

METODOLOGIA DE APOYO PARA LA PROGRAMACIÓN A CORTO PLAZO
DE LA OPERACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TIPO FRANCIS
EN RANGOS EXTENDIDOS

ADRIANA MILENA CASTRO PERALTA

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE INGENIERIA
MAESTRÍA EN INGENIRÍA
MEDELLIN

2014

METODOLOGIA DE APOYO PARA LA PROGRAMACIÓN A CORTO PLAZO
DE LA OPERACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TIPO FRANCIS
EN RANGOS EXTENDIDOS

ADRIANA MILENA CASTRO PERALTA
201210066114

Trabajo de grado presentado
como requisito para optar al título de
Magíster en Ingeniería

Asesor:
Francisco Javier Botero Herrera
Doctor en Ingeniería

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE INGENIERIA
MEDELLIN
2014

“No me duelen tanto los actos malos de la gente mala...

Como me duele la indiferencia de la gente buena.”

Martin Luther King

AGRADECIMIENTOS

Quisiera ofrecer un especial agradecimiento a la Universidad Eafit, y en particular a la Dirección de Investigación por brindarme soporte financiero y logístico. Ellos han acompañado la ejecución de este proyecto y facilitaron la publicación oportuna de resultados de la investigación. Del mismo modo, el agradecimiento especial se extiende al Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de la Escuela Politécnica Federal de Lausana (EPFL), a su Director El Prof. F. Avellan y el director del grupo de investigación sobre la cavitación y el fenómeno de interferencia, el Dr. M. Farhat.

Me gustaría expresar mi profunda gratitud al Dr. Amireza Zobeiri y el Dr. Marc Tinguely por el apoyo durante las pruebas realizadas en el túnel de cavitación de alta velocidad en el EPFL-LMH. Su consejo siempre fue pertinente y preciso.

Adriana M. Castro P.

RESUMEN

La generación hidroeléctrica goza de una gran aceptación a nivel mundial debido a sus ventajas: es limpia, renovable, flexible, controlable y madura. En Colombia, representa aproximadamente el 75% de las fuentes de energía. A partir de los años noventa, el mecanismo para comercializar al corto plazo este producto es la Bolsa de Energía. Para participar en ella, cada generador debe presentar diariamente una oferta en la cual se declara una disponibilidad en kilovatio-hora a un precio determinado. Esta modalidad de mercado representa un desafío permanente para los encargados de la planeación a mediano y largo plazo, y para los responsables de la programación diaria de las unidades de generación. En los últimos años se reportan en la literatura numerosos trabajos que pretenden modelar la producción, encontrándose diferentes enfoques. En este proyecto se tiene en cuenta para la programación de unidades de generación tipo Francis la posibilidad de operar por fuera de los márgenes establecidos por el fabricante. Las turbinas tipo Francis son una de las máquinas más utilizadas para la generación hidroeléctrica, son versátiles en un amplio rango de operación e incluso expertos comienzan a indagar acerca de sus comportamientos en rangos extendidos. En estos rangos se presentan fenómenos como la cavitación y las vibraciones por la interacción fluido-estructura que pueden acelerar el desgaste de los componentes de la turbina. En este trabajo se propone una metodología teórica en la cual las partes de la máquina sometidas al desgaste acelerado, se convertirían en repuestos o material de sacrificio para sacar provecho de escenarios que de otro modo serían desventajosos, por ejemplo en temporadas con precios especialmente altos del kilovatio-hora por disminución en las afluencias. A partir de modelos de desgaste se formulan restricciones a la maximización del beneficio. Esta propuesta puede interesar al generador, al fabricante y proveedor de componentes quienes podrían encontrar aquí nuevos lineamientos de diseño y desarrollo de nuevos materiales.

Palabras claves: Programación a corto plazo, generación hidroeléctrica, mercado eléctrico colombiano, rango extendido de operación, turbinas Francis.

ABSTRACT

Hydroelectric power generation is worldwide accepted because it is considered as a clean, renewable, flexible, controllable and mature source of energy. In Colombia, it represents more than 75% of the energy production. Since the nineties, the mechanism for the short-term trading is the Spot Market. In order to participate, each company must submit a daily offer stating the availability and price. This type of market is a great challenge for those responsible for the medium and long term planning, and for those responsible for the daily schedule of the generating units. In recent years, numerous works are reported in the literature introducing programming production models approaches. This project takes into account the possibility of operating Francis type generating units outside the margins given - by the manufacturer for scheduling purposes. Francis turbines are one of the most widely used machines for hydroelectric generation. They are efficient in a wide operating range. Nonetheless, experts begin to explore about their behavior at extended ranges. Phenomena, such as cavitation and vibration induced by fluid-structure interaction can take place under such conditions. They may accelerate wear of the involved components. The theoretical approach in the present work, proposes to sacrifice material and parts subjected to accelerated wear, as a compromise to increase the profit; for instance, to take advantage of disadvantageous, as dry seasons with especially high energy prices. The maximization of the profit is restricted, among others, by wear models. Such approach may be attractive for the producer, the manufacturer of turbomachines and spare part supplier, who could find here a starting point for new design guidelines and new materials development.

Keywords: short-term programming, hydropower generation, Colombian electricity market, extended operating range, Francis turbomachines.

NOMENCLATURA Y NOTACIONES

α	Ángulo de apertura de la directriz.
E	Cantidad de energía [J].
m	Masa de agua [Kg].
g	Aceleración gravitacional [9,81 m ² /s].
H	Cabeza hidráulica [m].
P	Potencia de la central hidroeléctrica [W].
vol	Volumen de agua [m ³].
ρ	Densidad del agua [kg/m ³].
Q	Caudal [m ³ /s].
η	Factor de eficiencia [-].
I_{ope}	Ingresos operativos [\$].
I_{vfa}	Ingreso por valor futuro del agua en el embalse al final del horizonte de planeación [\$].
C_{enc}	Costo de encendido de las máquinas [\$].
L_T	Precio de venta del kWh [\$].
L_B	Precio de compra del kWh [\$].
P_T	Potencia producida (turbina) [W].
P_B	Potencia consumida (bomba) [W].
VFA	Valor futuro del agua [\$].
S	Total de los costos de arranque [\$].
F	Variable binaria que determina si la unidad de generación esta funcionando [-]
A	Volumen de agua por afluencias [m ³].
M	Matriz binaria que indica los flujos de agua entre embalses interconectados. [-]

q_T	Caudal de agua por turbinado [m^3/s].
q_B	Caudal de agua por bombeo [m^3/s].
V	Volumen de agua que se deja fluir por rebosamiento [m^3].
n_{arriba}	Nivel del embalse aguas arriba [m].
n_{abajo}	Nivel del embalse aguas abajo [m].
K	Constante propia del circuito hidráulico [-].
η_{hM*opt}	Eficiencia máxima de una turbomáquina [-].
α_{ext}	Ángulo de apertura del rango extendido de operación [$^\circ$].
H_{ext}	Energía hidráulica disponible para una apertura de directrices α_{ext} constante [m].
\dot{e}	Tasa de erosión de la cavitación [$\mu\text{m}/\text{s}$].
e	Erosión acumulada por cavitación [μm].
\dot{e}_T	Tasa de erosión “tangente” [$\mu\text{m}/\text{s}$].
Y_T	Pérdida de masa relativa a \dot{e}_T [$\mu\text{m}/\text{s}$].
p	Presión acústica [Pa].
ρc	Impedancia acústica [Pa.s/m].
I	Intensidad acústica [W/m^2].
n_f	Ciclos de esfuerzo [-].
f_s	Frecuencia de excitación o frecuencia de generación de los vórtices de von Kármán [Hz].
kWh	Kilovatio hora, unidad de energía expresada como <i>potencia</i> \times <i>tiempo</i> .
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
AC	Corriente Alterna.
MILP	Programación lineal de enteros mixtos.
MINLP	Programación no lineal de enteros mixtos.
NLP	Programación no lineal.
STHS	Programación no lineal en hidrogenación a corto plazo.

GA	Algoritmo genético.
DOHGSB	Optimización de la programación diaria de la hidrogenación.
DP	Programación dinámica.
MPDP	Programación dinámica multipaso.
HSP	Programación de la generación hidroeléctrica.
DDP	Multiplicador diferencial basado en programación dinámica.
SP	Programación estocástica.
SDDP	Programación estocástica dinámica dual.

TABLA DE CONTENIDO

1	DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	18
1.1	OBJETO DE ESTUDIO.....	18
1.2	PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	19
2	OBJETIVOS	20
2.1	OBJETIVO GENERAL	20
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
3	JUSTIFICACIÓN	21
4	CONTEXTUALIZACIÓN Y MARCO TEÓRICO.....	23
4.1	ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.....	23
4.2	PRODUCCIÓN DE POTENCIA HIDROELECTRICA	27
4.3	LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELECTRICA GENERADA.....	32
4.4	SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO	35
4.4.1	Demanda de Energía del SIN.....	36
4.4.2	Evolución del Sistema Eléctrico Colombiano.....	36
4.4.3	Mercado Eléctrico Colombiano	38
4.5	LA PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN EN UN CONTEXTO DE MERCADO ABIERTO	41
5	METODOS DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN HIDROELECTRICA..	44
5.1	PROGRAMACIÓN LINEAL	45
5.2	PROGRAMACIÓN NO LINEAL	46
5.3	MÉTODOS EVOLUTIVOS	47
5.4	PROGRAMACIÓN DINÁMICA	48

5.5	PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA.....	49
6	LINEAMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA AL CORTO PLAZO	51
6.1	EL BENEFICIO	52
6.2	LOS EMBALSES.....	53
6.3	ENERGÍA HIDRAULICA DISPONIBLE	55
6.4	EL RANGO EXTENDIDO DE OPERACIÓN.....	57
6.5	TÉCNICA DE SOLUCIÓN	72
6.6	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	73
6.7	SISTESIS DE LA METODOLOGÍA.	75
7	CONCLUSIONES	77
8	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80
9	ANEXOS.....	89
9.1	Anexo 1.	89
9.2	Anexo 2.	98
9.3	Anexo 3.	114
9.4	Anexo 4.	116

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Estructura de producción eléctrica en Colombia.	24
Ilustración 2. Producción de electricidad en el mundo.	24
Ilustración 3. Esquema de una empresa productora de energía eléctrica.....	26
Ilustración 4. Esquema topológico de un sistema de centrales en cascada. R representa los embalses y P las centrales.	27
Ilustración 5. (a) Componentes de un sistema de producción hidroeléctrica. (b) Casa de máquinas.	28
Ilustración 6. Esquema de un sistema bomba-turbina.....	28
Ilustración 7. Componentes principales de turbina tipo Francis.	29
Ilustración 8. Comportamiento del voltaje en un sistema trifásico a 60 Hz.	33
Ilustración 9. Curvas típicas de demanda/carga de la red eléctrica de un país desarrollado. (a) verano; (b) invierno.	34
Ilustración 10. Composición de la generación de energía en Colombia 2012.....	35
Ilustración 11. Esquema del Mercado Eléctrico de Colombia.....	40
Ilustración 12. Diagrama del balance de agua en embalse.....	55
Ilustración 13. Colina de rendimiento típica de una turbina tipo Francis.	58
Ilustración 14. Modelo procesador de energía.	61
Ilustración 15. Tasa media de penetración. Método de correlación con las propiedades mecánicas del material.	64
Ilustración 16. Respuesta vibratoria de la directriz de una bomba-turbina tipo Francis al estímulo causado por vórtices de Kármán.	68
Ilustración 17. Curvas características de bomba-turbina tipo Francis con pendiente positiva	71
Ilustración 18. Programación de la producción total de energía y precio pronosticado de venta en un horizonte temporal de 24 horas.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN 2012	36
Tabla 2. Demanda de Energía Eléctrica en Colombia 2008-2012	36
Tabla 3. Participantes del Mercado de Energía Mayorista (MEN)	39

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, comúnmente conocida como la electricidad, es un componente clave en el progreso de un mundo dominado por la tecnología digital, eléctrica y electrónica. Al ser una fuente secundaria de energía, la electricidad puede ser obtenida a través de la conversión de las fuentes primarias, como los combustibles fósiles, la energía nuclear o energía verde. La energía eléctrica tiene la gran ventaja de ser flexible, barata, limpia, fácil de controlar y transmitir. Existen diferentes fuentes de generación de energía eléctrica tales como las hidroeléctricas, las térmicas (carbón o nuclear), las eólicas y las solares [1].

La Agencia Internacional de Energía (AIE) señala que la base de la vida moderna del mundo depende de la producción de energía por combustibles fósiles en un 62% y que a medida que los países se industrializan y sus poblaciones aumentan, también crece el consumo de energía [2]. Sin embargo, en Colombia los datos varían relativamente; la producción de energía depende 81.2% de las plantas hidroeléctricas, 18.6% plantas térmicas y 0.1% otras energías [3].

Las características de la comercialización de la electricidad en Colombia y en otros países del mundo han llevado a que la programación de la operación de las unidades de generación¹ hidroeléctrica sea un tema de interés para los investigadores. Una de las características más interesantes en este sector es el mercado abierto, que se convierte en un desafío para las diferentes compañías generadoras de hidroelectricidad que quieren lograr un mejor beneficio de la venta de su producto. Para poder vender la electricidad, estas compañías deben presentar una oferta con un día de anticipación que consiste en declarar una disponibilidad en kWh y un precio para todo un día².

En este proyecto se estudia la programación de la operación de unidades de generación tipo Francis considerando la posibilidad de extender los rangos garantizados³ de operación.

¹ La unidad de generación hace referencia al conjunto solidario turbina-generador. La turbina convierte energía hidráulica en mecánica, y el generador, energía mecánica en eléctrica.

² En otros países las ofertas se pueden presentar por horas o inclusive intervalos más cortos.

³ Garantía dada por el fabricante.

Además, se ha formulado para compañías que disponen de un conjunto de embalses interconectados y con la posibilidad de tener bombas turbinas. Esto aumenta la complejidad del problema, pero hace que sea más interesante puesto que el agua puede fluir de un embalse a otro en cualquier dirección; en una de las direcciones se generan ingresos, mientras que en la otra se debe pagar por el uso de la energía. Esto sería aplicable a centrales como las instaladas por la empresa KWO entre los lagos Oberaarsee, Grimselsee, Totensee y otros.

El enfoque de este proyecto permitiría producir y por lo tanto, diseñar ofertas más atractivas en escenarios que desde otros puntos de vista no serían convenientes. Si por ejemplo, el precio del kWh en el mercado está por debajo del precio pronosticado, sencillamente se puede tomar la decisión de reservar el agua para aprovecharla cuando se logre un mayor beneficio. En el caso contrario, si el precio del kWh alcanza niveles excepcionalmente altos (por encima de los valores esperados), entonces se puede tomar la decisión de generar más electricidad, tolerando, de manera segura y controlada operar en rangos extendidos. Sin embargo, la decisión de operar bajo tales condiciones implica un conocimiento detallado del comportamiento de la máquina, de los fenómenos que pueden llegar a ocurrir, y de los procesos de desgastes que estos fenómenos generan. Por lo tanto, los ingresos por operar bajo tales condiciones deben ser suficientes para cubrir los costos de operación, reparar o reponer las partes afectadas de la máquina y lograr el beneficio esperado. Esta propuesta aplica principalmente a centrales con unidades de generación tipo Francis, puesto que sus máquinas presentan pérdidas de eficiencias aceptables cuando operan en rangos extendidos comparadas con otro tipo de unidades de generación. La operación en rangos extendidos es un tópico que comienza a ser considerado por grupos de investigación importantes, en Colombia y otros países.

Como resultado de este proyecto, se presenta los aspectos a tener en cuenta antes de tomar la decisión de producir electricidad en rangos extendidos. Se adopta como objetivo la maximización de los beneficios y se tienen como restricciones al problema, las encontradas en la literatura y además, aquellas derivadas por la operación en rangos extendidos, tales como los desgastes acelerados debidos a fenómenos como la cavitación, y otros derivados de la interacción fluido-estructura. Además, aprovechando el potencial de esta metodología, su aplicación se extiende desde las centrales de generación hidroeléctrica hasta centrales de

almacenamiento por bombeo, siempre y cuando estén dotadas de bombas-turbina tipo Francis. La validación, de la cual la autora no desconoce su importancia, no se incluye dentro del presente documento principalmente por la confidencialidad de los datos reales.

Para el logro de los objetivos, primero se estudiaron en la literatura los planteamientos y los modelos utilizados en la programación a corto plazo de la producción de electricidad. Igualmente, se revisaron las estrategias que permitirían dar solución a la programación de unidades de generación. Posteriormente, se revisaron los rangos extendidos de operación en turbinas tipo Francis, es decir, los métodos que permiten cuantificar el deterioro de la vida útil de los componentes afectados por los fenómenos que surgen por operar en estos rangos. Para esto, entonces, se presenta una descripción general de los principios de operación de este tipo de máquinas y otros detalles técnicos. Del análisis de estos métodos la autora formula su propuesta teórica de las restricciones que se deben tener en cuenta para la operación. Para soportar lo anterior, el documento se estructura de la siguiente manera:

- En los capítulos 1 y 2 se describe el objeto de estudio, se formula el problema de investigación y se presentan los objetivos.
- El capítulo 3 se justifica el desarrollo de este proyecto. Es decir, por que estudiar la programación de la producción de la energía eléctrica, el mercado, las turbomáquinas tipo Francis y los rangos extendidos de operación.
- En el capítulo 4 el lector podrá encontrar el contexto de esta investigación. En primer lugar se describen las principales características de la energía hidroeléctrica, como se produce y que parámetros permiten medir su calidad. En la segunda, se presenta el funcionamiento y evolución del sistema eléctrico colombiano, se describen el mercado eléctrico y el papel de los participantes. Finalmente, se deja en evidencia la importancia de la planeación y programación de la generación de energía hidroeléctrica en mercados de corto plazo.
- En el capítulo 5 se exponen los diferentes métodos que de acuerdo a la revisión de la literatura han sido utilizados para optimizar la programación de unidades de generación en mercado de corto plazo.

- En el capítulo 6, se presenta la propuesta teórica para la programación de unidades de generación tipo Francis en mercados corto plazo en rangos extendidos de operación. Para lo cual se formula la función objetivo y las restricciones a considerar.
- En el capítulo 7, se enumeran las conclusiones de este proyecto.

Para concluir, la autora destaca que este proyecto se desarrolla dentro de una investigación marco que se ha ocupado principalmente del monitoreo y diagnóstico no invasivo⁴ de los fenómenos que pueden ocurrir a las turbomáquinas en rangos extendidos de operación. Del trabajo de la autora se han derivado tres publicaciones en las cuales se había presentado parte del contenido de este documento. Información relacionada con las publicaciones se entregan en los anexos.

⁴ Vibraciones mecánicas y ruido.

1 DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 OBJETO DE ESTUDIO

La programación de la operación de las unidades de generación hidroeléctricas es un desafío al cual se enfrentan las compañías generadoras de energía que comercializan su producto final en el mercado corto plazo. Estos mercados exigen que el generador declare el día anterior cuanta energía está dispuesto a vender y a qué precio. Una vez se acepta la oferta el generador debe producir la cantidad comprometida. Disponer de mayores cantidades de energía para ofertar en momentos en los que el precio de kWh sea excepcionalmente elevado, se convierte en una ventaja competitiva importante. Una forma de producir electricidad cuando las condiciones hidráulicas, de presión o caudal no son suficientes, consiste en extender el rango de operación. Generalmente, las unidades de generación están diseñadas para trabajar en un limitado rango, fuera del cual ocurren fenómenos que aceleran el desgaste y reducen la vida útil de algunos componentes de la máquina. Sin embargo, cuando se puede conocer el desgaste que sufre la máquina en el rango extendido de operación y se sabe con certeza los límites que permiten operar en condiciones seguras, los componentes afectados se pueden considerar como de “sacrificio”. Esto quiere decir que se debe incluir en los costos de la operación un presupuesto para repararlos o reemplazarlos durante los mantenimientos mayores programados. Obviamente, esto es económicamente viable siempre y cuando los ingresos por la venta de energía alcanzan para cubrir los costos de operación y además se recibe el beneficio esperado.

La razón de la mayoría de las empresas es buscar el mayor beneficio posible, no obstante, producir más no siempre quiere decir más beneficio. En el caso de la producción hidroeléctrica, hay factores que afectan directamente el beneficio, como por ejemplo la reserva de agua disponible, el precio de venta del kWh y los costos operacionales. Estos se denominan restricciones y deben formularse cuidadosamente al formular modelos de apoyo para la toma de decisiones en cuanto a la programación de la producción del día siguiente.

Los rangos extendidos de operación tienen un efecto directo sobre los costos operacionales. Por lo tanto, es pertinente establecer restricciones antes de decidir frecuentarlos. Esto implica conocer los fenómenos que pueden aparecer y los procesos de desgaste que se puedan generar. Claramente, estas complementan las restricciones típicas mencionadas que acotan el problema y que permiten que se ajuste más a la realidad.

1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

Teniendo en cuenta la operación controlada y segura de rangos extendidos en unidades de generación tipo Francis, ¿Cuáles restricciones se deben tener en cuenta en la programación de la producción hidroeléctrica que participa en mercados liberados del día siguiente?

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Formular una metodología de apoyo a la programación de la producción hidroeléctrica de centrales con unidades de generación tipo Francis que participan en el mercado corto plazo y que considere los rangos extendidos de operación

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Explicar el funcionamiento y los principales componentes de una central hidroeléctrica con unidades de generación tipo Francis.
- Describir el contexto del mercado actual de la energía eléctrica.
- Identificar los diferentes modelos que se han propuesto para la programación de la producción hidroeléctrica.
- Listar y describir los principales problemas que pueden llegar a sufrir las turbinas tipo Francis al trabajar en rangos extendidos de operación.
- Formular una metodología representada en una función objetivo y restricciones para la programación de la producción hidroeléctrica a corto plazo, considerando la operación en rangos extendidos.

3 JUSTIFICACIÓN

La importancia de este proyecto se argumenta desde diferentes puntos de vista. Puede partir desde un contexto mundial, hasta algo tan particular como el tipo de unidad de generación para producir electricidad.

La generación hidroeléctrica goza de una gran aceptación debido a sus ventajas: es limpia, renovable, flexible, controlable y madura. La mayor parte de la energía eléctrica en Colombia, se produce en centrales hidroeléctricas, debido a las ventajas geográficas y a la abundancia de agua en el país. Además, aún existe un gran potencial, en contraste con países como Francia, donde el potencial hídrico está desarrollado casi en su totalidad. Estas características hacen que los trabajos de investigación que se desarrollen en ese contexto tengan cabida por la vigencia del tema, y más aún en Colombia.

Dentro del conjunto de máquinas utilizadas para la producción hidroeléctrica, las unidades de generación tipo Francis constituyen el tipo de máquinas más utilizadas en el mundo. Su versatilidad hace que sean muy apreciadas; se pueden instalar en sitios con condiciones técnicas diversas, se pueden utilizar en amplios márgenes de operación con eficiencias relativamente elevadas con respecto a los demás tipos de turbinas. Además, la misma máquina⁵ se puede operar a la inversa para bombear agua y almacenarla en reservorios elevados; esta característica es ampliamente utilizada por las centrales nucleares para recuperar y almacenar gran parte del exceso de energía producida.

Los rangos extendidos de operación son un tema que ha despertado interés en los últimos años, debido a las ventajas competitivas que podrían encontrar allí las empresas generadoras de energía. Es sabido, que la operación en tales rangos implica un incremento en las vibraciones mecánicas y otros fenómenos que deterioran el estado técnico de la turbina. Sin embargo, las fluctuaciones del precio de venta del kWh y las oportunidades que ofrece el libre mercado de la energía podrían llegar a justificar económicamente el sacrificio controlado⁶ de las partes de estas máquinas sometidas a desgaste acelerado.

⁵ Diferencias sutiles se consideran principalmente para evitar cavitación durante el bombeo.

⁶ Bajo condiciones de seguridad.

El actual mercado de libre competencia promueve que cada compañía generadora determine la disponibilidad de energía y el precio de venta. Otra característica de este mercado, es que las ofertas se hacen en un plazo de 24 horas, esto ha llevado a que las compañías generadoras programen diariamente las unidades a producir de acuerdo a la oferta que se declara. Por lo cual, para estas personas que se enfrentan diariamente a la programación de las unidades de generación hidroeléctricas, sería importante disponer de una herramienta que les asista en la toma de decisiones a momento de ofertar las cantidades que se producirán para el día siguiente.

Adicionalmente, aunque en la literatura se encuentran trabajos que buscan asistir la programación de las unidades de generación, en diferentes tipos de centrales, dentro de la exploración realizada por la autora no se encontró ninguno que pretenda explotar las máquinas más allá de los rangos garantizados por los fabricantes. Otro valor agregado a este desarrollo es la inclusión de bombas-turbina que enriquece y robustece la metodología, sobre todo si se consideran conjuntos de embalses interconectados.

4 CONTEXTUALIZACIÓN Y MARCO TEÓRICO

La producción de electricidad a partir de fuentes hidráulicas es la principal forma de producción eléctrica en Colombia. A nivel global, esta ocupa un lugar muy importante porque es considerada como una fuente de energía renovable, limpia, madura y relativamente económica. Es por lo tanto, un mercado atractivo que involucra muchos intereses y recursos. Cualquier esfuerzo para mejorar la programación estará bien justificado. En este capítulo se introduce el escenario dentro del cual se desarrolla el proyecto. En primera instancia se muestra los detalles técnicos que conciernen a la producción de energía hidroeléctricas, las características del sistema eléctrico, de manera particular el caso colombiano, las características del mercado e implicaciones que puede tener en la generación de energía eléctrica; se finaliza el capítulo presentando la importancia de la planeación y programación en mercados de competencia abierta.

4.1 ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Existen muchas formas de generar electricidad y pueden variar sustancialmente de un país a otro. De hecho, esto depende fundamentalmente de los recursos naturales y otros factores económicos y políticos. En Colombia, la producción eléctrica se basa principalmente en la hidrogenación, sin embargo, existen otras tecnologías a partir de: el gas natural, el carbón, el biocombustible, el petróleo y la energía eólica. En la

Ilustración 1 se presenta la participación de cada una de las tecnologías mencionadas. Igualmente se indica el consumo anual del país para el 2011, de acuerdo al más reciente reporte de la *Agencia Internacional de la Energía* [2]. Como se puede observar, Colombia produce más de lo que consume internamente y por lo tanto el excedente corresponde a la energía eléctrica exportada.

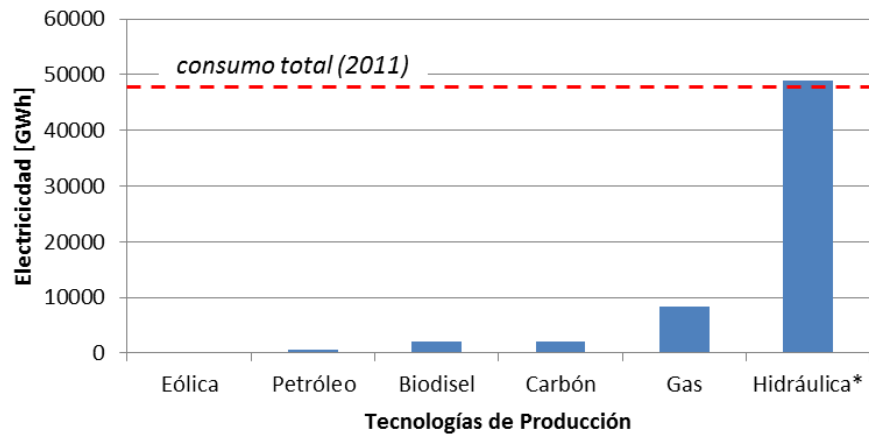


Ilustración 1. Estructura de producción eléctrica en Colombia [2].

La Ilustración 2 se incluye para enfatizar en la importancia que tiene la generación hidroeléctrica a nivel mundial. En el anexo 9.4, además se incluye un gráfico en el que se observa el incremento monótono que ha sufrido mientras que el uso de otros recursos comienza a disminuir. También vale la pena resaltar que actualmente, las fuentes hídricas y eólicas son las dos únicas fuentes renovables económicamente viables.

