



Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy

Barrierer for etablering af store ellagre i Danmark og Norge, samt forslag til hvorledes disse barrierer fjernes

Action list for Barriers for electric storage and how to overcome these in Denmark and Norway

Delivery 5.3



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



CENER

NATIONAL RENEWABLE ENERGY CENTRE



NTUA
National Technical University of Athens



The work for this report has been coordinated by NTUA.

Author(s) of this version 2.1		
Name	Organisation	
Henning Mæng	EMD	hm@emd.dk
Anders N. Andersen	EMD	ana@emd.dk
Kasper Nagel	EMD	kn@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

ACKNOWLEDGEMENTS.....	2
ENGLISH SUMMARY	4
INDLEDNING TIL DEN DANSKE DEL AF RAPPORTEN	8
CAES I DANMARK	14
CAES skal konkurrere mod andre former for adaptivt forbrug/produktion.....	15
Egen elkapacitet i Danmark	15
Varmelagrene på de danske fjernvarmeværker bør først udnyttes	15
Pumped Hydro Storage i Norge	15
Behov for udbygning af transmissionsledninger til Norge.....	16
Store vandkraftmagasiner reducerer behovet for PHES.....	17

English Summary

In this delivery is described a list of the most important regulatory and market barriers for Compressed Air Energy Storage (CAES) in Denmark and Pumped Hydro Energy Storage/Pump Back Storage (PHES) in Norway, which has been made through an investigation in Denmark and Norway of the regulatory and market conditions for development of new and operation of existing energy storage facilities.

Based on the outcomes of a workshop and a public consultation, the list has been revised and the identified barriers has been analysed and ways to overcome them has been suggested in this delivery.

The reason for also bringing in Norwegian PHES is that a larger expansion of PHES in Norway will affect the economy in a Danish CAES and that Norwegian PHES is widely considered in Denmark as a better solution than a Danish CAES.

Barrier 1:

To make CAES and PHES feasible it is important that sufficient price variations exist.

Ways to overcome this barrier:

It has been indicated in more analysis that a comprehensive development of e.g. wind energy in Denmark and other north European countries, will promote significant price variations of electricity. Among others the Danish transition - from black to green energy – where Denmark is going all the way towards a 100 % renewable energy supply – is expected to promote the needed price variations.

By whom:

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.

Barrier 2:

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:

The reservoirs of Norwegian hydro power plants have to be seen in a North European context – where these reservoirs among others should integrate both Danish and German RES productions. In this North European context we expect it to become clear that installing new Pumped Hydro Energy Storage/Pump Back Storage in Norway is a necessity.

By whom:

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.

Barrier 3:

For PHES in Norway it is a barrier if they are not supported by a strong grid.

Ways to overcome this barrier:

When it comes to a strong grid being in place connecting Norway to Europe – comprehensive plans for making new transmission lines have already been developed – and needs to be implemented.

At the moment Norway already has well established connections to Denmark, Sweden and the Netherlands but to accommodate future demand for transmission grid Norway has made further approaches towards strengthening the grid. As such three new connections have been planned with the first one (Skagerrak 4) already under construction. The two other connections are linked to The United Kingdom (NSN) and Germany (NORD.LINK).

However, implementation of new transmission grid is often met with different challenges which could hamper the further development of a project where financial, technical and political challenges among others could be mentioned.

By whom:

We recommend that both The Danish Energy Agency and Energinet.dk further promotes the collaboration of countries around the North Sea concerning the planning and construction of a North Sea grid.

Barrier 4:

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.

Ways to overcome this barrier:

Proper energy planning is expected to show that most of the produced synthetic fuels produced by P2G-plant are to cover energy demands in the transport sector.

Energy storage and the conversion from power to gas is important for the future energy supply and has become a point of interest for Europe with around 30 projects on Power-to-Gas taking place at the moment with the majority concentrated in the areas around the North Sea.

Also in Denmark Power-to-Gas projects are taking place with funding from the Danish Energy agency and Energinet.dk where hydrogen and CO₂ from biogas are converted into methane ready to be used.

By whom:

In parallel to Barrier 1 and 2, we recommend that both The Danish Energy Agency and Energinet.dk focus some of their public funding on Power to Gas development projects, which analyses the Danish transition to 100 % renewable energy supply – in a North European context.

Barrier 5:

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.

Ways to overcome this barrier:

Denmark going all the way to 100 % renewable energy supply needs both demand side management and energy storage. Again the way to overcome this barrier is through comprehensive energy planning.

Demand Side Management is widely considered as an option in the future energy supply as saving energy is just as important as securing the necessary capacity. Initiatives in relation to demand side management are taking place several places in Europe where Denmark is among the countries with a wide array of projects. Some of the projects counts large scale projects concerning development of digital infrastructure for intelligent monitoring and control of electricity consumption.

