

Soluzioni modulari per la rimozione di H₂O, CO₂ E H₂S dal biogas

ATProX, divisione di processo del Gruppo ATP, ha sviluppato soluzioni modulari per la produzione di biometano ad elevata purezza mantenendo costi di impianto ed esercizio concorrenziali.

L'adozione del Decreto Ministeriale del 2 marzo 2018 rappresenta un passaggio fondamentale per lo sviluppo del settore del biogas/biometano in Italia. Con un prezzo del petrolio ad oggi in risalita rispetto ai minimi di due anni fa e una visione collettiva sempre più in ottica green, la richiesta di biocombustibili sarà sempre maggiore.

Il nuovo decreto, mira a dare un impulso allo sviluppo del biometano focalizzandosi su un ambito di intervento ritenuto prioritario per il sistema nazionale, ossia il raggiungimento del target di biocarburanti da utilizzare nel settore dei trasporti entro l'anno 2020.

Non mancano nel decreto interessanti misure di raccordo con il mondo esistente del biogas nell'ottica di consentire all'attuale produzione un progressivo allineamento verso il settore del biometano. Primo elemento tra tutti è rappresentato dalla possibilità di riconvertire a biometano la produzione esistente. Infatti, oltre alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano, è contemplata l'assegnazione dei CIC (Certificati di Immissione al Consumo) alla pari di un nuovo impianto anche alla produzione di biometano derivante da un impianto biogas esistente (ottenuta anche mediante il potenziamento della produzione biogas rispetto alla produzione pre-esistente) nel rispetto della condizione che l'incentivo alla produzione di elettricità da biogas sia rilasciata in misura non superiore al 70% della produzione di elettricità annua storica rilevata.

La produzione di biometano passa attraverso il biogas, cioè metano ed altri di gas prodotti da batteri anaerobi, che scompongono materia organica, come rifiuti, fanghi di depurazione, scarti agricoli o prodotti coltivati a questo scopo, in speciali digestori. Il biogas ha un rendimento termico piuttosto basso e può essere usato solo per produrre calore ed elettricità presso il produttore,

mentre biometano è invece indistinguibile da quello fossile, può essere quindi immesso nei gasdotti e usato per tutti gli impieghi del metano, anche come combustibile per i motori a scoppio, garantendo rese economiche migliori, grazie anche ai nuovi incentivi.

Il biogas è quindi grezzo, nel senso che contiene % di componenti differenti rispetto al metano quali CO₂ (fino anche al 40%), H₂O e H₂S. Il biometano possiamo invece descriverlo come "un biogas pulito", nel senso che vengono abbassati i limiti dei componenti sopra citati.

Sono molti i processi che permettono la rimozione di tali inquinanti dal gas, come ci insegna chi lavora da anni nell'oil&gas, in cui le attività di gas processing sono focalizzate soprattutto nella rimozione di CO₂, H₂O e H₂S dal gas naturale. In questi casi, la necessità di rimuovere tali sostanze richiede tecnologie tali da arrivare a limite di ppm sia per esigenze qualitative, sicurezza (H₂S è un gas letale) che operative. Infatti nel cosiddetto midstream (trattamento e distribuzione di gas naturale), le condizioni operative di alta pressione e bassa temperatura richiedono al gas l'assenza totale di H₂O e CO₂ per evitare la formazione di idrati (complessi acquosi di idrocarburi) che comprometterebbero l'operatività dei compressori e intaserebbero le pipelines.

Il gas naturale con presenza di ppm (o ppb) di tali inquinanti viene definito "pipeline grade".

L'attività di ATProX – ci racconta Matteo Badalocchi responsabile della divisione del Gruppo ATP e con passato nell'Oil&Gas – si focalizza sulla purificazione del biogas per l'ottenimento di biometano ad elevata purezza, mantenendo condizioni di costo d'impianto e operativo assolutamente concorrenziali.

Possiamo dire che ATProX fornisce sistemi per ottenere biometano "pipeline grade".

Grazie ai colleghi che operano nell'oil&gas, facciamo

una carrellata dei principali metodi per la rimozione dei sopra citati inquinanti.

1. Utilizzo di solvente: la disidratazione di gas (sia esso biogas o gas fossile) può essere effettuata mediante glicole (mono, di o tri etilenico a seconda dei casi) che per proprietà igroscopiche, attrae le molecole di acqua attraversando la corrente di gas in una colonna detta Contactor. Il processo glicole viene utilizzato in impianti di grossa taglia arrivando anche 20 ppm di acqua nel gas in uscita. In parallelo, CO₂ e H₂S vengono rimossi mediante ammine, un solvente organico che attrae l'acidità dei due composti in un impianto analogo a quello del glicole. Anche in questo caso, i grossi impianti midstream nell'oil&gas sono fatti perlopiù da ammine.
2. Membrane: è un metodo di separazione fisica che sfrutta la differente dimensione delle molecole di CH₄ da quella dei tre inquinanti. Utilizzando membrane differenti si può arrivare ad una purezza finale molto buona, seppur sia necessaria una pressione di ingresso del gas sufficiente al processo. Lo sviluppo di impianti a membrana sarà di sicuro interessante sebbene abbia ancora un CAPEX piuttosto alto.
3. Adsorbimento (PSA – Pressure Switch Adsorption oppure TSA – Temperature Switch Adsorption a seconda della rigenerazione), un processo chimico-fisico mediante il quale l'utilizzo di un catalizzatore solido "blocca" il passaggio degli inquinanti a favore di una purezza del gas in uscita che può raggiungere livelli di frazione di ppm.



