

DOSSIER

NUOVE ENERGIE

EFFICIENZA, COGENERAZIONE, BIOMASSE - SOLARE - EOLICO





Risparmiare energia: una sfida per l'industria chimica

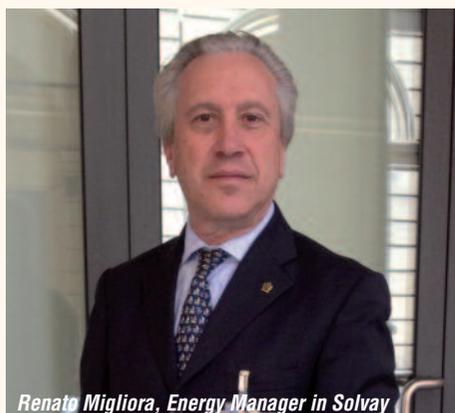
Un workshop organizzato da Federchimica mette in luce gli interventi attuati da alcune aziende e le proposte tecnologiche per una gestione energetica più efficiente. Dall'elettrolisi con membrana all'ottimizzazione del vapore, fino agli impianti di cogenerazione, spesso alimentati con gas di scarto e biogas

a cura di Alena Trifirò



**T.A.C.E.C. – Towards a
Carbon Efficient Chemistry**

'Towards a carbon efficient chemistry'. È questo il concetto sintetizzato dall'acronimo Tacec, il programma avviato da Federchimica, in collaborazione con Confindustria Veneto, per sostenere una strategia industriale sempre più tesa verso efficienza energetica e sostenibilità. L'iniziativa, partita nel 2008, sta procedendo con successo attraverso una serie di incontri e seminari che rendono possibile un proficuo scambio di idee ed esperienze fra aziende chimiche e fornitori di soluzioni tecnologiche per l'ottimizzazione dell'impiego dell'energia. Il nono workshop del programma Tacec si è svolto nella prima parte dell'anno presso gli spazi di Federchimica a Milano ed è stato dedicato al tema: 'Efficienza energetica, cogenerazione e titoli di efficienza energetica (TEE): novità normative e opportunità manageriali'. Per ragioni di spazio ospitiamo solo alcuni dei numerosi e autorevoli interventi che si sono susseguiti nel corso del workshop.



Renato Migliora, Energy Manager in Solvay



Lo stabilimento di Solvay a Rosignano (Livorno)

Solvay: interventi a Rosignano e Bussi

Renato Migliora, Energy Manager all'interno del gruppo chimico Solvay, nonché responsabile area energia, cambiamenti climatici e Responsible Care in Federchimica, ha descritto alcuni interventi realizzati recentemente negli stabilimenti chimici di Rosignano (Livorno) e di Bussi sul Tirino (Pescara), che hanno avuto come ricaduta anche un significativo risparmio energetico. Negli ultimi anni, all'interno dei due stabilimenti, sono state sostituite delle celle elettrolitiche a mercurio con le meno inquinanti celle membrana. Nell'elettrolisi di NaCl con celle a mercurio all'anodo si sviluppa il cloro, mentre al catodo si deposita il sodio formando un'amalgama con il mercurio che funge da catodo. Successivamente, l'amalgama viene fatta reagire con acqua fuori dalla cella di elettrolisi per produrre NaOH al 50%, idrogeno e mercurio che viene riciclato nella cella di elettrolisi. Nell'attuale processo a membrana all'anodo si sviluppa sempre il cloro, mentre al catodo si sviluppa idrogeno e nella cella elettrolitica si forma NaOH al 33%. Nelle celle a mercurio, oltre a tutti i problemi ambientali legati all'uso del mercurio, il consumo di energia era di 3.560 KWh/tCl₂, mentre nell'elettrolisi con membrana è di 2.970 KWh/tCl₂. Un altro intervento ha riguardato la rimessa in servizio a Rosignano di un vecchio turboalternatore per sfruttare il salto entalpico del vapore da 40 bar a 420°C a 10 bar a 250°C, ai fini della produzione di energia elettrica. Prima questo vapore non era utilizzato, ma veniva laminato con delle valvole di riduzione della pressione senza sfruttare la differenza di contenuto entalpico.

Dal gennaio 2010 è iniziata la nuova marcia commerciale del turboalternatore, che ha portato a significativi risparmi energetici. L'ultimo esempio riguarda l'impianto di produzione di acqua ossigenata realizzato nel 2010 a Rosignano. Qui è stata migliorata la zona di arrivo dell'aria arricchita, grazie a un collegamento meccanico che ha permesso di diminuire la portata dei gas. Sono inoltre riusciti a sfruttare tutta l'aria arricchita disponibile aumentando la percentuale di ossigeno presente nella corrente d'aria veicolata, senza utilizzare il compressore che prima veniva utilizzato, con un risparmio di 3.276 MWh/anno.



Intelligent System Solutions*
 STEAM • AIR • HOT WATER

Armstrong: ottimizzare vapore e condensa in raffineria

Ottavio Menardi della Armstrong - Intelligent System Solutions, azienda specializzata nel fornire servizi integrati per l'ottimizzazione dei circuiti Vapore & Condensa - ha illustrato le attività dell'azienda che hanno come obiettivo l'individuazione e la realizzazione di progetti per migliorare l'efficienza energetica nelle reti vapore e condensa di raffinerie, petrolchimici e impianti chimici, al fine di risparmiare energia, ridurre le emissioni di CO₂, ridurre i costi operativi e manutentivi e migliorare la sicurezza. Il potenziale risparmio è calcolato su migliorie che escludono modifiche strutturali della produzione di vapore e interventi sul processo.

Le aree tipiche di intervento della Armstrong riguardano: la centrale termica (recupero calore dal blow down, gestione caldaie in stand by, economizzatori, condensatori, eccesso di ossigeno); la rete di distribuzione del vapore (perdite varie, coibentazione scarsa e/o rovinata, rami morti, spurghi aperti, condensa non recuperata, pozzetti mancanti); la rete di recupero della condensa (eliminazione dei colpi di ariete, recupero vapori di flash e loro utilizzo, incremento della percentuale di condensa recuperata); sulle utenze a vapore (incremento efficienza scaricatori di condensa, utilizzo vapore a pressione più bassa, miglioramento del recupero della condensa nelle apparecchiature, recupero del flash e del calore).

La strategia di Armstrong è quindi la realizzazione di progetti per il miglioramento dell'efficienza al fine di ridurre la bolletta energetica e l'immissione di inquinanti e calore nell'ambiente.



Gianluca Airoidi del Gruppo AB



L'impianto di biocogenerazione presso il polo produttivo di Orzinuovi (Brescia)

AB: cogenerazione 'made in Italy'

A Gianluca Airoidi del Gruppo AB il compito di descrivere le attività della società AB Energy, una delle realtà italiane più impegnate nei settori cogenerazione, trigenerazione e biocogenerazione. L'azienda è un punto di riferimento in questo panorama, nel quale opera con successo crescente già da circa 25 anni. Circa 400 addetti lavorano in tre stabilimenti – in tutto 36 mila m² coperti – dedicati alla produzione. Finora AB Energy ha installato più 400 impianti per oltre 750 MW complessivi. Airoidi ha illustrato alcune delle soluzioni installate nell'ambito della cogenerazione industriale (il doppio impianto Ecomax 18 NGS), della tricogenerazione (doppio impianto Ecomax 30 NGS con l'assorbitore), del teleriscaldamento (2 Ecomax 24 NGS), della cogenerazione Turbogas (Ecomax 50 TG) e della cogenerazione a biogas (Ecomax Bio).

Matteo Parnigoni, Key Account Manager
New Business di EDF Fenice

EDF Fenice: risparmiare energia con la cogenerazione

Matteo Parnigoni, Key Account Manager New Business di EDF Fenice, filiale italiana del Gruppo energetico europeo EDF, ha illustrato un esempio tipico di efficienza energetica, consentito dalla realizzazione di un impianto di cogenerazione a supporto del processo produttivo di uno stabilimento situato nell'Italia centrale e di proprietà di una multinazionale di riferimento nel settore alimentare. Come nella maggior parte delle realtà industriali del food, i costi delle 'energie primarie' hanno un impatto importante nelle strategie legate al prodotto finito. Precedentemente all'intervento di EDF Fenice, il consumo di energia elettrica nello stabilimento si aggirava intorno ai 110.000 MWh, mentre quello di energia termica era di circa 140.000 MWht (acqua surriscaldata 160°C). EDF Fenice ha realizzato un impianto di cogenerazione alimentato a gas naturale (metano) con l'obiettivo di ridurre il consumo di

energia e le emissioni, realizzare un risparmio energetico e di conseguenza un saving economico, raggiungendo contestualmente l'obiettivo di migliorare l'immagine dell'azienda. L'impianto ha prodotto nel periodo invernale energia elettrica per circa 18.800 MWh, di cui 10.800 MWh immessi in rete e 8.000 MWh consumati dal cliente. 13.000 sono stati invece i MWht di vapore prodotto e utilizzato dal cliente. Minore invece la richiesta di vettori energetici nel periodo estivo: 8.000 MWh di energia elettrica immessa in rete e 7.800 MWh utilizzati dal cliente, mentre la produzione di vapore si è attestata intorno agli 8.500 MWht. Importante l'impatto ambientale del nuovo impianto, che a parità di energia prodotta, ha fatto registrare una netta diminuzione degli inquinanti immessi in atmosfera; oltre il 24% in meno di NOx (da 50 a 38 t/anno circa) e una riduzione di CO₂ del 17% (da 188.000 a 160.000 t/anno circa).





