

# Baggrundsnotat F: Skrotninger og investeringer i produktions- og transmissionskapacitet i RAMSES

---

## Skrotninger og investeringer i produktionskapacitet

I RAMSES indlægges investeringer eksogent. Brugeren definerer, hvilke anlæg som lukkes hvornår og hvilke nye anlæg, der går i drift hvornår. I forhold til modeller, der investerer endogent, er der ikke et sæt eksplícitte matematiske regler, der afgør hvad der investeres i, og hvad der lukkes. Dette indebærer, at brugeren af RAMSES skal tage konkret stilling til (i princippet) hvert eneste anlæg. Modelbrugeren skal altså forsøge at være beslutningstager i forhold til investeringerne for alle de energiproducenter, der indgår i modellen.

Dette sker efter en række principper, der beskrives i det følgende. Der skelnes mellem eksisterende anlæg, anlæg under opførelse, besluttede anlæg og nye anlæg.

## Eksisterende anlæg

For eksisterende anlæg skal der primært tages stilling til levetiden. Dette gøres ud fra generelle teknologidata om levetid af anlæg. Dog under hensyntagen til investeringer i levetidsforlængelse, som måtte være foretaget undervejs samt anlæggets drifttid.

Eksempel 1: Landvindmøller antages at leve i 20 år. Herefter skrottes de, og hvis der ikke investeres i ny landvindkraft, falder kapaciteten.

Eksempel 2: Centrale kulfyrede damp turbineanlæg har normalt en design-levetid omkring 30 år. I praksis står der imidlertid en del anlæg i Danmark og udlandet, som er ældre. Levetiden kan "strækkes" ved at køre mindre på anlæggene. Dette sker automatisk efterhånden som anlæggene overgår fra grundlast til mellem-last. I visse tilfælde tages anlæg ud af drift uden at skrottes - lægges i "mølpose" – for så efter en årrække at blive taget i drift igen, eksempelvis under perioder med høje elpriser. I en række tilfælde foretages reinvesteringer i de centrale anlæg. Det kan være levetidsforlængelse (5-10 års ekstra levetid, mindre investeringer) eller renoveringer (15-20 års ekstra levetid, større investeringer). Asnæsværkets blok 2 blev oprindeligt opført i 1961 med en kapacitet på 125 MW. I 1991, efter ca. 30 års drift, blev anlægget renoveret og fik omkring 25 års ekstra levetid. Kapaciteten blev øget til 147 MW, og virkningsgraden blev forbedret godt 2 procentpoints. Anlægget ender således med at leve i 55 år. Det er naturligvis ikke helt det samme anlæg, men væsentlige dele af det oprindelige anlæg eksisterer fortsat.

Eksempel 3: Egentlige spids- og reservelastanlæg kan leve meget længe. Et markant eksempel er dieselmotoren på H. C. Ørstedsværket, som blev bygget i 1933. Dens sidste aktive tjeneste var i 2003, hvor den var med til at genstarte elsystemet efter strømafbrudelsen i Østdanmark og Sydsverige.

Eksempel 4: I visse tilfælde ombygges eksisterende, større kraftværker til andre brændsler. Disse ombygninger behandles dog nedenfor.

## Anlæg under opførelse

Anlæg under bygning vil med rimelig sikkerhed gå i drift på et givet tidspunkt med nogenlunde kendte egenskaber. Et eksempel er den 5. finske kernekraftreaktor, Olkiluoto3. Byggeriet er forsinket, og budgettet er skredet. Men der er rimelig sikkerhed for, at anlægget kommer. Et andet eksempel er den elektriske storebæltsforbindelse, hvor anlægsarbejdet gik i gang i foråret 2008 og forventes afsluttet i år.

## Besluttede anlæg

Et antal anlæg er mere eller mindre langt fremme i beslutningsprocessen. Det er ikke helt entydigt, hvad det vil sige at et anlæg er "besluttet". I Danmark vil der typisk være en proces i fx et kraftværkselskab, hvor der afsættes midler til feasibility studier af nye investeringer. Herefter foretages skitseprojektering og detailprojektering, hvorefter der afgives ordrer på de forskellige anlægsdele. Sideløbende hermed køres en myndighedsproces efter planloven, energilovene, miljøbeskyttelsesloven m.m. Selv ganske langt henne i en sådan tilblivelsesproces for et anlæg kan forholdene ændres, således at et besluttet anlæg alligevel ikke realiseres. Det kan skyldes faktorer som økonomisk krise, lokale interessegrupper og organisationsændringer. Realismen af besluttede projekter må således vurderes i hvert enkelt tilfælde.

