

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID  
FACULTAD DE GEOGRAFÍA E HISTORIA  
**MÁSTER EN TECNOLOGÍAS DE LA  
INFORMACIÓN GEOGRÁFICA**



# IntiGIS 2.0: Objetivos y propuesta metodológica. Análisis de competitividad tecnológica en Ghana.



**Tutores.**

**Dr. Javier Domínguez Bravo (CIEMAT)**

**Dra. Nuria de Andrés de Pablo (UCM)**

**Alba Page Arias**

**Trabajo Fin de Máster**

Septiembre de 2015

## **AGRADECIMIENTOS.**

Me gustaría mostrar mi agradecimiento al Doctor Javier Domínguez Bravo, mi tutor en CIEMAT y a la Doctora Nuria Andrés de Pablo, mi tutora en la UCM, por su dedicación y seguimiento de mi trabajo.

Por supuesto a mis padres, a mi hermana María y a Andrés, por la paciencia y el interés demostrados a lo largo de estos meses y el apoyo que me brindan en todo aquello que emprendo.

Por último a todos los profesores del Máster en Tecnologías de la Información Geográfica de la Universidad Complutense de Madrid por su labor docente y didáctica con sus alumnos.

# ÍNDICE<sup>1</sup>

<b>1. INTRODUCCIÓN:</b> .....	<b>4</b>
1.1 Presentación.....	4
1.2 La electrificación rural y el acceso universal a la energía.....	6
1.3 Marco de aplicación y antecedentes de la herramienta.....	8
1.4 Introducción al modelo IntiGIS: utilidad, resultados y aplicaciones previas. ....	9
1.5 Proyecto actual: colaboración CIEMAT, ECOWREX y KNUST.....	10
<b>2. PARTE 1: ACTUALIZACIÓN DE IntiGIS 1.0</b> .....	<b>13</b>
2.1. Migración a arquitectura de 64 bits. ....	13
2.2. Migración a ArcGIS 10.X .....	14
2.3. Desarrollo e implementación de una nueva tecnología de electrificación: sistema híbrido fotovoltaico-diésel. ....	16
2.4. Revisión y actualización de parámetros y tecnologías. ....	18
2.5. Nueva versión en inglés.....	22
<b>3. PARTE 2: CASO DE ESTUDIO</b> .....	<b>25</b>
3.1. Caracterización del área de estudio.....	25
3.1.1. Situación del sector energético en Ghana.....	27
3.1.2. Actuaciones referentes a electrificación rural. ....	28
3.2. Metodología de aplicación de IntiGIS. ....	29
3.2.1. Recursos y fuentes. ....	29
• Recursos de entrada primarios. ....	29
• Recursos de entrada secundarios. ....	36
3.2.2. Parámetros técnicos y económicos.....	40
• Sistemas de electrificación.....	41
3.2.3. Caracterización de la demanda.....	44
3.2.4. Última etapa del análisis: cálculo de la demanda energética, LEC y análisis de competitividad tecnológica. ....	45
3.3. Resultados obtenidos.....	46
3.3.1. Demanda energética. ....	46
3.3.2. Comparación de costes de electrificación equivalente.....	49

---

<sup>1</sup> Fotografía de Portada, fuente: Mainstream Renewable Power.

3.3.3. Análisis de competitividad tecnológica. ....	50
3.4. Conclusiones y discusión .....	52
<b>4. POSIBLES LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN Y MEJORAS FUTURAS .....</b>	<b>55</b>
4.1. Calculadora de emisiones.....	55
4.2. Modificación del cálculo de la conexión a la red eléctrica.....	56
4.3. Caracterización de pequeñas plantas fotovoltaicas como sistema de electrificación. ....	57
4.4. Nuevo procedimiento en la caracterización de la demanda.....	57
<b>5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>59</b>
<b>6. RECURSOS DIGITALES .....</b>	<b>61</b>
<b>7. ANEXOS.....</b>	<b>63</b>
7.1. Anexo I. Escenarios de demanda.....	63
7.2. Anexo II. Informes generados por IntiGIS. ....	65

# 1. INTRODUCCIÓN.

## 1.1. Presentación.

El presente trabajo es fruto de la realización de las prácticas obligatorias que forman parte del Máster en Tecnologías de la información Geográfica de la Universidad Complutense de Madrid. Estas prácticas se llevaron a cabo en el *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT).

Dentro de CIEMAT se colaboró con el *Grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables* (gTIGER). Este grupo posee varios proyectos abiertos actualmente, uno de ellos relacionado con la herramienta SIG **IntiGIS**.

IntiGIS es un software SIG ideado y desarrollado para buscar soluciones a la electrificación rural de zonas en desarrollo. Para ello valora varias tecnologías de electrificación contemplando tanto sistemas de generación basados en energías renovables como convencionales así como sistemas descentralizados y centralizados de abastecimiento. El modelo IntiGIS está desarrollado sobre el software ArcGIS del cual hace uso de diversas funciones y herramientas a través de las librerías de ArcObjects.

Este TFM ha sido desarrollado dentro del marco del proyecto de colaboración "*The development of energy access maps for the ECOWAS region by developing a new version of IntiGIS<sup>2</sup>*" entre CIEMAT, el *Centro para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética* de ECOWAS<sup>3</sup> y la *Universidad Kwame Nkrumah de Ciencia y Tecnología de Ghana* (KNUST).

Como su título indica, el proyecto de colaboración exige una nueva versión de IntiGIS ya que la presente versión está desactualizada y, en algunos aspectos, obsoleta.

Los puntos de modificación son los siguientes:

- Inclusión de un nuevo sistema de generación de energía dentro del modelo IntiGIS, el híbrido fotovoltaico-diésel.
- Desarrollo de un nuevo procedimiento para introducir la demanda de energía.
- Revisión y actualización de los parámetros técnicos de todas las tecnologías incluidas en la aplicación.
- Desarrollo de una nueva versión en inglés que facilite su difusión.

Sin embargo, para la consecución de estas metas es necesario acometer otros cambios previos de los que depende el éxito de las mejoras exigidas.

Los cambios previos pasan por las siguientes actualizaciones de software:

- Migración de la herramienta a arquitectura de 64 bits ya que se encuentra programada en arquitectura de 32 y en la actualidad la mayoría de procesadores poseen estructura de 64. Esto da lugar a problemas de compatibilidad.
- Migración de IntiGIS a versiones actuales de ArcGIS (10.x) debido a que la herramienta es operativa con la versión ArcGIS 9.3. Esta versión de ArcGIS está actualmente sin

---

<sup>2</sup> "*Desarrollo de mapas de acceso a la energía en la región ECOWAS mediante el desarrollo de una nueva versión de IntiGIS*".

<sup>3</sup> *Comunidad Económica de Estados de África Occidental* según sus siglas en inglés.

mantenimiento, es decir, no es interesante mantener esta versión como base de la nueva versión de IntiGIS.

Una vez determinadas las acciones a llevar a cabo y su metodología, los programadores de KNUST serán los encargados de implementarlas completamente y depurar los errores derivados. Sin embargo, la metodología de migración sí forma parte de este TFM.

Del mismo modo forma parte la interpretación y traducción de todo el código fuente original de IntiGIS<sup>4</sup>. Esta parte del proyecto fue sin duda la más ardua, aunque proporcionó un conocimiento muy profundo del funcionamiento a nivel de programación de la herramienta y un acercamiento al uso de ArcObjects. Así mismo es crucial para el correcto desarrollo de todo el proyecto de colaboración ya que de otro modo los programadores de KNUST se encontrarían ante un código incomprensible idiomáticamente para ellos, lo que alargaría y complicaría sensiblemente su tarea.

Los puntos referentes a la implementación de un nuevo modelo híbrido fotovoltaico- diésel y a la modernización y revisión de parámetros técnicos<sup>5</sup> han sido desarrollados por ingenieros especialistas en energías renovables por lo que no forma parte de este TFM. Sin embargo se ha considerado interesante incluirlo para poder ilustrar el proceso completo llevado a cabo y el marco de trabajo en el que se ha desarrollado el presente Trabajo Fin de Máster.

Para concluir, se incluye la aplicación del modelo IntiGIS a un área de estudio, Ghana. En dicha aplicación se procede a un análisis de competitividad tecnológica de las distintas tecnologías de electrificación contempladas por IntiGIS en las poblaciones no electrificadas de Ghana.

Lo planeado en origen era utilizar este análisis como validación de la nueva versión de IntiGIS. Sin embargo, debido a distintos motivos, esta versión se encuentra todavía en fases tempranas de desarrollo por lo que no ha sido posible validarla en esta ocasión. Por ello, para realizar el estudio sobre Ghana, se ha utilizado la versión operativa de IntiGIS (1.0).<sup>6</sup>

## **1.2. La electrificación rural y el acceso universal a la energía.**

El uso de la energía es algo cotidiano e imprescindible para gran parte de la población del planeta desde tiempos remotos. En nuestros días se reconoce como un derecho el acceso a ella y se interpreta el consumo energético como un indicador del desarrollo social y económico de un país.

Sin embargo, dista mucho de ser un verdadero derecho para muchas personas: aproximadamente un quinto de la población mundial (18%) no tiene acceso a la energía eléctrica (IEA, 2014). Este 18% representa 1.285 millones de personas que se encuentran en su práctica totalidad en países en desarrollo, donde la tasa total de electrificación rural es del 68% según datos de la *Agencia Internacional de la Energía*.

---

<sup>4</sup> Se trata de 270 páginas de código fuente. En ellas hay anotaciones e instrucciones de los programadores originales, en español. Los programadores de KNUST necesitaban por tanto un código traducido al inglés e interpretado para hacer posible su labor.

<sup>5</sup> A excepción de la actualización y reprogramación de la calculadora de demanda, punto que se describe en profundidad en la página 18 y que sí forma parte de este TFM.

<sup>6</sup> Se ha empleado la versión 1.0 pero con los parámetros técnicos y económicos revisados y actualizados.

Es innegable que el acceso a la energía de forma segura y barata aumenta la calidad de vida de las personas favoreciendo el desarrollo en todos los aspectos de la vida, desde la nutrición y la higiene, a la salud, la educación y el acceso a la cultura.

En 2002 se celebró en Johannesburgo la *Cumbre Mundial para el Desarrollo Sostenible* en la que el acceso de la población a la energía se consideró clave en la necesaria tarea de erradicación de la pobreza. En el apartado dedicado a la energía y el acceso a la misma se solicitaba, entre otras demandas *“mejorar el acceso a servicios y recursos energéticos fiables, de costo razonable, económicamente viables, socialmente aceptables y ecológicamente racionales, teniendo en cuenta las particularidades y circunstancias de cada país, por diversos medios, como la electrificación rural y los sistemas descentralizados de energía, un mayor aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, el uso de combustibles líquidos y gaseosos menos contaminantes y el incremento de la eficiencia energética...”* (ONU, 2002, p.12-13) a través de políticas nacionales y marcos regulatorios.

Es por esto que la electrificación rural de poblaciones aisladas de países en desarrollo es un tema de importancia capital para mejorar la situación de sus habitantes. No obstante, en la mayoría de los casos, estas comunidades se encuentran muy alejadas de la red principal de distribución eléctrica o directamente es casi imposible llegar a ellas debido a lo inhóspito de su ubicación.

En estas situaciones, los sistemas de generación de energía con energías renovables junto con sistemas de almacenamiento de dicha energía son una muy buena opción a tener en cuenta. Es cierto que la inversión en este tipo de sistemas es, en el inicio, alta, pero queda rentabilizada en un tiempo relativamente bajo siempre y cuando el dimensionado de los sistemas y su mantenimiento sean adecuados.



*Fig. 1: Ejemplo de aprovechamiento energético rural. Fuente: Argentina Municipal.*

Con esta mentalidad, el CIEMAT desarrolló IntiGIS, una herramienta SIG basada en funcionalidades del programa ArcGIS, de libre distribución y cuya finalidad es asesorar para optimizar los recursos a la hora de electrificar zonas rurales aisladas.

El concepto de *“electrificación rural”* se refiere a la dotación de suministro eléctrico de zonas rurales y se define por una serie de características. Amador (2000) en su tesis doctoral da las claves que la caracterizan:

- Baja densidad de carga:
  - El número de conexiones por km a la red general de media y baja tensión es bajo ya que las zonas rurales se caracterizan por amplias extensiones de terreno y población escasa y dispersa.
  - La carga por conexión y el factor de carga de cada consumidor tienden a ser inferiores que los urbanos, ya que las demandas de energía son más reducidas. Este fenómeno se debe a unos salarios medios inferiores a los residentes en las ciudades y unos hábitos de vida más independientes del consumo energético.
- Costes por conexión y kW/h suministrado altos:
  - A mayor aislamiento de la población, aumenta el coste de instalación.
  - Debido a lo anterior, los costes de operación y mantenimiento también son mayores.

Esta serie de factores hacen que la electrificación rural no sea económicamente rentable y por tanto no interese a las compañías eléctricas. Sin embargo, como comentamos anteriormente, el acceso a la energía es un factor determinante en el desarrollo de una sociedad y una importante vía a la hora de reducir las desigualdades sociales dentro de un país.

Esta combinación de hechos obliga en la mayoría de los casos a la intervención del Estado mediante una compañía eléctrica estatal (en caso de haberla) o con la otorgación de subsidios y subvenciones que financien las operaciones de electrificación.

Estas situaciones propician escenarios similares caracterizados por bajos presupuestos por parte del Estado y un alto impacto social para las comunidades afectadas. Es en este punto donde los **sistemas de información geográfica** se revelan como una herramienta de probada efectividad ya que se basan en el análisis territorial para optimizar la toma de decisiones sin necesidad de realizar costosos estudios de campo en áreas recónditas y siendo capaces de procesar, combinar y generar gran cantidad de datos.

### 1.3. Marco de aplicación y antecedentes de la herramienta.

Podemos definir un sistema de información geográfica como un *“sistema de software, hardware y procedimientos diseñado para realizar la captura, almacenamiento, manipulación, análisis, modelización y presentación de datos referenciados espacialmente para la resolución de problemas complejos de planificación y gestión”* (NCGIA, 1991).

Utilizando esta gran versatilidad que confieren los SIG, durante los años 90 y apoyado por la Unión Europea, surge el proyecto SOLARGIS financiado por la *Dirección General XII Europea para la Ciencia, la Investigación y el Desarrollo*, dentro del marco del programa *Joule II* y en el que varios centros de investigación de energías renovables colaboraron para su desarrollo<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> El proyecto SOLARGIS estuvo coordinado por el Centre d’Energetique Armines (Francia), y participaron los siguientes centros investigadores: Conphoebus (Italia), CIEMAT (España), CRES (Grecia), INESC (Portugal), RAL (Reino Unido) y NMRC (Irlanda).

Entre los objetivos del proyecto SOLARGIS destaca la demostración del alto potencial de los sistemas de Información Geográfica para la realización del análisis territorial previo a la toma de decisiones mientras que se fomenta la implantación de las energías renovables en la electrificación descentralizada.

El análisis que llevaba a cabo la herramienta original consistía en una comparación píxel a píxel del coste de producción del kW/h de las distintas tecnologías (renovables o convencionales) integradas en el modelo, dando como resultado el coste de electrificación equivalente o LEC<sup>8</sup>, para así poder seleccionar el tipo de energía más competitiva en cada lugar.

Posteriormente se quiso incluir el **análisis de sensibilidad** (AS) como parte del estudio, lo cual dio lugar a la herramienta IntiGIS que nos permite la “*evaluación de diversas tecnologías de electrificación rural, es de fácil manejo, tiene en cuenta la realidad territorial de la región estudiada y ha sido validada en un ámbito geográfico diferente al utilizado en etapas previas del desarrollo metodológico*” (Pinedo, 2009).

#### **1.4. Introducción al modelo IntiGIS: utilidad, resultados y aplicaciones previas.**

Según la información contenida en el tutorial de la herramienta (2011), IntiGIS 1.0 es una herramienta de estudio de capas ráster que permite la comparación de diversos sistemas de generación de energía, renovables y convencionales, en términos económicos, devolviéndonos finalmente valores tanto numéricos como cartográficos de cada una de las tecnologías energéticas estudiadas así como la mejor opción en cada punto de demanda.

La información de la que partimos es la siguiente:

- Demanda energética: Se debe tener información sobre el número de viviendas o puntos de demanda así como de su consumo medio anual para poder dimensionar apropiadamente los sistemas de aprovechamiento y generación eléctrica.
- Radiación solar anual media en la zona de estudio.
- Velocidad del viento media en la zona de estudio.
- Posición de la red eléctrica y distancia a la misma.

Las energías contempladas son las siguientes, permitiendo la selección de una o más de ellas en la comparación:

- Sistema fotovoltaico individual.
- Sistema eólico individual.
- Grupo diésel individual.
- Grupo diésel para la electrificación de la comunidad.
- Sistema híbrido eólico-diésel para la electrificación de la comunidad.
- Conexión a la red de media tensión previamente existente.

---

<sup>8</sup> Levelized Electricity Cost, en sus siglas en inglés.

Como resultado de esta primera operación de comparación obtendríamos el LEC o coste de electrificación equivalente<sup>9</sup> y un mapa de competitividad tecnológica, que muestra la tecnología de electrificación óptima de acuerdo a los parámetros introducidos en cada caso de estudio.

En la segunda parte del estudio, la herramienta lleva a cabo un **Análisis de Sensibilidad** (AS), que permite al usuario entender y cuantificar los resultados de la simulación anterior mediante la evaluación de la influencia en el LEC de los parámetros en una comunidad tipo, y un **Análisis de Sensibilidad Espacial** (ASE) que estudia cómo una tecnología concreta se ve afectada por la variación de los parámetros de entrada y genera mapas de distribución del LEC para cada uno de los distintos escenarios contemplados y gráficos explicativos del grado de competitividad de las tecnologías estudiadas.

Una vez desarrollada la herramienta se comprobó su efectividad aplicándola en diversos proyectos de electrificación rural:

- Municipio de Guamá, Cuba (Domínguez, Rodríguez, 2009): En este primer caso el área de estudio fue un municipio de 33.000 habitantes repartidos en 132 comunidades de las cuales algunas estaban electrificadas por centrales mini hidráulicas, por la red eléctrica nacional o por sistemas diésel. El 50% de estas comunidades carecían por completo de un sistema de electrificación y fue sobre ellas donde se aplicó la herramienta. Como resultado se obtuvo la recomendación de instalar sistemas fotovoltaicos individuales en la mayoría de las comunidades; en el resto de ellas la conexión a la red eléctrica fue la opción más rentable.
- Municipio de Cobán, Departamento de Alta Verapaz, Guatemala (Domínguez, Pinedo 2009): Se analizaron 13 comunidades dentro del municipio de Cobán cuya población está compuesta exclusivamente por indígenas mayas. En este caso volvieron a ser los sistemas fotovoltaicos la opción más competitiva.
- Municipio de Acandí, Departamento de Chocó, Colombia (Pinedo, Domínguez, 2010). En este caso, el área de estudio estaba compuesta por 8 comunidades cuya población es predominantemente indígena. Una vez más, el sistema fotovoltaico individual arrojó los valores de LEC más competitivos.

### **1.5. Proyecto actual: colaboración CIEMAT, ECOWREX y KNUST.**

El proyecto que nos ocupa se lleva a cabo en colaboración con el *Observatorio para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética* (ECOWREX<sup>10</sup>) dependiente a su vez del *Centro para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética* (ECREEE<sup>11</sup>).

Estas dos instituciones dependen de la *Comunidad Económica de Estados de África Occidental* (ECOWAS/ CEDAO según sus siglas en inglés y francés), fundada en 1975 con la firma del tratado de Lagos y cuyo objetivo es, mediante la creación de un único y gran bloque comercial, la integración económica de toda la región.

---

<sup>9</sup> El concepto LEC es el cociente entre el coste total anual derivado de la producción de energía entre la cantidad de energía producida anualmente por el sistema.

<sup>10</sup> Siglas en inglés para *Ecowas Observatory for Renewable Energy and Energy Efficiency*.

<sup>11</sup> Siglas en inglés para *Ecowas Center for Renewable Energy and Energy Efficiency*.

ECOWAS ha fijado varios puntos de cooperación entre los países miembros en aras de la consecución de sus metas y de la mejora de la calidad de vida de sus habitantes. Entre estos puntos destacan la cooperación para la seguridad regional, un tribunal de justicia común, la previsión de crear una unión económica y monetaria a través de una moneda única, el desarrollo del ferrocarril en la zona y por último, el intercambio cultural y deportivo.

El *Centro para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética* (ECREEE) se creó en 2008, alineándose perfectamente con los objetivos 2020 de ECOWAS y buscando dos metas principalmente (ECOWAS, 2010):

- Hacer de la región un lugar sostenible con estrategias de desarrollo que incluyan los sectores agrícola, minero e industrial.
- Conservar su medioambiente y sus recursos naturales por medio de un desarrollo sostenible en los ámbitos económico, social y medioambiental (ECREEE, 2013).

Para ello es necesario disponer de información fiable y actualizada del estado del sector energético de cada país miembro de la organización, lo cual no ocurre en la región que nos ocupa. Este es, de hecho, el mayor problema que encuentran las empresas energéticas a la hora de invertir en la región, que los datos disponibles son antiguos y de dudosa fiabilidad o que las fuentes de datos son muy variadas e incluso se contradicen unas a otras.

Debido a esta situación surge la necesidad de un organismo dentro de ECREEE que aúne la información disponible, la actualice tan a menudo como sea posible y coordine los formatos de presentación de dicha información y la generación de cartografía. Esta es la misión del *Observatorio para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética* (ECOWREX), proveer de los datos necesarios a los posibles inversores, a las administraciones públicas y demás agentes del sector energético para así ayudar en la toma de decisiones, en la gestión de los recursos y en la creación de una red de expertos en energía para compartir conocimientos y experiencias sobre el sector (ECOWREX, 2013).

En la actualidad estas tres organizaciones trabajan de forma coordinada en conseguir que al menos el 20% de la energía resultante de las nuevas inversiones destinadas a la producción de electricidad, en las zonas rurales principalmente, provenga de fuentes renovables a fin de lograr la autosuficiencia, reducir la vulnerabilidad e impulsar el desarrollo sostenible de la sociedad y el medioambiente.