Besides, the Danish Ministry of Climate, Energy and Building has finished a report containing 35 recommendations on initiatives for how Denmark can transit into a smart grid society in 2020.

By whom:

In parallel to Barrier 1, 2 and 4, we recommend that both The Danish Energy Agency and Energinet.dk focus some of their public funding on Demand side management developing projects, which see the Danish transition to 100 % renewable energy supply – in a North European context.

Barrier 6:

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.

Ways to overcome this barrier:

Barrier 6 deals with proposals on how to improve the feasibility of a CAES plant in Denmark.

For energy storages to become a more integrated part of the energy system the legislative framework conditions has first to be changed, which The Danish Ministry of Climate, Energy and Building has also pointed out.

Since energy storages are merely storing the energy they should be relieved from most of the Public Service Obligation as well as added electricity tax.

Working on removing the above mentioned barriers, it is to be kept in mind one major reason for considering CAES in Denmark. The comprehensive amounts of future wind energy in Denmark will lower the average spot prices and make it less favorable for operating existing power plants – making it likely that they will close down. A political debate on whether or not Denmark in the future should has its own electrical capacity is needed – the debate should focus on the potential dependence on Norway, Sweden and Germany on delivering this electrical capacity to Denmark. CAES could be a part of this national capacity. It seems likely – that to have Danish electrical capacity besides wind turbine capacity – it will be necessary to make a Danish electrical capacity market. This market could be an important market for making CAES more feasible.

By whom:

A political debate has to be started about exemptions from PSO-fee and exemptions from added electricity tax, and a political debate has to be started about own electrical capacity in Denmark. The two associations - Dansk Industri and Dansk Fjernvarme – should initiate this political debate.

Barrier 7:

The Electricity Directive does not allow a CAES to be owned and operated by the TSO.

Ways to overcome this barrier:

If Denmark shall have a CAES, it seems obvious that Energinet.dk has to share the risk of financing this "risky" investment.

By whom:

We recommend that Energinet.dk makes a thorough discussion paper – thus initiating the debate on how Energinet.dk can participate in the financing of a CAES, e.g. justified by that the CAES may cover parts of its demand for ancillary services.

Indledning til den danske del af rapporten

De reguleringsmæssige og markedsmæssige barrierer beskrevet i ovennævnte English Summary, er kommenteret og uddybet i dette afsnit.

I Figure 1 er vist Energinet.dk's perspektiv for Danmark i forbindelse med europæisk udbygning med vedvarende energi. Danmark ligger geografisk i den del af Europa, hvor mest VE skal produceres på vindmøller.

