

## Resultados de la aplicación del algoritmo de la alícuota de la energía, en un caso específico: la región Guayana

### *Results of using the energy aliquot algorithm in a specific case: the Guayana Region*



**Pérez, Edwin**

Universidad Católica Andrés Bello / Ciudad Guayana, Venezuela

[eperezbr@ucab.edu.ve](mailto:eperezbr@ucab.edu.ve)

ORCID: 0000-0003-0952-863X

**Velásquez, Sergio**

Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre / Ciudad Guayana,  
Venezuela

[svelasquez@unexpo.edu.ve](mailto:svelasquez@unexpo.edu.ve)

ORCID: 0000-0002-3516-4430

#### **Resumen**

Se presentó la aplicación de un modelo de alícuota de la energía que permitió verificar sus condiciones, teniendo en cuenta los aspectos operativos y el posible impacto del cambio climático, desarrollando un enfoque aplicable a un contexto específico, la región de Guayana, para garantizar que un prestador de servicios sea rentable y eficiente desde la perspectiva económica, teniendo en cuenta los costos sociales del carbono. El modelo se verificó desde los niveles macro hasta el caso específico y considera diferentes aspectos operativos, basado en un modelo de tiempo discreto para estimar las rutas óptimas en función de la interrelación de los costos, partiendo de la premisa que en la actualidad se aplica un modelo lineal y obsoleto de más de veinte años, de tal manera que necesita ser cambiado, por lo que deben incluirse todas las variables predominantes, que permitan obtener resultados óptimos tanto para el proveedor del servicio como para los usuarios, que pueda abarcar a los diferentes tipos de servicios, basado en simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional [SEN], en condiciones operativas lo más realistas posibles, ya que para poder recuperarlo se requieren cuantiosas inversiones; por consiguiente, será necesario atraer capitales externos y se le debe garantizar la rentabilidad de cualquier proyecto.

**Palabras clave:** Costo de la energía, Guayana, subsidio energético.

### **Abstract**

The application of an energy aliquot model was presented, which allows verifying the conditions, taking into account the operational aspects and the possible impact of the climate change, developing an approach applicable to a specific context, the Guayana region, to guarantee that a service provider to be profitable and economically efficient, taking into account the social costs of carbon. The model is verified from the macro levels to the specific case and considers different operational aspects based on the discrete time model to estimate the optimal routes based on the interrelation of costs. Starting from the premise that a linear and obsolete model of more than twenty years is currently applied, in such a way that it needs to be changed, for which all the predominant variables must be included, which allow obtaining optimal results for both the provider of the service and for users, which can cover the different types of services, based on simulations of the National Electric System [SEN], in the most realistic operating conditions possible, since in order to recover it, large investments are required; therefore, it will be necessary to attract external capital, and the profitability of any project must be guaranteed.

**key words:** Cost of energy, Guayana, energy subsidy.

## **INTRODUCCIÓN**

La presente disertación pretende abordar la aplicación de la investigación “Modelo de un Algoritmo para incluir la huella carbono en los costos de energía”, a través de condiciones de bordes muy específicas, en una región con gran capacidad de generación hidroeléctrica, pero que presenta características muy particulares, como lo son empresas básicas de muy alto consumo, una pobreza energética y adicionalmente la parte ambiental, ya que la región Guayana conforma parte de la Panamazonia, superficie de los países que tienen jurisdicción o territorio en la cuenca del Amazonas y tienen cobertura de su selva. A Venezuela le corresponde el 5,6%, es uno de los nueve (09) países que comprende el territorio amazónico, localizado principalmente al sur del país en la extensión del Río Orinoco y ocupa principalmente los estados: Bolívar, Amazonas y Delta Amacuro, al noroeste y con una pequeña porción del estado Apure al sur-oeste, suman 491.389 km<sup>2</sup>, conformando más de 50% del territorio nacional, lo que nos obliga a ubicarnos en este contexto antes la toma de cualquier decisión; en los actuales momentos casi un 80% de la energía eléctrica que consume el país es generada por las centrales hidroeléctricas del río Caroní, por lo que

cualquier actividad económica que se proponga puede afectar directamente a esa área tan vulnerable.

Partiendo de una metodología aplicada, se pretende verificar el comportamiento de condiciones muy específicas de un modelo matemático propuesto, el cual ha sido verificado desde lo macro hasta lo más específico posible, la región Guayana; después de realizar simulaciones dinámicas en las fases previas, de cómo sería el comportamiento en un sistema eléctrico de potencia, considerando diferentes aspectos operativos, nos encontramos con aspectos únicos, que ameritan consideraciones especiales para validar la investigación originalmente planteada y de esta manera poder analizar los resultados y poder expresarlos como comparaciones de los datos.

El interés principal es la universalidad de la investigación con el propósito que se pueda aplicar en contextos específicos, que un prestador de servicio eléctrico se debe ver desde la perspectiva de un negocio, que necesitará de muchas inversiones, por lo que la prioridad deberá ser rentable, eficiente y eficaz económicamente, para esto se cuenta con la ventaja competitiva, que inicialmente puede ser abordada desde la región Guayana,

están directamente relacionados en tiempo y costo con la recuperación de las empresas básicas, sin descuidar el potencial de exportación hacia Brasil y Colombia; pero sin perder la perspectiva de las vicisitudes del resto del país y su actual dependencia de la hidroelectricidad del Caroní.

**CONTEXTUALIZACIÓN**

***Alícuota de la Energía***

En la investigación de (Pérez, 2023), se pretendió innovar con un concepto que se denomina alícuota de la energía, el cual procura integrar el costo de la energía. La huella de carbono [HC] y el costo social del carbono [SCC], que permita una regulación en un prestador de servicio y ser más eficiente al interrelacionar en tres dimensiones (costos, energía y CO<sub>2</sub>), partiendo de un modelo de

tiempo discreto, su posible solución y estimar las vías óptimas en base a un algoritmo. De acuerdo a toda la literatura académica consultada es un modelo novedoso y relevante en los actuales momentos, de casos de investigación parecidos a los que se buscan, pero su convalidación es casos específicos; la descripción del siguiente modelo matemático

$$Y = C_0 + C_1X + C_2X^2 + C_3e^{kX} \tag{Ec. 01.a}$$

$$Z = C_0 \pm C_3e^{kX} \tag{Ec. 01.b}$$

Donde, los parámetros bases serían:

Y = costo [USD]

X = energía [kW, Tep]

