo controlado evitando su propagación a otras áreas.

b) Procedimiento de acción después del evento

- Se limpiará el área afectada tomando las precauciones del caso.
- Controlada la emergencia el jefe de contingencia deberá emitir y enviar un informe del incidente, indicado al menos la causa del evento, el manejo y los procedimientos empleados y las recomendaciones para evitar o minimizar el riesgo de un nuevo incidente.
- Se hará un diagnóstico situacional del personal, de materiales del área de construcción, escribiéndose en fichas de ocurrencias diarias, para después reportar a la autoridad inmediata superior, que puede ser el ingeniero responsable residente.
- Los explosivos para hacer volar los cerros, se debe utilizar con personas eficientes.
- Verificar todos los daños ocasionados, materiales, de vidas humanas donde se podrá hacer una lista de pérdidas originados por los explosivos.

3.8.13 Contingencias ante accidentes vehiculares y de trabajo

El presente programa establece medidas de acción ante la ocurrencia de accidentes laborales en los diferentes frentes de trabajo durante las actividades constructivas, tales como operación de los vehículos y maquinaria pesada, y posibles caídas de las maquinarias, originados por deficiencias humanas o fallas mecánicas de los equipos utilizados.

Generalmente en accidentes de transporte es por la falta de experiencia.

Generalmente en la construcción de cavernas y túneles se presentan riesgos de accidentes del personal de obra. Por lo que es necesario contar con medidas de prevención, control y repuesta ante la posible ocurrencia de los sucesos indicados, que contribuyan a evitar accidentes que generen posibles víctimas.

La empresa ejecutora de la obra debe tener un medico, enfermero y medicamentos.

a) Medidas para casos de accidentes laborales

1) Medidas preventivas antes del evento

- Se contará con una unidad de primeros auxilios con camillas.
- En cada frente de obra y boca de salida de los túneles debe haber un ambiente de primeros auxilios con personal paramédico.
- En el campamento se instalará un servicio médico que siempre contará con un médico y personal auxiliar, además del personal paramédico ubicado en el área de trabajo.
- contará con unidades móviles de desplazamiento rápido para el traslado de los accidentados.
- Se requerirá implementar sistemas de refrigeración y ventilación a lo largo del emplazamiento de construcción de los túneles; así mismo se implementará sistemas de detección de gases durante la excavación.
- El traslado de vehículos y maquinarias, sólo se realizará por las vías señalizadas.
- Los choferes se le deben de verificar si tienen su brevete y si tiene condiciones para desempeñarse en el cargo de chofer, se le haría un test psicológico sobre accidentes.

2) Procedimiento de acción durante el evento

- Se comunicará al Jefe de Brigada de Emergencias, acerca del accidente, señalando su localización y tipo de accidente, nivel de gravedad. Esta comunicación será a través de teléfono, radio o en el peor de los escenarios de manera personal.
- La Brigada de Emergencia se trasladará al lugar del accidente con los implementos y/o equipos que permitan atender al herido.
- Los trabajadores, de acuerdo a lo que indica los cursos de inducción de seguridad actuarán de manera calmada, con serenidad y rapidez, dando tranquilidad y confianza a los afectados.

3) Procedimiento de acción después del evento.

- Se registrará el incidente en un formulario en donde se incluya: lugar de accidente, fecha, hora, actividad que realizaba el accidentado, causa del accidente, gravedad, entre otros.
- Se revisará la efectividad de las acciones de contingencia durante el evento y se redactará un reporte de incidentes, en el cual se podría recomendar algunos cambios en los procedimientos, de ser necesarios.
- Hacer una lista de todas las ocurrencias sucedidas, y enumerar, los casos ocurridos,

que hayan originado daños, pérdidas humanas, y hacer una valoración del hecho.

b) Medidas para casos de accidentes vehiculares

1) Medidas preventivas antes del evento

- Sólo el personal autorizado podrá conducir las unidades de transporte, con su respectivo carnet de conducción respectivo y con su experiencia respectiva para manejo.
- Los vehículos de transporte de obra contarán con los respectivos seguros exigibles habilitados, además contarán con un cronograma de mantenimiento preventivo que deberán cumplir.
- Los cinturones de seguridad serán usados todo el tiempo y contarán con una jaula de seguridad para la protección de sus ocupantes.
- Por ningún motivo se dejará una unidad de transporte obstruyendo la vía, sin la colocación de la señalización correspondiente.
- Los conductores de los vehículos del proyecto no conducirán bajo efectos del alcohol y/o drogas.
- Los conductores respetarán los límites de velocidad establecidos.
- En áreas pobladas cercanas a las vías de acceso en las diferentes zonas del proyecto, se establecerá señalizaciones preventivas y reguladoras temporales de protección.

2) Procedimiento de acción durante el evento

- En caso de accidente, se debe colocar una señalización a distancia mínima de 20 metros de distancia del vehículo y dar aviso inmediato al Jefe de Brigada de Emergencias, quien tiene la responsabilidad de coordinar el envío oportuno de personal mecánico adicional.
- Todo el personal de trabajo debe siempre mirar la señalización para que se familiarice.
- La Brigada de Emergencia será la responsable de aislar el área, verificar que el motor del vehículo este apagado y que no hayan charcos de gasolina o petróleo.
- En caso de existir derrames, éstos deberán ser cubiertos con tierra, arena u otro material absorbente.
- En caso de existir lesiones, y su gravedad requiere de atención médica especializada, los heridos deberán ser derivados al centro asistencial más cercano.
- En caso de accidentes con resultados fatales, el Coordinador de Contingencia, deberá llamar a la Policía Nacional tomando en cuenta de no alterar el sitio del suceso.

- Si el accidente es grave y son varios incluso se debe solicitar un helicóptero.

3) Procedimiento de acción después del evento

- Controlado el incidente el Coordinador de Contingencia deberá registrar el accidente en formularios previamente establecidos, que tendrán como mínimo la siguiente información: las características del incidente, fecha, hora, lugar, tipo de accidente, número de personas afectadas (en caso existiesen).
- Los accidentados se les llevará de inmediato por vía terrestre al centro médico más cercano o a la Municipalidad del Distrito de Huarochirí para que le asista un médico.
- Hacer una lista de todos los daños originados por el accidente.
- Comunicarse de inmediato con los familiares del personal herido o fallecido.
- Se revisará la efectividad de las acciones de contingencia durante el evento y se redactará un reporte de incidentes, en el cual se podría recomendar algunos cambios en los procedimientos, de ser necesarios.
- Hacer una lista de todos los daños que se haya ocasionado en el impacto ambiental.

3.8.14 Contingencias ante mordeduras de serpientes u otros animales

- Durante las actividades que impliquen en el bosque, la probabilidad de mordedura de serpiente es bastante común entre los trabajadores de campo. Siempre debe presumirse que estos reptiles son venenosos cuando no se está seguro de que lo es, siempre deben manipularse de la manera más segura posible (ejemplo, usar pinzas o tubos en vez de fijar a la serpiente y tomarla con la mano).
- Si la mordedura de las serpientes ocurre, hay que revisar las señales de envenenamiento antes de comenzar el tratamiento de primeros auxilios.
- Se estima que al menos entre un 30 y 50% de las mordeduras de serpientes venenosas son secas; es decir, no ocurre envenenamiento.
- Se revisará la efectividad de las acciones de contingencia durante el evento y se redactará un reporte de incidentes, en el cual se podría recomendar algunos cambios o correcciones en los procedimientos, de ser necesarios.

1) Medidas preventivas antes del evento

- Para prevenir mordeduras de serpientes se deben tomar las siguientes medidas:
- Utilizar botas largas o zapatos gruesos con “polainas”.
- Emplear guantes y camisas gruesas.
- No manipular serpientes que parecieran o estuvieran muertas.
- Utilizar camisas y pantalones de tela gruesa.

- Usar siempre ropa adecuada y pantalones gruesos con botas mirando alrededor.
- No acumular cajas, troncos u otros materiales cerca de casas, cabañas o chozas porque estos elementos contribuyen a dar abrigo a las serpientes
- Evitar tener heridas expuestas durante las labores en campo.
- No perturbar o agarrar sapos o ranas.
- Revisar los techos y rincones de las habitaciones antes de dormir.
- Mantener cerradas las puertas y ventanas de las habitaciones.
- Se deberán de tapar todos los posibles agujeros de ingreso de murciélagos sobre todo aquellos techos construidos con calaminas.
- No dormir fuera de las carpas, ni dejar la entrada de las carpas abierta.

2) Procedimiento de acción durante el evento

- No capturar la serpiente agresora si no se sabe cómo hacerlo.
- No aplicar torniquetes o ligaduras.
- Evitar cualquier movimiento innecesario del accidentado.
- No realizar cortes en el punto de picadura o mordedura.
- No aplicar hielo.
- No aplicar choque eléctrico.
- No suministrar cualquier analgésico e inyecciones musculares.
- No suministrar alcohol.
- No succionar el área afectada.
- Tratar de localizar la serpiente que hizo la mordedura para reconocer su veneno y así de esa manera poder diagnosticar y llevar el nombre de la serpiente al médico.
- Transportar al paciente a un centro médico, el paciente se debe mantener en reposo durante su transporte a fin de no acelerar el transporte del veneno por el torrente sanguíneo.

3) Procedimiento de acción después del evento

- Se revisará la efectividad de las acciones de contingencia durante el evento y se redactará un reporte de incidentes, en el cual se podría recomendar algunos cambios o correcciones en los procedimientos, de ser necesarios.
- Controlada la emergencia el jefe de contingencia deberá emitir y enviar un informe del incidente, indicado al menos la causa del evento, el manejo y los procedimientos empleados y las recomendaciones para evitar o minimizar el riesgo de un nuevo incidente. Se realizará un mapa de incidencias de mordeduras por serpientes, murciélagos y/o presencia de anfibios venenosos.
- Si el daño se ha originado, ante la mordedura de un trabajador por una serpiente

de inmediato tratar de capturar la serpiente y reconocer el nombre de la serpiente.

- Se realiza un diagnóstico situacional de las condiciones dañadas que quedaron o las pérdidas que se ocasionaron, y para esto se hace un inventario de las pérdidas, y se hace un presupuesto para tener referencia de cuanto de dinero se ha perdido.

3.8.15 Contingencias ante el colapso de la presa

- Las empresas que estará a cargo de hacer la represa acreditará con su experiencia y su certificación de control de calidad.
- El diseño y construcción de la presa que se localizará en la cuenca de Canchis, será ejecutados con altas tecnologías.
- El diseño y la construcción de la presa que se localizará en la Cuenca de Canchis, será ejecutados con altas tecnologías constructivas y adecuados materiales, que aplicados para estos tipos de elementos estructurales, definiéndose casi improbable la ocurrencia de un colapso de estas estructuras, además se constituyen en presas de alto volumen de almacenamiento (600 MMC).
- Sin embargo se establece las medidas de contingencias que permitan una actuación eficiente y oportuna ante una posible ocurrencia de colapso de la presa.
- **Medidas Preventivas Antes del Evento**
- Planificar con el equipo responsables de los posibles accidentes que puedan suceder.
- Determinar las estrategias de intervención para el control de situaciones que puedan implicar riesgos de rotura o de colapso de la presa. Se debe establecer la organización adecuada para su desarrollo.
- Se solicitará el apoyo del Sistema Nacional de Defensa Civil-Instituto Nacional de Defensa Civil (INDECI), Gobiernos Regionales y Locales, centros de salud; así como la población local.
- Comunicar a las autoridades locales sobre el inminente colapso de la presa; así como, indicar los posibles tiempos de propagación de la onda de avenida.
- Identificar las zonas inundables que se encuentran próximos al cauce del río Canchis.

2) Procedimiento de acción durante el evento

Tomar la calma respectiva respecto a un accidente de esa naturaleza.

- Para el caso en que ocurra la rotura o colapso de la presa, se activará el sistema de alarma de la Central Hidroeléctrica Sheque.
- La rotura de una presa es poco probable, pero es necesario, tener las contingencias en la mano y hacer un trabajo contra las contingencias

- Tratar de comunicarse de inmediato con las autoridades superiores.
- El Coordinador de Contingencias, comunicará el hecho a las entidades públicas, como el Instituto Nacional de Defensa Civil (INDECI), Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú, Policía Nacional del Perú, Autoridades Provinciales.
- Para el caso de generarse algún tipo de accidente o heridos se pondrá en ejecución las medidas de contingencia de accidentes laborales.
- Se restringirá la circulación de vehículos en los caminos de acceso a los presa.

4) Procedimiento de acción después del evento

- Una vez que la situación de emergencia ya fue controlada, el personal encargado de la seguridad de la presa tendrá la responsabilidad de:
 - Evaluar el nivel del daño de la presa y de sus estructuras anexas.
 - Analizar las posibles causas que generaron la situación de emergencia.
 - Gestionar y supervisar todas las labores de reparación necesarias.

3.8.16 Contingencias ante inundaciones

El plan de contingencia en caso de inundación presenta las medidas y procedimientos a seguir de ocurrir una inundación debido a las crecidas de los ríos por las intensas lluvias que se presentan en cierta temporada o por el descontrol de las aguas en el futuro reservorio de la C.H. Sheque. Se establecerán procedimientos de respuesta ante inundación que incluya la capacitación de todo el personal en procedimientos de evacuación como una práctica periódica.

Considerando que las turbinas manejan un volumen importante de agua, existe la posibilidad que se produzcan inundaciones en la casa de máquina. La inundación es un evento que puede originarse como consecuencia de la ruptura de la tubería de conducción, la ruptura de la tubería y de la carcasa de la turbina pueden ser consecuencias de la fatiga del material, dada las cargas hidráulicas que ejerce el volumen de agua sobre ellas. Adicionalmente un cierre brusco de las válvulas puede ocasionar el fenómeno del golpe de ariete, que no es más que una sobre presión originada por las ondas de choque y que trae como consecuencia la fractura de la tubería.

1) Medidas preventivas antes del evento

- Todo campamento o frente de trabajo deberá contar con una evaluación de riesgo inundación y sobre todo tener en cuenta los ubicados cerca de cauces de los cruces de agua.
- Se deberá efectuar medidas de prevención antes del inicio de las temporadas de lluvia.
- Ante de hacer poner en operación una presa, se hace los ensayos respectivos.

- Son casos remotos, pero siempre deben haber caminos de escape y salida.
- En las zonas establecidas como críticas se deberán implementar un plan de evacuación específico.
- La tubería forzada deberá tener sensor de velocidad que detecte, precisamente, variantes en ella que debido a la rotura de la tubería las velocidades se incrementan de acuerdo a la raíz cuadrada de carga existente en el punto de ruptura; y que mande señales de cierres de válvulas de seguridad ubicadas en la cabecera de la tubería forzada y pare la operación de la central hidroeléctrica.
- Debe haber siempre camiones disponibles para poder evacuar a todo el personal.
- Se debe hacer las pruebas de ensayo a las represas nuevas.
- Se debe prevenir en época de lluvias construyendo represas para época de estiaje.
- En épocas de lluvias se deberá monitorear diariamente el nivel de agua de los ríos y represa del área de influencia.

2) **Procedimiento de acción durante el evento**

- Si el nivel del agua alcanza un nivel crítico el responsable del monitoreo cualquier observador deberá informar de inmediato al coordinador de contingencias.
- Se activará el sistema de alarma de la futura Central Hidroeléctrica de Sheque.
- El Coordinador de Contingencias, comunicará el hecho a las entidades públicas, como el Instituto Nacional de Defensa Civil (INDECI), Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú, Policía Nacional del Perú, Autoridades Provinciales, Distritos de la provincia de Huarochirí.
- El personal de la Central dejará sus puestos de trabajo y se dirigirán, a través de las vías de evacuación, a sus zonas de seguridad.
- Para el caso de generarse algún tipo de accidente o heridos se pondrá en ejecución las medidas de contingencia de accidentes laborales.

1) **Procedimiento de Acción Después del Evento**

- Una vez que la situación de emergencia ya fue controlada, el personal encargado de la seguridad de la presa tendrá la responsabilidad de:
 - Evaluar el nivel del daño de la presa y de sus estructuras anexas.
 - Gestionar y supervisar todas las labores de reparación necesarias.

3.8.17 Contingencias ante eventos sísmicos

En caso de que pudiera ocurrir un sismo de mediana a gran magnitud, el personal administrativo, operativo deberá conocer en forma detallada las normas a seguir y los procedimientos sobre las medidas de seguridad a adoptar criterios técnicos de acuerdo a las normas establecidas por entidades pertinentes al estudio de las agua y de la energía

eléctrica y se explica las siguientes medidas sobre posibles eventos sísmicos, las que a continuación se indican:

1) Medidas Preventivas Antes del Evento

- Todas las distribuciones de las edificaciones contarán con señalizaciones y lugares de evacuación.
- Realizar las señalizaciones en toda el área de la casa de máquinas para un escape.
- En todos los lugares de obra e instalaciones se identificarán zonas de seguridad para los trabajadores y visitantes en general recibirán un instructivo básico sobre qué hacer en situaciones de sismos.
- Lo primero que se debe de hacer es ver la señalización de salida hacia áreas libres, para que de esa manera no pueda suceder daños mayores.
- En las charlas previas, el consejo de la tranquilidad debe ser importante.

2) Procedimiento de Acción Durante el Evento

- El personal, mantendrá la calma, y se refugiará en los lugares previamente señalizados como zonas seguras.
- De encontrarse dentro de edificaciones, se alejará de estantes y objetos altos que si el sismo ocurriese durante la noche, se utilizará linternas, nunca fósforos, velas o encendedores.
- De ser posible, disponer la evacuación de todo personal hacia zonas de seguridad y fuera de zonas de trabajo.
- Paralización de toda maniobra, en el uso de maquinarias y/o equipos; a fin de evitar accidentes.
- De ser el caso, proceder a cortar la energía eléctrica de campamentos, talleres, plantas industriales.

3) Procedimiento de Acción Después del Evento

- Retiro de la zona de trabajo, de toda maquinaria y/o equipo que pudiera haber sido averiado y/o afectado, así como de los elementos afectados que conforman las instalaciones e infraestructura de apoyo (campamentos) de la obra.
- Atención inmediata de personas accidentadas, dependiendo de la gravedad se evacua hacia el centro de salud cercano.

3.8.18 Contingencias ante los conflictos sociales

Estas contingencias están referidas a emergencias de seguridad por paro cívico de la población y/o protestas en contra de la empresa, ocurrencia de huelga por los trabajadores que hagan uso de la fuerza contra las instalaciones de la Central Hidroeléctrica Sheque, se tomarán las siguientes medidas:

- Contingencias ante la Ocurrencia de Huelga de los Trabajadores
- El Estado reconoce los derechos de sindicación, negociación colectiva y huelga, de acuerdo al Artículo 28 de la Constitución Política del Perú.
- El Estado reconoce los derechos de sindicación, negociación colectiva y huelga, de acuerdo al Artículo 28 de la Constitución Política del Perú. Este artículo precisa lo siguiente
- Garantiza la libertad sindical de los trabajadores de la empresa.
- Una reunión previa ante los conflictos de huelga.
- Acuerdos firmados por todos los dirigentes representante de los trabajadores.

1) Medidas Preventivas Antes del Evento

- La contratista y El titular del proyecto, trataran de solucionar los pedidos de los trabajadores de acuerdo a la legislación vigente, que reconoce los derechos de los trabajadores.
- La contratista y El titular del proyecto, realizaran sus mayores esfuerzos para que no se realice la huelga de los trabajadores.
- El titular del proyecto mantendrá una buena comunicación entre los trabajadores y la empresa contratista.
- Si la huelga es inevitable, el titular del proyecto solicitará a la Autoridad Administrativa de Trabajo intervenga para determinar si la huelga es legal o ilegal de acuerdo a la ley vigente.

2) Procedimiento de Acción Durante el Evento

- La contratista y el titular del proyecto tomaran las medidas preventivas de seguridad de todas las instalaciones para proteger equipos, maquinaria, vehículos, oficinas y demás enseres.
- La contratista y el titular del proyecto realizaran evaluaciones periódicas de sus instalaciones, para conocer si existen daños y/o perjuicios y/o equipos, maquinaria, vehículos, oficinas y demás enseres.
- Autoridad Administrativa de Trabajo realizara esfuerzos para llegar a una solución pacífica de la controversia.

3) Procedimiento de Acción Después del Evento

- En caso que los trabajadores o las partes decidan la terminación de la huelga o su levantamiento por haber sometido el diferendo a arbitraje, la decisión deberá ser comunicada a la Autoridad Administrativa de Trabajo con una anticipación no menor de 24 horas.
- Los acuerdos deben estar plasmados en un libro de actas y firmado por un notario.

CAPITULO IV

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

4.1 Estimación de costo de la construcción

El Costo de construcción de las estructuras de las obras civiles y los equipos electromecánicos, que se indican en los ítems, puede estimarse mediante las tablas a base de los siguientes datos técnicos de diseño[22]:

- Caudal captable: (Q): 62.5 m³/s
- Caída aprovechable (H): 1200 m
- Ítems de metrados y costos estimados mediante las gráficas de diseño.
- Capacidad de la central: 600 MW
- Plano topográfico a escala: 1/5000, 1/ 200000.
- Presa de derivación y obras de limpia.
- Presa de concreto y de gravedad
- Boca toma y desarenador
- Túnel
- Cámara de carga
- Chimenea de equilibrio
- Tubería de presión
- Edificio de la central
- Turbinas
- Generadores
- Otros equipos de la central
- Líneas de transmisión
- Subestación
- Vías de acceso
- Ingeniería
- Imprevistos
- Gastos generales
- Interés durante la construcción

- Evaluación económica a través del VAN y el TIR.

Este estudio es preliminar como base para a un estudio definitivo o de detalles para su construcción. El estudio que se muestra es estimado para poder tener una referencia en el mercado.

4.2 Justificación del proyecto

La demanda anual de energía eléctrica en el Perú crece a la fecha en un ritmo geométrico de 400MW /anual, donde las centrales térmicas originan costos elevados y que repercute en:

- Elevar los costos de energía
- Contaminar el medio ambiente

Por lo que ofrecer 600 MW de potencia eléctrica generada es resolver el problema de crecimiento de la demanda en 3 a 5 años y contribuir con unos aumentos sustanciales en la potencia disponible del sistema interconectado nacional. A la fecha del año 2013 la máxima demanda sobre paso los 5 000 MW a nivel nacional. Estimada la demanda de energía eléctrica a nivel nacional en el Perú, se puede estimar el valor económico del proyecto mediante la relación Beneficio Costo, con las tablas para desarrollar este estudio, así como los cálculos a desarrollar y demostrado con la obtención del VAN y el TIR.

4.3 Presa de concreto y gravedad

En función de la altura, del ancho de la cima de la presa y del caudal de agua de máxima avenida. Se puede obtener los volúmenes de concreto, y excavación, el peso de la compuerta del aliviadero usando la fig. 3 y fig.3.1 del anexo B. Se tomará como modelo el embalse de Sheque de compensación artificial, que actualmente alimenta a la central hidroeléctrica de Huinco.

Datos estimados:

- Volumen : 600 000 m³
- Largo : 500 metros
- Altura de la presa: H : 75m
- Ancho de fondo: B : 64m
- Cresta : 8 m
- Ancho de la Cima (L) : 150 m
- Q1 (De máxima avenida) : 87.5 m³/S
- Q2 (TRANSVASE) : 62.5 m³/s de la vertiente atlántica la vertiente del Pacífico (cuenca Santa Eulalia)
- Q (total) : 150 m³/s

- Volumen de concreto

$$B/L = 64/150 = 0.426 \text{ (indica en las figuras: 3, 3-1)}$$

- $H^2 \cdot L = 843\,750 = 0.845 \times 10^6$ (indica en la fig.3 y fig.3-1 del anexo B).
- **El volumen de concreto en función de B/L, $H^2 \cdot L$**
- Volumen de concreto: 200 000 m³
- El talud de la presa de la figura es de 1:0.8 con un máximo coeficiente, pero en el Perú se puede emplear 1:0.7, luego
- Volumen de concreto: $200000 \times \frac{0.7}{0.8} = 87\,500 \text{ m}^3$ (se obtiene de la fig. 3 del anexoB).
- Volumen de excavación: 87 500 m³ (se obtiene de la fig. 3 del anexo B).
- Peso de la compuerta en función de la máxima avenida de 150m³/s y el coeficiente de las descargas: C: 2.1
- Peso: 330 TN (Se obtiene de la fig. 3.1 del anexo B).
- Peso de fierro: 142 TN (Se obtiene de la fig. 3.1 del anexo B).

4.4 Bocatoma con regulación

El metrado de construcción se indica en la fig. 6-1 y fig.6-2 del anexo B. Asumiendo el caudal, profundidad, aprovechable del reservorio y radio del túnel, aquellos utilizados en el proyecto de la central.

Profundidad aprovechable del reservorio: $h_d = 28 \text{ m}$

Caudal máximo para la central: 62.5 m³/radio de túnel 5.2/2 del estudio de factibilidad de la CCHH de Sheque usamos la siguiente formula

$$\sqrt{(h_d + 2r)Q} = 45.5 \text{ (se indica de la fig. 6-1)}$$

$$Q(h_d + 2r)^{\frac{1}{9}} = 92.4 \text{ (se indica de la fig. 6-2)}$$

Obtenemos:

- Volumen de excavación: 42 500 m³ (se obtiene de la fig. 6-1 del anexo B).
- Volumen de concreto: 20 000 m³ (se obtiene de la fig. 6-2 del anexo B).
- Peso de compuerta: 52 TN (se obtiene de la fig. 6-1 del anexo B).
- Peso de rejilla: 22 TN (se obtiene de la fig. 6-1 y la fig.6-2 del anexo B).
- Peso de fierro: 130 TN (se obtiene de la fig. 6-1 y fig. 6-2 del anexo B).
- En el calculo de la bocatoma se ha tomado el radio del túnel, que corresponde al estudio de factibilidad con un caudal de diseño de 62.5 m³/s, para considerar el el costo más elevado que tendrá la bocatoma.

- Siempre en los diseños los fabricantes consideren un porcentaje de reserva en datos.

La bocatoma con regulación es muy importante para poder medir la potencia que se genera según la cantidad de caudal de agua que se puede obtener.

- El diámetro del túnel está en función del caudal, debido que si el caudal es mayor a 62.5 m³/s entonces el diámetro del túnel será mayor, donde se verifica en las tablas.

4.5 Bocatoma sin regulación del metrado de construcción

Se Indica en la fig. 7-1 y fig. 7-2 del anexo B.

Asumiendo como estimado el caudal de agua y radio del túnel utilizado en el proyecto de la central.

- Tipo: Abierto
- Radio del túnel : $r = D/2 = 2,6$ (dato original del proyecto Sheque)
- $Q = 62.5 \text{ m}^3/\text{s}$ (dato original del proyecto Sheque)

$$\sqrt{r \cdot Q} = 12.8 \quad (\text{indica en la fig. 7-1 y fig.7-2 del anexo B})$$

Resultados:

- $V_e: 7\,000 \text{ m}^3$ (se obtiene de la fig. 7-1 y fig. 7-2 del anexo B).
- $V_c: 2\,000 \text{ m}^3$ (se obtiene de la fig. 7-1 y fig. 7-2 del anexo B).
- $P_c: 32 \text{ Tn}$ (se obtiene de la fig. 7-1 y fig. 7-2 del anexo B).
- $P_r: 15 \text{ Tn}$ (se obtiene de la fig. 7-1 y fig. 7-2 del anexo B).
- $P_f: 32 \text{ Tn}$ (se obtiene de la fig. 7-1 y fig. 7-2 del anexo B).

4.6 Desarenador

El desarenador o los desarenadores son instalaciones que reducen la velocidad de agua con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo. El desarenador desfoga todas estas partículas mediante unas compuertas que las devuelve al cauce del río, así el agua queda limpia en un 90%.

En función del caudal de agua (Q) de 62.5 m³/s de diseño, se puede obtener utilizando la gráfica N^o 7-3 el metrado de construcción del desarenador:

- Caudal (Q): 62.5 m³/s
- Volumen de excavación: 150 000 m³ (se obtiene de la fig.7-3 del anexo B).
- Volumen de concreto: 15 000 m³ (se obtiene de la fig.7-3 del anexo B).
- Peso de la compuerta: 35 TN (se obtiene de la fig.7-3 del anexo B).
- Peso de la rejilla: 17 TN (se obtiene de la fig.7-3 del anexo B).
- Peso del hierro: $3.5 \times 0.1 = 3.5 \text{ TN}$ (se obtiene de la fig.7-3 del anexo B).

- El principio de funcionamiento del desarenador consiste en reducir la corriente del agua a una velocidad pequeña y distribuida lo más uniforme posible a lo largo de la cámara de carga.

4.7 Túnel

En función del caudal de agua de diseño y de la pendiente del túnel, se puede utilizar la gráfica 8 y obtener las dimensiones del túnel, el volumen de excavación y de concreto.

Podemos apreciar los siguientes resultados:

- Q: 62.5 m³/s
- Longitud del túnel: 14 190 m (indica en la fig. 8 del anexo B).
- Pendiente: 1/300
- Diametro : 5.2 m y altura: 5.8 m de altura (indica en la fig. 8 del anexo B).
- Proyecto original de Huinco es: Diametro: 3,6m y altura: 3.8 metros
- Los volúmenes de excavación y concreto se obtienen mediante la tabla B de la fig. 8.
- Ve: 35 m³/m y Vc: 8.8 m³/m (se obtiene de la
- tabla B de la fig. 8 del anexo B)
- Excavación: 35 x 14 190 = 496 650m³(método de Ing.Tsuguo Nosaki)
- Concreto 8.8 x 14 190 = 124 872 m³ (método de Ing.Tsuguo Nosaki)

En la Inyección de mortero utilizamos la siguiente fórmula:

- Volumen del mortero= (0.46r +0.4) m³ x longitud del túnel (método de Ing.Tsuguo Nosaki)
- Volumen: 23 952.72 m³ inyección de cemento.
- La longitud de perforación por metro de túnel es para inyección de cemento de 3-6 m según la geología. Obtenemos:
- Longitud de perforación: 4.5 x 14 190 =63 855 m (método de Ing. Tsuguo Nosaki)

Peso de Fierro para Concreto obtenemos:

- Peso de fierro: 0.03 x Vc (método de Ing.Tsuguo Nosaki)
- Peso de fierro: 0.03 x 124 872
- Peso de fierro= 3 746.16 TN

4.8 Cámara de carga

Obtenemos los siguientes resultados:

- Q= 62.5m³/s: tipo túnel

Metrado de construcción obtenemos:

- $V_e = 260000 \text{ m}^3$ (se obtiene de la fig. 9 del anexo B).
- $V_c = 5000 \text{ m}^3$ (se obtiene de la fig. 9 del anexo B).
- Peso del fierro: 13 TN, (se obtiene de la fig. 9 del anexo B).
- Peso de la compuerta: 32 TN, (se obtiene de la fig. 9 del anexo B).

Aliviadero según el criterio de fabricante:

El fabricante con la experiencia de fabricación diaria de las tuberías, y la experiencia le permite dar un diagnóstico más exacto respecto a las dimensiones técnicas.

Hay que planificar un canal túnel o tubería de aliviadero, en este caso se necesitará 150m de túnel de un radio de 1.3 m (Criterio del Ing. Tsuguo Nosaki).

Consejo De Diseño:

- Volumen de excavación: $8 \times 150 = 1200 \text{ m}^3$ (método de Ing. Tsuguo Nosaki)
- Volumen de concreto: $2.5 \times 150 = 375 \text{ m}^3$ (método de Ing. Tsuguo Nosaki)
- Las tablas de fabricantes son de gran utilidad para diseño y cálculo en metros.

4.9 Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio denominado muelle hidráulico, que protege, cambios del agua.

En función de la profundidad aprovechable del reservorio y del diámetro y longitud del túnel de presión, se puede obtener la altura de la chimenea utilizando la fig. 10-A. Se determinará luego el metrado de construcción de la chimenea de equilibrio, utilizando la fig. 10-B, del anexo B, se obtiene:

- $Q = 62.5 \text{ m}^3/\text{s}$ (dato original del proyecto Sheque-Biblioteca de EDEGEL).
- Profundidad aprovechable del reservorio (h_d): 75 m (se obtiene de la fig. 10-A del anexo B)
- Longitud del túnel: 14 190 m (se obtiene de la fig. 8, del anexo B).
- Diámetro del túnel: 2.6 m (Dato original del proyecto Sheque-Biblioteca de EDEGEL)
- En función de la fig. 10-A del anexo B, se puede obtener la altura de la chimenea
- $H' = 42 \text{ m}$ (se obtiene de la fig. 10-A del anexo B).
- $H = H' + h_d$ (método de Ing. Tsuguo Nosaki)
- $H = 117 \text{ m}$
- De la fig. 10-B del anexo B, se obtiene el metrado de construcción.
- Radio del túnel: 2.6 m. (Dato original del proyecto Sheque-Biblioteca de Edegel)
- Espesor de concreto de la chimenea (t): 0.9 m (se obtiene de la fig. 10-B, del anexo B)
- Altura de la chimenea = 117 m

- De la formula obtenemos : $(4r + t)^2 \times h = 14\ 939.73$ (se obtiene de la gráfica 10-B)
- De la fórmula obtenemos : $2 \times 10^4 (4r + t/2) \cdot H \cdot t = 22\ 850.1$ (se obtiene de la gráfica 10-B)
- De la formula obtenemos: $H^2 \times r^2 \times 0.01 \times 16 = 148\ 060.22$ (se obtiene de la fig. 10-B, del anexo B).
- Volumen de excavación = 48 000 m³ (se obtiene de la fig. 10-B ,del anexo B).
- Volumen de concreto = 7 200 m³ (se obtiene de la fig. 10-B ,del anexo B).
- Peso del fierro = 4 000 TN (se obtiene de la fig. 10-B ,del anexo B).

4.10 Diámetro de la tubería de presión

El diámetro de la tubería de presión esta en función del caudal y la la altura neta, se obtiene el diámetro del tubo aproximado y el peso total de la tubería.

El Diámetro de tubo de presión asignado el caudal de diseño, se determinará el diámetro para una pérdida de carga de 1% (caída baja) al 2% caída alta empleando la fig. 11-A del anexo B, y para una velocidad máxima de 8 m/s empleando la fig. 11-B del anexo B. Utilizamos:

- Longitud de la tubería: 1895 m
- Altura neta (H): 1200 m (Dato original del proyecto Sheque-Biblioteca de EDEGEL)
- $Q = 62.5 \text{ m}^3/\text{s}$
- Diámetro de la tubería a presión,
- Pérdida total de carga por fricción 2% de caída obtenemos:

$$1200 \times 0.02 = 24 \text{ m.}$$
- Velocidad máxima estimada: 8m/s

$$24 \times \frac{1}{1895} \times 100 = 1.26 \text{ m}, \text{ de pérdidas promedio (método de Ing. Tsuguo Nosaki).}$$

La gráfica N° 11 nos da el diámetro promedio de 3.3 m a 3.2 m, el diámetro promedio es 3.3 m, también podemos obtener el peso la tubería.

Peso de la tubería de presión

Espesor de la tubería de presión

Una vez determinado el diámetro del tubo y conocido la caída bruta, se puede obtener los siguientes datos:

- El espesor de la tubería de presión mediante la gráfica 12
- El espesor en función del diámetro ($D=3.3\text{m}$) y la caída neta ($H= 1200 \text{ m}$) es de la fig. 12 del anexo B.
- El espesor (t), $t = 2 \text{ HS}$, $t = 41 \text{ mm}$ (indica en la fig. 12 del anexo B).

- El peso de la tubería está en función del diámetro de la tubería forzada y su altura.

4.11 Peso del tubo

Se puede determinar para cada espesor, el peso del tubo empleando la fig.13 del anexo B.

Obtenemos:

- 3200Kg/m (se obtiene de la fig. 13 del anexo B).
- Peso de la tubería: 3840 TN (se obtiene de la fig. 13 del anexo B).
- El peso de la tubería forzada es un indicador para poder obtener el precio estimado de toda la tubería, siendo este método de los fabricantes.

4.12 Metrados de las obras civiles

- Tipo túnel de 1395 m en tubería enterrada, de radio de tubería de 2.6 m promedio.
- Metrado de construcción del túnel de radio de tubería de 2.6 m, ver en la fig. 14-A del anexo B.
- Excavación: 15 m³/m (se obtiene de la fig.14-A del anexo B).
- Concreto: 6 m³/m (se obtiene de la fig.14-A del anexo B).
- La tubería total tendrá parte abierta y parte enterrada en la cordillera tipo Huinco.
- Volumen de excavación: 15 m³/m x 1395 m = 20 925 m³ (método de Ing.Tsuguo Nosaki)
- Volumen de concreto: 6 m³/m x 1395 m = 8370m (método de Ing.Tsuguo Osaka)

Tubería tipo abierto

La tubería tipo abierto estimamos 550 m, que estuviera visible.

Datos técnicos

- Excavación: 46 m³/m (se obtiene de la fig. 14-A, del anexo B).
- Concreto: 20 m³/m $V_e = 46 \times 550 = 25\,300\text{ m}^3$ (método de Ing.Tsuguo Nosaki)
- $V_c = 20 \times 550 = 11\,000\text{ m}^3$ (método de Ing.Tsuguo Nosaki)

4.13 Edificio de la sala de máquinas

La configuración de la sala de maquinas es tipo caverna, debido a las condiciones del área ,en este caso,el área esta en una cordillera de 3200 msnm.

El metrado de construcción la casa de fuerza, expresado en función del caudal, caída y número de generadores de la central se obtiene mediante la fig. 15.

Q= 62.5 m³/s obtenemos:

- Altura de la caverna: 25 m
- Altura neta: H = 1200 m
- Número de unidades (10): 60 MW x 10 = 600 MW

- Función de la fig.15-B da 1 tubería

$$\sqrt{Q} \cdot \sqrt[3]{H} \cdot \sqrt[3]{N} = 180.99 \text{ (Se obtiene de la fig.15-B.del anexo B).}$$

- Volumen de excavación = 160000 m³ (Se obtiene de la fig. 15 B del anexo B)
- Volumen de concreto = 60 000m³ (Se obtiene de la fig. 15 B del anexo B).
- Peso de fierro: 2500 TN, (Se obtiene de la fig. 15 B del anexo B).

4.14 Turbinas

Se elige el tipo de turbina en función de la caída de la capacidad de la turbina empleando la fig. 16 del anexo B, luego puede obtenerse el peso de la turbina, empleando las figuras,21,22,23 del anexo B,obtenemos:

- H = 1200 m
- Q = 62.5/20 = 3.125 m³/s por turbina

Aplicamos:

$$N = \frac{N_s \cdot \sqrt[4]{H^5}}{\sqrt{KW}} = 514 \text{ RPM (Se obtiene de la fig.16 del anexo B).}$$

- Capacidad aproximada = 8.5H.Q: Capacidad aproximada: 600 000 KW
- Número de unidades total 20, Potencia aproximada: 600MW.
- Turbina tipo Pelton 2 inyectores (indica en la fig. 16 del anexo B).

La fig.17 nos indica:

$$N_s = \frac{25000}{H + 800}, \quad N_s = 12.5 \text{ (se obtiene de la fig. 17 del anexo B).}$$

- 12 ≤ N_s ≤ 30, Pelton alta caída, (se obtiene de la fig. 17 del anexo B).
- Verificando: capacidad por turbina: $\frac{600000}{20} = 30000 \text{ KW}$
- N = 514 RPM

$$\frac{\text{capacidad(KW)}}{\sqrt{\text{salto(m)}}} = \frac{30000}{\sqrt{1200}} = 866 \quad \text{(Se obtiene de la gráfica N° 17)}$$

- La Fig. 23 indica el Peso de la turbina: 95TN (se obtiene de la fig. 23 del anexo B)
- Peso total: 95 x 20 = 1900 TN

Las turbinas siempre están acopladas al generador con igual velocidad de giro. Turbinas tendrán el modelo tipo Pelton de eje horizontal, de forma pantalón.

La selección de una turbina Pelton de eje horizontal es por las características técnicas de una turbina con dos inyectores o toberas. El generador síncrono tiene un bobinado de campo excitado por corriente continua y la tensión desarrollada en la armadura es alterna.

4.15 Generadores

El peso del generador y la eficiencia del generador en función de la potencia (KVA) y el número de revoluciones por minuto (RPM). Se calculan mediante las figuras 24 y 25 respectivamente: $0.8 \leq \cos\alpha \leq 0.85$ (se obtiene de la fig. 24 y la fig. 25)

Asumimos: 0.8

Capacidad: $10 \times 60\,000 \text{ KW} \times 0.974 \times 1/0.8 = 10 \times 73\,050 \text{ KVA}$

Número de revoluciones: 514 RPM

$$\frac{\text{KVA}}{\text{RPM}} = \frac{73050}{514} = 142.12$$

De la gráfica A de la fig. 20 del anexo B, obtenemos eficiencia (η) = 0.974 como se explica:

- $\eta = 97.4\%$ (se obtiene de la fig. 20-A del anexo B).
- Eficiencia para el generador a plena carga, 100%
- La fig. 24 del anexo B, nos da el peso del generador de 320 TN
- Peso total $10 \times 320 = 3200 \text{ TN}$

Se concluye que utilizando los indicadores del peso, la eficiencia y la potencia se obtiene el $\cos\alpha$, que es el factor de potencia aproximado.

Los generadores sin las turbinas no podrían funcionar y generar energía eléctrica.

4.16 Puente grúa

En la longitud de grúa en función de la capacidad (KW) de la central y de la caída neta (H).

Se calcula mediante la fig. 25.

El peso total del puente grúa, en función de la capacidad (TN) de la grúa y de la longitud del puente grúa (B) se calcula mediante la fig. 26.

$$\frac{\text{KW}}{\sqrt{H}} = \frac{63750}{\sqrt{1200}} = 1840.3 \text{ (Indica la fig. 25 del anexo B).}$$

$B = 14.6$ (se obtiene de la fig. 25 del anexo B).

Capacidad de la grúa = $350 \times 2/3 = 233.33 \text{ TN}$ (método de Ing. Tsuguo Nosaki)

Peso de la Grúa: 130 TN.

4.17 Equipo de control y mando

Incluye las estructuras del patio de llaves con transformadores.

El peso total del equipo y comando incluye las estructuras del patio de llaves con transformadores, se puede estimar su peso en 40% (tamaño grande) del peso total de las turbinas y generadores.

- Peso total: peso de las turbinas + peso total de generadores
- Peso Total = 6400 + 3500
- Peso Total = 9900 TN Peso total del equipo de control de comando: 9900 x 0.4 = 3960TN (método de Ing.Tsuguo Nosaki)

4.18 Estimación del peso total del equipo electromecánico de la central hidroeléctrica.

El peso total de los equipos en función del caudal, caída y número de unidades de turbinas se estima mediante la fig.Nº 27. y obtenemos:

- Q = 62.5 m³/s
- H = 1200 m
- N = 10 unidades.

Utilizamos la siguiente formula.

$$\sqrt[4]{Q^2} \cdot \sqrt{H} = 770.1 \text{ (Indica en la fig. 27)}$$

- Peso total del equipo electromecánico: 7500 TN (se obtiene de la fig. 27 del anexo B)
- La figura indica el peso teniendo como referencia el caudal, la altura.
- El peso de los equipos electromecánicos están en unidades de toneladas.
- El peso del equipo electromecánico, se calcule en toneladas.(TN).
- El peso del equipo electromecánico.

4.19 Líneas de transmisión

La capacidad de la línea de transmisión será igual que la C.H. de Huinco 220 KV y se elige la tensión de transmisión de la línea en función de la capacidad y de la distancia de transmisión. Empleando la fig. 29 del anexo B, se observa los datos en la TABLA Nº4.1, siendo datos casi equivalentes de encontrarse en la cabecera de la central hidroeléctrica de Huinco y su línea de transmisión de doble terna y su llegada a la estación de Santa Rosa tan igual como sería las líneas de transmisión de la C.H. de Sheque línea de alta tensión 220KV.

TABLA Nº4.1 Datos de la líneas de transmisión

Capacidad	600MW
Longitud	90Km
Grafica 30-A: Voltaje	220KV
Doble Terna Capacidad	600 MW x 2
Voltaje	220KV

4.20 Estimación de costos de construcción

Los costos se subdividen en dos grupos: Costo de inversión y de operación.

Las figuras se utilizan para poder hallar datos técnicos de las partes de la central y se puede estimar el costo de construcción de la central hidroeléctrica, utilizando, los metrados anteriormente anotados, y los costos unitarios, valorizados en dólares Americanos como indica en la siguiente TABLA N° 4.2 Se utilizarán las figuras para obtener los metrados de construcción de las estructuras desde la bocatoma hasta la casa de fuerza, con algunas excepciones, para evitar problemas de cambio de costos unitarios. Los costos de construcción en U.S. \$, se obtendrán por multiplicación del costo unitario por el metrado, para evitar cambios de moneda nacional o local. Esta guía de método para la elaboración de estudios de factibilidad de proyectos de Centrales de Mediana o Gran Capacidad en el Perú, tiene por objeto proporcionar a los ingenieros proyectistas e inspectores de proyectos de Centrales Hidroeléctricas de gran capacidad mayor de 1000 MW, ya que el Perú necesita desarrollar un buen número de centrales Hidroeléctricas.

TABLA N°4.2 Costos unitarios del proyecto Sheque

	Proyecto Sheque USD(\$)
1. Excavación abierta (base de 5 000 m ³ (\$/ m ³))	
Material suelto	12
Roca	27
2. Excavación del túnel (\$/ m ³)	
∅ : 7 m	105
∅ : 2 m	201
Caverna de la casa de fuerza	105
Con soporte	1.2 veces
Pique o inclinado	2.0 Veces
3. Concreto (\$/ m ³)	
Presa de concreto	210
Abierto normal	360
Abierto con fierro	600
Túnel	480-600
Caverna	390
4. Materiales para relleno (\$/ m ³) base de más de 1'000 000 m ³	
Escollera para presa	24
5. Fierro (\$/ m ³ /Tn) incluyendo colocación	2400
6. Inyección	
Mortero (\$/ m ³)	300
Cemento (\$/ m ³)	300
7. Blindaje (\$/ /Tn)	
SM 41	5 100
SM 50	5 700
SM 60	6 600
SM 70	7 500
8. Equipo electromecánico	
\$/Tn	18 000- 27 000
9. Compuerta y rejilla	
\$/ /Tn	12 000

Fuente: manual guía del Ing. T. Nosaki (Precios actualizados a la fecha 2012 Banco central de Reserva.2011)

4.21 Costo de construcción de la represa

Los indicadores de evaluación son volumen de excavación, volumen de concreto, peso de fierro, peso de compuerta. Obtenemos:

- Volumen de Concreto (Vc): 175 000 m³
- Volumen de Excavación (Ve): 87 500 m³
- Peso de Compuerta (Pc): 330TN
- Peso de fierro (Pf): 142 TN
- Excavación: 87 500x0, 8x + 87 500x0, 2x27 (método del Ing.Tsuguo Nosaki)
- Costo: 1'312 500
- Concreto: 175 000 x201 x1, 5(inyección de cemento) (método del Ing.Tsuguo Osaka)
- Costo: \$52'762 500
- Compuerta: 330TNx12 000 (peso de la compuerta x costo unitario)
- Costo: \$ 3'960 000
- Fierro: 142TNx 2400 (peso del fierro x el costo unitario)
- Costo: \$340 800

En la TABLA N°4.3 se observa el resumen del costo de construcción de la represa.

TABLA N°4.3 Resumen del costo de construcción de la represa

		Costo (\$)
Vol. Excavación	87 500 m ³	1 312 500
Vol. Concreto	175 000 m ³	52 762 500
Peso de la compuerta	330 TN	3 960 000
Peso del fierro	142 TN	3 40 800
	Total	\$/ 58 375 800

4.22 Costo de la Bocatoma con regulación

- Volumen de Excavación (Ve): 20 000 m³
- Volumen de Concreto (Vc): 20 000 m³
- Peso de Compuerta (Pc): 52TN
- Peso de rejilla (Pr): 22 TN
- Peso de fierro (Pf): 130 TN
- Excavación: 42 000X0, 3x12+ 42 000x0, 7x27(método del Ing. Tsuguo Nosaki)
- Costo: \$ 945 000
- Concreto: 20 000 x 360 (volumen de excavación x costo unitario)
- Costo: \$7 200 000
- Compuerta: 52TNx 12 000 (peso de compuerta x costo unitario)
- Costo: \$624 000
- Rejilla: 22TN x 12 000(peso de la rejilla x costo unitario)
- Costo: \$254 000

- Fierro: 130TNx2 400(peso del fierro x costo unitario)
- Costo: \$312 000, el costo total se observa en la TABLA N°4.4

Partes de la bocatoma.1) Dique o azud.2) Rejilla 3) El disripiador 4) Transición de entrada al canal.5) Zampeado y colchon al pie del azud 6) Compuerta de purga.

TABLA N°4.4 costo de la bocatoma con regulación

		Costo (\$)
Volumen de excavación.	42 5000 m3	9 450 000
Volumen de concreto	20 000 m3	7 200 000
Peso de compuerta	52 TN	624 000
Peso de rejilla	22 TN	254 000
Peso de fierro	130 TN	312 000
COSTO TOTAL		\$.9 335 000.

4.23 Costo de construcción del túnel

Volumen de Excavación (Ve): 496 650 m³

- Volumen de Concreto (Vc): 124 872 m³
- Inyección de cemento y mortero.
- Excavación: $496\ 650 \left\{ 105 + \frac{201 - 105}{7 - 2} \times (4.8 - 2) \right\}$ (método del Ing.Tsuguo Nosaki)
- Costo (Ve):\$ 78 848 154
- Concreto: $124\ 872 \left\{ 360 + \frac{600 - 480}{7 - 2} \times (4.8 - 2) \right\}$ (método del Ing.Tsuguo Nosaki)
- Costo (Vc):\$53 345 318,4
- Inyección de Cemento: 23 952,72 x 300. Costo: \$7'185 816.
- Fierro:3 746,16 x 2400.Costo: \$8'990 784.El Costo total se muestra en la TABLA N°4.5

TABLA N°4.5 Resumen de costo de construcción de túnel

		COSTO (\$)
volumen de excavación	496 650 m ³	78 848 154.
volumen de concreto	124 872 m ³	53 345 318.
inyección de cemento	23 952.72 m ³	7 185 816.
peso del fierro	3746.16 TN	8 990 784
Costo Total		\$.148 370 072.4

4.24 Costo de la Chimenea de equilibrio

- Volumen de Excavación (Ve): 48 000 m³
- Volumen de Concreto (Vc): 72 000 m³
- Peso del fierro (Pf): 4000 TN
- Costo de excavación: 48 000x105x2 → Costo: \$10 080 000

- Costo de concreto: 7 200TN x 480 → Costo: \$3 456 000.
- Costo del peso del fierro: 4 000TNx2 400 → Costo: \$9 600 000

En la figura N°4.6 se muestra el costo de la chimenea de equilibrio..

TABLA N°4.6 Resumen de costo de chimenea de equilibrio

		COSTO (\$)
Excavación	48 000 m ³	10 080 000.
Concreto	72 000 m ³	3 456 000.
Fierro	4 000 TN	9 600 000.
Costo Total		\$ 23 136 000.

4.25 Costo de la Cámara De Carga

- Volumen de Excavación (Ve): 260 000m³
- Costo (Ve): 260 000m³x105: \$ 27 300 000
- Volumen de Concreto (Vc): 5 000 m³
- Costo (Vc): 5 000 m³x480: \$2 400 000
- Peso de Compuerta (Pc): 32TN
- Costo (Pc): 32TNx12 000: \$384 000
- Peso de rejilla (Pr): 13 TN
- Costo (Pr): 13TNx12 000: \$156 000
- Peso de fierro (Pf): 6 TN
- Costo (Pf): 6TNx2 400:\$14 400

Aliviadero.:

- Volumen de excavación (Ve): 1 200 m³
- Costo (Ve): 1 200 m³x201:\$24 100
- Volumen de concreto (Vc): 375 m³
- Costo (Vc):375 m³x600: \$22 500.El costo total se observa en la TABLA N°4.7

TABLA N°4.7 Resumen de costo de cámara de carga

		COSTO (\$)
Volumen de excava.	260 000 m ³	27 300 000
volumen de concreto	5 000 m ³	2 400 000
peso de compuerta	32 TN	384 000
peso de rejilla	13 TN	156 000
peso de fierro	6 TN	14 400
aliviadero: vol. Excavación	1 200 m ³	241 200
aliviadero: vol. Concreto	375m ³	22 500
Costo Total		\$ 30 301 000.

4.26 Costo de la Tubería de presión

Se puede determinar para cada espesor, el peso del tubo empleando la fig. 13 del anexo B.

Obtenemos: 3200Kg/m.

- Peso de la tubería: 3840 TN

- Peso de la tubería:
- Costo del peso de la tubería: 3 840TNx \$7 500: \$ 28 800 000
- Excavación Túnel: 20 925 m³
- Costo de excavación túnel: $2 \times 20 925 \left\{ \frac{(7 - 3.35)}{(7 - 2)} \times (201 - 105) + 105 \right\}$ método del Ing.Tsuguo Nosaki)
- Costo de excavación túnel: \$ 7 327 098.3. Concreto Túnel: 8 370 m³
- $8370 \times \left\{ \frac{(7 - 3.25)}{(7 - 2)} \times (600 - 480) + 480 \right\}$ (Método del Ing.Tsuguo Nosaki)
- Costo de concreto túnel: \$ 4 770 900
- Excavación abierta: 25 300 m³
- $25 300 \times \left(\frac{27 + 12}{2} \right)$
- Costo de excavación abierta: \$ 493 5005.
- Concreto abierto: 11 000 m³
- 11 000 m³x360
- Costo de concreto abierto: \$3 960 000
- El costo total se observa en la TABLA N°4.8

TABLA N°4.8 Resumen del costo de la tubería de presión

		COSTO (\$)
peso tubería	3 840 TN	28 800 000.
Excava. Túnel	20 925 m ³	7 327 098.

4.27 Costo del Edificio de la central

Para trabajos de proyectos es importante el tiempo de trabajo, debido que existe un tiempo para entregar los expedientes por lo que utilizar tablas de fabricantes es necesario.

- Volumen de excavación (Ve): 800 000 m³
- Excavación: 800 000x0, 2x12+ 800 000x0, 8x27
- Costo de excavación: \$19 200 000
- Volumen de concreto (Vc): 60 000 m³
- Concreto: 60 000 m³x390
- Costo de concreto: \$23 400 000
- Peso del fierro (Pf): 2 500TN
- Fierro: 2 500TNx \$2 400

- Costo (Pf): \$6 000 000. El costo total se observa en la TABLA N°4.9

Todos estos cálculos estimados son datos estimados, que se utilizan como referencia.

En dicha sala de máquinas tipo caverna se encontraran otros dispositivos como, los transformadores, equipo de control y mando de la central hidroeléctrica de Sheque etc.

Servicios auxiliares. Son servicios mecánicos y eléctricos ,complementarios necesarios para el correcto funcionamiento de la central eléctrica.

TABLA N° 4.9 Resumen del costo del edificio de la central

Excavación	800 000 m ³	19 200 000.
Concreto	60 0000 m ³	23 400 000.
Peso del Fierro	2 500 TN	6 000 000.
Costo total		\$ 48 600 000.

4.28 Costo de las Turbinas

- 20 Turbinas x 95 TN = 1 900 TN
- Costo total: \$ 34 200 000.

4.29 Costo de los Generadores

- 10 x320 TN = 3 200 TN
- Costo total: \$ 57 600 000.

4.30 Costo de otros equipos electromecánicos.

Incluyendo estructuras de patio de llaves, transformadores, grúas, y otros.

- Peso de Turbinas + Peso de Generadores
- 1 900 + 3 200 =5 100 TN
- Costo total: \$/137 700 000.

4.31 Costo de las Líneas de transmisión

Utilizamos el método de La guía de estudios der factibilidad por el Ing.Tsuguo Nosaki.En la TABLA N° 4.10 se muestra el costo de las líneas de transmisión.

El costo por kilometro es USD\$234 000/KM,considerando los precios aproximado

TABLA N°4.10 Resumen del costo de las líneas de transmisión

Huachirí	Lima
Distancia	90 KM
Capacidad	600 MW x 2
Topografía	Difícil acceso –sierra
Voltaje	220 KV
Doble terna	Doble circuito
Grafica No 30	\$ 180 000.
Costo por KM: \$ 180 000X1.3	\$ 234 000 /KM
Costo Total:\$234 000 x 90 KM	\$ 21 060 000

4.32 Costo de la Subestación

En capacidad de la subestación en MVA, se puede estimar su costo de construcción mediante la gráfica 31.

- Potencia Total (MVA): $\frac{600\text{MW}}{0.8} = 750\text{ MVA}$
- Costo total: \$ 84 000 000.
- Utilizamos la formula $N = P / \text{Cos}\phi$ donde $N = 750\text{ MVA}$.
- La potencia aparente esta en función del factor de potencia que es 0.8.

4.33 Costo de las vías de acceso

El costo de construcción de las vías de acceso, se estima el 14% de los costos del 1 al 12.

- Costo subtotal 1: 698 029 864.00
- Vías de acceso: costo subtotal 1: \$698 029 864.00 x 0.14:
- Costo (vías de acceso): = \$97 724 180.96

4.34 Costo de otros gastos

En los proyectos siempre tiene que ser bien explicativo, respecto a todos los gastos que se hacen en el desarrollo del proyecto, donde es necesario indicar los sueldos y salarios de trabajadores, ingenieros, técnicos y el personal ejecutivo, que administra la empresa.

Los costos de estos gastos esta incluido en el 10% de ingeniería en el proceso.

Es muy importante considerar el tiempo de construcción, debido que existe siempre un compromiso, con un documento escrito y firmado por ambas partes, respecto al cronograma de tiempo en la ejecución de obra.

El no cumplir con el tiempo programado, la parte afectada hará cumplir las penalidades por el incumplimiento de la obra a terminar.

Estas penalidades se tendrán que aclarar en el poder judicial o previo acuerdo de ambas partes respecto al cronograma de tiempo.

- Ingeniería: 10%
- Imprevistos: 25%
- Tiempo de construcción: 3 años
- Ingeniería: \$ 795 754 045.x 0.10589 = \$ 84 262 395 83.5 (método del Ing. Tsuguo Nosaki)
- Imprevistos: \$ 795 754 045.x 0.25 = \$ 198 938511.25 (método del Ing. Tsuguo Nosaki)

- Interés: $795\,754\,045 \times 0.4 \times 0.07 \times 3 \times 1.25 = \$ 83\,554\,174.7$ (método del Ing. Tsuguo Nosaki)

El costo total de otros gastos se observa en la TABLA N°4.11 en donde:

Ingeniería: Es el costo de todo el proceso de precampo, Campo y Gabinete, quiere decir, desde un planteo de terreno hasta la instalación de todos los equipos de la central.

El resumen de este proyecto es un estimado con datos reales del proyecto original.

TABLA N°4.11 Resumen del costo de otros gastos

OTROS GASTOS	costos(\$)
Ingeniería	84 262 395.83
Imprevistos	198 938 511.3
Interés(3 años)	83 554 174.7
Total	\$ 366 755 081.83

Fuente: Elaboración propia

4.35 Resumen de los costos de la construcción.

El costo total del resumen de la construcción se muestra en la TABLA N°

4.12. muestra un monto de USD 1 162 509 127.83, capital que equivale aproximadamente a 2 millones de dólares americanos por 1 MW.

El costo total garantiza todos los gastos a desarrollarse, incluso se considera, las pérdidas, que siempre se originan por los diversos factores considerados en el estudio del impacto ambiental.

Los imprevistos son considerados ya que pueden subir los costos unitarios.

El costo de construcción se obtiene por los precios de las partes más importantes de la central en función, de la excavación y concreto de los materiales, así como el peso de los fierros de compuertas y rejillas en función de toneladas etc.

TABLA N°4.12 Resumen de los costos de la construcción

1.Presa de derivación	58 375 800.00
2.Bocatoma con regulación	9 335 000.00
3.Túnel Transandino	148 370 724.00
4. Chimenea de equilibrio	23 136 000.00
5. Cámara de carga	30 301 000.00
6. Tubería de presión	45 351 348.00
7. Edificio de la Central	48 600 000.00
8. Turbinas	34 200 000.00
9. Generadores	57 600 000.00
10. Equipos Electromecánicos	137 700 000.00
11. líneas de Trasmisión	21 060 000.00
12. Subestación	84 000 000.00
SUBTOTAL 1	698 029 864.00
13.Vías de acceso	97 724 180.96
SUBTOTAL 2	795 754 045.00
14.Otros Gastos	366 755 081.83
15.Costo total	\$/1 162 509 127.83

Fuente. Elaboración Propia

Estos costos de construcción son costos estimados, preliminares que se podría presentar a la institución del estado (MEM)) para solicitar la licencia temporal.

4.36 Justificación económica del proyecto

Para justificar el proyecto de Huarochirí, se comparan los costos capitalizados del proyecto, de la central hidroeléctrica de Huarochirí y una central térmica de alternativa, que tenga la misma capacidad garantizada que la central Hidráulica.

Que cuando se compara una Térmica con una Hidráulica, la hidráulica ahorra dinero respecto con el tiempo, no hay gastos en combustibles, siendo cero combustibles.

Las centrales térmicas originan gastos de combustibles con el tiempo y la central hidroeléctrica con el tiempo es más rentable por ser energía renovable.

La inversión económica con respecto a una central hidroeléctrica es rentable.

4.36.1 Fases de estudio

Se calcula el costo de la central hidráulica, el que incluye costos de construcción, más los costos capitalizados, de los costos de operación, mantenimiento y gastos anuales, durante la vida útil de la central.

Se estima el costo capitalizado de la central térmica de alternativa correspondiente a la central, hidráulica proyectada. Este costo capitalizado incluye los costos capitalizados de los costos de construcción, operación, mantenimiento, combustible y otros gastos durante la vida útil de la central hidráulica correspondiente (40-50 años), utilizando las figuras :32, 33, 35,36 y 37.

La justificación del proyecto se efectúa mediante la comparación de los costos capitalizados de la central Hidráulica y de la térmica. Si el costo de la central hidráulica es menor que el de la central térmica, el proyecto de la hidráulica es factible.

4.36.2 Método simplificado

Para la justificación económica del proyecto de la central de Sheque se aplica en el siguiente caso:

- Como un cálculo de estimación.
- Cuando la capacidad instalada de la central hidráulica proyectada sea la misma que la potencia garantizada y por lo tanto la demanda de energía alcance de inmediato a unos años después de su construcción, la capacidad de la central.

4.36.3 Desarrollo del método simplificado

El método consiste en estimar los costos de construcción de la CCHH de Sheque.. \$1162 509 127.83 En función de la capacidad de la central Hidráulica, del factor de carga de sus mercado y del costo de combustible en la zona obtener mediante las gráfica 38,

39 y 40, la inversión máxima permitible para el proyecto de la central hidráulica. Comparar el costo de construcción y el costo permitible, obtenemos:

- Costo de construcción : \$ 1 162 509 127.83
- Factor de Carga : 60%
- Interés anual : 8%
- Costo de petróleo Residua : \$/0.267/litro
- Capacidad de la Central : 600 MW

La figura 40 indica como el costo de inversión permisible, para este proyecto la cantidad de \$ 2 100 000 000.

En el caso que haya la demanda de Energía para plena capacidad instalada del proyecto dentro de 4-5 años.

4.36.4 Comparación beneficio costo

$$\frac{\text{BENEFICIO}}{\text{COSTO}} = \frac{\text{TERMICA}}{\text{HIDRAULICA}} = \frac{2\ 100\ 000\ 000.}{1\ 162\ 509\ 127.83} = 1.8$$

(Se obtiene de la gráfica N°38) la relación beneficio/ Costo.

Lo cual indica que el proyecto de la central Hidroeléctrica de Huarochirí es muy bueno y factible.

4.36.5 Recuperación económica

Identificamos los ingresos y los costos asociados a la operación de la planta en El COES-SEIN, teniendo en cuenta que la planta opera en SPOT.

Los Ingresos de la planta son la valorización de la energía y potencia vendida en los mercados SPOT a precios calculados según criterio marginalista para la Potencia y Energía.

Se tiene los costos variables de operación que están compuestos por los pagos a organismos reguladores, que son pagos de posibles peajes secundarios, implementación de un estudio de impacto ambiental. etc.

4.36.6 Ingresos por venta de energía y potencia

El Despacho de la planta de Energía Eléctrica será determinado por el COES SEIN y serán valorizados a los precios Marginales del Sistema.

4.36.7 Costos por peaje, costos variables de operación, costos fijos de operación.

Los costos variables de operación se refiere a los gastos de las centrales térmicas y hidráulicas.

Por la ubicación de la planta y la cercanía de la futura Central Hidroeléctrica de Sheque del Sistema Principal de Transmisión Santa Rosa 220 Ky, la planta como parte integrante del COES –SEIN, traslada al usuario final el pago de conexión al Sistema

Principal de Transmisión de las celdas de llegada de la línea de transmisión respecto a los costos variables de operación se presenta la siguiente TABLA N°4.13.

Considero costos variables a los costos que dependen de la energía producida en KWh o a las horas de operación.

Los costos variables de las centrales térmicas y de las centrales hidroeléctricas.

El precio Spot de energía en el mercado debe ser siempre al contado, incluso cuando COES compra energía a generadoras aisladas o que tienen su generadora que no están interconectadas al sistema (SEIN).

TABLA N° 4.13 Costos por peaje, operación, y organismos reguladores

Pago por Potencia	US\$ 5.70 KW/ mes
	US\$ 45.89 MW/ hora
Precio Spot (promedio)	US\$ 43.13MW/ hora
Costo Marginal	US\$50.00/MWh

En el caso peruano, el cálculo de los ingresos por venta de energía en el mercado spot utiliza la información publicada por el operador del sistema COES (COES-SEIN, 2011) al mes de marzo del 2011. Para los ingresos por la venta de contratos de energía en el largo plazo, se toma como referencia el proceso de licitación pública realizado por Pro inversión en marzo del 2011, en el cual se otorga la buena pro a cuatro empresas de generación eléctrica, con un precio ponderado de 45.89 dólares por Megavatio /hora. Por último, el pago por capacidad o pago por potencia es fijado por el regulador y asciende a 5.70 dólares por kilovatio al mes.

4.36.8 Flujo de Caja - Egresos:

Para determinar la viabilidad económica del proyecto, se efectúa el flujo de caja económico, considerando el aporte total de capitales propios y capital de financiamiento, se toma en cuenta el costo de oportunidad del dinero.

El periodo considerado para la evaluación del proyecto se considera 30 años, el criterio de determinación que se usa es del Valor Actual Neto, el cual se calcula para diversas tasas de actualización, también se halla la Tasa Interna de Retorno como referencia de evaluación.

El modelo financiero incorpora los mismos costos de operación y mantenimiento calculados para un proyecto de similares características presentado ante el Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Costos de operación y mantenimiento y administrativos: 5% / ventas, se aprecia:

- **Gastos por depreciación:**
- **Gastos generales**
- Ingeniería: 10 años
- Maquinaria: 10 años

- Obras civiles: 30 años
- Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2009 y SUNAT.si
- El proyecto se ha elaborado con diferentes tasas desde 8% hasta 13%.
- a) El VAN del Proyecto a diversas TASAS 13 %, 12 %, 11 %, 10 %, 9 %, 8 %,... Etc.
- b) El Valor Actual Neto es positivo para tasas de actualización menores a 13.52 %.

Se puede apreciar que las obras civiles tienen un tiempo de vida 30 años mínimo.

Por lo que si el costo de oportunidad para un inversionista es menor de 13 %, el precio resulta viable tanto técnica como económicamente.

Este método es un clásico de la valoración de inversiones en activos fijos, proporcionando una valoración financiera en el momento actual de los flujos de caja netos proporcionados por la inversión.

VAN:El valor actual neto, es la ,diferencia de la suma total de los beneficios actualizados,menos la suma total de los costos actualizados a una misma tasa de escuento.El proyecto será rentable, si el valor actual del flujo de beneficios netos es + .

c. Tasa Interna De Retorno:

De acuerdo a los cálculos es de 13.52 %, esta tasa sirve como punto de referencia para considerar la rentabilidad económica del proyecto

$$VAN: -I.I + \frac{F1}{(1+i)^1} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F30}{(1+i)^{30}} , \text{ Obtenemos:}$$

I.I = Inversión

- Inicial
- F1, F2,..., F30= flujo de caja anual
- VAN = 0, Entonces se encuentra el TIR

En cuanto al canon de agua, en el caso peruano, de acuerdo con lo señalado en el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas, se establece un pago no mayor al 1%de sus ingresos anuales (Minem, 2009, marzo),tenemos:

- **Indicadores tributarios:** Se presentan las principales obligaciones aplicables a un proyecto de Generación Hidroeléctrica en el Perú, así como las tasas impositivas vigentes a marzo del 2012.
- Impuesto a la renta: 30%
- Impuesto general a las ventas: 18%.
- Participación de trabajadores: 5% Tasa de Descuento. Es el tipo de descuento que aplicaremos para calcular el valor actual de los flujos de caja futuros, por lo que de ésta dependerá la valoración que obtengamos.
- El costo de oportunidad es 8.79%(MINEM-2011)

La tasa de retorno es de manera consistente con la metodología propuesta para la estimación determinante de la inversión, se utiliza como tasa de descuento el costo del patrimonio desapalancado (KOA). Para la estimación de esta variable, se utiliza una extensión del modelo CAPM a mercados emergentes. El modelo CAPM híbrido suma el riesgo país, a partir del cálculo del CAPM estimado con valores propios de un mercado desarrollado. El riesgo país es ajustado por la diversificación del riesgo país y será la variable que diferencie las estimaciones en el Perú. De manera indirecta, el Beta país, estimado en función del índice S&P500 del Perú, influirá en el nivel de diversificación del riesgo país para un inversionista global. Se considera este enfoque debido a que surgen tres problemas al estimar de manera directa el costo de capital en mercados emergentes: El primero está relacionado con el escaso desarrollo de los mercados de valores locales. El costo de oportunidad de capital: 8.79% (MINEM-2011) se observa en la tabla N°4.14., donde este valor es un indicador par el inversionista.

Tabla N° 4.14 Datos base para obtener el VAN y el TIR

Total Proyecto [MMUS\$]	1,162.51
Potencia [MW]	600.00
Inversión Necesaria [MMUS\$/MW]	1.9375
Factor de planta	0.60
Tasa de descuento (típica: 10%)	8.79%
Precio relevante de energía [mills/kWh] año	0.00
Precio Potencia [\$/kW] año	68.40

En la tabla N° 4.15 se muestra el resultado del VAN y el TIR.

Tabla N°4.15 Resultados VAN

VAN [miles de US\$]	607,494
Plazo de recuperación capital [años]	14
TIR	13.52%

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 4.16 Parámetros de la central hidroeléctrica de Sheque

Parámetros	Cantidad	Unidades
Potencia Instalada	600.00	MW
Salto Bruto	1200	M
Salto Neto	1100	M
Factor de Indisponibilidad	2.50%	
Ef. Turbina	0.90	
Ef. Generador	0.97	
Ef. Transformador	0.99	
Gravedad	9.81	m/s ²
Factor Eficiencia	8.48	
Horas	24	
# días en el año	365	
Factor de Planta	7.87%	
Q firme	62.50	m ³ /s
Volumen de Generación	4,978,515.57	m ³
Total Proyecto US\$	\$ 1 162 509 127.83	

La depreciación de los estudios de ingeniería, inspección, administrador del proyecto corresponden a 10 años, la depreciación de los equipos electromecánicos es de 10 años y para las obras civiles se ha considerado 30-33 años de acuerdo a la norma vigente por SUNAT. La tasa impositiva tributaria es del 30 % y la participación de los trabajadores del 5 %. Se concluye que el tiempo vida de las obras civiles es más de 30 años, debido que las centrales hidroeléctricas tienen un tiempo de vida de 100 años a más, ejemplo esta la central hidroeléctricas de Huinco que empezó el año 1964, teniendo aproximadamente 50 años de existencia, y a la fecha está en perfectas condiciones.

Flujo de caja

Para determinar la viabilidad económica del proyecto, se efectúa el flujo de caja económico, considerando el aporte del inversionista con financiamiento, se toma en cuenta el costo de oportunidad del dinero. En finanzas se entiende por flujo de caja, los flujos de entrada y salidas de efectivos en un periodo dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y constituye un indicador en la liquidez de la empresa. El periodo considerado para la evaluación del proyecto se considera 30 años, el criterio de determinación que se usa es del Valor Actual Neto, el cual se calcula para diversas tasas de actualización, también se halla la tasa interna de retorno como referencia de evaluación. El VAN, es la diferencia del valor actual de los ingresos futuros y del valor actual de los egresos (incluyendo las inversiones en el momento cero), que se utilizarán durante la vida útil proyecto, descontados hacia el presente, utilizando un costo de oportunidad del capital, que es el rendimiento exigido por los inversionistas. Este indicador asume que los flujos de caja generados por el proyecto se reinvierten al costo de oportunidad del capital.

