

Energy Trading & Optimization Lead

NatPower è un Energy Enabler globale per la transizione energetica.

Il suo ruolo è **abilitare sistemi energetici complessi** affinché emergano, si connettano e operino su larga scala, trasformando i fabbisogni energetici, i vincoli industriali e gli obiettivi climatici in infrastrutture sostenibili, operative e finanziabili.

Fondata nel 2019 come società indipendente, NatPower è stata concepita per operare laddove la complessità impedisce il funzionamento dei modelli tradizionali. Anziché concentrarsi su singoli asset o tecnologie, NatPower integra sviluppo, infrastrutture, finanza e territori in ecosistemi energetici coerenti.

Il Gruppo collabora con partner industriali, utility, investitori e istituzioni pubbliche **per originare, strutturare e orchestrare progetti** che traducono la transizione energetica dall'ambizione all'esecuzione. Oggi NatPower opera in molteplici aree geografiche con team dedicati in Europa, Nord America e Asia Centrale, gestendo una pipeline di sviluppo globale che supera **24 GW distribuiti su molteplici tecnologie**.

A ulteriore dimostrazione della propria solidità industriale e della capacità di sviluppare infrastrutture energetiche complesse, nel 2025 NatPower Italia, attraverso il Progetto Scara, si è aggiudicata circa 250 MWh di capacità di accumulo energetico nell'ambito dell'asta MACSE di Terna, contribuendo ai complessivi 10 GWh di capacità assegnati a livello nazionale, con l'avvio dell'operatività commerciale previsto per il 2028.

NatPower Marine è stata costituita con l'ambizione di accelerare la decarbonizzazione degli ecosistemi portuali attraverso lo sviluppo, la gestione e l'ottimizzazione delle infrastrutture di alimentazione elettrica da terra (Onshore Power Supply, OPS), consentendo la fornitura di energia rinnovabile alle navi durante l'ormeggio.

NatPower Marine Italia è la società operativa del Gruppo in Italia e si propone di agire come partner industriale per la gestione delle infrastrutture di alimentazione elettrica da terra e per l'impiego degli investimenti necessari a sostenere la piena elettrificazione dei porti italiani.

Il modello dell'azienda si basa sulla gestione integrata delle infrastrutture di alimentazione elettrica da terra lungo l'intero ciclo di vita, su una stretta integrazione operativa con i terminalisti e sulla fornitura di energia alle compagnie di navigazione attraverso tariffe trasparenti e competitive. Il modello è supportato dall'approvvigionamento di energia rinnovabile, da sistemi di accumulo elettrochimico (Battery Energy Storage Systems, BESS) e da contratti di acquisto di energia a lungo termine (Power Purchase Agreement, PPA).

Descrizione del Ruolo | Energy & Optimization Lead

Quadro delle Competenze Regolatorie e Commerciali in materia di Energy Trading

Predisposto per tradurre le responsabilità chiave del ruolo nei rapporti regolatori concreti, nei meccanismi di mercato, nelle strutture contrattuali e nelle capacità analitiche richieste dal ruolo – dall'ottimizzazione dei costi energetici nella fase iniziale di gara fino alla gestione integrata e trasversale del portafoglio energetico tra le diverse concessioni.

Contesto e Obiettivo del Ruolo

L'Energy & Optimization Lead è responsabile della componente energetica del modello di business di NatPower lungo due orizzonti temporali. Nella fase di preparazione della gara, il ruolo deve produrre ipotesi di prezzo dell'energia, strutture di costo e margini di rischio difendibili, che alimentano il Modello Finanziario / Piano Economico Finanziario (PEF) e la definizione della tariffa OPS. Nella fase operativa, il ruolo gestisce l'approvvigionamento corrente e le relazioni con fornitori e mercato, e sviluppa progressivamente l'ottimizzazione integrata del portafoglio energetico su tutte le concessioni – trattando generazione, accumulo e consumo come un unico book anziché come un insieme di contratti indipendenti.

