

Strategisches Verhalten bei marktbasiertem Redispatch: Internationale Erfahrungen

Palovic Martin (m.palovic@jacobs-university.de), Brandstätter Christine, Brunekreeft Gert,
Buchmann Marius

Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research, Bremen, Deutschland

Schlagwörter

marktbasierter Redispatch, Marktmacht, Inc-dec, Gaming, strategisches Verhalten

JEL-Klassifizierung

D22, D43, L12, L94

Zusammenfassung

Diese Studie untersucht internationale Erfahrungen mit marktbasierem Redispatch. Der Fokus liegt auf zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten: der Ausübung von Marktmacht und dem so genannten Inc-dec gaming. Dabei kommt die Untersuchung zu zwei zentralen Aussagen. Erstens, in der untersuchten internationalen Erfahrung wird strategisches Verhalten mit mangelndem Wettbewerb innerhalb der Engpassregionen und primär durch Marktmacht begründet. Inc-dec gaming, wenn vorhanden, wird nur in Verbindung mit der Marktmachtausübung als Problem eingestuft. Zweitens, strategisches Verhalten kann mit geeigneten Gegenmaßnahmen adressiert werden. In der Summe erscheint daher das Potential für strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch zu gering, um den Ausschluss des marktbasiereten Redispatch zu rechtfertigen.

1. Einführung

Der marktbasierter Redispatch erlaubt die zunehmend flexiblen Lasten in die Redispatchprozesse zu integrieren. Mit der Verbreitung von Elektromobilität, Wärmepumpen und weiterer flexiblen Lasten einerseits, und zurückgehender Kapazität von fossiler Erzeugung andererseits, gewinnt daher die Redispatchumstellung von einem kostenbasierten auf einem marktbasierten Regime an Bedeutung. So verpflichtet die EU-Kommission die EU-Mitgliedsstaaten zur Einführung von marktbasierter Redispatch (EU 2019). Das deutsche Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) traf vor kurzem eine kontroverse Entscheidung, indem es die geforderte Einführung des marktbasierter Redispatch ablehnte. Die bisherige kostenbasierte, d.h. administrative, Lösung auf Übertragungsnetzebene wurde stattdessen beibehalten und als der marktbasierter Variante überlegen deklariert. Kernargument des BMWi ist das Risiko von strategischem Verhalten und insbesondere das so genannte Inc-dec gaming (BMWi 2020, S. 20-21). In der Theorie kann IncDec-Gaming die Effizienz des marktbasierter Redispatch einschränkt (Dijk & Willems 2011; Holmberg & Lazaczyk 2015). Derzeit ist fraglich, inwiefern die empirischen Erfahrungen mit marktbasierter Redispatch diese Einschätzung stützen. In diesem Aufsatz wird deshalb die empirische Erfahrung mit marktbasierter Redispatch vertieft. Die Erfahrungen in Großbritannien, Kalifornien, Dänemark sowie aus ausgewählten weiteren europäischen Ländern suggerieren, dass Inc-dec gaming eher eine untergeordnete Rolle spielt und stattdessen die Ausübung von Marktmacht als Problem des marktbasierter Redispatch gesehen wird.

Redispatch bezeichnet einen vorausschauenden Netzbewirtschaftungsmechanismus zur präventiven Vermeidung von Engpässen in Stromnetzen. Die vom zentralen Strommarkt nicht berücksichtigten Netzrestriktionen werden mithilfe einer regionalen Anpassung von Erzeugung und Nachfrage adressiert. Derzeit beschränkt sich der Redispatch in Deutschland auf die Erzeugung und erfolgt administrativ, d.h. die Auswahl und Entschädigung der Erzeuger erfolgt anhand von definierten Regeln. Bei der marktbasierter Variante sollen stattdessen die freiwilligen Gebote der Marktakteure zur Geltung kommen.

Die mangelnde Einbindung von Lasten und Speichern stellt ein wesentliches Defizit des aktuellen administrativen Redispatchsystems dar. Die Anpassungskosten, und damit die Auswahl und Entschädigung für Lasten und Speicher, sind beim administrativen Redispatch nur schwer einzuschätzen. In einem marktbasierter System offenbaren die Marktteilnehmer diese aber selbst mit ihren freiwilligen Geboten und können so zusätzlich zur Erzeugung in den

Redispatch-Prozess eingebunden werden. Genau aus diesem Grund wurde der marktbasiertere Redispatch von der EU zum Regelfall gemacht (vgl. EU 2019).

Trotz dieser üblichen Erwartungen an den marktbasiertere Redispatch wurde in Deutschland argumentiert, dass der marktbasiertere Ansatz keine Verbesserung des bestehenden administrativen Systems darstelle (Neon & Consentec 2019). Die Einsparpotenziale durch die Einbindung von Lasten und Speichern werden demnach auf der Übertragungsebene als gering eingeschätzt. Allerdings könne der marktbasiertere Redispatch Anreize für strategisches Verhalten (Ausübung von Marktmacht und Inc-dec gaming) erzeugen und so erhebliche zusätzliche Kosten verursachen. Angesichts dieser Einschätzung von potenziell geringem Nutzen und mitunter hoher Kosten wird in Deutschland vom marktbasierteren Redispatch abgesehen (BMWi 2020, S. 20-21). Inwieweit sich diese Entscheidung auf die Einführung der bereits in Demonstration befindlichen lokalen Flexibilitätsmärkte auswirkt, die das Konzept des marktbasierteren Redispatch auf der Verteilnetzebene umsetzen, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Anfang 2022) noch offen. Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetz hat diese Debatte jedoch aufgegriffen und gibt den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit marktbasiertere Flexibilität zu kontrahieren (BMWi 2021).

Ungeachtet von der aktuellen Einschätzung in Deutschland wird marktbasierter Redispatch international bereits seit der Liberalisierung des Stromsektors in der Praxis angewendet. Es stellt sich daher die Frage, inwiefern die in Deutschland erwarteten Probleme in anderen Ländern mit marktbasiertem Redispatch aufgetreten sind und wie dort damit umgegangen wurde.

Im Folgenden fassen wir die internationalen Erfahrungen mit marktbasiertem Redispatch in Kalifornien, Großbritannien und Dänemark zusammen. Alle drei Länder wurden in der deutschen Diskussion zu marktbasiertem Redispatch häufig als Praxisbeispiele für das Auftreten strategischen Verhaltens zitiert (vgl. z.B. Neon und Consentec 2019). Zudem werden auch empirische Studien aus weiteren europäischen Ländern mitberücksichtigt. Der Fokus in diesem Aufsatz liegt auf den Folgen von strategischem Verhalten und den ergriffenen Gegenmaßnahmen. Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, eine Grundlage für die Einschätzung der empirischen Relevanz von strategischem Verhalten im marktbasierteren Redispatch zu schaffen.

Dabei kommt unsere Untersuchung zu zwei zentralen Aussagen: Erstens, in der untersuchten internationalen Erfahrung wird strategisches Verhalten mit mangelndem Wettbewerb innerhalb

der Engpassregionen und vor allem durch Marktmacht begründet. Inc-dec gaming, wenn vorhanden, wird lediglich in Verbindung mit der Marktmachtausübung als Problem eingestuft. Inc-dec gaming ohne Marktmacht, d.h. unter Wettbewerbsbedingungen, ist hingegen bisher nachweislich nur in Großbritannien aufgetreten und verursachte im Vergleich zu Marktmacht nur einen Bruchteil an Kosten. Zweitens, strategisches Verhalten kann mit geeigneten Gegenmaßnahmen adressiert werden. In den Fällen, in denen strategisches Verhalten im Rahmen des marktbasiereten Redispatches aufgetreten ist, konnte der Kostenanstieg durch solche Maßnahmen stark reduziert werden. In Rahmen der Untersuchung gab es kein Beispiel dafür, dass ein marktbasierter Redispatch wegen Inc-dec gaming ohne Marktmacht abgeschafft wurde. Marktmachtprobleme, in manchen Fällen begleitet auch durch Inc-dec gaming, führten hingegen in fast allen untersuchten Ländern zu Designanpassungen innerhalb des marktbasiereten Redispatches. In Kalifornien haben sie die Weiterentwicklung von marktbasieretem Redispatch hin zu Locational Marginal Pricing angestoßen. Ein Rückfall auf kostenbasierten Redispatch als dauerhaften Lösungsansatz ist ausschließlich aus Deutschland bekannt.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Analyse detailliert dargestellt. In Kapitel 2 stellen wir zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten bei marktbasieretem Redispatch vor. Kapitel 3 beschreibt die Erfahrung der drei untersuchten Länder mit marktbasieretem Redispatch. In Kapitel 4 werden Erfahrungen aus weiteren europäischen Ländern mit strategischem Verhalten im marktbasiereten Redispatch andiskutiert. Kapitel 5 fasst die Kernaussagen der Analyse zusammen.

2. Strategisches Verhalten beim marktbasiereten Redispatch

Um die Folgen des strategischen Verhaltens auf Redispatchmärkte bewerten zu können unterscheiden wir im Folgenden zwei Ausprägungen: die Ausübung von Marktmacht und das sogenannte Inc-dec gaming. Beide Ausprägungen stellen wir im Folgenden kurz vor.