4.37 Financiamiento

El financiamiento se puede realizar con capital Nacional, llamado capital propio, quiere decir de inversionistas que podrían invertir para la primera etapa, de los estudios preliminares y el estudio de factibilidad para así, poder obtener las concesiones temporal y definitiva, para la posible construcción de la central hidroeléctrica.

Los inversionistas tendrían acciones y bonos en la participación del proyecto. El capital financiero será adquirido por los bancos mundiales o inversionistas extranjeros como intermediarios para adquirir el capital necesario para terminar la construcción y funcionamiento de la central hidráulica, y podría intervenir el Banco Mundial.

El país de la China a la fecha viene invirtiendo millones de dólares a nivel mundial, siendo una alternativa en la inversión en generación en el Perú. Es significativo destacar además que el volumen de las inversiones chinas en el exterior en el año 2008 fue el equivalente a las inversiones extranjeras que China recibió en el año 2003.

CAPITULO V

DISEÑO Y PROCESO DE LA CENTRAL DEL PROYECTO

5.1 Generalidades

La demanda cada vez más creciente de energía, debido al progresivo aumento poblacional, de nuestra Capital, y dentro del sector energético se observa un diagrama de carga, bastante irregular que tiende a levantar el factor de carga en las horas punta en la noche. Esta tesis consiste en la construcción de un túnel Trasandino nuevo de 14 190 m con un Diámetro de 5,2 m, para desviar las aguas de la vertiente Atlántica a la vertiente del Pacífico, logrando elevar el caudal a 62.5m³/s.

5.2 Descripción del sistema existente

El agua utilizada en la central a ejecutar, proviene de la cuenca de Mantaro de 4500 a 5000 msnm, es en esa cuenca en donde existen una serie de lagunas y aguas excedentes, que discurren en el océano Atlántico, y que se pueden interconectar entre sí, para traerlas desde una distancias de 30km a más,(observar en la fig. N° 5.1) , hacia la vertiente del Pacífico ubicado en la cuenca de Santa Eulalia ,atravesando la cordillera de los Andes, por medio un túnel Trasandino, y obtener un caudal aprovechable de 62.5 m³/s. generando una Potencia de 600MW que pretermirá un incremento al Sistema Eléctrico interconectado a nivel Nacional.

Traer las aguas de la cuenca del Mantaro es necesario para abastecer Lima de agua.

Las aguas que serían trasvasadas de la cuenca de Mantaro hacia la cuenca del Pacífico y tiene una distancia de aproximadamente de 100 Km de distancia y que tendrían que ser traídas a través de acueductos canales de derivación por gravedad y por bombeo, permitiendo lograr un reto de traer las aguas hacia la ciudad de Lima, para uso domésticos y de generación eléctrica.Como se puede observar en la figura 5.1 el canal colector de Marcapomacocha que se encuentra a 12 Km de la vertiente del Pacífico, se observa faldas de cerros adecuados para que el agua pueda discurrir a grandes distancias, todas las aguas que se pierden y para darles uso de vital importancia, ya que al 2015-2030 la población de Lima se habría duplicado, originando ,una inseguridad social por falta de las necesidades básicas de agua y energía eléctrica, que son los requisitos para el bienestar

social de todos los peruanos, en tener mejores condiciones de vida para las familias peruanas. En la figura 5.1 muestra como el agua discurre a través de la gravedad. [23].

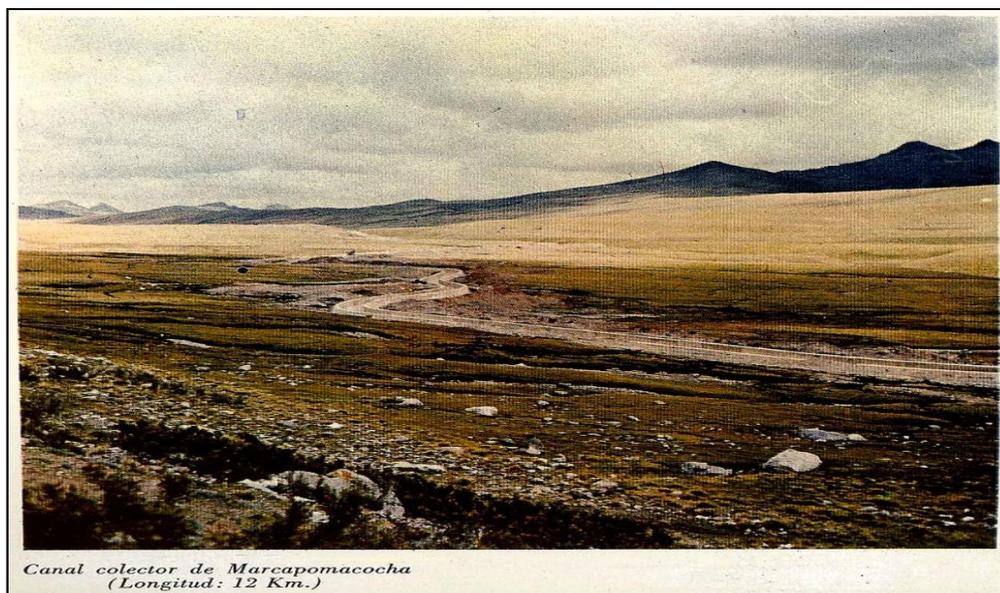


Figura 5.1 Canal Colector de Marcapomacocha

5.2.1 Galería de presión

Las aguas discurrirán por gravedad y llegarán hasta la vertiente del Pacífico para que el agua del embalse de compensación que pasa por el túnel trasandino y transportada por un canal de conducción (observar la fig. N° 5.2) o túnel de conducción de 3,6m de diámetro, revestido íntegramente de concreto, con un espesor mínimo telúrico, de 30 cm, en la parte final 200m antes de la cámara de carga, será protegido mediante blindaje metálico en consideración a la fuerte meteorización de la roca de la superficie. Unos 200 m antes de la cámara de la válvula, un tramo inclinado revestido de acero, de 3 m de diámetro, conecta el túnel de presión con él, reservorio inferior de la cámara de equilibrio de 300 m de largo y un diámetro de 15m, dimensiones suficientes para evitar aspiración de aire. Dimensiones suficientes para evitar aspiraciones de aire en el túnel, en el caso de cierre de todas las turbinas en 60 seg. desde la plena carga hasta 10% de la misma, con nivel de agua mínima. La central hidroeléctrica con turbinas Pelton tiene una larga tubería llamada **galería de presión** para transportar el agua desde una altura de 4400 msnm. Al final de la galería de presión se suministra el agua a las turbinas varias válvulas de aguja, también llamadas inyectores, los cuales tienen forma de tobera para aumentar la velocidad del flujo que incide sobre las cucharas originando el giro del rotor de la turbina Pelton. La tobera o inyector lanza directamente el chorro de agua contra la serie de paletas en forma de cuchara montadas alrededor del borde de una rueda, el doble de la distancia entre el eje de la rueda y el centro del chorro de agua se denomina diámetro Pelton. El agua acciona

sobre las cucharas intercambiando energía con la rueda en virtud de su cambio de cantidad de movimiento, que es casi de 180° . [23].

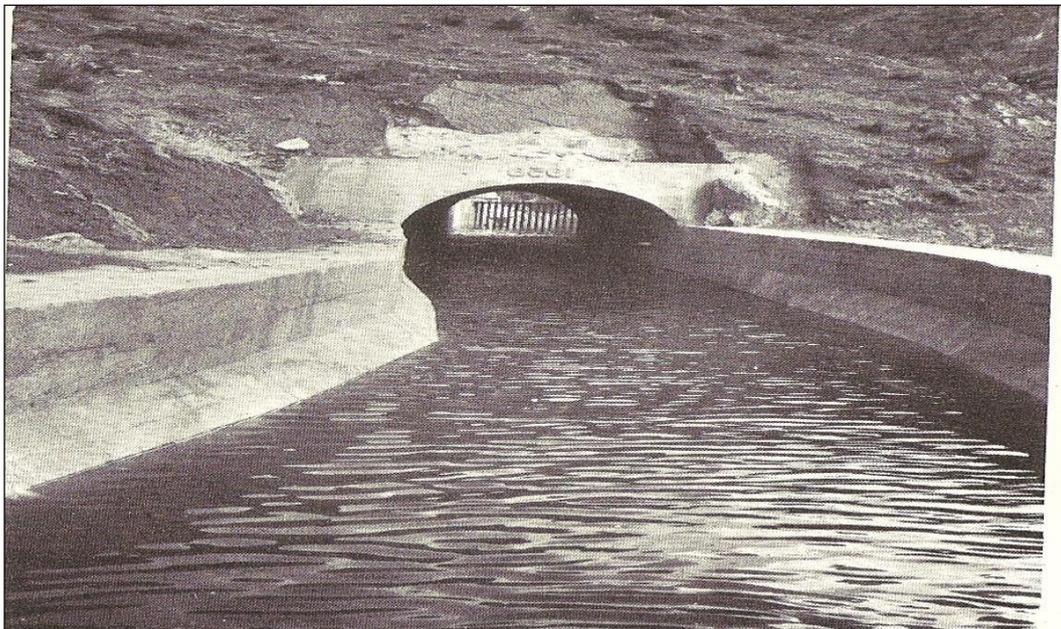


Figura N° 5, 2 Canal de Conducción

5.2.2 Cámara de válvulas

La galería de presión empieza en la cámara de válvula, (observar la figura N°5.3) en donde empieza la tubería a presión, entre ambas se ha instalado una válvula mariposa, con un diámetro interior de 2.5 m, y que opera normalmente abierta por presión de aceite. Esta válvula se cierra automáticamente, por el efecto de su contrapeso, cuando la velocidad de agua excede la máxima admisible como resultado de alguna falla en el sistema. Puede ser cerrado por control remoto, desde el pupitre de control de la casa de máquinas (P.L.C.), o por un impulsor de corriente continua, por un inductor magnético, o manualmente en el lugar.

La válvula una vez cerrada sólo puede ser abierta en el sitio obligado de este modo el personal a investigar la razón de cierre.

Aguas abajo de la válvula esférica se encuentra una válvula de ventilación, para admitir aire cuando se vacía la tubería de presión. Antes de la válvula mariposa se instalará una cámara de retención (desarenador) que tiene por objeto de retener cualquier material que podría ser arrastrado por el agua hasta ese punto. Se ha instalado una grúa de 233.TN para los trabajos de mantenimiento general, en la cámara de válvula.

Existen además dos botellas de aceite, con presión instalada, como energía de reserva, los cuales están conectados al sistema, de las válvulas de mariposa, por una electrobomba, que funciona normalmente cerrada, cuando la presión en la válvula falla, y

esta girará 5 grados, la mencionada electroválvula se abre poniendo presión de los acumuladores del sistema de mariposa. [23].

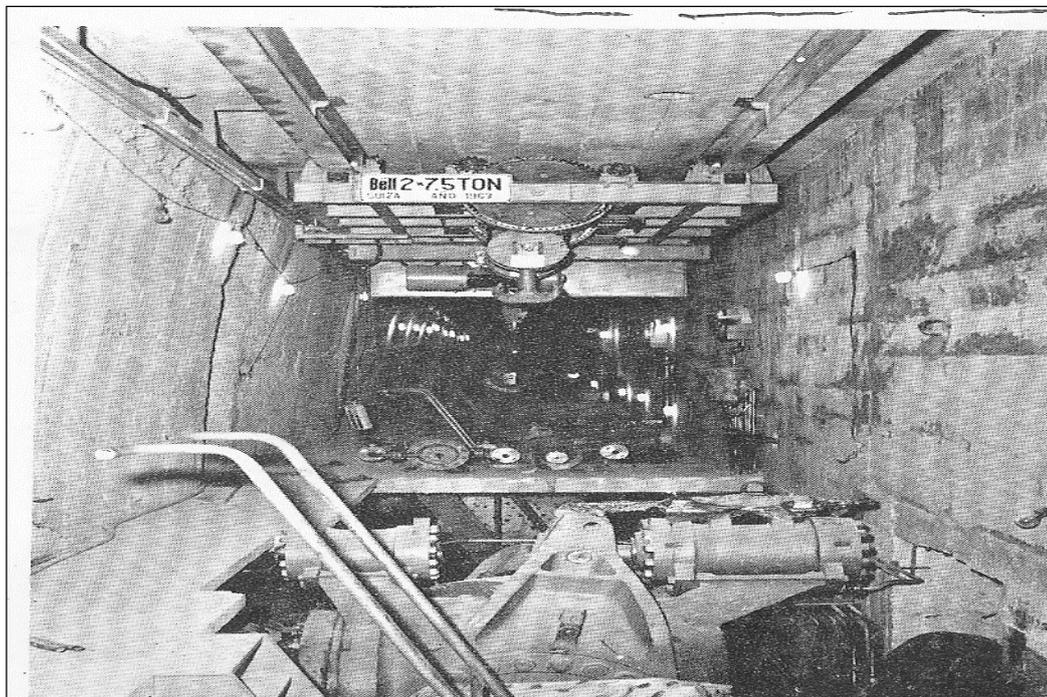


Figura N° 5.3 Cámara de válvulas

En la figura se puede observar las válvulas que permiten abrir o cerrar las válvulas de mariposa o esféricas, a través de servomotores.

5.2.3 Tubería de presión

La tubería de presión (observar la Figura N°5.4) debido a la corteza de la cordillera se divide en dos partes. La primera parte consiste desde la tubería de presión al aire libre en la cámara de válvula blindadas hasta la quebrada de Canchis colocada en la falda de la cordillera, teniendo una longitud de 550 m y un diámetro interno de 3,3m .La segunda parte consiste de la galería blindada desde la quebrada de Canchis, hasta la casa de máquinas de la central que se encuentra tipo caverna, y tiene una longitud de 1345 m un diámetro de 3,3 m al inicio y 3.2m al final de la tubería, y pendiente de 80%, será fabricado de acero. .El espacio entre la tubería blindaje y la roca será llenada de concreto PRESPACET, el blindaje será diseñado para soportar por lo menos el 50% de la presión interna. El resto de la presión lo soporta la roca, el blindaje tiene una resistencia adecuada para evitar abolladuras cuando está en vacío. Al final de la galería inclinada blindada esta la tubería de distribución, que como su nombre lo indica, distribuye el agua en las 20 turbinas, cada rama tiene 0.6 metros de diámetro, en su parte final. En el extremo de la tubería de distribución, se ha colocado una tapa que permite el acceso para las inspecciones, dos válvulas de drenaje y un transformador de energía, que le permitirá el vaceado de la tubería de presión [23].



Fig. Nº 5.4 Tubería de presión a la intemperie

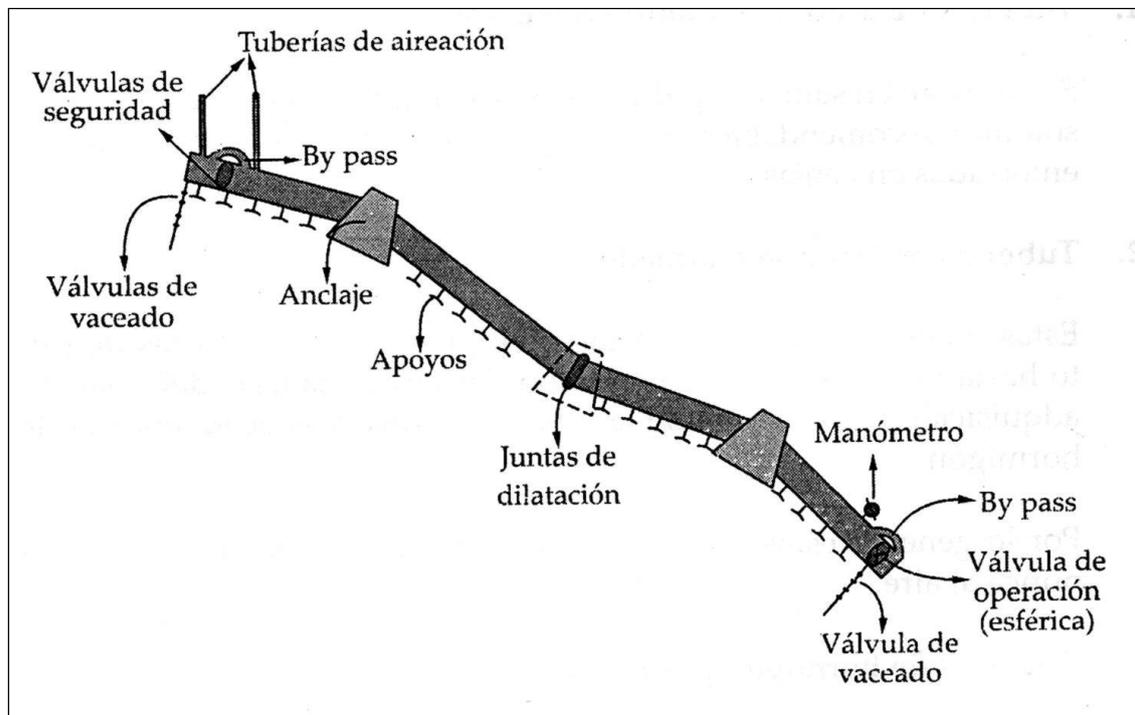


Fig. Nº 5.5 Partes de una tubería forzada.

Apoyos. Es el soporte de la tubería que tiene la función de sostener su peso y permite el desplazamiento de la misma debido a la dilatación o contracción por cambios de

temperatura de carga. Se montan a menudo al aire y están apoyadas sobre macizos, generalmente de concreto. El trazo debe hacerse de modo que solo haya una alineación. Los cambios de rasante deben estudiarse, para que no haya tramos con mucha inclinación precedidos con otros de poca inclinación. Si no hubiera otra solución, habría que instalar en el punto de cambio una válvula de entrada de aire.

Anclaje de la tubería. En los cambios de sección de la tubería, es conveniente colocar macizos de anclaje, que sirven para contrarrestar los esfuerzos que en aquella se presentan. La fig. N° 5.5 muestra el codo de la tubería, motivado por el cambio de rasante. Se debe tener en cuenta, el peso del tubo, los esfuerzos de rozamientos de la tubería, el diámetro de la tubería a la entrada y a la salida, el rozamiento del agua con las paredes del tubo, la fuerza centrífuga del agua al cambiar la dirección los esfuerzos en circunstancias excepcionales tales como el cierre o apertura repentina del distribuidor de la turbina, tiene un diámetro promedio de 3.3 metros. Los anclajes de tuberías se trata de obras civiles, formada por un macizo de concreto reforzado, que se construye en todos los puntos en los cuales se presenta un cambio de pendiente de la tubería, estructura que restringe el movimiento axial de la tubería y transfiere cargas de tracción al terreno También se construyen en los puntos en los que la tubería cambia de sección .

Juntas de expansión. Absorbe los desplazamientos de la tubería debido a las dilataciones y contracciones por los cambios de temperatura en el ambiente y cambios de carga del generador. Los cambios pueden ser también sobrepresiones o subpresiones por el caudal del agua.

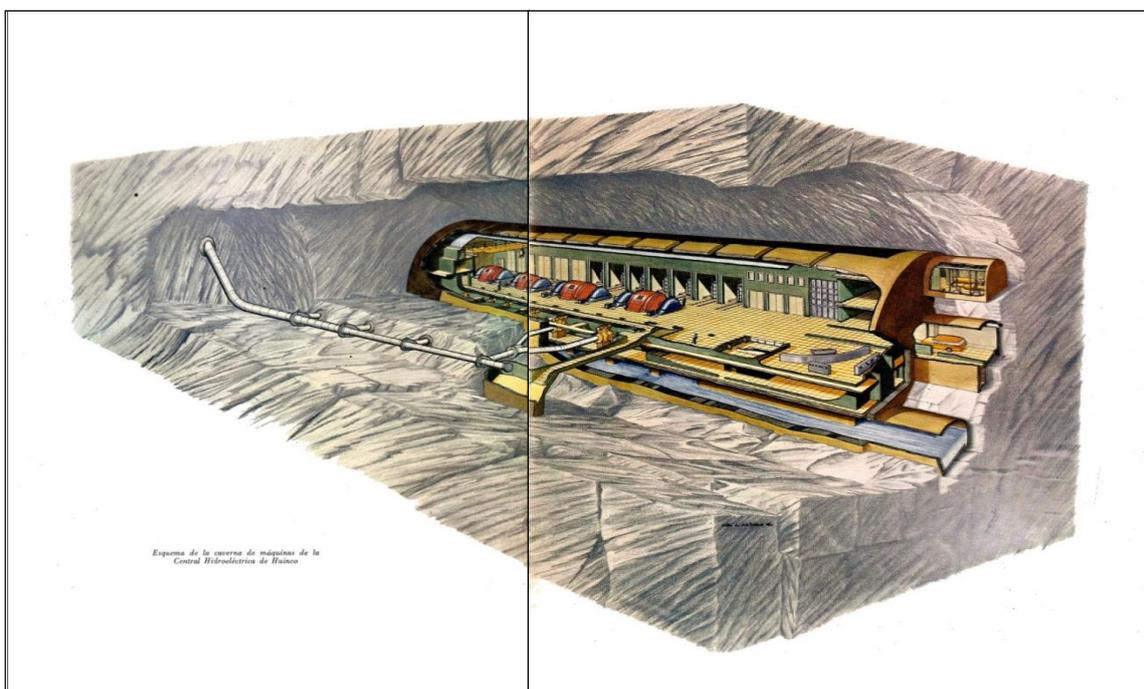


Fig. N°5.6 Esquema de Caverna proyectada a 10 ramales la tubería

5.2.4 Construcción de la casa de máquina

En la casa de máquinas se instalan los grupos síncronos de eje horizontal, generalmente no es necesario calcular las fundaciones y no hay peligro a la resonancia elástica.

La central estará ubicada en una caverna semicircular (observar la fig. N° 5.6) de 174 metros de largo y 41 metros de ancho, con una altura de 25 metros de altura, todas las partes de la bóveda estarán revestidas con concreto, el techo de caverna estará soportado, por áreas metálicas, en la parte superior de las áreas, y se colocará las planchas corrugadas de ETERNIT y por debajo formando el cielo raso, planchas acústicas de CELAPOR, soportadas en perfiles de aluminio. Las estructuras están divididas en 12 bloques separados entre sí por una junta de dilatación. El primer bloque consiste en el grupo de mando. El segundo bloque consiste el montaje de los servicios auxiliares y los 10 restantes uno para cada máquina. Transversalmente la caverna está dividida en 03 partes, la sala de máquinas en medio, una sección hidráulica, que comprende la cámara de válvulas, el canal de descarga y los tanques de refrigeración [23].

La sección eléctrica están colocados los tableros de máquinas de 13.8kV, las celdas de los transformadores y el canal de cables de alta tensión y baja tensión. El canal de descarga desaloja el agua pura de la caverna. Fuera de la caverna estará ubicado la casa de aparatos y el parque de la intemperie para el equipo eléctrico de 220 KV y sus instalaciones auxiliares. Se puede observar las divisiones de la central tipo caverna en la fig. N° 5.7

5.2.5 Central equipo principal

El agua llega por la tubería de presión y galería inclinada blindada de 1895 m de longitud y 1200 m de caída bruta a la central en donde es distribuida a los 10 grupos principales.

Cada grupo principal consta de una turbina doble con dos válvulas esféricas y un alternador. Las ruedas de las turbinas están montadas directamente a los dos lados del eje horizontal del alternador. A cada rueda le corresponde dos inyectores de aguja. La energía eléctrica del alternador pasa por el tablero de máquinas de 13,8 kV directamente a los transformadores trifásicos de 13.8/220KV y sale en cables a presión de aceite de 220kV y 1000 metros de longitud al patio de llaves a la intemperie en donde se encontrará el interruptor principal de 220KV. Los 10 grupos alimentarán a las barras de 220KV de donde sale la energía por dos circuitos de 220 KV hacia Lima. Las barras estarán divididas por un seccionador de 220KV en dos partes, cada parte está alimentada por 5 grupos y tienen una línea de salida. Así será posible dejar la mitad de todas las instalaciones en el parque de la intemperie, totalmente fuera de servicio. Cada salida de línea de 220KV estará equipado con un interruptor, dos seccionadores, un seccionador de tierra, un

transformador trifásico de medida y equipo de alta frecuencia en la fase S. para teléfono, acoplamiento de protección a distancia y tele medida y observamos la división de las partes o distribución de la central tipo caverna en la fig. N° 5.7 .la función principal es controlar en la planta de la central hidroeléctrica el estado de las instalaciones y los parámetros del proceso en general para asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento con criterios de fiabilidad, eficiencia energética y seguridad para las personas, medio ambiente e instalaciones. La situación comportamiento operativo de válvulas, turbinas, generadores, cojinetes, distribuidores, servomotores, bombas, compresores, desagües, sistemas eléctricos, sistemas de control, instrumentación y demás equipos se determinan a partir de la información obtenida en planta por el control y mantenimiento [23].

La casa de máquinas será tipo caverna por las condiciones geográfica de cerros empinados donde es necesario hacer túneles para abrir el área donde será la parte subterránea para hacer la casa de fuerza, siendo un prototipo la casa de máquinas de la central de Huinco. Hoy en día la tecnología es diferente a la década de los 60, por lo tanto la excavación será más rápido, a través de tecnologías rápidas y más segura, e incluso en el tiempo de trabajo será más reducido que cuando se hizo la casa de máquinas de Huinco. Dentro de la casa de máquinas se encontrará las celdas de transformadores, que serán

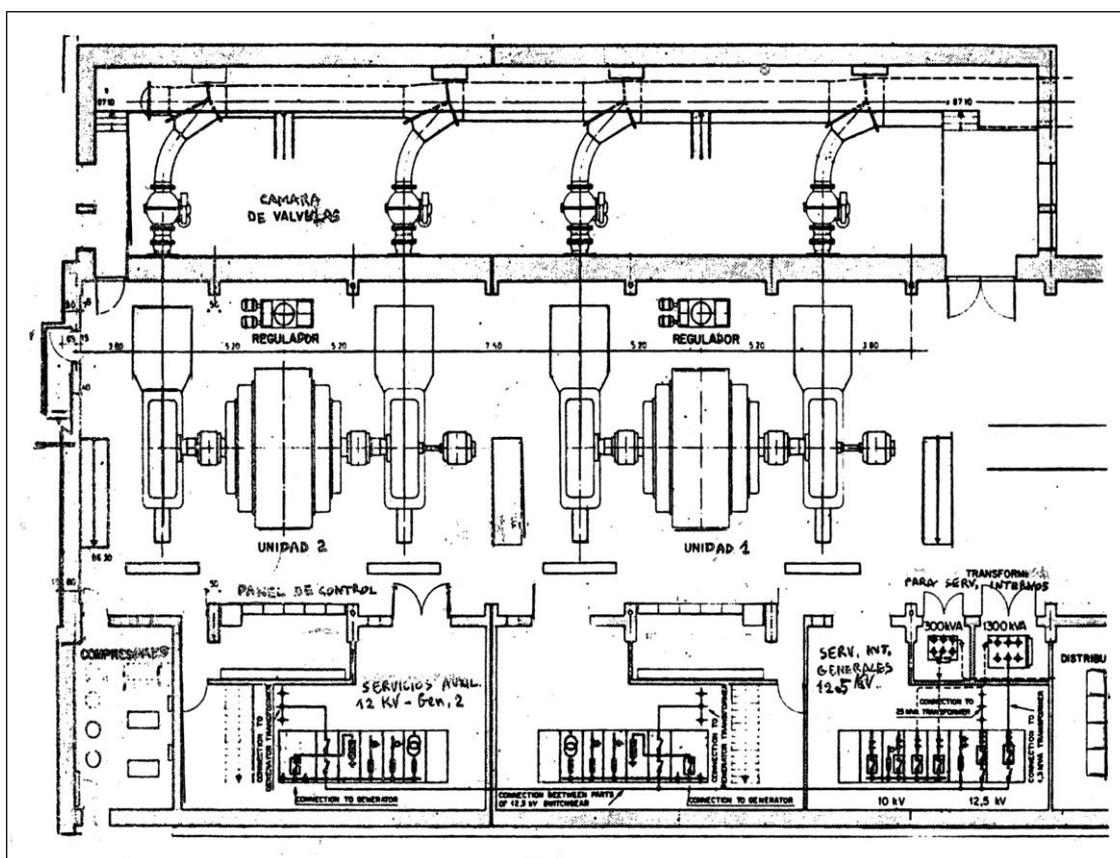


Fig. N°5.7 División de la casa de Maquinas
Fuente: Centrales Eléctricas UNI, 1965, Ing. Castelfranchi

derivados hacia la subestación en una línea trifásica doble terna de 220KV.

En la casa de máquinas tipo caverna se encuentran las celdas de los transformadores y también se encuentran los servicios auxiliares como el taller y control de mando de toda la central hidroeléctrica.

Los transformadores que llevan la tensión del generador a 220KV son de tipo trifásico, estarán instalados en la casa de máquinas y mediante cables de 1000 metros de longitud aproximadamente. Están equipados con circulación de aceite bajo presión y enfriamiento por agua, serán derivados hacia el patio de llaves o subestación.

Cada transformador está ubicado en un compartimiento cerrado, en la central de la caverna y está igualmente protegido contra incendios, a base de gas CO₂. Los núcleos de los transformadores consisten en láminas de acero al silicio. La energía generada sale de la caverna subterránea a 220KV a través de 31 cables a presión de aceite (uno es de reserva) aislados con papel y provistos de una cobertura de plomo.

Los generadores están conectados a los transformadores por cajas de empalme rellenas con aceite. Los cables están conectados sobre andamios de cemento-asbesto en un canal de 800 metros de longitud, que corre a lo largo de la galería de acceso.

Terminan estos cables en el "Parque a la Intemperie" en el exterior de la Caverna, donde se han instalado pararrayos tipo "Magne-Valve" para proteger a los transformadores trifásicos en la central.

a) Turbina Pelton

En el funcionamiento se dispone de la máxima energía cinética en el momento que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando los cangilones o cucharas, que lo forman, obteniéndose el trabajo mecánico.

Turbina Pelton. Son turbinas de acción y se utilizan en saltos de gran altura de 150 a 1400 m o más y caudales relativamente pequeños. La turbina Pelton está formada por una rueda móvil. Provista de aletas y cucharas en su periferia sobre las cuales cae el chorro de agua. Este chorro sale de un inyector fijo en el cual la regulación se efectúa variando la posición de la aguja que obtura el orificio de salida. El chorro de agua incide en la arista central de las cucharas y se divide en dos partes que salen despedidas lateralmente, para caer después al canal de fuga. Para caudales mayores pueden disponerse varias toberas (hasta seis) en diversas posiciones del rodete. Pueden ser instaladas con el eje vertical u horizontal, siendo esta última disposición la más adecuada para nuestro proyecto tesis. El generador tendrá dos turbinas acopladas en forma lateral y horizontal. Como se muestra en la fig. N° 5.8. En el caso de turbinas con eje horizontal, la aireación se efectúa desde la cámara de descarga y cámara de descarga de una turbina Pelton se entiende zona donde

cae el agua libremente hacia el desagüe después de haber movido el rodete. También se le conoce como tubería de descarga. La turbina Pelton tiene un sistema de frenado que consiste en un circuito de agua derivado de la cámara de distribución.

Elementos de las Turbinas Pelton. Las turbinas Pelton, como turbinas de acción o de impulso, están constituidas por la tubería forzada, el distribuidor y el rodete, ya que carecen tanto de caja espiral como de tubo de aspiración o descarga. Dado que son turbinas diseñadas para operar a altos valores de H, la tubería forzada suele ser bastante larga, por lo que se debe diseñar con suficiente diámetro como para que no se produzca excesiva pérdida de carga del fluido entre el embalse y el distribuidor [23].

TABLA Nº 5.8 Datos técnicos del generador

Caída Nominal	1200 m
Caudal (Q)	62.5 m ³ /s
Potencia:	60 000KW
Velocidad:	514 RPM
Sobre velocidad:	950 RPM

La turbinas pelton funcionan en condiciones de grandes saltos y bajos caudales.

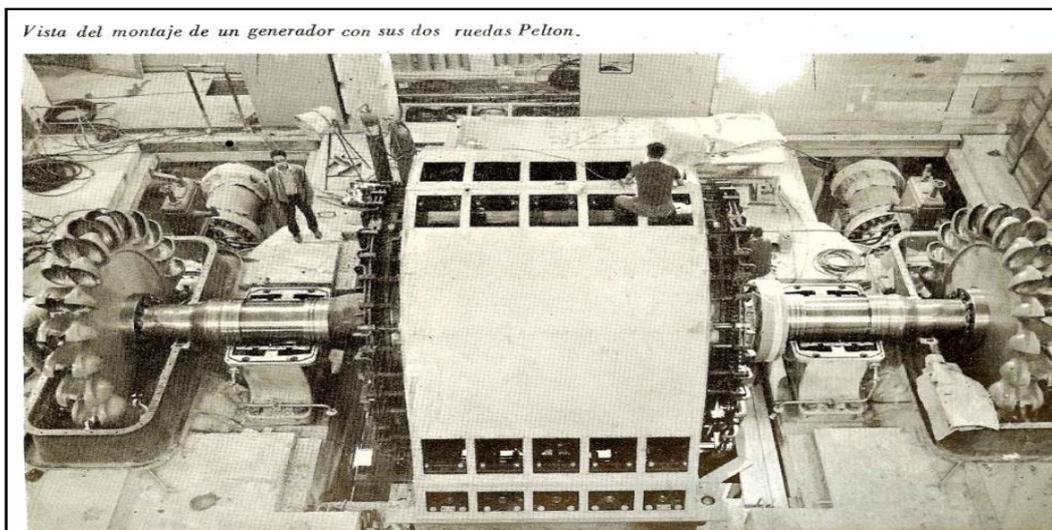


Fig. No 5.8 Alternador con dos turbinas Pelton acopladas

b) Alternador

El alternador o generador de corriente alternador es una máquina rotativa que transforma energía mecánica de la turbina en energía eléctrica, mediante fenómenos de inducción.

Un alternador consta de dos partes fundamentales, el inductor que es el que crea el campo magnético y el inducido que es el conductor, el cual es atravesado por las líneas de fuerza de dicho campo, generando corriente alterna. En las grandes máquinas el

inductor siempre está constituido por electroimanes, cuya corriente de alimentación o excitación proviene de un generador de corriente continua auxiliar o de la propia corriente alterna por el alternador convenientemente rectificadas. El alternador acoplado a los ejes de la turbina genera una corriente alterna de alta intensidad y de baja tensión, observamos sus datos técnicos en la TABLA N° 5.9. El alternador tiene un sistema de excitación, requiere que una fuente C.D. excite su campo inductor, a través de una alimentación de corriente continua al arrollamiento rotórico de los alternadores y regulan la tensión de excitación. Esta excitación puede realizarse por medio de unos acumuladores de corriente de colectores de C.D.

TABLA N°5.9 Datos técnicos del alternador

Potencia Nominal:	75 MVA
Tensión Nominal:	13 800 ± 5%
Corriente nominal	3 137.7 Amperios
Factor de potencia:	0.8
Inercia total con turbina:	590 TN ²

Factor de potencia del generador de diseño a plena Carga es 0.8

tablero

Tensión Nominal:	Los cables de llegada 13.8 KV
Corriente nominal por Generador	3 137.7 Amperios

d. Transformador

Potencia Nominal:	75 MVA (Trifásico)
Tensión:	13,8 / 220KV
Frecuencia:	60 cps

En la fig. 5.9 se observa un transformador de potencia donde están los cables que vienen del generador y los tres cables que salen a alta tensión 220KV que son los cables más gruesos, se observa el tanque de aceite refrigerante en forma de cilindro.

Los transformadores de potencia denominados máquinas estáticas.

Características de los transformadores de potencia.

Los transformadores deben ser diseñados y construidos para resistir sin daño los efectos térmicos y mecánicos de corto circuitos exteriores, de acuerdo con las corrientes de corto circuitos que se indican, tomando en cuenta el caso más severo de corto circuito. Será aplicado a la norma ANSI/IEEE, en relación con, la resistencia del transformador a cortocircuitos.

En todos los transformadores el punto neutro de los devanados de alta tensión se conectará directamente a dos puntos de la malla de tierra.

Se requiere que el transformador sea de rendimiento elevado, debiendo ocurrir su máximo rendimiento, tan cerca sea posible de plena carga.

Los núcleos estarán diseñados para absorber una corriente de magnetización lo más baja posible. Los cables o conductores que se usen para los arrollamientos y equipos de cobre electrolítico de alta calidad.

Los transformadores de potencia se les denomina máquinas eléctricas estáticas, que tiene sus respectivas características técnicas, para su respectiva operación, tienen devanado primario y devanado secundario, generalmente son transformadores elevadores de 13.8KV a 220KV, por donde se transportará la energía a alta tensión de 75 MVA cada uno con su respectiva medida del número de conductor en el rango de 150-200 mm². [23].

Transformadores trifásico. Son los más importantes debido a la gran cantidad que hay en funcionamiento y toda la distribución de la corriente alterna se hace con la corriente alterna trifásica. Los transformadores de la tensión de la corriente trifásica se logra con la ayuda de tres transformadores monofásicos, adecuadamente acoplados.



Fig. N°5.9 Transformador de Potencia

Los transformadores son confeccionados con las medidas de calidad.

c) Cable

Tensión nominal:	220KV
Corriente nominal:	240 A
Sección:	200 mm ²

los transformadores de potencia trifásicos tienen una función de elevar tensión de de 13.8KV A 220KV

d) Interruptores

Tensión Nominal:	220KV
Corriente nominal:	1000 A
Potencia de ruptura:	5000 MVA

Transformadores trifásicos de gran potencia. La potencia de la máquina y la energía disponible en los diferentes puntos de la red, puntos interconectados con miras a una explotación racional, tienen valores tan elevados, que incluso los transformadores de gran potencia deben poder soportar en ciertos casos cortos circuitos tales que no tienen más limitaciones que su impedancia. Tener en cuenta los efectos mecánicos y térmicos.

e) Grupo de Medida (220KV)

Transformador de Tensión:	220KV/220 V
Transformador de intensidad:	600/10 A
Potencia de sobre carga:	900 A

La marcha mecánica de cada grupo, está controlado mediante un tablero de máquinas de 11 paneles con las siguientes disposiciones:

- Panel: Pared
- Panel: puerta
- Panel: cabina telefónica
- Panel: control de turbina
- Panel: regulación de turbina.
- Panel: control de alternador
- Panel: regulación del alternador
- Panel: protección contra incendios
- Panel: protección alternador
- Panel: protección excitatriz
- Panel: vacío

En la sala de mando, cada grupo tiene un panel, para las maniobras, eléctricas y la regulación, además un panel común, para la sincronización. Desde un pupitre de regulación en la sala de mando se puede regular la carga de cada grupo, aparte o de

varios grupos centralizados. El registro de los valores de medición de energía de los 10 grupos y dos líneas está conectada detrás de la sala de mando, en un tablero de registro. Para los valores importantes y la señalización entre la caverna y la casa de máquinas existe un sistema de telemando. Para los valores importantes de grupos y líneas existe un sistema de telemando. Para descripción y datos más detallados del equipo, ver instrucciones y descripciones de los fabricantes.

5.2.6 Central equipo auxiliar alimentación corriente alterna

- Los sistemas de encendido del equipo auxiliar serán automatizados.
- La fuente de alimentación de C.A. del tablero eléctrico de la casa de caverna será 13.8Kv.
- Los servicios auxiliares de la central de Sheque, pueden ser alimentados desde:
- La línea 220KV de la Central de Sheque.
- De las barras auxiliares de 13.8 KV de uno de los grupos principales.
- Del grupo Diésel-eléctrica de emergencia de 500KW
- Para asegurar que la alimentación de los servicios auxiliares se efectúa con interrupciones tan breves como sea posible, actúa una conmutación automática y un sistema de arranque automático para el grupo diésel.

Bajo condiciones normales la alimentación de los diversos auxiliares de la central es así:

- Conmutación automática por causa de una perturbación
- Perturbación de transformador.
- Perturbación de línea
- Perturbación simultanea de las barras auxiliares de 13.8 KV, perturbación del grupo Diésel.
- Perturbación del grupo Diésel.

Servicio de grupo diésel de emergencia.

El grupo diésel está instalado en la casa de máquinas, donde tiene su panel de control, para señalización del arranque, y la regulación y protección.

Un conmutador de mando "**Distancia Local**" permite la transferencia de los mandos para el arranque y la regulación de la sala de grupo diésel a la sala de mando de la caverna de donde se controla también el interruptor principal.

Esta conmutación puede ser efectuada en cualquier momento, también con el grupo diésel en servicio.

Los servicios auxiliares están a disposición en cualquier momento denominado.

Alimentación corriente continúa

- Para la alimentación de corriente continua existen las siguientes baterías.
- Caverna: para las tensiones de mando y grupos convertidores, 220 V, 150 A, 45 AH en 3 horas.
- Para tensiones de señalización y telemando 48V, 35 A, 108 AH, en tres horas.
- Para sistemas telefónicos, 48 V ,20 A ,108 AH, en tres horas.

Casa de maquinas

- Para tensiones de mando, 220V ,8 A, 20AH, en 25 horas.
- Para tensiones de señalización y telemando, 48 V, 20AH, 50AH en 25 horas.
- Las baterías de 220V y 48 V, están divididas en dos partes.
- Las celdas principales y las celdas adicionales.
- Estas últimas están conectadas en serie a las celdas principales, y las celdas adicionales cuando baja la tensión, por debajo de un cierto valor especialmente durante fallas de alimentación alterna al cargador de baterías.
- Cada una de estas baterías está cargada, por un cargador doble, del cual una parte alimenta a las celdas, principales y la otra a las celdas adicionales.
- Los cargadores están instalados en los servicios auxiliares, paneles en la caverna.
- Un cargador de reserva está montado en un panel independiente con ruedas y se puede remplazar a cualquier de los cargadores estables de 220V y 48 V.
- Las baterías están instaladas en salas separadas con ventilación independiente, de la ventilación general.
- Las baterías son mantenidas en 24V, son cargados con cargadores instalados en los armarios del sistema de telecomunicaciones en cada sitio.

Alimentación de energía de servicios

- Para la alimentación de la central con energía de emergencia, sirven dos grupos de convertidores, con sus tableros y controles.
- Cada grupo consiste en un motor asíncrono de corriente alterna de un motor corriente continua, y de un alternador de corriente alterna 79.6 KVA de potencia.
- Los grupos serán controlados y regulados de un tablero común y respectivos paneles.
- Si fallan los servicios auxiliares el motor de corriente continua se alimenta de la batería de 220KV, automáticamente y sus interruptores mantienen los grupos girando.
- El alternador alimenta la red de emergencia, el cual están conectados todas las instalaciones que dependen de una alimentación ininterrumpida como:

- Iluminación de emergencia.
- Equipo de alta frecuencia
- Equipo de medida etc.

Sistema de agua de alimentación

- El agua para la refrigeración de la maquinaria se toma del canal de descarga a un canal colector de donde pasa por las cámaras de los filtros a los pozos de las bombas, y llevan el agua a tanques de acumulación de donde pasa por gravedad a los circuitos de refrigeración.
- Y al final regresa al canal de descarga.
- El servicio de 5 bombas es suficiente para el consumo de los 10 grupos y los servicios auxiliares, La limpieza de los filtros se hace mediante bombas auxiliares de alta presión.

Sistema de desagüe

- El punto más profundo de la caverna, es el pozo principal de desagüe.
- Un colector de agua recorre por toda la longitud de la caverna, recogiendo las aguas de drenaje.
- Todos los pozos de drenaje estarán equipados con válvulas de una dirección para evitar inundaciones en caso de fallas de la bomba de drenaje.
- En el pozo principal de drenaje los pozos de las bombas de aguas de refrigeración y las cámaras de los filtros están ventilados por el sistema que se usa para el aire viciado de la caverna, evitando así la salida de los malos olores de la caverna.
- Las aguas después de haber sido turbinadas son derivadas hacia un canal de descarga, llamado socaz, recoge el agua a la salida de la turbina para devolverla nuevamente al río en el punto conveniente la salida de las turbinas, el agua tiene todavía una velocidad importante y para evitar socavaciones se reviste el desemboque del agua.

Sistema de climatización

- Los generadores serán ventilados con ventiladores para su respectiva refrigeración.
- En el conjunto instalado se trata de una instalación de climatización completa, en la cual el aire se prepara en una sola central y a continuación es distribuida a los distintos locales en diez grupos. También se tendrá un aire acondicionado para todo el personal que trabaja en la casa de máquinas tipo caverna.
- El tiempo de vida está condicionado de acuerdo al buen funcionamiento de las máquinas, donde la operación de funcionamiento debe tener buena ventilación.
- La ventilación de los generadores serán las 24 horas del día.

Preparación central del aire

- Un ventilador de aire nuevo que aspira el aire nuevo del canal subacuático y lo insufla delante del filtro.
- El ventilador de aire de retorno aspira el aire de retorno del hueco existente entre la roca y la pared exterior de la central y lo dirige igualmente ante el filtro.
- En el filtro se purifica la cantidad total del aire enfriándolo, acto seguido en el refrigerador principal del aire, hasta una determinada temperatura de punto de condensación.
- Mediante conductos hechos de tubería de planchas galvanizadas el aire es distribuido a los diferentes locales de la caverna.
- Existen espacios en la casa de máquinas que poseen calefacción y refrigeración para mantener temperaturas mínimas y máximas para equipos de control así como para el personal, la temperatura mínima esta entre 7°C y 10°C para proteger los equipos y 20°C para áreas que ocupan el personal y salas de control.

Sistema de agua potable

- El reservorio para la central se encuentra ubicado a 100 metros encima del parque a la interperie, 220KV y el del campamento a 80 metros.
- Un sistema de flotadores en los tanques se controla la operación de las bombas correspondiente.
- Los dos sistemas de agua potables están concentrados de tal manera que pueden pasar agua del sistema del campamento al sistema de la central.

Grúas

- En la sala de máquinas habrá dos grúas cada una con un gancho principal de 20 a 70 TN y un auxiliar de 10 TN, pueden ser maniobradas por una cabina o por el cable de control del piso principal, de la sala de máquinas.
- Normalmente cada grúa trabaja independientemente, pueden ser acopladas mecánicamente para levantar el rotor completo, de un grupo que pasa los 160 TN.
- Son las ruedas de las turbinas. En el esquema de la sala de máquinas, a la entradas del taller.
- Se encuentra el interruptor principal para las dos grúas.
- En caso de emergencia se puede contar con este interruptor de alimentación eléctrica.
- En la cámara de válvulas, habrá dos grúas con dos gancho, de 10 TN cada una y un gancho auxiliar de 1 TN.
- La función de la grúa es para levantar el rotor, acoplarlo al estator y mantenimiento.

- El interruptor principal se encuentra en el principio de la cámara de válvulas, en la pared cercana de un posible turno.
- Las grúas son útiles para diversas aplicaciones, una aplicación sería levantar el rotor para ensamblar en el generador así como para otros usos.
- Las grúas cumplen un rol muy importante ya que, a través de ellas se puede desplazar dispositivos pesados en el rango de toneladas, ejemplo para acoplar el rotor de generador.

5.2.7 Puesta en funcionamiento y control de la central

1) Condiciones de arranque

Tres son los tipos de condiciones preliminares para que un grupo pueda ser arrancado.

a) Condiciones preliminares

- Que existen con el grupo parada, que no necesitan alguna maniobra.
- Paro de emergencia desbloqueado, grupo sin alarmas.
- Válvula mariposa en la cámara de válvula abierta.
- Tubería de presión con agua. (Cámara de válvulas)
- Inyectores de turbinas cerrados.
- Agua de mando para las válvulas esféricas e inyectores de la turbina mecánicamente desbloqueado.

Tensiones auxiliares conectadas (todos los fusibles automáticos cerrados)

- Seccionadores de 13,8 KV del alternador y de los transformadores cerrados (tablero de mando)
- Regulación de tensión en posición normal y panel a cero

b) Condiciones preliminares

- Que son preparados desde el tablero de máquinas antes del arranque de un grupo.
- Abrir válvulas de agua de refrigeración para el regulador de la turbina, regulación de agua—celda-transformador
- Arrancar la bomba de aceite del regulador de la turbina en servicio atrás.
- Poner regulador hidráulico de turbina en servicio,
- Abrir válvulas esféricas en el panel.
- Poner regulador eléctrico de turbina en servicio,
- Desbloquear el regulador de la turbina.

c) Condiciones preliminares

- Que se presentan en consecuencia de las maniobras mencionadas en (b)

- Presión de aceite en el tanque 16 kg/cm².
- Presión de aceite en el regulador 16 kg/cm²
- Lámpara de regulador eléctrica prendida.

Condiciones de arranque normal

a. Maniobras del tablero de maquinas

- Control de presión de agua de los inyectores (1200 m)
- Abrir lentamente el limitador de regulador eléctrico, hasta que arranque el grupo, después del arranque cerrar algo el limitador, para que la velocidad del grupo no suba demasiado rápido.
- Todo trabajo que se va a realizar en electricidad, se requiere tener experiencia.
- Observando el tacómetro en el panel, se regula el limitador, así que el grupo llega gradualmente a su velocidad (514 RPM).
- Tan pronto que gira el grupo, abrir la válvula eléctrica del agua de refrigeración para los cojinetes del alternador (panel)
- Con el grupo a velocidad normal abrir completamente el limitador de apertura hasta 10/10
- Abrir la válvula eléctrica la válvulas eléctricas del agua de refrigeración, alternador-transformador.
- El grupo ahora está mecánicamente en servicio, lo que se indica por una lámpara amarilla en el tablero de mando (paneles).

b. Maniobrar desde el tablero de mando (paneles)

- Cerrar seccionadores de 220KV
- Cerrar interruptores del campo magnético
- Excitar el alternador con mucho cuidado, manualmente hasta cerca de la tensión normal (13,8 KV).
- Conmutar el regulador de tensión de "Manual" o "Automático" en el momento, en el cual las dos lámparas de señalización "Regulación de tensión mínima" y "Regulación de tensión máxima", están oscuras.
- Introducir la ficha de sincronización en el conmutador de sincronización del grupo y la ficha de comparación con el conmutador de sincronización.
- De las líneas 220 KV o de los grupos que están en servicio.
- A la fecha existe control automatizado, que se dirige desde el pupitre.
- La maniobra será manual en un momento de emergencia o peligro.
- Debe haber un control constante en la presión de agua en las toberas.

5.2.8 Condiciones de arranque anormal

- Si por cualquier razón fallará durante el arranque, el servicio auxiliar de la central, para operar la bomba de aceite de la turbina, se puede arrancar el grupo siempre que hubiere presión de aceite, en el tanque de reserva.
- La única diferencia en el arranque se reduce a la necesidad de abrir las válvulas de agua de refrigeración manualmente.
- El regulador eléctrico es alimentado de la red de emergencia, y por esto es independiente de los servicios auxiliares.
- Los generadores pueden arrancar automáticamente así como mecánicamente.
- Después del arranque mecánico hay que excitar tan rápido el tablero de máquinas, 13.8 KV, en ese momento se arranca automáticamente una de las bombas de aceite.
- Si por cualquier razón está bloqueado o fuera de servicio, el telemando entre la caverna y el patio de llaves 220KV, y por este motivo las maniobras normales como la sincronización no es posible hay que ejecutarlo manualmente de las cajas de control de cada máquina.
- Los seccionadores pueden ser cerrados fácilmente desde el mismo sitio, abriendo la caja de control y actuando los botones, para las operaciones neumáticas o manualmente con la manivela colocada en la casa de máquinas.
- Para la sincronización del grupo se enchufa en la caja de distribución al costado del interruptor correspondiente, un teléfono en los bornes previstos, conectándose en esta forma con la sala de mando en la caverna.
- Se sincroniza el grupo normalmente desde el tablero de mando y según las ordenes telefónicas, del jefe de cargo, se da el sincronismo manual, desde el impulso al interruptor para cerrar desde el arranque de control en el patio de llaves. (220 KV).
- En condiciones de arranque anormal se puede realizar un arranque mecánico.
- **Servicio normal**
- El regulador de la turbina tiene dos bombas de aceite, una de ellas es de reserva. .
- Un conmutador en el panel que permite la conmutación de las bombas sin interrumpir su servicio.
- En el momento que el alternador llegue a la tensión nominal, se conmuta la tensión auxiliar, de 220KV, 60 cps, de la alimentación de los servicios auxiliares a la alimentación propia del grupo, se conmuta automáticamente a los servicios auxiliares, de la central, iniciando al mismo tiempo una alarma.
- Cualquier anomalía en el servicio del grupo está señalado.

- Para cada grupo y para la regulación de los 10 grupos se anotan los valores de medición en una plantilla.
- Las anotaciones correctas y periódicas son indispensables a los jefes de la central para localizar a tiempo una anomalía que se estuviera desarrollando.
- El análisis del aceite lubricante o del aceite de regulación complementa el diagnóstico mecánico del estado de la unidad.
- Revisión constante en el panel la velocidad del generador a través del tacómetro.
- La revisión de aceite lubricante debe ser constante.
- La medición de los parámetros de corriente y tensión debe ser diaria.
- La revisión de las toberas o inyectores debe ser diaria y permanente.

b. Servicio anormal

- Si por alguna razón el inyector de una turbina está fuera de servicio, pero el grupo está en condiciones perfectas para el servicio, se puede poner en marcha, con el inyector restante.
- El rendimiento del grupo por supuesto se reduce a la mitad.
- Bajo estas condiciones las válvulas esféricas del inyector están fuera de servicio quedando cerradas, para evitar el calentamiento de la rueda de servicio, se la refriera con agua, esto se efectúa de la siguiente manera:
 - Se abre las válvulas de aguas debajo de la carcasa de la turbina.
 - Se cierra las válvulas en la salida del agua de refrigeración del cojinete del mismo lado del grupo.
 - De esta manera el agua de refrigeración para el cojinete es desviado a la rueda fuera de servicio refrigerándola.

5.2.9 Parada normal

Para una parada normal de un grupo se procede de la siguiente manera:

a) Maniobras desde el tablero de mando, panel.

- Se descarga el grupo.
- Transferir la regulación del pupitre de regulación al tablero de mando, cambiando el conmutador de la regulación de la posición P a la posición C
- Desconectar las barras auxiliares de 13,8 KV, si este grupo hubiera estado alimentado por los servicios auxiliares de la central.
- Abrir el interruptor 220KV
- Abrir uno de los seccionadores 220KV
- Cambiar el conmutador de regulador de tensión a posición "Manual"
- Desexcitar el alternador gradualmente hasta cero

- Abrir el interruptor del campo magnético.

b) Maniobras de tablero de maquinas

- Cerrar completamente el limitador de apertura.
- Se bloqueará el regulador de la turbina.
- Cerrar las válvulas esféricas
- Poner el regulador de las turbinas fuera de servicio.
- Parar las bombas de aceite del regulador de la turbina.
- Cerrar la válvula eléctrica de agua de refrigeración, Alternador-transformador.
- **Nota:** Hay que cerrar esta válvula antes de que se pare el alternador.
- Cerrar la válvula eléctrica del agua de refrigeración para los cojinetes del alternador
- No pudiendo excitarse por sí mismo, el generador requiere de una fuente de C.D.
- Es absolutamente vital para el eje del alternador que el agua de refrigeración de los cojinetes estén cerrados antes que se pare el eje, pero con una velocidad menor de 60 RPM.
- El grupo está ahora fuera de servicio.
- Para un grupo no es absolutamente necesario cerrar las válvulas esféricas, si por ejemplo, si se tuviera que arrancar el grupo, dentro de poco tiempo por razones de desgaste en los anillos y servomotores de las válvulas esféricas. Se puede dejar abierto, en este caso se procede de la siguiente manera para parar el grupo [23].

5.3 Descripción del proyecto

El proyecto se ejecutará utilizando las aguas excedentes de la cuenca del Mantaro para que pueda cubrir el funcionamiento de la central Hidroeléctrica que se encuentra en la cuenca del Pacífico (Huarochirí).

La posibilidad de coordinar con Edegel, permitiendo un aumento de caudal para las centrales que se encuentran en cascada (Huinco, Callahuanca, Moyopampa, Huampani) originando una repotenciación en cada Central.

El proyecto trata de captar las aguas que se encuentran en las lagunas altas por encima de 4500 a 5500 m.s.n.m., para que a través de la gravedad y canalización sea económico.

Habiendo dos alternativas para traer las aguas de la cuenca del Mantaro, siendo la primera traer las aguas desde la represa de Upamy hasta Milloc-Cuevas, a través de un túnel trasandino.

La segunda alternativa es traer las aguas de la cuenca de la Oroya, la laguna Pomacocha, con sus ríos tributarios Yauli, Blanco y traer a la vertiente del Pacífico.

5.3.1 Introducción

El área del proyecto de la central hidráulica está ubicada en el departamento de Lima, provincia de Huarochirí distrito de Sheque a 3200 msnm, la zona se encuentra aproximadamente a 90 Km de la ciudad de Lima y a la 1330 metros se encuentra a la distancia de la central hidroeléctrica de Huinco, teniendo una cota dicha central de 1870 msnm.

El proyecto se desarrollará en el margen derecho del río Canchis cuenca de Milloc de 4400 msnm a 3200 msnm y comprende del aprovechamiento de las aguas excedentes de las lagunas de la cuenca del Mantaro a una distancia de 30 a 50 Km en la cual se construirá un túnel trasandino que cruzará la vertiente del Atlántico, hacia la vertiente del Pacífico con una caída neta de 1200 msnm, donde se construirá la central hidráulica con un caudal estimado de 62.5 m³/s con un volumen máximo de 600 000 MMC para la represa de derivación, con una potencia eléctrica de 600 MW

. Se describe en forma general el equipo hidromecánico y mecánico de aprovechamiento y se dan las características principales de las máquinas de sus acciones correspondientes.

El caudal nominal y el número de grupos de la casa de máquinas han sido determinados por el estudio hidrológico del aprovechamiento por la Misión Técnica Alemana 1983, podría ser modificada durante el proceso, el estudio de factibilidad para su futura construcción de la central.

El estudio de detalles, siendo los datos de base: Caudal nominal por grupo: 6.25 m³/seg, caída neta nominal: 1 200 m, número de grupos: 10

5.3.2 Obras civiles

Las obras civiles comprenderán el proyecto de la central hidroeléctrica de Sheque.

5.3.3 Derivación y vertedero

Los datos del diseño son datos reales del proyecto original de la central de Sheque donde la referencia de la ubicación del vertedero es el túnel trasandino-Milloc(4400 msnm).

La toma o derivación está ubicada en la cuenca del Canchis, en la parte superior de la central hidroeléctrica de Huinco.

Esta obra está constituida por un encausamiento y una profundización del canal en la parte de la cuenca del Mantaro a 4400 a 4500 msnm y la construcción de un vertedero lateral como un vertedero de demasías, para condiciones, en que la central turbine caudales mayores a los aportados por el canal de regadío.

La obra está concedida para que el agua que discurre por el canal de conducción sea conducida directamente a la cámara de carga, donde un sistema de control de niveles se regulan los caudales de acuerdo a los requerimientos de la central, los cuales deben

ajustarse normalmente a la disponibilidad del agua suficiente en el canal de conducción. En el caso que los aportes del canal sean superiores a la demanda de 600 MW, los excesos rebosaran por el vertedero lateral siendo conducidos por el canal lateral hacia la rápida existente.

El vertedero ha sido diseñado para un caudal máximo de 62.5 m³/s que corresponde el máximo requerimiento a esperarse de la demanda agrícola, sin embargo la estructura tiene la capacidad suficiente para descargar excepcionalmente 150m³/s, que es la máxima capacidad de diseño del canal de conducción sin comprometer la seguridad de la obra.

La longitud del vertedero de 150 metros de largo. Estas condiciones hicieron necesarias para un canal amplio para permitir un nivel máximo en la cámara de carga fuese 4400 msnm manteniéndose siempre un borde libre adecuado en las obras existentes.

Túneles aliviaderos. Cada uno de ellos, consiste en un túnel independiente de la presa.

La instalación depende de la altura de la presa, siendo un adicional del tipo gravedad.

El caudal de diseño es de 62.5m³/s, caudal máximo de 150m³/s.

5.3.4 Cámara de carga y toma

Luego de la estructura de derivación se encuentra la cámara de carga con un volumen útil de máximo 7000 m³ y un volumen mínimo de 4000 m³, las variaciones del nivel de agua serán controlados por un sistema telecontrol que estará ligado directamente al regulador de la turbina. Los niveles normales de operación varían de 4400 msnm y 3200 msnm.

La cámara de carga tiene desarenadores, conformado por rejillas.que permite hacer.

La toma propiamente dicha que comprende la estructura de enlace de la cámara de carga con la tubería forzada. Las ataguías con inclinación a 80% previstos en esta zona tendrán la doble finalidad de alojar tanto a las rejillas en servicio permanente como a las ataguías en caso de interrupciones temporales por motivo de reparación o mantenimiento de la obra. Teniendo en cuanto la capacidad de captación y la calidad de la aguas, se han elegido rejillas compuestas por platina de 3/8 de pulgadas y 2 pulgadas, con un espaciamiento de 0.05 metros centro a centro. Como las aguas que sirven a esta central no llevaran gran cantidad de material flotante o grandes sólidos en suspensión, no ha sido necesario tomar ninguna previsión para la limpieza mecánica de las rejillas, esta operación se hará simplemente por sistemas manuales. Las antecámaras de toma serán accesibles para inspección o reparación mediante escaleras de elemento metálicos empotrados en los muros laterales. Las aberturas de acceso estarán normalmente cubiertas por rejillas metálicas especificadas en las tablas de cantidades. El eje de la entrada del conducto forzado se ha fijado en la cota 4440.msnm, teniendo en cuenta el

nivel mínimo de operación de la cámara de carga que está en la cota 4400 msnm y las dimensiones del conducto. La entrada tiene la forma aerodinámica adecuada para evitar pérdidas innecesarias de carga la entrada de la tubería forzada, será dispuesta la ubicación de la compuerta de cierre de tipo deslizante con contrapeso y mecanismo manual y automático que permitan un cierre rápido, en caso de emergencia, como: embalamiento o desperfecto de un equipo mecánico, así como reparaciones en las turbinas e inspecciones de la tubería forzada.

Estas compuertas serán el órgano principal del cierre de flujo de agua hacia la central. Las compuertas serán de 6 x 6 m. El vaciado completo de las antecámaras y su eventual limpieza estarán asegurados por conductos de descarga de 20 pulgadas de diámetro situadas al nivel del piso y controlados por compuertas deslizantes circulares del mismo diámetro.

Estos conductos tiene su descarga en la rápida existente, para el llenado de la tubería forzada antes de abrir la compuerta principal se ha previsto la instalación de dos tuberías bye pass de un metro de diámetro, provisto de compuertas a la entrada y que estarán al mismo nivel que el eje del conducto y serán del mismo tipo y dimensiones que la descarga de fondo.

Esta forma de operación protegerá a las turbinas y facilitara la apertura de la compuerta principal [23].

Tomas de agua. Corresponde tal denominación a la zona de obra donde se capta el agua necesaria para el accionamiento de las turbinas.

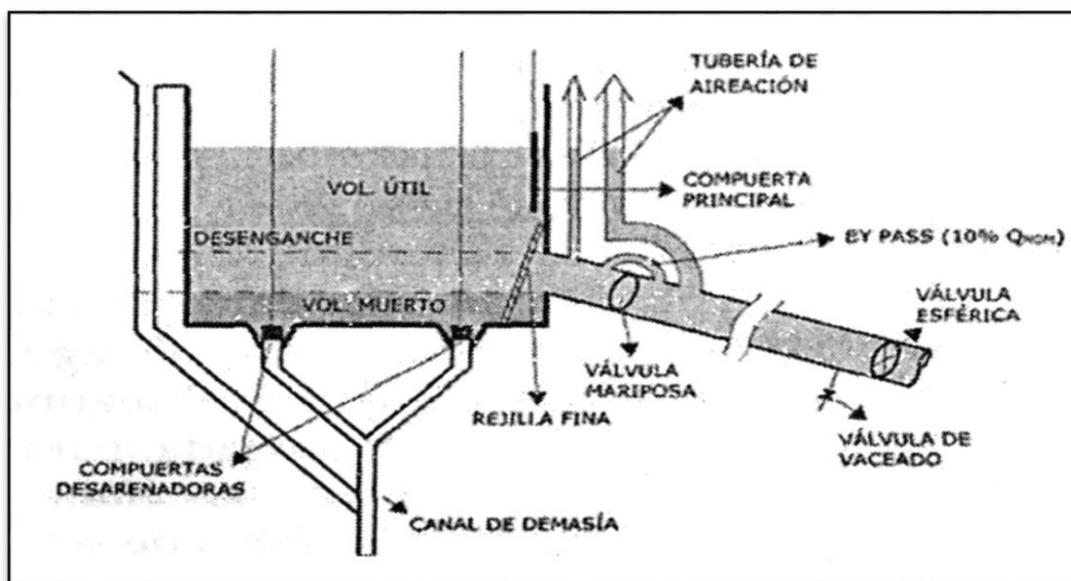


Fig. N° 5.10 Cámara de Carga

Fuente: Centrales Eléctricas-UNI .Ing. Reynaldo Villanueva Ure.

5.3.5 Tubería forzada en forma de ramales

Se ha previsto de un conducto forzado constituido por un tubería forzada que se conectará en forma de ramales y la tubería se bifurca en 10 ramales y cada una de estos ramales en dos tubos de menor sección (diámetro de 60 cm). El trazado del conducto forzado ha estado limitado por la ubicación de la cámara de carga aguas arriba y por la situación tipo caverna aguas abajo. Las tuberías forzadas serán de acero-soldadas de diámetro interno promedio 3.3 metros, el espesor de la tubería de acero será 41mm. La cota superior del eje del conducto forzado es de 4400 msnm y la cota inferior es de 3200 msnm, siendo la longitud total de la tubería forzada 1945 metros al inicio tiene un diámetro de 3.3 m y al final 3.2m, con una inclinación de 80%, los cuales están provistos de anclaje concretos y anillos de refuerzos inmediatamente después del primer cambio de dirección y al inicio del tramo inclinado se tendrá una junta de dilatación. El apoyo intermedio de la tubería forzada estará provisto de soportes móviles de tipo basculante. Con la finalidad de proteger durante las maniobras de cierre de la compuerta se ha previsto en el tramo superior de cada tubería un conducto aireación de 25 cm de diámetro vaceado en el concreto. [23].

5.3.6 Casa de máquinas, transformadores y obras civil

- El área de los servicios auxiliares que corresponden a los dispositivos de la central, celdas, rectificadores, baterías y grupos auxiliares de 15 metros de ancho y 12 metros de largo. En la tabla N° 5.10 muestra las cotas de la casa de máquinas.
- El área de los transformadores de 3m de ancho por 50 metros de largo.
- La zona de taller macánico y almacen de 5.25 x 17.25 considerando el tipo de turbinas a ser instaladas y la disposición de los ambientes necesarios se han obtenido las siguientes dimensiones máximas de la casa de máquinas.
- Ancho al nivel del piso de la sala de máquinas 41 metros.
- Altura máxima hasta el techo superior de 25 metros.
- Longitud máxima metros: 174 m
- Volumen total de concreto de 46 000m³

TABLA N° 5.10 Las principales características de la casa de maquinas

Cota del techo superior	3176.00 msnm
Cota de plataforma puente grúa	3173.15 msnm
Cota de piso de generadores	3200.00 msnm
Cota de piso de turbinas	3197.70 msnm
Cota eje de turbinas	3196.33 msnm
Cota de piso de inspección de tubería forzada	3193.30msnm
Cota fondo del tubo de aspiración	3192.30 msnm
Cota fondo pozo de bomba	3189.80 msnm
Distancia entre eje de los grupos	6 m
Distancia entre rieles de las grúas.	7 m

Todos los niveles de la casa de máquinas han sido determinados a partir del nivel del eje de las turbinas, en función de las características de los grupos turbina Generador y de los niveles mínimos y máximos de agua en el canal existente (Canal trasandino). En la zona de montaje y de la sala de máquinas se han presentado columnas de 0.8 x 0.30 cada 6 metros, longitudinalmente y desde la cota 3197.7 msnm, hasta el nivel de puente grúa, con la finalidad de apoyar las vigas del puente grúa. El techo superior de la casa de máquinas, ha sido provisto con ligeras inclinaciones hacia ambos lados con el fin de drenar fácilmente las aguas fluviales. Como medida de seguridad se ha creado con malla de alambre en los alrededores de la central.

La central hidroeléctrica de Huinco tipo caverna tiene una área de construcción de 3 348 m² (108 x 31) con 4 generadores instalados y un back up de reserva para una instalación futura de otro generador, mientras que la central hidroeléctrica de Sheque proyectada tendrá una área de construcción de 7000 m² aproximados y tendrá una instalación de 10 grupos generadores, siendo en escala una central gemela a la central de Huinco, teniendo todas las características geográficas, la cuenca, líneas de transmisión.

La casa de máquinas será tipo caverna, donde los transformadores estarán dentro de la caverna, los servicios auxiliares también estarán en la caverna, así como el control y mando de la central.

La casa de máquinas de la central de Huinco es equivalente a la central de Sheque. La central de Sheque tendrá casi las mismas características técnicas que de Huinco.

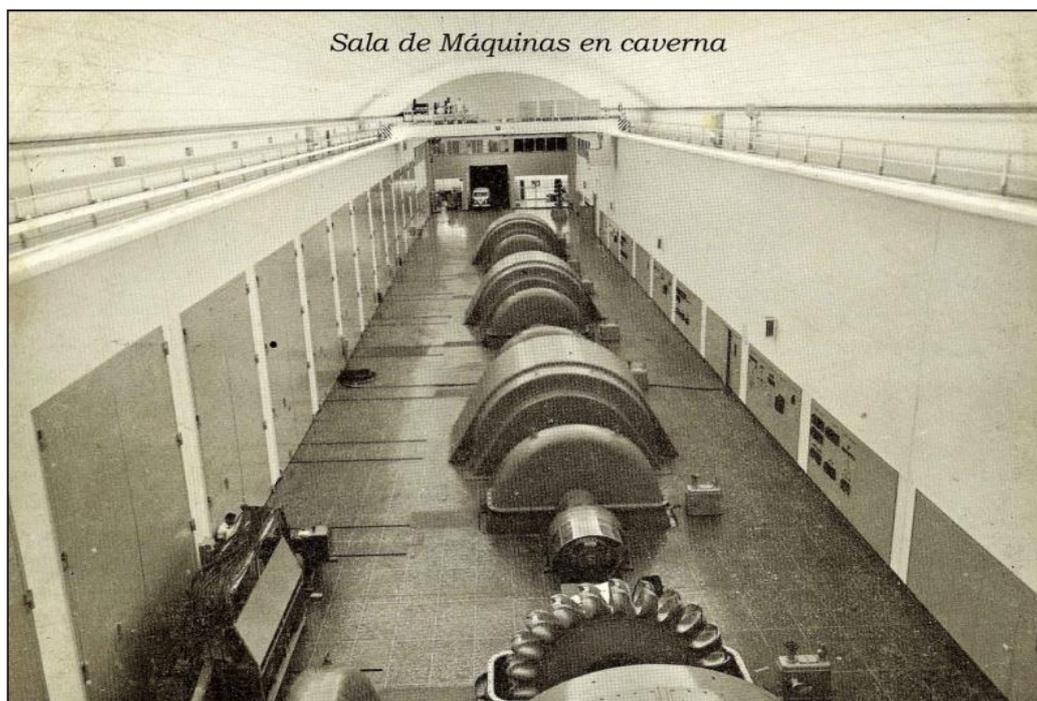


Fig. Nº 5.11 Sala de máquinas en caverna

Fuente: Revista de Empresas Eléctricas Asociadas-1966

5.3.7 Acceso a la central

El acceso a la casa de máquinas se ha utilizado la carretera proyectada, en el flanco derecho de la misma. El camino hasta 3200 msnm existe una carretera de tierra, siendo su camino en forma curvilínea, que asciende hasta 4400 msnm. Con una longitud curvilínea de 18 Km hasta Milloc. La carretera será construida totalmente en corte desde el nivel de 3216.5 hasta el nivel de 3200msnm con taludes de excavación de 2:1. La otra vía de acceso a la central se ubica en la parte superior, de la caída existente, desde donde se tiene acceso directo a la cámara de carga y toma, y también a la central a través del plano inclinado del conducto forzado. Sin embargo, este acceso superior debe estar provista de medidas de seguridad para evitar el ingreso de personal extraño a la obra que podría atentar contra sus instalaciones.

El acceso a la casa de máquinas se ha utilizado la carretera proyectada, en el flanco derecho de la misma.

El camino hasta 3200 msnm existe una carretera de tierra, siendo su camino en forma curvilínea, que asciende hasta 4400 msnm. Con una longitud curvilínea de 18 Km hasta Milloc.

El acceso a la casa de máquinas, será necesario construir un puente para poder cruzar el rio Canchis que tiene un diámetro de 50 metros.

La carretera será construida totalmente en corte desde el nivel de 3216.5 hasta el nivel de 3200msnm con taludes de excavación de 2:1 [23].

El acceso a la casa de fuerza es dificultoso por tener un cerro empinado..

