

RAPPORT

# ELMARKEDSORIENTERING

Energinet orientering om aktuelle implementeringsprojekter i elmarkederne, juni 2021

## Indhold

1. Introduktion .....	3
2. Kategorisering af implementeringsprojekter.....	4
3. Overblik over Energinets implementeringsprojekter .....	5
4. Systemydelsesmarkeder – uddybende overblik .....	6
5. Engrosmarkeder – uddybende overblik.....	10
6. Detailmarkedet – uddybende overblik .....	13
7. Samarbejdspartnere.....	15

## 1. Introduktion

Energinet Systemansvar arbejder bl.a. med udvikling, drift og design af elmarkederne i bred forstand, det vil sige inden for systemydelses- og engrosmarkederne såvel som inden for detailmarkedet.

Denne rapport giver et samlet overblik over igangværende implementeringsprojekter på elmarkedsområdet, som Energinet Systemansvar er involveret i. Energinet Systemansvar ønsker at skabe øget transparens om markedsudviklingsprojekter, og rapporten skal fungere som grundlag for dialog med markedets aktører.

Oversigten indeholder projekter, der er i en implementeringsfase, og der vil således være en bredere portefølje af markedsudviklingsprojekter i Energinet, der ikke fremgår af nedenstående oversigt.






Det er hensigten, at statusrapporten opdateres to gange om året. Energinet Systemansvar modtager gerne input til indhold og format. Kontakt Erica Arberg på [ear@energinet.dk](mailto:ear@energinet.dk).

## 2. Kategorisering af implementeringsprojekter

De forskellige implementeringsprojekter i denne elmarkedsorientering er udover at være opdelt på de tre forskellige elmarkeder; systemydelses-, detail- og engrosmarkedet, også inddelt i kategorier alt efter, hvad det konkrete projekt bidrager med, set i et bredere elsystem perspektiv. Energinets arbejde med ændring af tarifmodeller fremgår under detailmarkedsprojekter.












































De forskellige bidrag er opdelt i emnerne effektilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og robusthed, der er centrale elementer af elforsynings sikkerheden. Dertil kommer de mere indirekte virkninger som fleksibilitet og konkurrence, der er elementer, der mere generelt bidrager til elforsynings sikkerheden, og som øger udbuddet og incitamentet til deltagelse i markederne.

Implementeringsprojekterne listet i afsnit 3 "Overblik over implementeringsprojekter", er hver især tildelt ét eller flere af nedenstående bidragskoner for at tydeliggøre, hvilken virkning projektet forventes at have set i et elsystemperspektiv. Beskrivelserne for hvert af implementeringsprojekternes bidrag er beskrevet i afsnit 4, 5 og 6.

 <p>EFFEKT- TILSTRÆKKE- LIGHED</p>	<p>Effektilstrækkelighed er <b>evnen til at dække den samlede efterspørgsel</b> der er i elmarkedet. Effektilstrækkelighed er et centralt punkt indenfor elforsynings sikkerheden og kan sikres ved at have velfungerende systemydelses-, detail- og engrosmarkeder, og forbrugere/producenter og andre markedsaktører der benytter disse og reagerer på prissignalet, som afspejler effektilstrækkeligheden.</p>
 <p>NET- TILSTRÆKKE- LIGHED</p>	<p>Nettilstrækkelighed er <b>evnen til at levere strøm til forbrugerne</b>. Nettilstrækkelighed er et centralt punkt indenfor elforsynings sikkerheden. Helt overordnet kan nettilstrækkeligheden øges gennem forskellige typer af tiltag, så som at optimere driften af elnettet eller ved at udbygge elnettet, men også markeds mæssige tiltag såsom systemydelsesmarkeder, der bidrager til at holde balancen i elnettet og forøget incitament til fleksibelt elforbrug og -produktion.</p>
 <p>ROBUSTHED</p>	<p>Robusthed er <b>evnen til at modstå pludselige forstyrrelser eller udfald</b> i nettet. Robusthed er et centralt punkt indenfor elforsynings sikkerheden. De forskellige systemydelsesmarkeder er i høj grad med til at sikre robustheden af elnettet. Ved at forbedre eller skabe fælles systemydelsesmarkeder kan man øge robustheden i elnettet.</p>
 <p>FLEKSIBILITET</p>	<p>Fleksibilitet er <b>evnen til at øge fleksibiliteten og valgmulighederne</b>, for både elforbrugerne, elproducenterne og Energinet, når markedet skal balanceres. Øget fleksibilitet vil gavne Energinets muligheder for at balancere elsystemet. Derudover vil der være økonomisk incitament for elforbrugerne og –producenterne hvis de er villige til at agere fleksibelt.</p>
 <p>KONKURRENCE</p>	<p>Konkurrence er <b>evnen til at fremme konkurrence på elmarkedet til gavn for samfundet</b>. Øget konkurrence er f.eks. med til at øge antallet af deltagere gennem flere teknologier og aktører eller ved udvidelse af markeder over landegrænser. Dette øger udbuddet på markederne og er dermed med til at forbedre samfundsøkonomien.</p>

### 3. Overblik over Energinets implementeringsprojekter

Herunder ses det fulde overblik over implementeringsprojekter i Energinet Elsystemansvar inden for elmarkedet (systemydelsesmarkeder, engrosmarkedet og detailmarkedet). Mere detaljerede beskrivelser ses i afsnit 4-6.

