



Markedsmodel 3.0:

Analyse af markedsudviklingen for fleksibilitet i lokale elnet

Kontor/afdeling

LAN/Center for forsyning

Dato

18. maj 2021

J nr. 2021 - 8153

/MEUN

Indhold

1.	Indledning	2
1.1.	Problemstilling	2
1.2.	Formål med analysen	3
1.3.	Analysens fokuspunkter	3
1.4.	Metode	4
1.5.	Implementering af <i>Clean Energy for All Europeans</i>	4
2.	Delanalyse 1: Netvirksomhedernes og Energinets behov og muligheder	5
2.1.	Begrebsafklaring og fleksibilitetsløsninger	5
2.2.	Projekter og rapporter	7
2.3.	Behovet for fleksibilitet i elnettet	8
3.	Delanalyse 2: Incitamenter og barrierer for anvendelse af lokal fleksibilitet	10
3.1.	Eksisterende incitamenter i indtægtsrammereguleringen	10
3.2.	Barrierer for anvendelsen af fleksibilitet	11
4.	Delanalyse 3: Udviklingen af lokal fleksibilitet frem mod 2030	12
4.1.	2030-scenarier for fleksibilitet	12
4.2.	Kriterier for og vurdering af scenarierne	13
5.	Forslag til løsningsmuligheder	15
6.	Konklusion	16
	Bilag 1: Oversigt over medlemmer af ekspertgruppen	17
	Bilag 2: Oversigt over projekter og rapporter	18



1. Indledning

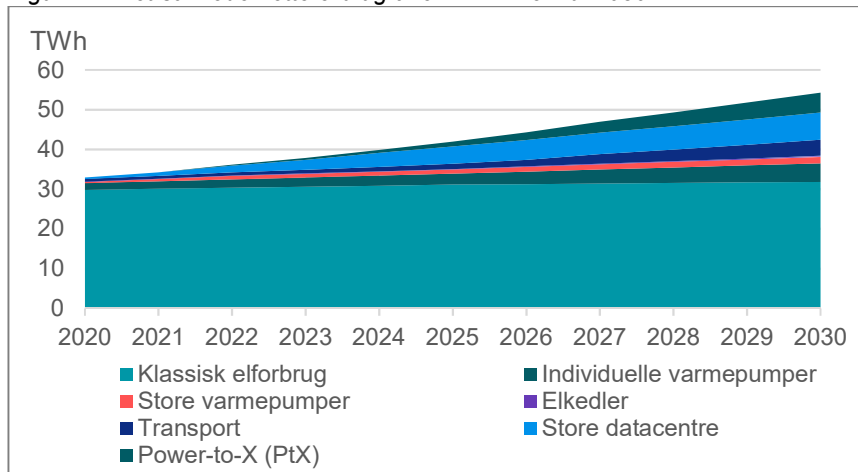
Nærværende analyse er en del af projektet *Markedsmodel 3.0*. I Markedsmodel 3.0 undersøges det, hvordan man kan sætte de rette rammer for udviklingen i elmarkedet med henblik på at skabe et smart og fleksibelt elsystem. Denne analyse ser nærmere på mulighederne for at benytte *lokal fleksibilitet* og *fleksibilitetsmarkeder* til at afværge flaskehalsproblemer i de lokale elnet.

1.1. Problemstilling

Vi ser ind i en fremtid, hvor presset på elnettet øges, i takt med at store dele af vores energiforbrug elektrificeres, samt at der opstilles mere decentral vedvarende elproduktion.

Elektrificeringen af energiforbruget udfordrer elnettet, fordi eksempelvis øget varme-produktion fra varmepumper og overgang til eldrevne transportformer såsom elbiler medfører et stigende elforbrug, som elnettet skal kunne transportere nok strøm ud til. Figur 1.1 illustrerer den forventede udvikling i elforbruget frem til 2030, hvoraf det ses, at de nye typer elforbrug fra blandt andet elbiler og varmepumper driver en stor del af stigningen i elforbruget.

Figur 1.1: Det samlede nettoforbrug af el i TWh frem til 2030



Kilde: Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020

Note: Ekskl. tab i nettet på 7 %

Udbygningen af solceller og vindmøller rundt om i landskabet udfordrer elnettet, fordi det medfører en øget elproduktion fra placeringer, hvor nettet ikke hidtil har været bygget til at kunne opsamle større mængder strøm.

Disse to aspekter af den grønne omstilling – elektrificeringen og decentraliseringen af elproduktion - kan derfor afføde behov for udbygning af elnettet og dermed øgede omkostninger for netvirksomhederne og Energinet.

For at undgå at omkostningerne til netudbygning bliver uforholdsmæssigt høje, bør man se på mulighederne for at benytte **fleksibilitet** fra elforbrug og -produktion til at aflaste nettet, dér hvor der opstår flaskehalse og trængsel. Udviklingen af lokal fleksibilitet skal således ske ud fra en betragtning om, at netudbygning og -forstærkning



ikke bør være den eneste løsning på flaskehalsproblemer i elnettet, men at der skal overvejes en bredere palet af muligheder for at minimere omkostningerne til udbygning af elnettet.

Fleksibiliteten har tilmed den fordel, at det muliggør en bedre udnyttelse af den eksisterende kapacitet i de lokale net, idet behovet for overskud af kapacitet i nettet kan erstattes af muligheden for at flytte fleksibelt forbrug og produktion, når nettet er overbelastet. Det er derfor relevant at undersøge, hvordan vi skaber de rette omstændigheder, for at fleksibilitet kan benyttes som redskab til at udnytte kapaciteten i elnettet og undgå flaskehalsproblemer.

Potentialet for besparelser ved at benytte fleksibilitet i elnettet er endnu relativt ukendt. Beregninger fra konsulentvirksomheden Utiligize¹ lavet for Energistyrelsen viser, at der i distributionsnettet kan være omkring 0,5 mia. kr. at hente frem til 2030 og mere til i årene efter 2030. Det skal dog understreges, at tallet er behæftet med stor usikkerhed, og det bør samtidig nævnes, at Dansk Energi kommer frem til et væsentligt større milliardbeløb i deres beregninger af besparelspotentialet, udarbejdet i forbindelse med klimapartnerskaberne. Uanset besparelspotentialets størrelse kan det dog konstateres, at der forventes at være signifikante økonomiske fordele ved at inddrage fleksibilitet i netplanlægningen og –driften, som kan komme både netvirksomheder og deres kunder til gode.

1.2. Formål med analysen

Analysen har til formål at belyse, hvordan man kan understøtte en hensigtsmæssig udvikling af fleksibilitet i lokale dele af elnettet, således at lokal fleksibilitet kan bidrage til en omkostningseffektiv grøn omstilling, samtidig med at der sikres en fortsat høj elforsyningssikkerhed.