Z = huella de Carbono [CO<sub>2</sub>-eq]

Las restricciones serían los coeficientes desde la expectativa de los stakeholders

Tabla 1

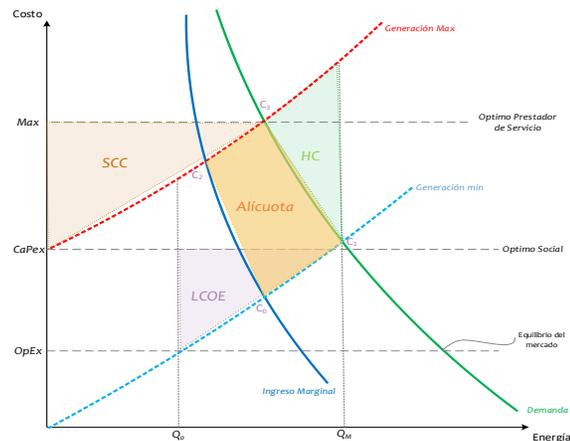
	C <sub>0</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	K
Prestador de Servicio	B <sub>0</sub>				
Condiciones económicas por tipo de energía	a <sub>i</sub>	b <sub>i</sub>	c <sub>i</sub>		
FNCE	LCOE				
Emisión Atmosférica por tipo de energía [10 <sup>-2</sup> ]	α <sub>i</sub>	β <sub>i</sub>	γ <sub>i</sub>	ξ <sub>i</sub>	λ <sub>i</sub>
Costo Social del Carbono	CLI				k

La ecuación 01 representa un modelo no lineal, que propone relacionar el costo de la energía, el costo social del carbono [SCC] y la eficiencia económica de un prestador de servicio, por lo que es necesaria una solución óptima en función de sus coeficientes. El modelo se valida sistemáticamente

correlacionando las variables bajo diferentes escenarios. Esto permite a los stakeholders tomar decisiones informadas que mejoran el funcionamiento del sistema desde una perspectiva tridimensional (y = costos, x = energía, z = CO<sub>2</sub>).

El costo social del carbono [SCC] es una medida de los daños económicos asociados con cada tonelada adicional de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Se utiliza para estimar los costos del cambio climático y correlacionar la reducción de las emisiones de [GEI]. La eficiencia económica del prestador de servicios se refiere a la capacidad del proveedor para producir bienes o servicios utilizando la menor cantidad de recursos posible. Esto es importante en el contexto de la producción de energía porque puede ayudar a reducir costos y minimizar el impacto ambiental. La Alícuota puede verse como varios subsistemas, cada uno de los cuales involucra una posible solución a los coeficientes, el grado de detalle en el modelo y subsistemas varía según la relevancia para el problema considerado, esto es debido a que no se puede pretender que el costo de la energía sea igual en una comunidad rural como una empresa de alto consumo y gran impacto ambiental. En la Fig. 1, se representa un modelo aplicado incluyendo las metodologías para Cuantificar la [HC].

Fig. 1: Alícuota de la energía



Fuente: elaboración propia.

Según (Galindo et al., 2017) existen más de 35 modelos, para definir un impuesto al Carbono. El [SCC] (Nordhaus, 2014) aborda el sistema con la parte ambiental; en los entornos energéticos donde es aplicable. En un sistema no lineal, sujeto a restricciones de optimización, dependiendo de las expectativas de costo de los stakeholders y condiciones determinadas por cada caso con las condiciones [C<sub>0</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>] y k es la constante de proporcionalidad ambiental pesimista u optimista.

Para poder analizar la Alícuota de la energía, es necesario convalidarla con casos muy específicos; el consumo de energía, se

subdivide en dos sistemas Demanda y producción, este pueda ser dado bajo condiciones mínimas, sin ocasionar pérdidas al prestador de servicio. Con base a (The MathWorks Inc, 2020) las simulaciones sugieren un impacto positivo, ya que estimularían las fuentes no convencionales de energía [FNCE] para una transición energética. Basados en los diferentes métodos de optimización.

Se pudo obtener  $Z_1$ :

$$9x10^{-18} \leq C_3 \leq 1x10^{-19}$$

$k = 0.0198$  en un periodo de 380 años resulta:

$$Z_1 \leq 69.3 [USD/CO_2 - eq]$$

De (Watson et al., 1996) se puede determinar el valor mínimo:

$$29.93 \leq Z_1 \leq 69.30 [USD/CO_2 - eq]$$

Para la [SCC] las simulaciones dan que  $Z_2$

$$1x10^{-20} \leq C_3 \leq 2x10^{07}$$

$$-0.005 \leq k \leq 0.0244$$

En un periodo de t 250 años, resultando:

$$Z_2 \leq 18.6 [USD/CO_2 - eq]$$

Los coeficientes convalidados en simulaciones previas están resumidos en:

Tabla 2  
Simulación optima de los coeficientes de la alícuota

		Mínimo	Máximo	Rango
Económicos	a C <sub>0</sub>	94,71	1.760,40	1.665,70
	b C <sub>1</sub>	3,33	12,90	9,57
	c C <sub>2</sub>	0,00	0,52	0,52
	d C <sub>3</sub>	80,00	300,00	220,00
	e $\frac{k}{x10^{-3}}$	35,00	98,00	63,00
Ambientales [10 <sup>-3</sup> ]	$\alpha$ C <sub>0</sub>	50,00	520,00	470,00
	$\beta$ C <sub>1</sub>	-4,34	-1,11	3,23
	$\gamma$ C <sub>2</sub>	0,00	1,84	1,84
	$\eta$ C <sub>3</sub>	0,50	1,42	0,92
	$\delta$ k	0,02	0,07	0,05

Al analizar las simulaciones matemáticas utilizadas para determinar los valores de [HC] y [SCC] y su cuantificación. Las simulaciones se basan en diferentes métodos de cálculo y metodologías de estimación y se validan sistemáticamente en numerosos escenarios y un análisis de sensibilidad para comprender el impacto de las emisiones en el consumo de energía a lo largo del tiempo.

