

Notat

Teknik og Omkostninger for Bornholms Havvind – en 100 MW kystnær havvindmøllepark ud for Bornholm

Udarbejdet af Per Vølund

Marts 2022 – revideret november 2022

Indhold

1 Indledning.....	2
2 Komponenter.....	2
2.2 Vindmøller	2
2.3 Fundamenter	3
2.3.1 Monopæle	3
2.3.2 Gravitations Fundamenter	4
2.4 Det Elektriske System	6
2.4.1 Generelt.....	6
2.4.2 Kabler mellem møller	6
2.4.3 Kabel(er) til land	6
2.4.3 Kystkrydsning.....	6
2.4.2 Understation og kabler på land	7
3 Økonomi-betragtninger.....	8
3.1 Basis Estimat.....	8
3.1.1 Elpris-antagelse	8
3.2.1 Afkast ved Højere eller Lavere el-markedspris.....	10
3.2.2 Afkast ved beregning over 20 år.....	10
3.2.3 Afkast ved 10% tabt elproduktion pga manglende forbrug på Bornholm	10
3.2.4 Afkast ved 10% højere Investering	10
3.2.5 Afkast ved Investering uden samarbejde med andet projekt	11
3.2.6 Afkast ved værst tænkelige kombination af scenarier ("Worst-Case").....	11
Appendix 1 Geoteknik for Bornholms Havmøllepark.....	12
Appendix 2 Beregning af Investering og Afkast.....	15
Addendum til "Bornholm Teknik&Omkostning Notat", November 2022.....	17



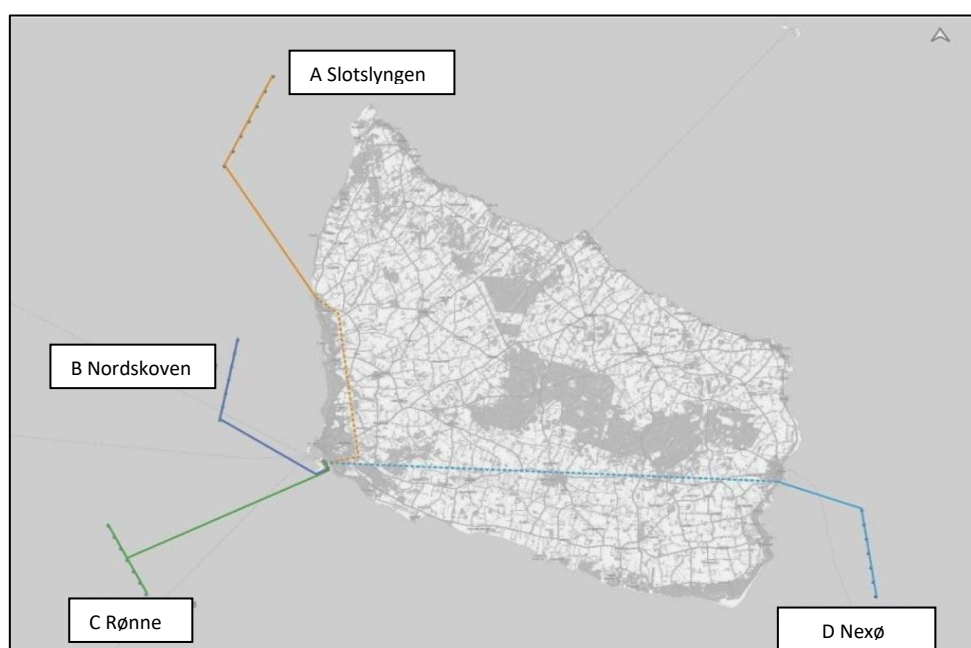
1 Indledning

Dette notat er udarbejdet til Initiativgruppen for Bornholms Havvindmøllepark (IBH) for brug ved udvikling af et borger-drevet havmølleprojekt til Bornholm.

Arbejdsgruppen har besluttet, at der skal arbejdes for et 100 MW projekt. Denne ramme kræver en ændring af det bornholmske elsystem – formentlig en forøgelse af elforbruget til transport og opvarmning – men dette behandles ikke her.

For at kunne arbejde relativt detaljeret med udviklingen er det antaget at projektet skal bestå af 7 styk 15 MW møller. Det er også antaget at elproduktionen skal starte i 2026.

Layout og produktionsberegning er udarbejdet af andre aktører. Herunder udpegnings af de 4 vurderede placeringer, som vist i Figur 1: A Slotslyngen, B Nordskoven, C Rønne og D Nexø.



Figur 1 Skitse af de 4 vurderede 4 placeringer.

Inden for disse rammer er der set på mulige tekniske løsninger.

2 Komponenter

2.2 Vindmøller

Størrelsen af vindmøller øges år for år. Årsagen er at omkostningen per kWt derved bliver mindre.

I grove træk kan det for havmølle-markedet generelt antages, at møller til levering i 2026 vil være 15MW og derefter øges størrelsen 1MW per år. Dette er ikke eksakt viden, men det er vigtigt at planlægge så projektets tilladelser muliggør brug af 18 MW møller i 2028 og 20MW møller i 2030 – hvis etableringen af en eller anden årsag forsinkes.

I projekt-forberedelsesfasen antages i dette projekt 15MW møller med 236m diameter, som leveres i 2027. Hvis der mod forventning anvendes større møller er der mulighed for en forbedret projekt-økonomi.

Uden for Kina er der 3 dominerende leverandører af møller til havplacering. Siemens Gamesa, Vestas og GE. I skrivende stund sælger Vestas 15 MW møller, Siemens 14,7MW møller og GE 14MW møller. Forskellen på pris og kvalitet er ubetydelig.

I udviklingsfasen antages her 7 styk 15MW møller leveret i 2026.

2.3 Fundamenter

Valg af fundaments-type og omkostninger til fundamenter afhænger stærkt af jordbundsforholdene. Appendix 1 viser vurderingen som projektet har foretaget på baggrund af Geus-rapporter for Borhnlm. Det vurderes, at monopæle kan bruges for Slotslyngen, Nordskoven og Rønne. Ved Nexø må benyttes gravitations-fundamenter (beton).