Eksempel 1: I Norge er der "besluttet" et antal gasfyrede kraftværker. En del af disse har endda fået koncession, og på et tidspunkt troede man at mange af dem ville blive realiseret. Efterfølgende er der imidlertid kun truffet få egentlige anlægsbeslutninger.

Eksempel 2: Skærbækværkets blok 3 gik i drift 1997 som gasfyret. I den politiske energiaftale fra februar 2008 blev anlægget forudsat ombygget til kul efter anmodning fra bl.a. anlægsejeren. Kulombygningen blev derfor indlagt som forudsætning i basisfremskrivningen fra 2009. Efterfølgende er der startet en VVM-proces med henblik på ombygning til biomasse.

## Nye anlæg

Da teknologier primært konkurrerer på elmarkedet (idet varmemarkedet er reguleret), må det forventes, at investorerne vil vælge investeringerne ud fra overvejelser om deres langsigtede elproduktionsomkostninger relativt til den forventede elsalgspris. Derudover kan der være en række planmæssige begrænsninger ift. mulighederne for at investere i en teknologi, fx adgang til kraftværkspladser eller placeringsmuligheder til vindmøller.

Den langsigtede elproduktionsomkostning (Long Run Marginal Cost) for en elproducerende teknologi kan bestemmes som i tabellen nedenfor, hvor alle bidrag beregnes per MWh produceret el.

<b>+ Kapitalomkostning</b>
+ Driftsomkostninger (faste og variable)
+ Brændselsindkøb
+ CO2-kvoter
+ Afgifter
+/- Indtjening/udgift fra/til regulerkraft
- Etilskud
- Varmesalg
<b>= Elproduktionsomkostning (LRMC)</b>

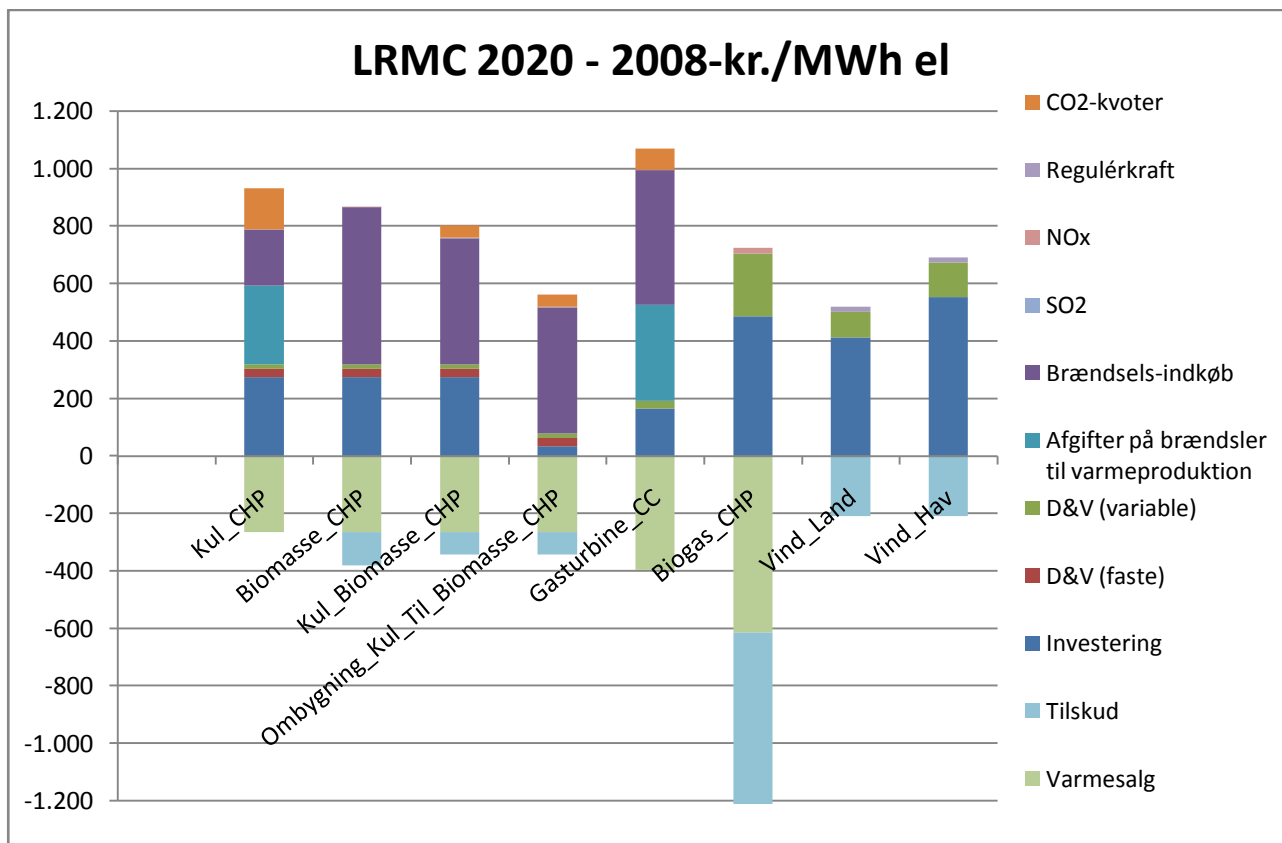
Den langsigtede produktionsomkostning er et udtryk for, hvilken pris det er nødvendigt at få for den producerede elektricitet, for at investeringen bliver rentabel. LRMC kan – i første tilnærmelse - sammenlignes direkte med den forventede børspris for el. Hvis børsprisen er højest, skal der investeres – ellers ikke.