Im Rahmen des marktbasiereten Redispatch können Erzeuger und Nachfrager Arbitrage zwischen zwei aufeinander folgenden Marktstufen mit unterschiedlicher räumlicher Auflösung betreiben. Der zentrale Strommarkt bringt Nachfrage und Angebot in der gesamten Preiszone in Einklang. Der darauffolgende Redispatch durch die Netzbetreiber justiert Nachfrage und Angebot innerhalb der einzelnen Engpassregionen um Netzengpässe zu vermeiden.

Preisunterschiede zwischen Zentral- und Redispatchmarkt sind möglich, wenn sich Nachfrage und Angebot zwischen Engpassregionen und der gesamten Preiszone unterscheiden.

Rational handelnde Akteure berücksichtigen den Redispatchmarkt bei ihren Entscheidungen am zentralen Strommarkt. Dabei haben sie die Möglichkeit auf dem überregionalen Markt entweder gemäß ihrer eigenen Grenzkosten, bzw. bei Nachfrage gemäß ihres Grenznutzens, anzubieten oder strategisch von diesen Werten abzuweichen. Die Wahl der Akteure hängt einerseits vom erwarteten Gewinn und andererseits vom Risiko der jeweiligen Handlungsoption ab.

Im Idealfall bietet der Redispatchmarkt keinen Anreiz zum strategischen Verhalten, d.h. der rationale Anbieter entscheidet sich dann gegen das strategische Bieten auf dem überregionalen Markt. Sollte jedoch strategisches Verhalten auftreten, werden zwei Ausprägungen im Kontext von marktbasierten Redispatch üblicherweise unterschieden. Die klassische *Marktmacht*, d.h. ein Monopol am Redispatchmarkt, und *Inc-dec gaming unter Wettbewerbsbedingungen*. Beim Letzteren hängt der Erfolg wesentlich davon ab, ob die strategischen Anbieter den Engpass und das Marktergebnis genau prognostizieren können.

Man spricht von Marktmacht, wenn der Netzbetreiber zur Auflösung der Netzengpässe auf die Kapazität eines bestimmten Anbieters am Redispatchmarkt in der Engpassregion angewiesen ist. Die Anlage dieses Anbieters ist dann engpassrelevant und verfügt über das Monopol innerhalb der Engpassregion. Dies kann auch auf mehrere Anbieter gemeinsam zutreffen, die als Gruppe vom Netzbetreiber gebraucht werden. Da die Netzbetreiber gesetzlich zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität verpflichtet sind, müssen sie bei mangelnden Alternativen auch den ungünstigsten Preiskonditionen zustimmen. So kann eine hohe Marge erzielt werden. Das strategische Verhalten ist somit sehr attraktiv. Marktmacht beeinflusst vor allem den Redispatchpreis (cf. Neon und Consentec 2019) und gilt als Marktversagen. Es wird in der Regel durch Regulierung der Märkte adressiert.

Es ist jedoch auch denkbar, dass strategisches Verhalten auch im Wettbewerb auf dem lokalen Markt auftritt. Ein strategischer Anbieter kann dann auf dem Redispatchmarkt eine Marge im Vergleich zum überregionalen Markt erzielen, ohne dabei von Wettbewerbern verdrängt zu werden. Wenn ein strategischer Anbieter den Engpass und das Marktergebnis verlässlich prognostizieren kann, besteht ein Anreiz auf dem überregionalen Markt strategisch zu bieten. Dieses Verhalten wird implizit z.B. von Dijk und Willems (2011) und Holmberg und Lazarczyk (2015) untersucht. Es ist in der deutschen Diskussion als *Inc-dec gaming* bekannt. Es

manifestiert sich vor allem durch ein erhöhtes Redispatchvolumen. Es kann aber auch zu hohen Redispatchpreisen führen, wenn die Gebote der Wettbewerber sich deutlich vom Preisniveau des überregionalen Marktes unterscheiden.

In der folgenden Auswertung der internationalen Erfahrung wird der Frage nachgegangen, inwiefern Marktmacht und Inc-dec gaming unter Wettbewerbsbedingungen für strategisches Verhalten auf den Redispatchmärkten in der Praxis verantwortlich sind. Dabei wird vor allem auf die Wettbewerbsintensität auf dem lokalen Markt abgestellt.

3. Untersuchung der internationalen Erfahrung

3.1 Strategisches Verhalten in Kalifornien

Die Liberalisierung des Stromsektors in Kalifornien begann 1996 und war Anfang 1998 vollständig umgesetzt. Dabei wurde ein zonaler Strommarkt mit marktbasierendem Redispatch zur Behebung der intrazonalen Netzengpässe eingeführt. In den Jahren 2000 und 2001 erreichten die Großhandelspreise am Strommarkt im Vergleich zu anderen Teilen der USA ein besonders hohes Niveau, was zu zahlreichen Versorgungsschwierigkeiten und Stromausfällen führte. Diese Periode wird üblicherweise als die kalifornische Energiekrise bezeichnet. 2009 wurde das zonale Marktdesign schließlich nach mehrjähriger Vorbereitung durch ein System mit Locational Marginal Pricing (LMP) ersetzt. Kalifornien wird in der Diskussion zum marktbasierendem Redispatch als Beispiel für die Praxisrelevanz von Inc-dec gaming aufgeführt (cf. z.B. Sarfati et al. 2019).

Die kalifornische Energiekrise wird dagegen in der internationalen Literatur in der Regel durch die mangelnde Absicherung der Lieferanten gegen das Preisrisiko erklärt (vgl. Borenstein 2002; Bushnell 2004; Green 2003). Die amerikanischen Behörden haben auch die Ausübung von Marktmacht als Ursache für die hohen Preise während der Energiekrise diskutiert (siehe z.B. CAISO 2002; FERC 2000). Dies ist jedoch in der wissenschaftlichen Diskussion umstritten (vgl. z.B. Harvey und Hogan 2000, 2001). Marktmacht wurde in Kalifornien auch bereits vor der Energiekrise als Problem ausgemacht und intensiv diskutiert (Borenstein et al. 2000b; Stoff 1996). Experten bemängelten zahlreiche Aspekte des kalifornischen Marktdesigns, die die Ausübung von Marktmacht begünstigten. Dazu zählten z.B. die Festlegung der kalifornischen Preiszonen, der Einsatz aufeinanderfolgender Märkte, pay-as-bid Pricing und das Ziel neben den Redispatchkosten auch die Gesamtmenge an Redispatchenergie zu minimieren (vgl.

Borenstein et al. 2000a; Harvey und Hogan 2000, 2001; Stoff 1998). Zudem sollten Probleme mit Marktmacht innerhalb der Engpassregionen durch Reliability Must-Run Contracts adressiert werden (siehe z.B. Anhang P zu CAISO 2002). Durch Mängel bei der Ausgestaltung verstärkte dieses Instrument jedoch den Anreiz zur Marktmachtausübung anstatt sie einzudämmen (Bushnell und Wolak 2000; Wolak und Bushnell 1999).

Im Endeffekt gaben diese und weitere Marktdesignfehler bereits vor dem Auftreten der Energiekrise den Anstoß zu einer umfassenden Restrukturierung des kalifornischen Strommarktes hin zu LMP (CAISO 2003a). Die kalifornische Energiekrise bestätigte lediglich die damalige Einschätzung des Marktes als dysfunktional und schwer fehlerhaft und hob den Umstrukturierungsbedarf weiter hervor (FERC 2000).

Es stellt sich daher die Frage, welche Rolle das Inc-dec gaming für die Energiekrise und die darauffolgende Umstrukturierung des Marktdesigns spielte. Die theoretische Möglichkeit des Inc-dec gaming in Kalifornien wurde nach Kenntnis der Autoren zum ersten Mal von Stoff in seiner Kritik der kalifornischen Umsetzung des marktbasierten Redispatch aufgezeigt (1998). Stoff fokussiert auf das enorme Marktmachtpotenzial, das das kalifornische Design des Redispatchmarkts in seiner damaligen Form zuließ. Er betont jedoch auch die Möglichkeit der Erzeuger sich bei wenig bis keinen Netzengpässen in einem erheblichen Umfang in den Redispatchmarkt hineinzubieten. Obwohl dieser Punkt auch ein Potenzial für Inc-dec gaming impliziert, beschreibt Stoff Situationen, in denen Erzeuger Netzengpässe in der Anlagennähe erzeugen, um diese faktisch als einzige Anbieter lösen zu können. Die Strategie dient also lediglich als Mittel zur Marktmachtausübung und wird nicht unter Wettbewerb am Redispatchmarkt betrachtet. Entsprechend berichtet auch der kalifornische Independent System Operator (CAISO) während und kurz nach der Energiekrise kaum von tatsächlichen Inc-dec Vorfällen. Vielmehr stehen übertriebene Forderungen der Erzeuger am Redispatchmarkt bei mangelnden Alternativangeboten und damit Marktmacht im Fokus (siehe z.B. CAISO 2002, Anhang P; CAISO 2003b, Anhang F). Aus den späteren Untersuchungen ging aber klar hervor, dass der Kraftwerksbetreiber Enron Inc-dec-ähnliche Strategien bereits ab Mai 1999 und damit bereits während der Energiekrise angewandt hatte. Zudem gab es Indizien, dass weitere Marktakteure solche Strategien ausgeübt haben (FERC 2003; CAISO 2003a). Erst in diesem Zeitraum gewinnt das gezielte Verschärfen oder Erzeugen von Netzengpässen zum Zweck der Teilnahme am Redispatchmarkt an Aufmerksamkeit. Auch im Rahmen dieser Diskussion jedoch stellt ein Mangel an Wettbewerbern am Redispatchmarkt und damit die Ausübung von

Marktmacht die Voraussetzung für den Einsatz dieser Strategie dar (vgl. CAISO 2003a; Wolak et al. 2002).

