



Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto

Deliberazione n. 4/2011

BANDO PER PROGETTI SUL TERRITORIO NAZIONALE POTENZIALMENTE FINANZIABILI CON LA DECISIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA NER 300 - DEFINIZIONE DEGLI IMPIANTI DI RIFERIMENTO NONCHE' MODIFICHE E INTEGRAZIONI ALLA DELIBERAZIONE N. 30/2010 DEL 21 DICEMBRE 2010.

VISTA la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, da ultimo modificata dalla direttiva 2009/29/CE (di seguito: la direttiva 2003/87/CE);

VISTO il Decreto Legislativo, 4 aprile 2006, n. 216, di attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE e successive modifiche ed integrazioni, in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto, ed in particolare l'articolo 8 relativamente ai compiti che svolge il Comitato;

VISTA la decisione della Commissione Europea 2010/670/UE approvata il 3 Novembre 2010 "che definisce i criteri e le misure per il finanziamento di progetti dimostrativi su scala commerciale mirati alla cattura e allo stoccaggio geologico del CO₂ in modo ambientalmente sicuro, nonché di progetti dimostrativi relativi a tecnologie innovative per le energie rinnovabili nell'ambito dello scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità istituito dalla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio" pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Commissione Europea il 6 Novembre 2010;

VISTA la comunicazione della Commissione Europea 2008/C 14/02 relativa alla revisione del metodo di fissazione dei tassi di riferimento e di attualizzazione pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Commissione Europea il 19 Gennaio 2008;

VISTA la deliberazione 23/2010 del 21 Settembre 2010 di questo Comitato in merito all'invito alla manifestazione d'interesse da parte di soggetti per progetti sul territorio nazionale potenzialmente finanziabili con la decisione della Commissione Europea NER300;

VISTA la “*Call for proposals*” della Commissione Europea “che definisce i criteri e le misure per il finanziamento di progetti dimostrativi su scala commerciale mirati alla cattura e allo stoccaggio geologico del CO₂ in modo ambientalmente sicuro, nonché di progetti dimostrativi relativi a tecnologie innovative per le energie rinnovabili nell'ambito dello scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità istituito dalla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio” ufficializzata dalla decisione della Commissione Europea 2010/670/UE pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Commissione Europea il 6 Novembre 2010;

VISTO in particolare il punto 5 della suddetta “*Call for proposals*” che descrive le procedure di selezione dei progetti e i criteri che gli Stati membri utilizzeranno per le relative valutazioni di ammissibilità;

VISTO inoltre il punto 6 della stessa “*Call for proposals*” che definisce le relazioni con le valutazioni in tema di aiuti di Stato;

VISTO il corrigendum alla “*Call for proposals*” pubblicato sul sito della Commissione Europea il 25 Novembre 2010 che emenda la Call for proposals in riferimento alla pagina 29, paragrafo 121;

VISTA la comunicazione della Commissione Europea sull'organizzazione di una riunione tra Stati Membri per ulteriori informazioni ai fini della definizione degli impianti di riferimento, da tenersi il 10 gennaio 2011 a Bruxelles;

VISTA la deliberazione 30/2010 in merito al bando nazionale per progetti relativi alla cattura e allo stoccaggio geologico del CO₂ e alla produzione di energia da fonti rinnovabili sul territorio nazionale potenzialmente finanziabili con il NER 300 del 21 Dicembre 2010, con avviso in Gazzetta ufficiale n. pubblicato il 31 dicembre 2010; ed in particolare l'art. 8;

VISTA la riunione tra la Commissione Europea e gli Stati membri del 10 Gennaio 2011 sulla definizione degli impianti di riferimento riguardo al bando NER300 e la successiva documentazione presentata dalla stessa Commissione in data 14 gennaio 2011;

VISTE le “Questions ad Answers” relative al programma NER300 pubblicate dalla Commissione alla data del 17 gennaio 2011;

Su proposta del gruppo di lavoro NER 300, approvata dal Comitato in data 20 gennaio 2011,

DELIBERA

Articolo 1
(impianti di riferimento)

1. Ai fini del calcolo dei costi pertinenti si utilizzano i seguenti impianti di riferimento .

- a) Per tutti i progetti, relativi alla categoria 1.1, di cui all'allegato I alla presente deliberazione (produzione di energia elettrica da fonti fossili con CCS con cattura pre-combustione), l'impianto di riferimento è una centrale a carbone convenzionale di tipo supercritico di pari potenza.