2.3.1 Monopæle

Generelt

Den mest udbredte type af fundamenter til havmøller er monopæle. Monopæle er store stålør som placeres i havbunden. Øverst på monopælene placeres udvendigt en arbejdsplatform og indvendigt i pælen en anden platform. Derudover placeres en bådlanding fra havoverfladen og op til den udvendige arbejdsplatform. Bådlandingen har nederst to store stålør som båden kan lægge an imod og imellem disse to stålør en lejder som går helt til toppen af monopælen. Derudover forsynes monopælen med korrosionssikringssystem, som over vand består af gul maling og under vand desuden et antal aluminiums-anoder som sættes på stål pælen.

Stål udgør mere end 50% af prisen på monopæle. Og stålprisen på verdensmarkedet har under korona-krisen været mere end fordoblet, men er dog nu igen på vej ned. Havmølle-projekter bruger en meget stor del af verdens stål-produktion, så en stigning i antallet af havmølle-projekter kan tænkes at medføre en forøget stålpris på verdensmarkedet og dermed forøget monopæl-pris.

Ramning af Monopæle

Den relevante installationsmetode for monopæle er ramning (nedhamring) med en meget stor special-hammer. Monopælen på omkring 10 m i diameter og omkring 100 m i længde stilles lodret på havbunden ved siden af installationsfartøjet som har kraner ombord. Hammeren anbringes på toppen af monopælen og pælen slås i løbet af 4-5 timer 40 meter ned i havbunden. Hvert hammerslag udsender meget kraftig lyd, som kan skade hørelsen hos dyr i nærheden. Marsvin kan få hørelsen ødelagt hvis de er i nærheden og netop marsvin er omkring Bornholm en truet dyreart, som vi skal passe på. Mennersker kan også høre og blive generet af ramme-støjen mere end 20 km væk.

Bobbel-gardiner for reduktion af ramme-støj

Hammer-støjen reduceres væsentligt ved at lægge en luftslange på havbunden rundt om monopæle og derfra sende et gardin af luftbobler op omkring pælen under rammeprocessen. Enkelte projekter bruger to gardiner i forskellig afstand fra monopælen. Kraftig strøm og kraftige bølger reducerer gardinets støj dæmpning. Systemer med skum eller gasfyldte tæpper hængt omkring pælen benyttes også. Derudover startes altid med forsigtig hamren for at skræmme eventuelle marsvin væk. Og perioden hvor marsvin kælder og har nyfødte kalve friholdes ofte helt for monopæl-installation. Men hammerstøj og bekymring



for høreskader hos marsvin er fortsat et stort problem form monopæl-installationen. Mange projekter arbejder med forbedring af støj-dæmpning og der ses forbedringer, selvom de kommer langsomt.

Alternative installationsmetoder

Alternativt kan monopæle i princippet installeres ved boring eller ved nedvibrering. Men i praksis er metoderne væsentligt dyrere og bruges kun af meget få projekter.

2.3.2 Gravitationsfundamenter

Generelt

Gravitationsfundamenter bruges ofte på placeringer med hård bund, som vanskeliggør installation of monopæle. Placeringen ved Nexø er et typisk eksempel på en placering med hård bund.

Gravitationsfundamenter er i princippet en plade som står på havbunden med et lodret skaft i midten op gennem vandoverfladen til bunden af vindmøllen. På pladen lægges jord, sand, grus eller sten som ballast. Ballasten gør fundamentet så tungt at møllen selv i stormvejr ikke vælter. Se Figur 2.

Gravitationsfundamenter kan produceres i stål, men beton er billigere, og bruges derfor næsten altid.

Installation

Man starter installationen ved på havbunden at fjerne evt. løst sand eller mudder med meget lav styrke. Dernæst lægges et lag grus (en gruspude), som jævnes. Derefter sænkes betonstrukturen ned på gruspuden. Pladen ballasteres i det dertil indrettede kammer og til sidst lægges erosionssikring i kanten af betonpladen for at sikre gruspuden.

Gravitationsfundaments konceptet

Figur 2 viser et eksempel på et gravitationsfundament i beton. Det er designet til en 14 MW havmølle.

Oftest fremstilles betonstrukturen på fladtoppede pramme, som trækkes til projekt-siten. Alternativt fremstilles strukturen på land og køres eller trækkes ud på fladtop-pramme. Omkostningseffektiv fremstilling kan for Bornholm måske foregå i Polen eller Litauen. Svenske Kaarehamn Havvindmøllepark fik fundamenter fremstillet i Antwerpen.

Strukturen er meget tung – 5-7.000 ton for Bornholm projektet med 15 MW møller. Og kun ganske få løftefartøjer kan løfte dem. At få dette gjort omkostningseffektivt er helt centralt for brug af gravitationsfundamenter til havmøller. Fartøjet Thialf som ofte installerer Offshore Transformator-stationer i havmølleprojekter er en mulighed for Bornholm.





Figur 2 Gravitationsfundament i Beton. Design til 14MW mølle fra Aarsleff.



Figur 3 Det flydende installationsfartøj Thialf under installation af en offshore transformator-station. Thialf kan løfte op til 14.000 ton, herunder også gravitationsfundamenter til Bornholm.

Flydende koncept

For at undgå løfte-udfordringen kan man designe beton-fundamentet så det kan flyde. Et norsk firma, Seatower, arbejder med den mulighed. Strukturen bliver større for at sikre, at den flyder stabilt. Meget let lander man i at måtte erstatte den øverste del af beton-skafte i midten med et dyrt stålrør. Ingen har endnu designet et koncept som er omkostningsmæssigt konkurrencedygtigt.

2.4 Det Elektriske System

2.4.1 Generelt

IBHs havmøllepark bliver placeret relativt tæt ved kysten. Det elektriske system til Bornholm kan derfor undgå brug af en dyr havplaceret transformerstation.

