

di S.P.

Le nuove avventure del fotovoltaico in Italia

Intervista a Michele Appendino, presidente e ceo di Solar Ventures



*Il ritorno della società in Italia dopo l'età dell'oro del Conto energia; il cambiamento del mercato negli ultimi anni; incentivi e profitti; norme e semplificazioni; le spine dei Ppa. "Oggi le aste Gse sono un disincentivo. In Italia le norme sono scritte abbastanza bene, meglio che in Spagna. C'è un problema di implementazione". A colloquio con **Michele Appendino**, presidente e ceo di Solar Ventures. Laureato al Politecnico di Torino in Ingegneria elettronica, Appendino ha lavorato con Andersen Consulting in Spagna e con Fmc negli Stati Uniti. Dal 1992 al 1996 è in McKinsey. Nel 1997 è stato co-fondatore di Net Partners Ventures, società focalizzata su aziende attive nel settore internet. Nel 2005 ha fondato Ame Ventures, holding di investimento in aziende del settore internet e delle energie rinnovabili, che controlla Solar Ventures.*

Il ritorno di Solar Ventures

Cominciamo con qualche cenno su Solar Ventures.

Solar Ventures è partita nel 2005-2006. Negli anni del Conto energia ha sviluppato circa 200 MW fotovoltaici in Italia, una delle pipeline più grandi dopo quella di Terna. Una parte dei progetti è stata ceduta a investitori istituzionali o industriali, parte – circa 50 MW – l'abbiamo costruita noi. Questi impianti li abbiamo tenuti per vari anni prima di venderli. Nel 2013 abbiamo fatto un'operazione con Mitsubishi Corporation e con il fondo strategico del governo giapponese con l'idea di creare una piattaforma per il secondario ulteriore. Noi avevamo una quota di minoranza e la gestione delle transazioni e degli asset operativi. Siamo andati avanti con questo progetto per tre anni: abbiamo fatto alcune acquisizioni e poi abbiamo ceduto tutti gli asset in esercizio a Sonnedix, altro operatore finanziato da JP Morgan. Negli anni successivi in Italia non c'è stata molta attività. Così ci siamo dedicati allo sviluppo in altri Paesi: in Europa prevalentemente in Francia, e poi anche nel Medio Oriente, in Giordania e Turchia. In Giordania abbiamo sviluppato quello che allora era progetto più grande del Medio Oriente, impianto che è stato poi acquistato da Mitsubishi e Qatar Electricity, la multiutility del Qatar. Poi abbiamo lavorato nel sud-est asiatico, in Thailandia e in Vietnam.

E poi siete tornati in Italia.

In Italia a fine 2017 si iniziava ad avere un po' di sentore di market parity. Ricordo che la costruzione dei nostri primi impianti fotovoltaici nel 2006 ci costava 5,5 milioni di euro al MW, l'ultimo nel 2011 ci è costato forse 2,8-2,9 milioni al MW. Nel 2017 si parlava di cifre sotto il milione. Abbiamo visto alcuni impianti fatti da Octopus e abbiamo pensato che era roba interessante. Intanto i mercati emergenti stavano diventando estremamente competitivi, erano molto affollati, lontani, difficili da gestire. Così abbiamo deciso di tornare sul nostro territorio e di concentrarci solo su Italia e Spagna. Siamo partiti con l'obiettivo di fare 200-300 MW in Italia e 100-200 MW in Spagna. Abbiamo cominciato tra i primi, perché in quel momento in Italia c'erano solo due o tre operatori attivi. Molto rapidamente abbiamo sviluppato una pipeline di circa un GW in Italia e di 300-400 MW in Spagna.

Che tipo di progetti erano?

