



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

Proyecto fin de grado

IDENTIFICACIÓN DE TURBINAS DE VAPOR DE CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN

ALUMNO: JAIME FERNÁNDEZ-KELLY RODRÍGUEZ-
MARQUÉS

DIRECTOR: LUIS ROUCO RODRÍGUEZ

MADRID

SEPTIEMBRE 2019

Contenidos

1	Introducción.....	1
1.1	El tema del proyecto.....	1
1.2	Objetivos del proyecto.....	1
1.3	Organización del documento.....	1
2	Identificación de sistemas	3
2.1	Visión general.....	3
2.2	Estimación de parámetros	3
3	Modelos de turbinas de vapor	6
3.1	Visión general.....	6
3.2	Modelo de turbina	7
3.3	Modelo del regulador de carga-velocidad	8
3.4	Modelo de caldera	8
3.5	Simulación en el dominio del tiempo del modelo completo	9
3.6	Conclusiones parciales	14
4	Identificación de una turbina de vapor de una central térmica.....	16
4.1	Ensayos.....	16
4.2	Modelos	24
4.3	Estimación de parámetros	26
4.3.1	Sin efecto de presión en caldera	26
4.3.2	Con efecto de presión en caldera.....	30
4.4	Validación	33
4.5	Conclusiones parciales	34
5	Conclusiones	35
6	Referencias	36

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1°. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Jaime Fernández-Kelly Rodríguez-Marqués
DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:
Identificación de modelos de turbinas de vapor,
que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2°. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3°. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4°. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a11..... de ...septiembre..... de 2019..

ACEPTA

Fdo..... 

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Identificación de modelos de turbinas de vapor.....

.....
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico *4*..... es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.

Jaime Fdez-kelly

Fdo.:

JFK

Fecha: *11 / 09 / 2019*

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

LUIS ROLCO RODRIGUEZ

Fdo.:

Fecha: *11 / 09 / 2019*

Luis Rolco Rodríguez

IDENTIFICACIÓN DE TURBINAS DE VAPOR DE CENTRALES TERMICAS DE CARBÓN

Autor: Fernández-Kelly, Jaime.

Director: Rouco, Luis.

Entidad colaboradora: E.D.P.

RESUMEN DEL PROYECTO:

▪ **Introducción**

El sistema eléctrico está experimentando y va a experimentar grandes transformaciones debido a la substitución de generación térmica por generación eólica y solar. La generación térmica está basada en generadores síncronos movidos por turbinas de vapor o de gas. La generación eólica y solar está conectada a la red a través de convertidores electrónicos.

Los generadores síncronos están equipados con dos sistemas de control: el control frecuencia-potencia activa y el control tensión-potencia reactiva. El control frecuencia-potencia activa controla la potencia suministrada por el motor primario para mantener constante la frecuencia del sistema.

La generación eólica y solar no tiene la capacidad de control frecuencia-potencia activa que tiene la generación síncrona. Eso hace que la generación síncrona que quede en el sistema tenga un papel importantísimo para controlar la frecuencia del sistema en un entorno de elevada penetración de generación eólica y solar.

El comportamiento de control frecuencia-potencia activa de los generadores síncronos depende de la respuesta del motor primario que en centrales térmicas es la turbina vapor.

La caracterización de la respuesta de una turbina de vapor se realiza mediante un modelo matemático dinámico no lineal. La construcción del citado modelo matemático se realiza mediante el proceso de identificación

El objetivo del presente proyecto fin de grado es la identificación de una turbina de vapor de una central térmica de carbón de 550 MW a partir de medidas reales

▪ **Metodología**

El proceso de identificación de sistemas comprende cuatro etapas:

- Propuesta de modelo
- Propuesta de ensayos
- Estimación de parámetros del modelo
- Validación del modelo

La primera, es la realización de un estudio de los diferentes modelos de las turbinas de vapor, para conocer su comportamiento y los distintos controles que la regulan, en este caso se van a estudiar los parámetros de tiempo y las ganancias para la estabilidad del sistema. Para ello, se propondrán una serie de ensayos en Simulink, y se harán las simulaciones de controles de turbina.

Una vez finalizado dicho estudio se identificará el sistema, y se estimaran los parámetros necesarios. Para ello es necesario el diseño de un programa con un proceso iterativo que aproxime la potencia de carga dada a la demanda de potencia, para así obtener una estimación de los parámetros de la turbina. Para ello se utilizará Matlab2018b

Se tomarán los datos proporcionados por la identidad colaboradora, que son: demanda de potencia, potencia de carga, tiempo y velocidad, en algunos casos también se tendré datos de presión de la turbina

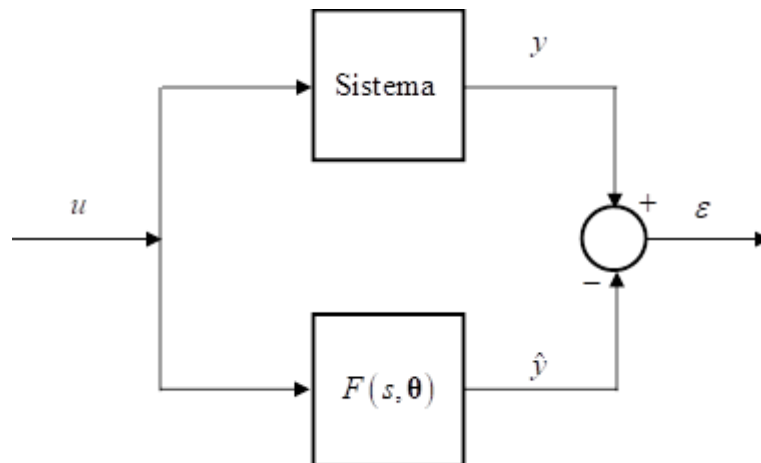
Este proceso de diseño y simulación será iterativo y se parará cuando los resultados obtenidos se consideren óptimos.

Una vez estimados los parámetros y escogido los parámetros más lógicos, se validará la estimación.

▪ **Resultados**

La primera parte del proceso de identificación de sistemas es la propuesta del modelo matemático del sistema físico bajo consideración.

Sea un sistema físico con una secuencia entradas $u[k]$ y una secuencia de salidas $y[k]$. Se buscan los parámetros θ de una función de transferencia en el dominio de Laplace $F(s, \theta)$ tal que el error cuadrático medio entre la salida del sistema y y la salida simulada \hat{y} sea mínimo.

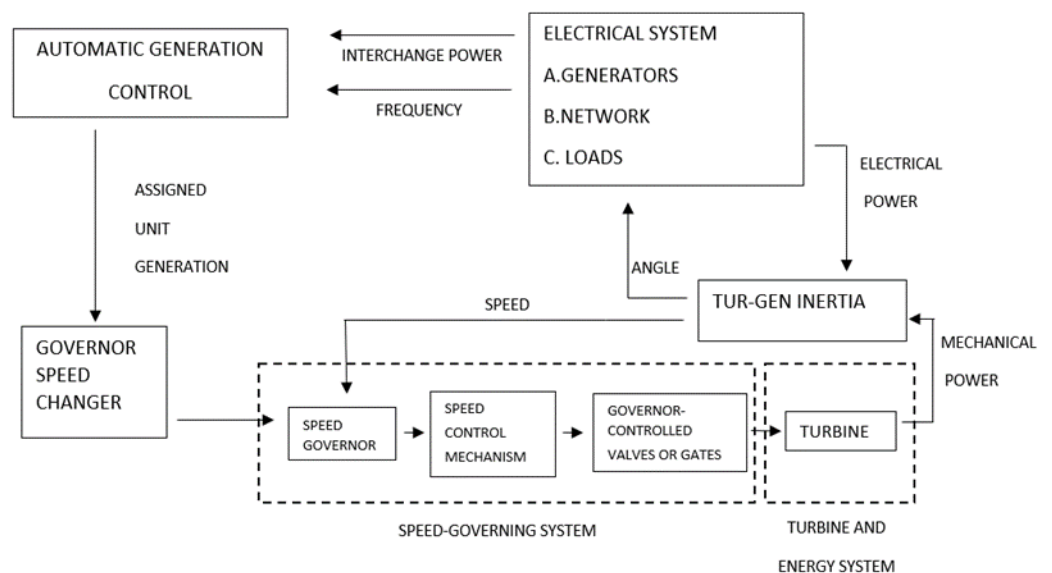


De forma más precisa se busca minimizar la función de coste (error cuadrático medio).

$$V(\boldsymbol{\theta}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}]^2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N (y[k] - \hat{y}[k, \boldsymbol{\theta}])^2$$

La segunda parte del proceso de identificación de sistemas en la propuesta de ensayos.

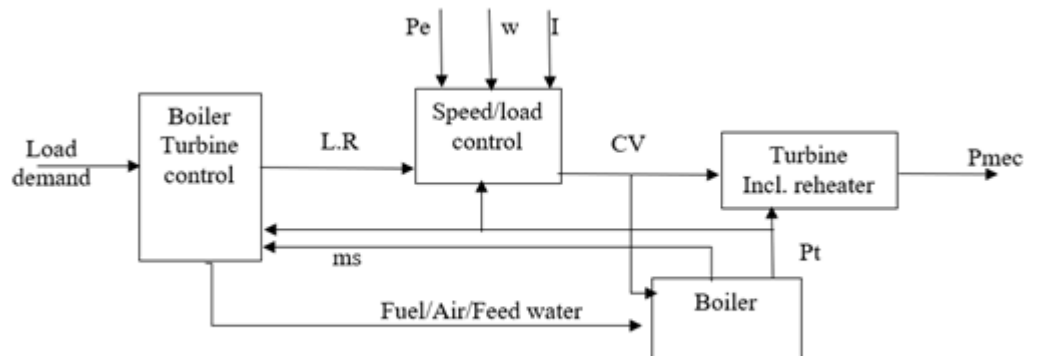
La propuesta de ensayos requiere la identificación de las entradas en las que aplicar perturbaciones y las señales a medir.



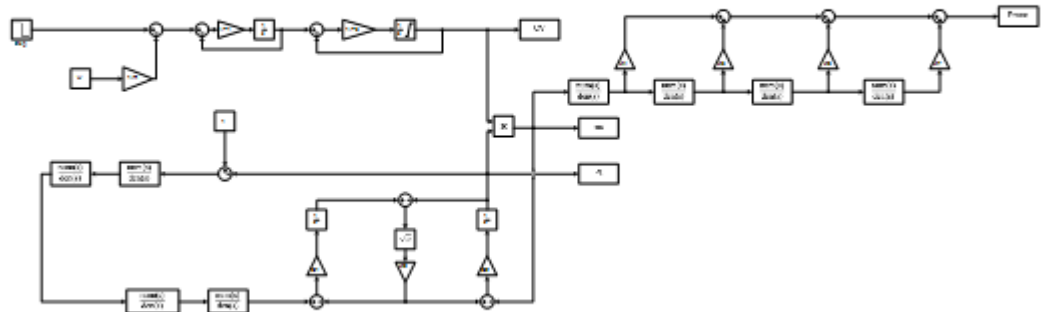
La Figura muestra el lugar del regulador de carga-velocidad y la turbina en el sistema eléctrico. El regulador de carga-velocidad (speed-governing system) recibe la medida de velocidad del rotor del generador y la consigna de carga del control automático de generación (automatic generation control). El regulador de carga-velocidad controla las válvulas de admisión de vapor a la turbina. La turbina suministra potencia mecánica al eje del generador. El generador suministra potencia eléctrica al sistema eléctrico. El control

automático de generación recibe las señales de frecuencia y potencia de intercambio con las áreas vecinas.

El diagrama de bloques de la Figura supone que la turbina tiene una fuente de energía ilimitada. En centrales térmicas de carbón, la fuente de energía es la caldera.



La Figura muestra de forma detallada las interacciones entre el control de turbina y el control de caldera.



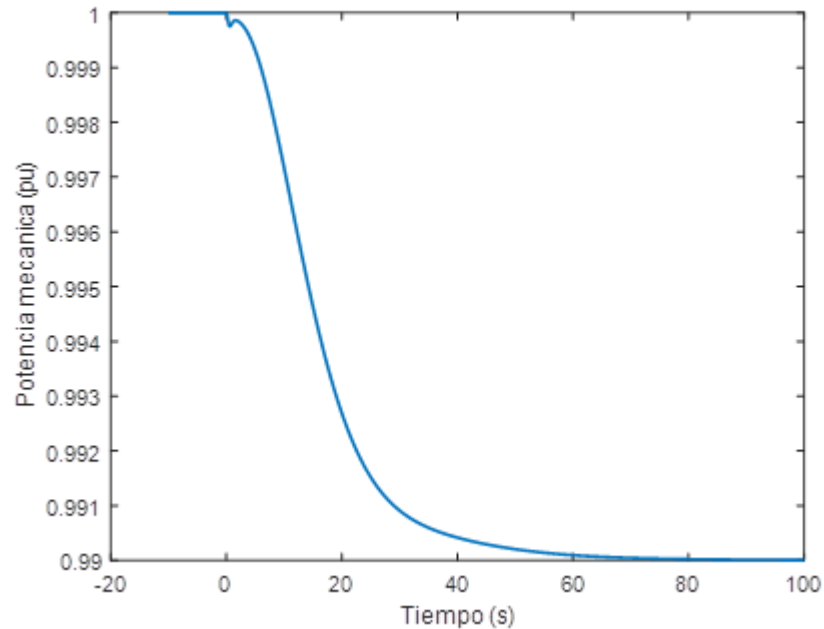
La Figura muestra el modelo completo de turbina con regulador de carga-velocidad y con caldera.

La Figura muestra la potencia mecánica suministrada por la turbina.

Se ha simulado un escalón de bajada del 1% partiendo de un punto de funcionamiento en el que la turbina suministra 1 pu. Se supone que la velocidad es constante.

La potencia mecánica alcanza el valor deseado ($1 - 0.01 = 0.99$ pu). El caudal de vapor tiene una forma ligeramente distinta de la potencia mecánica debido al efecto de la variación de la presión. La presión sube al cerrar las válvulas y vuelve a su valor nominal debido a la acción del regulador PI de control de

presión de caldera. Las válvulas de control es un escalón de bajada suavizado por la acción del relé de velocidad y del servomotor.



La potencia entregada por una turbina de vapor depende del caudal de vapor y de la presión del vapor.

Cuando el regulador de carga-velocidad de la turbina de vapor pide un aumento de potencia a la turbina se produce la apertura de las válvulas de control. La apertura de las válvulas de control da lugar a un aumento del caudal de vapor. Ello da lugar a una disminución de la presión en caldera. El control de caldera restablece la presión en caldera.

La tercera parte del proceso de identificación de sistemas es la estimación de los parámetros del modelo dinámico.

El modelo dinámico no lineal se linealiza alrededor de un punto de funcionamiento. Los parámetros del modelo dinámico lineal se determinan mediante un algoritmo de estimación de parámetros.

Este capítulo resume los resultados de identificación de una turbina de vapor de una central térmica de carbón de 550 MW.

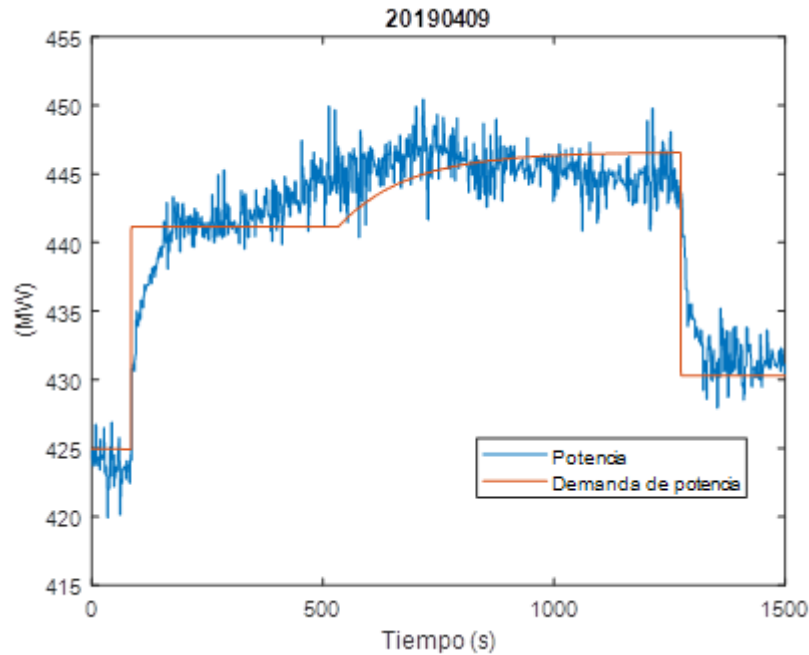
Se han realizado tres conjuntos de ensayos:

20190409: Un ensayo de subida registrando potencia y demanda de potencia

20190412: Dos ensayos de subida y dos ensayos de bajada y registrando potencia, demanda de potencia, presión y frecuencia

20190426: Registro durante el cambio de hora de demanda de potencia, potencia, presión y frecuencia

El ensayo del 20190409 fue un ensayo preliminar.

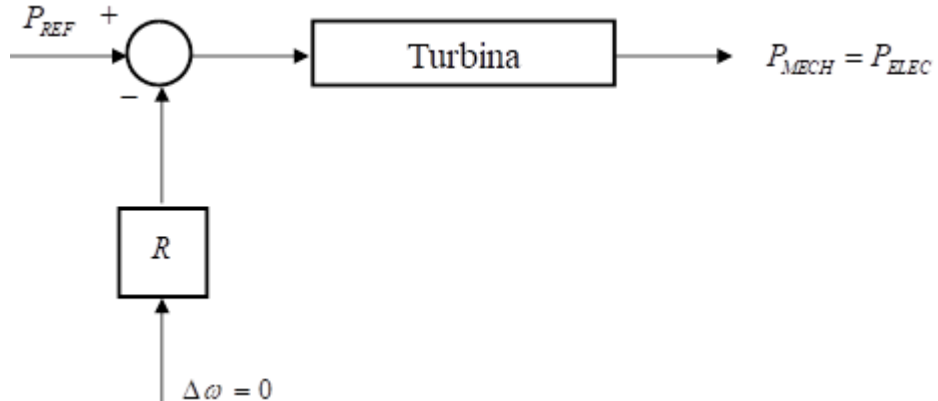


La Figura muestra la potencia y la demanda de potencia el 20190409.

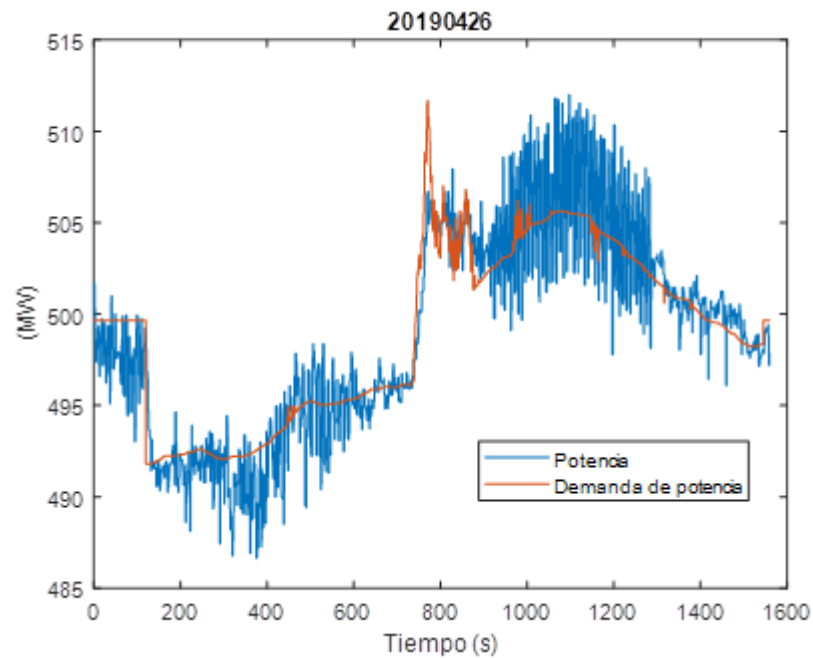
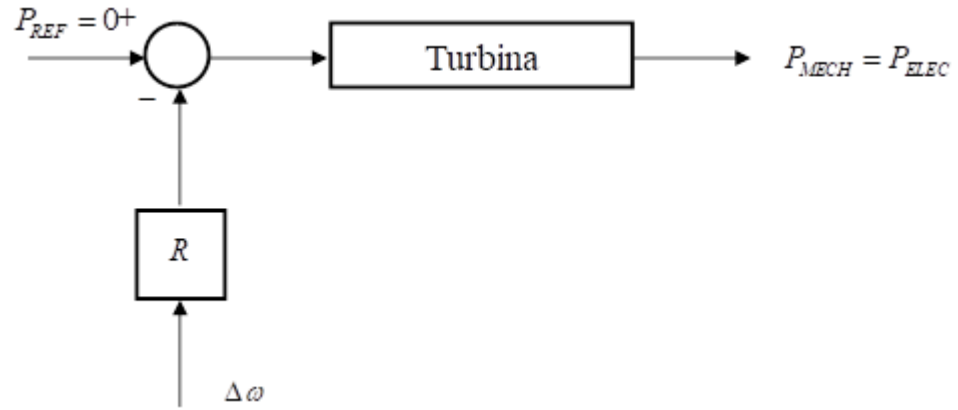
El ensayo del 20190409 puso de manifiesto que, aunque se aplica un escalón en la consigna de frecuencia, la demanda de carga en sólo un escalón al principio del ensayo y que luego aparece un segundo escalón afectado por una constante de tiempo.

