

## MODELO DE PLANTA COMPLETO DE EMBALSE PARA EL CODIGO CATHENA

**Ana L. Parrondo<sup>a</sup>, Arnaldo V. Rabiti<sup>b</sup>, Pablo U. Serrano<sup>c</sup>, Silvana L. Calá<sup>a</sup>,  
Hermes D. Damiani<sup>d</sup>, Antoine Sablayrolles<sup>d</sup>**

<sup>a</sup>*Departamento de Física y Análisis, Gerencia de Ingeniería, Sede Central, Nucleoeléctrica Argentina  
S. A, Avda Del Libertador 6343, código postal CABA, Argentina, aparrondo@na-sa.com.ar,  
<http://www.na-sa.com.ar>*

<sup>b</sup>*Departamento de Seguridad Nuclear, Central Nuclear Embalse, Camino a la Cruz s/n, Embalse,  
Argentina.*

<sup>c</sup>*Departamento Diseño del Núcleo y Análisis de Accidentes, Coordinación de Licenciamiento,  
Unidad de Gestión Atucha II, Lima, Prov. Buenos Aire, Argentina.*

<sup>d</sup>*Departamento de Seguridad y Licenciamiento, Gerencia Proyecto Extensión de Vida, Central  
Nuclear Embalse, Camino a la Cruz s/n, Embalse, Argentina.*

**Keywords:** Modelo de planta, CATHENA, Análisis deterministas.

### Abstract.

Desde el año 2000, Nucleoeléctrica Argentina (inicialmente en colaboración con grupos de la Comisión Nacional de Energía Atómica) comenzó a desarrollar un modelo representativo de los sistemas de la Central Nuclear Embalse para simular transitorios de planta con el código termohidráulico CATHENA.

El programa, desarrollado en Canadá, utiliza una representación unidimensional de dos fluidos en no equilibrio para modelar el refrigerante en doble fase. Está particularmente diseñado para la simulación de transitorios en reactores con canales horizontales tipo CANDU, donde la transferencia de calor debe tener en cuenta el detalle de los manojos combustibles.

La versión actual del modelo está basada en documentación (isométricos, planos, especificaciones de programas, manuales de diseño y operación, etc.) propios de la Central Embalse. Se hallan representados en el modelo: el Sistema Primario de Transporte de Calor (núcleo, colectores, alimentadores, bombas, generadores de vapor), el Sistema Secundario de Transporte de Calor (sistema de precalentamiento de agua de alimentación a los generadores de vapor, generadores de vapor, líneas de vapor vivo), los Sistemas de Control de Presión y Nivel de los Generadores de Vapor, Control de Presión e Inventario del Primario, disparo del reactor, Sistema de Purificación e Inventario y Sistema de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo.

Una serie de comparaciones en estado estacionario y un excelente desempeño del modelo para simular transitorios reales de la planta fueron utilizados para sustentar la aplicación del modelo a los Análisis Deterministas de Embalse.

## 1 INTRODUCCION

CATHENA (Canadian Algorithm for THERmalhydraulic Network Analysis) (Hanna (1998)) es un código desarrollado por AECL (Atomic Energy of Canada Limited) para realizar simulaciones del comportamiento termohidráulico de las Centrales tipo CANDU (CANadian Deuterium Uranium) operando en estado estacionario, durante transitorios de planta y en caso de accidentes, incluyendo accidentes con pérdida de refrigerante (Loss of Coolant Accidents – LOCAs).

Es un código unidimensional y representa las dos fases, líquido y vapor, como dos fluidos separados en los que se plantean los balances de masa, energía y cantidad de movimiento en cada uno. Es decir, el programa resuelve seis ecuaciones de conservación, tres para la fase líquida y tres para la fase vapor, lo que le permite simular situaciones de no equilibrio termodinámico (distintas temperaturas de las fases) y no equilibrio mecánico (fases con distintas velocidades).

El código está focalizado en modelar fenómenos termohidráulicos como caídas de presión, generación de vapor (“boiling”), transferencia de calor, flujo crítico de calor, separación líquido – vapor, etc. En particular, puede simular estos fenómenos en canales combustibles horizontales, lo que permite identificar la estratificación del fluido y realizar la transferencia de calor según las barras del combustible se hallen bajo agua o vapor.

CATHENA, a la vez, posee una serie de componentes termohidráulicos que están destinados a la simulación del comportamiento de componentes de sistemas nucleares como bombas (“Pump Model”), válvulas (“Valve Model”, “Junction Resistance Model”, etc.), tanques (Tank Model), separadores (“Separator Model”), cañerías (“Pipe Components”), etc.

En el año 2000, NA-SA (Nucleoeléctrica Argentina S.A.) recibió una nodalización genérica de un CANDU 600. A partir de ese momento, paralelamente a los trabajos que requería la planta, se realizó un esfuerzo en ir desarrollando los modelos de cada sistema por separado e ir incorporándolo a la entrada de datos principal.

Para el modelo de cada sistema de Embalse se utilizó la documentación de planta: isométricos, hojas de componentes, manuales de diseño, planos, etc. Se consideraron las características del código y se fueron agregando detalles en función de las recomendaciones del diseñador y los transitorios que se querían simular. Capacitaciones en el código sustentan la elección de correlaciones y opciones de los componentes.

El modelo de CNE 2011, que se muestra en este artículo, se desarrolló en Argentina y refleja el estado de la planta actual. Incluye el Sistema Primario de Transporte de Calor, la mayor parte de los Sistemas de Agua de Alimentación y Vapor Vivo, el Sistema de Enfriamiento de Emergencia, y el Sistema de Control de Inventario, Sistemas de Control del Sistema Primario y Secundario, y los Sistemas de Protección del Reactor.

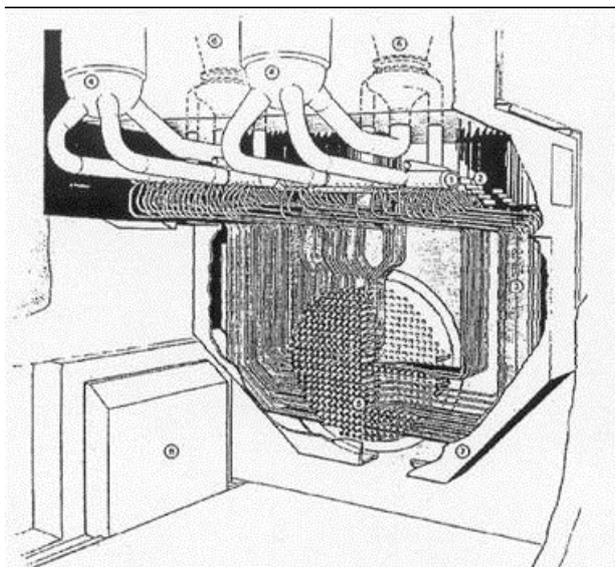
El modelo fue enviado a Canadá y aceptado por el diseñador, AECL, para realizar los estudios para la actualización del Informe de Seguridad de la planta. Los especialistas canadienses están incorporando al modelo las modificaciones que experimentará la planta luego del proceso de reacondicionamiento. De esta manera, los estudios para la actualización del Informe de Seguridad de la planta se realizarán, en Argentina y Canadá con un modelo que contempla el estado futuro de la planta basado en el que aquí se presenta.

## 2 MODELO DE LA CENTRAL EMBALSE PARA EL CÓDIGO CATHENA

El modelado de cada parte relevante de la planta, se modela y prueba por separado antes de integrarlo al modelo completo de planta. A continuación se muestra una breve descripción de los principales sistemas modelados.

## 2.1 Sistema Primario de Transporte de Calor

Embalse es un reactor CANDU600, el núcleo posee 380 canales refrigerantes horizontales dentro del tanque de calandria que contiene el moderador. Hay dos circuitos refrigerantes casi independientes, con 190 canales cada uno, correspondientes a las dos mitades del reactor, vista la calandria de frente (Figura 1).



**Figura 1. Cara del reactor, alimentadores, colectores, cañerías desde y hacia el GV**  
(<https://canteach.candu.org>).

Cada canal está alimentado por una cañería de pequeño diámetro que se denomina alimentador de entrada y luego de pasar por el canal, el refrigerante es enviado al colector de salida por una cañería similar denominada alimentador de salida. Los alimentadores pueden verse en la Figura 1.

Cada circuito tiene dos pasos por el reactor (de 95 canales cada uno) de manera tal que canales adyacentes tienen sentido de circulación de refrigerante inverso. En cada circuito, en la zona sobre los colectores, hay dos generadores de vapor, dos bombas, dos colectores del refrigerante de entrada y dos colectores de salida (Figura 2).

Las mediciones de presión del SPTC (Sistema Primario de Transporte de Calor) están triplicadas en los 4 colectores de salida y están asociadas a las mediciones de los sistemas de Seguridad. La presión del tanque presurizador se mide y controla en la planta.

La temperatura de entrada está también triplicada en los cuatro colectores de entrada al reactor.

Existe una comunicación entre los dos circuitos a través de la línea de compensación de presión entre el presurizador y dos colectores de salida (uno de cada circuito). La otra conexión entre los circuitos corresponde a las líneas de control de inventario que comparten (Sección 2.5).