### Modelo actual

Considerando lo establecido en (Pérez & Velásquez, 2023) El suministro de energía presenta una tendencia global de competitividad económica, conllevando a un cambio de paradigma en los prestadores de

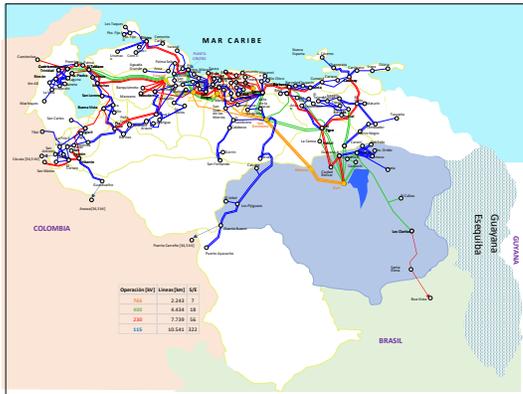
servicio. De acuerdo con (Rudnick, 1999) Esta concepción da lugar a un nuevo entendimiento, donde se debe identificar cómo contribuir con la sostenibilidad ambiental y sabiendo que esos recursos se agotan cada día, por lo que los modelos en la actualidad son insostenibles a mediano y largo plazo, por lo que se buscan nuevos modelos de control.

Es importante estudiar el contexto de los modelos usados actualmente en otros países, para poder realizar una propuesta, basados en la necesidad de Venezuela, tratando de dar un bosquejo y cómo sería el comportamiento en el sistema eléctrico nacional [SEN], representado en la Fig. 2, partiendo de la premisa de plantear alternativas para un prestador de servicio, dejando por fuera la solución de otros problemas económicos como son el sueldo mínimo y el poder adquisitivo de los venezolanos, los cuales deben ser abordados en otro tipo de investigaciones. Según (Asamblea Nacional,

2017), el modelo aplicado actualmente por el prestador de servicio, no llega a cubrir los costos asociados a la generación, transmisión y distribución de la energía, lo que conlleva en insuficiencias presupuestarias que se reflejan en un deterioro y/o ausencia del servicio.

En la actualidad, los costos son regulados por el Estado, con una metodología obsoleta, establecida por (Asamblea Nacional, 1989) donde se definen los criterios para la determinación de las tarifas del servicio que se presta y los procedimientos de control. Apoyada en un método del rendimiento de la inversión, cuya base está constituida por todos los bienes que directa o indirectamente sean necesarios en el proceso. La última actualización fue (Asamblea Nacional, 2002), es decir, que tiene 21 años sin cambios, con otras resoluciones se han definido recargos adicionales a la factura, pero a la fecha están vigentes.

Fig. 2. SEN, voltajes de operación y puntos de exportación



Fuente: elaboración propia

Es importante destacar en este modelo de costo aplicado en Venezuela, la tasa cambiaria; para ese momento era 1.308,95 Bs/USD. Posteriormente los prestadores de servicios privados de distribución y transmisión quedan eliminados con la creación de Corpoelec, los costos son ajustados con las reconversiones monetarias del 2008, 2018 y 2021. Por consiguiente, se le han retirado 14 ceros a la unidad monetaria, el Bolívar, deduciendo con esto el por qué la deficiencia en el servicio, donde prácticamente es gratis, convirtiéndolo en el

Tabla 3.

Costo histórico de la energía en la región

	1998	2006	2010
Ventas promedio [USD/kWh]	0.03	0.11	0.11
Empresas del SEN [USD/kWh]	0.13	0.17	0.17
Empresas Básicas de Guayana [USD/kWh]	0.15	0.25	0.33

Es necesario entender la correlación de demanda local y la energía que se puede

más bajo del mundo. De acuerdo con (Bitu & Born, 1993), es tipo Binómica, para la generación y transmisión centralizada, formulada como:

$$Y = [kWh + kVA]FAP + kwh * \quad (\text{Ec. 02})$$

Donde:

Kwh =Bs por Energía

KVA = Bs por Demanda

CACE = Cargo por Ajuste de Combustible y Energía.

FAP = Factor de Ajuste de Precios

Con base en (Transparencia Venezuela, 2015) la energía hidroeléctrica del bajo Caroní se comercializaba a los diferentes clientes primarios, empresas básicas, industrias privadas, exportación a Colombia y Brasil, el resto de la energía se intercambiaba en el [SEN] con los otros prestadores de servicio; destacaban que se vendía energía a los clientes primarios, las diferentes empresas básicas, muchas industrias privadas en las zonas industriales. También se le vendía a Cadafe y/o sus filiales regionales, se resume en:

Fuente: elaboración propia. vender en el [SEN]; para establecer un modelo matemático de estos costos, aunque

no encontramos documentación científica, académica, normas y procedimientos, válidas, de esto; partiendo de lo establecido por (El-Hawary & Kumar, 1986) quienes describen las condiciones para una solución de los subsistemas involucrados que caracterizan el problema de encontrar estimaciones óptimas de los parámetros, además de las investigaciones de (Glimn & Kirchmayer, 1958), el de (Hildebrand C. E.,

1960) , y lo descrito por (Arvanitidis & Rosing, 1970) dando como resultado el conjunto de ecuaciones no lineales similares a las argumentadas en el modelo de alícuota de la energía del autor. De acuerdo con lo establecido por (Velásquez et al., 2017) quienes plantearon la base para la simulación y modelado de las centrales hidroeléctricas del bajo Caroní, se definen las variables.

Tabla 4.

Variables De Las Hidroeléctricas Del Bajo Caroní

	H = Altura [m]	Q = Caudal turbinado [m <sup>3</sup> /s]	P = Potencia máxima [MW]
GURI	H <sub>G</sub> = 271	906.5 ≤ Q <sub>G</sub> ≤ 3724	185 ≤ P <sub>G</sub> ≤ 760
TOCOMA [FUT]	H <sub>T</sub> = 128	Q <sub>T</sub> ≤ 1058	P <sub>T</sub> ≤ 216
CARUACHI	H <sub>C</sub> = 91.25	Q <sub>C</sub> ≤ 896	P <sub>C</sub> ≤ 183
MACAGUA	H <sub>m</sub> = 54.5	294 ≤ Q <sub>m1</sub> ≤ 382 Q <sub>m2</sub> ≤ 1063 171 ≤ Q <sub>m3</sub> ≤ 363	60 ≤ P <sub>m1</sub> ≤ 78 P <sub>m2</sub> ≤ 216 35 ≤ P <sub>m3</sub> ≤ 75
	F = Q[H <sub>G</sub> + H <sub>T</sub> + H <sub>C</sub> + H <sub>m</sub> ]	Q <sub>G</sub> = Q <sub>T</sub> Q <sub>T</sub> = Q <sub>C</sub> Q <sub>C</sub> = Q <sub>m1</sub> + Q <sub>m2</sub> + Q <sub>m3</sub>	P = k*Q*H P = 9.043*Q*H

Fuente: elaboración propia.

