

Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil

Manoel Fernandes Martins Nogueira
Arturo Alarcón

División de Energía/
Sector de
Infraestructura y Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-01595

Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil

Manoel Fernandes Martins Nogueira
Arturo Alarcón

Febrero 2019

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo
Nogueira, Manoel Fernandes Martins.
Impacto de las paradas en la generación hidroeléctrica de Brasil / Manoel Fernandes
Martins Nogueira, Arturo D. Alarcón.
p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1595)
Incluye referencias bibliográficas.
1. Hydroelectric power plants-Brazil. 2. Water-power-Brazil. 3. Electric power
production-Brazil. 4. Renewable energy sources-Brazil. I. Alarcón, Arturo. II. Banco
Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie.
IDB-TN-1595

Clasificación JEL: 013, L940, Q400, Q410, Q540, Q550

Palabras clave: generación hidroeléctrica, paradas forzadas, centrales hidroeléctricas,
energía hidroeléctrica, electricidad.

<http://www.iadb.org>

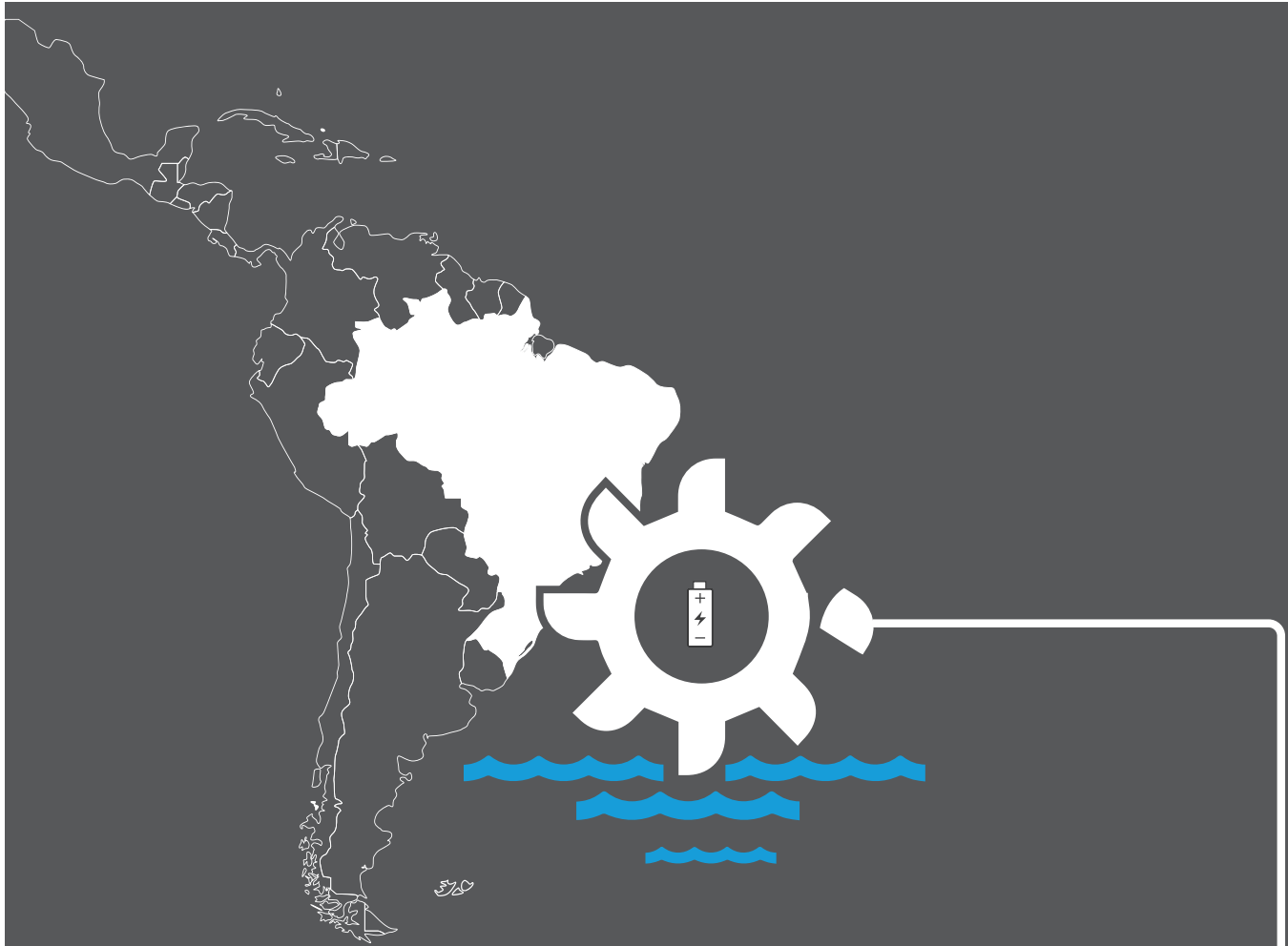
Copyright © 2019 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

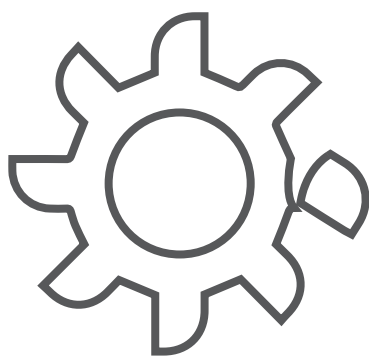
Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

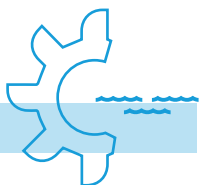
Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





IMPACTO DE LAS PARADAS
EN LA GENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA DE BRASIL





RESUMEN EJECUTIVO

El 60,4% de la electricidad generada en Brasil para la atención de la demanda pública es hecha por 147 centrales hidroeléctricas que poseen 664 turbogeneradores¹ con potencia instalada de 94,6 GW. Los equipos con más de 20 años presentan fallas frecuentes con interrupción de funcionamiento, y en los equipos con más de 40 años la frecuencia de interrupción por motivos forzados es tan acentuada que compromete la continuidad de las operaciones. Este problema no es menor, considerando que el 31% de las plantas brasileñas tiene más de 40 años.

El operador del sistema eléctrico brasileño monitorea la cantidad de horas que los turbogeneradores están parados con dos índices: TEIfa y TEIP. El primero indica el tiempo que los turbogeneradores quedan parados por motivos forzados; y el segundo, el tiempo que están parados por motivos programados. El Ministerio de Minas y Energía ha definido los límites máximos para esos índices. Sobrepasar esos límites causa una significativa reducción de los ingresos del emprendimiento, ya que provoca la alteración del valor de la energía firme por la cual la central es remunerada.

Al 2018 existen 29 usinas operando por encima de ese límite totalizando 28.165 MW de potencia instalada. La rehabilitación de las siete centrales con mayores TEIfa en agosto de 2018 promovería la adición al sistema eléctrico de 9237 GWh anuales (equivalente al 19% de la energía que estas centrales generaron y al 1,9% de toda la energía hidroeléctrica generada en 2017), los cuales tendrían un valor de mercado de US\$ 785,6 millones². Estos valores demuestran que la energía perdida por paradas forzadas, y su valor asociado, es una cantidad significativa, que merece la atención de los agentes. Más aún, comparando estos valores con los gastos anuales de mantenimiento, se ve que la energía perdida por paradas forzadas es muy superior a los gastos de mantenimiento.

1. Se denomina turbogenerador al conjunto de turbina y generador de una central hidroeléctrica, que hacen la base principal de una unidad de generación.

2. Si bien en centrales con embalse puede argumentarse que la energía no se pierde, ya que queda almacenada en forma de agua en el embalse, el análisis presentado en esta nota se refiere al costo de oportunidad de la energía. Asumiendo que el recurso agua está disponible, la parada forzada indica que se hubiera generado energía si no se hubiera tenido que hacer la parada forzada. Por ello, desde el punto de vista del sistema, esa energía debió ser generada por otro generador para satisfacer la demanda. Entonces existe un costo de oportunidad, calculado en base a la energía que se dejó de generar por la parada forzada.

Este estudio tiene por objetivo estimar el costo de oportunidad de la energía hidroeléctrica que se pierde en el sistema eléctrico brasileño, ya sea por paradas forzadas o por paradas programadas. Para ello propone una metodología para cuantificar la energía no generada partiendo de los valores de TEIfa y TEIP publicados mensualmente por el ONS. Posteriormente, conociendo esa cantidad de energía, valoriza su costo a precios de mercado (costo para el sistema), o a precios de contrato (costo para el operador de la planta). Adicionalmente, es posible comparar el costo de oportunidad de la energía no generada con el costo estimado del mantenimiento, a fin de dar una indicación del costo de oportunidad de mantenimiento. De esta manera es posible presentar una metodología que permite identificar cuando una central hidroeléctrica está indicando que necesita rehabilitación, indicaciones estas que provienen del porcentaje de tiempo parado, del valor de la energía no vendida y de la comparación entre ese valor no recibido y el costo del mantenimiento.

Este estudio identificó que el porcentaje de horas de parada por motivos forzados está creciendo con el tiempo, mientras que el porcentaje de horas de paradas programadas permanece aproximadamente constante. Esto indica que la entrada de nuevas centrales (con menores tiempos de paradas) no compensa, en general, el crecimiento de las paradas forzadas de las centrales más antiguas, proyectando para el futuro el agravamiento de ese problema.

El estudio también identificó que en 2017 la energía hidroeléctrica no generada por motivos forzados y programados es igual al 67% de la energía perdida por el sistema eléctrico en transmisión y distribución, sea por motivos técnicos o comerciales. Es importante señalar que las pérdidas de sistema eléctrico ya alcanzaron valores preocupantes provocando la creación de programas de contención por parte de los reguladores. La energía hidroeléctrica perdida por paradas forzadas tiene la misma magnitud, por lo tanto es necesario asignarle una importancia similar.

Este trabajo compara también los costos de mantenimiento anual con el valor de la energía perdida. Los resultados muestran que en varias centrales podría justificarse económicamente la inversión en rehabilitación y mantenimiento, a fin de reducir la tasa de fallas e incrementar la oferta de energía renovable, de bajo costo e impacto ambiental. Aquí se demuestra que si el TEIfa aumenta en un valor igual a la razón entre el costo del mantenimiento (en US\$/MWh) y el valor en el cual la energía puede ser vendida (también en US\$/MWh), el valor de la energía que no se ha vendido iguala el valor anual del mantenimiento de la central.

El documento comienza presentando el sector hidroeléctrico brasileño y cómo el envejecimiento de las centrales (estructuras y equipamientos) impacta en el desempeño de la central, sea técnico o económico. A continuación, se presentan los indicadores de indisponibilidad utilizados, así como la metodología

empleada para convertir los indicadores en horas e ingresos. Posteriormente, se presentan los resultados de las horas paradas por motivos forzados y programados y su comparación con energía generada por hidroeléctricas, con la generación total del sistema interconectado, con las pérdidas del sector eléctrico y finalmente la comparación entre el costo de mantenimiento y el valor de la energía no vendida.

Nota:

“Los autores agradecen a Antonio Geraldo de Paula Oliveira, del CGEE, y a Héctor Baldivieso, Cinthya Pastor y Tomás Serebrisky, de la gerencia de Infraestructura y Energía del BID, por la revisión y comentarios durante la preparación de este estudio”.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. El sector hidroeléctrico brasileño

La energía hidroeléctrica suministra cerca de 80% de la electricidad en Brasil, siendo la base de su matriz eléctrica. Con aproximadamente más de 100 Gigawatts (GW) instalados, la mitad de las hidroeléctricas de Latinoamérica están en este país. La ANEEL agente regulador brasileño, divide la capacidad de generación de energía hidroeléctrica del Brasil en tres categorías³:

Central Generadora Hidroeléctrica (CGH), con potencia instalada entre 0 y 5 MW;

Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH), con potencia instalada entre 5 y 30 MW;

Central Hidroeléctrica (UHE), con potencia instalada arriba de 30 MW.

La Tabla 1 muestra la cantidad de las centrales hidroeléctricas brasileñas en operación en 2018, su potencia instalada y el porcentaje de participación de cada tipo de central en la generación de electricidad del Brasil. La capacidad instalada total del Brasil, considerando todas las tecnologías, en 2018 es de 159.693 MW.

Solamente las UHE tienen su operación controlada por el Operador Nacional del Sistema (ONS) con el objetivo de optimizar el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (las CGH y las PCH no son controladas por el ONS).

Tipo	Cantidad	Potencia instalada MW	%
CGH	683	667,1	0,42
PCH	427	5.051,0	3,16
UHE	220	96.406,0	60,40
TOTAL	1330	102.124,1	63,98

Tabla 1 -Potencia hidroeléctrica de las centrales en operación en junio de 2018, clasificadas por diferentes tipos de centrales en función de la potencia instalada y la participación (%) de cada tipo en la matriz eléctrica nacional del Brasil. ANEEL.

