



Emergy
consultancy

Be Powerwise.

Advies rapport

De ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt

Emergy Consultancy B.V.
Langendijk 60
5045 GT, Tilburg
KvK nr. 91413192

Voorwoord

De liberalisering van de elektriciteitsmarkt is bijna 30 jaar geleden in gang gezet door de Europese commissie. Met haar eerste energiewetgeving werden de oude monopolies van elektriciteitsbedrijven opgebroken en kregen marktpartijen toegang tot elektriciteit in heel Europa. Met opeenvolgende nieuwe wet- en regelgeving is de markt steeds verder geïntegreerd en geharmoniseerd. Hierdoor is tevens de invloed van lidstaten en nationale toezichthouders op de lokale energiemarkt afgenomen. Steeds meer aspecten van de elektriciteitsmarkt maar ook van ontwikkelingen in het Europese transportnet van elektriciteit zijn niet langer direct te bepalen door individuele lidstaten of de nationale toezichthouders.

Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat wenst een nader, dieper inzicht in de strategie van de Europese Commissie en ACER, aangaande de ontwikkeling van de Europese energiemarkt. Daarbij is inzicht noodzakelijk in hoe de ambities van de Europese Commissie, de Europese toezichthouder, de Europese koepelorganisaties van TSOs en energiebeurzen zich ontwikkelen ten aanzien van de Nederlandse ambities. In hoeverre kunnen Nederlandse instanties invloed uitoefenen op ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt en op Europese netwerkontwikkeling, en welke instanties zijn dit voor de verschillende ontwikkelingen? Hierbij is een analyse gewenst waar het Nederlandse perspectief afwijkt van de positie en de richting die vanuit de verantwoordelijke Europese organisaties wordt voorgestaan.

Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat wil advies op de positionering en strategie van Nederland ten aanzien van de langtermijnstrategie van de EU, en de nieuwe ontwikkelingen op- en verdergaande integratie van de Europese elektriciteitsmarkt, die beleidsmedewerkers van EZK kunnen gebruiken als naslagwerk, om belangen en om strategische keuzes te identificeren wanneer zij in hun werk met Europese dossiers te maken krijgen.

Dit rapport richt zich uitsluitend op de ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt. De ontwikkeling van de gasmarkt wordt in dit rapport niet behandeld.

De ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt en implicaties van de verbondenheid aan fysieke netwerken is een uitgebreid, complex, en zeer divers verhaal. Het gedetailleerd beschrijven daarvan is daarom ook niet de doelstelling van dit rapport. Er wordt een beschrijving op hoofdlijnen gegeven van de marktontwikkelingen van de afgelopen 25 jaar. Het doel van dit rapport is om inzicht te geven op de ontwikkeling die hebben geleid tot de huidige situatie van de Europese elektriciteitsmarkt en welke ontwikkelingen er in de nabije toekomst gaan komen. In het rapport wordt nader ingegaan op de mate waarin Nederland die ontwikkelingen indien gewenst kan beïnvloeden.

Inhoudsopgave

Voorwoord	2
Samenvatting	4
1. Europese Doelstellingen energiebeleid	7
1.1. Het Europese energiebeleid.....	7
2. Overzicht van de ontwikkeling van de Europese Interne Energie Markt (IEM).....	8
2.1. Inleiding	8
2.2. Een chronologisch overzicht	9
2.3. De liberalisering van de energiemarkt.....	11
2.4. De handel in elektriciteit.....	14
2.5. Systeemdiensten en onbalansverrekening.....	18
2.6. De opbouw van de elektriciteitsrekening	19
3. De ontwikkeling van het regelgevende en toezichthoudend kader.....	20
4. Relevante ontwikkelingen	23
5. Advies.....	26
5.1. Selectie van de speerpunten.....	26
5.2. De herziening van CACM GL en FCA GL	26
5.3. Het creëren van meerdere biedzones en offshore biedzones	29
5.3.1. Biedzones op land.....	29
5.3.2. Offshore biedzones	30
5.4. Het effect van de 70% verplichting	32
5.5. Electricity Balancing Guideline (EBGL)	33
5.6. De samenhang.....	34
6. Advies ten behoeve van toekomstig beleid	35
7. Aanpak, doelen en onderzoeksvragen	37
8. Bijlagen.....	41
8.1. Bijlage 1 Het Europees Energiebeleid	41
8.2. Bijlage 2 Allocatie van transportcapaciteit in Europa	45
8.3. Bijlage 3 Ontwikkeling van balanceer mechanismes in Europa	49
8.4. Bijlage 4 Interviews met enkele stakeholders	51
8.5. Bijlage 5: Afkortingen	56

Samenvatting

Sinds de start van de liberalisering van de Europese elektriciteitsmarkt in 1995 is deze constant in ontwikkeling geweest. Waarbij lidstaten voorheen vooral de focus legden op interne ontwikkeling van de markt, is er sindsdien een sterke beweging op gang gekomen richting een Europees brede markt.

In de dynamiek van deze markt is de invloed van individuele lidstaten stapsgewijs ingeruild voor een Europese benadering met als gevolg dat de markt zich sterker kon ontwikkelen. Het is dankzij deze vernieuwde dynamiek dat de elektriciteitsprijzen een reële afspiegeling van vraag en aanbod zijn geworden, niet langer gedictieerd door monopolistische partijen of overheden.

Hoewel er veel bereikt is in de afgelopen 25 jaar is de ontwikkeling van de energiemarkt nog niet afgerond. Er zijn nog steeds regionale en nationale verschillen die leiden tot ongewenste prijsverschillen. Het is mede daarom dat de Europese Commissie blijft werken aan voorstellen gericht op verdere marktintegratie en dat in de EU door o.a. netbeheerders en toezichthouders voortdurend wordt gewerkt aan de implementatie van bestaande EU-verordeningen (EU-codes en guidelines) om de interne elektriciteitsmarkt verder vorm te geven.

Dit rapport geeft een overzicht van de ontwikkelingen die de afgelopen jaren de elektriciteitsmarkt vorm hebben gegeven. Daarnaast worden ook de Europese doelstellingen geanalyseerd en hoe deze vorm hebben gegeven aan de elektriciteitsmarkt zoals we die nu kennen. Daarbij is een duidelijke tendens waar te nemen dat er gewerkt wordt naar een meer centrale in plaats van nationale uitvoering van marktgerelateerde taken en het beperken van de invloed die het elektriciteitsnetwerk heeft op de markt. Dit laatste overeenkomstig de algemene beleidsbeginselen zoals gedefinieerd in de Europese energie-unie (2015).

Het centraliseren van taken is duidelijk waar te nemen met het onder toezicht van gezamenlijke of regionale National Regulatory Authorities (NRA's) plaatsen van organisaties als de Regional Coordination Centers (RCCs), ENTSO-e, en het Joint Allocation Office (JAO). Daarnaast worden meer partijen verplicht rechtstreeks aan ACER te rapporteren. In het kader van REMIT gaat alle informatie al sinds langere tijd naar ACER die daarmee een volledig inzicht heeft in de marktwerking in heel Europa, waar het inzicht van de NRA's sterk gelimiteerd is tot hun eigen land. Voor de RCCs geldt dat deze onder toezicht staan van de NRA's van het werkgebied waarvoor de RCC verantwoordelijk is. Mochten deze NRA's geen gezamenlijk standpunt bereiken, dan besluit ACER.

Daarnaast wordt in CACM 2.0 gesproken over het creëren van een Market Coupling Operator (MCO) die een centrale rol moet krijgen in het dagelijks proces van marktkoppeling, een functie die tot nu toe in parallel wordt uitgevoerd door alle betrokken elektriciteitsbeurzen.

Verder wordt er in de plannen die door ACER zijn opgesteld voor het creëren van offshore biedzones ook gesteld dat daarvoor het oprichten van een onafhankelijke netbeheerder of wel een Independent System Operator (ISO) noodzakelijk is.

Dit laatste heeft echter wel als gevolg dat de invloed die lidstaten kunnen uitoefenen op investeringen in het netwerk, de elektriciteitsprijzen en de transportkosten voor elektriciteit dan drastisch zal afnemen. Daarmee wordt de mogelijkheid om te sturen ten behoeve van de lokale bevolking of bedrijfsleven sterk beperkt.

De ontwikkelingen van de afgelopen 25 jaar hebben ontegenzeggelijk geleid tot een dynamische elektriciteitsmarkt. De geopolitieke ontwikkelingen en de Europese klimaatambities vormen een uitdaging, waarbij het ook nog niet helder is hoe het ontwikkelen van meer alternatieve energiebronnen en de uitdagingen waarvoor de beheerders van het elektriciteitsnetwerk zich gesteld zien zullen uitwerken op de elektriciteitsmarkt.

Hoewel in de afgelopen decennia de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt dus voortvarend is gegaan, zal er in de komende jaren nog veel veranderen. De doelstelling van de EU om te komen tot een volledig geïntegreerde markt zal zorgen voor een verdere optimalisatie van het marktmodel. Nieuwe regelgeving is gefocust op het verder vervolmaken van de elektriciteitsmarkt. Daarbij telt het creëren van meer sociale welvaart zwaar. Omdat dit wordt gezien vanuit een Europees perspectief zijn de effecten per lidstaat niet hetzelfde. Maatregelen die Europees gezien gunstig zijn, kunnen voor een individuele lidstaat dus ongunstig zijn.

Daarnaast kan de verdere ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt betekenen dat er bepaalde negatieve effecten optreden. Zo heeft de 70% regel als effect dat TenneT capaciteit op de hoogspanningsverbindingen moet vrijhouden ten koste van het aansluiten van Nederlandse partijen op het hoogspanningsnet, hetgeen kan leiden tot meer congestie in Nederland. Het is opvallend dat hoewel de elektriciteitsconsumptie de afgelopen jaren niet noemenswaardig toegenomen is, er toch sprake is van een congestieprobleem.

Natuurlijk is onderdeel van het congestieprobleem de enorme wachtrij voor nieuwe aansluitingen en uitbreiding van bestaande aansluitingen waarbij de vraag de capaciteit van de bestaande netten ver overtreft, maar ook zonder deze aanvragen is het net op bepaalde momenten (over)vol.

Het is vooraf vaak niet bekend of helder hoe nieuwe regelgeving met betrekking tot de elektriciteitsmarkt uitwerkt op andere aspecten die van belang kunnen zijn voor lidstaten. Dit wordt mede veroorzaakt door een gebrek aan inzicht hoe de verschillende maatregelen uitwerken op de netwerken, de netwerktarieven, de mogelijkheid om in te grijpen indien maatregelen onevenredig impact hebben, of wat het betekent voor de zeggenschap die lidstaten hebben. Bij dit laatste valt te denken aan ruimte op de netwerken ten behoeve van de internationale markt, zeggenschap over de rol van de TSO, netwerkinvesteringen en de mate van toezicht op wat er gebeurt.

Daarbij komt ook dat de EU-regelgeving in veel gevallen achterloopt bij de ontwikkelingen en wordt ingehaald door de praktijk. Verder richt de regelgeving zich vaak op een specifiek onderwerp waarbij niet tijdig onderkend wordt dat er onverwachte, negatieve effecten kunnen zijn elders in de keten van de elektriciteitsvoorziening.

Bestaande regelgeving kan slechts beperkt en dan alleen moeizaam veranderd worden en het proces heeft dan een doorlooptijd van meerdere jaren. Daarbij is het ook de vraag of andere lidstaten zullen instemmen met eventuele wijzigingen. Toekomstige regelgeving is beter beïnvloedbaar waarbij een aantal zaken essentieel zijn. Het Ministerie dient ervoor te zorgen dat er een ruime kennis van zaken aanwezig en beschikbaar is. Het is daarnaast van belang om gelijkgestemden binnen Europa te identificeren en samen op te trekken. Omdat in het energiedossier geen vetorecht van toepassing is, kunnen aanpassingen alleen bewerkstelligd worden indien er voldoende medestanders zijn. Ook is het van belang een goede relatie met marktpartijen te onderhouden en hun steun voor de gekozen koers te verkrijgen.

Een intensief contact met de EU-Commissie en ACER is verder noodzakelijk om vroegtijdig kennis te vergaren met betrekking tot komende ontwikkelingen en wijzigingen. Wat zijn de argumenten om wijzigingen door te voeren en welke doelen worden nagestreefd? Daarbij is ook belangrijk om te identificeren of er naast het optimaliseren van de energiemarkt er ook nog andere doelen zijn die misschien niet direct opvallen. Hierbij zou gedacht kunnen worden aan het uitbreiden van de zeggenschap van Europa of haar instituties.

1. Europese Doelstellingen energiebeleid

1.1. Het Europese energiebeleid

Bij het in gang zetten van de liberalisering van de energiemarkt was er alleen een globaal beeld wat deze liberalisering moest bewerkstelligen. De liberalisering moest de monopolies doorbreken zodat nieuwe producenten de mogelijkheid kregen toe te treden tot de markt en gebruikers een vrije keuze kregen waar en bij wie hun elektriciteit te kopen. Gaandeweg en dankzij het aanhoudende succes van de verschillende stappen die in de afgelopen jaren zijn gezet, is de liberalisering van de energiemarkt uitgegroeid tot een schoolvoorbeeld van wat een Europese aanpak kan bewerkstelligen.

Het eerste doel van de liberalisering was evident namelijk het doorbreken van de oude monopolies en het mogelijk maken van een vrije keuze voor gebruikers om zelf te kiezen met wie men zaken wilde doen en onder welke voorwaarden. Om dit te stimuleren werden de drempels voor toetreding tot de elektriciteitsmarkt zo laag mogelijk gemaakt.

In 2015 heeft de EU in het kader van de Energie Unie (zie *Bijlage 1*) vijf hoofddoelen vastgesteld:

1. De energiebronnen van Europa diversifiëren en de energiezekerheid waarborgen via solidariteit en samenwerking tussen de EU-landen;
2. Zorgen voor de totstandkoming van een volledig geïntegreerde interne energiemarkt, die middels aangepaste infrastructuur een vlotte doorstroming van energie door de EU mogelijk maakt en vrij is van technische of regelgevende belemmeringen;
3. De energie-efficiëntie verbeteren en de afhankelijkheid van ingevoerde energie verminderen, de uitstoot beperken en banen en groei stimuleren;
4. De economie decarboniseren en toewerken naar een koolstofarme economie in overeenstemming met de Overeenkomst van Parijs;
5. Onderzoek naar koolstofarme en schone energietechnologieën bevorderen en prioriteit geven aan onderzoek en innovatie om de energietransitie te stimuleren en het concurrentievermogen te verbeteren.

Met name het tweede hoofddoel heeft een duidelijke invloed op de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt. Om dit doel te bereiken is het noodzakelijk dat (vrijwel) alle aspecten van de Europese elektriciteitsmarkt op eenzelfde wijze ontwikkeld, toegepast en gereguleerd worden. Nationale- of regionale verschillen dienen voorkomen te worden en daar waar ze bestaan opgelost te worden. Het uitgangspunt dat de markt niet gehinderd mag worden door (elektro)technische belemmeringen maakt dat deze belemmeringen opgelost of omzeild moeten worden door de Transmission System Operators (TSOs).

2. Overzicht van de ontwikkeling van de Europese Interne Energie Markt (IEM)

2.1. Inleiding

Voor veel mensen is de huidige eengemaakte elektriciteitsmarkt iets vanzelfsprekends. Ze beseffen daarbij niet dat de situatie slechts 25 jaar geleden totaal anders was.

Vóór de liberalisering van de energiemarkt was er geen sprake van vrije keuze in waar consumenten hun energie konden kopen. Europa werd gedomineerd door nationale monopolisten en verplichte winkelnering. Het waren de energiebedrijven die in belangrijke mate bepaalden wat wel en niet mogelijk was in zaken als netuitbreidingen en gebiedsontwikkeling. Hierbij waren er geen incentives om kostenefficiënt te zijn omdat de afnemers moesten betalen ongeacht de situatie. Enkele belangrijke kenmerken van de toenmalige elektriciteitsmarkt waren een monopolistische structuur, geen concurrentie, een beperkte mate aan grensoverschrijdende handel (uitsluitend toegankelijk voor de nationale monopolisten), gebrek aan groothandelsmarkten en het bestaan van langetermijncontracten.

Ondanks de strikte afscherming van thuismarkten door nationale monopolisten werden er om economische- en technische redenen toch elektriciteitsverbindingen tussen landen aangelegd. Deze verbindingen werden primair aangelegd om investeringen in eigen land in nieuwe productiemiddelen te voorkomen en/of om overtollige productiecapaciteit te kunnen exporteren. Daarnaast werden de verbindingen gebruikt voor onderlinge hulp en/of bijstand bij de instandhouding van de leveringszekerheid en het balanceren en stabiliseren van het elektriciteitsnetwerk. Hiertoe werd samengewerkt binnen de Union for Coordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTE).

De technische afspraken met betrekking tot netbeheer en aansluitingen die destijds in dit verband zijn opgesteld zijn nog steeds actueel en worden nog steeds nagevolgd. Het is belangrijk om te realiseren dat alleen op basis van een uniforme toepassing van die regels en afspraken het Europese elektriciteitsnetwerk kan functioneren.

Het bovenstaande resulteerde in een zeer ongewenste situatie waarbij door gebrek aan concurrentie de elektriciteitsprijzen binnen Europa sterk uiteenliepen terwijl gelijktijdig de concurrentiepositie van Europa als geheel ten opzichte van de wereld verslechterde. Als reactie hierop besloot de EU de energiemarkten open te breken, monopolieposities af te bouwen en de Europese elektriciteitsmarkt te integreren door eindgebruikers meer rechten en mogelijkheden te geven om overal in Europa hun energie te kopen.

2.2. Een chronologisch overzicht

In onderstaande tabel wordt een overzicht op hoofdlijnen gegeven van de belangrijkste stappen die zijn gezet in de afgelopen 25 jaar om te komen tot de energiemarkt zoals we die nu kennen.

De verschillende stappen worden kort toegelicht zonder daarbij te veel in detail te treden. In dit rapport worden verder de ontwikkelingen per onderwerp besproken waardoor er heen en weer wordt gegaan in de tijd. Om een chronologisch overzicht te verkrijgen van de verschillende stappen is deze tabel opgenomen.

