

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

Tercer Informe: Energía Eólica



Sres.

Dirección Nacional de Energía (DNE)

Presente

De nuestra mayor consideración:

Por la presente, hacemos entrega del Tercer 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 parques eólicos. 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 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.....	12
2.3. Determinación de los porcentajes de componente nacional.....	13
3. Análisis de Impacto Socioeconómico.....	19
3.1. Impacto sobre la Economía.....	19
3.1.1. Resultados obtenidos.....	19
3.2. Impacto sobre el empleo.....	20
3.2.1. Creación de empleo durante las fases de construcción y O&M.....	21
3.2.2. Empleos indirectos.....	23
3.3. Impacto en términos de valor agregado.....	24
3.3.1. Determinación de flujos de valor agregado.....	24
3.3.2. Efecto multiplicador.....	25
3.3.3. Resultados obtenidos.....	26
3.4. Impacto sobre la recaudación de IRAE.....	26
3.5. Impacto sobre las importaciones.....	27
3.6. Impacto en términos de descentralización.....	28
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	30

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 parques eólicos de generación de energía eléctrica.

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	200 MW
Factor de Planta	40%	X	X	X	X

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 sobre el empleo (puestos de trabajo)
- Impacto en términos de valor agregado (USD/MWh)
- Impacto en términos de recaudación de IRAE (USD/MWh)
- Impacto sobre las 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 un parque eólico de 10 MW, 50 MW, 100 MW y 200 MW.

El primer procedimiento a implementar consistió en la estimación del monto de inversión y gastos anuales de O&M de un parque eólico 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 desarrolladores y fabricantes de aerogeneradores. Algunas de las empresas entrevistadas efectivamente están participando en el proceso de construcción de parques o están proveyendo materiales para las mismas. Los desarrolladores entrevistados utilizan hoy en día aerogeneradores de marca Gamesa, Nordex, Enercon, Vestas y Suzlon comprendiendo estas marcas el 100% de las marcas internacionales que hasta hoy han instalado turbinas en Uruguay.

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 parques eólicos para su validación, o realización de comentarios o ajustes pertinentes. Este proceso permitió realizar ajustes a la estimación inicial.

Uno de los aspectos más relevantes en parques eólicos es la determinación del factor de planta. Para este informe se considerará este factor como el porcentaje del tiempo en un año en el que el parque se encuentra entregando energía a potencia nominal. Este factor depende de las características del viento en la ubicación del parque y de las máquinas utilizadas, y en Uruguay se ha podido constatar que se puede encontrar en un rango entre 30% y 43%. Para este informe se estableció este valor en 40% en acuerdo con la DNE.

Entre las hipótesis consideradas se encuentra la altura de buje y el diámetro del rotor. Al existir una variedad grande en cuanto a dimensiones, se optó por considerar máquinas que representen las ya utilizadas en Uruguay y aquellas hacia las cuales apunte la tendencia en el estado del arte de las mismas. Dadas estas razones el informe se basó en alturas de buje de 110 metros y diámetro de rotor 117m. Se consideró como hipótesis que la potencia de estas máquinas es de 2,4 MW. Este punto es por demás sensible dado que la situación y oferta al día de hoy seguramente vaya modificándose paulatinamente con el tiempo y por tanto se adoptó como hipótesis utilizar un aerogenerador tipo que tenga la mayor altura de buje actualmente en instalación y con el mayor diámetro de rotor (117 m) actualmente en instalación. Si bien eso puede no responder a una máquina en particular, entendemos que es una tendencia bastante cercana a la realidad de los años próximos.

Otro aspecto determinante de este informe es el tipo de torre. Existen dos tecnologías para torres de aerogeneradores según el material de construcción: hormigón y acero. Ambas son fundamentalmente distintas y para considerarlas en el informe se generaron dos análisis debido a las diferencias sustanciales en su fabricación y en los componentes nacionales que una y otra pueden aportar.

La cantidad de rubros considerados fue determinada con la intención de contar con una discriminación lo más detallada posible, pero que permitiera obtener 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:

- Hub, Nacelle y Generador
- Set de Palas
- Torre
- Transformador MT
- Montaje y Puesta en Marcha
- Obra Civil – Caminería
- Obra Civil – Fundaciones
- Distribución Interna Parque MT
- Cables MT
- Celdas MT
- Transformadores AT (en caso que corresponda)
- Línea MT o AT (según corresponda)
- Subestación MT o AT (según corresponda)
- Puesto de Conexión y Medida
- Instalación de Enlace
- Transporte
- Seguros
- 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).

En los ítems se hará referencia a 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, 100 y 200 MW).

El funcionamiento eléctrico de los aerogeneradores modernos se basa en la conversión de la energía a la salida del generador, la cual es en corriente alterna, que se transforma a corriente directa mediante un rectificador. Luego, un inversor transforma la corriente directa en alterna, pero esta vez en sincronismo con la red de UTE donde se inyectará la energía. La tensión a la salida del inversor es en baja tensión, luego esta es elevada a media tensión mediante un transformador (generalmente interior al aerogenerador aunque existen en Uruguay también casos de transformadores colocados fuera del aerogenerador). La salida del transformador es parte de la distribución interna del parque, que dependiendo del tamaño, podrá ser elevada a alta tensión para ser inyectada a la red.