3. Fuente: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>



El Balance Energético Nacional 2017⁴ informa la cantidad de energía hidroeléctrica generada en Brasil anualmente en los últimos 10 años, y la cantidad de electricidad generada en total para la provisión de energía para la demanda pública (DP) que consiste en la cantidad de energía generada para atender la demanda del SIN y de los sistemas aislados (que son menos del 5% del total). Esos valores son mostrados en la Tabla 2.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidro (GWh)	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906
Total DP (GWh)	398.011	412.012	409.150	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148
% Hidro	94,0	89,7	95,6	91,1	94,2	87,5	80,7	75,2	74,2	79,3	75,5

Tabla 2 - Energía generada anualmente por las centrales hidroeléctricas (hidro) y energía generada total (DP), en GWh. BEN-EPE 2017.

La Ilustración 1 muestra la energía hidroeléctrica generada. Es posible observar que la hidroelectricidad provee entre 75% y 94% de la electricidad, dependiendo del año, porcentaje que ha ido disminuyendo a medida que otras fuentes alternativas incrementan su participación en el mercado. Asimismo, es posible observar que desde 2011 hasta 2015 hubo una reducción significativa de la cantidad de energía eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas (reducción de 16%). Esa reducción fue consecuencia de la sequía que disminuyó significativamente el volumen de los embalses de las centrales, principalmente de las regiones del Sur y Sudeste, obligando a reducir el caudal turbinado, llegando en ciertos casos a la parada de algunas centrales. Los años 2016 y 2017 ya indican una recuperación de los reservorios; sin embargo, aún no llegan a los valores de 2011.

4. Balance Energético Nacional - ben.epe.gov.br

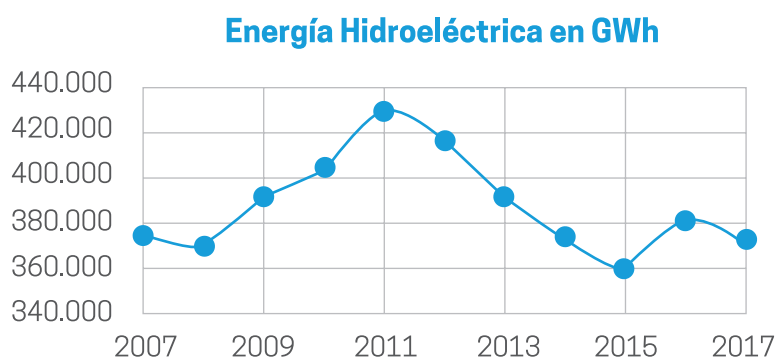


Ilustración 1- Representación de la energía hidroeléctrica generada en Brasil desde 2007, en GWh. BEN-EPE 2017.

A agosto de 2018, el sistema interconectado brasileño tenía 147 centrales hidroeléctricas cuyo despacho es controlado por la ONS. La central más antigua es Ilha dos Pombos (187 MW) con 94,6 años, y la más nueva es UHE São Manoel (700 MW) con 0,7 años. La distribución de las edades de las centrales se presenta en la Tabla 3. Es posible observar que el 50% de las centrales ya tienen una edad superior a 20 años, con el 32% de las centrales con más de 40 años.

Edad en años	Cantidad	%	Potencia Instalada MW
0 < UHE <= 20	73	50%	34.408
20 < UHE <= 40	26	18%	38.488
40 < UHE <= 60	38	26%	19.163
60 < UHE <= 80	8	5%	1.487
80 < UHE <= 90	0	0%	0
90 < UHE <= 100	2	1%	1.076
TOTAL =	147	100%	94.622

Tabla 3 - Distribución de las UHE del SIN por edad. Agosto 2018.

2.2. Envejecimiento de los equipos hidroeléctricos

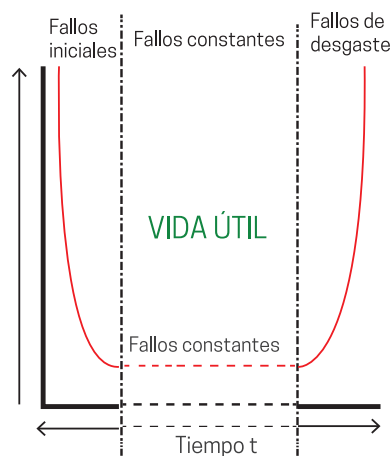
La información presentada en la Tabla 3 es de suma importancia, ya que indica que cerca de un tercio de las centrales ya han sobrepasado la vida útil de los equipos⁵, lo que puede tener un impacto en su operación, y en las paradas programadas y forzadas (no programadas). Esto se explica a continuación.

Los turbogeneradores son equipos diseñados y contruidos especialmente para resistir las duras condiciones en las que operan. Dados esfuerzos a los que son sometidos, estos equipos poseen un número reducido de partes móviles (rodete de turbina, eje y rotor eléctrico, principalmente). Estas partes móviles no tienen un desgaste acentuado por no tener contacto con superficies sólidas, excepto los cojinetes de apoyo. Esto hace que el desgaste de estos componentes sea pequeño, en condiciones adecuadas de instalación,⁶ operación y mantenimiento, lo que permite a las centrales hidroeléctricas operar por largos períodos de tiempo sin interrupción.

No obstante, el desgaste de estos elementos es inevitable. El desgaste natural que ocurre en los equipos a lo largo del tiempo es debido a la fricción entre el agua y las superficies metálicas, abrasión por sedimentos, cavitación y las altas temperaturas en el caso del rotor eléctrico. Por ello, el mantenimiento periódico en estos elementos es prioritariamente orientado a: (i) la conservación de los cojinetes; (ii) reposición de material erosionado por cavitación y/o abrasión en la superficie de la turbina; y (iii) la verificación y reposición de los niveles de aislación del generador.

El envejecimiento natural de los equipos es la causa principal del aumento de la frecuencia y de la duración de las intervenciones de mantenimiento, sean estas paradas programadas o forzadas, por tres razones:

(i) El envejecimiento de los equipos incrementa la posibilidad de falla, generando más frecuentemente paradas forzadas. La curva que ejemplifica la probabilidad de falla tiene una forma de “U”, o “batea”. Inicialmente, una vez que son instalados y entran en operación, los equipos presentan problemas electromecánicos que provocan su parada y elevan el índice de indisponibilidad, requiriendo intervención para traerlos a las condiciones operacionales adecuadas, y causando un aumento de costos y tiempos hasta que el equipo esté completamente operativo. Estas paradas se deben a ajuste fino de algunos equipamientos, o a fallas prematuras debidas a defectos de fabricación.



5. Algunas de estas centrales ya fueron rehabilitadas (ver la sección 2.3 y la Ilustración 6).

6. Un mal alineamiento o balance durante la instalación de la turbina y el generador tienen consecuencias catastróficas para la operación de la central.

Normalmente, están cubiertos por garantías de los fabricantes. Después de ese período inicial, el equipo entra en régimen operativo regular con baja probabilidad de falla e indisponibilidad. Al final de la vida útil de sus componentes, la probabilidad de fallas aumenta, incrementando las fallas y elevando el índice de indisponibilidad (ver gráficos arriba).

El monitoreo de los parámetros operacionales del turbogenerador es la principal herramienta para preservar los turbogeneradores. Estos parámetros son principalmente presión, temperatura y corriente eléctrica de los sistemas auxiliares, cojinetes y generador, entre otros. Una parada forzada es ocasionada por la identificación de un parámetro de operación fuera de los límites de funcionamiento (aquí está la importancia del monitoreo), o directamente por una falla que no fue detectada a tiempo (por ejemplo, corto circuito en el generador, rotura de un elemento, etcétera). La forma de minimizar las paradas forzadas es realizando los mantenimientos predictivos (monitoreo de parámetros) o preventivos (mantenimiento programado) periódicamente. No obstante, aunque sea necesario y se realice de forma correcta, el mantenimiento programado no impide el final de la vida útil del equipo, dado que los elementos continuarán su deterioro natural.

(ii) El envejecimiento de los equipos introduce un factor de imprevisibilidad en la planificación del mantenimiento. Dos máquinas iguales no envejecen de la misma manera. Esto significa que el mantenimiento es más complejo con el tiempo, además de precisar de paradas más frecuentes, más largas y caras. Después de 20 años de operación, turbogeneradores iguales pueden tener una cantidad significativa de intervenciones diferentes en los mantenimientos programados, y el número y duración de estas intervenciones pueden incrementarse con el paso del tiempo.

(iii) Se agrega a ello el hecho de que las piezas de repuesto son cada vez más difíciles de obtener (principalmente en equipos cuyos fabricantes ya no existen), aumentando el costo y el tiempo de las intervenciones, impactando directamente en el tiempo de las paradas forzadas y en los costos de mantenimiento (programada o forzada).

La cantidad de tiempo dedicado al mantenimiento, ya sea por paradas programadas o por paradas forzadas, varía con la vida útil del equipo. En los dos primeros años después de la puesta en marcha del nuevo turbogenerador, normalmente el tiempo empleado en mantenimiento crece, como se puede ver en la Ilustración 2. En ese período se realizan los ajustes de la fabricación (dado que cada equipo hidroeléctrico es único y diseñado a medida de la central) y montaje. En el tercer año el tiempo de mantenimiento cae fuertemente hasta el mínimo. Este mínimo permanece casi constante, pero como un pequeño aumento, a lo largo de los 30 años de su vida útil. Entonces el tiempo empleado en mantenimiento (programado o forzado) crece de manera continua e irreversible hasta la quiebra de los equipos (en caso de no realizarse una rehabilitación integral).

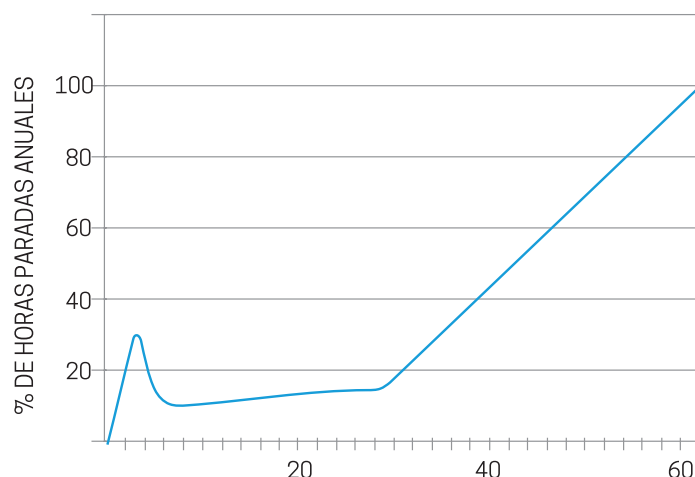


Ilustración 2 - Comportamiento típico del consumo de horas de trabajo en el mantenimiento de turbogeneradores a lo largo de la vida útil del equipo.

Cuando la cantidad de energía suministrada no atiende el límite mínimo de disponibilidad definido por el agente regulador en Brasil, las condiciones comerciales para la remuneración de la generación se alteran, imponiendo reducciones financieras que eventualmente hacen que no haya recursos para atender las necesidades operacionales, llevando a la discontinuidad de la operación de la planta. Es decir, si el operador sobrepasa un límite máximo de tiempo de parada, debe pagar multas, y puede perder la potencia garantizada por la cual es remunerado. Es por ello que los operadores tienen un incentivo de largo plazo para realizar mantenimientos adecuados, y mantener los equipos operando por encima de los límites mínimos de disponibilidad establecidos. No obstante, a medida que las paradas y los costos de mantenimiento se incrementan, los operadores empiezan a tener un incentivo inverso, y de corto plazo, de realizar el menor gasto posible en estas intervenciones, a fin de maximizar el lucro por la venta de energía. Encontrar el balance entre los gastos de mantenimiento para mantener a los equipos en óptimas condiciones, y la energía perdida por las paradas de mantenimiento es un elemento clave del manejo de una central hidroeléctrica.

La vida útil de un equipo depende de sus características, de la forma e intensidad con que se los utiliza, e incluso de factores ambientales. En el caso de centrales hidroeléctricas la vida útil de algunos componentes es del orden de 15 a 20 años, mientras que otros componentes, como las obras civiles tienen vida útil de 40 a 50 años (ver Ilustración 3). Sin embargo, al vigésimo año los equipos y estructuras de la central entran en una fase de alerta, y a partir del trigésimo año la vida útil de la mayor parte de los equipos ya se ha agotado. Mantener la central operando a partir de este período, en las mismas condiciones (sin rehabilitarla), resultará en pérdidas de energía, elevación del riesgo de accidentes y compromiso acelerado de equipos y estructuras.

