
Auswirkungen subnationaler Preisgebotszonen – am Beispiel Nordeuropas

Ein Bericht für Agora Energiewende

Über das Projekt

Projektnummer: AEW-23-01

Projekttitel: Impact of sub-national bidding zones
in the Nordic power market

Kunde: Agora Energiewende

Über den Bericht

Berichtstitel: Auswirkungen subnationaler
Preisgebotszonen – am Beispiel
Nordeuropas

Berichtsnummer: 2023-10

Projektbeschreibung

Der erfolgreiche Ausbau der erneuerbaren Energien sowie andere Kapazitäts- und Nachfrageentwicklungen haben zu einem Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage zwischen Nord- und Süddeutschland geführt. In Kombination mit verzögerten Netzausbauprojekten kommt es zu Netzengpässen innerhalb Deutschlands, was zu steigenden Redispatch-Kosten, Problemen bei der Durchleitung und allgemeinen Ineffizienzen führt. Diese Umstände haben, auch vor dem Hintergrund der Überprüfung der Preisgebotszonen (kurz: Preiszonen) durch ACER, dazu geführt, dass eine Teilung der Preiszone in Deutschland wieder auf der politischen Agenda steht und auch Teil der Diskussion der "Plattform Klimaneutrales Stromsystem" ist. Ziel des Berichts ist es, Lehren aus der Funktionsweise und der Geschichte des nordischen Strommarktes zu ziehen, die für die Debatte über die Einführung mehrerer Preiszonen in Deutschland relevant sind.

Projekt-Team

Teamleiter

Marcus Franken
marcus.franken@thema.no
+49 15155049381

Mitwirkende (alphabetisch)

Dr. Arndt von Schemde

David Attlmayr

Julian Hentschel

Oyeshi Ganguly

Über THEMA Consulting Group

Adresse: Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norwegen

Organisation Nummer: NO 895 144 932
www.thema.no

Die THEMA Consulting Group ist ein spezialisiertes Beratungsunternehmen, das fachkundige Analysen und Beratung zu Fragen des Energiesektors und des Übergangs zu einer nachhaltigen Gesellschaft anbietet.

Inhalt

1	Executive Summary	5
2	Das System der subnationalen Preiszonen in den nordischen Ländern	9
2.1	Aktueller Stand und der Systempreis	9
2.2	Die historische Entwicklung der nordischen Preiszonen	10
2.2.1	Übersicht.....	10
2.2.2	Der norwegische Markt	11
2.2.3	Der schwedische Markt	12
2.2.4	Der dänische und finnische Markt.....	14
2.2.5	Preisentwicklung in Norwegen und Schweden im Zeitverlauf	14
3	Die Auswirkungen der Preiszonenstruktur	17
3.1	Kurz- und langfristige Auswirkungen von subnationalen Preiszonen	17
3.1.1	Dispatch-Effizienz.....	17
3.1.2	Lokalisierungsentscheidungen für Erzeugung und Nachfrage	18
3.2	Netz-Management und Entwicklung.....	22
3.2.1	Redispatch.....	22
3.2.2	Netzinvestitionen	22
3.3	Handels- und Hedging-Liquidität.....	23
3.3.1	Liquidität und Marktstruktur	23
3.3.2	Theoretische Auswirkungen der Bieterzonengestaltung auf die Liquidität	23
3.3.3	Liquidität auf den physischen Märkten	24
3.3.4	Liquidität auf den Finanzmärkten.....	25
3.3.5	Liquidität auf dem PPA-Markt.....	33
4	Europäische Themen und Erfahrungen	34
4.1	Das italienische Modell	34
4.2	Reform des europäischen Terminmarktes	35
4.2.1	Die von ACER vorgeschlagenen Reformen	35
4.2.2	Wie die Reformen zu einer wirksamen Absicherung auch in kleinen Preiszonen beitragen könnten.....	36
4.3	Offshore-Preiszonen	37

1 Executive Summary

Durch die laufende Überprüfung der Preiszonen durch ACER, die Diskussion in der "Plattform Klimaneutrales Stromsystem" und die öffentliche Positionierung verschiedener Bundesländer dazu kehrt die Diskussion um eine Aufteilung Deutschlands in verschiedene Preisgebotszonen (kurz *Preiszone*) zunehmend zurück auf die politische Agenda. Der vorliegende Report widmet sich den Erfahrungen der Strommärkte in Nordeuropa mit der Einführung und Umsetzung von Preiszonen (ohne Island, im weiteren Text vereinfacht als nordische Länder/

Region zusammengefasst). Norwegen führte im Jahr 1991 Preiszonen ein, Schweden 2011. Der Report betrachtet dabei auch, ob die nordischen Erfahrungen auf die deutsche Situation übertragbar sind. Die Analyse fokussiert sich auf die Faktoren „Dispatch-Effizienz“ (effiziente Ausnutzung verfügbarer Ressourcen und Kraftwerke), „kurzfristige Nachfrageflexibilität“, „langfristige Investitionssignale“ und „Handel und Absicherung“.

Die folgende Tabelle fasst die Kernaussagen zusammen:

	Dispatch-Effizienz ¹	Kurzfristige Nachfrageflexibilität	Langfristige Investitionssignale	Handel und Absicherung
Nordische Erfahrung	Gut: Temporäre Netzengpässe werden bereits im Spot-Markt adressiert	Gut: Daten aus 2022 zeigen starke Wirkung auf die Nachfrageflexibilität.	Unsicher: Historisch eher begrenzte Preisunterschiede. 2021-2023 als Zeitraum mit klaren Preisunterschieden ist zu kurz für eine klare Evidenz. Investitionen in Nordeuropa belegen, dass weitere Faktoren wie Flächenverfügbarkeit oder vorhandene lokale Wertschöpfungsketten und Infrastruktur eine ebenso bedeutende Rolle spielen.	Mäßig: Der Hedging-Markt hat gut funktioniert, solange die Preise der Preiszonen mit dem Systempreis korrelierten. Nun stellen EPADs ² zunehmende Herausforderungen für Marktteilnehmer dar. Mangelnde Liquidität bei Terminkontrakten für die langfristige Absicherung. Liquidität ist in den Handelssegment unterschiedlich betroffen. So ist der kurzfristige, physische Handel liquide.
Übertragbarkeit auf Deutschland	Ja (mit Vorsicht) , da im nordischen Markt der Fokus auf der Flexibilität der Wasserkraft liegt und es in Deutschland um Flexibilitäten im Zusammenhang mit volatilen Erneuerbaren geht.	Ja (mit Vorsicht): Nachfrage reagiert auf Preissignale, bessere Nutzung hängt aber vom Smart-Meter-Roll-Out und der Umstellung auf variable Netzentgelte ab. Bei beidem hängt Deutschland weit hinterher.	Sehr begrenzt: Aufgrund des kurzen Zeitraums der Preisunterschiede und langer Vorlaufzeiten für Investitionen fehlt ausreichende Evidenz.	Mittel: Auswirkungen auf die Liquidität müssen bei Preiszonengestaltung in Betracht gezogen werden. Allerdings wären deutsche Gebotszonen vielfach größer als die nordischen. Liquidität kann durch Marktkopplung verbessert werden.

¹ Mit Dispatch-Effizienz meinen wir die effiziente Ausnutzung verfügbarer Ressourcen und Kraftwerke unter Berücksichtigung von Netzengpässen und anderen (physikalischen) Rahmenbedingungen

² EPAD - Electricity Price Area Differential-Verträge: Verträge zur Absicherung von Preisdifferenzen zwischen dem Systempreis und einer bestimmten Preiszone

Der nordische Strommarkt hat einen anderen Hintergrund

Die Preiszonenaufteilung in den nordischen Ländern ist nur teilweise mit einer möglichen Aufteilung Deutschlands vergleichbar. Das Ziel des nordischen Systems war und ist es, Engpässe des Stromnetzes im Preiszonendesign abzubilden, um sicherzustellen, dass die physikalischen Grenzen des Netzes im Markt sichtbar werden und ein wirtschaftlich optimaler Kraftwerkseinsatz erreicht werden kann. Darin spiegeln sich jedoch ein anderer historischer Ansatz bei der Gestaltung des Strommarktes sowie unterschiedliche Marktbedingungen und ein anderes Marktverständnis wider:

Blickt man auf Norwegen, war der Hauptgrund für die Einführung von Preiszonen die Tatsache, dass das System auf Wasserkraft basiert. Die Zonenaufteilung trug dazu bei, die ungleichmäßige geographische Verteilung und die zeitlichen Schwankungen der Wasserkraft in verschiedenen Gebieten zu bewältigen und Anreize für den Ausbau des Übertragungsnetzes zu schaffen. Allerdings wurde die Aufteilung eingeführt, ohne dass erhebliche Preisunterschiede zwischen den Zonen erwartet worden waren.

Der schwedische Fall kommt der Situation in Deutschland am nächsten, da eine Aufteilung der Preiszonen im EU-Binnenmarktregime erfolgt ist. Hier versuchte der Übertragungsnetzbetreiber lange, Engpässe im System durch Counter-Trading und der Beschränkung des Stromhandels mit Dänemark zu überwinden. Erst auf Druck der EU-Kommission wurden im Land Preiszonen eingeführt, um die strukturellen Engpässe innerhalb der eigenen Landesgrenzen zu adressieren.

In Dänemark spiegeln die Preiszonen DK1 (Jütland) und DK2 (Seeland) die Zugehörigkeit zu verschiedenen Verbundsystemen und Verbundnetzen wider. Während DK1 zum kontinentalen Verbundnetz gehört, gehört DK2 zum nordischen Verbundnetz. Finnland ist hingegen nicht in Preiszonen aufgeteilt.

Die nordischen Erfahrungen sind im kurzfristigen Bereich positiv

Gute Erfahrungen mit der Preiszonenaufteilung haben die nordischen Länder im Bereich **Dispatch-Effizienz** gemacht. Temporäre Preisunterschiede, die z.B. kurzfristigen Wasserknappheiten geschuldet sind, werden so bereits im Spot-Markt adressiert; die Notwendigkeit für nachträgliche Korrekturen des Kraftwerkseinsatzes (z.B. durch *Redispatch*) werden dadurch verringert. Die Wasserkraft ist ein elementarer Energieträger im nordischen Stromsystem, insbesondere in Norwegen. Preiszonen sind ein wichtiges Instrument zur Optimierung des Erzeugungseinsatzes von Wasser und adressieren die ungleichmäßige geographische Verteilung und die im Laufe der Jahre schwankende Wasserkraftbilanz. Lokale Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage werden so in den Preiszonen adressiert und die großen Wasserreservoir optimal bewirtschaftet.

Daten aus jüngster Zeit belegen außerdem, dass **Nachfrageflexibilität** über die Preiszonen unterschiedlich stark ausgeprägt ist und in Zonen mit höheren Preisen wesentlich stärker vertreten ist. Die Nachfrage der Haushalte war 2022 durchweg niedriger als 2021 und der Strombedarf ging in südlichen Zonen zurück, während dies bei niedrigeren Strompreisen im Norden nicht der Fall war.

Preisunterschiede zwischen den Zonen gibt es zwar seit ihrer Einführung, aber Phasen mit hohen Preisdifferenzen waren lange die Ausnahme. Daher war auch der öffentliche und politische Widerstand gegen Preiszonen im Allgemeinen und gegen eine Anpassung der geographischen Abgrenzung vergleichsweise gering. Erhebliche und anhaltende regionale Preisunterschiede sind erst seit 2019/2020 zu beobachten. Im Mittelpunkt der öffentlichen Debatte um Preisunterschiede standen die grenzübergreifenden Übertragungsnetzverbindungen mit Deutschland/Kontinentaleuropa. Zudem war die Zonenaufteilung in Schweden stärker von einer Preisdiskussion begleitet als in Norwegen.

Strompreise bzw. Preisunterschiede sind nur ein Faktor von vielen für langfristige Investitionen der Industrie und bei Erneuerbaren

Die nordischen Preiszonen haben sich in der Vergangenheit nur geringfügig auf die Investitionen in Erneuerbare Energien und der Industrie ausgewirkt.

Große **Investitionsentscheidungen der Industrie** im Norden der Region in den letzten Jahren, z.B. die Elektrifizierung der Stahlproduktion in Nordschweden, wurden wahrscheinlich eher von anderen Faktoren angetrieben, z.B. von der bereits bestehenden Wertschöpfungskette für den Stahlsektor. Der Bau von Batteriefabriken und Rechenzentren in ganz Skandinavien, nicht nur im niedrigpreisigen Norden, stützt diese Einschätzung.

Wie erwähnt hat die jüngste Preisdynamik zu erheblichen Anpassungen bei der kurzfristigen Stromnachfrage geführt. Ob dieser strukturelle Preisunterschied zwischen den nördlichen und südlichen Zonen sich auch verstärkt auf künftige Investitionsentscheidungen auswirkt, muss noch beobachtet werden. Für eine eindeutige empirische Schlussfolgerung ist der Zeitrahmen der beobachteten Preisunterschiede, die Investitionsentscheidungen beeinflussen könnten, zu kurz. Die jüngsten Preisunterschiede haben jedoch auch zu einer verstärkten Kritik am Konzept der Preiszonen geführt, beispielsweise durch Industrieunternehmen in Südschweden.

Für die **Erneuerbaren** gilt: Investitionen konnten auch in Preiszonen mit Erzeugungsüberschuss fortgesetzt werden, da wie im Falle der Industrie andere Faktoren für die Standortwahl wichtig sind. Die Erfahrung der letzten 10 Jahre zeigt, dass mehr als die Hälfte aller Investitionen in neue Windkraftanlagen im Norden getätigt wurden, also in Preiszonen mit erwartbar niedrigeren Preisen. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass andere Faktoren die Rentabilität von Investitionen ebenso stark beeinflussen, wie die Annahmen zu zukünftigen Preisentwicklungen. Zu den anderen Faktoren gehören beispielsweise Absicherung durch langfristige

Stromlieferverträge (PPAs), Windverhältnisse, billigeres Land, Flächenverfügbarkeit oder geringerer öffentlicher Widerstand.

In Zukunft wird es entscheidend sein, wie sich die nun strukturell höheren Preise im Süden auf neue Investitionen in die Stromerzeugung auswirken. In den nächsten zehn Jahren sollen die ersten Offshore-Windkraftwerke im Süden angeschlossen werden, um von den höheren Preisen zu profitieren. Eine Einschätzung des künftigen Ausbaus der Onshore-Windenergie ist schwierig, da in Norwegen ein Moratorium für die Erteilung von Lizenzen gilt und sich auch das Investitionsklima in Schweden in den letzten Jahren deutlich verschlechtert hat.

Bezüglich der Erneuerbaren muss ein weiterer Punkt ergänzt werden, der auch im Kontext der Industrie als Stromabnehmer steht: Subnationale Zonen können die Liquidität des PPA-Marktes zwar durchaus beeinträchtigen, in der Vergangenheit hat die Preiszonenaufteilung die Entwicklung eines sehr aktiven PPA-Marktes in Norwegen und Schweden jedoch nicht verhindert. Es bleibt nun zu beobachten, wie sich die aktuellen strukturellen Preisunterschiede auf diesen Markt auswirken.

Liquidität im Handel und bei der Preis-Absicherung: Kleine Preiszonen können die Liquidität beeinträchtigen, wenn die Marktkopplung begrenzt ist

Reduziert man die Größe einer Preiszone (durch Anpassung an der bestehenden Größe oder auch durch Aufteilung einer großen in mehrere kleinere) kann sich dies tendenziell negativ auf die Liquidität auswirken: die Hedging-Möglichkeiten werden eingeschränkt und damit die Kosten für das Hedging erhöht. Um dem zu begegnen, wurde zur Absicherung lokaler Preisrisiken ein übergeordneter Systempreis eingeführt, ein durchschnittlicher Preis für ganz Skandinavien. Diesen ergänzen sogenannte EPAD-Verträge, die eine Absicherung von Unterschieden zwischen dem Systempreis und dem Preis einer bestimmten Preiszone ermöglichen. Die Situation in den nordischen Märkten veranschaulicht sowohl die Herausforderung als auch Lösungsmöglichkeiten, mit der

Liquidität erhalten bleiben kann: das Marktdesign sollte nämlich die Kopplung des jeweiligen Marktes mit anderen Preiszonen erleichtern.

Wichtig ist der Hinweis, dass die Liquidität auf den verschiedenen Energiehandelsmärkten unterschiedlich betroffen ist. Der nordische Day-Ahead-Markt ist sehr liquide, was sowohl auf die Kopplung von Angebot und Nachfrage in verschiedenen Zonen als auch auf die Bündelung der Aktivitäten in einer einzigen Day-Ahead-Auktion zurückzuführen ist. Stärker negativ betroffen ist die Liquidität am Intraday-Markt, doch insbesondere die künftige Einführung von Intraday-Auktionen dürfte die Liquidität fördern.

Auf dem Terminmarkt sind die EPAD-Märkte jedoch weitgehend voneinander isoliert: Für jede Zone besteht ein eigener Markt. Dies ist ein wichtiger Grund, warum die Liquidität auf den EPAD-Märkten so gering ist. Es gibt Bemühungen, die schlechte Liquidität dieser Märkte dadurch zu beheben, dass der zonenübergreifende Handel zwischen EPAD-Märkten erleichtert wird. U.a. will der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Auktionsverfahren anbieten und die Strombörse EEX kündigte an, an Preiszonen gekoppelte Finanzprodukte anzubieten.

Ergänzend sei noch erwähnt, dass der nordische Systempreis ein Modell für virtuelle Hub-Preise darstellt, wie sie in den derzeitigen Diskussionen zur europäischen Strommarktreform diskutiert werden. Wenn es gelingt, geeignete regionale Referenzpreise zu definieren und Produkte zu schaffen, die sich auf diese Preise beziehen, könnten dies eine Alternative zur Absicherung durch Termingeschäfte darstellen, wie sie aktuell in der deutsch-luxemburgischen Preiszone vorherrschend sind.

