



ESTUDIO TÉCNICO DEL USO DE ENERGÍA SOLAR Y BIOGÁS EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ILHABELA-BRASIL

A TECHNICAL STUDY OF SOLAR AND BIOGAS ENERGY USAGE IN ELECTRIC VEHICLES IN ILHABELA, BRAZIL

Raul Pereira Micena^{1,*}, Omar R. Llerena P.¹,
 Wendell de Queiróz Lamas², José Luz Silveira¹

Resumen

Actualmente, los sistemas híbridos de generación de energía se han mostrado como una excelente oportunidad para la generación de electricidad. En este trabajo se presenta el estudio de uno de estos sistemas considerando dos fuentes de energía disponibles (solar – biogás) en la isla Ilhabela en el estado de San Pablo – Brasil, con miras a dotar de energía a vehículos eléctricos. Este estudio se basa primeramente en el cálculo de la demanda de energía de los vehículos eléctricos en esta isla. Luego se determina la capacidad de producción de biogás en Ilhabela. Posteriormente se efectúa un análisis energético de la planta con una microturbina a biogás para conocer la energía producida y la demanda de biogás. Como último paso, se calcula la cantidad de energía necesaria a ser generada con la planta fotovoltaica. Los resultados muestran que, considerando un índice de inserción de mercado del 4 % de los vehículos eléctricos, la demanda energética media es de 46 327 kWh/mes. Por otro lado, la capacidad de producción de biogás en la isla es dos veces mayor a la necesaria para generar 16 200 kWh/mes. Finalmente, la planta fotovoltaica producirá 30 127 kWh/mes.

Palabras clave: biogás, vehículos eléctricos, energía solar, Ilhabela.

Abstract

Currently, Hybrid Power Systems (HPS) have been shown as an excellent opportunity for generation of electricity. This paper presents the study of a hybrid system considering two energy sources (solar - biogas) available in the city Ilhabela island in the state of São Paulo – Brazil. This system will supply electricity to electric vehicles. The study is based on the calculation of the energy demand of the electric vehicles on the island. Then the capacity of biogas production in Ilhabela is determined. Subsequently, in order to know the energy produced and the amount of biogas needed by the microturbine, an energy analysis of this plant is carried out. Last, the energy needed to be generated with the photovoltaic plant is calculated. The results show that, considering a market insertion index of 4% of electric vehicles, the average energy demand is 46.327 kWh/month. On the other hand, the amount of biogas produced on the island is twice that needed to generate 16.200 kWh/month. Finally, the solar plant will produce 30.127 kWh/month.

Keywords: Biogas, Electric Vehicles, Solar Energy, Ilhabela.

^{1,*}Laboratório de Otimização de Sistemas Energéticos (LOSE)/Instituto de Pesquisa em Bioenergia (IPBEN) – UNESP. Brasil. Autor para correspondencia ✉: raul.micena@unesp.br, <https://orcid.org/0000-0003-0486-4108>

<https://orcid.org/0000-0003-2115-4036>, <https://orcid.org/0000-0002-7588-0335>

²Departamento de Ciências Básicas e Ambientais. Escola de Engenharia de Lorena. Universidade de São Paulo (USP). Brasil. <http://orcid.org/0000-0003-2764-5725>

Recibido: 14-05-2018, aprobado tras revisión: 25-06-2018

Forma sugerida de citación: Micena, R. P.; Llerena, O. R.; Queiróz Lamas, W. y Silveira, J. L. (2018). «Estudio técnico del uso de energía solar y biogás en vehículos eléctricos en Ilhabela-Brasil». INGENIUS. N.º 20, (julio-diciembre). pp. 58-69. DOI: <https://doi.org/10.17163/ings.n20.2018.06>.

1. Introducción

La energía es considerada un insumo fundamental en las actividades productivas, teniendo un importante papel en el proceso de desarrollo de la humanidad. El acceso a las formas modernas de energía, en particular la energía eléctrica, trae una serie de beneficios sociales que mejoran la calidad de vida de la población [1].

Uno de los sectores de mayor consumo de energía es el transporte. En 2014, a nivel mundial este sector fue responsable del 28 % de la demanda global de energía y 23 % de las emisiones globales de CO₂, las cuales provienen del consumo de combustibles fósiles. En relación con el uso de petróleo, este sector consumió 65 % de la demanda global final [2].

Por otro lado, en un escenario de creciente preocupación por el cambio climático, se buscan alternativas menos contaminantes para el transporte de personas y cargas, en este sentido, los vehículos eléctricos (VE) están siendo ampliamente difundidos. Según las proyecciones de Bloomberg New Energy Finance [3], en 2040, más de la mitad de los automóviles nuevos vendidos en el mundo serán eléctricos. A diferencia de los vehículos a combustión, los VE no emiten gases de efecto invernadero durante su funcionamiento.

Sin embargo, la energía que alimenta sus motores eléctricos puede tener como origen diferentes fuentes de energía, algunas de ellas altamente contaminantes, como el carbón mineral y el petróleo, haciendo menos efectiva la adopción de los VE como medida de reducción de la emisión de gases invernadero. Desde la perspectiva de un análisis de ciclo completo, la electricidad disponible para cargar las baterías debe generarse a partir de fuentes renovables o limpias para que dichos vehículos tengan cero emisiones [4].

En ese sentido los sistemas híbridos generadores de energía SHGE son una buena alternativa. Según Thibaud *et al.* [5], este tipo de sistemas utilizan más de una fuente de energía para suplir una variedad de diferentes cargas. Típicamente estos sistemas funcionan aisladamente aprovechando los recursos renovables disponibles en el sitio, pero también se pueden utilizar en conjunto con fuentes convencionales de generación de energía.

Según Justo Roberts cuando dimensionados de forma correcta, los SHGE presentan ventajas técnicas, económicas y ambientales en relación con los sistemas que utilizan una única fuente renovable o los sistemas tradicionales [6].

Este artículo propone el análisis técnico y dimensionamiento de un SHGE (solar-biogás) para aplicación en la isla Ilhabela-SP-Brasil, considerando potenciales energéticos actualmente disponibles en la isla y que no están siendo aprovechados.

La finalidad del sistema propuesto es para generar estaciones de carga para una flota específica de vehículos eléctricos. Para este estudio se considera diferentes

grados de penetración de VE en relación con la flota actual de automóviles.

