



Bancabilità del Fotovoltaico nel 4° Conto Energia

Marketing e Coordinamento Commerciale – Area Commerciale

Venezia, 23 giugno 2011

CP: codice 3

CENTROBANCA

Gruppo **UBI** <> Banca



CENTROBANCA

Gruppo **UBI**  Banca



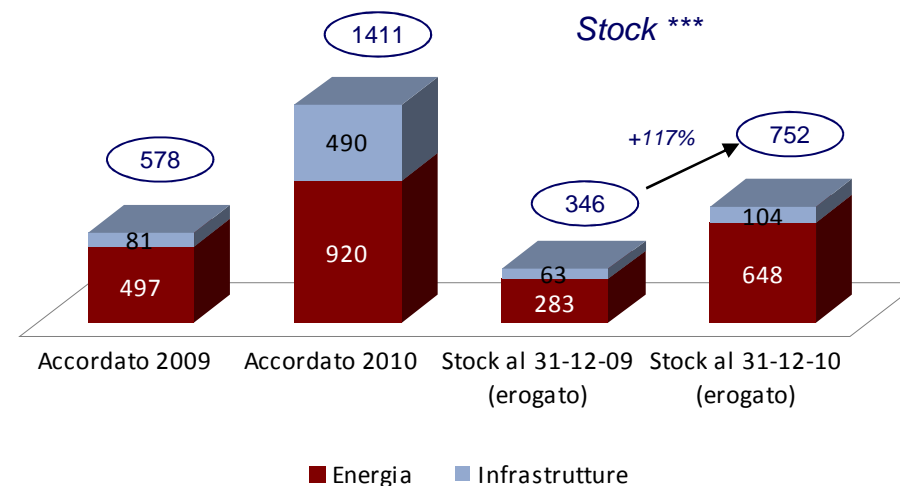
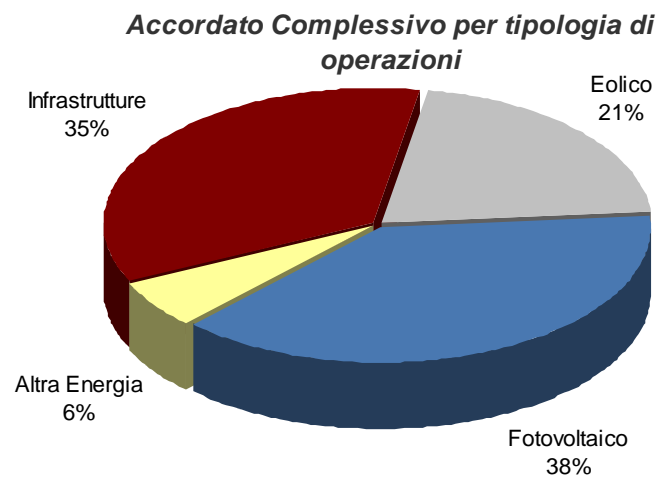
Agenda

- L'esperienza nel Fotovoltaico di Centrobanca
- Il 4° Conto Energia
- Caratteristiche dei finanziamenti nel settore Fotovoltaico

Project Finance e Project Lending: composizione portafoglio

(dati in milioni di euro)

Tipologia operazioni	Project Finance			Project Lending		
	N. Progetti	Accordato	Erogato	N. Progetti	Accordato	Erogato
Energia	45	713	557	35	207	91
Eolico	17	291	221	2	3	3
Fotovoltaico	21	358	275	29	188	82
Altra Energia	7	64	61	4	17	6
Infrastrutture	17	490	104	0	0	0
Totale	62	1.203*	661	35	207**	91



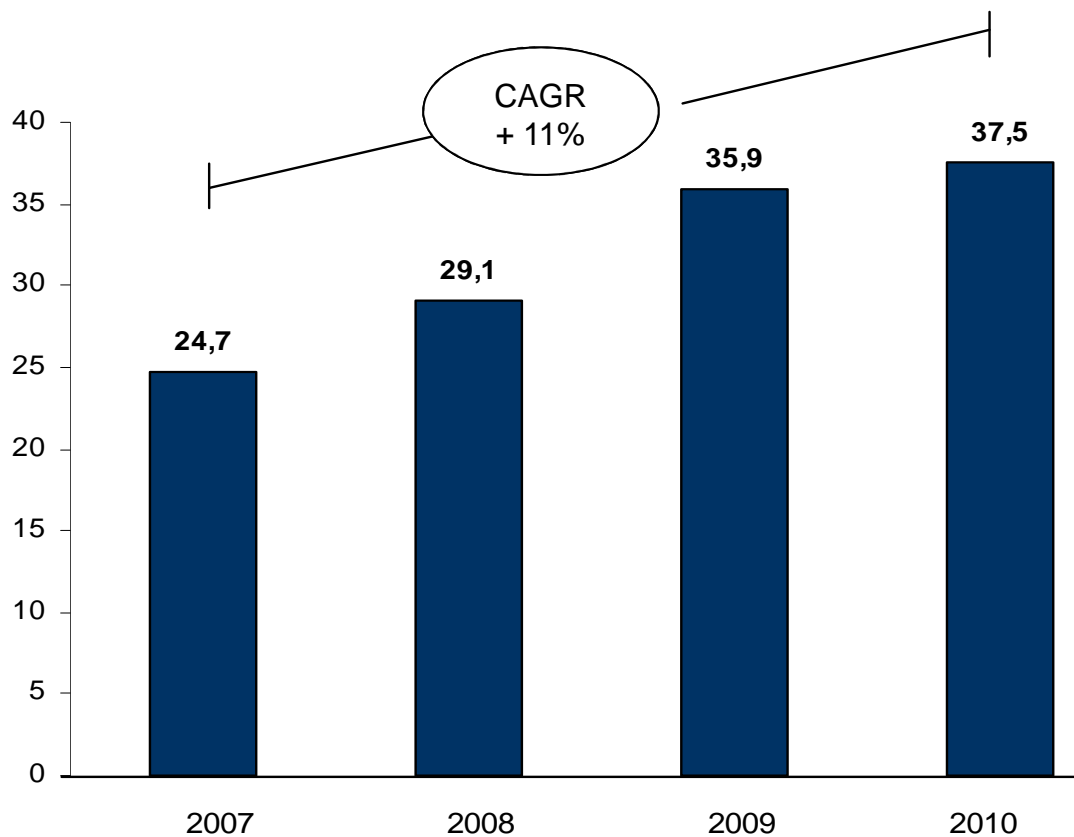
* Escluso hedging per 176 milioni

** Escluso hedging per 37 milioni

*** Contributo Project Lending solo a partire dal 2010

Crescita del Project Financing (2007-2010)

- Totale dei finanziamenti concessi
- (per opere private e pubbliche)