Agostino Albertazzi, direttore aggiunto del Polo Energia di Cofely Italia, Gruppo GDF SUEZ

Cofely: efficienza energetica e tutela ambientale

Agostino Albertazzi, direttore aggiunto del Polo Energia di Cofely Italia, Gruppo GDF SUEZ, ha presentato, nel corso del workshop, diversi esempi di attività nel settore del risparmio energetico. Cofely è specializzata nell'efficienza energetica e ambientale ed è protagonista europeo con un fatturato nel 2011 di circa 8 miliardi di euro e 35.000 collaboratori. In Italia conta 2.400 collaboratori e 50 sedi con un fatturato di 1 miliardo di euro. Cofely Italia ha un'organizzazione articolata in tre principali Poli di attività: il Polo Operations, presente in 6 aree geografiche a copertura di tutto il territorio, dedicato alla gestione dei servizi energetici e al Facility Management per grandi clienti pubblici e privati; il Polo Residenziale & Oil, con una Divisione rivolta al mercato residenziale per offrire soluzioni energetiche su misura e una Divisione Oil per approvvigionamenti di combustibile e stoccaggio/logistica per clienti pubblici e privati; il Polo Energia specializzato nel finanziamento, progettazione, realizzazione e gestione di reti di teleriscaldamento e impianti di cogenerazione e trigenerazione, per realtà industriali e civili. Fra i vari progetti di realizzazione di impianti di cogenerazione si può annoverare quello di Fossano (Cuneo), dove Cofely ha realizzato e gestisce un impianto a servizio di uno stabilimento industriale abbinato a una rete di teleriscaldamento urbano. Il progetto è composto da una centrale di cogenerazione con 150 sottostazioni e 19 km di rete sotterranea, con una potenza termica di 45 MWt, calore inviato a 5.000 famiglie residenti nel Comune e potenza elettrica di 5,3 MWe inviata a uno stabilimento industriale (un sito di Michelin). Sono stati risparmiati con questo intervento 3.000 tep annui di energia primaria, sono state ridotte le emissioni di CO₂ in atmosfera di 7.000 tonnellate l'anno ed è stata consentita una diminuzione dei consumi del 25%. A Spinetta Marengo (Alessandria), a seguito dell'incremento nella richiesta termica ed elettrica dello stabilimento, Cofely ha in progetto la sostituzione dell'esistente impianto di cogenerazione in ciclo combinato da 25 MWe e 24 MWt (1993) con una nuova centrale di cogenerazione, un turbogas, un generatore di vapore a recupero con post combustione, una turbina a vapore in contropressione e caldaie convenzionali di sola riserva, con una potenza elettrica di 35 MW e una potenza termica di 45 MW. Si sono risparmiati in tal modo 17.700 tep annui di energia primaria rispetto all'impianto esistente e si è ottenuta una riduzione di CO₂ di 44.400 t/anno e un incremento dell'1,5% del consumo di combustibile a fronte di un incremento della produzione energetica del 27,5%.

A Porto Marghera (Venezia) è in fase di realizzazione un impianto di cogenerazione alimentato da gas residuo di processo a basso contenuto energetico, con una centrale di cogenerazione composta principalmente da una caldaia off-gas, una turbina a vapore a condensazione e spillamenti, un generatore elettrico e un gruppo frigorifero ad assorbimento. La potenza termica è di 30 MWt, la potenza elettrica di 6,2 MWe con un fabbisogno elettrico di 27.000 MWh/anno e invio alla rete esterna di 19.000 MWh/anno, mentre il fabbisogno termico è stato di 26.000 MWh/anno a 6 bar e 31.000 MWh/anno a 19 bar. L'energia risparmiata sarà all'incirca di 15.500 tep/anno e le riduzioni di CO₂ in atmosfera di 38.900 tonnellate l'anno.

A Porto Marghera (Venezia) è in fase di realizzazione un impianto di cogenerazione alimentato da gas residuo di processo a basso contenuto energetico, con una centrale di cogenerazione composta principalmente da una caldaia off-gas, una turbina a vapore a condensazione e spillamenti, un generatore elettrico e un gruppo frigorifero ad assorbimento. La potenza termica è di 30 MWt, la potenza elettrica di 6,2 MWe con un fabbisogno elettrico di 27.000 MWh/anno e invio alla rete esterna di 19.000 MWh/anno, mentre il fabbisogno termico è stato di 26.000 MWh/anno a 6 bar e 31.000 MWh/anno a 19 bar.

L'energia risparmiata sarà all'incirca di 15.500 tep/anno e le riduzioni di CO₂ in atmosfera di 38.900 tonnellate l'anno.



La centrale di cogenerazione di Fossano (Cuneo) realizzata da Cofely



Bioenergie in fermento

Le biomasse sono una risorsa importante nello scenario delle fonti di energia rinnovabili. La crescita maggiore riguarda le centrali a biogas, che nel 2011 hanno raddoppiato le installazioni. Notevole è il contributo tecnologico delle aziende italiane lungo la filiera. Per il futuro conterà molto la politica degli incentivi e l'evoluzione dei sistemi di produzione

a cura di **Maria Elena Monti**

La pubblicazione dei dati riportati nel recente Biomass Energy Report, giunto alla sua terza edizione, conferma il trend positivo e in crescita del mercato italiano delle bioenergie, che durante lo scorso anno ha mostrato di muoversi a 'tre velocità': cioè con una crescita sostenuta, soprattutto nel caso del biogas agricolo con nuove installazioni per oltre 200 MW (il doppio rispetto all'installato dell'anno precedente), ma anche per le caldaie a pellet che ormai da qualche anno fanno registrare un numero costante di nuove installazioni, nell'ordine di 150.000 unità l'anno; con una crescita appena accennata, come nel caso del teleriscaldamento e delle biomasse agroforestali (scarti legnosi e agricoli impiegati per la produzione di energia elettrica) che hanno visto percentuali di crescita dell'installato complessivo nell'ultimo anno nell'ordine di 4-5 punti; sostanzialmente con crescita zero, come nel caso degli impianti per la valorizzazione energetica dei rifiuti o, qui addirittura con un calo del 75% rispetto alle nuove installazioni del 2010, della produzione di energia da oli vegetali. Una simile difformità di andamento può avere tre 'origini': da una difformità significativa nei costi/rendimenti intrinseci (ovvero indipendenti dalla incentivazione) fra le diverse tecnologie per la produzione di energia da biomassa; da una difformità delle caratteristiche dei numerosi segmenti di mercato (da quello residenziale a quello delle imprese produttrici di energia) ai quali le tecnologie sono destinate; infine, da una difformità di impatto dei sistemi di incentivazione e regolazione attualmente in vigore.

L'analisi dei LEC (Levelized Energy Cost) - effettuata per le principali tecnologie di produzione di energia termica ed elettrica da biomassa riportando i costi di investimento nel nostro paese con l'effetti-

va produzione di energia - mostra come, per effetto della relativa maturità tecnologica della maggior parte delle tecnologie, i valori di riferimento vadano da un minimo di 6 c€/kWh (per le caldaie a biomassa) a un massimo di 9 c€/kWh (per le caldaie a pellet) per la produzione termica e da un minimo di 14,3 c€/kWh (centrali a combustione da biomassa, escludendo gli impianti per il recupero energetico da RSU per i quali l'approvvigionamento della biomassa in input rappresenta un 'ricavo') a un massimo di 23,3 c€/kWh (impianti di pirolisi) per la produzione elettrica.



Altro risultato dell'analisi da sottolineare è la 'italianità' della filiera delle soluzioni tecnologiche per la produzione di energia da biomasse. Su oltre 70 imprese fra le principali che operano nei diversi ambienti e i cui dettagli sono riportati nel Rapporto, infatti, 61 sono italiane (ovvero l'85%), così come sono italiani (almeno per gli impianti con taglie sino a 10 MW) i principali progettisti e installatori e gli operatori che si occupano (ove necessario, ad esempio per gli impianti di combustione di biomasse agroforestali) della gestione e manutenzione degli impianti. Non è sempre italiana, invece, e va precisato, la materia prima di input, ma è interessante notare come i mercati a crescita sostenuta sono quelli dove più locale è la disponibilità di combustibile, mentre dove avviene il contrario (riferendosi in particolare agli oli vegetali) si è registrato nel corso dell'ultimo anno un andamento certo non brillante delle installazioni.