Le responsabilità descritte nella job description (JD) si collocano all'intersezione tra due ambiti di competenza che devono essere sviluppati congiuntamente: un ambito regolatorio (comprensione e gestione delle interfacce con ARERA, CSEA, Terna, i DSO e il GME) e un ambito commerciale (strategia di approvvigionamento, negoziazione con fornitori e trader, strutturazione dei PPA, integrazione di BESS/rinnovabili e ottimizzazione del portafoglio). Le Sezioni 2 e 3 definiscono

ciascun ambito; la Sezione 4 mappa ogni responsabilità della JD sulle competenze specifiche che richiede; la Sezione 5 ne sequenzia lo sviluppo; la Sezione 6 allinea il profilo richiesto all'insieme di competenze.

Responsabilità Principali

- Valutare diverse strutture di approvvigionamento, inclusi contratti a prezzo fisso, indicizzati e PPA;
- Definire la strategia di Energy Procurement per le diverse concessioni;
- Analizzare e ottimizzare i costi energetici a supporto delle offerte di gara e della definizione della tariffa OPS;
- Individuare e negoziare con utility, fornitori e trader di energia, inclusi accordi quadro di fornitura;
- Valutare l'integrazione di BESS e generazione rinnovabile per ottimizzare i costi energetici;
- Supportare i Modelli Finanziari/PEF attraverso scenari di prezzo dell'energia, previsioni e analisi di sensitività;
- Gestire le relative interfacce con CSEA, ARERA, DSO/Terna e gli altri stakeholder del mercato energetico;
- Sviluppare le competenze di previsione energetica, ottimizzazione dei costi e gestione del portafoglio;
- Valutare, nel medio termine, il potenziale accesso diretto ai mercati elettrici/GME e i relativi requisiti organizzativi.

2. Quadro delle Competenze Regolatorie

Il mercato elettrico italiano è un modello a dispacciamento centralizzato, nel quale quattro istituzioni definiscono le regole, i costi e gli obblighi entro cui deve operare qualsiasi strategia di approvvigionamento o ottimizzazione. Il ruolo richiede una conoscenza operativa, non superficiale, di ciascuna di esse.

2.1 ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

ARERA è l'autorità di regolazione indipendente (istituita dalla Legge 481/1995) per i settori elettrico, gas, idrico, rifiuti e teleriscaldamento. Definisce le metodologie tariffarie di rete e le condizioni di connessione, stabilisce gli standard di qualità del servizio, disciplina gli oneri generali di sistema applicati in bolletta ed emana le delibere che determinano le modalità di allocazione ai partecipanti al mercato dei costi di dispacciamento, sbilanciamento e servizi ancillari. Si finanzia attraverso i contributi degli operatori regolati e si coordina a livello internazionale tramite ACER e CEER.

Punto di interfaccia	Cosa deve gestire il ruolo
Delibere tariffarie e di dispacciamento	Monitorare le consultazioni ARERA (documenti per la consultazione) e le delibere che incidono sulle tariffe di rete, sugli oneri generali di sistema e sul trasferimento dei costi di dispacciamento; valutarne l'impatto sulle voci di costo energetico delle concessioni prima che diventino definitive.
TIDE (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico)	Monitorare la riforma graduale del quadro di dispacciamento, che sta progressivamente ampliando la partecipazione ai servizi ancillari e al mercato del bilanciamento da parte di sistemi di accumulo e risorse di minori dimensioni – un aspetto direttamente rilevante per la strategia BESS e per il futuro accesso diretto al mercato.
Obblighi di reporting e unbundling	Assicurare che qualsiasi attività che coinvolga misura, fornitura o distribuzione sia conforme agli obblighi di separazione funzionale/contabile e di reporting previsti da ARERA.
Norme sulla trasparenza contrattuale e a tutela del consumatore	Applicare gli standard ARERA in materia di trasparenza contrattuale e qualità nella strutturazione degli accordi di fornitura con utility/trader.

