



cutting through complexity



**Análisis de componente nacional e
impacto económico y social que surge de
la generación de energía eléctrica a partir
de las siguientes fuentes: solar
fotovoltaica, biomasa, eólica y gas
natural en centrales de ciclo combinado.**

Agosto de 2015

Segundo Informe: Energía solar
fotovoltaica



Sres.

Dirección Nacional de Energía (DNE)

Presente

De nuestra mayor consideración:

Por la presente, hacemos entrega del Segundo Informe, consistente en reportar las metodologías implementadas y los principales hallazgos para analizar el componente nacional y el impacto socioeconómico proveniente de la aplicación de proyectos de inversión en plantas de generación de energía eléctrica en plantas solares fotovoltaicas. Los resultados de los cálculos realizados también serán presentados en hojas de cálculo en formato electrónico.

Los procedimientos realizados fueron limitados en naturaleza, oportunidad y alcance a aquellos que Ustedes determinaron más apropiados para satisfacer vuestros requerimientos. Como tal, este informe puede no revelar todos los asuntos significativos acerca del proyecto, o revelar errores o irregulares, si existiesen, contenidos en la referida información. No asumiremos ninguna responsabilidad por la veracidad de la información incluida en el informe, ni por las conclusiones a las que se arriba como consecuencia de utilizar la misma.

Por otra parte, estos procedimientos no constituyen una auditoría, ni un examen o revisión de la información histórica y prospectiva, por tanto no expresamos opinión alguna, ni ninguna otra forma de certeza sobre la información incluida en el presente informe ni sobre la razonabilidad de los supuestos utilizados.

Los resultados de nuestro trabajo y las metodologías empleadas fueron debidamente compartidos con Ustedes previo a la emisión de este informe.

Declaramos que no tenemos ninguna vinculación actual o prevista con la DNE que por su naturaleza pueda afectar la realización de nuestro trabajo de manera independiente e imparcial.

Nuestro trabajo estuvo basado en supuestos y expectativas según datos extraídos de fuentes públicas y privadas. Dichos supuestos o expectativas podrán no materializarse en el futuro por efecto de diversos factores políticos, técnicos y técnicos. Los desvíos que eventualmente produzcan pueden ser materiales, en cuyo caso no asumiremos responsabilidad alguna.

Apreciamos la oportunidad brindada para asistirlos en este proyecto y les agradecemos la colaboración recibida para la realización de nuestro trabajo.

INDICE

1.	Introducción.....	4
2.	Análisis de Componente Nacional.....	5
2.1.	Estimación de los costos de inversión según potencia instalada.....	5
2.2.	Estimación de los costos de O&M según potencia instalada.....	10
2.3.	Determinación de los porcentajes de componente nacional.....	11
3.	Análisis de Impacto Socioeconómico.....	13
3.1.	Impacto sobre la Economía.....	13
3.1.1.	Resultados obtenidos.....	14
3.2.	Impacto sobre el empleo.....	14
3.2.1.	Creación de empleo durante las fases de construcción y O&M.....	15
3.2.2.	Empleos indirectos.....	17
3.3.	Impacto en términos de valor agregado.....	17
3.3.1.	Determinación de flujos de valor agregado.....	17
3.3.2.	Efecto multiplicador.....	18
3.3.3.	Resultados obtenidos.....	19
3.4.	Impacto sobre la recaudación de IRAE.....	19
3.5.	Impacto sobre las importaciones.....	20
3.6.	Impacto en términos de descentralización.....	20
	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	22

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe consiste en reportar las metodologías implementadas y los principales hallazgos para analizar el componente nacional y el impacto socioeconómico proveniente de la aplicación de proyectos de inversión en plantas de generación de energía solares fotovoltaicas (PV).

El trabajo consistió en la ejecución de dos fases:

- Estimación de Componente Nacional mínimo y máximo durante la etapa de Construcción y de Operación y Mantenimiento. Se incluyó la sensibilidad de los resultados para distintas escalas de planta.
- Análisis de externalidades socioeconómicas provenientes de la aplicación de cada escala y factor de producción específico. Este análisis se midió a través de una serie de indicadores que son comentados más adelante.

En todos los casos, el análisis de sensibilidad se llevó a cabo manejando la siguiente combinación de potencia instalada y factores de producción:

Escenarios definidos para la realización de análisis de sensibilidad		Potencia Instalada		
		10 MW	50 MW	100 MW
Factor de Producción	18%	X	X	X

Una de las características particulares en estas plantas o granjas solares fotovoltaicas, es la manera de definir la capacidad de la planta. Esta se puede hacer mediante dos maneras, una es la potencia en corriente alterna (AC), o sea a la salida del transformador que interconecta con la red de UTE. La otra es la potencia instalada en corriente directa (DC). Esta corresponde a la potencia equivalente de la suma de todos los módulos fotovoltaicos con los que cuenta la planta.

Debido a razones de pérdidas en la transformación DC-AC, y en la estrategia adoptada por el diseñador del parque para maximizar el beneficio económico, puede variar la relación entre la potencia total instalada DC y AC. En este informe se adoptó una relación de 20% mayor potencia instalada DC que AC. Sin embargo este valor depende de cada parque instalado y por lo tanto esta relación es uno de los parámetros modificables en el archivo Excel.

Lo importante a tener en cuenta es que al describir las capacidades de las plantas PV de 10 MW, 50 MW y 100 MW se refiere a la capacidad AC.

El análisis de componente nacional fue realizado en forma separada para la fase de desarrollo y construcción (aplicando la correspondiente sensibilidad según la potencia instalada) y para la fase de O&M (aplicando la correspondiente sensibilidad según la potencia instalada). Los porcentajes estimados de componente nacional fueron expresados en términos de participación porcentual sobre la inversión en activo fijo y sobre el gasto anual en O&M respectivamente.

Para la realización del presente informe, el análisis de impacto socioeconómico se basó en la medición de los siguientes indicadores:

- Impacto en la Economía (USD)
- Impacto en términos de generación de empleo (puestos de trabajo)
- Impacto en términos de valor agregado (USD/MWh)

- Impacto en términos de recaudación de IRAE (USD/MWh)
- Impacto en importaciones (USD/MWh)
- Impacto en términos de descentralización (USD/MWh)

A continuación se detallarán los procedimientos realizados y principales resultados del estudio.

2 ANÁLISIS DE COMPONENTE NACIONAL

2.1. Estimación de los costos de inversión según potencia instalada

En el presente capítulo se describe la metodología utilizada para la determinación de los porcentajes de componentes nacionales mínimo y máximo para una planta solar de 10 MW, 50 MW y 100 MW.