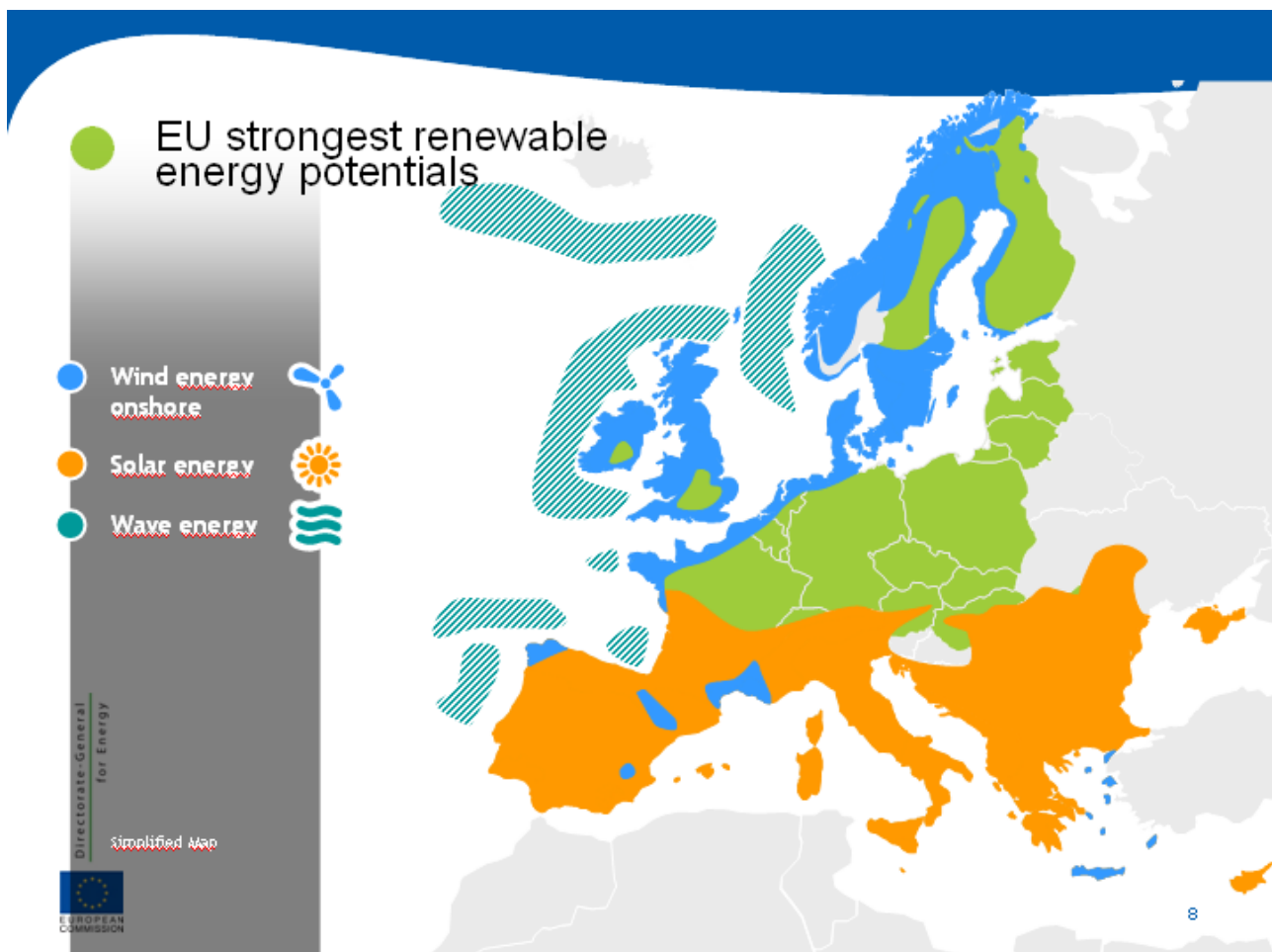
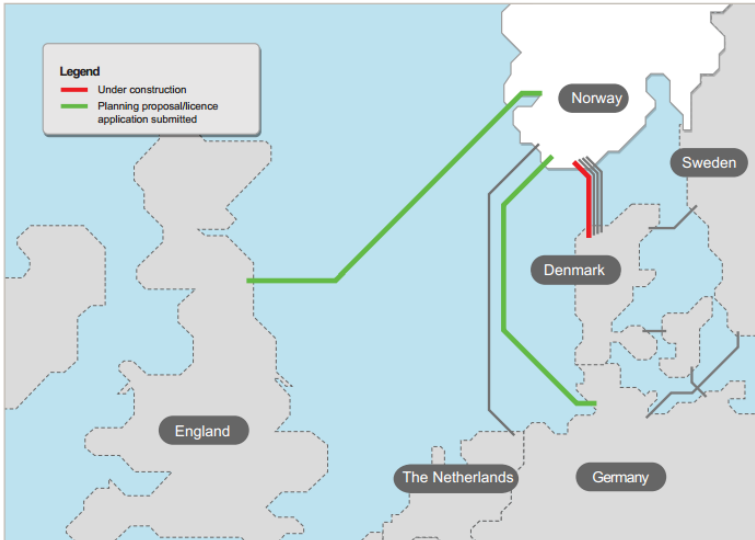


Figure 1: Energinet.dk's perspektiv for Danmark i forbindelse med europæisk udbygning med vedvarende energi.

Barriere 3:

Planlagte transmissionsledninger mellem Norge og Europa

Der er tre igangværende projekter omkring udvidelse af det norske elnet og det øvrige Europa som det fremgår af nedenstående figur.



Skagerrak 4

Skagerrak 4 består af en fjerde forbindelse mellem Norge og Danmark over Skagerrak med en kapacitet på 700 MW. Forbindelsen blev etableret i sommeren 2013 som et samarbejde mellem Statnett og den danske TSO, Energinet.dk, og forventes fuld idriftssat i løbet af 2014, og er dermed den eneste af de tre forbindelser der er under implementering¹.

Forbindelsen er budgetteret til ca. EUR 0,5 mia. som finansieres ved at Energinet.dk betaler omkring 55 % af omkostningerne mens Statnett finansierer de øvrige 45 %².

NSN

Denne forbindelse består af en linje mellem Kvilldal i Norge og Blyth i Storbritannien og har en kapacitet på 1.400 MW. Forbindelsen udarbejdes som et samarbejde mellem Statnett og den Britiske TSO, National Grid, og forventes implementeret i løbet af 2020³.

Forbindelsen er budgetteret til EUR 1,5-2 mia. som finansieres ved at Statnett betaler 50 % af omkostningerne mens National Grid finansierer de øvrige 50 %⁴.