El presente proyecto surgió amparado por el programa de colaboración entre la Unión Europea y los países miembros del *Grupo de Estados Africanos, Caribeños y del Pacífico* (ACP)<sup>12</sup>, que llevó por título "*Promoción del acceso a las energías sostenibles a través del uso de tecnologías geoespaciales en África Occidental*"<sup>13</sup>.

Este proyecto busca la creación de una serie de mapas de acceso a la energía así como del coste efectivo de la implantación de distintos tipos de tecnologías de generación y

---

<sup>12</sup> El programa de colaboración ACP-EU S&T II Programme fue lanzado en 2012 y busca hacer frente a la brecha tecnológica entre los estados miembro de la ACP y los países más industrializados así como fortalecer la ciencia, la tecnología y la innovación en los países ACP permitiendo el la creación y el uso del conocimiento científico en aras de reducir la pobreza y favorecer el desarrollo socio-económico.

<sup>13</sup> El proyecto original está codificado como ACP S&T II, GRANT FED/2013/330-248.

aprovechamiento de energía para así mejorar el acceso a la electricidad de la población rural en la región ECOWAS.

Para ello, ECREEE y ECOWAS colaboran con el Centro de Energía de la *Universidad Kwame Nkrumah de Ciencia y Tecnología de Ghana* (KNUST), el cual es el responsable de los aspectos puramente técnicos en lo que a desarrollo e implementación de software se refiere.

Tras las correspondientes indagaciones, IntiGIS fue la aplicación que mejor se ceñía a las necesidades del proyecto, ya que es un software específicamente diseñado para generar la solución al problema planteado por ECREEE. Sin embargo, la herramienta existente (IntiGIS 1.0) necesitaba un profundo proceso de actualización y mejora para adaptarse a las exigencias del proyecto.

Es en este momento cuando se formaliza la colaboración entre las tres instituciones implicadas en el proyecto, ECREEE, desde una posición de coordinación, elaboración de documentos oficiales y revisión de especificaciones técnicas, KNUST, con las tareas de reprogramación de IntiGIS y calibración del nuevo modelo mejorado y CIEMAT, revisando el modelo existente de IntiGIS, proveyendo a KNUST de los documentos necesarios para el desarrollo de la nueva aplicación y aplicando el nuevo modelo en un caso de estudio para validarlo.

Para la consecución del objetivo del proyecto, la creación de los mapas de acceso a la energía de las comunidades en el África Occidental, se hacían necesarias las siguientes mejoras y actualizaciones de IntiGIS:

- Incluir un nuevo sistema de generación de energía dentro del modelo IntiGIS, el híbrido fotovoltaico-diésel.
- Desarrollar un nuevo procedimiento para introducir la demanda de energía.
- La revisión y actualización de los parámetros técnicos de todas las tecnologías incluidas en la aplicación.
- Desarrollo de una nueva versión en inglés que facilite su difusión.

No obstante, como se indicaba en la presentación, algunos de estos pasos requieren de mejoras previas para poder llevarse a cabo.



*Fig. 2: Sistema fotovoltaico individual instalado en Ghana. Fuente: Engineering and Technology Magazine.*

## **2. PARTE 1: ACTUALIZACIÓN DE IntiGIS 1.0**

Uno de los objetivos principales a los que nos enfrentamos es a la modernización del modelo existente enfocado desde dos puntos de vista diferentes; por un lado tenemos la actualización a nivel informático, a nivel de software y hardware, por otro, a nivel de parámetros tecnológicos.

En cuanto a la actualización informática, es manifiesto que en los últimos años se suceden con rapidez los avances en el mundo de la tecnología: los sistemas operativos sacan nuevas versiones periódicamente, la capacidad y velocidad de las máquinas empleadas aumenta muy rápidamente y los programas específicos se renuevan también con mucha frecuencia dejando obsoletas versiones anteriores en períodos muy cortos de tiempo.

Esta rápida sucesión de versiones y actualizaciones se debe a la gran inversión en investigación en este campo y al gran negocio que conlleva. Con el uso de nuevos materiales se han conseguido máquinas mucho más rápidas en el proceso de datos. También se ha logrado desarrollar dispositivos con gran capacidad de almacenaje de datos con un tamaño muy pequeño. Todos estos avances hacen que versiones más complejas de programas y sistemas operativos sean soportadas por máquinas cada vez más potentes y eficaces.

A continuación haremos un repaso descriptivo de las necesidades que planteaba cada punto a modernizar del modelo y la metodología seguida para lograrlo:

### **2.1. Migración a arquitectura de 64 bits.**

IntiGIS en su origen fue desarrollado para ejecutarse en máquinas con arquitectura de 32 bits<sup>14</sup> las cuales eran las más comunes y de más amplia distribución en el momento de la creación y desarrollo del modelo.

Sin embargo, actualmente la mayoría de procesadores son de 64 bits, es decir, tienen el doble de capacidad de procesamiento lo que implica que son capaces de trabajar con más datos más rápidamente. Por lo tanto, los nuevos procesadores se fabrican casi exclusivamente en arquitectura de 64 bits.

Esto puede suponer un impedimento cuando se ejecutan aplicaciones de 32 bits en procesadores de 64, ya que a la hora de la instalación y posterior ejecución se producen problemas de compatibilidad. No obstante, a las aplicaciones desarrolladas para procesadores de 32 bits se les puede “decir” que pueden ser instaladas en procesadores de 64 bits. En realidad se trata de que el programa se ejecute siempre interpretando que la máquina en la que está instalado es de 32 bits independientemente de que sea verdad.

IntiGIS es una aplicación informática desarrollada en el entorno Visual Basic.NET, esto es, un lenguaje de programación enfocado a objetos.

Para llevar a cabo la migración descrita anteriormente se siguieron las instrucciones proporcionadas por los recursos de ayuda de ESRI.

---

<sup>14</sup> Esta denominación hace referencia a la cantidad de datos que es capaz de procesar la máquina. En el caso de 32 bits, puede procesar una secuencia de 32 bits o  $2^{23}$  datos en un ciclo del reloj del ordenador. Sin embargo, los procesadores de 64 bits pueden procesar el doble de datos en el mismo tiempo que uno de 32.

Como era de esperar, este mismo proceso de migración lo han tenido que hacer muchos más desarrolladores por lo que una vez localizada la ayuda seguimos los pasos indicados.

Para las aplicaciones desarrolladas en un entorno Visual Basic, como es nuestro caso, se ha de modificar desde las Opciones Avanzadas de Compilación la arquitectura de la máquina donde pretendemos instalar el programa (o CPU de destino) fijándola en 32 bits (x86) por defecto.

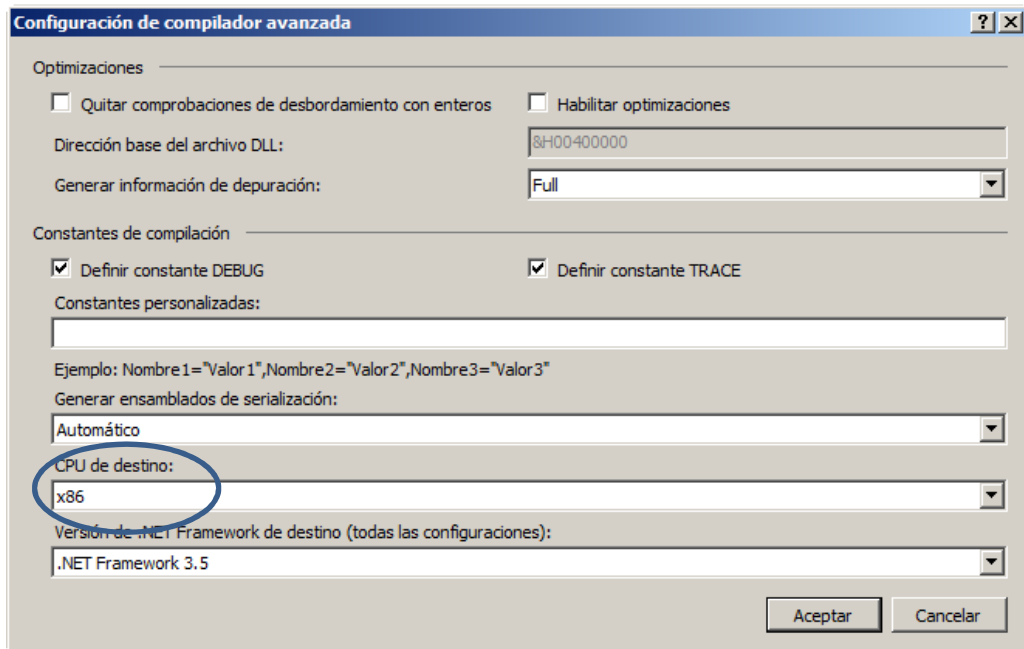


Fig. 6: Captura de pantalla de la configuración avanzada del compilador. Fuente: elaboración propia.

De esta manera, la aplicación interpretará que será instalada siempre en CPU's de 32 bits por lo que no generará problemas de compatibilidad.

## 2.2. Actualización de software: de ArcGIS 9.3 a ArcGIS 10.x.

Como se indicaba antes, en la actualidad las versiones de programas y aplicaciones se suceden con gran rapidez siendo necesaria la actualización continua del software que de otro modo quedaría obsoleto. Este el caso de IntiGIS.

Al ser una herramienta basada en otra más compleja<sup>15</sup>, ha de ir avanzando a un ritmo acompasado con su compañera. Inicialmente IntiGIS se desarrolló acorde a la versión 9.3 de ArcGIS. Sin embargo esta versión no sólo no se comercializa sino que quedó sin soporte. Además, a partir de la siguiente versión, la 10.0, se hicieron importantes cambios a nivel de programación y visualización que influyen en el funcionamiento de nuestro modelo ya que las instrucciones y las referencias pasan a denominarse de forma diferente.

<sup>15</sup>IntiGIS emplea herramientas intermedias de cálculo GIS ya implementadas por ArcGIS para poder llegar a los resultados propios del modelo IntiGIS sin necesidad de tener que desarrollar a nivel código todas esas operaciones. Ejemplos de estas operaciones son: importación de mapas, transformación de shape a ráster, etc.

Por todo ello, por comodidad y fiabilidad del modelo, se hacía necesaria una migración de IntiGIS a versiones más recientes de ArcGIS<sup>16</sup>. De este modo, una vez modificada la arquitectura de ejecución del programa nos enfrentamos al siguiente reto, actualizar nuestro software para que pueda funcionar con versiones más modernas de su programa base.

El principal problema generado por la sucesión de versiones es el cambio de nombre de las referencias. Estas referencias son las “llamadas” desde IntiGIS a determinadas funcionalidades de ArcGIS. De esta manera es posible utilizar acciones de ArcGIS de probada eficacia como vehículo para que IntiGIS pueda generar su análisis sin necesidad de programar dichas funcionalidades.

Estas llamadas se hacen por medio de las bibliotecas de objetos de ArcGIS o ArcObjects<sup>17</sup>. Los cambios en las denominaciones de estas bibliotecas son uno de los principales problemas a solventar ya que, si una herramienta deja de llamarse de una manera, cuando IntiGIS la invoque no la va a encontrar y nos devolverá un error grave de compilación.

La principal referencia modificada y que nos indican los recursos de ayuda de Esri es “ESRI.ArcGIS.ADF” la cual hay que sustituir por “ESRI.ArcGIS.ADF.Local”. Esta referencia nos viene indicada específicamente ya que toda aplicación autónoma (*stand alone application*) la utiliza. Sin embargo, el resto de objetos (Fig. 7) se han de repasar y comprobar si han sufrido algún cambio de denominación que pueda dar lugar a problemas de compilación y ejecución.

```
Imports ESRI.ArcGIS.CatalogUI
Imports ESRI.ArcGIS.Catalog
Imports ESRI.ArcGIS.esriSystem
Imports ESRI.ArcGIS.Carto
Imports ESRI.ArcGIS.CartoUI
Imports ESRI.ArcGIS.Controls
Imports ESRI.ArcGIS.SystemUI
```

```
-----
If rL.Name = "Solar resource" Or rL.Name = "Wind resource" Then
    Dim stretchRen As IRasterStretchColorRampRenderer
    Dim rasRen As IRasterRenderere
    Dim fromColor As IColor = New RgbColor
    Dim toColor As IColor = New RgbColor
```

*Fig.7: Ejemplo de llamadas a los objetos de ArcGIS por parte IntiGIS y posterior llamada a las funciones contenidas en cada objeto. Fuente: elaboración propia.*

Todo este proceso se lleva a cabo con ayuda de las extensiones para desarrolladores de ArcGIS que son ArcGIS Engine y ArcGIS Engine SDK (Software Development Kit). Éste último es el que contiene las librerías que pueden ser incorporadas a las aplicaciones o programas que estemos creando.

<sup>16</sup>La información básica sobre cómo llevar a cabo esta migración se puede encontrar en los recursos de ayuda que proporciona ESRI para sus usuarios. No obstante se trata de una ayuda general. Cada caso específico de migración requiere de un concienzudo proceso de pruebas y depuraciones a nivel de código.

<sup>17</sup> Los ArcObjects son un entorno de desarrollo de la familia de ArcGIS. Los ArcObjects, escritos principalmente en lenguaje C++, ofrecen servicios de apoyo en la construcción de soluciones para Sistemas de Información Geográfica. Son la base de todos los productos de la familia ArcGIS, habiendo evolucionado progresivamente para adaptarse a los desarrolladores y usuarios de SIG. (Recursos en línea de ESRI).

En nuestro caso hemos trabajado sobre el código de la versión anterior de IntiGIS, la versión 1.0A donde hemos ido introduciendo estas soluciones a los problemas encontrados.

### 2.3. Desarrollo de una nueva tecnología de electrificación: sistema híbrido fotovoltaico-diésel.

Otro de los retos a los que se enfrentó el equipo a la hora de desarrollar IntiGIS 2.0 fue a la implementación de una nueva tecnología de electrificación que fuese valorada por el programa, un nuevo modelo híbrido fotovoltaico-diésel.

Un sistema de generación híbrido es un sistema que combina dos o más fuentes de energía las cuales operan conjuntamente, incluyendo (aunque no es necesario) una unidad de almacenamiento y una conexión a la red eléctrica.

El sistema híbrido fotovoltaico-diésel está compuesto por un subsistema fotovoltaico, el principal, y otro diésel que sólo entra en funcionamiento en caso necesario, es decir, cuando las baterías se encuentren descargadas o haya un pico de demanda que requiera más energía de la que puede suministrar el sistema fotovoltaico (Fig. 3).

Debido a las características particulares de la demanda rural (pico de consumo al comenzar el día y al anochecer) y la localización geográfica de muchos países en desarrollo (latitudes con gran incidencia de radiación solar) este tipo de sistemas híbridos se emplean cada vez más en la electrificación rural de zonas aisladas.

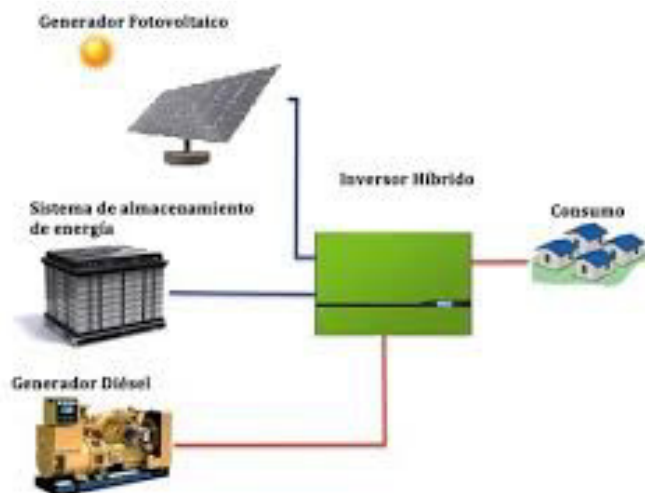


Fig.3: Esquema de funcionamiento del sistema híbrido solar-diésel. Fuente: Deger Ibérica.

Esta tecnología presenta varias ventajas; por un lado tenemos la posibilidad de montar sistemas más reducidos en espacio y potencia, cubriendo el pico de demanda matutino con la energía almacenada en las baterías y con la generada por el sistema fotovoltaico desde la salida del sol y el vespertino con lo almacenado en las baterías y con el generador, el cual a su vez cargará las baterías para posibles demandas nocturnas y para encontrarnos con el sistema cargado al amanecer. Por otro lado hemos comentado la localización geográfica de los países en desarrollo debido a que muchos de ellos se encuentran en las zonas cálidas del planeta, ampliamente irradiadas por lo que el acceso

y aprovechamiento de la energía solar no es un problema a priori. Podemos comprobar dicha relación comparando las siguientes figuras:

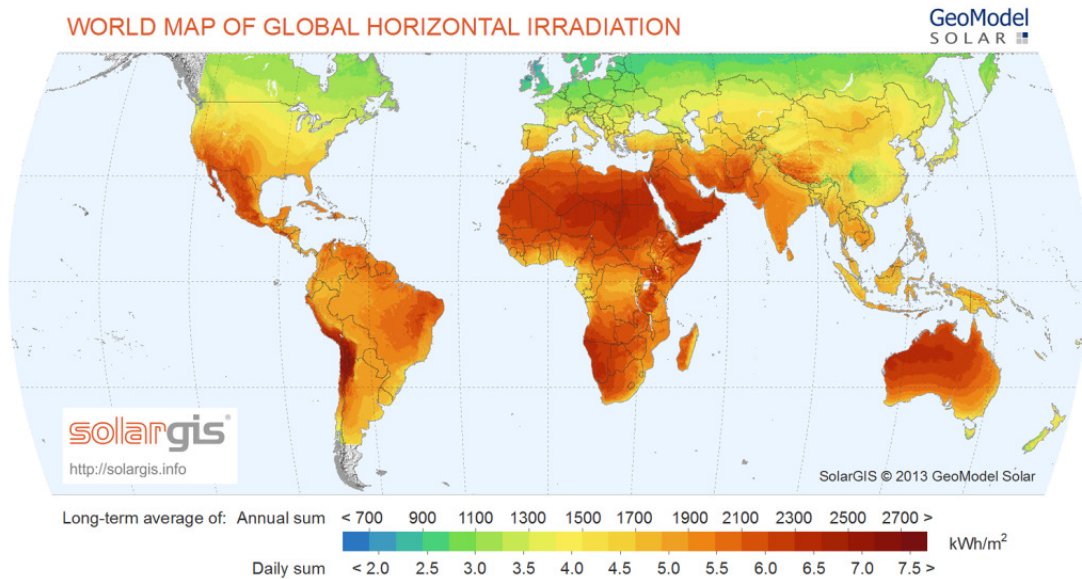


Fig. 4: Radiación solar horizontal en el planeta. Fuente: solarGIS

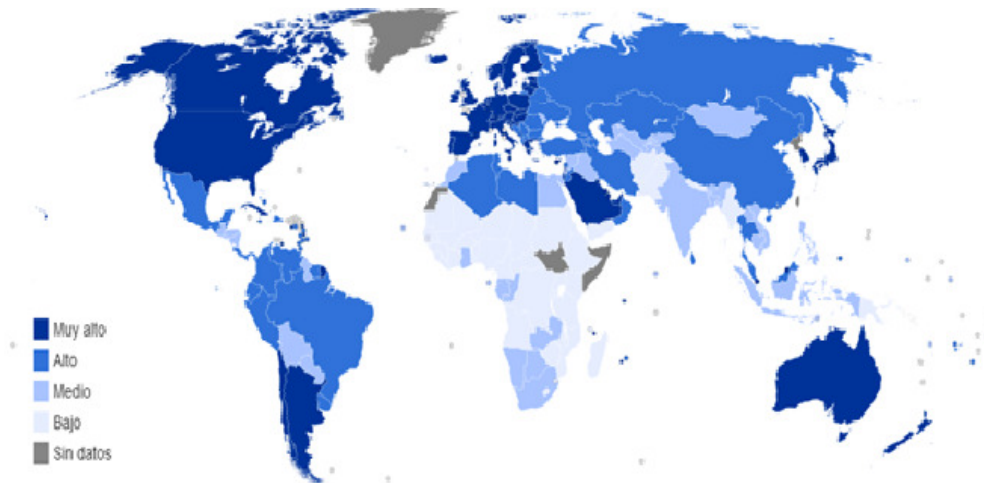


Fig. 5: Índice de desarrollo humano por países. Fuente: PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo)

Esta parte del proyecto fue desarrollada por un compañero del equipo de trabajo y alumno del máster en Energías Renovables y Medio Ambiente de la Universidad Politécnica de Madrid en colaboración con D. Luis Arribas, investigador en CIEMAT, y el Dr. Julio Amador, investigador y catedrático de la Universidad Politécnica de Madrid.

Para definir las ecuaciones que regirán el funcionamiento del modelo híbrido se empleó el software de cálculo de ingeniería Mathcad que permite resolver, analizar y compartir expresiones matemáticas.

Una vez hechos los cálculos se pasó a la parte de simulación con el programa Homer, software gratuito y específico para el diseño y análisis de sistemas híbridos de energía.

Tras estos pasos de elaboración y verificación del sistema es necesaria la integración de estos parámetros y cálculos en el modelo IntiGIS. Para ello requerimos una vez más la

colaboración de los programadores de KNUST ya que esta parte es la que reviste mayor complicación desde el punto de vista de desarrollo informático.

Como la mayoría de programas informáticos, IntiGIS está estructurado en clases<sup>18</sup>, módulos y formularios. Tanto en los módulos como en los formularios se invocan a las clases y a funciones previamente definidas. Por ello, si queremos introducir un nuevo sistema energético deberemos definirlo previamente desde cero “traduciendo” las expresiones matemáticas que lo sustentan al lenguaje de programación pertinente, en este caso *Visual Basic.NET*, y añadirlo en todos y cada uno de los cálculos que hace el modelo en el que se generan y/o comparan resultados.

#### **2.4. Revisión, actualización e implementación de parámetros y tecnologías.**

Desde que IntiGIS fue ideado y desarrollado en origen, con unos parámetros y unos valores concretos, se ha avanzado mucho sobre todo en cuanto a rendimientos de generadores de energía, acumuladores, consumo de dispositivos y uso de éstos mismos.

Por ello era necesario revisar todos estos elementos en el proceso de modernización y mejora de IntiGIS ya que cuanto más cercanos a la realidad sean los parámetros que maneje la aplicación, más adecuados serán los resultados que arroje una vez hechos los cálculos pertinentes.

