



RAPPORT

EVALUERING - PILOTPROJEKTER

Nye teknologier i markedet for systemydelser

Indhold

1. Introduktion	3
1.1 Formål med pilotprojekterne	3
1.2 De enkelte projekter	3
1.2.1 EConGRID	4
1.2.2 Insero Energy og Neogrid Technologies	4
1.2.3 Energi Danmark	4
1.2.4 DTU og Nuvve	5
1.2.5 E.ON Danmark A/S.....	5
2. Identificerede barrierer.....	6
2.1 Aggregatorrolle i markedet.....	6
2.2 Manglende rammer for aggregerede porteføljer	6
2.3 Pulje af forbrug og produktion og lavere budgrænse.....	7
2.4 Baselinemetode og rebound-effekter	8
2.5 Frekvensforhold i DK2.....	8
2.6 Fleksibelt elforbrug er sekundært	9
2.7 Tariffer, skatter og afgifter.....	10
3. Konkrete tiltag.....	10
3.1 En fremtidig aggregatorrolle i elmarkedet	10
3.2 Mulighed for at pulje forbrug og produktion – mindre budstørrelse.....	11
3.3 Baselinemetode	12
3.4 Frekvensforhold i DK2.....	12
3.5 Begrænsede muligheder for industrielle forbrugere.....	13
3.6 Tariffer, skatter og afgifter.....	14
4. Konklusion	14

1. Introduktion

Pilotprojekterne tager udgangspunkt i Energinets Strategi for systemydelser 2015-2017, hvor hovedtemaerne er internationalisering, konkurrence og transparens. Det er Energinets mål, at markederne for systemydelser så vidt muligt skal tillade alle at deltage, uanset den bagvedliggende teknologi for tilvejebringelsen af en given ydelse. Det er vigtigt, at der ikke findes barrierer, som i praksis holder nogle teknologier ude af markedet, som eksempelvis fleksibelt elforbrug, der på grund af nuværende markedskrav oplever barrierer for at deltage i markederne med ydelser, som de rent fysisk ville være i stand til at levere. Formålet med at åbne markedet for nye leverandører er at skærpe konkurrencen i markedet og sikre tilstrækkeligt udbud af ydelser også i de perioder, hvor konventionelle leverandører af forskellige årsager ikke kan levere. Det er således ikke formålet at fremme nogle teknologier fremfor andre, men at udarbejde marksedsregler, der er rummelige nok til, at forskellige teknologier kan deltage på lige vilkår.

1.1 Formål med pilotprojekterne

Formålet med pilotprojekterne er at undersøge, hvordan samspillet er mellem nye teknologier og eksisterende rammer og krav for den vej igennem at identificere barrierer for, at nye teknologier kan indpasses i systemydelsesmarkederne. Det er ligeledes formålet at adressere disse barrierer gennem forslag til tilpassede forskrifter og udbudsbetingelser. Formålet er ligeledes at opnå driftserfaring med de ændrede forslag samt at implementere disse i forskrifter og udbudsbetingelser. Det er således et ønske at synliggøre barrierer og i forlængelse heraf undersøge, hvorvidt det er muligt at fjerne eller lempeliggøre de krav og specifikationer, der blokerer. Det skal dermed også bemærkes, at der kan være barrierer, som ikke kan fjernes, da det vil medføre en forringet kvalitet af de ydelser, som Energinet efterspørger.

1.2 De enkelte projekter

I slutningen af 2015 afholdt Energinet en workshop, hvorefter man inviterede interesserede aktører til at indsende en ansøgning, hvis de ønskede at deltage med et pilotprojekt. Dette resulterede i, at Energinet indgik samarbejde med aktører, der repræsenterede forskellige idéer, teknologier eller en kobling af begge dele i både Vestdanmark (DK1) og i Østdanmark (DK2).

Der er givet forskellige dispensationer til de deltagende parter, så projekterne uden større tilpasninger har kunnet testes i det reelle marked. Energinet har vurderet dette til at være uden risiko, da de deltagende mængder (MW) er så små, at de ikke generer driften af markedet på nogen måde.

Dispensationerne er som udgangspunkt givet til udgangen af 2017, men der kan være forhold, som tilsiger, at dispensationen gives i længere tid, hvis fx pilotprojekterne ikke er kommet i gang og er blevet testet. Derudover opretholdes dispensationen, indtil rammerne er ændret, hvis evalueringen anbefaler en ændring. Nye dispensationer til lignende projekter vil ikke blive givet.

Det er under de enkelte projekter angivet, hvilke dispensationer der har været anvendt. Dispensationerne har i nogle tilfælde været givet forud for projektets begyndelse. I andre tilfælde er der opstået behov i løbet af projektet, som har givet anledning til at give andre dispensationer.

Fælles for alle fem pilotprojekter er, at de har fået mulighed for at deltage i markedet uden prækvalifikation af de implicerede forbrugsenheder. Det vil sige, at alle anlæg kan deltage på markedsvilkår uden kvalifikation af deres praktiske formåen i markedet. Det har dermed været muligt for projekterne at teste metoder og leveringsmuligheder fra enheder, der normalt ikke ville være godkendt til den specifikke ydelse.

1.2.1 EConGRID

EConGRID har deltaget med et pilotprojekt baseret på fleksibiliteten fra batterier på telesites i DK1. Formålet med pilotprojektet var at aggregere fleksibiliteten fra mange telesites og tilbyde en leverance på ca. 100 kWh som opregulering i regulerkraftmarkedet. For EConGRID har der ligeledes været fokus på at definere en baselinemetode på baggrund af historik, ligesom det var målet at demonstrere, at aggregerede målinger kan anvendes og give den nødvendige nøjagtighed ved skalering til +10 MW.

EConGRID har fået dispensation til at levere regulerkraft på markedsvilkår uden onlinemåling på de enkelte batterianlæg.

EConGRID har gennem pilotprojektet vist, at en samlet leverance af regulerkraft fra et stort antal aggregerede telesites er mulig. De første leverancer fra op til 16 aggregerede enheder viste meget positive resultater, og det blev vurderet, at det ikke ville bringe yderligere viden at fokusere på større leverancer. Herudover var økonomien i projektet negativ, og EConGRID har derfor fokuseret på batterihåndtering i stedet. Pilotprojektet er derfor afsluttet, og der arbejdes for nuværende ikke videre med konceptet.

