

Analysis of Firm Energy in Hydroelectric Autogenerators Considering the Transmission Network

Análisis de Energía Firme en Autogeneradores Hidroeléctricos Considerando la Red de Transmisión

A. X. Trejo¹ X. P. Gavela² D.A. Salinas³

¹Empresa Eléctrica Quito S.A., Quito, Ecuador
E-mail: atrejo@eeq.com.ec

²Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: ximena.gavela@epn.edu.ec

³Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables, Quito, Ecuador
E-mail: diego.salinas@controlrecursosyenergia.gob.ec

Abstract

This article presents a methodological proposal for calculating the firm energy of hydroelectric plants, considering monthly flow duration curves and a stochastic approach instead of the traditional deterministic approach. This methodological implementation demonstrated that incorporation of the monthly flow duration curves and the consideration of the stochastic nature of the hydrological resource, maximizes the opportunity of participation of private hydroelectric plants enabled as self-generators for the signing of bilateral contracts with largescale consumers; aspect which allows ARCERNR carry out regulatory adjustments required for Regulation No. ARCONEL 004/17 “Regulation for Largescale Consumers”.

As part of the study, a statistical analysis of the energy production of self-generators, self-consumption and delivery of surplus energy from self-generators was also carried out, in order to know the current situation of self-generators and evaluate future adjustments to the conditions established in the regulation "001/14 - Participation of Self-Generators in the Electricity Sector". Additionally, the reliability of the energy supply of the system was analyzed considering the operation of self-generators and the supply of consumptions for a horizon of 7 years, under different hydrology scenarios. For the development of this work, the computational model SDDP was used.

Index terms— firm energy, hydroelectric self-generators, hydrological scenario, flow duration curve, synthetic series, energy surplus, self-consumption, reliability of energy supply.

Resumen

En este artículo se presenta una propuesta metodológica para el cálculo de la energía firme de centrales hidroeléctricas, considerando curvas de duración mensuales de caudal y un enfoque estocástico en lugar del enfoque tradicional determinístico. Esta implementación metodológica demostró, que la incorporación de las curvas mensuales de duración de caudales y la consideración de la naturaleza estocástica del recurso hidrológico, maximiza la oportunidad de participación de centrales hidroeléctricas privadas habilitadas como autogeneradores para la suscripción de contratos bilaterales con grandes consumidores; aspecto que permitirá a la ARCERNR contar con información técnica de base para ajustes normativos que se requieran para la Regulación Nro. ARCONEL 004/17 “Regulación para Grandes Consumidores”.

Como parte del estudio, se realizó además un análisis estadístico de la producción energética de autogeneradores, autoconsumos y entrega de excedentes de energía de los autogeneradores, con el fin de conocer la situación actual de los autogeneradores y evaluar futuros ajustes a las condiciones establecidas en la regulación “001/14 - Participación de Autogeneradores en el Sector Eléctrico”. Adicionalmente se analizó la confiabilidad de abastecimiento energético del sistema considerando la operación de autogeneradores y el abastecimiento de consumos para un horizonte de 7 años, bajo escenarios de hidrología diversos. Para el desarrollo de este trabajo se utilizó el modelo computacional SDDP.

Palabras clave— energía firme, autogeneradores hidroeléctricos, escenario hidrológico, curva de duración de caudal, series sintéticas, excedente de energía, autoconsumo, confiabilidad de abastecimiento energético.

Recibido: 25-10-2021, Aprobado tras revisión: 18-01-2022

Forma sugerida de citación: Trejo, A.; Gavela, X.; Salinas, D. (2022). “Análisis de Energía Firme en Autogeneradores Hidroeléctricos Considerando la Red de Transmisión”. Revista Técnica “energía”. No. 18, Issue II, Pp. 124-134

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La regulación Nro. CONELEC 001/14 “Participación de Autogeneradores en el Sector Eléctrico Ecuatoriano” [1], establece las condiciones técnicas y económicas para la participación de los autogeneradores de carácter privado en el Sector Eléctrico, dentro de la cual se determina que, para la calificación como autogenerador, se deben presentar los estudios de proyección de demanda de energía, consumos propios y producción de la planta; evidenciando que toda esta energía estará destinada a abastecer sus autoconsumos, pudiendo existir eventuales excedentes, los cuales no podrán sobrepasar un límite de 25% anual para plantas hidroeléctricas.

Por otra parte, la Regulación Nro. ARCONEL 004/17 “Regulación para Grandes Consumidores” [2], establece los requisitos y el proceso para la calificación como un gran consumidor en el Sector Eléctrico ecuatoriano, para lo cual define a la energía firme como *la producción efectiva de energía eléctrica en un período dado, con una probabilidad de ocurrencia del 90% anual.*

Tomando en cuenta las disposiciones de la regulación, es fundamental que, tanto el regulador, como los promotores de autogeneradores, cuenten con criterios para el estudio o análisis de la energía firme de este tipo de central, a fin de garantizar el cumplimiento de los contratos bilaterales entre autogeneradores y grandes consumidores, pues permitirán determinar de forma objetiva los eventuales excedentes de energía que dicho autogenerador podría poner a disposición de un gran consumidor luego de abastecer a consumos propios.

Por otro lado, uno de los aspectos más importantes en el análisis de la operación de centrales hidroeléctricas, se origina esencialmente en la incertidumbre que afecta la oferta hidrológica. La caracterización de dicha estocasticidad puede obtenerse a través de métodos analíticos o de técnicas estocásticas de simulación. En este trabajo se ha recurrido al modelo estocástico multivariado de caudales provisto por el modelo computacional SDDP para generar 50, 100 y 200 caudales medios mensuales.

Dentro de este contexto, se determina entonces que un análisis adecuado de energía firme debe incluir el análisis de aspectos y parámetros como: las curvas de duración de caudales y su estocasticidad, el coeficiente de producción hidroeléctrico, la disponibilidad técnica de la central autogeneradora, además de esto, en función de la metodología establecida para el cálculo de energía firme también se deberá determinar la producción de energía promedio esperada a fin de establecer los límites de energía secundaria disponible en la central autogeneradora.

