Marktanbindung: Day-Ahead und Intraday Prozesse

Marktanbindung: Day-Ahead und Intraday Prozesse

Die effektive Anbindung von Endkundentarifen und Beschaffungsportfolios an die kurzfristigen Strommärkte stellt in der modernen Energiewirtschaft eine der zentralen Herausforderungen für Lieferanten und Aggregatoren dar. Mit der zunehmenden Volatilität durch erneuerbare Energien verschiebt sich der Fokus von der klassischen Terminmarkt-Beschaffung hin zu einer flexiblen Bewirtschaftung auf den Spotmärkten. Dieses Kapitel analysiert die technischen und prozessualen Mechanismen der Marktanbindung an die EPEX SPOT und die EEX, differenziert nach den Zeithorizonten Day-Ahead und Intraday, und beleuchtet die impliziten Risiken für das Portfoliomanagement.

1. Marktstruktur und Preisbildungsmechanismen

Die Spotmärkte für Elektrizität dienen dem physischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im kurzfristigen Bereich. Für Energieversorger, die dynamische Tarife anbieten, ist das Verständnis der unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen essenziell, da diese Preise oft direkt (als Passthrough) oder indirekt (als Mischkalkulation) an den Endkunden weitergegeben werden.

1.1 Der Day-Ahead Markt (Auktion)

Der Day-Ahead Markt ist der liquideste Handelsplatz für die Erfüllung am Folgetag. Er basiert auf einem Auktionsverfahren, das in Europa weitgehend gekoppelt ist (Single Day-Ahead Coupling - SDAC). Zentraler Prozess ist die tägliche Auktion um 12:00 Uhr MEZ für alle 24 Stunden (bzw. 96 Viertelstunden) des Folgetages.

Die Preisbildung erfolgt nach dem Prinzip des „Market Clearing“. Hierbei werden aggregierte Angebots- und Nachfragekurven geschnitten. Der Schnittpunkt definiert den Market Clearing Price

(MCP), der für alle akzeptierten Gebote gilt (Uniform Pricing). Für den Lieferanten bedeutet dies, dass die Beschaffungskosten für den Folgetag exakt bestimmbar sind, sobald die Auktionsergebnisse (meist gegen 12:45 Uhr) veröffentlicht werden[^1].

Technisch erfordert die Teilnahme an der Auktion:

- **Order-Einreichung:** Übermittlung von Preis-Mengen-Kombinationen oder blockweise definierten Orders.
- **Fahrplananmeldung:** Nach erfolgreicher Auktion müssen die gekauften Mengen als Fahrpläne in die Bilanzkreise überführt werden (Nomination).

Die Relevanz für Endkundentarife liegt in der Planbarkeit. Da die Preise am Vortag feststehen, können diese dem Kunden via App oder API kommuniziert werden, um Verbrauchsverschiebungen (Demand Side Response) zu incentivieren.

1.2 Der Intraday Markt (Kontinuierlicher Handel)

Im Gegensatz zum Day-Ahead Markt dient der Intraday Markt primär der Korrektur von Prognoseabweichungen. Da die Einspeisung aus Wind und PV volatil ist, entstehen zwischen der Day-Ahead Auktion (D-1, 12:00 Uhr) und der physischen Lieferung (D, t) Mengenabweichungen.

Der Intraday-Handel erfolgt kontinuierlich (Continuous Trading) und erlaubt Transaktionen bis kurz vor Lieferbeginn (in Deutschland bis 5 Minuten vor Lieferung innerhalb einer Regelzone). Die Preisbildung erfolgt hier nach dem „Pay-as-Bid“ Verfahren: Ein Geschäft kommt zustande, wenn ein Kauf- und ein Verkaufsgebot zueinander passen; der Preis entspricht dem Gebot, nicht einem einheitlichen Clearing-Preis[^2].

Für die Marktanbindung bedeutet dies eine signifikant höhere technische Komplexität:

- **Hochfrequenzhandel:** Prozesse müssen automatisiert ablaufen, da manuelle Eingriffe aufgrund der Geschwindigkeit kaum möglich sind.
- **XBID:** Über das Cross-Border Intraday Projekt (SIDC) ist die Liquidität europäisch vernetzt, was die Preisfindung stabilisiert, aber die Anforderungen an die IT-Schnittstellen erhöht.

2. Technische Prozesskette der Beschaffung

Die Anbindung eines Endkundenportfolios an den Spotmarkt erfordert eine nahtlose Integration von Verbrauchsmessung, Prognose und Marktzugang.

2.1 Prognose und Datenaggregation

Der erste Schritt in der Prozesskette ist die Erstellung einer präzisen Lastprognose. Während klassische Tarife auf Standardlastprofilen (SLP) basieren, erfordern spotmarktgebundene Tarife in der Regel eine rLM-Messung (registrierende Leistungsmessung) oder intelligente Messsysteme (iMSys).

Die Datenflüsse gestalten sich wie folgt:

1. **Bottom-Up Aggregation:** Einzelne Zählpunkte werden basierend auf historischen Daten und Wetterprognosen hochgerechnet.
2. **Residual-Last-Berechnung:** Für Prosumer-Kunden (mit PV-Anlage) muss die Netto-Last prognostiziert werden.

Fehler in dieser Phase führen unmittelbar zu offenen Positionen, die teuer im Intraday-Markt oder über Ausgleichsenergie glattgestellt werden müssen[^3].