PROJEKT	FORVENTET IMPLEMENTERING	BIDRAG
<b>Systemydelsesmarkeder</b>		
Nordic Balancing Model (NBM)	Løbende fra 2020	  
Nordisk aFRR kapacitetsmarked i DK2	Tidligst Q1 2022	 
Étprisafregning og én ubalance position for alle ubalancer	1. november 2021	 
Europæiske aktiveringsplatforme for reserver	2023/2024	  
Geografiske regulerkraftbud	Q2 2021	 
Vedvarende energikilder som leverandør af systemydelsesreserver	Ultimo 2021	
Indkøb af FCR-D nedregulering i DK2	Ultimo 2021	 
Afregning af prognoseafvigelse	Q4 2022	
Virtuelle målere	Ultimo 2022	  
<b>Engrosmarkeder</b>		
Ny intraday modhandelsmodel	Aug. - nov. 2022	
Transparensplatform	Løbende	
Implicit nettab (øvrige DC-forbindelser)	Løbende efter 2021	
Fælles nordisk kapacitetsberegningstype Nordic CCM / flowbased	Ultimo 2022	  
Fælles kapacitets beregningstype i Hansaregion	Q4 2022 – Q4 2023	  
Nordic RSC (Regional Security Coordinator)	Løbende	 
Intraday Cross-Zonal Capacity Pricing/Intraday Auction	Primo 2023	
Nordic Regional Implementation Project	Maj 2023 og Q1 2024	 
<b>Detailmarkedet, afregning og tariffer</b>		
Eltarifmodel	2021 - 2023	  
Afbrydelighed i TSO-nettet	Ultimo 2021	 
Styrke innovation gennem data	Løbende	
Implementering af rolle som uafhængig aggregator	Anmeldes: Q4 2021	 
15 min ubalanceafregning ifm. Nordic Balancing Model	Maj 2023	 

## 4. Systemydelsesmarkeder – uddybende overblik

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
<p><b>Nordic Balancing Model</b> - introducerer et nyt nordisk balanceringskoncept, hvor balancen skal holdes indenfor det enkelte prisområde med mulighed for aktivering af balanceringsressourcer på tværs af de nordiske prisområder. Effekten af Nordic Balancing Model (NBM) vil være nordisk markedsintegration, fælles europæiske rammer, harmonisering af nye markeder og forbedret frekvens. NBM er et samlet nordisk program, der laves i samarbejde mellem de 4 nordiske TSO'er.</p>	<p>EBGL og SOGL introducerer en række nødvendige tilpasninger, som er afspejlet i det nordiske NBM program. Der er udarbejdet et fælles nordisk roadmap for implementeringen, udvalgte milepæle er:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ubalanceperioden og balance-markederne ændres til 15 min. (22. maj 2023)</li> <li>- Étprismodel for ubalanceafregning (1. november 2021)</li> <li>- Overgang til 15 minutters aktivering i det nordiske mFRR energiaktiveringsmarked (november 2022)</li> <li>- Fælles nordiske kapacitetsmarkeder for indkøb af aFRR (2022) og mFRR (2023)</li> <li>- Kobling til europæiske aktiveringsmarkeder Picasso og Mari (2024)</li> </ul>	<p>Bidraget med øget konkurrence ved nordisk markedsintegration og øget effekttilstrækkelighed og robusthed f.eks. med en ubalanceperiode på 15 min., en ny balanceringsmodel og kobling til europæiske balance-markeder.</p>

**Nordisk aFRR kapacitetsmarked i DK2** – etablering af fælles nordisk marked for aFRR kapacitet. Er en del af NBM roadmap. Muliggør etablering af aFRR indkøb i DK2 samt potentielt øgede afsætningsmuligheder for danske aktører.

Etablering af nordisk aFRR kapacitetsmarked er første skridt i retning mod øget brug af aFRR i Norden. aFRR kapacitetsmarkedet følges op af et aFRR energiaktiveringsmarked, når Norden tilslutter sig PICASSO platformen i 2024.

Det nordiske markedsdesign blev godkendt af ACER i august 2020. Idriftsættelse afhænger af implementeringen af flow-based som kapacitetsberegningens metode. Idriftsættelse af det nordiske aFRR kapacitetsmarked forventes ca. 6 måneder efter igangsættelse af external parrallel operation for flow-based.

En større mængde aFRR øger evnen til at modstå ubalancer og pludselige forstyrrelser og styrker derved effekttilstrækkeligheden og robustheden. Gevinsten ved et fælles Nordisk aFRR kapacitetsmarked på 300 MW er vurderet til 50 mEUR om året på Nordisk plan.

Det nordiske behov for aFRR forventes at stige til op mod 600 MW i de kommende år.

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
<p><b>Étprisafregning og én ubalance position for alle ubalancer</b> – opdatering af ubalanceafregningen så det lever op til reglerne fra EBGL og Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISH). Dette er en del af NBM programmet.</p>	<p>Som en del af NBM programmet skal ubalanceafregningen opdateres på baggrund af gældende regler fra EBGL og ISH. Dette betyder at alle ubalancer vil blive afregnet ved étprisafregning og der vil kun være én endelig ubalance position for den enkelte balanceansvarlig aktør per ubalance område per time. Forventet implementering d. 1. november 2021, forudsat regulator godkendelse.</p>	<p>Opdateringen af metoden for balanceafregningen følger kravene sat af EBGL og ISH og er med til at øge fleksibiliteten for balanceansvarlige aktører. Derudover, følger balanceafregningen op på de ubalancer der har været i en given time, hvilket relaterer sig til effekttilstrækkeligheden.</p>

<p><b>Europæiske aktiveringsplatforme for reserver</b> - TERRE (RR), MARI (mFRR) og PICASSO (aFRR) vil give de deltagende TSO'er mulighed for at aktivere balanceringsressourcer på tværs af lande. Energinet får derved adgang til langt flere balanceringsressourcer, ligesom danske aktører kan sælge deres ydelser på et større marked.</p>	<p>EBGL stiller krav om implementering af aktiveringsplatforme MARI og PICASSO senest sommeren 2022. Det er frivilligt om TSO'erne vil tilslutte sig TERRE platformen. Tilslutningen til platformene foregår via NBM programmet. Tilslutning kan først ske efter overgang til 15 min ISP, derfor forventes det, at Norden først tilslutter sig platformene i løbet af 2023-2024.</p>	<p>Bidrager med øget effekt-tilstrækkelighed, robusthed og konkurrence da de kommende europæiske aktiveringsplatforme for reserver vil give de deltagende TSO'er mulighed for at aktivere balanceringsressourcer på tværs af landegrænser.</p>
---	--	--

<p><b>Geografiske regulerkraftbud</b> – DSO-TSO Markedssamarbejdsudvalget udvikler et koncept for aktivering af lokal nedregulering ved tilknytning af et geografisk tag til regulerkraftbud. DSO-TSO Markedssamarbejdsudvalget har gennemført et pilotprojekt på Lolland, der har resulteret i en ny metodeanmeldelse.</p>	<p>Håndtering af nuværende og fremtidige overbelastninger i transmissionsnettet og distributionsnettet forsøges optimeret gennem lokale håndtag. Pilotprojektets resultater har ført til en ny metode til håndtering af lokale flaskehalse i transmissionsnettet, der er anmeldt til Forsyningstilsynet i december 2020 med forventning om godkendelse medio 2021.</p>	<p>Bidrager til øget nettilstrækkelighed og konkurrence ved samarbejde mellem DSO-TSO om koncept for aktivering af lokal nedregulering ved flaskehalse i TSO-nettet.</p>
---	--	--

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
<p><b>Vedvarende energikilder som leverandør af systemydelsesreserver</b> – sikrer at vedvarende energikilder kan bidrage i Energinets indkøb af reserver under forudsætning af, at kvaliteten og sikkerheden i leverancen er tilfredsstillende.</p>	<p>På nuværende tidspunkt er det kun tilladt for fluktuerende energikilder som f.eks. vind og sol at levere frivillige energibud i regulerkraftmarkedet. Det er dermed ikke tilladt for fluktuerende produktionskilder at levere reserver, da det historisk har været vurderet for usikkert. Energinet afsluttede med udgangen af 2020 et pilotprojekt, der undersøgte vedvarende energikilders mulighed for at levere reserver. I forlængelse heraf har Energinet udarbejdet en metode, der tillader fluktuerende vedvarende energikilder at levere reserver, så længe der statistisk kan eftervises en høj sandsynlighed for at kapaciteten er til rådighed. Metoden er anmeldt til Forsyningstilsynet i marts 2021<sup>1</sup>.</p>	<p>Bidrager med øget konkurrence og likviditet i reservemarkederne.</p>
<p><b>Indkøb af FCR-D nedregulering i DK2</b> – etablering af et svensk/dansk marked for indkøb af nedregulering i form af driftsforstyrrende Frequency Containment Reserve (FCR-D nedregulering).</p>	<p>I dag er der allerede et marked for indkøb af FCR-D opregulering i DK2 som indkøbes via et svensk/dansk marked. Dette markedsdesign skal spejles for at muliggøre indkøbet af FCR-D nedregulering i DK2 ultimo 2021.</p>	<p>Bidrager med øget robusthed og konkurrence ved at etablere et produkt, der kan modvirke driftsforstyrrende frekvensfald.</p>

<sup>1</sup> Link til metode: [Høring over Energinets metode for levering af kapacitetsreserver fra fluktuerende vedvarende energikilder \(forsyningstilsynet.dk\)](https://www.energinet.dk/da/om-energinet/nyheder/2021/03/energinet-afslutter-pilotprojekt-til-udvikling-af-metode-til-levering-af-kapacitetsreserver-fra-fluktuerende-vedvarende-energi-kilder)



PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
---------	----------	--------

<p><b>Afregning af prognoseafvigelse</b></p> <p>Den nuværende model for effektubalanceafregning bliver nedlagt og erstattet med en ny model ved overgangen til automated operation under NBM, der senere bliver til MARI.</p>	<p>Den nuværende model for effektubalanceafregning er utidssvarende og diskriminerende. Samtidig skærpes behovet for retvisende effektplaner fra aktørerne i takt med stigende VE integration, og derved ubalancer, i systemet. Retvisende effektplaner giver mulighed for at forudsige systemets ubalancer tæt på drift tidspunktet, som derved kan balanceres proaktivt.</p> <p>Den nye model, afregningen af prognoseafvigelse, sikrer retvisende effektplaner fra aktørerne med mindst mulige omkostninger. Modellen forventes at blive implementeret i Q4 2022.</p>	<p>Sikrer en samfundsøkonomisk og teknisk sikker drift af systemet.</p>
---	--	---

<p><b>Virtuelle målere</b> – Forbedrer adgangen til systemydelsesmarkederne for fleksibelt elforbrug bestående af porteføljer med mange mindre forbrugsenheder, under grundpræmissen at kvalitet og sikkerhed for leverancerne lever op til kravene.</p>	<p>Rentabiliteten for levering af fleksibilitet med porteføljer bestående af mange mindre enheder, kan være vanskelig og usammenhængende. Virtuelle målere kan reducere de startomkostninger en porteføljeejer ellers ville have haft og øger dermed incitamentet til levere fleksibilitet. Projektet skal ligeledes anvendes til at opstille hensigtsmæssige og generiske krav til brugen af virtuelle målere.</p>	<p>Bidrager med øget robusthed og konkurrence ved at inddrage nye markedsaktører, der kan levere forbrugsfleksibilitet.</p>
--	---	---

## 5. Engrosmarkeder – uddybende overblik

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
<b>Ny intraday modelhandelsmodel</b> – metodeanmeldelse af en ny intraday modhandelsmodel for at håndtere minimumskapaciteterne på DK1-DE/LU grænsen samt øvrige danske grænser, hvor behovet for modhandel også forventes at komme som følge af reglen om at give minimum 70 % handelskapacitet til spotmarkedet på udenlandsforbindelserne.	<p>Energinet understøtter TenneT med modhandel til at håndtere minimumskapaciteterne på DK1-DE/LU grænsen, der følger af flaskehalse i det tyske elnet. Modhandelsmodellen skal derudover dække de øvrige danske grænser, hvor behovet for modhandel også forventes at komme som følge af reglen om at give minimum 70 % handelskapacitet til spotmarkedet på udenlandsforbindelserne.</p> <p>Modhandelsmodellen skal erstatte den nuværende modhandelsmodel, hvor specialregulering fra regulerkraftmarkedet avendes til modhandel.</p>	Intraday modhandelsmodellen skal muliggøre at Energinet kan leve op til europæisk lovgivning om 70% reglen, samt assistere vores nabo-TSOer med omkostningseffektiv og markedsbaseret modhandel i et internationalt marked.
<b>Transparensplatform</b> – løbende sikring af transparens under transparensforordningen. Ændringer som eksempelvis at der kommer flere børser i samme dele af elmarkedet medfører behov for ændringer, samt løbende udvidelser og ændringer af krav til data.	Transparensforordningen kræver, at TSO'erne (og andre) stiller data til rådighed for markedet. Vil blive implementeret løbende.	Bidrager med øget konkurrence ved at sikre transparens i markedet og derved lige konkurrencevilkår.
<b>Implicit nettab (øvrige DC-forbindelser)</b> - skal reducere nettabsomkostningerne ved at begrænse udveksling, når værdiskabelsen ved udveksling ikke modsvarer tabsomkostningerne. Dette skal medføre færre timer med tabsgivende udveksling og forbedre samfundsøkonomien.	Den nuværende tabshåndtering medfører udveksling på forbindelserne i situationer, hvor det medfører et samfundsøkonomisk tab. Det forventes at metode for Storebælt leveres til regulatorgodkendelse inden sommerferie 2021. Implementeringstidspunkterne vil tage højde for auktioner af lange transmissionsrettigheder, og kommer ikke til at påvirke i forvejen allokeret kapacitet.	Modvirker udveksling af el som ikke kan betale sig samfundsøkonomisk ved at have færre timer med tabsgivende udveksling

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
---------	----------	--------

<p><b>Fælles nordisk kapacitetsberegning-metode Nordic CCM / flow-based</b> - etablere en fælles kapacitetsberegning-metode for alle forbindelser mellem prisområder inden for kapacitetsberegning-regionen (CCR) Nordic for alle time frames. Skal skabe bedre samfundsøkonomisk udnyttelse af det eksisterende transmissionsnet og dermed udlandsforbindelser.</p>	<p>CACM, FCA samt EB guidelines stiller krav om, at der i CCR Nordic skal udarbejdes en kapacitetsberegning-metode. Implementering forventes at ske tidligst ultimo 2022 for day ahead markedet. Ultimo 2021 iværksættes parallel drift med den nye og eksisterende metode. Pr. juni 2021 er de første (simple) kapacitetsberegninger foretaget i RSC regi. For balancing time frame (EB GL) udvikles CC metode i samme projektorganisatoriske regi som for long term, day ahead og intraday. Dette arbejde opstartes efter sommeren 2021 og forventes leveret til regulatorgodkendelse inden nytår 2021/22.</p>	<p>Bidrager med øget effektivitet, nettilstrækkelighed og konkurrence ved at etablere en fælles kapacitetsberegning-metode for alle forbindelser mellem prisområder inden for CCR Nordic.</p>
--	--	---

<p><b>Fælles kapacitets beregningsmetode i Hansa region - Hansa CCM</b> - etablere en fælles kapacitetsberegning-metode for alle forbindelser mellem grænserne inden for CCR Hansa. Hansa består af grænserne mellem Energinet, Svenska kraftnät, PSE (Polen), TenneT (Holland og Tyskland) og DE og 50Hertz (Tyskland). En regional kapacitetsberegning skal give bedre kapacitetstildeling og større transparens i forhold til kapacitetsfastsættelse.</p>	<p>CACM, FCA samt EB guidelines stiller krav om, at der i CCR Hansa udarbejdes en kapacitetsberegning-metode. Beregningsmetoden i day ahead markedet er fuldt implementeret, når Advanced Hybrid Coupling er på plads, når både CCR Nordic og Core anvender flow-based i kapacitetsberegningen. Tidsrammen for dette forventes for Nordic og Core implementering af flowbased med Advanced Hybrid coupling i henholdsvis Q4 2022 og Q4 2023.</p> <p>Energinet og de øvrige TSOer har påbegyndt samarbejdet med Nordisk RSC og TSCNet for at begynde implementeringen af de første trin i metoden. For EB time frame er arbejdet endnu ikke startet op og pt. ikke en konkret plan herfor.</p>	<p>Bidrager med øget effektivitet, nettilstrækkelighed og konkurrence ved at etablere en fælles kapacitetsberegning-metode for alle forbindelser mellem grænserne inden for CCR Hansa.</p>
--	---	--

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
---------	----------	--------

<p><b>Nordic RSC (Regional Security Coordinator)</b> - implementering af regionale services til de nordiske TSO'er, herunder Flow Based og More NEMOs hos RSC Nordic. Nogle opgaver fra de nordiske TSO'ers kontrolcentre flyttes til RSC, mens der er øget behov for koordinering fra kontrolcenteret.</p>	<p>SOGL og CACM stiller krav om etablering af RSC, og at denne, på vegne af TSO'erne gennemfører et antal driftsplanlægningsopgaver, herunder regionale kapacitetsberegninger. Antallet af opgaver der skal udføres regionalt, blev ved vedtagelsen af Clean Energy Package udvidet og på samme tid blev der stillet krav om de eksisterende RSC'er skulle etableres som selvstændige selskaber under navnet RCC (Regional Coordination Centers). Den nordiske RCC etableres i København og bygger i vidt omfang videre på den eksisterende RSC.</p>	<p>Nordic RSC bidrager gennem regionalt funderede serviceydelser, herunder kapacitetsberegning, til øget nordisk nettilstrækkelighed og robusthed.</p>
---	--	--

<p><b>Intraday Cross-Zonal Capacity Pricing / Intraday Auction</b> – Implementering af intraday auktioner (såkaldte IDAs) til prisfastsættelse af kapacitet i intraday marked. Effekten af prisfastsættelse af kapacitet er, at flaskehalse reflekteres i markedet og der dermed er et klarer prissignal. Auktionen vil også give mulighed for bedre konkurrence, i forbindelse med simpliciteten i budstrategi.</p>	<p>CACM stiller krav om prisfastsættelse af grænseoverskridende intraday kapacitet, som skal reflektere flaskehalse i systemet, og baserer på aktuelle bud. Forventet implementering primo 2023.</p>	<p>Bidrager med øget konkurrence ved at implementere intraday auktioner (marginalprissætningsmetoden) på faste tidspunkter af døgnet til prissættelse af kapacitet i intraday markedet.</p>
--	--	---

<p><b>Nordic Regional Implementation Project (Nordic RIP)</b> - introducerer 15 min tidsopløsning i intraday og day-ahead markederne i Norden. Nordic RIP er et fælles nordisk samarbejde mellem de 4 nordiske TSOer samt elbørserne EMCO, EPEX Spot og Nasdaq.</p>	<p>Clean Energy Package forpligter elbørserne til at give markedsaktører mulighed for at handle energi i 15 minutters tidsopløsning i både day-ahead, intraday og balancemarkedet. Intraday implementeres i maj 2023 samtidig med implementering af 15 min tidsopløsning i det nordiske balancemarked (en del af Nordic Balancing Model projektet). 15 minutters tidsopløsning i Day-ahead markedet forventes implementeret i Q1 2024.</p>	<p>Samme tidsramme for balancering, intraday og day-ahead skal bidrage til, at tidsopløsningen ikke er en barriere for likviditeten på tværs af landegrænser og på tværs af de forskellige markeder. Udover det, vil 15 min tidsopløsning gøre det lettere for de balanceansvarlige at handle sig i balance inden en eventuel ubalance bliver for stor. Dette forventes at bidrage til færre store ubalancer.</p>
---	--	---

## 6. Detailmarkedet – uddybende overblik

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
<b>Eltarifmodel</b> – Energinet er ved at gennemføre en grundlæggende revision af tarifmodellen for eltarifferne, bl.a. ved indførelse af en TSO-DSO-model for nettariffen. Et samlet overblik over alle ændringer er beskrevet i publikationen <i>Udvikling af Energinets eltarifdesign</i> , som kan findes på Energinets hjemmeside her: <a href="https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer">https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer</a>	Energinets nuværende tarifmodel opdateres til at understøtte øget elektrificering og afspejle mere omkostningsægte eltarifbetaling. Samtidig sikres det, at incitamentsstrukturen i DSO- og TSO-tarifferne koordineres. Både europæisk lovgivning (under udvikling) og national lovgivning (evt. under tilpasning) sætter rammerne. Forventet implementering i perioden 2021-2023.	Bidrager med øget effektivitet, nettilstrækkelighed og fleksibilitet ved at skabe incitamentet til fleksibelt forbrug hos forbrugerne gennem et nyt eltarif-design, der bl.a. udarbejdes i fællesskab af DSO'erne og Energinet.
<b>Afbrydelighed i TSO-nettet</b> – nyt netprodukt for forbrugskunder i TSO-nettet. Projektet udvikler et netprodukt, hvor afbrydelighed kan tilvælges mod en rabat på tariffen. Dette netprodukt skal medvirke til at sikre både en mere effektiv udnyttelse og en mere effektiv udbygning af elnettet set ift. forsyning af forbrug.	Et netprodukt for afbrydelighed i TSO-nettet vil kunne bidrage til en højere grad af udnyttelse af ledig kapacitet i transmissionsnettet. Der er sket metodeanmeldelse til Forsyningstilsynet i maj 2020. Forsyningstilsynets godkendelse afventer før netproduktet kan finde anvendelse. Forventet implementering ultimo 2021.	Bidrager med øget nettilstrækkelighed og fleksibilitet i form af at give forbrugskunder i TSO-nettet muligheden for at tilvælge afbrydelighed som et produkt med tilsvarende rabat på tariffen. Med afbrydeligheden reduceres Energinets netudbygningsbehov.
<b>Styrke innovation gennem data</b> - har til formål at 1) videreudvikle Energi Data Service (herunder offentliggøre nye datasæt), 2) videreudvikle Energidataportalen, herunder den nye markedsdata portal 3) anonymiseringsprojekt skal gøre det muligt at lade eksterne arbejde med data fra DataHub uden at gå på kompromis med persondatasikkerhed (GDPR).	Frisættelse af data kan danne grundlag for værdiskabelse uden for Energinet. Projekterne er hver især bidrag til at øge værdiskabelsen af data og styrke mulighederne for forbrugsfleksibilitet. Projekterne har forskellige deadlines frem mod 2022.	Bidrager med øget fleksibilitet ved mere frisættelse af data, som skal styrke mulighederne for udvikling af markedsmodeller for fleksibilitet.