Die Übertragbarkeit auf Deutschland

Kurzfristig (Dispatch Effizienz und Nachfrageflexibilität):

Hier können für Deutschland relevante Erkenntnisse abgeleitet werden, auch wenn der Hintergrund in den Nordischen Ländern ein anderer ist. In Deutschland geht es vorerst um

kurzfristige Flexibilität im Zusammenhang mit Erneuerbaren, während es in den Nordischen Ländern um mittelfristige Flexibilität insbesondere in Verbindung mit Wasserkraft geht. Strukturelle Engpässe sollten ähnlich adressiert werden. Erfahrungen auf der Nachfrageseite zeigen außerdem, dass auch die Nachfrageflexibilität zur Effektivität beitragen kann. Voraussetzung für Deutschland wäre aber ein breiter Roll-out von Smart-Metern sowie die Einführung variabler Netzentgelte. Hier sind die Nordischen Länder schon einen großen Schritt weiter: Die Durchdringung von Smart-Metern liegt bei über 90 Prozent. Die Verknüpfung von Endkundenverträgen mit dem Spot-Markt oder weitere Punkte wie stündliche Ablesung sind hier bereits Standard. Dies ermöglicht auch eine dynamische Gestaltung von Netzentgelten in den Nordischen Ländern, die beispielsweise abhängig vom Gleichgewicht zwischen Stromproduktion und -nachfrage an jedem Netzknotenpunkt geeignete lokale Anreize setzt.

Langfristige Investitionssignale: Die Erkenntnisse aus dem Norden liefern nur begrenzte Aussagekraft. Der Zeitraum historisch großer Preissplits in den Nordischen Ländern besteht erst seit 2020 und ist zu begrenzt, um hier ein klares Urteil fällen zu können. Außerdem sind Investitionen sehr komplexe Entscheidungen, bei denen der Strompreis nur ein Faktor von vielen ist. Investitionen in Erneuerbare und in der Industrie werden auch durch andere Bedingungen getrieben (Subventionen, Wertschöpfungskette, Akzeptanz, Vermarktung außerhalb des Großhandelsmarkts etc.)

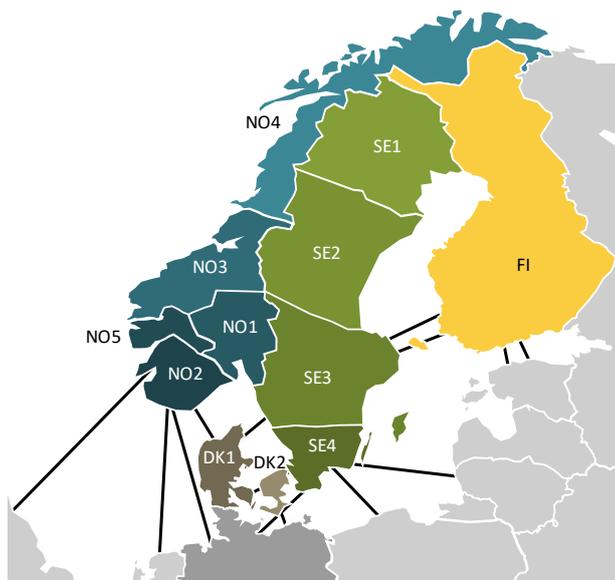
Handel und Preis-Absicherung: Nordische Erfahrungen sind auch hier nur begrenzt auf die Situation in Deutschland übertragbar. Die potenziellen Auswirkungen auf die Liquidität in den Absicherungsmärkten sollten in Betracht gezogen werden. Einerseits wären deutsche Preiszonen um ein Vielfaches größer als die Nordischen Zonen, andererseits ist die mangelnde Liquidität im Nordischen Terminmarkt auch auf andere Einflussgrößen zurückzuführen.

2 Das System der subnationalen Preiszonen in den nordischen Ländern

2.1 Aktueller Stand und der Systempreis

Der nordische Strommarkt ist ähnlich aufgebaut wie der deutsche. So findet der physische Stromhandel im Rahmen von Day-Ahead-Auktionen und einem kontinuierlichen Intraday-Markt statt. Zudem gibt es einen Markt für Finanzderivate, der die Absicherung des Strompreises über längere Zeiträume unterstützt. Dieser Abschnitt beschränkt sich auf die wichtigsten Punkte, die sich von der derzeitigen Praxis in Deutschland unterscheiden.

Abbildung 1: Nordische Preiszonen



Im Gegensatz zu Deutschland ist der nordische Markt in mehrere subnationale Preiszonen unterteilt, wie in Abbildung 1 dargestellt. Preise werden pro Stunde ermittelt und können sich zwischen den Zonen unterscheiden. Es sind also tatsächlich unterschiedliche Preiszonen.

Dabei ist zu beachten, dass jede dieser Zonen deutlich kleiner als die deutsche Preiszone ist. Im Jahr 2022 betrug der jährliche

Stromverbrauch in der deutschen Preiszone nach Angaben von ENTSO-E etwa 488 TWh³. Im Gegensatz dazu lag der Verbrauch in SE3, dem Standort mit dem größten Verbrauch in den nordischen Ländern, bei nur 84 TWh.

Die nordischen Day-Ahead-Auktionen beziehen die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen derzeit als Netto-Handelsverfügbarkeit in das Auktions-Schema mit ein (sogenannte Netto-Übertragungskapazitäten). Deutschland ist vor kurzem zu einer anspruchsvolleren 'flow-based' Methode, die die tatsächlichen physischen Übertragungsgrenzen verwendet. Für das nordische System ist die Einführung eines flow-based Coupling in der Zukunft geplant (möglicherweise bereits 2024).

Neben dem stündlichen Strompreis je Preiszone ergibt sich aus der Day-Ahead-Auktion zusätzlich der nordische Systempreis. Der Systempreis ist der Preis, der sich ergeben würde, wenn die gesamte nordische Region (Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark) als eine einzige Preiszone definiert würde oder wenn man von einer unendlichen Übertragungskapazität zwischen den einzelnen nordischen Preiszonen ausgeht (manchmal auch als Kupferplattenmodell bezeichnet). Die Berechnung des Systempreises geschieht mit einem Strommarktmodell, das den nordischen Markt simuliert. Es verwendet dieselben Stromflüsse zwischen den nordischen Ländern und den Preiszonen außerhalb der nordischen Region, sodass sie der Day-Ahead-Auktion und damit den geplanten Stromflüssen entsprechen.

Der Systempreis wird nicht für die Abwicklung von physischen Stromlieferungen verwendet, sondern dient als Referenzpreis. Dieser Referenzpreis ist insbesondere wichtig auf dem Markt nordischer Strom-Futures. Der Systempreis ist absichtlich so

³ Daten zum deutschen Stromverbrauch variieren je nach Datenquelle und Abdeckungsgrad.

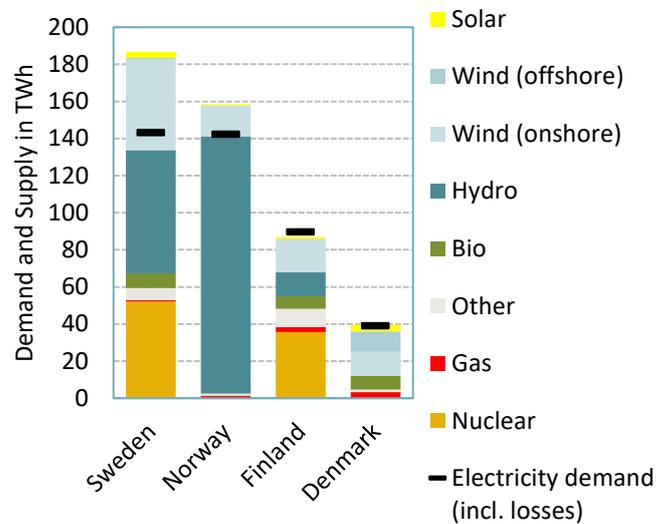
definiert worden, dass er robust gegenüber Änderungen der Preiszonen innerhalb der nordischen Region ist. Die auf den nordischen Finanzmärkten verwendeten Standardverträge zur Absicherung von langfristigen Risiken unterscheiden sich erheblich von den in Deutschland verwendeten Verträgen. Dies wird in Abschnitt 2.4.4 näher erläutert.

2.2 Die historische Entwicklung der nordischen Preiszonen

2.2.1 Übersicht

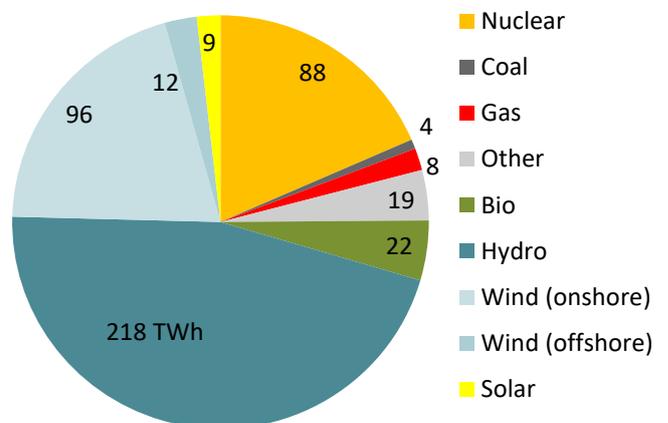
Der nordische Markt wird von der Wasserkraft in Norwegen und Schweden dominiert, die mehr als 90 % der norwegischen und ca. 50 % der schwedischen Erzeugung ausmacht. Die Kernenergie ist die zweitgrößte Energiequelle in der Region, während der Anteil der Windenergie in den letzten Jahren stark zugenommen hat. 2022 belief sich die Gesamterzeugung in den vier nordischen Ländern auf 410 TWh. Die zwölf Preiszonen spiegeln die geografischen Besonderheiten der Länder wider: Fünf Zonen liegen in Norwegen, vier in Schweden, zwei in Dänemark und Finnland ist eine Zone. Dies bedeutet, dass die durchschnittliche Preiszone ca. 34 TWh an Erzeugung enthält.

Abbildung 2: Stromnachfrage und -angebot in den nordischen Ländern (2024 stellvertretend für die heutige Situation)



Quelle: THEMA Base Szenario, Nordic Market Report

Abbildung 3: Nordischer Strommix (2024 stellvertretend für die heutige Situation)



Quelle: THEMA Base Szenario, Nordic Market Report

2.2.2 Der norwegische Markt

Der norwegische Strommarkt ist derzeit in fünf Preiszonen unterteilt. Seit der Liberalisierung des Marktes im Jahr 1991 wurde er in zwei bis vier Zonen aufgeteilt, je nachdem, wie Statnett (norwegischer TSO) die zu erwartenden Engpässe im Netz einschätzte. Dies sollte zu effizienten Preissignalen sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher führen. Die norwegischen Zonenabgrenzungen gelten als dynamisch, da sie in der Vergangenheit mehrfach - auch kurzfristig - geändert wurden, um neuen Netzengpässen Rechnung zu tragen (bspw. aufgrund von Schwankungen im Wasserhaushalt). So gab es im Winter 2009/10 in der nordischen Region, mit Ausnahme von Südnorwegen, kurzzeitig sehr hohe Strompreise. Das war auf eine langanhaltende Kältewelle und eine ungewöhnlich niedrige Stromproduktion aus Kernkraft in Schweden zurückzuführen, da fünf Reaktoren gewartet wurden. Zudem verringerten niedrigere Wasserstände in den Reservoirs die Kapazität der norwegischen Wasserkraftwerke. Infolgedessen wurde der Süden Norwegens im Januar und März 2010 zunächst in zwei, dann in drei Preiszonen aufgeteilt. Dieser Prozess war nicht von politischen Entscheidungen abhängig, sondern lag allein in den Händen des Übertragungsnetzbetreibers Statnett. Damals konnte Statnett neue Preiszonen einführen, wenn es nach umfassenden Analysen und in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde RME strukturelle Engpässe feststellte, die das Stromsystem über längere Zeiträume beeinträchtigen würden.

Die Regeln haben sich im Laufe der Zeit etwas geändert, und nun werden Änderungen an einer Preiszone auch nach ihren Auswirkungen auf die benachbarten Zonen eingestuft. Eine geringfügige Änderung zieht in der Regel ein Verfahren mit einer öffentlichen Anhörung nach sich, und Statnett muss die Neu-Aufteilung mindestens drei Monate im Voraus

ankündigen. Bei erheblichen Auswirkungen auf Nachbarländer muss diesem Schritt eine Koordinierung und gegenseitige Abstimmung mit den anderen nordischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden (einschließlich NVE in Norwegen) vorausgehen. Das Prozedere nimmt dann auch mehr Zeit in Anspruch⁴.

Das jüngste Beispiel für eine solche Ad-hoc-Anpassung der Preiszonengrenzen ereignete sich im Jahr 2022: In der Winterperiode 2021/2022 war die Netzkapazität zwischen Nord und Süd über einen großen Teil der Zeit voll ausgelastet. Die Preisunterschiede zwischen den Preiszonen waren ungewöhnlich groß, mit sehr niedrigen Preisen in den nördlichen Teilen des Landes aufgrund eines guten Wasserzuflusses. Gleichzeitig führten die trockenen Bedingungen im Süden und die hohen Preise auf dem Kontinent dazu, dass die Preise in den südlichen Zonen NO1, NO2 und NO5 historische Höchststände erreichten. Um die Situation zu verbessern, wurde im Juni 2022 ein Kraftwerk von NO3 auf NO5 umgestellt, damals von einer Niedrigpreis- in eine Hochpreiszone⁵.

Dynamische Preiszonen schaffen Anreize für Erzeuger, die Nutzung von Wasserspeichern zu optimieren, sodass Engpässe in ihren Betriebsentscheidungen berücksichtigt werden und sie die Einspeisung auch in wasserarmen Zeiten sicherstellen, wie in Kapitel 2.1 näher erläutert. Längerfristig dürften die Preisunterschiede in den verschiedenen Zonen dazu beitragen, Anreize für Entscheidungen über die Ansiedelung neuer Erzeugungs-, Nachfrage- und Netzkapazitäten zu schaffen (siehe auch Kapitel 2.2).

Die Art und Weise, wie die Abgrenzung der Preiszonen gehandhabt wird, war durchaus umstritten. Marktteilnehmer wiesen darauf hin, dass häufige Änderungen der Preiszonen zu Unsicherheiten führen und Investitionshindernisse in

⁴ RME, Retningslinjer for fos § 5.

⁵ Statnett, "Statnett Justerer Grensen Mellom Prisområdene i Midt-Norge Og Vest-Norge."

Norwegen darstellen könnten⁶. Die Änderungen haben auch Verteilungseffekte in Bezug auf die Gewinne und Risiken der Erzeuger und der Verbraucher.

Da die Existenz von Preiszonen ein entscheidendes Merkmal des norwegischen Strommarktes ist und seit Beginn der Liberalisierung des norwegischen Marktes besteht, war der Widerstand gegen Preiszonen nie so groß wie z.B. in Deutschland. Das lag auch an den kleinen Preisunterschieden zwischen den Zonen und daran, dass nie nur eine Seite von höheren oder niedrigeren Preisen in den verschiedenen Gebieten profitierte. Ein weiterer Faktor ist die lange Tradition langfristiger PPAs (Power Purchase Agreements, oder langfristige Stromabnahme-Verträge) zwischen der Industrie und den Versorgungsunternehmen. Oft besitzen Großverbraucher zudem ihre eigenen Strom-Erzeugungsanlagen (z.B. Wasserkraft). Dadurch waren die Auswirkungen neuer Zonen-Aufteilungen nicht so bedeutsam und es kam nicht zu massivem Widerstand gegen Änderungen.

2.2.3 Der schwedische Markt

Das schwedische Stromsystem ist durch ein Überangebot an Strom im Norden und eine hohe Nachfragekonzentration im Süden gekennzeichnet. Vor allem in den letzten Jahren hat sich dieses Ungleichgewicht verstärkt und die Preisunterschiede zwischen Nord und Süd haben zugenommen, was auf Übertragungsengpässe schließen lässt.

Schweden nutzte lange Zeit Counter-Trading, um Engpässe zwischen verschiedenen Gebieten zu beseitigen, da es keine subnationalen Preiszonen gab. Dabei kaufte Svenska kraftnät, der schwedische Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), bei Engpässen Strom auf der Überschussseite des Engpasses und verkaufte Strom auf der Defizit-Seite, um sicherzustellen, dass der Handelsbedarf des Marktes mit der physischen Kapazität

des Netzes übereinstimmte. Die Kosten wurden auf die Netzkunden umgelegt.

Diese Praxis änderte sich nach einer erfolgreichen Beschwerde des dänischen ÜNBs, Dansk Energi, bei der EU-Kommission über die Praktiken von Svenska kraftnät. Aus Sicht der Dänen schränkten die Schweden nämlich absichtlich die Handelskapazitäten an der dänisch-schwedischen Grenze ein und behinderten den freien Wettbewerb auf dem Strommarkt. Dansk Energi argumentierte, dass dies geschehe, um die Kosten für das Counter-Trading einzudämmen und die Preise auf dem schwedischen Spotmarkt zu senken, was vor allem für die Verbraucher in Ostdänemark nachteilig wäre. Diese wären dadurch mit höheren Preisen konfrontiert. Die EU folgte der Argumentation, dass das schwedische Vorgehen zu einer künstlichen Segmentierung des Strommarktes führte und Strommarktteilnehmer von außerhalb Schwedens daran hinderte, vom Marktzugang zu profitieren.

Ein zentraler Grundsatz des EU-Strombinnenmarktes lautet, dass die Netzbetreiber landes-interne Engpässe nicht durch eine Verringerung der Übertragungskapazitäten mit anderen Ländern ausgleichen dürfen, wodurch das Funktionieren des Binnenmarktes beeinträchtigt wird. Im Winter 2009/2010 war das nordische Stromsystem aufgrund der geringen Verfügbarkeit der schwedischen Kernkraftwerke in Verbindung mit einer hohen Stromnachfrage durch niedrige Temperaturen und einer starken Verringerung der verfügbaren Übertragungskapazität akut belastet. Denn der schwedische Übertragungsnetzbetreiber hatte den grenzüberschreitenden Handel weiter eingeschränkt, um interne Engpässe zu bewältigen. Die resultierende Mangellage in Norwegen veranlasste schließlich die EU-Kommission, bis 2011 eine Aufteilung der schwedischen Preiszonen zu fordern⁷. Daraufhin führte Schweden am 1. November 2011 die Zonen Luleå (SE1),

⁶ Lie, "Esa Gransker Norske Prisområder."

⁷ European Commission, "Commission Decision of 14.4.2010 Relating to a Proceeding under Article 102 of the Treaty on the

Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement."

Sundsvall (SE2), Stockholm (SE3) und Malmö (SE4) entlang der identifizierten Netzengpässe ("Cuts").