Los ensayos del 20190412 se caracterizaron por incorporar la medida de presión al constatar, durante la realización de los mismos, la variación de la presión. Al contrario que en los modelos de simulación, la presión no permanece constante durante la realización de los mismos.

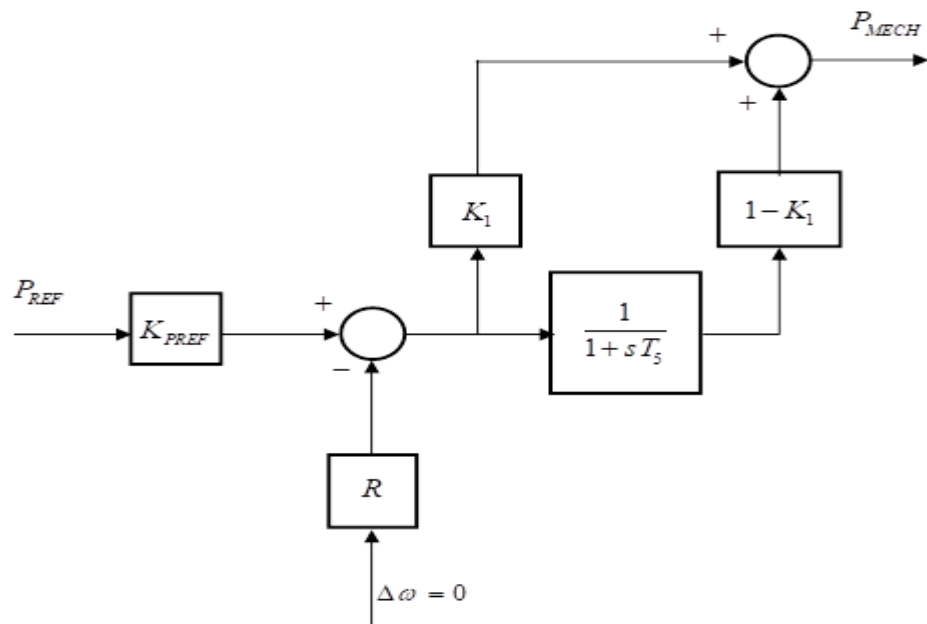
La Figura muestra el diagrama de bloques del sistema en los ensayos del 20190409 y del 20190412. La frecuencia (velocidad del rotor del turbogenerador) no cambia. Se aplica un escalón en la consigna de carga



La Figura muestra el diagrama de bloques del sistema en el ensayo del 20190426. Se registra frecuencia y potencia alrededor del cambio de programa de las 10 horas



Los modelos de turbinas tienen gran número de parámetros. Cuando se consideran ensayos de respuesta a un escalón en la demanda de potencia y se registra la potencia el modelo no puede tener gran número de parámetros. En realidad, el modelo no puede tener más de tres parámetros. Si tuviera más parámetros el algoritmo de estimación encontraría una matriz Hessiana singular



Los ensayos del 20190412 han puesto de manifiesto que en el escalón de demanda de carga da lugar a una variación de presión en caldera. La potencia entregada de la turbina depende del caudal de vapor y de la presión en caldera.

Por ello, se realizan dos aproximaciones al problema de estimación de parámetros:

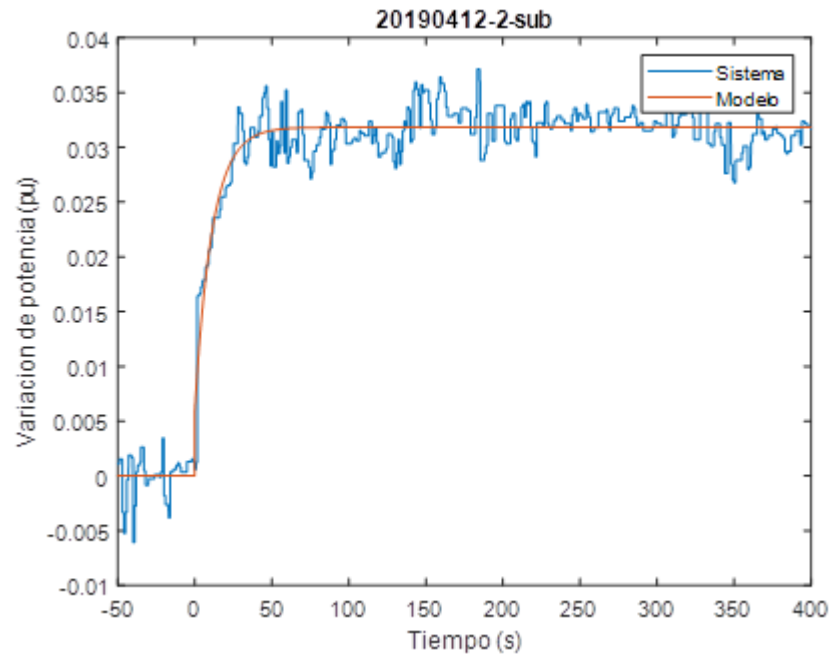
Sin efecto de presión en caldera:

En esta tabla se recogen todos los ensayos realizados sin presión y los parámetros recogidos de estos. Todos los ensayos han convergido

Ensayo	K _{PREF} (pu)	K ₁ (pu)	T ₅ (s)
20190409	1.17	0.33	45.55
20190412-1-sub	1.07	0.15	30.01
20190412-2-sub	1.09	0.19	11.25
20190412-1-baj	0.73	0.03	32.88
20190412-2-baj	0.95	-0.08	8.77

El valor de K₁ obtenido en el segundo ensayo de bajada del 20190412 no es razonable. Debe ser positivo.

Del resto de los ensayos, sólo el valor de T₅ obtenido en el segundo ensayo de subida del 20190412 es razonable



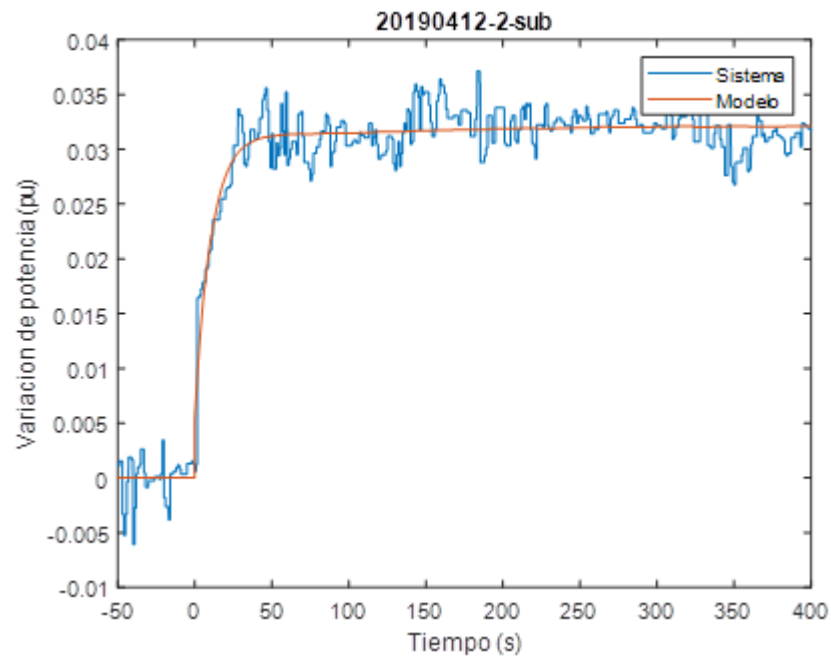
Con efecto de presión en caldera

La tabla contiene los resultados de la estimación de parámetros. A la vista de los resultados ajuste se proponen los parámetros del segundo escalón de subida del ensayo del 20190412.

Ensayo	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)	KPRESS (pu)
20190412-2-sub	1.18	0.13	21.10	0.45
20190412-1-sub	1.10	0.17	10.66	0.04
20190412-1-baj	0.69	-0.01	27.50	-0.05
20190412-2-baj	0.91	-0.09	8.28	-0.06

La tabla compara de los resultados de la estimación de parámetros sin y con efectos de presión en caldera en el caso del segundo ensayo de subida del 20190412. Se aprecian pequeñas diferencias.

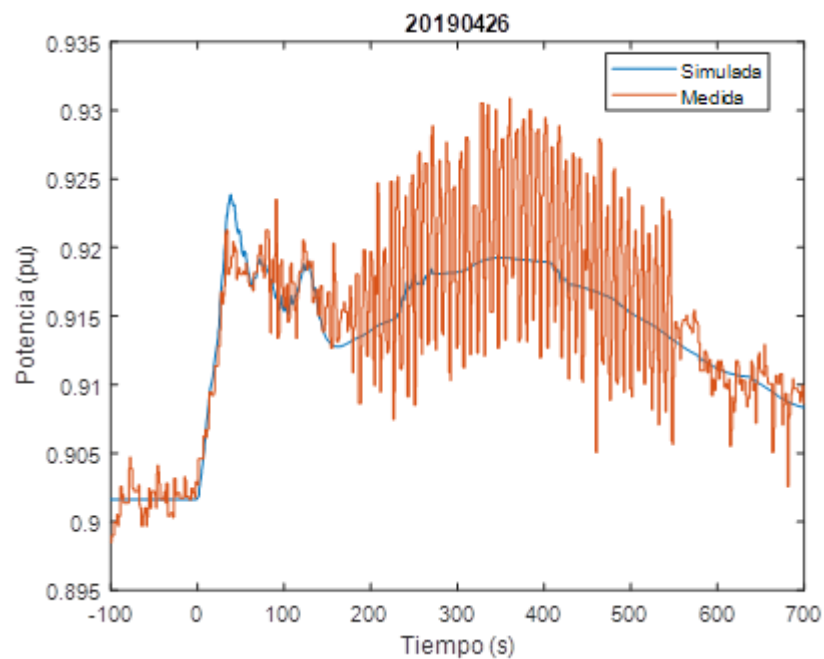
Modelo	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)	KPRESS (pu)
Sin efectos de presión en caldera	1.09	0.19	11.25	
Con efectos de presión en caldera	1.10	0.17	10.66	0.04



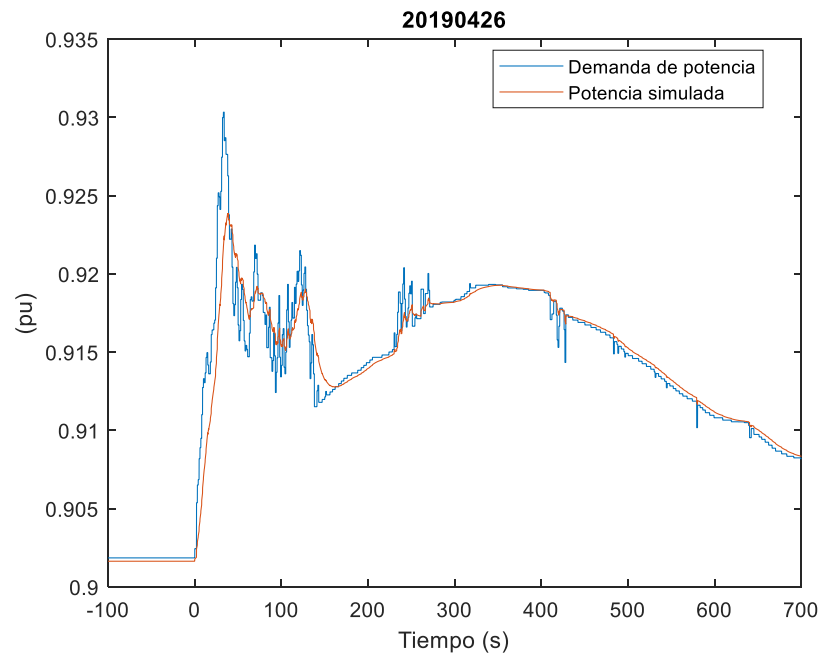
La cuarta parte del proceso de identificación es la validación del modelo. La validación del modelo consiste en simular el mismo en caso de una perturbación distinta de la utilizada para la estimación de los parámetros.

La validación del modelo se ha intentado reproduciendo con el modelo los registros del ensayo del 20190426. Se ha considerado como entrada la demanda de potencia

La Figura compara la potencia medida y simulada. Aparecen comportamientos no reflejados por el modelo.



La Figura compara la demanda de potencia registrada con la potencia simulada. El modelo filtra variaciones rápidas de la demanda de potencia.



■ Conclusiones

Este proyecto fin de grado ha abordado la identificación de una turbina de vapor de una central térmica de carbón de 550 MW a partir de medidas reales. El proceso de identificación ha comprendido cuatro pasos:

- Propuesta de modelo
- Propuesta de ensayos
- Estimación de parámetros del modelo
- Validación del modelo

La potencia entregada por una turbina de vapor depende del caudal de vapor y de la presión del vapor. Cuando el regulador de carga-velocidad de la turbina de vapor pide un aumento de potencia a la turbina se produce la apertura de las válvulas de control. La apertura de las válvulas de control da lugar a un aumento del caudal de vapor. Ello da lugar a una disminución de la presión en caldera. El control de caldera restablece la presión en caldera.

Ha sido posible realizar ensayos de respuesta a un escalón de demanda de carga registrando la demanda de carga y la potencia suministrada por la turbina (igual a la potencia suministrada por el generador). También se ha registrado la presión en caldera. Al contrario que en los modelos de simulación, la presión no permanece constante durante la realización de los mismos.

Los modelos de turbinas tienen gran número de parámetros. Cuando se consideran ensayos de respuesta a un escalón en la consigna de potencia y se

registra la potencia el modelo no puede tener gran número de parámetros. En realidad, el modelo no puede tener más de tres parámetros. Si tuviera más parámetros el algoritmo de estimación encontraría una matriz Hessiana singular. Los parámetros relevantes del modelo son la constante de tiempo del recalentador ($T5$) y la fracción de potencia suministrada por la turbina de alta presión ($K1$).

Aunque se ha logrado ajustar la respuesta simulada a la respuesta registrada en cinco ensayos realizados, sólo en un ensayo se obtiene valores de los parámetros dentro de los márgenes usuales de los mismos. Se ha encontrado que el efecto de la presión en caldera afecta poco a los valores de los parámetros. Se propone $K1 = 0.17$ pu y $T5=10$ s.

En el intento de validar el modelo, aparecen comportamientos no reflejados por el mismo.

IDENTIFICATION OF STEAM TURBINES OF COAL-FIRED POWER PLANTS

Author: Fernández-Kelly, Jaime.

Director: Rouco, Luis.

Collaborating Entity: E.D.P.

PROYECT SUMMARY:

▪ **Introducción**

The electrical system is undergoing and will undergo major transformations due to the substitution of thermal generation by wind and solar generation. Thermal generation is based on synchronous generators driven by steam or gas turbines. Wind and solar generation are connected to the grid through electronic converters.

Synchronous generators are equipped with two control systems: frequency control - active power and voltage control - reactive power. The active power-frequency control controls the power supplied by the primary motor to keep the frequency of the system constant.

Wind and solar generation do not have the active frequency-power control capability of synchronous generation. This means that the synchronous generation remaining in the system plays a very important role in controlling the frequency of the system in an environment of high penetration of wind and solar generation.

The active power-frequency control behaviour of synchronous generators depends on the response of the primary motor, which in thermal power stations is the steam turbine.

The characterisation of the response of a steam turbine is carried out using a non-linear dynamic mathematical model. The construction of this mathematical model is carried out by means of the identification process

The objective of this end-of-grade project is the identification of a steam turbine for a 550 MW coal-fired power plant from actual measurements.

▪ **Methodology**

The system identification process comprises four stages:

- Model Proposal

- Test proposal
- Estimation of model parameters
- Model validation

The first is a study of the different models of steam turbines, in order to know their behaviour and the different controls that regulate them. In this case, the time parameters and the gains for the stability of the system will be studied. To this end, a series of tests will be proposed in Simulink, and turbine control simulations will be carried out.

Once this study has been completed, the system will be identified, and the necessary parameters will be estimated. For this, it is necessary to design a program with an iterative process that approximates the given load power to the power demand, in order to obtain an estimate of the turbine parameters. For this purpose, Matlab2018b will be used.

The data provided by the collaborating identity will be taken, which are: power demand, load power, time and speed, in some cases we will also have turbine pressure data.

This process of design and simulation will be iterative and will stop when the results obtained are considered optimal.

Once the parameters have been estimated and the most logical parameters have been chosen, the estimation will be validated.

▪ **Results**

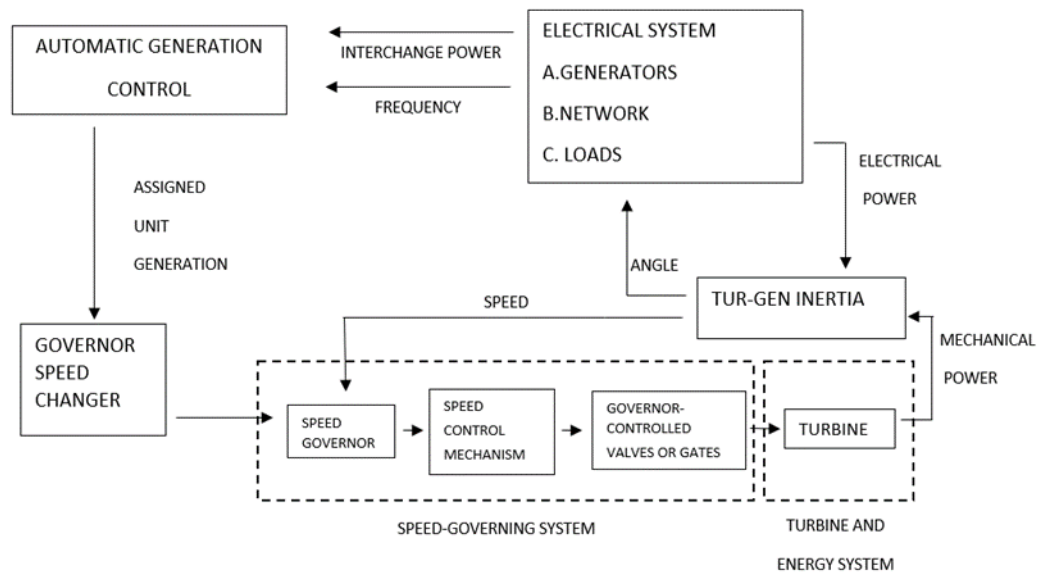
The first part of the system identification process is the proposal of the mathematical model of the physical system under consideration.

It is a physical system with a sequence of inputs $u[k]$ and a sequence of outputs $y[k]$. The parameters θ of a transfer function are searched in the Laplace domain $F(s, \theta)$, such that the mean quadratic error between the system output y and the simulated output \hat{y} is minimal.

The aim is more precisely to minimise the cost function (average quadratic error).

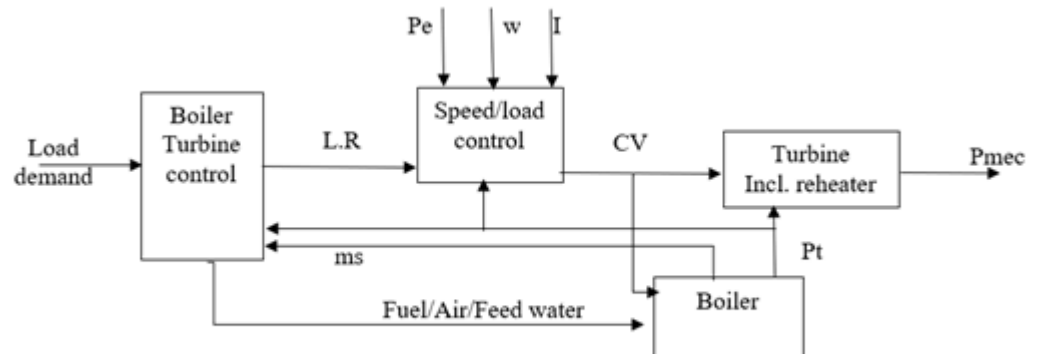
$$V(\theta) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \varepsilon[k, \theta]^2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N (y[k] - \hat{y}[k, \theta])^2$$

The second part of the system identification process is the testing proposal. The testing proposal requires the identification of the inputs to apply disturbances and the signals to be measured.