Se consideraba que el valor del Agua = 0, sin huella de carbono [HC], en los actuales momentos esto no sería así, pero entonces permitió establecer los costos [USD/kWh]:

$$Y = 15 + 1.4X + 0.04X^2 \approx 0.0085 \quad (\text{Ec. 03})$$

Comparando [Ec 01] y [Ec. 02] con las condiciones de borde representada en [figura 1], podemos inferir la rentabilidad

## METODOLOGÍA

Se abordó una metodología aplicada, como parte de una tesis doctoral asumiendo una posición epistemológica, de poner en retrospectiva hacia donde se quiere ir, para poder situarnos en el contexto y así poder

obtener los resultados esperados. (Navarro, 2014) Por ello es necesario hacer referencia a los fundamentos, la dialéctica entre el conocimiento que se tiene sobre los costos de la energía desde dos perspectivas, la de

empresas prestadoras de servicio y la de los suscriptores, conexos a una realidad social propia de la región. Usando un enfoque racionalista-deductivo, fundamentado en que se "considera al conocimiento científico como sinónimo de descubrimiento de las relaciones causales que existen entre los fenómenos" (Santa & Martins, 2012) Se pretende modelar procesos de conocimiento, que conlleven a materializar el impacto ambiental reflejado en el costo de la energía.

A través de un método de hallazgo deductivo, sobre el marco conceptual, interpretativo, más conveniente para sustentar la posición asumida; método de contratación de un análisis lógico formal y experimental, la metateoría pretende expresar las estructuras profundas de las distintas ciencias que representan y coexisten que permita aplicar un modelo de alícuota de la energía, relacionado con un conjunto de conocimientos sobre la realidad conocida e ininteligible analizada, a partir de registros disponibles, que permitan liberar el pensamiento de cadenas dogmáticas. Por lo que es necesario convalidarlo en un caso muy específico, la región Guayana ya que, en Venezuela, existe un rezago en el tema; el modelo está vigente desde el 2002, lo que conduce a una reducción de un 83% en ingresos reales del prestador de servicio, y en

estas circunstancias solo se puede recuperar el 1% del costo operacional. El costo de la energía presentó una caída de 86% acumulada en los últimos 21 años, esto puede ser un factor que dificulta los planes de racionalización y concienciación acerca del consumo, pues los usuarios no se ven afectados en su presupuesto por los precios debido al bajo costo del servicio, el más bajo del mundo. Pero en algún momento esto debe cambiar.

---

### **ANÁLISIS PROPUESTO**

#### *El cambio climático*

Es el tema más discutible, polémico y urgente de nuestro tiempo. Los responsables se enfrentan a grandes desafíos al decidir cuándo y cómo responder. La incertidumbre científica sobre la dinámica y las consecuencias del cambio climático impiden que los stakeholders sean capaces de comprender los impactos prácticos de las opciones alternativas de mitigación y adaptación, el riesgo de que los puntos de inflexión en el sistema climático puedan ser cruzados, desencadenando consecuencias irreversibles y posiblemente catastróficas; plantea la urgencia de tomar decisiones. (Nordhaus, 2013) En las últimas décadas, la constante búsqueda del crecimiento económico y el consumo indiscriminado de recursos energéticos por parte de la sociedad

ha alterado el equilibrio climático del planeta, generando consecuencias globales que afectan a diferentes áreas, tanto económicas como sociales.

#### *El costo social del carbono [SCC]*

Es el concepto más importante en la economía del cambio climático, destinadas a reducir las emisiones porque el beneficio marginal de reducir las emisiones son los daños marginales evitados de las mismas. Las estimaciones, son complejas porque involucran toda la gama de impactos de las emisiones, a través del ciclo del carbono y el cambio climático, e incluyen los daños económicos causados por el cambio climático. Actualmente es aplicado para la elaboración de normas cuando los países no cuentan con políticas integrales que cubran todos los [GEI]. En este contexto, los reguladores podrían utilizar el [SCC] en un cálculo de los costes y beneficios sociales de las políticas que involucran la energía o las decisiones que afectan el clima.

#### *Consideraciones de la Región*

Fue necesario profundizar en investigaciones y simulaciones, para las condiciones actuales y únicas del [SEN], ya que es un gran riesgo querer implantar sistemas externos de un modelo de costo de la energía, cualquiera que se tome representará un impacto significativo en la estructura de costo de la sociedad, pero también, está la oportunidad de innovaciones, por lo que se puede plantear como un modelo de optimización; fue necesario modelos convexos estocásticos de varias etapas, un posible método de solución es la programación dinámica dual estocástica, lo que conlleva a estos resultados:

Tabla 5.  
Alícuota de la energía por estado

Región	Estado	Líneas (Km)	S/E 765kV	Oper (kV)	Dem. Min (MW)	Subsidio (kWh)	(USD/Wh)		
Guayana	Bolívar	0	Guri Malena	400-115	1100	700	0,013	0,031	0,046
Oriente	Anzoátegui	400		400-115	590	600	0,034	0,053	0,068
	Sucre			230-115	274				
	Monagas			400-115	490				
	Delta Amacuro			115	270				
Insular	Nueva Esparta	500	115	244	900	0,052	0,061	0,083	

Capital	Caracas	450	Sur	230-115	925	600	0,034	0,052	0,068
	Vargas			230-115	170				
	Miranda			400-115	600				
Amazonas	Amazonas	900	San Gerónimo	115	90	700	0,057	0,066	0,097
Central	Guárico	1000		400-115	290				
	Cojedes			115	250				
	Portuguesa		115	200					
	Aragua		La Orqueta	230-115	600				
	Carabobo		La Arenosa	400-115	1200				
	Lara		230-115	180					
	Yaracuy		Yaracuy	230-115	350				
	Falcon			230-115	250				
	Apure			230-115	350				
Andina	Barinas	230-115		280					
	Mérida	230-115		185					
	Táchira	230-115		210					
	Trujillo	230-115	155						
Zulia	Zulia	1400		400-135	1740	1300	0,108	0,169	0,390

En la Tabla 5, se observa el comportamiento del modelo, por regiones, subsistemas, establecidas en función de la distancia con el sistema hidroeléctrico, considerando las restricciones de un sistema de potencia con características específicas, destacando:

Los resultados del modelo de Alícuota, en conjunto con los principios (Cowan, 2002) del Price-cap pueden ser un referente para la recuperación del [SEN] con lo que se garantizaría la rentabilidad de las inversiones de los stakeholders e incluso exportar energía en los puntos donde existió la infraestructura; el de más rápida recuperación y rentable es hacia Brasil

Para los estados Nueva Esparta y Amazonas, alimentados en 115 kV, la demanda no puede crecer por restricciones

del sistema de transmisión, adicionalmente, por las pérdidas no técnicas, pobreza energética, pero con un gran potencial de crecimiento, serán un gran reto para el prestador de servicio.