In Italia erano progetti fotovoltaici su terreni agricoli e industriali. In Spagna erano tutti progetti su terreni agricoli. Siamo stati tra i primi a lanciare quella che adesso è un po' la "vague" del momento: l'agrovoltaico. Alle Regioni non sono mai piaciuti i grandi impianti a terra e questi impianti erano ancora più grandi di prima, perché per la market parity c'era bisogno di masse critiche. Ma abbiamo pensato di piantare erbe officinali invece dell'erba normale. Qualcosa che comunque desse un raccolto. Fuori dagli impianti, invece di fare le solite siepi di mitigazione, abbiamo deciso di mettere alberi da frutta – ulivi, mandorli. Questo è piaciuto molto alle Regioni, in particolare al Lazio: lì abbiamo avuto un ottimo successo, c'è stato un dialogo costruttivo, ci hanno chiesto di fare modifiche ai nostri impianti ma siamo stati tra i primi ad avere molte autorizzazioni. Alcuni impianti sono stati

autorizzati addirittura col parere positivo della soprintendenza. Poi, come un po' tutti, abbiamo avuto problemi con i ricorsi delle soprintendenze. Nel Lazio ci sono stati due anni di traversie legali, però alla fine dell'anno i progetti sono stati sbloccati.

Quanti progetti fotovoltaici ha Solar Ventures? Quanta capacità autorizzata?

Dal 2017 in Italia abbiamo autorizzato più di 400 MW. Abbiamo un approccio "focalizzato": non siamo quotati, non abbiamo bisogno di dire che abbiamo 5 GW di progetti, abbiamo progetti veri. Se oggi c'è un po' di effervescenza, se il terreno o la connessione diventano troppo cari, allora non facciamo il progetto. Ad altri invece piace dichiarare che hanno grandi volumi di progetti, ma poi bisogna vedere quanti di questi verranno autorizzati e quanti di questi sono fatti bene tecnicamente. Comunque credo che, ancora oggi, noi come impianti autorizzati siamo tra i primi due o tre operatori, e come progetti tra i primi dieci. La nostra strategia in Italia è simile a quella del passato: abbiamo una pipeline molto grande; una parte di questi progetti la passiamo a investitori, un'altra parte la facciamo in joint-venture, cioè rimaniamo dentro anche nella fase di costruzione. Dopo l'autorizzazione, una parte viene ceduta, mentre gli impianti su aree industriali li finanziamo e li costruiamo noi per avere un portafoglio in esercizio. Ci tengo a dire: io sento ancora parlare di incentivi del Gse ma – attenzione – le aste Gse sono tariffe tra i 60 e i 65 euro al MWh, che oggi sono un quarto del prezzo di mercato, quindi sono piuttosto un disincentivo visto che non sono nemmeno inflazionate su vent'anni.

Il Pun aumenta, ma i costi degli impianti restano abbastanza stabili, quindi anche il vostro profitto sta aumentando.

Il profitto c'è ancora e le aste del Gse funzionano come stabilizzatore di mercato. Ma alcuni operatori non portano neanche gli impianti in asta: potrebbero, ma decidono di andare a mercato. Noi abbiamo candidato alle aste Gse i nostri impianti industriali, perché le aste ci danno un beneficio dal punto di vista del finanziamento operativo e va bene avere una parte del portafoglio con una tariffa stabile. In Spagna siamo molto più concentrati, abbiamo progetti più grandi ma anche lì lo sviluppo è complesso, come un po' dappertutto. In Italia la normativa è scritta abbastanza bene, sia quella di connessione che quella autorizzativa. C'è piuttosto un problema di implementazione. In Spagna è tutto più complesso e i tempi sono ancora più lunghi.

Solar Ventures sviluppa i progetti in proprio o acquista progetti già sviluppati o già autorizzati?

Lo sviluppo lo facciamo sempre noi. In passato abbiamo fatto acquisizioni con Mitsubishi sul mercato secondario, ma oggi non acquistiamo autorizzazioni perché abbiamo il nostro gruppo di sviluppatori. In alcuni casi abbiamo fatto accordi con investitori prima della fine dello sviluppo, ma di solito portiamo i progetti ad autorizzazione e poi decidiamo se costruirli noi o se cederli ad altri. È una strategia un po' opportunistica. Oggi gli impianti industriali li costruiamo da soli e quelli agrovoltaici tendiamo a farli con investitori anche molto grandi o utility, perché sono progetti più grandi e richiedono investimenti significativi per la costruzione.

Prezzi e profitti

Di che cifre parliamo? Quanto costa un MW autorizzato?