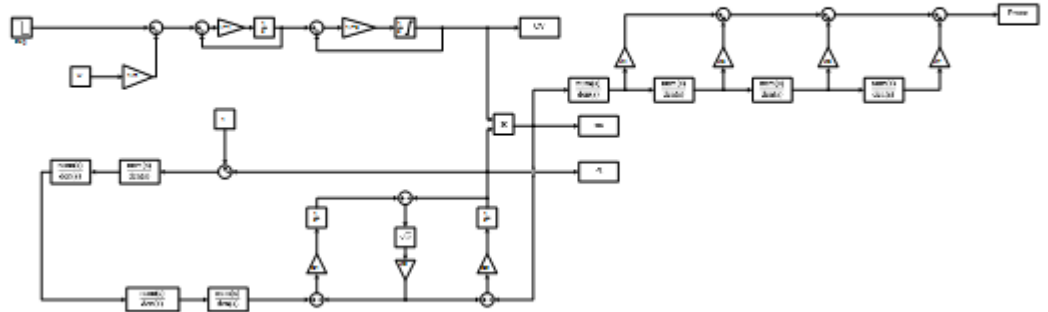


The Figure shows the location of the charge-speed regulator and turbine in the electrical system. The speed-governing system receives the rotor speed measurement from the generator and the load setpoint from the automatic generation control. The charge-speed regulator controls the steam inlet valves to the turbine. The turbine supplies mechanical power to the generator shaft. The generator supplies electrical power to the electrical system. The automatic generation control receives the frequency and power exchange signals with neighbouring areas.

The block diagram in the Figure assumes that the turbine has an unlimited energy source. In coal-fired power plants, the energy source is the boiler.

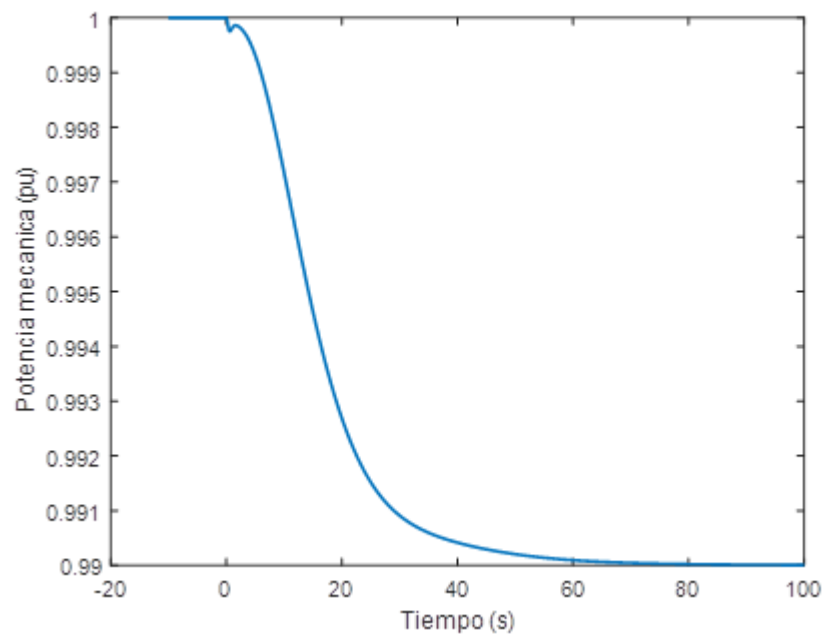


The Figure shows in detail the interactions between turbine control and boiler control.



The Figure shows the complete turbine model with load-speed regulator and boiler.

The Figure shows the mechanical power supplied by the turbine. A 1% descent step has been simulated from an operating point where the turbine supplies 1 pu. The speed is assumed to be constant. The mechanical power reaches the desired value ($1 - 0.01 = 0.99$ pu). The steam flow has a slightly different shape from the mechanical power due to the effect of pressure variation. The pressure rises when the valves are closed and returns to its nominal value due to the action of the PI boiler pressure control regulator. The control valves are a step of descent smoothed by the action of the speed relay and the servomotor.



The power delivered by a steam turbine depends on the steam flow and steam pressure.

When the load-speed regulator of the steam turbine calls for an increase in power to the turbine, the control valves open. The opening of the control valves results in an increase in steam flow. This results in a decrease in boiler pressure. The boiler control restores the pressure in the boiler.

The third part of the system identification process is the estimation of the dynamic model parameters.

The non-linear dynamic model is linearized around an operating point. The parameters of the linear dynamic model are determined by a parameter estimation algorithm.

This chapter summarizes the identification results of a steam turbine from a 550 MW coal-fired power plant.

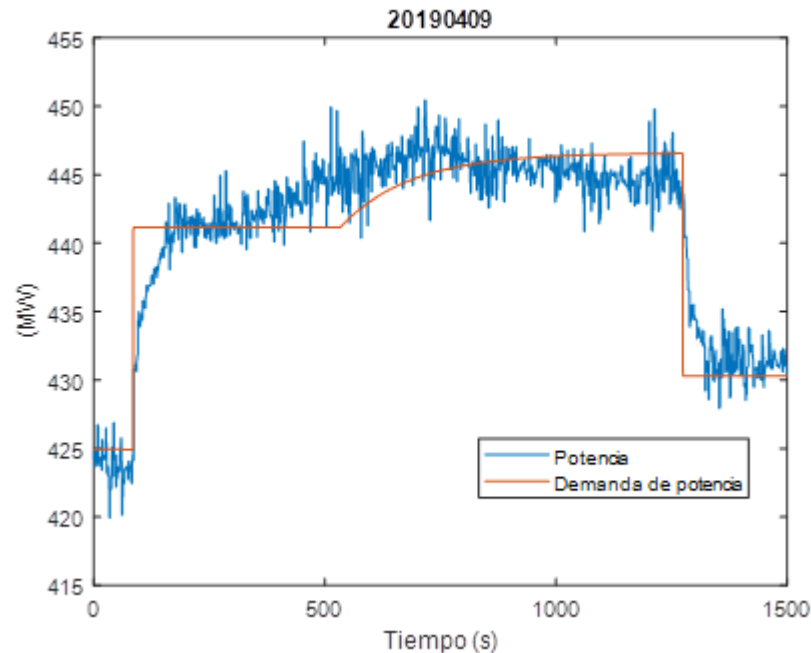
Three sets of tests have been performed:

20190409: A rise test recording power and power demand

20190412: Two upstream and two downstream tests and recording power, power demand, pressure and frequency

20190426: Recording during time change of power demand, power, pressure and frequency

The 20190409 trial was a preliminary trial.

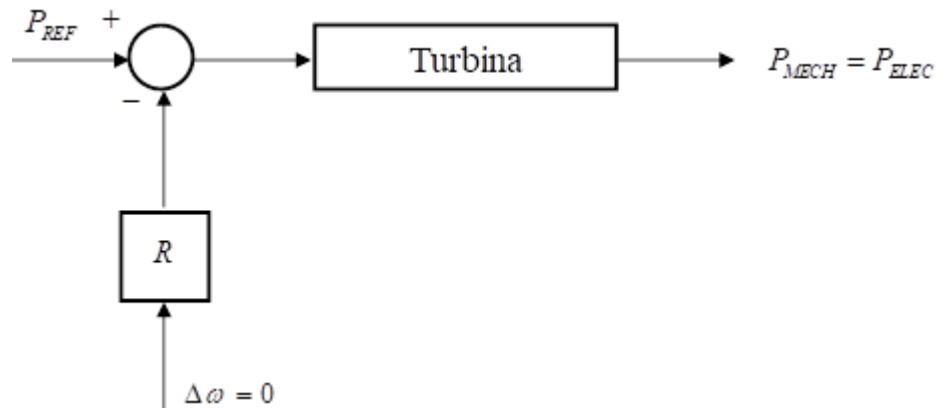


The Figure shows the power and power demand in 20190409.

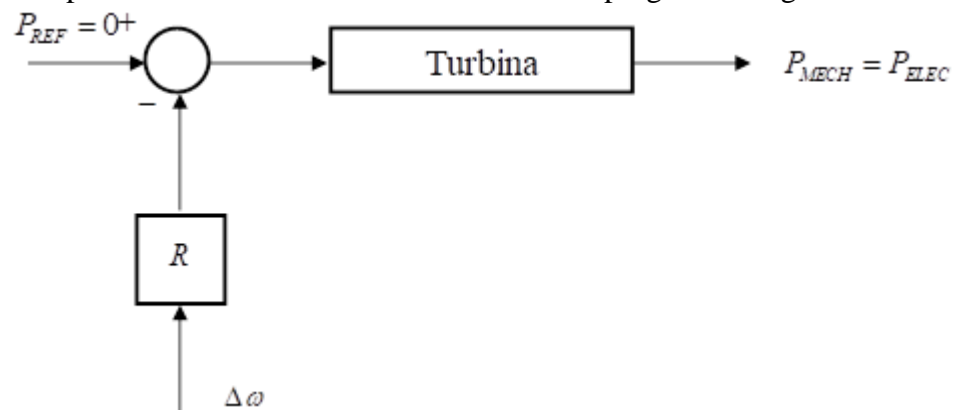
The 20190409 test showed that, although a step is applied in the frequency setpoint, the load demand in only one step at the beginning of the test and then a second step appears affected by a time constant.

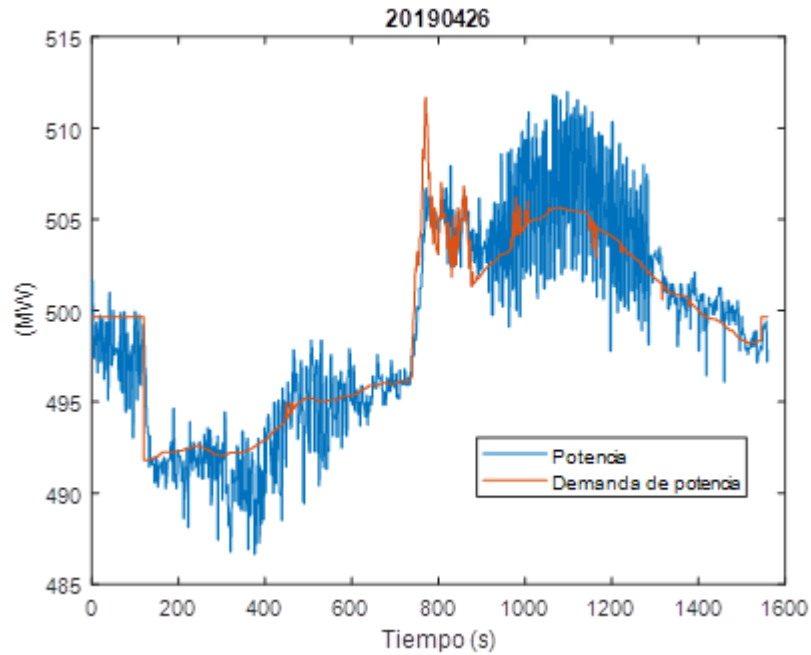
The 20190412 tests were characterised by incorporating the pressure measurement when the pressure variation was noted during the tests. In contrast to simulation models, the pressure does not remain constant during simulation.

The Figure shows the block diagram of the system in the tests of 20190409 and 20190412. The frequency (turbogenerator rotor speed) does not change. A step is applied to the load setpoint

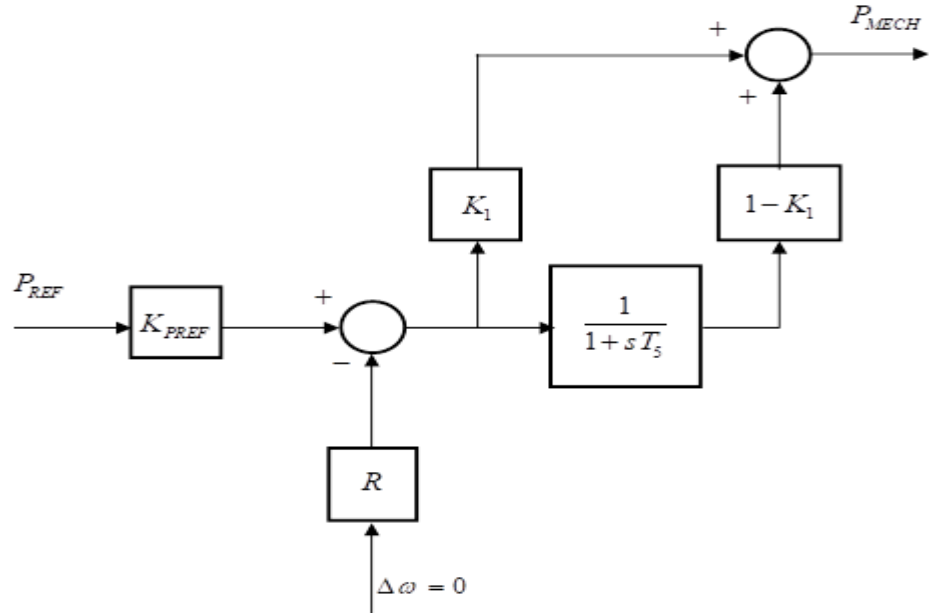


The Figure shows the system block diagram in the 20190426 test. Frequency and power are recorded around the 10 o'clock program change.





Turbine models have a large number of parameters. When considering response tests to a step in the power demand and recording the power the model cannot have a large number of parameters. In reality, the model cannot have more than three parameters. If it had more parameters, the estimation algorithm would find a unique Hessian matrix.



Tests in 20190412 have shown that in the load demand step leads to a change in boiler pressure. The output of the turbine depends on the steam flow and the boiler pressure.

Therefore, two approaches are made to the problem of parameter estimation:

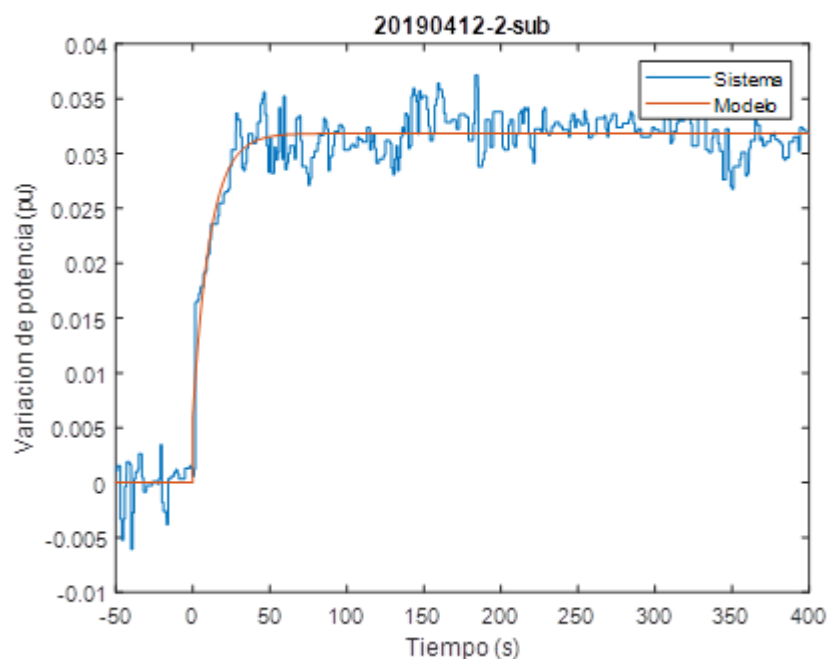
No boiler pressure effect:

This table lists all the tests carried out without pressure and the parameters collected from them. All the tests have converged

Test	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)
20190409	1.17	0.33	45.55
20190412-1-up	1.07	0.15	30.01
20190412-2-up	1.09	0.19	11.25
20190412-1-down	0.73	0.03	32.88
20190412-2-down	0.95	-0.08	8.77

The value of K1 obtained in the second drop test of 20190412 is not reasonable. It must be positive.

Of the rest of the tests, only the value of T5 obtained in the second upward test of 20190412 is reasonable.



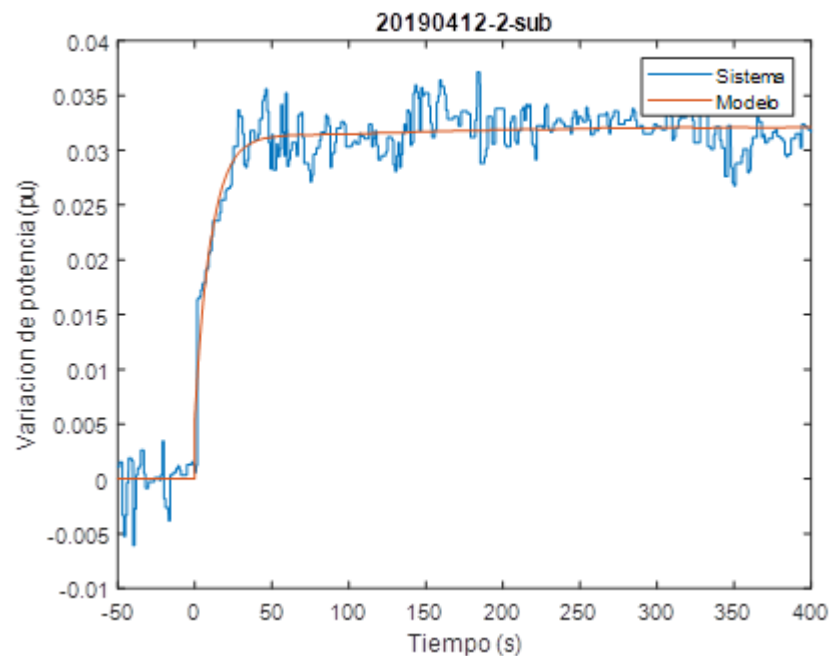
With boiler pressure effect

The table contains the results of the parameter estimation. In view of the adjustment results, the parameters of the second step of the 20190412 test climb are proposed.

test	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)	KPRESS (pu)
20190412-2-up	1.18	0.13	21.10	0.45
20190412-1-up	1.10	0.17	10.66	0.04
20190412-1-down	0.69	-0.01	27.50	-0.05
20190412-2-down	0.91	-0.09	8.28	-0.06

The table compares the results of the estimation of parameters without and with effects of boiler pressure in the case of the second test of rise of 20190412. Small differences can be seen.

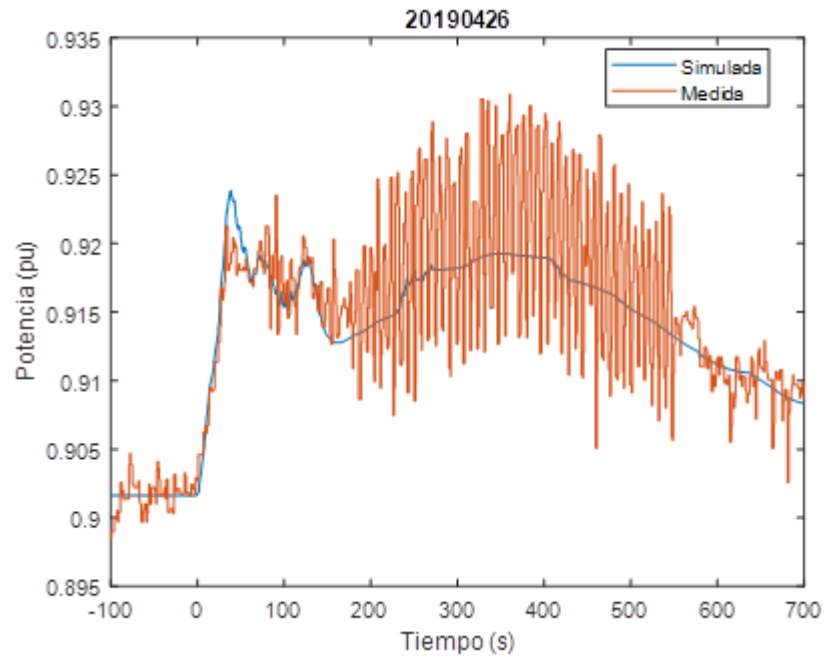
Model	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)	KPRESS (pu)
No boiler pressure effect	1.09	0.19	11.25	
With boiler pressure effect	1.10	0.17	10.66	0.04



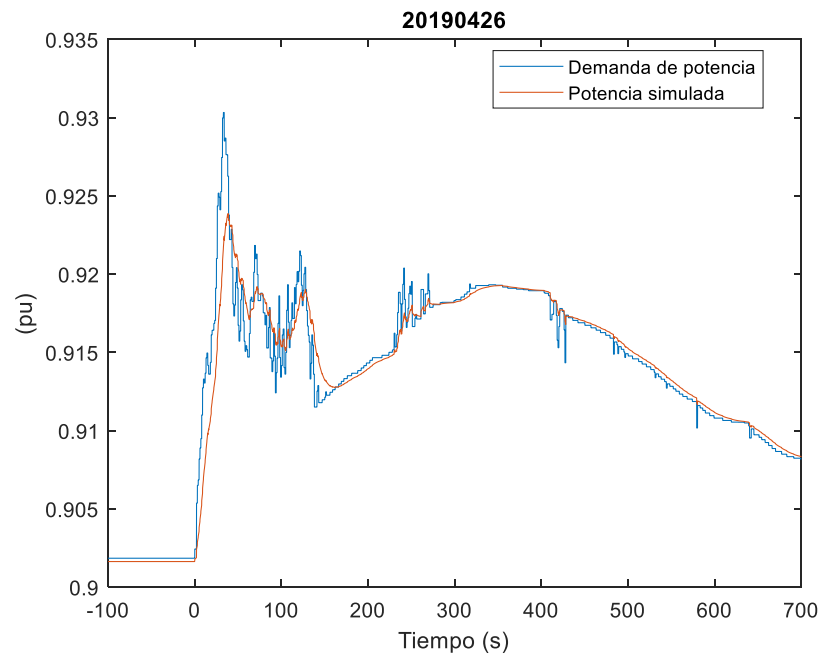
The fourth part of the identification process is the validation of the model. Model validation consists of simulating the model in the event of a disturbance other than that used to estimate the parameters.