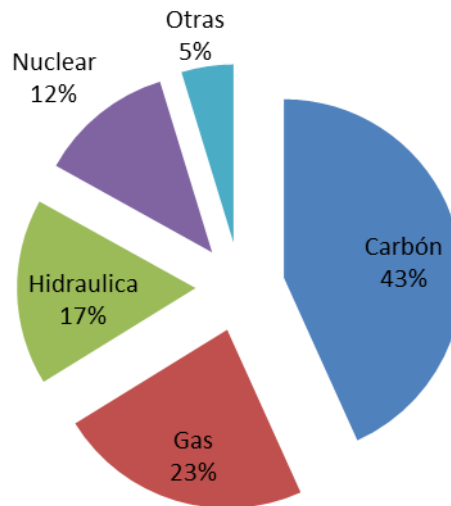


Ilustración 2. Producción de electricidad en el mundo [2].

De hecho, de todas las fuentes primarias de producción de electricidad, la hidrogenación es la más flexible y sus costos variables son relativamente bajos. El cálculo del costo de

producción hidroeléctrica difiere de las demás tecnologías, pues el precio de la electricidad se determina en base al valor del agua y este a su vez depende de las expectativas del costo de la electricidad en el mercado y de los pronósticos de afluencia. Se puede considerar que el insumo, en el proceso de producción hidroeléctrica, es el volumen de agua captado por el o los embalses, sea por aguas lluvias, por los ríos que lo alimentan o incluso por deshielos o nieve derretida si es el caso. Entonces, por ejemplo, si el costo de producir electricidad es menor que el precio de la electricidad en el mercado, conviene ofrecerlo en el mercado; pero si por el contrario, los precios están por debajo del esperado, puede ser más estratégico esperar y mantener la energía almacenada en forma de energía potencial (agua en el embalse) y transformarla cuando las condiciones del mercado sean más favorables.

De acuerdo con Kinnunen [4] y Partanen [5] citados en [6] el mercado, su estructura y el precio del kWh están seriamente afectados por el hecho de que la demanda de electricidad es relativamente inelástica en el corto plazo, y en el largo plazo, especialmente en países tropicales (sin estaciones) como Colombia. La elasticidad del precio del kWh se mantiene baja debido a que los contratos generalmente se basan en precios fijos y estables.

La función de las centrales hidroeléctricas de servir como agentes estabilizadores de la demanda y de la potencia en general, se ha vuelto más importante en los últimos años y se enfatiza en temporadas y estaciones secas a nivel mundial. Las unidades de generación hidroeléctrica, en particular las de tipo Francis, tienen la habilidad de acoplarse y desacoplarse de la red en cuestión de segundos. Esto permite balancear la producción de sistemas más rígidos como las centrales nucleares o más irregulares e impredecibles como las nuevas tecnologías de mareas, eólicas, solar, etc. Por ejemplo, los reactores nucleares no pueden ser prendidos y apagados frecuentemente para ajustarse a las fluctuaciones de la demanda. Ellos generan electricidad continuamente hasta que su combustible se agota. Asimismo, como no hay control sobre la cantidad y potencia del viento, no se puede garantizar un volumen de producción ni se puede apuntar a un precio en el mercado. Entonces, tampoco se puede predecir con exactitud. En ambos ejemplos, se hace necesario un sistema que permita balancearlo [7–9].

Las centrales hidroeléctricas con unidades de generación bomba-turbina tipo Francis, son una forma conveniente para producir, regular y almacenar energía en exceso. El exceso de energía (por ejemplo el producido por centrales nucleares) se puede almacenar bombeando el agua nuevamente hacia el embalse. En países con estaciones o temporadas de lluvias las centrales utilizan reservorios especiales para recolectar las aguas lluvia o la nieve derretida y tenerla estratégicamente a disposición para el momento adecuado [10].

Una empresa productora de energía puede tener diferentes centrales eléctricas; de las cuales, algunas de ellas pueden ser hidroeléctricas. Dentro de las centrales hidroeléctricas dependiendo de las condiciones de la energía disponible en la instalación, se pueden tener una o más unidades de generación como: Turbina tipo Francis, Pelton, etc. Como se muestra en la Ilustración 3.

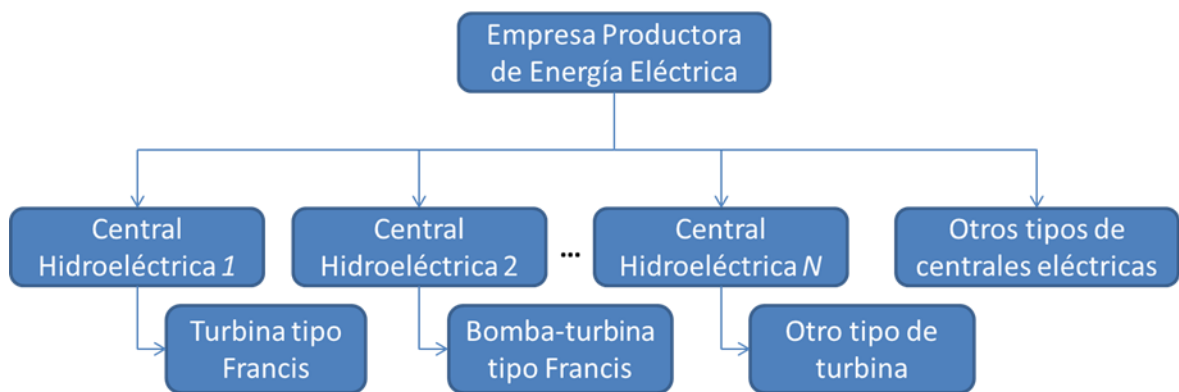


Ilustración 3. Esquema de una empresa productora de energía eléctrica.

Cuando más de una de estas centrales hidroeléctricas se organizan a lo largo de una misma cuenta hidrográfica se conoce como arreglo en cascada. Ver Ilustración 4.

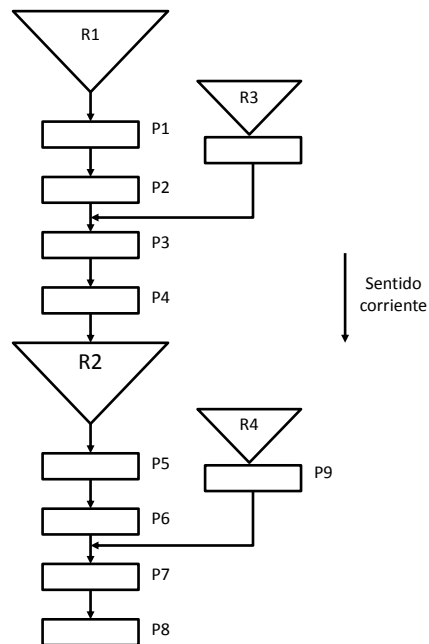


Ilustración 4. Esquema topológico de un sistema de centrales en cascada. R representa los embalses y P las centrales [6].

4.2 PRODUCCIÓN DE POTENCIA HIDROELECTRICA

Dentro de la categoría de las energías limpias y económicamente viables, la hidroeléctrica es la más madura [11]. Una de las formas más comunes de generar electricidad a partir de la potencia hidráulica, consiste en conducir agua desde una cota elevada (por ejemplo un embalse) hasta una más baja donde se encuentra la turbina (en una casa de máquinas). La turbina es la encargada de transformar la energía que tiene el agua (caudal y presión) en energía mecánica (velocidad angular y torque). La turbina hace girar el generador y este transforma la energía mecánica en energía eléctrica (voltaje y corriente). La salida del generador se acondiciona en transformadores eléctricos que finalmente se conectan a la red eléctrica. Este proceso se muestra en la Ilustración 5.

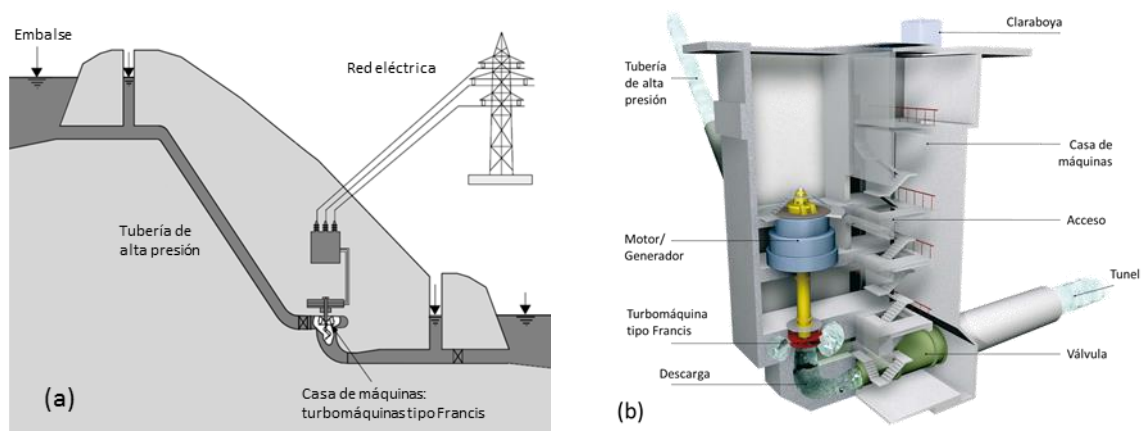


Ilustración 5. (a) Componentes de un sistema de producción hidroeléctrica [12]. (b) Casa de máquinas (cortesía <http://www.kwo.ch/>).

Si además el proceso puede hacerse en sentido contrario como se representa en la Ilustración 6, el sistema se denomina *Central hidroeléctrica de almacenamiento de bomba-turbina*. En ese caso, el generador se comporta como un motor y la turbina como una bomba. Tales sistemas se utilizan para aprovechar la energía en exceso o de mala calidad que producen otras centrales para elevar agua y tenerla disponible en el embalse para cuando se requiera [8].

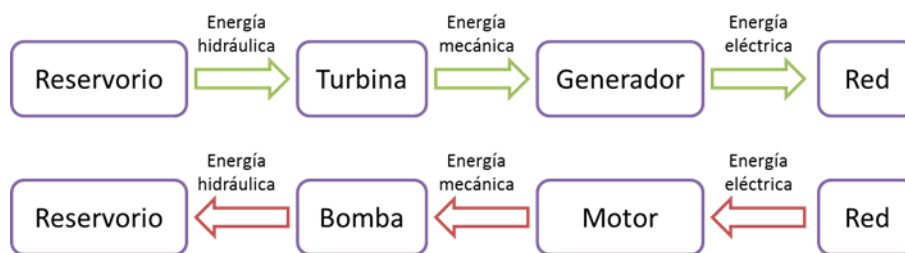


Ilustración 6. Esquema de un sistema bomba-turbina

Aunque en Colombia no existen centrales de almacenamiento bomba turbina, la autora de este proyecto decide incluirlo debido a la importancia que vienen perfilando estas máquinas en el contexto ecológico mundial, y porque el comportamiento en todo el rango de operación de las turbomáquinas tipo Francis es similar.

Tanto las turbinas como las bombas turbinas tipo Francis tienen los mismo componentes principales [13], que se presentan en la Ilustración 7:

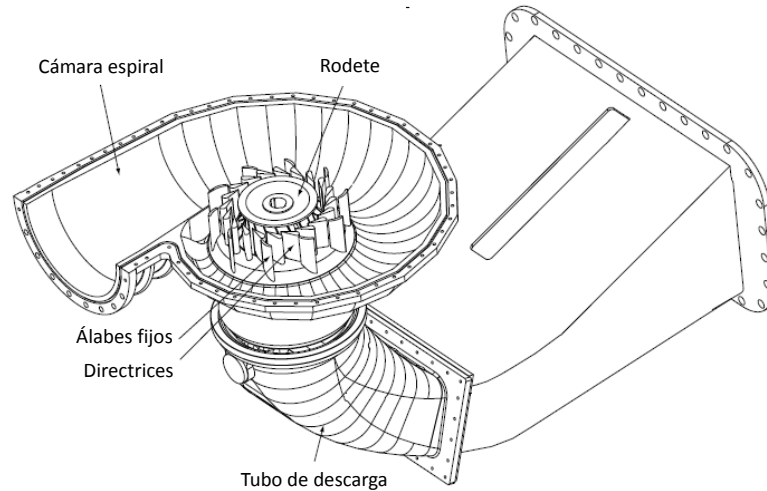


Ilustración 7. Componentes principales de turbina tipo Francis [14].

Los componentes principales de una turbomáquina tipo Francis son:

- Cámara espiral: es la encargada de conducir el agua hasta el rodete.
- Rodete: es el principal elemento. Se encarga de convertir la energía hidráulica en energía mecánica.
- Álabes fijos: su principal función es estructural.
- Directrices: son las encargadas de dirigir el agua que viene de la cámara espiral y que entra al rodete. También permiten regular el caudal a partir del ángulo de apertura (α)
- Tubo de descarga: se comporta como una aspiradora y su función principal es evacuar el agua del rodete.

Más detalles técnicos y desde el punto de vista de la ingeniería mecánica pueden ser consultados en [15].

Para el desarrollo de este proyecto son especialmente importantes las directrices y el rodete, puesto que de ellos dependen el comportamiento de la máquina en cualquier punto de operación, incluyendo el rango extendido, que se describe en detalle en el capítulo 6.

En las centrales hidroeléctricas el agua fluye a través de una turbina que convierte la energía hidráulica en energía mecánica, y esta en eléctrica, como se mencionó anteriormente. La cantidad de electricidad que un sistema puede producir depende de la cantidad de agua que pasa a través de la turbina y la altura de donde cae el agua [16].

La energía de una central hidroeléctrica se puede derivar de la siguiente manera. En la parte alta del embalse, el agua tiene la energía potencial que puede ser descrita por la ecuación:

$$E = mgH \quad (1)$$

donde E es la cantidad de energía (J), m es la masa de agua (kg), g es la aceleración gravitacional de la Tierra ($9,81 \text{ m}^2/\text{s}$) y H^7 es la diferencia de alturas, entre el embalse aguas arriba y el nivel de la descarga

La potencia P que se genera corresponde a la cantidad de energía que se produce por unidad de tiempo,

$$P = \frac{E}{t} \quad (2)$$

Combinando la ecuación (1) y (2) se tiene,

$$P = \frac{mgH}{t} \quad (3)$$

La masa del agua se puede escribir en términos del volumen vol y de la densidad ρ

$$m = \rho vol \quad (4)$$

⁷ Cabeza hidráulica.

Una forma equivalente de la ecuación (3) es:

$$P = \frac{\rho vol gH}{t} \quad (5)$$

La relación entre el volumen de agua y el tiempo corresponde al caudal o descarga Q a través de las unidades de generación, dando

$$P = \rho Q gH \quad (6)$$

Debido a las pérdidas energéticas, parte de la energía original del fluido no puede aprovecharse para producir energía eléctrica. De esta manera, las centrales hidroeléctricas no pueden utilizar toda la energía potencial, lo cual significa que la potencia real de la central es dada por un factor de eficiencia η :

$$P_{act} = \eta \rho Q gH \quad (7)$$

El factor de eficiencia se debe a la fricción en los canales de agua. Si la masa de agua no encuentra ningún tipo de fricción en los canales, toda la energía potencial se convertiría en energía cinética. Debido a que esto nunca sucede, la eficiencia normal de la planta de energía hidroeléctrica es de 80 a 90% [13].

Entonces, este factor tiene en cuenta la energía que no se utiliza para realizar la función principal y que se puede almacenar en los componentes de la máquina en forma de desgaste o daño, o se puede disipar en forma de calor, vibraciones mecánicas, ruido, etc. La importancia de este factor en el proyecto se discute en el capítulo 6.

4.3 LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

De acuerdo con Torres [17]: “La calidad de la Energía eléctrica se comprende como el conjunto de propiedades inherentes a la energía eléctrica (amplitud, frecuencia, forma de onda y continuidad) que le confieren capacidad para satisfacer necesidades implícitas o explícitas”. Otra definición es: “Ausencia de interrupciones, sobre tensiones y deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS⁸ suministrado al usuario. Es decir, que cumple con los requisitos de estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Se ha determinado que la calidad de la energía esta relaciona con problemas relacionados con el desperdicio de esta” [18].

Generalmente para la producción, distribución y consumo de energía eléctrica se utilizan tres corrientes alternas desfasadas 120° conocidas como *fases*. Todas las fases tienen igual frecuencia y amplitud. Estas tres características deben ser respetadas por cada central al momento de acoplarse a la red eléctrica. Cuanto más grande sea el tejido eléctrico, mayor será su estabilidad; y entre más estable sea, mejor será su calidad. Estas características dependen exclusivamente del proceso de generación; es decir, de la unidad de generación: turbina-generador. El comportamiento típico del voltaje de una red trifásica se muestra en la Ilustración 8. Para generar las curvas se consideró una frecuencia de línea de 60 Hz, que es el estándar utilizado en Colombia y en otros países americanos como Estados Unidos.

⁸ *Root Mean Square* por sus siglas en inglés

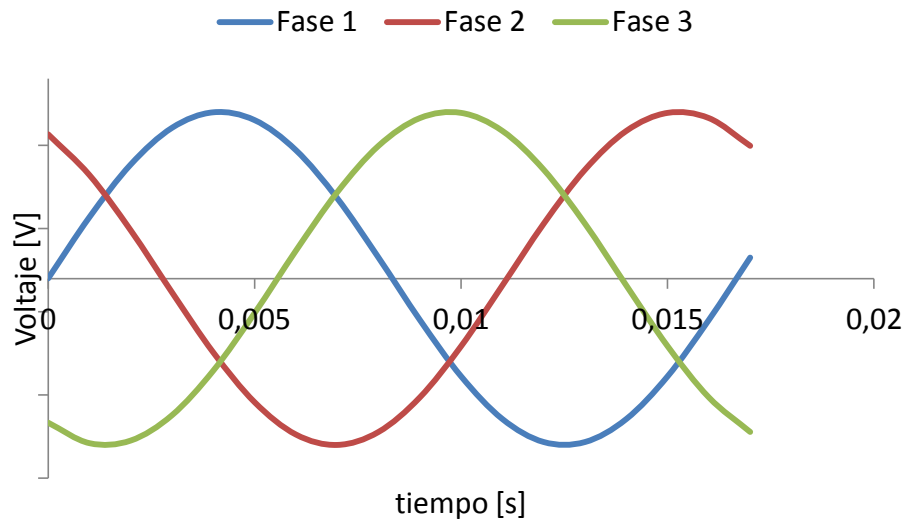


Ilustración 8. Comportamiento del voltaje en un sistema trifásico a 60 Hz.

Las turbinas y bombas-turbina tipo Francis son capaces de acoplarse y desacoplarse de la red con relativa agilidad, lo que permite a los operadores ajustar la producción hidroeléctrica a las condiciones variables de la demanda sin afectar la calidad del suministro. Por lo general, se presentan picos de consumo en horas cercanas al medio día y valles en horas cercanas a la media noche, tal y como se puede observar en la curva típica de carga mostrada en la Ilustración 9. Si la demanda aumenta, la central puede poner a funcionar más unidades, y por el contrario, si la demanda disminuye, esta puede tomar la decisión de sacar algunas máquinas de operación.

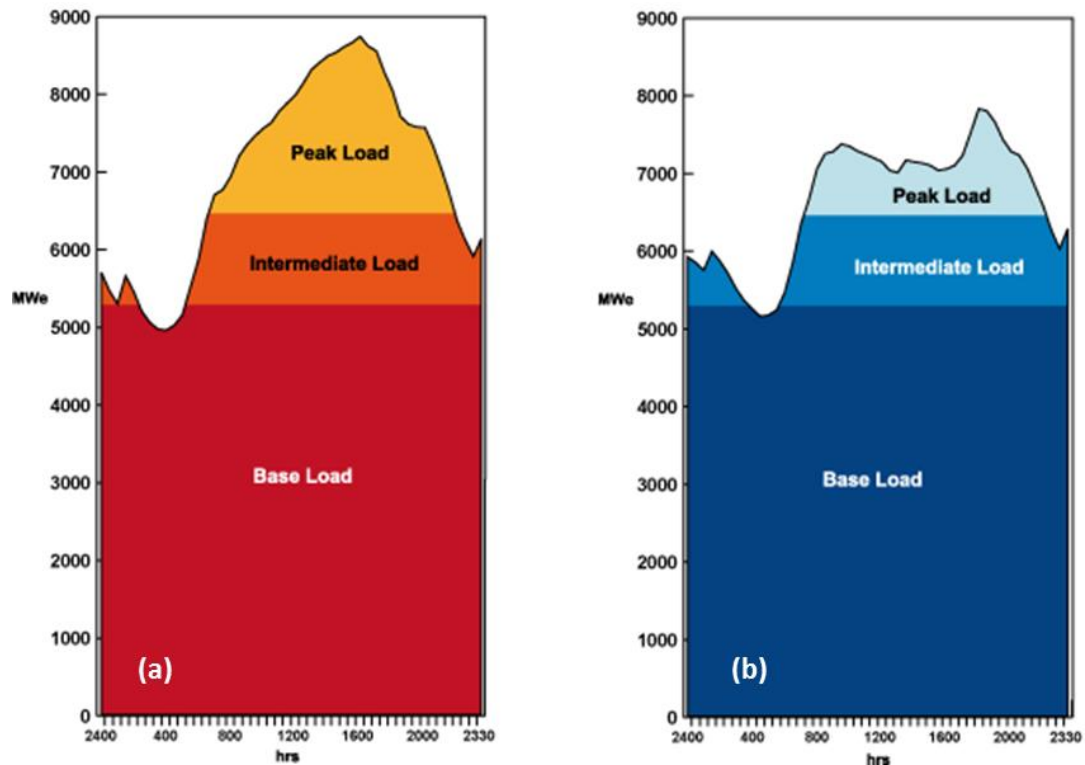


Ilustración 9. Curvas típicas de demanda/carga de la red eléctrica de un país desarrollado. (a) verano; (b) invierno [19].

Vale la pena resaltar que las unidades de generación, se diseñan para trabajar en un estrecho rango de operación que rodea el punto de máxima eficiencia. En dicho rango, es donde el fabricante garantiza que la energía inyectada por las unidades a la red eléctrica cumpla con los parámetros de calidad exigidos.

Otros factores que pueden afectar la calidad y estabilidad de la red, como por ejemplo, la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, no se consideran dentro del desarrollo de este proyecto, porque no están directamente ligados al proceso de hidrogenación ni a los fenómenos que pueden tener lugar durante la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica. Esos otros factores tienen que ver más con desequilibrios entre las cargas inductivas y capacitivas que se alimentan de la red. Más información se puede consultar en [20].

4.4 SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

Como se mencionó anteriormente, la oferta de electricidad en Colombia se encuentra conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas. En la Ilustración 10 se presentan los porcentajes de utilización de los principales recursos para la generación de electricidad al 2012, según el último reporte consultado por la autora a nivel nacional.

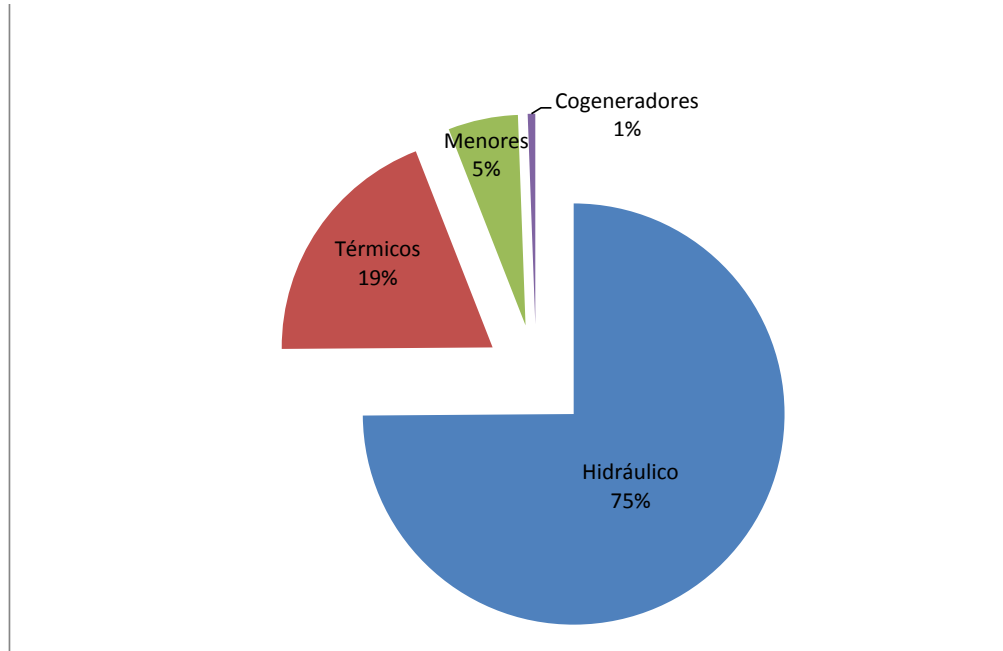


Ilustración 10. Composición de la generación de energía en Colombia 2012. [21]

La capacidad efectiva neta instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales del 2012 fue 14361 MW, para atender una demanda 59370 GWh y de potencia del orden de 9504 MW. La distribución de esta capacidad se presenta en la Tabla 1.

Recurso	MW	MW	%
<i>Hidráulicos</i>	9185		64,0%
<i>Térmicos</i>	4426		30,8%
Gas		2122	
Carbón		997	
Fuel-Oil		0	
Combustóleo		307	
ACPM		678	
JET1		46	
GAS-JET A1		276	
<i>Menores</i>	693		4,8%
Hidráulicos		591	
Térmicos		83	
Eólica		18	
<i>Cogeneradoes</i>	57	57	0,4%
Total SIN	14361		100%

Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN 2012 [21].

4.4.1 Demanda de Energía del SIN⁹

De acuerdo con el reporte del Ministerio de Minas, la demanda de energía eléctrica en Colombia durante el 2012 alcanzó los 59370 GWh, con un crecimiento del 3,9% en relación al periodo anterior como se puede observar en la Tabla 2. [21].

Año	2008	2009	2010	2011	2012
GWh	53.870	54.679	56.148	57.150	59.370
%		1,5	2,7	1,8	3,9

Tabla 2. Demanda de Energía Eléctrica en Colombia 2008-2012 [21].

4.4.2 Evolución del Sistema Eléctrico Colombiano

El actual Sistema Eléctrico Colombiano, ha tenido grandes modificaciones, especialmente después de la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994, las cuales hicieron posible la desintegración vertical del sector, la separación de actividades, la inclusión de agentes e

⁹ Sistema Interconectado Nacional.

inversiones privadas y la transformación del rol de Estado, que a partir de ese momento solo fija los lineamientos de política del sector [22].

Durante las primeras tres décadas del siglo XX, el desarrollo del sector eléctrico fue muy lento. Se concentró principalmente en Bogotá, Medellín y Cali. En 1930 el país contaba con 45MW de potencia instalada para 7 millones de habitantes. Las compañías de esa época, suministraban electricidad principalmente para el alumbrado público, luego al comercio, y finalmente a las familias pudientes. Las primeras empresas eléctricas del país fueron *Bogotá Electric Light Co* (1889) y *La Compañía eléctrica de Bucaramanga* (1891). La primera hidroeléctrica fue la *Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctrica* (1895) antecesora de EPM. En la década de los años cincuenta, se contempla el proyecto de interconectar el sector eléctrico, sin embargo, solo hasta una década después se firma el contrato que incluía la integración del sector y ampliación de la capacidad. A principios de los años 60 la capacidad instalada había aumentado a 1900 MW; no obstante, era insuficiente para satisfacer las necesidades del país. El desarrollo del sistema promueve la intervención del Estado en el sector como regulador de la calidad del servicio prestado [23].

En la década de los noventa se introducen importantes cambios en el sector, se define el Sistema Interconectado Nacional SIN, en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994: “El sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios”. [24]. Además, debido a una fuerte crisis económica que sufre el sistema, se inicia el proceso de privatización del sector, que permitiría desarrollar la infraestructura física con una adecuada financiación para garantizar la sostenibilidad. Asimismo, se crea la Comisión de Regulación Energética y la Unidad de Planeación minero energética, que se encargaran de regular el sector y de la suministración de información sobre la evolución de la oferta y la demanda respectivamente. Igualmente, se separaron las actividades de regulación y control. Finalmente, uno de los cambios más relevantes del sector es el inicio de la competencia en el mercado de energía mayorista, mediante la Bolsa de Energía; este nuevo mecanismo permitirá la competencia entre las actividades de comercialización y generación a través de tres organismos: CREG, CND, ASIC [23,25].