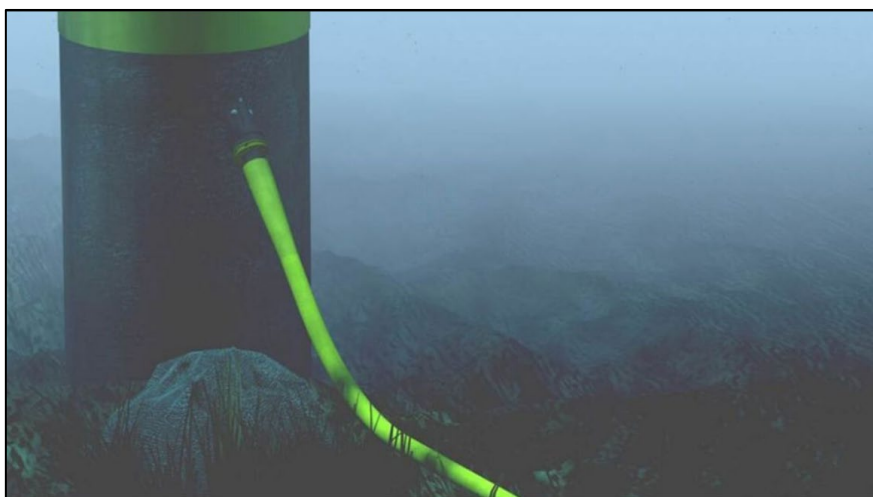
Bornholms højspændingsnet kører ved 60 kV. Alle havmøller producerer i dag som udgangspunkt 66 kV, men antages at kunne omstilles til 60 kV, som bruges på Bornholm. Dermed vil brug af transformator kunne undgås.

2.4.2 Kabler mellem møller

Mellem møllerne trækkes kabler. Der vil sandsynligvis blive tale om kabler med aluminiums-kerner, da kobber-kabler er en dyrere løsning.

Mellem møllerne sænker installationsfartøjet en kabel-ende med kabel-beskyttelse, se Figur 4, til havbunden hvorfra det trækkes op i møllen og fastgøres. Dernæst lægges kablet på havbunden frem til den næste mølle, hvori det trækkes op.

Enten pløjes kablet ned i havbunden mellem møllerne, det spules ned eller der lægges et stenlag over kablet for at fastholde det på havbunden – alle metoder er teknisk mulige og tidligere brugt.



Figur 4 Kabelbeskyttelse hvor kablet trækkes op i fundament og mølle.

2.4.3 Kabel(er) til land

Figur 1 viser princippet for de foreløbigt antagne kabel-ruter for de 4 mulige mølleplaceringer.

Formentlig benyttes ét stort kabel til samtlige 105 MW. Eller også benyttes 2 parallelle kabler af mindre dimension. Valget af løsning kræver mere detaljeret arbejde med design og priser. Det relativt lave spændingsniveau på 60 kV (i forhold til normalt 66 kV) trækker i retning af 2 kabler. Kapaciteten på 105 MW indikerer også at brug af 2 kabler kan blive nødvendigt.

2.4.3 Kystkrydsning

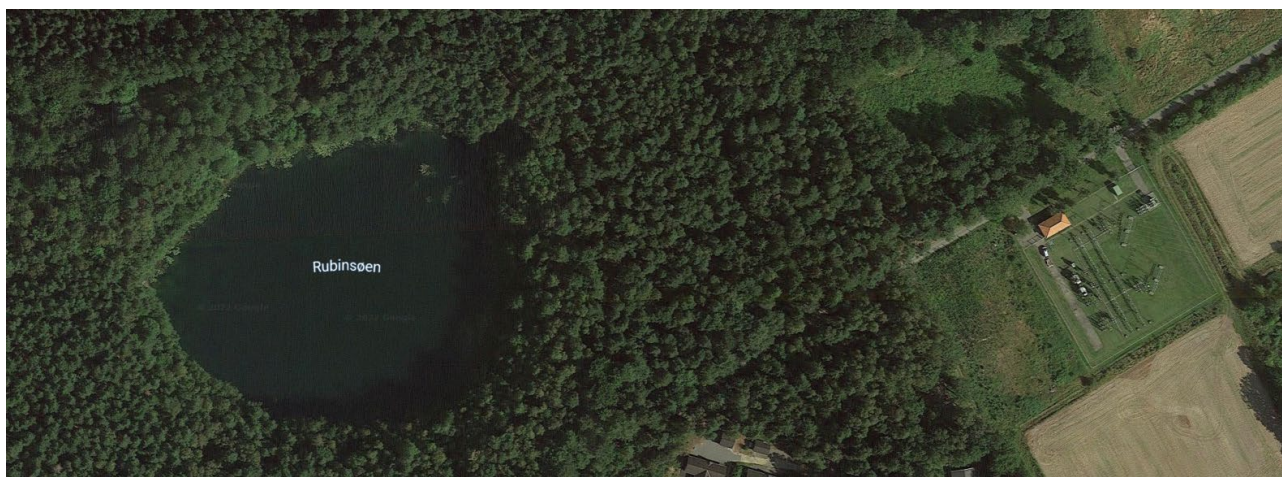
Der er klippegrund ved kysten. Derfor antages, at der bores fra 200-500 m ud for kysten under kyst-linien til et punkt 20-100 m fra inde på land. Kablet/kablerne trækkes igennem underboringen og fastgøres på land.

Installationsfartøjet lægger kablerne på havbunden til den relevante mølle. For fastgørelse og beskyttelse af kablet bruges samme metode som for kabler mellem møllerne.

2.4.2 Understation og kabler på land

Hvor kablet trækkes op af underboringen etableres på land en samle-brønd hvor havkablet forbindes med et landkabel.

Landkablet lægges i jorden frem til den eksisterende 60kV station i Hasle/Nexø/Rønne, se Figur 5 og Figur 6. Her etableres for projektet en understation med filter, koblingsanlæg, måler og andet nødvendigt udstyr.



Figur 5 Sattelitfoto af den eksisterende 60 kV substation sydøst for Hasle. Her er det eksisterende søkabel fra Sverige tilsluttet og her antages tilslutning for placeringen A Slotslyngen.



