



**Facilitating energy storage to allow high penetration of  
intermittent renewable energy**

# **Minutes in Danish of the meetings with Danish decision makers**

**Deliverable 5.5**



Co-funded by the Intelligent Energy Europe  
Programme of the European Union

## Acknowledgements

This report has been produced as part of the project “Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy”, stoRE. The logos of the partners cooperating in this project are shown below and more information about them and the project is available on [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)



**CENER**

NATIONAL RENEWABLE ENERGY CENTRE



**NTUA**  
National Technical University of Athens



The work for this report has been coordinated by EMD.

<b>Author</b>		
<b>Name</b>	<b>Organisation</b>	
Anders N. Andersen	EMD	ana@emd.dk

*The sole responsibility for the content of this report lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the EACI nor the European Commission are responsible for any use that may be made of the information contained therein.*

# Table of Contents

<b>ACKNOWLEDGEMENTS.....</b>	<b>2</b>
<b>ENGLISH SUMMARY .....</b>	<b>4</b>
<b>REFERATER FRA DIALOGEN MED NØGLEPERSONER OM ELLAGRE.....</b>	<b>6</b>
<b>Kim Behnke, Energinet.dk .....</b>	<b>6</b>
<b>John Tang, Dansk Fjernvarme .....</b>	<b>9</b>
<b>Anders Bavnhøj Hansen, Energinet.dk .....</b>	<b>10</b>
<b>Tone Knudsen, Statkraft .....</b>	<b>10</b>

## English Summary

Bilateral meetings have been arranged in Denmark with three key decision makers. In addition to this a dialogue with Tone Knudsen from Statkraft in Norway has been made concerning the barriers identified in the final action plan. This final action plan with strategies and recommendations developed within the project has been presented to them, amongst others the 7 barriers identified in the final action plan:

- *To make CAES and PHES feasible it is important that sufficient price variations exist.*
- *Statkraft has put forward that there is that much water in the reservoirs in the Norwegian hydro power plants, being able to integrate big amounts of wind productions without installing new Pumped Hydro Energy Storage/Pump Back Storage in Norway.*
- *For PHES in Norway it is a barrier if they are not supported by a strong grid.*
- *If Denmark is to go all the way towards a 100 % renewable energy supply P2G – Power to Gas – need also to be included to serve as storage – storing the gas in the gas grid. P2G should thus be seen as a competitive technology to CAES and PHES.*
- *Demand side management shall be considered on equal term with CAES and PHES as it is to be regarded a competitor to CAES and PHES like P2G.*
- *For CAES to be feasible it is a barrier if these are subject for added costs. Therefore CAES needs to be exempted from added Public Service Obligation electricity fee (PSO-fee) and added electricity tax for purchase of electricity for CAES. And CAES could economically benefit from being a part of needed electrical capacity in Denmark.*
- *The Electricity Directive does not allow a CAES to be owned and operated by the TSO.*

The three Danish decision makers was Head of R&D Kim Behnke at the Danish Transmission System Operator, Energinet.dk, senior consultant John Tang at the Danish district heating association, Dansk Fjernvarme, and Team leader Anders Bavnhøj Hansen at Energinet.dk

Common priorities were identified and a timeframe for their implementation was developed, amongst others:

Kim Behnke stressed that the development of wind energy in Denmark will eventually close down the central power plants due to the low spot prices the development of wind energy causes. These central power plants have until now delivered the needed synchronous generator based ancillary services, amongst others inertia and short-circuit power.

Kim Behnke mentioned that Energinet.dk has assessed the need for synchronous generator based ancillary services to 1000 MW by 2035. These ancillary services can be provided by Compressed Air Energy Storages (CAES).

Kim Behnke stressed, that we have to change the various frameworks in the market, taxes and tariffs, so that the TSO may honor the important ancillary services to transmission and distribution grid CAES may deliver.

Kim Behnke stressed that we are looking into a future of massive amounts of DC/AC inverted output, thus needing inertia and short-circuit power, which CAES may deliver.

To make CAES and PHES feasible it is important that sufficient price variations exist. When further developing wind energy that will eventually happen. It was agreed with Anders Bavnhøj Hansen, that Energinet.dk will here in 2014 deliver hourly price variations for the coming years, to be used in feasibility studies.

Statkraft has put forward that there is that much water in the reservoirs in the Norwegian hydro power plants, being able to integrate big amounts of wind productions without installing new Pumped Hydro Energy Storage/Pump Back Storage in Norway. A way to overcome this barrier is to see the Danish 100 % renewable energy supply – in a North European context – thus showing that when more countries go for a 100 % renewable energy supply - Pumped Hydro Energy Storage/Pump Back Storage will be needed in Norway.