En el 2002 Colombia junto con otros países latinoamericanos como Ecuador, Perú y Venezuela participan de la Comunidad Andina de Naciones CAN, que promueve la interconexión de sus sistemas eléctricos y los intercambios comerciales intracomunitarios. Sin embargo, solo Colombia y Ecuador lograron realizar las adecuaciones necesarias para los intercambios. Actualmente, todas las localidades del sistema interconectado nacional gozan de suministro continuo y confiable. Al mismo tiempo, Colombia realiza exportaciones de electricidad a Ecuador [23,25].

4.4.3 Mercado Eléctrico Colombiano

Una de las características más importantes del sistema eléctrico basado en corriente alterna (AC¹⁰), es que lo que se produce se tienen que consumir y así mismo, lo que se demanda se debe estar produciendo. Como este tipo de energía no se puede almacenar, entonces la producción y el consumo tienen que estar siempre en equilibrio. Este hecho, ha sido aprovechado por muchos países en el mundo para liberar el mercado de la electricidad y conseguir mejores precios. En Colombia, como se mencionó anteriormente, las leyes de los años 90 crearon un Mercado de Energía Mayorista (MEN) de libre competencia que funciona a través de la Bolsa de Energía para que los grandes consumidores y usuarios tengan la libertad de escoger la empresa proveedora de electricidad que mejor les convenga [26].

La Bolsa de Energía, que se define como “[...] sistema de información, manejado por el Administrador de Intercambios Comerciales [...] en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambios de oferta y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, liquide, recaude y distribuya valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores [...]”[21].

En el mercado de la energía eléctrica participan: agentes generadores, comercializadores, transportadores, reguladores, y entidades de operación y administración. Los cuales se describen en la

Tabla 3 [21,25]:

¹⁰ *Alternating Current* por sus siglas en inglés

PARTICIPANTES	ROL
Agentes generadores	Empresas encargadas de la producción de energía eléctrica. La cual se puede comercializar a través de la Bolsa de energía o mediante la contratación bilateral con otros agentes generadores, comercializadores o con los usuarios no regulados.
Agentes comercializadores	Son los intermediarios entre los usuarios finales de la energía y los que generan, transporte y distribuyen. Tres tipos de empresas caben en esta categoría: generadores comercializadores, distribuidores comercializadores, comercializadores puros
Transportadores	Participan en el MEN indirectamente (no compran ni venden energía), movilizan en todo el SIN. Los agentes transportadores despachan la energía para consumo final a través de los agentes distribuidores. Ambos agentes pertenecen a un monopolio natural, con economía de escala. Asumen altos costos para la construcción de plantas, redes y producción.
Agentes reguladores	Encargados de garantizar las reglas de funcionamiento del mercado, de modo que el suministro al usuario final se realice teniendo en cuenta criterios de eficiencia económica, calidad, continuidad del servicio y confiabilidad del sistema. Tres entidades se encargan de realizar la regulación en el MEN: <ul style="list-style-type: none"> • Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). • Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). • Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
Entidades de Operación y Administración	Realiza las operaciones relacionadas con la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SIN. Asimismo, administra las transacciones comerciales de energía y de transporte en el MEN. Estas operaciones se realizan a través de: <ul style="list-style-type: none"> • Centro Nacional de Despacho (CND). • Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). • Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión (LAC).

Tabla 3. Participantes del Mercado de Energía Mayorista (MEN) [25].

Los comercializadores y grandes consumidores adquieren la energía y la potencia en grandes bloques en el mercado, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Los agentes económicos que pueden ser privados o públicos solo pueden participar en el mercado si están integrados al SIN. El precio de la electricidad es determi-

nado por las partes que celebran el contrato, sin la intervención del Estado. De modo que cada agente actúa de manera descentralizada y de acuerdo a sus propias estrategias comerciales [21,25]. La comercialización en el mercado de la electricidad se esquematiza en la Ilustración 11:

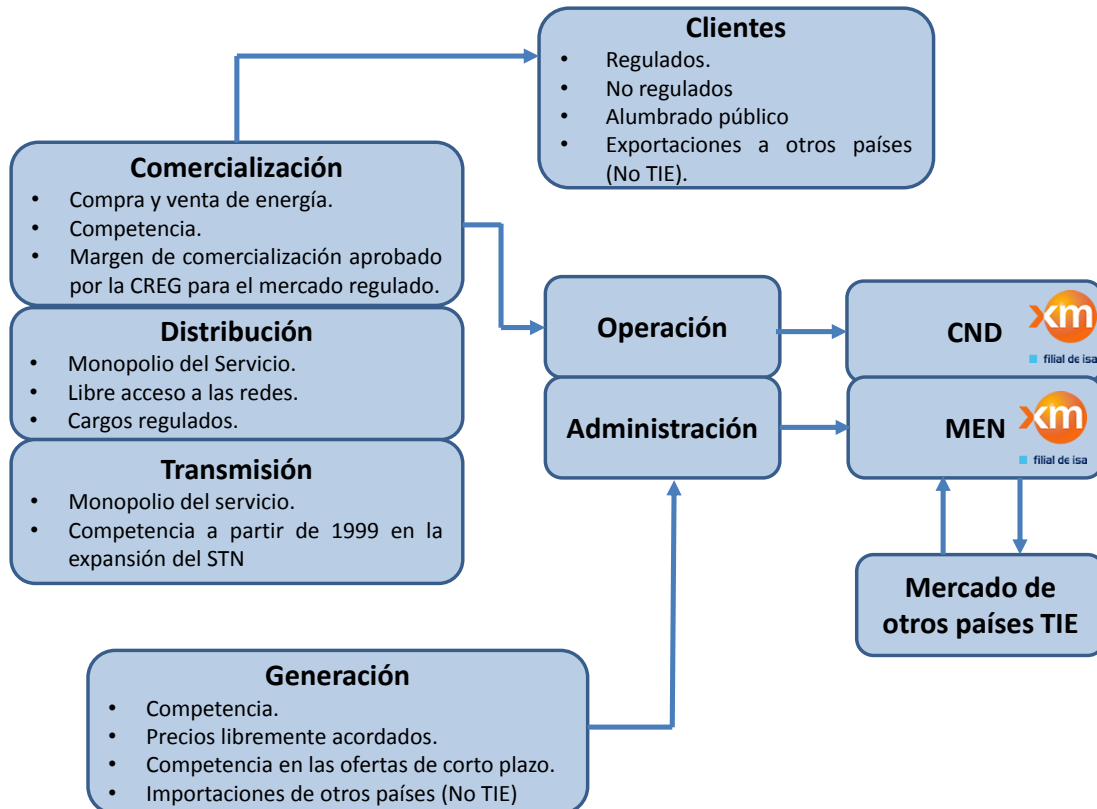


Ilustración 11. Esquema del Mercado Eléctrico de Colombia [21].

En Colombia, los agentes que compran y venden electricidad libremente lo pueden hacer de a través de contratos bilaterales o transacciones en la bolsa de energía [25,27]:

- **Los contratos de energía a largo plazo:** se realizan entre generadores y comercializadores. En los contratos se pactan libremente condiciones, precios y cantidades. Se desarrollan con el fin de adquirir cierta seguridad en cuanto a fluctuaciones futuras de los precios de energía, que pueden ser causados por fenómenos hidrológicos,

comportamiento de los agentes y energía disponible para el consumo. Se considera que un contrato es a largo plazo, cuando el plazo de entrega de energía es mayor a un día.

- **La Bolsa de energía:** corresponde a un lugar virtual donde los generadores y comercializadores realizan intercambios de oferta y demanda de energía hora a hora, que son adjudicados por medio del ASIC¹¹. La bolsa tiene como objetivos:
 - Conformar y operar un bloque para el uso eficiente de energía mediante el incentivo a generadores y comercializadores.
 - Establecer un conjunto de reglas para los participantes en la bolsa de energía.
 - Crear un mercado competitivo de electricidad.

De acuerdo con Krause [28] citado en [27] y [29] es importante destacar la importancia del libre mercado en el sector eléctrico. Este mecanismo ha permitido disminuir los costos de generación a corto plazo e incentivar la caída de los costos promedio de generación de largo plazo. Asimismo, ha permitido la liberación de los recursos utilizados para el sostenimiento del monopolio estatal y transferir al estado el rol de agente regulador a través del mantenimiento de reglas de mercado claras que garanticen las condiciones de la libre competencia.

4.5 LA PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN EN UN CONTEXTO DE MERCADO ABIERTO

Las condiciones del actual mercado eléctrico en Colombia, al igual que en muchos otros países, hacen que la planeación y sobre todo la programación de la producción hidroeléctrica sean todo un desafío. Estratégicamente, se pueden concebir tres horizontes de tiempo: largo, mediano y corto plazo. El largo plazo, que puede comprender desde algunos hasta varios años¹², en este periodo se pueden tomar decisiones como inversiones en aumento de la capacidad, repotenciación de máquinas, entre otras. En el mediano plazo, comprende

¹¹ Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

¹² Se han encontrado referencias que indican rangos entre 3-20 años.

horizontes de tiempo generalmente de meses¹³, durante este periodo se toman decisiones que permitan prepararse para los eventos que pueden afectar las decisiones del corto plazo, en otras palabras se prevén escenarios que tienen en cuenta fenómenos meteorológicos, temporadas de altos o bajos precios, etc. En el corto plazo u horizonte de programación operativa se afrontan los tres problemas clásicos de la generación hidroeléctrica [27,30]:

- ¿Cuándo generar¹⁴? es decir, cuando prender y apagar cada una de las unidades de generación.
- ¿Cuánto generar¹⁵? es decir, asignar la cantidad a cada una de las máquinas que deben entrar en operación.
- Preparación de la oferta para el mercado del día siguiente. La capacidad y el precio kWh pronosticado son los criterios que el generador tiene en cuenta para presentar su oferta. Por lo tanto, la oferta consiste en cantidades a precios determinados. Una vez cerrada la subasta, el operador anuncia los precios del día siguiente. En Colombia, las ofertas consisten en declarar una disponibilidad y un precio. La mayor dificultad del generador es determinar la cantidad óptima a ofertar, que será útil para atender el cuándo y cuánto generar.

Las estrategias de planeación y programación de las unidades de generación en las centrales hidroeléctricas han cambiado en las últimas décadas. Anteriormente las máquinas eran operadas siguiendo las instrucciones del fabricante tales como: operar alrededor del punto de diseño y seguir las rutinas de mantenimiento; actualmente, la energía se comercializa en un mercado bursátil [26], y la planeación de la producción (operación de las unidades de generación) es influenciada principalmente por el precio fluctuante del kWh, el volumen de agua disponible, entre otros. En los entornos modernos de negocio, el principal objetivo del productor de hidroelectricidad consiste en maximizar el beneficio, lo cual ha llevado a cuestionarse a los productores acerca de la posibilidad de extender el rango de operación de sus máquinas, para ser más competitivos en el mercado. Un buen exponente de una investigación exhaustiva en este tema, dirigida por el Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de

¹³ En la literatura se encuentra que regularmente corresponde a un año.

¹⁴ En la literatura se encuentra como el HUC (hydro unit commitment).

¹⁵ En la literatura se encuentra como HED (hydro economic dispatch)

Lausana¹⁶ y con la cooperación de varios países europeos, son las dos fases del proyecto HYDRODYNA: EUREKA No. 4150 y 3246 [31]. En Colombia, también se han hecho esfuerzos en esta dirección y un buen ejemplo es el proyecto DIFRANCIS, desarrollado entre la Universidad Eafit¹⁷ y Empresas Públicas de Medellín con el auspicio de Colciencias.

En el capítulo siguiente se presentan los métodos que de acuerdo a la literatura se han utilizado para la programación de producción hidroeléctrica a corto plazo. Estos métodos buscan proveer al operador herramientas de apoyo para tomar decisiones adecuadas con respecto a la cantidad óptima a ofertar en el mercado, que finalmente será la que se espera producir. La metodología que propone en este proyecto y que se presenta en el capítulo 6, se apoya en los desarrollos del estado del arte, e incluyendo la restricción de rango extendido que no se ha encontrado en los trabajos revisados a la fecha por la autora del proyecto.

¹⁶ <http://lmh.epfl.ch/>

¹⁷ Dirigido por el grupo de investigación de Mecánica Aplicada: <http://mecanica.eafit.edu.co/>

5 METODOS DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN HIDROELECTRICA

La programación de las máquinas destinadas a la producción de electricidad en una central hidroeléctrica es un campo activo de investigación, sobre todo si el producto se comercializa en mercado libre. En este capítulo se presentan los métodos más aceptados en la literatura para el análisis de la producción eléctrica, así como los autores relacionados con el tema. A partir, de la exploración de la literatura, se reconstruye la metodología teórica de apoyo para la programación de la operación de unidades de generación tipo Francis en rangos extendidos de operación que se presenta en el capítulo 6.

El termino optimización en el documento será utilizado como el procedimiento que permite seleccionar el mejor elemento de un conjunto de alternativas de acuerdo con algunos criterios predefinidos. La solución busca maximizar o minimizar una función real de manera sistemática a través de la elección de los valores de las variables reales o enteros dentro de un conjunto permitido. Probablemente una de las formas más sencillas de expresar un problema de optimización es utilizando la formulación anteriormente mencionada. Las formulaciones de optimización, de manera general, consisten en la búsqueda de los valores “mejores disponibles” de una función objetivo dado un dominio definido, incluyendo una variedad de diferentes tipos de funciones objetivo y los diferentes tipos de dominio.[32].

Partiendo de la revisión de la literatura, cuando se propende optimizar la programación de la producción hidroeléctrica en el corto plazo, se encuentran diferentes enfoques. De hecho, se han utilizado varios métodos de programación como lo son: programación lineal, programación no lineal, métodos heurísticos, programación dinámica y programación estocástica. A continuación se realiza una breve descripción de tales métodos y de cómo se han sido utilizados por diferentes autores para la optimización de producción hidroeléctrica.

5.1 PROGRAMACIÓN LINEAL

El modelo de programación lineal es una simplificación de los sistemas reales, porque los problemas de la vida real no son problemas lineales. Este consiste en optimizar una función objetivo a partir de unas restricciones formuladas como inecuaciones lineales. Es uno de los puntos de partida y tal vez uno de los métodos que más se han utilizado para intentar dar respuesta al problema de la producción hidroeléctrica. Sin embargo, ha sido perfeccionado en varias ocasiones. Las soluciones que ofrece el método han gozado de buena aceptación para la optimización de la producción de energía hidroeléctrica ya que son fáciles de construir y comprender [32].

Hreinsson [33] desarrolló un modelo simplificado para las hidroeléctricas, donde la producción de energía y agua puede ser administrados separadamente. Esta aproximación, funciona sobretodo en plantas que tienen grandes depósitos diarios con niveles¹⁸ fijos o controlables. El modelo optimiza la producción de energía de las centrales hidroeléctricas en intervalos de una hora. Las pérdidas se reducen al mínimo en las turbinas y tuberías, de manera que la producción pueda satisfacer la demanda. Este tipo de problemática se ha solucionado en dos etapas con programación lineal.

El modelo propuesto por Piekutowski et al. [34] determina los horarios óptimos para la producción de energía. La función objetivo busca minimizar la cantidad de energía utilizada por las turbinas y el vertimiento durante el estudio. El enfoque es muy interesante y está disponible en el mercado como un paquete de software.

También se encuentra la programación lineal de enteros mixtos (MILP¹⁹) presentada por Nilson y Sjelvgren [35]. En este modelo se incluyen puntos con buena eficiencia y el problema de planeación se divide en sub-problemas separados para cada hidroeléctrica. En este modelo se recurre a métodos matemáticos como la Relajación de Lagrange, programación dinámica y la programación de redes.

¹⁸ Cabeza hidráulica.

¹⁹ En español PLEM

Un método común para resolver problemas lineales es el método de Punto Interior (IP). Se puede utilizar para resolver problemas de programación en hidroeléctricas a gran escala. Algunas aplicaciones se encuentran en el campo de sistemas de producción eléctrica.

García-González y Castro [36] aproxima la solución del problema con un modelo donde las superficies de entrada y salida no lineales se linealizan con el uso variables binarias y programación lineal de enteros mixtos (MILP).

Borghetti et al. [37] presentan la programación lineal entera mixta de complejidad creciente, que tiene en cuenta la mayoría de las características de los sistemas hidroeléctricos, y que pueden ser resueltos por computador. Los modelos tienen en cuenta los principales efectos sobre la producción de energía a través de una técnica de linealización mejorada.

5.2 PROGRAMACIÓN NO LINEAL

Algunos de los problemas más interesantes no se pueden representar como funciones lineales, por lo tanto, se requiere acudir a la programación no lineal (NLP), la cual se puede utilizar para manejar el problema de la optimización de una función objetivo en presencia de restricciones de igualdad y desigualdad [32].

Brannlund et al. [38] han estudiado la forma de resolver el problema de programación de la generación a corto plazo de un gran sistema hidrotérmico incluyendo las limitaciones de transmisión. En este estudio el sistema integrado se divide en un subsistema de energía hidroeléctrica y un subsistema térmico. El sub-problema de energía hidroeléctrica se resuelve con un algoritmo de gradiente reducido, que está especialmente diseñado para resolver los problemas de flujo de red no lineal con restricciones adicionales de un tipo fuera de la red.

Los sistemas hidroeléctricos son normalmente no lineales o, a menudo no convexos, pero el uso de la programación no lineal podría ser útil en la optimización porque las caídas de agua en el mundo real en cierta medida son no lineales. [32,39].

También se han realizado diversos estudios y comparaciones de los algoritmos de PNL. Por ejemplo [40,41] han estudiado un método no lineal basado en los algoritmos de Relajación Lagrangiana para la programación hidrotérmica.

Catalão et al. [42] estudiaron cómo utilizar la programación no lineal en hidrogenación a corto plazo (STHS). Asimismo, [43] desarrollaron un método para la optimización de la eficiencia de generación de energía utilizando la programación no lineal. El método tiene en cuenta el hecho de que la generación de energía hidroeléctrica no sólo es una combinación del caudal y la presión, sino que la generación de potencia máxima se encuentra limitada por la presión. Luego, utilizaron la programación no lineal para resolver el problema de programación hidroeléctrica a corto plazo bajo la desregulación, teniendo en cuenta la dependencia de la cabeza hidráulica de la instalación. En el modelo se tuvieron en cuenta: el tamaño real del sistema hidráulico, la dinámica y restricciones del embalse, el acoplamiento hidráulico de centrales en cascada, y la complejidad asociada con la variación de la cabeza hidráulica en la producción [44].

Conejo et al. [45] proponen un modelo de optimización entera mixta, no lineal, discontinua, a gran escala, para maximizar los beneficios de una empresa generadora. Luego Finardi y Da Silva [46] abordan el problema de asignación de unidades hidroeléctricas como un modelo de Programación No Lineal de Enteros Mixtos (MINLP²⁰), tomando las descargas de cada etapa (máquinas centrales) como una entrada del problema. Más adelante, Díaz en su investigación [27] adopta el mismo modelo para la solución de la programación, en el contexto de mercados de corto plazo, considerando la eficiencia técnica de las unidades y considerando la descarga como una de las variables de decisión a diferencia del trabajo de Finardi y Da Silva.

5.3 MÉTODOS EVOLUTIVOS

Estos métodos forman parte de la inteligencia artificial, que encuentran su aplicación en problemas no lineales y con dominio extenso. Los algoritmos de este tipo de método se inspiran en la evolución biológica: las posibles soluciones se mezclan de manera que sobreviven las mejores [47].

²⁰ *Mixte Integer Non Linear Programing* por sus siglas en inglés.

Orero e Irving [48] han estudiado si un algoritmo genético (GA) se puede utilizar para resolver el problema de la determinación de la programación de generación de energía por horas óptimas en una central hidrotérmica. En el estudio se analizó un sistema hidroeléctrico de embalses en cascada con: una relación no lineal entre las tasas de descarga de agua, la cabeza neta y la potencia generada. Por otra parte, Gil et al. [49] ha creado un modelo utilizando algoritmos genéticos para manejar simultáneamente los sub-problemas de coordinación hidrotérmico de corto plazo, las unidades comprometidas y la carga económica despachada.

Para resolver el problema de programación a corto plazo de los sistemas hidrotérmicos Wu et al [50] han desarrollado un modelo utilizando un genotipo diploide basado en algoritmo genético (GA). Este algoritmo tiene un par de cadenas binarias, cada uno con la misma longitud, se utiliza para representar una solución al problema. Con este modelo es posible tener en cuenta el balance de potencia y el tiempo de desplazamiento de agua entre centrales conectadas.

La programación de sistemas hidroeléctricos es generalmente un problema complejo de optimización dinámica no lineal. Los métodos evolutivos son utilizados para resolver estos problemas de programación. Yuan et al. [51] presentan un algoritmo evolutivo diferencial para resolver el problema de la optimización de la programación diaria de la hidrogenación (DOHGSB). Además, solucionaron el problema de la programación óptima diaria basada en el beneficio mejorando un algoritmo cultura [52].

5.4 PROGRAMACIÓN DINÁMICA

La programación dinámica (DP), permite reducir el tiempo que demora un algoritmo en llegar a una solución aceptable, utilizando subestructuras óptimas y subproblemas superpuestos. Ha sido ampliamente utilizado para resolver el problema de programación de la producción hidroeléctrica a corto plazo. En general, este tipo de programación se utiliza para resolver un problema dado mediante su división en diferentes partes (sub-problemas) y luego la combinación de las soluciones de los sub-problemas para llegar a una solución

global. El enfoque de programación dinámica busca resolver cada sub-problema sólo una vez, lo que reduce el número de cálculos. Este método es útil cuando el número de sub-problemas es muy grande [39,53].

Turgeon [54] presenta un algoritmo basado en el principio de optimalidad progresiva para determinar la programación óptima a corto plazo de los sistemas de producción de energía multiembalse. El método tiene en cuenta las diferencias de nivel del embalse, vertimientos, y retardos entre embalses.

Yang y Chen [55] resolvieron el problema de coordinación hidrotérmica diaria con la programación dinámica multipaso (MPDP) combinada con aproximaciones sucesivas. Con esta técnica, ha sido posible reducir el tiempo de cálculo y la memoria requerida.

Svoboda et al. [56] utilizan Relajación Lagrangiana para resolver el problema de asignación de las unidades térmicas, y programación dinámica basada en listas de prioridad para las unidades hidroeléctricas. Estos tienen en cuenta la minimización del tiempo en que las unidades deben estar encendidas y apagadas, para reducir los costos de uso y de arranque.

Para resolver el problema de programación de generación hidroeléctrica (HSP) Chang et al. [57] han desarrollado un algoritmo utilizando multiplicador diferencial basado en el método de programación dinámica (DDP). El algoritmo se puede utilizar para resolver un tipo de problemas de optimización con restricciones dinámicas.

5.5 PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA

La programación estocástica (SP) es utilizada en aquellos problemas donde algunas variables no tienen valores definidos, sin embargo, se conoce su distribución probabilística. [58,59]. Es igualmente utilizada para resolver problemas de optimización de la producción de energía hidroeléctrica, que incluyen la incertidumbre como se muestra a continuación.

Pereira y Pinto [60] formularon las primeras propuestas utilizando programación estocástica dinámica dual (SDDP). Mo et al. [61] han estudiado un método basado en programación

dinámica estocástica para el manejo de incertidumbres tales como la demanda de energía, los precios de los productos energéticos y la dinámica del sistema, problemas de expansión de la generación. Este modelo hace conexiones entre las decisiones de inversión, el tiempo, la construcción e incertidumbre. También han estudiado la estructura y la identificación de un modelo de precios que se utiliza en la optimización estocástica de operación hidroeléctrica y contratos flexibles [62].

Gorenstin et al. [63] han desarrollado un algoritmo que se basa en la programación estocástica dinámica dual (SDDP) donde el problema se ha dividido en varios sub-problemas de una etapa. Este método se utiliza para la programación óptima de los sistemas hidrotérmico que incluyen embalses de múltiples características, afluencia estocástica y las redes de transmisión las cuales se encuentran representadas por un método de flujo de potencia linealizado.

García-González et al. [64] han creado un modelo de optimización para programar la producción de unidades hidroeléctricas en el corto plazo (hasta 24 horas) en un entorno competitivo. El modelo está formulado como un problema de programación basada en el beneficio estocástico y se supone que el escenario es el de un mercado del día siguiente.

Un modelo estocástico matemático es desarrollado por De Ladurantaye et al. [65] para la maximización de las ganancias en un mercado al contado de la venta de la electricidad producida a través de una secuencia de represas. El modelo se basa en la integración de la estocasticidad de precios y la gestión de los tres escenarios de precios posibles.

6 LINEAMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA AL CORTO PLAZO

En este capítulo la autora pretende establecer las pautas para la programación de la producción de energía eléctrica en el corto plazo, teniendo en cuenta que el mercado de este sector participa en la Bolsa de Energía para la comercialización. En la primera parte, se formula la función objetivo la cual permite determinar el plan de venta a corto plazo de la energía producida, teniendo en cuenta la vida útil de las máquinas, el precio del kWh y el volumen de agua para la producción de energía disponible en embalses que pueden estar interconectados. Luego se presentan dos tipos de restricciones: las que están ligadas al funcionamiento ortodoxo de las máquinas, y que son bien conocidos por aquellos que trabajan estos temas y las otras son propias de la propuesta metodológica de este trabajo. El capítulo se cierra con una síntesis de los procedimientos propuestos dentro de la metodología.

En la literatura se encuentran aproximaciones muy interesantes al problema de la programación de unidades de generación trabajando bajo condiciones normales de operación. Sin embargo, en el caso de unidades de generación tipo Francis, los límites que definen tales condiciones son frecuentemente infringidos para llevarlas a lo que comúnmente se conoce como rangos extendidos de operación. Este tipo de máquinas se caracterizan por mantener un rendimiento decoroso en un amplio rango de operación, incluso en los rangos extendidos. Este hecho se vuelve atractivo cuando se produce energía eléctrica para un mercado abierto. En tal escenario, la oportunidad de obtener un mejor beneficio sobrepasa las consideraciones técnicas dadas por el fabricante; lo cual no es descabellado si se logra establecer un balance a largo, mediano y corto plazo, que justifique operar en condiciones que pueden representar un deterioro acelerado para las máquinas.

Las restricciones establecen los límites para el beneficio que se puede obtener, bajo unas determinadas circunstancias. Por ejemplo, sería ideal producir a plena carga cuando el precio del kWh está por encima del valor esperado, sin embargo, puede que exista un límite en términos de cantidad de agua o incluso, en horas de operación de las máquinas. Otro escenario puede ser cuando haya abundancia de recursos (embalse a nivel máximo), pero si el

precio del kWh no alcanza los valores esperados, resulta más prudente almacenar el agua hasta el momento en que el precio aumente.

6.1 EL BENEFICIO

Por lo general, la justificación de un proceso productivo es el beneficio. Por lo tanto, la función objetivo adoptada para la metodología del proyecto, es consecuentemente, la maximización del beneficio por producción hidroeléctrica, es decir, maximizar la diferencia entre los ingresos y egresos, como se presenta en la ecuación (8). Este modelo parte del trabajo de investigación de Díaz [27] con algunas adecuaciones en términos de nomenclatura. Para el cual, el beneficio total es la sumatoria de los beneficios de cada planta i . Otro aporte novedoso de este proyecto, es la adición del costo operativo de bombear²¹.

$$Max Z = \sum_{i=1}^I [I_{ope}(i) + I_{vfa}(i) - C_{enc}(i)] \quad (8)$$

Donde, I_{ope} representa los ingresos operativos, I_{vfa} es el ingreso por valor futuro del agua en el embalse al final del horizonte de planeación y C_{enc} es el costo de encendido de las máquinas, que son los más significativos al corto plazo [66]. Los ingresos operativos de la planta i representados en la ecuación (9) se obtienen como el producto del precio de venta del kWh L_T y la potencia producida P_T , menos el precio de compra del kWh L_B por la potencia consumida P_B . Esto se totaliza en el horizonte de tiempo.

$$I_{ope}(i) = \sum_{t=1}^{\tau} [L_T(t) * P_T(i, t) - L_B(t) * P_B(i, t)] \quad \forall i \in I \quad (9)$$

²¹ Teniendo en cuenta la posibilidad de que las unidades de generación se han bombas turbinas tipo Francis.

