

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

**REVISIÓN DEL EQUIPAMIENTO
EN UNA PRESA REGULADORA**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Civil

P R E S E N T A

GONZÁLEZ RAMÍREZ EVA XIMENA

DIRECTORA DE TESIS

M.I NIKTE NORMA OCAMPO GUERRERO



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INTRODUCCIÓN.....	2
1. ANTECEDENTES	3
1.1 Generación de electricidad en México.....	5
1.2 Centrales hidroeléctricas en México.....	8
1.3 Clasificación de centrales hidroeléctricas.....	10
2. PRESA REGULADORA SAN RAFAEL	16
2.1 Ubicación del proyecto.	16
2.2 Descripción de las estructuras existentes.....	22
2.3 Central Hidroeléctrica San Rafael	23
2.4 Aprovechamiento hidroeléctrico.....	32
3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TURBINAS	36
3.1 United States Bureau of Reclamation (U.S.B.R.).....	39
3.2 European Small Hydropower Association (ESHA).....	58
3.3 Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.).....	64
4. REVISIÓN DEL EQUIPAMIENTO	82
4.1 Tipo y número de turbinas	82
4.2 Dimensiones principales de la turbina	87
4.3 Comparación con equipo instalado en la C.H. San Rafael	103
5. CONCLUSIONES	110
REFERENCIAS	112

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como propósito la revisión del equipamiento de una presa reguladora en Estado de Nayarit, la cual fue sometida a adaptarse a una central hidroeléctrica, de acuerdo a distintos criterios de selección y dimensionamiento de turbinas.

En el primer capítulo, se da un panorama sobre la capacidad y generación de energía eléctrica en la República Mexicana, también se muestran algunos porcentajes de generación de energía eléctrica con tecnologías convencionales y energías renovables.

Se muestra la cantidad de centrales hidroeléctricas registradas en el país mostrando una comparación del crecimiento en cuanto a generación y capacidad instalada; termina con algunas clasificaciones de centrales hidroeléctricas.

En el segundo capítulo se describe el proyecto de revisión, ubicación, hidrología, estructuras existentes y adaptaciones adicionales que se realizaron para acondicionar la central hidroeléctrica.

También se hace hincapié en los niveles de operación con los que trabaja la central y las condiciones a las que se encuentra sujeta.

En el tercer capítulo, se presentan los tres criterios de selección y dimensionamiento que fueron utilizados al realizar este trabajo.

En el cuarto capítulo se seleccionó el número y tipo de turbinas adecuadas para las condiciones del proyecto, se calcularon las dimensiones principales del tipo de turbina seleccionada con los criterios aplicables, finalizando con una comparación entre el equipo instalado y el calculado de acuerdo a este trabajo, mostrando las diferencias entre ellos.

.

1. ANTECEDENTES

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de un país, por lo que su generación es inevitablemente necesaria, y esta se puede obtener de manera limpia y sostenible, es decir, sin afectar al medio ambiente. Actualmente se tienen opciones para generar energía, y una de ellas es utilizando la energía del agua.

En una central hidroeléctrica, se aprovecha la energía potencial del agua para convertirla en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Este proceso consiste en pasar un flujo de agua por una turbina hidráulica acoplada a un generador eléctrico.

La energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía renovable en el mundo, representando una quinta parte de la electricidad a nivel mundial. Aprovechar el agua de manera responsable puede ayudar a suministrar electricidad a millones de personas. (Referencia 9)

De acuerdo al reporte de la International Hydropower Association del año 2015, los principales generadores de energía hidroeléctrica en 2014 fueron China con 281 Gigawatts-hora (GWh), Brasil con 89 GWh, Estados Unidos con 79 GWh y Canadá con 78 GWh. En ese año México genero únicamente 12 GWh, según este estudio (Tabla 1.1).

Tabla 1.1 Capacidad instalada por país 2015

País	Capacidad instalada [GW]	País	Capacidad instalada [GW]
China	282	Francia	20
Brasil	89	Venezuela	16
Estados Unidos	79	Italia	16
Canadá	78	Suecia	16
Rusia	48	Vietnam	15
India	41	Suiza	15
Noruega	29	España	14
Turquia	24	Mexico	12
Japón	23		

México tiene aproximadamente una capacidad instalada de 12.092 GW, se encuentra en el tercer lugar con mayor capacidad instalada del continente, solo se encuentra después de Estados Unidos y Canadá; el potencial hidroeléctrico que se estima en el país es aproximadamente de 27 GW.

En México las centrales se concentran en 17 estados del país, en 2015 generaron 36,291.45 Gigawatts hora (GWh). Chiapas fue el estado que más generó, produciendo 15,592.45 GWh, seguido de Guerrero, Nayarit y Michoacán, que generaron 5,342.61, 4,024.48 y 2,803.57 GWh, respectivamente (Tabla 1.2). (Referencia 16)

Tabla 1.2 Generación de energía hidroeléctrica por Estado 2015

Estado	Generación [GWh]	Estado	Generación [GWh]
Chiapas	15,592.45	Veracruz	521.57
Guerrero	5,345.64	San Luis P.	112.57
Nayarit	4,024.48	Chihuahua	85.06
Michoacán	2,803.57	Coahuila	48.08
Sinaloa	2,702.70	Durango	28.14
Hidalgo	2,027.68	Tamaulipas	10.98
Puebla	1,675.71	E. de México	7.20
Oaxaca	1,292.77	Guanajuato	6.14
Jalisco	700.00		

1.1 Generación de electricidad en México

La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 18% de consumo energético nacional, de acuerdo a los datos obtenidos de la Secretaría de Energía. (Figura 1.1).

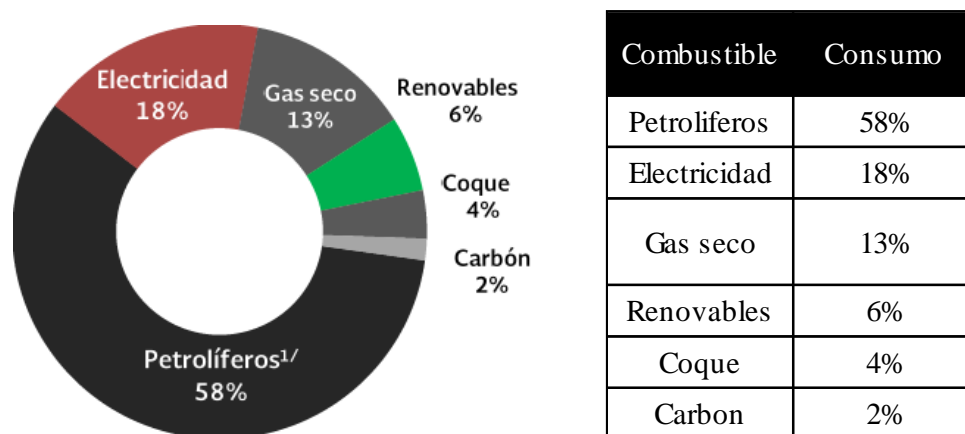


Figura 1.1 Consumo energético por combustible.

De acuerdo a la capacidad instalada en México, por el tipo de tecnología, el 37% pertenece al ciclo combinado, seguido de la energía hidroeléctrica y termoeléctrica convencional con 17% cada una, la carboeléctrica y turbo gas cuentan con un 7% del total, la energía eólica 5%, Bioenergía y combustión interna forman parte con un 3% cada uno y finalmente con el 2% se encuentra la nucleoelectrica, geotérmica y solar.

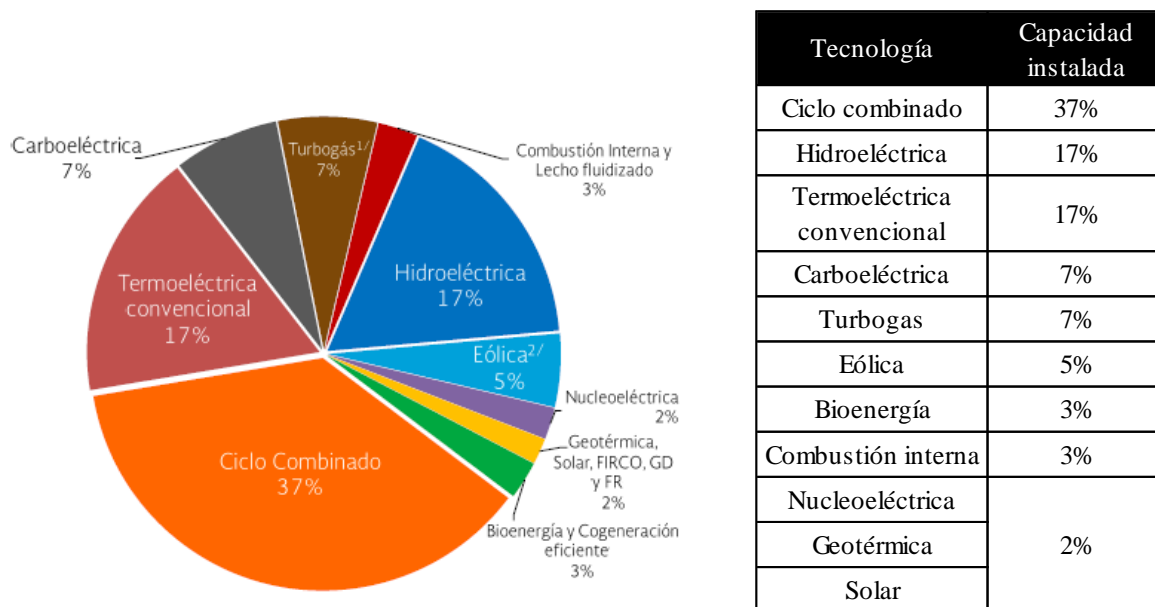


Figura 1.2 Capacidad instalada por tipo de tecnología

En la República Mexicana, el 62.3 % de la generación eléctrica se concentra en la región Oriental, Occidental y Noreste, el 30.7% en la región Central, Noreste, Norte y Peninsular y el 7.0 % en el sistema aislado de Baja California Norte y Baja California Sur. Los cinco estados con mayor producción de energía eléctrica son: Tamaulipas, Coahuila, Guerrero y Baja California, que en conjunto aportaron el 43.1% de la generación eléctrica del país. En contraste, los estados de Aguascalientes, Morelos, Quintana Roo, Zacatecas y Tlaxcala fueron las entidades con menor aportación del 0.3% del total de la generación del sector energético. (Referencia 20)

El 50% de la generación eléctrica proviene de ciclos combinados, 13% de térmicas convencionales, el 11% de carboeléctricas y 10 % de hidroeléctricas.

En el 2016 se generaron 364 GWh de energía eléctrica, el 79.7% de la electricidad provino de tecnologías convencionales 254,496 GWh y el 20.3% se generó con tecnologías limpias 64,868 GWh. Las energías renovables han tenido un crecimiento promedio anual del 2.8% en la última década (2006-2016), en donde la generación energía hidroeléctrica tiene la mayor participación, con 76.1% del total, siendo la principal energía renovable a nivel nacional.

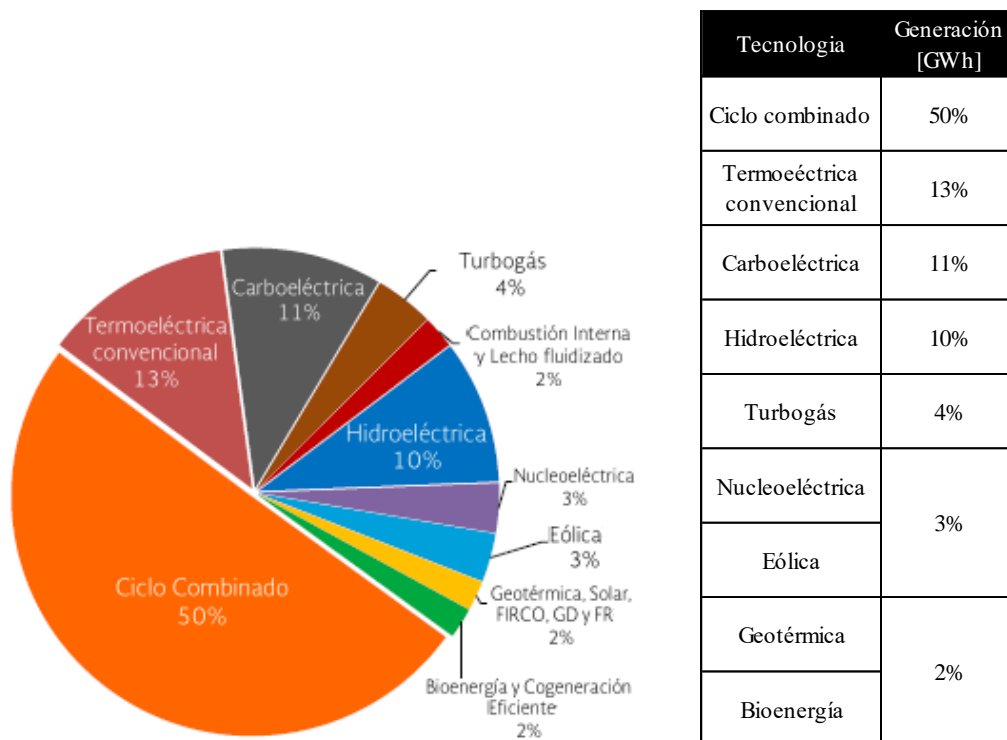
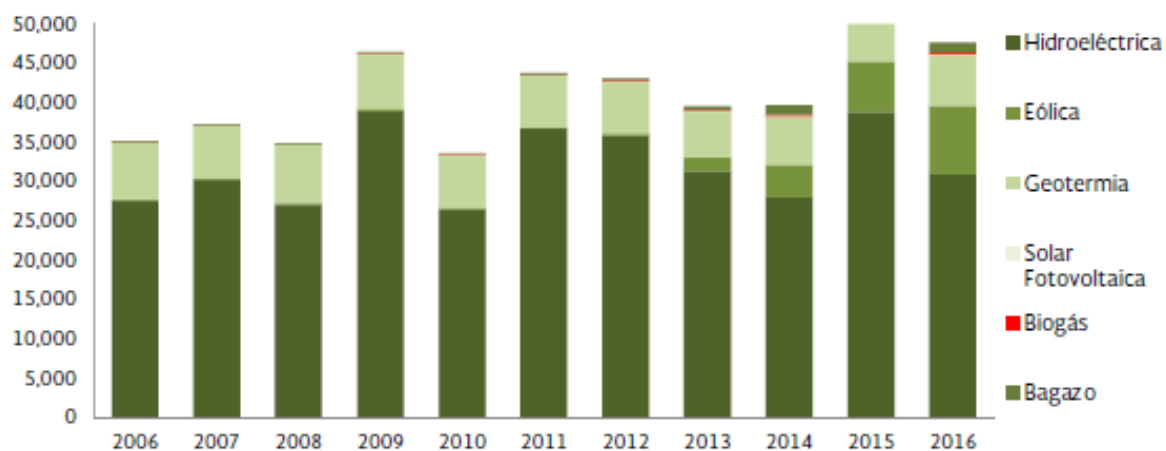


Figura 1.3 Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2016



Solar incluye generación distribuida.
Fuente: Elaborado por la SENER.

Figura 1.4 Evolución de la generación de energía eléctrica con energías renovables

1.2 Centrales hidroeléctricas en México

Las centrales hidroeléctricas, varían en diseño, capacidad y tamaño, según las condiciones topográficas y geológicas de los lugares donde está disponible el recurso hídrico; tiene bajos costos de operación, pero sus costos de inversión son mayores debido a la magnitud de su construcción, generalmente se encuentran lejos de los centros de carga por lo que requieren extensas líneas de transmisión.

México por su topología e hidrografía, tiene una capacidad de generar energía eléctrica a través del recurso del hídrico, lo que permite tener una gran variedad de centrales hidroeléctricas.

En la década 2006-2016 la capacidad instalada y generación de energía eléctrica ha evolucionado positivamente, la capacidad instalada ha aumentado desde el inicio de este periodo, pero no sucede lo mismo con la generación, al final del 2016 se registraron 85 plantas hidroeléctricas con una capacidad instalada total de generación de 12,588.99 MW y una generación de energía de 30,909.3 GWh (Figura 1.5).

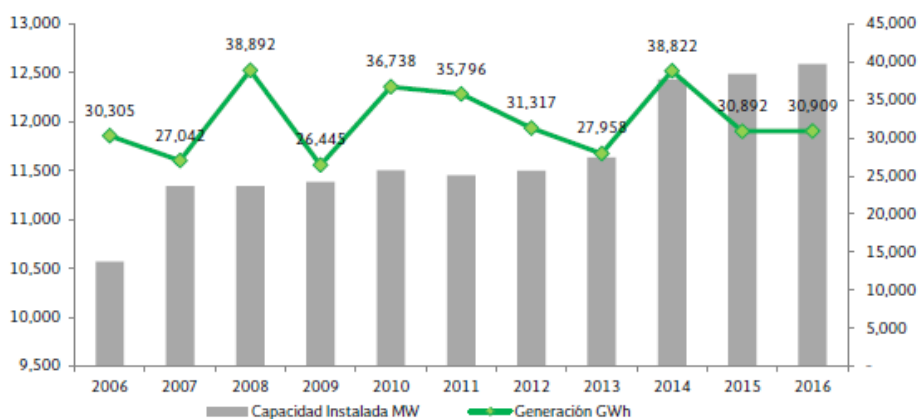


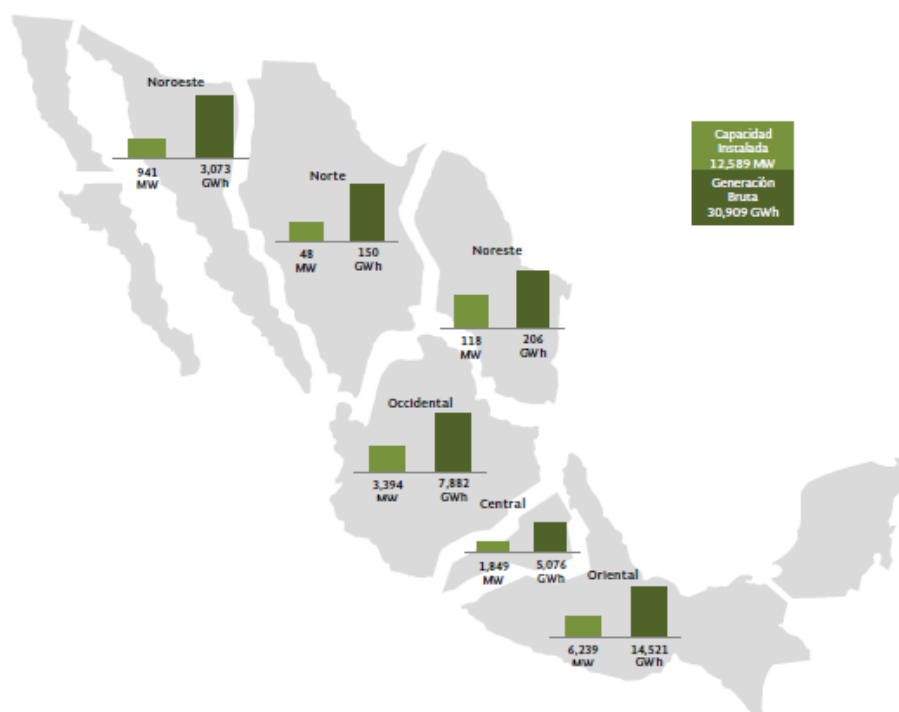
Figura 1.5 Evolución de la capacidad [MW] y generación [GWh] de energía hidroeléctrica 2006-2016

La región con mayor número de centrales hidroeléctricas instaladas y registradas hasta el 2016 fue en la región Oriental con 31 centrales, donde se ubican 3 de las principales centrales del país: Chicoasén (2,400 MW), Malpaso (1,080 MW) y Angostura (900 MW), las cuales se encuentran en el estado de Chiapas, esta región es la que tiene la mayor generación de por centrales

hidroeléctricas, generando 14,521 GWh con una capacidad instalada de 6239 MW; la región Occidental ocupa el segundo lugar en cuanto a generación (7,882 GWh) y capacidad instalada (3,394 MW), el tercer lugar lo tiene la zona Central con 5,076 GWh y 1,849 MW, obteniendo una generación bruta total en la República Mexicana de 30,909 GWh y una capacidad instalada de 12,589 MW.

Tabla 1.3 Capacidad y generación de centrales hidroeléctricas por región de control

REGIÓN DE CONTROL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (GWh)
NOROESTE	941	3,073
NORTE	48	150
NORESTE	118	206
OCCIDENTAL	3,394	7,882
CENTRAL	1,849	5,076
ORIENTAL	6,239	14,521
TOTAL	12,589	30,909



Fuente: Elaborado por SENER con información de PRODESEN 2017-2031.

Figura 1.6 Capacidad y generación de centrales hidroeléctricas por región de control 2016

1.3 Clasificación de centrales hidroeléctricas

1.3.1 Según el tipo de embalse

1.3.1.1 Centrales de agua fluyente o centrales sin embalse

Estas centrales son aquellas que no disponen de embalse regulador, se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones a presión que van hasta la central donde será turbinada, de modo que la central trabaja mientras el caudal circula por el cauce del río, el gasto utilizado en la central es el mínimo requerido para las turbinas instaladas y deja de funcionar cuando el gasto desciende por debajo de este valor. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río. (Figura 1.7)

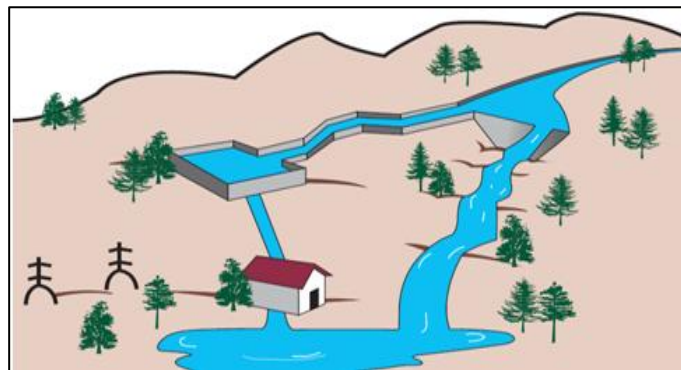


Figura 1.7 Central hidroeléctrica de agua fluyente o sin embalse.

1.3.1.2 Centrales con embalse o de regulación

Estas centrales tienen la posibilidad de almacenar las aportaciones de un río mediante la construcción de un embalse, este tipo de centrales pueden regular los caudales de salida para ser turbinados en horas predeterminadas, para satisfacer la demanda o para generar energía en horas punta. En esta clasificación también se puede incluir a las centrales que se sitúan en embalses

construidos para otros usos, como son riegos o abastecimientos en poblaciones, en los cuales también se puede generar electricidad con los caudales excedentes o con el desembalse para riego e incluso con el caudal ecológico. (Figura 1.8)

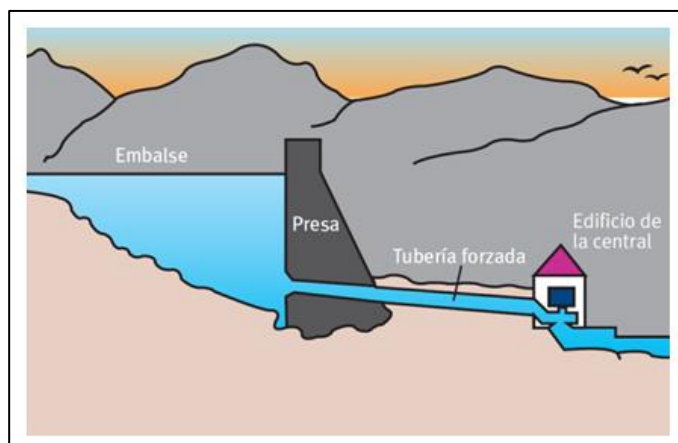


Figura 1.8 Central hidroeléctrica con embalse o de regulación.

1.3.1.3 Centrales de acumulación por bombeo

En este tipo de centrales se dispone de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda eléctrica alcanza su máximo nivel, el agua almacenada en el embalse superior vierte sobre la turbina, funcionando como una central hidroeléctrica convencional, el agua que fue turbinada queda almacenada en el embalse inferior. Cuando la demanda de energía es menor el agua es bombeada al embalse superior y realizar el ciclo nuevamente. (Figura 1.9)

Para realizar el bombeo la central debe disponer de motores-bomba o sus turbinas deben ser reversibles de manera que puedan funcionar como bombas, cualquiera que sea el caso de bombeo se debe aclarar que la energía que se obtiene al pasar el agua a través de las turbinas es menor a la que se consume durante el bombeo. Por lo tanto en estas centrales hidroeléctricas de rebombeo la eficiencia es menor que una central normal.

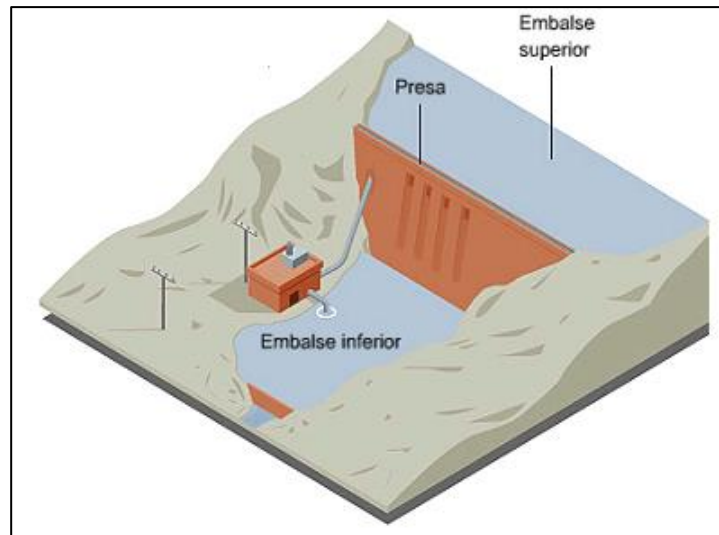


Figura 1.9 Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo

1.3.2 Según su carga

La carga en una central es una característica importante, influye en las instalaciones de aprovechamiento hidroeléctrico (casa de máquinas, tipo de turbinas, obra de toma, etc.).

En México la clasificación se establece como:

- Pequeñas centrales hidroeléctricas < 15 m
- Grandes centrales hidroeléctricas ≥ 15 m

Mientras que en algunos países Europeos la clasificación se realiza siguiendo la propuesta de Ludin (Ingeniero Alemán):

- Centrales hidroeléctricas de pequeña altura, $H \leq 14.99$ m
- Centrales hidroeléctricas de mediana altura, $15 \leq H \leq 49.99$ m
- Centrales hidroeléctricas de gran altura, $H \geq 50$ m

1.3.3 Según la capacidad instalada

Esta clasificación no es universal, depende de la capacidad hidroeléctrica de cada país, por lo que se tiene diversas clasificaciones. En la tabla 1.4 se muestra la clasificación que se tiene en México de acuerdo a la capacidad instalada en sus centrales, se observa que las grandes centrales son las que tienen una capacidad mayor a 30 MW, mientras en Europa (tabla 1.6) clasifica a las centrales hidroeléctricas grandes a aquellas que tienen una capacidad instalada mayor a los 10 MW. En Centroamérica (Tabla 1.5) es más específica, clasificando desde los proyectos de gran hidroeléctrica (>30 MW) hasta la nano hidroeléctrica (< 1 kW).

Tabla 1.4 Clasificación de capacidad instalada en México

Tipo de proyecto	Tamaño
Gran hidroeléctrica	> 30 MW
Pequeña hidroeléctrica	1 – 30 MW
Mini hidroeléctrica	10 – 1000 kW
Micro hidroeléctrica	< 10 kW

Tabla 1.5 Clasificación de capacidad instalada en Centroamérica

Tipo de proyecto	Tamaño
Gran hidroeléctrica	> 30 MW
Mediana hidroeléctrica	5-30 MW
Pequeña hidroeléctrica	1 – 5 MW
Mini hidroeléctrica	50 - 1000 kW
Micro hidroeléctrica	50 – 10 kW
Pico hidroeléctrica	1-10 kW
Nano hidroeléctrica	<1 kW

Tabla 1.6 Clasificación de capacidad instalada en Europa

Tipo de proyecto	Tamaño
Gran hidroeléctrica	> 10 MW
Mediana hidroeléctrica	1 – 10 MW
Pequeña hidroeléctrica	100 – 1000 kW
Micro hidroeléctrica	< 100 kW

1.3.4 Según la demanda que satisface

Las centrales hidroeléctricas trabajan de acuerdo a las demandas necesarias y estas pueden ser centrales base o centrales de punta. Las centrales base suministran energía de forma permanente, no interrumpen su funcionamiento, trabajan satisfaciendo la base de la curva de demanda; su factor de planta suele ser alto, y las centrales de punta abastecen la energía necesaria para satisfacer las demandas de mayor consumo de energía las cuales se presentan en pocas horas del día (punta de demanda), su factor de planta es bajo

Las centrales hidroeléctricas con embalse tienen mayor facilidad de trabajar como central base o central de punta esto dependerá de la región y época del año; las centrales sin embalse pueden ser utilizadas como centrales base utilizando el caudal mínimo del río, pero lo más común es que estas centrales son utilizadas como centrales de punta.

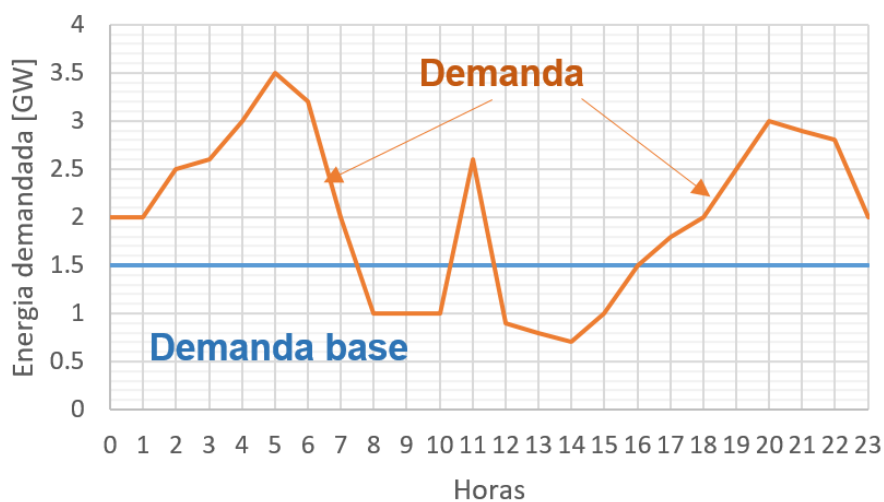


Figura 1.10 Curva de demanda energética

2. PRESA REGULADORA SAN RAFAEL

La presa reguladora San Rafael fue contemplada por la C.F.E. como proyecto hidroeléctrico, para realizarse en dos etapas; la primera correspondió a la construcción de una presa de concreto compactado con rodillo con seis compuertas radiales para la regulación de los caudales de salida y de la construcción de las obras necesarias para aislar el recinto donde se construirá, en la siguiente etapa, la central hidroeléctrica.

La segunda etapa corresponde a la construcción y equipamiento de la PR San Rafael, para la generación de electricidad. El sitio donde se aloja la Casa de Maquinas, es el mismo contemplado en el proyecto original. La casa de máquinas aloja tres turbinas, con una potencia instalada de 24 MW para una generación media anual de aproximadamente 131.110 GWh. El gasto máximo de diseño para las turbinas es de 62.50 m³/s y la carga de diseño es de 15.00 m.