2.2 CSEA – Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali

CSEA amministra gli "oneri di sistema" parafiscali (oneri generali di sistema, comprese le componenti ASOS e ARIM) riscossi in bolletta, gestisce i flussi dei fondi di incentivazione e – aspetto di maggior rilievo commerciale – gestisce il registro e il processo di verifica per le imprese a forte consumo di energia ("energivore"), che possono beneficiare della riduzione degli oneri di sistema nell'ambito dello schema nazionale attuativo delle linee guida UE sugli aiuti di Stato.

Punto di interfaccia	Cosa deve gestire il ruolo
Qualifica di impresa energivora	Valutare se le concessionarie soddisfano le soglie di elettro-intensità; ove ciò avvenga, predisporre e presentare la dichiarazione periodica CSEA per ottenere la riduzione degli oneri di sistema – un risparmio diretto e ricorrente rilevante ai fini dell'ottimizzazione dei costi di gara.

Punto di interfaccia	Cosa deve gestire il ruolo
Adempimenti annuali e audit	Mantenere la documentazione (dati di consumo, indici di costo energetico) richiesta da CSEA e GSE per sostenere il beneficio e superare le verifiche ispettive.
Trasferimento del costo degli oneri di sistema	Comprendere come le componenti ASOS/ARIM si muovano in modo indipendente dal prezzo della commodity, in modo da modellarle separatamente negli scenari di prezzo e nelle analisi di sensitività del PEF, anziché ricomprenderle in un'unica ipotesi di "prezzo dell'energia".

2.3 Terna e i Distributori (Distribution System Operator, DSO)

Terna è il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Transmission System Operator) italiano: gestisce il modello di dispacciamento centralizzato, programma le unità di generazione e consumo e gestisce il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), attraverso il quale approvvigiona i servizi di bilanciamento e ancillari. L'accesso ai mercati della flessibilità passa sempre più attraverso la qualifica come Balancing Service Provider (BSP), anche tramite schemi di aggregazione come le UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), che consentono a risorse distribuite e di accumulo di partecipare senza possedere asset connessi alla rete di trasmissione. I DSO (i distributori locali) disciplinano la connessione alla rete, la misura e l'accesso fisico a livello di concessione.

Punto di interfaccia	Cosa deve gestire il ruolo
Accordi di connessione e misura (DSO)	Negoziare e gestire la capacità di connessione, la configurazione della misura e le condizioni tecniche per ciascuna concessione, inclusi eventuali BESS o generazione in loco.
Allocazione dei costi di dispacciamento (Terna)	Comprendere e prevedere gli oneri di uplift/dispacciamento che Terna alloca a consumo e generazione, poiché si collocano al di fuori del prezzo della commodity ma all'interno del costo energetico complessivo.
Qualifica BSP / UVAM	Valutare la qualifica dei carichi, della generazione o degli asset BESS delle concessioni come Balancing Service Provider (direttamente o tramite un aggregatore) per monetizzare la flessibilità sull'MSD – una competenza propedeutica a una futura partecipazione diretta al mercato.
Ridisegno del mercato guidato dal TIDE	Monitorare come il TIDE ridefinisce i requisiti di ammissibilità BSP e la struttura dei prodotti MSD, poiché ciò modifica i ricavi potenzialmente accessibili per l'accumulo e la flessibilità della domanda lungo l'orizzonte di piano.

2.4 GME – Gestore dei Mercati Energetici

Il GME gestisce i mercati elettrici organizzati italiani: il mercato del giorno prima (MGP, a prezzo zonale dal gennaio 2025), il mercato infragiornaliero (MI, integrato con il single intraday coupling europeo) e il mercato a termine (MTE, registrazione bilaterale tramite la piattaforma PCE), oltre ai mercati ambientali (Garanzie di Origine, certificati di efficienza energetica). La programmazione fisica è sempre riconciliata tramite Terna. L'ammissione al mercato richiede un codice identificativo per ciascuna unità di generazione/consumo e si ottiene tipicamente attraverso un rapporto di Balance Responsible Party (BRP) con Terna; una società può operare direttamente come BRP oppure tramite un BRP/BSP delegato, per cui agire come BRP non è un prerequisito per la partecipazione al mercato – è una scelta strategica in materia di disintermediazione, non un vincolo tecnico.