- b) Per tutti i progetti, relativi alle categorie 1.2, 1.3 e 1.4 di cui all'allegato I alla presente deliberazione (produzione di energia elettrica da fonti fossili con CCS con cattura post-combustione o con ossi-combustione e impianti industriali con CCS), l'impianto di riferimento è quello sul quale si applica la tecnologia CCS.
- c) Per tutti i progetti relativi a tutte le sottocategorie 2.2, tutte le sottocategorie 2.3, tutte le sottocategorie 2.4, tutte le sottocategorie 2.5, tutte le sottocategorie 2.6 e 2.7 di cui all'allegato I alla presente deliberazione (produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile) l'impianto di riferimento è un ciclo combinato da 640 MW con turbogas alimentato a gas naturale, con un fattore di carico del 70%. Ai fini della determinazione dei costi pertinenti, si procede ad una operazione di riduzione di scala del suddetto impianto di riferimento determinando una potenza (Pref) attraverso il rapporto fra le produzioni di energia elettrica annue del progetto presentato (Es) e del suddetto impianto di riferimento (Eref):

$$\text{Pref} = (\text{Es} / \text{Eref}) * 640$$

- d) Per tutti i progetti relativi alle sottocategorie 2.1.1, 2.1.2, di cui all'allegato I alla presente deliberazione, l'impianto di riferimento è l'impianto di produzione convenzionale del vettore bioenergetico intermedio, solido, liquido o semiliquido, di pari produzione annua in termini di contenuto energetico del prodotto.
- e) Per tutti i progetti relativi alla sottocategoria 2.1.3, di cui all'allegato I alla presente deliberazione, l'impianto di riferimento è l'impianto di produzione convenzionale del "Synthetic Natural Gas" o del "synthesis gas" di pari produzione annua in termini di contenuto energetico del prodotto o l'impianto di produzione di una composizione simile al syngas mediante gassificazione del carbone. Nel caso di produzione di energia elettrica, l'impianto di riferimento è quello di cui alla lettera c) del presente comma.
- f) Per tutti i progetti relativi alla sottocategoria 2.1.4, di cui all'allegato I alla presente deliberazione, l'impianto di riferimento è l'impianto di produzione convenzionale dello specifico biocarburante o bioliquido. Nel caso di produzione di bioetanolo, l'impianto di riferimento è quello di cui alla lettera i) del presente comma. Nel caso di produzione di energia elettrica, l'impianto di riferimento è quello di cui alla lettera c) del presente comma.
- g) Per tutti i progetti relativi alla sottocategoria 2.1.5 di cui all'allegato I alla presente deliberazione, l'impianto di riferimento è l'impianto di produzione convenzionale del biocarburante di pari produzione annua in termini di contenuto energetico del prodotto. Nel caso di produzione di bioetanolo, l'impianto di riferimento è quello di cui alla lettera i) del presente comma.
- h) Per tutti i progetti relativi alla sottocategoria 2.1.6 di cui all'allegato I alla presente deliberazione, l'impianto di riferimento è quello di cui alla lettera c) del presente comma.

- i) Per tutti i progetti relativi alle sottocategorie 2.1.7 e 2.1.9 di cui all'allegato I alla presente deliberazione (produzione di bioetanolo), l'impianto di riferimento è l'impianto di produzione di bioetanolo da mais di pari produzione annua in termini di contenuto energetico del prodotto.
- j) Per tutti i progetti relativi alla sottocategoria 2.1.8 di cui all'allegato I alla presente deliberazione (produzione di biogas, biocarburanti o bioliquidi), l'impianto di riferimento è l'impianto di produzione convenzionale rispettivamente di biogas da discarica o di biogas convenzionale, di biodiesel oppure di oli vegetali, di pari produzione annua in termini di contenuto energetico.
- k) Per tutti i progetti relativi alle sottocategorie 2.8 di cui all'allegato I alla presente deliberazione (gestione delle energie rinnovabili decentralizzate), per impianto di riferimento si intende un sistema di riferimento, essendo quest'ultimo la porzione di rete in BT e MT interessata dai progetti, incluse le apparecchiature di controllo necessarie all'esercizio della rete stessa prima dell'implementazione dei progetti stessi.