2.1 Ubicación del proyecto.

La presa reguladora o de cambio de régimen San Rafael (PR San Rafael) se localiza geográficamente entre las coordenadas 21° 46' 05" y 21° 47' 53" de latitud norte y 104° 51' 15" y 104° 56' 08" de longitud oeste en el estado de Nayarit, al noroeste de la ciudad de Tepic.

La PR San Rafael se encuentra sobre el río Santiago, a 16.8 km aguas debajo de la Central Hidroeléctrica Aguamilpa (C.H. Aguamilpa). Su principal objetivo es cambiar el régimen de la descarga de agua de la C. H. Aguamilpa, al que se requiere para el riego de una superficie de cientos hectáreas localizadas en las márgenes del río Santiago.

La C.H Aguamilpa aprovecha el escurrimiento del río Santiago, con una capacidad instalada de 960 MW y opera regularmente como generadora de energía de pico con un horario entre las 18:00 y las 24:00 horas. Dada esta condición de turbinar durante 6 horas gastos de aproximadamente 700 m³/s, obligo a la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) a construir la presa reguladora San Rafael, con el objetivo de regular los gastos vertientes de la C.H. Aguamilpa y mantener un

flujo constante en el río Santiago las 24 horas del día y no afectar aguas abajo, la flora, fauna, agricultura, etc.

2.1.1 Río Santiago

El río Santiago forma parte de la cuenca Lerma-Chapala-Santiago que nace en el Valle de Toluca-Ixtlahuaca-Atlacomulco, vertiente en el océano Pacífico. Tiene una longitud de 562 km, un área de cuenca de 76 416 km², con un escurrimiento medio anual de 7 423 hm³. (INEGI 2015)

En la cuenca del río Santiago existen aproximadamente 189 presas de almacenamiento, derivadoras y de generación de energía eléctrica, de las cuales la mayoría se encuentran en el río Verde y 12 en sobre el río Santiago. En la tabla 2.1 se muestra en año de construcción y ubicación altitudinal de algunas presas antes mencionadas.

Tabla 2.1 Presas en el río Santiago

No	Nombre	Año de construcción	Altitud (msnm)
1	Presa Poncitlán	1897	1526
2	Presa derivadora Corona	1853	1524
3	Presa El Salto	1895	1508
4	C.H. Puente Grande	1912	1454
5	C.H. Colimilla	1950	1243
6	Presa Intermedia (C.H. Luis M. Rojas)	1963	1090
7	C.H. Las Juntas	1918	1018
8	Presa Santa Rosa (C.H. Manuel M. Diéguez)	1964	732
9	C.H. La Yesca	2012	398
10	C.H. El Cajón	2006	247
11	C.H. Aguamilpa – Solidaridad	1994	80
12	Presa de cambio de régimen (PCR) San Rafael	1994	64

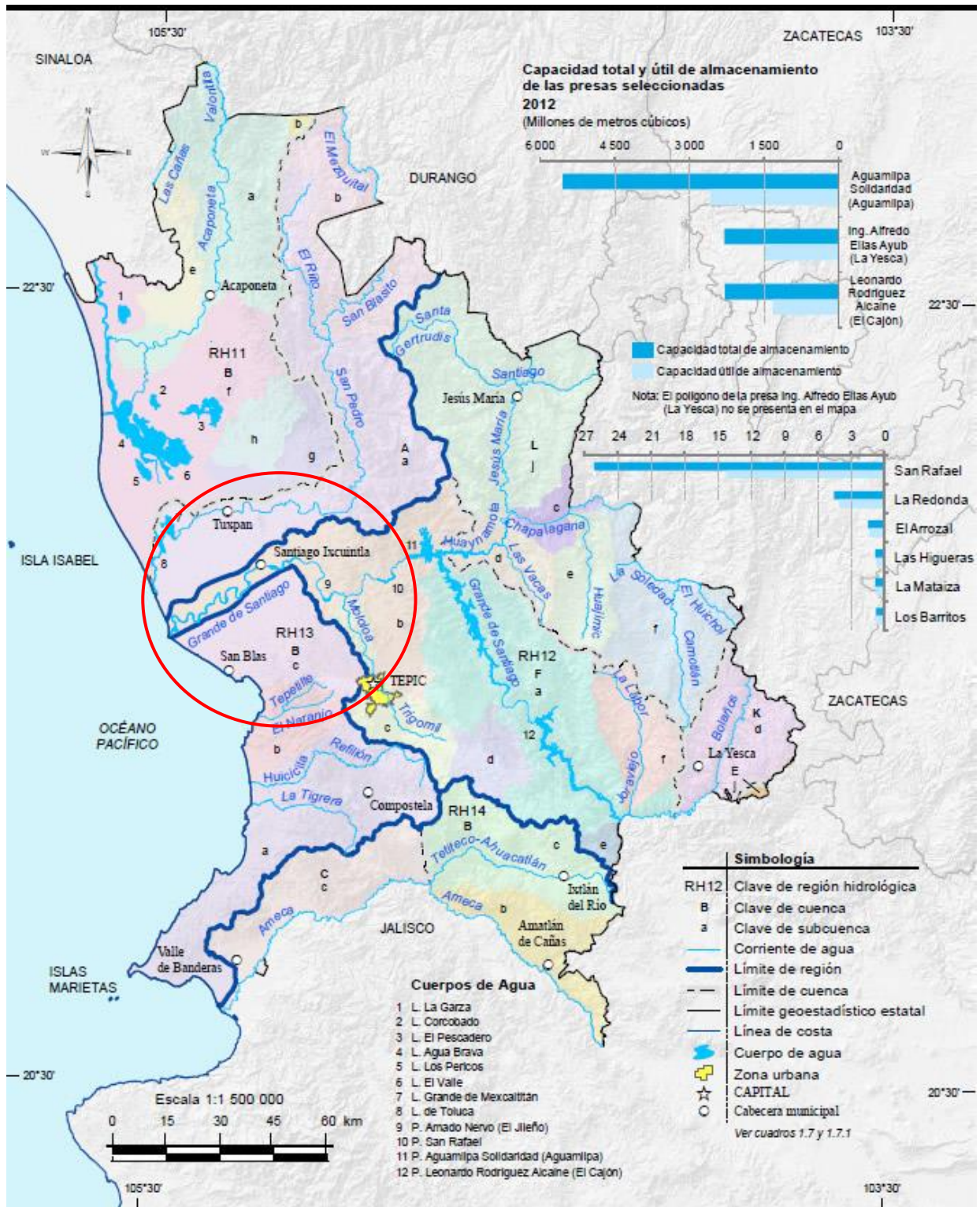


Figura 2.1 Mapa de hidrografía del Estado de Nayarit

2.1.2 Datos hidrológicos

Las condiciones de la región de estudio cuenta con un relieve poco accidentado, las márgenes del río presentan pendientes pequeñas o suaves, el río Santiago tiende a ensancharse y a formar meandros. El río Santiago cuenta con una longitud de 16.8 km desde el desfogue de la C.H Aguamilpa hasta la cortina de la P.R. San Rafael generando 334 km² de cuenca propia.

Los datos hidrológicos se enfocan en los registros de Aguamilpa, tomando en cuenta el efecto de regulación antes de hacer alguna aportación al embalse de San Rafael.

En la tabla 2.2 se muestra el registro de volúmenes escurridos en el río Santiago obtenidos de la estación Aguamilpa, desde el año 1952 hasta el 2003, de esta forma se puede conocer el volumen escurrido anual, en el año 1967 se registró el mayor volumen escurrido de 15,071 millones de metros cúbicos y en el año 2000 se tiene el menor escurrimiento registrado, 2,455.1 millones de metros cúbicos. (Figura 2.2)

Tabla 2.2 Volumen escurrido, Río Santiago (millones m³) Estación: Aguamilpa

AÑO	ENE	FEBR	MAR	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	SUMA
1952	97.3	89.9	90.0	85.9	98.0	328.6	1107.1	1136.0	581.9	323.0	137.3	115.4	4190.0
1953	116.9	127.6	114.4	105.9	108.0	235.1	596.4	1384.5	1132.4	280.1	172.3	162.3	4536.0
1954	139.6	117.6	125.0	116.3	109.3	482.2	1289.0	1260.0	589.5	387.0	134.5	125.3	4875.0
1955	141.8	110.5	102.8	77.0	75.0	143.0	988.5	3061.0	2379.8	852.0	171.5	139.1	8242.0
1956	133.1	125.1	120.9	110.5	177.6	429.3	1425.1	1609.0	561.0	187.0	141.8	139.8	5160.0
1957	135.8	120.0	127.8	121.1	125.0	133.8	462.7	474.8	527.5	560.5	144.3	127.5	3061.0
1958	135.1	117.4	157.8	114.8	121.0	428.0	1884.5	1100.8	2504.5	1660.5	1365.0	301.7	9891.0
1959	225.1	149.3	114.0	484.2	177.0	430.8	1497.0	2441.5	940.2	684.5	488.5	177.8	7810.0
1960	203.3	149.3	145.8	135.1	146.3	153.6	737.2	1359.0	720.4	183.6	143.5	335.7	4413.0
1961	184.8	131.5	128.3	112.6	137.3	356.7	1707.0	1879.6	870.5	269.8	163.5	158.6	6100.0
1962	147.6	162.1	131.3	128.8	123.6	486.8	1198.1	729.5	1480.2	609.6	164.5	123.2	5485.0
1963	110.8	86.6	87.0	70.4	87.5	270.0	2064.3	2155.1	1441.5	705.6	204.1	199.6	7483.0
1964	209.8	98.8	24.4	22.6	82.1	254.7	762.7	932.5	1822.7	864.6	158.8	149.2	5383.0
1965	123.1	92.7	136.6	121.3	123.8	195.9	497.6	3102.3	2313.3	1302.9	333.3	310.3	8653.0
1966	230.6	299.9	152.8	177.4	201.4	602.0	953.6	2579.6	1999.5	615.2	182.3	144.5	8139.0
1967	256.0	131.9	145.0	177.3	176.6	343.8	1701.0	2990.7	5371.2	1939.7	1114.9	722.8	15071.0
1968	321.7	277.8	726.1	306.9	303.4	252.5	1957.1	2642.5	1769.9	476.3	195.5	275.9	9506.0
1969	192.0	179.7	187.2	141.3	134.6	167.0	668.3	383.2	771.0	479.5	125.8	212.9	3643.0
1970	172.3	146.0	130.0	139.2	131.7	288.4	339.3	415.0	712.0	921.0	194.6	156.9	3746.0

Tabla 2.3 Continuación

AÑO	ENE	FEBR	MAR	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	SUMA
1971	167.5	140.6	152.2	141.7	195.0	418.2	1328.7	2604.9	2489.0	2492.6	740.0	289.7	11160.0
1972	245.8	255.8	277.7	235.0	191.5	367.6	615.2	784.0	1007.1	196.8	347.9	216.0	4740.0
1973	285.5	124.4	113.4	155.0	155.8	194.5	2037.3	5304.1	3075.4	1276.0	384.2	190.5	13296.0
1974	175.8	160.2	198.9	137.8	205.2	387.8	1312.5	1498.0	1079.3	397.9	128.8	154.6	5837.0
1975	141.7	119.2	147.6	147.0	176.0	276.9	2314.7	3523.8	1433.6	233.0	133.9	131.1	8779.0
1976	142.5	155.4	164.7	153.0	153.0	210.4	3146.3	2635.5	1619.5	1091.7	1354.4	1013.2	11840.0
1977	304.9	151.9	222.3	218.8	248.7	601.3	1861.9	1617.3	2490.8	305.5	167.5	177.1	8368.0
1978	159.7	157.3	202.9	171.7	170.6	359.8	971.4	1024.4	1928.5	1841.7	202.9	165.6	7357.0
1979	202.2	125.9	146.1	141.3	142.6	150.1	811.9	1344.2	817.7	144.3	115.4	131.4	4273.0
1980	116.4	112.5	94.7	77.8	104.2	241.2	911.5	1348.5	1145.5	314.4	135.7	82.0	4684.0
1981	101.5	72.1	66.5	65.8	89.1	325.8	2145.9	1101.4	1186.9	276.4	130.4	156.1	5718.0
1982	77.8	59.9	57.2	53.5	61.0	95.0	1035.8	721.9	246.6	186.6	171.5	180.1	2947.0
1983	282.7	70.4	72.5	45.4	93.0	158.6	1424.4	2451.8	1744.0	387.6	169.5	110.9	7011.0
1984	90.5	90.3	55.2	49.0	48.5	526.2	2444.6	2165.6	861.9	222.8	97.1	84.5	6736.0
1985	462.0	86.5	112.5	95.3	64.7	416.7	1249.0	1626.6	755.7	307.0	127.9	112.0	5416.0
1986	81.9	69.4	60.5	73.1	118.4	398.8	1346.1	806.1	1022.8	562.2	124.0	89.9	4753.0
1987	932.5	284.4	145.5	125.8	99.0	180.4	1121.1	1585.5	1093.5	686.1	104.5	122.5	6481.0
1988	90.5	94.9	153.3	137.6	134.8	350.3	1877.0	3358.5	1021.8	238.2	87.8	104.8	7650.0
1989	84.9	141.2	172.5	115.1	86.8	58.2	577.1	1132.0	898.0	182.3	104.3	98.9	3651.0
1990	68.9	124.7	112.3	82.8	123.5	184.7	1050.5	3793.5	1893.4	898.4	339.7	192.6	8865.0
1991	176.3	139.2	190.4	106.6	89.1	125.7	3474.2	1563.2	1798.2	457.2	146.1	125.3	8392.0
1992	3868.2	1020.2	222.2	158.1	60.3	150.8	456.7	844.6	620.2	648.9	186.4	362.1	8599.0
1993	121.6	130.7	99.7	82.2	107.2	160.9	1043.7	557.7	1283.1	231.7	149.1	67.8	4035.0
1994	93.2	65.9	109.2	110.8	114.6	246.9	287.7	628.0	807.4	539.6	115.0	100.6	3219.0
1995	73.8	81.3	103.0	97.8	81.0	276.0	1191.3	2178.7	1323.1	340.0	136.8	116.5	5999.0
1996	57.8	53.3	54.7	45.3	140.6	277.5	474.1	608.1	1255.4	1370.0	394.4	98.8	4830.0
1997	152.6	113.2	121.8	174.8	123.7	253.9	630.2	494.7	476.9	146.5	132.9	97.9	2919.0
1992	3868.2	1020.2	222.2	158.1	60.3	150.8	456.7	844.6	620.2	648.9	186.4	362.1	8599.0
1993	121.6	130.7	99.7	82.2	107.2	160.9	1043.7	557.7	1283.1	231.7	149.1	67.8	4035.0
1994	93.2	65.9	109.2	110.8	114.6	246.9	287.7	628.0	807.4	539.6	115.0	100.6	3219.0
1995	73.8	81.3	103.0	97.8	81.0	276.0	1191.3	2178.7	1323.1	340.0	136.8	116.5	5999.0
1996	57.8	53.3	54.7	45.3	140.6	277.5	474.1	608.1	1255.4	1370.0	394.4	98.8	4830.0
1997	152.6	113.2	121.8	174.8	123.7	253.9	630.2	494.7	476.9	146.5	132.9	97.9	2919.0
1998	96.3	92.4	57.2	135.3	95.3	139.1	555.6	1085.6	1193.2	1059.0	142.4	99.8	4751.2
1999	79.5	68.3	71.0	93.9	107.5	242.7	1150.9	908.8	1506.2	178.2	93.4	86.2	4586.5
2000	99.7	81.1	94.3	114.4	27.1	492.4	509.6	491.8	256.7	149.9	74.7	63.4	2455.1
2001	93.5	103.0	75.4	95.1	96.9	139.2	783.5	1034.1	957.3	183.0	74.3	61.4	3696.7
2002	74.9	117.2	105.5	96.2	101.1	184.8	867.2	1456.4	1221.2	642.0	176.5	83.1	5126.1
2003	95.0	69.2	102.2	109.1	107.2	193.7	890.9	1978.6	3777.6	842.6	177.3	81.4	8424.8

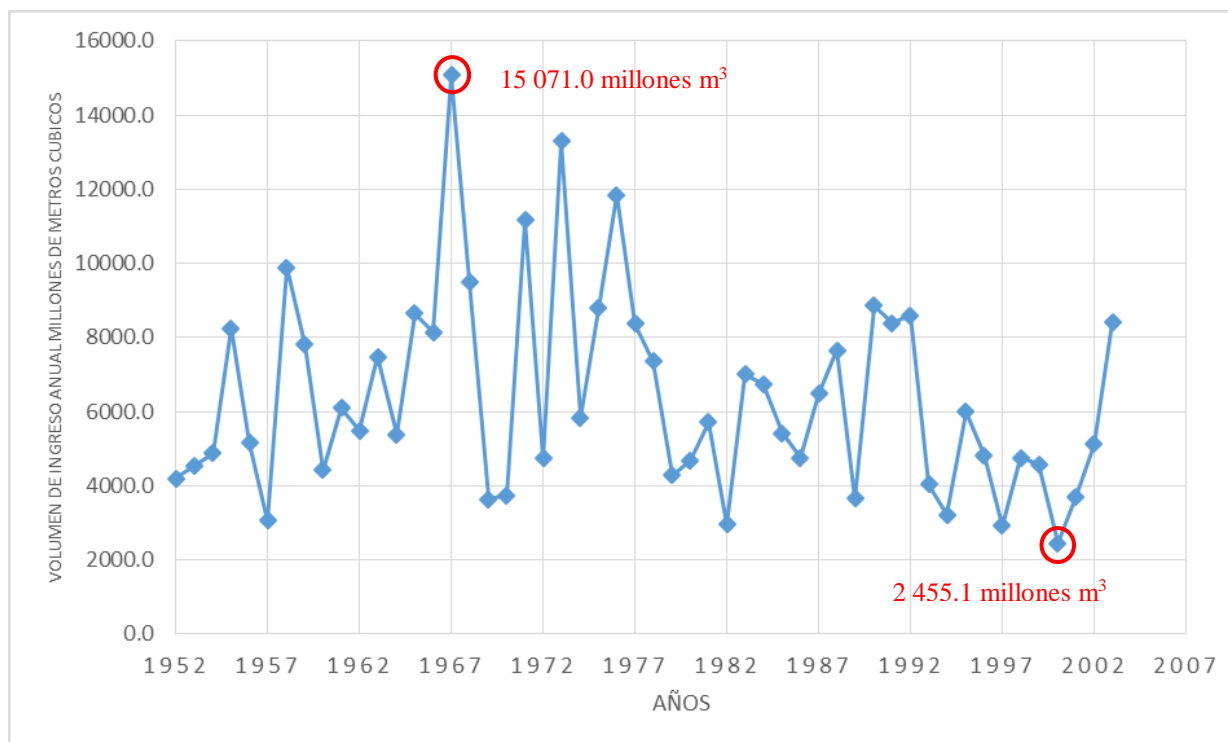


Figura 2.2 Volúmenes de ingreso históricos en Aguamilpa

2.2 Descripción de las estructuras existentes

2.2.1 Cortina

La cortina con la que cuenta la P.R. San Rafael es una cortina de gravedad tipo concreto compactado con rodillo (CCR) con paramento vertical aguas arriba y talud de 0.8:1 aguas abajo con 45.85 msnm de altura máxima, desplantada sobre ignambrita dacítica, con una elevación de corona de 67.85 msnm y longitud de corona (sin vertedor) de 220m con volumen de concreto de 85 000 m³.

2.2.2 Obra de excedencias

La obra de excedencias se ubica a la margen derecha y está compuesta de 6 compuertas radiales 8.50 x 16.20 m. La longitud de la cresta es de 51 m, la plantilla del vertedor es horizontal, a la elevación de 48.00 m y con una longitud de canal de 33.50 m, con un volumen de concreto de 45 700 m³ en la estructura de control.



Figura 2.3 Cortina y Obra de excedencias de la P.R. San Rafael

2.3 Central Hidroeléctrica San Rafael

2.3.1 Obra de toma

La presa reguladora disponía de tres tomas abocinadas para cada uno de tres grupos de turbogeneradores proyectados, esta obra de toma se diseñó con la finalidad de obtener la mayor carga posible y eliminar pérdidas de energía por vórtices e intrusión de aire.

La obra de toma está formada por una estructura de concreto gravedad, la cual tiene tres tomas de 8.50 x 9.60 m, el cierre de éstas, está formado por ataguías metálicas y su función está destinada a servir en cierres de seguridad de la central. Las dimensiones que se tenían en planta y alzado fueron suficientes para instalar equipamiento necesario. La obra de toma se complementó con un puente grúa, rejas de desbaste aguas arriba. La obra de toma se automatizó con una compuerta vagón, justo abajo de la toma que previamente se encontraban construida.

Para cumplir con la sumergencia necesaria para las turbinas fue necesario construir una toma independiente, con una profundidad mayor para garantizar la sumergencia adecuada aun cuando el embalse este en sus niveles mínimos, esta obra se realizó aguas debajo de la toma existente para no interferir con la presa. La plantilla de la toma se localiza en la elevación 43.62 msnm.

La reja de desbaste, la compuerta de regulación y las transiciones al conducto de acceso, se alojan en una sección de concreto, con un acceso para inspección de la compuerta. La compuerta se opera desde la corona, mediante cilindros oleohidráulicos, cuyo control y operación se realiza desde una caseta en la corona de la presa. El tipo de compuerta es del tipo vagón, estable en una compuerta mural metálica que se desliza por unos rieles.

También se cuenta con una galería de drenaje bajo la toma, en la zona de supresión y un anclaje de la cimentación, debido a que la obra de toma tiene riesgo de operación con el embalse lleno cuando sea necesario parar la central y vaciar el recinto de toma mediante el cierre de las ataguías de aguas arriba y esto produzca una flotación por el efecto de la subpresión.

La obra de toma alimenta a los conductos a presión, las cuales están controladas por dos compuertas de servicio y emergencia cuyas dimensiones son de 4.366 x 4.366 m. Los conductos a presión se construyeron de concreto reforzado, colado en sitio. Son de sección herradura, con portales rectos en la mitad inferior y poligonal en forma de octágono en el arco superior para asemejarse a una sección circular, tienen una longitud de 30.00 m.

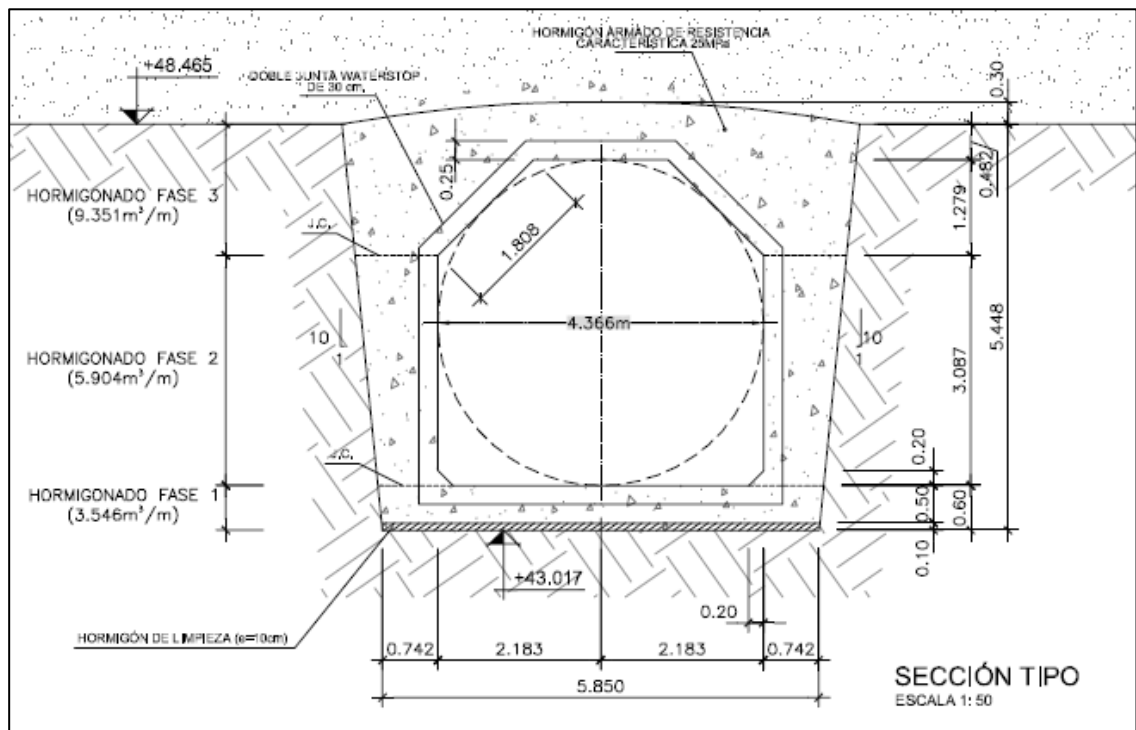


Figura 2.4 Sección transversal de los conductos a presión

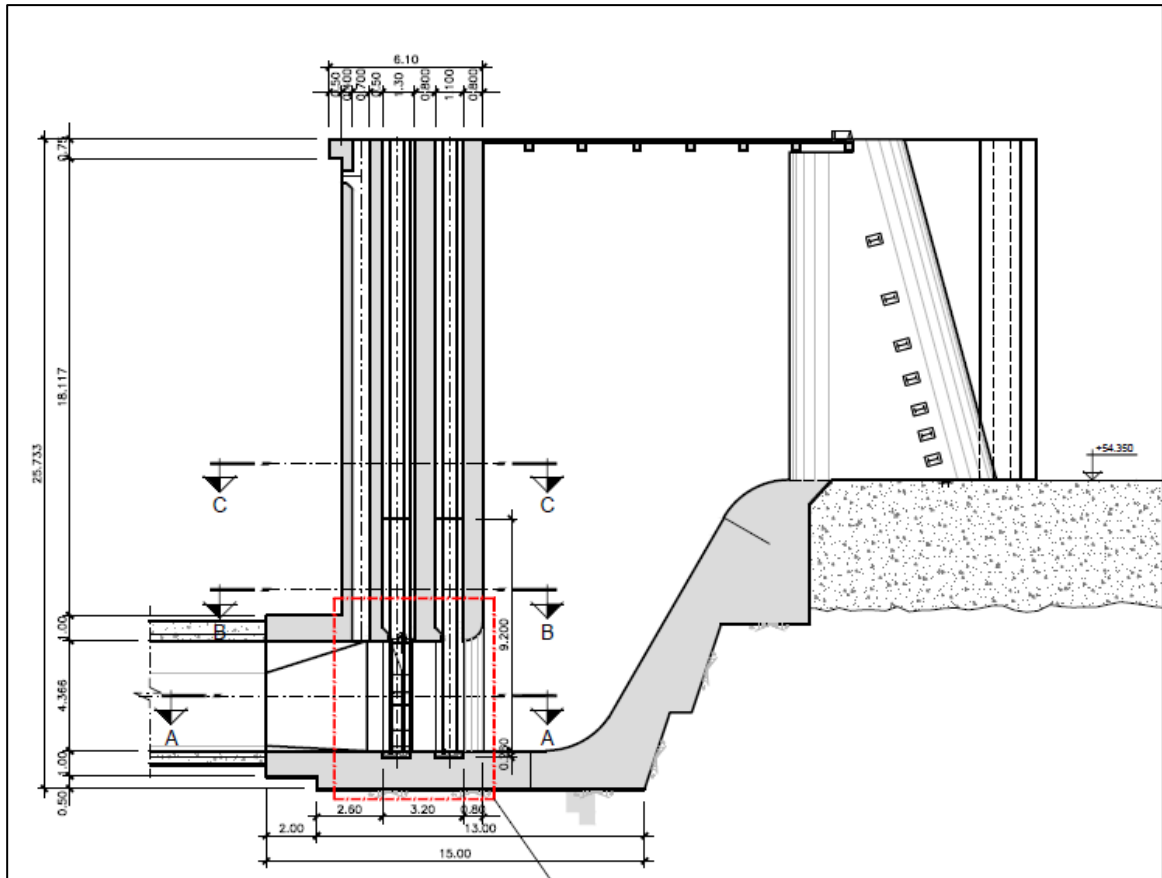


Figura 2.5 Obra de toma de la C.H. San Rafael

2.3.2 Casa de máquinas

Los diseños de la central hidroeléctrica se ajustaron en función de las dimensiones de las turbinas, generador, tubo de aspiración y de las distancias entre ejes que recomienda el fabricante.

Cada una de las turbinas tiene una sumergencia adecuada, situando el eje del distribuidor a la cota necesaria, de tal manera que no se pierda carga y al mismo tiempo no exceder la cimentación necesaria.

La casa de máquinas cuenta con un puente grúa de 75 toneladas, la cual es necesaria para mover la pieza más pesada de la central, que es el rotor del generador y permite mover con facilidad el resto de los elementos de la central

Para ubicar la casa de máquinas fue necesario buscar la opción óptima que permitiera dejar espacio a la subestación de transformación, acortar en lo posible el canal de descarga, y aprovechar las plataformas de la presa ya existentes como: accesos y pasillos de puentes grúa.

Con la estructura existente (Figura 2.6), se hizo coincidir la guía de ataguías aguas abajo del vertedor de la presa con la guía de ataguías aguas abajo de las turbinas, a la salida del tubo de aspiración, de modo que el edificio de la central y su sala de control coinciden exactamente con la estructura metálica existente.

La distribución que se decidió hacer, permite un espacio libre de 25 metros entre la obra de toma y la central generadora, para la subestación transformadora. Las dimensiones de las turbinas y del generador junto con las instalaciones necesarias de la central ocupan un edificio de 50 metros de ancho



Figura 2.6 Detalle de la plataforma de la P.R. San Rafael

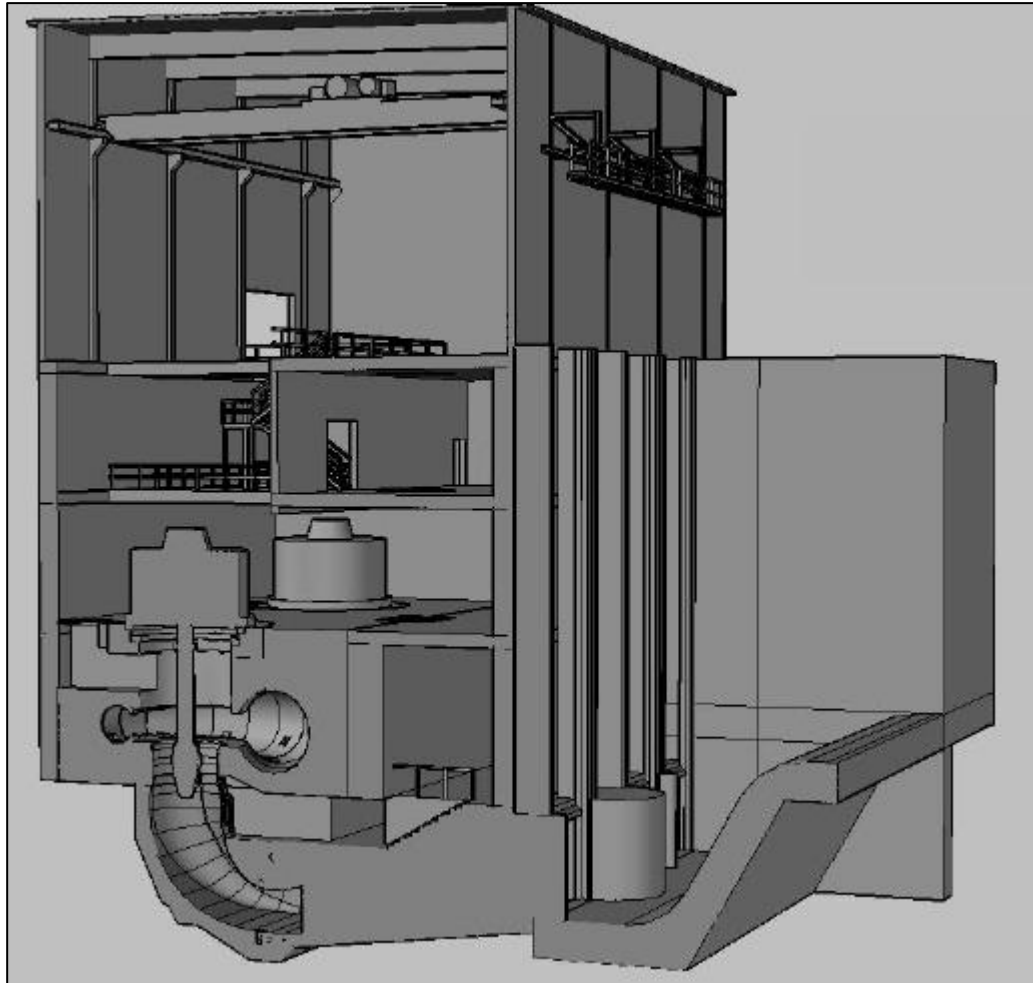


Figura 2.7 Corte longitudinal de la casa de máquinas.