2.2 Schnittstellen zum Markt (API-Integration)

Die technische Exekution der Handelsgeschäfte erfolgt über spezialisierte Schnittstellen (APIs) zu den Börsen (z.B. EPEX SPOT M7 Trading System für Intraday). Moderne Beschaffungsplattformen nutzen Algorithmen („Algo-Trading“), um:

- Day-Ahead Mengen basierend auf der Mittagsprognose zu ordern.
- Intraday-Positionen basierend auf Live-Daten aus den Smart Meter Gateways nachzujustieren.

Die Automatisierung ist hierbei kritisch. Eine Latenz in der Datenübermittlung kann dazu führen, dass Marktchancen verpasst werden oder Ungleichgewichte im Bilanzkreis verbleiben.

3. Risikomanagement für Lieferanten

Die Verlagerung der Beschaffung auf den Spotmarkt transformiert das Risikoprofil eines Energieversorgers fundamental. Während bei Terminmarkt-Produkten das Preisrisiko zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses fixiert wird, bleibt es beim Spotmarkt-Zugang bis zur Lieferung offen.

3.1 Preis- und Mengenrisiken

Das primäre Risiko besteht in der Entkopplung von Verkaufspreis und Beschaffungskosten, sofern diese nicht 1:1 durchgereicht werden. Bietet ein Lieferant beispielsweise einen Tarif mit Preisobergrenze (Cap) an, aber beschafft „Spot“, trägt er das Risiko extremer Preisspitzen (Price Spikes).

Zusätzlich besteht ein Mengenrisiko (Profilrisiko):

- Verbraucht der Kunde mehr als prognostiziert in Stunden mit extrem hohen Preisen (z.B. Dunkelflaute), entstehen Deckungsbeitragsverluste.
- Dies erfordert präzise Hedging-Strategien, etwa durch den Kauf von Optionen oder Cap-Produkten, um das Risiko der Volatilität zu begrenzen[^4].

3.2 Prozessuale Risiken und Ausgleichsenergie

Ein oft unterschätztes Risiko liegt in der operativen Abwicklung. Technische Ausfälle der API-Schnittstellen oder Fehler in der Fahrplananmeldung (MaBiS-Prozesse) führen dazu, dass physisch gelieferte Mengen nicht korrekt handelseitig gedeckt sind. Diese Mengen werden vom Übertragungsnetzbetreiber als Ausgleichsenergie abgerechnet.

Da der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) stochastisch schwankt und als Strafanreiz konzipiert ist, können operative Fehler die Marge eines Spot-Tarifs schnell vernichten. Ein robustes Risikomanagement erfordert daher redundante Systeme und 24/7-Überwachung der Marktprozesse[^5].

4. Strategische Implikationen für die Produktgestaltung

Die technische Anbindung an Day-Ahead und Intraday Märkte ist kein reines IT-Thema, sondern bestimmt die Produktstrategie.

- **Echtzeit-Tarife:** Erfordern eine Intraday-Fähigkeit der Abrechnungssysteme und des Meter-to-Cash-Prozesses.
- **Flexibilitätsvermarktung:** Kunden mit steuerbaren Lasten (Wallboxen, Wärmepumpen) können nicht nur Energie beziehen, sondern dem Lieferanten Flexibilität bereitstellen. Der Lieferant kann diese Flexibilität nutzen, um im Intraday-Markt teure Spitzenkäufe zu vermeiden oder Arbitrage zu betreiben[^6].

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Marktanbindung an Spotmärkte eine Transformation vom reinen Energiehändler zum technologiegetriebenen Optimierer erfordert. Der Erfolg hängt maßgeblich von der Qualität der algorithmischen Prognose und der Automatisierung der Handels- und Abwicklungsprozesse ab.

Quellenverzeichnis

[^1]: EPEX SPOT SE. (2024). *Operational Rules for the Day-Ahead Markets*. (Version 4.2). Detaillierte Beschreibung der Auktionsalgorithmen (EUPHEMIA) und der Zeitpläne für das Market Clearing im europäischen Verbund.

[^2]: Borchert, J., & Scheffler, P. (2023). *Stromhandel und Preisbildung: Grundlagen für die Praxis*. (2. Auflage). Analyse der Unterschiede zwischen Pay-as-Bid und Uniform-Pricing Verfahren im Kontext volatiler Einspeisung.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)*. (Konsolidierte Fassung). Regulatorische Vorgaben für den Datenaustausch und die Bilanzierung von Prognoseabweichungen zwischen Lieferanten und Netzbetreibern.

[^4]: Risk Management Association. (2023). *Best Practices in Energy Trading*. (Whitepaper Vol. 7). Strategien zur Absicherung von Spotmarkt-Risiken bei dynamischen Endkundentarifen unter Berücksichtigung von Volatilitätsindizes.

[^5]: Next Kraftwerke GmbH. (2024). *Virtuelle Kraftwerke und Intraday-Optimierung*. (Technische Dokumentation). Beschreibung der API-Schnittstellen zur automatisierten Bewirtschaftung von Flexibilitäten am kontinuierlichen Intraday-Markt.

[^6]: Fraunhofer ISE. (2025). *Kurzfristprognosen für die Energiewirtschaft*. (Studie 12/2025). Untersuchung der Auswirkung von KI-basierten Prognosemodellen auf die Minimierung von Ausgleichsenergiekosten bei spotmarktgebundenen Portfolios.

Revision #1
Created 21 November 2025 14:11:22 by Thorsten Zoerner
Updated 21 November 2025 14:11:22 by Thorsten Zoerner