La produzione di energia termica da biomassa è già oggi conveniente, e senza alcuno strumento di incentivazione, per quei segmenti di mercato per i quali essa ha senso dal punto di vista tecnologico. La maggior parte delle tecnologie per la produzione di energia elettrica da biomassa si collocano nell'area di indifferenza, ovvero diventano interessanti per l'investitore solo in presenza di condizioni ottimali per quanto riguarda gli aspetti autorizzativi e la disponibilità di biomassa. In Italia, oltre ai pochi casi di competitività sui costi, le migliori prospettive per le agroenergie si realizzano nello sfruttamento di economie di localizzazione (insilato per il biogas, scarti agroindustriali e agroforestali, reflui zootecnici). Quando non ci sono tali presupposti, le filiere agroenergetiche decollano con difficoltà in Italia, come nel caso dei biocarburanti, il cui fabbisogno interno è infatti soddisfatto prevalentemente dalle importazioni. Per il fatto che la biomassa sia una commodity ne deriva anche un'altra conseguenza: se l'agricoltore si limitasse solamente alla produzione di biomassa, egli subirebbe una pressione tale da impedirgli di raggiungere livelli di reddito soddisfacenti. Diversa è la situazione in cui l'agricoltore non si limiti solo a produrre la materia prima, ma effettui anche la trasformazione della biomassa in energia elettrica o calore, da poter poi vendere sul mercato. Le opportunità sono ben diverse nel caso in cui l'agricoltore riesca a creare un'integrazione di filiera, fino a vendere il prodotto finale (energia elettrica e/o calore). Alla luce di queste considerazioni, si pone la domanda sulle opportunità per le imprese agricole nel settore delle agroenergie, una questione sulla quale la polemica e il dibattito sono sempre accesi.

Il futuro dipenderà certamente dalle politiche agroenergetiche, ma è ragionevole affermare che ci saranno forti incentivi anche nei prossimi anni. L'utilizzo della biomassa per fini energetici è infatti molto incentivato dal punto di vista legislativo, politico ed economico, ma richiede specifiche tecnologie capaci di trasformare l'energia contenuta nella stessa biomassa, sotto forma di legami chimici, in altre forme direttamente utilizzabili dall'uomo, come il calore, l'energia

elettrica, l'energia meccanica, la frigorifera. Le politiche incentivanti sono quindi una condizione necessaria ma non sufficiente per il successo di iniziative imprenditoriali nel settore delle agroenergie; occorre un'attenta valutazione della fattibilità in funzione delle risorse produttive e umane locali. Dal punto di vista delle tecnologie, la situazione è in continua evoluzione. Attualmente, i processi di digestione anaerobica (biogas) offrono in Italia le migliori garanzie tecniche ed economiche, mentre i processi di conversione termochimica forniscono risultati non sempre soddisfacenti, anche se la tecnologia sta facendo progressi considerevoli, per cui in futuro lo scenario potrebbe migliorare considerevolmente.



Cogenerazione da biogas: conveniente anche per piccoli impianti

Il più importante gruppo industriale italiano nel settore degli impianti di cogenerazione, con 30 anni di esperienza e oltre 500 impianti installati, propone soluzioni a partire da 60kW fino a 1500kW: impianti che raggiungono vette di 8.700 h/anno di operatività



La cogenerazione da biogas costituisce un'opportunità di reddito molto interessante per le imprese, grazie anche alle politiche di incentivazione del governo. Con il biogas, i sottoprodotti delle attività zootecniche e agro-industriali, in diversa combinazione con colture dedicate, diventano elettricità e calore che l'azienda può decidere di riutilizzare a uso interno per la propria autonomia energetica, ma soprattutto vendere ai gestori di rete ottenendo significativi introiti nel tempo. Il **Gruppo AB** di Orzinuovi (Brescia), primaria realtà industriale italiana nel settore della cogenerazione e una delle maggiori in Europa, è il riferimento per ogni impresa che vuole cogliere questa vantaggiosa opportunità, grazie a una gamma modulare che parte dai piccoli impianti di 60 kW fino a raggiungere i 1.500 kW.

L'impianto di 'bio-cogenerazione' si può schematizzare in due parti principali: la parte di fermentazione e produzione del biogas, composta appunto da uno o più fermentatori e la parte di trasformazione del biogas in energia, l'impianto di cogenerazione vero e proprio.

I fermentatori hanno un ruolo chiave nella fase iniziale del processo di produzione del biogas, ma è dalla qualità e dalle soluzioni tecnologiche che caratterizzano il gruppo di cogenerazione che dipendono il rendimento energetico e la performance economica complessiva dell'impianto. AB nel 2006, forte dell'esperienza maturata nella realizzazione di impianti destinati all'applicazione in discarica, introduce sul mercato un intero range di prodotti, la Linea Ecomax® BIO, studiata appositamente per la valorizzazione energetica del biogas. Questo ultimo, convogliato nei moduli Ecomax® BIO, permette la produzione di due vettori energetici: energia elettrica (auto-consumata oppure ceduta alla rete) ed energia termica, utilizzabile ad esempio per il riscaldamento dei fermentatori, per il teleriscaldamento civile e zootecnico e per processi di lavorazione agroalimentare.

La valorizzazione del biogas attraverso la cogenerazione rappresenta una soluzione innovativa e sicura per conciliare profitti e attenzione per l'ambiente, con l'impiego intelligente delle biomasse. Anche la linea 'BIO' conferma le caratteristiche che hanno fatto di Ecomax® un prodotto industriale altamente performante: nessuna concessione edilizia, grande flessibilità e ricollocabilità, tempi rapidi di installazione e di avviamento, semplicità di interconnessione con sistemi impiantistici già esistenti. Un'idea concepita e sviluppata interamente in AB, evoluta nella gamma e nelle possibilità applicative degli impianti, fino a diventare il principale riferimento tecnologico e di mercato della bio-cogenerazione moderna. Nel proprio polo produttivo di Orzinuovi il Gruppo AB, unico in Europa, realizza l'intero impianto in ogni sua parte. Questo consente di fare crescere un know-how esclusivo e di conoscere ogni peculiarità dei propri sistemi. L'intero processo produttivo è stato pianificato e organizzato su un percorso definito per ottimizzare ogni fase: carpenteria, allestimento moduli containerizzati, inserimento motore, cablaggi e assemblaggio di parti elettriche e idrauliche, collaudo e spedizione. Con la consulenza degli specialisti AB si può individuare la soluzione di cogenerazione più adatta alle potenzialità dell'azienda con una vera proposta 'chiavi in mano', dal supporto alla gestione delle pratiche di autorizzazione fino all'assistenza di un service dedicato.

IL GRUPPO AB AL SERVIZIO DELL'INDUSTRIA PER OTTIMIZZARE LA SPESA ENERGETICA

COGENERAZIONE PER L'INDUSTRIA:

PIÙ EFFICIENZA, MENO COSTI.

Il più importante Gruppo italiano nel settore degli impianti di cogenerazione mette a disposizione soluzioni mirate per ogni settore industriale al fine di migliorare l'efficienza ed abbattere i costi. Ora più che mai un'opportunità strategica per la competitività delle aziende.



L'efficienza energetica costituisce una voce fondamentale nelle politiche industriali, soprattutto oggi che è necessario confrontarsi con una situazione economica difficile e mercati sempre più competitivi. In molteplici settori industriali, quelli più energivori e che richiedono un uso intenso e coordinato di elettricità e calore, la cogenerazione è la scelta più efficace per ottenere una riduzione dei costi fino al 30%. Benefici oggettivi e misurabili. A ciò si affianca il significativo contenimento delle emissioni di CO₂, che ha portato la Comunità Europea ad indicare questa tecnologia come una delle più affidabili per la realizzazione

dell'impegno ambientale di tutta l'Unione.

Il Gruppo AB di Orzinuovi (Brescia), la più importante realtà italiana nel settore della cogenerazione e una delle maggiori in Europa, mette a disposizione dell'industria la soluzione Ecomax®. Un prodotto industriale per la cogenerazione, basato sui principi della versatilità, della modularità e della compattezza, capace di unire queste caratteristiche distintive ad elevate performance energetiche. Un'idea concepita e sviluppata interamente in AB, evoluta nella gamma e nelle possibilità applicative fino a diventare il principale rife-

rimento tecnologico e di mercato della cogenerazione moderna. La linea Ecomax® assicura livelli di rendimento con vette del 98% di disponibilità di esercizio dell'impianto che permettono di rientrare dall'investimento in tempi certi.