NORD.LINK

Denne forbindelse består af en linje mellem Tonstad/Ertsmyra, Sirdal i Norge og Wilster, Schleswig-Holstein i Tyskland og har en kapacitet på 1.400 MW. Forbindelsen udarbejdes som et samarbejde mellem Statnett og de to tyske TSO'er, TenneT og KfW, og forventes implementeret i løbet af 2018⁵.

Forbindelsen er budgetteret til EUR 1,5-2 mia som finansieres ved at Statnett betaler 50 % af omkostningerne mens de to tyske TSO'er tilsammen finansierer de øvrige 50 %⁶.

Udfordringer ved implementering af transmissionsledninger

¹ Kilde: Grid Development Plan

² Kilde: www.energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Soekabel-til-Norge-Skagerrak4/Sider/Soekabel-til-Norge-Skagerrak-4.aspx

³ Kilde: Grid Development Plan

⁴ Kilde: www.statnett.no/en/Projects/Cable-to-the-UK/News-archive/Cooperation-agreement-confirmed/

⁵ Kilde: Grid Development Plan

⁶ Kilde: www.tennet.eu/nl/news/article/kfw-statnett-and-tennet-sign-agreement-for-new-subsea-cable-connection-norway-germany.html

I forbindelse med implementering af transmissionsledninger er der en række udfordringer såsom:

- Omfattende investeringer som ofte er ledsaget af mangel på bred folkelig forståelse for behovet i de høje investeringer⁷
- Tekniske udfordringer, herunder at elproduktionen (f.eks. vindparker) finder sted hvor transmissionsnettet ofte er svagest og dermed sjældent tæt på elforbruget⁸
- Politiske udfordringer såsom øget målsætning om mere vedvarende energi, som forudsætter investeringer i yderligere transmissionskapacitet

Barriere 4:

Power-to-Gas

Der er omkring 30 igangværende demonstrationsprojekter indenfor Power-to-Gas i Europa hvoraf størstedelen er fokuseret på produktion af brint. Langt de fleste af disse projekter er lokaliseret i Tyskland.⁹

Det forventes at Power-to-Gas vil spille en vigtig rolle i fremtidens energisystem på grund af de mange muligheder der er forbundet ved teknologien, såsom konvertering af merproduktion til gas til forsyning af energi til transportsektoren, fjernvarmeproduktion, som energilagring eller til elproduktion via Gas-to-Power. Derfor er der for nyligt etableret et selskab ved navn North Sea Power to Gas Platform med det formål at fremme Power-to-Gas-konceptet, som består af 11 organisationer (TSO'er og ledende virksomheder) fra lande placeret nær Nordsøen.¹⁰

Årsagen til det netop er Nordsøområdet der er interessant skyldes at: "P2G er af særlig interesse for områderne ud til Nordsøen da on- og off-shore naturgasinfrastrukturen i disse områder er veludviklede."¹¹

Power-to-Gas i Danmark

Foulum-projekt

I dette (pre-commercial) projekt blev Power-to-Gas-teknologien testet på Foulum testcenter under Aarhus Universitet med økonomisk støtte fra Energistyrelsens Energiteknologisk Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP). Projektet løb fra januar 2013 til dets afslutning i november samme år.¹²

Power-to-Gas BioCat2

'Power-to-Gas BioCat2'-projektet er en videreførelse af Foulum-projektet til kommercielt niveau og finder sted på Renseanlæg Avedøre. Her er der opført et 1 MW elektrolyseanlæg som producerer brint fra overskydende strøm fra vindkraft og vand.

⁷ Kilde: ENTSO-E Annual report

⁸ Kilde: www.ing.dk/artikel/europas-elnet-skal-opgraderes-milliarder-108816

⁹ Kilde: Systems Analyses Power to Gas, side 18

¹⁰ Kilde: www.dnvkema.com/news/articles/2013/European-cooperation-on-Power-to-Gas-for-future-energy-system.aspx

¹¹ Kilde: www.dnvkema.com/news/articles/2013/European-cooperation-on-Power-to-Gas-for-future-energy-system.aspx (Translated from: P2G is of particular interest for the North Sea area as its on- and off-shore natural gas infrastructure is well developed.)

¹² Kilde: www.electrochaea.com/

Sideløbende med elektrolyseprocessen produceres der biogas fra forrådnelse af spildevandsslam hvor CO₂ herfra udskilles. Den udledte mængde CO₂ indgår efterfølgende i en biologisk proces, hvor det sammen med brint og mikroorganismer opgraderes til biogas. Projektet har et budget på DKK 100 mio. hvoraf Energinet.dk har ydet støtte med DKK 27,6 mio. Herudover finder der et lignende projekt sted hvor opgradering af CO₂ i stedet sker via en kemisk proces.¹³

Barriere 5:

Demand Side Management i Europa

I denne rapport er 'Demand Side Management' (DSM) bredt defineret som styring af energiforbrug hos diverse slutbrugere.