La revisión y adecuación de parámetros técnicos y económicos, como el rendimiento o los costes que implica cada sistema de electrificación, fueron llevadas a cabo por el mismo equipo que desarrolló el sistema híbrido fotovoltaico-diésel. Sin embargo, sí que pertenece al presente TFM la modificación y reprogramación de la “*Calculadora de demanda*”, herramienta empleada en la caracterización de la demanda por IntiGIS.

Uno de los datos más importantes del que debe disponer IntiGIS para poder efectuar el cálculo de LEC y que por tanto debía ser revisado, es la **demanda diaria residencial**.

La estimación de dicha demanda se lleva a cabo “*dependiendo del nivel económico del municipio así como de la temperatura (niveles de calentamiento y refrigeración), densidad de ocupación y tamaño de las viviendas, precio de los combustibles, nivel de actividad agrícola, etc.*” (Amador, 2000)

El conocimiento de dicho consumo no sólo es necesario para seleccionar el sistema de electrificación más competitivo; también lo es para el adecuado dimensionado de dicho sistema, ya que los sistemas renovables autónomos deben ser diseñados cuidadosamente para evitar al usuario una “*frustración energética*” como consecuencia de que la energía disponible no cubra sus necesidades, llevándolo a considerar esta opción energética como de segunda clase (Amador, 2000).

Como podemos observar en la figura 8, originariamente se tenía en cuenta la presencia de una serie de dispositivos eléctricos que en la actualidad van quedando poco a poco obsoletos, como las televisiones en blanco y negro o las lámparas incandescentes, cada vez menos comunes. Estos dispositivos han sido sustituidos tras la revisión llevada a cabo

---

<sup>18</sup> Una clase es una construcción que permite crear tipos personalizados propios mediante la agrupación de variables de otros tipos, métodos y eventos.

por aparatos más modernos, como la televisión a color o lámparas LED o fluorescentes, más eficientes y duraderas (Tabla 1).

Fig.8: Formulario original de la calculadora de demanda. Fuente: elaboración propia.

SELECCIÓN DE ELECTRODOMÉSTICOS REVISADA.		
EQUIPO	POTENCIA (W)	CANTIDAD
Lámparas Led	10	1
Lámparas Fluorescentes	17	1
Televisor Pequeño	60	1
Televisor Grande	120	1
Nevera	115	1
Ventilador	30	1
Radio	5	1
Cargador de móvil	5	1
Cargas variables	400	1

Tabla 1: Nueva selección de electrodomésticos junto con su consumo por hora y la cantidad de dispositivos estimada por hogar.

El siguiente factor a tener en cuenta para el adecuado dimensionado del sistema de suministro eléctrico es la curva de carga media diaria<sup>19</sup>. Esta información es útil sobre todo en la predicción de picos de consumo en momentos concretos del día. Para ello disponemos de datos de curvas de demanda del vecino país de Senegal que tomaremos como referencia (Fig. 9).

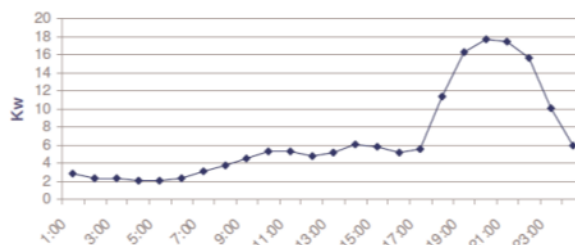
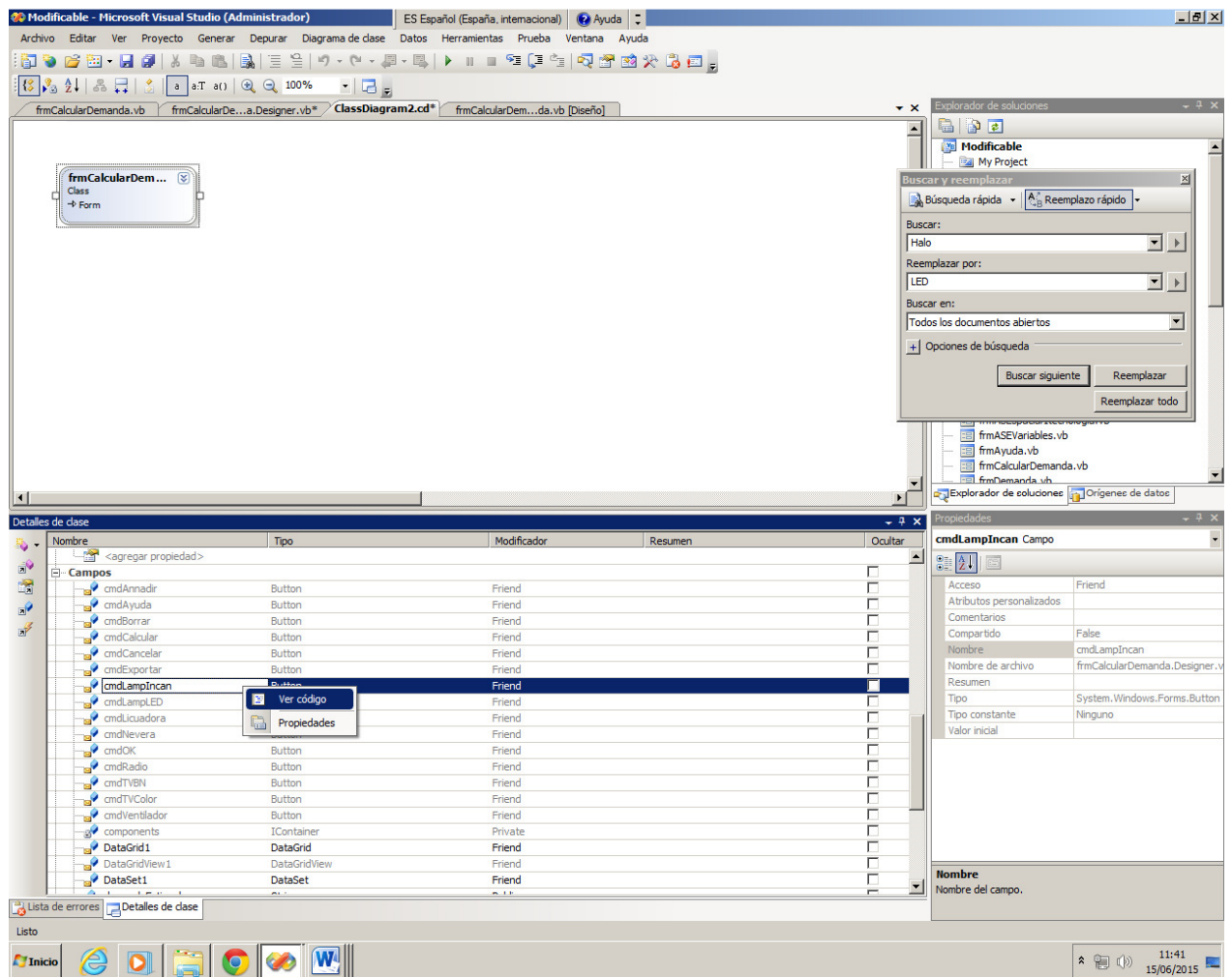


Fig.9: Curva de carga media diaria de Village de Moundé de Senegal. Elaboración propia con datos de ECREEE.

<sup>19</sup> La curva de carga es la representación gráfica de cómo varía la demanda (o carga) eléctrica en el transcurso del tiempo.

Una vez revisados estos parámetros debemos implementar los cambios teóricos en la programación. Lo haremos a través del formulario específico que se encarga del cálculo de la demanda diaria al mismo tiempo que aprovechamos para su traducción en inglés<sup>20</sup>.

Para ello deberemos modificar las clases desde el visualizador de clases que nos llevará al diseñador donde con la herramienta “Buscar y reemplazar” podremos renombrar las clases y los electrodomésticos en el código fuente de la aplicación como vemos en la figura 10.



```

Me.cmdPhoneChar.Font = New System.Drawing.Font("Microsoft Sans Serif", 6.5!, System.Draw
Me.cmdPhoneChar.Location = New System.Drawing.Point(287, 42)
Me.cmdPhoneChar.Name = "cmdPhoneChar"
Me.cmdPhoneChar.Size = New System.Drawing.Size(102, 23)
Me.cmdPhoneChar.TabIndex = 70
Me.cmdPhoneChar.Text = "Phone charger"
Me.ToolTip1.SetToolTip(Me.cmdPhoneChar, "Add phone charger")
Me.cmdPhoneChar.UseVisualStyleBackColor = True

```

Fig.10: Ejemplo de cambio de clase en el que sustituimos la lámpara incandescente por un nuevo aparato, el cargador de móvil. Fuente: elaboración propia.

<sup>20</sup> Este formulario es la denominada calculadora de demanda a la que podemos acceder desde el formulario en el que introducimos, si la conocemos, la demanda diaria por hogar de manera manual.

Una vez hecho esto retomamos el código del formulario con las clases y los dispositivos renombrados e introducimos los nuevos valores de consumo obteniendo un nuevo formulario de salida en inglés.

Demand calculator

**Devices**

Select the available devices in a reference household

LED Lamps Big TV Phone charger

Fluorescent lamps Small TV Fridge

Radio Fan Add...

**Demand calculation**

Define the number of devices and their hours of use.

Total daily demand (Wh/day)

*Fig.11: Formulario con los nuevos dispositivos traducido al inglés. Fuente: elaboración propia.*

## **2.5. Desarrollo de la versión en inglés de IntiGIS 2.0.**

Otra importante tarea que se abordó en el transcurso del proyecto fue la creación de una versión en inglés de IntiGIS.

En la actualidad vivimos en una sociedad globalizada donde la lengua más extendida para compartir información es, sin duda, el inglés, máxime si hablamos de entornos científicos o técnicos.

Si tenemos en cuenta la filosofía con la que se concibió y desarrolló IntiGIS, ser capaces de llegar a la práctica totalidad del planeta teniendo disponibles tanto una versión en español como otra en inglés planteaba un reto muy interesante. De esta manera es posible asegurar que casi cualquier organismo de cualquier país será capaz de utilizar IntiGIS para llevar a cabo un análisis previo sobre la viabilidad y coste de la electrificación de determinadas poblaciones.

Sin embargo, en este proyecto no sólo se busca una traducción del programa sino también su mejora y modernización. Por tanto, dicha traducción al inglés no sólo implica la traducción de las salidas por pantalla de formularios y resultados si no también la traducción e interpretación de todos y cada uno de los comentarios en el código escritos por los programadores originales de IntiGIS así como de las variables y funciones para, de este modo, ayudar a que los colaboradores de KNUST (y todos aquellos que vengan

después) puedan leer el código, interpretarlo y trabajar sobre él de la forma más cómoda posible.

Para hacerlo fue necesario leer, comprender e interpretar las más de 270 páginas de código que conforman IntiGIS atendiendo a comentarios, salidas por pantalla, formularios con todos sus elementos, variables y funciones, etc.

Hemos de recalcar la complejidad implícita en esta operación debido a la dificultad de la tarea. Por regla general los comentarios incluidos a modo de explicación en los códigos de programación tienden a ser crípticos, de difícil comprensión para aquellas personas que no acostumbran a leer este tipo de instrucciones. Por lo tanto, si se ha de traducir de modo que verdaderamente sea de utilidad para otro programador totalmente ajeno al desarrollo inicial del modelo, debemos llevar a cabo una gran tarea de comprensión del funcionamiento interno del código, es decir, no se deben traducir las palabras por separado sino atendiendo a su verdadero sentido.

A parte de la traducción e interpretación de las anotaciones de código se creó una lista de funciones y variables traducidas para hacer más fácil e intuitiva la labor de los programadores ya que por regla general tanto las funciones como las variables tienen nombres que, de manera esquemática, dan idea de lo que representan o de la operación que realizan.

Por último nos enfrentamos a la traducción y modificación de las salidas por pantalla tanto de mensajes informativos como de la interfaz al completo de IntiGIS; todos y cada uno de sus formularios y pestañas tuvieron que ser revisados y traducidos.

Todo este proceso de traducción fue llevado a cabo desde la consola de *Visual Studio*.

Para llevar a cabo todo este proceso de interpretación de código e incluso reprogramación (calculadora de demanda) fue necesario mucho tiempo y dedicación. En el desempeño de esta tarea se llegó a alcanzar un conocimiento profundo de la complejidad del sistema. Por un lado, específicamente del lenguaje de programación empleado, Visual Basic.Net, desde sus palabras reservadas a su estructuración. Por otro lado, del funcionamiento de la herramienta SIG programada, partiendo de la forma de procesar la información, de invocar y utilizar los ArcObjects y las herramientas en ellos contenidas, hasta la creación y uso de funciones específicas que derivarán en los cálculos LEC y ASE.

## **2.6. Resultados.**

En esta parte del trabajo no se han obtenido por el momento resultados evaluables ya que IntiGIS 2.0 se encuentra todavía en una fase temprana de desarrollo e implementación; las tareas de reprogramación todavía se encuentran en etapas iniciales por lo que no se han podido comprobar los errores ni proceder a su depuración.

Sin embargo son destacables los objetivos logrados en esta primera parte del trabajo. Aquí se plantean ambiciosos retos en cuanto a la revisión y modernización de la aplicación, tarea llevada a cabo en colaboración con especialistas de distintos ámbitos, pero haciendo especial hincapié en la labor de reprogramación de la herramienta, tanto para su migración a versiones más recientes de ArcGIS como en lo referente a la implementación del híbrido solar-diésel.

Todas estas mejoras, junto con la traducción al inglés del programa, harán de IntiGIS 2.0 una herramienta de análisis más completa y versátil, ya que podrá llegar a muchas más personas al haberse superado la barrera idiomática y al haber sido modernizada para poder funcionar con versiones de ArcGIS que actualmente se distribuyen y mantienen. Esto, junto con la revisión de parámetros y el desarrollo e integración de un nuevo sistema de electrificación, supone un valor añadido a una herramienta que ha demostrado su eficacia en múltiples proyectos y cuyo manejo y aplicación se encuentran al alcance de usuarios no especializados en SIG.

Por otra parte, una vez más, se pone de manifiesto la potencia y versatilidad de los SIG en el análisis de datos y la búsqueda de soluciones óptimas sin necesidad de costosos desplazamientos y estudios *in situ*. Gracias a este tipo de tecnologías de información geográfica, ha sido posible llevar a cabo un análisis tanto de la situación actual, en lo referente al nivel de electrificación de Ghana, como de posibles acciones futuras que busquen mejorar la calidad de vida de los habitantes de este país por medio de la universalización del acceso a la energía eléctrica de una manera sostenible y eficaz.

### 3. PARTE 2: CASO DE ESTUDIO<sup>21</sup>.

#### 3.1. Caracterización del área de estudio.

La República de Ghana es un estado semipresidencialista<sup>22</sup> del oeste de África, con una superficie de 238.535 km<sup>2</sup> que limita al norte con Burkina Faso, al este con Togo, al oeste con Costa de Marfil y su parte sur con las aguas del Golfo de Guinea (Fig. 12).



Fig. 12: Mapa de Ghana. Elaboración propia<sup>23</sup>.

<sup>21</sup> Para el análisis llevado a cabo en este trabajo se ha utilizado la versión IntiGIS 1.0 ya que la nueva versión, la 2.0 no se encuentra todavía operativa. No obstante, sí se han empleado los parámetros técnicos revisados y los nuevos dispositivos domésticos contemplados y descritos en el apartado “Revisión y actualización de parámetros y tecnologías”

<sup>22</sup> Una república semipresidencial es aquella donde el poder ejecutivo recae tanto en el presidente (elegido por sufragio directo) como en el primer ministro (elegido por el poder legislativo). Ambos poseen igual autoridad. Este tipo de sistema también recibe el nombre de república bicéfala.

<sup>23</sup> Para todas las cartografías elaboradas del trabajo se ha empleado uno de los mapas base ofrecidos por Esri, el National Geographic World Map cuyas fuentes empleadas para su elaboración son: National Geographic, Esri, DeLorme, HERE, iPC, NRCAN y METI.

Ya en el siglo XV la mayoría de los estados que constituyen el actual país estaban fundados. Sin embargo, fue en este siglo cuando los portugueses desembarcaron en Ghana atraídos por los relatos que aseguraban la existencia de grandes depósitos de oro en la región y dieron lugar al largo periodo de colonización sufrido por el país.

Debido al éxito de las explotaciones auríferas portuguesas no tardaron en aparecer colonos ingleses, franceses y holandeses los cuales se disputaron el control de la zona bautizada como la “Costa del Oro” (Fig. 13). Desde esta época hasta 1957, Ghana estuvo bajo el control de potencias europeas siendo colonia británica hasta mediados del siglo XX. Fue el primer país subsahariano en lograr su independencia después de grandes protestas, huelgas y actos de desobediencia civil.

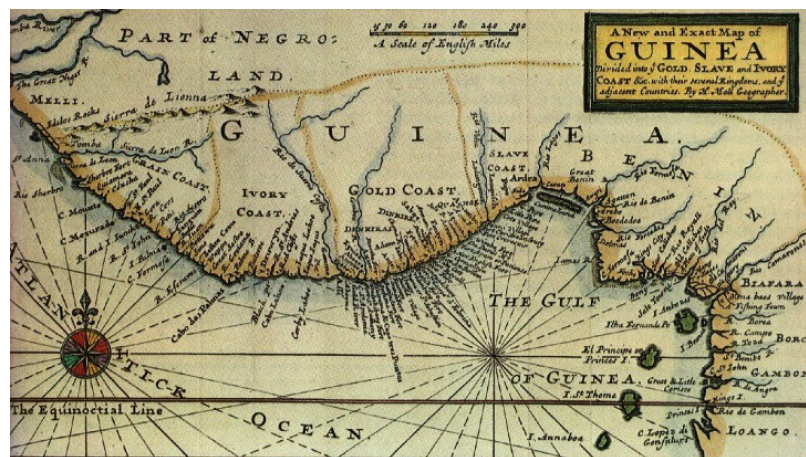


Fig.13: Mapa histórico del Golfo de Guinea, 1725. Herman Moll. Fuente: Wikimedia Commons.

Los años de independencia continuaron siendo complicados, con varios golpes de estado entre los que se sucedieron presidentes y juntas militares que no consiguieron solucionar los grandes problemas del país: el hambre, el desempleo y la alta inflación.

Ya en años más recientes, los datos muestran cómo, poco a poco, el país avanza mejorando con ello la vida de sus habitantes. En 2014, Ghana tenía una población oficial de 26.442.178 habitantes situándose en el puesto 48 de los 196 países listados en las estadísticas del Banco Mundial (2014). De éstos, 12.324.170 es población rural, es decir, un 46,6 % de la población total.

Posee en la actualidad un Producto Interior Bruto (PIB) de 35.460 millones de euros, lo que la sitúa en el puesto 92 del ranking mundial. Sin embargo su PIB per cápita es muy bajo, 1.100 €, situándose en este caso en los últimos puestos de la tabla, en el puesto 154 dándonos una idea del bajísimo nivel de vida de la mayoría de sus habitantes. Su deuda pública asciende a 20.152 millones de euros, un 55,09 % de su PIB.

Otros indicadores útiles para medir el nivel de vida son, por una lado, el Índice de Desarrollo Humano según el cual está situado en el puesto 138 con un valor de 0,573 (2013)<sup>24</sup>; por otro lado la tasa de alfabetización, que es del 76.6% (CIA, 2015)

<sup>24</sup>El Índice de Desarrollo Humano es un indicador del desarrollo de un país elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Está basado en un indicador social estadístico compuesto por tres parámetros: vida larga y saludable, educación y nivel de vida digno. Toma valores entre 0 y 1.



Fig.14: Tareas domésticas en ambiente rural, Ghana. Fuente: TechnoServe.

Desde el punto de vista económico, Ghana cuenta con valiosos recursos naturales. En primer lugar destaca un fuerte sector agroalimentario que emplea a más del 50% de la fuerza laboral del país y genera un cuarto de su PIB (CIA, 2014). Dentro de este sector, el cacao es el principal generador de riqueza ya que es el segundo productor del mundo (FAO, 2012). En los últimos años el sector se está diversificando incluyendo entre las exportaciones la producción masiva de piña, algodón y derivados textiles, atún y otros productos pesqueros.

Por otro lado, posee también un importante sector minero, situándose en este caso como segundo productor de oro de África (NRGI<sup>25</sup>, 2011). Son también destacables las explotaciones de bauxita, diamantes y manganeso.

Lo cierto es que Ghana presenta a corto plazo previsiones de crecimiento positivo dependientes de las medidas económicas que adopte el Gobierno y de la fluctuación en los mercados internacionales de sus dos principales productos de exportación, el oro y el cacao y, desde diciembre de 2010, también el petróleo (Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Accra, 2011).

Sin embargo toda esta riqueza natural revierte escasamente en la población debido principalmente al débil sistema fiscal, al anticuado sistema legal y a la laxitud gubernamental resultante con algunas empresas extranjeras explotadoras de los recursos.

### 3.1.1. Situación del sector energético en Ghana.

Actualmente, la principal meta del gobierno de Ghana es reducir la pobreza del país y elevar el PIB per cápita para el año 2020 como dicta el documento *“Growth and Poverty Reduction Strategy (GPRS II)”* (Estrategia para el crecimiento y la reducción de la pobreza).

Para conseguir que este proyecto se convierta en realidad, el consumo de energía del país ha de crecer de manera significativa. El reto es, por lo tanto, conseguir incrementar los suministros energéticos y al mismo tiempo expandir la infraestructura energética para cubrir la demanda de la población. La visión del gobierno en respuesta a los objetivos propuestos es *“el desarrollo de una economía energética que asegure un suministro fiable y seguro de servicios energéticos de alta calidad para todos los hogares ghaneses (urbanos y rurales), negocios, industrias y para el sector del transporte, mientras contribuye significativamente a los ingresos por exportación del país.”* (Ministerio de la Energía de Ghana, 2009)

<sup>25</sup> Natural Resource Governance Institute, según sus siglas en inglés.

### 3.1.2. Actuaciones referentes a la electrificación rural.

A propósito de la creación de la “*Economía energética*” que impulsase la industria y mejorase las condiciones de vida de los habitantes del país, en 2005 el Gobierno promulgó una serie de mejoras conocidas como “*Government Power Sector Reforms*” otorgando a distintos organismos públicos las competencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Entre estas mejoras, se encuentra el denominado “*Plan Estratégico de Energía nacional*” para el periodo 2006-2020 con el que se pretende atraer la participación e inversión del sector privado. En dicho periodo se quiere mejorar el sistema energético existente para que sea capaz de cubrir las necesidades energéticas de Ghana y exportar energía a países vecinos.

