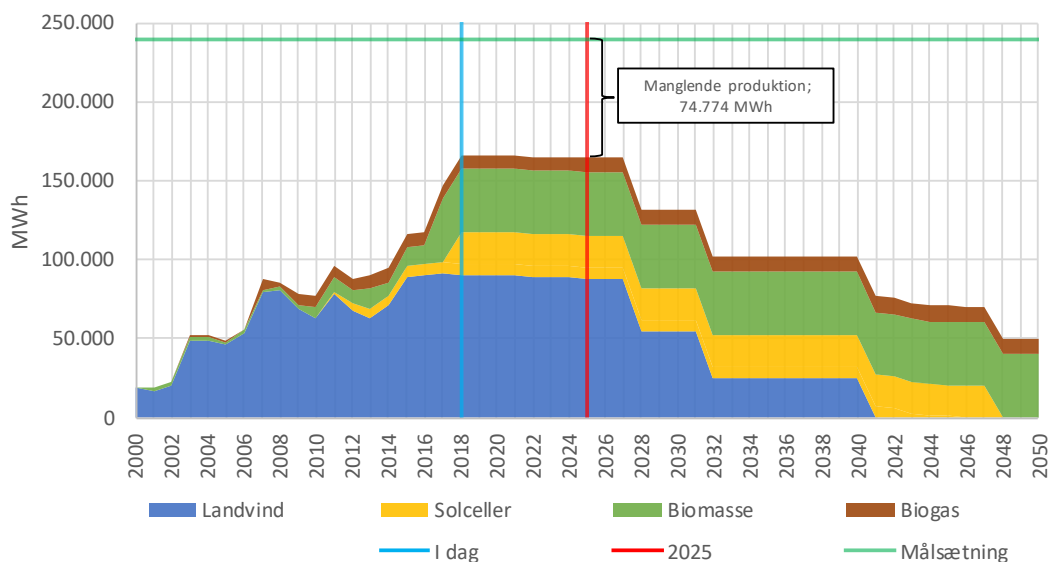


Notat – CO₂-neutral elproduktion på Bornholm

PlanEnergi
Simon Stendorf Sørensen
 Tel. +45 9682 0400
 Mobil +45 2758 4916
 sss@planenergi.dk

NIRAS
Martin Herse-Lyngsø
 Tel. +45 4810 4200
 Mobil +45 2943 3342
 mhl@niras.com



19. september 2018

NORDJYLLAND
 Jyllandsgade 1
 DK-9520 Skørping
 Tel. +45 9682 0400
 Fax +45 9839 2498

MIDTJYLLAND
 Vestergade 48 H, 2. sal
 DK-8000 Århus C
 Tel. +45 9682 0408
 Fax +45 8613 6306

SJÆLLAND
 A.C. Meyers Vænge 15
 2450 København SV
 Tel.: +45 2224 2562

www.planenergi.dk
 planenergi@planenergi.dk
 CVR: 7403 8212

Indholdsfortegnelse

1	Indledning.....	3
2	Konklusion	4
3	Udgangspunkt.....	5
3.1	Forudsætninger.....	6
3.2	Økonomi.....	10
4	Gennemgang af relevante teknologier.....	10
4.1	Kystnære havvindmøller	10
4.2	Solceller.....	15
4.3	Øget elproduktion på Biokraft	20
4.4	Andre teknologier	21
4.5	Model for køb af aflad	22
4.6	Fremtidigt el behov.....	23
5	Eventuelt næste skridt.....	25
	Bilag A: Elforbrug og afsætningskapacitet pr. døgn i løbet af året	26
	Bilag B: Eksisterende elproduktion ift. afsætningskapacitet.....	27
	Bilag C: Vindproduktion fra 3x9.5 MW ift. afsætningskapacitet.....	28
	Bilag D: Solcelleproduktion fra 75 MWp ift. afsætningskapacitet	29
	Bilag E: Solcellekapaciteter og økonomi mv.....	30

1 Indledning

Formålet med dette notat er at vurdere mulighederne for at implementere visionen om CO₂-neutral energiproduktion på Bornholm i 2025 – her med fokus på at CO₂-neutral elproduktion skal dække elforbruget på årsbasis – uden brug af landvindmøller.

Baggrunden for vurderingen er en gennemgang af relevante teknologier og metoder for CO₂-neutral elproduktion, som ikke er baseret på landvindmøller. Elproduktionen fra de gennemgåede teknologier er baseret på beregninger i Excel. Efterfølgende kan det evt. i en fase 2 yderligere analyseres ud fra en fuld modellering af energisystemet (f.eks. i EnergyPLAN), hvordan teknologierne konkret kan indgå i det eksisterende energisystem på Bornholm.

Notatet består af en redegørelse for udgangspunktet, gennemgang af teknologierne samt en konklusion.

2 Konklusion

Det vil være teknisk muligt at nå målsætningen om at dække Bornholms elforbrug i 2025 med CO₂-neutral elproduktion, der ikke er produceret af vindmøller på land.

De undersøgte tiltag løser dog kun udfordringen i 2025, men ikke i de efterfølgende år. Således er det for det første afgørende, at eksisterende CO₂-neutrale elproduktionsanlæg¹, producerer frem til deres forventede levetid. For det andet vil en stor del af de eksisterende landvindmøller kort efter 2025 være 25 år gamle, og forventes at blive pillet ned. Dette illustrerer Figur 1.

Hvis målet skal opretholdes for årene efter 2025, skal den elproduktion fra de CO₂-neutrale elproduktionsanlæg, der løbende forsvinder, derfor erstattes af tilsvarende CO₂-neutral elproduktion andetsteds fra.

Det anbefales derfor, at det optimale miks af elproduktionsteknologier og det fremtidige elforbrug undersøges på længere sigt end 2025 og at samspillet med det øvrige energisystem (f.eks. transport) inkluderes i analysen, for derigennem at optimere teknisk og økonomisk på de løsninger, der i sidste ende investeres i.

Isoleret set kan målet i 2025 nås ved at etablere 75 MWp solceller (ud over den eksisterende solcellekapacitet). Det vil give en øget elproduktion fra solceller på ca. 79.000 MWh/år. En solcellekapacitet på 75 MWp vil kræve et samlet areal på ca. 113 ha. Elproduktionsomkostningerne for denne løsning er beregnet til omkring 36 øre/kWh.

Det kan også nås ved at etablere 3 x 9.5 MW kystnære havvindmøller. Det vil give en øget elproduktion fra vind på omkring 94.000 MWh. Elproduktionsomkostningerne for denne løsning er beregnet til omkring 72 øre/kWh.

Ydermere kan elproduktionen fra Biokraft potentielt øges med knap 5.000 MWh/år. Dette kan bidrage til at nå målet, især hvis produktionen fra Biokraft kan gøres fleksibel.

Det konkluderes desuden, at det i henhold til Energistyrelsen og EU's VE-direktiv ikke er muligt at nå målsætningen ved at købe aflad, da elproduktion *uden for* Bornholms Regionskommune som geografisk område, ikke kan modregnes elforbruget.

Det vurderes at bølgeenergi ikke er tilstrækkeligt kommercialiseret til at være relevant for at nå målsætningen i 2025. For så vidt angår tunnelstrøm er denne mulighed ikke vurderet at være realisérbar, da ingen konkrete planer om etableringen af en fast forbindelse foreligger.

¹ Landvindmøller, biomasse-el (BEOF Blok 6), biogas-el (Biokraft) og eksisterende solceller.

3 Udgangspunkt

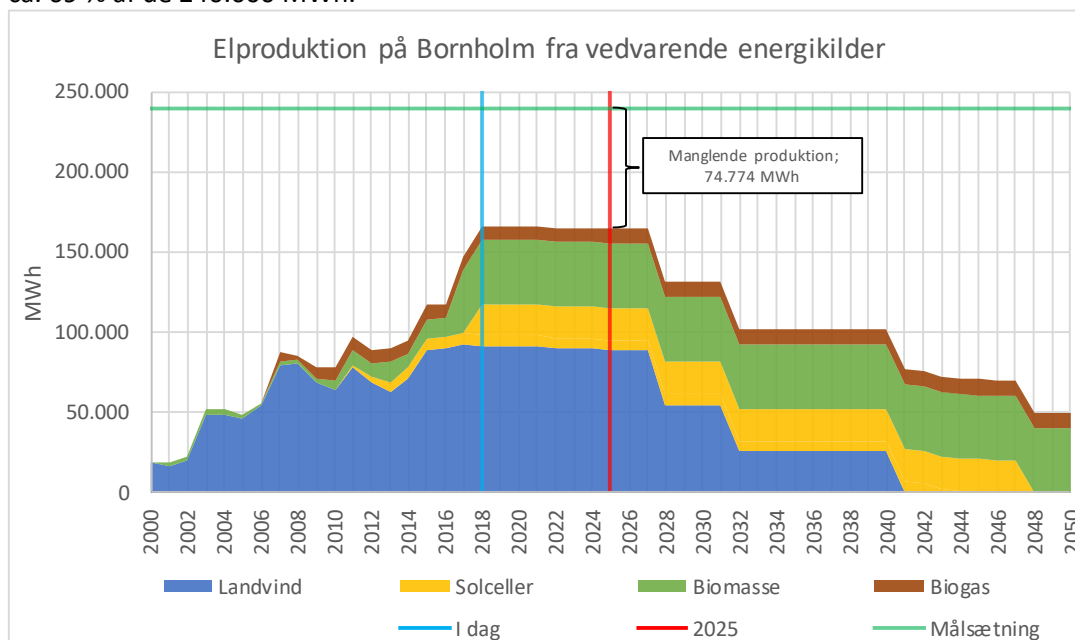
Bornholms Regionskommune har i Bornholms Energistrategi i 2008² vedtaget en vision om at øen skal være CO₂-neutral i år 2025. Målet er baseret på, at produktionen af el fra vedvarende energikilder på Bornholm, skal svare til elforbruget set henover et år.

Ifølge den strategiske energiplan 2015-2025³, ligger det samlede elforbrug på Bornholm i dag omkring 250.000 MWh pr. år. Det forventes i planen at elforbruget vil ligge på samme niveau i 2025. Elforbrugsdata fra Bornholms Energi & Forsyning (BEOF) viser et samlet elforbrug pr. år for Bornholm på 231.000-238.000 MWh i 2015-2017. Samtidig viser et udtræk fra Datahub⁴ et elforbrug på Bornholm i 2016 på 236.185 MWh. Hvis elforbruget er det samme i 2025, skal der således produceres omkring 240.000 MWh el i 2025 fra vedvarende energikilder på Bornholm.

Når dette sammenholdes med elproduktionsdata for de nuværende vedvarende energianlæg på Bornholm, samt installationstidspunkter og forventet teknisk levetid for disse, kan det estimeres, hvor stor elproduktion fra vedvarende energikilder, der mangler, for at nå målet i 2025.

Som det ses af Figur 1 vil der således i 2025 mangle elproduktion fra vedvarende energikilder på omkring 75.000 MWh for at nå målet. Samtidig ses det af figuren, hvordan elproduktion fra vedvarende energianlæg på Bornholm kan forventes at falde efter 2025, når de eksisterende anlæg når deres forventede levetider⁵, hvis ikke nye anlæg etableres i mellemtiden.

Med de anvendte antagelser om en øget elproduktion fra solceller på omkring 20.000 MWh/år i 2018, samt en årlig elproduktion på omkring 40.000 MWh/år fra biomasse på det omstillede BEOF, produceres der i dag omkring 165.000 MWh/år CO₂ neutral el på Bornholm svarende til ca. 69 % af de 240.000 MWh.



Figur 1 – Elproduktion fra eksisterende vedvarende energianlæg på Bornholm. 2000-2018 er baseret på faktisk produktionsdata⁶, mens 2018-2050 er produktionen fremskrevet frem til anlæggenes tekniske levetid nås.

² Bornholms Energistrategi <https://www.brk.dk/Indflydelse-Politik/Planer/Documents/Energistrategi.pdf>

³ Strategisk energiplan 2015-2025 <https://beof.dk/media/1195/strategisk-energiplan-22092015-1.pdf>

⁴ Datahub <https://energinet.dk/El/DataHub#Dokumenter>

⁵ Tekniske levetider er 25 år for vindmøller og 30 år for solceller jf. Energistyrelsens Teknologikatalog

⁶ Kilder: Energistyrelsens energiproducenttælling og stamdataregister for vindmøller samt Energinet.dk.

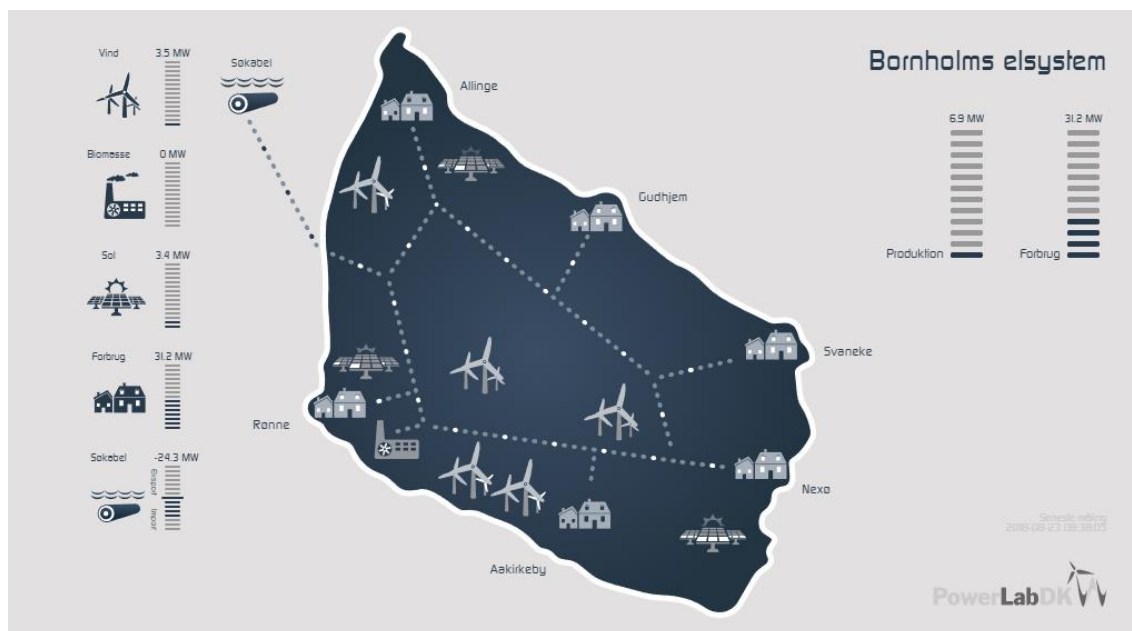
3.1 Forudsætninger

Teknologiernes anlægstid, investeringsomkostninger, drift og vedligehold, arealforbrug, kapacitet og levetid indgår i vurderingen af teknologierne.