El primer procedimiento a implementar consistió en la estimación del monto de inversión y gastos anuales de O&M de una PV para las potencias señaladas.

Para estimar los montos de componente nacional se recurrió a conocimientos y experiencia previa del equipo de trabajo, y a entrevistas con actores relevantes. Concretamente, se realizaron entrevistas a distintas empresas que conformaran un conjunto razonablemente representativo de proveedores locales para la construcción de una planta solar fotovoltaica. Algunas de las empresas entrevistadas efectivamente están participando en el proceso de construcción de una planta o están proveyendo materiales para las mismas.

Luego de completada la fase de entrevistas, se procedió a realizar la estimación de costos desagregada por rubro, y dicha estimación fue puesta a consideración de desarrolladores de plantas fotovoltaicas para su validación, o realización de comentarios o ajustes. Este proceso permitió realizar ajustes a la estimación inicial.

Es de hacer notar que la tecnología involucrada en el desarrollo de parque PV está en constante desarrollo y se puede asegurar que aún no se ha alcanzado el estado de maduración. Esta evolución ha llevado por ejemplo a que los precios por megavatio instalado hayan bajado considerablemente en los últimos años. También implica que hoy en día coexisten varias tecnologías en la fabricación de las celdas fotovoltaicas en desarrollo. Eso genera una gran variedad de precios de celdas dependiendo de su origen, calidad, etc. En el presente informe se considera únicamente la tecnología de Silicio Cristalino.

Otro aspecto tecnológico importante a tener en cuenta es si el parque cuenta con seguidores solares. Estos son dispositivos mecánicos capaces de orientar los paneles hacia la dirección del sol a medida que este se desplaza por el cielo para optimizar el ángulo de incidencia y así maximizar la energía generada. La orientación se puede realizar en uno o dos ejes, y en el caso de un eje la rotación puede ser acimutal, horizontal o polar. Estas tecnologías permiten generar más energía por módulo fotovoltaico, lo que sería una mejora del factor de planta, pero a su vez implica una mayor inversión, más costos de Operación y Mantenimiento (OyM) y un área de terreno mayor por módulo (para evitar el sombreado entre ellos) que en el caso de estructuras fijas. Por lo tanto, la decisión de que tecnología adoptar depende de la estrategia del diseñador del parque para maximizar los beneficios en cada caso. En este informe se consideró la tecnología de estructuras fijas debido a que es la más adoptada.

La cantidad de rubros considerados fue determinada con la intención de contar con una discriminación lo más detallada posible, pero que permitiera determinar un monto con la información a la que se

tuvo acceso. A su vez, en cada caso si correspondía, se hizo la separación entre Materiales y Equipos, Mano de Obra y Otros.

Los rubros considerados fueron:

- Módulos PV
- Inverters incl. Monitoreo
- Estructuras y Estructurista
- Montaje / Mano de Obra
- Mejoras a Sitio
- Cables DC e interconexión DC
- Cables AC e interconexión AC
- Transformadores MT
- Transformadores AT
- Línea AT
- Instalación de Enlace
- Puesto de Conexión y Medida
- Logística
- Seguros Construcción
- Desarrollo / Ingeniería

En lo que sigue del informe se describe la metodología utilizada para estimar el monto correspondiente a cada ítem del rubrado.

Para la mayoría de los ítems se determinó un costo en dólares por megavatio (USD/MW), siendo el valor en megavatios de potencia instalada en módulos PV, o sea megavatios en DC. Estos costos se mantienen constantes para las potencias consideradas en el estudio (10, 50 y 100 MW), ya que cuando se realizan las compras de los componentes (módulos, Inverters, cables, etc) difícilmente se modifiquen sustancialmente estos precios para las potencias consideradas.

En los ítems se hablará de transformadores, interconexión y subestaciones en media (MT) y alta tensión (AT). Para este estudio se consideró que las interconexiones se realizan en 30kV para MT (parque de 10 MW) y 150kV para AT (parques de 50 y 100 MW).

A continuación se detallarán los ítems que integran la inversión total.

2.1.1. Módulos PV

Para este ítem se decidió por un criterio de valor en dólares por megavatio. Como fuera mencionado, este factor puede sufrir variaciones considerables dependiendo de la calidad, el origen y el tipo de modulo a utilizar. En el presente estudio se entendió un valor que representa una calidad buena de origen chino, en el entendido que esto sería lo más difundido en el caso uruguayo en la actualidad. Este monto surge de averiguaciones con proveedores de plantas llave en mano y desarrolladores.

Esta parte de la inversión se considera 100% dentro de la categoría Equipos y Materiales.

2.1.2. Inverters y Monitoreo

Para los Inverters se adoptó el mismo criterio de valor en dólares por megavatio tomando como referencia la potencia en corriente alterna, que es la máxima autorizada para inyectar a la red.

Esta parte de la inversión se considera 100% dentro de la categoría Equipos y Materiales.

2.1.3. Estructuras

Este rubro comprende los perfiles en acero galvanizado en caliente y los costos del estructurista por la ingeniería involucrada en el diseño, que comprende estudios previos en base a la ubicación del parque.

Se consideró que el 80% de la inversión está compuesta por las estructuras metálicas, mientras que el 20% restante representa mano de obra para la implantación de las estructuras.

2.1.4. Montaje

Para este rubro se aplicó un valor en dólares por megavatio. El 20% se asignó a materiales y equipos, y el 80% restante a mano de obra.

2.1.5. Mejoras a Sitio

Este rubro comprende las tareas previas al montaje, que incluye principalmente la preparación del terreno, vallado perimetral y mejoras de caminería y accesos. Se asignó un valor en dólares por megavatio, compuesto en un 80% por mano de obra y 20% por materiales.

2.1.6. Cables DC y distribución DC

Este rubro contempla los cables y la interconexión de los módulos en corriente directa. Se asignó un valor en dólares por megavatio, compuesto en un 60% por materiales y equipos, y 40% por mano de obra por obras eléctricas asociadas (tendido de cable, zanjado, conexionado, etc.).

2.1.7. Cables AC y distribución AC

Este rubro contempla los cables y la interconexión de los módulos en corriente alterna. Se asignó un valor en dólares por megavatio compuesto en un 60% por materiales y equipos, y 40% por mano de obra para la instalación eléctrica.

2.1.8. Transformadores Media Tensión

Este rubro contempla los transformadores de baja a media tensión (MT). A modo de ejemplo el diseño típico que se está utilizando en Uruguay en las granjas solares en construcción o planificadas, es que para un parque de 50 MW se agrupan conjuntos de 2 MW, cada uno con su transformador de MT (se requieren 25 transformadores de 2 MW). Luego la energía es distribuida en MT hasta la subestación elevadora a Alta Tensión (AT).

