



Til Energinet.dk
Markedets aktører

Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia
Tel. +45 70 10 22 44
Fax +45 76 24 51 80

info@energinet.dk
www.energinet.dk
cvr-nr. 28 98 06 71

Baggrundsnotat omhandlende metode for Energinet.dk's forventninger til kraftværksudviklingen i Danmark

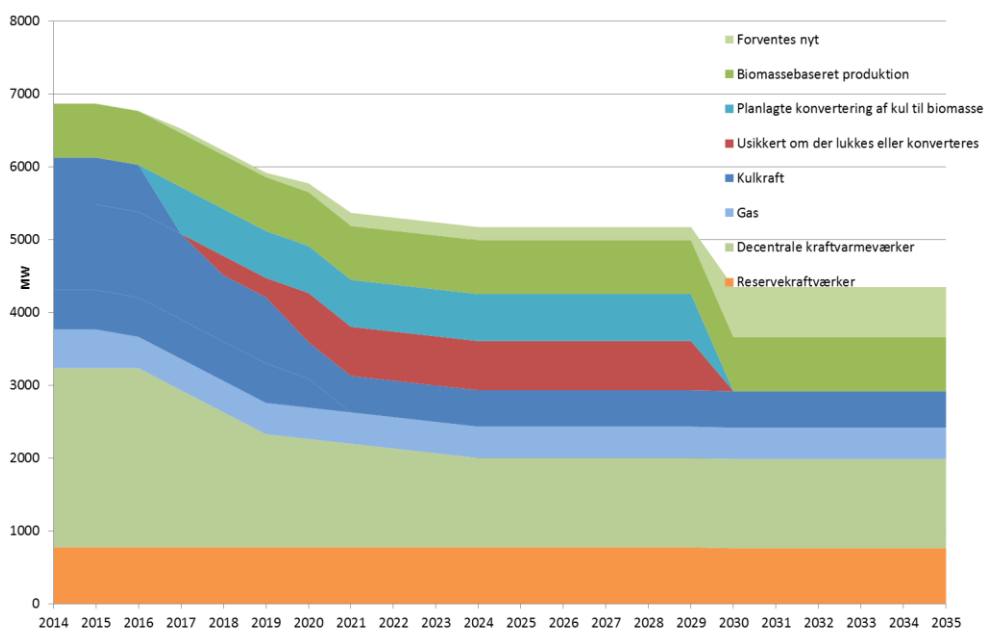
27. august 2014
CHR-NTF-D'accord/DGR

1. Indledning

Dette notat redegør for den bagvedliggende analyse om den fremtidige forventning til udviklingen af centrale kraftværker, som Energinet.dk har udarbejdet.

Det er vigtigt at pointere, at udviklingen i den centrale kraftværkskapacitet er usikker, hvorfor denne fremskrivning skal ses som en sandsynlig udvikling blandt mange. Derfor udarbejder Energinet.dk alternative udviklinger til brug i følsomhedsanalyser.

Nedenstående figur viser udviklingen i kraftværkskapacitet, som den fremgår af analyseforudsætningerne 2014.



2. Levetidsforlængelse

Ifølge teknologikataloget er levetiden for en kraftværksblok (omtales som kraftværk i resten af notatet) på 40 år [1]. De 40 år afhænger af løbende vedligehold og reinvesteringer, og efter ca. 25-30 år skal der investeres i en omfattende levetidsforlængelse for at opnå 40 års levetid. En renovering af et værk kan dog ske både tidligere eller senere end ovenfor angivet. Her spiller værkets driftsmønster samt brændselsstøtteordninger blandt andet også ind.

En levetidsforlængelse af et 400 MW kraftværk koster ca. 400-800 mio. kr., afhængigt af stand og størrelse¹ [2] og [3]. Beløbet går til mange forskellige komponenter og systemer, som med tiden skal skiftes ud eller renoveres: kontrolanlæg, overheder, kedel, ventiler, turbine, generator, kølevandspumper, afsvovlningsanlæg, fødevandspumpe osv. Listen over investeringer og reparationer er forskellig fra kraftværk til kraftværk, afhængigt af drift, teknik, vedligehold og hvad, der er blevet udskiftet løbende som følge af havari eller løbende forbedringer.

En levetid på 30 år eller 40 år er ikke en fast størrelse. Sandsynligvis kan et kraftværk fortsætte i en mindre årrække uden en stor investering i levetidsforlængelse, når det er mere end 30 år. Resultatet bliver dog dårligere rådighed, øget drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, dårligere performance og muligvis risiko for ulykker. En teknisk levetid handler desuden om, hvordan værket bliver brugt, det vil sige, hvor mange timer, hvor meget produktion og hvor mange start/stop eller hurtige lastændringer kraftværket har haft. Et kraftværk med et lille varmegrundlag og dårlig virkningsgrad vil ikke være kørt så hårdt som et værk med høj virkningsgrad eller stort varmegrundlag, hvor det måske har kunnet betale sig at køre overlast meget af tiden.