It was agreed with Anders Bavnhøj Hansen, that Energinet.dk will here in 2014 deliver scenarios showing how much storage is needed when looking at a renewable energy supply for North Europe.

For CAES to be feasible in Denmark it is a barrier if these are subject for added costs. Therefore CAES needs to be exempted from added Public Service Obligation electricity fee (PSO-fee) and added electricity tax for purchase of electricity.

Senior consultant John Tang, Dansk Fjernvarme will here in 2014 work on having these exemption politically implemented – to be seen in a similar exemption for the electrical consumptions for heat pumps at district heating company.

## Referater fra dialogen med nøglepersoner om ellagre

Der har været gennemført en dialog om ellagre med følgende danske t:

- Head of R&D Kim Behnke, Energinet.dk
- Senior consultant John Tang, Dansk Fjernvarme
- Team leader Anders Bavnhøj Hansen, Energinet.dk

Herudover har der været en dialog med Tone Knudsen fra Statkraft i Norge om barriererne for ellagre.

### ***Kim Behnke, Energinet.dk***

Dato: 13-3-2014

KB startede med at melde ud, at det bestemt er 7 relevante og spændende barrierer, som er identificeret i den danske Delivery 5.3 om "Barrierer for etablering af store ellagre i Danmark og Norge, samt forslag til hvorledes disse barrierer fjernes".

KB nævnte at udfordringen for Danmark bliver hverken mangel på energiproduktion (MWh) eller ny kapacitet (MW). Udfordringen bliver at den nye kapacitet er vindkraft – som er inverter baseret DC/AC produktion, som kræver at andre ressourcer i systemet leverer alle de vigtige systemydelse. Samtidig vil der ske nedlæggelse af de synkrongenerator baserede ressourcer, som indtil nu har båret elsystemet. Der er altså udfordringer på flere tidsskalaer. På energiskalanen er udfordringen overproduktion når det blæser og underproduktion når det ikke blæser. På effekt og systemydelse er der et problem på transmissionsniveau.

KB nævnte at markedsføremæssigt vil det være muligt at skabe energibalancer i Dayahead markedet, om ikke andet så med ekstrem-priser til at stimulere aktørerne. Energinet.dk arbejder i NordPool regi for at vindkraft ikke skal handles med fuld kapacitet i Dayahead markedet, men at aktørerne kun skal handle den mængde de er 100 % sikker på. Resten = usikkerheden skal handles i Intraday markedet (Elbas). Det vil forbedre markedspladsen Dayahead og åbne for at andre (termiske) producenter kan finde plads. Det vil endvidere reducere behovet for regulerkraft balancering. Der, hvor Energinet.dk ser det største behov for at få mere kapacitet er Intrahour. Altså efter at 45-minutters regulerkraft (NOIS-listen) er lukket og vindkraften kræver yderligere regulering. Mens det meste af regulerkraftmarkedet er penge-flytning mellem aktørerne, så er Intrahour behovene noget Energinet.dk må købe – og det er et stigende behov. Derfor er nye ressourcer, med egenskaber hér ønskelige.

KB nævnte at Energinet.dk har vurderet at behovet for synkrongenerator baserede ressourcer vil være på 1000 MW i 2035, som evt. kan leveres af Compressed Air Energy Storages.

Kapaciteten på udlandsforbindelserne bliver øget med foreløbigt 2000 MW hen mod 2020. Disse er indbefattet i allerede publicerede projekter. Det er særligt interessant at få DK1-NL, DK2-DE, DK2-SE og senere DK1-UK forbindelser etableret, da det både giver bedre markedsadgang og diversitet = forsyningsikkerhed.

KB nævnte at udlandsforbindelserne har forskellige perspektiver. HVAC (DK1-DE og DK2-SE) kan bidrage til levering af inertieffekt og kortslutningseffekt, derudover kan de bidrage med den hurtige balancering. HVDC (gamle LCC) kræver inertieffekt og kortslutningseffekt og er kun til handel med energi (MWh) i Day Ahead markederne. Nye HVDC (VSC) kan hjælpe til med hurtigere (timer til halve dage) balancering af energiflow og effektbalancering i det importerende område. De kan desuden hjælpe til med black-start.

Kapaciteten på danske kraftværker vil falde. De store lukkes eller bygges om fra kraft-varme til varme-kraft. Altså er el-delen og synkronmaskinen en sekundær forretning. Kraftvarmeverker tilsluttet på under 100 kV kan kun i begrænset omfang hjælpe med kortslutningseffekt og inertieffekt.