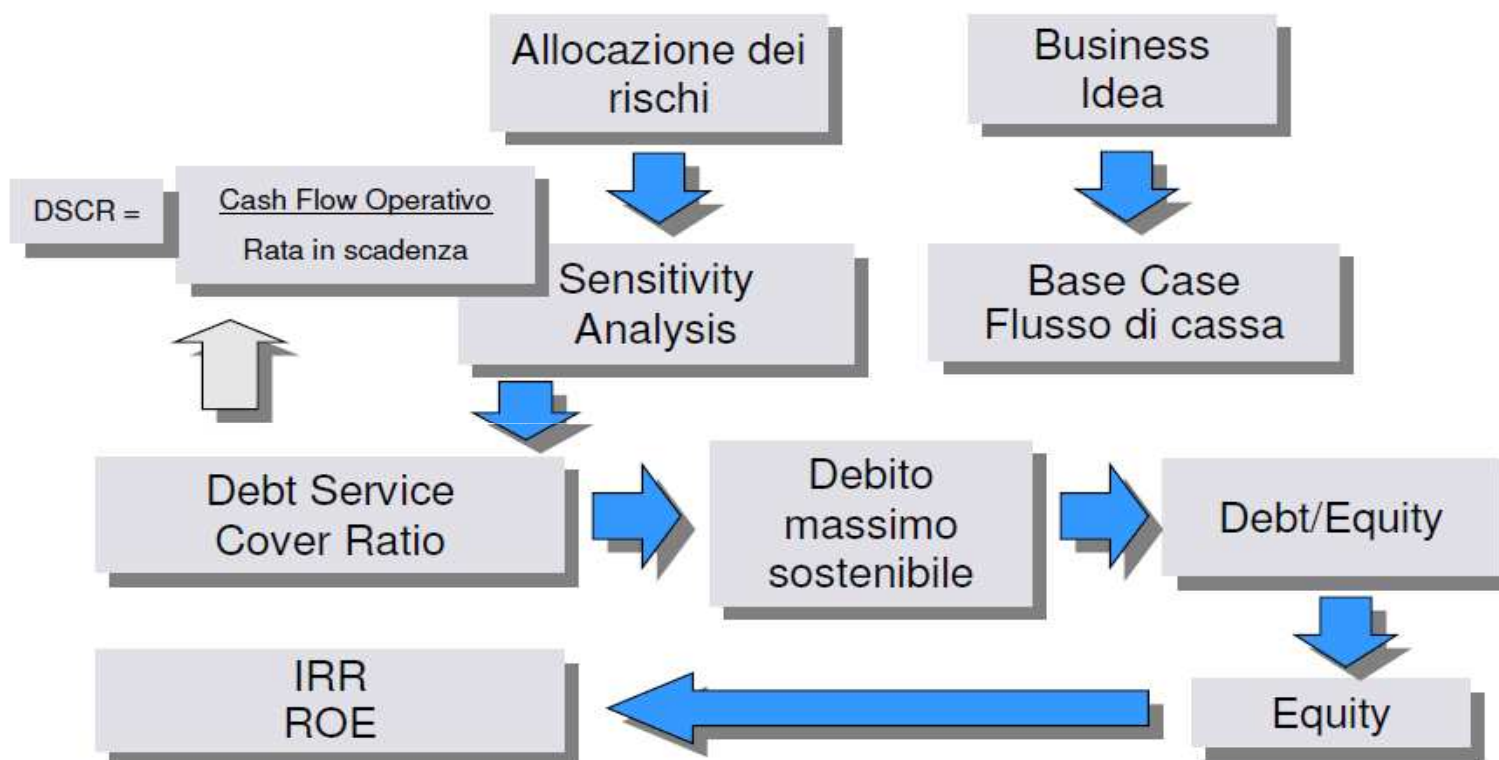
➤ Il Project Financing è cresciuto in Italia del 11% nel quadriennio

➤ Il mercato del PF vale attualmente ca. 37,5 mld di Euro

Fonte: guida agli operatori del Project Finance 2007/2008/2009/2010

Il Modello di Bancabilità

Come determinare il livello di debito e di leva finanziaria



Maggiore leva = maggiore ritorno per lo Sponsor ma minore DSCR per la Banca
Maggiore DSCR = maggiore protezione per la Banca a scapito ritorno per lo Sponsor

- Le assunzioni del “Base Case” devono essere valide e validate dai consulenti delle Banche.
- Il profilo di rischio dell’operazione determina la leva finanziaria massima ammissibile.
- Le Banche sono maggiormente propense a finanziare quote più elevate di investimento nell’ambito di schemi di finanza di progetto rispetto alle forme di lending più tradizionali, con un impatto positivo sul costo della struttura finanziaria dell’iniziativa imprenditoriale.
- I progetti devono essere rigorosi e attenersi alle regole di mercato.

I Principali parametri finanziari e di controllo

- DSCR (*debt service cover ratio*): per ciascuno degli anni della fase operativa di gestione del progetto, é pari al rapporto tra il flusso di cassa operativo ed il servizio del debito inteso come somma di quota capitale e quota interessi;
- LLCR (*loan life cover ratio*): rappresenta il quoziente tra la somma attualizzata (al tasso di interesse del debito) dei flussi di cassa operativi tra l'istante di valutazione e l'anno per il quale é previsto il completo rimborso del debito (incrementata della riserva per il servizio del debito "DSRA") e il debito residuo allo stesso istante di valutazione;
- Altri indici considerati: IRR di Progetto / Loan To Value / Interest Cover Ratio

$$\text{DSCR} = \frac{(\text{Cash Flow Disponibile per il Servizio del Debito})_n}{(\text{Servizio del Debito (Capitale + Interessi)})_n}$$
$$\text{LLCR} = \frac{\text{NPV} (\text{Cash Flow Disponibile per il Servizio del Debito})_{n+1..t} + \text{DSRA}_n}{\text{Debito Outstanding}}$$

t: durata del finanziamento

I Tempi del Project Financing



Formulazione di una Proposta di Delibera

Informazioni
da fornire nella
presentazione
di una
proposta di
finanziamento
all'Organo
Deliberante di un
Istituto
Finanziatore

1. Informazioni Generali sull'iniziativa;
2. Il Mercato;
3. I Proponenti;
4. Costo del Progetto;
5. Tecnologia Adottata;
6. L'Impatto Ambientale;
7. Il Quadro Istituzionale;
8. Il Piano Finanziario;
9. La Struttura Economico-Finanziaria;
10. I Contratti;
11. Le Garanzie;
12. L'Intervento Richiesto.

Nota: La proposta di delibera avviene solitamente dopo la firma del Term Sheet e la conclusione positiva della due diligence preliminare che copre gli elementi critici ("deal stopper")

Project Financing - Identificare, limitare e gestire i Rischi

La limitazione dei rischi si compone di:



Analisi dei rischi - anche se, ex ante, hanno probabilità bassa di verificarsi



Certificazione dei rischi - affidata ai consulenti esterni



Allocazione dei rischi - non solo tra Sponsor e Banche ma tra tutti i partecipanti al progetto, influenzando il contenuto di impegno e/o garanzia dei contratti industriali e finanziari



Mitigazione dei rischi - con la costruzione di un pacchetto di garanzie (security package), l'introduzione di Covenants nel contratto di finanziamento e di un insieme di condizioni sospensive (CPs) come controlli sulle erogazioni

Il costo del finanziamento è dato dal prezzo del rischio e dalla situazione del mercato finanziario: non è definibile prima che lo sia l'allocazione dell'intero insieme dei Rischi di Progetto

Project Financing – Security Package

Il Security Package è formato da un complesso di contratti, impegni e garanzie che realizzano la ripartizione e la mitigazione dei rischi del Progetto

Ipoteca

Privilegio Speciale

Pegno sulle quote SPV

Pegno sui conti di progetto

Pegno sul DSRA

Cessione di Diritti/ Crediti

Agenda

- L'esperienza nel Fotovoltaico di Centrobanca
- Il 4° Conto Energia
- Caratteristiche dei finanziamenti nel settore Fotovoltaico

Il Decreto Rinnovabili

Il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, recante attuazione della direttiva 2009/28/CE (c.d. Decreto Rinnovabili), entrato in vigore il 29 marzo 2011, riforma in profondità il sistema italiano di incentivazione degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili. Per quanto riguarda il settore fotovoltaico, le principali novità introdotte riguardano:

- Procedure autorizzative: vengono espressamente disciplinati 3 tipi di titoli autorizzativi:
 - 1) Autorizzazione Unica (AU): è richiesta per gli impianti a terra > 20 KW (con potere riconosciuto alle Regioni di innalzare tale soglia fino a 1 MW) e per gli impianti su tetto non autorizzabili con PAS (cfr. infra); il termine massimo per il completamento della procedura di AU è di 90 giorni; se il progetto (ad esempio perché > 1 MW) deve essere oggetto di una Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), il termine per il completamento di tale sub-procedimento (fino a 135 giorni) deve essere aggiunto al termine di 90 giorni (quindi, potenzialmente i tempi per lo svolgimento della procedura di AU sono di 225 giorni);
 - 2) Procedura Autorizzativa Semplificata (PAS): è richiesta per impianti di ogni tipo \leq 20 KW e per gli impianti su tetto \geq 200 KW (con potere riconosciuto alle Regioni di innalzare tale soglia fino a 1 MW); il proprietario del lotto di terreno pertinente o dell'edificio può inviare al Comune interessato, entro e non oltre 30 giorni prima dell'avvio dei lavori di costruzione, una dichiarazione contenente le informazioni relative all'impianto; salvo che il Comune esprima un rifiuto esplicito e motivato entro 30 giorni, il richiedente ha il diritto di avviare i lavori di costruzione allo spirare di tale termine; la PAS ha sostituito la procedura DIA (Denuncia di Inizio Attività);
 - 3) Mero preavviso depositato presso il Comune: è il titolo relativo alla realizzazione di impianti completamente integrati su edifici già esistenti non interessati da vincolo specifici.