På baggrund af den strategiske energiplan indgår følgende forudsætninger i notatets analyser.

- Elproduktion fra eksisterende solcelleanlæg øges med 20.000 MWh/år fra 2018.
- Elproduktion fra biomasse på BEOF er på 40.000 MWh/år fra og med 2017.
- Elproduktion fra Biokraft øges i 2025 fra ca. 9.000 MWh/år til 10.000 MWh/år.

En udfordring ift. at producere den nødvendige mængde el fra vedvarende energi er, at der skal være et marked at afsætte strømmen på, når den produceres. Ud over elforbrugerne på Bornholm, som afhængigt af tidspunkt aftager varierende mængder strøm, kan overskydende elproduktion afsættes på det internationale elmarked Nordpool gennem det eksisterende søkabel til Sverige.



Figur 2 – Stillbillede af elsystemet på Bornholm 23. august 2018 inkl. elimport gennem søkablet til Bornholm (Bornholms Energi & Forsyning, 2018)

Heri ligger samtidig en begrænsning for, hvor meget el der kan produceres på et givent tidspunkt – hvis elforbruget på Bornholm er dækket og søkablets fulde kapacitet (60 MW⁷) er i brug, må man slukke for elproduktionen (eller integrere elproduktionen med andre dele af energisystemet f.eks. via power-to-heat, power-to-gas etc.).

Denne udfordring er behandlet nærmere i tidligere analyser af Bornholms energisystem, bl.a. i den strategiske energiplan fra 2015 og den senere præcisering heraf fra 2017⁸. Som i disse analyser anvendes i nærværende notat termen "cut-off" om elproduktion, der overstiger den

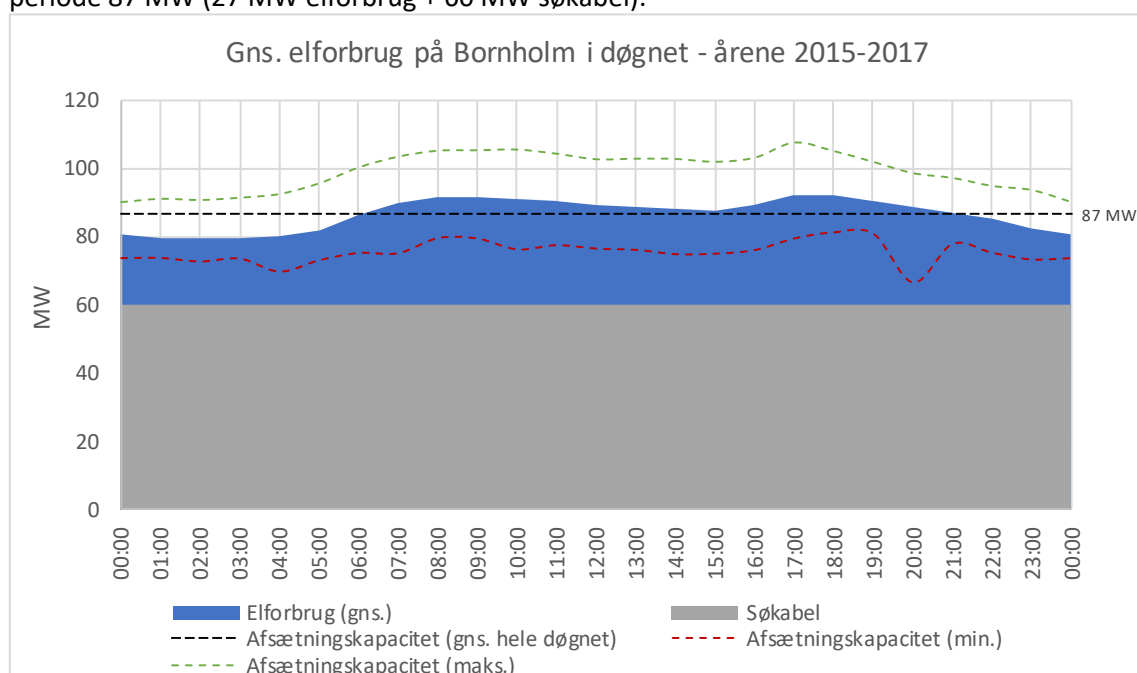
⁷ Energinets analyseforudsætninger, 2017, <https://energinet.dk/-/media/Energinet/Analyser-og-Forskning-RMS/Dokumenter/Analyseforudsætninger/Energinets-analyseforudstninger-2017.PDF>

⁸ Præcisering af oplæg til Strategisk Energiplan 2015-2025, Bornholms Energi & Forsyning, Rev. 12-04-2017, https://beof.dk/media/1472/beof-praecisering-af-strat-energiplan-2015_2025-rev_0105_2017.pdf

maksimal afslætningskapacitet på Bornholm inkl. afslætning via søkablet til Sverige, og dermed ikke kan afslættes.

I nærværende notat defineres den maksimale afslætningskapacitet pr. time som: maksimal afslætningskapacitet pr. time = søkablets kapacitet på 60 MW + minimum elforbrug pr. time⁹. Det betyder at teknologiernes produktionsmønstre på timeniveau skal være under den maksimale afslætningskapacitet pr. time for at undgå cut-off.

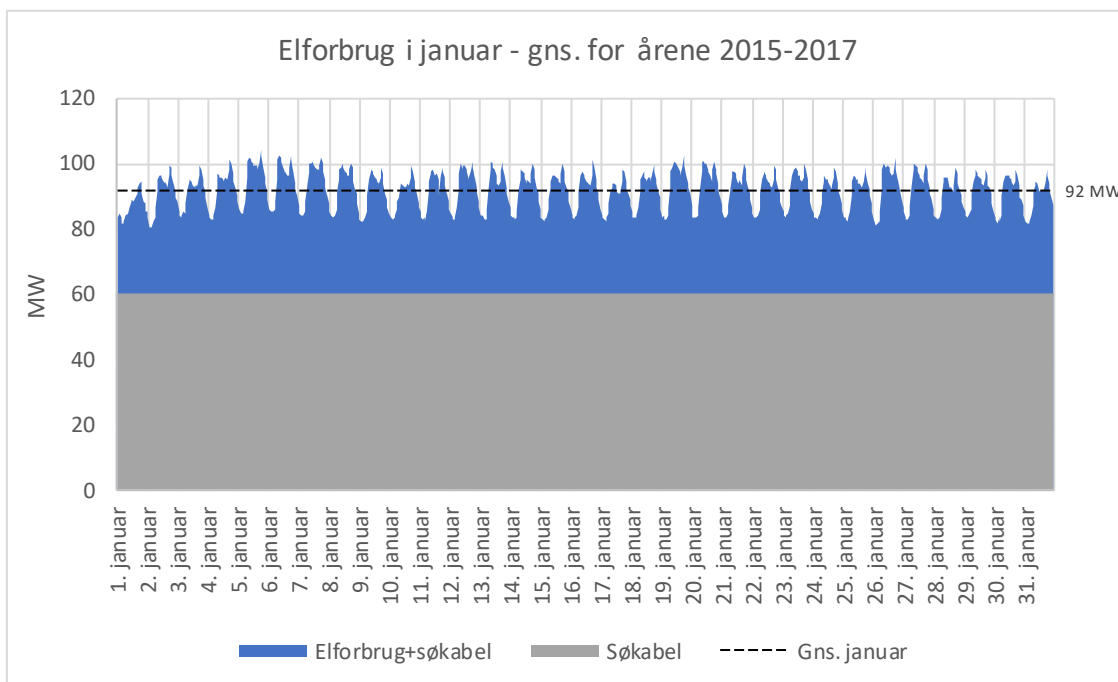
Elforbrugsmønstret og dermed afslætningskapaciteten varierer pr. time i døgnet, og er generelt højest i morgentimerne og om aftenen. Figur 3 viser den maksimale, minimale og gennemsnitlige afslætningskapacitet på Bornholm i løbet af døgnet 24 timer (elforbrug + søkablets kapacitet) baseret på årene 2015-2017. Den gennemsnitlige afslætningskapacitet var i denne periode 87 MW (27 MW elforbrug + 60 MW søkabel).



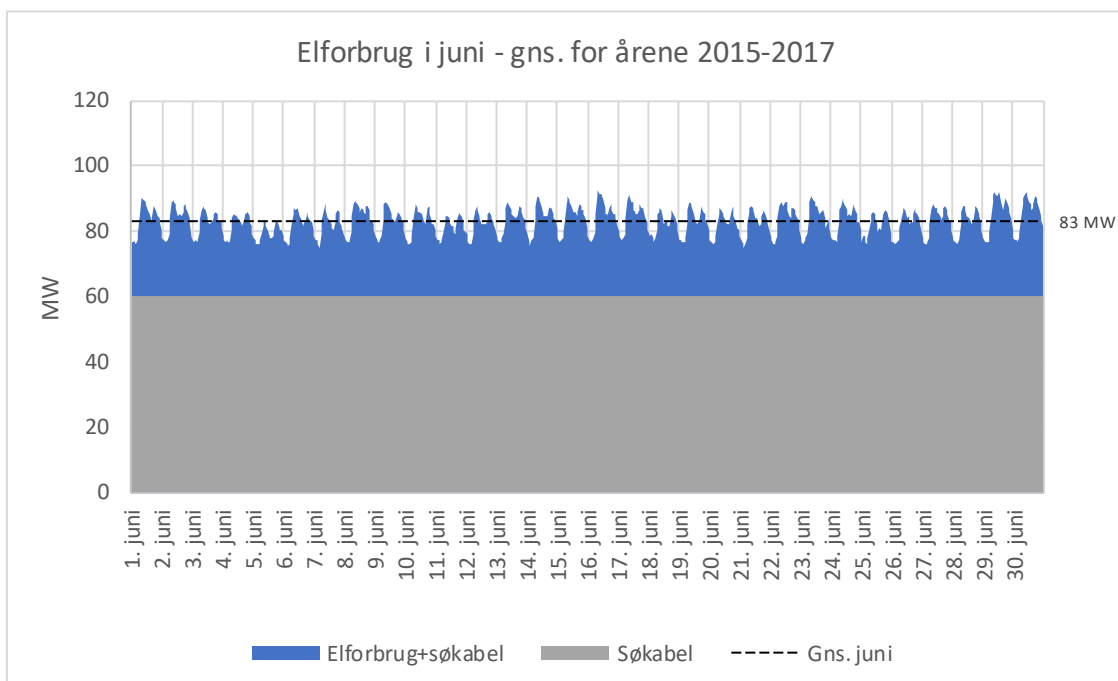
Figur 3 – Gennemsnitligt elforbrug på Bornholm pr. time i døgnet i løbet af en treårig periode (2015-2017) summeret med søkablets kapacitet til Sverige. Stiplede linjer viser for hver time i døgnet det laveste (rød) og højeste (grøn) elforbrug registreret for timen i perioden 2015-2017 (lagt sammen med søkablets kapacitet).

Elforbrugsmønstret varierer henover året, og er generelt højest i januar (gns. 92 MW) samt de øvrige vintermåneder og er lavest i juni (gns. 83 MW) samt de øvrige sommermåneder – se Figur 4 og Figur 5 og for hele året i vedlagte Bilag A.

⁹ Lavest registrerede elforbrug i hver af årets 8760 timer i løbet af 2015-2017.

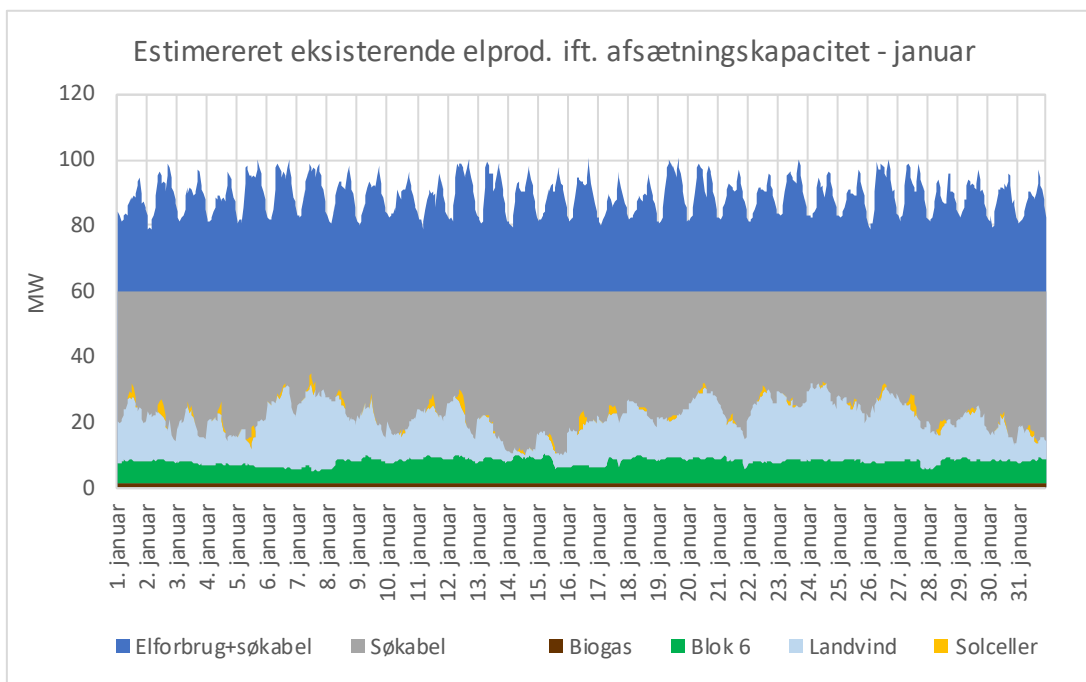


Figur 4 – Gennemsnitligt elforbrug på Bornholm pr. døgn i januar måned i løbet af en treårig periode (2015-2017), summeret med søkablet fra Bornholm til Sverige.