La principal fuente de energía del país (62% de la producción según datos de 2010 de GRIDCo.<sup>26</sup>) es la central hidroeléctrica que opera en la presa de Akosombo, construida en 1966 (Fig. 15). Esta enorme central no sólo abastece a Ghana sino también a sus vecinos Togo y Benín.



Fig.15: Presa de Akosombo. Fuente: Cinabrio blog.

Sin embargo, para poder cumplir tanto con las expectativas de crecimiento como con el plan estratégico impuesto por el Gobierno se han de buscar fuentes de energía alternativas y así no depender casi en exclusiva del volumen de agua embalsado y por ende, de las lluvias.

Por ello, y siguiendo las directrices del plan estratégico, se pretende diversificar el sector apostando fuertemente por el desarrollo de las energías renovables, cuyo objetivo de penetración se fijó en un 10% para el año 2020.

Dentro de dicho plan estratégico son especialmente relevantes para el tema que nos ocupa aquellas iniciativas enfocadas al “*aumento del acceso a la electricidad a través de la electrificación rural*” garantizando con ello el acceso universal a la energía, incentivando el crecimiento y la prosperidad del país y, a la vez, estimulando el desarrollo y la disminución de la pobreza en las zonas rurales.

Para conseguirlo, el Gobierno ghanés puso en marcha en 2011 un proyecto para recopilar

<sup>26</sup> GRIDCo. es la empresa suministradora de electricidad en Ghana.

información de todo tipo sobre el acceso a la electricidad en el medio rural la cual se usará como base en el desarrollo de un plan intensivo que acelere la implantación del *National Electrification Programme*. Este plan también incluye la concesión de un fondo especial para hacer más eficiente la administración del plan de electrificación (Ministerio de la Energía de Ghana, 2009).

Según datos proporcionados por la *Agencia Internacional de la Energía* (IEA) en su publicación *World Energy Outlook 2014*, la tasa de electrificación total en Ghana es del 72% disminuyendo hasta el 52% en las áreas rurales. Este plan sugiere hacer un uso de hasta el 30% de energías renovables en áreas rurales para lograr la meta del Gobierno, llegar hasta la total electrificación del país en 2020.

## 3.2. Metodología.

La obtención de un análisis por medio de IntiGIS requiere de la siguiente metodología. En primer lugar nos encontramos con la manipulación e integración de los datos. Es decir, tras la recopilación de datos, en nuestro caso facilitados por ECREEE, se debe llevar a cabo la tarea de limpieza y tratamiento de los mismos para poder proporcionar a la aplicación exactamente las capas de información requeridas y en un formato que no cree problemas a la hora de trabajar con ellas.

Una vez que tenemos los datos en el formato adecuado y listos para su uso se debe proceder a la definición de los parámetros con los que queremos que el modelo trabaje. Esta parte del trabajo se llevó a cabo con el programa *ArcGIS* en lo referente al tratamiento de capas vectoriales y ráster, y *Microsoft Excel* para el trabajo con tablas.

Por último, una vez que tanto los datos como los parámetros han sido debidamente integrados en la herramienta, IntiGIS nos devolverá unos resultados cuya interpretación y valoración queda en manos del usuario final.

### 3.2.1. Recursos y fuentes.

#### **RECURSOS DE ENTRADA PRIMARIOS.**

Con recursos primarios nos referimos a aquellas capas de información necesarias y obligatorias a partir de las cuales iremos trabajando y generando nuevas capas.

- **Área de estudio.**

En primer lugar se debe definir el área en el que se llevará a cabo el estudio. Esta capa puede estar en formato shape (IntiGIS la convertiría a formato ráster) o directamente en ráster, como es nuestro caso.

**Fuente:** datos proporcionados por ECREEE.

**Manipulación:** Los datos en origen consistían en capas con límites administrativos de Ghana por lo que se fusionaron dichas divisiones administrativas y posteriormente se convirtió el archivo vectorial en uno ráster.

- **Ubicación de los puntos de demanda.**

Proporciona información al sistema sobre el punto exacto en el que se produce una situación de demanda eléctrica. Con ello se pueden calcular distancias y comprobar la disposición de recurso solar o eólico en el área de demanda.

**Fuente:** ECREEE. Este fue el proceso de tratamiento más arduo ya que por un lado se tenía información sobre las poblaciones sin electrificar según distritos, y por otro una relación entre comunidades y población de todos los municipios del país.

**Manipulación:** Debido a que la capa con los puntos de demanda no incluía la información referente al número de hogares por comunidad y siendo éste el dato con el que se calcula la demanda energética, se tuvo que requerir información adicional, con la población y el número de hogares en cada municipio. Esta información no diferenciaba poblaciones electrificadas de las no electrificadas si no que contenía todas las localidades del país (15.185). Tras un primer *JOIN* hubo que discriminar cientos de poblaciones que tenían pequeñas variaciones ortográficas en ambas listas y que por ese motivo no habían sido incluidas en la unión.

Finalmente se obtuvo una capa de 2.071 localidades georreferenciadas y con los datos poblacionales necesarios para llevar a cabo el análisis.

- **Radiación solar.**

Esta capa de información contiene la radiación global por pixel del área de estudio. Sirve, por tanto, para calcular el potencial para generar energía eléctrica a partir de sistemas de generación fotovoltaicos.

**Fuente:** Portal web ECOWREX. Se proporcionaron varias capas que hacían referencia a la radiación solar. Se escogió aquella que contenía la **radiación solar global diaria**.

**Manipulación:** esta capa requirió de dos adaptaciones. En primer lugar, un recorte del área de estudio, ya que el ráster de partida mostraba la información de todo el área ECOWAS.

En segundo lugar hubo que modificar las unidades en las que venía reflejada la información; la capa de partida nos proporcionaba los kWh por metro cuadrado diarios y nosotros necesitábamos los datos anuales. Con una sencilla multiplicación obtuvimos los datos en las unidades deseadas.

- **Recurso eólico.**

Al igual que la capa anterior, permite calcular el potencial eólico por pixel de nuestra área de estudio para la generación de electricidad a partir de sistemas eólicos<sup>27</sup>.

**Fuente:** Portal web de ECOWREX.

**Manipulación:** Del mismo modo que la anterior, la capa de partida contenía la información de todo el área de ECOWAS por lo que hubo que adaptarla al área de estudio.

- **Red eléctrica nacional.**

Con esta información el modelo es capaz de calcular la distancia desde un punto de demanda al punto más cercano de la red eléctrica así como la longitud de la red.

**Fuente:** ECREEE. Se proporcionaron varias capas con líneas eléctricas según su potencia.

**Manipulación:** Para poder trabajar con estos datos fue necesario fusionar toda la información en un único shape.

---

<sup>27</sup> Se requiere una media de velocidad del viento a lo largo del año superior a 4m/s para considerar la instalación de un sistema eólico. (Manuales de energías renovables, Energía eólica, CIEMAT).

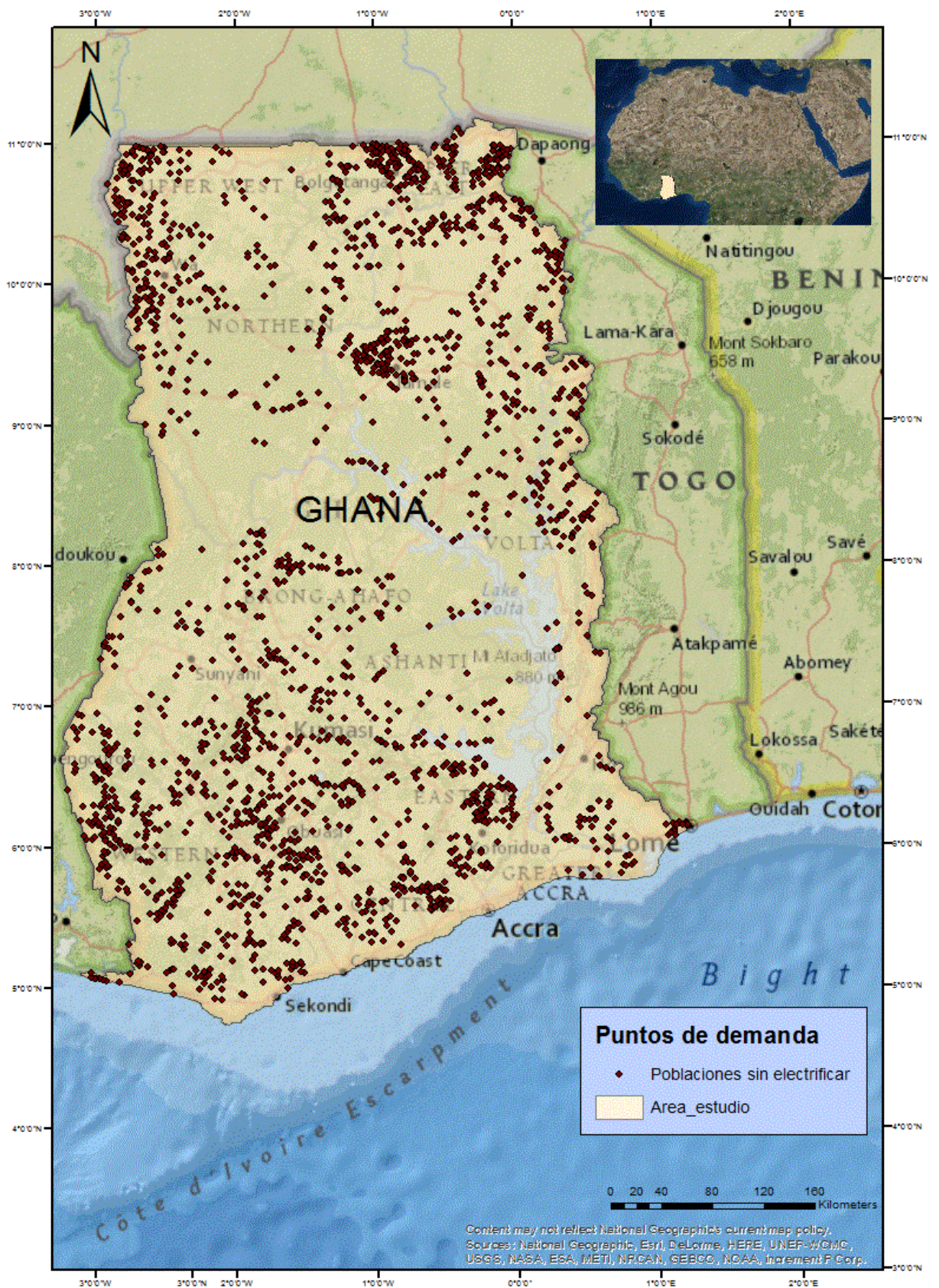


Fig. 16: Mapa de las comunidades sin electrificar o puntos de demanda. Elaboración propia.

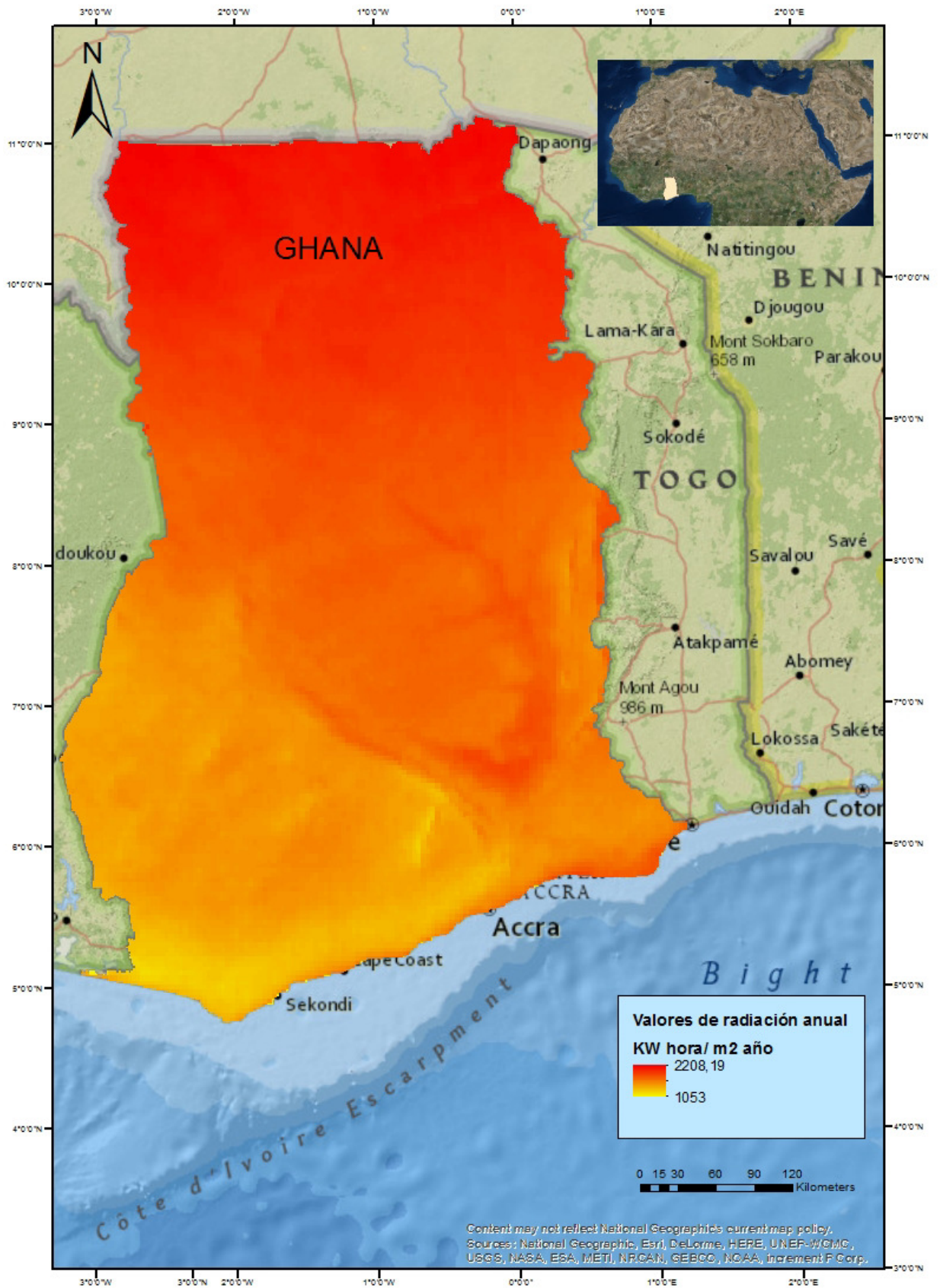


Fig. 17: Mapa de la radiación solar global anual. Elaboración propia.

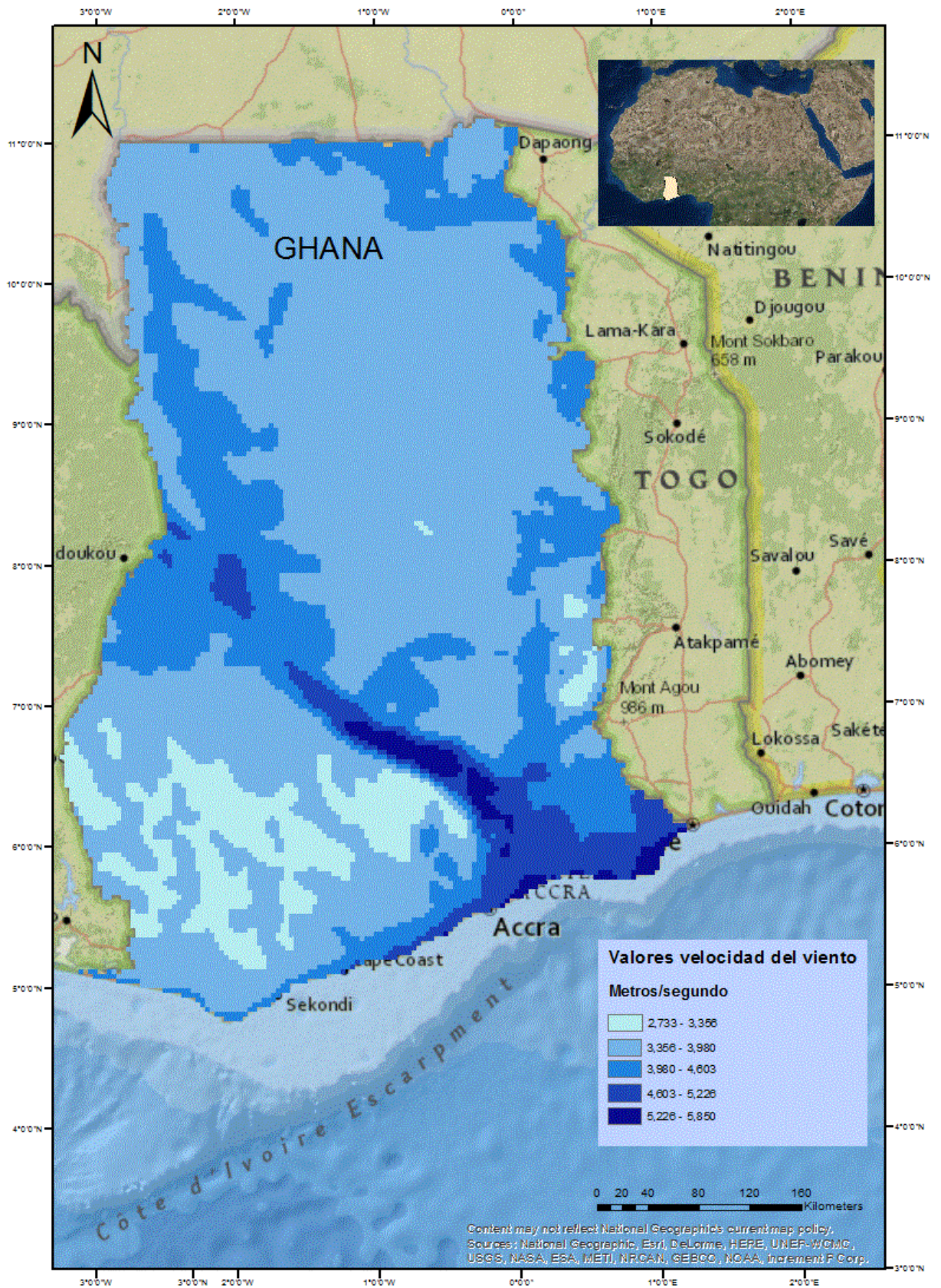


Fig. 18: Mapa del recurso eólico. Elaboración propia.

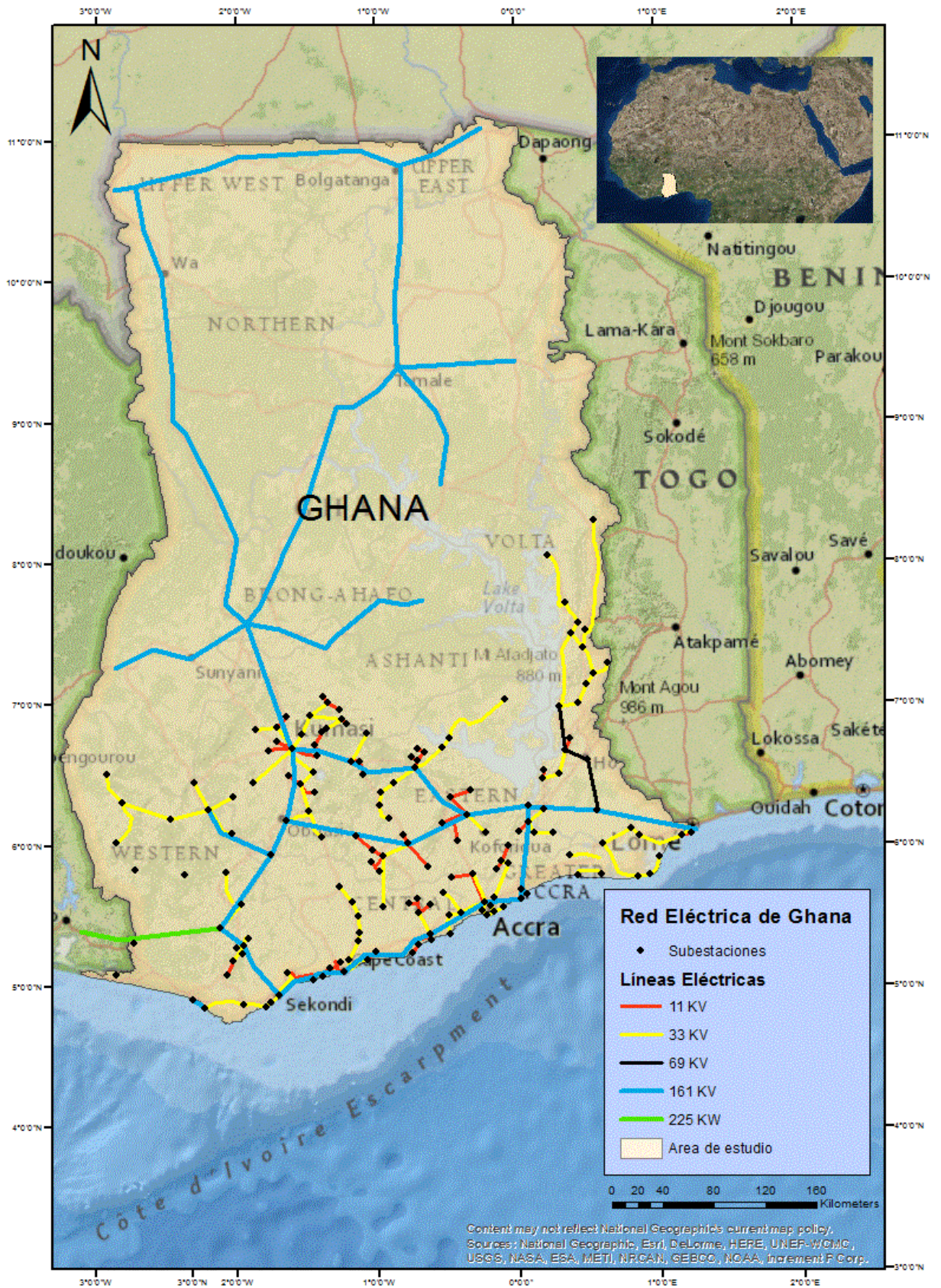


Fig. 19: Mapa de la red eléctrica de Ghana. Elaboración propia.