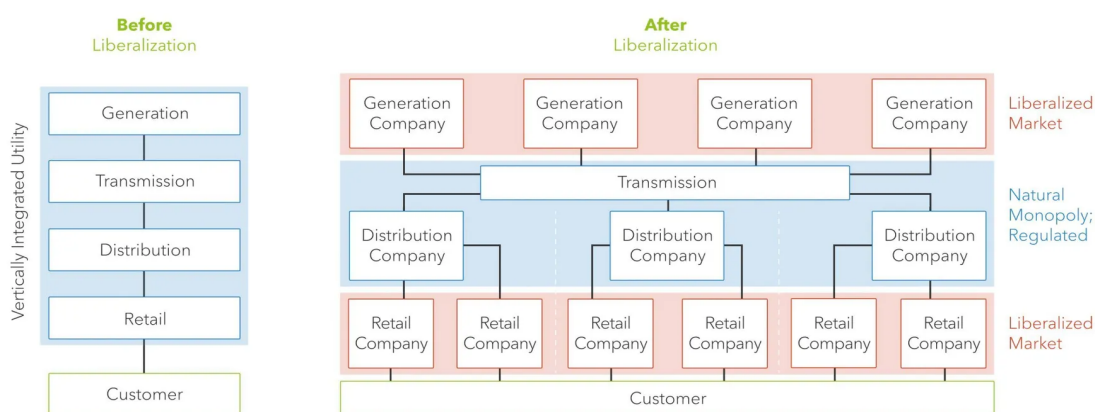
1997	Eerste energiepakket; Start liberalisering	-Besluit tot splitsen (unbundelen) van de verticaal geïntegreerde energiebedrijven -Start van de oprichting van TSO's en Nationale Toezichthouders.
1999		Oprichting van de APX, de Nederlandse energiebeurs
2002		Start eerste veiling bureau voor de allocatie van transportcapaciteit tussen Nederland Duitsland en België (TSO-Auction BV)
2003	Tweede energiepakket	Keuzevrijheid voor gebruikers (industriële en consumenten)
2008		-Introductie van trilaterale marktkoppeling tussen Nederland, België en Frankrijk. -Oprichting van CASC-CWE, het veilingbureau voor de CWE-regio. - APX gaat samen met ENDEX
2009	Derde energiepakket	Verdergaande liberalisering van de interne elektriciteitsmarkt. Met dit pakket werden verschillende hervormingen doorgevoerd, zoals de scheiding van de energielevering en -productie van de transmissienetten (ontvlechting), nieuwe vereisten voor onafhankelijke regulators, een Europees agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER), Europese netwerken van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit en gas (ENTSB-E en ENTSB-G) en verbeterde consumentenrechten op kleinhandelsmarkten
2010		Belpex (de Belgische energiebeurs) gaat samen met APX en ENDEX
2012		Start CWE Marktkoppeling
2015		-Fusie CASC en CAO, start Joint Allocation Office (JAO). Waarbij 80% van de allocatie van transmissiecapaciteit via 1 partij loopt. Dit resulteerde in 2018 tot het aanwijzen van JAO als Single Allocation Platform (SAP) voor alle EU-lidstaten. -CWE introduceert flow-based market coupling

2018		-Go-live van XBID, het systeem voor intra-day handel over de grenzen heen.
2019	Vierde energiepakket	Het vierde energiepakket, ook wel het pakket Schone energie voor alle Europeanen genoemd, werd aangenomen in 2019 en bestond uit een richtlijn (Richtlijn (EU) 2019/944 over elektriciteit) en drie verordeningen (Verordening (EU) 2019/943 over elektriciteit, Verordening (EU) 2019/941 Verordening (EU) 2019/942 over risicoparaatheid en over het EU-agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER)). Hiermee werden nieuwe regels voor de elektriciteitsmarkt ingevoerd op het gebied van hernieuwbare energie en investeringen, stimulansen voor consumenten en beperkingen voor subsidies aan elektriciteitscentrales, zoals capaciteitsmechanismen. In het kader van dit pakket werden ook noodplannen opgesteld en werden de bevoegdheden van ACER op het gebied van grensoverschrijdende samenwerking uitgebreid.
2021	Vijfde energiepakket	“Fit For 55 ” werd bekendgemaakt in 2021. Het doel van dit pakket was om de energiedoelstellingen van de EU af te stemmen op de nieuwe Europese klimaatambities voor 2030 en 2050. Nadat Rusland in februari 2022 Oekraïne binnenviel en de gaslevering aan Europa stopzette, nam de EU REPowerEU aan met het doel om de invoer van fossiele energie uit Rusland snel uit te faseren, energiebesparende maatregelen in te voeren, haar energie-invoer te diversifiëren, uitzonderlijke en structurele maatregelen vast te stellen met betrekking tot de markten voor elektriciteit en gas, en versneld over te stappen op hernieuwbare energie.
2022		-Go-live van CORE Flow based market coupling -Introductie van balancing markten (TERRE, PICASSO, MARIE)
2023	Herziening markt design (EMD)	In December 2023 hebben de Raad, Europese Commissie en het Europese Parlement overeenstemming bereikt over hervorming van de opzet van de elektriciteitsmarkt, en in het bijzonder van de elektriciteitsverordening, de elektriciteitsrichtlijn en de Remit-verordening (Verordening (EU) nr 1227/2011). Deze hervorming bevat maatregelen voor het stimuleren van langetermijncontracten en regels voor de toegang tot hernieuwbare energie, het delen van hernieuwbare energie, langetermijncontracten voor consumenten, nieuwe steunregelingen voor vraagrespon en opslag, de bescherming van kwetsbare consumenten en de uitbreiding van gereguleerde detailhandelsprijzen tot huishoudens en kmo's in geval van crisis, en verplichtingen voor de lidstaten om leveranciers in laatste instantie aan te wijzen.

2.3. De liberalisering van de energiemarkt

De Europese Unie heeft midden jaren '90 met haar eerste energiepakket de aanzet gegeven tot het creëren van de IEM. Het belangrijkste element van deze regeling was het splitsen van de toenmalige verticaal geïntegreerde energiebedrijven in een losstaand netwerkbedrijf en een losstaand leveringsbedrijf. De doelstelling van deze ingreep in de energiemarkt was om de monopolypositie te doorbreken waardoor op termijn een eenduidige, concurrerende energiemarkt kon worden gecreëerd waarbij partijen in vrijheid hun energie kunnen verkopen en kopen wáár binnen Europa ze dit maar wilden doen.

Liberalization of Energy Markets



Bron next-kraftwerke.be

Het netwerkbedrijf dat verantwoordelijk was voor de hoog-voltage transport- leidingen (in de meeste landen het 380 en 150 KV netwerk) werd de Transmission System Operator (TSO) genoemd. Vanaf 1998 waren de nieuwgevormde TSO's dus niet alleen verantwoordelijk voor de leveringszekerheid en de stabiliteit van het elektriciteitsnetwerk binnen hun respectievelijke werkgebieden, maar ook voor het creëren, faciliteren en stimuleren van de elektriciteitsmarkt. Hierdoor zijn TSO's de belangrijkste drijvende kracht geweest achter de ontwikkeling van veel van de kenmerken die we op de hedendaagse elektriciteitsmarkt vinden. Zo zijn onder andere veilingen van transportcapaciteit en marktkoppeling concepten die door TSO's zijn bedacht en geïmplementeerd.

Omdat ook in de nieuwe situatie het essentieel was om technische afspraken te hebben ten aanzien van het netbeheer, werden de productiebedrijven uit de UCPTe gestoten en ging men verder als UCTE. Gelijktijdig richtten de TSO's een nieuwe associatie op om vorm en richting te geven aan de nieuw verkregen verantwoordelijkheid voor het creëren, faciliteren en stimuleren van de elektriciteitsmarkt. Hiertoe werd ETSO, de associatie van Europese TSO's opgericht. In december 2008 zijn UCTE en ETSO gefuseerd in ENTSO-E.

De eerste jaren na het van kracht worden van de Europese wetgeving waren veel Europese landen bezig met het implementeren van de nieuwe wetgeving. Omdat de Europese regels ruimte gaven voor verschillende opties, resulteerde dit per lidstaat in verschillende benaderingen om dit te integreren met de nationale wetgeving om de elektriciteitssector te liberaliseren en te herstructureren. Deze zogenoemde 'ontvlechting' resulteerde in Nederland in het ontmantelen van de SEP (samenwerkende elektriciteitsbedrijven) en het oprichten van TenneT als eigenaar/beheerder van het Hoogspanningsnet, de TSO. Voor de gasmarkt leidde dit tot de afsplitsing van de groothandelsfunctie van Gasunie naar GasTerra.

Om deze ingrijpende stelselwijziging te begeleiden en te voorkomen dat de nieuw gecreëerde monopolies, de TSO's, misbruik zouden maken van hun positie werden er gelijktijdig in alle EU-landen toezichthouders (National Regulatory Authority, NRA) geïnstalleerd. In Nederland was dit de Dienst Toezicht Energie (DTE), nu bekend als de Autoriteit Consument en Markt (ACM). De Europese toezichthouder ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) werd opgericht in 2011 naar aanleiding van het 3^{de} energiepakket. Daarmee ontstond, naast de nationale toezichthouders die gaan over de verschillende lidstaten, een platform waarbinnen de NRA's gezamenlijk besluiten nemen ten aanzien van de ontwikkeling van de Europese energiemarkt.

In de eerste fase van de liberalisering van de energiemarkt waren er geen eenduidige richtlijnen voor het realiseren van een IEM. Het gevolg hiervan was dat, afhankelijk van de gemaakte keuzes, er structurele verschillen tussen landen ontstonden die op hun beurt effect hadden op de tarieven voor energie en/of het transporteren van energie.

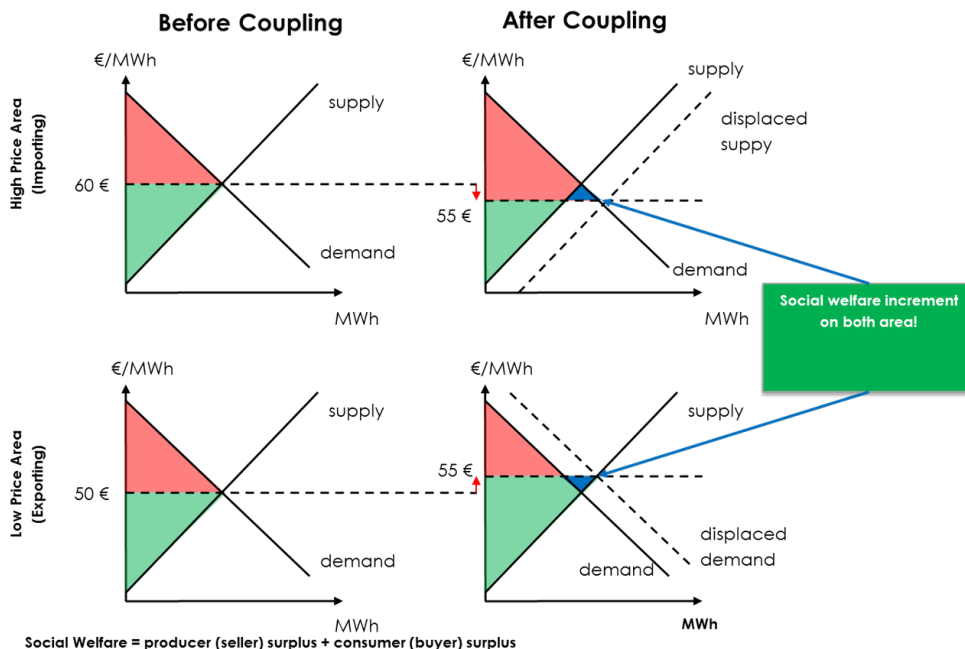
Al bij het begin van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt werden in verschillende landen energiebeurzen opgericht, zoals de Amsterdam Power Exchange (APX) in Nederland. Omdat de markt in de eerste jaren nog erg onzeker was en veel partijen zochten naar lange(re) termijncontracten, was de liquiditeit op deze beurzen voor de daghandel over het algemeen laag. Om de liquiditeit te stimuleren heeft APX een tijd lang 300 MW importcapaciteit toegewezen gekregen, maar dit bleek niet voldoende om een verantwoord financieel beleid te voeren. Omdat de elektriciteitsbeurs werd gezien als een essentieel onderdeel van een goed functionerende markt door de mogelijkheid tot anoniem handelen en het creëren van een onafhankelijke prijs voor elektriciteit, heeft TenneT op verzoek van de Nederlandse overheid de APX overgenomen zodat het voortbestaan van een onafhankelijke beurs was verzekerd. Ook in andere lidstaten bleek het moeilijk voor de respectievelijke energiebeurzen om voldoende liquiditeit te genereren en een zelfstandige positie te verwerven. Als gevolg daarvan zijn verschillende beurzen nog steeds geheel of gedeeltelijk eigendom van TSO's.

Met opeenvolgende regelgeving heeft de EU een verdere harmonisering van de elektriciteitsmarkt bewerkstelligd. Omdat snel duidelijk was dat een verregaande integratie en afstemming van de elektriciteitsmarkt met alle lidstaten tegelijk een zeer langdurig en complex proces zou worden, is Europa in 2007 verdeeld in 5 marktregio's. Nederland kwam samen met België, Luxemburg, Frankrijk en Duitsland in de Central West European (CWE) regio. Daarbij kregen de TSO's opdracht om de (internationale) handel in elektriciteit op elkaar af te stemmen.

Het eerste energiepakket, dat tussen 1996 en 1998 werd aangenomen, bestond uit twee richtlijnen en introduceerde de eerste liberalisering van de nationale elektriciteits- en gasmarkten in de vorm van 'ontvlechting'. Dankzij het tweede energiepakket, dat in 2003 werd aangenomen, konden industriële verbruikers en huishoudelijke consumenten zelf een gas- en elektriciteitsleverancier kiezen uit een breder aanbod van concurrenten. Hierdoor kreeg de elektriciteitsmarkt een stevige duw in de rug en begon de ontwikkeling naar de markt zoals we die vandaag kennen.

Het derde energiepakket werd aangenomen in 2009 en zorgde voor een verdergaande liberalisering van de interne elektriciteits- en gasmarkt. Met dit pakket werden verschillende hervormingen doorgevoerd, zoals de scheiding van de energielevering en -productie van de transmissienetten, nieuwe vereisten voor onafhankelijke (nationale) toezichthouders, een Europees agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER), Europese netwerken van transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit en gas (ENTSO-E en ENTSO-G) en verbeterde consumentenrechten op kleinhandelsmarkten. Met dit pakket werd de basis gelegd voor de interne energiemarkt.

Met het derde energiepakket werd o.a. bepaald dat het concept van marktkoppeling leidend werd voor de realisering van de IEM. Marktkoppeling wordt gerealiseerd door samenwerking tussen de TSO's en de energiebeurzen, nu Nominated Electricity Market Operator (NEMO) genoemd, waarbij de beschikbare transportcapaciteit tussen landen gelijktijdig toegewezen wordt met de energie die getransporteerd moet worden. Het principe van marktkoppeling zal op termijn door alle lidstaten en kandidaat-lidstaten worden geïmplementeerd.



Het derde energiepakket heeft geleid tot vaststelling van verschillende richtsnoeren zoals voor Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), Forward Capacity Allocation (FCA), Elektriciteitstransmissiesysteem Beheer (EB) en System Operations (SO). De implementatie van deze richtsnoeren is een Europees proces waarbij dit vanuit de regio's opgebouwd wordt.

Het Clean Energy Package (CEP), soms ook aangeduid als het vierde energiepakket, werd aangenomen in 2019. Hiermee werden nieuwe regels voor de elektriciteitsmarkt ingevoerd op het gebied van hernieuwbare energie en investeringen, stimulansen voor consumenten en beperkingen voor subsidies aan elektriciteitscentrales, zoals capaciteitsmechanismen. Verder is opgenomen dat TSO's minimaal 70% van de thermische capaciteit van landsgrensoverschrijdende verbindingen ter beschikking voor grensoverschrijdende handel moeten stellen. In het kader van dit pakket werden ook door de lidstaten actieplannen opgesteld hoe structurele congestie op te lossen of met voorstellen te komen om de biedzone(s) aan te passen. Verder werden de bevoegdheden van ACER op het gebied van grensoverschrijdende samenwerking uitgebreid.

Een nadere uitwerking in 2021 had als doel de energiedoelstellingen van de EU af te stemmen op de nieuwe Europese klimaatambities voor 2030 en 2050. De implementatie van het energiepakket is nog niet voltooid. De zogenoemde "green deal" die de EU bereikt heeft in 2023 bepaalt dat de elektriciteitsmarkt er op gericht dient te zijn dat hernieuwbare energiebronnen de juiste incentives krijgen om op de juiste locatie te investeren. CACM 2.0 en de daaruit voortvloeiende herziening van de Forward Capacity Allocation (FCA) richtlijn zou hiertoe een aanzet moeten geven.

Naar aanleiding van de Russische inval in de Oekraïne en de daaropvolgende energiecrisis heeft de Europese Commissie in 2023 voorstellen gelanceerd om de Europese energiemarkt meer robuust te maken tegen dergelijke schokken. Deze voorstellen hebben geleid tot een overeenkomst tussen de Raad, de Commissie en het Europees parlement in December 2023. Twee in het oog springende onderwerpen zijn dat 1) landen alleen mogen ingrijpen in de elektriciteitsmarkt indien Europa bepaald heeft dat er sprake is van een crisis en 2) de introductie van 2-sided Contracts for Difference (CfDs) voor het stimuleren van de energie transitie. Deze CfDs mogen door lidstaten ingezet worden om investeringen in groene energie financieel aantrekkelijk te maken door prijsrisico's af te dekken. Daarbij geldt wel dat bij lage prijzen gecompenseerd wordt en bij hoge prijzen een deel terugvloeit naar de overheid. De uitwerking van dit nieuwe European Market Design (EMD) is een proces dat nu loopt.

2.4. De handel in elektriciteit

Sinds het begin van de liberalisering werd in de verschillende EU-lidstaten gewerkt aan nieuwe regelgeving, waarbij niet of nauwelijks gekeken werd naar wat er elders gedaan werd. Hierdoor ontstonden er zo uiteenlopende nationale elektriciteitsmarkten.

Van oudsher bepalen de landsgrenzen de prijszones/elektriciteitsmarkten binnen Europa, omwille dat ieder land zijn eigen wetgeving, TSO en NRA heeft. Op deze regel zijn er een aantal uitzonderingen (geweest). Duitsland was hierbij een uitzondering, die bij het begin van de liberalisering wel 2 prijszones kende. Binnen Duitsland moest er EUR 0,25 per kWh betaald worden om elektriciteit van noord naar zuid te transporteren.

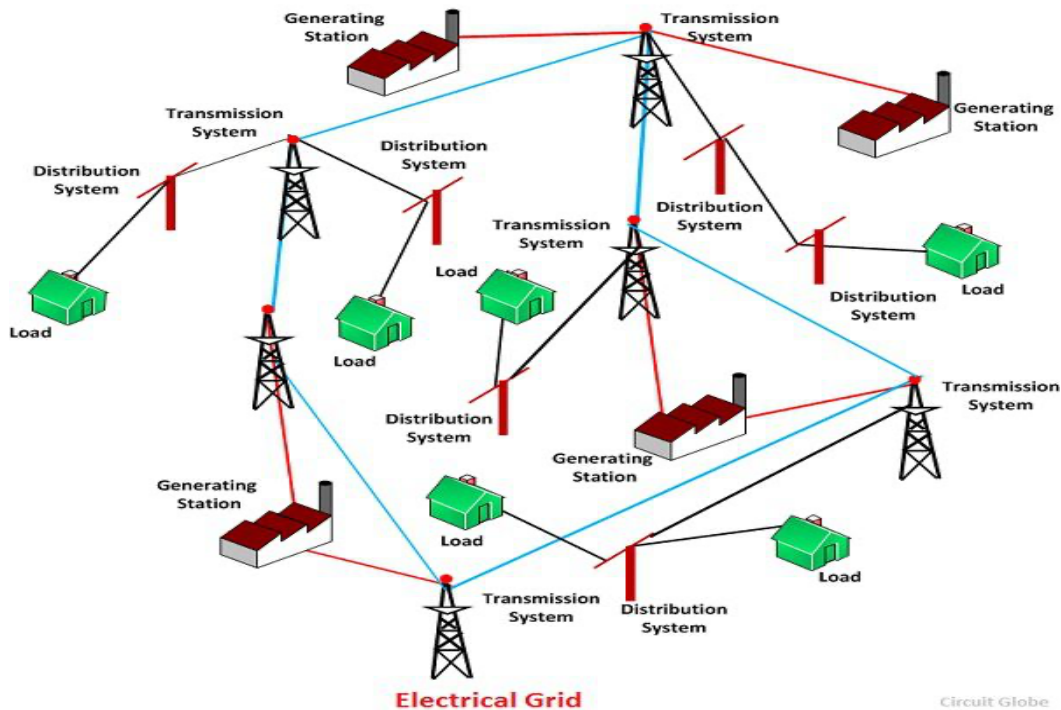
Deze splitsing is echter na korte tijd opgeheven waarmee ook Duitsland 1 prijszone had. De Scandinavische landen hanteren al lange tijd een systeem waarbij in geval van een dreigende overbelasting van het netwerk er twee of meer prijszones geactiveerd worden (market splitting) zodat het netwerk niet overbelast kan worden. Reden voor deze systematiek is dat de noord-zuid verbindingen in Scandinavië een beperkte capaciteit hebben. In Italië ontstond een aantal jaren geleden eenzelfde situatie. Om die reden kent Italië voor de intraday handel ook 3 prijszones.

Voor de TSO's ontstond meteen na de liberalisering een grote uitdaging met het beheren van de vraag naar grensoverschrijdende capaciteit en het toewijzen van capaciteit naar marktdeelnemers. Als antwoord op deze uitdaging hebben TSO's hun eigen systemen bedacht zonder deze af te stemmen met de naburige TSO, resulterend in een lappendeken van oplossingen die niet op elkaar waren aangesloten en er geen samenhang was in capaciteitstoewijzing. Dit was uiteraard geen werkbare oplossing.

Het is daarom dat de TSO's van Nederland, België en de aan Nederland grenzende Duitse TSO's besloten een gemeenschappelijk veilingkantoor op te richten voor de toewijzing van grensoverschrijdende capaciteit. Dit veilingbureau, TSO-Auction genoemd, had één stel regels en één platform dat de gedeelde grenzen bediende. In 2002 ging het veilingkantoor live en het voorbeeld kreeg snel navolging door heel Europa. Helaas waren de voorwaarden voor deelnemen aan de veilingen en de gebruikte IT-tools op vrijwel alle grenzen verschillend.

Niet alleen het toewijzen van de landsgrensoverschrijdende capaciteit resulteerde in een probleem voor marktpartijen, ook de regels voor bijvoorbeeld onbalansverrekening waren per lidstaat anders. Voor marktpartijen die internationaal wilde handelen was het dus een aanzienlijke uitdaging om rekening houdend met alle verschillende regels en voorwaarden een juiste strategie uit te stippelen.

Handelaren werden ook geconfronteerd met het feit dat de landsgrensoverschrijdende capaciteit niet "firm" was. Nieuwe toetreders tot de elektriciteitsmarkt waren in de veronderstelling dat ze overal in Europa konden kopen en/of verkopen. Dit werd wel het concept van de koperen plaat genoemd. Realiteit was, en is, echter dat er geen sprake is van zo'n plaat maar dat het transport van elektriciteit gebonden is aan de stroomkabels die liggen tussen producent en afnemer.



Hoewel elektriciteit als een commodity wordt beschouwd, gelijk aan olie, gas of graan, is het fundamentele verschil met die producten dat elektriciteit gebonden is aan één distributiekanaal namelijk het netwerk. Dat betekent dat de handel in elektriciteit beïnvloed wordt door de fysieke- en natuurkundige beperkingen van het netwerk. Deze beperkingen komen onder andere tot uiting in de beschikbaarheid van de landsgrensoverschrijdende capaciteit. In de situatie dat te veel import of export van elektriciteit de stabiliteit van het netwerk en dus de leveringszekerheid bedreigen, kan een TSO besluiten de beschikbare capaciteit te beperken, hetgeen een direct effect heeft op de prijsvorming op de day-ahead markt en de intraday markt. Daarnaast kunnen partijen die lange termijn capaciteit in bezit hebben deze niet volledig gebruiken.

Alle verschillen tussen de lidstaten bleven niet onopgemerkt. Tegelijkertijd was ook duidelijk dat de implementatie van één gemeenschappelijke oplossing voor de gehele EU veel tijd zou vergen. De status van het ontvlechtingproces van de voormalige monopolies en de evolutie van de lokale markten verliepen in verschillende snelheden. Daarom besloot de EU al vroeg om vijf marktgebieden in Europa te creëren, waarbij de TSO's in deze marktgebieden verplicht werden samen te werken bij het creëren van een liquide elektriciteitsmarkt. Op basis hiervan besloten de TSO's van Centraal West-Europa (CWE), zijnde Nederland, België, Frankrijk, Duitsland en Luxemburg, in 2007 om een nieuw gezamenlijk bedrijf op te richten voor de toewijzing van grensoverschrijdende capaciteit als opvolger van TSO Auction. Dit bedrijf heette Capacity Allocation Service Center (CASC)-CWE. Dit bedrijf groeide op zijn beurt uit tot Joint Allocation Office (JAO). Uiteindelijk is JAO uitgegroeid tot wat genoemd wordt het Single Allocation Platform (SAP) voor de gehele EU. *Bijlage 2* geeft een meer gedetailleerd overzicht van de ontwikkeling van het alloceren van grensoverschrijdende transportcapaciteit.

Het systeem van veilingen had als groot nadeel dat transportcapaciteit en de in- en verkoop van elektriciteit niet gelijktijdig plaatsvonden. Dit creëerde een risico voor marktpartijen waardoor prijzen niet altijd een correcte afspiegeling waren van de werkelijke situatie in de markt. Met de invoering van marktkoppeling loopt de in- en uitvoer van elektriciteit tussen landen tegenwoordig via de elektriciteitsbeurzen en zijn de elektriciteit en het transport daarvan aan elkaar gekoppeld. Hoewel er nog steeds veilingen zijn voor jaar- en maandcapaciteit, mogen partijen deze capaciteit niet zelf gebruiken. De capaciteit valt in de day-ahead markt toe aan de beurzen. Als vergoeding ontvangen de kopers van deze transportcapaciteit, ook wel Long Term Transmission Rights (LTTRs) genoemd, het prijsverschil dat op dat moment tussen de twee landen bestaat. Stand vandaag kenmerkt de elektriciteitshandel zich door een groot aantal, zeer diverse marktpartijen.

Marktpartijen zijn met name geïnteresseerd in LTTRs ten behoeve van het afdekken (hedging) van grensoverschrijdende prijsverschillen. Daarnaast zijn LTTRs in het algemeen ondergewaardeerd en valt de vergoeding die partijen ontvangen voor deze capaciteit bij toewijzing aan de beurzen significant hoger uit dan de aanschafwaarde. Hierdoor is op eenvoudige wijzen een goed rendement te behalen.

Binnen CWE is vervolgens het concept van Flow Based Market Coupling (FBMC) ontwikkeld en geïmplementeerd. Waar Market Coupling gebruik maakt van vaste waarden voor beschikbare transportcapaciteit op de grensoverschrijdende verbindingen, neemt FBMC ook de elektriciteitsverbindingen die naar de landsgrensoverschrijdende verbindingen toe lopen mee in de berekening van de beschikbare capaciteit. Verder houdt dit systeem ook rekening met hoe de elektriciteit zich verdeelt over het netwerk, afhankelijk van waar productie en verbruik precies plaatsvindt. Hierdoor ontstaan een dynamisch systeem waarbij er per saldo meer transportcapaciteit aan de markt beschikbaar gesteld kan worden. FBMC is voor de hele EU als einddoel gedefinieerd. De volledige implementatie hiervan is een proces dat nog geruime tijd zal duren.

Parallel met de ontwikkelingen rond marktkoppeling is er ook een methode ontwikkeld om gedurende de dag handel tussen biedzones mogelijk te maken. Dit systeem heet Cross Border Intraday (XBID) en geeft marktpartijen de mogelijkheid, indien er transportcapaciteit beschikbaar is, op 15 minuten basis elektriciteit te kopen of verkopen waarbij gebruik wordt gemaakt van de landsgrensoverschrijdende verbindingen. Bij XBID betalen marktpartijen geen vergoeding voor het gebruik van de verbindingen. Er wordt nog gestudeerd op een systeem waarbij dit wél het geval zal zijn.

De energiecrisis die ontstaan is met de inval van Rusland in de Oekraïne heeft een aantal knelpunten aan het licht gebracht in de manier waarop de markt nu georganiseerd is. Het is daarom dat de EU een herziening van het Energie Market Design (EMD) in gang heeft gezet. In december 2023 is hier een eerste akkoord over gesloten tussen de Raad, de Europese Commissie en het Europese Parlement. De implementatie van dit pakket zal leiden tot wijzigingen in de huidige regelgeving en zal zeer waarschijnlijk verder uitgewerkt gaan worden in CACM 2.0 en de daaruit voortvloeiende FCA 2.0.

De voornaamste knelpunten van de markt zijn op dit moment de transportcapaciteit, zie pagina 12, en de per lidstaat verschillende manieren van onbalansverrekening. Het niet beschikbaar zijn van landgrensoverschrijdende capaciteit leidt direct tot prijsspieken en daarnaast is er het risico van onbalans dat per land in de tarieven opgenomen moet worden.

De systematiek die gevolgd wordt voor het bepalen van de onbalans, dat wil zeggen de mate waarin marktpartijen afwijken van de door hen ingediende energieprogramma's, is per lidstaat verschillend. Daarmee is het risico voor de marktpartij per land anders en dit zal men dus in de prijs opnemen. Dit leidt tot prijsverschillen.

Het is nog steeds zo dat TSO's beperkingen kunnen opleggen voor wat betreft de beschikbare transportcapaciteit. Over de afgelopen 20 jaar is de regelgeving van de elektriciteitsmarkt er steeds op gericht om de invloed van het netwerk op de marktwerking te beperken. Hierbij valt te denken aan regels als dat interne netbeperkingen niet opgelost mogen worden door de capaciteit op de landsgrensoverschrijdende capaciteit te beperken, en dat capaciteit alleen beperkt mag worden als de leveringszekerheid in gevaar komt; dat partijen tegen markt spread gecompenseerd moeten worden en dat minimaal 70 % van de thermische capaciteit van de verbinding aan de markt ter beschikking moet worden gegeven.

Door de risico's die verbonden zijn aan de beperkingen van het netwerk neer te leggen bij de TSO's dragen marktpartijen minder risico's die ze dan ook niet hoeven te verwerken in hun prijsstelling. Deze regels hebben logischerwijs het gevolg dat de technische uitdagingen, risico's en kosten voor de TSO's toenemen. De verwachting is dat door aanpassingen in de CACM-verordening en de FCA-verordening, en verdere implementatie van bestaande afspraken en methodologieën onder EU-verordeningen (CACM, FCA, SOGL, EBGL etc.), verder gewerkt zal worden aan verdere harmonisatie van regels en het verwijderden van (technische) belemmeringen voor marktpartijen.

2.5. Systeemdiensten en onbalansverrekening

Op nationaal niveau bestaat de specifieke markt tussen marktpartijen en de netbeheerders. Netbeheerders zijn voor de levering van energie voor netverliezen en voor systeemdiensten afhankelijk van de marktpartijen. Systeemdiensten zijn het leveren van balanceringsreserves, blindvermogen, redispatch en beheer en onderhouden van herstelvoorziening (blackstart faciliteiten). Voor de balanshandhaving en herstelvoorzieningen gebruikt TenneT ook diensten die geleverd worden door de andere TSO's.

Voor de balanshandhaving én om te zorgen dat productie en verbruik van elektriciteit gelijk is, past TenneT een reactief systeem toe. Dit betekent dat TenneT alleen maatregelen neemt op het moment dat er daadwerkelijk een onbalans ontstaat. Op dat moment zorgt TenneT via zogenoemde Balancing Service Providers (BSPs) dat er afhankelijk van de situatie meer- of minder elektriciteit geproduceerd of verbruikt wordt. Niet alle TSO's gebruiken een reactief systeem. Sommige TSO's gebruiken een proactief systeem waarbij ze op voorhand al maatregelen nemen indien ze verwachten dat er een onbalans kan ontstaan.

De rekening van deze balanshandhaving gaat naar partijen die de onbalans veroorzaken, de Balance Responsible Party (BRP). Daarbij geldt wel dat indien een partij onbalans veroorzaakt maar daarbij onbedoeld het systeem helpt in balans te zijn (dat wil zeggen op het moment dat een andere partij een onbalans veroorzaakt de andere kant op), deze partij geen kosten heeft die gelinkt zijn aan zijn onbalans. Ook dit is weer een regel die niet in alle landen opgaat. Er zijn landen waar een BRP, ongeacht of het systeem er mee geholpen wordt of niet, een rekening gepresenteerd krijgt.

Een deel van de onbalans wordt echter opgevangen door automatische systemen die verspreid in Europa staan, de Frequency Containment Reserve (FCR). Een onbalans tussen vraag en aanbod beïnvloedt namelijk de frequentie van het netwerk (50 Hertz). Indien de frequentie stijgt, regelt de FCR dat er minder geproduceerd wordt en wanneer de frequentie daalt dat er méér geproduceerd wordt. Dit systeem wordt vooral gebruikt voor kleine afwijkingen in de frequentie. Bij grotere afwijkingen wordt automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) gebruikt. Zoals de term al aangeeft zijn dit ook geautomatiseerde processen gericht op het handhaven van een frequentie van 50 Hertz en dus de juiste balans tussen vraag en aanbod in Europa.

Waar in het verleden de onderlinge hulp middels FCR en aFRR tussen TSO's gedaan werd op basis van een verrekening in natura, moeten deze diensten op basis van nieuwe regelgeving onderling verrekend worden tegen de op dat moment geldende marktprijzen. Deze zogenaamde balancing mechanismes, zoals TERRE, PICASSO en MARI, zorgen ervoor dat de gegeven- en ontvangen onderlinge hulp op een reële basis verrekend wordt tussen TSO's. De kosten hiervoor worden gedekt via de onbalansverrekening of in de netwerktarieven.

De ontwikkeling van deze mechanismes is al vroeg begonnen. In Nederland begon dit in 2001 en met de nodige tussenstappen heeft dit geleid tot een EU brede implementatie van balancing mechanismes in de EU in 2022. Een overzicht van dit proces is opgenomen als *Bijlage 3*.

Tot slot is er ook een verrekenmechanisme tussen TSO's voor het gebruik van elkaars netwerken. Elektriciteit volgt namelijk de weg van de minste weerstand en vaak is dat niet binnen de landsgrenzen. Een hoeveelheid elektriciteit geproduceerd in Noord-Duitsland ten behoeve van een klant in Zuid-Duitsland zal namelijk deels via Nederland, België en Frankrijk stromen en/of via Polen en Tsjechië. Hierdoor neemt de transportcapaciteit in de desbetreffende landen af, waarvoor ze gecompenseerd worden via het Inter-TSO Compensation (ITC) mechanisme. De regels van dit mechanisme zijn vastgesteld door ACER.

2.6. De opbouw van de elektriciteitsrekening

Hoewel het in dit document vooral gaat over de kWh prijs van de elektriciteit zal de gebruiker vooral kijken naar wat er in het totaal betaald wordt voor de geleverde elektriciteit. Er moet niet vergeten worden dat de uiteindelijke rekening die betaald wordt door de gebruikers niet alleen de kosten van de elektriciteit betreft, maar bestaat uit meerdere elementen.

Een Nederlandse elektriciteitsrekening bestaat uit de kosten voor de elektriciteit, kosten voor netbeheer, energielasting en BTW. Hierdoor bestaat voor huishoudens de kosten voor elektriciteit maar voor ongeveer 40% uit de marktprijs voor elektriciteit. Voor bedrijven is kan dit percentage verschillen, afhankelijk van het spanningsniveau waarop ze zijn aangesloten. Hoe hoger het spanningsniveau, des te lager de transportkosten.

In de kosten voor het netbeheer zitten de kosten van de landelijk netbeheerder, de regionale netbeheerder en de systeemdiensten die geleverd worden door de TSO.

In de discussie over een competitieve energieprijzen moeten alle prijselementen meegenomen worden. Door optimalisering van de elektriciteitsmarkt is het misschien mogelijk deze op een lager niveau te brengen maar niet vergeten moet worden dat de prijs voor elektriciteit direct gekoppeld is aan de brandstof die gebruikt wordt voor de productie van die elektriciteit. Dit werd uitermate duidelijk met de energiecrisis veroorzaakt door de Russische inval in de Oekraïne.

Als de transportkosten stijgen door netverzwaring, als gevolg van elektrificeren van bedrijven en huishoudens en het inpassen van grootschalige hernieuwbare energiebronnen, kan het positieve prijseffect van een optimaal functionerende elektriciteitsmarkt volledig teniet worden gedaan en kunnen eindverbruikers uiteindelijk toch (veel) meer gaan betalen per kWh. Ditzelfde geldt voor de belastingen die geheven worden op elektriciteit.

3. De ontwikkeling van het regelgevende en toezichthoudend kader

In de beginjaren van de liberalisering moesten marktpartijen, toezichthouders, beurzen, en TSO's een breed scala aan onderwerpen ontwikkelen en implementeren, zoals het ontwikkelen van verschillende codes. De Nederlandse netcode en tariefcode moesten in een beperkte tijd worden opgesteld, waarbij er nog geen vastomlijnd zicht op de toekomst was en de vraag was hoe met deze nieuwe regels de markt het beste gefaciliteerd kon worden. Later volgden ook nog de begrippencode, meetcode, gebiedsindelingscode, en de samenwerkingscode.

Al deze codes hebben in de loop der jaren significante veranderingen ondergaan. Op basis van meerjarig inzicht en aanvullende Europese wet- en regelgeving zijn deze codes periodiek aangepast en verbeterd. De huidige wet- en regelgeving weerspiegelt dan ook de ervaringen die zijn opgedaan gedurende de laatste 20 jaar. De verschillende energiepakketten en de daar uitvolgende EU -network codes en guidelines hebben duidelijk vormgegeven aan de ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt.

Doordat de opeenvolgende wet- en regelgeving de verantwoordelijkheid van partijen steeds verder centraliseerde is de zeggenschap van individuele partijen afgenomen. Waar in het begin van de liberalisering de TSO voorstellen individueel voorlegde aan de NRA en deze

zonder ruggenspraak met collega NRA's een besluit konden nemen, wordt nu door de TSO's een gezamenlijk voorstel gedaan aan de verschillende NRA's. Indien de NRA's niet komen tot een unaniem besluit, ligt besluitvorming dan bij ACER.

De groeiende mate van centralisering van veilingen resulteerde in een groeiende groep die moest beslissen over de veilingregels. Daarom werd ENTSO-E door de TSO's aangewezen om namens hun voorstellen in te dienen en de gezamenlijke NRA's onder auspiciën van ACER te beoordelen. Hierbij geldt dat als de NRA's onderling niet tot een unaniem besluit kunnen komen, ACER beslissingsbevoegd is. Door deze bundeling van partijen neemt de invloed van individuele partijen verder af. Hoewel unanimiteit vereist is, legt dit wel druk op die partij die het mogelijk niet eens is met een bepaald standpunt.

De taken en verantwoordelijkheden van ACER zijn geregeld in Vo 714/2009 (Elektriciteitsverordening) en Vo 713/2009 (ACER-verordening), nu Vo 943/2019 respectievelijk Vo 942/2019.

ACER heeft in verschillende richtlijnen bepaald dat entiteiten die door TSO's, en soms mede door NEMO's, zijn opgericht om de markt te faciliteren en/of de capaciteit van het netwerk te bepalen direct aan haar rapporteren. Denk daarbij aan de Regional Control Centres (RCC's), de stuurgroep voor Single Day-Ahead Coupling (SDAC), Crossborder Intraday (XBID), ENTSO-e, en JAO. Met de revisie van de CACM-Verordening wil ACER daar de MCO aan toevoegen en met het instellen van biedzones voor offshore parken komt daar mogelijk ook de ISO bij.

Door het toezicht te centraliseren neemt de zeggenschap van de nationale toezichthouders af doordat de besluitvorming van de gezamenlijke NRA's is gebaseerd op unanimiteit. Indien er geen overeenstemming bereikt wordt beslist ACER.

Deze bundeling van toezicht betekent echter ook dat partijen als TSO's en NEMO's steeds minder inbreng hebben in marktontwikkelingen. NRA's krijgen steeds minder direct zicht op de markt omdat alle informatiestromen via ACER lopen. Daar de bevoegdheid van NRA's is begrensd door de landsgrenzen, mag informatie afkomstig van andere derde landen niet gedeeld worden. Deze informatie komt via REMIT wel allemaal bij ACER binnen, waardoor ACER een aanzienlijke kennisvoorsprong heeft ten opzichte van de individuele NRA's.

De lidstaten hebben steeds minder mogelijkheden om de elektriciteitsmarkt te beïnvloeden omdat de uitvoering en handhaving van de Europese regels ligt bij de NRA's die op basis van diezelfde Europese richtlijnen een onafhankelijke positie hebben. De lidstaten zullen dus andere middelen dan sturing van de elektriciteitsprijs in moeten zetten, indien zij ongunstige effecten voor bepaalde bevolkingsgroepen of voor bedrijven wensen te voorkomen.

De aanpak om de elektriciteitsmarkt vergaand te stroomlijnen en besluitvorming te centraliseren brengt grote voordelen. Door een goed functionerende markt is de huidige prijs van elektriciteit een goede afspiegeling van vraag en aanbod. De markt kan niet langer gedomineerd worden door een enkele partij en marktpartijen zijn vrij om hun elektriciteit overal in Europa te kopen of verkopen. Verder leidt de centralisatie tot schaalvergroting waardoor de kosten per transactie afnemen terwijl tegelijkertijd de kwaliteit en diversiteit van geleverde producten toeneemt. Dit zorgt ervoor dat marktpartijen het voor hun specifieke wensen product kunnen verhandelen.

Behalve waar het gaat om toezicht op de bovengenoemde organisaties richt ACER zich ook op het opnieuw inrichten van de biedzones, de zogenaamde biedzone review. ACER heeft de methodologie voor de biedzone review vastgesteld omdat de NRA's geen unaniem besluit daarover hadden genomen. De Lidstaten beslissen uiteindelijk over het wel of niet opvolgen van de voorstellen voor een biedzone-indeling.

Als Lidstaten gekozen hebben voor een biedzone aanpassing vanwege structurele congestie, maar er onderling niet uitkomen, beslist de Commissie waarbij zij advies krijgt van ACER.

Vooralsnog richt deze discussie zich dus op het 1) vormen van meerdere biedzones binnen één lidstaat maar er wordt ook gesproken over 2) biedzones die landsgrensoverschrijdend zijn. In beide gevallen zou dit een zeer fundamentele wijziging van de inrichting van de elektriciteitsmarkt betekenen. In plaats van nationale markten zullen er regionale markten ontstaan waarbij een aantal zaken geheel anders georganiseerd moeten worden dan tot heden gebruikelijk was. De vraag is namelijk wie verantwoordelijk is voor het toezicht op een dergelijke regionale biedzone, hoe de balanshandhaving geregeld gaat worden en wie beslist over de noodzakelijke investeringen in de biedzone. Lidstaten zullen in geval van een landsgrensoverschrijdende biedzone sterk verminderde zeggenschap hebben over de marktontwikkelingen in de biedzone en ook, tenminste gedeeltelijk, zeggenschap verliezen over het netwerk.

Tot slot is er in december 2023 een compromis bereikt tussen de Raad, het Europees Parlement en Europese Commissie en het betreffende de herziening van regels voor de energiemarkt. Twee in het oog springende aspecten zijn de invoering van zo genoemde 2-sided Contracts for Difference (CfD's) én de regel dat lidstaten uitsluitend mogen ingrijpen in de markt indien op Europees niveau een crisissituatie wordt afgeroepen.

Hoewel 2-sided CfD's een uitstekend middel kunnen zijn voor het stimuleren van alternatieve energiebronnen bestaat er het risico dat investeerders zich zullen laten leiden door de voorwaarden die verbonden zijn aan deze CfD's. Investerings zullen daar plaatsvinden waar de voorwaarden het meest gunstig zijn. Omdat er geen Europese richtlijn is voor de voorwaarden, zullen deze door de lidstaten zelf bepaald worden. Hierdoor kan er een race naar de bodem ontstaan in de hoop en noodzaak om bepaalde investeringen te realiseren zonder welke de respectievelijke lidstaten niet aan hun verplichtingen kunnen voldoen.

De huidige regelgeving heeft ertoe geleid dat individuele lidstaten slechts een beperkte zeggenschap hebben over de verdere beleidsmatige en juridische ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt. De lidstaten kunnen binnen de kaders van de EU een positie innemen maar zijn daarbij afhankelijk van de overige leden of een voorstel het al dan niet haalt. Doordat veel besluiten met gekwalificeerde meerderheid worden genomen, is het noodzakelijk voldoende medestanders te hebben indien een andere richting gewenst wordt. De NRA's zijn in hoofdzaak verantwoordelijk om de door de lidstaten overeengekomen bouwwerk te vertalen naar concrete methodes en werkwijze.

Voor de NRA geldt hetzelfde als voor de lidstaten wat betreft de manier waarop overeenstemming moet worden bereikt waarbij wel geldt dat besluiten van de gezamenlijke

NRA's met unanimiteit genomen moeten worden. Indien geen unanimiteit wordt bereikt, beslist ACER. Hierbij moet worden opgemerkt dat sommige zaken overgelaten worden aan de regio's. In dat geval is de invloed van de individuele NRA's groter omdat zij in een kleiner comité tot overeenstemming moeten komen.

Daarbij zijn tegenwoordig de TSO's en NEMO's veel meer uitvoerders van nieuwe regelgeving dan initiators. Het beleid is bovenal gericht op het realiseren van een gezamenlijke markt waarbij nationale belangen ondergeschikt zijn.

4. Relevante ontwikkelingen

Op basis van de huidige informatie zijn er op dit moment een aantal relevante ontwikkelingen die van belang zijn voor de verdere integratie en vormgeving van de Europese elektriciteitsmarkt. Deze items zullen uitgebreider in de interviews aan de orde komen en in het eindrapport opgenomen worden, inclusief het advies hoe hiermee om te gaan.

De steeds verdergaande harmonisering en integratie van de Europese elektriciteitsmarkt resulteert in een afname van sturingsmogelijkheden voor de individuele lidstaten in de door hun gewenste richting. Lidstaten kunnen daardoor nog slechts zeer beperkt maatregelen nemen die gunstig zouden kunnen zijn voor het algemeen belang, producenten, en eindverbruikers.

Hoewel vanuit het oogpunt van welvaartsverhoging de voorgestelde toekomstige ontwikkelingen duidelijk positief zijn, is de vraag of met een eenzijdige focus op een volledig geïntegreerde markt, zonder technische- of regelgevende beperkingen, andere belangen niet verwaarloosd worden. Hierbij valt te denken aan de leveringszekerheid, industriepolitiek, ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen en maatschappelijke impact van een lidstaat. Indien de wens is om invloed uit te kunnen oefenen op de verdere ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt waarbij deze aspecten onderdeel vormen van de verdere besluitvorming, is het van belang vroegtijdig te analyseren wat de belangen zijn en hoe deze het best passen binnen de verdere liberalisering.

Hierbij een opsomming van belangrijke zaken en ontwikkelingen die voorzien zijn in de komende jaren, niet noodzakelijkerwijs in volgorde van belangrijkheid.

- Uitwerking van de Europese "Green Deal", waarbij groene energiebronnen de juiste incentives moeten krijgen tot investeren. Er is nog geen duidelijkheid hoe de verschillende doelen die genoemd worden in de Green Deal bereikt moeten gaan worden en in hoeverre die van invloed zullen zijn op de vormgeving van de elektriciteitsmarkt. Een eerste uitwerking hiervan is de voorziene invoering van 2-sided CfD's.

- Er is een voortdurende discussie met betrekking tot de beprijzen van emissies, het Emissions Trading System (ETS). Door de juiste incentives te geven en CO₂ uitstoot tegen marktconforme regels te verhandelen en de maximale hoeveelheid CO₂ uitstoot steeds te laten dalen, ontstaat er een prijsdruk. De kosten voor CO₂ certificaten gaat omhoog waardoor productie die CO₂ uitstoot steeds duurder wordt. Hierdoor worden investeringen in alternatieve energiebronnen gestimuleerd. Het is van belang dat het ETS op een dusdanig wijze vormgegeven wordt dat dit doel ook daadwerkelijk bereikt wordt en de prijs voor CO₂ ook zodanig is dat het beoogde effect bereikt wordt.
- Het recent vastgestelde Electricity Market Design-pakket (EMD) geeft aan dat er een aantal wijzigingen voorzien worden die van invloed zullen zijn. Zo wordt gesteld dat lidstaten alleen nog mogen ingrijpen in de elektriciteitsmarkt indien de EU een crisissituatie afkondigt. Verder is de introductie voorzien van zogenoemde two-sided Contracts for Difference (CfD) die ingezet kunnen worden door lidstaten ter stimulatie van de ontwikkeling van groene energiebronnen.

In het EMD-pakket worden aan deze CfD's geen verdere voorwaarden gesteld aan de financiële condities wat het risico met zich brengt dat marktpartijen zich met hun investeringen laten leiden door de lidstaat die de meest gunstige (financiële) voorwaarden geeft bij het afsluiten van deze CfD's. Hiermee kunnen nationale ambities in gevaar komen en bestaat het risico dat er een race naar de bodem ontstaat in de hoop en noodzaak om bepaalde investeringen te realiseren zonder welke de respectievelijke lidstaten niet aan hun verplichtingen kunnen voldoen. Verder is niet duidelijk hoe eventuele kosten of opbrengsten die volgen uit de CfD's verrekend zullen worden. Dit leidt mogelijk tot een hoger risico bij de overheid en daardoor hogere kosten voor de eindgebruiker.

- De definitieve vormgeving van CACM 2.0 zal de elektriciteitsmarkt in belangrijke mate beïnvloeden. ACER heeft December 2022 een eerste concept voorgelegd voor een herziening van de huidige CACM. Echter is deze herziening aangehouden naar aanleiding van het uitbreken van de oorlog tussen Rusland en Oekraïne en de daaropvolgende energiecrisis.

Het proces om te komen tot een herziene CACM-verordening is recent weer opgestart. De voorgestelde wijzigingen zullen ook van invloed zijn op de Forward Capacity Allocation (FCA) guideline die zal volgen op het aannemen van CACM 2.0. Een opvallend punt in CACM 2.0 is de introductie van een Market Coupling Operator (MCO), die de huidige werkwijze voor marktkoppeling ingrijpend zal veranderen.

- De discussie over biedzones is van belang voor de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt. Vanuit het elektriciteitsnetwerk bezien zijn biedzones gebaseerd op landsgrenzen niet logisch en zou een indeling op basis van de capaciteit van de netwerken logischer zijn. In dat geval zijn dan de knelpunten in het netwerk leidend en niet de landsgrenzen. Echter, een dergelijke verdeling zal een verdergaande impact op de zeggenschap van lidstaten over hun elektriciteitsnetten hebben.

- Bij landgrensoverschrijdende biedzones zal de vraag komen wie binnen die biedzone verantwoordelijk is voor de balanshandhaving, hoe de onbalansverrekening plaatsvindt en hoe en door wie investeringsbeslissingen genomen zullen worden. Ook de verdeling van de congestie-inkomsten is dan een onderwerp van discussie, evenals de vraag welke toezichthouder op een dergelijke biedzone toezicht uitoefent. Voor biedzones binnen de landsgrenzen speelt de vraag in hoeverre de biedzones invloed hebben op de industriepolitiek van de desbetreffende lidstaat en wie bepaalt welke belangen leidend zijn daarin.
- Het creëren van separate biedzones voor offshore windparken is een volgende suggestie door ACER. Men gaat ervan uit dat in de toekomst offshore regio's ook verbruik van elektriciteit zullen kennen, bijvoorbeeld door waterstof-productie of energieopslag. Daarnaast zullen (meer) windparken een hybride aansluiting krijgen, waardoor ze in staat zijn de geproduceerde energie naar meerdere landen te vervoeren.

Om die reden wil ACER deze gebieden onderbrengen in separate biedzones. Als randvoorwaarde voor de creatie van deze offshore biedzones stelt ACER dat de invoering van de MCO en de introductie van een Independent System Operator (ISO) noodzakelijk is.

- In de afgelopen jaren heeft ACER de rapportering door verschillende organisaties die door TSO's zijn opgericht naar zich toe getrokken. Hierbij gaat het om de Regional Control Centers en ENTSO-E die, behalve dat ze direct moeten rapporteren aan ACER ook geen wijzigingen mogen aanbrengen in hun statuten zonder toestemming van ACER. Verder is ook JAO verplicht direct te rapporteren aan ACER.

De door ACER voorziene MCO en de ISO zullen mogelijk onder direct toezicht en regulering van ACER komen te vallen waardoor de individuele lidstaten daar geen invloed meer op hebben. Vooral bij het creëren van een ISO kan dit verstrekende gevolgen hebben.

Bij het analyseren van deze punten en het bepalen van het Nederlands beleid moet in gedachten worden gehouden dat, op basis van het door de EU geformuleerde energiebeleid, de plannen dienen bij te dragen tot de totstandkoming van een volledig geïntegreerde interne energiemarkt die middels aangepaste infrastructuur een vlotte doorstroming van energie door de EU mogelijk maakt en vrij is van technische of regelgevende belemmeringen.

5. Advies

De analyse van de huidige elektriciteitsmarkt en de interviews hebben een veelheid aan punten opgeleverd waarvan de verschillende partijen vinden dat er iets zou moeten veranderen. Het gaat daarbij veelal over zaken waarbij er op basis van de keuzevrijheid die lidstaten hebben om de Europese regels te implementeren in de nationale regelgeving er verschillen zijn in hoe deze regels worden toegepast. Voorbeelden daarvan zijn onder andere de volume gerelateerde kortingsregeling op de transportkosten voor grootverbruikers, de onbalans systematiek en verschillende subsidieregelingen voor de energietransitie.

Hoewel van belang voor de Nederlandse industrie en huishoudens heeft dit niet te maken met de inrichting van de Europese elektriciteitsmarkt. Omdat dit rapport zich specifiek richt op de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt worden deze onderwerpen buiten beschouwing gelaten in dit advies.

5.1. Selectie van de speerpunten

Het advies richt zich, op aspecten die direct gerelateerd zijn aan de markt voor elektriciteit en invloed die die aspecten kunnen hebben op Nederland.

In overleg met het Ministerie van EZK is ervoor gekozen om daarbij in te gaan op de volgende onderwerpen: de herzieningen van de Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (CACM GL) en de Forward Capacity Allocation Guideline (FCA GL), het creëren van meerdere biedzones, de ontwikkeling van offshore biedzones, het effect van de 70% regel op de transportcapaciteit binnen Nederland en de Electricity Balancing Guideline (EB GL).

5.2. De herziening van CACM GL en FCA GL

5.2.1. Inleiding

De huidige CACM-guideline en FCA-guideline worden herzien. Hierbij wordt gesproken over CACM 2.0 en FCA 2.0. Voor CACM 2.0 is er eind 2021 een concept gepresenteerd door ACER waarbij ook al een inspraakronde is gehouden. Het conflict in de Oekraïne en de daaropvolgende energiecrisis heeft ertoe geleid dat de verdere behandeling van CACM 2.0 is gepauzeerd. Recent is het proces echter weer opgestart en de verwachting is dat er binnen afzienbare termijn een finaal voorstel zal liggen.

5.2.2. CACM GL

CACM GL geeft een gedetailleerd overzicht van taken en verantwoordelijkheden van NEMO's en TSO's in het Markt Coupling proces. Hierbij wordt ook de rol van de Regional Control Centers (RCC's) beschreven waarbij ook gedetailleerd de werkwijze wordt beschreven. Verder wordt een Market Coupling Operator (MCO) geïntroduceerd met daarbij een beschrijving van het bestuursmodel, taken en verantwoordelijkheden.

Hoewel deze zaken een significant effect zullen hebben op de organisatie en uitvoering van de Day-Ahead en Intraday markt, zijn het geen zaken die de positie of autonomie van Nederland raken.

Hoofdstuk 3, het berekenen van cross-zonal capaciteit, adresseert mogelijk een onderwerp dat wel effect kan hebben op Nederland. Met de voorwaarden die gesteld worden aan de wijze waarop de berekeningen moeten worden uitgevoerd is het de vraag in hoeverre deze de ruimte beperkt die een TSO heeft om de stabiliteit en betrouwbaarheid van het netwerk te garanderen.

Verder zou onderzocht moeten worden in hoeverre de rekenwijze de congestie binnen Nederland beïnvloedt ten voordele van de markt. Mocht blijken dat de rekenwijze ten koste gaat van de aansluit- en transportcapaciteit binnen Nederland, dan zou Nederland hier bezwaar tegen kunnen maken en/of gepleit kunnen worden voor een aanpassing die leidt tot het voorkomen of zelfs reduceren van verdere congestie op het Nederlandse netwerk.

Het is opvallend dat hoewel de elektriciteitsconsumptie de afgelopen jaren niet noemenswaardig veranderd is, er toch sprake is van een enorm congestieprobleem. Dit wordt deels veroorzaakt door het verminderen van grootschalige, centrale opwekking en de komst van veel decentrale opwekking dieper in de netten waardoor er veranderende stromen binnen het elektriciteitsnetwerk zijn ontstaan met grote pieken in ongecontroleerd aanbod. Bij dit laatste moet met name gedacht worden aan de invloed van zonnepanelen op de energieproductie. Anderzijds zou het ook kunnen samenhangen met de voorgeschreven rekenwijze voor het bepalen van cross-zonal capaciteit. Het zou verder onderzocht kunnen worden (door het ministerie en toezichthouder ACM) of en in hoeverre er een samenhang is met de huidige congestieproblematiek.

In hoofdstuk 5 van de CACM GL-concepttekst wordt het proces voor het herzien van biedzones uiteengezet. De voorwaarde die gesteld worden aan een review en de uitwerking van de consequenties daarvan wordt in detail beschreven evenals hoe om te gaan met de mogelijke financiële gevolgen van een aanpassing van de biedzones. Ook in artikel 14 van Verordening 2019/943 wordt ingegaan op het proces van herziening biedzones

Het verzoek tot het herzien van biedzones kan op verschillende manieren geïnitieerd worden. Het kan door ACER of één of meerdere NRA's gedaan worden, door de gezamenlijke TSO's van een Capacity Calculation Region, of door een individuele lidstaat als het gaat om het aanpassen van de interne biedzone(s). In de bepalingen is niet opgenomen dat aanpassingen van biedzones uitsluitend binnen landsgrenzen kunnen worden gedaan.

Het voorstel voorziet tevens dat betrokken lidstaten of hun vertegenwoordiger(s) binnen 6 maanden na het gereedkomen van de review een unaniem besluit dienen te nemen over het al dan niet aanpassen van de biedzone(s). Het besluit wordt gemotiveerd en wordt meegedeeld aan de Commissie en aan ACER. Indien de betrokken lidstaten binnen die zes maanden niet tot een unaniem besluit komen, stellen zij de Commissie daar onmiddellijk van in kennis. Als uiterste middel stelt de Commissie na overleg met ACER uiterlijk zes maanden

na ontvangst van die kennisgeving door middel van een besluit vast of de biedzoneconfiguratie in en tussen de lidstaten wordt gewijzigd of gehandhaafd.

Hoewel de huidige studies naar biedzones zich beperken tot het realiseren van meerdere biedzones binnen 1 land is het denkbaar dat tijdens de volgende revisie die over 3 jaar zal plaatsvinden er ook gekeken zal worden naar het vormen van regionale biedzones. Op de impact en mogelijke consequenties van nieuwe regionale biedzones en offshore biedzones wordt in de volgende paragraaf dieper ingegaan.

Omdat het proces van het vaststellen van de nieuwe CACM GL al redelijk vergevorderd is zal beïnvloeding van de inhoud en tekst moeilijk zijn, ook al zullen EU-lidstaten en toezichthouders wel betrokken worden via een expertcomité als de EC haar voorstel gereed heeft.

5.2.3. FCA GL

Een nieuwe Forward Capacity Allocation (FCA) guideline is vooralsnog voorzien voor 2026. Dat betekent dat er ruimte is om voor de publicatie van de eerste documenten al invloed uit te oefenen op de inhoud. Hoewel de FCA GL een afgeleide is van CACM GL, is het een autonoom document. In de huidige FCA-guideline is een duidelijke overlap te zien met de onderwerpen die genoemd worden in de CACM GL.

In de huidige FCA GL wordt ook gesproken over capaciteitsberekening en biedzones. Omdat het onlogisch en voor de markt de facto onmogelijk is om voor intraday, day-ahead en lange termijn transmissie rechten afwijkende biedzones te hanteren kan verwacht worden dat de FCA 2.0 dezelfde bepalingen zal bevatten over deze onderwerpen als CACM 2.0. In de huidige systematiek van de FCA GL en CACM GL is dit soort punten al ondervangen door verwijzingen en het hanteren van definities die gelijk zijn. Dit zal worden voortgezet in FCA 2.0 en CACM 2.0. De kanttekeningen gemaakt ten aanzien van CACM 2.0 waar het gaat om de capaciteitsberekeningen en biedzones zijn in ieder geval ook hier van toepassing.

Daarnaast kan verwacht worden dat de FCA 2.0 ook bepalingen zal bevatten die betrekking hebben op het invoeren van Financial Transmission Rights (FTR's) obligations. De toezichthouders denken al lange tijd na over de vraag of naast- of in plaats van de huidige gebruikte FTR-rights ook FTR-obligations moeten worden ingevoerd. Hoewel dit een puur markt gerelateerd issue is, is het goed te beseffen dat FTR-obligations een puur financieel product zijn. De eventuele invoering daarvan kan potentieel leiden tot een situatie waarbij TSO's niet langer in staat zijn deze producten te leveren. Dit omdat er diverse TSO's in Europa zijn die op basis van nationale wetgeving geen financiële producten mogen verkopen of betrokken mogen zijn bij een organisatie die dit doet (i.e. het Joint Allocation Office).

Toezichthouders overwegen FTR-obligations in te voeren ondanks het feit dat dit idee niet door marktpartijen, TSO's of NEMO's gedeeld wordt. Marktpartijen geven nadrukkelijk de voorkeur aan de huidige FTR-options. De invoering van FTR-obligations zal waarschijnlijk niet gezien worden als iets wat Nederland raakt maar zou in gesprekken over de mogelijke aanpassing van FCA 2.0 meegenomen kunnen worden.

Verder zal FCA 2.0 waarschijnlijk gaan voorschrijven dat transportcapaciteit over een langere termijn (langer dan de huidige 1 jaar) aan de markt beschikbaar moet worden gesteld en ook dat er met een grotere frequentie capaciteit moet worden aangeboden. Deze transportcapaciteit wordt Long Term Transmission Rights (LTTR) genoemd. Het vaststellen van beschikbare capaciteit over langere termijn is complex en onzeker. Om te voorspellen hoeveel capaciteit over 2 tot 5 jaar beschikbaar is hangt af van een verscheidenheid van factoren variërend van onderhoudsschema's tot wijzigingen in de locatie van productie en consumptie van elektriciteit.

De definitief beschikbare transportcapaciteit op interconnectoren wordt pas 1 dag voor de dag van uitvoering bepaald. Omdat de LTTR's op dat moment verplicht aangeboden moet worden aan de markt via SDAC bestaat het risico dat de uitgegeven capaciteit hoger is dan wat op dat moment als reële capaciteit beschikbaar is. In dat geval moeten TSO's de houders van LTTR's die niet verkocht kunnen worden binnen SDAC compenseren tegen de market spread, het prijsverschil tussen de twee biedzones.

In veel gevallen zal deze compensatie hoger zijn dan de initiële waarde van de LTTR's waardoor er dus een financieel risico voor TSO's ontstaat. Op basis van historische gegevens is gebleken dat de financiële compensatie een veelvoud kan zijn van de initiële waarde van de LTTR. De huidige regels voorzien in een cap van de te betalen vergoeding. Het is onbekend of FCA 2.0 ook zal voorzien in caps op de te betalen compensatie. Om te vermijden dat ze hoge compensaties moeten betalen zouden TSO's zich genoodzaakt kunnen zien om kostbare maatregelen te nemen om de capaciteit alsnog ter beschikking te stellen.

5.3. Het creëren van meerdere biedzones en offshore biedzones

5.3.1. Biedzones op land

Biedzones in Europa worden op dit moment bepaald door de landsgrenzen. Alleen in de Scandinavische landen en Italië kent men binnen de landsgrenzen meerdere biedzones (BZ's). Hierbij geldt dat de BZ's binnen Italië alleen worden toegepast in de intraday markt.

Op basis van de geldende CACM-guideline (EU-Verordening 2015/1222) moeten BZ's zodanig worden bepaald dat efficiënt congestiebeheer en markt efficiëntie worden gewaarborgd. Daarnaast moeten BZ's gebaseerd zijn op langdurige en structurele beperkingen in het netwerk. Daarbij mogen nieuwe BZ's structurele beperkingen binnen die zone niet opvangen tenzij dit geen nadelig effect heeft op naastgelegen BZ's.

Alle TSO's moeten een gezamenlijk onderzoek uitvoeren naar alternatieve BZ-configuraties. Voor dit onderzoek staat een periode van 12 maanden. Deze zogenaamde Bied Zone Review (BZR) dient periodiek, iedere 3 jaar te worden uitgevoerd. Naast efficiënt congestiebeheer en markt efficiëntie is een belangrijke randvoorwaarde voor deze BZR dat de voorzieningszekerheid in de EU gewaarborgd blijft.

Op dit moment is er een review gaande naar nut en noodzaak van het creëren van meerdere BZ's binnen lidstaten. Hierbij wordt onder andere nagedacht over het realiseren van 2 BZ's binnen Nederland en 2-5 BZ's binnen Duitsland. De uitkomst van dit onderzoek zal worden voorgelegd aan de betreffende lidstaten die dan binnen 6 maanden een besluit moeten nemen over het al dan niet implementeren van de nieuwe biedzone(s).

Hoewel het creëren van twee BZ's binnen Nederland waarschijnlijk zal bijdragen aan een beter congestiemanagement is het de vraag of het in een relatief kleine markt niet ten koste zal gaan van de liquiditeit en daarmee de prijsvorming in de markt. Ook is de precieze definitie van de grens tussen de biedzones lastig omdat de congestie in het netwerk kan variëren, afhankelijk van de werkelijke belasting van het netwerk. Dit kan gedurende de dag of in de loop van het jaar veranderen. Voor Nederland is de vraag of het creëren van de nu voorgestelde twee biedzones voldoet aan de criteria van congestiemanagement, marktefficiëntie en leveringszekerheid. Daarbij moet een zorgvuldige afweging worden gemaakt tussen de verschillende belangen en dient de vraag beantwoord te worden of een verminderde marktwerking opweegt tegen beter congestiemanagement.

5.3.2. Offshore biedzones

De vormgeving van offshore biedzones is nog verre van uitgekristalliseerd. Hoewel de TSO's die betrokken zijn bij de ontwikkeling van wind op zee een aantal documenten hebben gepubliceerd over het realiseren van de Europese en nationale ambities en ook ACER een document heeft geleverd, is er geen eenduidig beeld hoe de verschillende windparken geïntegreerd kunnen worden in de bestaande marktmechanismes.



Er zijn twee opties om de windparken te integreren in de Europese markt. De eerste is door de windparken die een individueel land bouwt te beschouwen als een integraal onderdeel van de biedzone. Dit wordt ook wel het home-market model genoemd. Het alternatief is om de offshore windparken en mogelijk toekomstige productielocaties voor waterstofgas te plaatsen in aparte biedzones. Vooral als deze locaties verbonden zijn met meer dan 1 land via zogenaamde hybride aansluitingen en ze een geïntegreerd deel zijn van de elektriciteitsmarkt is een dergelijke oplossing te prefereren.

Offshore windparken, hybride interconnectoren en energiehubs zijn een voorbeeld van projecten waarbij de voordelen voor de landen die deze hubs bouwen mogelijk niet de kosten van de aanleg dekken maar waarbij het totale voordeel voor de sociaaleconomische welvaart van Europa groter is dan de verwachte kosten ervan. Dienovereenkomstig zal het een haalbaar financieel kader voor het delen van de kosten van belang zijn nu dergelijke projecten in de pijplijn zitten.

Dit is ook erkend door de EU en de Europese Commissie heeft het initiatief genomen om met een “guidance” te komen voor het opstellen van een kosten-batenanalyse en met name het delen van de kosten (cost sharing). Deze guidance van de EC zou een robuust kader voor de eerlijke verdeling van de kosten over alle lidstaten die profiteren van een offshore windparken en energiehubs moeten opleveren.

Naast de financiële inrichting van dergelijke infrastructuur zijn er ook vragen met betrekking tot wie de verantwoordelijkheid draagt voor de aanleg van de benodigde infrastructuur binnen een windpark, tussen windparken, naar het vaste land en van de aanlandingspunten. Ook is de kostentoe wijzing dan van belang. Wordt de gehele aanleg van deze infrastructuur onderdeel van de transportkosten die de gebruikers in het land van aanleg dragen of worden deze kosten op een andere manier gedekt?

ACER spreekt in haar document (*ACER and CEER reflection on the EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future*) over de noodzaak van het creëren van een Independent System Operator (ISO). Deze is geen eigenaar van de infrastructuur en ook niet verantwoordelijk voor het aanleg en onderhoud. De vraag daarbij is wie dan wel. Ook is de vraag wat de toegevoegde waarde is van het aanstellen van een ISO waar de nationale TSO zeer wel in staat is deze functie te vervullen.

Omdat nog zeer veel onderzocht en bepaald moet worden is het van groot belang de discussies over de vorming van offshore biedzones nauwlettend te volgen en waar nodig te sturen.

5.3.3. Regionale biedzones

De huidige BZR richt zich op het realiseren van 1 of meerdere biedzones binnen lidstaten. Als het uitgangspunt voor het inrichten van biedzones niet gebonden zou zijn door de huidige politieke grenzen maar uitsluitend uit zou gaan van beperkingen in het Europese hoogspanningsnet dan zouden biedzones veelal regionaal zijn.

Omdat dan een biedzone zich over 1 of meerdere landen kan uitstrekken (of delen van landen) ontstaat een zeer complexe situatie. In de huidige opzet zijn de nationale TSO's verantwoordelijk voor aanleg, onderhoud en besturing van de netten. In die rol bewaken zij de energiebalans en zijn er systemen ingericht om storingen of onbalans op te vangen en te verrekenen met die partijen die de onbalans veroorzaken.

Voor regionale biedzones moet er een helder antwoord komen op de vraag wie verantwoordelijk is binnen die biedzone voor de balanshandhaving, leveringszekerheid, investeringen en onderhoud. Ook moet helder zijn welke regelgeving van toepassing zal zijn want er zijn verschillen tussen de lidstaten. Tot slot is ook de vraag wie toezicht zal houden op deze regionale biedzone.

Hoewel vanuit de techniek en de markt regionale biedzones gewenst kunnen zijn, moeten er dus eerst een groot aantal, deels politieke vragen beantwoord worden. Het ministerie zou daarom kunnen overwegen om, in aanloop naar een volgende BZR, te onderzoeken wat de voor- en nadelen kunnen zijn van het creëren van regionale biedzones in de EU en welke markt en governance-vraagstukken daarbij horen.

5.4. Het effect van de 70% verplichting

De verplichting om minimaal 70% van de thermische capaciteit van interconnectoren ter beschikking van de markt te stellen heeft vergaande gevolgen. Het percentage is niet onderbouwd met enig onderzoek naar de effecten hiervan. Toch is dit percentage verankerd in de Europese regelgeving. Hoewel bij de berekening van de capaciteit rekening wordt gehouden met kritieke netwerkcomponenten is een significante verruiming van de aan de markt ter beschikking gestelde capaciteit het resultaat.

De 70% regel is gebaseerd op de capaciteit van kritische elementen in het netwerk. Bij de huidige capaciteitsberekening wordt rekening gehouden met allerlei uitvalsituaties doordat met kritische netwerkelementen (critical network elements with contingencies "CNECs") rekening wordt gehouden. Er wordt ook via de base case rekening gehouden met te verwachten elektriciteitsstromen. De verschillende belastingen van kritieke netwerkelementen wordt meegenomen via zogenoemde Power Transfer Distribution Factors (PTDF's). PTDF's geven de incrementele verandering in de echte belasting van stroomkabels aan die het gevolg zijn van elektriciteitsuitwisseling tussen 2 regio's.

In het verleden was het uitgangspunt bij het ter beschikking stellen aan de markt van transportcapaciteit dat indien een interconnector zou uitvallen, de resterende verbindingen in staat zouden zijn de capaciteit over te nemen. Daarbij werd ook rekening gehouden met de te verwachten energiestromen in het netwerk. Niet alle interconnectoren worden namelijk even zwaar belast hoewel op basis van de energiecontracten dit misschien wel het geval zou zijn. Indien een interconnector die al zwaar belast wordt door de niet controleerbare stromen in het netwerk nog eens extra belast wordt door het uitvallen van een andere interconnector kan het effect een grootschalige (Europese) storing zijn.

Verder is het zo dat het ter beschikking stellen van 70% van de capaciteit aan de markt het nationale netwerk in staat moet zijn deze hoeveelheid energie te leveren of op te nemen. Het invoeren van de 70% regel heeft dus een direct effect op de capaciteit die beschikbaar is voor de lokale partijen. Die mogen onderling dus slechts 30% van de capaciteit benutten waarbij ook nog rekening moet worden gehouden met eventuele ruimte die de netbeheerder nodig heeft voor het balanceren van het netwerk en het bewaken van de leveringszekerheid. Hiermee draagt deze regel direct bij tot de congestieproblemen die Nederland al heeft, met name in die regio's waar interconnectoren zijn. Oost en zuid Nederland worden hierdoor getroffen.

Een bijkomend effect van de 70% regel zal zijn dat de aanleg van nieuwe interconnectoren op land zal stilvallen. TenneT heeft aangegeven dat zij eerst zullen focussen op het op orde krijgen van het nationale netwerk alvorens nieuwe interconnectoren te overwegen. Een duidelijk voorbeeld hiervan is de netuitbreiding richting Terneuzen. Op dit moment is de planning om een lus te creëren tussen Borsele en Terneuzen waarbij de Westerschelde tweemaal gekruist moet worden. Dit terwijl het vanuit het perspectief van netplanning en internationalisering beter zou zijn de leiding richting België door te trekken. De 70% regeling kan dus ook leiden tot een inefficiënte ontwikkeling van het netwerk.

Hierbij wordt de Europese elektriciteitsmarkt dus vooropgesteld ten opzichte van de behoefte die Nederlandse partijen hebben aan aansluit en transportcapaciteit. Dit probleem speelt vooral in de grensgebieden maar heeft een olievlekwerking over een groot deel van Oost -en Zuid-Nederland.

Natuurlijk is het niet alleen het verruimen van de transportcapaciteit tussen biedzones dat de congestie veroorzaakt. Het wordt ook veroorzaakt door de verschuiving van grootschalige elektriciteitsproductie naar decentrale opwek met zon en wind. Het probleem wordt er echter wel door versterkt. Het invoeren van verdere verruiming van transportcapaciteit zou bij voorkeur afhankelijk moeten zijn van de vraag of de onderliggende netten de extra volumes aankunnen.

5.5. Electricity Balancing Guideline (EBGL)

De EBGL geeft zeer gedetailleerde instructies ten aanzien van de organisatie van de balanceringsmarkten, de uitwisseling van de verschillende balanceringsproducten en de rol- en taakverdeling van de verschillende partijen. Wat de verordening niet doet is het voorschrijven hoe TSO's het netwerk moeten balanceren. Er zijn daar in principe 2 manieren voor, reactief of proactief.

Bij een reactieve balanshandhaving kijkt de TSO continu naar het systeem en grijpt alleen in indien noodzakelijk. Naast de automatische systemen wordt er regelvermogen afgeroepen bij Balancing Service Providers (BSP's). De afroeptijd voor regelvermogen is vaak zeer kort en de inzet van middelen is in principe ook altijd van korte duur. Dit betekent dat er zeer specifieke eisen worden gesteld aan dit regelvermogen en dat niet al het vermogen dat aanwezig is in een regelzone gebruikt kan worden voor de balanshandhaving. Het voordeel van deze methodiek is dat de TSO alleen reageert indien nodig en dat de prijs voor onbalans een goede reflectie is van de waarde van de energie op dat moment. Een nadeel is dat door de

specifieke eisen die aan het regelvermogen gesteld worden, in verband met de reactietijd, het aanbod beperkt is. TenneT Nederland is een voorbeeld van een TSO die een reactieve werkwijze heeft voor balanshandhaving.

Een proactieve balanshandhaving kenmerkt zich door het feit dat de TSO op basis van de energieprogramma's die de marktpartijen de dag vooraf indienen een eigen inschatting maakt van de behoefte aan regelvermogen. Dit regelvermogen wordt dan al ingekocht om er zeker van te zijn dat er daadwerkelijk voldoende aanwezig is, mocht blijken dat het systeem in onbalans komt. Mocht de inschatting van de TSO niet juist zijn dan wordt op de dag zelf het overschot weer verkocht of wordt er extra ingekocht, afhankelijk van de situatie. Omdat het regelvermogen vooraf wordt ingekocht, kan er in tegenstelling tot bij een reactief werkende TSO ook trager reagerend regelvermogen ingekocht worden.

Het voordeel van deze methode is dat de TSO een grotere keuze heeft aan partijen die regelvermogen kunnen leveren omdat de reactietijd lager is. Nadelen van deze methode zijn dat de TSO een eigen inschatting moet maken over de te verwachten onbalans, zelf direct moet handelen in energie en dat het onzeker is of de onbalansprijs een goede reflectie is van de werkelijke waarde van de elektriciteit op dat moment.

Voor de Europese elektriciteitsmarkt zou het goed zijn dat de manier waarop TSO's de onbalans oplossen, geharmoniseerd wordt. Het zorgt voor een eenduidige aanpak waarbij partijen exact weten op welke voorwaarde en conditie ze vermogen kunnen aanbieden in Europa. Verder is dan de uitwisseling van regelvermogen tussen de lidstaten makkelijker omdat de producten aan dezelfde criteria voldoen. Daarnaast schept het ook duidelijkheid aan marktpartijen over de wijze waarop de onbalansprijs berekend wordt. Een geharmoniseerd systeem beperkt dus het risico voor marktpartijen.

Bij een herziening van de EBGL zou een pleidooi voor verregaande harmonisatie van de manier waarop TSO's reageren in geval van onbalans, positief zijn voor de markt.

5.6. De samenhang

De samenhang tussen CACM 2.0, FCA 2.0, de 70% regel en het creëren van biedzones is dat veel van de voorgestelde maatregelen als doel hebben de markt zo min mogelijk te beperken met net-technische aspecten of (regionale) regelgeving. Door de markt los te koppelen van de beperkingen die het elektriciteitsnet met zich meebrengt is de verwachting dat de markt zich verder ontwikkelt en op Europees niveau integreert. Dat betekent echter dat de risico's die daarmee verbonden zijn bij de netbeheerders zijn komen te liggen. Om deze risico's te managen zijn maatregelen noodzakelijk die veel geld kunnen kosten en die vervolgens gedragen worden door de aan het net aangesloten partijen. Deze EU-regels draaien om het zodanig inrichten van de elektriciteitsmarkt dat deze functioneert zonder gehinderd te worden door de beperkingen die het netwerk (mogelijk) oplegt.

Er wordt met de guidelines gestreefd naar het verder verruimen en maximeren van de transportcapaciteit tussen de biedzones. Ook in de EBGL wordt dit duidelijk als

doelstelling genoemd hoewel daartoe in de guideline zelf niet veel concrete maatregelen of stappen gezet worden.

Het streven naar zo min mogelijk beperkingen voor de elektriciteitsmarkt is overeenkomstig de doelstellingen van de Europese Energie Unie (2015) waarbij als 1 van de hoofddoelen is gesteld dat met moet *“zorgen voor de totstandkoming van een volledig geïntegreerde interne energiemarkt, die middels aangepaste infrastructuur een vlotte doorstroming van energie door de EU mogelijk maakt en vrij is van technische of regelgevende belemmeringen”*.

Dat hierbij de ontwikkeling van de infrastructuur achter loopt bij de ontwikkeling van het marktmodel wordt genegeerd in de voorziene wijzigingen in de huidige regelgeving.

Met de eenzijdige focus op het vergroten van de transportcapaciteit tussen biedzones wordt voorbijgegaan aan het feit dat er door deze verruiming van beschikbare capaciteit voor marktdoeleinden er binnen de biedzone, in dit specifieke geval Nederland, aanvullende congestie ontstaat (zie paragraaf 5.4). Naast de economische effecten hiervan, hindert dit Nederland ook in het behalen van haar milieudoelstellingen omdat het verdere elektrificeren van bedrijven en huishoudens niet mogelijk is door de ontstane congestie.

Voor de elektriciteitsmarkt zijn de voordelen evident. Het resulteert in betere prijsvorming die een goede afspiegeling is van wat er speelt in het spel van vraag en aanbod en het netwerk. Echter, andere delen van de economie kunnen hierdoor benadeeld worden.

Met het vormen van biedzones binnen lidstaten wordt een handvat gegeven om interne congestie tegen te gaan. Echter, een belangrijke randvoorwaarde is dat het niet nadelig mag uitwerken voor de markt. Hoewel het splitsen van Nederland in 2 biedzones vanuit het oogpunt van congestiemanagement een goede maatregel zou zijn, is het zeer waarschijnlijk dat de twee biedzones onvoldoende liquiditeit in de markt zullen hebben waardoor er geen optimale prijsvorming mogelijk is. De kans is daarmee groot dat een dergelijk voorstel of plan afgewezen zal worden.

6. Advies ten behoeve van toekomstig beleid

Toekomstig beleid zou erop gericht moeten zijn een juiste balans te vinden tussen marktwerking en congestiemanagement. Deze hebben beide een sterke correlatie.

- De huidige en voorziene regelgeving focust eenzijdig op het faciliteren van de markt maar heeft weinig tot geen oog voor de gevolgen die dit kan hebben voor individuele lidstaten met name waar het gaat om congestie. Door de eenzijdige focus op de markt worden de problemen in het netwerk die daardoor veroorzaakt worden genegeerd en de verantwoordelijkheid gemaakt van de TSO's. Dit terwijl die niet in staat zijn om snel de problemen die ontstaan op te lossen.
- Het te ontwikkelen beleid moet duidelijk maken in hoeverre Nederland bereid is zeggenschap op te geven waar het gaat om ontwikkelingen binnen het eigen land.

Daarbij gaat het met name om de ontwikkeling van alternatieve biedzones. Als het realiseren van 2 biedzones een significant voordeel oplevert met betrekking tot congestiemanagement moet overwogen worden of dit voorrang moet krijgen boven marktwerking. Nederland kan zelf beslissen al dan niet biedzones in te stellen. Dit vraagstuk zou een belangrijk onderwerp van gesprek moeten zijn tussen de ACM, TenneT en het ministerie.

- Bij het realiseren van offshore biedzones is het van belang een duidelijke positie in te nemen met betrekking tot zeggenschap, toezicht en kostendeling. Nederland wordt met een gepland vermogen van 73 GW aan wind op zee (2050) een belangrijke leverancier van elektriciteit en mogelijk waterstofgas voor Europa. Het beleid zou er op gericht moeten zijn deze voordelen zoveel mogelijk uit te buiten door een sterk beleid te voeren op de ontwikkeling van offshore wind en de realisatie van infrastructuur die de geproduceerde elektriciteit maximaal benut. Conversie naar waterstofgas en de elektrificeren van de Nederlandse maatschappij is hier onderdeel van.
- Met betrekking tot de 70% regel blijkt de EU-Commissie zeer afwijzend om de regelgeving aan te passen. Het beleid van het ministerie zou zich kunnen richten op het opnemen van een bijzondere positie voor nieuw aan te leggen interconnectoren die vanuit de netplanning logisch zijn maar nu niet gerealiseerd worden omdat niet aan de 70% regel voldaan kan worden.
- Het Ministerie heeft een aanzienlijke kennisbasis opgebouwd en is actief in het betrekken van stakeholders bij de uitwerking van het beleid. Het nationale en internationale netwerk is breed vertakt waarmee een goed overzicht van de ontwikkelingen mogelijk is. Hierbij kan het overheidsbeleid om medewerkers regelmatig van positie te laten wisselen nadelig zijn omdat daarmee belangrijke kennis verloren kan gaan. Continuïteit en borging van de opgebouwde kennis is essentieel en hiervoor zou een goede structuur opgebouwd moeten worden.
- Om op toekomstig beleid te kunnen anticiperen en er een heldere opinie over te hebben is het noodzakelijk de volle impact van nieuwe ideeën te kunnen overzien en te duiden. Als voorbeeld hiervan is de mogelijke implementatie van regionale biedzones die de landsgrenzen overschrijden. Dit is een logische ontwikkeling vanuit het marktperspectief maar heeft verregaande consequenties voor de lidstaten, TSO's en belangrijke operationele processen en procedures.
- Om binnen Europa het beleid te kunnen beïnvloeden en mede vorm te geven is het van belang gelijkgestemden te identificeren en samen op te trekken. Omdat op het energiedossier geen vetorecht van toepassing is, kunnen algemene aanpassingen alleen bewerkstelligd worden indien er voldoende medestanders zijn. Het is van belang ervoor te waken dat het huidige beslissingsrecht van lidstaten niet verder beperkt wordt.

- Om bovenstaand beleid nader uit te werken en concreet vorm te geven is het advies om voor een periode van een aantal jaren een ter zake deskundig persoon als programma manager aan te stellen met een ruime inhoudelijke kennis en de benodigde ervaring.
- Het is van belang dat de kennis en ervaring die wordt opgedaan, goed geborgd wordt binnen het Ministerie. Het algemeen beleid zou gericht moeten zijn om de personen die geselecteerd worden voor deze taken voor een aantal jaren op deze dossiers gericht blijven. Wisselingen zullen de effectiviteit sterk beïnvloeden. Er dient overwogen te worden om externe personen te betrekken bij het verder uitwerken van het beleid in deze werkgroepen. Hierbij valt met name te denken aan betrokkenheid van TenneT en mogelijk een technische universiteit om met name de zeer technische aspecten van het Europees beleid te kunnen duiden.

7. Aanpak, doelen en onderzoeksvragen

Om een coherent beleid te voeren ten aanzien van de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt en de daaraan gerelateerde vraagstukken inclusief de impact van de markt op congestie en industriebeleid binnen Nederland, is het noodzakelijk een goede structuur op te zetten.

Het advies om voor een periode van een aantal jaren een ter zake deskundig persoon als programmamanager aan te stellen. Deze persoon zou moeten beschikken over een ruime inhoudelijke kennis en de benodigde ervaring. Onder leiding van deze persoon kunnen verschillende werkgroepen opgericht worden die zich bezighouden het in detail uitwerken van het beleid, het verzamelen van informatie en gegevens die het beleid ondersteunen en het beleid afstemmen met (Nederlandse) belanghebbenden. Een speciale groep zou zich kunnen richten op een actieve lobby richting de Esbjerg landen, de Europese Commissie en ACER.

Er dient overwogen te worden om externe personen te betrekken bij het verder uitwerken van het beleid. Hierbij valt met name te denken aan betrokkenheid van ACM, TenneT en mogelijk een technische universiteit om met name de zeer technische aspecten waarop het Europees beleid een impact kan hebben nader te duiden. De doelen van het beleid kunnen als volgt benoemd worden.

Doel 1

Het Nederlands belang waarborgen bij de verdere ontwikkeling van biedzones

Bij de realisering van offshore biedzones is een mogelijk dat in de toekomst het idee ontstaat om van de gehele Noordzee 1 biedzone te maken. Hoewel dit niet voorkomt in de huidige plannen is het goed een dergelijk scenario uit te werken en te zien of- en op basis van welke voorwaarden Nederland daaraan mee zou willen werken. Bij de ontwikkeling van de offshore biedzones zou gestreefd moeten worden naar een structuur vergelijkbaar met die op land. Nederland kan dan uit meerdere biedzones bestaan, met de Nederlandse overheid die wet- en regelgeving bepaaldt ACM die toezicht houdt en TenneT voor de operationele verantwoordelijkheid als TSO.

Doel 2

Het Nederlands belang in acht nemen bij de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt

De huidige focus op het vergroten van transportcapaciteit tussen de biedzones en marktwerking gaat voorbij aan de problemen die hierdoor kunnen ontstaan binnen lokale (nationale) netwerken. Nederland zou moeten streven naar een balans tussen de belangen waarbij de markt niet per definitie voorrang krijgt boven congestiemanagement.

Doel 3

Het behoud van zeggenschap over infrastructuur en ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen binnen (de economische zone van) Nederland

Dit doel hangt nauw samen met het eerste doel. Nederland heeft ingezet op de grootschalige ontwikkeling van offshore wind en de ontwikkeling van electrolyzers voor de productie van waterstof. Zolang Nederland zeggenschap houdt over deze ontwikkelingen en de vorming van offshore biedzones is het mogelijk maximaal de (economische) vruchten te plukken van deze ontwikkeling. Indien echter door de vorming van regionale biedzones (ook op zee) de zeggenschap gedeeld moet worden met andere landen kan dat in het nadeel van Nederland werken. Het is van belang om voorbereid te zijn op een dergelijk scenario zodat tijdig onderkent kan worden dat er plannen zijn in die richting en wat daarop het antwoord van Nederland moet zijn. Door zeggenschap te houden over de binnen Nederland gerealiseerde infrastructuur kan de Nederlandse economie daar maximaal van profiteren.

Doel 4

Financiële compensatie voor maatregelen die dienen voor de ontwikkeling van de Europese markt, waarbij de kosten voor Nederland groter kunnen zijn dan de baten

Het wordt erkend dat de regelgeving waar de lidstaten aan moeten voldoen in sommige gevallen nadelig kan zijn voor individuele lidstaten. Als de Noordzee inderdaad de energiecentrale van Europa gaat worden en een significante rol gaat spelen bij de productie van waterstof zullen er ook significante investeringen gedaan moeten worden om alle energie naar andere delen van Europa te transporteren.

De daarbij horende kosten worden op basis van de huidige regels gedragen door de Nederlandse netgebruikers. Het zou logisch zijn dat de landen die profiteren van de Nederlandse investeringen in een adequate infrastructuur hiervoor een compensatie betalen. Dit kan op verschillende manieren vorm worden gegeven, bijvoorbeeld via het Inter-TSO compensatiefonds.

Doel 5

Het verder uitbouwen van een adequaat netwerk zowel binnen Nederland als regionaal als Europees om zo de standpunten en ideeën van Nederland over de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt uit te kunnen dragen

Om de doelen te bereiken is een uitgebreid en effectief netwerk noodzakelijk. Het Ministerie beschikt reeds over een groot aantal relevante contacten. Dit netwerk managen en uitbreiden kan Nederland verder helpen haar doelen te bereiken. Daarbij hoort ook een goede afstemming van de communicatie met verschillende stakeholders. Zowel nationaal als internationaal.

Doel 6

Het verder opbouwen en borgen van technische, markt- en politieke kennis aangaande de ontwikkeling van de Europese elektriciteitsmarkt binnen de eigen organisatie

De materie is uitermate complex en kent veel onderlinge relaties en afhankelijkheden. De reeds aanwezige kennis moet adequaat geborgd worden binnen de organisatie en waar nodig verder uitgebreid. Door met een constant team te werken aan alle bovengenoemde zaken zal het kennisniveau toenemen en de effectiviteit van het team toenemen.

Om het beleid verder vorm te geven kan het gewenst zijn om de kennis met betrekking tot een aantal onderwerpen te vergroten. Daarom volgen hier een aantal suggesties voor nader onderzoek.

Onderzoeksvraag 1

Het effect van de 70% regel op de ontwikkeling van nieuwe interconnectoren

In hoeverre speelt de 70% regel een rol in de ontwikkeling van het Nederlandse netwerk? Wordt afgezien van nieuwe plannen voor nieuwe interconnectoren (niet zijnde gelijkstroomkabels) omdat door de 70% regel er geen, of onvoldoende capaciteit op deze lijnen beschikbaar kan worden gemaakt voor lokale partijen? Dit onderzoek zou samen met TenneT kunnen worden uitgevoerd.

Onderzoeksvraag 2

In hoeverre draagt de 70% regel bij aan congestie binnen Nederland

Het beschikbaar stellen aan marktpartijen van extra transportcapaciteit op de interconnectoren heeft ook gevolgen voor het netwerk verder van de grens. De in- of export van de elektriciteit zal door het nationale net gedragen moeten worden. De transportcapaciteit die dit vergt kan dan niet benut worden door aangesloten partijen in Nederland. Het kan nuttig zijn om samen met TenneT te onderzoeken wat het effect is van de 70% regel en in hoeverre dit bijdraagt aan de bestaande congestie problematiek.

Onderzoeksvraag 3

Welke inrichting van de offshore biedzone(s) heeft vanuit het Nederlands perspectief de voorkeur

TenneT heeft een document gepresenteerd (The offshore bidding zone - a blueprint by TenneT) waarin verschillende manieren beschreven staan waarop offshore bidding zones gerealiseerd kunnen worden. Het document kan als basis dienen voor verdere studie naar de voor Nederland optimale configuratie. Dit onderzoek zou een gezamenlijke studie kunnen zijn van TenneT, de ACM en het Ministerie.

Onderzoeksvraag 4

Hoe kunnen CfD's worden ingezet om de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen te stimuleren.

De inzet van 2-sided CfD's kan een belangrijk middel zijn om investeringen in hernieuwbare energiebronnen te realiseren. De CfD's zijn onderdeel van het nieuwe electricity market design. Als ieder land eigen voorwaarden gaat stellen aan 2-sided CfD's ontstaat het risico dat investeringen gaan naar die landen die de meest gunstige voorwaarden bieden. Dit kan er uiteindelijk toe leiden dat er een race naar de bodem ontstaat waarbij de voorwaarden steeds gunstiger worden voor investerende partijen terwijl gelijktijdig de risico's voor de overheden toenemen. Zouden de voorwaarden waaronder 2-sided CfD's worden afgegeven Europees geharmoniseerd moeten worden? Wat worden de uitgangspunten en principes op basis waarvan Nederland mogelijk 2-sided CfD's aan zal gaan met marktpartijen?

8. Bijlagen

8.1. Bijlage 1 Het Europees Energiebeleid

Doelstellingen energiebeleid zoals geformuleerd door de EU
(Bron: website van het Europees parlement)

Energiebeleid: algemene beginselen

A. Algemeen beleidskader

Overeenkomstig de [energie-unie](#) (2015) heeft het energiebeleid van de EU de volgende vijf hoofddoelstellingen:

- de energiebronnen van Europa diversifiëren en de energiezekerheid waarborgen via solidariteit en samenwerking tussen de EU-landen;
- zorgen voor de totstandkoming van een volledig geïntegreerde interne energiemarkt, die middels aangepaste infrastructuur een vlotte doorstroming van energie door de EU mogelijk maakt en vrij is van technische of regelgevende belemmeringen;
- de energie-efficiëntie verbeteren en de afhankelijkheid van ingevoerde energie verminderen, de uitstoot beperken en banen en groei stimuleren;
- de economie decarboniseren en toewerken naar een koolstofarme economie in overeenstemming met de Overeenkomst van Parijs;
- onderzoek naar koolstofarme en schone-energietechnologieën bevorderen, en prioriteit geven aan onderzoek en innovatie om de energietransitie te stimuleren en het concurrentievermogen te verbeteren.

Op grond van artikel 194 VWEU zijn sommige energiebeleidsterreinen een gedeelde bevoegdheid, wat duidt op een stap in de richting van een gemeenschappelijk energiebeleid. Niettemin behoudt elke lidstaat het recht “de voorwaarden voor de exploitatie van zijn energiebronnen [...], [...] zijn keuze tussen verschillende energiebronnen [en] de algemene structuur van zijn energievoorziening [te bepalen]” (artikel 194, lid 2).

Het huidige Europese energiebeleid is gebaseerd op de in februari 2015 gepubliceerde strategie voor een [energie-unie](#), die erop gericht is een energie-unie tot stand te brengen om huishoudens en ondernemingen in de EU een veilige, duurzame, concurrerende en betaalbare energievoorziening te waarborgen. De huidige energiedoelstellingen van de EU voor 2030 omvatten:

- een verhoging van het aandeel hernieuwbare energiebronnen in het eindenergieverbruik tot 42,5 %, met als streefdoel 45 %;
- een vermindering van het primaire (indicatieve) en eindenergieverbruik met 11,7 % ten opzichte van de prognoses van 2020, wat overeenkomt met respectievelijk niet meer dan 992,5 en 763 miljoen ton olie-equivalent (Mtoe);

- de interconnectie van ten minste 15 % van de elektriciteitssystemen van de EU.

Het huidige Europese regelgevingskader voor energie was gebaseerd op het omvangrijke “Fit for 55”-pakket van de EU, dat aanvankelijk gericht was op de onderlinge afstemming van alle klimaat- en energiedoelstellingen. Dit werd vervolgens gewijzigd door het [REPowerEU](#)-plan, dat tot doel had de afhankelijkheid van Russische fossiele brandstoffen snel en volledig af te bouwen.

Het kader bestaat uit verschillende bepalingen die betrekking hebben op de bevordering van hernieuwbare energie ([Richtlijn \(EU\) 2018/2001](#)), energie-efficiëntie ([Richtlijn \(EU\) 2018/2002](#)), governance en elektrische verbindbaarheid ([Verordening \(EU\) 2018/1999](#)), opzet van de elektriciteitsmarkt ([Richtlijn \(EU\) 2019/944](#) en [Verordening \(EU\) 2019/943](#)), risicoparaatheid ([Verordening \(EU\) 2019/941](#)), de energieprestatie van gebouwen ([Richtlijn \(EU\) 2018/844](#)), koolstofvrije gas- en waterstofmarkten ([Richtlijn 2009/73/EG](#) en [Verordening \(EG\) nr. 715/2009](#)), energiebelasting ([Richtlijn 2003/96/EG](#)), trans-Europese energie-infrastructuur ([Verordening \(EU\) 2022/869](#)), samenwerking tussen energieregulators ([Verordening \(EU\) 2019/942](#)), batterijen ([Verordening \(EU\) 2023/1542](#)), wijzigingen na de terugtrekking van het Verenigd Koninkrijk uit de EU ([Besluit \(EU\) 2019/504](#)), en initiatieven op het gebied van lucht- en zeevervoer ([Verordening \(EU\) 2023/2405](#) en [Verordening \(EU\) 2023/1805](#)). Volgens het huidige kader moeten de EU-landen voor de periode van 2021 tot 2030 tienjarige geïntegreerde nationale energie- en klimaatplannen ([NECP's](#)) opstellen, om de twee jaar een voortgangsverslag indienen en consistente [nationale langetermijnstrategieën](#) ontwikkelen om de overeengekomen energiedoelstellingen en de doelstellingen van de Overeenkomst van Parijs te halen.

Als gevolg van de REPowerEU-wijzigingen is het energiekader uitgebreid met regels voor een minimumvulniveau van 90 % voor gasopslag vóór de winter ([Verordening \(EU\) 2022/1032](#)), vrijwillige streefcijfers voor de vermindering van de gasvraag voor de lidstaten van 15 % ([Verordening \(EU\) 2022/1369](#), verlengd tot maart 2024), vrijwillige bundeling van de gasvraag, ([Verordening \(EU\) 2022/2576](#), EU-energieplatform), streefcijfers voor de vermindering van de vraag naar elektriciteit van 10 % en 5 % tijdens piekuren en tijdelijke noodinterventies om de hoge energieprijzen aan te pakken ([Verordening \(EU\) 2022/1854](#)). De huidige beleidsagenda is nog steeds ingegeven door bezorgdheid over de energiezekerheid en betaalbare prijzen.

B. Voltooiing van de interne energiemarkt

Een volledig geïntegreerde en correct functionerende interne energiemarkt staat garant voor betaalbare energieprijzen, geeft de nodige prijssignalen voor investeringen in groene energie, zorgt voor een zekere energievoorziening en baant de goedkoopste weg naar klimaatneutraliteit.

De regelgeving inzake de interne energiemarkt, die voor het eerst is ingevoerd in het derde energiepakket (2009-2014), was gebaseerd op de beginselen van grensoverschrijdende samenwerking en eerlijke detailhandelsmarkten. De daaropvolgende pakketten waren gericht op risicoparaatheid, coördinatie, stimulansen voor consumenten, decarbonisatie en energievoorzieningszekerheid. Momenteel lopen er institutionele onderhandelingen tussen

de medewetgevers over de hervorming van de opzet van de elektriciteitsmarkt (zie infopagina [2.1.9](#) over de interne energiemarkt).

C. Energie-efficiëntie

De hoeksteen van het energie-efficiëntiebeleid van de EU is de nieuwe energie-efficiëntierichtlijn ([Richtlijn \(EU\) 2023/1791](#)), die is gebaseerd op het beginsel “energie-efficiëntie eerst” en die, als het energie-efficiëntiestreefcijfer van de EU voor 2030, een vermindering met 11,7 % van het primaire (indicatieve) en eindenergieverbruik van de EU heeft vastgesteld ten opzichte van de prognoses van 2020. Dit komt overeen met respectievelijk niet meer dan 992,5 en 763 miljoen ton olie-equivalent (Mtoe). Het beginsel “energie-efficiëntie eerst” verplicht de EU-landen ervoor te zorgen dat energie-efficiëntieoplossingen in overweging worden genomen bij plannings-, beleids- en investeringsbeslissingen in zowel de energie- als de niet-energiesectoren (zie infopagina [2.4.8](#) over energie-efficiëntie).

D. Hernieuwbare energie

Zonne-energie, windenergie, energie uit de oceanen en waterkracht, biomassa en biobrandstoffen zijn allemaal hernieuwbare energiebronnen. De energiemarkten alleen kunnen niet het gewenste niveau van hernieuwbare energie in de EU realiseren, wat betekent dat nationale steunregelingen en EU-financieringsregelingen nodig kunnen zijn. De beginselen van het duurzame-energiebeleid van de EU omvatten de diversificatie van haar energievoorziening, de ontwikkeling van lokale energiebronnen om de voorzieningszekerheid te waarborgen en de vermindering van haar externe afhankelijkheid op energiegebied. De hoeksteen van het EU-beleid inzake hernieuwbare energie is de nieuwe [Richtlijn \(EU\) 2023/2413](#) betreffende hernieuwbare energie, waarin een streefcijfer van 42,5 % is vastgesteld voor het aandeel hernieuwbare energie in het eindenergieverbruik van de EU tegen 2030, met als doel 45 % te halen. Een bijzondere rol is weggelegd voor waterstof, een koolstofvrije energiedrager. Er bestaan meerdere strategieën en plannen voor verschillende hernieuwbare energiebronnen (zie infopagina [2.4.9](#) over hernieuwbare energie).

E. Verdieping van de externe energiebetrekkingen

Ingevolge de beslissing om de invoer van Russische energie uit te faseren, staat het huidige externe energiebeleid van de EU in het teken van de diversificatie van haar energievoorziening. In maart 2022 werd in de [REPowerEU-mededeling](#) een massale en snelle vermindering van het gebruik van fossiel gas in de EU voorgesteld van ten minste 155 miljard m³, gelijk aan het in 2021 uit Rusland ingevoerde volume, waarvan twee derde binnen een jaar moet worden verwezenlijkt. In mei 2022 heeft de EU, in overeenstemming met het [REPowerEU-plan](#), met internationale partners samengewerkt om de voorziening te diversifiëren, de invoer van vloeibaar aardgas (lng) veilig te stellen en gasleveringen via nieuwe pijpleidingen te verhogen. Zij richtte het [EU-energieplatform](#) op, een vrijwillig coördinatiemechanisme ter ondersteuning van de gezamenlijke EU-aankoop van gas en waterstof, en publiceerde de [externe energiestrategie van de EU](#) ter ondersteuning van Oekraïne, Moldavië, de Westelijke Balkan en de landen van het Oostelijk Partnerschap.

F. Verbetering van de energievoorzieningszekerheid

Het huidige energiezekerheidsbeleid van de EU omvat coördinatiemaatregelen om de energievoorziening veilig te stellen en regels om ongelukken op offshore-installaties en mogelijke verstoringen van de energievoorziening te voorkomen en daarop te reageren, alsmede het aanleggen van noodvoorraden olie en gas, met inbegrip van exploratie- en productievergunningen. Na de Russische invasie van Oekraïne in februari 2022 werd de energievoorzieningszekerheid de belangrijkste prioriteit op energiegebied.

Het trans-Europese energie-infrastructuurbeleid van de EU valt onder de TEN-E-verordeningen. In de in juni 2022 aangenomen TEN-E-[Verordening \(EU\) 2022/869](#) worden elf prioritaire corridors in verschillende geografische regio's aangewezen voor elektriciteit, offshore-netwerken en waterstofinfrastructuur. In de verordening worden de EU-projecten van gemeenschappelijk belang ([PGB's](#)) binnen EU-landen en projecten van wederzijds belang tussen de EU en niet-EU-landen gedefinieerd, wordt de steun voor nieuwe aardgas- en olieprojecten beëindigd en worden verplichte duurzaamheidscriteria voor alle projecten ingevoerd. TEN-E-Verordening (EU) 2022/869 wordt gefinancierd uit de bij [Verordening \(EU\) 2021/1153](#) ingestelde Connecting Europe Facility 2021-2027.

Als onderdeel van de [Europese Green Deal](#) is het Fonds voor een rechtvaardige transitie het belangrijkste cohesie-instrument ter ondersteuning van kolen- en koolstofintensieve regio's bij hun overgang naar koolstofarme energiebronnen.

G. Onderzoek, ontwikkeling en demonstratieprojecten

[Horizon Europa](#) is het kaderprogramma dat loopt van 2021 tot en met 2027. Het is het belangrijkste EU-instrument ter bevordering van onderzoek op het gebied van energie en beschikt over een begroting van 95,5 miljard EUR (in prijzen van 2018), met inbegrip van 5,4 miljard EUR uit het NextGenerationEU-programma.

Dankzij het Europees strategisch plan voor energietechnologie ([SET-plan](#)), konden de marktintroductie en de invoering van een klimaatneutraal energiesysteem worden versneld via de toepassing van koolstofarme energietechnologieën. Er werden tien technologieën en acties voor onderzoek en innovatie vastgesteld die de hele innovatieketen, inclusief de financiering en het regelgevingskader, bestrijken.

Gezien de belangrijke rol van elektriciteit bij de decarbonisatie, zijn batterijen in hun functie van opslagvoorzieningen voor elektriciteit aangemerkt als sleuteltechnologieën om tot een koolstofarme economie te komen. Met het strategisch [actieplan voor batterijen](#) wordt ernaar gestreefd een wereldwijd geïntegreerde, duurzame en concurrentiële industriële basis voor batterijen tot stand te brengen.

8.2. Bijlage 2 Allocatie van transportcapaciteit in Europa

Document over JAO SA

(Bron: Auteur Corné Meeuwis)

Joint Allocation Office (JAO) S.A.,

A brief history of cross border capacity allocation in Europe.

A company's future also invokes looking back to the roots and thinking about what has shaped and influenced the company to date.

For many people the current unified electricity market is something they have known all along. Little do they realize that only 25 years ago, the situation was totally different. During the last decade of the last century, the electricity market in Europe was quite different from what it is today. It was a time when many European countries were in the process of creating new legislation to liberalize and restructure their electricity sectors. Some key characteristics of the electricity "market" at that time were a monopolistic structure, lack of competition, limited cross-border trade, lack of wholesale markets, and the existence of Long-Term Contracts.

With new European legislation entering into force in 1997, the former monopolistic companies that owned and exploited large scale production sites and the electricity networks were forced to split into a network company and a production company. The network company responsible for the electricity highway (in most countries the 380 and 150 KV network) were called the Transmission System Operators (TSOs).

As from 1998 onwards the newly formed TSOs were not only responsible for the security of supply and the stability of the electricity network within their respective working areas, but also for creating, facilitating, and stimulating the electricity market. The latter has been the most significant driver behind many of today's features we can find in the electricity market.

In 1999 many parties were investigating the newfound liberty of being able to buy and sell electricity throughout Europe. The first careful steps were set but most parties first focused on the domestic markets. The first Power Exchanges (PX's) were established, often with support of the TSOs, to create an anonymous trading platform that would limit the influence of large generators. For cross border trades there was only limited interest. This changed during 2000 and 2001, where more and more market participants (MP's) found their way in buying and selling electricity from one country to the other.

For the TSOs this was an all-new situation where they did not know how to manage the demand for cross border capacity and how to allocate this capacity to market participants. Everywhere in Europe the TSOs made-up their own systems however, without coordinating these ideas with the neighboring TSO. This resulted in a patchwork of solutions that did align and where in one country the cross-border capacity was given to one party, where in the neighboring country the capacity was given to someone else.

This was of course not a workable solution. It is therefore that the TSOs of the Netherlands, Belgium and the German TSOs bordering the Netherlands decided to create a common auction office for the allocation of cross border capacity. Setting-up the first auction office in 2001 was considered as an impossible task however, since in all 3 countries there were people seeing the logic of this development, we managed to pull things off.

This auction office had one set of rules and one platform covering the shared borders. The auction office went live in 2002 and the example was quickly followed throughout Europe. Unfortunately, the terms and conditions and the IT-tools used were different on almost all borders.

The EU noticed this and realized that one common solution covering all of Europe would take significant time to implement. The status of the unbundling process of the former monopolies and the evolution of local markets was moving forward with different speeds. Therefore, the EU decided in 2006 to create 5 market areas in Europe, requiring the TSOs in these market areas to work together in creating a liquid electricity market. Based on this new legislation the TSOs of Central West Europe (CWE), being the Netherlands, Belgium, France, Germany, and Luxembourg, decided to set-up a new joint company for the allocation of cross-border capacity. This company, the legal predecessor of JAO SA, was called CASC-CWE. At the same time, in the Central East European market area a new allocation office was established called CAO GmbH. CASC-CWE was in Luxembourg, where CAO was in Freising (Germany). CASC-CWE went live late 2007, with the auctions for 2008, where CAO went live one year later.

In the meantime, the Central South European market area (all electrical borders with Italy) struggled to agree on a common solution. In 2009, the EU asked CASC-CWE if it would be feasible to incorporate the CSE region. Based on a positive reply, the CSE region was then asked to negotiate the terms of joining CASC-CWE. The joining of the CSE region in 2010 could best be described as a shotgun-marriage, where the EU was holding the gun. As a result, the CSE parties were very reluctant to come to an agreement. Taking their input and request serious, it was managed to onboard them anyway. This was accomplished in 2010, at which time Italy, Switzerland, Austria, Slovenia, and Greece joined CASC-CWE as shareholders and as from which moment the company was known as CASC. At the same time the French-Spanish border joined the services provided by CASC.

At the same time, the electricity market was further developing. In 2008 market coupling was introduced between the Netherlands, Belgium, and France. This was the so-called trilateral market coupling. As a result, the daily available transmission capacity between these 3 countries was no longer actioned via CASC-CWE, but implicitly traded via the respective PX's (APX, BelPex and PowerNext). The congestion rent that was generated by the trades between the PX's was transferred to CASC and then distributed based on the agreed-upon sharing keys to the respective TSOs. As from 2012 the mechanism of market coupling was extended to the entire CWE region. The methodology applied was the basis of the current Single Day Ahead Coupling (SDAC). For CASC this implied that the number of daily auctions reduced, but that the service of Congestion Rent Collection and Distribution grew. Next to this, CASC provided the backup for market coupling. In case of system failure, CASC would be responsible for performing the so-called shadow auctions on the affected borders.

In the same year that CWE market coupling went live, the management of CASC and CAO discussed their view on the future of the European electricity market. The conclusion was that simply since there would be two allocation offices, this market would not be served efficiently, and it would probably cause unnecessary price differences. Therefore, it was concluded that a merger between the two companies was a logical way forward. After sharing the conclusions with the respective shareholders, it was decided that an appropriate moment for merging the two companies would be 2015. The negotiations between the shareholders regarding the structure and location of the joint company took the larger part of 2014. A major decision was the location of the joint company, where the shareholders decided for Luxembourg and CASC being the absorbing company. The formal merging took place in September 2015 and the joint company was renamed to Joint Allocation Office (JAO) SA. Following the merger, JAO was actively handling or supporting around 80% of all cross-border trades in Europe.

The merger between CASC and CAO resulted in a regrettable situation where almost all CAO employees refused to move to Luxembourg. Due to that a knowledge was lost. Furthermore, the implementation of the new auction tool was not successful, which resulted in a significant loss of trust from all stakeholders. Without going into details, the first half of 2016 was a crisis. When the new auction tool failed to perform within the given parameters, all stakeholders lost their confidence in JAO. Fortunately, and with great effort, trust was restored. It is only due to the new established trust, TSOs considered granting new activities to JAO.

During all this time, CASC/JAO actively supported the SDAC discussions and became the central settlement organization and contracting entity between TSOs and PX's. By acting as neutral intermediate and managing the budget process for them, CASC/JAO established a new service, supporting the electricity market. This service was extended to the former CWE parties, that requested a central contracting entity for some of their joint activities.

At the time also a new auction service was introduced, the Intra Day Auctions. These applied especially for Italy and the interconnectors to the UK.

In 2018, the EU recognized the value of JAO and based on their legislation JAO was assigned as the Single Allocation Platform (SAP) in all the EU. This implied that no other organization was allowed to perform cross border allocation services on the EU internal borders. Due to the close contact with all stakeholders of the electricity market, JAO became a knowledgeable and reliable partner. For TSOs, JAO was the organization to turn to when they had any cross-border issues to be resolved. This led in 2021 to the request to JAO for handling the settlement of the various balancing projects they were setting up. As a result, a new pillar of business within JAO was created.

To date JAO is a reliable business partner for TSOs and a neutral market operator towards MP's. The cooperation with PX's with respect to the collection of and distribution of congestion rent works fine and so-called multi-NEMO contracts were established (note NEMO = Nominated Electricity Market Operators i.e. the PX's that are active in one or more

EU bidding zones). As such JAO is a cornerstone and active contributor to the European electricity market!

New activities came natural by taking a neutral, supportive position and not aiming to be the leading party. It was ensured that the organization was ready for the next step(s) as well as the respective boards and Shareholders. It all was seemingly easy and logical that the company was evolving, even though the internal organization had to work hard to accomplish the new tasks within the given timeframes.

Without the great people of JAO (and the predecessors of JAO) this would not have been possible. It is often underestimate by those that were not involved in the daily activities of the company what was required to bring the company to where it stands to date.

The next challenge for JAO will be the implementation of Flow-based Long-Term Allocation. A project that is foreseen to go live in 2025. Next to this also a new financial service will be introduced, the settlement of the Inter TSO Compensation Fund.

8.3. Bijlage 3 Ontwikkeling van balanceer mechanismes in Europa

Overzicht ontwikkeling Europese balanceer mechanisme
(Bron: LinkedIn, auteur Mathieu Fransen werkzaam bij ACER)

Today ENTSO-E celebrated the go-live of the EU balancing platforms MARI and PICASSO. The successful go-live of these platforms has many mothers and fathers over a timeline of more than 20 years....

In 2001 the implementation of the first directive led to the implementation of a market based balancing mechanism in the Netherlands.

In 2004, after a heatwave in the summer of 2003 [TenneT TSO B.V.](#) and DTe together worked on a report to improve the transparency of the balancing market. In this joint report by TenneT and DTE it was proposed to introduce Intraday markets, integrate balancing energy markets and close to real time transparency on the real time system state. ([Martin Godfried](#), [Corne Meeuwis](#), Rudi Hakvoort and [Gerdien Zijlstra-Noordzij](#))

In 2006 & 2009 ERGEG published its Guidelines of good practice on Electricity Balancing Market integration. It was the first paper on the EU integration of electricity balancing markets written by ERGEG ENM TF chaired by Alain Marien and [Tahir Kapetanovic](#), [Paul Giesbertz](#)

In 2012 ACER published its Framework Guideline on Electricity Balancing. This was setting the framework for the drafting of a network code on electricity balancing with the aim to integrate and harmonise Electricity Balancing markets. Drafting was lead by [Martin Povh](#), [Charles Verhaeghe](#), [Emmanuel Watrinet](#),

In 2013 [ENTSO-E](#) delivered the draft Network Code on Electricity Balancing putting the future rules on paper. The ENTSO-E drafting team contained (among others): Frank Nobel, [Timon Dubbeling](#), [Kjell Barmsnes](#), [Esther Bos](#), [Amine Abada](#), [Alexander Dusolt](#), [Pavel Zolotarev](#), [René Beune](#), [Benjamin Genêt](#), [Christopher Fox CEng](#).

Towards 2015 [EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators \(ACER\)](#) worked further on its Recommendation on the draft Network code Electricity Balancing redrafting it into a proposal for comitology. The team included (among others) [Jakub Fijałkowski](#), [Marie Montigny](#), [Stian Henriksen](#), [Jacques Gheury](#), [Grendon Thompson](#) and [Leonardo Costa](#)

And then finally in 2022 the actual implementation and go live of the integrated balancing markets happened. In May we were allowed to witness Picasso work in real live at the TransnetBW control Center. The team including Dominik Schlipf, [Klaas Hommes](#), Ulf Kasper, Simon Remppis, [David Steber](#), Sara Maier, @Peter Scheerer, [Kristine Marcina](#) (and again many others, also already mentioned above)

We hope that the go-live of the platforms is the first step in the completion of the internal electricity markets. Since last year the efficient use of interconnections is up to 50%. There

will be some effort needed to let all TSO access the platforms and ACER and NRAs will assist ACER to achieve this in the coming years.

During these years also academic work was done on the topic. In 2016 Frank Nobel finished his thesis 'On balancing markets' and @Jerom de Haan delivered his work on 'Cross Border balancing' A Special commemoration to @Wil Kling as their promotor who unexpectedly died that year.

End 2017 after long comitology negotiations to agree on the legal text, the council and the parliament finally adopted the Electricity Balancing Regulation. A big achievement from all above and the EC team including [Nicolas Kuen](#), [Maria Eugenia Leoz Martin-Casallo](#) and [Matti Supponen](#).

In the subsequent years implementation started and in 2019 & 2020 ACER decided on all the relevant methodologies to put the Electricity Balancing framework in place. This wave of decisions was done by colleagues by [Athina Tellidou](#) and Marie Woite.

But also the academic work continued and in 2021 [Ksenia Tolstrup](#) delivered her thesis on Balancing & Redispatch and the next stepping stones in electricity market integration. A thorough study where she modelled actual market participants behaviour on balancing markets.

8.4. Bijlage 4 Interviews met enkele stakeholders

De interviews gehouden met vertegenwoordigers van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, de Autoriteit Consument en Markt, TenneT TSO BV en de Vereniging voor Energie, Milieu en Water hadden als doel inzicht te krijgen hoe deze partijen aankijken tegen de huidige stand van zaken op de Europese elektriciteitsmarkt en de toekomstige ontwikkeling daarvan.

Daarbij is gekeken naar de Nederlandse positie en de situatie in Europa. Vervolgens is ook gesproken over de ontwikkelingen zoals die voorzien worden in de komende jaren.

Alle partijen zijn positief over wat er in de afgelopen decennia bereikt is en erkennen de welvaartswinst die de verregaande integratie van de elektriciteitsmarkt Europa en Nederland heeft gebracht. Een verdere integratie en harmonisatie wordt gesteund waarbij het wel de vraag is of alle mogelijke consequenties van deze verdergaande integratie voor alle partijen duidelijk zijn. Hoewel de verschillende partijen hun eigen rol en verantwoordelijkheden hebben bij de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt is er veel wat verbindt.

Geconstateerd is dat bij het omzetten van de van de verschillende Europese wet- en regelgeving blijkt dat iedere lidstaat een zijn eigen benadering hebben gekozen hoe deze wet- en regelgeving te implementeren. Hoewel dit binnen de kaders van de Europese wet- en regelgeving gedaan is, leiden de verschillende implementaties tot structurele verschillen tussen de lidstaten. Stappen om te komen tot een verdere integratie zouden dan ook het elimineren van deze verschillen moeten omvatten.

Het beïnvloeden van het Europees beleid is alleen mogelijk als er vroeg in de besluitvorming gericht actie wordt ondernomen en er voldoende medestanders gevonden worden, zowel nationaal als internationaal. Allianties creëren is dus van belang. Het vergt een vroege start, lange adem en een grondige kennis van zaken om de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt te beïnvloeden. De algemene teneur is dat bijvoorbeeld voor CACM 2.0 de race eigenlijk al gelopen is en dat inhoudelijke wijzigingen niet meer mogelijk zijn.

TenneT TSO BV

Aanwezig; dhr. Thijs van Leeuwen, Customer & Markets, European Market Integration.

Datum; 10-04-2023

Duur; 2 ½ uur

In de afgelopen decennia is veel bereikt en is de markt voor elektriciteit tot wasdom gekomen. TSO's hebben daarbij een grote rol gespeeld. Europa gaat niet weg en centralisatie van uitvoerende taken gaat steeds verder. Als Nederland invloed wenst uit te oefenen op de toekomstige ontwikkelingen is het essentieel dat dit vroegtijdig wordt opgepakt.

Elektriciteit is een commodity met handicaps. Het feit dat elektriciteit is gebonden aan een vermaast en zeer groot netwerk wordt niet voldoende onderkent. De 70% regel heeft bijvoorbeeld als gevolg dat bouw van nieuwe AC-interconnectoren niet in de huidige plannen voorkomen. TSO's zullen eerst werken aan het op orde krijgen van hun interne netwerken

alvorens na te gaan denken over nieuwe interconnector capaciteit. Dit kan resulteren in een voor Europa suboptimale situatie. Echter, als gevolg van het ontbreken van nieuwe AC-interconnectoren zal Nederland door het ruime aanbod van zon- en windenergie een lage elektriciteitsprijs kennen.

De netverzwaringen die noodzakelijk zijn om de elektrificatie van Nederland te realiseren leiden tot een substantiële verhoging van de transport tarieven. Tegelijkertijd nemen ook de kosten voor de balanshandhaving en het oplossen van transportbeperkingen toe. Hoe met deze kostenstijgingen om te gaan is aan de politiek.

Voor wat betreft het creëren van offshore biedzones vraagt TenneT zich af hoe deze plannen zich verhouden tot de intentie van TenneT om de verschillende windparken op een zodanige manier te koppelen dat TenneT kan sturen waar de geproduceerde elektriciteit aan land komt. Deze sturing is van belang voor het controleren van de belasting van het AC-netwerk op land. TenneT onderzoekt wel samen met Elia (België) en EnergiNet (Denemarken) hoe hybride aansluitingen te realiseren en hoe deze te integreren in de markt en de bedrijfsvoering.

Voor het analyseren van de effecten van (toekomstig) Europees beleid is het hebben van een collectief geheugen en ruime kennis van zaken bij alle betrokken partijen belangrijk. De roulatie is bij het ministerie is hoog waardoor waardevolle kennis snel verdwijnt en weer van voor af aan opgebouwd moet worden. De gebundelde kennis van EZK, ACM en TenneT is hoog en kan beter benut worden. Er zijn bilaterale gesprekken maar er is naar mening van TenneT meer te halen uit gezamenlijk overleg met alle drie partijen. Dit overleg zou gericht moeten zijn op het analyseren van de effecten die verdere integratie, harmonisatie en veranderingen van de elektriciteitsmarkt met zich meebrengen.

Om het beleid in Europa richting te geven moet in een vroeg stadium begonnen worden met het nadenken wat de beste weg vooruit is. Daarbij moet gezocht worden naar beleid wat enerzijds past binnen de Europese doelstelling terwijl het gelijktijdig goed is voor Nederland. Voor CACM 2.0 is het bijvoorbeeld al te laat om op Europees niveau wijzigingen aan te brengen. Het kan nog wel mogelijk zijn om de implementatie in de Nederlandse codes naar eigen inzicht in te richten, op een zodanige wijze dat er een optimale werking voor de Nederlandse markt vanuit gaat.

Het politiek wensdenken dat er binnen een aantal weken iets veranderd kan worden is niet reëel en leidt tot frustratie. Dit is duidelijk geworden met de recente energiecrisis waar vanuit de politiek ineens werd opgeroepen de markt anders in te richten. Met de herziening van het ontwerp van de elektriciteitsmarkt (EMD) is dit afgezwakt en worden er geen fundamentele wijzigingen voorgesteld. Het is mogelijk het Europees beleid te beïnvloeden waarbij een voorwaarde is dat er medestanders zijn die de visie van Nederland delen. Er zou in algemene zin meer evolutie moeten zijn dan revolutie. Te veel zaken in een korte tijd proberen op te lossen of te veranderen trekt een zware wissel op resources en leidt ook tot vertraging.

Vertraging leidt vervolgens tot frustratie dat dingen niet snel genoeg gaan. De huidige markt is een zeer complex samenstel van wetten, regels, procedures en processen waar om alles

goed te laten verlopen veel partijen bij betrokken zijn. Alleen als die allemaal samenwerken en klaarstaan is het mogelijk veranderingen door te voeren.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)

Aanwezig; dhr. Wieger Wiersema, dhr. Pieter Koolstee, dhr. Ermin Kloppenborg,
dhr. Thomas Batavier

Datum; 15 april 2024

Duur: 2 uur

Het gesprek met EZK had vooral de focus op de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt gedurende de afgelopen 25 jaar en een nadere analyse van de verschillende aspecten hiervan. Daarbij is alleen globaal gesproken over de toekomstige ontwikkelingen. Hierdoor heeft er geen echte discussie plaatsgevonden met betrekking tot de gedachten over een toekomstig beleid, wat de speerpunten zouden moeten zijn van dit beleid en hoe dit vorm te geven.

In algemene zin onderkent EZK dat het beïnvloeden van Europees beleid een kwestie is van lange adem. Om effectief invloed uit te oefenen moet in een vroeg stadium al beoordeeld worden wat de gewenste richting(en) is/zijn en hoe daar medestanders voor te vinden.

Het feit dat de overheid invloed kan uitoefenen op het beleid, de Nationale Toezichthouder op de uitwerking van dat beleid in regels en codes, en de TSO op de implementatie maakt dat een bepaalde vorm samenwerking tussen deze 3 gewenst is om effectief beleid te formuleren. Het zal ook noodzakelijk zijn medestanders in andere lidstaten te vinden omdat besluitvorming een gekwalificeerde meerderheid vereisen.

EZK is zich bewust van het feit dat voor het formuleren van een effectief beleid veel kennis noodzakelijk is. Het bestaande roulatiesysteem waarbij van medewerkers verwacht wordt binnen bepaalde termijnen een andere functie te gaan bekleden heeft als nadelig effect dat opgebouwde kennis makkelijk verloren gaat en contacten opnieuw opgebouwd moeten worden. Hoe dit te vermijden is onduidelijk. Tegelijkertijd is de collectieve kennis van EZK, ACM en TenneT groot en zou beter benut kunnen worden.

De Autoriteit Consument en Markt (ACM)

Aanwezig; dhr. Elbert Jan van Veldhuizen en dhr. Henri Guillaume

Datum; 15 april 2024

Duur; 1 ½ uur

Een verdergaande Europese integratie Europa is een goede ontwikkeling. De te verwachten welvaartseffecten van verdere integratie en harmonisatie zijn duidelijk en significant. Hoewel de verdere integratie niet per definitie goed is voor Nederland, moeten deze ontwikkeling in een Europese context gezien worden en of de integratie leidt tot een betere energiemarkt voor Europa als geheel. ACM staat daarbij voor een eerlijke verdeling van kosten en non-discriminatie binnen Nederland.

Het is van belang de verschillende rollen die het Ministerie, ACM en TenneT te onderkennen en te respecteren. Daarbij moet gerealiseerd en geaccepteerd worden dat de doelstellingen niet altijd dezelfde zullen zijn.

Hoewel de liberalisering al veel heeft gebracht zijn er toch nog steeds significante verschillen tussen lidstaten met betrekking tot implementatie van de Europese wet- en regelgeving in nationale wetgeving en codes. Voor een verdere ontwikkeling van de markt is het gewenst deze verschillen op termijn te elimineren. Hierbij valt te denken aan de manier waarop TSOs de onbalans binnen hun individuele werkgebieden oplossen en hoe de kosten van de onbalans doorberekend worden aan marktpartijen. Dit kan bewerkstelligd worden door harmonisatie van procedures en werkwijzen en centralisatie van bepaalde functies en verantwoordelijkheden.

Voor wat betreft de mogelijke implicaties van de biedzone review en het creëren van virtual hubs binnen lidstaten wordt dit vooral gezien als een drukmiddel naar Duitsland. Het niet hebben van biedzones binnen Duitsland heeft een negatief effect op de netwerken van de aangrenzende landen. Het is niet de verwachting dat de invoering van twee biedzones in Nederland een groot effect zal hebben en er is daarnaast ook geen zekerheid dat dit uiteindelijk geïmplementeerd zal worden. Voor het creëren van offshore biedzones indien vanuit deze biedzones meerdere lidstaten elektriciteit kunnen betrekken (de zogenaamde hybride aansluiting) of wanneer er ook offshore afname van elektriciteit plaatsvindt. Daarbij valt te denken aan offshore H₂ productie. Of daarvoor een Independent System Operator noodzakelijk is, is niet helder. ACM is van mening dat het ook mogelijk is dat TenneT dan als ISO kan worden aangewezen. Op de vraag indien dat niet gebeurt had men geen antwoord.

De verwachting van de ACM is dat met het realiseren van meer biedzones er ook een stimulans zal zijn tot het realiseren van meer interconnector capaciteit. Dat de regel die voorschrijft dat 70% van de thermische capaciteit van een interconnector aan de markt ter beschikking moet worden gesteld tegengesteld werkt, was niet bekend.

Gezien de verschillende rollen van het Ministerie, ACM en TenneT wordt een gezamenlijk overleg niet direct echt noodzakelijk of wenselijk geacht. Als het toch goed zou zijn om structureel gezamenlijk over een aantal punten van gedachten te wisselen is men daartoe bereid. Mocht er behoefte zijn aan een dergelijk overleg dan zou dit bij voorkeur onder leiding moeten staan van een onafhankelijke voorzitter.

Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW)

Aanwezig; dhr. Hans Grünfeld Directeur

Datum; 16 april 2024

Duur: 1 ½ uur

Op basis van de huidige informatie zijn er op dit moment een aantal relevante ontwikkelingen die van belang zijn voor de verdere integratie en vormgeving van de Europese elektriciteitsmarkt.

Er zijn naar mening van VEMW een aantal bedreigingen voor het Europees model. Zo wordt de structuur van de productie sector radicaal veranderd, dienen lidstaten op individueel niveau koolstof-neutraal te worden en nemen alle lidstaten aan de eventueel benodigde flexibiliteit uit het buitenland gehaald kan worden. Zonder internationale afstemming is dat een groot risico waarbij uiteindelijk er te weinig snel regelbaar vermogen in Europa kan zijn. Het afstemmen en centraliseren van dergelijke zaken is essentieel.

Het zijn de verschillende manieren waarop lidstaten de liberalisering vormgeven die de grootste zorg baart. De Europese wet- en regelgeving geeft te veel ruimte aan lidstaten te kiezen voor een eigen manier om bepaalde zaken uit te werken. Hierbij valt te denken aan de allocatie van netwerkkosten, de voorwaarden waaronder batterijen aangesloten worden op het netwerk, de discussie omtrent de volumekorting voor grootverbruikers en het systeem van balanshandhaving en het doorbelasten van de kosten daarvan aan de programmaverantwoordelijke partijen. Nederland heeft daarbij haar eigen keuzes gemaakt die echter niet in lijn zijn met andere landen.

Een verdere harmonisering van al deze zaken is een belangrijke voorwaarde voor het creëren van een gelijk speelveld. Daarbij moeten lidstaten niet de mogelijkheid hebben op basis van eigen interpretaties de nieuwe regels te implementeren. De manier waarop het ene land de regels implementeert heeft ook effect op het andere land. Eenduidigheid is essentieel.

Een ander punt van zorg voor VEMW is dat voor het aanleggen van windparken de tenders steeds omvangrijker worden met als gevolg dat er steeds minder partijen zijn die hierop inschrijven. Dit brengt het risico van marktmacht met zich mee. De transitie mag niet leiden tot het creëren van nieuwe semi-monopolies.

Omdat Nederland afhankelijk is van andere lidstaten bij het bepalen van het beleid is het van belang medestanders te vinden. Een ad hoc beleid om onderwerpen op te pakken is niet effectief en komt vaak te laat. Het is van belang ver vooruit te kijken en om toekomstige ontwikkelingen goed te analyseren en alle mogelijke gevolgen helder in beeld te hebben.

EZK zou bereid moeten zijn haar beleid af te stemmen met alle relevante partijen in Nederland om te komen tot een gemeenschappelijke visie. Om een helder Nederlands standpunt te hebben ziet VEMW een rol voor een gezamenlijk overleg tussen VEMW, Energie Nederland, VNO-NCW, TenneT, ACM en EZK. Het is van belang dat alle partijen goed op de hoogte zijn van wat er speelt, welke technische en financiële zaken spelen en wat de gewenste richting is.

Nederland is sterk in het polderen. Het maakt sterk en zorgt voor een breed gedragen beleid en alleen een breed gedragen beleid kan succesvol zijn. Als alle partijen een eenduidige positie en voorstelling hebben van de toekomstige Europese elektriciteitsmarkt is het ook mogelijk medestanders te gaan zoeken. Welke lidstaten en organisaties delen dit toekomstbeeld en kunnen dus medestanders zijn? Door een zo breed mogelijk gedragen positie in te nemen is de kans van slagen van een lobby het grootst. Oplossingen moeten gebracht worden als Europese oplossingen en niet als Nederlandse oplossingen. Een effectieve lobby zal moeten worden opgezet, zowel richting de Europese commissie, de gezamenlijke NRA's, ACER, ENTSO-e en andere stakeholders in Europa.

8.5. Bijlage 5: Afkortingen

TSO	Transmission System Operator
DTE	Dienst Toezicht Energie
ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
RCC	Regional Coordination Center
SDAC	Single Day Ahead Coupling
ITC	Inter-TSO Compensation
XBID	Crossborder Intraday
ETSO-e	European TSOs electricity
BSP	Balancing service provider
CACM GL	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
MCO	Market Coupling Operator
SAP	Single Allocation Platform
NRA	National Regulatory Authority
UCPTE	Union for Coordination of Production and Transmission of Electricity
ISO	Independent System Operator
CtF	Contracts for Difference
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
FCA GL	Forward Capacity Allocation Guideline
EB GL	Energy Balancing Guideline
FTR	Financial Transmission Rights
LTTR	Long Term Transmission Rights
ETS	Emission Trading System