Los ingresos por valor futuro del agua que se muestran en la ecuación (10) corresponden al volumen almacenado al final del horizonte de tiempo, multiplicado por un factor que representa el valor futuro del agua de cada embalse i

$$I_{vfa}(i) = vol(i, \tau) * VFA(i) \quad \forall i \in I \quad (10)$$

Los costos de encendido que se muestran en la ecuación (11) [67] corresponden al total de los costos de arranque S para los intervalos en los que la unidad de generación i esta produciendo. En esta ecuación $F(i, t) = 1$ cuando la máquina está operando y $F(i, t) = 0$, cuando está cesante.

$$C_{enc}(i) = \sum_{t=1}^{\tau} [S(i) * F(i, t)] \quad \forall i \in I \quad (11)$$

6.2 LOS EMBALSES

Sin lugar a duda, el volumen de agua disponible condiciona la programación de la producción a corto plazo. Por lo cual, la primera restricción corresponde al volumen de agua disponible en el embalse i en el instante t . En cada embalse se puede asumir que el volumen de agua disponible actualmente, es igual al volumen que había en el instante anterior, más lo que entra por afluencia, bombeo²² y vertimiento o turbinado de otros embalses; menos el agua que se utiliza para producir energía, el agua en exceso que se deja pasar a través de los vertederos²³ y el agua que es bombeada desde otras centrales interconectadas. Esta igualdad se describe matemáticamente en la ecuación (12) y gráficamente en la Ilustración 12, donde la afluencia está representada por A , que incluye todas las aguas que pueden alimentar el embalse: ríos, lluvia, deshielos, nieve derretida, etc. El volumen que tenía el embalse en el instante anterior se presenta con $vol(i, t - 1)$. Igualmente, se indica el volumen de agua que se deja fluir por rebosamiento V y el volumen de agua que pasa a través de la máquina,

²² Si la máquina trabaja en modo bomba.

²³ Por la seguridad de las instalaciones, equipos y máquina, cuando el nivel del agua supera un determinado límite se deja fluir y no se aprovecha para producir electricidad.

bien sea para producir electricidad o para ser bombeada, de regreso al embalse. M es una matriz binaria que indica los flujos de agua entre embalses interconectados, ya sea por turbinado, bombeo o vertimiento. Si $M(i, j) = 1$ quiere decir que hay flujo entre los dos embalses; si $M(i, j) = 0$ quiere decir que no hay flujo entre ellos [6].

$$\begin{aligned}
 vol(i, t) = vol(i, t - 1) + A(i, t) + \sum_{j=1}^J M(i, j) * [q_T(j, t - 1) - q_B(j, t - 1) + V(j, t - 1)] \\
 - q_T(i, t) + q_B(i, t) - V(i, t)
 \end{aligned} \tag{12}$$

$$\forall i \in I, \forall t \in \tau$$

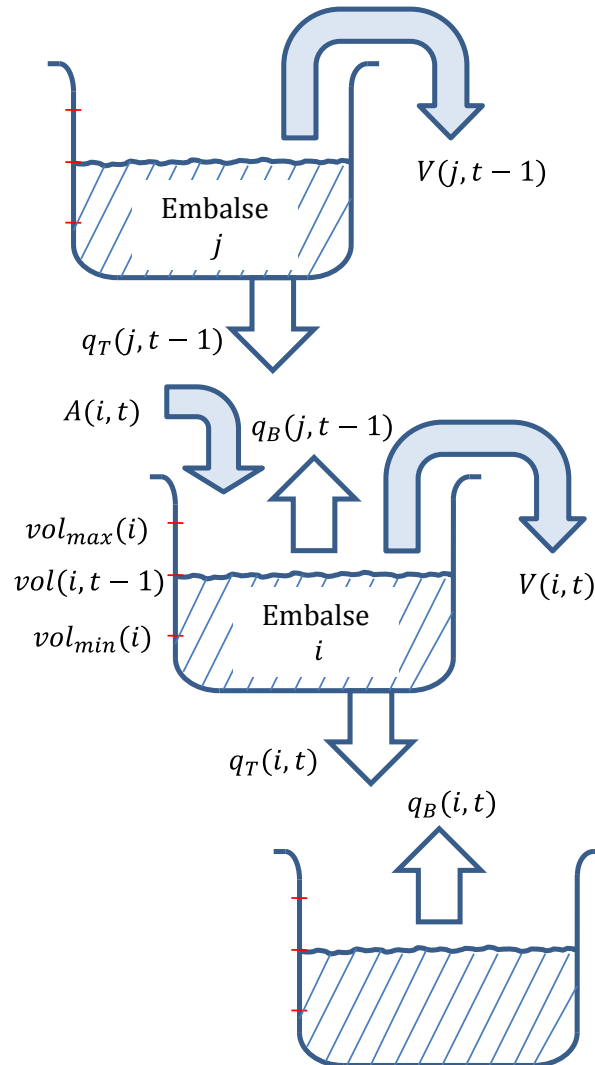


Ilustración 12. Diagrama del balance de agua en embalse.

El volumen de agua del embalse en el instante inicial es conocido y estará dado por $vol(i, 0)$. Igualmente, existe un volumen máximo y un volumen mínimo que deben ser respetados:

$$0 < vol_{min}(i) \leq vol(i, t) \leq vol_{max}(i) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (13)$$

Los vertederos también tienen un límite dado por la ecuación (14):

$$0 < V(i, t) \leq V_{max}(i) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (14)$$

6.3 ENERGÍA HIDRAULICA DISPONIBLE

La potencia hidráulica disponible en cada central depende básicamente de la cabeza hidráulica y del caudal de descarga, como se observó en la ecuación (7) de la formulación teórica. Esta por lo tanto, representa otra restricción, que afectará la operación al corto plazo. Cada una de estas variables, tiene un límite. Los límites de cabeza hidráulica se establecen en la ecuación (15). Esta básicamente se obtiene a partir de los niveles del embalse con respecto a un datum²⁴. Los límites para los caudales de turbinado²⁵ y bombeo, se presentan respectivamente en las ecuaciones (16) y (17). En estas ecuaciones F es una variable binaria que determina si la unidad de generación de la planta i en el tiempo t está funcionando, entonces $F(i, t) = 1$, de lo contrario es igual a 0. Los límites de potencia producida o consumida se dan en las ecuaciones (18) y (19). Finalmente, las ecuaciones (20) y (21) corresponden a los volúmenes de agua totales, bombeados y turbinados respectivamente, en el embalse i durante todo el programa de operación τ .

$$0 < H_{min}(i) \leq H(i, t) \leq H_{max}(i, t) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (15)$$

²⁴ Nivel de referencia.

²⁵ Se entiende por turbinado el proceso a través del cual se produce energía eléctrica, y por lo tanto, opuesto al bombeo.

$$0 < q_{Tmin}(i) * F(i, t) \leq q_T(i, t) \leq q_{Tmax}(i, t) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (16)$$

$$0 < q_{Bmin}(i) * F(i, t) \leq q_B(i, t) \leq q_{Bmax}(i, t) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (17)$$

$$0 < P_{Tmin}(i) * F(i, t) \leq P_T(i, t) \leq P_{Tmax}(i, t) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (18)$$

$$0 < P_{Bmin}(i) * F(i, t) \leq P_B(i, t) \leq P_{Bmax}(i, t) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (19)$$

$$vol_T(i) = \sum_{t=1}^{\tau} q_T(i, t) \quad \forall i \in I \quad (20)$$

$$vol_B(i) = \sum_{t=1}^{\tau} q_B(i, t) \quad \forall i \in I \quad (21)$$

El volumen almacenado en un embalse determinado define el nivel de agua, la diferencia entre los niveles de agua de los embalses, aguas arriba y aguas abajo de una central son los que definen su cabeza hidráulica H , como se vio en la ecuación (1). Cuando el agua fluye a través de la tubería hacia la unidad de generación, la energía disponible, de acuerdo al Principio de Bernoulli, es igual a una componente en forma de presión, una energía potencial (diferencia de niveles entre los embalses), una componente de energía cinética (que depende del cuadrado de la velocidad) y una componente de pérdidas que depende igualmente del cuadrado de la velocidad. Cada uno de estos términos se puede expresar convenientemente en unidades de metros de columna de agua²⁶. De lo anterior, se puede entonces deducir la ecuación (22) en función de la diferencia entre los niveles de los embalses aguas arriba y aguas abajo, y del caudal; donde K es una constante que es propia del circuito hidráulico.

²⁶ Hidrostática.

$$h(i, t) = n_{arriba}(i, t) - n_{abajo}(i, t) - K * q_t^2(i, t) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (22)$$

Sin embargo, la relación entre volumen y nivel no es directa, debido sobre todo a la topografía del lecho de los embalses. En ese caso, se proponen tres alternativas: la primera y más práctica, consiste en monitorear los niveles de los embalses. La segunda consiste en una reconstrucción detallada de los embalses que permitan obtener por aproximaciones numéricas la relación entre volumen y nivel. La tercera alternativa de esta metodología, consiste en establecer ajustes o relaciones entre los niveles superior e inferior en función del volumen de agua transferido.

La eficiencia de la unidad de generación, que es otro factor de la ecuación (7) puede también ser utilizado como un criterio de decisión. Aunque la mayoría de los trabajos consultados asumen esta como una constante, se propone adoptar el modelo de Díaz [27], quien ajusta la colina de rendimiento a una superficie cuadrática en función de la altura y del caudal. Esto aunque añade un grado de dificultad adicional al problema de optimización, permitirá tener a disposición información relacionada con las condiciones de operación más eficientes para un escenario determinado.

6.4 EL RANGO EXTENDIDO DE OPERACIÓN

Se entiende por rango extendido de operación, a cualquier punto (h, q) ubicado por fuera de la región que el fabricante establece como “Rango de Operación Garantizado”²⁷. Normalmente está acotada por $\eta_{hM^{*opt}} \pm 25\%$, donde $\eta_{hM^{*opt}}$ es el punto de mejor rendimiento. Este rango también incluye el denominado punto de diseño, que es donde se espera que la máquina opere²⁸. La Ilustración 13 muestra las curvas características de rendimiento típicas de una turbina tipo Francis, tomada del estándar internacional IEC 60193[12]. Estas curvas (o colina) están trazadas en función del coeficiente de energía y el coeficiente de caudal. El rango de operación garantizado se muestra sombreado y dentro de este, con un triángulo se indica el punto de máxima eficiencia $\eta_{hM^{*opt}}$.

²⁷ Guaranteed operating range, en inglés.

²⁸ Puede divergir ligeramente del punto de máxima eficiencia.

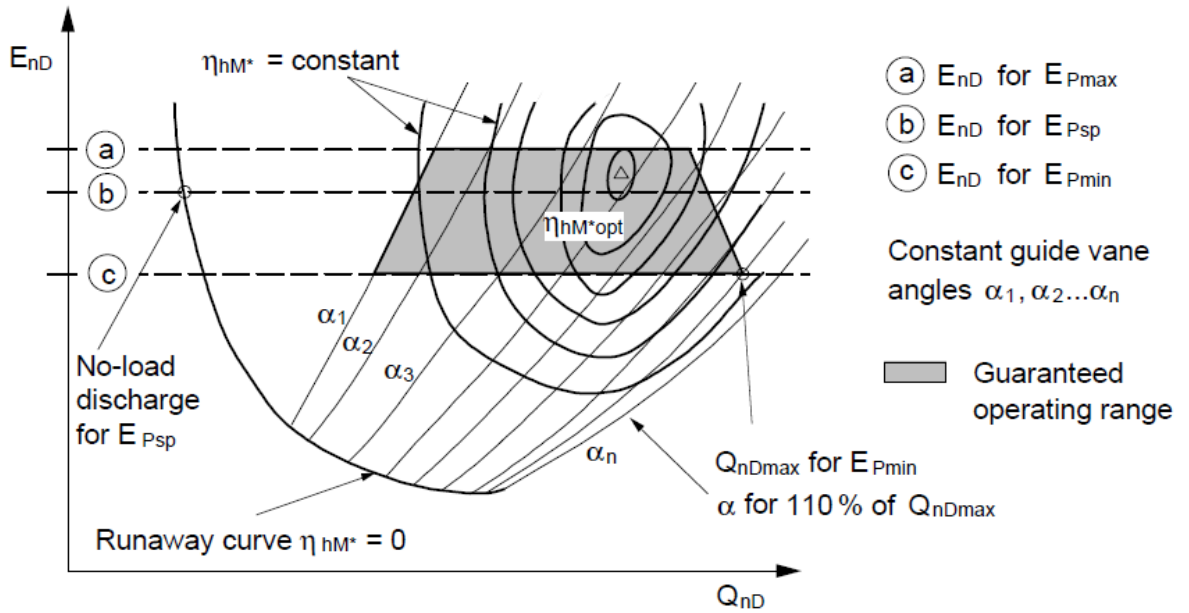


Ilustración 13. Colina de rendimiento típica de una turbina tipo Francis [12].

El coeficiente de energía es un parámetro adimensional que depende directamente de la energía potencial hidráulica disponible en el embalse con respecto al nivel del embalse aguas abajo. Durante una jornada de operación regular, la máquina se puede hacer operar en líneas horizontales debido a que la variación del nivel del embalse en intervalos de tiempo cortos es generalmente despreciable. De modo, que en la Ilustración 13, se pueden identificar los límites (a) superior y (c) inferior de energía hidráulica dentro de los cuales es recomendado producir electricidad. Estos límites permiten definir igualmente los niveles máximo y mínimo del embalse de acuerdo a la definición dada en la ecuación (1). Si se asume que E es constante, entonces la forma de controlar la potencia generada, es regulando el caudal a través de la variación del ángulo de las directrices α , produciendo las curvas de nivel (contornos) etiquetados en la Ilustración 13. Las directrices se presentaron en su posición nominal en la Ilustración 7.

El rango extendido de operación se puede definir en función del ángulo de las directrices α_{ext} para un valor de E constante:

$$\alpha_{ext} = \{\alpha \in \mathbb{R}^+ : \alpha < \alpha_1 \wedge \alpha > \alpha_n\} \quad (23)$$

o en función de la energía hidráulica disponible que se puede expresar también en metros de columna de agua para una apertura de álabes constante:

$$H_{ext} = \{h \in \mathbb{R}^+ : h(i, t) < H_{Pmin} \wedge h(i, t) > H_{Pmax}\} \quad (24)$$

Dentro de los rangos garantizados de operación, el fabricante asegura la eficiencia de la turbina y que, además, la máquina no sufrirá desgastes acelerados debido a inestabilidades o fenómenos inesperados como los estudiados por el Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de Lausana, entre otros. [16,68–70]

Para el desarrollo de este proyecto se parte de la premisa de que operar las máquinas alejados al punto de diseño, produce desgastes acelerados en algunos de sus componentes. Sin embargo, se considera que reducir controladamente la vida de tales componentes puede llegar a convertirse en un sacrificio conveniente, que permitiría eventualmente a la compañía, aumentar su participación en el mercado de energía, con ofertas más atractivas en las subastas, y consecuentemente, mejorar los beneficios sin poner en riesgo el personal, la máquina o la operación. Por lo tanto, extender los rangos de operación equivale a incluir nuevas restricciones al problema de optimización. Este es un enfoque que dentro del conocimiento de la autora, no se ha empleado en ningún otro modelo para la programación de unidades de generación hidroeléctrica a corto plazo.

Como se mencionó anteriormente, operar en rangos extendidos de operación, puede llegar a tener un impacto negativo especialmente en la turbina, debido a la aparición de fenómenos hidrodinámicos. Los fenómenos más estudiados dentro de la literatura consultada son la cavitación, los relacionados con la interacción fluido-estructura y la torcha. En este trabajo se consideran solo los dos primeros ya que son lo que están directamente relacionados con el desgaste de componentes. [16,68–70]

Los componentes involucrados en el proceso de transformación de la energía se consideran como procesadores de energía al momento de desempeñar su función principal. Estos son: las directrices y el rodete. Durante el proceso de producción de energía eléctrica dentro de los rangos de operación garantizados, estos componentes están encargados de dirigir el

fluido de la mejor manera evitando en lo posible perturbarlo. En el rango extendido de operación, donde generalmente se habla de bajas potencias (y por lo tanto bajos caudales), las directrices se utilizan para controlar el volumen de agua que pasa por la máquina por unidad de tiempo, lo que representa pérdidas energéticas importantes; en tales circunstancias, las directrices se comportan más como un obstáculo que como una guía, lo que induce perturbaciones en el fluido y asimismo, conlleva a la aparición de las inestabilidades hidrodinámicas ya mencionadas. Lo mismo ocurre con el rodete, el cual recibe el flujo entregado por las directrices. Por lo tanto, si este flujo está ya perturbado va a producir efectos similares en el rodete [1,16,71].

El desgaste o daño producidos por los fenómenos mencionados, puede ser representado mediante el modelo del procesador/acumulador de energía. Este modelo resulta ser conveniente para el manejo de la vida útil de los componentes afectados, que se puede expresar en horas de trabajo bajo determinadas condiciones. La Ilustración 14 muestra un esquema simplificado de un procesador de energía genérico. En él se observa, que a medida que se produce la transformación de energía para la realización de su función principal, parte de ella se acumula en el componente en forma de daño (fatiga) o desgaste (erosión). Por último, existe una componente de energía que se disipa como proceso secundario de la transformación. Esta energía se manifiesta generalmente en forma de calor, vibraciones mecánicas, ruido, etc., que se propaga a través del cuerpo de las máquinas. En este proyecto, este tipo de energía se aprovecha para detectar, diagnosticar, y discriminar entre fenómenos propios de la interacción fluido-estructura como calles de vórtices de von Kármán y la cavitación [72].

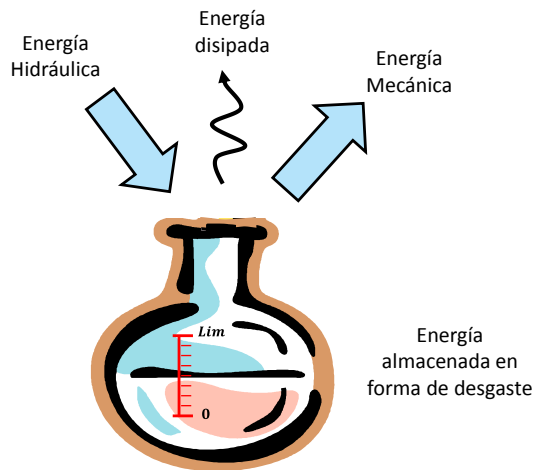


Ilustración 14. Modelo procesador de energía.

La cavitación, considerado por Čudina [73] como el talón de Aquiles de las turbinas hidráulicas, es tal vez el fenómeno más nocivo que se debe tener en cuenta al operar en rangos extendidos. Por ejemplo, cuando las diferencias de presión alrededor de las directrices son lo suficientemente elevadas, puede aparecer la cavitación que se manifiesta como burbujas de vapor que colapsan violentamente produciendo erosión en el material. Esta erosión se va acumulando en el tiempo hasta el momento en el que el estado de la directriz es inaceptable para la producción de energía, bien sea porque la pérdida de eficiencia es demasiada o porque la seguridad o/y confiabilidad de la máquina se ve seriamente afectada. Este enfoque se ajusta adecuadamente al modelo del procesador de energía.

Por lo tanto, para tener en cuenta la cavitación, la autora parte de tres premisas:

- Los componentes de la turbina afectados por la cavitación se consideran elementos de sacrificio, principalmente las directrices y eventualmente las aspas del rodete. Esto quiere decir que se consideran como elementos de recambio en cada overhaul, y por lo cual esta considerados en los costos fijos de operación.
- La tasa (\dot{e}) con la que la cavitación erosiona los componentes de la máquina se puede conocer para cualquier punto de las curvas características de la unidad de generación (h, q) [74].

- Se puede establecer un límite de erosión acumulada (e_{max}) permisible en los componentes afectados. Este límite se determina a partir de una pérdida de rendimiento tolerable debido a la alteración de la geometría de las partes.

De este modo, y teniendo en cuenta el modelo del procesador de energía, la erosión acumulada puede enunciarse como la restricción de igualdad (25). La erosión acumulada por cada máquina i en el periodo actual t se calcula como la erosión acumulada hasta el periodo anterior, más la erosión acumulada durante el periodo actual que a su vez es igual a la tasa de erosión por el tiempo de operación.

$$e(i, t) = e(i, t - 1) + \dot{e}(i, h, q) * t \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (25)$$

Además, el límite de erosión acumulada permisible para cada unidad de generación está dado por la desigualdad (26). La erosión acumulada para la unidad de generación i durante el periodo t , es siempre mayor que 0 y no debe superar la erosión acumulada permisible.

$$0 \leq e(i, t) \leq e_{max}(i) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (26)$$

El problema se reduce entonces a la determinación de la erosión acumulada permisible y la tasa de erosión para cada punto de funcionamiento. Para el límite de erosión acumulada permisible la autora adopta el límite establecido por el estándar IEC60193 [12]; es decir, la erosión acumulada hasta el momento en el que la eficiencia de la máquina ha disminuido un 1% con respecto a la eficiencia nominal. Este valor puede ser estimado analíticamente de acuerdo a los modelos que se citan a continuación o usando modelos computacionales que tengan en cuenta la cavitación y evidentemente la erosión que produce. En cualquier caso, un ajuste de este valor puede ser necesario después del primer overhaul.

Por otra parte, existen varios métodos para la predicción de la tasa de erosión. Afortunadamente, la erosión por cavitación ha sido un asunto de mucho interés, sobre todo para los constructores de turbomáquinas hidráulicas [74] y por lo tanto, los esfuerzos invertidos han

dejado numerosos métodos para su predicción. Estos se pueden clasificar en dos categorías: los empíricos y los analíticos. Considerando la naturaleza de la metodología propuesta, aquellos métodos empíricos resultan más convenientes, sobre todo si se requieren calibraciones y puestas a punto en sitio. No obstante, para efectos del alcance del proyecto, se citan algunos trabajos que bien pueden sintetizar los diferentes enfoques consultados.

Dos alternativas empíricas que cumplen con las condiciones establecidas son:

1. Correlación con las propiedades del material. Fue una de las primeras maneras de abordar el tema. Se busca establecer relaciones empíricas entre los parámetros de la erosión y las propiedades mecánicas de los materiales. Dentro de los trabajos más aceptados se cuentan aquellos que utilizan curvas de ajuste. El método consiste en ejecutar una gran cantidad de ensayos de erosión en condiciones variables, a diferentes puntos de operación y luego normalizar los resultados con respecto a una aleación de referencia como por ejemplo el acero inoxidable que se usa con frecuencia en partes de turbomáquinas. Utilizando técnicas de ajuste se trazan las curvas normalizadas de \dot{e} vs t que son consideradas como confiables y suficientes para predecir el desgaste a largo plazo [75,76]. Mediante este método, Heymann obtuvo la ecuación empírica normalizada (27):

$$\frac{\dot{e}}{\dot{e}_T} = 1,63e^{-0,405\frac{Y}{Y_T}} \quad (27)$$

donde \dot{e}_T es la tasa de erosión “tangente” y Y_T es la pérdida de masa relativa a \dot{e}_T . Este método se presenta en la Ilustración 15. A través de la curva de la tasa media de penetración²⁹ vs. tiempo de exposición se pueden obtener gráficamente los parámetros de la ecuación (27).

²⁹ MDPR por sus siglas en inglés: *Mean Depth of Penetration Rate*.

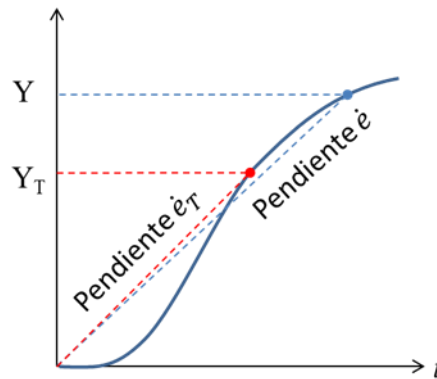


Ilustración 15. Tasa media de penetración. Método de correlación con las propiedades mecánicas del material.[74]

2. Técnicas basadas en la emisión acústica. El análisis de las señales de ruido que produce la implosión de las burbujas de cavitación es un medio muy conveniente para detectarla experimentalmente y cuantificar su intensidad al interior de una turbomáquina [77]. Diversos autores parecen estar de acuerdo con la expresión (28) que determina la tasa de erosión en función de la constante de proporcionalidad κ , que depende de la máquina y de la agresividad del medio. La intensidad acústica I es la relación entre la presión acústica p y la impedancia acústica ³⁰ ρc (ec.(29)). La presión se obtiene del procesamiento de la señal registrada [78].

$$\dot{\epsilon} = \kappa I^n \quad (28)$$

$$I = \frac{p^2}{\rho c} \quad (29)$$

³⁰ Generalmente se representa como Z . Se puede definir como la resistencia a la propagación de las ondas de un material.

Entonces, mediante un muestreo del dominio de operación de la máquina en función de la altura hidráulica y el caudal (h, q) se puede ajustar la superficie que describe la tasa de erosión mediante una regresión polinómica³¹.

Los métodos analíticos no se tienen en cuenta dentro de la metodología propuesta objeto de este proyecto, sin embargo, la autora considera que citar algunas referencias puede orientar al lector en el entendimiento del fenómeno como tal y proporcionar una orientación para quien desee tener mayor detalle del tema. Los métodos analíticos se pueden clasificar a groso modo en dos categorías: los de enfoque energético y los de enfoques fenomenológicos.

Una de las primeras aproximaciones de los enfoques energéticos se basa en el balance de energía entre los impactos de la cavitación y la deformación que sufriría el material [79]. Este método asume que parte de la energía del impacto es reflejada por la superficie, y parte es absorbida por el material produciendo deformación³². La utilidad de este enfoque no es práctico para el desarrollo del proyecto dado que, para encontrar la tasa de erosión se requiere por un lado, un conocimiento preciso de las propiedades del material, y por otro, de otros parámetros relacionados con la misma erosión. Otro modelo energético parte de las ecuaciones diferenciales que gobiernan el comportamiento de un péndulo forzado (Noskievic, 1983). El modelo se utiliza para simular la dinámica de la cavitación, y la vibración que produce, introduciendo en las ecuaciones diferenciales un decremento lineal de la intensidad de la cavitación para poder tener en cuenta el periodo de atenuación.

Dentro de los enfoques fenomenológicos se destaca el modelo de Karimi y Leo [80]. Estos enfoques parten de los procesos físicos que ocurren durante la erosión y tienen en cuenta los siguientes principios: a) la erosión es un daño superficial, producida por una sucesión de impactos localizados debido a las sucesivas implosiones de las burbujas de cavitación. b) la distribución espacial y temporal, de los impactos se considera aleatoria, en la escala microscópica, pero estacionaria en la escala macroscópica y depende de las condiciones del

³¹ Sin embargo, para reducir la complejidad del problema, se propone verificar primero la bondad de ajuste de la regresión lineal, pues en algunos trabajos se aceptan tasas de erosión constantes como se mostró en la Ilustración 15.

³² Nótese la semejanza de este enfoque con el modelo del procesador de energía.

flujo, es decir, para nuestro caso del flujo de operación (h, q) . c) la agresividad de la cavitación depende de la cantidad de impactos, mientras que la resistencia a la erosión depende de las propiedades mecánicas del material.

El segundo fenómeno considerado como crítico en los rangos extendidos de operación son los derivados de la interacción fluido-estructura. Considerando nuevamente una directriz como un procesador de energía se puede decir lo siguiente: cuando se está trabajando en el rango extendido de operación, las fuerzas hidrodinámicas que ejerce el fluido sobre la superficie de la directriz van a estar desbalanceadas, de modo, que ahora no se utilizan solo para conducir o dirigir el flujo, sino que parte de esta fuerza producirá inestabilidades en el flujo que pueden evolucionar en calles de vórtices de von Kármán. Esta energía que se requirió para producir los vórtices ya no puede ser aprovechada por la máquina para producir energía eléctrica. Por el contrario, va a producir oscilaciones en la directriz que corresponderán a ciclos de fatiga si se está operando en zonas de acoplamiento hidro-elástico [81]. La interacción entre el fluido y la estructura bajo ciertas condiciones desfavorables amplifica la vibración de los componentes y puede causar daños estructurales. Si la frecuencia de generación coincide con la frecuencia natural de alguno de los componentes, se presenta el fenómeno de resonancia. Cuando los componentes entran en resonancia, el incremento del ruido y las vibraciones, aumenta el riesgo de daños catastróficos. En esta condición el desplazamiento estructural se acopla con la producción de vórtices (excitación fluido) llevándolo al conocido fenómeno de acoplamiento hidroelástico o “Lock-in” [82,83].