Para un análisis estructurado de esta propuesta en primer lugar se realiza una revisión bibliográfica de los VE a batería (VEB) y su relación con las fuentes de energía renovable; posteriormente en la metodología se describe paso a paso el análisis técnico y dimensionamiento del sistema. Finalmente, se analizan y se discuten los resultados y se obtienen las conclusiones sobre el análisis desarrollado.

1.1. Vehículos eléctricos a batería

Resumidamente, un vehículo eléctrico a batería (VEB) puede ser descrito como un vehículo cuyas ruedas son movidas por un motor eléctrico, que a su vez es alimentado por la corriente eléctrica almacenada en un banco de baterías. Sus principales componentes se pueden ver en la Figura 1.

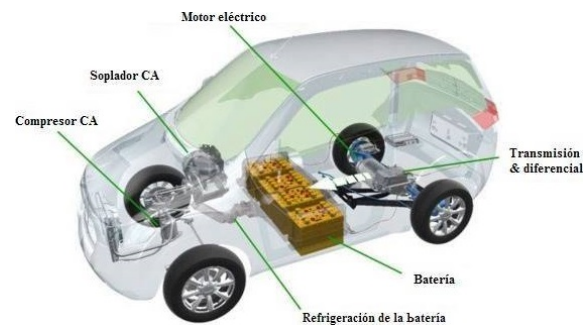


Figura 1. Componentes básicos del vehículo eléctrico [7].

La carga de las baterías de un VEB es en gran parte obtenida a través del uso de una toma eléctrica residencial convencional. Sin embargo, los altos períodos de recarga y la necesidad de realizar cargas más rápidas y frecuentes, resultaron en el advenimiento de estaciones públicas de carga [8]. Estas estaciones pueden ser independientes o conectadas a una red de estaciones con dispositivos de última generación [9].

1.2. Uso de fuentes de energía renovable en los VEB

La literatura es bastante diversa en cuanto a la integración entre los VE y las fuentes renovables de energía [10–12]. Los modelos que estudian esta integración tienden principalmente a medir la capacidad de relación entre ellos, así como los impactos en el rendimiento de la red eléctrica [13]. A continuación, se presentan algunas aplicaciones usando biogás y energía solar fotovoltaica.

1.2.1. Uso de biogás en los VEB

La energía de biomasa difiere de otras fuentes renovables, como solar y eólica, por el hecho de que puede ser

fácilmente almacenada y consumida cuando sea necesario. Los biocombustibles, como el etanol producido a partir de la caña de azúcar, son la forma más común de utilización de la biomasa en los vehículos.

Este combustible es quemado directamente en motores de combustión interna (MCI). Sin embargo, la electricidad proveniente de los biocombustibles tiende a proporcionar un mayor retorno sobre la inversión en comparación con el uso en procesos finales como el antes mencionado [14].

Diversos estudios recientes indican que el uso de bioelectricidad en un vehículo es más efectivo que la conversión de la biomasa en biocombustibles. Schmidt *et al.* [8] evaluaron la producción y el uso de varios tipos de biocombustibles en Austria, en comparación con la bioelectricidad. Los resultados indican que las emisiones de gases de efecto invernadero, los efectos del uso de la tierra y la cantidad necesaria de *stock* de biomasa se reducen utilizando VE en comparación con los biocombustibles.

Por otro lado, Campbell *et al.* [15] concluyen que la producción media bruta, en kilómetros recorridos por hectárea de producción de biomasa, es de 112 % mayor para la bioelectricidad que para los biocombustibles. Además, la compensación media neta de gases de efecto invernadero para la producción de *switchgrass* (gramínea del género *Panicum* L.) es un 108 % mayor de la bioelectricidad que la de los biocombustibles [13].

1.2.2. Uso de energía fotovoltaica en los VEB

A lo largo de los años, varios métodos de carga de VEB utilizando paneles fotovoltaicos (PV, siglas en inglés) se han propuesto. La más prominente es la combinación entre PV y la red eléctrica. De esta forma, utilizan la energía fotovoltaica siempre que sea posible, pero cambian a la red cuando la energía fotovoltaica es insuficiente o no disponible [16].

La conexión a la red de las estaciones de carga de VEB, en conjunto con la energía solar fotovoltaica, permiten una mayor interacción entre los VE y la red, posibilitando el flujo de energía del vehículo hacia la red, en una tecnología denominada *vehicle-to-grid* (V2G) [17]. La conexión a la red también permite que la generación fotovoltaica no necesariamente deba estar en el mismo espacio físico de la estación de carga, ya que la energía puede ser transportada a través de los sistemas de distribución.

Otro enfoque es utilizar el sistema PV fuera de la red eléctrica. Este sistema se conoce como *PV-standalone* [18]. Este enfoque requiere la utilización de baterías para el almacenamiento de la energía generada durante los períodos con alta irradiación solar. El uso de baterías en este tipo de sistemas eleva los costos tanto de inversión inicial como de mantenimiento.

1.3. Energía solar fotovoltaica (PV)

La energía solar es la mayor fuente de energía renovable disponible en la naturaleza, teniendo como origen la radiación proveniente de las reacciones de fusión de los núcleos de hidrógeno y helio en el interior del Sol.

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por la alta confiabilidad y el bajo mantenimiento, siendo que su alto costo inicial a menudo es compensado por el bajo costo operacional. A través del efecto PV, las células solares contenidas en los paneles convierten la energía solar directamente en energía eléctrica renovable, segura y no contaminante [19].

El componente básico de la energía solar es la célula fotovoltaica. Esta se compone de dos capas de material semiconductor. Las capas, una del tipo N, con exceso de electrones y otra del tipo P, con déficit de electrones, se unen, formando una unión PN. Cuando hay la incidencia de fotones provenientes de la luz solar, los electrones adquieren energía, y se da entonces, con la presencia de un conductor externo, la migración de los electrones generando así una corriente eléctrica. Si la célula no sufre incidencia solar, los electrones y las lagunas permanecen atrapados detrás de esa barrera [20]. La Figura 2 muestra el funcionamiento del panel PV.