Der bliver installeret nye Synkronkompensatorer i 250-270 MVA klassen. Den første i Bjæverskov er installeret, nu følger to mere. De skal bl.a. hjælpe til at sikre kortslutningseffekt og inertieffekt til HVDC-forbindelserne, hvor særligt Storebælt er sårbar. Da vi samtidig også lægger alt 150 og 132 kV luftledningsnet i jorden som HVAC kabler, så bliver der udfordringer med at drive dette formaskede HVAC kabelnet. Man kan ikke reaktor-kompensere hvert enkelt kabel for sig. Derfor installeres der SVC anlæg, som vil klare dynamisk spændingsregulering og MVar-kompensering.

Ingen af disse ydelser kan for alvor hentes i distributionsnettet. Derfor går øvelsen ud på at få skabt balancer i de lokale net (under 150 eller 132 kV transformerne), så de ikke længere behøver at hente/levere systemydelser fra transmissionsnettet.

Inden for 5-8 år vil der desuden blive bygget de første store STATCOM anlæg, som er et SVC-anlæg med et mindre batteri på DC-broen. Dette anlæg kan også hjælpe med frekvensreguleringen.

Energinet.dk's anbefalinger for distributionsnettene er, at man her ser på Distribuerede Energi Ressourcer (forbrug/produktion) som ressourcer til at hjælpe med lokale balanceringer af effektflow, flaskehalse og spændingskvalitet.

At konvertere el til varme – varmepumper – store og små – privat og fjernvarme er ikke en systemressource. Det er alene for at fremme effektiviteten i det samlede energisystem og for at kunne bruge energi (MWh), som vi vil få i overflod fra vindkraften. At tænde/slukke for varmepumper kan hjælpe på energilevering (MWh), på effektflow (MW) og frekvensen (Hz) men

heller ikke andet. Tvært imod kræver disse anlæg også et stabilt elsystem med høj kortslutningseffekt.

At konvertere el til gas er simpelt forbrug af energi (MWh) og tænd/sluk kan hjælpe med effektbalancer (MW). Den virkelige fordel er, at vi får lavet et brændsel (VE-gas), som er til rådighed for gasmotor og –turbineanlæg, som har en synkrongenerator i enden og kan levere både el og varme når det ikke blæser.

KB nævnte at konvertere el til batterier er et simpelt forbrug, og så alligevel ikke for det er AC/DC, og når batteriet skal tømmes er det DC/AC inverteret. Altså kræver denne type anlæg (også brændselsceller) at der er et elsystem, hvor nogle andre ressourcer leverer inertieffekt og kortslutningseffekt.

KB nævnte at et CAES anlæg vil næppe være relevant i Danmark, hvis det "kun" skal optage eller levere energi (MWh). Der kan være muligheder i NOIS markedet for at kunne tilbyde hurtige effektbalanceringer (MW) og der er fordelen ved at anlægget faktisk kan lave meget hurtige skift (på 20 sekunder). Behovet for disse hurtige skift Intrahour er stigende. Så det perfekte anlæg er på 1000 MW og med 500 driftstimer om året. Der udestår for CAES og et par andre teknologier at vi får værdisat den egenskab anlæggets synkrongenerator har for at levere alle systemets ydelsesbehov.

KB nævnte at hele vores afgift- og tarifystem er opbygget efter at kunne handle og beskutte/fremme energiproduktion – måleenheden er alle steder kWh. Det vil sige, at der stort set ikke er incitament til at kunne levere ydelser, som understøtter det samlede systems behov. Vi har i årtier haft det held, at når vi købte MW og MWh fra store og så kraftværker, så fulgte resten (gratis) med.

Derfor skal vi have en ændring af de forskellige rammer i markedet, i afgifter og i tariffer, så der både af TSO og af DSO kan være fornuft i at kunne efterspørge og honorere de vigtige systemydelser til transmission og distribution. Hvis man eksempelvis bare ændre afgiftssystemet, så der er fordel ved at levere kWh tilbage til nettet fra lagringsenheder, så vil der komme masser af batterier, store og små, men de vil ikke hjælpe systemet men derimod belaste systemet.

Derfor skal nye vilkår understøtte en fremtid med voldsomme mængder DC/AC inverteret produktion, behov for inertieffekt og kortslutningseffekt. Belønning af enheder med disse systemegenskaber skal være mulig. Der skal ikke betales ens kWh-afregning uden at skele til, hvilken komponent der genererer energien.

Udbygningen af transmissionsnettet i Danmark er ikke en udfordring, der skal nok være plads og alle nye anlæg underkastes allerede i dag samfundsøkonomiske beregninger. Udfordringen bliver på lokalt plan eftersom stigningen i ny kapacitet (bortset fra havvindmøller) vil blive tilsluttet på



distributionsniveau. Her er Smart Grid løsninger til bedre fordeling af forbrug/produktion med til at udnytte eksisterende kapacitet bedre og udskyde investeringer i ny kapacitet i nogle år.