Questo è abbastanza confidenziale. Quando c'era il Conto energia il mercato era strutturato e c'erano delle tariffe. Adesso dipende dal tipo di progetto, dallo stadio in cui si trova, dai dati del progetto e dal soggetto che lo vuole. Non c'è un mercato e non c'è un prezzo di riferimento, ogni vendita è una storia a sé. Però ci sono elementi che ci hanno sorpreso da quando siamo tornati in Italia. Quando facevamo gli impianti in Conto energia, tra uno e sette MW di potenza, il solare era un po' una nicchia: c'era qualche fondo specializzato, generalmente medio-piccolo, e le utility tendevano a guardare l'eolico perché il fotovoltaico era troppo piccolo per loro. Oggi invece gli impianti sono più grandi e ci sono molti più investitori equity interessati: ci sono tutte le utility, tutte le oil company, tantissimi fondi infrastrutturali, anche molto grandi, e poi ci sono ancora i fondi specializzati. Fino a oggi, visto che c'erano pochissime autorizzazioni disponibili, i prezzi per i progetti autorizzati erano più alti di quello che pensavamo. Però oggi lo sviluppo è più oneroso del passato, perché bisogna mettere dei depositi per bloccare la connessione e fare un mucchio di studi ambientali. Per questo molti sviluppatori hanno preferito fare accordi di co-sviluppo con un investitore. Noi invece, avendo il nostro capitale, abbiamo preferito sviluppare i progetti da soli e perciò ci siamo trovati con i progetti autorizzati quando sul mercato ce ne erano molti pochi. Già quest'anno ci sono molti più progetti, ma anche la domanda è molto elevata. Bisogna poi dare atto a questo governo: è la prima volta che non mi sento porre dagli investitori domande sulla situazione italiana, sul governo e le regole che cambiano continuamente, e questo ci dà molto vantaggio.

A parte la norma sugli extraprofiti...

Faccio veramente molta fatica a capire. Capisco che il prezzo di energia è andato alle stelle e nessuno se lo aspettava, ma non è colpa degli operatori delle rinnovabili se non sono stati gestiti bene gli approvvigionamenti di gas. Io dicevo sempre agli investitori che la market parity è una cosa molto tranquilla: il Pun è 60 e il prezzo di pareggio è 25-27 euro al MWh, che non verrà mai raggiunto, quindi i soldi li riprendi in ogni caso. Quando a febbraio-marzo 2020 il Pun è andato a 19 sono stato zitto per un paio di mesi. A me non sembra che il governo abbia chiamato gli operatori chiedendo se gli servisse un sostegno. Immagini un operatore – io ne conosco – che nel 2018 si è fatto l'impianto, se lo è finanziato, lo ha messo in rete. Poi è esploso il prezzo e il governo gli ha detto: ti tasso l'impianto. Potevano pensare a un contributo, ma così mi pare un po' troppo. Anche se c'è talmente tanta fiducia nell'attuale governo che non sento grandi critiche dagli investitori.

Crede che questa norma possa frenare gli investimenti?

Bisogna stare un po' attenti: io l'ho visto con i giapponesi con cui ho lavorato. Quando hanno investito con noi c'era il governo Letta. Tanti di loro avevano paura perché avevano già avuto dei tagli sulle tariffe in Spagna e da Tokyo dicevano di stare attenti. Quando il governo Renzi ha fatto lo spalma incentivi, i giapponesi molto elegantemente non hanno detto nulla. Ma noi ogni mese avevamo il consiglio di amministrazione e gli presentavano le opportunità di investimento: loro venivano, facevano no con la testa ed era evidente che gli era arrivato uno stop a investire in Italia. Tant'è che poi nel 2016 hanno venduto. Considerate che avevano forse un miliardo di euro da investire nel Paese. Da allora se ne sono andati e non hanno più fatto nulla in Italia. Abbiamo provato anche a fare impianti in market parity con loro: hanno visto le carte ma hanno detto di no. Quindi l'invito al governo è di stare molto attenti, perché oggi c'è capitale in abbondanza ma il capitale è globale e ci mette un attimo ad andare da un'altra parte.

Senza incentivi non si poteva rimanere in Italia?

In quel momento gli incentivi erano indispensabili perché i progetti non stavano in piedi da soli. Lo spalma-incentivi non è stato grave come in Spagna, però è stato sicuramente visto male. Prima facevamo joint venture in tutto il mondo, perché venivamo dal secondo mercato mondiale, poi siamo stati tagliati fuori perché, non avendo più fatto né sviluppo né costruzione, ci eravamo persi tutte le novità tecnologiche. L'impatto lo si vede ancora oggi, perché dobbiamo costruire impianti e in Italia sono rimaste veramente poche società di costruzioni. Con queste mosse bisogna stare un po' attenti, perché ricostruire poi un settore è abbastanza difficile.