1.2.2 Insero Energy og Neogrid Technologies

Insero Energy og Neogrid Technologies har deltaget med et pilotprojekt baseret på fleksibiliteten fra varmepumper i DK1. Formålet med pilotprojektet var at aggregere fleksibiliteten fra en pulje af varmepumper på i alt 315 kW og stille puljen til rådighed på det eksisterende nordiske regulerkraftmarked.

Insero Energy og Neogrid har fået dispensation til at levere regulerkraft på markedsvilkår uden onlinemåling på de enkelte varmepumper.

Neogrid Technologies har udviklet en aggregeringsplatform, der kan håndtere forbrugsenheder som fx varmepumper. Platformen laver et forecast for forventet elforbrug i form af en forbrugsplan samt fleksibiliteten for individuelle eller større puljer af varmepumper, optimerer driften af varmepumper i forhold til forskellige input som pris, vind og vejr, og leverer en styring af puljen med henblik på at holde den forudsagte plan. Insero Energy og Neogrid Technologies har fokuseret en stor del af projektet på at overholde deres forecast ved hjælp af fleksibiliteten fra varmepumperne. Der har ikke været en levering af balanceringsenergi til regulerkraftmarkedet.

Insero Energy og Neogrid arbejder videre med at tilbyde fleksibilitet til systemydelsesmarkedet fra aggregerede porteføljer af varmepumper. På nuværende tidspunkt handler det i høj grad om at tilføre yderligere kapacitet til porteføljen, så aggregeringskoncept og -metoder kan eftervises på et større datagrundlag.

1.2.3 Energi Danmark

Energi Danmark har deltaget med et pilotprojekt baseret på fleksibilitet fra industrielle forbrugere til levering af regulerkraft i DK1. Der har været fire forbrugere knyttet til projektet: Et gartneri, et spildevandsanlæg, et frysehus og et indkøbscenter med et samlet fleksibilitetspotentiale på omkring 7 MW. I projektet har Energi Danmark indgået samarbejde med KIWI Power, som har udviklet hardware og software til at styre og optimere forbrugsenheder i forhold til deres levering af balanceringsydelser.

Energi Danmark har fået dispensation til at afvige fra en række markedskrav. Det omfatter blandt andet mulighed for at pulje forbrug og produktion samt mulighed for at afvige fra kravet om aktiv opretholdelse af aktiveringen i hele budperioden. Det betyder, at Energi Danmark aggregerer budene fra de enkelte enheder til et samlet bud, som meldes ind som produktionsbud i regulerkraftmarkedet, da det ikke er muligt at finde tilstrækkeligt, lignende forbrug at pulje med.

For at skabe aktivitet har Energi Danmark været nødt til at droppe priserne til et niveau, hvor enhederne ellers ikke ville have kørt.

Energi Danmarks konklusion på projektet er, at det er lykkedes at skabe aktiveringer hos to af projektets forbrugere, men dog meget få reelle aktiveringer. Integrationen af KIWI Powers teknologi til kundens eksisterende systemer er tidskrævende og dyrt, og projektet har demonstreret, at de industrielle kunders primære fokus naturligt nok er på deres kerneprocesser og ikke på optimering af energiforbrug og fleksibilitet til elmarkedet.

Energi Danmark fortsætter projektet og har indtil videre fået tilsagn hertil af Energinet frem til slutningen af 2018. Energi Danmark fokuserer på at øge porteføljen af enheder, samtidig med at de vil udvide projektet til også at omfatte DK2.

1.2.4 DTU og Nuvve

DTU og Nuvve har deltaget med et pilotprojekt baseret på fleksibilitet fra elbiler til levering af FCR-N i DK2. Projektet startede med 10 elbiler på Frederiksberg Forsyning, og ved projektets afslutning var 22 biler tilsluttet i Københavnsområdet og på Bornholm. Den samlede kapacitet har ligget på ca. 10 kW pr. elbil. Nuvve har aggregeret de enkelte elbilers kapacitet til en samlet mængde varierende fra 65 kW til 100 kW, som, gennem Neas Energy som BRP, er blevet solgt til markedet, som et samlet FCR-N-bud.

DTU og Nuvve har indsamlet store mængder data for at analysere elbilernes evne til at respondere og efterleve markedskravene til levering af FCR-N. Resultatet er klart; det aggregerede system af elbiler responderer, med en høj grad af sikkerhed, succesfuldt på frekvensudsving. Elbilerne reagerer inden for 5-6 sekunder, hvilket er væsentligt under kravet på 150 sekunder for FCR-N.

Udfordringerne for projektet med elbiler har hovedsageligt handlet om frekvensforholdene i DK2, der medfører, at der er under- eller overfrekvens i lange perioder. Dette gør det vanskeligt for elbilerne at levere, da batterier af natur er en udtømmelig ressource. Dette kan naturligt justeres gennem aggregering og tilbudt kapacitet, men reduceres budkapaciteten, påvirker det projektets business case i en markant negativ retning.

Nuvve og DTU har på grund af dette introduceret begrebet POP, som står for Preferred Operation Point. Her tillades det, at batteriet flytter sit setpunkt løbende under leverancen, så det accepteres for FCR, at der ikke længere kan ske en symmetrisk leverance ved over- og underfrekvens i nettet. Det betyder, at ved frekvensudfald af længere varighed, hvor batteriet rammer sin øvre eller nedre kapacitetsbegrænsning, vil POP repræsentere det nye setpunkt – hvad end der lades eller aflades – hvor reserven kan leveres fra, så maksimalleverancen begrænses i en bestemt retning. DTU og Nuvve har fået dispensation til at anvende POP.

Ud over frekvensforholdene i DK2 har projektet været udfordret af, at afgiftssystemet ikke er indrettet efter teknologier, der både leverer og aftager energi fra nettet.

DTU og Nuvve arbejder videre med business casen, og Nuvve tilføjer løbende yderligere elbiler til porteføljen. Energinet har givet Nuvve tilsagn om at fortsætte på dispenserende vilkår, så længe Energinet fortsat arbejder med etablering af de endelige markedsrammer.

1.2.5 E.ON Danmark A/S

E.ON har deltaget med et pilotprojekt baseret på fleksibilitet fra en aggregeret pulje af elbiler til levering af FCR i DK1. E.ON har ønsket at demonstrere, at ordinære elbiler allerede er i stand til at levere FCR, og at elbiler derfor er noget, der bør sættes på i den grønne omstilling.