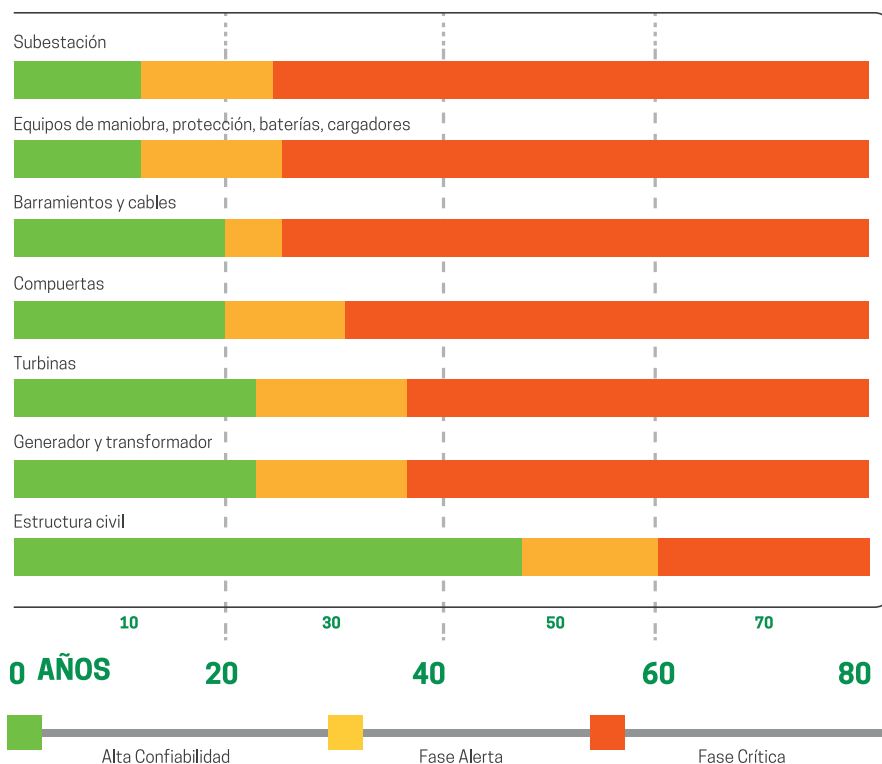


Ilustración 3 - Vida útil de equipos y estructuras de centrales hidroeléctricas. Fuente: Voith, Siemens, Alstom, GE, Andritz, Bardella, IMPSA.

Los sistemas que más sufren impacto por la continua operación a lo largo de los años, y sus ganancias con la evolución tecnológica en los años recientes, son descritos a continuación. Estos equipos no pueden ser sustituidos fácilmente⁷ por requerir paradas por largos períodos de tiempo, por encima de un año, y una inversión sustancial:

Turbogenerador: El tiempo provoca erosión en los anillos de desgaste, en los casquillos del mecanismo distribuidor, en la tapa y en el anillo inferior, en el sello de eje, en las paletas directrices, en los servomotores y en los cojinetes. El rotor de la turbina sufre efecto de la cavitación que hace la superficie porosa perjudicando el flujo. Como consecuencia, la eficiencia de la turbina se reduce comprometiendo la cantidad anual de energía generada. El mantenimiento de estos elementos es un servicio de gran envergadura y raramente se ejecuta en los planes de mantenimiento, quedando postergados para una rehabilitación.

En el caso del generador, a mediados del siglo XX, el estator y el rotor del generador se construyeron con

⁷ Su sustitución se lleva a cabo normalmente en la rehabilitación de la central, cuando se realiza una parada prolongada para cambiar y renovar varios equipos. En el caso de Brasil, la misma debe ser autorizada por el Operador del Sistema y el ente regulador.

aislamiento Clase B, mientras que los nuevos tienen aislamiento Clase H. El aislamiento Clase H soporta temperaturas más altas que el de Clase B (180°C , versus 130°C), lo que permite al generador trabajar con temperaturas más elevadas extendiendo la vida útil del aislamiento y reduciendo el índice de fallas, añadiendo la posibilidad de trabajo en sobrecarga cuando sea necesario.

El sistema de excitación del generador aplicado hasta finales del siglo XX era del tipo rotativo, compuesto de un motor de inducción acoplado a una máquina de corriente continua. Este equipo sufre el evento de chispa que ataca la superficie de cobre de las teclas causando desgaste y producción de polvo de carbón. Esto implica una frecuencia elevada de mantenimiento con máquina parada. El sistema de excitación actualmente empleado es del tipo estático, basado en electrónica de potencia, eliminando las chispas y corrientes, y añadiendo una velocidad de respuesta mucho más elevada con un menor consumo de energía, implicando reducción de costo y aumento de disponibilidad.

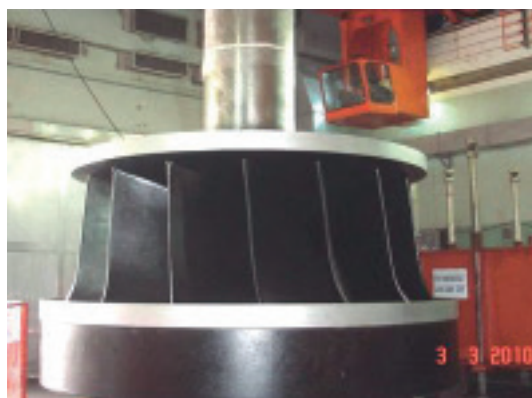


Ilustración 5 - Rotor del turbogenerador de Furnas. A la izquierda, antes de la rehabilitación; y la derecha, después. Observe las cavidades en la pala del rotor antiguo causadas por cavitación, responsable de la reducción de desempeño, y el nuevo rotor con palas lisas.

Sistema de regulación de velocidad y potencia: En el siglo XX, los reguladores de velocidad eran de accionamiento hidromecánico. Estos sistemas son lentos en el accionamiento del distribuidor, lo que afecta la calidad de la energía generada (fluctuación de la frecuencia de la electricidad), requieren un mantenimiento complejo y para ello se necesita la parada del turbogenerador. Asimismo, estos reguladores tienen menor precisión en el ajuste, lo que afecta a la eficiencia de la turbina. Los nuevos reguladores digitales son compatibles con el sistema de control, son más precisos, más confiables, más versátiles y de parametrización más fácil y rápida. Permiten trabajar con parámetros de control diversos y junto con el sistema automático de sincronismo posibilitan la sincronización automática de la unidad generadora y garantiza que

el turbogenerador se mantenga operando sin sobrepasar sus límites con ganancias en términos de seguridad y reducción en los tiempos de arranque y parada de las unidades generadoras. La precisión adicional que los sistemas digitales otorgan permiten también incrementar la eficiencia de los turbogeneradores.

Sistema de supervisión y control: En la década del 90, ese sistema era analógico. Actualmente es de tecnología digital. Los sistemas de control digital presentan una elevada precisión y confiabilidad, permitiendo así que los equipos trabajen más cerca de sus límites, pero con riesgo reducido. Esto evita alarmas y apagones innecesarios aumentando la disponibilidad de las unidades generadoras. Esta característica se traduce en una ganancia inmensa de seguridad operativa, ya que elimina la interfaz humana, y hace posible la operación remota, lo que reduce los costos de operación. También permite el acompañamiento en tiempo real de la vibración y, a través del plan de mantenimiento predictivo, hacer un diagnóstico de las condiciones de la máquina y la previsión de la necesidad y la fecha del mantenimiento.

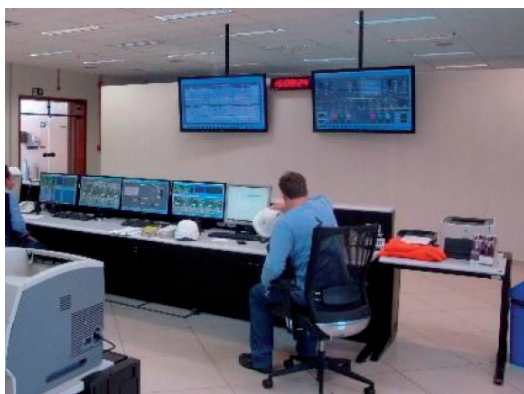


Ilustración 4 - A la derecha, la sala de control de la UHE Furnas antes de la rehabilitación; y la izquierda, después.

Sistema de Compuertas de toma de agua y de salida: Con el paso de los años, se acumulan problemas con la operación de las compuertas de aducción y de succión. Las fallas típicas son la falta de estanqueidad e inoperancia del accionamiento de las compuertas. Estos problemas dificultan el mantenimiento de los turbogeneradores (parte húmeda) y aumentan el riesgo de ocurrencia de eventos catastróficos. Las técnicas de operación de compuertas actuales poseen redundancia de equipos, lo que permite que un equipo asuma la función del otro en caso de fallo y que el mantenimiento se haga mientras el otro equipo es responsable de la operación. Además, permiten la operación remota.

Relés de protección: A finales del siglo 20, los relés utilizados eran electromecánicos analógicos. Actualmente se adoptan relés de protección digitales multifunción, que agrupan en una misma unidad diversas

funciones de protección. Este tipo de relé posee una elevada precisión y confiabilidad, ofreciendo facilidad para ajustes selectivos y ocupan mucho menos espacio. Por su elevada precisión permiten ajustes próximos a los límites de los equipos, posibilitando utilizar todo el potencial de estos, sin elevar el riesgo de daños.

Subestaciones: En el pasado, el sistema de protección quedaba en las casas de máquinas. Actualmente se encuentra en la subestación en un edificio propio. El sistema se compone de relés digitales multifunción con nuevos tipos de disyuntores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial y pararrayos.

Sistemas auxiliares: La operación de los turbogeneradores requiere la correcta regulación de los sistemas auxiliares, también llamados sistemas ancilares, como el sistema hidráulico para accionar las paletas del distribuidor, lubricar los cojinetes, aire comprimido, energía eléctrica en corriente continua y alternada y otros. La parada de uno de los sistemas auxiliares implica la parada del turbogenerador pues implica la posibilidad de que ocurra un evento catastrófico. Con el paso de los años, los componentes de los sistemas auxiliares necesitan ser sustituidos debido a su desgaste, pero son cada vez más difíciles de obtener debido a que se ha discontinuado su fabricación y/o suministro. La consecuencia natural es el reaprovechamiento del equipo, ya sea con la fabricación especial y a pedido de los componentes discontinuados, o con la aplicación de otras soluciones paliativas (muchas veces realizadas por el personal de mantenimiento en campo). En ambos casos, el rendimiento y confiabilidad de los turbogeneradores pueden verse afectados, al no tratarse de equipo original y con garantía.

2.3. Indicadores de Indisponibilidad

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL indica que las indisponibilidades serán calculadas utilizando los índices denominados de Tasa Equivalente de Indisponibilidad Programada - TEIP y de la Tasa Equivalente de Indisponibilidad Forzada Apurada - TEIFa. El primer indicador, TEIP, cuantifica el porcentaje de horas que el turbogenerador se quedó parado para realizar mantenimientos previstos. El segundo, TEIFa, cuantifica el porcentaje de horas que el equipo se detuvo debido a un motivo no programado, aquí denominado paradas forzadas.

El Ministerio de Minas y Energía emitió la ordenanza N° 484/2014 con los límites de TEIFa y TEIP por turbogenerador, valores que se presentan en la Tabla 4. Los valores del TEIFa por encima del 2% son preocupantes y por encima del 3% requieren intervención. En general, la suma del TEIFa y del TEIP no debe exceder del 9%.

El envejecimiento de los equipos de las centrales hidroeléctricas causa el aumento en el tiempo del TEIP y del TEIFa. Si los valores calculados se mantienen por encima del 6% para el TEIP e del 3% para el TEIFa es un primer indicador de que la central debería ser considerada para una rehabilitación. Cuando el TEIFa asume valores por encima del TEIP, en carácter permanente, esa central necesita ser rehabilitada a la mayor brevedad posible.

Límite (MW)	TEIFa (%)	TEIP (%)	TEIF+TEIP (%)
Potencia Unitaria <= 29 MW	2,068	4,660	6,728
29 < Potencia Unitaria <= 59 MW	1,982	5,292	7,274
59 < Potencia Unitaria <= 199 MW	1,638	6,141	7,779
199 < Potencia Unitaria <= 699 MW	2,133	3,688	5,821
699 < Potencia Unitaria <= 1300 MW	3,115	8,263	11,378

Tabla 4 - Valores de TEIFa y TEIP establecidos en la ordenanza MME N° 484/2014.

De las 147 centrales controladas por la ONS, 74 tienen más de 20 años de operación (50,4%) y 48 poseen más de 40 años de operación (32,7%), como fue mencionado anteriormente. En este grupo existen centrales que ya han sido rehabilitadas y/o modernizadas. Una manera de visualizar estas centrales con relación al tiempo de paradas forzadas es montar un gráfico del TEIFa de agosto de 2018 para cada una de esas centrales en función del tiempo de operación de cada una, como se muestra en la Ilustración 6.

Teniendo en cuenta que TEIFa por encima del 3% es una indicación de la necesidad de la rehabilitación de la central, la Ilustración 6 indica que hay 29 usinas operando con TEIFa por encima de ese valor (totalizando una potencia instalada de 28.165 MW). Este mismo gráfico indica que existen 16 centrales operando con TEIFa por encima del 6% (18.087 MW) y seis centrales operando con TEIFa por encima del 9% (3600 MW). Es una cantidad significativa de energía, que tiene un alto costo de oportunidad para el sistema.