Det overordnede sigte med analysen er at kunne opstille en række *anbefalinger*, der skal bruges til at sætte rammerne for udviklingen af lokal fleksibilitet i elmarkedet. Dette sigte er forankret i et af succeskriterierne for Markedsmodel 3.0, der går på at:

*Identificere anbefalinger til revidering af de regulatoriske rammer, der muliggør **udnyttelsen af fleksibilitet**, specielt på forbrugssiden.*

1.3. Analysens fokuspunkter

Analysen er afgrænset til primært (men ikke udelukkende) at fokusere på følgende tre elementer. 1) Netvirksomhedernes og Energinets muligheder for, behov for og incitamenter til at benytte fleksibilitet til håndtering af lokale *nettilstrækkelighedsproblemer*, forstået som flaskehalse og trængsel i nettet. 2) Fleksibilitet på *forbrugssiden* og 3) *markedsløsninger*.

Tariffernes samspil med markedsløsninger berøres også i analysen, men tariffene er i sig selv et meget omfattende emne, som ikke rummes i denne analyse, og som desuden behandles i et særskilt analysearbejde i Energistyrelsen.

¹ **Utiligize.** DER's påvirkning af eldistributionsnettet i Danmark. s.l. : Energistyrelsen, 2021



Analysen består af tre delanalyser, der omhandler følgende emner:

Delanalyse 1: Netvirksomhedernes og Energinets behov og muligheder, som både indeholder begrebsafklaringer relateret til lokal fleksibilitet, samt forholder sig til, hvilket behov netvirksomheder og Energinet har for at benytte lokal fleksibilitet i netplanlægningen, og hvordan det kan oversættes til et produkt.

Delanalyse 2: Incitament og barrierer for anvendelse af lokal fleksibilitet, som forholder sig til hvilke udfordringer, der kan være, i forbindelse med at markeder for fleksibilitet skal startes op i Danmark.

Delanalyse 3: Udviklingen af lokal fleksibilitet frem mod 2030, som forholder sig til hvilke scenarier for anskaffelsen af lokal fleksibilitet, man kan forvente på den lidt længere bane, og fordele og ulemper ved disse. Her betragtes tariffer og markeds-løsninger over for hinanden.

1.4. Metode

Den overordnede tilgang til analysearbejdet har været:

- at gennemføre et litteraturstudie af relevante rapporter på området (se afsnit 2.2 Projekter og rapporter)
- at bringe problemstillingerne til debat blandt forskellige markedsaktører og forskere på området, for at få inddraget alle relevante synsvinkler i arbejdet med at identificere behov, incitament og barrierer for lokal fleksibilitet.

I det indledende arbejde med analysen blev der derfor nedsat en ekspertgruppe, der kunne bidrage med viden i kraft af deres konkrete erfaring fra pilotprojekter omhandlende lokal fleksibilitet. Af [Bilag 1](#) fremgår deltagerne i ekspertgruppen. En større gruppe af aktører på området har desuden budt ind i diskussionerne ved deltagelse i to åbne aktørmøder.

1.5. Implementering af *Clean Energy for All Europeans*

En del af Markedsmodel 3.0 har været at sikre, at implementeringen af det reviderede elmarkedsdirektiv² i dansk lovgivning blev foretaget med henblik på, at Danmark skal have det mest integrerede, markedsbaserede og fleksible energisystem i Europa med en fortsat høj forsyningssikkerhed. Med elmarkedsdirektivet stilles der nye krav til netvirksomhederne, herunder krav til markedsbaseret anskaffelse af fleksibilitetsydelse og krav om udarbejdelse og offentliggørelse af netudviklingsplaner.

Der har været et stort overlap mellem implementeringsarbejdet og arbejdet med denne analyse, da de berører mange af de samme spørgsmål om, hvordan vi på bedst mulig vis skaber rammerne for udviklingen af lokal fleksibilitet. Det betyder, at mange af de konklusioner, der løbende er blevet draget i forbindelse med analysearbejdet, allerede er blevet anvendt til at danne grundlag for konkret lovgivning på området.

² **The European Parliament and the Council of the European Union.** Directive (EU) 2019/944. *On common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU.* 5. juni 2019.



2. Delanalyse 1: Netvirksomhedernes og Energinets behov og muligheder

Delanalyse 1 har til formål at afdække netvirksomhedernes og Energinets behov for lokal fleksibilitet, for at kunne få en idé om, hvad lokal fleksibilitet kan bidrage med, og hvad der skal til for at kunne udfolde potentialet. En del af analysen vil være fokuseret på indledende begrebsafklaringer og forklaringer af sammenhænge, der gør sig gældende på området.