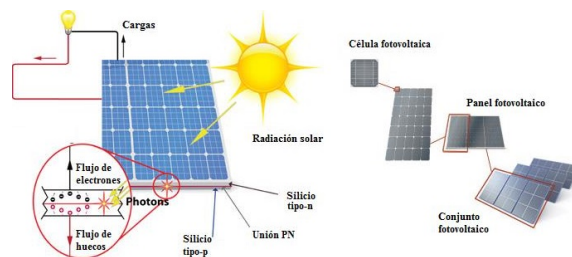


Figura 2. Funcionamiento del panel PV [18].

En el proceso de industrialización, las células fotovoltaicas se interconectan en arreglos serie-paralelo formando así, los módulos PV (Figura 2). Los módulos PV más utilizados se basan en la tecnología poli o monocristalina [21]. Pero recientemente, películas finas se están popularizando, especialmente para grandes instalaciones [22].

En general, en las instalaciones fotovoltaicas, los módulos se organizan en circuitos en serie, a fin de alcanzar la tensión DC necesaria. Para obtener una potencia mayor, varias cadenas se conectan en paralelo. El comportamiento de un sistema PV bajo diferentes intensidades de irradiación solar y temperatura puede ser entendido examinando sus curvas características de corriente-tensión (I-V) y tensión-potencia (P-V).

Siempre existirá un único punto de operación en el que la potencia será máxima, es decir, el punto de potencia máxima (PPM) en una determinada temperatura e irradiación. El PPM no es fijo; varía continuamente de acuerdo con la temperatura y la irradiación

solar. Debido a esta dinámica, un rastreador para encontrar el punto de máxima potencia es necesario para garantizar que siempre se extraiga la máxima potencia del arreglo de paneles PV (Figura 3) [16].

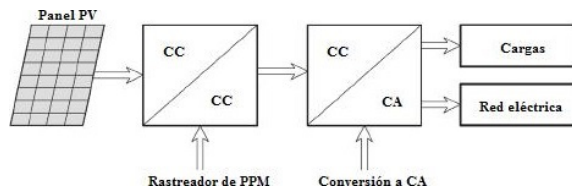


Figura 3. Diagrama de bloques de un sistema PV mostrando sus principales componentes, entre ellos el PPM [23].

1.4. Energía solar en Brasil

De acuerdo con Pereira *et al.* [24], el promedio anual de irradiación global presenta una buena uniformidad en Brasil. Los promedios son relativamente altos en todo el territorio. Los valores de irradiación solar global incidente en cualquier región del territorio brasileño varían entre 1500 y 2500 kWh/m²/año, y son superiores a los de la mayoría de los países europeos, tales como Alemania (900-1250 kWh/m²/año), Francia (900-1650 kWh/m²/año) y España (1200-1850 kWh/m²/año), lugares donde proyectos de energía solar son ampliamente utilizados.

A pesar de las condiciones favorables para el desarrollo de este tipo de tecnología, en Brasil aún es incipiente [25]. Según el Ministerio de Minas y Energía (MME) [26], al final del 2016, Brasil poseía 24 MW de potencia instalada en centrales fotovoltaicas centralizadas. Sin embargo, tal potencia aún no es suficiente para colocar a Brasil entre los veinte líderes mundiales en producción de este tipo de energía, todos ellos con capacidad instalada superior a 1 GW [27].

A pesar de la baja potencia instalada en centrales fotovoltaicas de gran porte, Brasil ha conseguido surgir en el uso de energía solar gracias a la generación distribuida, siendo estos los principales promotores para el uso de esta tecnología.

La reglamentación, elaborada en 2012 por la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) por medio de la Resolución Normativa N.º 482 y perfeccionada en 2016, trae importantes estímulos a la instalación de centrales generadoras de pequeño tamaño basadas en fuentes renovables, como las energías solar y eólica. Como parte de esta reglamentación, se instituyó el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica, el cual permite la acumulación de excedentes de generación en relación con el consumo, generando así créditos que pueden ser utilizados en un plazo de cinco años [28].

El número de conexiones de generación distribuida de energía a escala micro (hasta 75 kW de potencia

instalada) y mini (mayor que 75 kW y menor que 5 MW) está en pleno ascenso en Brasil, alcanzando 10 561 conexiones registradas en 2017, contra apenas cuatro en 2012, con una potencia instalada de 114,7 MW, siendo la energía solar responsable del 70 % de este total [29].

2. Materiales y métodos

2.1. Perfil de la isla Ilhabela

Ubicada en el litoral del estado de São Paulo (véase Figura 4), Ilhabela es una isla poblada por 32 197 habitantes. Con un área total de 347,5 km²; 85 % del territorio de la isla corresponde a unidades de conservación ambiental. El 15 % restante corresponde a áreas aptas para la urbanización. Su estructura vial está instalada a lo largo de toda la costa, conectando así la parte central de la ciudad con los barrios más alejados. Esta isla cuenta con una flota de 17 449 vehículos, entre los cuales 7041 son automóviles [30].



Figura 4. Ubicación de Ilhabela, en el litoral del estado de San Pablo [31].

Por no poseer generación de energía eléctrica propia a gran escala, la energía eléctrica en el municipio de Ilhabela es suministrada por medio de cables submarinos, que transmiten la energía del continente hasta la isla. De esta forma, si la demanda de energía eléctrica en la isla crece considerablemente, el suministro tendrá que ser reforzado, ya sea a través de la ampliación de la red de cables submarinos, o mediante la introducción de centrales generadoras de energía. Siendo, una de las propuestas de este trabajo, ya que propone la utilización de la energía solar fotovoltaica en conjunto con una central termoeléctrica a biogás, misma que sería instalada en la isla.

Según el Plan Municipal de Ilhabela, actualmente, el 6,5 % de la población urbana del municipio tiene su alcantarillado colectado, siendo este arrojado directamente al mar sin un tratamiento efectivo, con una simple remoción de residuos gruesos. Un sistema de estaciones de tratamiento de aguas residuales está en fase de implantación, y las proyecciones son de que en 2025 se produzcan 3 795 000 m³ de residuos y, en 2030, 4 345 000 m³ [32].

Según Lamas, el metano (CH₄) presente en el biogás producido a partir del tratamiento anaeróbico

de residuos de alcantarillado, es aproximadamente 21 veces más perjudicial para la atmósfera, que el anhídrido carbónico (CO₂) [33]. Por lo tanto, el aprovechamiento energético del biogás se vuelve interesante, ya que concilia la generación de energía renovable y el saneamiento ambiental.