Con la consulenza degli specialisti AB si può individuare la taglia idonea dell'impianto in ragione delle proprie concrete esigenze energetiche, avvalendosi di una proposta "chiavi in mano", dal supporto pratiche autorizzative fino all'assistenza di un service dedicato (AB Service).



La soluzione modulare Ecomax® NGS per la cogenerazione a gas metano.

AB | AB Energy

www.gruppoab.it | tel. +39 030 9400100

Efficienza energetica con tecnologia verde



Un sistema bioSpark da 50 KW di potenza elettrica



Un impianto a biogas basato su un sistema di media potenza bioSpark 360M da 365 KW elettrici

La politica degli incentivi per la produzione da biogas cambierà dal 2013 il panorama della cogenerazione, favorendo l'installazione di sistemi anche molto ridimensionati rispetto al passato. Spark Energy è pronta ad affrontare la nuova sfida, offrendo un range completo di impianti di taglia medio-piccola

In mercati che devono la propria esistenza a un sistema di sussidi pubblici come quelli delle energie rinnovabili, la struttura degli incentivi ha un influsso decisivo sulla diffusione di una soluzione tecnologica o di una particolare tipologia di sistemi. Il settore del biogas non fa eccezione.

La tariffa onnicomprensiva in vigore dal 2007 e prorogata sino alla fine del 2012 non è modulata per classi di potenza (come per esempio avviene nel fotovoltaico) e ciò ha portato a una distribuzione anomala dell'installato di cogeneratori che ha privilegiato anche numericamente i sistemi più potenti, da 700 a 999 KW di potenza elettrica.

Tutto cambierà dal 2013, quando entrerà in vigore una nuova scala tariffaria che privilegerà le taglie medio-piccole. Sono in molti ad attendersi un nuovo boom di installazioni, che numericamente supererà quello già notevole cui il mercato ha assistito tra il 2011 e oggi. Per i fornitori di sistemi di cogenerazione si apre una nuova sfida: garantire su macchine anche molto piccole lo stesso livello di affidabilità e di stabilità delle prestazioni nel tempo, che sono un dato acquisito per le macchine di fascia alta. Rispetto ad altri tipi di cogeneratori, i sistemi a biogas hanno tutta una serie di problematiche loro proprie, che si ripropongono anche nei sistemi medio-

piccoli, con l'aggravante che i correttivi devono essere economicamente compatibili con costi più bassi.

Due sono particolarmente importanti: l'aggressività chimico-fisica degli inquinanti presenti nei combustibili, prodotti secondari della digestione anaerobica, e la variabilità del contenuto energetico del biogas, dovuto al continuo mutare della 'ricetta' di carica del digestore, a sua volta dovuta alla variabilità dell'alimentazione. Questa variabilità è forte per gli impianti alimentati a deiezioni animali, ovvero proprio quelli che vengono premiati dalla nuova struttura degli incentivi. Spark Energy si presenta al mercato dei cogeneratori a biogas di piccola e media taglia con la gamma più completa esistente: 25, 50, 60, 100, 120, 130, 150, 190, 210, 250, 320, 360, 400 e 490 KW elettrici fino poi al 999 e oltre. Tutte sono progettate con gli stessi criteri costruttivi utilizzati per le macchine di fascia e prezzo più elevati. La resistenza alla corrosione dei recuperatori di calore, punto debole di molti sistemi a biogas, è garantita dall'uso esclusivo di componenti in acciaio inossidabile, che viene impiegato anche in tutti i sistemi ausiliari, per esempio nei deumidificatori del biogas (lo stadio successivo alla desolfurazione), che possono essere anch'essi forniti da Spark. L'affidabilità e la stabilità delle prestazioni nel tempo è invece legata alla scelta del motore a combustione interna e all'utilizzo esclusivo su tutti i modelli dello Spark Engine Control System. Grazie a questo sistema elettronico, che utilizza un software di gestione proprietario sviluppato da Spark, la macchina gestisce autonomamente i parametri di funzionamento in base alle condizioni al contorno e alla composizione del gas. Il sistema Spark Energy Control System, che equipaggia di serie tutte le macchine Spark Energy, può essere installato anche su applicazioni esistenti che utilizzino motori MAN, Doosan o Liebherr. Con una spesa limitata è possibile trasformare un impianto tradizionale in uno che si avvicina, almeno per la stabilità di prestazioni, a un impianto Spark Energy. Altre informazioni sono disponibili sul sito www.sparkenergy.it.



TURKCHEM

Chem Show Eurasia

5th International Chemical Industry Group Exhibition

11-14 October 2012
Istanbul Expo Center

www.turkchem.net

Media Partner ■

TURKCHEM
Magazine

Organiser ■



Phone: +90 212 324 00 00
Fax: +90 212 324 37 57
E-mail: sales@artkim.com.tr
www.artkim.com.tr

Torri 'silenziose' per trigenerazione

Una centrale alimentata a biomasse legnose ha richiesto a Mita torri di raffreddamento in grado di adeguarsi agli spazi disponibili e dal bassissimo impatto acustico

L'impianto di cogenerazione a biomasse di Calenzano, della società Biogenera, produce energia utilizzando cippato. Si tratta di un impianto di trigenerazione alimentato a biomasse legnose che produce 800 kW elettrici e circa 3,6 MW termici.

La progettazione è stata affidata alla società di ingegneria Crit. La costruzione degli impianti è stata invece presa in carico da Citep, che si è rivolta a Mita per la realizzazione delle torri di raffreddamento. Nel progetto di Calenzano l'esigenza era coniugare l'efficienza con la riduzione dell'impatto acustico, a costi adeguati. I prodotti Mita sono stati utilizzati in due contesti principali: nell'ambito della dissipazione del calore a bassa temperatura di raffreddamento dell'olio e delle camicie del motore, oppure in quello della dissipazione del calore del gruppo di produzione di acqua refrigerata (gruppi ad assorbimento o chiller elettrici). In tre sottocentrali di zona, sono installati infatti assorbitori per la produzione di energia frigorifera, che necessitano di torri di raffreddamento: attualmente 5 di queste sono della serie PME-E Silent e Super Silent di Mita.

Le torri sono state dimensionate per ottimizzare al massimo gli spazi disponibili, garantendo la prestazione richiesta con un ridottissimo livello sonoro: oltre a ventilatori a basso numero di giri e ventole con pale speciali, le unità sono dotate di griglie afoniche, sulle bocche di presa aria, a sezione particolare per contenere gli ingombri e di tappetino antiscroscio in pannelli di polipropilene.



Recupero calore da biomassa

Due turbogeneratori 'made in Italy' con sistema ORC consentiranno a un'industria canadese di ottimizzare l'uso dei residui di lavorazione del legno

Turboden, azienda italiana di primo piano nella realizzazione di turbogeneratori basati sul Ciclo Rankine Organico (ORC) per la generazione di energia elettrica e cogenerazione da fonti rinnovabili e recupero di calore, si è aggiudicata l'ordine per un impianto ORC di recupero calore da biomassa di 12 MW di potenza elettrica per gli stabilimenti West Fraser in British Columbia, Canada. Turboden appartiene alla società Pratt & Whitney Power Systems, che fa parte a sua volta di United Technologies Corp. West Fraser è una società di riferimento nella lavorazione del legno, opera nel Canada Occidentale e negli Stati Uniti del sud, lavora legname proveniente da conifere e produce MDF, legno compensato, polpa di cellulosa, carta da giornale, LVL e trucioli di legno. L'impianto fornirà energia pulita a emissioni zero agli stabilimenti Forest Industries dell'azienda nella zona di Chetwynd utilizzando due turbogeneratori ORC Turboden HRS da 6,5 MWel, validi esempi della nuova grande famiglia di turbogeneratori ORC che Turboden sta sviluppando per le applicazioni ad alta temperatura (biomassa, recupero di calore dai motori endotermici e turbine a gas, progetti sul solare termodinamico). L'installazione dell'unità ORC presso l'impianto di West Fraser a Chetwynd fa parte della strategia per ottimizzare l'uso dei residui di lavorazione del legno. I due turbogeneratori ORC per il complesso Forest Industries di Chetwynd consentiranno di massimizzare la produzione elettrica fornendo ciascuno 5 MW netti di energia elettrica da fonti rinnovabili alla rete elettrica. L'utilizzo dei sistemi basati sul Ciclo Rankine Organico è particolarmente ideale per postazioni remote come l'impianto di Chetwynd situato nelle zone rurali della British Columbia nord-orientale, in quanto non richiedono alcun controllo operativo sul sito.