A continuación se describen los principales conceptos que forman parte del cuadro de inversiones. Cabe señalar que en el análisis se asume que el costo de mano de obra es en moneda nacional, mientras que el de materiales, máquinas y equipos es en dólares. Por este motivo, el modelo permite ajustar el costo de la mano de obra nacional por un factor que simule el ajuste por inflación doméstica medida en dólares (inflación - depreciación).

2.1.1. Hub, Nacelle y Generador

El aerogenerador fue considerado como una división de 4 partes, en un ítem se consideró el conjunto del Hub, Nacelle y Generador, en otros ítems el set de palas, la torre y el transformador en forma separada.

Por lo tanto en el ítem 1 (Hub, Nacelle y Generador) se integra el Hub, el eje, el generador, transmisión, rectificador, inversor, mecanismo de rotación, carcasa, sistema de frenos, etc.

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 marca, el modelo, la calidad, el origen, etc. Este monto surge de averiguaciones con desarrolladores y fabricantes. Se consideró que este costo no varía según si la torre es de hormigón o acero.

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

2.1.2. Set de Palas

Para las palas se adoptó el mismo criterio de valor en dólares por megavatio. Se consideró que dicho costo no varía según si la torre es de hormigón o acero.

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

2.1.3. Torre

La torre es la estructura sobre la cual se monta el aerogenerador y debe soportar los esfuerzos generados por el viento. Como fue mencionado se consideraron dos tecnologías, de acero en su totalidad y mayoritariamente de hormigón (torres híbridas). En estas últimas entre un 55% y un 65% de la longitud de la torre está compuesta por tramos de hormigón, los restantes son de acero.

Para las torres se adoptó un costo en dólares por megavatio. Para las híbridas se computó un costo 5% en las torres híbridas en comparación con las de acero. Esta es una diferencia surge según averiguaciones realizadas al único fabricante actualmente en Uruguay y que utiliza ambas tecnologías.

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

2.1.4. Transformadores Media Tensión

Este rubro contempla los transformadores de baja a media tensión (MT). Estos son utilizados en los aerogeneradores para elevar la tensión a la salida de los inversores a la media tensión de la distribución interna del parque.

Según el fabricante y el modelo de la máquina, el transformador puede ubicarse en 3 lugares: dentro de la Nacelle, dentro de la torre en la base, o exterior al aerogenerador en una subestación.

El valor en dólares por megavatio asignado se consideró en un 100% al concepto de equipamiento.

2.1.5. Montaje y Puesta en Marcha

Este rubro comprende las tareas de montaje de los aerogeneradores, las cuales requiere de personal capacitado y del uso de grúas para la erección de la torre y colocación de la Nacelle y las palas. También incluye la conexión eléctrica a la red interna del parque. Por último, una vez realizadas estas tareas se realizan las pruebas de puesta en marcha. Se asignó un valor en dólares por megavatio, compuesto en un 50% por mano de obra y 50% por materiales en base a las entrevistas realizadas.

2.1.6. Obra Civil – Caminería

La caminería es un costo muy variable dependiente de la ubicación del parque. En cada sitio se debe considerar el tipo de suelo, el relieve y el layout de los aerogeneradores (ubicación y distancia entre aerogeneradores). Se asignó un valor referencial en dólares por megavatio, compuesto en un 30% por mano de obra y 70% por materiales. Este valor intenta ser representativo de la media de las situaciones encontradas en Uruguay.

2.1.7. Obra Civil – Fundaciones

Este rubro también tiene una dependencia del tipo de suelo, pero además es dependiente de la potencia de la máquina instalada. A mayor potencia de aerogenerador y mayor altura de torre, mayores serán los costos de las fundaciones. Se asignó un valor en dólares por megavatio, compuesto en un 45% por mano de obra y 55% por materiales.

2.1.8. Distribución interna del parque en media tensión

Estos costos comprenden la mano de obra necesaria para la instalación de la red interna. Comprende el zanjado y la instalación de cables, equipos de seccionamiento y protección en media tensión. Este costo se asignó en un 100% a mano de obra.

2.1.9. Cables para Media Tensión

Son parte de los costos de materiales de la distribución interna del parque. Este costo dependerá de la cantidad de cables requerida lo cual es determinado en el layout del parque y es dependiente de cada sitio.

Se asignó un valor compuesto en un 100% por materiales y equipos.

2.1.10. Celdas para Media Tensión

Son parte de los costos de materiales de la distribución interna del parque. Habrá una celda en media tensión por cada aerogenerador en el parque. Se asignó un valor compuesto en un 100% por materiales y equipos.

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. Nuevamente hay que aclarar que dicho valor obviamente sufre variaciones dependientes del origen, la marca, etc. del equipamiento. 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 y 4 en el caso de parques de 200 MW asumiendo que UTE continuará con la misma política como hasta el momento de licitar bloques de conexión de 50 MW.

2.1.12. 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 aplica para este tamaño de plantas.

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 asumiendo que en general los parques eólicos pequeños en Uruguay (en su gran mayoría vendiendo su energía en el mercado spot) se han ubicado a distancias en general no mayores a este valor.

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.

2.1.13. Subestación MT

Análogo al caso anterior, una subestación en MT es sólo requerida para parques de 10 MW. En este caso se determinó un costo fijo cuya composición asignada fue de 20% en materiales y equipos, y 80% en mano de obra por concepto de obra civil y montaje.