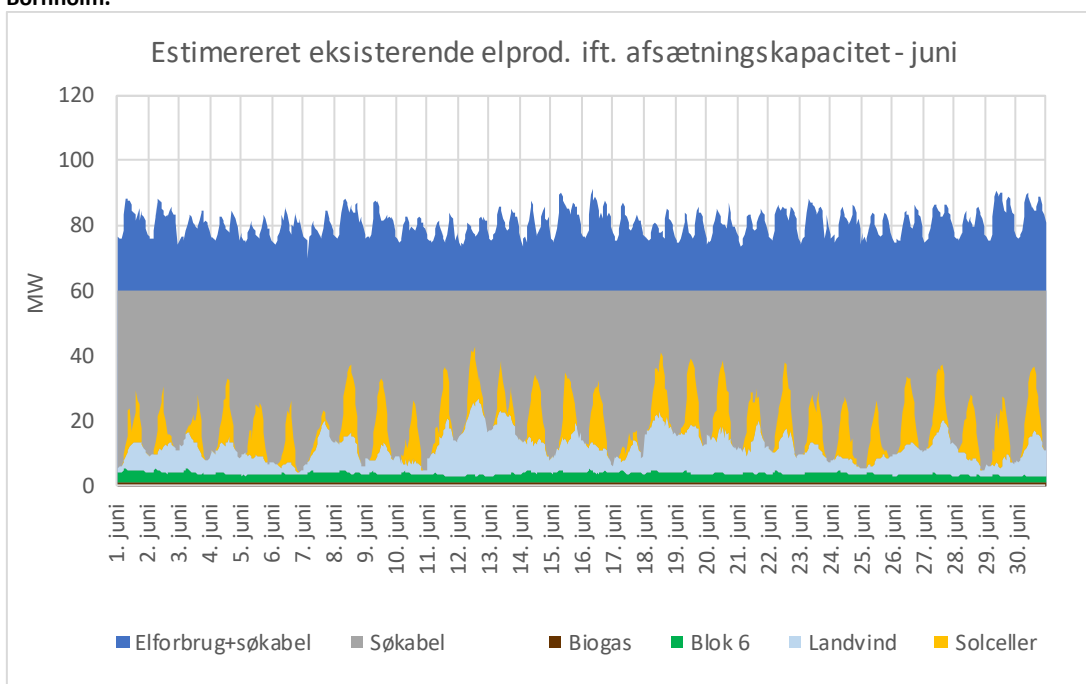


Figur 5 – Gennemsnitligt elforbrug på Bornholm pr. døgn i juni måned i løbet af en treårig periode (2015-2017), summeret med søkablet fra Bornholm til Sverige.

Hvis systemet indeholder flere forskellige teknologier med forskellige elproduktionsmønstre, kan der samtidig udnyttes en større del af afsætningskapaciteten, hvis disse producerer på forskellige tidspunkter fremfor på samme tid. Figur 6 og Figur 7 illustrerer dette ved at vise eksisterende elproduktion pr. time i januar og juni fra biogas (Biokraft), Blok 6 (BEOF, biomasse), landvind og solceller ift. afsætningskapaciteten.



Figur 6 – Minimum elforbrug på Bornholm i løbet af timerne i januar 2015-2017 summeret med søkablet (tilsammen afsætningskapacitet) vist ift. estimereret elproduktion pr. time fra eksisterende elproduktionsanlæg på Bornholm.



Figur 7 – Minimum elforbrug på Bornholm i løbet af timerne i juni 2015-2017 summeret med søkablet (tilsammen afsætningskapacitet) vist ift. estimeret elproduktion pr. time fra eksisterende elproduktionsanlæg på Bornholm.

Jo mere teknologiernes elproduktionsmønstre matcher de døgn- og årstidsafhængige elforbrugsmønstre (og omvendt), des større afsætningskapacitet for teknologien, og jo mere forskellige teknologiers elproduktionsmønstre komplimenterer hinanden ved at producere på forskellige tidspunkter fremfor samtidig, des større samlet afsætningskapacitet for det samlede system.

3.2 Økonomi

Økonomien i teknologierne er regnet som den gennemsnitlige årlige omkostning i teknologiens levetid dvs. kapitalomkostninger pa. med en realrente på 4 % samt årlige drifts og vedligeholdelsesomkostninger.

4 Gennemgang af relevante teknologier

Relevante teknologier gennemgås ift. teknologiske (herunder kapacitetsmæssige) og økonomiske muligheder for at imødekomme Bornholms målsætning om CO₂-neutral elproduktion i 2025. Teknologierne der indgår i gennemgangen er kystnære havvindmøller, solceller, øget elproduktion på Biokraft, model for køb af aflad samt bølgeenergi og tunnelstrøm.

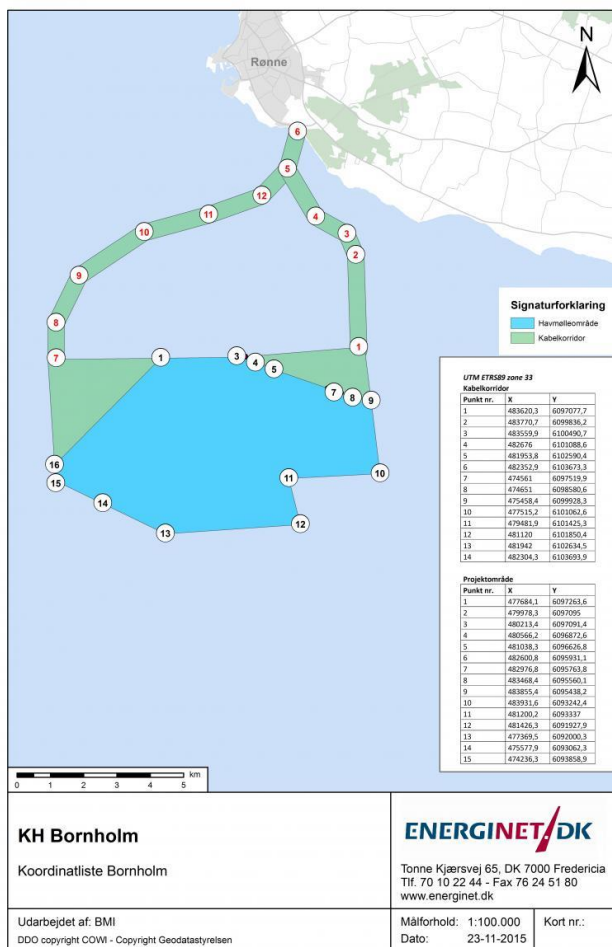
På baggrund af et kvalificeret grundlag vurderes for hver teknologi et interval for:

1. Teknologiens potentielle produktionskapacitet
2. Prisen pr. produceret kWh for teknologien

4.1 Kystnære havvindmøller

I forbindelse med energiaftalen 2012 blev det besluttet, at der i 2020 skal være opstillet 450 MW kystnære havvindmøller. Dette mål blev i 2014 reduceret til 350 MW. Seks områder blev udpeget, her iblandt Bornholm, hvor en 50 MW havvindmøllepark var i udbud. Der var dog ingen selskaber, der bød på projektet grundet manglende rentabilitet pga. store udviklings- og serviceomkostninger ift. vindmølleparkens størrelse¹⁰.

¹⁰ Energistyrelsen, Udbud af kystnære havvindmøller, <https://ens.dk/service/aktuelle-udbud/udbud-af-kystnaere-havvindmoelleparker>

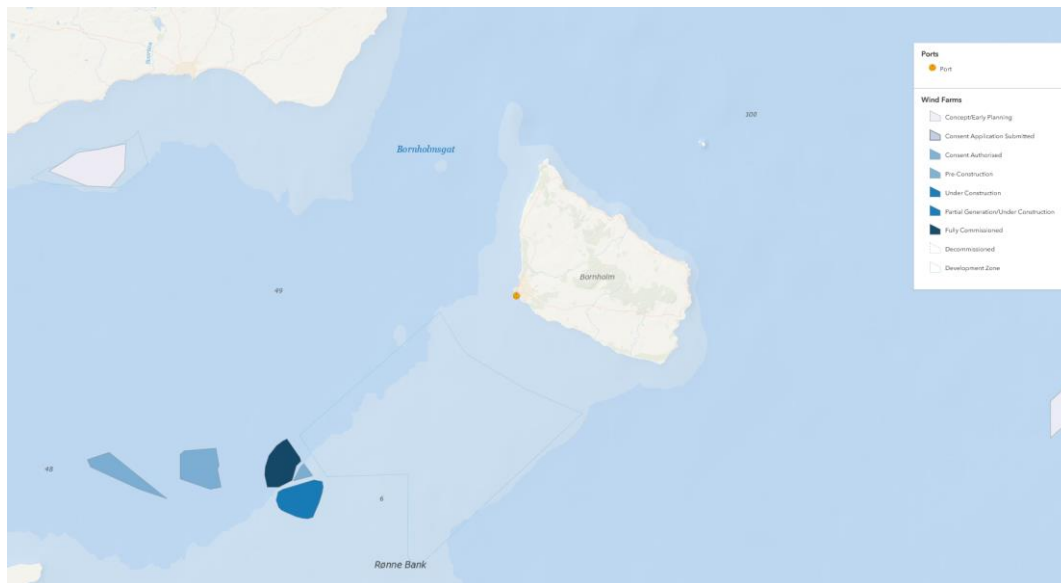


Figur 8 – Kort fra screeningen af Bornholm ifm. udbuddet af vindmølleparker under energiforliget.¹¹

Flere andre havvindmøllepark-projekter er i øjeblikket under udbygning i Østersøen, og en del af disse projekter benytter Rønne havn. I denne rapport antages det derfor at der er mulighed for at installere kystnære havvindmøller ved Bornholm i forbindelse med et af andre allerede bekræftede havvindmølleprojekter i området. Dette vil forbedre økonomien, idet de nødvendige fartøjer mm. vil være til rådighed.

Figur 9 viser offshore vindmølle-projekter omkring Bornholm.

¹¹ Energistyrelsen, Om udbud af de kystnære havvindmølleparker i Danmark, <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/udbud-paa-havvindmoelleomraadet/om-udbud-af-de-kystnaere>



Figur 9 – Kort over igangværende havvindmølle-projekter i nærheden af Bornholm.

På Rønne Banke sydvest for Rønne er der allerede tre igangværende vindmøllepark-projekter: Wikinger (opstartet), Arkona (under konstruktion) og Wikinger Süd (myndighedsgodkendt) på det tyske territorie¹².

Endvidere blev det offentliggjort 31. maj i år, at møllerne til Kriegers Flak skal udskibes fra Rønne Havn, og havnen i den forbindelse skal udvides frem til 2020, hvor opførelsen af Kriegers Flak begynder.

I følgende afsnit undersøges det, hvilken kapacitet, der kan bygges ved Bornholm, for at imødekomme CO₂-neutral elproduktion i 2025, og hvorvidt en evt. større kapacitet kan indpasses i energisystemet. Endvidere vurderes vindmølleparkens investeringsomkostninger samt drift og vedligeholdelse for at estimere en gennemsnitlig energipris.

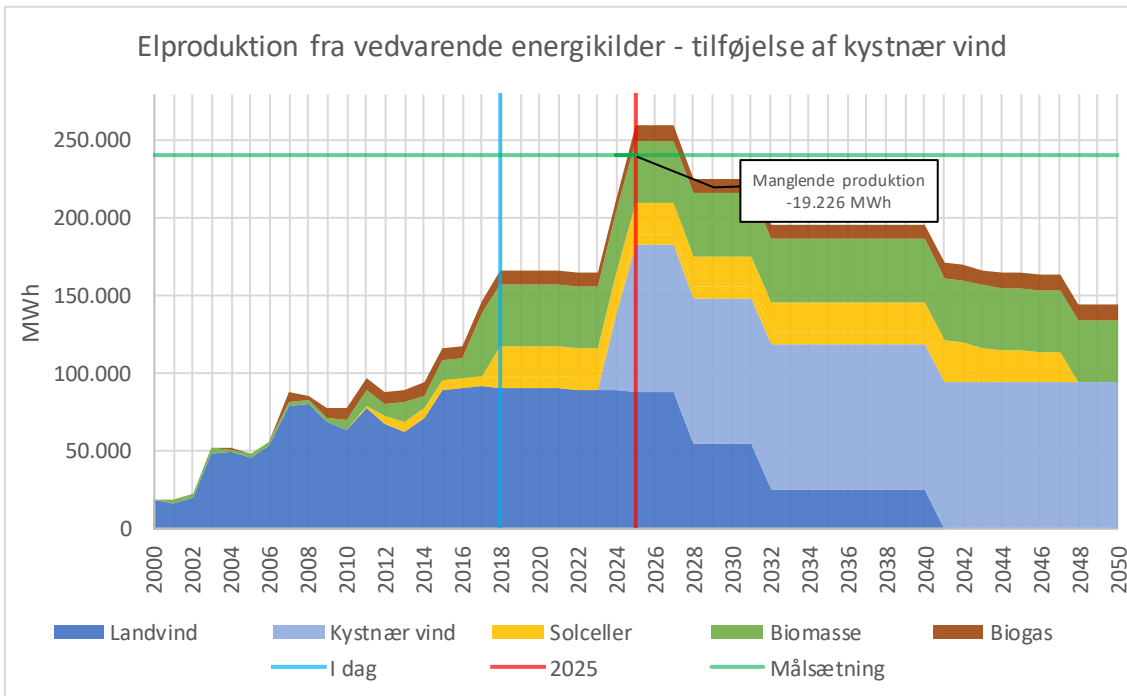
4.1.1 *Potentiel produktionskapacitet*

Ud fra det forventede elbehov i 2025, hvor der iht. Figur 1 er et produktionsbehov på 75.000 MWh, vil en mulighed være at installere en kystnær vindmøllepark med en produktionskapacitet på 28,5 MW. Det kunne være 3 stk. 9,5 MW møller f.eks. Vestas V164-9.5 MW.