Nedenfor knyttes en række bemærkninger til de enkelte poster i LRMC:

1. **Kapitalomkostning:** En investors forrentningskrav tager udgangspunkt i den risikofrie forrentning ved en alternativ investering. Dertil kommer et ønske om risikodækning. Som udgangspunkt antages det i denne analyse, at investeringsomkostningen vil sættes i forhold til det antagne forrentningskrav (antaget 10 procent) og afskrivningsperiode (antaget 15 år), samt af den årlige driftstid. Der kan dog være betydelige forskelle på forrentningskravet til forskellige teknologier som følge af forskelle i risici ift. ændrede markedsvilkår, fx. andre brændselspriser eller CO<sub>2</sub>-priser end forventet. Derudover vil investorer med en større portefølje medtage overvejelser vedr. risikospredning (til optimering af forventet profit uanset udviklingen i markedsvilkår), ligesom det vil indgå i overvejelserne, om man kan opnå et højere afkast for den samme investering, hvis den foretages i et andet land (fx som følge af forskelle på tilskud fra land til land).
2. **Driftsomkostninger:** Både anlæggenes faste og variable driftsomkostninger indgår i produktionsomkostningerne. Det er omkostninger til mandskab, smøreolie, reservedele m.v.
3. **Brændselsindkøb:** Brændsel indgår med fuld vægt i både langtids- og korttidsmarginalomkostningerne. Bidraget beregnes som brændselspris delt med virkningsgrad.
4. **CO<sub>2</sub>-kvoter:** Hvis der anvendes fossilt brændsel og anlægget indgår i kvoteordningen, bidrager kvoteprisen på marginalen til forøgelse af elproduktionsomkostningen. Bidraget beregnes som kvotepris \* emissionsfaktor / virkningsgrad. Heri ligger implicit, at kvoterne slår igennem fuldt ud på marginalprisen. Herfra skal trækkes den årlige værdi af eventuelle gratis kvoter. Gratis kvoterne fungerer som et fast kapitaltilskud. Fra 2013 er der dog ikke længere nogen gratis kvoter til elproduktion, så dette bidrag bortfalder.
5. **Afgifter:** Energi- og CO<sub>2</sub>-afgifter indgår i produktionsomkostningerne på kraftvarmeværker. De pålægges typisk den del af brændslet, som går til varmeproduktion. I visse tilfælde beregnes der i stedet en afgift af varmeproduktionen. Herudover indgår svovl- og NO<sub>x</sub>-afgifter.
6. **Regulærkraft:** Som elmarkedet fungerer i dag, byder man en forventet elleverance ind. Bliver den faktiske leverance anderledes, skal der betales for op- og nedregulering. Vindmøller og andre vejrafhængige produktionsformer har svært ved at ramme rigtigt og må derfor købe regulærkraft. Andre typer anlæg vil omvendt kunne levere regulærkraft og dermed tjene penge. Det vil dog fordre, at de ikke stiller hele deres kapacitet til rådighed for det almindelige elmarked.
7. **Eltilskud:** En række anlæg modtager tilskud til elproduktionen. Dette reducerer LRMC tilsvarende.
8. **Varmesalg:** En indtægt fra varmesalg reducerer elproduktionsomkostningerne på kraftvarmeværker. Varmesalgsprisen er beregnet ud fra generelle principper, idet det ikke har været muligt at skaffe konkrete kontraktlige varmepriser i hvert fjernvarmeområde. Hovedprincippet er, at varmeprisen i centrale kraftvarmeområder beregnes ud fra kulkraftvarme ved delt kraftvarmefordel og i decentrale kraftvarmeområder ud fra varmeproduktionsprisen på naturgasbaseret fjernvarme.