Punto di interfaccia	Cosa deve gestire il ruolo
Ammissione al mercato e codici identificativi	Comprendere il processo di ammissione del GME e i requisiti tecnici/IT (connettività alla piattaforma, garanzie/collateral) richiesti per la partecipazione diretta.
Gestione del rapporto di BRP	Decidere, concessione per concessione, se la responsabilità di bilanciamento resti in capo al fornitore/trader incumbent o venga gestita direttamente – l'elemento cardine della valutazione di accesso diretto nel medio termine richiesta dalla JD.
Mercato della capacità MACSE (accumulo)	Laddove siano installati BESS, valutare le aste di capacità MACSE (pluriennali, zonali, che attualmente supportano consegne fino al 2030) come componente di ricavo finanziabile, aggiuntiva rispetto all'arbitraggio merchant sul mercato del giorno prima/infragiornaliero e ai ricavi MSD.
Garanzie di Origine / mercati ambientali	Utilizzare il mercato delle GO del GME per comprovare le dichiarazioni di contenuto rinnovabile incluse nei PPA o nelle tariffe green offerte nell'ambito delle offerte di gara.

3. Quadro delle Competenze Commerciali

La padronanza regolatoria definisce il perimetro operativo; la competenza commerciale è ciò che genera valore al suo interno. Le responsabilità commerciali della JD si articolano in cinque aree di competenza tra loro collegate.

3.1 Strategia di approvvigionamento energetico e accordi quadro

Una strategia ripetibile per l'approvvigionamento dei volumi sull'intero portafoglio di concessioni, che comprende un processo definito per l'individuazione e la negoziazione con utility, trader di energia indipendenti e fornitori, e per la strutturazione di accordi quadro (master) di fornitura che consentano acquisti a tranche nel tempo anziché un'unica assegnazione puntuale — riducendo il rischio di timing e preservando al contempo la tensione competitiva tra i fornitori a ogni tranche.

3.2 Strutture di approvvigionamento/pricing

La capacità di specificare, confrontare e negoziare l'intera gamma di strutture rilevanti per la fornitura delle concessioni: contratti a prezzo fisso (volume totale o parziale), contratti indicizzati riferiti al PUN/prezzo zonale o a hub price (con o senza collar/cap), tranching ibrido fisso/variabile, e Power Purchase Agreement sia fisici sia virtuali (finanziari). Nell'ambito dei PPA, ciò include la distinzione tra profili pay-as-produced e profili shaped/baseload, con i relativi premi di pricing e di shape-risk — ciascuna struttura bilancia in modo diverso la certezza del prezzo rispetto all'esposizione ai movimenti di mercato, e il mix ottimale dipende dalla propensione al rischio della concessione e dalle ipotesi del PEF che deve sostenere.

3.3 Integrazione di BESS e rinnovabili per l'ottimizzazione dei costi

La valutazione commerciale dell'accumulo a batteria in loco o contrattualizzato e della generazione rinnovabile come leve per ridurre il costo dell'energia consegnata: valore di peak-shaving e arbitraggio di prezzo derivante dall'accumulo, stabilizzazione (firming) della produzione rinnovabile variabile per ridurre l'esposizione allo sbilanciamento, strutture co-locate PPA-più-accumulo, e revenue stacking su più livelli tra i pagamenti di capacità MACSE, l'arbitraggio sul mercato del giorno prima/infragiornaliero e la partecipazione a MSD/UVAM (Sezioni 2.3-2.4). Questa competenza determina se una concessione debba possedere, co-localizzare o contrattualizzare capacità BESS/rinnovabile, e con quale dimensionamento.

3.4 Previsione, analisi di scenario e supporto al modello finanziario

Il fondamento analitico che collega le decisioni di approvvigionamento al business case: previsione del prezzo e dei volumi di energia, analisi di scenario e di sensitività (traiettorie di prezzo base/upside/downside, esposizione agli indici, traiettorie degli oneri di sistema) che alimentano il PEF, e la traduzione di tali scenari nelle ipotesi utilizzate per la definizione della tariffa OPS durante la preparazione della gara. Con la maturazione del ruolo, questa attività si estende alla previsione a livello di portafoglio su tutte le concessioni, anziché una alla volta.