Pilotprojektet har fokuseret på at levere FCR-opregulering igennem en reduktion i ladehastigheden, hvis frekvensen i nettet falder. Projektet har haft som mål at levere 50 kW for en blok på 4 timer pr. dag, men de har fået dispensation til at afvige, så det accepteres, at de ikke kan levere i alle 4 timer i den indmeldte blok. De respektive bud fra de enkelte elbiler er blevet aggregeret af E.ON. Intensionen var, at det aggregerede bud skulle handles i det regulære FCR-marked via Neas Energy, men projektet har ikke nået at udføre tilstrækkelige tests til, at det har turdet levere konkret i markedet. Alle tests har dog vist, at elbilerne responderer tilfredsstillende på frekvensudsving.

E.ON arbejder videre med projektet i dets nuværende format med et ønske om at foretage bedre tests og forbedre de anvendte metoder.

2. Identificerede barrierer

De 5 pilotprojekter har leveret hver deres liste over identificerede barrierer, som de har mødt i deres projekt mod at levere systemydelser under de nuværende markedsrammer. I det følgende kapitel vil de konkrete barrierer blive beskrevet. Det beskrives vil både dække direkte over de barrierer, som projekterne har leveret samt barrierer/udfordringer, som Energinet har observeret i processen. Det er ikke nødvendigvis angivet, hvilket pilotprojekt der har oplevet hvilke barrierer. Der har dog været væsentlige overlap, så flere projekter har angivet de samme barrierer.

2.1 Aggregatorrolle i markedet

Under de nuværende regler i Danmark er det kun en balanceansvarlig aktør (BRP), som har lov til at byde systemydelser/produkter ind i markedet. Det betyder, at en aggregator, som kan levere eksempelvis FCR fra distribuerede enheder, skal indgå i et partnerskab med en BRP for at deltage i markedet for systemydelser. Dette medfører yderligere transaktionsomkostninger, som kunne undgås, hvis aggregatoren selv kunne byde ind i markedet.

Som det er nu, kan aggregatoren selv byde ind i markedet, hvis denne påtager sig rollen som BRP og elleverandør. Det er umiddelbart ikke problematisk at blive BRP, men det er omfangsrigt at blive elleverandør, da aggregatoren hermed bliver forpligtet til at opkræve abonnementer, nettariffer og statsafgifter for de kunder, som han leverer strøm til. Som følge heraf skal han have et IT-system, som selv holder øje med tarifopdateringer mv., som i øvrigt lagres i DataHub, og han skal udbetale de opkrævede tariffer mv. til de relevante parter. Disse forpligtelser gør opgaven uoverskuelig og dyr for en mindre markedsaktør.

2.2 Manglende rammer for aggregerede porteføljer

Gennem arbejdet med pilotprojekterne er det blevet klart, at der er et behov for, at Energinet definerer de rammer, som aggregerede puljer skal fungere under. Hvordan godkendes et "sæt" af anlæg? Og hvordan tilføjes endnu et anlæg til gruppen? Hvilke målerkrav vil der være?

Det betyder, at Energinet skal definere prækvalifikationsprocessen for et sæt af aggregerede anlæg, ligesom det skal defineres, hvorledes nye anlæg kan tilføjes en eksisterende gruppe af anlæg.

Der er ligeledes et behov for at definere målerkrav til disse aggregerede enheder i forhold til levering af aFRR og mFRR, hvor der leveres energi. I dag kræver Energinet onlinemålinger på enhedsniveau, og det er en væsentlig økonomisk udfordring, når der er tale om mange små distribuerede enheder, der leverer en samlet ydelse. Herudover har det betydning for omkostningerne til onlinemålinger, hvilken opdateringsfrekvens, der kræves. Kravet om onlinemåling er for nylig fjernet for FCR.

Målerkrav henfører ligeledes til afregningsmålere, hvortil der stilles relativt store krav. Der er behov for at tage stilling til, om målerkravene skal være ligeså høje til meget små enheder, da kravene og den efterfølgende drift af målerne medfører væsentlige omkostninger.

I pilotprojekterne er det konkluderet, at det i dag er måleoperatøren (her repræsenteret ved netselskaberne), som har monopol på at levere afregningsdata til datahubben. Hvis der er behov for en sub-måling til afregningsformål, er det måleoperatøren, der også skal opsætte og drifte denne. Men idet aggregatoren selv har brug for en måling på udstyret, har denne allerede installeret en måler, hvorfra der hentes data, som tilmed ofte har væsentligt højere opløsning, end de eksisterende måleoperatører kan levere. Derfor vil det være spild af ressourcer at skulle installere endnu en måler. I forlængelse heraf foreslås det, at det gøres muligt at afregne ved hjælp af egen måler, så længe denne lever op til de nødvendige betingelser.

Diverse forskrifter og udbudsbetingelser er i høj grad knyttet op på produktionssiden, hvilket naturligt hænger sammen med, at systemydelse historisk set kun har været leveret af kraftværker. Det betyder, at det ikke fremgår, hvorledes eksempelvis elbiler skal prækvalificeres og deltage i markedet. En del af svaret herpå ligger i ovenstående, da elbiler vil være en del af en aggregeret portefølje, men det vil ligeledes være nødvendigt at forholde sig til, at en lagringsteknologi, som eksempelvis et batteri, i teorien både er en produktions- og forbrugsenhed.

I Energinets Udbudsbetingelser for Systemydelser er det specifikt defineret, at regulerkraft skal leveres fra enten produktion eller forbrug; altså at forbrug og produktion ikke kan puljes.

2.3 Pulje af forbrug og produktion og lavere budgrænse

I forlængelse af ovenstående er det en barriere, at forbrug og produktion ikke må puljes i regulerkraftmarkedet. Det betyder i praksis, at et bud ikke kan bestå af en sammensat leverance af både produktion og forbrug. Dette hæmmer fleksibiliteten, da det nuværende krav til budstørrelsen for mange små forbrugsenheder er for stor til, at de selv kan være prissættende.

Et forbrugsbud med en pris på 200 DKK/MWh bliver måske meldt ind til 0 DKK/MWh i regulerkraftmarkedet til nedregulering, fordi det skal puljes med øvrige forbrugsenheder, der har et helt andet prisniveau end budtet selv. Det betyder, at der reelt er et fleksibelt elforbrug ved prisniveauer mellem 0 og 200 DKK/MWh, som ikke kan realiseres på grund af markedet. Hvis aktørerne måtte pulje forbrug og produktion, ville der være flere mulige prisniveauer, og dermed ville forbrugsenheden kunne aktiveres langt oftere, og dermed ville fleksibiliteten for Energinet være større.