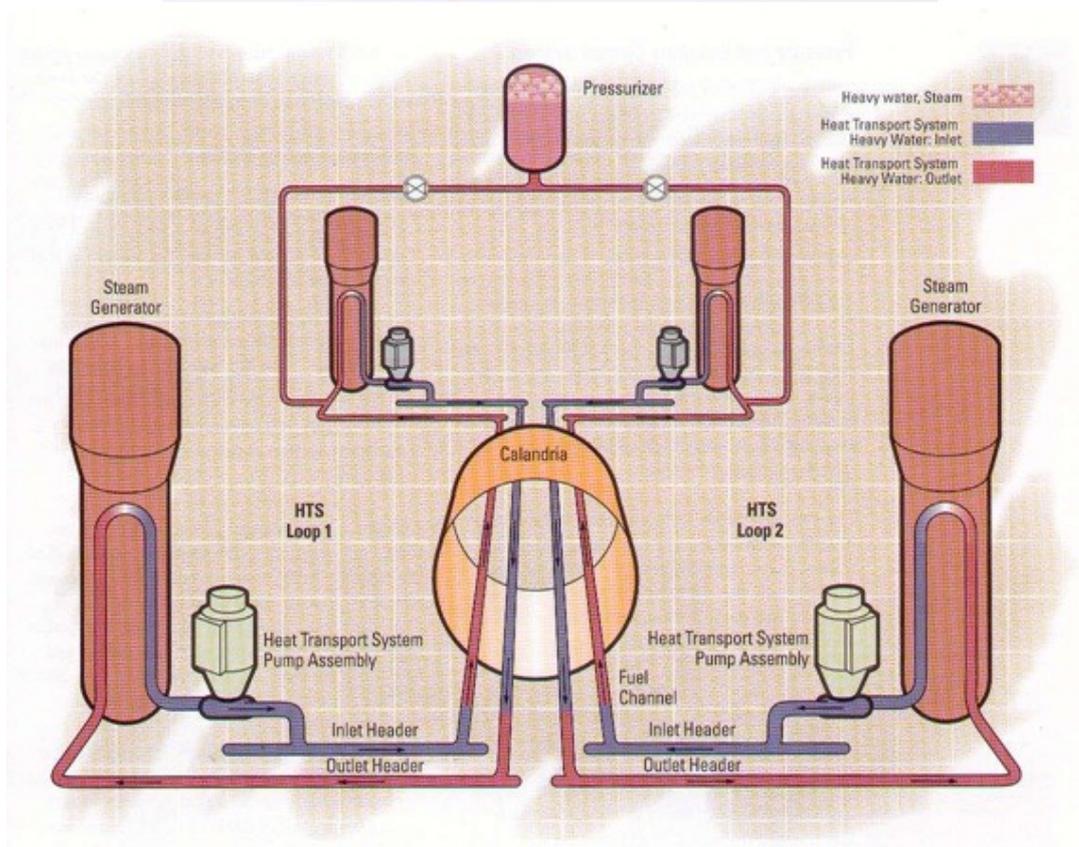
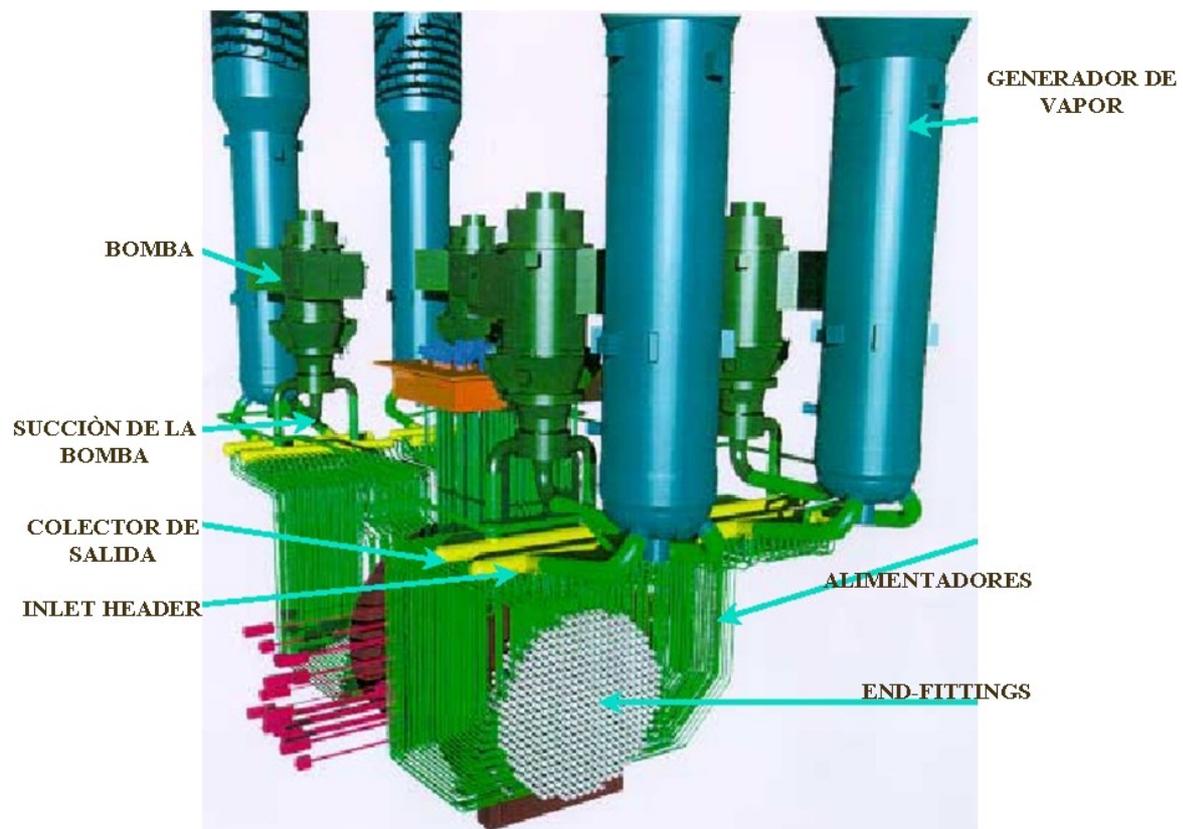


Figura 2. SPTC y línea de compensación de presión (<https://canteach.candu.org>)

La línea de compensación de presión se extiende desde aguas arriba de uno de los colectores de salida de cada circuito (Figura 2 y Figura 3) hasta el presurizador. Esta línea permite el control de presión del SPTC por el presurizador en operación normal y la aislación de los circuitos en caso de pérdida de refrigerante de uno de ellos (válvulas MV1 y 2 en la Figura 3).

Las líneas de alivio líquido hacia el tanque desgasificador condensador (DC) permiten aliviar el SPTC en caso de un evento de sobrepresión en el mismo (válvulas de control de alivio líquido PV12, 13, 03 y 04 (Figura 3)). Estas válvulas y el tanque DC pueden verse en la Figura 9 (“Heat transfer relief valves”) donde se describe con más detalle el sistema de control de inventario.

Por otra parte, las válvulas de control de presión y las válvulas de seguridad del presurizador descargan al tanque desgasificador-condensador (DC). En la Figura 9, estas válvulas son las señaladas como “presurizer steam bleed valves” y “presurizer relief valves” respectivamente.

Hay líneas de una alta resistencia hidráulica entre los colectores de salida del mismo paso para la estabilidad del sistema que están representadas en el modelo..

El modelo de Embalse posee los 4 pasos por el reactor simulados, los ocho colectores, los cuatro generadores de vapor, las bombas del sistema primario (con modelos de bomba de CATHENA) y las líneas de compensación de presión (“surge line”), incluyendo el presurizador (con un modelo de tanque de CATHENA).

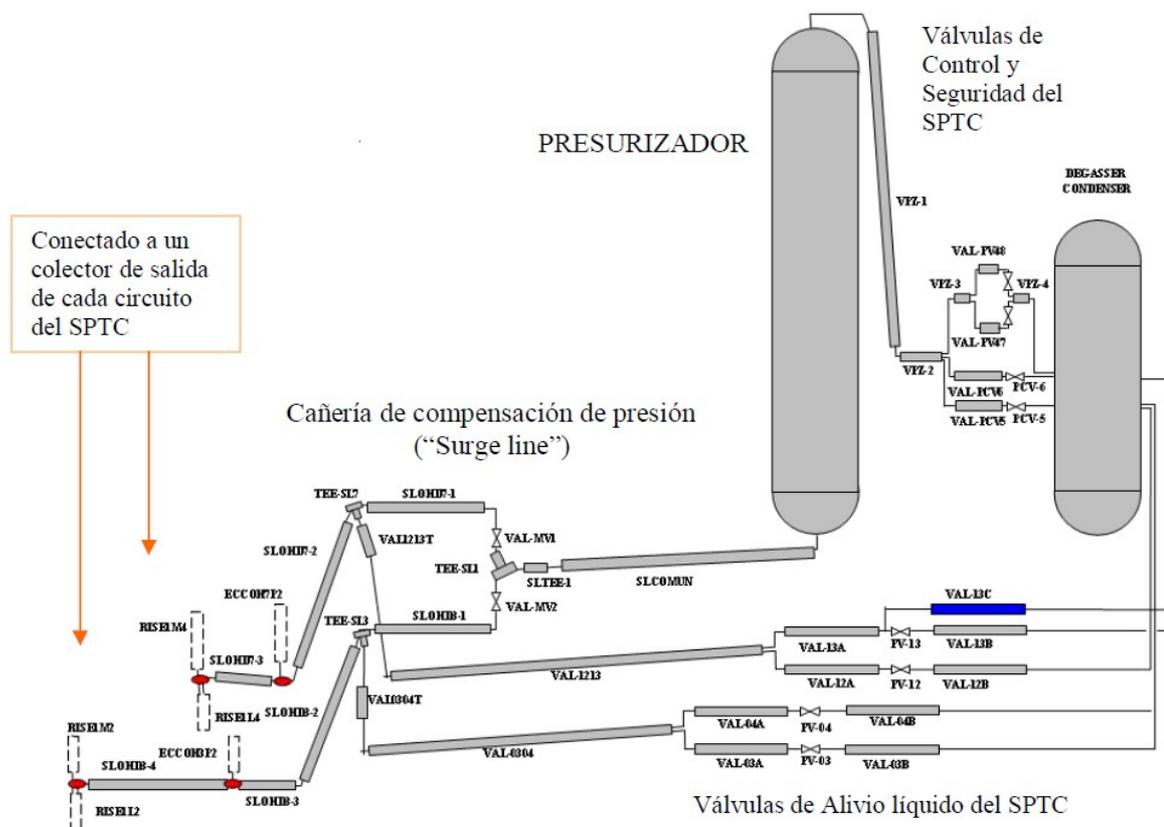


Figura 3. Modelo de la línea de compensación de presión entre los circuitos y cañerías asociadas a los tanques Presurizador y Desgasificador-Condensador.

En la Figura 3, se muestran la representación de la línea de compensación de presión, las de alivio líquido y las líneas entre el presurizador y el desgasificador-condensador en el modelo. Los bloques rectangulares son tramos de cañerías de la línea de compensación de presión denominados “pipes”, se muestran las ubicaciones de componentes T, válvulas asociadas (control, seguridad y alivio líquido) y los tanques presurizador y desgasificador-condensador.

Las cañerías desde los colectores de salida hacia los Generadores de Vapor (GVs), las cañerías desde los GVs a las bombas y las de las bombas hacia los colectores de entrada han sido modeladas a partir de planos de planta. En la próxima sección se muestra la nodalización del núcleo que corresponde al modelo de la zona debajo de los colectores.

## 2.2 Núcleo

El núcleo de Embalse tiene 380 canales. El refrigerante proveniente de las bombas se recoge en un colector que tiene la función de distribuirlo en los 95 canales del paso.

Cada uno de los 380 “sistemas canal combustible completo” tiene un alimentador de entrada, un “endfitting” de entrada, un canal combustible propiamente dicho (tubo de presión y combustibles), un “endfitting” de salida y un alimentador de salida.

Los alimentadores son cañerías de diámetro pequeño que llevan el agua pesada desde los colectores hasta el canal, o desde los canales a los colectores, a través de los “endfittings”. Estos últimos son componentes en los extremos del tubo de presión que permiten al agua proveniente del alimentador distribuirse en el canal (“endfittings” de entrada), o del canal alcanzar el alimentador, y a su vez, posibilita el cambio de combustibles en operación.

Si bien parte del canal completo (endfittings de entrada + tubo de presión + combustibles + endfittings de salida) es la misma para todos los canales, en un evento las características geométricas de los alimentadores, altura del canal en el núcleo, así como la distribución de caudal y potencia en el núcleo es relevante para el comportamiento del mismo. Por otro lado, los alimentadores de entrada de la zona periférica poseen unos orificios cuya función es lograr un mayor caudal hacia la zona central, de mayor potencia.

Para el modelado del núcleo se realizó un análisis de las características mencionadas puesto que el modelo de planta global no permite representar los 380 canales combustibles individuales.

El modelo final tiene 28 canales (representando los 380 canales reales), 7 canales por paso, que son representativos de grupos de canales reales con las propiedades medias de los mismos (principalmente altura y potencia) como indica la Figura 4. En dicho modelo, hay 4 canales que representan los canales de la zona periférica y 3 canales la zona central por paso.

La Figura 5 muestra la nodalización de uno de los circuitos del Sistema Primario de Transporte de Calor (SPTC). En la figura, los bloques cuadrados son componentes denominados “pipes”, los círculos son los colectores.