En las regiones más alejadas del centro de generación, Andina y Zulia, donde la alimentación principal debería ser de las Termoeléctricas, los resultados de la simulación indican que se debería buscar la alternativa de importar energía desde Colombia, faltando detalles técnicos para su optimización.

Los valores establecidos como subsidios son una adaptación de la denominada Banda Verde que estableció los niveles máximos dependiendo de las condiciones climáticas; aunque no se cuenta con basamento científico

de cómo se estableció, son valores referenciales, tomando la premisa que los resultados de la simulación no pueden dar negativo. No se tiene con certeza el alcance de todas las inversiones necesarias para la recuperación del [SEN] a condiciones de 20 años atrás, se puede encontrar mucha información que son opiniones personales sin ningún basamento científico, pero según (González, 2019) indica lo crítico de la situación.

### *Pobreza Energética*

[Fuel Poverty] se puede definir como la situación en la que se encuentra una familia, en que las necesidades básicas energéticas no pueden ser satisfechas como consecuencia de un nivel de ingresos insuficiente. Durante los últimos 40 años, se han realizado numerosos estudios académicos con el objetivo de analizar y controlar su comportamiento en el Reino Unido; el término fue utilizado por primera vez en 1977. Una de las pioneras en este tipo de investigaciones académicas (Boardman, 2010) quien plantea la definición de que una familia está en pobreza energética si tiene que gastar más del 10% de sus ingresos en energía para lograr satisfacer las necesidades básicas de su hogar, el autor argumenta que la pobreza energética es una forma distinta de pobreza, no simplemente un

aspecto o consecuencia directa del empobrecimiento general. Se plantea un modelo con 3 premisas para determinarla: Ingreso económico familiar, Uso de la energía, Costo de la energía

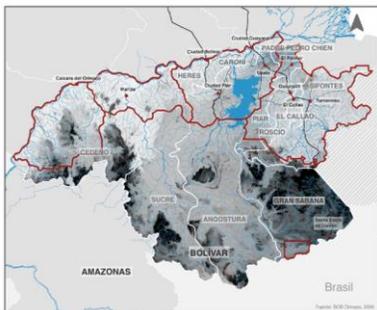
Se debe considerar lo establecido por (Hills, 2012) quien demostró que la forma tradicional de medir la pobreza energética había fallado, ya que se subestimó la escala del problema, cuando el costo de la energía era bajo y sobreestimó la escala del problema cuando era alto. Esto se difiere en función del grado de desarrollo de los países, en los desarrollados se analiza desde la perspectiva del sobreesfuerzo o capacidad de pago de la energía y en los países desarrollados se trata de un problema de acceso a las fuentes de energía.

En este artículo consideramos una nueva premisa, la pobreza energética en la región Guayana, ya que esto puede ser un factor de relevancia y en primera instancia contradictoria; cómo es posible que en el estado con la mayor generación de energía hidroeléctrica pueda existir este problema, no lo podemos describir de la misma manera como hasta ahora se ha efectuado, ya que la sociedad venezolana no es la misma de hace 20 años y cualquier cambio que se realice en el costo de la energía, se convertiría en un

factor determinante. Algunas personas son pobres, pero pueden permitirse una energía mínima, este sería el caso de algunos pueblos donde no se cuenta con el servicio. Otros con ingresos por encima de la línea de pobreza aceptada nunca pueden permitirse el lujo de usar la energía ineficientemente, este podría ser la población en los barrios de los centros urbanos. También podría existir un extracto de la sociedad que solo pueden tolerar un costo mínimo de la energía, la actual clase media. Para determinar si una familia se encuentra o no en situación de pobreza energética, es necesario tener en cuenta sus gastos en energía y otros productos básicos, la adecuación de su entorno social y sus ingresos. Por lo tanto, es un concepto difícil de utilizar en la práctica.

Se puede observar la división política del estado Bolívar, que de acuerdo con (SOS ORINOCO, 2021) ocupa una superficie de 242.801 km<sup>2</sup> (26.25% del país), conformado por once (11) municipios con cuarenta y siete (47) parroquias, que aunque en este momento seamos la mayor fuente de suministro eléctrico del país, los centros poblados está muy distantes, lo cual complica la gestión comercial; que muchos de los circuitos de distribución están muy dispersos, por lo que se está presentando un nuevo fenómeno de pobreza energética en esas comunidades lejanas, las proyecciones de crecimiento poblacional, donde el municipio Caroní, Ciudad Guayana, agrupa el 50,2% de la población y se encuentra la mayor parte de las empresas básicas.

Fig. 3. División política del estado Bolívar



Fuente (SOS ORINOCO, 2021)

Tabla 5  
Características de carga de la región

Municipios	Población	%	S/E	Circuitos de distribución	Área Servida km <sup>2</sup>	Puntos de Alumbrado publico	Número de suscriptores
Caroní	872.399	50,2%	6	120	2.838,95	74.897	94.537
Heres	404.474	23,3%	7	54	77,72	2.050	2.970
Piar	121.244	7,0%	1	15	426,77	11.259	13.884
Cedeño	98.910	5,7%	3	10	300	4.922	5.832
Sifontes	60.929	3,5%	1	3	121,1	3.195	4.264
Angostura	50.563	2,9%	5	7			FMO
Gran sabana	36.956	2,1%	1	3	78,35	2.067	2.929
Roscio	26.547	1,5%	1	3	108,01	2.850	3.593
El Callao	24.643	1,4%	1	3	109,43	2.887	3.566
Sucre	23.383	1,3%	4	4			
Padre Pedro Chier	17.801	1,0%	1	3	64,21	1.694	2.020
Estado Bolívar	1.737.849		31	225	4.124,54	105.821	133.595

Para poder entender el sistema de generación, su sistema de transmisión en la región y su impacto en el [SEN], es necesario considerar la fig. 4, donde se puede apreciar el sistema interconectado y cómo a través de la S/E Guayana A y Guayana B se cierran el anillo del sistema único en el país. Adicionalmente es necesario realizar una interpretación de la potencia máxima [MW] por medio de un diagrama de Sankey, para lograr así una cuantificación de la capacidad de generación, la demanda regional y la capacidad máxima que puede salir al resto del país, el análisis energético de cada uno de los escenarios que deben ser evaluados por todos los stakeholders, lo que permite clarificar que tal como está diseñado el sistema no se puede

alimentar todo el país desde las hidroeléctricas del Caroní, es factible en los actuales momentos por la fuerte caída de consumo.