Effekten af at forbrug og produktion ikke kan puljes forstærkes af, at den krævede budstørrelse på 5 MW i regulerkraftmarkedet er høj; set fra et forbrugsperspektiv. I dag er der meget begrænsede bud fra fleksibelt forbrug, som ikke er elkedler. Det betyder, at alt forbrug givet reglen om, at forbrug og produktion ikke må puljes, skal puljes med elkedler, der har et meget anderledes aktivitetsmønster og prisniveau end eksempelvis industrielle forbrugere. Hvis budstørrelsen var lille, ville en sådan forbrugsenhed kunne skabe sit eget bud og dermed levere den potentielle fleksibilitet til markedet.

Muligheden for at pulje forbrug og produktion eller implementeringen af en lavere budgrænse vil således øge mulighederne for leverandørerne til at agere fleksibelt i regulerkraftmarkedet. Det vil ligeledes øge fleksibiliteten med lavere budgrænse i de øvrige systemydelsesmarkeder.

2.4 Baselinemetode og rebound-effekter

I forbindelse med pilotprojekterne er det endnu engang blevet tydeligt, at der eksisterer en udfordring i forhold til forbrugsenhedens baselineforbrug; hvad ville forbruget have været, hvis der ikke var sket en udveksling af balanceringsenergi? Det vil sige, at der reelt mangler et grundlag at verificere forbrugerens leverancer ud fra, hvis ikke der skal eksistere et krav om sub-målere på alt delforbrug.

Der findes formentlig ikke nogen korrekt opgørelse heraf, men der kan med en vis nøjagtighed beregnes et acceptabelt baselineforbrug baseret på eksempelvis et gennemsnitsforbrug over en given periode eller en udvalgt referencedag; fx samme dag i ugen forinden.

For forbrugeren er definitionen af baselineforbrug ikke en egentlig barriere for den tilgængelige fleksibilitet, men alligevel en udfordring for forbrugeren, fordi baselineforbruget kan blive en økonomisk barriere, alt afhængigt af hvordan forbrugerens balance opgøres i forhold til baselineforbruget. Hvis baselineforbruget påfører en stor risiko i forhold til balanceafregning, vil dette overskygge indtjeningsmuligheden ved at stille fleksibilitet til rådighed. Dette vil have en negativ effekt på den fleksibilitet, forbrugeren tør stille til rådighed for markedet. Samtidig vil en del af den tilgængelige fleksibilitet i sig selv skulle anvendes til at overholde den gældende baseline.

For Energinet er udfordringen i forbindelse med ovenstående baselineproblematik, at det bliver vanskeligt at verificere, at Energinet modtager det produkt, der er blevet bestilt og betalt. Der skal således skabes en model for beregning af baseline, der er nøjagtig og valid nok til, at Energinet kan basere sin verifikation og eventuelt sin afregning herpå. Samtidig skal der ved tilføjelse af en sådan metode være grundlæggende sikkerhed for, at det ikke skaber problemer i forhold til teknologineutralitet, eller at det skaber præcedens for deltagelse af teknologier, der leverer et produkt af væsentlig forringet kvalitet ud fra et systemsikkerhedsperspektiv.

Af pilotprojekterne fremgår det ligeledes, at rebound-effekter er en del af udfordringen i forhold til afregning af forbrugeren. Det betyder, at hvis forbruget gennem en aktivering nedjusteres i en periode, så kan det for nogle teknologier medføre, at der sker en umiddelbar modsatrettet og kompenserende bevægelse i forbruget, når aktiveringen ophører. Det kan også være et tilfælde, hvor en justering i én type forbrug medfører en modsatrettet effekt i en anden type forbrug.

Rebound-effekter i forskellige afskygninger kan betyde, at når timeforbruget efterfølgende gøres op med henblik på at eftervise og afregne en aktivering, så vil den opmålte leverance være meget tæt på nul, fordi rebound-effekter stjæler den reelle leverance.

2.5 Frekvensforhold i DK2

I Danmark er DK2 en del af det nordiske synkronområde, mens DK1 er en del af det kontinentaleuropæiske synkronområde. Det er vidt forskellige frekvensmønstre, der udspiller sig i de to områder, idet man i det nordiske synkronområde oplever meget lange perioder med frekvensafvigelser. Dette sker relativt sjældent i det kontinentaleuropæiske synkronområde. Disse forskelle er afspejlet i de prækvalifikationskrav, der eksisterer for DK1 henholdsvis DK2, hvor leverandøren i DK1 skal kunne opretholde en kontinuert maksimal leverance i minimum 15 minutter, mens leverandøren i DK2 skal kunne opretholde en kontinuert maksimal leverance i hele budperioden. Det betyder, at der for leverandøren af FCR i DK2 er en væsentlig større sandsynlighed for leverancer af betydeligt mere end 15 minutters varighed.

Batterier har en række særlige karakteristika i forhold til fx termisk elproduktion, som samlet betyder, at batterier står over for flere omkostninger og mindre indtjening pr. batteri. Batterier leverer energi gennem energilagring og er derfor af natur en udtømmelig ressource på kort sigt. Dermed kan batterier kun levere en vis mængde energi, enten gennem

høj effekt i kort tid eller lav effekt i lang tid. Jo længere krav til leveringsperiode, jo mindre kapacitet kan batteriet således stille til rådighed.

Levetiden for batterier påvirkes meget af brugen af batteriet, i særdeleshed af hvor ofte batteriet fuldt op- og aflades. Ud fra en levetidsbetragtning er det således hensigtsmæssigt, at batteriet holdes mellem 75 pct. og 25 pct. opladning. Dette betyder imidlertid, at energien i batteriet i udgangspunktet ikke vil stilles fuldt til rådighed for elmarkederne. For at kunne sælge en vis kapacitet øges kravet til antallet af batterier på den baggrund. Den nødvendige batterikapacitet i forhold til at levere FCR fordobles dermed, hvilket igen øger omkostningerne for aggregatoren og reducerer afkastet for det enkelte batteri.

Specielt for batteriers levering af FCR-N er det en udfordring, at der er så stor variation i varigheden af frekvensudfaldet. For FCR i DK1 afhjælpes denne udfordring – hvis den overhovedet opstår – af, at Energinet udelukkende stiller krav til en maksimal leverancevarighed på 15 minutter, hvilket for de fleste batterier gør det muligt at udnytte kapaciteten tilfredsstillende. Frekvensmønstret i DK2 medfører imidlertid, at der er en langt større og mere usikker variation i varigheden af frekvensafvigelsen, og dette udfordrer batteriers mulighed for at levere, idet der herved opstår en stor risiko for fuld af- og opladning af batterierne. Det betyder, at en leverandør af forbrugsfleksibilitet til anvendelse i FCR-N-markedet i DK2 skal have en relativt stor overskudskapacitet for at løse varighedsproblematikken, således at de gennem en strategisk opdeling af deres kapacitet kan sikre, at den tilbudte mængde med sikkerhed kan leveres i den nødvendige periode, uden at batterierne beskadiges ved at blive fuldstændig opbrugt.

Udfordringen ved at skulle kalkulere med en stor overkapacitet og dermed reelt opdele den tilgængelige kapaciteten er, at økonomien i at levere fleksibilitetsydelsen bliver for dårlig. Business casen ved at investere i måleudstyr, kommunikationsudstyr og teknologi, der gør det muligt for forbrugsenheden at levere en fleksibilitetsydelse til elmarkedet, er i det tilfælde ofte ikke længere rentabel, da udnyttelsen af kapaciteten er for dårlig til, at investeringen kan tilbagebetales over en acceptabel periode.

2.6 Flexibelt elforbrug er sekundært

I pilotprojekterne ses det, at der for især industrielle forbrugere er én mængde fleksibilitet som udgangspunkt, men når fleksibiliteten rent faktisk skal leveres, er fleksibiliteten ofte betydelig reduceret.

Industrielle forbrugere er kendetegnede ved at have forbrug til produktion eller proces. Det kan fx være store produktionsenheder, der bruger el i produktionen af et fysisk produkt, eller store varehuse eller køle- og frysehuse, der bruger el til køling eller ventilation. Fælles for disse forbrugere er, at fleksibiliteten i elforbruget altid vil være sekundær sammenlignet med hovedproduktet eller -processen. For forbrugeren er el en nødvendig råvare, der i udgangspunktet tages for givet i kerneforretningen. Det betyder, at det ikke er et mål i sig selv at indrette forbruget, så det bliver fleksibelt, og at alt tænkelig fleksibilitet i forbruget dermed ikke kan forventes at blive realiseret.

Fleksibiliteten for eksempelvis køle- og frysehuse er stærkt reduceret på grund af krav til fødevarer sikkerhed, hvor der ikke er mulighed for at gå på kompromis. I andre brancher er konsekvensen af fleksibilitet mindre åbenlys og er ikke som i eksemplet med køle- og fryseanlæg ultimativ i forhold til forretningsmodellen. Eksempelvis er ventilation af store varehuse i udgangspunktet optimeret med henblik på at maksimere omsætningen i varehuset. Mere eller mindre ventilation skaber et dårligere klima i varehuset, som skader omsætningen og derfor reducerer afkastet på investeringen i varehuset.

Fælles for de industrielle forbrugere er, at de er relativt uvillige til at risikere det eksistentielle forretningsgrundlag for at tilbyde fleksibilitet til markedet. Derfor behandles mulig fleksibilitet meget konservativt, hvilket reducerer potentialet fra disse forbrugere.

I forlængelse af at fleksibiliteten blandt industrielle forbrugere er relativt begrænset, når det kommer til stykket, kan det desuden nævnes, at industrielle forbrugere ofte allerede har optimeret deres produktion i forhold til energipriser og tariffer som følge af Energispareordningen. Det betyder, at de kun kan skabe meget begrænsede indtægter ved at stille yderligere fleksibilitet til rådighed, fordi deres produktion nu vil blive ramt hårdere af afkobling.

For flere større industrielle forbrugere har Energispareordningen ligeledes medført, at der ganske enkelt ikke er fleksibilitet at komme efter. Et eksempel her er store frysehuse, hvor der er konkrete retningslinjer, der giver, at nedfrysningsprocessen skal foregå ekstremt hurtigt, hvorfor der ingen fleksibilitet er i denne del af processen. Herefter følger en proces, hvor varerne holdes nedfrosset til et defineret niveau. Her er der teoretisk set mulighed for fleksibilitet, men på grund af Energispareordningen, er køle- og frysehusene så godt isoleret, at energiforbruget, og dermed fleksibiliteten, er minimal. Det betyder, at der på nuværende tidspunkt ikke eksisterer et særligt incitament for de industrielle forbrugere til at udbyde deres mulige fleksibilitet.

Det manglende økonomiske incitament gør det vanskeligt at skabe interesse for at stille fleksibilitet til rådighed, og det forstærkes yderligere af, at en eventuel fleksibilitetsydelse, som beskrevet, oftest er sekundær. Derudover vil der for de fleste anlæg skulle gennemføres større opgraderinger og investeringer i anlæggets styresystem, hvilket vil være en bekostelig affære.

Erfaringer fra pilotprojekterne viser, at det ikke kun er væsentlige omkostninger til udstyr, der vejer tungt mod at stille fleksibilitet til rådighed, men at det er interaktionen, der skal ske i enhedernes oprindelige styresystem, der udgør en forretningskritisk risiko.

2.7 Tariffer, skatter og afgifter

Specifikt for Parker-projektet har der været et stort fokus på tariffer og afgifter, da de er belastende for profitabiliteten i projektet. Det skyldes, at elbilerne både konsumerer energi til kørsel og nedregulering, samtidig med at der leveres energi til opregulering.

Elbilen ses som en forbrugerinstallation, og derfor afregnes hele elforbruget pr. default i forhold til danske skatter og afgifter. Det har betydning for de elbiler, der leverer V2G (vehicle-to-grid), fordi der er et langt større energiflow end på en sædvanlig elbil, idet V2G leverer energi tilbage til nettet. V2G inkasserer dermed et tab som følge af skatter og tariffer, fordi de betaler skatter og afgifter på den energi, de aftager fra nettet, men ikke får disse 1:1 tilbage, når de leverer stabiliserende energi tilbage til nettet.

3. Konkrete tiltag

I kapitel 3 vil hver enkelt barriere blive behandlet i forhold til det videre arbejde. Det er således et mål, at der for hver barriere skal opstilles et muligt initiativ til at fjerne eller formindske barrieren. Vurderes det ikke muligt at fjerne barrieren, vil der blive angivet et argument herfor. Det skal bemærkes, at Energinet kan være begrænset af tiltag som følge af netregler og øvrige nordiske og kontinentale aftaler. Dette kan betyde øgede krav og øget harmonisering af regler, men samtidig også større og mere interessante markeder.

3.1 En fremtidig aggregatorrolle i elmarkedet

Som led i at fremme fleksibiliteten på elmarkedet arbejder Energinet på at implementere en aggregatorrolle i elmarkedet. Rollen skal dog defineres, så aggregatoren ikke kolliderer med eksisterende roller for elleverandører og balanceansvarlige. Det betyder, at aggregatoren får forpligtelser i forhold til at sikre balancen i sin leveranceperiode.

Energinet arbejder for at definere en specifik aggregatorrolle for visse typer af frekvensstabiliserende reserver, som ikke indeholder nævneværdige energimængder, hvor der ikke kræves et balanceansvar. Det betyder, at det vil være aktuelt for FCR i DK1 og FCR-D i DK2.

Energinet arbejder lige nu på at definere rammerne for aggregerede enheder. Dette sker i arbejdet med Demand Connection Code.

For aggregerede enheder forholder Energinet sig til den samlede leverance, der udbydes gennem en aggregator og balanceansvarlig. Det betyder, at prækvalifikation og krav til målerudstyr hviler på aggregatoren og ikke på den enkelte enhed.

For aggregerede enheder leveres systemydelsen gennem en aggregator og balanceansvarlig. Energinet forholder sig til den samlede leverance, der sælges af aggregatoren, og det medfører, at der blot skal være én frekvensmåler, der efterfølgende distribuerer signalet til de leverende enheder. Aggregatoren må gerne vælge at anvende flere frekvensmålere. På samme vis skal der blot være én onlinemåling ved levering af aFRR og mFRR, og også her må aggregatoren gerne vælge at benytte flere målinger.

Der skal ligeledes blot være én afregningsmåler. Det er aggregatorens ansvar at distribuere indtægter og udgifter efterfølgende til involverede parter. Denne fordeling er Energinet uvedkommende.

Lagring af data til verifikation, af en af Energinet bestilt leverance, kan ske på aggregeret niveau. Energinet er udelukkende interesseret i, at den faktiske leverance kan eftervises, og ikke hvorfra den faktiske leverance er sket.

For aggregerede anlæg er det systemet af anlæg, der er godkendt og prækvalificeret til levering af systemydelser. Energinet ønsker en pragmatisk løsning i forhold til kvalificering af yderligere anlæg til puljen. Det handler om at gøre det nemt for aktøren at agere korrekt.

På nuværende tidspunkt forventer Energinet en metode, hvor der kan tilføjes op til et defineret antal MW inden for samme prisområde til den eksisterende pulje, uden at der skal foretages en ny fysisk test af anlægget.

I forlængelse af foregående afsnit ønsker Energinet at vurdere den nuværende praksis vedrørende onlinemålinger på produkter med energileverance. Onlinemålinger på enheder, der leverer mFRR og aFRR, anvendes af Energinet til at verificere den bestilte leverance.

Som følge af pilotprojekterne vil Energinet undersøge, hvorvidt disse onlinemålinger anvendes efter hensigten, og om anvendelsen af og kravene til onlinemålingerne står mål med den omkostning, det er for leverandørerne at etablere og drifte dem.

Ydermere vil Energinet undersøge, hvorvidt det er muligt at ændre praksis vedrørende afregningsmålere, så det i højere grad bliver muligt for forbrugeren eller aggregatoren at anvende målinger, der allerede foretages via systemet af enheder.

3.2 Mulighed for at pulje forbrug og produktion – mindre budstørrelse

Årsagen til at forbrug og produktion ikke må puljes i systemydelsesmarkedet i dag skyldes afregning, da der eksisterer to forskellige prismodeller for balanceafregning af henholdsvis forbrug og produktion. Forbrug afregnes efter en et-pris-model, mens produktion afregnes efter en to-pris-model.

Electricity Balancing Guideline anbefaler, at der anvendes en et-pris-model for både produktion og forbrug, når balancemarkedet får en tidsopløsning på 15 minutter inden udgangen af 2020. Det er usikkert præcis, hvornår balancemarkedet får 15-minutters tidsopløsning og forventeligt et et-pris-system for både forbrug og produktion, men når der eksisterer en identisk afregningsmodel for forbrug og produktion, ser Energinet ingen grund til at opretholde en adskillelse af forbrug og produktion. Det forventes derfor, at forbrug og produktion kan puljes i systemydelsesmarkederne på sigt, og at barrieren dermed forsvinder herigennem.

Budstørrelsen i systemydelsesmarkederne er hovedsageligt baseret på historik og på praktik i forbindelse med verifikation.

Budgrænsen for FCR er hovedsageligt fastsat til 0,3 MW af hensyn til verifikation af leverancen, da en lavere grænse tidligere forventedes at medføre et stort stykke arbejde i forbindelse med at skulle verificere adskillige flere leverandører.

Budgrænsen for mFRR blev i december 2017 sænket fra 10 til 5 MW. Der er en forventning om, at budstørrelsen sænkes til 1 MW, så snart det er eftervist, at en sænkning fra 10 til 5 MW har en positiv indflydelse på fleksibiliteten i markedet samtidig med, at det er eftervist, at IT-systemet kan håndtere en lavere grænse. Sekretariatet for Energitilsynet har ligeledes anbefalet en sænkning af budgrænsen fra 5 MW til 1 MW.

3.3 Baselinemetode

Energinet vil igangsætte et arbejde, der skal definere en baselinemetode for afregning og verifikation af systemydelsesleverancer fra forbrugsenheder. Baselinemetoden skal være så nøjagtig og valid, at den danner grundlag for afregning og verifikation, samtidig med at den, set fra forbrugerens perspektiv, er et reelt udtryk for forbrugsprofilen for porteføljen af enheder.

Baselinemetoden kan danne grundlag for det forbrug, som forbrugeren gennem sin balanceansvarlige i sidste ende balanceafregnes ud fra, men det vurderes at være et anliggende mellem den balanceansvarlige og leverandøren. Det er ligeledes forbrugerens opgave – formentlig gennem en aggregator eller balanceansvarlig – at sikre sig mod rebound-effekter af betydelig karakter.