Para este rubro se asignó un valor en dólares por megavatio en corriente alterna, y se asignó en un 100% al concepto de equipamiento.

2.1.9. Línea de interconexión en Media Tensión

Comprende las líneas aéreas, demás equipamiento y mano de obra. Se parte de la hipótesis de que las plantas de 10 MW conectan a la red de UTE en MT. Por lo tanto, este rubro solamente se aplica para las plantas de 10 MW.

El costo de interconexión en MT es calculado por kilómetro. En cuanto a la distancia de interconexión, esto dependerá de cada parque y por lo tanto es un parámetro variable. En las simulaciones presentes se tomó como valor de referencia una distancia de 4 km.

Cabe mencionar que estos valores pueden variar mucho de un proyecto a otro dependiendo de las mejoras que solicite UTE en cuanto a protecciones de la propia subestación o subestaciones afectadas por el flujo debido a la presencia del parque. Se tomó un criterio medio sin afectaciones en subestaciones remotas para media tensión.

Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% por materiales y equipos, y 50% en mano de obra. El concepto de la mano de obra es debido a las obras eléctricas asociadas a la interconexión con la red para parques de 10 MW que se conectan en MT.

2.1.10. Subestación MT

Análogo al caso anterior, una subestación en MT es sólo requerida para parques de 10 MW. La distribución del costo fue de 20% en materiales y equipos, y 80% en mano de obra por concepto de obra civil y montaje.

2.1.11. Transformadores Alta Tensión

Estos transformadores aplican para los casos de parques de 50 MW en adelante. El costo de un transformador para un parque de 50 MW en 30kV/150kV se asignó al concepto de equipamiento. Cabe aclarar que este valor obviamente sufre variaciones dependientes del origen, la marca, etc. del equipamiento. Este valor es un valor equivalente a un transformador tipo ABB o SIEMENS fabricado en algún país de Latinoamérica. Este valor es dependiente del origen y marca del equipo. Se utilizó como referencia un equipo marca ABB o Siemens fabricado en Latinoamérica.

Para parques de 100 MW se consideraron 2 transformadores.

2.1.12. Línea de interconexión Alta Tensión

Comprende las líneas aéreas, torres, demás equipamiento y mano de obra.

Las interconexiones en AT se realizan para parques de 50 MW y 100 MW. El costo de interconexión en AT es calculado por kilómetro. En cuanto a la distancia de interconexión, esto dependerá de cada parque y por lo tanto constituye un parámetro variable. En las simulaciones presentes se tomó como valor de referencia una distancia de 7 km para un parque de 50 MW y 14 km para parques de 100

MW. A diferencia de las líneas en MT, en este caso si se consideran afectaciones en subestaciones de UTE y se contempla en el rubro Instalación de Enlace.

Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% de materiales y equipos y 50% en mano de obra, asociada a las obras eléctricas de interconexión con la red en AT.

2.1.13. Instalación de enlace

Corresponde a las inversiones exigidas por UTE de obras civiles y eléctricas para la conexión de la acometida de la línea proveniente del parque con la subestación de UTE. Estas obras son ajenas a la subestación y puesto de conexión y medida propio del parque en cuestión, y comprenden refuerzos en la red propia de UTE. Estos refuerzos pueden venir en la forma de la construcción de una nueva subestación o en la ampliación de una existente. Los costos estimados se basan en las consultas realizadas respecto de proyectos en construcción o desarrollo. Sin embargo resulta conveniente aclarar que es posible que en el futuro estos costos se reduzcan, a medida que la red de transmisión de UTE haya tenido suficientes mejoras que minimicen estos requerimientos.

En este rubro se determinó un costo para una planta de 50MW, con un incremento del 35% para plantas de 100MW. Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% de materiales y equipos y 50% en mano de obra.

2.1.14. Subestación AT

Se determinó un precio fijo para las plantas de 50 MW, con un incremento del costo de 35% en el caso de plantas de 100 MW.

En este rubro se supuso una composición de 20% en materiales y equipos y 80% en mano de obra.

2.1.15. Puesto de Conexión y Medida (PCM)

Para este rubro se determinó un costo fijo para cada potencia. En el caso de 10 MW, el PCM es en 30 kV con un costo fijo. Para 50 MW en 150 kV el valor fijo asignado fue de mayor proporción. Al igual que con la subestación de AT, se asumió una inversión incremental del 35% para la planta de 100 MW.

La argumentación de que el costo de una planta de 100 MW no duplique al de una planta de 50 MW es que el edificio solicitado por UTE para desarrollar el PCM es aproximadamente el mismo (en predio de 200m x 200m). Sin embargo, sí es necesario duplicar algunos de los componentes eléctricos que comprenden el PCM (seccionadores, celdas, equipos de medición, etc.). Por dicho motivo se asumió el costo incremental de 35%.

Se supuso que la inversión en este rubro está representada en un 45% por materiales y equipos, y 55% por mano de obra para la realización de las obras civiles.

2.1.16. Logística

Este rubro incluye esencialmente los fletes, la carga y descarga de los componentes desde el puerto de Montevideo hasta el sitio del emplazamiento (como referencia se tomó el departamento de Salto).

2.1.17. Seguros

Este rubro representa el seguro contra todo riesgo durante la fase de construcción. Para determinar el costo del seguro, se consideró una tasa de, 0,25% sobre el monto de la inversión en activos fijos. Este parámetro se adoptó en base a consultas realizadas con operadores de seguros para obras de infraestructuras.

2.1.18. Desarrollo e Ingeniería

Este rubro incluye los costos iniciales de desarrollo, permisos, costos legales e ingeniería previos al inicio de la fase de construcción. El costo asociado a estos conceptos se supuso que representa el 5% del monto de la inversión en activos fijos.

A continuación se exhibe un cuadro resumen con la distribución estimada de la inversión en sus distintos componentes y para las tres escalas consideradas.