Die Erfahrung mit der Aufteilung des einheitlichen schwedischen Preisgebiets in kleinere Preiszonen ist daher in vielerlei Hinsicht mit der heutigen Situation in Deutschland vergleichbar. Auch hier beeinträchtigen interne Engpässe aufgrund von Nord-Süd-Ungleichgewichten die Stromflüsse in und aus den angrenzenden Ländern. Generell wurden vor der Aufteilung auch in Schweden Preisunterschiede zwischen den Zonen erwartet, allerdings nur in begrenztem Umfang.

Ähnlich wie in Deutschland äußerten damals Teile der Industrie Sorgen über steigende Strompreise. Andere fürchteten, dass einige Stromerzeuger nun in einzelnen Zonen marktbeherrschende Stellungen einnehmen würden⁸. Die EU-Kommission argumentierte jedoch, dass die Einführung von Preiszonen eine Verzerrung der Preissignale verhindere, die realen Marktbedingungen besser widerspiegeln und den Investoren klarere Hinweise darauf gäbe, welche Standorte für den Bau neuer Erzeugungskapazitäten am besten geeignet sind.

Zum Zeitpunkt der Einführung beklagten sich gewerbliche Verbraucher in Südschweden, dass die Preiszonenaufteilung ihre Wettbewerbsfähigkeit reduziere, da sie nun höhere Strompreise fürchten müssten. Sie sahen den Schritt auch als potenzielle Gefahr für bereits unterzeichnete finanzielle und langfristige Strom-Lieferverträge. So befürchteten etwa Energielieferanten und -händler Verluste, dass die Einführung von Preiszonen den Wert ihrer langfristigen Handelsverträge verändern würde.⁹ Statt einer Neuaufteilung der Zonen

forderten sie eine Konzentration auf den schnellen Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen. Zudem machten sie einen erneuten Vorstoß zur Verkürzung der Genehmigungszeiten sowohl für Übertragungsnetze als auch für die Erzeugung im Süden.¹⁰

Nach Ansicht der European Federation of Energy Traders (EFET) führte die Aufteilung zwar zu besserer Auslastung der internationalen Übertragungsnetze, wirkte sich aber negativ auf die Liquidität der Terminmärkte und Preissicherungs-/Hedging-Möglichkeiten aus¹¹. Eine THEMA-Studie aus dem Jahr 2013 stellte hingegen fest, dass Handelsbeschränkungen zwischen SE1, SE2 und SE3 bei hoher Preiskonvergenz kaum vorhanden sind.¹² Eine weitere Befürchtung war, dass Stromlieferanten nicht in allen Regionen aktiv sein könnten, da es schwieriger sei, die Preisrisiken in den Regionen zu kontrollieren. Nach Angaben der schwedischen Regulierungsbehörde EI hat sich jedoch die Anbieterzahl in allen Zonen erhöht. Es zeigte sich also keine Reduzierung der Wettbewerbsintensität.¹³ Eine eingehendere Erörterung dieses Themas findet sich in Kapitel 2.4.

Im Vergleich zu Norwegen hat sich in Schweden die Engpass-Situation seit 2011 stabilisiert. Jedoch schlägt ACERs jüngste Preiszonenerprüfung von 2022 neue Preiszonenaufteilungen vor, um die vorherrschenden Netzprobleme in Schweden, insbesondere um Stockholm herum, anzugehen. ACER schlägt außerdem vor, dass die ÜNBs eine Studie zur Überprüfung der Preiszonen durchführen sollten.¹⁴

⁸ Svenska kraftnät, "Anmälningssområden På Den Svenska Elmarknaden."

⁹ Peri, "The Case against the Swedish Transmission System Operator (TSO) Svenska Kraftnät for Abuse of a Dominant Position (Case 39351) 2009-2010."

¹⁰ Energiforetagen, "The Electricity Year 2011 & Operations."

¹¹ EFET, "Bidding Zones Delineation in Europe: Lessons from the Past & Recommendations for the Future."

¹² THEMA, *Nordic Bidding Zones Commissioned by the Swedish Ministry of Enterprise, Energy and Communications / The Nordic Council of Ministers.*

¹³ Energimarknadsinspektionen, "Utvärdering Av Effekterna Av Elområdesindelningen."

¹⁴ ACER, "Decision No 11/2022 of 8 August 2022 on the Alternative Bidding Zone Configurations to Be Considered in the Bidding Zone Review Process."

2.2.4 Der dänische und finnische Markt

Dänemark ist in zwei Preiszonen unterteilt, DK1 und DK2, die jeweils West- und Ostdänemark umfassen. DK1 im Westen besteht aus Jütland und Fünen und ist synchron mit Kontinentaleuropa, während DK2 im Osten hauptsächlich aus Seeland besteht und als Teil des nordischen Systems betrachtet wird. Das Festland wurde erst 2010 mit den Inseln verbunden, und Dänemark ist daher historisch und auch heute noch Teil von zwei Verbundnetzen (UCTE und NORDEL), die nur über Gleichstromverbindungen miteinander verbunden sind.

Finnland ist nicht in mehrere Preiszonen unterteilt, und das Ziel des finnischen ÜNBs Fingrid besteht darin, keine internen Engpässe entstehen zu lassen, die die einheitliche Preiszone des Landes gefährden. Finnland und Dänemark werden daher in dieser Analyse nicht weiter betrachtet.

2.2.5 Preisentwicklung in Norwegen und Schweden im Zeitverlauf

Was die Dynamik und die Auswirkungen der nordischen Preiszonen angeht, lohnt es sich, die Entwicklung der Preise in den verschiedenen Zonen im Laufe der Zeit genauer zu betrachten, da sie als Indikator für Engpässe im System dienen.

Preisunterschiede zwischen den Zonen gab es zwar von Anfang an, aber Phasen mit hohen Preisunterschieden waren in der Vergangenheit die Ausnahme. Daher war auch der öffentliche und politische Widerstand gegen Preiszonen vergleichsweise gering.

Vor 2020 war die Abweichung vom Systempreis in den meisten Zonen nur gering und beschränkte sich auf Zeiten mit niedriger oder hoher Wasserbilanz, bzw. niedriger Verfügbarkeit von Kernkraftwerken. Dies führte zu jährlichen durchschnittlichen Preisunterschieden zwischen den

schwedischen und norwegischen Zonen von nur etwa 1-2 EUR/MWh. Der Grund dafür war, dass die Strom-Prognosen der ÜNBs und ihr darauf basierender Netzausbau weitgehend die tatsächlichen Entwicklungen abdeckte. Verzögerungen beim Ausbau bestimmter Nord-Süd-Übertragungsprojekte, der politisch gewollte und inzwischen wieder rückgängig gemachte Ausstieg aus der Kernenergie in Schweden und die lange Verzögerung von Olkiluoto 3 in Finnland führten jedoch dazu, dass sich die Lage auf dem Strommarkt mit der Zeit verschärfte. Der weitere Zubau von Windkraftanlagen, die sich nicht in der Nähe der Nachfrage befinden, verschärfte die Situation.

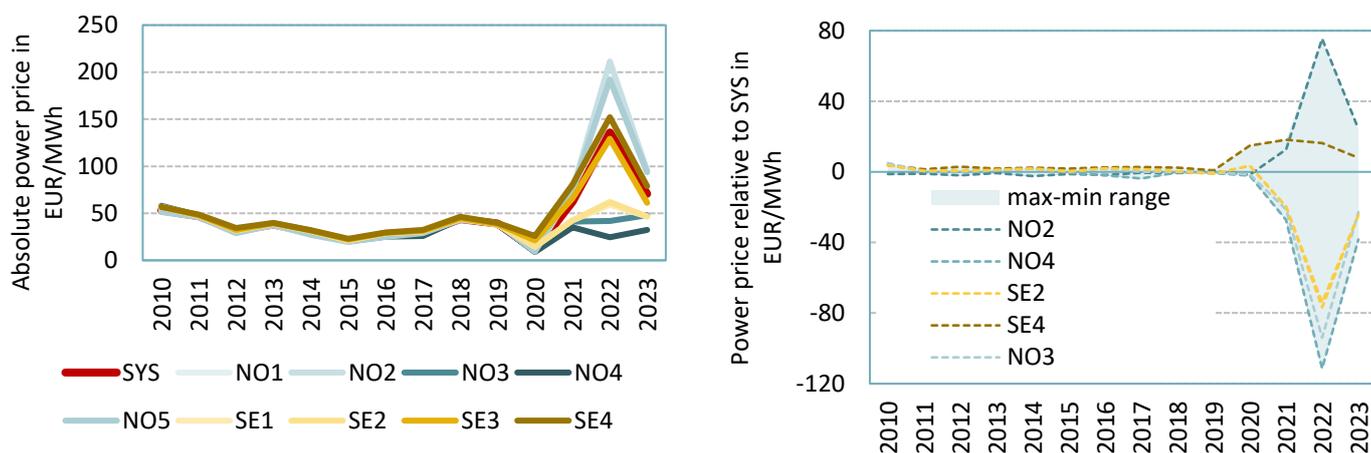
Nach 2020 änderte sich die Situation noch weiter. Wie in Abbildung 4 links und rechts dargestellt, verursachten die im Umbruch befindlichen europäischen Strommärkte ein deutliches Nord-Süd-Preisgefälle in beiden Ländern. Es begann damit, dass 2020 ein Rekordjahr für Wasserkraftzuflüsse in den nordischen Ländern war. Gleichzeitig war die Nachfrage in den nordischen Ländern aufgrund des milden Winterwetters jedoch niedrig, was die geringere Stromnachfrage auf dem Kontinent infolge der Covid-19-Abschaltungen noch verschärfte¹⁵. Gleichzeitig führten neue Verbindungsleitungen zwischen den südlichsten nordischen Preiszonen (NO2 und SE4), dem Kontinent und dem Vereinigten Königreich dazu, dass Strompreise aus diesen Gebieten regelmäßiger in die nordischen Länder importiert wurden. Allerdings übernahmen meist nur die südlich gelegenen nordischen Zonen die kontinentalen Preise: Aufgrund von Netzengpässen blieben die nördlichsten Zonen abgeschirmt, da sie selbst einen Stromüberschuss hatten, den sie aber nicht exportieren konnten. In einigen Fällen führte der Ausbau der Windenergie an den Nordseeküsten und der Photovoltaik in Deutschland und den Niederlanden dazu, dass die Preise in den südlichen Gebieten unter null sanken. Das

¹⁵ Zachmann and McWilliams, "Electricity Consumption as a Near Real-Time Indicator of COVID-19 Economic Effects."

führte jedoch nicht zu den gleichen niedrigen Preisen im Norden (wiederum aufgrund der Netzengpässe). Eine Vergrößerung des Preisdeltas war also bereits aufgrund der erhöhten Preisschwankungen im südlichen Norwegen und

Schweden zu beobachten, bevor die Strompreise ab Herbst 2021 in die Höhe schossen.

Abbildung 4: Jährliches durchschnittliches Preisniveau in Norwegen und Schweden und Delta der Preiszonen zum Nord Pool-Systempreis SYS



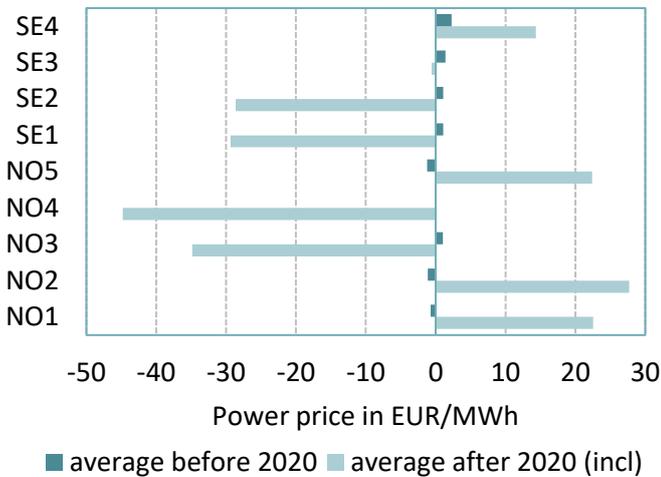
Quelle: Montel (Nord Pool), THEMA Berechnungen

Die Energiekrise als Folge des Krieges in der Ukraine trieb die Gaspreise auf ein extrem hohes Niveau. Da die Stromerzeugung mit Gas oder Kohle meist die Preise bestimmt, stiegen die Großhandelspreise für Strom auf dem Kontinent auf ein nie da gewesenes Level. Sie griffen auch auf die nordischen Länder über, waren aber nördlich der Grenzen der Preiszonen SE3 und NO1/NO5 oft nicht zu spüren. Nun waren die in den Jahren zuvor in Betrieb genommenen größeren Interkonnektoren Gegenstand heftiger politischer Debatten in beiden betrachteten Ländern, da die Verbraucher einen kontinuierlichen Import höherer Preise in die nordischen Länder befürchteten. Die nationale Preiszonen-Aufteilung und die Preisunterschiede zwischen den nordischen Ländern standen jedoch nie wirklich im Mittelpunkt der öffentlichen Wahrnehmung.

Infolge dieser außergewöhnlichen Faktoren stiegen die Preisunterschiede von 1-2 EUR/MWh vor 2020 auf durchschnittlich rund 25 EUR/MWh nach 2020 (und mehr als 100 EUR/MWh im Jahr 2022), wie in Abbildung 5 zu sehen ist. Im Jahr 2023 hat sich das Delta bereits etwas verringert, da sich die Preise normalisiert haben. Große Übertragungsnetz-

Ausbauprojekte werden durchgeführt, um Engpässe in Nord-Süd-Richtung zu beseitigen. Ihre Fertigstellung ist für Ende des Jahrzehnts geplant und wird wahrscheinlich dazu beitragen, die Preisunterschiede zwischen den Zonen zu minimieren. Die drängendere Situation auf den Strommärkten hat die Übertragungsnetzbetreiber beider Länder dazu veranlasst, die Inbetriebnahme dieser Übertragungsnetzprojekte zu beschleunigen.

Abbildung 5: Strompreisdiffferenz zum Systempreis - Vergleich vor und nach 2020



Quelle: Montel (Nord Pool), THEMA Berechnungen

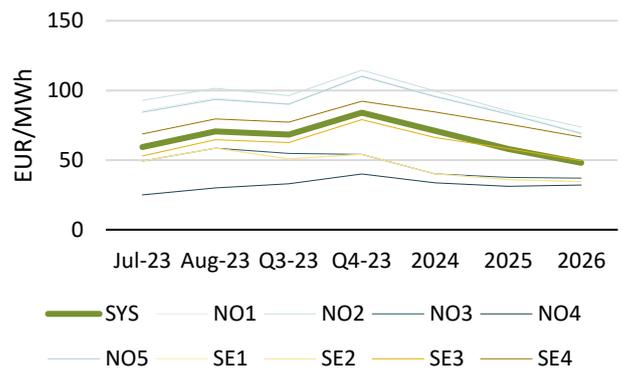
Die aktuellen Preisunterschiede haben in Schweden zu einer verstärkten Kritik am Konzept der Preiszonen durch Unternehmen im Süden geführt. Sie fordern, das Thema in die Hände des Parlaments zu legen, da die Festlegung der Preiszonen derzeit allein in der Verantwortung der Regulierungsbehörde und des ÜNBs liegt. Nach Ansicht dieser Unternehmen sollte Schweden zu einer einheitlichen Preiszone zurückkehren.¹⁶

Diese Preisunterschiede werden auf absehbare Zeit fortbestehen, wie der in Abbildung 6 dargestellte Terminmarkt zeigt, wo die nördlichen Zonen unter dem Systempreis, die

südlichen Zonen jedoch mit einem Aufschlag gehandelt werden.

Eine weitere Herausforderung stellt der Zubau von Erneuerbaren dar: Die zunehmende intermittierende erneuerbare Energieerzeugung könnte dazu führen, dass höhere Preisvolatilität zwischen den Preiszonen bleibt und eine Preisangleichung wie vor 2020 nicht mehr auftritt. Die Verfügbarkeit von Wasserkraft in der Region und ihre Flexibilitätseigenschaften wirken diesen sprunghaften Preisunterschieden jedoch entgegen. Ab 2030 könnten neue Technologien wie Elektrolyse und Batterien ebenfalls helfen, die Strompreisvolatilität zu verringern.

Abbildung 6: Entwicklung der Future-Spreads im Vergleich zum Systempreis



Quelle: Montel (Nord Pool), THEMA Berechnungen

¹⁶ Barstad, "Svenskene i Sør Protesterer Imot Prisområder, Parallell Situasjon i Norge."

3 Die Auswirkungen der Preiszonenstruktur

3.1 Kurz- und langfristige Auswirkungen von subnationalen Preiszonen

Aus theoretischer Sicht hat die Einführung von Preiszonen sowohl kurzfristige als auch langfristige Auswirkungen auf den Strommarkt, da die Zusammensetzung der Preiszonen sowohl den Dispatch als auch die Investitionsanreize beeinflusst.

Der Hauptgrund für die Einführung von Preiszonen in den nordischen Ländern war die Tatsache, dass das System auf Wasserkraft basiert. Da Wasserkraftwerke dort stehen, wo die Ressource vorhanden ist, kann dies oft weit entfernt von Nachfragezentren sein. Die ursprüngliche Aufteilung in Norwegen sollte Anreize für den Ausbau des – damals – schwachen Übertragungsnetzes schaffen, stromintensive Industriezweige in Gebieten mit überschüssiger Wasserkraft ansiedeln. Sie sollte also die ungleichmäßige Verteilung der darüber hinaus auch noch von Jahr zu Jahr schwankenden Wasserkraftbilanz bewältigen.

3.1.1 Dispatch-Effizienz¹⁷

Preiszonen sind ein wichtiges Instrument zur Optimierung des Erzeugungseinsatzes in den nordischen Ländern und beeinflussen somit kurzfristig die Systemeffizienz. Mit Preiszonen werden alle Marktteilnehmer innerhalb einer Zone demselben Spotmarkt-Preissignal unterworfen, wenn an der Grenze der Preiszone ein Engpass auftritt. ENTSO-E sieht nicht nur eine potenzielle Verbesserung der Dispatch-Effizienz durch eine transparentere Darstellung von Engpässen an Preiszonengrenzen, sondern auch der Day-Ahead-Marktkopplung zwischen den Preiszonen, da "mehr

geografische Informationen und Beschränkungen im System berücksichtigt werden können".¹⁸ Somit entsprechen die auf dem Markt ausgehandelten Lastflüsse besser den tatsächlichen physikalischen Lastflüssen.