Por otro lado, según los datos obtenidos del Centro de Referencia de Energía Solar y Eólica Sérgio S. de Brito (CRESESB, sigla en portugués) [34], Ilhabela posee un patrón de irradiación solar con variación de intensidad dependiendo de la estación. Febrero es el mes con el mayor promedio de irradiación solar (5,56 kWh/m²/día) y junio el mes con el menor promedio, con apenas 3,92 kWh/m²/día. La Figura 5, muestra la irradiación solar diaria-mensual.

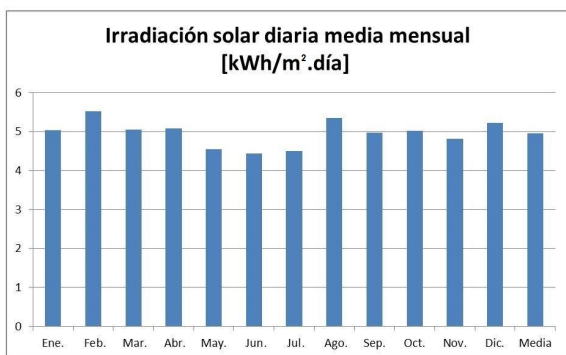


Figura 5. Irradiación solar diaria media mensual (kWh/m²/día) en la isla Ilhabela

2.2. Consumo de energía de un VEB

En este estudio, el rendimiento de los VEB se analiza en términos de la tasa de consumo de combustible (TCE). Es decir, la TCE se calcula como la razón entre la potencia consumida y la distancia recorrida [35]. Se utiliza la Ecuación 1 para este cálculo.

$$TCE = \frac{\text{Energía consumida (kWh)}}{\text{Distancia recorrida (km)}} \quad (1)$$

Cuanto más bajo sea el TCE, mejor será la eficiencia energética. La autonomía de los VEB se calcula con la Ecuación 2.

$$Auto = \frac{\text{Energía de un VEB cargado (kWh)}}{TCE \text{ (kWh/km)}} \quad (2)$$

La distancia media recorrida por un vehículo en Brasil es similar a la verificada en el estado de Luisiana (EE. UU.), estimada en 35 km/día [36].

De acuerdo con la proyección de la Empresa de Investigación Energética (EPE, sigla en portugués) [37], los VE representarán el 1,7 % de la flota nacional en 2025, y el 4,5 % en 2030.

El cálculo del consumo eléctrico por km en una flota de VEB puede calcularse con la Ecuación 3 [38].

$$CelVEB = P_M \times n \times D \times TCE \quad (3)$$

Donde:

- P_M – penetración de mercado de los VEB;
- n – número total de automóviles de la flota considerada;
- D – distancia media recorrida por un VEB en el período de un día;
- TCE – tasa de consumo eléctrico por km.

2.3. Análisis energético de la planta a biogás

Las particularidades ambientales del local donde se pretende poner en marcha este proyecto obligan a que la utilización de la biomasa produzca el menor impacto posible. Así, la tecnología de microturbinas a gas ofrece soluciones con bajas tasas de emisión de NO_x, lo cual representa un gran impacto para el efecto invernadero. El fabricante de la microturbina Capstone 30 garantiza una tasa de emisión de NO_x inferior a 9 ppm en los gases de escape. Así, es evidente la ventaja ambiental obtenida con el uso de esta tecnología, ya que comparado con la tecnología de grupos generadores de combustión interna convencionales (ciclo Otto), estas tienen una emisión de 3000 ppm, [39].

Para este estudio, es seleccionada la microturbina Capstone 30, modelo ya utilizado en otros trabajos con biogás proveniente de aguas residuales de San Pablo – Brasil [40] y en procesos de cogeneración [41]. Las características de esta turbina son presentadas en la Tabla 1.

Tabla 1. Características de la microturbina CAPSTONE C30 [39]

Modelo	C30
Potencia (kW)	30
Eficiencia (%)	26
Flujo de gases de escape (kg/s)	0,31
Temperatura de escape (°C)	275
Heat Rate (MJ/kWh)	13,8

2.3.1. Composición del biogás

El biogás generado a partir de la digestión anaeróbica de la biomasa proveniente de las aguas residuales tiene la composición presentada en la Tabla 2 [40].

Tabla 2. Composición de biogás

Componente	Volumen (%)	PCI (kJ/kg)
CH ₄	66,5	50
CO ₂	30,5	-
O ₂ + N ₂	0,5	-
H ₂ O	2,5	-
Total	100	22,2

2.3.2. Producción del biogás

Según França Junior [42], la tasa media de generación de biogás es de 170,9 m³ por cada 1000 m³ de residuos tratados. Por lo tanto, se pueden calcular así los valores de biogás que pueden obtenerse para la estación de tratamiento de aguas residuales (ETE, sigla en portugués) de Ilhabela con la Ecuación 4.

$$m_{biogás} = tx_{biogás} \times m_{residuo} \quad (4)$$

Donde:

- $m_{biogás}$ – volumen de biogás generado [m³/año];
- $tx_{biogás}$ – tasa media de generación de biogás (0,1079 m³ biogás/m³ residuo);
- $m_{residuo}$ – volumen de residuo tratado [m³/año].

Con el resultado de la Ecuación 4, se puede obtener los valores de caudal en [kg/s] con la Ecuación 5.

$$m_{bio} = \frac{m_{biogás} \times \gamma_{biogás}}{31\,104\,000(s/año)} \quad (5)$$

Donde:

- m_{bio} – caudal de biogás [kg/s];
- $m_{biogás}$ – volumen de biogás generado [m³año];
- $\gamma_{biogás}$ – masa específica del biogás con composición 65 % CH₄ y 35 % CO₂ (1,1518 kg/Nm³) [43].

2.3.3. Análisis energético

La metodología adoptada para el análisis energético de la planta a biogás es la utilizada por Llerena [44]. Este análisis es detallado a continuación paso a paso.

2.3.4. Volumen de control del ciclo Brayton

En la Figura 6, se observa el ciclo a gas. Este ciclo tiene un compresor, una cámara de combustión, la turbina y el intercambiador de calor.