Die tatsächliche Auswirkung von strategischem Verhalten auf den kalifornischen Strommarkt sowie auf die kalifornische Energiekrise konnte im Rahmen der damaligen Enron-Untersuchungen nicht quantifiziert werden (FERC 2003). Nach Einschätzung von CAISO konnte jedoch in der Zeit nach der Energiekrise und bis zur Umsetzung der Gegenmaßnahmen im Sommer 2003 der größte Kostenposten des intra-zonalen Engpassmanagements auf strategisch zur Teilnahme am Redispatchmarkt erzeugte Netzengpässe zurückgeführt werden (vgl. CAISO 2003a; Wolak et al. 2002). Eine Unterteilung der Kosten nach Inc-dec gaming und Marktmacht erfolgte nicht, da potenzielle Inc-dec Vorfälle in Kalifornien immer nur in Verbindung mit Marktmachtausübung problematisiert wurden.

Für die vorliegende Untersuchung ist, wie bereits angedeutet, von besonderer Bedeutung, dass das Inc-dec gaming in Kalifornien immer als Begleiterscheinung von Marktmacht gesehen wurde (siehe z.B. CAISO 2004, Section 1; CAISO 2003a, 2003b; Wolak et al. 2002). Dies ist bereits an der Beschreibung von Inc-dec gaming durch CAISO zu erkennen. „... generator can exercise locational market power because it knows that CAISO must accept its adjustment bids regardless of price because there is no competition. In these circumstances, the generator that is in a position to relieve congestion has the incentive and the means to engage in the “DEC” game, i.e., create additional congestion for the sole purpose of increasing the amount it may charge for congestion relief, i.e., DEC-ing its unit(s)” (CAISO 2003a, S. 29-30)¹.

CAISO hat im Rahmen der geplanten Umstrukturierung des Strommarkts wiederholt betont, dass dieses strategische Verhalten unter LMP nicht möglich ist. Dies wurde zur Zeit der Enron-Enthüllung gern auch als einer der Gründe für die bereits geplante Umstrukturierung des Strommarkts aufgeführt (vgl. z.B. Alaywan et al. 2004; CAISO 2003a). In der Übergangszeit bis zur Umsetzung von LMP im Jahr 2009 wurde daher strategisches Verhalten von CAISO als Marktmacht durch Marktüberwachung adressiert. Bei Verstoß, d.h. nicht nachvollziehbaren (zu hohen oder niedrigen) Preisgeboten, wurde die Leistung der Erzeuger anhand marktbasierter

¹ Der Erzeuger kann innerhalb der exportbeschränkten Engpassregion lokale Marktmacht ausüben, weil er weiß, dass CAISO seine Anpassungsgebote unabhängig von deren Höhe akzeptieren muss, da es keinen Wettbewerb gibt. Unter diesen Umständen hat der Erzeuger, der den Engpass auflösen kann, den Anreiz und die Mittel das “DEC” game zu spielen, sprich zusätzliche Knappheit zu erzeugen mit dem alleinigen Zweck, die Summe, die er für das Auflösen des Engpasses veranschlagen kann, in die Höhe zu treiben.

Referenzpreise entschädigt. Die regulierten Preise kamen zwar häufig zum Einsatz, es wurden aber darüber hinaus keine weiteren Maßnahmen benötigt, um ein Verschärfen oder Verursachen von Netzengpässen mit einem Ziel der Teilnahme am Redispatchmarkt einzuschränken (vgl. CAISO 2004). Die in Kalifornien angewandte Lösung ähnelt dem kostenbasierten Redispatch in einigen europäischen Ländern (darunter auch in Deutschland). Aus kalifornischer Sicht stellte diese dem kostenbasierten Redispatch ähnliche Lösung jedoch keine Weiterentwicklung des bestehenden fehlerhaften Marktdesigns dar. Vielmehr handelte sich um eine pragmatische und schnell umsetzbare Übergangslösung, die den Betrieb des bestehenden Strommarktes bis zum Abschluss der Marktumstrukturierung sicherstellen sollte (CAISO 2003b).

Zusammenfassend zeigt die kalifornische Erfahrung, dass weder die Energiekrise noch die darauffolgende Umstrukturierung des Strommarkts hin zu LMP durch das Inc-dec gaming verursacht wurden. Die Energiekrise wird primär auf die mangelnde Absicherung der Energieversorger gegenüber steigenden Spotmarktpreisen zurückgeführt. Kritik an den zahlreichen Marktdesignfehlern gaben bereits vor der Energiekrise und den Enron-Enthüllungen Anstoß zur Umstrukturierung. Inc-dec gaming trat hauptsächlich nach der Energiekrise als Begleiterscheinung der Ausübung von Marktmacht in den Fokus der Regulierer und wurde mit Monitoring und bei Verstoß durch regulierte Preise für die bereitgestellten Redispatchleistungen adressiert. Diese Maßnahmen wurden schließlich mit der ohnehin bereits geplanten Umstellung des Marktdesigns zu LMP ab 2009 überflüssig.

3.2 Strategisches Verhalten in Großbritannien

Der Stromsektor in Großbritannien wurde bereits 1990 liberalisiert. Dabei wurde ein gemeinsamer Markt für England und Wales sowie ein separater Markt für Schottland gebildet. Der Markt in England und Wales, auch als Pool bezeichnet, verfügte zwar über Netzentgelte mit einer lokalen Netzkomponente, diese sollten jedoch nur Neuinvestitionen der Netznutzer beeinflussen. Die Netzentgelte erzeugten daher keine Steuerungswirkung im Betrieb. Strom wurde überregional gehandelt und die dadurch entstandenen Netzengpässe durch marktbasierter Redispatch behoben. Das Pool-Marktdesign von England und Wales wurde 2001 durch die New Electricity Trading Arrangements (NETA) ersetzt und 2005 auf Schottland erweitert (BETTA). Der marktbasierter Redispatch wurde in die NETA und die spätere BETTA ohne wesentliche konzeptuelle Änderung übernommen.

Seit der Liberalisierung wurde in Großbritannien das strategische Verhalten im Kontext von marktbasierendem Redispatch nach Kenntnis der Autoren zweimal intensiv diskutiert: Die erste Diskussion begann direkt nach der Liberalisierung des Stromsektors in England und Wales. Die Aufsichtsbehörde Ofgem, damals noch OFFER, berichtete bereits 1992 im Rahmen einer Untersuchung von Anomalien im Gebotsverhalten der Erzeuger am Pool-Markt, wenn Netzengpässe auftraten. „But it was not only age, efficiency, and fuel which influenced bid prices. Where transmission constraints were active, bid prices were often higher, sometimes several times higher“ (OFFER 1992, S. ii)². Dabei wurde zwischen constrained-on Kraftwerken, d.h. Kraftwerken, die wegen Netzengpässen zugeschaltet werden mussten, und den constrained-off Kraftwerken, deren Kapazität bei Netzengpässen reduziert werden musste, unterschieden. Der klare Fokus lag auf constrained-on Kraftwerken, da diese für die Redispatchkosten von größerer Bedeutung als constrained-off Kraftwerke waren (OFFER 1992). Dies bestätigen auch die Daten zu Zahlungen an die constrained-off Kraftwerke, die im Vergleich zu den constrained-on Anlagen eher gering ausgefallen sind (vgl. OFFER 1992).

Die Preisgebote der vierzehn Kraftwerke, die im Rahmen des Redispatches im Finanzjahr 1991/92 die höchsten Zahlungen erhalten haben, zeigen die Marktmacht dieser Kraftwerke auf. Diese Marktmacht leitete sich nach Einschätzung des Regulierers aus einem mangelnden Wettbewerb in der Engpassregion ab. „However, the present system [Anm. des Autors: Pool-Markt] permits generators located behind the constraints to name their own price. [...] If it proves to be necessary, I do not rule out more formal price control of generators in constrained locations. But such price control would not be straightforward to determine and implement, nor would it address the underlying monopoly problem. A more competitive solution ought to be sought before price control is considered“ (OFFER 1992, S. v-vi)³.

Das Inc-dec gaming wurde in der damaligen Untersuchung dagegen nicht explizit diskutiert. Die Beschreibung der Gebotsstrategie des Kraftwerks Littlebrook am Pool kommt dem Konzept des Inc-dec gaming aber sehr nahe. „During July to September the station was bidding at £21/MWh and would therefore have been called in the unconstrained schedule during peaks

² Es zeigte sich, dass nicht nur Anlagenalter, -effizienz und Brennstoffe die Preisgebote beeinflussten. Wenn Übertragungseingänge vorlagen, waren die Gebote oft höher; mitunter um ein Vielfaches.