## **RECURSOS DE ENTRADA SECUNDARIOS.**

Los recursos de entrada secundarios son aquellos obtenidos a partir de un primer análisis con IntiGIS.

- **Densidad de demanda.**

Como su propio nombre indica, calcula la cantidad de hogares por píxel, primero por comunidad y luego sumando la población de las comunidades contenidas en un píxel.

**Obtención:** A partir de la capa con la ubicación de los puntos de demanda, y rasterizando por el campo que contiene el número de hogares por comunidad, se obtiene una capa en la que se nos muestra la mayor o menor cantidad de población que tenemos en un píxel.

- **Longitud de la red de baja tensión.**

Representa la cantidad de metros de línea de baja tensión necesarios por píxel así como los costes de conexión a un centro de transformación situado hipotéticamente en el centroide de cada píxel.

- **Distancia a la red de media tensión.**

Esta capa representa la distancia desde el centroide de cada píxel donde hay demanda a la red de media tensión más próxima. Será utilizada para calcular el coste de electrificación por conexión a red.

El análisis excluye las localidades situadas dentro de un radio de 800 metros<sup>28</sup> ya que en estos casos se considera que la conexión a la red es siempre la mejor opción.

---

<sup>28</sup> Este parámetro es modificable.



Fig. 20: Mapa de la densidad de demanda. Elaboración propia.

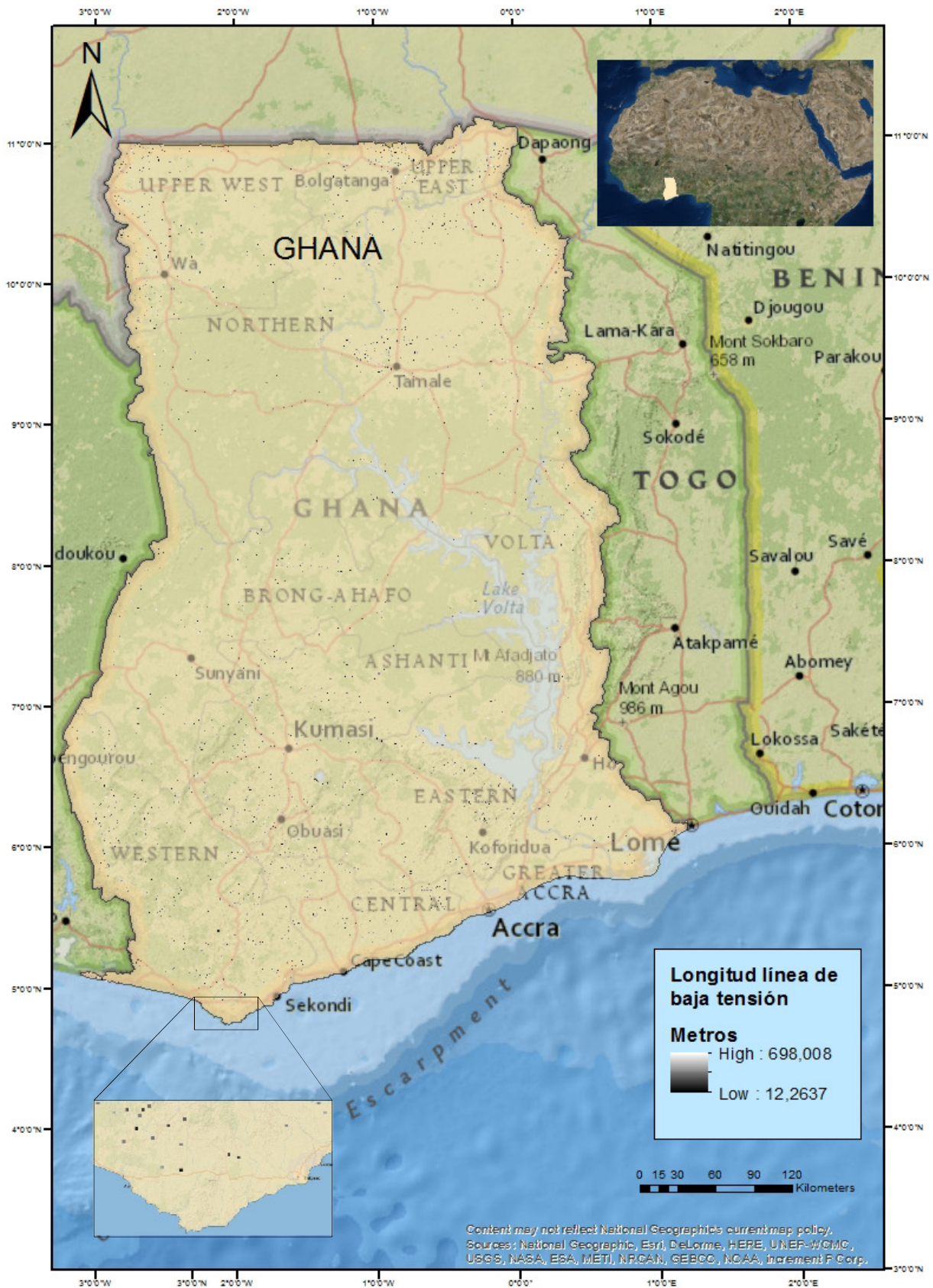


Fig. 21: Mapa de la longitud de la línea de baja tensión. Elaboración propia.

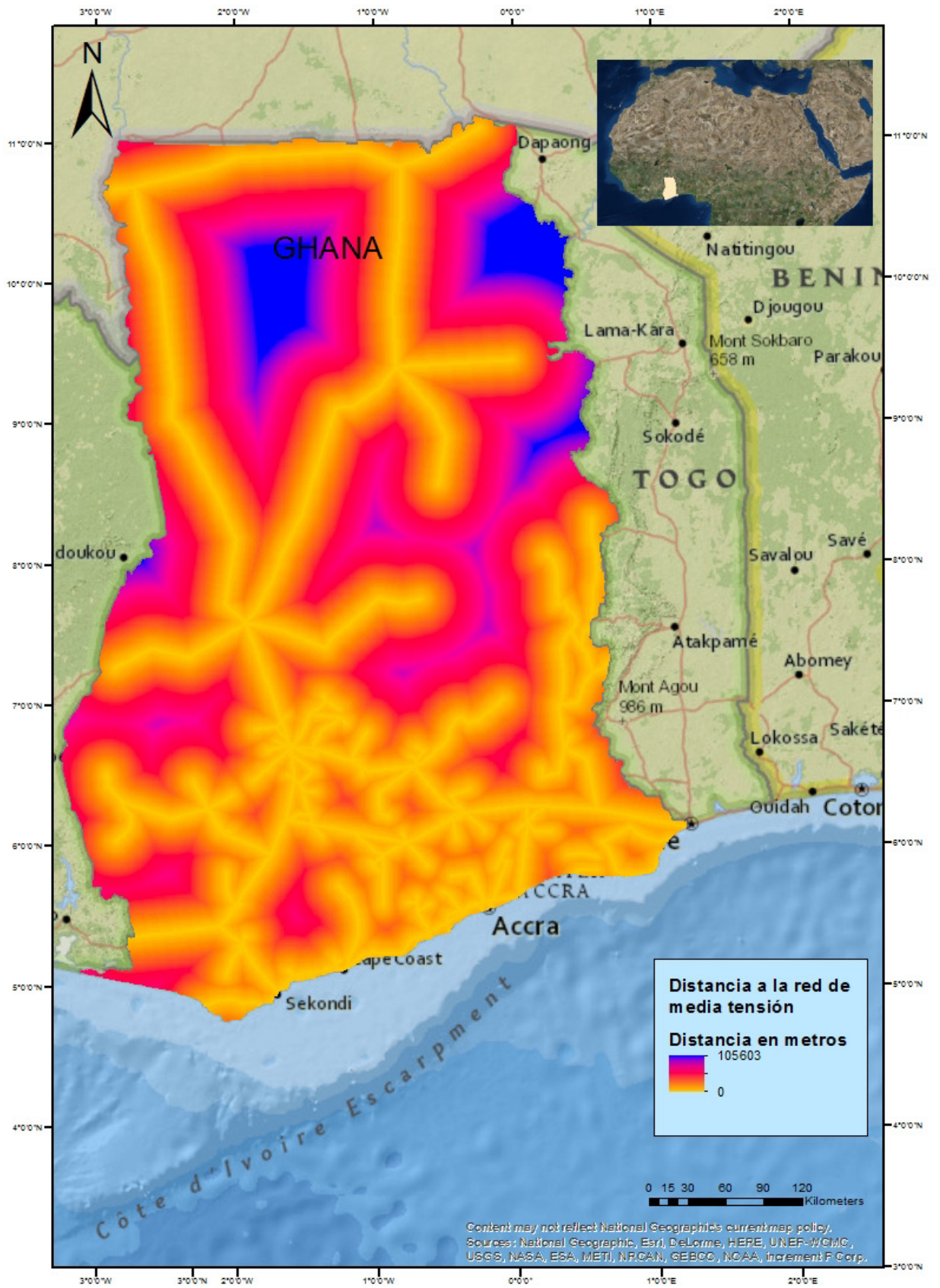


Fig. 22: Mapa de la distancia a la red de media tensión. Elaboración propia.

### 3.2.2 Parámetros técnicos y económicos.

Como se comentó en la primera parte del trabajo, los parámetros con los que trabaja IntiGIS han sido sometidos a una serie de modificaciones<sup>29</sup> para modernizarlos y adecuarlos a los nuevos rendimientos de los elementos implicados en la generación y almacenamiento de energía.

Para facilitar la comprensión de todos los parámetros los separaremos en sistemas de electrificación y caracterización de la demanda.

No obstante, en primer lugar mostraremos una serie de parámetros generales que son comunes a todos los sistemas de generación energética ya que son los que dependen de las características del área de estudio:

	Parámetro	Valor	Unidades
Generales	Demanda diaria <sup>30</sup>	1726	Wh/día
	Personas por hogar <sup>31</sup>	5	
	Factor de simultaneidad	0,8	
	Factor de forma de la curva de carga diaria	0,58	
	Distancia máxima a la línea de baja tensión.	800	m
	Potencia contratada por vivienda	1,9	kW
	Tasa de descuento	0,12	

*Tabla 2: Parámetros generales del área de estudio. Elaboración propia.*

Por otro lado, tenemos también los siguientes valores que son calculados directamente por IntiGIS ya que se desprenden de los recursos de entrada:

Parámetro	Valor	Unidades
Valor medio de la radiación solar	2.093,37	kWh/m <sup>2</sup> año
Valor medio de la velocidad del viento	3,86	m/s
Distancia media a la red de MT	21.827,42	m
Longitud media de la red de BT	378,57	m
Tamaño comunidad media	179	Viviendas

*Tabla 3: Parámetros desprendidos del análisis del área de estudio. Elaboración propia.*

<sup>29</sup> Los valores de los parámetros originales son tomados de las tesis doctorales (Amador, 2000 y Pinedo, 2010), mientras que la revisión corrió a cargo tanto del equipo de trabajo de IntiGIS como de varios expertos en energías renovables de CIEMAT.

<sup>30</sup> Este valor se modificará más adelante dependiendo de cada uno de los escenarios de demanda con el que se trabaje en cada momento. Sin embargo se trata de un parámetro de carácter general que no se modifica durante el proceso de análisis de IntiGIS. Los escenarios de demanda se pueden consultar en el Anexo I.

<sup>31</sup> Tomamos este número después de calcularlo con la información contenida en las tablas poblacionales facilitadas por ECREEE las cuales contenían información sobre el tamaño medio de los hogares ghaneses en cada una de las poblaciones del país.

- **Sistemas de electrificación.**

Como ya vimos, IntiGIS contempla varios sistemas de generación de energía, tanto renovables como convencionales.

A continuación mostramos los valores que permanecen constantes en los diferentes sistemas de electrificación (baterías e inversor) excepto, como es obvio, en la conexión a la red eléctrica.

	Parámetro	Valor	Unidades
Baterías	Rendimiento de la batería	0,8	
	Profundidad de descarga	0,6	
	Coste de inversión por batería	200	€/kWh
	Tiempo de vida	5	Años
	Costes de operación y mantenimiento (O & M)	2	€/kWh año
Inversor	Costes de inversión	508	€/kWh
	Tiempo de vida	20	Años
	Costes de O & M	7,5	€/kWh año
	Eficiencia	0,85	

Tabla 4: Parámetros comunes en los sistemas de generación de energía. Elaboración propia.

- **Sistema fotovoltaico.**

Este tipo de sistemas de generación, almacenamiento y aprovechamiento de energía se basan en la conversión de la energía solar en electricidad.

Los sistemas fotovoltaicos se componen de una serie de elementos denominados células fotovoltaicas dispuestas en paneles que son las encargadas de la transformación energética. Estas células están fabricadas de materiales cristalinos que dependiendo de su pureza y disposición atómica tendrán diferentes rendimientos.

Aparte de los módulos o paneles solares, el sistema de generación fotovoltaico dispone de inversor, regulador de carga y acumuladores de carga o baterías.

Parámetros	Valor	Unidades
Autonomía de la batería	3	Días
Coste de inversión en módulos	4765	€/kW <sub>p</sub>
Tiempo de vida de los módulos	25	Años
Costes de O & M	120	€/kW <sub>p</sub> año
Eficiencia	0,65	

Tabla 5: Parámetros del sistema fotovoltaico. Elaboración propia.

- **Sistema Minieólico.**

Este tipo de sistemas convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. Los componentes de este tipo de sistemas son la turbina, el acumulador o batería, regulador de carga, carga de disipación y en algunas ocasiones también requiere de un inversor (Pinedo, 2010)

Parámetros	Valor	Unidades
Autonomía de la batería	5	Días
Coste de inversión	4765	€/kW
Tiempo de vida	20	Años
Costes de O & M	250	€/kW año
Eficiencia	0,75	
Altura del buje	20	m
Altura de medida del viento (datos)	50	M

Tabla 6: Parámetros del sistema minieólico. Elaboración propia.

- **Sistema diesel individual.**

El sistema diesel es una opción clásica a la hora de generar energía en lugares aislados. Si se trata de un sistema individual el sistema requiere de los siguientes componentes: grupo electrógeno, regulador de carga, acumuladores e inversor.

Parámetros	Valor	Unidades
Autonomía de la batería	2,5	Días
Consumo de combustible	0,43	Litros /kWh
Costes de inversión	960	€/kW
Tiempo de vida	20	Años
Costes de O & M	200	€/kW año
Potencia	3,15	kW
Precio del combustible <sup>32</sup>	0.7	€/litro

Tabla 7: Parámetros del sistema diésel individual. Elaboración propia.

- **Sistema diésel central.**

En el caso de que se opte por un sistema diesel central se han de tener en cuenta los parámetros relacionados con las líneas de baja tensión.

Parámetros	Valor	Unidades
Autonomía de la batería	1	Días
Consumo de combustible	0,38	Litros /kWh
Costes de inversión	500	€/kW
Tiempo de vida	200	Años
Precio del combustible	0,7	€/litro

Tabla 8: Parámetros del sistema diésel central. Elaboración propia.

- **Sistema Híbrido eólico-diesel.**

Sistema formado por dos subsistemas que trabajan conjuntamente. Por un lado tenemos el sistema eólico, la fuente principal de energía, y por otro el generador diésel que asegura el suministro constante, activándose sólo cuando la fuerza del viento no es lo suficientemente fuerte como para producir electricidad o como para abastecer la demanda del momento.

<sup>32</sup> Dato obtenido de la web de Global Petrol Prices, apartado Ghana.

Parámetros	Valor	Unidades
Autonomía de la batería	1	Días
Coefficiente de diseño	0,46	
Consumo de combustible	0,38	Litros /kWh
Costes de inversión del generador diésel	500	€/kW
Tiempo de vida	20	Años
Costes de O & M	200	€/kW año
Precio del combustible	0,7	€/litro
Altura del buje	20	M
Eficiencia del aerogenerador	0,75	
Costes de inversión del aerogenerador	3500	€/kW
Tiempo de vida del aerogenerador	20	Años

Tabla 9: Parámetros del sistema eólico – diésel. Elaboración propia.

- **Conexión a la red.**

Para que un municipio se pueda conectar a la red eléctrica se requiere en primer lugar extender la red de media tensión, crear un centro de transformación y por último, instalar la red de baja tensión que llevará la electricidad a cada usuario.

Parámetros	Valor	Unidades
Tiempo de vida	30	Años
Coste de inversión línea MT	21311	€/km
Coste de inversión línea BT	71028	€/km
Coste de inversión centro de transformación	12000	€/km
Costes de O & M línea MT	30	€/km
Costes de O & M línea BT	0	€/km
Costes de O & M centro de transformación	0	€/kW
Coste de acometida	100	€/kW
Coste de kWh para el consumidor (tarifa) <sup>33</sup>	0,09	€/kWh

Tabla 10: Parámetros de la conexión a la red. Elaboración propia.

### 3.2.3. Caracterización de la demanda.

Para trabajar utilizaremos el valor medio anual de la demanda eléctrica residencial. Para calcular este valor sencillamente multiplicaremos la potencia de los electrodomésticos contemplados por el número de horas de funcionamiento.

Este punto es muy importante ya que la elección del valor de demanda puede influir directamente en la competitividad de los sistemas. Por regla general, a grandes demandas funcionan mejor los sistemas convencionales. Es por esto que en las zonas con mayor población y por consiguiente, mayor demanda suele ser recomendable la extensión de la línea eléctrica o el uso de generadores.

<sup>33</sup>Dato obtenido de la web de Electricity Company of Ghana Limited.

Por supuesto, la demanda depende del nivel de desarrollo tecnológico de las poblaciones estudiadas por lo que se ha de intentar adecuarse lo más posible a la realidad de las sociedades residentes en el área de estudio.

Es también recomendable plantear más de un escenario, con diferentes demandas energéticas, unas más modestas, otras más ambiciosas, para contemplar el posible desarrollo futuro ya que, generalmente, las sociedades tienden a progresar y a hacer uso de aparatos que faciliten su vida y proporcionen entretenimiento.

En este caso han sido contemplados tres escenarios con diferentes demandas energéticas en función de los aparatos empleados y de las horas de uso diario de los mismos (Anexo I, tablas 12, 13 y 14).

### **3.2.4. Última etapa del análisis: cálculo de la demanda energética, LEC y análisis de competitividad tecnológica.**

Una vez introducidas todas las capas de información y los parámetros requeridos por el sistema, el modelo genera los resultados a partir de los cuales se pueden extraer conclusiones que ayuden en el posterior proceso de toma de decisiones.

El análisis con IntiGIS genera tres resultados diferentes. Por un lado tenemos el cálculo de la demanda diaria y anual, por otro, el cálculo del LEC o análisis de competitividad energética; y por último, la comparación entre tecnologías, qué señala cuál o cuáles son las más competitivas por cada píxel con demanda.

En primer lugar se obtiene la demanda energética por medio de una operación sencilla en la que se multiplica el número de viviendas por píxel por la demanda energética introducida como parámetro. De este modo la capa resultante contendrá la demanda energética por píxel en el que se localice una (o varias) localidades sin electrificar.

El sistema nos devuelve dos tipos de demanda, la anual y la diaria. Estos resultados nos permiten conocer el valor del LEC por tecnología.

El LEC o Coste de Electrificación Equivalente se define como *“la relación existente entre el coste medio anual dividido por la producción de energía anual media prevista”* (Pinedo, 2010). Matemáticamente se calcula como:

$$LEC = \frac{CTA}{E}$$

Las siglas CTA se corresponden con el coste total anual del sistema (expresado en euros) mientras que el denominador hace referencia a la energía eléctrica producida anualmente por el sistema, expresado en kWh.

En otras palabras, *“se interpreta como los ingresos por unidad de energía eléctrica producida necesarios para amortizar el coste del sistema durante su tiempo de vida.”* (Pinedo, 2010)

Una de las grandes ventajas de este índice es que tiene en cuenta todos los costes generados por el sistema de electrificación a lo largo de su vida útil permitiéndonos una comparativa entre distintas modalidades de electrificación desde un punto de vista económico pero basándose en la demanda y en los parámetros técnicos que se determinen para adaptarse a cada escenario.

Para llevar a cabo el cálculo combina la información geográfica contenida en las capas de entrada (radiación solar por píxel, velocidad del viento y distancia a la red eléctrica), con los parámetros técnicos y económicos introducidos y con la demanda obtenida en el paso anterior.

Por último, IntiGIS procede a realizar el Análisis de Competitividad Tecnológica en que se muestra el método de electrificación óptimo en cada punto de demanda. Para ello compara el LEC obtenido por píxel y escoge el menor de ellos en cada punto.

### **3.3. Resultados obtenidos<sup>34</sup>.**

En este apartado se procederá a mostrar e interpretar los resultados obtenidos.

#### **3.3.1 Demanda energética.**

Como resultado obtenemos los mapas de demanda diaria y anual en la que las comunidades sin electrificar aparecen caracterizadas por su demanda energética<sup>35</sup>, a mayor tamaño del municipio, mayor es la demanda.

---

<sup>34</sup> Los informes generados automáticamente por IntiGIS se pueden consultar en el Anexo II.

<sup>35</sup> Hemos incluido los mapas resultado asociados al escenario de demanda 1 (ANEXO I).