Figur 6 Sattelit-foto af Rønne, hvor placeringen af kraftværket på Skansevej er vist som en rød markering. Her antages tilslutning at skulle ske for placeringerne ved B Nordskoven og C Rønne.

3 Økonomi-betragtninger

3.1 Basis Estimat

I den følgende tabel angives de estimerede budget-tal for de 4 placeringer som overvejes, jfr. Figur 1. Det er forudsat at projektet etableres sammen med et større projekt, således at mobiliseringsomkostningerne deles og reduceres væsentligt – denne forudsætning overvejes i afsnit 3.2.5. Budget-grundlag og –metode er ”best-practice for internationale havmølleprojekter på tidligt udviklings-stadie”, jævnfør Appendix 2. Usikkerhed/følsomhed er håndteret igennem scenarie-estimer i afsnit 3.2. Appendix 2 viser med C Rønne som regne-eksempel hvordan de detaljerede beregninger for Investerings- og Afkast-beregning er udført.

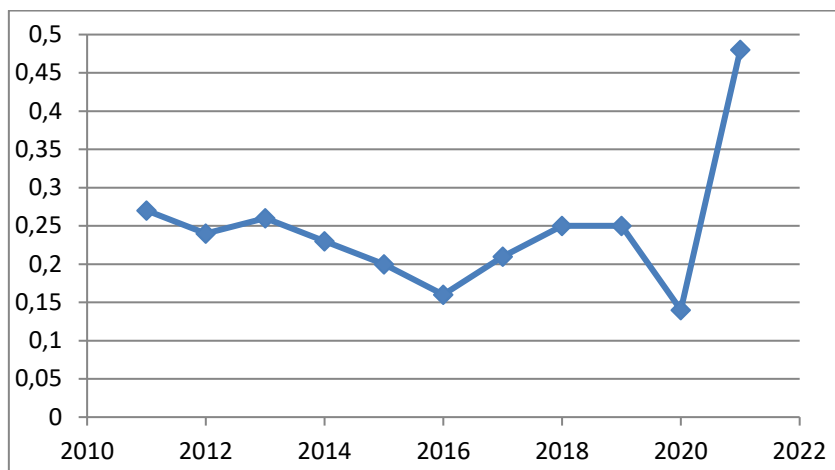
Udviklingsarbejdet antages igangsat Primo 2023 med forundersøgelser til VVM-rapport og teknisk design. Investeringsbeslutning antages truffet Ultimo 2025. Installation og Netttilslutning antages at foregå i 2027.

(mio.kr)	A Slotslyngen	B Nordskoven	C Rønne	D Nexø
Projektudvikling	75	75	75	75
Vindmøller 7 stk. 15MW	703	703	703	703
Fundamenter	160	176	156	156* ¹
Arraykabler (60kV alu)	17	17	17	17
Offshore Eksportkabel 60kV	62	47	78	31
Land Eksportkabel	28	2	0	72
Mølle-Installation	46	46	46	46
Fundament-Installation	46	46	46	46
Kabel-Installation	44	37	50	30
Land-Anlæg (60kV station)	20	20	20	20
Projektledelse mm.	39	39	39	39
Diverse, inkl. All-Risk-Forsikring	27	27	27	27
Uforudselige (5%)	60	58	59	63
TOTAL Investering (mio.kr)	1.327	1.293	1.317	1.326
Nøgletal (mio.kr/MW) * ²	12,7	12,3	12,5	12,6
Årlig Produktion* ³ (mio. kWt/år)	493	486	490	487
Nøgletal (kr/1000kWt) * ²	2.692	2.660	2.688	2.723
Afkast (%) – 30 års drift*⁴	6,8	6,8	6,8	6,6
Vanddybde (m)	36	40	35	35
Kabel Mellem Møller (km)	7,5	7,5	7,5	7,5
Marint Eksportkabel (km)	12	9	15	6
Land Eksportkabel (km)	14	1	0	36
* ¹ Betonfundamenter				
* ² Anførte nøgletal kan bruges ved sammenligning med andre hav- og landmølle-projekter				
* ³ Årlig produktion beregnet af EMD. 10 % tab i alt antaget til elsystem, rådighedstab mm.				
* ⁴ Elsalgspris i 2027 30 ø/kWt, stigende 2 % per år. O&M 10 ø/kWt i 2027 stigende 2% per år.				

3.1.1 Elpris-antagelse

Den vigtigste antagelse i økonomiberegningerne er elprisen. Produktionen skal sælges på el-markedet, enten via en aftale med en større el-forbruger om fast pris over 15-20 år (PPA) eller på Nordpool. Fra 2021

ses på Nordpool og i hele Europa en stærkt forøget elpris. Prisforøgelsen vil med sikkerhed vare 3-5 år indtil nye kraftværker kan tages i drift og Ukraine-krisen er stabiliseret – måske frem til 2030. Se Figur 7 for relevante el-afregningspriser i år 2011-2021 for en kystnært havmølleprojekt i DK2, som er Nordpool-afregningsområdet for Bornholm. Gennemsnitsprisen i perioden var 25 ø/kWt, mens den i 2021 var 48 ø/kWt. 10 ud af 11 år lå prisen under 30 ø/kWt.



Figur 7 Afregningspriser på Nordpool (DK2) for Middelgrunden over de sidste 11 år. Vindmølle-el produceres oftest når elprisen er lav og afregnes i gennemsnit til lavere priser end det øvrige el-marked. De angivne priser er uden det 10 ø/kWt tilskud, som Middelgrunden modtog til og med 2020.

Markedsaktører og det politiske system i hele Europa reagerer i øjeblikket på den store prisstigning i 2021 med initiativer som medfører en stærkt forøget opførelse af vedvarende energi-projekter og andre kraftværker. Disse initiativer vil øge el-produktionen og reducere markeds-elprisen. Samtidig tages initiativer til omstilling fra fossil energi-forbrug til el, hvilket vil forøge forbrug og pris. Derudover har konflikten mellem Vesteuropa og Rusland med bl.a. krigen i Ukraine tilført en stærk og svært uforudselig forøgelse af elprisen. Det samfundsøkonomisk fornuftige resultat af de to modsatrettede tendenser vil være en tilbagevenden til det tidligere kendte pris-niveau, og forhåbentlig falder krisen mellem Vesteuropa og Rusland ind i et stabilt leje, hvilket også vil pege i den retning.

Meget få professionelle aktører har leveret el-markedspris-forudsigelser for tiden efter 2030. Årsagen er den store usikkerhed. Med Ruslandskonflikten er uforudsigeligheden forøget.

Her er antaget en elpris på 30 ø/kWt i 2027, som stiger 1% om året i hele projektets 30 års levetid. Set på baggrund af historiske elpriser i perioden 2011-2021 på 25 ø/kWt, jævnfør Figur 3, er dette en høj pris. På baggrund af prisen i 2021 og den nuværende Ukraine-konflikt synes det at være en lav pris.

I afsnit 3.2.1 er resultatet for en antagelse om en højere elpris og for en antagelse om en lavere elpris givet. Dette kan bruges som redskab til at vurdere betydningen af usikkerheden omkring el-markedsprisen.

3.2 Scenarie-overvejelser

I tillæg til Basis scenariet i afsnit 3.1 gives i dette afsnit afkast for 4 andre scenarier. Afsnit 3.2.1 viser afkast ved lavere eller højere elmarkedspris end den i Basis-scenariet vurderede. Afsnit 3.2.2 viser afkast ved beregning for en driftsperiode på kun 20 år – i stedet for basis-scenariets 30 år. Afsnit 3.2.3 viser afkast for et scenarie hvor 10% af produktionen reguleres bort fordi den ikke kan bruges på Bornholm. Afsnit 3.2.4 viser afkast for et scenarie hvor etableringsomkostninge bliver 10 % højere end i basis-scenariet. Afsnit 3.2.5 viser afkasts for et scenarie hvor BOH's projekt ikke etableres i samarbejde med et andet projekt.

3.2.1 Afkast ved Højere eller Lavere el-markedspris

	A Slotslyngen	B Nordskoven	C Rønne	D Nexø
Afkast ved 25 ø/kWt	4,0	4,1	4,0	3,9
Afkast ved 30 ø/kWt	6,8	6,8	6,8	6,6
Afkast ved 35 ø/kWt	8,9	9,0	8,9	8,8

I tabellen angives afkast i % af investering.

Det anvendte Basis-Scenarie har i 2027 el-markedspris på 30 ø/kWt, hvor afkastet bliver ca. 7 %.

Ved 25 ø/kWt bliver afkastet ca. 4 %.

Ved 35 ø/kWt bliver afkastet ca. 9 %.

3.2.2 Afkast ved beregning over 20 år

Det er almindeligt at basere finansiering af investeringer i Havmølleparker på indtægter fra 20 års drift, selvom projektets forventede levetid er 30 år. En sådan beregning viser noget mindre afkast.

	A Slotslyngen	B Nordskoven	C Rønne	D Nexø
Afkast ved 30 ø/kWt	3,8	4,0	3,8	3,6

I tabellen angives afkast i % af investering – ved antagelse af 20 års driftstid.

Et finansieringsinstitut eller en bank vil altså basere udlån til projektet på et forventet afkast på ca 2,2 % mindre end den forventede levetid på 30 år vil vise.

3.2.3 Afkast ved 10% tabt elproduktion pga manglende forbrug på Bornholm

Med 105 MW installeret effekt i havmølleparken produceres formentlig i mange tilfælde energi som ikke kan bruges på Bornholm. Med mindre nuværende el-produktion lukkes ned, stor-skala forbrug til varme igangsættes og elforbruget generelt øges er det ikke urealistisk at 10% af produktionen tabes. Her estimeres hvad betydningen heraf vil være for økonomien.

	A Slotslyngen	B Nordskoven	C Rønne	D Nexø
Tabt Produktion (10%)	49	49	49	49
Afkast ved 30 ø/kWt	5,7	5,8	5,7	5,6

I tabellen angives afkast målt i % af investering -hvis produktionen er 10% mindre end end i afsnit 3.1 .

Såfremt Investeringen viser sig at blive 10% større end estimeret i 3.1 Basis-Estimat, så ses at afkastet reduceres ca. 1,0%.

3.2.4 Afkast ved 10% højere Investering

	A Slotslyngen	B Nordskoven	C Rønne	D Nexø
--	---------------	--------------	---------	--------

Total Investering (110%)	1.460	1.422	1.448	1.458
30 ø/kWt	5,9	6,0	5,9	5,8

I tabellen angives afkast målt i % af investering – hvis investeringen blive 10% større end i afsnit 3.1.

Såfremt Investeringen bliver 10% større end antaget i 3.1 Basis-Estimat, bliver afkastet ca. 1% mindre.

3.2.5 Afkast ved Investering uden samarbejde med andet projekt

Mobiliseringsomkostningen er relativt større for et lille projekt end for et stort projekt. I basis-scenariet ovenfor er antaget at Bornholms Havvind projektet anlægges i tæt samarbejde med et andet projekt og ved brug af samme møller, fundamenter og installationsskibe med mere, således at mobiliseringsomkostningen reduceres.

Finder et sådant samarbejde ikke sted, må projektet udarbejde egne design, foretage egne site-undersøgelser, selv indkøbe møller, kabler, fundamenter og installationer, samt selv afholde omkostninger til mobilisering (klargøring) af monopæl-produktion. Mobilisering af installationsfartøjer kan heller ikke deles.

Det estimeres at den ved samarbejdet opnåede besparelse er 10% af Investeringen. Altså hvis der ikke samarbejdes med et andet projekt øges investeringen i forhold til Basis-Scenariet med 10% (ca. 140mio.kr).

Scenariet er især relevant for Nexø-placeringen, idet der må benyttes gravitationsfundamenter og seneste kommercielle projekt med beton gravitationsfundamenter var Kaarehamn i 2010.

Ekstra-omkostningen svarer netop til antagelsen in Afsnit 3.2.4. Altså at afkastet reduceres ca. 1%.