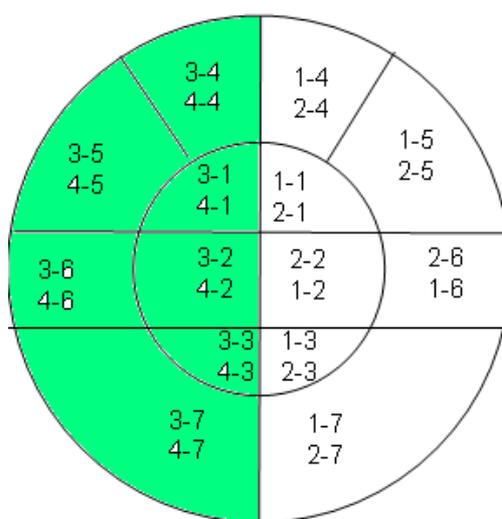
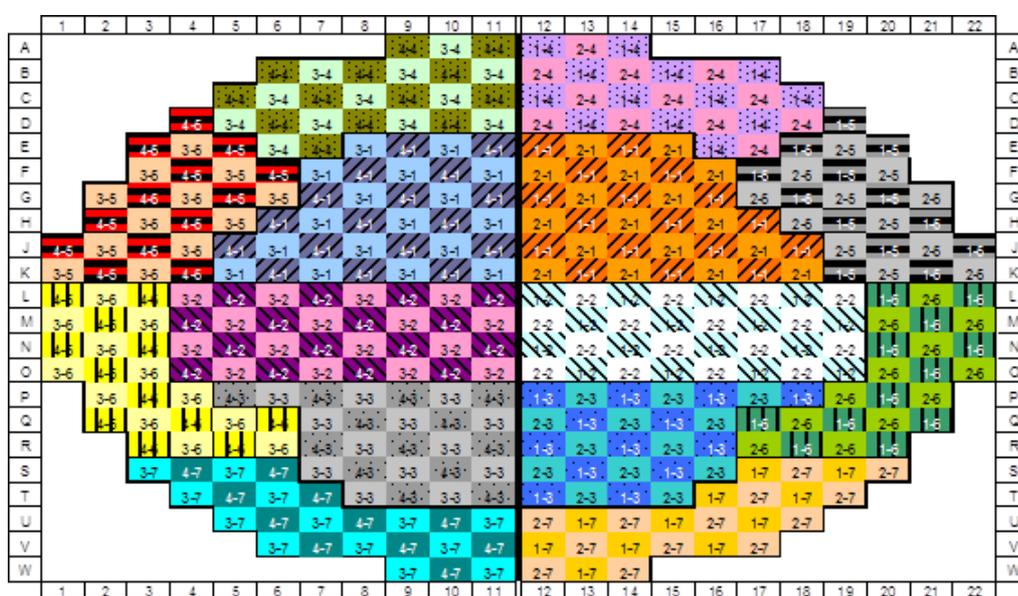
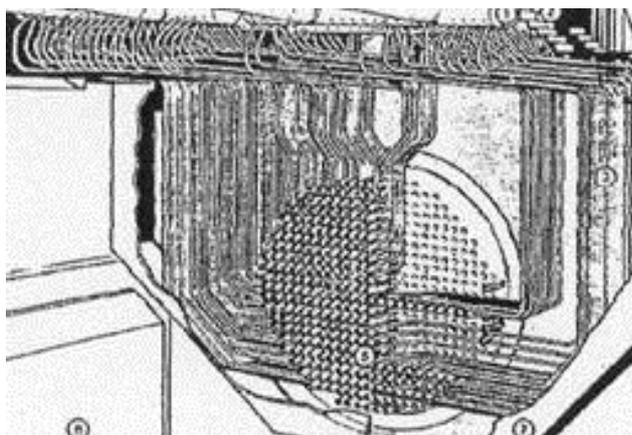


Figura 4. Agrupamiento de canales reales en canales representativos para el modelo del núcleo de Embalse para el código CATHENA



## 2.3 Generadores de vapor (GVs)

El calor generado por los combustibles se transfiere del Sistema Primario al Secundario a través de los generadores de vapor.

El refrigerante (agua pesada) es enviado a la calota de entrada del Generador de Vapor (“D<sub>2</sub>O inlet” en la Figura 6) a través de dos cañerías de gran diámetro desde uno de los colectores de salida. Una vez allí se distribuye en un haz de 3550 tubos verticales invertidos para luego ser recolectada en la calota de salida (“D<sub>2</sub>O outlet” en la Figura 6).

Durante el pasaje del agua a través de los tubos, se transfiere el calor hacia el agua (liviana) del Sistema Secundario.

En el Sistema Secundario, el agua del sistema de alimentación a los GVs entra subenfriada (a través de la boquilla de entrada del agua de alimentación: “Feedwater Inlet Nozzle”) a una zona de bafles (denominada precalentador integral (“Preheater Section” en la Figura 6), de aproximadamente 2 metros de alto) que ocupa una semicircunferencia del área transversal del tronco del GV. Al salir de esta zona, el agua se junta con la proveniente de la recirculación (agua saturada a 260°C) del GV.

El vapor producido en cada GV, luego de pasar por los separadores, es enviado a un colector de vapor. En cada línea de vapor se mide presión y caudal a la salida del domo del GV.

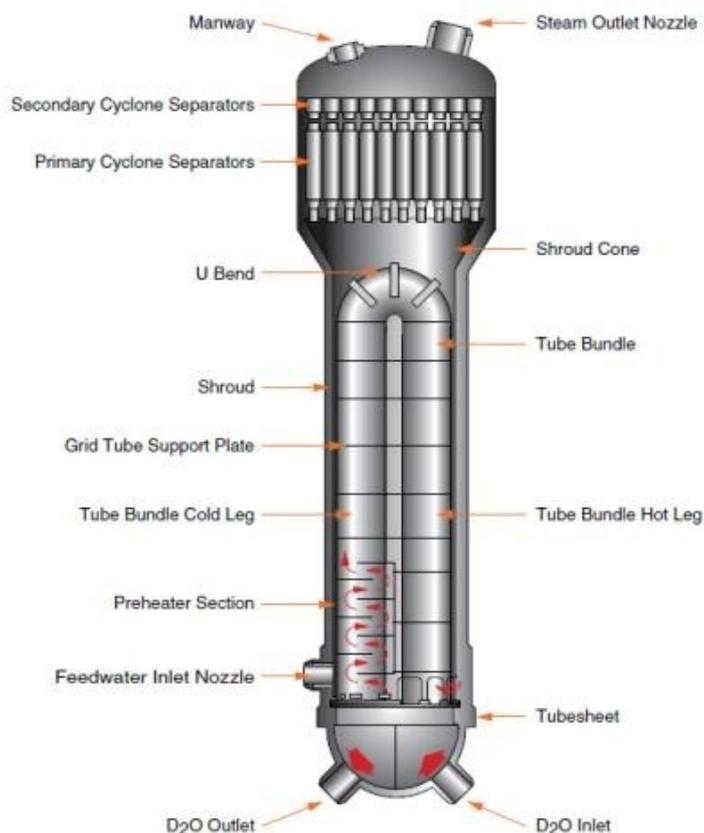
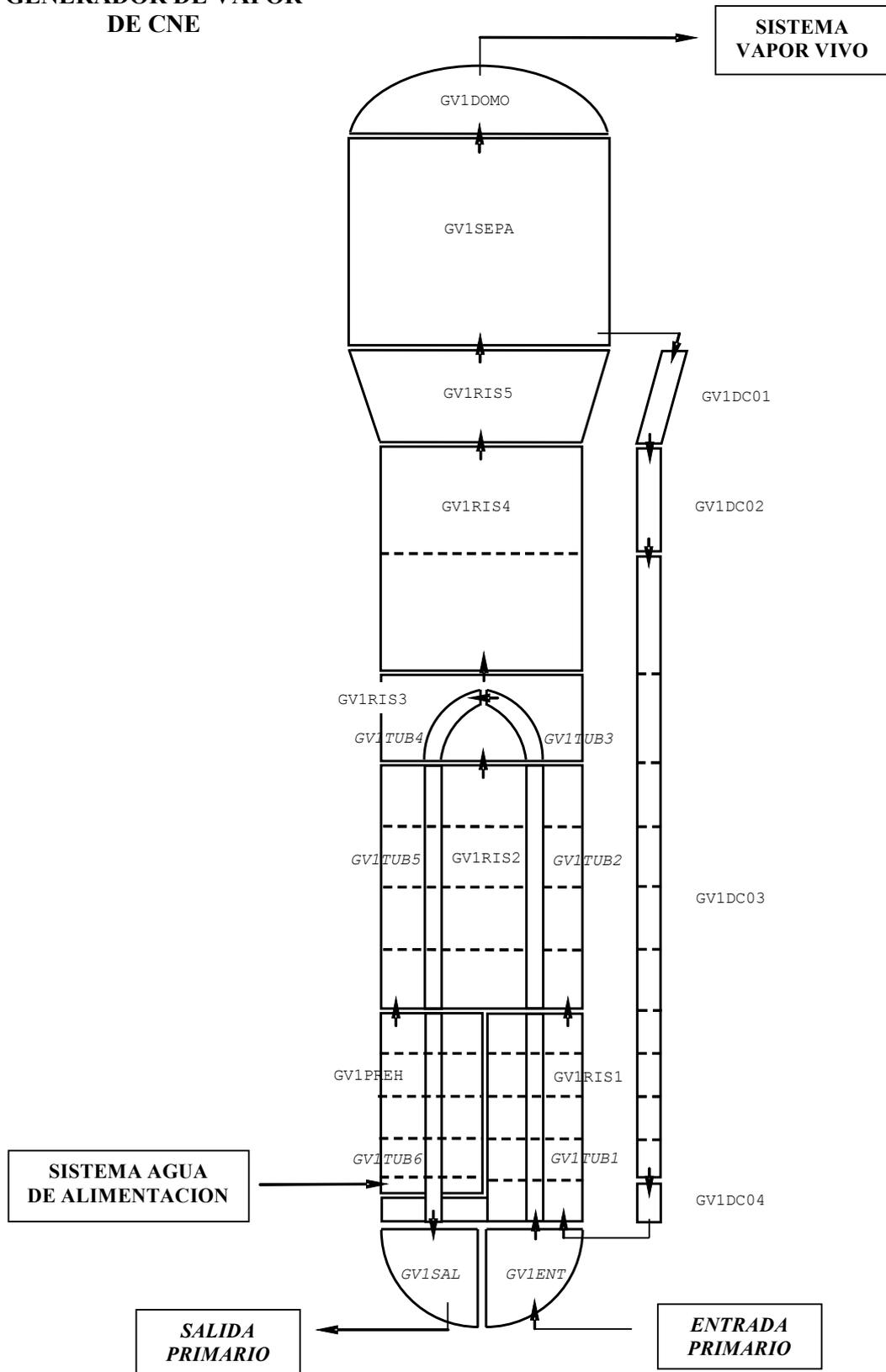


Figura 6: Esquema de un generador de vapor de un CANDU 6

**MODELO CATHENA DEL  
GENERADOR DE VAPOR  
DE CNE**



**Figura 7: Esquema de la nodalización de un generador de vapor**

Los tubos están representados por un solo paso de flujo de longitud equivalente al haz de tubos. Seis componentes “pipes” forman parte de este paso. Tres de los cuales representan la parte ascendente del tubo: el que representa el tramo correspondiente a la altura de la zona del preheater, el que modela el tramo de tubos recto que atraviesa la zona de generación de vapor y un último, que representa la zona curva de los tubos (Figura 7). Los restantes tres, representan la parte descendente y están alineados en altura con los tres antes descriptos.

Cuatro componentes también conforman la parte de calentamiento del agua del Sistema Secundario (“riser” del GV) siguiendo las mismas alturas. En la zona del preheater, dos pipes independientes representan respectivamente la semicircunferencia con preheater y la que no lo tiene.

El espacio anular (“downcomer”) por donde recircula el agua separada del vapor que luego se encuentra con el agua que sale del preheater está modelada por “pipes” cuyo detalle sigue las alturas de las zonas en que están separados los volúmenes del agua que rodea los tubos.

En el modelo están representadas las mediciones de nivel de rango angosto y medio para la simulación del control de nivel de los GVs. El control de nivel de los GVs está modelado, así como las acciones que éste toma sobre las válvulas de alimentación a dichos componentes.

Por otro lado, está simulada la medición de nivel para las señales de corte del reactor por bajo nivel.

## 2.4 Sistema Secundario de Transporte de Calor (SSTC)

El calor se transfiere del Sistema Primario al Secundario a través de los generadores de vapor. Esta transferencia se simula en el modelo a través de los componentes del generador de vapor descrito en la sección anterior.

El agua liviana del SSTC proveniente del condensador se precalienta antes de ingresar al GV. Existen tres trenes de precalentamiento a baja presión. Tres bombas de alimentación (bombas P102), dos en operación normal, impulsan el agua hacia un colector que envía luego el agua hacia los cuatro GVs.

El vapor proveniente de cada GV circula por 4 cañerías independientes que tienen válvulas de control de vapor a la atmósfera (válvulas ASDVs) y válvulas de seguridad principal (válvulas MSSVs, o RLVs). Las cuatro líneas de vapor provenientes de los GVs se conectan a un colector principal de vapor para luego entregar el vapor a la turbina a través de las válvulas de gobierno de la misma. En caso de indisponibilidad de la turbina, existe un desvío de vapor hacia el condensador a través de las válvulas de descarga al condensador (válvulas CSDVs). Existen pequeñas extracciones de vapor de estas líneas que se utilizan para otros procesos en la planta.