Die Effizienz des Stromnetzes könnte theoretisch in größeren Zonen ähnlich effizient gehandhabt werden, indem der Netzbetreiber nach Marktschluss die physikalischen Grenzen des Stromsystems berücksichtigt und das Marktergebnis durch effiziente Abhilfemaßnahmen daran anpasst (z.B. durch Redispatch). In der Praxis ist dies aber schwer zu erreichen, da oft nicht genug Zeit zur Verfügung steht und der Zugang zu flexiblen Kraftwerken auf den Ausgleichsmärkten begrenzt ist. Einige Ineffizienzen beim Redispatch ergeben sich beispielsweise aus der Schwierigkeit, Kraftwerke nach dem Day-Ahead-Schluss rechtzeitig zu aktivieren, um Netzengpässe zu überbrücken. Kleinere Preiszonen verringern die Notwendigkeit dafür. Kurzfristig läuft der Unterschied also hauptsächlich auf einen marktbasieren (zonaler Dispatch) bzw. einen regulierten (Redispatch) Prozess und deren Vor- und Nachteile hinaus. Langfristig sind die Investitionssignale in großen Preiszonen in gewissem Maße verzerrt, da der Markt nicht die richtigen langfristigen Preise (Unterschiede) sieht, sondern nur den Preis vor dem Redispatch.

Effizienter Dispatch: Da jede Preiszone ihr eigenes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage erreicht und der Handel zwischen den Zonen Übertragungsbeschränkungen unterliegt, werden lokale Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage, die nicht durch Handel gedeckt werden können, sichtbar. Mit verbesserten Preissignalen wird der Einsatz von Kraftwerken in jeder Zone

¹⁷ Mit Dispatch-Effizienz ist die effiziente Ausnutzung verfügbarer Ressourcen und Kraftwerke unter

Berücksichtigung von Netzengpässen und anderen (physikalischen) Rahmenbedingungen gemeint.

¹⁸ ENTSO-E, "First Edition of the Bidding Zone Review."

effizienter durch den Markt gesteuert. Da die Marktteilnehmer mit "korrekteren" Preisen konfrontiert werden als in größeren Preiszonen, werden die einsatzfähigen Ressourcen aktiviert, und die kurzfristige Effizienz kann gesteigert werden.

Effiziente Nutzung der Wasserspeicher: Im nordischen Kontext zeigen wohldefinierte Preiszonen den Wasserkrafterzeugern zudem an, wann sie produzieren und wann sie die Mengen begrenzen sollten. Denn sie geben die „Wasserwerte“ in den Preiszonen genauer wieder. Die Wasserwerte sind die Opportunitätskosten für die Nutzung der gespeicherten Wasserkraft zur Erzeugung zu einem späteren Zeitpunkt. Wenn die Preise in einer Preiszone aufgrund eines Überangebots sinken und es eine Grenzbeschränkung gibt, dient dies als Indikator, um Wasser zu sparen.

Systemgerechtes Gebotsverhalten: Würden sich regionale Unterschiede bei den Zuflüssen und Speicherständen nicht in den Preisen widerspiegeln, würden die Erzeuger ein anderes Gebotsverhalten wählen, das dann durch Redispatch korrigiert werden müsste. Der diesbezügliche Mehrwert spiegelt sich auch in einer verbesserten Betriebssicherheit wider, da sich die ÜNB nicht so sehr auf den Einsatz von Abhilfemaßnahmen kurz vor der Echtzeit verlassen müssen, wenn der Day-Ahead-Markt eine optimale Dispatch-Lösung bietet. Wenn die Redispatch-Mengen und -Einnahmen einen großen Teil der Gesamtvergütung für Wasserkrafterzeuger ausmachen, könnte dies die ohnehin schon rechnerisch und methodisch anspruchsvollen Wasserwertberechnungen noch komplexer machen und die Effizienz der Preisgestaltung und der Wasserwerte untergraben. Darüber hinaus wäre ein strategisches Bieten, bei dem ein Wasserkrafterzeuger mehr bietet, als er benötigt, und dann eine Vergütung für den Redispatch erhält, leichter möglich, wenn die nordischen Preiszonen nicht geteilt würden.

Erhöhte Versorgungssicherheit: Die zusätzliche (Preis-)Transparenz, die durch die Differenzierung in mehrere Preiszonen entsteht, ist auch in Knappheitssituationen wichtig. Höhere Preiszonenpreise tragen z.B. zu einer besseren Versorgungssicherheit bei, da sie insbesondere Signale für eine Verringerung der Nachfrage, aber auch für eine verstärkte Wasserkrafterzeugung (aufgrund der Funktionsweise der Wasserwerte) und/oder Importe im Day-ahead-Zeitrahmen liefern. Das war bspw. als Reaktion auf die hohen Preise im Jahr 2022 in den südlichen nordischen Zonen zu beobachten (vgl. die Diskussion in Kapitel 2.1.2).

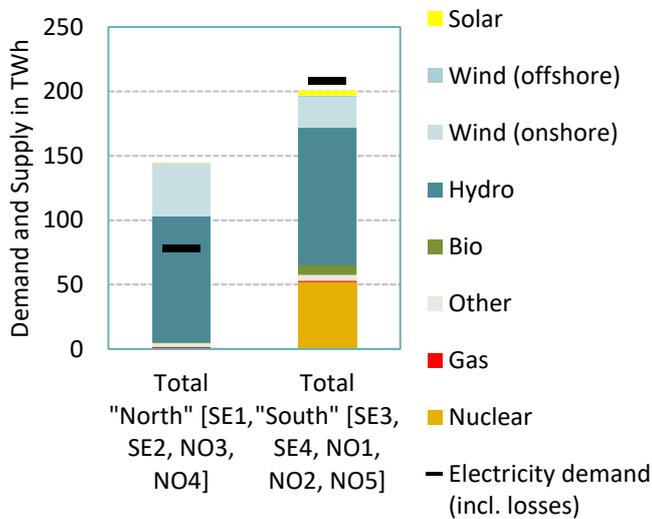
3.1.2 Lokalisierungsentscheidungen für Erzeugung und Nachfrage

Die Preisniveaus der Preiszonen signalisieren dem Markt, wo es in den nordischen Ländern einen Mangel oder einen Überschuss gibt. Anhaltende Preisunterschiede zeigen, wo es längerfristig vorteilhaft wäre, neue Produktion oder neue Nachfrage anzusiedeln, und geben Aufschluss über den Wert von Investitionen in das Netz.¹⁹ Nach Angaben von Statnett liegt das Überangebot in den nördlichen Preiszonen je nach hydrologischer Situation bei über 40 TWh jährlich. Seit 2020 ist es auf ca. 60 TWh angewachsen, unter anderem durch neue Windkraftanlagen, die in einem normalen Jahr bis zu 20 TWh erzeugen.²⁰ Die derzeitigen Überkapazitäten in den nördlichen Preiszonen NO3, NO4, SE1 und SE2 im Vergleich zu einem leichten Nachfrageüberhang in den südlichen Preiszonen (Abbildung 7) sollten in der Theorie eine abschreckende Wirkung auf Investitionen in neue Erzeugungsanlagen in diesen Preiszonen haben.

¹⁹ Energikommisjonen, *Mer Av Alt – Raskere*.

²⁰ Statnett, "Prisforskjeller Og Kapasitet Nord-Sør."

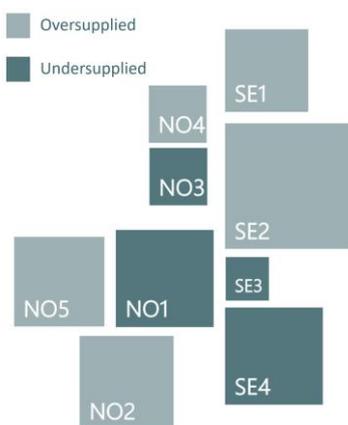
Abbildung 7: Balance zwischen Angebot und Nachfrage in Nord- und Süd- Norwegen/Schweden (2024 stellvertretend für die heutige Situation)



Quelle: THEMA Base Szenario, Nordic Market Report

Langfristig sind die Investitionssignale in großen Preiszonen etwas verzerrt, da der Markt nicht die richtigen langfristigen lokalen Preise sieht, sondern nur den Preis vor dem Redispatch. Mit anderen Worten, bei Preiszonen werden die Kosten von Engpässen nicht über die Netznutzungskosten sozialisiert, wie es beim Redispatch der Fall ist, sondern spiegeln sich in den Großhandelspreisen wider, die von den verantwortlichen Strommarktteilnehmern gezahlt werden. Allerdings könnten Investoren bei ihren Investitionsentscheidungen auch Erlöse aus dem Redispatch berücksichtigen.

Abbildung 8: Leistungsbilanz Preiszonen von 2013-2021



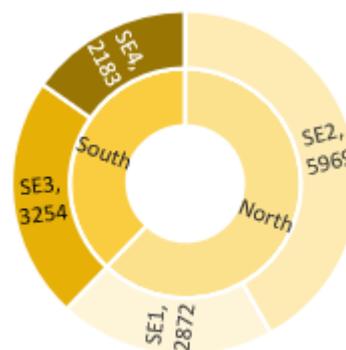
Quelle: Statnett

Erzeugung

Investoren, die den Bau neuer Kraftwerke in Erwägung ziehen, beobachten die Preisunterschiede zwischen den Preiszonen genau. Angesichts des hohen Überschusses in den nordischen Ländern und der strukturellen Engpässe zwischen Norden und Süden sollte dies eine abschreckende Wirkung auf neue Kraftwerke im Norden haben. Die Erfahrung der letzten zehn Jahre zeigt jedoch, dass mehr als die Hälfte aller bis 2022 neu gebauter Windkraftanlagen im Norden stehen. Warum dieser Widerspruch zur Theorie?

Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen die Verteilung der installierten Onshore-Windkapazität für Schweden und Norwegen bis 2022. Da die Vorlaufzeiten für Windkraftanlagen in den nordischen Ländern in der Regel mehr als vier Jahre betragen, trafen Investoren ihre Investitionsentscheidungen möglicherweise, bevor sie davon ausgehen konnten, dass sich große Preisunterschiede zwischen den Zonen ergeben würden. Nicht außer Acht zu lassen sind zudem andere Gründe: Gute Windverhältnisse, günstigeres Land oder geringerer öffentlicher Widerstand könnten die zu erwartenden niedrigen nördlichen Preise überwogen haben. Oft interessieren sich Investoren zudem weniger für konkrete Preisniveaus, sondern einfach dafür, dass Projekt finanziert zu bekommen. Dafür schließen sie langfristige Abnahmeverträge ab (PPAs), die etwas losgelöst von den Preiseskapanden der Spotmärkte sind.

Abbildung 9: Installierte Onshore-Windkapazitäten in Schweden (in MW, 2022)



Quelle: Energimyndigheten

Der Überschuss im Norden war in den letzten Jahren wohlbekannt: Simulationen, auch von THEMA, zeigten, dass nur ein geringer zusätzlicher Zufluss an Wasserkraft oder ein zusätzlicher Ausbau der Windkraft zu rasch sinkenden Preisen im Norden führen würde, wenn keine neuen Nord-Süd-Netzverbindungen in Betrieb genommen würden (vgl. auch Abbildung 8).

Die Marktteilnehmer könnten die Investitionen dennoch getätigt haben, da sie erwartet haben, dass ein schnellerer Netzausbau die absehbaren Preisdivergenzen ausgleichen würde.

Es wird wichtig sein zu sehen, wie sich die nun strukturell höheren Preise im Süden auf neue Investitionen in die Stromerzeugung auswirken. Im nächsten Jahrzehnt sollen die ersten Offshore-Windkraftwerke im Süden angeschlossen werden, um von den höheren Preisen zu profitieren.

Eine Einschätzung des künftigen Ausbaus der Onshore-Windenergie ist schwierig, da in Norwegen ein Moratorium für die Erteilung von Genehmigungen gilt und sich auch in Schweden das Investitionsklima für große Onshore-Parks in den letzten Jahren deutlich verschlechtert hat. Das ist vor allem auf kommunale Vetos und den öffentlichen Widerstand gegen neue Projekte zurückzuführen.

Abbildung 10: Installierte Onshore-Windkapazitäten in Norwegen (in MW, 2022)



Quelle: NVE

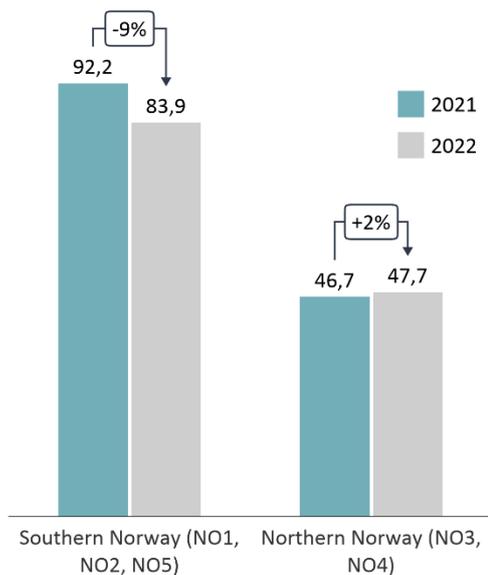
Nachfrage

Langfristige Investitionsentscheidungen: Bei der Nachfrage ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der Erzeugung. Es ist schwer zu beurteilen, ob Preiszonen in der Vergangenheit ein wichtiger Faktor für Investitionsentscheidungen waren, da die Preisunterschiede nicht so ausgeprägt waren. Große Investitionsentscheidungen im Norden in den letzten Jahren, z.B. die Elektrifizierung der Stahlproduktion in Nordschweden oder der Ausbau des stromintensiven Industriegebiets Mo-i-Rana, wurden wahrscheinlich eher von anderen Faktoren angetrieben, z.B. hier von der bereits bestehenden Wertschöpfungskette für den Stahlsektor oder von Synergien zwischen Industrieclustern.

Der Bau von Batteriefabriken und Datenzentren in den gesamten nordischen Ländern fand hingegen nicht nur im Norden statt, was für diese Annahme spricht. Darüber hinaus ist es oft auch die politische Unterstützung (bis hin zu lokalen Subventionen) in den verschiedenen Regionen, die Investitionen vorantreibt, und weniger die Strompreise. Zumal Großverbraucher häufig PPAs sowohl mit bestehenden Wasserkraftanlagen als auch mit neuen Windkraftprojekten unterzeichnen, um sich eine gleichmäßige Stromversorgung mit geringen Preisschwankungen zu sichern.

Jüngste Nachfrageanpassungen aufgrund der hohen Preise: Betrachtet man die Auswirkungen der ausgeprägten Preisunterschiede in den nordischen Preiszonen in den letzten Jahren, so wird allerdings deutlich, dass die höheren Preise im Süden eine kurzfristige Lenkungswirkung haben. Abbildung 11 zeigt, dass die Nachfrage im hochpreisigen Süden Norwegens im Vergleich zu 2021 um 9 % gesunken ist, was nicht nur durch unterschiedliche Wettermuster erklärt werden kann, die sich auf die Nachfrage auswirken. In der zweiten Jahreshälfte 2022 kündigten beispielsweise große industrielle Verbraucher im Süden vorübergehende Schließungen an. Im Norden, wo die Preise in der Preiszone weit weniger von den kontinentalen Großhandelspreisen beeinflusst werden, blieb die Stromnachfrage stabil.

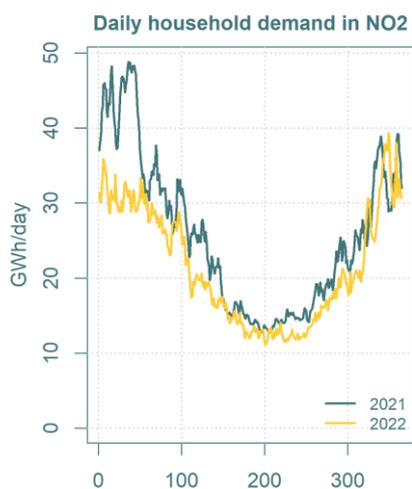
Abbildung 11: Vergleich des Strombedarfs in Süd- und Nordnorwegen von 2021 bis 2022



Quelle: ENTSO-E

Die hohen Strompreise führten auch zu einem erheblichen Anstieg der Kosten für Haushalte in Südnorwegen, während sie in Mittel- und Nordnorwegen ähnlich blieben. Ähnlich wie die Entwicklungen in der Industrie begannen auch die Haushalte, Strom zu sparen. Wie Abbildung 12 zeigt, war die Nachfrage der Haushalte in der südlichsten Zone Norwegens durchweg niedriger als im Jahr 2021 (die höhere Nachfrage Anfang 2021 war auf einen Kälteeinbruch zurückzuführen).

Abbildung 12: Die Nachfrage privater Haushalte in 2022 und in 2021 im Vergleich (NO2)



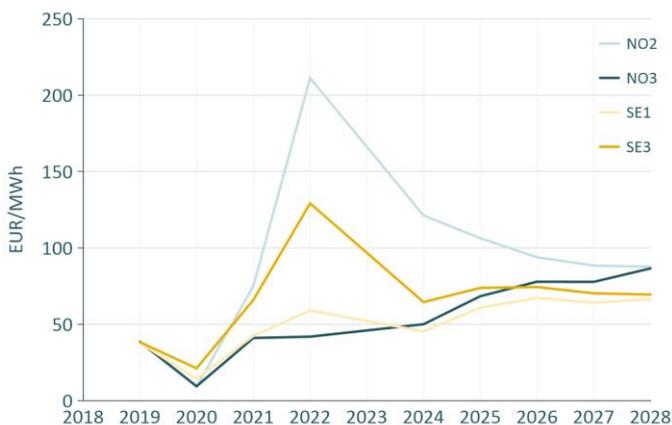
Quelle: THEMA Berechnungen basierend auf Elhub-Daten

Ausgehend von diesen Beobachtungen hat sich die Existenz der nordischen Preiszonen in der Vergangenheit nur geringfügig auf die Investitionen in neue Erzeugungsanlagen und die Nachfrage in unterversorgten und überversorgten Zonen ausgewirkt. Im Vergleich zu anderen Standortfaktoren waren die Preisunterschiede wahrscheinlich zu gering, um die Entscheidungsprozesse der Unternehmen zu beeinflussen. Die jüngste Preisdynamik hat jedoch zu erheblichen Anpassungen der kurzfristigen Stromnachfrage geführt und könnte sich angesichts der hohen strukturellen Preisunterschiede zwischen den nördlichen und südlichen Zonen auch verstärkt auf künftige Investitionsentscheidungen auswirken.