Beregninger er foretaget med vinddata og data for denne vindmølle-type (power curve), og resultatet er en gennemsnitlig årsproduktion på 94.000 MWh.

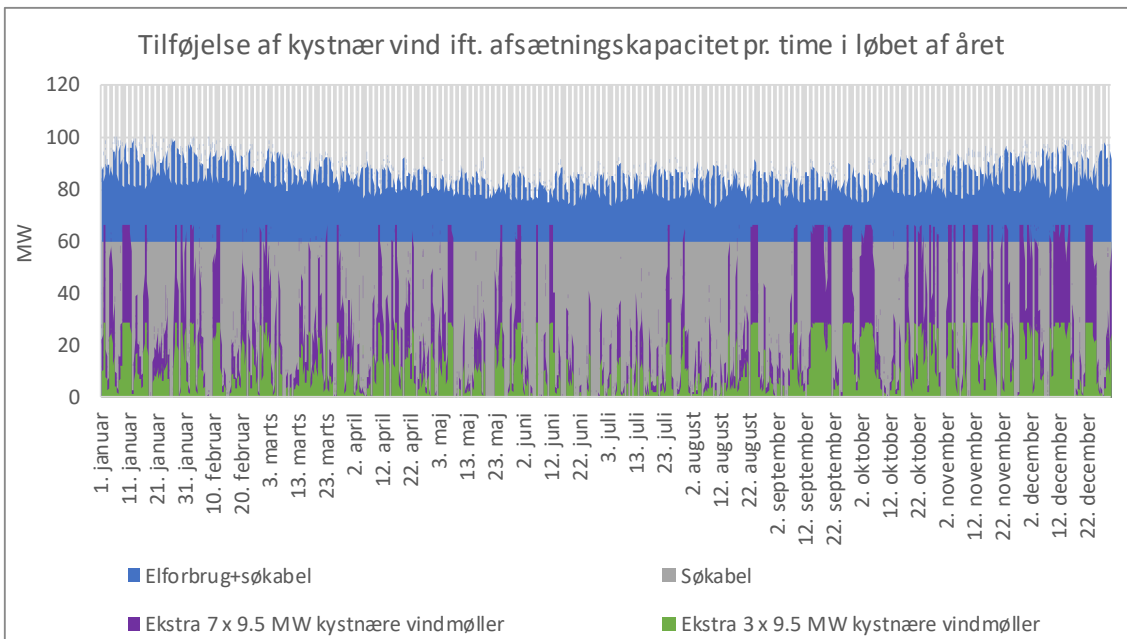
I princippet kunne de 75.000 MWh vedvarende energi, der iht. Figur 1 yderligere skal produceres, dækkes af en samlet havvindmøllekapacitet på ca. 23 MW. Da det samtidig fremgår af Figur 1, at en del af landmølle-effekten allerede når sin teknologiske levetid i 2026, vurderes det dog, at en installeret produktionskapacitet på 28,5 MW vil kunne resultere i CO₂-neutral elproduktion udover år 2025.

¹² 4C Offshore, offshore wind, September 2018, <https://www.4coffshore.com/offshorewind/index.aspx?lat=54.884&lon=14.481&wfid=DK54>



Figur 10 – Tilføjelse af 3 x 9.5 MW kystnære vindmøller i løbet af perioden 2018-2025 vil bringe elproduktionen fra kystnær vind op på ca. 94.000 MWh/år og den samlede elproduktion fra vedvarende energikilder på Bornholm op på ca. 259.226 MWh/år.

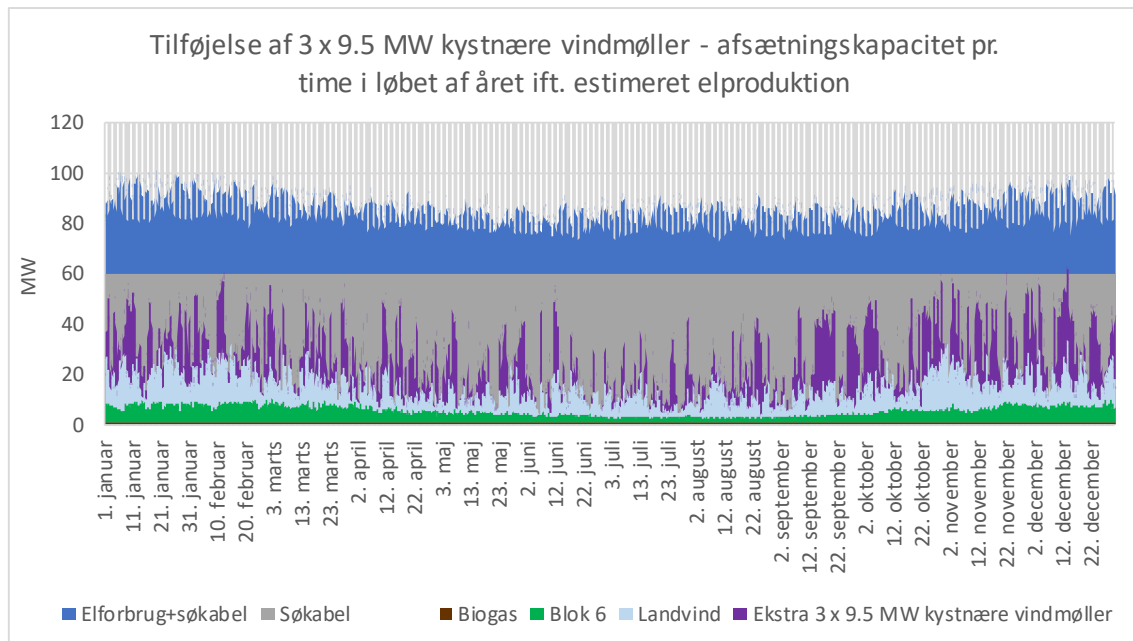
Hvis det ønskes at udnytte den maksimale afsætningskapacitet ift. minimumsbehov + søkablet, vil det være muligt at installere 7 kystnære havvindmøller a 9,5 MW. Dette vil resultere i en årsproduktion på ca. 219.000 MWh. Da dette scenarie vil genere en del cut-off, vil de efterfølgende beregninger, være udført med 3 møller a 9,5 MW.



Figur 11 Produktion fra kystnære vindmøller vist ift. afsætningskapacitet i elnettet pr. time i løbet af året.

Figur 11 viser historiske data, hvordan vindenergiproduktionen kunne se ud henover et år. Det er tydeligt at vindenergiproduktionen alene altid vil være under den maksimale kapacitet i elnettet. Tillægges produktionen fra BEOF blok 6 samt Biokraft og eksisterende landvindmøller,

ses det i Figur 12 at ved 3 møller på hver 9.5 MW, vil den fulde kapacitet i elnettet stadig ikke blive udnyttet. Det vil derfor være muligt for Bornholm at være CO₂ neutrale i 2025, ved at installere 3 kystnære vindmøller a 9.5 MW.



Figur 12 Samlet produktion fra BEOF (Blok 6), Biokraft (Biogas) samt landvindmøller og 3 nye kystnære vindmøller pr. time i løbet af året vist ift. afsætningskapacitet i elnettet.

I Bilag C, ses samspillet af eksisterende solkapacitet, BEOF blok 6, Biokraft samt eksisterende landvindmøller. Det kan konkluderes, at "cut-off" ikke umiddelbart vil gøre sig gældende, ved etablering af 28,5 MW kystnære vindmøller.

4.1.2 Pris pr. produceret kWh

Ud fra Energistyrelsens teknologikatalog kan man ved etablering af store havvindmølleparker forvente anlægsomkostninger imellem 13,5 og 18,4 mio. kr./MW¹³. En vurdering fra NIRAS' specialister af omkostningerne ved etablering af 3 – 7 kystnære havvindmøller er en forventet anlægsomkostning imellem 20,2-25,1 mio. kr./MW, hvor den lave MW-pris er ved etableringen af 7 møller og den høje MW-pris er ved 3 møller. Omkostningerne inkluderer havvindmøller, fundamenter, kabler samt design, installation og commissioning. Bemærk at der skal mobiliseres /demobiliseres det samme udstyr og foretages den samme forberedelse uanset, om der etableres 3 eller 7 møller, og derfor bliver MW-prisen højere ved færre møller. Set i lyset heraf vil det derfor være hensigtsmæssigt, hvis de 3-7 havvindmøller, udbydes som en tillægskontrakt til eksisterende kontrakter på større havvindmølleparker. Dette vil kunne reducere investeringen, da en stor del af installationsudstyret allerede er medregnet i første kontrakt. Besparelser opnås i øvrigt også, når der vælges havvindmøller af nøjagtig samme type, som i de andre havvindmølleprojekter. Det er i dette projekt vurderet, at det vil være mest sandsynligt, at havvindmølleprojekterne i Østersøen, etableres med større vindmøller. Hvorvidt det er 3 eller 4 møller, er i den forbindelse ikke afgørende for om Bornholm er CO₂ neutral i 2025, det er derimod den samlede installerede kapacitet der er relevant. Ved at nærstudere powercur-

¹³ Energistyrelsen, Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation, 2016, Update 2017 and 2018, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_plants_el_and_dh_-_aug_2016_update_sept2018.pdf

ves for forskellige mølletyper, viser det sig at antallet af fuldlasttimer, vil kunne øges betragteligt, ved at vælge mindre møller. Det endelige møllevælg, bør derfor undersøges nærmere.

Drift- og vedligeholdelsesomkostninger forventes af udgøre 0,25 kr./kWh, såfremt de få møller kan kobles på en eksisterende park serviceret fra Rønne Havn. Disse priser er vurderet ud fra D&V omkostninger på eksisterende større vindmøllepark-projekter, hvor omkostningen ligger mellem 0,14 og 0,20 kr./kWh. Det vurderes, at D&V på en mindre park, vil have en større udgift pr. kWh. Det vurderes yderligere, at det ikke vil være et større problem at finde et team, der vil kunne udføre D&V, da der i dag, allerede planlægges at D&V på de større havvindmølleparker på Rønne banke, skal driftes fra Rønne havn.

Med en forventet levetid på 27 år, jf. Energistyrelsens teknologikatalog, en kalkulationsrente på 4% (realrente), en samlet investering for tre møller på 715,5 mio. kr., D&V på 0,25 kr/kWh og lineær afskrivning over den tekniske levetid fås en elpris på 0,72 kr./kWh i 2018-priser. Tilsvarende beregning for syv møller giver en investering på 1.342,6 mio. kr. og en elpris på 0,62 kr./kWh i 2018-priser.

Støtteordning til vindmøller er i øjeblikket ikke helt klar, idet støtte via den såkaldte åben-dør-procedure (havmøller etableret uden for udbud) frafaldt d. 21. februar 2018. Denne ordning fordrede et pristillæg på 25 øre/kWh.

Det nye energiforlig af 29. juni 2018 giver ikke umiddelbart udtryk for, at der er støtte til havvindmøller i den skala, der her er præsenteret. I forhold til havvindmøller indgår følgende:

- *”Der etableres tre havvindmølleparker på samlet set mindst 2.400 MW frem mod 2030. Det er forventningen, at parkerne vil være markant billigere end tidligere parker.”*

Derudover fremgår følgende punkt:

- *”Parterne er enige om at afsætte en reserve på 400 mio. kr. i 2025 og 500 mio.kr. årligt til yderligere indsats fra 2026 til fremme af vedvarende energi.”*

Dette kunne evt. give anledning til støtte til havvindmøller, men i det tilfælde først fra 2025, hvor en eventuel bornholmsk havvindmøllepark helst skulle være i drift.

4.2 Solceller

Der er de seneste år installeret flere store solcelleparker på Bornholm. Det er i forbindelse med dette notat undersøgt, hvorvidt målet om CO₂-neutral elproduktion i 2025 teknisk og økonomisk kan imødekommes ved øget elproduktion fra solceller. Forudsætningerne bag beregningerne kan ses i Tabel 1.

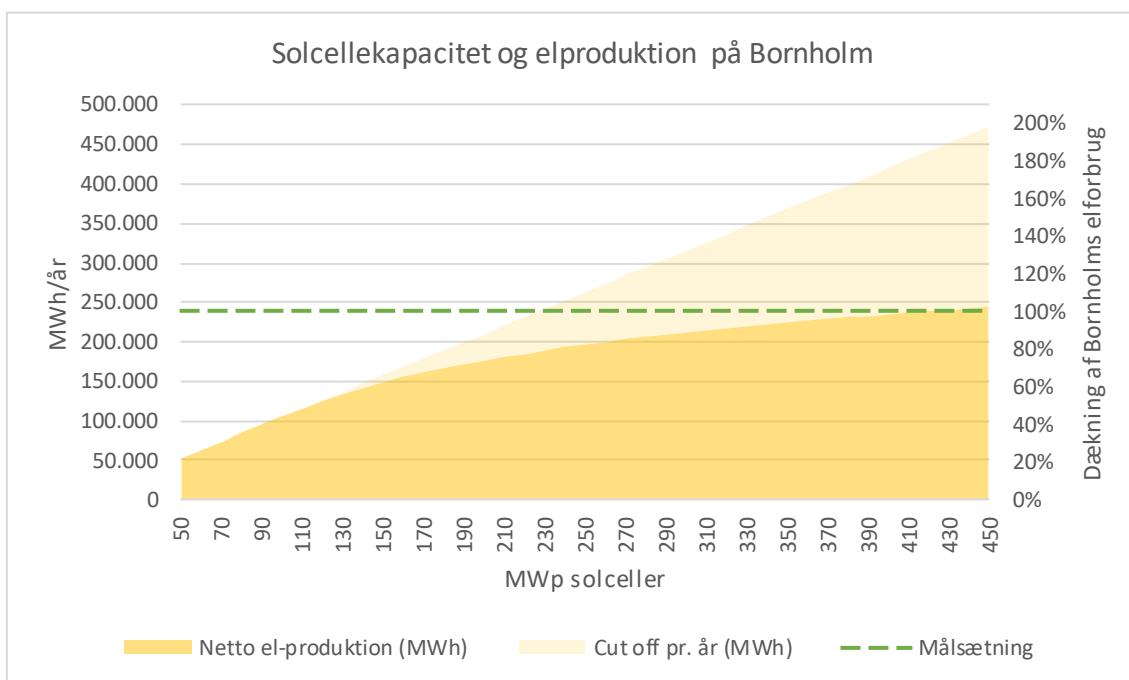
Forudsætning	Værdi	Kilde
Årlig elproduktion fra solceller	1.051 MWh/MWp	Energistyrelsens Teknologikatalog og developere
Produktion pr. time	Solindstråling i Nexø	DMI (DRY model)
Levetid	30 år	Energistyrelsens Teknologikatalog
Arealforbrug	1,5 ha/MWp	Energistyrelsens Teknologikatalog
Lejeudgifter til jordareal	9.000 kr./ha/år	Developere
Investeringspris	5,7 mio. kr./MWp	Developere
Investeringspris, alternativ høj	8,0 mio. kr./MWp	Energistyrelsens Teknologikatalog, 2015 pris
Investeringspris, alternativ lav	4,6 mio. kr./MWp	Energistyrelsens Teknologikatalog, 2020 pris
Drift og vedligehold	70.775 kr./MWp/år	Energistyrelsens Teknologikatalog

Tabel 1 – Forudsætninger anvendt til solcelle-beregninger.