	10 MW (AC)	50 MW (AC)	100 MW (AC)
	Participación	Participación	Participación
Módulos PV	42,5%	41,7%	43,3%
Inverters incl. Monitoreo	11,7%	11,5%	11,9%
Estructuras y estructurista	9,2%	9,0%	9,4%
Montaje / Mano de Obra	14,2%	13,9%	14,4%
Mejoras a sitio	1,8%	1,7%	1,8%
Cables DC e interconexión DC	2,2%	2,2%	2,2%
Cables AC e interconexión AC	2,8%	2,8%	2,9%
Transformadores MT	1,2%	1,2%	1,2%
Transformadores AT		1,3%	1,3%
Subestación AT		4,4%	3,1%
Línea AT		2,2%	2,3%
Línea MT	2,9%		
Subestación MT	5,9%		
Instalación de enlace		1,6%	1,1%
Puesto de Conexión y Medida	4,2%	5,2%	3,7%
Logística	1,4%	1,4%	1,4%
Seguros Construcción (0,25%)			
Desarrollo / Ingeniería (5%)			
TOTAL	100%	100%	100%

2.2 Estimación de los costos de O&M según potencia instalada

A efectos del presente estudio, se asumió que los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) de una granja solar básicamente están compuestos por remuneraciones, reparaciones, mantenimiento de rutina y seguros. A su vez, se supuso que el terreno sobre el cual está montada la planta es arrendado, por lo que el arrendamiento del predio también se computó como un componente del costo de O&M. Existen opciones de compra de la tierra pero en general son equivalentes a los arrendamientos y por tanto se asumió solamente el caso de arrendamiento para simplificar el análisis.

Para estimar las retribuciones salariales, se consideró una dotación compuesta por personal técnico (cuadrillas que recorren la granja), un ingeniero responsable de la operación de la planta, personal administrativo y de seguridad. Las dotaciones según la escala fueron estimadas en base a consultas realizadas con desarrolladores de parques solares en las entrevistas mantenidas, y los cuadros resumen se exponen más adelante en el capítulo 3.2 de análisis del impacto en términos de generación de empleo.

El costo del arrendamiento de la tierra depende de la localización de cada planta, por lo que se considera un parámetro variable. En el modelo se aplicó un valor de referencia de USD 520/há/año, tomando en cuenta que el área requerida se puede calcular como de 2 hectáreas por MW instalado.

El costo anual por concepto de repuestos y consumibles se determinó en base a consulta con operadores internacionales de parques solares en otros países. Se aplicó un costo anual equivalente al 0,3% del costo de inversión en módulos PV, más el 0,1% del costo de la inversión en el resto de los rubros. Se asume que todos los repuestos y consumibles son de origen extranjero. A su vez, se supuso que a la mitad del período de operación del parque se repone el 50% de los inversores. Cabe señalar que las granjas solares actualmente operativas no han alcanzado un grado de madurez tal que permita convalidar este supuesto desde el punto de vista empírico.

En el caso del seguro, se aplicó un monto anual equivalente al 0,25% de la inversión inicial sin tomar en cuenta las obras de interconexión que se entiende luego de su finalización son cedidas a UTE y dejan de formar parte del activo de la empresa.

El modelo también contempla un rubro “Otros” asociados a la contratación de diversos servicios de mantenimiento del parque.

2.3 Determinación de los porcentajes de Componente Nacional

Para determinar el Componente Nacional Mínimo y Máximo, se siguieron los siguientes criterios:

Criterios para la determinación de Componente Nacional	
Mínimo	Qué exista oferta del componente en cuestión en el mercado local.
	Si el componente es importable, que su costo sea inferior al costo de importación más el eventual costo arancelario de un componente sustituto.
Máximo	Que exista capacidad tecnológica para la producción del componente en plaza, independientemente del eventual sobre costo.

Cabe señalar que en el caso del componente máximo, se computó en el modelo el eventual sobre costo que podría surgir de sustituir bienes importados por bienes de producción nacional.

A su vez, el análisis de componente nacional incluyó una estimación distinguiendo el porcentaje nominal y efectivo.

En el caso del porcentaje nominal, se aplicó un criterio binario para determinar el porcentaje de componente nacional (0% o 100%). Se considera que el bien cumple con el componente nacional (asignándose el 100% de su valor como de componente nacional) si al menos el 35% del valor es efectivamente de componente nacional y se produce un salto arancelario.

En el caso del porcentaje efectivo, se computó el porcentaje efectivamente contemplado como componente nacional, por lo que este valor podrá estar entre 35% y 100%.

Para la realización de esta fase se aplicó como procedimiento metodológico la consulta a proveedores efectivos y potenciales proveedores de una planta solar fotovoltaica. A continuación se presenta un cuadro resumen con los porcentajes de componente nacional mínimo, máximo, nominal y efectivo imputados en cada uno de los ítems que conforman el cuadro de inversiones.

	Materiales y equipos				Mano de obra				Otros			
	CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo	
	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo
Módulos PV	0%	0%	100%	35%								
Inverters incl. Monitoreo	0%	0%	0%	0%								
Estructuras y estructurista	0%	0%	100%	50%					0%	0%	100%	100%
Montajes	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Mejoras a sitio	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Cables DC e interconexión DC	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Cables AC e interconexión AC	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Transformadores MT	100%	45%	100%	45%								
Transformadores AT	0%	0%	0%	0%								
Subestación AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea MT	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Subestación MT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Instalación de enlace	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Puesto de Conexión y Medida	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Logística									100%	68%	100%	68%
Seguros Construcción									100%	100%	100%	100%
Desarrollo / Ingeniería									100%	100%	100%	100%

Como puede observarse en el cuadro, hay tres ítems en los cuales no se verifica producción en el escenario de CN mínimo y pasa a aplicar en el de CN máximo. Estos ítems son las estructuras metálicas y los módulos.

En el caso de las estructuras metálicas, existe capacidad productiva local aunque el abastecimiento no se ha llevado a cabo para los proyectos en marcha debido a la existencia de sobrecostos con relación a la alternativa de importar dichos componentes. Los perfiles de acero galvanizado en caliente provistos localmente tienen un sobrecosto estimado del 14% con relación al valor de importación luego de pago de aranceles y otros gastos de internación. En el escenario de CN máximo se asumió que dichos perfiles son provistos localmente con el correspondiente sobrecosto, y con un porcentaje efectivo de componente nacional del 50% mediante los procesos de valor agregado consistentes en el flejado de bobinas, conformado de perfiles, perforado y galvanizado en caliente (el 50% restante corresponde a la importación de acero y zinc). Por su parte, según se nos fue informado actualmente no se han utilizado empresas estructuristas locales que proveen un servicio consistente en la realización de pruebas de campo previo, estudios de suelos de la zona, recomendación y dirección del montaje de las estructuras metálicas. No obstante, se entiende que existen los conocimientos y capacidad profesional como para que dicha actividad pueda llegar a ser provista localmente, motivo por el cual se computó en un 100% bajo el escenario de CN máximo.