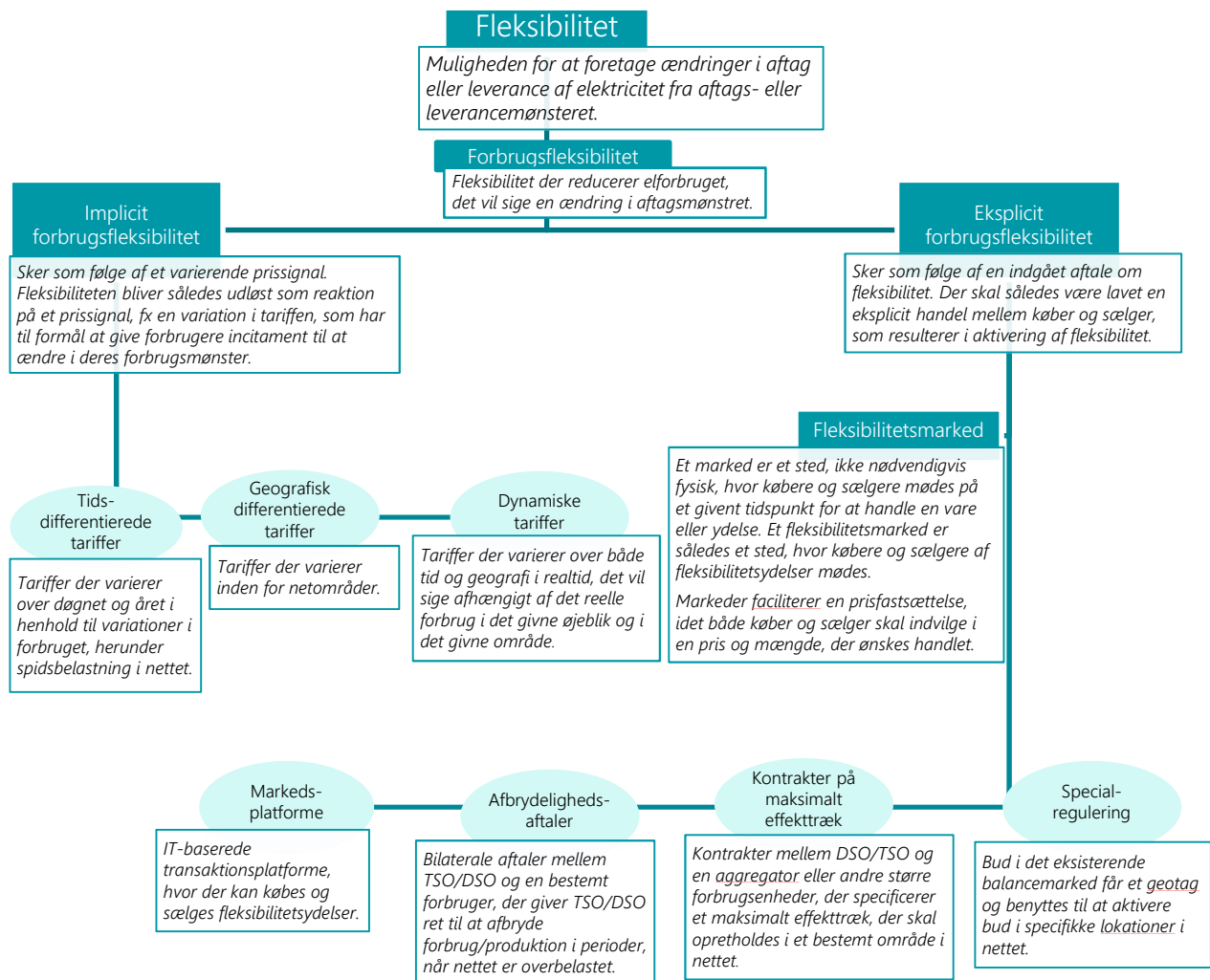
2.1. Begrebsafklaring og fleksibilitetsløsninger

De beskrivelser og kategoriseringen af de begreber, som fremgår af dette afsnit, skal bidrage til at danne et overblik over, hvilke produkter og ydelser, der forventes at kunne benyttes til at dække netvirksomhedernes og Energinets behov for lokal fleksibilitet. Begreberne heri er ikke at betragte som universelle og endegyldige, men som et udgangspunkt for en fælles forståelse af dem og ikke mindst en afklaring af, hvordan de skal forstås, når de benyttes i denne analyse.

Fleksibilitet kan - jf. **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** - opdeles i implicit og eksplicit fleksibilitet, som kan være en nyttig måde at kategorisere fleksibiliteten på, herunder i relation til hvordan fleksibiliteten reguleres. De to typer af fleksibilitet skal ikke ses som modsætninger, idet de kan komplementere hinanden, når der skal dækkes et behov i elnettet. Med lyseblåt i figuren fremgår eksempler på fleksibilitetsløsninger, der aktiverer henholdsvis implicit og eksplicit forbrugsfleksibilitet.

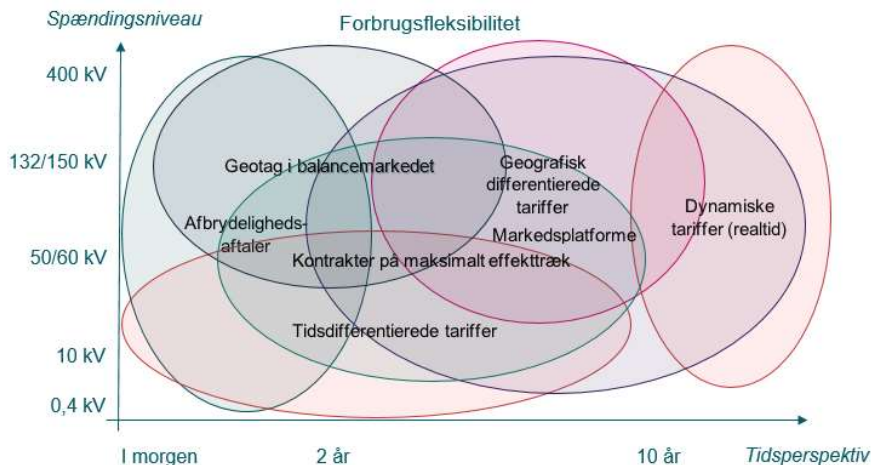


Figur 2.1: Diagram over fleksibilitetsbegreber



Figur 2.2 illustrerer, hvilke forventninger man kan gøre sig om udbredelsen af forskellige typer af fleksibilitetsløsninger. De forskellige løsninger er placeret i forhold til, hvor i nettet disse kan være anvendelige og hvornår det kan forventes, at de kan komme i spil. Figuren skal primært opfattes som værktøj til at kunne forholde sig til mulighederne ved de enkelte fleksibilitetsløsninger, og der er naturligvis stor usikkerhed om, hvad fremtiden reelt vil bringe for de forskellige fleksibilitetsløsningers udbredelse.

Figur 2.2: Diagram over fleksibilitetsløsninger spændt ud over dimensionerne spændingsniveau og tidsperspektiv



2.2. Projekter og rapporter

Selvom lokal fleksibilitet endnu er et relativt nyt koncept, findes der efterhånden en lang række projekter og rapporter, jf. listen i [Bilag 2](#), som har forholdt sig til emnet. Derfor er der meget inspiration, samt viden og erfaring at hente blandt disse rapporter.

I Danmark har man udført nogle større pilotprojekter, som er værdifulde i forhold til at forstå, hvordan elforbrugere og -producenter reagerer på økonomiske incitamenter til at flytte deres elforbrug og -produktion, og hvordan det skal håndteres i elsystemet, i en dansk kontekst. Heriblandt kan nævnes:

- *EcoGrid 2.0*, et projekt hvor man har lavet forsøg med styring af 800 varmepumper eller elektriske varmepaneller hos private husholdninger, sommerhuse og i kommunale bygninger på Bornholm, for at teste hvordan man kan gøre varmekonsumet fleksibelt til gavn for elsystemet.
- *Energylab Nordhavn*, et projekt i Københavns Nordhavn med test af mange nye teknologiske løsninger, herunder fleksibilitet fra varmekonsumet og batterier.
- *Lolland-projektet*, der har undersøgt mulighederne for at benytte lokal fleksibilitet i transmissionsnettet ved at anvende det eksisterende balancemarked til at indhente bud placeret på bestemte lokationer, når nettet var overbelastet (dette projekt vendes der tilbage til i afsnit 2.3.3).
- *Local Battery*, et igangværende projekt med styring af elbilers opladning i Nordsjælland i et samarbejde mellem True Energy og Radius.