El Sistema Secundario tiene representado con detalle todo el tren de precalentamiento a partir del condensador de sellos (Figura 8). El agua atraviesa las tres etapas de precalentamiento e ingresa al Generador de Vapor desde el colector principal representado por el “pipe” BFW. Las etapas de precalentamiento están representadas en la parte inferior de la figura.

El agua ingresa a los Gvs descriptos en la sección anterior e incluidos en la Figura 8 como B1 a B4.

Las cañerías de vapor vivo hasta las válvulas de control de descarga a la atmósfera (ASDVs) y al condensador, así como las válvulas principales de seguridad (RSVs en la Figura 8) y las válvulas de gobierno de la turbina (TURB) han sido modeladas.

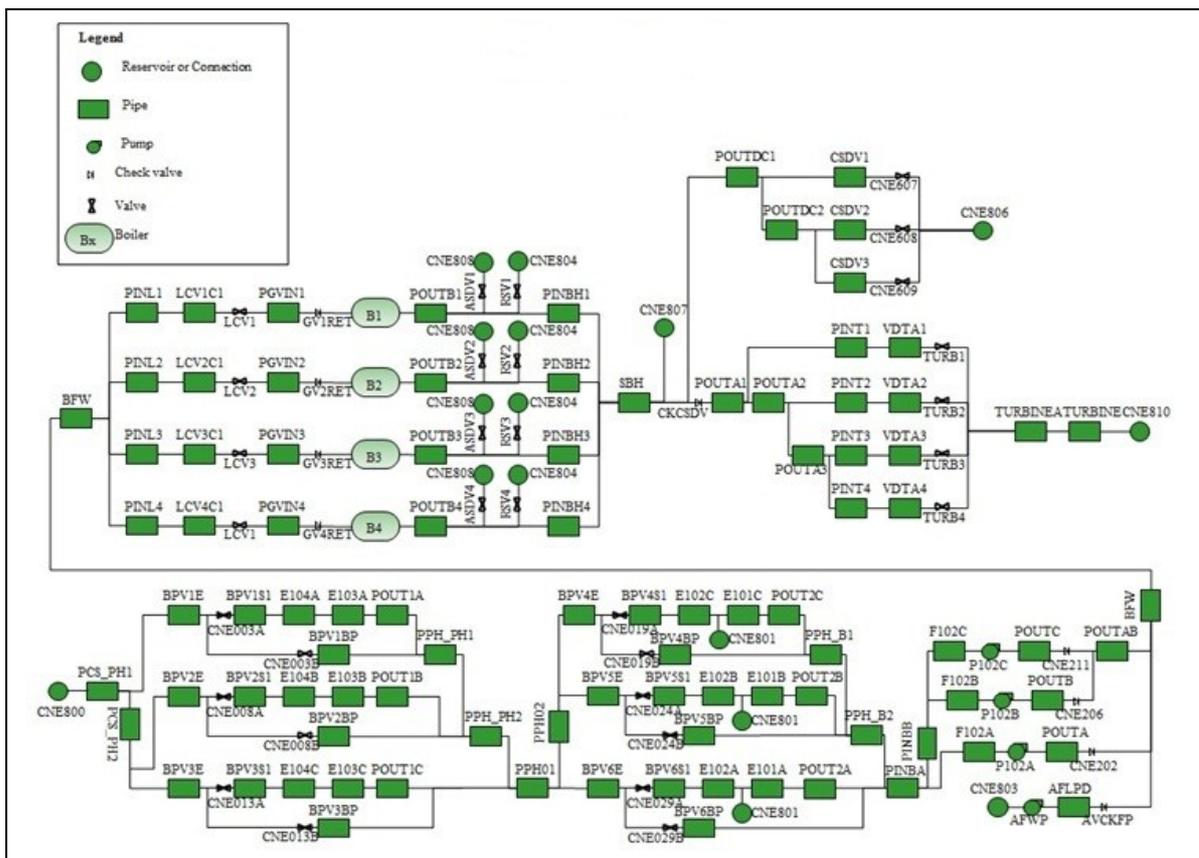


Figura 8: Esquema de la nodalización del Sistema Secundario de Transporte de Calor

De esta manera, el vapor puede seguir cuatro caminos en el modelo: el primero hacia la turbina, el segundo hacia el condensador, el tercero hacia la atmósfera, a través de las válvulas de control a la atmósfera o a través de las válvulas de seguridad, y el último se trata de una condición de borde que representa distintas tomas de vapor vivo que se utilizan por otros sistemas de la planta.

No está modelada la extracción de condensado. El modelo comienza con la condición de borde CNE800, que representa el suministro de agua liviana con la temperatura previa a su ingreso al precalentamiento.

## 2.5 Sistema de Control de Presión e Inventario

La presión del Sistema Primario se controla a través del presurizador (Figura 3), que es un tanque con agua saturada en la parte superior del reactor.

Si la presión aumenta en el sistema, una pequeña cantidad de refrigerante se desplaza hacia el presurizador y aumenta su nivel comprimiendo el vapor en su parte superior. Al aumentar la presión del vapor sobre la saturación se produce una condensación que restituye la presión de equilibrio.

Si la presión aumenta superando un valor establecido existen válvulas de control y seguridad que pueden enviar vapor a un tanque condensador-desgasificador (DC). Si la presión baja, el presurizador tiene calefactores que encienden y evaporan refrigerante aumentando su presión hasta su valor nominal.

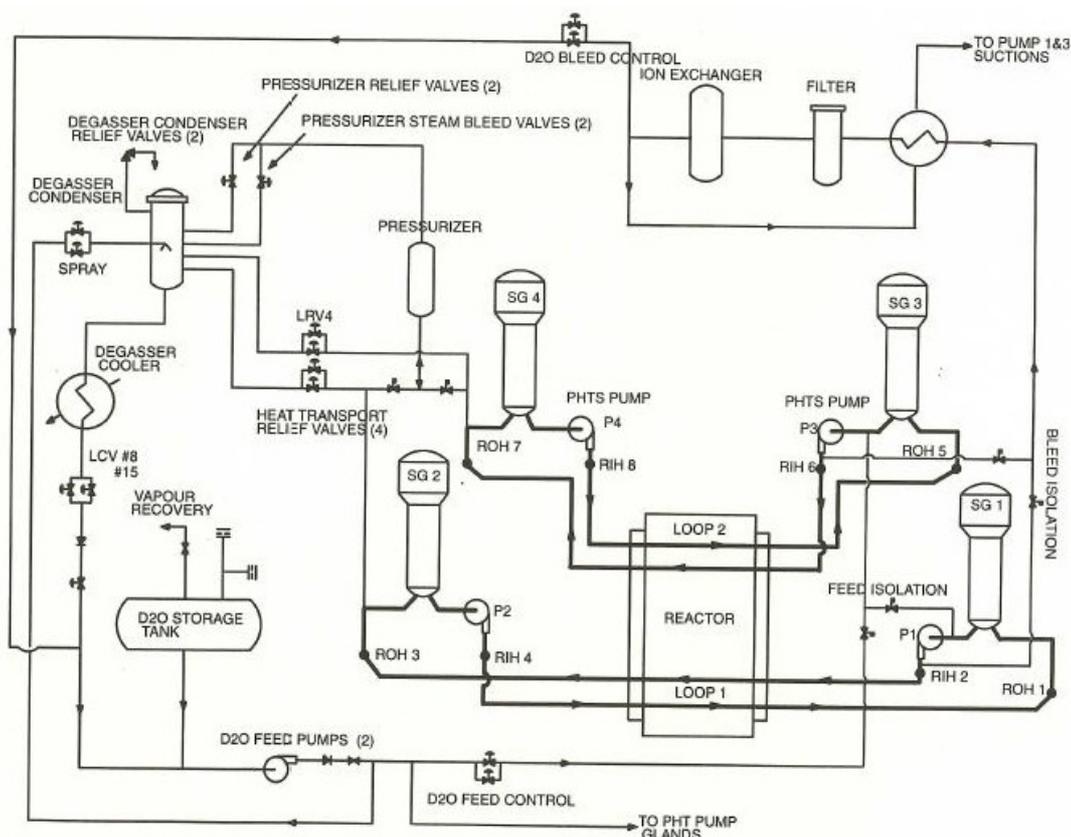
El modelado de la línea de compensación de presión y las cañerías asociadas al presurizador y DC se muestran en la Figura 3.

El Sistema de Control de Inventario tiene la función de controlar la expansión y

contracción del refrigerante asociado a los cambios de potencia entre 0 y 100% de plena potencia. Además provee agua pesada a presión a los sellos mecánicos de las bombas principales del SPTC.

La expansión/contracción del agua del primario se detecta por el nivel del presurizador. Cuando el nivel del presurizador cambia, hay válvulas que controlan la entrada de agua al SPTC (“Feed”) hacia la succión de las bombas 1 y 3 del SPTC, y otras la salida de refrigerante del SPTC (“Bleed”) desde las cañerías de descarga de las bombas 1 y 3 del SPTC para compensar el cambio.

En la Figura 9 se muestra un esquema de planta donde se pueden observar el SPTC y las conexiones con los componentes del Sistema de Control de Inventario: presurizador (pressurizer), tanque desgasificador-condensador (degasser-condenser), el tanque cabeza (D2O Storage Tank), bombas de alimentación (Feed pumps) y las cañerías y válvulas asociadas.



**Figura 9: Esquema del SPTC y el Sistema de Control de Presión e Inventario en la planta**

Las distintas partes de este sistema fueron representadas con detalle como muestra la Figura 10. El DC está representado por el tanque DESGCOND, las válvulas de alivio de este tanque por los modelos de válvula DRV1121, las dos bombas de agua de alimentación de D<sub>2</sub>O están representadas (FEEDP1 y FEEDP2), etc.

Las lógicas del control de presión e inventario están también incluidas siguiendo las especificaciones del programa de la planta. El control de presión mediante válvulas de vapor en la parte superior del presurizador, las válvulas de alimentación y purga de refrigerante del SPTC, las válvulas de control de nivel del tanque de reserva, las válvulas de alivio para el control de sobrepresión del tanque desgasificador-condensador y el suministro de agua a las bombas desde la purga de agua del primario y desde el tanque de almacenamiento se han

considerado.

Además, se ha modelado el suministro de agua a los sellos de las bombas del SPTC, las cañerías que proveen agua al rociado del tanque desgasificador-condensador y la recirculación de las bombas han sido incluidas en el modelo.