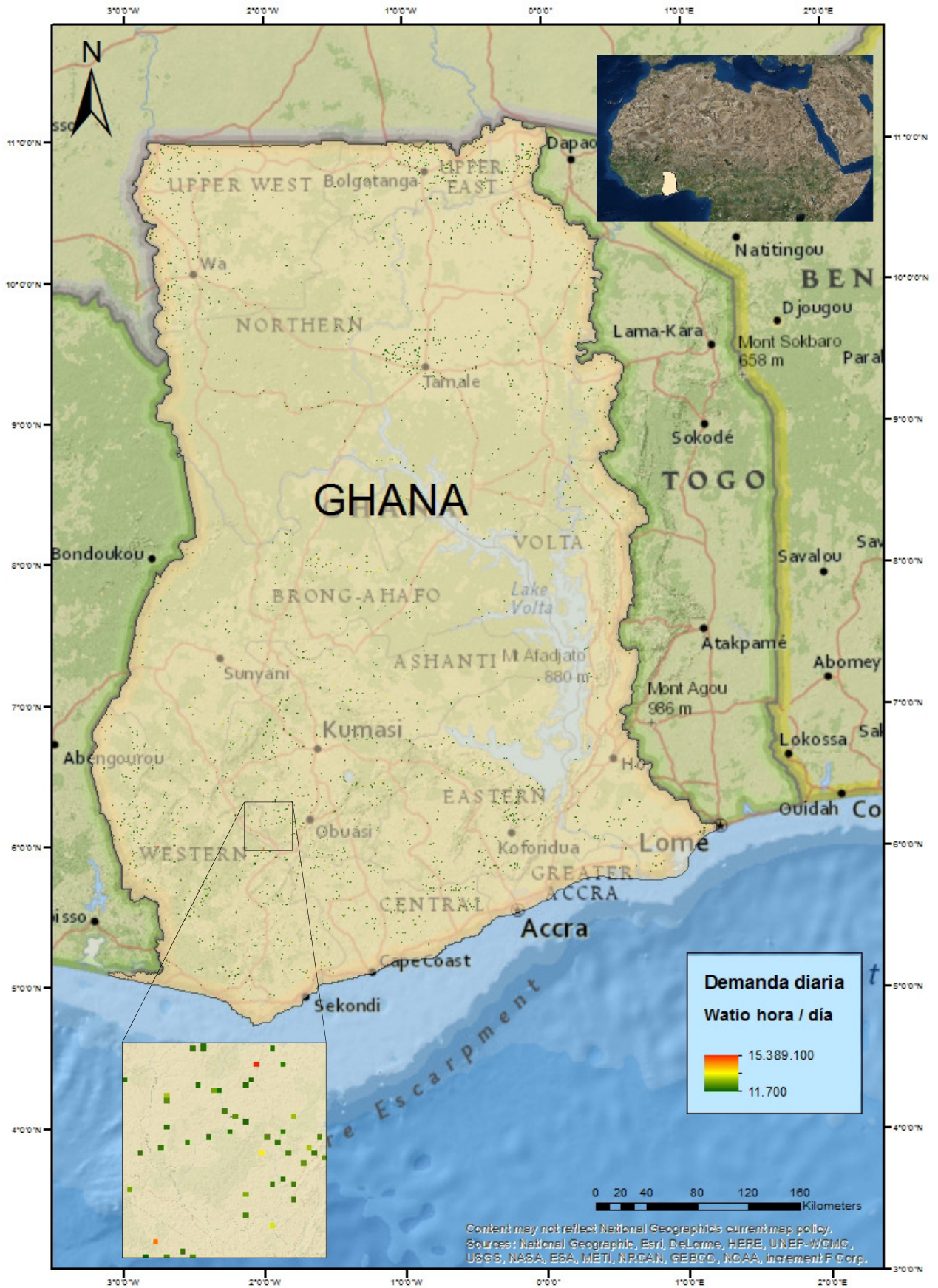


Fig. 23: Mapa de la demanda diaria. Elaboración propia.



Fig. 24: Mapa de la demanda anual. Elaboración propia.

### 3.3.2. Comparación de Costes de Electrificación Equivalente.

Los resultados obtenidos en el cálculo del LEC<sup>36</sup> en el análisis del área de estudio son los siguientes:

LEC DE LOS SISTEMAS DE ELECTRIFICACIÓN	
SISTEMA	Cts.€/kWh
Fotovoltaico	161,71
Eólico	215,04
Diésel individual	343,46
Diésel Central	164,54
Conexión a la red eléctrica	13,18
Eólico – Diésel	155,25

Como podemos observar, la tecnología menos competitiva fue el diésel individual mientras que es muy significativo el bajo coste de la conexión a la red eléctrica frente al resto de sistemas, centralizados o no. Las siguientes figuras nos muestran de forma gráfica los costes incluidos en el LEC de cada tecnología evaluada y sus pesos dentro del total.

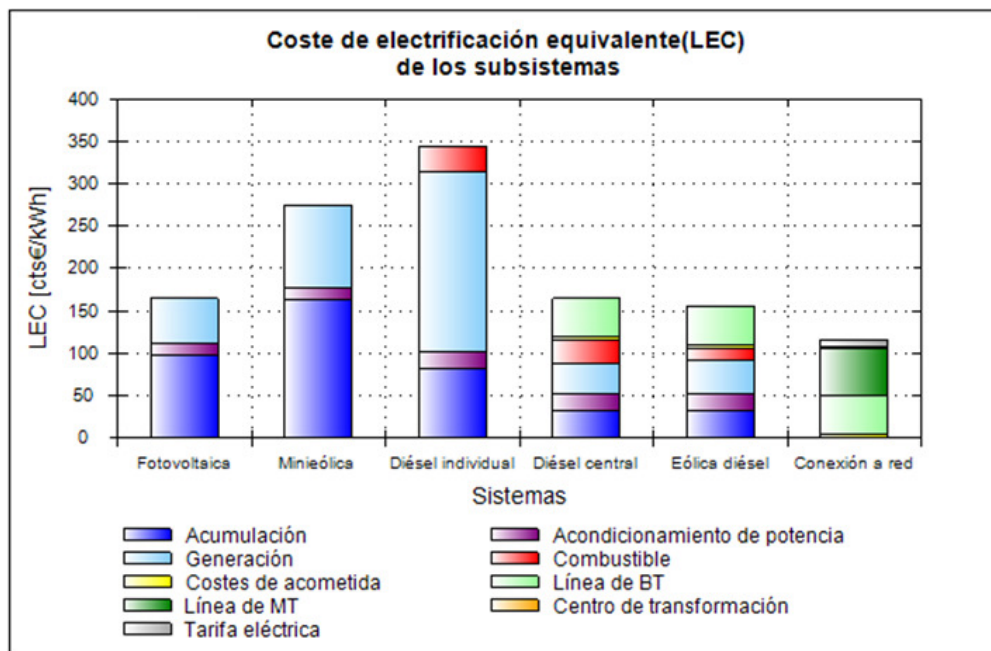


Fig.25: Gráfico comparativo de los distintos costes de electrificación equivalentes de los subsistemas en valores absolutos. Fuente: IntiGIS.

<sup>36</sup> En la tabla se refleja el valor mínimo de LEC obtenido. Sin embargo, el LEC no es un valor único (excepto en el caso del diésel individual) si no que toma diferentes valores función del valor de determinados parámetros. En el caso del sistema fotovoltaico, el LEC es menor cuanto mayor sea la radiación solar en ese punto, en la conexión a red, cuanto más cerca esté el punto de demanda de la red eléctrica y en caso del sistema eólico depende de la velocidad del viento, a más velocidad en el punto, más eficaz es el sistema.

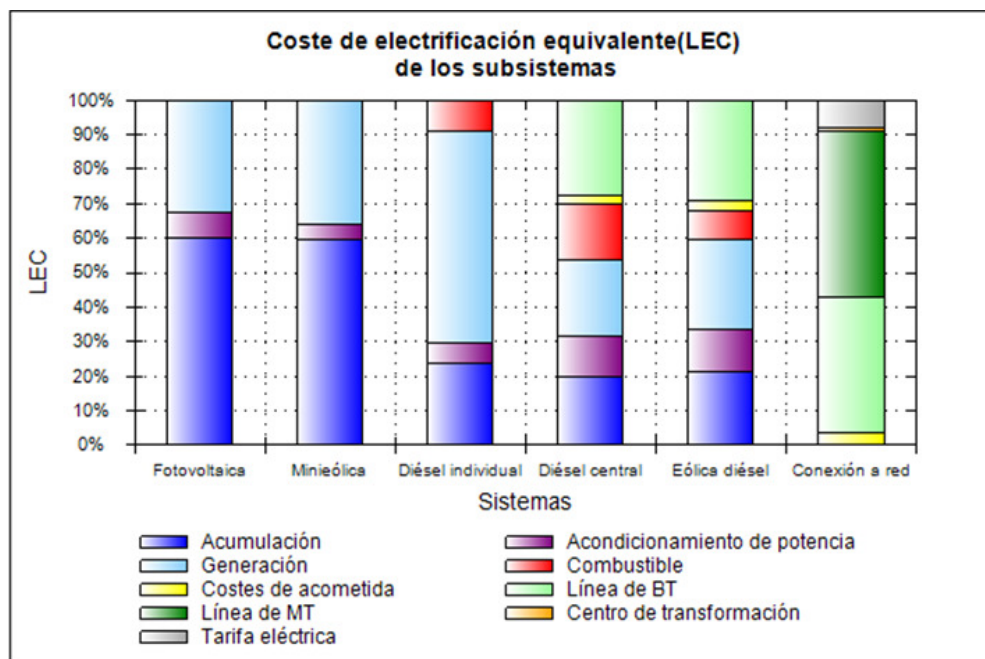


Fig.26: Gráfico comparativo de los distintos costes de electrificación equivalentes de los subsistemas en valores relativos. Fuente: IntiGIS.

### 3.3.3. Análisis de Competitividad Tecnológica.

En nuestro caso de estudio, IntiGIS arrojó como resultado que para el 99,08% de los municipios demandantes la mejor opción de electrificación sería la conexión a red mientras que las energías renovables tan sólo acaparan un 0,92% de las recomendaciones de electrificación.

Se obtuvieron como solución tres de las seis modalidades de electrificación contempladas por IntiGIS. De entre ellas la más competitiva, como señalábamos anteriormente, fue la conexión a la red eléctrica<sup>37</sup> (2.052 municipios), seguida de la opción fotovoltaica con un 0,72% (15 municipios) y por último, como tercera opción obtuvimos el híbrido eólico diésel con un 0,19% (4 municipios).

Los resultados obtenidos tras la aplicación del modelo con la demanda definida en los otros dos escenarios planteados (Anexo I) arrojan resultados muy similares a los analizados aquí. En primer lugar, los valores de LEC son los mismos, ya que la demanda no influye en su cálculo.

En cuanto al análisis de Competitividad Tecnológica sigue siendo mayoritaria la opción *conexión a la red eléctrica* con el único particular de que tanto en el escenario II como en el escenario III la opción fotovoltaica desaparece completamente y el híbrido eólico – diésel por su parte recibe una asignación ligeramente mayor (7 poblaciones en lugar de 4 en ambos casos).

<sup>37</sup> En el caso de la conexión a la red eléctrica sólo se tienen en cuenta las localidades situadas a más de 800 metros de la red ya que los municipios dentro de este rango se asume que por cercanía optarían por este sistema de electrificación. Esto viene definido por el parámetro “Distancia máxima a la red de BT”.

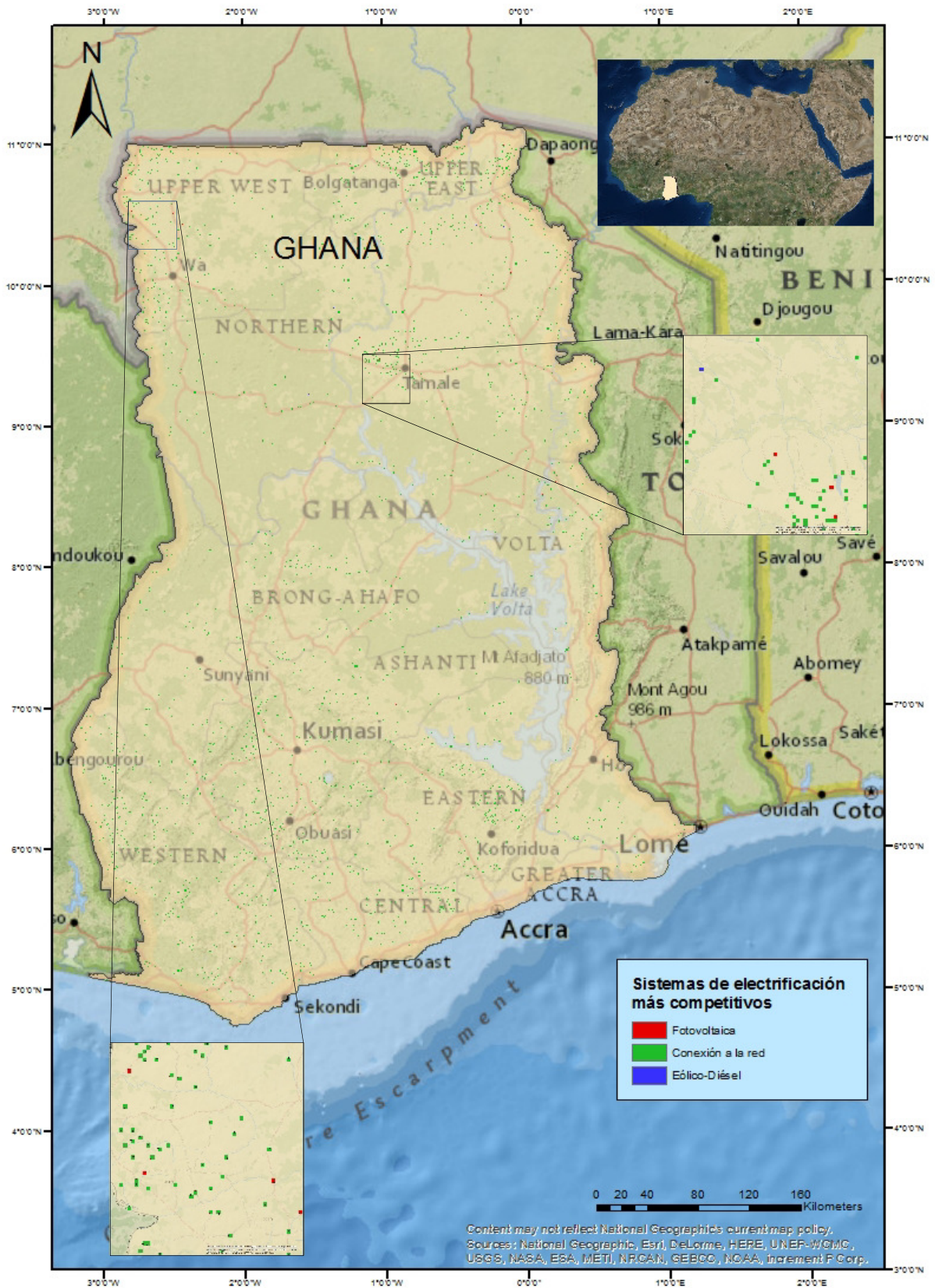


Fig. 27: Mapa de comparación tecnológica. Escenario I. Fuente: elaboración propia.

### 3.4. Conclusiones y discusión.

No deja de ser sorprendente que en un estudio sobre electrificación rural llevado a cabo con una herramienta creada para resaltar la eficacia y el potencial de las energías renovables en la electrificación rural, arroje unos resultado tan abrumadoramente negativos para éstas.

Sin embargo podemos inferir que esto se debe a las características particulares de nuestro caso de estudio:

- En primer lugar en Ghana la electricidad tiene un precio muy bajo, 0,09 euros por kW lo cual favorece la competitividad económica de la conexión a red como sistema de electrificación rural.
- El coste de acumulación observado en los sistemas fotovoltaico y eólico es muy elevado. Esta situación hace que suba sensiblemente el LEC de estas tecnologías por lo que se podría plantear la búsqueda de otras baterías más asequibles cuyo precio hiciera descender los costes de acumulación de estas tecnologías.
- Por otra parte, las comunidades sin electrificar son, en su mayoría, significativamente mayores que las de los anteriores casos de aplicación de IntiGIS, llegando a tener valores de más de 17.000 viviendas por pixel<sup>38</sup>. Esto tiene mucha relevancia ya que cuando las poblaciones son grandes, el elevado coste de conexión a la red (71.028 euros por kilómetro de línea de baja tensión y 12.000 euros por centro de transformación) se divide entre muchos más hogares, lo que hace bajar muy significativamente el coste equivalente de electrificación (LEC), mientras que los sistemas de electrificación descentralizados se mantienen igual y hace que la viabilidad de la instalación de cientos de sistemas de electrificación individuales en un municipio descienda considerablemente.

Este último hecho se relaciona directamente con el nivel de desarrollo económico y social de Ghana y del África subsahariana en general en donde el porcentaje de población que vive sin acceso a la electricidad es alto y la configuración de las comunidades es diferente a la que puede darse en América Latina.

Por regla general, en Suramérica, los porcentajes de electrificación son relativamente altos (a excepción de Haití) (IEA, 2014) por lo que las comunidades sin energía eléctrica tienden a tener poblaciones más bajas. En los casos de estudio previos se han analizado pequeñas aldeas dispersas dependientes de otras más grandes. En estas pequeñas comunidades suele haber muy pocos hogares y raramente disponen de algún equipamiento comunitario por lo que en los resultados obtenidos en estos estudios, las energías descentralizadas suelen ser la opción más rentable para electrificar las comunidades.

Tanto en el estudio realizado en Ensenada, México por Corral Osuna (2012), en Guamá, Cuba por Domínguez y Rodríguez (2009) o en Cobán, Guatemala por Domínguez y Pinedo (2009) fue el sistema fotovoltaico la opción óptima de electrificación para la mayoría de las comunidades, apareciendo sólo en algunos casos la conexión a red como método escogido generalmente asociado a las comunidades más grandes<sup>39</sup>. En todos estos estudios las poblaciones eran sensiblemente más pequeñas. Además, el presente análisis se aplica por

---

<sup>38</sup> Si tomamos 5 personas como media en cada hogar, esto representa más de 85.000 personas.

<sup>39</sup> En el estudio en Acandí de Pinedo (2010), de las 8 comunidades estudiadas sólo dos superaban los 500 habitantes y fueron éstas las que debían electrificarse por conexión a red. En el resto la opción fotovoltaica fue la escogida.

primera vez a un país completo. En las ocasiones anteriores se había aplicado a zonas de estudio mucho más reducidas.

En el caso presente, vemos que en Ghana hay poblaciones más grandes, con un número de hogares muy elevados sin electrificar ya que aquí, las aldeas tienden a concentrar a la población, no se encuentran casas dispersas alrededor de la comunidad central si no que la población se aglomera en torno a un núcleo.

Es por esta diferencia importante en la configuración de las comunidades rurales por lo que nos encontramos con los resultados obtenidos y que llevan a pensar que, en estos casos, las instalaciones individuales de energía fotovoltaica o eólica no son una opción rentable y que, por el contrario, sí que podrían serlo sistemas centralizados de aprovechamiento de estas mismas energías

Esta combinación de circunstancias descritas propicia que haya un vuelco en el análisis de competitividad en comparación con los anteriores casos de aplicación de la herramienta.

A continuación (Fig. 28) podemos ver de manera gráfica por medio del análisis de sensibilidad cómo, efectivamente, el coste de conexión a la red eléctrica desciende según aumenta la el número de viviendas, es decir, se hace más competitivo frente a sistemas de electrificación descentralizados que exigen de una instalación completa por vivienda.

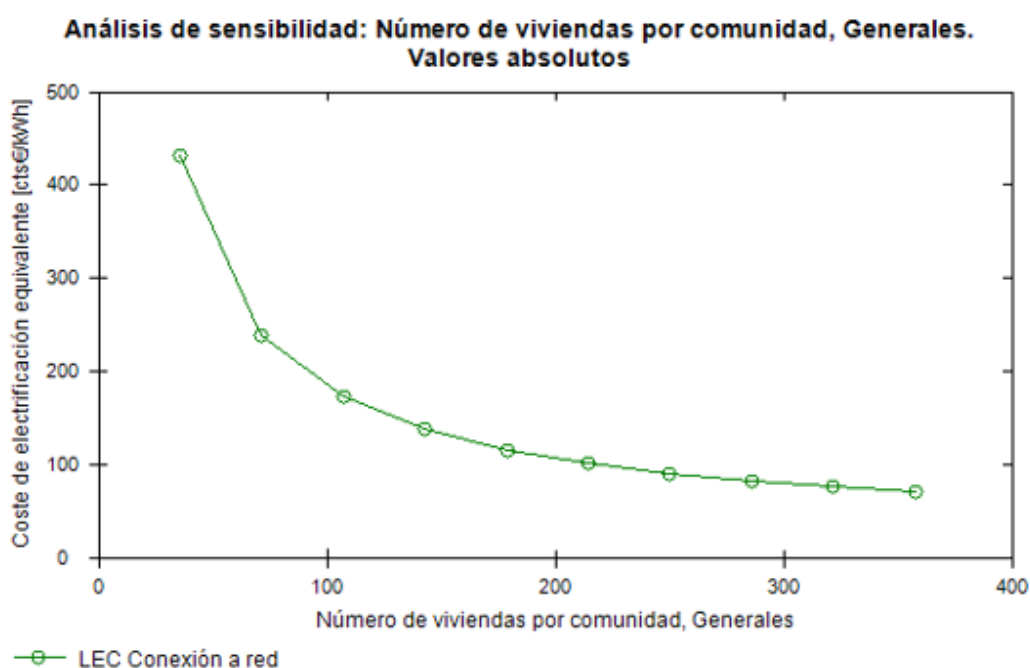


Fig. 28: Gráfico comparativo del LEC conexión a la red frente al número de viviendas.

Fuente: IntiGIS

Podemos consultar también la comparativa del sistema fotovoltaico frente a la conexión a la red (Fig. 29). En ella vemos que LEC fotovoltaico se mantiene en el mismo valor independientemente de la cantidad de viviendas que se han de electrificar mientras el LEC de la conexión a la red cae bruscamente hasta situarse en el mismo valor que el fotovoltaico entorno a las 100<sup>40</sup> viviendas.

<sup>40</sup> Cien viviendas representan 500 personas.