5.3.8 Subestación

La distancia de la casa de máquinas a la subestación será aproximadamente de 1000 metros, pudiendo ser modificado. La misma que operará como un centro de distribución, con una línea de 220KV, con doble línea. Celda y la energía generada sale de la caverna a través de 31 cables a presión de aceite, uno es de reserva. Aislados con papel y provistos con una cobertura de plomo. Están conectados a los transformadores por medio de la caja de empalmes, rellenos de aceite. Los cables están conectados sobre andamios de cemento, Asbesto en un canal de 800 metros de longitud, que reconoce a lo largo de la galería de acceso, terminan estos cables en el patio a la intemperie. En el interior de la caverna, donde se han instalado pararrayos tipo Magne-Valve. Debe ser construida la sala de celdas, y la sala de batería en una área de 4.5 x 36.5 m.

La sala de control y oficina habiéndose destinado un área total de, 30 x 30 m, como etapa requerida de implementación de la subestación. En esta sala se sincroniza y se regula las unidades generadoras y se efectúa todas las maniobras que el servicio lo requiere, también se centraliza la medición del sistema hidráulico de las máquinas y

servicios auxiliares. Las tablas de control están ubicadas en forma de fácil supervisión de los instrumentos.

Un pupitre ubicado al centro de la sala de mando, permite el control de la carga en las unidades, las mismas que pueden ser puestas en movimiento o paradas desde los tableros de control. La maniobra de arranque y de parada de los grupos generadores se efectúa desde los diferentes tableros ubicados junto a las máquinas. Los interruptores y seccionadores instalados en el “parque a la intemperie” (patio de llaves) son accionados desde la sala de comando por sistema de control remoto, monitoreado inalámbricamente por un sistema interconectado de una red de PLCs, debido a la distancia de 900 a 1000 metros que se encuentran. Los numerosos paneles y cuadros que contienen los aparatos en toda la central, así como los transformadores de los servicios auxiliares serán de manufactura nacional.

La energía llega desde la casa de máquinas (caverna) desde los cables ya mencionados y es recibido en un sistema de barra única por una sucesión de seccionadores.

La subestación es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia, donde su principal función es de “Transformar tensiones y derivar circuitos de potencia, donde para nuestro proyecto se deriva circuito de potencia de 220KV a través de torres de alta tensión de 220 KV hacia la barra de Santa Rosa.

Se encuentran una serie de equipos electromecánicos, transformadores pararrayos, donde también se encuentra el sistema de puesta tierra.

La subestación es donde están los accesos a la central será un poco difícil se tiene que hacer voladuras.

5.3.9 Patio de llaves

El parque a la intemperie a 220 KV estará situado en el exterior al lado izquierdo de la boca de acceso a la caverna en una terraza construida a lo largo de la Cuenca del río Canchis, allí la energía llegará desde la caverna, a través de los cables y es recibida en un sistema de barra única por una sucesión de seccionadores e interruptores accionados con aire comprimido. El sistema de barras, será separado mediante un seccionador que permite a la unidad del sistema generador-transmisor, actuar independiente de la otra mitad.

Mecanismo de operación eléctrica. Cada mecanismo de operación eléctrica debe contar con elementos de varillas de mando, flechas, resortes, accionado por medio de un servomotor eléctrico, para la operación de apertura y cierre de cuchillas.

El mecanismo de operación debe ser a la intemperie, aquellas partes que están a la intemperie como: flechas, resortes, engranes y elementos ferrosos deben ser de acero

inoxidable o tener un tratamiento especial que evite la oxidación. Todos los elementos que requieren lubricación, deben de ser de tipo auto-lubricado.

Proteccion por relevadores. Los relevadores estáticos están basados en la comparación de las cantidaes magnitud y/o fase.



Fig. Nº 5.12 Patio de Llaves

5.3.10 Líneas de transmisión

El electro ducto de transmisión a Lima es de doble circuito de 220 KV, tiene 90km de longitud y corre a través de montañas y valles de los ríos Canchis, Santa Eulalia y Rímac.

La línea de trasmisión es de 220KV igual que la línea de Huinco llegan a Santa Rosa.

Se caracteriza por su trazo sumamente accidentado que cruza quebradas profundas con tramos de longitud poco común y por un aislamiento excepcional debido a la suciedad que se acumula sobre los aisladores por la falta de lluvia en la zona.

El electro ducto será diseñado a través de cálculos mecánicos y eléctricos y controlado en su ejecución por un personal técnico de alto nivel. Los conductores serán de una aleación de aluminio con una sección de 491mm^2 . La línea puede ser aprovechada también para una red telefónica.

Un sistema de frecuencia portadora de doble banda lateral conectada sobre una de las fases de cada circuito de transmisión servirá de comunicación segura con la estación receptora de Santa Rosa a Lima, conectada a la red general del servicio telefónico de la

Ciudad. El mismo sistema permite la protección de la línea con relés de distancia que efectúan la apertura y el cierre rápido monofásico o trifásico de los interruptores ubicados a los dos extremos también la transmisión al Tablero de Santa Rosa de los principales datos eléctricos e hidráulicos de la central de Sheque.

La línea de trasmisión de doble terna se interconectará a Sistema Nacional (SEIN) a través de la conexión de las barras de Santa Rosa [23].

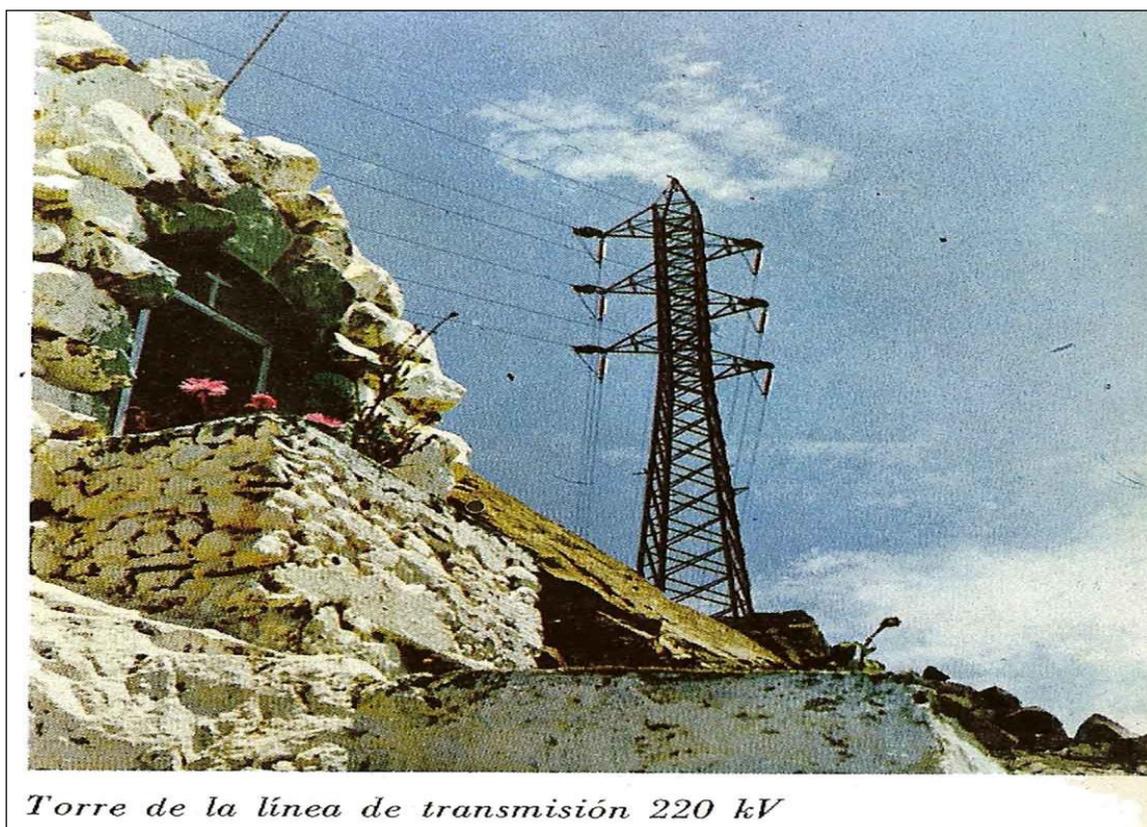


Fig. Nº 5.13 Líneas de transmisión doble terna

Fuente: Revista de Empresas Eléctricas Asociadas-1966

Lima recibe suministro de energía a través de las líneas de trasmisión de la central Hidroeléctrica de Huinco, Callahuanca, Moyopampa, Huampani, así como las centrales termoeléctrica etc. Gracias a las líneas de trasmisión de alta tensión llegan interconectadas a la ciudad de Lima a través del sistema de distribución eléctrico.

En la figura 5.14 se observa como los circuitos de doble terna transportan la, energía de alta tensión 220KV por medio de la cordillera o cerros, de altura de 3000 a 4000 msnm con sus respectivas torres cimentadas con concreto y fierro armado como soporte de las respectivas torres.

En la figura Nº 5.14 se observa la torre de doble circuito de alta tensión de 220Kv, se puede observar las líneas de alta tensión de la CH de Huinco, que se transporta hasta las barras de Santa Rosa [23].

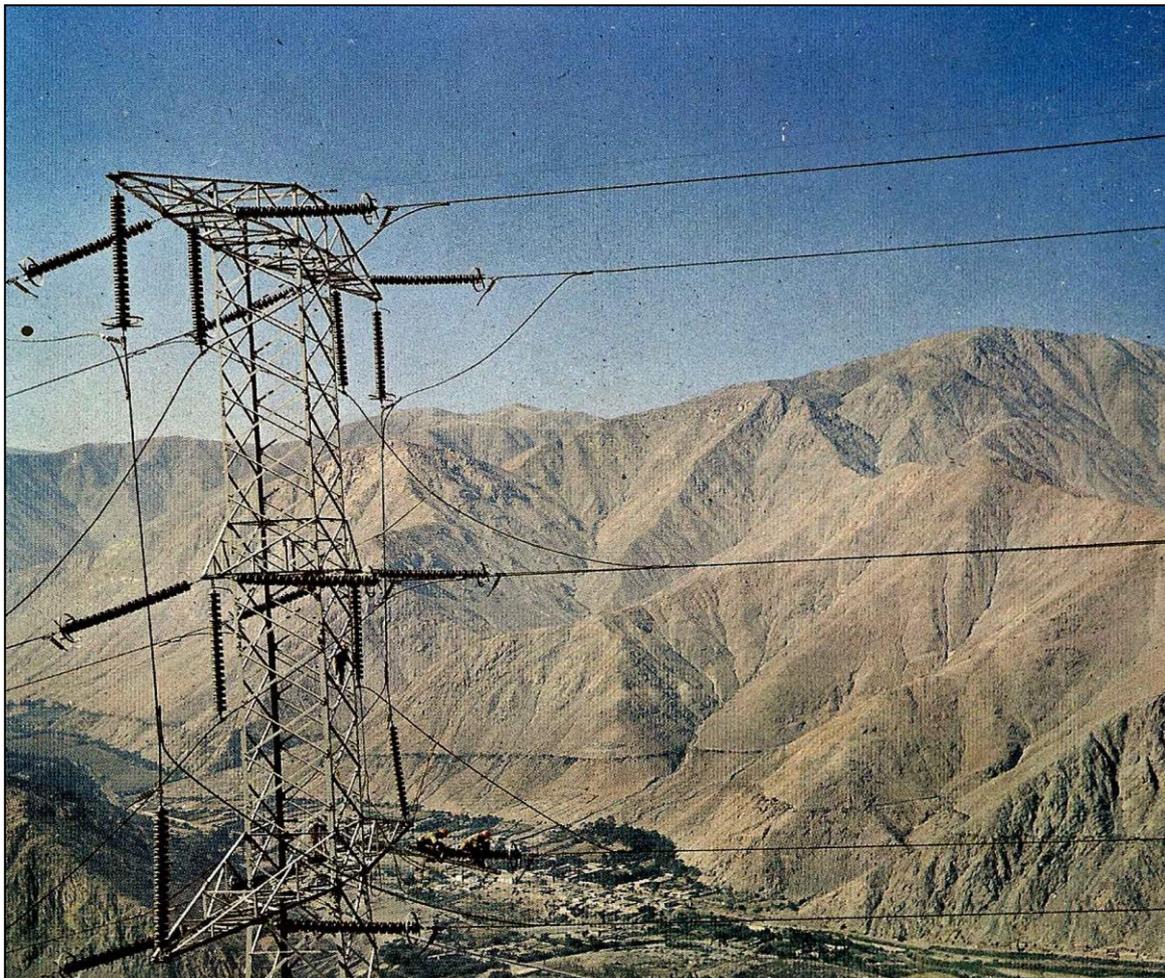


Fig. Nº 5.14 Tendido de líneas de Transmisión Doble Terna-220 Kv

Fuente: Empresas Eléctricas Asociadas Lima – Perú 1966

5.4 Equipos electromecánicos

Se describe especificaciones técnicas en una manera detallada relacionado al proyecto de la central hidroeléctrica Sheque. Se tiene una lista de dispositivos que se utilizarán en la central como: Grúas, servomotores, transformadores que serán conectados directamente a los bornes de los generadores, equipos de aire acondicionado, sistema de control y mando, instalaciones de iluminación, computadoras etc. Tenemos la casa de máquinas que tiene la función de proteger el equipo electro-hidráulico que convierte la energía potencial en electricidad, el número, tipo y potencia de las turbinas (Pelton), su disposición respecto al canal de descarga, la altura del salto (1200m) y la geomorfología del sitio[24].

5.4.1 Turbinas

La casa de máquinas será equipada con turbinas tipo Pelton. El grupo turbina-Generador será de eje horizontal, donde cada generador tendrá 02 turbinas, por accionarse mejor a las condiciones generales del proyecto. Las 20 turbinas estarán acopladas

directamente a los 10 generadores de 60 MW. Cada una con una velocidad de rotación de 514 RPM. Las turbinas deberán operar con un rendimiento óptimo superior al 90%. Las turbinas principales comprenden todos sus elementos, incluyendo los componentes auxiliares previstos para asegurar un servicio seguro confiable. Se hace especial mención a los órganos mecánicos siguientes: la rueda motriz, el eje de la turbina, cojinete guía, las juntas de hermeticidad, el regulador y sus auxiliares, así como los instrumentos de mando, medida y seguridad [24].

5.4.2 Cojinete y eje de la turbina

5.4.3 Rodetes

Los rodetes están diseñados para cualquier velocidad, incluso en embalamiento donde siempre existen fallas de velocidad y la turbina está diseñada para soportar fallas.

El rodete será completo con cubo de acero fundido con paletas de acero, inoxidable cuyo número deberá ser definido por el fabricante. Los rodetes deberán diseñarse para que operen a cualquier velocidad, incluyendo la velocidad de embalamiento máximo, sin que ocurran vibraciones perjudiciales, ni distorsionar la superficie de los alabes, deberán acabarse y pulirse de acuerdo con una plantilla [24].

5.4.4 Cámara de espiral

La cámara de espiral será constituida de planchas de acero roladas y soldadas, la composición de la aleación, deberá tener en cuenta el análisis químico-mecánico del agua, con la finalidad de asegurar un flujo uniforme del agua. Se tomará especial atención, de que la superficie interior de la cámara espiral, esté libre de irregularidades, depresiones etc. Que para nuestro proyecto la turbina carecerá de cámara de espiral por ser tipo Pelton. Mientras que la turbina Francis y Kaplan si tienen este componente de cámara espiral.

La turbina Pelton tiene como componentes: Distribuidor, Rodete, Carcasa, Cámara de descarga, Sistema hidráulico de frenado, y eje [24]. La cámara espiral se conoce como el caracol de la turbina, que consigue que el agua circule con velocidad constante.

5.4.5 Alabes distribuidores

Serán de acero fundido. El movimiento de los alabes guías será efectuado por medio de servomotores, oleo hidráulico a través de líneas, anillos de regulación y varillas de tracción.

5.5 Regulación

La regulación de la potencia desarrollada se obtiene mediante un regulador automático de velocidad que permite también efectuar el arranque y la parada del grupo. El regulador alimenta los servomotores del distribuidor y los alabes del rodete, en caso necesario. Las bombas de aceite están movidas por motores eléctricos. Sí la alimentación de aceite fuere deficiente, los alabes del distribuidor se cerrarían muy lentamente de acuerdo al volumen

de la fuga de aceite de los servomotores.No obstante el régimen anterior a las perturbaciones deben de ser mantenido con una tolerancia de variación de 5 % aproximadamente, durante 10 minutos como mínimo. Sin embargo en carga brusca se cierra en el tiempo mínimo necesario y el cilindro de apertura opera entonces como freno. El regulador constituye el cerebro de regulación [24].

5.6 Control y protección

Se requiere de equipos de control y protección, para la medida de energía generada y consumida, todos los instrumentos indicadores de medida de operación y de control a distancia debe ser agrupados en tableros de operación y vigilancia.

Los instrumentos de mando, medida y seguridad son necesarios para la buena marcha de la tubería. El regulador está equipado de solenoides de parada y de puestas en carga cero rápida, que operan como respuesta a diversos aparatos de protección y conmutadores de emergencia.

El grupo estará equipado de una protección contra el embalamiento que tiene función ordenar la barra de la tubería cuando un embalamiento predeterminado es alcanzado. Varios termómetros, manómetros y contactos auxiliares deberán estar igualmente montados en el grupo.

El equipo de control y protección, para la medida de la energía generada y consumida el control de las condiciones en que tiene lugar, la generación, transformación y salida de la energía y la protección electromecánica medida [24].

5.7 Compuertas y puertas herméticas

Las compuertas serán cerradas y abiertas por un sistema valvulas-automatico y se han provisto dos compuertas de 6x6 m instaladas aguas arriba del conducto forzado del tipo con rodillo con la hermeticidad aguas arriba. El conjunto se compone de piezas fijas como el blindaje, rieles, dispositivos de guía lateral y cinta de impermeables de acero inoxidable, las partes móviles están constituidas de un revestimiento aguas arriba de acero que se apoyan sobre un marco. Los elementos estancos de cauchos sintéticos (neopreno) serán fijados en la compuerta en forma que se puedan regular, y se apoyaran sobre las cintas de estanqueidad de la parte fija. Estas compuertas serán operadas mediante vástagos de acero inoxidable conectados a sus respectivos servomotores hidráulicos ubicados en la superficie de la caseta de mando, especialmente habilitado para el efecto del pozo de compuerta [24].

Las compuertas serán accionadas de la siguiente forma.

- **Apertura:** por presión de aceite
- **Cierre:** por presión de aceite

5.8 Sistemas auxiliares

5.8.1 Sistema de agua de refrigeración.

El sistema de enfriamiento es de tipo de circuitos abierto, las bombas de agua de refrigeración a través de un filtro toman el agua turbinada directamente del canal de descarga las usan en diferentes punto de consumo, el agua turbinada que sale de estos intercambiadores es conducido por tubería al canal de descarga.

Se instalan dos bombas de agua por cada grúpo siendo uno de reserva.

5.8.2 Sistema de drenaje

Para evacuar los tubos de aspiración de las turbinas se ha previsto un pozo de drenaje ubicado entre los 10 grupos.

De los tubos de aspiración al pozo de drenaje del agua es conducido por acción de la gravedad mediante la tubería que al final de la cual se tiene su correspondiente válvula de apertura. Quiere decir que, para abrir y dejar que salga a presión la masa de agua dentro de la tubería forzada que va directamente hacia las paletas de la turbina Pelton.

5.8.3 Equipo de contra incendio

Se ha previsto un sistema de detección y alarma contra incendio para los niveles en que se encuentran ubicados las turbinas, generadores y salas de control y el taller de la central. Para toda la caverna de la sala de máquinas se ha previsto una instalación de alarma y para los alternadores una instalación de extinción por ser CO₂ fijos y/o portátiles. La señalización debe estar en toda el área de la casa tipo caverna para un escape.

5.9 Equipo eléctrico

Se describe en forma general el equipo eléctrico y sus características generales. Las caracterizas técnicas más detalladas figuran en la especificaciones técnicas correspondientes. Las instalaciones serán previstas para ser explotadas automáticamente a partir de la sala de mando situado en la casa de máquinas (caverna) 3200 msnm. Considerando las exigencia de la explotación, mantenimiento, pruebas, etc. Han sido proyectadas dos modos posibles de mando de los diferentes órganos de las instalaciones de mando centralizado desde la salida de control y mando del diseño. Las órdenes dadas serán bloqueadas por los protectores, las seguridades interna así como la posición relativa de los otros equipos electromecánicos. Un selector de marcha instalado en la sala de mando define la posibilidad de mando de los grupos en:

- Mando automático (PLC)
- Mando local

Un selector de sincronización de manual automático (PLC) autoriza la sincronización y acoplamiento de los 10 grupos y de la salida 13.8 KV. El control de salidas se efectúa

desde la sala de control. Los equipos y dispositivos que pueden ser operados a partir de la sala de mando son los interruptores.

- **Interruptores**

El cierre de los interruptores será bloqueado por la seguridad interna y por el estado relativo de las instalaciones.

La maniobra de cierre tiene por finalidad la puesta en tensión de la barras 13.8KV o de una salida 13.8 KV.

La puesta en tensión de las barras o de una salida pueden ser efectuadas en un control, en ausencia de tensión sea en las barras sea en las salidas.

- **Casas de maquinas**

Los grupos serán arrancados y parados en explotación normal a partir de la sala de mando.

- **Auxiliares**

La sala de mando será equipado de todos los elementos de mando y de las informaciones necesarias para el cambio de la alimentación de los auxiliares:

- **Compuertas**

- **Ataguías**

Son componenets de protección y que permiten represar las aguas.

La colocación de las ataguías será efectuada durante la indisponibilidad prolongada de un grupo, para trabajos de mantenimiento y verificaciones. Las compuertas se utilizan para cerrar las conducciones de agua, así como para regular el caudal,cerca de la toma de agua.

Compuertas de toma.

- La operación de esta compuerta podrá ordenarse a partir de la sala de mando y localmente, la orden de apertura solo podrá efectuarse en forma local.
- El sector de marcha se encuentra en el tablero de mando ubicado en la zona de la compuerta.

Mandos locales

El equipo de las instalaciones de la Central Hidráulica de Huarochirí podrá ser operado también a partir de los mandos locales distribuidos.

Quiere decir que la central hidroeléctrica será monitoreada desde una cabina de control a través del proceso y funcionamiento de todas las partes de la central, desde la velocidad de los generadores hasta los caudales de cada turbina.

El sistema de automatización y control será de tipo distribuido capaz de ordenar tales funciones de operación normal de los mismos, así como las operaciones especiales y mantener el registro de las operaciones.

5. 10 Turbinas

La casa de máquinas será equipada con turbinas tipo Pelton. El grupo turbina-Generador será de eje horizontal, donde cada generador tendrá 02 turbinas, por accionarse mejor a las condiciones generales del proyecto.

Las 20 turbinas estarán acopladas directamente a los 10 generadores de 60 MW. Cada una con una velocidad de rotación de 514 RPM.

5.11 Generadores

- Los 10 generadores principales impulsados por turbinas PELTON, son de tipo sincrónico trifásico con potencia nominal aparente de 75MVA (60 MW) con una tensión de salida 13.8 KV, frecuencia 60 Hz, con una velocidad de rotación nominal de 514 rpm y un factor de potencia de 0,8.
 - Los generadores son refrigerados por medio de un flujo de aire en circuito cerrado que es impulsado por 10 ventiladores axiales colocados en los extremos del rotor.
 - El generador síncrono tiene el bobinado de campo excitado por corriente continua y la tensión desarrollada en la armadura es alterna de ahí que también se le denomina alternador.
 - El alternador trifásico tiene tres fases distanciadas de 120° entre sí.
- La excitatriz.** Es el generador auxiliar que provee de corriente eléctrica al campo generalmente se monta sobre el eje del alternador para aprovechar la misma fuente de energía mecánica de rotación. En la fig. N° 5.15 se observa el rotor del generador.
- No pudiendo excitarse por sí mismo el generador, requiere que una fuente de C.D. excite su campo inductor.
 - El sistema de excitación es el conjunto de equipamiento que proveen la alimentación en corriente continua al arrollamiento rotórico de los alternadores y regulan la tensión de excitación.
 - Esta excitación puede realizarse por medio de una batería de acumuladores de corriente, tomada de colectores C.D. provenientes de generadores independientes o por medio de generadores de C.C. acoplados al eje del Generador.
 - La excitación de alternador ,para los grandes alternadores de pequeña velocidad es preferible prever un grupo de excitación separado .
 - La excitatriz está equipado con polos de regulación , que aseguran una regulación estable en un circuito shunt.
 - La excitatriz se regula automáticamente de acción rápida o manualmente.
 - Para campos extensos de regulación , la excitatriz está excitada por una maquina auxiliar. Los alternadores para su acoplamiento en paralelo deben de tener su frecuencias iguales, igualdad de tensión, así como igual fase, y tengan el mismo giro.

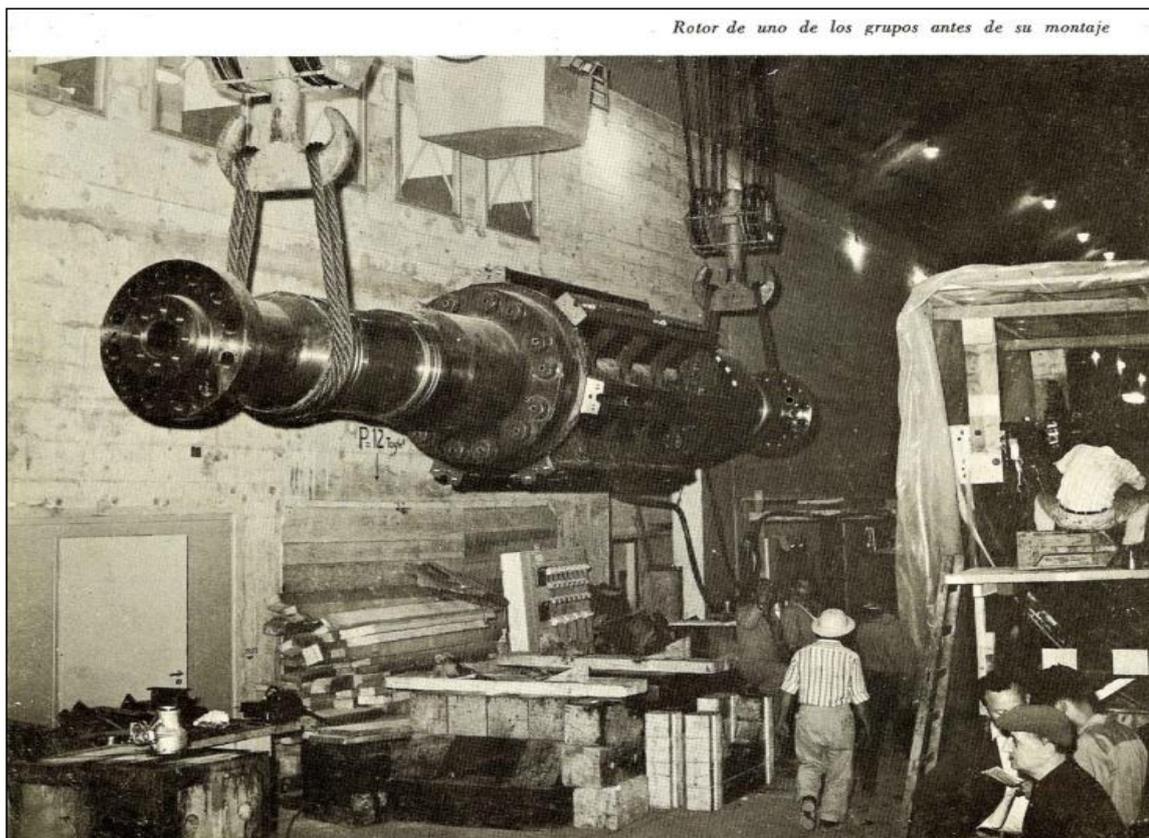


Fig. N° 5.15 Rotor de un generador de 75 MVA

- Un generador es una máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil llamado rotor y la parte estática el estator.
- Cuando un generador está en funcionamiento, uno de los dos genera un flujo magnético (actúa como inductor) para que el otro lo transforme en electricidad (actúa como inducido).
- Los generadores se diferencian según el tipo de corriente que producen. Así, tenemos: Los alternadores que generan electricidad en corriente alterna.
- El elemento inductor es el rotor y el inducido el estator. En la fig. N° 5.16 se observa a un generador en una disposición en grupos horizontales con dos turbinas tipo Pelton, que le corresponda a cada generador teniendo el sistema de generación 10 unidades.
- El rotor es ensamblado en la casa de caverna, elevado a través de una grúa.
- De una potencia instalada de 600MW, distribuido en una manera homogénea de 60 MW para cada generador. En la fig. N° 5.15 se observa a un rotor que va hacer ensamblado a través de las grúas respectivas.
- El generador tienen elementos de control y protección de generación e instrumentos de medición como: voltímetro, amperímetro, vatímetro, frecuencímetro.

- Los auxiliares de control y protección son: Transformadores de tensión para medición.
- Los alternadores con turbinas hidráulicas su velocidad no es muy grande [25].

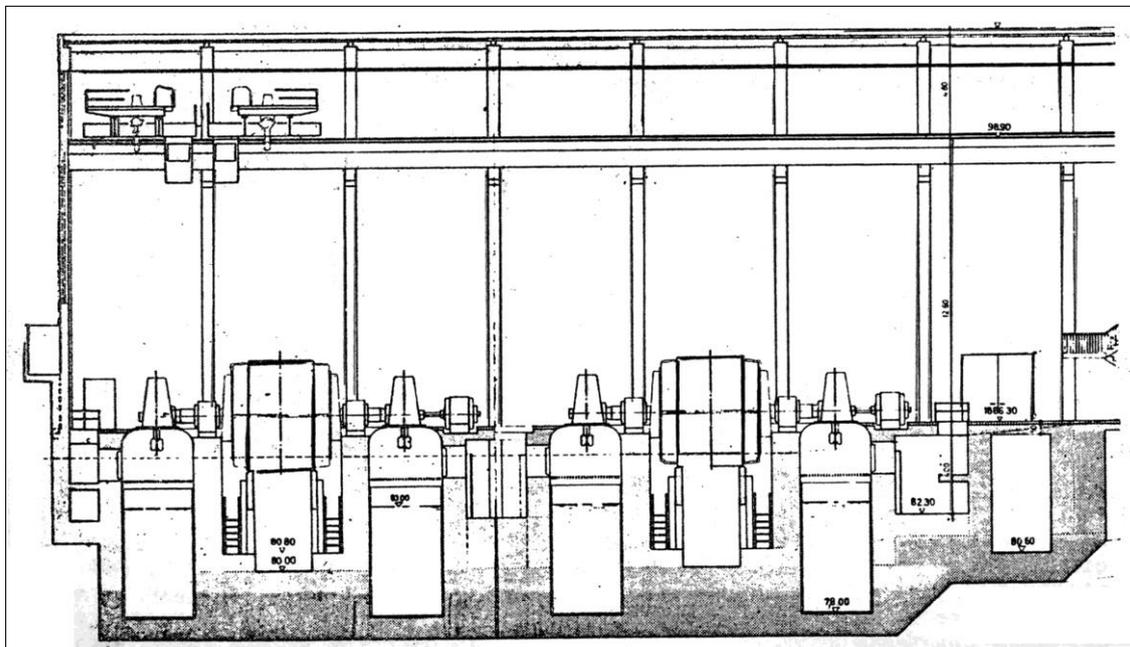


Fig. N° 5.16 Disposición de los generadores en grupos horizontales con 2 turbinas Pelton en cada unidad.

Se puede observar en la Figura N° 5.16 la disposición de los turbogeneradores se encuentran en una posición horizontal, con dos turbinas acopladas lateralmente.

En la fig. N° 5.16 se observa que el generador tiene dos turbinas en los laterales, denominado, la tubería como el método del pantalón.

Los fabricantes recomiendan cuando existe una tubería de gran altura distribuir hacia las turbinas en forma de ramal, quiere decir que cada generador con dos turbinas

Grupo auxiliar

El grupo diésel tendrá una potencia de 75 KVA, la tensión nominal será de 380 V y alimentara directamente las barras de servicio auxiliares de la central.

5.12 Transformadores

Las características técnicas de estos transformadores son las siguientes:

- Número de transformadores: 10
- Potencia aparente: 75 MVA
- Relación de transformación en vacío: 13.8/220KV
- Frecuencia: 60 HZ
- Conexión de barra trifásica Ynd11

- Neutro adecuado para la puesta a tierra: ONAN
- Los transformadores es el complemento indispensables para los alternadores, por encima de 20 MW un grupo alimenta una barra y línea de transmisión, cuya tensión supera el valor por el cual se construyen los alternadores.

5.13 Sistema de puesta tierra de la central

- Este sistema estará compuesto por el nivel de sala de máquinas y el de las turbinas, zona de transformadores y celdas de 13.8 KV, principalmente todos los pisos serán conectados entre sí y los conductores se fijaran en las paredes de la caverna.
- El diseño final de la RED de tierra deberá ser realizado de obtener como máximo un (01) ohmio para una corriente bifásica a tierra, en barras de 13.8 KV correspondiente al nivel de cortocircuito futuro y con una operación equivalente al tiempo de operación de la protección de reserva (BACKUP).
- Las tensiones de contacto y de paso no deben exceder los valores recomendados por las normas VDE.puntos neutros del sistema eléctrico.
- Los circuitos secundarios del transformador de carcasa del equipo electromecánico, todas la estructuras metálica, fundas metálicas de cables, tuberías de presión, cañerías de los sistemas de refrigeración y agua de servicio y en general todas la partes metálicas accesibles para el personal.
- Para evitar de llevar un potencial fuera del recinto de la caverna de máquina,todas las canalizaciones metálicas como los conductos de agua, por ejemplo serán equipados de manguitos aislantes a la entrada y salida del edificio de la central. Se prevé utilizar tomas de tierra con electrodo de cobre en las intersecciones de la red de mallas a diseñarse para poder obtener un valor de la resistencia de tierra inferior a 0.3 ohmios.
- En caso extremo se puede hacer un tratamiento especial del suelo cercano a los transformadores y celdas de 13.8 KV se prevé utilizar una red de tierra.
- El valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra interconectado no debe exceder al valor de un ohmio (01) el cual es importante instalar varios sistema de puesta a tierra que permitirá la protección de los equipos electromecánicos en el momento que hubiese una corto circuito o una falla eléctrica. Cuando el subsuelo no puede ser penetrado o presenta una resistividad superior a la superficie, se puede disminuir la resistencia clavando dos o más varillas en paralelo. En resistividad muy alta se mejora con sal común, sulfato de magnesio [25].

5.14 Sistemas de telecomunicaciones

Se prevé la interconexión con las centrales Hidroeléctricas de Huinco, Callahuanca, Moyopampa y Huampani así como la futura central de Huanza que a la fecha está en

construcción, por estar en la misma zona y interconectadas a la red nacional, perteneciendo la línea de transmisión de alta a 220 KV, las comunicaciones servirán para atender las líneas de distribución para ayudar al mantenimiento en eventuales reparaciones de las líneas principales.

Equipo propuesto:

- Enlace de radio VHF Tomando en cuenta las longitudes de los enlaces y el servicio que deben prestar así como las características topográficas de la zona se requirieron instalaron equipo de radio VHF con una antena vertical en la CCHH de Huarochirí-Sheque.
- Adicionalmente se tendrá un equipo móvil, para desplazarlo a los distintos puntos de las líneas incluyendo hasta las localidades de Huarochirí-Sheque, eventualmente podrá servir como reserva a cualquiera de los equipos fijos ya señalados.
- Serán instalados en la Sala de Mando en la Central y cerca a los tableros de Mando de la Subestación, respectivamente.
- En el futuro se requerirá un equipo de radio para transmisión punto a punto entre la Central y la Subestación de modo que transmitir los valores necesarios de la Central Hidroeléctrica de Huarochirí-Sheque, y de aquí, retransmitirlos hacia el Centro de Supervisión de la Zona, (posiblemente por onda portadora).
- Comunicaciones locales para La Central.
- Se requiere únicamente un sistema intercomunicador con terminales en la Sala de Mando, Sala de Máquinas y Toma de las Tuberías de Presión. Este será el tipo de Comunicación de todos contra todos.

5.15 Síntesis de la geología y geotécnica

El área del proyecto está denominado por una variedad de actividad y una significativa actividad glaciaria, siendo su morfología, consecuencia de procesos deformativos y eventos tectónicos ligados a la Tectonogénesis-andina.

El modelo geológico que caracteriza la zona en el resultado combinado de fenómenos estructurales, deformaciones tectónicas y de erosión.

Las dos primeras son relevantes a lo largo del trazo del túnel y el tercero tiene relativa importancia para los propósitos del proyecto, ya que se observa un potente cobertura volcánica donde los efectos de la alteración han cesado y las características de las rocas se mantienen inalterable sin influencia a los fenómenos externos manteniendo la roca sus propiedades ingenieriles.

El efecto de la penetración meteórica a lo largo de fisura o discontinuidad decrece en profundidad mostrando condiciones favorables para los trabajos de excavación:

- La dinámica de estos procesos deformativos y tensiones han perturbado las propiedades físicas y mecánicas de la roca, haciendo que los materiales blandos hayan sido deformados (plegamientos) y los materiales duros hayan sido roto, poniendo en contacto, además la deformación de la cuenca de Canchis y la deformación en discordancia casi vertical.
- La geología del proyecto Sheque ya ha sido estudiado por la empresa Binnie&Partners (1980).
- Habiendo realizado el estudio de factibilidad, ejemplo tenemos la geología de la Central Hidroeléctrica de Huinco, siendo la misma cordillera de alcance.

5.15.1 Características geológicas del sitio de proyecto

- En el área del proyecto se ha observado un conjunto de rocas volcánicas, bien expuestas y definidas, unidades que han sido afectadas por movimientos estructurales, regionales, y ciclos tectónicos que han causado plegamientos y deformaciones que han contribuido a determinar las propiedades, mecánica de parte de las rocas que se sitúan a lo largo del eje del túnel trasandino, lo que muestra, diferentes fases de deformaciones dentro de una tectónica fuerte.
- Como grupo más antiguo, formado por estratos delgados de areniscas, intercaladas con paquetes de andesitas que es el paquete volcánico, más grueso, pseudo estratificado competente y duro.
- La casa de máquinas y tubería forzada, el canal de conducción y la toma de agua se ubican en la Cuenca de Canchis.
- Es una serie volcánica de sistemas terciarios, con una predominancia de flujos de andesitas, porfiríticas, verdosas grises.
- Aunque la roca sea fracturada y cruzada por falla normales dentro del sitio del proyecto parece ser generalmente sólida y dura.
- Debajo de la formación de la Cuenca de Canchis está la formación de la Cuenca de Santa Eulalia, que generalmente consiste en flujos volcánicos andesitas y sedimentos andesitos.
- El canal de conducción y la toma están aproximadamente a 4400 msnm mayormente están ubicados sobre depósitos cuaternarios, fluvios-glaciales encima de la formación Canchis.
- Tomando como referencia el estudio de geología de la central hidroeléctrica de Sheque, se puede hacer una analogía, ya que Sheque está en el área de Huinco.
- La central hidroeléctrica de Huinco opera desde el año 1964 a óptimas condiciones.
- Se considera que la central de Huinco es un ejemplo referencial para Sheque.

5.16 Topografía

- El río Canchis nace de las montañas al este de Lima a una elevación de 5000 msnm.
- El río desciende empinadamente al océano pacífico en una distancia de 150 Km, la topografía de las montañas es alta escabrosa, sin mucha vegetación, cortados por quebradas y barrancos profundos.
- La zona del proyecto se desarrolla en la unidad geomorfológica valle, a lo largo del cual discurre el río Canchis con sus respectivos ríos tributarios.
- Estos valles presentan topografía de flancos abruptos en gran parte encañonado y fondo estrecho, cortado por quebradas.
- El área del proyecto en general es abrupta, en algunas zonas presenta pendientes moderadas como en la zona donde se emplaza la tubería forzada

5.17 Cálculos

5.17.1 Cálculos hidráulicos

- Q2 (Transvase): 62.5 m³/s de la vertiente atlántica a la vertiente del Pacífico (cuenca Santa Eulalia)
- Q (total) = 150 m³/s
- Q_{diseño} = 62.5 m³/s
- 20.Q1 = Q_d = 62.5 m³/s
- Q1 = 3.125 m³/s (cada turbina)
- Observamos el caudal máximo
- Q_{max} = 150 m³/s
- El caudal de máxima avenida en pronósticos elevados y recurrentes será 3500 m³/s
- Existe un caudal máximo de avenida que se considera 3500 m³/s en épocas de recurrencias o periodos húmedos de mucho caudal de ciclo de 100 años.

5.17.2 Pérdidas de carga

La fricción del agua con las paredes y accesorios de la tubería forzada produce una serie de pérdidas, la fricción del agua con las paredes y accesorios de la tubería forzada, produce una serie de pérdidas que implican que en la turbina no tenga la altura.

5.17.3 Pérdidas de las Válvulas

La pérdida de carga es una válvula que está totalmente abierta.

$$h_v = k_v \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (\text{Centrales Hidroeléctricas; Ing. Castelfranchi})$$

- Tipo de válvula Coeficiente (K_v)

- Compuerta : 0.2
- Mariposa : 0.6
- Esférica : 0.05
- Excéntrica : 1

5.17.4 Golpe de ariete y el dimensionamiento de los pozos piezómetros

- A cambios bruscos en el régimen de flujo, se producen variaciones de velocidad. El golpe de ariete se produce a consecuencia de estos cambios de presión.
- Las variaciones de carga en el alternador se transforman, debido a la acción de los reguladores. En las variaciones de apertura del distribuidor a consecuencia de esto se modifica el caudal en la tubería o sea la velocidad del agua en el ducto.
- El golpe de ariete es tanto mayor cuando más rápido es el cierre del distribuidor y se debe conocer el valor de la sobrepresión en función del tiempo de cierre y poder calcular el espesor de la tubería.
- Según Allievi llego a establecer la siguiente fórmula para encontrar el espesor de la tubería. Golpe de ariete se origina en la variación de presión en la tubería forzada, por encima o por debajo de la presión normal provocado por cierre o apertura de válvulas.

$$a = \frac{c}{\sqrt{1 + \frac{\varepsilon \cdot D}{E \cdot s}}} \text{ (Ing. Castelfranchi)}$$

- c: Velocidad de propagación del sonido en el agua (1 420 m/s)
- ε : Módulo volumétrico de elasticidad del agua (a 20°C)
- E: Módulo de la elasticidad del material de la tubería ($2 \times 10^8 \text{kg/m}^2$)
- a: Espesor de la tubería en (en metros)
- Nota: Según Allievi $\frac{\varepsilon}{E}$ vale medidamente 0,01 para el acero y de 0.1 a 0.15
- Para el concreto armado, el fenómeno de golpe de ariete consiste en la depresión y sobre presiones debido al movimiento oscilatorio del agua en el interior de la tubería, siendo una variación de presión.

5.17.5 Tiempo crítico de la onda de presión

Como el tiempo crítico que tarda una onda de presión en recorrer la tubería forzada y volver al punto inicial. La teoría y la práctica demuestran que las máximas sobrepresiones posibles se logran para los casos en que la maniobra de cierre sea menor que el tiempo que tarda la onda en su viaje de ida y vuelta al obturador se denomina tiempo crítico Tc.

$$T_c = \frac{2L}{c} \quad (\text{Ing. Castelfranchi})$$

- L = Longitud de la tubería: 1895 m
- c = Velocidad de la onda de presión en su interior.
- T_c = Tiempo crítico de la onda de presión

$$c = \sqrt{\frac{10^{-3} \cdot K}{1 + \frac{KD}{ET}}} \quad (\text{Ing. Castelfranchi})$$

Leyenda:

- K: Modulo de elasticidad del fluido: $2.1 \times 10^9 \text{ N/m}^2$
- E: Modulo de elasticidad del material que la compone: $206 \times 10^9 \text{ N/m}^2$
- T: Espesor de la tubería forzada: 41 mm = 0.041 m (dato del estudio de factibilidad)
- T_c = 3.62 seg.
- Maniobra de cierre brusco: $T_{mcb} < \frac{2L}{c}$, cierre instantáneo es $T_{mcb} = 0$

5.17.6 Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio se construye para evitar los efectos producidos por el golpe de ariete, especialmente en conducciones largas, como el de nuestro proyecto de una longitud de 1895 m de la tubería y una altura bruta de 1200m.

La chimenea de equilibrio tiene por objeto menguar, al máximo las consecuencias perjudiciales que originan los golpes de ariete, si es golpe de ariete positivo (sobrepresión) elevando el nivel del agua produciendo una desaceleración y si es golpe de ariete negativo origina aceleración de agua [25].

5.17.7 Dimensionamiento de los pozos piezométricos

Según las características de las instalaciones del proyectista se han multiplicado en lo que se refiere a su forma y dimensiones.

Normalmente el nivel estático (incluyendo las pérdidas) se encuentra entre las dos cámaras a cotas que dependen:

Del caudal y por consiguiente de las pérdidas de carga del nivel del agua en el embalse de la toma.

Para un pozo vertical de sección constante se aplica:

$$\text{Energía cinética} = \text{Energía potencial}$$

$$Lf \frac{\Delta V^2}{2g} = \frac{F}{z \sin \alpha} \frac{Z}{2} \quad (\text{Ing. Castelfranchi})$$

En las cuales:

- L: Largo en metros de la galería de presión
- f: Sección en m² de la galería de presión
- F: Sección normal en m² del pozo piezométrico
- ΔV : Variación de la velocidad del agua en la galería de presión (m/s)
- Z: Variación vertical en metros del nivel agua en él, pozo piezométrico con relación al nivel estático del embalse de alimentación.

5.17.8 Tubería forzada

Tubería metálica, pre deformada y pre comprimida es con el objeto de reducir el peso de las tuberías metálicas, se ha ideado las tuberías predeformada y las pre comprimidas en frío.

Se trata de dos sistemas de construcción que pueden considerarse derivados del tipo de tuberías blindadas, empleadas para grandes alturas (H = 1200 m) de salto y del tipo de las de hormigón armado comprimido.

Las conducciones forzadas o tuberías a presión son aquellas que funcionan a plena sección y en las que el movimiento del líquido se debe a la presión reinante en el interior, pudiendo presentar, por tanto pendientes y contrapendientes.

Las tuberías metálicas o de palastro son muy empleadas, pues pueden adaptarse fácilmente a las más altas presiones. Son más utilizadas las tuberías de palastro de acero, que las de hierro, ya que las primeras tienen mayor resistencia y resultan más económicas. Los tubos se forman arrollando chapas rectangulares de palastro.

5.17.9 Salida de la tubería forzada de la cámara de carga

La figura No 5.17 muestra una cámara de carga de la cual parte de una tubería de diámetro "d" es sabido que cuando la distancia "x" es menor que un determinado valor, se forma a la entrada del tubo una depresión que puede arrastrar aire, lo cual debe evitarse. Para ello la distancia a de tener un valor mínimo, según Winkel dado por la expresión:

$$x = \frac{1}{4} \frac{V^2}{2g} \quad (\text{En metros})(\text{Texto de centrales hidroeléctricas. Ing. Castelfranchi})$$

$$V = \frac{4Q}{d^2} \quad (\text{Texto de centrales hidroeléctricas. Ing. Castelfranchi})$$

- D: Diámetro de la tubería: 3.3 m
- Q: Caudal máximo (m³/s); 62.5 m³/s

Obtenemos $x = 6.7$ metros

En la figura N° 5.17 se puede observar el límite de distancia a través del parámetro “x” a través de la fórmula se obtiene el valor de 6.7 metros de distancia de la embocadura de la tubería forzada para así evitar entrada de aire a la tubería diseñado en el libro centrales Hidroeléctricas del Ing.castelfranchi. Es importante mencionar el anclaje de la tubería:

Anclaje de la tubería:

En los cambios de rasante de la tubería o en los cambios de la sección de esta, es conveniente colocar macizos anclaje, que sirven para contrarrestar los esfuerzos que en aquella se presentan.

Existen en la tubería unas juntas de dilatación en la cercanía del macizo del anclaje, y después de éste en dirección hacia abajo, las cuales funcionarán de manera que las fuerzas resultantes de dilatación sean de escaso valor, los macizos se fabrican generalmente de hormigón en masa.

Se trata de una obra civil formada por un macizo de concreto reforzada, que se construye en todos los puntos en los cuales se presenta un cambio de pendiente de la tubería, Estructura que restringe el movimiento axial de la tubería, y transfiere cargas de tracción al terreno.

También se construye en los puntos en los que la tubería cambia de sección.

Apoyos. Como su nombre lo dice se trata de obras de soporte de la tubería que tienen la función de sostener su peso y permitir el desplazamiento de las mismas debido a la dilatación o contracción por cambios de temperatura o carga.

En el proceso que el agua desciende en la tubería se produce una transformación energética.

Juntas de dilatación. En la tubería de presión de acero tiene que haber juntas de expansión o de dilatación, Generalmente existe una debajo de la cámara de carga o del anclaje superior, la dilatación de la tubería debe ser calculada como sigue:

- $E = \alpha \times \Delta T \times L$, en donde
- E = dilatación en metros, α = coeficiente, ΔT = cambio de temperatura, L =longitud de la tubería(m)
- Es necesario que en la tubería de presión debe haber juntas de expansión o dilatación .Generalmente existe una inmediatamente debajo de la cámara de carga o del anclaje superior.

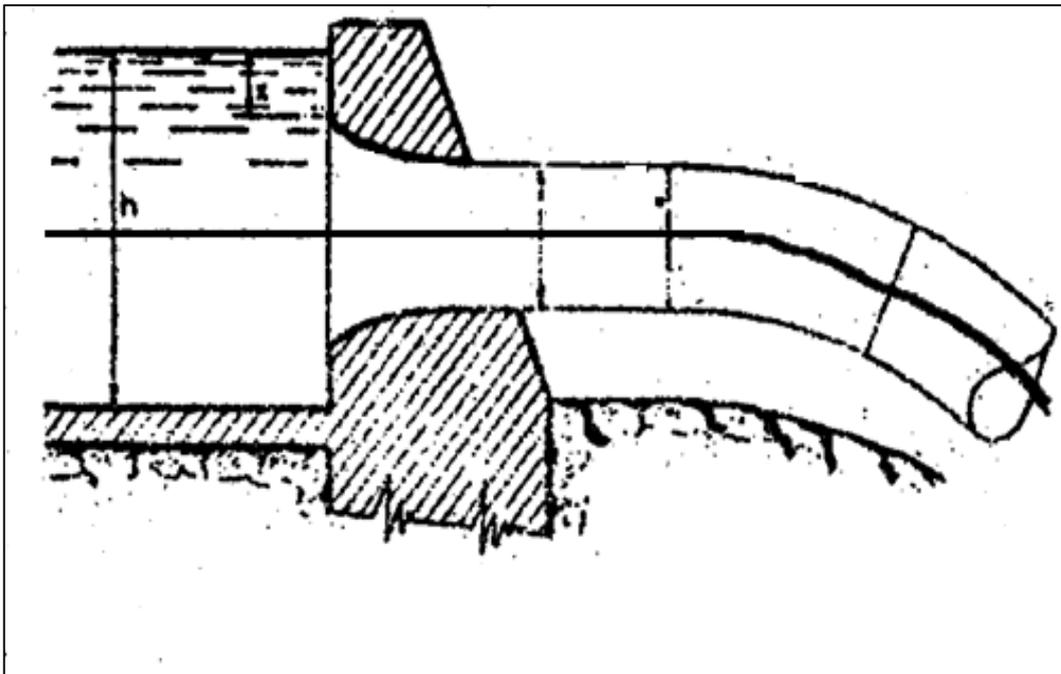


Fig. N° 5.17 Altura de agua necesaria para la embocadura de la tubería para evitar entrada de aire a la misma. [25].

5.18 Dispositivo de cierre, de seguridad y accesorios

5.18.1 Válvulas de compuerta

Llevan un dispositivo de by pass que permite el paso de agua de una a otra cara de la pantalla de la válvula así que una vez equilibrada de este modo las presiones de ambas caras, la compuerta puede levantarse con menor esfuerzo y cuando tiene dimensiones grandes como nuestro proyecto, estas válvulas se maniobran por medio de un servomotor.

5.18.2 Válvulas tipo esférica

Tiene la forma de una esfera y gira alrededor de un eje horizontal, su cierre es estanco, en caso de caudales grandes y de emergencia, va provista de un dispositivo de by pass, generalmente no sirve como válvula de regulación. Se mueve por medio de un servomotor.

5.19. Aparatos de protección y seguridad

Figuran los pozos piezométricos, el aparato automático de cierre por exceso de velocidad de agua y el dispositivo de entrada y salida del aire en la tubería.

Los pozos piezométrico son utilizados para equilibrar las presiones y evitar el golpe de "ariete" que se origina debido al cerrado de las válvulas. El pozo piezométrico ubicado en el empalme de la galería con la tubería forzada funciona como limitador o regulador de presión. Durante la maniobra de cierre de las válvulas de la chimenea, debe disipar la onda de presión positiva y contener el volumen de agua que se traslada en el túnel.

5.19.1 Rejillas

Se colocan a la entrada de la tubería forzada, cuando éstas arrancan de una cámara abierta. Las rejas se clasifican por gruesas y finas y tienen por objeto de impedir la entrada en la tubería de cuerpos flotantes, están constituidos por barrotes metálicos en un espacio de 5 a 25 centímetros. Las rejas son las que en realidad protegen más a fondo los elementos de la turbina. las rejillas gruesas y finas están separadas en barras.

Las rejillas producen unas pérdidas de carga al paso del agua por las mismas, que se obtiene por la fórmula del Kirchner:

$$h_r = \beta \cdot 3 \sqrt{\left(\frac{s}{b}\right)^4} \cdot \frac{V^2}{2g} \cdot \text{sen} \alpha \quad (\text{Texto de centrales hidroeléctricas. Pag.127 Ing. Castelfranchi})$$

- h_r : Es la pérdida de carga en columna de agua
- s : Espesor de los barrotes
- b : La distancia entre los barrotes
- V : La velocidad del agua a la llegada de la reja.
- α : Angulo de inclinación de los barrotes con respecto a la horizontal.
- β : Un coeficiente que depende de la forma de los barrotes. Y que referido a la

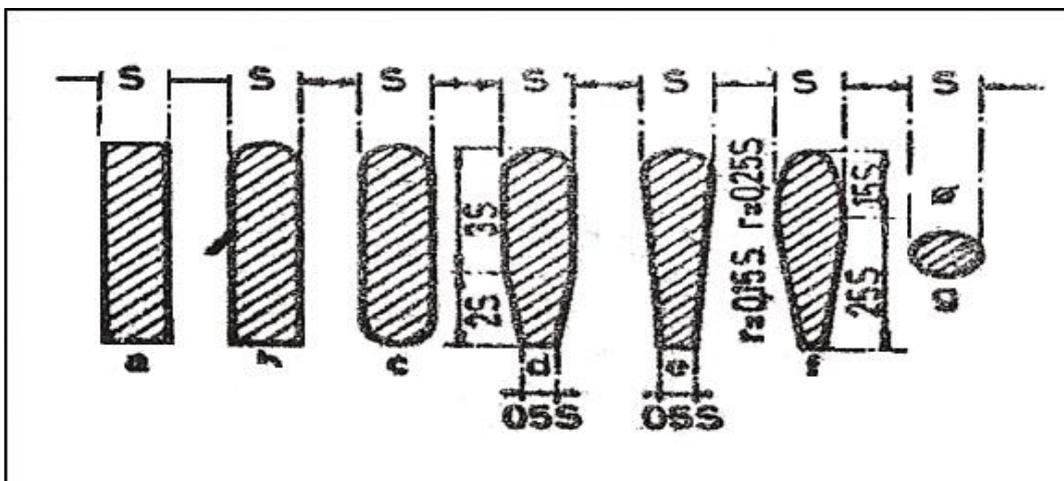


Fig. Nº 5.18 Perfiles típicos par

La sección de paso de la reja de calcularse, que la máxima velocidad no exceda 2m/s.

Tabla Nº 5.11 Formas y coeficientes de las rejillas

Forma	A	B	C	D	E	F	g
Coeficiente	2.42	1.83	1.67	1.035	0.92	0.76	1.79

Fuente: Centrales Hidroeléctricas Ing. Castelfranchi

Las rejas se colocan con una cierta inclinación así como se muestra en la fig. N° 5.19.

Desarenador.

Es importante explicar respecto a los desarenadores, en toda la corriente libre se encuentran partículas minerales más o menos duras y densas, cuyo volumen y peso son mayores a elevadas velocidades y turbulencia de aguas.

Cuando estas partículas entran en un conducto de presión, las fuerzas al pasar a través de válvulas, turbinas y otros organismos producen un desgaste en ellos cuya magnitud varía directamente con su tamaño, peso, velocidad y dureza.

Los desarenadores son instalaciones que reducen la velocidad del agua con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo.

El desarenador desfoga todas esas partículas mediante una compuerta que las devuelve al cauce del río, así el agua queda limpia en un 90%, aproximadamente con la disminución del desgaste de las turbinas.

El desarenador permite atajar sedimentos pequeños o piedras pequeñas que pueden destruir o afectar a las turbinas, donde los desarenadores tienen rejillas en el rango de mm de 10 hasta 150 mm de longitud, para proteger las máquinas.

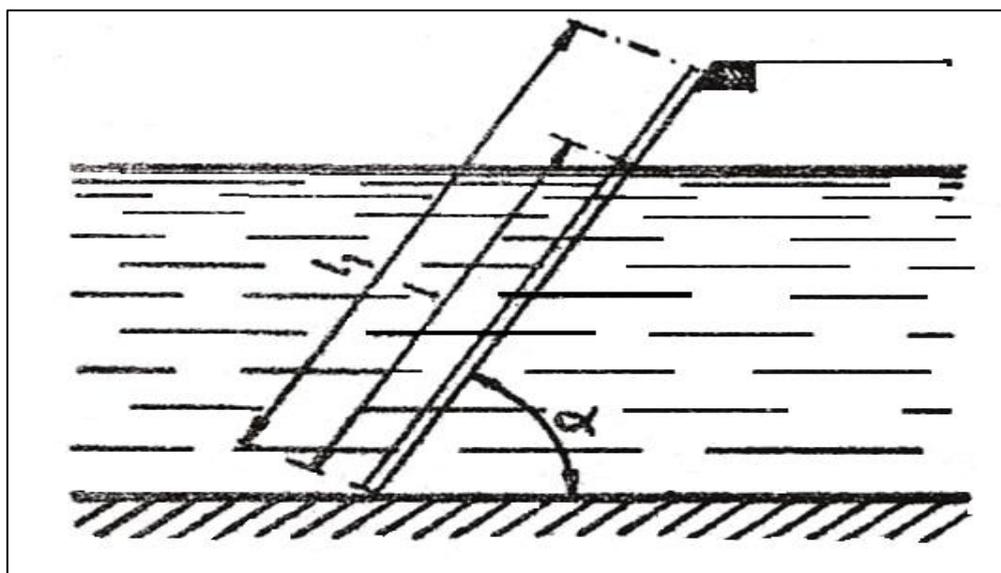


Fig. N° 5.19 Reja instalada con la inclinación correcta

5.19.2 Reguladores para la turbina Pelton

Avanza o retrocede en el orificio de salida de la tobera y reduce o aumenta la sección de paso, por lo cual, el caudal que impele la rueda en forma de chorro disminuye o crece.

5.19.3 Fenómeno de la cavitación

En las turbinas de acción, condición esencial para el buen funcionamiento es que en su pozo de descarga haya una buena ventilación, es preciso que el desnivel "a" entre al

extremo inferior de la rueda y el nivel máximo en la descarga supere un mínimo prudencial. Cuando más grande es este nivel ha tanto mejor será su funcionamiento.[25]

5.20 Cálculo mecánico del generador eléctrico

Se trata a un dimensionamiento de aproximación de un generador eléctrico, fundamentado en el concepto de energía o de inercia y el número de polos como parámetros determinantes de diseño.

Constante que representa la energía almacenada por KVA y que puede calcularse a partir del momento de inercia y la velocidad de la máquina.

El diseñador deberá conocer la capacidad máxima del generador a una determinada velocidad (514RPM).

Normalmente los fabricantes recomiendan 13.8 KV para generadores como máximo 250MVA.

Son estimados ya que el generador a utilizar es de 75 MVA y se encuentra en el rango.

Constante de energía H

Representada la energía almacenada en razón de la inercia del generador por KVA, es una medida de aceleración y desaceleración de la máquina y numéricamente es igual a la mitad del tiempo mecánico de arranque de la masa giratoria[26].

$$H = \frac{0.231 WR^2 N^2 10^{-9}}{MVA} \quad (\text{KW.s/KVA}) \quad (5.1)$$

Donde:

- H: Constante de energía (KW.s/KVA)
- WR^2 : Efecto volante (lb/ft²)
- MVA: Potencia nominal
- N: velocidad nominal del generador (RPM)

Para efectuar el análisis es aconsejable expresar K en parámetros más generales del generador, tales como:

$$H = 0.60 \frac{P}{f} \frac{P}{\xi (V_n)^2} \quad (5.2)$$

- ρ = Factor de densidad del rotor
- ξ = Coeficiente de la salida del generador
- p = Numero de polos del generador
- f = Frecuencia del generador (60 Hz)
- V_n = Velocidad del rotor (514 rpm)

Recuerde que γ_0 = es la relación de la sobrevelocidad

$$\gamma_0 = \frac{V_{\max}}{V_n} \rightarrow V_n = \frac{V_{\max}}{\gamma^0} \quad (5.3)$$

5.20.1 Factor de densidad del rotor (ρ)

Si los rotores se construyen como un disco sólido de acero tendrían un valor de $\rho = 1.0$.

Pero el rotor de un gran generador, consiste en láminas apiladas de material fabricado con base en hierro dulce, por lo tanto ρ tendrá valores menores que 1.0.

Para obtener resultados más precisos con el diseño de generadores, se debe construir varias curvas de H dividiendo los valores de ρ en función del número de polos (p) (figura N° 5.20) y la velocidad periférica del rotor (V_n) en función del número de polos (p) (figura N° 5.21) en nueve grillas y después remplazando los valores obtenidos en la ecuación (5.2)

$$H = 0.60 \frac{P}{f} \frac{p}{\xi(V_n)^2}$$

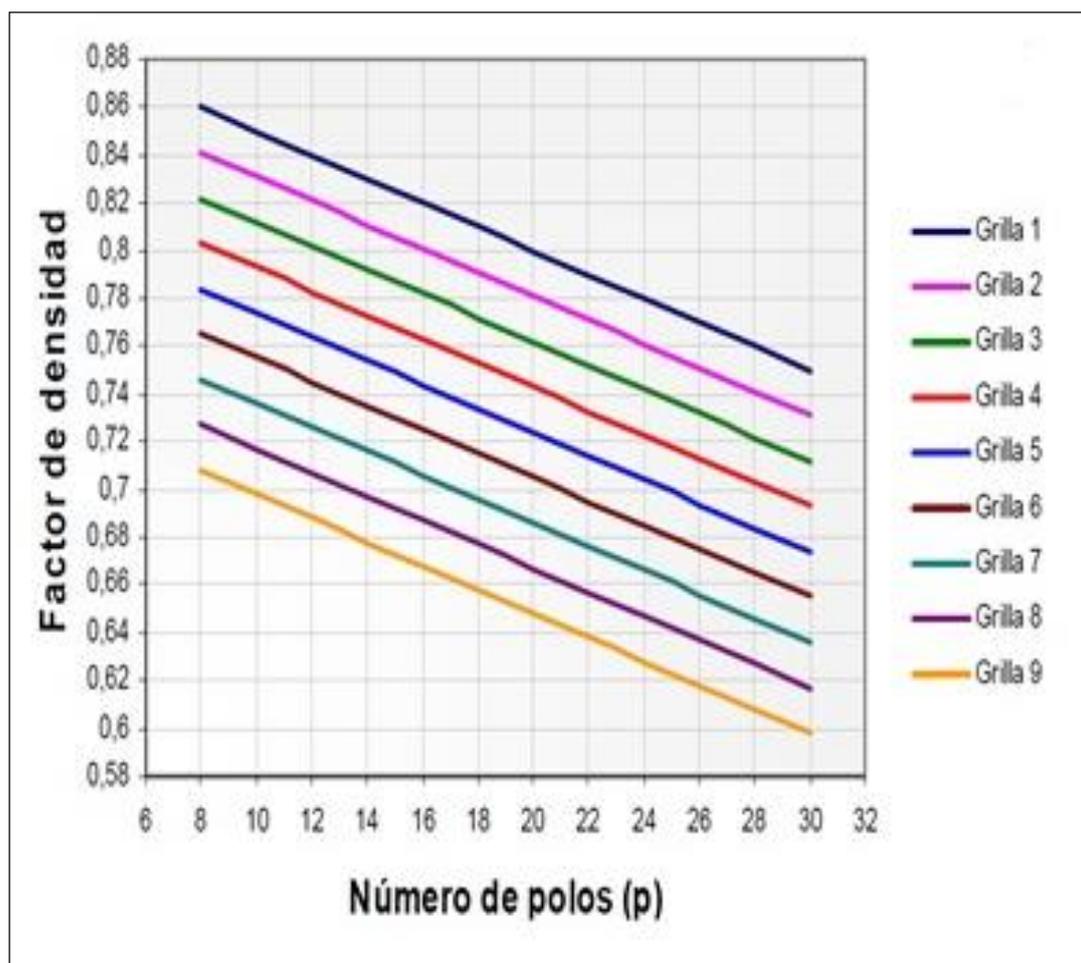


Figura N°5.20 Curvas de ρ en función de p

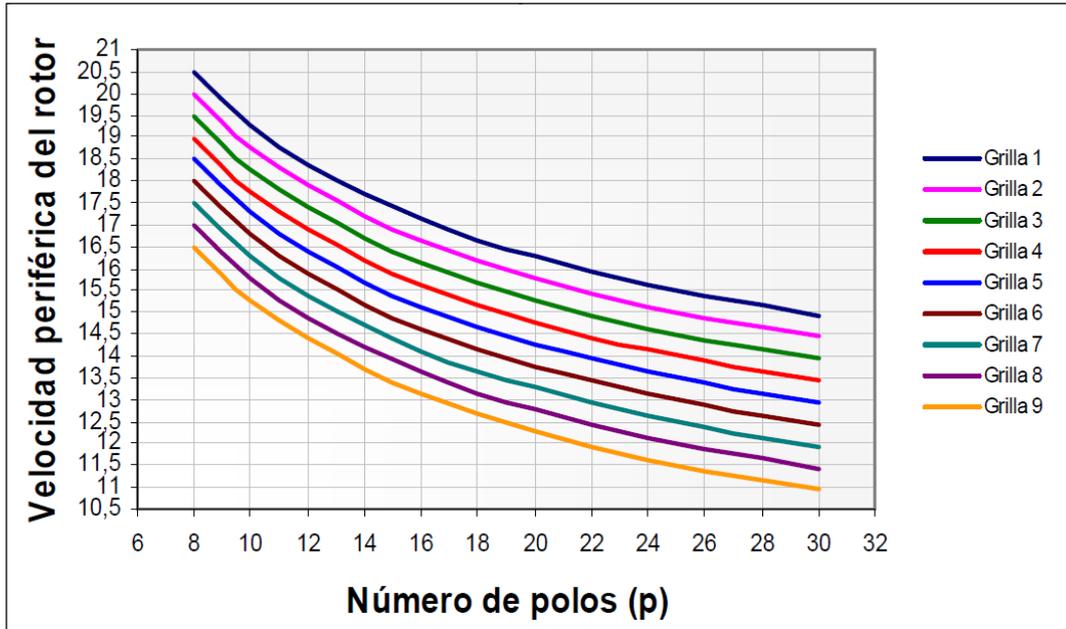


Figura N° 5.21 Curvas de Vn en función de (p)

$$\rho_1 = 0.9 - 0.0005p \quad (5.4)$$

$$\rho_2 = 0.881 - 0.0005p \quad (5.5)$$

$$\rho_3 = 0.862 - 0.0005p \quad (5.6)$$

$$\rho_4 = 0.844 - 0.0005p \quad (5.7)$$

$$\rho_5 = 0.825 - 0.0005p \quad (5.8)$$

$$\rho_6 = 0.806 - 0.0005p \quad (5.9)$$

$$\rho_7 = 0.787 - 0.0005p \quad (5.10)$$

$$\rho_8 = 0.769 - 0.0005p \quad (5.11)$$

$$\rho_9 = 0.750 - 0.0005p \quad (5.12)$$

De la misma manera para la velocidad del rotor (V_n)

$$V_{n1} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 9.0 \quad (5.13)$$

$$V_{n2} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 8.5 \quad (5.14)$$

$$V_{n3} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 8.0 \quad (5.15)$$

$$V_{n4} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 7.5 \quad (5.16)$$

$$V_{n5} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 7.0 \quad (5.17)$$

$$V_{n6} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 6.5 \quad (5.18)$$

$$V_{n7} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 6.0 \quad (5.19)$$

$$V_{n8} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 5.5 \quad (5.20)$$

$$V_{n9} = \frac{32.5}{\sqrt{p}} + 5.0 \quad (5.21)$$

Con los valores obtenidos para ρ (factor de densidad del rotor) y V_n (velocidad del rotor) se puede construir una familia de curvas de H en función del número de polos observados en la fig. N° 5.22, así mismo una vez se determina el valor de H , que cumpla restricciones ó cálculos para máquinas similares, se define la curva que cumple y luego se calcula el diámetro del estator del generador (D_g).

Evidentemente que los datos exactos para la ejecución de la obra los tendrá que diseñar el fabricante con más exactitud, siendo este trabajo un estimado de probabilidad en que se encuentran en ese rango de dimensiones, los generadores de gran potencia hasta como máximo 250 MVA. El principio de funcionamiento de un generador síncrono al igual que todos los generadores se basa en la ley de Faraday. Para crear tensión inducida en el circuito de armadura (estator), debemos crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo, esto lo lograremos alimentado el rotor con una batería o cualquier fuente de tensión continua, este campo magnético inducirá una tensión en el devanado de armadura por lo que tendremos una corriente alterna fluyendo a través de él. Al operar como generador, entonces es suministrada a la máquina por la aplicación de un torque y por la rotación del eje de la misma, una fuente de energía mecánica puede ser, por ejemplo, una turbina hidráulica, a gas o a vapor.

Una vez estando el generador conectado a la red eléctrica, su rotación es dictada por la frecuencia de la red, pues la frecuencia de la tensión trifásica depende directamente de la velocidad de la máquina.

Para que la máquina síncrona sea capaz de efectivamente convertir energía mecánica aplicada a su eje, es necesario que el enrollamiento de campo localizado en el rotor de la máquina sea alimentado por una fuente de tensión continua de forma que al girar el campo magnético generado por los polos del rotor tengan un movimiento relativo a los conductores de los enrollamientos del estator. Debido a ese movimiento relativo

entre el campo de los polos del rotor, la intensidad del campo magnético que atraviesa los arrollamientos del estator irá a variar el tiempo, y así tendremos por la ley de Faraday inducción de tensiones en los terminales del estator. Debido a distribución y disposición espacial del conjunto [26].