2.1.14. Subestación AT

Se maneja 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 el caso de plantas de 200 MW el costo se consideró como un 35% mayor al caso de la planta de 100 MW. Estos valores responden a entrevistas realizadas con proveedores de obra civil y eléctrica

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

2.1.15. Línea de interconexión Alta Tensión

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

Se consideran interconexiones en AT para parques de 50 MW en adelante. 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 20 km para todos los tamaños de parques mayores a 10MW. A diferencia de la 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.

2.1.16. 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 se conecta en 30kV. Para 50 MW la conexión es en 150kV. Al igual que con la subestación de AT, se asumió una inversión incremental del 35% para la planta de 100 MW. En el caso de plantas de 200 MW el costo se consideró como un 35% mayor al caso de la planta de 100 MW.

La argumentación de que el costo para 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% lo cual coincide con los sondeos realizados con empresas del ramo y con algunos ejemplos consultados. La situación es análoga para el caso de 200MW.

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.

2.1.17. Instalación de enlace

Corresponde a las inversiones exigidas por UTE en 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 fijo para una planta de 50 MW, con un incremento del 35% para plantas de 100 MW. En el caso de plantas de 200 MW el costo se consideró como un 35% mayor al caso de la planta de 100 MW. Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% de materiales y equipos y 50% en mano de obra.

Para el caso de 10 MW, se supuso que no se exigen mejoras remotas por parte de UTE y por tanto el costo es cero.

2.1.18. Transporte local

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 una distancia de 200 km). Se asignó un valor para el costo de transporte en el caso del parque con torre de acero.

Este capítulo merece un análisis en detalle ya que dado que estamos analizando dos opciones (torres de hormigón y torres de acero), el costo del transporte de una y otra opción también se ve afectado. En el escenario de componente nacional máximo se supone que los tramos de la torre de hormigón son fabricados en el sitio con el consiguiente ahorro en transporte local. Esto no significa que no pueda ocurrir el caso de fabricación local de segmentos de torre de hormigón pero en un emplazamiento distante del parque eólico. En ese caso debería considerarse el transporte de estos segmentos. Dado que la gama de opciones para este caso es muy variable, se optó por analizar solamente el caso de fabricación in situ que es el único caso ocurrido hasta el momento.

De acuerdo a las entrevistas realizadas se puede asumir en grandes rasgos que el transporte de las torres (tomando en cuenta el caso que nos ocupa, es decir, torre de 110 m de altura) comprende el 60% del costo total de transporte del aerogenerador.

Como fue mencionado, la torre de hormigón en rigor se trata de una torre híbrida, en el que entre un 55% y 65% de los tramos son de hormigón. Se consideró que se mantiene un 40% del costo de transporte por concepto de torres, totalizando el costo por transporte para el caso de hormigón, en un 64% contra acero.

2.1.19. 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 inicial. Este parámetro se adoptó en base a consultas realizadas con operadores de seguros.

2.1.20. 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.

A continuación se exhibe un cuadro resumen de la distribución de la inversión en sus distintos componentes para las cuatro escalas y los dos tipos de torres consideradas.

Inversión en parque eólico - torre de acero				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
	Participación	Participación	Participación	Participación
Hub + Nacelle + Generador	32,0%	30,6%	32,5%	33,8%
Set de Palas	12,8%	12,2%	13,0%	13,5%
Torre	19,0%	18,2%	19,3%	20,1%
Transformadores MT	1,1%	1,0%	1,1%	1,2%
Montaje y Puesta en Marcha	3,2%	3,1%	3,3%	3,4%
Obra Civil - Caminería	3,5%	3,3%	3,5%	3,7%
Obra Civil - Fundaciones	7,6%	7,2%	7,7%	8,0%
Distribución Interna Parque MT	1,6%	1,5%	1,6%	1,7%
Cables MT	2,2%	2,1%	2,2%	2,3%
Celdas MT	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%
Transformadores AT		1,1%	1,2%	1,3%
Subestación MT	5,7%			
Subestación AT		4,0%	2,8%	2,0%
Línea MT	2,9%			
Línea AT		5,6%	3,0%	1,6%
Puesto de Conexión y Medida	4,1%	4,7%	3,4%	2,4%
Instalación de Enlace		1,2%	0,9%	0,6%
Transporte	3,5%	3,3%	3,5%	3,7%
Seguros (0,25%)				
Desarrollo / Ingeniería (5%)				
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Inversión en parque eólico - torre híbrida				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
	Participación	Participación	Participación	Participación
Hub + Nacelle + Generador	32,3%	30,8%	32,8%	34,1%
Set de Palas	12,9%	12,3%	13,1%	13,6%
Torre	18,3%	17,5%	18,6%	19,3%
Transformadores MT	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%
Montaje y Puesta en Marcha	3,3%	3,1%	3,3%	3,4%
Obra Civil - Caminería	3,5%	3,3%	3,5%	3,7%
Obra Civil - Fundaciones	7,6%	7,3%	7,8%	8,1%
Distribución Interna Parque MT	1,6%	1,5%	1,6%	1,7%
Cables MT	2,2%	2,1%	2,2%	2,3%
Celdas MT	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%
Transformadores AT		1,2%	1,2%	1,3%
Subestación MT	5,8%			
Subestación AT		4,0%	2,9%	2,0%
Línea MT	2,9%			
Línea AT		5,7%	3,0%	1,6%
Puesto de Conexión y Medida	4,2%	4,7%	3,4%	2,4%
Instalación de Enlace		1,3%	0,9%	0,6%
Transporte	3,5%	3,4%	3,6%	3,7%
Seguros (0,25%)				
Desarrollo / Ingeniería (5%)				
TOTAL	100%	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 un parque eólico están compuestos básicamente 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.