2. Entro la data del 9 febbraio 2011, contestualmente alla trasmissione della proposta progettuale in accordo a quanto specificato nella Deliberazione n. 30/2010 del 21 dicembre 2010, il "project sponsor" allega la "submission form 4" della "Call for Proposals" (ALLEGATO II 1), relativo ai dati di costo effettivi degli impianti di riferimento di cui al comma 1.

3. In allegato II 4 è riportato il modello, da compilare e inviare con la documentazione richiesta, relativo ai parametri di riferimento utilizzati per l'esecuzione dei calcoli economico-finanziari dell'impianto di riferimento e per la determinazione dei costi pertinenti di cui all'articolo 3 della Decisione 2010/670/UE.

4. Resta salva la possibilità del Comitato di rivedere in qualsiasi momento i parametri di riferimento al fine di garantire uniformità e coerenza in accordo a quanto previsto nella "Call for Proposals"

Articolo 2

(Modifiche e integrazioni alla Deliberazione n. 30/2010 del 21 dicembre 2010)

1. Il prezzo di 30 €/tCO₂ di cui all'allegato III della Deliberazione n. 30/2010 del 21 dicembre 2010, è sostituito dal seguente: 15 €/tCO₂ Resta fermo quanto previsto all'articolo 9, comma 2 della citata Deliberazione.

2. L'articolo 3, comma 3, della Deliberazione n. 30/2010 è soppresso e sostituito dal seguente comma:

“ 3. I costi da considerare ai fini del calcolo dei costi pertinenti (“*relevant costs*”) sono i costi sostenuti successivamente alla data di trasmissione delle proposte progettuali dallo Stato Membro alla Banca Europea di Investimenti e i costi per cui il Project sponsor si impegna tramite accordi legalmente vincolanti con i fornitori successivamente alla data di trasmissione delle proposte progettuali dallo Stato Membro alla Banca Europea di Investimenti. Tale data è fissata, in via preventiva, al 10 maggio 2011. I costi sostenuti e i costi per cui il Project sponsor si è impegnato tramite accordi legalmente vincolanti con i

fornitori precedentemente alla suddetta data, sono comunque riportati nell'allegato II, sezioni 2 e 3, alla presente deliberazione, da inviare congiuntamente alle “*application forms*”.

Articolo 3
(Informazioni e pubblicazione)

1. Informazioni e chiarimenti potranno essere richiesti ai seguenti indirizzi:

- Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare Direzione Generale per lo sviluppo sostenibile, il clima e l'energia, esclusivamente al seguente indirizzo di e-mail:
sec.ner300@minambiente.it
- Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione Generale per l'energia Nucleare, le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica, esclusivamente al seguente indirizzo di e-mail:
ner300.dgenre@sviluppoeconomico.gov.it

2. La presente deliberazione è pubblicata sul sito web del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, sul sito web del Ministero dello Sviluppo Economico e sul sito web del Dipartimento Politiche Comunitarie della Presidenza del Consiglio dei Ministri.

Il Presidente
Rosaria Romano

ALLEGATO I: CATEGORIE DI PROGETTI

1. CCS demonstration project categories (with minimum capacity thresholds (1))

- 1.1 power generation: pre-combustion 250 MW,
- 1.2 power generation: post-combustion 250 MW,
- 1.3 power generation: oxyfuel 250 MW,
- 1.4 industrial applications implementing: (a) CCS on refineries with 500 kilotonnes per year (kt/y) stored CO₂ from one or more sources within the refinery; (b) CCS application to cement kiln with 500 kt/y stored CO₂; (c) CCS application for primary production routes in iron and steel production with 500 kt/y stored CO₂; or (d) CCS application for primary production routes in aluminium production with 500 kt/y stored CO₂.

2. Innovative RES demonstration project categories (with minimum size thresholds)

2.1 Bioenergy – project subcategories:

- 2.1.1 Lignocellulose to intermediate solid, liquid or slurry bioenergy carriers via pyrolysis with capacity 40 kt/y of the final product.
- 2.1.2 Lignocellulose to intermediate solid, liquid or slurry bioenergy carriers via torrefaction with capacity 40 kt/y of the final product.
- 2.1.3 Lignocellulose to Synthetic Natural Gas or synthesis gas and/or to power via gasification with capacity 40 million normal cubic metres per year (MNm³/y) of the final product or 100 GWh/y of electricity.
- 2.1.4 Lignocellulose to biofuels or bioliquids and/or to power including via directly heated gasification with capacity 15 million litres per year (ML/y) of the final product or 100 GWh/y of electricity. Production of Synthetic Natural Gas is excluded under this subcategory.
- 2.1.5 Lignocellulosic raw material, such as black liquor and/or products from pyrolysis or torrefaction, via entrained flow gasification to any biofuels with capacity 40 ML/y of the final product.
- 2.1.6 Lignocellulose to electricity with 48 % efficiency based on lower heating value (50 % moisture) with capacity 40 MWe or higher.
- 2.1.7 Lignocellulose to ethanol and higher alcohols via chemical and biological processes with capacity 40 ML/y of the final product.
- 2.1.8 Lignocellulose and/or household waste to biogas, biofuels or bioliquids via chemical and biological processes with capacity 6 MNm³/y of Methane or 10 ML/y of the final product.