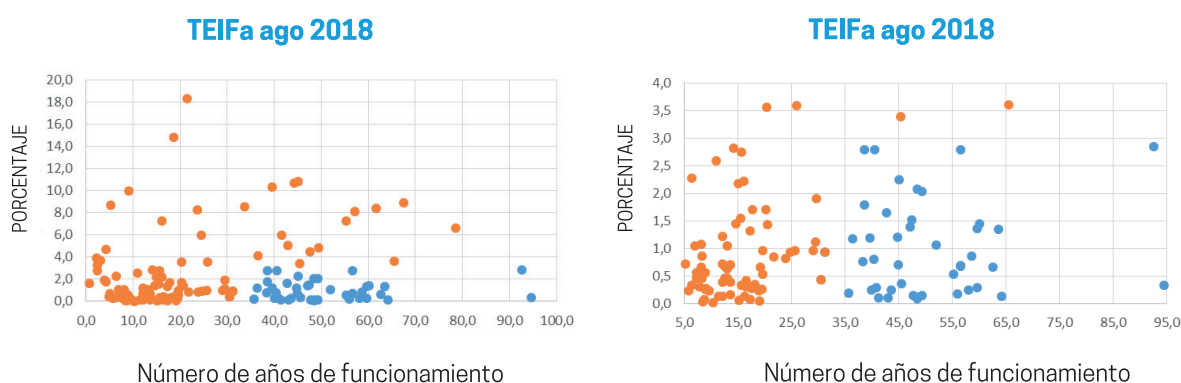


Ilustración 6 - Distribución del TEIFa de agosto 2018 en función del tiempo de operación de cada central hidroeléctrica del SIN

El gráfico de la derecha es la ampliación del de la izquierda para entender la distribución de las centrales con TEIFa menor que el 4% y en particular con índices menores que el 2%. El gráfico indica que en esa condición la mayoría de estas centrales tienen menos de 25 años de operación. Existen 42 centrales con más de 35 años de operación con menos del 3% de TEIFa (centrales en azul en la Ilustración 6). Ciertamente estas centrales ya se han modernizado, recuperando su capacidad de generación. Este gráfico ejemplifica la necesidad de evaluar la rehabilitación de hidroeléctricas, a fin de obtener nueva energía a un costo menor y con un mínimo de impacto ambiental.

3.OBJETIVO DEL ESTUDIO

Este estudio tiene por objetivo estimar el costo de oportunidad de la energía hidroeléctrica que no se ha generado en el sistema eléctrico brasileño, ya sea por paradas forzadas o por paradas programadas. Como primer paso, se cuantifica la energía no generada⁸. Posteriormente, conociendo esa cantidad de energía, es posible valorar su costo de oportunidad a precios de mercado (costo de oportunidad para el sistema), o a precios de contrato (costo de oportunidad para el operador de la planta). Adicionalmente, es posible comparar el costo de oportunidad de la energía no generada con el costo estimado del mantenimiento, a fin de dar una indicación del costo de oportunidad de mantenimiento.

Para cuantificar la energía no generada, es necesario primero calcular la cantidad de horas que cada equipo no ha operado por causas forzadas o programadas. Para ello, este trabajo propone una nueva metodología que, partiendo de los valores oficiales publicados por la ONS para el TEIfa y el TEIP, calcula las horas mensuales que los equipos se quedaron en mantenimiento. Con la metodología propuesta, es posible cuantificar la cantidad de horas que cada una de las unidades de las centrales quedó parada por causas forzadas o programadas en cada mes -el ejercicio en este caso es para el período desde 2007 hasta 2018-. Conociendo la cantidad anual de horas no operadas y la potencia instalada de cada central, es posible calcular la cantidad total de energía no generada.

Se desea aquí presentar una metodología que permita identificar cuando una central hidroeléctrica está indicando que necesita rehabilitación, indicaciones estas que surgen del porcentaje del tiempo parado, del valor de la energía no vendida y de la comparación entre ese valor no recibido y costo del mantenimiento.

8. Como se mencionó al inicio de este documento, puede argumentarse que en el caso de centrales con embalse esta energía no se pierde, al quedar almacenada en forma de agua. No obstante, el objetivo del análisis presentado en este documento es el de cuantificar el costo de oportunidad de la energía no generada.

4. METODOLOGÍA, SUPUESTOS Y DATOS

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico brasileño (ONS) es responsable de la coordinación y control de operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Entre sus actividades está la publicación mensual de indicadores de desempeño de las centrales hidroeléctricas bajo su control de despacho.

La base de datos utilizada en este trabajo está compuesta por todas las UHE con indicadores de desempeño publicado por la ONS, conformada por 147 centrales (66% de las centrales hidráulicas existentes), las cuales poseen una potencia instalada de 94622 MW (98% de la potencia hidráulica instalada de las UHE), correspondiendo también al 92,6% de la potencia total hidroeléctrica y 59,3% de la potencia total de las centrales eléctricas instaladas en Brasil.

La Resolución Normativa Nº 614, del 3 de junio de 2014 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL definió los procedimientos del cálculo de las indisponibilidades de centrales hidroeléctricas. Esta Resolución indica que las indisponibilidades serán calculadas considerando 60 (sesenta) valores mensuales constatados, relativos a los meses inmediatamente anteriores al mes vigente, según los procedimientos descritos en las ecuaciones (1) y (2).

$$TEIP = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HDP + HEDP)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HP)_{ij}} \quad (1)$$

y

$$TEIFa = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HDF + HEDF)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \times (HDF + HEDF + HS + HDCE + HRD)_{ij}} \quad (2)$$

Donde:

i es índice de la unidad generadora en operación comercial;

n es número de unidades generadoras en operación comercial;

j es índice del mes constatado;

P es potencia instalada de la unidad generadora;

HDP es número de horas de paradas programadas de la unidad i en el mes j;

HEDP es número de horas equivalentes de cierre programado de la unidad i en el mes j (la unidad opera con una potencia nominal limitada, asociada a una condición programada);

HP es número de horas del período de liquidación considerado en el mes j para la unidad i ;

HDF es número de horas de parada forzada de la unidad i en el mes j ;

HEDF es número de horas equivalentes de parada forzada de la unidad i en el mes j (la unidad opera con una potencia nominal limitada, asociada a una condición forzada);

HS es número de horas en servicio de la unidad i en el mes j (número de horas equivalentes en servicio sumado al número de horas en que la unidad opera sincronizada al sistema, sin restricción de potencia);

HRD es número de horas de reserva desconectada de la unidad i en el mes j (la unidad no está en servicio por interés sistémico, aunque disponible para operación); y

HDCE es número de horas de parada por condiciones externas de la unidad i en el mes j (la unidad no está en servicio por condiciones externas a sus instalaciones).

Es importante señalar que esta metodología fue implantada en octubre de 2014. Desde 2007 hasta esa fecha, la ONS efectuaba y publicaba el resultado de los cálculos del TEIFa y TEIP en base mensual y sin la ponderación de la potencia instalada de la unidad generadora, o sea, consideraba sólo las horas del mes en análisis y no las horas de los 60 meses anteriores, usando las ecuaciones (3) e (4). En resumen, la metodología fue alterada pasando del cálculo de las horas solamente del mes de análisis al cálculo de las horas de los últimos 60 meses.

$$TEIFa = \frac{HDF+HEDF}{HS+HDF+HRD+HDCE} \quad (3)$$

y

$$TEIP = \frac{HDP+HEDP}{HP} \quad (4)$$

El cambio de metodología hace que el valor mensual publicado actualmente por la ONS para cada central sea una media ponderada de los últimos 60 meses de operación. Esto reduce el impacto de eventos puntuales en los índices de la planta y preserva los problemas crónicos. La Tabla 5 presenta la comparación de las dos metodologías de cálculo del TEIFa para la Usina Luis Carlos Barreto de Carvalho (LCBC). En octubre de 2014, LCBC había completado la rehabilitación de todos los turbogeneradores en el período 2010-2013. Los valores del TEIFa en el mes para esa planta están en la Tabla 5 como “Central” y la media ponderada de los últimos 60 meses como “ONS”. Observe que el valor de la ONS es mayor que el mensual de la planta, pues refleja el período en rehabilitación, pero decayendo como consecuencia de ser menor el indicador mensual.

UHE	Fuente	Oct 14	Nov 14	Dec 14
LCBC	ONS	5,02	4,94	4,82
	Central	0,00	0,00	0,06

Tabla 5 - Valores de TEIFa para la central LCBC, calculado y publicado por la ONS como media ponderada de los últimos 60 meses y el mensual informado por la central (Central).

Una vez que la metodología para la obtención de los índices cambió en julio de 2014, abandonando el uso del tiempo mensual y adoptando la contabilización de los eventos ocurridos en los últimos 60 meses ponderados por la potencia de cada turbogenerador, es necesario comprobar cómo este cambio afecta a los indicadores y si es posible compararlos.

La adopción de la nueva metodología para calcular de los eventos ocurridos en los últimos 60 meses causa la amortiguación en la variación de los índices de mes a mes, es decir, no ocurren variaciones abruptas en los índices de un mes a otro. Por otro lado, la ponderación con la potencia de cada turbogenerador causa un aumento en los índices particularmente en el caso de centrales con turbogeneradores de potencias diferentes.

Para ver el impacto causado por el cambio de metodología para el cálculo de los índices, fue construido el gráfico de la variación del TEIFa y TEIP para cuatro centrales elegidas aleatoriamente entre las que estaban operando en 2007: Agua Vermelha, Caconde, Funil Grande y Tucuruí. Los gráficos se muestran en la Ilustración 7.

La metodología antigua fue aplicada de enero 2007 a julio 2011 y la actual está de octubre de 2014 a mayo de 2018. Se observa en los gráficos que los resultados son compatibles entre sí, y la amortiguación temporal no altera el entendimiento de los eventos que están ocurriendo en la central.

Lo esperado es que los valores de TEIP (alrededor del 5%) sean mayores que los de TEIFa (que deben estar en torno del 2%). La extrapolación de esos valores e incluso la inversión en el posicionamiento de las curvas son indicativos de centrales con propensión a ser rehabilitadas o modernizadas. En el caso de la UHE Agua Vermelha, la curva de TEIFa después del cambio en la metodología de cálculo es más suave y la también curva de TEIP, ambas continúan instalables pero por debajo del 5%, indicando una buena condición de operación. Caconde tiene la curva de TEIP post cambio más suave y lo mismo sucede para la TEIFa. Esto se repite para Funil Grande. Ya en Tucuruí, la curva de TEIFa está por encima de la TEIP, una situación

problemática y que aparece tanto en los cálculos pre como post cambio de metodología.

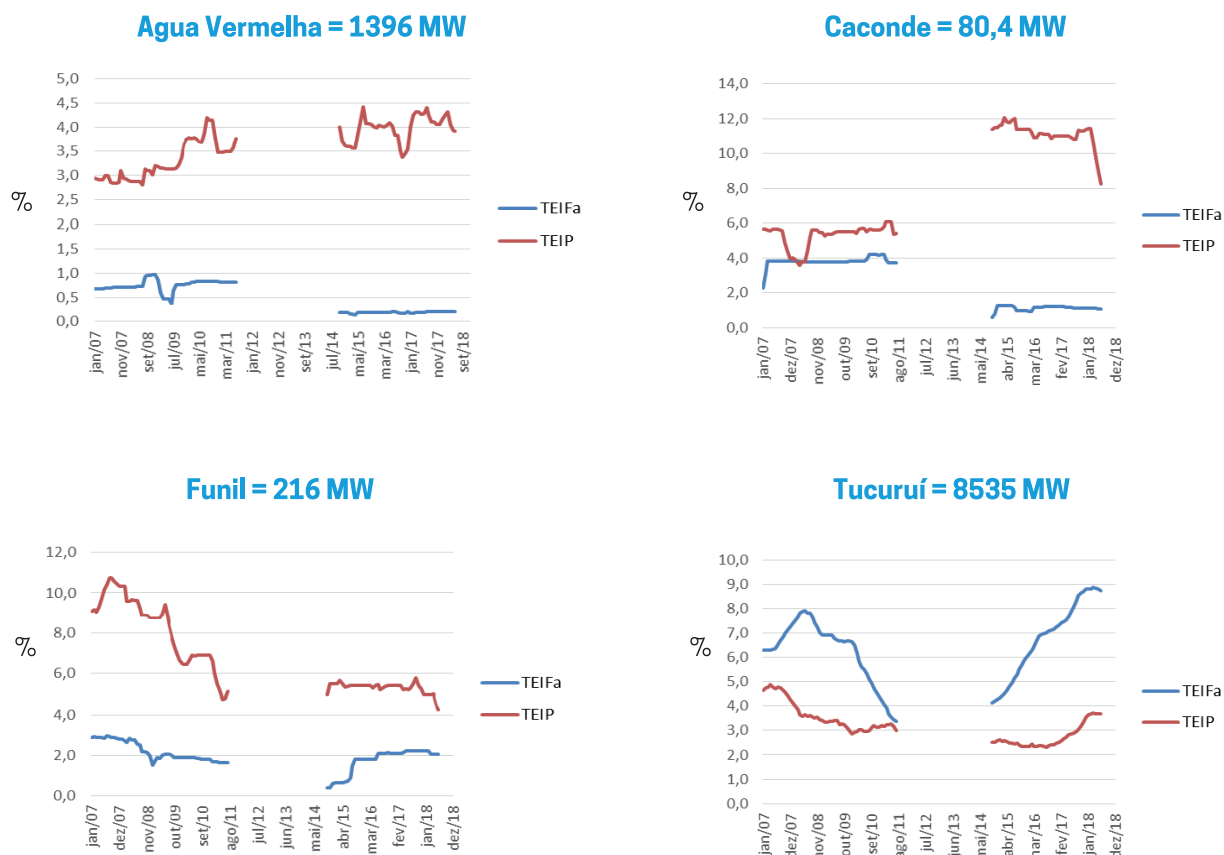


Ilustración 7 - Valores de TEIFa y TEIP, en%, por mes desde 2007 hasta 2018 para las UHE Agua Vermelha, Caconde, Funil Grande y Tucuruí. Los valores entre agosto de 2011 y septiembre de 2014 se omitieron a los efectos de la comparación.