Der er også lavet en række studier om muligheder og udfordringer ved lokal fleksibilitet, der kan hentes viden i. Et større projekt, som kan være værd at nævne her, er *DREM-projektet*, hvor man blandt andet har identificeret mulige konflikter, der kan opstå i elnettet, som følge af aktivering af fleksibilitet fra forskellige aktørers side.

Der er desuden skabt forskellige IT-platforme og projekter med deciderede markeder for handel med fleksibilitet, hvorfra der allerede er en del erfaringer at trække på. Her kan nævnes projekter som IBM's *Flex Platform*, der opereres med i flere danske



projekter, samt nogle af de platforme, som benyttes i andre Europæiske lande, herunder: *Nodes*, *Piclo Flex*, *GOPACS* og *enera*.

Alle disse projekter og flere til har været kilder til bedre at forstå mulighederne og udfordringerne ved lokal fleksibilitet i forbindelse med denne analyse.

2.3. Behovet for fleksibilitet i elnettet

2.3.1. Værdien af sparet netudbygning

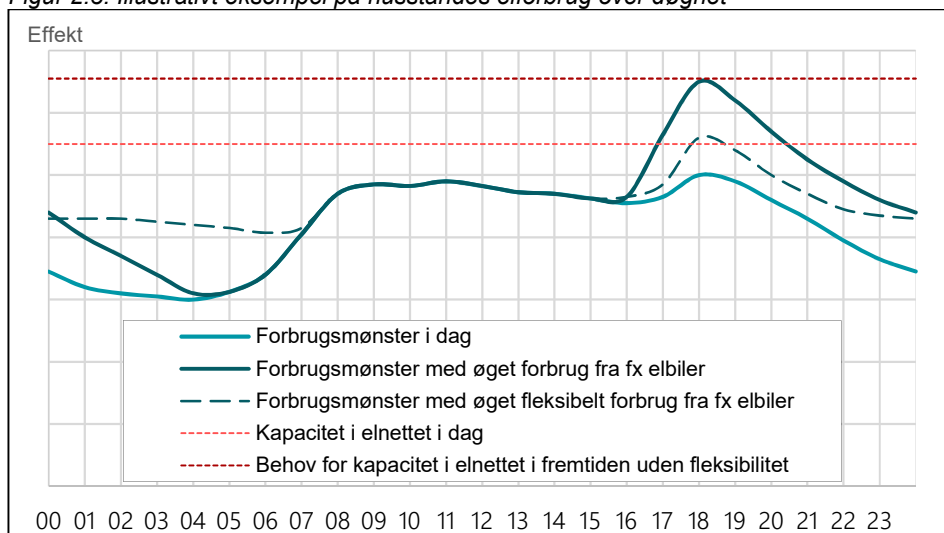
Der er overordnet set tre mulige økonomiske gevinster at hente ved at benytte fleksibilitet for at afværge nettilstrækkelighedsproblemer:

1) *Udskudte investeringer*: I den tid man kan udskyde en netforstærkning eller netudbygning, er der sparede udgifter til forrentning og afskrivning.

2) *Undgåede netforstærkninger og –udbygninger*: Kan man helt undgå at lave en netinvestering, er der selvsagt en sparret omkostning heri.

3) *Større udnyttelse af eksisterende kapacitet*: I dag er der indregnet en vis ekstra mængde kapacitet i nettet (særligt på højere spændingsniveauer), når nettet dimensioneres, for at kunne håndtere belastningsspidser og fejl i nettet. Let tilgængelig fleksibilitet kan reducere behovet for at have denne ekstra kapacitet i nettet, fordi dele af belastningen kan flyttes i tid.

Figur 2.3: Illustrativt eksempel på husstandes elforbrug over døgnet



For netvirksomhederne og Energinet er opgaven med at undgå flaskehalsproblemer i stor udstrækning et planlægningsspørgsmål, såvel som et driftsspørgsmål. Det betyder, at fleksibilitet i nogle tilfælde kan handles med henblik på aktivering over en længere periode, blandt andet for at skabe sikkerhed om fleksibilitetens tilgængelighed. Længerevarende fleksibilitetskontrakter kan på den måde bidrage til at erstatte et behov for netudbygning/-forstærkning. På kort sigt kan der være behov for at kunne aktivere fleksibilitet for særligt at kunne håndtere fejlsituationer.



2.3.2. Synliggørelse af netvirksomhedernes behov for lokal fleksibilitet

En forudsætning for aktivering af lokal fleksibilitet er, at netvirksomhederne får kommunikeret deres behov, således at private og kommercielle aktører kan se, hvor der er mulighed for at byde ind med fleksibilitet, så de kan stille deres ydelser til rådighed.

Med implementeringen af vinterpakken pålægges netvirksomhederne at præsentere en netudviklingsplan, som skal offentliggøres hvert andet år. Disse planer er første skridt på vejen til mere transparens om behovene. Men der er i branchen, herunder hos netvirksomhederne selv, en klar opfattelse af, at dette ikke er tilstrækkeligt til at afdække netvirksomhedernes behov. Dette skyldes, at netudviklingsplanerne er meget langsigtede, og kun udgives med 2 års mellemrum, hvilket er for lange intervaller, set i lyset af at netvirksomhedernes fleksibilitetsbehov kan opstå mere umiddelbart, og at forholdene hurtigt kan ændre sig. Derfor er det stadig nødvendigt med mere synlighed om behovene. Hertil vil det være relevant, at netvirksomhederne frisætter anonymiserede målerdata om løbende elforbrug og eventuelt produktion løbende.

Samtidig er der også behov for, at netvirksomhederne har kendskab til, hvor installationer, der potentielt kan agere fleksibelt er placeret, så de kan vurdere potentialet for at løse kapacitetsproblemer uden netforstærkninger. Dette er delvist håndteret i forbindelse med vinterpakken, hvor installatører pålægges at indberette opsætning eller ændring af installationer såsom ladestandere og varmepumper.

2.3.3. Synliggørelse af Energinets behov for lokal fleksibilitet

Energinet dækker i dag deres behov for lokal fleksibilitet ved anvendelse af balance-/regulerkraftmarkedet eller ved lokale beordringer. Energinet tilstræber at anvende markedsbaserede metoder hvis muligt. Lokale beordringer anvendes derfor kun, hvis det ikke er muligt at løse lokale overbelastninger i markedet.