Todos estos aspectos son abordados en el presente artículo. En el punto 2 se presenta la situación actual de

los autogeneradores en el sector eléctrico ecuatoriano: su producción de energía, excedentes y relación entre excedentes y producción; y los costos operativos que estos poseen. En la tercera sección se describe la propuesta metodológica para determinar la energía firme de un autogenerador hidroeléctrico; dentro de la cual se consideran curvas de duración de caudales, coeficientes de producción hidroeléctrica, así como también la disponibilidad técnica del autogenerador. Para posteriormente efectuar los cálculos de energía firme y finalmente la relación existente entre esta energía firme y la energía considerada como autoconsumo. En la cuarta sección se presenta la metodología aplicada a un caso de estudio tomando como ejemplo un autogenerador habitado bajo la regulación CONELEC-001/02. En la quinta sección se muestran los resultados obtenidos de aplicar la metodología considerando dos tipos de series de caudales: histórica y sintética (obtenida a partir de la histórica). Finalmente, en la sexta sección se detallan las conclusiones obtenidas una vez realizado el análisis de los resultados.

2. SITUACION ACTUAL DE LOS AUTOGENERADORES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La regulación No. ARCONEL – 004/17, define a un autogenerador como la persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda, pudiendo, eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda regulada y grandes consumidores [2].

Durante los últimos años la participación de los autogeneradores en el Sector Eléctrico Ecuatoriano ha si bien ha ido ganando importancia, su participación es aún incipiente. Los AG hidroeléctricos representan el 4.51% del total de la generación hidroeléctrica [4].

Actualmente el Sistema Eléctrico ecuatoriano cuenta con 16 autogeneradores de distintos tipos de tecnologías como hidroeléctricos (12), biomasa (3) y térmica (1), mismos que en conjunto comercializan más del 30% de su energía excedente anual con el sector, estos se encuentran ubicados geográficamente como se muestra en la 0.

En la 0 se muestra la producción energética de los AGH para el período 2011-2018. La generación no presenta cambios significativos a excepción de las centrales San Bartolo y Due, cuyas marcadas variaciones se deben a que su fecha de entrada a operación se dio por etapas.

En la 0 se presenta la energía excedente en [GWh] que los autogeneradores hidroeléctricos pusieron a disposición del Sistema Eléctrico en el período 2011-2018. Se puede apreciar que el autogenerador que presenta la mayor variación es Abanico, lo cual pudo



deberse a que en su momento el sistema requirió la generación de dicha central autogeneradora como una generación forzada.



Figura 1. Ubicación de autogeneradores con venta de excedentes

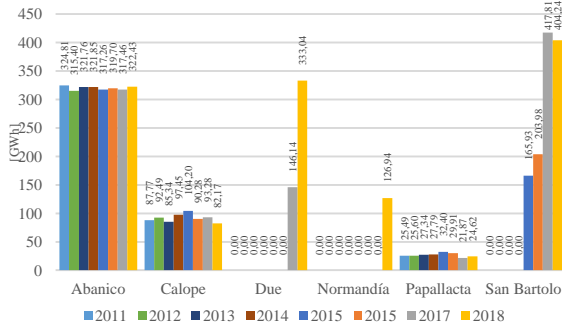


Figura 2. Producción de energía activa neta de autogeneradores hidroeléctricos, G1

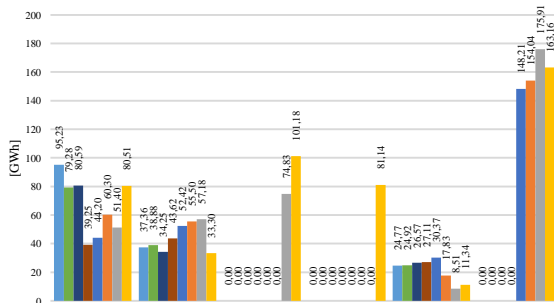


Figura 3. Excedentes de energía comercializada de autogeneradores hidroeléctricos, G1

2.1. Relación entre excedentes y producción de energía eléctrica

El porcentaje de venta de excedentes se determina a partir de la información del total excedente activo vs la producción de energía activa neta. En la 0 es posible observar que la central autogeneradora Abanico no sobrepasa en gran medida los límites establecidos en la normativa vigente, sin embargo, en las demás centrales se presentan excedentes que por mucho sobrepasan el 25% establecido donde un caso particular se presenta en la central Papallacta pues casi toda su producción de energía fue puesta a consideración del sistema, lo cual indicaría que sus autoconsumos fueron nulos en el período 2011-2015.

La central San Bartolo ha disminuido sus excedentes, puesto que en el año 2015 que entró en operación, dispuso de un 89.32% y ya en el año 2018 este valor se redujo hasta un 40.36%, lo cual indicaría que sus autoconsumos asociados incrementaron, o en su defecto su producción de energía excedente no fue requerida por el sistema.

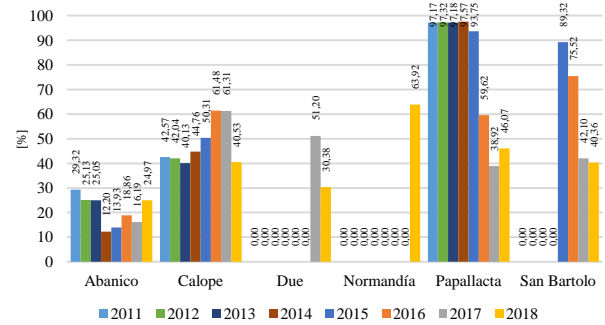


Figura 4. Relación entre excedentes de energía comercializada y producción de energía de autogeneradores hidroeléctricos, G1

En la 0 se presenta el segundo grupo de autogeneradores, en donde es posible ver como las centrales El Carmen y Recuperadora disminuyeron sus excedentes puestos a disposición del sistema conforme han pasado los años, esta tendencia similar en estas centrales se debe a que ambas pertenecen a la misma empresa, sin embargo, pese a la reducción, el porcentaje sigue superando el límite establecido en la regulación.