The validation of the model has been tried reproducing with the model the registers of the test of 20190426. The power demand has been considered as input.

Figure compares measured and simulated power. Behaviours not reflected by the model appear.



The Figure compares the recorded power demand with the simulated power. The model filters out rapid variations in power demand.



▪ Conclusions

This end-of-grade project has tackled the identification of a steam turbine for a 550 MW coal-fired power plant from actual measurements. The identification process consisted of four steps:

- Model Proposal
- Test proposal
- Estimation of model parameters
- Model validation

The power delivered by a steam turbine depends on the steam flow and steam pressure. When the load-speed regulator of the steam turbine calls for an increase in power to the turbine, the control valves open. The opening of the control valves results in an increase in steam flow. This results in a decrease in boiler pressure. The boiler control restores the pressure in the boiler.

It has been possible to carry out response tests to a load demand step by recording the load demand and the power supplied by the turbine (equal to the power supplied by the generator). The pressure in the boiler has also been recorded. In contrast to simulation models, the pressure does not remain constant during simulation.

Turbine models have many parameters. When a step response test is considered in the power setpoint and the power is recorded, the model cannot have many parameters. In reality, the model cannot have more than three parameters. If it had more parameters, the estimation algorithm would find a unique Hessian matrix. The relevant parameters of the model are the time constant of the reheater ($T5$) and the fraction of power supplied by the high-pressure turbine ($K1$).

Although it has been possible to adjust the simulated response to the response registered in five tests carried out, only in one test are parameter values obtained within their usual margins. The effect of boiler pressure has been found to have little effect on parameter values. $K1 = 0.17$ pu and $T5=10$ s are proposed.

In the attempt to validate the model, behaviours not reflected by it appear.

Agradecimientos

Quisiera agradecer al I.I.T. de la universidad de Comillas y en especial al director de este proyecto, sin el cual no hubiese sido posible la realización del mismo.

También quisiera agradecer a la entidad colaboradora por proponer este estudio y facilitarnos los datos para el mismo

También me gustaría agradecer a mi familia en su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida

1 Introducción

1.1 El tema del proyecto

El sistema eléctrico está experimentando y va a experimentar grandes transformaciones debido a la substitución de generación térmica por generación eólica y solar. La generación térmica está basada en generadores síncronos movidos por turbinas de vapor o de gas. La generación eólica y solar está conectada a la red a través de convertidores electrónicos.

Los generadores síncronos están equipados con dos sistemas de control: el control frecuencia-potencia activa y el control tensión-potencia reactiva. El control frecuencia-potencia activa controla la potencia suministrada por el motor primario para mantener constante la frecuencia del sistema [1].

La generación eólica y solar no tiene la capacidad de control frecuencia-potencia activa que tiene la generación síncrona. Eso hace que la generación síncrona que quede en el sistema tenga un papel importantísimo para controlar la frecuencia del sistema en un entorno de elevada penetración de generación eólica y solar [2].

El comportamiento de control frecuencia-potencia activa de los generadores síncronos depende de la respuesta del motor primario que en centrales térmicas es la turbina vapor [1].

La caracterización de la respuesta de una turbina de vapor se realiza mediante un modelo matemático dinámico no lineal [1]. La construcción del citado modelo matemático se realiza mediante el proceso de identificación.

1.2 Objetivos del proyecto

El objetivo del presente proyecto fin de grado es la identificación de una turbina de vapor de una central térmica de carbón de 550 MW a partir de medidas reales. El proceso de identificación comprende ([3], [4]):

- Propuesta de modelo
- Propuesta de ensayos
- Estimación de parámetros del modelo
- Validación del modelo

Este proyecto cubre los cuatro pasos de proceso de identificación.

1.3 Organización del documento

Esta memoria contiene capítulos.

El capítulo 2 revisa los conceptos de identificación de sistemas.

El capítulo 3 revisa los modelos de turbinas de vapor.

El capítulo 4 presenta los resultados la identificación de la turbina de vapor.

El capítulo 5 resume las conclusiones del proyecto.

El capítulo 6 contiene las referencias bibliográficas.

2 Identificación de sistemas

Este capítulo presenta los principios de la identificación de sistemas. Primero se comentan los pasos del proceso de identificación de sistemas y luego se detalla el algoritmo de estimación de parámetros.

2.1 Visión general

El proceso de identificación de sistemas comprende cuatro etapas ([3], [4]):

- Propuesta de modelo
- Propuesta de ensayos
- Estimación de parámetros del modelo
- Validación del modelo

La primera parte del proceso de identificación de sistemas es la propuesta del modelo matemático del sistema físico bajo consideración. Para proponer un modelo se acude a la literatura técnica específica. El capítulo 3 revisa los modelos de turbinas de vapor y propondrá un modelo.

La segunda parte del proceso de identificación de sistemas es la propuesta de ensayos. La propuesta de ensayos requiere la identificación de las entradas en las que aplicar perturbaciones y las señales a medir.

La tercera parte del proceso de identificación de sistemas es la estimación de los parámetros del modelo dinámico. El modelo dinámico no lineal se linealiza alrededor de un punto de funcionamiento. Los parámetros del modelo dinámico lineal se determinan mediante un algoritmo de estimación de parámetros.

La cuarta parte del proceso de identificación es la validación del modelo. La validación del modelo consiste en simular el mismo en caso de una perturbación distinta de la utilizada para la estimación de los parámetros.

En las referencias ([5]-[9]) se presentan resultados de la identificación de sistemas de excitación de generadores síncronos.

2.2 Estimación de parámetros

La Figura 2-1 muestra el principio de la estimación de parámetros. Sea un sistema físico con una secuencia de entradas $u[k]$ y una secuencia de salidas $y[k]$. Se buscan los parámetros θ de una función de transferencia en el dominio de Laplace $F(s, \theta)$ tal que el error cuadrático medio entre la salida del sistema y y la salida simulada \hat{y} sea mínimo.

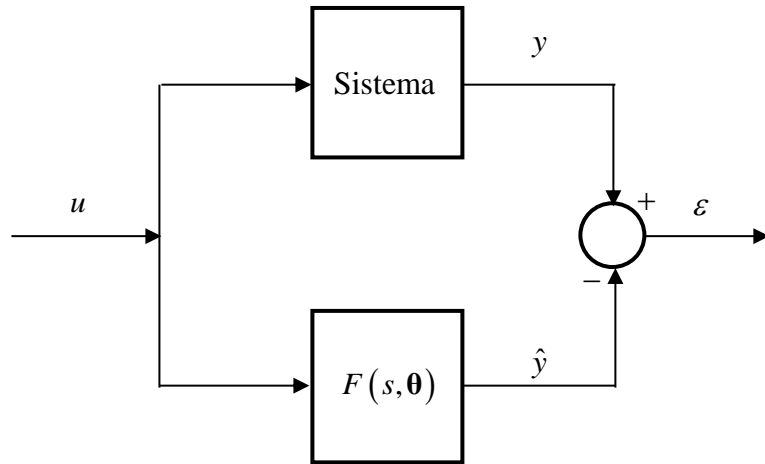


Figura 2-1: Principio de función iterativa

De forma más precisa se busca minimizar la función de coste (error cuadrático medio).

$$V(\boldsymbol{\theta}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}]^2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N (y[k] - \hat{y}[k, \boldsymbol{\theta}])^2$$

El vector de parámetros se calcula con un algoritmo iterativo:

$$\boldsymbol{\theta}^{i+1} = \boldsymbol{\theta}^i + \alpha \cdot \mathbf{d}^i(\boldsymbol{\theta})$$

donde

α es un factor de deceleración

$$\mathbf{d}^i(\boldsymbol{\theta}) = -(\mathbf{H}^i(\boldsymbol{\theta}))^{-1} \cdot \mathbf{g}(\boldsymbol{\theta})$$

$$\mathbf{g}(\boldsymbol{\theta}) = \frac{dV(\boldsymbol{\theta})}{d\boldsymbol{\theta}} = \sum_{k=1}^N \frac{d\varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}]}{d\boldsymbol{\theta}} \cdot \varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}] = \mathbf{J}(\boldsymbol{\theta})^T \mathbf{E}(\boldsymbol{\theta})$$

$$\mathbf{E}(\boldsymbol{\theta}) = [\varepsilon[1, \boldsymbol{\theta}] \quad \dots \quad \varepsilon[N, \boldsymbol{\theta}]]^T$$

$$\mathbf{J}_j[k, \boldsymbol{\theta}] = -\frac{\partial \hat{y}[k, \boldsymbol{\theta}]}{\partial \theta_j} = \frac{\hat{y}[k, \boldsymbol{\theta}] - \hat{y}[k, \boldsymbol{\theta} + h\mathbf{e}_j]}{h}$$

$$\begin{aligned} \mathbf{H}(\boldsymbol{\theta}) &= \frac{d^2 V(\boldsymbol{\theta})}{d\boldsymbol{\theta}^2} = \sum_{k=1}^N \frac{d\varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}]}{d\boldsymbol{\theta}} \cdot \frac{d\varepsilon^T[k, \boldsymbol{\theta}]}{d\boldsymbol{\theta}} + \sum_{k=1}^N \varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}] \cdot \frac{d^2 \varepsilon[k, \boldsymbol{\theta}]}{d\boldsymbol{\theta}^2} \\ &= \mathbf{J}(\boldsymbol{\theta})^T \mathbf{J}(\boldsymbol{\theta}) + \mathbf{Q}(\boldsymbol{\theta}) \approx \mathbf{J}(\boldsymbol{\theta})^T \mathbf{J}(\boldsymbol{\theta}) \end{aligned}$$

Debe notarse que:

$\mathbf{g}(\boldsymbol{\theta})$ es el vector gradiente

$\mathbf{J}(\boldsymbol{\theta})$ es la matriz Jacobiana

$\mathbf{H}(\boldsymbol{\theta})$ es la matriz Hessiana

3 Modelos de turbinas de vapor

Este capítulo revisa el modelado de turbinas de vapor. Se detalla un modelo de un turbina y caldera con control de frecuencia-potencia. Se simula en Simulink de Matlab la respuesta del modelo de turbina y caldera con control frecuencia-potencia.

3.1 Visión general

La Figura 3-1 muestra el lugar del regulador de carga-velocidad y la turbina en el sistema eléctrico. El regulador de carga-velocidad (speed-governing system) recibe la medida de velocidad del rotor del generador y la consigna de carga del control automático de generación (automatic generation control). El regulador de carga-velocidad controla las válvulas de admisión de vapor a la turbina. La turbina suministra potencia mecánica al eje del generador. El generador suministra potencia eléctrica al sistema eléctrico. El control automático de generación recibe las señales de frecuencia y potencia de intercambio con las áreas vecinas.

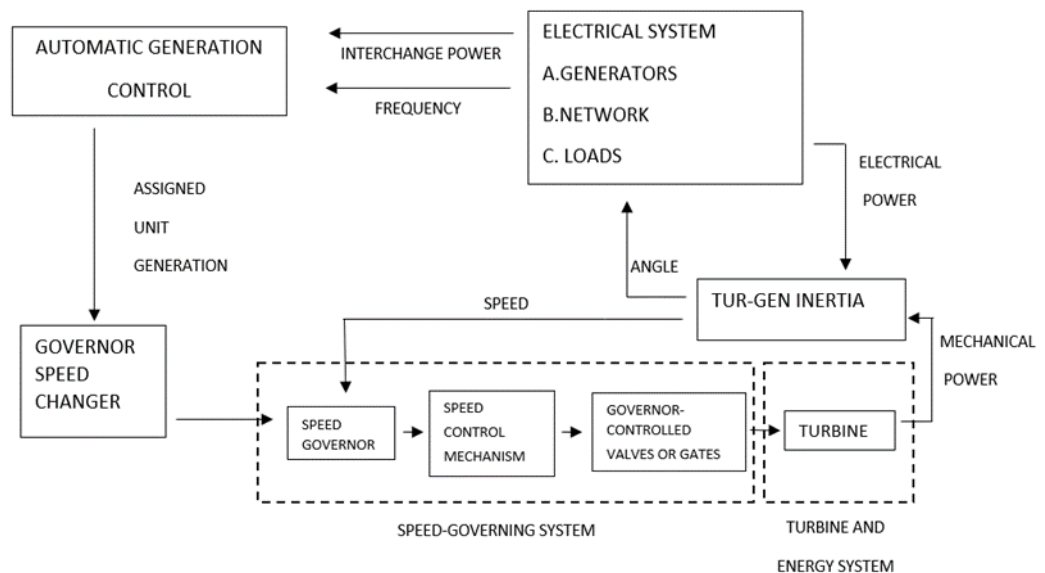


Figura 3-1: El regulador de turbina y la turbina en el sistema eléctrico.

El diagrama de bloques de la Figura 3-1 supone que la turbina tiene una fuente de energía ilimitada. En centrales térmicas de carbón, la fuente de energía es la caldera.

La Figura 3-2 muestra de forma detallada las interacciones entre el control de turbina y el control de caldera.

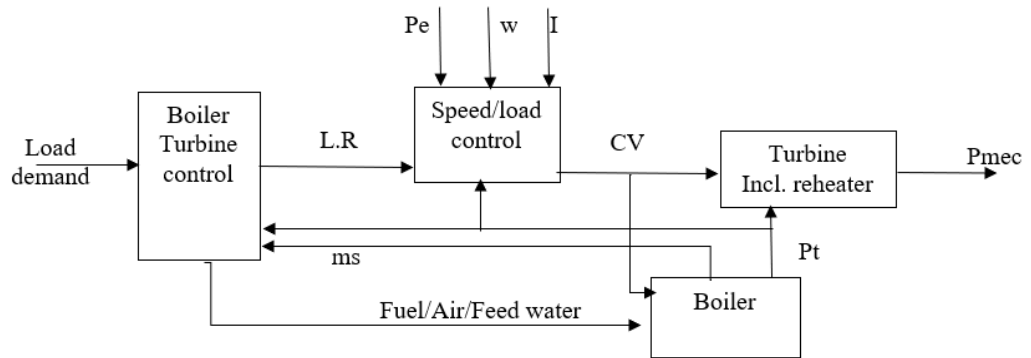


Figura 3-2: Controles de turbina y caldera.

El bloque turbina/recalentador determina la potencia mecánica como una función de la presión de vapor (P_t), control de la válvula (CV). El bloque de la caldera modela presión de vapor (P_t) y caudal másico de vapor (ms), a partir del control de válvulas (CV) y de la energía introducida.

El bloque de velocidad/carga control detalla la lógica de control de la turbina en respuesta ante cambios de velocidad (w), de referencia de carga (LR), de presión (P_t), y también ante cambios de potencia eléctrica (Pe) e intensidad del generador (I). El bloque de control de turbina desarrolla la referencia de carga al control de velocidad en respuesta a la demanda de carga.

3.2 Modelo de turbina

La Figura 3-3 muestra el modelo de turbina de vapor con doble recalentador. En este modelo, la potencia mecánica suministrada por la turbina (P_{mec}) responde a una variación de apertura de válvulas (CV) suponiendo que la presión de caldera es constante.

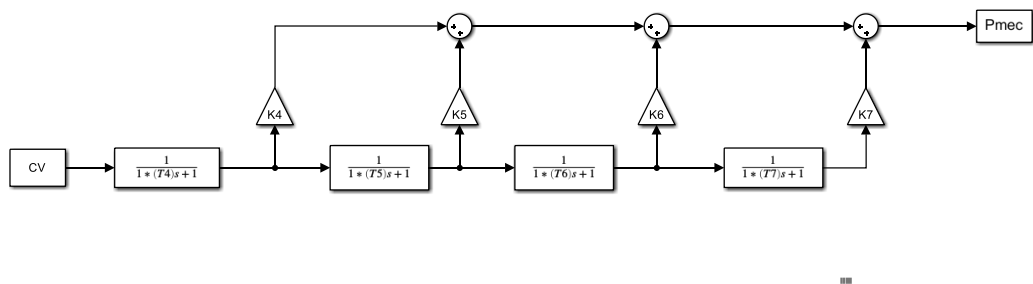


Figura 3-3: Modelo de turbina con doble recalentador.

El significado de las constantes de tiempo es el siguiente:

- T4: Constante de tiempo de cámara de válvulas
- T5: Constante de tiempo del primer recalentador
- T6: Constante de tiempo del crossover
- T7: Constante de tiempo del segundo recalentador

Los coeficientes K4 a K7 determinan las contribuciones de cada sector de la turbina.

3.3 Modelo del regulador de carga-velocidad

La Figura 3-4 muestra el modelo del regulador de carga-velocidad. El regulador de carga-velocidad tiene como entradas la referencia de carga (LR, load reference) y la variación de velocidad (w). La suma de la referencia de carga y la variación de carga multiplicada por el estatismo R es la entrada al relé de velocidad. El relé de velocidad se representa como un sistema de primer orden de constante de tiempo $T1$. El relé velocidad manda al servomotor. El servomotor se representa como un sistema de primer orden de constante de tiempo $T3$. El servomotor manda las válvulas de control (CV).

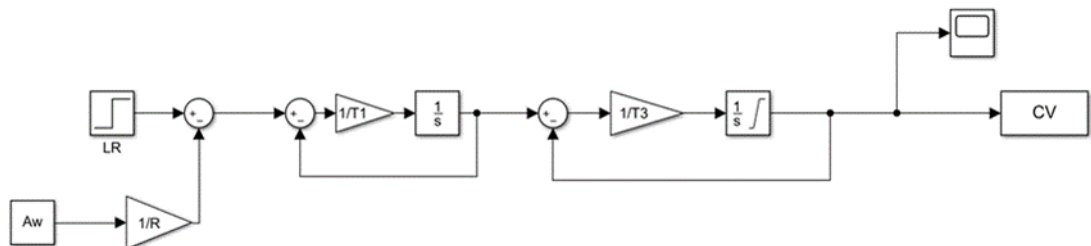


Figura 3-4: Modelo del regulador de carga-velocidad.

3.4 Modelo de caldera

La Figura 3-5 muestra el modelo de la caldera. Las entradas al modelo son el mando al combustible, agua y aire, el caudal de vapor y la apertura de válvulas y la salida es la presión. El modelo es no lineal.

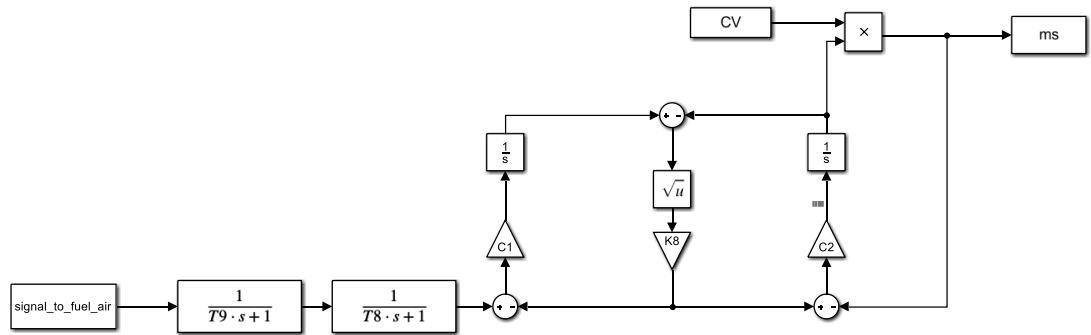


Figura 3-5: Modelo de caldera.