En este sentido, nos parece aceptable utilizar los datos provenientes de ambas metodologías para identificar centrales como potenciales candidatos a modernizarse.

4.1. Cuantificación de las horas de paradas forzadas y de la energía perdida

Se desea aquí cuantificar las horas de parada forzada (HDF en la notación del sector eléctrico) de una central hidroeléctrica a partir de los valores publicados por la ONS para las tasas TEIFa (Tasa Equivalente de Indisponibilidad Forzada Apurada) y TEIP (Tasa Equivalente de Indisponibilidad Programada).

Se inicia con el valor de la TEIFa obtenido de la ONS y tomando como supuesto que no haya horas en que los turbogeneradores trabajen con potencia menor que la nominal debido a una condición forzada del equipo (HEDF = 0). Este supuesto es válido ya que en la mayoría de los casos, este valor es cero o próximo a cero.

Posteriormente se aislar el valor de HDF en la ecuación (3), tomando en cuenta que el denominador de esa ecuación es la cantidad de horas totales existentes en el período de evaluación (h_{mes}), que se obtiene de la ecuación (5). Se considera que el período de evaluación de la TEIFa varía con la metodología entre 1 mes o 60 meses. Se adoptará en este trabajo que el número de horas de paradas será siempre en el mes de evaluación. Esto causará una amortiguación en el valor de horas paradas evitando la aparición de picos en las curvas, pero preservando su tendencia a lo largo del tiempo.

$$HDF = TEIF_a \times h_{mes} \quad (5)$$

Donde

$$h_{mes} = N_{turbo} \times \text{número de horas del mes} \quad (6)$$

N_{turbo} es el número de turbogeneradores existentes en la central. Como se desea saber la cantidad de horas mensuales que los generadores quedaron parados, eso significa que los tiempos individuales de cada equipo deben sumarse para obtener el total de horas paradas en el mes, lo que supera el número de horas del mes en el caso de centrales con más de un turbogenerador. N_{turbo} fue recogido del sistema Sindat del ONS (sindat.ons.org.br) identificando el número de turbogeneradores utilizando el diagrama unifilar de la central.

Se realizó una prueba de la metodología con los valores para las Centrales de Furnas y LCBC. Furnas tiene ocho turbogeneradores, por tanto, posee una capacidad máxima anual de operación de 70.080 horas (=8*8760). LCBC tiene seis turbogeneradores y, por tanto, una capacidad máxima anual de operación de 52.560 (=6*8760). Los resultados obtenidos están en la Ilustración 8, donde las figuras superiores son el TEIFa, porcentual del tiempo que las turbinas quedaron paradas por motivo forzado, mientras que las dos figuras inferiores son el resultado del cálculo de la cantidad de horas, por año, que las máquinas de la central quedaron paradas. Furnas tuvo sus ocho máquinas rehabilitadas en el período de 2005 a 2015

mientras que las seis máquinas de LCBC fueron rehabilitadas en el período de 2007 a 2012. Las discontinuidades en los gráficos entre septiembre y octubre de 2014 se derivan del cambio de metodología de cálculos de los índices.

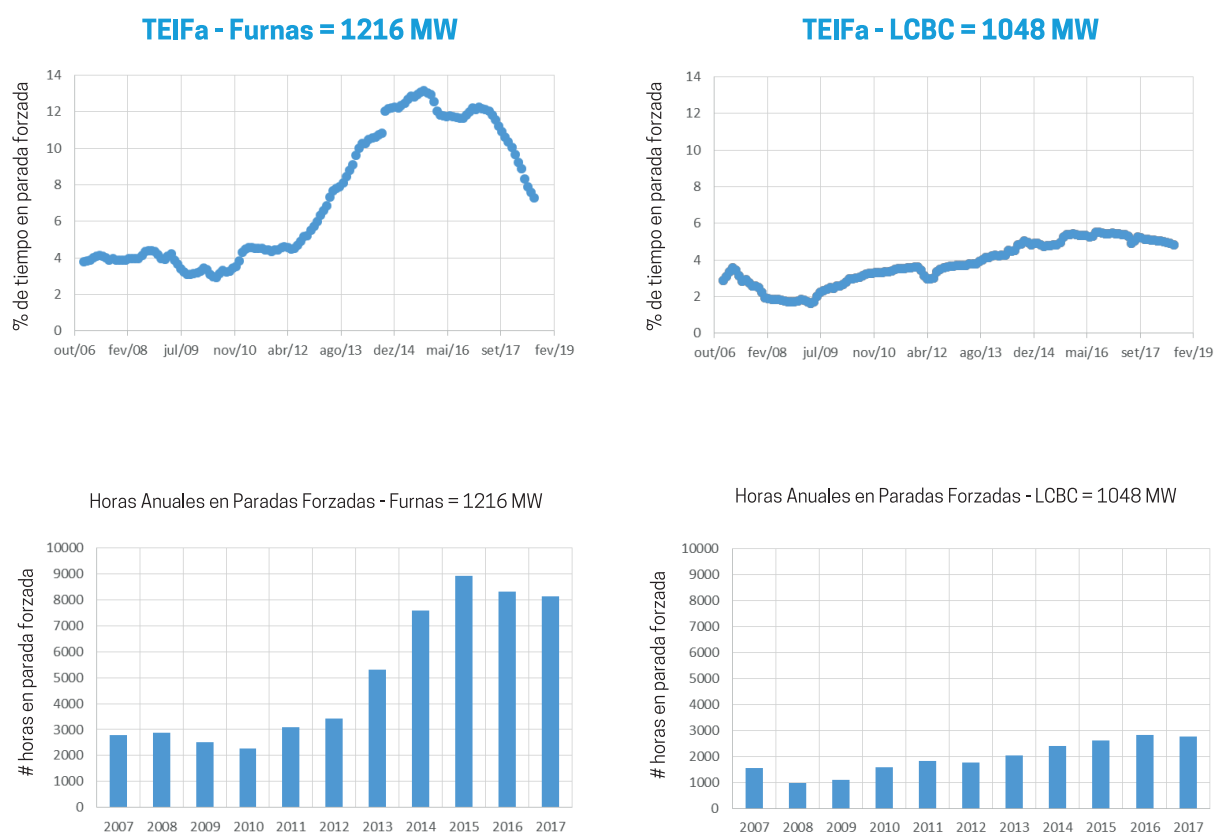


Ilustración 8 - Resultado del cálculo del % anual de las horas de cierre forzado para las centrales de Furnas y Luís Carlos Barreto de Carvalho (LCBC), por mes, desde 2007 hasta 2018.

Ahora se desea convertir las horas de parada forzada en energía no generada. Para ello la sumatoria de los HDF mensuales a lo largo de un año será multiplicada por la potencia media de los turbogeneradores y dividido por 1000 para convertir en GWh. En el caso de que la central tenga turbogeneradores con potencias diferentes, se asignará a cada máquina un valor medio (suma de las potencias dividida por el número de turbinas).

$$Energía\ no\ generada\ (GWh) = \frac{\sum_1^{12} HDF_i \times Pot}{1000}$$

(7)

Donde "Pot" es la potencia media de las turbinas. El resultado final se muestra en la Tabla 6.

Potencia (MW)	# TG	Energía no generada por paradas no programadas en GWh												
		Nombre de la Planta	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 ¹
1216,0	8	FURNAS	421	440	381	347	471	520	808	1153	1357	1262	1237	610
1048,0	6	L.C.BARRETO	273	169	194	278	319	310	357	421	456	496	483	304

Tabla 6 - Resultado del cálculo ejemplo de la cantidad de energía no generada anualmente por paradas no programadas en las centrales Furnas y LCBC en GWh desde 2007 hasta 2018¹ utilizando la metodología descrita arriba.

¹. Hasta agosto de 2018

Observe que la metodología propuesta permite que en cada una de las 147 plantas brasileñas se pueda identificar la cantidad de energía que no fue generada debido a las paradas no programadas de los turbogeneradores. También si es necesario, puede obtenerse el total de energía no generada desde 2007, sumando todos los valores anuales. Basado en las observaciones de las ilustraciones y tablas se concluye que los resultados son consistentes.

4.2. Cuantificación de las horas paradas programadas

Utilizando la ecuación 4 y asumiendo que HEDP - número de horas equivalentes de cierre programado del turbogenerador (la unidad opera con una potencia nominal limitada, asociada a una condición programada) sea igual a cero, se obtiene la ecuación 8. En la mayoría de los casos, este valor de HEDP es cero, o próximo a cero, por lo que este supuesto es válido.

$$HDP = TEIP \times h_{mes} \quad (8)$$

Donde

$$h_{mes} = N_{turbo} \times \text{número de horas del mes} \quad (9)$$

TEIP, N_{turbo} , y *número de horas del mes*, y se obtienen como se describe en el ítem 3.2 de este texto. De manera similar a la realizada para el TEIfa, esta metodología fue aplicada para Furnas y LCBC. La Ilustración 9 muestra los resultados.

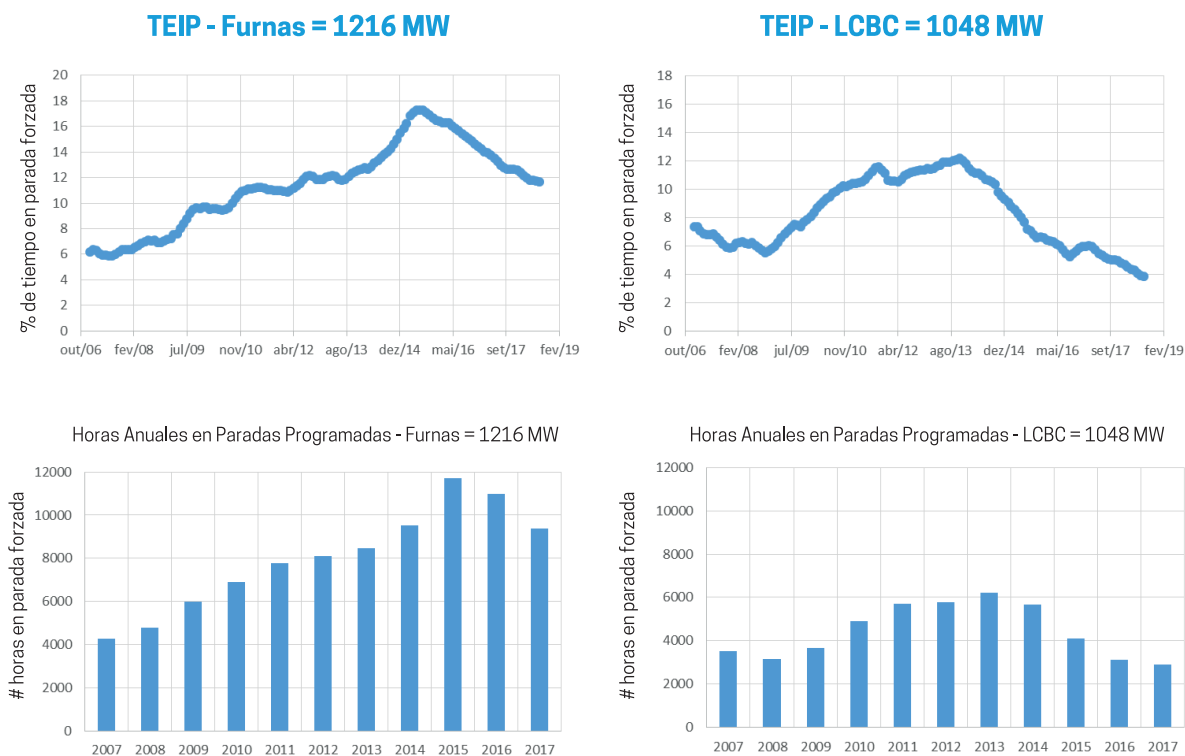


Ilustración 9- Resultado del cálculo del % anual de las horas de cierre programado para las centrales de Furnas y Luís Carlos Barreto de Carvalho (LCBC), por mes, desde 2007 hasta 2018.