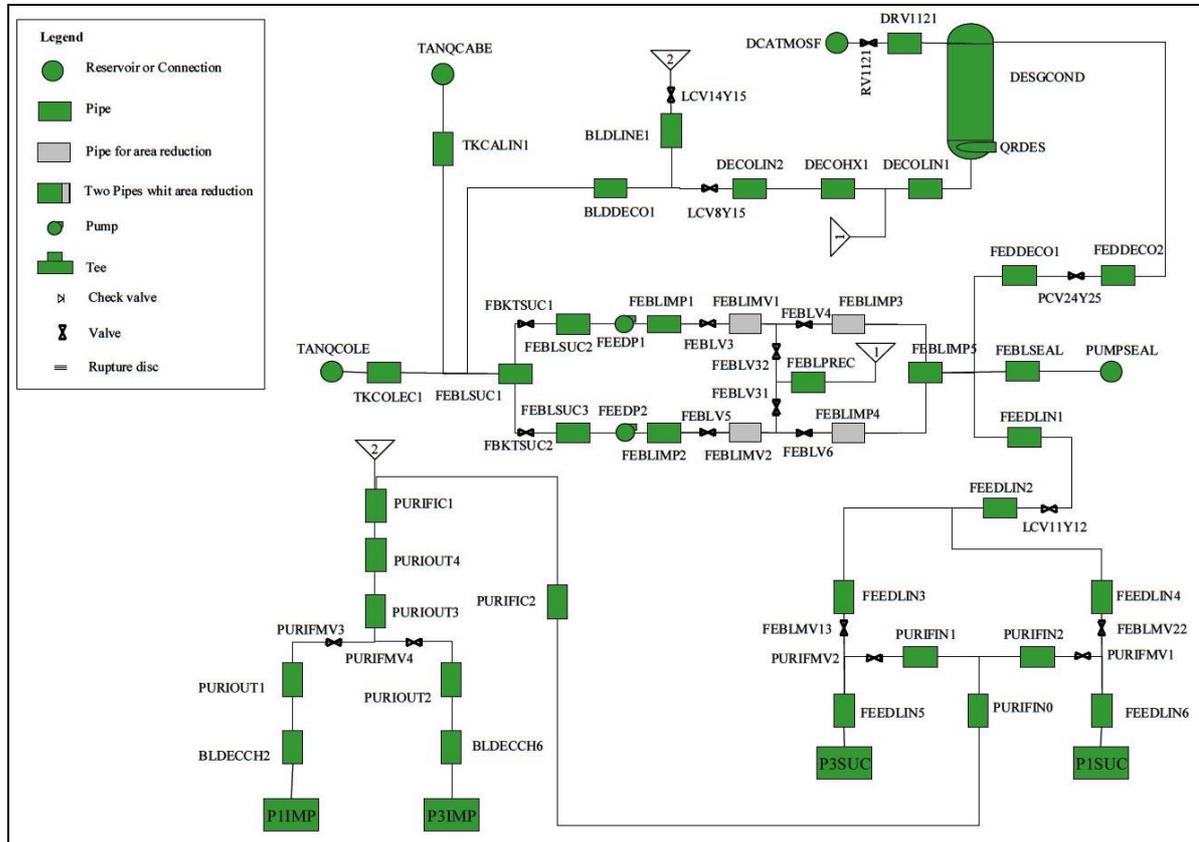


Figura 10: Esquema de la nodalización del Sistema de Control de Presión e Inventario

## 2.6 Sistema de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo

Este es un sistema relevante cuando se quiere simular una pérdida de refrigerante del Sistema Primario, o también puede estar demandado en transitorios donde la presión de este sistema baja lo suficiente para que su inyección se produzca. El sistema está preparado para introducir agua liviana al SPTC a través cañerías próximas a los colectores de entrada y salida.

El sistema tiene tres fases de inyección de agua liviana como se observa en la parte superior de la Figura 11: una fase de alta presión (agua proveniente de tanques presurizados a aproximadamente 41,5 bar, “ECC Water Tanks”), una fase de media presión donde se bombea el agua de un gran tanque de rociado (“Dousing Tank”) situado en la parte superior del edificio del reactor y una fase de baja presión que inyecta el agua recogida en el sumidero del reactor (“Reactor Building Sump”).

Se ha simulado con detalle las cañerías y bombas del sistema. En la parte inferior de la Figura 11 se muestra la nodalización del sistema. Los bloques rectangulares son componentes “pipes” y los círculos condiciones de borde (componentes “reservoirs”) excepto los colectores de entrada (IHDx) y los colectores de salida (OHDx) que en el modelo completo de planta son

componentes “pipes”.

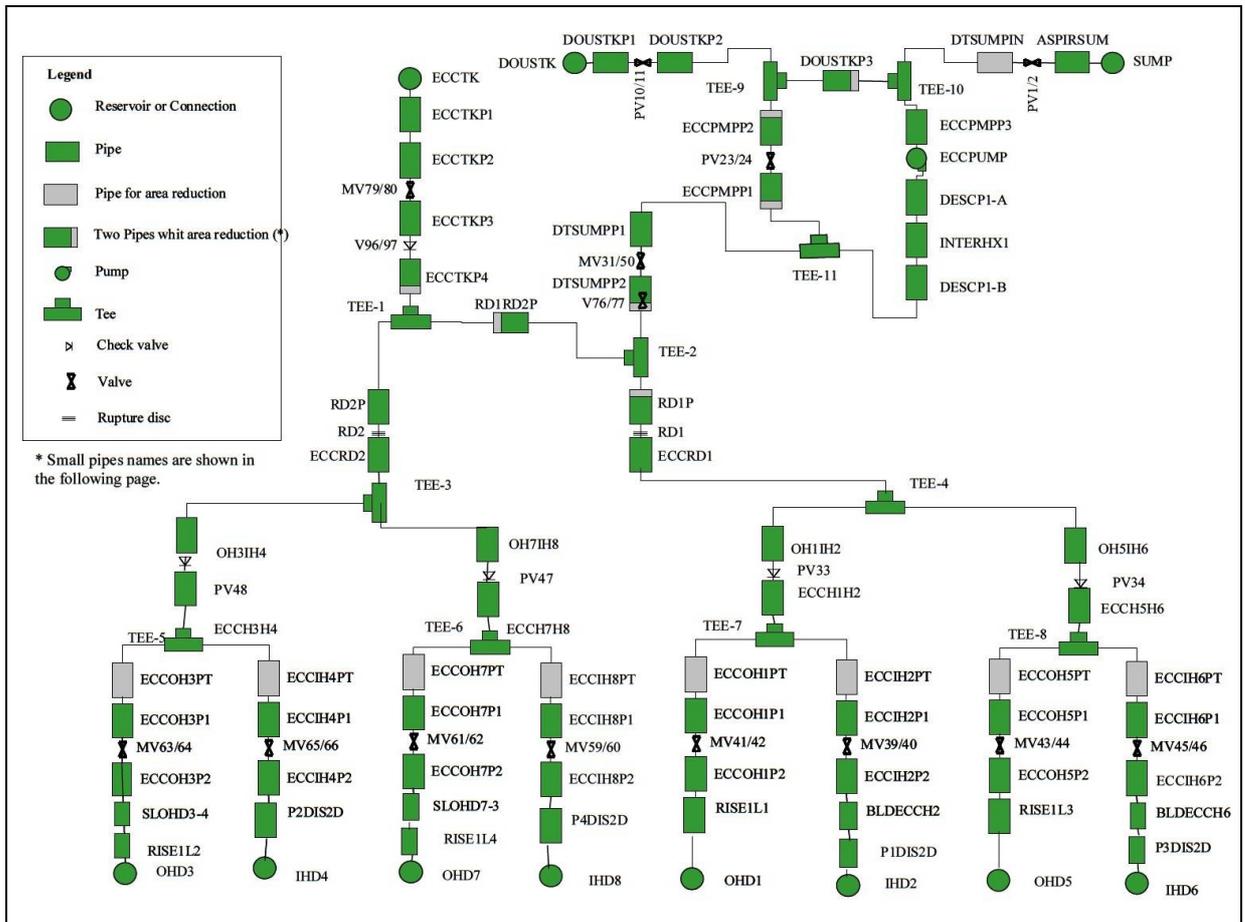
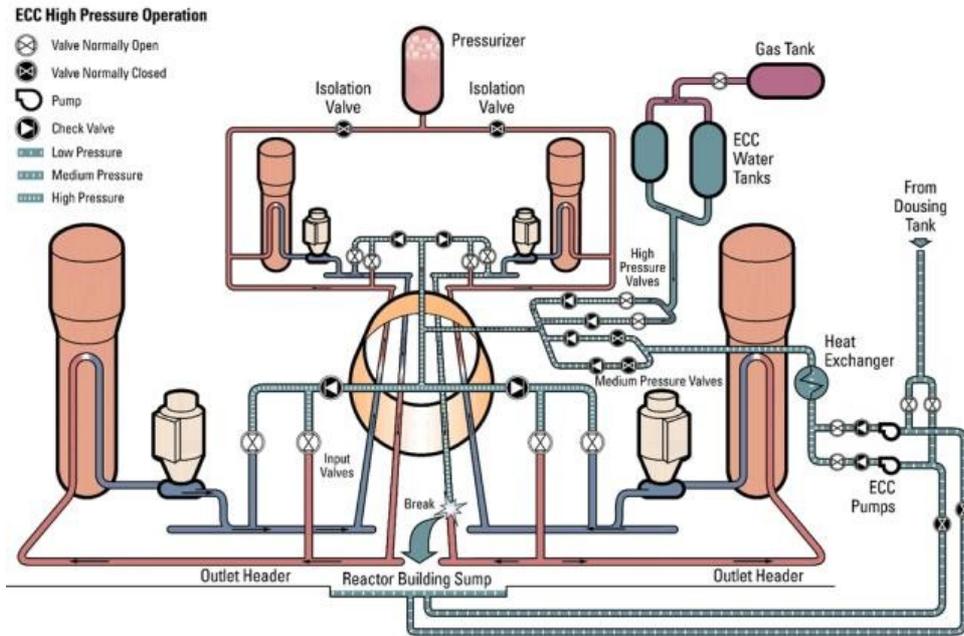


Figura 11: Esquema de la nodalización del Sistema de Enfriamiento de Emergencia del Núcleo (En la parte superior, el diagrama del ECC para un Candu 6 es de <https://canteach.candu.org>)

Se han considerado para este sistema el agua disponible en los tanques de inyección de alta presión (representado en el componente ECCTK) y el agua disponible en el tanque de rociado (componente DOUSTK). El agua del sumidero está representada por el componente SUMP. Las válvulas y bombas del sistema están todas representadas.

## 2.7 Modelado del control y señales de seguridad de la planta

Se han modelado la lógica de disparo de los Sistemas de Parada 1 y 2, las señales asociadas con accidentes con pérdida de refrigerante, las señales de aislación de los circuitos, y, como ya se ha mencionado, el control del sistema de control de presión e inventario del SPTC. En cuanto al Sistema Secundario también se hallan simuladas las lógicas del Control de Nivel y el Control de Presión de los GVs.

## 2.8 Potencia del reactor

Hay dos opciones para introducir la potencia del reactor dentro de las estructuras de calor:

a) leerla desde una tabla de potencia global y mediante factores puede asignarse la potencia específica a cada manojo combustible de cada uno de los 28 canales del modelo. El modelo tiene 336 (12\*28) estructuras de calor, una para cada elemento combustible (hay doce por canal).

b) Utilizar el modelo de cinética puntual desarrollado para Embalse por el diseñador, pero en este caso el programa no admite más de una cierta cantidad de estructuras de calor para poder asignar la potencia. Una opción es utilizar una sola estructura de calor para el combustible del canal.

Las opciones de correlaciones de transferencia de calor del combustible en el modelo de planta y las opciones elegidas son las recomendadas por el diseñador.

## 3 COMPARACIONES DEL MODELO CON LA PLANTA

La aplicabilidad de este modelo para representar el comportamiento de la Planta, tanto en situaciones de operación normal como durante accidentes, se basa en comparaciones con mediciones de planta en estado estacionario a diferentes potencias y durante transitorios.

### 3.1 Comparación del estado estacionario a diferentes potencias

Se recogieron datos de la operación a distintas potencias de la planta durante el año 1988, para esta fecha el núcleo se hallaba en los primeros años de operación y ya existía una distribución de potencia en equilibrio.

Las mediciones de planta de esa fecha se compararon con la simulación de estado estacionario del modelo de comienzo de vida de la planta y una distribución de potencia de un núcleo de equilibrio dando un muy buen resultado.

También se realizó una curva de presión en función de la longitud a lo largo de cada uno de los circuitos. Los valores de presión medidos en planta, en la succión de las bombas y en los colectores de salida, ajustaron a los valores de la curva.

Con el fin de chequear la agrupación de canales que se utilizó para el modelado del núcleo se tomó en consideración los resultados de otro código termohidráulico que se utiliza en Embalse: NUCIRC (Elalami, Hartman (2010)). Este último es un código unidimensional y

utiliza el modelo homogéneo. La ventaja de este código es que puede simular los 380 canales de la planta y obtener sus caudales (entre otras variables). Por otro lado, el modelo de Embalse para NUCIRC se ajusta periódicamente con la planta al 80%PP (80% de Plena Potencia), nivel de potencia en donde no existe título de vapor en los canales.

Si se suministran las mismas condiciones de borde a ambos códigos, de 1988, el caudal de un canal representativo de un grupo de canales (calculados por CATHENA) debería equivaler a la suma de los caudales de los canales individuales (calculados por NUCIRC) que corresponden al grupo.