³ Das damalige System erlaubte es demnach Erzeugern hinter den Engpässen ihren Preis zu setzen. Falls erforderlich wurde deshalb eine formalisierte Preiskontrolle solcher Erzeuger nicht ausgeschlossen. Eine solche Preiskontrolle ist jedoch nicht einfach umzusetzen und löst nicht das grundlegende Monopolproblem. Daher sollte zuvor eine wettbewerblichere Lösung als Preiskontrolle gefunden werden.

in demand. [...] When other stations were constrained on elsewhere in the system, Littlebrook was constrained off to keep supply at the required level” (OFFER 1992, S. 30)⁴. Ofgem gibt an, dass der übliche Gebotspreis für das Littlebrook Kraftwerk am Pool bei £22/MWh lag und berichtet von keinen Wettbewerbsproblemen oder übertriebenen Forderungen des Kraftwerks am Redispatchmarkt während der constrained-off Zeiten. Hiermit kann das beschriebene Gebotsverhalten als Inc-dec Gaming interpretiert werden. Leider geht Ofgem in der Untersuchung nicht weiter auf dieses Verhalten ein. Aus den Unterlagen geht aber hervor, dass diese Strategie nur von Zeit zu Zeit erfolgreich umgesetzt wurde. Zudem wurde bei dem Littlebrook Kraftwerk beobachtet, dass neben solchen constrained-off Einsätzen das Kraftwerk zu anderen Zeiten deutlich höhere Einnahmen durch Marktmachtausübung während der constrained-on Einsätze erzielen konnte (OFFER 1992).

Ofgem unternahm in der ersten Hälfte der 90er-Jahre eine Reihe von Gegenmaßnahmen, um die identifizierte Marktmacht zu beseitigen (siehe z.B. OFFER 1998). So wurde National Grid als zuständiger Netzbetreiber zu einer Reevaluierung der Sicherheitsstandards beim Engpassmanagement bewegt. Darüber hinaus wurde National Grid angereizt die Engpassmanagementkosten zu reduzieren. Zudem wurde National Grid ermächtigt, mit kritischen Anlagen Engpassmanagementverträge zu schließen, die den betroffenen Anlagen zwar Einnahmen bei Engpässen zusicherten, aber das Volumen der Maßnahmen auch effektiv eingrenzten (Green 1997). Darüber hinaus wurde das Monitoring der Erzeugergebote am Markt durch Ofgem verschärft, um strategisches Verhalten besser identifizieren zu können, allerdings weiterhin mit dem Fokus auf die Eingrenzung von Marktmacht (Green 2004).

Neben den konkreten Anpassungen des Engpassmanagements wurden von Ofgem in der zweiten Hälfte der 90er-Jahre zahlreiche weitere Schritte gegen allgemeine Marktmachtprobleme am Pool-Markt unternommen, die aber indirekt auch das Potenzial zum strategischen Verhalten beim Auftreten von Netzengpässen weiter einschränkten. Anhand von Marktmachtuntersuchungen durch Ofgem wurden die zwei aus der Liberalisierung hervorgegangenen, dominanten konventionellen Erzeuger zum Teilverkauf des Erzeugungsparks verpflichtet, so dass sich der Wettbewerb in der zweiten Hälfte der 90er-Jahre

⁴ Zwischen Juli und September bot die Anlage mit £21/MWh an und wurde so in der ersten Stufe ohne Berücksichtigung der Engpässe eingeplant. Während dann andere Anlagen anderswo im Marktgebiet zugeschaltet werden mussten, um die Versorgung aufrecht zu erhalten, wurde die Anlage in Littlebrook abgeregelt.

nicht nur am Markt, sondern auch in den bestehenden Engpassregionen, deutlich intensiviert und die Möglichkeiten zum strategischen Verhalten einschränkte (Brealey und Lapuerta 1997; Ofgem 2009a). Zwischen 1999 und 2000 wurde zudem die Einführung der Market Abuse Licence Condition (MALC) angestoßen, die Marktmanipulationen anhand von Verhaltenseffekten definierte und hierdurch eine breite Palette an strategischem Verhalten, auch im Rahmen des Engpassmanagements, abdecken konnte. Aufgrund der geplanten Einführung von NETA und dessen erwarteten positiven Auswirkungen auf den Wettbewerb wurde MALC jedoch bereits nach kurzer Zeit abgelöst (Ofgem 2009a).

Die zweite Diskussion von strategischem Verhalten bei Netzengpässen in Großbritannien wurde durch die Untersuchung von Ofgem gegen Scottish Power (SP) und Scottish & Southern Energy (SSE) im Jahr 2008 angestoßen. Mit der Erweiterung des NETA Marktes durch BETTA auf Schottland im Jahr 2005 entstand am Cheviot Boundary zwischen Schottland und England die kritischste Engpassstelle im britischen Stromsystem. Ofgem konnte bei diesem Engpass sowohl überbeuerte Redispatchgebote als auch das gezielte Verschärfen bzw. Verursachen von Netzengpässen durch schottische Erzeuger identifizieren. Allerdings stellte Ofgem gleichzeitig fest, dass das beobachtete Verhalten keine Verletzung des damaligen Wettbewerbsrechts darstellte. „In particular it appears that both SP’s and SSE’s output has been much more expensive than that of comparable generators in England and Wales at times of constraint. [...] There is also evidence that in at least some cases, SP and/or SSE may have behaved in ways that exacerbated, and in some cases created, constraint situations in relation to Scotland. However, Ofgem considers that the likelihood of making an infringement finding under CA98 is low (although not negligible)” (Ofgem 2009b, S. 1)⁵.

Ofgem hat versucht den Effekt von strategischem Verhalten am Engpass Cheviot Boundary zwischen Schottland und England zu quantifizieren. Dabei wurden zwei verschiedene Arten von strategischen Verhalten unterschieden: Zum einen wurde die Ausübung von Marktmacht (wie in Kapitel 2 beschrieben) unter der Überschrift „pricing behavior in export constraints“ quantifiziert. Dieses strategische Verhalten bezog sich auf „... taking advantage of both being

⁵ Es wurde festgestellt, dass die Erzeugung der beiden Anbieter auf der schottischen Seite zu Engpasszeiten sehr viel teurer war als die vergleichbaren Erzeuger in England und Wales. Es gab auch Anhaltspunkte dafür, dass die schottischen Erzeuger SP und SSE möglicherweise in einigen Fällen durch ihr Verhalten Engpasssituationen an der schottischen Grenze verschärft oder sogar verursacht hatten. Dennoch schätzte Ofgem die Wahrscheinlichkeit, ihnen eine Verletzung des Wettbewerbsrechts unter dem Competition Act 98 nachzuweisen als niedrig, aber nicht geringfügig ein.

behind an export constraint and being required to be called on by National Grid In such situations National Grid would have no option but to accept the „bid“ submitted“ (Ofgem 2011, S. 6-7)⁶. Der Effekt der Marktmachtausübung wurde nur für die exportbeschränkte Region, d.h. Schottland, untersucht, da hier die Anbieter eine marktbeherrschende Stellung besaßen (vgl. Ofgem 2009b). Eine Untersuchung der Marktmacht in den Importregionen England und Wales erfolgte nicht, da Ofgem die Wettbewerbsintensität zwischen den Erzeugern in diesen Regionen als hoch eingeschätzt hat. Zum anderen beschreibt Ofgem mit „non-economic dispatch“ das Verhalten der Erzeuger am überregionalen Strommarkt sowohl in export- als auch in importbeschränkten Regionen, „... that would not normally be economic given the spreads available in the GB-wide wholesale market because it knows, or is able to predict, that National Grid will need to call on that plant in order to balance the system“ (Ofgem S. 6)⁷. Dieses Verhalten entspricht damit dem Konzept des Inc-dec gaming aus Kapitel 2.

Nach der Schätzung von Ofgem zeigte sich, dass diese beiden strategischen Verhaltensweisen der schottischen Erzeuger im Kontext des Engpassmanagements in den Jahren 2008 und 2009 zu Kosten von £125 Mio., bei insgesamt £238 Mio. Redispatchkosten, führten (Ofgem 2011). Die Ausübung von „pricing behavior in export constraints“ führte im Untersuchungszeitraum nach Angaben von Ofgem zu Zusatzkosten in Höhe von £106 bis £115 Mio. und damit zu ca. 85 bis 92% der Gesamtkosten, die auf strategisches Verhalten zurückgeführt wurden. Weitere £19 bis £36 Mio. und damit ca. 15 bis 29% der durch strategisches Verhalten verursachten Zusatzkosten wurden auf „non-economic dispatch“ zurückgeführt (Ofgem 2011, 2012).