På europæisk plan foregår der en række initiativer indenfor DSM hvoraf kan nævnes den nyligt etablerede European Alliance to Save Energy, som er en organisation bestående af europæiske virksomheder og Europa-parlamentarikere, som blandt andet arbejder med DSM.¹⁴

Demand Side Management i Danmark

Der foregår ligeledes en række initiativer indenfor DSM i Danmark. Blandt andet arbejder Insero Energy, i et EU-projekt, med blandt andet udvikling af forretningsmodeller samt digital infrastruktur til smart grid, herunder intelligent styring af elforbruget i de enkelte husstande.¹⁵ Også i Kalundborg Kommune er der initiativer indenfor DSM. Her arbejdes der ligesom i Insero-projektet også med forretningsmodeller og software, dog i storskalaformat.

Herudover har Energistyrelsen udarbejdet en række værktøjer til såvel husholdninger som virksomheder indenfor energibesparelser såsom:

- Klimakompasset (spareguide og CO₂-beregner)
- Energiledelse og energibevidst projektering hos virksomheder
- Energikrav mv. til byggeri med udgangspunkt i Bygningsreglementet
- Energimærkning indenfor biler, oliefyr, energivinduer- og ruder
- m.m.

Klima-, Energi- og Bygningsministeriet har ligeledes udarbejdet en rapport omkring hvordan visionen om et Smart Grid i Danmark i 2020 kan realiseres, indeholdende 35 delanbefalinger hertil hvoraf kan nævnes informationskampagner om smart grid samt øget forståelse af brugeradfærd og socioøkonomi. Herudover er tre af de 35 delanbefalinger henvendt til Energinet.dk, som allerede har udarbejdet en rapport med løsninger hertil.

¹³ Kilde: www.energinet.dk

¹⁴ Kilde: www.euase.com

¹⁵ Kilde: www.energy.insero.dk/insero-live-lab

Barriere 6:

Relevante love i forbindelse med energilagring

Jævnfør nedenstående boks bestående af Hovedanbefaling 4 fra Klima-, Energi- og Bygningsministeriets Hovedrapport for Smart Grid Netværkets arbejde¹⁶ fra oktober 2011 bør afgiftssystemet ændres således at rammebetingelserne for energilagring ændres.

4. Hovedanbefaling: Effektiv aktivering af lager og decentral produktion

Der skal etableres rammebetingelser, der sikrer effektiv udnyttelse af lagerfaciliteter og decentral produktion.

Effektiv udnyttelse af batterier er en del af løsningen på elektrificeringen af transportsektoren. Det åbner samtidigt et betydeligt fremtidigt potentiale for afladning tilbage til elnettet. Batterier kan dermed blive en del af løsningen på såvel netvirksomhedernes lokale balanceringsudfordring som på opretholdelsen af den overordnede systembalance. Det omfatter batterier i forbindelse med ladestationer, individuelle eldrevne biler, samt batterianlæg installeret af netvirksomheder eller andre aktører i elnettet. Udover batterier kan der anvendes andre teknologier af el-baserede energilagring - fx pumpekraft eller hydrogenproduktion til brændselsceller - der kan levere ydelser tilbage til energisystemet og dermed bidrage til at imødegå balancerings- og kapacitetsudfordringer.

Der skal derfor etableres rammebetingelser, der understøtter effektiv udnyttelse af decentrale lagerfaciliteter. Det skal herunder sikres, at elbaserede energilagring (batterier mv.) afgiftsmæssigt håndteres så afgiftspålæggelse først sker ved slutanvendelse af energi. I modsat fald vil elbaserede energilagring reelt blive dobbeltbeskattet, det vil sige, at afgifter vil svares både ved oplagring og

forbrug. I praksis bør elbaserede energilagring derfor afgiftsmæssigt håndteres efter gældende regler for oplagshavere af brændsler, hvor afgiften først svares ved slutanvendelse af brændslet.

11. delanbefaling - Understøtte udnyttelsen af el-baserede lagerteknologier (batterier mv.) under anvendelse af afgiftsprincipper for oplagshavere af brændsler

Det anbefales, at el-baserede energilagring afgiftsmæssigt håndteres efter principperne for oplagshavere af brændsler. Det vil medføre, at afgiften først svares ved slutanvendelse. På denne måde vil det sikres, at elbaserede energilagring ikke dobbeltbeskattes. I praksis kan det ske ved afgiftsmæssig nettoafregning af elektricitet til oplagring. Derved beskattes samtidigt energitabet ved oplagring hhv. produktion fra lager.

Oplagringsteknologier, herunder batterier, bør betale nettariffer i henhold til hvordan deres op- og afladning giver anledning til omkostninger i elnettet. Dermed bør gælde samme regler for tarifiering som for egenproducenter over 6 kW.