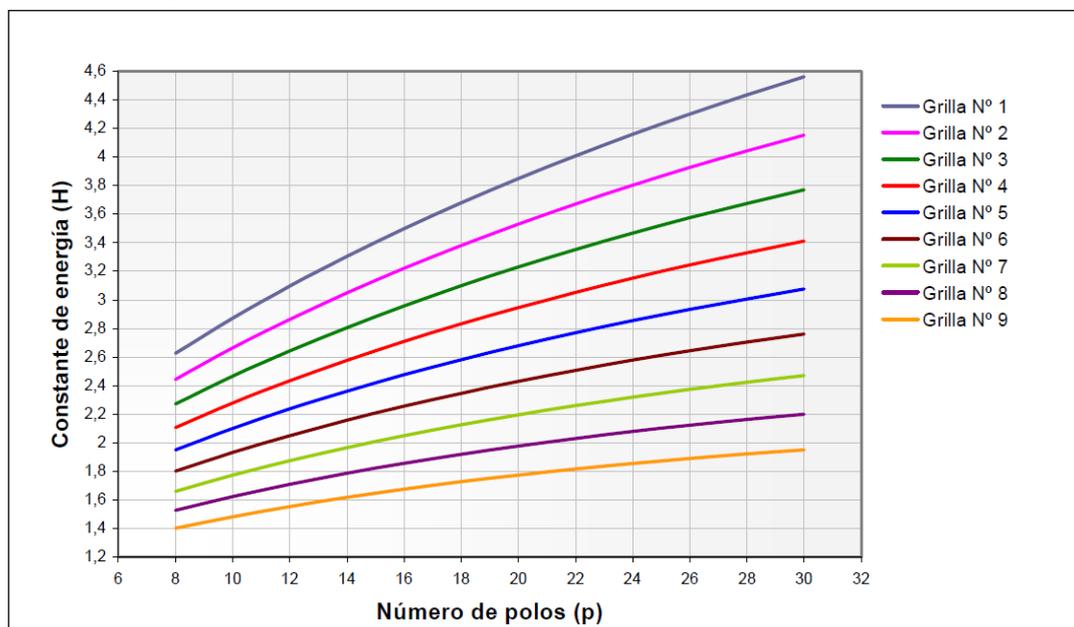


Fig. Nº 5.22 Curvas de Vn en función de (p)

5.20.2 Cálculo de dimensiones del estator

Calculo del diámetro del estator (D_g). Se puede hacer una determinación gráfica del diámetro del estator, construyendo una familia de curvas para D_g , reemplazando los 9 valores de V_n de las ecuaciones 5.13 al 5.21. Entonces con el número de polos y el valor de la grilla para lo cual cumple el valor H (constante de energía), se obtiene el valor del diámetro del estator [26].

$$\frac{\pi \cdot D_g}{12} \cdot \frac{7200}{p} = \left(\frac{32.5}{\sqrt{p}} + \frac{9}{5} \right) \times 10^3$$

$$D_g = \frac{p}{600 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{32.5}{\sqrt{p}} + \frac{9}{5} \right) \times 10^3 \text{ [Pulgadas]}$$

5.20.3 Cálculo de la longitud del núcleo (L_c)

Usamos la siguiente ecuación:

$$\xi = \frac{MVA \times 10^8}{D_g^2 \cdot L_c \cdot N}$$

Dado que se asume $\xi = 11$

Dg y Lc

$$L_c = \frac{1.2626.p.MVA.x10^3}{Dg^2} (\text{Pulg}) \quad (5.25)$$

Existen límites para Lc y se deberá cumplir

$$1.75 < \frac{L_c}{\Psi} < 4.0 \quad (5.26)$$

Donde él Ψ es el paso polar

- El límite superior: $12.57 \left(\frac{Dg}{p} \right)$ (5.27)

- El límite inferior: $5.5 \left(\frac{Dg}{p} \right)$ (5.28)

5.20.4 Otras dimensiones del generador

Diámetro externo del núcleo (Dc)

Se obtiene con la siguiente formula:

$$D_c = D_g + 44 \text{ (pulgadas)} \quad (5.29)$$

Diámetro de la carcasa (Df).

El diámetro de la carcasa del generador incluye el espacio ocupado por los radiadores o intercambiadores de calor.

$$D_f = D_g + 84 \text{ (Pulgadas)} \quad (5.30)$$

5.20.5 Diámetro del recinto del generador (Dp).

Diámetro que permitirá el desplazamiento cómodo de las personas sin interferir con cajas de control del generador que van adosadas al interior del recinto.

$$D_p = D_g + 164 \text{ (pulgadas)} \quad (5.31)$$

5.20.6 Procedimiento para el dimensionamiento preliminar.

- Determinar el número de polos p.
- De las curvas para H (constante de energía) vs p (número de polos del generador) a 60 Hz, mostradas en la figura 3, hallamos la grilla que cumpla las restricciones de H, (normalmente impuesta por especificaciones).
- Se obtiene Vn (velocidad del rotor) para la grilla del paso 2 y seguidamente se calcula el diámetro interno del estator (Dg).
- Calcular L_c (Longitud del núcleo) y Ψ (paso polar)
- Calcular límites superior e inferior de Lc (longitud del núcleo)
- Utilizar formulas académicas de gran utilidad, en hacer diseños de las dimensiones.
- Las formulas se aplican para realizar cálculos para generadores hasta 250 MVA.

Son formulas académicas de gran utilidad para hacer diseños de las dimensiones de las partes de los generadores eléctricos de gran potencia y que se permite hacer la investigación en el laboratorio de máquinas eléctricas y operarlo en vacío como en carga.

Las formulas se utilizan para poder hallar las dimensiones del generador hasta 250 MVA.

El número de polos está en función de la velocidad síncrono de la máquina, donde se considera la siguiente formula; $n_s = 120f/p$.

5.20.7 Altura total del generador (L).

La altura total de un generador desde la parte externa del lado más bajo hasta la parte superior está dada por.

$$L = L_c + 90 \text{ (pulgadas)} \quad (5.32)$$

Observamos en la figura N° 5.23 la manera de encontrar la altura total de un generador.

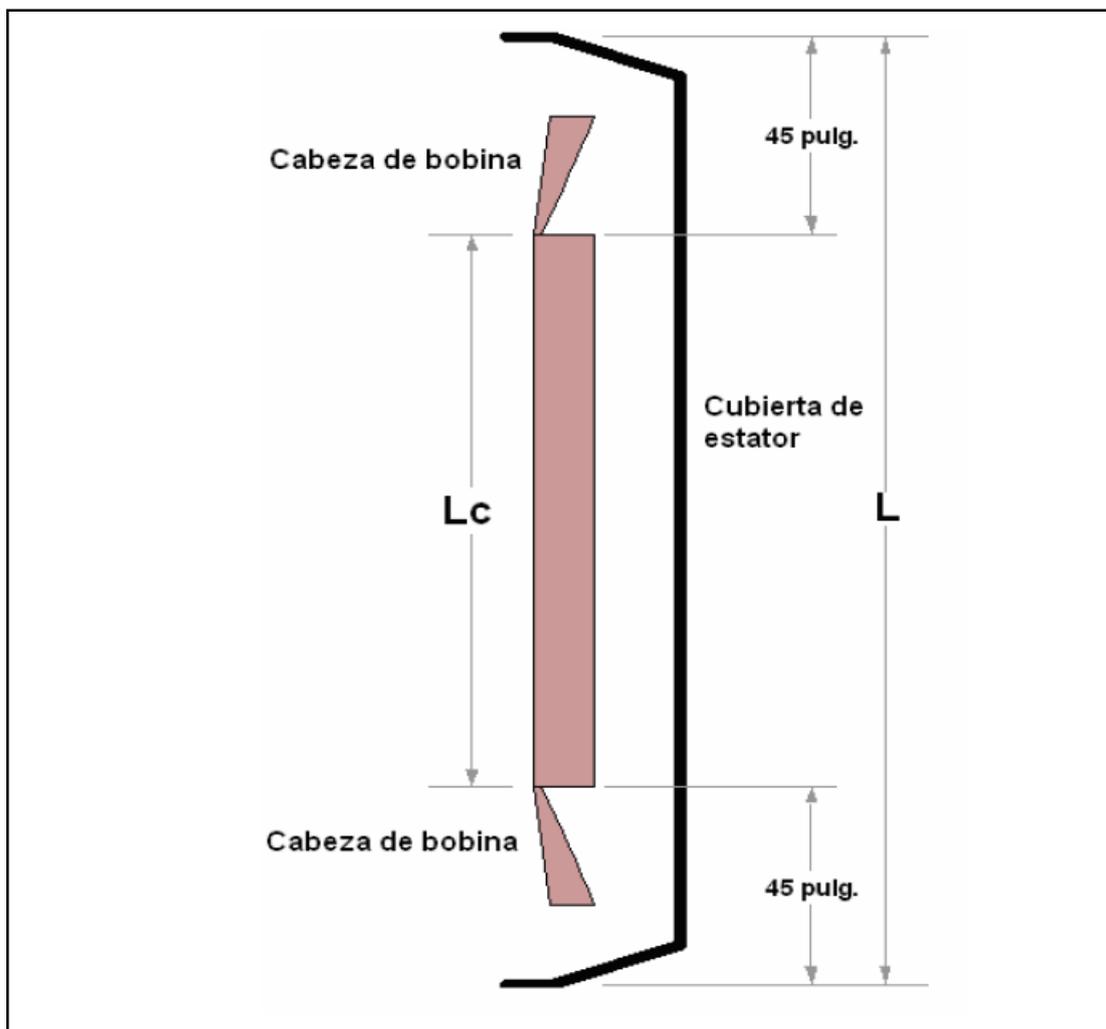


Figura N° 5.23 Altura de la total L del generador

1. **Cabeza de bobina.** Depende del paso polar Ψ y se obtiene mediante la ecuación

$$L_a = \frac{\psi \tan \theta}{2} \quad (5.33)$$

Donde θ está dado por:

$$\text{Sen } \theta = \frac{x}{ps} \quad (5.34)$$

x : Ancho de la barra aislada más el espacio de aire $x = 1.35$ pulgadas constituye un valor típico.

ps : Valor medio, que es igual a 2.875 pulgadas.

$$L_a = \frac{\psi}{4} \quad (5.35)$$

Observamos en la figura N° 5.24 la manera de encontrar la altura de la cabeza de la bobina.

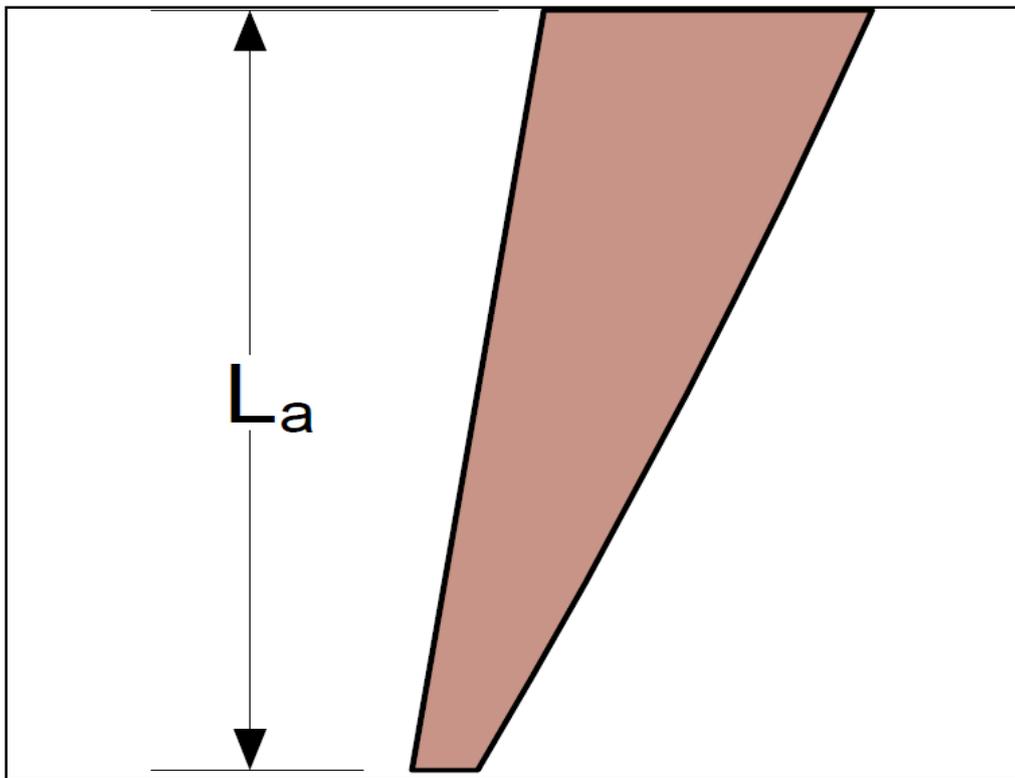


Figura N° 5.24 altura de la cabeza de la bobina (L_a)

5.20.8 Dimensiones del rotor

Longitud radial del entrehierro

Si no se conocen los valores especificados para las reactancias X_d , reactancia sincrónica X_1 , reactancia de dispersión de armadura, para un $\cos \theta$ de 0.8 puede asumirse los siguientes valores para un análisis preliminar:

- $X_d = 1$

- $X1 = 0.15pu$

El valor de la reacción de la armadura M_a puede calcularse así:

$$M_a = \frac{2.12 \cdot I_{ph} \cdot T_{ph} \cdot K_a}{p \cdot K_1 \cdot K_2} \text{ (Amp-Vuelta/polo)} \quad (5.36)$$

Donde:

- I_{ph} : Corriente de fase
- T_{ph} : Vueltas efectivas por fase del arrollamiento del estator.
- K_a : Factor de amplitud = 1.05
- p : Números de polos
- K_1 y K_2 : Factores para el cálculo de flujo de dispersión entre polos.
- K_1 : Se denomina factor de paso. Tiene que ver con la reducción de la f.e.m.debida al desplazamiento entre las capas superior e inferior de los bobinados
- K_2 : Se denomina el factor de dispersión y se puede calcular para cualquier armónico.
- Para los cálculos se puede asumir $K_1 \cdot K_2 = 1.1$
- Para calcular T_{ph} se debe determinar el flujo por polo ϕ (Wb)

$$B_m = \frac{\phi 10^2}{\Psi L_c} \quad (5.37)$$

Donde:

- Φ : Flujo por polo
- L_c : Longitud de núcleo
- B_m : Densidad media del flujo en el entrehierro (Wb/m²)
- Ψ : Paso polar
- Se puede asumir que $B_m = 0.65$ Wb/m² valor equivalente a 42 000 Linesas/pulgadas²
- Se determina Φ como:

$$\phi = \frac{0.65 \cdot \Psi \cdot L_c}{10^2} \quad (5.38)$$

También se conoce la siguiente relación de flujo por polo

$$\phi = \frac{k_1 \cdot k_2 \cdot V_{ph}}{4.44 \cdot f \cdot T_{ph}} \quad (5.39)$$

Con esta última fórmula es posible hallar T_{ph} , con $K_1 \cdot K_2 = 1.1$
Se puede calcular los amperios-vueltas del entrehierro (del circuito abierto) con la siguiente fórmula:

$$M_g = \frac{M_a}{X_d - X_1} \quad (5.40)$$

$X_d - X_1 = X_{ad}$ (Reactancia de reacción de armadura)

Remplazando los valores X_d y X_1 obtiene:

$$M_g = 0.796 \cdot g_e \cdot B_g \cdot 10^4 \quad (5.41)$$

Donde, B_g : Flujo en el entrehierro total.

Para un $B_m = 0,65$ Wb/m² y considerando a g_e como:

$$g_e = \frac{1.26 \cdot M_g}{B_g \cdot 10^4} \text{ (cm)} \quad (5.42)$$

Donde:

g_e =entrehierro efectivo sobre el arco polar.

Se obtiene a “ g_e ” en función de M_g como sigue:

$$g_e = 1.47 \cdot 10^{-4} \cdot M_g \quad (5.43)$$

Altura del polo. La altura del polo (h_p) depende del paso polar (Ψ) y del factor de altura del polo (K_h).

$$h_p = K_h \cdot \Psi \text{ [cm]} \quad (5.44)$$

5.21 Cálculo aplicativo al generador de la central hidroeléctrica

Se necesita hacer un cálculo de dimensionamiento preliminar del generador para la central hidroeléctrica del proyecto de Sheque.

1. Potencia : 75 000 KVA
2. Factor de potencia: 0.8
3. Trifasico:13 800 voltios
4. Corriente: 3137.7 amperios
5. Frecuencia: 60Hz
6. Velocidad: 514 RPM (N)

Determinar las principales dimensiones del estator y del rotor. Además hallar la longitud radial del entrehierro (g_e) y la altura del polo.

Se deberá hallar el paso polar Ψ como la longitud de la circunferencia del estator dividida por el número de polos[26]:

Procedimiento:

1. Determinamos (número de polos)

$$N = \frac{120f}{p}, \quad p = \frac{7200}{514} \rightarrow p = 14 \text{ polos}$$

2. De las curvas para 60Hz de la figura 3 con $p = 14$ determinaremos los valores máximos y mínimos de H.

Por criterio calculamos el valor de H (constante de energía) con las características propias de las especificaciones técnicas de la máquina., utilizamos la ecuación 5.1

$$H = \frac{0.231WR^2N^210^{-9}}{MVA} \text{ (KW.s/KVA)} \quad (\text{Ec.5.1})$$

Pero se requiere encontrar el momento de inercia, WR^2 en lb.pulgadas² y para ello se utilizara la ecuación siguiente:

$$WR^2 = 379\,000 \cdot \left(\frac{KVA}{N^{1.5}}\right)^{1.25} \quad (5.45)$$

Remplazando obtenemos:

$$WR^2 = 3'885\,163.091, \text{ luego remplazamos a la ecuación 5.1.}$$

$H = 3.2$ (KW-s/KVA), el valor de H será próximo al valor máximo obtenido de las curvas, se puede calcular el D_g (diámetro del estator del generador)

$$D_g = \frac{p}{600 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{32.5}{\sqrt{p}} + \frac{9}{5} \right) \times 10^3 \text{ [Pulgadas]} \quad (\text{Ec.5.23})$$

Utilizamos el valor máximo

$$D_g = \frac{p}{600 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{32.5}{\sqrt{p}} + \frac{9}{5} \right) \times 10^3 \text{ [Pulgadas]} \rightarrow D_g = 131.357 \text{ Pulgadas}, \quad D_g = 3.34$$

metros

3. **Calculamos ahora L_c (longitud del núcleo) y Ψ (paso polar)**

Utilizamos la ecuación $\xi = \frac{MVA \cdot 10^8}{L_c \cdot N D g^2}$ (Ec.5.24)

Remplazando $\xi = 11$ (criterio)

MVA: 75 000KVA, N = 514 RPM , Dg = 131.57 pulgadas obtenemos despejando Lc= 76.877 pulgadas, que equivale a; Lc = 2 metros.

Calculamos el paso polar (Ψ), $\rightarrow \Psi = \frac{\pi x Dg}{p} = \frac{\pi \cdot 3.34}{14}$, $\Psi = 0.749$ metros, $\Psi = 74.9$ cm
 $\frac{Lc}{\Psi} = \frac{2}{0.749} = 2.67$ valor que cumple la restricción y se encuentra ligeramente por debajo del límite superior, y debe cumplir la ecuación 5.26

$$(1.75 < \frac{Lc}{\Psi} < 4.0) \quad (\text{Ec.5.26})$$

5.21.1 Cálculo de la altura total del generador (L)

La altura total de un generador desde la parte externa del lado más bajo hasta la parte superior está dada por:

$$L = Lc + 90 \text{ (pulgadas)} \quad (5.46)$$

$$L = 76.876 + 90 \rightarrow L = 166.876 \text{ pulgadas equivalente a } L = 4.23 \text{ metros}$$

5.21.2 Cálculo de la cabeza de la bobina (La)

Depende del paso polar (Ψ) y se obtiene mediante la ecuación.

$$La = \frac{\Psi \cdot \tan \theta}{2} \quad (5.47)$$

Donde θ está dado por:

$$\text{Sen} \theta = \frac{x}{Ps} \quad (5.48)$$

- X: Ancho de la barra aislada más el espacio de aire, $x = 1.35$ (pulgadas), constituye un valor típico.
- Ps: Valor medio, que es igual a 2.875 pulgadas.

$$La = \frac{\Psi}{4} \quad (5.49)$$

$$La = \frac{0.749}{4}, \text{ obtenemos } La = 0.18725 \text{ metros.}$$

Donde se puede observar que los valores aproximados son casi exactos a los reales.

5.21.3 Cálculo del diámetro externo del núcleo (Dc):

Se obtiene con la siguiente formula

$$Dm = Dg + 44 \text{ (pulgadas) de la} \quad (\text{Ec.5.29})$$

$$\mathbf{Dc = 131.3576 + 44}$$

$$Dc = 175.3576 \text{ pulgadas, equivale } Dc = 4.5 \text{ metros}$$

5.21.4 Cálculo del diámetro de la carcasa (Df)

$$D_f = D_g + 84 \text{ (pulgadas)} \quad (\text{Ec.5.30})$$

$$D_f = 131.3576 + 84 \text{ pulgadas} \rightarrow D_f = 215.3576 \text{ pulgadas}$$

$$D_f = 5.5 \text{ metros}$$

5.21.5 Cálculo del diámetro del recinto del generador (Dp)

Diámetro que permitirá el desplazamiento cómodo de las personas sin interferir con cajas de control del generador que vana adosadas al interior delo recinto.

$$D_p = D_g + 164 \text{ (pulgadas)} \text{ de la} \quad (\text{Ec.5.31}).$$

$$D_p = 131.3576 + 164, \quad D_p = 295.3576 \text{ pulgadas, que equivale en metros,}$$

$$D_p = 7.5 \text{ metros.}$$

5.21.6 Calculo de las dimensiones del rotor.

X_d : Reactancia sincrónica y X_1 : Reactancia de dispersión de armadura para un $\cos \phi$ de 0.8, se puede asumir los siguientes valores para un análisis preliminar $X_d = 1.0$ y $X_1 = 0.15$ pu.

Hallamos el cálculo de las reactancias:

$$X_{ad} = X_d - X_1 \rightarrow X_{ad} = 1.0 - 0.15$$

$$\text{Usamos la ecuación: } B_m = \frac{\phi \cdot 10^2}{\Psi \cdot L_c} \quad (\text{Ec.5.37})$$

$$\text{Despejamos } \phi \rightarrow \phi = \frac{B_m \cdot \Psi \cdot L_c}{10^2}, \text{ donde}$$

ϕ : Flujo por polo, inicialmente se pude asumir que $B_m = 0.65$ Wb/m², $\Psi = 0.749$ m, $L_c = 2$ metros, reemplazando entonces $\phi = 9.8 \times 10^{-3}$ Wb = 0.0098 Wb, de la ecuación:

$$\phi = \frac{k_1 \cdot k_2 \cdot V_{ph}}{4.44 \cdot f \cdot T_{ph}} \text{ de la} \quad (\text{Ec.5.39})$$

Despejamos:

$$T_{ph} = \frac{k_1 \cdot k_2 \cdot V_{ph}}{4.44 \cdot f \cdot \phi} = \frac{1.1 \times 13.8}{4.44 \times 60 \times 0.0098}$$

$$T_{ph} = 5.814, \text{ entonces se hace } T_{ph} = 6$$

Las dimensiones del rotor aplicando este método, trata de explicar que se necesita datos preliminares, para poder tener una memoria previa a los estudios detallados y después fabricados por el fabricante con los datos más reales.

5.21.7 Cálculo del valor de la reacción de la armadura (Ma).

Utilizamos la ecuación:

$$M_a = \frac{2 \cdot 12 \cdot I_{ph} \cdot T_{ph} \cdot K_a}{p \cdot K_1 \cdot K_2} \text{ (Amp-Vuelta/polo) de la (Ec.5.36)}$$

- I_{ph} : 3137.7 Amperios (corriente de fase)
- T_{ph} : 6 (Vueltas efectivas por fase del arrollamiento del estator)
- K_a : 1.05 (factor de amplitud) y P : 14 (números de polos)

- K1.K2: 1.1 Factores para el cálculo del flujo de dispersión entre polos.
- Reemplazamos y obtenemos $M_a = 2\,721.3$ (Amperios-vuelta/polo)
- La armadura es el inducido del generador, quiere decir los arrollamientos del estator.
- La velocidad del generador equivale: $n = 120f/p$ (f: frecuencia, p : número de polos).
- La velocidad del generador tiene la fórmula donde sus elementos son la frecuencia a 60 Hz y p que representa el número de polos.

5.21.8 Cálculo de los amperios-vuelta del entrehierro

Utilizamos la ecuación: $\left(M_g = \frac{M_a}{X_d - X_l} \right)$, de la (Ec.5.4)

Reemplazando los valores.

$$M_g = \frac{2721.3}{1.0 - 0.15} \rightarrow M_g = 3\,201.5 \text{ Amperios-vuelta}$$

5.21.9 Cálculo del entrehierro efectivo sobre el arco polar

Utilizamos la ecuación $g_e = \frac{1.26 M_g}{B_g \cdot 10^4}$ (cm) de la (Ec.5.42)

$$M_g = 2\,721.3 \text{ Amperios vueltas}$$

$$B_g = 0.65 \text{ Wb/m}^2$$

$$\text{Reemplazamos en la ecuación } g_e = \frac{1.26 M_g}{B_g \cdot 10^4}, \quad g_e = \frac{1.26 \times 2\,721.3}{0.65 \times 10^4} \rightarrow g_e = 0.4 \text{ cm}$$

5.22 Cálculos Eléctricos

5.22.1 Cortocircuitos, efectos dinámicos y térmicos

Todas las máquinas y aparatos de una instalación eléctrica de alternadores, transformadores, motores, interruptores y barras colectoras, están dimensionados para soportar una intensidad de corriente bien determinada sin que los esfuerzos electrodinámicos deformen sus elementos y sin que la temperatura sobrepase un determinado valor de régimen, para el cual el aislamiento no puede sufrir daño alguno.

Esto quiere decir que existe una corriente de diseño para calcular corriente de corto circuito.

A partir de los fenómenos de transferencia de calor (conducción, convección y radiación) se determina una ecuación de transferencia de energía por el tiempo.

Tomando en cuenta que existen variables que cambia con la temperatura[27].

5.2.2.2 Corriente de cortocircuito

Cuando la corriente de los conductores sobrepasa el valor indicado, se dice que existe, una sobre intensidad también una corriente de sobre carga originando un cortocircuito.

Los alternadores funcionan normalmente sobre un circuito cuya impedancia es tal que permite el paso de la corriente para la cual la máquina ha sido diseñada. Reduciendo gradualmente la impedancia del circuito por debajo de lo indicado para cortocircuitar la máquina, la corriente aumentará poco a poco hasta alcanzar una intensidad de 1.1 a 2.5 veces la inicial. Este valor llamado, corriente permanente de cortocircuito, depende del tipo del alternador y se caracteriza por su impedancia sincrónica Z_s o también despreciando la impedancia óhmica, que es muy pequeña respecto a la inductiva, de su reactancia sincrónica X_s . Llamando I_{cp} la corriente de cortocircuito permanente y E la f.e.m. de una fase de la máquina, se tiene [27]:

$$I_{cp} = \frac{E}{X_s}$$

Para máquinas trifásicas, siendo V la tensión compuesta:

$$I_{cp} = \frac{V}{X_s \cdot \sqrt{3}} \quad (\text{Centrales eléctricas II.pag.164.Ing.Castelfranchi.})$$

En las instalaciones eléctricas el corto circuito se produce bruscamente, por avería en la línea o por otras causas.

En tal caso la reacción del inducido no es tan rápido que pueda disminuir el flujo magnético concatenado con el circuito de excitación de la máquina y la corriente adquiere un valor transitorio o inicial $I_{ci} = \frac{E}{X_i}$, siendo X_i la reactancia efectiva interna, llamada de dispersión de la máquina y que determina la corriente inicial de cortocircuito. Para la máquina trifásica este valor es:

$$I_{ci} = \frac{V}{\sqrt{3}X_i} \quad (1)$$

La suma de esta reactancia X_i y de la reactancia debido a la reacción del inducido X_r es precisamente la reactancia sincrónica anteriormente indicada.

Mientras que la relación entre la corriente permanente de cortocircuito I_{cp} y la nominal "I" varía, como se ha iniciado, entre 1.1 y 2.5, la relación entre la corriente de cortocircuito inicial I_{ci} y I puede llegar a valores entre 7 y 10.

Al producirse el cortocircuito, la marcha de la corriente en los primeros instantes es distinta, según que se establezca en un momento de tensión nula o cuando pasa por su máximo .

Debido a que una avería el circuito es sólo, prácticamente, inductivo por estar formado, casi exclusivamente, por la inductancia de los generadores y transformadores, la corriente está desfasada 90° con respecto a la tensión.

Si ésta es el instante de la avería tuviera su valor máximo, la corriente de cortocircuito tendría simultáneamente el valor cero, quiere decir, por consiguiente, la marcha de la corriente sería simétrica con respecto al eje de abscisas, como se representa en la fig. N° 5.25.

Si la tensión fuera nula, la corriente en el mismo instante llegaría a su valor máximo, pero teniendo que partir de cero, alcanza rápidamente por "inercia" una intensidad doble de aquella máxima y oscila no sobre la línea cero de abscisas como precedentemente, sino sobre una línea decreciente que, partiendo del valor máximo de la corriente, tiende a la línea de abscisas, según una ley exponencial más o menos acentuada. A la componente alterna se sobrepone una componente continua transitoria.

Una centésima de segundo después de haber iniciado el cortocircuito en correspondencia al punto 1, de la fig. N° 5.25, la corriente instantánea tiene un valor aproximado de 2.5 veces mayor que la corriente eficaz (un poco menos de $2\sqrt{2}$) y en correspondencia a tal instante los esfuerzos electrodinámicos alcanzan valores máximos. La corriente de corto circuito, con sus valores exactos permite, ser útil cuando en la carga existe un sobre corriente, donde de inmediato se abre el interruptor de potencia.

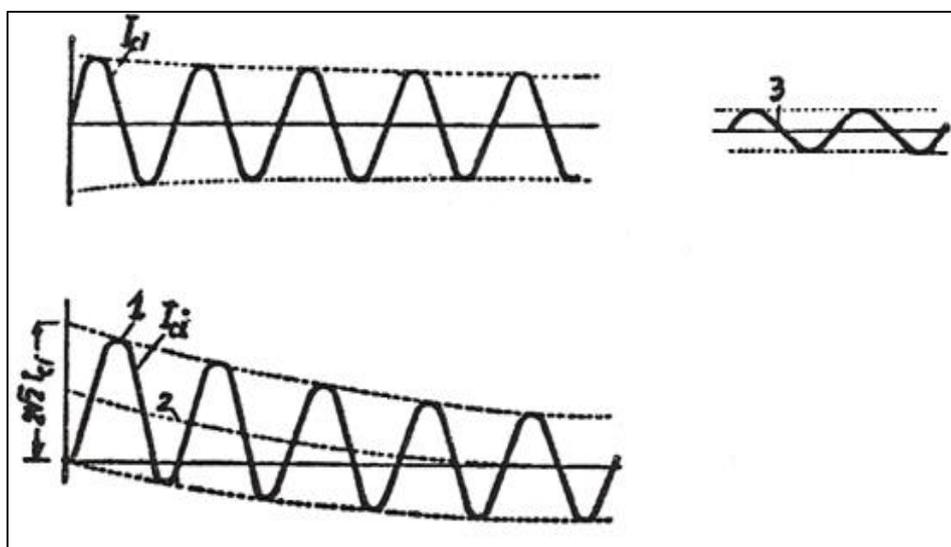


Fig. N°5.25 Corriente inicial de cortocircuito I_{ct} , en función del tiempo: a) simétrica) asimétrica; 1, valor máximo de la corriente de cortocircuito; 2, componente continua transitoria; 3, corriente permanente de cortocircuito.

En una línea trifásica es evidente que habrá siempre una o más fases que representarán una componente continua debido al desfase existente entre las fases; aunque una sea totalmente simétrica, las otras dos tendrán una asimetría transitoria.

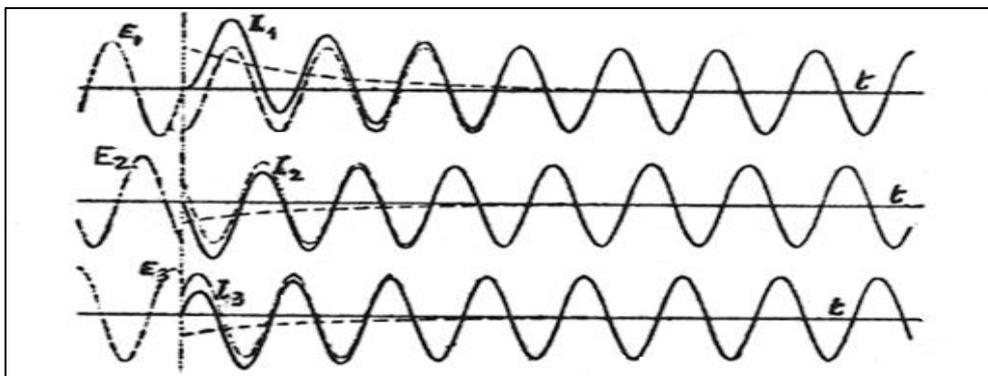


Fig. N°5.26 Tres corrientes de un sistema trifásico en régimen transitorio

Un cálculo aproximado de la corriente de cortocircuito puede ser efectuado del siguiente modo:

X_i : Reactancia interna de dispersión que determina la corriente de corto circuito inicial I_{ci}

- N : Potencia en MVA de un generador
- P_{cc} : Potencia inicial de cortocircuito
- V : Tensión nominal en KV
- I : Corriente nominal
- $p = \frac{I_{ci}}{I}$ La relación entre la corriente de corto inicial de cortocircuito y la corriente nominal.
- \mathcal{E} : Tensión porcentual de cortocircuito o lo que es equivalente, la caída de tensión porcentual producida por la corriente nominal, referida a la tensión nominal.

Existe por consiguiente, la relación:

$$P = 100 / \mathcal{E} \quad (2)$$

Ordinariamente, un generador, además de la potencia expresada en MVA, se indica también el valor de \mathcal{E} .

En estas condiciones y por la fórmula (1) la reactancia será:

$$X_i = \frac{V}{\sqrt{3}I_{ci}} = \frac{V}{\sqrt{3}.P.I}$$

Por otra parte, siendo $\sqrt{3}.V.I = N$, tendremos:

$$X_i = \frac{V^2}{P.N}$$

Y también por la ecuación (2)

$$X_i = \frac{\varepsilon V^2}{100.N} \quad (3)$$

V , N y ξ , y la incógnita X_i (en Ohmios), la fórmula vale también para los transformadores. Conociendo, se deduce la corriente I_{ci} de corto circuito en KA de la ecuación (1).

$$I_{ci} = \frac{V}{\sqrt{3}.xI} \quad \text{y} \quad \text{la potencia por:} \quad N_{cc} = \sqrt{3}.V.I_{cc} = \frac{V^2}{X_i}$$

Por simplicidad, que la asimetría máxima de la corriente transitoria de corto circuito (valor teórico $I_s = 2\sqrt{2}.I_{ci}$, valor práctico es $I_s = 1.8, I_{ci} = 2.55I_{ci}$, por el hecho de que de circuito es prácticamente inductivo por el defecto producido por un cortocircuito en los bornes del generador.

Las fórmulas también son validas para aplicarlads a los transformadores de potencia.

Hacemos notar sin embargo que en presencia de una resistencia óhmica aún pequeña, los valores máximos teóricos y prácticos no pueden ser alcanzados Llamando α "variable en la práctica con un valor en el intervalo de $1 \leq \alpha \leq 1.8$, [27].

5.22.3 Capacidad del interruptor

La potencia de ruptura de un interruptor por definición está dada por el producto de la corriente (valor eficaz) en el momento de la separación de los contactos y de la tensión de retorno multiplicado por $\sqrt{3}$ si es trifásica.

Especialmente para interruptores largamente temporizados y con circuito cuyo transitorio disminuye rápidamente las solicitaciones son inferiores al valor máximo teórico.

Llamando I_{ca} la corriente de apertura y " β " un factor de reducción (inferior a 1.0) tendremos:

$$I_{ca} = \beta.I_{ci}$$

Donde β depende de la relación I_{ci}/I_n entre la corriente de corto circuito inicial y la corriente nominal del circuito.

En la figura N° 5.27 indicamos la variaciones de β para dos tiempos de ajustes del interruptor, con retardo de 0.1 (segundos) (instantáneos) o con retardos mayores de 0.25 segundos.

Existe un procedimiento indicado para el cálculo de la impedancia (o reactancia) de corto circuito y por consecuencia de la potencia de cortocircuito de los alternadores vale también para los transformadores.

En el caso de las líneas los datos son muy variables porque dependen mucho de la disposición de los conductores, de la sección del material de los mismos.

Formulas apropiadas que se encuentran en todos los manuales permiten determinar la impedancia por fase y por kilómetro de la línea, lo mismo si se trata de cables.

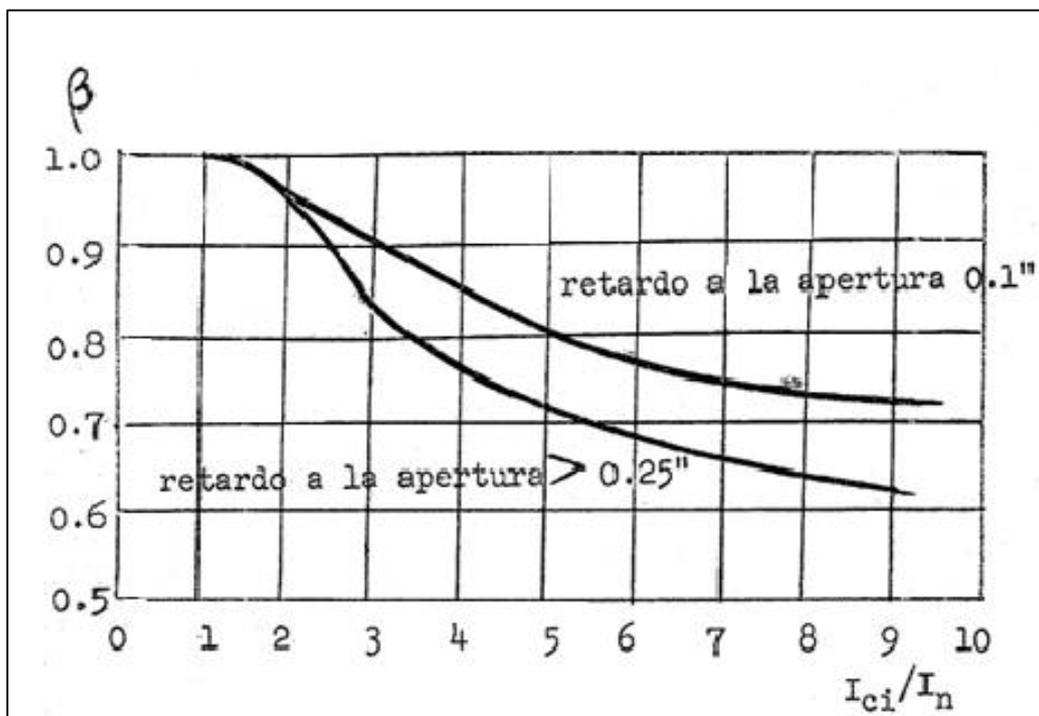


Fig. Nº 5.27 Coeficiente de β para determinar la capacidad de rotura (interruptor)

La fuente de la fig. Nº5.27 se encuentra en: Centrales eléctricas II.Pag.198. Ing. Castelfranchi.UNI.

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito hay que reemplazar las impedancias entre los generadores y el lugar de corto circuito (cc) con una impedancia equivalente a la cual se llega utilizando las reglas de la composición de las resistencias (o impedancias)

- Impedancias en serie. $Z = Z1 + Z2 + Z3$
- Impedancia en paralelo.

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{Z1} + \frac{1}{Z2} + \frac{1}{Z3}$$

- Transformación. De un sistema agrupado en Δ (triángulo) en un sistema agrupado en estrella

Grupo generador-transformador de igual potencia.

$$V_n: 13,8KV \quad Z_c = \frac{\epsilon' \cdot V_n^2}{100 \cdot N_g}$$

$$NT1 = NG1$$

$\varepsilon T = 20\%$ donde $\varepsilon' = \varepsilon g + \varepsilon T$

$\varepsilon g = 10\%$

Caso serie generador –transformador de potencia diversa.

$$Z_c = \frac{\varepsilon' \cdot V_n^2}{100 \cdot N_g} \quad \text{Donde } \varepsilon' = \varepsilon g + \varepsilon T \cdot \frac{N_g}{N_t}$$

Si se halla la corriente de corto circuito para una tensión V_i se podrá referirla a la tensión V_2 multiplicándola simplemente para la relación V_1/V_2 . Análogamente si se ha encontrado una impedancia para la tensión V_1 se podrá referirla a la tensión V_2

Multiplicando por la relación: $\frac{V_1^2}{V_2^2}$

Con la finalidad de poder determinar el poder de ruptura de los interruptores y la corriente máxima admisible en los seccionadores y reductores de corriente conectados a las barras 220KV (subestación Sheque) con la subestación Santa Rosa (220KV) y a una barra de 10KV para clientes libres, se explica un ejemplo y observamos la Fig. N°5.28

NG1 = 75 MVA

- NT1 = 75 MVA
- G1 = 20%
- $\varepsilon T1 = 10\%$
- NG2 = 75 MVA
- NT2 = 75 MVA
- G2 = 12%
- $\varepsilon T2 = 8\%$
- RL1=0.3 Ω
- XL1=j 0.35
- D1 = 90KM
- RL2 =0.35 Ω
- XL2= j 0.40
- D2 = 90 KM
- NT3 = 10 MVA
- $\varepsilon T3 = 8\%$
- NG3 = 30 MVA
- $\varepsilon G3 = 12\%$
- E₂=12 %

La importancia de los transformadores, se debe a que, gracias a ellos, ha sido posible el desarrollo de la industria eléctrica.

Su utilización hizo posible la realización práctica y económica del transporte de energía eléctrica a grandes distancias. Para lograr transformar la electricidad que le llega al devanado de entrada en magnetismo, para volver a transformarla en electricidad, en las condiciones deseadas, en el devanado secundario.

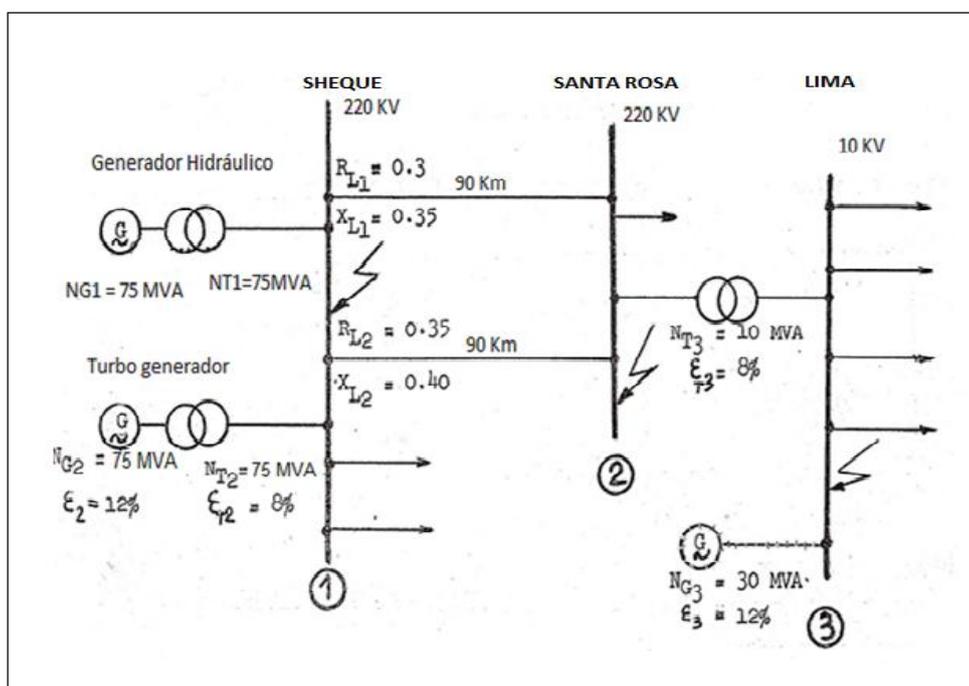


Fig. Nº 5.28 Datos característicos de una red para la determinación de las potencias de corto circuito.

Un ejemplo aplicativo a la teoría explicada de las capacidades de los interruptores

- $Z_{L1} (220) = 41.5 \Omega$
- $Z_{L1} (10) = 0.0857 \Omega$
- $Z_{L2} (220) = 47.83 \Omega$
- $Z_{L2} (10) = 0.0988 \Omega$
- $Z_{T3} (220) = 387.2 \Omega$
- $Z_{T3} (10) = 0.8 \Omega$

a. **Corto circuito en la barra I. Vn: 220KV.**

La corriente de cortocircuito estará limitada únicamente por:

$$Z (G1+T1)_{220} \text{ y } Z (G2+T2)_{220}$$

$$\text{Tenemos: } Z_s = 193.6 \times 129.06 / 193.6 + 129.06$$

$$Z_s = 77.43 \Omega$$

$$I_{ci}(1) = \frac{220\ 000}{\sqrt{3} \times 77.43}$$

Entonces $I_{ci}(1) = 1640\text{Amp}$

Hallamos $I_s(1)$: corriente transitorio de cortocircuito.

$$I_s(1) = 1.8\sqrt{2} \cdot I_{ci} \text{ entonces } (1) = 4\ 174.8 \text{ Amp.} = 4.174 \text{ KA}$$

$$N_{cc}(1) = \sqrt{3} V_n \cdot I_{ci}$$

$$N_{cc}(1) = 625 \text{ MVA}$$

Los interruptores de la figura N° 5.28 deberán de tener un poder de ruptura igual a 625 MVA, los seccionadores y reductores de corriente de barra 1, tendrán que ser garantizadas para una corriente dinámica mayor de 4174.8 amperios. Las barras 1 con sus aisladores tendrán que ser diseñados considerando la corriente dinámica encontrada[27].

b. Cortocircuito de la barra 2. ($V_n = 220\text{KV}$)

Las impedancias ya consideradas, habrá que agregar las líneas de transmisión, obteniéndose los resultados siguientes:

$$Z_s = 77.43 + \frac{41.5 \times 47.83}{41.5 + 47.83}$$

$$Z_s = 99.65 \ \Omega$$

$$I_{ci}(2) = \frac{220\ 000}{\sqrt{3} \cdot 99.65}$$

- $I_{ci}(2) = 1\ 274.6$ amperios
- $I_s(2) = 2.55 \times 1.27 \text{ KA}$
- $I_s(2) = 2.55 \times 1.27$
- $I_s(2) = 3.24 \text{ KA}$
- $N_{cc}(2) = \sqrt{3} \times 220 \times 1.2746$
- $N_{cc}(2) = 485,68 \text{ MVA}$

Conclusión: Se ha considerado hasta la barra 1 y 2 y así poder entender la importancia de la capacidad de los interruptores para poder desconectar cuando existe un cortocircuito., donde para la fig. N°5.28 debe tener un poder de ruptura de 625 MVA en la barra 1 y. para la barra 2 tendrá un poder de ruptura de 486 MVA., considerando la importancia de los efectos dinámicos y térmicos y corrientes de cortocircuitos.

Siendo este corto circuito por algunos factores como, calentamiento, aislamiento, o sobrecargas que permite interrumpir la corriente en condiciones normales del circuito o circunstancialmente las condiciones específicas de sobrecarga en servicio durante un

tiempo determinado de intensidades de tales como los cortos circuitos o falla de algún generador que permite que no transporte la energía a través de las líneas de transmisión.

Los interruptores de corto circuito de barras son importante, debido a las fallas.

5.23 El generador síncrono

Un Generador Síncrono, es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica.

Pero su nombre de síncrona se debe a la igualdad entre la frecuencia eléctrica como la frecuencia angular es decir el generador girará a la velocidad del campo magnético a cada igualdad de frecuencia se le denomina sincronismo.

Los generadores síncronos funcionan bajo el principio de que en un conductor sometido a un campo magnético variable crea una tensión eléctrica inducida cuya polaridad depende del sentido del campo y su valor del flujo que lo atraviesa.

Esta máquina funciona alimentando al rotor o circuito de campo por medio de una batería es decir por este devanado fluirá CC.

Mientras que en el estator o circuito de armadura la corriente es alterna CA. Cuando un generador síncrono está sometido a carga, la tensión inducida sufre cambios por lo que se deberá utilizar equipos auxiliares que garanticen una óptima operación del mismo.[28]

5.24 Principio de funcionamiento de un generador

El principio de funcionamiento de un generador síncrono al igual que todos los generadores se basa en la ley de Faraday.

Para crear tensión inducida en el circuito de armadura (estator), debemos crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo.

Esto lo lograremos alimentando el rotor con una batería o cualquier fuente de tensión continua, este campo magnético inducirá una tensión en el devanado de armadura por lo que tendremos una corriente alterna fluyendo a través de él.

5.25 Partes de un generador síncrono

La máquina síncrona está compuesta básicamente de una parte activa fija que se conoce como inducido o estator y de una parte giratoria coaxial que se conoce como inductor o rotor.

El espacio comprendido entre el rotor y el estator, es conocido como entrehierro.

Donde se muestra en la Figura N° 5.28.

Podemos enumerar algunas partes importantes como: El rotor o campo del generador Síncrono, que es un arrollamiento de campo cuya función es producir campo magnético. El estator Parte fija de la máquina, montada en vuelta en un rotor de forma que el mismo pueda girar en su interior. En el estator se aloja los arrollamientos de armadura o inducido y el rotor se encuentra el arrollamiento de campo o inductor este se excita por una excitatriz.

Regulador de Tensión denominado regulador automático de voltaje de corriente alterna debe funcionar a una frecuencia de 60 Hz. Regulador de velocidad. [28].

En las centrales eléctricas, el problema se presenta todavía a menudo en un aspecto disitinto, porque el alternador casi siempre trabaja en paralelo con una red cuya frecuencia y cuya tensión se mantienen más o menos constante incluso si una maquina varia el grado de abertura de su distribuidor o su excitación.

Esto ocurre porque, en general, la potencia de un solo generador es solo una fracción a la total de la red.

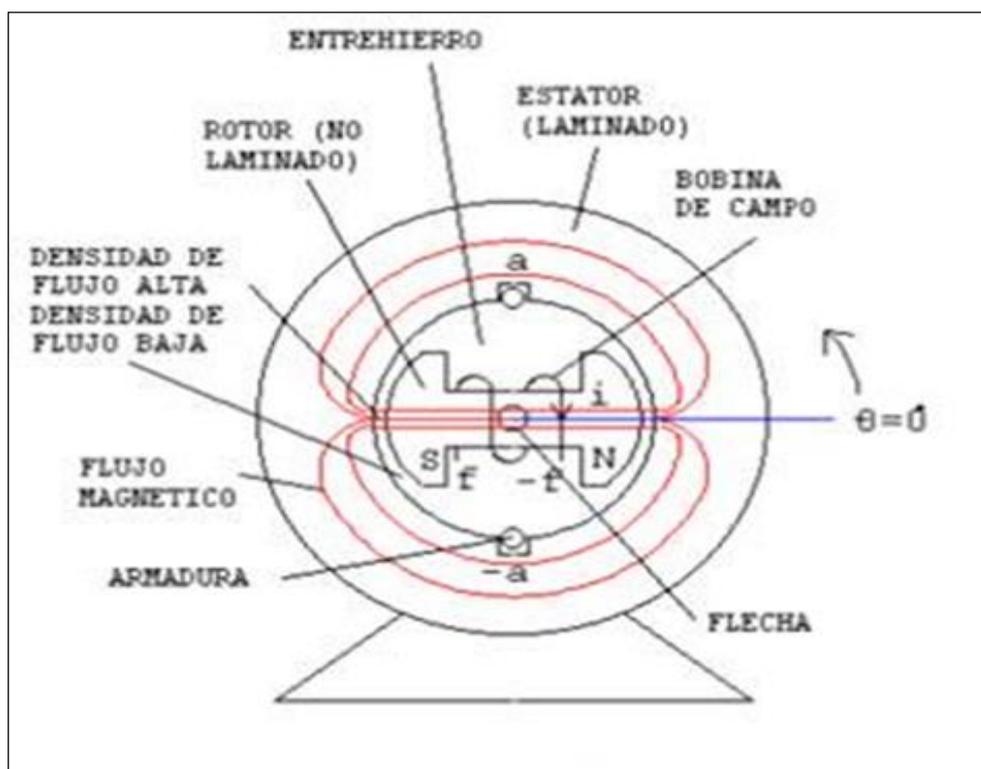


Fig. Nº 5.28 Partes de un generador

Fuente: Máquinas eléctricas Editorial Mc.-Graw Hill. 3era edición .2003. Stephen Chapman

5.26 Generadores síncronos en paralelo

Varios generadores que operan en paralelo permiten separar uno o más de ellos para cortes de potencia y mantenimientos preventivos.

Si hacemos un análisis simple vemos que al usar un solo generador y este operar cerca de plena carga, entonces será relativamente ineficiente.

Con varios generadores más pequeños trabajando en paralelo, es posible operar sólo una fracción de ellas.

Los que están operando lo hacen casi a plena carga y por lo tanto de manera más eficiente.

Los alternadores en paralelos deben tener la misma frecuencia, y el mismo voltaje en los bornes de los alternadores, entre los límites que actúa en los que se efectúa a la regulación de la excitación del generador[28].

5.27 Condiciones para conectar los generadores en paralelo.

Es necesario tener muy en cuenta algunos aspectos para el correcto funcionamiento y de esta manera evitar cualquier tipo de problemas tales como que los generadores se dañen severamente y que la carga pierda potencia, dichos aspectos se explican con la finalidad de que en un acoplamiento de generadores existan ciertas condiciones de conexión que no se pueden pasar por alto, estas condiciones son para obtener una alta seguridad y eficiencia. Se debe considerar iguales los voltajes de línea rms. Deben tener la misma secuencia de fase, Los ángulos de fase deben ser iguales, la misma frecuencia.

a. Voltajes iguales

Si los voltajes de los generadores no son exactamente iguales, habrá un flujo de corriente muy grande cuando se cierre el interruptor. Para evitar este problema, cada una de las tres fases debe tener exactamente la misma magnitud de voltaje y ángulo de fase que el conductor al que se conectara. [29].

b. Frecuencias iguales

Las frecuencias de los 2 o más generadores al igual que los voltajes deben ser las mismas ya que se ocasionarían graves problemas, esto lo podemos visualizar en las siguientes graficas: La primera grafica N°5.29 muestra frecuencias iguales de 60 Hz. [29].

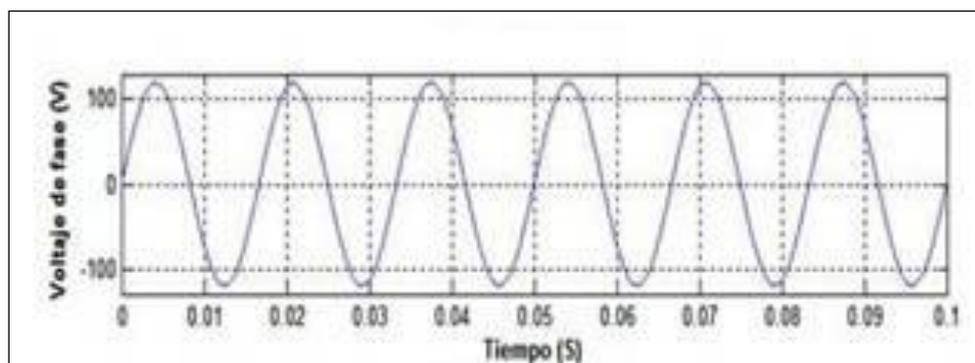


Figura N° 5.29 Grafica del voltaje 120V, 60Hz

c. Secuencias de fase

Los generadores deben tener la misma secuencia de fase como se muestra en la Figura N°5.30

Las tres fases deben de medir 120 grados geométricos, para que permita un buen funcionamiento, optimo en las máquinas que están trabajando en paralelo, porque de lo contrario el alternador sufrirá pérdidas, y desbalance de cargas y de potencia.

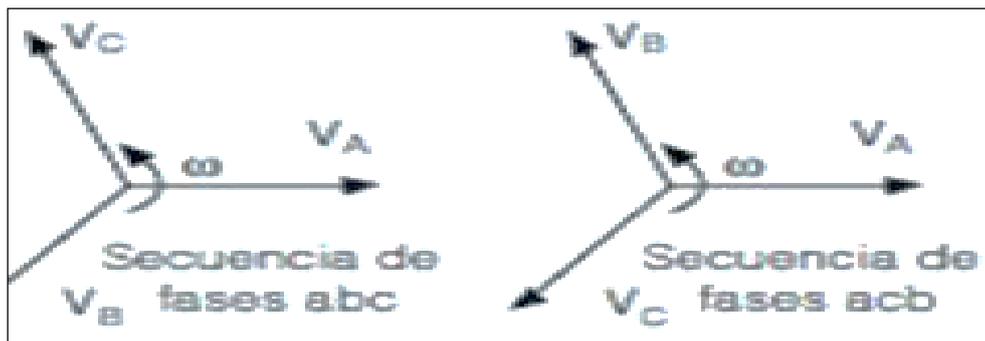


Figura N°5. 30 Secuencia de fases

Un sencillo método permite comprobar la sucesión de fases.

Para ello se recurre a un pequeño motor asíncrono trifásico, que se conecta provisionalmente a las barras de la red.

Luego se van acoplando sucesivamente uno a uno, los distintos alternadores, pudiendo estar seguro que la sucesión de fases es idéntica para todos ellos cuando el motor gira en el mismo sentido.

La figura N°5.31 muestra los instrumentos para la puesta en paralelo de un generador.

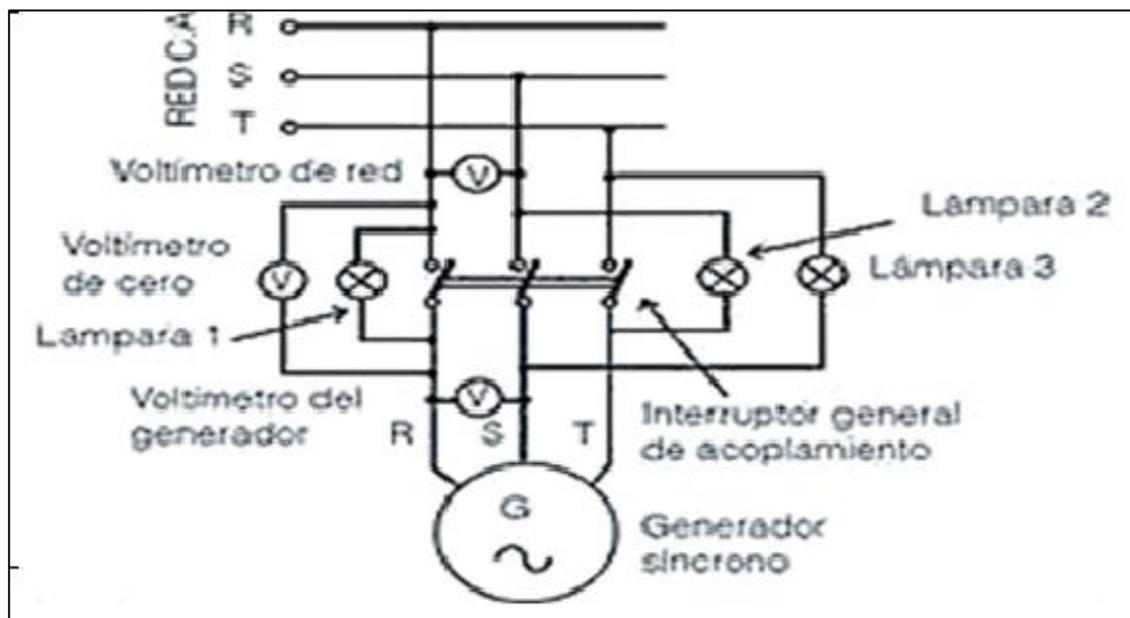


Figura: N° 5.31 Instrumentos para la puesta en paralelo del generador

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El estudio de la demanda y oferta de potencia y energía eléctrica, da como resultado que existe una evidente necesidad de energía renovable al 2014. Se concluye que la demanda proyectada al 2030 en un escenario alto llegará en valor de energía en 458.440,09 GWh y en potencia 64.582,08 MW, siendo evidente la necesidad de energía renovable.
2. Se ha evaluado que, en la vertiente del Atlántico la disponibilidad de agua es de 3'769 000.Hm³ (Boletín de recursos Hidricos-2012-ANA), concluyendo que es un indicador de los recursos de aguas superficiales.
3. La alternativa de traer las aguas de la Cuenca del Mantaro a la cuenca del Pacifico es más viable que repotenciar el lago Junín a 1300Hm³ y derivar aguas excedentes, desde la represa de Upamayo hasta el canal Cuevas-Milloc.
4. Se ha definido las principales características asociadas al proyecto de la central. Tendrá una potencia nominal de 600 MW, con turbinas tipo Pelton para una caída bruta es de 1200 m con una longitud de túnel de 14190 m, un caudal de diseño de 62.5 m³/s y un factor de planta de 0.60. Para su conexión al sistema de requiere un sistema de transmisión de 90 km.
5. El costo del proyecto de inversión asciende a 1 162 509 127.83 MUSD (precio de mercado), siendo el mayor monto en equipos electromecánicos, y la construcción alternativa del túnel. Los indicadores económicos de la evaluación del proyecto nos indican que el proyecto Sheque es viable, técnicamente y económicamente, ambientalmente y socialmente, se ha obtenido un VAN (miles de US\$) de 607 494 y un TIR de 13.52%, que es superior al 8.79%(MINEM-2011). Asimismo, la recuperación económica en un escenario alto es de 14 años.
6. La ejecución del proyecto no generará impactos negativos permanentes al medio ambiente, ya que serán solo de carácter temporal, durante la ejecución del proyecto, que serán mitigados, siendo los impactos positivos en la repercusión de la localidad y del país.

Recomendaciones

1. En el desarrollo del estudio se ha identificado aspectos que puedan ser motivo de incertidumbre y que conviene profundizar su estudio, estos son:
 - a) El acceso a la zona de proyecto, donde demanda la construcción de las vías de acceso en terrenos escarpados y de difícil acceso.
 - b) Para el proyecto Sheque de 600MW, se requiere hacer los estudios de impacto ambiental (EIA), con su respectiva aprobación.
2. En la construcción del proyecto en el área de civiles de la central hidroeléctrica se recomienda la participación activa de la población a través de los municipios con lo que beneficiara a las comunidades que se encuentran cerca al proyecto.
3. Debe implementarse el estudio de Impacto Ambiental, que involucre un impacto significativo sobre el medio ambiente en la cuenca del área del proyecto Sheque.
4. Se recomienda la preparación de un plan operativo para las acciones de intervención social a la población de los distritos cerca de la central de Sheque.
5. Se recomienda la verificación periódica de los parámetros de corriente, tensión y frecuencia, para poder evitar que sus parámetros de funcionamiento estén fuera del rango de diseño.
6. Con el objeto de incrementar más Energía renovable se recomienda motivar el financiamiento para factibilizar el proyecto-Tesis.

ANEXOS

ANEXO A: TABLAS, FIGURAS, PLANOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS

TABLA Nº 2.1 Estaciones Pluviométricas

Código	Nombre	Coordenadas		Altitud (msnm)	Fuente	Año de Inicio	Años con Reg. Complemento
		Latitud (° ,)	Longitud				
1	Ayaracra	10°50'	76°27'	4300	CMP	1955	13
2	Laguna Punrún	10°51'	76°26'	4350	CMP	1952	15
3	Upamayo	10°55'	76°16'	4080	EPE	1963	24
4	Tambo de Sol	10°53'	76°07'	4100	EPE	1969	17
5	Hueghue	11°14'	76°17'	4175	EPE	1962	15
6	Junín	11°09'	75°20'	4120	EPE	1969	21
7	La Cima	11°17'	75°55'	4200	CMP	1953	36
8	Malpaso	11°24'	76°02'	3800	CMP	1940	49
9	Pachacayo	11°48'	75°43'	3550	EPE	1966	21
10	Yauricocha	11°54'	75°54'	4375	EPE	1965	13
11	Mantaro	11°49'	75°23'	3300	EPE	1963	20
12	Colpa	12°00'	75°28'	3500	EPE	1969	11
13	Chauccha	12°12'	76°26'	4600	CMP	1971	14
14	Chichicocha	12°10'	75°36'	4500	EPE	1964	12
15	Palaco	12°20'	75°18'	3650	EPE	1962	26
16	Cercapuquio	12°25'	75°25'	4390	EPE	1964	23
17	Tellería	12°22'	75°07'	3050	EPE	1963	21
18	Huichicocha	12°30'	75°32'	4700	EPE	1964	18
19	Chilicocha	10°42'	75°27'	4275	EPE	1964	14
20	La Mejorada	10°32'	74°51'	2820	EPE	1962	22
21	Acostambo	10°21'	75°03'	3650	EPE	1962	20

EPE=Electroperú S.A.