2.3.3 Canal de descarga

El canal de descarga que se proyectó tomo en cuenta los posibles daños en la central, la presa y vertedores existentes debido a las descargas de los gastos turbinados, además de garantizar la estabilidad de los taludes del canal y evitar turbulencias a la salida del mismo. Es por eso que el punto de descarga se ubica en una zona remansada y protegida por la forma de la margen derecha del río, aproximadamente a 120 metros a la salida de la presa.

El canal de descarga se dimensionó para dar salida al gasto máximo turbinado por la central ($187.5 \text{ m}^3/\text{s}$), teniendo en cuenta los niveles del río e incluso distintas situaciones de avenidas que podían presentarse, superiores a $2,500 \text{ m}^3/\text{s}$.

La sección tipo del canal de descarga es trapecial, con 15 metros de ancho en la plantilla inferior, taludes 1:2 excavados sobre la propia roca, la plantilla del canal se encuentra en la cota 43.00 msnm y la corona de la sección del canal en la cota 53.80 msnm, la pendiente del canal es de 0.0005 y rugosidad $n=0.025$.

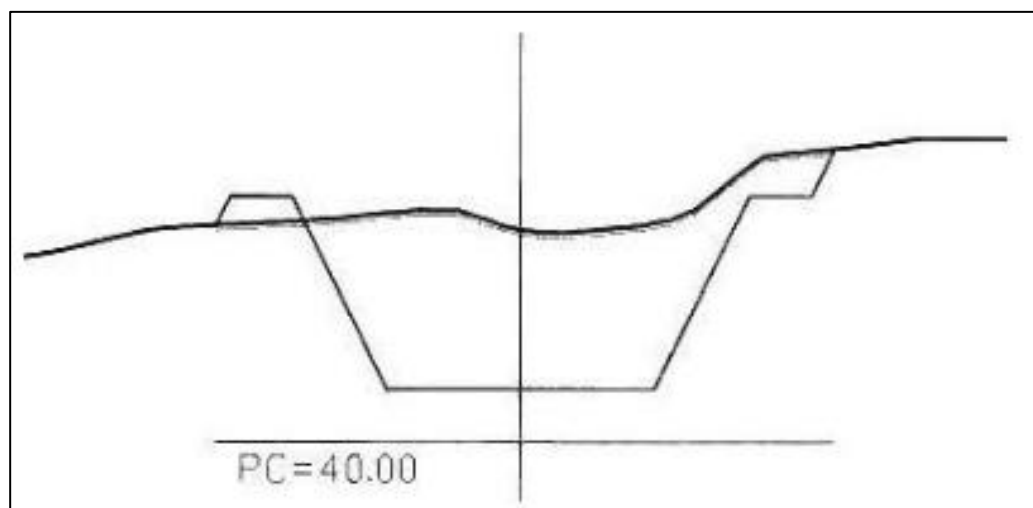


Figura 2.8 Sección transversal del canal de descarga

Los bordos del canal, funcionando en régimen variado, son iguales o superiores a los del río para el mismo gasto ($187.5 \text{ m}^3/\text{s}$). El nivel y pendiente impuesta, con funcionamiento en régimen lento, permiten velocidades para los caudales turbinados por debajo de 2.0 m/s , lo que garantiza un funcionamiento estable y de baja capacidad de erosión.

Adicionalmente se diseñó un muro vertedor en la cota 47 msnm justo a la salida de la central, que establece un nivel constante en la salida de las turbinas, independientemente de los niveles del río y el canal, el cual garantiza una carga neta y además una sumergencia adecuada de las turbinas, aún cuando sólo se esté turbinando el gasto mínimo ($50.0 \text{ m}^3/\text{s}$).

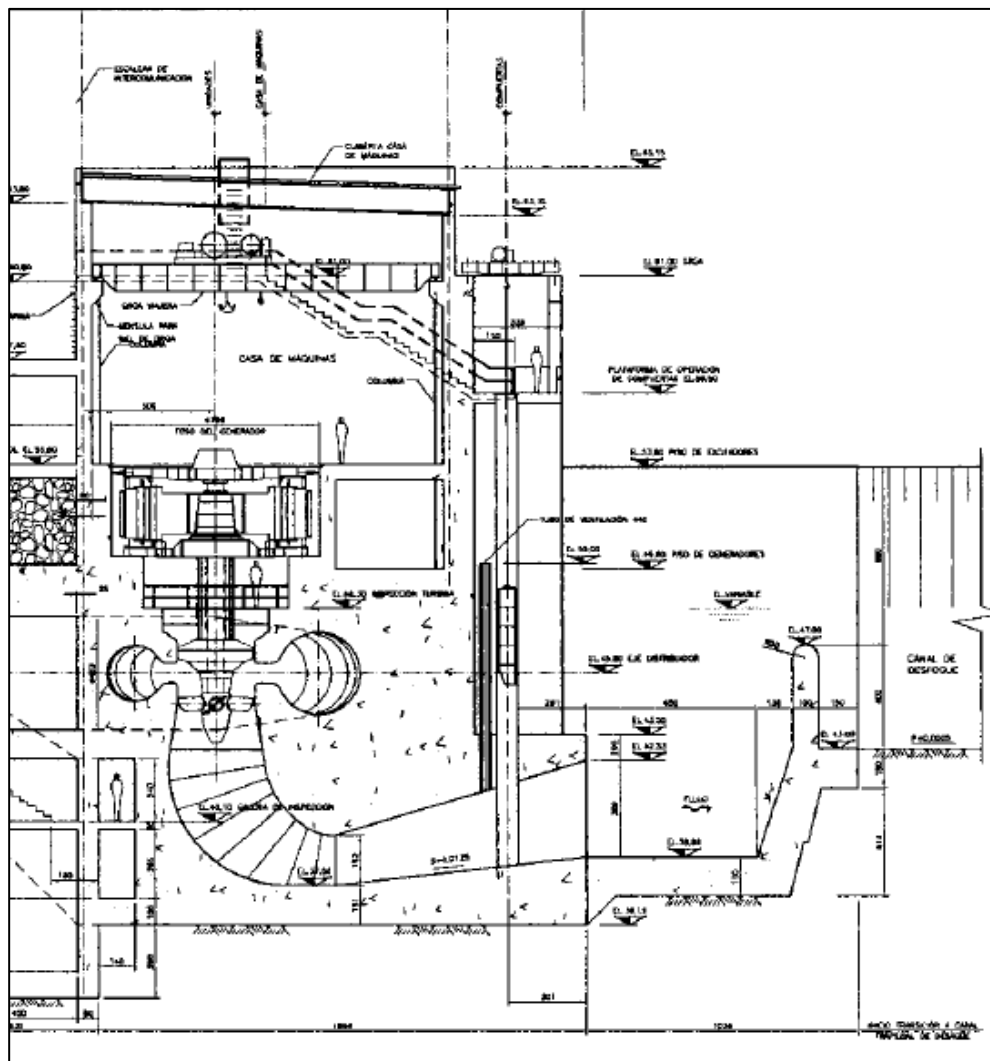


Figura 2.9 Detalle del muro vertedor.

Tabla 2.4 Datos técnicos de las estructuras existentes

Embalse	
Capacidad	26.20
Capacidad útil	14.20
Gasto medio anual	200.00 m ³ /s
NAME	66.10 msnm
NAMO	63.41 msnm
NAMINO	58.00 msnm
Longitud	16 km
Presa	
Tipo	Concreto
Elevación corona	67.50 msnm
Longitud corona	230.00 m
Ancho de corona	8.00 m
Altura total	19.50 m
Volumen	85 000 m ³
Vertedor	
Gasto de diseño	6 350 m ³ /s
Numero de compuertas	6
Tipo de compuertas	Radiales
Altura de compuertas	16.2

2.4 Aprovechamiento hidroeléctrico

2.4.1 Operación de la C.H. Aguamilpa

La central hidroeléctrica Aguamilpa recibe las avenidas que se generan en las cuencas del río Santiago y Huaynamota; de acuerdo con la política de operación de las compuertas en Aguamilpa existen diferentes descargas asociadas a periodos de retorno de las avenidas de ingreso en Aguamilpa.

La avenida máxima probable cuyo pico se estimó en $17,000 \text{ m}^3/\text{s}$ que al ser transitada por el embalse de Aguamilpa y en conjunto con la política de operación de compuertas, la descarga por el vertedor de excedencias se calculó en $15,000 \text{ m}^3/\text{s}$.

En la política de operación de las compuertas se demuestra la capacidad de regulación que tiene el embalse de Aguamilpa, cuya finalidad en conjunto de la generación eléctrica, también es embalsar los volúmenes ocasionados por avenidas de periodo de retorno bajo (1,000 años), en esta condición el agua alcanza un nivel de 231.25 m, las compuertas se abren totalmente y se permite el paso de la avenida.

En caso de que se presente un nivel mayor a 231.25 m las condiciones de descarga pueden variar en forma importante ya que en este nivel se abren completamente las compuertas y entonces para un mismo gasto de entrada, por ejemplo, con la avenida de 1,000 años de periodo de retorno se puede tener una descarga de $6,350 \text{ m}^3/\text{s}$, sin abrir completamente las compuertas, y de $9,400 \text{ m}^3/\text{s}$ cuando se abran totalmente las compuertas y en este caso ya no hay regulación pues el nivel del NAME es de 232.00 m y lo que se requiere es permitir el paso de la avenida.

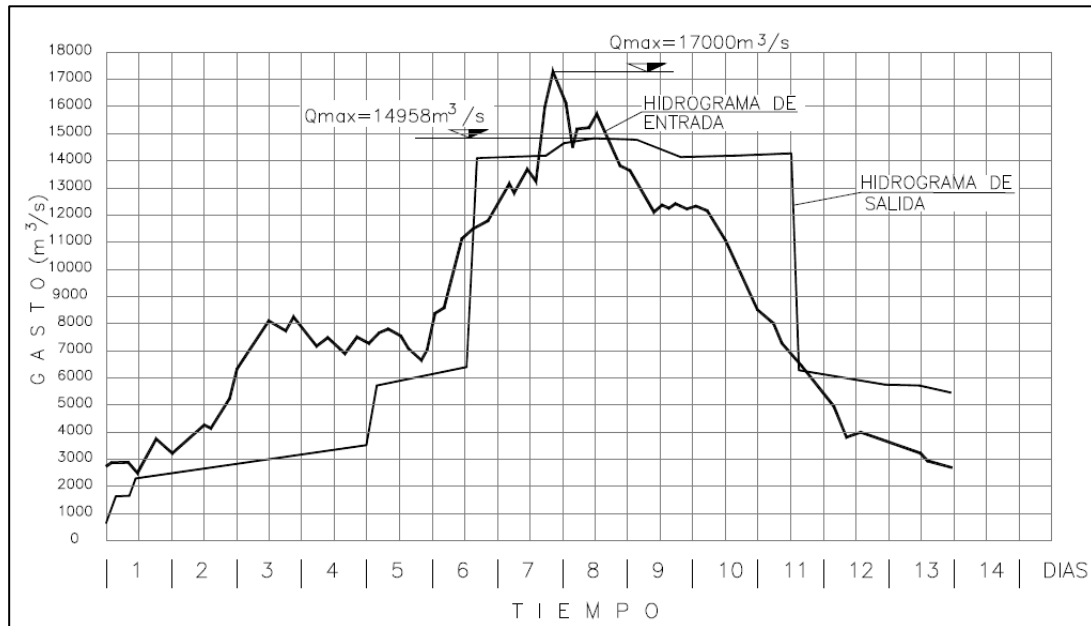


Figura 2.10 Transito de la avenida de diseño

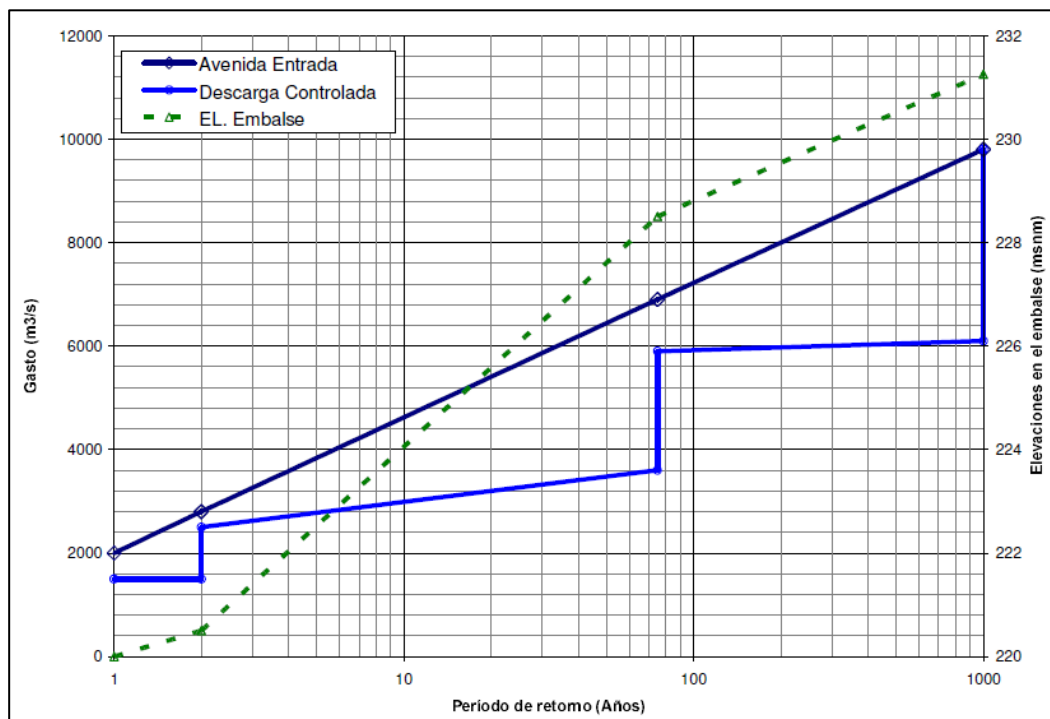


Figura 2.11 Política de operación de compuertas

2.4.2 Operación de la P.R San Rafael

2.4.2.1 Volumen útil del embalse de la P.R. San Rafael

Para la P.R San Rafael, los principales volúmenes de ingreso se deben a los que la C.H. Aguamilpa turбина, el promedio de los volúmenes de descarga se concentran en seis horas de turbinación, desde los inicios del proyecto P.R San Rafael se contempló la posibilidad de ser rebasada por alguna descarga de la C.H. Aguamilpa, esto se confirma con el gasto de diseño de San Rafael, $6\,350\text{ m}^3/\text{s}$, el cual es muy inferior al de que descarga el vertedor de Aguamilpa, $15\,000\text{ m}^3/\text{s}$, en el caso de que alguna descarga de Aguamilpa sea mayor a los $7\,300\text{ m}^3/\text{s}$, el agua desbordaría de San Rafael; con los datos anteriores queda claro que es conveniente proteger la casa de máquinas ante una posible inundación causada por una avenida máxima.

Mediante un estudio básico realizado por la empresa concesionada, se llegó a la conclusión de que el gasto de diseño para la central hidroeléctrica San Rafael sería de $11\,000\text{ m}^3/\text{s}$, con un periodo de retorno de 1 000 años, con un nivel aguas arriba de 70.85 msnm y aguas abajo de 64.00 msnm

La capacidad útil del embalse se determinó suponiendo que el embalse de Aguamilpa desfoga un volumen de 16.20 millones de metros cúbicos durante 6 horas al día con un gasto de $750\text{ m}^3/\text{s}$, y al distribuir dicho volumen en 24 horas se tiene como resultado una extracción en San Rafael de $187.5\text{ m}^3/\text{s}$. Por lo tanto el requerido de almacenamiento de San Rafael se obtiene haciendo una diferencia de gastos (entrada – salida), $562.5\text{ m}^3/\text{s}$, durante 6 horas, la capacidad de almacenamiento es de 12.15 millones de metros cúbicos. Con este volumen se establecieron los niveles para el NAMO y NAMINO en San Rafael para cubrir el almacenamiento.

2.4.2.2 Demandas

La demanda de agua para propósitos de riego es de $187.5\text{ m}^3/\text{s}$ de los cuales $96.0\text{ m}^3/\text{s}$ corresponden a la zona del bajo río Santiago, incluyendo un gasto $46.0\text{ m}^3/\text{s}$ para el riego de 39 100 hectáreas en las márgenes derecha e izquierda de río Santiago y $50\text{ m}^3/\text{s}$ para preservación ecológica del río y otros usos, los restantes $91.5\text{ m}^3/\text{s}$ se contemplan derivarlos de acuerdo a un

proyecto a través del canal Nayarit para el riego de 85 000 hectáreas localizadas en los municipios de Ruíz, Tuxpan, Rosamorada y Acaponeta.

2.4.2.3 Niveles de operación

La planta se diseñó para una operación mínima de descarga de $50 \text{ m}^3/\text{s}$ con un nivel aguas arriba de 47.60 msnm y para una operación máxima de $200 \text{ m}^3/\text{s}$ con un nivel aguas abajo de 48.42 msnm.

Los niveles que se consideraron para el diseño de la casa de máquinas son los niveles aguas arriba:

- Nivel de agua máxima extraordinaria NAME = 64.00 msnm
- Nivel de agua máxima ordinaria NAMO = 63.41 msnm
- Nivel de agua mínimo de operación NAMINO = 58.00 msnm

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TURBINAS

Para seleccionar una turbina se consideran principalmente los valores siguientes:

- Carga neta
- Gasto a turbinar
- Velocidad de giro

Los dos primeros constituyen el método más simple, pero diferentes fabricantes de turbinas publican gráficas donde definen intervalos de clasificación de sus equipos, con base en su experiencia y ensayos en prototipos propios.

Para obtener mayor precisión en el tipo y las características de la turbina es necesario recurrir a la definición de la velocidad de giro o velocidad síncrona.

Velocidad síncrona

Cada turbina está asociada a un generador, en la mayoría de los casos la turbina y el generador están montados sobre el mismo eje, por lo que ambos tendrán la misma velocidad. Aunque lo anterior no aplica en todos los casos, sobre todo en los pequeños aprovechamientos o pequeñas centrales, la determinación de la velocidad síncrona es el inicio del dimensionamiento y selección de una turbina.

$$N = \frac{60 f}{p} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

N = Velocidad síncrona en rpm

f = frecuencia en Hertz

p = número de pares de polos

El número de pares de polos va desde 1 hasta 50. Un número grande de pares de polos es deseable porque disminuye la velocidad de giro del rotor, lo cual favorece la operación del grupo al disminuir vibraciones y problemas de calentamiento en el rotor, cojinetes o chumaceras.

Turbina específica

En el diseño o determinación de la velocidad de específica de una turbina intervienen los parámetros: velocidad síncrona (N), carga neta (H) y potencia (P). A través de la aplicación de las leyes de similitud es posible calcular la velocidad específica de una turbina, la cual se denomina como " n_s " la cual corresponde a la velocidad de una turbina que produce 1 kW a partir de una carga de 1 metro. Todas las turbinas que tengan la misma velocidad específica serán del mismo tipo, lo cual permite determinar el tipo de turbina a partir de este parámetro.

$$n_s = \frac{NP^{\frac{1}{2}}}{H^{\frac{5}{4}}} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

N= Velocidad síncrona en rpm

P= Potencia en kW

H= Carga neta en m

Se puede hacer una clasificación tomando en cuenta solo la carga H, como se muestra en la Tabla 3.1, Los valores que se muestran son solo una orientación pues son evidentes los traslapes entre intervalos.

Tabla 3.1 Intervalos de carga neta para cada tipo de turbina

Tipo de turbina	H (m)
Kaplan y Helice	2 < H < 20
Francis	10 < H < 350
Pelton	50 < H < 130
Michel Banki	3 < H < 200
Turgo	50 < H < 250

En la Tabla 3.2 se muestra la clasificación de acuerdo a su velocidad específica n_s y su carga H.

Tabla 3.2 Tipo de turbina en función de su velocidad específica (n_s)

n_s rpm kW ^{0.5} m ^{-1.25}	Tipo de turbina	$H_{m\acute{a}x}$
3 - 73	Pelton de 1-6 chiflones	160 < H < 2200
60 - 129	Francis lenta	110 < H < 380
172 - 214	Francis normal	60 < H < 80
214 - 257	Francis rápida	35 < H < 45
373 - 386	Francis Express	25 < H < 30
257 - 858	Kaplan - Hélice	6 < H < 70

A menos de que la velocidad síncrona (N), sea establecida por alguna condición del proyecto, deberá ser obtenida a partir de la selección del número de polos del rotor.(Tabla 3.3)

Tabla 3.3 Velocidad síncrona 60Hz

Numero de pares de polos	N (rpm)
1	3600
2	1800
3	1200
4	900
5	720
6	600
7	514
8	450
9	400
10	360
11	327
12	300
13	276
14	257

3.1 United States Bureau of Reclamation (U.S.B.R.)

El método de selección de turbinas utilizado por el U.S.B.R está en función de la carga y gasto de diseño (Figura 3.1), con la cual aproximadamente se puede conocer la turbina que se utilizara en el proyecto.

De acuerdo a la turbina seleccionada es posible obtener sus dimensiones. Existen curvas características y funciones de correlación que dependen de varios parámetros de diseño como carga neta y velocidad síncrona en la Francis, inclinación de alabes del rodete en las Kaplan y de la apertura del chiflón en las turbinas de impulso Pelton.

3.1.1 Dimensionamiento

3.1.1.1 Turbina Pelton

Las dimensiones principales del rodete están determinadas por un coeficiente de velocidad periférica

$$\phi = 0.5455 - 0.0039N_{sj} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

N_{sj} , en sistema métrico decimal y la potencia en kW, depende del número de chiflones

Con los valores de velocidad periférica y velocidad de rotación se puede obtener el valor del diámetro del rodete D_2 .

$$D_2 = \frac{84.5\phi\sqrt{H_d}}{N} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Diámetro del chorro (d)

$$\frac{d}{D_2} = \frac{N_{sj}}{250.74 - 1.79N_{sj}} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

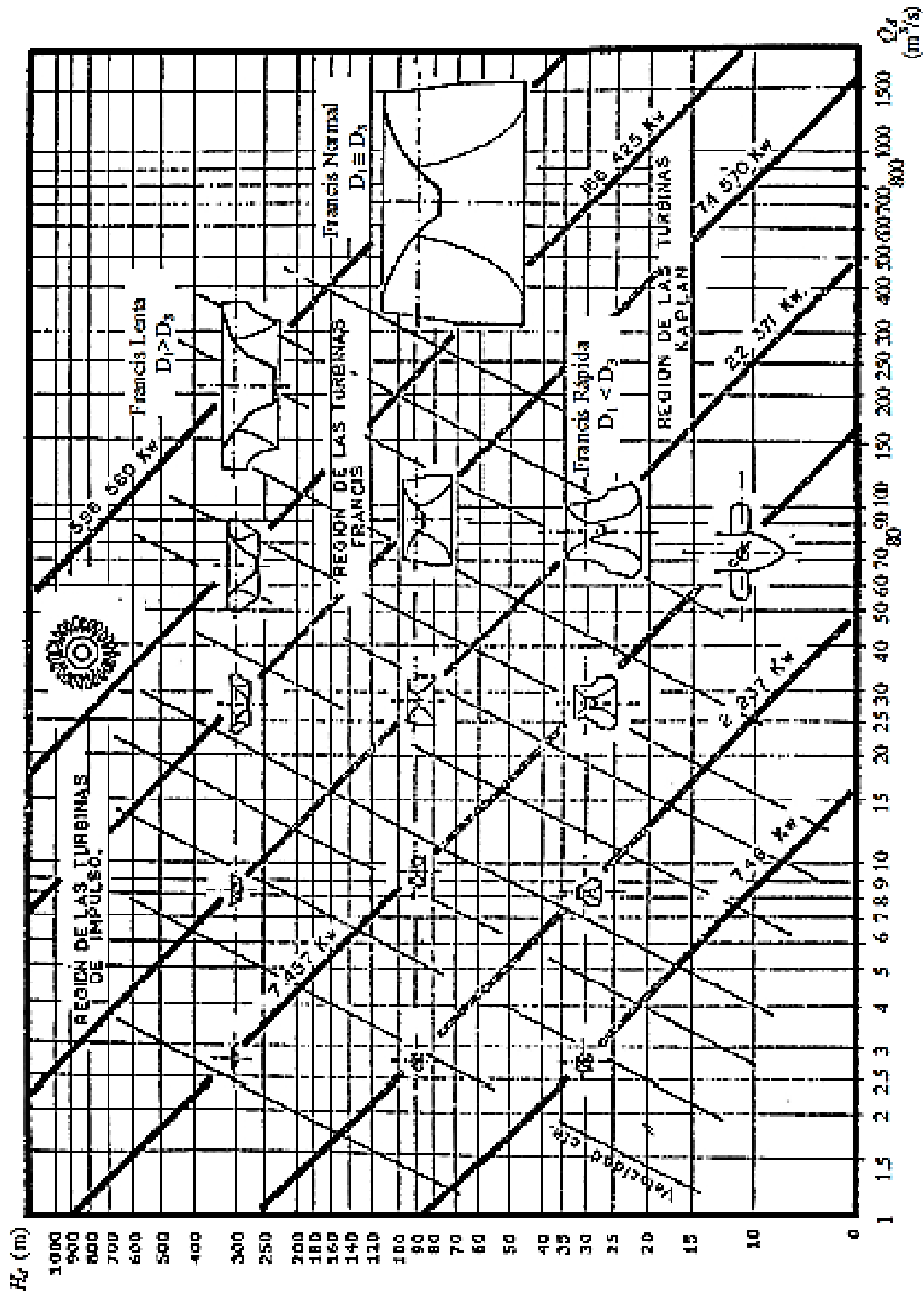


Figura 3.1 Selección del tipo de turbina. Criterio: U.S.B.R.

La expresión para D_3 queda en función de D_2 y N_{sj}

$$\frac{D_3}{D_2} = 1.028 + 0.0137 N_{sj} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

El ancho H_1 y H_2 de los cangilones están en función del diámetro del chorro

$$H_1 = 3.20 d^{0.96} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$H_2 = 3.23 d^{1.02} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Las principales dimensiones de la caja de una turbina Pelton dependen principalmente del diámetro exterior del rodete D_3 . (Figura 3.2)

G es la distancia entre el eje de la rueda y la parte superior de la caja.

$$G = 0.196 + 0.376 D_3 \quad \text{Ecuación 3.9}$$

L_p representa el diámetro en planta de la caja

$$L_p = 0.78 + 2.06 D_3 \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Las dimensiones F , H , I están en función de L_p .

$$F = 1.09 + 0.71 L_p \quad \text{Ecuación 3.11}$$

$$H = 0.62 + 0.513 L_p \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$I = 1.28 + 0.37 L_p \quad \text{Ecuación 3.13}$$

En la figura 3.3 se muestran las dimensiones de M y N , que se obtienen geoméricamente de un hexágono inscrito en el círculo de diámetro $L_p = M$, cuyos lados calen I y N es el diámetro de un círculo inscrito al hexágono anterior.

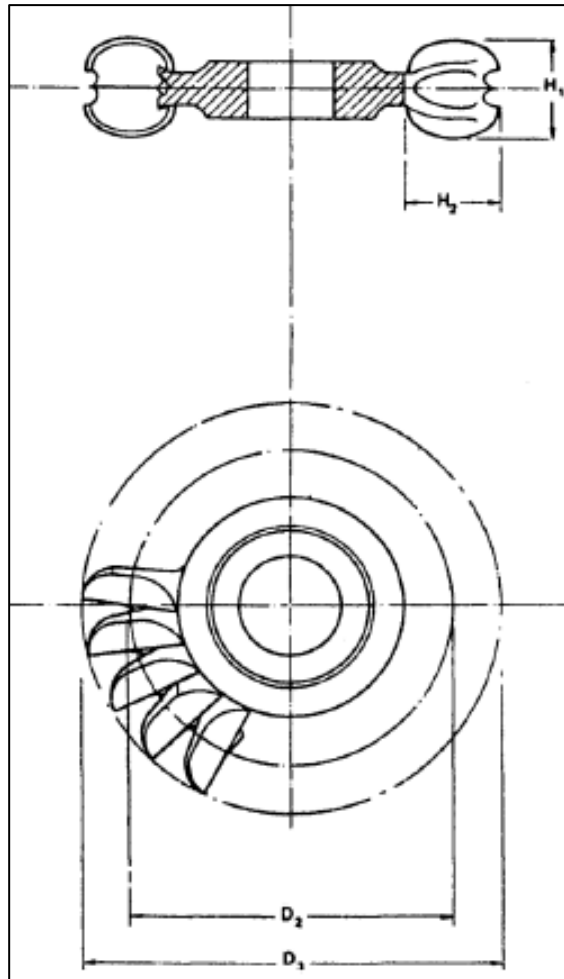


Figura 3.2 Dimensiones del rodete

Para una turbina Pelton de cuatro chiflones, las principales dimensiones de la carcasa espiral son los valores de A , B , C , D , E de la Figura 3.4. Donde A es el diámetro final de la conducción de la obra de toma e inicio de la carcasa espiral.

$$B = 0.595 + 0.694 L_p$$

Ecuación 3.14

$$D = -0.219 + 0.70 L_p$$

Ecuación 3.15

$$E = 0.43 + 0.70 L_p$$

Ecuación 3.16

Ecuación 3.17

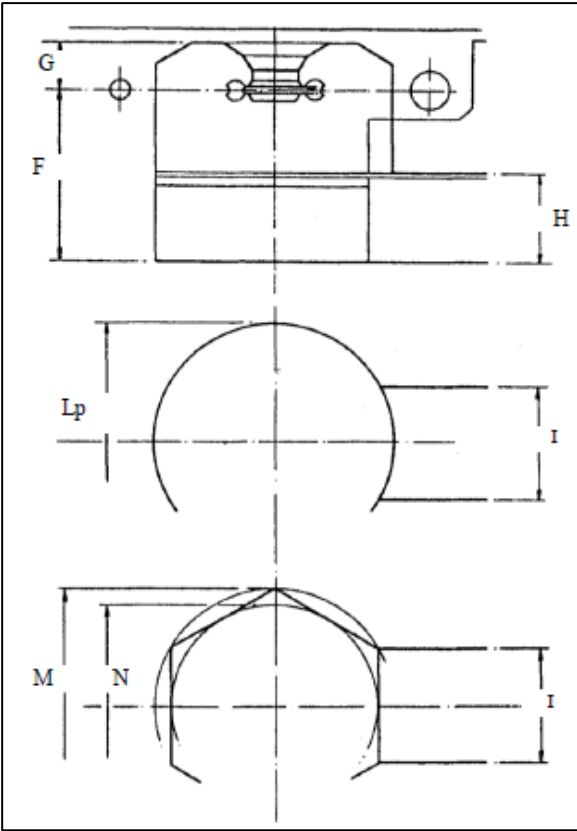


Figura 3.3 Caja

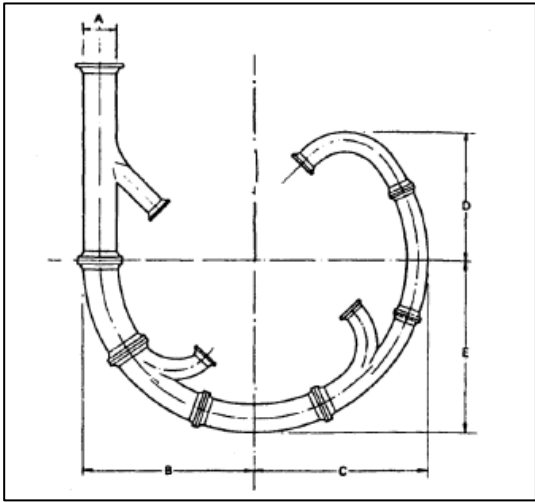


Figura 3.4 Carcaza Espiral

3.1.1.2 Turbina Francis

Para dimensionar los elementos de una turbina Francis, se utilizan algunas funciones de correlación, estas expresiones están dadas en función del diámetro de descarga D_3 .