Diese Preisspannen werden wahrscheinlich bestehen bleiben, bis die erwarteten Netzverstärkungen ab 2025 abgeschlossen sind. Sie hängen auch von der Entwicklung der Nachfrage und des Angebots in den nördlichen und südlichen Gebieten in den kommenden Jahren ab. In ihrer jüngsten Marktprognose, die auf Marktsimulationen beruht, gehen THEMA's Analysten davon aus, dass die Preisunterschiede bis Mitte/Ende der 2020er Jahre anhalten werden, was mit der aktuellen Einschätzung des Terminmarktes übereinstimmt (vgl. Abbildung 6 und Abbildung 13). Voraussetzung für die Schließung der Lücke sind jedoch Investitionen in die Übertragungsnetze und ein ausgewogeneres Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage in den einzelnen Zonen.

Es bleibt abzuwarten, ob diese bleibenden Preisunterschiede stärkeren Einfluss auf die Lokalisierung von Industrie- oder Erneuerbaren-Investitionen haben werden.

Abbildung 13: Strompreiskonvergenz durch neu gebaute Nord-Süd-Verbindungsleitungen erwartet



Quelle: Montel, THEMA Nordic Market Report - Base (May23)

3.2 Netz-Management und Entwicklung

3.2.1 Redispatch

Die wahrscheinlich größte Auswirkung der Nutzung subnationaler Zonen für Netzmanagement und -entwicklung betrifft den Umfang des erforderlichen Redispatch. Wenn es in den nordischen Ländern subnationale Preiszonen gibt, dann deshalb, weil die Aufteilung es ermöglicht, Engpässe bei der Übertragungskapazität zwischen den Gebieten auf dem Markt zu berücksichtigen. Sowohl in Norwegen als auch in Schweden gibt es beispielsweise große Mengen an Onshore-Windenergie im Norden. Würde man national einheitliche Preiszonen einrichten, würde die Marktlösung in windreichen Zeiten die reichlich vorhandene Winderzeugung im Norden nutzen, um die Nachfrage im Süden zu decken. Allerdings würde die Übertragungskapazität nicht ausreichen, um die erforderlichen Stromflüsse zu ermöglichen. Dies hätte zur Folge, dass die ÜNB erhebliche Kapazitätsmengen mit Hilfe von Redispatch näher an den tatsächlichen Verbrauchsort umdisponieren müssten, wobei sie wahrscheinlich die Erzeugung im Norden drosseln und die Erzeugung im Süden hochfahren würden.

Dies wäre wahrscheinlich mit höheren wirtschaftlichen Kosten verbunden, da die Ausgleichsmärkte, die traditionell für den Redispatch genutzt werden, eine begrenztere Anzahl an

Flexibilitätsanbietern vorhalten als der Day-Ahead-Markt. Zudem würden die Änderungen an der Dispatch-Planung mit kürzerer Vorankündigung erfolgen. Ohne die von den Preiszonen ausgehenden Preissignale wäre es für die Wasserkrafterzeuger schwieriger, die Preise für ihre Reservoirs, deren Wert zum Teil durch ihre Lage im Netz bestimmt wird, effizient zu gestalten. Das könnte auch zu einer ineffizienten Einspeisung führen.

3.2.2 Netzinvestitionen

Die Planung von Netzinvestitionen wird von den nordischen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Unter den Annahmen, dass (1) die ÜNB wohlfahrtsmaximierende Investitionen korrekt identifizieren können und dass (2) die Nutzung subnationaler Preiszonen die Verteilung von Kosten und Nutzen zwischen den Ländern nicht systematisch verändert, sollte die Investitionsplanung von der Gestaltung der Preiszonen unbeeinflusst bleiben.

Dennoch kann sich die Verwendung subnationaler Preiszonen indirekt auf die Investitionsplanung auswirken, da die Verringerung von Netzengpässen sichtbar wird und daher die politische Unterstützung für neue Netzprojekte größer wird. Die Verwendung von Preiszonen bedeutet, dass Engpässe, wo sie auftreten, zu Preisunterschieden führen, die potenziell alle Verbraucher und Erzeuger betreffen. Wenn diese Preisunterschiede erheblich werden, gewinnen sie an politischer Bedeutung. Es kann davon ausgegangen werden, dass die verstärkten Forderungen nach Investitionen zur Beseitigung von Engpässen sowohl seitens der Interessengruppen als auch der Politiker zumindest einen gewissen subtilen Einfluss auf die nordischen Netzinvestitionen hatten: beispielsweise bei der Mittelbereitstellung an die ÜNB oder der öffentlichen Debatte über die Genehmigung von Übertragungsinfrastrukturen. Obwohl es schwierig ist, das Ausmaß dieses Einflusses zu beurteilen, lassen sich leicht Beispiele dafür finden, dass Politiker in der Presse explizit darauf hinweisen, dass die

großen regionalen Preisunterschiede im Jahr 2021 zu einer Verstärkung des Übertragungsnetzes führen könnten.²¹

3.3 Handels- und Hedging-Liquidität

3.3.1 Liquidität und Marktstruktur

Auf einem hochliquiden Markt kann man sofort zum aktuellen Preis, in beliebigem Umfang und zum Nulltarif kaufen oder verkaufen.

Der Strommarkt besteht aus mehreren unterschiedlichen Märkten, und die Liquidität auf diesen Märkten wird durch die Nutzung subnationaler Preiszonen unterschiedlich beeinflusst. Daher sollte vorher klar abgegrenzt werden, auf welchen Markt oder welche Märkte man sich bezieht, wenn über Liquidität diskutiert wird. Wie bereits erwähnt, verfügt der nordische Markt über eine physische Day-Ahead-Auktion sowie einen kontinuierlichen Intraday-Markt. Beide sind durch die entsprechenden europäischen Marktinitiativen, nämlich Single Day-ahead Coupling (SDAC) und Single Intraday Coupling (SIDC), mit den umliegenden Märkten gekoppelt. Außerdem gibt es standardisierte Finanzderivate für den Handel mit Strom im Voraus. Diese werden sowohl an organisierten Börsen wie Nasdaq Commodities als auch auf bilateraler Basis gehandelt. Schließlich verfügt der nordische Markt über einen aktiven Markt für Stromabnahmeverträge (PPAs), d.h. bilaterale Stromhandelsverträge. Obwohl dieser Markt keine organisierte Börse hat, bildet er dennoch einen wichtigen Teil des Strompreisrisikomanagements in der Region.

3.3.2 Theoretische Auswirkungen der Bieterzonengestaltung auf die Liquidität

Kleinere Preiszonen stellen eine potenzielle Herausforderung für die Marktliquidität dar. Die Auswirkungen der

Preiszonengestaltung auf die Marktliquidität sind jedoch komplizierter als allgemein angenommen. Um die unterschiedlichen Auswirkungen auf den Markt zu erklären, lohnt es sich daher, bei den Auswirkungen des Preiszonendesigns folgende Aspekte zu unterscheiden:

- Gesplittete Liquidität,
- Effizienz der Kopplung,
- zonenübergreifende Kapazitätsverfügbarkeit und
- unternehmensinterne zonenübergreifende Bewegungen.

Aufgeteilte Liquidität

Dies ist vielleicht die offensichtlichste Auswirkung der Schaffung neuer Preiszonen. Durch die Aufteilung können kleinere isolierte Märkte mit weniger Käufern und Verkäufern und geringeren Handelsvolumina entstehen. Dies wirkt sich tendenziell negativ auf die Liquidität aus und ist besonders problematisch, wenn der entstehende Markt unausgewogen ist und einen strukturellen Mangel an Kauf- oder Verkaufsvolumen aufweist.

Es ist jedoch wichtig zu wissen, dass eine Preiszone nicht unbedingt ein isolierter Markt sein muss. In vielen Kontexten kann der relevante Markt mehrere Preiszonen umfassen.

Effizienz der Kopplung

Wenn die Märkte der Bieterzonen aneinander gekoppelt sind, kann der relevante Markt (der die Menge der Käufer und Verkäufer umfasst, mit denen man handeln kann) auch Käufer und Verkäufer in anderen Bieterzonen umfassen. Die tatsächliche Größe des Marktes hängt davon ab, wie der grenzüberschreitende Handel zustande kommt und welche praktischen Beschränkungen für den Handel mit Akteuren in anderen Preiszonen bestehen. Die Ausgestaltung der Zonen kann die Größe des Marktes durch die Dynamik der

²¹ See, for example, NRK, "Nord-Norge Kan Ende Opp Med å Dele På Den Billige Strømmen i Fremtiden." [Available in Norwegian]

Marktkopplung beeinflussen, indem sie die effektive Größe des gekoppelten Marktes erhöht oder verringert.

Zonenübergreifende Kapazitätsverfügbarkeit

Am wichtigsten für das Kopplungsverhalten und die effektive Größe eines gekoppelten Marktes ist die zonenübergreifende Handelskapazität: Diese steht zur Erleichterung des Handels zwischen den Preiszonen zur Verfügung. Die Gestaltung der Preiszonen kann die Entscheidungen der ÜNB darüber beeinflussen, wie viel Kapazität sie dem Markt zur Verfügung stellen. Die zonenübergreifenden Handelskapazitäten zwischen Schweden und Dänemark zu erhöhen, war wohl die wichtigste Triebfeder für die Einführung von subnationalen Preiszonen in Schweden.

Unternehmensinterne zonenübergreifende Ströme

Einige Unternehmen erzeugen und verbrauchen gleichzeitig Strom. Diese Unternehmen können sich dafür entscheiden, ihre Erzeugungs- und Verbrauchsmengen zu saldieren. Mit dem Ergebnis, dass ihre gehandelten Mengen niedriger sind als ihr Bruttoverbrauch oder ihre Bruttoerzeugung. Eine solche Saldierung ist nur möglich, wenn die betreffende Erzeugung und der Verbrauch zur selben Preiszone gehören. Folglich können Änderungen im Preiszonendesign dazu führen, dass die Erzeugung und der Verbrauch eines Unternehmens in unterschiedlichen Zonen liegen. Das wiederum verursacht, dass diese Mengen gehandelt werden müssen, wodurch sich das Handelsvolumen erhöht.

3.3.3 Liquidität auf den physischen Märkten

Die Liquidität auf dem **Day-Ahead-Markt** ist gut. Für das Jahr 2020 (das letzte Jahr, für das Daten verfügbar sind) gab ACER das Verhältnis von Day-Ahead-Handel und physischem

Verbrauch für die nordischen und baltischen Länder zusammen mit 0,89 an.²² Dies war das dritthöchste Verhältnis in Europa, hinter dem irischen Strombinnenmarkt (wo Day-Ahead-Handel obligatorisch ist) und Deutschland. Das Format der gekoppelten Auktion stellt sicher, dass die Suche nach einer Gegenpartei und der Handel relativ einfach sind, da die Handelsaktivitäten auf einen einzigen Punkt konzentriert sind und relevante Gegenparteien in anderen Zonen durch das gekoppelte Verfahren ermittelt werden. Im Allgemeinen gibt es in den nordischen Ländern keine nennenswerten Bedenken hinsichtlich der Liquidität des Day-Ahead-Marktes, die sich aus der Nutzung subnationaler Preiszonen ergeben.

Der **Intraday-Markt**, bei dem es sich um einen kontinuierlichen Markt und nicht um eine Auktion handelt, ist potenziell stärker von Liquiditätsproblemen betroffen, da nicht automatisch alle Geschäfte in einem einzigen Auktionsverfahren zusammengefasst werden. Es wird jedoch erwartet, dass in Zukunft drei gekoppelte Intraday-Auktionen eingeführt werden, die im Einklang mit umfassenderen Änderungen der europäischen Marktgestaltung stehen und die den bestehenden kontinuierlichen Handel ergänzen sollen. Es wird erwartet, dass die Einführung von Auktionen die untertägige Liquidität fördert.

Die effektive Größe des Intraday-Marktes hängt von der Verfügbarkeit zonenübergreifender Kapazitäten ab. Wenn die zonenübergreifenden Grenzen innerhalb der nordischen Länder auf dem Intraday-Markt nicht überlastet sind, bilden mehrere Bieterzonen effektiv einen einzigen Markt. In Verbindung mit der Möglichkeit, mit benachbarten Zonen zu handeln, wenn dadurch Engpässe vermieden werden, hat dies in der Vergangenheit dazu beigetragen, die Intraday-Liquidität zu erhöhen.

²² Handelsmengen aus dem Bericht European Power Trading 2021, Prospex Research Ltd und Nachfrage von ENTSO-E Transparency Platform und Eurostat. Siehe ACER und CEER.

“Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020 - Electricity Wholesale Markets Volume,” 2021.

Gegenwärtig spiegeln sowohl die nordischen Day-Ahead- als auch die Intraday-Märkte zonenübergreifende Netzbeschränkungen als einfache Obergrenzen für Übertragungen von Zone-zu-Zone (so genannte Net Transfer Capacities) wider. Die künftige Einführung des flow-based Coupling wird eine bessere Nutzung der verfügbaren Netzkapazität ermöglichen und dürfte damit die Liquidität auf den Märkten, auf denen sie angewandt wird, erhöhen.

Wird das flow-based Coupling jedoch nur in der Day-ahead-Phase eingeführt, könnte sie die Aufteilung der Liquidität zwischen den Zonen im kontinuierlichen Intraday-Handel hervorheben. Insbesondere wird der Intraday-Markt dann eine Dispatch-Lösung vom Day-Ahead-Markt übernehmen, die die verfügbare zonenübergreifende Netzkapazität bereits sehr effizient nutzt, möglicherweise über die Grenzen des Intraday-Ansatzes der Nettotransferkapazität hinaus. Dies könnte dazu führen, dass die zonenübergreifenden Kapazitäten begrenzt werden, die zwischen den Zonen im Intraday-Zeitrahmen zur Verfügung stehen. Das führt möglicherweise dazu, dass der kontinuierliche Intraday-Markt zwischen den Bieterzonen stärker fragmentiert wird und dadurch die Intraday-Liquidität auf Kosten einer verbesserten Day-Ahead-Liquidität beeinträchtigt wird.

3.3.4 Liquidität auf den Finanzmärkten

Wie in Abschnitt 1.1 erwähnt, unterscheiden sich die standardisierten Produkte, die für den Stromhandel auf dem nordischen Finanzmarkt verwendet werden, von denen in Deutschland. Kasten 1 enthält eine grundlegende Einführung in die Verwendung von Terminkontrakten für Leser, die mit ihrer Verwendung nicht vertraut sind.

Box 1 Terminkontrakte und Hedging

Terminkontrakte sind ein Finanzderivat („-produkt“), das sich in der Regel auf einen Rohstoffpreis bezieht. Ein deutscher Strom-Future zum Beispiel ist auf den Day-Ahead-Clearingpreis für die deutsche Preiszone referenziert und hat einen definierten Lieferzeitraum, zum Beispiel das Kalenderjahr 2024. Wenn man einen deutschen Strom-Future für das Jahr 2024 kauft, dann muss man die Differenz zwischen dem Kaufpreis des Futures und dem Referenzpreis (deutscher Strom) während der Lieferperiode (2024) bezahlen. Ist der Strompreis dann niedriger als der gezahlte Preis, muss die Differenz bezahlt werden. Wenn der Strompreis jedoch höher ist als der für den Future gezahlte Preis, erhalte man Zahlungen in Höhe der Differenz. Auf diese Weise kann man sich durch den Kauf eines Terminkontrakts gegen einen Preisanstieg absichern, da Zahlungen aus dem Terminkontrakt dazu beitragen, die gestiegenen Kosten für den Stromeinkauf auf dem Day-Ahead-Markt auszugleichen. Umgekehrt kann man sich durch den Verkauf eines Futures gegen fallende Strompreise absichern.

In Deutschland beziehen sich die Futures-Kontrakte direkt auf den Preis der deutschen/luxemburgischen Preiszone. In den nordischen Ländern beziehen sich Terminkontrakte dagegen auf den nordischen Systempreis und nicht auf den Preis einer bestimmten Preiszone.²³ Der Grund für diese Struktur ist, dass es einen gemeinsamen nordischen Markt für Systempreisprodukte gibt, der die Liquidität für diese Produkte in der gesamten Region bündelt und dadurch die Liquidität fördert. Dies bedeutet jedoch auch, dass die Futures nicht direkt auf die zonalen Preise referenziert werden, denen Erzeuger und Verbraucher letztendlich ausgesetzt sind. Wenn ein nordischer

²³ EEX hat vorgeschlagen, dieses Modell zu ändern und den in Kontinentaleuropa verwendeten Ansatz im Rahmen der geplanten Übernahme des nordischen Stromhandelsgeschäfts

von Nasdaq zu übernehmen. Daher wird derzeit über die künftige Gestaltung dieses Marktes diskutiert.

Erzeuger oder Verbraucher sich nur mit systempreisgebundenen Futures absichert, ist er immer noch dem Risiko ausgesetzt, dass der Preis in dem betreffenden Gebiet nicht mit dem Systempreis übereinstimmt oder steigt. Wenn man zum Beispiel einen nordischen Systempreis-Future kauft, aber der lokale Preis weitaus stärker steigt als der Systempreis, dann ist man gegen diesen zusätzlichen lokalen Anstieg nicht abgesichert.

Um diese Lücke zu schließen, werden auch EPAD-Verträge (Electricity Price Area Differential) verwendet. Diese beziehen sich auf die Spanne zwischen dem nordischen Systempreis und dem Preis an einem bestimmten Lieferpunkt (z.B. Stockholm). EPAD-Verträge ermöglichen die Absicherung jeglicher Differenz zwischen dem Systempreis und einem bestimmten Preiszonepreis. Sie können in Kombination mit einem systempreisgebundenen Terminkontrakt verwendet werden, um den Strompreis in einer bestimmten Zone abzusichern, wie in Abbildung 14 dargestellt. Ein praktisches Beispiel findet sich in Kasten 2.