3.5 Simulación en el dominio del tiempo del modelo completo

La Figura 3-6 muestra el modelo completo de turbina con regulador de carga-velocidad y con caldera. La Tabla 3-1 contiene los parámetros del modelo de simulación.

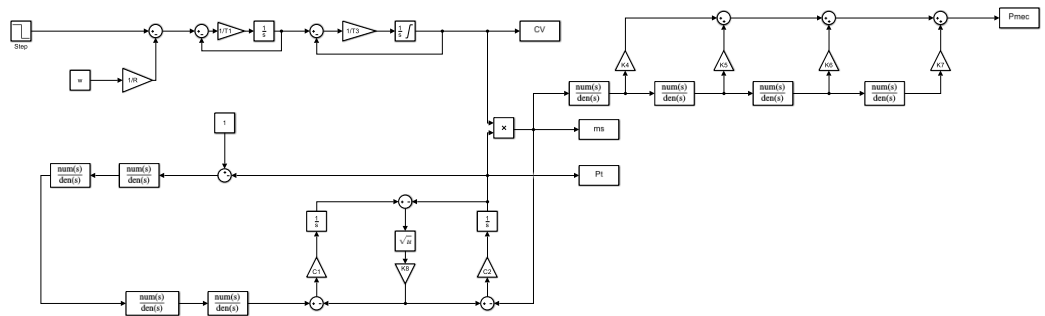


Figura 3-6: Modelo de turbina completo.

Tabla 3-1: Parámetros del modelo de turbina completo.

Parámetro	Valor	Descripción
R	0,05	Ganancia de control primario
T1	0,1	Constante de tiempo del relé de velocidad
T3	0,3	Constante de tiempo del servo
T4	0,3	Constante de tiempo de la entrada de vapor
T5	7	Constante de tiempo del recalentador
T6	0,3	Constante de tiempo del crossover
T7	0,4	Constante de tiempo del doble recalentador
K4	0,2	Ganancia de la turbina de muy alta presión
K5	0,2	Ganancia de la turbina de alta presión
K6	0,3	Ganancia de la turbina de media presión
K7	0,3	Ganancia de la turbina de baja presión
T8	6	Constante de tiempo de la caldera
K8	3,5	Ganancia de la caldera
T10	30	Constante de tiempo de las dinámicas de combustible
C1	150	Constante de integración
C2	10	Constante de integración
T9	5	Constante de tiempo del control de caldera
KI	0,1	Ganancia integral del control de presión
KP	1	Ganancia proporcional del control de presión

Se ha inicializado el modelo para que la turbina suministre 1 pu. Se supone que la velocidad es constante.

La Figura 3-7 muestra la potencia mecánica suministrada por la turbina. La Figura 3-8 muestra la presión. La Figura 3-9 muestra el caudal de vapor. La Figura 3-10 muestra las válvulas de control.

La presión, caudal y válvulas de control son 1 pu.

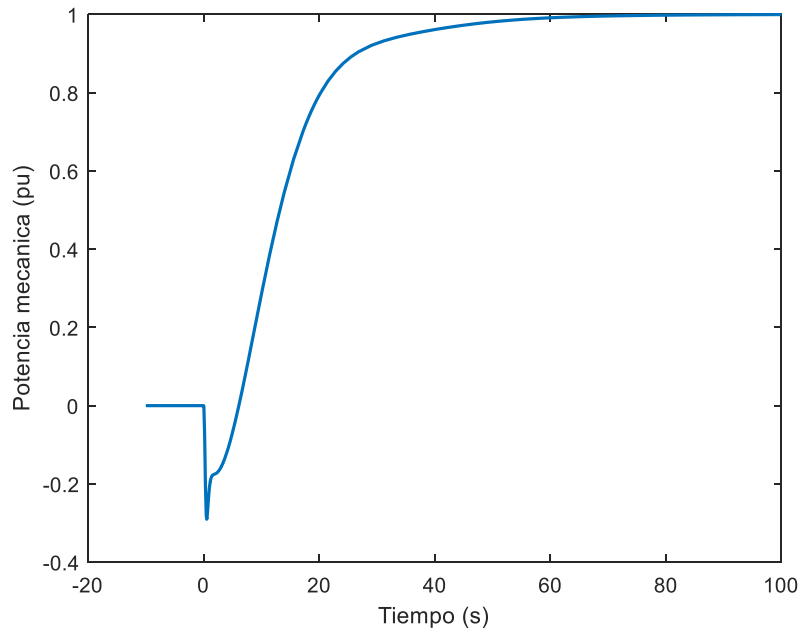


Figura 3-7: Potencia mecánica.

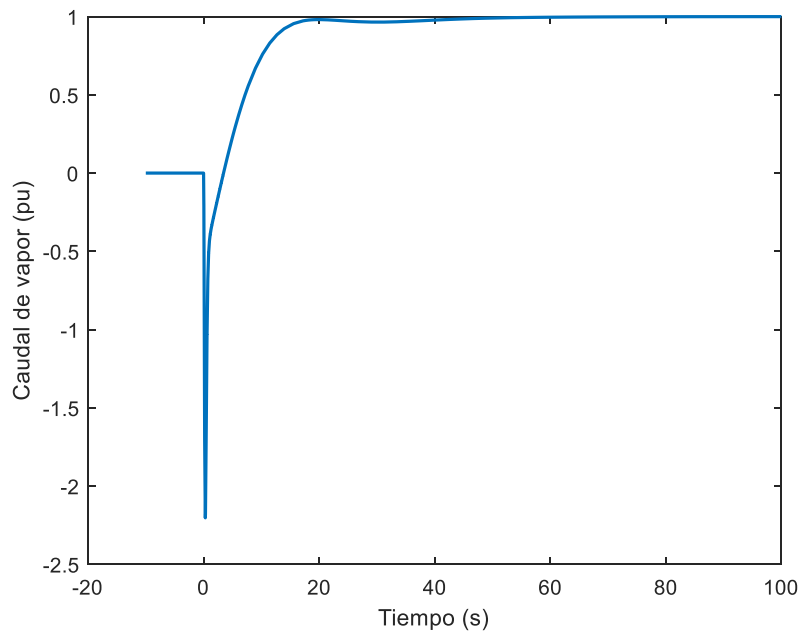


Figura 3-8: Caudal de vapor.

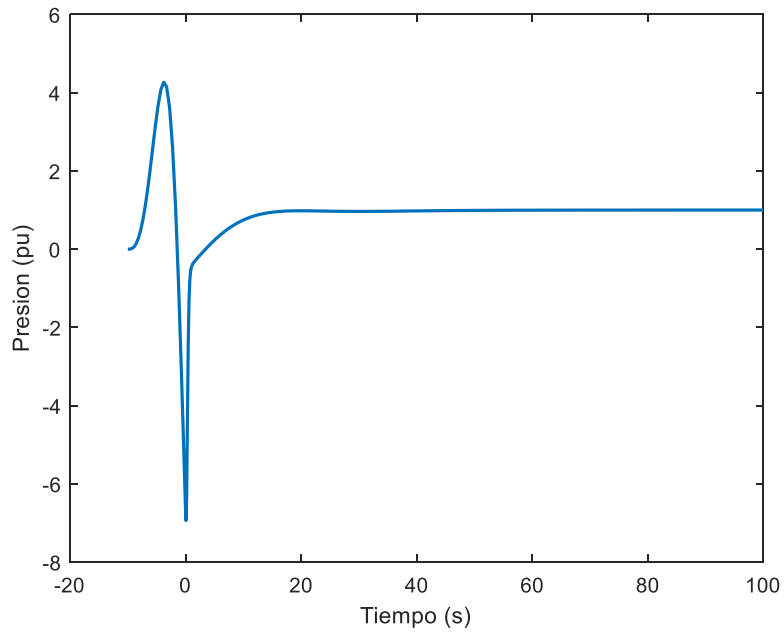


Figura 3-9: Presión.

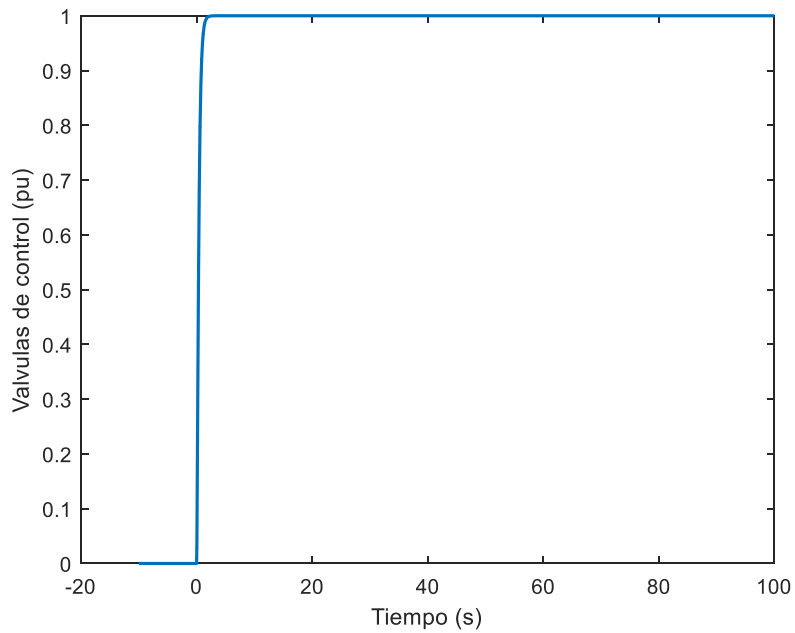


Figura 3-10: Válvulas de control.

Se ha simulado un escalón de bajada del 1% partiendo de un punto de funcionamiento en el que la turbina suministra 1 pu. Se supone que la velocidad es constante.

La Figura 3-11 muestra la potencia mecánica suministrada por la turbina. La Figura 3-12 muestra la presión. La Figura 3-13 muestra el caudal de vapor. La Figura 3-14 muestra las válvulas de control.

La potencia mecánica alcanza el valor deseado ($1 - 0.01 = 0.99$ pu). El caudal de vapor tiene una forma ligeramente distinta de la potencia mecánica debido al efecto de la variación de la presión. La presión sube al cerrar las válvulas y vuelve a su valor nominal debido a la acción del regulador PI de control de presión de caldera. Las válvulas de control es un escalón de bajada suavizado por la acción del relé de velocidad y del servomotor.

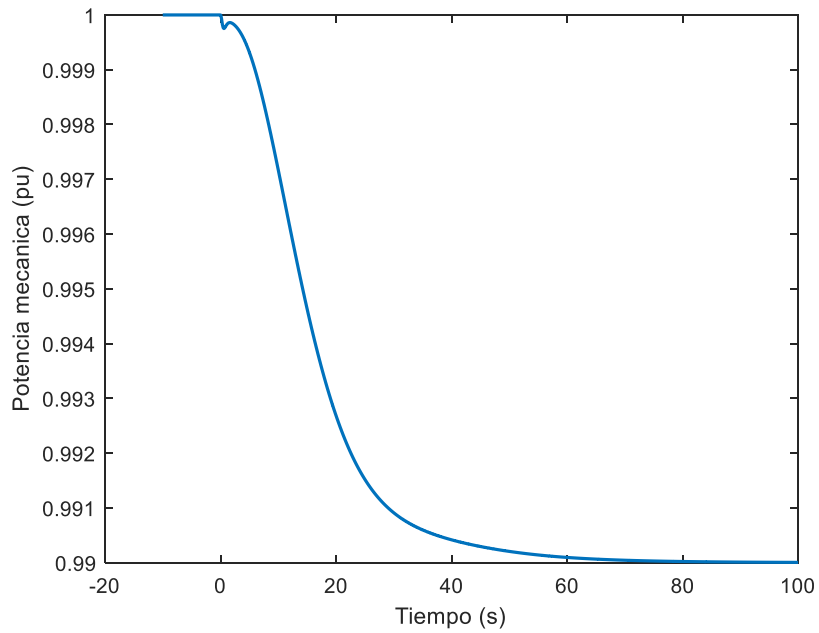


Figura 3-11: Potencia mecánica.

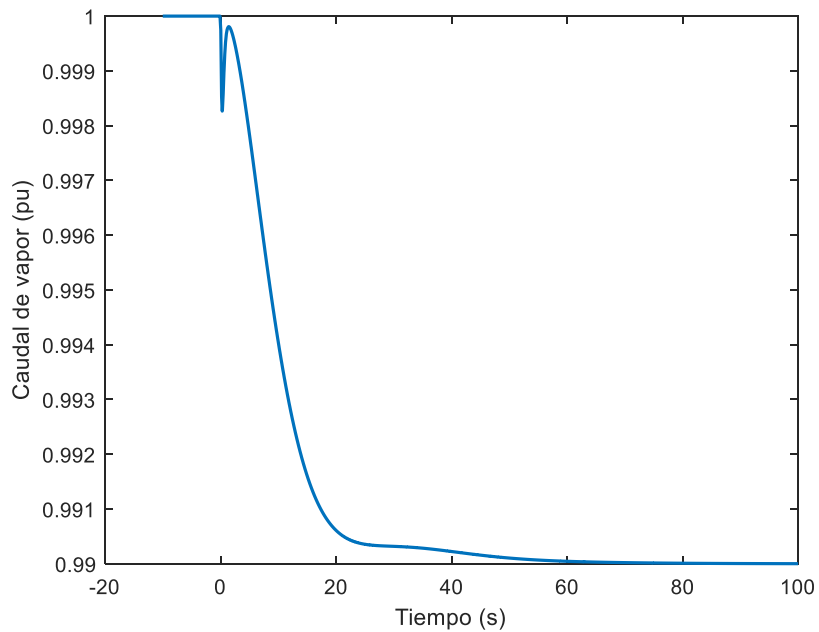


Figura 3-12: Caudal de vapor.

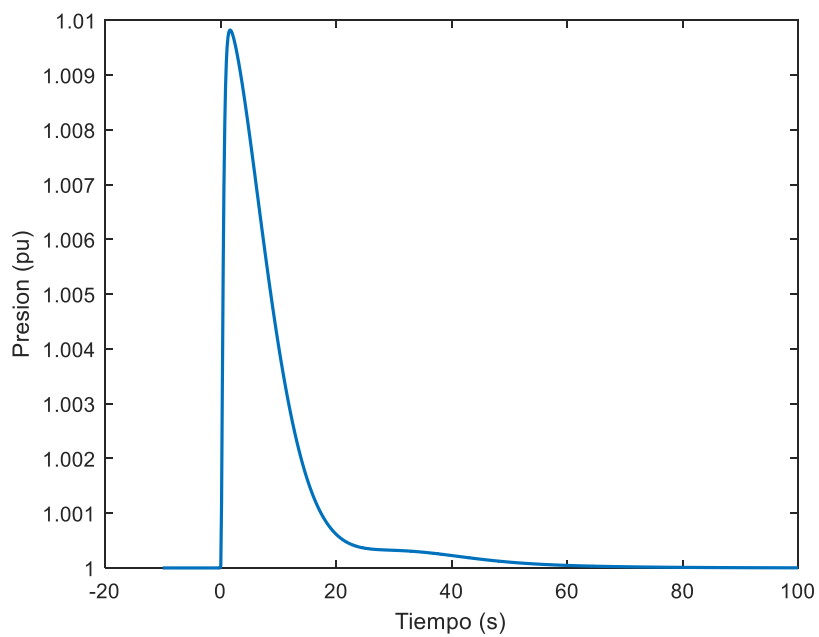


Figura 3-13: Presión.

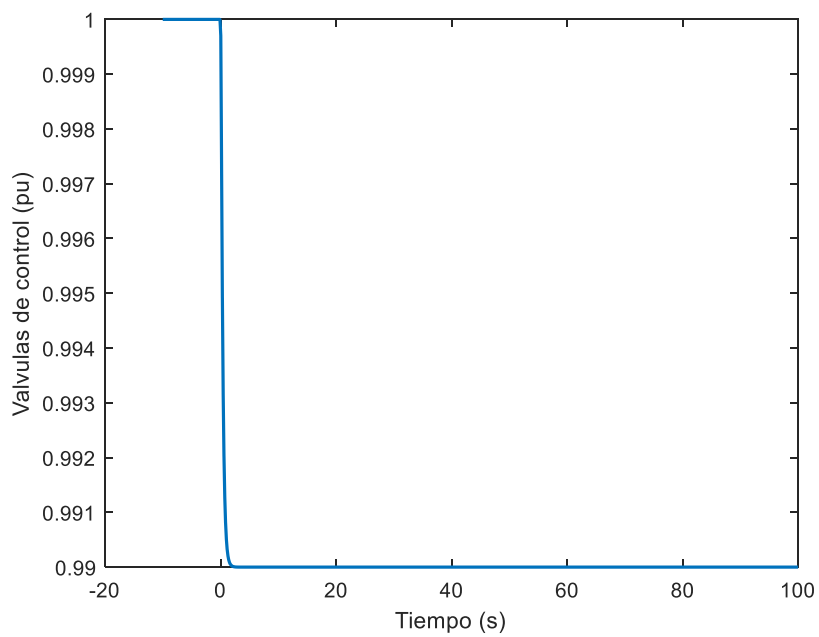


Figura 3-14: Válvulas de control.

3.6 Conclusiones parciales

La potencia entregada por una turbina de vapor depende del caudal de vapor y de la presión del vapor.

Cuando el regulador de carga-velocidad de la turbina de vapor pide un aumento de potencia a la turbina se produce la apertura de las válvulas de control. La apertura de las válvulas de control da lugar a un aumento del caudal de vapor. Ello da lugar a una disminución de la presión en caldera. El control de caldera restablece la presión en caldera.

4 Identificación de una turbina de vapor de una central térmica

Este capítulo detalla los resultados de identificación de una turbina de vapor de una central térmica de carbón de 550 MW.

Primero se detallan los ensayos realizados. Después se presentan los modelos considerados. A continuación, se presentan los resultados de la estimación de parámetros. Se concluye con la validación.

4.1 Ensayos

Se han realizado tres conjuntos de ensayos:

- 20190409: Un ensayo de subida registrando potencia y demanda de potencia
- 20190412: Dos ensayos de subida y dos ensayos de bajada y registrando potencia, demanda de potencia, presión y frecuencia
- 20190426: Registro durante el cambio de hora de demanda de potencia, potencia, presión y frecuencia

El ensayo del 20190409 fue un ensayo preliminar.

La Figura 4-2 muestra la potencia y la demanda de potencia el 20190409.

El ensayo del 20190409 puso de manifiesto que, aunque se aplica un escalón en la consigna de frecuencia, la demanda de carga en sólo un escalón al principio del ensayo y que luego aparece un segundo escalón afectado por una constante de tiempo.

Los ensayos del 20190412 se caracterizaron por incorporar la medida de presión al constatar, durante la realización de los mismos, la variación de la presión. Al contrario que en los modelos de simulación, la presión no permanece constante durante la realización de los mismos.

La Figura 4-1 muestra el diagrama de bloques del sistema en los ensayos del 20190409 y del 20190412. La frecuencia (velocidad del rotor del turbogenerador) no cambia. Se aplica un escalón en la consigna de carga.

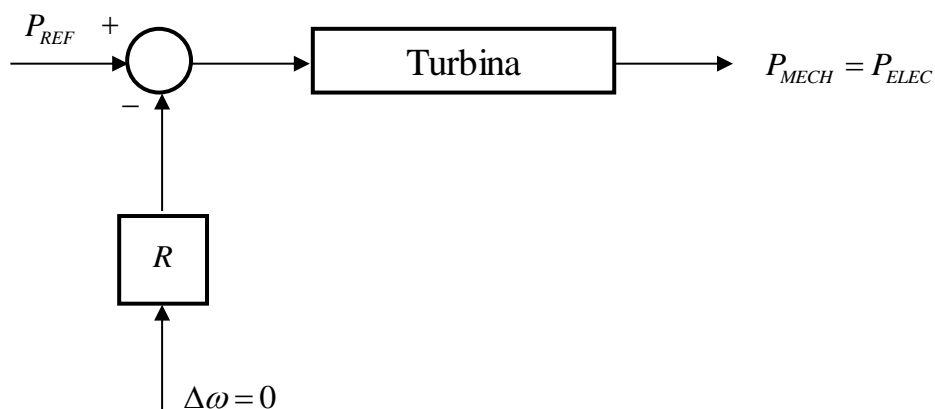


Figura 4-1: Ensayos del 20190409 y 20190912. Diagrama de bloques

La Figura 4-3 y la Figura 4-4 muestran, respectivamente la potencia y la demanda de potencia y la presión en el primer ensayo de subida del 20190412.

La Figura 4-5 y la Figura 4-6 muestran, respectivamente la potencia y la demanda de potencia y la presión en el segundo ensayo de subida del 20190412.