A su vez, cabe señalar la siguiente consideración con relación a los módulos PV. Si bien actualmente no existe fabricación nacional de paneles solares, cabe la posibilidad de que en el futuro los módulos puedan ser provistos localmente en caso de que se instale una planta de ensamblaje que eventualmente aportaría el 35% del valor a través de la actividad de ensamblado de los componentes importados. Según información suministrada, existe un proyecto de un grupo inversor de capitales nacionales para la instalación de una planta de tales características, que según información proporcionada podría implicar un sobrecosto del 5% con relación al valor CIF de importación (actualmente los módulos no tienen carga arancelaria al no ser competitivos con la industria nacional). Por consiguiente, se modeló un 35% de componente nacional efectivo y 100% nominal en el escenario de máxima. Cabe señalar que con la información disponible no se está en condiciones de aseverar que

dicho proyecto se materialice en los hechos, ni que se vaya a cumplir con las escalas que requeriría abastecer localmente de paneles a plantas solares de elevada potencia instalada con las certificaciones correspondientes.

Los sobrecostos estimados de estructuras metálicas, cables DC y módulos fueron incluidos en el modelo.

Una vez definidos los componentes mínimo (nominal y efectivo) y máximo (nominal y efectivo) de cada ítem, se está en condiciones de calcular el porcentaje de Componente Nacional total de la fase de inversión.

El porcentaje final de Componente Nacional mínimo y máximo se resume en el siguiente cuadro.

Componente Nacional - Fase Construcción			
	10 MW	50 MW	100 MW
CN mínimo nominal (%)	36,9%	34,8%	32,7%
CN mínimo efectivo (%)	33,3%	32,1%	29,9%
CN máximo nominal (%)	86,4%	83,6%	83,3%
CN máximo efectivo (%)	52,5%	51,0%	49,5%

Para la fase de O&M, se consideró que los únicos costos asociados a componentes importados son los repuestos y consumibles que representan un porcentaje relativamente bajo de los costos totales (la situación difiere sustancialmente de la generación en base a ciclo combinado, donde el principal componente de O&M era el GNL importado).

Componente Nacional - Fase O&M		
10 MW	50 MW	100 MW
89,3%	83,6%	81,2%

3 ANÁLISIS DE IMPACTO SOCIOECONÓMICO

El análisis del impacto socioeconómico se basó en una serie de indicadores que serán calculados en forma separada. En el presente informe se reportarán los siguientes indicadores de impacto socioeconómico:

- Impacto sobre la Economía
- Impacto sobre el Empleo
- Impacto en términos de Valor Agregado
- Ingresos Fiscales
- Impacto en importaciones
- Impacto en descentralización geográfica

3.1. Impacto sobre la Economía

El impacto sobre la economía se calculó mediante la aplicación del Modelo Insumo-Producto de Leontief, cuya metodología fue comentada en el primer informe.

3.1.1. Resultados obtenidos

A continuación se exhibe un cuadro con los valores provenientes de la inversión de componente nacional efectivo durante la fase de construcción.

	Inversión en CN Mín (USD)	% CN	Inversión en CN Máx (USD)	% CN
10 MW	5.934.460	33,3%	9.677.866	52,5%
50 MW	29.185.775	32,1%	47.902.805	51,0%
100 MW	52.320.038	29,9%	89.754.098	49,5%

A partir del monto de demanda directa definido en el cuadro anterior (variable según escala y porcentaje de componente nacional aplicado) se dedujo el impacto total en la economía multiplicando el vector de demanda con la matriz inversa de Leontief. A su vez, los efectos indirecto e inducido también se dedujeron según lo planteado.

Impacto sobre la Economía (USD) - Fase Construcción				
	Impacto Directo	Impacto Indirecto	Impacto Inducido	Impacto Total
10 MW / CN mín.	5.934.460	1.738.881	779.439	8.452.780
10 MW / CN máx.	9.677.866	3.216.763	1.538.425	14.433.054
50 MW / CN mín.	29.185.775	8.587.288	3.862.907	41.635.970
50 MW / CN máx.	47.902.805	15.976.697	7.657.836	71.537.339
100 MW / CN mín.	52.320.038	15.523.642	7.003.909	74.847.589
100 MW / CN máx.	89.754.098	30.302.461	14.593.767	134.650.326

En el caso del costo anual de O&M, los resultados son invariables al escenario de componente nacional mínimo o máximo durante la fase de construcción. A continuación se muestran los principales resultados obtenidos para el cálculo del impacto directo anual en la fase de O&M.

Componente Nacional (USD) - Fase O&M		
10 MW	Impacto directo	218.989
50 MW	Impacto directo	671.402
100 MW	Impacto directo	1.138.475

El impacto total (así como el indirecto e inducido) se obtuvo siguiendo el mismo procedimiento aplicado para la fase de construcción.

Impacto sobre la Economía (USD) - Fase O&M (datos anuales)				
	Impacto Directo	Impacto Indirecto	Impacto Inducido	Impacto Total
10 MW	218.989	57.526	25.015	301.529
50 MW	671.402	169.258	63.910	904.570
100 MW	1.138.475	286.928	122.762	1.548.165

3.2. Impacto sobre el Empleo

El análisis de impacto sobre el nivel de empleo se realizó en dos dimensiones. Por un lado, en términos de creación de empleo directo proveniente de la actividad tanto en las fases de construcción como de O&M. Luego, se procedió a estimar el empleo de trabajadores implícito a lo largo de la cadena de suministros para abastecer la demanda final.

3.2.1. Creación de empleo durante las fases de Construcción y O&M

La estimación de personal directo ocupado durante la fase de construcción proviene de las entrevistas realizadas con desarrolladores de proyectos solares fotovoltaicos.

La estimación del número de puestos de trabajo requeridos durante la fase de construcción se realizó desagregando por tipo de puesto de trabajo. A su vez, en la medida que los puestos de trabajo generados por el proyecto durante la fase de construcción no son homogéneos, se aplicó un criterio de homogeneización transformándolos en Unidades de Cuenta de Empleo (UCE) según la metodología aplicada por la Comisión de Aplicación (COMAP) para la evaluación de proyectos de inversión aplicables al Régimen de Promoción de Inversiones consagrado por la Ley N° 16.906 y el Decreto N° 2/012. Dicho procedimiento consiste en transformar los puestos de trabajo en UCEs transformando las retribuciones nominales en Bases de Prestaciones y Contribuciones (BPC) de acuerdo al siguiente criterio:

Retribución nominal en BPC	Calificación	UCEs
Mayor a 20	A	1,50
Entre 10 y 20	B	1,00
Entre 5 y 10	C	0,75
Menor a 5	D	0,50

Por simplicidad se asumió el supuesto conservador de que todos los trabajadores son de sexo masculino, y contratados a una edad de entre 24 y 50 años.