Finalmente, un caso particular ocurre con la central Electrocórdova que en los años 2012 y 2013 reportó el 100% de su producción como un eventual excedente de energía y en el año 2014 se reporta incluso un valor que sobrepasa el 100%, lo cual indicaría que su venta de energía fue mayor que su producción, lo cual puede atribuirse a un muy probable error en los reportes del SIMEM.



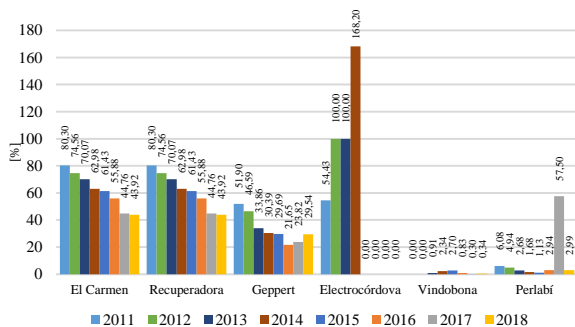


Figura 5. Relación entre excedentes de energía comercializada y producción de energía de autogeneradores hidroeléctricos, G2

2.2. Costo operativo

En la Tabla 1 se presentan los valores en [MUSD] que se liquidaron a las centrales autogeneradoras de tipo hidroeléctrico por concepto de venta de excedentes de energía.

Tabla 1: Valores liquidados por excedentes de energía de autogeneradores hidroeléctricos

Central	[MUSD]							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Abanico	5,1	4,0	4,1	1,9	2,1	2,8	2,1	2,5
Calope	1,6	1,7	1,2	1,9	2,4	2,6	2,7	1,0
Due	-	-	-	-	-	-	4,7	6,3
El Carmen	1,1	0,6	0,7	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3
Normandía	-	-	-	-	-	-	-	4,9
Papallacta	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	0,8	0,4	0,4
Recuperadora	3,1	1,5	1,4	1,2	0,7	0,7	0,9	0,3
San Bartolo	-	-	-	-	9,2	9,6	10,9	10,1
Geppert	0,15	0,12	0,07	0,10	0,05	0,06	0,06	0,09
Electrocordova	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-
Vindobona	-	-	0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00
Perlabí	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,26	0,01
TOTAL	12,4	9,2	8,7	7,0	16,1	16,9	22,2	25,9

A partir del costo operativo liquidado a cada uno de los autogeneradores hidroeléctricos y en conjunto con la información correspondiente a energía comercializada se presenta, en la Tabla 1, el precio en [ctvs.USD/kWh] que ha sido retribuido a cada una de estas centrales autogeneradoras en el período 2011-2018.

Para el caso de aquellas centrales con precio preferente se puede comprobar el valor establecido en sus títulos habilitantes de 6,21 [ctvs.USD/kWh] como lo es para Due, Normandía y San Bartolo.

Tabla 2: Precio en [ctvs.usd/kWh] del excedente total activo comercializado

Central	[ctvs. USD/kWh]							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Abanico	5,38	5,10	5,10	4,91	4,71	4,70	4,03	3,04
Calope	4,37	4,34	3,51	4,48	4,60	4,70	4,63	3,10
Due	---	---	---	---	---	---	6,21	6,21
El Carmen	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95	1,13	1,73	1,38
Normandía	---	---	---	---	---	---	---	6,14
Papallacta	4,78	4,78	4,81	4,67	4,58	4,70	4,16	3,09
Recuperadora	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95	1,13	1,73	1,38
San Bartolo	---	---	---	---	6,21	6,21	6,21	6,21
Geppert	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Electrocordova	3,50	3,50	3,50	3,52	---	---	---	---
Vindobona	---	---	2,80	3,12	1,95	0,00	0,00	0,00
Perlabí	2,40	2,40	3,70	4,00	4,00	3,88	4,00	4,00

En función al criterio tomado de la regulación 001/14, correspondiente al 25% de venta de excedentes de energía y con el precio en [ctvs.usd/kWh] se determinan los valores máximos que pudieron haber sido liquidados a cada autogenerador, información presentada en la Tabla 3.

Tabla 3: Valores máximos a liquidar por excedentes de energía de autogeneradores hidroeléctricos

	[MUSD]							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TOTAL	7,1	6,2	6,3	6,5	8,6	8,9	14,2	17,2

En la Tabla 4 se presenta el sobrecosto en la operación anual y total del período correspondiente al grupo de centrales autogeneradoras hidroeléctricas.

Tabla 4: Sobrecosto en la operación del sistema de autogeneradores hidroeléctricos

AÑO	Sobrecosto anual [MUSD]	AÑO	Sobrecosto anual [MUSD]
2011	5,31	2015	9,45
2012	3,05	2016	9,01
2013	2,75	2017	9,22
2014	2,88	2018	8,82
TOTAL			50,49

En la 0 es posible apreciar como a partir del año 2015, los valores incrementan, esto se debe a la entrada en operación de los autogeneradores Due, Normandía y San Bartolo en los años 2017, 2018 y 2015 respectivamente.



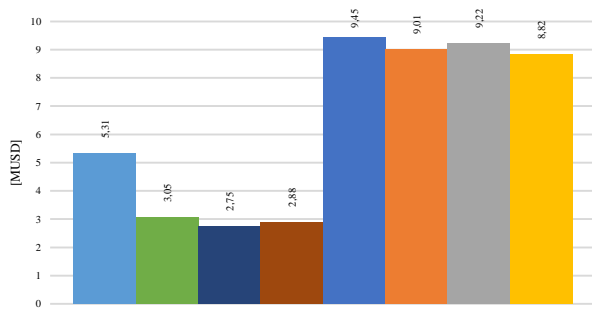


Figura 6. Sobrecosto en la operación del sistema de autogeneradores hidroeléctricos

3. PROPUESTA METODOLÓGICA

En la 0 se muestra la metodología para el análisis de la energía firme de un autogenerador hidroeléctrico.