3.5 Gestione integrata del portafoglio e roadmap di accesso al mercato

La competenza di stato finale: gestire approvvigionamento, BESS, rinnovabili e previsione come un unico portafoglio ottimizzato tra le concessioni anziché come contratti indipendenti, e rivalutare periodicamente se la partecipazione diretta al GME/ai mercati elettrici (Sezione 2.4) risulti più conveniente rispetto al proseguimento dell'operatività tramite fornitura intermediata — incluso lo sviluppo organizzativo (risorse di trading desk, gestione del rischio/credito, connettività IT, accordi di BRP) che l'accesso diretto richiederebbe.

4. Mappatura Responsabilità-Competenze

La tabella seguente mappa ciascuna responsabilità della job description sulle specifiche competenze regolatorie e commerciali delle Sezioni 2-3 su cui si basa.

Responsabilità della JD	Competenza regolatoria	Competenza commerciale
Definire la strategia di Energy Procurement per concessione	Trattamento degli oneri di sistema e dei costi di dispacciamento (ARERA, CSEA, Terna)	Strategia di approvvigionamento e accordi quadro (3.1)
Analizzare/ottimizzare i costi energetici per le offerte di gara e la tariffa OPS	Delibere ARERA su tariffe/oneri; agevolazioni energivivori CSEA	Previsione e supporto al modello finanziario (3.4)

Responsabilità della JD	Competenza regolatoria	Competenza commerciale
Individuare e negoziare con utility, fornitori, trader; accordi quadro	–	Strategia di approvvigionamento e accordi quadro (3.1)
Gestire le interfacce con CSEA, ARERA, DSO/Terna, stakeholder di mercato	Tutta la Sezione 2	–
Valutare le strutture di approvvigionamento: prezzo fisso, indicizzato, PPA	TIDE / struttura dei costi di dispacciamento (Terna)	Strutture di approvvigionamento/pricing (3.2)
Valutare l'integrazione di BESS e rinnovabili per l'ottimizzazione dei costi	MSD/UVAM, MACSE (Terna, GME)	Integrazione di BESS e rinnovabili (3.3)
Supportare i Modelli Finanziari/PEF con scenari di prezzo, previsioni, analisi di sensitività	Traiettorie degli oneri di sistema (CSEA, ARERA)	Previsione e analisi di scenario (3.4)
Sviluppare le competenze di previsione, ottimizzazione dei costi e gestione del portafoglio	–	Gestione integrata del portafoglio (3.5)
Valutare l'accesso diretto ai mercati elettrici/GME, nel medio termine	Ammissione al GME, rapporto di BRP (2.4)	Roadmap di accesso al mercato (3.5)

5. Roadmap di Sviluppo delle Competenze

La JD inquadra esplicitamente il ruolo come un percorso evolutivo, non come una posizione a perimetro fisso. La roadmap seguente sequenzia di conseguenza lo sviluppo delle competenze; la tempistica dovrà essere adeguata una volta note la pipeline di concessioni in corso e il calendario delle gare.

Fase 1 – Approvvigionamento di base e ottimizzazione dei costi

Definire la strategia di approvvigionamento e il panel di fornitori/trader; costruire il framework di confronto tra prezzo fisso, indicizzato e PPA; avviare la qualifica energivori CSEA per le concessioni idonee; fornire i primi input di scenario di prezzo ai modelli PEF/tariffa OPS.

Fase 2 – BESS, rinnovabili e accordi quadro

Negoziare gli accordi quadro di fornitura; sviluppare i business case di ottimizzazione dei costi BESS/rinnovabili per ciascuna concessione, inclusa la valutazione dei ricavi MACSE e MSD/UVAM; formalizzare i processi di connessione Terna/DSO e di qualifica BSP.