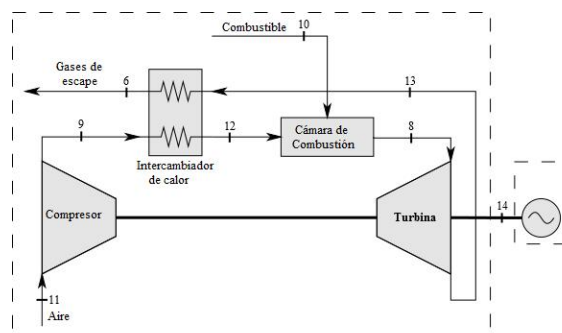


Figura 6. Volumen de control del ciclo de Brayton [41].

En este estudio se mantienen las condiciones ISO de la microturbina del GTW Handbook [45]. Considerando que la eficiencia del generador eléctrico es

del 95 % se obtiene la potencia en el punto 14 con la Ecuación 6:

$$\dot{W}_{14} = \frac{P_{generador}}{\eta_{generador}} \quad (6)$$

Donde:

- P – potencia eléctrica en el generador [kW].

Ahora, se calcula el flujo de biogás con la Ecuación 7:

$$HR \cdot P = PCI_{biogás} \cdot m_{biogás} \quad (7)$$

Donde:

- HR – Heat Rate [MJ/kWh];
- P – potencia a la salida de la turbina [kW];
- PCI – poder calorífico inferior del biogás [kJ/kg];
- M – flujo del biogás [kg/s].

Con los flujos del biogás y de los gases de escape se calcula el flujo de aire con la Ecuación 8:

$$\dot{m}_{11} = \dot{m}_6 - \dot{m}_{biogás} \quad (8)$$

2.3.5. Volumen de control del compresor

Según Çengel y Boles [46] los compresores tienen una eficiencia isentrópica que varía entre el 80 y el 90 %. En este estudio se utilizó la mayor eficiencia.

Punto 9

El flujo de aire en la salida del compresor es igual al flujo de aire en la entrada del compresor, así se tiene la Ecuación 9:

$$\dot{m}_9 = \dot{m}_{11} \quad (9)$$

Según GTW Handbook [45], la relación de presiones es de 4:1. Con ese dato se calcula la presión en el punto 9. Para ello se utilizaron las Ecuaciones 10 y 11:

$$P_9 = P_{11} \cdot Rp \quad (10)$$

Presión relativa en el punto 9:

$$Pr_9 = P_{11} \frac{P_9}{P_{11}} \quad (11)$$

Con la Ecuación 12 se obtiene la entalpía en el punto 9 [44].

$$h_9 = \frac{h_{9s} - h_{11}}{\eta_{cpmp}} + h_{11} \quad (12)$$

Punto 12

Según Carvalho [47], en el intercambiador de calor se tiene una pérdida del 3 % en la presión de salida.

De acuerdo con el mismo autor en el caso de la temperatura se tiene una diferencia de 324 °C. Así, la presión y la temperatura en el punto 12 se calculan con las Ecuaciones 13 y 14, respectivamente.

Presión en el punto 9:

$$P_{12} = P_9 - (P_9 \cdot 0,03) \quad (13)$$

Temperatura en el punto 9:

$$T_{12} = T_9 + \Delta T \quad (14)$$

Para el cálculo del flujo del aire en el punto 12 se utilizó la Ecuación 15.

$$\dot{m}_{12} = \dot{m}_9 \quad (15)$$

2.3.6. Volumen de control de la cámara de combustión

Punto 8

El flujo de los gases de escape en el punto 6 es igual al flujo de gases en la salida en la cámara de combustión. Así, se utilizó la Ecuación 16 para calcular el flujo de gases en el punto 8.

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_6 \quad (16)$$

Según Carvalho [47] existe una pérdida de presión del 3 % en la cámara de combustión. Así, se utilizó la Ecuación 17 para calcular la presión de salida de la CC.

$$P_8 = P_{12} - (P_{12} \cdot 0,03) \quad (17)$$

Según Saravanamuttoo *et al.* [48], la CC puede tener una eficiencia del 99 %. Ahora, con la ley de conservación de energía se tiene la Ecuación 18:

$$\dot{m}_8 \cdot \dot{h}_8 = \dot{m}_{12} \cdot \dot{h}_{12} + (PCI_{biogas} \cdot \dot{m}_{biogas}) \cdot \eta_{CC} \quad (18)$$

2.3.7. Volumen de control de la turbina

Punto 13

Para el cálculo de las presiones en la turbina se consideró la misma relación de aire que el compresor. Así, la presión relativa en el punto 13 se calcula con la Ecuación 19:

$$Pr_{13} = Pr_8 \frac{P_{13}}{P_8} \quad (19)$$

Haciendo el balance de energía se tiene la Ecuación 20:

$$(h_8 - h_{13a}) \cdot \dot{m}_8 = \dot{W}_{14} + \frac{(h_9 - h_{11}) \cdot \dot{m}_{11}}{\eta_{comp}} \quad (20)$$

La eficiencia de la turbina es calculada con la Ecuación 21.

$$\eta_{turbina} = \frac{\dot{W}_{generador}}{PCI_{biogas} \cdot \dot{m}_{biogas}} \quad (21)$$

2.4. Dimensionamiento del sistema PV

2.4.1. Cálculo de la potencia fotovoltaica necesaria

A través del cálculo de la potencia nominal (generada a partir de la radiación solar) necesaria para atender al consumo promedio diario de las cargas, y con los datos de la energía suplida por la planta de biogás se puede estimar el área de los paneles solares a ser instalados.

Este cálculo muestra, de forma aproximada, la capacidad del sistema dimensionado para atender la demanda, suministrando energía en igual cantidad a la solicitada por las cargas (Flota de VE).

A través de la aplicación de la Ecuación 22 se determina la potencia nominal instalada necesaria para atender la demanda [49]:

$$P_{FV} = \frac{E}{n_v n_R HSP} S_f \quad (22)$$

Donde:

- E – demanda energética solicitada por la carga;
- S_f – factor de seguridad para pérdidas resistivas y térmicas en las células fotovoltaicas, con valor adoptado de 1,15;
- n_v y n_R – eficiencias de los componentes del sistema;
- HSP – Horas-Sol-Pico.

La irradiación solar media diaria puede ser referida en términos de «horas pico de sol» (HSP). Este valor se refiere al número equivalente de horas diarias a las que una región dada debería someterse (1 kW/m²) para que reciba la misma cantidad de energía solar. Así, el número de HSP es numéricamente igual al de la irradiación solar media (kWh/m².día). Con este valor es posible estimar el área total a ser ocupada por los módulos fotovoltaicos. De esta forma, a través de la división de la potencia instalada por la eficiencia de los módulos, se encuentra el área resultante [46]. Ecuación 23.

$$A_{total} = \frac{P_{FV}}{E_{ff}} \quad (23)$$

Donde:

- A_{total} – área de los módulos (m²);
- P_{FV} – potencia media necesaria (kW);
- E_{ff} – eficiencia de los módulos (%).

2.4.2. Costos de la energía solar fotovoltaica

En Brasil, el costo total de instalación está compuesto por los siguientes elementos: módulos PV (43 %), inversores (24 %), estructura física y protecciones (16 %) e instalación (17 %) [50].

De acuerdo con datos del informe de Greener [51], el precio promedio del kW instalado de energía solar fotovoltaica en Brasil en 2017 estaba entre 8 R\$/kW, para los sistemas de menor porte, y 4,62 R\$/kW para sistemas mayores. Otros valores se ajustan a la Tabla 3.

Tabla 3. Precios [45]

Potencia (kW)	2	4	8	12	30	50	75	150
Precio (R\$/W)	8	6,84	5,95	5,65	5,26	5,1	5,01	4,62

3. Resultados y discusión

3.1. Análisis del consumo de energía

Teniendo en cuenta la flota de 7041 automóviles, y tomando como base la proyección de la EPE. Por medio del cálculo del TCE y con la Ecuación 3, se puede calcular el consumo mensual de energía de la flota de VE, de acuerdo con el grado de penetración de mercado de estos. Los resultados son presentados en la Tabla 4.

Tabla 4. Consumo de energía eléctrica de los VEB en relación con la penetración de mercado

Penetración de mercado de los VEB	N.º de vehículos eléctricos	Consumo medio de energía (kWh/mes)
4%	282	46 327,21
2%	141	23 163,60

De la Tabla 4 se puede observar que una mayor penetración de VE significa una mayor demanda de energía. Este incremento representa también una planta solar fotovoltaica de más potencia y consecuentemente será necesaria una mayor área de instalación.

3.2. Análisis energético de la planta a biogás

Los resultados del análisis energético de la microturbina utilizando biogás se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Resumen del análisis energético

Punto	T [°C]	P [kPa]	Flujo [kg/s]	h [kJ/kg]
6	275	101,32	0,31	490
8	831,9	393	0,31	1167,15
9	184,3	405,3	0,3041	459,67
10	25	101,32	0,0059	-
11	25	101,32	0,3041	298,6
12	508	393,24	0,304	801,9
13	594,6	96,25	0,31	825,77

De acuerdo con la Tabla 5, la microturbina necesita un caudal de 0,0059 kg/s de biogás para proporcionar su potencia nominal de 30 kW. Con las Ecuaciones 4 y 5, y con las proyecciones de caudal de 3 795 000 m³/año en 2025 y 4 345 000 m³/año en 2030 en el sistema de alcantarillado de Ilhabela, se llega a una capacidad de producción de 0,0152 kg/s en 2025 y 0,0174 kg/s de biogás en 2030, ambos valores por encima de la necesidad de consumo de la microturbina, por lo que viabiliza este tipo de energía desde el punto de vista técnico.

Así, con la planta biogás funcionando 18 horas al día, en su plena capacidad (30 kW) en los horarios en que no existe la irradiación solar, se tiene una generación media de 16 200 kWh/mes. Con este valor de energía mensual, y con el consumo de energía de la flota de VEB, según la Tabla 6, se calculó la necesidad de generación suplementaria de energía por parte del sistema fotovoltaico (se considera que este sistema trabajará las 6 horas restantes).

Tabla 6. Energía a ser atendida por el sistema PV, dado el régimen de operación de la planta a biogás

Penetración de mercado de los VEB	Energía biogás (kWh/mes)	Energía del sistema solar PV (kWh/mes)
4%	16 200,00	30 127,21
2%	16 200,00	6963,6

Con la información presentada en la tabla anterior, fueron dimensionados los sistemas PV adecuados para el suministro energético en los dos escenarios.

3.3. Análisis del dimensionamiento de la planta fotovoltaica

Por medio de la Ecuación 22 se calculó la potencia fotovoltaica necesaria para suplir la demanda energética suplementaria a aquella ya atendida por la generación del sistema biogás. Por tratarse de una isla, con vocación turística y ecológica, el área ocupada por la

generación fotovoltaica es un factor de gran importancia para la implantación de esta tecnología. Con la Ecuación 23, y adoptando una eficiencia del 15 % en los módulos PV, típica en modelos de tecnología de silicio policristalino disponibles en el mercado, se calculó el área total de instalación de los módulos. Los resultados son presentados en la Tabla 7.

Tabla 7. Potencia y área ocupada por los sistemas PV dimensionados

Penetración de mercado de los VEB	Potencia (kW)	Área instalada (m ²)
4 %	305,20	2034,69
2 %	70,54	470,30

Para una misma capacidad de generación en el sistema de biogás (30 kW), el área ocupada por el sistema PV creció en más de cuatro veces. Teniendo en cuenta el impacto ambiental causado por la ocupación de porciones relevantes de área por el sistema PV, y la posibilidad de la generación distribuida, la aplicación de esta tecnología lleva a una elección entre la construcción de una planta fotovoltaica de mayor porte o de una cantidad mayor de plantas de pequeño porte, propias para instalaciones de tamaño residencial.

3.4. Análisis de los costos de instalación

El costo del sistema generador a biogás con la micro-turbina Capstone 30, misma que ya fue utilizada en trabajos similares por Coelho [40], donde se llegó a un valor de R\$ 8568,62 por kW instalado. Así, la inversión en un sistema completo de 30 kW con este tipo de tecnología tendría un costo de R\$ 257 058,60.

Con relación a la planta fotovoltaica, considerando las dos opciones (centralizado y distribuido), y con los costos actuales del mercado, la inversión para la instalación de este sistema PV también fueron calculados. Sumando estos dos costos se obtuvo el costo total del SHGE, los cuales son presentados en la Tabla 8.