CMP=Centromín Perú

TABLA N° 2.2 Estaciones Hidrométricas

Código	Nombre	Río	Coordenadas		Altitud (msnm)	Fuente	Año de Inicio	Años con Reg Completo
			Lat.	Long				
			(°;')	(°;')				
1	San Juan	San Juan	10°51'	76°16'	4090	CMP	1960	33
2	Colorado	Colorado	10°55'	76°18'	4120	CMP	1947	33
3	Upamayo	Mantaro	10°55'	76°16'	4080	CMP	1939	50
4	Upamayo	Mantaro	10°55'	76°16'	4080	EPE	1962	29
5	Malpaso	Mantaro	11°24'	76°03'	3900	CMP	1939	52
6	Pomacocha	Yauli	11°43'	76°07'	4250	CMP	1960	31
7	Cutoff	Yauli	11°37'	76°59'	3950	CMP	1970	20
8	Pachacayo	Pachacayo	11°49'	75°44'	3650	EPE	1964	26
9	Piñascocha	Piñascocha	11°51'	75°45'	3750	EPE	1964	26
10	Cochas Túnel	Cochas	11°51'	75°45'	3750	EPE	1964	26
11	Puente Stuart	Mantaro	11°48'	75°29'	3350	EPE	1962	29
12	Yulapuquio	La virgen	12°20'	75°17'	3250	EPE	1965	24
13	Quillón	Quillón	10°24'	75°09'	3050	EPE	1964	19
14	Moya	Moya	12°24'	75°09'	3050	EPE	1964	21
15	La Mejorada	Mantaro	12°31'	74°56'	2820	EPE	1974	19

EPE=Electroperú S.A.
CMP=Centromín Perú

TABLA N ° 2.3 Niveles en el Lago Junín (msnm)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1940	4080.84	4081.04	4081.44	4081.59	4081.54	4081.44	4081.34	4081.14	4081.09	4080.89	4080.69	4080.69
1941	4080.94	4081.39	4081.44	4081.54	4081.59	4081.54	4081.44	4081.24	4080.94	4080.84	4080.74	4080.44
1942	4080.64	4081.14	4081.54	4081.59	4081.34	4081.29	4081.19	4081.09	4080.94	4080.44	4080.14	4080.04
1943	4080.54	4081.14	4081.44	4081.64	4081.64	4081.54	4081.39	4081.14	4081.04	4080.89	4080.39	4080.24
1944	4080.84	4081.14	4081.29	4081.59	4081.59	4081.44	4081.24	4080.94	4080.74	4080.64	4080.24	4080.14
1945	4080.64	4081.04	4081.34	4081.54	4081.44	4081.29	4081.14	4080.84	4080.74	4080.59	4080.54	4080.24
1946	4080.44	4081.04	4081.39	4081.59	4081.59	4081.59	4081.54	4081.24	4080.99	4080.64	4080.99	4080.39
1947	4080.34	4080.44	4080.94	4081.14	4081.14	4081.14	4081.04	4080.34	4080.74	4080.64	4080.54	4080.49
1948	4080.84	4081.94	4081.09	4081.44	4081,6	4081.54	4081.44	4081.34	4081.29	4081.14	4080.94	4080.84
1949	4080.95	4081.04	4081.44	4081.64	4081.64	4081.44	4081.34	4081.14	4080.84	4080.34	4080.79	4080.64
1950	4080.84	4081.14	4081.64	4081.74	4081.64	4081.44	4081.39	4081.14	4080.94	4080.69	4080.64	4080.74
1951	4080.14	4081.44	4081.64	4081.69	4081.69	4081.54	4081,44	4081.14	4080.84	4080.64	4080.54	4080.64
1952	4080.14	4081.34	4081.59	4081.59	4081.54	4081.29	4080.94	4080.64	4080.34	4079.84	4079.84	4080.14
1953	4080.94	4081.39	4081.64	4081.74	4081.69	4081.39	4081.14	4080.74	4079.94	4079.74	4079.74	4080.14
1954	4080.89	4081.54	4081.64	4081.74	4081.64	4081.44	4081.14	4080.89	4080.64	4080.14	4079.84	4080.64
1955	4080.24	4080.89	4081.64	4081.84	4081.84	4081.64	4081.29	4081.04	4080.64	4079.84	4079.64	4079.19
1956	4080.19	4079.64	4080.14	4080.89	4080.89	4080.84	4079.94	4079.44	4079.09	4079.09	4078.94	4078.64
1957	4080.28	4079.00	4079.47	4079.83	4079.94	4080.00	4080.00	4080.00	4079.60	4079.62	4079.54	4079.35
1958	4080.56	4080.09	4080.98	4081.08	4081.05	4080.93	4080.78	4080.57	4080.37	4080.46	4080.29	4079.94
1959	4080.62	4080.25	4081.19	4081.54	4081.59	4051.53	4081.48	4081.39	4081.33	4081.37	4081.14	4080.87
1960	4080.79	4081.16	4081.33	4081.56	4081.56	4081.42	4081.30	4081.18	4081.02	4081.04	4081.07	4080.87
1961	4080.9	4081.34	4081.48	4081.57	4081.59	4081.51	4081.31	4081.10	4080.90	4080.53	4080.30	4080.75
1962	4080.95	4080.96	4081.43	4081.56	4081.30	4081.25	4081.16	4081.07	4080.89	4080.70	4080.39	4080.26
1963	4080.66	4081.33	4081.51	4081.57	4081.48	4081.34	4081.16	4080.89	4080.69	4080.53	4080.46	480.76
1964	4080.84	4081.14	4081.57	4081.62	4081.57	4081.43	4081.20	4080.96	4080.72	4080.47	4080.56	4080.46
1965	4080.49	4080.92	4081.45	4081.52	4081.56	4081.25	4081.02	4080.64	4080.53	4080.38	4080.14	4080.17
1966	4080.72	4081.02	4081.33	4081.31	4081.31	4081.10	4080.72	4080.15	4079.27	4078.92	4078.39	4079.33
1967	4079.38	4081.00	4081.77	4081.74	4081.60	4081.34	4081.10	4080.84	4080.60	4080.52	4080.35	4080.59
1968	4080.69	4081.04	4081.48	4081.59	4081.53	4081.39	4081.05	4080.61	4080.37	4080.44	4080.54	4080.79
1969	4080.87	4081.16	4081.34	4081.63	4081.59	4081.50	4081.21	4080.53	4080.46	4080.05	4079.73	4079.80
1970	4080.99	4081.48	4081.83	4081.69	4081.65	4081.53	4081.36	4080.94	4080.81	4085.75	4080.52	4080.37
1971	4080.82	4081.31	4081.56	4081.56	4081.53	4081.45	4081.19	4080.95	4080.49	4080.31	4080.29	4080.28
1972	4080.01	4081.40	4081.77	4081.9	4081.77	4081.72	4081.51	4081.24	4080.79	4080.58	4080.97	4080.37

TABLA N° 2.3 Niveles en el lago Junin (msnm)

AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1973	4080.96	4081.62	4081.92	4081.86	4081.66	4081.54	4081.34	4081.14	4080.89	4080.86	4081.04	4081.04
1974	4081.72	4081.92	4081.97	4081.56	4081.50	4081.53	4081.31	4081.04	4080.76	4080.45	4080.06	4080.06
1975	4080.45	4081.02	4081.59	4081.63	4081.74	4081.62	4081.37	4081.05	4080.98	4080.98	4081.02	4081.02
1976	4081.65	4081.85	4081.82	4081.82	4081.72	4080.61	4081.13	4080.84	4080.63	4080.28	4079.93	4079.93
1977	4080.30	4080.80	4081.15	4081.37	4081.42	4081.29	4081.08	4080.64	4080.44	4080.12	4080.55	4080.55
1978	4081.24	4081.59	481.59	4081.74	4081.80	4081.77	4081.40	4081.24	4081.11	4080.79	4081.03	44080.98
1979	4081.22	4081.48	4081.66	4081.65	4081.57	4081.45	081.22	4080.84	4080.67	4080.41	4080.25	4080.25
1980	4080.15	4080.67	4081.05	4081.31	4081.13	4080.89	4080.52	4080.04	4079.70	4079.73	4079.77	4079.77
1981	4080.61	4081.63	4081.91	4081.94	4081.82	4081.59	4081.22	4080.96	4080.58	4080.64	4081.00	4081.00
1982	4081.34	4081.63	4081.92	4081.95	4081.77	4081.45	4081.02	4080.52	4080.02	4079.99	4080.52	4080.52
1983	4081.29	4081.37	4081.65	4081.80	4081.62	4081.39	4080.96	4080.31	4079.76	4079.33	4079.00	4079.00
1984	4079.18	4080.93	4081.75	4081.86	4081.74	4081.57	4081.42	4081.11	4080.64	4080.27	4079.80	4079.80
1985	4080.10	4080.80	4081.20	4081.65	4081.60	4081.45	481.05	4080.45	4080.30	4079.80	4079.80	4079.80
1986	4080.60	4081.90	4081.70	4081.80	4081.90	4081.30	4080.95	4080.60	4079.80	4079.80	4079.80	4079.80
1987	4080.60	4081.40	4081.80	4081.60	4081.30	4081.10	4080.90	4080.40	4080.10	4079.80	4079.60	4079.80
1988	4080.80	4081.70	4081.80	4082.00	4082.10	4081.80	4081.40	4081.00	4080.80	4080.60	4080.50	4080.30
1989	4081.10	4081.50	4081.80	4082.10	4081.90	4081.70	4081.40	4081.00	4080.60	4080.20	4079.90	4079.50
1990	4080.80	4080.80	4080.90	4080.90	4080.90	4081.00	4080.80	4080.30	4080.10	4080.30	4080.80	4081.00
1991	4081.20	4081.40	4080.90	4081.90	4081.90	4081.80	4081.50	4081.10	4080.80	4080.40	4080.30	4079.80
1992	4079.82	4079.91	4080.24	4080.35	4080.28	4080.10	4079.90	4079.65	4079.45	4079.45	4079.37	4079.27

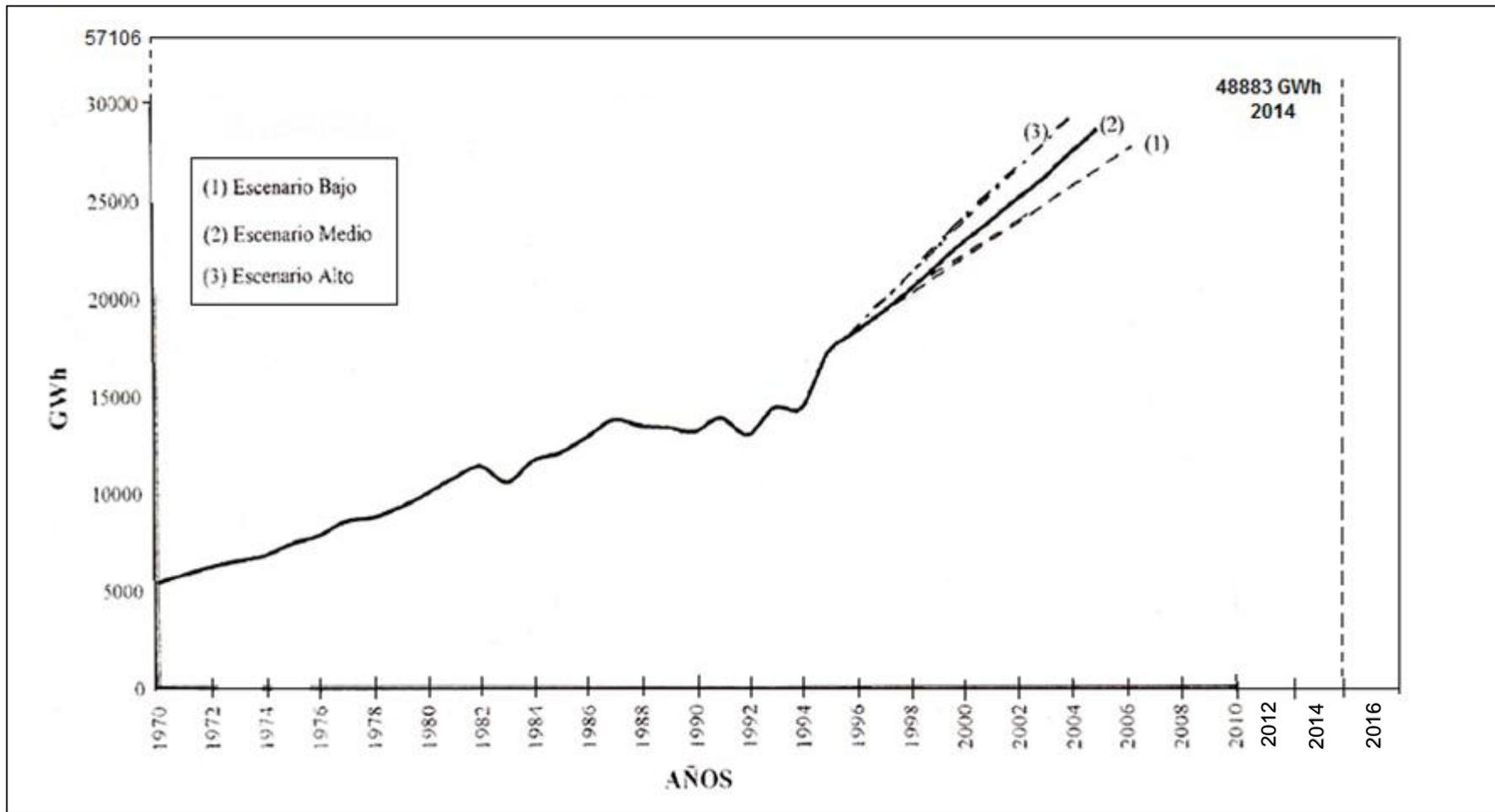


Fig.Nº 2.1 Proyección de la Demanda de la Energía Eléctrica (GWh)

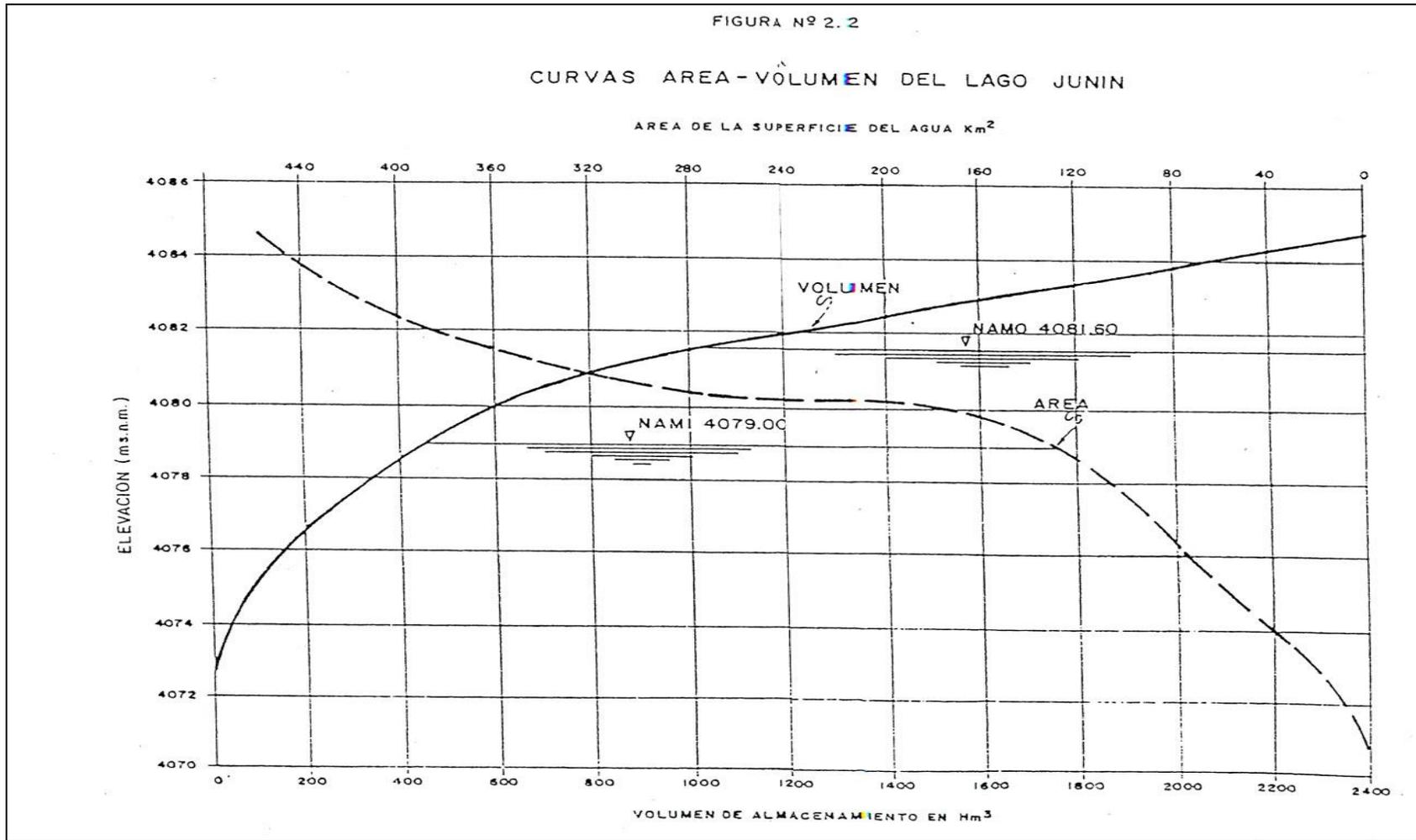


Fig.Nº 2.2 Curvas Área - Volumen del Lago Junín

TABLA Nº 2.4: Caudales que entran al Lago Junín (msnm)

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Prom
1940	6.19	38.22	43.68	41.34	30.42	9.58	21.92	23.58	19.11	10.93	5.29	10.32	21.72
1941	7.00	32.19	52.59	38.28	11.41	1.55	1.81	4.79	1459	09.30	4.40	12.33	16.35
1942	37.51	34.53	52.82	64.52	15.20	17.30	11.48	20.16	8.94	12.85	11.61	6.55	24.46
1943	35.40	61.43	67.26	71.80	10.61	6.65	7.54	2.60	7.72	4.84	2.81	4.93	23.63
1944	59.09	65.57	38.19	77.26	9.79	1.83	7.44	7.88	7.16	2.89	6.64	17.30	25.09
1945	37.70	67.71	50.14	58.30	3.64	15.12	3.31	2.83	3.84	2.88	4.32	20.31	22.51
1946	35.82	71.01	62.17	66.05	11.75	20.07	17.83	8.32	13.69	14.25	5.84	56.45	31.94
1947	48.88	29.69	46.63	27.16	7.43	16.33	11.28	2.13	3.97	3.35	2.64	3.08	16.88
1948	24.80	19.91	5.71	37.95	42.80	9.74	6.40	19.13	14.24	5.33	18.22	13.95	18.18
1949	17.92	10.69	58.37	48.18	13.00	3.05	6.78	5.81	3.75	7.63	4.28	6.78	15.52
1950	18.91	39.91	116.92	46.66	15.22	6.14	10.53	1.17	1.24	1.11	2.76	11.65	22.69
1951	36.25	103.94	114.70	27.12	10.66	10.05	22.53	5.28	11.96	8.95	4.46	24.68	31.72
1952	44.42	60.08	34.13	49.68	17.53	6.54	7.29	16.04	15.39	5.46	10.07	23.23	24.16
1953	65.19	140.47	94.53	65.03	23.09	6.59	14.60	2.70	6.07	6.33	15.50	29.34	39.12
1954	74.71	106.32	31.02	33.37	10.11	16.65	10.88	26.04	24.63	7.33	13.04	11.45	29.63
1955	41.42	54.74	184.34	89.93	43.22	23.58	6.45	30.36	4.57	729	4.00	2.28	37.93
1956	7.88	21.19	34.22	69.89	11.74	8.85	8.48	14.04	1.58	16.22	2.67	8.58	17.11
1957	3.57	16.35	29.95	22.74	5.71	6.67	1.91	2.40	8.24	5.74	8.48	6.65	9.88
1958	13.19	33.46	76.57	20.56	11.11	3.70	4.59	3.46	6.33	4.76	4.37	3.75	15.49
1959	3.78	39.29	89.89	49.19	17.16	7.11	2.56	8.29	1.82	2.14	12.69	24.05	21.50
1960	42.75	51.90	24.00	36.20	22.77	2.80	2.36	7.78	14.86	2.70	16.95	7.92	19.67
1961	26.12	62.70	63.73	59.09	18.79	9.20	4.49	7.86	5.15	5.03	4.01	14.68	23.40
1962	71.42	50.81	95.23	43.66	9.98	11.73	7.19	9.72	4.43	3.20	3.66	4.79	26.32
1963	25.51	102.62	90.84	44.92	18.94	4.78	6.26	3.62	2.46	5.53	2.72	14.76	26.91
1964	23.55	35.65	94.28	39.27	13.35	10.14	3.15	8.75	5.84	6.15	33.32	3.37	23.07
1965	4.57	46.65	57.97	27.28	2.33	8.22	9.28	2.23	7.44	6.42	5.07	2.82	15.02
1966	46.23	36.31	38.80	15.95	14.76	4.36	6.03	7.56	2.81	3.99	9.77	13.81	16.70
1967	12.25	126.27	114.22	24.32	2.63	2.93	3.06	4.52	16.37	8.81	11.79	24.55	29.31
1968	25.57	55.293	53.99	27.80	3.84	3.10	3.20	2.72	7.72	3.83	15.29	16.75	18.45
1969	13.05	37.30	18.20	46.95	12.37	10.57	11.64	9.90	3.75	6.30	2.89	6.55	14.96
1970	55.43	63.41	34.16	49.85	36.57	11.00	13.41	3.08	7.26	5.28	7.7	3.17	21.73
1971	42.84	54.88	54.22	34.96	13.45	8.65	6.20	4.33	2.03	2.23	4.78	5.09	20.31

Fuente "Electricidad y Desarrollo". Junio 1996.

TABLA No 2.4 Caudales que entran al Lago Junín (msnm)

Años	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep.	Oct	Nov	Dic	Prom.
1972	4.38	111.81	86.28	105.43	3.42	15.95	10.26	22.52	1.96	3.51	5.23	6.15	31.41
1973	27.46	99.17	98.34	79.90	9.14	12.39	10.44	15.77	4.92	12.35	33.05	22.19	35.43
1974	120.70	93.94	80.46	30.81	10.63	14.00	10.61	4.54	10.77	5.93	2.38	3.25	32.34
1975	31.15	57.93	90.16	25.45	43.84	10.38	2.53	4.43	19.32	20.96	10.34	18.38	27.91
1976	67.37	82.44	61.77	24.95	14.58	6.59	2.73	9.58	3.03	3.32	2.32	7.73	23.87
1977	28.11	45.21	38.68	38.19	16.80	14.55	2.98	3.60	2.89	3.94	31.52	25.44	20.99
1978	44.55	101.57	52.74	31.74	23.24	28.64	8.92	7.79	4.50	4.56	3.60	30.31	28.51
1979	34.77	56.49	84.12	42.75	11.65	7.87	7.17	10.04	3.24	7.16	6.20	3.91	22.95
1980	4.24	43.79	82.51	42.86	7.29	5.69	4.72	5.46	4.76	2.87	1.50	4.74	14.20
1981	37.23	118.53	85.66	21.72	3.49	6.16	2.31	2.79	3.94	10.68	38.73	63.33	32.88
1982	50.40	102.39	67.47	34.25	5.41	4.56	2.38	1.81	12.58	11.98	28.72	53.19	31.27
1983	55.89	24.61	36.42	42.47	7.47	5.11	5.04	2.88	3.04	3.69	5.09	3.71	16.54
1984	4.13	119.82	115.76	46.11	5.33	12.10	9.19	3.03	5.47	4.34	7.62	19.85	29.38
1985	29.91	74.29	43.13	61.84	14.04	12.54	3.75	13.73	4.25	4.33	23.66	5.20	24.22
1986	62.38	183.03	54.78	62.90	43.44	15.23	7.68	2.78	7.08	2.39	17.45	19.98	39.93
1987	48.70	96.18	64.03	2.87	2.25	4.48	10.85	24.78	5.96	12.27	1.48	6.32	23.31
1988	50.74	131.18	40.41	66.30	34.38	6.75	12.65	7.56	4.04	12.28	9.46	10.95	32.22
1989	25.33	49.57	83.82	49.81	7.20	7.51	6.35	8.95	9.14	5.53	4.97	71.29	27.45
1990	10.50	7.93	23.67	5.67	8.55	13.90	3.01	6.01	5.80	1.12	39.56	27.74	12.79
1991	31.91	38.84	81.10	9.83	11.69	4.26	10.76	2.94	1.91	12.05	6.08	3.15	17.88
1992	3.28	5.19	6.89	12.25	5.57	3.15	4.81	2.91	4.53	5.21	5.54	2.88	5.18
MAX	120.70	183.03	148.34	105.43	43.84	28.64	22.53	30.36	24.63	20.96	39.56	71.29	39.93
PROM	33.44	64.42	62.93	43.05	14.42	9.48	7.62	8.36	7.21	6.59	10.31	15.62	23.62
MIN	3.28	5.19	5.71	2.37	2.25	1.83	1.81	1.17	1.24	1.11	1.48	2.28	5.18

Fuente "Electricidad y Desarrollo". Junio 1996.

TABLA N° 2.5 Indicadores Históricos del Comportamiento de la Energía Eléctrica

AÑO	PRODUCCION (GWh)	PBI (S/.) (1979=100)	POBLACION MILES	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
				PRODUCCION	PBI	POBLACION
1970	5.529	2.519	13.193			
1971	5.949	2.624	13.565	7.60	4.20	2.80
1972	6.290	2.699	13.947	5.70	2.90	2.80
1973	6.655	2.844	14.350	5.80	5.40	2.90
1974	6.900	3.107	14.753	3.70	9.20	2.80
1975	7.486	3.213	15.161	8.50	3.40	2.80
1976	7.911	3.276	15.571	5.70	2.00	2.70
1977	8.627	3.289	15.992	9.00	0.40	2.70
1978	8.765	3.299	16.424	1.60	0.34	2.70
1979	9.265	3.490	16.868	5.70	5.80	2.70
1980	10.039	3.647	17.324	8.30	4.50	2.70
1981	10.757	3.808	17.738	7.20	4.20	2.40
1982	11.351	3.816	18.161	5.50	.02.0	2.40
1983	10.675	3.334	18.594	-6	-12,6	2.40
1984	11.717	3.495	19.038	9.80	4.80	2.40
1985	12.115	3.574	19.492	3.40	2.30	2.40
1986	12.941	3.904	19.891	6.80	9.20	2.00
1987	13.785	4.236	20.298	6.50	8.50	2.00
1988	13.544	3.881	20.713	-1,7	-830	2.00
1989	13.358	3.429	21.137	-1,4	-11,7	2.00
1990	13.162	3.244	21.569	-1,5	-5,4	2.00
1991	13.901	3.334	21.920	5.60	2,8	1.60
1992	13.044	3.253	22.277	-6,2	-2,5	1.60
1993	14.426	3.465	22.639	1.60	6.50	1.60
1994	14.426	3.465	22.639	10.60	6.50	1.60

Fuente "Electricidad y Desarrollo". Junio 1996.

TABLA N°2.6 Proyeccion de la Demanda de Energía Eléctrica a Nivel Nacional

AÑO	DEMANDA DE ELECTRICIDAD (GWh)			Tasa de Crecimiento (%)						
				Demanda			Producción Bruto Interno			Población
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	
1995	17058	17180	17310	9.6	10.4	11.2	6.6	8.0	9.5	2.0
1996	17951	18211	18490	5.2	6.0	6.8	4.6	6.0	7.5	1.8
1997	18831	19243	19689	4.9	5.7	6.5	4.1	5.5	7.0	1.8
1998	19747	20328	20960	4.9	5.6	6.5	4.1	5.5	7.0	1.17
1999	20737	21502	22342	5.0	5.8	6.6	4.4	5.8	7.2	1.17
2000	21734	22701	23770	4.8	5.6	6.4	4.1	5.5	7.0	1.17
2001	22668	23872	25191	5.4	5.2	6.0	3.5	4.9	6.4	1.6
2002	23610	24944	26616	4.1	4.5	5.7	3.0	3.7	5.8	1.6
2003	24542	26037	28090	3.9	4.4	5.5	2.7	3.5	5.6	1.6
2004	24455	27296	29582	3.7	4.8	5.3	2.3	4.3	5.2	1.6
2005	26347	28555	31091	3.5	4.6	5.1	2.1	4.1	5.0	1.6

Fuente "Electricidad y Desarrollo". Junio 1996.

TABLA N°2.7 Proyecciones de Demanda (Energía Eléctrica) para los Sistemas Interconectados

Año	Escenario Bajo		Escenario Medio		Escenario Alto	
	Demanda (GWh)	Tasa de Crecim (%)	Demanda (GWh)	Tasa de Crecim (%)	Demanda (GWh)	Tasa de Crecim (%)
1995	12.462	3.50	12.599	4.63	12.866	6.85
1996	12.833	2.98	13.192	4.71	13.540	5.24
1997	13.247	3.23	13.943	5.69	14.427	6.55
1998	13.792	4.11	14.796	6.12	15.493	7.39
1999	14.299	3.68	15.464	4.51	16.404	5.88
2000	14.840	3.78	16.445	6.34	17.744	8.17
2001	15.351	3.44	17.142	4.24	18.744	5.64
2002	15.884	3.47	18.083	5.49	19.950	6.43
2003	16.396	3.22	19.158	6.94	21.498	7.76
2004	16.862	2.84	19.984	4.31	22.650	5.36
2005	17.359	2.95	20.930	4.73	24.415	7.79

Fuente "Electricidad y Desarrollo". Junio 1996

TABLA N°2.8 Alternativa de costos Unitarios de la Energía aprovechable (GWh/año)

ALTERNATIVA	LAGO JUNIN		PACHACAYO		LA VIRGEN	
Tarifa \$kWh	0.03	0.04	0.03	0.04	0.03	0.04
Inversión \$x1000000	27.0	27.0	2.22	2.22	0.14	0.14
O Y m 4X1000000	0.270	0.270	0.022	0.022	0.0014	0.0014
Anualidad \$x1000000	3.523	3.523	0.290	0.290	0.0183	0.0143
Energía aprovechada GWh/año	74.3	74.3	18.7	18.7	6.8	6.8
Costo unitario \$kWh	0.0474	0.0474	0.0155	0.0155	0.0027	0.0027
B/C	0.63	0.84	1.94	2.58	11.11	14.81

Fuente: Electro Perú-1962

TABLA N° 2.9: Alternativa de producción de Energía Mantaro y Restitución

	ENERGIA MANTARO	ENERGIA MANTARO (GW/h)	ENERGIA RESTITUCIÓN (GW/h)	ENERGIA TOTAL (GW/h)	Q(95%) MANTARO (m³ /s)
A1	232.6	4,999.0	1,719.9	6,915.5	80.5
B1	232.6	5,014.5	1,725.2	6,972.3	83.8
C1	233.7	5,029.5	1,730.6	6,993.8	89.5
D1	234.9	5,058.7	1,740.4	7,034.0	91.0
A1	190.8	4,735.8	1,629.4	6,556.0	56.9
B1	190.9	4,816.1	1,657.0	6,664.0	61.7
C1	192.1	4,859.6	1,662.1	6,723.8	66.2
AD	192.7	4,806.7	1,653.8	6,653.2	69.5
BD	192.7	4,866.1	1,674.2	6,733.8	69.5
CD	193.3	4,893.5	1,689.6	6,770.4	72.0

Fuente: Electro Perú-1982.

TABLA N° 2.10 Reservorios y Derivaciones
Reservorios de Operación

NOMBRE	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (Hm3)	CARACTERÍSTICAS
Junín	570	Anual
Mal paso	27	Anual
Tablachaca	10	Semanal
Río Yauli	56	Anual
Punrún	100	Anual
Lagunas Huarón	48	Anual
Lagunas La Virgen	35	Anual/ Fuera de Operación

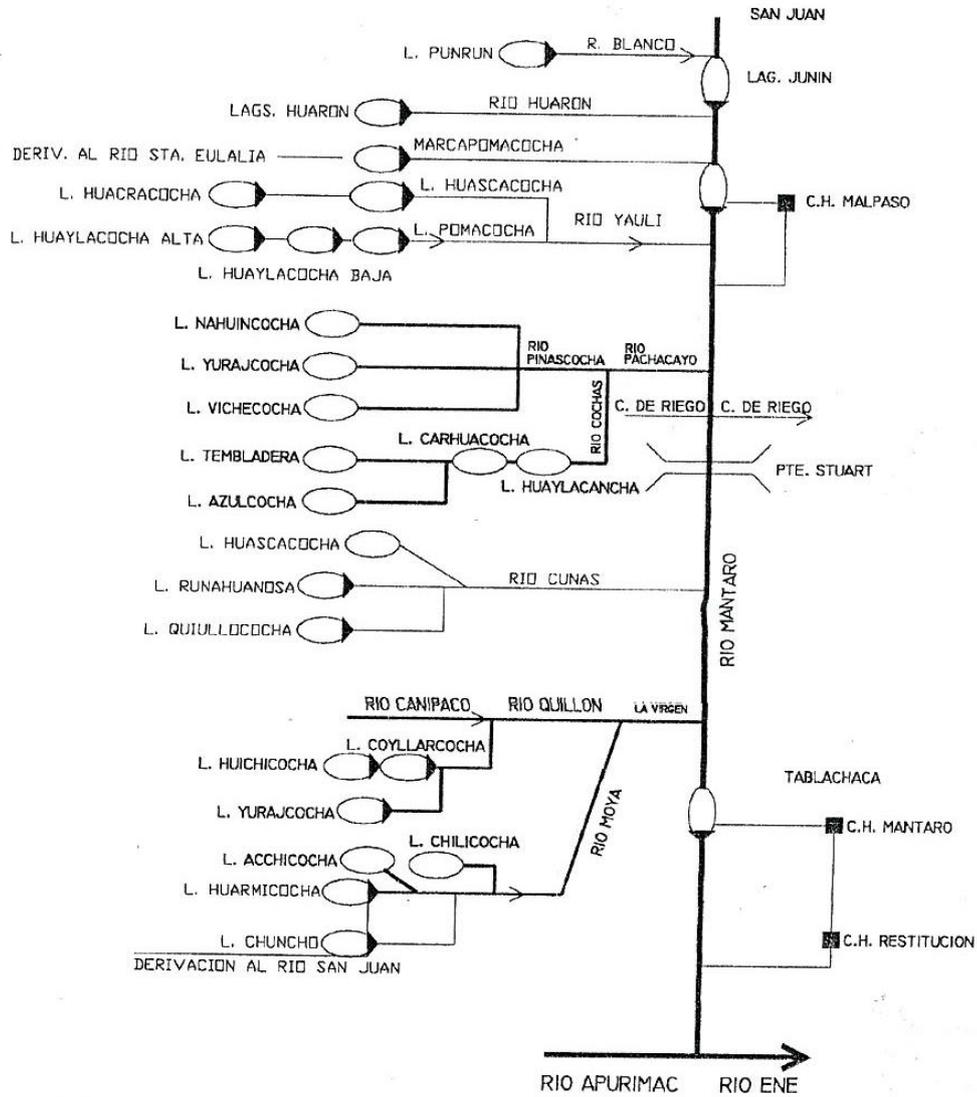
Fuente: Electro Perú-1982

TABLA N°2.11: Reservorios Nuevos o Ampliación de los Existentes Proyectados.

NOMBRE	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (Hm³)	CARACTERÍSTICAS
Junín	1.300	Anual con transvase
Mal Paso		
Lagunas Río Huari	6	Multianual
Lagunas Río Piñascocha	8	Multianual
Laguna Río Cochabamba	56	Anual con transvase
Lagunas Río Yanacocha		Por definir
Lagunas Río La Virgen	96	Anual
Palaco (Río La Virgen)	50	Anual

Fuente: Electro Perú-1982

ESQUEMA GENERAL
CUENCA DEL RIO MANTARO



LEYENDA

-  OBRAS DE REGULACION NO OPERADAS PARA LA CCHH MANTARO Y RESTITUCION
-  OBRAS DE REGULACION OPERADAS PARA LA CCHH MANTARO Y RESTITUCION O DISPONIBLES PARA DICHO FIN
-  LAGUNAS
-  PRESAS

Fig. N°2.3 Esquema General de la Cuenca del Rio Mantaro
Fuente: Electro Perú -1982

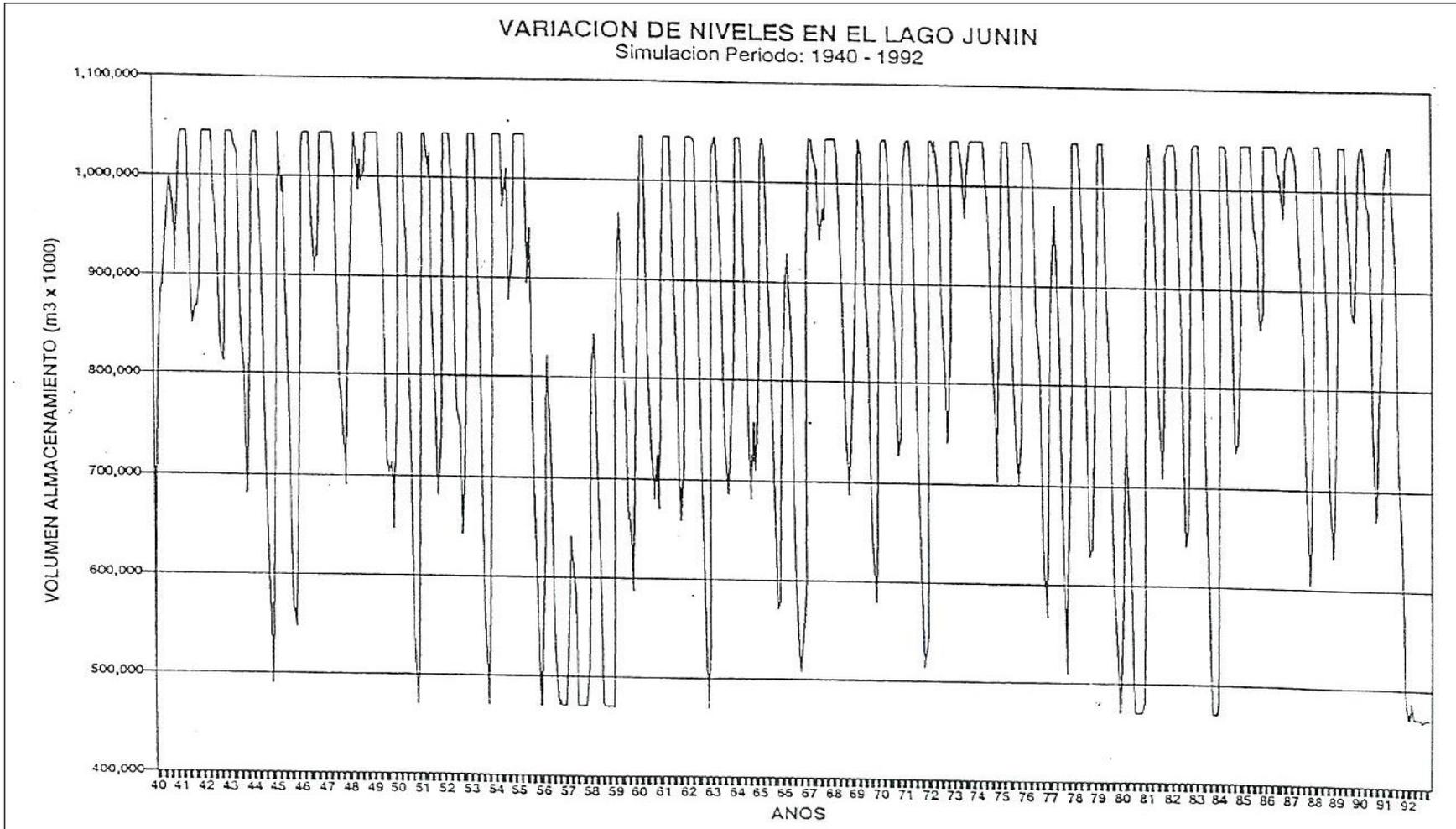


Fig. 2.4: Variación de Niveles en el lago Junín (Fuente: Electro Perú -1982)

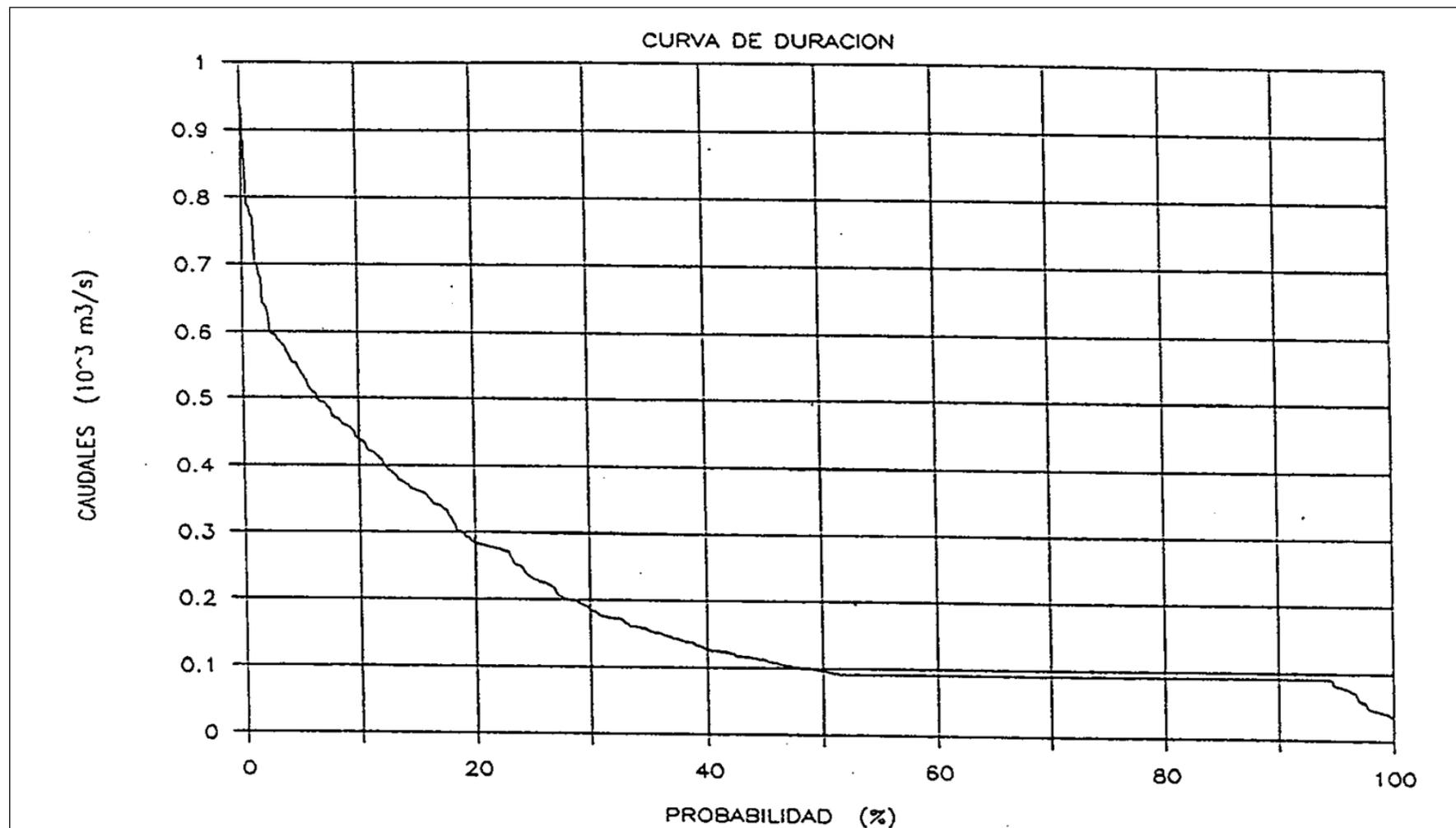


Fig. 2.5: Mantaro sin Derivación a Lima con Regulación Actual

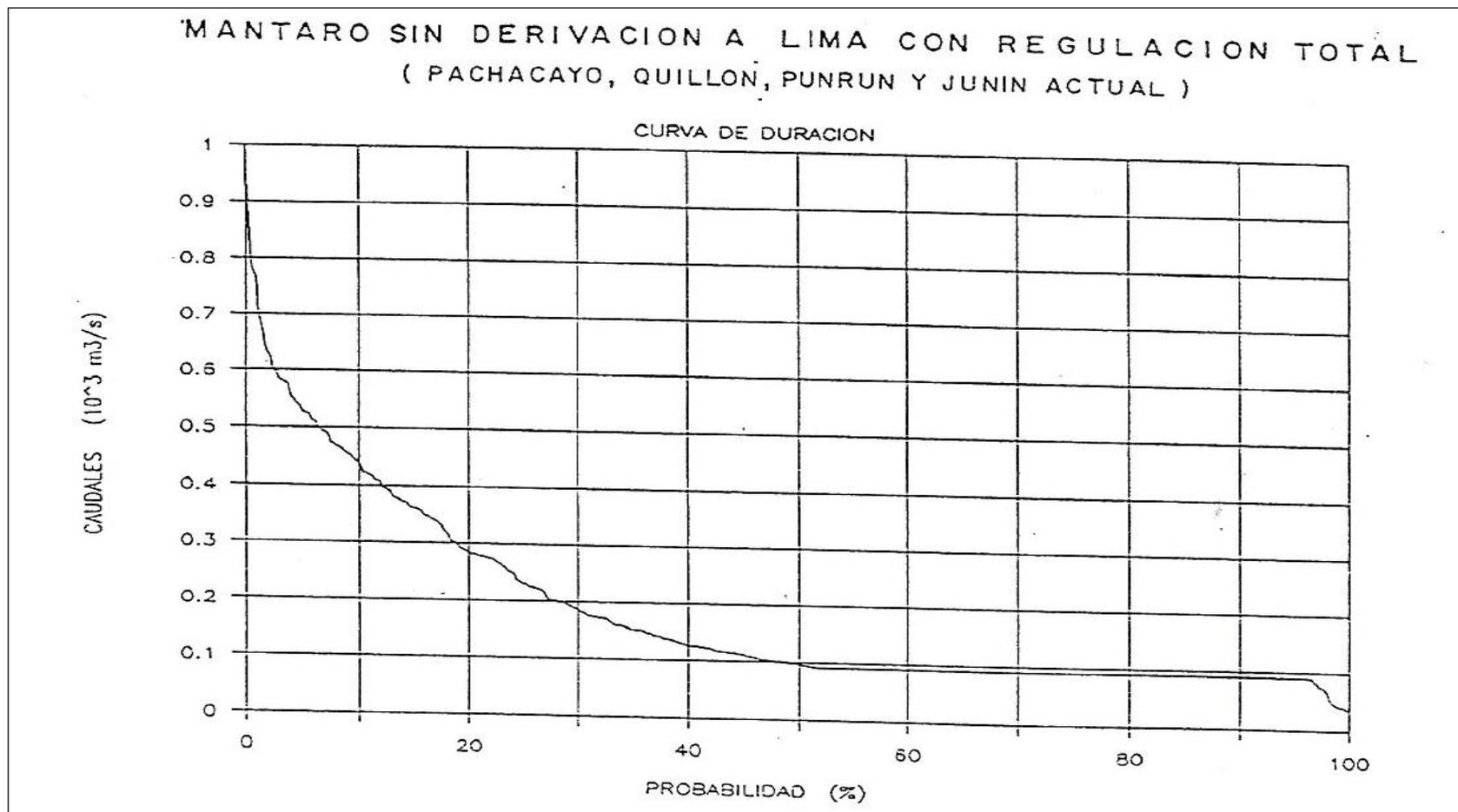


Fig. 2.6: Mantaro sin Derivación a Lima con Regulación Total (Pachacayo, Quillón, Punrun y Junín Actual)
Fuente: Electro Perú -1982

MANTARO CON DERIVACION A LIMA SIN NUEVAS OBRAS DE REGULACION

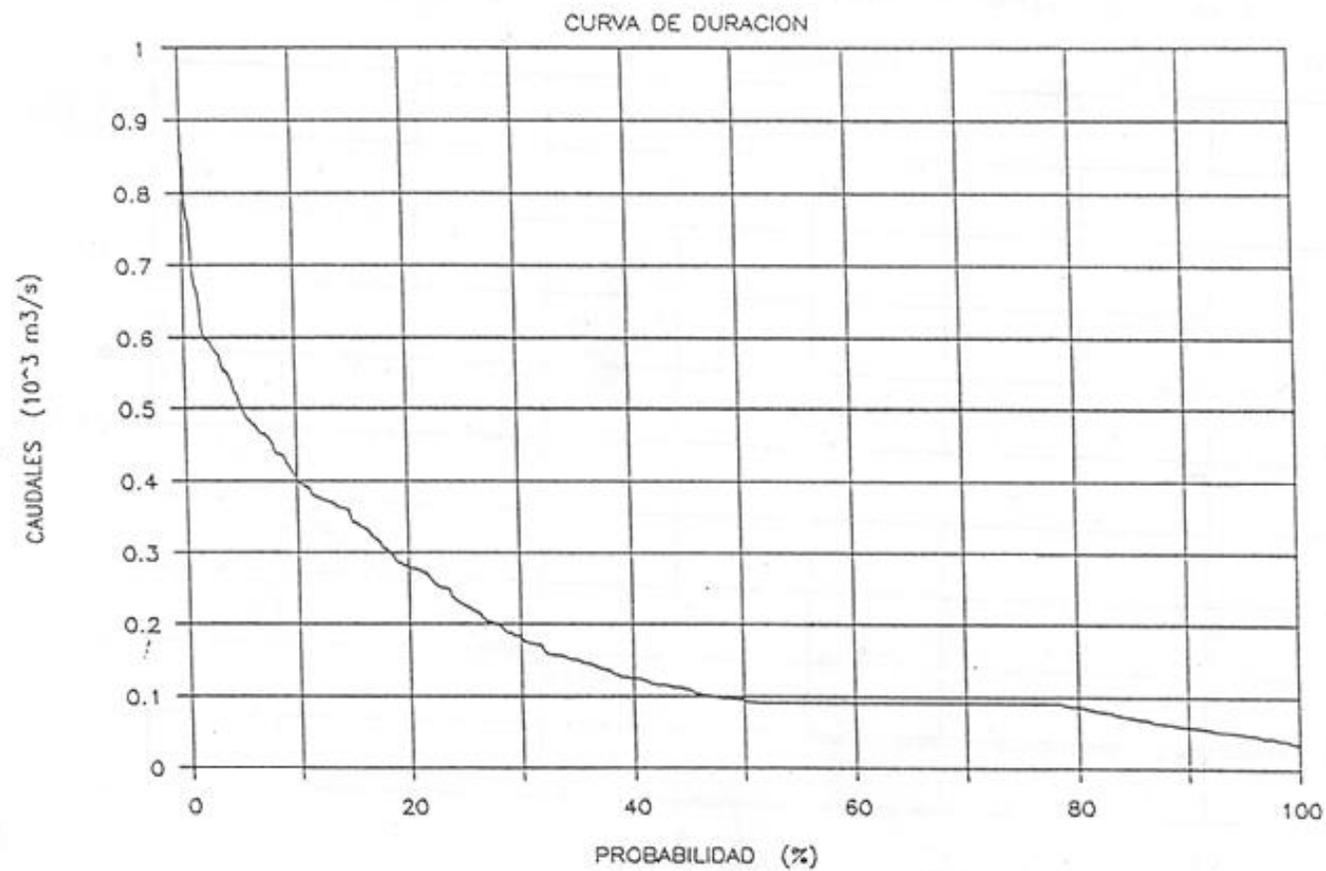


Fig. 2.7: Mantaro con derivación a Lima sin nuevas obras de regulación

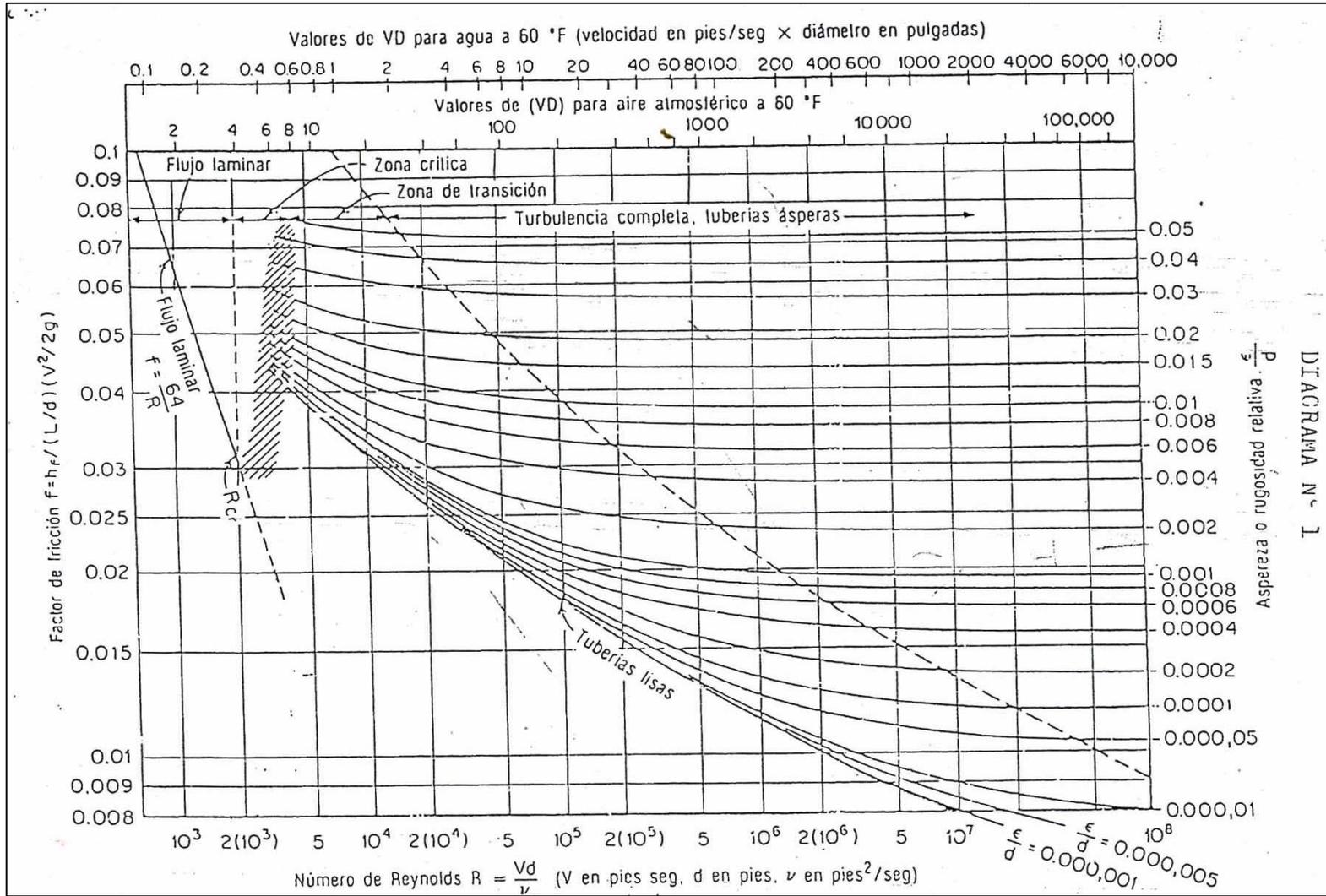


Fig. 2.8: Factores de Fricción para Flujo en Tubería Forzada.

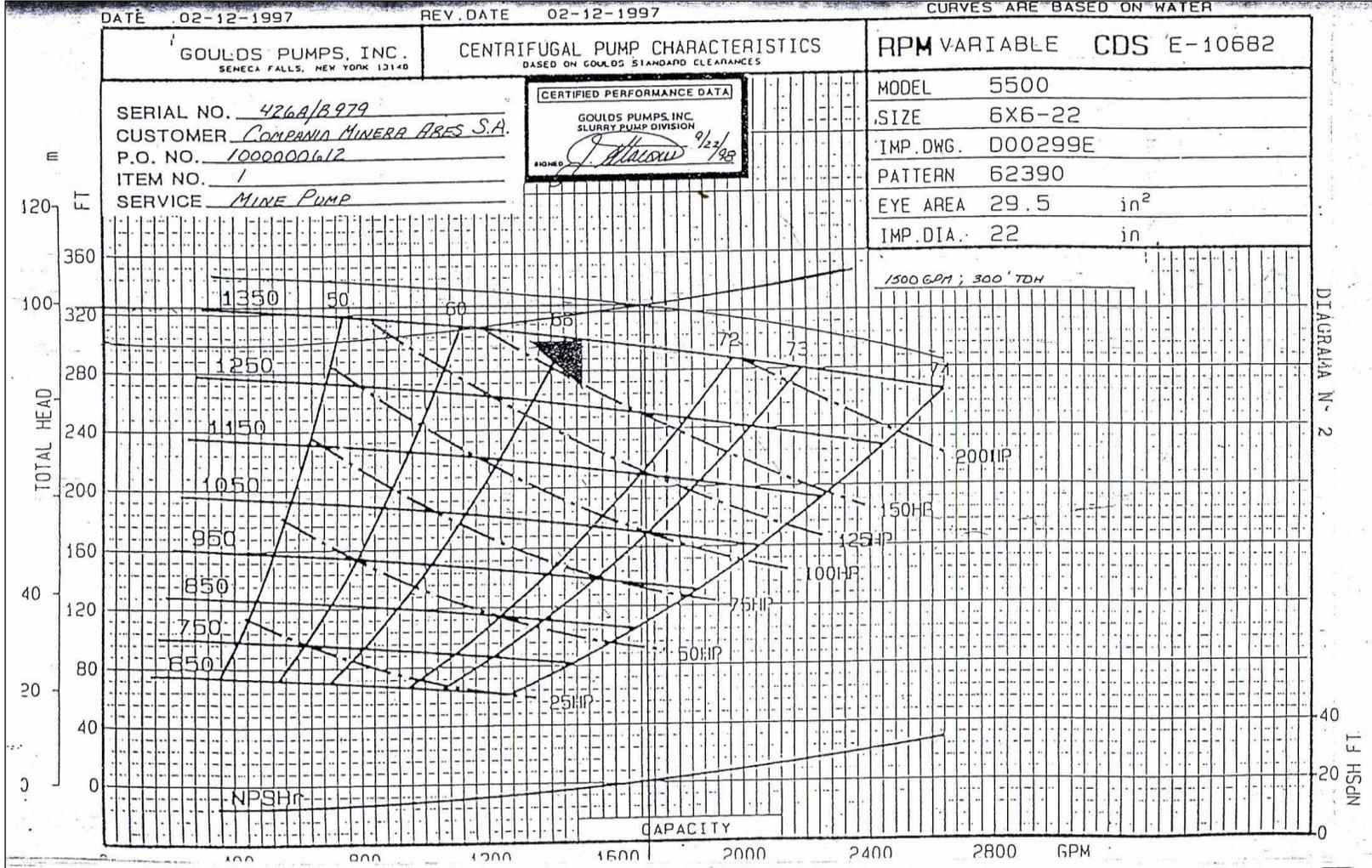
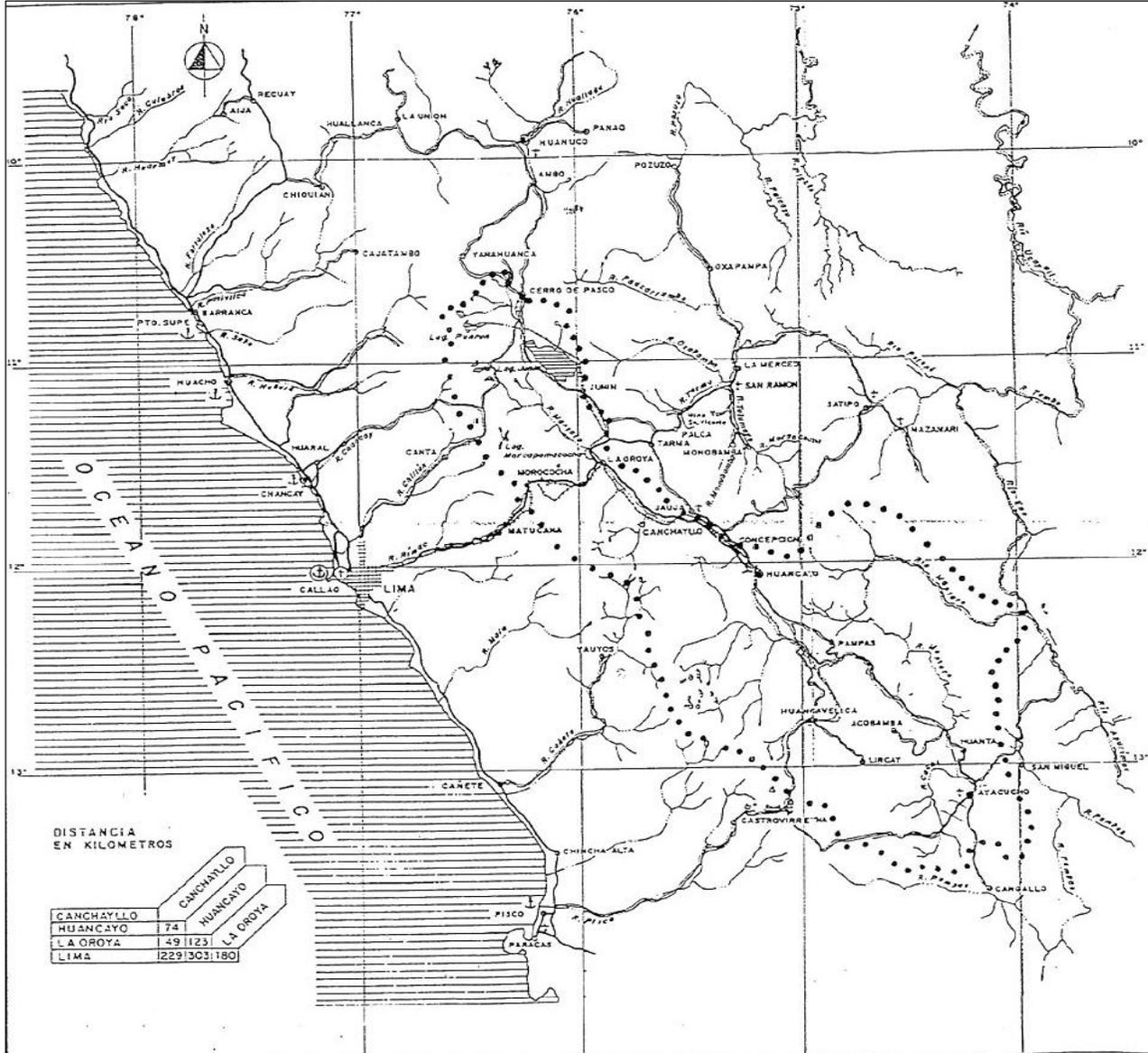
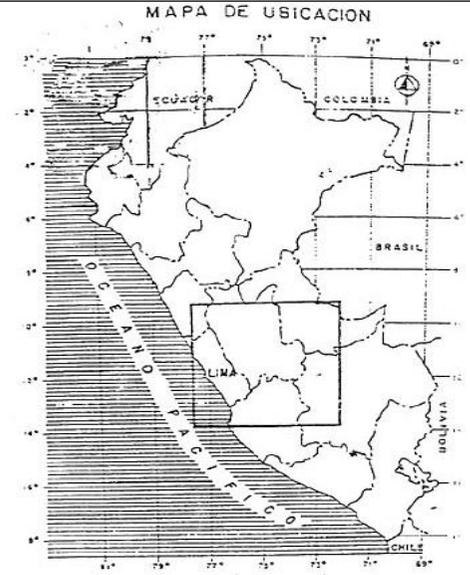


Fig. 2.9: Características de la bomba centrífuga Fuente: GOULDS PUMPS INC. U.S.A. New York-1997

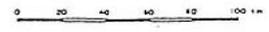


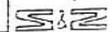
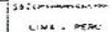
DISTANCIA EN KILOMETROS

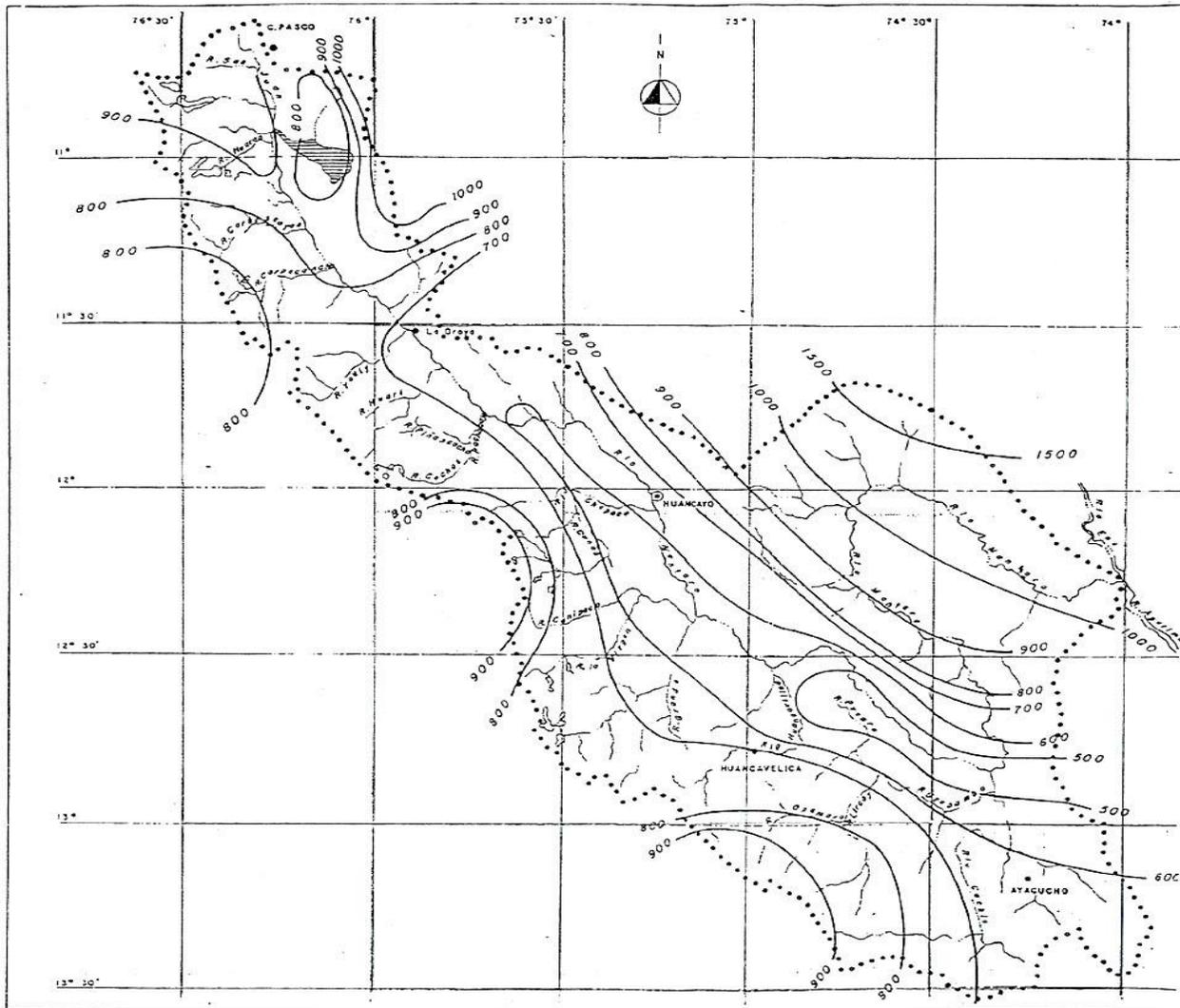
CANCHAILLO		
HUANCAYO	74	HUANCAYO
LA OROYA	149 123	LA OROYA
LIMA	229 303 180	



- LEYENDA
- CAPITAL DE ESTADO
 - CAPITAL DE DEPARTAMENTO
 - CAPITAL DE PROVINCIA Y DISTRITO
 - CARRETERA PRINCIPAL PAVIMENTADA
 - CARRETERA SECUNDARIA AFIRMADA
 - FERROCARRIL
 - AEROPUERTO INTERNACIONAL
 - AEROPUERTO SECUNDARIO O PISTA
 - PUERTO PRINCIPAL
 - PUERTO SECUNDARIO
 - LIMITE DE CUENCA



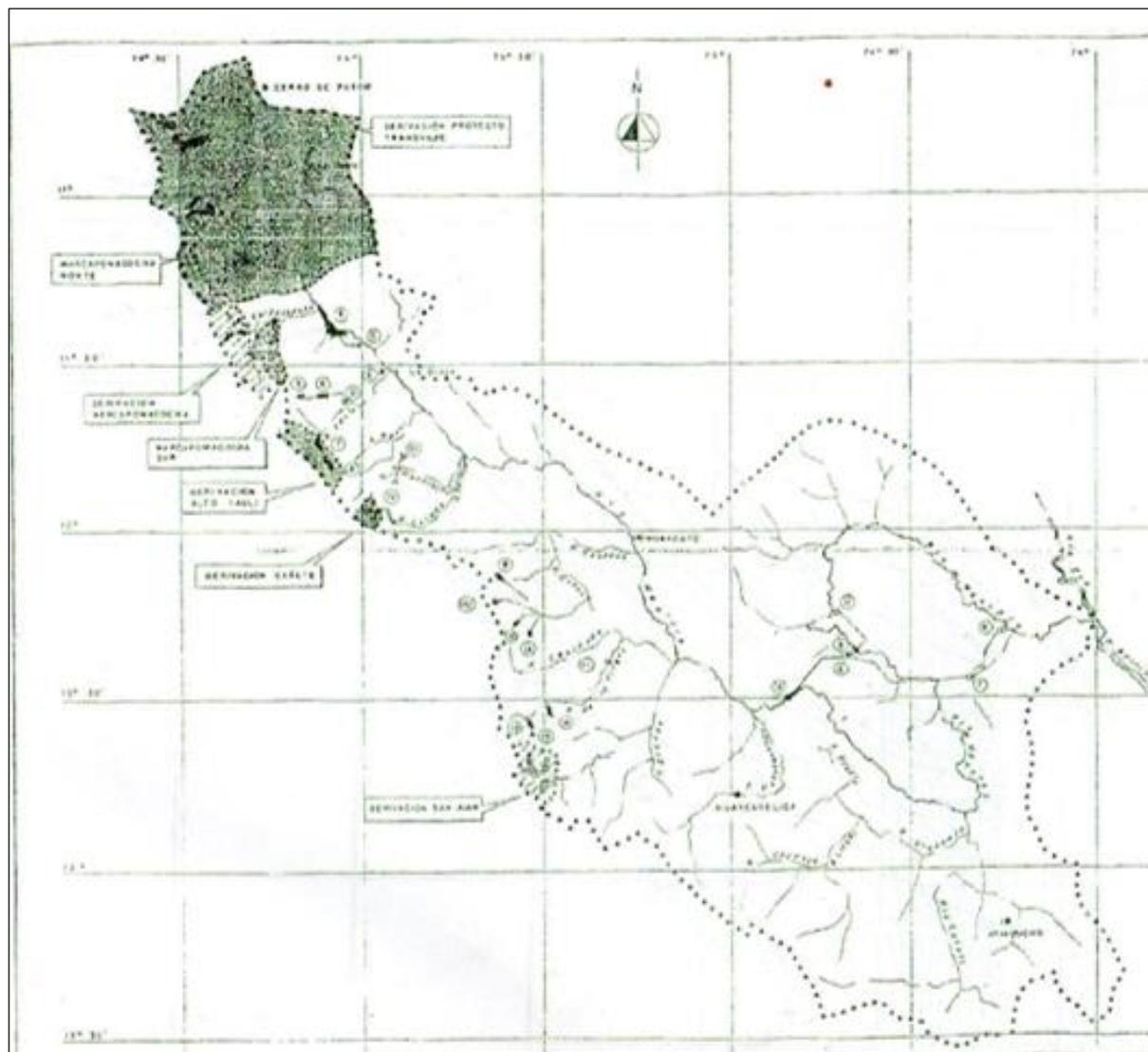
REV. N°	DESCRIPCION	APR. / FECHA
	ELECTROPERU S.A.	PACH
	APROVECHAMIENTO HIDRICO DE LA CUENCA DEL RIO PACHACAYO	001
UBICACION		32-PACH-019-0
		
DISEÑADO POR	REVISTADO POR	FECHA
G.M.	C.C.S.	1978
LIMA - PERU		



LEYENDA

- RIOS
- LIMITE DE CUENCA
- CURVAS DE ISOYETAS

REV. N°	DESCRIPCION	APR.	FECHA
	ELECTROPERU S.A.		PACH
	APROVECHAMIENTO HIDRICO DE LA CUENCA DEL RIO PACHACATO ESTUDIO I - PRELIMINAR		003
	MAPA DE ISOYETAS		SI-PACH-019/92
DISEÑADO C.S.H.	DIBUJADO I.N.C.	REVISADO J.P.	APROBADO N.S. ABRIL '92
			SUBCORPORACION OPERACION LINA - PERU



EMBALSES EXISTENTES			
Nº	NOMBRE	CAPACIDAD DE	PROPIETARIO
		ALMACENAMIENTO	
		Hm ³	
1	LAG. PUNRIN	100	CH EL BROCAL
2	LAG. JUNIN	570	OMP
3	LAG. HUARON	48	CH HUARON
4	MAL PASO	27	OMP
5	LAG. HUACRACOCHA	8	OMP
6	LAG. HUASCACOCHA	12	OMP
7	POMACOCHA	20	OMP
8	HUALLACOCHA	18	OMP
9	CHICHICOCHA	20	COM
10	RUNAHUANUSA	18	COM
11	QUILLOCOCHA	51	COM
12	HUKHICOCHA	9	COM
13	COTLLAMCOCHA	10	CHC
14	TURAUCCOCHA	18	CHC
15	TARACHACA	10	FIR

CH		Potencia	POT
MAYORES		Instalada	EFECC
A	CH Santiago Antunes de Mayolo	698	580
B	CH Restitución	247	200
C	CH Mal Paso	68	47
D	CH Pachadaca	24	18
E	CH La Oroya	9	9

Embalses		Almacenamiento
Proyectados		(Hm ³)
I	Amp. Lag. Junin	1300
II	Amp. Mal Paso	400
III	Lag. Pitascochas	17
IV	Lag. Cochac	56,4
V	Rio Taracocho	12
VI	R. La Virgen	50
VII	Huascacocho	70

ELECTROPERU S.A. <small>EXPLORACION Y DESARROLLO DE LA FUERZA DEL RIO MANTARO</small> PROYECTO DE UTILIZACION DE LOS RECURSOS DEL MANTARO	PACH 004 <small>EST. REG. 014/87</small>
---	--

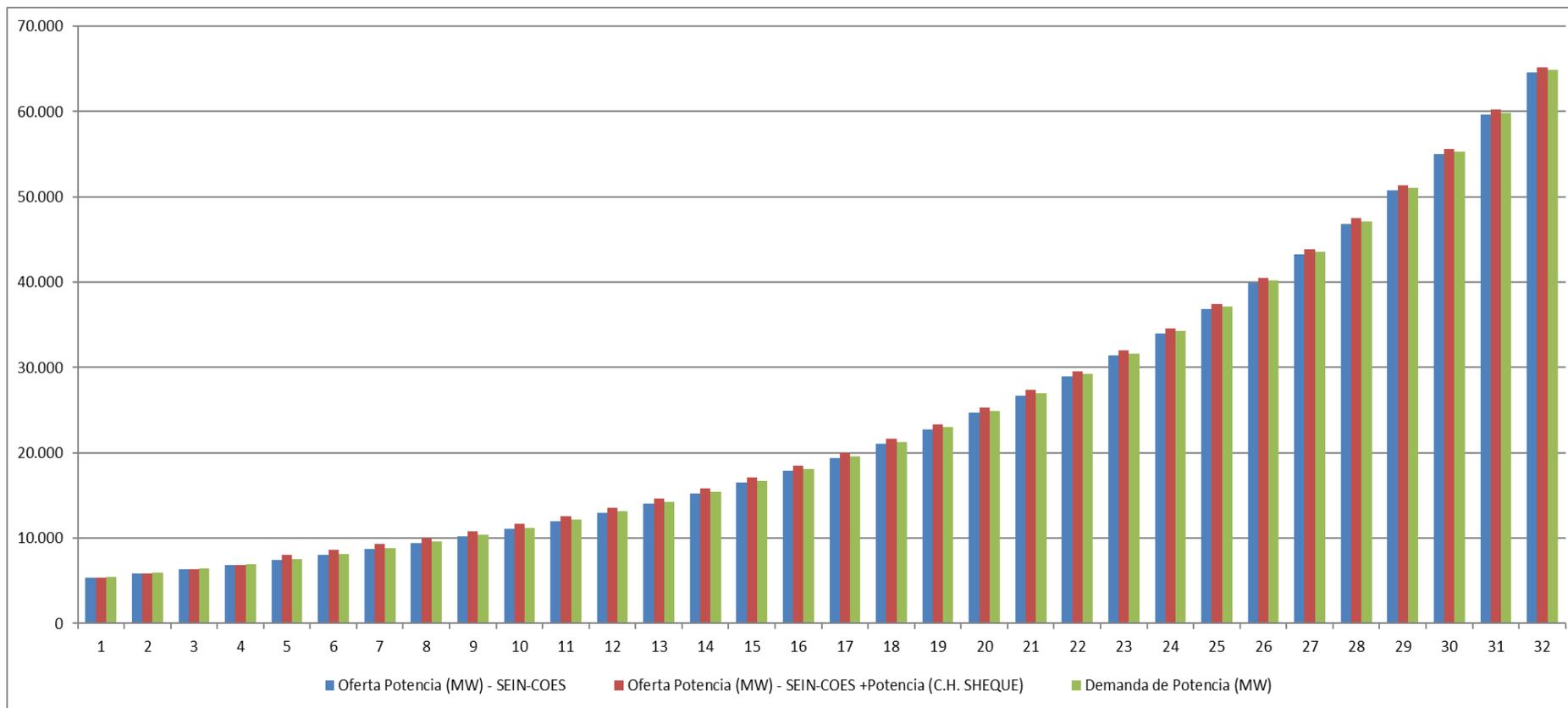


Fig. Nº 2.10 Proyección de la Demanda de Potencia (MW) -30 años

Eje de Y: Potencia en MW

Eje de X: Oferta y Demanda de Potencia en MW

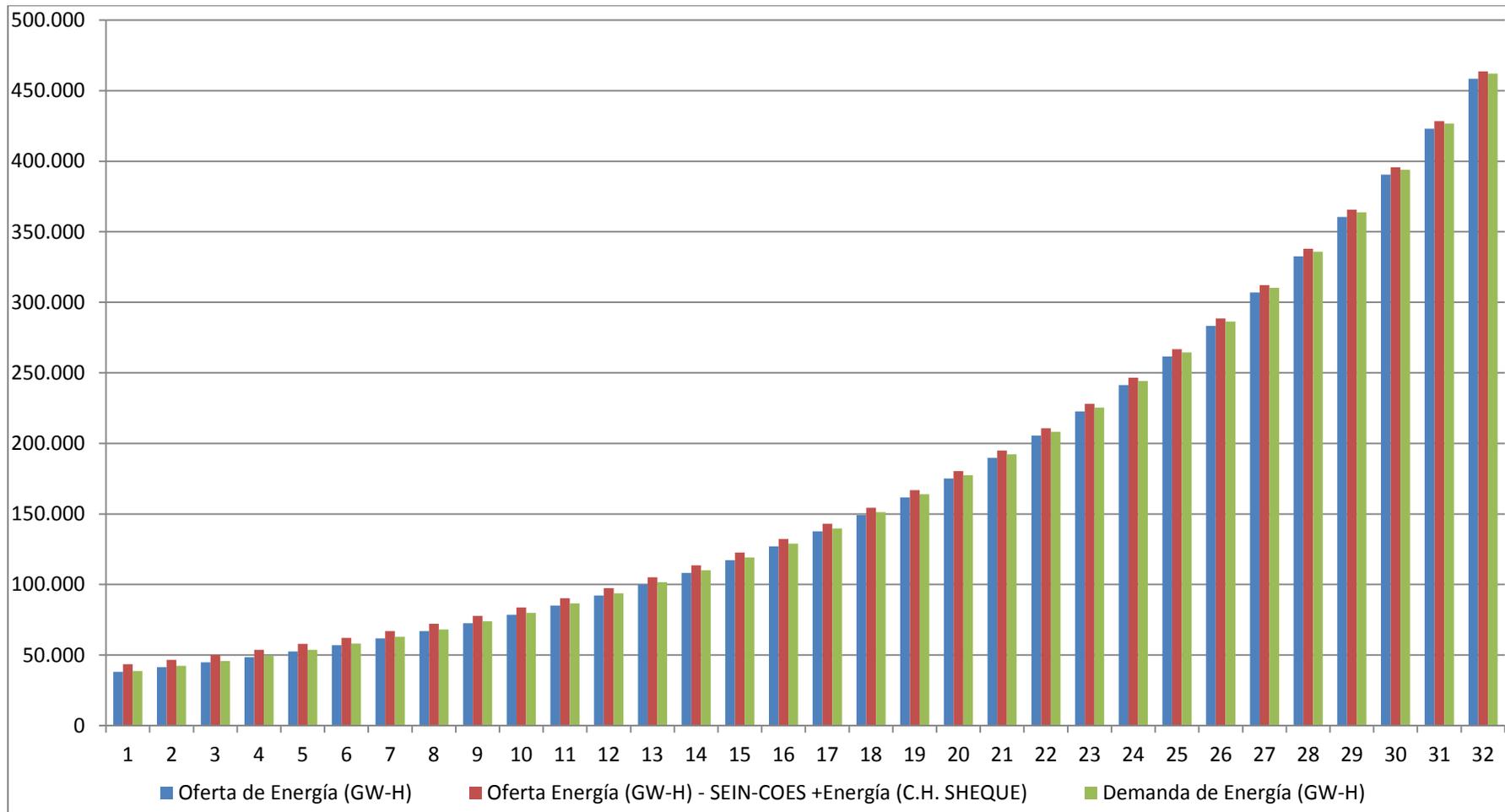


Fig. Nº2.11 Proyección de la Demanda de Energía (GW-H)-30 años

Eje de Y: Energía en GW-H

Eje de X: Oferta y Demanda de Energía en GW-

**Índice de crecimiento de la potencia (MW)
Energía**

Índice de crecimiento de la

8.35%

DEMANDA de POTENCIA					DEMANDA DE ENERGÍA		
Horizonte del proyecto	Año	Oferta Potencia (MW) - SEIN-COES	Oferta Potencia (MW) - SEIN-COES +Potencia (C.H. SHEQUE)	Demanda de Potencia (MW)	Oferta de Energía (GW-H)	Oferta Energía (GW-H) - SEIN-COES +Energía (C.H. SHEQUE)	Demanda de Energía (GW-H)
	12	5.375,46	5.375,46	5.437,00	38.158,05	43.414,05	38.662,00
0	13	5.824,31	5.824,31	5.929,00	41.344,25	46.600,25	42.257,00
1	14	6.310,64	6.310,64	6.421,11	44.796,50	50.052,50	45.764,33
2	15	6.837,58	6.837,58	6.954,06	48.537,00	53.793,00	49.562,77
3	16	7.408,52	8.008,52	7.531,25	52.589,84	57.845,84	53.676,48
4	17	8.027,13	8.627,13	8.156,34	56.981,09	62.237,09	58.131,63
5	18	8.697,39	9.297,39	8.833,32	61.739,02	66.995,02	62.956,55
6	19	9.423,63	10.023,63	9.566,48	66.894,22	72.150,22	68.181,95
7	20	10.210,50	10.810,50	10.360,50	72.479,89	77.735,89	73.841,05
8	21	11.063,08	11.663,08	11.220,42	78.531,96	83.787,96	79.969,86
9	22	11.986,84	12.586,84	12.151,71	85.089,38	90.345,38	86.607,35
10	23	12.987,74	13.587,74	13.160,31	92.194,34	97.450,34	93.795,76
11	24	14.072,22	14.672,22	14.252,61	99.892,57	105.148,57	101.580,81
12	25	15.247,25	15.847,25	15.435,58	108.233,60	113.489,60	110.012,02
13	26	16.520,40	17.120,40	16.716,73	117.271,11	122.527,11	119.143,02
14	27	17.899,85	18.499,85	18.104,22	127.063,24	132.319,24	129.031,89
15	28	19.394,49	19.994,49	19.606,87	137.673,03	142.929,03	139.741,54
16	29	21.013,93	21.613,93	21.234,24	149.168,72	154.424,72	151.340,08
17	30	22.768,59	23.368,59	22.996,68	161.624,31	166.880,31	163.901,31
18	31	24.669,77	25.269,77	24.905,41	175.119,94	180.375,94	177.505,12
19	32	26.729,69	27.329,69	26.972,56	189.742,46	194.998,46	192.238,04
20	33	28.961,62	29.561,62	29.211,28	205.585,95	210.841,95	208.193,80
21	34	31.379,92	31.979,92	31.635,82	222.752,38	228.008,38	225.473,89
22	35	34.000,14	34.600,14	34.261,59	241.352,20	246.608,20	244.188,22
23	36	36.839,15	37.439,15	37.105,30	261.505,11	266.761,11	264.455,84
24	37	39.915,22	40.515,22	40.185,04	283.340,79	288.596,79	286.405,68
25	38	43.248,14	43.848,14	43.520,40	306.999,74	312.255,74	310.177,35
26	39	46.859,36	47.459,36	47.132,59	332.634,22	337.890,22	335.922,07
27	40	50.772,12	51.372,12	51.044,60	360.409,18	365.665,18	363.803,60
28	41	55.011,59	55.611,59	55.281,30	390.503,35	395.759,35	393.999,30
29	42	59.605,06	60.205,06	59.869,65	423.110,38	428.366,38	426.701,24
30	43	64.582,08	65.182,08	64.838,83	458.440,09	463.696,09	462.117,44
		*** (3)		* (1)	***	** (3)	* (1)

NOTA: 2: Fuente Banco Reserva del Perú –COES 3: Estadísticas del Coes-Sein-2011

1: Porcentaje de crecimiento anual 0.83% Fuente: Censo 2005-2007

ANEXO B: FIGURAS Y GRAFICAS

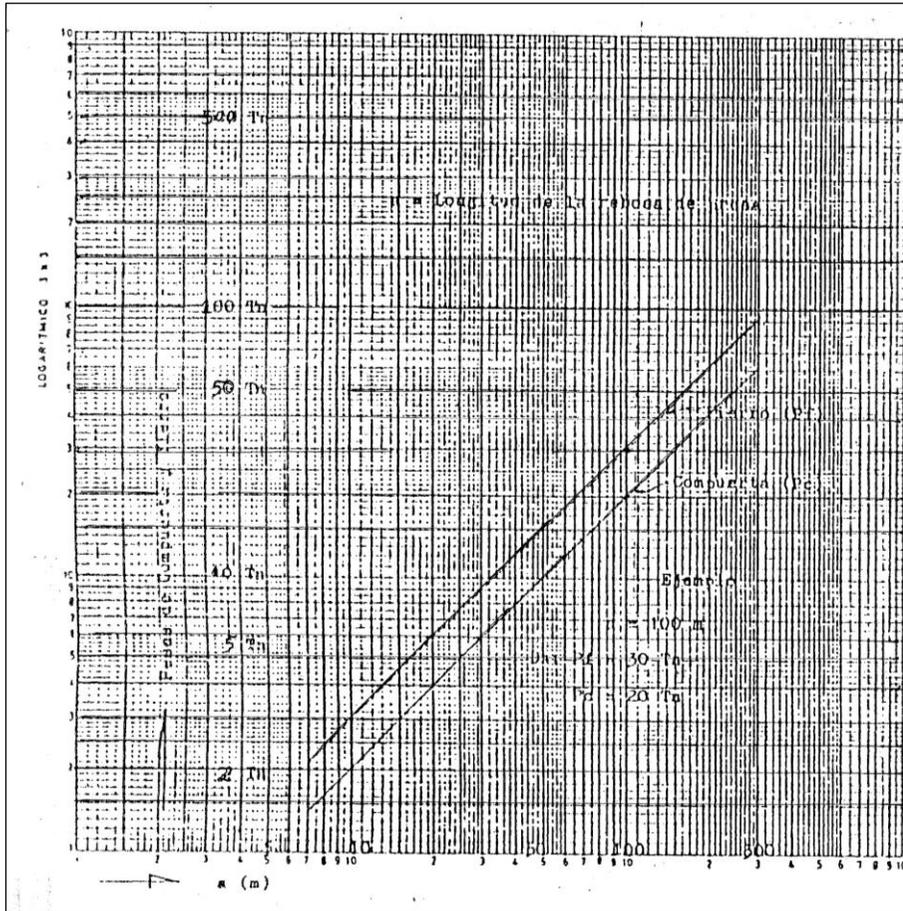


Fig. 1-3 Presa de Derivación y obras de Limpia y Relativa
Pesos de la compuerta para limpieza de arena y los fierros

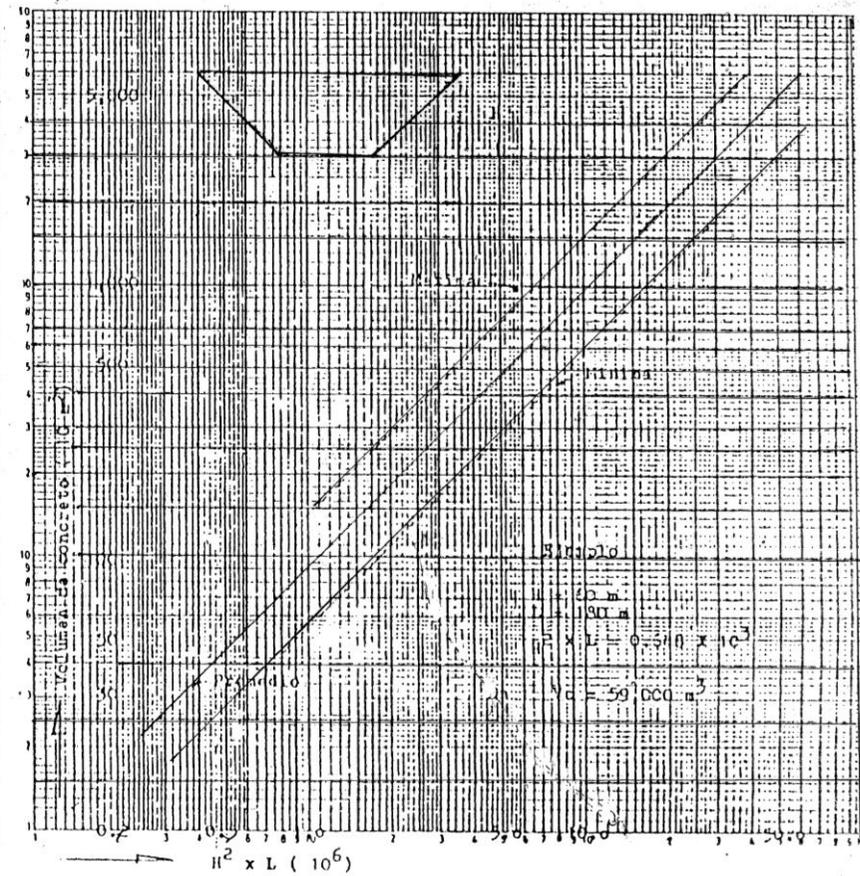


Fig. 2 Presa de Arco
Volumen de concreto

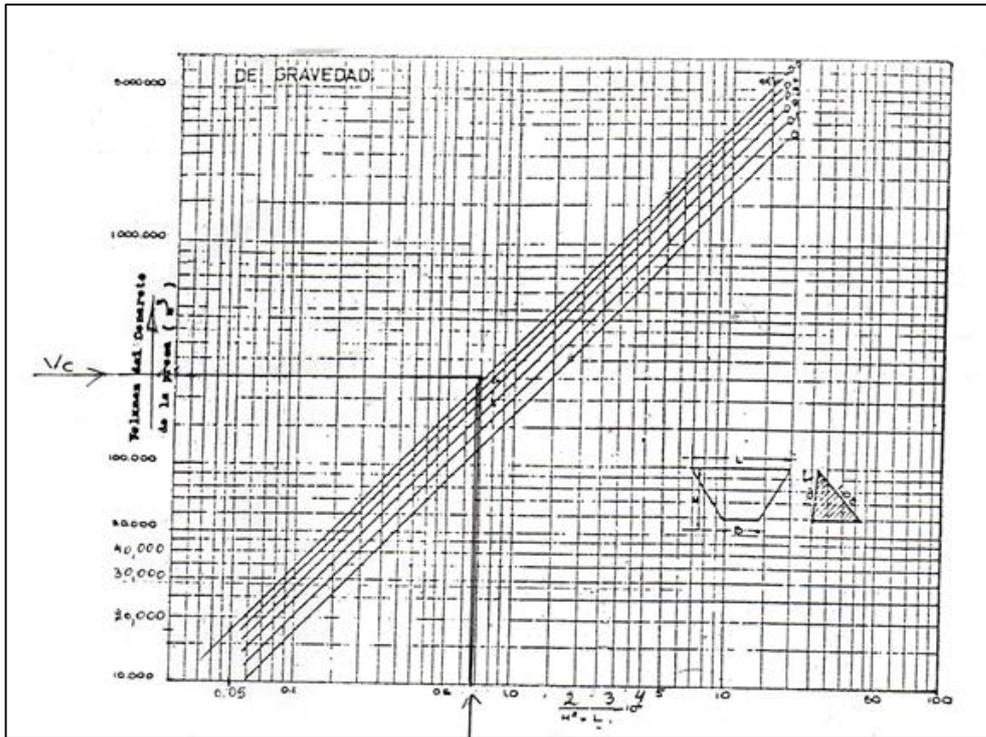


Figura 3. Presa de Gravedad

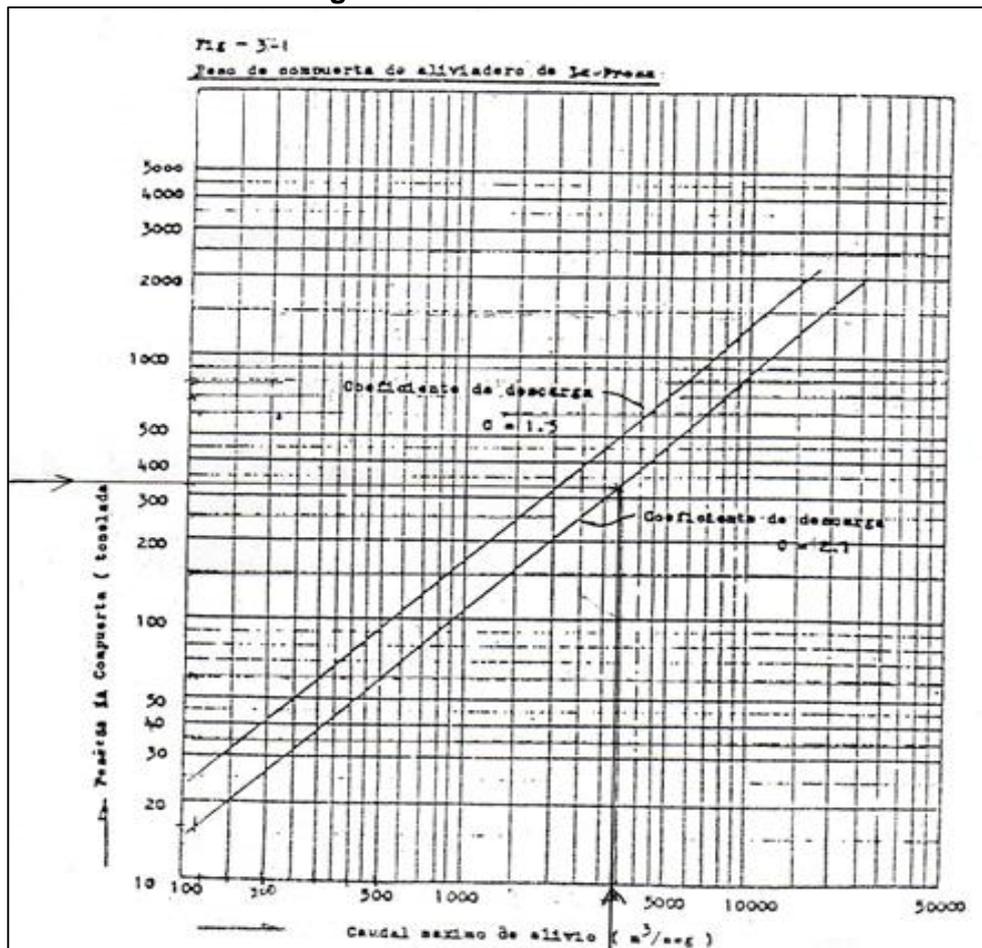


Figura 3-1 Peso de compuerta del Aliviadero de la Presa

Fig.5-1

BOCATOMA CON REGULACION

Excavación y Concreto

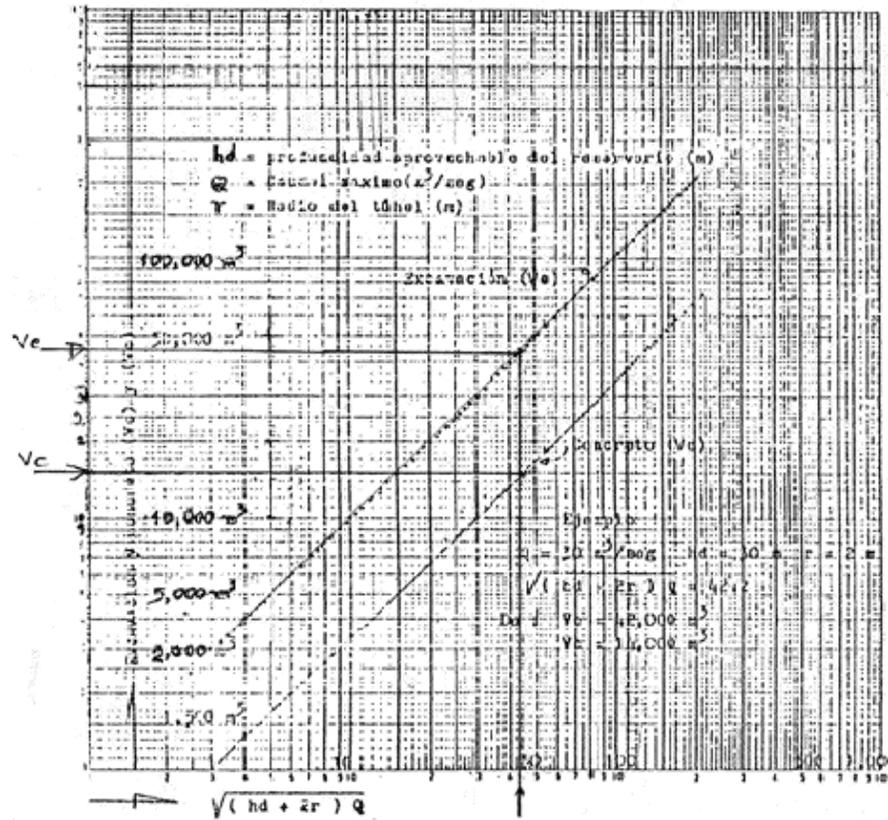


Fig.6.1 Bocatoma con Regulación

Excavación y Concreto

Fig.5-2

BOCATOMA CON REGULACION

Peso de Compuerta, Rejilla y Fierro

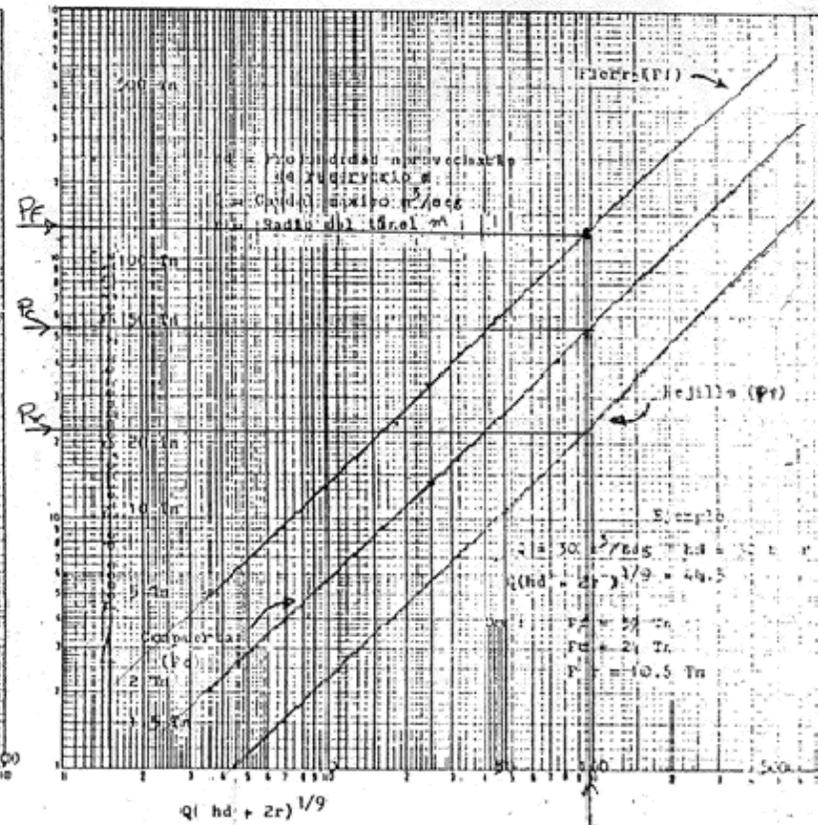


Fig.6.2 Bocatoma con Regulación

Peso de Compuerta, Rejilla y Fierro

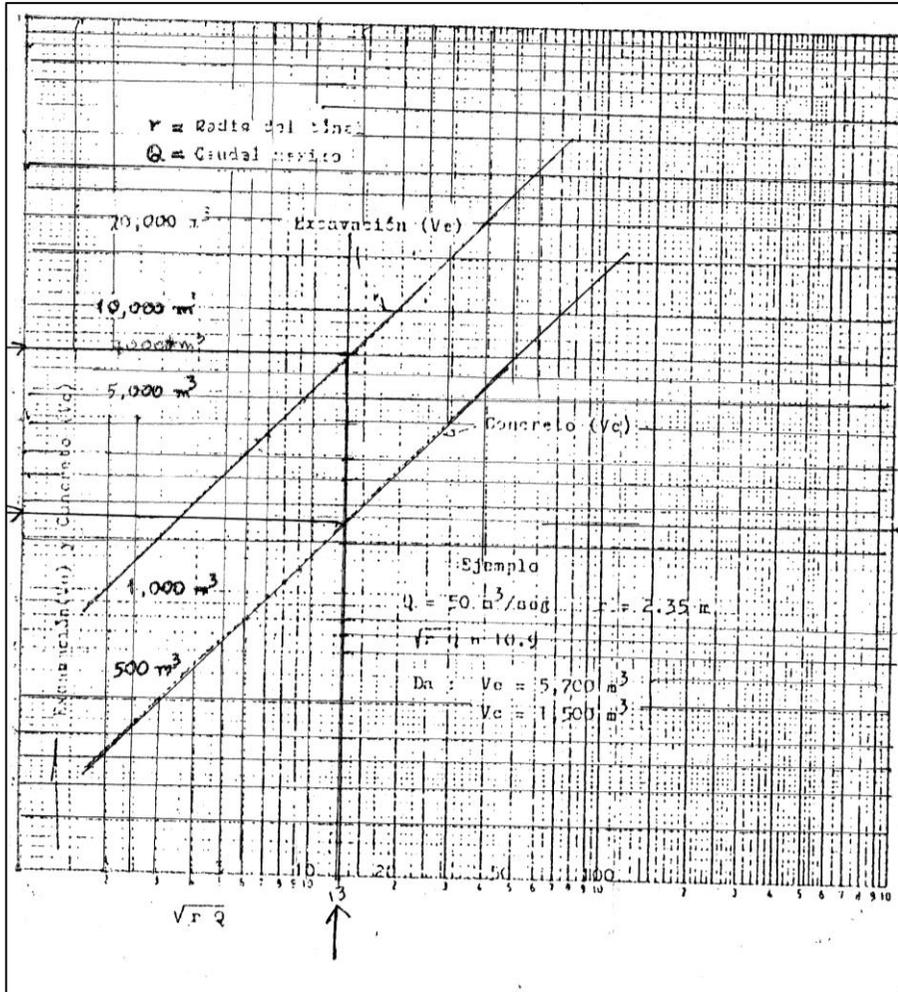


Fig. 7.1 Bocatoma sin Regulación
Volumenes de excavación y Concreto.

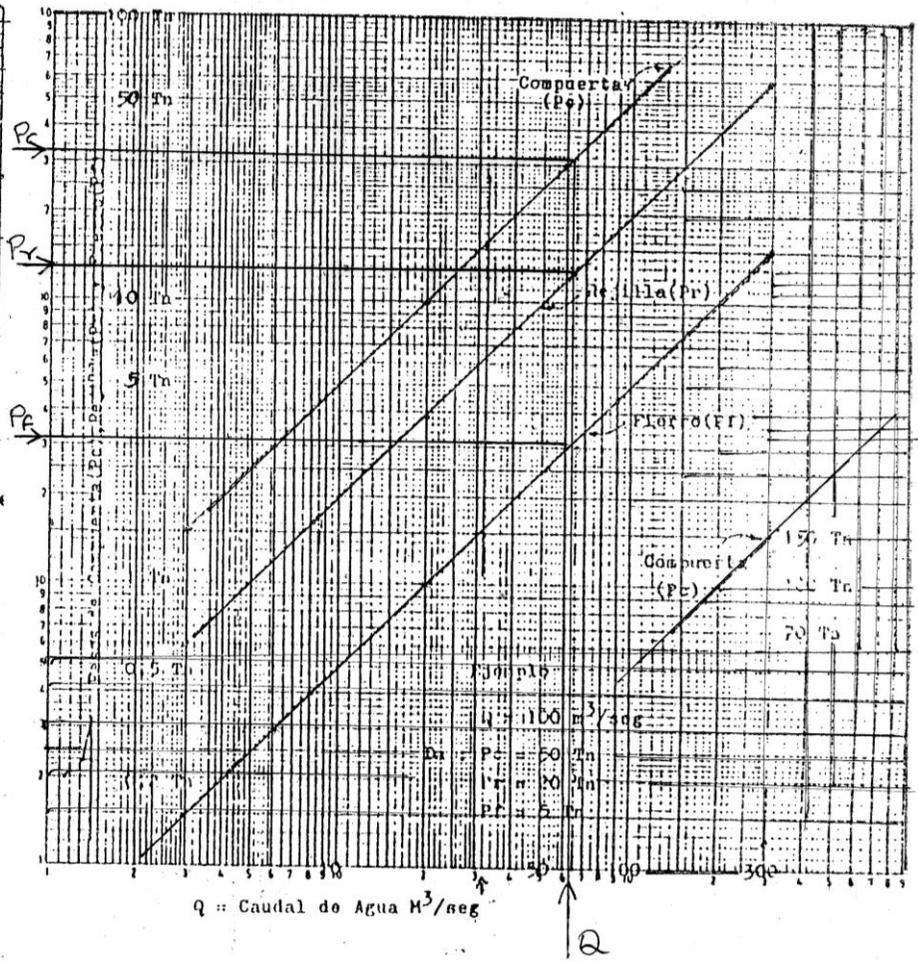


Fig. 7.2 Bocatoma sin Regulación
Peso de Compuerta, Rejilla y Fierro

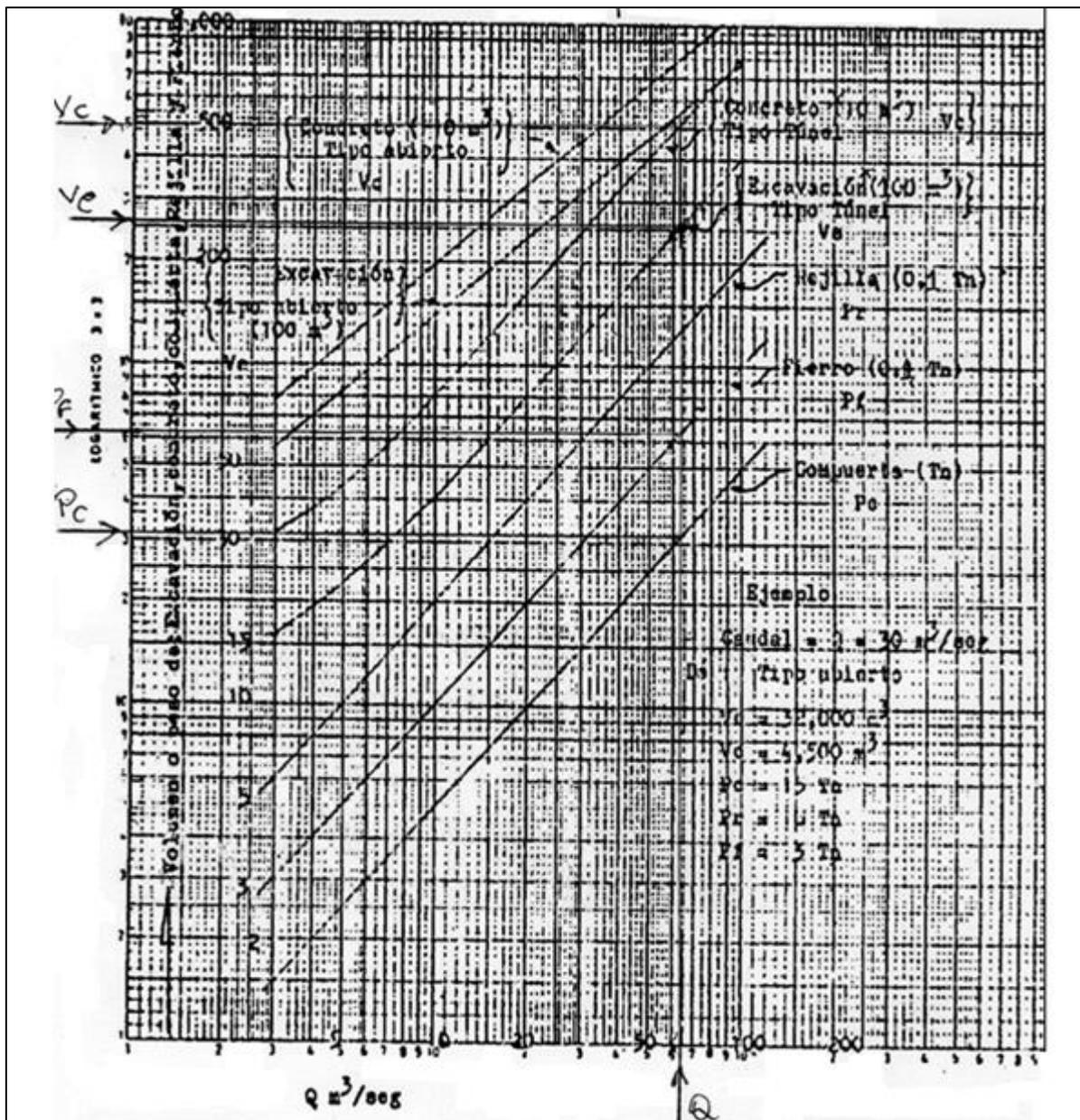


Fig. 9 Cámara de Carga Volumen de Excavación y Concreto Pesos de Rejilla Compuerta y Fierro

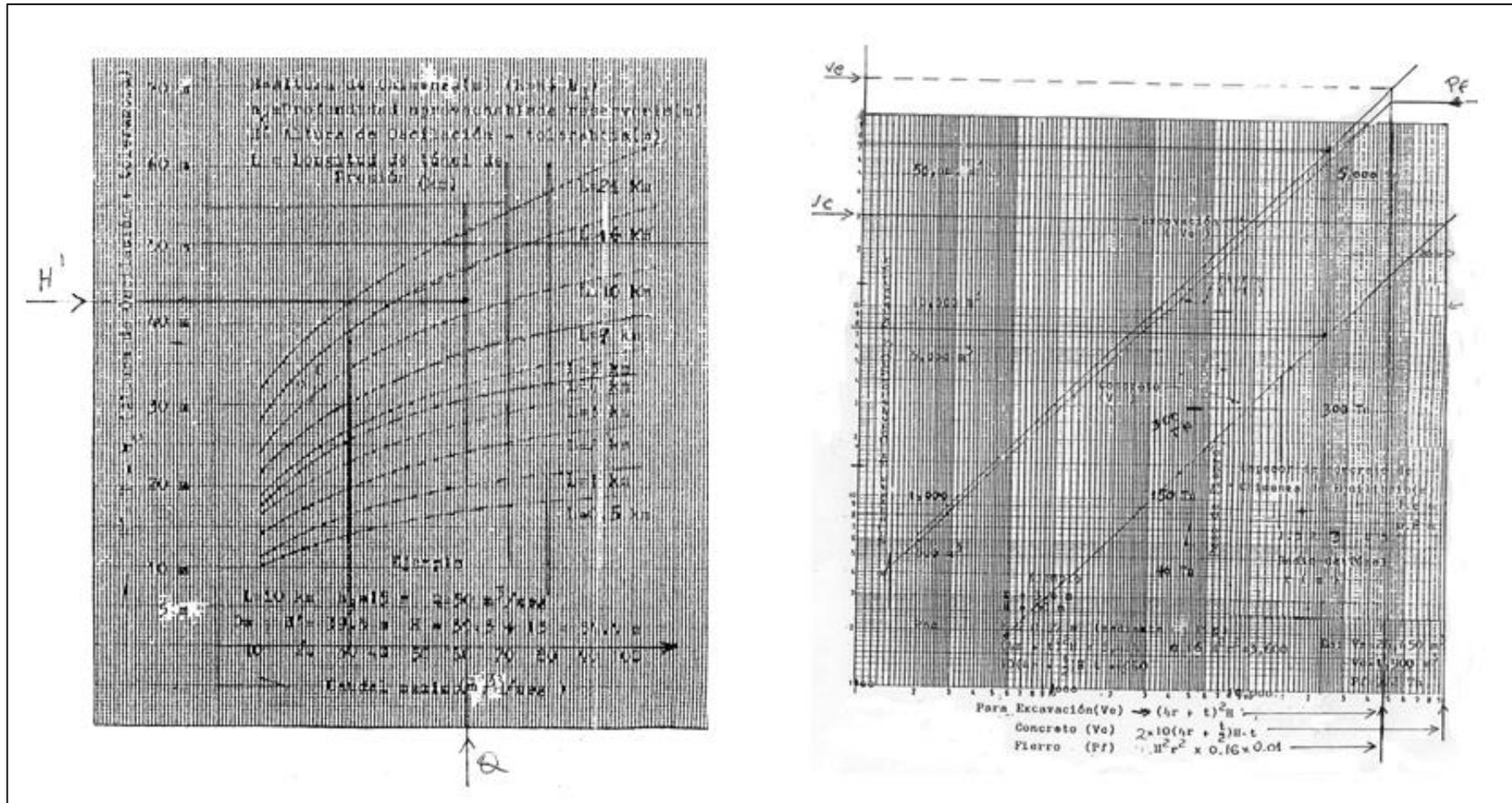


Fig.10-A. Altura de la Chimenea de Equilibrio

Fig.10-B. Chimenea de Equilibrio Volumen de Excavación, Concreto y Peso de Fierro

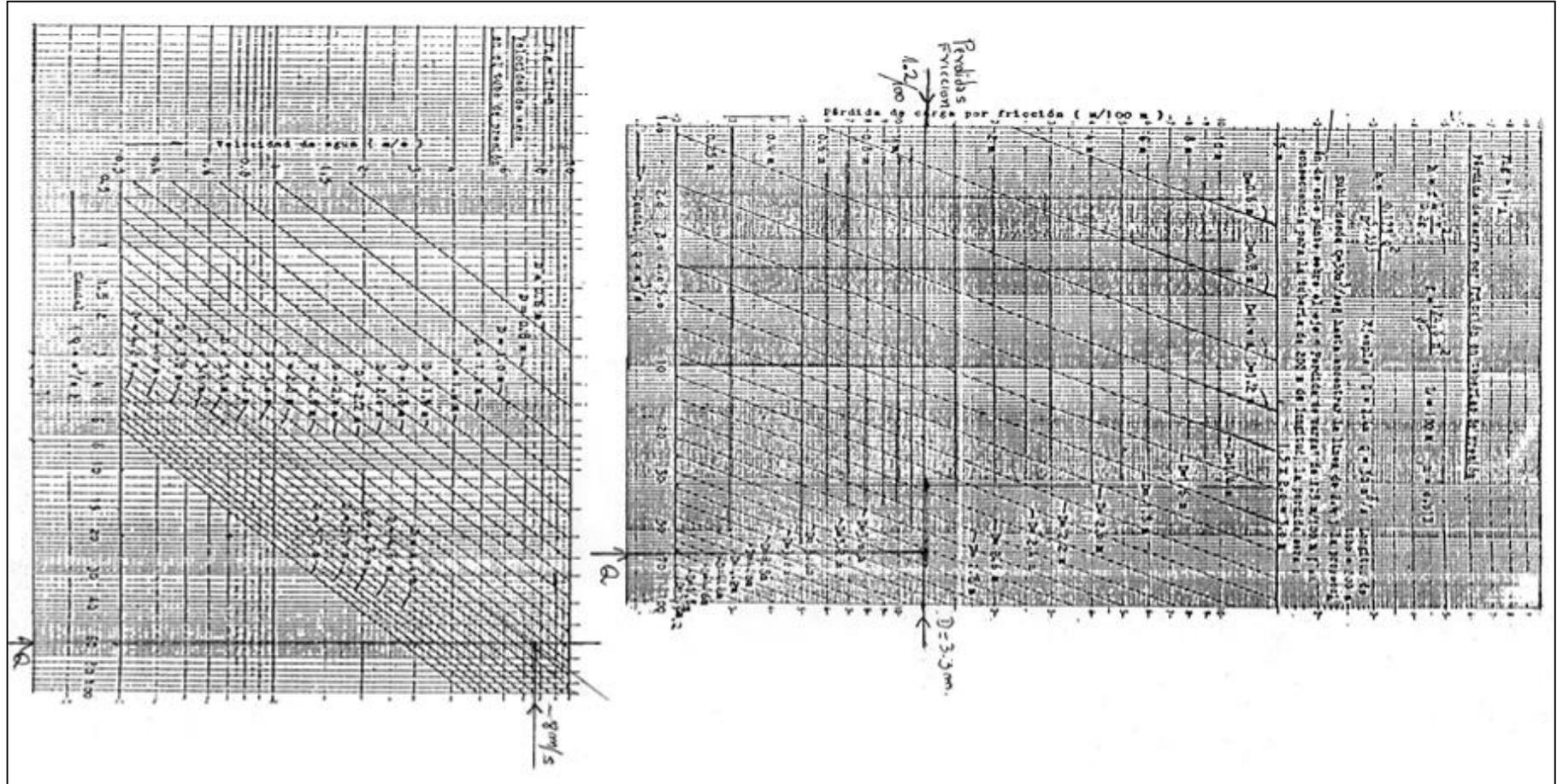


Fig. 11-B Velocidad de Agua en el Tubo de Presión. Fig. 11-A Pérdida de Carga por Fricción en la Tubería el en el Tubo de Presión

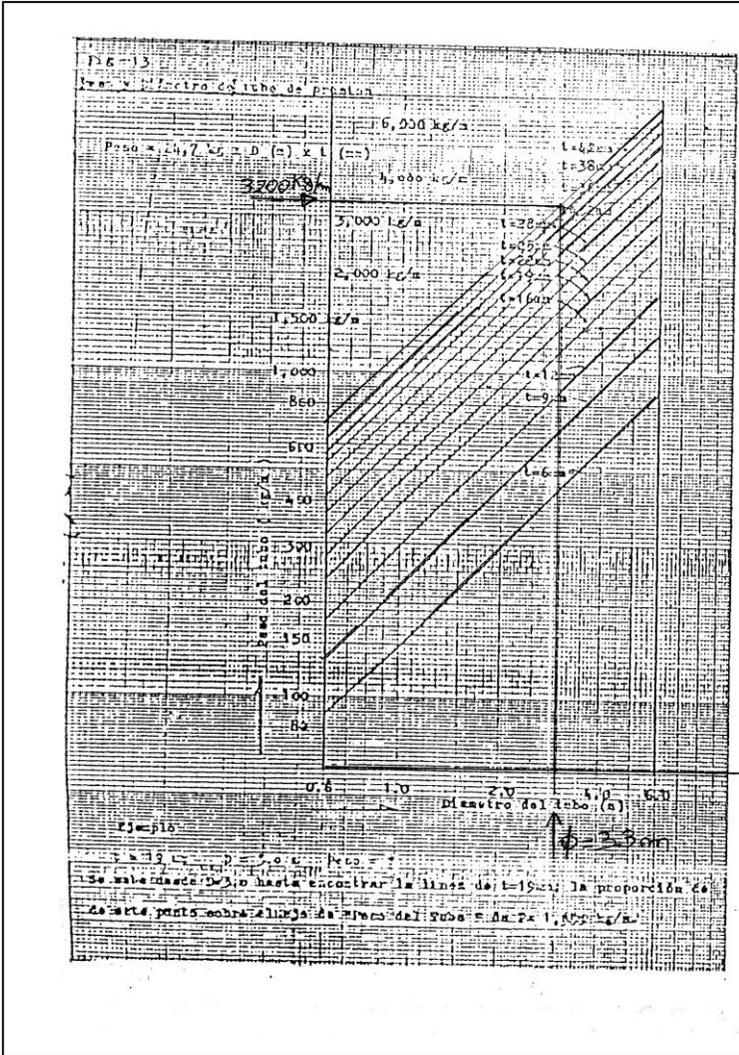


Fig.13 Peso y Diámetro de la Tubería forzada

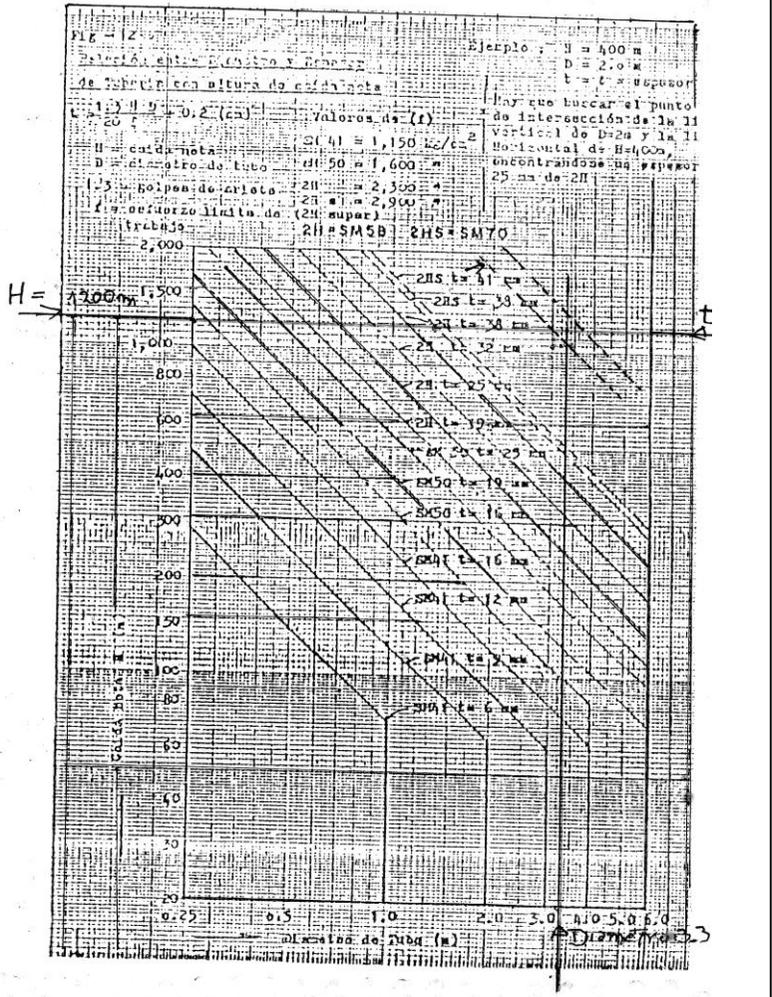


Fig.12 Relación entre el diámetro y el espesor de la tubería, con la altura de la caída neta.

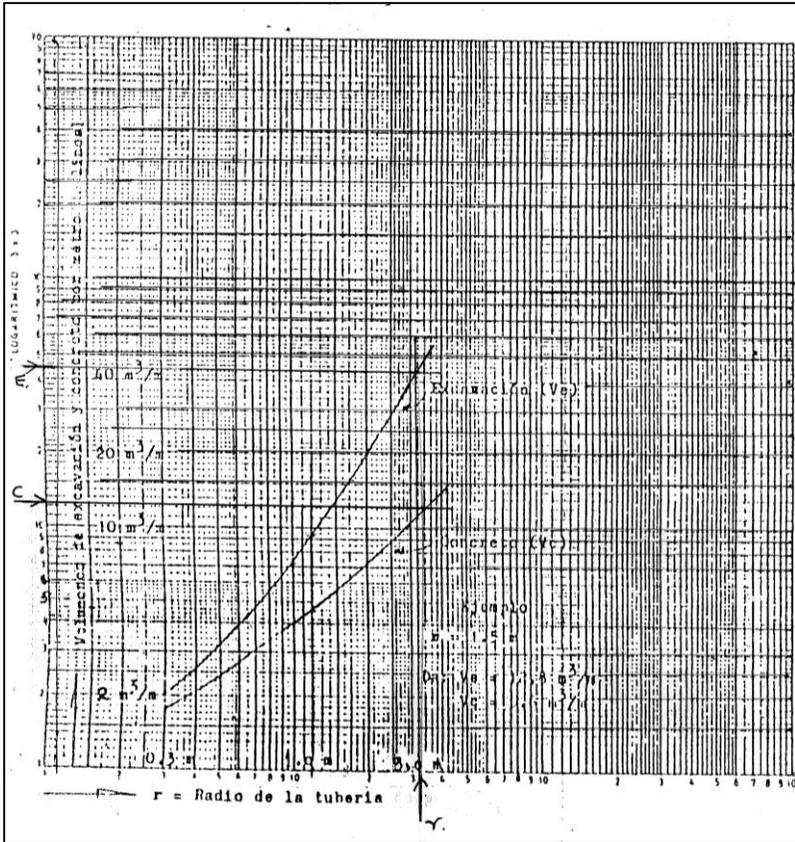


Fig.14 A Tubería de Presión Obras Civiles tipo túnel

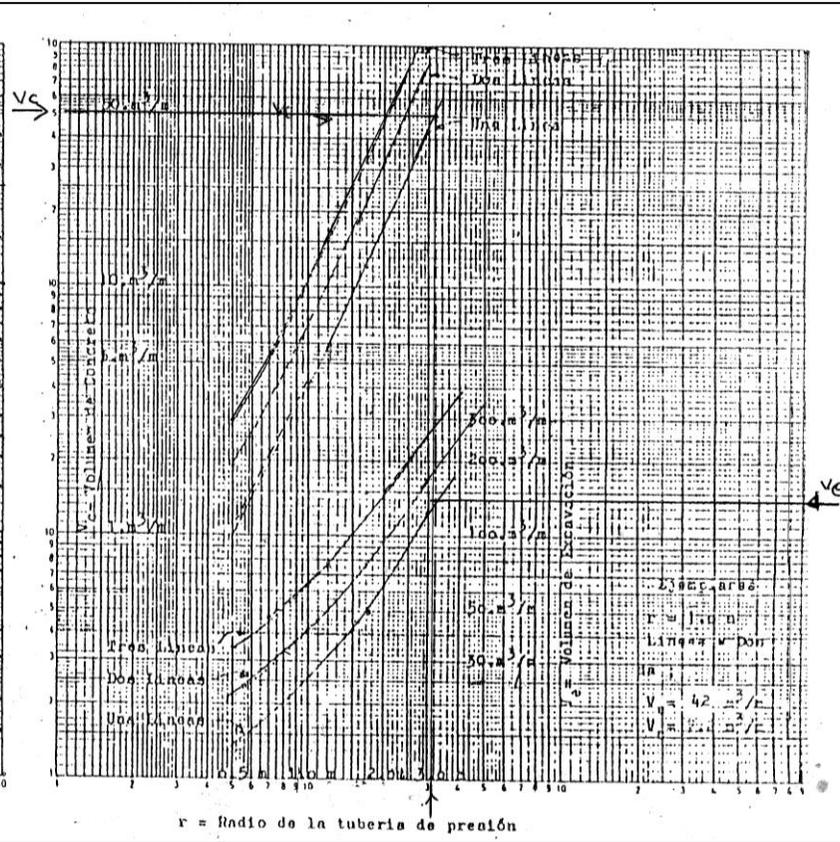


Fig.14B Tubería de Presión Obras Civiles: Tipo Abierto.

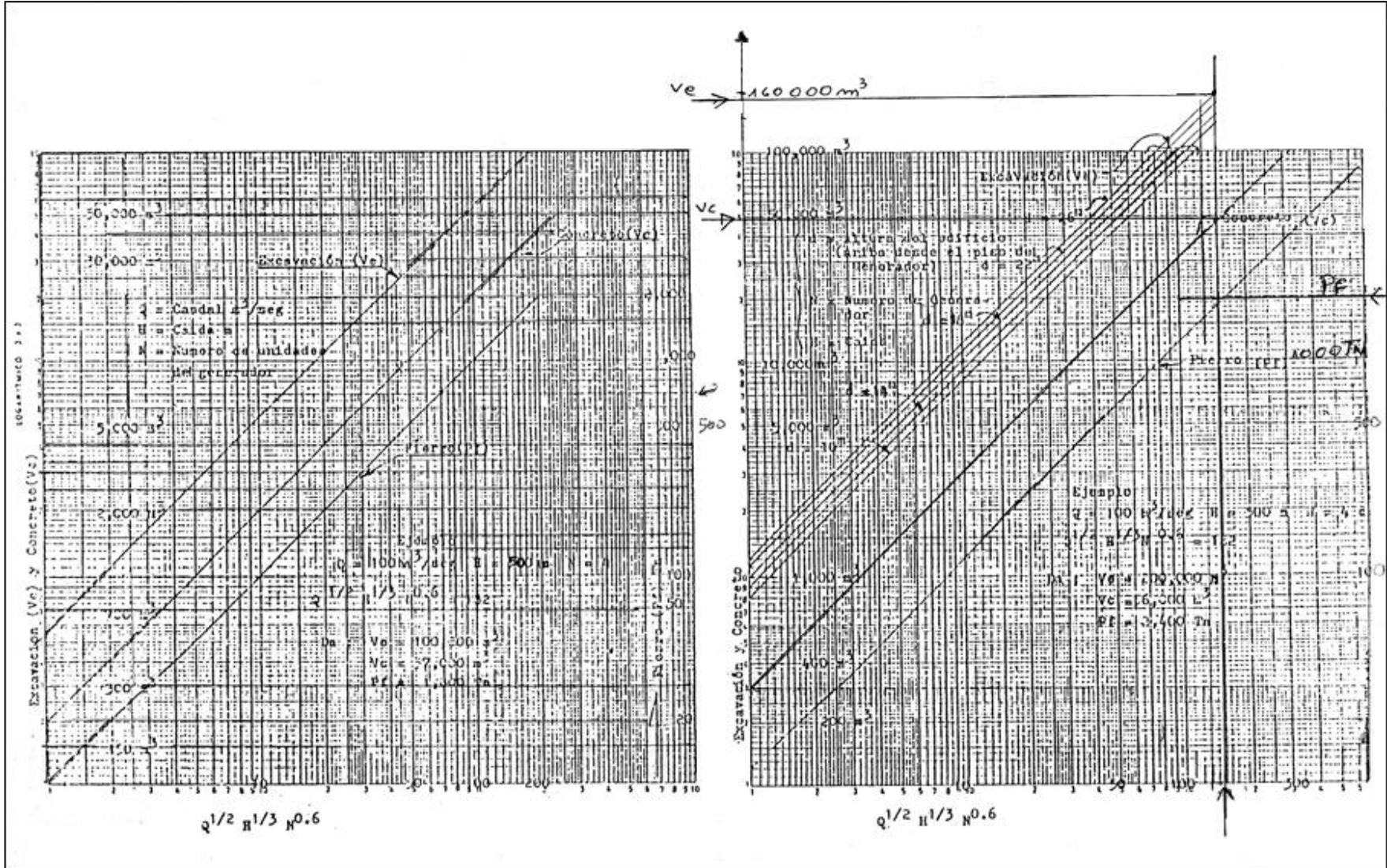


Fig.15 A Casa de Maquinas tipo Abierto

Fig.15 B Casa de Maquinas Tipo Caverna

Fig 20

EFICIENCIA DE GENERADORES DE INDUCCION

Ejemplo :
 para un generador de 10,000 kVA, y T/P = 80,
 su eficiencia en el paso de plena carga es de
 96 % (Grafico - A)
 Para el caso de 50 % de carga, se sube desde
 50 % de potencia hasta su interseccion con
 con la curva del Grafico - B, la que referida
 al eje de Coeficientes nos da 0.99.
 De donde : Eficiencia = 0.96 x 0.99 = 0.95

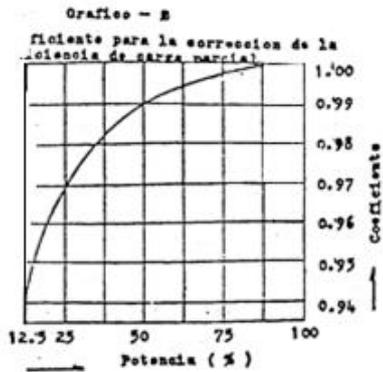


Grafico - A
 Eficiencia de Generadores PARA la plena carga = 100 %

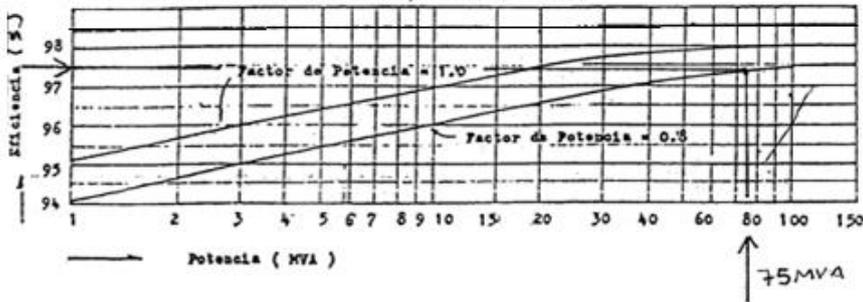


Fig. 21-B DIMENSIONES DE TURBINAS

- H = Caida total (m)
- Q = Caudal (litros/seg)
- D = Capacidad de Turbina (HP)
- M = por Revolución de rueda (rpm)
- W = diámetro de Rueda

$D = A \sqrt{H}$ = Diámetro de rueda de Turbina (m)

Valores de A	
H = 20	1.65
H = 30	1.75
H = 40	1.85
H = 50	1.95
H = 75	2.15
H = 100	2.35
H = 150	2.65
H = 200	2.95
H = 300	3.45
H = 400	3.95
H = 500	4.45
H = 600	4.95
H = 800	5.75
H = 1000	6.55

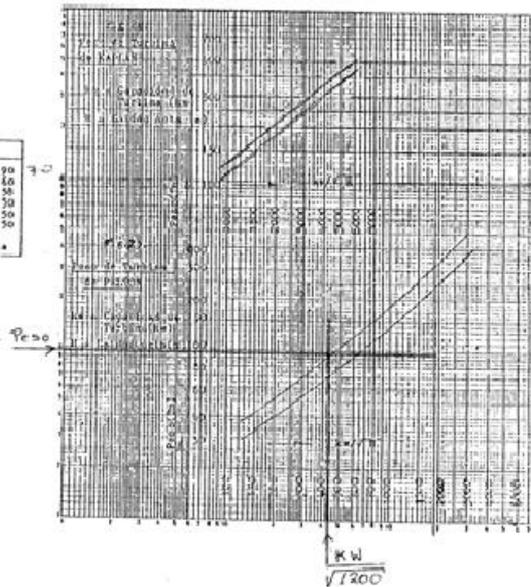
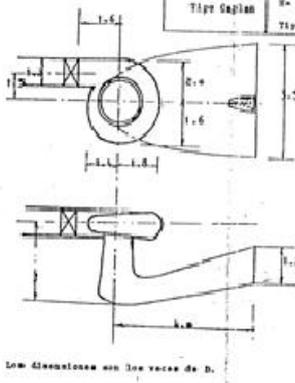


Fig.23 Peso de la Turbina tipo Peltón

Fig.24 Peso de los Generadores.

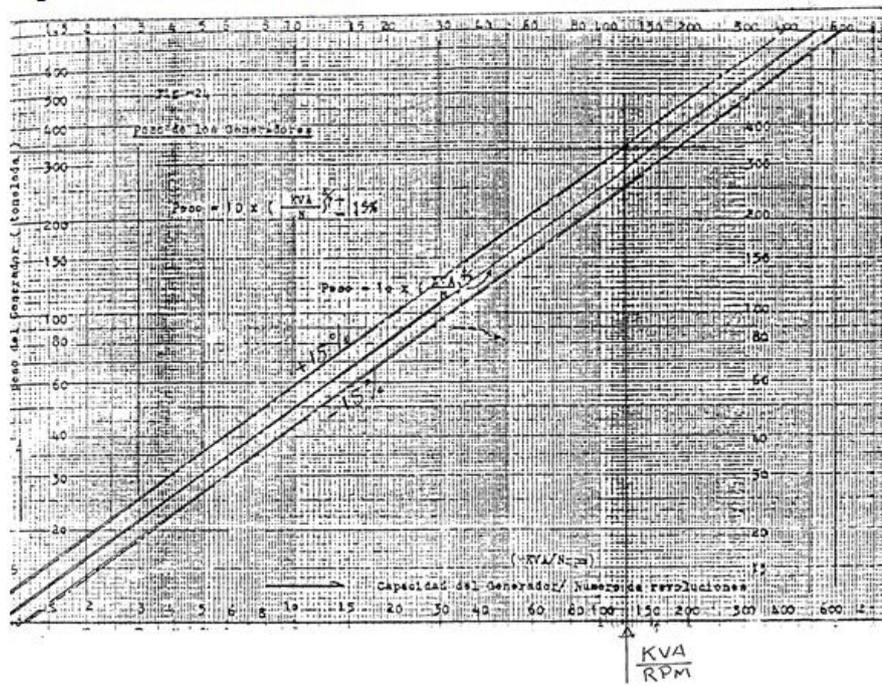


Fig.25 Longitud del Puente Grua.

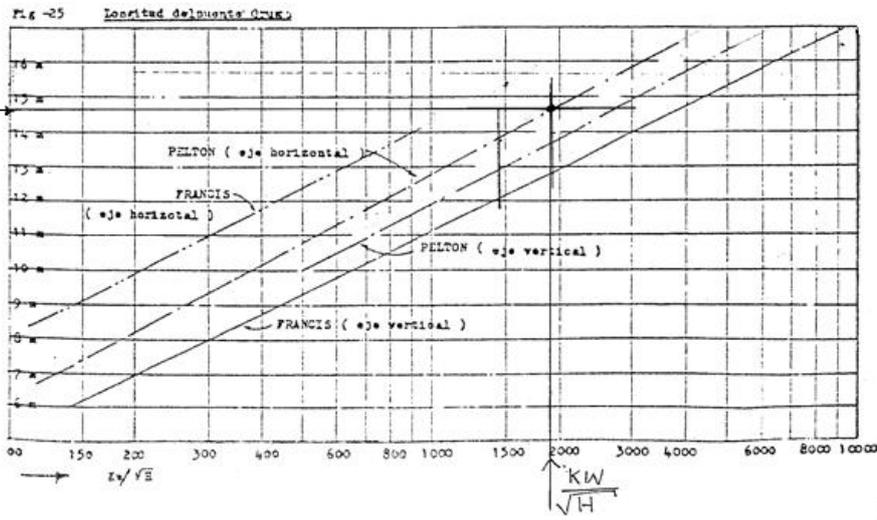


Fig.24 Peso de los Generadores

Fig.25. Longitud del Puente Grua

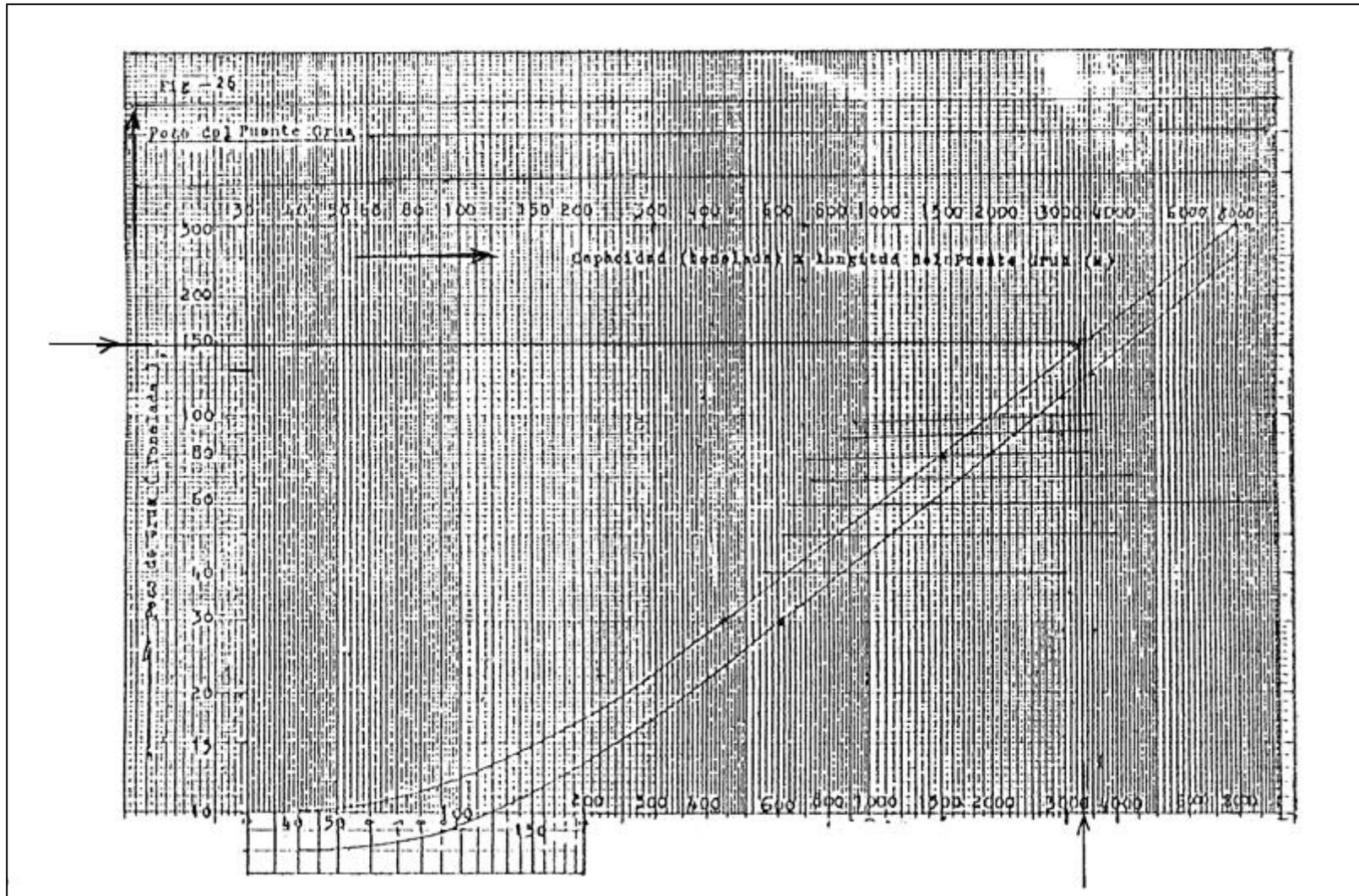


Fig.26 Peso del Puente Grúa

Fig. 31

COSTO DE CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION

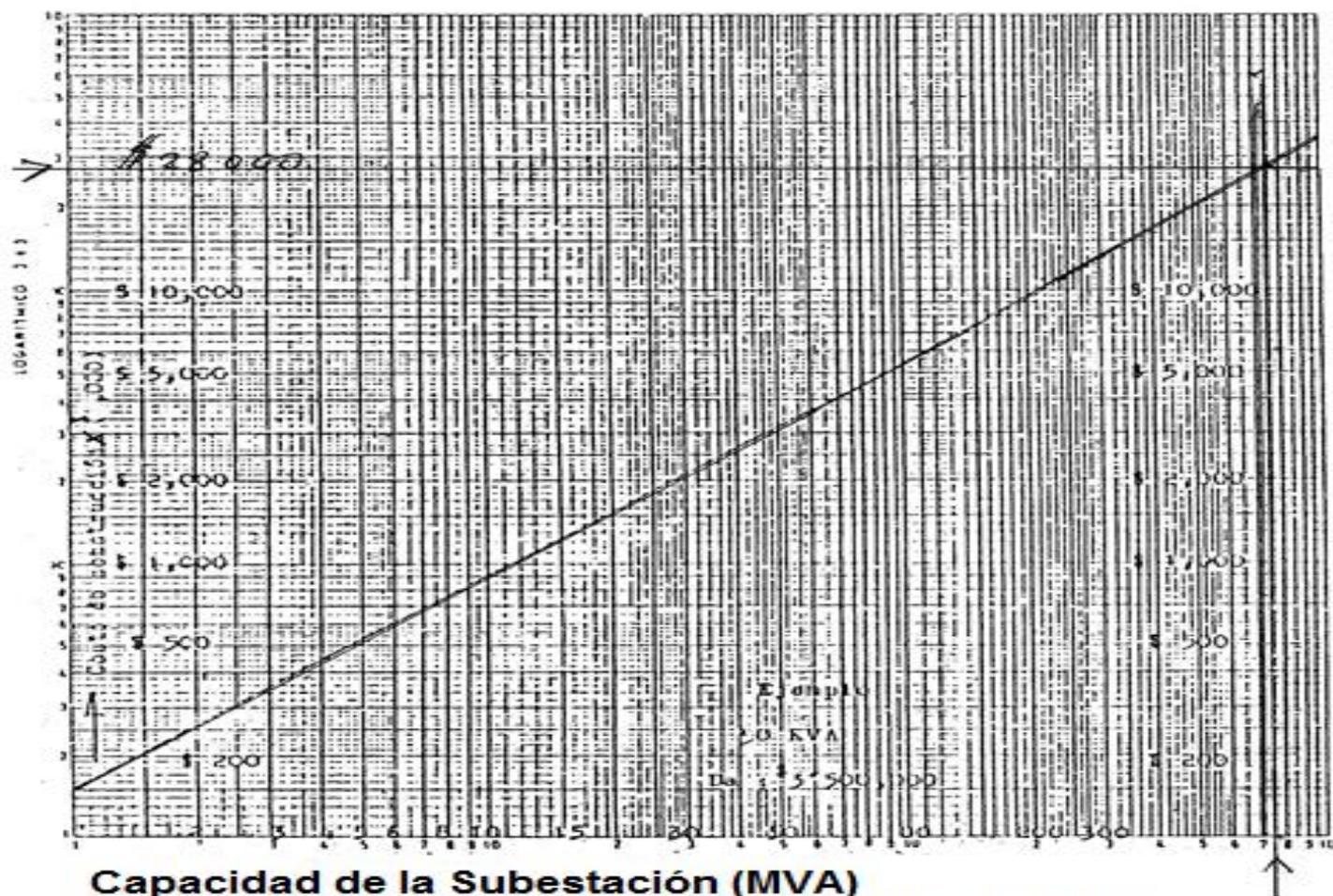
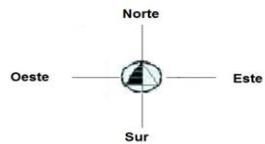
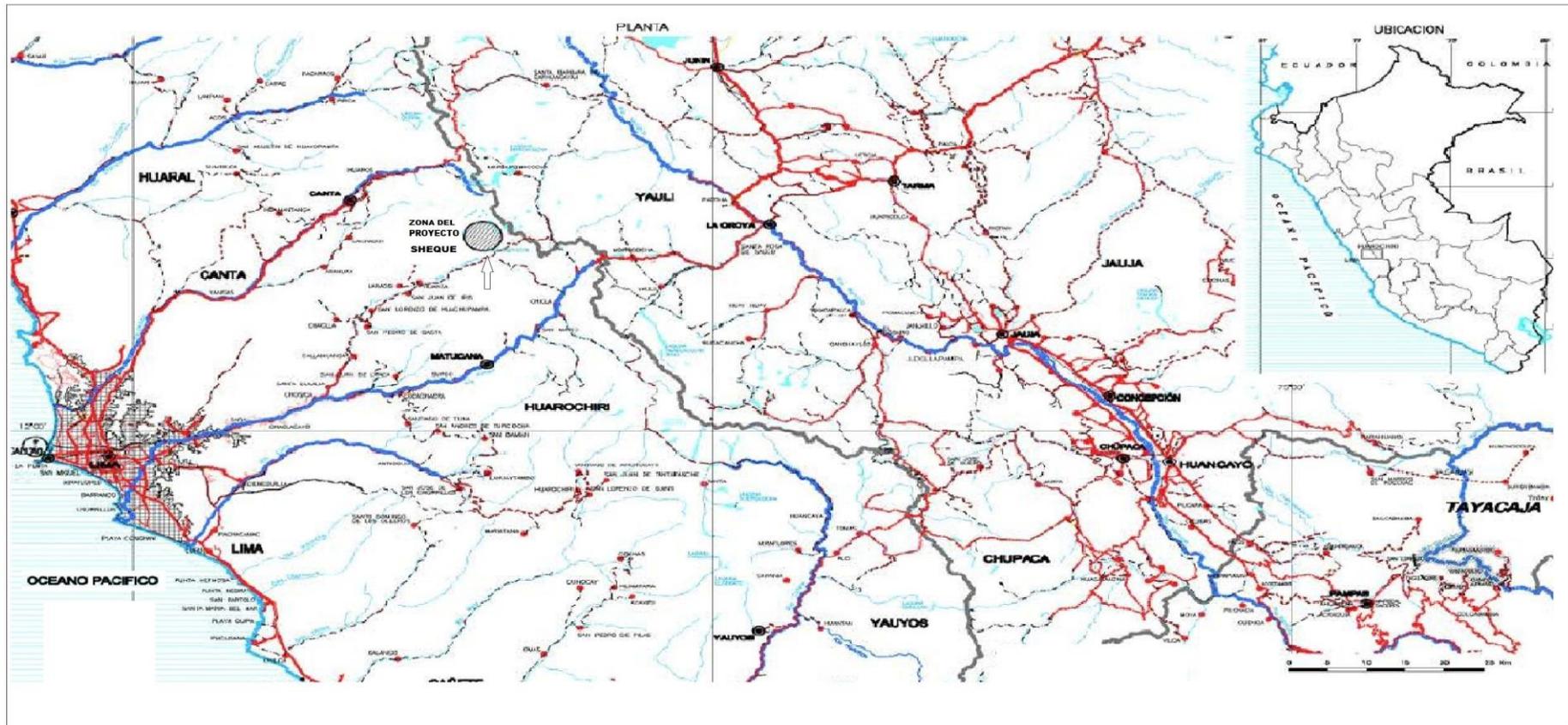


Fig. 31. Costo de Construcción de la Subestación

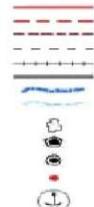
ANEXO C: PLANOS



El proyecto limita:
 Norte con los ramales divisorios del río Chillón.
 Sur con las cadenas que cierran la cuenca del Rimac.
 Este con la hoya del Mantaro.
 Oeste con Canta y la ciudad de Lima.