Fig. 4. Sistema de interconexión de Generación en la Región Guayana

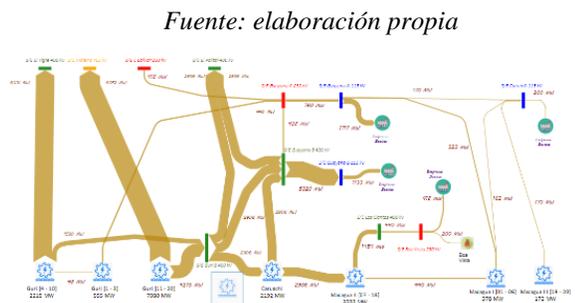
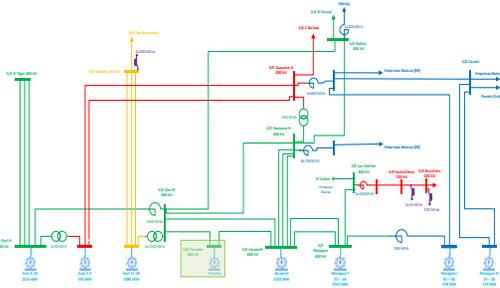


Fig. 5. Diagrama Sankey de la Región Guayana.



Fuente: elaboración propia

La fig. 5 puede ayudar a la toma de decisión que se tendrá que hacer respecto de dónde invertir inicialmente los recursos. De acuerdo a las condiciones que se han podido obtener en esta investigación, además de considerar la vida útil, promedio de 45 años en servicio, lo que conlleva a un problema social de pobreza energética, la factibilidad económica a los proyectos de suministro a áreas deprimidas, con poca población y por ende baja capacidad de pago, basándonos en los datos de [tabla 5] corresponderían a más del 26.5% de la región en 9 municipios.

Pero a su vez, en la misma región, hacia el sur del estado, el eje Ciudad Guayana – Santa Elena, permitiría mejorar las condiciones de exportación de energía hacia Brasil (Empresa de Pesquisa Energética [EPE], 2017), el suministro a la ciudad brasileña de Boa Vista, en su momento ELECTRONORTE, Roraima, único estado brasileño no conectado a la red nacional de transmisión, por lo que se construyó una infraestructura

para comercializar energía [200 MW máx.], en los actuales momentos a un precio mucho menor al promedio Brasileño, pero muy inestable, las operaciones están por el orden de los 40 MW/mes, (Contraras & Negrin, 2017) y el contrato vencido desde diciembre del 2021; esta podría ser la primera oportunidad de negocio.

Mientras, en Venezuela se plantea un plan de recuperación macroeconómico, que permita el poder implantar en el sector energético un sistema de Price cup Competitivo (Andruszkiewicz et al., 2019) , en generación, transmisión nacional o regional y de distribución municipal, con una característica principal, que una entidad regule la transmisión y la interconexión, y sea responsable por la optimización de la operación y de la planificación de la expansión. Esa entidad no comercializará, esto es, no compra o vende energía, pero permitirá a las empresas comercializar energía de las empresas generadoras y que la distribuyan a los consumidores finales, los propietarios del sistema de transmisión tendrán derecho a un peaje, con lo que se garantizara el acceso de todos los productores al SEN, partiendo que en la actualidad a nivel global, la crisis energética ha permitido diferentes investigaciones sobre la necesidad de conectar mejor los mercados energéticos

minorista y mayorista. Desde el punto de vista de (Faruqui & Bourbonnais, 2020) han realizado diferentes simulaciones y modelos matemáticos con tasas variables en el tiempo, evidenciando que los clientes pueden entender y responder a los incentivos proporcionados por nuevos modelos transparentes.

## RESULTADOS

### *Subsidio Energético*

Este será una de las barreras más fuertes a superar para poder recuperar la industria energética nacional, de acuerdo con las investigaciones de (Key et al., 2019) La eliminación de subsidios a los servicios es un tema impopular, políticamente difícil, pero inaplazable. Existen varios dilemas relacionados con este tema. Por un lado, importantes sectores de la población serán incapaces de afrontar un aumento de costo que elimine total o parcialmente los actuales subsidios implícitos; a lo que se debe agregar el descontento de pagar más por un servicio de mala calidad. Esto hace que sea políticamente difícil corregir la actual distorsión de los costos de la energía, a menos que el desempeño de la economía mejore y con ello la capacidad de pago de la población.

Es por esto que es necesario incentivar investigaciones en el ámbito social y económico del tema. Desde la perspectiva de

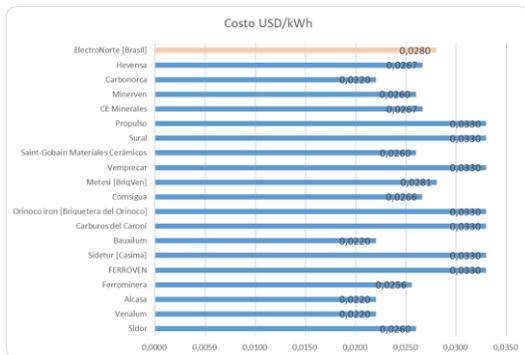
esta investigación es considerado como una externalidad de relevancia para la propuesta. Según (Canesa, 2013) se define como la asistencia económica y de duración determinada, que permite regular el costo de la energía, lo que conlleva a subvenciones de alguno de los stakeholders; esta temática es sumamente compleja de argumentar, ya que conlleva aspectos sociales no abordados en esta investigación, pero de la [Ec. 04] la cual es una derivada de [Ec. 01] por lo que se establece:

$$\frac{\partial f}{\partial x \partial y} = \frac{\partial f}{\partial y \partial x} = C_0 + C_2 X - Y \quad (\text{Ec. 04})$$
$$= 0$$

Los aspectos ambientales se limitan a establecer si genera o no [HC]. Teniendo en cuenta a (Aryanpur et al., 2022) puede incentivar el consumo excesivo, contribuyen a otras distorsiones económicas, esto puede tener implicaciones negativas para la transición energética, ya que reduce el incentivo para invertir en las [FNCE], por lo que deben minimizarse, en función de reducir el consumo de energía. Esto puede ser una de las barreras a superar para poder recuperar el [SEN] por lo que son necesarias investigaciones adicionales.