Fase 3 – Gestione integrata del portafoglio

Consolidare la previsione e l'approvvigionamento di tutte le concessioni in un'unica visione di portafoglio; gestire attivamente l'hedging trasversale tra concessioni e il rischio di concentrazione dei fornitori.

Fase 4 – Valutazione dell'accesso diretto al mercato

Valutare formalmente la partecipazione diretta al GME e lo status di BRP a confronto con il proseguimento della fornitura intermediata, inclusi i requisiti organizzativi, IT/connettività, di rischio di credito e di dotazione di personale che l'accesso diretto comporterebbe, e presentare una raccomandazione al business.

6. Allineamento del Profilo

Il profilo richiesto si mappa in modo chiaro sull'insieme di competenze sopra descritto; la tabella evidenzia dove ciascun background offre un vantaggio di partenza.

Elemento di profilo (dalla JD)	Area di competenza principalmente supportata
Laurea in Ingegneria / Economia / Energy Management	Base quantitativa per la previsione, l'analisi di scenario e la modellizzazione dell'ottimizzazione dei costi (3.4)
Esperienza in utility, trader di energia, ESCO, sviluppatori di rinnovabili/BESS o grandi consumatori di energia	Esposizione diretta alla negoziazione di approvvigionamento (3.1-3.2), alla strutturazione di BESS/rinnovabili (3.3), o alla gestione dei costi lato buy-side
Conoscenza del mercato elettrico italiano e della regolazione ARERA	Quadro regolatorio, Sezioni 2.1-2.4
Esperienza con PPA, BESS, previsione, ottimizzazione del portafoglio	Direttamente le Sezioni 3.2-3.5

Appendice – Glossario

Termine	Significato
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – l'autorità italiana di regolazione per energia, reti e ambiente.
ASOS / ARIM	Componenti degli oneri generali di sistema applicati alle bollette elettriche italiane, amministrate tramite CSEA.
BRP	Balance Responsible Party – il soggetto finanziariamente responsabile degli sbilanciamenti di un punto di misura nei confronti di Terna.
BSP	Balancing Service Provider – un soggetto qualificato a offrire flessibilità (generazione, carico o accumulo) sull'MSD di Terna.
CSEA	Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – gestisce gli oneri di sistema, i fondi di incentivazione e il registro delle imprese energivore.
DSO	Distribution System Operator – il distributore elettrico locale che gestisce connessioni e misura.
GME	Gestore dei Mercati Energetici – operatore dei mercati energetici organizzati italiani (MGP, MI, MTE e mercati ambientali).
MACSE	Mercato della Capacità di Stoccaggio Elettrico – il meccanismo di mercato della capacità italiano per l'accumulo elettrochimico.
MGP / MI / MTE	Mercato del Giorno Prima, Mercato Infragiornaliero, Mercato a Termine dell'Energia.
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento – il mercato dei servizi ancillari e di bilanciamento di Terna.
Tariffa OPS	La definizione tariffaria utilizzata nell'ambito del quadro di gara/operativo della concessione, come richiamato nella job description.
PEF	Piano Economico Finanziario – il modello finanziario alla base del piano di gara e operativo di una concessione.
PPA	Power Purchase Agreement – contratto fisico o virtuale (finanziario) per l'energia e/o gli attributi rinnovabili.
TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – la riforma in corso da parte di ARERA del quadro di dispacciamento.
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste – lo schema di Terna che consente a risorse distribuite aggregate di partecipare all'MSD.

Fonti

Le descrizioni regolatorie e di mercato riportate sopra sono state verificate rispetto a: ARERA (arera.it) –

- ARERA, "Structure and role" – arera.it/about-the-authority/structure-and-role
- Terna, "The role of Terna" – terna.it/en/electric-system/terna-role
- GME, Italian Electricity Market FAQs (Jan 2025) – mercatoelettrico.org
- Terna / RSE, TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (giugno 2024) – rse-web.it
- Timera Energy, "Italian BESS & MACSE state of play" – timera-energy.com

- CSEA – csea.it (ruolo istituzionale, oneri di sistema e registro energivori)
-