Ahora se desea convertir las horas de parada programada en energía no generada. Para ello la sumatoria de los HDP mensuales a lo largo de un año será multiplicada por la potencia media de los turbogeneradores y dividido por 1000 para convertir en GWh.

$$Energía\ no\ generada\ (GWh) = \frac{\sum_1^{12} HDP_i \times Pot}{1000}$$

(10)

Donde "Pot" es la potencia media de las turbinas. El resultado final se muestra en la Tabla 7.

Potencia (MW)	# TG	Energía no generada por paradas no programadas en GWh												
		Nombre de la Planta	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 ²
1216,0	8	FURNAS	652	727	908	1051	1182	1233	1289	1445	1780	1669	1427	851
1048,0	6	L.C.BARRETO	612	551	642	859	1000	1007	1084	989	719	545	504	265

Tabla 7 - Resultado del cálculo ejemplo de la cantidad de energía no generada por paradas programadas anualmente en las centrales Furnas y LCBC en GWh desde 2007 hasta 2018².

² – Hasta agosto de 2018.

Esta metodología permite que en cada una de las 147 plantas brasileñas se pueda identificar la cantidad de energía que no fue generada debido a las paradas programadas de los turbogeneradores. También si es necesario, puede obtenerse el total de energía no generada desde 2007. Basado en las observaciones de las ilustraciones y tablas se concluye que los resultados son consistentes.

4.3. Cuantificación del ingreso perdido debido a las paradas no programadas

El costo de oportunidad de la energía no generada se calcula multiplicando la energía no generada anualmente, obtenida de la Tabla 6, por el valor de la energía en US\$/MWh.

Hay dos maneras de establecer el costo de oportunidad de la energía. El primero sería el costo para el operador de la central. Este valor puede ser obtenido de los datos de las Subastas de Energías, en las cuales se contrata la energía eléctrica proveniente de emprendimientos de generación de energía eléctrica existentes. Estas subastas son realizadas por la ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/generacao4>). En esas subastas, la energía eléctrica generada por las hidroeléctricas fue vendida a las distribuidoras por los valores presentados en la Tabla 8. El valor adoptado para la conversión de reales en dólares fue el valor del cambio oficial para el dólar comercial practicado el día 1° de julio de cada año.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
R\$/MWh	134,97	98,98	144,00	81,18	102,00	95,31	109,40	121,00	154,99	229,28	281,00
US\$/MWh	70,48	61,75	74,69	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05

Tabla 8 - Valor de venta de electricidad en las subastas de la ANEEL.

La segunda manera de valorar el costo de la energía no generada es adoptar el precio de liquidación de diferencias, determinado por la CCEE en función de la disponibilidad del suministro de electricidad en las diferentes subregiones de Brasil. Este valor reflejaría el costo de oportunidad para el mercado eléctrico. En este estudio se adoptó el precio medio mensual envolviendo las cuatro regiones de Brasil. La Tabla 9 presenta estos valores y su conversión a dólares estadounidenses utilizando la tasa de conversión similar a la de la Tabla 8.

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
R\$/MWh	94,06	135,33	36,98	74,76	28,83	164,89	259,92	673,72	293,80	119,96	325,51
US\$/MWh	49,12	84,43	19,18	41,67	18,53	82,99	116,56	296,16	93,45	37,12	98,52

Tabla 9 - Valor de venta de electricidad por el precio de liquidación de diferencias.

4.4. Aspectos que afectan este cálculo

Los cálculos realizados en este trabajo utilizan como punto de partida los valores de TEIfa y TEIP divulgados por la ONS, que son calculados obedeciendo la Resolución ANEEL 614 de junio de 2014. Esa misma resolución, en su Anexo I, muestra una secuencia de eventos que, a pesar de la parada de los equipos, no deben ser utilizados en los cálculos de esos índices, es decir, son tiempos de parada retirados de los cálculos. De manera resumida, para las centrales hidroeléctricas los tiempos que no se consideran como “paradas”, son los siguientes:

- a) Eventos o intervenciones relativas al inicio de operación comercial de unidad generadora nueva, limitadas a 960 (novecientos sesenta) horas en los primeros 24 (veinticuatro) meses después de la liberación para operación comercial;
- b) Intervenciones declaradas por los agentes relativas a la modernización o reforma que traigan ganancias operativas al sistema eléctrico, limitadas a 12 (doce) meses para cada unidad generadora durante la vigencia de su permiso o respectiva renovación, y ocurridas después de 120 (ciento veinte) meses posteriores a su liberación para operación comercial;
- c) Paradas para intervenciones relacionadas a la limpieza, en función de la proliferación del mejillón dorado y plantas acuáticas, respetando el límite acumulado de 360 (trescientos sesenta) horas por unidad generadora en los primeros 60 (sesenta) meses de operación comercial;
- d) Intervención para limpieza de rejillas, debido a la bajada de buceadores de unidades adyacentes o en tomadas de agua;
- e) Intervenciones para instalación de sistemas y equipos por determinación de la ONS, CCEE o ANEEL, tales como: implantación del Sistema de Medición para Facturación – SMF, Sinocon y sistemas para prestación de servicios auxiliares;
- f) Intervenciones necesarias para ensayos en los sistemas de autorestablecimiento de la central generadora;
- g) Restricción de potencia debido a la reducción de la caída útil;
- h) Restricción parcial de disponibilidad de unidad generadora, hasta una tolerancia de 5% o 5 MW, lo que sea menor.
- i) Restricción hidráulica coyuntural en función de usos múltiples;
- j) Restricción eléctrica coyuntural impuesta por sistemas de transmisión, por el sistema de distribución u otros orígenes que no caracterizan responsabilidad del emprendimiento de generación;

k) Restricción debido al medio ambiente, que no caracterice la responsabilidad del agente, tales como: fuga de material tóxico o contaminante por parte de terceros que limite la generación de la planta para evitar la agravación de la situación y reducción de generación para captura o salvamento de animales.

Los ítems “g” e “i” eliminan del cálculo del TEIfa y TEIP las horas paradas de los turbogeneradores debido a restricciones de la hidrología, así como la reducción de potencia. Se eliminan también las horas con operación con restricción de potencia debido a la restricción de la hidrología, típico de la situación existente en Brasil en el período de 2011 a 2015 según descrito en el ítem 4 de este análisis. También se elimina del cálculo de los índices el tiempo utilizado para la modernización e instalación de equipos y otros servicios específicos de mantenimiento (con restricciones de duración) y eventos ambientales.

El elemento “j” también permite que se elimine del cálculo las paradas por necesidad de operación del sistema, es decir, cuando la ONS no autoriza la conexión del turbogenerador al sistema interconectado por intereses de operación del sistema.

Esas eliminaciones hacen que los índices TEIfa y TEIP expresen únicamente los eventos para los cuales fueron creados, es decir, cuantifiquen la cantidad de horas de parada de los equipos con relación a la cantidad de horas que el equipo debería estar en condiciones de operar, retirando el tiempo de eventos externos a los de responsabilidad de operación o aquellas que mejoren el desempeño de la operación del equipo en aumento de la eficiencia y reducción de los tiempos de parada.

La principal debilidad de la metodología propuesta en este estudio está en el hecho de asumir que la central no tiene restricciones externas para operar, y que es posible convertir todas las horas paradas en energía eléctrica. Esto es particularmente importante en los períodos de sequía, cuando el turbogenerador está en condiciones operativas, pero no hay agua para moverse. El indicador (TEIP/TEIfa) está protegido de este fenómeno, pero el cálculo de la cantidad de energía que podría generarse al reducir las paradas, no. Es decir, un porcentaje de las paradas (forzadas o por mantenimiento) no podrían convertirse efectivamente en energía, debido a restricciones tales como falta de agua, o de despacho del ente operador. La consecuencia es que la estimación de la cantidad de energía que se podría generar podría estar sobreestimada (hasta en un 16%) cuando se compara la energía efectivamente generada por la central en ese año.

Otra debilidad de este cálculo consiste en considerar que los turbogeneradores nunca funcionen con potencia menor que la nominal debido a una combinación forzada del equipo ($HEDF = 0$). Esto sería una restricción pesada en el caso de limitaciones en el régimen hídrico por sequías prolongadas, pero esa condición es eliminada del cálculo de los índices dejando solamente la reducción de potencia debido a problemas en el equipo que permitan la generación, pero no en la potencia nominal. A pesar existir esta situación para algunas centrales, el procedimiento regular es quitar en el menor espacio de tiempo posible esa restricción.

Finalmente, una debilidad adicional es el hecho de que las paradas programadas se realizan justamente en momentos de baja hidrología, o cuando la central no es requerida por el despacho o el dueño de la central, para minimizar los costos de parada del sistema. A diferencia de las paradas forzadas, que ocurren de forma imprevista e intempestiva, las paradas programadas son planificadas, controlables en su tiempo y muchas veces en su duración. Por ello, en este caso la valoración del costo de oportunidad de la energía perdida por paradas programadas puede considerarse un límite superior como primera aproximación, que deberá ajustarse por algún factor para obtener su valor real.

Es importante tener en cuenta que los valores mensuales después de 2014 son medias ponderadas de los anteriores 60 meses. Esto hace que las fallas ocurridas en un solo mes sean amortiguadas, pero la permanencia en los meses siguientes causará un crecimiento acentuado en los valores de los índices.

5.RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 Cantidad de horas paradas forzadas en la generación hidroeléctrica

Utilizando la metodología descrita en el ítem 3, es posible cuantificar la cantidad de horas que cada una de las centrales hidroeléctricas brasileñas quedaron paradas en sus turbogeneradores por causas forzadas o programables en cada mes desde 2007 hasta 2018.

En enero de 2007, la base de datos tenía 106 plantas con 477 turbogeneradores. En diciembre de 2017 esa misma base de datos posee 147 centrales con 664 turbogeneradores y es capaz de opera hasta 5.816.640 horas por año. Esto es un crecimiento de 41 centrales en 10 años. La Tabla 10 muestra, por año, la evolución de las horas paradas por causas forzadas, así como el número de turbogeneradores en operación en diciembre de cada año y el porcentaje de las horas paradas forzadas en el total de horas anuales de generación (% HDF anual).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
HDF anual	68.888	77.270	86.213	89.668	87.952	97.151	101.700	105.863	122.483	141.153	136.921
# TG	477	474	493	507	549	565	616	628	640	660	664
% HDF anual	1,64	1,86	2,00	2,02	1,83	1,96	1,88	1,92	2,18	2,44	2,35

Tabla 10 - Cantidad de horas anuales no trabajadas debido a las paradas forzadas (HDF anual), número de turbogeneradores (#TG) y % de las horas de paradas forzadas en el total de horas anuales posibles de operación (%HDF anual).

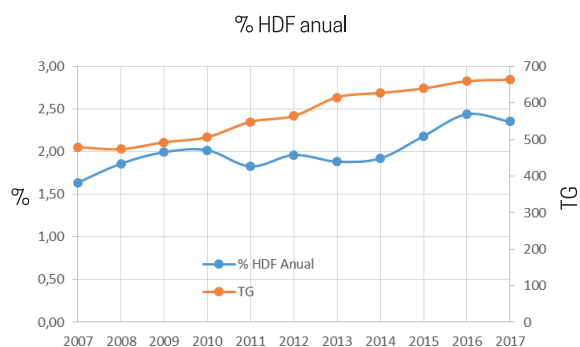


Ilustración 10 - Representación de %HDF mostrados en la Tabla 10.

Observe en la Tabla 10 que la cantidad de horas paradas forzadas aumenta con el tiempo. Esto es consecuencia de la entrada de más máquinas en operación, pero eso no debe implicar un aumento del porcentaje de esas horas en el total disponible anual (% HDF anual). Por principio, el “% HDF anual” no debe aumentar pues aumenta tanto el numerador (HDF) y el denominador (la cantidad de horas operacionales en el año). Sin embargo, en la Ilustración 10 se observa que “% HDF anual” crece a lo largo de los años, mostrando que el envejecimiento de las centrales hidroeléctricas brasileñas está causando un aumento real en la cantidad de horas paradas forzadas en el año.

El envejecimiento de los equipos de las centrales hidroeléctricas causa el aumento en el tiempo del TEIP y del TEIFa. Si los valores calculados se mantienen por encima del 6% para el TEIP e del 3% para el TEIFa es un primer indicador de que la central tiene tendencia a ser rehabilitada. Cuando el TEIFa asume valores por encima del TEIP, en carácter permanente, como UHE Tucuruí en Ilustración 7, esa central necesita ser rehabilitada a la mayor brevedad posible.