La Figura 4-7 y Figura 4-8 muestran, respectivamente la potencia y la demanda de potencia y la presión en el primer ensayo de bajada del 20190412.

La Figura 4-9 y la Figura 4-10 muestran, respectivamente la potencia y la demanda de potencia y la presión en el segundo ensayo de bajada del 20190412.

La Figura 4-13, la Figura 4-14 y la Figura 4-15 muestran, respectivamente la potencia y la demanda de potencia, la presión y la frecuencia en el registro en el cambio de programa a las 10 horas el 20190426.

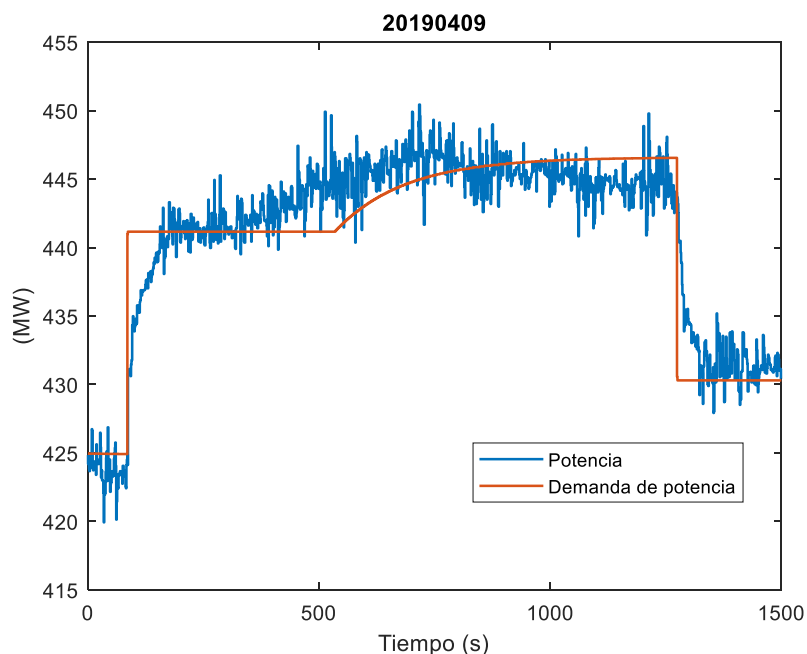


Figura 4-2: Ensayo del 20190409. Potencia y demanda de potencia.

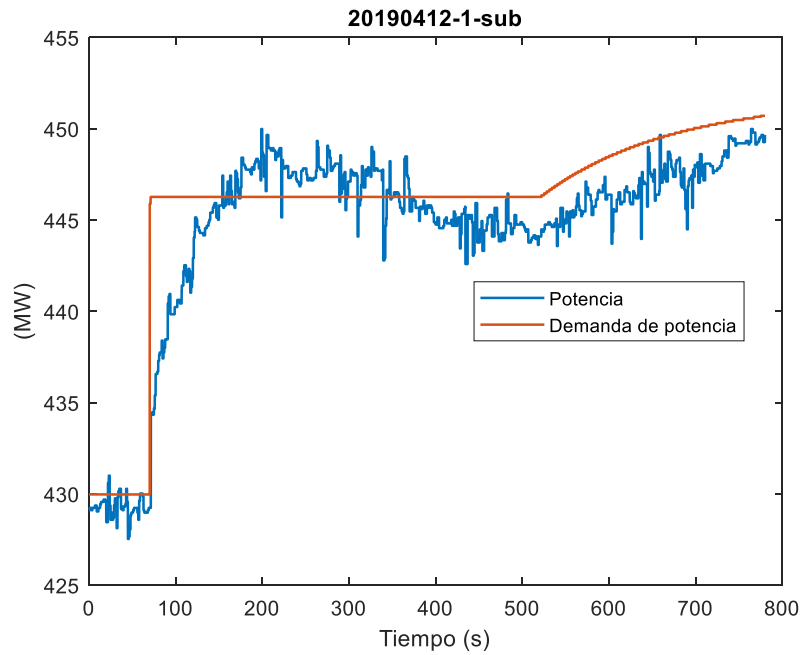


Figura 4-3: Ensayo del 20190412-Primer escalón de subida. Potencia y demanda de potencia.

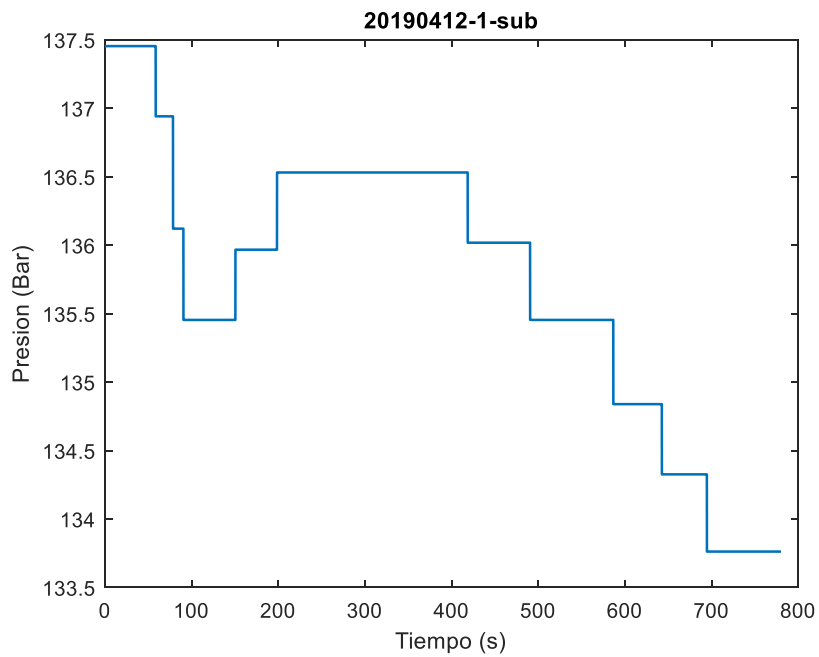


Figura 4-4: Ensayo del 20190412-Primer escalón de subida. Presión.

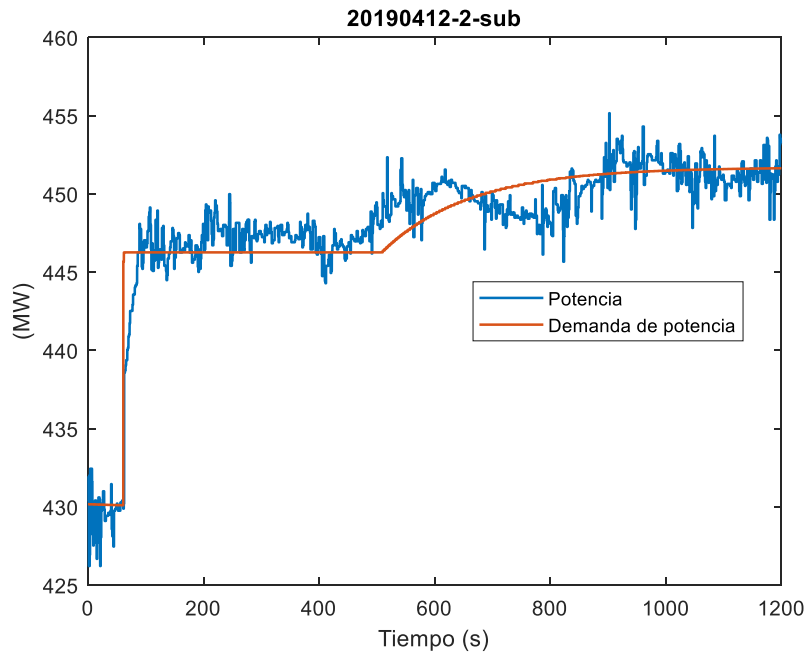


Figura 4-5: Ensayo del 20190412-Segundo escalón de subida. Potencia y demanda de potencia.

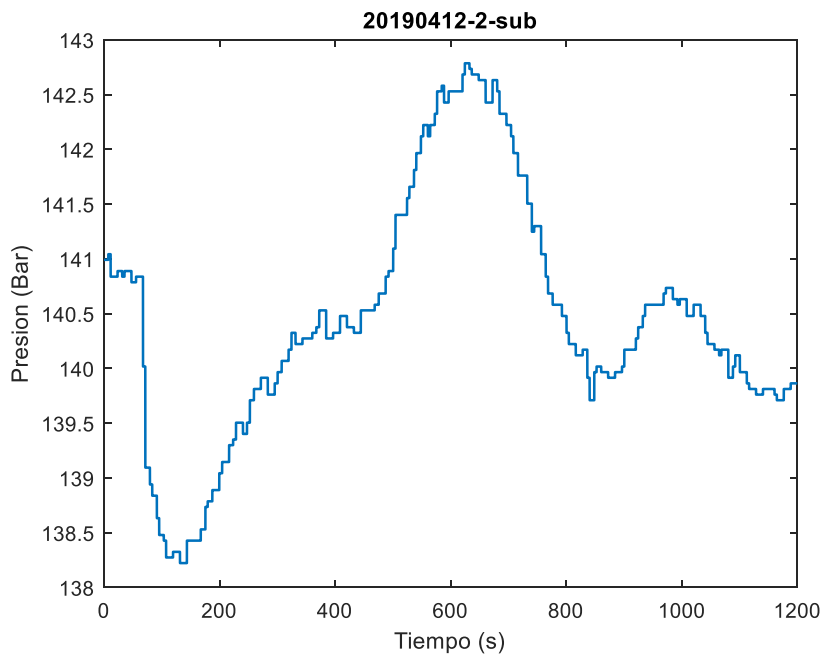


Figura 4-6: Ensayo del 20190412-Segundo escalón de subida. Presión.

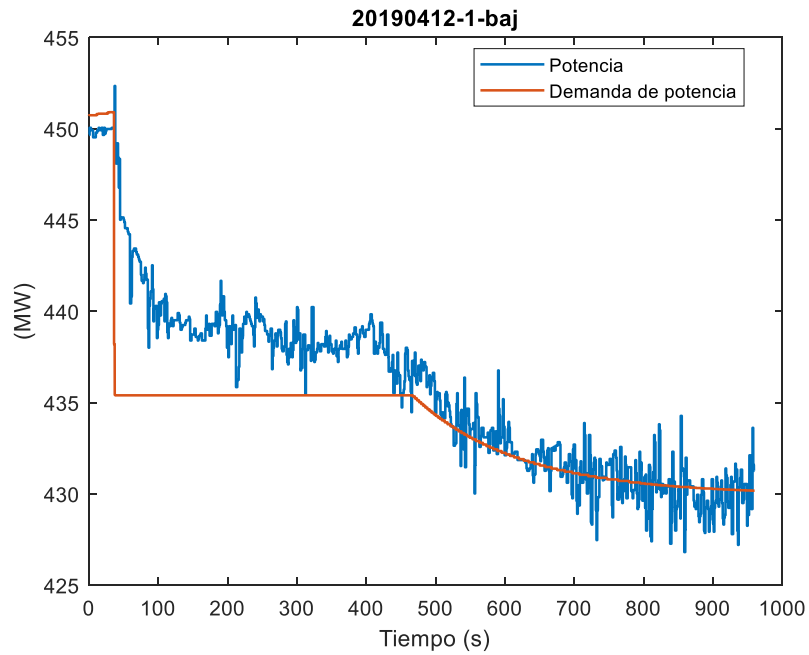


Figura 4-7: Ensayo del 20190412-Primer escalón de bajada. Potencia y demanda de potencia.

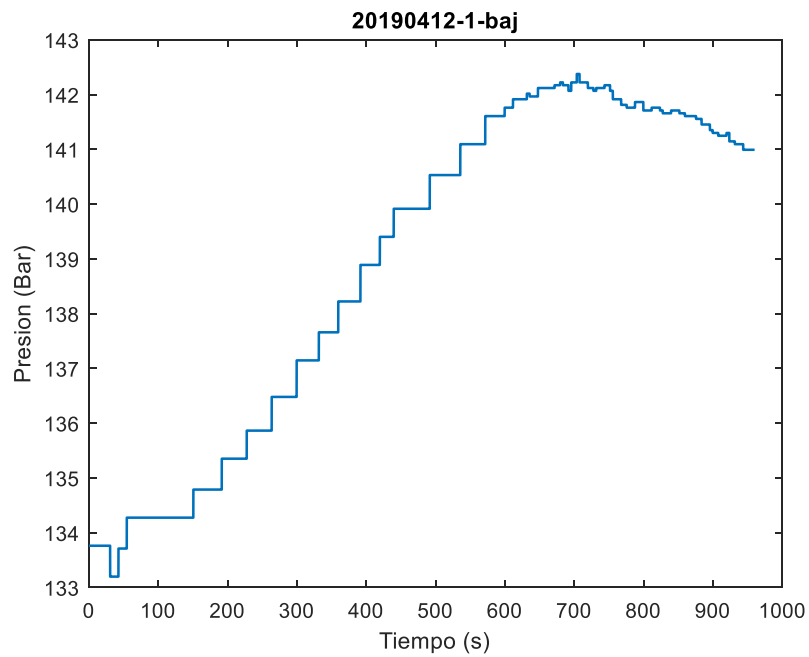


Figura 4-8: Ensayo del 20190412-Primer escalón de bajada. Presión.

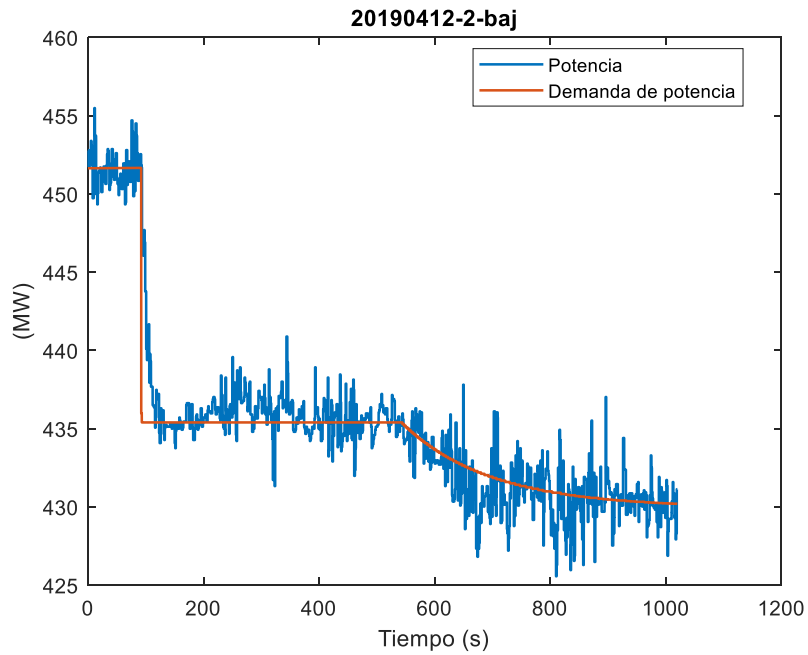


Figura 4-9: Ensayo del 20190412-Segundo escalón de bajada. Potencia y demanda de potencia.

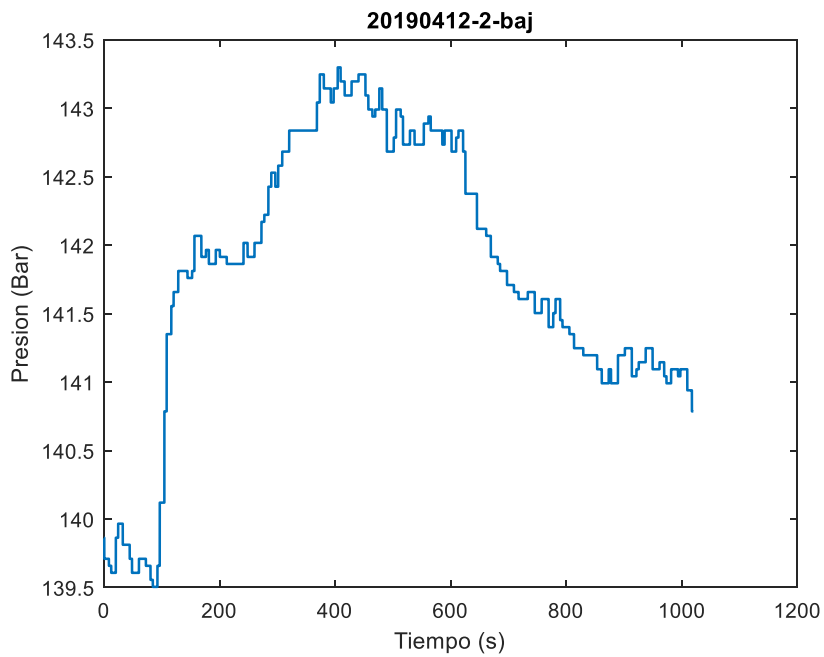


Figura 4-10. Ensayo del 20190412-Segundo escalón de bajada. Presión.

La Figura 4-11 muestra el diagrama de bloques del sistema en el ensayo del 20190426. Se registra frecuencia y potencia alrededor del cambio de programa de las 10 horas.

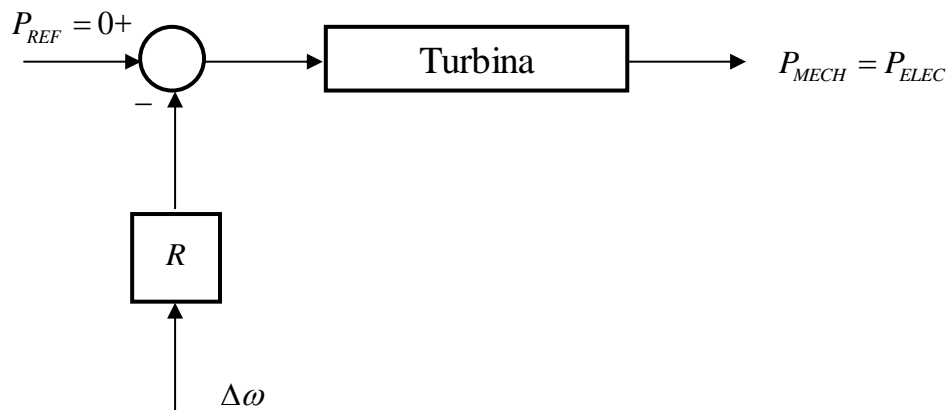


Figura 4-11: Ensayo del 20190426. Diagrama de bloques.

La Figura 4-12 muestra generación real y programada el 20190426. Se planteó el registro de la respuesta de la turbina en el cambio de programa las 10 horas. Pese a que a el cambio de programa es pequeño (de 31819 MW a 32057 MW, es decir 238 MW) la variación de demanda y demanda de carga (Figura 4-13) y frecuencia (Figura 4-14) es significativo. La desviación de frecuencia llega a 80 mHz. La Figura 4-15 muestra la presión en caldera.

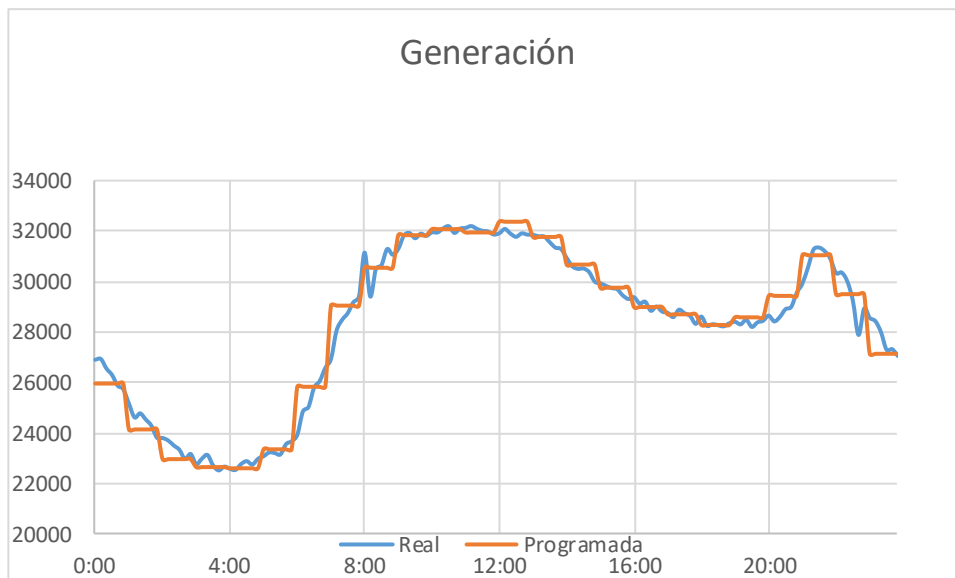


Figura 4-12. Generación real y programada el 20190426 (fuente www.ree.es).