Para estimar las retribuciones salariales, se consideró una dotación compuesta por personal técnico, 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 eólicos en las entrevistas mantenidas, y los cuadros 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 es un caso especial porque el terreno sigue siendo productivo para la ganadería y agricultura. Por lo tanto, típicamente los contratos de arrendamiento con los dueños del terreno se hacen sobre un porcentaje de las ventas anuales del parque. En base a las entrevistas realizadas se determinó este costo como un 1,5% de las ventas de energía del parque.

Para parques eólicos se suele realizar un contrato de mantenimiento y de garantía de disponibilidad con el fabricante de los aerogeneradores. Estos contratos pueden realizarse en base a la energía producida por el parque o en valores fijos por aerogenerador anuales. El servicio abarca los costos de mantenimiento programado, reparaciones, consumibles y repuestos pero su alcance se reduce a los aerogeneradores sin incluir el tendido interno del parque ni el mantenimiento de la subestación, caminería, plataformas, etc. Estos costos son escalonados, siendo menores en los años iniciales y aumentando con los años de funcionamiento. Los valores se consideraron con parques a 20 años de operación, y siguiendo la tendencia del mercado se determinó un costo incremental en 3 escalas.

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 luego de su finalización serían cedidas a UTE y dejan de formar parte del activo fijo de la empresa.

También se deben considerar los costos de mantenimiento eléctrico de todos los equipos por fuera de los aerogeneradores, o sea mantenimiento de cables, celdas, transformadores y subestación, y los de mantenimiento de la caminería, plataformas, jardinería, mantenimiento edilicio en general, etc. En base a las entrevistas realizadas con desarrolladores se estimó este costo en un 0,5% anual de la inversión en estos rubros.

Por último se debe considerar el costo del Gerenciamiento Operativo del parque cuyo valor puede variar entre 1,0% y 1,5% del total de la energía vendida. El Gerenciamiento Operativo es el conjunto de actividades que se encuentran bajo supervisión del propietario del parque (ya sea con personal propio o tercerizado en una empresa especializada lo que es más usual) y cuyo objetivo es maximizar la disponibilidad del parque. Esto incluye la administración y gerenciamiento de los subcontratos para mantenimiento de los aerogeneradores y demás activos que integran el parque eólico, así como reparaciones que pueden ser llevadas a cabo en forma más rápida que en el caso del propio subcontrato del tecnólogo. A los efectos del presente análisis tomamos un valor intermedio de 1,25% de la energía vendida por el 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 parques eólicos. 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.

Porcentaje de Componente Nacional por ítem - Escenario con Torre de Acero												
	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
Hub + Nacelle + Generador	0%	0%	0%	0%								
Set de Palas	0%	0%	0%	0%								
Torre	0%	0%	100%	32%								
Transformador MT	0%	0%	100%	45%								
Montaje y Puesta en Marcha	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Civil - Caminería	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Civil - Fundaciones	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Distribución Interna Parque MT					100%	100%	100%	100%				
Cables MT	100%	40%	100%	40%								
Celdas MT	0%	0%	0%	0%								
Transformadores AT	0%	0%	0%	0%								
Subestación MT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Subestación AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea MT	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Línea AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Puesto de Conexión y Medida	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Instalación de Enlace	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Transporte									100%	68%	100%	68%
Seguros									100%	100%	100%	100%
Desarrollo / Ingeniería									100%	100%	100%	100%

Porcentaje de Componente Nacional por ítem - Escenario con Torre Híbrida												
	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
Hub + Nacelle + Generador	0%	0%	0%	0%								
Set de Palas	0%	0%	0%	0%								
Torre	0%	0%	100%	64%								
Transformador MT	0%	0%	100%	45%								
Montaje y Puesta en Marcha	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Civil - Caminería	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Civil - Fundaciones	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Distribución Interna Parque MT					100%	100%	100%	100%				
Cables MT	100%	40%	100%	40%								
Celdas MT	0%	0%	0%	0%								
Transformadores AT	0%	0%	0%	0%								
Subestación MT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Subestación AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea MT	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Línea AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Puesto de Conexión y Medida	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Instalación de Enlace	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Transporte									100%	68%	100%	68%
Seguros									100%	100%	100%	100%
Desarrollo / Ingeniería									100%	100%	100%	100%

Según el caso, para aerogeneradores con torre de hormigón o de acero, los ítems que no computan en el escenario mínimo pero si en el máximo, son la torre propiamente dicha y el transformador de MT. A continuación se detallan las conclusiones extraídas del análisis realizado bajo el escenario de componente nacional máximo para estos ítems.