4.2.1 Potentiel produktionskapacitet

Den potentielle produktionskapacitet for solceller er analyseret på baggrund af den forventede afsætningskapacitet i 2025 samt elforbrugs og produktionsmønstre for solcelleanlæg på time-niveau.

Der ville i teorien skulle etableres omkring 430 MWp solceller svarende til et område på ca. 640 ha på Bornholm for at kunne dække 100 % af Bornholms elforbrug med lokal solcelleproduceret el. Anlæg af denne størrelse virker dog i praksis ikke realistisk, da den begrænsede mulighed for at afsætte strømmen betyder, at næsten halvdelen af elproduktionskapaciteten ville skulle afskrives som cut-off. Det vil således være en særdeles omkostningstung løsning.

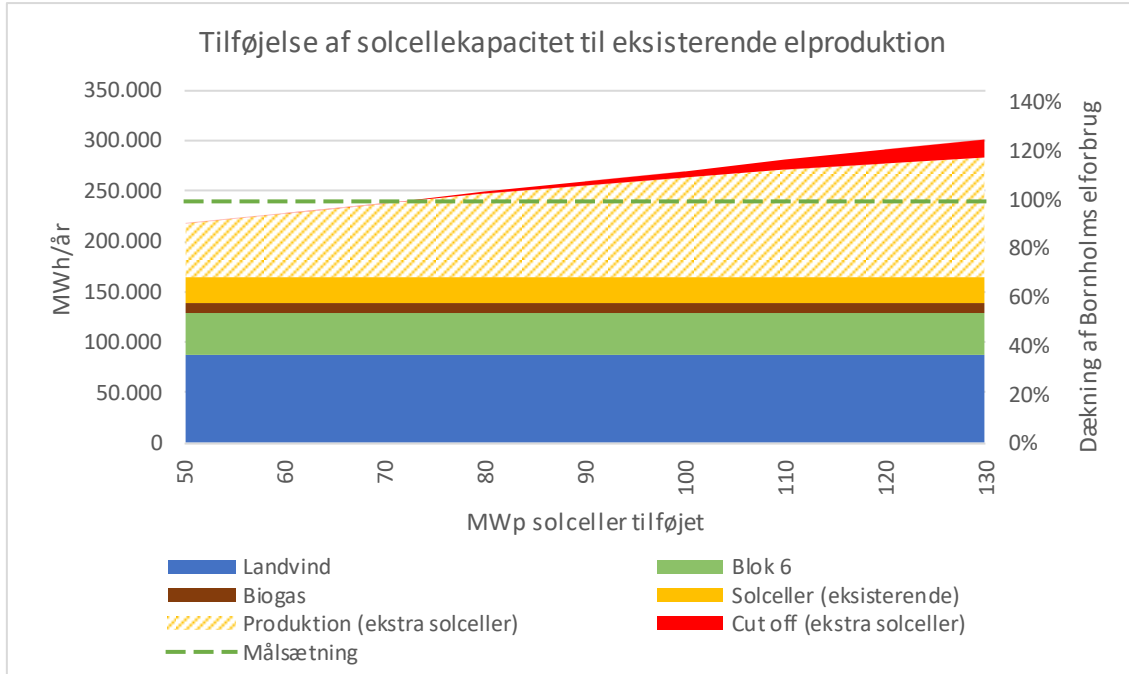


Figur 13 – Figuren viser elproduktion og cut-off (venstre akse) samt deraf dækning af Bornholms samlede årlige elforbrug (højre akse) fra stigende solcellekapacitet på Bornholm (uden anden elproduktion).

Det er derfor mere relevant at undersøge, hvor meget solcellekapacitet der kan indpasses ift. afsætningskapaciteten, uden at overstige afsætningskapaciteten. Ser man bort fra de eksisterende elproduktionsanlæg på Bornholm, vil der ved en kapacitet på omkring 100 MWp solceller begynde at opstå situationer, hvor solcellerne producerer mere el, end der kan afsættes i Bornholms el-system, som det ser ud i dag. 100 MWp svarer til et område på ca. 150 ha, og vil kunne producere ca. 105.000 MWh om året, og derved dække omkring 44 % af Bornholms elforbrug.

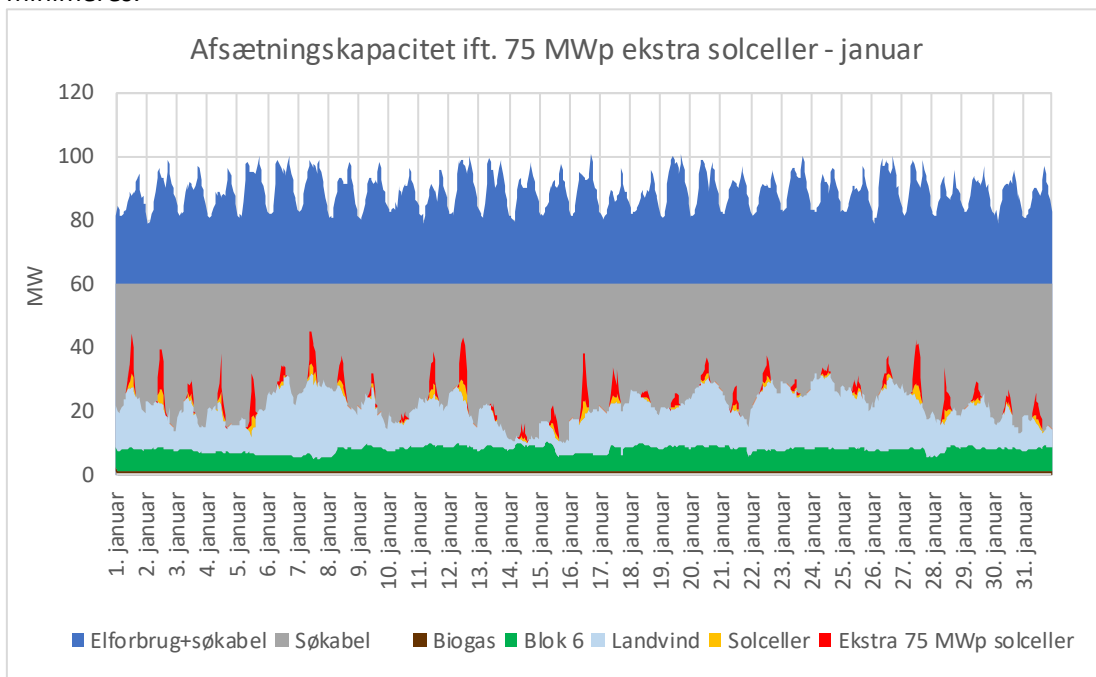
Sammenholdes med Bornholms eksisterende elproduktionsanlæg pr. time, vil der ved en tilføjelse af omkring 40 MWp solceller begynde at opstå situationer, hvor elproduktionen fra det samlede system overstiger afsætningskapaciteten. Dette dog i begrænset omfang, og størstedelen af elproduktionen vil stadig være under afsætningskapaciteten, og dermed bidrage til målet om at dække 100 % af elforbruget med CO₂-neutral elproduktion.

Tilføjelse af omkring 75 MWp ekstra solceller vil således øge elproduktionen med ca. 79.000 MWh/år, hvoraf ca. 1.000 MWh/år må afskrives som cut off. Den samlede årlige elproduktion, der kan afsættes, vil dermed overstige 240.000 MWh, således målet kan nås – se Figur 14.

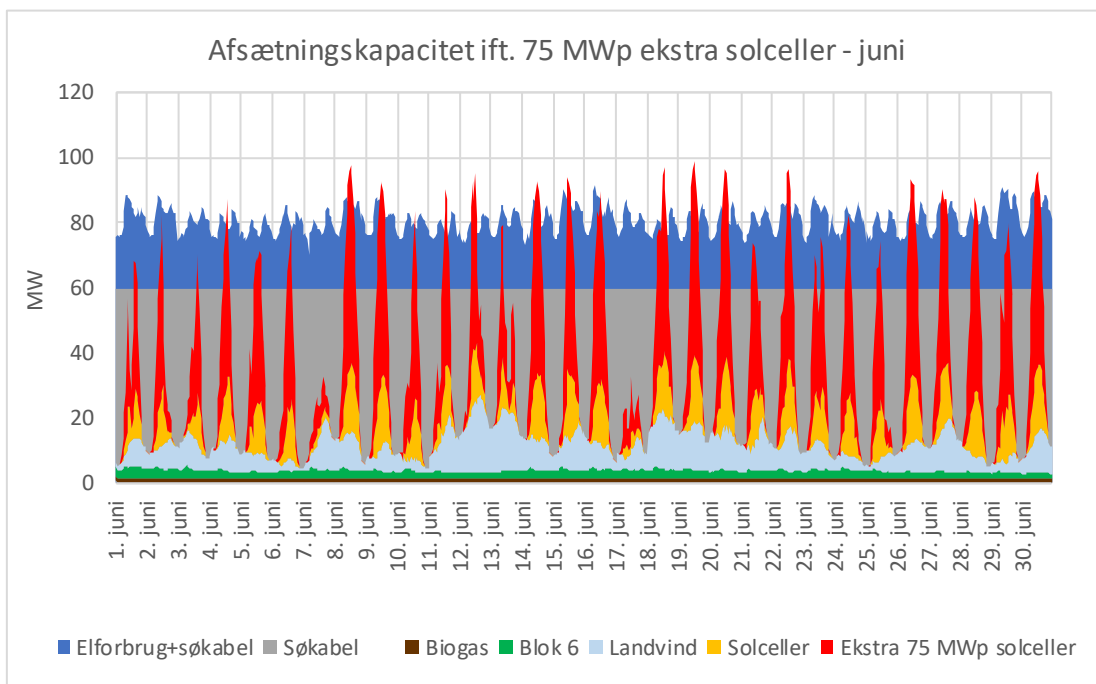


Figur 14 – Elproduktion pr. år fra eksisterende anlæg på Bornholm vist med stigende tilføjet solcellekapacitet samt ift. hvad der kan afsættes på Bornholm (cut off).

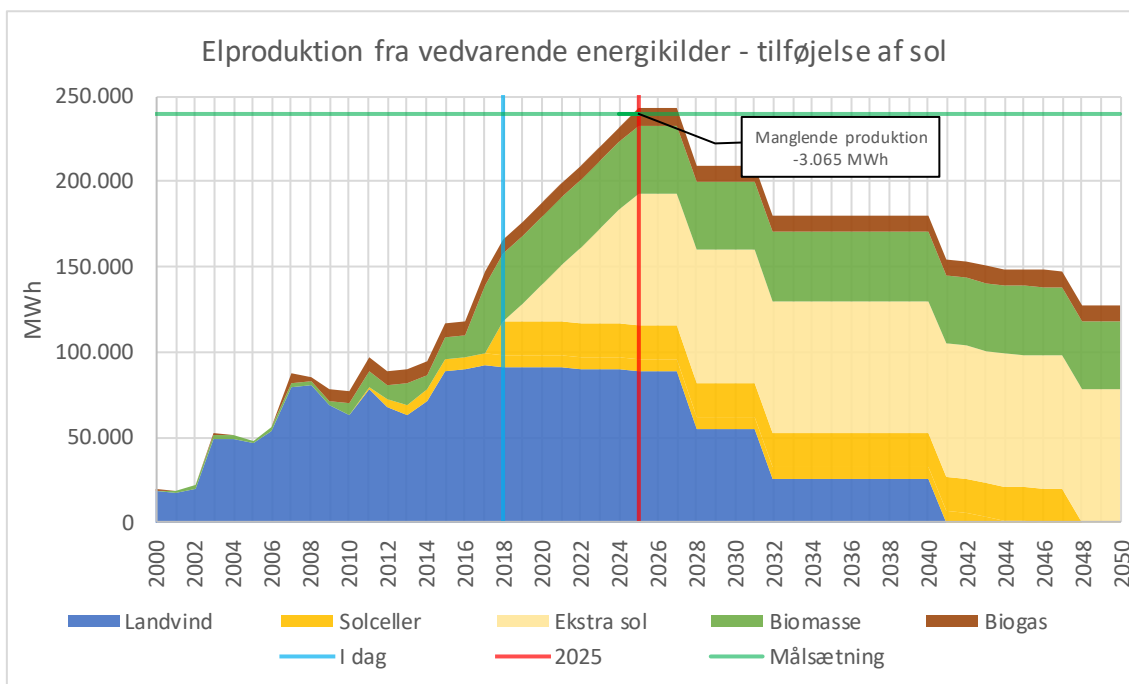
Elproduktionen fra de 75 MWp ekstra solceller vil primært give anledning til høje elproduktioner, der nærmer sig afsætningskapaciteten i løbet af sommermånederne midt på dagen, og i ca. 145 timer/år overstige denne – se Figur 15 og Figur 16 samt vedlagte Bilag D. Hvis en del af elproduktionen i resten af systemet (f.eks. Blok 6) kan flyttes i disse timer, kan dette cut off minimeres.



Figur 15 – Elproduktionen på Bornholm i januar måned med ekstra 75 MWp solceller ift. afsætningskapaciteten.

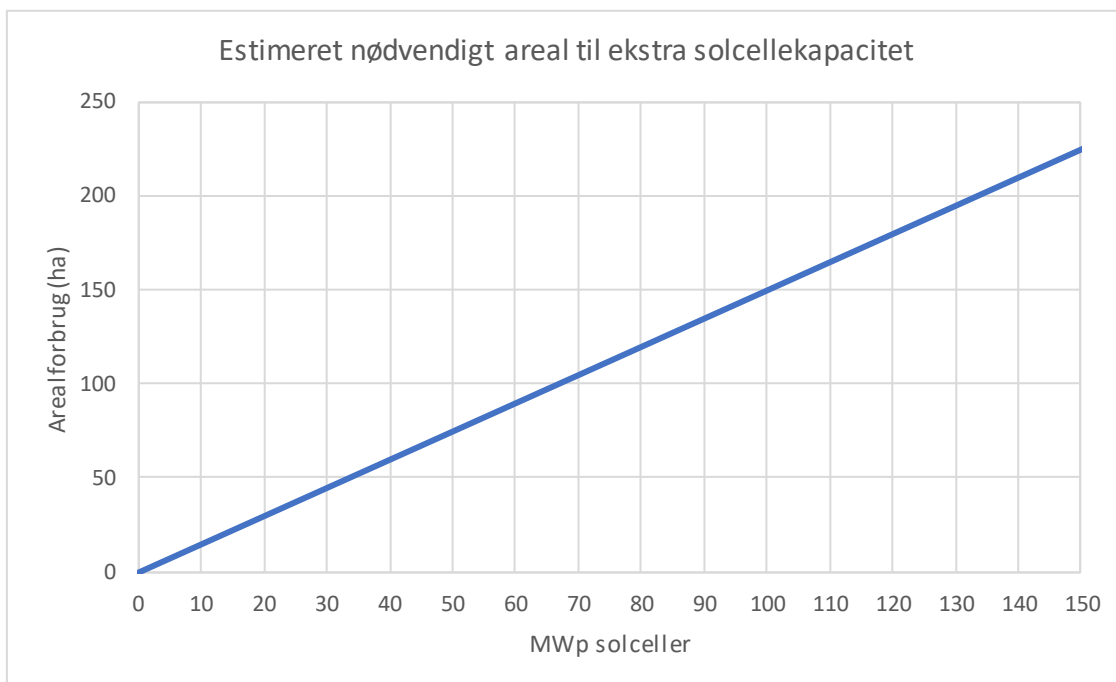


Figur 16 – Elproduktionen på Bornholm i juni måned med ekstra 75 MWp solceller ift. afsætningskapaciteten.



Figur 17 – Tilføjelse af 75 MWp solceller i løbet af perioden 2018-2025 vil bringe den samlede elproduktion fra solceller op på ca. 105.000 MWh/år og den samlede elproduktion fra vedvarende energikilder på Bornholm op på ca. 243.065 MWh/år.

En tilføjelse af 75 MWp ekstra solcellekapacitet etableret på markareal vil kræve omkring 113 ha – se Figur 18.



Figur 18 – Arealstørrelse der kræves for at have plads til ekstra solcellekapacitet (etablering på markareal).

4.2.2 Pris pr. produceret kWh

På baggrund af den nødvendige solcellekapacitet jf. forrige afsnit er beregnet et prisinterval ud fra de seneste teknologi- og prisopdateringer i Energistyrelsens teknologikatalog samt prisestimater fra udviklere af solceller.

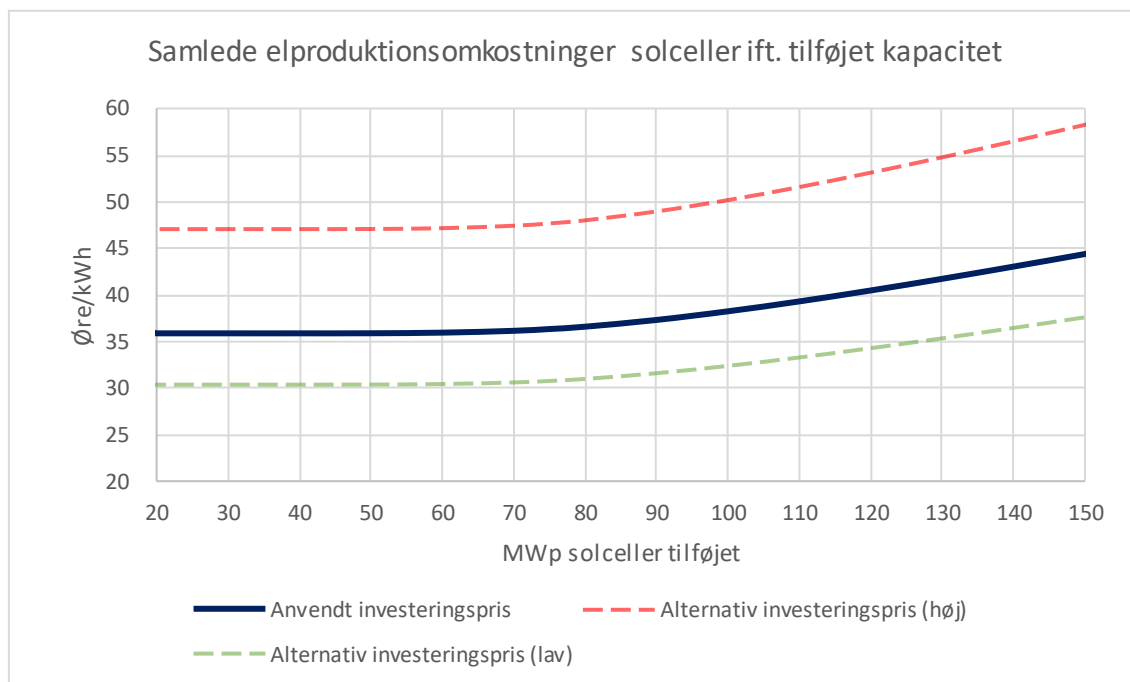
Elproduktionsomkostningerne er opgjort pr. kilowatttime, der kan afsættes på Bornholm – dvs. at hvis solcellerne producerer el i et omfang der overstiger afsætningskapaciteten i den pågældende time, regnes den som værdiløs.

Ved installation af op til 75 MWp vil elproduktionsomkostningerne ligge omkring 36 øre/kWh ved en levetid for solceller på 30 år, men kan spænde fra 31-48 øre/kWh. Dette inkluderer kapitalomkostninger¹⁴ til finansiering af investeringen på ca. 430 mio. kr. samt årlige omkostninger til drift og vedligehold¹⁵ og leje af jord.

Ved installation af mere end 75 MWp øges elproduktionsomkostningerne derfor, da der er stigende grad vil blive produceret el fra solcellerne på tidspunkter, hvor den ikke kan afsættes – se Figur 19 og vedlagte Bilag E.

¹⁴ Lånerente på 3,0 %, løbetid over 20 år

¹⁵ Jf. Energistyrelsens Teknologikatalog



Figur 19 – Figuren viser de samlede elproduktionsomkostninger (øre/kWh) som gennemsnit i løbet af den tilføjede solcellekapacitets levetid.

4.3 Øget elproduktion på Biokraft

Ifølge Biokrafts hjemmeside producerede man 9.291 MWh el i 2016 (Biokraft, 2018). Anlægget er imidlertid i stand til at producere 14.500 MWh el om året, hvis den maksimale mængde gylle afgasses (Beof.dk, 2018). Mere end 5.000 MWh el kan merproduktionen altså potentielt øges med, hvis man sammenligner med produktionen i 2016.

4.3.1 Potentiel produktionskapacitet

Såfremt Biokraft skal realisere den potentielle merproduktion af el, skal mere biomasse tilføres anlægget. Ekstra biomasse er det primære grundlag for at producere mere biogas, der skal afbrændes i gasmotoren og derefter konverteres til el. Biomassen kan i teorien importeres til Bornholm, men fragtomkostningerne kan blive ganske store. Derfor er der umiddelbart et større potentiale i at udnytte mere af den i forvejen tilgængelige biomasse på øen; dét har flere undersøgelser indikeret.

Én af disse undersøgelser er udført for Biosymbiose Bornholm af NIRAS (NIRAS, 2015). Som en del af undersøgelsen er *"potentielle ressourcestrømme og gaspotentialer ved nyttiggørelse til produktion af biogas"* identificeret. Ressourcestrømmene er identificeret og kategoriseret indenfor hovedområderne *"storkøkkener"*, *"industri"*, *"detailhandel"*, *"husholdningsaffald"* samt *"alternative biomasser"* (halm, græs). For de fleste af ressourcestrømmenes vedkommende er det i undersøgelsen konkluderet at der er økonomiske og miljømæssige fordele ved nyttiggørelse ved bioforgasning. Biogaspotentialet er sammenlagt vurderet til at have et energioverskud på mere end 8.000 MWh. Ved en elvirkningsgrad på gasmotoren på 36%¹⁶ svarer det til en merproduktion på knapt 3.000 MWh el om året, hvilket er mindre end den ledige kapacitet på Biokraft.

¹⁶ En gennemsnitlig elvirkningsgrad på 36% antages her (Ea-Energianalyse, 2014). Det vil dog være nærliggende at få afklaret den faktiske elvirkningsgrad på Biokraft inden beslutning om produktionsudvidelser. .

Agrotech m.fl. har også undersøgt mulighederne for at tilføje yderligere biomasser produceret lokalt på Bornholm til Biokraft (Landbrugsinfo). Konklusionerne fra dette studie er at der på Bornholm er rigeligt med gyllefibre og efterafgrøder der kan indgå i produktionen på Biokraft. Landmændene på Bornholm skal imidlertid have tilstrækkelige økonomiske incitamenter til at levere de pågældende biomasser til Biokraft, da de ellers kører gyllen direkte på marken uden at den er bioforgasset først. Der fokuseres i rapporten i øvrigt på at øget biogasproduktion på Bornholm kan reducere kvælstofudvaskningen til vandmiljøet, hvilket ville være en gevinst ud over den øgede biogas- og elproduktion.

4.3.2 Fremtidig produktion på Biokraft

Ved at øge produktionen på Biokraft, vil det tilføje yderligere fleksibilitet i elproduktionen på Bornholm. En fleksibel base load, øger muligheden for at implementere mere vedvarende energi, hvilket vil være nødvendigt for at Bornholm er CO₂ neutralt i 2025. Ved at øge produktionen på Biokraft med 5.000 MWh/år, vil størrelsen på den manglende produktion på Figur 1 mindskes til ca. 70.000 MWh.

På den baggrund anbefales det, at øge produktionen på Biokraft til det maksimale, for herved at kunne øge fleksibiliteten i elproduktionen. Det skal dog bemærkes at omkostningerne til en eventuel produktionsudvidelse ikke er beregnet i dette notat, da det vil afhænge af hvilke biomasser der er til rådighed samt omkostningerne til indsamling og behandling af biomasserne.

4.4 Andre teknologier

Bølgeenergi og tunnelstrøm er i de følgende afsnit kvalitativt vurderet, ud fra hvor stor en modenhed disse teknologier har samt sandsynligheden for at de vil kunne være en del af Bornholms energisystem i 2025.

4.4.1 Bølgeenergi

Ifølge Energistyrelsens hjemmeside vil det *"...fortsat kræve en målrettet og langsigtet indsats at udvikle bølgeenergien og gøre den konkurrencedygtig."* (Energistyrelsen, 2018). Dette er på trods af at potentialet for bølgeenergi er betragteligt: Tidligere opgørelser har påvist at op mod 3,4 GW bølgeenergi kan genereres alene i den danske del af Nordsøen (Arthur Pecher, 2016). I flere projekter har man da også udviklet prototyper på teknologier der kan udnytte bølgeenergi. Nogle af de danske prototyper inkluderer LeanCon, Wavestar, Floating Power Plant og Wavedragon (Arthur Pecher, 2016).

Tilbage står at bølgeenergi på nuværende tidspunkt ikke er en gennemprøvet og bredt kommercialiseret teknologi. Investering i endnu ikke afprøvede anlæg til udnyttelse af bølgeenergi eller prototyper på sådanne anlæg vil derfor pt. være forbundet med betydelig teknisk og økonomisk risiko. Derfor er bølgeenergianlæg endnu ikke en konkurrencedygtig teknologi, hvis hensigten er at producere større mængder vedvarende energi til priser der kan konkurrere med andre vedvarende energikilder.

4.4.2 Tunnelstrøm

Der er ingen umiddelbare planer om at etablere en fast forbindelse fra Bornholm til Sverige hvori et nyt kabel kunne føres. Dermed er det ikke relevant at undersøge denne mulighed nærmere.

4.5 Model for køb af aflad

Det har på Klima- og Bæredygtighedsudvalgets møde i Bornholms Regionskommune den 26. februar 2018 blandt andet været diskuteret hvorvidt køb af VE-certifikater kunne være en måde til at opnå en CO₂-neutral energiforsyning på Bornholm i 2025. I referatet fra mødet beskrives det at Energistyrelsens anbefalede metode til opgørelse af energiregnskaber i kommuner ikke gør det muligt at købte VE-certifikater modregnes i udledningerne af drivhusgasser i kommunen (Bornholms-Region, 2018). Dette er umiddelbart i tråd med Energistyrelsens vejledning ”Strategisk energiplanlægning i kommunerne” (Energistyrelsen, Strategisk energiplanlægning i kommunerne, 2016). I vejledningen fra Energistyrelsen hedder det endvidere:

”Ønsker en kommune som virksomhed derimod at købe oprindelsesgarantier, kan kommunen i denne situation på linje med andre private og offentlige virksomheder vælge at lade VE-produktion, dokumenteret gennem oprindelsesgarantibeviser, indgå i virksomhedens energiregnskab.” (Energistyrelsen, Strategisk energiplanlægning i kommunerne, 2016).

Det er altså muligt for kommuner at købe oprindelsesgarantier, men garantierne kan ikke i henhold til vejledningen, der baseres på EU’s VE-direktiv, anvendes til kommunens målopfyldelse.