- Requisiti per l'accesso alle tariffe incentivanti: dal 29 marzo 2011 l'accesso alle tariffe incentivanti, con specifico riferimento agli impianti fotovoltaici collocati a terra su aree agricole, sarà subordinata al possesso dei seguenti requisiti:
 - ✓ potenza nominale non superiore ad 1 MW;
 - ✓ nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario, distanza tra impianti non inferiore a 2 km;
 - ✓ non sia destinato all'installazione degli impianti più del 10% del terreno agricolo nella disponibilità del proponente.Le restrizioni sopra illustrate non si applicano:
 - ✓ ai terreni abbandonati da almeno 5 anni (previa comunicazione alla Regione ex art. 4 L. 440/1978);
 - ✓ agli impianti fotovoltaici realizzati a terra in aree agricole, che abbiano conseguito la relativa autorizzazione entro il 29 marzo 2011 o per i quali sia stata presentata richiesta di autorizzazione entro il 1° gennaio 2011, a condizione che l'impianto entri in esercizio entro il 28 marzo 2012 (decorso tale termine, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili accederanno agli incentivi statali a condizione di possedere i requisiti tecnici di cui all'Allegato 2 al Decreto Rinnovabili).

Il Quarto Conto Energia (2011-2016)

Il 5 maggio 2011 è stato emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico il nuovo decreto che disciplina il sistema degli incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici (c.d. Quarto Conto Energia), relativo alle installazioni che entreranno in esercizio nel periodo dal 1° giugno 2011 fino a 31 dicembre 2016 (data oltre la quale si assume che venga raggiunta la c.d. grid parity, ovvero la soglia di equilibrio tra costi e ricavi che fa venir meno la necessità di sussidi pubblici).

A tal proposito, viene definito un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale (23.000 MW rispetto agli attuali 5.460 MW), che comporterebbe un costo complessivo del sistema incentivante a favore del settore fotovoltaico stimato in ca. € 6-7 mld all'anno.

Riassumiamo qui di seguito le principali previsioni introdotte dal Decreto, che vengono approfondite nelle pagine successive.

1. l'introduzione di una definizione di "Piccolo Impianto" e di "Grande Impianto", con adozione di trattamenti diversi in termini di accesso alle tariffe incentivanti previste per il biennio 2011-2012;
2. l'individuazione di obiettivi massimi di costo (del sistema incentivante) e di potenza incentivabili anno per anno;
3. l'introduzione di un meccanismo di selezione dei Grandi Impianti ai fini del riconoscimento delle tariffe incentivanti previste per il biennio 2011-2012: i Grandi Impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 agosto 2011 dovranno essere iscritti preventivamente in un apposito Registro presso il Gestore dei Servizi Energetici e risultare in posizione di graduatoria – formata dal GSE attraverso specifici criteri – tale da poter concorrere all'assorbimento del limite di costo complessivo previsto per un determinato periodo; da notare che i Grandi Impianti che saranno in grado di entrare in esercizio entro il 31 agosto non avranno necessità di sottoporsi ad alcuna selezione;
4. la ridefinizione delle tariffe, con decurtazione progressiva, di mese in mese, diversificate a seconda della potenza dell'impianto: mediamente si registra un calo, rispetto alle tariffe oggi vigenti, del 6-13% (a seconda della minore o maggiore taglia dell'impianto) per connessioni entro agosto 2011; successivamente il ritmo di riduzione dell'incentivo aumenta e, per gli impianti connessi a dicembre 2011, il calo è compreso (rispetto a oggi) tra il 25% e il 37%;
5. l'introduzione di un premio aggiuntivo (10% del corrispondente livello di incentivazione), per gli impianti costruiti con materiali (almeno il 60% delle componenti) prodotte all'interno dell'Unione Europea;
6. la definizione di Tariffe Onnicomprensive (che includono sia gli incentivi che il prezzo della vendita di energia) per gli anni 2013-2016;
7. previsioni specifiche per particolari tipologie (innovative) di impianti.

Il Quarto Conto Energia (2011-2016)

1. Piccoli e Grandi impianti

- “Piccoli Impianti”: sono quelli realizzati su edifici che hanno una potenza massima non superiore a 1.000 KW, gli altri impianti con potenza non superiore a 200KW operanti in regime di scambio sul posto, nonché gli impianti fotovoltaici (di potenza qualsiasi) realizzati sui tetti degli edifici e nelle aree di pertinenza delle Amministrazioni Pubbliche;
- “Grandi Impianti”: sono tutti i tipi di impianti non ricompresi nella definizione di Piccoli Impianti.

2. Limiti di Costo

Il Decreto determina i limiti massimi di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici sulla base del costo annuo indicativo degli incentivi riconosciuti alle installazioni entrate in esercizio con riferimento a ciascun periodo. In particolare:

- i Piccoli Impianti (e quelli integrati con caratteristiche innovative) potranno accedere alle Tariffe senza alcun limite di costo nel biennio 2011-2012;
- per i Grandi Impianti, previo superamento della selezione imposta attraverso l'iscrizione all'apposito Registro presso il GSE (cfr. infra), l'ammontare massimo incentivabile a livello nazionale nel biennio 2011-2012 è il seguente (tenendo presente che, in caso di saturazione del plafond 2011, l'eccedenza di potenza incentivata comunque con Tariffe 2011 comporta una riduzione di pari importo del limite di costo relativo al secondo semestre 2012):

	1/06/2011-31/12/2011	Primo semestre 2012	Secondo semestre 2012	TOTALE
livelli di costo	300 ML€	150 ML€	130 ML€	580 ML€
Obiettivi indicativi di potenza	1.200 MW	770 MW	720 MW	2.690 MW

- per gli anni 2013-2016 sono previsti ulteriori Limiti di Costo (con possibilità di incentivazione anche per gli impianti che non rientrino nei limiti di costo, sebbene con una ulteriore riduzione delle Tariffe), come riportato nella seguente tabella:

	Primo semestre 2013	Secondo semestre 2013	Primo semestre 2014	Secondo semestre 2014	Primo semestre 2015	Secondo semestre 2015	Primo semestre 2016	Secondo semestre 2016	Totale
Limiti di costo	240 MLNC	240 MLNC	200 MLNC	200 MLNC	155 MLNC	155 MLNC	86 MLNC	86 MLNC	1.361 MLNC
Obiettivo di potenza	1.115 MW	1.225 MW	1.130 MW	1.300 MW	1.140 MW	1.340 MW	1.040 MW	1.480 MW	9.770 MW

Il Quarto Conto Energia (2011-2016)