Dimensiones del rodete

Las leyes de similitud aplicadas a turbinas hidráulicas muestran que con la misma velocidad específica, el coeficiente de velocidad periférica ϕ permanece constante. La razón de variación del coeficiente de velocidad periférica, con respecto a la velocidad específica N_s esta expresada como:

$$\phi = 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s \quad \text{Ecuación 3.18}$$

El diámetro de descarga D_3 es:

$$D_3 = \frac{84.5 \phi \sqrt{H_d}}{N} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

A continuación, se presentan las expresiones para calcular las dimensiones principales del rodete en función de N_s y D_3 . (Figura 3.5)

Diámetro de entrada D_1

$$\frac{D_1}{D_3} = 0.4 + \frac{94.5}{N_s} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

Diámetro medio D_2

$$\frac{D_2}{D_3} = \frac{1}{0.96 + 0.00038 N_s} \quad \text{Ecuación 3.21}$$

Distancia de H_1 al eje del distribuidor

$$\frac{H_1}{D_3} = 0.094 + 0.00025N_S \quad \text{Ecuación 3.22}$$

Distancia H_2 del eje del distribuidor a D_3

Si $50 < N_S \leq 110$

$$\frac{H_2}{D_3} = -0.05 + \frac{42}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.23}$$

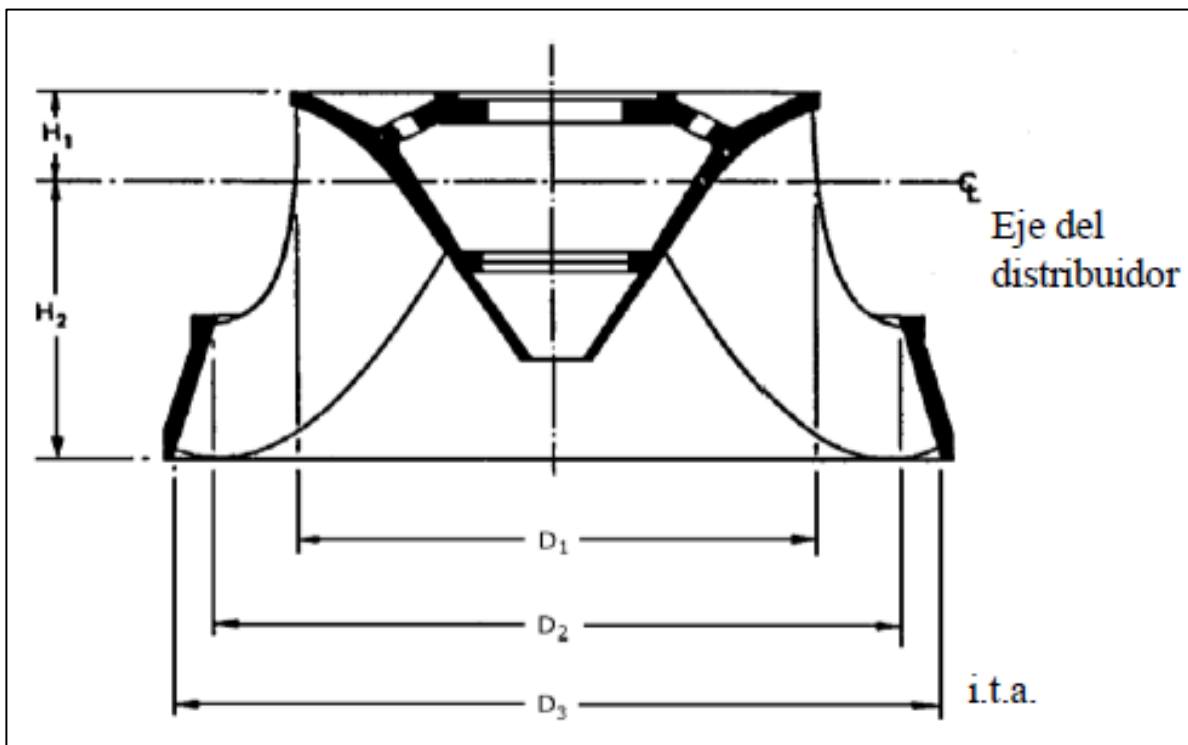


Figura 3.5 Dimensiones del rodete de una turbina tipo Francis

Carcaza

Las principales dimensiones de la carcasa se muestran en la Figura 3.6, sus respectivas funciones son:

$$\frac{A}{D_3} = 1.2 - \frac{19.56}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.24}$$

$$\frac{B}{D_3} = 1.1 + \frac{54.8}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.25}$$

$$\frac{C}{D_3} = 1.32 + \frac{49.25}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.26}$$

$$\frac{D}{D_3} = 1.50 + \frac{48.8}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.27}$$

$$\frac{E}{D_3} = 1.50 + \frac{63.60}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.28}$$

$$\frac{F}{D_3} = 1 + \frac{131.4}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.29}$$

$$\frac{G}{D_3} = 0.89 + \frac{96.5}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.30}$$

$$\frac{H}{D_3} = 0.79 + \frac{81.75}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.31}$$

$$\frac{I}{D_3} = 0.1 + 0.00065 N_S \quad \text{Ecuación 3.32}$$

$$\frac{L}{D_3} = 0.88 + 0.00049 N_S \quad \text{Ecuación 3.33}$$

$$\frac{M}{D_3} = 0.60 + \frac{0.000015}{N_s} \quad \text{Ecuación 3.34}$$

A partir de estas dimensiones se debe comprobar que cumpla con las siguientes condiciones

- La velocidad del agua a la entrada de la carcasa será $V_e = 0.22 (2g H_d)^{0.5}$, pero no debe exceder 10.7 m/s.
- El diámetro de entrada será menor o igual que la tubería a presión.
- La velocidad tangencial en secciones sucesivas permanece constante.

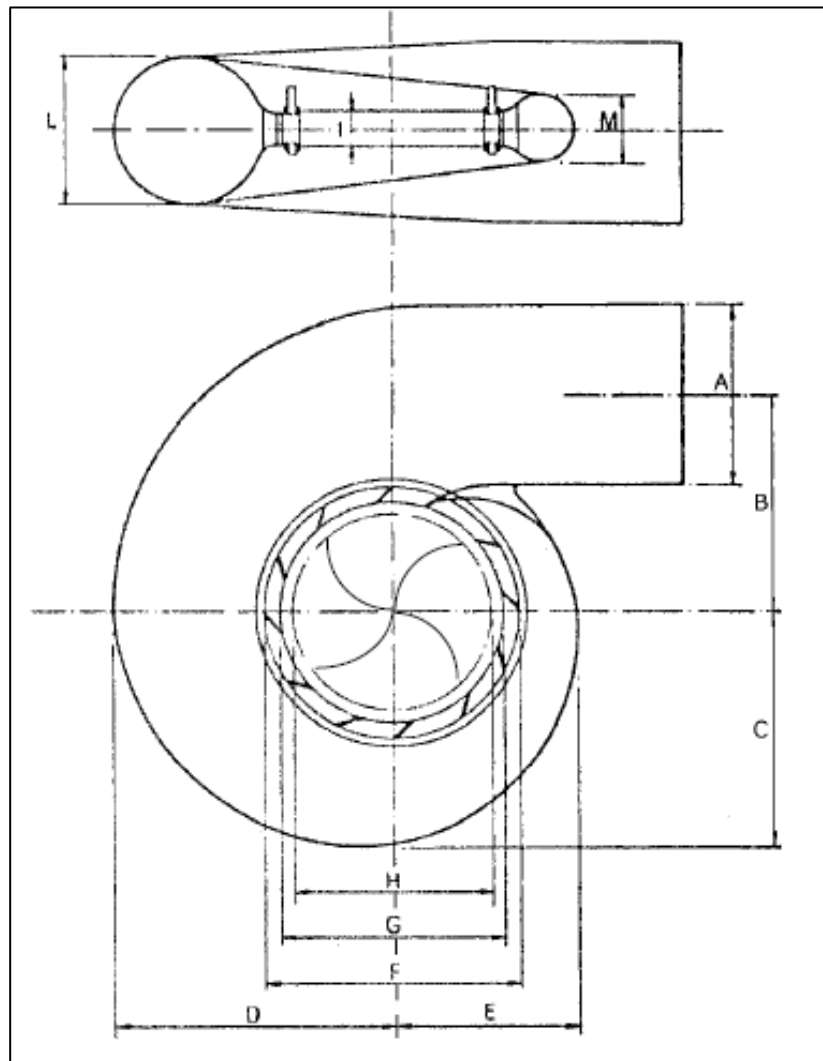


Figura 3.6 Dimensiones de la carcasa de una turbina tipo Francis

Tubo de aspiración

El tamaño del tubo de aspiración Figura 3.7 está determinado por el tamaño del rodete, ambos tienen en común el diámetro D_3 y la velocidad específica en su sección de entrada.

$$\frac{N}{D_3} = 1.54 + \frac{203.5}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.35}$$

$$\frac{O}{D_3} = 0.83 + \frac{140.7}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.36}$$

$$\frac{P}{D_3} = 1.54 - \frac{0.00056}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.37}$$

$$\frac{Q}{D_3} = 0.58 + \frac{22.6}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.38}$$

$$\frac{R}{D_3} = 0.58 + \frac{22.6}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.39}$$

$$\frac{S}{D_3} = \frac{N_S}{-9.28 + 1.25 N_S} \quad \text{Ecuación 3.40}$$

$$\frac{T}{D_3} = 1.50 + 0.00019 N_S \quad \text{Ecuación 3.41}$$

$$\frac{U}{D_3} = 0.51 + 0.0007 N_S \quad \text{Ecuación 3.42}$$

$$\frac{V}{D_3} = 1.10 + \frac{53.7}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.43}$$

$$\frac{Z}{D_3} = 2.63 + \frac{33.8}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.44}$$

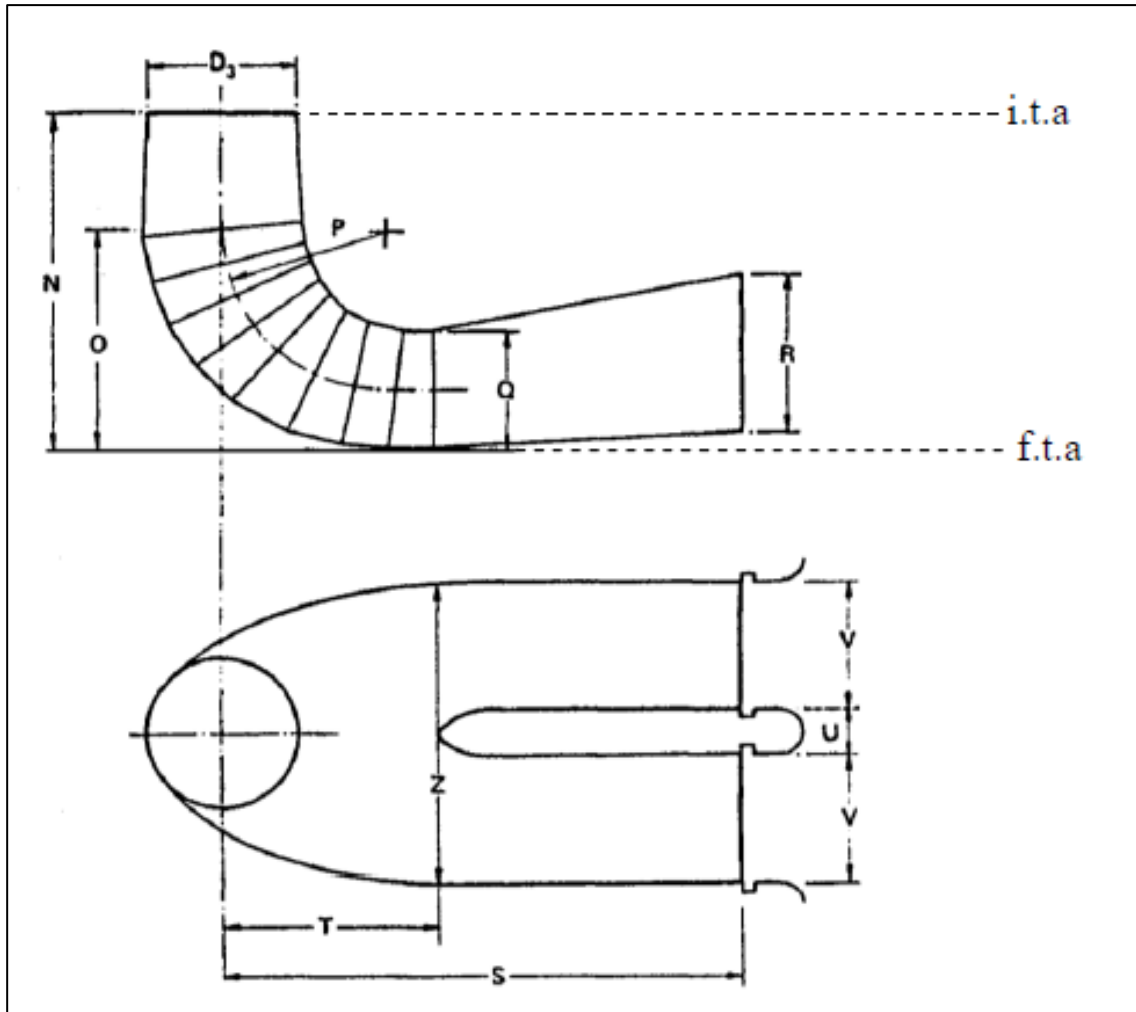


Figura 3.7 Dimensiones del tubo de aspiración de una turbina tipo Francis

3.1.1.3 Turbina Kaplan

Las expresiones de correlación para dimensionar los distintos elementos de este tipo de turbinas están en función del diámetro máximo del rodete D_M expresado en metros y de la velocidad específica N_S en sistema métrico con la potencia en kW.

Dimensiones del rodete

Para determinar el tamaño del rodete, es necesario calcular el coeficiente de velocidad periférica.

$$\phi = 0.79 + 1.61 \times 10^{-3} N_S \quad \text{Ecuación 3.45}$$

El cálculo del diámetro de salida D_M del rodete está en función de la velocidad específica N_S .

$$D_M = \frac{84.5\phi\sqrt{H_d}}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.46}$$

Otras dimensiones del rodete se observan en la Figura 3.8, en función de la velocidad específica y el diámetro máximo.

$$\frac{D_m}{D_M} = 0.25 + \frac{94.64}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.47}$$

$$\frac{H_m}{D_M} = 6.94(N_S^{-0.403}) \quad \text{Ecuación 3.48}$$

$$\frac{H_1}{D_M} = 0.38 + 5.17 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.49}$$

$$\frac{H_t}{D_M} = 0.24 + 7.82 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.50}$$

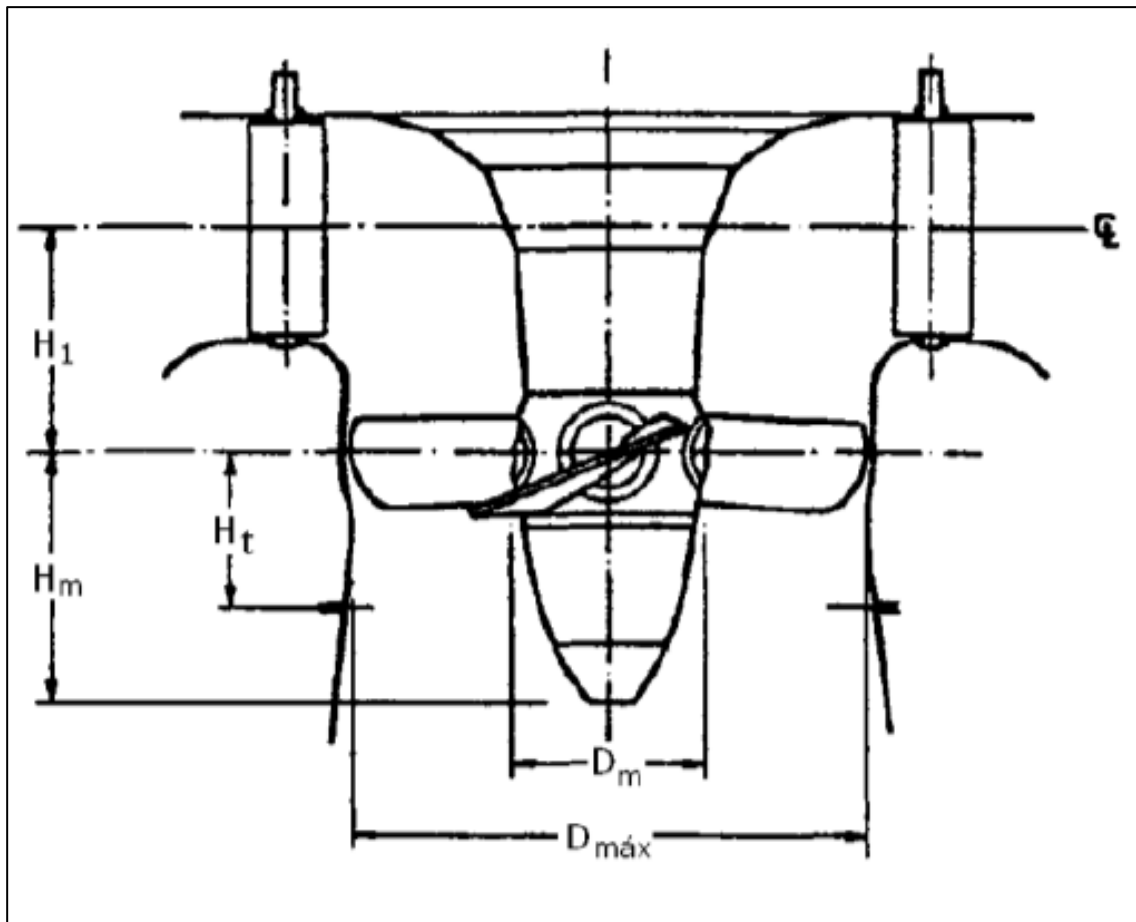


Figura 3.8 Dimensiones principales del rodete de una turbina tipo Kaplan

Carcaza o caracol

En el caso de dimensionamiento de la carcasa o caracol, es posible elegir entre una carcasa de concreto o una carcasa de acero, dependiendo de las condiciones de la central hidroeléctrica

- La carcasa de acero es utilizada para cargas $H_d \leq 15$ m y potencia $P_t \geq 70$ MW.
- La carcasa de acero, para cargas de diseño $H_d \geq 40$ m y potencia $50 \leq P_t \leq 1000$ MW.

Las principales dimensiones de las carcasas de acero se observa en la Figura 3.9, en función de la velocidad específica N_s y de un porcentaje del diámetro de salida D_M .

$$\frac{A_1}{D_M} = 0.40 N_S^{0.2} \quad \text{Ecuación 3.51}$$

$$\frac{B_1}{D_M} = 1.26 + 3.79 \times 10^{-4} N_S \quad \text{Ecuación 3.52}$$

$$\frac{C_1}{D_M} = 1.46 + 3.24 \times 10^{-4} N_S \quad \text{Ecuación 3.53}$$

$$\frac{D_1}{D_M} = 1.59 + 5.74 \times 10^{-4} N_S \quad \text{Ecuación 3.54}$$

$$\frac{E_1}{D_M} = 1.21 + 2.71 \times 10^{-4} N_S \quad \text{Ecuación 3.55}$$

$$\frac{F_1}{D_M} = 1.45 + \frac{72.17}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.56}$$

$$\frac{G_1}{D_M} = 1.29 + \frac{41.63}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.57}$$

$$\frac{H_1}{D_M} = 1.13 + \frac{31.86}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.58}$$

$$\frac{I_1}{D_M} = 0.45 - \frac{31.80}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.59}$$

$$\frac{L_1}{D_M} = 0.74 + 8.7 \times 10^{-4} N_S \quad \text{Ecuación 3.60}$$

$$\frac{M_1}{D_M} = \frac{1}{2.06 - 1.20 \times 10^{-3} N_S} \quad \text{Ecuación 3.61}$$

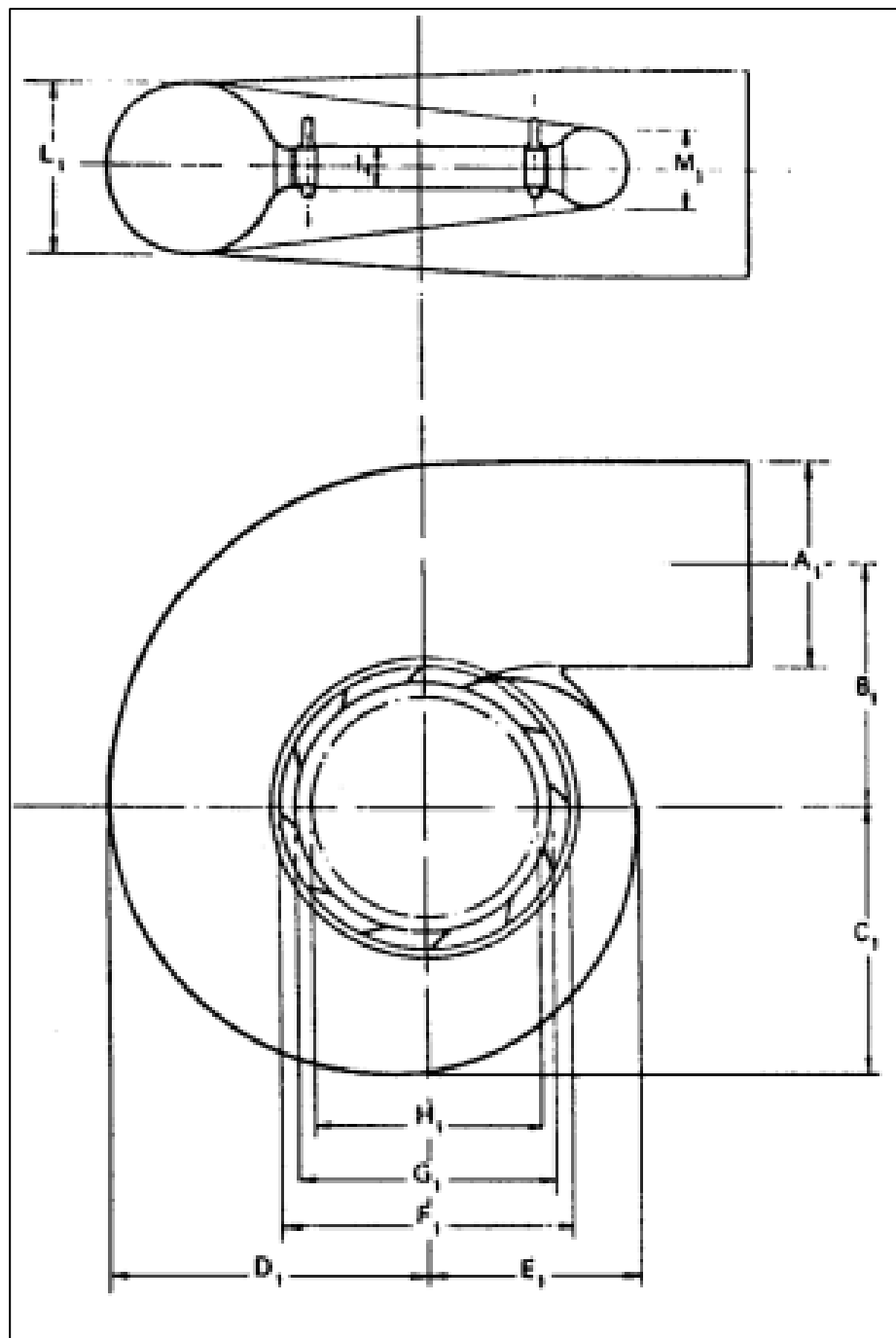


Figura 3.9 Dimensiones de la carcasa de acero de una turbina tipo Kaplan

Dimensiones de la carcaza de concreto se muestran en la Figura 3.10, las funciones de correlación se presentan a continuación:

$$\frac{B_2}{D_M} = \frac{1}{0.76 + 8.92 \times 10^{-5} N_S} \quad \text{Ecuación 3.62}$$

$$\frac{C_2}{D_M} = \frac{1}{0.55 + 1.48 \times 10^{-5} N_S} \quad \text{Ecuación 3.63}$$

$$\frac{D_2}{D_M} = 1.58 - 9.05 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.64}$$

$$\frac{E_2}{D_M} = 1.48 - 2.11 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.65}$$

$$\frac{F_2}{D_M} = 1.62 - 3.18 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.66}$$

$$\frac{G_2}{D_M} = 1.36 + \frac{7.79}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.67}$$

$$\frac{H_2}{D_M} = 1.19 + \frac{4.69}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.68}$$

$$\frac{I_2}{D_M} = 0.44 - \frac{21.47}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.69}$$

$$\frac{L_2}{D_M} = 1.44 + \frac{105.29}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.70}$$

$$\frac{M_2}{D_M} = 1.03 + \frac{136.28}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.71}$$

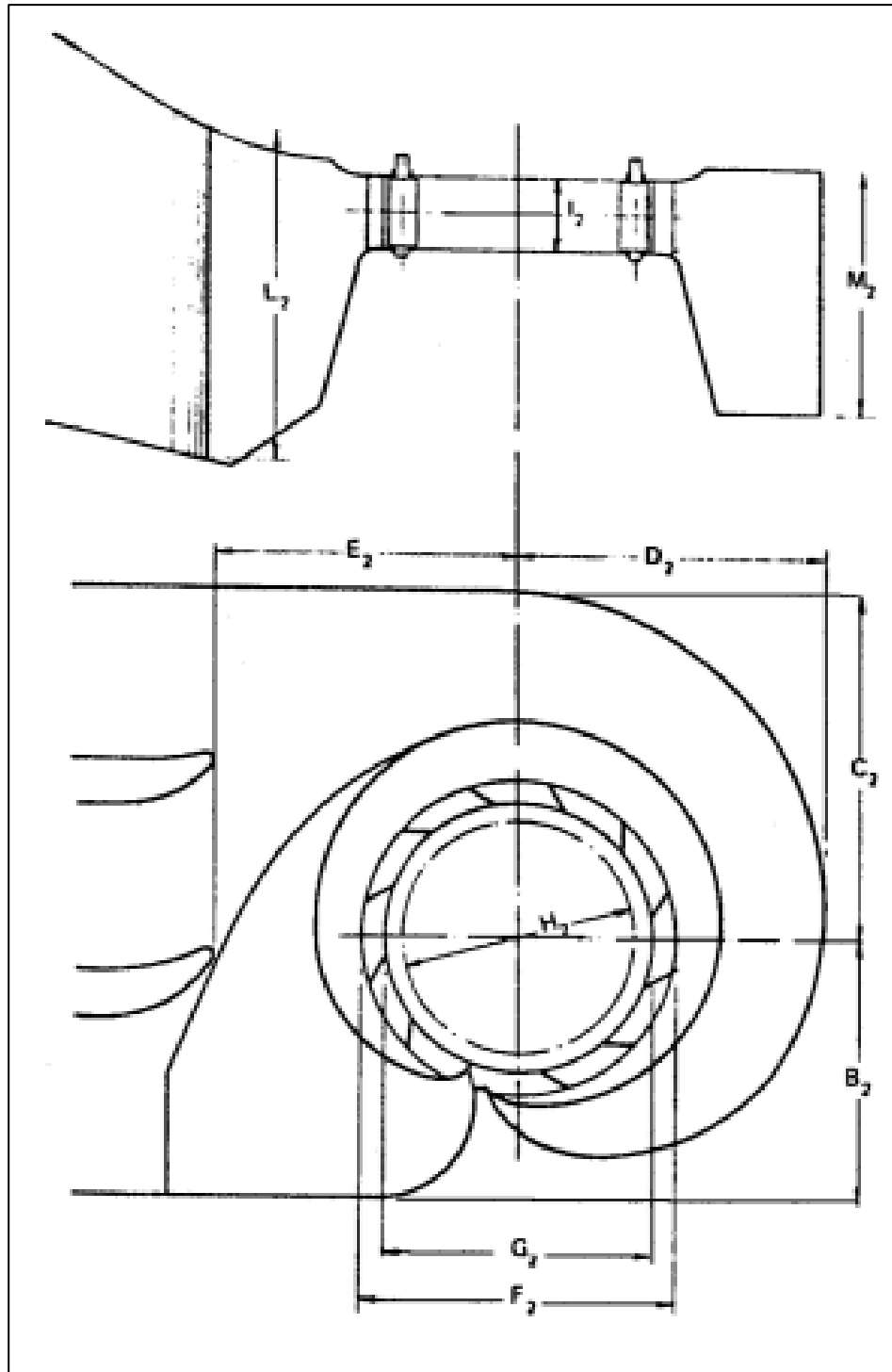


Figura 3.10 Dimensiones de la carcasa de concreto de una turbina tipo Kaplan

Tubo de aspiración

Las dimensiones más importantes del tubo de aspiración se expresan a continuación:

$$N = 2.0 - 2.14 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.72}$$

$$\frac{O}{D_M} = 1.40 - 1.67 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.73}$$

$$\frac{P}{D_M} = 1.26 - \frac{16.35}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.74}$$

$$\frac{Q}{D_M} = 0.66 - \frac{18.40}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.75}$$

$$\frac{R}{D_M} = 1.25 - 7.98 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.76}$$

$$\frac{S}{D_M} = 4.26 + \frac{201.51}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.77}$$

$$\frac{T}{D_M} = 1.20 + 5.12 \times 10^{-5} N_S \quad \text{Ecuación 3.78}$$

$$\frac{Z}{D_M} = 2.58 + \frac{102.66}{N_S} \quad \text{Ecuación 3.79}$$

$$\frac{U}{D_M} = 0.15 \quad \text{Ecuación 3.80}$$

$$\frac{V}{D_M} = 2.19 \quad \text{Ecuación 3.81}$$

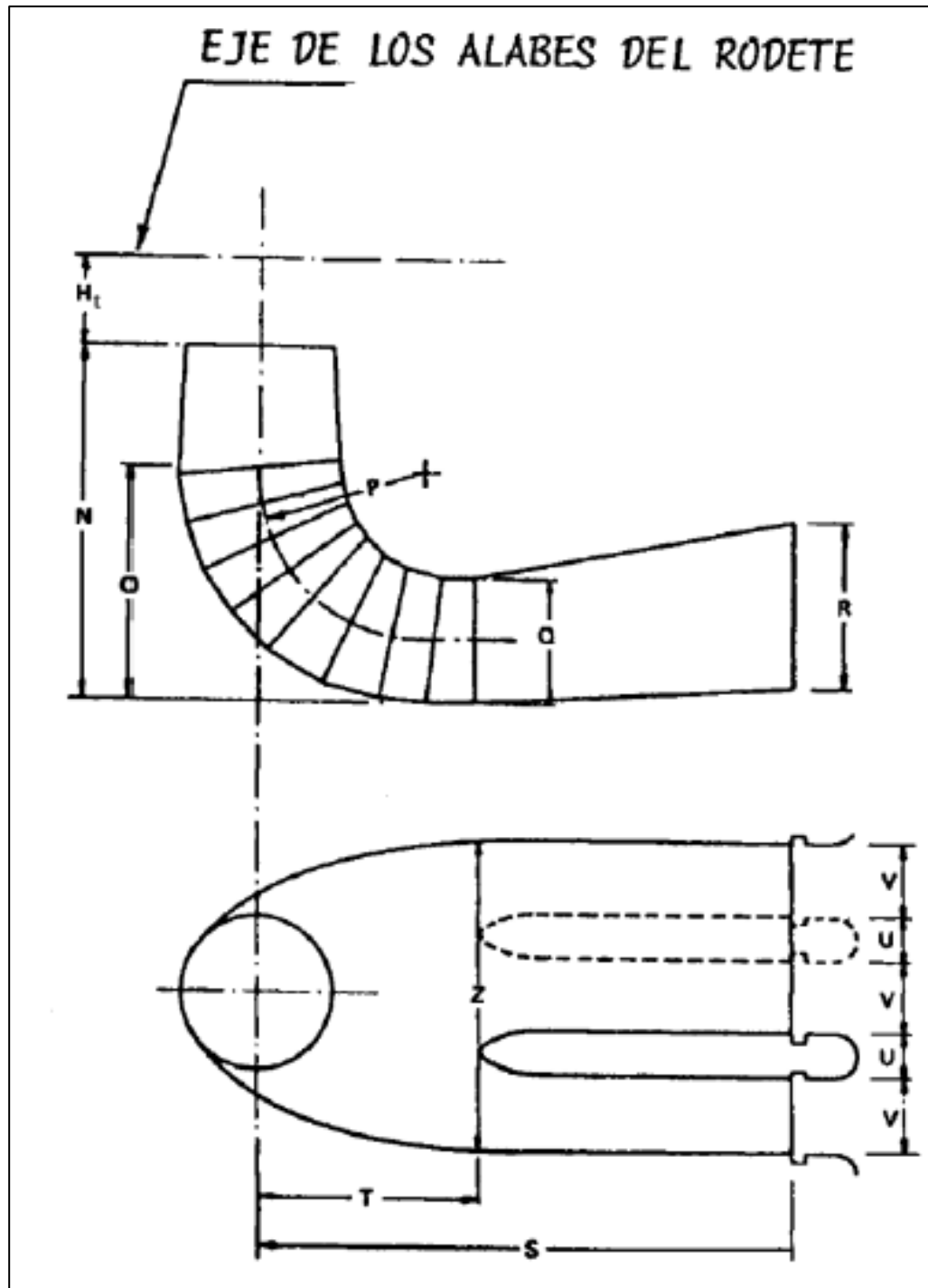


Figura 3.9 Dimensiones principales del tubo de aspiración de una turbina tipo Kaplan

3.2 European Small Hydropower Association (ESHA)

La European Small Hydropower Association ha elaborado un diagrama integrando los datos de varios fabricantes europeos, y muestra las envolventes de operación de cada tipo de turbina (Figura 3.10). Los límites no son precisos, varían de acuerdo al fabricante y al tipo de tecnología utilizada es por eso que dicho diagrama es sólo orientativo.