Beslutter kommunen *som virksomhed* at købe oprindelsesgarantier for derigennem at dokumentere VE-produktion er der en række forhold at være opmærksom på.

I Danmark er det Energinet.dk der udsteder og administrerer oprindelsesgarantierne (Energinet.dk, 2018). De har således ansvar for mod et gebyr at oprette oprindelsesgarantier til nye VE-anlæg, udstede og annullere samt registrere import og eksport af oprindelsesgarantier. Garantierne kan som følge af muligheden for import og eksport handles på tværs af landegrænserne indenfor EU, og det kan således være fordelagtigt at købe garantierne udenfor Danmark, hvis prisen er lavere der. Oprindelsesgarantier kan handles som en del af en fysisk elhandel eller for sig selv. For Bornholms Regionskommune vil det være den sidstnævnte mulighed der er relevant, hvis det er et VE-mål ud over kommunens eget elforbrug som oprindelsesgarantierne skal svare til.

Der er flere muligheder, hvis man som virksomhed vil købe eller sælge oprindelsesgarantier. Adskillige handelshuse fungerer som platform for handlerne. En af flere udbydere af oprindelsesgarantier er Vindenergi Danmark, som har en minimumsgrænse ved køb af oprindelsesgarantier på 10 GWh per år (Vindenergi.dk, 2018). Andre handelshuse der tilbyder handel med oprindelsesgarantier er Danske Commodities, EnergiDanmark m.fl. (Danske-Commodities, 2018), (EnergiDanmark, 2018).

Fordelen ved at købe oprindelsesgarantier er for virksomheder at de med købet umiddelbart kan blive ”CO₂-neutrale” i forhold til deres energiforbrug. Effekten indtræffer så at sige med det samme, og man vil ikke først skulle investere i egne vindmøller, solceller eller andre VE-anlæg og derudover vente på at de kan tages i brug. Hvis man desuden forstår hvordan handlen foregår og accepterer præmisserne bag udstedelsen af oprindelsescertifikaterne, kan de således være et fleksibelt redskab i forhold til de formulerede målsætninger. Man skal dog i samme ombæring være opmærksom på at oprindelsesgarantierne typisk købes for en afgrænset tidsperiode, typisk 1-5 år, og man vil derfor med kortere eller længere mellemrum skulle ud og handle i markedet. Da prisen på oprindelsescertifikaterne er en markedspris, der bestemmes af udbud og efterspørgsel, kan man således ikke være sikker på hvad prisen bliver mange år frem i tiden.

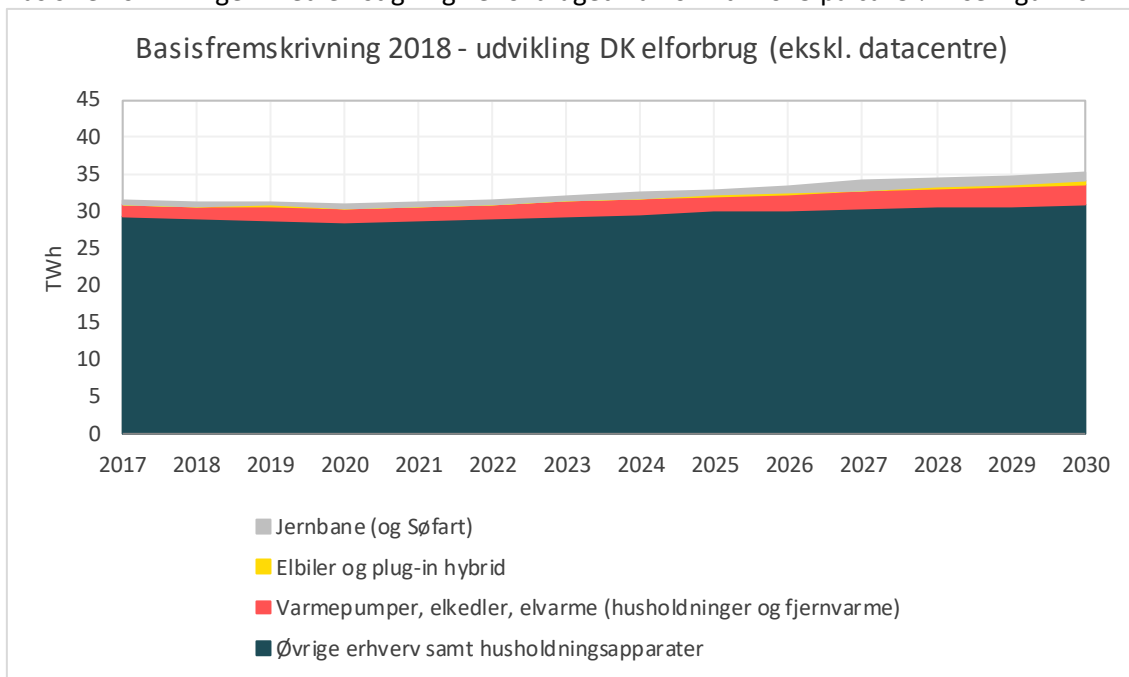
Oprindelsesgarantier handles foreløbigt kun på få mindre børser, da priserne historisk har været så lave at omkostningerne på børserne ikke kunne dækkes. Det er derfor handelshusene der formidler køb og salg af oprindelsesgarantierne som primært kender priserne. Ifølge Vindenergi Danmark er prisen på oprindelsesgarantier steget væsentligt i det seneste år: Pt. er prisen i Danmark omkring 2,00 Euro/MWh, hvor prisen for mindre end ét år siden var 0,3-0,5 Euro/MWh (VindenergiDanmark, 2018). Meget af efterspørgslen i markedet er drevet af Holland og Belgien, hvor markedet for oprindelsesgarantier er mere modent end i Danmark. Priserne i de to lande er mere end dobbelt så høje, omkring 5,00 Euro/MWh, men om priserne i Danmark vil nærme sig dette niveau i den nærmeste fremtid er vanskeligt at sige, da meget efterspørgsel er lokalt forankret (VindenergiDanmark, 2018). En ny aktør der kan efterspørge flere oprindelsesgarantier i Danmark er de store datacentre. Hvis de for alvor går ind i markedet, kan de danske priser potentielt stige til endnu højere niveauer end det nuværende.

4.6 Fremtidigt el behov

Det er undersøgt, hvordan Bornholms fremskrivning af el behov forholder til ift. Energistyrelsens basis fremskrivning. Disse to sammenlignes og vurderes.

I den strategiske energiplan antages elforbruget at holde sig på ca. samme niveau i 2025 som i dag. Dette er ikke et urealistisk scenarie. Det er dog heller ikke utænkeligt, at der sker ændringer i elforbruget frem mod 2025, som vil have indflydelse på, hvor meget CO₂-neutral el, der skal produceres for at nå målet.

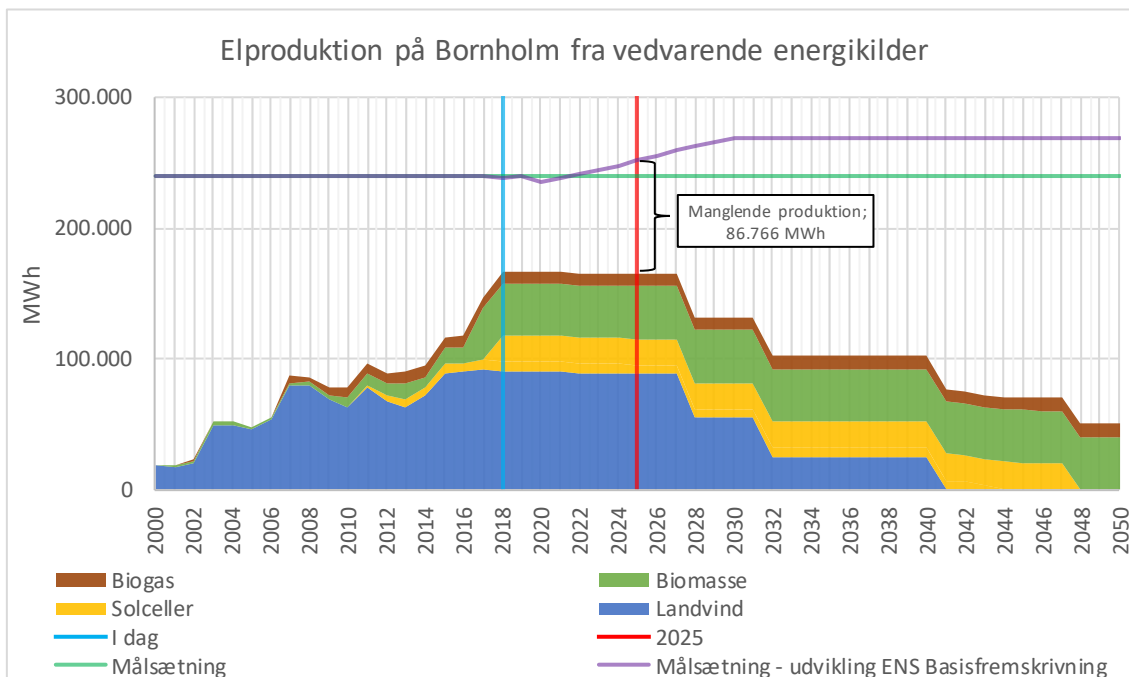
I Energistyrelsens Basisfremskrivning¹⁷, regnes med at elforbruget øges frem mod 2025. En væsentlig del af stigningen i Basisfremskrivningen skyldes en forventning om etablering af store datacentre med et højt elforbrug i løbet af de kommende år. Ser man bort fra disse regnes i Basisfremskrivningen med en stigning i elforbruget fra 2017 til 2025 på ca. 5 % - se Figur 20.



Figur 20 – Elforbruget (ekskl. nettab) og dets fordeling på anvendelser 2017-2030 (Energistyrelsens Basisfremskrivning 2018).

¹⁷ Energistyrelsens vurdering af hvordan energiforbrug i Danmark udvikler sig frem mod 2030

Korrigeres elforbruget på Bornholm tilsvarende udviklingen i Energistyrelsens Basisfremskrivning, vil det i 2025 ligge omkring 252.000 MWh/år, og der vil således skulle produceres 87.000MWh om året, ift. de 75.000 MWh om året, som er anvendt i dette notat – se Figur 21. Et øget elforbrug vil betyde, at afsætningskapaciteten øges tilsvarende, og dermed at der er grundlag for at etablere større elproduktionskapacitet f.eks. af solceller.



Figur 21 – Målsætningen for Bornholm korrigeret ift. udviklingen i elforbruget (uden datacentre) i Energistyrelsens Basisfremskrivning 2018.

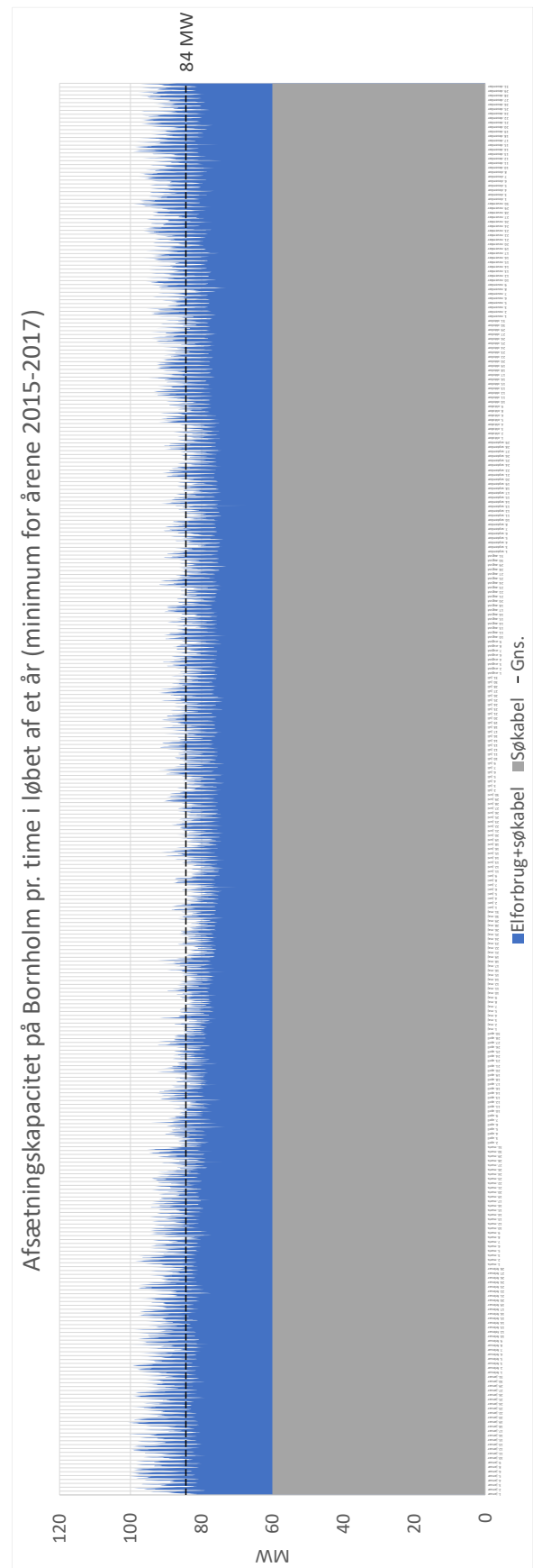
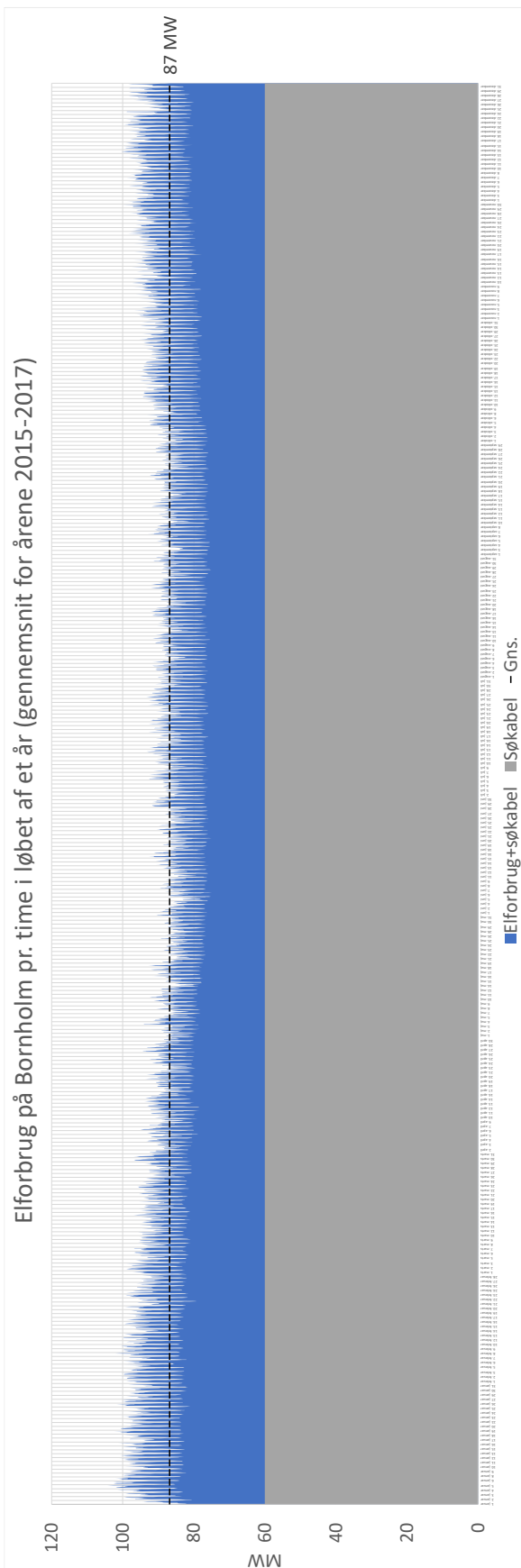
5 Eventuelt næste skridt