En la Figura 12 se muestra, como ejemplo, el caso con el reactor al 70%PP. En el eje de las abscisas se encuentra el nombre del canal representativo (cada uno de los 28 canales) del modelo de CATHENA. Los cuadrados fucsia indican el caudal calculado por la simulación con CATHENA en cada uno. Los símbolos azules muestran la suma de los caudales de los canales reales calculados por el código NUCIRC que agrupa cada canal representativo.

Se observa una excelente concordancia entre ambos códigos.

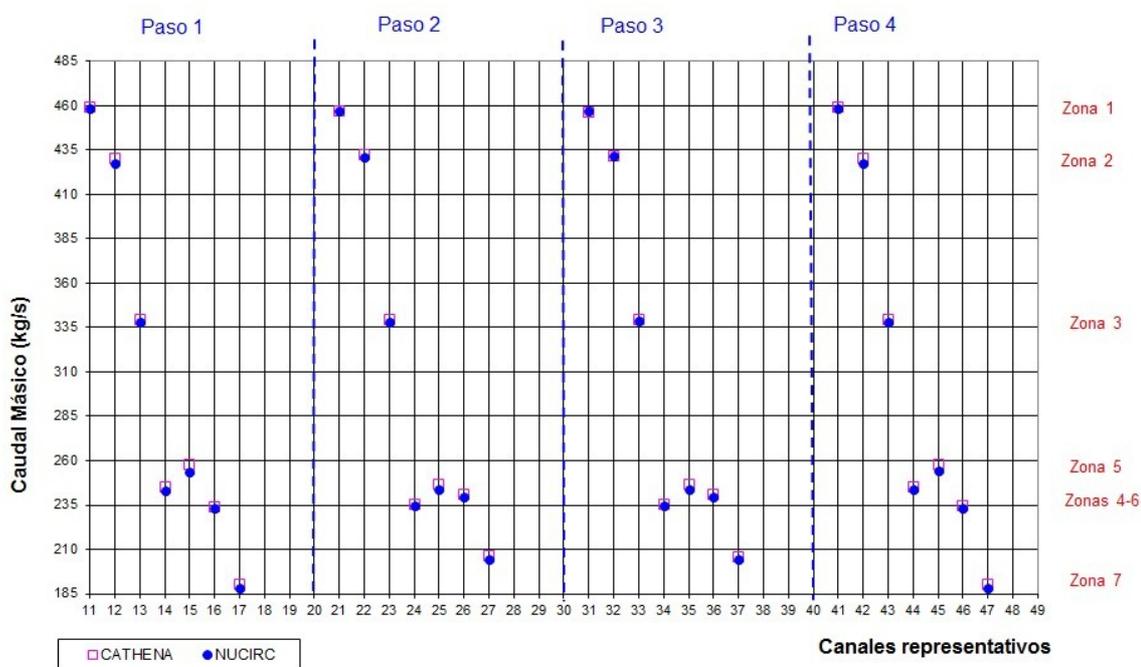
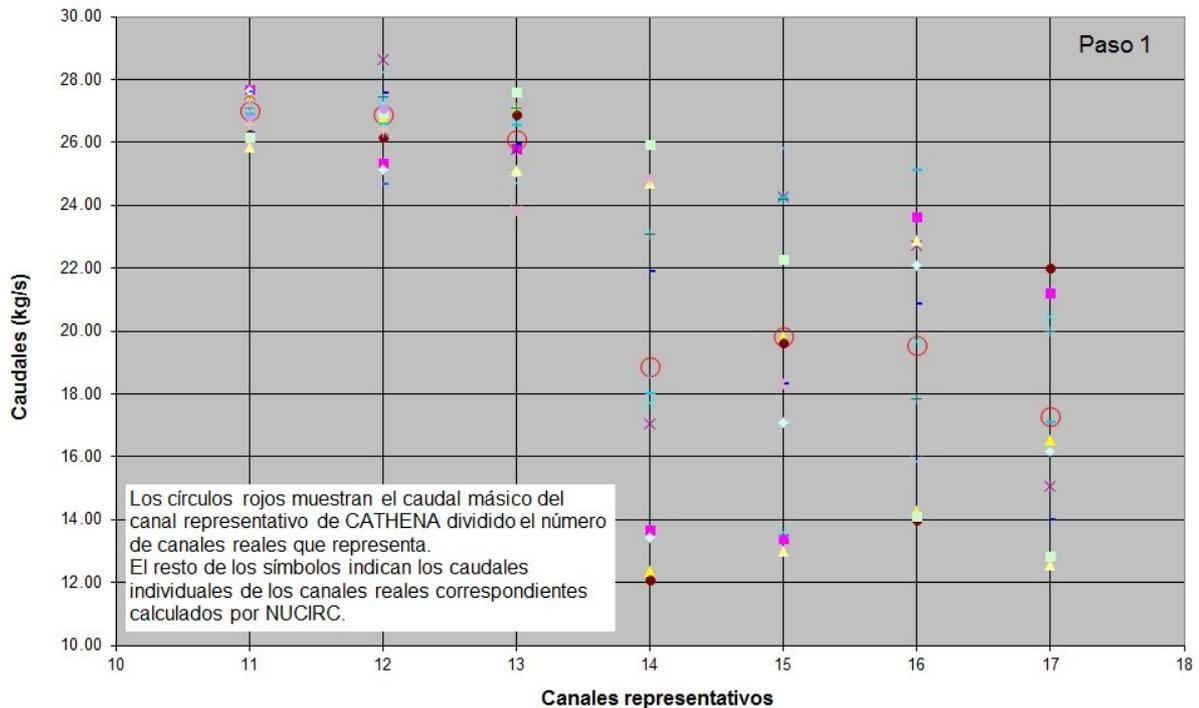


Figura 12: Comparación de caudales calculados con los códigos CATHENA y NUCIRC

Por otro lado, al graficar los caudales de los canales individuales de un grupo obtenidos por NUCIRC se obtiene una distribución de valores, donde el caudal del canal representativo (dividido el número de canales que representa) es un valor central. En la Figura 13 se muestran los caudales de los canales representativos, círculos rojos, y los correspondientes canales individuales de NUCIRC para el paso 1, circuito 1. La mayor dispersión corresponde a los canales periféricos debido a que estos grupos tienen orificios para redistribución de caudal (sección 2.2) de distintos valores de pérdidas de carga.



**Figura 13: Comparación de caudales en canales representativos y canales individuales**

### 3.2 Comparaciones en transitorios

Además de las comparaciones en operación normal, se realizan comparaciones en transitorios de planta de situaciones anormales: aperturas de válvulas no esperadas, corte de turbina, etc.

Una de las condiciones para que un transitorio sea relevante a fin de contrastar el modelo es que haya una considerable cantidad y calidad de datos. La planta (en la última década de operación) cuenta con un sistema digital de recopilación permanente de información a la que se puede acceder. Aun así, el mayor detalle que nos puede dar la planta es de 5 segundos hasta que actúe un sistema de parada de seguridad, luego del cuál las variables asociadas al Sistema de Parada que actuó se registran y guardan cada 0,1 s.

En general, la primera parte de los transitorios (los primeros segundos) deben tener un detalle importante, puesto que luego, durante un evento el operador realiza acciones y si se pretende seguir el transitorio a tiempos más largos, ya hay que simular las acciones realizadas.

En algunos casos se detectan diferencias y se infieren las razones que las producen, o se detectan puntos a mejorar en el modelo. En otras ocasiones, las simulaciones nos ayudan a determinar las mejores condiciones de borde para la simulación de un evento. Todo esto contribuye a la maduración del modelo.

Por otro lado, la mayor cantidad de transitorios simulados mejora el entrenamiento de los analistas y su conocimiento del comportamiento de la planta en situaciones anormales y en las capacidades del modelo para representarlo.

Para mostrar, como ejemplo, una comparación seleccionamos un corte de turbina debido a una señal espuria de alto nivel en un tanque de un sistema auxiliar que sucedió en Embalse en 2007.

En las siguientes figuras, donde se presentan datos de planta y simulados, se ubica el

evento iniciante (corte de turbina) a los 3200 s. Las mediciones de planta para tiempos anteriores a los 3200s corresponden al estado de las variables de planta tal como ésta estaba operando cuando se produjo el evento.

La planta se comportó según lo previsto. Con el cierre de la turbina, se interrumpe el caudal de vapor hacia la misma y la presión en el sistema secundario aumenta. El sistema de regulación del reactor actúa bajando la potencia rápidamente al 49%PP.

Las válvulas de descarga al condensador (CSDVs) y las atmosféricas (ASDVs) abrirían si existiese el suficiente desbalance de carga entre la turbina y el reactor para manejar el vapor y controlar el aumento de la presión de los GVs.

Dentro de las señales de la planta se anunciaron la apertura de las válvulas de control a la atmósfera y su cierre en un lapso de 3 segundos. Los datos de planta (cada 5 segundos) no mostraron apertura de las ASDVs. Sí está registrada la apertura de las válvulas al condensador (CSDVs) (Figura 14).

En este evento, a los 16 minutos (960 s) del corte de turbina actúa el Sistema de Parada N°1 por bajo nivel en el GV1 debido a una descalibración de su válvula de agua de alimentación. Este evento no entra dentro del período de la simulación.

La líneas de precalentamiento tienen mediciones de temperatura en las distintas etapas. La temperatura del agua de alimentación a los Gvs baja debido a la interrupción de caudal a la turbina, de donde se obtienen las principales extracciones de vapor que la precalientan antes de entrar al GV. Sin embargo, alrededor de los 3600s (400s luego del trip de turbina) se abren válvulas de líneas de vapor que mantienen la temperatura del agua de alimentación. En la Figura 17, los datos de planta muestran este comportamiento.

El primer paso para la simulación del transitorio es conseguir un estado estacionario compatible con los datos de la planta. Este transitorio sucedió en el año 2007, con lo cual el usuario debe trabajar con datos actualizados de rugosidad y ensuciamiento del generador de vapor, para ajustar los valores de planta lo mejor posible.

Se comienza con una simulación del estado estacionario de 3200 s. Algunos valores comparativos del estado de planta y los calculados, mediante CATHENA, se muestran en la Tabla 1.

La apertura de la válvula de turbina es algo mayor en la simulación del estado estacionario que el medido en planta previo al transitorio, lo cual nos llevó luego a revisar las pérdidas de carga de las cañerías de vapor vivo.

La simulación del evento se realiza a partir de un modelo sin lograr el envejecimiento total de la planta. Por esta razón en la simulación la temperatura del agua en los colectores de entrada es unos grados superior a la medida en planta al principio del transitorio (Figura 16). Esto también tiene efecto en la cantidad de vapor presente en el sistema primario y lleva a algunas diferencias en el cálculo del nivel del presurizador posterior al cierre de la turbina.

A los 3200 s se cierra la turbina en la simulación siguiendo el cierre de las válvulas de gobierno de la turbina en la planta (Figura 14) y se introduce como condición de borde la reducción de potencia medida en planta, así como la apertura de las válvulas al condensador.