Det bør udredes nærmere, hvilken konkret tarifieringsmodel og eventuel model for støtteudbetaling, der skal anvendes for oplagringsteknologier, herunder op/afladning af batterier anvendt som lagermulighed i forbindelse med VE-elproduktion.

Tidsmæssig prioritering af delanbefaling: 2013-2015

Ansvar for implementering af delanbefaling: Myndigheder implementerer afgiftsmæssig håndtering af el-baseret lagring af energi efter principper for oplagshavere af brændsel. Branchen fastlægger en konkret tarifieringsmodel til anvendelse for oplagringsteknologier.

Issue Paper G2, s. 21-22

¹⁶ Kilde: Hovedrapport for Smart Grid Netværkets arbejde

Konkrete forslag til ændringer af rammebetingelser kunne være fjernelse af hhv. PSO-afgift og elafgift for energilagre. Billederne nedenfor er tekstudklip for de dele af hhv. PSO-afgiften og elafgiften, som er gældende for energilagre.

Public Service Obligation-afgift

Ifølge 'Bekendtgørelse af lov om elforsyning'¹⁷ og 'Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi'¹⁸ er følgende pålagt at skulle betale PSO-afgift jvf. nedenstående boks.

§ 8. Alle elforbrugere her i landet skal, medmindre andet følger af §§ 8 a, 8 b, 9 og 9 a, betale en forholdsmæssig andel af de kollektive elforsyningsvirksomheders nødvendige omkostninger ved at gennemføre følgende offentlige forpligtelser:

Da ellagre ikke er direkte benævnt i §§ 8 a, 8 b, 9 og 9 a, må det formodes at disse er pålagt at skulle betale PSO-afgift. Ej heller er ellagre blandt nettoafregnede aktører i Energinet.dk's bekendtgørelse herom. Der er dog eksempler på at elforbrug er fritaget for PSO-afgift jvf. § 9 i nedenstående boks.

§ 9. Netvirksomhedernes og Energinet.dk's omkostninger til ydelser efter bestemmelserne i §§ 35 a, 35 b,²¹ 37, 37 a,⁸¹ 38-43, 43 a og 44-49 og § 52, stk. 1, i lov om fremme af vedvarende energi, opkræves hos elforbrugerne efter følgende principper:

- 1) For et årligt elforbrug på 100 GWh eller derunder pr. forbrugssted opkræves en forholdsmæssig andel af netvirksomhedernes og Energinet.dk's samlede omkostninger til de nævnte ydelser i overensstemmelse med de i § 8, stk. 1, nævnte principper, herunder en forholdsmæssig andel af de udgifter til ydelserne, der ikke kan dækkes som følge af bestemmelsen i nr. 2.
- 2) For det elforbrug, der overstiger 100 GWh pr. forbrugssted, opkræves ikke beløb til dækning af netvirksomhedernes og Energinet.dk's omkostninger til de nævnte ydelser.

¹⁷ Kilde: www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=159158#Kap3

¹⁸ Kilde: www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=159159

Elafgift

Følgende tekst fra 'Bekendtgørelse af lov om afgift af elektricitet'¹⁹ er dækkende for ellagre.

§ 1. Efter bestemmelserne i denne lov svares en afgift til statskassen af elektricitet, der forbruges her i landet.

§ 2. Undtaget fra afgiften er elektricitet, som:

- a) fremstilles på produktionsanlæg, hvis kapacitet er mindre end 150 kW,
- b) fremstilles og forbruges i tog, skibe, luftfartøjer eller andre transportmidler,
- c) fremstilles ved vindkraft, vandkraft, biogas eller anden vedvarende energi, og som forbruges af producenten,
- d) fremstilles på nødstrømsanlæg i tilfælde, hvor den normale elektricitetsforsyning svigter,
- e) fremstilles på elproduktionsanlæg omfattet af § 2, stk. 2 eller 3, i lov om fremme af vedvarende energi med en installeret effekt på højst 6 kW pr. husstand, og som er tilsluttet elinstallationen i boliger eller i ikkeerhvervsmæssigt benyttet bebyggelse. Der kan afregnes på årsbasis. For så vidt angår ikkeerhvervsmæssig bebyggelse, sidestilles 100 m² bebygget areal med en husstand.

Stk. 2. Uanset bestemmelsen i stk. 1, litra a, bestemmer told- og skatteforvaltningen efter anmodning, at elektricitet, der enten fremstilles på anlæg med en kapacitet på mellem 50 kW og 150 kW, og som har en årlig produktion på mere end 50.000 kWh, eller på stationære anlæg med en kontinuerlig fremstilling af elektricitet, er omfattet af afgiftspligten efter denne lov, når afgiften af den fremstillede elektricitet er helt eller delvis tilbagebetalingsberettiget efter § 11.