Als Folge der Ofgem-Untersuchung wurde die „Transmission Constraint License Condition“ (TCLC) in den Lizenzen der Erzeuger eingeführt (siehe Ofgem 2012). Man hatte zwar verschiedenen Gegenmaßnahmen in Betracht gezogen, darunter auch die Maßnahmen aus den 90er-Jahren und aus Kalifornien, wie z.B. die Verpflichtung zur Veräußerung der Erzeugungskapazitäten, Langfristverträge oder Price Caps, entschied sich aber aufgrund der erwarteten langen Umsetzungsdauer und weiteren Umsetzungsproblemen letztendlich für die TCLC als alternativen Lösungsweg (Ofgem 2011).

⁶ Die Vorteile der Erzeuger in einem Engpassregion, auf die National Grid zurückgreifen müsste In solchen Situationen hatte National Grid keine Alternative als das abgegebene „Gebot“ anzunehmen.

⁷ ... das zwar zunächst zu betriebswirtschaftlichen Verlusten bei der Erzeugung am überregionalen Strommarkt, dafür aber auch mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zu einem Gebotszuschlag auf dem Redispatchmarkt führt.

Die TCLC räumte Ofgem die Möglichkeit ein, das strategische Verhalten im Rahmen des marktbasiereten Redispatches zu überwachen und zu sanktionieren. Dabei sollten durch TCLC Circumstance 1 strategische Gebote der Erzeuger am überregionalen Markt adressiert werden, die Netzengpässe verschärfen oder verursachen, um damit eine Teilnahme, bzw. Gebotsabgabe, des Erzeugers am Redispatchmarkt zu ermöglichen. Hiermit deckte Circumstance 1 in TCLC das Inc-dec gaming ab. TCLC Circumstance 2 sollte wiederum die Erzeuger an der Abgabe von ungünstigen Preiskonditionen während der Netzengpässe hindern (vgl. Abb. 1) und deckte damit primär die Ausübung von Marktmacht ab. Im Gegensatz zu der früheren Ofgem-Definition von „pricing behavior in export constraints“ wurde aber bei Circumstance 2 die marktbeherrschende Stellung nicht als Voraussetzung für das strategische Gebotsverhalten definiert (Ofgem 2012). Dies führte dazu, dass TCLC Circumstance 2 nicht nur Marktmacht adressierte. Auch Inc-dec gaming bei besonders hohen Margen konnte nun von Circumstance 2 erfasst werden. Durch eine potenzielle Überschneidung von Circumstance 1 und 2 hat Ofgem auch bei Circumstance 1 zuerst den Fokus nur auf die Fälle gelegt, bei denen im Rahmen des erzeugten Engpasses gleichzeitig auch auffällige Entschädigungsansprüche gestellt wurden. Der Regulierer behielt sich jedoch durch die Circumstance 1 die Möglichkeit offen, auch das engpassverursachende Verhalten ohne auffällige Gebote, oder sogar ohne einen erfolgreichen Zuschlag durch den Netzbetreiber, d.h. fehlgeschlagenes Inc-dec gaming, zu sanktionieren.

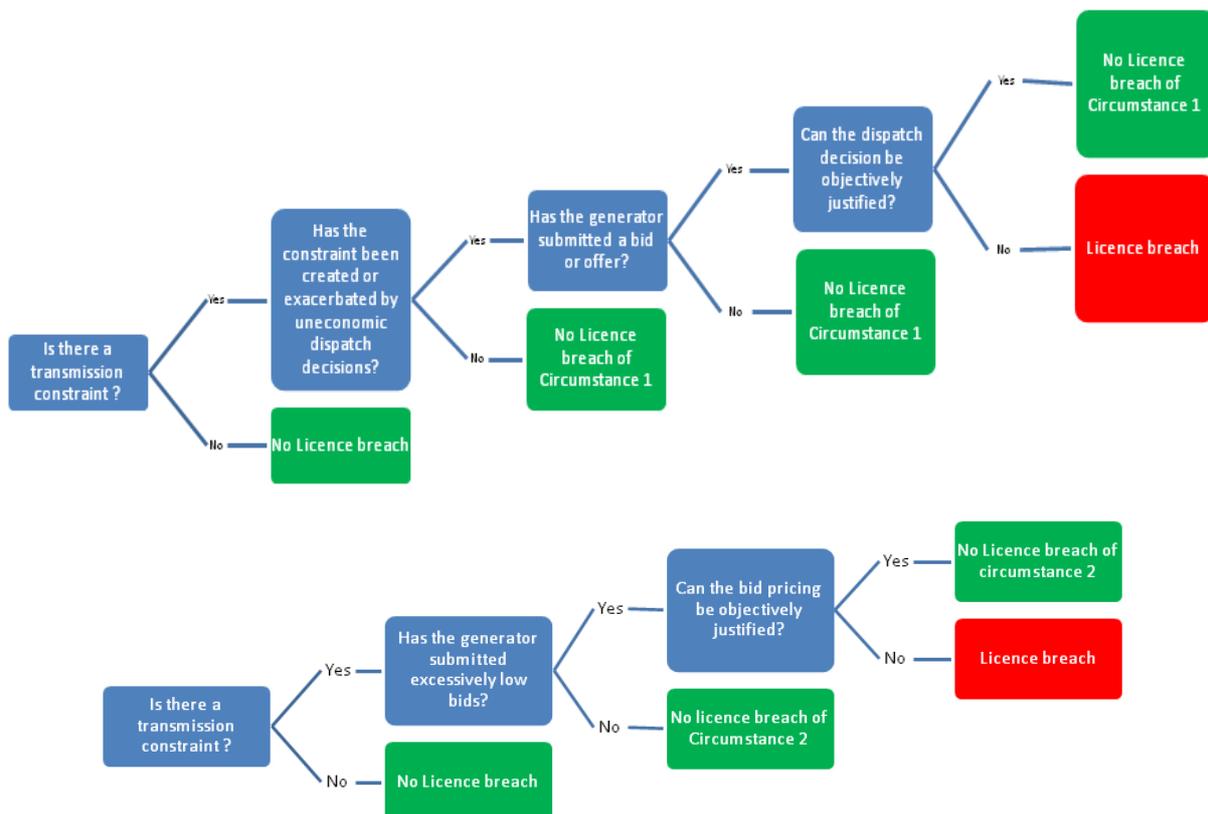


Abb. 1 Ofgem Monitoring von Circumstance 1 (oben) und Circumstance 2 (unten), Quelle: Ofgem 2012⁸

Da bei der Umsetzung von TCLC bereits weitere Reformen des Engpassmanagements, wie die zonale Bepreisung in Großbritannien und die Einführung der Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) zur Überwachung von Marktmanipulationen auf EU-Ebene diskutiert wurden, war die TCLC zunächst auf fünf Jahre begrenzt. Während des Reviews wurde dann die Wirksamkeit der ergriffenen Maßnahmen bescheinigt (Ofgem 2016) und die TCLC unbefristet verlängert (Ofgem 2017a). Das Monitoring von Circumstance 1, d.h. des Inc-dec gaming, wurde jedoch aus der TCLC entfernt, da diese nach Ansicht von Ofgem bereits durch die Maßnahmen des in der Zwischenzeit verabschiedeten REMITs ausreichend adressiert wurden (Ofgem 2017b).

Als Fazit hebt die Erfahrung aus Großbritannien vor allem die Probleme des marktbasiereten Redispatch mit Marktmacht hervor. Marktmacht verursachte den Großteil der Redispatch-Zusatzkosten sowohl Anfang der 90er Jahre als auch nach der Erweiterung des Strommarkts von England und Wales auf Schottland. Inc-dec gaming konnte im Rahmen der Untersuchung gegen schottische Erzeuger auch ohne Marktmacht empirisch nachgewiesen werden, verursachte ggü. der Marktmacht jedoch nur einen Bruchteil der Kosten. Zudem konnten durch die Marktüberwachung und Sanktionierung sowohl Marktmacht als auch Inc-dec gaming aus Sicht der Regulierer erfolgreich adressiert werden.

3.3 Strategisches Verhalten in Dänemark

Der Einsatz von marktbasieretem Redispatch am Interkonnektor zwischen der dänischen Gebotszone DK1 und Deutschland stellt ein weiteres Praxisbeispiel für die Untersuchung von strategischem Verhalten im Rahmen des marktbasiereten Redispatches dar. Der Interkonnektor DK1-DE hatte nach Schätzungen der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) im Jahr 2016 eine Kapazität von 1582 MW. Nichtsdestotrotz stand den Marktparteien in der ersten Hälfte von 2016 im Durchschnitt nur eine Kapazität von 201 MW zur Verfügung.

⁸ ©Ofgem 2012. Diese Abbildung wurde unter Open Government Licence v3.0 lizenziert. Um diese Lizenz anzuzeigen, besuchen Sie <http://www.nationalarchives.gov.uk/doc/open-government-licence/>. Anfragen zu dieser Veröffentlichung richten Sie bitte an den korrespondierenden Autor.

Hiermit gehörte DK1-DE zu den am intensivsten gedrosselten Interkonnektoren in der EU (EC 2018).