3. Biomasseomlægning

CO₂-reduktion fra kraftvarmeværkerne kan håndteres ved konvertering til biomasse, som betragtes som CO₂-neutralt. Dette begunstiges afgiftsmæssigt af en reduceret afgift på varme fra biomasse og tilskud til elproduktion fra biomasse.

Konverteringen fra kul til træpiller virker i princippet som en simpel løsning. I praksis vil det kunne fungere ved at afbrænde træpiller i stedet for kul med eksisterende infrastruktur. Det vil sige, træpiller fyldes i kulsiloerne, males i kulmøllerne og brændes via kulbrænderne. I praksis er det dog nødvendigt med en del ombygninger.

I teknologikataloget er omkostningen til ombygning estimeret til 1-2 mio. kr./MW for træpiller og ca. 3,75 mio. kr./MW for træflis.

I Danmark er biomasse til el- og varmeproduktion hovedsageligt enten træpiller, halmpiller, halm eller træflis. Træpiller antages at være det primære valg ved konvertering af kulkraftværker. Halm og træflis antages at være det foretrukne brændsel for de mindre anlæg. Dette skyldes pris og behandlingsomkostninger af brændslet.

4. Metodik og forudsætninger

Undersøgelsen af kraftværkernes økonomi baserer sig på simuleringer af deres produktion af el og varme, indtægter og omkostninger.

¹ 1-2 mio. kr./MW. Til sammenligning koster et nyt kraftværk ca. 15 mio. kr./MW ifølge teknologikataloget.

Dette bruges til at foretage en beregning, der for hvert år giver en indikator for økonomien i kraftværket:

- Negativt driftsresultat. Det vil sige, det havde været en bedre forretning at lukke kraftværket => vil lukke inden for overskuelig fremtid.
- Positivt driftsresultat. Men ikke stort nok til at dække afskrivning i en investering i levetidsforlængelse => Levetidsforlænges ikke, men kører højst sandsynligt videre, indtil der skal levetidsforlænges.
- Positivt driftsresultat. Men ikke nok til at dække afskrivning i en investering i ny tilsvarende kapacitet => Kører videre indtil teknisk levetid er nået.
- Positivt driftsresultat som er stort nok til at dække afskrivninger i investering i ny, tilsvarende kapacitet.

For alle de større værker er der analyseret levetider i forhold til to brændselsinput:

1. Nuværende brændsel
2. Biomasse som brændsel

Simuleringen af driftsmønstre er foretaget ved hjælp Energinet.dk's energimodeller for eksisterende kraftværker eller via en simpel driftsmodel for nye eller ændrede kraftværker. Simuleringen giver varmeproduktionen, elproduktionen, brændselsforbruget og elprisen.

Omkostningerne består for størstedelen af udgifter til brændsel og CO₂ samt omkostninger til drift og vedligehold. Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er ikke alment tilgængelig information for kraftværkerne. Derfor anvendes teknologikatalogets estimat for drift og vedligeholdelse for et stort kulkraftværk med 2015-teknologi svarende til ca. 430.000 DKK/MW/år og 15 DKK/MWh.

Den økonomiske gevinst i forbindelse med konvertering til biobrændsel består hovedsageligt i tilskud til elproduktion og sparet afgift til varme. Det samlede årlige resultat ved konvertering beregnes på baggrund af ovenstående gevinster samt omkostninger til drift og vedligehold af kraftværket. Alle gevinster og omkostninger er tilbagediskonteret til 2014 priser. Energinet.dk vil i fremtiden udarbejde alternativer i forhold til afkastkravet af de fremtidige investeringer.

5. Elpriser

Simuleringen af elpriser er foretaget med Energinet.dk's energimodeller SIVAEL og BID. Der er taget udgangspunkt i SIVAEL- og BID-kørsler fra 2013, hvis grundlag er analyseforudsætningerne for 2013.

6. Metodik for estimering af den økonomiske levetid for de eksisterende kraftværker

Det er vanskeligt at bestemme en økonomisk levetid for et kraftværk uden at kende mange detaljer vedrørende stand, omkostninger, kontrakter og aftaler samt driftsvilkår i øvrigt. Netop hvis et værk er på grænsen til ikke at være rentabelt, kan det være små detaljer, som afgør, om det kan betale sig at fortsætte. Et kraftværk, der er økonomisk presset, vil desuden forventes at gøre alt for at reducere omkostningerne gennem effektivisering eller direkte nedskæring i budgetter samt forhandle med fx varmekunder om øget betaling for varmen.

SIVAEL er blevet anvendt til at bestemme produktion og brændselsforbrug på eksisterende værker over 100 MW for årene 2015, 2020, 2025, 2030 og 2035.