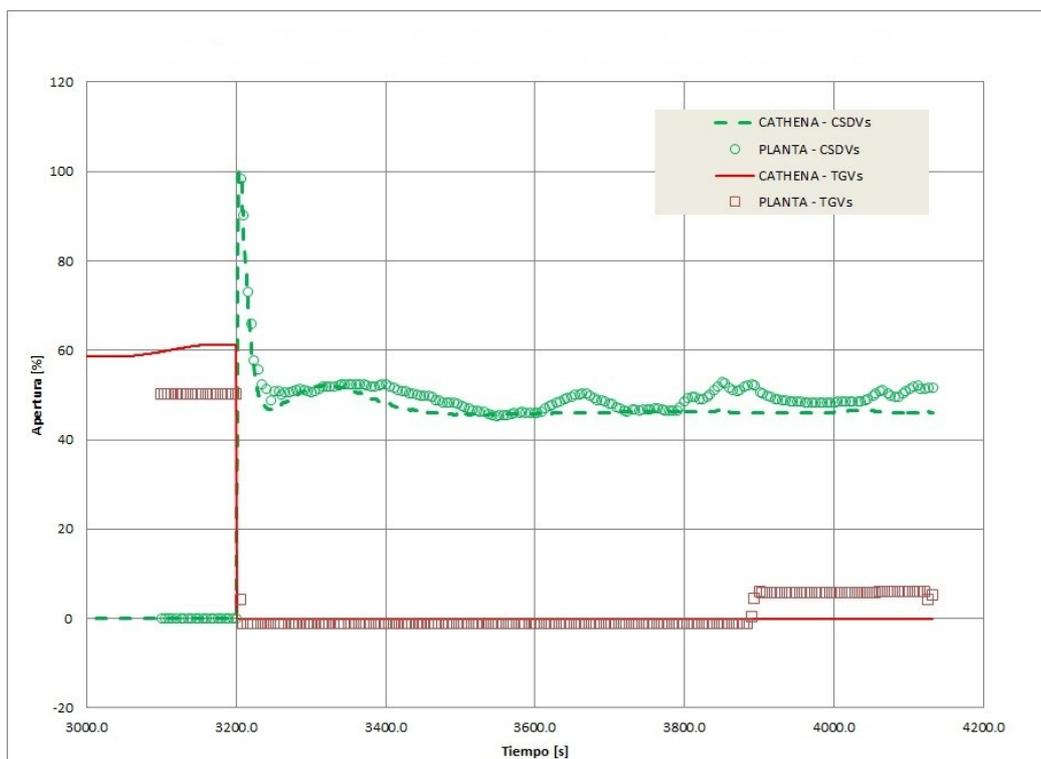
Al mantener las válvulas ASDV cerradas se detecta un aumento muy grande en los valores de presión de la simulación, y también en los valores posteriores del transitorio.

Ese aumento se explica por la limitación del modelo que restringe a cero el caudal que se desvía de las cañerías de vapor vivo hacia las últimas etapas de precalentamiento. Esta situación no es real, pero no existen mediciones de caudal en las otras líneas de derivación de vapor. Para la simulación, se considera que ese valor se mantiene constante e igual que el de estado estacionario (en realidad, es esperable que aumente).

La simulación con las condiciones presentadas reproduce el comportamiento de la presión del Sistema Secundario (Figura 15), no exactamente durante la excursión de presión (el GV3 y GV1 muestran un valor mayor de presión), pero sí en el resto del transitorio.

		Estacionario entre 3100 y 3200 s		
		Planta	CATHENA	Error en %
<b>POTENCIA (FPP)</b>		1,0061	1,0062	0,010
<b>Temperatura del colector de entrada al reactor</b>	<b>IHD2</b>	264,273	265,905	0,617
	<b>IHD4</b>	264,112	265,972	0,704
	<b>IHD6</b>	264,190	266,028	0,696
	<b>IHD6</b>	264,840	266,063	0,462
<b>Presión Colector de salida del reactor</b>	<b>OHD1</b>	100,774	100,742	-0,032
	<b>OHD3</b>	100,693	100,691	-0,002
	<b>OHD5</b>	100,764	100,755	-0,009
	<b>OHD7</b>	100,561	100,654	0,092
<b>Presión de succión de las bombas del Sistema Primario</b>	<b>P1</b>	96,586	97,318	0,758
	<b>P2</b>	95,634	97,264	1,704
	<b>P3</b>	96,193	97,319	1,171
	<b>P4</b>	96,724	97,225	0,519
<b>Caudal de Purificación</b>		14,106	14,222	0,819
<b>Temp. de descarga a la purificación del SPTC (°C)</b>		265,745	265,841	0,036
<b>Temp. de retorno de la purificación del SPTC (°C)</b>		242,813	251,288	3,491
<b>Caudal de purga del SPTC (kg/s)</b>		6,626	5,134	-22,515
<b>Caudal de alimentación al SPTC (kg/s)</b>		3,838	3,132	-18,405
<b>Apertura de las TGVs (%)</b>		50,151	60,821	21,276
<b>Temperatura de alimentación a los GVs (°C)</b>	<b>GV1</b>	158,222	157,720	-0,317
	<b>GV2</b>	157,969	157,623	-0,219
	<b>GV3</b>	157,913	157,703	-0,133
	<b>GV4</b>	157,938	157,628	-0,197
<b>Presión en los GVs (kg/cm2)</b>	<b>GV1</b>	46,878	46,930	0,113
	<b>GV2</b>	46,663	46,817	0,330
	<b>GV3</b>	46,781	47,012	0,495
	<b>GV4</b>	46,804	46,886	0,176
<b>Caudal de alimentación a los GVs (kg/s)</b>	<b>GV1</b>	237,741	239,172	0,602
	<b>GV2</b>	238,733	239,908	0,492
	<b>GV3</b>	240,663	239,546	-0,464
	<b>GV4</b>	239,212	239,457	0,102
<b>Potencia transferida a los GVs (MW)</b>	<b>GV1</b>	504,059	509,532	1,086
	<b>GV2</b>	506,540	511,215	0,923
	<b>GV3</b>	510,583	510,335	-0,049
	<b>GV4</b>	507,217	510,378	0,623

Tabla 1: Variables del estado estacionario de la planta



**Figura 14: Apertura de las válvulas al condensador y cierre de las válvulas a la turbina**

Debido al aumento de presión en las cañerías de vapor, la temperatura del agua en el GV aumenta y se degrada la transferencia de calor desde el SPTC (Sistema Primario de Transporte de calor). La temperatura del colector de entrada (Figura 16) aumenta durante la presurización del Sistema Secundario (alrededor de los 3206 s, los primeros segundos luego del corte de la turbina).

Al reducirse la potencia (por acción del sistema de regulación del reactor), disminuye la transferencia de calor desde los combustibles, y el sistema se enfría como muestra la Figura 16.

El caudal de agua de alimentación a los GVs disminuye desde el principio del transitorio (a partir de los 3200s), como se muestra en la Figura 18.

Hacia los 3240s, la temperatura del agua de alimentación al GVs aún no disminuye (Figura 17), el calor no se transfiere adecuadamente al secundario y se produce un segundo aumento de temperatura en los colectores de entrada.

El corte de la turbina, corta el precalentamiento del agua de alimentación al GV. La temperatura del agua de entrada al GV disminuye bruscamente a partir de los 3300s en la simulación (Figura 17). El descenso se produce antes en la simulación (alrededor de los 3300s, 100s luego del comienzo del transitorio) porque el modelo corta todas las extracciones de vapor. En la planta, el vapor remanente permite mantener la temperatura de agua de alimentación normal un poco más de tiempo.

Debido a la existencia de un precalentador integral del generador de vapor, el efecto de un agua de alimentación más fría provoca un gradiente de temperatura mayor en el precalentador entre el refrigerante del primario y el agua de alimentación al GV, que aumenta la transferencia de calor, y provoca el enfriamiento del agua de los colectores de entrada (Figura 16).