Las calles de vórtices de Kármán son un fenómeno que se encuentra regularmente en turbomáquinas tipo Francis, sin embargo, solo representan un riesgo cuando producen acoplamientos hidroelásticos o cuando involucran cavitación por las razones ya mencionadas. En el caso de un acoplamiento hidroelástico [81,84] el material está sometido a estados de esfuerzo cíclico que dependiendo de la geometría, el tipo de material, la calidad de la superficie, los tratamientos térmicos y la calidad del fluido, pueden reducir la vida de los componentes debido a la fatiga. La ASTM³³ define la resistencia a la fatiga como el número de ciclos de esfuerzo que un elemento es capaz de soportar antes de fallar.[85]. La fatiga es de

³³ *American Society For Testing and Materials* por sus siglas en inglés.

naturaleza probabilística y algunas de las distribuciones comúnmente utilizadas para su análisis incluyen la distribución Log-normal, la distribución de Weibull y la distribución de Birnbaum-Saunders. Uno de los métodos utilizados para predecir la vida de un material sometido a fatiga es la UML³⁴ [86].

Los efectos de las calles de vórtices han sido investigados por Roshko y otros autores [87–91]; igualmente ocurre con los efectos indeseables de la cavitación en turbo-maquinaria. [70,73,74,92,93]

Dentro de la investigación marco de este proyecto, en una primera etapa se estudiaron de manera aislados los efectos de la calle de vórtices de Kármán en componentes de turbomáquinas. La Ilustración 16 corresponde a los resultados de un estudio realizado con el apoyo del Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de la Escuela Politécnica Federal de Lausana EPFL [94]. El experimento consistió en someter una directriz típica de una bomba-turbina tipo Francis a diferentes velocidades de flujo en un túnel de cavitación de alta velocidad. Se midió la vibración a diferentes velocidades en lo que correspondería a rangos extendidos de operación y se pudieron encontrar los puntos de resonancia (modos) indicados en la figura. El punto de diseño se muestra mediante la flecha. Si la velocidad disminuye, la frecuencia de los vórtices disminuye y alcanza uno de los modos de la directriz. Lo mismo ocurre si se aumenta la velocidad. Este gráfico, permite definir las zonas seguras de operación y las frecuencias (ciclos por segundo) a las que se someten las directrices. El producto de la frecuencia por el tiempo de operación a un determinado régimen, permite obtener los ciclos acumulados que a su vez permiten cuantificar el deterioro por fatiga y así tomar las decisiones convenientes para la planeación y programación de la producción. Se asume que el tiempo de vida de las directrices se debe extender hasta el siguiente overhaul, momento en el que se repara o reemplaza.

³⁴ *Uniform Material Low* por sus siglas en inglés.

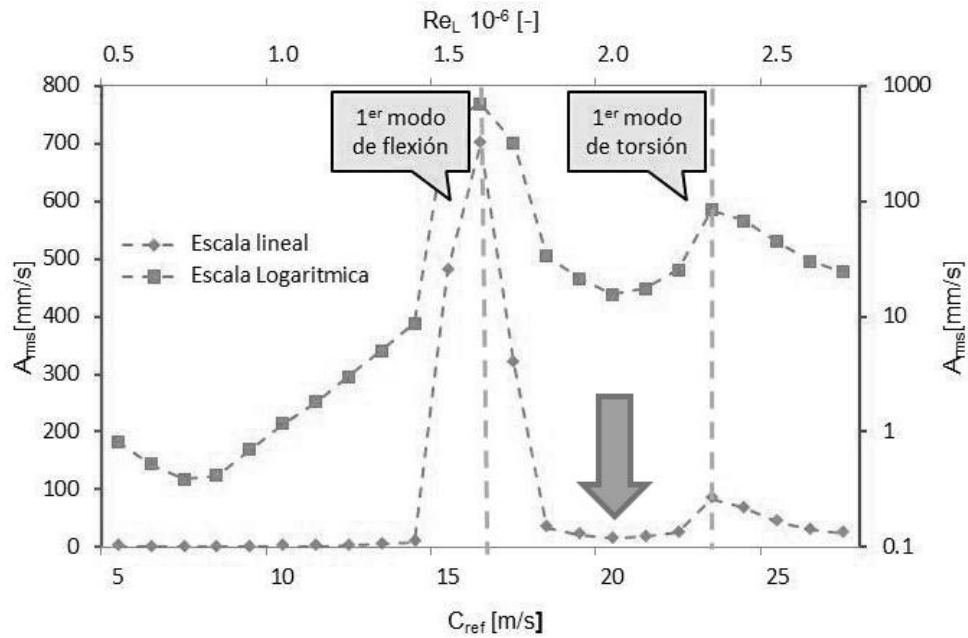


Ilustración 16. Respuesta vibratoria de la directriz de una bomba-turbina tipo Francis al estímulo causado por vórtices de Kármán [94].

En el caso de un acoplamiento hidroelástico [81,84] el material está sometido a estados de esfuerzo cíclico que dependiendo de la geometría, el tipo de material, la calidad de la superficie, los tratamientos térmicos y la calidad del fluido, pueden reducir la vida de los componentes debido a la fatiga.

Para formular la restricción de la producción hidroeléctrica, teniendo en cuenta el desgaste por fatiga, se propone la ecuación (30). El daño total acumulado n_f en la unidad i hasta el periodo actual t , se puede medir en número de ciclos de esfuerzo. Se obtiene como el daño total acumulado por fatiga hasta el periodo anterior, más los ciclos acumulados durante el periodo de operación actual; estos a su vez se calculan como el producto entre el tiempo de operación actual y la frecuencia de excitación f_s , que en este caso corresponde a la frecuencia de generación de los vórtices de von Kármán durante un acoplamiento hidroelástico.

$$n_f(i, t) = n_f(i, t - 1) + f_s(i, h, q) * t \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (30)$$

Además, la cantidad de ciclos permisible para cada unidad de generación está dado por la desigualdad (31). La fatiga acumulada para la unidad de generación i durante el periodo t , es siempre mayor que 0 y no debe superar el número de ciclos permisible.

$$0 \leq n_f(i, t) \leq N_{max}(i) \quad \forall i \in I, \forall t \in \tau \quad (31)$$

Se asume que las piezas cuando están nuevas o cuando son reparadas durante un overhaul, tienen un valor acumulado inicial igual a 0. La frecuencia de desprendimiento de vórtices f_s será un parámetro a determinar por medio de métodos empíricos. La autora et al., por ejemplo, desarrollaron una metodología que permite simultáneamente determinar a partir del ruido la frecuencia de generación de vórtices y la cavitación si el caso [95]. Detalles de cómo encontrar la frecuencia de desprendimiento de vórtices se encuentra en el anexo 9.2. Otros autores han trabajado en la detección de los parámetros de tal fenómeno utilizando análisis de vibraciones mecánicas. [81,96]

Dos casos recientes, con consecuencias catastróficas, se citan para enfatizar en el riesgo que representa someter las máquinas de manera no controlada a regímenes no recomendados y que justifican ampliamente el enfoque de este proyecto. El primero es caso de la falla del rodete de la unidad de generación 3 de la estación GMS de BChydro diseñado para durar más de 20 años [97]. Luego de procesos de repotenciación de las unidades de generación, modificaciones en el estator de la turbina 3 produjeron un fallo prematuro en el rodete; la máquina falló en cuestión de meses, involucrando sobrecostos por daños en varios componentes, tiempos de reparación, sanciones por incumplimiento en la producción de electricidad, etc. Aunque oficialmente no se atribuyó el fallo a la excitación producida por calles de vórtices de von Kármán, si se consideró la fatiga como una de las posibles causas. El segundo, es el caso del rodete de una bomba-turbina de gran tamaño, estudiado por Egusquiza y otros [98]. Esta vez, el rodete presentó una falla prematura que se atribuyó a la excitación proveniente de la interacción entre el rotor (rodete) y estator. Este es un caso sumamente interesante por revelar claramente las causas no consideradas al explotar las máquinas en rangos extendidos, es decir, lejanos al punto óptimo de operación. Las zonas de resonancia y velocidades críticas de los componentes de las unidades de generación deben ser identifi-

cadadas con precisión para evitar coincidir en ellos y exponerlos a tiempos prolongados de cargas cíclicas que conduzcan a fallas precoces por fatiga.

El estancamiento rotativo es otro fenómeno vinculado a la interacción fluido-estructura en máquinas tipo Francis y que involucra riesgos y costos más difíciles de estimar. Máquinas que sufran de esta patología deberían evitar puestas en marcha (especialmente sincronizaciones con la red eléctrica) cuando el recurso hídrico no es suficiente para trabajar en rangos de operación establecidos por el fabricante y por eso no se formula restricción para este fenómeno. El estancamiento rotativo compromete la habilidad de las turbomáquinas tipo Francis para acoplarse y desacoplarse de la red. De hecho, esta fortaleza puede convertirse entonces en una debilidad, puesto que la máquina tendrá dificultades para mantener una velocidad sincrónica constante, y por lo tanto, sufrir copiosos rechazos de la red. De acuerdo con Hasmatuchi y otros [68], el estancamiento rotativo está estrechamente ligado a la presencia de pendientes negativas en las curvas de rendimiento de la máquina [99]. Por lo tanto, el operador podría extender los rangos de operación determinados por el fabricante conociendo las curvas características de la máquina a diferentes potencias (α se relaciona directamente con la potencia generada). Para establecer reglas para la planeación de la producción de electricidad, se deben conocer las curvas características de las unidades de generación. En la Ilustración 17 se muestra un ejemplo de curvas características genéricas vinculadas al fenómeno del estancamiento rotativo. La unidad de generación no debe trabajar (o sincronizarse con el tejido eléctrico) a potencias (o apertura de directrices α) que describan curvas características caudal vs velocidad de rotación con pendientes positivas:

$$\frac{dQ_{ED}}{dn_{ED}} < 0.$$

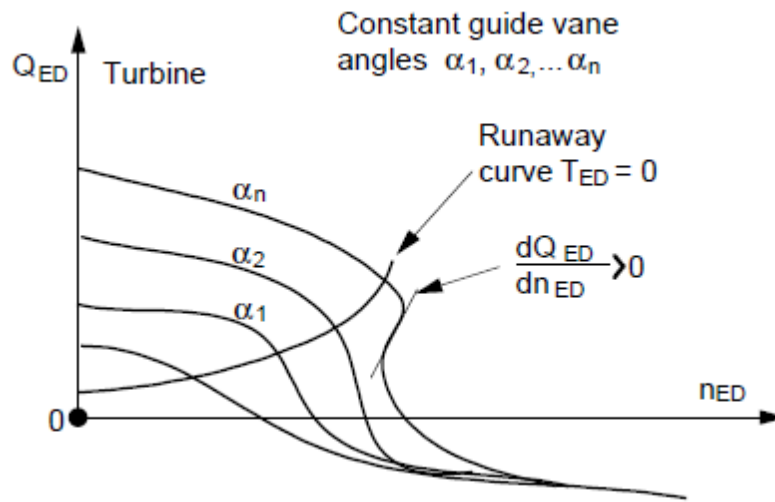


Ilustración 17. Curvas características de bomba-turbina tipo Francis con pendiente positiva [12].

Mientras la fatiga y la erosión producida por la cavitación son procesos acumulativos en función del tiempo (ver ecuaciones (25) y (30), las dificultades debidas al estancamiento rotativo se traducen como un proceso binario (1/0) por ejemplo, el operador de las máquinas puede tomar la decisión de operar en regímenes cavitantes o incluso en regímenes con calles de vórtices cavitantes y acopladas por cortos espacios de tiempo durante varios periodos para lograr un buen precio del kilovatios hora sin comprometer sustancialmente la vida útil del sistema o de sus componentes. Sin embargo, no es el caso del estancamiento rotativo, donde su naturaleza aleatoria puede implicar una incursión en gastos inmediatamente se decide acoplar el sistema en condiciones inadecuadas.

El lector debe tener presente que, como se ha venido argumentando, las unidades de generación tipo Francis pueden producir energía eléctrica con rendimientos aceptables, incluso en rangos extendidos de operación. Sin embargo, dichos rangos, que siguen siendo objeto de investigación, pueden llegar a comprometer severamente la integridad de la máquina debido a la manifestación de fenómenos que normalmente no aparecen dentro de los rangos de operación establecidos por el fabricante. Por ejemplo, el desgaste por erosión debido a la cavitación es despreciable cuando la máquina opera en el punto de máximo rendimiento o

en el punto para el que fue diseñado para operar³⁵. Lo anterior se presenta, asumiendo que las unidades de generación son Categoría 2 [100] y que se han cumplido las rutinas de mantenimiento³⁶ propuestas por el fabricante o por el ingeniero de mantenimiento responsable.

6.5 TÉCNICA DE SOLUCIÓN

El conjunto de las restricciones y la función objetivo se formularon siguiendo el formato de un problema de programación no lineal de enteros mixtos (MINLP). Este enfoque se ha utilizado satisfactoriamente por diferentes autores y desde hace más de 10 años, por ejemplo Nilsson y Sjelvgren. [67] lo utilizaron para optimizar la programación a corto plazo considerando los costos de encendido y apagado. Otros ejemplos de casos exitosos son [27,101,102]. Los métodos que existen para solucionar este tipo de modelos, por lo general, no son considerados como eficientes para encontrar la mejor solución³⁷ de todo el dominio y se terminan aceptando soluciones locales satisfactorias que cumplen con las restricciones planteadas. Por lo tanto, retomando el capítulo anterior, la programación óptima corresponde a la mejor solución de los datos explorados. Los ejercicios encontrados en la literatura relacionados con MINLP a corto plazo, han sido resueltos utilizando software comercial como: MATLAB³⁸, GAMS³⁹, LabVIEW⁴⁰, AIMMS⁴¹, TOMLAB OPTIMIZATION⁴². De igual manera, también se pueden utilizar softwares libres como: MIDACO⁴³, OPTI TOOLBOX⁴⁴, y la librería libre de John Hedengren⁴⁵.

³⁵ El punto óptimo y el punto de diseño pueden o no ser el mismo.

³⁶ Los costos y los riesgos que implican el no llevar a cabo las labores de mantenimiento adecuadas pueden llegar a ser un factor crítico, sin embargo, están por fuera del alcance de este proyecto.

³⁷ Máximo absoluto

³⁸ <http://www.mathworks.ch/ch/help/gads/mixed-integer-optimization.html>

³⁹ <http://www.gams.com/>

⁴⁰ <http://www.ziena.com/knitro.htm>

⁴¹ <http://www.aimms.com/operations-research/mathematical-programming/mixed-integer-nonlinear-programming>

⁴² <http://tomopt.com/tomlab/products/minlp/>

⁴³ <http://www.midaco-solver.com/index.php/download/octave>

⁴⁴ <http://www.i2c2.aut.ac.nz/Wiki/OPTI/index.php/Probs/MINLP>

⁴⁵ <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/35720-minlp-mixed-integer-nonlinear-programming>

6.6 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

El precio del kWh y las afluencias son parámetros necesarios para iniciar la metodología propuesta. Tales valores deben ser tomados de pronósticos. Los niveles reales de los embalses y el desgaste de los componentes de las máquinas son parámetros que se obtienen directamente de sistemas de monitoreo. El resultado de la metodología es la secuencia de potencias que debe producir cada central⁴⁶ en cada instante de tiempo, el cual se discretiza de acuerdo a las necesidades, por ejemplo: días, horas, o fracciones de hora. Como no se dispone de datos reales para ejecutar la metodología, los resultados típicos se ejemplifican mediante un ejercicio realizado por Kerttula en una red de embalses en un país nórdico [6]. En Noruega, a diferencia de Colombia el precio del kWh en la bolsa fluctúa hora a hora. Aunque Kerttula utilizó un modelo simplificado de programación lineal, los resultados son equivalentes aquellos que se obtienen de un modelo MINLP. La ilustración presenta los resultados del autor citado para un horizonte de tiempo de 24 horas. La función objetivo que utilizada es la maximización de beneficio; como restricciones incluyo los niveles de los embalses, penalizaciones por incumplimiento, rebosamientos y otras derivadas de las políticas y reglas de gobernabilidad. Estos resultados se citaron a propósito para mostrar un plan de operación con diferentes reacciones. Es interesante ver como durante las primeras horas debido a que el pronóstico del precio es relativamente bajo, los resultados del modelo, sugieren no producir. De hecho, la producción comienza alrededor de la hora 6 y se incrementa vertiginosamente en la hora siguiente. Esto puede significar la operación simultánea de varias unidades de generación. Durante las horas siguientes la producción decae nuevamente aunque la fluctuación del precio kWh no es significativa. No es posible determinar la causa precisa con esta información, pero puede ser debido a niveles en los embalses o políticas de operación. El precio en este ejemplo fluctuó cuatro veces.

⁴⁶ De los embalses interconectados (en cascada)

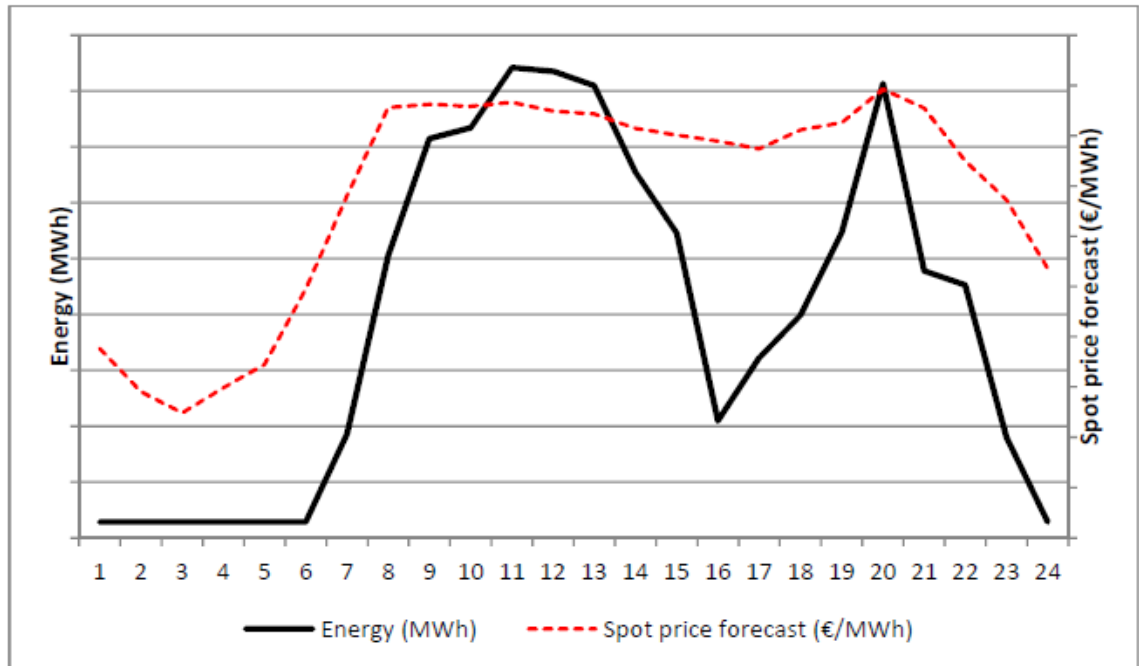


Ilustración 18. Programación de la producción total de energía y precio pronosticado de venta en un horizonte temporal de 24 horas.[6]

Otro comportamiento importante a señalar es que durante un día típico de generación, el pronóstico del precio de venta puede variar hasta cuatro veces desde su valor más bajo hasta el pico más alto. Se pueden esperar fluctuaciones más pronunciadas en temporadas con condiciones particulares como fenómenos climatológicos, etc. Estas fluctuaciones en el precio de la energía son las que pueden llegar a justificar la operación de las máquinas en rangos extendidos. Resultados como este estarían disponibles para cada central analizada.

No está demás mencionar que cuanto menor sea la incertidumbre de los valores pronosticados, más acertados serán los resultados de la metodología. También como se mencionó, es posible que se requieran ajustes y/o calibraciones sobre todo de la estimación del desgaste por cavitación y fatiga al momento del primer overhaul.

6.7 SISTESIS DE LA METODOLOGÍA.

La metodología, entendida como el conjunto de métodos, para programar unidades de generación hidroeléctrica, habilitando los rangos extendidos de operación, se puede sintetizar en los siguientes pasos:

- a) Estimación de los ingresos operativos. Se obtienen como el producto del precio de venta del kWh y la potencia producida, menos el precio de compra del kWh por la potencia consumida. Esto debe hacerse para todo el horizonte de tiempo.
- b) Estimar los ingresos futuros por agua almacenada. Este se obtiene multiplicando el volumen almacenado por el precio futuro del agua en los embalses, lo cual se hace para todos los embalses interconectados.
- c) Estimar los costos de encendido y apagado de las unidades de generación. Corresponde a los costos de arranque para los intervalos en los que la unidad de generación está produciendo. Esto se totaliza para todas las unidades de generación.
- d) Ensamblar la función a maximizar como la suma entre los ingresos operativos y el valor futuro del agua en los embalses al final del horizonte de planeación menos el costo de encendido de las máquinas. Esto para todas las plantas de generación.
- e) Las restricciones de la función objetivo son:
 - El volumen de agua disponible en los embalses en un instante determinado. Se debe considerar el volumen de en cada embalse hasta el instante anterior, las afluencias, agua que ingresa por bombeo y vertimiento o turbinado desde otros embalses.
 - La energía hidráulica disponible. Esta dada por los límites de cabeza hidráulica, los límites para los caudales de turbinado y bombeo y la eficiencia de las unidades de generación. Para encontrar una relación entre el volumen de agua almacenado y el nivel del embalse se proponen tres alternativas: monitoreo de los niveles de los embalses; reconstrucción topográfica del lecho de los embalses y establecer relaciones entre los niveles superior e inferior en función del volumen de agua transferida. Se propone obtener la eficiencia de un ajuste previo de la colina de rendimiento a una superficie cuadrática.

- f) Rango extendido de operación. Se propone seguir el modelo del procesador de energía para cuantificar la reducción de la vida útil de las unidades cuando se decide generar en dichos rangos. El desgaste debido a los fenómenos hidrodinámicos que ocurren en estos rangos se estima en base a: la tasa de erosión de la cavitación y la frecuencia de generación de vórtices que se determinan a partir de procedimientos experimentales y análisis de señales.
- g) Solución. La naturaleza del problema de programación de unidades de generación tal y como se ha presentado es MINLP. Por lo tanto, el conjunto de restricciones y la función a maximizar se pueden procesar de acuerdo al método de programación no lineal de enteros mixtos. Como software de apoyo se propone utilizar MATLAB, GAMS, LABVIEW, AIMMS.
- h) De los resultados, que son la energía “óptima” a generar en cada instante de tiempo, el operador es quien finalmente toma la decisión de someter sus máquinas a operar en rangos extendidos observando cuidadosamente los planes a mediano y largo plazo.

7 CONCLUSIONES

La turbina tipo Francis es la turbomáquina más utilizada para la generación hidroeléctrica. En su proceso de transformación de energía hidráulica en energía mecánica, se espera que el agua pueda circular en su interior sufriendo la menor perturbación posible; de hecho, es lo que ocurre en el punto de máxima eficiencia. Sin embargo, en rangos extendidos de operación, las directrices se orientan de tal manera que se comportan más como un obstáculo, que como una guía para el fluido, produciendo fenómenos nocivos como la cavitación y pulsaciones de presión producidas por la interacción fluido-estructura. Las partes directamente afectadas son la directriz que orienta el agua y las aspas del rodete que la reciben. Esta condición, también tienen un efecto negativo sobre la eficiencia de la máquina, pero puede ser considerada como aceptable cuando se compara con unidades de generación de otro tipo.

La cavitación es uno de los principales agentes que deterioran la vida útil de las directrices y del rodete. No obstante, existen otros fenómenos que también pueden producir efectos negativos. Por ejemplo, los vórtices de Kármán en un acople hidroelástico. Todos estos fenómenos se pueden tratar utilizando procesadores de energía, donde a groso modo el desgaste total es igual al desgaste acumulado hasta el periodo anterior más el desgaste el desgaste acumulado durante el periodo actual. En cada caso, el desgaste acumulado durante el periodo actual, se obtiene a partir de parámetros propios del fenómeno y de las condiciones de operación de la máquina. Del conocimiento de la evolución de estos procesos, se pueden formular restricciones que limiten los márgenes seguros de operación de las máquinas dentro de los rangos extendidos.

El hecho de extender los rangos de operación de la máquina puede resultar económicamente viable en escenarios que pueden ser técnicamente desfavorables. Esto puede ser posible si la energía producida por la máquina en tales condiciones se ofrece en un mercado libre, donde el precio del kWh es fluctúa constantemente. Evidentemente, los ingresos deben ser suficientes para cubrir costos de operación y se logre el beneficio esperado. Operar por fuera de los rangos garantizados es una decisión que involucra un riesgo importante, por lo cual sería conveniente disponer de metodologías que apoyen la toma de decisiones, que

tengan como función objetivo maximizar el beneficio y que consideren entre las restricciones la vida útil de los componentes de las máquinas.

El sector eléctrico colombiano vivió algunas transformaciones especialmente a partir de la década de los años noventa, donde se permitió en primer lugar la participación de instituciones privadas y se estableció la Bolsa de Energía como dispositivo para la compra y venta de electricidad entre los generadores y los grandes consumidores con la intervención de un operador. Esto marco un hito tanto en Colombia como en otros países que hizo cambiar la forma de producir y comercializar la electricidad. Muchas más variables en juego que aumentaron el número de restricciones y ahora a contra reloj. Este mecanismo del mercado para el día siguiente, se inicia el día anterior a la entrega física de la electricidad con una declaración del generador que debe incluir una cantidad de electricidad kWh y un precio de venta para todo el día. Los mejores (menores) precios ofrecidos por las diferentes compañías generadoras determinará la elección de las ofertas. Por lo cual, para cada compañía generadora es sumamente importante conocer la capacidad disponible a ofertar, que depende en cierta medida del número de unidades de generación disponible, de la reserva de agua, de las condiciones técnicas de la maquinaria, entre otras. Conocer acertadamente estos factores y sus costos permitirá formular modelos más aproximados a la realidad y por ende diseñar oferta más atractivas.

La toma de decisiones relacionada con la programación de las unidades de generación a corto plazo se ha trabajado durante más de diez años, y además, se han perfeccionado. Los métodos que se han utilizado para asistir la programación de estas unidades son: la programación lineal, programación no lineal, métodos evolutivos, programación dinámica y programación estocástica. Una forma de modelar la operación de estas unidades, que es ampliamente aceptada en la literatura y que fue adoptada para este proyecto es la programación no lineal entera mixta. Este modelo resulto ventajoso para el desarrollo de este proyecto principalmente por dos razones. Es susceptible de adoptar las restricciones formuladas a partir del desgaste de las máquinas. Además existen paquetes y librerías de softwares comerciales y libres que permiten implementarlo y proporcionar soluciones convenientes⁴⁷.

⁴⁷ No necesariamente la mejor.

Como parte novedosa de la metodología propuesta, se establecieron restricciones tolerantes que permiten extender bajo ciertas condiciones de seguridad el rango de operación de las unidades de generación tipo Francis. Un rango de operación extendido permitiría a la empresa productora de electricidad preparar ofertas más competitivas en escenarios más hostiles. Por otra parte, cabe destacar que una restricción que extienda el rango de operación podría ser de interés para los constructores de turbomáquinas y proveedores de repuestos, quienes podrían encontrar en esta una nueva oportunidad de negocio.

La metodología propuesta postula como función objetivo maximizar el beneficio. Este depende principalmente de los ingresos operativos, los ingresos por valor futuro del agua almacenada y los costos de encendido de las máquinas. Las restricciones que delimitan la superficie de solución corresponden a: el agua disponible en los embalses, la energía disponible en términos de nivel, caudal y eficiencia de las máquinas. La última restricción está dada por la vida útil de las máquinas, que se reduce aceleradamente al operar en rangos extendidos. La naturaleza de este formato es no lineal de enteros mixtos y se puede resolver utilizando paquetes de software disponibles comercialmente.

Los principales aportes de este proyecto son: La inclusión del proceso de bombeo dentro de los modelos encontrados en la literatura, esto permite incluir las centrales de bomba turbina. La formulación de restricciones para la optimización del beneficio en función del rango de operación de las unidades de generación. Es decir, se formuló una función de la vida útil basada en la rata o en la tasa de erosión y asimismo un límite admisible. Finalmente, se estableció una expresión matemática de la vida útil de los componentes de la máquina en función de las frecuencias de los vórtices generados. Ninguno de estos aportes fueron encontrados en la revisión bibliográfica realizada por la autora.