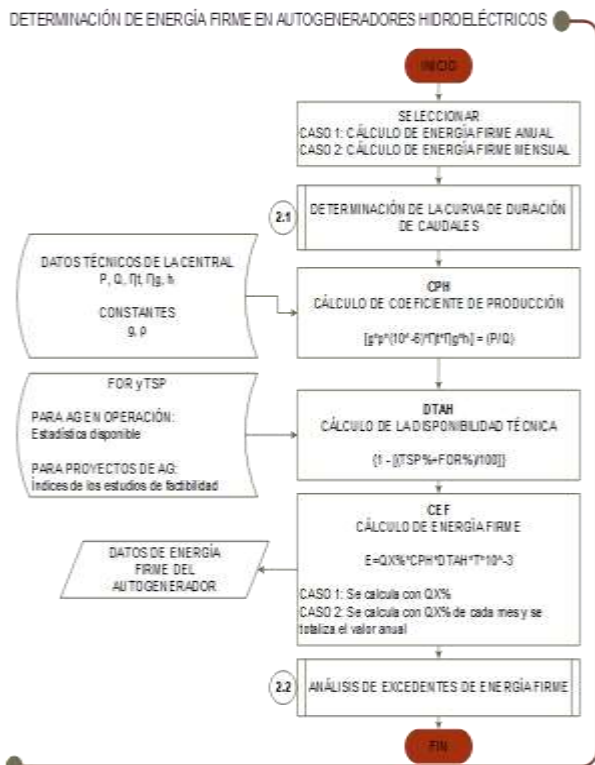


Figura 7. Determinación de energía firme en autogeneradores hidroeléctricos

3.1. Curva de duración de caudales – CDC

El procedimiento para la realizar la curva de duración de caudales se presenta en la 0.

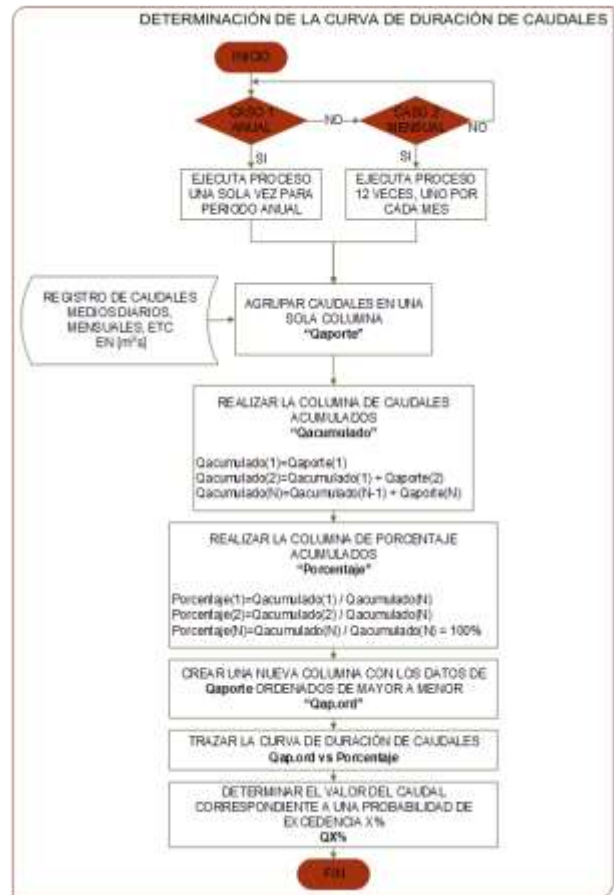


Figura 8. Determinación de la curva de duración de caudales - CDC

En la ecuación (1) se presenta el rango en el cual se encuentran los valores correspondientes al rendimiento de las turbinas y generadores [5].

$$0,75 \leq \eta_t \leq 0,94 \text{ y } 0,92 \leq \eta_g \leq 0,97 \quad (1)$$

Los coeficientes g , ρ y 10^{-6} se agrupan en la constante indicada en (2).

$$k = 9,8 * 10^{-3} \left[\frac{kg}{m^2s^2} \right] \quad (2)$$

Dando como resultado (3).

$$P = k * \eta_t * \eta_g * h_t * Q \text{ [MW]} \quad (3)$$

El coeficiente de producción de una central hidroeléctrica establece cuantas unidades de potencia pueden producirse por cada unidad de caudal turbinado siendo finalmente este coeficiente el que se muestra en (4).

$$CPH = k * \eta_t * \eta_g * h_t = \frac{P}{Q} \left[\frac{MW}{m^3/s} \right] \quad (4)$$



3.2. Disponibilidad técnica del autogenerador hidroeléctrico - DTAH

Se determina en función de sus mantenimientos, fallas de equipos y salida forzada. En el caso de las centrales en operación se debe analizar la estadística disponible; mientras que, para el caso de proyectos, se debe considerar los índices utilizados en el estudio de factibilidad técnica-económica.

- Tasa de salida forzada – FOR [%]: Indica el efecto de fallas aleatorias del equipo de la central para su capacidad de producción.
- Tasa de salidas programadas – TSP [%]: Indica el efecto debido al mantenimiento programado anual, para asegurar que la disponibilidad y fiabilidad de la central hidroeléctrica sean altas.

En la ecuación (5) se define la ecuación correspondiente a la disponibilidad técnica

$$DTAH = \left(1 - \frac{TSP \% + FOR \%}{100} \right) \quad (5)$$

3.3. Cálculo de energía firme – CEF

De acuerdo con el caso seleccionado en la sección la energía firme se determinará de la siguiente forma.

- Caso 1: Se calcula un único valor de energía firme, anual.
- Caso 2: Se calculan 12 valores de energía firme, uno por cada mes del año.

La energía firme se determina en función de los parámetros previamente calculados como se muestra en (6).

$$E = QX\% * CPH * DTAH * T * 10^{-3} \quad (6)$$

Donde:

E: es la energía producida, en [GWh].

QX%: es el caudal en la probabilidad de excedencia X%, en [m3/s].

T: es el período de tiempo, en [h].

Cuando el caudal determinado, sea superior al caudal máximo turbinable, se utilizará este último valor para el cálculo de la producción de energía.