5.2. Cantidad de la energía no generada por paradas forzadas

Conociendo la cantidad anual de horas no operadas y la potencia instalada de cada central, es posible calcular la cantidad de energía no generada y compararla con la energía hídrica generada en el país. La Tabla 11 y la Ilustración 9 muestran el resultado de estos cálculos. La Tabla 11 presenta nuevamente a los fines de realizar una comparación, la energía anual generada en el país por centrales hidroeléctricas publicadas en el BEN-EPE y presentadas en la Tabla 2.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539
Energía generada hidro	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906
% no generada de hidro	3,4	3,7	3,7	3,3	3,0	3,4	3,8	4,4	5,5	6,6	6,9
Energía generada DP	398.011	412.012	409.150	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148
% no generada de DP	3,2	3,3	3,6	3,0	2,8	3,0	3,1	3,3	4,1	5,2	5,2

Tabla 11 – Cantidad de energía anual, en GWh, no generada debido a las paradas forzadas calculadas en la base de datos de este trabajo.

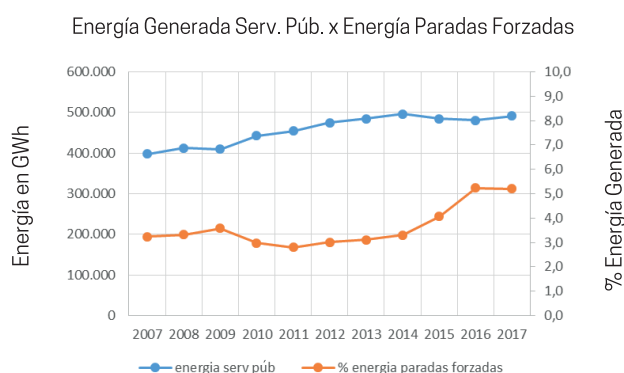


Ilustración 11- Representación del % de la energía no generada por paradas forzadas y la energía hidroeléctrica generada mostrados en la tabla 11.

En la Ilustración 11, se observa que la electricidad generada para demanda pública en Brasil está creciendo con el paso de los años. Se observa también que la cantidad de energía eléctrica no generada debido a paradas forzadas de los turbogeneradores crece más rápidamente. Esto muestra que a pesar de la entrada de nuevas centrales, las cuales poseen bajo TEIFa, el incremento del TEIFa de las centrales antiguas es mayor que la reducción de los índices de las nuevas centrales, resultando en un incremento del TEIFa global con el tiempo.

La base de datos permite identificar cuáles son las centrales que más contribuyeron en el total de la energía no generada. Identificando cuáles son las centrales que en agosto de 2018 tuvieron TEIFa medio por encima del 3%, existen 24 centrales. De las 24, las siete con mayor potencia instalada (no rehabilitada y con más de 5 años de funcionamiento), están en la Tabla 12. Verificando la cantidad de energía perdida, Tucuruí es la planta que más contribuyó con la energía no generada por paradas forzadas.

Central	Potencia (MW)	# TG	Potencia de cada turbo - generador. (MW)	Años de Operación	TEIFa Ago 2018	Energía no generada en 2017 (GWh)
US. TUCURUI	8535,0	16	533,5	33,7	8,57	6016
USINA XINGO	3162,0	6	527,0	23,7	8,24	2295
P. AFONSO IV	2462,4	6	410,4	39,6	10,35	2243
MARIMBONDO	1440,0	8	180,0	42,8	5,03	668
UHE S.DA MESA	1275,0	3	425,0	20,3	3,56	422
NEY BRAGA	1260,0	4	315,0	25,9	3,58	429
EMBORCACAO	1192,0	4	298,0	36,5	4,12	455

Tabla 12 - Las siete centrales hidroeléctricas más potentes del SIN que están con TEIFa por encima del 3% en agosto de 2018.

5.3. Valor en dólares americanos (US\$) para la energía no generada en paradas forzadas

Tal como fue mencionado, es posible valorar el costo de oportunidad de la energía de dos maneras: por el precio vendido en las subastas de energía o por el precio neto de las diferencias de energía consumida por los distribuidores de electricidad. Inicialmente se analizará con los valores de las subastas. Los valores de la electricidad en dólares estadounidenses, presentados en la Tabla 8, fueron transportados, junto con la cantidad de energía para la Tabla 13.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada GWh	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539
US\$/MWh	70,48	61,75	74,69	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05
Valor millón US\$	907	846	1094	597	836	687	738	871	971	1785	2172

Tabla 13 – Valor, en millones de dólares americanos (US\$), de la venta de energía eléctrica por el valor de la venta en las subastas anuales de energía existente.

En la Tabla 14 se mantuvo la energía no generada de la tabla 12 y se colocó el valor medio anual de la energía negociada en el mercado de diferencias.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada GWh	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539
US\$/MWh	49,12	84,43	19,18	41,67	18,53	82,99	116,56	296,16	93,45	37,12	98,52
Valor millón US\$	632	1157	281	550	236	1189	1754	4851	1841	934	2516

Tabla 14 – Valor, en millones de dólares americanos (US\$), de la venta de energía eléctrica por el valor de la venta en las liquidaciones de diferencia anuales de energía existente.

Las tablas 13 y 14 muestran efectivamente que el costo de oportunidad de la energía no generada es sustancial, sobrepasando los US\$ 2000 mil millones en el año 2017.

5.4. Cantidad de horas paradas programadas en la generación hidroeléctrica

Utilizando la misma metodología adoptada para el TEIfa pero ahora aplicando para el TEIP, es posible cuantificar la cantidad de horas en que cada una de las centrales hidroeléctricas brasileñas tuvo parados sus turbogeneradores por causas programadas en cada mes desde 2007 hasta 2018.

Recordando, la base de datos posee en diciembre de 2017, 147 centrales con 664 turbogeneradores capaz de operar hasta 5,816.640 horas por año. La Tabla 15 y la Ilustración 12 muestran la evolución de las horas paradas por causas programadas, así como el número de turbogeneradores en operación en enero de cada año.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
HDP anual	249.220	245.411	249.966	257.836	263.936	277.546	295.205	312.034	325.884	321.548	299.928
# TG	477	474	493	507	549	565	616	628	640	660	664
% HDP anual	5,96	5,91	5,79	5,81	5,49	5,61	5,47	5,67	5,81	5,56	5,16

Tabla 15 – Cantidad de horas anuales no trabajadas debido a las paradas programadas calculadas en el banco de datos de este trabajo.

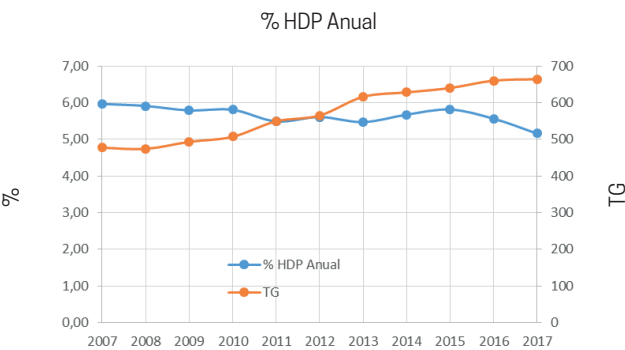


Ilustración 12 - Representación de % HDP mostrados en la Tabla 13.

Los límites máximos permisibles para el TEIP se presentan en la Tabla 4. La Ilustración 12 compara la evolución del número de turbogeneradores y el porcentaje de horas anuales de paradas programadas a lo largo de los años. El número de TG crece, pero la cantidad de horas programadas es estable con una tendencia pequeña de reducción. Esto es lo deseable, a diferencia del TEIFa (Ilustración 11) que se presenta en crecimiento. Esto muestra que el envejecimiento del parque generador hídrico brasileño está impactando más en las horas paradas forzadas que en las horas de parada programada. No obstante, también podría interpretarse como que a pesar del envejecimiento del parque generador, no existe un incremento en el tiempo dedicado a mantenimiento programado, lo que repercute en un incremento en las paradas forzadas.

5.5 Cantidad de energía no generada por paradas programadas,

En Tabla 16 está la comparación entre la cantidad de energía no generada debido a paradas programadas y las energías generadas por el sector hidroeléctrico y por el servicio público, en porcentaje. Como la energía entregada por el servicio público es mayoritariamente hidroeléctrica, los valores porcentuales de comparación resultan en valores cercanos.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679
Energía generada hidro	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906
% no generada de hidro	10,1	10,0	9,8	10,2	8,8	9,2	10,1	10,8	11,4	10,9	10,7
Energía generada DP	398.011	412.012	409.150	442.803	454.726	474.470	484.673	496.510	484.922	480.361	491.148
% no generada de DP	9,5	8,9	9,3	9,3	8,3	8,0	8,1	8,1	8,4	8,6	8,1

Tabla 16 – Cantidad de energía anual, en GWh, no generada debido a las paradas programadas calculadas en la base de datos de este trabajo.

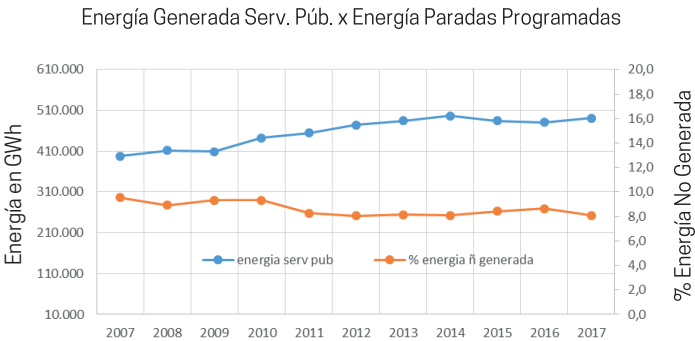


Ilustración 13 - Representación del % de energía no generada por paradas programadas y de la energía generada mostrados en la Tabla 17.

9. Tal como se mencionó en la sección 3, en este caso, el valor de energía calculado, y su costo asociado, debe considerarse como un límite superior, dado que las paradas programadas normalmente son optimizadas por el operador del sistema, en épocas secas o cuando las centrales no son requeridas por el sistema.

La cantidad de electricidad entregada anualmente es cada vez mayor y la cantidad de energía no generada por paradas programadas es mucho mayor que la cantidad de energía no generada por paradas forzadas, lo que se espera. Lo que llama la atención es la estabilidad de ese índice, mostrando que el envejecimiento de las plantas no tiene un efecto directo en ese índice. Esto podría indicar que, a pesar del envejecimiento del parque generador, no se han incrementado las paradas programadas, lo que puede repercutir en el número y duración de las paradas forzadas.

El banco de datos permite identificar cuáles son las centrales que más contribuyeron en el total de la energía no generada debido a paradas programadas. Identificando las centrales que en agosto 2018 tuvieron TEIP medio por encima del 6%, existen 33 centrales. De las 33, las siete con mayor potencia instalada (no rehabilitadas y con más de 5 años de funcionamiento), están en la Tabla 17. Analizando la cantidad de energía perdida, se verifica que, Paulo Afonso IV es la planta que más contribuyó con la energía no generada por paradas programadas (además de estar en la lista de centrales con mayores paradas no programadas).

Central	Potencia (MW)	# TG	Potencia de cada turbogenerador (MW)	Años de Operación	TEIP Ago 2018	Energía no generada en 2017 (GWh)
PAULO AFONSO IV	2462,4	6	410,4	39,6	13,672	3101
SAO SIMAO- US	1710,0	6	285,0	40,6	6,570	841
TRES IRMAOS	811,5	5	162,3	24,8	6,695	440
P. AFONSO III	794,2	4	198,6	47,2	6,161	497
CACHOEIRA. DOURADA	658,0	10	65,8	59,6	6,016	323
ITAUBA	500,4	4	125,1	39,6	6,179	232
PAULO AFONSO II	443,0	6	73,8	57,2	27,878	1582

Tabla 17 - Las siete centrales hidroeléctricas más potentes del SIN que están con TEIP por encima del 6% en agosto de 2018.

5.6. Valor en dólares americanos (US\$) para la energía no generada por paradas programadas

De manera similar a la adoptado para valorar el costo de oportunidad de la energía no generada por paradas forzadas, aquí se valorará la energía no generada por paradas programadas de dos maneras: por el valor vendido en las subastas de energía o por el valor neto del precio de las diferencias de energía consumida por los distribuidores de electricidad. Inicialmente se analizará con los valores de las subastas.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada GWh	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679
US\$/MWh	70,48	61,75	74,69	45,25	65,55	47,97	49,06	53,19	49,30	70,94	85,05
Valor millón US\$	2673	2272	2851	1869	2467	1830	1937	2138	2015	2945	3375

Tabla 18 – Valor, en millones de dólares americanos (US\$), de la venta de energía eléctrica por el valor de la venta en las subastas anuales de energía existente.

En la Tabla 19 se mantuvo la energía no generada de la Tabla 18 y se colocó el valor medio anual de la energía negociada por el precio de liquidación de las diferencias de cada año.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada GWh	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679
US\$/MWh	49,12	84,43	19,18	41,67	18,53	82,99	116,56	296,16	93,45	37,12	98,52
Valor millón US\$	1863	3106	732	1721	697	3167	4603	11902	3820	1541	3909

Tabla 19 – Valor, en millones de dólares americanos (US\$), de la venta de energía eléctrica por el valor de la venta en las liquidaciones de diferencia anuales de energía existente.