En cuanto a los transformadores MT, según información proporcionada por proveedores existe capacidad nacional para la fabricación a un precio competitivo en el mercado local. Sin embargo, se debe tener en cuenta el proveedor de aerogeneradores, ya que según el caso y el modelo de la máquina, el transformador puede ubicarse en 3 lugares distintos: dentro de la Nacelle, dentro de la torre en la base del aerogenerador, o fuera del aerogenerador en una subestación propia. En los casos en que el transformador se encuentra dentro del aerogenerador (ya sea en la Nacelle o en la base) es considerado como una parte del mismo y se provee junto con las demás partes. En estos casos, utilizar un transformador nacional implicaría la dificultad de la aceptación por parte del fabricante ya que por ejemplo estaría dentro del alcance del contrato de O&M, riesgo que difícilmente quieran tomar los fabricantes de aerogeneradores. Debería además realizarse el esfuerzo de adecuación al nuevo transformador, y de certificación de la máquina completa en la nueva situación. Esta dificultad determina que no se hayan utilizado transformadores nacionales en estos casos. En cuanto a la posibilidad de que el transformador se encuentre fuera del aerogenerador en una subestación propia, no habría dificultades en que se utilicen transformadores de origen nacional. Para estos casos el componente nacional efectivo se estimó en un 45%.

En el caso de las torres, cabe hacer un análisis por separado para las torres armadas exclusivamente con estructuras cónicas de acero, y las torres armadas con estructuras cónicas de hormigón (en rigor deberían mencionarse como torres híbridas ya que también contienen tramos de acero).

Para las torres híbridas, se considera que los tramos de acero son importados. La fabricación de los tramos de hormigón puede hacerse mediante una planta móvil, lo cual permite que se instale en el propio sitio del parque. Ello consiste básicamente en una planta de fabricación de hormigón y armado de los tramos utilizando moldes. Las varillas de hierro utilizadas para la armadura de los segmentos de torre, pueden ser provistas localmente. Se considera que en el caso de estas torres, los posibles orígenes pueden ser nacionales o de países limítrofes que ya cuenten con plantas de este tipo, pues los costos de transporte hacen inviable la importación de orígenes más lejanos. Se considera que no

habría un sobre costo por fabricación nacional y que en el caso de origen extranjero no se pagarían aranceles ya que el origen sería Mercosur. Se debe tener la salvedad de que esta situación no se cumple para parques de 10MW. En estos casos, la fabricación de pocos tramos de hormigón no justifica la inversión en la planta de hormigón, y por lo tanto se consideró la torre importada en ambos escenarios. De todas formas, se entiende que en el escenario de máxima correspondería retribuir el gerenciamiento por la integración local de todos los componentes. De ser fabricación nacional, se estima que el componente efectivo de las estructuras cónicas alcanza el 60%.

Además de las estructuras cónicas, las torres están compuestas por otros componentes, tales como las escaleras, jaula de pernos, ascensor, plataformas, cables de BT, etc. A continuación se presenta un cuadro donde se desagregan los componentes de la torre y una estimación de la participación de sus correspondientes costos.

Análisis de componente nacional de las partes de la torre híbrida					
		CN efectivo	CN nominal	CN efectivo (pond.)	CN nominal (pond.)
Estructuras cónicas (acero y hormigón)	50,0%	60%	100%	30,0%	50,0%
Escalera	1,1%	80%	100%	0,9%	1,1%
Ascensores	5,0%	65%	100%	3,2%	5,0%
Jaula de pernos	8,4%	60%	100%	5,0%	8,4%
Plataformas	2,2%	45%	100%	1,0%	2,2%
Cables BT	1,3%	40%	100%	0,5%	1,3%
Mano de obra (logística y armado)	6,8%	100%	100%	6,8%	6,8%
Estructura converter	0,3%	85%	100%	0,3%	0,3%
Puertas de acceso a torre	0,4%	60%	100%	0,3%	0,4%
Otros nacionales	2,1%	55%	100%	1,1%	2,1%
Otros importados	7,4%	0%	0%	0,0%	0,0%
Gerenciamiento de integración de componentes	15,0%	100%	100%	15,0%	15,0%
	100,0%			64,2%	92,6%

En la segunda columna del cuadro se exhibe el porcentaje de componente nacional efectivo de cada una de las partes de la torre, según entrevistas e información recabada de potenciales proveedores y de proyectos eólicos ejecutados en Uruguay. A su vez, en la cuarta columna los porcentajes de componente nacional efectivo son ponderados por la participación del costo de cada componente sobre el total. La suma de todos estos componentes da un 64,2%. En los casos donde dicho porcentaje de componente efectivo alcanza el 35% se entiende que es computable como 100% de componente nacional nominal. Finalmente, en la última columna se expresan los porcentajes de componente nacional nominal ponderados por la participación del costo de cada componente. El total da 92,6%. Dado que este porcentaje es superior al 35%, a efectos del presente análisis el total del costo de la torre se computó nominalmente como 100%.

En el caso de las torres de acero, se consideró un 0% de componente nacional en el escenario de mínima, siendo este el caso verificado actualmente en mayoría de los parques eólicos construidos o en vías de construcción en Uruguay. Sin embargo, para el escenario de máxima se detectó que existe la posibilidad de integrar componentes nacionales a partir de la importación de estructuras cónicas de acero para la fabricación de torres. La operación consiste en contratar el aprovisionamiento de las torres con un proveedor que esté a cargo del gerenciamiento y dirección del proceso de fabricación local.

En dicho proceso (que físicamente se realiza en una planta separada del parque eólico) se integran todos los componentes que conforman la torre mediante operaciones de armado, soldadura, montaje e instalación hasta llegar al producto final que es la torre del aerogenerador, la cual será finalmente transportada al sitio para su posterior montaje.