Tabla 8. Inversión total para el SHGE

% VEB	PV distribuido		PV centralizado	
	R\$	Config.	R\$	Config.
4 %	2 344 647	77 x 4 kW	1 667 096	2 x 150 kW
2 %	739 583	18 x 4 kW	610 487	1 x 70 kW

4. Conclusiones

Debido a las peculiaridades de ser una isla, su potencial turístico y ecológico, las fuentes renovables de energía son la solución ideal para las demandas energéticas actuales y futuras de Ilhabela, que deberán pasar

en algún momento por los desafíos impuestos por el advenimiento de los VEB.

Se concluye que la instalación de la planta a biogás es viable técnicamente, pues la capacidad de producción de biogás en la isla será 0,0152 kg/s en 2025 y 0,0174 kg/s en 2030, es decir, dos veces más que lo necesario para que la planta trabaje en su máxima capacidad (0,0059 kg/s). La planta a biogás tendrá una producción de 16 200 kWh/mes.

De la planta fotovoltaica se concluye que, si se dobla la flota de vehículos eléctricos, y se mantiene la capacidad de generación del sistema a biogás (16 200 kWh/mes), la potencia instalada del sistema PV suplementario aumentará en más de cuatro veces su capacidad, así como su área de instalación. Se concluye también que la adopción de sistemas PV centralizados llevó a una reducción del 28,9 % en la inversión total en el escenario más a largo plazo. En el escenario para el 2025, con el 2 % de penetración de mercado de los VEB, la opción para el sistema PV centralizado llevó a una reducción del 17,5 % en el costo total de instalación del SHGE. Estas diferencias de costo de capital por vatio instalado entre los sistemas de mayor y de menor porte se deben a las ganancias de escala en el mercado de los equipos PV.

Finalmente, si por un lado, la generación fotovoltaica centralizada tiene menor costo de instalación, por otro, la generación distribuida es un mejor promotor del desarrollo social, al mover mano de obra local y favorecer pequeñas empresas, además del beneficio de la compensación de la energía generada por parte de los usuarios de generación distribuida residencial, con significativa reducción de los gastos en electricidad.

Referencias

- [1] K. Reiche, A. Covarrubias, and E. Martinot, "Expanding electricity access to remote areas: Off-grid rural electrification in developing countries," *WorldPower2000*, pp. 52–60, 2000. [Online]. Available: <https://goo.gl/4d6m7k>
- [2] T. Hirota, "Task 17 pv for transport draft task workplan for 2018-2020," Waseda University, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/jDegU4>
- [3] Bloomberg New Energy Finance, "Electric vehicle outlook 2017," Bloomberg Finance L.P, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/BNtKZe>
- [4] A. Poullikkas, "Sustainable options for electric vehicle technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1277–1287, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.016>

- [5] J. J. Roberts, S. Thibaud, and P. O. Prado, "Proyecto de un sistema híbrido de generación con energías renovables para un establecimiento rural aislado," in *XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission "Bioenergy for Electricity Generation" and "Ecological Issues in Power Plants"*, At São José dos Campos, Brazil, 2015. [Online]. Available: <https://goo.gl/omxcph>
- [6] A. Cassula, P. O. Prado, J. L. Silveira, and J. J. Roberts, *Energía: Investigaciones en América del Sur*, 1st ed. Editorial de la Universidad del Sur, 2017, ch. Dimensionamiento de Sistemas Híbridos de Generación de Energía, pp. 109–136. [Online]. Available: <https://goo.gl/yBQo3y>
- [7] T. Wilberforce, Z. El-Hassan, F. Khatib, A. A. Makky, A. Baroutaji, J. G. Carton, and A. G. Olabi, "Developments of electric cars and fuel cell hydrogen electric cars," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 40, pp. 25 695–25 734, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.07.054>.
- [8] V. Gass, J. Schmidt, and E. Schmid, "Analysis of alternative policy instruments to promote electric vehicles in austria," *Renewable Energy*, vol. 61, pp. 96–101, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.012>.
- [9] E. Talebizadeh, M. Rashidinejad, and A. Abdollahi, "Evaluation of plug-in electric vehicles impact on cost-based unit commitment," *Journal of Power Sources*, vol. 248, pp. 545–552, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.09.009>.
- [10] K. Seddig, P. Jochem, and W. Fichtner, "Integrating renewable energy sources by electric vehicle fleets under uncertainty," *Energy*, vol. 141, pp. 2145–2153, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.140>.
- [11] M. Honarmand, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Integrated scheduling of renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid," *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 745–755, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.044>.
- [12] W. Liu, W. Hu, H. Lund, and Z. Chen, "Electric vehicles and large-scale integration of wind power – the case of inner mongolia in china," *Applied Energy*, vol. 104, pp. 445–456, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.003>.
- [13] D. B. Richardson, "Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, impacts, and renewable energy integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 247–254, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.042>. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006557>
- [14] L. D. D. Harvey, *Energy and the New Reality 2: Carbon-free Energy Supply*, Earthscan, Ed., 2010. [Online]. Available: <https://goo.gl/RzPzu4>
- [15] J. E. Campbell, D. B. Lobell, and C. B. Field, "Greater transportation energy and ghg offsets from bioelectricity than ethanol," *Science*, vol. 324, no. 5930, pp. 1055–1057, 2009. DOI: <http://doi.org/10.1126/science.1168885>.
- [16] A. R. Bhatti, Z. Salam, M. J. B. A. Aziz, K. P. Yee, and R. H. Ashique, "Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 34–47, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.091>.
- [17] F. Mwasilu, J. J. Justo, E.-K. Kim, T. D. Do, and J.-W. Jung, "Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 501–516, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.031>.
- [18] S. J. Chiang, H. J. Shieh, and M. C. Chen, "Modeling and control of pv charger system with sepic converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4344–4353, Nov 2009. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2008.2005144>.
- [19] J. L. Silveira, C. E. Tuna, and W. de Queiroz Lamas, "The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 133–141, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.054>.
- [20] M. G. Villalva and J. R. Gazoli, *Energía solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*, ERICA, Ed., 2012. [Online]. Available: <https://goo.gl/CJKrDF>
- [21] M. Benaouadj, A. Aboubou, M. Becherif, M. Y. Ayad, and M. Bahri, "Recharging of batteries/supercapacitors hybrid source for electric vehicles application using photovoltaic energy in a stand-alone point," in *2012 First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology*, March 2012. DOI: <https://doi.org/10.1109/REVET.2012.6195264>, pp. 161–166.
- [22] J.-H. Song, Y.-S. An, S.-G. Kim, S.-J. Lee, J.-H. Yoon, and Y.-K. Choung, "Power output analysis of transparent thin-film module in building integrated photovoltaic system (bipv)," *Energy*