3.2.6 Afkast ved værst tænkelige kombination af scenarier ("Worst-Case")

Dette scenarie er meget lidt sandsynligt og det vil undervejs i projektudviklingen blive klart at man er på vej mod worst case. Investorer og udviklere får således i tide mulighed for at reagere på situationen.

Hvis det usandsynlige hændelse skulle indtræffe at følgende 3 forhold alle indtræffer:

- Elmarkedsprisen er 5 ø/kWt lavere (dvs. 25 ø/kWt)
- Der tapes 10 % af produktionen pga. for lavt forbrug på Bornholm
- Investeringen bliver 10 % større end i Basis-scenariet

Worst-Case Scenarie	A Slotslyngen	B Nordskoven	C Rønne	D Nexø
Total Investering	1.460	1.422	1.448	1.458
Solgt Produktion	444	437	441	438
Elmarkedspris	25 ø/kWt	25 ø/kWt	25 ø/kWt	25 ø/kWt
Afkast (%)	2,0	2,1	2,0	1,9

I tabellen angives afkast målt i % af investering.

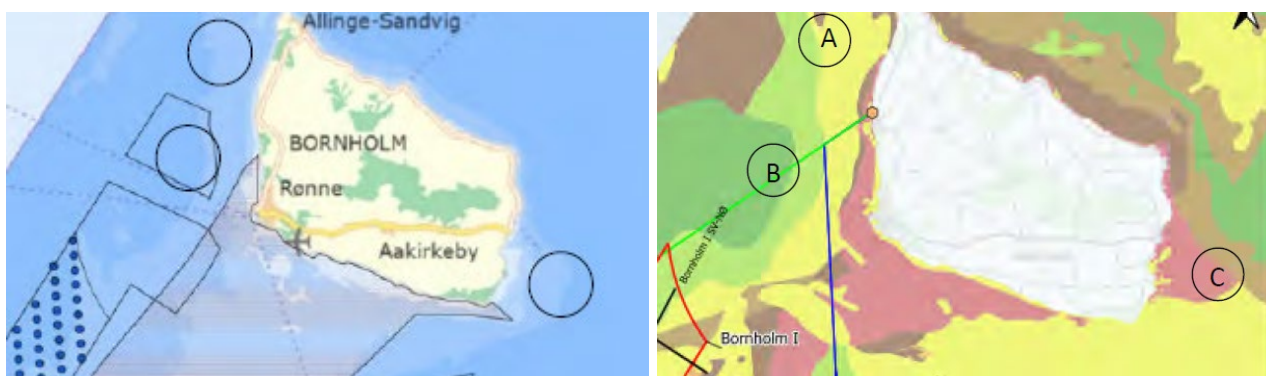


Appendix 1 Geoteknik for Bornholms Havmøllepark

App 1.1 Vurderinger af Specialist fra Geo

Specialisten har i interview og e-mail leveret input for de 3 markerede områder:

- A. Sydvest for Hammershus [svare til "A Slotslyngen"]
- B. Nordvest for Rønne [svare til "B Nordskoven"]
- C. Nordøst for Dueodde [svare til "D Nexø"]



Figur 1. Venstre kort viser de 3 vurderede placeringer. Højre kort viser udsnit af havbundssedimentkortet.

App 1.1.1 Bemærkninger om området A. Sydvest for Hammershus [svare til "A Slotslyngen"]

Havbundssedimentkortet viser sand og moræneler.

Artiklen "Seismic stratigraphy of Late Quarternary glacial to marine sediments offshore Bornholm, Southern Baltic Sea", L. Perini et al, July 1993 viser at:

I de indre dele findes 20-30m moræne dækket af op til 10 m sand (Figur 6, Bog 7, side 3). I yderste del af (Figur 7, Bog 7, side 3) ses at det øvre sand dækker et op til 10 m tykt lag smeltevandsler.

Konklusionen er at det sandsynligvis er muligt at bruge monopæle her.

App 1.1.2 Bemærkninger om området B. Nordvest for Rønne [svare til "B Nordskoven"]

Havbundssedimentkortet viser dyndet sand til sandet dynd.

Rapporten "Havbundsundersøgelser Geologi. Bornholm Sydvest." Geus for Skov og Naturstyrelsen 1988.

Der findes et øvre Holocæn-dyndet/-sandet lag, som vil være forholdsvis ukonsolideret med en tykkelse på op til 5m. Herunder findes et 5-10m tykt lag Baltisk issøseglacialt ler som ligeledes er blødt. Dernæst 5-10m morænelser som vil være velkonsolideret.

Konklusionen er at det er muligt at bruge monopæle her, men at styrken af de øverste 5-15 m er begrænset og pælen derfor skal være længere.

App 1.1.3 Bemærkninger om området D. Nordøst for Dueodde [svare til "D Nexø"]

Sedimentkortet viser at de prækvartære lag ligger tæt på overfladen.

Der er sandsynligvis tale om sandstenslag, som det vil være umuligt at ramme monopæle ned i.

App 1.2 Vurderinger fra Energistyrelsens EnergiØ-arbejde

App 1.2.1 Område SydVest for Rønne [svare til "C Rønne"].

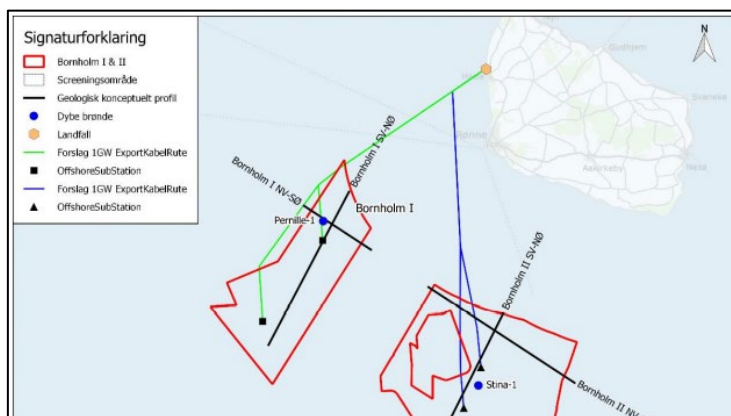
Rapporten "Havbund og Geologiske forhold for Bornholm I+II,..." af COWI for Energistyrelsen, maj 2020, vurderer bl.a. jordbundsforholdene hvor vi overvejer at placere møller. Det bemærkes at: "Området vurderes som mindre velegnet for fundering med monopæle, idet installation af monopæle besværliggøres af mulig hårdt moræneler med sten, højtliggende, mulig hårdt og flintrig kalk, samt højt-liggende, muligvis cementerede marine aflejringer." Det konkluderes dog at "Fundering sandsynligvis mulig med monopæle...".