3.4. Análisis de energía respecto a autoconsumo de autogeneradores – AEEA

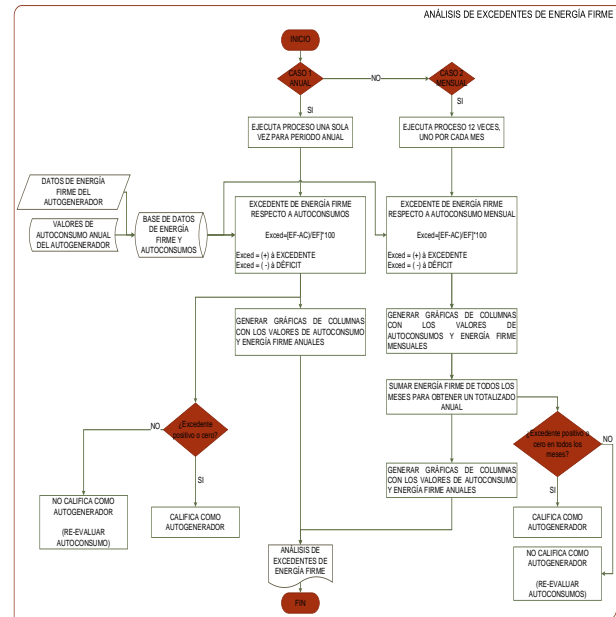


Figura 9. Análisis de excedente de energía respecto a los autoconsumos de un autogenerador hidroeléctrico

La propuesta metodológica para el cálculo de producción de energía mediante la elaboración de CDC y procedimientos matemáticos puede ser aplicada a cualquier central autogeneradora de tipo hidroeléctrica que disponga de datos de caudales históricos. Dicha metodología puede ser utilizada para determinar un único caudal para un X% de probabilidad de excedencia para todo el período y así determinar la energía anual, o bien determinar un caudal para un X% probabilidad de excedencia para un mes en específico.

4. CASO DE ESTUDIO APLICADO

A continuación, con base a la metodología planteada, se realiza el cálculo de energía firme para la central identificada como AG1 considerando la serie histórica de caudales y una serie sintética de caudales generada a partir de un método probabilístico-estocástico para el período de estudio deseado.

4.1. Datos técnicos de la central

Los datos técnicos de entrada para el cálculo de las actividades descritas en la propuesta metodológica se detallan a continuación [6].

Potencia instalada = 18 [MW]

Rendimiento de la turbina = 85.5 [%]

Rendimiento del generador = 95[%]

Altura del salto líquido = 174 [m]

Caudal máximo turbinable = 13 [m³/s]



Tasa de salida programada – TSP = 2.212 [%]

Tasa de salida forzada – FOR = 0.5 [%]

Autoconsumos = 60 [GWh] (considera dos autoconsumos)

4.2. Información de caudales de la central

- Serie histórica para cálculo anual: El número de datos del registro histórico de caudales (1963-2818) es de 672, correspondientes a 56 años de registro por 12 datos anuales.
- Serie histórica para cálculo mensual: El número de datos del registro histórico de caudales (1963-2018) es de 56, correspondientes a 56 años de registro por 1 datos mensual.
- Serie sintética para cálculo anual: El número de datos del registro sintético de caudales (2019-2025) es de 4200, correspondientes a 7 años de registro por 12 datos anuales y por 50 series sintéticas generadas.
- Serie sintética para cálculo mensual: El número de datos del registro sintético de caudales (2019-2025) es de 350, correspondientes a 7 años de registro por 50 series sintéticas generadas.

5. RESULTADOS

5.1. Con serie histórica de caudales

- Caso 1 (Anual)
 - CDC

El caudal correspondiente al 90% de probabilidad de excedencia es $Q_{90\%} = 3,55 \left[\frac{m^3}{s} \right]$ mismo que se obtiene a partir de la curva que se presenta en la 0.

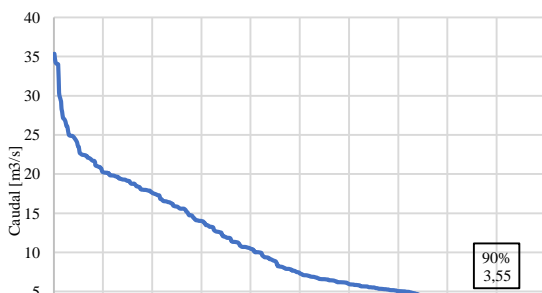


Figura 10. Curva de duración de caudales, serie histórica – Caso 1 (anual)

- CPH

A partir de los datos técnicos de la central se calcula el CPH en (7).

$$CPH = 9,8 * 10^{-3} * 0,855 * 0,95 * 174 = \frac{18}{13} \quad (7)$$

Dando como resultado que, por cada metro cúbico de caudal turbinado, se obtendrán 1.385 [MW] como se indica en (8)

$$CPH = 1,385 \left[\frac{MW}{m^3/s} \right] \quad (8)$$

- DTAH

En base a las tasas de salida programada y forzada de la central, en (10) se presenta la disponibilidad técnica de la misma.

$$DTAH = \left(1 - \frac{2,212 + 0,5}{100} \right) \quad (9)$$

$$DTAH = (1 - 0,02712) = 0,97288 \quad (10)$$

- CEF

En función de los parámetros previamente obtenidos se procede a calcular la energía firme del AG1 en función de un registro histórico de caudales.

$$E = 3,55 * 1,385 * 0,97288 * 365 * 24 * 10^{-3} \quad (11)$$

$$E = 41,9 [GWh] \quad (12)$$

- AEEA

En la Tabla 5 y la 0 se presenta el contraste entre la energía firme y los autoconsumos del autogenerador para un período anual.

Tabla 5: Porcentaje de excedente o déficit anual –serie histórica

	GWh		[%]	
	Autoconsumo	Energía Q90 HIST	Déficit	Déficit
	60	41,90	-18,10	-30,16%

La energía firme del AG1, determinada a partir de un 90% de probabilidad de excedencia anual resulta ser menor que el valor de su autoconsumo asociado, esto influiría en la operación del sistema, ya que este debería asumir el déficit de 30.16%.