Um diesen Umstand zu adressieren, haben das dänische Energieministerium und das deutsche BMWi in einer gemeinsamen Stellungnahme mit den Netzregulierern beider Länder die Übertragungsnetzbetreiber TenneT und Energinet zur Freigabe der Kapazitäten an DK1-DE aufgefordert. Die Netzbetreiber sollten ab November 2017 eine Übertragungskapazität von mindestens 400 MW gewährleisten und diese kontinuierlich bis 2020 auf 1100 MW steigern (Energinet und TenneT 2019). Darüber hinaus hat sich TenneT Ende 2018 gegenüber der EU-Kommission verpflichtet die Kapazität des Interkonnektors bereits 2019 auf 1300 MW anzuheben, um eine kartellrechtliche Untersuchung der EU-Kommission zu vermeiden (TenneT 2018).

Um die geforderte Kapazität am Interkonnektor DK1-DE bereitzustellen, sollten TenneT und Energinet den marktbasieren Redispatch anwenden. Beide Netzbetreiber haben dies im Rahmen der bereits bestehenden Beschaffungsmechanismen umgesetzt. Konkret greift TenneT bei einem Engpass auf die Gebote des deutschen Intra-Day-Marktes und Energinet auf die Gebote des dänischen Regelenenergiemarktes zurück (vgl. Energinet 2017).

Die Untersuchung von marktbasierendem Redispatch am Interkonnektor DK1-DE ist für die aktuelle Diskussion in Deutschland von besonderer Relevanz. Um einen Engpass zu vermeiden, müsste die für Deutschland bestimmte Erzeugung aus Skandinavien mithilfe von marktbasierendem Redispatch bereits in Dänemark aufgefangen werden. Da jedoch DK1-DE einen strukturellen Netzengpass zwischen skandinavischer Erzeugung im Norden und dem Verbrauch im Süden Deutschlands darstellt, war die Befürchtung von Inc-dec gaming sehr groß. So warnten TenneT und Energinet (2017, S.19) in deren gemeinsamem Impact Assessment:

“Market participants have developed an advanced understanding of the correlation between high-wind or other situations that require capacity limitations on the DK1-DE border given the existing limitations in the German grid. Thereby, the times where TSOs need to countertrade can be predicted with a rather high certainty. This knowledge about the virtual capacities and corresponding countertrade requirements opens up for arbitrage possibilities between the day-ahead, intraday and regulating power markets that can in the extreme case eliminate the price

effect in the day-ahead market”⁹. Damit sind sowohl die Situation als auch die damit verbundene Argumentation der deutschen Diskussion des marktbasierten Redispatches im Kontext der strukturellen Nord-Süd-Engpässe sehr ähnlich.

Um die empirische Relevanz von Inc-dec gaming zu prüfen, hat der dänische Regulierer die Netzbetreiber im Jahr 2018 zu einer Auswertung des marktbasierten Redispatch zwischen Dänemark und Deutschland aufgefordert. Damals betrug das Redispatch-Volumen insgesamt 1598 GWh. Wenn die skandinavische Bilanzzone zeitgleich mit dem Engpass unterversorgt ist, wird dies vorrangig mit den Stromüberschüssen aus DK1-DE ausgeglichen. Dieses Verfahren wird als „netting“ bezeichnet. Im Jahr 2018 konnten auf diese Weise 484 GWh aufgefangen werden. Im zweiten Schritt werden die restlichen Stromüberschüsse anhand von Regelenenergiegeboten der Erzeuger und Verbraucher aus der Gebotszone DK1 adressiert. So wurden also die restlichen 1114 GWh behoben. Die Vergütung der Gebote erfolgt dabei nach dem Pay-as-bid-Prinzip (Energinet und TenneT 2019).

Im Rahmen der Untersuchung fokussieren sich die Netzbetreiber nur auf das Inc-dec gaming der Lasten. Einerseits ist eine Überprüfung der Erzeugung anhand der den Netzbetreibern vorliegenden Daten scheinbar nicht möglich (Energinet und TenneT 2019). Andererseits steht am Interkonnektor vor allem die Nachfrage unter Verdacht Inc-dec gaming zu betreiben (Energinet und TenneT 2017). Die Netzbetreiber schätzen das Ausmaß von Inc-dec gaming im Jahr 2018 auf moderate 30 bis 50 GWh und schlussfolgern bezüglich Inc-dec gamings, dass „in light of the above calculations, under scheduling can be viewed as a relatively low-key activity that only occurs in special circumstances among certain players” (Energinet und TenneT 2019, S. 24)¹⁰.

Trotz der vorgelegten Untersuchungsergebnisse zögert der Danish Utility Regulator (DUR), als die zuständige Regulierungsbehörde in Dänemark, die Möglichkeit des Inc-dec gaming am Interkonnektor DK1-DE komplett auszuschließen. DUR schlägt deswegen vor, Monitoring als

⁹ Die Marktteilnehmer hätten angesichts bestehender Einschränkungen im deutschen Netz ein fortgeschrittenes Verständnis der Zusammenhänge zwischen Starkwind- und andern Situationen, die eine Drosselung der Interkonnektorkapazitäten erforderlich machen, erlangt. Dadurch könnten sie die Zeiten, in denen die Übertragungsnetzbetreiber den marktbasierten Redispatch anwenden, mit hoher Wahrscheinlichkeit vorhersehen. Dieses Wissen eröffne Arbitragemöglichkeiten zwischen den verschiedenen Marktstufen, die in Extremfällen den Preiseffekt im Day-Ahead Markt eliminieren können.

¹⁰ Anhand der Berechnungen könne das Verhalten als relativ zurückhaltend angesehen und auf spezielle Umstände bei bestimmten Spielern zurückgeführt werden.

Überwachungsinstrument des strategischen Verhaltens dauerhaft beizubehalten und künftige Fälle ähnlich wie in Großbritannien als Marktmanipulation in Rahmen des EU REMIT zu adressieren. Nichtsdestotrotz stellt DUR gemeinsam mit der deutschen Bundesnetzagentur (BNetzA) bei der Bewertung der Untersuchung der Netzbetreiber fest, dass „... the special regulation counter-trading model is cost-effective and that the model has delivered the desired volume of down regulation throughout the entire period ...“ (BNetzA und DUR 2019, S. 9)¹¹.

Zusammenfassend scheint daher in Dänemark das strategische Verhalten im Rahmen des marktbasierten Redispatches am Interkonnektor DK1-DE entgegen den vorherigen Erwartungen nur von geringer Bedeutung zu sein. Die potenziellen Probleme scheinen nach Einschätzung der Regulierer durch Monitoring und die Behandlung der aufgetretenen Fälle als Marktmanipulationen im Rahmen des europäischen REMIT ausreichend eingegrenzt.

4. Anhaltspunkte aus weiteren europäischen Ländern

In der bisherigen Untersuchung lag der Fokus auf den Primärquellen aus den Ländern, die in der deutschen Diskussion als empirische Beispiele für das Auftreten von Inc-dec gaming genannt werden. Es gibt in Europa jedoch zahlreiche weitere Länder, die marktbasierten Redispatch anwenden. Im Folgenden fassen wir kurz die Erfahrungen zusammen. Im Fokus dieses Kapitels steht daher die Sekundärliteratur aus europäischen Ländern, in denen strategisches Verhalten im Kontext des marktbasierten Redispatches bereits untersucht wurde. Diese Studien vermitteln einen ersten Eindruck über die Probleme, die in diesen Ländern im Kontext des marktbasierten Redispatches am meisten diskutiert wurden.

Anhand der Untersuchung von UK, Italien, Frankreich, Spanien und Deutschland heben Hakvoort et al. (2009) zwei Punkte in Bezug auf die Erfahrungen mit marktbasiertem Redispatch in Europa hervor. Zum einen identifizieren die Autoren anhand der internationalen Erfahrung zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten: Erstens boten die konventionellen Erzeuger in exportbeschränkten Regionen am Redispatchmarkt für die Abschaltung entgegen der Erwartung nicht die vermiedenen Kosten der Anlagen, sondern verlangten eine Zuzahlung des Netzbetreibers. Zweitens haben Erzeuger in importbeschränkten Regionen Kapazitäten am

¹¹ Der marktbasierende Redispatch am Interkonnektor sei kosteneffizient und habe über den gesamten Zeitverlauf die gewünschte Menge an Regelleistung bereitgestellt.

Spotmarkt zurückgehalten, um diese zu höheren Preis am Redispatchmarkt vermarkten zu können. Beide Ausprägungen konnten nach Ansicht von Hakvoort et al. (2009, S. 19) auf den mangelnden Wettbewerb, konkret auf nicht mehr als ein oder zwei Anbieter in den Engpassregion, und damit auf Marktmacht zurückgeführt werden.

Eine zweite interessante Einsicht bei Hakvoort et al. (2009) ist, dass die untersuchten Länder sehr unterschiedliche Erfahrungen mit marktbasierter Redispatch gemacht haben. Zwar stellt Marktmacht in allen untersuchten Ländern ein Problem dar; in Spanien (unten noch detaillierter vorgestellt) und Frankreich konnte dieses Problem jedoch eingegrenzt werden. Die positiven Erfahrungen in Frankreich führen Hakvoort et al. (2009) auf das niedrige Niveau an Netzengpässen zurück. Diese werden wiederum durch die französischen Netzanschlussregeln begründet, die neuen Erzeugern nur bei vorhandener Netzkapazität Zugang zum Netz gewähren.