8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Hasmatuchi V., 2012, “Hydrodynamics of a Pump-Turbine Operating at Off-Design Conditions in Generating Mode,” EPFL.
- [2] EIA, 2013, “International Agency Energy,” Int. Agency Energy [Online]. Available: www.eia.org. [Accessed: 01-Oct-2013].
- [3] Isagen, 2013, “Isagen” [Online]. Available: www.isagen.com.co. [Accessed: 26-Sep-2013].
- [4] Kinnunen K., 2004, “National Consumer Research Centre.,” Natl. Consum. Resarch Centre. Kilpailullisuus sähkömarkkinoilla Sähköenergian tarjoushinnat 2003-2004 [Online]. Available: http://www.ncrc.fi/files/4712/julkaisu_2004_9_sahkomarkkinat.pdf. [Accessed: 07-Jan-2014].
- [5] Partanen J., Viljainen S., Lassila J., Honkapuro S., Tahvainen K., and Karjalainen R., 2008, Sähkömarkkinat – opetusmoniste.
- [6] Kerttula T., 2011, “Short-Term planning and bidding of hydropower production in the electricity market.”
- [7] Garg H. P., Mullick S. C., and Bhargava A. K., 1985, Solar Thermal Energy Storage, Springer Netherlands, Dordrecht.
- [8] Kawkabani B., Koutnik J., Saiju R., 105539, Nicolet C., and Foust J., 2010, “Pump-Storage Integration with Renewables – Meeting the Needs Using Various Concepts,” Sess. Pumped-Storage Mark. Trends Strateg., (paper 5), pp. 1–12.
- [9] Roberts B., 2009, “Capturing grid power,” IEEE Power Energy Mag., **7**(4), pp. 32–41.
- [10] Vilkkko M., 1999, New Approach to Short-term Planning of Hydro-thermal Power Production.
- [11] Rahman S., 2003, “Green power: what is it and where can we find it?,” IEEE Power Energy Mag., **1**(1), pp. 30–37.
- [12] IEC60193, 2003, CEI/IEC 60193: turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas : ensayos de recepción en modelo, AENOR.

- [13] Nicolet C., Zobeiri A., Maruzewski P., and Avellan F., 2010, “On the upper part load vortex rope in Francis turbine: Experimental investigation,” IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., **12**(1), p. 012053.
- [14] Zobeiri A., 2009, “Investigations of time dependent flow phenomena in a turbine and a pump-turbine of Francis type,” EPFL.
- [15] Gutierrez F., 1981, “Reversible pump-turbine.”
- [16] Braun O., 2009, “Part load flow in radial centrifugal pumps,” EPFL.
- [17] Torres H., 2007, “Calidad de la Energía Electrica CEL,” VI Simposio Internacional sobre Calidad de Energía Eléctrica, Manizales.
- [18] Occidente U. del A. U. A. de, UPME, and COLCIENCIAS, 2008, Calidad de la Energía Eléctrica.
- [19] WNA, 2013, “World Energy Needs and Nuclear Power,” p. 1 [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/World-Energy-Needs-and-Nuclear-Power/>. [Accessed: 12-Dec-2013].
- [20] Senner A., 2010, Principios de electrotecnia, Editorial Reverte.
- [21] XM S.A. E.S.P., 2013, “Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano,” p. Información operativa y comercial [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>. [Accessed: 13-Jan-2014].
- [22] UPME, 2010, Informe sectorial sobre la evolución de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia.
- [23] Vélez L., 2011, “Breve historia del Sistema Eléctrico Colombiano,” Breve Hist. del Sist. Eléctrico Colomb [Online]. Available: <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.ch/2011/09/breve-historia-del-sector-electrico.html>. [Accessed: 13-Jan-2014].
- [24] Senado de la República de Colombia, 1994, Ley 143 de 1994.
- [25] Sierra S. A., and Plata M. P. T., 2006, “Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano,” Ecos Econ., **10**(22), pp. 7–44.
- [26] Hernán González Rodríguez, 2012, “Precios de la energía eléctrica en Colombia,” El Colomb., p. 1.

- [27] Díaz F. J., 2011, “Optimización de la operación y evaluación de la eficiencia técnica de una empresa de generación hidroeléctrica en mercados de corto plazo,” Universidad Nacional de Colombia.
- [28] Krause G. G., 1995, “Mercado Spot e Energia Elétrica: uma commodity como outra qualquer?,” *Rev. Bras. Energ.*, **4**(1).
- [29] Moya O. E., 2002, “Experience and new challenges in the Chilean generation and transmission sector,” *Energy Policy*, **30**(7), pp. 575–582.
- [30] Antila H., 1997, *Hydro Power Dynamics in Power Systems Planning*.
- [31] “EUREKA Doing business through technology” [Online]. Available: <http://www.eurekanetwork.org/project/-/id/4150>. [Accessed: 26-Jan-2014].
- [32] Bazaraa M. S., Sherali H. D., and Shetty C. M., 1993, *Nonlinear programming: theory and algorithms*.
- [33] Hreinsson E. B., 1988, “Optimal short term operation of a purely hydroelectric system,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **3**(3), pp. 1072–1077.
- [34] Piekutowski M., Litwinowicz T., and Frowd R. J., 1994, “Optimal short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **9**(2), pp. 805–811.
- [35] Nilsson O., and Sjelvgren D., 1996, “Mixed-integer programming applied to short-term planning of a hydro-thermal system,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **11**(1), pp. 281–286.
- [36] Garcia-Gonzalez J., and Castro G. A., 2001, “Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming,” 2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502), IEEE, p. 6.
- [37] Borghetti A., D’Ambrosio C., Lodi A., and Martello S., 2008, “An MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment With Head-Dependent Reservoir,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **23**(3), pp. 1115–1124.
- [38] Brannlund H., Bubenko J. A., Sjelvgren D., and Andersson N., 1986, “Optimal Short Term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a Nonlinear Network Flow Concept,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **1**(4), pp. 75–81.
- [39] Chachuat B., 2007, “Nonlinear and Dynamic Optimization: From Theory to Practice.”

- [40] Guan X., Luh P. B., and Zhang L., 1995, "Nonlinear approximation method in Lagrangian relaxation-based algorithms for hydrothermal scheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, **10**(2), pp. 772–778.
- [41] Xi E., Guan X., and Li R., 1999, "Scheduling hydrothermal power systems with cascaded and head-dependent reservoirs," *IEEE Trans. Power Syst.*, **14**(3), pp. 1127–1132.
- [42] Catalão J. P. S., Mariano S. J. P. S., Mendes V. M. F., and Ferreira L. A. F. M., 2006, "Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model," *Electr. Power Syst. Res.*, **76**(6-7), pp. 404–412.
- [43] Mariano S. J. P. S., Catalão J. P. S., Mendes V. M. F., and Ferreira L. A. F. M., 2007, "Profit-Based Short-Term Hydro Scheduling considering Head-Dependent Power Generation," 2007 IEEE Lausanne Power Tech, IEEE, pp. 1362–1367.
- [44] Catalão J. P. S., Mariano S. J. P., Mendes V. M. F., and Ferreira L. A. F., 2009, "Scheduling of Head-Sensitive Cascaded Hydro Systems: A Nonlinear Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, **24**(1), pp. 337–346.
- [45] Conejo A. J., Arroyo J. M., Contreras J., and Villamor F. A., 2002, "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, **17**(4), pp. 1265–1272.
- [46] Finardi E. C., and daSilva E. L., 2006, "Solving the Hydro Unit Commitment Problem via Dual Decomposition and Sequential Quadratic Programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, **21**(2), pp. 835–844.
- [47] Fernando G. Lobo, Lima C. F., and Michalewicz Z., 2007, Parameter setting in evolutionary algorithms.
- [48] Orero S. O., and Irving M. R., 1998, "A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, **13**(2), pp. 501–518.
- [49] Gil E., Bustos J., and Rudnick H., 2003, "Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, **18**(4), pp. 1256–1264.
- [50] Wu Y.-G., Ho C., and Wang D.-Y., 2000, "A diploid genetic approach to short-term scheduling of hydro-thermal system," *IEEE Trans. Power Syst.*, **15**(4), pp. 1268–1274.

- [51] Yuan X., Zhang Y., Wang L., and Yuan Y., 2008, “An enhanced differential evolution algorithm for daily optimal hydro generation scheduling,” *Comput. Math. with Appl.*, **55**(11), pp. 2458–2468.
- [52] Yuan X., Nie H., He L., Li C., and Zhang Y., 2008, “A Cultural Algorithm for Scheduling of Hydro Producer in the Power Market,” 2008 Second International Conference on Genetic and Evolutionary Computing, IEEE, pp. 364–367.
- [53] Cooper R., 2001, “Dynamic Programming: An overview.”
- [54] Turgeon A., 1981, “Optimal short-term hydro scheduling from the principle of progressive optimality,” *Water Resour. Res.*, **17**(3), pp. 481–486.
- [55] Yang J.-S., and Chen N., 1989, “Short term hydrothermal coordination using multi-pass dynamic programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **4**(3), pp. 1050–1056.
- [56] Svoboda A. J., Johnson R. B., and Hsu E., 1997, “Hydro unit commitment in hydrothermal optimization,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **12**(2), pp. 764–769.
- [57] Chang G. W., Aganagic M., Waight J. G., Medina J., Burton T., Reeves S., and Christoforidis M., 2001, “Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **16**(4), pp. 743–749.
- [58] Birge J. R., and Louveaux F., 2011, *Introduction to Stochastic Programming*, Springer.
- [59] Caballero R., Cerda E., Muñoz M. M., and Rey L., 2002, “Analysis and comparisons of some solution concepts for stochastic programming problems,” *Top*, **10**(1), pp. 101–123.
- [60] Pereira M. V. F., and Pinto L. M. V. G., 1985, “Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach,” *Water Resour. Res.*, **21**(6), pp. 779–792.
- [61] Mo B., Hegge J., and Wangensteen I., 1991, “Stochastic generation expansion planning by means of stochastic dynamic programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **6**(2), pp. 662–668.
- [62] Mo B., Gjelsvik A., Grundt A., and Karesen K., 2001, “Optimisation of hydropower operation in a liberalised market with focus on price modelling,” 2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502), IEEE, p. 6.

- [63] Gorenstin B. G., Campodonico N. M., da Costa J. P., and Pereira M. V. F., 1992, “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **7**(2), pp. 791–797.
- [64] García-González J., Parrilla E., and Mateo A., 2007, “Risk-averse profit-based optimal scheduling of a hydro-chain in the day-ahead electricity market,” *Eur. J. Oper. Res.*, **181**(3), pp. 1354–1369.
- [65] De Ladurantaye D., Gendreau M., and Potvin J.-Y., 2009, “Optimizing profits from hydroelectricity production,” *Comput. Oper. Res.*, **36**(2), pp. 499–529.
- [66] Nilsson O., and Sjelvgren D., 1997, “Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **12**(1), pp. 38–44.
- [67] Nilsson O., and Sjelvgren D., 1997, “Variable splitting applied to modelling of start-up costs in short term hydro generation scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, **12**(2), pp. 770–775.
- [68] Hasmatuchi V., Farhat M., Roth S., Botero F., and Avellan F., 2011, “Experimental Evidence of Rotating Stall in a Pump-Turbine at Off-Design Conditions in Generating Mode,” *J. Fluids Eng.*, **133**(5), p. 051104.
- [69] Widmer C., Staubli T., and Ledergerber N., 2011, “Unstable Characteristics and Rotating Stall in Turbine Brake Operation of Pump-Turbines,” *J. Fluids Eng.*, **133**(4), p. 041101.
- [70] Escaler X., Egusquiza E., Farhat M., Avellan F., and Coussirat M., 2006, “Detection of cavitation in hydraulic turbines,” *Mech. Syst. Signal Process.*, **20**(4), pp. 983–1007.
- [71] Nicolet C., 2007, “Hydroacoustic modelling and numerical simulation of unsteady operation of hydroelectric systems,” EPFL.
- [72] A. Davies, 1998, *Handbook of Condition Monitoring: Techniques and Methodology*, Springer.
- [73] Čudina M., and Prezelj J., 2009, “Detection of cavitation in operation of kinetic pumps. Use of discrete frequency tone in audible spectra,” *Appl. Acoust.*, **70**(4), pp. 540–546.
- [74] Franc J. ., Avellan F., Belahadji B., Billard J. Y., Briancon-Marjollet L., Fréchou D., Fruman D. H., Karimi A., Kueny J. L., and Michel J. M., 1995, *La cavitation: mécanismes physiques et aspects industriels*, Presses universitaires de Grenoble, Grenoble Cedex.

- [75] Heymann F. J., 1970, "Toward quantitative prediction of liquid impact erosion.," Characterization and Determination of Erosion Resistance, ASTM, SP 474, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, PA,, p. 474.
- [76] Rao P. V., and Buckley D. H., 1984, "Predictive capability of long-term cavitation and liquid impingement erosion models," *Wear*, **94**(3), pp. 259–274.
- [77] Hammitt F., Huang Y., Kling C., Mitchell T., and Solomon L., 1970, "A Statistically Verified Model for Correlating Volume Loss Due to Cavitation or Liquid Impingement," Characterization and Determination of Erosion Resistance ASTM, STP 474, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, PA, pp. 288–322.
- [78] Gülich J. F., 1992, "Diagnostic de la cavitation sur des pompes centrifuges," *La Tech. Mod.*, **84**(HIVER), pp. 39–44.
- [79] Thiruvengadam A., 1967, *Theory of erosion*, Hydronautics Inc., Laurel Md.
- [80] Karimi A., and Leo W. R., 1987, "Phenomenological model for cavitation erosion rate computation," *Mater. Sci. Eng.*, **95**, pp. 1–14.
- [81] Ausoni P., 2009, "Turbulent vortex shedding from a blunt trailing edge hydrofoil," EPFL.
- [82] Young J. O., and Holl J. W., 1966, "Effects of Cavitation on Periodic Wakes Behind Symmetric Wedges," *J. Basic Eng.*, **88**(1), p. 163.
- [83] Jong J., Nesman T., Bordelon W., Jones J., Zoladz T., and AL. A. S. R. I. H., 1996, *Coherent Phase Wide Band Demodulation Technique for Turbomachinery Cavitation Detection and Monitoring*.
- [84] Ausoni P., Farhat M., Escaler X., Egusquiza E., and Avellan F., 2007, "Cavitation Influence on von Kármán Vortex Shedding and Induced Hydrofoil Vibrations," *J. Fluids Eng.*, **129**(8), p. 966.
- [85] Stephens R. I., Fatemi A., Stephens R. R., and Fuchs H. O., 2000, *Metal Fatigue in Engineering*.
- [86] Bäuml A., Seeger T., and Boller C., 1990, *Materials data for cyclic loading: Supplement 1*, Elsevier.
- [87] Bearman P. W., 1984, "Vortex Shedding from Oscillating Bluff Bodies," *Annu. Rev. Fluid Mech.*, **16**(1), pp. 195–222.

- [88] Gerrard J. H., 2006, “The mechanics of the formation region of vortices behind bluff bodies,” *J. Fluid Mech.*, **25**(02), p. 401.
- [89] Griffin O. M., 2006, “A note on bluff body vortex formation,” *J. Fluid Mech.*, **284**(-1), p. 217.
- [90] Roshko A., 1955, “On the wake and drag of bluff bodies,” *Natl. Advis. Comm. Aeronaut.*, **22**, pp. 1–39.
- [91] Williamson C. H. K., and Roshko A., 1988, “Vortex formation in the wake of an oscillating cylinder,” *J. Fluids Struct.*, **2**(4), pp. 355–381.
- [92] Dobay G. F., 1966, “Effects of Cavitation on Periodic Wakes Behind Symmetric Wedges,” *J. Basic Eng.*, **88**(1), pp. 163–176.
- [93] Ruchonnet N., 2010, “Multiscale Computational Methodology Applied to Hydroacoustic Resonance in Cavitating Pipe Flow,” EPFL.
- [94] Castro A., and Botero F., 2012, “Impacto de las vibraciones inducidas por el fluido en el diseño de turbomáquinas hidráulicas,” 1er Congreso nacional de la facultad de ingenierías fisicomecánicas, UIS, ed., Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, p. 8.
- [95] Castro A., Botero F., and Farhat M., 2013, “Independent Components Analysis Based Non-Intrusive Detection of Random Cyclostationary Phenomena in Hydraulic Turbomachines,” 5th IAHR International Workshop on Cavitation and Dynamic Problems in Hydraulic Machinery, AIHR, ed., AIHR, Lausanne, pp. 1–14.
- [96] Zobeiri A., 2012, “Effect of Hydrofoil Trailing Edge Geometry on the Wake Dynamics,” EPFL.
- [97] Finnegan P., 2008, GM SHRUM GENERATING STATION G3 RUNNER FAILURE TECHNICAL ANALYSIS AND RECOMMENDATIONS, Vancouver.
- [98] Egusquiza E., Valero C., Huang X., Jou E., Guardo A., and Rodriguez C., 2012, “Failure investigation of a large pump-turbine runner,” *Eng. Fail. Anal.*, **23**, pp. 27–34.
- [99] Widmer C., Staubli T., Tresch T., and Sallaberger M., 2010, “Unstable Pump-Turbine Characteristics and their Interaction with Hydraulic Systems,” *Hydro-Vision*, Vision-Hydro, ed., Charlotte.
- [100] Selivanov A., 1972, *Fundamentos de la teoría de envejecimiento de la maquinaria*, Editorial Mir, Moscú.

- [101] Catalão J. P. S., Pousinho H. M. I., and Mendes V. M. F., 2009, “Mixed-integer nonlinear programming for head-dependent short-term hydro scheduling,” 2009 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, IEEE, pp. 90–94.
- [102] Catalão J. P. S., Pousinho H. M. I., and Mendes V. M. F., 2010, “Mixed-Integer Nonlinear Programming Approach for Short-Term Hydro Scheduling,” IEEE Lat. Am. Trans., **8**(6), pp. 658–663.

9 ANEXOS

9.1 Anexo 1.

Impacto de las Vibraciones Inducidas por el Fluido en el Diseño de Turbomáquinas Hidráulicas. Presentado en el 1er Congreso Nacional de Ingenierías Fisicomecánicas – UIS Noviembre 15, 2012. Bucaramanga, Colombia.

IMPACTO DE LAS VIBRACIONES INDUCIDAS POR EL FLUIDO EN EL DISEÑO DE TURBOMÁQUINAS HIDRAULICAS

Decanato
Facultad de
Ingenierías
Fisicomecánicas



1^{er} CONGRESO
NACIONAL
DE DISEÑO E INGENIERÍAS
FISICOMECÁNICAS UIS 2012
| INGENIERIA | DISEÑO | SOSTENIBILIDAD |

1. CONGRESO NACIONAL DE LA FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS

Bucaramanga, 14 al 16 de Noviembre de 2012

IMPACTO DE LAS VIBRACIONES INDUCIDAS POR EL FLUIDO EN EL DISEÑO DE TURBOMÁQUINAS HIDRAULICAS

Castro Peralta, A. M.*; Botero, F.

Universidad EAFIT, Carrera 49 N° 7 Sur – 50, Medellín

*e-mail: acastro1@eafit.edu.co

RESUMEN

El mercado actual de la energía eléctrica está condicionando la operación y el diseño de la maquinaria utilizada para la generación. Las turbinas hidráulicas, son obligadas a operar en rangos lejos al punto de diseño, donde los flujos desarrollan fenómenos hidrodinámicos que pueden conducir a daños inesperados y catastróficos. El tránsito turbulento del fluido alrededor de componentes, como los álabes, genera los llamados vórtices de Kármán. La interacción fluido-estructura, bajo condiciones específicas de operación, puede intensificar las vibraciones y el ruido. Se han documentado casos de estructuras que han colapsado debido a las vibraciones inducidas por vórtices de este tipo. En este trabajo se presentan los resultados preliminares del estudio experimental del comportamiento de un perfil hidrodinámico sometido a diferentes condiciones de flujo. Se evaluaron experimentalmente diferentes parámetros de desempeño de un perfil NACA0009 montado en el túnel de cavitación de alta velocidad en el Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de Lausana LMH; una cámara de alta velocidad y un vibrómetro láser permitieron observar detalladamente los vórtices y medir las vibraciones directamente sobre el perfil sin perturbar el flujo. La presión en la sección de prueba del túnel se redujo de manera controlada para generar cavitación en el núcleo de los vórtices y hacerlos visibles. Los resultados preliminares se comparan con los resultados publicados por otros autores.

PALABRAS CLAVE: vórtices de Kármán, vibraciones, cavitación, perfil hidrodinámico.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, comúnmente conocida como la electricidad, es un componente clave en el progreso de un mundo dominado por la tecnología eléctrica, electrónica y digital. Al ser una fuente secundaria de energía, la electricidad puede ser obtenida a través de la conversión de las fuentes primarias, como los combustibles fósiles, la energía nuclear o energía verde. La energía eléctrica tiene la gran ventaja de ser flexible, barata, limpia, fácil de controlar y transmitir. Existen diferentes fuentes de generación de energía eléctrica tales como las térmicas (carbón o nuclear), las hidroeléctricas, las eólicas y las solares [1].

La Agencia Internacional de Energía (AIE) señala que la base de la vida moderna del mundo depende de la producción de energía por combustibles fósiles en un 62% y que a medida que los países se industrializan y sus poblaciones aumentan, también crece el consumo de energía [2]. Sin embargo, en Colombia los datos varían; la producción de energía depende 81.2% de las plantas hidroeléctricas, 18.6% plantas térmicas y 0.1% otras energías [3].

Debido a la geografía y la abundancia de agua en nuestro país, la generación hidroeléctrica tiene aun un gran potencial en contraste con países desarrollados como Suiza, donde el potencial hídrico está desarrollado casi en su totalidad. Por otra parte, la manera como operan estas centrales ha cambiado en los últimos tiempos, anteriormente las máquinas eran operadas siguiendo las recomendaciones del fabricante, cerca al punto de diseño; actualmente, la energía hace parte del mercado bursátil, y las políticas de operación son influenciadas por el precio fluctuante del kilovatio/hora, es decir, de acuerdo a la oportunidad y sin tener en cuenta los límites de operación, ni la disponibilidad del recurso hídrico que a su vez depende de las condiciones climáticas y meteorológicas. Tales condiciones de uso conlleva al desarrollo de fenómenos hidrodinámicos en la máquina que pueden afectar el funcionamiento y vida útil de sus componentes. Uno de los fenómenos que se presentan es la formación de vórtices que ha sido investigado por Roshko y otros [4-8]. En este estudio presentaremos los vórtices de Kármán, los cuales ocurren en la estela dejada por componentes como los alabes cuando el tránsito del fluido alrededor es turbulento. De acuerdo a la literatura, las vibraciones causadas por el desprendimiento de vórtices de Kármán es uno de los mecanismos que puede desencadenar daños primarios en componentes de turbinas causando grietas prematuras y fatiga [9].

La interacción entre el fluido y la estructura bajo ciertas condiciones desfavorables amplifica la vibración de los componentes y puede causar daños estructurales. Si la frecuencia de generación coincide con la frecuencia natural de alguno de los componentes, se presenta el fenómeno de resonancia. Cuando los componentes entran en resonancia, el incremento del ruido y las vibraciones, aumenta el riesgo de daños catastróficos. En esta condición el desplazamiento estructural se acopla con la producción de vórtices (excitación fluido) llevándolo al conocido fenómeno de acoplamiento hidro-elástico o *Lock-in* [10].

Los vórtices de Kármán se organizan en una matriz periódica que se denomina *La calle de vórtices de Von Kármán*. Cuando un fluido turbulento circula alrededor de un cuerpo no fuselado, por encima de valores críticos del número de Reynolds, las capas límites superior e inferior se desprenden y cizallan, generando los vórtices. Este proceso se repite periódicamente y es descrito por la Ley de Strouhal Ec.(1), según la cual la frecuencia de generación de vórtices f es proporcional a la velocidad del fluido C_{ref} teniendo en cuenta una longitud características L (diámetro hidráulico) [11]. El aspecto más peligroso de los vórtices de Kármán es su naturaleza periódica que como mencionamos anteriormente puede desencadenar un acoplamiento hidro-elástico en condiciones de resonancia, excitando modos naturales de los cuerpos flexibles involucrados [12].

$$St = \frac{fL}{C_{ref}} \quad (1)$$

El objetivo del presente caso de estudio es conocer el impacto de los vórtices de Kármán en términos de vibración en uno de los componentes de una turbina tipo Francis. El objeto de estudio son dos alabes móviles, con borde de salida truncado y oblicuo. Estos alabes fueron probados en el túnel de cavitación de alta velocidad del *École Polytechnique Fédérale de Lausanne EPFL*. La instrumentación que permitió realizar el experimento son una cámara de alta resolución y un vibrómetro láser.

CASO DE ESTUDIO

Se utilizan dos alabes móviles NACA 0009, uno con borde de salida truncado y otro oblicuo, $\beta = 30^\circ$. Los perfiles, fabricados en acero inoxidable, se empotran en uno de sus extremos, mientras el otro se deja libre. Ambos tienen una longitud de 100 mm, ancho de 150 mm, y 10 mm de espesor máximo, Figura 1. De igual forma se tiene especial cuidado en garantizar similitud de la rugosidad de la superficie entre los dos perfiles.

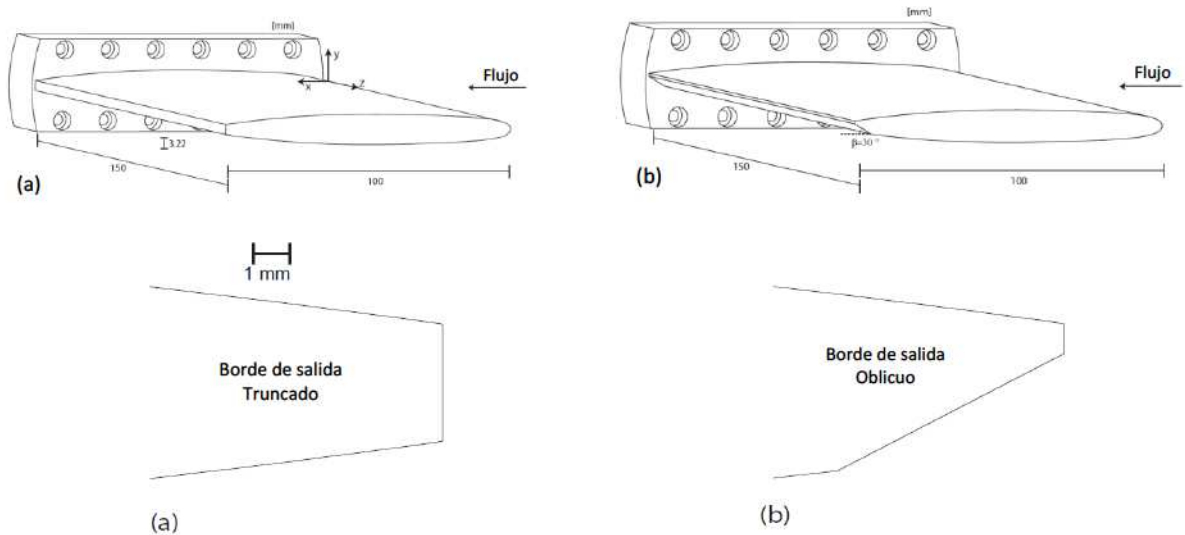


Figura 1. Perfil NACA 0009 (a) borde de salida truncado, (b) borde de salida oblicuo.