Det kan overvejes at igangsætte en opfølgning på analyserne i dette notat i form af en fase 2, der går i dybden med de teknologier, der vurderes relevante. En fase 2 kunne f.eks. indeholde mere detaljerede analyser af:

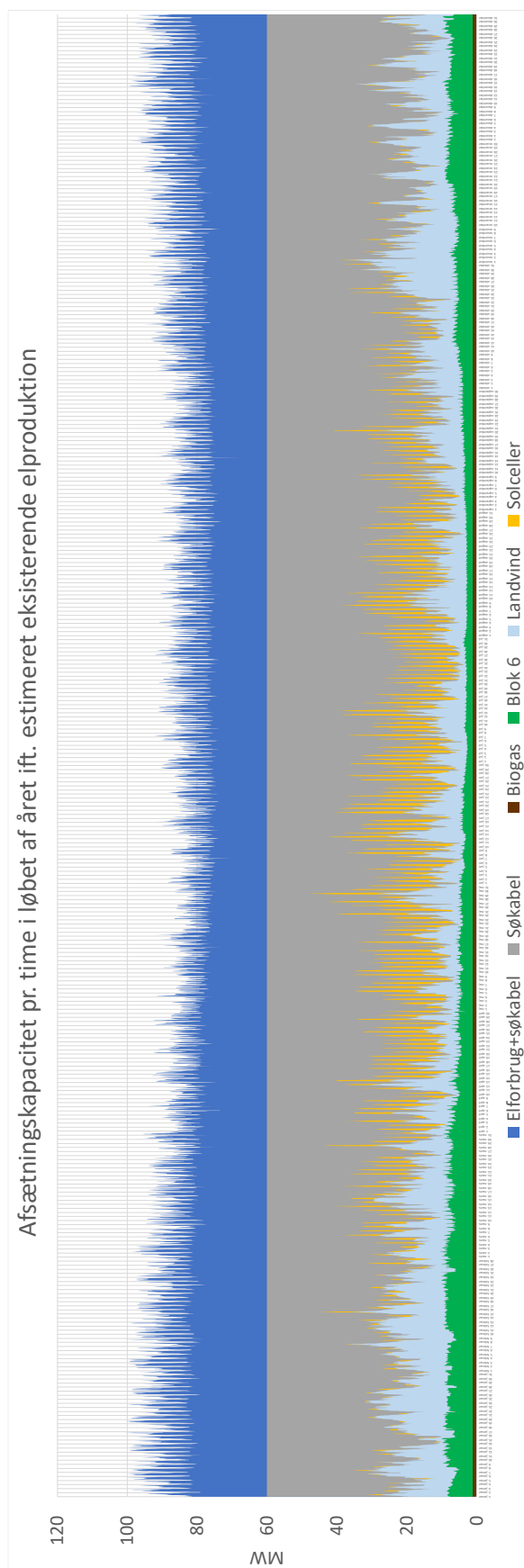
- Analyse af de forventede samfundsøkonomiske konsekvenser af etableringen af et større søkabel fra Bornholm til Sverige
- Analyse af sammenhænge mellem elproduktion og energisystemet i større perspektiv for eksempel:
 - f.eks. muligheder i forhold til en CO₂-neutral transportsektor
 - f.eks. etablering af central el-lagringskapacitet på Bornholm
 - Potentielle energibesparelser på Bornholm
 - Mulighed for at ændre varmekilder til el-drevet.
- Modellering af Bornholms energisystem på timeniveau (EnergyPLAN, reference).
- Modellering på timeniveau af hvordan teknologi(er) passer ind i det nuværende energisystem frem mod 2025 (EnergyPLAN, scenarie 2018-2025).
- Modellering på timeniveau af hvordan teknologi(er) på sigt kan indgå hensigtsmæssigt i energisystemet på Bornholm EnergyPLAN, (scenarie 2025-2050).

Yderligere analyser kan i øvrigt med fordel inddrage viden fra Bornholms Energi & Forsyning, herunder også de foreløbige konklusioner i forhold til den strategiske energi- og ressource-handlingsplan for Bornholm, SERP, der er under udarbejdelse.

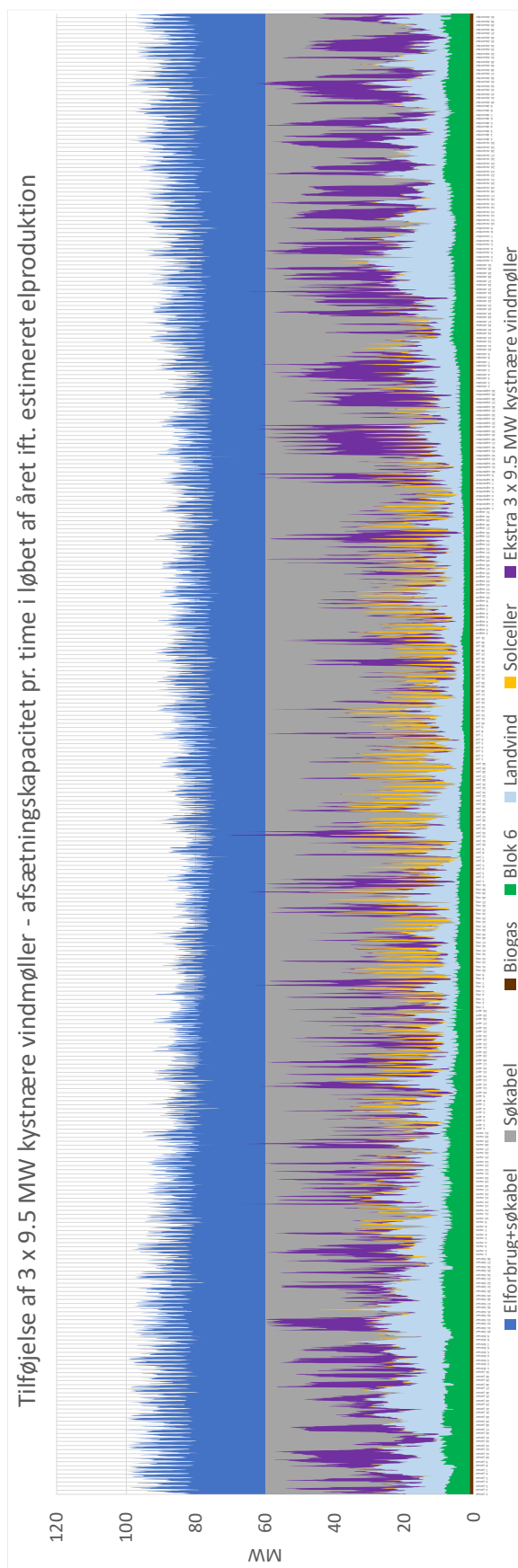
Bilag A: Elforbrug og afsætningskapacitet pr. døgn i løbet af året



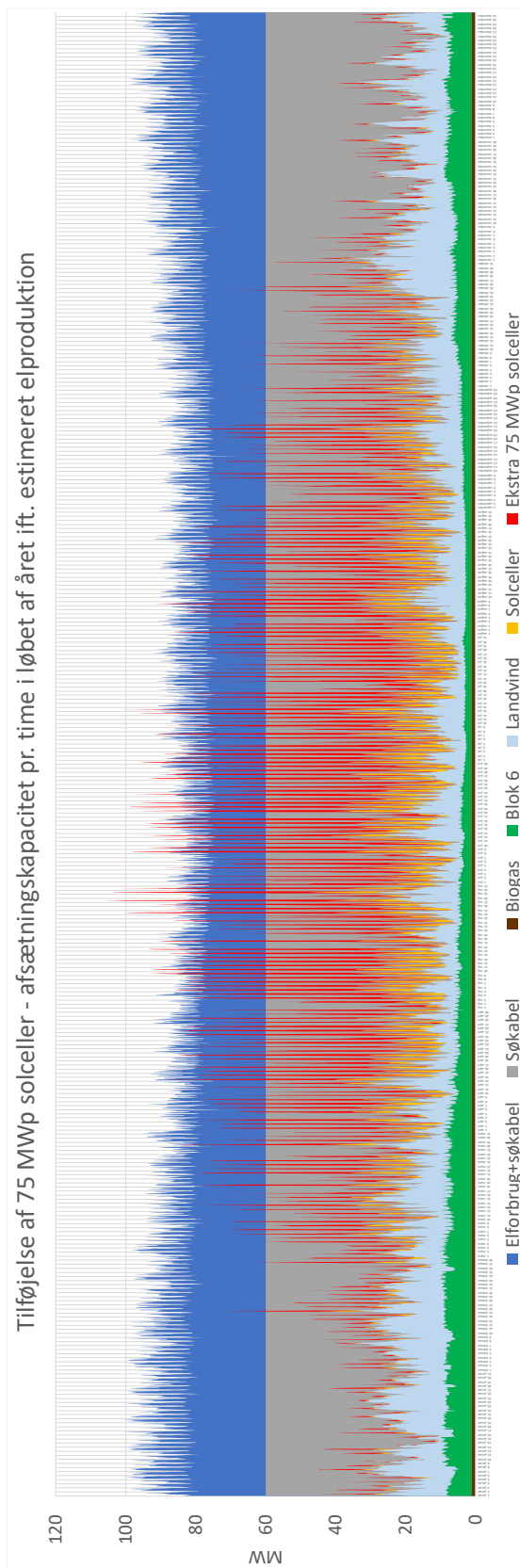
Bilag B: Eksisterende elproduktion ift. afsætningskapacitet



Bilag C: Vindproduktion fra 3x9.5 MW ift. afsætningskapacitet



Bilag D: Solcelleproduktion fra 75 MWp ift. afsætningskapacitet



Bilag E: Solcellekapaciteter og økonomi mv.

Effekt (MWp)	Arealforbrug (ha)	Elproduktion pr. år (MWh)	Cut off pr. år (MWh)	Cut-off/el-produktion (%)	Netto el-produktion (MWh)	Dækning af behov (ren sol)	Dækning af behov (samlet system)	Anlægspriser (kr.)		Kapitalomkostninger (kr./år)		Øre/kWh netto	
								Investeringspris	Investeringspris, alternativt høj	Investeringspris, alternativt lav	Investeringspris, alternativt høj	Investeringspris, alternativt lav	Investeringspris, alternativt høj
0	0	0	0	0%	0	0%	69%	0	0	0	0	0	0
10	15	10.513	0	0%	10.513	4%	73%	57.855.000	80.460.000	2.936.720	4.105.010	2.356.580	36
20	30	21.025	0	0%	21.025	9%	78%	114.730.000	160.920.000	5.853.440	8.210.019	4.713.159	36
30	45	31.538	0	0%	31.538	13%	82%	172.095.000	241.380.000	8.780.159	12.315.029	7.060.739	36
40	60	42.051	0	0%	42.051	18%	86%	229.460.000	321.840.000	11.706.879	16.420.038	9.426.318	36
50	75	52.563	15	0%	52.548	22%	91%	286.825.000	402.300.000	14.633.599	20.525.048	11.782.898	36
60	90	63.076	133	0%	62.943	26%	95%	344.190.000	482.760.000	17.560.319	24.630.058	14.139.478	36
70	105	73.589	556	1%	73.033	30%	99%	401.555.000	563.220.000	20.487.039	28.735.067	16.496.057	36
75	113	78.845	1.006	1%	77.839	32%	101%	430.237.500	603.450.000	21.950.399	30.787.572	17.674.347	36
80	120	84.101	1.645	2%	82.457	34%	103%	458.920.000	643.690.000	23.413.758	32.840.077	18.852.637	37
90	135	94.614	3.652	4%	90.962	38%	107%	516.285.000	724.140.000	26.340.478	36.945.086	21.209.216	37
100	150	105.127	6.507	6%	98.660	41%	110%	573.650.000	804.600.000	29.267.198	41.050.096	23.565.796	38
110	165	115.639	10.099	9%	105.540	44%	113%	631.015.000	885.060.000	32.193.918	45.155.106	25.922.375	39
120	180	126.152	14.361	11%	111.791	47%	115%	688.380.000	965.520.000	35.120.638	49.260.115	28.278.955	40
130	195	136.665	19.188	14%	117.477	49%	118%	745.745.000	1.045.980.000	38.047.358	53.365.125	30.635.535	42
140	210	147.178	24.517	17%	122.660	51%	120%	803.110.000	1.126.440.000	40.974.077	57.470.134	32.992.114	43
150	225	157.690	30.266	19%	127.424	53%	122%	860.475.000	1.206.900.000	43.900.797	61.575.144	35.348.694	44