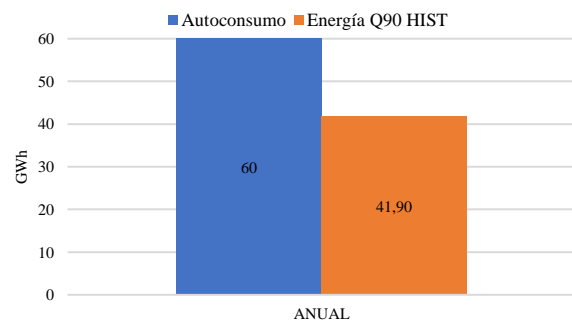


Figura 11. Autoconsumos y energía firme producida a Q90% de probabilidad de excedencia anual – Serie histórica

- Caso 2 (Mensual)
 - CDC

En la Tabla 6 se presentan los caudales correspondientes al 90% de probabilidad de excedencia



que se obtienen a partir de la realización de las CDC de cada mes con el registro histórico de caudales.

Tabla 6: Caudal firme o al Q90% de probabilidad de excedencia mensual – serie histórica

Q al 90% [m3/s]											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
5,7	10,1	14,1	13,2	10,0	4,2	4,2	3,9	3,1	2,9	2,5	2,5

- CPH y DTAH

El coeficiente de producción hidroeléctrico y la disponibilidad técnica del autogenerador hidroeléctrico son los mismos para todos los casos, dado que los datos técnicos no dependen del mes o período que se considere ni del tipo de registro de caudales que se utiliza.

- CEF

En función de los parámetros previamente obtenidos se procede a calcular la energía firme del AG1 para cada mes, los resultados se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7: Energía firme mensual o al Q90% de probabilidad de excedencia mensual – serie histórica

E al Q90% mensual [GWh]											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
5,7	9,2	13,0	12,6	10,1	4,1	4,2	3,9	3,0	2,9	2,4	2,5

- AEEA

En la Tabla 8 y la 0. se presenta el contraste entre la energía firme y los autoconsumos del autogenerador mensualmente y en la 0 un totalizado anual.

Tabla 8: Porcentaje de excedente o déficit mensual – serie histórica

MES	Autoconsumo	Energía Q90% mensual HIST	Excedente o déficit		
			[GWh]	[%]	
ENERO	5,1	5,7	0,65	12,73	Excedente
FEBRERO	4,6	9,2	4,54	98,70	Excedente
MARZO	5,1	13,0	7,94	155,75	Excedente
ABRIL	4,9	12,6	7,68	155,75	Excedente
MAYO	5,1	10,1	4,96	97,32	Excedente
JUNIO	4,9	4,1	-0,87	-17,69	Déficit
JULIO	5,1	4,2	-0,93	-18,28	Déficit
AGOSTO	5,1	3,9	-1,23	-24,06	Déficit
SEPTIEMBRE	4,9	3,0	-1,91	-38,72	Déficit
OCTUBRE	5,1	2,9	-2,20	-43,14	Déficit
NOVIEMBRE	4,9	2,4	-2,55	-51,70	Déficit
DICIEMBRE	5,1	2,5	-2,58	-50,56	Déficit
TOTALIZADO	60	73,5	13,5	22,51	Excedente

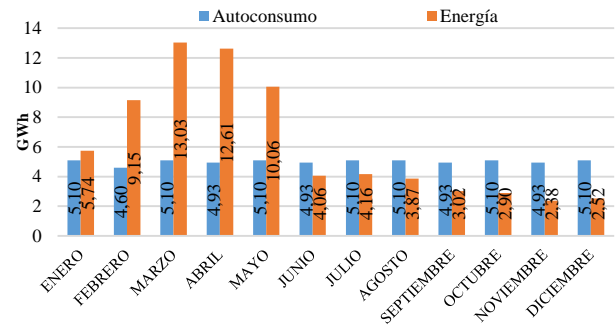


Figura 12. Autoconsumos y energía firme producida a Q90% de probabilidad de excedencia mensual – Serie histórica

El cálculo a partir de un 90% de probabilidad de excedencia mensual permite visualizar que, bajo estas condiciones, el autogenerador estará en capacidad de suplir todos sus requerimientos de demanda de autoconsumos e inclusive se dispondrá de un excedente del 22,51% sin, embargo hay meses en los cuales existirá déficit.

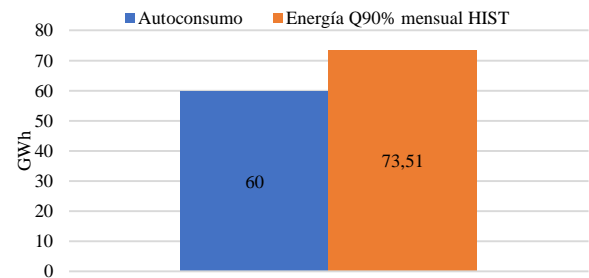


Figura 13. Autoconsumos y energía firme producida a Q90% de probabilidad de excedencia mensual totalizado – Serie histórica

5.2. Con serie sintética de caudales

- Caso 1 (Anual)
 - CDC

El caudal correspondiente al 90% de probabilidad de excedencia es $Q_{90\%} = 3,77 \left[\frac{m^3}{s} \right]$ mismo que se obtiene a partir de la curva que se presenta en la 0.

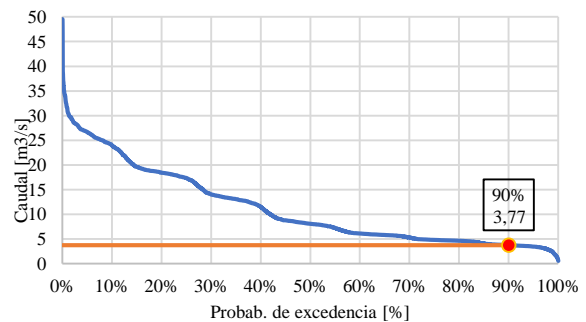


Figura 14. Curva de duración de caudales, serie sintética - Caso 1 (Anual)



- CEF

En función de los parámetros previamente obtenidos se procede a calcular la energía firme que el AG1 puede producir a partir de un registro sintético de caudales.

$$E = 3,77 * 1,385 * 0,97288 * 365 * 24 * 10^{-3} \quad (13)$$

$$E = 44,48 \text{ [GWh]} \quad (14)$$

- AEEA

En la Tabla 9 y la 0. se presenta el contraste entre la energía firme y los autoconsumos del autogenerador para un período anual.