De acuerdo a estimaciones realizadas en base a entrevistas con desarrolladores, la estructura de costos de la torre de acero puede descomponerse de la siguiente manera:

Análisis de componente nacional de las partes de la torre de acero					
		CN efectivo	CN nominal	CN efectivo (pond.)	CN nominal (pond.)
Estructuras cónicas de acero	48,0%	0%	0%	0,0%	0,0%
Escalera	1,1%	80%	100%	0,9%	1,1%
Ascensores	4,2%	65%	100%	2,7%	4,2%
Jaula de pernos	8,0%	60%	100%	4,8%	8,0%
Plataformas	2,1%	45%	100%	0,9%	2,1%
Cables BT	1,2%	40%	100%	0,5%	1,2%
Mano de obra (logística y armado)	6,5%	100%	100%	6,5%	6,5%
Estructura converter	0,3%	85%	100%	0,3%	0,3%
Puertas de acceso a torre	0,4%	60%	100%	0,3%	0,4%
Otros nacionales	2,0%	55%	100%	1,1%	2,0%
Otros importados	12,1%	0%	0%	0,0%	0,0%
Gerenciamiento de integración de componentes	14,0%	100%	100%	14,0%	14,0%
	100,0%			31,9%	39,8%

El porcentaje de componente nacional efectivo aplicado en el proceso de fabricación nacional de la torre ronda el 32%, cifra que se consideró en el modelo para el posterior cálculo del derrame sobre la economía. Al igual que en el caso anterior, en la medida que los insumos para el armado de la torre cumplan cada uno con el mínimo de 35% de componente nacional (como es el caso de todos los componentes menos las estructuras cónicas de acero y otros componentes importados), dichos valores nominalmente son 100% computables como componente nacional.

Si se produjeran dichos componentes en Uruguay la suma ponderada de los porcentajes de componente nominal alcanza aproximadamente el 40%, superando el mínimo de 35% y generando desde el punto de vista del porcentaje de bienes de capital nacionales integrados, que el costo total de la torre sea computable en un 100% como nacional.

Cabe señalar que el cómputo del costo de la torre en 100% nacional nominal supone la existencia de un proceso de transformación de las estructuras cónicas importadas en torres de aerogeneradores. La razonabilidad de dicho supuesto no forma parte del presente estudio, y eventualmente corresponderá que sea evaluada por las entidades responsables cuando se presente el caso.

Finalmente, cabe señalar que el tratamiento de la torre en el escenario de componente nacional máximo es pertinente toda vez que los proveedores externos del aerogenerador convaliden la realización de dicho proceso, lo cual podría representar un fuerte obstáculo desde el punto de vista de la homologación por parte de dichos proveedores. El costo de la homologación es muy difícil de estimar ya que se trata de informaciones muy particulares de cada fabricante.

Cabe realizar una consideración adicional en relación a la fabricación de torres de acero en Uruguay. En base a una entrevista realizada con la empresa CIR, se menciona que sería posible la fabricación de estructuras cónicas pero a un sobre costo importante contra la importación, que podría llegar a ser del orden del 40%. Adicionalmente, para que las estructuras cónicas de acero se puedan fabricar, las industrias locales requieren de un proceso de adecuación en la capacidad productiva de la fábrica y de la adquisición de una máquina de soldadura de arco sumergido de suficiente porte para que permita cumplir con las demandas en la producción. Aparte de estas dificultades, se debe mencionar que para que esto sea realizable, además de asegurarse una demanda suficiente, los fabricantes deberán certificar sus aerogeneradores con las torres nacionales. Deberá existir una transferencia tecnológica del fabricante de aerogeneradores hacia la industria metalúrgica nacional. Debido a estas dificultades, no se consideró para el escenario de máxima la fabricación nacional de estructuras cónicas de acero.

No fue posible realizar una estimación de sobre costos de la torre en el caso de fabricación nacional debido a la falta de acceso a los datos de los fabricantes. Por consiguiente, se adoptó como supuesto un sobre costo del 15% en la fabricación nacional, tomando como referencia la retribución al gerenciamiento local de integración de componentes exhibido en el cuadro anterior.

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, que incluye todos los ítems de los cuadros expuestos precedentemente (incluyendo los costos de desarrollo e interconexión).

El porcentaje final de componente nacional mínimo y máximo se resume en los siguientes cuadros.

Componente Nacional - Fase Construcción (torre de acero)				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
CN mínimo nominal (%)	34,6%	33,2%	31,5%	30,4%
CN mínimo efectivo (%)	31,5%	31,0%	29,2%	27,9%
CN máximo nominal (%)	55,0%	52,8%	52,3%	52,0%
CN máximo efectivo (%)	37,7%	36,9%	35,5%	34,6%

Componente Nacional - Fase Construcción (torre híbrida)				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
CN mínimo nominal (%)	34,9%	33,4%	31,7%	30,6%
CN mínimo efectivo (%)	31,8%	31,2%	29,4%	28,1%
CN máximo nominal (%)	35,1%	51,7%	51,2%	50,8%
CN máximo efectivo (%)	31,5%	42,6%	41,5%	40,7%

En el análisis de componente nacional tanto mínimo como máximo potencial, cabe hacer la siguiente consideración respecto al costo del transporte. El costo del flete de las partes de los aerogeneradores del puerto al sitio es muy variable, dependiendo de la distancia a la cual se encuentre el parque eólico. En los parques actualmente operativos en Uruguay, se ha detectado que dicha distancia puede ir de 100 kms hasta más de 400 kms. Dado que esta variabilidad tiene una particular incidencia en el porcentaje de componente nacional total de la inversión, es importante tomar en cuenta este factor a la hora de delinear políticas para la exigencia de componente nacional mínimo.