Contratti Ppa

Si poteva pensare ad acquisti di energia rinnovabile da parte di un ente statale, a prezzo fisso e con contratti a lungo termine, per cederla alle aziende energivore? Una sorta di Ppa di Stato?

Se ne parlava, non mi sembra una cosa campata in aria. È un po' quello che si faceva in passato con gli impianti incentivati: la parte che vendevi in rete poteva essere ritirata da Acquirente Unico a prezzo di mercato. Oppure potevi fare Ppa privati. Uno dei motivi per cui gli impianti grandi preferiamo farli in joint venture è perché non è banale fare i contratti Ppa: ci sono i contratti, bisogna pagare le garanzie bancarie, è una cosa per soggetti dalle spalle molto grosse. Avere anche per gli impianti più piccoli un soggetto unico che acquista l'energia a prezzi fissi poteva essere una buona idea. Per esempio, noi abbiamo degli impianti agricoli da 5-7 MW che, in quel caso, potremmo costruirci da soli. Perché su un impianto così piccolo un trader il Ppa non te lo fa neanche.

Voi avete chiuso dei contratti Ppa?

In questo momento no. All'inizio avevamo creato una struttura per fornire i progetti già col Ppa, ma poi abbiamo visto che chi compra i progetti ha la propria struttura per fare i Ppa. Gli investitori cui abbiamo ceduto gli impianti hanno chiuso tre o quattro Ppa, quasi tutti corporate perché le aziende hanno capito che bloccare il prezzo dell'energia gli è utile.

A che prezzi?

Il prezzo non lo so. I prezzi dei Ppa sono più alti del 2019, ma non così tanto più alti di prima. Chi fa Ppa non è così sicuro che i prezzi rimarranno alti nei prossimi dieci anni. Dipende da diversi fattori.

Quindi conviene vendere sul mercato spot, piuttosto che fare contratti di lungo periodo?

Se nel 2019 il prezzo dell'energia era, poniamo, 55 euro al MWh, e ti facevano un Ppa per 10 anni a 43 euro al MWh, tu dicevi: c'è lo sconto però mi blocco il prezzo dieci anni. Oggi il Pun è a, diciamo, 220 euro al MWh. Se il Ppa provider ti propone 58, tu dici: come faccio? Adesso il Pun è a 220, se rimanesse a 100 per dieci anni, un Ppa a 58 non ha senso.

Con questi prezzi dell'energia, ai produttori non conviene più fare i contratti Ppa?

Con i Ppa corporate con grandi gruppi probabilmente si riescono ad avere dei prezzi leggermente più alti. Ma in genere i prezzi sono veramente molto più bassi del 2018.

O forse i prezzi dei Ppa sono cresciuti dal 2018, ma i Ppa hanno smesso di essere convenienti perché i prezzi dell'energia continuano a crescere.

Nel 2018 avevi uno sconto del 20% rispetto al prezzo di mercato. Se hai bisogno del finanziamento bancario, le banche vogliono un Ppa di lungo periodo. Se non hai bisogno del finanziamento bancario, alcuni dicono "parto così e vediamo come evolve. Magari faccio un Ppa dopo". Devi avere le spalle molto grosse chiaramente, perché se sono 50 MW devi trovare 100 milioni.

Quindi i prezzi dei Ppa sono saliti dal 2018?

Sì, sono saliti, però il problema dei Ppa è che anche i produttori di energia devono avere un margine, non possono rischiare il fallimento.

Ma con un Ppa a 58 euro al MWh il margine per i produttori c'è, ed è anche aumentato.

Sì, c'è. Ma se io devo fare un contratto forward da 10 anni guardo le curve, che non sono molto diverse da come erano prima. Ma intanto i prezzi spot continuano ad aumentare. Oggi chi deve fare un prezzo per un Ppa per dieci anni non ha un compito facile.

Quali sono i problemi a con i Ppa in Italia?