Las mediciones se llevan a cabo en el túnel de cavitación de alta velocidad del EPFL [13] con una sección de prueba de $150 \times 150 \times 750 \text{ mm}^3$, velocidad máxima de entrada C_{ref} , de 50 m/s, y la máxima presión estática, P_{inlet} , de 1.6×10^6 Pa. Figura 2

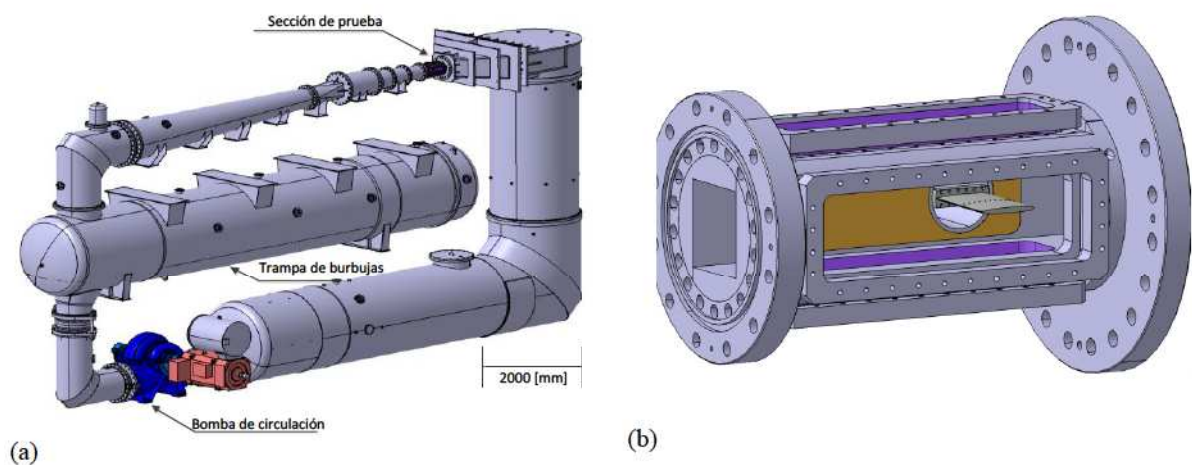


Figura 2. Túnel de cavitación alta velocidad EPFL-LMH (a) Circuito hidráulico y (b) Sección de prueba. (Cortesía LMH-EPFL)

La vibración es monitoreada con un vibrómetro láser *Polytec PDV100*, con un rango máximo de velocidad de 500 mm/s y rango de frecuencia de 0-22 kHz. El principio de funcionamiento de este dispositivo no intrusivo, consiste en la medición de la velocidad de un punto sobre el alabe por medio de la variación de la frecuencia del rayo reflejado, conocido como Efecto Doppler. El punto de medición se encuentra en la mitad del tramo y al 10% de su longitud, aguas arriba desde el borde de salida. Una cámara de alta velocidad, con una resolución de la imagen de 512x256 píxeles y una tasa de 10000 fotografías/segundo, es utilizada para fotografiar y posteriormente analizar la estructura de la estela; el tiempo de exposición se puede ajustar hasta $10\mu s$.

La amplitud y la fase de movimiento del alabe en cada punto de operación se miden para identificar el modo de vibración y posibles acoplamientos hidro-elásticos. El sistema de adquisición de datos tiene 16 bits de resolución A/D, 16 entradas, una memoria de 1 millón de muestras por canal, y una frecuencia de muestreo máxima de 51,2 kHz por canal.

RESULTADOS

Con el propósito de identificar los puntos de acoplamiento hidro-elástico durante la emisión de vórtices de Kármán, se sometió el perfil a diferentes velocidades de flujo propios de la turbina y se construyó una curva que describe el comportamiento dinámico del sistema. La presión en la sección de prueba se redujo cuidadosamente para producir un cambio de fase en el núcleo de los vórtices y hacerlos visibles gracias a la reflexión de la luz.

En la Figura 3 se presenta la frecuencia de emisión de vórtices, la cual cumple con el número de Strouhal, este resultado se deriva de las mediciones del vibrometro láser y las fotografías de alta velocidad, como una función de velocidad ascendente para ambos perfiles ensayados. La frecuencia de generación de los vórtices se incrementa de forma cuasi lineal con la velocidad de flujo excepto entre 15-16 m/s para el borde salida de ambos perfiles. Según lo demostrado por Ausoni y otros dentro de estos intervalos se presenta un acoplamiento hidro-elástico, es decir, lock-in [11]. La frecuencia de generación de los vórtices comienza a bloquear la frecuencia natural del alabe (870,7 Hz aproximadamente).

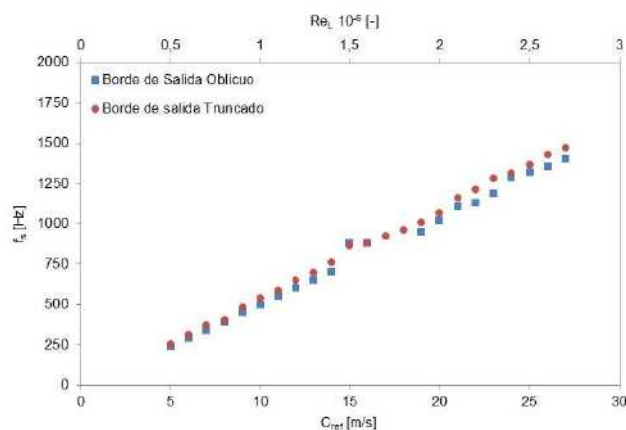


Figura 3. Frecuencia de generación versus velocidad aguas arriba.

El espectro de la amplitud y los valores de las señales de vibración RMS se presentan en la Figura 4 con velocidades aguas arriba para el borde de salida del perfil truncado y oblicuo. Ambos perfiles muestran un aumento significativo de la amplitud de la vibración (picos) bajo la condición de lock-in.

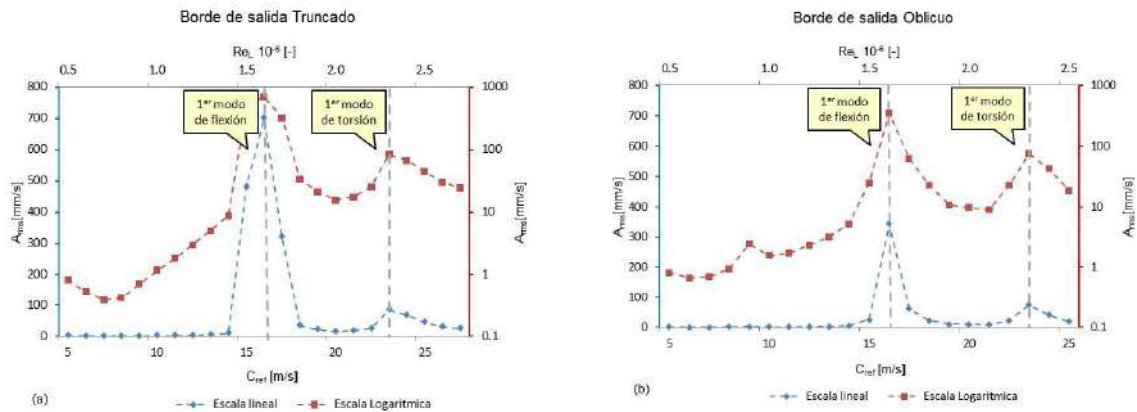


Figura 4. Valores RMS de la señal de vibración de la velocidad aguas arriba, escala logarítmica y lineal (a) borde de salida truncado y (b) borde de salida oblicuo.

Durante los picos se excitan los dos primeros modos de vibrar del álabo, el primero corresponde al primer modo de flexión y el segundo es el primer modo de torsión. Durante estos puntos de resonancia la vibración y el ruido se incrementan sustancialmente. El comportamiento del perfil se observa en la Figura 5. En las zonas de color azul (extremo empotrado del álabo) el desplazamiento es cero, en las zonas rojas el desplazamiento es máximo (extremo libre del álabo). Durante el primer modo de flexión el extremo libre del álabo se desplaza mucho más que el extremo fijo, los punto (X_1) y (X_2) se encuentran en fase; en el modo de torsión los puntos (X_1) y (X_2) se desplazan en contrafase.

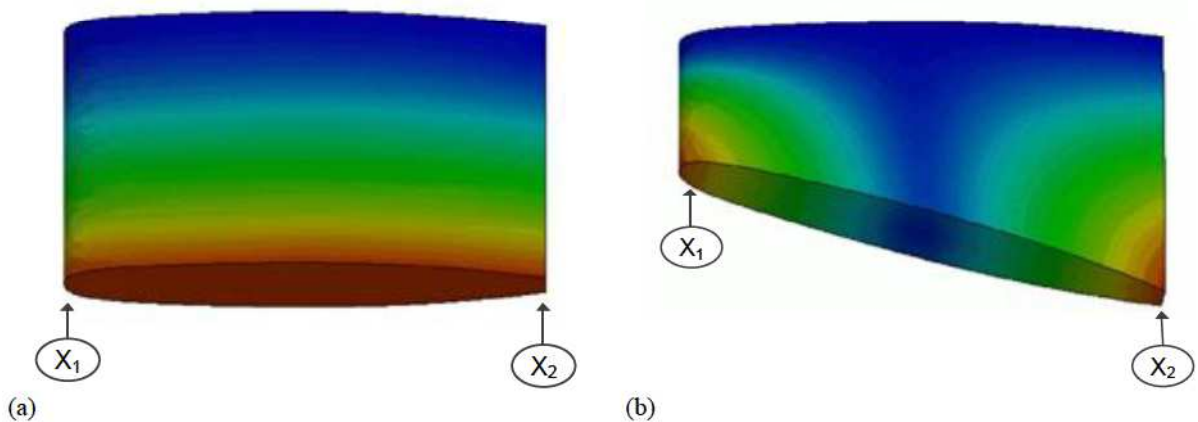


Figura 5. Modos de vibración del perfil (a) Primer modo de flexión (b) Primer modo de torsión

En la Figura 6 se puede observar la dinámica de la estela y el paralelismo entre las líneas de vorticidad y el borde de salida del álabo. Aunque generalmente, bajo condiciones normales de operación las calles de vórtices de Von Kármán son invisibles al ojo humano, se pueden visualizar reduciendo cuidadosamente la presión en la sección de prueba; de esta manera se logra que solo los núcleos de los vórtices caviten y se formen los patrones observados en la figura.



Figura 6. Visualización de alta velocidad de la dinámica de la estela (vista lateral) borde de salida truncado, $C_{ref}=16$ m/s, σ

Cuando las máquinas son operadas por encima o por debajo de su punto de operación, se puede presentar resonancia y reducir sustancialmente la vida útil de sus componentes.

CONCLUSIONES

Se ha investigado el impacto de las vibraciones inducidas por los vórtices de Kármán en turbo-máquinas. Un alabe NACA 0009 con borde de salida truncado y otro similar con geometría modificada se probaron en el túnel de cavitación de alta velocidad y los resultados experimentales se compararon con otros equivalentes encontrados en el estado del arte. Los experimentos se realizan para el ángulo de incidencia cero y un número de Reynolds alto, $Re_L=5 \times 10^5 - 2.9 \times 10^6$. Los vórtices de Kármán se manifiestan en un alto rango de operación de la máquina y como son factores determinantes de su nivel de vibración de sus componentes, deben ser tenidos en cuenta al extender el rango de operación de la máquina. El hecho de utilizar las máquinas por encima o por debajo de su punto de diseño puede desencadenar acoplamiento hidro-elástico de uno o varios de sus componentes. Este acoplamiento, conocido como Lock-in, puede acelerar las fallas de las partes. Para el caso de estudio se encontró que la vibración incrementó más de 30 veces su valor efectivo. Así mismo, se puede concluir que pequeñas modificaciones geométricas del perfil pueden disminuir significativamente la amplitud efectiva de la vibración; en nuestro caso de estudio se redujo a la mitad en condición de Lock-in.

AGRADECIMIENTOS

La realización de este trabajo y la participación en este evento se hizo posible gracias al apoyo técnico y económico de la Universidad EAFIT. Los autores agradecen igualmente al Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de la Escuela Politécnica Federal de Lausana (EPFL) por poner a disposición los recursos técnicos y económicos necesarios para la ejecución de las pruebas experimentales.

NOMENCLATURA

C_{ref}	velocidad de referencia en la entrada de la sección de prueba (m/s)
St	número de Strouhal (adimensional)
f	frecuencia de generación de los vórtices (Hz)
L	longitud característica, diámetro hidráulico (mm)
B	inclinación borde de salida perfil oblicuo
P_{inlet}	presión estática en la sección de prueba (Pa)

REFERENCIAS

1. V. Hasmatuchi, Hydrodynamics of a Pump-Turbine Operating at Off-Design, Ph.D. thesis, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2012.
2. International Agency Energy. [Online] [Consultado: Octubre 1, 2012.] <http://www.iea.org/>.
3. Isagen. [Online] [Consultado: Septiembre 26, 2012.] <http://www.isagen.com.co>.
4. A. Roshko, On the wake and drag of bluff bodies, *National Advisory Committee for Aeronautics*, vol. 22, pp. 1-39, 1955.

5. J.H. Gerrard, The mechanics of the formation region of vortices behind bluff bodies, *Journal of Fluid Mechanics* vol. 25, pp. 410–413, 1966.
6. P.W. Bearman, Vortex shedding from oscillating bluff bodies, *Annual Review of Fluid Mechanics*,s vol. 16, pp. 195–222, 1984.
7. O.M. Griffen, A note on bluff body vortex formation, *Journal of Fluid Mechanics*, vol. 284, pp. 217–224, 1995.
8. C.H.K. Williamson, A. Roshko, Vortex formation in the wake of an oscillating cylinder, *Journal of Fluids and Structures*, vol. 2, pp. 355–381, 1988.
9. R.D. Blevins, The effect of sound on vortex shedding from cylinders, *Journal Fluids Mechanical*, vol. 161, pp. 217-237, 1985.
10. Z. Amirreza, P. Ausoni, F. Avellan, M. Farhat, How oblique trailing edge of a hydrofoil reduces the vortex-induced vibration, *Journal of Fluids and Structures*, vol. 32, pp. 78-89, 2012.
11. P. Ausoni, M. Farhat, X. Escaler, E. Egusquiza, F. Avellan, Cavitation influence on Von Kármán vortex shedding and induced hydrofoil vibrations, *Journal of Fluids Engineering*, vol. 129, pp. 966-973, 2007.
12. R.N. Govardhan, O.N. Ramesh, A stroll down Kármán Street, *Resonance*, pp. 25-37, 2005.
13. F. Avellan, P. Henry, I.L. Ryhming, A New High Speed Cavitation Tunnel, *ASME Winter Annual Meeting*, Boston, MA, vol. 57, pp. 49-60, 1987.



1^{er} CONGRESO NACIONAL DE DISEÑO E INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS UIS 2012

| INGENIERÍA | DISEÑO | SOSTENIBILIDAD |

La Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas de la
Universidad Industrial de Santander, certifica que:

ADRIANA MILENA CASTRO PERALTA

D.I. 32259073

Participó en Calidad de PONENTE

El Primer Congreso Nacional de Diseño e Ingenierías Fisicomecánicas UIS 2012,
celebrado en la ciudad de Bucaramanga - Colombia,
durante los días 14 ,15 y 16 de noviembre de 2012.

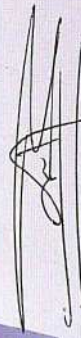

Alvaro Gómez Torrado
Rector (E)

Organizó:



Facultad
de Ingenierías
Fisicomecánicas





Gerardo Latorre Bayona
Decano

9.2 Anexo 2.

Independent Components Analysis Based Non-intrusive Detection of Random Cyclostationary Phenomena in Hydraulic Turbomachines. Presentado en el 5th IAHR International Workshop on Cavitation and Dynamic Problems in Hydraulic Machinery. Septiembre 10, 2013. Lausana, Suiza.

Non-intrusive Detection of Vortex Street Cavitation Based on Cyclostationary Analysis

Adriana CASTRO, Francisco BOTERO
Univesidad EAFIT, Medellin, Columbia

and

Mohamed FARHAT

EPFL, Lab of Hydraulic Machines, Lausanne, Switzerland



Abierta al mundo

Motivation

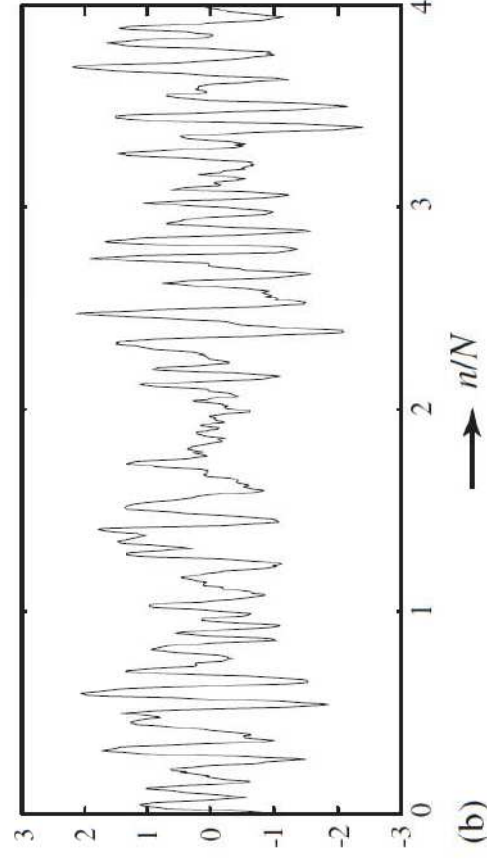
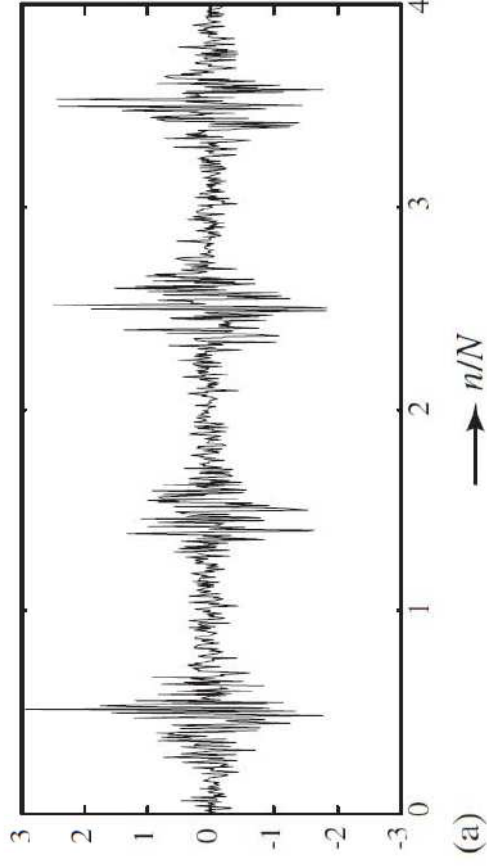
- Need for robust signal processing tools to monitor hydrodynamic phenomena in hydraulic machines
 - Flow instabilities (Von Karman vortices, rope, rotating stall, ...)
 - Cavitation



- Actual processing tools are based on the hypothesis of stationary signals, which is questionable for the case of hydraulic turbines
- Recent development: Spectral analysis of cyclostationary signals more adapted for hydrodynamic phenomena in hydraulic machines

Introduction

- Cyclostationary signals: subclass of non-stationary signals, which exhibit some cyclical behavior
- Example: random noise whose amplitude or frequency is modulated by a periodic function



- Cyclostationarity: more representative of rotating machines vibration

Introduction

- Cyclic Spectral Analysis:

$$|S_x(f; \alpha)| = \lim_{L \rightarrow \infty} \frac{1}{L} E \left\{ X_L \left(f + \frac{\alpha}{2} \right) X_L^* \left(f - \frac{\alpha}{2} \right) \right\}$$

X_L : FFT (x)

f: frequency

α : Cyclic frequency

Statistical correlation between spectral components spaced by a frequency shift α .

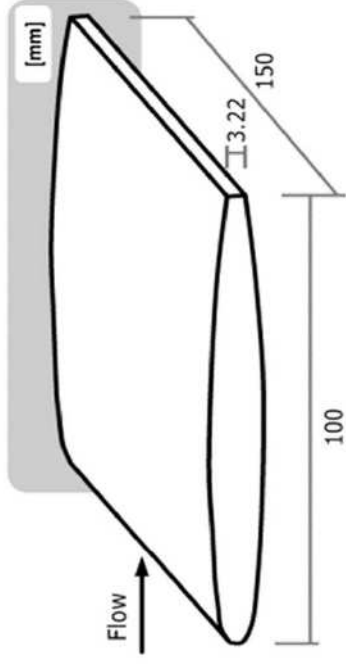
- Cyclic coherence:

$$|\gamma_x(f; \alpha)|^2 = \frac{|S_x(f; \alpha)|^2}{S_x(f + (\alpha/2)) S_x(f - (\alpha/2))}$$

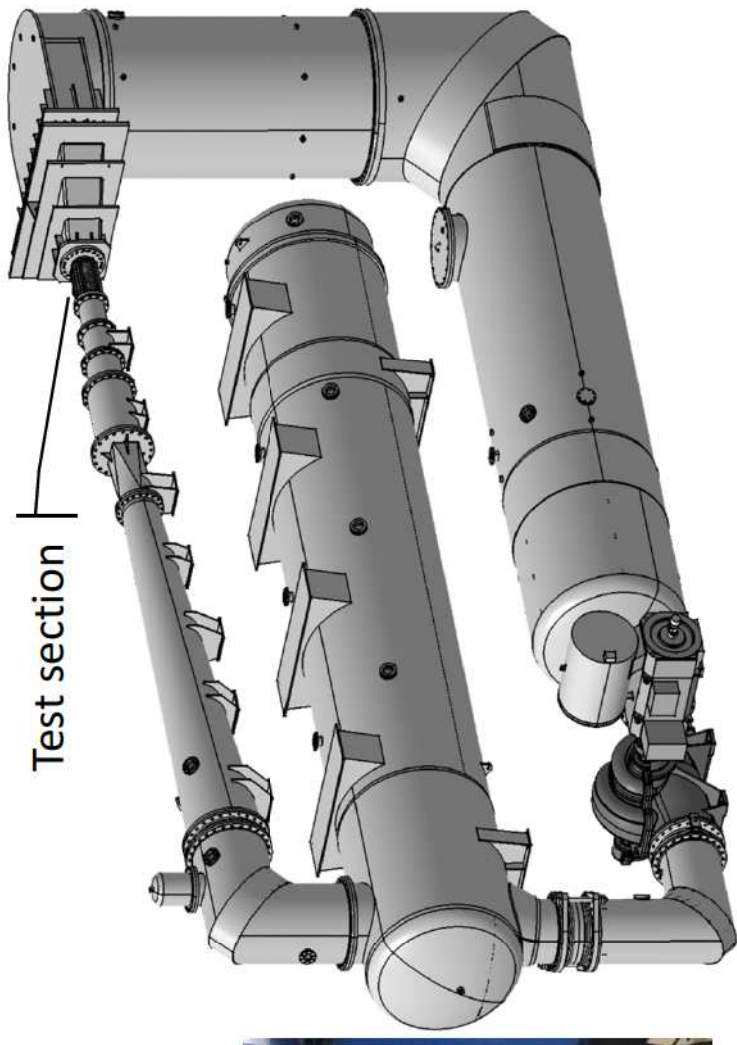
Correlation coefficient between spectral components at $f+\alpha/2$ and $f-\alpha/2$ (0-1)

Case Study

- ✓ Hydrofoil: NACA 0009:
 - Truncated trailing edge



- ✓ EPFL high speed cavitation tunnel:
 - Maximum inlet velocity: 50 m/s
 - Test section: 150×150×750mm

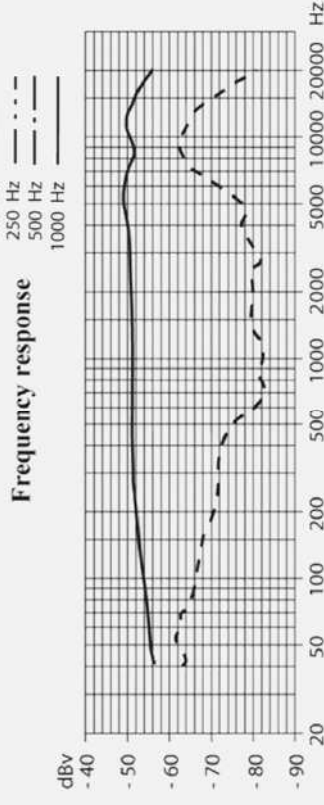
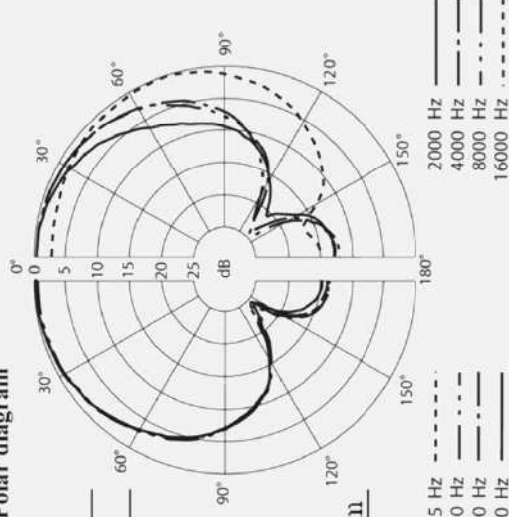


Instrumentation & Data acquisition

Non-Intrusive: Mic. Sennheiser E614

Specification	Value
Pick-up pattern	Super-cardioid
Max. sound pressure level at 1 kHz	139 dB/SPL
Sensitivity	3 mV/Pa
Frequency response	20 to 20000 Hz
Weight	93 g
Dimensions	Ø 20 mm. L 100 mm

Polar diagram



— 0°, 1 m - - - - - 180°, 1 m

Validation: High-speed camera

Specification	Value
Camera type	Photron Fastcam SA.1.1
CCD resolution	1024x1024 pixels
Maximum frame rate	5400 fps (1024x1024 pixels) 675000 fps (64x16 pixels)
Recording depth	12 bit – monochrome
Buffer memory	8 GB
Lamp Power	800 W
Halogen bulb type	Linear tungsten

Validation: Laser Doppler vibrometer

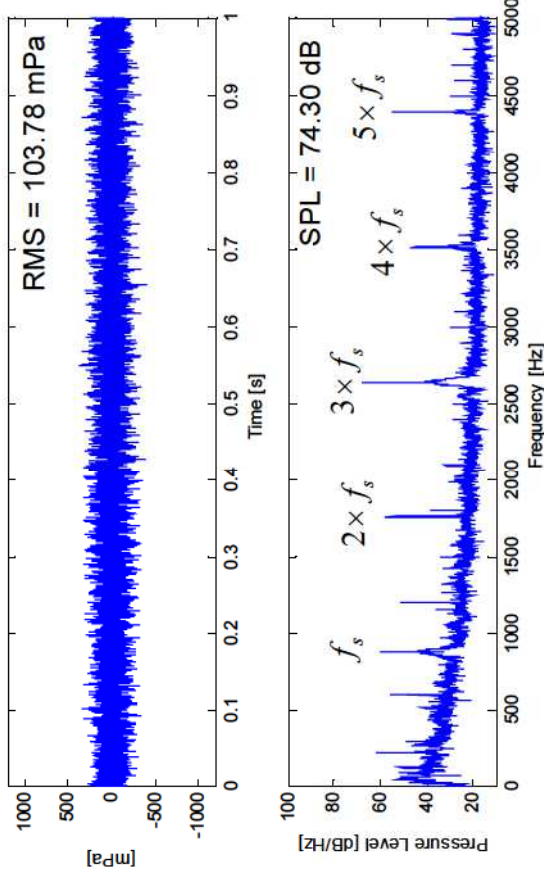
Specification	Value
Laser type and class	HeNe, class II
Velocity range	20, 100, 500 mm/s
Frequency range	0 – 22 kHz
Working distance	0.2 – 3 m
Dimension	300 (L)x63 (W)x129(H) mm

Data Acquisition

Specification	Value
Analog inputs	5x8
A/D resolution	24 bits
Input range	± 10 V
Max. sampling rate	102.4 k.samples/s

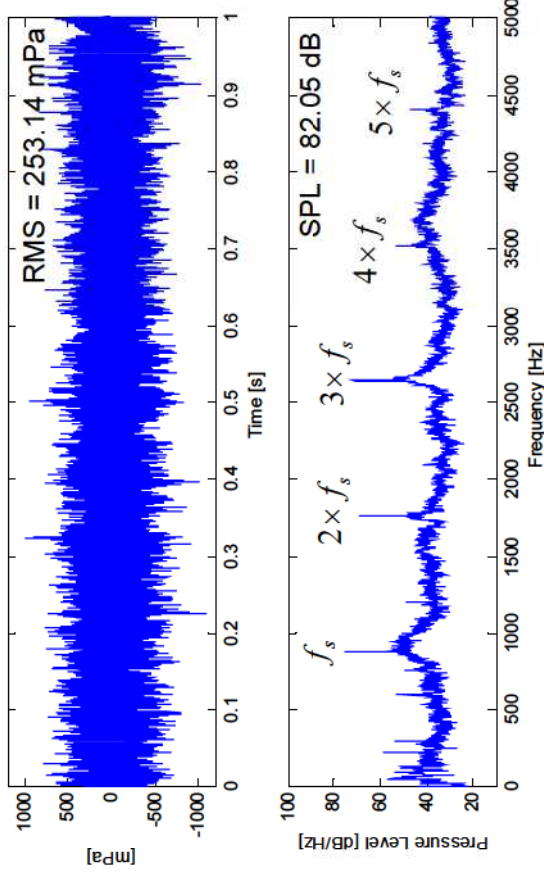
AIRBORNE NOISE: Time Series and Spectral Estimation