Para realizar el pasaje a UCEs, se tomó en consideración el laudo de Consejo de Salarios correspondiente al Grupo 9 (Industria de la Construcción y Actividades Complementarias), del 17/10/2014. Se tomaron en consideración los laudos del personal incluido en el Decreto Ley N° 14.411 (régimen de aportes sociales de la construcción) en donde figuran 64 categorías de obreros jornaleros de obra civil y montaje. Al valor de la BPC vigente a partir del 1/1/2015 (\$ 3.052), el 75% de las categorías señaladas percibe una remuneración nominal de entre 10 y 20 BPC, mientras que el 25% restante percibe una remuneración de entre 5 y 10 BPC. Dichas proporciones se aplicaron a la mano de obra del proyecto para clasificar en UCEs, bajo el supuesto de una distribución uniforme de las categorías establecidas en el laudo. Para los restantes empleos, se consideró una remuneración de entre 10 y 20 BPC para el personal administrativo, y superior a 20 BPC para el equipo de dirección de obra, compuesto básicamente por ingenieros.

Generación de Empleo -10 MW - Fase Construcción (6 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal de obra	20	C	0,75	15
Personal de obra	60	B	1,00	60,0
Administración	2	B	1,00	2,0
Dirección de obra (ingenieros)	3	A	1,50	4,5
	<u>85</u>			<u>81,5</u>

Generación de Empleo - 50 MW - Fase Construcción (12 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal de obra	50	C	0,75	37,5
Personal de obra	150	B	1,00	150,0
Administración	5	B	1,00	5,0
Dirección de obra (ingenieros)	15	A	1,50	22,5
	<u>220</u>			<u>215,0</u>

Generación de Empleo - 100 MW - Fase Construcción (18 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal de obra	70	C	0,75	52,5
Personal de obra	200	B	1,00	200,0
Administración	5	B	1,00	5,0
Dirección de obra (ingenieros)	15	A	1,50	22,5
	<u>290</u>			<u>280,0</u>

Un procedimiento análogo se siguió para determinar la creación de empleo durante la fase de O&M. A continuación se presentan las principales salidas.

Generación de Empleo - 10 MW - Fase O&M				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	3	B	1,00	3,00
Ingeniero	0,5	A	1,50	0,75
Administración	0,5	C	0,75	0,38
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	<u>7</u>			<u>6,375</u>

Generación de Empleo - 50 MW - Fase O&M				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	7	B	1,00	7,00
Ingeniero	1	A	1,50	1,50
Administración	2	C	0,75	1,50
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	<u>13</u>			<u>12,3</u>

Generación de Empleo - 100 MW - Fase O&M				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	11	B	1,00	11,00
Ingeniero	1	A	1,50	1,50
Administración	2	C	0,75	1,50
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	<u>17</u>			<u>16,3</u>

3.2.2. *Empleos indirectos*

Además de los empleos directamente generados durante las fases de construcción y O&M, también es posible estimar el número de puestos de trabajo empleados en forma indirecta por la actividad. El procedimiento a aplicar consiste en partir de la población total empleada en un momento determinado. En el presente estudio se consideró la población total empleada al año 2013 según el informe “Uruguay en cifras 2014” del INE. El informe muestra la distribución de la población ocupada por sector de actividad (tanto en el sector público como en el sector privado). Partiendo de esos datos, se llevó a cabo una reclasificación de la población ocupada asignándola a los sectores definidos en la Matriz de Insumo-Producto reseñada en el capítulo 3.1. Por otro lado, se tomaron los montos de Impacto Directo por sector de actividad (definidos en el capítulo 3.1.1.) y se calculó la participación de cada monto sobre el valor bruto de producción sectorial. El producto de dicha participación sobre el empleo aplicado al sector, arroja la estimación de la generación de empleo por efecto de la aplicación de la actividad de solar fotovoltaica (tanto en la fase de construcción como de O&M). Este volumen de empleo será denominado “Empleo Indirecto Primario”.

El mismo procedimiento fue aplicado con los montos de Impacto Indirecto e Impacto Inducido, lo cual da como salida un volumen de “Empleo Indirecto Secundario” y “Empleo Inducido”.

A continuación se exhibe un cuadro con un resumen del impacto total del proyecto (sensibilizando según potencia instalada y componente nacional).

Empleo indirecto primario, secundario e inducido - Fase Construcción				
	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW (CN mín.)	136	42	16	194
10 MW (CN máx.)	210	70	32	312
50 MW (CN mín.)	681	205	81	967
50 MW (CN máx.)	1.051	351	158	1.560
100 MW (CN mín.)	1.251	369	146	1.766
100 MW (CN máx.)	1.991	661	300	2.952

Empleo indirecto primario, secundario e inducido - Fase O&M				
	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW	5	1	1	7
50 MW	18	5	2	25
100 MW	33	8	3	44

3.3. Impacto en términos de Valor Agregado

3.3.1. *Determinación de flujos de valor agregado*

La contribución en términos de valor agregado (o PBI) fue estimada con frecuencia anual a lo largo del ciclo de vida del proyecto, y aplicando procedimientos de cálculo diferentes para la fase de construcción y para la fase de O&M.

En la fase de construcción, se aplicó el enfoque del gasto, partiendo de la definición de la demanda agregada:

$$VA = X + C + I - M$$

Por tanto, el impacto en términos de valor agregado durante la fase de construcción equivale a la inversión bruta fija total menos las importaciones de maquinarias y equipos para llevar a cabo dicha inversión, es decir, la inversión fija realizada en componente nacional (es de hacer notar que la inversión incluye la remuneración de la mano de obra involucrada en las obras civiles, que en el presente modelo asume que tendrá como destino el consumo por parte de los trabajadores empleados). A tales efectos, se tomó en consideración la inversión en componente nacional efectivo, tanto para el escenario de CN mínimo como de CN máximo.

En la fase de O&M se aplicó el enfoque del ingreso, partiendo de la base de que el valor agregado equivale a la suma de la retribución de todos los factores productivos.

VA = Excedente de Explotación + Remuneraciones + Depreciación + (Impuestos Indirectos – Subsidios)

Por consiguiente, se procedió a estimar un flujo de fondos del proyecto. Los flujos se proyectaron a valores constantes, en tanto que para los ingresos se supuso un precio de venta de USD 95/MWh, y se asumió una vida útil de 30 años con un esquema de amortización lineal (tanto el precio como el período de amortización están alineados a lo establecido en los contratos PPA celebrados entre UTE e inversores privados). El valor agregado surge de aplicar la suma de todos los componentes sin considerar las compras de insumos importados.

Una vez estimado el flujo de fondos (tanto en construcción como en O&M a 30 años) en términos de contribución al valor agregado, los valores se expresaron a precios de mercado aplicando la tasa de 22% del Impuesto al Valor Agregado (el modelo supone la inexistencia de subsidios).