Un contratto Ppa è sicuramente molto complesso. Un conto è farlo con Amazon, un conto è farlo con una società che fa, per esempio, lavorazione di alluminio. Bisogna stare attenti alla solvibilità. C'è poi il tema delle garanzie. La differenza rispetto al precedente mercato delle tariffe è che oggi il sistema di ricavi te lo puoi scegliere tu. Mentre prima era un settore abbastanza standardizzato oggi è più customizzato. C'è più differenza anche nei modelli di business dei vari operatori.

Il nuovo boom in Italia

Com'è oggi il mercato del fotovoltaico in Italia?

Prima c'era un blocco quasi totale dei permessi, non autorizzavano nulla. Adesso la situazione sta un po' sbloccando. Il governo ha fatto un decreto semplificazioni e ci sono un po' di miglioramenti. Poi però è schizzato il prezzo dell'energia, che da una parte dovrebbe essere un vantaggio, ma dall'altra è un grosso problema per la gestione dei Ppa e per le forniture, perché i prezzi sono saliti tanto su tutta la filiera, dal modulo all'inverter al cavo. Poi, come dicevo prima, mancano i costruttori e quelli più quotati sono pieni di lavoro. Oggi abbiamo un po' di difficoltà nel mettere a terra i progetti, paradossalmente superiore a quella che c'era dieci anni fa.

Sviluppate fotovoltaico sui tetti?

Lo abbiamo fatto in passato, ma come proprietari di impianti lo troviamo un po' complesso, perché bisogna avere i diritti di superficie. Bisognerebbe trovare proprietari di aziende logistiche che, come in America, hanno settanta superfici, in modo da fare un accordo quadro. Qui il settore è molto frammentato. Il vero tema è un altro: ora è stata fatta una semplificazione, ci sono molte Regioni che sono virtuose e seguono i tempi mentre in altre ci sono dei ritardi incredibili. Noi abbiamo studi legali che fanno ricorsi al Tar per inadempienza quasi a tempo pieno e solo a quel punto si sblocca la situazione. Non è giusto. Secondo me, il governo potrebbe dare degli obiettivi più stringenti alle Regioni, con il Pnrr le Regioni potrebbero assumere consulenti. Ma se continuano i ritardi dovrebbero arrivare le procedure di infrazione.

Da un conto della Staffetta di gennaio 2021, mi risulta che voi abbiate 350 MW autorizzati solo nel Lazio. Gli impianti autorizzati sono tutti lì?

Noi abbiamo progetti autorizzati nel Lazio, poi in Sardegna e Sicilia. Dovrebbero essere circa 450 MW. Certamente il Lazio è la Regione con più capacità autorizzata, lì siamo partiti per primi. La Regione Lazio ha fatto un ottimo lavoro, ha avuto anche il coraggio, in presenza di pareri negativi – molto strumentali – della soprintendenza, di autorizzare comunque gli impianti. Le altre Regioni non sono così.

Avete presentato progetti anche alla nuova Commissione Via del Mite? Potrebbe accelerare le procedure?

Non molti progetti, perché quelli grandi li avevamo già autorizzati. Qualcuno l'abbiamo candidato. Certamente, quando si centralizzano le procedure sopra i 10 MW si rischia di creare un collo di bottiglia. MA penso sia un po' presto per dirlo. L'altro problema è che l'ente locale che vuole mettersi di traverso può farlo lo stesso.

Norme e semplificazioni

L'individuazione di aree idonee può essere una soluzione?

La trovo un po' troppo dirigista. In Paesi come l'India il governo ti dà un pacchetto con terreno autorizzato e connessione e tu facevi l'offerta. Così, chiavi in mano, va benissimo. Da noi lo vedo un po' complicato. Qui non ci sono molti terreni dello Stato. Il mercato da noi è diverso. Anche la Regione Lazio, per esempio, ci ha autorizzato 350 MW che in origine erano 700: ce li ha ridotti della metà. In conferenza dei servizi ci hanno detto: se togli quest'area ti autorizziamo il progetto. E noi l'abbiamo tolta.

Nel Lazio gli impianti sono molto concentrati. Non è un problema?