In Italien wurden hingegen negative Erfahrungen mit marktbasierter Redispatch gemacht, allerdings konnten die Ursachen der hohen Redispatchkosten aufgrund der schlechten Datenlage nicht identifiziert werden. Obwohl Hakvoort et al. (2009) berichten, dass in Italien im Jahr 2009 Reformen ergriffen wurden, um die Ursachen der hohen Redispatchkosten transparenter darstellen zu können und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten, liegen dazu nach unserem Kenntnisstand aber keine aktuellen Analysen vor.

Einen detaillierteren Blick auf die in Spanien angewandten Strategien der Marktakteure bieten Furio und Lucia (2009), die Marktergebnisse für die Jahre 2000 bis 2005 auswerten. Sie beobachteten dabei verschiedene Optimierungsstrategien der Marktakteure über den Spot-, Intraday- und Redispatchmarkt, diese manifestierten sich für die Nachfrage und Erzeugung jedoch unterschiedlich. Bei der Nachfrage wurde eine Verschiebung in den Intradaymarkt festgestellt. Diese konnte jedoch nur indirekt auf das spanische Engpassmanagement zurückgeführt werden. Die Kosten des Redispatches wurden nur auf die Energiekäufe am Spotmarkt verteilt. Die Energiekäufe am Intradaymarkt waren von dieser Zulage befreit, was den Intradaymarkt gegenüber dem Spotmarkt für die Nachfrage attraktiv machte. Laut Furio und Lucia war zum Zeitpunkt der Studienveröffentlichung aber bereits eine Reform geplant, um diesen Effekt zu adressieren (2009, S. 59). Nichtsdestotrotz erinnert das beobachtete Verhalten der spanischen Nachfrage an keine der beiden Ausprägungen von strategischem Verhalten, die hier untersucht werden.

Die spanische Erzeugung hat laut Furio und Lucia (2009) hingegen dazu tendiert, eigene Kapazitäten bei antizipierten Engpässen am Spotmarkt zu hohen Preisen anzubieten. Hierdurch konnten erwartete Engpässe verschärft und durch höhere Preise höhere Einnahmen erreicht werden. Dieses Verhalten wird von Furio und Lucia auf die Anreize des spanischen Marktdesigns zurückgeführt. Die Autoren betonen jedoch, dass nur 13 Kraftwerke zur Auflösung der Engpässe in Spanien genutzt werden. „These results are indicative of high concentration levels in the number of generating facilities that help alleviate congestions of the daily market” (Furio und Lucia 2009, S. 58)¹². Zudem bemängeln die Autoren die geplanten Veränderungen des Marktdesigns zur Erhöhung des Wettbewerbs am Redispatchmarkt: „The offers made by production units to add energy specifically to solve any transmission constraints, if needed, are intended to avoid possible interferences in the daily market price, and to put some competitive pressure on the determination of prices. In our opinion, this competition is hardly expected to succeed in practice, as long as the restrictions continue to be resolved necessarily only by a thin number of companies in most cases” (Furio und Lucia 2009, S. 59)¹³. Aus Sicht der Autoren scheint daher das strategische Verhalten der Erzeugung nur durch einen verstärkten Wettbewerb in Engpassregionen ausreichend adressiert zu werden. Eine eindeutige Zuordnung des strategischen Verhaltens zu Marktmacht oder Inc-dec gaming ist ohne Weiteres anhand der Quelle aber nicht möglich.

Einen weiteren offenen Punkt in der Diskussion von strategischem Verhalten im Rahmen des marktbasiereten Redispatches stellt auch der nordische Strommarkt Nord Pool dar. Er ist der älteste internationale Strommarkt der Welt, dessen Design auch als Leitfaden für den europäischen Strombinnenmarkt dient. Innerhalb von Nord Pool wird zwar zonale Bepreisung angewendet, bei Engpässen innerhalb der einzelnen Preiszonen kommt jedoch der marktbasierete Redispatch zum Einsatz. Zahlreiche Aspekte von Nord Pool wurden bereits untersucht, wie z.B. verschiedene Ausprägungen strategischen Verhaltens der Marktteilnehmer (siehe z.B. Boomsma et al. 2014; Rintamäki et al. 2020), das strategische Verhalten der Netzbetreiber bei Engpassmanagement (vgl. Bjørndal et al. 2003; Glachant und Pignon 2005)

¹² Es läge nahe, dass bei der geringen Zahl der Erzeuger, die zur Auflösung der Engpässe beitragen könnten, hohe Konzentration vorliege.

¹³ Die Gebote der Erzeuger für Zuschaltung im Engpassfall, seien demnach darauf ausgerichtet mögliche Beeinträchtigungen des täglichen Marktpreises zu vermeiden und Wettbewerbsdruck bei der Preisbildung zu erzeugen. Dieser Wettbewerb könne jedoch in der Praxis kaum Erfolg haben, solange die Engpässe weiterhin in den meisten Fällen nur durch eine geringe Zahl von Unternehmen aufgelöst würden.

oder die durch erneuerbare Erzeugung herbeigeführten Marktdesignherausforderungen (vgl. Pöyry 2017). Die ersten Studien zum strategischen Gebotsverhaltens lassen zwar empirische Probleme erahnen (vgl. Rintamäki et al. 2020), erlauben jedoch keine Zuordnung zu Marktmacht oder Inc-dec gaming. Nichtsdestotrotz werden die empirischen Erfahrungen aus dem Nord Pool im Rahmen der Inc-dec Diskussion nach dem aktuellen Kenntnisstand der Autoren bisher vernachlässigt. Auch zu den Gegenmaßnahmen von Nord Pool besteht noch weiterer Untersuchungsbedarf.

In Summe lässt sich also auch in einigen weiteren europäischen Ländern mit marktbasierendem Redispatch auf Probleme mit strategischem Verhalten schließen. Mangelnder Wettbewerb zwischen den Erzeugern stellt in den internationalen Berichten die typische Voraussetzung für ein solches Verhalten dar. In manchen Ländern lässt sich das strategische Verhalten klar auf die hohe Marktkonzentration im Redispatchmarkt und damit auf Marktmacht zurückführen. In weiteren Ländern findet keine klare Abgrenzung der zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten statt. Die Möglichkeit von Inc-dec gaming auf wettbewerblichen Redispatchmärkten kann damit sicherlich nicht ausgeschlossen werden, wurde jedoch durch die Sekundärquellen aber auch nicht als Problem untermauert. Weitere empirische Untersuchungen vor allem in Bezug auf Italien oder Nord Pool sind in diesem Kontext wünschenswert. Nichtsdestotrotz vermittelt die Sekundärliteratur vergleichbar mit der Einschätzung auf Basis der Primärquellen aus Kalifornien, Großbritannien und Dänemark den Eindruck, dass Inc-dec gaming in der Praxis primär in Verbindung mit Marktmacht als Problem auftritt.

5. Fazit

Deutschland lehnt bisher die von der EU-Kommission geforderte Einführung des marktbasierenden Redispatches auf Übertragungsnetzebene ab, da das BMWi (BMWi 2020) das Risiko von strategischem Verhalten als zu groß einschätzt. Vor diesem Hintergrund wurden in dieser Studie internationale Erfahrungen mit marktbasierendem Redispatch untersucht. Der Fokus der Untersuchung liegt dabei auf zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten: erstens der Ausübung von Marktmacht und zweitens dem so genannten Inc-dec gaming. Vor allem der letztere Punkt prägt die aktuelle deutsche Diskussion und ist Kernmotivation der politischen Ablehnung des marktbasierenden Redispatches.

Die Erfahrung aus Kalifornien, Großbritannien und Dänemark, die in der deutschen Diskussion als empirische Beispiele für das Auftreten des Inc-dec gaming genannt werden, sowie die Auswertung weiterer Studien, die sich mit strategischem Verhalten bei marktbasiertem Redispatch in weiteren europäischen Ländern beschäftigt haben, heben vor allem zwei Punkte hervor:

Erstens, Probleme mit strategischem Verhalten innerhalb des marktbasiereten Redispatches werden in allen untersuchten Ländern auf mangelnden Wettbewerb innerhalb der Engpassregionen und vor allem auf Marktmacht zurückgeführt. Das Inc-dec gaming wurde in den untersuchten Ländern bisher nachweislich nur in Kalifornien und Großbritannien beobachtet, und auch in diesen Ländern lediglich in Verbindung mit Marktmachtausübung als Problem eingestuft. Inc-dec gaming ohne Marktmacht, d.h. unter Wettbewerbsbedingungen, ist hingegen nur in Großbritannien aufgetreten und verursachte im Vergleich zur Marktmacht nur einen Bruchteil der Zusatzkosten. Dennoch wurde diese Option bei der Einführung von Gegenmaßnahmen in manchen Ländern (z.B. Großbritannien und Dänemark) als Möglichkeit zur späteren Nachverfolgung bereits mitberücksichtigt.

Ob strategisches Verhalten mit oder ohne Marktmacht stattfindet, ist eine wichtige Unterscheidung. Situationen mit Marktmacht sind recht gut identifizierbar und es kann zum Beispiel mit Wettbewerbsrecht eingegriffen werden. Im Gegensatz dazu ist strategisches Verhalten ohne Marktmacht problematischer aber scheinbar auch deutlich seltener.