**Análisis de sensibilidad: Número de viviendas por comunidad, Generales.  
Valores absolutos**

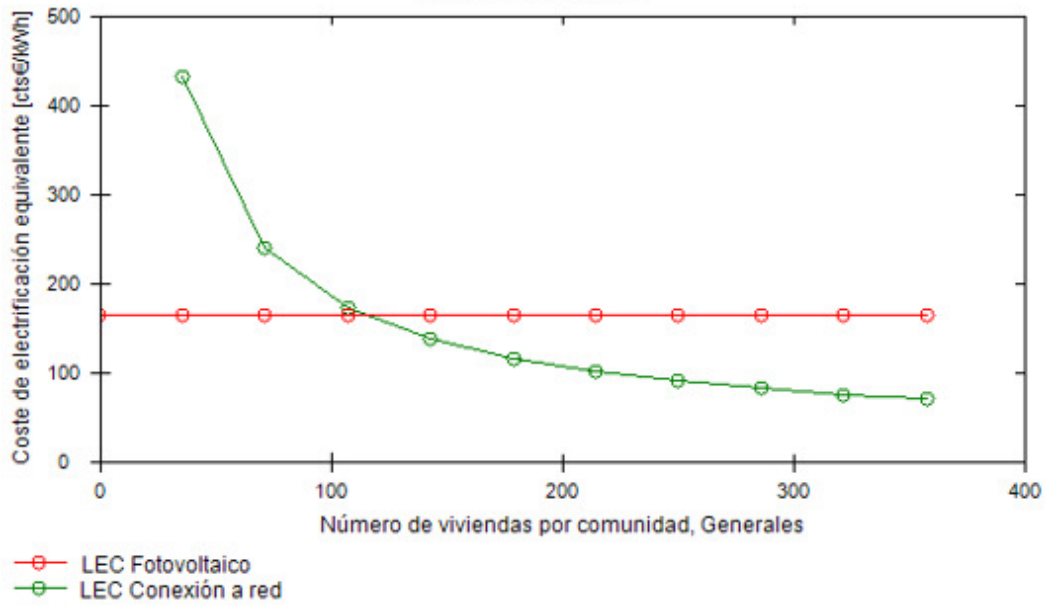


Fig. 29: Gráfico comparativo del LEC de conexión a la red y LEC fotovoltaico frente al número de viviendas. Fuente: IntiGIS.

## **4. POSIBLES LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN Y MEJORAS FUTURAS**

### **4.1. Calculadora de emisiones.**

En el proceso de definición de mejoras y objetivos, surgió la idea de crear una calculadora de emisiones que fuese una herramienta más en la toma de decisiones de los usuarios de IntiGIS, en su mayoría agentes decisores de la administración pública.

En su origen, IntiGIS fue concebida como una herramienta para resaltar el potencial de las energías renovables. En aquella época se trataba de un sector muy novedoso y muchos calificaban este tipo de energías como “de segunda” o poco eficaces.

Por ello, el objetivo primordial de los creadores de IntiGIS era desarrollar un modelo que fuera capaz de poner de manifiesto la versatilidad y eficacia de las energías renovables atendiendo a parámetros económicos que son, muchas veces, los que rigen la viabilidad o no de un proyecto por encima de su adecuación o de su posible impacto ambiental.

Con el paso de los años, las fuentes de energía renovables y sobre todo su aprovechamiento se han hecho cada vez más visibles y comunes en la vida de los ciudadanos, pasando de ser vistas como algo completamente futurista a sencillamente, el siguiente paso a dar en el sector energético.

Es también en nuestros días cuando la visión a largo plazo en cuanto a la generación de residuos y agotamiento de recursos naturales está cobrando mayor importancia, es decir, ahora el concepto de la sostenibilidad cobra más fuerza que nunca.

Por ello, una vez que se ha demostrado que el uso de energías renovables en la electrificación rural es viable y competitivo, puede ser interesante ver reflejado a modo de resumen comparativo las toneladas de CO<sub>2</sub> liberadas a la atmósfera que produciría la elección de un sistema de electrificación u otro. Es decir, introducir este nuevo dato a la hora de tomar de decisiones, no sólo valorando lo económico sino también lo ambiental.

Una vez que se vio que la idea era interesante se procedió a la búsqueda de información necesaria para llevar a cabo la idea. Sin embargo, tras consultar a Doña Carmen Lago Rodríguez, una experta en análisis energéticos de CIEMAT, se puso de manifiesto rápidamente que un análisis de ciclo de vida de esas magnitudes era mucho más complejo de lo que se había pensado en un primer momento.

Según Romero (2003), un análisis de ciclo de vida comprende el estudio, cuantificación y caracterización de los diferentes impactos ambientales potenciales, pasando por todas las etapas de su vida útil.

Por tanto, implica desde la extracción de las materias primas bajo las condiciones ambientales y legislativas de los países de origen, su ensamblaje y posterior transporte a su destino, hasta su uso y posterior agotamiento de vida útil, bien siendo reciclado o simplemente desechado en un vertedero.



Fig.30: Representación simplificada del análisis de ciclo de vida. Fuente: Solid Works.

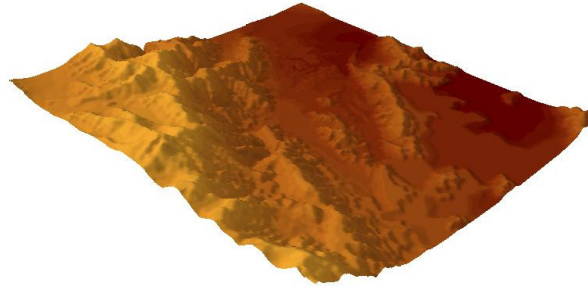
Una vez conocida la profundidad que conllevan los estudios de ciclo de vida se planteó que quizás se trataba de un objetivo algo ambicioso para una herramienta decisoria. Es decir, IntiGIS es una aplicación empleada en el proceso previo a la toma de decisiones por lo que en esa etapa es muy difícil que se conozcan los modelos de generadores y acumuladores que se van a emplear, máxime si no se sabe con certeza “si se van a emplear”.

Es por esta diferencia de conceptos por lo que se pensó que, en lugar de hacer un análisis de ciclo de vida totalmente riguroso, se podría limitar a incluir algunos de los modelos más ampliamente comercializados para cada uno de los sistemas de generación eléctrica, pudiendo éstos ser seleccionados e incluidos en los informes finales generados por IntiGIS, a modo de información de referencia a valorar por el usuario final. Esta información, por supuesto, ha de ir debidamente referenciada e indicar expresamente que se trata de unos valores referidos a unas marcas y modelos en concreto que muy bien pueden no ser los escogidos por los agentes decisorios una vez que comience el proceso de toma de decisiones.

#### 4.2. Modificación del cálculo de la conexión a la red eléctrica.

Tal y como está configurado el programa IntiGIS, cuando realiza los cálculos referentes a la prolongación de la red eléctrica como solución al problema de electrificación rural, lo hace en línea recta, sin tener en cuenta la orografía del terreno que atraviesa.

Sería muy interesante introducir una modificación en el algoritmo que permitiera calcular dichas distancias por medio de, por ejemplo, un modelo digital del terreno en el que también se incluyan como zonas no susceptibles de atravesarse los grandes cuerpos de agua o aquellas porciones del terreno tan accidentadas que la instalación de tendido eléctrico derivase en una costosa obra de ingeniería, lo cual en la práctica haría que se disparase dicho coste de instalación y mantenimiento.



*Fig. 31: Ejemplo de modelo digital del terreno. Fuente: Wikimedia Commons.*

### **4.3. Caracterización de pequeñas plantas fotovoltaicas como sistema de electrificación.**

Después de obtener los resultados que se comentaron previamente surge la necesidad de incluir la valoración de un sistema centralizado de energía fotovoltaica como sistema de electrificación ya que en estas instalaciones el precio del kW suele ser muy inferior al del kW producido por un usuario individual.

Esto se debe, por un lado, a las mejores condiciones de compra cuando se trata de la adquisición de un número muy elevado de paneles y demás componentes del sistema fotovoltaico; por otro a la optimización de recursos que conlleva este tipo de instalaciones centralizadas, muy competitivas cuando las poblaciones son de más de 100 hogares, como vimos en el análisis de sensibilidad.

Las pequeñas instalaciones fotovoltaicas suelen producir entre 10 kW y 1 mW. En la situación de nuestra área de estudio, con una media de 179 viviendas por comunidad, esto nos daría una demanda de unos 322 kWh/día aproximadamente, los cuales se podrían generar cómodamente con una instalación de este tipo.

En cuanto a la instalación, por regla general, en los entornos rurales de zonas en desarrollo el espacio libre no suele ser problema. Si por el contrario nos encontrásemos en entornos urbanos o en aquellos que por lo abrupto de su orografía no dejaran amplias zonas libres, se podría recurrir a la instalación de los módulos en los tejados de las viviendas.

La inclusión de este nuevo sistema de electrificación requeriría de complejos cálculos como ya ha sucedido con el híbrido fotovoltaico-diésel. Sin embargo puede resultar muy útil para zonas como África y Asia, donde la población tiende a estar más concentrada que en las zonas tropicales de Suramérica y donde los bajos estándares de vida hacen que poblaciones con un número significativo de habitantes continúen sin electrificar.

### **4.4. Nuevo procedimiento en la caracterización de la demanda.**

Uno de los puntos en los que se deben introducir modificaciones a tenor de lo acordado entre CIEMAT y ECREEE es en el cálculo de la demanda y esto pasa por encontrar un nuevo procedimiento para caracterizarla.

Hasta ahora se procedía a un sencillo cálculo en el que multiplicábamos el número de hogares por la cantidad de energía eléctrica planteada en cada uno de los escenarios, obteniendo de este modo los kilovatios por hora necesarios.

Una de las propuestas que se está manejando es el cálculo más detallado de dicha demanda, ateniéndonos a las curvas de demanda diarias, es decir, pudiendo predecir los picos de consumo que se suelen producir al inicio y al final del día.

Heure du jour	kW de consommation
1:00	2.9
2:00	2.3
3:00	2.3
4:00	2.1
5:00	2.1
6:00	2.3
7:00	3.1
8:00	3.7
9:00	4.5
10:00	5.3
11:00	5.3
12:00	4.8
13:00	5.2
14:00	6.1
15:00	5.8
16:00	5.2
17:00	5.6
18:00	11.3
19:00	16.3
20:00	17.7
21:00	17.4
22:00	15.6
23:00	10.1
0:00	6
<b>TOTAL</b>	<b>163 kWh/jour</b>

*Tabla 11: consumo diario en la población de Village de Moundé de Senegal en donde podemos observar los picos de consumo principalmente al final del día. Fuente: ECREEE.*

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- Agencia Internacional de la Energía (Ed.), (2014). *Africa Energy Outlook 2014*. París, Francia.
- 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*, Madrid: Tesis doctoral, E.T.S.I. Universidad Politécnica de Madrid.
- Corral Osuna, C. B. (2012). *Análisis de competitividad tecnológica para la electrificación rural del municipio de Ensenada, México*. Madrid: Trabajo fin de máster, Universidad Complutense de Madrid.
- Domínguez Bravo, J.; Pinedo Pascua, I., Augusto González, J. (2008). *Herramientas SIG para la integración de recursos de energías renovables en electrificación rural. INTIS-GIS*. Tecnologías de la Información Geográfica para el Desarrollo Territorial. Servicio de Publicaciones y Difusión Científica de la ULPGC. Las Palmas de Gran Canaria. Pp. 552-563.
- Domínguez Bravo, J., Pinedo Pascua, I. (2009). *Electrificación rural en el municipio de Cobán, Departamento de Alta Verapaz (Guatemala) según el modelo IntiGIS*. Madrid: Informe técnico CIEMAT número 1160.
- Domínguez Bravo, J., Rodríguez, M. (2009). *Aplicación de los sistemas de información geográfica en el ordenamiento territorial y la planeación de las fuentes renovables de energía en el municipio de Guamá (Cuba)*. Madrid: Informe técnico CIEMAT número 1182.
- ECOWAS Commission (Ed.) (2010). *ECOWAS Vision 2020. Towards a democratic and prosperous community. The reader friendly vision*. Abuja, Nigeria.
- Espejo Martín, C. (2004). *La energía solar en España*. Nimbus (13-14), p. 5-3.
- Grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables, (2011). *Tutorial Autoayuda. IntiGIS v1.0*. Madrid: CIEMAT
- Léna, G. (2013). *Rural Electrification with PV Hybrid Systems: Overview and Recommendations for Further Deployment*. IEA PVPS Task 9, Subtask 4, Report IEA-PVPS T9-13:2013 CLUB-ER, Thematic Paper. [s. l.] Agencia Internacional de la energía.
- Naciones Unidas (Ed.). (2002). *Informe de la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible, Johannesburgo (Sudáfrica)*. Nueva York.
- Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Accra. (2011). *El sector de la electricidad en Ghana*. Accra, Ghana: Instituto español de comercio exterior (ICEX).
- Pinedo, Pascua, I. (2010) *IntiGIS: Una propuesta metodológica para la evaluación de alternativas de electrificación rural basada en SIG*. Madrid: Tesis doctoral, CIEMAT.
- República de Ghana, Ministerio de Energía (Ed.). (2010). *National Energy Policy (revised)*. Ghana.

- Rodríguez, B. R. (2003). *El análisis del ciclo de vida y la gestión ambiental*. Boletín iIE, 91-97.
- Solargis-Team, (1996). *Solargis Handbook. Guidelines for the elaboration of regional integration plans for decentralized electricity production with renewable energies*. Bruselas: Comisión Europea.

## 6. RECURSOS DIGITALES:

- Agencia Internacional de la energía. *IEA - Energy access database*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 8 de junio de 2015 ]. Disponible en: <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/>
- Ayuda en línea de Microsoft. *Clases (Guía de programación de C#)*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 1 de julio de 2015]. Disponible en: <https://msdn.microsoft.com/es-es/library/x9afc042%28v=vs.120%29.aspx>
- Banco Mundial. *Indicadores del desarrollo mundial| Banco de datos mundial*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 10 de septiembre de 2015]. Disponible en: <http://databank.bancomundial.org/data//reports.aspx?source=2&country=GHA&series=&period=>
- Central Intelligence Agency, *The World Factbook*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 10 de septiembre de 2015]. Disponible en: [https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/print\\_gh.html](https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/print_gh.html)
- Datos Macro. *Ghana: Economía y demografía 2015*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 16 de junio de 2015]. Disponible en: <http://datosmacro.com/paises/ghana>
- ECOWREX. *Overview of ECOWREX*. [en línea]. 2013. [Fecha de consulta 27 de agosto de 2015]. Disponible en: <http://www.ecowrex.org/page/about>
- ECREEE. *Overview of ECREEE*. [en línea]. 2013. [Fecha de consulta 27 de agosto de 2015]. Disponible en: <http://www.ecreee.org/page/overview-ecreee>
- Electricity Company of Ghana Limited. *Approved Tariff. Ecgen línea.info* [en línea]. 2014. [Fecha de consulta 26 de Agosto de 2015]. Disponible en: <http://www.ecgonline.info/index.php/customer-care/approved-tarrif>
- Food and Agriculture Organization of the United Nations. *FAOSTAT*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 10 de septiembre de 2015]. Disponible en: [http://faostat3.fao.org/browse/rankings/countries\\_by\\_commodity/E](http://faostat3.fao.org/browse/rankings/countries_by_commodity/E)
- Ghana Statistical Service. *Ghana Statical Service. Population Statistics*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 10 de septiembre de 2015]. Disponible en: [http://www.statsghana.gov.gh/pop\\_stats.html](http://www.statsghana.gov.gh/pop_stats.html)
- Goodchild, M. F. *What is Geographic Information Science?* [en línea]. 1997. [Fecha de consulta 16 de junio de 2015]. Disponible en: <http://www.ncgia.ucsb.edu/giscc/units/u002/u002.html>
- Index Mundi. *Ghana Demographics Profile 2014*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 10 de septiembre de 2015]. Disponible en: [http://www.indexmundi.com/ghana/demographics\\_profile.html](http://www.indexmundi.com/ghana/demographics_profile.html)
- Natural Resource Governance Institute. *Ghana | Natural Resource Governance Institute*. [en línea]. 2014. [Fecha de consulta 10 de septiembre de 2015]. Disponible en: <http://www.resourcegovernance.org/countries/africa/ghana/overview>
- PNUD. *Inicio | Programas de las Naciones Unidas para el Desarrollo*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 15 de julio de 2015]. Disponible en:

<http://www.undp.org/content/undp/es/home.html>

- Programa de colaboración EU-ACP. *The ACP-EU Cooperation Programme in Science and Technology II (S&T II) Call for Proposals launched | ACP Science and Technology Programme*. [en línea]. 2012. [Fecha de consulta 11 de Agosto de 2015]. Disponible en: <http://www.acp-st.eu/content/acp-eu-cooperation-programme-science-and-technology-ii-st-ii-call-proposals-launched>
- Recursos en línea de ArcGIS. *ArcObjects Help for .NET developers*. [en línea]. 2015. [Fecha de consulta 18 de agosto de 2015]. Disponible en: <http://resources.arcgis.com/en/help/arcobjects-net/conceptualhelp/index.html#/0001000002ns000000>

## 7. ANEXOS.

### 7.1. Anexo I.

Definición de los escenarios de demanda.

CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DIARIA ESCENARIO I					Potencia requerida por vivienda (W)
EQUIPO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	HORAS DÍA	CONSUMO DIARIO	
Lámparas Led	10	2	4	80	20
Lámparas Fluorescentes	17	2	4	136	34
Televisor Pequeño	60	1	4	240	60
Televisor Grande	120	1	0	0	0
Nevera	115	1	8	920	115
Ventilador	30	1	4	120	30
Radio	5	1	4	20	5
Cargador de móvil	5	1	2	10	5
Cargas variables (otros)	400	1	0,5	200	400
Ordenador	200	0	1	0	0
TOTAL VIVIENDA INDIVIDUAL (W)				1726	669

Tabla 12: Escenario de demanda I. Elaboración propia.

CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DIARIA ESCENARIO II					Potencia requerida por vivienda (W)
EQUIPO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	HORAS DÍA	CONSUMO DIARIO	
Lámparas Led	10	2	4	80	20
Lámparas Fluorescentes	17	2	4	136	34
Televisor Pequeño	60	1	4	240	60
Televisor Grande	120	1	0	0	0
Nevera	115	1	9	1035	115
Ventilador	30	1	4	120	30
Radio	5	1	4	20	5
Cargador de móvil	5	1	2	10	5
Cargas variables (otros)	400	1	0,5	200	400
Ordenador	200	1	2	400	200
TOTAL VIVIENDA INDIVIDUAL (W)				2241	869

Tabla 13: Escenario de demanda II. Elaboración propia.

CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DIARIA ESCENARIO III					Potencia requerida por vivienda (W)
EQUIPO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	HORAS DÍA	CONSUMO DIARIO	
Lámparas Led	10	2	4	80	20
Lámparas Fluorescentes	17	2	4	136	34
Televisor Pequeño	60	1	4	240	60
Televisor Grande	120	1	0	0	0
Nevera	115	1	10	1150	115
Ventilador	30	1	4	120	30
Radio	5	1	4	20	5
Cargador de Celular	5	1	2	10	5
Cargas variables (otros)	400	1	0,5	200	400
Ordenador	200	1	3	600	200
Bomba de Agua	600	1	1	600	600
TOTAL VIVIENDA INDIVIDUAL (W)				3156	1469

Tabla 14: Escenario de demanda III. Elaboración propia.

## 7.2. Anexo II

Informes finales resultado del análisis con IntiGIS.

- **ESCENARIO I**

Conexión a red:  
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: Escenario1	
<b>Parámetros generales</b>	<b>Parámetros técnicos y económicos</b>
<b>Características de la comunidad tipo:</b>	<b>Funcionamiento del sistema</b>
Número de casas: 179 casas	Potencia por vivienda: 1,9 kW
Población: 895 hab.	Consumo anual por vivienda: 629,99 kWh/casa año
Demanda diaria: 1726 Wh/día	<b>Línea de media tensión</b>
Demanda anual: 629,99 kWh/año	Longitud media: 21827,42 km
Radiación global en plano de panel: 2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año	Inversión: 21311 €/km
Velocidad media del viento: 3,86 m/s	Gastos de O&M: 30 €/km año
Longitud de la línea de BT: 378,57 m	<b>Línea de baja tensión</b>
Distancia a la red de MT: 21827,42 m	Longitud media por píxel: 378,57 km
<b>Parámetros económicos</b>	Inversión: 71028 €/km
Tasa de descuento: 12 %	Gastos de O&M: 0 €/km año
Precio del combustible: 0,7 €/litro	<b>Centro de transformación</b>
Tiempo de vida: 20 años	Inversión: 12000 €
	Gastos de O&M: 0 € año
<b>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</b>	
Línea de media tensión:	55,805 cts €/kWh
Línea de baja tensión:	45,561 cts €/kWh
Centro de transformación:	1,425 cts €/kWh
Tarifa eléctrica:	9 cts €/kWh
Costes de acometida:	4,038 cts €/kWh
Total:	115,828 cts €/kWh

Fig. 32: Informe de resultados escenario I. Fuente: IntiGIS.