PROJEKT	BAGGRUND	BIDRAG
---------	----------	--------

<p><b>Implementering af rollen som uafhængig aggregator</b> – Rollen er beskrevet i Elmarkedsdirektivet fra Clean Energy package og er med Aggregeringsbekendtgørelsen nu implementeret i dansk lovgivning<sup>2</sup>. Heri har Energinet fået til opgave at udvikle en korrektions- og kompensationsmodel.</p>	<p>En uafhængig aggregator leverer ikke energi til slutkunden, men handler alene med slutkundens fleksibilitet i elmarkederne. Den uafhængige aggregators operationer kan derfor påføre ubalancer hos de balanceansvarlige aktører og skal derfor opgøres i den såkaldte korrektions- og kompensationsmodel. Således de øvrige aktører i markedet ikke bliver økonomisk straffet af den uafhængige aggregators positioner. Metodeanmeldelse forventes anmeldt til Forsyningstilsynet i Q4 2021.</p>	<p>Når den uafhængige aggregator ikke har direkte balanceansvar muliggør det andre typer af forretningsmodeller end for de serielle operatører. Og derved aktivere flere af de små produktions- og forbrugsapparater, der kan bidrage til effekttilstrækkelighed og fleksibilitet.</p>
--	---	--

<p><b>15 minutters ubalanceafregning</b> – Som følge af EU's elmarkedsforordning skal alle medlemslande implementere 15 minutters ubalanceafregning. Dette har Energinet sammen med de øvrige nordiske TSO'er fastsat til at ske den 22. maj 2023. Energinet skal tilpasse DataHub og markedsforskrifter for at aktørerne vil opleve værdi af overgangen til 15 minutters ubalanceafregning. Selve afregningen varetages af eSett på vegne af de nordiske TSO'er.</p>	<p>Det er vurderet at en højere opløsning i ubalanceafregningen vil medføre mindre ubalance for de balanceansvarlige og mindre spring i afregningsintervallerne, som er til gavn for elsystemets driftsbalance. Sammen med étprismodellen for ubalancer forventes det, at aktørerne vil blive mere aktive for at hjælpe systemet og de kortere intervaller giver også aggregatorer bedre muligheder for at levere ydelser i de korte intervaller.</p>	<p>Projektet bidrager til at sikre lave barrierer for leverandører af systemydelser og dermed større udbud af systemydelser, mindre ubalancer til de balanceansvarlige, som medfører lavere priser for elkunder, større fleksibilitet grundet kortere afregningsintervaller. Endeligt får de balanceansvarlige bedre mulighed for at tilpasse forbrug og produktion til gavn for elsystemets drift.</p>
---	---	---

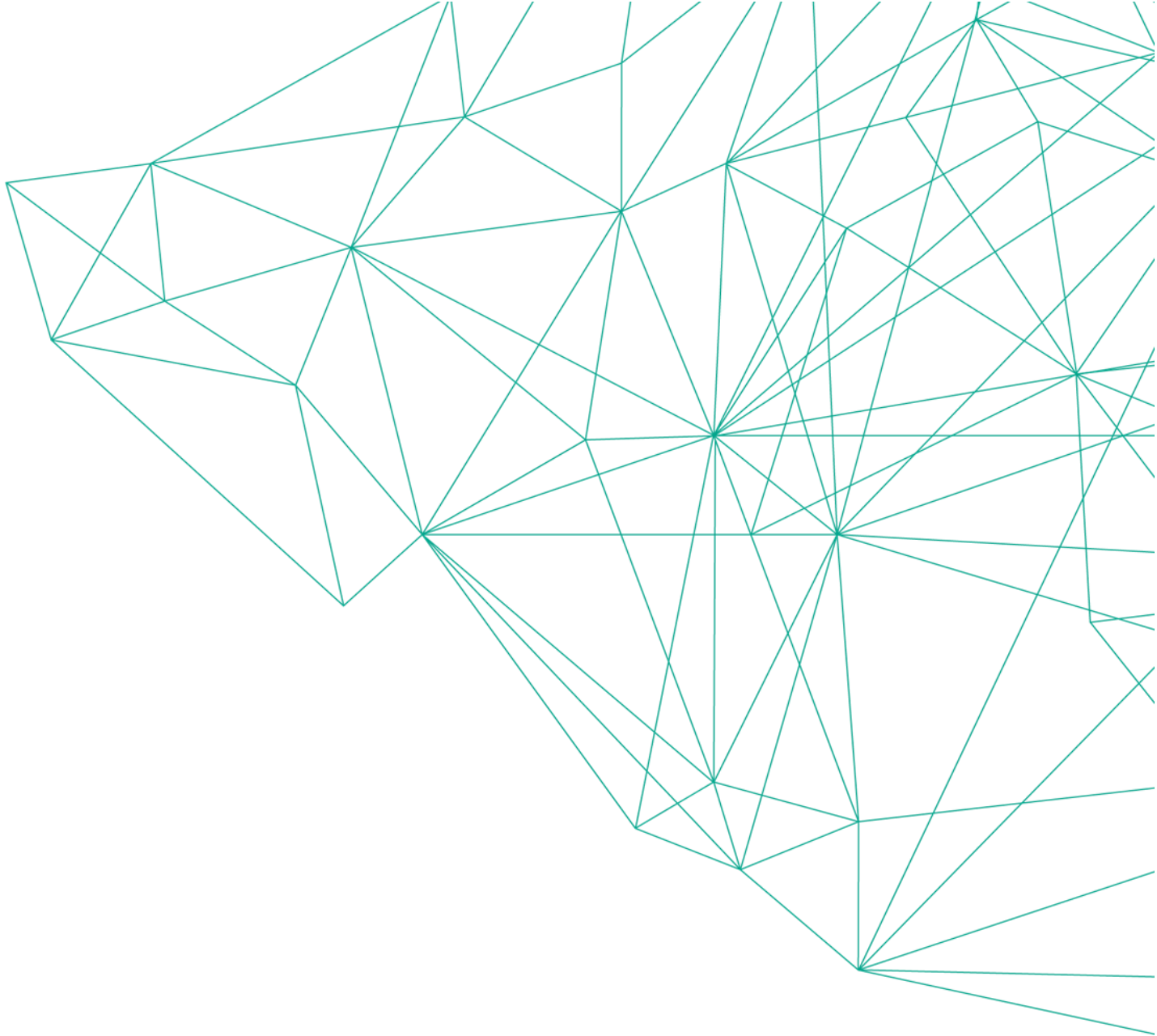
<sup>2</sup> BEK nr 2250 af 29/1/2020: [Aggregeringsbekendtgørelsen](#)