Zweitens, in den meisten untersuchten Ländern konnte strategisches Verhalten mit geeigneten Gegenmaßnahmen adressiert werden. Die umgesetzten Gegenmaßnahmen zur Einschränkung der Marktmacht in den einzelnen Ländern hatten alle zum Ziel den Wettbewerb innerhalb der Engpassregion zu intensivieren. Diese Gegenmaßnahmen umfassen in den untersuchten Fällen vor allem Monitoring mit regulierter Redispatchentschädigung, Langfristverträge, Price Caps sowie weitere länderspezifische Maßnahmen. Das Inc-dec gaming wird darüber hinaus in europäischen Ländern als eine Marktmanipulation in Rahmen von EU REMIT adressiert und entsprechend geahndet.

Die Lehre aus den untersuchten internationalen Erfahrungen ist, dass das Potential für strategisches Verhalten bei marktbasiertem Redispatch zu gering erscheint, um den Ausschluss des marktbasiereten Redispatch zu rechtfertigen und stattdessen allein auf administrativen Redispatch zu setzen. Die bestehenden Probleme mit strategischem Verhalten (sei es

Marktmacht oder Inc-dec gaming) können, wie die internationalen Erfahrungen zeigen, gezielt mit geeigneten Gegenmaßnahmen angegangen werden.

Danksagung

Die Untersuchung der internationalen Erfahrung erfolgte in Rahmen der Zusammenarbeit zwischen der EWE NETZ und Jacobs University Bremen. Die Autoren bedanken sich bei den Mitarbeitern von EWE NETZ für die hilfreichen Kommentare zum Entwurf der Veröffentlichung.

Referenzen

- Alaywan Z, Wu T, Papalexopoulos A D (2004) Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: An operational perspective. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2:862-867.
- Bjørndal M, Jørnsten K, Pignon V (2003) Congestion management in the Nordic power market – counter-purchases and zonal pricing. Journal of Network Industries 4(3):271-292.
- Boomsma T K, Juul N, Fleten S-E (2014) Bidding in sequential electricity markets: The Nordic case. European Journal of Operational Research 238:797-809.
- Borenstein S (2002) The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster. Journal of Economic Perspectives 16(1):191-211.
- Borenstein S, Bushnell J B, Stoff S (2000a). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. The RAND Journal of Economics 31(2):294-325.
- Borenstein S, Bushnell J B, Wolak F A (2000b). Diagnosing market power in California's deregulated wholesale electricity market. Working Paper PWP-064. Program on Workable Energy Regulation (POWER). Berkeley, Kalifornien.
- Brealey R A, Lapuerta C (1997). A report on generator market power in the electricity market of England and Wales. Volume I. Bericht der Brattle Group im Auftrag von Enron Europe.
- Brunekreeft G, Pechan A, Palovic M, Meyer R, Brandstätter C, Buchmann M (2020, März 19). Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf

- Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten“. Kurzgutachten im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena). Bremen.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi (2020). Aktionsplan Gebotszone gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Bundesrepublik Deutschland.
- Bundesnetzagentur, Danish Utility Regulator – BNetzA und DUR (2019, Okt. 21). Regulators’ opinion on Energienet-Tennet monitoring report for 2018 on the operation of the Joint Declaration.
- Bushnell J B (2004). California’s electricity crisis: a market apart? *Energy Policy* 32:1045-1052.
- Bushnell J B, Wolak F A (2000). Regulation and the leverage of local market power in the California electricity market. Working Paper CPC00-13. Competition Policy Center, University of California, Berkeley. Berkeley, Kalifornien.
- California Independent System Operator Corporation – CAISO (2004). Annual report on market issues and performance.
- California Independent System Operator Corporation – CAISO (2003a, Juli 22). Amendment to Comprehensive Market Design Proposal. Docket No. ER02-1656-___, EL01-68-___.
- California Independent System Operator Corporation – CAISO (2003b, März 31). RE: California independent System Operator Cooperation, Docket No. ER03-____-000, Amendment No. 50. Brief an Magalie Roman Salas, Secretary von Federal Energy Regulatory Commission.
- California Independent System Operator Corporation – CAISO (2002). Request for rehearing and clarification of the California Independent System Operator Corporation. Docket No. ER02-1656-000, EL01-68-017.
- Cramton P (2019, Sep. 22). Local flexibility market. Working paper.
- Dijk, J, Willems, B (2011). The effect of counter-trading on competition in electricity markets. *Energy Policy* 39: 1764–1773.
- Energinet (2017). Regulation C2: The balancing market and balance settlement. Dokument 13/91893-80.
- Energinet, Tennet (2019). Monitoring report: DK1-DE countertrade following Joint Declaration 2018. Dokument 18/01072-14.

- Energienet, Tennet (2017). Final report: DK1-DE countertrade models impact assessment. Dokument 17/09862-37.
- European Commission – EC (2018). Commission decision of 7.12.2018 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement. Case AT.40461 – DK/DE Interconnector. Dokument C(2018) 8132 final. Brussels.
- Europäische Union – EU (2019). Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Union L 158/54.
- Federal Energy Regulatory Commission – FERC (2003). Final report on price manipulation in western markets. Fact-finding investigation of potential manipulation of electric and natural gas prices. Docket No. PA02-2-000.
- Federal Energy Regulatory Commission – FERC (2000, Dez. 15). Order directing remedies for California wholesale electric markets. Dokument 93 FERC 61,294.
- Furió D, Lucia J J (2009). Congestion management rules and trading strategies in the Spanish electricity market. *Energy Economics* 31:48-60.
- Glachant J-M, Pignon V (2005). Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives. *Utilities Policy* 13:153-162.
- Green R (2004). Did English generators play courtnout? Capacity withholding in the electricity Pool. Working Paper 04-010. Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Green R (2003). Failing electricity markets: Should we shoot the pools? *Utilities Policy* 11:155-167.
- Green R (1997). Transmission pricing in England and Wales. *Utilities Policy* 6(3):185-193.
- Hakvoort R, Harris D, Meeuwssen J, Hesmondhalgh S (2009, Juni 24). A system for congestion management in the Netherlands. Assessment of the options. Bericht der Brattle Group im Auftrag von Ministerie van Economische Zaken.
- Harvey S M, Hogan W W (2001, Apr. 24). On the exercise of market power through strategic withholding in California.
- Harvey S M, Hogan W W (2000, Okt. 27). Issues in the analysis of market power in California.

- Holmberg P, Lazaczyk E (2015). Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing. *The Energy Journal* 36(2):145-166.
- Neon, Consentec (2019). Abschlussbericht: Kosten- oder marktbasierend? Zukünftige Redispatchbeschaffung in Deutschland. Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“. Bericht für Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2017a, Mai 17). Decision to introduce the Transmission Constraint Licence Condition (TCLC) as a standard licence condition prohibiting potential abuse of transmission constraints.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2017b, Feb. 17). Statutory consultation on the proposed licence condition to prohibit potential abuse of transmission constraints by generators in the balancing mechanism. Konsultationspapier.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2016, Mai 26). Consultation on the future of the Transmission Constraint Licence Condition. Konsultationspapier.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2012, Okt. 29). Transmission Constraint Licence Condition guidance.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2011). Impact Assessment of the Transmission Constraint Licence Condition (TCLC). Dokument DECC0045.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2009a, März 30). Addressing market power concerns in the electricity wholesale sector – Initial policy proposals. Konsultationspapier.
- Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2009b, Jan. 19). Competition Act Investigation into Scottish Power and Scottish & Southern Energy. Brief von Andrew Wright, der Managing Director, Markets.
- Office of Electricity Regulation – OFFER (1998). Review of electricity trading arrangements. Background paper 1. Electricity trading arrangements in England and Wales.
- Office of Electricity Regulation – OFFER (1992). Report on constrained-on Plant. Ofgem Master Copy.
- Pöyry (2017). Nordic Market Design Forum – feasibility study. Abschlussbericht.
- Rintimäki T, Siddiqui A S, Salo A (2020). Strategic offering of a flexible producer in day-ahead and intraday power markets. *European Journal of Operational Research* 284:1136-1153.

- Sarfati M, Hesamzadeh M R, Holmberg P (2019). Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets. *Energy Strategy Reviews* 24:103-206.
- Stoft S (1998, März 20). Gaming Intra-Zonal Congestion in California. Eingeladener Vortrag am UC Energy Institute Restructuring Conference.
- Stoft S (1996). California's ISO: Why not the clear the market? *The Electricity Journal* 9(10):38-43.
- Tennet (2018). Proposal of commitments under Article 9 of Council Regulation (EC) No. 1/2003. Case COMP/AT.40461 – DE-DK Interconnector.
- Wolak F A, Bushnell J B (1999, April 2). Reliability must-run contracts for the California electricity market. Bericht für Market Surveillance Committee of the Californian ISO.
- Wolak F A, Bushnell J B, Hobbs B F (2002). Comments on mitigating local market power and interim measures for intra-zonal congestion management. Bericht des Market Surveillance Committee of the California ISO.