El gasto y carga definen un punto dentro del diagrama (Figura 3.10), la envolvente donde caiga dicho punto podrá ser utilizada en el aprovechamiento en cuestión. La elección final será resultado de un proceso iterativo, que balancee la producción final anual de energía, el costo de adquisición, mantenimiento y fiabilidad.

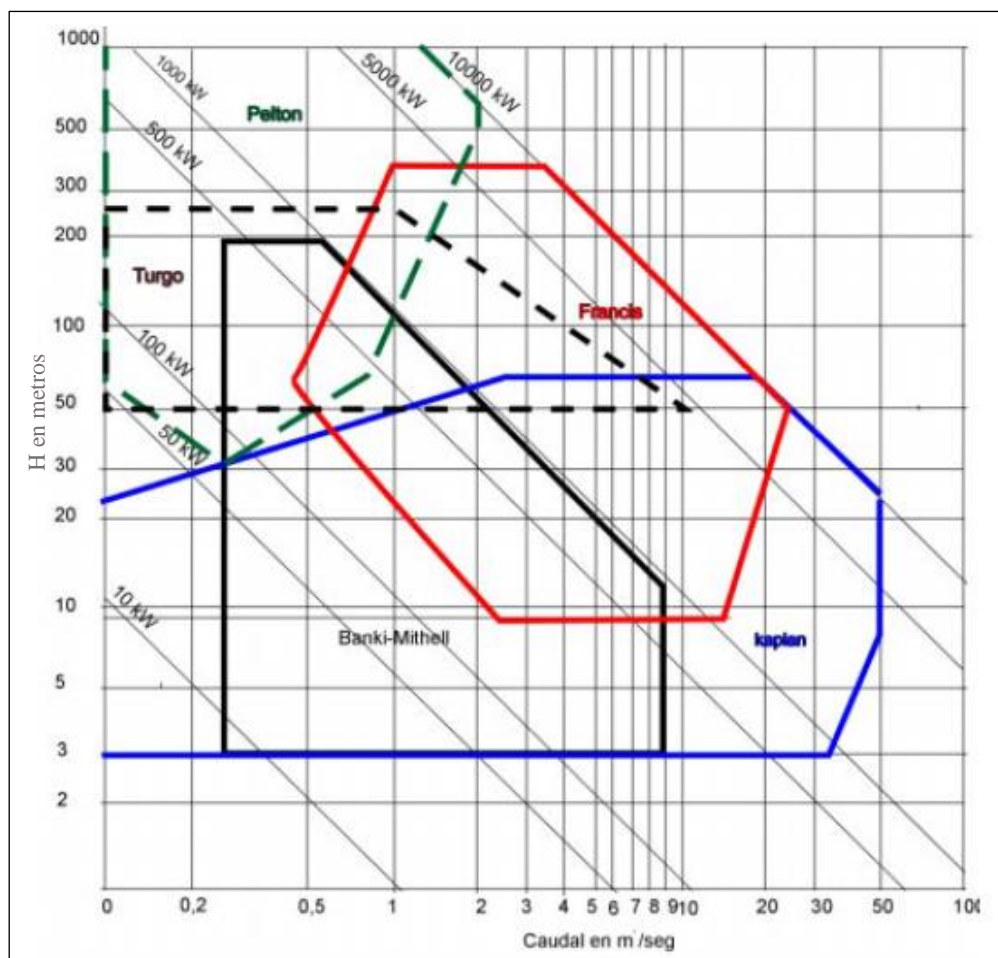


Figura 3.10 Criterio de la E.S.H.A. para la selección de turbinas

3.2.1 Dimensionamiento

En la Figura 3.11 se muestra el diseño de cuatro tipos de rodetes de turbinas de reacción, y su correspondiente velocidad específica. Se observa como el rodete evoluciona con la velocidad específica, para adaptarse a los parámetros de aprovechamiento. Por ejemplo, un rodete Francis lento se utilizara en un aprovechamiento con carga grande, en los que se utilizará un rodete de alta velocidad específica, llegará un momento en el que existiría un gran rozamiento en el interior de los alabes y para evitar esta situación, se elegiría otro tipo de turbina, como una Kaplan, Hélice o Bulbo, utilizadas para cargas pequeñas.

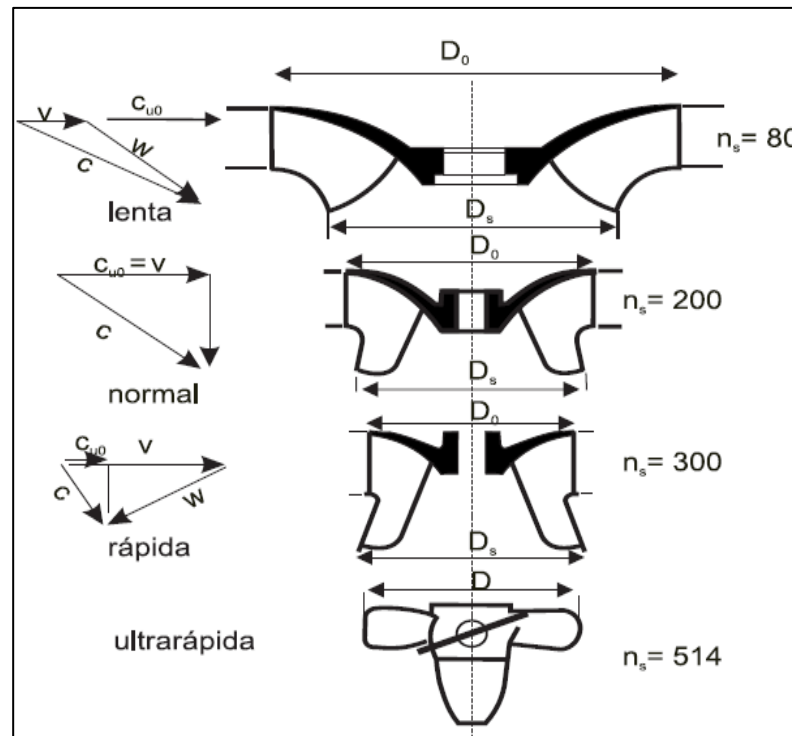


Figura 3.11 Rodetes para turbinas de reacción.

3.2.1.1 Turbina Pelton

Conociendo la velocidad específica se puede estimar las dimensiones de las turbinas. En el caso de las turbinas Pelton con una tobera, la velocidad específica varía entre 12 para una carga de 200 m y 26 para una de 100 m. Al aumentar el número de toberas, la velocidad específica aumenta en proporción a la raíz cuadrada de su número. Así, la velocidad específica de una Pelton de cuatro toberas es el doble del de una con una. La velocidad síncrona de una Pelton nunca supera las 60 r.p.m.

El diámetro Pelton, es el de la circunferencia tangente al eje del chorro. La velocidad v_{ch} de salida del chorro, con una eficiencia del 97% es:

$$v_{ch} = 0.97\sqrt{2gH} \quad \text{Ecuación 3.82}$$

Por lo que el diámetro queda en términos de la velocidad salida del chorro:

$$D = \frac{0.47v_{ch} \times 60}{\pi N} \quad \text{Ecuación 3.83}$$

Conociendo el gasto, se puede obtener el diámetro del chorro:

$$d_{ch} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v_{ch}}} \quad \text{Ecuación 3.84}$$

El diámetro de la vena líquida varía con el diseño de la tobera, pero se acepta que una buena tobera produzca por lo menos una relación del cuadrado de los diámetros (de la vena y la tobera) igual a 0.6. La relación entre el diámetro de tobera y diámetro de la rueda Pelton que tiene mayor eficiencia o rendimiento es aquel que se encuentre entre un intervalo de 0.12 y 0.06.

y el diámetro de entrada D_0 por:

$$D_0 = \frac{60 v_{0e} \sqrt{2gH}}{\pi n} \quad \text{Ecuación 3.86}$$

Diámetro de salida D_s :

$$D_s = \frac{60 v_{0s} \sqrt{2gH}}{\pi n} \quad \text{Ecuación 3.87}$$

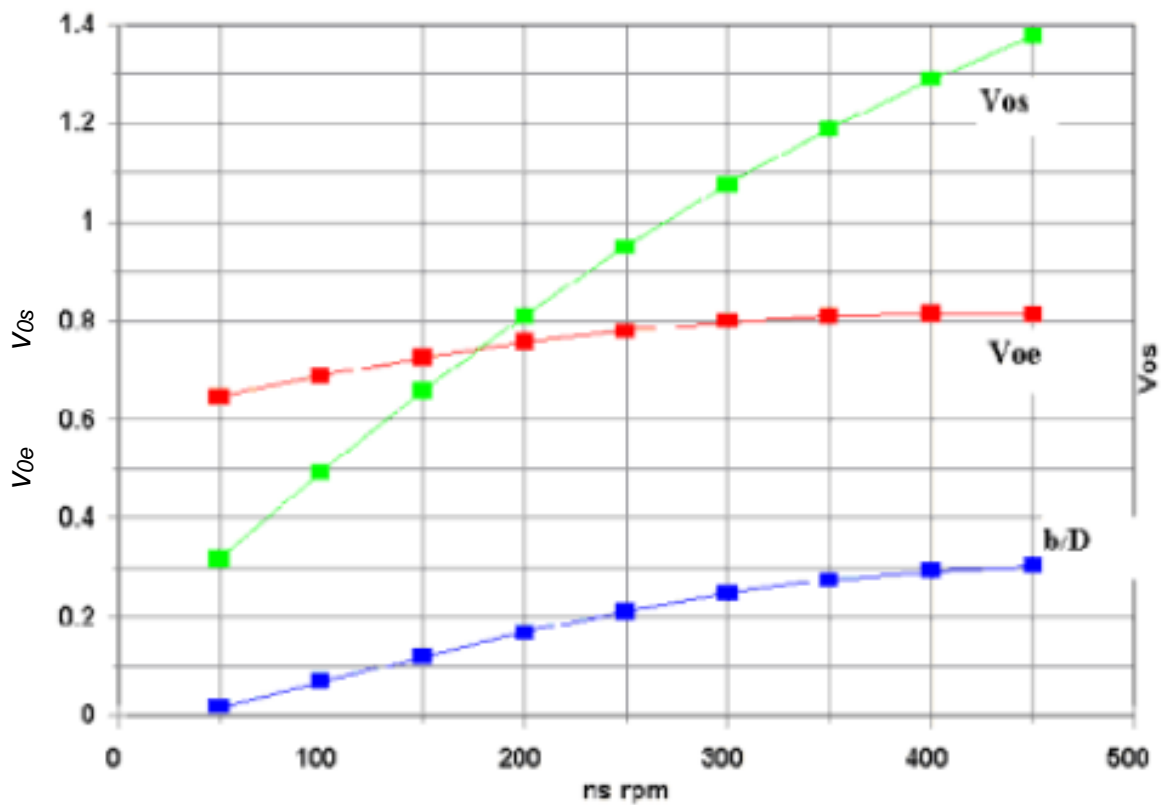


Figura 3.13 Evolución de b/D , v_{oe} y v_{os} con n_s .

3.2.1.3 Turbina Kaplan

Las turbinas Kaplan alcanzan velocidades específicas muy superiores a 325 para una carga de 45 m; 954 para una carga de 5 m. Estas turbinas tienen intervalos de potencia propias en las pequeñas centrales estandarizadas y utilizan cierto número de componentes comunes. Utilizando solo 6 diámetros de rotor: 1.8, 2.0, 2.2, 2.5, 2.8 y 3.2 metros, tres diámetros de eje por rotor, con tres disposiciones para el distribuidor y tres multiplicadores diferentes, se puede hacer frente a todas las configuraciones posibles.

El diámetro D del rodete puede calcularse con la Ecuación 3.88

$$D = \sqrt{\frac{Q}{2.2\sqrt{H}}} \quad \text{Ecuación 3.88}$$

Donde en gasto Q es en m^3/s y la carga H en m.

3.3 Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)

Para seleccionar el tipo de turbina con el criterio de la Comisión Federal de Electricidad, es necesario conocer la velocidad específica N_s y la carga de diseño H_d .

En la Figura 3.14 se muestran algunos intervalos de carga H en metros y velocidad específica N_s para diferentes tipos de turbina.

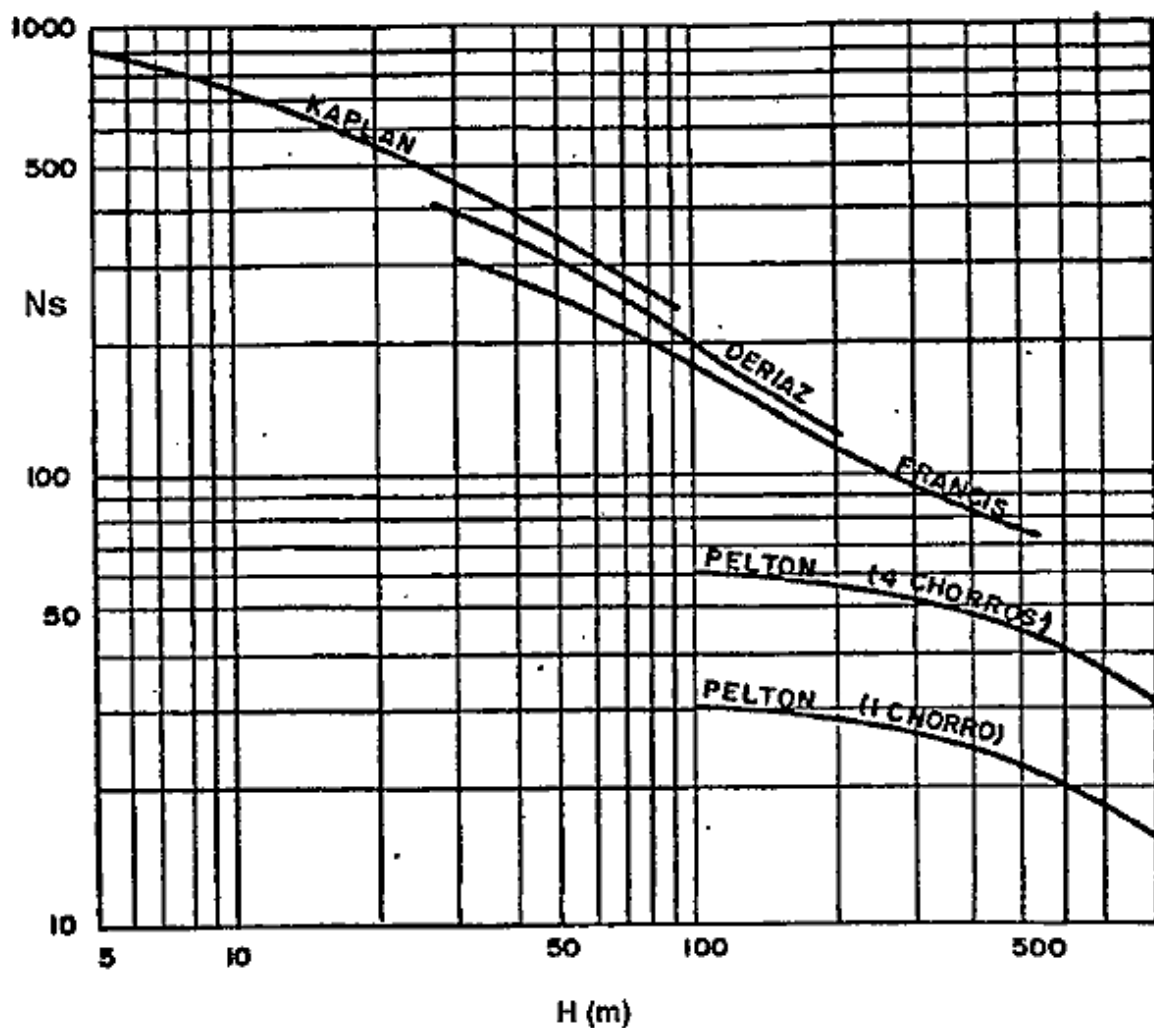


Figura 3.14 Límites de velocidad específica para diferentes cargas. (Instituto de Investigaciones Eléctricas 1982)

3.3.1 Dimensionamiento

3.3.1.1 Turbina Pelton

Para seleccionar el número necesario de toberas Z_0 , es necesario suponer el gasto Q (Ecuación 3.89) o la potencia P (Ecuación 3.90) utilizando una eficiencia del 90% y conociendo la carga H . Con estos valores es posible determinar el número de toberas Z_0 de la Figura 3.15.

$$Q = \frac{P_d}{8.826 H} \quad \text{Ecuación 3.89}$$

$$P_d = 8.826 Q H \quad \text{Ecuación 3.90}$$

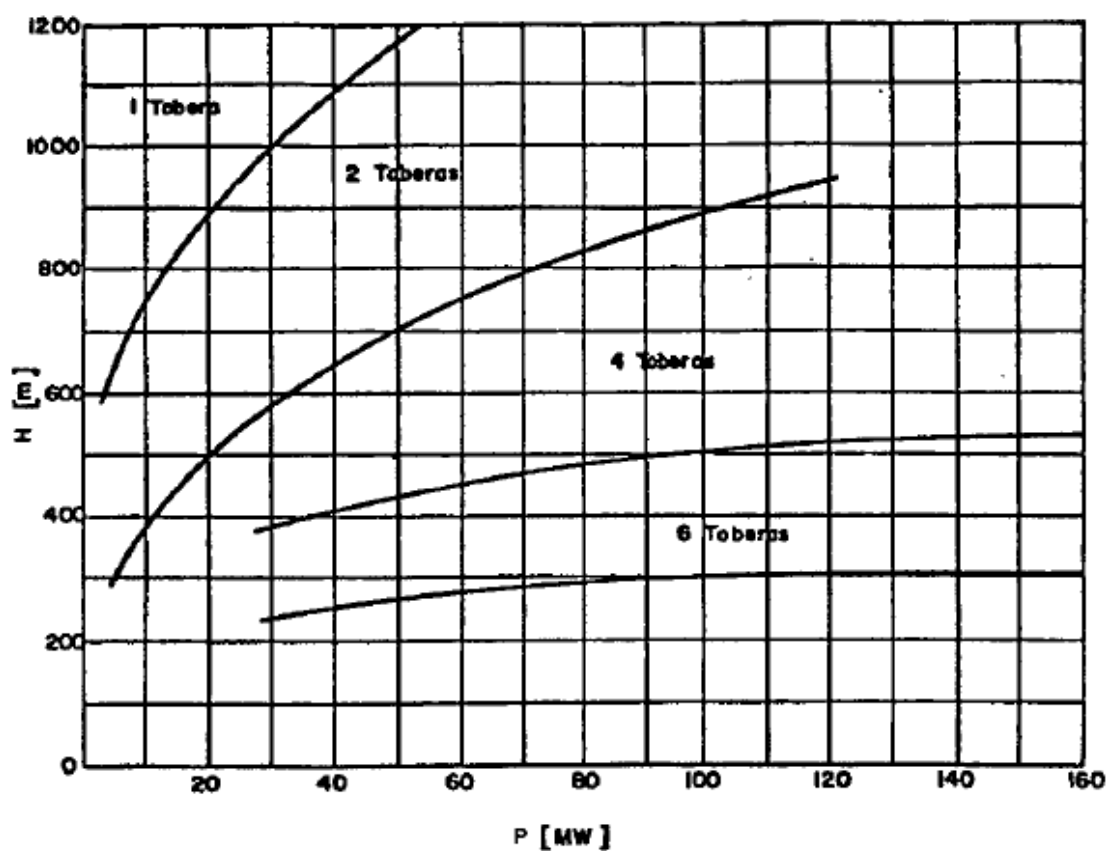


Figura 3.15 Número de toberas de una turbina Pelton en función de la carga y potencia.

Dimensiones principales de una turbina tipo Pelton:

Diámetro de paso del rodete D_1 :

$$D_1 = \frac{60 k u_1 \sqrt{2g H_d}}{\pi \eta_t} \quad \text{Ecuación 3.91}$$

El valor de $k u_1$ se obtiene de la Figura 3.16, está en función de la velocidad específica por chorro, y el valor de D_1 se redondea a un número cerrado.

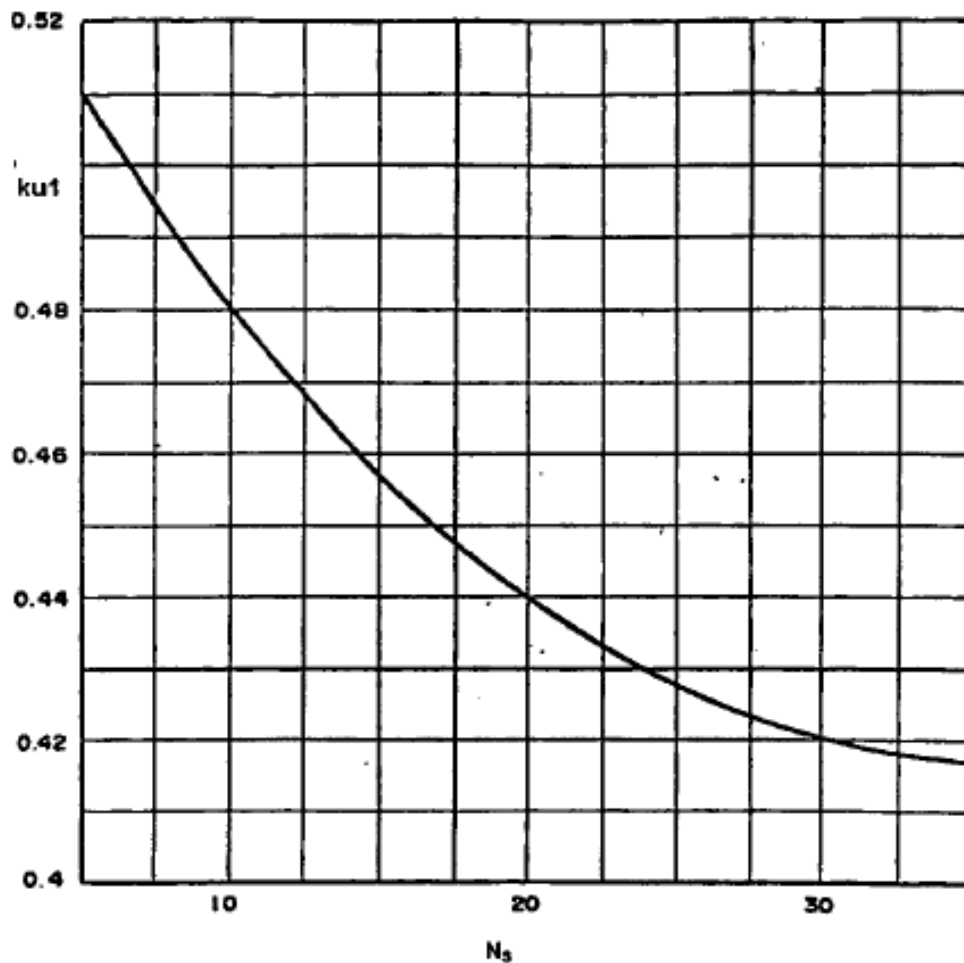


Figura 3.16 Coeficiente de velocidad periférica de una turbina tipo Pelton

Dimensión de la toberaDiámetro del chorro d_o

$$d_o = \frac{N_s}{210} D_1 \quad \text{Ecuación 3.92}$$

Diámetro de la garganta de la tobera

$$d_t = 1.27 d_o \quad \text{Ecuación 3.93}$$

Carrera de la aguja

$$S = 0.79 d_o \quad \text{Ecuación 3.94}$$

Diámetro de la flecha

$$d_s = 0.65 d_o \approx 0.75 d_o \quad \text{Ecuación 3.95}$$

Diámetro del tubo

$$d_t = A d_o \quad \text{Ecuación 3.96}$$

Diámetro de entrada

$$d_t = \sqrt{Z_o} d_o \quad \text{Ecuación 3.97}$$

Otras dimensiones de la tobera se observan en la Figura 3.17 se obtienen de la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Proporciones para determinar las dimensiones de tobera de una turbina tipo Pelton

	$H \leq 450$ m	$450 < H \leq 700$ m	$H > 700$ m
A	3	3.3	3.6
dc/do	2.8	2.9	3
la	8	10	11
R/do (min)	7	8	8.5

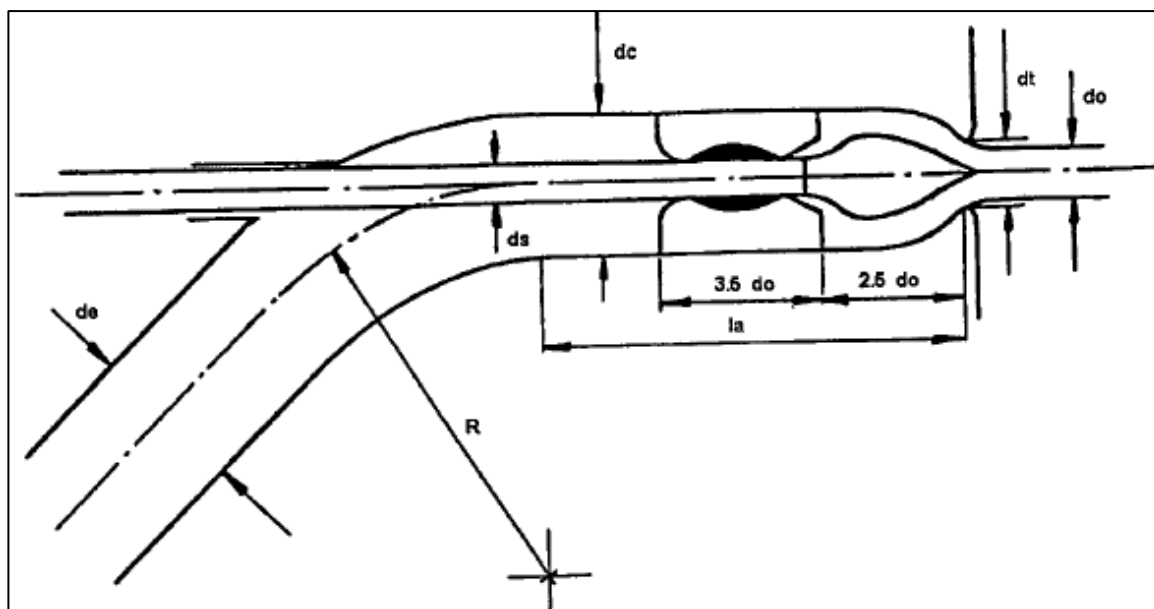


Figura 3.17 Dimensiones principales de la tobera de una turbina tipo Pelton

El resto de las dimensiones obtienen de las Figuras 3.18 y 3.19

$$D_b = 2.5 D_1 \text{ a } 2.6 D_1 \quad \text{Ecuación 3.98}$$

$$D_2 = 1.09 D_h \quad \text{Ecuación 3.99}$$

$$D_c = 3.03 D_a + D_{ta} \quad \text{Ecuación 3.100}$$

$$L = 0.48 D_c \text{ a } 0.6 D_c \quad \text{Ecuación 3.101}$$

$$H = 3.8 D_m + 0.59 \quad \text{Ecuación 3.102}$$

$$D_{la} = 2.2 D_1 \quad \text{Ecuación 3.103}$$

$$M = 0.385 D_c \text{ a } 0.265 D_c \quad \text{Ecuación 3.104}$$

$$l_o = 0.97 - 0.5 D_1 \quad \text{Ecuación 3.105}$$

Diámetro de la flecha

$$D_m = k_1 \left(\frac{P_{máx}}{N} \right)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecuación 3.106}$$

Donde

$k_1 = 0.115$ para turbinas verticales

$k_1 = 0.140$ para turbinas horizontales

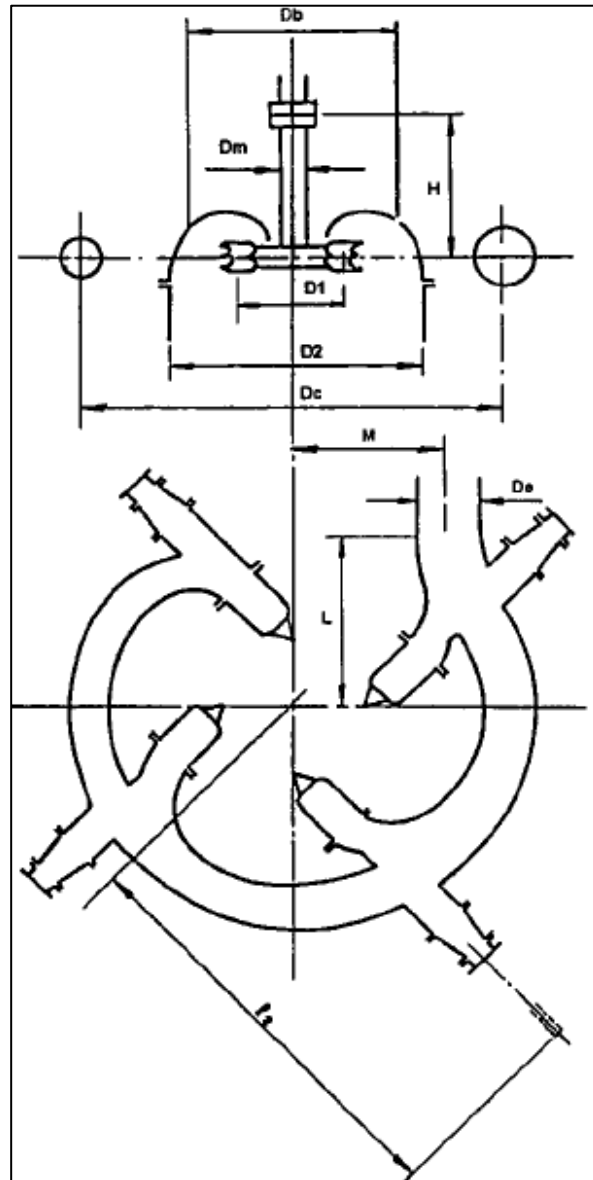


Figura 3.18 Dimensiones principales de una turbina Pelton (horizontal).

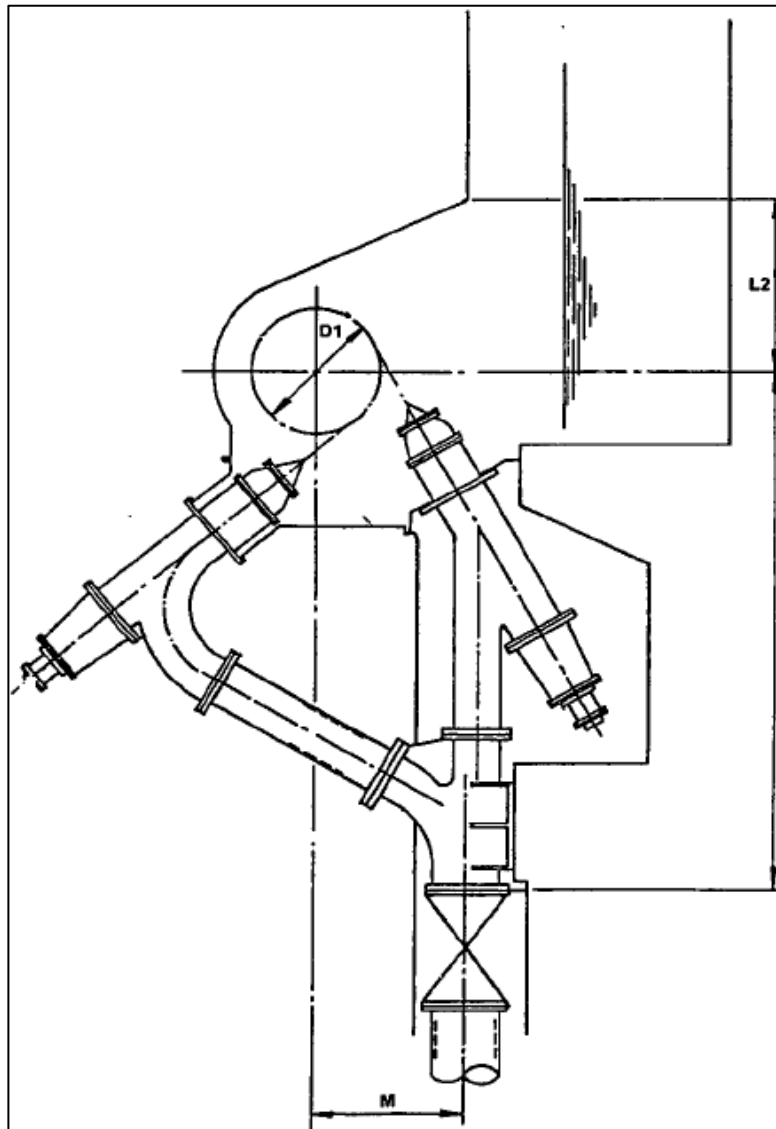


Figura 3.19 Dimensiones principales de una turbina Pelton (vertical).

3.3.1.2 Turbina Francis

Dimensiones principales una turbina tipo Francis:

Rodete

Diámetro de entrada

$$D_1 = \frac{60 k u_1 \sqrt{2g H_d}}{N} \quad \text{Ecuación 3.107}$$

Donde $k u_1$ es el coeficiente de velocidad periférica de una turbina Francis y se define como:

$$D_1 = \frac{60 k u_1 \sqrt{2g H_d}}{N} \quad \text{Ecuación 3.108}$$

Las dimensiones de D_2 , D_5 , A y B_g se obtienen de la Figura 3.20

Distribuidor

Numero de alabes del distribuidor

	16 para	$D_2 < 2.15 \text{ m}$	Ecuación 3.109
$Z_0 =$	20 para	$2.15 \text{ m} < D_5 < 2.5 \text{ m}$	Ecuación 3.110
	24 para	$3.15 \text{ m} < D_5$	Ecuación 3.111

Diámetro de paso

	$1.19 D_5$	para $Z_0=16$	Ecuación 3.112
$D_g =$	$1.15 D_5$	para $Z_0=20$	Ecuación 3.113
	$1.13 D_5$	para $Z_0=24$	Ecuación 3.114

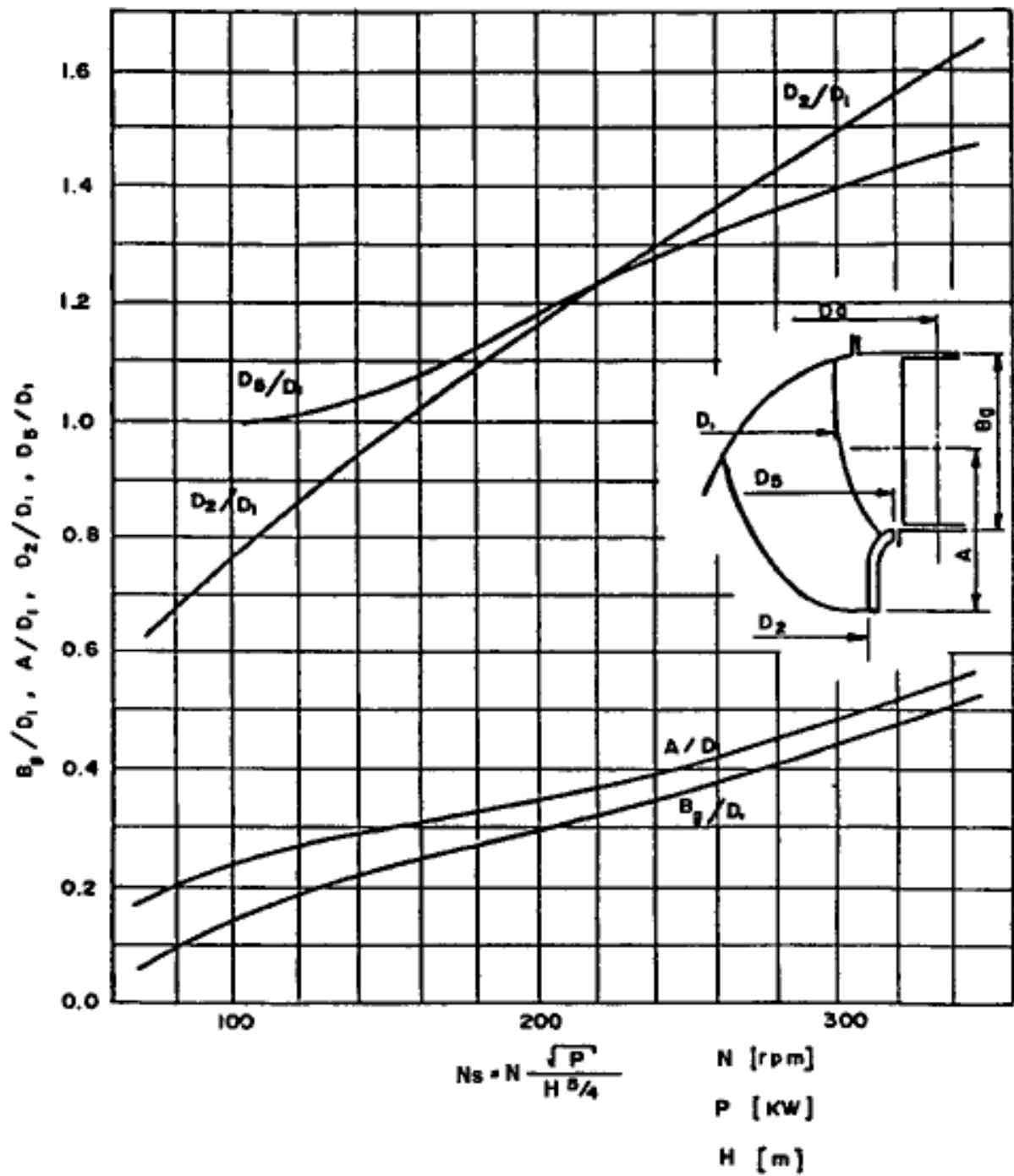


Figura 3.20 Perfil del rodete de una turbina tipo Francis

Carcaza espiralParámetro R_s

$$0.64 D_g \quad \text{para } Z_o=16 \quad \text{Ecuación 3.115}$$

$$R_s = 0.63 D_g \quad \text{para } Z_o=20 \quad \text{Ecuación 3.116}$$

$$0.64 D_g \quad \text{para } Z_o=24 \quad \text{Ecuación 3.117}$$

El coeficiente de velocidad del agua a la entrada de la espiral de las turbinas de reacción k_{ces} se obtiene de la Figura 3.21

Diámetro del tubo de entrada D_e

$$D_e = \frac{4Q}{\pi k_{ce} \sqrt{2gH}} \quad \text{Ecuación 3.118}$$

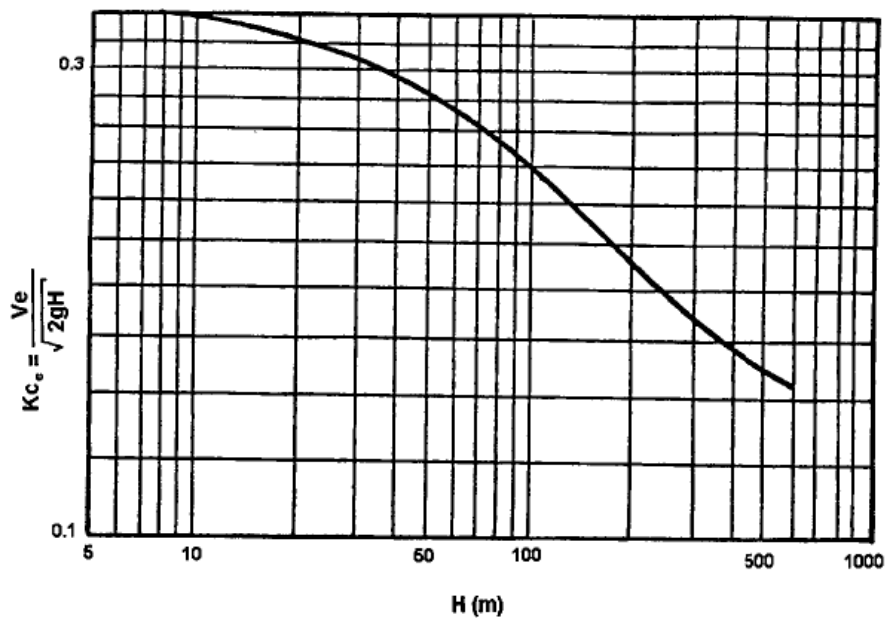


Figura 3.21 Coeficiente de velocidad del agua a la entrada de la espiral de las turbinas de reacción.

Las dimensiones de la carcasa espiral se observan en la Figura 3.22.

$$D e_1 = 0.975 D_e \quad \text{Ecuación 3.119}$$

$$D e_2 = 0.8 D_e \quad \text{Ecuación 3.120}$$

$$D e_3 = 0.62 D_e \quad \text{Ecuación 3.121}$$

$$D e_4 = 0.42 D_e \quad \text{Ecuación 3.122}$$

$$M = R_S + \frac{D e_1}{2} \quad \text{Ecuación 3.123}$$

$$a = R_S + D e_1 \quad \text{Ecuación 3.124}$$

$$b = 0.995 R_S + D e_2 \quad \text{Ecuación 3.125}$$

$$c = 0.988 R_S + D e_3 \quad \text{Ecuación 3.126}$$

$$b = 0.98 R_S + D e_4 \quad \text{Ecuación 3.127}$$

Diámetro de la flecha

$$d_S = 10 \left(\frac{P_{máx}}{N} \right)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecuación 3.128}$$

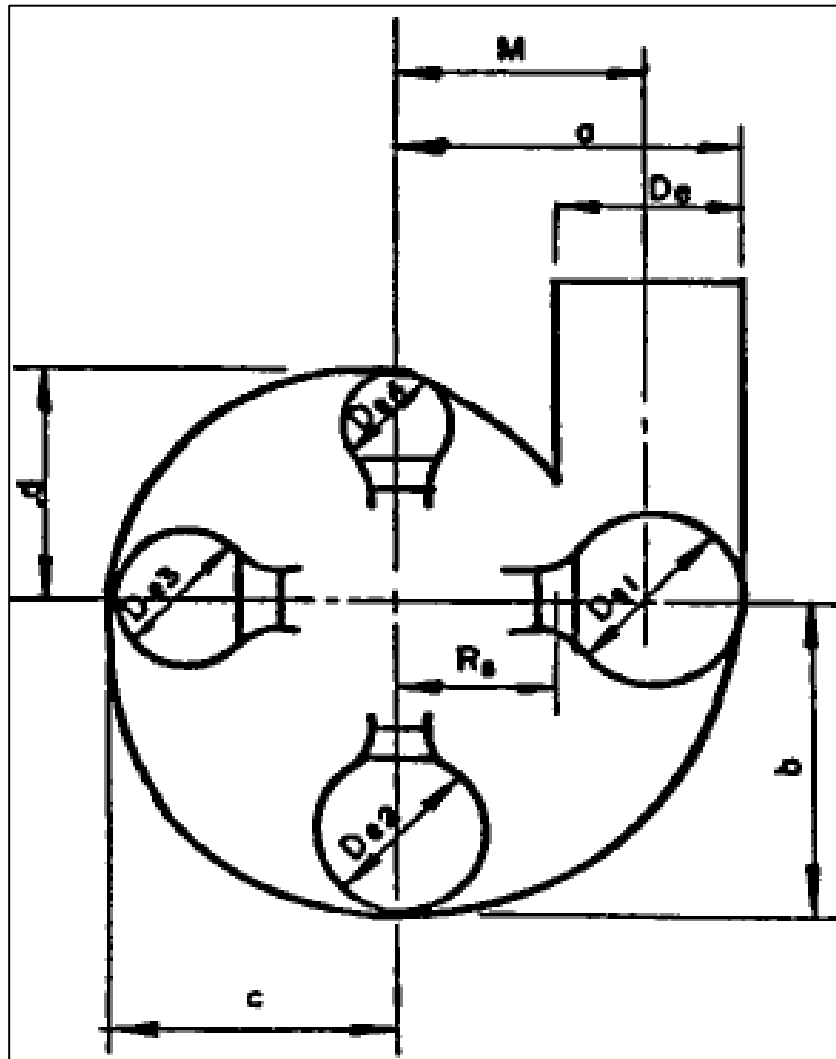


Figura 3.22 Carcaza espiral par aun turbina tipo Kaplan

3.3.1.3 Turbina Kaplan

Dimensiones principales de una turbina tipo Kaplan:

Número de álabes del rotor

Conociendo la velocidad específica N_s y la carga de diseño H , se puede determinar el número de álabes del rotor Z_r . (Tabla 3.5)

Tabla 3.5 Relación entre la velocidad específica N_s y carga de diseño H y álabes del rotor de una turbina tipo Kaplan.

H	Z_r	N_s
5 - 15	4	500 - 900
10 - 30	5	390 - 540
20 - 40	6	320 - 420
30 - 5	7	280 - 280
50 - 80	8	250 - 250

Diámetro del rodete

Con el número de álabes del rotor Z_r , se puede calcular el parámetro $v = \frac{D_m}{D_1}$ (Tabla 3.6), donde

D_1 es el diámetro máximo del rodete y D_m es el diámetro del núcleo del rodete (Figura 3.23).

Coefficiente de velocidad periférica de la turbina ku_1

$$ku_1 = \frac{0.75}{v}$$

Ecuación 3.129

Diámetro D_1 del rodete

$$D_1 = \frac{60 k u_1 \sqrt{2 g H}}{\pi N} \quad \text{Ecuación 3.130}$$

Tabla 3.6 Principales dimensiones de una turbina tipo Kaplan

Z_r	4	5	6	7	8
$v=D_m/D_1$	0.440	0.400	0.520	0.560	0.600
D_2/D_1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
D_0/D_1	1.000	1.000	1.060	1.060	1.060
D_n/D_1	0.390	0.390	0.450	0.485	0.520
B_g/D_1	0.400	0.400	0.340	0.340	0.340
A_1/D_1	0.450	0.450	0.410	0.410	0.410

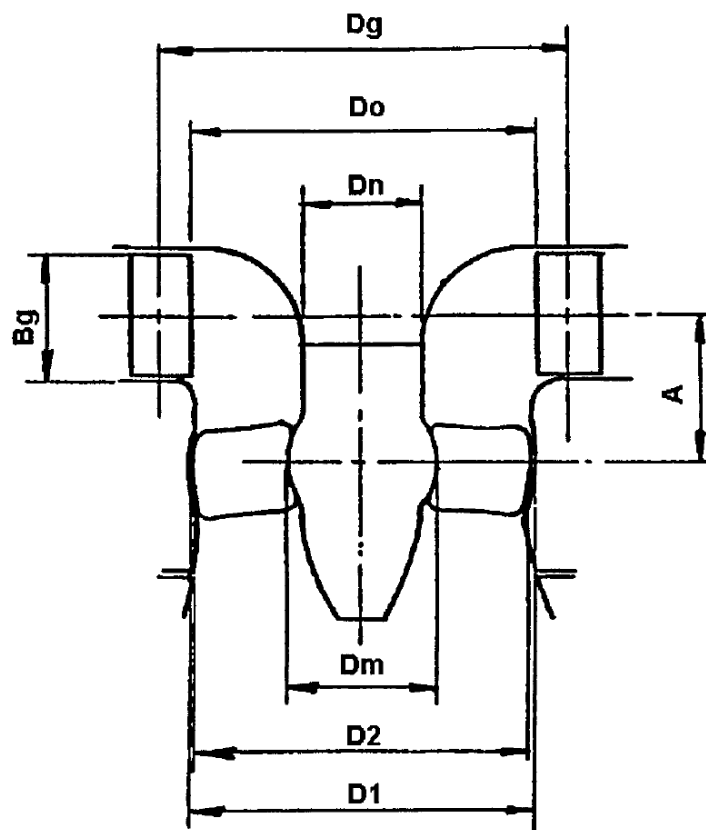


Figura 3.23 Dimensiones principales de una turbina tipo Kaplan

Distribuidor

Numero de alabes del distribuidor

	16	para $D_1 < 1.5$ m	Ecuación 3.131
Zo=	20	para $1.5 < D_1 < 3.4$ m	Ecuación 3.132
	24	para 3.4 m $< D_1$	Ecuación 3.133

Diámetro de paso

	$1.265 D_1$	para Zo=16	Ecuación 3.134
D _g =	$1.205 D_1$	para Zo=20	Ecuación 3.135
	$1.170 D_1$	para Zo=24	Ecuación 3.136

Carcaza

Dependiendo la carga de diseño, se puede elegir entre dos tipos de carcasa:

- Carcasa semi-esprial de concreto para $H < 20$ m
- Carcasa esprial de placa de acero para $H > 20$ m

Para la carcasa semi-esprial de concreto las dimensiones se obtienen a partir de la Figura 3.24.

En la carcasa esprial de placa de acero, es necesario calcular la dimensión del radio R_S de la carcasa, se puede calcular con las ecuaciones 3.119 a la 3.127

$$R_S = 0.617D_g + 0.05 \quad \text{Ecuación 3.137}$$

Diámetro del tubo de entrada D_e

$$D_e = \sqrt{\frac{4Q}{\pi k c_e \sqrt{2gH}}} \quad \text{Ecuación 3.138}$$

El coeficiente de velocidad del agua a la entrada de la espiral $k c_e$ se obtiene de la Figura 3.17

Tubo de aspiración

Las proporciones del tubo de aspiración están en función del diámetro de entrada D_s (Figura 3.23), y para una turbina tipo Kaplan se expresa como la Ecuación 3.129

$$D_s = D_1 \quad \text{Ecuación 3.139}$$

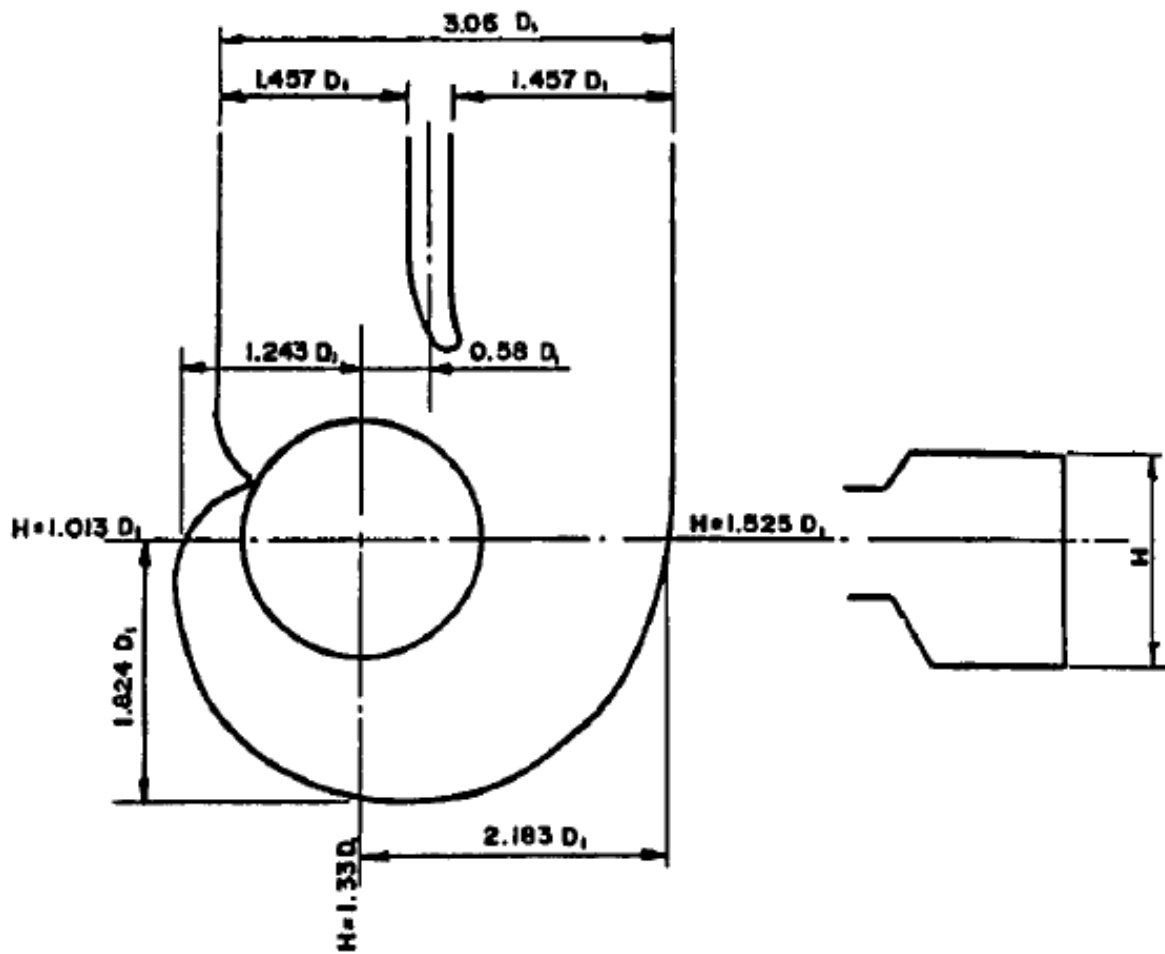


Figura 3.24 Dimensiones de una carcasa semi espiral de una turbina tipo Kaplan.

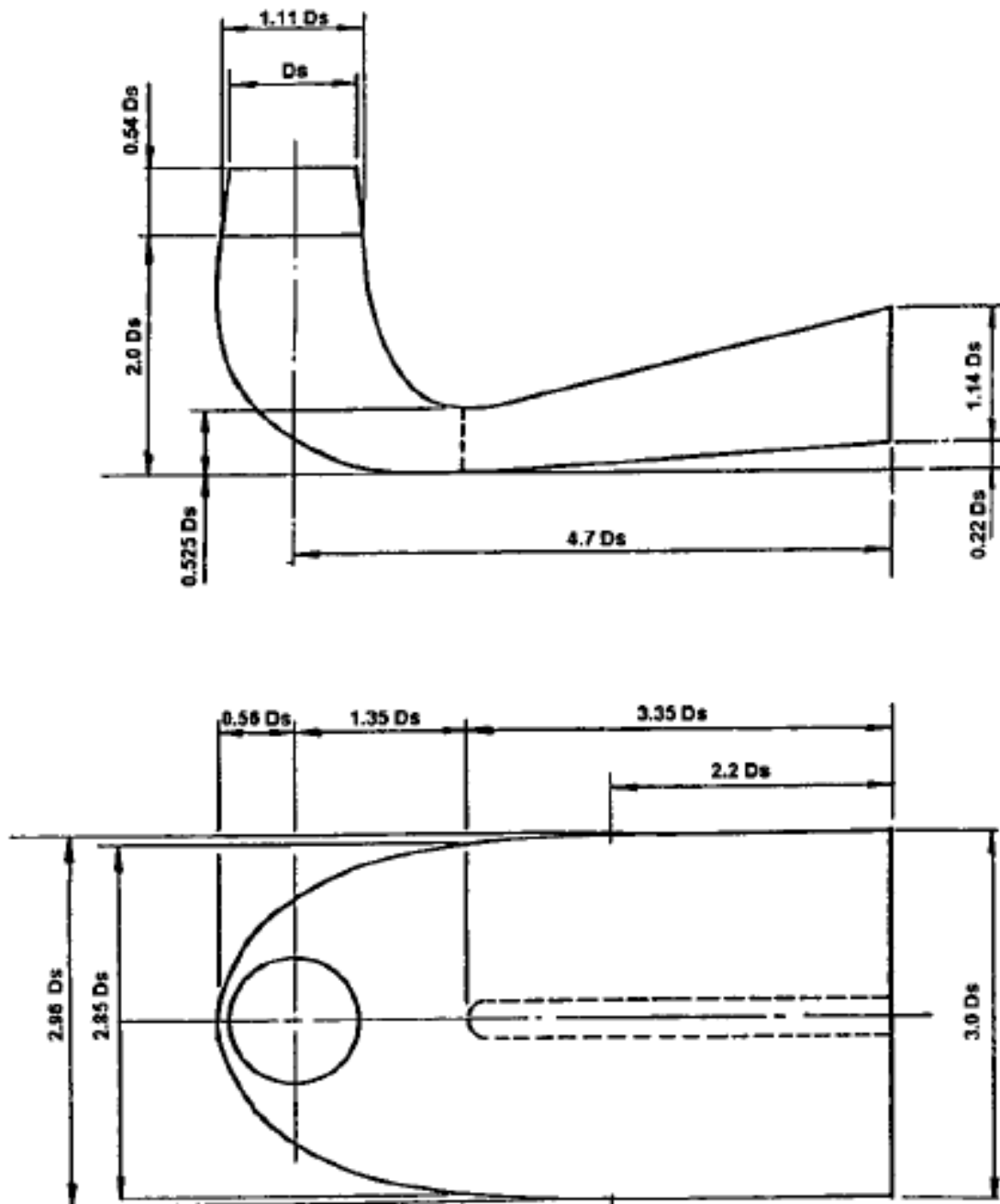


Figura 3.25 Proporciones del tubo de aspiración en función del diámetro de entrada D_s .

4. REVISIÓN DEL EQUIPAMIENTO

4.1 Tipo y número de turbinas

Para seleccionar el tipo de turbina es necesario calcular algunos parámetros de la central hidroeléctrica

Potencia Media

Para calcular la potencia media, será necesario conocer la generación media anual, que es 131.1GWh

$$P_{media} = \frac{\text{Generación media anual}}{\text{Número de horas al año}} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

De la Ecuacion 4.1:

$$P_{media} = \frac{131100 MWh}{8760 h} = 14.97 MW$$

Capacidad instalada

$$\text{Capacidad instalada} = \frac{\text{Potencia media}}{\text{Factor de planta}} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Si se considera un factor de planta de 0.6, dado que es un central de base.

De la ecuación 4.2:

$$\text{Capacidad instalada} = \frac{14.97 MW}{0.6} = 24.95 MW$$

Potencia de la turbina

$$P_{turbina} = \frac{\text{Capacidad instalada} \times K}{\text{Numero de unidades} \times \eta_g} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Dadas las características y espacio disponible de la central hidroeléctrica, se instalarán 3 turbinas.

Considerando una $K=1$ y eficiencia del generador del 100%, de la ecuación 4.3 se obtiene la potencia de cada turbina instalada:

$$P_{\text{turbina}} = \frac{24.95 \text{ MW} \times 1}{3 \times 1} = 8.31 \text{ MW}$$

$$P_{\text{turbina}} = 8.31 \text{ MW} = 8,316 \text{ kW} = 8'316,666 \text{ W}$$

Gasto de diseño

$$Q_d = \frac{P_{\text{turbina}}}{9810 \times \eta_t \times H_d} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Donde:

η_t es la eficiencia de la turbina

H_d la carga de diseño en metros

Utilizando una carga de diseño igual a 15 metros y una eficiencia de turbina del 90.18 %.

$$Q_d = \frac{8'316,666}{9810 \times 0.9018 \times 15} = 62.67 \text{ m}^3 / \text{s}$$

Velocidad específica

Como se explicó en el Capítulo 3, la velocidad específica se obtiene de la Ecuación 3.2, considerando una velocidad síncrona de 180 r.p.m.

$$n_s = \frac{180 \times 8,316^{\frac{1}{2}}}{15^{\frac{5}{4}}} = 556 \text{ r.p.m kW}^{0.5} \text{ m}^{-1.25}$$

Conocidos los parámetros necesarios, podemos realizar la selección de la turbina adecuada. Para la selección utilizaremos los criterios descritos en el Capítulo 3.

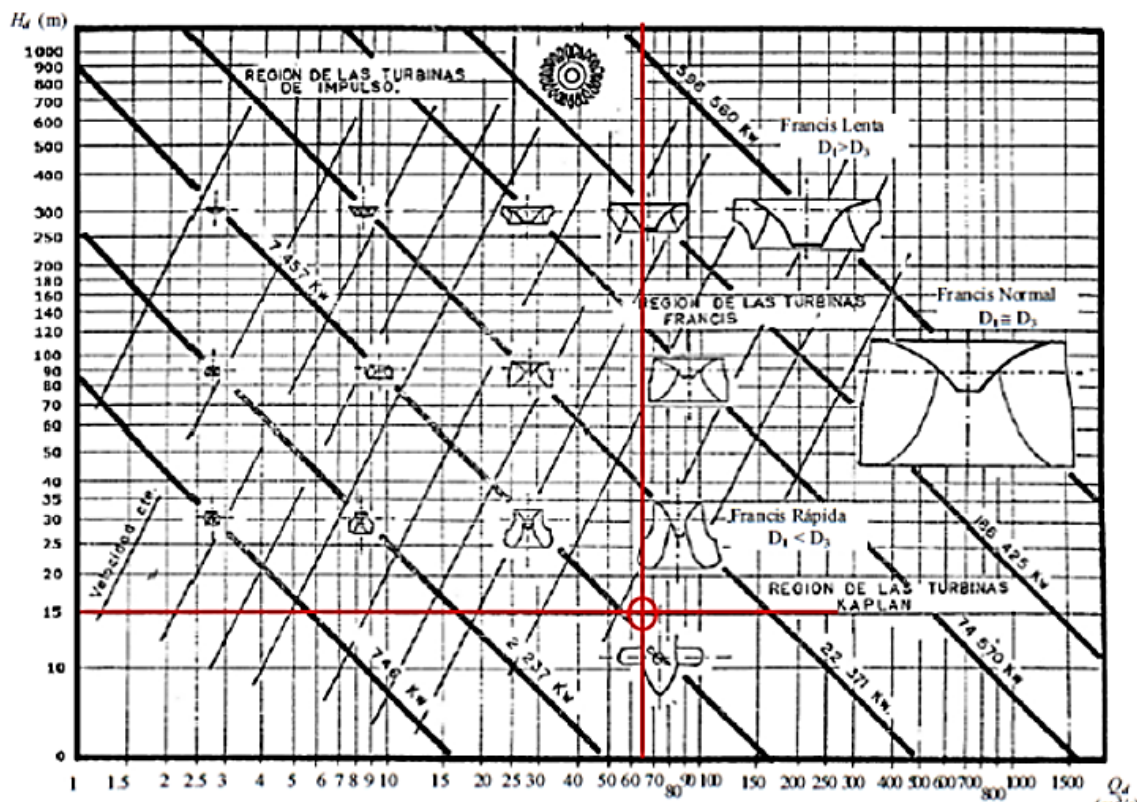
4.1.1 United States Bureau of Reclamation (U.S.B.R.)

Con la carga y gasto de diseño conocido, se utiliza la figura 3.1.

$$H_d = 15 \text{ m}$$

$$Q_d = 62.67 \text{ m}^3/\text{s}$$

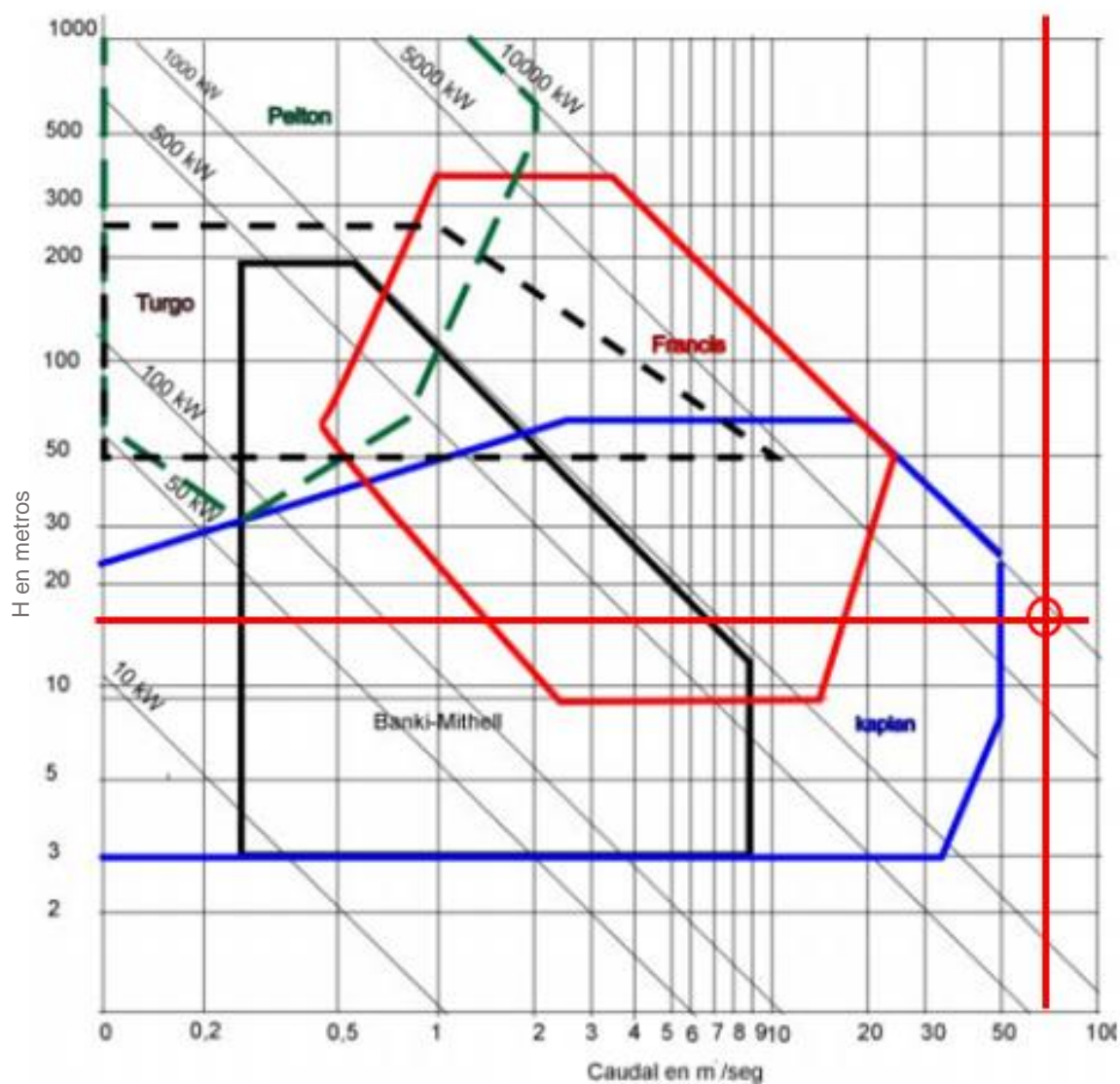
Como se observa a continuación, la turbina que se ajusta a este proyecto según este criterio, es la turbina tipo Kaplan.



4.1.2 European Small Hydropower Association (ESHA)

Este criterio de la misma forma que el U.S.B.R, ocupa la carga y gasto de diseño Figura 3.10.

Como se observa en el diagrama las características del proyecto no cumplen con los requisitos de las pequeñas hidroeléctricas en Europa, en gasto de diseño es mayor a cualquiera de los rangos proyectados, aunque si se considerara una extrapolación de la zona azul, ascendente a la derecha correspondería a una turbina Kaplan.



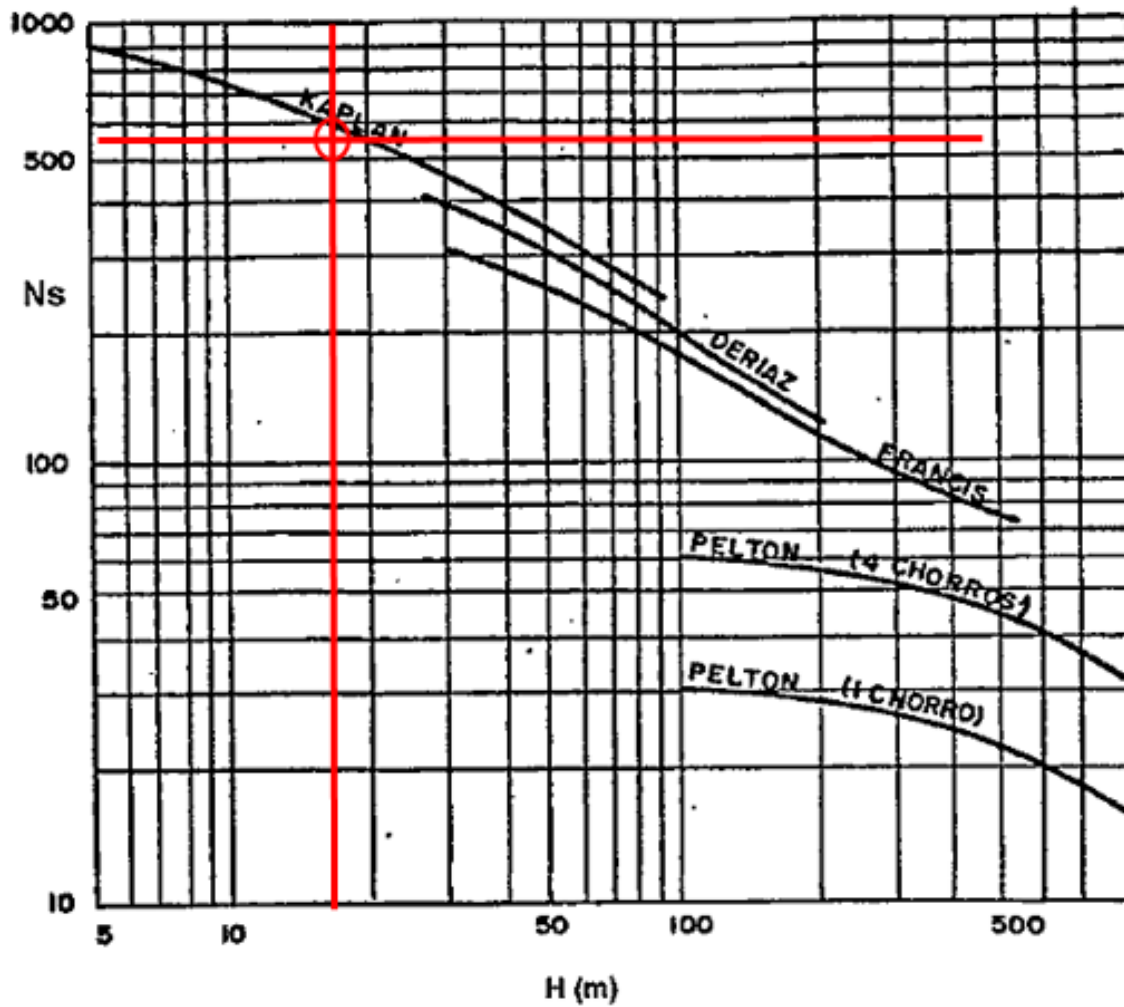
4.1.3 Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Del diagrama proporcionado por C.F.E en su Manual de Obras Civiles (Figura 3.14), está en función de la carga de diseño y velocidad específica.

$$H_d = 15 \text{ m}$$

$$n_s = 556 \text{ r.p.m} \cdot \text{kW}^{0.5} \cdot \text{m}^{-1.25}$$

De dicho diagrama se obtiene que una turbina tipo Kaplan es la adecuada para el proyecto.



4.2 Dimensiones principales de la turbina

Del punto anterior se obtuvo que la turbina para el proyecto es una tipo Kaplan, de la cual determinaremos sus dimensiones con los dos criterios que se cumplieron con las características del proyecto.

4.2.1 United States Bureau of Reclamation (U.S.B.R.)

Coeficiente de velocidad periférica

De la Ecuación 3.45

$$\phi = 0.79 + 1.69 \times 10^{-3} (556.05)$$

$$\phi = 1.685$$

Diámetro de salida del rodete

De la Ecuación 3.46

$$D_M = \frac{84.5(1.697)85\sqrt{15}}{180} = 3.06 \text{ m}$$

De la Ecuación 3.47

$$D_m = \left(0.25 + \frac{94.64}{556.05} \right) 3.06 = 1.29$$

$$D_m = 1.29 \text{ m}$$

De la Ecuación 3.48

$$H_m = (6.94 N_S^{-0.403}) D_M = (6.94 \times 556.05^{-0.403}) 3.06 = 1.66$$

$$H_m = 1.66 m$$

De la Ecuación 3.49

$$H_1 = (0.38 + 5.17 \times 10^{-5} N_S) D_M = (0.38 + 5.17 \times 10^{-5} (556.05)) 3.06 = 1.26$$

$$H_1 = 1.26 m$$

De la Ecuación 3.50

$$H_t = (0.24 + 7.82 \times 10^{-5} N_S) D_M = (0.24 + 7.82 \times 10^{-5} (556.05)) 3.06 = 0.87$$

/

$$H_t = 0.87 m$$

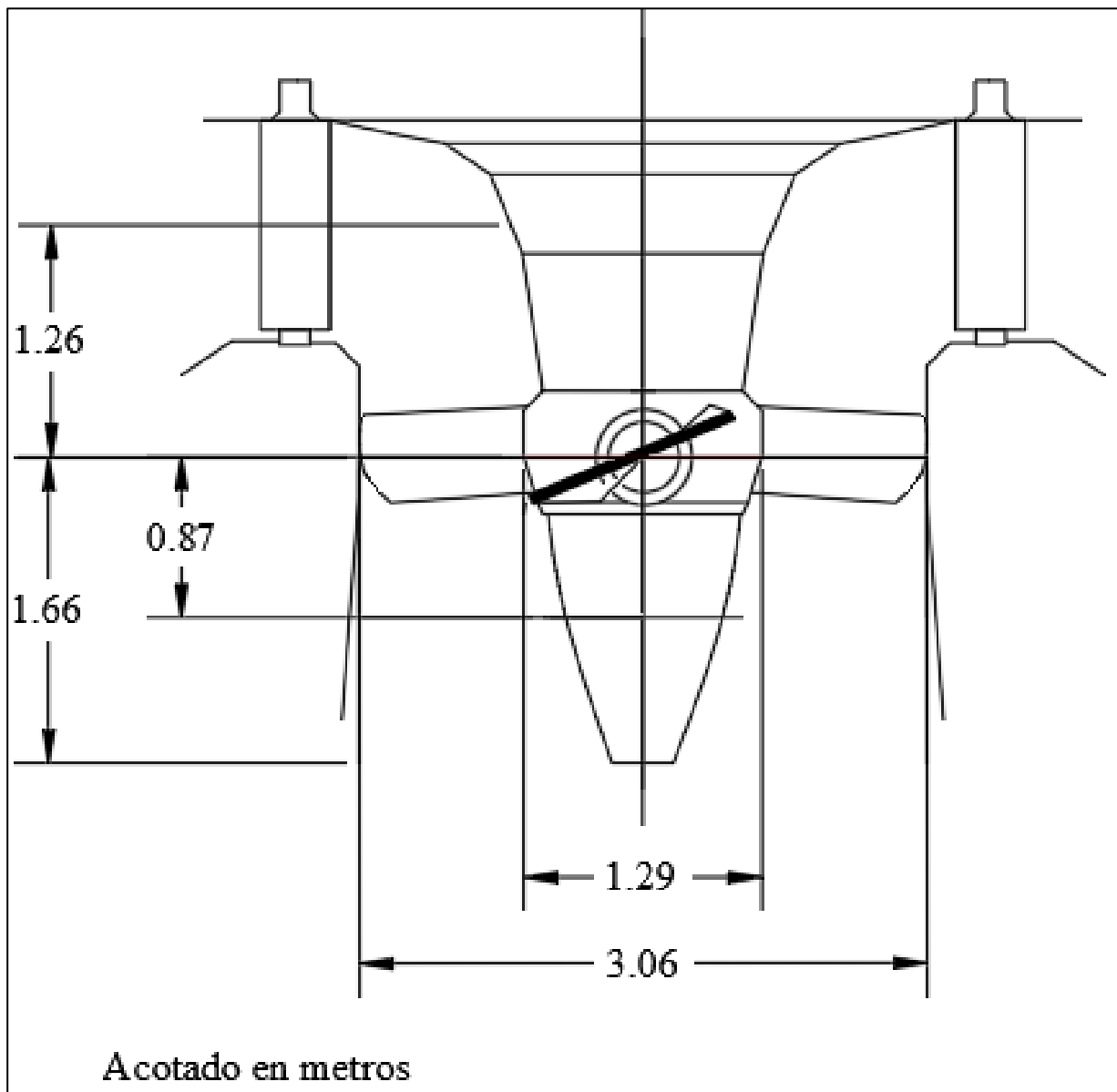


Figura 4.1 Dimensiones del rodete

Carcaza de acero

De la Ecuación 3.51

$$A_1 = (0.40 N_S^{0.2}) D_M = (0.40 \times (556.05)^{0.2}) 3.06 = 4.34$$

$$A_1 = 4.34 m$$

De la Ecuación 3.52

$$B_1 = (1.26 + 3.79 \times 10^{-4} N_S) D_M = (1.26 + 3.79 \times 10^{-4} (556.05)) 3.06 = 4.51$$

$$B_1 = 4.51 m$$

De la Ecuación 3.53

$$C_1 = (1.46 + 3.24 \times 10^{-4} N_S) D_M = (1.46 + 3.24 \times 10^{-4} (556.05)) 3.06 = 5.03$$

$$C_1 = 5.03 m$$

De la Ecuación 3.54

$$D_1 = (1.59 + 5.74 \times 10^{-4} N_S) D_M = (1.59 + 5.74 \times 10^{-4} (556.05)) 3.06 = 5.85$$

$$D_1 = 5.85 m$$

De la Ecuación 3.55

$$E_1 = (1.21 + 2.71 \times 10^{-4} N_S) D_M = (1.21 + 2.71 \times 10^{-4} (556.05)) 3.06 = 4.17$$

$$E_1 = 4.17 m$$

De la Ecuación 3.56

$$F_1 = \left(1.45 + \frac{72.17}{N_s} \right) D_M = \left(1.45 + \frac{72.17}{556.05} \right) 3.06 = 4.84$$

$$F_1 = 4.84m$$

De la Ecuación 3.57

$$G_1 = \left(1.29 + \frac{41.63}{N_s} \right) D_M = \left(1.29 + \frac{41.63}{556.05} \right) 3.06 = 4.18$$

$$G_1 = 4.18m$$

De la Ecuación 3.58

$$H_1 = \left(1.13 + \frac{31.86}{N_s} \right) D_M = \left(1.13 + \frac{31.86}{556.05} \right) 3.06 = 3.64$$

$$H_1 = 3.64m$$

De la Ecuación 3.59

$$I_1 = \left(0.45 - \frac{31.80}{N_s} \right) D_M = \left(0.45 - \frac{31.80}{556.05} \right) 3.06 = 1.21$$

$$I_1 = 1.21m$$

De la Ecuación 3.60

$$L_1 = \left(0.74 + 8.7 \times 10^{-4} N_S\right) D_M = \left(0.74 + 8.7 \times 10^{-4} (556.05)\right) 3.06 = 3.75$$

$$L_1 = 3.75 m$$

De la Ecuación 3.61

$$M_1 = \left(\frac{1}{2.06 - 1.20 \times 10^{-3} N_S}\right) D_M = \left(\frac{1}{2.06 - 1.20 \times 10^{-3} (556.05)}\right) 3.06 = 2.20$$

$$M_1 = 2.20 m$$

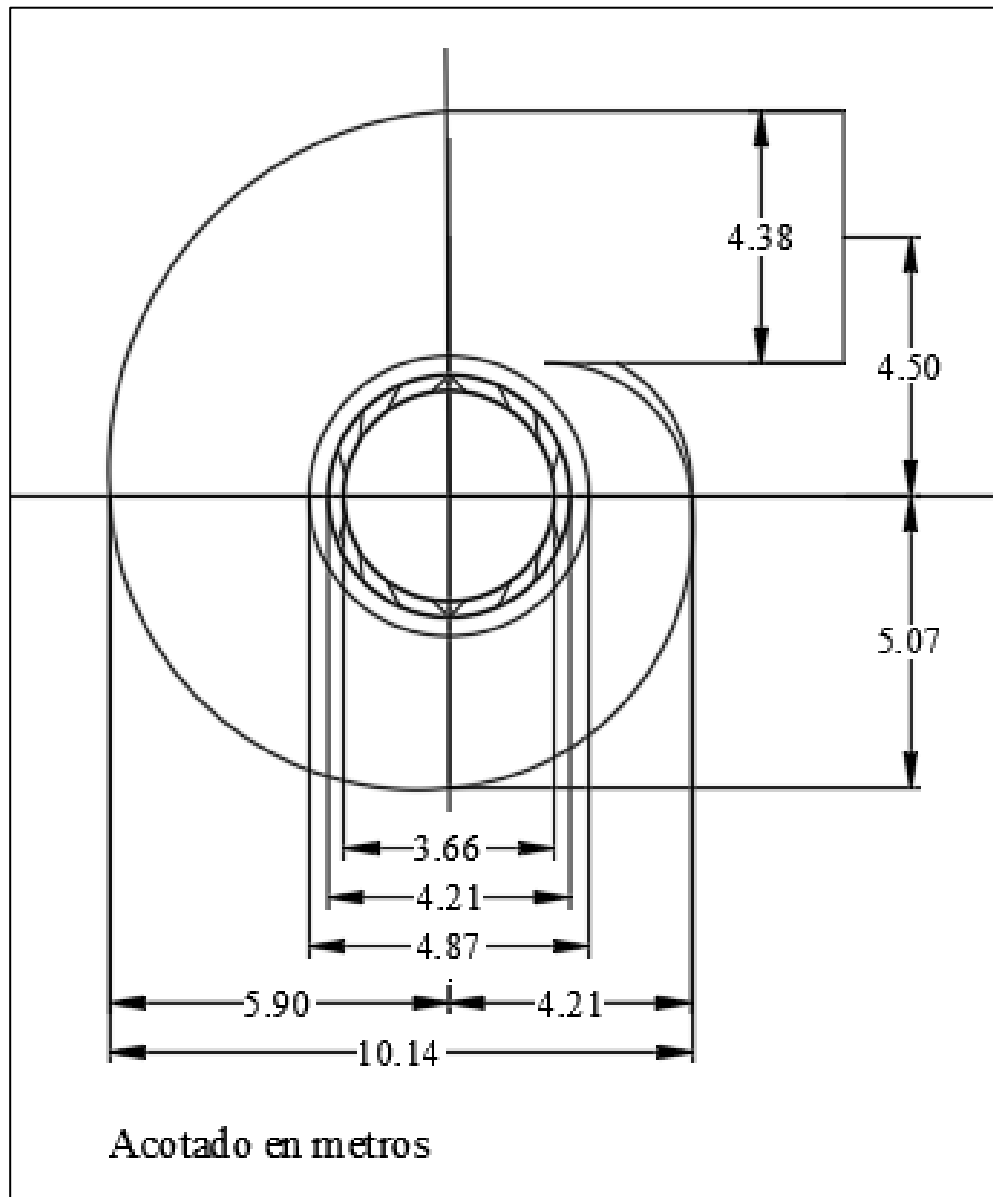


Figura 4.2 Carcaza de acero

Tubo de aspiración

De la Ecuación 3.50

$$H_t = (0.24 + 7.82 \times 10^{-5} N_s) D_M = (0.24 + 7.82 \times 10^{-5} (556.05)) 3.06 = 0.87$$

$$H_t = 0.87 m$$

De la Ecuación 3.72

$$N = (2.0 - 2.14 \times 10^{-5} N_s) D_M = (2.0 - 2.14 \times 10^{-5} (556.05)) 3.06 = 6.12$$

$$N = 6.12 m$$

De la Ecuación 3.73

$$O = (1.40 - 1.67 \times 10^{-5} N_s) D_M = (1.40 - 1.67 \times 10^{-5} (567.49)) 3.06 = 4.26$$

$$O = 4.26 m$$

De la Ecuación 3.74

$$P = \left(1.26 - \frac{16.35}{N_s} \right) D_M = \left(1.26 - \frac{16.35}{567.49} \right) 3.06 = 3.77$$

$$P = 3.77 m$$

De la Ecuación 3.75

$$Q = \left(0.66 - \frac{18.40}{N_s} \right) D_M = \left(0.66 - \frac{18.40}{567.49} \right) 3.06 = 1.92$$

$$Q = 1.92 m$$

De la Ecuación 3.76

$$R = \left(1.25 - 7.98 \times 10^{-5} N_S\right) D_M = \left(1.25 - 7.98 \times 10^{-5} (567.49)\right) 3.06 = 3.69$$

$$R = 3.69 m$$

De la Ecuación 3.77

$$S = \left(4.26 + \frac{201.51}{N_S}\right) D_M = \left(4.26 + \frac{201.51}{567.49}\right) 3.06 = 11.94$$

$$S = 11.94 m$$

De la Ecuación 3.78

$$T = \left(1.20 + 5.12 \times 10^{-5} N_S\right) D_M = \left(1.20 + 5.12 \times 10^{-5} (567.49)\right) 3.06 = 4.55$$

$$T = 4.55 m$$

De la Ecuación 3.79

$$Z = \left(2.58 + \frac{102.66}{N_S}\right) D_M = \left(2.58 + \frac{102.66}{567.49}\right) 3.06 = 8.45$$

$$Z = 8.45 m$$

De la Ecuación 3.80

$$U = 0.15 D_M = (0.15) 3.06 = 0.46$$

$$U = 0.46 m$$

De la Ecuación 3.81

$$V = 2.19D_M = (2.91) 3.06 = 8.90$$

$$V = 8.90m$$

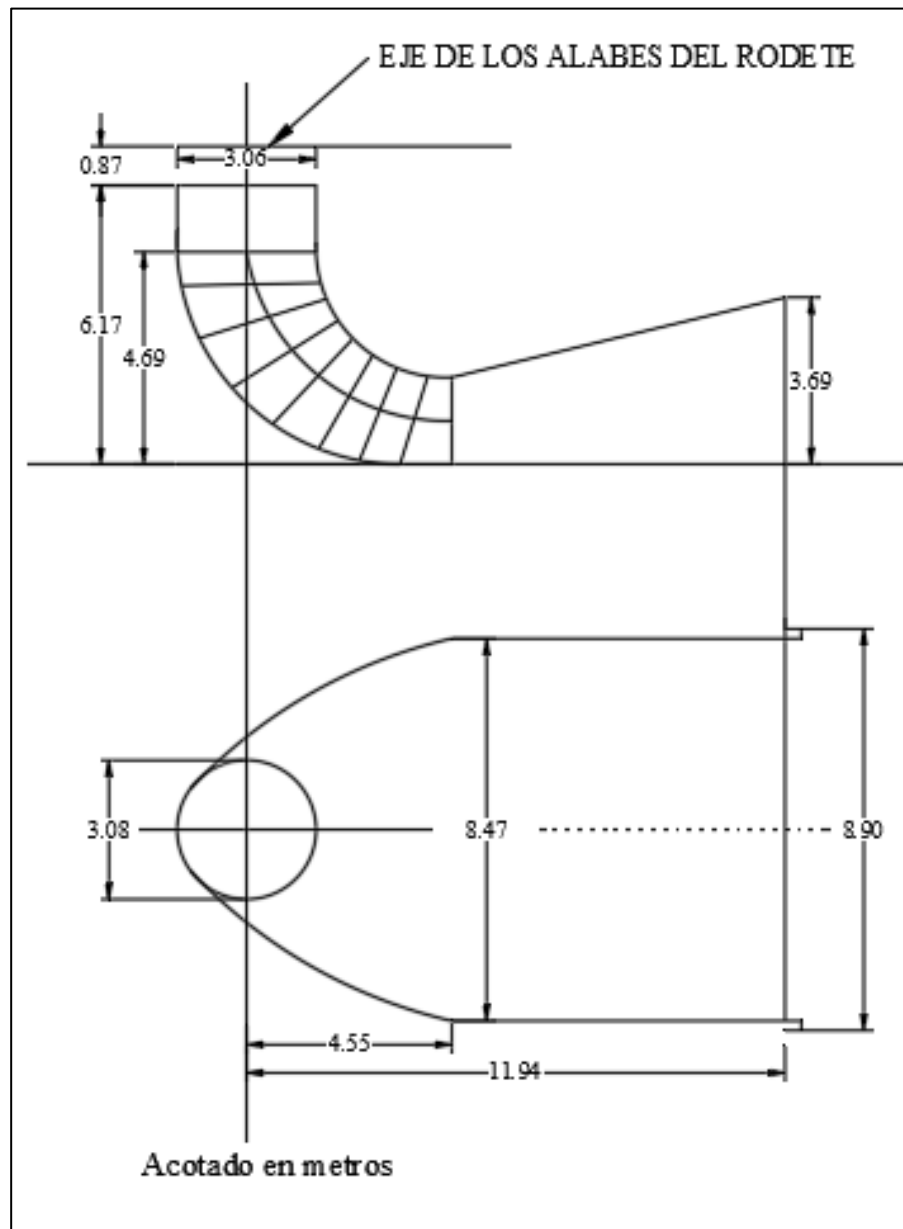


Figura 4.3 Tubo de aspiración

4.2.2 Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Número de álabes del rotor

De la Tabla 3.5 se puede conocer el número de álabes adecuados para la carga y velocidad específica de diseño.

$$H_d = 15 \text{ m}$$

$$n_s = 556 \text{ r.p.m} \cdot kW^{0.5} \cdot m^{-1.25}$$

H	Z _r	N _s
5 - 15	4	500 - 900
10 - 30	5	390 - 540
20 - 40	6	320 - 420
30 - 50	7	280 - 280
50 - 80	8	250 - 250

La cantidad de álabes para el rotor de este proyecto son 4.

Diámetro del rodete

De la Tabla 3.6 se obtiene el diámetro máximo y el diámetro del núcleo del rodete, en función del número de álabes requerido:

Coefficiente de velocidad periférica

De la Ecuación 3.129

$$ku_1 = \frac{0.75}{0.440} = 1.70$$

Z_r	4	5	6	7	8
$v=D_m/D_1$	0.440	0.400	0.520	0.560	0.600
D_2/D_1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
D_o/D_1	1.000	1.000	1.060	1.060	1.060
D_n/D_1	0.390	0.390	0.450	0.485	0.520
B_g/D_1	0.400	0.400	0.340	0.340	0.340
A_1/D_1	0.450	0.450	0.410	0.410	0.410

El diámetro máximo D_1 del rodete

De la Ecuación 3.130

$$D_1 = \frac{60 \times 1.70 \sqrt{2 \times 9.81 \times 15}}{\pi \times 180} = 3.09 \text{ m}$$

De la Tabla 3.6 se calcula el resto de las dimensiones:

$$D_m = 0.440 D_1 = 1.36 \text{ m}$$

$$D_2 = 0.975 D_1 = 3.01 \text{ m}$$

$$D_o = 1.00 D_1 = 3.09 \text{ m}$$

$$D_n = 0.390 D_1 = 1.21 \text{ m}$$

$$B_g = 0.40 D_1 = 1.24 \text{ m}$$

$$A = 0.450 D_1 = 1.39 \text{ m}$$

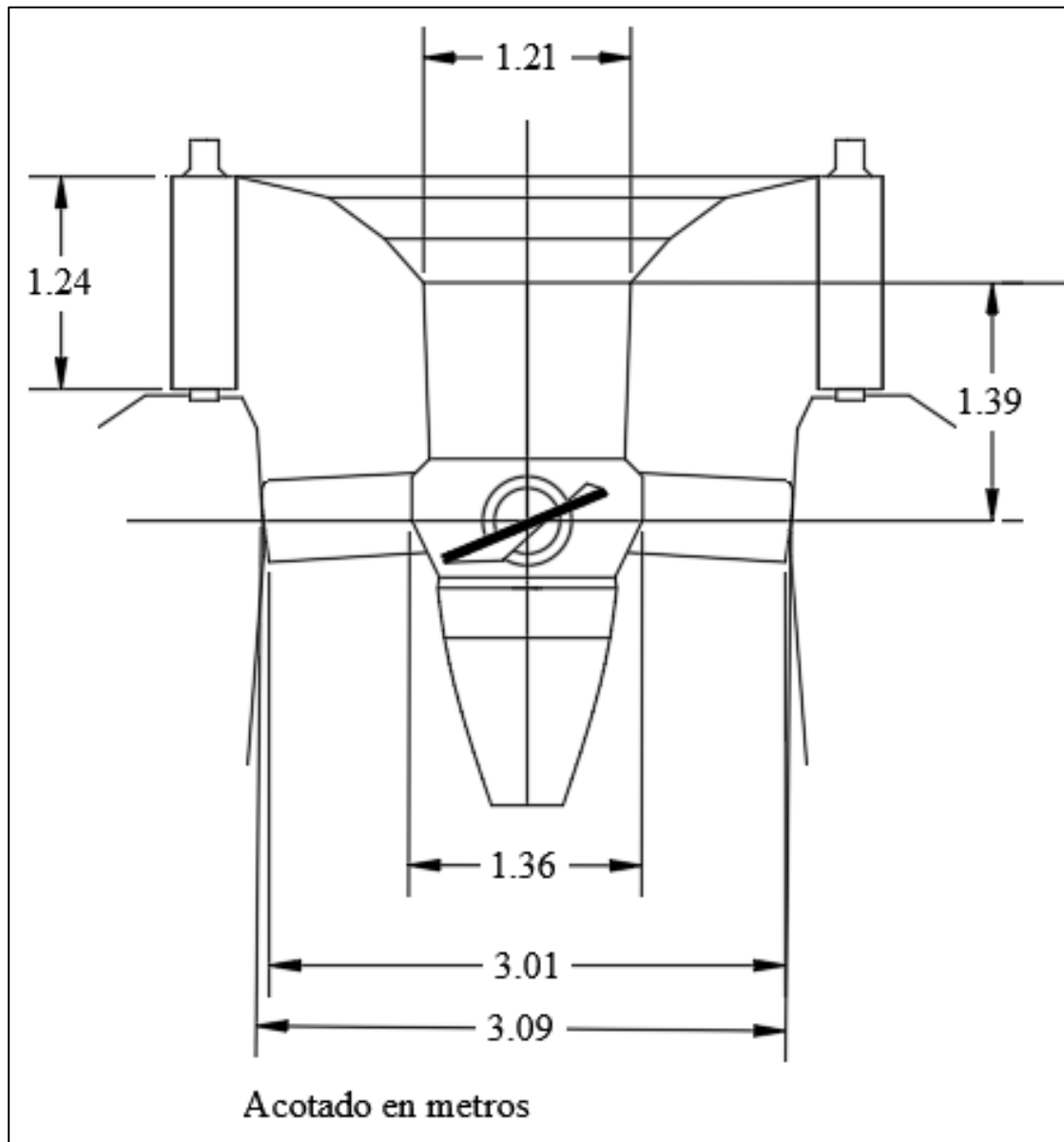


Figura 4.4 Dimensiones principales de la turbina Kaplan

Distribuidor

Numero de alabes del distribuidor

De la Ecuación 3.132

$$Z_o = 20 \quad \text{para } 1.5 < D_1 < 3.4 \text{ m}$$

Diámetro de paso

De la Ecuación 3.135

$$D_g = \frac{1.205}{D_1} \quad \text{para } Z_o = 20$$

Carcaza

La carga de diseño $H_d = 15$ m, por lo que se elige una carcaza semi espiral de concreto, las dimensiones se obtienen a partir de la figura 3.24

Diámetro del tubo de entrada

De la Ecuación 3.138

$$D_e = \sqrt{\frac{4(62.67)}{\pi(0.322)\sqrt{2 \times 9.81 \times 15}}} = 3.80 \text{ m}$$

El coeficiente de velocidad periférica kc_e obtenido de la Figura 3.21, en donde $kc_e = 0.322$

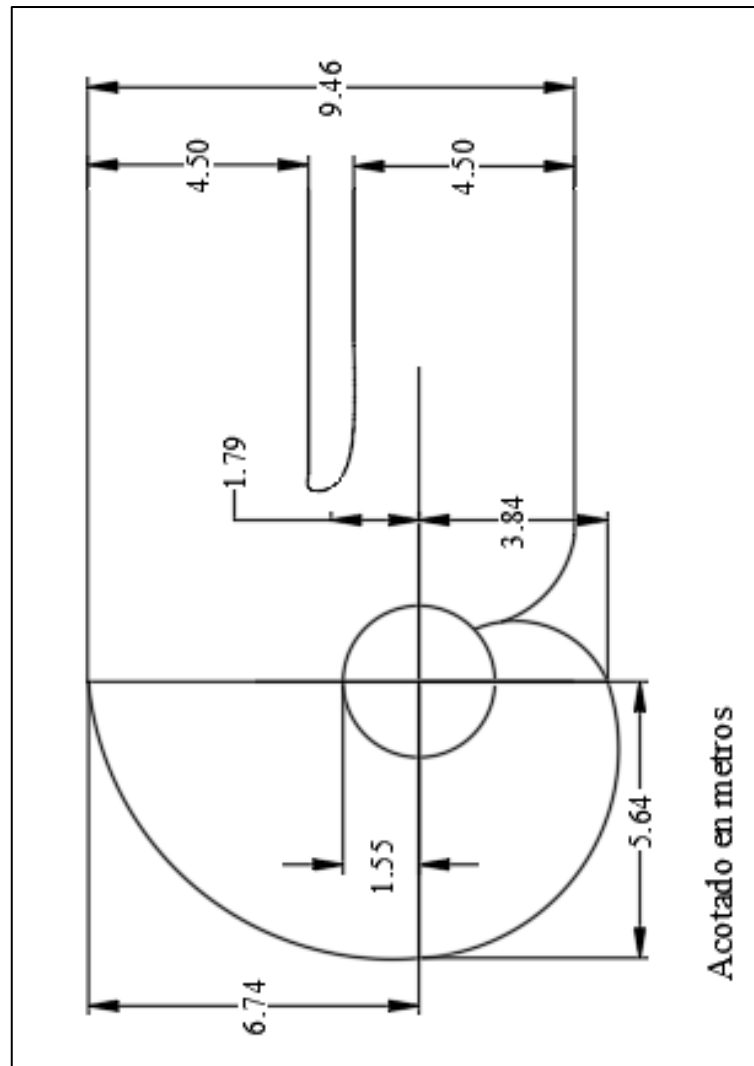


Figura 4.5 Dimensiones de la carcasa semi espiral

Tubo de Aspiración

De la Ecuación 3.138

$$D_s = D_1 = 3.09 \text{ m}$$

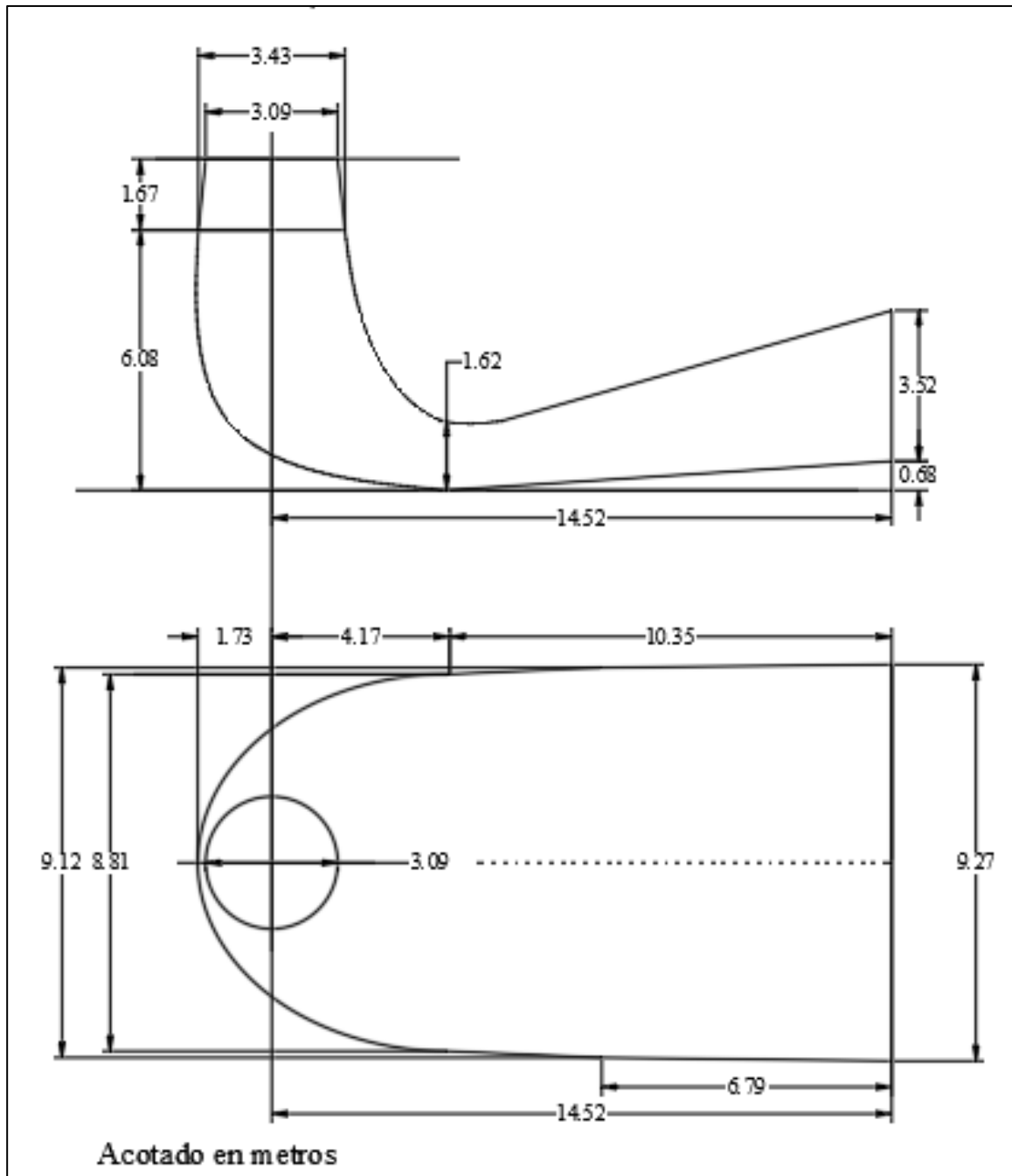


Figura 4.6 Tubo de aspiración

4.3 Comparación con equipo instalado en la C.H. San Rafael

En los puntos anteriores se seleccionó el tipo, número de turbinas y sus respectivas dimensiones, con los criterios aplicables, U.S.B.R. y C.F.E.

A continuación, se presentan las dimensiones reales del proyecto:

Tipo de turbina: Kaplan

Número de unidades: 3

Gasto de diseño: 62.50 m³/s

Carga de diseño: 15 m

Potencia nominal eje turbina: 8,597 kW

Velocidad síncrona: 180 r.p.m.

Alabes del rodete: 5

Diámetro del rodete: 3.10 m

En la Tabla 4.1 se muestran los parámetros y dimensiones principales del equipo instalado y calculado con los criterios que se presentaron en el capítulo 3

En la Figura 4.7 se presentan las dimensiones principales del rodete de la turbina Kaplan, en donde se observan las ligeras diferencias entre las dimensiones de los equipos; la Figura 4.8 muestra la carcasa o caracol del equipo, el criterio de C.F.E. (Figura 4.8.b) a diferencia del U.S.B.R. (Figura 4.8.a) y de la carcasa instalada (Figura 4.8.c), es una semi espiral de concreto y no una espiral de acero. El tubo de aspiración se observa en la Figura 4.9 en donde se puede ver principalmente las diferencias en la longitud, altura, diámetro de entrada y salida del tubo.

Tabla 4.1 Comparación del equipo con distintos criterios de selección y dimensionamiento

	C.H. San Rafael	U.S.B.R.	C.F.E.	E.S.H.A
Turbina	Kaplan	Kaplan	Kaplan	N/A
No. Unidades	3	3	3	3
Velocidad síncrona [r.p.m.]	180	180	180	180
Velocidad específica [r.p.m. kW ^{0.5} m ^{-1.25}]	564.37	556	556	556
Potencia [kW]	8,597	8,316	8,316	8,316
Gasto de diseño [m ³ /s]	62.5	62.67	62.67	62.67
Número de alabes del rodete	5	N/A	4	N/A
Diámetro del rodete [m]	3.1	3.06	3.09	N/A
Carcaza	Acero	Acero	Concreto	N/A
Número de alabes del distribuidor	24	N/A	20	N/A

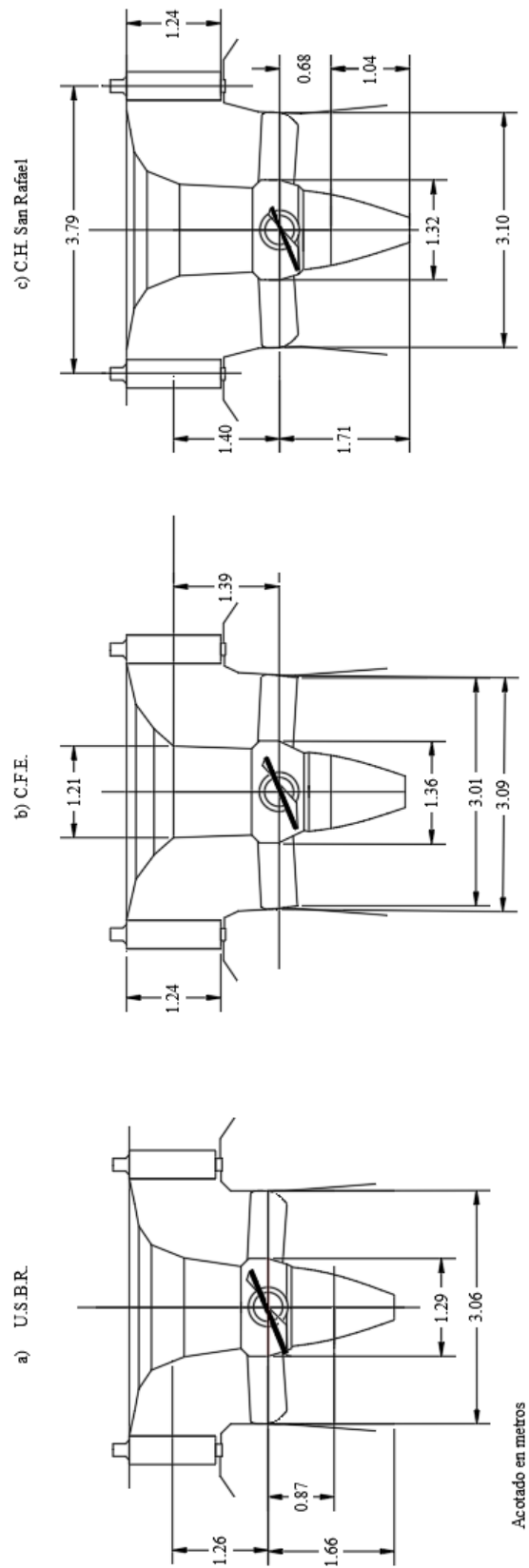


Figura 4.7 Dimensiones principales de la turbina

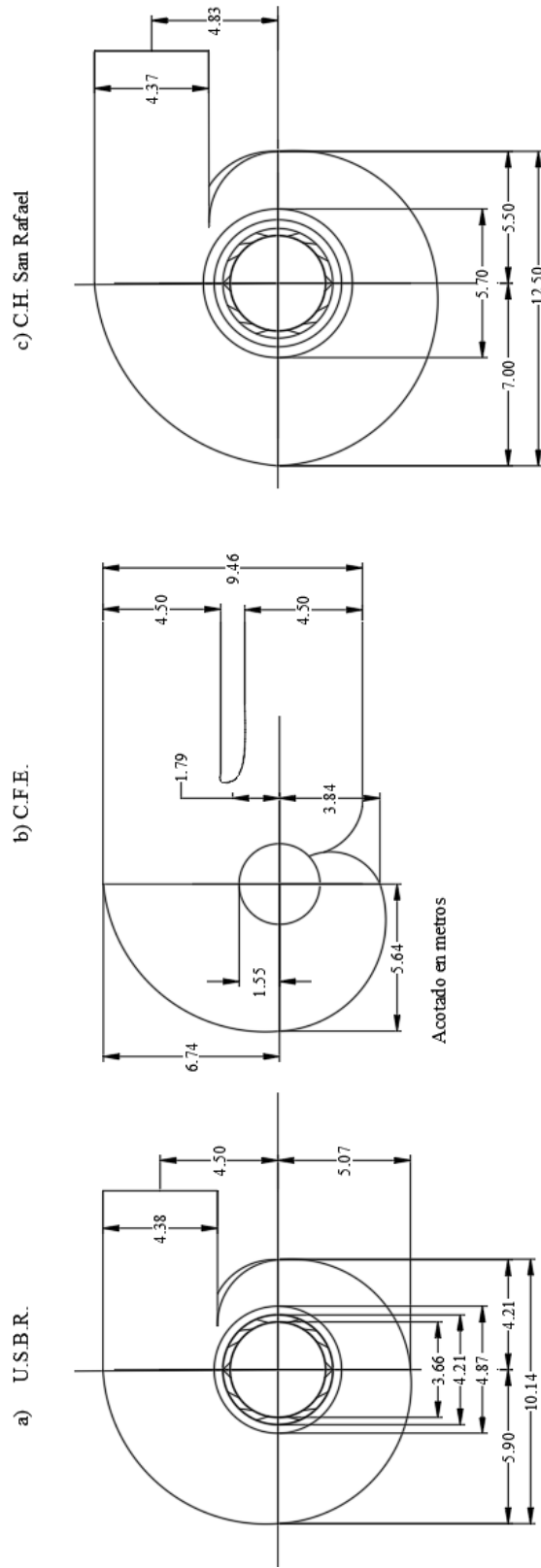


Figura 4.8 Dimensiones de la carcasa o caracol

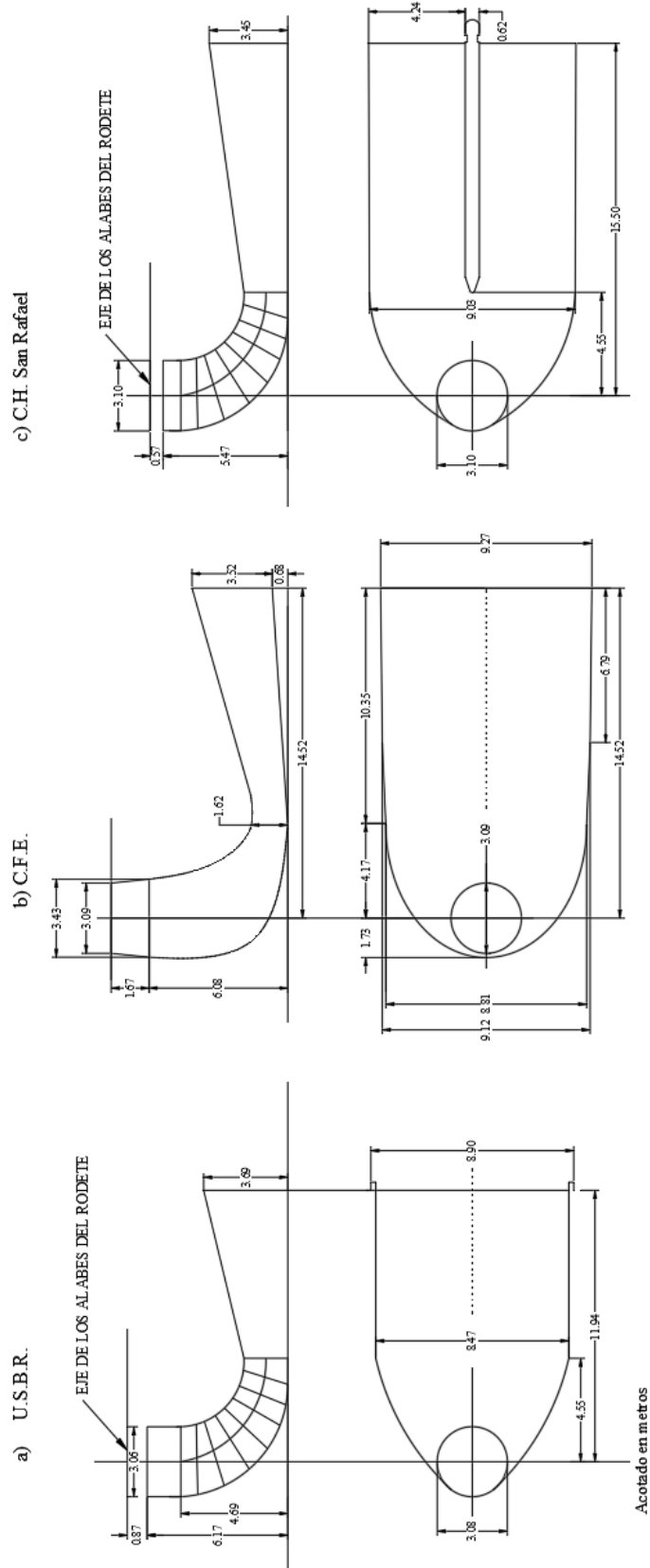


Figura 4.9 Dimensiones del tubo de aspiración

Tabla 4.2 Dimensiones principales del equipo

Elemento	U.S.B.R	C.F.E.	C.H. San Rafael
RODETE			
Diámetro máximo [m]	3.06	3.09	3.10
Diámetro rodete [m]	1.29	1.36	1.32
Alabes directores [m]	-	1.24	1.24
CARCAZA			
Material	Acero	Concreto	Acero
Diámetro de entrada [m]	4.38	4.5	4.37
TUBO DE ASPIRACIÓN			
Diámetro de entrada D_s [m]	3.06	3.09	3.10
Longitud [m]	11.94	14.52	15.50
Altura [m]	6.17	6.08	5.47

Para las conocer la variación de entre el equipo instalado y el dimensionado con los criterios seleccionados (Tabla 4.), se realizó la Tabla 4.3 y 4.4 en donde se calcularon las diferencia en porciento en el que las dimensiones del equipo de la C.H. San Rafael varia respecto al criterio seleccionado, si el valor es mayor al 10%, el equipo excede las dimensiones dadas por el criterio, y si es menor, no está cumpliendo con las dimensiones mínimas.

Tabla 4.3 Comparación de las dimensiones del equipo U.S.B.R. vs C.H. San Rafael

	U.S.B.R	C.H. San Rafael	%
RODETE			
Diámetro máximo [m]	3.06	3.10	1.31
Diámetro rodete [m]	1.29	1.32	2.33
Alabes directores [m]	-	1.24	-
CARCAZA			
Material	Acero	Acero	Acero
Diámetro de entrada [m]	4.38	4.37	-0.23
TUBO DE ASPIRACIÓN			
Diámetro de entrada Ds [m]	3.06	3.10	1.31
Longitud [m]	11.94	15.50	29.82
Altura [m]	6.17	5.47	-11.35

Tabla 4.4 Comparación de las dimensiones del equipo C.F.E. vs C.H. San Rafael

Elemento	C.F.E.	C.H. San Rafael	%
RODETE			
Diámetro máximo [m]	3.09	3.10	0.32
Diámetro rodete [m]	1.36	1.32	-2.94
Alabes directores [m]	1.24	1.24	0.00
CARCAZA			
Material	Concreto	Acero	-
Diámetro de entrada [m]	4.5	4.37	-2.89
TUBO DE ASPIRACIÓN			
Diámetro de entrada Ds [m]	3.09	3.10	0.32
Longitud [m]	14.52	15.50	6.75
Altura [m]	6.08	5.47	-10.03

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó la revisión del equipo instalado en una presa reguladora convirtiéndola en una central hidroeléctrica que aprovecha las descargas de la C.H. Aguamilpa. La Central Hidroeléctrica San Rafael trabaja como una central base, de la cual se estima una generación media anual de 311.1 GWh.

Se aplicaron tres criterios para seleccionar la más turbina adecuada para el proyecto C.H. San Rafael, el primero de ellos fue el de United States Bureau of Reclamation (U.S.B.R.), el segundo se realizó con las especificaciones de la European Small Hydropower Association (E.S.H.A.), y el finalmente con el de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.).

Al realizar la selección de la turbina, existió coincidencia entre el equipo instalado y dos de los criterios utilizados, U.S.B.R. y C.F.E., sin embargo, el criterio de la E.S.H.A. no se pudo utilizar, debido a que las condiciones del proyecto no son las adecuadas. Como se explicó en el capítulo 1, la clasificación de las centrales hidroeléctricas según su capacidad instalada, en Europa las centrales con capacidad mayor a 10 MW ya son consideradas como central hidroeléctrica grande, por lo que no fue posible aplicar el criterio de las pequeñas hidroeléctricas de la E.S.H.A, aunque se hace notar que si se extrapolan los rangos de aplicación de este criterio, el equipo seleccionado coincide con los otros dos criterios. Para las grandes centrales hidroeléctricas, la Unión Europea toma los criterios dados por la International Hydropower Association (IHA), que esta misma se guía en los criterios emitidos por el cuerpo de Ingenieros de Estados Unidos de América.

Después de la selección, se realizó el dimensionamiento de los elementos principales del equipo con los criterios adecuados, se hizo una comparación entre en criterio del U.S.B.R. y C.F.E. contra el equipo instalado en la C.H. San Rafael, donde se obtuvieron las diferencias en porciento de sobredimensionamiento y subdimensionamiento.

Con los porcentajes obtenidos se observa que en la mayoría de los elementos hay cierta diferencia entre las dimensiones reales y las requeridas. Como el caso de la longitud y altura del tubo de aspiración, utilizando el criterio del U.S.B.R. difiere un 29.82% y 11.35% respectivamente; y con el criterio de la C.F.E. para los mismos elementos la variación es de 6.75% y 10.03%.

La empresa encargada de proyectar y diseñar la Central Hidroeléctrica San Rafael debió utilizar los criterios adecuados para las condiciones físicas, topográficas, hidráulicas e hidrológicas en las que se encontraba la Presa Reguladora, así pudo evitar los costos que implica instalar equipo sobredimensionado y conseguir una mejor eficiencia en todo el conjunto generador.

Es importante mencionar que es deber del ingeniero aplicar criterios adecuados de diseño para el dimensionamiento de cualquier obra. Esto con la intención de garantizar seguridad y calidad de la obra, sin exceder en costos.

REFERENCIAS

1. Acciona. *San Rafael Hydroelectric Project*. Oferta Técnica, MEXICO: Acciona, 2011.
2. Álvarez Echeverría, Francisco, Pablo López Sarabia, y Francisco Venegas Martínez. «Valuación económica de proyectos energéticos mediante opciones reales: el caso de energía nuclear en México.» *Ensayos Revista de Economía*, 2012: 75-98.
3. Canseco, Mercedes. «Ciudadanía y valores fundacion .» Julio de 2010. http://plataforma.responsable.net/sites/default/files/1279184521_energias_renovables_en_america_latina.pdf (último acceso: 06 de Enero de 2017).
4. CONAGUA. *gob.mx*. s.f. <http://app.conagua.gob.mx/spr/index.html> (último acceso: 18 de Diciembre de 2017).
5. Díaz Pardo, Edmundo , Altagracia Gutiérrez Hernández, y María Antonieta Gómez Balandra. «SciElo.» *Composición de la comunidad íctica de la Cuenca del Río Santiago, México, durante su desarrollo hidráulico.* abril de 2012. http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-88972012000100009&lng=es&tlng=es.
6. European Small Hydropower Association. *Manual de pequeña hidraulica*. Bruselas: Comision Europea, 1998.
7. Fernández Dávila, Jose Manuel, Jose Antonio Portales T., María Elena Perez, y Marco Antonio Peña Ramírez. «Equipamiento de la presa reguladora San Rafael.» *XXIII Congreso Nacional de Hidráulica*. Puerto Vallarta, Jalisco: AMH, 2014. 7.
8. Gutiérrez, Héctor García, y Arturo Nava Mastache. *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroelectricas*. México: Universidad Nacional Autonoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013.

-
9. hidroeléctrica, Panorama general sobre energía. *Banco Mundial*. s.f. <http://www.bancomundial.org/es/topic/hydropower/overview#2>.
 10. INEGI. «Anuario estadístico y geográfico de los Estados Unidos Mexicanos.» 02 de Febrero de 2015. <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/sisept/default.aspx?t=mamb322&s=est&c=33476>.
 11. Instituto de Investigaciones Eléctricas. *Manual de obras civiles, C.F.E; Hidrotecnia*. México, 1982.
 12. L., Chiapa H., y M. H. Marengo. «Criterios de diseño de presas de enrocamiento con cara de concreto.» *Memorias del XX Congreso Nacional de Hidráulica*. Toluca, Mexico, 2008. 164.
 13. MÉXICO, DAMES & MOORE de. *Proyecto de equipamiento de Generadora Electrica San Rafael*. MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL, MEXICO: URS, 2007.
 14. México, ULMA. *Cimbras y Andamios para la construcción*. s.f. <https://www.ulmaconstruction.com.mx/es-mx/proyectos/obras-hidraulicas-depuradoras/central-hidroelectrica-san-rafael-edo-de-nayarit-mexico> (último acceso: 18 de Diciembre de 2017).
 15. Morales, Sergio, Laura Corredor, Julio Paba, y Leonardo Pacheco. «DYNA.» *Etapas de desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas: Contexto y criterios básicos de implementacion*. 03 de Septiembre de 2013. <http://www.redalyc.org/html/496/49630405025/> (último acceso: 05 de Enero de 2018).
 16. *Observatorio de inteligencia del sector energetico*. s.f. <http://www.oise.mx/hidraulica> (último acceso: 04 de Enero de 2018).
 17. PRODESEN. «PROGRAMA SE DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.» MÉXICO, 2017.
 18. Ramos Guitierrez , Leonardo de Jesús, y Manuel Montenegro Fragoso. «Las centrales hidroeléctricas en México: pasado, presente y futuro.» *Tecnología y ciencias del agua*, 2012.
 19. Royere, Henry de. *SUSTENTADOR*. s.f. <http://www.sustentador.com/blog-es/2016/06/como-funciona-la-energia-hidroelectrica/> (último acceso: 05 de Enero de 2018).

-
20. SENER. «Prospectiva de Energías Renovables 2017.» Mexico, 2017.
21. —. *Sistema de información energética.* s.f.
<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIIA1C04> (último acceso: 03 de Enero de 2018).
22. United States Department of the Interior Bureau of Reclamation. *Selecting hydraulic reaction turbines.* Washington, D.C.: U.S Government, 1976.