Tecnologia per la produzione di biogas

Biomet™ è la soluzione impiantistica di punta di VWS Italia per la trasformazione delle biomasse in biogas: offre stabilità e performance ottimali e allontana il rischio di contaminazione

Presente in Italia da diversi anni, **Veolia Water Solutions & Technologies (VWS)** è protagonista internazionale nella fornitura di impianti per il trattamento delle acque sia reflue che di processo. L'offerta comprende tra gli altri gli impianti Design & Build, tra cui spicca Biomet™, il brand identificativo di VWS Italia per la tecnologia di produzione di biogas da biomasse.

Tra i plus di processo di Biomet™ spicca la configurazione bi-stadio, per la quale la separazione della fase di idrolisi delle biomasse dalla fase di digestione anaerobica permette il raggiungimento di una maggiore stabilità e di migliori performance, allontanando il rischio di contaminazione, quale aspetto delicato per un impianto di biogas. Biomet™ risulta inoltre flessibile, funzionando in differenti condizioni operative (mesofilia e termofilia) e potendo essere alimentato con diverse quantità e tipologie di substrati. I sistemi di miscelazione e gli scambiatori di calore esterni al reattore, costituendo in questo caso due importanti plus ingegneristici, rendono ottimale la triturazione delle biomasse e minima la dispersione di energia termica con conseguente riduzione della formazione di depositi e schiume, e permettono altresì un grande supporto nelle operazioni di pulizia e quindi nel mantenimento delle prestazioni. L'efficienza dell'impianto è massimizzata, con 365 giorni all'anno e 24 ore su 24 di funzionamento, ed è affidabile grazie al sistema di automazione costituito da PLC che controlla tutte le logiche di funzionamento e di regolazione dell'impianto. Un PC consente l'interfaccia con l'operatore e indica graficamente i parametri di funzionamento, registrando lo stato delle apparecchiature e lo storico dei trend dei vari parametri di interesse.



Un impianto Biomet™ presso un'importante industria italiana



Service | Value | Responsibility

Soluzioni complete per le acque reflue dell'industria chimica e farmaceutica

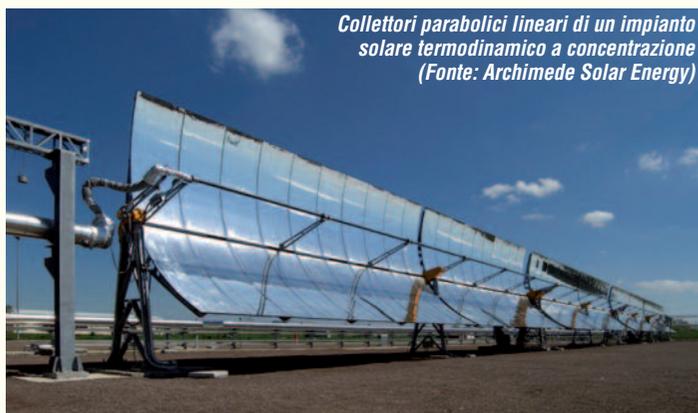
EVALED™: evaporatori per soluzioni acquose con capacità fino a 200 ton/giorno

- Riduzione dei costi di smaltimento
- Rispetto delle normative ambientali
- Riutilizzo dell'acqua e del concentrato
- Recupero delle sostanze riutilizzabili



Specchi di sole

La radiazione che ogni giorno dal sole giunge sulla terra rappresenta la principale risorsa energetica del nostro pianeta. Tra le diverse tecnologie disponibili in grado di sfruttare la radiazione solare per la produzione di energia rivestono particolare importanza i sistemi solari a concentrazione, che si basano su sistemi di specchi con diverse configurazioni



Collettori parabolici lineari di un impianto solare termodinamico a concentrazione (Fonte: Archimede Solar Energy)



Centralina per la misura della radiazione solare diretta a Macchiareddu (Cagliari)

Gli impianti solari termodinamici a concentrazione, CSP (Concentrating Solar Power), convertono l'energia proveniente dal sole in calore ad alta temperatura attraverso sistemi di specchi (campo solare) che, a seconda della specifica tecnologia, possono avere differenti configurazioni. La principale applicazione degli impianti CSP è l'utilizzo dell'energia termica ad alta temperatura per la produzione di energia elettrica.

Uno dei grandi vantaggi di questi impianti, rispetto ad altre tecnologie alimentate da fonte rinnovabile, è la possibilità di poter accumulare l'energia raccolta dal sole e produrre energia elettrica anche quando il sole non è disponibile (la notte o in presenza di copertura nuvolosa), superando l'intrinseca discontinuità che caratterizza la fonte solare e la maggior parte delle fonti rinnovabili.

Non tutta l'energia solare che giunge al suolo, però, può essere utilizzata negli impianti solari a concentrazione. La radiazione solare che attraversa l'atmosfera interagisce con le molecole che la compongono con il vapore d'acqua, gli aerosol e le nuvole, venendo in parte assorbita e in parte diffusa. La radiazione solare che arriva al suolo, quindi, è solo una frazione di quella proveniente dal sole.

Della frazione di radiazione che giunge a terra, inoltre, la componente di interesse nei sistemi a concentrazione è la radiazione solare diretta o DNI (Direct Normal Irradiance), quella, cioè, che giunge al suolo senza essere diffusa e deviata dall'atmosfera e che può, quindi, essere concentrata dai sistemi di specchi.

La DNI viene definita come la densità di flusso della radiazione solare per unità di superficie ricevuta su un piano perpendicolare alla direzione del sole. La corretta valutazione della DNI disponibile in un sito è quindi il primo passo da compiere per verificare l'idoneità del sito in

esame, all'installazione di un impianto solare termodinamico a concentrazione. La DNI presenta notevoli variazioni sia spaziali che temporali: dipende fortemente dalle condizioni microclimatiche locali e varia sensibilmente sia durante il giorno, sia nelle varie stagioni dell'anno, sia da un anno all'altro. Per caratterizzare correttamente un sito dal punto di vista della DNI occorre quindi intraprendere delle campagne di misura a terra per più anni. L'accurata e continua misurazione a terra della DNI viene fatta con centraline meteo solari equipaggiate con una strumentazione costosa e che richiede una frequente manutenzione con conseguenti difficoltà operative di gestione della campagna di misura stessa.

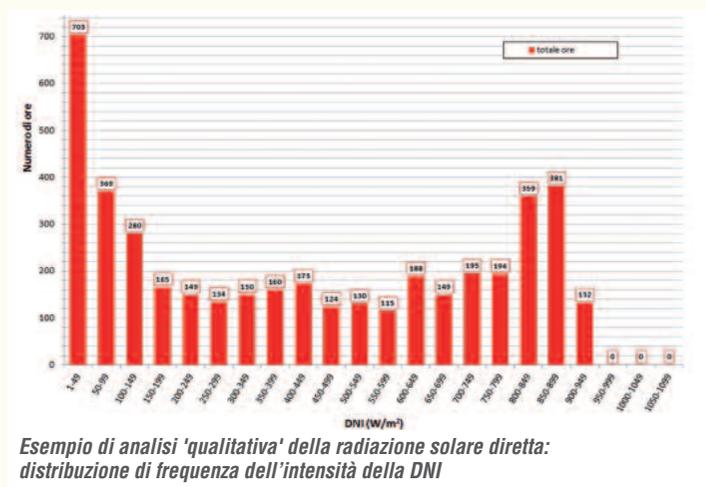
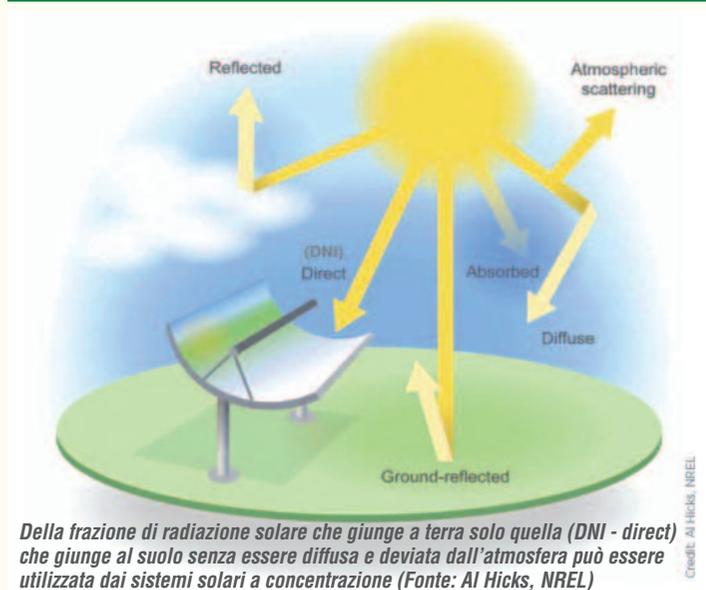
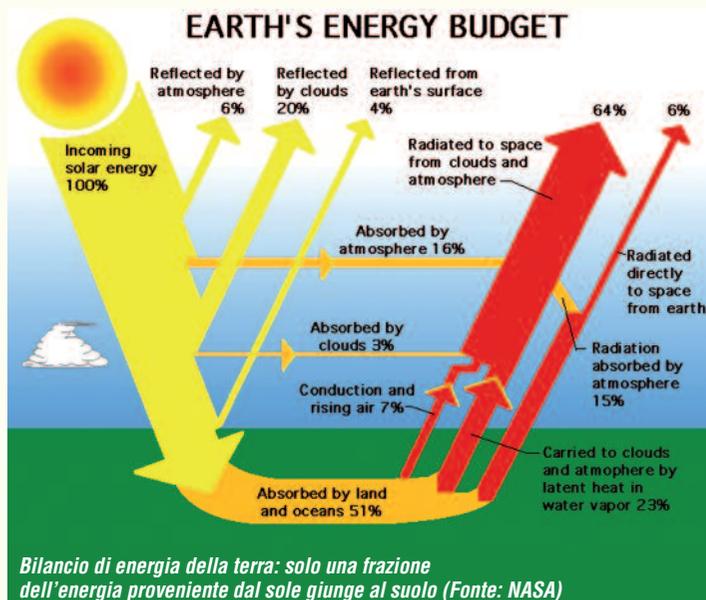
Per tali ragioni le misure di DNI sono ancora oggi poco diffuse e scarsamente disponibili. Informazioni sulla DNI possono essere ottenute anche utilizzando dei modelli che elaborano le misure satellitari e stimano la radiazione che giunge al suolo.