È sul terzo punto – Adsorbimento – che si sono concentrati finora gli interessi di ATProX. Infatti, grazie a collaborazioni con società americane, sono stati sviluppati catalizzatori per la rimozione di H₂S mentre internamente al team aziendale è stata sviluppata una soluzione che permette la simultanea rimozione di CO₂ e H₂O. Il tutto in modo modulare, con un sistema plug-and-play trasportabile, pre-ingegnerizzato, pre-fabbricato e pre-testato in officina che permette di ridurre costi, tempi e rischi di progetto.

L'innovazione portata dal team di ATProX sta nel fatto che i tre composti possono essere rimossi mediante un solo equipment (colonna di adsorbimento), in un processo noto come multibed adsorption, con un rilevante vantaggio economico in termini di CAPEX, OPEX ma anche con un plus nel layout e nella gestione operativa dell'impianto.

In pratica si fa passare il biogas attraverso tre letti catalitici in serie, selettivi verso CO₂, H₂O e H₂S, che possono essere installati all'interno della stessa colonna di adsorbimento. A seconda dei casi verrà quindi rigenerato il letto nel modo ottimale (come detto in precedenza, come PSA e TSA) garantendo la funzionalità nel tempo e l'ottenimento delle specifiche stringenti nel gas di uscita.

Un tipica configurazione di un sistema ad adsorbimento per la purificazione del biogas include tre colonne in parallelo, in cui una è in lavoro, e due in rigenerazione. A seconda dei casi è possibile considerare solo due colonne, una in lavoro mentre la seconda in rigenerazione. Un sistema completo con un triplo adsorbimento all'interno dello stesso equipment è allo studio con due potenziali clienti in Europa, mentre è stato già concluso un progetto per la rimozione del solo H₂S ed è in corso l'ingegneria di base per un multibed per la rimozione combinata di CO₂ ed H₂O.

Ma vediamo nel dettaglio con qualche numero.

Il sistema per la rimozione di H₂S lavora su catalizzatore a base di ossido di ferro, che permette di ottenere un gas in uscita completamente privo di H₂S. L'applicazione in questione è stata realizzata in Texas con:

- portata 1,900 Nm³/h
- H₂S ingresso 0,5% mol
- H₂S uscita zero

Il sistema è costituito da due torri di diametro circa 900 mm e altezza 3 mt montate su un basamento e collegate con piping, valvole e strumentazione fino ai limiti di batteria, il tutto pronto per essere facilmente collegato al resto dell'impianto. Per lo stesso cliente è allo studio un sistema trasportabile su camion.

Con lo stesso principio dell'adsorbimento, ma sfruttando due letti di catalizzatore in serie (multibed), ATProX sta sviluppando l'ingegneria di base per un sistema combinato di rimozione H₂O e CO₂ per un impianto di produzione biometano da biogas in centro Europa. Queste le specifiche di massima:

- Portata 1,500 Nm³/h
- CO₂ ingresso 4%
- CO₂ uscita < 50 ppm
- H₂O ingresso 1,2%
- H₂O uscita 0,1 ppm

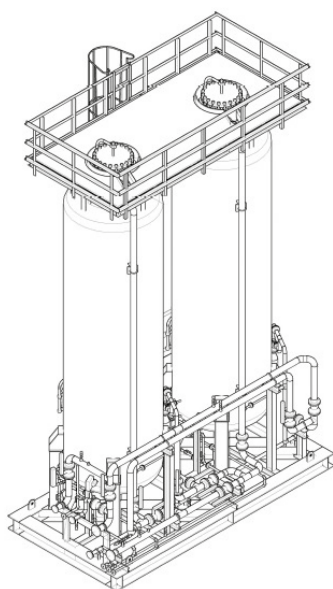
L'ingombro stimato è di 4 x 2,2 metri, con un tempo di realizzazione di 6 mesi ed un CAPEX del 50% inferiore rispetto a due sistemi distinti (ammina per la CO₂ e adsorbimento per H₂O). In questo caso è necessario uno specifico letto catalitico per la rimozione di CO₂.

Riassumiamo i vantaggi nell'utilizzo di un sistema di adsorbimento multibed per l'upgrading del biogas a

biometano:

- raggiungimento di specifiche "pipeline grade" (H₂O, CO₂ e H₂S a livello di ppm)
- CAPEX ridotto del 50%
- OPEX ridotto del 30%
- Non vengono utilizzati solventi che portano problematiche di HSE
- Non vengono utilizzate macchine rotative
- Layout ridotto
- Modularizzazione e scalabilità
- Tempi di fabbricazione ed installazione sensibilmente ridotti

È in corso lo sviluppo di un impianto pilota multibed con cui il cliente potrà testare in casa la tecnologia proposta.



Con queste prerogative, ATProX punta ai sistemi modulari innovativi per produzione di biometano ad alta purezza in un contesto italiano ed europeo che vedrà questo biocarburante sempre più protagonista. Con un prezzo del petrolio ad oggi in risalita rispetto ai minimi di due anni fa ed un'ottica sempre più green, la richiesta di queste soluzioni sarà sempre maggiore.