3. Accesso alle Tariffe incentivanti e Registro presso il GSE

- la richiesta di accesso alle Tariffe (e la relativa documentazione) dovrà essere trasmessa al GSE dal soggetto responsabile dell'impianto entro 15 giorni dall'entrata in esercizio dell'impianto medesimo;
- accesso per i Grandi Impianti:
 - ✓ quelli entrati in esercizio entro il 31 agosto 2011 potranno accedere alle Tariffe direttamente dopo la comunicazione al GSE di entrata in esercizio dell'impianto;
 - ✓ quelli entrati in esercizio tra il 1° settembre 2011 e il 31 dicembre 2012 potranno beneficiare degli incentivi a condizione che (i) l'impianto sia iscritto nel Registro presso il GSE e risulti nella relativa Graduatoria in posizione idonea a rientrare nei Limiti di Costo specifici per ciascuno dei periodi di riferimento e (ii) il GSE riceva la certificazione di fine lavori entro 7 mesi (o 9 mesi per impianti di potenza superiore a 1MW) dalla pubblicazione della Graduatoria degli impianti;
- i Grandi Impianti che nel 2011-2012 facciano domanda per ottenere le Tariffe dovranno essere iscritti nell'apposito Registro (per l'anno 2011, le richieste d'iscrizione devono pervenire al GSE tra il 20 maggio e il 30 giugno 2011; per il primo semestre del 2012, nel mese di novembre 2011; per il secondo semestre del 2012, nel mese di febbraio 2012);
- il GSE predispose una Graduatoria degli impianti iscritti, che verrà pubblicata sul proprio sito entro 15 giorni dallo scadere di ciascun periodo di iscrizione pertinente; la graduatoria dovrà essere predisposta sulla base dei seguenti criteri (in ordine gerarchico):
 1. impianti entrati in esercizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione al Registro;
 2. impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione alla data della richiesta di iscrizione al Registro;
 3. precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo (che deve essere acquisito prima dell'iscrizione);
 4. impianti di minor potenza;
 5. precedenza della data della richiesta di iscrizione al Registro;
- se la costruzione dell'impianto non sia completata entro il termine di 7 -9 mesi dalla pubblicazione della Graduatoria, l'iscrizione del medesimo impianto sarà considerata inefficace; viceversa, nel caso in cui l'impianto sia terminato ma non ancora connesso, quest'ultimo avrà accesso alle Tariffe in vigore al momento dell'entrata in esercizio ridotte del 20% (tale decurtazione non si applica in caso in cui il ritardo sia dovuto a cause di forza maggiore);
- l'eventuale rinuncia da parte di progetti precedentemente iscritti nel Registro non determina scorrimento della Graduatoria, salvo per gli impianti che siano stati iscritti ma che entrino in esercizio entro il 31 agosto 2011;
- gli impianti che non accedano alle Tariffe per l'anno 2011 potranno essere iscritti per l'anno 2012 presentando una nuova richiesta di iscrizione al Registro;
- in caso di mancato rispetto da parte del Gestore della Rete dei termini e delle condizioni previste per la connessione degli impianti (a seguito della risoluzione AEEG 99/2008), con conseguente perdita delle Tariffe previste per un determinato periodo, verranno corrisposti agli impianti gli indennizzi previsti dalla risoluzione AEEG 181/10.

Il Quarto Conto Energia (2011-2016)

4. Tariffe incentivanti per gli impianti connessi nel 2011-2012

- ciascun impianto potrà beneficiare, per un periodo di 20 anni, delle Tariffe in vigore alla data di entrata in esercizio dell'impianto medesimo (senza recupero inflattivo);
- rispetto alle tariffe previste dal terzo Conto Energia fino al 31/05/2011 (0,303 €/KWh per impianti 200-1000 KW, 0,289 €/KWh per impianti 1-5 MW, 0,275 €/KWh per impianti > 5 MW), per l'anno 2011 le Tariffe diminuiranno su base mensile, mentre nel 2012 su base semestrale, come di seguito illustrato (valori in €/KWh).

Potenza	Giugno 2011		Luglio 2011		Agosto 2011	
	Impianti integrati	Altri Impianti	Impianti integrati	Altri Impianti	Impianti integrati	Altri Impianti
1 ≤ P ≤ 3	0.387	0.344	0.379	0.377	0.368	0.327
3 < P ≤ 20	0.356	0.319	0.349	0.312	0.339	0.303
20 < P ≤ 200	0.338	0.306	0.331	0.300	0.321	0.291
200 < P ≤ 1000	0.325	0.291	0.315	0.276	0.303	0.263
1000 < P ≤ 5000	0.314	0.277	0.298	0.264	0.280	0.250
P > 5000	0.299	0.264	0.284	0.251	0.269	0.238

taglie più frequentemente interessate da operazioni in project financing

-16-19%
rispetto a
maggio 2011

Potenza	Settembre 2011		Ottobre 2011		Novembre 2011		Dicembre 2011	
	Impianti integrati	Altri Impianti	Impianti integrati	Altri Impianti	Impianti integrati	Altri Impianti	Impianti integrati	Altri Impianti
1 ≤ P ≤ 3	0.361	0.316	0.345	0.302	0.320	0.281	0.298	0.261
3 < P ≤ 20	0.325	0.289	0.310	0.276	0.288	0.256	0.268	0.238
20 < P ≤ 200	0.307	0.271	0.293	0.258	0.272	0.240	0.253	0.224
200 < P ≤ 1000	0.298	0.245	0.285	0.233	0.265	0.210	0.246	0.189
1000 < P ≤ 5000	0.278	0.243	0.256	0.223	0.233	0.201	0.212	0.181
P > 5000	0.264	0.231	0.243	0.212	0.221	0.191	0.199	0.172

taglie più frequentemente interessate da operazioni in project financing

-37%
rispetto a
maggio 2011

Potenza	I Semestre 2012		II Semestre 2012	
	Impianti integrati	Altri Impianti	Impianti integrati	Altri Impianti
1 ≤ P ≤ 3	0.274	0.240	0.252	0.221
3 < P ≤ 20	0.247	0.219	0.227	0.202
20 < P ≤ 200	0.233	0.206	0.214	0.189
200 < P ≤ 1000	0.224	0.172	0.202	0.155
1000 < P ≤ 5000	0.182	0.156	0.164	0.140
P > 5000	0.171	0.148	0.154	0.133

taglie più frequentemente interessate da operazioni in project financing

-49-51%
rispetto a
maggio 2011

Il Quarto Conto Energia (2011-2016)

5. Incrementi delle Tariffe incentivanti

- le Tariffe saranno soggette ai seguenti incrementi:
 - ✓ 5% per gli impianti a terra costruiti su aree industriali o commerciali, aree di trattamenti rifiuti, cave o discariche esaurite o siti contaminati;
 - ✓ 5 % per Piccoli Impianti realizzati da comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti;
 - ✓ 5 centesimi di Euro per KWh per impianti installati in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto;
 - ✓ 10% in aggiunta alle Tariffe per gli impianti realizzati con materiali (almeno il 60% delle componenti) prodotti all'interno dell'Unione Europea.

6. Tariffe incentivanti per gli impianti connessi nel 2013-2016

- i nuovi impianti connessi a partire dal 2013 percepiranno un'unica Tariffa Onnicomprensiva, che includerà anche il prezzo di vendita di energia; in caso di autoconsumo di energia elettrica prodotta, verrà applicata una riduzione delle Tariffe medesime:

	PV Impianti installati sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffe onnicomprensive inclusive della vendita di elettricità	Tariffe per l'autoconsumo	Tariffe onnicomprensive inclusive della vendita di elettricità	Tariffe per l'autoconsumo
1 < P < 3	0.375	0.230	0.346	0.201
3 < P ≤ 20	0.352	0.207	0.329	0.184
20 < P ≤ 200	0.299	0.195	0.276	0.172
200 < P ≤ 1000	0.281	0.183	0.239	0.141
1000 < P < 5000	0.227	0.149	0.205	0.127
P > 5000	0.218	0.140	0.199	0.121

- le Tariffe previste per il primo semestre del 2013 saranno ulteriormente ridotte nei seguenti semestri, come segue.

	I Semestre	II Semestre
2013		9%
2014	13%	13%
2015	15%	15%
2016	30%	30%

Il Quarto Conto Energia (2011-2016)

7. Tariffe per particolari tipologie di impianti

- gli impianti fotovoltaici i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre (che non dovranno essere coperte dai moduli fotovoltaici per più del 50% della superficie della serra medesima), barriere acustiche, tettoie e pensiline hanno diritto a una tariffa pari alla media aritmetica fra (i) le Tariffe previste per impianti fotovoltaici realizzati su edifici e (ii) le Tariffe previste per altri impianti fotovoltaici;
- per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e per impianti fotovoltaici a concentrazione sono previste Tariffe specifiche, ovviamente maggiori di quelle individuate per gli impianti standard.