3.3.2. Efecto multiplicador

La teoría económica indica que una inversión exógena genera impactos posteriores a través de la propensión marginal a consumir, en el sentido de que un aumento del gasto en inversión repercute en un correspondiente aumento de ingresos, cuya porción no ahorrada en el período siguiente será destinada a consumo generando así un efecto multiplicador en la economía. A su vez, durante la fase de O&M también se supone que la porción de los salarios líquidos de los trabajadores destinada al gasto también genera un aumento del nivel de ingresos para la economía en el período siguiente cuya porción destinada al consumo representa un efecto multiplicador adicional.

A efectos del presente estudio, para calcular el efecto multiplicador se procedió a estimar la propensión a marginal a consumir de la economía. En este sentido, se partió de la definición del consumo de bienes nacionales como el ingreso disponible (luego de deducir la presión fiscal y los aportes a la seguridad social) por un coeficiente asimilable a la propensión marginal a consumir bienes nacionales (parámetro “c”).

$$C_{priv-local} = (Y - T) \cdot c$$

Por tanto, la propensión marginal a consumir fue despejada de la siguiente manera:

$$c = \frac{C_{priv-local}/Y}{(1-T/Y)}$$

La proporción entre el consumo privado y el PBI se calculó tomando el promedio del quinquenio 2010-2014 extraído de las cuentas nacionales del BCU, que arroja un valor de 67%. A dicho ratio se restó el cociente entre las importaciones de bienes y de consumo e importaciones de servicios por concepto de turismo en términos del PBI para el mismo período (según datos también extraídos del BCU) cuyo resultado es 6,8% en promedio. Para la presión fiscal (incluyendo los aportes a la seguridad social) se

tomó el promedio de la recaudación neta de DGI (17%) y de BPS (8,2%) en términos de PBI para el mismo período. Haciendo cuentas, se llega a una estimación de la propensión marginal a consumir bienes nacionales de 80,5%. Se asume que los consumos calculados por efecto multiplicador forman parte del valor bruto de producción, por lo que se multiplicó el resultado por un ratio de VAB/VBP (extraído también de cuentas nacionales del BCU) del 55%. Finalmente, los valores se expresaron a precios de mercado sumando una tasa de impuestos indirectos del 22%.

Para estimar el efecto multiplicador proveniente de los consumos de los asalariados durante la fase de O&M, el coeficiente se aplicó sobre la porción de los ingresos líquidos destinados al consumo de bienes locales cuyo resultado fue de 83,5% luego de deducir una tasa de ahorro al ingreso disponible.

La aplicación de este ratio al flujo inicial de inversión efectiva en componente nacional y los consumos de los asalariados durante la fase de O&M, así como sus sucesivos efectos (decrecientes) en el futuro, permiten estimar un flujo adicional de impacto en el valor agregado. Los resultados de estos efectos son presentados en forma separada al impacto directo de los flujos de valor agregado descritos en el punto anterior.

3.3.3. Resultados obtenidos

Los flujos de impacto en términos de valor agregado descritos en los dos puntos anteriores fueron traídos a valor actual aplicando una tasa social de descuento del 5% en términos reales. Finalmente, el valor actual se dividió entre la generación de energía eléctrica acumulada durante la fase de operación, lo cual arroja como resultado una medida del impacto sobre el valor agregado en términos de USD/MWh. El valor unitario del impacto varía en función del porcentaje de componente nacional durante la fase de construcción, y del factor de producción aplicado durante la fase de operación.

Generación de Valor Agregado (USD/MWh)						
	10 MW		50 MW		100 MW	
	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.
CN Mínimo	73,5	13,1	73,2	11,0	71,5	9,7
CN Máximo	83,8	21,9	83,5	19,8	81,9	18,5

Se advierte que en el caso de componente nacional máximo, el impacto de la aplicación del proyecto es mayor que con componente nacional mínimo, lo cual es razonable al incluir mayor demanda de bienes y servicios nacionales.

3.4. Impacto sobre la recaudación de IRAE

Para determinar el impacto de la recaudación tributaria en términos de IRAE, hubo que simular una renta fiscal proveniente de la aplicación del proyecto de construcción y operación de la planta de solar fotovoltaica, para distintas escalas.

Los ingresos por venta se determinaron multiplicando los volúmenes de energía eléctrica (sensibilizados por el factor de producción) y un precio indicativo que en el modelo se encuentra parametrizado. A efectos del presente cálculo se tomó el valor de USD 95/MWh mencionado anteriormente.

Los egresos están integrados por los costos fijos y variables (definidos cuando se llevó a cabo la estimación del monto anual de O&M y su componente nacional) y desde el punto de vista fiscal

también se consideró la amortización del activo fijo, tomando un criterio de amortización lineal a 30 años.

La diferencia entre ingresos y egresos fiscales arroja una renta fiscal anual, a la cual se aplicó la tasa de IRAE del 25%. Se asumió que el proyecto es llevado a cabo por un sujeto de derecho privado que aplica a la exoneración de IRAE contemplada en el Régimen de Promoción de Inversiones consagrado por la Ley N° 16.906 y su decreto reglamentario N° 02/012, lo cual asumió una exoneración por al 60% del IRAE a pagar durante los primeros 13 años de operación que equivale a una renuncia fiscal en términos de recaudación del impuesto.

Como resultado del procedimiento detallado anteriormente, se obtuvieron flujos de recaudación de IRAE a lo largo del período de operación de 30 años. Se calculó el valor actual de dichos flujos a la misma tasa de descuento del 5%, y en cada escenario de escala y factor de producción específicos se calculó el volumen de producción a lo largo del período de operación para expresar la variable en términos de USD/MWh. A continuación se exhibe el cuadro con los principales resultados.

Impacto en recaudación de IRAE (USD/MWh)		
10 MW	50 MW	100 MW
2,7	3,0	3,3

3.5. Impacto sobre las importaciones

En el capítulo 3.3., se calculó el impacto de la aplicación del proyecto sobre el Valor Agregado de la economía. Dicha medida de valor agregado recoge la demanda final de componente nacional tanto para la fase de construcción como de O&M, es decir que ya tiene implícita la deducción de las importaciones requeridas para llevar adelante el proceso.

A continuación se exhibe un cuadro resumen de dichas importaciones, que básicamente están constituidas por maquinarias y equipos durante la fase de construcción.