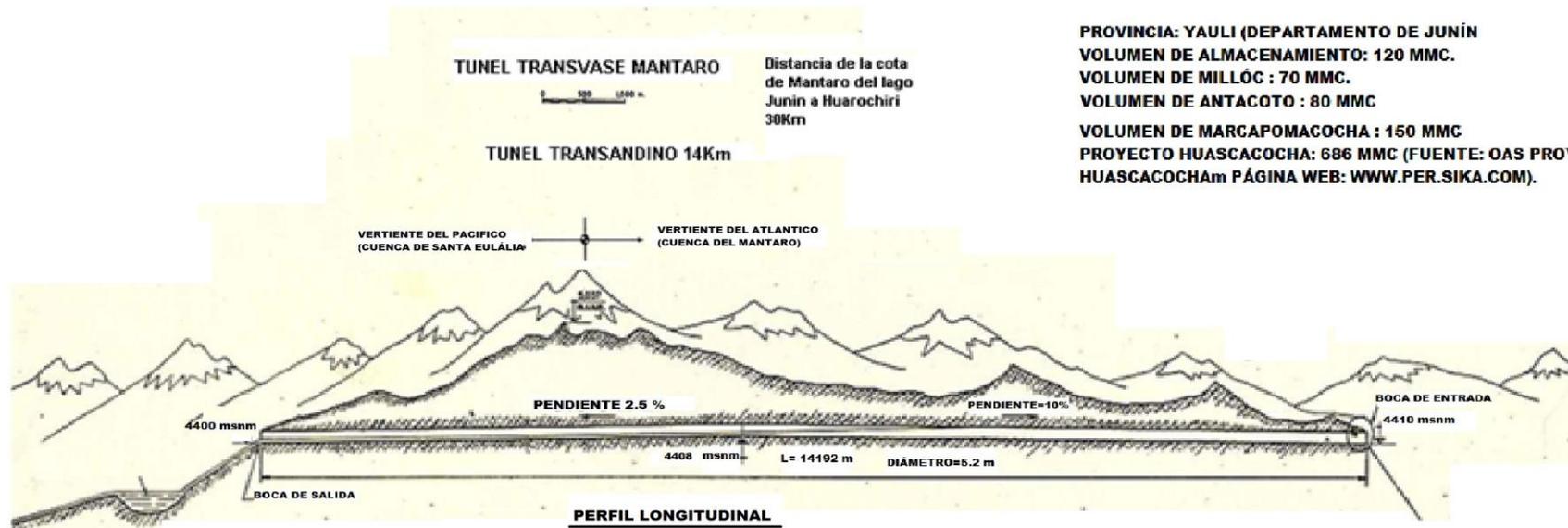
LEYENDA

- CARRETERA PAVIMENTADA
- CARRETERA AFIRMADA
- CARRETERA SIN AFIRMAR
- VÍAS FERROVIARIAS
- VÍA FERREA
- LÍMITE DISTRICTUAL
- PRO
- CUERPOS
- CENTROS PUEBLADOS
- CAPITAL DEPARTAMENTAL
- CAPITAL PROVINCIAL
- CAPITAL DISTRITAL
- PUERTO INDIANAL

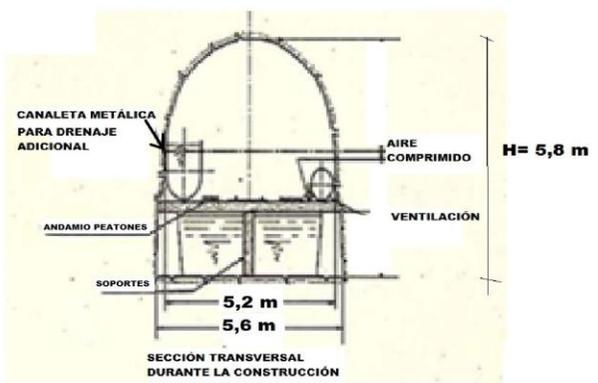


 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE		
PLANO DE UBICACIÓN		
PLANO: 01		
DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA	FEBRERO 2013
LIMA - PERÚ		

PLANO DE PERFIL DEL TUNEL TRASANDINO PROYECTADO

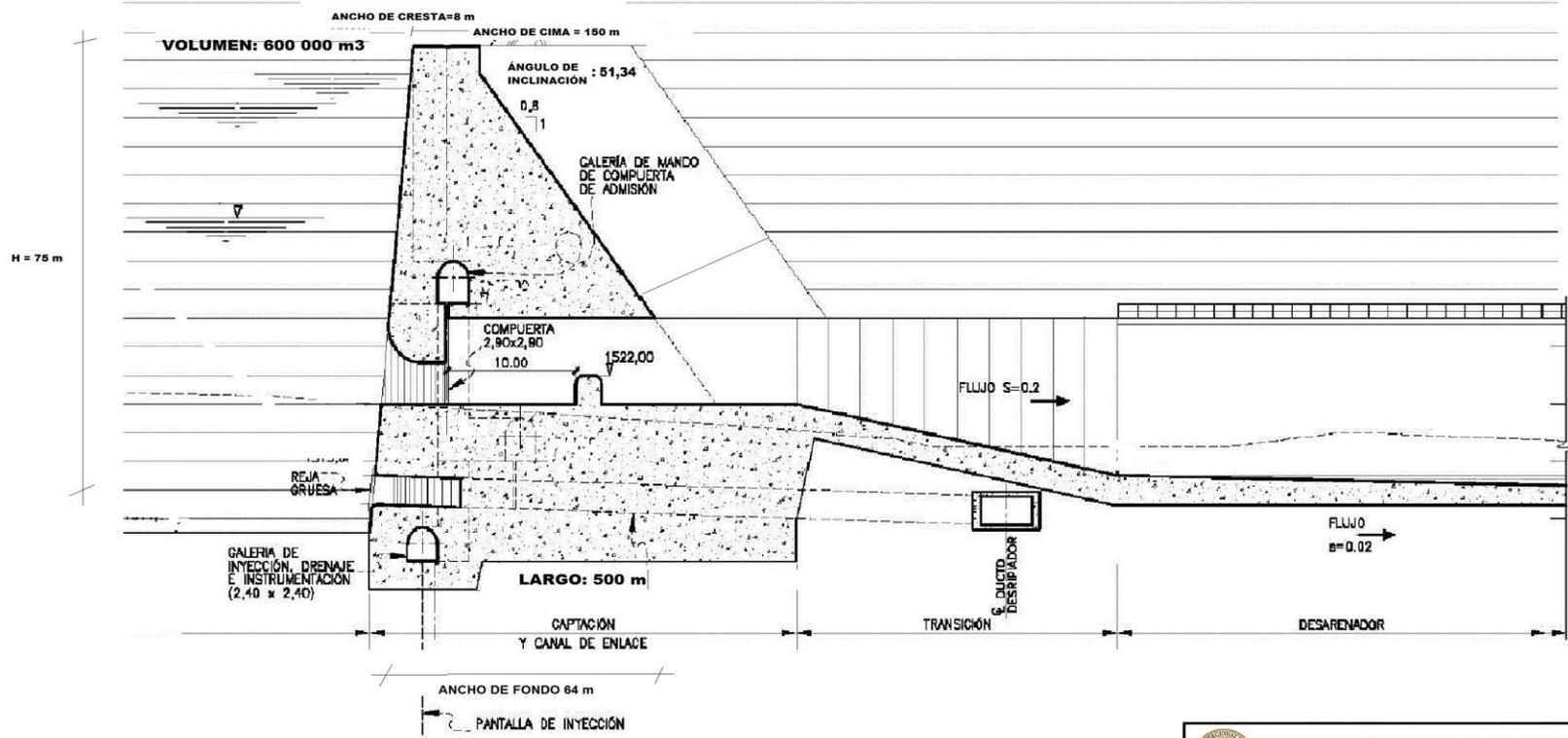


Plano longitudinal del tunel transandino estimado +/- 5%



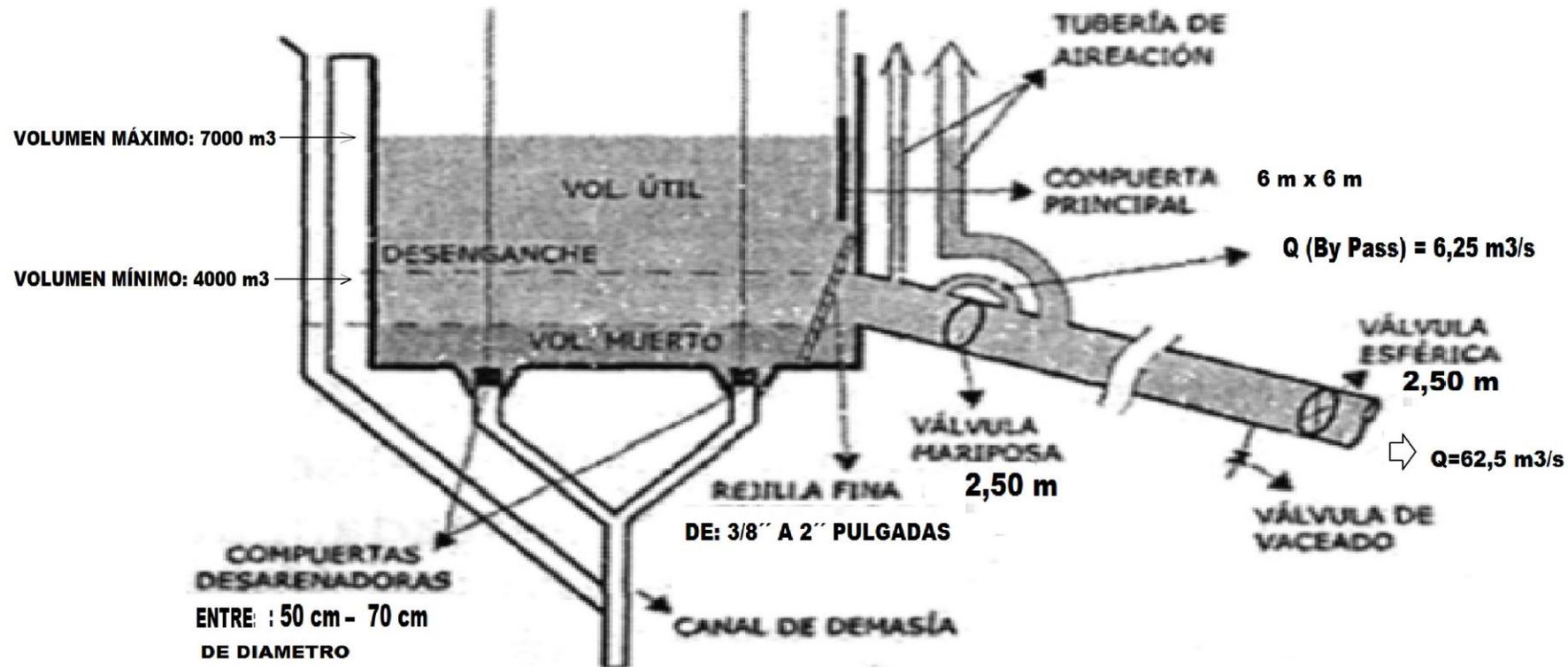
PROVINCIA: YAULI (DEPARTAMENTO DE JUNIN)
VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO: 120 MMC.
VOLUMEN DE MILLÓC : 70 MMC.
VOLUMEN DE ANTACOTO : 80 MMC
VOLUMEN DE MARCAPOMACOCHA : 150 MMC
PROYECTO HUASCACOCHA: 686 MMC (FUENTE: OAS PROYECTO HUASCACOCHA)
PÁGINA WEB: WWW.PER.SIKA.COM).

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE		
TUNEL TRASANDINO		PLANO: 03
DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA	FEBRERO 2013 LIMA - PERU



- NOTAS:**
- LA GALERIA PARA INYECCIONES DE DRENAJE E INSTRUMENTACION SE UBICARA A LO LARGO DE TODA LA BASE Y ESTRIBOS DE LA PRESA.
 - LA PROFUNDIDAD DE LA PANTALLA DE INYECCIONES SERA DEFINIDA EN BASE A LAS INVESTIGACIONES Y DURANTE LA EJECUCION DE OBRA.

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA			
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE			
CORTE DE PRESA			PLANO: 04
DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA	FEBRERO 2013	LIMA - PERU



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA

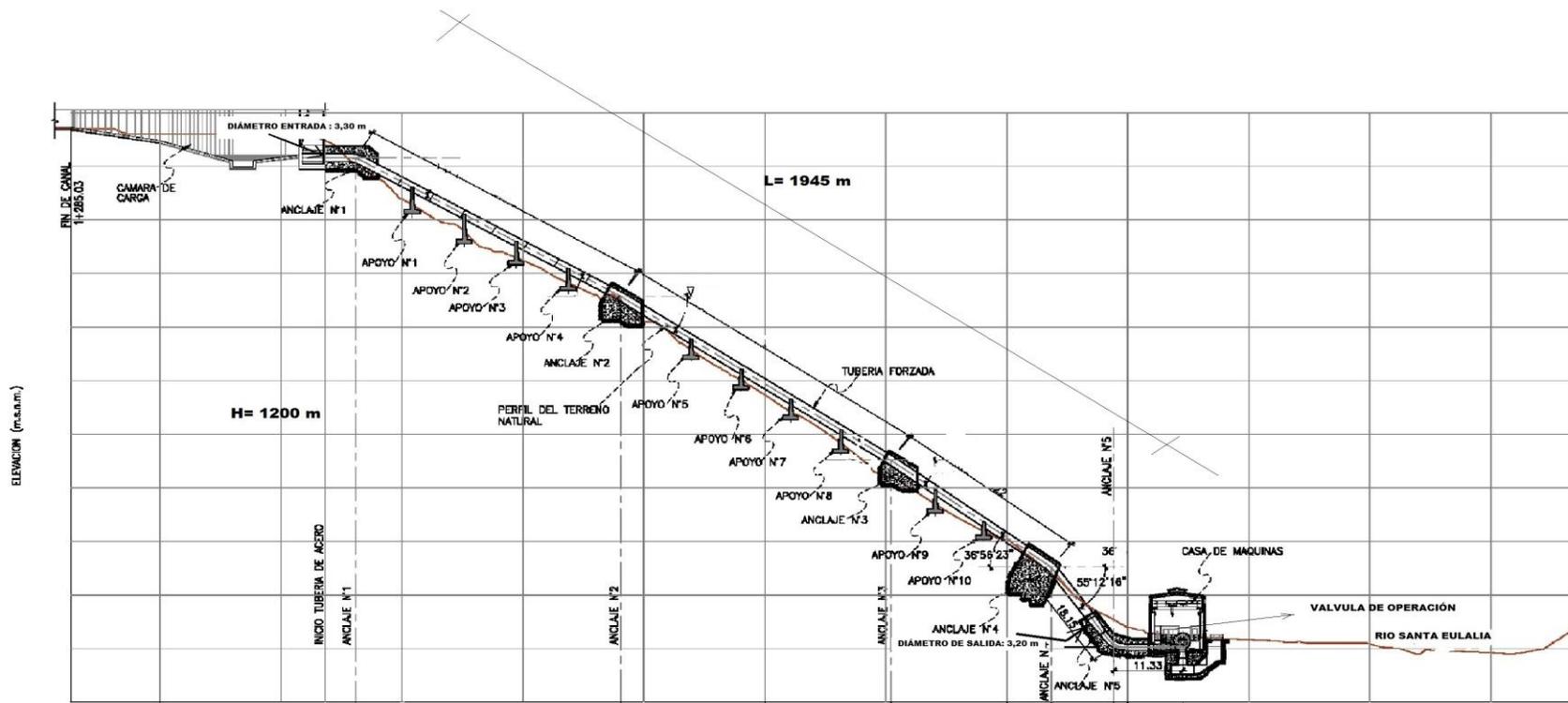
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE

CÁMARA DE CARGA

PLANO:

05

DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA	FEBRERO 2013	LIMA - PERU
------------------------------	---	-----------------	-------------

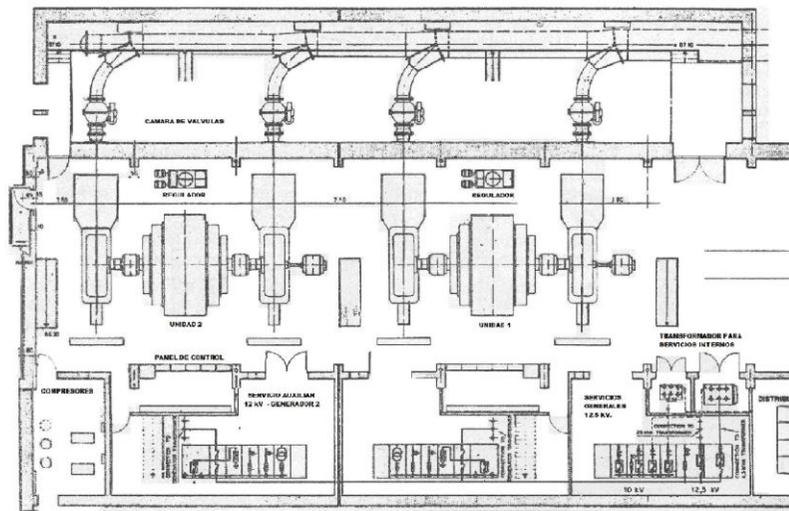


PERFIL
ESC. 1/500

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE		
TUBERÍA FORZADA		PLANO: 06
DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA	FEBRERO 2013 LIMA - PERU

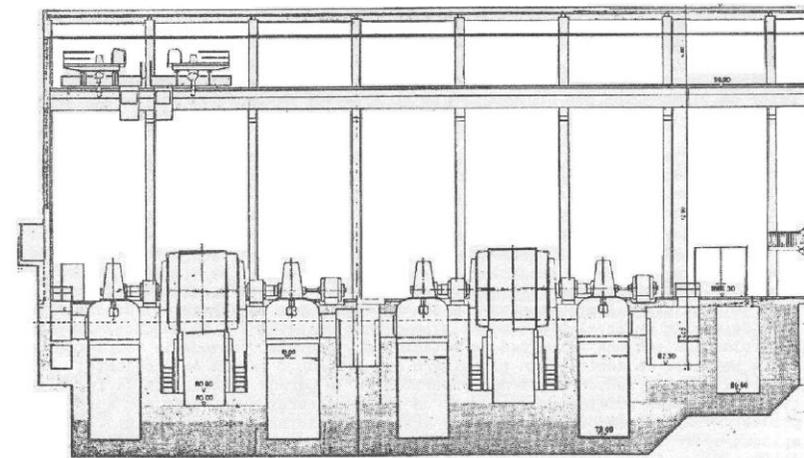
DISPOSICIÓN DE LAS MÁQUINAS EN GRUPOS HORIZONTALES CON DOS TURBINAS PELTON EN CADA UNIDAD-

VISTA DE PLANTA



NOTA:
G1=G2=G3...=G10
POTENCIA= 75 MVA
F.P. = 0,80

VISTA DE CORTE



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE

CASA DE MÁQUINAS

PLANO:

07

DIBUJADO
 LEO W. LAJO MEZA

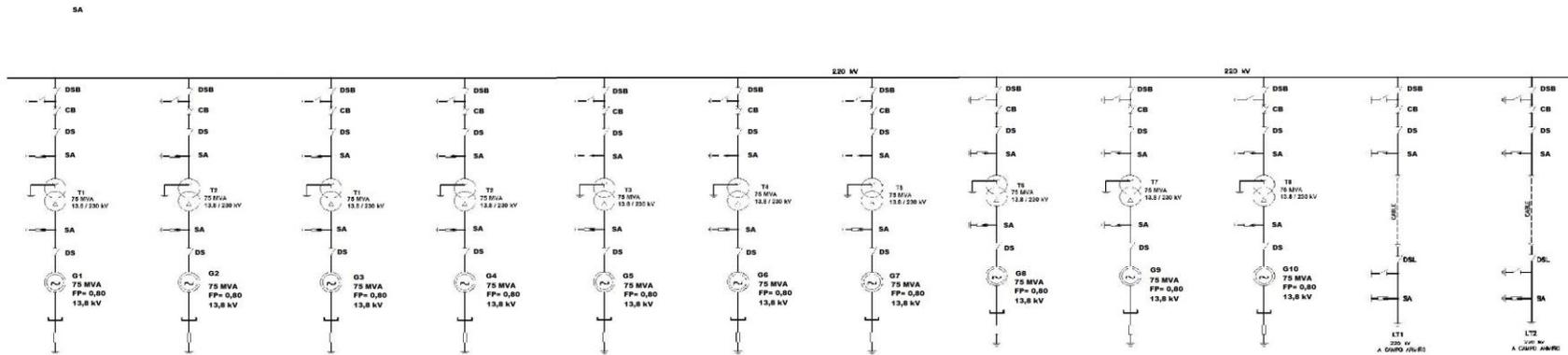
APROBADO POR:
 CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA

FEBRERO
 2013

LIMA - PERÚ

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONFORMADA POR DIEZ TRANSFORMADORES DE POTENCIA

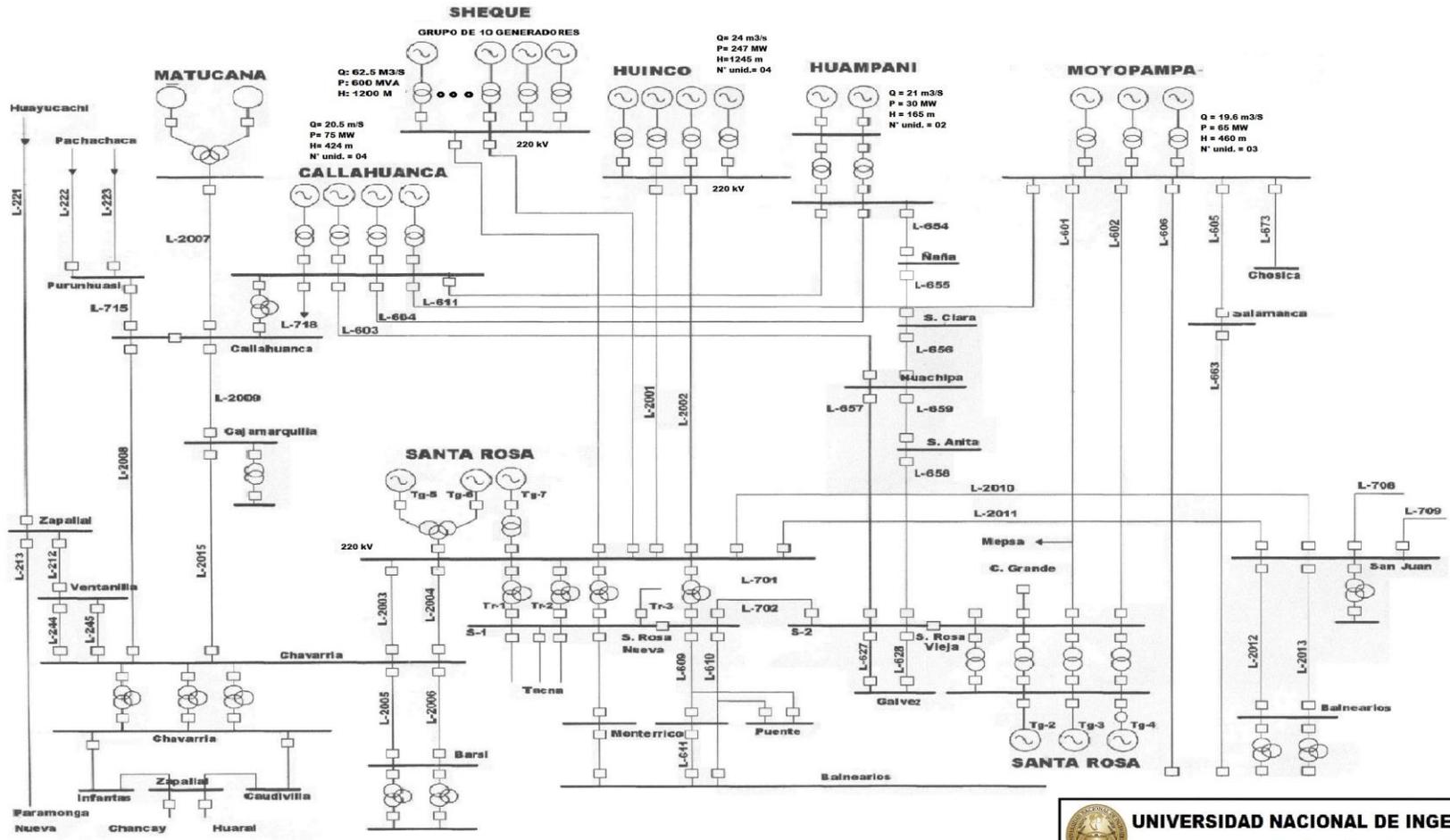
SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE SHEQUE



LEYENDA

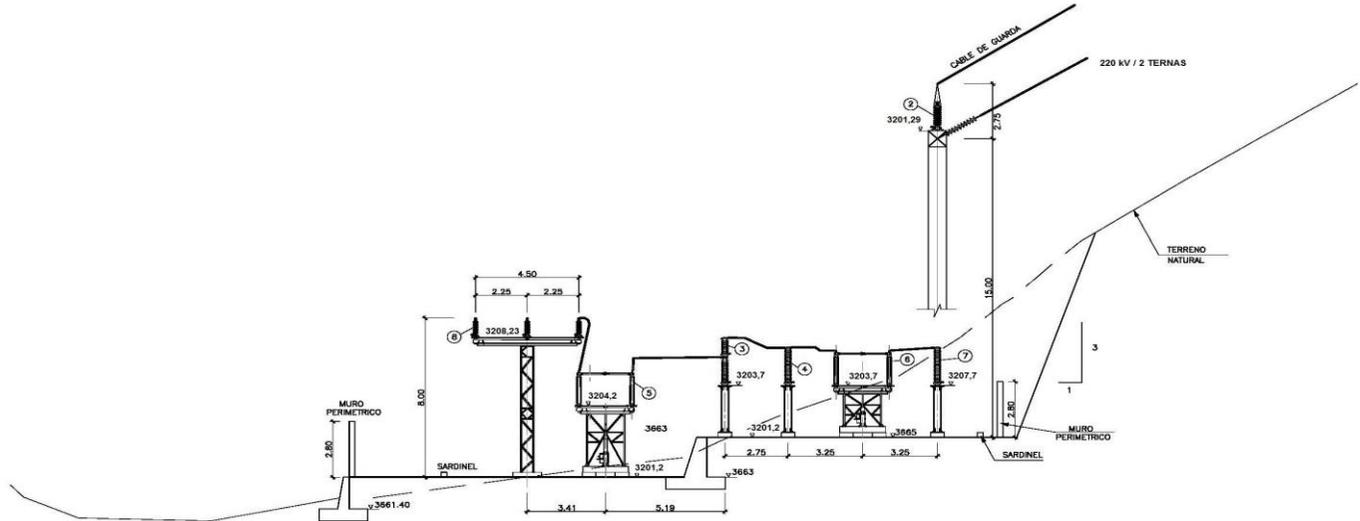
- DSB : SECCIONADOR DE BARRAS
- CB : INTERRUPTOR
- DS : SECCIONADOR
- CT : TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- VT : TRANSFORMADOR DE TENSION
- CVT : TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO
- SA : PARARRAYOS
- TCB : TERMINAL DE CABLE

 <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA</p>	
<p>CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE</p>	
<p>DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA</p>	
<p>PLANO: 08</p>	
<p>DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA</p>	<p>APROBADO POR: CARLOS ARAD ZEVALLOS CASTAÑEDA</p>
<p>FEBRERO 2013</p>	<p>LIMA - PERÚ</p>

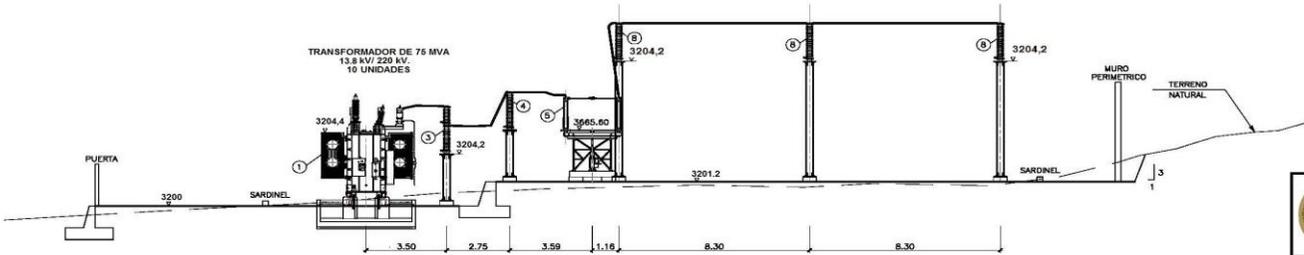


NOTA: LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE SHEQUE (PROYECTADA) SE INTERCONECTARÁ A LA BARRA DE SANTA ROSA, QUE SE ENCUENTRA INTERCONECTADO A SEIN EN 220 KV.

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE	
SISTEMA ELÉCTRICO	
PLANO:	
09	
DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA
FEBRERO 2013	
LIMA - PERÚ	



VISTA LATERAL
ESC 1/100



VISTA FRONTAL
ESC 1/100

LEYENDA

PATIO DE LLAVES 220 kV	
①	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
②	PARARRAYOS
③	INTERRUPTOR
④	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
⑤	SECCIONADOR DE BARRAS
⑥	SECCIONADOR CON CUCHILLA DE PTA. A TIERRA
⑦	TRANSFORMADOR DE TENSION
⑧	ASLADOR PORTABARRAS



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CENTRAL HIDROELÉCTRICA SHEQUE

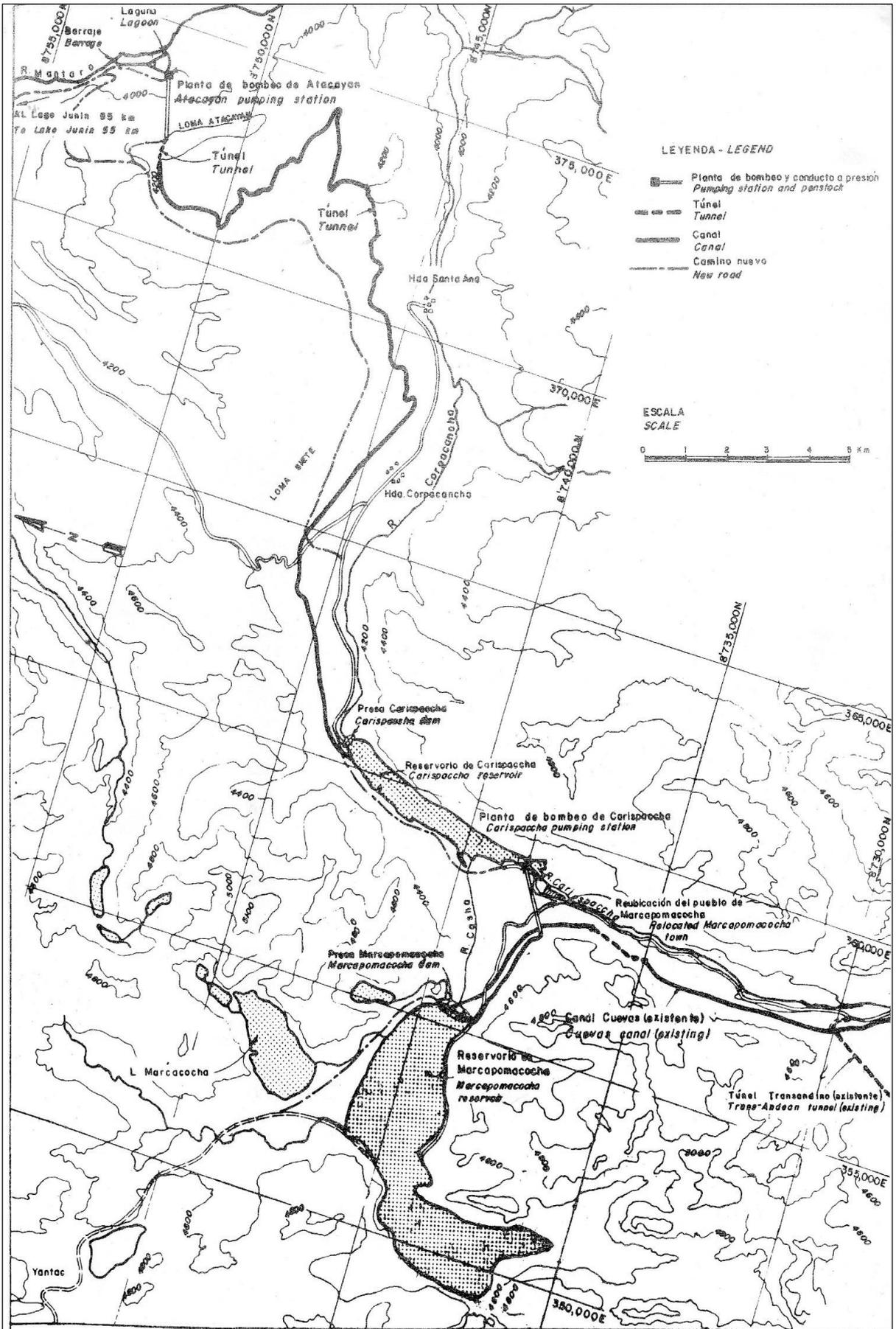
PATIO DE LLAVES

PLANO:

10

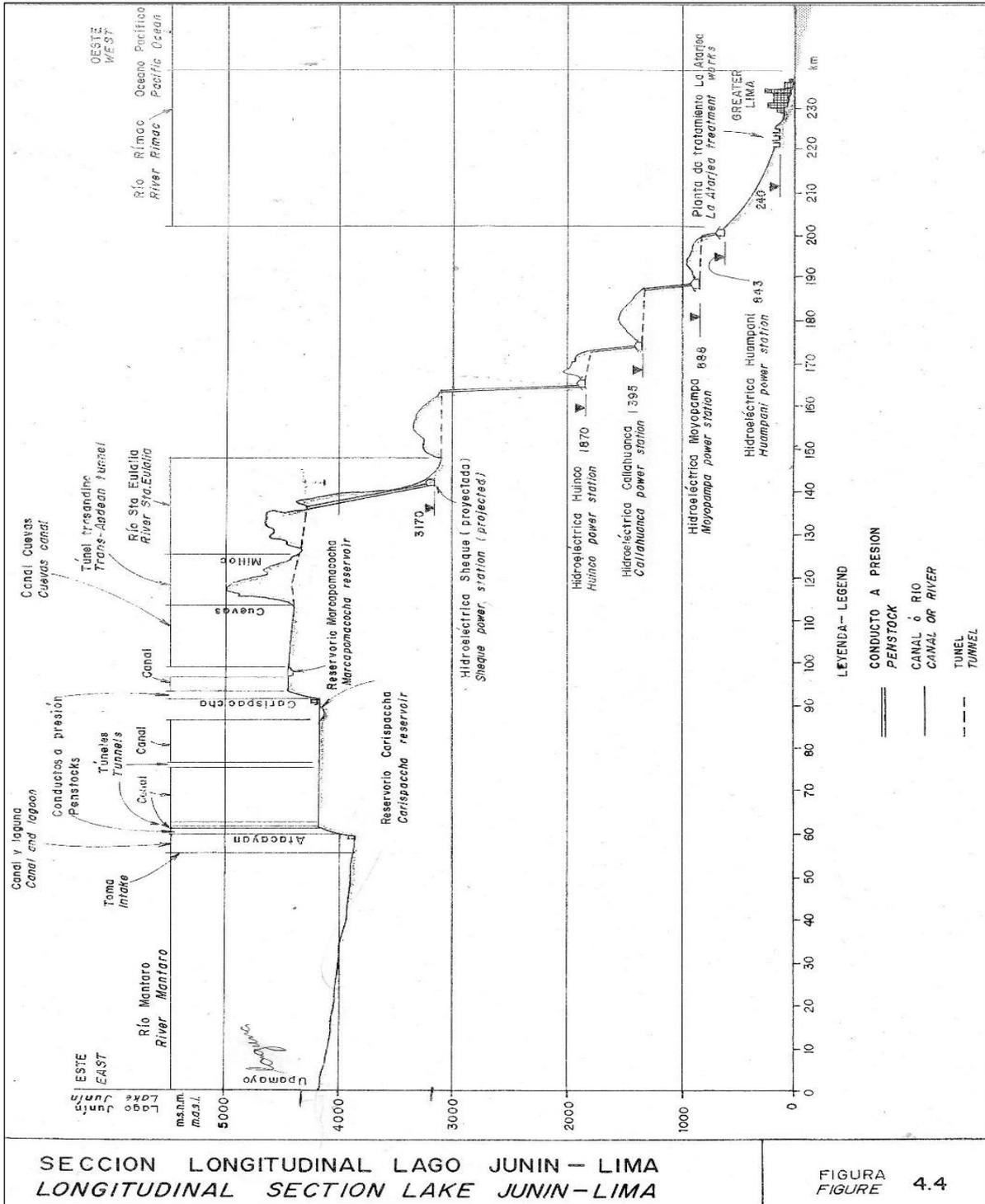
DIBUJADO LEO W. LAJO MEZA	APROBADO POR: CARLOS ABAD ZEVALLOS CASTAÑEDA	FEBRERO 2013	LIMA - PERU
------------------------------	---	-----------------	-------------

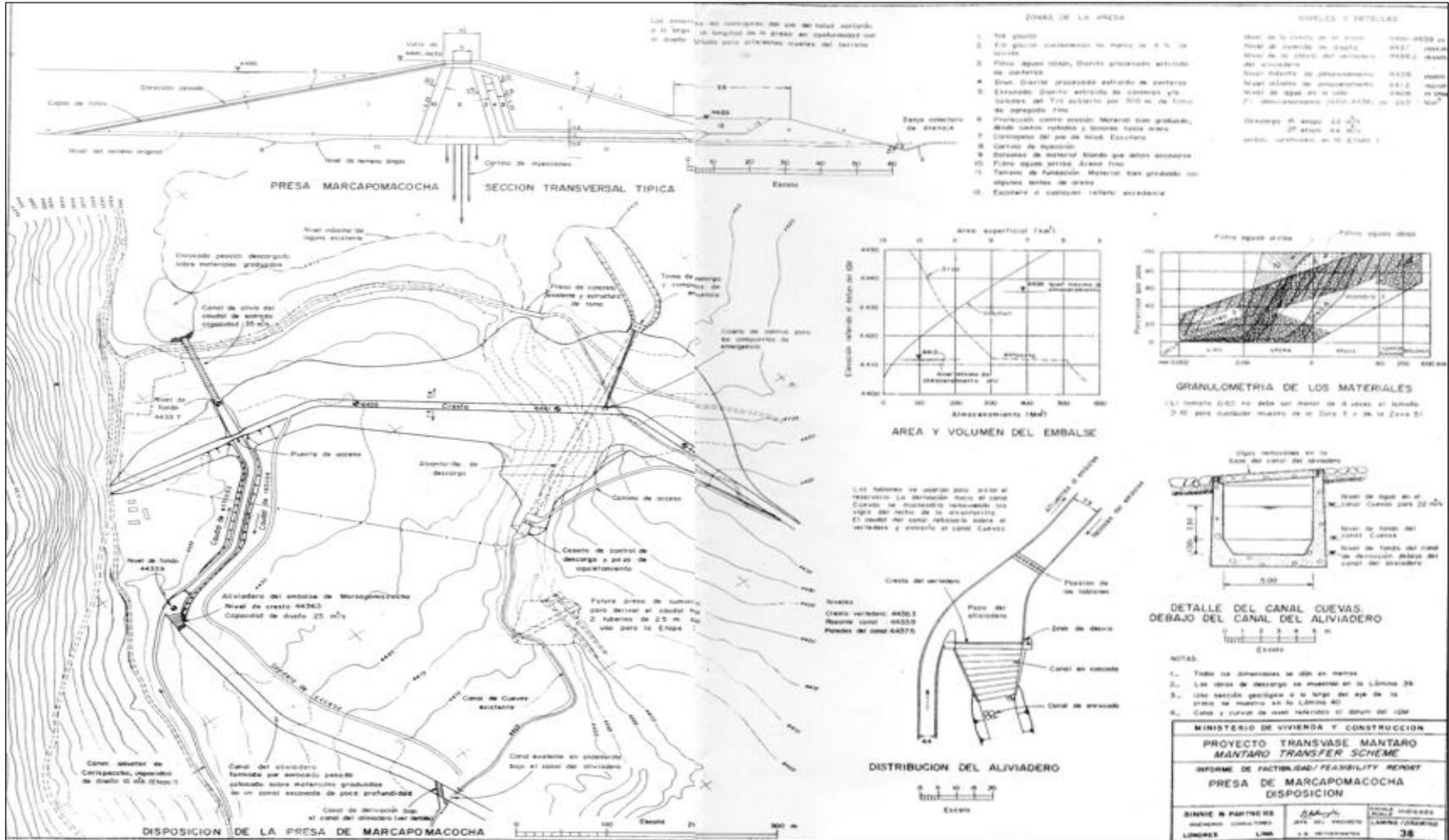
ANEXO D: PLANOS ADICIONALES

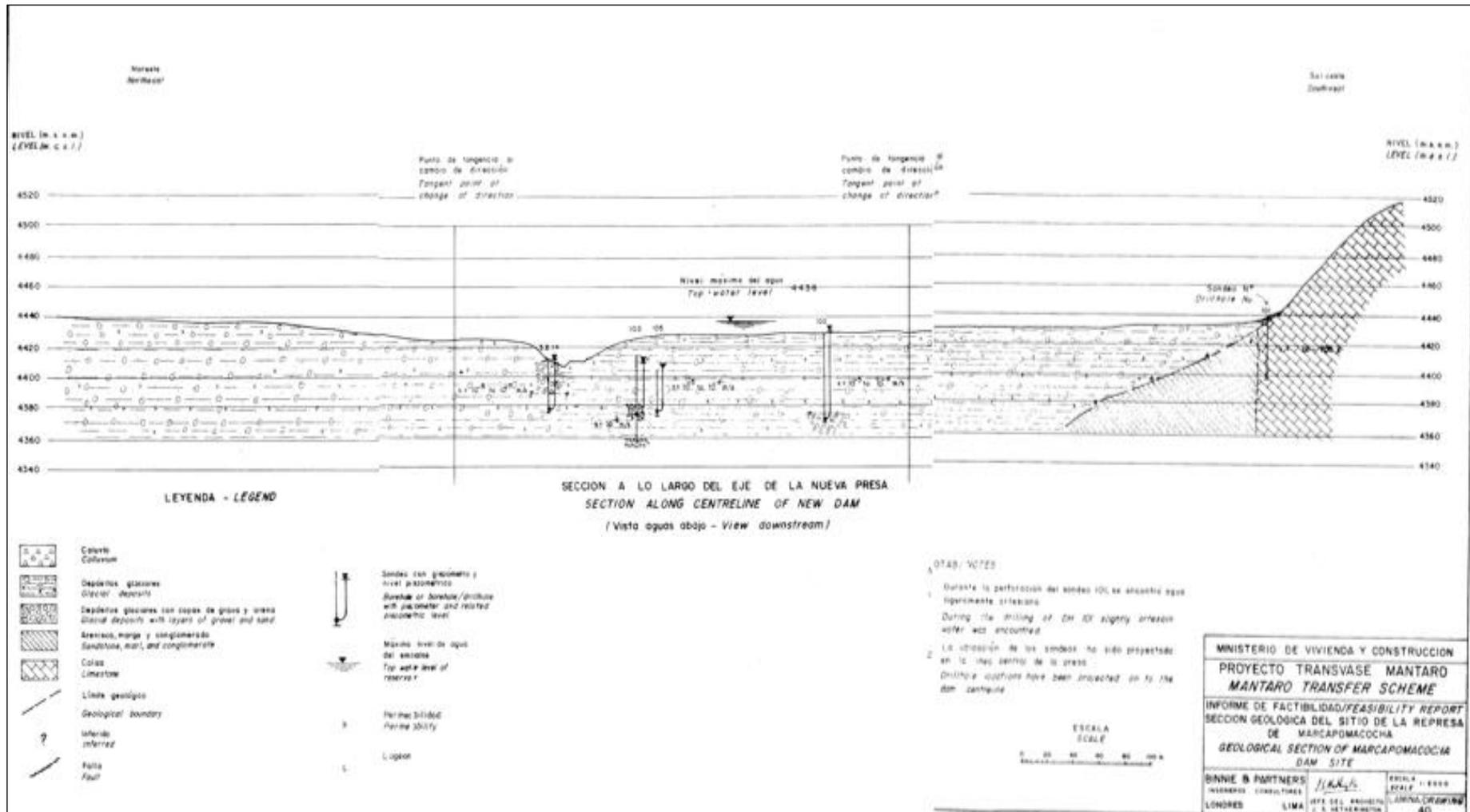


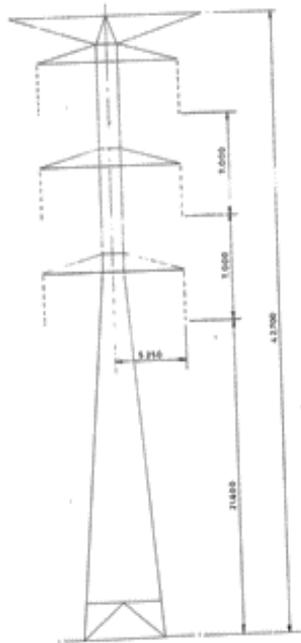
DISPOSICION DE LAS OBRAS DE TRANSVASE
LAYOUT OF TRANSFER WORKS

FIGURA 43
FIGURE

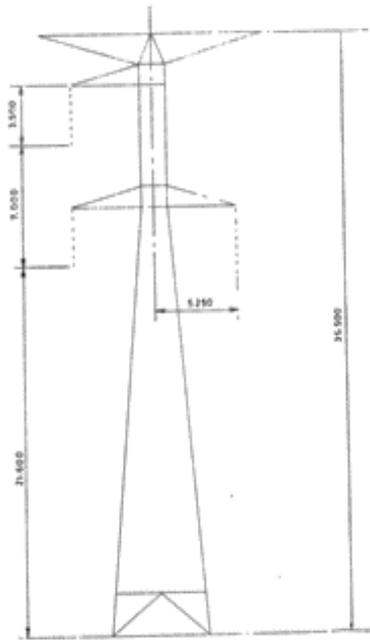




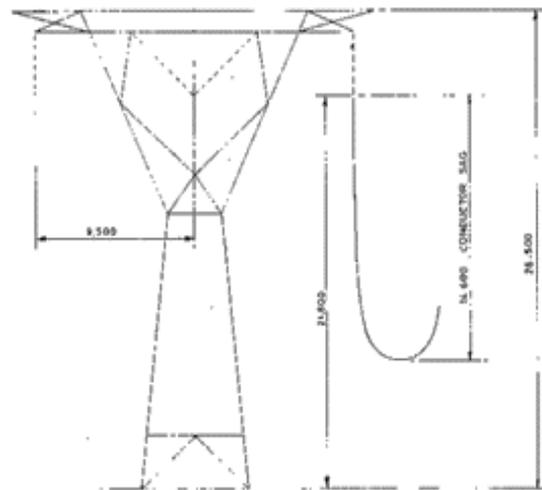




CIRCUITO DOBLE
(a) DOUBLE CIRCUIT



CIRCUITO SIMPLE
(b) SINGLE CIRCUIT
VERTICAL

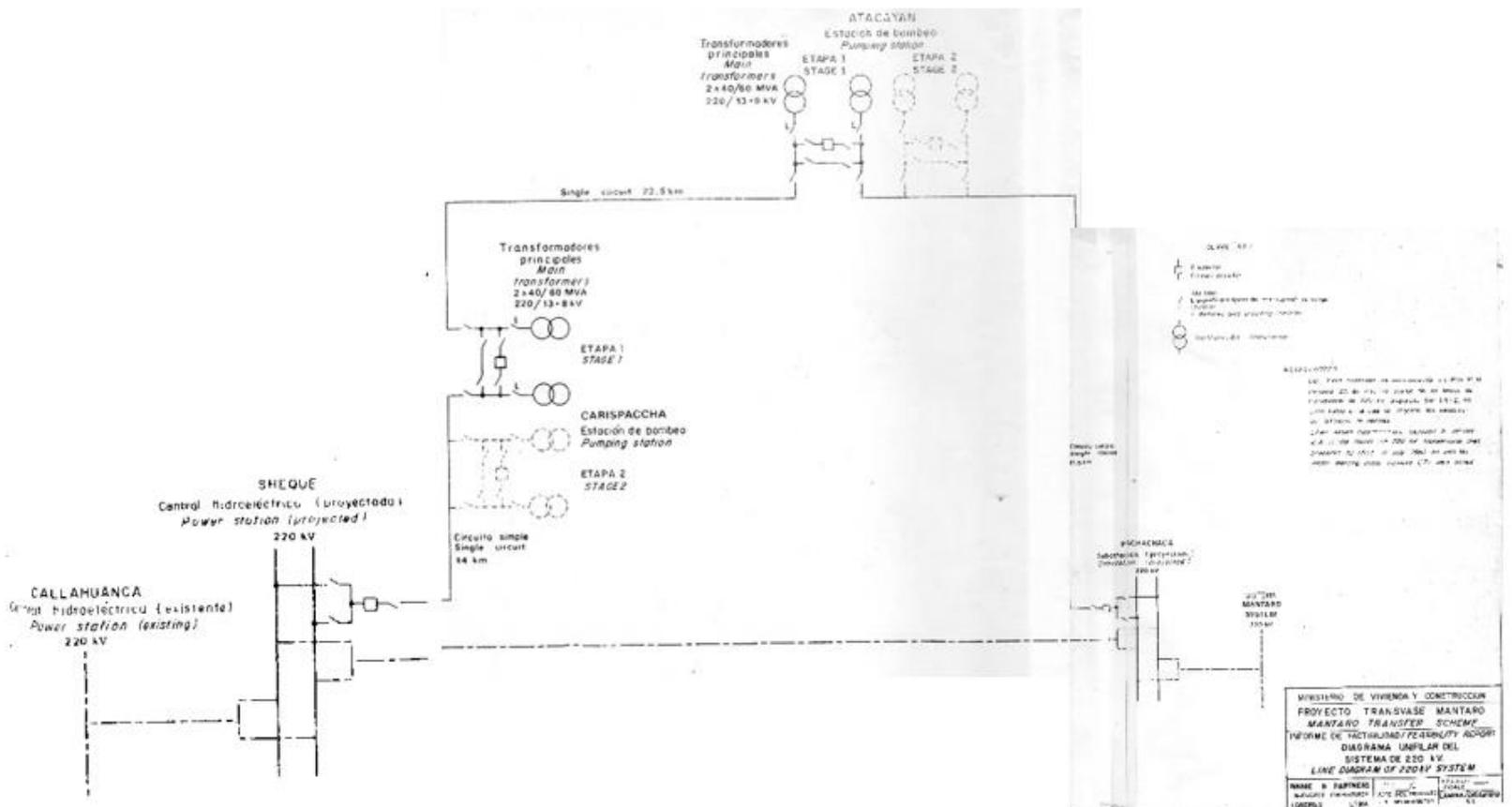


CIRCUITO SIMPLE
(c) SINGLE CIRCUIT
HORIZONTAL

NOTA-NOTE

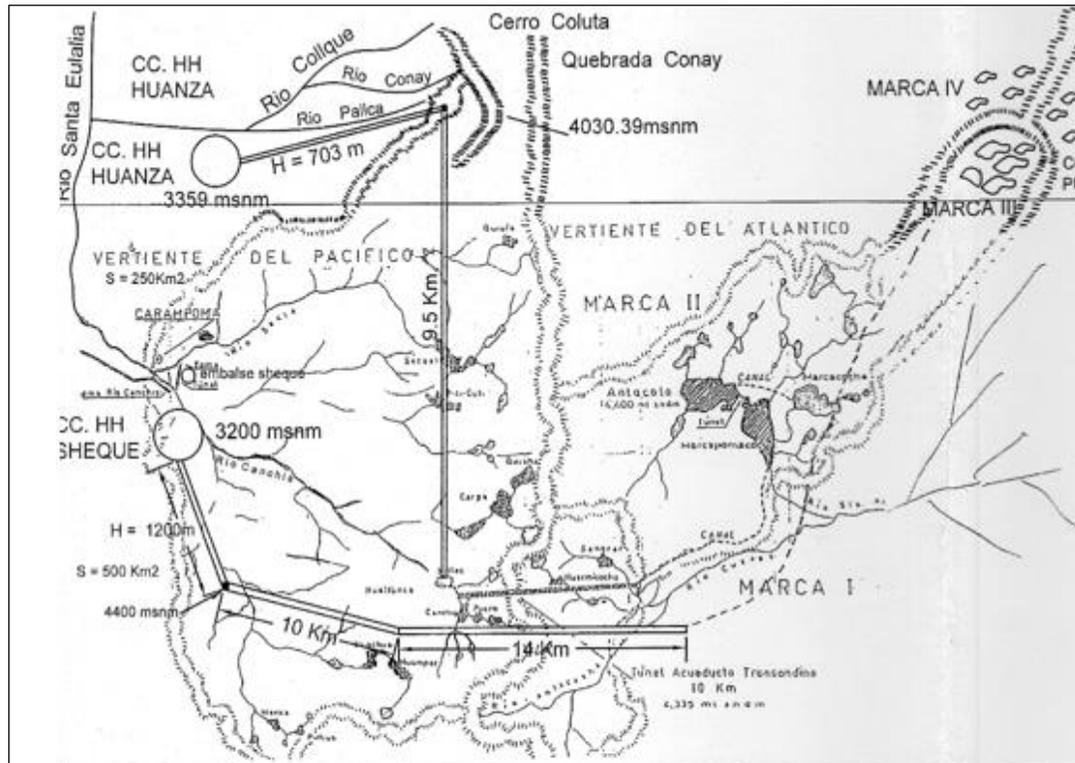
Todas las dimensiones se dan en metros
All dimensions are in meters

MINISTERIO DE VIVIENDA Y CONSTRUCCION		
PROYECTO TRANSVASE MANTARO MANTARO TRANSFER SCHEME		
INFORME DE FACTIBILIDAD/FEASIBILITY REPORT DISEÑO TIPO DE LAS TORRES DE LA LINEAS DE TRANSMISION TYPICAL DESIGNS OF TRANSMISSION LINE TOWERS		
BINNE & PARTNERS INGENIEROS CONSULTORES LUZURES LMA	<i>J.L.G.</i> ARQ. DEL PROYECTO J.L. HERRERA	ESCALA SCALE 1:200 CAM/IN/200MM 50



PROYECTO DE VIVIENDA Y CONSTRUCCION
PROYECTO TRANSVASE MANTARO
MANTARO TRANSFER SCHEME
INFORME DE FACTIBILIDAD/FEASIBILITY REPORT
DIAGRAMA UNIPOLAR DEL
SISTEMA DE 220 KV
LINE DIAGRAM OF 220KV SYSTEM

MADE BY	DATE	SCALE
DRAWN BY	DATE	SCALE
CHECKED BY	DATE	SCALE
APPROVED BY	DATE	SCALE



- MARCA III**
- LAGUNA COCHAHUAMAN
 - LAGUNA BARROSCOCHA
 - LAGUNA VERDECOCHA
 - LAGUNA MINACHACAN
 - LAGUNA PUCACOCHA
 - LAGUNA TUCTOCOCHA
 - LAGUNA SAPICANCHA

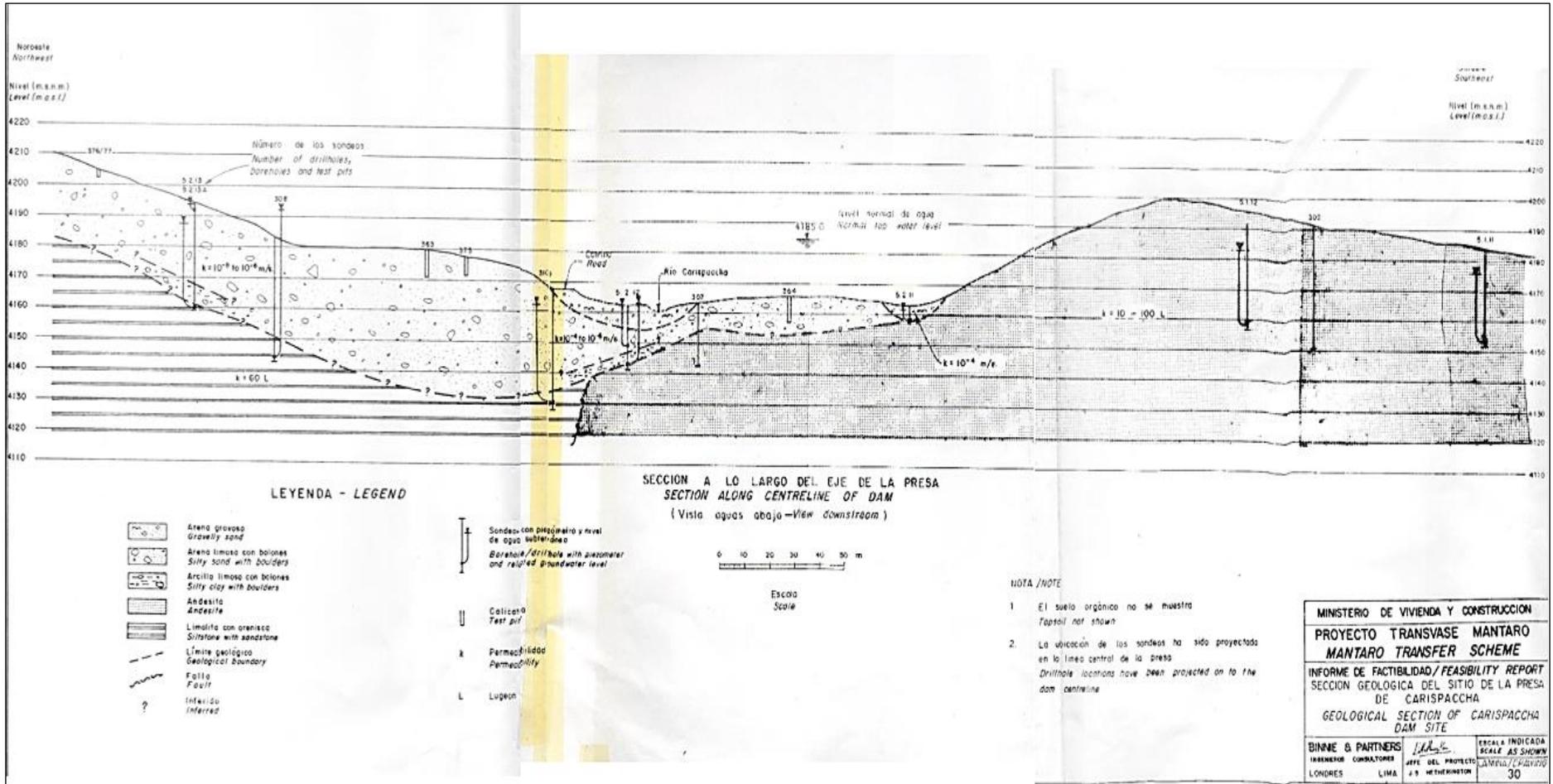
PROVINCIA : YAULI (DEPARTAMENTO JUNIN):
 VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO : 120MMC
 VOLUMEN DE MILLOC : 70 MMC
 VOLUMEN DE MARCAPOMACOCHA: 150 MMC
 PROYECTO MARCA II y IV : 600 MMC
 PROYECTO HUASCACOCHA : 120 MMC

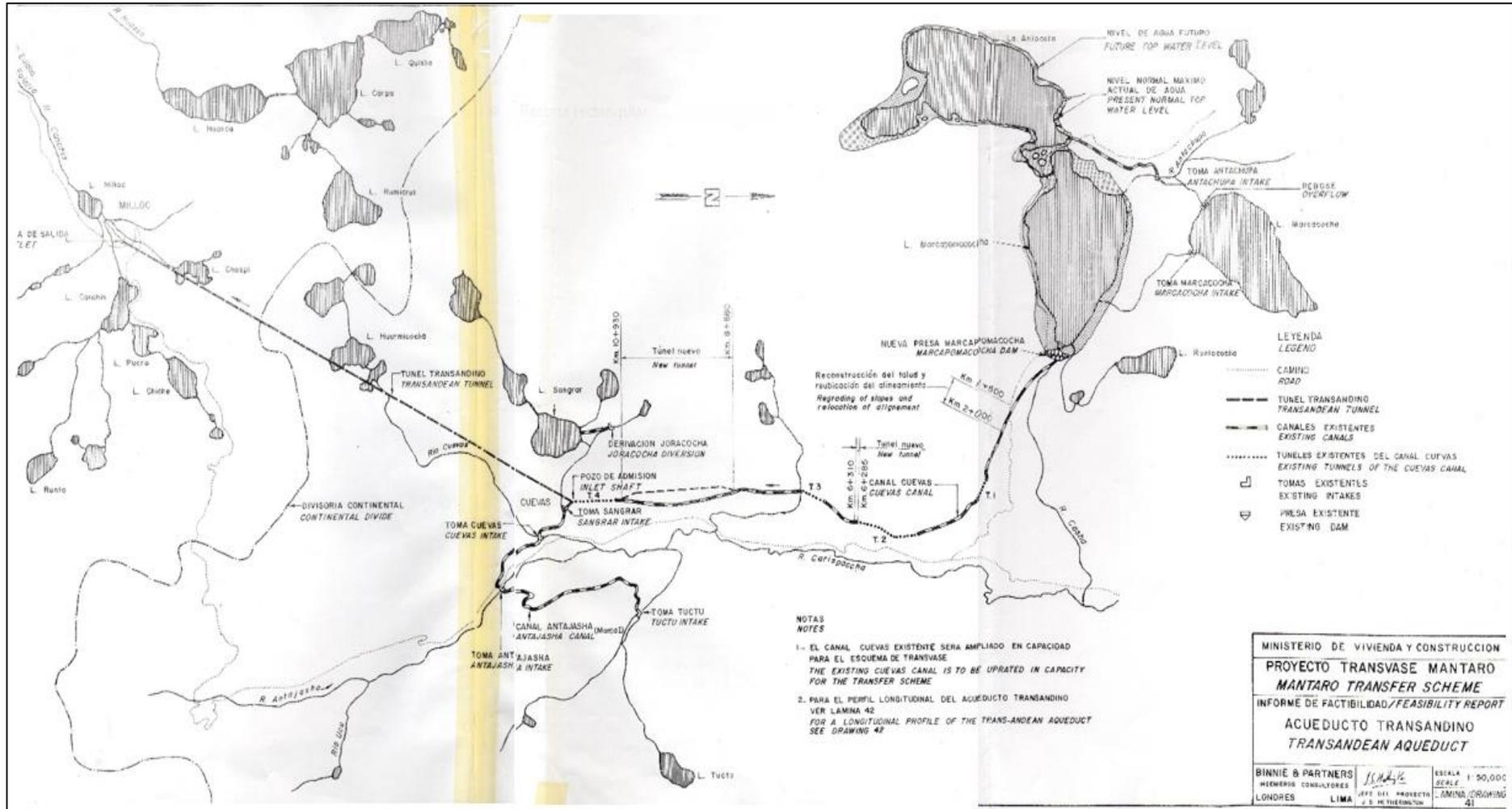
NOTA: AGUAS NO UTILIZADAS EN LA CUENCA DEL MANTARO : 11,000 MMC

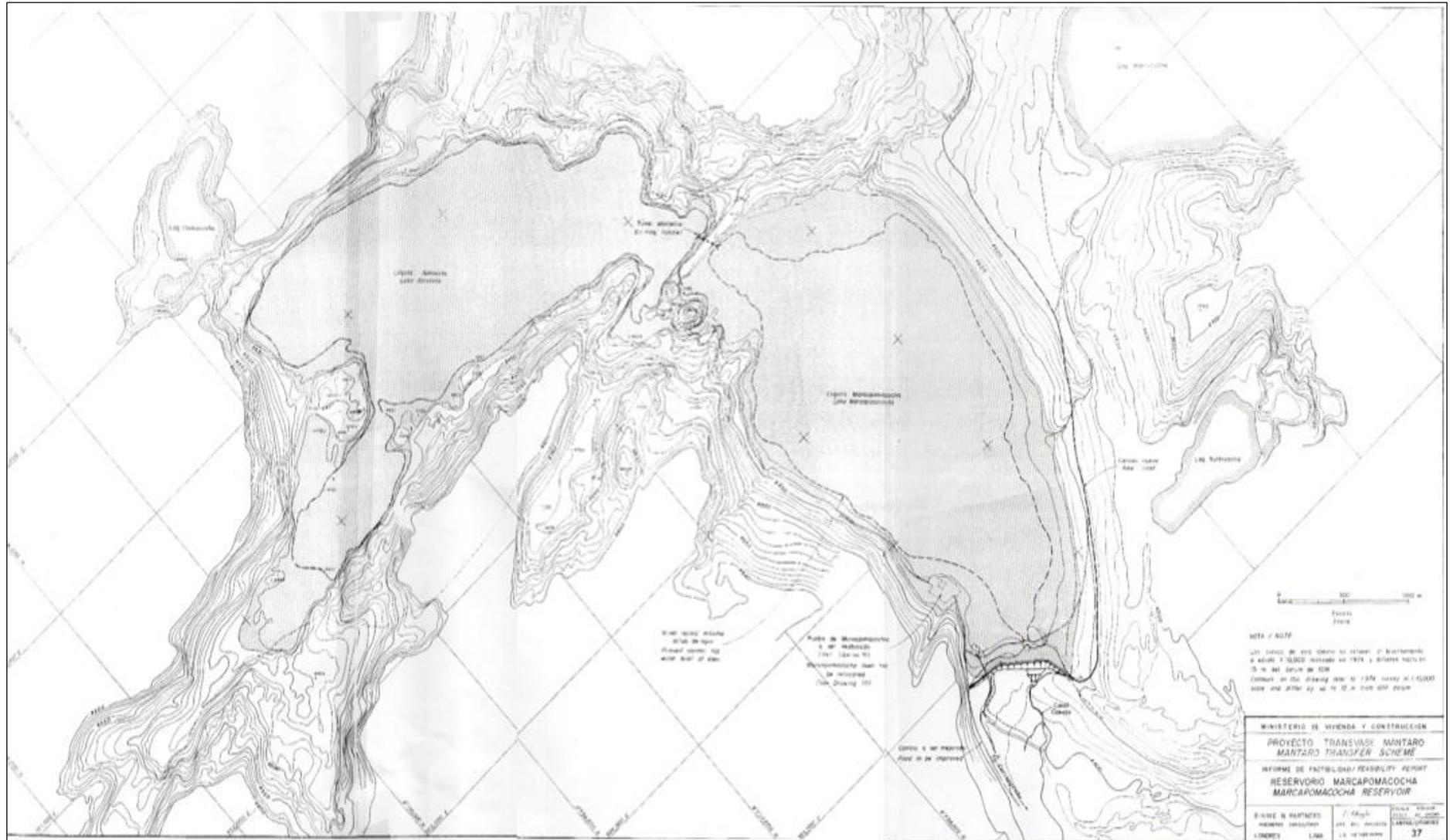
OBJETIVO:
 CAPTAR LAS AGUAS EXCEDENTES DE LA LLUVIAS DE LA CUENCA ALTA DE LA SIERRA CENTRAL QUE SE PIERDEN Y DISCURREN POR LAS LADERAS AL OCEANO ATLANTICO, DERIVAR LOS RECURSOS HIDRICOS DE LA VERTIENTE ORIENTAL HACIA LA OCCIDENTAL (VERTIENTE DEL PACIFICO) PARA EL ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE Y ENERGIA ELECTRICA PARA LA POBLACION DE LIMA - CALLAO.

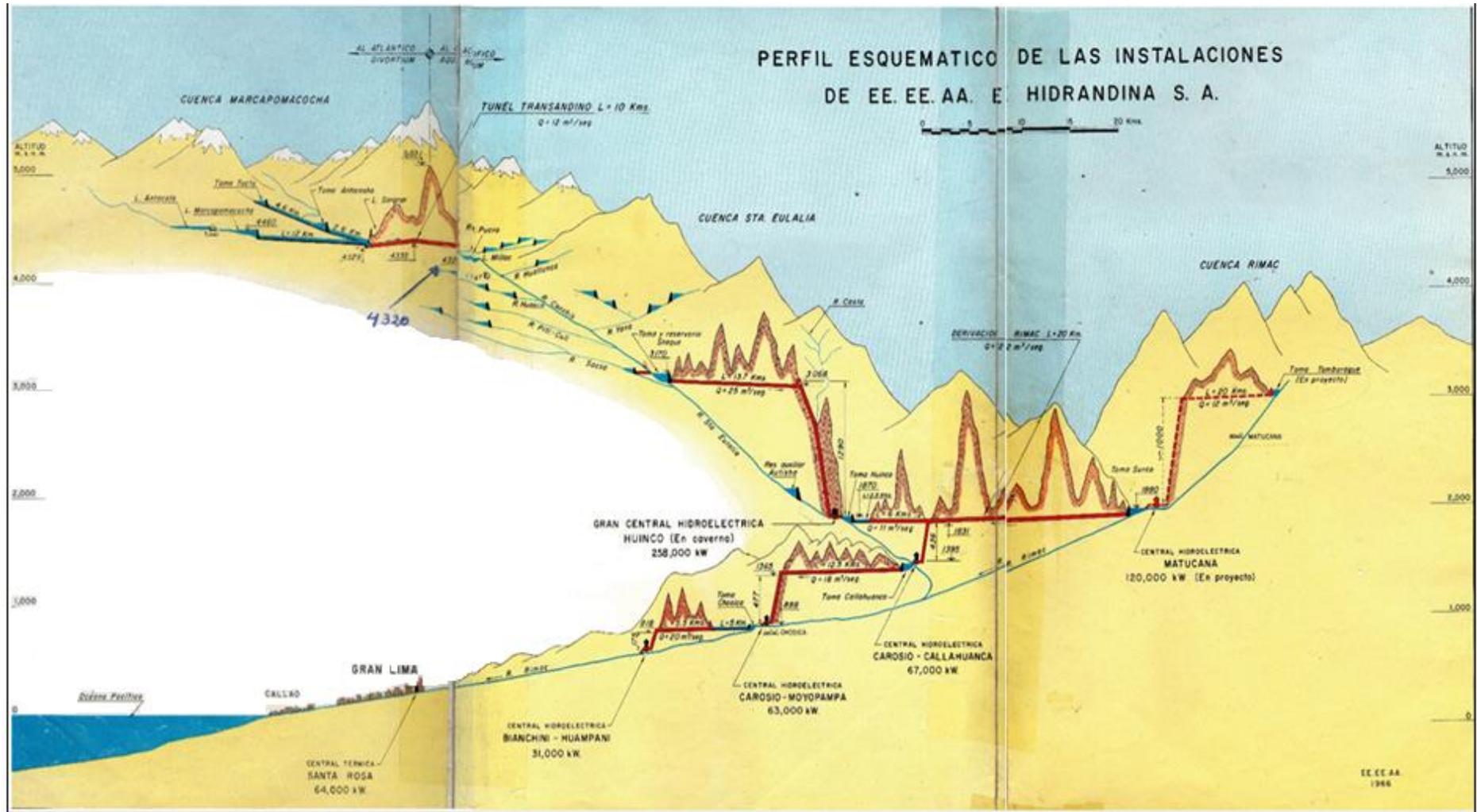
- CANAL 1: TOMA ANDACANCHA
- CANAL 2: TOMA COSURCOCHA
- CANAL 3: TOMA TUCTOCOCHA (TUNEL) PATAHUAY - SAPICANCHA
- CANAL 4: TOMA CAUQUIS - MACHAY
- CANAL 5: TOMA TAYCO (FINAL SIFON QUIULACOCHA)
- CANAL 6: TOMA PUCPUSH (TUNEL PATAHUAY - SAPICANCHA)
- CANAL TUCTA ENTRADA AL TUNEL TRASANDINO
- DERIVACION AL TUNEL TRASANDINO (10Km EXISTENTE DESDE 1962)

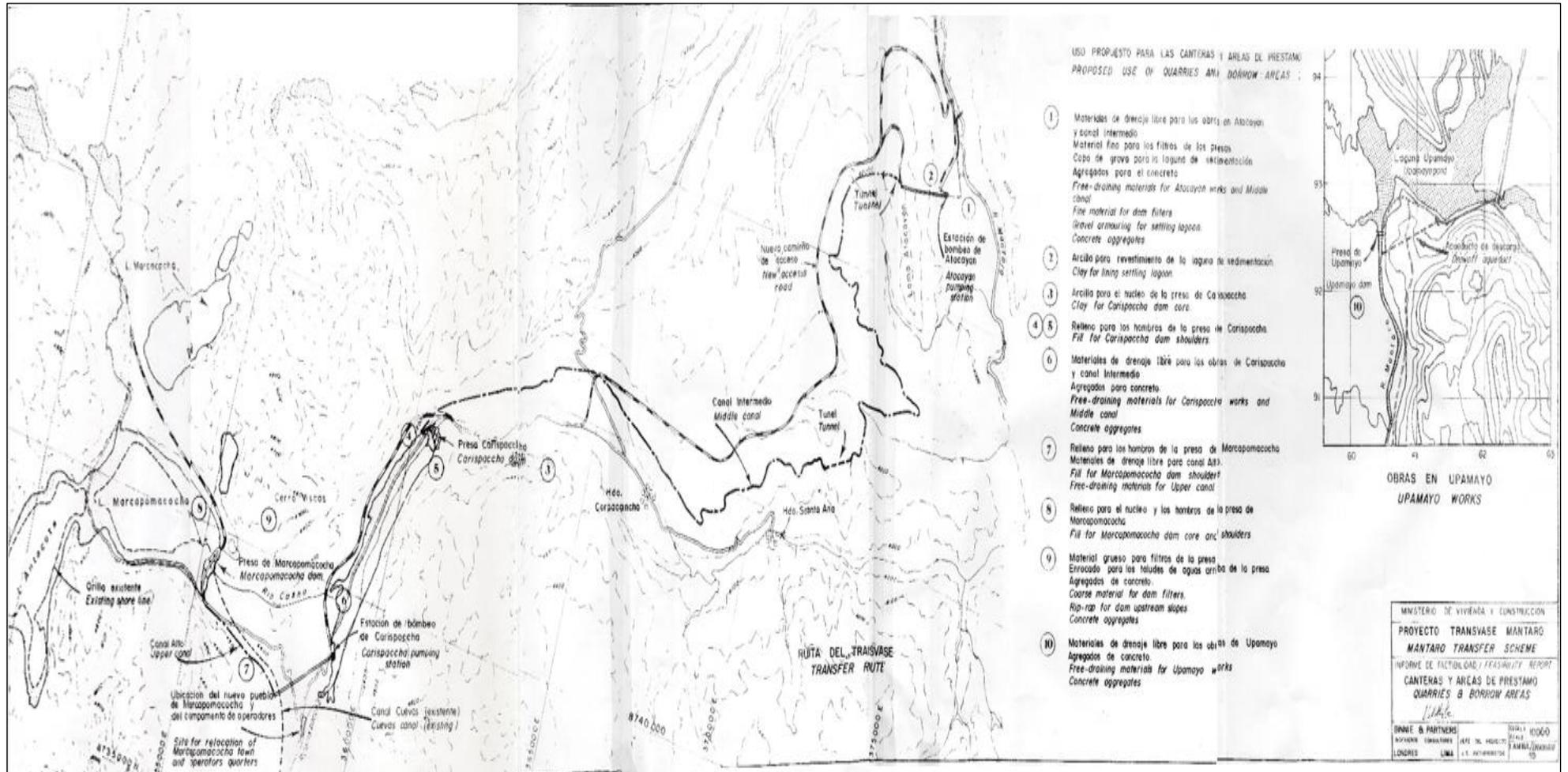
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
CENTRAL HIDROELECTRICA SHEQUE			
DETALLE DE LA CAPTACION DE AGUA			PLANO : 02
DESEÑADO: LEO W. LAJO MEZA	APROBADO: CARLOS ARAO ZEVALLOS CASTAREDA	FECHA: FEBRERO 2013	LIMA - PERU





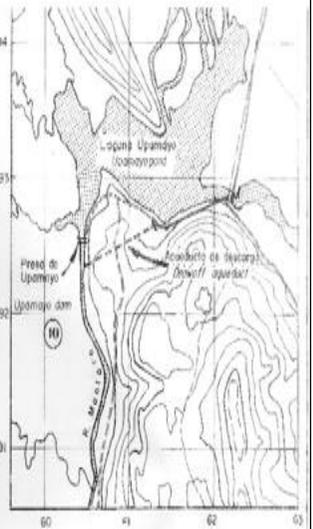






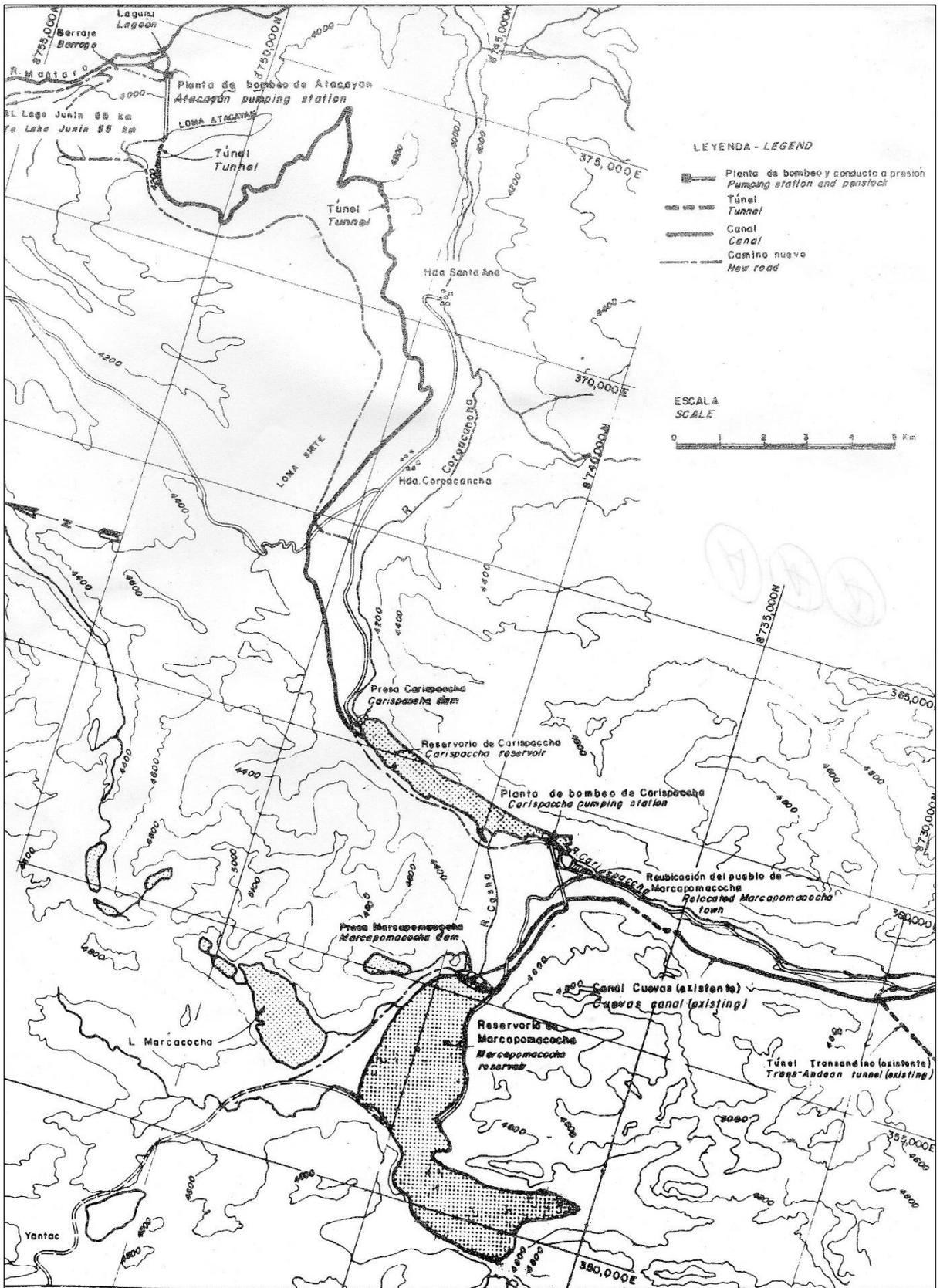
USO PROPUESTO PARA LAS CANTERAS Y AREAS DE PRESTAMO
 PROPOSED USE OF QUARRIES AND BORROW AREAS :

- 1) Materiales de drenaje libre para las obras en Atocayan y canal intermedio
 Material fine para los filtros de los presas
 Capa de grava para la laguna de sedimentación
 Agregados para el concreto
 Free-draining materials for Atocayan works and Middle canal
 Fine material for dam filters
 Gravel armouring for settling lagoon
 Concrete aggregates
- 2) Arcilla para revestimiento de la laguna de sedimentación
 Clay for lining settling lagoon
- 3) Arcilla para el núcleo de la presa de Carispaccho
 Clay for Carispaccho dam core
- 4) 5) Relleno para los hombros de la presa de Carispaccho
 Fill for Carispaccho dam shoulders
- 6) Materiales de drenaje libre para las obras de Carispaccho y canal intermedio
 Agregados para concreto
 Free-draining materials for Carispaccho works and Middle canal
 Concrete aggregates
- 7) Relleno para los hombros de la presa de Marcapomacocha
 Materiales de drenaje libre para canal del
 Fill for Marcapomacocha dam shoulder
 Free-draining materials for Upper canal
- 8) Relleno para el núcleo y los hombros de la presa de Marcapomacocha
 Fill for Marcapomacocha dam core and shoulders
- 9) Material grueso para filtros de la presa
 Enrocado para los taludes de aguas arriba de la presa
 Agregados de concreto
 Coarse material for dam filters
 Rip-rap for dam upstream slopes
 Concrete aggregates
- 10) Materiales de drenaje libre para las obras de Upamayo
 Agregados de concreto
 Free-draining materials for Upamayo works
 Concrete aggregates



OBRAS EN UPAMAYO
 UPAMAYO WORKS

MINISTERIO DE VIVIENDA Y CONSTRUCCION
PROYECTO TRANSVASE MANTARO
MANTARO TRANSFER SCHEME
 INFORME DE FACTIBILIDAD / FEASIBILITY REPORT
CANTERAS Y AREAS DE PRESTAMO
QUARRIES & BORROW AREAS
 U.M.C.
 SHAPIRO & PARTNERS
 INGENIEROS CONSULTORES / CIVIL ENGINEERS
 LONDRES / LIMA / 11 DE SEPTIEMBRE DE 1965
 ESCALA: 1:50000
 PLAN: 10000



DISPOSICION DE LAS OBRAS DE TRANSVASE
LAYOUT OF TRANSFER WORKS

FIGURA 43
FIGURE

ANEXO E: ESTUDIO DE LOS RECURSOS HIDRICOS

3.1 Población y Actividades Económicas

El centro poblado de mayor importancia de la región y estudio y en general de la cuenca es la ciudad de Huancayo, ubicada en el Valle del Mantaro. Su población alcanza a los 245,000 habitantes. Geopolíticamente, se ubica en la región Andrés Bello Cáceres, formado por la integración de los Departamentos de Junín, Pasco y Huánuco. Aguas abajo del Valle Mantaro, las principales poblaciones han sido originadas por los desarrollos mineros como es el caso de la ciudad de la Oroya, principalmente centro minero y metalúrgico del país y la ciudad del Cerro de Pasco y diversas poblaciones originadas por las actividades agrícolas y ganaderas como Junín, Pachacayo, otras.