2.2 Concentrated solar power – project subcategories:

- 2.2.1 Parabolic trough or Fresnel system using molten salts or other environmentally-benign heat transfer fluid with nominal capacity 30 MW.
- 2.2.2 Parabolic trough or Fresnel system based on Direct Steam Generation with nominal capacity 30 MW. Direct steam solar temperature to be above 500 °C. EN 6.11.2010 Official Journal of the European Union L 290/45
- 2.2.3 Tower system using superheated steam cycle (either multi-tower or combination liner collectors – tower) with nominal capacity 50 MW.
- 2.2.4 Tower system using pressurised air with temperature above 750 °C and solar hybrid gas turbine with nominal capacity 30 MW.
- 2.2.5 Large-scale Stirling dish power plants with solar to electric efficiency of over 20 % and nominal capacity of at least 25 MW.

2.3 Photovoltaics – project subcategories:

- 2.3.1 Large-scale concentrator photovoltaics power plants with nominal capacity 20 MW.
- 2.3.2 Large-scale multi-junction Si-thin-film photovoltaics power plants with nominal capacity 40 MW.
- 2.3.3 Large-scale Copper indium gallium (di)selenide (CIGS)-based photovoltaics power plants with nominal capacity 40 MW.

2.4 Geothermal – project subcategories:

- 2.4.1 Enhanced geothermal systems in tensional stress fields with nominal capacity 5 MWe.
- 2.4.2 Enhanced geothermal systems in compressional stress fields with nominal capacity 5 MWe.
- 2.4.3 Enhanced geothermal systems in areas with deep compact sedimentary and granite rocks and other crystalline structures with nominal capacity 5 MWe.
- 2.4.4 Enhanced geothermal systems in deep limestone with nominal capacity 5 MWe.

2.5 Wind – project subcategories:

- 2.5.1 Off-shore wind (minimum turbines size 6 MW) with nominal capacity 40 MW.
- 2.5.2 Off-shore wind (minimum turbines size 8 MW) with nominal capacity 40 MW.
- 2.5.3 Off-shore wind (minimum turbines size 10 MW) with nominal capacity 40 MW.
- 2.5.4 Floating off-shore wind systems with nominal capacity 25 MW.
- 2.5.5 On-shore wind turbines optimised for complex terrains (such as forested terrains or mountainous areas): with nominal capacity 25 MW.
- 2.5.6 On-shore wind turbines optimised for cold climates (compatible with temperature lower than – 30 °C and severe icing conditions) with nominal capacity 25 MW.

2.6 Ocean – project subcategories:

- 2.6.1 Wave energy devices with nominal capacity 5 MW.
- 2.6.2 Marine/tidal currents energy devices with nominal capacity 5 MW.
- 2.6.3 Ocean thermal energy conversion (OTEC) with nominal capacity 10 MW.

2.7 Hydropower – project subcategories:

- 2.7.1 Power generation with High Temperature Superconducting Generators: 20 MW.

2.8 Distributed Renewable Management (smart grids) – project subcategories:

- 2.8.1 Renewable energy management and optimisation for small and medium-scale Distributed Generators in rural environment with predominant solar generation: 20 MW on Low Voltage (LV) network + 50 MW on Medium Voltage (MV) network. EN L 290/46 Official Journal of the European Union 6.11.2010
- 2.8.2 Renewable energy management and optimisation for small and medium-scale Distributed Generators in rural environment with predominant wind generation: 20 MW on LV network + 50 MW on MV network.
- 2.8.3 Renewable energy management and optimisation for small and medium-scale Distributed Generators in urban environment: 20 MW on LV network + 50 MW on MV network.