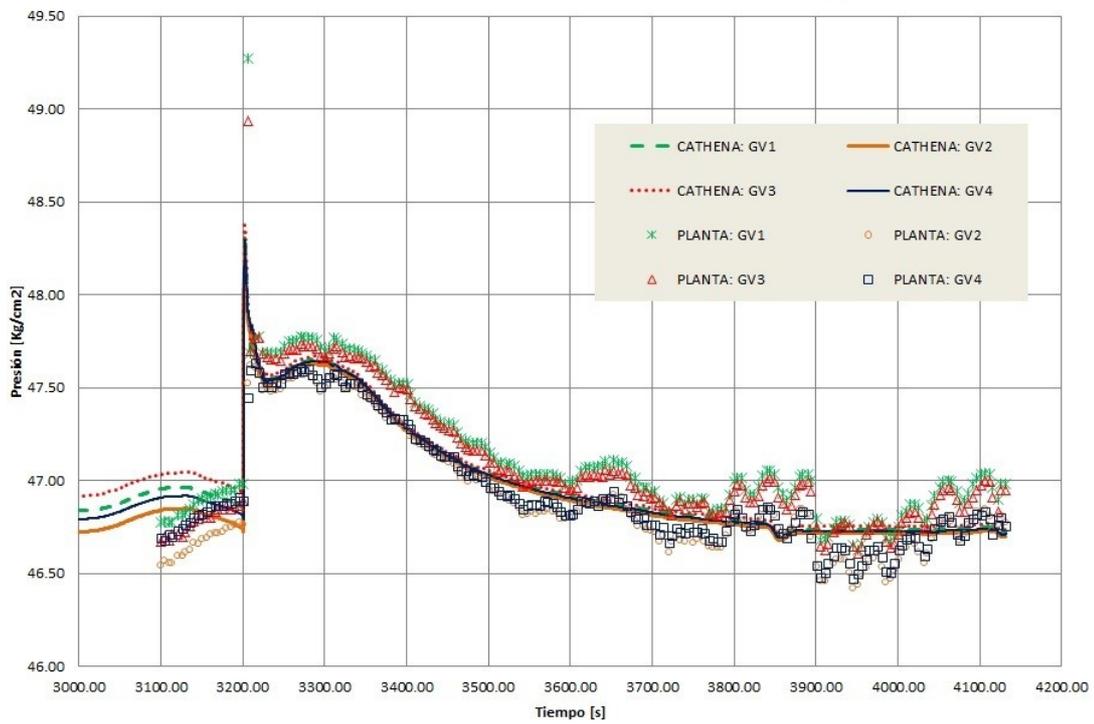


Figura 15: Presión en el secundario de los Generadores de Vapor

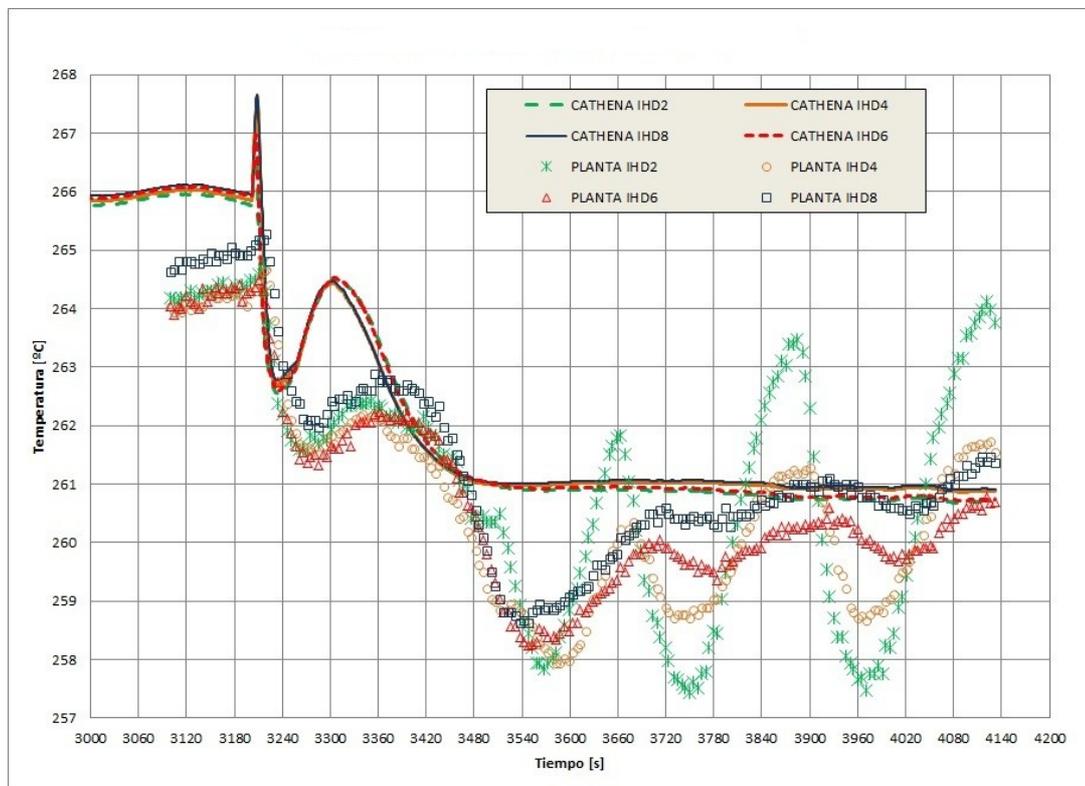


Figura 16: Temperatura en los Colectores de Entrada

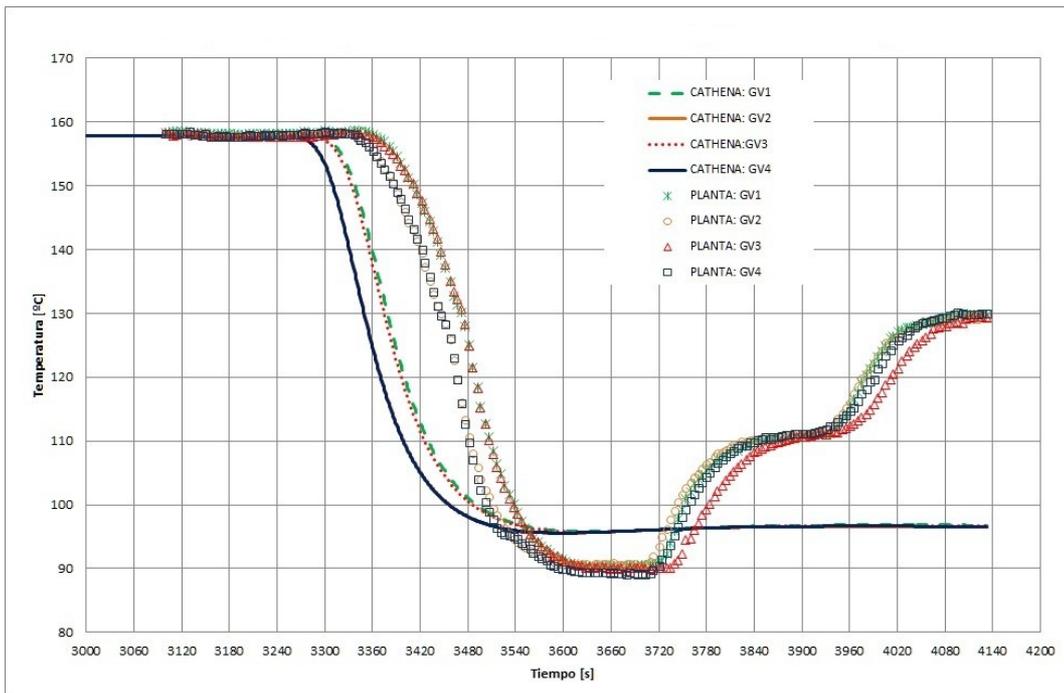


Figura 17: Temperatura del agua de alimentación a los Generadores de Vapor

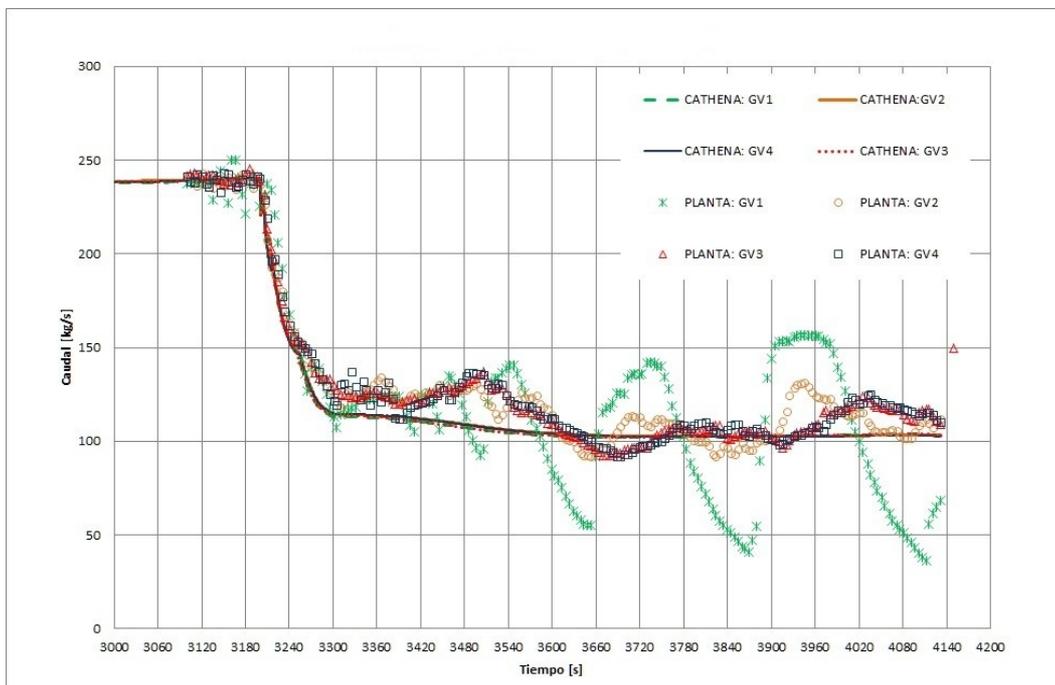


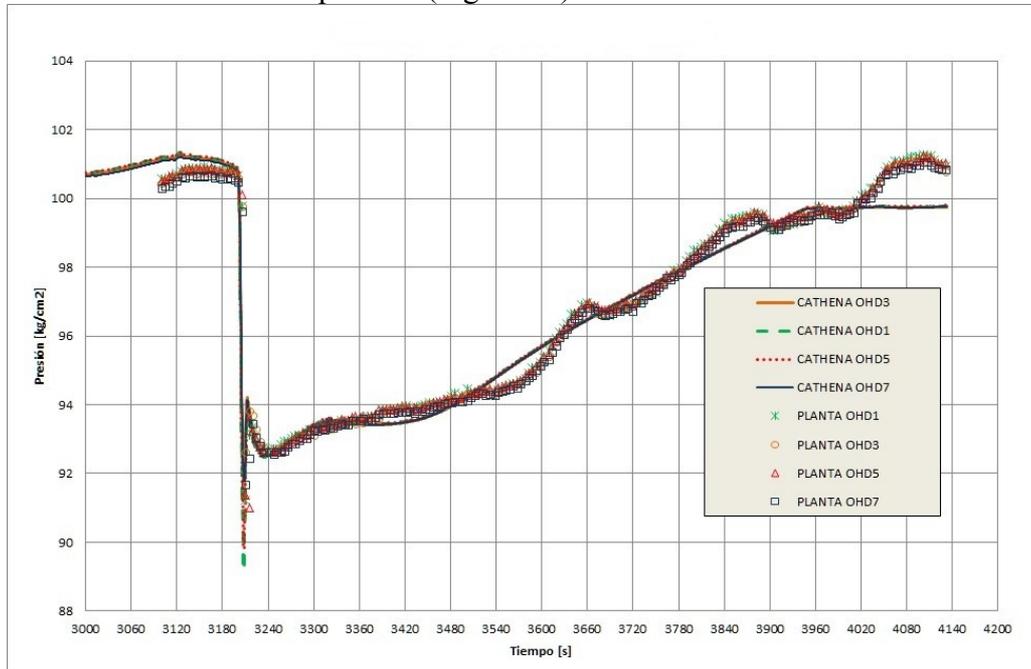
Figura 18: Caudal de Alimentación a los Generadores de Vapor

El malfuncionamiento de las válvulas de alimentación a los GV1 y GV3 provoca oscilaciones en el caudal (Figura 18) y éstas también tienen efecto sobre la temperatura de entrada del reactor (Figura 16).

La Figura 16 muestra los datos de planta y los datos de la simulación para la temperatura de entrada al núcleo. El comportamiento general y la variación de temperatura son similares.

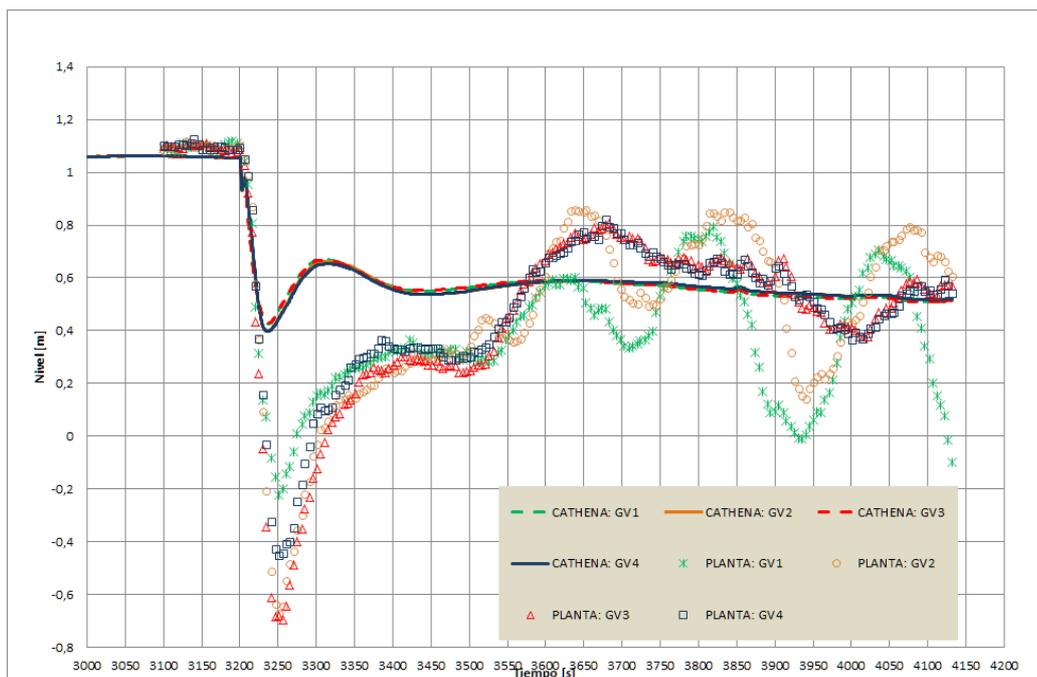
La diferencia inicial de temperatura del estado estacionario se mantiene.

La disminución de la potencia y temperatura del refrigerante provoca la disminución del volumen. El nivel del presurizador, y la presión de la planta bajan inicialmente. El modelo representa en forma adecuada el proceso (Figura 19).



**Figura 19: Presión en los Colectores de Salida**

Los datos de planta de nivel de los GVs (Figura 20) indican una disminución mucho más acentuada que los valores calculados, si bien el comportamiento de la variable simulada es adecuado.



**Figura 20: Nivel de los Generadores de Vapor**

#### 4 CONCLUSIONES

Es importante para la Seguridad de una Central Nuclear conocer el comportamiento de la misma en un caso accidental. Los accidentes no pueden provocarse en la planta, pero si pueden simularse con códigos termohidráulicos, como CATHENA, desarrollados específicamente para estos casos y basados en años de experimentación.

Además, es relevante contar con los modelos específicamente desarrollados para la planta. Dichos modelos deben incluir la información de isométricos, la documentación de los controles de funcionamiento de la planta, las acciones de control y seguridad, etc. Desarrollar este tipo de modelos y llevarlos a ser de utilidad en la planta conlleva un esfuerzo grande en horas – hombre y aumenta la capacitación de los analistas en el conocimiento de los sistemas de la planta.

A medida que se aumenta la cantidad de transitorios (situaciones anormales) simulados, aumenta la confianza de los analistas y su capacidad para predecir el comportamiento de la planta en una situación accidental. En el transitorio mostrado, como ejemplo en este trabajo, se muestra que el modelo es adecuado para representar las variables de la planta.

Estos modelos no son congelados, acompañan a los cambios de configuración de la planta y puede aumentarse su detalle dependiendo de las necesidades de los eventos a simular.

El modelo de planta de Embalse fue desarrollado en Argentina, verificado y aceptado por el diseñador para incorporar las modificaciones futuras de la planta y realizar los análisis deterministas en Argentina y Canadá para la actualización del Informe Final de Seguridad de la planta, que es una de las tareas previstas para la Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse.

#### REFERENCIAS

- Hanna B.N., CATHENA: A thermalhydraulic code for CANDU analysis. *Nuclear Engineering and Design*, 180:113–131, 1998.
- Elalami A. Hartman W.J., Espahbod, A. y Tochaie M., NUCIRC Thermal-Hydraulic Applications in Support of CANDU Plant Design and Operation. *Canadian Nuclear Society 31<sup>st</sup> Annual Conference, Montreal, Canada, May 2010.*