- and Buildings*, vol. 40, no. 11, pp. 2067–2075, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2008.05.013>.
- [23] N. Altin and T. Yildirimoglu, “Labview/matlab based simulator for grid connected pv system,” in *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, May 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/PowerEng.2013.6635804>, pp. 1316–1321.
- [24] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. de Abreu, and R. Rütther, *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. SWERA, 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/8Sr1tG>
- [25] CCEE. (2015) 3º leilão de fontes alternativas (3º lfa). Camara de Comercialização de Energia Elétrica. [Online]. Available: <https://goo.gl/Sy8iWg>
- [26] MME, *Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico*, Ministério de Minas e Energia, 2017.
- [27] R. L. Nascimento, “Energia solar no Brasil: situação e perspectivas,” Camara dos Deputados. Brasil., Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/gmSddm>
- [28] ANEEL, *Resolução normativa n. 687, Altera a Resolução Normativa n 482, Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST*, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Brasil Std., 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/T6PiFn>
- [29] —, *Nota Técnica n. 0056/2017-SRD/ANEEL, Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*, Agencia Nacional de Energia Elétrica. Brasil Std., 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/uq4L3i>
- [30] IBGE, *Conheça cidades e estados do brasil*, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/nCPqGJ>
- [31] Itapemar Hotel. (2017) Mapa de bolso - ilhabela. [Online]. Available: <https://goo.gl/zW4mFS>
- [32] P. M. de Ilhabela, *Plano Municipal Integrado de Saneamiento Básico*, Governo do Estado de São Paulo, 2015. [Online]. Available: <https://goo.gl/4WVGst>
- [33] W. Q. Lamas, “Análise termoeconômica de uma mini-estação de tratamento de esgoto com auto-suficiência energética,” Ph.D. dissertation, Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2007. [Online]. Available: <https://goo.gl/8jqjJu>
- [34] CRESESB. (2018) Potencial solar - sundata v 3.0. Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio Brito. [Online]. Available: <https://goo.gl/Ae2cUG>
- [35] G. M. Fetene, S. Kaplan, S. L. Mabit, A. F. Jensen, and C. G. Prato, “Harnessing big data for estimating the energy consumption and driving range of electric vehicles,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 54, pp. 1–11, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.04.013>.
- [36] R. Baran and L. F. L. Legey, “The introduction of electric vehicles in brazil: Impacts on oil and electricity consumption,” *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 80, no. 5, pp. 907–917, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2012.10.024>.
- [37] J. B. Soares, “Matriz elétrica brasileira e matriz elétrica brasileira e as rei’s,” in *Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia*, 2016. [Online]. Available: <https://goo.gl/q5GnBS>
- [38] E. F. Choma and C. M. L. Ugaya, “Environmental impact assessment of increasing electric vehicles in the brazilian fleet,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 152, pp. 497–507, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.07.091>.
- [39] V. Pecora, “Implantação de uma unidade demonstrativa de geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento do esgoto residencial da usp,” Master’s thesis, Univeside de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia). Brasil, 2006. [Online]. Available: <https://goo.gl/n35Ysr>
- [40] S. T. Coelho, S. M. S. G. Velazquez, O. S. Martins, and F. C. de Abreu, “Sewage biogas conversion into eletricity,” in *Anais do 6. Encontro de Energia no Meio Rural, 2006, Campinas (SP, Brasil)*, 2006. [Online]. Available: <https://goo.gl/X6LWYt>
- [41] J. C. Galarza, O. Llerena, and J. L. Silveira, “Thermodynamic and economic analysis of cogeneration system applied in biodiesel production,” in *XI Latin-American congress electricity generation and transmission - CLAGTEE 2015*, 2015. [Online]. Available: <https://goo.gl/9KuUc6>
- [42] A. T. França Junior, “Análise do aproveitamento energético do biogás produzido numa estação de tratamento de esgoto. 2008,” Master’s thesis, Universidade Estadual Paulista (UNESP). Brasil, 2008. [Online]. Available: <https://goo.gl/yAA3zq>

- [43] D. F. da Costa, “Geração de energia elétrica a partir do biogás do tratamento de esgoto. 2006,” Master’s thesis, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, Brasil, 2006. [Online]. Available: <https://goo.gl/U8u5qM>
- [44] O. Llerena, “Análisis energético, exergético y económico de un sistema de cogeneración: Caso para una planta azucarera de San Pablo,” *INGENIUS*, no. 19, pp. 29–39, 2018. textscdoi: <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.03>. 2018.
- [45] GTW. (2012) 2012 gtw handbook. Gas Turbine World. PequotPublishing Inc. [Online]. Available: <https://goo.gl/qmjxen>
- [46] Y. Cengel and M. Boles, *Termodinámica*, M. G. Hill., Ed., 2015. [Online]. Available: <https://goo.gl/XCTYQU>
- [47] H. M. de Carvalho, “Desenvolvimento matemático para avaliação de desempenho de turbinas a gás de um eixo,” Master’s thesis, Universidade Federal de Itajubá. Brasil, 2006. [Online]. Available: <https://goo.gl/cSeUzQ>
- [48] H. I. H. Saravanamuttoo, G. F. Crichton Rogers, and H. Cohen, *Gas Turbine Theory*, P. Hall, Ed., 2001. [Online]. Available: <https://goo.gl/smXkp6>
- [49] M. M. Mahmoud and I. H. Ibrik, “Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in palestine by pv-systems, diesel generators and electric grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, no. 2, pp. 128–138, 2006. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.001>.
- [50] D. I. Marinovski, I. T. Salamoni, and R. Ruther, “Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do crea-sc,” in *I Conferência Latino-Americana De Construção Sustentável X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. São Paulo. ANTAC*, 2004. [Online]. Available: <https://goo.gl/QxnFCa>
- [51] Greener. (2017) Em 12 meses, preço dos sistemas fotovoltaicos cai 24%. Greener. Pesquisa, Estratégia, Inovação. [Online]. Available: <https://goo.gl/iLbso8>