Værdien af varmeproduktion beregnes i alle tilfælde som varme fremstillet med kul med 125 pct. varmevirkningsgrad + 2 kr./GJ i drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. For varme baseret på træpiller tillægges 60 kr./GJ, omtrent svarende til afgiftsforskellen mellem varmeproduktion baseret på kul og varmeproduktion baseret på træpiller. Denne antagelse skal ses som en gennemsnitlig beregning af værdien af varme for alle kraftværker. Den faktiske betaling for varmen vil afhænge af varmekontrakterne for det pågældende kraftværk, som kan afvige noget fra de 125 pct. Denne varmemodel er valgt som en proxy for betalingsvilligheden for varme.

Derudover er SIVAEL-resultaterne blevet anvendt direkte til at beskrive økonomien i kraftværkerne.

7. Opsummering af konklusion

Der er gennemført en analyse af selskabsøkonomien ved fortsat at have de centrale kraftvarmeværker i drift. Heri vurderes det, hvor stor en andel af de i dag eksisterende kraftværker, der kan forventes at være i drift i 2035 uden yderligere tiltag.

Analysen tager udgangspunkt i driftsøkonomien for hver enkelt kraftværksblok år for år. Det vil sige, forventede indtægter fra el- og varmesalg og forventede omkostninger til brændsel, drift og vedligehold. Ud fra driftsøkonomien vurderes det, om det kan svare sig at fortsætte driften, investere i levetidsforlængelse og eventuelt ombygge til biomasse.

- Frem til 2020 vil værker uden varmegrundlag forventes lukket
- Værker med et relativt stort varmegrundlag bliver sandsynligvis konverteret til biomasse og levetidsforlænget
- Værker med mindre varmegrundlag bliver sandsynligvis lukket i stedet for levetidsforlænget
- Efter 2030 lukker den generation af kraftværker, som blev levetidsforlænget og konverteret til biomasse før 2020
- Tilbage er de nyeste af de nuværende anlæg, som vil kunne forventes i drift ind til ca. 2040
- Erstatning af produktion for de lukkede kraftvarmeværker vil være enten store varmepumper eller mellemstore biomassefyrede kraftvarmeværker baseret på flis, halm eller lignende med mindre elproduktionskapacitet end tidligere.

Kraftværksblokke forudsættes i første omgang at blive erstattet af nye, små og mellemstore biomasseblokke, som producerer kraftvarme i modtryk af hensyn til varmebehovet. Der er ikke økonomi i nye, store kraftværker, hverken samfundsøkonomisk eller selskabsøkonomisk.

8. Referencer

1. Teknologikataloget: Technology Data for Energy Plants. Oktober 2013
2. Spørgsmål 123 til KEBMIN. 14. marts 2013
3. VPAA oplæg og rundtur. Århus Kommune 1. marts 2013
4. Orientering vedr. levetidsforlængelse og ombygning af SSV3 til træpillefyring. Århus kommune 08.03.2013
5. Erfaringer med biomasse på godt og ondt fra Amagerværket. Flemmert Daniel- sen, Vattenfall 31.07.2013
6. Analysis of biomass prices: FUTURE DANISH PRICES FOR STRAW, WOOD CHIPS AND WOOD PELLETS "DRAFT". Ea Energianalyse 21-03-2013
7. <http://www.tviss.net/nyheder/biomassekraftv%C3%A6rk/udbud-s%C3%A6nkede-prisen-p%C3%A5-fjernvarme>
8. Indkaldelse af ideer og forslag - Etablering af nye biomassefyrede kedler på Skærbækværket samt etablering af transithavn, februar 2013
9. Tillæg til Miljøgodkendelse for Vattenfall Nordjyllandsværket. 26. november 2012
10. Indkaldelse af idéer og forslag - Udledning af kølevand fra Vattenfall A/S Fynsværket, Havnegade 120, 5000 Odense C, august 2011
11. http://www.danskeenergi.dk/Aktuelt/Arkiv/2012/Juni/12_06_22A.aspx
12. DONG Energy A/S Selskabsmeddelelse Aarhus får grøn fjernvarme. Marts 2013
13. Varmeplan Århus Nyhedsbrev 2013 – Biokonvertering på studstrup udskudt
14. KINEC - Temadag om klimapartnerskaber den 18. september. DONG Energy
15. VVM Screening afgørelse fra juni 2013
16. DBDH medlemsmøde, Astrid Birnbaum, Forsyningsdirektør for Varme, Køl, Bygas 10. januar 2013
17. Ansøgning om miljøgodkendelse. Øget biomasseindfyring på Avedøreværket.
18. Grøn varme til Hovedstadsområdet, 08.04.2013, DONG Energy
19. Analyse af den gasfyrede kraftvarmesektor. GDC, juli 2013