Para la fase de O&M, se consideró que los únicos costos asociados a componentes importados son todo los que se incluyen en el alcance del contrato de Mantenimiento y Garantía de Disponibilidad, que abarca los costos de mantenimiento programado, reparaciones, consumibles y repuestos. Se puede observar como el componente nacional disminuye con el transcurso de los años.

Componente Nacional - Fase O&M				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
Año 1 a 5	74%	50%	46%	42%
Año 6 a 13	59%	33%	30%	27%
Año 14 a 20	52%	27%	25%	22%
Prom. Pond.	60,3%	35,2%	32,3%	29,0%

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.

Monto de Inversión en CN - escenario torre de acero						
	Inversión en CN Mín (USD)		% CN	Inversión en CN Máx (USD)		% CN
10 MW	5.805.227	31,5%	7.142.719	37,7%		
50 MW	31.396.476	31,0%	38.418.311	36,9%		
100 MW	55.510.515	29,2%	69.554.185	35,5%		
200 MW	102.233.964	27,9%	130.321.305	34,6%		

Monto de Inversión en CN - escenario torre híbrida						
	Inversión en CN Mín (USD)		% CN	Inversión en CN Máx (USD)		% CN
10 MW	5.797.146	31,8%	5.908.533	31,5%		
50 MW	31.354.052	31,2%	43.355.311	42,6%		
100 MW	55.425.666	29,4%	79.428.185	41,5%		
200 MW	102.064.267	28,1%	150.069.305	40,7%		

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 (torre de acero)				
	Impacto Directo	Impacto Indirecto	Impacto Inducido	Impacto Total
10 MW / CN mín.	5.805.227	1.906.815	912.457	8.624.499
10 MW / CN máx.	7.142.719	2.431.081	1.176.098	10.749.898
50 MW / CN mín.	31.396.476	10.290.630	4.925.715	46.612.821
50 MW / CN máx.	38.418.311	13.043.025	6.309.828	57.771.164
100 MW / CN mín.	55.510.515	18.587.836	8.981.148	83.079.498
100 MW / CN máx.	69.554.185	24.092.625	11.749.374	105.396.184
200 MW / CN mín.	102.233.964	34.770.770	16.912.293	153.917.027
200 MW / CN máx.	130.321.305	45.780.349	22.448.746	198.550.399

Impacto sobre la Economía (USD) - Fase Construcción (torre de híbrida)				
	Impacto Directo	Impacto Indirecto	Impacto Inducido	Impacto Total
10 MW / CN mín.	5.797.146	1.904.367	911.437	8.612.950
10 MW / CN máx.	5.908.533	1.952.094	938.809	8.799.436
50 MW / CN mín.	31.354.052	10.277.777	4.920.360	46.552.188
50 MW / CN máx.	43.355.311	14.993.354	7.334.861	65.683.527
100 MW / CN mín.	55.425.666	18.562.129	8.970.438	82.958.233
100 MW / CN máx.	79.428.185	27.993.283	13.799.441	121.220.910
200 MW / CN mín.	102.064.267	34.719.357	16.890.873	153.674.497
200 MW / CN máx.	150.069.305	53.581.665	26.548.880	230.199.850

En el caso del costo anual de O&M, los valores estimados 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 para un proyecto con torre de acero (en el caso de la torre híbrida los valores difieren levemente por la estimación del seguro que es aplicado sobre el monto de la inversión inicial. Las diferencias pueden verse en el modelo).

Componente Nacional (USD) - Fase O&M		
10 MW	Impacto directo	256.459
50 MW	Impacto directo	679.235
100 MW	Impacto directo	1.231.599
200 MW	Impacto directo	2.176.111

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	256.459	65.108	28.991	350.557
50 MW	679.235	156.884	66.544	902.663
100 MW	1.231.599	280.423	126.390	1.638.412
200 MW	2.176.111	481.323	217.921	2.875.355

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 eólicos.

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	10	C	0,75	7,5
Personal de obra	30	B	1,00	30,0
Administración	2	B	1,00	2,0
Dirección de obra (ingenieros)	3	A	1,50	4,5
	45			44,0

Generación de Empleo - 50 MW - Fase Construcción (12 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal de obra	30	C	0,75	22,5
Personal de obra	80	B	1,00	80,0
Administración	5	B	1,00	5,0
Dirección de obra (ingenieros)	10	A	1,50	15,0
	125			122,5

Generación de Empleo - 100 MW - Fase Construcción (18 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal de obra	40	C	0,75	30,0
Personal de obra	110	B	1,00	110,0
Administración	5	B	1,00	5,0
Dirección de obra (ingenieros)	10	A	1,50	15,0
	165			160,0

Generación de Empleo - 200 MW - Fase Construcción (24 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal de obra	55	C	0,75	41,3
Personal de obra	165	B	1,00	165,0
Administración	5	B	1,00	5,0
Dirección de obra (ingenieros)	10	A	1,50	15,0
	235			226,3

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	4	B	1,00	4,00
Ingeniero	0,5	A	1,50	0,75
Administración	0,5	C	0,75	0,38
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	8			7,38