Cualquiera que sea la metodología adoptada, los valores encontrados son muy significativos, llegando cerca de los 4000 millones de dólares en 2017.

5.7. Comparación entre la electricidad no generada por paradas forzadas, paradas programadas y las pérdidas del SIN

La Tabla 20 compara la cantidad de energía no generada, ya sea por paradas forzadas o por paradas programadas con las pérdidas de energía existente en el SIN en transmisión y distribución, ya sea pérdida técnica o pérdida comercial. Esto para dar una idea del orden de magnitud. La comparación muestra que la energía no generada por las paradas de las hidroeléctricas está en el mismo orden de magnitud que el de las pérdidas de energía por transmisión y distribución.

Las pérdidas de energía del SIN crecen junto con el crecimiento de la generación, en valor absoluto. De la misma manera, como se ha visto anteriormente, el crecimiento de la generación implica también el aumento de la energía no generada por paradas forzadas, mientras que la energía no generada por paradas programadas permanece aproximadamente constante. Estas relaciones se observan en la Tabla 20.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no generada - forzada	12.874	13.706	14.642	13.196	12.753	14.324	15.050	16.380	19.702	25.155	25.539
Energía no generada - programada	37.932	36.791	38.169	41.312	37.630	38.157	39.487	40.187	40.874	41.517	39.679
TOTAL de energía no generada	50.806	50.497	52.811	54.508	50.383	52.481	54.537	56.567	60.576	66.672	65.218
Pérdidas del sector eléctrico	71.850	77.082	79.795	85.748	86.676	94.367	94.995	89.157	91.067	99.663	98.100
% forzada/pérdidas	17,9	17,8	18,3	15,4	14,7	15,2	15,8	18,4	21,6	25,2	26,0
%(forzada+progra)/pérdidas	70,7	65,5	66,2	63,6	58,1	55,6	57,4	63,4	66,5	66,9	66,5

Tabla 20 - Comparación entre la electricidad no generada por paradas forzadas y programas e las pérdidas del SIN en GWh.

En la tabla 20 puede observarse que en el período 2007-2017 la energía perdida por paradas forzadas prácticamente se duplica (98%), mientras que las pérdidas del SIN en ese mismo período crecen un 37%. Por otro lado, la relación entre la energía no generada (total) y las pérdidas en el SIN permanece relativa-

mente constante, a lo largo de los años (última línea de la tabla), por lo que es posible concluir que la tasa de crecimiento de la energía perdida por las paradas forzadas + programadas es similar a la tasa de crecimiento de las pérdidas del SIN. Esto se puede ver en la última línea de la Tabla 20 .

5.8. Comparación entre el costo de la energía no vendida y el valor del mantenimiento

Dada la relación próxima entre el mantenimiento y las paradas forzadas, es interesante evaluar cuándo el valor de la energía no generada iguala el costo del mantenimiento de la central. O puesto de otra manera, qué nivel de paradas forzadas es justificado para realizar un mantenimiento, dado un costo de oportunidad para la energía.

El costo de la energía no generada es obtenido por la ecuación (11). El costo del mantenimiento se obtiene por la ecuación (12).

$$C_{energía} = \Delta TEIFa * Pot_{central} * \$_{energía} * 8760 \quad (11)$$

$$C_{manut} = Pot_{central} * \$_{manut} * 8760 \quad (12)$$

Igualando las ecuaciones (11) y (12) y simplificando se obtiene

$$\Delta TEIFa = \frac{\$_{manut}}{\$_{energía}} \quad (13)$$

La ecuación (13) informa que conociendo el costo del mantenimiento en US\$/MWh y el valor en el cual la energía puede ser vendida (también en US\$/MWh), cada vez que el TEIFa aumente de $\Delta TEIFa$, el valor de la energía que no se ha vendido iguala el valor anual del mantenimiento.

Por ejemplo, un valor típico para el costo de mantenimiento es 1,15 US\$/MWh () y utilizando el valor promedio de la venta de energía de la Tabla 4 se obtiene US\$ 85,00/MWh. Aplicando la ecuación (13), cada vez que el TEIFa sube el 1,35%, el valor de la no venta de energía es el mismo valor del mantenimiento anual de la central.

Colocando en valores absolutos, Tucuruí en agosto de 2018 tuvo un TEIFa de 8,57%, lo que corresponde a la cantidad de energía no generada por causas forzadas del año 2017 de 6016 GWh. Por la orientación del MME, el límite máximo aceptable del índice TEIFa para la potencia de los turbogeneradores de Tucuruí es 2,133% (Tabla 4). La reducción del índice de 8,26% al 2,0% (ligeramente por debajo del límite) tendría como consecuencia la generación en el año 2017 de 4612 GWh de nueva energía. La venta de la energía nueva (la que no era generada) por el precio de subastas en 2017 (85,05 US\$/MWh) generaría un ingreso anual de US\$ 392,3 millones. El informe de mercado de la CCEE de 2017 (InfoMercado Dados Individuais 2017) informa que la compañía operadora de Tucuruí, Eletronorte, comercializó en ese año 27.130 GWh,

por lo que el gasto en mantenimiento puede estimarse en US\$ 31,2 millones. El mismo procedimiento se puede realizar para todas las centrales enumeradas en la Tabla 12. El resultado del cálculo se muestra en la Tabla 21.

Estos resultados muestran que el valor de la energía no generada está muy por encima de los costos anuales de mantenimiento, e incluso serían suficientes para pagar la ejecución de servicios de rehabilitación más complejos (con un costo estimado de \$500 a \$1000 por kW) en un corto período de tiempo¹⁰.

Se añade a ello el hecho de que esta nueva energía iba a ser ofrecida sin impactos ambientales de la construcción de una nueva central en un plazo mucho menor, además de ser ejecutados los servicios en cada turbogenerador permitiendo que la central siga operando las otras máquinas regularmente.

Central	Potencia (MW)	Potencia de cada turbo-generador. (MW)	Años de operación	TEIFa Ago 2018	Nueva energía (GWh)	Energía generada en 2017 (GWh)	Valor de energía nueva (US\$ millones)	Valor anual de manutención (US\$ millones)
US. TUCURUÍ	8535,0	533,5	33,7	8,57	4612	27130	392,3	31,2
USINA XINGO	3162,0	527,0	23,7	8,24	1738	5272	147,8	6,1
P. AFONSO IV	2462,4	410,4	39,6	10,35	1810	2933	153,9	3,4
MARIMBONDO	1440,0	180,0	42,8	5,03	469	4556	39,9	5,2
UHE S.DA MESA	1275,0	425,0	20,3	3,56	185	2157	15,7	2,5
NEY BRAGA	1260,0	315,0	25,9	3,58	189	6261	16,1	7,2
EMBORCACAO	1192,0	298,0	36,5	4,12	234	2008	19,9	2,3
TOTAL	19326				9237		785,6	

Tabla 21 - Comparación entre los costos anuales de mantenimiento de las usinas listadas en la Tabla 12 con los eventuales ingresos por la venta de la energía si el TEIFa de la usina estuviera dentro de los límites definidos por el MME.

10. Como ejemplo, la rehabilitación de las centrales de Furnas (1216 MW) y Luiz Carlos Barreto (1050 MW), tuvo un costo total cercano a los US\$600 millones. Con esta inversión se logró reducir la TEIFa de 3,53% a 1,16% (Furnas) y 2,61% (LCB) y la TEIP de 6,57% a 1,93% (Furnas) y 2,04% (LCB). La tasa de retorno de estas inversiones fue superior al 12% (ver PCR Programa de Reabilitação das Hidroelétricas Furnas e Luiz Carlos Barreto de Carvalho (BR-L1278/2549/OC-BR).

6. CONCLUSIÓN

Este estudio presentó una metodología que permite cuantificar la cantidad de horas paradas de los turbo-generadores, ya sea por motivos forzados o por motivos programados, utilizando como punto de partida los valores publicados de TEIfa y TEIP. Una vez calculadas estas horas, es posible valorar el costo de oportunidad de la energía, al utilizar los costos de energía regularmente publicados. La metodología aquí presentada también puede ser utilizada para identificar qué centrales tienen la necesidad de ser rehabilitadas e incluso hacer una priorización entre esas centrales.

El escenario de operación de una planta hidroeléctrica con mantenimiento regularmente realizado es inicialmente tener bajo TEIfa (después de los ajustes del montaje inicial del turbogenerador) y un valor mayor de TEIP. Con el paso de los años, el TEIfa tiende a crecer llegando, en algunos casos, a sobrepasar el TEIP.

Aquí se identificó que el envejecimiento de los equipos tiene un impacto mayor en el TEIfa, haciendo que ese índice esté siempre en crecimiento mientras que el TEIP tiene una tendencia de permanecer constante o con un pequeño crecimiento. Esto podría indicar un envejecimiento del parque generador brasileño. Asimismo, la falta de incremento del TEIP podría indicar que, a pesar de este envejecimiento, no se realizan mayores paradas programadas, lo que se traduce en un incremento de las paradas forzadas. La energía perdida debido a paradas forzadas se ha duplicado en los últimos 10 años.

Esto indica que las entradas de nuevas centrales (con baja tasa de falla) no compensa, en general, el crecimiento de las paradas forzadas de las centrales más antiguas, proyectando para el futuro el agravamiento de ese problema. También se identificó que en 2017, la energía no generada por motivos forzados y programados ya alcanza el 67% de la energía perdida por el sistema eléctrico de transmisión y distribución, sea por motivos técnicos o comerciales. Es importante señalar que las pérdidas de sistema eléctrico ya alcanzaron valores preocupantes provocando creaciones de programas de contención por parte de los reguladores.

En cuanto a la comparación entre el valor de la energía no generada y el valor del mantenimiento anual de la central, aquí se presenta que cuando el crecimiento del TEIfa es igual a la razón del costo del mantenimiento y el costo de la venta de la energía, ambos por MWh y en base anual, el valor de la energía no generada equivale al coste del mantenimiento de la central. Esta comparación puede dar una indicación de la magnitud del valor de energía perdida, en comparación con los costos de mantenimiento.

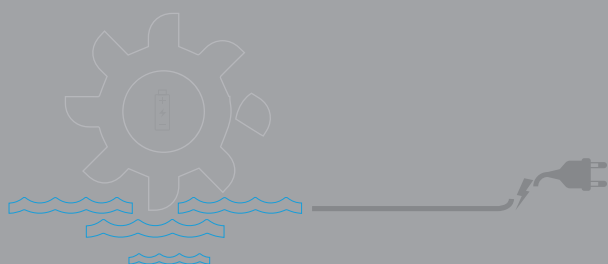
La parada temporal o permanente de las centrales hidroeléctricas por fallas requiere su sustitución por otras centrales para proveer energía al sistema, ya sea consumiendo combustibles fósiles (con emisiones y un costo de operación mayor) o con la instalación de centrales renovables nuevas (hídrica, eólica, solar), con un costo de instalación (US\$/MW) mayor que el costo de la rehabilitación de una central hidroeléctrica. Es evidente que la rehabilitación de las centrales hidroeléctricas ofrece una nueva energía renovable al sistema, con un mínimo de impacto ambiental, y a un costo menor que el de la construcción de nuevas centrales.

También se ha demostrado que el valor recibido por la nueva energía, aquella que se generará en el tiempo que las turbomáquinas estaban en mantenimiento por paradas forzadas, suman un valor significativo, capaz incluso de amortizar las inversiones de la rehabilitación en una cantidad de años compatible con la nueva vida útil que los equipamientos tendrán. Más aún, comparando estos valores con los gastos anuales de mantenimiento, se ve que la energía perdida por paradas forzadas es muy superior a los gastos de mantenimiento.

Los equipos hidroeléctricos mecánicos con más de 30 años poseen su desempeño comprometido, a punto de que puede ocurrir la parada permanente de su operación. El 31% de las plantas brasileñas (46 centrales) que generan electricidad para el sistema interconectado nacional poseen más de 40 años de operación. Definitivamente es una situación que merece atención de los operadores del sistema brasileño.

Si bien algunas centrales ya realizaron, o están realizando, la modernización de sus instalaciones, en 2018 existen 29 centrales (28.165 MW de potencia instalada) operando con indicador de tiempo de parada forzado por encima de lo recomendado por la regulación, significando que es necesario evaluar si estas centrales requieren su modernización, a fin de evitar la parada de la central.

La metodología presentada en esta nota propone una evaluación inicial aplicable a un gran número de centrales, de forma de alcanzar una priorización de aquellas que potencialmente puedan requerir una rehabilitación. Como segunda etapa, para las centrales identificadas se recomienda la evaluación detallada con datos precisos de paradas forzadas y programadas, la hidrología, el estado de los equipos, su impacto en la generación, el costo de oportunidad, y otros datos que puedan obtenerse en campo para elaborar un plan de rehabilitación.



IMPACTO DE LAS PARADAS
EN LA GENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA DE BRASIL