Tali modelli sono importanti, soprattutto, per disporre di serie storiche di misure sul sito di interesse e per avere una valutazione preliminare della risorsa solare con dei costi contenuti prima di avviare una campagna di misura a terra. Di contro, l'utilizzo dei modelli satellitari comporta una bassa accuratezza e una ridotta risoluzione temporale. La stima della DNI tramite i modelli satellitari è affetta, infatti, da un errore che può superare anche il 40-50% sui valori cumulati dell'energia in un singolo mese, mentre si riduce al 10-15% sui valori di energia raccolta in un anno.

La campagna di misura a terra, quindi, è sempre necessaria prima di avviare la realizzazione di un impianto CSP, in quanto consente di valutare opportunamente anche quei fenomeni legati a microclimi locali che risultano importanti per la stima di producibilità di un impianto e che, generalmente, non si riesce a rilevare dai dati ricavati da misure satellitari della DNI. Nel panorama italiano la Sardegna rappresenta indubbiamente una delle regioni più interessanti per lo sviluppo di impianti CSP ma fino a qualche anno fa le informazioni disponibili sulla DNI nel territorio sardo risultavano scarse e frammentarie. Il CRS4, grazie a strette collaborazioni con Ottana Energia e Sorgenia, ha recentemente effettuato la prima campagna di misura comparativa della radiazione solare diretta su due siti del territorio sardo. La campagna di misura, iniziata nel 2009 e tuttora in corso, è stata effettuata utilizzando due centraline meteo-solari localizzate nei siti industriali di Ottana (Nuoro) e di Macchiarreddu (Cagliari), candidati a ospitare impianti CSP per la produzione di energia elettrica.

L'attività di analisi e monitoraggio della DNI condotta in questi anni dal CRS4 ha consentito di acquisire importanti informazioni sia sulla quantità che, in particolare, sulla 'qualità' della radiazione solare disponibile nei siti esaminati. La produttività di un impianto solare termodinamico, infatti, dipende strettamente non solo dalla quantità della fonte primaria disponibile ma anche da come essa è distribuita durante l'arco del giorno e dell'anno (qualità della DNI). Occorre definire cioè quali sono i massimi valori di intensità disponibili e quali sono i più frequenti nell'arco dell'anno.

Questo tipo di informazioni, che sono caratteristiche del sito in esame, sono essenziali per dimensionare correttamente l'impianto e definire le modalità operative in base alle quali deve funzionare una volta entrato in esercizio. Grazie alle analisi dei dati ottenuti dalle misure a terra della DNI e al confronto con le serie storiche ottenute dai modelli satellitari validati con le misure a terra, si è potuto affermare che i siti esaminati in Sardegna presentano caratteristiche di radiazione diretta, sia in termini di 'qualità' che quantità, adatte allo sviluppo di iniziative nel settore del CSP. La prosecuzione delle campagne di misura e l'auspicata installazione di ulteriori centraline meteo solari potranno consentire di disporre di una mappatura della DNI del territorio sardo per poter definire i migliori siti candidati a ospitare impianti solari termodinamici e valutare le reali potenzialità della regione. Gli sviluppi futuri dell'attività di ricerca prevedono, inoltre, l'implementazione di strumenti software che, una volta accoppiati con modelli di meteorologia locale e a tempi brevi, permetteranno la previsione a breve termine della DNI per la gestione ottimale degli impianti CSP.



Nuove sfide per il mercato delle rinnovabili

AUMA, protagonista con la filiale italiana al convegno *Rinnovabili 2.0*, considera sempre più determinante il settore dell'energia pulita. La società ha recentemente realizzato un'applicazione innovativa per robotizzare il sistema a inseguimento e puntamento di pannelli fotovoltaici



Motorizzazione di due paratoie con pannelli FV



Motorizzazione per la movimentazione di pannelli fotovoltaici

AUMA Italiana è stata fra i protagonisti del convegno 'Rinnovabili 2.0: come cambia il mercato delle rinnovabili, nuovi play nuovi player', che si è tenuto lo scorso aprile a Roma, nella sede di Palazzo Rospigliosi Pallavicini: una tappa importante nella riflessione sul futuro delle energie verdi nel nostro paese. Il dibattito - al quale hanno partecipato rappresentanti di associazioni di settore, economisti ed esponenti politici - è partito da una riflessione sul mercato delle rinnovabili alla luce del sostanziale taglio agli incentivi previsto dal Quinto Conto Energia e dall'incremento di burocrazia contenuto nei nuovi decreti. Due novità che prospettano un futuro fatto di sfide difficili per gli imprenditori green, che saranno obbligati a ripensare sostanzialmente il proprio modo di lavorare per riuscire a sopravvivere. In brevissimo tempo, infatti, dovranno fare propria la logica del mercato e della competizione, puntando sull'efficienza dei sistemi e sul trading diretto dell'energia.

Un rinnovamento auspicato anche dagli operatori del settore, come è emerso dal dibattito, ma non sarà indolore per nessuno. "Proprio per questo motivo - ha sottolineato nel corso della tavola rotonda Maurizio Brancaleoni, amministratore delegato di AUMA Italiana e presidente di AVR-ANIMA - è importante che tutte le parti (governo, istituzioni, associazioni di categoria e Confindustria) collaborino con maggiore sinergia per tutelare al meglio gli interessi delle aziende italiane, facilitando le iniziative e agevolando gli investimenti destinati all'innovazione tecnologica nella 'green economy'. È necessario - ha aggiunto - che vengano ridotti i tanti ostacoli legislativi e normativi, nazionali e regionali, che frenano l'imprenditoria privata così come è opportuno che vengano finalmente proposte regole chiare, certe e univoche anche negli appalti pubblici, a partire dal rispetto dei termini di pagamento".

Automazione di impianti fotovoltaici - Una delle più recenti applicazioni di AUMA nell'ambito della produzione di energia da fonte rinnovabile riguarda l'automazione di impianti fotovoltaici, un settore giudicato dalla società innovativo ed entusiasmante.

Nel caso specifico si tratta di un'applicazione particolare, realizzata a 1.700 m slm, per robotizzare il sistema a inseguimento e puntamento di pannelli fotovoltaici. L'impianto è quello di Graubuenden (nel Cantone dei Grigioni, in Svizzera), realizzato dalle società TecnoSunSolar AG e MBR Thurgau AG, per conto della Repower AG. Gli attuatori elettrici sono stati installati per assicurare e garantire l'ottimale manovrabilità a inseguimento dei raggi solari di 45 pannelli fotovoltaici bi-assiali nei due movimenti di rotazione indipendenti: moto azimutale (attorno all'asse verticale) e moto zenitale (attorno all'asse orizzontale).

AUMA Italiana è una filiale del gruppo tedesco AUMA Riester GmbH & Co. KG, società internazionale che da 47 anni progetta, costruisce e vende attuatori elettrici, unità di controllo e riduttori per valvole industriali e organi di intercettazione in genere. La filiale italiana, con sede a Cerro Maggiore (Milano), opera su tutto il territorio nazionale, collaborando con i principali costruttori di valvole industriali e con tutte le società EPC.