$C_{ref}=16$ m/s, $\sigma=1.4$



Cavitation free:
Vortex shedding frequency & harmonics

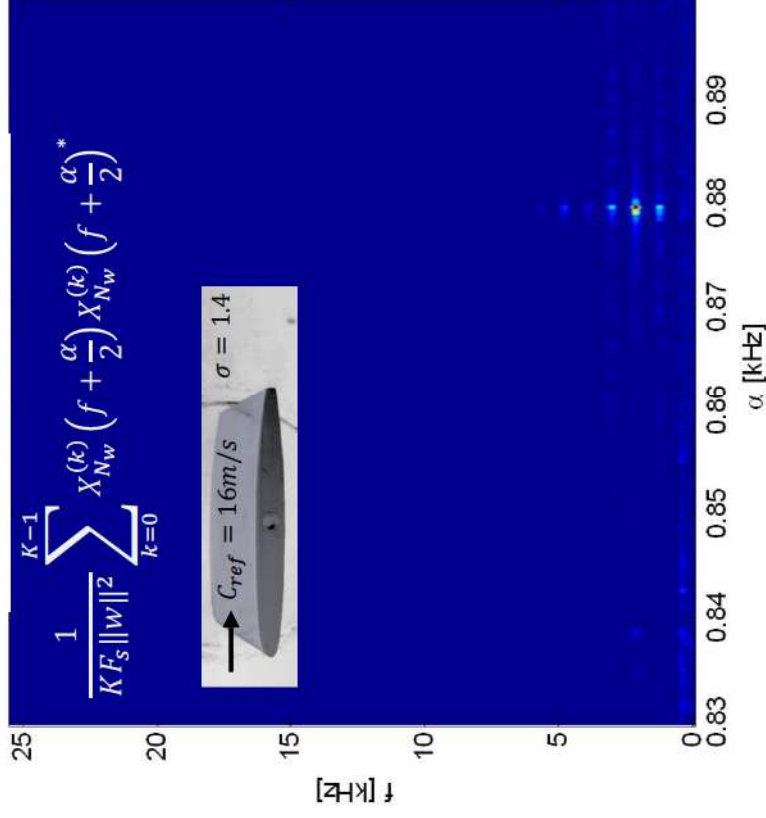
$C_{ref}=16$ m/s, $\sigma=0.6$



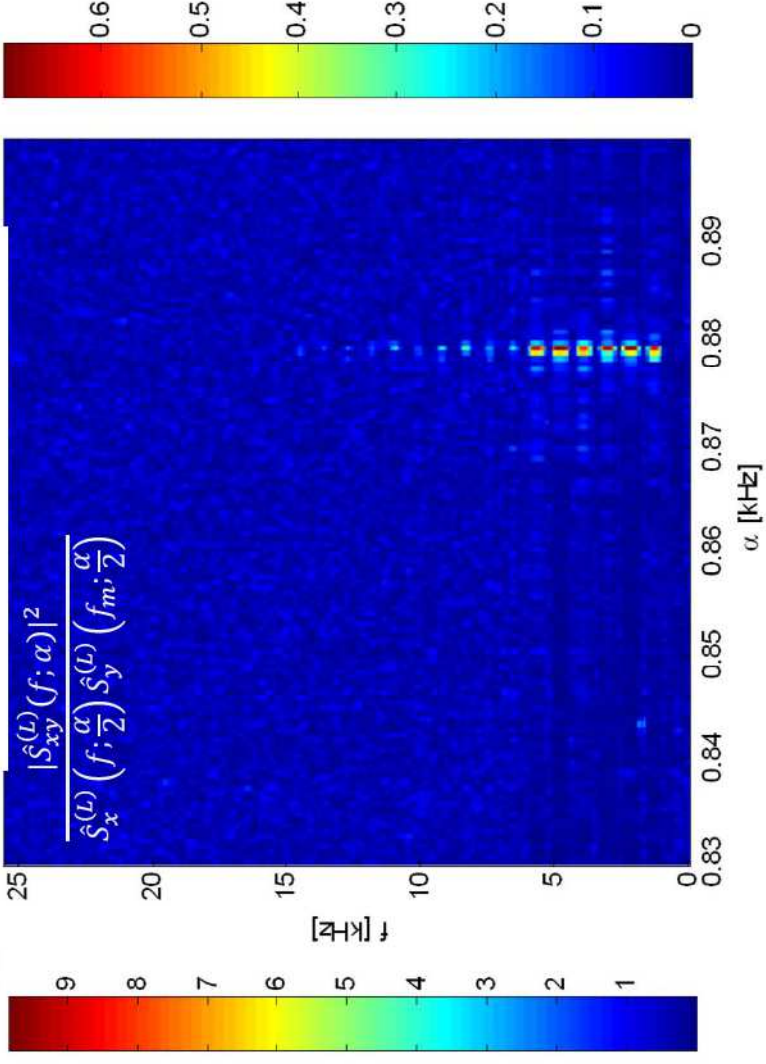
Cavitation occurrence \rightarrow radiated noise
increases ~ 1.5 times. Energy spreads on a
wide frequency band.

Cyclostationary Analysis

Cyclic Spectral Density



Cyclic Spectral Coherence

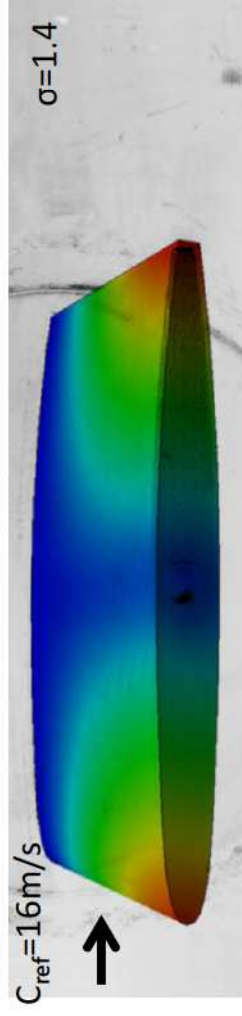
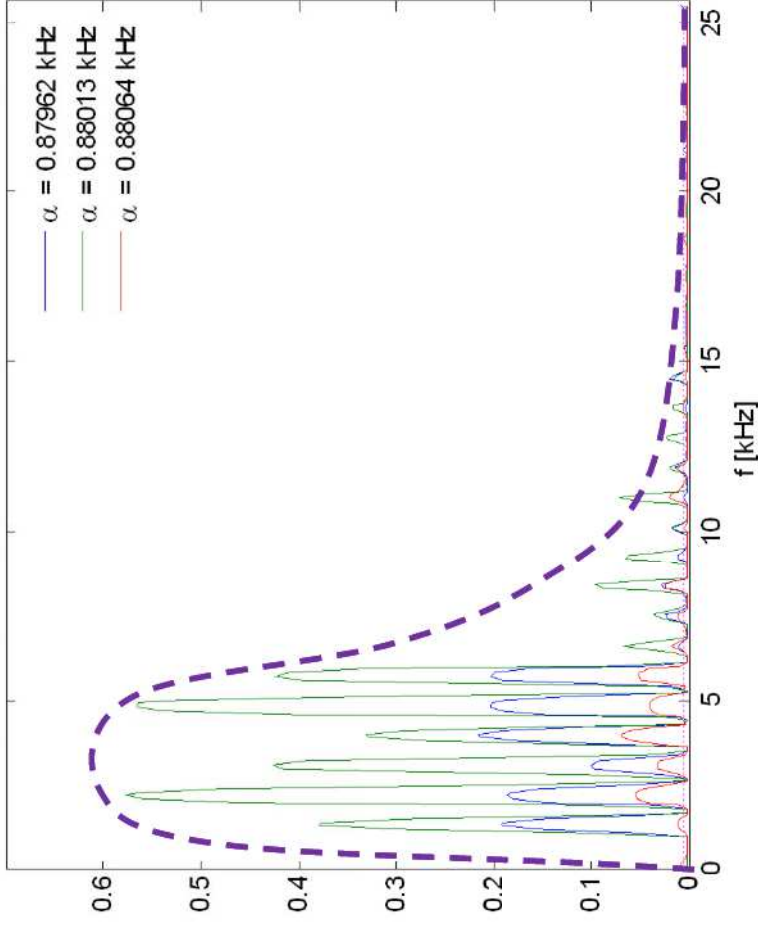


$C_{ref}=16m/s$, $\sigma=1.4$. Strong vibration (lock-in) without cavitation.

A strong coupling between the sampled and cyclic frequencies at the shedding vortex frequency (f_s) and multiples. Harmonics are affected by the structure and room impulse responses.

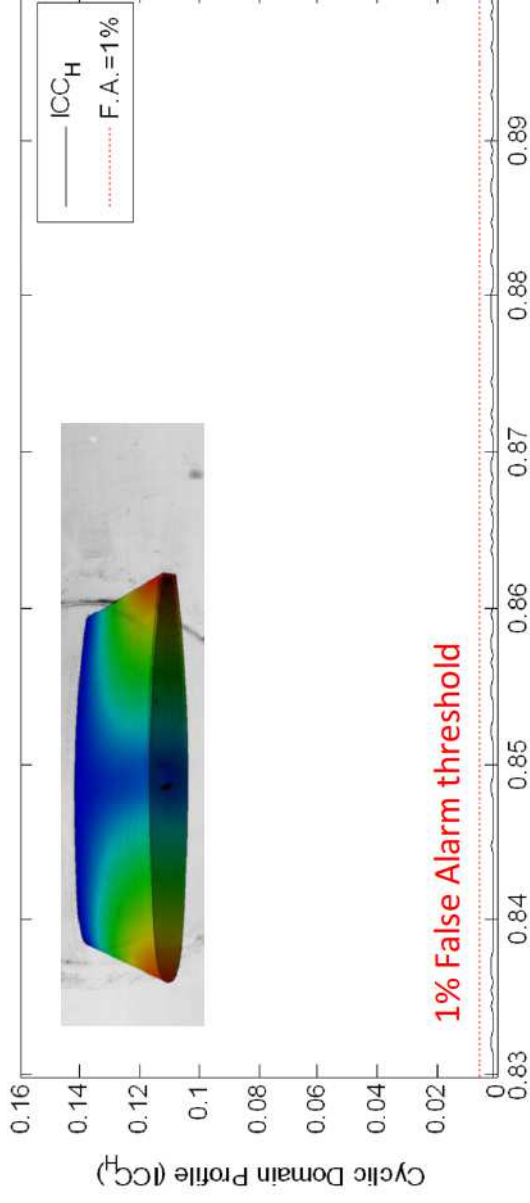
Cyclostationary Analysis: Sampled Frequency Profile

Squared magnitude Cyclic Spectral Coherence and its 1% level of significance



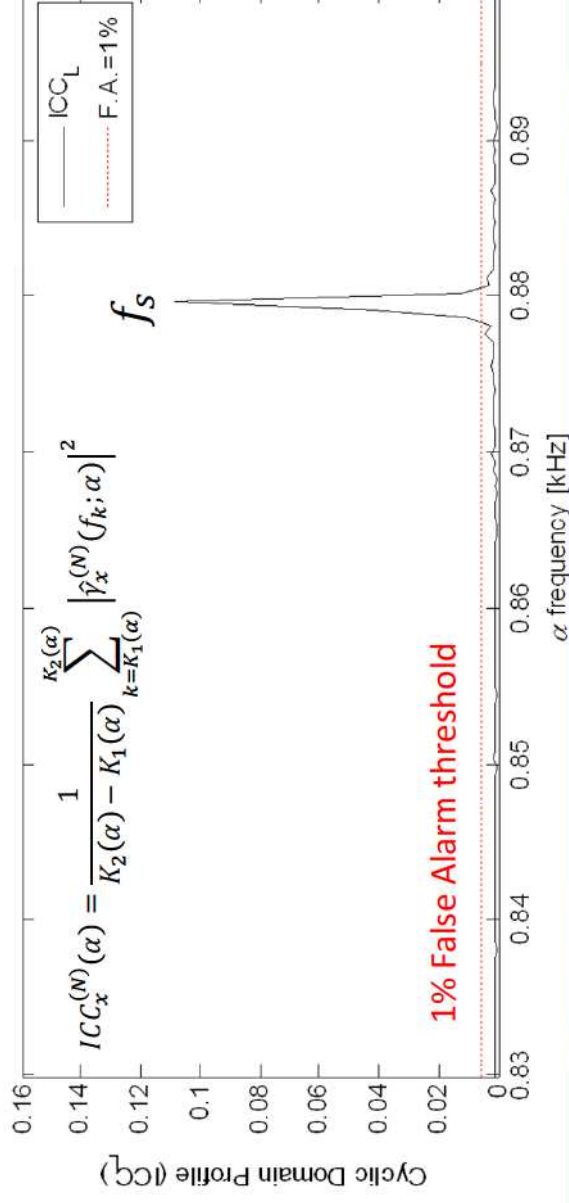
Respective high speed photograph
(processed) and superimposed mode shape

Cyclostationary Analysis: Integrated Cyclic Coherence



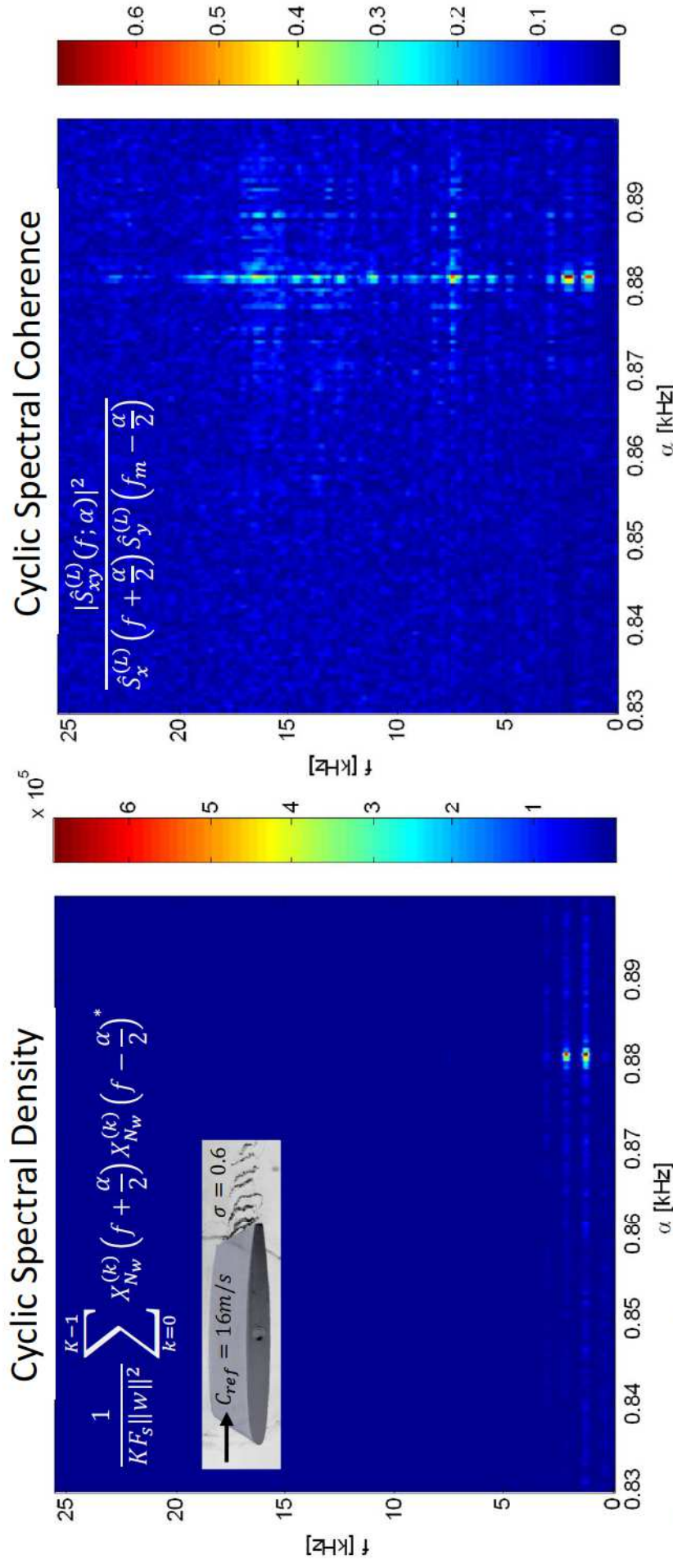
High frequency ICC index and 1% threshold: No component exceeds the false alarm threshold based on chi-square law:

$$\frac{\xi}{2} \cdot \chi^2 (0.99, 2)$$



Low frequency ICC index and 1% threshold: Vortex shedding frequency dominates and is the only component rises above the false alarm threshold. It is attributed to periodic vortex excitation.

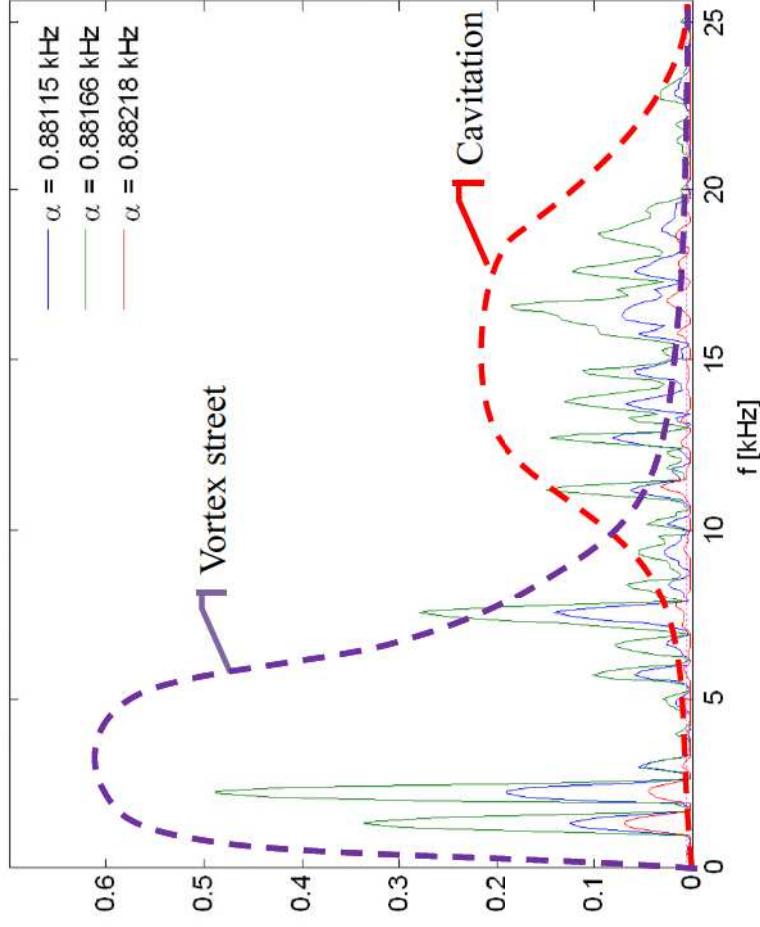
Cyclostationary Analysis



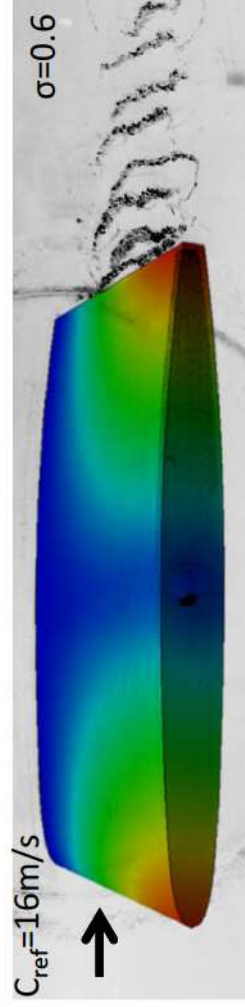
$C_{ref} = 16m/s$, $\sigma = 0.6$. Developed cavitation in the core of the vortices. (a) Regular cyclic analysis fails discriminating *vortex streets cavitation*. (b) Cyclic Spectral Coherence reveals diagnostic information on how energy distributes along the frequency domain at the cyclic frequency associated to the shedding frequency (f_s), multiples and high frequency wide-band.

Cyclostationary Analysis: Sampled Frequency Profile

Squared magnitude Cyclic Spectral Coherence and its 1% level of significance

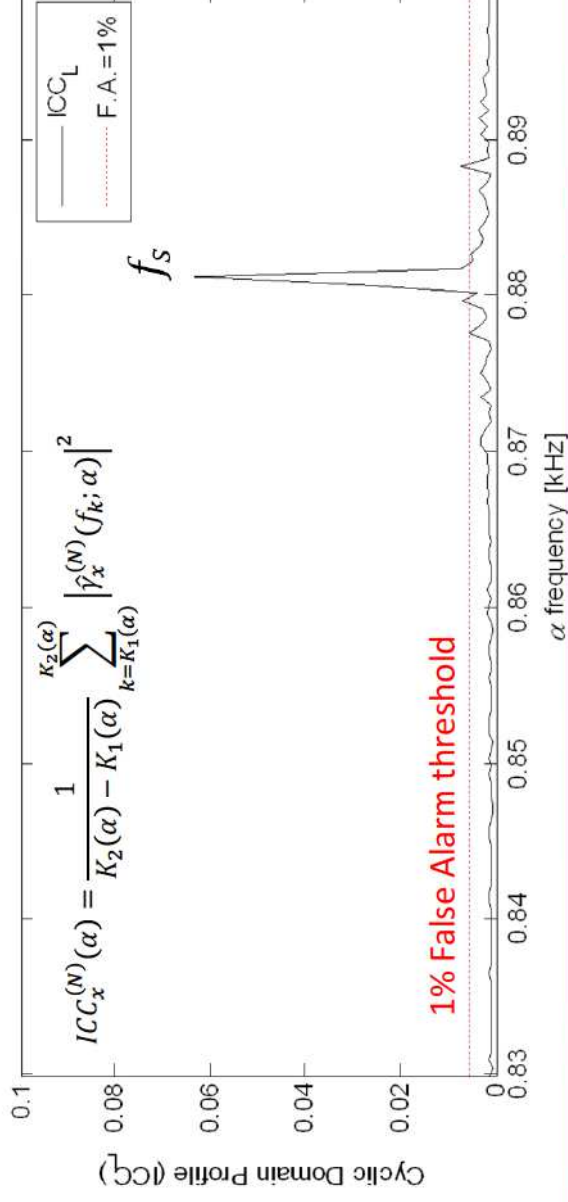
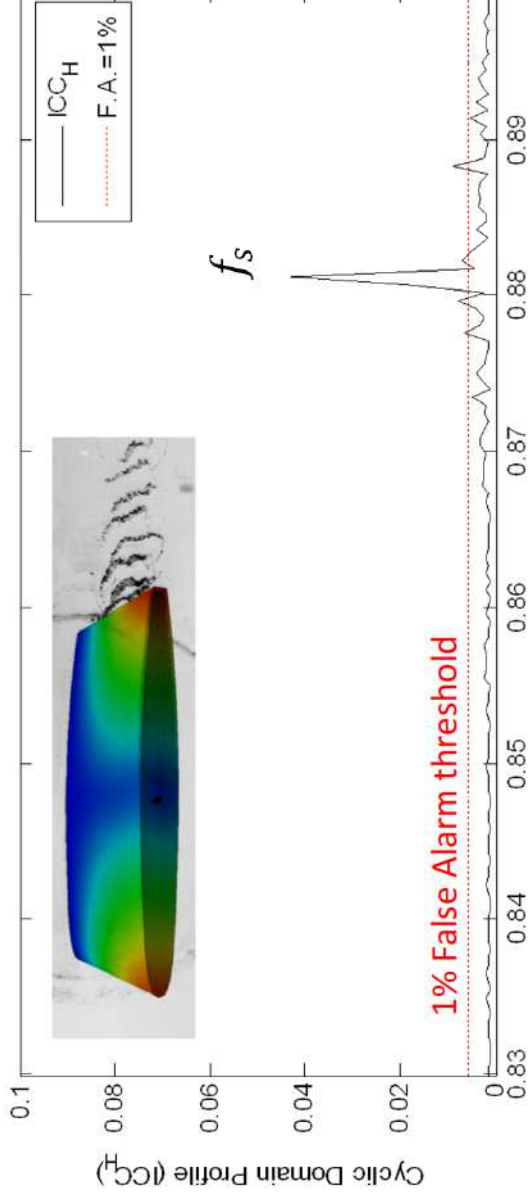


- Frequency domain can be split in two:
- Low frequency subdomain: showing the energy attributed to vortex shedding excitation
 - High frequency subdomain: containing high frequency energy spread on a wide-band related to the random excitation induced by the bubble collapses.



Respective high speed photograph (processed) and superimposed mode shape. Cavitation reveals the periodic nature of the wake.

Cyclostationary Analysis: Integrated Cyclic Coherence



CONCLUSIONS

- The purpose of this project was to propose a non-intrusive diagnostic methodology for detecting the coupling between periodic and wide-band phenomena. It is proved that vortex street cavitation is preserved in the cyclic frequency domain of the airborne noise.
- We have shown that airborne noise radiated from vortex street cavitation is essentially cyclostationary instead of harmonic in the high-frequency range explaining why classical spectral analysis often fails.
- We have recovered diagnostic information related to vortex street cavitation from the cyclic frequency domain. The cyclic coherence offers enough evidence to discriminate such phenomenon when read as a function of the cyclic frequency (signature). Indeed, the Integrated Cyclic Coherence (*ICC*) together with a *chi-square* based false alarm threshold, provides a simple and robust 1D index for detection issues.
- Shown methodology can be extended to detect other hydrodynamic phenomena

Dr. Francisco Botero
Universidad EAFIT
Applied mechanics research group
Cr. 49 N° 7 Sur – 50
Medellín, 05001000
Colombia

Y/ref.

O/ref. Avf/Sti

Lausanne, September 16, 2013

TO WHOM IT MAY CONCERN

The undersigned confirms hereby that the work entitled

*Independent Components Analysis Based Non-Intrusive Detection of Random
Cyclostationary Phenomena in Hydraulic Turbomachines*

by Francisco Botero¹, Adriana Castro¹ and Mohamed Farhat² was presented at the 5th IAHR International Workshop on Cavitation and Dynamic Problems in Hydraulic Machinery on September 10th, 2013, in Lausanne, Switzerland.



Prof. François Avellan, Dr. Eng.
Head of the local organizing committee

¹ Applied mechanics research group, Universidad EAFIT, Cr. 49 N° 7 Sur - 50, Medellín, 05001000, Colombia

² EPFL Laboratory for Hydraulic Machines, Av. de Cour 33 Bis, 1007 Lausanne, Switzerland

9.3 Anexo 3.

Detecting cavitation in Hydraulic Turbomachines. Presentado en el International Mechanical Engineering and Agricultural Science Congress. Octubre 10, 2013. Floridablanca, Colombia.



Floridablanca, October-2013
Colombia

The organizer committee of the “*International Mechanical Engineering and Agricultural Science Congress*,” held from 9th to 11th October of the 2013 at Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) in Floridablanca –Colombia, certifies that the authors:

ADRIANA CASTRO

Has participated whit the work entitled:

DETECTING CAVITATION IN HYDRAULIC TURBOMACHINES

Sincerely,

Conference Chairman

Aduljay Remolina Millán
aduljay.remolina@upb.edu.co
Cell phone: (57) 317 625 80 42
Office phone: (57) (7) 6796220 Ext.566

Emil Hernández Arroyo
emil.hernandez@upb.edu.co
Cell phone: (57) 3012082780
Office phone: (57) (7) 679 6220. Ext. 195

webmaster: congresomecanica.bga@upb.edu.co

9.4 Anexo 4.

Tendencia de la producción eléctrica mundial. OECD/IEA 2013.



Electricity generation by fuel

World