Energinet ønsker at skabe en pragmatisk baselinemetode, der gør det simpelt og enkelt at beregne en baseline. På nuværende tidspunkt ligger der ikke en endelig metode klar, men det forventes, at metoden for beregning af baseline vil være knyttet til forskellige grupper opdelt ud fra eksempelvis teknologi, ligesom der forventeligt vil være forskel på metoderne afhængigt af enhedens installerede effekt. Det kunne eksempelvis være tre grupper, hvor sværhedsgraden i at forudsige et specifikt forbrugsmønster er determinerende for den gældende beregningsmetode. Det vil sige, at data til brug i beregningsmetoden vil være mere krævende for eksempelvis vandvarmere end det vil være tilfældet for datacentre, da forbruget for en vandvarmer vurderes sværere at forudsige.

Energinet forudser et samarbejde med aktørerne i forhold til at skabe og definere rammerne for en kommende baselinemetode.

3.4 Frekvensforhold i DK2

En løsning på varighedsproblematikken i DK2, specifikt for batterier, vil være at tillade, at batteriet flytter sit setpunkt løbende under leverancen, så det accepteres for FCR-N, at der ikke længere kan ske en symmetrisk leverance ved over-

og underfrekvens i nettet. Det betyder, at ved frekvensudfald af længere varighed, hvor batteriet rammer sin øvre eller nedre kapacitetsbegrænsning, vil Preferred Operation Point (POP) repræsentere det nye setpunkt – hvad enten der lades eller aflades – hvor FCR kan leveres fra. Ved at tillade periodisk asymmetrisk levering af FCR vil det være muligt for leverandøren at byde hele sin kapacitet ind, samtidig med at der ved behov kan anvendes noget af kapaciteten til at oplade eller aflade, jævnfør problematikken omkring slid ved total op- eller afladning.

I dag er POP ikke tilladt, da der er et krav om symmetri for at kunne levere FCR-N i DK2. Energinet vil arbejde for at bringe POP eller en anden løsning på varighedsproblematikken for batterier på den nordiske dagsorden. Energinet forventer derfor, at der i den nærmeste fremtid vil være en diskussion af, om det er muligt at introducere POP eller et andet tiltag, som eksempelvis en begrænset tidsperiode for maksimalleverance, som kan afhjælpe lagringsteknologiers vanskeligheder ved at levere FCR-N.

Energinet ønsker at synliggøre problematikken og åbne op for mulige løsninger i den kommende synkronaftale. Det betyder ikke, at alle nordiske TSO'er i praksis skal behandle lagringsteknologier ens, men det betyder, at de nordiske TSO'er skal være enige om, under hvilke rammer hver enkelt TSO har ret til at agere. Det betyder, at det skal defineres, hvorvidt der kan skabes lokale og regionale markeder. Eksempelvis i forhold til FCR-N, som indkøbes i fællesskab med Svenska Kraftnät, kunne det være oplagt, at Energinet og Svenska Kraftnät kunne sætte retningslinjerne i et regionalt marked for FCR-N, hvor kun Svenska Kraftnät og Energinet deltager. Dette skal naturligvis ske under hensyntagen til både systemsikkerhed og gældende netregler. Det betyder, at en tilladelse af POP skal designes således, at der ikke går på kompromis med leveringssikkerheden, fordi sammensætningen af leverandører medfører et skred i FCR-kapaciteten, hvor der efter et stort udfald vil være betydelig nedreguleringskapacitet, imens opreguleringskapaciteten er væk.

En ændring af tidsopløsning i balancemarkedet vil formentlig betyde, at tidsopløsningen i produkterne (FCR, FCR-N, mFRR osv.) reduceres til 15 minutter, hvormed også kravet om kontinuert leverance ændres. I så fald øges mulighederne for batterier for at levere de forskellige systemydelser automatisk herigennem.

På samme vis vil anvendelsen af aFRR i Norden forventeligt også have betydning for frekvensen i Norden, hvilket betyder, at de lange frekvensudfald forventes at blive væsentlig færre. Det vil sige, at vi formentlig ser ind i en fremtid, hvor udfordringen, som følge af frekvenssituationen i DK2, vil blive mindre.

3.5 Begrænsede muligheder for industrielle forbrugere

Det ligger umiddelbart uden for Energinets handlerum at implementere tiltag, der kan gøre op med det faktum, at fleksibelt elforbrug er sekundært for den industrielle forbruger. Det manglende økonomiske incitament er ligeledes uden for Energinets ansvar, da Energinet ikke har indflydelse på priserne i markedet. Priserne er markedsbaserede og dermed et udtryk for markedets udbud og efterspørgsel. Der hvor Energinet eventuelt kan gøre noget er igennem de krav, der eksempelvis stilles til målerudstyr og anden påkrævet teknologi i forbindelse med kvalifikation til at levere systemydelser. Energinet skal sikre, at disse krav er så begrænsede som muligt, så der påføres så få transaktionsomkostninger som muligt.

Ser vi ind i en fremtid med højere priser og flere prisspidser, vil det alt andet lige have betydning for det økonomiske incitament og villigheden til at investere i udstyr, der går det muligt at regulere den industrielle aktivitet. Det kan også være en fremtid, hvor der vil være andre produkter, der i langt højere grad henvender sig til de behov industrien har for at realisere et fleksibelt elforbrug.

Givet at industrielle forbrugere er underlagt krav i deres kerneforretning, der begrænser den tilgængelige fleksibilitet markant, er det svært at forestille sig præcis, hvilken type produkt der ville øge fleksibiliteten. Et langt varsel, eksempelvis på en måned, om at der er behov for forbrugsafkobling i en given periode, ville måske muliggøre, at forbrugeren kunne omlægge sin produktion og tilbyde fleksibilitet uden at gå på kompromis med ufravigelige forretningskrav. For-

brugeren ville dermed have mulighed for at afgive et bud og tilhørende pris, der svarer til de direkte og indirekte omkostninger, der vil være ved en afkobling af en given varighed. Dette kunne være muligt i en strategisk reserve, hvor designet heraf skulle gøre det muligt for forbrugeren at estimere antallet af mulige afkoblinger. En variabel betaling pr. afkobling ville gøre det muligt for forbrugeren at prissætte sin reelle omkostning ved at tilbyde fleksibilitet.

3.6 Tariffer, skatter og afgifter

Først og fremmest er spørgsmål vedrørende tariffer, skatter og afgifter ikke et Energinet-anliggende, men DTU og Nuvve ønsker Energinets opbakning til, at det nuværende setup er uhensigtsmæssigt for V2G.

DTU og Nuvve foreslår, at energi til kørsel og energi til systemydelser adskilles, så der kun betales skatter, afgifter og tariffer af det forbrug, der har været til kørsel, mens forbrug til levering af systemydelser fritages ud fra et argument om, at V2G hjælper nettet og derfor ikke skal betale for at belaste det.