Figur 2. Figur fra COWI's fin-screening af arealer til Energiøer. Det vurderes at monopæle kan anvendes på de viste mølle-placeringer, hvilket indbefatter det af IBH overvejede område (rød cirkel).

App 1.2.2 Kabelføring til Hasle

Vedrørende kabelføring til Hasle, jævnfør Figur herunder, skriver COWI bl.a.: "Tæt på landfall forventes grundfjeld og moræne/diamikt. Langs de følgende 27 km forventes havbunden at bestå af 0-3 m post- og senglacialt sand mod øst og 0-6+ m senglacialt ler på den vestlige del af strækningen. Hvor de to kabelruter adskilles og fortsætter mod syd forventes bundforholdene at variere fra 0-3 m senglacialt dyndet silt og ler, til 5+ m glaciale ler- og sandaflejringer". Det antages at kabelføring er mulig.



Figur 3. Figur fra COWI's fin-screening af arealer til Energiøer. Det vurderes at kabelføring til Hasle ad de angivne ruter er mulig.

App. 1.3 Kabelføring fra Nexø til Rønne

Vedrørende nettilslutning i Nexø skriver EWII i en email om nettilslutning af BOHs projekt: "Sker ilandføringen på østkysten vil vores 60 kV ringledning fra det pågældende sted og til Rønne skulle forstærkes – godt 30 km kabel – pris 60-75 mioDKK". Det antages at der i denne bemærkning implicit er indbygget en hurtig overvejelse om jordbundsforholdene for kablet mellem Nexø og Rønne.

App 1.4 Konklusion

- 1) *Projektets område "NV Hammer"*. Vest for Hammershus kan der rammes monopæle 4-5 km fra kysten og udad. Der er klippe med stærk moræne over. Projektområdet ligger lidt længere mod nord, så antagelsen er usikker. Større afstand fra kysten vil reducere risiko for grundfjeld som kan hindre brug af monopæle.
- 2) *Projektets område "V Hasle"*. Nordvest for Rønne kan der rammes monopæle. Lige under havbunden ligger 10-15m sand/ler med dårlig bæreevne. Derunder sand/grus af god kvalitet. Pga laget med dårlig bæreevne må monopælene her være længere – måske 5m.
- 3) *Projektets område "SV Rønne"*. Området vurderes af som muligt, men mindre velegnet for fundering med monopæle. Installation af monopæle besværliggøres af hårdt moræneler med sten og risiko for højtliggende hård og flintrig kalk.
- 4) *Projektets område "SØ Nexø"*. Øst for Nexø kan der ikke rammes monopæle. Der er kun et tyndt lag sand/grus over sandstens-klippen. Gravitationsfundamenter er eneste brugbare løsning.
- 5) *Kabelføring til Hasle*. Tæt på landfall forventes grundfjeld og moræne. Derefter forventes havbunden at bestå af 0-3 m post- og sen-glacialt sand, nærmere møllerne forventes bundforholdene at variere fra 0-3 m sen-glacialt dyndet silt og ler. Det antages at kabelføring er mulig.



Appendix 2 Beregning af Investering og Afkast

Estimering/Beregning af Investering:

Beregningen er baseret på simple erfaringsværdier for større internationale projekter. Et estimat for udviklingsomkostninger er medregnet. Som illustration er herunder vist det brugte regneark for Rønne.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Bornholm 7*15MW							
2		Input	Dybde (m)	35	40	36	35	
3	Investerings-Estimat		Arraykabel (km)	7,5	7,5	7,5	7,5	
4			Marint Eksportkabel (km)	15	9	12	6	
5			Land Eksportkabel (km)	0	1	14	1	
6		Antagelser	Beregning	L1SV Rønne	L1V Hasle	1NV Hammer	L1SØ Nexø	
7	Udviklingsomkostninger	Erfa-værdi		75	75	75	75	
8	Vindmøller	15MW-236m	0,9mEUR/MW*105MW*7,44kr/MW	703	703	703	703	
9	Fundamenter (1300ton)	35m dybde TP-less MP	0,2mEUR/MW*105MW*7,44	156	176	160	156	
10	ArrayKabler*	Alu 60kV	0,3mEUR/km*X*7,44	17	17	17	17	
11	Offshore Eksport Kabler*	1600mm2Cu	0,7mEUR/km*X*7,44	78	47	62	31	
12	Land Eksport Kabel	Erfa-værdi	2mkr/km	-	2	28	2	
13	Vindmølle-Installation	10 dage mob/demob	(3*7+10)days*0,2mEUR/day*7,44	46	46	46	46	
14	Fundament-installation	10 dage mob/demob	(3*7+10)days*0,2mEUR/day*7,44	46	46	46	46	
15	Kabel-installation	Erfa-værdi	0,3mEUR/km*27km*7,44	50	37	44	30	
16	Landanlæg el	60 kV Station		20	20	20	90	
17	Projekt-ledelse og Kontrol	Erfa-værdi	0,05mEUR/MW*105MW*7,44	39	39	39	39	
18	Diverse (AllRisk/Havn/Service...)	Erfa-værdi	AllRiskInsure1%CAPEX+Diverse	27	27	27	27	
19	Uforudselige	Erfa-værdi	5% af CAPEX	59	58	60	63	
20	TOTAL Investering			1.317	1.293	1.327	1.326	
21								
22		AEP (EMD)		GWt/år		Investering		Afkast (%)
23	L1SV Rønne	544,0	10% tab	490		1.317		6,8
24	L1V Hasle	539,5	10% tab	486		1.293		6,8
25	L1NV Hammer	548,2	10% tab	493		1.327		6,8
26	L1SØ Nexø	541,2	10% tab	487		1.326		6,6