Verso il 'solare miniaturizzato'

Il copolimero Lexan EXL di **Sabic aumenta la libertà di progettazione degli impianti fotovoltaici miniaturizzati di prossima generazione**



La resina copolimérica Lexan EXL ad alte prestazioni proposta dall'unità Innovative Plastics di SABIC affronta la tendenza in rapida evoluzione verso la miniaturizzazione delle scatole di giunzione e dei connettori fotovoltaici. Le migliori prestazioni elettriche e di autoestinguenza dell'innovativa resina Lexan EXL consentono ai progettisti di miniaturizzare l'intero impianto creando componenti a parete sottile, ravvicinando i conduttori tra loro e integrando dei sistemi costituiti da scatole di giunzione. In questo modo si possono abbassare i costi dell'energia solare, aumentando l'efficienza. "Sabic fornisce materiali specializzati che consentono ai clienti del settore fotovoltaico di valorizzare l'energia solare come soluzione ambientale economicamente efficiente", spiega Andrew Kodis, direttore marketing del settore solare di Innovative Plastics. Al momento stanno convergendo molti fattori per sfruttare la miniaturizzazione nel settore fotovoltaico, tra cui progressi legati all'efficienza e un maggiore utilizzo domestico dei pannelli solari che devono essere progettati con forme piatte, discrete e a volte integrate. "Da circa 60 anni siamo leader nello sviluppo del policarbonato, pertanto siamo in grado di incoraggiare le innovazioni del solare", aggiunge Kodis.

Le prestazioni elettriche della nuova resina Lexan EXL 9330S superano i materiali tradizionali, come dimostrato dallo standard di Underwriters Laboratories (UL), basato su un indice analitico comparativo (CTI) con la classificazione di PLC-2. La conformità a tale standard rigoroso significa che il copolimero Lexan EXL 9330S impedisce agli archi elettrici di scoccare in presenza di umidità e sali e, pertanto, può essere utilizzato in componenti installati in maniera ravvicinata tra loro (4 mm rispetto ai 12 mm della Classe 3).

Supervisione del fotovoltaico

In Italia si espande il settore monitoraggio e telecontrollo del fotovoltaico. Le soluzioni eWon hanno consentito la creazione di un sistema di supervisione per 20 impianti



In collaborazione con **EFA Automazione**, il system integrator Caspani ha realizzato un sistema di supervisione per 20 impianti fotovoltaici, utilizzando i prodotti offerti dall'azienda belga eWON, e inserendoli nella soluzione integrata Energ&metrY. eWON permette di interfacciare inverter, stazione

meteo, protezione di interfaccia alla media tensione, contatore elettrico di produzione per la tariffazione GSE, monitoraggio temperature trasformatore di media, tutti componenti soggetti a forti stress elettrici e ambientali che ne determinano l'affidabilità.

"In questa prima fase di sviluppo del sistema, testato su 20 Megawatt - che corrisponde a venti impianti da 1 Megawatt - ho potuto constatare quanto un prodotto nato nel tradizionale settore dell'automazione industriale, possa essere così adattabile a un nuovo e fortemente differenziato ambiente quale è quello dell'energia fotovoltaica, prevedendone l'utilizzo anche negli altri comparti delle rinnovabili, quali l'eolico, le biomasse e l'idroelettrico", ha affermato l'ingegner Roberto Caspani. La modularità è importante nell'ambiente fotovoltaico, perché permette di ottimizzare i costi. Tale connettività è garantita dalla banda HSUPA. Il dispositivo eWON è infatti dotato di un comunicatore HSUPA da 7,2 Mb in download e 5,76 Mb in upload, connettività che rende inutili altre soluzioni come il Wi-Fi o Wi-Max, che hanno coperture comunque da verificare sito per sito, e con costi decisamente più elevati. Grazie a questa banda è possibile usufruire dello streaming video, sia in real time che in differita, accedendo al videoregistratore digitale presente sull'impianto, in quanto eWON funge da gateway per tutte le componenti tecnologiche presenti in loco, tra cui anche il sistema di sicurezza.



Vento a favore

Quella eolica è oggi una delle forme di generazione da fonti rinnovabili che attrae i maggiori investimenti. Non comporta emissioni di gas serra né la creazione di rifiuti durante il suo funzionamento. La costruzione delle pale non ha impatti significativi sull'ambiente, mentre è abbastanza agevole smantellarle completamente al termine del loro ciclo di vita

a cura di **Maria Elena Monti**

Quello eolico è uno degli ambiti che vede protagoniste numerose realtà impegnate a rafforzare il peso delle fonti rinnovabili in Europa. La European Wind Energy Association (Ewea) ha pubblicato i dati sull'utilizzo dell'eolico nel 2011. L'anno scorso l'Unione Europea ha fornito 93.957 MW di energia eolica, la stragrande maggioranza sui 96.607 forniti dall'intero continente, un dato in grado di supplire al 6,3% dell'intero fabbisogno europeo. 9.616 impianti sono stati installati nel 2011, riportando una crescita in linea con gli anni passati (15,6%). Gli investimenti attirati dal settore eolico sono stati pari a 12,6 miliardi di euro, di cui la cifra più grande compete all'onshore con 10,6 miliardi. Per l'offshore, che rappresenta la nuova direzione dell'industria eolica, l'investimento è stato pari a 2,4 miliardi di euro. Per quest'ultimo dato è significativo l'apporto del Regno Unito, che con l'offshore produce da solo 725 MW e punta a produrre in questo modo nel 2020 il 17% dell'energia nazionale.



In termini più generali, è la Germania ad avere il primato degli investimenti nell'eolico, avendo installato impianti per circa 2.100 MW, il 22% del dato complessivo. In Italia sono stati installati nuovi impianti per 950 MW, pari al 10% dell'intero eolico europeo, portando la capacità totale nazionale a 6.747 MW; nella graduatoria l'Italia supera la Francia, la Svezia e la Romania. Il dato sull'eolico s'inserisce all'interno dei dati generali sui nuovi mercati energetici dell'UE, dove il primato è raggiunto dai nuovi impianti fotovoltaici (il 47% delle nuove installazioni), seguito dagli impianti a gas (22%) e dall'eolico (21%). In generale il 71,3% di tutti i nuovi impianti energetici tratta fonti rinnovabili. Per il Policy Director della Ewea, "l'industria dell'eolico continua a crescere solidamente nonostante la crisi economica, ma per raggiungere gli obiettivi di impiego di energie rinnovabili fissati per il 2030 è necessario che si verifichi una crescita più ampia; per raggiungere lo scopo, è fondamentale che i governi europei mandino segnali positivi agli investitori".

In Italia venti moderati

Secondo i dati pubblicati nel rapporto GSE dell'ottobre 2011, nel nostro Paese, spetta alla Sicilia, con 2.203 GWh, il primato della produzione eolica, seguita dalla Puglia (2.103 GWh) e dalla Campania (1.333 GWh). Queste tre regioni insieme coprono il 62% del totale nazionale. In Calabria continua il forte sviluppo degli impianti eolici registrato negli ultimi anni: la sua produzione è cresciuta del 120% rispetto al 2009. Per quanto riguarda le previsioni a medio e a lungo termine, la World Wind Energy Association prevede che per il 2015 la capacità eolica globale installata si porterà a 600.000 MW, per poi raggiungere e superare 1,5 milioni di MW nel 2020. Alla crescita dell'eolico prevista per l'anno in corso è però probabile che l'Italia parteciperà in modo ridotto. Commentando i dati del WWEA, l'Anev, associazione nazionale energia del vento, ha osservato che l'Italia ha già subito nel 2010 "il primo vero stop da molti anni nella crescita di potenza installata" e rischia pertanto di essere scavalcato in Europa nel 2011 sia dalla Francia che dal Regno Unito. È recente, invece, la nota diffusa dall'Esecutivo comunitario in una missiva dei servizi del Commissario europeo per l'energia, nella quale Guenter Oettinger dichiara che la nuova legislazione sugli incentivi alle rinnovabili è inadeguata, accogliendo, quindi, le proposte avanzate dalla delegazione Anev recatasi lo scorso aprile a Bruxelles, per sollecitare un intervento in questa direzione. Come rappresentato da Anev al Commissario Oettinger, a fronte di una serie di successi che si sono determinati sino al 2010 nel settore delle rinnovabili, nonostante i problemi tuttora irrisolti delle lungaggini burocratiche e della connessione alla rete elettrica, a partire da marzo 2011, con l'emanazione del D.lgs. 28/2011 in attuazione della Direttiva comunitaria 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, l'intero settore si è trovato in una situazione drammatica. Gli operatori del settore



hanno accettato un taglio temporaneo (fino al 2015) del valore dell'incentivo per aiutare a sopportare la crisi contingente - ha più volte puntualizzato l'Anev negli incontri con le istituzioni - a fronte di una ristabilizzazione del medesimo livello pre-taglio dal 2016. Il perdurare del ritardo nell'emanazione di queste disposizioni sta comportando gravi incertezze nel ritorno degli investimenti, tanto che molti istituti finanziari hanno dichiarato il default su alcuni progetti poiché sono a rischio di ripagamento in assenza di un valore certo. A fronte di quanto esposto da Anev, il Commissario europeo boccia il sistema dei registri e delle aste che non fanno che aggravare la già eccessiva burocrazia e che rendono impossibile il finanziamento dei progetti, come del resto è critica anche la scelta di apportare tagli alla tariffe incentivanti, eliminando la possibilità per i produttori indipendenti di accedere al finanziamento dei progetti. "Il Governo tenga conto dell'ennesimo ammonimento, stavolta proveniente dall'Ue, in merito all'inadeguatezza dei decreti ministeriali sulle rinnovabili - ha commentato il presidente dell'Anev, Simone Togni -. La situazione dell'eolico oggi è veramente grave e si rischia che l'Italia rimanga il fanalino di coda dell'Europa intera".