Abbildung 14: Verwendung eines EPAD zur Absicherung eines Gebietspreisesrisikos



Die rechtliche Struktur des EPAD-Vertrags bezieht sich auf den Preis an einem bestimmten Ort und nicht auf einen Preiszonepreis. Dadurch wird der Vertrag auch im Falle einer Reform der Preiszone klar definiert. Dies ist ein weiteres Beispiel dafür, dass das System so konzipiert ist, dass es im Falle von Änderungen der Preiszone widerstandsfähig ist.

Wie in Abbildung 4 dargestellt, waren die nordischen Gebietspreise viele Jahre lang gut an den regionalen Preisbenchmark angeglichen, wobei einige Gebiete eine sehr hohe Korrelation mit dem Systempreis aufwiesen. Infolgedessen begnügten sich die Marktteilnehmer viele Jahre lang damit, ihre Risiken in Bezug auf die nordischen Preiszonepreise durch systempreisbezogene Verträge abzusichern, wodurch sie sich dem Risiko aussetzten, wenn die Gebiets- und Systempreise auseinander gingen.

Die Korrelation zwischen dem Systempreis und den Gebietspreisen ist in den letzten Jahren aufgrund einer Kombination aus gebündelten Investitionen in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, extremen regionalen Schwankungen in den Wasserbilanzen und einer unterschiedlich starken Abhängigkeit von den kontinentaleuropäischen Strompreisen und damit auch von dem jüngsten Gaspreisschock ziemlich dramatisch zusammengebrochen. Informationen über die Korrelation der wöchentlichen Gebietspreise im Verhältnis zum nordischen Systempreis sind in Abbildung 15 dargestellt. Daraus geht hervor, inwieweit sich der relevante Gebietspreis im Einklang mit den Änderungen des Systempreises bewegt. Eine Korrelation von 1 bedeutet, dass bei einer Änderung des Systempreises eine proportional gleiche Änderung im Gebietspreis gemessen wird. Gleichbedeutend bedeutet dies, dass ein Preis als lineare Gleichung des anderen Preises berechnet werden kann. Im Gegensatz dazu bedeutet ein Korrelationskoeffizient von 0, dass es keine erkennbare lineare Beziehung zwischen den Preisen gibt. Die Daten zeigen eine deutliche Verschlechterung der Korrelation im Jahr 2022.

Box 2 Beispiel für die Verwendung von Finanzverträgen in den Nordischen Ländern

Zur Veranschaulichung des Einsatzes von Finanzverträgen zur Unterstützung von Hedging-Aktivitäten in den nordischen Ländern stellen wir uns einen Stromversorger vor, der einem mittelgroßen Geschäftskunden in Stockholm einen Stromvertrag mit festem Preis anbietet. Der Lieferant möchte nicht dem Risiko ausgesetzt sein, dass der Strompreis über den Festpreis steigt, den er vom Endverbraucher erhält.

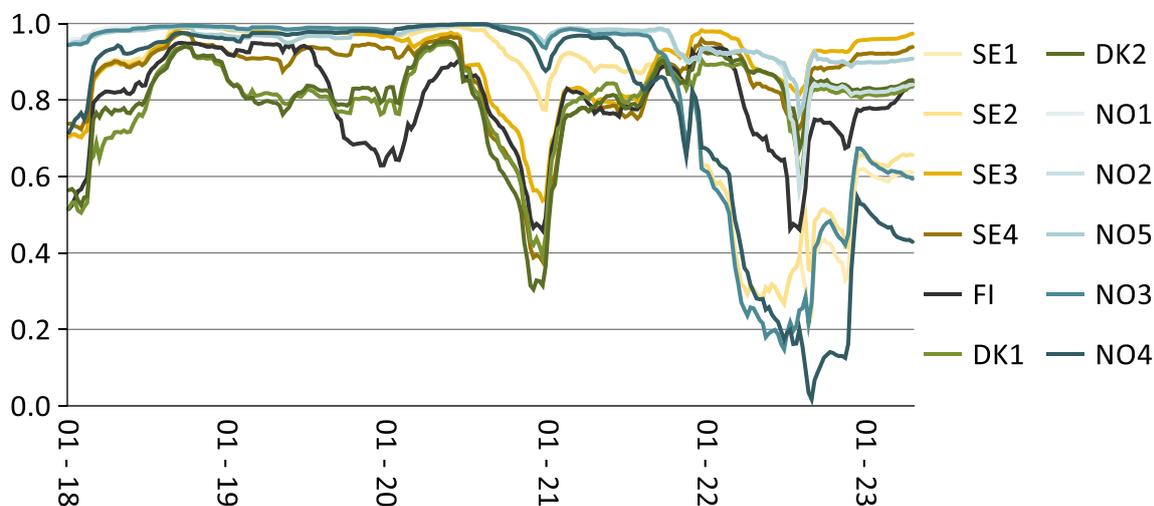
In allen Fällen muss der Lieferant Strom kaufen, um den Bedarf des Verbrauchers zu decken. Dies bedeutet, dass er Strom zum Preis der Preiszone SE3 kaufen muss (in der Stockholm liegt). Um sich gegen den SE3-Preis abzusichern, muss er eine Position einnehmen, in der er nicht mehr bezahlt, auch wenn der SE3-Preis steigt.

Wenn er einen Futures-Kontrakt zum derzeitigen Systempreis kauft, ist es zu seinem Vorteil, wenn der Systempreis steigt. Allerdings muss er bezahlen, wenn der Systempreis fällt. Der Terminkontrakt hat zwar die richtige Form, ist aber auf den falschen Preis bezogen, d. h. auf den Systempreis und nicht auf den Preis in Stockholm. Er funktioniert nur dann als Absicherung, wenn sich der Systempreis und der Stockholmer Preis parallel bewegen, d. h., wenn die Spanne zwischen ihnen gleichbleibt. Der Lieferant kauft Systempreis-Futures in ausreichender Höhe, um seine Verpflichtung gegenüber dem Endverbraucher zu erfüllen.

Dem Lieferanten bleibt nur, dass sich die Spanne zwischen dem Systempreis und dem Stockholmer Preis ändert. Wenn die Preise in Stockholm gegenüber dem Systempreis steigen, verliert der Lieferant und umgekehrt. Zur Absicherung dieses Restrisikos in Bezug auf die Spanne zwischen dem Stockholmer Preis (dem SE3-Preis) und dem Systempreis kauft der Lieferant einen EPAD-Vertrag für Stockholm. Dieser Vertrag funktioniert genau wie jeder andere, die Auszahlungen beziehen sich jedoch auf die Differenz zwischen dem Systempreis und dem Preis in Stockholm. Wenn sich diese Spanne also gegen den Lieferanten bewegt, werden diese durch die Zahlungen im Rahmen des EPAD kompensiert und umgekehrt.

Durch die Kombination eines Systempreis-Futures und eines EPAD für Stockholm hat der Lieferant einen an die Stockholmer Preise gebundenen Future-Kontrakt geschaffen. Er ist nun vollständig gegen etwaige Preisänderungen im SE3-Gebiet abgesichert.

Abbildung 15: Korrelation der letzten 52 Wochenpreise mit dem Nordischen Systempreis



Quelle: Nord Pool Daten, THEMA Berechnungen

Der Grad der Korrelation, der von einer Hedging-Partei verlangt wird, hängt von ihren Umständen ab. Für einen Lieferanten können schon geringe Preisunterschiede ausreichen, um seine Gewinnspanne zu vernichten. Lieferanten benötigen daher oft eine sehr genaue Absicherung und werden die Kosten für diese Absicherung an die Endverbraucher weitergeben. Im Gegensatz dazu kann ein großer Stromerzeuger Aktionäre haben, die bereit sind, ein gewisses Maß an Volatilität bei den Einnahmen aufgrund von Strompreisänderungen zu akzeptieren. Ein solches Unternehmen könnte bereit sein, eine Hedging-Strategie zu akzeptieren, die eher unvollkommene Proxy-Hedges verwendet (d. h. Hedges, die nicht perfekt mit ihren Risiken korrelieren), sofern das verwendete Hedging-Produkt niedrige Handelskosten und eine hohe Liquidität mit sich bringt. Viele Stromerzeuger haben sich daher traditionell damit begnügt, sich nur mit Systempreisverträgen abzusichern.

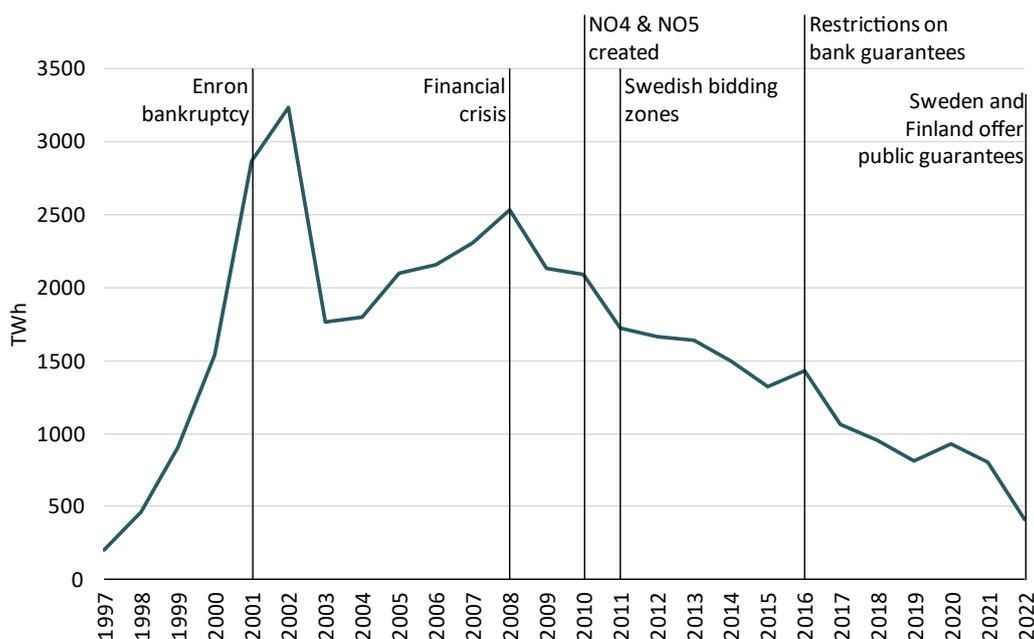
Der Zusammenbruch der Korrelation zwischen Gebiets- und Netzpreisen veranlasst die Marktteilnehmer, ihren Ansatz zur Steuerung des Strompreisisikos zu überdenken. Wie bereits

erwähnt, gibt es Finanzprodukte, die speziell für die Absicherung der Spanne zwischen einem Gebietspreis und dem nordischen Systempreis entwickelt wurden, so genannte EPADs. Theoretisch können EPADs mit einem an den Systempreis gekoppelten Future kombiniert werden, um eine Absicherung für einen bestimmten nordischen Gebietspreis zu schaffen, wie in Abbildung 14 dargestellt und in Box 2 erklärt.

Es ist wichtig, zwischen der Liquidität auf den Märkten für **Systempreis-Termingeschäfte** und für **EPADs** zu unterscheiden, wenn man die Auswirkungen der Gestaltung von Preiszonen betrachtet.

Die nachstehende Abbildung 16 zeigt das Gesamtvolumen der nordischen Stromderivate, die zwischen 1997 und 2022 in jedem Jahr an der Nasdaq, dem wichtigsten Markt für nordische Stromderivate, gehandelt wurden. Obwohl es sich hierbei um ein unvollkommenes Maß für die Liquidität handelt, gibt es die allgemeinen Liquiditätstrends während der gesamten Lebensdauer des nordischen Finanzstrommarktes genau wieder.

Abbildung 16: Volumen der an der Nasdaq Commodities gehandelten und abgewickelten Nordischen Stromderivate, 1997–2022



Quelle: Nasdaq Daten; THEMA Analyse

Nach einer Periode extrem schnellen Wachstums schrumpfte der Markt in den frühen 2000er Jahren rapide, erholte sich dann etwas und erreichte 2008 einen lokalen Höchststand, bevor er bis heute einen langen Rückgang verzeichnete. Nordische systempreisgebundene Futures machen den Löwenanteil dieser Volumina aus.

Es wurden mehrere potenzielle Ursachen für die abnehmende Liquidität der Finanzmärkte diskutiert, und es liegt der Schluss nahe, dass die Gestaltung der Preiszonen einer von vielen Faktoren ist, die zu der geringen Liquidität der Finanzmärkte in den nordischen Ländern beitragen. Zu den übrigen Faktoren gehören:

- Die steigenden Hedging-Kosten, insbesondere infolge der Beschränkungen für die Verwendung von Bankgarantien und der extremen Preisschwankungen im Jahr 2022,
- die zunehmende Verwendung von Spotpreis-gebundenen Lieferantenverträgen, die den Absicherungsbedarf der Energieeinzelhändler einschränken,
- das Wachstum des PPA-Marktes für Unternehmen,
- die strengeren Anforderungen an die Finanzberichterstattung nach der Finanzkrise von 2008,
- stärkere Negativanreize für finanzielle Absicherung nach norwegischem Steuerrecht und
- geringere Korrelation zwischen System- und Gebietspreisen.

Der oben aufgezeigte langjährige Rückgang lässt sich mit keinem dieser Faktoren angemessen erklären und ist wahrscheinlich das Ergebnis mehrerer Faktoren.

In diesem Abschnitt konzentrieren wir uns speziell auf die Auswirkungen der Gestaltung der Preiszonen. Dieser Schwerpunkt sollte jedoch nicht so ausgelegt werden, dass der Gestaltung der Preiszonen im Vergleich zu den vielen anderen

Faktoren, die wahrscheinlich eine Rolle spielen, eine übermäßige Bedeutung beigemessen wird.

Wie bereits erwähnt, bilden **Systempreis-Futures** die Grundlage für jede Absicherung mit nordischen Stromderivaten und bündeln daher die Liquidität auf regionaler Ebene. Folglich hat die Unterteilung der Region in kleinere Preiszonen keine direkten Auswirkungen auf die Größe des Marktes für systempreisgebundene Kontrakte. Allerdings kann die Gestaltung der Preiszonen die Attraktivität der Absicherung durch Finanzderivate und damit die Gesamtnachfrage nach dieser Form der Absicherung beeinflussen.

Im Gegensatz zu Systempreis-Termingeschäften ist der Markt für ein **EPAD**, das sich auf die Preise in einer bestimmten Preiszone bezieht, effektiv auf diese spezifische Preiszone beschränkt. Dies liegt daran, dass nur Akteure, die direkt vom Preis der betreffenden Zone abhängig sind, natürliche Käufer und Verkäufer des betreffenden EPADs sind. Die EPAD-Liquidität ist in vielen nordischen Preiszonen gering, und das schon seit mehreren Jahren. In einer von THEMA im Jahr 2021 durchgeführten detaillierten Umfrage unter 44 schwedischen, dänischen und norwegischen Marktteilnehmern, die für die Absicherung ihrer eigenen Strompreissrisiken verantwortlich sind, gaben 24 an, dass sie keine ausreichenden Möglichkeiten zur Absicherung ihres Strompreissrisikos haben. Die meisten von ihnen nannten den Mangel an EPAD-Liquidität als größtes Problem bei der Absicherung.²⁴ In dem Maße, in dem EPADs für eine wirksame Absicherung erforderlich sind - was angesichts des oben beschriebenen Zusammenbruchs der zonalen und systembezogenen Preiskorrelationen immer wahrscheinlicher wird - könnte die Illiquidität der EPADs die Akteure davon abhalten, den finanziellen Strommarkt im Allgemeinen zu nutzen.

²⁴ THEMA, "Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies."

Die Gestaltung der Preiszonen trägt zu den Herausforderungen bei, mit denen die Liquidität des EPAD konfrontiert ist. Zu den Herausforderungen, die von den Marktteilnehmern im Rahmen der oben erwähnten Untersuchungen genannt wurden, gehören:

- Die geringe Zahl der Marktteilnehmer

Kleine Preiszonen bedeuten, dass möglicherweise nur wenige Organisationen am Handel mit einem einzelnen EPAD-Produkt interessiert sind. Wie weiter unten erläutert, wird der Handel zwischen den Zonen im Allgemeinen nicht durch Marktkopplung oder den Verkauf von Übertragungsrechten erleichtert.

- Asymmetrie bei lokalem Angebot und Nachfrage

In einigen Preiszonen, wie z.B. SE4, stellten die Marktteilnehmer fest, dass die Liquiditätsprobleme durch eine strukturelle Asymmetrie in Bezug auf das Volumen der Erzeugung und des Verbrauchs, das abgesichert werden soll, noch verschärft wurden. Dies bedeutete, dass das Handelsvolumen effektiv auf die kleinere der beiden Seiten beschränkt war.

- Risiko einer Neudefinition der Preiszone

Einige Teilnehmer wiesen auf das Risiko einer Änderung der Zonendefinition als potenziellen Grund für die Bevorzugung von PPA hin, da sie die Möglichkeit bieten, den Absicherungspreis so festzulegen, dass er den Preisen am Ort des Verbrauchs oder der Erzeugung entspricht. Dadurch wird sichergestellt, dass die Absicherung das Preisrisiko mindestens einer der Vertragsparteien genau widerspiegelt.

- Marktmacht

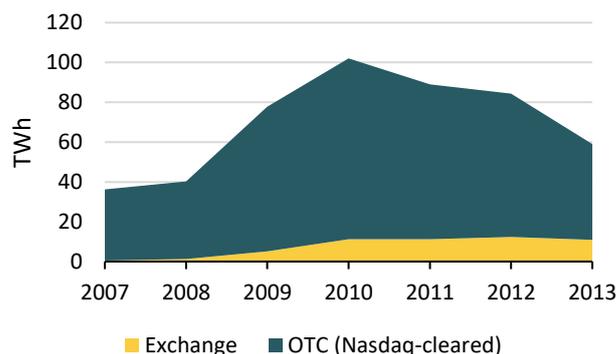
Die geringe Größe der einzelnen Preiszonen in Verbindung mit der Tatsache, dass diese Märkte nicht gekoppelt sind, kann dazu führen, dass Unternehmen auf dem EPAD-Markt in einer Weise lokale Marktmacht haben, wie es auf dem gekoppelten physischen Markt nicht der Fall ist. Diese Unternehmen könnten sich dafür entscheiden, nicht an der Börse zu handeln und es stattdessen vorziehen, dass die

Marktteilnehmer direkt zu ihnen kommen. Dies schränkt die Liquidität ein, zumindest an der Börse.