Impacto en las importaciones (USD/MWh)			
	10 MW	50 MW	100 MW
CN Mínimo	29,2	30,2	30,1
CN Máximo	21,8	22,8	22,7

3.6. Impacto en términos de descentralización

Para medir el impacto del proyecto en términos de descentralización geográfica, se partió de la base de que el personal contratado tanto para la mano de obra durante la etapa de construcción como para los empleados durante la etapa de operación y mantenimiento, está conformado por trabajadores oriundos del departamento en el cual esté localizado el proyecto. En este sentido, del total de la inversión y gastos de O&M durante el ciclo de vida del proyecto, se separó el flujo de pagos por concepto de retribuciones salariales. El valor actual de dicho flujo dividido la generación de energía eléctrica acumulada da como resultado la masa salarial retribuida por MWh. Naturalmente, dicho valor ya se encuentra incluido en el cálculo del valor agregado descrito en el capítulo 3.3.1. Para estimar la externalidad proveniente del efecto de la descentralización, se multiplicó dicho valor por la brecha porcentual existente en el ingreso medio de los hogares del departamento en cuestión y el ingreso medio de los hogares de Montevideo, luego de expresar ambos valores en términos de Paridad de Poder de Compra (PPC).

El procedimiento metodológico consistió por un lado, en obtener el valor del ingreso medio de los hogares por departamento. En este sentido, se adoptó el ingreso medio sin valor locativo, proveniente de los microdatos de la Encuesta Continua de Hogares del INE al año 2014.

Dado que los niveles de precios difieren en los distintos departamentos, corresponde expresar los ingresos medios en términos de PPC a efectos de poder hacer comparaciones en términos de poder adquisitivo entre departamentos. Para ello, se adoptó el valor medio de una canasta de bienes de consumo elaborada por el Sistema de Información de Precios al Consumidor del MEF, con datos a abril de 2015.

Departamento	Valor Canasta (\$)	YSVL (\$)	Poder adquisitivo de YSVL (en canastas)	Factor de conversión - descentralización
Maldonado	3.969	42.827	10,8	27%
Río Negro	3.958	43.068	10,9	26%
San José	3.903	40.581	10,4	32%
Colonia	3.859	40.338	10,5	32%
Rocha	3.830	32.667	8,5	61%
Montevideo	3.812	52.435	13,8	0%
Canelones	3.773	42.624	11,3	22%
Salto	3.579	40.695	11,4	21%
Paysandú	3.554	40.686	11,4	20%
Durazno	3.549	36.880	10,4	32%
Artigas	3.471	35.327	10,2	35%
Flores	3.442	41.832	12,2	13%
Soriano	3.409	40.438	11,9	16%
Tacuarembó	3.389	33.380	9,8	40%
Florida	3.345	40.073	12,0	15%
Cerro Largo	3.201	28.296	8,8	56%
Rivera	3.084	32.008	10,4	33%
Lavalleja	2.955	37.294	12,6	9%
Treinta y Tres	2.854	32.735	11,5	20%

Por tanto, al valor actual de la masa salarial acumulada por MWh, se lo multiplicó por el factor expresado en la última columna del cuadro para llegar una expresión del derrame socioeconómico en términos de descentralización geográfica. A continuación se presenta un cuadro comparativo, partiendo de la base de que potencialmente existe la posibilidad de ejecutar un proyecto eólico en cualquiera de los 19 departamentos del país.

	Descentralización (USD/MWh)		
	10 MW	50 MW	100 MW
Maldonado	3,9	3,0	2,5
Río Negro	3,7	2,9	2,4
San José	4,5	3,6	2,9
Colonia	4,4	3,5	2,8
Rocha	8,6	6,7	5,5
Montevideo	0,0	0,0	0,0
Canelones	3,1	2,4	1,9
Salto	2,9	2,3	1,9
Paysandú	2,8	2,2	1,8
Durazno	4,6	3,6	2,9
Artigas	4,9	3,9	3,1
Flores	1,9	1,4	1,2
Soriano	2,2	1,8	1,4
Tacuarembó	5,6	4,4	3,6
Florida	2,1	1,6	1,3
Cerro Largo	7,8	6,1	5,0
Rivera	4,6	3,6	2,9
Lavalleja	1,3	1,0	0,8
Treinta y Tre	2,8	2,2	1,8

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- AC: Corriente alterna
- DC: Corriente directa
- Media tensión (MT): Comprende instalaciones entre 1kV y 60kV
- Alta tensión (AT): Comprende instalaciones de 150kV y 500kV
- Granja fotovoltaica o Parque fotovoltaico: Planta de generación de energía a gran escala que usa como fuente de energía primaria la energía solar, y que hace una conversión directa desde esta fuente hacia la energía eléctrica a través de módulos fotovoltaicos
- Celda fotovoltaica: es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.
- Módulo fotovoltaico: también llamado panel fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas. Además incluye un marco, protecciones eléctricas y bornes de conexión.
- Inverters: son dispositivos electrónicos capaces de convertir energía eléctrica de continua a alterna, al voltaje y frecuencia deseado. Estos pueden ser monofásicos o trifásicos. Proveen el control de la corriente que entregan los paneles fotovoltaicos.
- Estructuras: Soporte metálico que provee la sujeción de los paneles al suelo. También pueden incluir la función de seguimiento del sol (trackers). Se fabrican generalmente de acero galvanizado.
- Estructurista: Empresa encargada del diseño de las estructuras. Esta debe tener en cuenta las características del sitio, suelo, condiciones climáticas extremas y de los paneles utilizados para diseñar las estructuras. También es la encargada de la adquisición de los perfiles y montaje de las estructuras.
- Factor de planta: Para este informe se definió como la división entre la energía esperada anual, sobre la potencia nominal de la planta por la cantidad de horas del año.
- Cables DC: También llamados cables solares, son los utilizados para conectar los paneles con los Inverters por lo que la corriente que circula por ellos es en continua. Requieren de certificación especial.
- Cables AC: Cables utilizados para la interconexión interna del parque. Conectan desde los Inverters hacia los distintos puntos de distribución hasta llegar al transformador principal. Por lo que estos abarcan cables en baja y media tensión.
- Puesto de Conexión y Medida (PCM): equipamiento eléctrico y edificio necesario para la conexión con la red de UTE y registrar la energía y potencia

- Subestación: instalación y edificio destinada a modificar y establecer los niveles de tensión. Comprende transformadores, interruptores y seccionadores.
- Línea de interconexión: Comprende las líneas aéreas, torres, demás equipamiento necesario para conectar la subestación de la planta generadora y la de destino de conexión de UTE.
- Instalación de enlace: instalaciones exigidas por UTE de obras civiles y eléctricas para la conexión de la acometida de la línea proveniente del parque con la subestación de UTE.
- O&M: Operación y Mantenimiento.