Sono concentrati e questo potrebbe essere un problema. Secondo me, però, non è una cattiva idea dedicare aree già deturpate al fotovoltaico. Il problema con le aree idonee è che il lavoro è già stato fatto, non so se ha senso restringere ancora le aree. Il vero tema è un altro. Per gli impianti sulle aree industriali c'è la procedura abilitativa semplificata in assenza di vincoli, ma due siti su tre qualche vincolo ce l'hanno. Se i progetti su area industriale fanno la trafila di quelli agricoli, servono due anni e mezzo per autorizzarli. L'impianto su terreno industriale deve passare in tempi rapidi. Poi c'è il problema dei progetti che bloccano la rete anche se non esistono più: se chi ha fatto la richiesta di connessione non comunica a Terna o a Enel che il progetto non c'è più, loro tengono viva la richiesta di connessione e, se io voglio fare domanda di connessione, mi rispondono che la sottostazione è piena. E per costruire la nuova sottostazione servono quattro anni.

Alle aste del Gse continua a non esserci competizione, nonostante aumentino le candidature. Si potrebbe pensare di aprire i bandi anche agli impianti fotovoltaici su aree agricole?

In Spagna è così. Credo che all'inizio le aste siano state pilotate dagli operatori eolici perché i fotovoltaici avevano già un punto di pareggio più basso, mentre l'eolico senza l'asta non stava in piedi. Per avere meno affollamento hanno permesso di partecipare ai soli impianti su aree industriali, ma è una cosa irrazionale.

In quel caso candidereste alle aste i vostri impianti?

Forse. Adesso c'è la questione dei bandi del Pnrr sull'agrovoltaico. Spero che non esca fuori una roba incostruibile. L'agrovoltaico che facciamo noi ha semplicemente le file un po' più larghe e ci si può coltivare all'interno, ma resta un impianto fotovoltaico che produce energia, non è una cosa agricola. Deve comunque stare in piedi come impianto fotovoltaico.

Il ministro della Transizione ecologica Roberto Cingolani ha detto che i vincoli saranno molto stringenti: pannelli molto alti, in file molto distanziate tra loro.

Se è così, penso non lo farà nessuno. Non vedo il senso. Anche perché queste aste adesso sono a prezzi probabilmente più bassi dei Ppa. Che interesse abbiamo a partecipare? Noi non sapevamo neanche se partecipare all'ultima asta del Gse, perché ti blocca il prezzo per vent'anni a 62 euro al MWh senza inflazione. E c'è da una parte l'inflazione galoppante, dall'altra il prezzo dell'energia galoppante. Secondo me il ministero deve stare un po' attento a non darsi la zappa sui piedi.

Quindi, in caso di regole più stringenti, i vostri impianti agrovoltaici non potrebbero partecipare?

Noi le aste le abbiamo fatte per nostra convenienza. In Spagna le banche finanziano l'impianto merchant senza Ppa, in Italia no. Bisogna andare dalle banche straniere o partecipare all'asta. Ma se l'asta diventa antieconomica non si partecipa. Anche perché poi si entra nei meandri del Gse: noi non abbiamo mai avuto problemi ma ci sono giustamente i controlli, cominciano i contenziosi. Io preferisco che non ci siano incentivi, così non devo giustificare a nessuno quello che faccio e nessuno può venire a chiedermeli indietro.

Gli incentivi però servono ancora per gli accumuli.

Molti dei nostri impianti li abbiamo autorizzati con gli accumuli, ma gli accumuli non li abbiamo ancora fatti perché stiamo valutando se sono economici. Ci vogliono ancora incentivi: con la fast reserve di Terna l'accumulo costa quasi come costruire un megawatt fotovoltaico. Allora una batteria costava 400mila euro al MW quando l'impianto costava 550mila euro al MW. Oggi credo sia molto di meno.

Sul vostro sito si dice che Solar Ventures è tra le prime tre aziende in Italia per capacità fotovoltaica autorizzata. Chi sono i vostri competitor?

In questo mercato c'è posto un po' per tutti, siamo più colleghi che competitor. C'è Giacchetti, c'è Macquarie, c'è la tedesca lb Vogt. Sono i nomi che pubblicate voi con la mappatura dei progetti. Anche Enel Green Power è molto presente, poi c'è il gruppo Maresca, molto presente nell'industriale, c'è Next Energy.

© Tutti i diritti riservati

E' vietata la diffusione e o riproduzione anche parziale in qualsiasi mezzo e formato.