Betrachtet man die Liquiditätsprobleme, mit denen insbesondere die EPAD-Märkte konfrontiert sind, kommt man kaum um die Schlussfolgerung herum, dass die Gestaltung der Bieterzonen zu diesem Problem beigetragen hat.

Wenn man bedenkt, dass der langfristige Rückgang der Liquidität auf den nordischen Finanzstrommärkten wahrscheinlich mehrere Ursachen hat, kann man dennoch feststellen, dass das Volumen der gehandelten schwedischen EPADs im Jahr 2011 und in den Jahren unmittelbar nach der Einführung subnationaler verbindlicher Zonen in Schweden zurückgegangen ist (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17: Gesamtvolumen der gehandelten schwedischen EPADs 2007–2013



Quelle: Spodniak, Petr, Mikael Collan, and Satu Viljainen. "Examining the Markets for Nordic Electricity Price Area Differentials (EPAD) - Focus on Finland." 2015.

Wie bereits angedeutet, ist es jedoch auch wichtig, die Bedeutung anderer Elemente des Marktdesigns anzuerkennen, die zu einer effektiven Isolierung eines EPAD-Marktes von einem anderen geführt haben.

Im Gegensatz zu den gekoppelten physischen Märkten, die den Handel zwischen Parteien in verschiedenen Zonen erleichtern und dadurch ermöglichen, dass Gebote und Angebote aus verbundenen Zonen zur Liquidität beitragen, gibt es im Allgemeinen keinen Mechanismus, der den zonenübergreifenden Handel mit EPADs erleichtert. Obwohl Akteure in Zonen mit sehr geringer EPAD-Liquidität manchmal

auf den Handel mit EPADs in korrelierenden Bieterzonen zurückgegriffen haben, um eine bessere stellvertretende Absicherung zu erhalten, gab es kaum Versuche, die zonenübergreifende Kapazität zu nutzen, um Angebot und Nachfrage nach EPADs in verschiedenen Zonen tatsächlich abzustimmen. Dies steht im Gegensatz zum Marktdesign der meisten kontinentaleuropäischen Märkte, einschließlich Deutschlands, in denen die ÜNB verpflichtet sind, Übertragungsrechte zwischen den Preiszonen zu verkaufen. Um zu verstehen, warum dies wichtig ist, müssen wir zunächst verstehen, was Übertragungsrechte sind und welche Rolle sie bei der Unterstützung der Liquidität des Terminmarktes spielen können.

Übertragungsrechte, wie sie derzeit in den meisten europäischen Ländern verwendet werden, sind selbst ein Finanzderivat, das die Preisspanne zwischen zwei verbundenen Zonen auszahlt, sofern diese Spanne positiv ist. Die Rechte sind richtungsabhängig, d. h. für jede Grenze zwischen zwei Preiszonen wird durch ein Übertragungsrecht festgelegt, in welche Richtung die entsprechende Spanne zu berechnen ist.

Da diese Übertragungsrechtderivate die Spanne zwischen zwei verschiedenen Preiszonen auszahlen, können sie potenziell dazu beitragen, die Nachfrage nach Absicherung über Preiszonengrenzen hinweg zu decken. Das Vorhandensein von Übertragungsrechten reicht zwar bei weitem nicht an eine vollständige Marktkopplung heran, ermöglicht es aber theoretisch, die Liquidität des Terminmarktes durch Gebote und Angebote in verbundenen Preiszonen zu ergänzen.

Mit Ausnahme von Dänemark werden keine Übertragungsrechte zwischen den nordischen Preiszonen angeboten. Dies bedeutet, dass die EPAD-Märkte weitgehend voneinander isoliert sind, und zwar in einer Weise, die sich völlig von den Day-Ahead- und Intraday-Märkten unterscheidet und sogar noch extremer ist als die zwischen den Terminmärkten auf dem Kontinent beobachteten.

Diese Isolierung der zonalen Märkte ist ein wichtiger Grund dafür, dass die Liquidität auf den EPAD-Märkten so gering ist,

während die Liquidität auf dem Day-Ahead-Markt, der dieselben Preiszonen nutzt, unproblematisch ist.

Bemühungen zur Unterstützung der EPAD-Liquidität

Es sei darauf hingewiesen, dass derzeit Mechanismen zur Verbesserung der EPAD-Liquidität entwickelt werden, die einen Abgleich von Geboten und Angeboten zwischen verschiedenen Zonen ermöglichen. So hat der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Svenska kraftnät im Februar eine Pilotreihe von EPAD-Auktionen gestartet. Bei diesen Auktionen werden Gebote und Angebote für EPADs in den Zonen SE2, SE3 und SE4 gesammelt und dann zonenübergreifend bis zu vordefinierten Mengengrenzen abgeglichen. Sie sollen eine Alternative zum Verkauf von Übertragungskapazitäten darstellen, entweder implizit durch Marktkopplung wie bei der Day-Ahead-Auktion oder explizit durch den Verkauf von Übertragungsrechten wie in Kontinentaleuropa. Im Endeffekt übernimmt Svenska Kraftnät die EPAD-Position, die zur Überbrückung des zonenübergreifenden Handels erforderlich ist, indem sie ein EPAD in einer Zone verkauft und eines in einer anderen kauft. Diese Kombination aus einer Kauf- und Verkaufsposition in EPADs, die mit zwei verschiedenen Preiszonen verbunden sind, wird manchmal als EPAD-Combo bezeichnet.

Um zu verstehen, warum ein ÜNB diese Rolle übernimmt, sei darauf hingewiesen, dass ein EPAD-Combo in dieser Kombination wie ein Finanzderivat wirkt, das an die Preisspanne zwischen den beiden Zonen gebunden ist. Es spiegelt den finanziellen Wert einer Verpflichtung zur Übertragung von Strom zwischen diesen beiden Zonen wider. Da die ÜNB bereits Engpasserlöse erhalten, wenn sie im Rahmen der Day-Ahead-Auktion Strom aus Niedrigpreiszeiten in Hochpreiszeiten übertragen, kann die Übernahme von Positionen in EPAD-Kombis in gewisser Weise als Verkauf dieser Übertragungskapazität im Voraus oder als Absicherung der Engpasserlöse aus zonenübergreifenden Übertragungen über den Day-Ahead-Markt angesehen werden.

Der Ansatz, den EPAD-Markt durch von den ÜNB geleitete zonenübergreifende Auktionen zu ergänzen, dürfte in Zukunft auch auf die finnische Preiszone ausgedehnt werden, da Svenska kraftnät und Fingrid derzeit an ähnlichen Vereinbarungen arbeiten, um das Hedging an den Grenzen FI-SE1 und FI-SE3 zu verbessern.

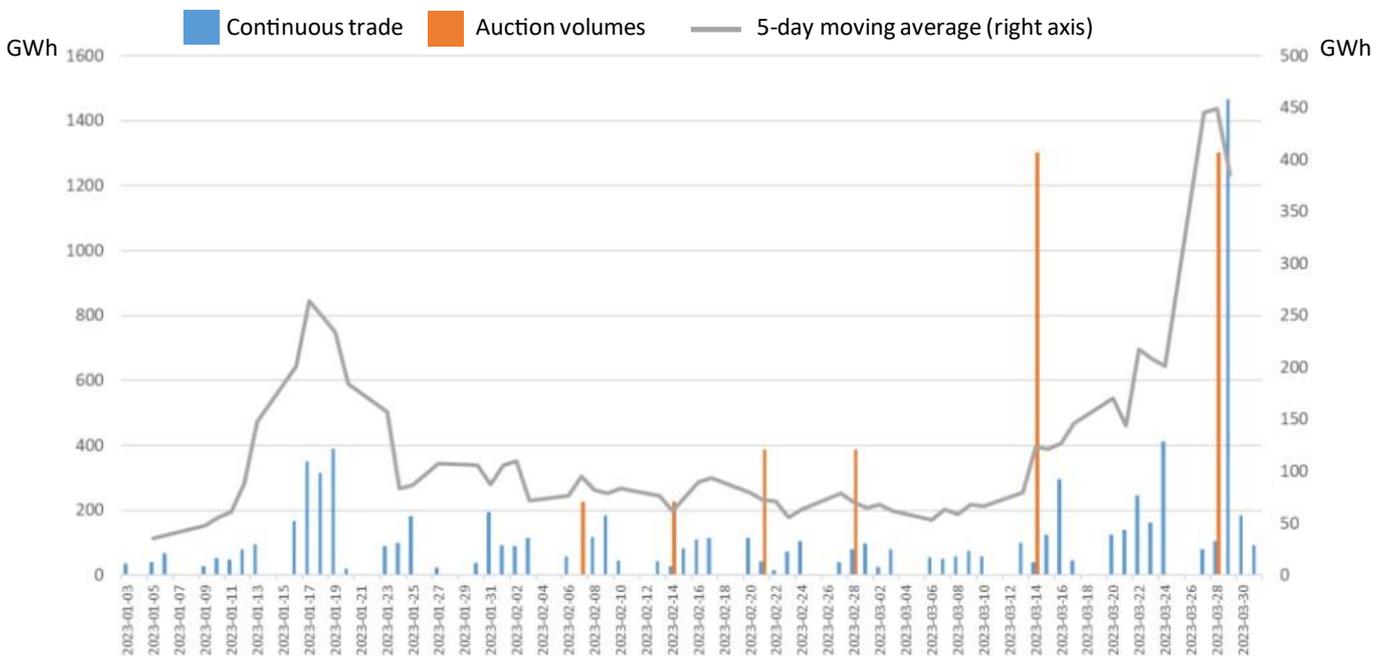
Obwohl es noch zu früh ist, um eine Aussage über die Wirksamkeit dieser Auktionen als Mittel zur Förderung der EPAD-Liquidität zu treffen, sind die ersten Ergebnisse vielversprechend. Nach den ersten Auktionen sind die Volumina und das offene Interesse an den betroffenen EPAD-Kontrakten gestiegen und die Bid-Ask-Spannen haben sich deutlich verringert. Die nachstehende Abbildung 18 zeigt die anfängliche Entwicklung der gehandelten Volumina, aufgeteilt auf die Pilotauktionen und den kontinuierlichen Handel.

Die Einführung eines Auktionsverfahrens könnte auch den positiven Nebeneffekt haben, dass die Teilnahme kleinerer

Marktteilnehmer erleichtert wird, für die es einfacher sein kann, ein Gebot in einer Auktion abzugeben.

Neben diesen Bemühungen zur Unterstützung der derzeitigen Standard-Finanzprodukte hat die EEX auch Pläne zur Emission von Futures-Kontrakten angekündigt, die direkt an die Preise der Preiszone gekoppelt sind. Diese Produkte würden eine Alternative zur Verwendung von EPADs und systempreisgebundenen Futures darstellen. Die Auswirkungen dieser Änderung auf die Liquidität sind unklar und können je nach Zone durchaus unterschiedlich sein. Einerseits könnte die Aufnahme des Handels mit diesen neuen Produkten durch Strommarkthändler die Zahl der aktiven Teilnehmer an den betreffenden Märkten erhöhen und die Möglichkeiten zur Absicherung des Gebietspreisisikos verbessern. Andererseits würden diese Änderungen nichts an dem vergleichsweise kleinen und isolierten Rahmen der nordischen Futures-Märkte im Vergleich zu ihren kontinentalen Pendanten ändern.

Abbildung 18 Gesamtes Handelsvolumen der von Svenska kraftnät versteigerten EPAD-Kontrakte in Q1 2023



Quelle: Svenska kraftnät. "Kvartalssummering Av Svenska Kraftnäts Auktionering Av EPADs För Förbättrad Möjlighet till Prissäkring," 2023

3.3.5 Liquidität auf dem PPA-Markt

PPA sind nicht standardisiert und werden daher nicht wie Strom auf den physischen und finanziellen Märkten als Ware gehandelt. Es gibt jedoch einen Markt von Erzeugern und Käufern, die Strom über PPAs verkaufen wollen, und PPAs stellen für viele Marktteilnehmer einen wichtigen Mechanismus zur Absicherung längerfristiger Strompreisrisiken in den nordischen Ländern dar. Wir verwenden den Begriff PPA hier sowohl für Verträge, die an bestimmte Erzeugungsanlagen gebunden sind, als auch für langfristige Stromhandelsvereinbarungen, die nicht an ein bestimmtes Projekt gebunden sind. Letztere haben in den nordischen Ländern eine lange Tradition, da bilaterale Verträge zwischen Erzeugern und Großverbrauchern vor der Liberalisierung des Energiemarktes in den 1990er Jahren die Norm waren.

Rein theoretisch sollte die Liquidität des PPA-Marktes auch den Liquiditätsaufspaltungseffekten unterliegen, die sich aus der Verwendung subnationaler Preiszonen ergeben. Kleinere Zonen schränken die Zahl der Käufer und Verkäufer ein, die dem relevanten Strompreis direkt ausgesetzt sind, und dürften daher die Zahl der potenziell relevanten Gegenparteien verringern.

Das Fehlen einer organisierten Börse für PPA bedeutet, dass es keine umfassende Datenquelle zum PPA-Volumen gibt. Es ist

jedoch klar, dass die Verwendung von subnationalen Ausschreibungszonen die Entwicklung eines sehr aktiven PPA-Marktes in Norwegen und Schweden nicht verhindert hat. Tatsächlich galten Norwegen und Schweden Mitte der 2010er Jahre als führende Märkte in Europa für PPA für Unternehmen, wobei das Wachstum größtenteils auf die Entwicklung großer Mengen von Onshore-Windprojekten zurückzuführen war, die PPA als Mittel zur Sicherung der Projektfinanzierung nutzten.

Anekdotische Hinweise deuten jedoch darauf hin, dass subnationale Ausschreibungszonen die Liquidität der PPA beeinträchtigen können, zumindest wenn die Preiskorrelation zwischen den Zonen gering ist. Ein kürzlich geführtes Gespräch mit einem energieintensiven Nutzer, der regelmäßig PPA ausschreibt, ergab, dass er in letzter Zeit weniger Angebote von potenziellen Lieferanten erhalten hat. Er vermutete, dass die schwächere Korrelation zwischen den Preisen in benachbarten Zonen potenzielle Lieferanten aus anderen Zonen davon abhält, Angebote abzugeben, da diese Lieferanten beim Verkauf von Strom außerhalb ihrer Heimatzone mit einem wesentlich höheren Basisrisiko konfrontiert wären.

4 Europäische Themen und Erfahrungen

4.1 Das italienische Modell

Auch Italien hat bei der Liberalisierung des italienischen Strommarktes im Jahr 1999 subnationale Preiszonen eingeführt. Dies geschah aufgrund einer Kombination aus geografischen Faktoren und dem Wunsch, die Einkaufspreise auf der Grundlage des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugungskapazität und -nachfrage anzupassen, da der Wettbewerb in den verschiedenen Zonen unterschiedlich war. Allerdings - und das ist einzigartig in Italien - gelten die differenzierten Preise nur für die Erzeuger, nicht für die Verbraucher. Wenn die Preise in einer Zone niedriger sind, zahlen die Verbraucher einen etwas höheren Preis, um die höheren Preise in anderen Zonen zu unterstützen. Eine der Hauptmotivationen für die Einführung einer solchen Aggregation besteht darin, politisch ungünstige Verteilungseffekte zu vermeiden, die sich aus regionalen Preisunterschieden für die Verbraucher ergeben.

Abbildung 19: Übersicht über die italienischen Preiszonen



Quelle: Terna SpA

Nach Ansicht der italienischen Regierung von 2012 wäre es unhaltbar gewesen, keinen einheitlichen Verbraucherpreis einzuführen. Der Rückgriff auf gewichtete Durchschnittspreise

für Endverbraucher kann jedoch die künftige Entwicklung der nachfrageseitigen Flexibilität behindern, da die Anreize für die Verbraucher, auf regionale Preisunterschiede auf dem Großhandelsmarkt zu reagieren, gedämpft werden. Gleichzeitig werden für den Netzbetreiber und die Erzeuger reflektiertere Investitionssignale gegeben. Beim Clearing des Day-Ahead-Marktes werden die Abgrenzungen der Preiszonen relevant. Das wirtschaftliche Merit-Order-Kriterium und die Übertragungskapazitätsgrenzen zwischen den Preiszonen werden sowohl für Angebote als auch für Gebote berücksichtigt. Die angenommenen Angebote werden mit dem Clearingpreis der Zone bewertet, zu der sie gehören, während die angenommenen Nachfragegebote immer mit dem einheitlichen nationalen Preis (PUN - Prezzo Unico Nazionale) bewertet werden. Der PUN ist der Durchschnitt der zonalen Preise, gewichtet nach dem zonalen Verbrauch, und stellt den Einkaufspreis für die Endkunden dar.

Die ausschließliche Anwendung der Preise auf die Erzeuger führte zu einem System mit virtuellen Zonen für den Handel zwischen benachbarten Ländern, die sich aus Kraftwerken mit direkter Einspeisung an Hochspannungsknotenpunkten (z.B. Brindisi, Foggia, Priolo, Rossano) sowie aus physischen nationalen Zonen zusammensetzen: Norditalien (Nord), Mittel-Norditalien (CNord), Mittel-Süditalien (CSouth), Süditalien (South), Sardinien (Sard) und Sizilien (Sici) (siehe Abbildung 19). Die Übertragung zwischen den inneritalienischen Zonen wird durch finanzielle Übertragungsrechte (FTR) abgesichert, die von Terna, dem italienischen Übertragungsnetzbetreiber, zu verschiedenen Zeitpunkten versteigert werden.

Historische Daten zu Investitionen in Gaskraftwerke in Italien zwischen 2004 und 2013 zeigen, dass die meisten Investitionen in den Zonen mit niedrigen Preiszonenpreisen getätigt wurden. Consentec weist in einer Studie darauf hin, dass die Preisunterschiede in den Preiszonen offenbar nicht der vorherrschende Faktor für solche Investitionsentscheidungen

sind, da auch andere Faktoren eine große Rolle für die Lokalisierung spielen.²⁵

Die letzte große Änderung der Preiszonenkonfiguration wurde 2021 nach einem 2015 begonnenen Überprüfungsprozess vorgenommen. Dabei wurde eine siebte Zone, Kalabrien (Calb), eingeführt und die virtuellen Preiszonen für Erzeugungsanlagen wurden abgeschafft. Laut Terna wird die neue Zoneneinteilung keine Auswirkungen auf die Gewinne der Erzeuger haben und basiert auf dem Ziel, die Effizienz des Marktes zu maximieren. Die Aufteilung der Preiszonen in Italien wird als vorübergehende Maßnahme angesehen, um standortspezifische Investitionssignale zu geben. Sobald die Netzengpässe beseitigt sind, erwägt der ÜNB eine mögliche Neuaufteilung der Zonen.