DTU og Nuvve har selv været i dialog med SKAT og modtager fuld refusion af elafgift på den del af forbruget, der har været anvendt til levering af systemydelser, mens der fortsat hersker asymmetri med hensyn til transmissions- og distributionstariffer.

4. Konklusion

Pilotprojekterne er gennemført med tilfredsstillende resultater. Energinet har fået synliggjort, hvilke barrierer der eksisterer i det nuværende markedsdesign.

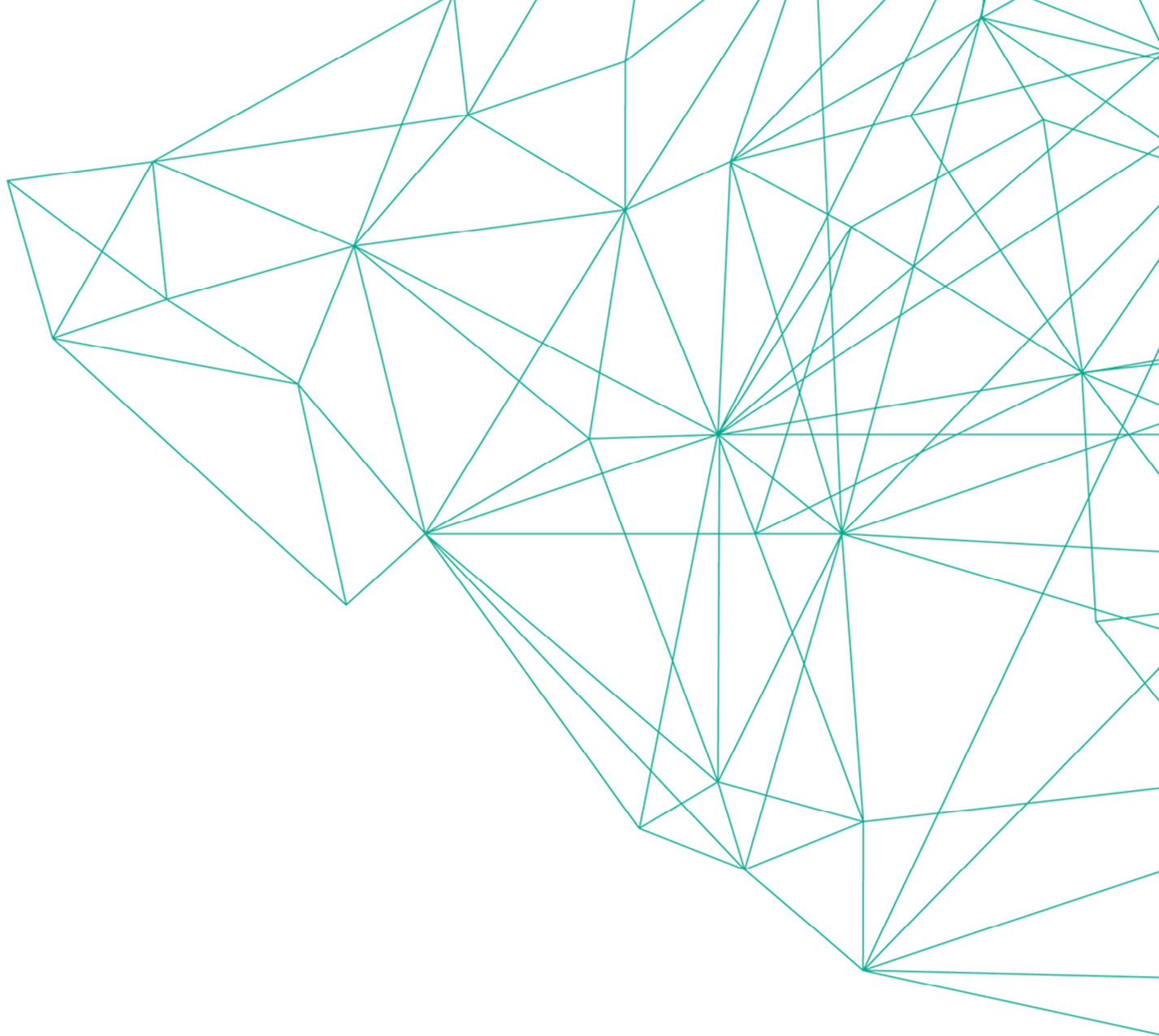
Energinet vil i den kommende tid arbejde videre med de barrierer, hvor foreslåede tiltag ligger inden for Energinets råderum. Barrierer vedrørende skatter og afgifter ligger udenfor Energinets handlerum. Det samme er tilfældet når det kommer til økonomiske incitamenter. Energinet kan være med til at afhjælpe eller minimere transaktionsomkostninger som følge af markedskrav, men manglende profitabilitet i markederne er ikke under Energinets påvirkning.

Konkret vil Energinet i den kommende tid arbejde videre med at definere rammerne for aggregatorer og aggregerede porteføljer. Energinet vil kvalificere budstørrelsers betydning for kontrol, og samtidig vil Energinet undersøge, hvorvidt krav - og dertilhørende omkostninger for leverandøren - til onlinemålinger står mål med Energinets anvendelse af data. Ydermere vil Energinet vurdere, hvorvidt krav og specifikationer til afregningsmålere kan ændres med henblik på, at eksisterende målere i de fleksible anlæg kan anvendes til afregningsformål.

Energinet vil arbejde på at adressere problematikken omkring frekvensforholdene i Norden i relation til lagringsteknologiers mulighed for at levere frekvensydelser. Dette vil forsøges gjort i arbejdet omkring udarbejdelsen af synkronområdeaftalen, hvor Energinet vil foreslå, at der enten introduceres en POP-løsning eller en løsning, der på anden vis sætter en tidsmæssig begrænsning på kravet til kontinuert maksimal leverance.

Energinet vil igangsætte et arbejde omkring definition af en baselinemetode til verifikation og afregning af systemydelser med reel energileverance fra forbrugsenheder. Det handler i høj grad om, at der skal etableres en formelbaseret metode, der skal træde i stedet for krav om energimålere på hver enkelt enhed.

Energinet forventer, at muligheden for at pulje forbrug og produktion automatisk tillades, når forbrug og produktion forventeligt afregnes ud fra samme prismsmodel i slutningen af 2020.



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Forfatter: LKB/DGR
Dato: 28. maj 2018