## 7. Samarbejdspartnere

Projekterne inden for udvikling og design af markedsrammer på elområdet indebærer samarbejde mellem aktører og myndigheder i Danmark, i Norden og i Europa. I forlængelse af lovmæssige bestemmelser er en stor andel af implementeringsprojekterne af international karakter, hvilket betyder, at Energinet samarbejder med de nordiske og de øvrige europæiske TSO'er for en meget stor andel af projekterne.

Energinet har en række samarbejdsfora. Nogle etableret af Energinet og andre udviklet og drevet i partnerskab med aktører i branchen som f.eks. DSO-TSO samarbejdet. Målet med de forskellige samarbejdsfora er at sikre tæt dialog og samarbejde om Energinets arbejde på elmarkedsområdet. Herunder gives en oversigt over de forskellige samarbejdsfora samt en indikation af, hvilke implementeringsprojekter, der behandles og diskuteres i de enkelte fora. Der vil være overlap, hvor de samme projekter drøftes i forskellige samarbejdsfora. Dette skal sikre størst mulig transparens og inddragelse i de konkrete projekter fra forskellige branchegrupper.

SAMARBEJDSFORA	ORIENTERES OM FØLGENDE PROJEKTER
<b>Aktørfora i Energinet</b>	
Aktørarbejdsgruppe for systemydelse	Højere tidsopløsning i balancemarkedet, Frequency Containment Reserve (FCR) med Tyskland, Europæiske aktiveringsplatforme for reserver, Nyt mFRR markedsdesign i DK2 efter 2020, Geografiske regulerkraftbud, aFRR i DK1, Nordic Balancing Model, Fælles nordisk indkøb af FFR.
Elaktørforum	Tysklandsgrænsen (DK1-DE), Nordic RSC (Regional Security Coordinator), Transparensplatform, Tarifmodel, More NEMOs (Nominated Electricity Market Operators), Europæisk intraday marked, XBID, Fælles nordisk kapacitetsberegningstype Nordic CCM/flow-based, Implicit nettab (Skagerak), Implicit nettab (øvrige DC-forbindelser), Fælles kapacitets beregningsmetode i Hansa region - Hansa CCM, Højere tidsopløsning i balancemarkedet, Nordic Balancing Model.
DSO-TSO Markedssamarbejdsudvalg	Tarifmodel, Højere tidsopløsning i balancemarkedet, Geografiske regulerkraftbud, Aggregatormodeller, Afbrydelighed i TSO-nettet (netprodukt).
Detailmarkedsforum	Aggregatormodeller, flexafregning, højere tidsopløsning i balancemarkedet og implementering af NBS ubalanceafregning hos eSett.
DSO-TSO Netsamarbejdsudvalg	Geografiske regulerkraftbud, Afbrydelighed i TSO-nettet (netprodukt).
Open Door Lab	Styrke innovation gennem data.
Workshops	Tysklandsgrænsen (DK1-DE), Fælles nordisk kapacitetsberegningstype Nordic CCM/flow-based, Fælles kapacitets beregningsmetode i Hansa region - Hansa CCM, Nyt mFRR markedsdesign i DK2 efter 2020, Nordic Balancing Model, øget markedsføring af systemydelse, Metode for cost plus og reguleret pris.



## KOLOFON

Energinet Systemansvar,  
Juni 2021

## **ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærsvvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 28 98 06 71

Forfattere: EAR