## Tecnología fotovoltaica: Resultados para el caso de referencia.

<b>Nombre del proyecto:</b> Escenario1																																											
<p><b>Parámetros generales</b></p> <p><b>Características de la comunidad tipo:</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Número de casas:</td><td style="text-align: right;">179 casas</td></tr> <tr><td>Población:</td><td style="text-align: right;">895 hab.</td></tr> <tr><td>Demanda diaria:</td><td style="text-align: right;">1726 Wh/día</td></tr> <tr><td>Demanda anual:</td><td style="text-align: right;">629,99 kWh/año</td></tr> <tr><td>Radiación global en plano de panel:</td><td style="text-align: right;">2093,37 kWh/m<sup>2</sup> año</td></tr> <tr><td>Velocidad media del viento:</td><td style="text-align: right;">3,86 m/s</td></tr> <tr><td>Longitud de la línea de BT:</td><td style="text-align: right;">378,57 m</td></tr> <tr><td>Distancia a la red de MT:</td><td style="text-align: right;">21827,42 m</td></tr> </table> <p><b>Parámetros económicos</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Tasa de descuento:</td><td style="text-align: right;">12 %</td></tr> </table>	Número de casas:	179 casas	Población:	895 hab.	Demanda diaria:	1726 Wh/día	Demanda anual:	629,99 kWh/año	Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año	Velocidad media del viento:	3,86 m/s	Longitud de la línea de BT:	378,57 m	Distancia a la red de MT:	21827,42 m	Tasa de descuento:	12 %	<p><b>Parámetros técnicos y económicos</b></p> <p><b>Instalación fotovoltaica</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Potencia eléctrica nominal:</td><td style="text-align: right;">0,463 kWp</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">4765 €/kWp</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">120 €/kWp año</td></tr> <tr><td>Tiempo de vida:</td><td style="text-align: right;">25 años</td></tr> <tr><td>Eficiencia:</td><td style="text-align: right;">0,65</td></tr> </table> <p><b>Batería de acumulación de plomo-ácido</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Capacidad:</td><td style="text-align: right;">10,788 kWh</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">200 €/kWh</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">2 €/kWh año</td></tr> <tr><td>Tiempo de vida:</td><td style="text-align: right;">5 años</td></tr> </table> <p><b>Funcionamiento del sistema</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Energía anual producida:</td><td style="text-align: right;">112768,21 kWh/año</td></tr> <tr><td>Radiación en plano de panel:</td><td style="text-align: right;">2093,37 kWh/m<sup>2</sup> año</td></tr> <tr><td>Factor de capacidad:</td><td style="text-align: right;">0,155</td></tr> </table>	Potencia eléctrica nominal:	0,463 kWp	Inversión:	4765 €/kWp	Gastos de O&M:	120 €/kWp año	Tiempo de vida:	25 años	Eficiencia:	0,65	Capacidad:	10,788 kWh	Inversión:	200 €/kWh	Gastos de O&M:	2 €/kWh año	Tiempo de vida:	5 años	Energía anual producida:	112768,21 kWh/año	Radiación en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año	Factor de capacidad:	0,155
Número de casas:	179 casas																																										
Población:	895 hab.																																										
Demanda diaria:	1726 Wh/día																																										
Demanda anual:	629,99 kWh/año																																										
Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año																																										
Velocidad media del viento:	3,86 m/s																																										
Longitud de la línea de BT:	378,57 m																																										
Distancia a la red de MT:	21827,42 m																																										
Tasa de descuento:	12 %																																										
Potencia eléctrica nominal:	0,463 kWp																																										
Inversión:	4765 €/kWp																																										
Gastos de O&M:	120 €/kWp año																																										
Tiempo de vida:	25 años																																										
Eficiencia:	0,65																																										
Capacidad:	10,788 kWh																																										
Inversión:	200 €/kWh																																										
Gastos de O&M:	2 €/kWh año																																										
Tiempo de vida:	5 años																																										
Energía anual producida:	112768,21 kWh/año																																										
Radiación en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año																																										
Factor de capacidad:	0,155																																										
<b>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</b>																																											
Acumulación:	98,428 cts €/kWh																																										
Acondicionamiento de potencia:	12,587 cts €/kWh																																										
Resto del sistema:	53,468 cts €/kWh																																										
<b>Total:</b>	<b>164,483 cts €/kWh</b>																																										

Fig. 33: Informe de resultados escenario I. Fuente: IntiGIS.

## Tecnología eólica diésel: Resultados para el caso de referencia.

<b>Nombre del proyecto:</b> Escenario1																																											
<p><b>Parámetros generales</b></p> <p><b>Características de la comunidad tipo:</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Combustible:</td><td style="text-align: right;">179 casas</td></tr> <tr><td>Costes de acometida:</td><td style="text-align: right;">895 hab.</td></tr> <tr><td>Total:</td><td style="text-align: right;">1726 Wh/día</td></tr> <tr><td>Demanda anual:</td><td style="text-align: right;">629,99 kWh/año</td></tr> <tr><td>Radiación global en plano de panel:</td><td style="text-align: right;">2093,37 kWh/m<sup>2</sup> año</td></tr> <tr><td>Velocidad media del viento:</td><td style="text-align: right;">3,86 m/s</td></tr> <tr><td>Longitud de la línea de BT:</td><td style="text-align: right;">378,57 m</td></tr> <tr><td>Distancia a la red de MT:</td><td style="text-align: right;">21827,42 m</td></tr> </table> <p><b>Parámetros económicos</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Tasa de descuento:</td><td style="text-align: right;">12 %</td></tr> <tr><td>Precio del combustible:</td><td style="text-align: right;">0,7 €/litro</td></tr> </table>	Combustible:	179 casas	Costes de acometida:	895 hab.	Total:	1726 Wh/día	Demanda anual:	629,99 kWh/año	Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año	Velocidad media del viento:	3,86 m/s	Longitud de la línea de BT:	378,57 m	Distancia a la red de MT:	21827,42 m	Tasa de descuento:	12 %	Precio del combustible:	0,7 €/litro	<p><b>Parámetros técnicos y económicos</b></p> <p><b>Pequeña turbina eólica:</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Potencia eléctrica nominal:</td><td style="text-align: right;">62,6 kW</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">0 €/kW</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">0 €/kW año</td></tr> <tr><td>Tiempo de vida:</td><td style="text-align: right;">20 años</td></tr> <tr><td>Factor de carga:</td><td style="text-align: right;">0,103</td></tr> </table> <p><b>Grupo diésel:</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Potencia eléctrica nominal:</td><td style="text-align: right;">156,446 kW</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">288 €/kWh</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">108 €/kWh año</td></tr> <tr><td>Tiempo de vida:</td><td style="text-align: right;">20 años</td></tr> <tr><td>Consumo de combustible:</td><td style="text-align: right;">0,38 litros/kWh</td></tr> <tr><td>Factor de carga:</td><td style="text-align: right;">0,041</td></tr> </table>	Potencia eléctrica nominal:	62,6 kW	Inversión:	0 €/kW	Gastos de O&M:	0 €/kW año	Tiempo de vida:	20 años	Factor de carga:	0,103	Potencia eléctrica nominal:	156,446 kW	Inversión:	288 €/kWh	Gastos de O&M:	108 €/kWh año	Tiempo de vida:	20 años	Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh	Factor de carga:	0,041
Combustible:	179 casas																																										
Costes de acometida:	895 hab.																																										
Total:	1726 Wh/día																																										
Demanda anual:	629,99 kWh/año																																										
Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año																																										
Velocidad media del viento:	3,86 m/s																																										
Longitud de la línea de BT:	378,57 m																																										
Distancia a la red de MT:	21827,42 m																																										
Tasa de descuento:	12 %																																										
Precio del combustible:	0,7 €/litro																																										
Potencia eléctrica nominal:	62,6 kW																																										
Inversión:	0 €/kW																																										
Gastos de O&M:	0 €/kW año																																										
Tiempo de vida:	20 años																																										
Factor de carga:	0,103																																										
Potencia eléctrica nominal:	156,446 kW																																										
Inversión:	288 €/kWh																																										
Gastos de O&M:	108 €/kWh año																																										
Tiempo de vida:	20 años																																										
Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh																																										
Factor de carga:	0,041																																										
<b>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</b>																																											
Turbina:	0 cts €/kWh																																										
Grupo diésel:	40,664 cts €/kWh																																										
Acumulación:	32,809 cts €/kWh																																										
Acondicionamiento de potencia:	18,88 cts €/kWh																																										
Línea BT:	45,561 cts €/kWh																																										
Combustible:	13,3 cts €/kWh																																										
Costes de acometida:	4,038 cts €/kWh																																										
<b>Total:</b>	<b>155,252 cts €/kWh</b>																																										

Fig. 34: Informe de resultados escenario I. Fuente: IntiGIS.

## Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural.

Nombre del proyecto:		Escenario1												
<b>Distribución potencial de tecnologías:</b>														
Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km <sup>2</sup> ]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [K€]								
Fotovoltaica individual:	0	0	15000	0	0	0								
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0								
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0								
Diésel central:	0	0	0	0	0	0								
Eólica diésel:	0	0	4000	0	0	0								
Conexión a red:	0	0	2008000	0	0	0								
<b>Características del área asignada a cada tecnología:</b>														
Tecnología	Densidad de viviendas [viv./pobl.]		Distancia línea de MT [Km]		Radiación solar [kW/m <sup>2</sup> año]		Velocidad del viento [m/s]							
	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fig. 35: Informe de resultados escenario I. Fuente: IntiGIS.

- ESCENARIO II

## Conexión a red: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: escenario2																																													
<p><b>Parámetros generales</b></p> <p><b>Características de la comunidad tipo:</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Número de casas:</td><td style="text-align: right;">179 casas</td></tr> <tr><td>Población:</td><td style="text-align: right;">895 hab.</td></tr> <tr><td>Demanda diaria:</td><td style="text-align: right;">2241 Wh/día</td></tr> <tr><td>Demanda anual:</td><td style="text-align: right;">817,96 kWh/año</td></tr> <tr><td>Radiación global en plano de panel:</td><td style="text-align: right;">2093,37 kWh/m<sup>2</sup> año</td></tr> <tr><td>Velocidad media del viento:</td><td style="text-align: right;">3,86 m/s</td></tr> <tr><td>Longitud de la línea de BT:</td><td style="text-align: right;">378,57 m</td></tr> <tr><td>Distancia a la red de MT:</td><td style="text-align: right;">21827,42 m</td></tr> </table> <p><b>Parámetros económicos</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Tasa de descuento:</td><td style="text-align: right;">12 %</td></tr> <tr><td>Precio del combustible:</td><td style="text-align: right;">0,7 €/litro</td></tr> <tr><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>Tiempo de vida:</td><td style="text-align: right;">20 años</td></tr> </table>	Número de casas:	179 casas	Población:	895 hab.	Demanda diaria:	2241 Wh/día	Demanda anual:	817,96 kWh/año	Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año	Velocidad media del viento:	3,86 m/s	Longitud de la línea de BT:	378,57 m	Distancia a la red de MT:	21827,42 m	Tasa de descuento:	12 %	Precio del combustible:	0,7 €/litro			Tiempo de vida:	20 años	<p><b>Parámetros técnicos y económicos</b></p> <p><b>Funcionamiento del sistema</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Potencia por vivienda:</td><td style="text-align: right;">2,4 kW</td></tr> <tr><td>Consumo anual por vivienda:</td><td style="text-align: right;">817,965 kWh/casa año</td></tr> </table> <p><b>Línea de media tensión</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Longitud media:</td><td style="text-align: right;">21827,42 km</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">21311 €/km</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">30 €/km año</td></tr> </table> <p><b>Línea de baja tensión</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Longitud media por píxel:</td><td style="text-align: right;">378,57 km</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">71028 €/km</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">0 €/km año</td></tr> </table> <p><b>Centro de transformación</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">12000 €</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">0 € año</td></tr> </table>	Potencia por vivienda:	2,4 kW	Consumo anual por vivienda:	817,965 kWh/casa año	Longitud media:	21827,42 km	Inversión:	21311 €/km	Gastos de O&M:	30 €/km año	Longitud media por píxel:	378,57 km	Inversión:	71028 €/km	Gastos de O&M:	0 €/km año	Inversión:	12000 €	Gastos de O&M:	0 € año
Número de casas:	179 casas																																												
Población:	895 hab.																																												
Demanda diaria:	2241 Wh/día																																												
Demanda anual:	817,96 kWh/año																																												
Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año																																												
Velocidad media del viento:	3,86 m/s																																												
Longitud de la línea de BT:	378,57 m																																												
Distancia a la red de MT:	21827,42 m																																												
Tasa de descuento:	12 %																																												
Precio del combustible:	0,7 €/litro																																												
Tiempo de vida:	20 años																																												
Potencia por vivienda:	2,4 kW																																												
Consumo anual por vivienda:	817,965 kWh/casa año																																												
Longitud media:	21827,42 km																																												
Inversión:	21311 €/km																																												
Gastos de O&M:	30 €/km año																																												
Longitud media por píxel:	378,57 km																																												
Inversión:	71028 €/km																																												
Gastos de O&M:	0 €/km año																																												
Inversión:	12000 €																																												
Gastos de O&M:	0 € año																																												
<p><b>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Línea de media tensión:</td><td style="text-align: right;">42,981 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Línea de baja tensión:</td><td style="text-align: right;">37,932 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Centro de transformación:</td><td style="text-align: right;">1,097 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Tarifa eléctrica:</td><td style="text-align: right;">9 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Costes de acometida:</td><td style="text-align: right;">3,928 cts €/kWh</td></tr> <tr><td><b>Total:</b></td><td style="text-align: right;"><b>94,938 cts €/kWh</b></td></tr> </table>		Línea de media tensión:	42,981 cts €/kWh	Línea de baja tensión:	37,932 cts €/kWh	Centro de transformación:	1,097 cts €/kWh	Tarifa eléctrica:	9 cts €/kWh	Costes de acometida:	3,928 cts €/kWh	<b>Total:</b>	<b>94,938 cts €/kWh</b>																																
Línea de media tensión:	42,981 cts €/kWh																																												
Línea de baja tensión:	37,932 cts €/kWh																																												
Centro de transformación:	1,097 cts €/kWh																																												
Tarifa eléctrica:	9 cts €/kWh																																												
Costes de acometida:	3,928 cts €/kWh																																												
<b>Total:</b>	<b>94,938 cts €/kWh</b>																																												

Fig. 36: Informe de resultados escenario II. Fuente: IntiGIS.

Tecnología eólica diésel:  
Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: escenario2	
<b>Parámetros generales:</b>	
<b>Características de la comunidad tipo:</b>	
Combustible:	179 casas
Costes de acometida:	895 hab.
Total:	2241 Wh/día
Demanda anual:	817,96 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año
Velocidad media del viento:	3,86 m/s
Longitud de la línea de BT:	378,57 m
Distancia a la red de MT:	21827,42 m
<b>Parámetros económicos</b>	
Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	0,7 €/litro
<b>Parámetros técnicos y económicos</b>	
<b>Pequeña turbina eólica:</b>	
Potencia eléctrica nominal:	81,279 kW
Inversión:	0 €/kW
Gastos de O&M:	0 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,103
<b>Grupo diésel:</b>	
Potencia eléctrica nominal:	197,616 kW
Inversión:	288 €/kWh
Gastos de O&M:	108 €/kWh año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh
Factor de carga:	0,042
<b>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</b>	
Turbina:	0 cts €/kWh
Grupo diésel:	39,561 cts €/kWh
Acumulación:	32,809 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	18,88 cts €/kWh
Línea BT:	37,932 cts €/kWh
Combustible:	13,3 cts €/kWh
Costes de acometida:	3,928 cts €/kWh
Total:	146,411 cts €/kWh

Fig. 37: Informe de resultados escenario II. Fuente: IntiGIS.

## Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural.

Nombre del proyecto:		escenario3						
<b>Distribución potencial de tecnologías:</b>								
Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial (km2)	Potencial total instalada (kw)	Energía total producida (kWh)	Inversión total (K€)		
Fotovoltaica individual:	0	0	0	0	0	0		
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0		
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0		
Diésel central:	0	0	0	0	0	0		
Eólica diésel:	0	0	7000	0	0	0		
Conexión a red:	0	0	2020000	0	0	0		
<b>Características del área asignada a cada tecnología:</b>								
Tecnología	Densidad de viviendas (viv./píxel)		Distancia línea de MT (km)		Radiación solar (kW/m2 año)		Velocidad del viento (m/s)	
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	0	0	0	0	0	0	0	0

Fig. 38: Informe de resultados escenario II. Fuente: IntiGIS.

- Escenario III.

## Conexión a red: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: escenario3																																											
<p><b>Parámetros generales</b></p> <p><b>Características de la comunidad tipo:</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Número de casas:</td><td style="text-align: right;">179 casas</td></tr> <tr><td>Población:</td><td style="text-align: right;">895 hab.</td></tr> <tr><td>Demanda diaria:</td><td style="text-align: right;">3156 Wh/día</td></tr> <tr><td>Demanda anual:</td><td style="text-align: right;">1151,94 kWh/año</td></tr> <tr><td>Radiación global en plano de panel:</td><td style="text-align: right;">2093,37 kWh/m<sup>2</sup> año</td></tr> <tr><td>Velocidad media del viento:</td><td style="text-align: right;">3,86 m/s</td></tr> <tr><td>Longitud de la línea de BT:</td><td style="text-align: right;">378,57 m</td></tr> <tr><td>Distancia a la red de MT:</td><td style="text-align: right;">21827,42 m</td></tr> </table> <p><b>Parámetros económicos</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Tasa de descuento:</td><td style="text-align: right;">12 %</td></tr> <tr><td>Precio del combustible:</td><td style="text-align: right;">0,7 €/litro</td></tr> <tr><td>Tiempo de vida:</td><td style="text-align: right;">20 años</td></tr> </table>	Número de casas:	179 casas	Población:	895 hab.	Demanda diaria:	3156 Wh/día	Demanda anual:	1151,94 kWh/año	Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año	Velocidad media del viento:	3,86 m/s	Longitud de la línea de BT:	378,57 m	Distancia a la red de MT:	21827,42 m	Tasa de descuento:	12 %	Precio del combustible:	0,7 €/litro	Tiempo de vida:	20 años	<p><b>Parámetros técnicos y económicos</b></p> <p><b>Funcionamiento del sistema</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Potencia por vivienda:</td><td style="text-align: right;">3,3 kW</td></tr> <tr><td>Consumo anual por vivienda:</td><td style="text-align: right;">1151,94 kWh/casa año</td></tr> </table> <p><b>Línea de media tensión</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Longitud media:</td><td style="text-align: right;">21827,42 km</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">21311 €/km</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">30 €/km año</td></tr> </table> <p><b>Línea de baja tensión</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Longitud media por píxel:</td><td style="text-align: right;">378,57 km</td></tr> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">71028 €/km</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">0 €/km año</td></tr> </table> <p><b>Centro de transformación</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Inversión:</td><td style="text-align: right;">12000 €</td></tr> <tr><td>Gastos de O&amp;M:</td><td style="text-align: right;">0 € año</td></tr> </table>	Potencia por vivienda:	3,3 kW	Consumo anual por vivienda:	1151,94 kWh/casa año	Longitud media:	21827,42 km	Inversión:	21311 €/km	Gastos de O&M:	30 €/km año	Longitud media por píxel:	378,57 km	Inversión:	71028 €/km	Gastos de O&M:	0 €/km año	Inversión:	12000 €	Gastos de O&M:	0 € año
Número de casas:	179 casas																																										
Población:	895 hab.																																										
Demanda diaria:	3156 Wh/día																																										
Demanda anual:	1151,94 kWh/año																																										
Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año																																										
Velocidad media del viento:	3,86 m/s																																										
Longitud de la línea de BT:	378,57 m																																										
Distancia a la red de MT:	21827,42 m																																										
Tasa de descuento:	12 %																																										
Precio del combustible:	0,7 €/litro																																										
Tiempo de vida:	20 años																																										
Potencia por vivienda:	3,3 kW																																										
Consumo anual por vivienda:	1151,94 kWh/casa año																																										
Longitud media:	21827,42 km																																										
Inversión:	21311 €/km																																										
Gastos de O&M:	30 €/km año																																										
Longitud media por píxel:	378,57 km																																										
Inversión:	71028 €/km																																										
Gastos de O&M:	0 €/km año																																										
Inversión:	12000 €																																										
Gastos de O&M:	0 € año																																										
<p><b>Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia</b></p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Línea de media tensión:</td><td style="text-align: right;">30,52 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Línea de baja tensión:</td><td style="text-align: right;">29,951 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Centro de transformación:</td><td style="text-align: right;">0,779 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Tarifa eléctrica:</td><td style="text-align: right;">9 cts €/kWh</td></tr> <tr><td>Costes de acometida:</td><td style="text-align: right;">3,835 cts €/kWh</td></tr> <tr><td><b>Total:</b></td><td style="text-align: right;"><b>74,085 cts €/kWh</b></td></tr> </table>		Línea de media tensión:	30,52 cts €/kWh	Línea de baja tensión:	29,951 cts €/kWh	Centro de transformación:	0,779 cts €/kWh	Tarifa eléctrica:	9 cts €/kWh	Costes de acometida:	3,835 cts €/kWh	<b>Total:</b>	<b>74,085 cts €/kWh</b>																														
Línea de media tensión:	30,52 cts €/kWh																																										
Línea de baja tensión:	29,951 cts €/kWh																																										
Centro de transformación:	0,779 cts €/kWh																																										
Tarifa eléctrica:	9 cts €/kWh																																										
Costes de acometida:	3,835 cts €/kWh																																										
<b>Total:</b>	<b>74,085 cts €/kWh</b>																																										

Fig. 39: Informe de resultados escenario III. Fuente: IntiGIS.

## Tecnología eólica diésel: Resultados para el caso de referencia.

Nombre del proyecto: escenario3

### Parámetros generales

#### Características de la comunidad tipo:

Combustible:	179 casas
Costes de acometida:	895 hab.
Total:	3156 Wh/día
Demanda anual:	1151,94 kWh/año
Radiación global en plano de panel:	2093,37 kWh/m <sup>2</sup> año
Velocidad media del viento:	3,86 m/s
Longitud de la línea de BT:	378,57 m
Distancia a la red de MT:	21827,42 m

#### Parámetros económicos

Tasa de descuento:	12 %
Precio del combustible:	0,7 €/litro

### Parámetros técnicos y económicos

#### Pequeña turbina eólica:

Potencia eléctrica nominal:	114,465 kW
Inversión:	0 €/kW
Gastos de O&M:	0 €/kW año
Tiempo de vida:	20 años
Factor de carga:	0,103

#### Grupo diésel:

Potencia eléctrica nominal:	271,722 kW
Inversión:	288 €/kWh
Gastos de O&M:	108 €/kWh año
Tiempo de vida:	20 años
Consumo de combustible:	0,38 litros/kWh
Factor de carga:	0,043

### Costes de electrificación equivalente para el caso de referencia

Turbina:	0 cts €/kWh
Grupo diésel:	38,626 cts €/kWh
Acumulación:	32,809 cts €/kWh
Acondicionamiento de potencia:	18,88 cts €/kWh
Línea BT:	29,951 cts €/kWh
Combustible:	13,3 cts €/kWh
Costes de acometida:	3,835 cts €/kWh
Total:	137,401 cts €/kWh

Fig. 40: Informe de resultados escenario II. Fuente: IntiGIS.

## Resultados de la comparación de varias tecnologías de electrificación rural.

Nombre del proyecto:		escenario3						
<b>Distribución potencial de tecnologías:</b>								
Tecnología	Número de viviendas	Nº usuarios potenciales	Área potencial [km2]	Potencial total instalada [kw]	Energía total producida [kWh]	Inversión total [K€]		
Fotovoltaica individual:	0	0	0	0	0	0		
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0		
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0		
Diésel central:	0	0	0	0	0	0		
Eólica diésel:	0	0	7000	0	0	0		
Conexión a red:	0	0	2020000	0	0	0		
<b>Características del área asignada a cada tecnología:</b>								
Tecnología	Densidad de viviendas [viv./píxel]		Distancia línea de MT [km]		Radiación solar [kWh/m2 año]		Velocidad del viento [m/h]	
	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor medio	Valor mínimo	Valor máximo	Valor mínimo
Fotovoltaica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica individual:	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel individual:	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel central:	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica diésel:	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión a red:	0	0	0	0	0	0	0	0

Fig. 41: Informe de resultados escenario II. Fuente: IntiGIS.