Estimering/Beregning af Afkast:

Afkast-Beregningerne er baseret på tilbagediskontering ("Discounted-Cash-Flow") til 2027 af NPV for såvel investering som netto-driftsindtægt over 30 år. Et estimat for fjernelse af projektet efter 30 års drift er indregnet. Afkast er fundet ved at kræve NPV-investering lig med NPV-netto-driftsindtægt. Skatter er ikke medregnet. Driftsomkostning er antaget 10 ø/kWt i hele driftsperioden, uden særskilte renoveringsomkostninger som skift af gearkasser eller vinger.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK		
1	Bornholm 7*15MW																																						
2																																							
3	AFKAST-BEREGNING																																						
4																																							
5	CAPEX	1.317	mkr																																				
6	Produktion (netto)	490	GWT	4.663	FuldLastTimer																																		
7																																							
8																																							
9	År	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
10	DiskonteringsFaktor	1,30	1,22	1,14	1,07	1,00	0,93	0,87	0,81	0,76	0,71	0,66	0,61	0,57	0,53	0,50	0,46	0,43	0,40	0,38	0,35	0,33	0,30	0,28	0,26	0,25	0,23	0,21	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11		
11	DEVEK	-	-	-	-																																		
12	CAPEX	-	-	-	263	922	132																																
13	Investering	-	-	-	263	922	132																																
14	NPV investering	-	-	-	281	922	123																																
15	SUM NPV-Invester	1.325																																					
16																																							
17	Produktion (GWT)				122	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	-	
18	Salgspris (kr/MWt)				300	303	306	309	312	315	318	322	325	328	331	335	338	341	345	348	352	355	359	362	366	370	373	377	381	385	389	392	396	400	404	404	404	404	-
19	Indtægt (mkr)				37	148	150	151	153	154	156	157	159	161	162	164	166	167	169	171	172	174	176	177	179	181	183	185	186	188	190	192	194	196	198	198	198	-	
20	O&M (mkr) - 10 ø/kWt				12	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	-	
21	Netto-Indtægt (mkr)				24	99	101	102	104	105	107	109	110	112	113	115	117	118	120	122	123	125	127	128	130	132	134	136	138	139	141	143	145	147	149	149	-		
22	NPV Netto-Indt(mkr)				24	93	88	83	79	74	70	67	63	60	56	53	50	48	45	43	40	38	36	34	32	30	29	27	26	24	23	22	20	19	18	-89			
23																																							
24	SUM NPV-Indtægt år1-31	1.325																																					
25																																							
26	Indtægt-Invest	0,00																																					
27	Elpris-Vækst årlig	1,0%																																					
28	Inflation	2,0%																																					
29																																							
30	Afkast	6,8%																																					



Addendum til "Bornholm Teknik & Omkostning Notat", november 2022

Dette addendum beskriver teknik og økonomi for en variant af et havmølle-projekt på den i notatet beskrevne placering ved Nexø. Addendum'et er udarbejdet i november 2022, mens notatet det hører til blev forfattet i marts 2022 inden krigen i Ukraine fik priserne på energiområdet og generelt til at stige hurtigt. Det er valgt at fastholde pris-antagelserne fra Notatet, fordi priserne netop nu er meget svært forudsigelige. De er steget markant både på leverandørsiden (udgifter) og på elmarkedet (indtægter). Det antages at en balance mellem de to sider vil opstå i løbet af få år – således at elmarkedsprisen kan finansiere omkostningerne ved opførelse af havmølleprojekter som det her beskrevne.

Teknisk beskrivelse

Placeringen af projektet ved Nexø er som vist i Figur 1 i Notatet herover. Det antages, at der installeres 9 stk. 11 MW møller på en lige linje ud for Bornholms Østkyst syd for Nexø. På placeringen kan der ikke rammes monopæle fordi der er klippebund med et lag af 2-20 m sand/ler/grus ovenpå. I stedet må der benyttes betonfundamenter, som de i Figur 2 viste. Kabelføringen bliver som i Notatet beskrevet for Nexø-placeringen med 15 MW møller, dvs. ilandføring lige syd for Nexø og kobling til det eksisterende 60 kV net kort vest for Nexø. Fra Nexø til Rønne må nedgraves et ekstra 60 kV kabel ud over det eksisterende.

Økonomi-estimat

Nexø 9*11 MW	Mio. kr.
Projektudvikling	75
Vindmøller 9 stk. 11 MW	663
Fundamenter (beton)	167
Arraykabler (60kV alu)	19
Offshore Eksportkabel 60kV	31
Land Eksportkabel	6
Mølle-Installation	55
Fundament-Installation	55
Kabel-Installation	32
Land-Anlæg (60kV station)	90
Projektledelse mm.	39
Diverse, inkl. All-Risk-Forsikring	27
Uforudselige (5%)	63
TOTAL Investering (mio.kr)	1.323
Nøgletal for investering (mio.kr/MW)	13,3
Årlig Produktion (mio. kWt/år)	449
Nøgletal for Andelspris (kr/1000kWt)	2.938
Afkast (%) – 30 års drift	6,5
Vanddybde (m)	35
Kabel Mellem Møller (km)	8,6
Marint Eksportkabel (km)	6
Land Eksportkabel (km)	3

Regne-Eksempel for balancen mellem højere leverandør-priser og samtidig høj el-markedspris

Som nævnt ovenfor er leverandørpriserne i øjeblikket usædvanligt høje, og det gælder samtidig også elmarkedsprisen. Leverandørpriserne på vindmøllemarkedet ligger i øjeblikket i størrelsesordenen 30% højere end de ovenfor givne prisantagelser fra marts 2022. En sådan forhøjet bygge-udgift kan f.eks. tjenes hjem hvis elmarkedsprisen i 3 år er dobbelt så høj som de antagne priser eller i 6 år er 50% højere end de antagne priser. De seneste 2 år har prisen været dobbelt så høj som antaget, og det ser ud til at vare adskillige år endnu.