ALLEGATO II

1) SUBMISSION FORM 4 DELLA "CALL FOR PROPOSALS"

Description of conventional production ¹																
Plant description																
Investment Costs ²																
Cost Category	Main items ³	Investment Cost (€)														
Capital Equipment	Main item 1															
	Main item 2															
	Main item 3															
	Main item 4															
	Main item 5															
	Other															
Site infrastructure																
Development																
Costs																
Installation																
Commissioning																
Design																
Intangible assets																
TOTAL																
Operating Costs/Revenue																
Sub-Category	Costs/Benefits ⁴	Unit cost(s) ⁵	Basis of annual estimate ⁶	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10 ⁹	Comment		
Costs	O&M															
	Fuel															
	Other															
		TOTAL														
Revenues	Sales															
	State Support															
	Avoided Costs															
	Tax Incentives															
		TOTAL														
			Supporting Data	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10 ⁹	Total	Units	Comment
			Annual output (product basis) ⁷													
			Annual output (energy basis) ⁸												MWh	
			Exchange Rate											-		
			Inflation											-		
			Interest Rates											-		
			Carbon price (where relevant)	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	15 €/tCO ₂	-		
Notes:																
1. Provide a concise description of the conventional production plant used as the reference case including (where applicable) the fuel, feedstock and process.																
2. Investment Costs to be expressed on the basis that they occur in Year 0, i.e. the year before operation begins																
3. Enter main items of plant/equipment here. Insert more rows where necessary																
4. To include all operating costs, revenues and benefits for the reference case. Insert more rows where necessary.																
5. Member State to state cost per unit assumed for each item (where applicable).																
6. Member State to state annual quantities assumed for each item as used to estimate annual costs in subsequent columns (where applicable).																
7. Only for projects producing physical products. Member State to provide assumed annual output in appropriate units. Provide data supporting these values (e.g. reliability, efficiency etc.).																
8. Member State to provide project output in MWh. Where project produces a physical product, convert this to energy basis using CV (LHV) of product(s). Provide supporting information on load factors, efficiency etc. to justify assumed output.																
9. For new IGCC only, operating cost and benefit data should be provided for 10 years of operation. For RES demonstration projects, provide data for 5 years.																

ALLEGATO II

2) INVESTMENT COSTS (before the 10th of May 2011)

NB: usare il proprio modello di riferimento. Come esempio è stato qui inserito un modello valido per il CSP

Cost Category	Sub-category	Main items	Investment Cost (€)	Basis of Investment of Cost ¹	Cost overrun responsibility ³	Comments	
Capital Equipment	Solar field	Reflectors/Helostats including supports - as applicable					
		Absorbers/Control receivers) - as applicable					
		Tracking system					
		Pipes					
		Discharge heat transfer fluid lines (if applicable)					
		Heat transfer fluid expansion vessel and pumps (if applicable)					
		Spares					
		Other					
		Contingency					
		Power generation	Boiler function heat exchangers (if applicable), e.g. evaporator, superheater, etc.				
	Turbine & ancillaries						
	Condenser & ancillaries						
	Boiler feed system (e.g. pumps, deaerators, etc.)						
	Control and instrumentation						
	Other						
	Contingency						
	Cooling system	Cooling towers (if applicable)					
	Circulating water system (if applicable)						
	Other						
	Contingency						
	Thermal energy storage	Thermal energy storage units					
	Pipes (including transfer pumps if applicable)						
	TES heat transfer fluid lines (if applicable)						
	Heat exchangers (if applicable)						
Other							
Contingency							
Hybridisation	Back-up boiler/fired heater & ancillaries (if applicable)						
Retrofit cost to existing thermal power plant (if applicable)							
Proportion of new-build thermal power plant and bespoke equipment & modifications (if applicable)							
Other							
Contingency							
Power export	Generator & ancillaries						
Substation/transformers							
Grid connection							
Other							
Contingency							
Site infrastructure	AI	Foundations					
		Transport access and logistics					
		Grid works (including Towers where applicable)					
		Utility systems (including cooling tower make-up water, if applicable, and demineralised water)					
		External utility connections					
		Other site infrastructure					
Development Costs	AI	Acquisition Cost					
		Studies					
		Consents					
		Services					
		Land purchase					
		Other					
Installation and Commissioning	AI	Mobilisation					
		Installation					
		Commissioning / Testing					
		Other					
		Contingency					
		Design	AI	FEED			
Detailed design							
Contingency							
Intangible assets	AI	Technology licence					
		Other technology transfer costs					
		Other					
		Contingency					
Contingency							
TOTAL							
Other costs							
Other benefits							