Der italienische Fall unterscheidet sich also in einem wesentlichen Punkt vom nordischen Modell: Die Verbraucher zahlen unabhängig von ihrem Standort in Italien denselben Preis (PUN), während die Erzeuger je nach Zonen, in denen sie Strom erzeugen, unterschiedliche Preise erhalten. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die Art und Weise, wie die beiden allgemeinen Preise berechnet werden: Während der PUN den gewichteten durchschnittlichen zonalen Preis darstellt, wird der Nord Pool Systempreis als uneingeschränkter Referenzpreis für das Markt-Clearing auf dem nordischen Strommarkt verwendet. Er wird stündlich auf der Grundlage der Ergebnisse des Day-Ahead-Marktclearings berechnet und als der Preis veröffentlicht, der sich wahrscheinlich für das gesamte nordische Gebiet ergeben würde, wenn es keine physischen Engpässe im Netz gäbe. Aufgrund des Vorhandenseins von Netzengpässen weicht der für eine bestimmte Preiszone ermittelte Preis vom Systempreis ab. Es handelt sich also um einen Referenzpreis für den nordischen Raum mit dem Ziel, die Liquidität aus mehreren Preiszonen in

einem Vertrag zu bündeln, um einen liquideren Finanzmarkt zu gewährleisten.

Diese Entscheidungen würden zu unterschiedlichen Auswirkungen im Falle einer Änderung der Abgrenzung der Preiszonen führen. Während der Preis des PUN nicht an die Preisänderungen durch die neue Zonenkonfiguration angepasst werden kann, ist der nordische Systempreis so konzipiert, dass er von der Anzahl, Größe und den genauen geografischen Grenzen der Preiszonen in den nordischen Ländern nicht beeinflusst wird.

4.2 Reform des europäischen Terminmarktes

4.2.1 Die von ACER vorgeschlagenen Reformen

Wie bereits erwähnt, können kleinere Preiszonen einen entscheidenden Einfluss auf die Liquidität des Terminmarktes haben. Dieses Problem ist bei der Entwicklung der europäischen Energiepolitik nicht unbemerkt geblieben. Im Juni 2022 veröffentlichten ACER und CEER - die europäischen Gremien, die für die Unterstützung der Zusammenarbeit zwischen den nationalen Energieregulierungsbehörden in Europa zuständig sind - eine Konsultation, in der sie die Probleme mit der derzeitigen Funktionsweise des europäischen Terminmarktes darlegten und mögliche Reformen erörterten.²⁶ Zu den zahlreichen Problemen, die festgestellt wurden, gehörte die mangelnde Liquidität des Terminmarktes in kleinen Preiszonen.

Im Februar folgte ACER diesem Konsultationspapier mit mehreren Empfehlungen, die Teil der europäischen

²⁵ Consentec, "Economic Efficiency Analysis of Introducing Smaller Bidding Zones."

²⁶ ACER and CEER, "Draft Policy Paper on Further Development of the EU Electricity Forward Market."

Marktordnungsreformen geworden sind, die derzeit in der Gesetzgebung behandelt werden.²⁷

Obwohl ACER mehrere Empfehlungen ausspricht, sind zwei Elemente für die Auswirkungen der subnationalen Preiszonen besonders relevant:

1. die Einführung virtueller Hubs und
2. Änderungen der Art und Weise, wie Übertragungsrechte verkauft werden

4.2.2 Wie die Reformen zu einer wirksamen Absicherung auch in kleinen Preiszonen beitragen könnten

Bei den so genannten virtueller Hub-Preise handelt es sich um gebietsübergreifende Benchmark-Preise, deren genaue Definition zwar erst im Rahmen künftiger legislativer Arbeiten festgelegt werden wird, die aber dem nordischen Systempreis nachempfunden sind.

Die Vision von ACER für den zukünftigen europäischen Terminmarkt sieht vor, dass Terminkontrakte gegen diese regionalen Hub-Preise referenziert werden, so wie heute die nordischen Systempreis-Futures gehandelt werden. Die Hoffnung ist, dass solche Produkte durch die Bündelung der Liquidität aus mehreren Zonen den Marktteilnehmern, die keinen Zugang zu einem liquiden lokalen Hedging-Produkt haben, ein dennoch nützliches Produkt zur Verfügung stellen, um die Bewegungen des Strompreises, die die Region als Ganzes betreffen, zu steuern. Bei der Vorstellung des Konzepts verglich ACER die Absicherung gegen einen hypothetischen virtuellen Hub-Preis für die CORE-Region (siehe Abbildung 20) mit der gängigen Praxis der Absicherung über relativ liquide deutsche Strom-Futures.

Abbildung 20: CORE Region



ACER stellte fest, dass für 2022 der regionale Hub-Preis besser mit den Preisen der Preiszonen für alle abgedeckten Zonen außer Polen und Deutschland selbst korreliert war. Dies deutet darauf hin, dass Futures, die an die neuen Hub-Preise gekoppelt sind, für viele Akteure eine bessere Absicherung bieten dürften als deutsche Futures und somit ein attraktives Produkt für den Handel darstellen sollten.

Ein weiterer potenzieller Vorteil der Verwendung von Verträgen, die an regionale Preise gekoppelt sind, im Gegensatz zu einem spezifischen Preiszonenpreis, besteht darin, dass die Verträge und der Benchmark-Preis wahrscheinlich widerstandsfähiger gegenüber einer möglichen Reform der Preiszonen sind. Dies macht sie für Hedger zu einem nützlichen Mittel, um Absicherungen zu schaffen, die dem Marktgestaltungsrisiko standhalten.

Die andere wichtige Komponente der ACER-Vorschläge betrifft das Format und den Handel von Übertragungsrechten. Wie in Abschnitt 2.4.4 erörtert, können Übertragungsrechte potenziell genutzt werden, um Gebote und Angebote für Terminstrom in verschiedenen Preiszonen abzustimmen. Dies fördert eine größere Liquidität als bei isolierten Märkten, indem eine Art indirekte Kopplung geschaffen wird.

Derzeit sind die Übertragungsrechte nur begrenzt in der Lage, eine breitere Verbesserung der Liquidität des Terminmarktes

²⁷ ACER, "Policy Paper on Further Development of the EU Electricity Forward Market."

zu unterstützen. Unter anderem ist die Struktur der Auszahlungen aus Übertragungsrechten nicht an die von Terminkontrakten angeglichen, es gibt keinen liquiden Sekundärhandel mit Übertragungsrechten und sie werden nur für Zeiträume von bis zu einem Jahr im Voraus verkauft.

Um diese Einschränkungen zu beseitigen und die Liquidität der an die regionalen Hub-Preise gekoppelten Futures zu maximieren, schlägt ACER daher eine radikale Überarbeitung der Funktionsweise der Übertragungsrechte vor. Insbesondere wird die Struktur der Verträge neu definiert, so dass statt der Spanne zwischen zwei Preiszonenpreisen die Spanne zwischen einem Preiszonenpreis und dem regionalen Hub-Preis gezahlt wird. Diese reformierten Übertragungsrechte werden also wie die nordischen EPADs funktionieren.

Darüber hinaus wird die Art und Weise, wie diese Rechte versteigert werden, überarbeitet werden. Nach den von ACER geplanten Regelungen werden die Marktteilnehmer in der Lage sein, Gebote und Angebote für diese neuen Zone-to-Hub-Übertragungsrechte in einem zentralisierten Auktionsverfahren abzugeben. Gebote und Angebote, die von Marktteilnehmern innerhalb derselben Zone eingehen, werden direkt abgeglichen, wodurch ein potenziell starker Markt für den Sekundärhandel entsteht. Noch wichtiger ist, dass die ÜNB ihre verfügbare zonenübergreifende Kapazität nutzen werden, um Gebote und Angebote aus verschiedenen Preiszonen abzugleichen. Dies ist vergleichbar mit dem, was Svenska kraftnät bereits mit ihren EPAD-Auktionen (siehe Abschnitt 2.4.4) macht, wenn auch in einem weitaus ehrgeizigeren Umfang.

Ein Beispiel: Ein Verkäufer in Frankreich könnte ein Angebot abgeben, während ein Käufer in Ungarn ein Gebot für ein Übertragungsrecht abgeben könnte, das an seinen lokalen Gebotspreis gebunden ist. Wenn diese Gebote und Angebote lokal nicht abgeglichen werden können, würden die ÜNB gemeinsam über die Plattform für die einheitliche Zuteilung einspringen und den Abgleich zwischen dem französischen Angebot und dem ungarischen Gebot erleichtern, indem sie die entsprechenden Übertragungsrechte vergeben.

Dies ist von entscheidender Bedeutung, da es bedeutet, dass im Gegensatz zu den traditionellen EPADs die Märkte für Zone-to-Hub-Übertragungsrechte durch dieses kombinierte Auktionsverfahren miteinander verbunden werden. Da dies den Handel mit Parteien außerhalb der eigenen Bieterzone ermöglicht, ist die Größe des relevanten Marktes nicht auf die relativ kleine Gruppe von Akteuren beschränkt, die in derselben Bieterzone ansässig sind.

ACER ist der Ansicht, dass dieser Unterschied in der Art und Weise, wie Übertragungsrechte zwischen Zonen und Knotenpunkten gehandelt werden, sicherstellen wird, dass sie in einer Weise liquide sind, wie es bei EPADs nicht der Fall war. Daraus schließen sie auch, dass der Fehler im derzeitigen nordischen Terminmarktdesign nicht die Entscheidung für subnationale Preiszonen ist, sondern das Versäumnis, den grenzüberschreitenden Handel zwischen den EPAD-Märkten zu erleichtern, insbesondere durch die Verpflichtung der ÜNB, Kopplungsinitiativen zu unterstützen, wie sie derzeit in Schweden und Finnland entwickelt werden.

4.3 Offshore-Preiszonen

Die Europäische Union will ihre Dekarbonisierungsziele zum Teil durch den massiven Einsatz von Offshore-Erzeugungskapazitäten erreichen. In der 2020 veröffentlichten Offshore-Strategie der Europäischen Kommission für erneuerbare Energien strebt die Kommission bis 2050 eine Offshore-Windkraftkapazität von 300 GW in der EU an sowie weitere 40 GW für andere Formen der Stromerzeugung auf dem Meer, insbesondere Wellen- und Gezeitenenergie. Wie in der Strategie selbst ausgeführt wird, bedeutet dies eine Steigerung der Offshore-Erzeugungskapazität um das fast 30-fache in 30 Jahren.

Die Strategie und das zugehörige Arbeitspapier der Kommission befassen sich mit der Gestaltung des Strommarktes, die für einen massiven Einsatz der Offshore-Erzeugung erforderlich ist. Um die zur Verwirklichung dieser ehrgeizigen Ziele erforderliche beträchtliche Steigerung der Ausbauraten zu unterstützen, wird in der Strategie

hervorgehoben, wie wichtig es ist, den Ausbau auf einen größeren Teil des Meeresbeckens auszudehnen, und es wird vorgeschlagen, den Einsatz von Hybridprojekten und - möglicherweise in einer späteren Phase - ein stärker vermaschtes Offshore-Netz in Betracht zu ziehen. Dies würde eine Abkehr von herkömmlichen Offshore-Erzeugungsprojekten bedeuten, die radial an einen einzigen Punkt an Land angeschlossen sind, hin zu Projekten, die mit mehreren Preiszonen verbunden sind und ihre Netzinfrastruktur potenziell für den Stromfluss zwischen den Küsten nutzen können.

Die Steuerung des Einspeiseverhaltens und der Stromflüsse für solche Projekte ist komplizierter als bei einer einfachen radialen Verbindung. Das Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen, das die Strategie begleitet, macht deutlich, dass der bevorzugte Ansatz der Kommission zur Einbeziehung von Hybridprojekten oder eines vermaschten Offshore-Netzes darin besteht, neue Offshore-Preiszonen zu schaffen, d. h. neue Preiszonen nur für

diese Offshore-Anlagen. Es heißt dort: "Um eine kosteneffiziente Dekarbonisierung zu erreichen und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Formen der Energieerzeugung und der Nachfragerreaktion zu schaffen, ist die Kommission der Ansicht, dass die Einrichtung von Offshore-Preis-zonen ein guter Ansatz ist, um die Einhaltung der Regeln für den grenzüberschreitenden Handel zu gewährleisten". Solche Zonen tragen insbesondere dazu bei, dass die Stromflüsse und das Dispatch-Verhalten effizient sind und gleichzeitig die Struktur des bestehenden Marktdesigns erhalten bleibt.

Die kürzlich vorgeschlagenen Änderungen am europäischen Strommarkt-design bestätigen diese Position.

Daraus ergibt sich, dass das breitere europäische Preis-zonenkonzept in Zukunft eine Vielzahl kleinerer Zonen sehen wird, da Offshore-Preis-zonen geschaffen werden, um den massiven Einsatz von Offshore-Strom zu unterstützen.

Quellenangaben

- ACER. "Policy Paper on Further Development of the EU Electricity Forward Market," 2023. https://acer.europa.eu/PositionPapers/Electricity_Forward_Market_PolicyPaper.pdf.
- ACER, and CEER. "Draft Policy Paper on Further Development of the EU Electricity Forward Market." Ljubljana, 2022. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2022_E_04/220601_Electricity_Forward_Market_Policy_Paper.pdf.
- Barstad, Håkon. "Svenskene i Sør Protesterer Imot Prisområder, Parallell Situasjon i Norge." Europower, 2021. <https://www.europower.no/nett/svenskene-i-sor-protesterer-imot-prisomrader-parallell-situasjon-i-norge/2-1-1025499>.
- Consentec. "Economic Efficiency Analysis of Introducing Smaller Bidding Zones," January 13, 2015. www.consentec.de.
- EFET. "Bidding Zones Delineation in Europe: Lessons from the Past & Recommendations for the Future," no. October (2019).
- Energiforetagen. "The Electricity Year 2011 & Operations," 2012.
- Energikommisjonen. *Mer Av Alt – Raskere*, 2023.
- Energimarknadsinspektionen. "Utvärdering Av Effekterna Av Elområdesindelningen," 2014. <https://www.ei.se/download/18.d4c49f01764cbd606218aa8/1608305354871/Utvärdering-av-effekterna-av-elområdesindelningen-Ei-R2014-08.pdf>.
- ENTSO-E. "FIRST EDITION OF THE BIDDING ZONE REVIEW," 2018. [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review_\(1\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review_(1).pdf).
- European Commission. "An EU Strategy to Harness the Potential of Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Future," 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN>.
- European Commission. Commission decision of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement (2010). https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1211_8.pdf.
- European Commission. "Guidance on Electricity Market Arrangements: A Future-Proof Market Design for Offshore Renewable Hybrid Projects SWD(2020) 273," 2020.
- Lie, Øyvind. "Esa Gransker Norske Prisområder." Teknisk ukeblad, 2010. <https://www.tu.no/artikler/esa-gransker-norske-prisomrader/251647>.
- Molteni, Silvia. "Italy May Rethink PUN for Day-Ahead Electricity Market Coupling." Independent Commodity Intelligence Services, August 31, 2012.
- NRK. "Nord-Norge Kan Ende Opp Med å Dele På Den Billige Strømmen i Fremtiden," 2021. <https://www.nrk.no/tromsogfinnmark/store-forskjeller-kan-fremskynde-bygging-av-kraftkabler-mellom-nord-og-sor-1.15697182>.
- Peri, Natalija. "THE CASE AGAINST THE SWEDISH TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR (TSO) SVENSKA KRAFTNAT FOR ABUSE OF A DOMINANT POSITION (Case 39351) 2009-2010" 7 (2010): 51–70.
- Statnett. "Fire Prisområder i Sverige Fra 1. November," 2011. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/Nyhetsarkiv-2011/fire-prisomrader-i-sverige-fra-1.-november-->.
- Statnett. "Prisforskjeller Og Kapasitet Nord-Sør," 2022.
- Statnett. "Statnett Justerer Grensen Mellom Prisområdene i Midt-Norge Og Vest-Norge," 2022. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/statnett-justerer-grensen->

mellom-prisomradene-i-midt-norge-og-vest-norge/.

Svenska kraftnät. "Anmälningssområden På Den Svenska Elmarknaden," 2009. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2015-och-aldre/091019_slutrapport_prisomraden_bilaga.pdf.

The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). "OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 8 August 2022 on the Alternative Bidding Zone Configurations to Be Considered in the Bidding Zone Review Process," no. 11 (2022): 1–63. https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual_decisions/ACER.

THEMA. "Investigation of Bilateral Hedging and Hedging Strategies," 2021. <https://thema.no/wp-content/uploads/Bilateral-Hedging-and-Hedging-Strategies-Final-Public.pdf>.

THEMA. "Nordic Power Market Outlook" Spring Edition 2023.

THEMA. *Nordic Bidding Zones Commissioned by the Swedish Ministry of Enterprise, Energy and Communications / The Nordic Council of Ministers*, 2013.

Disclaimer

Unless stated otherwise, the findings, analysis and recommendations in this report are based on publicly available information and commercial reports. Certain statements in this report may be statements of future expectations and other forward-looking statements that are based on THEMA Consulting Group AS (THEMA) its current view, modelling and assumptions and involve known and unknown risks and uncertainties that could cause actual results, performance or events to differ materially from those expressed or implied in such statements. THEMA does not accept any liability for any omission or misstatement arising from public information or information provided by the Client. Every action undertaken on the basis of this report is made at own risk. The Client retains the right to use the information in this report in its operations, in accordance with the terms and conditions set out in terms of engagement or contract related to this report. THEMA assumes no responsibility for any losses suffered by the Client or any third party as a result of this report, or any draft report, distributed, reproduced or otherwise used in violation of the provisions of our involvement with the Client. THEMA expressly disclaims any liability whatsoever to any third party. THEMA makes no representation or warranty (express or implied) to any third party in relation to this report. Any release of this report to the public shall not constitute any permission, waiver or consent from THEMA for any third party to rely on this document.

About THEMA

THEMA Consulting Group is a Norwegian consulting firm focused on Nordic and European energy issues, and specialising in market analysis, market design and business strategy.



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin Office

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany