



REVISTA CIENTÍFICA TRIMESTAL DE CUBASOLAR

**REVISTA CIENTÍFICA de las
FUENTES RENOVABLES de ENERGÍA**

35



Promoción de un marco jurídico superior, que favorezca la introducción de las fuentes renovables de energía en el planeamiento energético	1
Modelación objetiva regresiva de demanda horaria de electricidad en la provincia de Villa Clara, Cuba	16
Ordenamiento territorial de los sistemas de energías renovables a partir de los análisis de la radiación solar en Cuba	24
Penetración eólica y el impacto de diferentes tecnologías de aerogeneradores en presencia de una red débil	38
Análisis técnico-económico de un sistema de iluminación para exteriores alimentado con energía solar fotovoltaica	61

Promoción de un marco jurídico superior, que favorezca la introducción de las fuentes renovables de energía en el planeamiento energético

Technical-economic feasibility analysis of an outdoor lighting system powered by photovoltaic solar energy

Por Antonio Vázquez Pérez, María Rodríguez Gámez*,
Miguel Castro Fernández*, Jorge Isaac Pinos**
y Laura Montesinos Zayas-Bazán****

** CIPEL, Instituto Superior Politécnico
José Antonio Echeverría (CUJAE), La Habana, Cuba.
e-mail: maria@electrica.cujae.edu.cu y mcastro@electrica.cujae.edu.cu,*

*** Grupo de Energías Renovables de la Unión Nacional
Eléctrica (UNE), La Habana, Cuba.
e-mail: isaac@oc.une.cu*

**** Estudiante de Derecho de la Universidad de La Habana, Cuba.
e-mail: ada.habana@yahoo.es*

Resumen

La iluminación de exteriores basada en LEDs ofrece una eficiencia elevada, un tiempo de vida prolongado y una operación con niveles de voltaje pequeños, lo cual la hace apropiada para trabajar con paneles fotovoltaicos. En un comienzo esta aplicación estaba restringida a localidades aisladas y áreas de desastres donde no era posible contar con la red eléctrica. Esta situación ha ido cambiando debido a la disminución sistemática en los precios de los paneles fotovoltaicos y los LEDs; unido al aumento sostenido en la eficiencia de estos últimos, por lo que esta opción se ha hecho atractiva en el alumbrado de nuevas instalaciones. Otros aspectos a considerar son la existencia en Cuba de la infraestructura necesaria para el diseño y la fabricación de los diferentes elementos del sistema, así como para la elaboración del proyecto de iluminación, con lo cual se alcanzaría un grado de integración nacional elevado. En este trabajo se analizan los factores que hacen posible la factibilidad de este tipo de iluminación y se proponen diferentes variantes para su implementación.

Palabras clave: Iluminación vial, LEDs, sistemas fotovoltaicos

Abstract

Outdoor lighting based on LEDs offers high efficiency, a long life time and operation with small voltage levels, which makes it suitable for working with photovoltaic panels. In the beginning, this application was restricted to

isolated communities and areas affected by natural disasters where it was not possible to have the electricity network. This situation has been changing due to the systematic decrease in the prices of photovoltaic panels and LEDs; together with the sustained increase in the efficiency of the latter, so this option has become attractive in the lighting of new facilities. Other aspects to consider are the existence in Cuba of the necessary infrastructure for the design and manufacture of the different elements of the system, as well as the elaboration of lighting projects, which would allow achieving a high degree of national integration. This paper analyzes the factors that make the feasibility of this type of lighting possible and proposes different alternatives for its implementation.

Keywords: Public lighting systems, LEDs, photovoltaic systems

Introducción

Desde los puntos de vista técnico y jurídico, y hasta nuestros días, las energías renovables han sido tratadas como un medio compuesto por instrumentos técnicos, mediante los cuales pueden cumplirse determinadas expectativas de protección medioambiental, la conservación de los recursos naturales y la solución de problemas energéticos locales, sin profundizar en el concepto de que, con el desarrollo científico-técnico, éstas han logrado constituirse hoy en un fin en sí mismas, generadoras de una amplia gama de resultados técnicos, a la vez que inductoras de relaciones sociales y económicas específicas, adaptando y convirtiendo de forma sostenible los recursos naturales para satisfacer las necesidades del desarrollo económico y social.

Al igual que lo sucedido con el Derecho Ambiental en su momento, las normas que integran el marco regulatorio de las energías renovables, se encuentran dispersas y rígidas por un fuerte carácter utilitario.

Una buena carga de su expresión la encontramos en el propio Derecho Ambiental, regulando y protegiendo los recursos naturales que constituyen el centro potencial de las renovables; a la vez, se inscriben como manifestación práctica de la voluntad política a nivel nacional e internacional, en diferentes tratados y documentos normativos.

En nuestros días, el panorama energético internacional se distingue por la búsqueda de alternativas sostenibles para diversificar la base energética mundial; el agotamiento progresivo e indetenible de los combustibles fósiles y los daños crecientes ocasionados al medio ambiente, hacen apremiante el cambio desde el punto de vista económico, y más importante aún, desde una perspectiva ética.

Las graves afectaciones al medio natural que han causado las políticas imperiales, en las que la producción y el sobreconsumo de energías han jugado un papel determinante, y propiciado que más allá del controvertido debate sobre su causalidad, se haya comenzado a tomar conciencia del carácter finito de los recursos de la biosfera, así como de la necesidad de mantener el desarrollo económico y social, sin comprometer un ambiente adecuado para las generaciones venideras.

Desde el surgimiento de la vida humana y durante miles de años, las energías renovables fueron la fuente esencial de la vida económica y social; ya a finales del siglo XIX el petróleo, y con posterioridad los combustibles nucleares, aparecieron como elementos que facilitarían la solución eterna a los problemas del desarrollo en cuanto a sus necesidades energéticas; el sistema económico imperante basado en el consumo desmedido de la energía, provocó que se consideraran esas fuentes como ilimitadas infinitas, sin valorar el impacto medioambiental derivado de la explotación intensiva de los hidrocarburos y combustibles nucleares, así como el agotamiento de dichos recursos.

Así las cosas, hasta la segunda mitad del siglo XX.

En 1973 sobrevino la primera gran crisis petrolera, que dispararía en una espiral ascendente hasta nuestros días los precios del petróleo, sucediéndose además las catástrofes nucleares de Three Mile Island, en Estados Unidos de América, y la de Chernóbil, en Ucrania, así como la más reciente en Japón, provocada por un desastre natural. Ya son bien conocidas las terribles consecuencias derivadas de esta política, hasta poner en peligro la vida en el planeta.

En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, celebrada en Río de Janeiro, Brasil, del 3 al 14 de junio de 1992, su declaración final postula 27 principios dirigidos a la protección de la integridad del sistema ambiental y el desarrollo mundial; en el principio segundo, expresa: «De conformidad con la Carta de las Naciones Unidas y los principios del derecho internacional, los Estados tienen el derecho soberano de aprovechar sus propios recursos según sus propias políticas ambientales y de desarrollo, y la responsabilidad de velar porque las actividades realizadas dentro de su jurisdicción o bajo su control no causen daños al medio ambiente de otros Estados o de zonas que estén fuera de los límites de la jurisdicción nacional» [Naciones Unidas, 2004].

En la Agenda 21 acuñada en la Cumbre de la Tierra, se trazan las pautas del Plan de Acción que los estados deberían llevar a cabo, para transformar el modelo de desarrollo actual basado en una explotación de los recursos naturales como si fuesen ilimitados, y en un acceso desigual a sus

beneficios, en un nuevo modelo de desarrollo que satisfaga las necesidades de las generaciones actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras. Es lo que se ha denominado desarrollo sostenible, es decir, duradero en el tiempo, eficiente y racional en cuanto al uso de los recursos y equitativo en los beneficios [Naciones Unidas, 1994].

La esencia normativista a nivel internacional se expresa en más de once normas internacionales ISO, que regularizan las exigencias de calidad sobre el estudio y manejo de los recursos naturales que constituyen la base potencial de las energías renovables, y las regulaciones que en materia inversionista deben ser tenidas en cuenta para su introducción.

Algunos países de Europa encabezan la iniciativa sobre la promulgación y puesta en vigor de un conjunto de normas que, a manera de marco regulatorio, favorecen y protegen la introducción de las energías renovables con la pretensión de diversificar la matriz energética. Alemania encabeza el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos conectados a red [EPIA, 2010], seguida de un grupo de países entre los que se encuentra España.

Actualmente, en la Unión Europea existen algunas regulaciones, como en Noruega y Suecia, que incluyen en el comercio los certificados verdes, y trabajan en un sistema que se basa en la directiva sobre renovables de la Unión Europea [EUE, 2009].

En Latinoamérica algunos países han promovido las energías renovables, pero su contribución en la matriz energética no se ha incrementado lo suficiente y la generación de electricidad continúa basándose principalmente en centrales térmicas que generan a base de portadores fósiles. Los estudios realizados demuestran la existencia de diversas barreras que dificultan la introducción de las renovables; entre ellas, políticas, legales, administrativas, económicas, financieras, técnicas, sociales y ambientales [González, et al., 2008].

El análisis de estos inconvenientes ha promovido que en algunos de estos países se comience un tratamiento diferenciado en cuanto a las renovables, con la promulgación

de marcos regulatorios específicos, a fin de allanar dichas barreras, favoreciendo la introducción de las energías renovables; tal es el caso de Argentina, donde se promulgaron la Ley 25019/1998, el Decreto no. 1597/1999 Régimen Nacional de Energía Solar Fotovoltaica y Eólica, y la Ley 26190/2006 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. También se han dictado leyes y reglamentos provinciales.

En Uruguay se publicaron dos decretos, el 267/2005 y el 389/2005, y el Poder Ejecutivo estableció los decretos 77/006 y 397/007. En República Dominicana se promulgó la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales, aprobada el 7 de mayo de 2007, y su respectivo reglamento promulgado el 11 de junio de 2008 [González, et al., 2008].

Hoy, la mayoría de los países ponen miras al desarrollo energético sostenible; escenario que coadyuva a la diversificación de la matriz energética cubana, mediante un Modelo de Desarrollo Energético Territorial ya propuesto [Gámez, 2011], con un sesgo renovabilistay sostenible, en el cual las energías renovables sirven de hilo conductor a dicho propósito.

Nuestro país se ha mantenido activo en esta política, manifestándose la voluntad estatal para la creación de espacios regulatorios que propician el desarrollo de las energías renovables; en fecha tan temprana como 1975 se creó el Grupo de Energía Solar, en el que se forjaron los primeros investigadores cubanos dedicados al estudio de las fuentes renovables de energía y su introducción en el país; en 1976 se aprobó el Programa Gubernamental «Investigaciones sobre el aprovechamiento de la energía solar en Cuba», y a finales de la década de los setentas se formó el Grupo Asesor de Energía, continuador del Grupo de Trabajo para el Ahorro de Energía, perteneciente al Ministerio de la Industria Básica (MINBAS).

En 1982 se realizó la primera instalación fotovoltaica en el país, con una potencia de 1 kW, con celdas de silicio monocristalino [Moreno y Montesinos, 2010]; en los años posteriores se continuó fomentando el desarrollo de las renovables: en 1983 se crea la Comisión Nacional de Energía (extinguida en estos momentos), y a partir de 1984 se promovió la creación de los Grupos de Desarrollo e Investigación en los Órganos de la Administración Central del Estado y en casi todas las provincias.

La voluntad política desplegada por la Revolución hasta 1989 propició el ensayo de diversas regulaciones con un marcado sesgo renovabilista en el campo energético, permitiendo el despegue de la actividad científica investigativa en el amplio campo de las energías renovables.

Paralelamente, se avanzó en el estudio del potencial renovable del país y se comenzó la producción de colectores solares planos y tanques-termo, desarrollados por varias instituciones nacionales, instalándose más de 350 sistemasde calentamiento solar termosifónicos en obras sociales [Moreno y Montesinos, 2010].

Cuba es el primer Estado en denunciar de manera oficial ante el mundo los acuciantes estragos causados al medio ambiente por las políticas consumistas de los países desarrollados, a la vez que se plantearon

soluciones y fórmulas para el desarrollo sostenible, a partir de la utilización de los recursos renovables, cuando en ocasión de celebrarse la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, celebrada en Río de Janeiro, Brasil, el 12 de junio de 1992, se escuchara la voz de Cuba [Castro, 1992], declarando la posición asumida por el país, con un compromiso ético ante la humanidad, en el camino emprendido para el establecimiento de medidas de desarrollo sostenible, dentro de las que se encuentran las relacionadas con el sistema energético.

La desaparición de la Unión Soviética en 1989, y del campo socialista, unido al recrudecimiento del bloqueo económico, condujeron a la caída de la economía cubana, con la consecuente crisis energética nacional. La dirección del país se vio precisada a adoptar drásticas medidas de ahorro de combustibles, y para el logro de este objetivo el Parlamento Cubano aprobó en junio de 1993

el Programa de Desarrollo de las Fuentes Nacionales de Energía. Entre los objetivos de este Programa se encuentran: lograr mayor eficiencia en el uso del bagazo y los residuos agrícolas cañeros (biomasa), así como extender la utilización de las energías hidráulica, solar térmica, solar fotovoltaica y eólica, así como el biogás y los desechos industriales, agrícolas y urbanos [Moreno y Montesinos, 2010].

Se planteó como un objetivo priorizado del Programa acelerar las investigaciones y trabajos relacionados con el uso de las fuentes renovables de energía, además de fortalecer la formación de especialistas en el tema energético.

En esos años se crearon un grupo de entidades comprometidas con el impulso de las fuentes renovables: el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), el Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER), el Centro de Estudio de Termoenergética Azucarera (CETA), el Grupo de Biogás de Villa Clara, el Área de Investigación y Desarrollo de Hidroenergía, la División Comercial EcoSol, el Centro Integrado de Energías del Agua (CITA), el Centro de Estudios de Eficiencia Energética (CEEFE), el Grupo de Aplicaciones Tecnológicas de Energía Solar (GATES), el Centro de Gestión de Información y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGÍA) y el Frente de Energías Renovables. En este escenario también figura con significativa participación la Sociedad Cubana para la Promoción de las Fuentes Renovables de Energía y el Respeto Ambiental (CUBASOLAR), fundada en 1994 [Moreno y Montesinos, 2010].

Desde el punto de vista normativo, en el país se han promulgado y puesto en vigor diversas leyes, decretos, resoluciones, reglamentos, manuales, acuerdos, normas cubanas y otros documentos que dan protección a los recursos naturales, a la vez que establecen los procedimientos generales

para la ejecución ordenada de las inversiones dirigidas a su aprovechamiento.

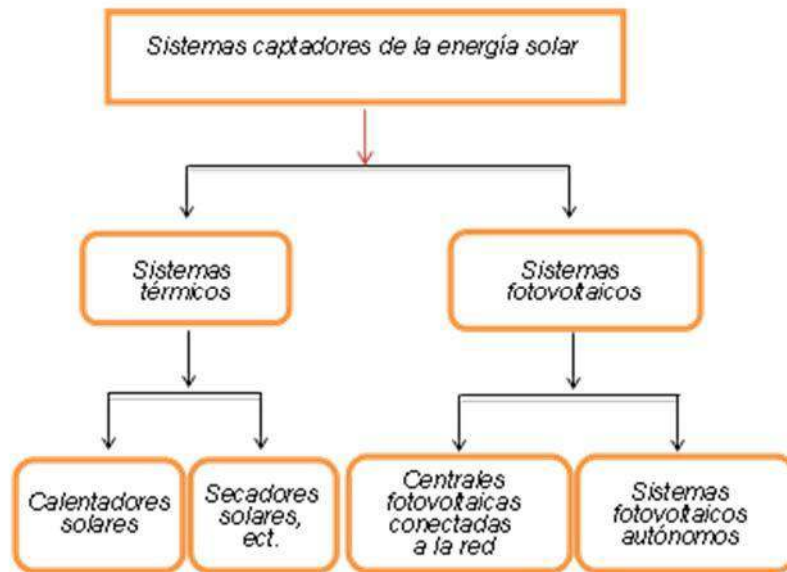
Desarrollo

Las energías renovables constituyen el sistema integrado por diversos recursos naturales que poseen la capacidad de renovarse por sí mismos, sin crear alteraciones irreversibles en el sistema natural que le da origen, así como los distintos tipos de tecnologías que se emplean para su aprovechamiento energético.

El marco regulatorio de las energías renovables en Cuba surgió como parte del proceso de búsqueda de soluciones y respuestas a las necesidades del progreso económico y social del país, y al cumplimiento de los compromisos internacionales establecidos en materia de reducción de impactos medioambientales, permitiendo elevar el nivel científico-técnico y el logro de experiencias de los recursos humanos encargados con su desarrollo, con una marcada incidencia en los sistemas de energía solar. Ello ha posibilitado que en la actualidad existan diversas aplicaciones de estas tecnologías en todo el territorio nacional, lo que evidencia la capacidad de la energía solar dentro del proceso de diversificación sostenible de la matriz energética nacional.

Cuba se encuentra comprendida dentro del cinturón solar de la Tierra, incidiendo de manera significativa su insularidad, rodeada de grandes masas de agua y ubicada en una zona tropical con una elevada humedad relativa; la energía solar está disponible durante 362 días del año, aproximadamente, que la convierten en un factor determinante y atractivo para su empleo en diversas aplicaciones energéticas.

La irradiación promedio que incide en el territorio cubano equivale a 1,16 kW/m²; los estudios realizados sobre el ordenamiento territorial de las energías renovables demuestran que el potencial solar y la disponibilidad del espacio para la aplicación de esta energía son adecuados para la introducción de los sistemas fotovoltaicos, tanto autónomos como conectados a la red [Gámez, 2011]. En la figura 1 se muestran los tipos de sistemas más empleados en la captación de la energía solar en el país, existiendo posibilidades reales de ampliar su utilización en otras aplicaciones.



*Fig. 1. Sistemas captadores de la energía solar.
Fuente: Elaboración propia*

En los procesos inversionistas de las energías renovables, y en especial de la solar, se deben tener en cuenta las características físicas y sociales del territorio, así como las exigencias del ordenamiento territorial, además de los potenciales solares y las zonas viables a partir de las barreras físicas y espaciales, como carreteras, pendientes, líneas férreas, ríos, arroyos, presas y otros de interés territorial.

Este tipo de energía puede aplicarse en los poblados, así como en las áreas protegidas de manera controlada; las redes eléctricas se tienen en cuenta para determinar el parámetro de eficiencia en sistemas conectados a la red, mediante la implementación de centrales fotovoltaicas.

En los poblados, las áreas más factibles para la instalación de estos sistemas son las parcelas libres dentro de los mismos, o en sus límites, y las cubiertas de las edificaciones, lográndose con ello una mejor eficiencia de la utilización del espacio.

Los sistemas térmicos son empleados para diferentes fines, como el calentamiento del aire, el agua y otros fluidos, pudiendo ser aplicados en sistemas de calentamiento o enfriamiento, secado de madera, granos y otros sólidos.

Los sistemas de producción de electricidad pueden ser empleados, de acuerdo a las necesidades, en sistemas fotovoltaicos autónomos o centrales fotovoltaicas conectadas a la red.

Los sistemas autónomos se han destinado tradicionalmente para garantizar el servicio eléctrico en regiones aisladas, en las que razones económicas impiden extender la red eléctrica.

Sin embargo, el desarrollo experimentado en los últimos años en estas tecnologías permite prever su aplicación dentro del sistema energético actual, con capacidad para satisfacer determinado nivel de la demanda de electricidad procedente del alumbrado público, así como la iluminación perimetral de objetivos importantes. Otra de sus aplicaciones está relacionada con el bombeo de agua en edificios multifamiliares, viviendas individuales, entidades del Estado e instituciones sociales.

Estos sistemas consisten en instalaciones sencillas, de poca envergadura, muy fáciles y económicas de manejar en su montaje, operación y mantenimiento, y además, su construcción puede ser asumida total o parcialmente por el país.

Otra característica específica de los servicios que se derivan de las energías renovables, es que a diferencia de los sistemas de generación convencionales, no solo garantizan el servicio eléctrico, pues aportan otras utilidades asociadas al modo de generación energética distribuida y local, pudiendo alcanzar elevados niveles de eficiencia y pérdidas mínimas.

Hasta estos momentos los objetivos trazados por el Estado en relación con las energías renovables, responden a solucionar determinado nivel de la demanda de energía sin que esto represente una carga para el sistema de generación nacional, así como reforzar la política de ahorro de combustibles que en los últimos años ha acrecentado el país, para enfrentar las consecuencias de la crisis mundial. Por otro lado, estas energías han jugado un papel significativo en el cumplimiento de los lineamientos de la política económica y social del país.

En el marco de la Batalla de Ideas la tecnología fotovoltaica posibilitó la electrificación de miles de objetivos sociales en lugares apartados del territorio nacional, brindándose el servicio eléctrico totalmente gratuito para funciones de alto valor social y humano.

En los momentos actuales se considera que las energías renovables, y especialmente las relacionadas con la energía fotovoltaica, han alcanzado suficiente madurez tecnológica y son económicamente competitivas, como para alcanzar una presencia mayor en la matriz energética nacional [Domínguez, 2004]. Sin embargo, para lograr estos objetivos es necesario reforzar su marco regulatorio, mediante normas jurídicas que las aborden desde el ángulo de sus especificidades, lo que presupone la capacidad de las mismas para manejar con carácter sistémico cada recurso o

componente que puedan consumir, y los resultados económicos y de reducción de impactos medioambientales derivados de su aplicación.

Una buena parte del contenido actual asociado con el marco regulatorio de las energías renovables, está disperso en la legislación ambiental vigente [Guilbeaux, et al., 2000], y es que ciertamente, entre los bienes jurídicos que protege el Derecho Ambiental, se encuentran los recursos naturales que dan origen a las energías renovables; pero no abarcan la regulación, ordenación y protección de las relaciones sociales y económicas que se derivan de este recurso. Otra parte de dicho contenido se encuentra incluido en diversos decretos, resoluciones, acuerdos y otros documentos normativos del Estado y los Órganos de la Administración Central, con el fin de legalizar e impulsar determinadas aplicaciones en sistemas renovables a nivel territorial.

El enfoque sistemático del uso de las energías renovables se basa, esencialmente, en lograr su utilización preferencial en la producción energética sostenible, sustentada en el empleo de recursos territoriales. Los objetivos principales de la promulgación de un tipo superior de norma jurídica, que favorezca la introducción de las energías renovables en el planeamiento energético cubano, están dirigidos a lograr la armonización de las formas de generación de energía, durante el proceso de diversificación gradual y progresiva de la matriz energética nacional, mediante la introducción de los sistemas renovables de energía, y reasignar el papel que le corresponde a los territorios y las localidades para intervenir en el proceso de planificación energética y en la utilización de los recursos naturales renovables existentes localmente.

Los principios esenciales están centrados en la utilización adecuada del potencial renovable de los territorios y localidades, propiciando una política de eficiencia en el consumo y la reducción de impactos medioambientales, a fin de satisfacer las necesidades sociales en correspondencia con las posibilidades del territorio.

La legislación de una norma basada en las energías renovables, mediante la cual el Estado otorga carácter jurídico a su voluntad política [Rodríguez, 2009], debe basarse en la aplicación de una estrategia renovabilista en la producción energética, con una base jurídica, administrativa y organizativa que permita su instrumentación, así como la realización de una gestión integral e integrada del recurso renovable. Su marco institucional presupone la existencia de una estructura organizativa estatal, dotada de autoridad y competencia suficientes para la aplicación, ejecución y control de la política y la gestión del recurso renovable, encaminada al logro de un desarrollo económico y social sostenibles.

Por otro lado, se ha reconocido a nivel internacional que existen múltiples causas que frenan el desarrollo de las energías renovables y que, sin lugar a duda, de alguna manera están presentes en el contexto de nuestro país, siendo muy difícil allanar estas barreras sin un adecuado marco regulatorio precedido de una Ley, como principal acto normativo del Estado [Rodríguez, 2009].

Internacionalmente se reconoce como uno de los mayores problemas para conseguir la penetración efectiva de las energías renovables, la existencia de un sistema energético sustentado en un modelo territorial de concentración, basado en la polarización de centros de generación y de consumo conectados por la red eléctrica [Domínguez, 2004]. En Cuba ya se ha comenzado a superar esta dinámica, a partir de la estructuración del sistema de generación distribuida del Sistema Electroenergético Nacional (SEN); de esta manera están creadas las condiciones técnicas que permiten la adaptación de las renovables, y en especial la solar fotovoltaica, a este sistema de producción energética distribuida. Con ello se fomenta la integración de las renovables en un nuevo modelo energético que, sin olvidar las necesidades de la sociedad, apueste claramente por un desarrollo ambientalmente sostenible, en el que la generación se encuentre próxima a las áreas de consumo, disminuyendo las pérdidas de recursos.

Por otro lado, la estrategia del desarrollo eléctrico cubano declara una tendencia a la disminución de la participación de las plantas termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles [Moreno y Montesinos, 2010], y se dan los primeros pasos en el proceso de diversificación del sistema electroenergético nacional con la creación de la empresa mixta ENERGÁS, como el primer productor independiente de electricidad en Cuba, lo que constituye un elemento de referencia para la competencia energética nacional y propicia experiencias para la formulación de un marco regulatorio e institucional que favorezca la introducción de los sistemas renovables en la matriz energética nacional.

La estructura energética existente en el país está regulada desde el punto de vista jurídico por la legislación del SEN, sin referencias del lugar y el papel que le corresponde jugar a las renovables. Esta situación se traduce en una barrera pasiva que ofrece resistencia a la introducción de las energías renovables en el escenario del planeamiento energético nacional, y explica la necesidad de reformular la legislación energética vigente, especificando el lugar y papel que ocuparán las renovables. En este sentido se debe tener en cuenta que el fomento de los sistemas renovables presume, además de la generación eléctrica, otros servicios energéticos que se obtienen de la energía primaria de las renovables, como el calentamiento de agua, aire y otros fluidos, así como el secado de madera,

granos y otros, que se obtienen directamente de la energía térmica solar con el empleo de tecnologías adecuadas, ya producidas en Cuba.

Hoy los costos de la mayoría de las fuentes renovables en el mercado mundial están decreciendo, principalmente en los sistemas fotovoltaicos; no obstante, su introducción se ve obstaculizada por su mayor costo de inversión frente a los sistemas que funcionan a base de combustibles convencionales. Esto se debe, esencialmente, al hecho de que los precios de la energía y los combustibles tradicionales no reflejan sus costos totales, incluidos los gastos externos que representan para la sociedad el daño ambiental causado por el uso de combustibles fósiles [Domínguez, 2004], así como otros elementos muy difíciles de calcular, pero que tienen un peso significativo en el desempeño económico del país, como los relacionados con la dependencia energética que genera la utilización del petróleo, y la subordinación tecnológica que se deriva de la adquisición de tecnologías cada vez más sofisticadas, que hoy no se encuentran al alcance de las posibilidades del país.

En algunos casos, la evaluación económica de los sistemas renovables no considera aspectos como la durabilidad de las instalaciones, su escaso costo de operación y mantenimiento, la ausencia de consumo de combustible y los gastos evitados por concepto de impactos ambientales; mucho menos se tiene en cuenta la reducción de riesgos sobre impactos del mercado, así como el nivel de independencia tecnológica que adquieren los territorios al poder solucionar con recursos propios, o en algunos casos, mediante la inversión de reducidos recursos, los problemas tecnológicos que se presenten.

Es necesario remover la normativa que de los análisis de factibilidad económica para la introducción de los sistemas renovables de energía, por una que considere de manera integral los cálculos asociados al costo de la energía obtenida por ambas tecnologías. En este sentido adquieren significación las posibilidades del país en cuanto a las tecnologías renovables, principalmente las de origen solar, permitiendo abaratar los costos de inversión, mantenimiento, reparación y reposición de piezas de repuesto.

La capacidad operacional y la calidad de las instalaciones de energías renovables que se encuentran funcionando, ha sido otro de los problemas identificados como barreras para la implantación de estas tecnologías; las razones han sido diversas, pero se analizarán sucintamente las fundamentales:

- El potencial renovable cubano es alto y se ha considerado que no necesita ser estudiado con profundidad para la implementación de

los sistemas renovables, lo que se pone de manifiesto especialmente con el potencial solar; no se han considerado necesarios los estudios de ordenamiento territorial para el uso de las energías renovables.

- Se ha considerado que las instalaciones renovables tienen muy poca dificultad técnica, cuando en realidad, aunque son instalaciones relativamente sencillas, su operación en zonas aisladas, como corresponde a la mayoría de las instalaciones existentes en Cuba, les proporciona una dificultad añadida nada despreciable [Domínguez, 2004].
- La no existencia de una normativa técnica sencilla para cada tecnología renovable, ha propiciado que se cometan errores desde la etapa del montaje hasta la explotación y el mantenimiento.
- La falta de personal con preparación técnica específica sobre las tecnologías renovables en los territorios y localidades donde estas se encuentran funcionando, reduce la posibilidad de una adecuada atención operativa de los sistemas, implicando gastos por conceptos de viajes y mantenimientos.

Es preciso promover la elaboración de normas técnicas para cada tecnología renovable, que garanticen los parámetros de calidad de las instalaciones y que contemplen los procesos siguientes:

- Certificación de factibilidad energética territorial para las inversiones en energías renovables; en este caso puede tenerse en cuenta la metodología propuesta en el Modelo de Desarrollo Energético Territorial [Gámez, 2011], y las certificaciones deben ser expedidas por las organizaciones del territorio que responden por la introducción y desarrollo de las energías renovables.
- Normas técnicas para el montaje de los sistemas; tener en cuenta las particularidades de cada sistema.
- Normas técnicas para la operación y mantenimiento de los sistemas; tener en cuenta las particularidades de cada sistema.
- Promover regulaciones que permitan la estandarización en el país de los sistemas renovables; tener en cuenta que esta opción puede propiciar el incremento de confianza para las inversiones y reducir los costos de mantenimiento y reemplazamiento de equipos.

Independientemente del efecto social que ha tenido en nuestro país la introducción de los sistemas renovables de energía, con énfasis en los sistemas fotovoltaicos, el servicio eléctrico y otros servicios energéticos que se derivan de las renovables constituyen una actividad con determinada carga de relaciones de tipo económico, que si bien utilizan combustibles baratos o gratuitos y no asocian los costos de las externalidades propias de

las convencionales, por otro lado implican gastos en el proceso de generación, distribución y transportación de la energía, así como en el mantenimiento y reparación de los sistemas; a esto se añaden los costos asociados al proceso de inversiones y la adquisición de la tecnología. De las posibilidades de recuperación económica de las inversiones para las energías renovables va a depender en gran medida que puedan generalizarse, y asumir mayores responsabilidades en el desarrollo económico nacional.

Es necesario el estudio y la promoción de regulaciones que garanticen el cobro del servicio que aportan las energías renovables; en este sentido se puede considerar que las tarifas actuales del cobro de la electricidad en Cuba favorecen el fomento de este servicio por vía de las energías renovables, pero existen otros servicios energéticos en los que se pueden instrumentar resortes de cobro del servicio, pudiéndose introducir variantes para la creación de tarifas fijas, en las que la organización territorial garantice la calidad y estabilidad del servicio. Otra variante puede ser la comercialización de la tecnología, y que la organización territorial comercialice la realización de los estudios de factibilidad para la introducción de las tecnologías, así como los servicios en mantenimientos, reparaciones y reposición de piezas de repuesto.

Conclusiones

El marco regulatorio cubano para las energías renovables se ha venido conformando de manera gradual, en la medida en que ha sido necesario proteger la introducción de determinadas tecnologías renovables, constituyendo una expresión de la voluntad política del Estado por lograr una alternativa de solución sostenible a determinadas demandas energéticas.

La necesidad de asignar un papel más preponderante a las energías renovables, dentro del planeamiento energético cubano para los próximos años, supone y obliga a la promoción de un marco regulatorio con alcance prospectivo, precedido de una norma jurídica superior, que en el contexto de la competencia favorezca la introducción de los sistemas renovables de energía en el proceso de diversificación de la matriz energética cubana.

Paralelamente, es necesario promover las regulaciones y normativas técnicas requeridas para garantizar la calidad productiva y de servicios de los sistemas renovables, así como la comercialización de la energía generada por estos sistemas.

Bibliografía

- Naciones Unidas. *Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*. Naciones Unidas División de Desarrollo Sostenible, 2004. Capítulo 1 (S.73.II.A.14).
- Naciones Unidas. *La Agenda 21: un proceso participativo para el cambio*. Barcelona: 1992.
- EPIA. «Desarrollo de la energía solar», en *renovable.cu.*, no. 7, 2010.
- EUE. *Seguimiento de noticias de regulación internacional*. Energía y sociedad, 2009.
- GONZÁLEZ, J.; P. P. MARCELO MULA, ABELARDO PÉREZ ZAMORA, DIANA YENISSA VELAZCO ÁGUILA E IGNACIO CRUZ. «Nuevas tecnologías basadas en energías renovables; barreras a su inserción y políticas de promoción. Situación eólica en algunos países de Latinoamérica». Documento elaborado a partir del Seminario de Formadores en Formación de Energías Renovables, Guatemala, nov., 2008.
- GÁMEZ, M. R. «La ordenación y la planificación de las fuentes renovables de energía en la Isla de Cuba desde una perspectiva territorial. Estudio de caso en el municipio de Guamá a partir de un Geoportal». Memoria presentada para obtener el grado de Doctora en Ciencias, 2011.
- MORENO FIGUEREDO, CONRADO Y ALEJANDRO MONTESINOS LARROSA. «La sociedad cubana y su contexto energético», en *Solarización territorial. Vía para el logro del desarrollo sostenible*. La Habana: Ed. CUBASOLAR, 2010.
- CASTRO RUZ, FIDEL. «Una importante especie biológica está en riesgo de desaparecer», en *Granma*, 1992.
- DOMÍNGUEZ, J. Memoria presentada para optar al grado de doctor. 2004.
- GUILBEAUX, E. V.; Ángel Fernández-Rubio Legrá, Orlando Rey Santos, Leonel Caraballo MAQUEIRA, MARITZA MCCORMACK BEQUER Y TERESITA CRUZ SARDIÑAS. *Derecho Ambiental Cubano*. La Habana: Universidad de La Habana, 2000.
- RODRÍGUEZ, J. A. *Teoría del Estado y el Derecho. Tema 1: El Estado*. La Habana: Facultad de Derecho Universidad de La Habana, 2009.

Modelación objetiva regresiva de demanda horaria de electricidad en la provincia de Villa Clara, Cuba

Objective regressive modeling of hourly electricity demand in the province of Villa Clara, Cuba

Por M.Sc. Ricardo Oses Rodríguez,
M.Sc. Humberto Machado Fernández**,
Dr. Guillermo Saura González* e Ing. M.Sc. Alfredo Pedraza Martínez**

** Centro Meteorológico Provincial, Villa Clara, Cuba.*

*** Empresa Eléctrica de Villa Clara, Cuba.*

Tel.: (53) 42291081 y (53) 42206768.

e-mail: ricardo.oses@vcl.insmet.cu

Resumen

El objetivo de este trabajo es modelar matemáticamente la demanda horaria de electricidad en la provincia de Villa Clara, utilizando la modelación regresiva objetiva (ROR), así como cuantificar la tendencia del comportamiento de la demanda horaria en el 2006 para cualquier horario. Para el presente trabajo se utilizaron los datos horarios correspondientes a la demanda horaria provincial en el 2006, desde el 1 de enero hasta el 2 de noviembre, suministrados por la Empresa Eléctrica de Villa Clara; posteriormente se modeló el comportamiento de la demanda de electricidad en la provincia para el año de estudio. Se obtuvo como resultado un modelo que explica 99% de la variabilidad de la serie con un error de 8 MW, que representa 7,3% de la demanda promedio, que es de 109,9 MW, y se valoró que la tendencia de la serie se incrementó en 0,001 MW anual para todos los horarios; los parámetros registrados en el modelo fueron los de la demanda eléctrica regresada en las horas siguientes: 1, 2, 3, 9 y 15.

Palabras clave: Modelación matemática, demanda horaria de electricidad, modelación regresiva objetiva

Abstract

The objective of this paper is to mathematically model the hourly electricity demand in the province of Villa Clara, using objective regressive modeling (ROR), as well as to quantify the behavior trend of the hourly demand in 2006 for any timeline. For the objective present paper we used the hourly data corresponding to the provincial hourly demand in 2006, from January 1 to November 2, supplied by the Electricity Company of Villa Clara; Subsequently, the behavior of electricity demand in the province was modeled for the year of study. A model was obtained that explains 99% of the variability of the series with an error of 8 MW, which represents 7.3% of

the average demand, which is 109.9 MW, and it was assessed that the trend of the series was increased by 0.001 MW per year for any timeline; The parameters registered in the model were those of the electric demand returned in the following hours: 1, 2, 3, 9 and 15.

Key words: Mathematical modeling, hourly electricity demand, objective regressive modeling

Introducción

La presencia de la electricidad en Cuba comenzó desde la época colonial. Primeramente, en 1877 para el alumbrado se empleó una máquina de vapor, traída por el catalán Tomás José Dalmau, que suministraba energía a una dínamo, y esta a una lámpara de arco eléctrico.

En la primera mitad de los años 80 del siglo XIX, la iluminación por arco eléctrico se estableció en algunos ingenios azucareros. Se registra el 3 de marzo de 1889, como la fecha en que se instaura un sistema eléctrico con generación centralizada y redes de distribución dirigidas a algunas zonas de la capital. A partir de aquí se inicia la aplicación progresiva de alumbrado público en otras ciudades del país [La Revolución..., 2006].

En la antigua provincia de Las Villas, gracias a Doña Marta Abreu de Estévez se introdujo este adelanto, pero la luz eléctrica no eliminó de las calles de Santa Clara el alumbrado por gas; al contrario, este experimentó una ampliación considerable en 1910 [Lloyd, 1913]. Y como la explotación de la planta eléctrica dejaba pérdidas, su dueña decidió venderla a Antonio Ramos Valderas, asociado a Gerardo Machado. Este personaje, asociado a su vez con Laureano Falla Gutiérrez y Orestes Ferrara, participó en la creación de la Compañía Cubana de Electricidad, S.A., en 1911, dedicada al negocio del suministro de electricidad en la antigua provincia de Las Villas. En los años 20, esta compañía pasó a la American and Foreign Company, como tantas otras dedicadas a ese tipo de negocio en Cuba [Machado, 1927, citado por Altshuler y González, 2010].

A finales de 1928 se estableció el mayor monopolio eléctrico en Cuba por la compañía norteamericana Electrical Bond and Share Company, afianzada como principal tenedora de las acciones.

En 1957, la Compañía Cubana de Electricidad elevó su capacidad de generación a 470 MW, y sus instalaciones y equipos se repartían entre dos sistemas independientes. El 6 de agosto de 1960 se nacionaliza dicha Compañía, pasando a manos del estado revolucionario.

En 1975 se triplica la capacidad de generación con relación a 1958, el consumo de electricidad por habitante se incrementó de 406 a 705 kWh

anuales, la electrificación alcanzó a más de 70% de la población, al igual que la generación.

En 1989, la potencia instalada (2 967,5 MW) era 6 veces mayor que en 1959; en este mismo año se importaban 220 000 barriles diarios y solo se extraían 18 000 diarios. Dado el aporte de la URSS, no existían problemas en la esfera energética.

Con el derrumbe del campo socialista y la desaparición de la URSS, unido al bloqueo norteamericano, se establece el Período Especial. En 1997 se aprueban como estrategia [Castro, 2005], tres direcciones básicas:

1. Construir y explotar nuevas capacidades.
2. Modernizar las centrales termoeléctricas y asimilar aceleradamente el uso del crudo nacional.
3. Desarrollar el Programa del Ahorro de Energía en Cuba (PAEC).
4. En el municipio de Santa Clara, y en toda la provincia de Villa Clara, se ha modelado el consumo eléctrico [Mora, 2002]; sin embargo, se utilizó el estudio de la serie clásica, mientras que en este trabajo se utiliza la Metodología ROR [Oses y Grau, 2011].

Objetivos

1. Modelar matemáticamente la demanda horaria de energía eléctrica en la provincia de Villa Clara.
2. Cuantificar la tendencia del comportamiento de la demanda en cualquier horario en el 2006.

Materiales y métodos

Para este trabajo se utilizaron los datos correspondientes a la demanda horaria provincial en el 2006, desde el 1 de enero hasta el 2 de noviembre, suministrados por la Empresa Eléctrica de Villa Clara; posteriormente se modeló el comportamiento de la demanda horaria de electricidad provincial, con el empleo de la Metodología de Regresión Objetiva Regresiva (ROR). Los resultados fueron validados mediante la comparación entre los valores reales y los predichos, con ayuda del índice de correlación de Pearson. Los resultados se presentan en tablas y gráficos.

Resultados

A continuación se presenta el modelo obtenido para la demanda eléctrica horaria, utilizando la modelación ROR (Tabla 1).

El coeficiente de correlación lineal explica 99% de la variabilidad de la serie, y el error es de 8 MW (Tabla 1), que representa 7,3% de la demanda

horaria promedio en el año, que es de 109,9 MW; el estadístico de Durbin Watson es cercano a 2, lo que indica que no existe correlación en los residuales, lo cual es beneficioso para el modelo, y el análisis de varianza es revelador, con una F de Fisher de 179 248,8 (Tabla 2), significativa a 100%.

Tabla 1. Estadísticas del modelo con ROR

Modelo	R	R al cuadradoa	R al cuadrado ajustado	Std. Error estimado	Durbin-Watscn
1	0,997b	0,995	0,995	0.0102	1,960

- Regresión a través del origen (modelo no-intercepto), R al cuadrado mide la proporción de la variabilidad en la variable independiente, relacionada con el origen interceptado por la regresión. Esto no puede ser comparado con R al cuadrado para los modelos que incluyen una intercepción.
- Indicadores: Lag15transf, DS, NoC, Lag1trans, Lag9transf, Lag3transf, DI, Lag2transf.
- Variable dependiente trans 1.
- Regresión lineal a través del origen.

Tabla 2. Análisis de varianza (ANOVA) del Modelo por ROR

Modelo		Suma de los cuadrados	df	Media del cuadrado	F	Sig.
1	Regresión	92078091	8	11509761,39	179248,8	0,000a
	Residual	470089,4	7 321	64,211		
	Total	92548181b	7 329			

- Indicadores: Lag15trans, DS, NoC, Lag1trans, Lag9transf, Lag3transf, DI, Lag2transf.
- La suma total de los cuadrados no es correcta para la constante, porque la constante es cero para la regresión a través del origen.
- Variable dependiente: trans 1.
- Regresión lineal a través del origen.

Posteriormente, se modeló la demanda horaria utilizando la metodología ROR, y los parámetros obtenidos se muestran en la tabla 3. El modelo presentó todos los parámetros significativos: DS y DI explican los altibajos de la serie; y NoC, la tendencia horaria, la que tiende a aumentar de manera significativa en 0,001 MW para cualquier horario dentro del mes. Los demás parámetros son la demanda regresada en una hora (Lag1transf), en dos horas (Lag2transf), y así sucesivamente. El signo negativo representa que, cuando por ejemplo, la demanda en 15 horas atrás (Lag15transf) aumenta, entonces la demanda real en 15 horas posteriores será menor.

El parámetro de mayor impacto es el valor de la demanda una hora atrás (Lag1transf), que presenta un coeficiente mayor que 1.

Tabla 3. Parámetros del modelo para la demanda horaria

Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	DS	39 060	1,146	0,246	34,080	0,000
	DI	38 999	1,146	0,245	34,018	0,000
	NoC	001	0,000	0,033	17,096	0,000
	Lag1transf	1 445	0,012	1,445	122,226	0,000
	Lag2transf	-767	0,019	-0,767	-41,221	0,000
Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.
		B	Beta	Beta		
1	Lag3transf	096	0,011	0,096	8,367	0,000
	Lag9transf	-089	0,004	-0,089	-20,123	0,000
	Lag15transf	-069	0,005	-0,069	-14,829	0,000

a: Variable dependiente: trans 1.

b: Regresión lineal a través del origen.

En la tabla 4 pueden apreciarse los errores estandarizados que poseen media cero y desviación estándar 1, por lo que el modelo indica gran precisión.

Tabla 4. Estadística de los errores del modelo

	Mínimo	Máximo	Media	Desviación Std.	N
Valor pronosticado	55,470	190,252	109,907	22,0020	7 329
Residual	-36,0137	38,2930	0,0000	8,0094	7 329
Std Valor pronosticado	-2,474	3,652	0,000	1,000	7 329
Std Residual	-4,494	4,779	0,000	1,000	7 329

- a. Variable dependiente: trans 1.
- b. Regresión lineal a través del origen. En la tabla 5 se puede observar que la correlación entre el valor real y el predicho por el modelo para la demanda eléctrica horaria, es de 94%, lo cual es altamente significativo a 99%.

Tabla 5. Correlación entre el valor real y el predicho por el modelo para la demanda eléctrica horaria en Santa Clara

		trans1	Valor pronosticado no estandarizado
Trans1	Correlación Pearson	1	0,940**
	Sig. (dos colas)		0,000
	N	7 344	7 329

Valor pronosticado no estandarizado	Correlación Pearson	0,940**	1
	Sig. (dos colas)	0,000	
	N	7 329	7 329

***La correlación es significativa en el nivel 0,001 (2 colas). En la figura 1 se muestra el comportamiento de los valores de demanda real (demanda de Villa Clara en MW) y su pronóstico, los cuales presentan una alta coincidencia.*

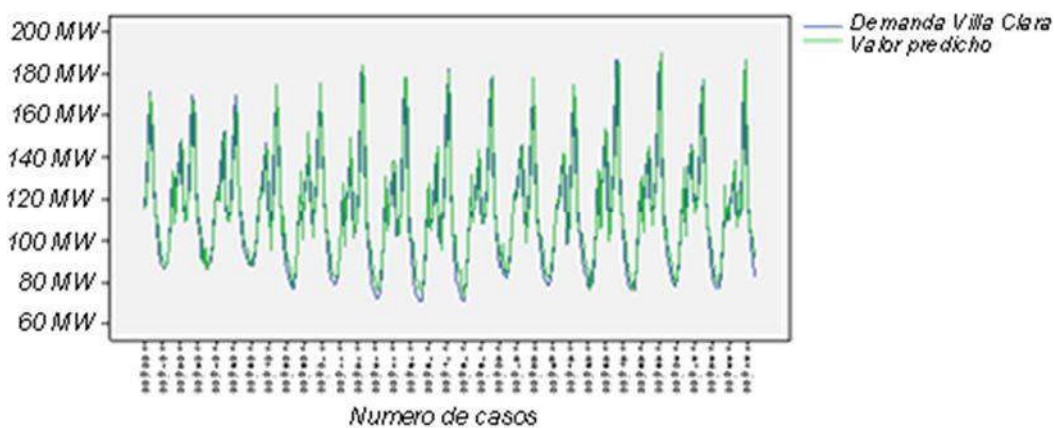


Fig. 1. Comportamiento de la demanda horaria y valor pronosticado por ROR.

Conclusiones

3. Se modeló la demanda horaria para el año, explicando 99% de la variabilidad de la serie, con un error de 8 MW, que representa 7,3% de la demanda promedio, que es de 109,9 MW.
4. La tendencia de la serie se proyecta hacia el aumento de 0,001 MW anual para todos los horarios.
5. Los parámetros significativos para la obtención del modelo fueron la demanda regresada en los horarios siguientes: 1, 2, 3, 9 y 15 horas.

Agradecimientos

Los autores agradecen la cooperación de la Empresa Eléctrica, que amablemente suministró los datos de demanda eléctrica horaria provincial,

así como al Departamento de Meteorología Aplicada del Centro Meteorológico Provincial.

Bibliografía

- ALTSHULER, J. Y M. GONZÁLEZ (2010). *Una Luz que llegó para quedarse*. La Habana: Ed. Científico Técnica, 2010.
- CASTRO, FIDEL. Discurso del 17 de noviembre de 2005. *La Revolución Energética en Cuba*. Material de estudio, marzo-abril de 2006.
- LLOYD, R. (Ed.) (1913). *Twentieth Century Impressions of Cuba*. Londres: Lloyd Greater Britain Pub. Co. Ltd., 1913.
- Machado: Su vida y su obra* (1927), en Biblioteca Los grandes estadistas de América, 1. La Habana: Ed. José Martí, 1927.
- MORA, H. N. (2002). Series cronológicas de consumo eléctrico y de petróleo de los municipios y la provincia de Villa Clara. Tesis para la obtención del grado de Máster, Santa Clara: Universidad Central de Las Villas (UCLV), 2002.
- OSÉS, R. Y R. GRAU (2011). Modelación regresiva (ROR) versus modelación ARIMA, usando variables dicotómicas en mutaciones del VIH. Santa Clara: Universidad Central Las Villas (UCLV), 25 de febrero, Ed. Feijo, 2011. ISBN: 978-959-250-652-7.

Ordenamiento territorial de los sistemas de energías renovables a partir de los análisis de la radiación solar en Cuba

Territorial organization of renewable energy systems based on the analysis of solar radiation in Cuba

*María Rodríguez Gámez *,
Antonio Vázquez Pérez *,
Miguel Castro Fernández*
y Rolando Heredia Pérez***

** CIPEL, CUJAE*

*e-mail: maria@electrica.cujae.edu.cu,
mcastro@electrica.cujae.edu.cu*

*** OBE Guantánamo, Cuba.*

e-mail: roland2k@elecgtm.une.cu,

Resumen

La radiación solar es el recurso renovable más distribuido, el de mayor potencial y en condiciones de estabilidad adecuadas para su explotación en todo el territorio nacional, a pesar de que su aporte energético no se ha generalizado hasta hoy en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y su aplicación se limita a pequeños sistemas autónomos en sitios y comunidades aislados, distantes de la red eléctrica, para garantizar el servicio en instalaciones de alto impacto social, así como para la captación del calor mediante diferentes tecnologías, nacionales y extranjeras. La ordenación y la planificación territorial constituyen instrumentos de transparencia, que pueden ser utilizados como herramientas administrativas, brindando las posibilidades técnicas para la intervención en el territorio, y donde, además, con la utilización del Sistema de Información Geográfica (SIG), permiten determinar la potencia de energía solar que incide en cada área, ayudando al mejoramiento de la eficiencia de captación y a la toma de decisiones adecuadas para la instalación de los sistemas próximos al consumo. En el trabajo se utilizan los resultados del estudio del potencial solar en el plano inclinado del SWERA, en cartografía 1:250.000, mostrándose los resultados en la base de datos de la información espacial, que corresponde a las áreas viables para la instalación de sistemas solares, y se expone un breve análisis de los impactos asociados a esta tecnología, incluyendo la influencia de los fenómenos hidrometeorológicos extremos. Se tienen presentes los lineamientos de la política económica y social del país, aprobados el 18 de abril de 2011; en especial, en el lineamiento 247 se plantea fomentar el aprovechamiento de las distintas fuentes renovables de energía, fundamentalmente la utilización del biogás, la energía eólica, hidráulica,

biomasa, solar y otras; priorizando aquellas que tengan el mayor efecto económico.

Palabras clave: Ordenamiento territorial, radiación solar, energía renovable, áreas viables

Abstract

Solar radiation is the most distributed renewable resource, with the greatest potential and in conditions of stability suitable for exploitation throughout the national territory, despite the fact that its energy contribution has not been generalized until now in the National Electric Power System (SEN) and its application is limited to small autonomous systems in isolated sites and communities, far from the electricity grid, to guarantee service in facilities with a high social impact, as well as for heat capture through different national and foreign technologies. The ordering and territorial planning are instruments of transparency, which can be used as administrative tools, providing the technical possibilities for intervention in the territory, and in addition, with the use of the Geographic Information System (GIS), they allow to determine the solar energy resource in each area, helping to improve the efficiency of its harnessing and making appropriate decisions for the installation of systems nearby the consumers. In the paper the results of the study of the solar potential in the inclined plane of SWERA are used, in cartography 1: 250.000, showing the results in the database of the spatial information, which corresponds to the viable areas for the installation of solar systems, and a brief analysis of the impacts associated with this technology is presented, including the influence of extreme hydrometeorological phenomena. The guidelines of the country's economic and social policy, approved on April 18, 2011, are taken into account; In particular, in Guideline 247, is addressed to promote the use of different renewable sources of energy, mainly the use of biogas, wind, hydroelectric, biomass, solar and others; prioritizing those that have the greatest economic effect.

Keywords: Territorial planning, solar radiation, and renewable energy, viable areas

Introducción

Existen hoy en Cuba diversas fuentes y productores de información relacionadas con el uso y explotación de las energías renovables distribuidas en el territorio nacional, por lo que lograr unificarlas para uso colectivo resulta de vital importancia para la gestión energética del país, pues existen diversas instituciones y organizaciones empresariales que proyectan su utilización, pero que no cuentan con la información adecuada sobre su disponibilidad en los territorios, su eficiencia de explotación, ni las

tecnologías idóneas para ser aprovechadas. Esta carencia de datos conduce frecuentemente a que se cometan errores en la implementación de determinados sistemas renovables, incluido el potencial solar, provocando lesiones económicas, y la pérdida de credibilidad social y administrativa sobre la capacidad de las energías renovables para coadyuvar al desarrollo económico y social del territorio.

Según estudios y datos aportados por CUBASOLAR se realizó la estimación de los aportes de energía que se pudieran aprovechar, a partir de lo previsto para cada tipo de fuente, entre las que se encuentra la solar.

Ello se muestra de manera más específica y detallada en el modelo de desarrollo energético territorial elaborado para Cuba [Rodríguez, 2011], en el cual se resume un importante volumen de dicha información, estudiadas las áreas viables para la inversión en sistemas solares fotovoltaicos, sobre una cartografía 1:250.000. En este modelo se tienen en cuenta los factores valorados en las normativas nacionales e internacionales sobre el uso del suelo y los parámetros de compatibilidad en interés de la utilización del territorio para la implementación de los sistemas de energía, con énfasis en las tecnologías fotovoltaicas.

Los primeros estudios desarrollados en que se utilizaron los Sistemas de Información Geográfica (SIG) asociados a los potenciales renovables, fundamentalmente el solar, se remontan al 2000 y fueron empleados esencialmente en la electrificación rural [Amador, 2000].

Los SIG son herramientas que ayudan a la gestión del territorio; en el 2004 fueron utilizados para analizar el papel de las energías renovables como alternativa energética [Domínguez, 2002] que permitiese alcanzar un mayor grado de independencia de los recursos petrolíferos. En tal sentido, se comenzaron a tener en cuenta los aspectos ambientales y la demanda social, para actuar como impulsores en el desarrollo de una nueva etapa en la utilización de las energías renovables [Sánchez, 1995].

Otros estudios realizados en el país permitieron definir que para la inversión en sistemas de generación eléctrica es necesaria su vinculación con las exigencias del ordenamiento territorial, y solo de esta manera lograr su introducción en áreas viables, donde sea realmente factible realizar las inversiones, teniendo en cuenta el uso del suelo, y favorecer la transición hacia un nuevo modelo energético diverso y sostenible [Díaz, 2009].

Para Cuba, el aprovechamiento de la energía solar mediante el uso de celdas solares para la producción de electricidad ha demostrado su viabilidad en todo el país y en cualquier época del año, respondiendo a un esquema de generación distribuida; a pesar de ello, no se logra su aplicación masiva para el aporte de energía al sistema eléctrico nacional,

y su uso se limita a unos ocho mil sistemas autónomos en escuelas, consultorios médicos, salas de televisión y viviendas rurales [Turrini, et al., 2010].

El coste mínimo de la inversión en los sistemas solares fotovoltaicos, es aproximadamente cuatro veces superior a su rendimiento eléctrico. Sin embargo, si se considera que después de implementados, los gastos de mantenimiento y control resultan mínimos, y mayor el tiempo de su vida útil siempre que se utilicen las tecnologías adecuadas, entonces la recuperación económica de la inversión resulta relativamente breve, máxime si se tienen en cuenta que los gastos relacionados con su impacto en el medio ambiente son irrelevantes.

En los momentos actuales el país acumula valiosos resultados y experiencias en la instalación de los sistemas fotovoltaicos autónomos, que satisfacen la demanda de energía en lugares de difícil acceso donde la red eléctrica no puede extenderse; quedan pendientes por desarrollar los sistemas conectados a red, que representarían un aporte significativo a la demanda de energía, a la vez que pueden aliviar la carga que la generación eléctrica implica sobre los combustibles fósiles, logrando explotar un recurso natural disponible y sustentable.

El territorio cubano se encuentra comprendido dentro del cinturón solar de la tierra; su potencial solar incidente está influenciado de manera significativa por su característica insular, rodeado de grandes masas de agua y ubicado en una zona tropical con una elevada humedad relativa. En estas condiciones es un recurso disponible durante 362 días del año, aproximadamente, que lo convierte en un factor determinante y atractivo para ser empleado en sus diversas aplicaciones energéticas.

En el plano internacional, vale significar que en la Agenda 21 del 2002 [Agenda 21, 2006] en su capítulo 40.11, se expresa ...«Con la asistencia de las organizaciones internacionales, los países deberían establecer mecanismos de apoyo para suministrar a las comunidades locales y a los usuarios de recursos, la información y los métodos que necesitan para que, en la ordenación del medio ambiente y de los recursos sostenibles, apliquen los conocimientos y los enfoques tradicionales y autóctonos, cuando proceda. Esto reviste particular importancia en el caso de las poblaciones rurales y urbanas y los grupos indígenas, de mujeres y de jóvenes...». Más adelante, el Artículo 40.16 expone:...«Todos los países, en particular los países en desarrollo, deberían con el apoyo de la cooperación internacional, fortalecer su capacidad de reunir, almacenar, organizar, evaluar y utilizar datos en los procesos de adopción de decisiones de manera más efectiva...».

En los lineamientos de la política económica y social del país, aprobados el 18 de abril de 2011, se plantea: ...«A partir de las actuales condiciones del escenario internacional previsible, la política económica se dirige a enfrentar los problemas de la economía transitando por dos tipos de soluciones... en la segunda se refiere textualmente... Soluciones del desarrollo sostenible, a más largo plazo, que conduzcan a una autosuficiencia alimentaria y energética altas...» [VI Congreso..., 2011].

Más adelante, en los lineamientos [VI Congreso..., 2011] se expresan diferentes aspectos que rigen el desarrollo económico y que inciden en el ordenamiento territorial, la sostenibilidad y los procesos energéticos.

Existen otros argumentos a valorar desde el punto de vista práctico, como son: el sistema de generación de energía eléctrica del país depende casi en su totalidad del petróleo, teniendo que invertirse sumas importantes de recursos económicos para lograr su abastecimiento; los gastos asociados con la transportación, manejo, consumo del combustible y los lubricantes para el funcionamiento de las centrales eléctricas (CE) tienen un peso considerable en la gestión económica del Estado; los gastos por concepto de reducción del impacto medioambiental del sistema de generación, distribución y transportación de la energía eléctrica son considerables en correspondencia con la explotación de la tecnología convencional de producción de energía; además, la sobre explotación de esa tecnología convencional genera impactos medioambientales irreversibles para los territorios.

Teniendo en cuenta estos elementos, el Estado se ha propuesto buscar nuevas alternativas de generación de energía eléctrica, a partir de la explotación adecuada de los recursos territoriales, elevando el papel del sector eléctrico en el ahorro de combustibles y creando las bases para emprender el camino de la independencia energética territorial.

Para cumplimentar esta estrategia, se debe introducir una visión diversificadora de la matriz energética, a partir de la aplicación de servicios energéticos modernos basados en energías renovables, entre las que se encuentran los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Materiales y métodos

Se tomó como elemento de partida la idoneidad del territorio de Cuba para la implantación de los sistemas fotovoltaicos, mediante la realización y análisis de diferentes mapas y bases de datos temáticos, elaborados sobre la cartografía disponible a escala 1:250.000, que constituyen la principal base referente para sustentar el estudio realizado.

Se realizó una búsqueda bibliográfica de los documentos normativos existentes (leyes, decreto leyes, normas, regulaciones, etc.) que inciden en los procesos inversionistas. Se estudiaron documentos que vinculan el desarrollo de la inversión de la energía con los procesos de la ordenación del territorio, además de trabajos de investigación en estos campos.

Con la investigación realizada se desarrolló una metodología que sirve de ayuda para el proceso de toma de decisiones en la implementación de los sistemas de energía solar, teniendo como premisas los documentos normativos estudiados. En la tabla 1 se muestran las variables contempladas, los documentos normativos, los perímetros de protección y las áreas que ocupan en los territorios.

Tabla 1. Variables contempladas, documentos normativos, perímetros de protección y áreas limitadas

Variable	Documento normativo	Perímetros de protección, m	Áreas limitadas, km²
Redes eléctricas	5 normas internacionales, 19 normas cubanas y otros documentos que legislan, reglamentan o sugieren medidas concretas.	50	1 128,15
Pendientes	12 normas cubanas y 3 documentos normativos de carácter nacional.	Pendientes 2 a 30 %	11 076,39
Carreteras	19 normas internacionales y 6 documentos normativos de carácter nacional.	150	2 943,99
Líneas férreas	19 normas internacionales y 6 documentos normativos de carácter nacional.	100	1 792,66
Ríos, presas, embalses y canales	19 normas internacionales y 6 documentos normativos de carácter nacional.	300	3 819,45

Fuente: Elaboración propia.

Para el estudio del potencial solar se utilizó el mapa de radiación solar publicado por SWERA [SWERA, 2001], a una resolución de 10 km,

elaborado mediante el modelo SUNY, y el mapa del recurso solar a una resolución de 40 km, elaborado mediante el modelo CSR (Climatological Solar Radiation) del NREL.

En la figura 1 se muestra el mapa de radiación solar en el plano inclinado.

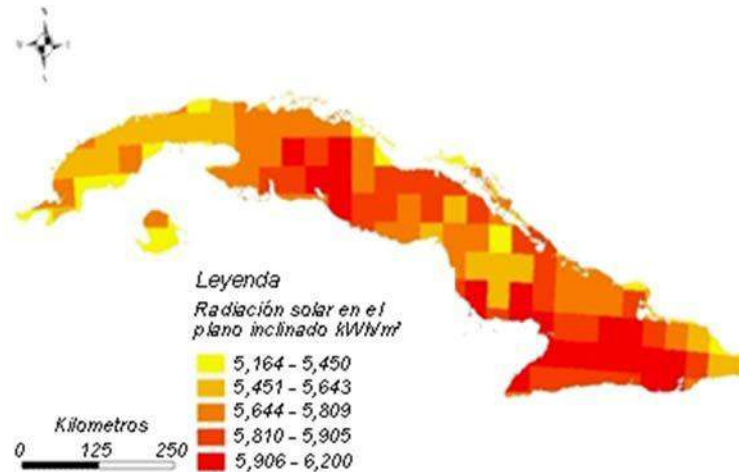


Fig. 1. Radiación solar en el plano inclinado.

Fuente: Datos del SWERA

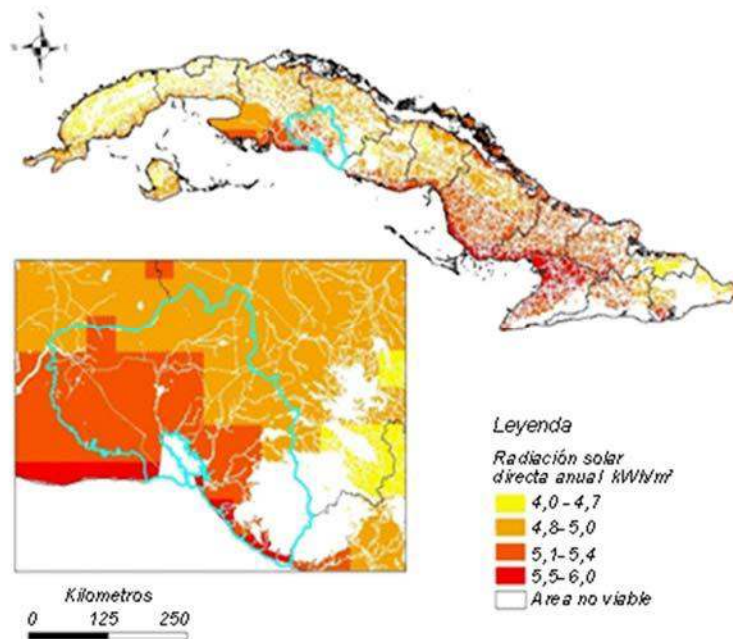
Los datos relativos a la radiación solar global sobre plano inclinado determinan el nivel de eficiencia del aprovechamiento de la radiación que incide sobre un panel fotovoltaico, y su adecuada evaluación responde al objetivo de aprovechar el máximo de la radiación incidente.

Para la evaluación adecuada del potencial solar en función de la producción de electricidad, hay que tener en cuenta la radiación global (G) que llega a una superficie inclinada, que depende de la latitud del sitio de estudio; en el caso de Cuba es 20 grados. La herramienta utilizada para la base de datos y los análisis ha sido el SIG, que ha servido de apoyo para la realización de los análisis cartográficos y estadísticos realizados, así como los resultados obtenidos y otras herramientas utilizadas para analizar el potencial solar existente y su posible utilización.

Análisis y discusión de los resultados

Para la determinación del grado de aptitud de zonas para la inversión en sistemas de energía solar, se definieron las zonas más idóneas para la puesta en funcionamiento de los sistemas. Se valoraron los criterios que garantizan la protección de los objetivos del medio y la seguridad de los propios sistemas que serán instalados, en correspondencia con el tipo de infraestructura de las instalaciones y las limitaciones debidas a su impacto

en el territorio, así como los parámetros de compatibilidad en función de lograr la mayor eficiencia del sistema.



*Fig. 2. Área de viabilidad para la inversión en la energía solar.
Fuente: Elaboración propia*

En la valoración de los poblados, las áreas más factibles para la instalación de estos sistemas son las parcelas libres, o en sus límites, y las cubiertas de las edificaciones, lográndose con ello una mejor eficiencia de la utilización del suelo.

A partir de la valoración de los perímetros de protección de las diferentes variables que influyen, así como los otros objetivos del espacio territorial donde es posible desarrollar inversiones de energía solar, el manejo y análisis de la información permitió calcular el área viable para estos sistemas, siendo de 85.586 km², que representa 77,89% del espacio territorial, con una potencia disponible para instalar, de aproximadamente 998,28 GW.

Se determinó el índice de eficiencia según la infraestructura eléctrica para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Apoyados en la representación espacial estudiada y su combinación con la eficiencia de las líneas eléctricas, así como en la información contenida en las bases de datos, se realizan los cálculos pertinentes, conformándose la propuesta con la información adecuada a fin de garantizar el apoyo

informativo necesario a las autoridades facultadas para la toma de decisiones.

Se entenderán como zonas más idóneas, aquellas que supongan un aprovechamiento al máximo de las infraestructuras, eviten las pérdidas por transporte y distribución de energía, y provoquen menores impactos en la economía, el paisaje y el medioambiente.

En la figura 3 se muestran las zonas con aptitud para la instalación de los sistemas de energía solar fotovoltaica conectados a red, según los criterios expuestos. Para ello se consideraron los parámetros de compatibilidad producidos a partir del sistema seleccionado, y se tomó como parámetro para el estudio la distancia de 5 km de la red eléctrica; no obstante, pueden introducirse otros valores que se consideren más adecuados en cada caso.

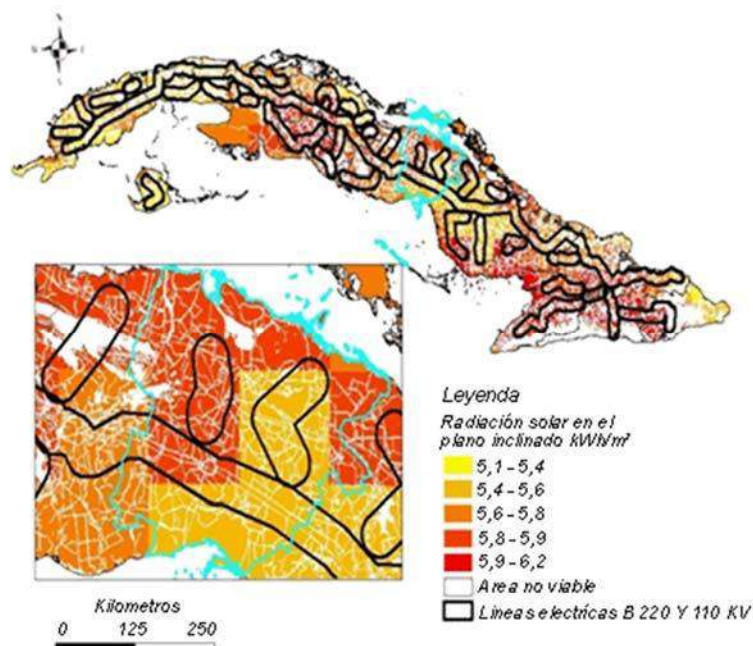


Fig. 3. Aptitud de zonas para la inversión en la energía solar fotovoltaica para los sistemas conectados a red. Fuente: Elaboración propia.

Los estudios realizados a partir de estas consideraciones, han permitido calcular que el área de eficiencia para las nuevas inversiones de sistemas fotovoltaicos conectados a red abarca 36,76 km², pudiendo obtenerse una potencia disponible de instalación equivalente a 209,54 GW.

Estos criterios favorecen la posibilidad de realizar inversiones de sistemas conectados a red próximos a las centrales eléctricas de generación distribuida. En la figura 4 se muestra el mapa de aptitud para la inversión de los sistemas fotovoltaicos y las CE de generación distribuida del país.

Las CE ya tienen una infraestructura adecuada que les servirá a los sistemas fotovoltaicos para su conexión a la red, lo que disminuye los costes de inversión. Es importante reiterar que estos sistemas deben instalarse próximos a los consumidores, con el objetivo de disminuir las pérdidas por transmisión.

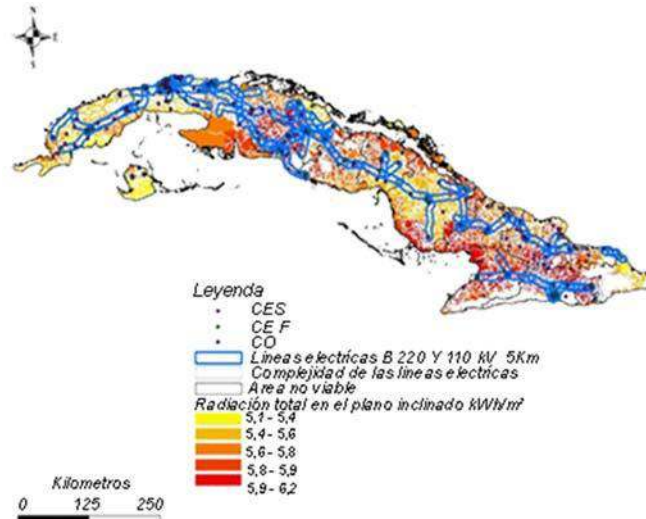


Fig. 4. Zonas aptas para la inversión próximas a las CE de generación distribuida.

Fuente: Elaboración propia.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos no necesitan de la particularidad de estos criterios para su inversión. Estos pueden aplicarse en todas las zonas aptas, incluyendo la cubierta de los edificios y espacios libres dentro de los límites de las ciudades y poblados, lo que permite el aprovechamiento óptimo del espacio territorial en función de lograr una adecuada eficiencia energética. Para estas inversiones se consideró establecer, como parámetro de compatibilidad, que la distancia desde el sistema productor de energía hasta los consumidores no sea mayor de 1 000 m.

Aquí se aplica el mismo modelo metodológico utilizado para los sistemas fotovoltaicos conectados a red en función de lograr el máximo de eficiencia y minimizar las pérdidas. La investigación permitió, además, valorar los impactos paisajísticos y medioambientales de los sistemas solares fotovoltaicos asociados a las inversiones relativas a la infraestructura eléctrica de un territorio, estas últimas reconocidas como una de las más costosas y que más impactan en el medioambiente territorial, proponiendo estudios rigurosos, en los que las exigencias del ordenamiento territorial son observadas con profundidad y cuidado.

La energía solar fotovoltaica no se considera entre las que más impactan desde el punto de vista medioambiental; pero ninguna tecnología es

totalmente inocua, del mismo modo que la eficiencia de esos sistemas depende en buena medida de la efectividad de su ubicación, la distancia hasta los puntos de consumo o la red eléctrica, el lugar adecuado para el aprovechamiento máximo del potencial solar y otros elementos que puntualmente deben ser contemplados a la hora de decidir su instalación. En los inventarios de afectaciones ambientales debidos a la introducción de estas tecnologías, prevalece un grupo de importantes ventajas en comparación con los sistemas tradicionales y que ponen en entredicho las ventajas competitivas que se le atribuyen a los sistemas convencionales con respecto a la solar.

Estableciendo un adecuado balance de las ventajas y desventajas de estos sistemas, podemos señalar lo siguiente:

- La energía solar para la generación de electricidad contribuye a la sostenibilidad del sistema energético, pues evita que se genere electricidad a partir de combustibles fósiles no renovables, y reduce la dependencia económica y tecnológica.
- La energía solar es la más distribuida de las renovables, y ofrece la ventaja de poder instalarse en las superficies de los edificios y casas, o integrarse en estos, lo que permite la optimización del espacio.
- Las relaciones entre el aprovechamiento de la luz solar y el paisaje, pueden mitigar su impacto, logrando una relación sostenible y armónica con el medio ambiente y el territorio.
- La introducción de estas tecnologías representa una modificación del paisaje que puede producir alteraciones, pero que no dan lugar a un nuevo sistema paisajístico, siendo la energía fotovoltaica una de las más respetuosas con la visión paisajista y medioambiental.
- En referencia a los aspectos económicos y sociales, la energía solar fotovoltaica permite reducir la tasa de dependencia exterior para el abastecimiento de combustibles y aumentar así la seguridad en el suministro, resultando reforzada por una mayor diversificación de las fuentes energéticas.
- Estos sistemas no generan ruidos.
- Los trabajos de operación y mantenimiento son sencillos y de bajos costos.
- No producen CO₂ y otros contaminantes del aire, el suelo y las cuencas hidrográficas.
- Son modulares, se instalan fácil y rápidamente; para bajas potencias no se necesitan grandes superficies y no requieren ser alimentados para su funcionamiento.
- En Cuba, el proceso de recuperación de la inversión se alcanza a corto y mediano plazos, en lo que influye el nivel diseñado para el cobro de la tarifa eléctrica.

- A diferencia de los sistemas tradicionales de energía, el equipamiento tecnológico que se incorpora puede armonizarse perfectamente con los atributos naturales del paisaje, el impacto puede manejarse de manera controlada en sitios o locales específicos, y su explotación no genera impactos irreversibles en la perspectiva paisajística y medioambiental.
- Las ventajas de su significado económico y la mejora de calidad de vida que representan la introducción de estos sistemas, justifican su beneficio para la sociedad.
- Dada la envergadura de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, se deben analizar los impactos relacionados con el paisaje, seleccionando aquellas acciones que incidirán directamente sobre las variables ambientales y, de esta manera, realizar los análisis para adoptar las medidas necesarias que logren mitigar y modificar sus efectos. El resultado irá dirigido a armonizar las variables y hacer sostenible la inversión.
- En la fase de construcción generalmente es necesario realizar el desbroce y limpieza de la superficie de la instalación, así como movimientos de tierras provocados por construcción de carreteras, pistas para el trabajo y construcción de edificaciones necesarias para la infraestructura de las instalaciones, comportándose como afectaciones al entorno paisajístico; la creación de instalaciones provisionales de obra, así como la contaminación atmosférica generada por el tránsito de maquinaria pesada, emisión de gases y contaminación acústica; se considera que en la fase de obra los impactos de estas instalaciones son mínimos y poco representativos.
- En la etapa de funcionamiento se producen otros impactos asociados a la ocupación permanente del suelo; impacto sobre la variable paisajística provocado por la intrusión visual de una superficie cubierta por placas solares, de formas geométricas regulares y aspectos cromáticos muy diferenciados del entorno; contaminación lumínica provocada por la reflexión que la luz solar origina sobre los cristales que cubren los dispositivos, afectando a potenciales observadores; así como el sistema de transportación que está basado en los postes y las líneas de cables necesarias para el aprovechamiento de la energía producida por el sistema de generación.

Otro de los aspectos analizados, están relacionados con los riesgos de desastres naturales a los que están expuestos los módulos fotovoltaicos comercializados en el país: Estos son planos, livianos y con dimensiones aproximadas de 1,20 m², con la superficie cubierta de vidrio; estas características los hacen vulnerables a los fuertes vientos y al impacto de

objetos lanzados por las rachas. En correspondencia con la cantidad de paneles que conformen la central eléctrica fotovoltaica y el espacio que ocupe en el terreno, la convierten en sistemas vulnerables ante impactos hidrometeorológicos extremos.

Este riesgo medioambiental indica que es poco favorable la construcción de grandes centrales fotovoltaicas en zonas de alto riesgo ciclónico, pues en el proceso de desmonte para su protección se requieren tiempos relativamente prolongados, además de que se necesitan grandes espacios para su almacenamiento y protección en lugares cercanos, que ofrezcan seguridad ante estos tipos de fenómenos. En este caso, la vitalidad se alcanza con la implementación de pequeños y medianos sistemas fotovoltaicos distribuidos en el territorio.

Conclusiones

Como resultado del trabajo se esclarecieron las posibilidades para la explotación de la energía solar, el uso del suelo y la potencia disponible en el territorio, según las áreas viables disponibles para la instalación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y los sistemas autónomos.

Se proponen criterios generales para la inversión en centrales fotovoltaicas en comunidades aisladas, sistemas conectados a red y próximos a las CE de generación distribuida.

Se exponen los resultados del estudio general de impactos medioambientales y paisajísticos de las tecnologías fotovoltaicas, y el estudio sobre el impacto de los fenómenos hidrometeorológicos extremos.

Los resultados obtenidos ayudan al mejoramiento de la eficiencia de captación, y a la toma de decisiones en las zonas adecuadas próximas a las áreas de consumo.

Bibliografía

- Agenda 21 (2006). «Información para la adopción de decisiones». Centro de Recursos Barcelona Sostenible, 2006.
- AMADOR, J. (2000). «Análisis de los parámetros técnicos en la aplicación de los Sistemas de Información Geográfica a la integración regional de las energías renovables en la producción descentralizada de electricidad». Tesis para optar por el grado científico de Doctor, Universidad Politécnica de Madrid, 2000.
- DÍAZ, M. P. (2009). «Energía Renovable y territorio. Potenciales para la implantación eólica y solar en Andalucía». Trabajo de Investigación para la obtención del Diploma de Estudios avanzados, Universidad de Sevilla, 2009.

DOMÍNGUEZ, J. (2002). «Integración económica y territorial de las energías renovables y los sistemas de Información Geográfica», en *CIEMAT*, 2002. ISBN: 84-669-1976-7.

RODRÍGUEZ, M. (2011). «La ordenación y la planificación de las fuentes renovables de energía en la Isla de Cuba desde una perspectiva territorial. Estudio de caso en el municipio de Guama a partir de un Geoportal». Tesis para optar por el grado científico de Doctora, 2011.

SÁNCHEZ, F. (1995). «Energías renovables, situación y perspectivas», en *CIEMAT*, 11-19, 1995.

SWERA-Project (2001). Data for Solar and Wind Renewable Energy. 2001.

TURRINI, E.; A. MONTESINOS, A. CALZADILLA, et al. (2010). *Solarización territorial. Vía para el logro del desarrollo sostenible*. La Habana: Ed. CUBASOLAR, 2010. ISBN 978-959-7113-39-3.

VI Congreso del PCC (2011). «Resolución sobre los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución». Boletín especial, 2011.

Penetración eólica y el impacto de diferentes tecnologías de aerogeneradores en presencia de una red débil

Wind penetration and the impact of different wind turbine technologies in the presence of a weak network

Por Ariel Santos Fuentesfría, Fabio Filicori**,
Miguel Castro Fernández* y Antonio Martínez García**

** Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL),
Facultad de Ingeniería Eléctrica, Instituto Superior Politécnico
José Antonio Echeverría (CUJAE), La Habana, Cuba.*

*e-mail: asfuentesfría@yahoo.es; mcastro@electrica.cujae.edu.cu y
amg@electrica.cujae.edu.cu*

*** Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Bologna, Italia.
e-mail: fabio.filicori@unibo.it*

Resumen

En los últimos años la generación mediante fuentes de energía renovable ha aumentado considerablemente, siendo la energía eólica la de mayor auge; sin embargo, su utilización tiene un problema fundamental: la variabilidad del viento, que provoca que la tensión en el nodo de conexión varíe, y si el sistema al que se conecta es débil esta variación tiene una mayor influencia. Otro factor importante es el tipo de tecnología utilizada, ya que los aerogeneradores de velocidad fija conectados a la red tienen un gran consumo de potencia reactiva, que puede ser compensada utilizando diferentes dispositivos, como por ejemplo, un banco de capacitores o un compensador estático de reactivo (SVC o STATCOM); y con otro comportamiento en los aerogeneradores de velocidad variable, que poseen un convertidor que controla el consumo de reactivo para mantener la tensión lo más estable posible en el nodo de conexión. Estos elementos deben considerarse a la hora de calcular el límite de generación eólica que puede admitir un sistema eléctrico determinado, sin perder estabilidad por tensión. En este trabajo se realiza una comparación entre los diferentes tipos de tecnología de aerogeneradores utilizadas, y su impacto en el límite de generación eólica a medida que se va debilitando el sistema.

Palabras clave: Penetración eólica, aerogeneradores, estabilidad, tensión, potencia reactiva

Abstract

In the last years, the use of renewable energy sources for electricity generation has increased considerably being wind energy the one that has experienced the greatest expansion. However, its use has a fundamental problem: wind variability, which causes voltage variations in the connection

node, and if the system to which it is connected is weak, this variation has a greater influence. Another important factor is the type of technology used, since fixed-speed wind turbines connected to the grid have a high reactive power consumption, which can be compensated using different devices, such as a capacitor bank or a static compensator of reactive load (SVC or STATCOM); and with another behavior in the variable speed wind turbines, which have a converter that controls the reactive consumption to keep the voltage as stable as possible in the connection node. These elements must be taken into account when calculating the wind generation limit that a given electrical system can support, in order to maintain tension stability. In this paper, a comparison is made between different types of wind turbine technology and their impact on the wind generation limit as the system weakens.

Keywords: Wind penetration, wind turbines, stability, voltage, reactive power

Introducción

Uno de los principales problemas en el uso de la energía eólica consiste en que, debido a la variación aleatoria del viento, la potencia generada puede variar de manera brusca, lo que provoca cambios no deseados en la tensión y la frecuencia del sistema, que pueden llevar al mismo a la pérdida de su estabilidad, por lo que resulta sumamente importante conocer el límite de generación eólica capaz de ser introducido en un sistema determinado sin afectaciones de sus características.

Cada país o sistema eléctrico en general suele tener sus propias normas, adaptadas al tipo y características particulares del mismo; por ejemplo, en cuanto a las regulaciones de tensión en el punto de conexión, algunos plantean que los cambios bruscos de tensión (en % de la tensión nominal en el punto de conexión) no deben ser superiores a 2%, mientras que otros plantean 3% como límite [Ackermann, 2005].

Existen tres conceptos fundamentales para calcular el porcentaje que representa la generación eólica en un sistema eléctrico determinado [Santos et al, 2009; <http...>; Ishchenko, 2006], y en este trabajo solo se analizará uno de ellos: el conocido como penetración de potencia, el cual representa de manera porcentual la relación entre la potencia eólica total entregada y la demanda total del sistema en un instante dado.

Debido a la variabilidad del viento y al horario de su influencia, resulta sumamente importante conocer el efecto que en cada instante produce la generación eólica en la red, ya que el sistema debe ser capaz de mantener la estabilidad en todo momento bajo condiciones normales de trabajo. Para ilustrar este concepto se tomarán dos ejemplos: el primero se muestra en la figura 1 y corresponde a la comparación entre la demanda y la generación en el mes de enero en Dinamarca Occidental [Söder, 2007]. Como se

aprecia en esta figura, hay horas en las que la producción eólica es casi nula; sin embargo, los puntos que deben analizarse son aquellos en los que la generación eólica cubre la mayor cantidad de carga posible, para comprobar si en ese momento el sistema se mantiene estable y cómo sería el trabajo bajo esas condiciones ante la variación del viento, o ante algún tipo de contingencia; en el caso mostrado, el mayor índice de penetración de potencia ocurre sobre la hora 250 y sobrepasa 90% de la demanda.

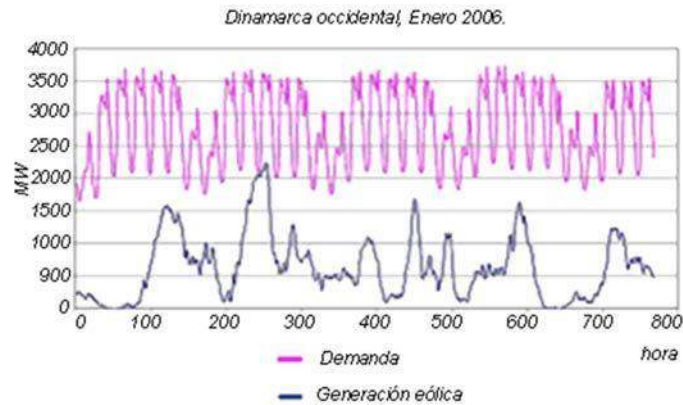


Fig. 1. Relación entre la demanda y la generación eólica en enero de 2006, en Dinamarca Occidental

El segundo ejemplo corresponde a la semana comprendida entre el 1ro y el 8 de marzo del 2007 en el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud; en la figura 2 [Santos et al, 2009] se aprecia que desde las 21:00 horas del 6 de marzo, a las 03:00 horas del 7 de marzo, el parque eólico aportó entre 11 y 21% de la potencia demandada por el sistema.

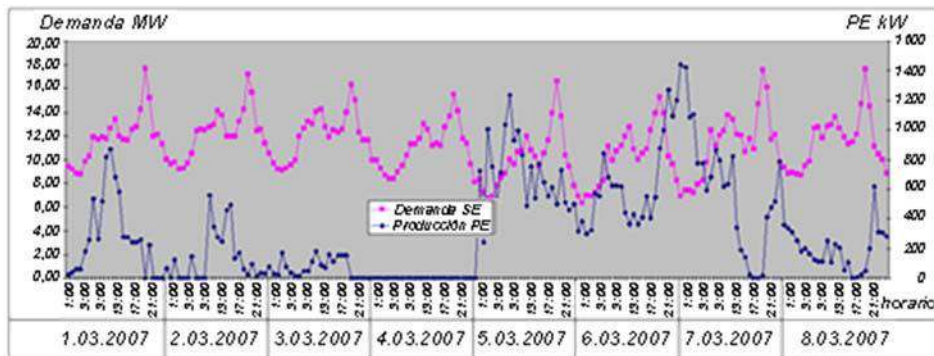


Fig. 2. Relación entre la demanda y la generación eólica en la Isla de la Juventud en la primera semana de marzo de 2007

En un sistema eléctrico las dos condiciones críticas de trabajo en condiciones normales son:

- a. cuando la demanda es máxima, donde las tensiones en los nodos alcanzan su valor mínimo, y
- b. cuando la demanda es mínima, siendo las tensiones máximas.

Si se agregara en cualquier punto del sistema una generación determinada, en estado estable, la tensión en los nodos cercanos aumentaría, tanto para demanda máxima como para mínima, por lo que la condición más crítica es cuando las tensiones son máximas, que ante el nuevo aumento pueden alcanzar los límites de trabajo permitido.

La introducción de una determinada generación eólica plantea entonces dos condiciones críticas, desde el punto de vista de la generación y la demanda:

- cuando la demanda es máxima y la generación eólica es mínima, y
- cuando la demanda es mínima y la generación eólica es máxima.

Por otro lado, para hacer un análisis de caso es necesario considerar que el impacto de la generación eólica en un sistema eléctrico determinado también depende de otros factores; entre los más importantes se encuentran el tipo de aerogenerador utilizado y la flexibilidad y fortaleza del sistema, por ejemplo: qué efectos introduce en el sistema el uso de aerogeneradores de velocidad fija o de velocidad variable, o hasta dónde pueden afectar estas tecnologías si el sistema al cual se conectan es fuerte o débil. Para el cálculo del límite de generación eólica es importante conocer estas condiciones de trabajo del sistema.

Capacidad de los aerogeneradores ante caídas de tensión

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir fenómenos indeseados, producidos por diversas causas, que provocan caídas bruscas en la tensión; las características típicas de esta caída de tensión se muestran en la figura 3 [Abbey y Joos, 2005; Rahmat, s/a; Rathi y Mohan, 2005].

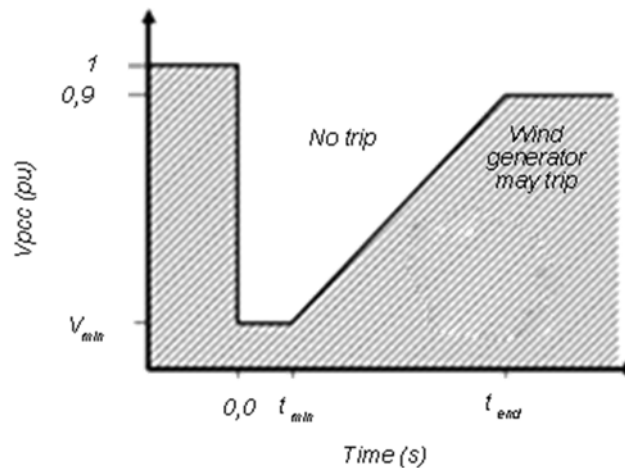


Fig. 3. Características típicas de la caída de tensión

Durante el tiempo de la falla la tensión disminuye hasta un valor determinado, seguida por una rampa que aumenta hasta que en los terminales se recupera la tensión a su valor nominal; el ancho de la falla está determinado por su tiempo de demora y por el tiempo que el sistema emplea para limpiarla. Sin embargo, la magnitud de la caída de tensión y el tiempo total hasta la recuperación del sistema, están influenciadas por varios factores, entre los que se encuentran las características del sistema, la ubicación, y tipo de falla y las tecnologías de protección.

El comportamiento de la turbina eólica difiere según su tipo. Por ejemplo, en los aerogeneradores de velocidad fija la caída en la tensión limita la capacidad del generador de inducción de suministrar potencia a la red; el resultado de esto es la presencia de altos niveles de corriente debido al bajo valor de la tensión, los cuales pueden ser soportados por el generador durante un periodo corto de tiempo sin que la máquina tenga daños a largo plazo. Sin embargo, el desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica provoca que el generador se acelere, y si al limpiar el sistema durante la falla el aerogenerador no puede desacelerar y tomar la velocidad de trabajo que tenía antes, y la protección correspondiente se dispara, entonces se desconecta la turbina eólica de la red. Esto depende de la inercia del generador, su potencia nominal y la duración de la falla [Abbey y Joos, 2005].

Sin embargo, el generador eólico de velocidad variable tiende a ser más tolerante en su funcionamiento ante una falla, ya que puede variar la velocidad y ajustar la excitación debido al control ejercido por el convertidor; la importancia de esta variabilidad es que el rotor de la turbina trabaja como un dispositivo almacenador de energía cinética, que es proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor. Cuando ocurre la falla, la

corriente aumenta en los terminales del rotor y del convertidor (esta corriente puede ser eliminada utilizando una tecnología conocida como *crowbar* activo), por lo que la tensión en el circuito de directa aumentará o disminuirá en dependencia de la velocidad de operación de la turbina antes de la falla. Sin embargo, en cualquiera de los casos la máquina tiende a acelerarse, por lo que la potencia aerodinámica se opondrá al torque eléctrico que permanece durante la falla y al cambio en la energía cinética, desacelerando al generador y evitando el disparo de las protecciones. Si la máquina se encuentra trabajando a la velocidad nominal, o si como consecuencia de la falla el generador alcanzó esta velocidad durante el proceso, el control por ángulo de paso se activaría para limitar la velocidad del rotor [Abbey y Joos, 2005; Muljadi, 2007].

A medida que aumenta el porcentaje de generación eólica en una región determinada del sistema, mantener la estabilidad de tensión ante la ocurrencia de una falla es un asunto de vital importancia, ya que el disparo de los aerogeneradores puede provocar perturbaciones locales que contribuyen a la amplificación de la falla, llevando al sistema su colapso por tensión [Langkowski et al, 2009].

En la bibliografía [Abbey y Joos, 2005] y [Zhou et al, 2005; Francisco et al, 2010; Teninge, et al, s/a] se encuentran diversos análisis del comportamiento de aerogeneradores de velocidad fija o variable, ante fallas en el sistema. También existen dispositivos para mejorar la respuesta de los generadores eólicos ante fallas en el sistema; algunas de estas técnicas para generadores de velocidad fija se encuentran en [Farias et al, 2008; Farias et al, 2010; Muyeen et al, 2007; Jahangir et al, 2010; Muyeen et al, 2008; Hossain et al, 2009], y para generadores de velocidad variable en [Liu et al, 2011; Wang y Li, 2009; Zhu, 2009; Li et al, 2009; Jiaqi et al, 2009; Pokharel y Gao, s/a; Wang et al, s/a], con el objetivo principal de aumentar el porcentaje de generación eólica sin perder estabilidad por tensión.

Sistema y modelos

Para la realización de las simulaciones en este trabajo, se utilizó el SimPowerSys del MatLab. El sistema analizado se muestra en la figura 4, representado por un bus infinito (equivalente del sistema en ese punto), una línea de interconexión y la carga; al bus 1 se conecta el Parque Eólico.

En el nodo del sistema se fijó una potencia de cortocircuito de 250 MVA, a una tensión de 25 kV, con una relación X/R de 5. La relación X/R representa la debilidad de la red, ya que a medida que este valor disminuye, el sistema se va haciendo más débil [Abbey y Joos, 2005; Zhou et al, 2005]. Para calcular los valores de la inductancia y la resistencia equivalente del sistema, se utilizan las expresiones siguientes [Hydro...s/a]:

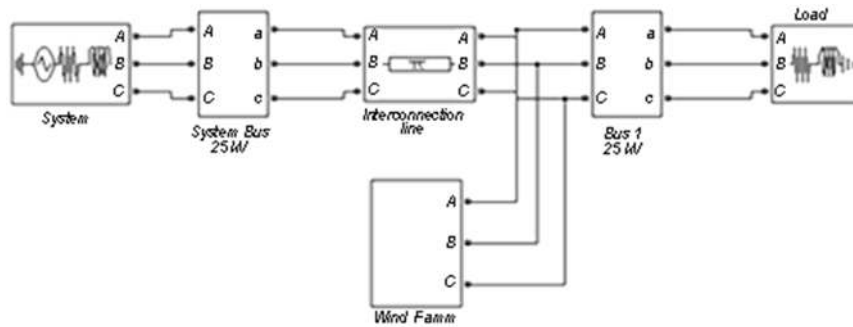


Fig. 4. Sistema eléctrico analizado.

$$L = (V_{base})^2 / P_{sc} (1 / 2\pi f) \quad (1)$$

$$R = X / (X / R) = (2\pi f L) / (X / R) \quad (2)$$

Donde:

L: Inductancia equivalente del sistema.

V_{base}: Tensión base, en este caso 25 kV.

f: Frecuencia.

R: Resistencia equivalente del sistema.

X: Reactancia equivalente del sistema.

X/R: Relación entre la reactancia y la resistencia del sistema.

Usando las fórmulas 1 y 2 se obtienen una resistencia y una reactancia equivalente del sistema de 0,5 y 2,5 ohms, respectivamente.

El modelo de la línea de interconexión fue tomado de la base de datos del SimPowerSys, y los valores correspondientes a la resistencia y reactancia por kilómetro son 0,1062 y 0,3959, respectivamente.

La carga es trifásica balanceada con una combinación en serie entre los elementos RLC, que a una frecuencia específica muestra una impedancia constante; la potencia activa consumida por la carga es de 10 MW a un factor de potencia de 0,9.

Cada generador eólico está conectado al sistema a través de una línea de 1 kilómetro y de un transformador de 2 MW, con una inductancia de 0,025 por unidad (pu) y una resistencia de 0,00083 pu. Para las simulaciones se utilizaron dos tipos de tecnologías de aerogeneradores: de velocidad fija conectado directamente a la red, y de velocidad variable doblemente alimentado.

Aerogenerador de velocidad fija

El esquema del aerogenerador de velocidad fija conectado directamente a la red se muestra en la figura 5. La energía cinética del viento que es

capturada por las palas es transmitida por el tren de fuerza hacia el generador de inducción, que transforma esta energía mecánica en eléctrica y la transmite directamente a la red a través del devanado del estator. Mediante el control por ángulo de paso se limita la generación de potencia activa al valor nominal para velocidades elevadas del viento [Hydro...s/a]. El inconveniente de esta configuración es que no permite variación de velocidad, porque el deslizamiento se limita, habitualmente, a un valor máximo de 2%; en consecuencia, el rotor de la turbina debe girar a una velocidad aproximadamente constante, lo que disminuye la energía extraída del viento. Además, no es posible ajustar la velocidad del eje de la turbina para compensar las variaciones de par, por lo que la potencia transmitida a la red será fluctuante [Francisco et al, 2010]. La potencia reactiva absorbida por el generador de inducción es tomada de la red, o de algún dispositivo como los bancos de capacitores, SVC o STATCOM.

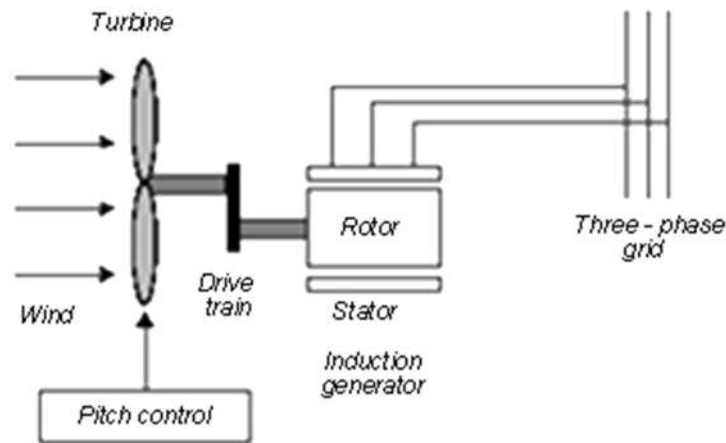


Fig. 5. Modelo del aerogenerador de velocidad fija.

El modelo de la turbina eólica de velocidad fija fue tomado del SimPowerSys y tiene una potencia nominal de 1,5 MW a una velocidad de 9m/s; las características se muestran en la figura 6.

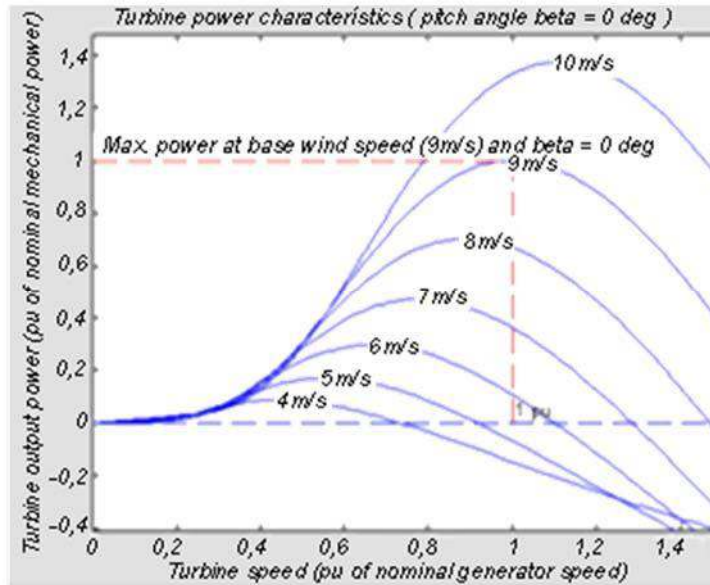


Fig. 6. Características de la turbina eólica de velocidad fija utilizada.

El primero de los métodos utilizados para compensar el reactivo de este tipo de generador fue la instalación de bancos de capacitores, que se calcularon para mantener el factor de potencia en 0,98 inductivo; la capacitancia de los capacitores depende del consumo de reactivo, por lo que el cálculo se realizó para tres pasos y los resultados se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Paso de los bancos de capacitores

Potencia activa generada, MW	Potencia reactiva consumida, MVAR	Banco de capacitores, kVAR
hasta 1	desde 0,43	200
desde 1 a 1,3	desde 0,43 a 0,61	300
desde 1,3	desde 0,61	400

Uso de compensador estático de reactivo tipo SVC

El segundo método utilizado para compensar el reactivo fue utilizar un SVC. Este es un dispositivo que usa electrónica de potencia para controlar el flujo de potencia, mejorando además la estabilidad transitoria en las redes eléctricas. El SVC regula la tensión en el nodo donde se localice, controlando la cantidad de potencia reactiva que puede entregar o absorber

del sistema. Si la tensión es baja, el SVC genera potencia reactiva, y si la tensión es alta absorbe dicho reactivo para mantener la tensión lo más estable posible. Esta variación de potencia reactiva se logra mediante capacitores e inductores que son conectados en el secundario de un transformador de acoplamiento. Cada banco entra o sale del sistema a través de interruptores, controlados a su vez por tiristores, y controlando el ángulo de disparo de los mismos se entrega o se consume más o menos potencia reactiva. Las características generales de un SVC se muestran en la figura 7.

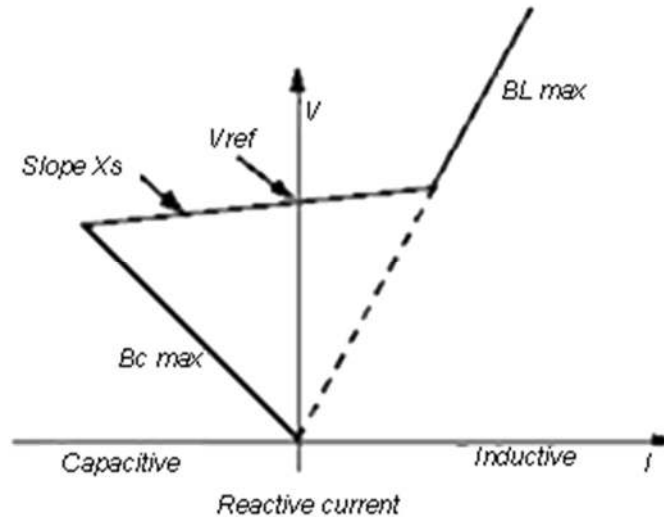


Fig. 7. Características generales del SVC.

Mientras que la susceptancia del SVC se mantenga entre los valores máximo y mínimo impuestos por el banco de capacitores (B_{cmax}) y el banco de reactores (B_{lmax}), la tensión será regulada lo más cercana posible a la tensión de referencia, ya que se utiliza normalmente una pendiente entre 1 y 4% de la potencia reactiva de salida, tal y como se muestra en la figura. Las características del SVC se pueden describir con las tres ecuaciones siguientes [Hydro...s/a]:

$$V = V_{ref} + X_s I \quad (3)$$

$$V = I / B_{cmax} \quad (4)$$

$$V = I / B_{lmax} \quad (5)$$

Donde:

V : Tensión de secuencia positiva (pu).

I : Corriente reactiva (pu/Pbase), si la $I > 0$ indica una corriente inductiva; si $I < 0$ indica una corriente capacitiva.

X_s : Pendiente (pu/Pbase).

B_{cmax} : Suceptancia capacitiva máxima (pu/Pbase).

B_{lmax} : Suceptancia inductiva máxima (pu/Pbase).

P_{base} : Potencia base.

El SVC utilizado fue diseñado para una potencia de 1,5 MW, lo que en la práctica sería realmente costoso, pero para el caso de las simulaciones resulta más conveniente cuando se trata de hallar el límite de generación eólica permitida. No obstante, si se simulara con un SVC diseñado para el parque eólico completo, una vez hallado el límite, el resultado es el mismo, por lo que la decisión de poner un SVC para cada aerogenerador no afecta el resultado final.

Uso del compensador estático de reactivo tipo STATCOM

El tercer y último método utilizado en este trabajo para compensar la potencia reactiva consumida por los aerogeneradores de velocidad fija, fue mediante un STATCOM. Al igual que el SVC, el STATCOM usa electrónica de potencia para controlar el flujo de potencia y mejora la estabilidad transitoria del sistema. El STATCOM regula la tensión en el terminal al cual se conecta, controlando la cantidad de reactivo que inyecta o absorbe del sistema. Si la tensión es baja, el STATCOM genera potencia reactiva (capacitivo); si la tensión es alta, el STATCOM absorbe potencia reactiva (inductivo).

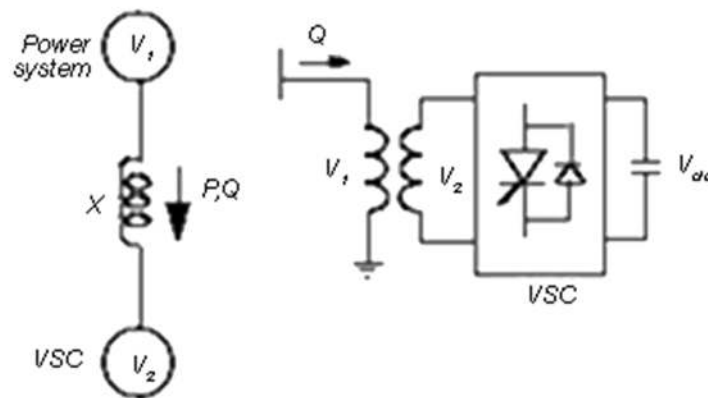


Fig. 8. Principio de operación del STATCOM.

La variación de potencia reactiva es regulada a través de un convertidor (VSC: Voltage-Sourced Converter) conectado en el secundario de un transformador de acoplamiento. El VSC usa dispositivos de electrónica de potencia de conmutación forzada para llevar la tensión V_2 a una fuente de tensión de corriente directa. En la figura 8, donde V_1 representa la tensión del sistema que quiere ser regulada y V_2 la tensión generada por el VSC, la

transferencia de potencia activa y reactiva entre las fuentes de tensión V_1 y V_2 se obtiene de las ecuaciones 6 y 7.

$$P = (V_1 V_2 \sin\delta) / X \quad (6)$$

$$Q = V_1 (V_1 - V_2 \cos\delta) / X \quad (7)$$

Donde:

V_1 : Tensión de línea a línea de la fuente V_1

V_2 : Tensión de línea a línea V_2

X : Reactancia de interconexión.

δ : Ángulo de V_1 con respecto a V_2

Las características generales de un STATCOM se muestran en la figura 9.

Siempre que la corriente se mantenga dentro de los límites capacitivos o inductivos impuestos por el convertidor, la tensión será regulada para que sea lo más próxima a la tensión de referencia;

y al igual que con el SVC, se usa una pendiente entre 1 y 4%, y la ecuación que lo describe es mostrada en (3). En el caso del STATCOM se utilizó el modelo proveniente del ejemplo Wind Farm (IG) del software SimPowerSys correspondiente a un STATCOM de 3 MW, por lo que se utilizó un STACOM por cada dos aerogeneradores de inducción de velocidad fija.

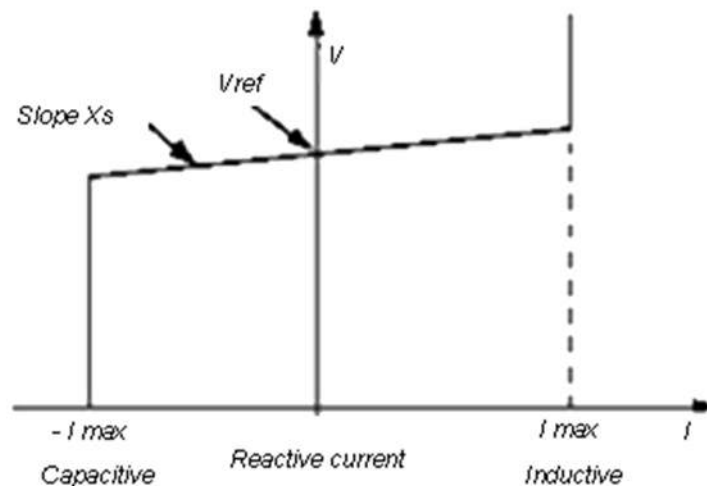


Fig. 9. Características generales del STATCOM.

Aerogenerador de velocidad variable

El aerogenerador de velocidad variable doblemente alimentado que se muestra en la figura 10 posee un motor de inducción, con un convertidor

back to back, que se encuentra por el lado del rotor, en el cual la conexión a la red se realiza por dos lugares diferentes, directamente por el estator y por el inversor del convertidor.

Este sistema posibilita operar a velocidad variable y entregar potencia a un sistema de tensión y frecuencia constantes, así como intercambiar potencia reactiva con el sistema, regular la tensión en el punto donde se encuentre y contribuir a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico del que forma parte. La turbina eólica cuenta además con un sistema de control por ángulo de paso para controlar su velocidad a altas velocidades del viento.

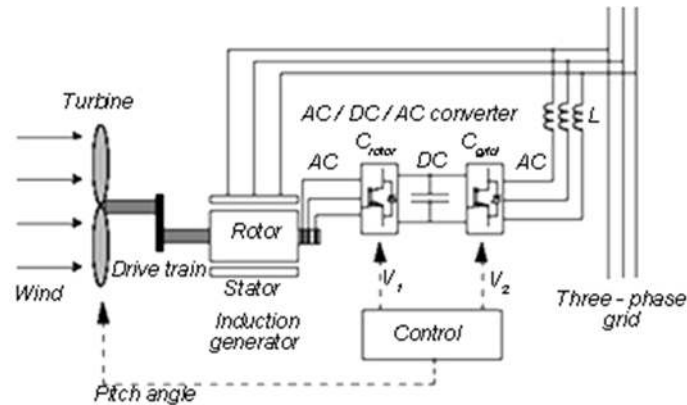


Fig. 10. Modelo del aerogenerador de velocidad variable doblemente alimentado.

El modelo de la turbina eólica de velocidad fija fue tomado del SimPowerSys y tiene una potencia nominal de 1,5 MW a una velocidad de 12 m/s; sus características se muestran en la figura 11.

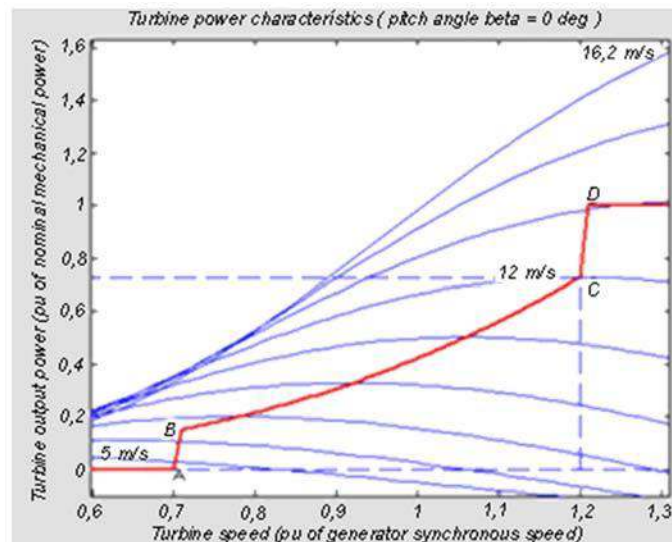


Fig. 11. Características de la turbina eólica de velocidad variable utilizada.

Simulaciones y resultados

Con el objetivo de analizar el comportamiento en sistemas débiles, y a medida que dicho sistema se va debilitando, se fue aumentando la longitud de la línea de interconexión con el sistema [Abbey y Joos, 2005; Amin et al, 2010]. Para todas las simulaciones la tensión se mantuvo constante en 0.98 pu en el nodo de interconexión. Al ser la potencia de corto circuito inversamente proporcional a la impedancia, y mantenerse la tensión constante, la potencia va disminuyendo a medida que la longitud de la línea aumenta. Así se logró que, aumentando la línea desde 1 hasta 30 km, un km cada vez, se lograran potencias de cortocircuito en el punto de conexión (PCC) entre los 203 y los 40 MVA.

El primer paso para llegar al límite de generación eólica que puede soportar un sistema sin perder estabilidad por tensión, fue hallar la peor condición a la que se puede someter a dicho sistema. Con ese objetivo se simularon una serie de condiciones para diferentes valores de potencia eólica, diferentes valores de potencia de cortocircuito en el punto de conexión y diferentes tecnologías de aerogeneradores.

Las simulaciones realizadas fueron las siguientes:

1. Parque eólico con velocidad del viento constante en cada turbina eólica.
2. Parque eólico con viento variable (desde los 6 m/s hasta los 10 m/s en aerogeneradores de velocidad fija, y desde 8 hasta 14 m/s en los de velocidad variable).
3. Rachas de viento aleatorias en cada turbina eólica.
4. Arranque de una turbina eólica.
5. Parada de una turbina eólica.
6. Entrada de una carga que provoca una caída de tensión de 20% por un segundo, provocando un valle de tensión, encontrándose el parque eólico trabajando a potencia nominal.
7. Salida brusca de una turbina eólica.
8. Salida brusca del parque eólico.
9. Cortocircuito en una de las turbinas eólicas por 200 ms.
10. Cortocircuito en el nodo de interconexión por 200 ms.

De los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones realizadas con cada variante se puede concluir que la peor condición a la que puede estar sometido el sistema es a la de un cortocircuito en el nodo de interconexión, algo por demás lógico y consistente con la literatura.

Se analizaron cuatro variantes:

1. Aerogeneradores de velocidad fija (AGVF) con compensación por capacitores.
2. AGVF, pero compensando el reactivo a través de la conexión de SVC.
3. AGVF cuya compensación se realizó conectando STATCOM.
4. Aerogeneradores de velocidad variable (AGVV) doblemente alimentados.

Para calcular el límite en cada caso se fue aumentando la potencia eólica y se realizaron simulaciones en el tiempo. El límite se alcanza cuando el sistema logra mantener la estabilidad y se pierde si el sistema colapsa.

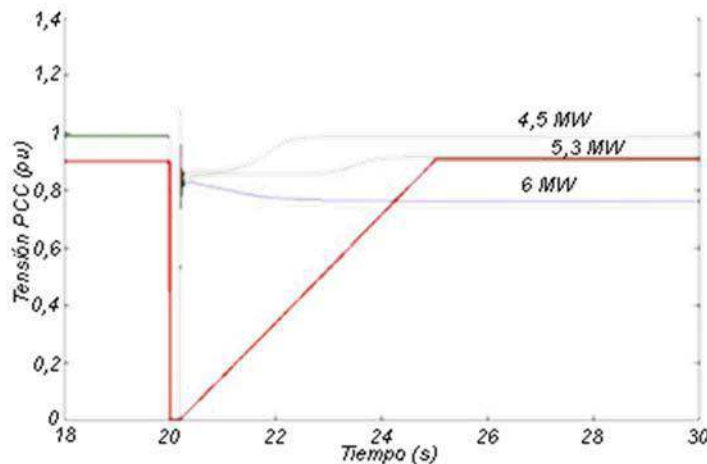


Fig. 12. Simulaciones para un nivel de cc de 50 MVA con generadores eólicos de velocidad fija con banco de capacitores.

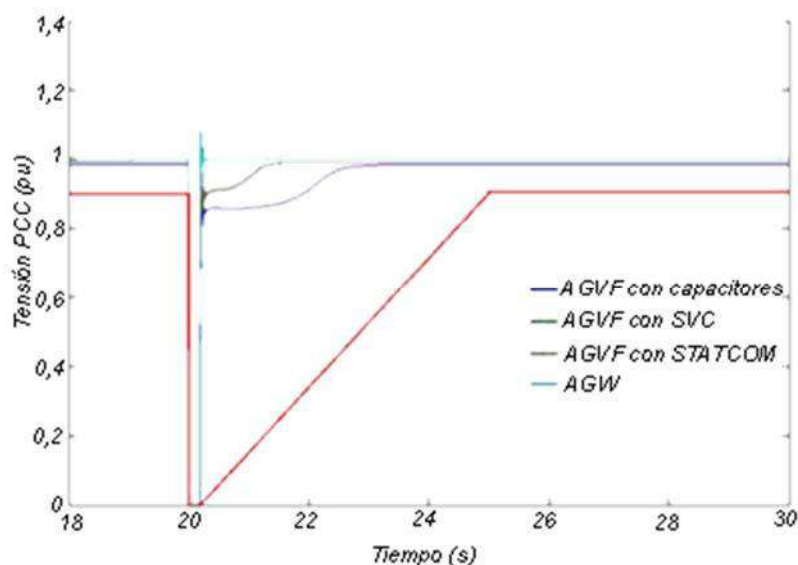
Los resultados para una potencia de cc de 50 MVA en el PCC, con aerogeneradores de velocidad fija cuya compensación de potencia reactiva se logra mediante un banco de capacitores, se muestran en la figura 12.

Cuando la generación eólica es de 4.5 MW, el sistema después de la falla presenta algunas oscilaciones pero se recupera transcurridos los dos segundos, y se estabiliza en el mismo nivel que tenía antes de ocurrir el cc. Sin embargo, para 5,3 MW el tiempo de recuperación es mayor, logrando la estabilidad a partir de los 24 segundos, 4 segundos después de ocurrida la falla; además, la tensión no retorna al valor que tenía antes, sino a uno más bajo, en este caso a 0,91 pu, sufriendo una caída de casi 7% con respecto al valor inicial y quedando cerca del límite permitido. Si continúa aumentando la potencia entregada por el Parque Eólico hasta los 6 MW, la tensión después de la falla cae abruptamente hasta los 0,76 pu, lo que significa que el sistema no puede recuperar un estado estable, y ni entregar el reactivo que necesitan los aerogeneradores para recuperarse de la falla. Además, en este caso la protección de los generadores eólicos se

dispararía, primero por baja tensión, y de quedar algún generador conectado cuya protección no se haya disparado por algún motivo, dispararía la correspondiente a la de sobre velocidad.

De esta manera se realizaron las simulaciones para hallar el límite permitido por el sistema, teniendo en cuenta cada nivel de cc, para las cuatro variantes analizadas.

El comportamiento de cada tecnología ante la ocurrencia de un cortocircuito es diferente, y depende en gran medida de la habilidad para suplir o no la potencia reactiva necesaria, para ayudar al sistema a sobrepasar la falla sin perder estabilidad. En la figura 13 se muestra, para una potencia de cc en el PCC de 69 MVA y para una capacidad del parque eólico de 9 MW, el comportamiento ante una falla de las distintas variantes utilizadas. Como se observa en la figura, el caso más crítico ocurre cuando la potencia reactiva se compensa utilizando capacitores, ya que no tienen la capacidad de entregar el reactivo necesario en cada momento, sino que se comporta como un valor fijo; y cuando el AGVF vuelve a conectarse después de la falla, el consumo de potencia reactiva es grande y el sistema tarda un poco más en estabilizarse.



*Fig. 13. Simulación; Pcc = 69 MVA; PPE = 9 MW.
Diferentes condiciones de operación del PE.*

En el caso de la conexión del SVC y del STATCOM para la compensación, el sistema se recupera mucho más rápido, y con un comportamiento similar; sin embargo, es mejor con el STATCOM por dos razones fundamentales: la primera, es porque la entrega de reactivo del SVC depende del cuadrado de la tensión, y al caer la misma abruptamente le cuesta un poco más recuperarse (aunque lo haga de manera rápida). En el caso del STATCOM

el reactivo varía de manera lineal con la corriente, lo que hace que pueda entregar mayor corriente capacitiva durante el cc; además, en este último caso la respuesta es más rápida, ya que no depende de la señal para el disparo de los tiristores que necesita el SVC para iniciar la compensación.

Por otro lado, los AGVV se recuperan de manera rápida después de algunas oscilaciones, debido a la electrónica de potencia que, en todo momento, durante y después de la falla, trata de controlar el reactivo que consume el propio aerogenerador para mantener el factor de potencia cercano a 1 y la tensión lo más estable posible.

El uso de cada tecnología depende de muchos factores, de la fortaleza del sistema o del aspecto económico, solo por mencionar dos de ellos. Sin embargo a medida que el sistema se va debilitando el índice de penetración eólica va disminuyendo, lo que hace importante conocer el comportamiento para cada tipo de tecnología ante una falla en el PCC, si el sistema por cualquier razón pierde fortaleza. Teniendo esto en cuenta se realizaron simulaciones para un mismo valor de potencia del Parque Eólico (9 MW), y se tomaron distintos valores de potencia de cc en el PCC; los análisis se hicieron para las cuatro variantes y se sometió al sistema a un cc en el nodo de conexión del Parque. Las simulaciones se realizaron para las cuatro variantes estudiadas. Los niveles de cc tomados fueron 56, 66, 103 y 159 MVA. Los resultados se muestran en la figura 14 para aerogeneradores de velocidad fija con compensación de reactivo a través de bancos de capacitores (variante 1).

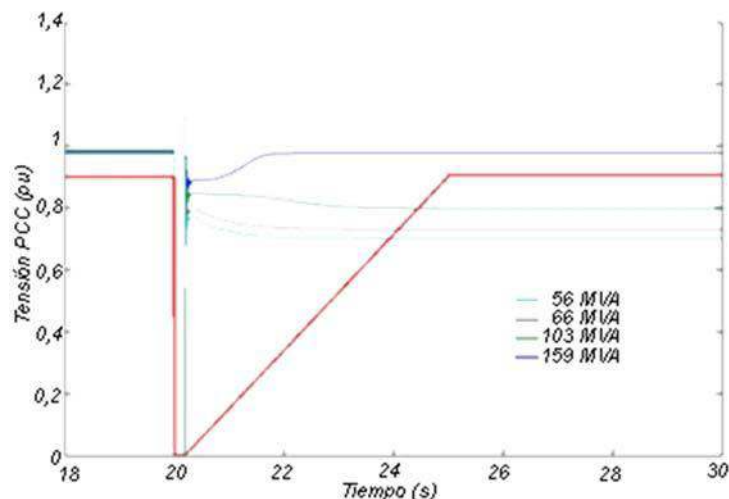


Fig. 14. Resultados obtenidos, variante 1, para diferentes valores de potencia de cc en el PCC.

Para la potencia eólica analizada en este primer caso, el sistema solo fue estable cuando la potencia de cc tuvo un valor de 159 MVA. Para los otros

tres valores tomados, el sistema se hace inestable, y la tensión disminuye a medida que la red se hace más débil.

Cuando la compensación de reactivo se realiza por la conexión de un SVC, el sistema presenta una mejoría en su comportamiento después de la ocurrencia de una falla en el PCC, mejorando la capacidad de la red y haciendo que aumente el límite de potencia eólica que esta puede soportar sin perder estabilidad. En la figura 15 se observa que el comportamiento de los AGVF cuando el reactivo se compensa usando SVC (variante 2) es mejor que con los capacitores, manteniendo la estabilidad para los dos primeros valores de cc analizados.

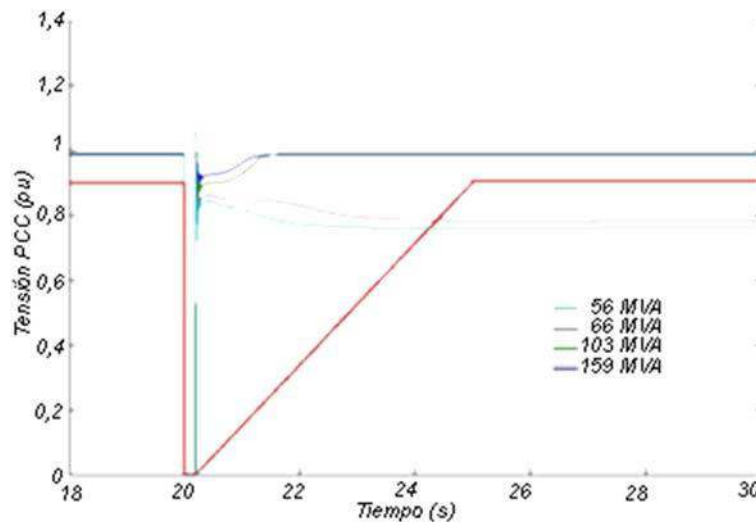


Fig. 15. Resultados obtenidos, variante 2, para diferentes valores de potencia de cc en el PCC

Por otro lado, en la figura 16 se observa el comportamiento para aerogeneradores de velocidad fija con compensación de reactivo usando STATCOM (variante 3). El sistema en este caso logra estabilizarse para los tres primeros valores de potencia de cc, aunque a medida que la red se debilita el tiempo de recuperación es mayor, y cuando la potencia de cc es de 66 MVA tiende a perder estabilidad, pero rápidamente puede controlar la diferencia de reactivo y estabilizar la tensión. No sucede así cuando hay 56 MVA en el nodo de conexión, ya que la red no soporta el consumo de reactivo de los aerogeneradores después de la falla y el sistema colapsa.

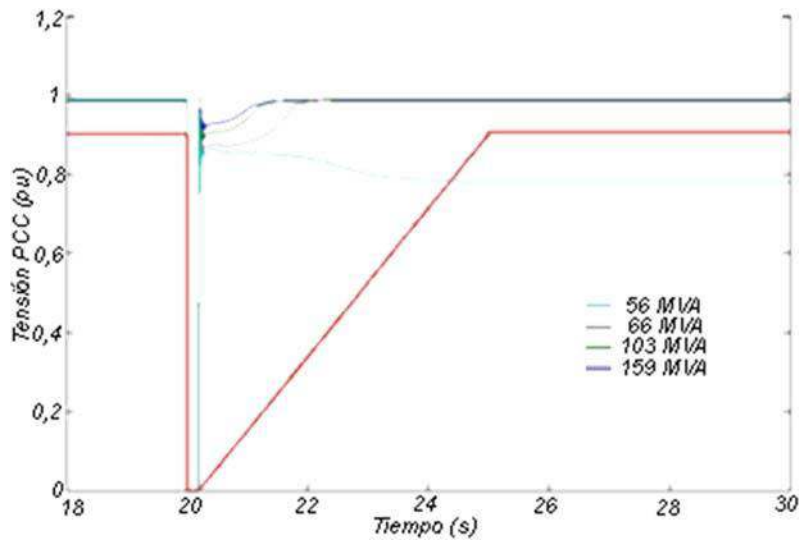


Fig. 16. Resultados obtenidos, variante 3, para diferentes valores de potencia de cc en el PCC

Los resultados para aerogeneradores de velocidad variable (variante 4) se muestran en la figura 17. En este caso el comportamiento es mucho mejor que en los tres anteriores, la tensión se mantiene estable y cerca del valor nominal (1 pu), antes y después de la falla para los cuatro valores de cc analizados. Aunque las oscilaciones aumentan a medida que la red se debilita, esta nunca pierde la estabilidad por tensión. Esto es debido principalmente al control que realizan los convertidores *back to back* de los aerogeneradores, los cuales controlan en todo momento la potencia reactiva para mantener la tensión en un valor constante.

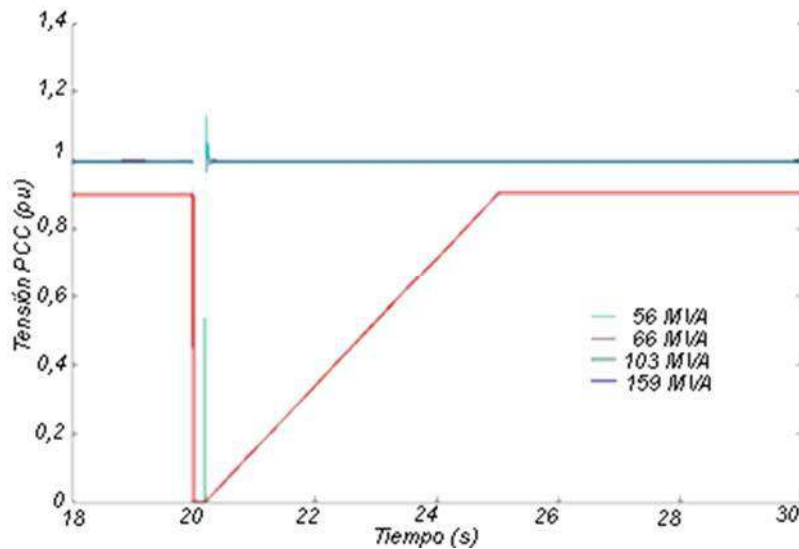


Fig. 17. Resultados obtenidos, variante 4, para diferentes valores de potencia de cc en el PCC.

Otro aspecto importante es conocer qué tipo de tecnología puede ser mejor utilizar cuando un sistema es débil, o sea, con cuál de las variantes el sistema permite una mayor capacidad de generación eólica sin perder estabilidad por tensión. Los resultados se presentan en la figura 18 (variante 5).

El análisis del comportamiento de los AGVF permite afirmar que la compensación del consumo de reactivo es un aspecto fundamental, y que una mejor compensación aumenta el límite de potencia eólica que puede insertarse a la red; sin embargo, no se puede olvidar el aspecto económico, ya que dispositivos con electrónica de potencia como el SVC o el STATCOM son costosos en el mercado mundial, y su utilización tendría que estar bien justificada. Además, su costo tendría que agregarse al del aerogenerador.

Por ejemplo, la diferencia mínima entre la potencia obtenida para las variantes 1 y 3, es de 3 MW cuando la potencia de cc en el PCC es de 60 MVA, mientras que la diferencia entre el trabajo de los aerogeneradores cuando se utiliza SVC y STATCOM tampoco es muy grande, adquiriendo su valor máximo de 2,6 MW cuando el sistema tiene una potencia de cc de 111 MVA, bajo condiciones en que la diferencia entre las variantes 1 y 2 es de 4 MW, y entre las variantes 2 y 3, de 1 MW. El análisis que habría que realizar es a qué potencia de cc se van a interconectar los aerogeneradores, y si realmente el ahorro de 4 o 5 MW justifica una inversión de un SVC o de un STATCOM.

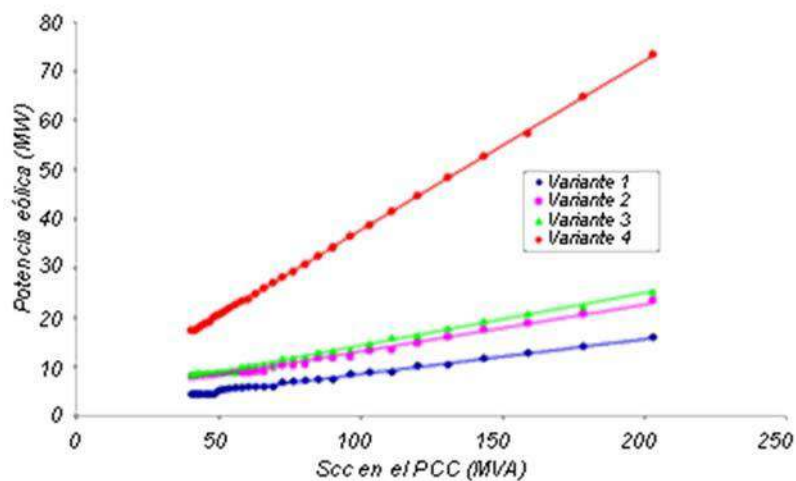


Fig. 18. Límite de penetración por potencia eólica.

Por otra parte, el límite obtenido cuando se utilizan AGVV es mucho mayor para todas las potencias simuladas, obteniéndose un máximo de diferencia cuando el sistema es mayor de 48 MW, y en promedio la diferencia de la variante 4 con la 3 es de 19 MW. No obstante, a medida que el sistema se

debilita la diferencia entre un tipo de tecnología y otro se va reduciendo, siendo la diferencia de solo 8 MW cuando la red tiene en el PCC una potencia de cc de 40 MVA.

Conclusiones

En este trabajo se han analizado dos aspectos fundamentales: el primero es el tipo de tecnología utilizada y su impacto en el sistema al cual se conectan, y el segundo, su influencia en el límite de potencia eólica, operando en un sistema con diferentes niveles de potencia de cc, de forma tal que el sistema no pierda la estabilidad.

- En el primer caso, los resultados de las simulaciones muestran que la mejor opción son los aerogeneradores de velocidad variable. No obstante, los resultados obtenidos al analizar la influencia del tipo de compensación de reactivo en los aerogeneradores de velocidad fija, permiten sugerir la necesidad de un análisis más profundo dirigido a evaluar la necesidad real de utilizar un dispositivo costoso para aumentar unos pocos MW de límite de potencia eólica.
- El segundo elemento analizado permite concluir que a medida que la red se hace más débil, el límite disminuye; sin embargo, la diferencia entre una tecnología y otra se va haciendo a su vez más pequeña. También hay que tener en cuenta que si por alguna razón el sistema se debilita, el porcentaje de generación eólica debe mantenerse por debajo del límite, disminuyendo su generación, aunque posea una mayor capacidad instalada, para evitar que el sistema se torne inestable por tensión.

Bibliografía

- ACKERMANN THOMAS. *Wind Power in Power System*. John Wiley & Sons, Ltd. New York. 2005.
- Abbey C. and G. Joos. *Effect of Low Voltage Ride Through (LVRT) Characteristic on Voltage Stability*. IEEE 2005.
- AMIN A. M., M.M.A. MAHFOUZ ERHAB Y B. YOUSSEF. *Dynamic Disturbance of Wind Farm Connected to 14 Bus Network*. Proceedings of the 1st International Nuclear and Renewable Energy Conference (INREC10), Amman, Jordan, March 21-24, 2010.
- FARIAS, M.F., M.G. CENDOYA AND P. E. BATTAIOTTO. «Wind Farms in Weak Grids Enhancement of Ride-Through Capability Using Custom Power Systems». IEEE 2008.
- FARIAS M.F., P.E. BATTAIOTTO, M.G. CENDOYA. «Investigation of UPQC for Sag Compensation in Wind Farms to Weak Grid Connections». IEEE 2010.

FRANCISCO FERNÁNDEZ, MARIELY, ÁNGEL COSTA MONTIEL Y MIRIAM VILARAGUT LLANES. «Análisis comparativo de un parque eólico en la zona de Santa Lucía, Camagüey». 15 Convención Científica de Ingeniería y Arquitectura. La Habana, Cuba, 2010.

HOSSAIN, M. J., H. R. POTA, V. UGRINOVSKII AND RODRIGO A. RAMOS. «A Robust STATCOM Control to Augment LVRT capability of Fixed Speed Wind Turbines». Joint 48th IEEE Conference on Decision and Control and 28th Chinese Control Conference Shanghai, P.R. China, December 16-18, 2009.

<http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-1-setting-the-scene/>

Hydro-Quebec, "SimPowerSystems™ 5 User Guide". October 2008, (online) available: www.mathworks.com.

ISHCHENKO, A., J.M.A MYRZIK Y W.L. KLING. *Transient Stability Analysis of Distribution Network with Dispersed Generation*. Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. Proceedings of the 41st International, vol.1, no., pp.227-231, 6-8 Sept. 2006.

JAHANGIR HOSSAIN, M., HEMANSHU R. POTA, VALERI A. UGRINOVSKII AND RODRIGO A. RAMOS. «Simultaneous STATCOM and Pitch Angle Control for Improved LVRT Capability of Fixed-Speed Wind Turbines». IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 1, NO. 3, october 2010.

JIAQI LIANG, WEI QIAO AND RONALD G. HARLEYL. «Direct Transient Control of Wind Turbine Driven DFIG for Low Voltage Ride-Through». IEEE 2009.

LANGKOWSKI, HAUKE, TRUNG DO THANH, KLAUS-DIETER DETTMANN AND DETLEF SCHULZ. «Grid Impedance Determination – Relevancy for Grid Integration of Renewable Energy Systems». 2009 IEEE.

LI JIANLIN, ZHUYING, HE XIANGTAO, XU HONGHUA. «Study on Low Voltage Ride Through Characteristic of Full Power Converter Direct-Drive Wind Power System». IEEE 2009.

LIU, WEN-TSAN, YUAN-KANG WU, CHING-YIN LEE, AND CHAO-RONG CHEN. «Effect of Low-Voltage-Ride-Through Technologies on the First Taiwan Offshore Wind Farm Planning». IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 2, NO. 1, january 2011.

MULJADI, E., C.P. BUTTERFIELD AND B. PARSONS. «A Characteristics of Variable Speed Wind Turbines Under Normal and Fault Conditions». Ellis Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE , vol., no., pp.1-7, 24-28 June 2007.

MUYEEN, S. M., R. TAKAHASHI, T. MURATA, J. TAMURA AND M. H. ALI. «Stabilization of Wind Farms Connected with Multi-Machine Power System by Using STATCOM/BESS». Proceeding of International Conference on Electrical Machines and Systems 2007, Oct. 8~11, Seoul, Korea.

MUYEEN, SM., R. TAKAHASHI, T. MURATA, J. TAMURA, M.H. ALI, Y. MATSUMURA, A. KUWAYAMA AND T. MATSUMOTO. «Low voltage ride through capability

enhancement of wind turbine generator system during network disturbance». The Institution of Engineering and Technology 2008.

POKHAREL, BIJAYA AND WENZHONG GAO. «Mitigation of Disturbances in DFIG-based Wind Farm Connected to Weak Distribution System Using STATCOM». IEEE 2005.

RAHMAT ULLAH, NAYEEM. «Small Scale Integration of Variable Speed Wind Turbines into the Local Grid and Its Voltage Stability Aspects». IEEE 2005.

RATHI MANOJ R. AND NED MOHAN. «A Novel Robust Low Voltage and Fault Ride Through For Wind Turbine Application Operating in Weak Grids». IEEE 2005.

SANTOS FUENTEFRÍA ARIEL, MIGUEL CASTRO FERNÁNDEZ Y ANTONIO MARTÍNEZ GARCÍA. «Evaluación del Sistema Híbrido de Generación diésel-eólica en la Isla de la Juventud». VI Conferencia Internacional de Energía Renovable, Ahorro de Energía y Educación Energética. 9-12 de junio del 2009. Palacio de las Convenciones, La Habana, Cuba.

SÖDER, LENNART, LUTZ HOFMANN, ANTJE ORTHS, HANNELE HOLTINEN, YIH-HUEI WAN AND AIDAN TUOHY. «Experience From Wind Integration in Some High Penetration Areas». IEEE Transactions on Energy Conversion, VOL. 22, NO. 1, MARCH 2007.

TENINGE, ALEXANDRE TENINGE, DANIEL ROYE, SEDDIK BACHA Y JÉRÔME DUVAL. Low voltage ride-through capabilities of wind plant combining different turbine technologies.

WANG W., N. CHEN, L. Z. ZHU AND D. G. XU. «Phase Angle Compensation Control Strategy for Low Voltage Ride Through of Doubly-Fed Induction Generator». IEEE 2009.

WANG YULONG Y LI JIANLIN. «Analysis on DFIG Wind Power System Low-Voltage Ridethrough». International Joint Conference on Artificial Intelligence 2009.

ZHOU FENGQUAN, GÉZA JOÓS AND CHAD ABBEY. «Voltage Stability in Weak Connection Wind Farms». IEEE 2005.

ZHU WU, CAO RUI-FA. «Improved Low Voltage Ride-through of Wind Farm Using STATCOM and Pitch Control». IEEE 2009.

Análisis técnico-económico de un sistema de iluminación para exteriores alimentado con energía solar fotovoltaica

Technical-economic analysis of an outdoor lighting system powered by photovoltaic solar energy

Tomás Lay Portuondo y Belén Herrera Acosta***

** Grupo de la Electrónica (MIC), Cuba.*

*** Centro de Desarrollo de la Electrónica y la Automatización (MIC), Cuba.*

e-mail: tomas@gelect.cu y belen@gelect.cu

Resumen

La iluminación de exteriores basada en LEDs ofrece una eficiencia elevada, un tiempo de vida prolongado y una operación con niveles de voltaje pequeños, lo cual la hace apropiada para trabajar con paneles fotovoltaicos. En un comienzo esta aplicación estaba restringida a localidades aisladas y áreas de desastres donde no era posible contar con la red eléctrica. Esta situación ha ido cambiando debido a la disminución sistemática en los precios de los paneles fotovoltaicos y los LEDs; unido al aumento sostenido en la eficiencia de estos últimos, por lo que esta opción se ha hecho atractiva en el alumbrado de nuevas instalaciones. Otros aspectos a considerar son la existencia en Cuba de la infraestructura necesaria para el diseño y la fabricación de los diferentes elementos del sistema, así como para la elaboración del proyecto de iluminación, con lo cual se alcanzaría un grado de integración nacional elevado. En este trabajo se analizan los factores que hacen posible la factibilidad de este tipo de iluminación y se proponen diferentes variantes para su implementación.

Palabras clave: Iluminación vial, LEDs, sistemas fotovoltaicos

Abstract

Outdoor lighting based on LEDs offers high efficiency, long lifespan and operation with small voltage levels, which makes it suitable for working with photovoltaic panels. In the beginning, this application was restricted to isolated localities and areas affected by natural disasters where there wasn't possible to have access to the electricity grid. This situation has been changing due to the systematic decrease in the prices of photovoltaic panels and LEDs, together with the sustained increase in the efficiency of the latter, so this option has become attractive in the lighting of new facilities. Other aspects to consider are the existence in Cuba of the necessary infrastructure for the design and manufacture of the different elements of the system, as well as for the elaboration of the lighting project, which would achieve a high degree of national integration. This paper

analyzes the factors that make the feasibility of this type of lighting possible and proposes different alternatives for its implementation.

Keywords: Lighting via I, LEDs, photovoltaic systems.

Introducción

En este trabajo, tomando como caso de estudio la instalación de un sistema de iluminación en una vía de acceso a una instalación turística de algo más de 4 km de longitud, se analiza la viabilidad del empleo de luminarias alimentadas con paneles fotovoltaicos, en lugar de la habitual conexión a la red eléctrica.

En primer lugar, se ofrecen algunos conceptos básicos de la iluminación vial, y a continuación los criterios de selección de los diodos emisores de luz (LEDs) como la fuente luminosa a emplear en estas luminarias. La fundamentación se basa en el desarrollo acelerado de estos dispositivos, y ha sido documentada a partir de la información obtenida en reportes, pronósticos y documentos técnico-comerciales.

Se efectúa la modelación del sistema fotovoltaico que requieren estas luminarias, en las que se hace evidente la necesidad de utilizar una iluminación acorde a las necesidades del tráfico motorizado y peatonal en horarios nocturnos. Ello permite una reducción significativa en el consumo de electricidad y, por consiguiente, disminuye el monto de la inversión inicial de la parte fotovoltaica de la luminaria. Otro resultado importante de la modelación es el establecimiento de la relación entre la eficiencia de la fuente de luz y la dimensión del sistema fotovoltaico.

A partir de estos resultados se procede a la comparación entre la iluminación vial conectada a la red y la alimentada por la vía solar, en la que se evidencia que el desarrollo de los LEDs y la disminución de los costos de los sistemas fotovoltaicos amplían las posibilidades de utilización de las luminarias solares.