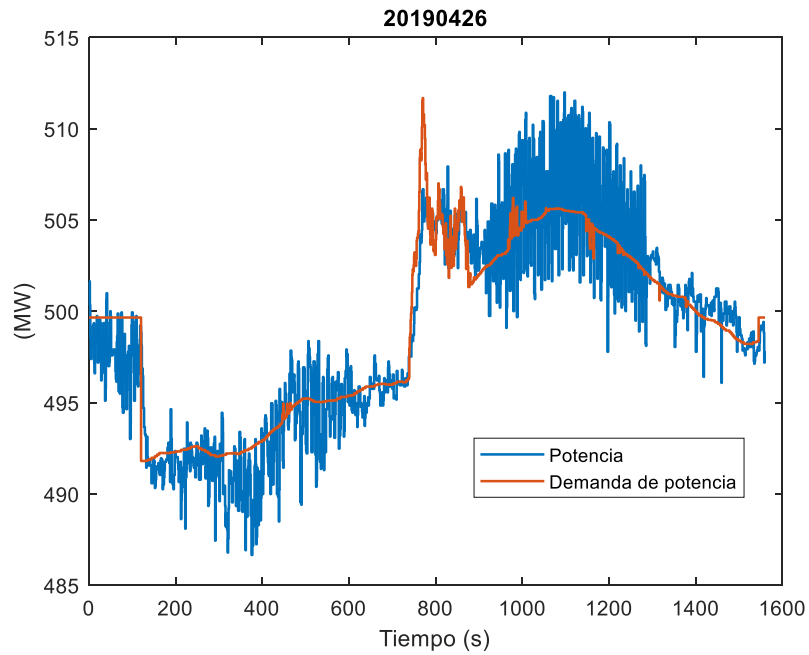


Figura 4-13. Ensayo del 20190426-Registro cambio de hora a las 10 horas. Potencia y demanda de potencia.

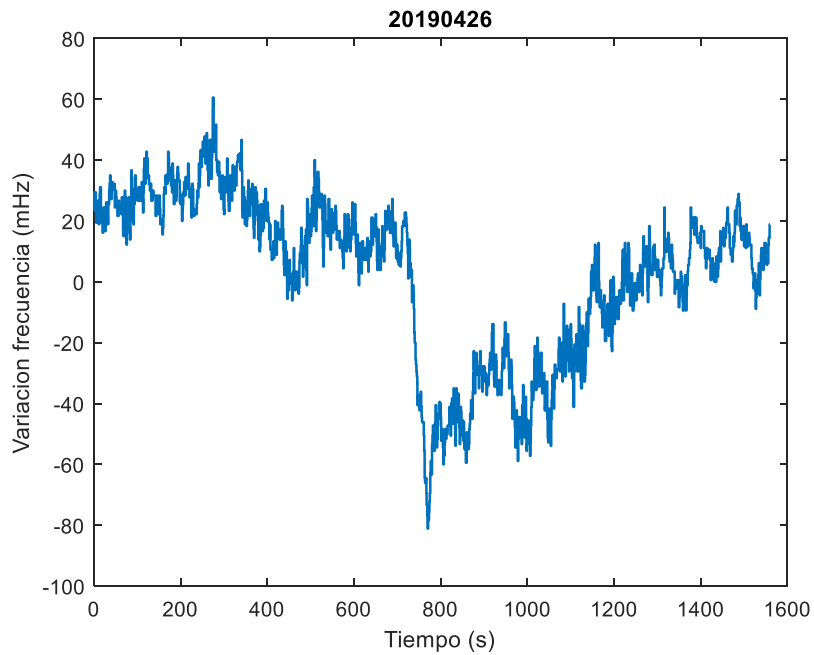


Figura 4-14. Ensayo del 20190426-Registro cambio de hora a las 10 horas. Variación de frecuencia.

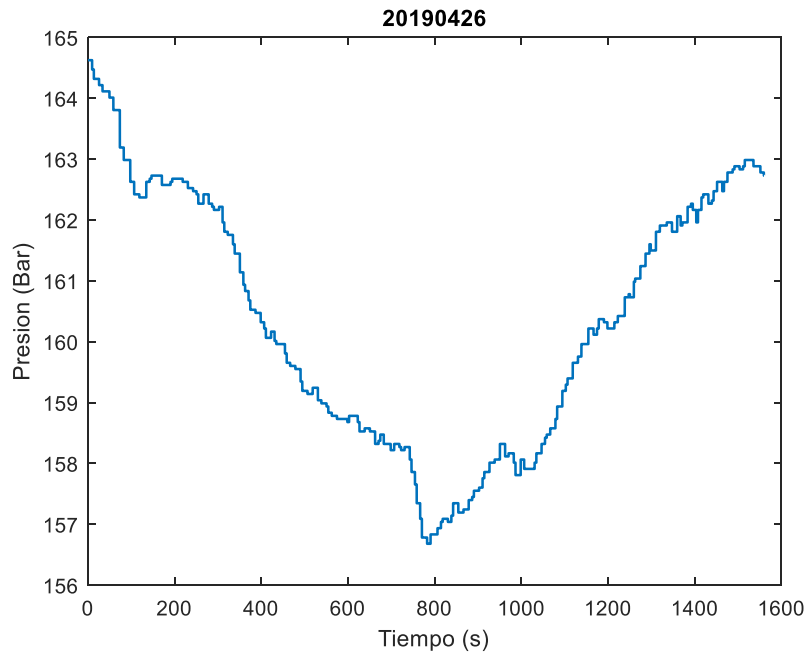


Figura 4-15. Ensayo del 20190426-Registro cambio de hora a las 10 horas. Presión.

4.2 Modelos

Los modelos de turbinas tienen gran número de parámetros. Cuando se consideran ensayos de respuesta a un escalón en la demanda de potencia y se registra la potencia el modelo no puede tener gran número de parámetros. En realidad, el modelo no puede tener más de tres parámetros. Si tuviera más parámetros el algoritmo de estimación encontraría una matriz Hessiana singular.

La Figura 4-16 detalla el modelo de turbina de vapor inicialmente considerado (sin efecto de presión en caldera). La constante $T5$ es la constante de tiempo del recalentador. Su valor típico se encuentra entre 5 y 15 segundos. $K1$ es la fracción de potencia suministrada por la turbina de alta presión (su valor típico está entre 0.1 y 0.3 pu).

Figura 4-17 detalla un modelo de turbina de vapor que incluye el efecto de la variación de presión en caldera.

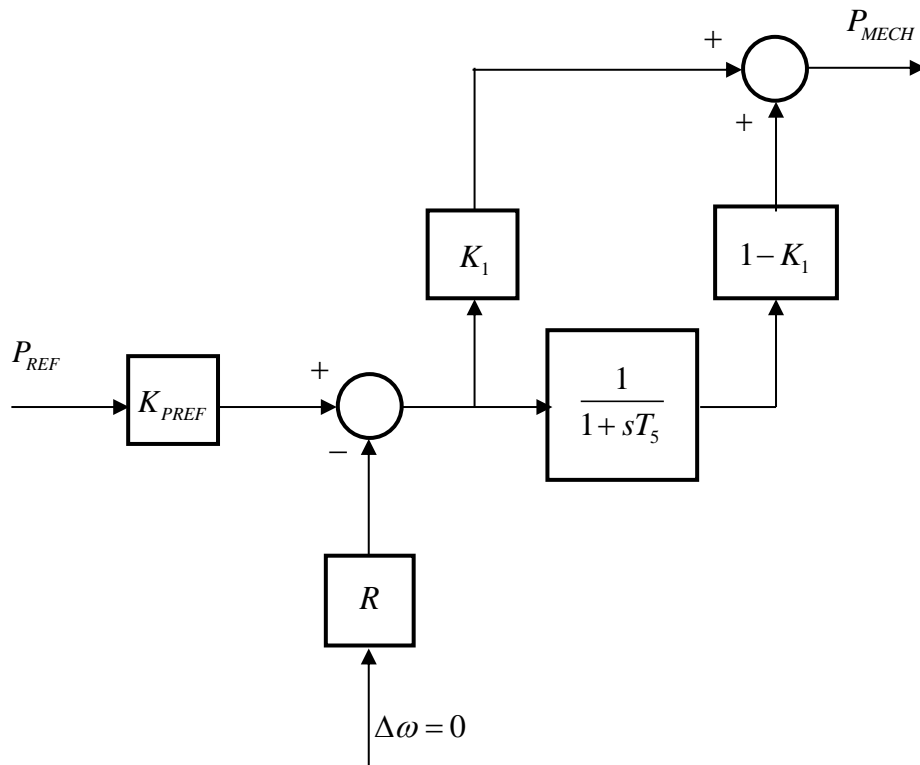


Figura 4-16: Modelo de turbina de vapor sin efecto de presión en caldera.

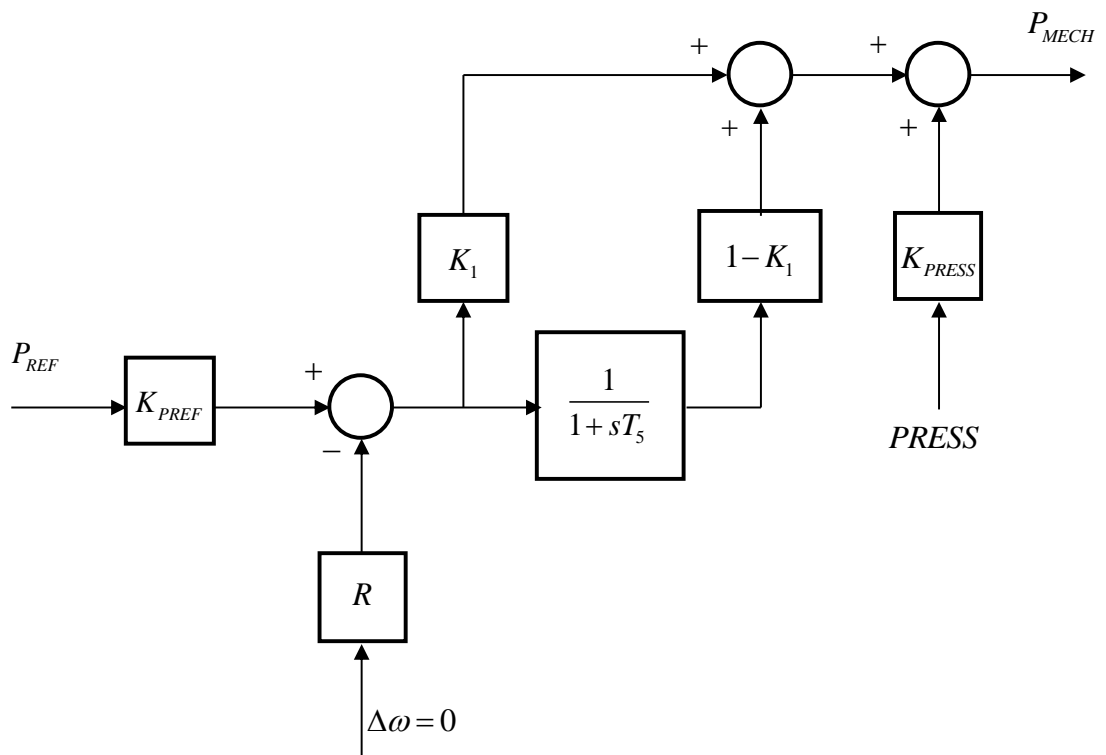


Figura 4-17 Modelo de turbina de vapor con efecto de variación de presión.

4.3 Estimación de parámetros

Los ensayos del 20190412 han puesto de manifiesto que en el escalón de demanda de carga da lugar a una variación de presión en caldera. La potencia entregada de la turbina depende del caudal de vapor y de la presión en caldera.

Por ello, se realizan dos aproximaciones al problema de estimación de parámetros:

- Sin efecto de presión en caldera
- Con efecto de presión en caldera

4.3.1 Sin efecto de presión en caldera

La Figura 4-18 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el ensayo del 20190409. El ajuste es bueno.

La Figura 4-19 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el primer escalón de subida del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno.

La Figura 4-20 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el segundo escalón de subida del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno.

La Figura 4-21 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el primer escalón de bajada del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno.

La Figura 4-22 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el segundo escalón de bajada del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno.

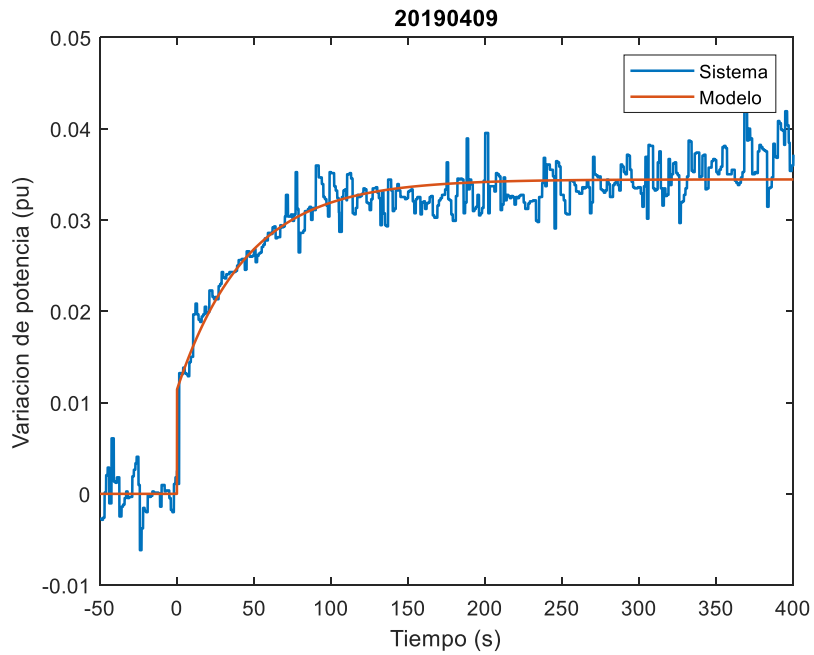


Figura 4-18: Ensayo 20190409. Comparación respuesta del sistema y del modelo.

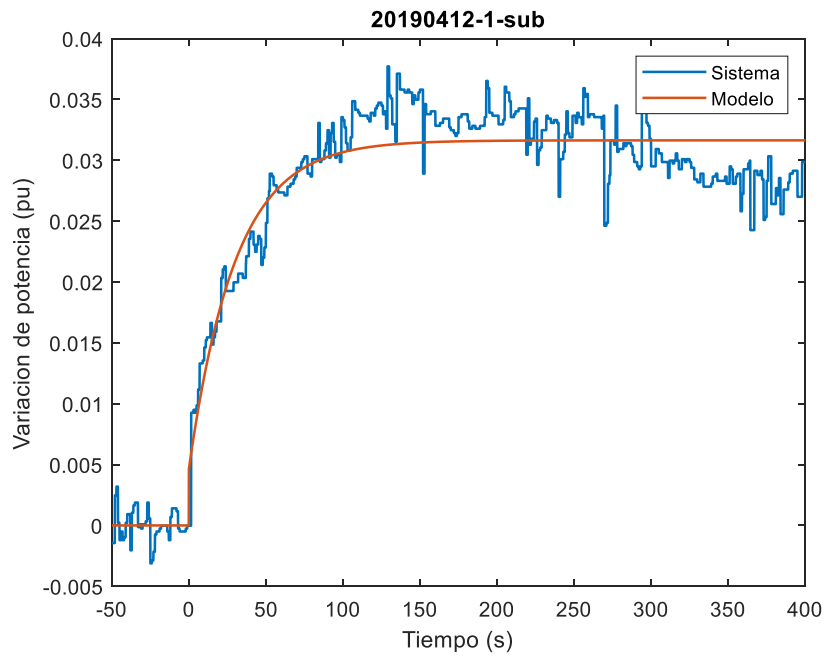


Figura 4-19: Ensayo 20190412-Primer escalón de subida. Comparación respuesta del sistema y del modelo.

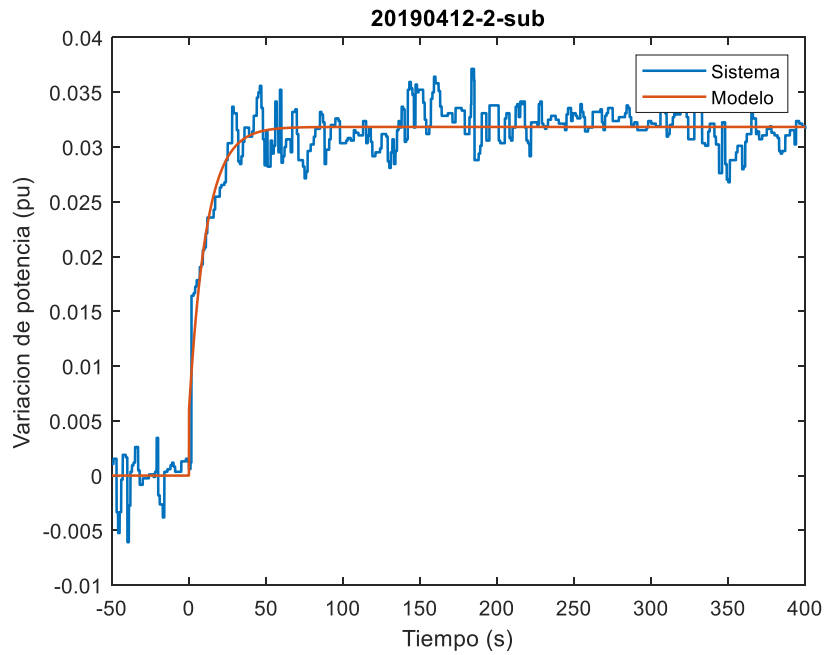


Figura 4-20: Ensayo 20190412-Segundo escalón de subida. Comparación respuesta del sistema y del modelo.

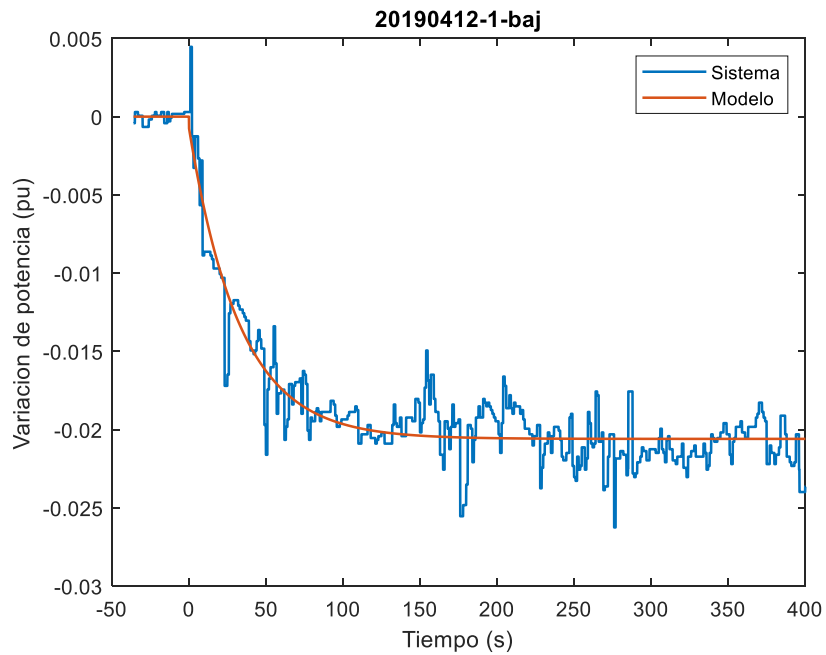


Figura 4-21: Ensayo 20190412-Primer escalón de bajada. Comparación respuesta del sistema y del modelo.

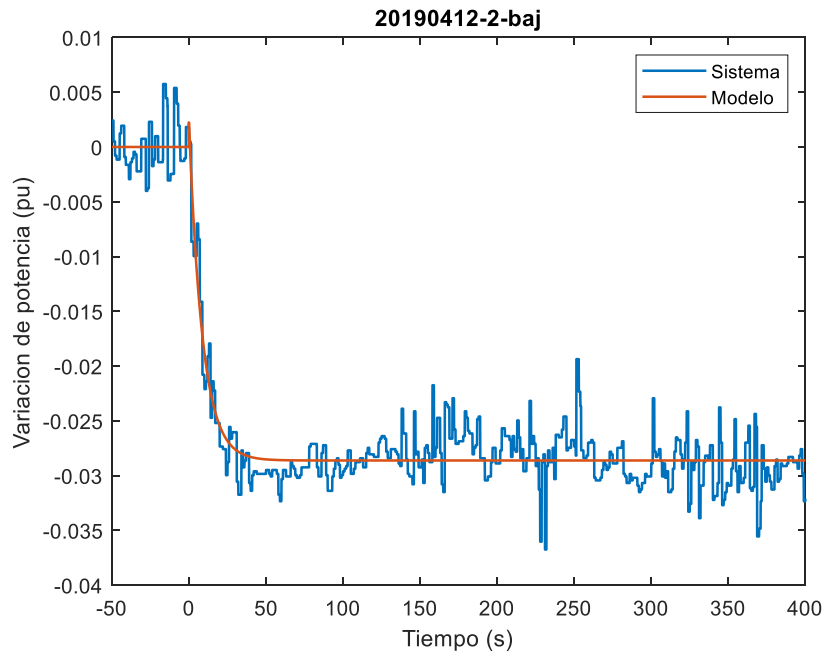


Figura 4-22: Ensayo 20190412-Segundo escalón de bajada. Comparación respuesta del sistema y del modelo.