Evoluzioni di mercato e conseguenze sui finanziamenti

- per i Grandi Impianti, oggetto tipico delle operazioni di project finance, l'emanazione del Quarto Conto Energia sblocca la situazione di stallo che si era venuta a creare all'inizio di marzo:
 - ✓ gli impianti già in avanzato stadio di costruzione possono ricevere nuove erogazioni, una volta che (i) una verifica tecnica attesti la realistica possibilità di connessione entro il 31 agosto 2011 e (ii) venga aggiornata la struttura finanziaria del progetto a seguito di adeguamento del Modello economico-finanziario (con recepimento, tra l'altro, delle nuove tariffe e del più che prevedibile adeguamento al ribasso dei costi di fornitura e realizzazione);
 - ✓ per i grandi impianti la cui realizzazione (sostanziale) deve ancora cominciare, l'incertezza perdurerà fino al 15 luglio, data della prevista pubblicazione della Graduatoria che stabilirà quali impianti potranno concretamente accedere alle Tariffe 2011; per questi progetti è comunque possibile assumere una delibera di finanziamento condizionata, tra l'altro, alla successiva verifica positiva dell'inclusione in Graduatoria a livello idoneo a percepire una Tariffa 2011; ragioni di prudenza, invece, sconsigliano di procedere a stipule o erogazioni prima di tale verifica;

- la strutturazione di nuove operazioni da realizzare nei prossimi mesi richiede:
 - ✓ l'identificazione di un ragionevole e prudente mese di connessione dell'impianto: tale elemento, che rappresenta uno degli input fondamentali del Caso Base del Modello economico-finanziario, deve discendere da un accordo con lo Sponsor e basarsi su una verifica da parte del consulente tecnico sul cronoprogramma, con particolare focalizzazione sui fattori produttivi e organizzativi in campo, sui contratti di fornitura in essere, sui tempi di consegna garantiti, sulla forza lavoro disponibile;
 - ✓ la conseguente adozione, nel Caso Base, della corrispondente Tariffa 2011 (eventualmente prevedendo un sistema di riconoscimento di bonus all'EPC contractor, finanziato, in caso di connessione anticipata con percepimento di tariffe superiori);
 - ✓ la necessità di gestire adeguatamente il rischio di ritardo nella connessione e di conseguente percepimento di tariffe inferiori; la mitigazione del rischio può avvenire, a seconda dello standing dello Sponsor e del progetto:
 - a) assumendo nel Caso Base una tariffa inferiore (es. quella del primo semestre 2012) a quella che risulterebbe utilizzabile grazie alle indicazioni del consulente tecnico e calcolando su tale scenario la quantità di Equity necessaria a raggiungere un sufficiente equilibrio del Modello, salvo prevedere porzioni di debito (c.d. true-up facility) idonee a rimborsare parte dell'Equity che – qualora la connessione dia accesso a tariffe superiori – si riveli eccessiva rispetto agli equilibri previsti nel Caso Base (D/E, DSCR, maturity);
 - b) qualora il merito di credito dello Sponsor lo consenta, attraverso uno specifico impegno di extra-capitalizzazione sottoscritto dallo Sponsor e volto espressamente (agendo sulla leva finanziaria) a conservare il DSCR e la maturity previsti nel Caso Base qualora l'impianto - per qualsiasi ragione - ottenesse una tariffa inferiore rispetto a quella utilizzata per alimentare il Caso Base;

Evoluzioni di mercato e conseguenze sui finanziamenti

- non si prevedono cambiamenti sostanziali nelle strutture finanziarie rispetto al recente passato:
 - ✓ leve finanziarie comprese tra 80:20 e 85:15
 - ✓ DSCR target compresi tra 1,25x e 1,30x
 - ✓ maturity: dopo 17-18 anni di ammortamento

- tuttavia non si esclude che possano rendersi necessari alcuni adeguamenti nell'offerta finanziaria, determinati dal repentino *décalage* tariffario e dalla comprensibile impossibilità, da parte dei produttori e installatori, di ridurre i prezzi in ugual misura e nei medesimi tempi:
 - ✓ nel corso del primo semestre 2012, secondo le informazioni assunte recentemente (SolarExpo di Verona), buona parte degli EPC contractor conta di poter applicare prezzi compresi tra 1,9 e 2,1 mln €/MW (contro gli attuali 2,5-2,6 mln €/MW), livelli di prezzo idonei quindi a consentire un equilibrio nel rimborso del debito e nella redditività per lo Sponsor;
 - ✓ nel prossimo semestre, al contrario, potrebbero emergere talune inefficienze di costo tali da richiedere un (comunque modesto) sacrificio anche da parte delle banche finanziatrici rispetto alle condizioni comunemente applicate fino a marzo; si tratterà, plausibilmente, di strutturare i finanziamenti con un DSCR target di 1,25x (in luogo del consueto 1,30x, peraltro obiettivamente esuberante nel settore fotovoltaico, a fronte della modesta rischiosità che caratterizza i flussi di un impianto in esercizio);

- le prime indicazioni forniteci dai nostri consulenti tecnici a seguito dell'emanazione del Quarto Conto Energia riferiscono di una capacità di installazione e connessione in Italia, per Grandi Impianti, nell'ordine di 200-250 MW al mese; le previsioni, pertanto, inducono a ritenere che già a partire dal primo periodo di iscrizione (20 maggio – 30 giugno) possa essere di fatto saturata tutta la potenza incentivabile sia per l'anno 2011 che per il secondo semestre 2012 (nel complesso, € 430 mln di €/anno di incentivi, corrispondenti ad una potenza aggiuntiva di ca. 1.920 MW); da notare che, qualora tale previsione si rivelasse esatta, si determinerebbe un periodo fortemente critico proprio nel secondo semestre del 2012, quando di fatto eventuali nuove realizzazioni dovrebbero accedere direttamente alle minori tariffe previste per il 2013;

- il novero delle garanzie di un project finance non sembra destinato, nel breve periodo a modificarsi;

- anche per le strutture contrattuali di progetto (EPC e O&M) non si prevedono significativi scostamenti rispetto al passato, fatta salva la più che probabile richiesta, da parte dei maggiori general contractor, di ridurre il carico della bondistica (oggi pari a ca. il 10% della commessa, per una durata tipica di 24 mesi) o di trasformarla in impegni di natura corporate;

Evoluzioni di mercato e conseguenze sui finanziamenti

- il nuovo quadro normativo ripositiona decisamente le linee di sviluppo del comparto fotovoltaico, almeno a partire dal 2012:
 - ✓ da un lato, il forte taglio alle tariffe e i limiti introdotti per la realizzazione di impianti a terra di potenza superiore a 1 MW indicano con chiarezza la volontà del legislatore di sfavorire l'ulteriore programmazione di impianti di taglia industriale a terra;
 - ✓ dall'altro, resta invece alta l'incentivazione (e la conseguente appetibilità) per realizzazioni diffuse, di taglia medio-piccola, integrate su tetti;
 - ✓ il legislatore introduce anche importanti indicazioni che daranno impulso nei prossimi mesi ad un mercato promettente, seppur di nicchia: quello degli impianti a terra costruiti su aree industriali o commerciali, aree di trattamenti rifiuti, cave o discariche esaurite o siti contaminati; sarebbero decine di migliaia gli ettari di superficie corrispondenti a tali requisiti, idonei quindi ad ospitare – con il favore del legislatore – grandi impianti a terra, sull'esempio di quello di 85 MW realizzato da SunPower a Montalto di Castro (VT), tra il 2009 e il 2010, su una superficie di ca. 285 ettari;

- tenuto conto del forte ridimensionamento del fabbisogno finanziario (frutto delle minori tariffe e dei minori costi di realizzazione, che comportano finanziamenti inferiori a 2 mln €/MW), le opportunità nascenti dal nuovo assetto incentivante sono dunque:
 - ✓ sfruttamento dei siti industriali o commerciali, delle aree di trattamenti rifiuti, delle cave o discariche esaurite, dei siti contaminati; si tratta di grandi installazioni che, prevedibilmente, richiederanno importanti dotazioni finanziarie da apportare attraverso operazioni di project financing;
 - ✓ sfruttamento delle superfici di copertura di opifici, di edifici commerciali, di centri logistici e di stoccaggio, dei complessi utilizzati dalla GDO; la frammentazione di tali realizzazioni è tale da ritenere difficile la strutturazione di operazioni di project financing (salvo casi di consistenti portafogli di dimensione > 7-8 MW); più probabilmente tali impianti saranno da finanziare su basi leasing o corporate;
 - ✓ il finanziamento di alcuni “mega-portafogli” estremamente frazionati (alcune migliaia di impianti di taglia piccola, sostanzialmente retail), concepiti da un nucleo ristretto di operatori specializzati; si tratta di tipologie finanziarie ibride, in cui le linee di credito non necessariamente riguardano specifiche SPV, ma vengono comunque valutate attraverso “logiche project”, seppur con un approccio focalizzato essenzialmente sul frazionamento del rischio;