### Regneeksempel for LRMC

I figuren nedenfor beregnes LRMC i 2020 for et antal forskellige anlægstyper. Den resulterende elproduktionspris findes ved at fratække de negative bidrag (tilskud og varmesalg) fra de positive.



### Faktisk indtjening

Sammenligningen mellem LRMC og børsprisen er i virkeligheden kun første trin i rentabilitetsvurderingen for nye anlæg. Denne bruges til at skønne over hvilke anlæg, der ser ud til at være mest rentable. Disse anlæg lægges ind i datasættet, hvorefter RAMSES foretager en driftssimulering. Nu kan indtægter og udgifter på de enkelte anlæg vurderes mere nøjagtigt. Eksempelvis beregner modellen den "rigtige" driftstid for de enkelte anlæg og ikke den driftstid, som blev antaget ved beregningen af LRMC. Simuleringen tager også højde for, at nogle teknologier (eks. kondensværker) har mulighed for et indrette deres produktion efter markedsprisen, således at de producerer mest, når prisen er høj, mens andre teknologier (eks. vindmøller og i nogen grad varmbunden produktion) ikke kan styres efter markedsprisen og risikerer at opnå en lave gennemsnitspris end den gennemsnitlige spotpris set over hele året.

### Komplicerende faktorer

Når beregningen ovenfor er gennemført, ved man i princippet hvilke anlæg markedet vil opføre af sig selv og hvornår. Imidlertid er der en række komplicerende faktorer, man i praksis også må tage hensyn til. Her skal blot nævnes nogle få:

- Selv-konkurrence. Hvis en eksisterende elproducent bygger et nyt anlæg, vil dette tage indtægt fra producentens allerede eksisterende anlæg. Dette fænomen (som kunne kaldes selv-konkurrence) findes ikke for en nytilkommen investor. Hvis der ikke var nogen barrierer og rigeligt med byggepladser, ville truslen fra nytilkomne få de eksisterende til at investere tidligere end de ellers ville. I praksis kan det imidlertid være svært for nytilkomne at komme ind på fx det danske elmarked, selv om der ikke er nogen principielle begrænsninger.

- Vådår og tørår. Beregninger af rentabilitet laves normalt på normale år mht. nedbør og vindforhold. Imidlertid viser beregninger, at gevinsten for mange ikke-vandbaserede elproducenter i tørår er større end tabet i vådår. Dette kan alt andet lige motivere til at investere tidligere.
- Usikkerhed om svingende brændselspriser. Ved rentabilitetsberegninger tager man typisk udgangspunkt i en given brændselsprisprognose. Hvis denne sammen med investeringerne peger på, at en bestemt anlægstype er billigst, vil investorerne dog ikke nødvendigvis i praksis vælge denne løsning. Men måske i stedet vælge et investeringsmæssigt lidt dyrere anlæg mod at kunne anvende flere forskellige brændsler. Herved garderes for en begrænset omkostning mod væsentlige fremtidige prisforskydninger i forhold til de forventede.

## Tilgang og afgang af effekt i basisfremskrivningen.

På baggrund af de foran beskrevne principper er der i basisfremskrivning 2010 antaget investeringer og skrotninger som i de to efterfølgende tabeller i perioden 2010 til 2025. Tabellerne viser den elkapacitet, der kommer til hhv. afgår hvert år. Den første tabel viser tilgang/afgang for Danmark. Den anden for Norge/Sverige/Finland.

Tabellen indeholder en række anlægsnavne og kapaciteter. Eksempelvis afgår 143 MW kapacitet ved navn STV1 (Stignæsværkets blok 1) i 2012. I 2013 går anlægget L90\_SilkeborgViborg (et affaldskraftvarmeværk) i drift med en kapacitet på 19 MW.