§ 5. Der skal ikke svares afgift af elektricitet, der:

- a) leveres til virksomheder, der erhvervsmæssigt afsætter elektricitet, og som er registreret efter § 4,
- b) leveres til virksomheder registreret efter § 4, stk. 3-5.
- c) udføres til udlandet.

Da ellagre ikke er nævnt i § 2 og § 5, må det formodes at disse er pålagt at skulle betale elafgift.

CAES i Danmark

I stoRE-projektets WP 3 blev den miljømæssige regulering i forhold til CAES anlæg i Danmark behandlet. Disse vil derfor ikke blive behandlet i dette notat.

Nedenstående udmeldinger dækker godt de tilbagemeldinger vi har fået på workshoppen og ved konsultationerne.

På sigt forventer vi, at der vil være et øget behov for fleksibelt elforbrug og produktion. Et elsystem med stigende mængder fluktuerende produktion vil som udgangspunkt have et større behov for øget værdiudnyttelse af billig strøm, ligesom der kan forventes at opstå flere perioder hvor elprisen er relativt høj.

¹⁹ Kilde: www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=133843

CAES skal konkurrere mod andre former for adaptivt forbrug/produktion.

Udskydning eller frakobling af elforbrug kan i denne sammenhæng også ses som en form for ellagring, ligesom traditionel elproduktion på termiske værker stadig vil kunne bidrage i perioder med høje elpriser. Deciderede ellagringsteknologier, såsom CAES, mener vi skal konkurrere i de forskellige elmarkeder med disse andre former for adaptivt forbrug/produktion.

Egen elkapacitet i Danmark

Der kan dog være forskellige hensyn, såvel tekniske som politiske, som gør, at man på sigt kan vurdere det hensigtsmæssigt at bibeholde en vis andel indenlandsk produktion. I den betragtning vil et CAES-anlæg i Danmark i princippet være ligeså attraktivt som andre typer teknologier placeret i Danmark.

Jeg synes det er væsentligt i forhold til at skabe en balance mellem udlandsforbindelser og egen elkapacitet i Danmark. Det er væsentligt at vi ikke binder hele vores energisystem op mod udlandet. I krisesituationer vil der sandsynligvis finde en slags protektionisme til nationale forsyningssikkerhed, sættes før eksport af energi.

Ikke de store barrierer, men mange lande vender sig mod Norge som lager. Danmark ligger gunstigt i forhold til Norge, men fremadrettet kan strømmen fra Norge blive forholdsvis dyr. Forsyningssikkerheden. Elkapaciteten kommer til at stå i Norge ikke Danmark.

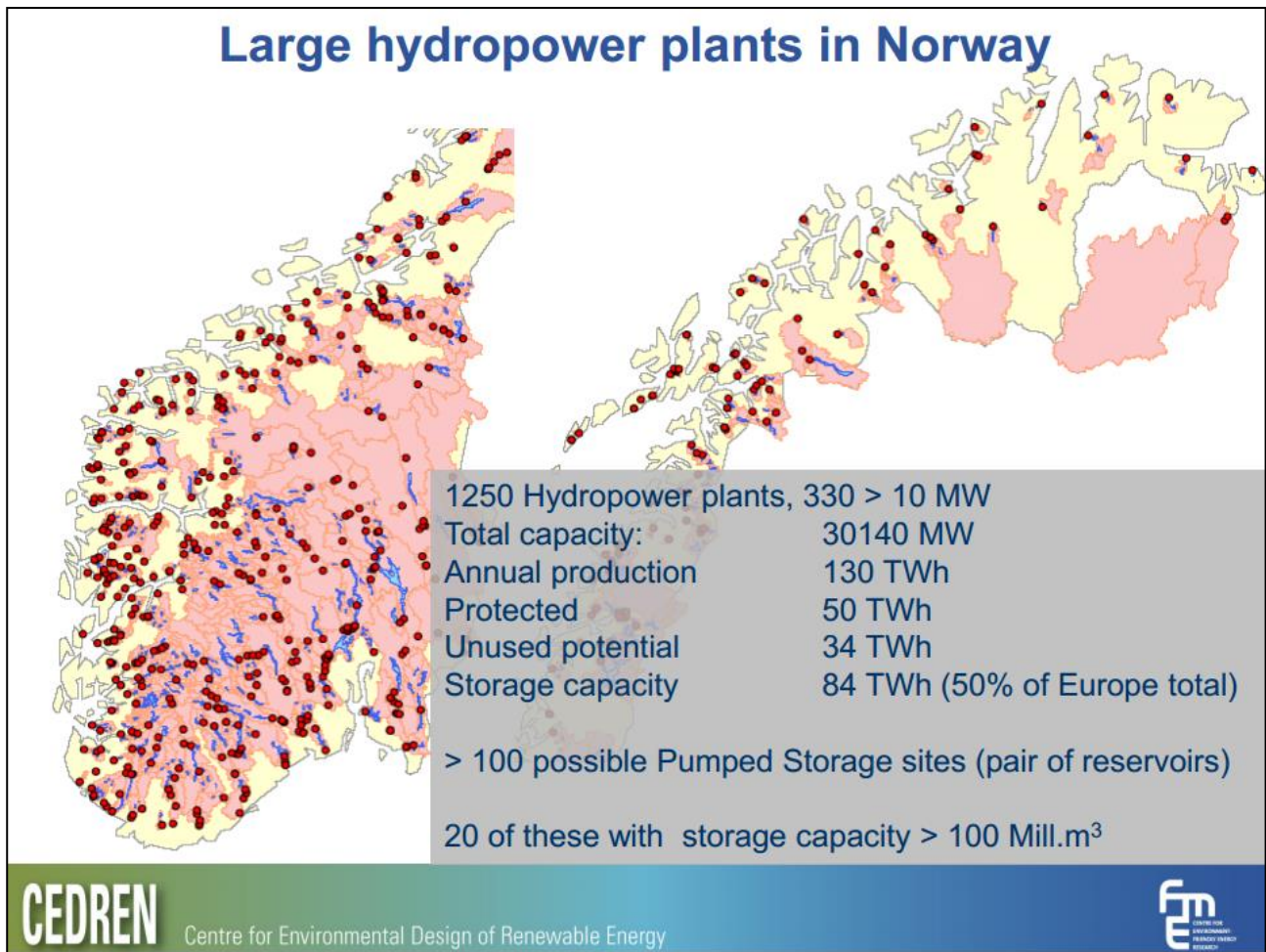
Varmelagrene på de danske fjernvarmeværker bør først udnyttes