Balanceansvarlige aktører melder bud ind med en mængde og en pris på regulerkraftmarkedet senest 45 minutter før driftstimen. Energinet modtager i budet ikke nødvendigvis information om, hvilke anlæg der ligger bag eller den geografiske placering af anlæggene. Hvis der opstår et lokalt behov for fleksibilitet, kontaktes alle balanceansvarlige aktører derfor af Energinets kontrolcenter og anmodes om at sende separat information om placeringen af relevante bud.

Energinet udvikler under overskriften *Handel med lokal fleksibilitet* sammen med Dansk Energi, netvirksomheder og balanceansvarlige en tilføjelse til regulerkraftmarkedet for fremadrettet at få information om den geografiske placering af budet ved indsendelse af bud (med *Lolland-projektet* testede man konceptet). Tilføjelsen af den geografiske placering skal bidrage med både at synliggøre behovet for lokal fleksibilitet samt sikre, at der er en platform for handel med lokal fleksibilitet på transmissionsniveau.

Flere markeder for handel med fleksibilitet og nye tarifstrukturer kan dog ligeledes være relevante for Energinets håndtering af fremtidige flaskehalsproblemer.



2.3.4. *Koordinering af behov mellem netvirksomheder og Energinet*

Såfremt der sker en øget handel med fleksibilitet ved både Energinet og netvirksomhederne, er der behov for øget koordinering af behov for fleksibilitet. Det er allerede delvist i dag, og især på sigt, de samme anlæg og porteføljer som Energinet indkøber til at levere reserver og balanceringsenergi, som netvirksomhederne kan anvende til håndtering af lokale flaskehalsproblemer.

Hertil kommer at der kan være enten overensstemmelse eller uoverensstemmelse mellem hvilke områder netvirksomhederne og Energinet har behov for op- eller nedregulering i. Der opstår derfor et koordinationsbehov mellem Energinet og netvirksomhederne. Først og fremmest er det vigtigt, at der i fremtiden er transparens omkring behov på både det korte og det længere sigte for både netvirksomheder og Energinet. Det vurderes at være en klar fordel for både Energinet, netvirksomhederne og markedsaktørerne, at det koordineres og kommunikeres, når et behov dækkes ved aktivering af fleksibilitet.

3. Delanalyse 2: Incitament og barrierer for anvendelse af lokal fleksibilitet

Delanalyse 2 forholder sig til, hvilke incitament og barrierer Energinet og netvirksomhederne oplever i forhold til at anvende fleksibilitet som løsning på lokale flaskehalsproblemer.

3.1. Eksisterende incitament i indtægtsrammereguleringen

Netvirksomhederne er underlagt en økonomisk regulering, som baserer sig på en indtægtsramme. Indtægtsrammereguleringen for netvirksomhederne har til formål at sikre omkostningseffektivitet ved varetagelse af netvirksomhedernes opgaver. Indtægtsrammen fastsættes som udgangspunkt ud fra historiske omkostninger og indeholder et effektiviseringskrav, som presser virksomhedernes mulige indtægter ned over tid. Omvendt er der mulighed for at opnå forøgelse af de mulige indtægter ved tillæg til omkostninger som følge af nye opgaver, der ikke er indeholdt i de historiske rammer.

Netvirksomhederne har frit råderum over allokeringen af omkostningerne inden for indtægtsrammen. Dette medfører, at netvirksomhederne selv kan vælge mellem henholdsvis driftstunge løsninger, eksempelvis fleksibilitetsydelse, eller anlægstunge investeringer, eksempelvis netforstærkninger for at løse et behov i nettet.

Hvis netvirksomhederne kan varetage aktiviteter billigere end forudsat i indtægtsrammen, vil der være tale om en ekstraordinær effektiviseringsgevinst, som netvirksomheden kan beholde og eventuelt udbetale til virksomhedernes ejere. Der er således et indbygget incitament til omkostningseffektivitet i reguleringen generelt og derved også ved anvendelse af omkostningseffektive fleksibilitetsydelse.

Energinet forventes ligeledes at blive underlagt en økonomisk regulering, som skal tilskynde dem til at vælge det mest effektive redskab til at håndtere lokale flaskehalsproblemer.



3.2. Barrierer for anvendelsen af fleksibilitet

Der vurderes at være en række barrierer, som især på den korte bane kan hindre Energinet og netvirksomhederne i at anvende lokal fleksibilitet som løsning på flaskehalsproblemer. Barriererne kan oplistes i tre kategorier: likviditet, opstartsomkostninger og viden – jf. Tabel 3.1 hvor de forskellige barrierer under disse tre kategorier er udfoldet.

Tabel 3.1: Identificerede barrierer for anvendelsen af lokal fleksibilitet

Likviditet	Opstartsomkostninger	Viden
Markeder Manglen på markeder, særligt markedsplatforme, der kan anskueliggøre, hvor der er behov for fleksibilitet i nettet, udgør en barriere for, at der kan opstå likviditet. Markeder kan skabe noget af den nødvendige transparens som eksempelvis aggregatorer efterspørger.	Infrastruktur og tekniske løsninger På nuværende tidspunkt har netvirksomhederne og til dels Energinet ikke de tekniske løsninger fx computerprogrammer og -modeller, der skal til for at kunne håndtere store mængder fleksibilitet (fx til at kunne styre mange afbrydelighedsaftaler), og til at kunne gennemskue hvilke løsninger, der til en hver tid er mest omkostningseffektive, i valget mellem tariffer, markedsindkøb på kort og lang sigt og netinvesteringer.	Projekter Der har endnu kun været gennemført et mindre antal projekter og pilotprojekter med anvendelse af lokal fleksibilitet i Danmark. Der mangler viden, erfaring og sikkerhed omkring, at fleksibilitet kan anvendes som løsning på lokale flaskehalsproblemer.
Forbrugerkendskab Manglende information til forbrugerne er en barriere for, at likviditet kan opstå, fordi den almindelige danske elforbruger hverken har indsigt i, hvorfor det er nødvendigt, og hvordan det kan komme dem selv til gavn.	Transaktionsomkostninger Der er relativt store transaktionsomkostninger forbundet med at anskaffe fleksibilitetsydelse i dag til eksempelvis data og informationsindhentning, og facilitering af handlen via et form for marked. Der er behov for mere strømlinede og effektive systemer til handel med fleksibilitet.	Samarbejde For at kende egne muligheder har de forskellige aktører på markedet behov for kendskab til de andre aktørers handlingsmønstre og bevæggrunde, hvilket gør koordinationsarbejde og samarbejde vigtigt.
	Måleromkostninger Skal man måle den specifikke fleksible ressources strømforbrug, skal der en separat smart måler til, udover de fjernaflæste målere, der måler for hele forbrugsenheden, og der vurderes at være ikke ubetydelige omkostninger forbundet hermed.	