Evolutioni di mercato

- Come era prevedibile, è già in corso una fase di consolidamento e concentrazione del settore fotovoltaico che porterà alla formazione di consistenti portafogli di impianti già in esercizio, attraverso un mercato "secondario" che coinvolgerà alcuni operatori in veste di acquirenti di impianti e un più consistente numero di potenziali venditori; per il settore bancario ciò si traduce in possibili mandati di M&A e, dal punto di vista del debito, nell'opportunità di offrire il supporto finanziario per operare le acquisizioni o, in altri casi, di confermare – anche a seguito del cambio di sponsor – gli affidamenti precedentemente concessi alle SPV cedute;
- tra le prime operazioni osservate – nei mesi scorsi – sul mercato secondario segnaliamo:
 - ✓ SunEdison ha venduto a First Reserve un impianto da 70 MW per un Enterprise Value di € 276 mln, pari a 3.900.000 €/MW;
 - ✓ Alerion ha venduto a HFV impianti per complessivi 18,8 MW per un EV di € 91,3 mln, pari a 4.860.000 €/MW;
 - ✓ Terna ha ceduto ad un veicolo del fondo Terra Firma un portafoglio fotovoltaico di 62 impianti, dislocati in 11 regioni italiane, per una capacità complessiva di 143,7 MW (di cui 101,6 MW beneficiari delle tariffe del Conto Energia 2010 e 42,1 MW incentivati con le tariffe 1° quadrimestre 2011); l'EV dell'operazione è di € 641 mln, pari a 4.460.000 €/MW;
 - ✓ Kinexia ha ceduto ad un veicolo del fondo Antin un portafoglio di impianti di 28,3 MW (di cui 16,2 MW in corso di realizzazione con previsione di connessione in autunno 2011) per un EV di € 103 mln, pari a 3.640.000 €/MW;
 - ✓ Sorgenia è in procinto di vendere, sempre a un veicolo del fondo Terra Firma, un portafoglio fotovoltaico di 19 MW (di cui 9 MW tuttora in attesa di connessione) per un EV di ca. € 98 mln, pari a 5.150.000 €/MW;
- le acquisizioni sul secondario sono generalmente caratterizzate da un EV che comporta un significativo mark-up (300-500.000 €/MW) rispetto ai costi di realizzazione tipicamente finanziati da un project finance; anche in questo caso, pertanto, è fisiologico applicare una struttura finanziaria che preveda leve leggermente più importanti (tendenti a 85:15, una volta raggiunta l'accettazione definitiva degli impianti, dopo 2 anni di operatività in linea con le performances attese) e livelli di DSCR più contenuti (1,25x);

Agenda

- L'esperienza nel Fotovoltaico di Centrobanca
- Il 4° Conto Energia

- Caratteristiche dei finanziamenti nel settore Fotovoltaico

Term Sheet standard per progetti PV

LEVA

Il Finanziamento sarà corrispondente al 100% dell'IVA e del fabbisogno di DSRA, nonché ad un massimo del [80]% delle componenti residue del Costo Complessivo del Progetto. Rapporto di leva 80:20;

DSCR

Senior Term Loan strutturato avendo per obiettivo un DSCR di almeno 1,30x – 1,25x;

TENOR

Rimborso sino [36] rate semestrali oltre ad un preammortamento sino a 12 mesi

MARGINI

I margini presentano struttura crescente, al momento attuale il mercato esprime i seguenti valori:

✓ Senior Term Loan:

- [230-260 bps] per il periodo di costruzione e fino al [5°] anno di rimborso;
- [250-280 bps] per anno dal [6°] al [10°] anno di rimborso;
- [270-300 bps] per anno dall'[11°] anno di rimborso fino alla scadenza del Finanziamento;

✓ VAT Facility: [150 - 180 bps] per anno.

UP FRONT FEE

Una tantum pari alla somma di:

- ✓ una percentuale di [1,80% - 2,50%] dell'ammontare complessivo del Senior Term Loan
- ✓ una percentuale di [1,50 – 2,00 %] dell'ammontare complessivo della VAT Facility.

Term Sheet standard per progetti PV

COMMITMENT FEE

Dalla Data di Stipula sino al termine del Periodo di Disponibilità, il Beneficiario dovrà corrispondere alla Banca Finanziatrice, in via semestrale posticipata, alle scadenze stabilite di ogni anno, una commissione pari al [35 - 40]% del rispettivo Margine su base annua, applicata agli importi del Senior Term Loan e della VAT Facility messi a disposizione dalle Banche Finanziatrici e non ancora utilizzati.

AGENCY FEE

Commissione pari ad € [20.000 - 30.000] per anno (importo aggiornato annualmente in base al recupero inflattivo), da corrispondere alla Banca Agente, di anno in anno in via anticipata alla data del 15 gennaio, per tutta la durata del Finanziamento

SECURITY PACKAGE

- pegno sul 100% delle quote del Beneficiario
- ipoteca di primo grado sui fabbricati e sui terreni (se di proprietà) o sui relativi diritti di superficie
- postergazione dei finanziamenti-soci
- privilegio speciale sui beni della centrale fotovoltaica (ex art. 46 TUB)
- pegno su Conti del Progetto (escluso il Conto Disponibilità)
- cessione di crediti in garanzia
- appendice di vincolo delle assicurazioni a favore della Banca Finanziatrice
- cessione in garanzia dei crediti IVA

CASH SWEEP

Il Beneficiario sarà obbligato ad effettuare rimborsi anticipati del Senior Term Loan qualora, ad una data di rimborso, il DSCR e/o l'LLCR risultino inferiori ai seguenti livelli minimi:

- ✓1,20x: il [50%] della Cassa in Eccesso;
- ✓1,15x: il [100%] della Cassa in Eccesso.

Term Sheet standard per progetti PV

Livelli di Default

Il Beneficiario sarà obbligato a rimborsare il Senior Term Loan qualora, ad una data di rimborso, il DSCR, l'LLCR e/o D/E risultino inferiori ai seguenti livelli minimi:

- ✓ DSCR inferiore a 1,05x ad una qualsiasi Data di Calcolo;
- ✓ LLCR inferiore a 1,10x ad una qualsiasi Data di Calcolo;
- ✓ D/E superiore a 85:15 a una qualsiasi Data di Calcolo .

Covenant Finanziari

Il Finanziamento verrà dimensionato sulla base del rispetto dei seguenti livelli finanziari minimi target:

- ✓ DSCR: $\geq 1,30x$
- ✓ LLCR: $\geq 1,30x$
- ✓ D/E: $\leq 80:20$.

Ai fini della distribuzione, il Beneficiario dovrà rispettare, nella fase successiva al Periodo di Costruzione, i seguenti livelli finanziari minimi:

- ✓ DSCR: $\geq 1,20x$
- ✓ LLCR: $\geq 1,20x$
- ✓ D/E: $\leq 80:20$, anche a seguito della distribuzione.

I parametri saranno verificati su base semestrale, ad ogni Data di Calcolo, dalla Banca Agente in base ad un report periodico rilasciato dal Beneficiario a partire dalla prima data di rimborso del Senior Term Loan.

EPC (Engineering, Procurement and Construction) – best practice per la bancabilità (1)

 Il contratto EPC, che dovrà essere perfezionato prima della Data di Stipula con primario operatore di mercato di gradimento della Banca Finanziatrice e dello Sponsor ed avrà, inter alia, le seguenti caratteristiche:

- dovrà essere con formula “chiavi in mano” e a prezzo fisso (salvo diversamente concordato con lo Sponsor). L’oggetto del contratto includerà, tra le altre cose, la progettazione esecutiva degli impianti e la messa ad esclusiva disposizione del progetto di una lista di parti di ricambio appositamente individuate in un allegato al contratto con l’ausilio del consulente tecnico;
- dovrà essere corredato delle garanzie bancarie autonome ed a prima richiesta tipiche per operazioni di questa tipologia quali garanzie per anticipi (Advance Payment Bond) di importo pari agli anticipi corrisposti e di rispetto degli impegni contrattuali (Performance Bond), di importo pari ad almeno il [15%] del prezzo del contratto EPC;
- dovrà prevedere un cronoprogramma dettagliato e vincolante per l’appaltatore con, tra le altre, l’indicazione delle milestones di principale importanza (entrata in esercizio, PAC, Take Over, FAC). Il crono programma sarà suscettibile di estensione solo a seguito del verificarsi di un evento di Forza Maggiore ovvero per effetto di varianti richieste dal committente;
- dovrà prevedere a carico dell’appaltatore l’obbligo di pagare al committente una penale per ritardo in caso di ritardo nel raggiungimento del PAC. L’importo di tale penale dovrà essere definito sulla base dell’apprezzamento della Banca Finanziatrice e delle consulente tecniche, legali e assicurative fatto salvo il risarcimento del danno ulteriore ex articolo 1382 del codice civile, con un tetto massimo; se l’ammontare della penale supera il limite massimo dedotto in contratto, il committente ha il diritto di risolvere il contratto ex articolo 1456 del codice civile;
- dovrà prevedere una “long stop date” oltre la quale, qualora l’impianto non fosse completato, il committente avrà diritto di rigettare l’impianto stesso;
- dovrà prevedere una performance ratio minima garantita; durante i primi due anni di attività di gestione, a partire dalla data di accettazione provvisoria dell’impianto, dovranno essere misurati i dati di produzione e per ogni anno dovrà essere verificato un performance ratio minimo di [80]%; in caso di produzione inferiore ai parametri prefissati dovrà prevedere a carico dell’appaltatore l’obbligo di pagare una penale a copertura dei mancati incassi derivanti da minore produzione elettrica, fatto salvo il risarcimento del danno ulteriore ex articolo 1382 del codice civile;

EPC (Engineering, Procurement and Construction) – best practice per la bancabilità (2)

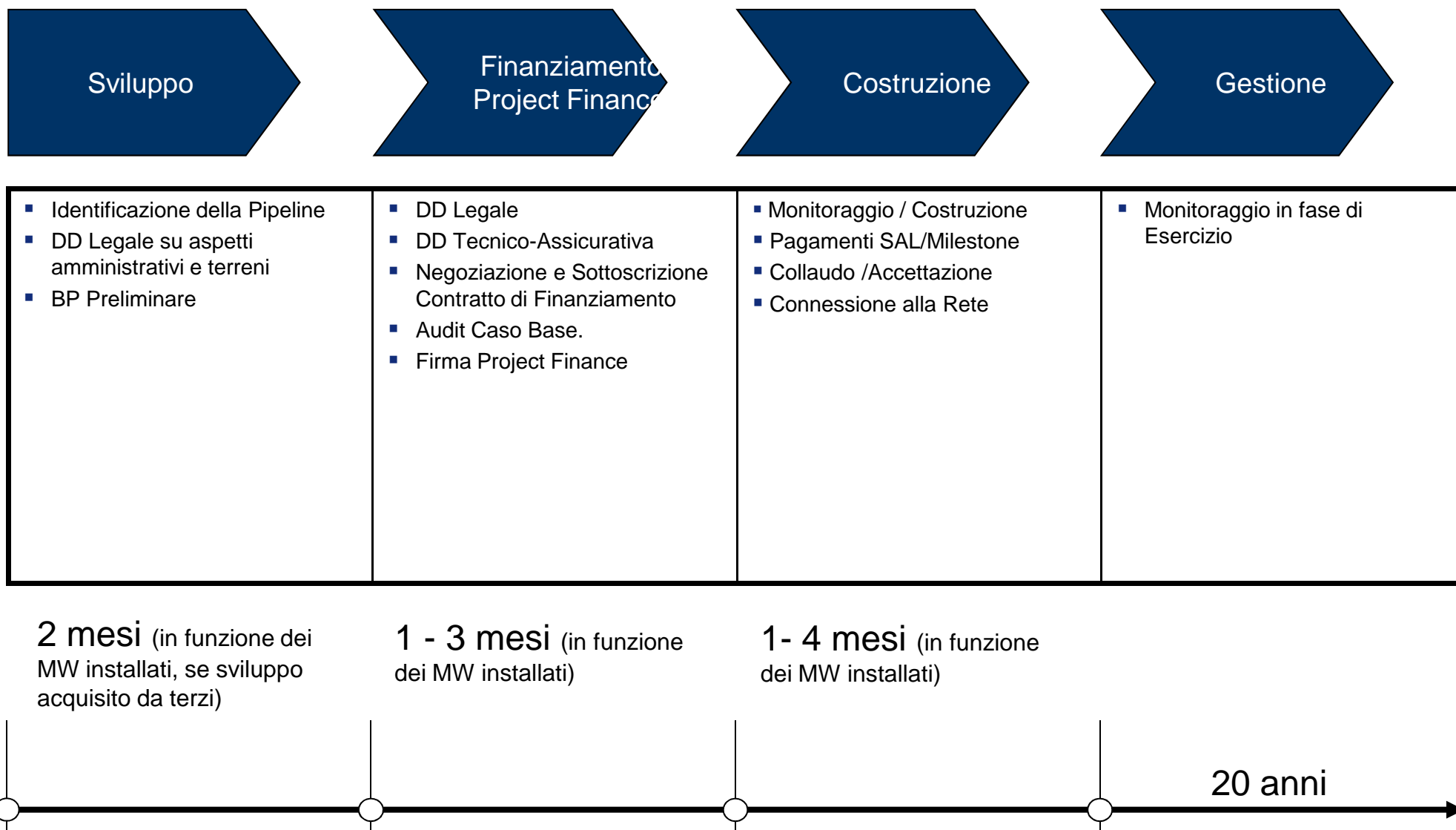
- i moduli fotovoltaici dovranno essere certificati da un ente di certificazione indipendente e di standing (TUEV, UL ecc.); i moduli fotovoltaici dovranno essere prodotti da primario operatore del settore, di gradimento alla Banca Finanziatrice e ai suoi consulenti; i moduli fotovoltaici dovranno essere garantiti per un decadimento che non ecceda il 10% nei primi dieci anni e il 20% nei successivi 25 anni;
- le garanzie prestate dall'appaltatore EPC dovranno essere supportate dalla garanzia del fornitore dei moduli / inverter, che dovrà essere concessa direttamente al committente e sottoposta a legge e foro italiani. Qualora le garanzie del fornitore dei moduli / inverter non siano bancarie o assicurative, il fornitore deve avere merito di credito, track record e positivo giudizio da parte del consulente tecnico delle Banche.
- La Società dovrà, a sua cura e spese, stipulare e mantenere in efficacia con assicurazioni di primario standing (rating non inferiore a A – S&P) l'assicurazione tutti i rischi del montaggio, responsabilità civile verso terzi, e perdita di profitto lordo atteso (la polizza deve contenere alcune previsioni minime tra cui la previsione che le banche finanziatrici sono coassicurate). Il contratto EPC deve prevedere che l'Appaltatore debba, a sua cura e spese, stipulare e mantenere in vigore le seguenti assicurazioni con compagnie di primario standing (rating non inferiore a A – S&P: a) assicurazione della responsabilità civile verso prestatori di lavoro; b) assicurazione per la copertura della responsabilità civile verso i terzi c) assicurazione trasporti a copertura di tutti i materiali incluso i pezzi di ricambio trasportati sul sito fino al Certificato di Accettazione Provvisoria; d) assicurazione per la copertura di infortuni di propri dipendenti e di eventuali collaboratori non dipendenti; e) assicurazione per la copertura della responsabilità civile auto; f) qualsiasi altra assicurazione obbligatoria per legge. I massimali delle polizze e le franchigie dovranno essere rivisti e valicati dal consulente delle banche.
- Il committente avrà la facoltà di risolvere il contratto ai sensi dell'articolo 1456 del codice civile, al verificarsi di taluni inadempimenti dell'appaltatore di particolare importanza e specificamente elencati. Resta inteso che il committente avrà diritto di risolvere il contratto con riferimento al solo impianto rispetto al quale si è verificato l'inadempimento ovvero di risolvere l'intero contratto. In caso di risoluzione del contratto per inadempimento dell'appaltatore, quest'ultimo dovrà pagare al committente una penale per risoluzione di importo pari a [•], fatto salvo il risarcimento del danno ulteriore ex articolo 1382 del codice civile. Fermo restando quanto precede, in caso di risoluzione del contratto per inadempimento dell'appaltatore, il committente avrà diritto di trattenere ovvero rigettare i lavori eseguiti sino a quella data.
- Il contratto prevederà che l'Appaltatore apporti sia le varianti necessarie per eseguire i lavori a regola d'arte ovvero per mutamenti delle leggi applicabili sia le varianti richieste dal committente. Le varianti necessarie per eseguire i lavori a regola d'arte saranno a carico dell'appaltatore. Il contratto conterrà espresse deroghe agli articoli 1660 e 1661 del codice civile.
- Il contratto prevederà una separazione tra il momento del trasferimento della proprietà e quello del trasferimento dei rischi. In particolare, il passaggio della proprietà in favore del committente dei pannelli e degli altri componenti avverrà alla consegna in sito. Il passaggio dei rischi al committente avverrà al Take Over.
- Il contratto prevederà un periodo di garanzia pari a due anni a decorrere dal Take Over. Fermo restando quanto precede, i principali componenti dell'impianto saranno coperti da garanzia aggiuntiva (e.g. inverters 20 anni).