La Tabla 4-1 contiene los resultados de la estimación de parámetros. A la vista de los resultados ajuste se proponen los parámetros del segundo escalón de subida del ensayo del 20190412.

Tabla 4-1: Resultados de la estimación de parámetros.

Ensayo	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)
20190409	1.17	0.33	45.55
20190412-1-sub	1.07	0.15	30.01
20190412-2-sub	1.09	0.19	11.25
20190412-1-baj	0.73	0.03	32.88
20190412-2-baj	0.95	-0.08	8.77

El valor de K1 obtenido en el segundo ensayo de bajada del 20190412 no es razonable. Debe ser positivo.

Del resto de los ensayos, sólo el valor de T5 obtenido en el segundo ensayo de subida del 20190412 es razonable.

4.3.2 Con efecto de presión en caldera

La Figura 4-23 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el primer escalón de subida del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno. Se aprecia el efecto de la presión en caldera.

La Figura 4-24 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el segundo escalón de subida del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno. No se aprecia el efecto de presión en caldera.

La Figura 4-25 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el primer escalón de bajada del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno. Se aprecia el efecto de la presión en caldera.

La Figura 4-26 compara la respuesta del sistema y la respuesta del modelo cuando el algoritmo de estimación de parámetros ha convergido en el segundo escalón de bajada del ensayo del 20190412. El ajuste es bueno. Se aprecia el efecto de la presión en caldera.

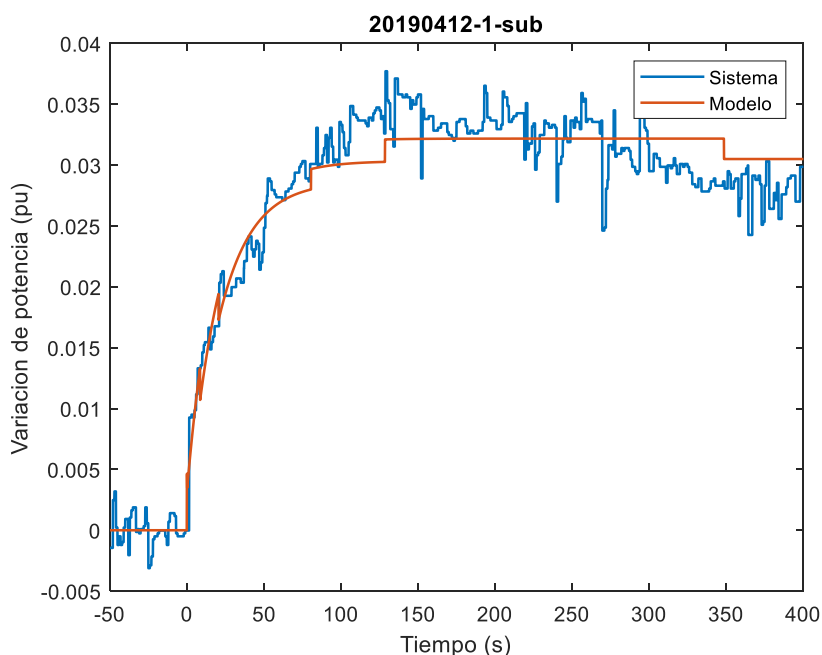


Figura 4-23: Ensayo 20190412-Primer escalón de subida. Comparación respuesta del sistema y del modelo con efecto de presión en caldera.

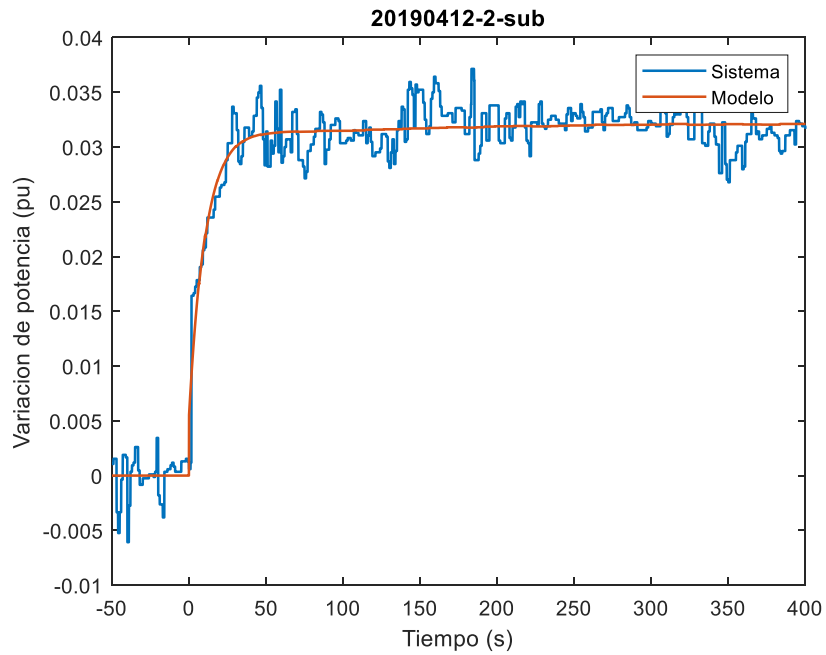


Figura 4-24: Ensayo 20190412-Segundo escalón de subida. Comparación respuesta del sistema y del modelo con efecto de presión en caldera.

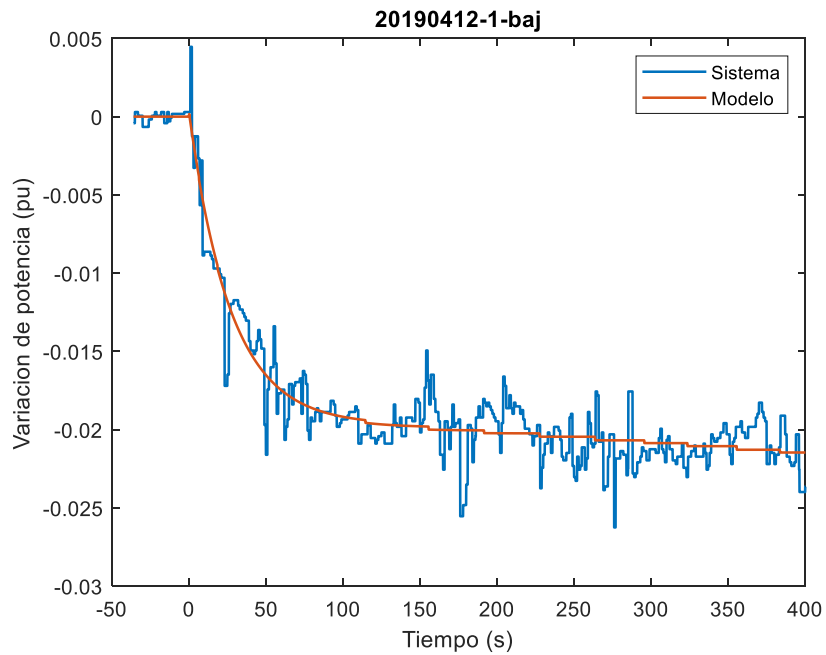


Figura 4-25: Ensayo 20190412-Primer escalón de bajada. Comparación respuesta del sistema y del modelo con efecto de presión en caldera.

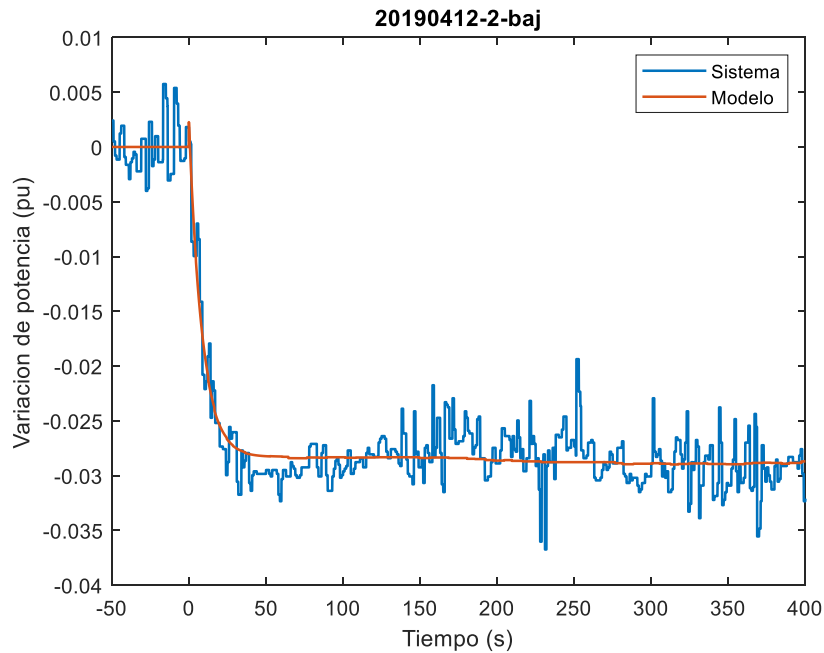


Figura 4-26: Ensayo 20190412-Segundo escalón de bajada. Comparación respuesta del sistema y del modelo con efecto de presión en caldera.

La Tabla 4-2 contiene los resultados de la estimación de parámetros. A la vista de los resultados ajuste se proponen los parámetros del segundo escalón de subida del ensayo del 20190412.

Tabla 4-2: Resultados de la estimación de parámetros con efectos de presión en caldera.

Ensayo	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)	KPRESS (pu)
20190412-2-sub	1.18	0.13	21.10	0.45
20190412-1-sub	1.10	0.17	10.66	0.04
20190412-1-baj	0.69	-0.01	27.50	-0.05
20190412-2-baj	0.91	-0.09	8.28	-0.06

La Tabla 4-3 Comparación de los resultados de la estimación de parámetros sin y con efectos de presión en caldera en el caso del segundo ensayo de subida del 20190412. Se aprecian pequeñas diferencias.

Tabla 4-3: Comparación de los resultados de la estimación de parámetros sin y con efectos de presión en caldera.

Modelo	KPREF (pu)	K1 (pu)	T5 (s)	KPRESS (pu)
Sin efectos de presión en caldera	1.09	0.19	11.25	
Con efectos de presión en caldera	1.10	0.17	10.66	0.04

4.4 Validación

La validación del modelo se ha intentado reproduciendo con el modelo los registros del ensayo del 20190426. Se ha considerado como entrada la demanda de potencia.

La Figura 4-27 compara la potencia medida y simulada. Aparecen comportamientos no reflejados por el modelo.

La Figura 4-28 compara la demanda de potencia registrada con la potencia simulada. El modelo filtra variaciones rápidas de la demanda de potencia.

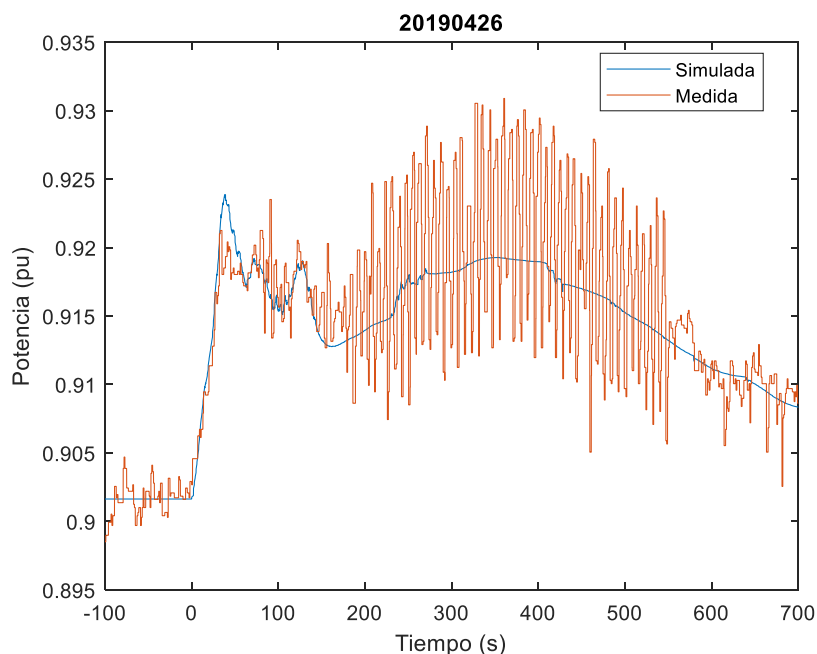


Figura 4-27. Ensayo del 20190426. Comparación de la respuesta medida y simulada.

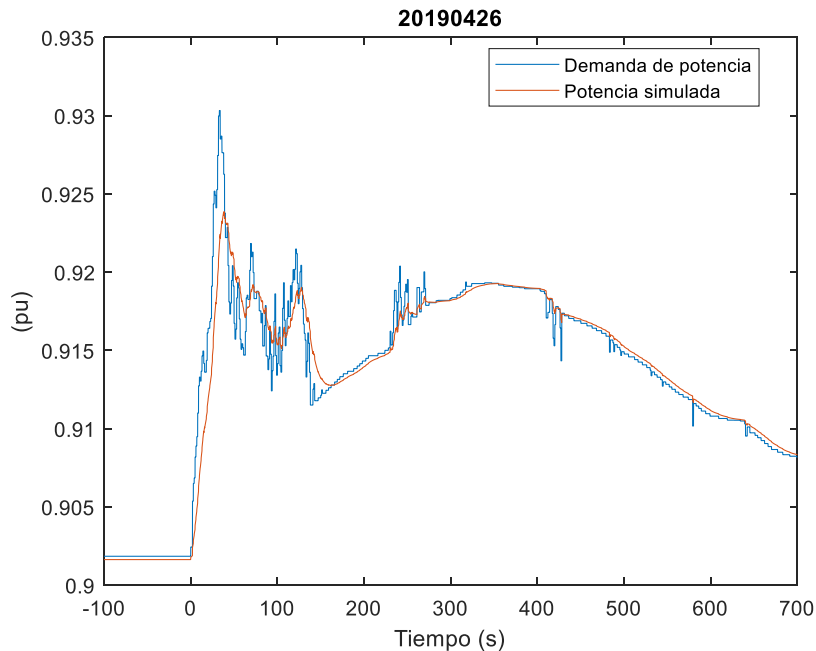


Figura 4-28. Ensayo del 20190426. Comparación de la demanda de potencia y la potencia simulada.

4.5 Conclusiones parciales

Ha sido posible realizar ensayos de respuesta a un escalón de demanda de carga registrando la demanda de carga y la potencia suministrada por la turbina (igual a la potencia suministrada por el generador). También se ha registrado la presión en caldera. Al contrario que en los modelos de simulación, la presión no permanece constante durante la realización de los mismos.

Los modelos de turbinas tienen gran número de parámetros. Cuando se consideran ensayos de respuesta a un escalón en la consigna de potencia y se registra la potencia el modelo no puede tener gran número de parámetros. En realidad, no puede tener más de tres parámetros. Si tuviera más parámetros el algoritmo de estimación encontraría una matriz Hessiana singular. Los parámetros relevantes del modelo son la constante de tiempo del recalentador ($T5$) y la fracción de potencia suministrada por la turbina de alta presión ($K1$).

Aunque se ha logrado ajustar la respuesta simulada a la respuesta registrada en cinco ensayos realizados, sólo en un ensayo se obtiene valores de los parámetros dentro de los márgenes usuales de los mismos. Se ha encontrado que el efecto de la presión en caldera afecta poco a los valores de los parámetros. Se propone $K1 = 0.17$ pu y $T5=10.66$ s.

En el intento de validar el modelo, aparecen comportamientos no reflejados por el mismo.

5 Conclusiones

Este proyecto fin de grado ha abordado la identificación de una turbina de vapor de una central térmica de carbón de 550 MW a partir de medidas reales. El proceso de identificación ha comprendido cuatro pasos:

- Propuesta de modelo
- Propuesta de ensayos
- Estimación de parámetros del modelo
- Validación del modelo

La potencia entregada por una turbina de vapor depende del caudal de vapor y de la presión del vapor. Cuando el regulador de carga-velocidad de la turbina de vapor pide un aumento de potencia a la turbina se produce la apertura de las válvulas de control. La apertura de las válvulas de control da lugar a un aumento del caudal de vapor. Ello da lugar a una disminución de la presión en caldera. El control de caldera restablece la presión en caldera.

Ha sido posible realizar ensayos de respuesta a un escalón de demanda de carga registrando la demanda de carga y la potencia suministrada por la turbina (igual a la potencia suministrada por el generador). También se ha registrado la presión en caldera. Al contrario que en los modelos de simulación, la presión no permanece constante durante la realización de los mismos.

Los modelos de turbinas tienen gran número de parámetros. Cuando se consideran ensayos de respuesta a un escalón en la consigna de potencia y se registra la potencia el modelo no puede tener gran número de parámetros. En realidad, el modelo no puede tener más de tres parámetros. Si tuviera más parámetros el algoritmo de estimación encontraría una matriz Hessiana singular. Los parámetros relevantes del modelo son la constante de tiempo del recalentador ($T5$) y la fracción de potencia suministrada por la turbina de alta presión ($K1$).

Aunque se ha logrado ajustar la respuesta simulada a la respuesta registrada en cinco ensayos realizados, sólo en un ensayo se obtiene valores de los parámetros dentro de los márgenes usuales de los mismos. Se ha encontrado que el efecto de la presión en caldera afecta poco a los valores de los parámetros. Se propone $K1 = 0.17$ pu y $T5=10$ s.

En el intento de validar el modelo, aparecen comportamientos no reflejados por el mismo.

6 Referencias

- [1] P. Kundur, "Power System Stability and Control", Mc Graw Hill, New York 1994.
- [2] L. Rouco, "Impact of the Spain's energy transition on frequency stability", IEEE Power & Energy Society General Meeting - IEEE PES GM 2018, Portland, Estados Unidos de América, 05-10 Agosto 2018.
- [3] J. P. Norton, "An Introduction to Identification", Academic Press.
- [4] L. Ljung, "System Identification: Theory for the User", Prentice Hall.
- [5] J.L. Zamora, L. Rouco, A. Zazo, F.L. Pagola, R. Criado, M. Gutiérrez, J. Soto y R. Suárez, "Estimación de Parámetros de Sistemas de Excitación. Estudios de Estabilidad". Actas de las Terceras Jornadas Hispano- Lusas de Ingeniería Eléctrica, Barcelona (España), Julio 1993, páginas 1255-1266.
- [6] A. Zazo, J.L. Zamora, L. Rouco y F.L. Pagola, "Identification of Excitation Systems from Time Response Tests". International Conference Control'94, 21 - 24 Marzo 1994, University of Warwick, Coventry (Reino Unido). IEE Conference Publication No. 389, pp. 839-844.
- [7] R. Criado, M. Gutiérrez, J. Soto, R. Suárez, F.L. Pagola, L. Rouco, J.L. Zamora y A. Zazo, "Identification of Excitation System Models for Power System Stability Studies". CIGRÉ Session 1994, París (Francia), 28 Agosto - 3 Septiembre, 1994, artículo número 38-304.
- [8] J.L. Zamora, L. Rouco y F.L. Pagola, "Modelos de centrales hidráulicas para estudios de estabilidad". Actas de las Quintas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Salamanca, 3-5 Julio, 1997, páginas 1055-1062.
- [9] A. Zazo, J.L. Zamora, L. Rouco y F.L. Pagola, "SIRE: Una herramienta. identificación de reguladores de tensión y de velocidad de generadores". Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación, Universidad de Valencia, Valencia, 17 - 19 Septiembre 1997.
- [10] L. Rouco, J.L. Zamora, A. Zazo, M.A. Sanz, F.L. Pagola, "A Comprehensive Tool for Identification of Excitation and Speed-governing Systems for Power System Stability Studies". Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference, Trondheim, Noruega, 28 Junio - 2 Julio, 1999, pp. 966-970.
- [11] IEEE Committee Report, "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, No. 6, 1973, pp. 1904 – 1915.

- [12] F.P. de Mello, “Boiler models for system dynamic performance studies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, 1991, pp. 66 – 74.
- [13] Working group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies, “Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, 1991, pp. 753 – 761.

ANEXO I
DETALLE FIGURA 3-6