Tabla 9: Porcentaje de excedente o déficit anual – serie sintética

	GWh		[%]
Autoconsumo	Energía Q90 SINT	Déficit	Déficit
60	44.48	-15.52	-25.87%

Si bien para el caso de series sintéticas, el valor de energía firme calculado a partir de un 90% de probabilidad de excedencia anual, es mayor que el obtenido con una serie histórica, este sigue siendo insuficiente para cubrir los requerimientos de demanda de los autoconsumos asociados al autogenerador por lo cual sería el sistema quien deba asumir el 25,87% de déficit y esto podría repercutir en la normal operación del sistema.

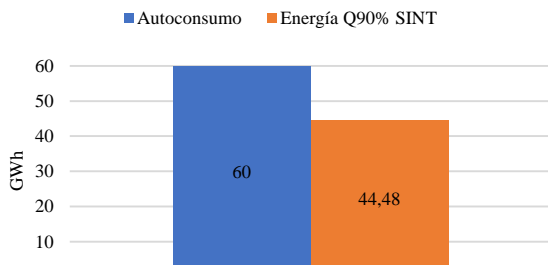


Figura 15. Autoconsumos y energía firme producida a Q90% de probabilidad de excedencia anual – Serie sintética

- Caso 2 (Mensual)
 - CDC

En la Tabla 10 se presentan los caudales correspondientes al 90% de probabilidad de excedencia que se obtienen a partir de la realización de las CDC de cada mes en función de un registro sintético de caudales.

Tabla 10: Caudal firme o al Q90% de probabilidad de excedencia mensual – serie sintética

Q al 90% [m3/s]											
EN	FE	MA	AB	MA	JU	JU	AG	SE	OC	NO	DI
E	B	R	R	Y	N	L	O	P	T	V	C
4.8	11.9	14.2	14.6	11.4	6.6	4.6	3.6	3.2	3.1	1.9	2.3

- CEF

En función de los parámetros previamente obtenidos se procede a calcular la energía firme del AG1 para cada mes, los resultados se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11: Energía firme mensual o al Q90% de probabilidad de excedencia mensual – serie sintética

E al Q90% mensual [GWh]											
EN	FE	MAR	AB	MA	JU	JU	AG	SE	OC	NO	DI
E	B	R	R	Y	N	L	O	P	T	V	C
4.8	11.9	13.03	12.6	11.4	6.4	4.6	3.7	3.1	3.1	1.9	2.3

- AEEA

En la Tabla 12 y la 0 se presenta el contraste entre la energía firme y los autoconsumos del autogenerador mensualmente y en la Fig. 17 un totalizado anual.

Tabla 12: Porcentaje de excedente o déficit mensual – serie sintética

MES	Autoconsumo	Energía Q90% mensual SINT	Excedente o déficit		
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]	
ENERO	5,1	4,81	-0,28	-5,54	Déficit
FEBRERO	4,6	10,86	6,26	135,92	Excedente
MARZO	5,1	13,0	7,94	155,75	Excedente
ABRIL	4,9	12,6	7,68	155,75	Excedente
MAYO	5,1	11,4	6,33	124,16	Excedente
JUNIO	4,9	6,4	1,47	29,73	Excedente
JULIO	5,1	4,6	-0,45	-8,90	Déficit
AGOSTO	5,1	3,7	-1,45	-28,46	Déficit
SEPTIEMBRE	4,9	3,1	-1,84	-37,40	Déficit
OCTUBRE	5,1	3,1	-1,98	-38,77	Déficit
NOVIEMBRE	4,9	1,9	-3,05	-61,91	Déficit
DICIEMBRE	5,1	2,3	-2,76	-54,12	Déficit
TOTALIZADO	60	77,89	17,9	29,75	Excedente

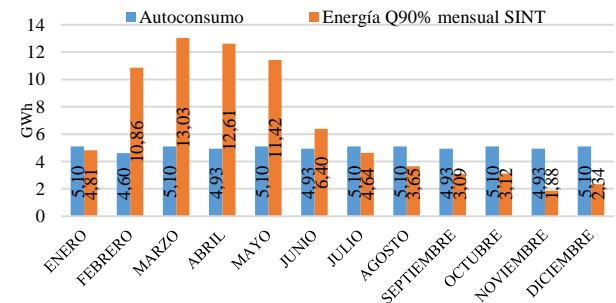


Figura 16. Autoconsumos y energía firme producida a Q90% de probabilidad de excedencia mensual – Serie sintética

Finalmente, el cálculo a partir de un 90% de probabilidad de excedencia mensual con series sintéticas permite demostrar que el autogenerador estará en capacidad de suplir todos sus requerimientos de demanda de autoconsumos y además dispondrá de un excedente del 29,75%, el cual podría comprometerse con algún gran consumidor mediante un contrato bilateral o puesto a disposición del sistema en el caso de que este último lo requiriera. Cabe resaltar además que este excedente es mayor que el obtenido en el cálculo de energía firme mensual mediante una serie histórica por lo cual se recomienda que dicho análisis se lo realice en función de series sintéticas de caudales.