*Alícuota de la energía a empresas de alto consumo*

Grafica 01: Costo iniciales de la energía a las Empresas Básica



En el Gráfico 01, se presentan los resultados de las simulaciones del modelo de Alícuota de la energía, bajo el escenario del mayor subsidio posible a los 20 clientes principales, las empresas básicas, en función de que en un lapso definido permita una reorganización y que estas puedan ser rentables, resalta el caso del sector Aluminio, el cual conlleva a investigaciones adicionales, ya que estas se regían por un modelo especial donde la

energía está correlacionada con el [LME] precio CASH por tonelada del aluminio promedio mensual del mes objeto de la facturación en el London Metal Exchange.

### Alícuota de la energía para carga residencial

Para el caso específico de la carga residencial en la región, la cual simularla es complejo, por desconocer con certeza todas las variables reales de las condiciones, consideramos que estos valores podrían ser una alternativa inicial válida para estabilizar el sistema, cambiar el marco regulatorio legal y empezar el cambio disruptivo del modelo del negocio del servicio eléctrico en Venezuela, pero también pesando en el impacto social en la carga residencial, proponemos:

Tabla 06.  
Alícuota de la energía para carga residencial de la región

Clase	Consumo	Pago min USD	USD/kWh
<b>Residencia social y Rural</b>	200 ≥ kWh	2,00	
	Resto de kWh		0,05
<b>Residencial General</b>	100 ≥ kWh	5,00	
	100 < kWh < 300		0,06
	300 < kWh < 700		0,07
	Resto de kWh		0,07
<b>Residencial alto consumo</b>	700 ≥ kWh	10,00	
	Resto de kWh		0,08

Fuente: elaboración propia.

Si comparamos los resultados de las simulaciones de [Tabla 06], los mínimos valores de convergencia del modelo de alícuota de la energía con el primer renglón de [Tabla 05], el esquema de subsidio es muy grande y no se podría mantener en el tiempo; esta propuesta inicial permitiría un margen de operatividad para el sector de distribución y comercialización, donde se tendrá que realizar un trabajo de levantamiento muy extenso y el cual llevará algo de tiempo para así definir las inversiones requeridas y el mayor reto estará en disminuir las pérdidas no técnicas que se estiman estuviesen sobre el 70%.

#### Alícuota de la energía en la región

En función de convalidar el modelo propuesto de manera macro, es decir, que aborde toda la región bajo estudio [Fig 04] y determinar valores iniciales, tomando como premisa que ningún valor debe dar negativo, porque esto indicaría pérdidas en el sistema, los resultados de las simulaciones son:

En la Tabla 07, se puede observar el comportamiento del modelo de alícuota de la energía, bajo las condiciones de borde establecidas en esta investigación y representadas en [Fig 04]

Intercambio o exportación	Nivel Op [kV]	Capacidad Max Térmica [MW]	Kwh/mes Max	Venta [Kwh/mes]	Alícuota [USD/kWh]	Fujo de Caja MAX [USD/mes]
Malena	768	6.319	2.957.479.200	2.450.091.397	0,02	49.001.828
El tigre	400	6.031	2.822.320.800	2.338.120.894	0,02	46.762.418
Patital - PDVSA	400	5.795	2.712.060.000	2.246.776.536	0,025	56.169.413
S/E Las Claritas - Empresas Básicas [01]	400	240	112.320.000	93.050.279	0,025	2.326.257
Ciudad Bolívar	230	418	195.624.000	162.062.570	0,01	1.620.626
S/E Las Claritas - S/E Boa Vista	230	200	93.600.000	77.541.899	0,035	2.713.966
S/E Guayana A - Empresas Básicas [02]	115	1717	803.556.000	665.697.207	0,02	13.313.944
S/E Guayana B - Empresas Básicas [03]	115	1133	530.244.000	439.274.860	0,02	8.785.497
Caroni- Empresas Básicas [01]	115	20	9.260.000	7.754.190	0,02	155.084
Residencial	115	502	234.936.000	194.630.168	0,01	1.946.302
<b>TOTAL</b>		<b>22.378</b>	<b>10.471.600.000</b>	<b>8.678.000.000</b>		<b>182.798.336</b>

y el cual solo corresponde a solo un subsistema (08 regiones) posible de [tabla 05], en comparación con lo establecido en los valores históricos de [Tabla 03], los cambios son concordantes; estos valores podrían ser una alternativa inicial válida para estabilizar el sistema, cambiar el marco regulatorio legal y empezar el cambio disruptivo del modelo del negocio del servicio eléctrico en Venezuela, a continuación la tabla 7:

Es necesario realizar simulaciones similares para las otras regiones establecidas en [Tabla 05] de manera que se pueda convalidar el modelo de alícuota de la energía propuesto, pero para esto es necesaria información técnica adicional, detallada de cada subsistema. En los actuales momentos esto es casi imposible, ya que mucha de la información de las condiciones de operación específica del [SEN] es considerada secreto de estado o se desconoce con certeza técnica el estado real de todos los sistemas involucrados.

## **CONCLUSIONES**

Cuando a nivel global la tendencia es buscar la mejora de la eficiencia energética, se plantean dos soluciones, reducir la demanda y aumentar el consumo a partir de fuentes energéticas nuevas y renovables. En Venezuela, potencia petrolera, sin desatender esto, se debe dar prioridad a un aspecto que puede ser visto totalmente contradictorio, ya que la fuente energética estable en los últimos 10 años es la de tipo hidroeléctrica, que actualmente suministra más del 80 % de todo el consumo del país, lo cual se ha convertido en una limitación técnica.