Hvis et anlæg med et givet navn ændrer kapacitet fra et år til et andet, optræder kun ændringen i tabellen. Eksempel i Vestdanmark 2012 optræder: NyBiogas\_DKW\_0-5 4. Dette dækker over, at nye biogasanlæg i Danmark Vest, som er puljet under navnet "NyBiogas\_DKW\_0-5" øger deres samlede effekt med 4 MW.

Tabellen er opbygget på samme måde for de øvrige nordiske lande.

År	Tilgang DK-Vest	Afgang DK-Vest	Tilgang DK-Øst	Afgang DK-Øst
2010	FYV8 18 NyBiogas_DKW_0-5 2 Aftale_Skrotning_DKW 75 NyLandvindDK-West 19 HornsRev2 109	GM_DKW0-5 2 LandvindDK-West 23	NyBiogas_DKE_0-5 0 Aftale_Skrotning_DKE 30 NyLandvindDK-East 5 HavvindSmåDK-East_Avedøreværket 7 HavvindSmåDK-East_Sprogø 21	LandvindDK-East 6 HavvindSmåDK-East_Vindeby 5
2011	NyBiogas_DKW_0-5 2 Aftale_Skrotning_DKW 75 NyLandvindDK-West 19	Fangel1 0 GM_DKW0-5 4 LandvindDK-West 50	NyBiogas_DKE_0-5 1 Aftale_Skrotning_DKE 30 NyLandvindDK-East 5 Rødsand 100	HCV7vand 88 LandvindDK-East 12
2012	NyBiogas_DKW_0-5 4 NyLandvindDK-West 19	Frederikshavn1 16 GM_DKW0-5 6 LandvindDK-West 34	KARA_KV2 9 NyBiogas_DKE_0-5 1 NyLandvindDK-East 5 Rødsand 100	STV1 143 LandvindDK-East 9
2013	Frederikshavn3 37 L90_SilkeborgViborg 19 NyBiogas_DKW_0-5 6 NyLandvindDK-West 19 Anholt 400	GM_DKW0-5 8 LandvindDK-West 26	NyBiogas_DKE_0-5 1 NyLandvindDK-East 5	KYV21 260 LandvindDK-East 6
2014	Solceller 1 NyBiogas_DKW_0-5 8	Spørring_Edslev 2 GM_DKW0-5 12	NyBiogas_DKE_0-5 2 NyLandvindDK-East 5	Slagelse1 11 STV2 270

	NyLandvindDK-West 19	LandvindDK-West 42 NyLandvindDK-West 9 HavvindSmåDK- West_Tunø 5		LandvindDK-East 11
2015	RenoNordKV3 14 Spørring_Edslev2 3 NyBiogas_DKW_0-5 12	GM_DKW0-5 18 LandvindDK-West 59	Slagelse2 13 NyBiogas_DKE_0-5 3 NyLandvindDK-East 5	LandvindDK-East 15
2016	AarhusNordKV3 30 NyBiogas_DKW_0-5 18 NyLandvindDK-West 81	HorsensKV 32 GM_DKW0-5 18 LandvindDK-West 171	NyBiogas_DKE_0-5 4 NyLandvindDK-East 29	Hillerød1 77 AMF_KV 28 LandvindDK-East 43
2017	HorsensKV2 43 NyBiogas_DKW_0-5 18 NyLandvindDK-West 101	Grenå1 11 RKE1 41 Måbjergværket 24 RenoSydKV 3 GM_DKW0-5 18 LandvindDK-West 248	Hillerød2 101 AMF_KV2 36 NyBiogas_DKE_0-5 4 NyLandvindDK-East 25	LandvindDK-East 62
2018	Grenå2 11 Holstebro2 31 RenoSydKV2 11 NyBiogas_DKW_0-5 18 NyLandvindDK-West 101	AVØ_KV 2 L90_KV_Herning 3 TAS_KV 6 GM_DKW0-5 18 LandvindDK-West 252	NyBiogas_DKE_0-5 4 NyLandvindDK-East 25	Helsingør1 55 HaslevKV 3 LandvindDK-East 63
2019	Solceller 1 AVØ_KV2 4 L90_KV_Herning2 4 TAS_KV2 22 NyBiogas_DKW_0-5 18 NyLandvindDK-West 101	Odense_AffKV 19 ViborgKV 57 GM_DKW0-5 18 LandvindDK-West 256	Helsingør2 78 NyBiogas_DKE_0-5 4 NyLandvindDK-East 25	LandvindDK-East 64 HavvindSmåDK- East_Middelgrund 40
2020	Odense_AffKV3 37 NyBiogas_DKW_0-5 18 NyLandvindDK-West 101	Brønderslev1 21 Hjørring1 51 SilkeborgKV 98 SønderborgKV 58 LandvindDK-West 485	NyBiogas_DKE_0-5 4 NyLandvindDK-East 25	MAV12 9 Næstved2 8 LandvindDK-East 121
2021	Brønderslev2 37 Hjørring2 65 SilkeborgKV2 101 SønderborgKV2 50 NyLandvindDK-West 138	LandvindDK-West 90	Næstved3 14 NyLandvindDK-East 34	LandvindDK-East 22
2022	NyLandvindDK-West 138	VKH 84 LandvindDK-West 275 HavvindSmåDK- West_Rønland 17 HavvindSmåDK- West_Frederikshavn 8 HavvindSmåDK- West_Samsø 23	NyLandvindDK-East 34	KYV41 18 LandvindDK-East 69
2023	NyLandvindDK-West 37	Fangel2 1 AVV_KV 4 LandvindDK-West 27 HornsRev1 160	NyLandvindDK-East 9	Nordforbrænding_KV 6 KARA_KV 11 LandvindDK-East 7 Nysted 166
2024	Solceller 1 AVV_KV2 5 NyLandvindDK-West 37 HornsRev1_Erstatning 200	L90_Esbjerg 16 LandvindDK-West 12	Nordforbrænding_KV2 8 KARA_KV3 20 NyLandvindDK-East 9 Nysted_Erstatning 200	Nykøbing-F_KV 6 LandvindDK-East 3