KB nævnte at Energinet.dk må ikke eje anlæg, der kan producere energi. Vi må gerne eje synkronkompensatorer, reaktorer, SVC, STATCOM m.v., da de er systemkomponenter uden egentlig energiproduktion. Det samme gælder for gas. Og vi ønsker ikke dette ændret.

KB nævnte som eksempel at Energinet.dk's kollega Amprion i Tyskland investerede i et 2-3 MW batteri og alle markedsaktørerne gjorde oprør over at det stjal markedsmuligheder for dem til den meget hurtige effektbalancering.

Energinet.dk vil langt hellere være køber af ydelser – i fri konkurrence - fra nogle, som ejer anlæg og har som forretning at optimere ressourcerne mest muligt.

### ***John Tang, Dansk Fjernvarme***

Dato: 24-3-2014

Ved mødet med JT startede vi med at gennemgå de 7 barrierer som er identificeret i den danske Delivery 5.3 om Barrierer for etablering af store ellagre i Danmark og Norge, samt forslag til hvorledes disse barrierer fjernes.

JT vurderede at vandkraftværkerne i Norge generelt lægger deres budpriser lige under de andres budpriser, således at norsk vandkraft på den korte bane vil udkonkurrere ellagre.

JT nævnte at når flaskehalsene mod Norge fjernes, vil Energinet.dk miste de nuværende flaskehalsindtægter.

JT nævnte at industrien ikke er særligt ked af høje spotpriser, da industriens betaling til PSO hermed falder.

JT vil arbejde på at ellagres elafgifter skal reduceres ved at sammentænke dem med varmepumpers elafgifter.

Vi diskuterede hovedanbefaling 4 fra Klima-, Energi- og Bygningsministeriets Hovedrapport for Smart Grid Netværkets arbejde fra oktober 2011 om at afgiftssystemet ændres således at rammebetingelserne for energilagre ændres. Hovedanbefalingen går på at myndighederne

implementerer afgiftsmæssig håndtering af elbaseret lagring af energi efter principper for oplagshavere af brændsel.

### **Anders Bavnhøj Hansen, Energinet.dk**

I dialogen med ABH startede vi med at gennemgå de 7 barrierer som er identificeret i den danske Delivery 5.3.

Vi gennemgik bl.a. barrieren:

*To make CAES and PHES feasible it is important that sufficient price variations exist. Ways to overcome this barrier: We recommend that both The Danish Energy Agency and Energinet.dk focus some of their public funding on developing projects, detailing when and under what circumstances the significant price variations will occur.*

Det blev aftalt med ABH at Energinet.dk leverer scenarier med timeværdier, som kan anvendes i ellager feasibility studier.

Vi gennemgik bl.a. barrieren:

*Statkraft has put forward that there is that much water in the reservoirs in the Norwegian hydro power plants, being able to integrate big amounts of wind productions without installing new Pumped Hydro Energy Storage/Pump Back Storage in Norway. Ways to overcome this barrier: We recommend that both The Danish Energy Agency and Energinet.dk focus some of their public funding on developing projects, which see the Danish to 100 % renewable energy supply – in a North European context. This Danish public funding should support projects that has international partners around the North Sea and should support relevant Horizon2020 projects*

Det blev aftalt med ABH at Energinet.dk leverer simulerede scenarier, som ser den danske omstilling til vedvarende energi i et Skandinavisk og Europæisk perspektiv.

ABH omtalte Ehighway, [www.e-highway2050.eu](http://www.e-highway2050.eu), hvor Energinet.dk arbejder sådanne scenarier.

### **Tone Knudsen, Statkraft**

I dialogen med Tone Knudsen lagde hun vægt på følgende:

Fra vår side er det et poeng å få frem at store vannkraftmagasiner i Norge kan bidra med fleksibilitet inn i kraftsystemet selv uten investeringer i pumpekraft. Magasinene er store nok til at vi kan holde igjen store mengder energi og importere fra Danmark når det er et overskudd der, også eksportere til Danmark når det blåser mindre. Fordi magasinene er så store betyr det bare at

vi holder igjen produksjonen og tømmer vannet saktere ved behov (uten at vi trenger pumper for å fylle opp med vann i mellomtiden). Hvordan utvekslingen skjer vil være avhengig av prisforskjeller og overføringskapasitet (kabler). Skal vi benytte denne muligheten bedre er det behov for enda bedre overføringskapasitet mellom Norge og Danmark enn det er i dag.

Til spørsmålet du stiller i tittelen er svaret: Gitt at det fører til større prisforskjeller mellom peak og off-peak i Norge, så kan det bidra.

Jeg håper at StoRE prosjektet tar med seg at stor vannkraft med store magasiner kan bidra med lagring og fleksibilitet også uten pumper. Om ikke annet så bør det tas med i en anbefaling for videre arbeid, ettersom det ikke er en del av mandatet til prosjektet.