Alumbrado exterior

El alumbrado exterior es, sin duda, una de las aplicaciones más habituales e importantes de la iluminación de exteriores, con aplicaciones que comprenden desde la iluminación de calles y vías de comunicación, hasta aplicaciones artísticas, de recreo, industriales, etc. En este tema es necesario manejar un conjunto de conceptos, definiciones y unidades de medida, para lo cual se recomienda consultar a [García, s/a].

En el caso de las vías, los requerimientos de iluminación dependen del volumen de tráfico motorizado y peatonal, así como de otras características de la vía, todo lo cual se encuentra recogido en diversos documentos

técnico-normalizativos. En este trabajo se tomó como referencia la norma CIE 115:2010., «Recomendaciones para el alumbrado de calzadas de tráfico motorizado y peatonal», de la Comisión Internacional de Iluminación, cuyo contenido se trata con relativa amplitud en [Instituto...,2004].

El cálculo de la instalación de iluminación tiene, entre sus datos de partida, los requerimientos de iluminación vistos en el párrafo anterior y las características de las luminarias que se pretenden utilizar; estas características se encuentran recogidas en los reportes fotométricos que publican los fabricantes de lámparas [Philips-a, 2011]. El resultado final es la disposición de las luminarias en la vía, dada en lo fundamental por la altura en la que son colocadas y la distancia entre ellas.

El nivel de iluminación de la vía no tiene que permanecer constante durante toda la noche; en horas avanzadas se reduce considerablemente el tráfico motorizado y peatonal, lo que permite la disminución del nivel de iluminación con el consiguiente ahorro de energía. Existen soluciones individuales que van desde el interruptor horario digital que se muestra en [González, 2010], hasta sistemas complejos de monitoreo y control, como el Starsense de Philips [Philips, s/a].

Es evidente que no existe una solución única para las instalaciones de alumbrado; los requerimientos de iluminación se logran cumplir con diferentes configuraciones de luminarias, que pueden tener como fuente de energía la red eléctrica, o un sistema fotovoltaico.

La fuente de iluminación

La decisión de seleccionar a los LEDs como fuente de luz, a pesar de la existencia de otras fuentes, como los halogenuros metálicos cerámicos, que en la actualidad ofrecen características similares a los LEDs y a un mejor precio, obedece a que estos se encuentran en plena fase de desarrollo, mientras que las otras fuentes (citadas arriba) responden a tecnologías maduras que ya han llegado o se encuentran cerca del límite de sus posibilidades de mejoramiento.

De un informe sobre la potencialidad de ahorro de la energía de las fuentes de iluminación de estado sólido, publicado en febrero 2010 por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) [EERE, 2010], se han tomado los datos que muestran los cambios esperados en el período 2010-2030 para las fuentes de luz más utilizadas en la iluminación de exteriores; en la comparación se muestran los pronósticos de comportamiento de las lámparas de sodio de alta presión (SAP), las de halogenuros metálicos (HM) y las de diodos emisores de luz (LEDs).

Tabla 1. Comportamiento de las fuentes de luz 2010-2030

	Sodio A.P.		Halogenuros met.		LED	
	2010	2030	2010	2030	2010	2030
Eficacia, lm/W	100	115	80	92	64,3	176,3
Tiempo de vida, kh	20	23	20	23	39,7	50,0
Precio, USD/klm	12,0	10,8	17,0	15,3	169,5	5,03

En el mejor de los escenarios, el aumento en la eficacia, medida del flujo luminoso por unidad de consumo de potencia y del tiempo de vida en kilo horas (kh) en las luminarias SAP y HM, es de 15%, mientras que en los LEDs el aumento de la eficacia es de 174% y su tiempo de vida es de 206%. En cuanto al precio, se pronostica 10% de disminución para las familias de SAP y HM, y de 97% en los LEDs.

Un acercamiento más actual a la evolución de los LEDs, ahora a nivel de componentes, se puede observar en la tabla 2, con cifras tomadas del Multi –year Program Plan, publicado en marzo de 2011 [DOE, 2011].

Tabla 2. Comportamiento de los LEDs 2010-2015

Característica	U	2010	2012	2015	2020
Eficiencia (2580-3710K, 80-90 CRI)	lm/W	95	133	179	211
Precio (2580-3710K; 35 A/cm ²)	USD/klm	18	7,5	2,2	1
Eficiencia (4746-7040K, 70-80 CRI)	lm/W	133	166	197	215
Precio (4746-7040K; 35 A/cm ²)	USD/klm	13	6	2	1

Las variaciones ocurren con mayor rapidez entre 2010 y 2015, de lo que se infiere que para esta última fecha se haya alcanzado un grado de madurez similar al que muestran hoy las familias de luminarias de SAP y HM.

Como informaciones adicionales en marzo del presente año, Osram Opto Semiconductor anuncia haber alcanzado un valor de eficiencia de 142 lm/W en condiciones de laboratorio para una temperatura de color de 2,755 K [LEDS..., 2011], y Philips anuncia la salida al mercado en mayo de este año [Philips-d, 2011] del Luxeon A, con una eficiencia de 100 lm/W a 350 mA, con valores de temperatura de color de 2,700 K y 3,000 K; el record anterior

en este intervalo de temperatura de color era de 81 lm/W para el diodo LXM8-PW30, de acuerdo al catálogo 2010 [Philips-b, 2010].

Es interesante conocer cómo se mueven todas estas características a nivel de listas de precios, en primer lugar a nivel de componentes, y posteriormente con las luminarias. Sobre la base de la información obtenida en el catálogo en línea Newark [Newark, s/a], se ha preparado la tabla siguiente, que muestra los mejores resultados de los LEDs de alta potencia / alto brillo disponibles en el mercado.

Tabla 3. LEDs de alta potencia / alto brillo

Firma	Fabricante	lm @ 350 mA	Color, K	lm/W	USD/klm
OSRAM	LCWW5AM-KXKZ-4L8N	112	4,000	100	36,1
	LUWW5AM-KYLX-6P7Q	130	6,500	116	33,5
	LCWW5AM-JXKX-4O9Q	82	3,000	73	60,2

La primera columna de datos es el flujo luminoso en lumen medido a una corriente de 350 mA, y en la segunda columna se expresa la temperatura de color en grados Kelvin.

El escenario de las lámparas es más disperso, y la información más actualizada que se ha podido recopilar se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Lámparas de exteriores

Firma	Tipo	LEDs	lm	W	USD	lm/W	USD/klm
Joliet [12]	JOL4	112	8,400	96	1,169	87,5	139
LEDway [13]	STR-LWY-5M-HT	80	7,432	91	695-874	81,7	94-118
Philips [14]	BGP322 80xGRN 1S/740	80	8,000	105	1,977	76	247
AOK [15]	AOK-108-112W	112	10,200	112-145	280-688	91-70	28-68

Si se omiten a Philips por ser muy caro y al suministrador chino por ser, a veces sospechosamente, muy barato, queda un intervalo razonable de

precios que se encuentran en el intervalo 90-140 USD/klm. Si se comparan los precios unitarios en USD/klm de los LEDs de luz blanca fría y normal (4,000 y 6,500 K) de la tabla 3, con los de las luminarias de la tabla 4, se observa un valor agregado significativo en estas últimas, lo que pudiera ser un factor a considerar para la fabricación en el país de estos productos.

Sistema fotovoltaico

Para la modelación del sistema que alimenta a la luminaria se utilizó HOMER [HOMER, s/a].

Los datos de nivel de insolación y temperatura ambiente corresponden a La Habana, y para los elementos del sistema se tomaron, a partir de una revisión de los precios de lista en Internet, los costos siguientes:

- Panel FV – 2 USD/Wp.
- Baterías – 0,136 USD/Wh.
- Regulador de carga – 45 USD.

Se consideró 15% adicional para lo concerniente al soporte y cableado interno de la instalación.

Para el consumo de electricidad se tuvieron en cuenta dos perfiles de iluminación, el primero a 100% de la capacidad de la luminaria durante toda la noche, y el segundo variando la intensidad de acuerdo al horario. El perfil que se muestra es el que se emplea en el sistema StarSense de Philips y con él se obtiene un ahorro de energía de 42%.

Tabla 5. Perfil de iluminación

Horario	%
19:00-21:00	100
21:00-23:00	60
23:00-06:00	40
06:00-07:00	100

Como resultado de la simulación se observa que la implementación de un perfil de iluminación de este tipo permite la reducción en el costo de la inversión inicial en 33%, tal como puede verse en la tabla 6, en la que se comparan los sistemas fotovoltaicos correspondientes a estas

dos variantes. En este ejemplo se utilizó una luminaria de 8,400 lm de flujo luminoso y 96 W de disipación de potencia.

Tabla 6. Efecto del perfil de iluminación

Consumo, kWh/día	Panel FV, Wp	Baterías	Inversión, USD
1.150	540	24 V x 208 Ah (4)	1,976
0.669	400	24 V x 104 Ah (2)	1,320

Lo anterior es una comprobación de la importancia que tiene el control de la intensidad de la luz en la iluminación vial, aspecto que adquiere mayor relevancia si la alimentación es fotovoltaica. En el país se han desarrollado varios de los elementos que se emplean en el control de luminarias viales, tal como se puede observar en [González, 2010] e [Iglesias et al, 2010]; la experiencia existente resulta otro elemento a favor de la integración nacional de estas soluciones.

Otro resultado interesante es establecer la relación entre el tamaño del sistema fotovoltaico y la eficiencia de las luminarias, teniendo en cuenta que la evolución hacia valores superiores de eficiencia en los LEDs es un factor importante en la disminución del costo inicial de las luminarias solares.

En el análisis realizado se mantienen la luminaria de la tabla 6 y el perfil de iluminación mostrado en la tabla 5.

Tabla 7. Eficiencia de las luminarias vs. sistema fotovoltaico

lm/W	kWh/día	Panel FV, Wp	Baterías	Inversión, USD
80-110	0,731-0,535	400	24 V x 104 Ah (2)	1,320
110-145	0,535-0,405	200	24 V x 104 Ah (2)	830
145-160	0,405-0,366	135	24 V x 104 Ah (2)	671

Alimentación fotovoltaica vs. alimentación convencional

Con el fin de evaluar estas dos opciones, se toma como caso de estudio el alumbrado de una vía de 2 carrileras con una clase de iluminación ME3 [Instituto..., 2004], de acuerdo a la norma CIE-115. La simulación

empleando el programa CalcuLux Road [CalcuLux, s/a] permitió determinar que una opción para cumplir con los requerimientos establecidos es emplear luminarias Philips del tipo BGP322 80xGRN 1S/740 DX [Philips-b, 2011], colocadas a 7 m de altura en una configuración unilateral con una separación de 30 m entre los postes.

En la tabla 8 se muestra la información de partida utilizada en el estudio. El costo unitario de la interconexión eléctrica, 25,83 USD/m, fue tomado de la oferta de un proyecto del sistema de iluminación vial de una instalación turística con características similares al empleado en este trabajo.

Tabla 8. Datos de entrada para el caso de estudio

Característica	U.M.	Valor
Flujo luminoso	lm	8,400
Eficiencia de la lámpara	lm/W	88
Precio de la lámpara	USD/klm	101
Costo unitario de la instalación	USD/m	25,83
Longitud de la instalación	m	4,110
Cantidad de postes	U	138
Precio del poste	USD	567
Construcción y montaje	USD/poste	800
Precio unitario del sistema FV	USD/Wp	5
Tamaño del sistema FV	Wp	400
Construcción y montaje – FV	USD/poste	400

Potencia de la lámpara	W	96
Precio del kWh	USD	0,3

- Los costos de construcción y montaje en la opción fotovoltaica son inferiores a los de la versión alambrada, debido a que se evita el zanjeado, la colocación de los cables, la instalación de transformadores, etc. Una primera aproximación razonable es asumir que en la instalación de luminarias solares los costos por este concepto son 50% de los de una instalación convencional (tabla 9).
- En el precio unitario del sistema FV se incluyen, además, los costos asociados a la estructura de montaje de los paneles y las baterías.

Tabla 9. Comparación de los costos de inversión inicial

	Convencional	Fotovoltaica
Lámparas	117 079,20	117 079, 20
Alambrado	106 161, 30	
Sistema FV		276 000,00
Postes	78 246,00	78 246,00
Const. y Mon.	110 400,00	55 200,00
Subtotal	411 886,50	526 525,20
Otros	8 844,22	12 283,38
Total	420 730,72	538 808,58

En Otros se han incluido los costos asociados a fletes, proyectos, preparación del terreno, etc. La experiencia en la evaluación de otras inversiones, permite asumir un costo por este concepto de alrededor de 2% del subtotal de la inversión inicial.

Al analizar los egresos anuales (tabla 10) se aprecia que en la instalación conectada a la red estos se asocian con los costos de mantenimiento y la

factura de la electricidad, mientras que en las luminarias solares solo se tienen los gastos de mantenimiento, los cuales en este trabajo se consideran 3% del costo de equipamiento de la inversión inicial (ver [Wu et al, 2008]).

Tabla 10. Egresos anuales

	Alambrado	Fotovoltaica
Mantenimiento	9 044,60	14 139,76
Factura de electricidad	10 154,01	
	19 198,61	14 139,76

Si la diferencia en la inversión inicial entre ambas variantes se compensa con la diferencia en los egresos anuales, el tiempo necesario para la igualdad de los costos acumulados es de 23,3 años, por lo que en estas condiciones la opción fotovoltaica no es factible.

Es conveniente precisar las condiciones en que en el nivel actual de eficiencia de las lámparas, 80-115 lm/W, resulta viable la variante fotovoltaica. La tabla 11 muestra los puntos de igualdad en los que los costos de inversión entre ambas variantes se igualan. Los valores de la columna «USD/m» en los sistemas conectados a la red se obtienen del cociente entre el costo del alambrado y la longitud de la instalación.

Tabla 11. Puntos de igualdad

USD/Wp	USD/m
5	53,8
6	67,1
7	80,5
8	94,0

Se requieren costos unitarios de la instalación eléctrica de casi 54 USD/m, para que las luminarias solares se puedan emplear a un costo de 5 USD/Wp del sistema fotovoltaico. El aumento de la eficiencia de los LEDs,

unido a la disminución de los costos del sistema fotovoltaico, conlleva a la disminución del valor umbral a partir del cual es factible la opción solar.

Tabla 12. Otros puntos de igualdad

lm/W →	110-145	145-160
USD/Wp ↓	USD/m	
3	6,7	0,0
4	13,4	4,6
5	20,1	9,2
6	26,8	13,8

Manteniendo los 5 USD/W de la parte fotovoltaica, si la eficiencia de la lámpara se encuentra en el intervalo 110-145 lm/W, el punto de igualdad se mueve de 53,8 m a 20,1 m, haciendo factible la variante de luminarias solares en el caso analizado en este trabajo (tabla 12).

Comentarios finales

Los sistemas de iluminación vial constan de dos partes fundamentales: las luminarias y el bloque de control, y si la alimentación es por la vía solar hay que agregar el bloque fotovoltaico correspondiente; precisamente, la factibilidad de esta opción tiene como condición que el costo asociado al sistema fotovoltaico que hay que colocar en cada poste, debe ser igual o inferior al de la instalación eléctrica.

El aumento considerable en la eficiencia de los LEDs, la disminución en sus precios y el mantenimiento en la tendencia a la disminución de los costos de los sistemas fotovoltaicos, traerá como consecuencia que la opción de la luminaria solar sea cada vez más atractiva.

El país tiene varios años de experiencia en la fabricación de paneles fotovoltaicos, y recientemente se concluyó el proceso de diseño del regulador de carga. Hay resultados en el diseño y fabricación del bloque de control, y los programas de selección y evaluación de sistemas de iluminación pueden ser obtenidos en Internet. La posibilidad de diseñar, fabricar e instalar estos sistemas con un elevado grado de participación nacional, contribuye a reducir los costos de la inversión inicial y es un factor esencial que influye en su sostenibilidad.

Otra variante es la asociación con un fabricante de luminarias, del cual se podría obtener la tecnología para la fabricación de estos equipos, y favorecer entonces un proceso paulatino de integración nacional.

Se presenta, por tanto, una situación favorable para comenzar a trabajar en proyectos de este tipo; en unos pocos años la luminaria solar será una opción viable para cualquiera iluminación vial que requiera de una nueva instalación; el momento de comenzar a desarrollar estas soluciones, es ahora.

Bibliografía

- Alibaba. «5 year Warranty Led Street Light». Abril de 2011, http://www.alibaba.com/product-gs/413861952/5_year_Warranty_LED_Street_Light.html.
- CalcuLux Road. Philips Lighting B.V. Version 7.5.0.1. s/a.
- DOE. «Solid State Lighting Research and Development: Multi – year Program Plan», Marzo de 2011.
- EERE, DOE. «Energy Savings Potential of Solid-State Lighting in General Illumination Applications 2010 to 2030», Febrero de 2010. p. 26-33.
- GARCÍA FERNÁNDEZ, JAVIER. «Alumbrado de vías públicas». Disponible en <http://edison.upc.es/curs/ilum/indice.html>.
- GONZÁLEZ GONZÁLEZ, PABLO et al. «Interruptor horario digital para luminarias de alumbrado público». Noviembre de 2010.
- Homer. «The Micropower Optimization Model». Versión 2.68 beta. s/a.
- IGLESIAS VERA, JOSÉ L. et al. «Resultados Experimentales para el Diseño de un Sistema de Control Remoto de Luminarias con Microcontroladores RF PIC». Noviembre de 2010.
- Instituto de Astrofísica de Canarias. «Resumen de Recomendaciones para la Iluminación de Instalaciones de Exteriores o en Recintos Abiertos». Octubre de 2004.
- Joliet. Lista de precios, Noviembre de 2010, <http://www.joliet-europe.com>.
- LEDs MAGAZINE. «Osram Opto demonstrates 142 lm/W warm-white LED», 15 de Marzo de 2011. Newark. *Catálogo en línea*. <http://www.newark.com>. s/a.
- Philips-b. «LUXEON Rebel ANSI Binned Datasheet DS63». 29 de Septiembre de 2010.
- Philips-b.«SpeedStar – los LED garantizan un viaje seguro de regreso a casa», Enero de 2011.
- Philips-a.*Concern Photometric Database*. 31 de enero de 2011.
- Philips-c. «Tarifa de Luminarias – España», Febrero de 2011. p. 27.

Philips-d. «Philips Lumileds Introduces LUXEON A, Its Latest Illumination Grade LED», 21 de Abril de 2011.

Philips. «Starsense, la telegestión más sencilla».

<http://www.philips.com/lightingcontrols>. s/a. «Tabulation LED Street Light Fixtures», Octubre de 2010.

Wu M. S. et al. «Economic Feasibility of Solar-powered LED Roadway Lighting». Disponible en ISESCO Science and Technology Vision, Noviembre 2008, vol. 4 no. 6, pp 43-47.

Eco Solar es una publicación científica electrónica trimestral para los especialistas de las fuentes renovables de energía. Se dedica a la promoción de temas relacionados con la energética, las energías alternativas, la física ambiental, la arquitectura bioclimática, el impacto sobre el medio ambiente la educación ambiental, la termoconversión, la eficiencia energética, y las energías de origen hidráulico, fotovoltaico, eólico, solar, biomasa y ciencias relacionadas

DIRECTOR GENERAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

DIRECTOR:

M.Sc. Manuel Álvarez González.

EDITOR JEFE:

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

EDITORA:

M.Sc. Madelaine Vázquez Gálvez.

CORRECCIÓN:

Ing. Jorge Santamarina Guerra

CONSEJO EDITORIAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

M.Sc. Manuel Álvarez González.

Dr. Conrado Moreno Figueredo.

M.Sc. Manuel Fernández Rondón.

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

M.Sc. Daniel López Aldama

DISEÑO ELECTRÓNICO:

D.I. Antonio Romillo Polaino.

WEB MASTER:

M.Sc. Fernando González Prieto.

CONSEJO ASESOR:

Dra. Elena Vigil Santos.

Dr. Conrado Moreno Figueredo.

Dr. Sergio Corp Linares.

Dr. José Guardado Chacón.

Dr. Deny Oliva Merecio.

Dra. Dania González Couret.

Dr. Juan José Paretas.

Lic. Bruno Henríquez Pérez.

M.Sc. Leonor Turtós Carbonell.

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

Lic. Ricardo Bérriz Valle.

Dr. David Pérez Martín.

Dr. César Cisnero Ramírez



**SOCIEDAD CUBANA PARA LA PROMOCIÓN
DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y EL RESPETO
AMBIENTAL**

Calle 20 no. 4113, esquina a 47, Miramar, Playa,
Ciudad de La Habana, Cuba. Código Postal: 11300.

Teléfono: (537) 205-9949.

Apartado postal: 6611, CP: 10600, Ciudad de La Habana, Cuba.

e-mail: editora@cubasolar.cu

<http://www.cubasolar.cu>