2025	NyLandvindDK-West 37	EsbjergØRenseanlæg 1 VejleRenseanlæg 0 LandvindDK-West 18 NyLandvindDK-West 30	Nykøbing-F_KV2 7 ØKR7 30 NyLandvindDK-East 9 L90_Esbjerg2 28	VF_KV1 14 LandvindDK-East 4 NyLandvindDK-East 8
------	----------------------	---	---	---

Tabel 1: Tilgang og afgang af effekt i Danmark i basisfremskrivning 2010.

År	Tilgang Norge	Afgang Norge	Tilgang Sverige	Afgang Sverige	Tilgang Finland	Afgang Finland
2010	WindN 109	0	WindS 132	AROSKRAFT 1-2 150 KARLSHAMN 2 340 KARSKÅR G4 125 KORSTA 1 60 STE- NUNGSUND 1 150 STENUNGSUND 2 150 VÄSTHAMNSVERKET 1 82	Keljonlahti 209 Myllynummi_Bio 21 ICHPFinland 180 WindF 25	HAMEENLINNA 1 22 RATINA 20 SAVELA 28 SILVA 11 TAHKOLUOTO (PORI) 1 225 TAPIOLA 10
2011	WindN 109	0	Oskarshamn3 250 WindS 140	KARLSHAMN 3 340	WindF 25	HAAPANIEMI 2 64 IMATRAN ENERGIA GT 1-2 6 KRISTIINA 1 210 NAISTENLAHTI-2 60 SUOMENOJA 1 80
2012	WindN 109	0	WindS 140	LULEÅ 1 97	WindF 25	HAMEENLINNA GT 1 38 IMATRA GT 1-2 8
2013	WindN 109	0	WindS 140	TROLLHATTAN GT 3 82	Olkiluoto 3 1600 WindF 25	HANASAARI B 1 114 HYVINKAA GT 1 47 NASTOLAN ENERGIA GT 1 4 Suomenoja 2 42
2014	HydroNorgeU 1320 WindN 109	0	WindS 140	HALLSBERG 3 4	WindF 25	INKOO 1-2 500 KERAVA GT 1-2 8 PURSIALA 1 30 Rihimäki 4 VOIMAVASU SALO 7
2015	WindN 109	0	WindS 140	Forsmark1-2 1920 ÅKESLUNDSVERKET CC 28 STENUNGSUND 3 260 STENUNGSUND 4 260 VÄRTAVERKET I 1 220 Västerås3 185	WindF 25	LAHTI (KYMIJARVI) 1c 167 RAUHALAHTI 1 87 TOLKKINEN II S1 11
2016	WindN 153	0	Forsmark1-2opgraderet 2170 WasteCHPSweden 95 ICHPSweden 204 WindS 140	HÄNDELÖ 11-12 70	WindF 25	HANASAARI B 2 114 KANKAANPAA 1 6 LAHTI GT 1 5 MARIEHAMM GT 1 12 PIEKSAMAKI 1 9 VASKILUOTO GT 1