Generación de Empleo - 50 MW - Fase O&M				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	5	A	1,50	7,50
Ingeniero	1	B	1,00	1,00
Administración	1	C	0,75	0,75
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	10			11,5

Generación de Empleo - 100 MW - Fase O&M				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	10	A	1,50	15,00
Ingeniero	1	B	1,00	1,00
Administración	2	C	0,75	1,50
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	16			19,8

Generación de Empleo - 200 MW - Fase O&M				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	15	A	1,50	22,50
Ingeniero	1	B	1,00	1,00
Administración	2	C	0,75	1,50
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	21			27,3

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 eólica (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
(torre acero)**

	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW (CN mín.)	123	40	18	182
10 MW (CN máx.)	145	50	23	220
50 MW (CN mín.)	685	218	97	1.000
50 MW (CN máx.)	791	272	126	1.189
100 MW (CN mín.)	1.224	384	175	1.783
100 MW (CN máx.)	1.435	494	233	2.162
200 MW (CN mín.)	2.271	707	327	3.305
200 MW (CN máx.)	2.693	926	444	4.063

**Empleo indirecto primario, secundario e inducido - Fase Construcción
(torre híbrida)**

	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW (CN mín.)	123	40	18	181
10 MW (CN máx.)	126	40	18	184
50 MW (CN mín.)	682	217	97	996
50 MW (CN máx.)	865	313	148	1.326
100 MW (CN mín.)	1.217	383	175	1.775
100 MW (CN máx.)	1.583	575	278	2.436
200 MW (CN mín.)	2.257	705	327	3.289
200 MW (CN máx.)	2.990	1.089	531	4.610

Empleo indirecto primario, secundario e inducido - Fase O&M

	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW	5	2	1	8
50 MW	12	4	1	17
100 MW	21	7	3	31
200 MW	35	11	5	51

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 (20 años), 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 68,5/MWh, y se asumió una vida útil de 20 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 a valores actuales). 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 20 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) - torre acero								
	10 MW		50 MW		100 MW		200 MW	
	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.
CN Mínimo	55,4	8,2	53,6	7,4	52,1	6,7	51,0	6,2
CN Máximo	57.7	10.1	56.0	9.4	54.5	8.7	53.3	8.2

Generación de Valor Agregado (USD/MWh) - torre híbrida								
	10 MW		50 MW		100 MW		200 MW	
	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.	VA	Ef. Mult.
CN Mínimo	54,4	8,1	53,6	7,4	52,1	6,6	50,9	6,2
CN Máximo	55.6	8.3	57.6	10.8	56.1	10.1	54.9	9.6

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 del parque eólico, 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 68,5/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 20 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 20 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. Se advierte que el impacto en términos de recaudación de IRAE por MWh generado no presenta variaciones significativas con el tamaño de la planta.

Impacto en recaudación de IRAE (USD/MWh)			
10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
4,2	4,1	4,1	4,1

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 y fundamentalmente por los repuestos y garantía de disponibilidad durante la fase de O&M.

Impacto en importaciones (USD/MWh) - torre acero				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
CN Mínimo	21,2	25,4	25,0	24,9
CN Máximo	20,1	24,2	23,8	23,7

Impacto en importaciones (USD/MWh) - torre híbrida				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
CN Mínimo	21,0	25,2	24,7	24,7
CN Máximo	21,6	22,2	21,7	21,7

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 a 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	200 MW
Maldonado	1,8	1,4	1,1	0,9
Río Negro	1,8	1,4	1,1	0,9
San José	2,2	1,7	1,3	1,1
Colonia	2,1	1,6	1,3	1,0
Rocha	4,1	3,1	2,5	2,0
Montevideo	0,0	0,0	0,0	0,0
Canelones	1,5	1,1	0,9	0,7
Salto	1,4	1,1	0,8	0,7
Paysandú	1,3	1,0	0,8	0,7
Durazno	2,2	1,7	1,3	1,1
Artigas	2,3	1,8	1,4	1,1
Flores	0,9	0,7	0,5	0,4
Soriano	1,1	0,8	0,6	0,5
Tacuarembó	2,6	2,0	1,6	1,3
Florida	1,0	0,8	0,6	0,5
Cerro Largo	3,7	2,8	2,2	1,8
Rivera	2,2	1,7	1,3	1,1
Lavalleja	0,6	0,5	0,4	0,3
Treinta y Tres	1,3	1,0	0,8	0,6

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
- Aerogeneradores: Generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento
- Buje: es el elemento donde se encuentran las palas o aspas del aerogenerador, donde se apoya el rotor y el único elemento externo que gira.
- Nacelle: es la parte del aerogenerador colocada sobre la torre y a la cual se le conecta las aspas. Contiene al generador, eje, transmisión, rectificador, inversor, mecanismo de rotación, sistema de frenos, etc.
- Torre: La torre es la estructura sobre la cual se monta el aerogenerador y estas deben soportar los esfuerzos generados por el viento.
- Rectificador: elemento que permite transformar energía eléctrica de alterna a continua.
- Layout de la planta: distribución geográfica de los aerogeneradores que depende de la geografía del sitio, cantidad y tipo de aerogeneradores.
- Inverters (inversores): son dispositivos electrónicos capaces de convertir energía eléctrica de continua a alterna, al voltaje y frecuencia deseado. Estos pueden ser monofásicos o trifásicos.
- 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.
- 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.