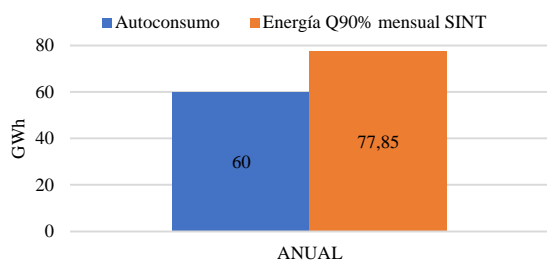


Figura 17. Autoconsumos y energía firme producida a Q90% de probabilidad de excedencia totalizado – Serie sintética

6. CONCLUSIONES

La regulación “004/17 – Requisitos, condiciones y calificación de grandes consumidores en el sector eléctrico”, establece que la producción de energía efectiva de energía eléctrica debe ser del 90% de probabilidad de excedencia anual, sin embargo, los resultados del análisis de energía firme realizados en este trabajo demuestran que la opción de cálculo de energía firme anual, no le brinda flexibilidad al autogenerador para manejar su oferta de generación en ciertos meses del año, por lo que podría considerarse como un criterio restrictivo para el tratamiento de excedentes.

Por el contrario, un cálculo mensual permitiría al autogenerador conocer en qué meses dispondrá de un mayor caudal para producción de energía, misma que podría comprometer con un gran consumidor. Con un análisis mensual, el regulador puede determinar con mayor precisión la cantidad de energía que el autogenerador puede comprometer bajo cualquier escenario de hidrología, frente a la propuesta anual. Además de los análisis operativos realizados, se determina que el parque generador cuenta con suficiente capacidad para asumir las diferencias que podrían derivarse de estos contratos.

Dentro de este contexto se identifica que un análisis de energía firme en base a la metodología propuesta permitirá dimensionar de forma más adecuada la capacidad a instalar en centrales de autogeneración hidroeléctrica en función de sus autoconsumos, y adicionalmente permitirá analizar los excedentes de energía para los cuales el regulador podría autorizar un contrato bilateral.

En lo que respecta al manejo de información, los datos correspondientes a caudales promedio mensuales de las centrales hidroeléctricas del SNI han permitido generar las series sintéticas necesarias para la realización del análisis de energía firme de las centrales autogeneradoras hidroeléctricas consideradas para el estudio. Y en cuanto a las curvas de duración de caudales, se han contrastado aquellas provenientes de un registro histórico y las que provienen de la generación de series sintéticas, evidenciando que si bien el cálculo de producción de energía a partir de ellas es parecido y la probabilidad de que se repita una serie histórica de

caudales es muy baja, por lo cual el planteamiento de 50, 100, 200 o n series de escenarios de hidrología presenta una mejor alternativa para el cálculo de energía firme, incluso dando una brecha más amplia de energía al autogenerador.

En importante además mencionar que la simulación estocástica de la operación de centrales hidroeléctricas es fundamental en el cálculo de la energía firme, como también en el análisis y manejo de riesgo en el Sistema Nacional Interconectado, considerando un posible desabastecimiento de los grandes consumidores. Este trabajo propone la utilización de modelos estocásticos y una metodología heurística aplicable de solución en el cálculo de la energía firme de centrales hidroeléctricas.

Finalmente, a través del análisis desarrollado en este trabajo ha sido posible identificar la relación existente entre la energía excedente y la energía producida anual histórica de los autogeneradores hidroeléctricos pertenecientes al SNI, evidenciando que, si bien las centrales en estudio, no se encuentran acogidas a la última regulación vigente para AG que establece un 25% máximo de venta de excedentes, estas se encuentran entregando al sistema valores de energía que incluso llegan al 89% de su producción, siendo la energía de excedentes, mucho mayor de la que se estableció en los contratos. Esto en gran parte se debe a que para calificarse como autogenerador no es requerido presentar un estudio de energía firme que sustente la producción energética de la central, generando un riesgo de desoptimización o subutilización de la vertiente que aprovechan estas centrales, y por lo tanto un perjuicio económico al sector eléctrico, y alteración del concepto y razón de ser de un autogenerador, y que debe ser considerado para actualizaciones futuras de las regulaciones del sector eléctrico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Consejo Nacional de Electricidad, “001/14 - Participación de Autogeneradores en el Sector Eléctrico.” ARCONEL, ene. 09, 2014, [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/07/Regulaci%C3%B3n-CONELEC-01-14.pdf>.
- [2] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “004/17 - Requisitos, condiciones y calificación de Grandes Consumidores en el sector eléctrico.” ARCONEL, sep. 17, 2017, [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/10/ARCONEL-004-17-GRANDES-CONSUMIDORES.pdf>.
- [3] M. de la P. Almeida, “Instructivos de Procesamiento de Información Hidrometeorológica”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2010.



- [4] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano.*, 1a ed. Quito: Visionprof, 2019.
- [5] Jaime Cristóbal Cepeda Campaña, “Centrales Hidroeléctricas”. may 2016.
- [6] CBS ING S.A., “Proyecto Hidroeléctrico Calope”, CBS ING S.A. <http://www.centralhidroelectrica.com/hidroelectricas.html>.



Alejandro Xavier Trejo Manosalvas. – Nació en Quito, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2020; actualmente ocupa el cargo de Analista de Ingeniería en el Departamento de Operación y

Mantenimiento Rural en la Empresa Eléctrica Quito S.A.; se desempeñó como tesista y asistente de proyectos energéticos en la Dirección Nacional de Estudios Eléctricos y Energéticos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL. Además, se ha desempeñado como asistente de proyectos de iluminación para la Empresa Pública EPN – TECH y supervisión y fiscalización en obras de media y baja tensión para la empresa privada Energía Eléctrica Construcciones – EEC.



Ximena Patricia Gavela Guamán. – Nació en Loja en 1985. Doctora en ingeniería eléctrica. Su principal experiencia laboral es en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, donde trabajó dentro del área de regulación técnica y de control del sector eléctrico ecuatoriano. Actualmente se desempeña como docente en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de investigación de interés son las técnicas de optimización aplicables a sistemas de potencia, energías renovables, mercados energéticos y aspectos normativos y regulatorios del sector eléctrico.



Diego Armando Salinas Herrera.– Nació en Catamayo-Loja. En 2011, obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional. Tiene más de 12 años de experiencia en la realización de estudios especializados para la planificación, operación, regulación y control del sector eléctrico ecuatoriano. Ha formado parte de equipos interinstitucionales para la Integración Eléctrica de la Región Andina. Actualmente, forma parte del equipo de profesionales de la Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.