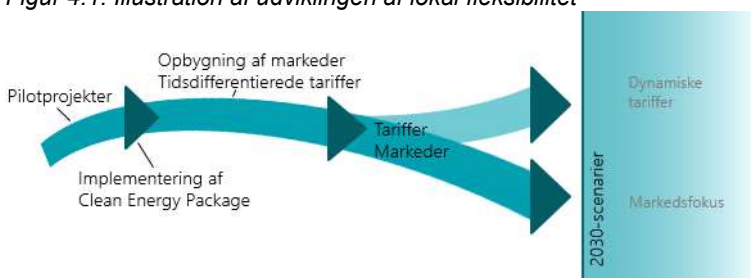
Det er vurderet at de barrierer, der fremgår af tabellen, ikke bør håndteres ved brug af regulatoriske virkemidler, fordi det ikke er rammer for udviklingen, der er behov for (med undtagelse af rammer for samarbejde mellem aktører). Det vurderes derimod, at de fleste af de ovenstående barrierer reduceres med tiden, i takt med at markedet modnes, eller at de håndteres bedst af kommercielle aktører på markedet.

4. Delanalyse 3: Udviklingen af lokal fleksibilitet frem mod 2030

Udviklingen af et elmarked, hvor fleksibelt forbrug fylder en stadig større del og bidrager til at løse flaskehalsproblemer i nettet, kan gå flere veje. For at kunne fremlægge anbefalinger for udviklingen er det relevant at forholde sig til, hvad der er den langsigtede plan for markedsudviklingen. Er det mest hensigtsmæssigt at arbejde mod et system, hvor fleksibiliteten drives hovedsageligt af dynamiske tariffer i en eller anden form, skal fleksibiliteten fortsat handles på markeder i 2030, eller skal svaret findes et sted midt i mellem?

I delanalyse 3 opstilles der tre forskellige scenarier til vurdering af fordele og ulemper ved de forskellige veje, der er til at opnå fleksibilitet i elsystemet.

Figur 4.1: Illustration af udviklingen af lokal fleksibilitet



Tidshorizonten på knap 10 år er sat som mål for scenarierne, fordi det allerede er i 2030, der forventes at være et stort behov for veludviklede løsninger til at opnå fleksibilitet, samtidigt med at det er langt nok ude i fremtiden til, at de indledende faser med opbygning af markeder og udarbejdelse af nye tarifmodeller er passeret.

4.1. 2030-scenarier for fleksibilitet

4.1.1. Tariffscenariet: fleksibilitet via dynamiske tariffer, herunder en kapacitetstarif i spidslastsituationer (peak coincident capacity tariff)

Det første scenarie tager udgangspunkt i en struktur, hvor det nærmest udelukkende er tariffene, der driver fleksibiliteten i markedet, og hvor markeder for fleksibilitet benyttes i begrænset omfang.

Tariffen varierer over døgnet på en dynamisk måde, og når der er knaphed på kapaciteten i nettet øges tariffen markant (i modsætning til statiske tariffer, som er fastlagt til et bestemt niveau afhængigt af tiden på døgnet). I det tidsrum hvor kapaciteten ikke er knap, bør tariffen til gengæld være noget lavere, end niveauet er i dag.

Tarifferne skal i øvrigt være så geografisk finkornede som muligt, for at kunne sende så præcise prissignaler som muligt. Samtidigt skal alle andre tarifelementer og skatter, såfremt de ikke varierer marginalt med forbruget, flyttes væk fra den forbrugsafhængige betaling, for at mindske deres forvridende effekt.



4.1.2. *Markedsscenariet: fleksibilitet via markeder for fleksibilitetsydelser med meget lokale realtidspriser*

Det andet scenarie tager udgangspunkt i en struktur, hvor det hovedsageligt er fleksibilitetsmarkeder, der benyttes til anskaffelse af fleksibilitet. Tarifferne fastsættes så de kun varierer trinvist over døgnet på en statisk vis, for at skabe et simpelt fundament for at flytte noget af forbruget i spidslastperioden væk derfra. Derudover skal det således være markeder for forskellige typer fleksibilitetsydelser, der understøtter behovet for fleksibilitet i elnettet, og som varierer i blandt andet tid (hvornår aktiveres ydelsen), størrelse (i effekt, energi og geografisk afgrænsning) og vilkår (hvilken type kontrakt der indgås, fx maksimalt effekttæk eller specifik op-/nedregulering).

Markederne gøres geografisk finkornede, så markedspriserne er så omkostningsægte som muligt, i forhold til hvor flaskehalsene er placeret.

4.1.3. *Kombinationsscenariet: fleksibilitet via delvist differentierede tariffer og markeder*

Det tredje scenarie udgør en kombination af at benytte tariftsignaler og markeder til at indhente fleksibilitet, men her nedsættes graden af den tidsmæssige og geografiske differentiering af både markedspriserne og tarifferne, således at begge elementer bliver mindre komplekse. Det vil sige, at der vil være tale om statiske, tidsdifferentierede tariffer, og markeder, hvor der ikke er meget lokale priser, men hvor der udbydes mere standardiserede fleksibilitetsprodukter.

4.2. **Kriterier for og vurdering af scenarierne**

Der er udvalgt tre kriterier for, hvordan de tre scenarier skal måles op mod hinanden. Kriterierne er som følger: 1) *Omkostningseffektivitet*, som anses for at være et grundlæggende kriterium i samfundsmæssige optimeringssprogsmaal, som dette. 2) *Fordeling af omkostninger*, som anses for at være et væsentligt udgangspunkt for den danske kollektivistiske tilgang til elnettets omkostninger. 3) *Kompleksitet*, der betragtes som en relevant præmis, for at understøtte at fleksibilitet ikke kun bliver for de indviede.

I Tabel 4.1 er det beskrevet, hvordan de forskellige scenarier er vurderet ud fra de tre kriterier.



Tabel 4.1: Vurdering af scenarierne ud fra de tre kriterier

	Omkostningseffektivitet	Fordeling af omkostninger	Kompleksitet
Tarifscenariet	<p>Da betalingerne baseres på nettets marginale omkostninger, vurderes de at medføre retvisende incitamenter.</p> <p>Det er dog afhængig af, at man kan beregne de rette tariffer, og det må forventes at være relativt urealistisk at ramme helt rigtigt.</p>	<p>Alt efter niveauet af geografisk differentiering er det udelukkende de brugere af nettet, der bidrager til nettets maksimumbelastning, der betaler ud fra et <i>forureneren-betaler-princip</i>.</p> <p>Det er dog afhængigt af forbrugernes evne til at reagere på tarifferne. Elnettet er desuden bygget på baggrund af en kollektivitetstankegang, som meget finkornet geografisk differentiering kan udfordre³. Det kan ramme forbrugere i udkantsområder.</p>	<p>Fordelen ved scenariet er, at en høj omkostningseffektivitet kan opnås ved at definere et teknisk set forholdsvis simpelt tariftsignal. Da betalingen dog er afhængig af nettets belastning, bliver den dynamisk og derfor svær at reagere på, medmindre netvirksomhederne stiller noget realtidsdata eller prognoser til rådighed.</p>
Markedsscenarioet	<p>Dette er et teoretisk ideelt scenarie, der medfører de mest retvisende signaler, hvis man har transparente markeder ned på et meget finkornet geografisk niveau.</p>	<p>Alt efter hvor lokalt geografisk niveau der handles på, vil det kunne ramme ufleksible forbrugere og forbrugere med den 'forkerte' placering hårdest. (Markedet "belønner" de fleksible anlæg og den samlede omkostning til indkøb af fleksibilitet fordeles ud over alle forbrugere. Skævvridningen kan opstå, da der ikke gives incitament til at placere sig i ikke-overbelastede netområder).</p>	<p>Det er et relativt komplekst system, hvis ikke der sker en omfattende automatisering af løsningerne, og der er potentielt høje omkostninger ved at sætte priser og stille information til rådighed for markedet med den høje detaljeringsgrad. Der er stor risiko for kunder med umiddelbart begrænsede muligheder for at prissikre sig.</p>
Kombinations-scenariet	<p>Dette scenarie giver mindre omkostningseffektivitet end de to andre scenarier, da en stor del af kunderne modtager et statisk prissignal.</p>	<p>Umiddelbart belønnes de fleksible, mens de ufleksible sandsynligvis ikke vil mærke en stor fordel. Dog vil omkostningerne til fleksibilitetsydelse indgå i den almindelige tarif, således at der muligvis vil ske en stigning. Da stigningen går ud over alle, vil der formentlig være en begrænset effekt for den enkelte.</p>	<p>Denne model har den laveste kompleksitet både hvad angår tarifferne (statisk system) og markeder (mulighed for simple udbud af fleksibilitetsydelser som afbrydelighed eller maksimalt effekttæk).</p>

På baggrund af en vurdering af kriterierne ovenfor vil kombinationsscenarioet med fokus på markeder og med statiske tariffer være at foretrække, fordi man reducerer en omkostningsfordeling, hvor "ufleksible og uheldigt placerede forbrugere" tariffes relativt mere, samt det er simpelt og derfor også tilgængeligt at deltage i for alle forbrugere. Det vurderes umiddelbart at kunne være lidt mindre omkostningseffektivt at benytte større markeder og statiske tariffer, end hvis man havde en finere geografisk

³ Det er desuden endnu uvist, hvordan lovgivningen for geografisk differentiering af tariffer vil komme til at se ud i et fremtidigt scenarie. På nuværende tidspunkt er muligheden for geografisk differentieret meget begrænset af hensyn til kollektivitetsprincippet.



og tidsmæssig differentiering, men det kan være nødvendigt at gå på kompromis med, for at sikre at de andre kriterier opfyldes. Det vurderes endvidere at være vigtigt at prioritere lav kompleksitet for at understøtte aktiv deltagelse i markederne fra forbrugerne og at prioritere en retfærdig omkostningsfordeling for at sikre politisk og folkelig opbakning til den grønne omstilling.

5. Forslag til løsningsmuligheder

I dette afsnit er der angivet et kort bruttokatalog af forslag til, hvordan man kan understøtte udviklingen af fleksibilitetsmarkeder og -løsninger.

I det videre arbejde med Markedsmodel 3.0 kan der være sket tilpasninger, og forslagene kan derfor tage en anden form i den endelige afrapportering.

Forslag: En fortsat koordination mellem Energinet og netvirksomhederne skal sikre en effektiv anvendelse af fleksibilitet

Energinet og netvirksomhederne bør i samarbejde med markedsaktørerne koordinere behov for lokal fleksibilitet for at sikre, at aktører kan tilbyde fleksibilitet på flest mulige markeder, hvori de kan deltage, og hvor de skaber størst mulig værdi, samt lavest mulig kompleksitet.

Det forslås herunder, at en overordnet tilgang til koordination og prioriteret markedsadgang for fleksibilitet kan være at:

Energinet og netvirksomhederne samarbejder om udvikling af lokale markeder for fleksibilitet til håndtering af lokale flaskehalse i elnettet – både på transmissions- og distributionsniveau.

Koordinering af behov skal ske, således at behov, der udelukkende kan dækkes lokalt, som udgangspunkt har prioriteret adgang til den relevante lokale fleksibilitet. I pressede situationer kan det dog være nødvendigt, at behov, der er mindre lokale, imødekommes først.

Forslag: Energistyrelsen skal følge op på eventuelle fremtidige ansøgninger om regulatoriske testzoner, som har sammenhæng til spørgsmål om fremme af lokal fleksibilitet

Energistyrelsen administrerer en ordning kaldet regulatoriske testzoner, hvor projekter med innovative energi- og forsyningsløsninger kan få midlertidig dispensation fra regler, der forhindrer deres gennemførelse. Der er opbakning til ordningen omkring regulatoriske testzoner blandt markedsaktørerne. Testzonerne giver mulighed for, at forskellige pilotprojekter, der ellers ville være begrænsede af nogle regulatoriske barrierer, kan tillades og afprøves i den virkelige verden. Dette giver mulighed for at indhente mere erfaring og viden om, hvad der virker og ikke virker i praksis.

Der kan være behov for et vedvarende fokus på at fjerne endnu uidentificerede regulatoriske barrierer for lokal fleksibilitet. Derfor kan det være nyttigt at følge med i



arbejdet med regulatoriske testzoner med hensyn til ansøgninger, der relaterer sig til lokal fleksibilitet, for at finde frem til mulige regulatoriske barrierer, og tilmed teste dem gennem testzoner, inden man vurderer, om det skal ændres.

Forslag: Myndighederne, Energinet, netvirksomhederne og øvrige sikrer et vedvarende fokus på behov for, at tarifsignaler suppleres af en markedsbaseret tilgang til anskaffelse af fleksibilitetsydelse, hvor kombinationen af de to løsninger sammen understøtter et simpelt, retfærdigt og relativt omkostningseffektivt system for fleksibilitet

De kriterier, der er opstillet i delanalyse 3, for de tre 2030-scenarier, samt vurderingen af scenarierne ud fra disse kriterier, leder frem til en konklusion om, at der er behov for en kombination af tarif og markedsløsninger, som angivet i dette forslag.

6. Konklusion

Der vil over den næste årrække være et stigende behov hos netvirksomhederne og Energinet for at håndtere lokale flaskehalsproblemer i nettet. Der findes en række løsningsmuligheder for at aktivere lokal fleksibilitet, som har potentialet til at bidrage til omkostningsminimeringen i netplanlægningen.

Der er dog identificeret en række barrierer, der kan stå i vejen for, at udviklingen kan tage fart. En del af disse vil være nogle, som forventes nedbrudt i takt med udviklingen, samt som vurderes at være op til markedsaktørerne at løse i kraft af deres egne interesser i udbredelsen af fleksibilitet. Andre barrierer kan Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets og Energinets bidrage med at afhjælpe, blandt andet gennem sikring af, at der sker et forsat god koordination og godt samarbejde markedsaktørerne i mellem.

Det er dog ikke vurderet i særlig høj grad at være regulatoriske barrierer, der på nuværende tidspunkt er en hindring for udredelsen af lokal fleksibilitet.

Det er desuden på baggrund af scenarieanalysen vurderet, at der kan være et grundlag for at have fokus på at fremme markedsløsningerne, som supplement til tarifløsninger, da det vil skabe en mere retfærdig fordeling af omkostningerne til nettet og være mindre komplekst end ved et system med meget dynamiske tariffer.

**Bilag 1: Oversigt over medlemmer af ekspertgruppen**

NAVN	ORGANISATION	NOTE
Michael Guldbæk Arentsen	Dansk Energi	
Helle Juhler-Verdoner	Intelligent Energi	
Jacob Østergaard	DTU Elektro	
Henrik Bindner	DTU Elektro	
Cäthe Juul Bay-Smidt / Mads Paapøl Jensen	Radius	
Tore Gad Kjeld	HOFOR	
Jesper Holm	Markedskraft	
Claus Amtrup Andersen	Eurisco	
Søren Dyck-Madsen	CONCITO	
Jacob Andreasen	N1	
Thomas Elgaard	EnergiDanmark	
Martin Schrøder	Dansk Energi	
Thomas Dalgas Fechtenburg	Energinet	Med i MM3.0-arbejdsgruppen

Note: der er sket nogle få ændringer i deltagerlisten undervejs. Ovenstående liste er fra juni 2020.



Bilag 2: Oversigt over projekter og rapporter

Følgende er en liste over projekter, rapporter og andet materiale, som Energistyrelsen har inddraget i arbejdet med analysen af lokal fleksibilitet. Oplistet i vilkårlig rækkefølge.

	TITEL	KORT BESKRIVELSE
1	DREM: DSO's Role in the Electricity Market	Projekt om markedskonflikter. Samarbejde mellem Radius Elnet, EURISCO, Markedskraft, HOFOR og DTU, støttet af EUDP
2	EcoGrid 2.0	Pilotprojekt med varmestyring på Bornholm. Samarbejde mellem Dansk Energi og en række samarbejdspartnere, støttet af EUDP
3	Lolland-projektet	Pilotprojekt med geotags i balancemarkedet. Energinet i samarbejde med Dansk Energi, DSO'er og andre aktører
4	EnergyLab Nordhavn	Projekt om udvikling af smarte energiløsninger i Københavns Nordhavn. DTU og en række partnere, støttet af EUDP
5	iPower: Strategic Platform for Innovation and Research in Intelligent Power	Projekt eller såkaldt strategic platform for forskning og udvikling af fleksibilitet og smart grid løsninger over en 5-årig periode. En række partnere stod bag
6	Local Battery	Pilotprojekt med fleksibilitet fra elbiler. True Energy og Radius
7	Flex Platform	Pilotprojekter med en markedsplatform . IBM i samarbejde med hhv. Københavns Kommune og Andel
8	USEF	Framework til at opbygge fleksibilitetsmarkeder efter. Har udgivet en række rapporter om fleksibilitet. USEF Foundation er et hollandsk multi-partner-samarbejde
9	smartEn	En europæisk virksomhedssammenslutning for fremme af forbrugerdrevne energiløsninger, som har udgivet en række rapporter
10	NODES	Markedsplatformsudbydere , der har lavet projekter i flere lande
11	Piclo Flex	Markedsplatform , der opererer i Storbritannien
12	GOPACS: Grid Operator Platform for Congestion Solutions	Markedsplatform i Holland med fokus på DSO-TSO-koordination
13	FlexOffer (+GOFLEX)	Koncept for modellering og styring af bud i fleksibilitetsmarkeder. Konceptet er udviklet af forskere på Aalborg Universitet og benyttes blandt andet i GOFLEX-projektet
14	CEER-rapporter	Rapporter om anskaffelse af lokal fleksibilitet og regulering heraf udgivet af CEER (Council of European Energy Regulators)
15	Dokumenter fra DTU	Blandt andet en sektorudviklingsrapport og artikler udarbejdet af forskere fra DTU om danske fleksibilitetsprojekter
16	Eurelectric dokument: Recommendations on the use of flexibility in distribution networks	Anbefalinger til implementeringen af artikel 32 i det reviderede elmarkedsdirektiv udgivet af Eurelectric
17	coordiNet	Projekt om koordinering mellem DSO og TSO af anskaffelser af fleksibilitetsydelser gennem demonstrationsprojekter i Sverige, Grækenland og Spanien. EU støttet
18	SmartNet	Projekt om TSO'ers behov for systemydelser af forskellig art og koordinering mellem DSO og TSO af anskaffelser af disse ydelser, inkl. pilotprojekt i DK med opvarmning af swimmingpools. I DK deltog DTU, Energinet, Novasol, SE og EURISCO. EU støttet

19	enera	Lokal markedsplatform til at undgå trængsel i nettet med case i Nordtyskland. Samarbejde mellem EWE og EPEX SPOT, samt DSO'er og TSO
20	iEnergi-notater	Intelligent Energi har udarbejdet en række notater om lokal fleksibilitet og hvordan det kan udbredes i DK
21	<i>Demand side flexibility in the Nordic electricity market</i>	Rapport fra Nordic Council of Ministers om forbrugsfleksibilitet
22	TSO-DSO Report	Rapport iværksat af Europa Kommissionen, udarbejdet af CEDEC, EDSO for smart grids, EURELECTRIC, GEODE and ENTSO-E
23	INTERFACE: Strategic Platform for Innovation and Research in Intelligent Power	Projekt om udvikling af netværksløsninger. Støttet af EU, en række partnere er med i projektet