						12
2017	WindN 153	0	WindS 140	Västerås4 155	WindF 25	KRISTIINA 2 242 KUUSAMO 1 6 YLIVIESKA 1 6
2018	WindN 153	0	Oskarshamn2 100 WindS 140	KARLSTAD GT 1 24	WindF 25	INKOO 3-4 500 KAVO KAJAANI 1 88 SALMISAARI B1 170 SEINAJOKI GT 1 12 TORANKI 1 6 VASKILUOTO 3 230
2019	HydroNor- geU 1290 WindN 153	0	WindS 140	NORRSUNDET 25	SALMISAARI B1renoveret 170 VASKILUOTO 3renoveret 230 WindF 25	MARTINLAAKSO GT 1 57 VANAJA FINGRID GT 1 48
2020	WindN 153	0	Ringhals2 100 WindS 140	GOTLAND VATTENFALL GT 1-2 116 VP_Sverige 100 KARLSHAMN GT 1 39 KARLSKOGA CC 35 KIMSTAD GT 1-2 133 WindS 8	WindF 25	HUUTOKOSKI GT 1- 3 87 KOTKAN 1 19 KRISTIINA FINGRID GT 1-2 58 SAHKOLCUTOS GT 1 20
2021	WindN 67	0	0	HALMSTAD GT 1 66 LAHALL GT 1-4 232 OSKARSHAMN GT 1-2 80 VARBERG GT 2 12 VISBY GT 1 12 WindS 8	WindF 28	KELLOSAARI GT 1-2 110 KOTKAN GT 1 26 NOKIA CC 70 TOLKKINEN II GT 1- 2 40
2022	WindN 67	0	0	GOTHENBURG GT 1 58 WindS 8	WindF 28	HUUTOKOSKI GT 4- 6 87 LIELAHTI CC 135 VAASA PILOT CC 33
2023	NGCC_N01 400 WindN 67	0	0	BARSEBÄCK GT 1-2 80 HALLSTAVIK GT 3 60 HALLSTAVIK GT 4 60 WindS 8	WindF 28	HAAPAVESI 1 154 KILPILAHTI FINGRID GT 1 27 LOVIISA GT 1-2 40 MUSSALO 2 GT 1 63 VASKILUOTO FINGRID GT 1 26
2024	HydroNor- geU 300 WindN 67	0	0	FORSMARK GT 1-2 80 TROLLHATTAN GT 1-2 133 VÄRTAVERKET II 1 140 VÄSTHAMNSVERKET GT 1 43 WindS 8	HAAPAVESI 1renoveret 154 WindF 28	VOIMAVASU SALO EXT 1 11
2025	WindN 67	0	0	VP_Sverige 100 ROSENLUND 1 30	WindF 28	TAHKOLUOTO FINGRID GT 1-2 64



Tabel 2: Tilgang og afgang af effekt i Norge/Sverige/Finland i basisfremskrivning 2010.

## Skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet

Ligesom for anlæg indlægges skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet mellem de nordiske lande eksogent i RAMSES. I basisfremskrivningen antages der ikke skrotninger af eksisterende kapacitet. Mht. investeringer er det i basisfremskrivningen antaget at udbygningerne i nedenstående tabel finder sted.

Forbindelse	Fra	til	I drift år	Kapacitet (MW)
Nea-Järpströmmen2	Norge	Sverige	2010	200
Storebælt	Danmark Vest	Danmark Øst	2011	600
Skagerrak4	Danmark Vest	Norge	2015	600
Fenno-Skan2	Sverige	Finland	2012	800
Fenno-skan3	Sverige	Finland	2021	600

Tabel 3: Udbygning med transmissionskapacitet i basisfremskrivningen

Storebælt går i drift i 2010, men 2011 vil være første fulde driftsår, hvorfor forbindelsen først medregnes herfra. Skagerrak4 sagsbehandles pt. i Energistyrelsen og hos NVE i Norge. Det forventes at forbindelsen tidligst kan sættes i drift i sidste halvdel af 2014, hvorfor den regnes med fra 2015.