En esta investigación los valores tomados para las diferentes simulaciones fueron muy difíciles de conseguir, algunos se asumen y en función de los resultados de las simulaciones se convalidaban. Pero permite concluir que, para satisfacer las demandas futuras de las empresas básicas, y los nuevos desarrollos públicos y privados, se requiere aumentar la capacidad de potencia instalada de 2.850 a 4.870 MW, es decir, un incremento de 2.020 MW, equivalente al 70% (no se incluyen usuarios residenciales y comerciales). La caracterización de las cargas especiales, en la región, por lo que no podemos perder la perspectiva de que la gran infraestructura eléctrica existente fue concebida y ejecutada

para apalancar una alternativa económica no petrolera al país, por lo que el plan de recuperación de las empresas básicas de Guayana está directamente relacionado con el incremento de la demanda y, por ende, de planes de inversiones.

Al realizar las simulaciones de los sistemas de generación y transmisión en la región, destaca que el sistema de transmisión de 765 kV, columna vertebral del sistema eléctrico nacional, entró en operación en 1986, por lo que cuenta con 37 años de funcionamiento y debido a su gran relevancia para el suministro de energía del país, debe ser prioridad para un plan de recuperación de los activos y realizar un plan de mantenimiento mayor y de reposición de equipamiento que ha excedido su vida útil.

Bajo ningún concepto se puede perder la perspectiva que una empresa prestadora de servicio sea rentable financieramente, basado en principios de eficiencia y efectividad económica, por lo que es necesario establecer un marco jurídico y regulatorio para que no se repita la situación actual de la industria eléctrica nacional, pero mientras eso se resuelve será necesario operar con lo que se tiene, además de poder recopilar toda la información detallada que permita definir con exactitud la situación real del [SEN], por lo

que, se debe apartar toda decisión política de cualquier escenario de recuperación a plantear.

---

## REFERENCIAS:

- Andruszkiewicz, J., Lorenc, J., & Weychan, A. (2019). Demand price elasticity of residential electricity consumers with zonal tariff settlement based on their load profiles. *Poznan University of Technology*, 22.
- Arvanitidis, N., & Rosing, J. (1970). Composite Representation of a Multi reservoir Hydroelectric Power System. *IEEE Trans, PAS-89*.
- Aryanpur, V., Ghahremani, M., Mamipour, S., Fattahi, M., Gallachóir, B., Bazilian, M., & Glynn, J. (2022). Ex-post analysis of energy subsidy removal through integrated energy systems modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158.
- Asamblea Nacional. (1989). Normas para la determinación de las tarifas del servicio Eléctrico. *Imprenta Nacional de Venezuela*, Art. Gaceta oficial de la Republica, N° 34.321.
- Asamblea Nacional. (2002). Resolución mediante la cual se fijan las tarifas máximas que aplicarán las empresas eléctricas. *Imprenta Nacional de Venezuela*, Art. Gaceta Oficial N° 37.415.
- Asamblea Nacional. (2017). Comisión Mixta Para El Estudio De La Crisis Eléctrica En El País Informe Final. *Imprenta Nacional de Venezuela*, 200.
- Bitu, R., & Born, P. (1993). Tarifas De Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales Y Metodológicos. En *OLADE* (1 Edition). OLADE.
- Boardman, B. (2010). *Fixing Fuel Poverty Challenges and Solutions*. Earthscan.
- Canesa, M. (2013). La Tarifa Social de la Energía en América Latina y el Caribe. *OLADE*.
- Contraras, E., & Negrin, A. (2017). El manejo ambiental del Contrato de suministro con Brasil. *Environmental Justice Atlas*.
- Cowan, S. (2002). Price-cap regulation. *Oxford University*.

- El-Hawary, M. E., & Kumar, E. (1986). Optimal Parameter Estimation for Hydro Plant Performance Models in Economic Operation Studies. *IEEE Transactions on Power Systems, PWRS-1*.
- Empresa de Pesquisa Energética [EPE]. (2017). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*.
- Faruqui, A., & Bourbonnais, C. (2020). The Tariffs of Tomorrow. *IEEE power & energy magazine*, 25.
- Galindo, L., Beltran, A., Carbonell, J., & Alatorre, J. (2017). Efectos potenciales de un impuesto al carbono sobre el producto interno bruto en los países de América Latina. *Cepal*, 48.
- Glimn, A. F., & Kirchmayer, L. K. (1958). Economic Operation of Variable-Head Hydroelectric Plants. *AIEE Trans.*
- González, A. (2019). *La guerra eléctrica de Maduro, mentiras y verdades*.
- Hildebrand C. E. (1960). The Analysis of Hydroelectric-Power Peaking and Poundage by Computer. *AIEE Trans.*
- Hills, J. (2012). Fuel Poverty Report. *London School of Economics*.
- Key, R., Hernández, J., Monsalve, D., Curiel, C., Obuchi, R., Cárdenas, D., Oliveros, A., & Lalaguna, G. (2019). *Reducir los Subsidios a los Servicios en Venezuela*.
- Navarro, J. C. (2014). *Epistemología y Metodología* (1 edición). Grupo Editorial Patria.
- Nordhaus, W. (2013). The Climate Casino: Risk, Uncertainty, and Economics for a Warming World. En *Yale University Press* (1 edición). Yale University Press.
- Nordhaus, W. (2014). SCC Estimates: Concepts, DICE Model Results. *Chicago University*.
- Perez, E. (2023). Algoritmo para incluir la huella carbono en los costos de energía [Tesis Doctoral]. *Unexpo*.
- Perez, E., & Velásquez, S. (2023). Energy Aliquot Model Venezuela case. *IEEE Latin America*.
- Rudnick, H. (1999). Desarrollo Del Sector Eléctrico, Competencia Y Regulación, Seguridad De Abastecimiento. *Pontificia Universidad Católica de Chile*.
- Santa, P. S., & Martins, F. (2012). *Metodología de la Investigación Cuantitativa* (3 edición). FEDUPEL.
- SOS ORINOCO. (2021). Caracterización y Análisis de Algunas Variables Socioambientales Clave en el Arco Minero Del Orinoco. *Salvando la Amazonia Venezolana*.

- The MathWorks Inc. (2020). *Global Optimization Toolbox Matlab*. The MathWorks, Inc.
- Transparencia Venezuela. (2015). *Informe Empresas Propiedad del Estado Venezolano Corpoelec*.
- Velásquez, S., Durrego, P., & Viscaya, L. (2017). Desarrollo de una Aplicación para el Modelado y Simulación Energética de las Centrales Hidroeléctricas del Bajo Caroní. *Unexpo*.
- Watson, R. T., Zinyowera, M. C., & Moss, R. H. (1996). *Tecnologías y medidas para mitigar el cambio climático*. The Intergovernmental Panel on Climate Change.