O&M (Operation & Maintenance) – best practice per la bancabilità (1)

Il contratto di gestione e manutenzione, che dovrà essere perfezionato prima della Data di Stipula con primario operatore di mercato (il Gestore) di gradimento della Banca Finanziatrice [Da discutere] e dei suoi consulenti, dovrà avere, inter alia, le seguenti caratteristiche:

- dovrà essere un contratto a lungo termine (20 anni dal Take Over con efficacia dalla data del PAC del primo impianto) con una clausola di recesso esercitabile dal Beneficiario non prima di 5 anni;
- dovrà avere prezzo fisso e predeterminato. A tal proposito il contratto conterrà espressa deroga agli 1467, 1499 e 1664 del codice civile;
- dovrà includere i costi di sicurezza e guardiania del sito del Progetto;
- dovrà includere la manutenzione preventiva e correttiva;
- dovrà prevedere le attività di manutenzione straordinaria, con specifica previsione dei tempi di intervento e di eventuali penali da ritardo agli stessi collegate;
- dovrà prevedere una disponibilità garantita del [98%] con previsione di penali sulla base della perdita di incasso derivanti da minore produzione elettrica;
- la performance dovrà essere garantita da una polizza fideiussoria a prima richiesta con una compagnia di primario standing (Rating S&P > A-) per tutta la durata del contratto; Nel caso in cui la Performance è inferiore a quella garantita, il committente ha il diritto di ricevere dal Gestore il pagamento della penale di Euro [3.000] per ogni 0,1% di riduzione della Performance Ratio, previo arrotondamento a 1 decimale, oltre eventuali danni ulteriori, fatto salvo il risarcimento del danno ulteriore ex articolo 1382 del codice civile. L'ammontare massimo della penale non può superare il [100]% del prezzo..

Fasi del Progetto



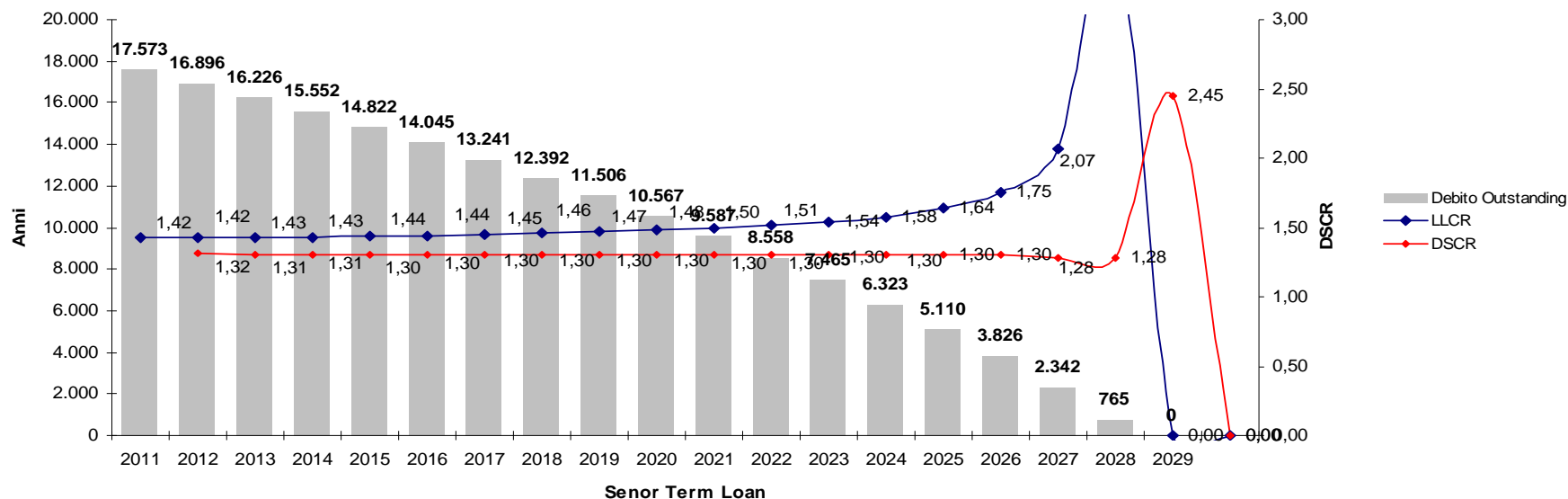
Esempio di Struttura di Finanziamento

Indicative Project's U&S – portafoglio di impianti a terra 6,7 MW (4Q 2010)

On the basis of the preliminary analysis carried out on available data, a suitable Project Finance structure would be:

Uses	(€/000)	Sources	(€/000)
Total investments, fees	22.460	Senior Term Loan	17.885
Capitalized Financial Expenses	47	Equity	5.600
DSRA	978		
Total Uses (excl. Vat, DSR)	23.485	Total Sources (excl. Vat, DSR)	23.485
VAT	1.027	VAT Facility	1.027
Total Uses	24.512	Total Sources	24.512
<i>minimum senior term loan coverage</i>	16.097	Hedging Plafond	4.829
<i>% Senior Term Loan Coverage</i>	90%	UBI Group weight	30%
		Total Amount of Credit Facilities	23.741

- D/E @ 80:20;
- Project Size: €/mIn 57,1;
- Total Debt: €/mIn 46,6;
- Equity equal to €/mIn 10,5;
- Repayment in 18 years, plus one semester of *grace period*.
- DSCR Target 1,30x;



Track record: PV (recent deals)



Euro 20,9 mln

Project Finance for ca. 6,7 MW in Umbria, Italy

Mandated Lead Arranger



February, 2011



Solar Energy Italia 1

Euro 36,8 mln

Project Finance for 8,4 MW in Sicily, Italy

Mandated Lead Arranger



November 2010



Tirreno Solar

Euro 20 mln

Project Finance for 6,9 MW in Campania, Italy

Sole Mandated Lead Arranger



August 2010



Euro 45 mln

Project Finance for 13.2 MW in Syracuse, Sicily

Sole Mandated Lead Arranger



December 2010



Megasol

Euro 93 mln

Project Finance for 30 MW in Lazio, Italy

Mandated Lead Arranger



August 2010



Euro 24 mln

Financing of 5 MW fotovoltaic plants in Puglia

Sole Mandated Lead Arranger



June 2010



Euro 25 mln

Bridge Financing of 13 MW fotovoltaic plants in Sicily

Sole Mandated Lead Arranger



June 2010



Euro 23 mln

Project Financing of 7 MW fotovoltaic plants in Piemonte, Italy

Sole Mandated Lead Arranger



June 2010

Track record: PV (recent deals)



Euro 38,5 mln

Financing of 10 MW photovoltaic plants in Lazio

Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

May 2010



Euro 30 mln

Financing of 8 MW photovoltaic plants in Apulia Region

Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

May 2010



Euro 12.3 mln

Financing of 4 MW photovoltaic plants in Apulia and Sicily

Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

December, 2009




Euro 30 mln

Financing of 5 MW photovoltaic plants in Umbria and Puglia

Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

July, 2009



Euro 22 mln

Financing of 5 MW photovoltaic plants in Puglia and Lazio

Sole Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

June, 2009




Euro 16 mln

Financing of 3 MW photovoltaic plants in Sicily

Sole Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

June, 2009



Euro 14 mln

Financing of 2 MW photovoltaic plants in Puglia

Sole Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

May, 2009



Euro 20 mln

Financing of 4 MW photovoltaic plants in Puglia

Sole Mandated Lead Arranger



Gruppo UBI Banca

April, 2009