Et væsentligt lager, som ikke udnyttes fuldt ud er også lagerene på de danske fjernvarmeværker. 50 GWh. Disse bør anvendes før dyrere lagring benyttes.

Pumped Hydro Storage i Norge

I de seneste år har der været stor interesse omkring PHS i Norge, om end interessen synes at være kølnet noget. De ansøgninger, der har været indleveret er tilsyneladende trukket tilbage. Den norske interesse for PHS er primært initieret af dels den store vindkraftudbygning, der er undervejs i Norge, samt dels en mulig indtjening i forbindelse med balancering i det øvrige Europa.

Der er de senere år foretaget en lang række undersøgelser vedr. Implementering af PHS i Norge.



Figur 1. Der er et stort potentiale for PHS i forbindelse med eksisterende vandkraftværks reservoirer i Norge, mere end 100 anlæg, hvoraf 20 er større end 100 mill. m³.

Behov for udbygning af transmissionsledninger til Norge

Siri-kvina kraftselskab, som er et stort selskab i Agder, har været langt med et pumpekraft projekt. Selskabet fremsendte i 2007 en koncessionsansøgning om udvidelse af kraftværk med HPS.²⁰ Projektet indeholdt mulighed for 960 MW pumpekraft. Projektet blev trukket tilbage/udskudt igen i 2011 pga. usikkerhed om rammebetingelser mv.

Projekter er imidlertid ikke opgivet. Siri-Kvina kraftselskab har stadig visioner men afventer kapacitetsudbygning af de internationale transmissionsnet og ændringer i en række rammebetingelser, som skal gøre det lønsomt²¹.

Ønsket om ændring af forretningsmodeller/ nye reguleringsmæssige rammebetingelser falder godt i tråd med i tråd med Stattnets vurderinger, som de fremgår af Teknisk ugeblad fra 16. nov 2012²².

²⁰ <http://www.sirakvina.no/Global/Konsesjonss%C3%B8knad%20Tonstad%20pumpe%20endelig%20050907.pdf>

²¹ http://www.energikonferansen-sor.no/webedit_files/138/tjorhomkraftudveksling.pdf

²² <http://www.tu.no/energi/2012/11/16/statnett-knuser-pumpekraftdrommen>

"Vår vurdering er at det ligger langt fram for nye pumpekraftprosjekter. Det vil være avhengig av utviklingen av nye regulatoriske rammebetingelser og nye markedsløsninger som gjør at prissignalene fra landene som har disse behovene når fram til kraftverkene på en annen måte enn de gjør gjennom markedet vi har i dag"²³. Koncern direktør Gunnar G. Løvås, Statnett.

Store vandkraftmagasiner reduserer behovet for PHES

Statkraft har bedt om at få medtaget følgende holdning til behovet for PHES:

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.

²³ <http://www.tu.no/energi/2012/11/16/statnett-knuser-pumpekraftdrommen>