Notes:

- State key assumptions associated with estimated cost for each line item and where possible a level of confidence. Unit costs should be supported by appropriate evidence (quotes/invoices)
- For hybridisation of CSP field with new-build thermal power plant, a pro-rated contribution to the new-build costs is required as follows:
 [percentage contribution of CSP to Steam Turbine Design Power Output] x [costs of Steam Turbine + Condenser + BFW Pump & their ancillaries], +
 [percentage contribution of CSP to Station Design Cooling Water Demand, if applicable] x [costs of Cooling Water System], +
 [percentage contribution of CSP to Generator Design Capacity] x [costs of Generator + Transformer & their ancillaries], +
 [percentage contribution of CSP to Station Design Export Capacity] x [costs of Switchgear + Grid Connection]
- Project Sponsors must confirm which party will bear any cost overrun - Project Sponsor or Member State or other party.

ALLEGATO II

3) OPERATING COSTS (before the 10th of May 2011)

NB: usare il proprio modello di riferimento. Come esempio è stato qui inserito un modello valido per il CSP

Sub-Category	Costs/Benefits ¹	Main items	Unit cost(s) ²	Basis of annual estimate ³	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Comments			
All	O&M (including biomass feedstock and other raw materials)	Fixed											
		Variable											
		Other											
	Utilities	Fuel											
		Water											
		Electricity											
		Other											
	Staff costs												
	Technology license												
	Overheads												
	Waste disposal												
	Local rates & taxes												
	Insurance												
	Knowledge Sharing												
Other													
Contingency													
TOTAL													
Operating Benefits													
Revenues	Sales	Liquid Product Sales											
		Other product sales											
	State Support	Feed in Tariffs											
		Grants											
		Other											
	Avoided Costs	Carbon Emissions											
		Waste Disposal											
	Other												
	Tax Incentives												
	TOTAL												
					<i>Supporting Data</i>	<i>Year 1</i>	<i>Year 2</i>	<i>Year 3</i>	<i>Year 4</i>	<i>Year 5</i>	<i>Total over 5 years</i>	<i>Units</i>	<i>Comment</i>
					Annual output (product basis) ⁴								
					Annual output (energy basis) ⁵							MWh	
					Exchange Rate						-		
					Inflation						-		
					Interest Rates						-		
Other costs													
Other benefits													
Notes:													
1. To include all production costs, revenues and benefits borne by the Project													
2. Project Sponsor to state cost per unit assumed for each item.													
3. Project Sponsor to state annual quantities assumed for each item as used to estimate annual costs in subsequent columns.													
4. Only for projects producing physical products. Project Sponsor to provide assumed annual output in appropriate units. Provide data supporting these values (e.g. reliability, efficiency etc.).													
5. For all projects, Project Sponsor to provide project output in MWh. Where project produces a physical product, convert this to energy basis using CV of product(s). Provide supporting information on load factors, efficiency etc. to justify assumed output.													

ALLEGATO II

4) Modello Economico-finanziario emendato

Modello Economico-finanziario aggiuntivo											Commenti	
(a)	Ammontare complessivo del progetto (post 10 Maggio 2011) (costi di investimento + NPV costi operativi nei primi 5/10 anni di attività)											
(b)	Stima delle entrate e dei ricavi previsti, comprensivi di eventuali strumenti di sostegno nei primi 5/10 anni di esercizio ("valore attualizzato").											
(c)	Finanziamento richiesto dal NER300											
(d)	Ammontare complessivo (compreso NER300) e natura dei finanziamenti pubblici richiesti per l'investimento e per i primi 5/10 anni di attività del progetto.											
(e)	Stima dei costi pertinenti											
(f)	Valore netto attualizzato degli "additional benefits".											
(g)	Copertura finanziaria a carico del "project sponsor".											
(h)	Altre fonti di finanziamento.											
(i)	Commenti aggiuntivi.											
(l)†		year 1	year 2	year 3	year 4	year 5	year 6	year 7	year 8	year 9	year 10	Commenti
	Exchange Rate											
	Inflation											
	Interest Rates											
	Carbon price(where relevant)‡	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	15 €/tCO2	Dati forniti dal Ministero dell'ambiente
	Discount rate‡											
	1 Motivare la propria scelta											
	2 Dato come esempio dalla Commissione											
	3 Comunicazione della Commissione 2008/C 14/02											