3.1.1 Sistemas Viales

El área en estudio, corresponde a una de las regiones del Perú que cuenta con el mejor sistema de comunicación vial, incluyendo ferrocarriles que enlazan a esta región con la costa, ceja de selva y selva. Con la costa, la región se interconecta a través del ferrocarril y la carretera central que se encuentra totalmente pavimentada y en buenas condiciones. Hacia el norte existe la Carretera Lima – Canta – Cerro de Pasco, en el centro la carretera Cañete – Huancayo y en sur la carretera de Los Libertadores que une Pisco con Castrovirreyna, Huancavelica y Ayacucho. Un sistema longitudinal a lo largo de la Cuenca y diversas trochas constituidas por las compañías mineras y las haciendas agrícolas y ganaderas completan su sistema longitudinal del cual parten hacia la Ceja de Selva y Selva, importantes vías de penetración que unen Cerro de Pasco – Huánuco – Tingo María y Pucallpa, La Oroya – Tarma – San Ramón - Oxapampa y la de Concepción – Satipo – Puerto Prado, integrándose a través de estos ramales con la Marginal de la Selva.

3.2.18 La cuenca del Río Mantaro

Para los fines de estudio, se dispuso de la información cartográfica, topográfica y aerofotográfica del Área interesada, empleada en los diversos estudios realizados, la documentación geológica, la información hidrometeorológica hasta 1995 y la documentación de estudios y proyectos existentes en el área. De toda esta información solo merecía un nuevo y detallado análisis, la información hidrometeorológica pues se aportaba información correspondiente a un periodo extremadamente seco, cuya influencia es indudablemente gravitante en la definición de las características de las áreas de regulación requeridas para los fines de optimizar la generación de energía eléctrica, en los CC.HH. Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución

3.3 Morfología

El río Mantaro perteneciente a la vertiente atlántica del sistema andino, nace en la descarga del Lago Junín a más de 4000 msnm. (4090msnm) La zona esta dominándola por el nudo orogénico de Cerro de Pasco, ubicado en la región Central del Perú y sus

límites de Cuenca distan apenas unos 120 Km., del Océano Pacífico. El área total de la Cuenca alcanza los 33,500 Km² alcanzando en su recorrido hasta la confluencia con el río Apurímac para conformar el río Ene un desarrollo de 735 Km. Las máximas altitudes.

La aplicación del valor-agua semanal en la determinación de los costos variables de las centrales hidroeléctricas tiene en cuenta la variación del costo futuro actualizado de operación y falla del SEIN, con relación a la variación del volumen del lago Junín ubicada a lo largo de la divisoria continental y de la cordillera central, la cual cruza al cambiar 2 veces sucesivas de rumbo y superar los 5 000 msnm (ver plano N° PACH – 001). (Anexo)

3.4 Climatología

La cuenca del Mantaro cuenta con una gran variedad de climas, debido fundamentalmente a sus características morfológicas con sus nacientes ubicadas sobre los 4,000.00 m.s.n.m., y sobre la que predominan montañas de más de 5000 m. La zona de altas montañas, 5 000 a 6 000 m.s.n.m. está en la aproximada de los 0°C y con precipitaciones importantes que superan los 1000 mm, por año, que se presentan por lo general en forma de granizo o nieve. Entre las cotas 5000 y 4000 m.s.n.m., Las condiciones climáticas, con temperaturas medias anuales que van desde 0°C, hasta unos pocos grados sobre 0°C, y lluvias que alcanzan valores entre los 700 y 1000 mm y entre los 4000 y 3000 m.s.n.m., en los cuales se hallan los principales centros habitados de la región. Desde el punto de vista climático, las precipitaciones pueden variar entre los 500 y 900 mm., las temperaturas medias entre los 5 y los 10°C. Entre los 3000 y 2000 m.s.n.m., con precipitaciones anuales que van de 300 a 700 mm y altas temperaturas que superan los 25°C. Bajo estas cotas, el clima se vuelve de subtropical seco a tropical Antúnez de Mayolo. En el caso de los ríos tributarios: Pachacayo, La Virgen y San Juan, el análisis se realizó con la información de cada cuenca, previa verificación de su consistencia. En la TABLA N° 3.1 muestra la información para simular la operación de los reservorios del río Mantaro, se dispuso de información de 5 estaciones hidrométricas. Estas son:

TABLA N° 2.2 Estaciones hidrométricas del río Mantaro(Anexo A)

Fuente: Revista de Electro Perú

Se encontró la información confiable, presentado los registros de

TABLA 3.1 Operación de los reservorios del río Mantaro.

Estación	Fuente	Elevación	Periodo
Upa mayo	CMP	4080.00	39-91
	ELP		62-95
Malpaso	CMP	3900.00	39-90
Pte. Stuart	ELP	3350.00	62-95
La Mejorada	ELP	2819.00	74-95
Villena	ELP	2860.00	62-74

Estación La Mejorada, diferencias menores que se consideraron aceptables. Sobre estas estaciones, debemos comentar que la estación Villena, fue reemplazada por la estación “La Mejorada”, que presentaba mejores condiciones para los aforos, siendo el emplazamiento de ambas bastante cercanos. Esta información fue utilizada como perteneciente a una sola estación, pues no existe un mayor incremento de cuenca ni aporte de tributarios entre una y otra. En UPAMAYO se dispone además de los registros del nivel del Lago Junín, los que se recopilan de las siguientes fuentes la TABLA N° 3.2 y la tabla N° 3.3 se observa los periodos de , evaluación por Electroconsult, Misión Alemana, Electro Perú Centromin donde evaluaron la cuenca del Mantaro así como el volumen del lago Junín.

TABLA N° 3.2 Estaciones hidrométricas del nivel del lago Junín

Informes	Periodo	Tipo
Electroconsult	1940-1963	Gráfica
Misión Alemana- ELP	1957-1986	Tablas
CMP	1972-1995	Gráfica

Del análisis de esta información, se decidió utilizar la siguiente información.

TABLA N°3.3 Estaciones Hidrométricas del Lago Junín

Informes	Periodo
Electroconsult	1940-1956
Misión Alemana- ELP	1957-1986
CMP	1987-1995

Adicionalmente, se dispuso de la curva área – volumen del lago (Fig. N° 2.2). (Anexo , presentándose en el lado oriental de la cordillera, zonas con fuertes precipitaciones que deben superar los 1000 mm/añual.

3.5 Hidrografía

El comportamiento de la escorrentía en el río Mantaro está afectado por la operación del Lago Junín. Centro min, operó este lago hasta fines de la década de los 80 en base a los requerimientos de producción de la C.H. Malpaso y posteriormente, a partir de 1989 en función de los requerimientos de las CC.HH. Mantaro y Restitución. En este trabajo se ha utilizado la información disponible desde el año 1940 en la zona alta del río Mantaro y que corresponde a los Registros de las estaciones Upa mayo y Malpaso, así como los niveles del lago Junín. Con la información de la Cuenca alta, se tendió la información de las estaciones instaladas aquí abajo hasta la toma de la C.H. Santiago

La información de niveles proporcionados por Electroconsult y por CMP, se presenta en la TABLA N°2.3. (Anexo A). En la cuenca del río Pachacayo, se utilizó la información de las Estaciones Pachacayo, Cochabambas Túnel y Piñas cocha. El río Pachacayo toma este nombre a la confluencia de los ríos Cochabambas y Piñas cocha. La estación Pachacayo, se encuentra antes de la afluencia del río al Mantaro y las otras dos en sus tributarios cercanos a su

confluencia. La información se encuentra completa y se ha verificado su consistencia con la estación de Puente Stuart. En la cuenca del río Quillón, se dispone de 4 estaciones hidrométricas: Moya, Quillón, Yulapuquio y Canipaco. Las estaciones Moya y Quillón, se encuentran antes de la confluencia de ambos ríos y las estaciones Yulapuquio y Canipaco en los tributarios del Quillón. Las lagunas de interés para el proyecto se encuentran en la cuenca del río Quillón, que en la parte superior recibe la denominación del río La Virgen, cuyos recursos se controlan en la Estación Yulapuquio. En la cuenca del río San Juan, afluente de la margen derecha de los nacientes del Mantaro, se dispone de una estación hidrométrica (San Juan). En la confluencia de este río, con el río Mantaro se dispone además de otra estación (UPAMAYO). La estación San Juan controla los recursos del río, incluyendo los de su tributario el río Blanco, que es donde se encuentra la laguna PUNRUN. La estación UPAMAYO que ya fue descrita, controla los recursos del río San Juan con el aporte de la descarga del Lago Junín. El análisis de la información de estas estaciones nos permite presentar la TABLA N° 2.4 (anexo A) con los caudales de ingreso al lago Junín, resultado del Balance Hidrológico. Los registros de las estaciones de Electro-Perú S.A. datan desde 1962 disponiéndose de un registro promedio de 40 años. Los niveles del lago Junín, registran en la estación Hidrométrica de Casapatos los cuales son controlados por Electro Andes desde 1939-2005.

3.6 Meteorología

La red hidrometeorológica existente en la cuenca del Mantaro fue desarrollada fundamentalmente para los estudios de utilización de los recursos hídricos de la cuenca para los fines de riego y generación hidroeléctrica. Se cuenta a lo largo de toda la Cuenca con 171 estaciones meteorológicas y pluviométricas y 42 hidrometeorológicas. La mayor parte de estas estaciones fueron instaladas por Cerro de Pasco Corporation, quienes iniciaron los registros de esta información en la Cuenca y la Corporación del Mantaro y vienen siendo operadas por Centromín Perú., Electro Perú y SENAMHI. La información meteorológica más antigua con que se cuenta, data de 1916. A partir de 1957 Cerro de Pasco intensificó la instalación de estaciones en la Cuenca media y alta, siguiendo a partir del año 1962 la Corporación del Mantaro, con un programa intensivo de instalaciones. Los registros de caudales en el Mantaro datan de 1939, en que se instaló la primera estación hidrométrica en Malpaso. Posteriormente en la década del 50 se instalaron las estaciones de Upa mayo, Lago Junín y la Mejorada; sobre el río Malpaso, Cutt – Off sobre el río Yauli y Chupaca o Cunas, sobre el río del mismo nombre, estos 2 últimos tributarios de la margen derecha. A partir de 1962, y como consecuencia de los estudios por el desarrollo del potencial hidroeléctrico del río Mantaro, se planeó y desarrolló una red que comprendió la instalación de estaciones hidrométricas e hidrográficas a lo largo del río Mantaro y sus

tributarios. La relación de las estaciones utilizadas para el presente estudio y su ubicación se indican en las TABLAS N°2.1, 2.2. y el plano N° PACH -002(anexo A), en el que adicionalmente se puede apreciar el periodo de su operación. Asimismo, se ha utilizado información sobre el nivel del Lago Junín registradas por Cerro de Pasco y Centromín Perú de 1940 a 1992 y la información elaborada por Binnie & Partners 1980 relativa a evaporización en altura, que realizaron para los estudios del Proyecto transvase.

3.7 Información pluviométrica

En el caso del Lago Junín, los análisis permitieron establecer:

- Que la estación Tambo del Sol, ubicada en el área, presentaba un comportamiento no uniforme por lo que se desechó de su información. Que las estaciones Upamayo, Junín (ELP), La Cima y Malpaso (Centromín) presentan información consistente y con mayor periodo de registro.
- Que la lluvia media en la zona del Lago Junín es 880 mm/año en el caso del río Pachacayo, los análisis permitieron establecer.
- Que la estación Pachacayo, presenta información completa y confiable.
- Que la estación Yauricocha, presenta inconsistencias hasta el año 1976, por lo que se corrigió está con un factor de 0.8 entre los años 1965 y 1976.
- Que la lluvia media en la zona de las lagunas es de 800 mm/año y en la cuenca baja del río 700 mm/año.

TABLA N° 2.1 (estaciones pluviométricas) -Anexo. A

TABLA N° 2.2 (estaciones hidrométricas) - Anexo. A

Para tener una representación gráfica del comportamiento de las precipitaciones en la Cuenca del Mantaro se elaboran las curvas isoyetas con los promedios multianuales de los registros de las estaciones ubicadas en cuencas vecinas, las cuales se representan en el plano N° PACH -003 (anexo A).

Se puede afirmar que los regímenes de precipitación en las cuencas son uniformes, presentándose estas concentradas entre los meses de Setiembre a Abril con valores que alcanzan el 93% del total anual.

3.8 Máximas avenidas

La limitada disponibilidad de recursos hídricos en los ríos costeros y la creciente demanda de agua y energía en esa región, originaron importantes proyectos de transvase, destacándose las obras de derivación hacia la quebrada de Santa Eulalia afluente del Rímac, de la cuenca de Marcapomacocha y la derivación del alto Vilca hacia la cuenca del río San Juan – Chincha. A nivel de estudios, se ha verificado así mismo derivaciones complementarias para estas cuencas, la derivación de alto Yauli hacia río Blanco y del

Cochas hacia el río Cañete, debiéndose destacar especialmente el “Proyecto de Derivación Mantaro” , que comprende los recursos del Mantaro hasta Atacarán y Carispacha e incluye el Lago Junín, principal fuente reguladora de los recursos del río. Por otra parte, las características morfológicas que se presentan en el tramo medio final de su desarrollo, en el que el río se precipita con fuerte pendiente con bruscos cambios de rumbo en su curso, de Sur – Este a No – Este, para pasar posteriormente nuevamente el rumbo Sur – Este, originaron estudios que verificaron las grandes posibilidades para el desarrollo de proyectos de generación Hidroeléctrica. Los resultados de estos estudios, condujeron a la ejecución del desarrollo de la primera curva del Mantaro con la construcción de los CC.HH. Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución con una potencia instalada total de 1015.5 Mw. En los estudios realizados entre 1962-1964 que corresponden al primer estudio de planeamiento para la utilización general de los recursos del río que hemos podido ubicar, se identificaron secciones de interés para obras de regulación comprendiendo embalses artificiales y aprovechamiento de las lagunas. Entre los embalses cabe destacar los siguientes:

- El lago Junín como principal regulador de recursos del Mantaro.
- El embalse de Malpaso, relacionado con la Central Hidroeléctrica del mismo nombre.
- Las secciones de Rumi chaca, Chapuro, Retama y Chaman.

Se estudiaron asimismo alternativas sobre los ríos Tishgo, Yauli, Huari, Pachacayo, Chupaca, Moya y Huancavelica. Las lagunas que destacaron por sus buenas condiciones para su utilización como fuentes reguladoras, fueron las de PUNRUN, HUARON, Yanacocha, Tuctococha, Huaqueo y Marcapomacocha. Asimismo las ubicadas sobre la cuenca de los ríos Yauli y Huari, así como las lagunas Carhuacocha y Yauricocha sobre la cuenca de Pachacayo y las ubicadas en la cuenca superior de Chupaca. Las lagunas de Paca, Chacón, Pancha y Ñahunpucllo en el Valle del Mantaro merecieron así mismo un análisis, así como las ubicadas en las Cuencas del río Quillón, Coyllorcocha, Huichicocha, Luntococha, Canchicocha, Acchicocha y Chirlicocho. Es el tiempo transcurrido, muchos de estos cierras fueron motivo de Estudios complementarios, que definieron las posibilidades de su utilización. A continuación pasamos a comentar las características y resultados de los estudios y análisis, ya realizados.

3.9 El lago Junín

El río Mantaro nace en la descarga del lago Junín. Su capacidad de almacenamiento es de 570 Hm³ de los cuales, descontando la evaporación se estima que el volumen neto alcanza a los 441 Hm³. Las curvas área/volumen (Fig. N° 2.2 del anexo A.) presentan las características del vaso. Dentro de los estudios para el Proyecto transvase de la cuenca

del Mantaro a Lima se analizó la posibilidad de incrementar esta capacidad a 1300 Hm³. Esto se lograría con una sobre elevación de la presa UPAMAYO en 1.70 m, lo que generaría un aumento del espejo de agua al máximo nivel de 350 a 430 Km² estimándose que el volumen neto disponible alcanzaría los 1100 Hm³. Como inconvenientes se presentarían las inundaciones de poblaciones, áreas de pastoreo y algunos tramos de la red vial, incluyendo carreteras y el ferrocarril Oroya. Cerro de Pasco, así como la línea de transmisión y efectos a la ecología, considerados como menores. Los gastos que éstas áreas originarían fueron estimados, a costo de 1982 del orden de los 27.0 US Millones \$ (Estudio definitivo Binnie & Partners /1981). Se analizó asimismo, la posibilidad de profundizar la descarga, descartándose esta alternativa por mayores costos y efectos negativos mayores al ecosistema. El incremento en la capacidad de almacenamiento en el lago Junín, sólo para los fines de generación de energía eléctrica en las CC.HH. del Mantaro se analiza en las evaluaciones realizadas en el presente trabajo. Las características y volúmenes del transvase del Mantaro deben así mismo, ser revisados tomando en consideración el último periodo de sequía.

3.10 Reservorios a lo largo del Mantaro

3.10.1 Sección de Rumichaca

Esta sección ubicada aguas debajo de la presa de UPAMAYO, que presentan buenas condiciones morfológicas para el cierre debe ser considerada como con limitadas posibilidades de ejecución, debido a condiciones geológicas desfavorables en la zona de cierre. La presencia de tufo degradados y aluviones, ponen en duda la factibilidad económica de sellado del vaso.

3.10.2 Embalse Malpaso

El embalse Malpaso, tiene una capacidad útil de regulación de 27 Hm³. Su operación normal es a máximo nivel con las descargas de Junín, para alcanzar la mayor producción de energía en la Central Hidroeléctrica del mismo nombre. Por las características de la boquilla de cierre, se planteó la posibilidad de ampliar su capacidad de regulación hasta unos 400 Hm³, sobre elevando la presa existente o construyendo una nueva aguas debajo de la actual. Esta alternativa no ha merecido posteriores estudios, pero debería tomarse en consideración teniendo en cuenta que los efectos negativos sobre el medio ambiente, poblaciones e infraestructura serían menores en el caso del lago Junín y que el espejo de aguas que no superaría los 20 Km², disminuirá las pérdidas por evaporación en relación al lago Junín, aumentando la utilización neta de los recursos embalsados. La generación del reservorio originaría por otra parte, la posibilidad de ampliar la central Hidroeléctrica existente, con un incremento de producción apreciable.

3.10.3 Otras Secciones Entre Malpaso y Tablachaca

Aguas abajo de Malpaso y hasta la sección de la presa de Tablachaca, donde se ubica la toma de la Central Hidroeléctrica Mantaro, se verificaron secciones aparente para el cierre, como las de Retama y Chamán ubicadas aguas abajo del Valle del Mantaro. Sin embargo, debido a la fuerte pendiente del cauce, condiciones geológicas y morfológicas de los vasos que limitaban las capacidades de almacenamiento y al elevado transporte de sedimentos del río, se consideraron como no aptas para el desarrollo de reservorios de regulación.

3.11 Reservorios sobre los afluentes

3.11.1 Río Tlshgo

Este afluente que desemboca en el Mantaro, aguas debajo de la presa Malpaso corresponde al único tributario de la margen izquierda que podría presentar algún interés, en el caso de la ampliación de la presa Malpaso mediante la derivación de sus recursos. Sin embargo, implica obras mayores que deberán ser evaluadas convenientemente en caso de definirse la ampliación de Malpaso.

3.11.2 Río Yauli

Fuera de las lagunas que conforman el sistema de regulación para generación hidroeléctrica de las CC.HH. Pachachaca de 12 Mw., y la Oroya de 9 Mw, no existen secciones aparentes para la regulación complementaria de los recursos de esta cuenca. En las lagunas mencionadas, cuyas características las describimos más adelante, se logran regular unos 56 Hm³. El rendimiento medio anual de la Cuenca superior es de 200 HM³, pero no existen en el curso secciones aparentes como para almacenarlos. Se analizó la posibilidad de derivar los recursos no regulables hacia el reservorio de Malpaso. Sin embargo, esto representaría costos apreciables teniendo en consideración que se requería obras de aducción con longitudes del orden de los 30 Km.

3.11.3 Río Huari

Las características morfológicas de las probables boquillas de cierre, y de los vasos interesados, así como de las desfavorables condiciones geológicas, calificaron como de reducido interés la posibilidad de regulación de sus recursos, por lo que posteriormente no se han analizado estudios en la cuenca.

3.11.4 Río Pachacayo

El río Pachacayo que desemboca a unos 40 Km aguas debajo de la ciudad de la Oroya, fue asimismo estudiado verificándose secciones aparentes en su tramo inferior, tanto en sus tributarios el Piñas cocha como el Cochás. Las características geológicas de las formaciones que interesan las boquillas de cierre, calizas en los flancos y potentes de

depósitos aluviales en el cauce, así como la evidencia de procesos importantes a desestimar su utilización.

3.11.5 Río Cunas

Es un importante tributario de la margen derecha del Mantaro que desemboca a la altura de la ciudad de Huancayo. Por las buenas condiciones morfológicas que se presentan en su tramo inferior, se realizaron estudios a nivel de factibilidad dentro del estudio para el proyecto transvase, con la finalidad de compensar, para los fines de generación en la CC.HH. Mantaro, los volúmenes derivados de la cuenca superior a la vertiente del Pacífico. Las condiciones morfológicas del Vaso, permiten regular volúmenes de importancia. Se pensó almacenar hasta unos 500 Hm³, cubriendo de esta forma los requerimientos de las Centrales Hidroeléctricas, los de saneamiento de la ciudad de Huancayo y el sector agrícola del valle.

3.11.6 Río Moya

En la confluencia del río Moya con el Quillón se presentan condiciones morfológicas favorables para la generación de un embalse. Dicho embalse sumado a la derivación de Retama – Quillón constituía el esquema fundamental de la C.H. Tellería, que podría generar en punta hasta 360 Mw. Sin embargo, la alternativa tuvo que ser descartada al verificarse la presencia de fenómenos cársticos de importancia en la sección de cierre. Aguas arriba de esta sección, tanto en el río Moya (Wilca como en el Quillón (La Virgen) se presentan secciones aparentes para la generación de embalses con capacidades que oscilan entre 5 y 50 Hm³, siendo el más importante el de Palco, ubicado en el tramo inferior del río La Virgen, pero que exige la ejecución de una obra importante de cierre. Se requeriría sin embargo, realizar estudios para definir la factibilidad de implementar estos reservorios.

3.11.7 Río Huancavelica

Este río por su fuerte pendiente y características morfológicas no presentan secciones de interés para regulaciones mayores, lo que sumado a condiciones geológicas desfavorables desalentaron la ejecución de nuevos estudios.

3.12 Otras Alternativas de embalse

Existen otras lagunas que no han sido estudiadas anteriormente con fines de embalse, cuya potencialidad y aprovechamiento se evaluaron preliminarmente. Una de ellas está ubicada al pie del nevado **Huaytapallana**, la que actualmente viene siendo desaguada mediante un programa de Desagüe de Lagunas. Su posible aprovechamiento y regulación, podrá ser revisada una vez se concrete las obras de eje y se disponga de los estudios y análisis realizados. Otra alternativa es la derivación de la laguna Pumacocha, que se ubica en las nacientes del río Tulumayo, la que mediante un túnel de conducción

podría derivarse hacia la zona alta del ingenio. Esta posibilidad no tiene estudios y se requeriría profundizar su análisis para opinar sobre las ventajas de su utilización, más en principio se prevé un volumen de inversión significativo para el reducido aporte que podría brindar a la regulación del Mantaro. En la Cuenca del Mantaro hay gran cantidad de lagunas principalmente a lo largo de la Cordillera Occidental que han sido derivadas a la vertiente del Pacífico. Pasamos a continuación a enumerar y escribir aquellos que por sus características resumen las mejores condiciones para su futura utilización.

3.12.1 Laguna Punrun

Se ubica arriba del lago Junín. Su cuenca tributaria es del orden de 260 Km²., con un rendimiento medio anual del orden de los 69 Hm³. El espejo de agua alcanza a 25 Km² siendo sus recursos utilizados parcialmente por la Compañía Minera El Brocal para la producción de energía hidroeléctrica. La sección de cierre, cuenta una obra de modesta magnitud (4.5 m de altura) y podría ser sobre elevada para incrementar a los 100 Hm³ de capacidad actual si es que se le pudiera asignar al reservorio un carácter de regulador plurianual.

3.12.2 Sistema Lagunas Huarón

Se trata de un conjunto de 4 lagunas interconectadas y que son las Huaroncocha, Shequi, Paticoja y Llacsacocha. La extensión de la cuenca tributaria es del orden de los 100 Km² estando su recurso totalmente regulado y aprovechado para la generación de energía hidroeléctrica por la compañía minera Huarón. Por ese motivo no se considera factible una ampliación de su capacidad de regulación con carácter multianual, a no ser que el desarrollo minero quede en abandono o reduzca su producción o se encuentre la forma económica de suplir la energía que dejarán de producir.

3.12.3 Laguna Yanacocha

Se encuentra en la cabecera del río del mismo nombre, su espejo es del orden de los 5.0 Km. Siendo su Cuenca reducida, podría analizarse su utilización como reservorio del carácter multianual mediante la ejecución de obras de modesta magnitud.

3.12.4 Laguna Tuctococha y Hueqhue

Son lagunas ubicadas en la parte superior de la cuenca del río Carhuacayan. Debido a la reducida extensión de su cuenca, solo podrían ser consideradas de interés para acumulaciones plurianuales que cubran los periodos de máximo estiaje que periódicamente se presentan.

Sin embargo, debe tenerse presente que se encuentran dentro de las áreas de interés para incrementar los recursos de Marcapomacocha.

3.12.5 Laguna Marcapomacocha

En la cuenca alta del río Corpacancha, se ubican las lagunas Marcacocha, Antacoto y Marcapomacocha sus recursos, que se regulan en el embalse Marcapomacocha, son derivados a través del túnel transandino a la quebrada de Santa Eulalia, representado 280 Km² de Cuenca con un rendimiento medio anual de orden de los 150 Hm³. Adicionalmente, existe la posibilidad de completar estos recursos derivados con la cuenca Marcapomacocha Norte (Laguna Tuctococha), y sur, que representaría la derivación de unos 250 Km². adicionales son un rendimiento medio anual de orden de los 100 Hm³.

3.12.6 Lagunas de la Cuenca de Yauli

Las lagunas Huacracocha, Huascacocha, Pomacocha y Huallacocha Baja, cuenta con obras de regulación en buen estado de conservación y operación. El volumen regulado es de orden de 56 Hm³ que representa el 50% de los caudales medios anuales de la cuenca Incrementar sus capacidades para lograr regular toda la masa disponible merecería un análisis técnico – económico detallado.

3.12.7 Lagunas de la Cuenca de Huari

Las lagunas principales de esta cuenca son Huagracochoa y Chogacocha que controlan una cuenca de 15 Km². Su utilización podría preverse solamente como reserva plurianual.

3.12.8 Lagunas de la Cuenca de Pachacayo

Las lagunas de la cuenca de Pachacayo de la TABLA N°3.4 son agrupadas en 2 sistemas, el del río Piñascocha (Vichecochoa Ñahuincocha y Yuraccocha) y el del río Cochacocha (Azulcocha, Tembladera, Carhuacocha y Huaylacancha). Estas lagunas han sido motivo de estudios detallados que definieron el rendimiento de sus cuencas, aspectos ecológicos y su posibilidad de almacenamiento de sus recursos, tomando en su consideración tanto las condiciones morfológicas como geológicas de sus vasos y boquillas de cierre, como los derechos de agua establecidos en sus cuencas y el costo de las obras ha de ser implementadas. Por las características de sus vasos y boquillas de cierre, los máximos volúmenes factibles de almacenarse superan sólo ligeramente los rendimientos de un año y medio. Así tenemos que, para Virchecochoa 8.6 Hm³, Ñahuincocha 1.4 Hm³ y Yuraccocha 1 Hm³, siendo los rendimientos medios anuales durante el periodo de avenidas de cuenca de 4.95, 1.5 y 1.66 Hm³. Para las lagunas de la Cuenca de Cochacocha, Azulcocha y Tembladera, cuyas descargas van a confluir con la laguna Carhuacocha y finalmente Huaylacancha, con 156.5 Km²., de Cuenca total, se examinaron alternativas de regulación en una sola o diversas secciones de cierre, planteándose en primera instancia el siguiente esquema.

TABLA N° 3.4 Lagunas de la cuenca de Pachacayo

Laguna	Área de Cuenca incremental (Km2)	Rendimiento medio Periodo de Avenidas (Hm3)	Capacidad de almacenamiento (Hm3)
Azulcocha	39.0	14.3	6.0
Tembladera	12.9	4.7	5.0
Carhuacocha	43.4	15.9	23.0
Huaylacancha	61.2	22.6	22.4

3.12.9 Lagunas de la cuenca del río Cunas

Las principales lagunas son las siguientes: Chichicocha, Quillacocha, Huascacocha y Runahuañusa. Estas lagunas cuentan con obras de regulación y son utilizadas para proyectos de riego y crianza de truchas, lo que sumando a la reducida cuenca que dominan, los hace de poco interés para los fines de regulación de sus recursos para los fines de generación hidroeléctrica en las CC.HH. del Mantaro.

3.12.10 Lagunas del valle del Mantaro

Las lagunas de Paca, Chacón, Paccha y Ñahunpucllo, están íntimamente relacionadas con proyectos agrícolas y de paisajistas. Las características geológicas de los terrenos que les interesan, indican pocas probabilidades de un incremento significativo en su volumen de regulación no siendo de interés para fines de regulación ni generación de energía en la CC.HH. del Mantaro.

3.12.11 Lagunas de la Cuenca del río Quillón

Las lagunas de mayor interés se ubican en la subcuenta del río La Virgen y son las de Coyllorcocha, Huichicocha y Yurajcocha como se muestra la TABLA N° 3.5 Estas lagunas que cuentan con obras de cierre para fines de regulación, no operan a la fecha con este fin, por daños en las estructuras y en las compuertas de descarga, encontrándose en un estado de abandono con pequeñas inversiones se podría lograr su puesta en explotación debiéndose examinar la posibilidad de sobrellevar los actuales niveles con fines de regulación plurianual.

Las características principales de estos embalses son los siguientes:

TABLA N°3.5 Lagunas de la cuenca del río Quillón

Laguna	Área de Cuenca (Km2)	Rendimiento medio Periodo de Avenidas (Hm3)	Capacidad de Almacenamiento (Hm3)
Coyllorcocha	36.0	7.1	10.0
Huichicocha	55.0 (*)	10.8	9.0
Yurajcocha	40.0	7.9	16.0

* Área Total, incluyendo la regulada por Coyllorcocha

Las lagunas Canchicocha, Cachicha y Churiccocha, ubicadas en la misma cuenca, no se han considerado para los fines del presente estudio, por su reducida cuenca o por presentar problemas geológicos que impedirán una mayor utilización de sus recursos.

3.12.12 Lagunas derivadas hacia la Vertiente del Pacífico

En la cuenta Alta del río Vilca, se encuentran 3 lagunas: Huarmi cocha, Chuncho y Canya, que cuentan con volúmenes de represamiento, conducción y derivación a la Cuenca del Pacífico. El área derivada es del orden de 170 Km² siendo la capacidad de almacenamiento en los reservorios del orden de los 60 Hm³. A través del túnel transandino de Marcapomacocha Ducto, Antajasha, Cuevas y Sangrar hacia el río Santa Eulalia, afluente del Rímac. El área interesada alcanza los 280 Km² con un rendimiento anual de los 150 Hm³.

3.13 Otros proyectos de Derivación

A diversos niveles de estudio, se encuentran proyectos de derivación de los recursos del Mantaro hacia la vertiente del Pacífico (Ver Plano N° PACH -004).

- El proyecto de mayor importancia y efecto para la generación de energía hidroeléctrica en las CC.HH. del Mantaro es el de TRANSVASE de aguas a Lima; proyectado para derivar hasta 62.5m³/s. Los estudios de transvase del Mantaro a Lima contemplaron la posible compensación de caudales, derivados hasta por 1000 Hm³ en los embalses de Yanacocha y Molla – Quillón. Debe ser motivo para una revisión del proyecto que defina las reales posibilidades de derivación y de abastecimiento para Lima así como sus efectos sobre la regulación del Mantaro para los fines de generación hidroeléctrica.
- Otros proyectos de derivación con estudios a nivel preliminar y que fueron señalados en este capítulo, son los siguientes:
 - La derivación de las Cuencas Norte y Sur de Marcapomacocha
 - La derivación del alto Yauli hacia el río Blanco
 - La derivación del alto Cochas hacia Cañete

3.14 Aporte a la regulación del Río Pachacayo

De acuerdo a los estudios y evaluaciones efectuadas existe la posibilidad de regular a valores económicos y competitivos con cualquier otra regulación, incluyendo el lago Junín, 68.6 Hm³ en la cuenca del Pachacayo tiene aportes con el río Pachacayo en el Tabla N° 3.6 Las características de estos reservorios de regulación son los siguientes:

Si tenemos en consideración los regímenes de precipitación y los derechos de agua, se puede señalar que la propuesta permite regular prácticamente el 100% de los recursos de la cuenca, sin generar problemas con los usuarios quienes dispondrían de los recursos de acuerdo a sus costumbres en los meses de avenidas, favoreciéndose con una mayor dotación durante el periodo de estiaje.

TABLA N°3.6 Aporte a la regulación del río Pachacayo Aporte a la regulación

	Volumen útil (hm ³)	Altura (m)
-Cochas		
-Azulcocha	6.0	8.00
-Tembladera	5.0	9.50
-Carhuacocho	23.0	12.00
-Huaylacancha	22.35	10.50
-Piñascocha	1.35	4.00
-Ñahuincocha	8.78	5.00
-Vichecocha	2.16	4.00
-Yuraccocha		
Total	68.64	

Para evaluar la contribución de estos reservorios se simuló la operación del sistema adoptando las siguientes premisas:

- Operación prioritaria del lago Junín en los primeros 250 MMC
- Operación de los embalses de Pachacayo junto con los 300 MMC restantes del lago Junín.
- Reducción del caudal de demanda máxima en Tablachaca en años de escasez.
- Los principales resultados obtenidos, que merecen ser destacados son los siguientes:
- El lago Junín y los reservorios proyectados en la Cuenca de Pachacayo, permiten abastecerla la demanda máxima de Tablachaca (91 m³/s) y en el 87% de los años.
- El caudal firme ofertado sin considerar los 2 periodos más críticos se eleva de 80.5 m³/s a 83.8 m³/s.
- En los periodos más críticos (años 1957 y 1992), el caudal garantizado llegó a 79 y 57.1 m³/s respectivamente.

3.15 Otras posibilidades de regulación

Se analizó el efecto de ampliar la regulación del lago Junín sin la regulación del Pachacayo y sin considerar derivaciones hacia la Cuenca del Pacífico, encontrándose los siguientes resultados:

- El mayor volumen en Junín, permite eliminar el déficit en el periodo analizado a excepción de los 2 periodos críticos que se mantienen con caudales garantizados de 74 y 84 m³/s respectivamente.
- El aporte anual de la ampliación de Junín alcanza a los 54 MMC.
- Con la ampliación del lago Junín la producción promedio anual de energía de las Centrales Hidroeléctricas se muestra en la TABLA N°3.7 y en la Cuenca se incrementa en 82.0 Gwh, de acuerdo a los siguientes valores.

TABLA N°3.7 Producción promedio anual de energía de las centrales

	Malpaso	Mantaro	Restitución	Total
MWh	234,9	5'058,7	1'740,4	7'034,1

3.16 Efectos de la derivación al Santa Eulalia

La derivación del río Santa Eulalia, se evaluó con la serie de caudales medios mensuales mostrados en el cuadro No 3.8 y considerados en el estudio "Salto Bajo realizado por Electro lima, esto es:

TABLA N° 3.8 Caudales medios anuales de la cuenca de Santa Eulalia

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
m3/s	8	5.5	2.5	7.8	16.1	18.6	19.6	19.1	20.3	20.3	19	14.1

Para este análisis se considerarán los siguientes casos de regulación en la cuenca del Mantaro:

- A Situación actual (Junín 570 MMC)
- B Junín 570 + Reg. Pachacayo
- C Junín 570 + Reg. Pachacayo + Reg. Quillón + Reg. Punrún
- AD Junín 1300
- BD Junín 1300 + Reg. Pachacayo
- CD Junín 1300 + Reg. Pachacayo + Reg. Quillón + Reg. Punrún

Los resultados de los efectos sobre la producción de energía en las Centrales Hidroeléctricas ubicadas en la cuenca, incluyendo los casos de derivación, indicados anteriormente que se denominan A1 para la operación en las condiciones actuales. B1 con la ampliación propuesta para Pachacayo, C1 con la operación complementaria de otros embalses en la cuenca (Quillón, Punrún) y D1 con la ampliación Junín a 1300 Hm3 son los siguientes:

D1 = Situación actual ampliando el lago JUNIN

Del análisis de estos resultados se puede concluir lo siguiente:

- La derivación de las aguas al río Santa Eulalia, reduciría la producción de las CC.HH. de la cuenca del Mantaro en unos 396 GWh (6%) si no se hace la ampliación del lago JUNIN, y si se hace esta ampliación en 298 GWh (4%).
- El caudal garantizado sin considerar los 2 periodos más críticos registrados se reduce con la derivación de 80.5 a 61.7 m3/s.
- El efecto de regulación Pachacayo en la producción de las CC.HH. del Mantaro es mayor cuando se derivan aguas a Lima, incrementándose de 21 GWh/año a 80 GWh/año. Igual efecto resultó con las otras regulaciones planteadas en la cuenca.

- Las curvas de duración de los caudales de Tablachaca con la derivación a Santa Eulalia, para los casos son nuevas obras de regulación y con la regulación total factible de ser realizada, se presentan en las figuras N° 2.5 y 2.6(Anexos A)

Observaciones y Conclusiones

- Con la derivación al río Santa Eulalia y sin ampliar el lago JUNIN, el factor de planta respecto a la potencia efectiva de las CC.HH. Mantaro y Restitución para el periodo analizado alcanza a 0.91, que sigue siendo un alto factor de planta.
- Los aportes de las regulaciones al sistema serían los siguientes:

Sin derivación a Lima:		GWh
Pachacayo	:	20.8
Pachacayo + Quillón + Punrún		42.3
Junín		1300
Con derivación a Lima		82.5
Pachacayo	:	108.0
Pachacayo + Quillón + Punrún	:	167.8
Con derivación a Lima + Junín: 1300 Hm3	:	
Pachacayo	:	79.8

ANEXO F: GAS DE CAMISEA EN LA GENERACION ELECTRICA EN EL PERU

USO DEL GAS NATURAL DE CAMISEA EN LA GENERACION DE ENERGÍA ELECTRICA EN EL PERU

Resumen

En Este estudio se determino el impacto ambiental por uso del gas natural de Camisea en la generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el período 2004-2020. La cantidad de C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV, dejados de emitir al medio ambiente por uso del gas de Camisea, esta fuente de energía reemplazo los combustibles Diesel 2, Residual 5, Residual 5000, Residual 6 y Carbón. Las emisiones mencionadas están en función de: Tipo de combustible, energía anual generada por cada central térmica y la aplicación de factores de emisión por quema de combustibles para el sector electricidad.

Se uso el modelo Wien Automatic System Planning For Power Generating System Expansion Planning - WASP III[®] para obtener la optimización de la expansión de la generación del SEIN, período 2004-2020. Este modelo fue desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) con apoyo del Banco Mundial (BM) a fines de la década de los ochenta.

PACS: 47.45.-n; 47.55.Ca; 91.50.Hc; 07.88.+y; 89.60.Fe; 89.60.Ec

Palabras claves: gas natural de Camisea, WASP III, programación dinámica, centrales térmicas, centrales hidráulicas, hidrología, contaminantes, impacto ambiental

Abstract

In this study was determined the environment impact for Camisea natural gas used in the electrical energy generating for the National Electric System (SEIN), during 2004-2020 period. The amount of C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV, were not emitted to the environment for Camisea natural gas use, this energy source replaced Diesel 2, Residual 5, Residual 500, Residual 6 y Coal. These emissions are depended of fuel type, thermoelectric power plant annual energy generation and other factors of emissions due to burning fuels in the Peru's Electric Sector.

The Wien Automatic System Planning For Power Generating System Expansion Planning – WASP III model was used to get the expansion optimization of the generation for minimum cost for SEIN in the long term 2004-2020 period. This model was developed for International Atomic Energy Agency (IAEA) and World Bank, at the end of 80'.

Keywords: Camisea natural gas, WASP III, dynamic programming, thermoelectric power, hydropower, hydrology, contaminants, environment impact.

1. Introducción

En 1981 en la selva-sur del país, la compañía SHELL descubrió importantes volúmenes de gas natural húmedo en la zona de Camisea, provincia de la Convención, departamento del Cuzco. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) considera que este recurso estará disponible en Lima a fines del año 2004 para su uso en generación de energía por las

centrales térmicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de nuestro país [1].

El MEM de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. No. 25844, a elaborado el Plan Referencia de Electricidad 2003 (PRE-2003), que incluye el estudio de la utilización del gas natural de Camisea para el crecimiento de la generación termoeléctrica para el abastecimiento de la demanda

eléctrica del país, incrementando de esta forma la seguridad del suministro eléctrico.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), está conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, sistemas de compensación reactiva y cargas, que transfieren la energía desde los centrales de generación hidráulica y térmica hacia los centros de demanda, ver Fig. 1.

El SEIN cubre la demanda máxima de energía de nuestro país, que fue de 3 154 MW en el año 2003, donde la generación hidráulica y térmica cubren la demanda eléctrica de la zona costera, desde la localidad de Marcota-departamento de Ica- por el sur hasta el departamento de Piura por el norte, y desde la ciudad de Ayacucho hasta la ciudad de Tingo María en la zona central del país. Mientras que por la parte sur desde Quillabamba en el Cuzco hasta Ilave en Puno, y desde Arequipa hasta Tacna por el Sur.

La energía eléctrica generada por las centrales térmicas del SEIN es obtenida mediante el uso de combustibles derivados de petróleo, como es el Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 5, Petróleo Residual 6 y Carbón, que son combustibles altamente contaminantes por la emisiones que son expulsas al aire, como son el carbono (C), metano (CH_4), dióxido de nitrógeno (N_2O), óxidos de nitrógeno(NO_x), monóxido de carbono (CO) y componentes orgánicos volátiles distintos del metano (NMVOC).

Teniendo en cuenta que el gas natural de Camisea, según el MEM, estará disponible en Lima a fines del año 2004, para generación de energía en el SEIN, se planteo la presente investigación para cuantificar el beneficio de su uso en el sector energía y el medio ambiente, estando esto representado por los contaminantes dejados de emitir al medio ambiente por su uso en reemplazo de los combustibles derivados de petróleo utilizados por las centrales térmicas en la generación de energía eléctrica.

Para alcanzar este objetivo, se ha efectuado el Planeamiento de la Optimización de la Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) sin y con el uso del gas natural de Camisea, optimizando de esta forma los recursos hidráulicos y térmicos existentes y futuros de nuestro país, para cubrir la demanda eléctrica en el período 2004-2020. Para ello se ha usado el modelo "Wien Automatic System Planning a Computer Code For Power Generating System Expansion Planning (WASP III)" que fue elaborado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) bajo el patrocinio del Banco Mundial (BM) a fines de la década de los ochenta [2].

El WASP III esta diseñado para determinar el plan óptimo de la expansión de la generación de mínimo costo de la generación de un sistema

hidrotérmico, el cual es una secuencia de centrales hidráulicas y térmicas adicionadas al sistema actualmente existente, que es evaluado para obtener el costo de una función objetivo mediante el uso de programación dinámica, y obtener la generación de energía por año de cada central térmica que forma parte del plan de expansión de mínimo costo.

De esta forma los diferentes tipos de centrales térmicas que forman parte del equipamiento de mínimo costo, y los combustibles que utilizan tendrán un impacto en la polución atmosférica, representada por los contaminantes emitidos a la atmósfera para cuya cuantificación es necesario conocer la generación de energía anual (GWh) de cada central térmica dentro del período de planeamiento (2003-2020).

2. Planteamiento de Hipótesis

- El uso del gas natural de Camisea en la generación de energía eléctrica en reemplazo del Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 5, Petróleo Residual 6 y Carbón que son utilizados para la generación de electricidad en el SEIN, período 2003-2020, es positivo por se dejan de emitir al medio ambiente contaminantes como el carbono (C), metano (CH_4), dióxido de nitrógeno (N_2O), óxidos de nitrógeno(NO_x), monóxido de carbono (CO) y componentes orgánicos volátiles distintos del metano (NMVOC).
- Para cuantificar las emisiones que se dejan de emitir por el uso del gas natural de Camisea en la generación de energía, período 2003-2020, se debe obtener el Plan Optimo de Expansión de la Generación de Mínimo Costo del SEIN con el modelo WASP III, para obtener la generación de energía anual de cada central térmica, para luego aplicar factores de emisión por quema de combustibles del IPCC y del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

3. Materiales y Métodos

Modelo WASP III

El modelo Wien Automatic System Planning Package - WASP III permite encontrar el plan óptimo de expansión de la generación de un sistema hidrotérmico, para un período de 30 años, y bajo las restricciones dadas por el planificador [2,3,4].

Cada posible secuencia de unidades, hidráulicas o térmicas, adicionadas al sistema, plan de expansión o política de expansión, es evaluado para obtener el costo de una función, la función objetivo, la cual está compuesta de [8]: Los costos de capital de inversión

(I), Los valores del costo de inversión (S), Los costos del combustible (F), Los costos del inventario del combustible (L), Los costos operación y mantenimiento no combustible (M), y Los costos de la energía no servida (ϕ).
entonces:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [I_{i,t} - S_{i,t} + F_{i,t} + L_{i,t} + M_{i,t} + \phi_{i,t}]$$

Donde:

B_j es la función objetivo unido al plan de expansión j , t es el tiempo en años, T es la longitud del período de estudios o sea el número total de años. El plan de expansión óptimo está definido por: El mínimo de B_j entre todos los j

Si $[K]$ es un vector conteniendo el número de todas las unidades de generación en operación en el año t para un plan de expansión dado, luego $[K_t]$ debe satisfacer la siguiente relación:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t]$$

donde:

$[A_t]$ = Es el vector que se encarga de sumar las unidades en el año t

$[R_t]$ = Es el vector encargado de los retiros de las unidades en el año t

$[U_t]$ = Es el vector que aspira o es candidato de la generación de unidades sumadas al sistema en el año t , tal que $[U_t]$ mayor o igual a 0.

$[A_t]$ y $[R_t]$ son datos dados y $[U_t]$ es la variable no conocida para ser determinada, más conocida como vector del sistema de configuración o simplemente el sistema de configuración.

Definiendo el período crítico (P) como el período del año para el cual la diferencia entre la correspondiente capacidad de generación existente y la demanda máxima tiene el más pequeño valor, y si $P(K_{t,p})$ es la capacidad instalada del sistema en el período crítico del año t , las siguientes restricciones podrían ser reunidas para todas las configuraciones aceptables [4]:

$$(1+a_t) \cdot D_{t,p} \geq P(K_{t,p}) \geq (1+b_t) \cdot D_{t,p}$$

Las cuales simplemente indican que la capacidad instalada en el período crítico debe ser, tender entre los máximos y mínimos márgenes de reserva dados, a_t y b_t respectivamente, por encima de la demanda pico $D_{t,p}$ en el período crítico del año.

La confiabilidad del sistema de configuración es evaluada por el WASP III en términos del índice de pérdida de la probabilidad de carga (*LOLP*). Este índice es calculado para cada período y para cada hidrocondición del año. El *LOLP* anual se determina como la suma de los *LOLP* para cada período, que a su vez son calculados como la suma de los *LOLP* para cada hidrocondición (en el mismo período) pesados por sus probabilidades.

Si el *LOP* ($K_{t,a}$) y *LOLP* ($K_{t,i}$) representan el *LOLP* anual y el *LOLP* por período, entonces, cada configuración aceptable debe respetar las siguientes restricciones:

$$LOLP(K_{t,a}) \leq C_{t,a}$$

$$LOLP(K_{t,i}) \leq C_{t,p}$$

Donde $C_{t,a}$ y $C_{t,p}$ son valores límites dados, como datos ingresados.

Si un plan de expansión contiene sistemas de configuraciones para el cual la demanda anual de energía E_t es mayor que la oferta anual de generación G_t de todas las unidades existentes para el correspondiente año t , el costo total del plan de expansión podría ser penalizado por el costo resultante de la energía no servida.

Obviamente, este costo es una función de la cantidad de energía no servida N_t que puede ser calculada de la siguiente manera:

$$N_t = E_t - G_t$$

Además se puede imponer túneles de restricciones en la configuración vectorial $[U_t]$, de tal manera que cada configuración aceptable debe respetar:

$$[U_t^0] \leq [U_t] \leq [U_t^0] + [\Delta U_t]$$

Donde:

$[U_t^0]$ es el más pequeño valor permitido a las configuraciones del vector, $[\Delta U_t]$ es el túnel de restricciones o ancho de túnel

El problema, como se expresa aquí, consiste en encontrar los valores del vector $[U_t]$ bajo el período de estudio que satisfagan las ecuaciones antes mencionadas. Este será el mejor plan de expansión del sistema dentro de las restricciones impuestas. El WASP busca este mejor plan de expansión usando la técnica dinámica de programación.

De esta manera, se procede a nuevas iteraciones, reflejando las restricciones, según sea el caso, hasta obtener una solución libre de mensajes. Esta

solución, entonces, será el plan de expansión óptimo para el sistema.

Información Utilizada

a) Demanda Eléctrica

Se toman los resultados de proyección de la demanda eléctrica del Plan Referencial de Electricidad 2003-2012 (PRE-2003) elaborado por el MEM, para obtener la proyección de la demanda eléctrica al año 2020.

b) Situación Actual del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

La situación actual del SEIN esta representada por las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y térmicas existentes al 2003. En la Tabla 1 se presenta las empresas generadoras de electricidad del SEIN, al año 2003.

Tabla 1. Empresas de generación del SEIN – 2003

Empresa	Potencia Efectiva (1) (MW)	Energía Anual (1) (GWh)
ELECTROPERU	842	6634
EDEGEL	759	4334
CAHUA	48	2264
EGENOR	352	2137
ELECTROANDES	174	1039
CNP	38	120
SINER	12	55
EGASA	170	745
EGESUR	35	86
EGESAG	113	710
EGEMSA	91	687

(1) Generación Hidráulica

c) Oferta de Generación Hidráulica y Térmica Comprometida en Proyecto

Para el desarrollo del escenario de expansión de la generación del SEIN, período 2004-2020, se consideran como centrales hidráulicas comprometidas a la C.H. Poechos a entrar a operar en el primer trimestre del 2004, el proyecto de la C.H. Yuncán, prevista para el tercer trimestre del año 2005. Se toma en cuenta el cambio de combustible a gas natural de la C.T. Ventanilla (Unidades Siemens No. 3 y No. 4). Como opciones tenemos Turbinas a gas, Centrales de Ciclo Combinado, usando como combustible Diesel-2 y gas natural, y Centrales a Carbón. Las opciones de centrales hidroeléctricas consideradas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Centrales hidroeléctricas en Proyecto del SEIN

Central	Potencia Instalada (MW)	Ubicación
Pochos II	15	PIURA
Yucán	130	PASCO, JUNIN
El Platanal	220	LIMA
Morro de Arica	50	LIMA
Huanza	86	LIMA
Marañón	96	HUANUCO
Cheves	525	LIMA
Quitarcaca	112	ANCASH
Tarucani	50	AREQUIPA
Pucará	130	CUSCO
Piaz I	15	LA LIBERTAD
Centauro I y III	25	ANCASH

Metodología

La metodología seguida para la optimización de la expansión de la generación de SEIN es la siguiente [6,7]:

- Determinación de la demanda eléctrica y su proyección en el período de planeamiento.
- Fijar las premisas y criterios económicos para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN.
- Análisis de los recursos hídricos de las cuencas hidrográficas pertenecientes al SEIN.
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y centrales térmicas existentes del SEIN.
- Determinación de las opciones de generación hidráulica y térmica comprometidas en entrar a operar en el SEIN dentro del período de estudio.
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y centrales térmicas en proyecto para la expansión del SEIN.
- Elección del modelo a ser utilizado y que se adapte al SEIN.
- Elaboración de los archivos de datos de los módulos del modelo WASP III (Loadse, Fixsys, Varsys, Congen, Mersim, Dynpro, Reprobat).
- Evaluación económica de los escenarios de expansión de la generación del SEIN mediante el modelo WASP III, sin y con uso del gas natural de Camisea.

4. Resultados y Discusión

Proyección de la Demanda Eléctrica (2004-2020)

A partir de los resultados de proyección de la demanda eléctrica para el período 2003-2012, del PRE-2003, se ha efectuado la proyección de la

demanda hasta el año 2020, usando la tasa de crecimiento del período 2008-2012, ver Figura 2. Donde se espera que la demanda máxima de potencia sea 3255 MW para el 2005, de 3864 MW para el

2010, 4638 MW para el año 2015 y para el 2020 de 5568 MW.

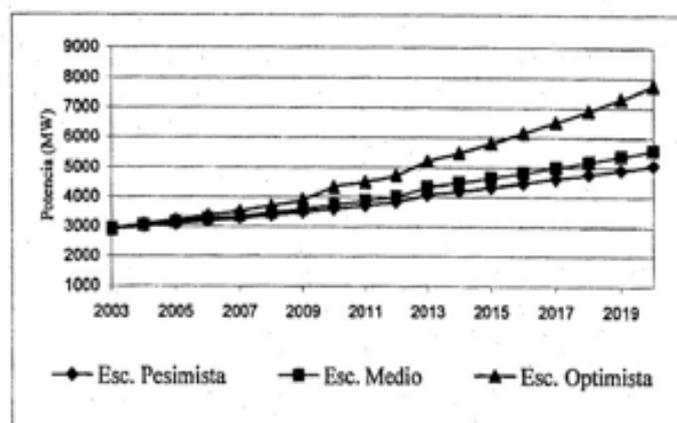


Fig. 1. Proyección de la demanda de potencia del SEIN: 2004-2020

Elaboración de los Archivos de datos del modelo WASP III

Con la información de proyección demanda eléctrica para el escenario medio en el período 2004-2020, los datos técnicos y económicos de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes, y los proyectos de generación hidráulicas y proyectos de generación térmicas del SEIN, se elaboraron los archivos de datos de los módulos Loadsy, Fixsys, Varsys, Congen, Mersim, Dynpro, y Reprobat del modelo WASP III, tanto para el caso sin y con uso del gas de Camisea.

Optimización de la Expansión del SEIN con el modelo WASP III

El modelo WASP III, está diseñado para encontrar la política de optimización del planeamiento de expansión de generación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, como es el SEIN. Esta expansión del sistema debe resultar técnicamente factible y garantizar el cubrimiento de la demanda dentro del período de estudio con niveles adecuados de confiabilidad, calidad y seguridad.

Con el modelo WASP III, para el escenario de demanda media (2004-2020), se determinó el programa de equipamiento de expansión de mínimo costo del SEIN, para el caso donde las centrales térmicas usan como combustible derivados de petróleo (CASO 700), ver Tabla 3, y para la situación en que estas centrales usen gas natural de Camisea (CASO 800), ver Tabla 4.

Los resultados mostrados en cada caso, indican las nuevas centrales hidráulicas y térmicas del

sistema para el período 2004-2020, así como su potencia y año de entrada en operación.

Tabla 3. Equipamiento de mínimo costo SEIN – CASO 700

Año	Gas Natural	Petróleo Diesel	Carbón Mineral	Hidro	Proyectos Factibles Período 2003-2020
2004				15	CH Poechos I
2005				130	CH Yuncan
2006					
2007					
2008		240	125		Turbina Vapor Ilo No. 6 Una Central Ciclo Combinado
2009				50	CH Tarucani
				112	CH Quitaraca
				220	CH Platana I
2010					
2011		240			Una Central Ciclo Combinado
2012					
2013		240			Una Central Ciclo Combinado
2014		240			Una Central Ciclo Combinado
2015					
2016		240			Una Central Ciclo Combinado
2017		240			Una Central Ciclo Combinado
2018		240			Una Central Ciclo Combinado
2019		240			Una Central Ciclo Combinado
2020		240			Una Central Ciclo Combinado
Total		2160	125	527	Total requerido (MW)=2812

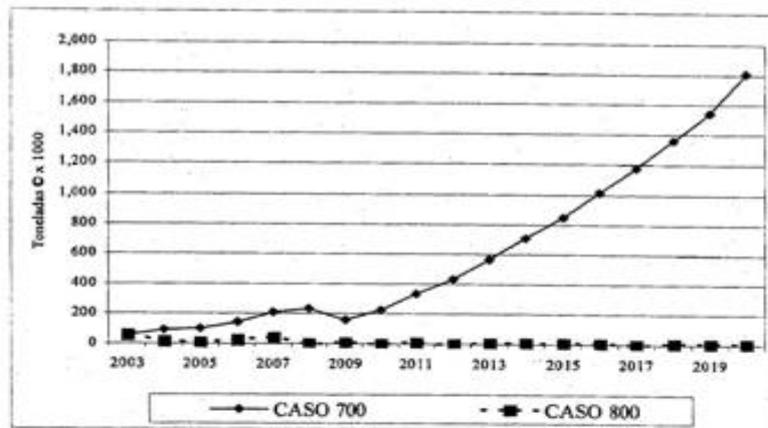


Fig. 2. Emisión de carbono (C) por uso del Diesel 2 en el SEIN

Tabla 6. Total de contaminantes no emitidos y emitidos a la Atmósfera por uso del gas de Camisea en el SEIN, período 2004-2020

Foco de Emisión	Contaminante x 10 ³					
	C (t)	CH ₄ (Kg)	N ₂ O (Kg)	NO _x (Kg)	CO (t)	NM VOC (Kg)
D2, R500, R6, Carbón (1)	19639	3249	705	201213	14583	4522
Gas Natural (2)	1023	267	7	10027	1337	334

(1) Contaminantes no emitidos por no uso de derivados de Petróleo
 (2) Contaminantes emitidos por uso de Gas Natural de Camisea

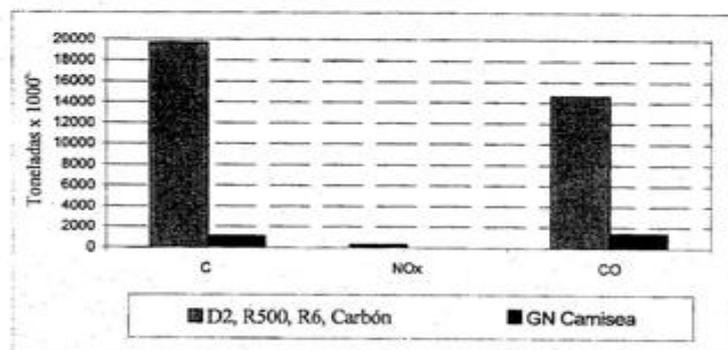


Fig. 3. Comparación de emisiones de C, NOx y CO no emitidos y emitidos por uso del gas de Camisea en el SEIN Período 2004-2020

5. Conclusiones

El uso del gas natural de Camisea como combustible para la generación de energía eléctrica en las centrales térmicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para el período 2004-2020, es beneficioso por evitar la contaminación del medio ambiente por la menor emisión de carbono (C), metano (CH₄), dióxido de

nitrógeno (N₂O), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y componentes orgánicos volátiles distintos del metano (NMVOC), que resultan del uso de combustibles derivados de petróleo, como son el Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 5, Petróleo Residual 6 y el Carbón.

La cuantificación de emisiones de C, CH₄, N₂O, NO_x, CO y NMCOV a la atmósfera esta en función

del tipo de combustible utilizado, la energía anual generada por cada central térmica, obtenida del estudio de optimización de la expansión de la generación del SEIN y por la aplicación de factores de emisión para la categoría de quema de combustibles para el Sub Sector Electricidad.

Referencias

- [1].Ministerio de Energía y Minas, 2003. Plan Referencial de Electricidad del Perú 2003. Dirección General de Electricidad, Lima-Perú.
- [2].International Atomic Energy Agency, Viena-Austria, 1980. Wien Automatic System Planning Package (WASP III) a Computer Code For Power Generating System Expansion Planning, User's Manual. Inter Regional Training Course on Electric System Expansion Planning, Nov. 1993.
- [3].International Atomic Energy Agency, 1984. Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook. Technical reports Series No. 241, IAEA, Vienna. -
- [4].International Atomic Energy Agency-Vienna, Austria and Argonne National Laboratory-Argonne, Illinois, 1993. Interregional Training Course on Electric System Expansion Planning. Nov. 1993.
- [5].Ministerio de Energía y Minas, 2001. Plan Referencial de Electricidad del Perú 2001. Oficina Técnica de Energía Regional, Lima-Perú.
- [6].Sarango J. D., 2001. Planeamiento y Optimización de la Expansión de Sistemas Hidráulicos mediante el Modelo WASP III y su Aplicación al Sistema Eléctrico Nacional del Perú. Tesis de Magister-UNALM, Lima-Perú.
- [7].Velásquez B. T., Sarango J. D., 1999. Modelamiento Hidrológico e Hidráulico del Sistema Eléctrico Interconectado Sur del Perú para el Cálculo del Costo Marginal de Energía. Aplicación del Modelo SISUR. UNALM, Lima-Perú.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. PERU S.A. Aprovechamiento Hídrico de la Cuenca del Río Pachacayo S & Z Consultores. "Plano ubicación". DOCUMENTACIÓN DE ESTUDIOS Y PROYECTOS EXISTENTES
- BINNIE & PARTNERS "Joint Study for Optimizing The Mantaro Project for Water Powers Supplies" Volumen 1 y 2. Agosto 1980.
- [2]. Plan Amazonas: Ministerio de Agricultura: Dirección General de Aguas y Suelos ,1980-2080, Plan Nacional de Desarrollo a largo plazo. Año 1980.
- [3]. COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU. "Revista Electricidad y Desarrollo" Junio. 1996.
- [4]. H. BUSE. "Historia y Geografía de la Electricidad en Lima". HUINCO. 1965.
- [5]. BINNIE & PARTNERS"Final Study of Transfer of water from la Cuenca de Mantaro para Lima.The upper catchment of the river. Mantaro to Lima. (First. Stage), Volumen 1, Mayo 1980]
- [6]. ELECTROCONSULT. CC.HH. SANTIAGO A. de M. y RESTITUCIÓN "Aprovechamiento del Río Mantaro, Estudio Preliminar". Año 1962.
- [7]. CORPORACIÓN PERUANO – ALEMAN / ELECTRO PERÚ S.A. "Planificación de la Operación del Sistema Interconectado Centro – Norte, Informe de Hidrología. Cuenca Río Mantaro. Agosto 1989.
- [8].COES SINAC. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú. "Estadísticas de Operaciones". 2011.
- [9]. Universidad nacional de Ingeniería- Centrales Hidroeléctricas .Ing. Reynaldo Villanueva Ure Diciembre 2010 Lima Perú.
- [10]. Webber N. Mecánica de Fluidos para Ingenieros Bilbao. Ed. Homo. 1969 – 370 P.
- [11]. Informe Final del Proyecto Huascacocha-Rímac 1982
- [12]. Boletín Técnico : Recursos Hídricos del Perú en cifras año 2012
- [13]. Estudio definitivo de]. BINNIE & PARTNERS 1980 sección longitudinal Lago Junín – Lima
- [14]. Informe Final del Proyecto Huascacocha-Rímac.Sedapal-Proinversion ,Empresa C y A PEOHISA,S.A.1982
- [15]. Boletín Técnico : Recursos Hídricos del Perú en cifras año 2012
- [16]. Constitución Política del Perú vigente al 2014
- [17]. Perú, Ministerio de Energía y Minas. 2007. Resolución Ministerial N° 161-2007-MEM/DM.
- [18]. Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A. y Walsh Perú S.A. Ingenieros y Científicos. 2009. Capítulo 8 del Estudio de Impacto Ambiental de Proyecto Central Hidroeléctrica Rapay salto 1 y Salto 2: Plan de Contingencias. 33pp.
- [19]. ELECTROPERU S.A. Registro de Estaciones Pluviométrica, Hidromét Meteorológica.1980
- [20]. SENAMHI. Registro de Estaciones Pluviométricas.1980
- [21]. Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A. y Walsh Perú S.A. Ingenieros y Científicos. 2009. Capítulo 8 del Estudio de Impacto Ambiental de Proyecto Central Hidroeléctrica Rapay salto 1 y Salto 2: Plan de Contingencias. 33pp.

- [22]. Guía para la elaboración de estudios preliminares de factibilidad de Centrales Hidroeléctricas de Mediana y o de gran capacidad Ing. Tsuguo Nosaki. Asesor de INIE. Experto enviado por el gobierno del Japón al Perú, bajo el plan de Cooperación Técnica para los países Latinoamericanos -1980
- [23]. Empresas Eléctricas Asociadas-proceso y funcionamiento de la central Hidroeléctrica de Huinco. Presidente del Directorio. Hernando de Lavalle Lima- Perú Nov. 1966.
- [24]. Centrales Hidroeléctricas I, II Diseño y conceptos de componentes Hidráulicos Editorial Paraninfo-Endesa. S.A 1994.
- [25]. Centrales Eléctricas I. Ex-Profesor Principal de los cursos de centrales Eléctricas del Departamento de Electricidad y Electrónica –UNI Ing. C. CASTELFRANCHI-1965 Lima Perú.
- [26]. Centrales Hidráulicas Ing. Ismael Suescun. Profesor de la Universidad Nacional de Colombia (Universidad de Antioquia-Colombia). 2013
- [27]. Centrales Eléctricas II. Ex-Profesor Principal de los cursos de centrales Eléctricas del Departamento de Electricidad y Electrónica –UNI Ing. C. CASTELFRANCHI-1965 Lima Perú.
- [28]. Máquinas de corriente alterna, compañía editorial continental .S.A. 1974 .Liwshitz-Garik.
- [29]. Maquinas Eléctricas Editorial Mc.-Graw Hill. 3era edición .2003. Stephen Chapman.
- [30]. Centrales Hidroeléctricas I, II, Desarrollo de las Clases 2012 y 2013, Ing. Ronald Antara Arias.