Oltre 200 parchi eolici

Alla fine del 2009 in Italia erano presenti oltre 200 parchi eolici distribuiti in quasi tutte le regioni. La maggioranza di questi è localizzata al Sud, in particolare in Puglia, Sicilia, Campania e Sardegna. La dimensione e l'estensione di questi parchi varia dalle poche centinaia di KW a qualche decina di MW, da una a più di un centinaio di turbine. Il tempo di vita di un parco è circa di 20-25 anni, infatti i primi storici parchi costruiti alla fine degli anni '80 e nei primi anni '90 cominciano a essere rimpiazzati con turbine nuove più grandi e più efficienti. I principali realizzatori e gestori di parchi eolici in Italia sono: IP Maestrone, IVPC, Fri-EI, Enel Green Power, Edison Energie Speciali, che da sole detengono circa il 50% del mercato.



Turbina SWT-2.3-101

Mega-impianto in Cile

Siemens fornirà 50 turbine al parco di El Arráyan per una capacità combinata di 115 MW, segnando il proprio ingresso nel settore eolico del paese sudamericano

Il Settore Energy di Siemens si è aggiudicato un ordine per la fornitura di 50 turbine eoliche con una capacità combinata di 115 MW per il parco eolico di El Arráyan in Cile. Il progetto sarà sviluppato come joint venture tra Pattern Energy e AEI. Inoltre, la divisione attiva nel settore minerario Antofagasta plc, ha acquisito una partecipazione pari alla metà del capitale del progetto El Arrayán. L'ordine comprende la fornitura, l'installazione e la messa in servizio di 50 turbine eoliche SWT-2.3-101. La tecnologia superiore (per esempio le pale in materiale composito a matrice polimerica ottenute da un unico stampo – tecnologia proprietaria IntegralBlade®) le rende capaci di sostenere climi complessi, con una potenza di 2,3 MW e un diametro del rotore di 101 m, incluso un contratto di service della durata di 5 anni. L'avvio dei lavori è previsto per la primavera del 2013, mentre la messa in servizio dell'impianto eolico è stata pianificata per i primi del 2014.

“Il parco eolico di El Arrayán segna l'ingresso di Siemens nel mercato eolico cileno. Questo progetto dimostra l'ottimo posizionamento raggiunto nei mercati mondiali grazie al nostro portfolio”, ha dichiarato Felix Ferlemann, Ceo della Divisione Wind Power di Siemens. Il Consiglio mondiale dell'energia eolica ha stimato che il potenziale eolico del Cile si aggira attorno ai 40 GW. Una volta completato, il parco di El Arrayán sarà il più grande progetto eolico in Cile e fornirà energia pulita e rinnovabile a circa 200.000 famiglie cilene. Sempre in questo settore, Siemens si occuperà in Brasile di tre progetti con una potenza complessiva di quasi 300 MW che saranno realizzati tra il 2012 e il 2013. Le turbine SWT-2.3 sono il prodotto di punta del portfolio Siemens: alla fine del 2011, sono state installate a livello globale più di 3.700 unità.

Un parco eolico da 235 MW

GE Energy Financial Services, divisione di GE, ha avviato una partnership con **Enel Green Power North America Inc.**, acquisendo il 51% della quota capitale relativa al progetto eolico **Chisholm View**, uno dei più grandi in Oklahoma, Usa

La costruzione dell'impianto, attualmente in corso nei pressi di Hunter, 140 km a nord di Oklahoma City nelle contee di Grant e Garfield, dovrebbe costare circa 375 milioni di dollari. Enel Green Power North America è proprietaria del restante 49% del parco eolico da 235 megawatt ed è anche project manager dell'iniziativa. Enel Green Power e GE Energy Financial Services lavoreranno successivamente per ottenere il valore della tax equity per l'impianto. “Con questo accordo approfondiamo la nostra partnership con un leader affermato nell'energia eolica come Enel Green Power, sostenendone l'impegno come socio di capitale: una decisione che rappresenta una svolta nella nostra strategia di investimen-



to sul mercato eolico statunitense”, ha dichiarato Kevin Walsh, Managing Director e Leader of Power and Renewable Energy di GE Energy Financial Services. Il progetto, che sarà completato entro il 2012 prima della scadenza dei sussidi riconosciuti attraverso il programma Federal Production Tax Credit, utilizzerà 140 turbine eoliche di GE da 1,6 megawatt per fornire elettricità ad Alabama Power Company, una consociata di Southern Company, nell'ambito di un accordo ventennale. Lo sviluppatore del parco eolico, TradeWind Energy, partner strategico di Enel Green Power North America, ha calcolato che l'impianto di Chisholm View contribuirà all'economia locale per 5 milioni di dollari l'anno. Secondo le metodologie della US Environmental Protection Agency, il progetto dovrebbe generare sufficiente energia per evitare oltre 565.00 tonnellate di emissioni di gas serra ogni anno, l'equivalente prodotto da circa 110.000 automobili.

LA SICUREZZA DI UNA PRODUZIONE TUTTA ITALIANA

A TUTELA DEL LAVORO E DEL "FATTO IN ITALIA"



GMI srl

Via Don Milani, 47 - 24050 Cividate al Piano (BG) -  0363 945187
info@guastallo.com - www.guastallo.com/guardian



PRODUZIONE
Scambiatori di calore
HPTFE + TUBI SiC "GUARDIAN™"

MANUTENZIONE / REVISIONE
scambiatori in SiC di qualsiasi
MARCA e MODELLO con ricambi
con eventuale riqualifica PED



TAGLIO tubi in SiC a misura
con sistema LD o FD



Magazzino a Bergamo di tubi SiC
Hexoloy SAINT GOBAIN



FluorTech
Partner



NON ACCETTARE SCAMBIATORI DAGLI SCONOSCIUTI!

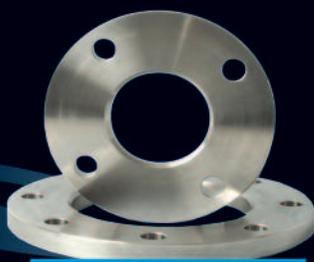


GINOX s.r.l.
Via Carmagnola, 48
12030 Carmagnola P.te (CN)
ITALY
Tel +39 0172 89168
Fax +39 0172 89724
www.giinox.com
e-mail: info@giinox.com

*al vertice della raccorderia
di precisione in inox*

PRODUZIONE SIA STANDARD
CHE SPECIALE, DI FLANGE (UNI,
ASA, DIN), RACCORDI (GAS, DIN)
REGGITUBO E PIEDINI DI
APPOGGIO IN ACCIAIO INOX
PER L'INDUSTRIA ENOLOGICA
CHIMICA ED ALIMENTARE.

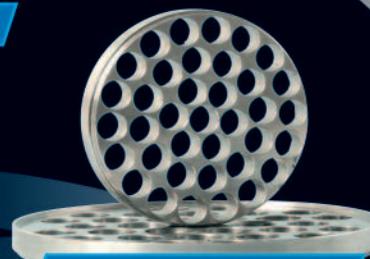
STAINLESS STEEL PRODUCTION
OF STANDARD AND SPECIAL
FLANGES (UNI, ASA, DIN),
FITTINGS (GAS, DIN), CLAMPS
AND MOUNTS, FOR WINE,
CHEMICAL AND FOOD INDUSTRIES.



FLANGE



PIEDINI DI APPOGGIO



PARTICOLARI A DISEGNO



REGGITUBO CIRCOLARI
ED ESAGONALI



GAROLLA



DIN