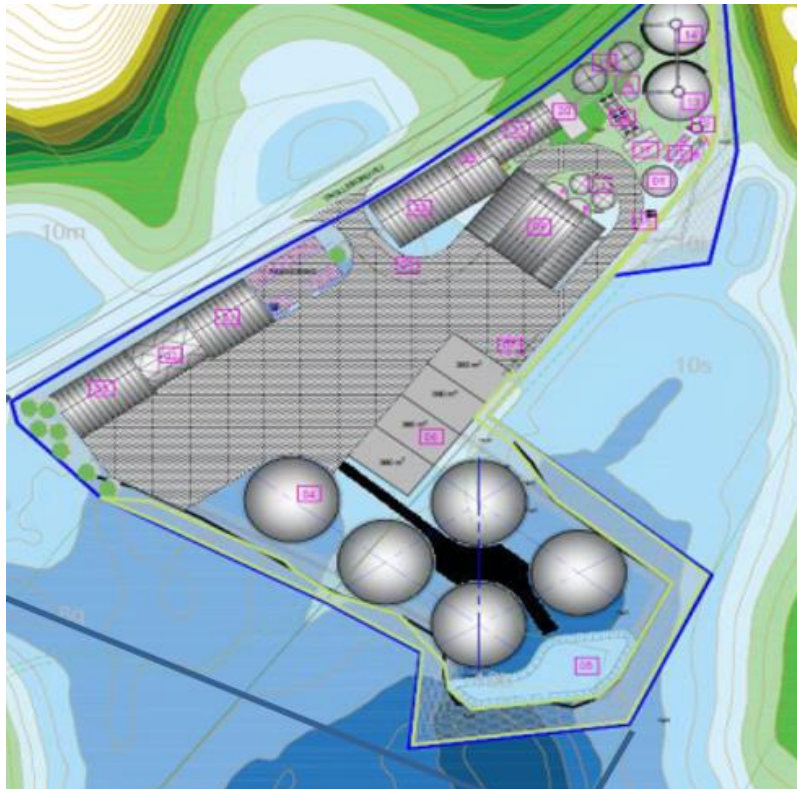


Project NESOI

Biogas Samsø

August 2022



Udklip fra design i 2017

Denne rapport er en opdatering af et eksisterende råvaregrundlag forud for projektbeskrivelse af et biogasanlæg på Samsø tilbage fra 2010.

Råvaregrundlaget har siden ændret sig grundet reduktion i husdyrbestanden, og der er derfor behov for opdatering af forudsætninger mhp. at vurdere om der er økonomisk grundlag for etablering af et biogasprojekt på Samsø.

Der regnes udelukkende på, at gassen skal opgraderes og forflydes til flydende naturgas kvalitet således at færger fra Hou til Sælvig hos Samsø Rederi kan anvende brændstoffet til den maritime transport. Der regnes ikke på gas til elproduktion idet Samsø er selvforsynende med el. Gassen vurderes dermed bedre anvendt til færgetransporten og eksport. Der er i denne opdatering medtaget selve designinput til anlæg, råvarepotentialer, samt økonomiske forudsætninger til anvendelse i en forretningsplan.

NORDJYLLAND

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

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 2. sal
DK-8000 Aarhus C
Tlf. +45 9682 0408

SJÆLLAND

A.C. Meyers Vænge 15
DK-2450 København SV
Tlf. +45 9682 0400

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

1 Beskrivelse af projekt Samsø Bioenergi

Samsø har som mål at være 100 % selvforsynende med energi. Det betyder at både el, varme, gas, transportbrændsler mv. for øens drift skal produceres lokalforankret. I dag er øen selvforsynende på 100 % el og 84 % til fjernvarme. Gas og transportbrændsler er dog svært, da øen ikke har faciliteter til produktion af dette.

Der har i lang tid været et ønske om etablering af et biogasanlæg på Samsø. Tilbage i 2010 blev der udført et råvaregrundlag for etablering af et biogasanlæg. Råvaregrundlaget viste, at der kunne produceres ca. 3 mio. Nm³ biogas på øen. Mængden blev betragtet i den lavere ende, og ville kun kunne lade sig gøre ved at bygge et simpelt anlæg med mulighed for statsstøtte til elproduktion.

I 2015 skiftede Samsø Rederi færgen fra Sælvig til Hou fra diesel til gas ved indsætning af en ny færgetype. Færgen sejler i dag på en blanding af marine gasolie (MGO) og flydende naturgas (LNG). Brændstoffet importeres fra Holland. Forbruget for 2018 var i alt ca. 1,6 mio. liter MGO og ca. 1 mio. kg LNG, svarende til et energiforbrug på i alt 29.900 MWh.

Design og planlægning af biogasanlægget blev udført i perioden 2015-2016 med ønske om at producere opgraderet gas. Her blev der planlagt til et anlæg til produktion af ca. 5 mio. Nm³ biogas på øen, da halm på øen kunne anvendes i større grad. Men projektet gik i stå, da muligheden for tilskud til opgradering af biogas til samlet gassystem ikke var muligt, idet Samsø ikke har et gasnet. Kravet kunne derfor ikke overholdes, og projektet blev ikke fundet økonomisk muligt uden støttetillægget.

Siden 2016 er der flere tiltag, som har øget interessen for et biogasanlæg på Samsø. Bl.a. at færgen skal sejle på et grønt brændsel, eller på sigt udskiftes til el, hvis muligt. Der er endvidere kommet initiativer fra udlandet, som sikrer en bedre aftagningspris på flydende gas, i tilfælde af at der skulle produceres mere biogas end der kan aftages fra færgedriften.

I 2020-2022 er priserne på transportbrændstoffer steget, herunder især gas pga. et øget forbrug efter pandemi, samt gaskrise i Europa efter Ruslands invasion af Ukraine. Det har øget priserne fra tidligere 0,2-0,4 kr./kWh i 2016 for LNG til ca. 1,6 kr./kWh i 2022.

Pga. de øgede priser på gas og især grøn gas, som ser ud til at fastholde sig på et højt niveau i flere år frem, er der igen incitamenter til at undersøge mulighederne for etablering af et biogasanlæg på Samsø. Gassen der produceres, vil være

støttefri, hvilket er et krav for gas til transportindustrien, som blev fastlagt i 2022 (skal være 100 % støttefri). Det harmonerer godt med færgetransporten. Derudover er der i Europa stor interesse for støttefri gas og især flydende biometan med anvendelse i transportsektoren.

2 Biogasanlægget på Samsø

Hoveforudsætninger for anlægsdesign

I nedenstående tabel findes forudsætninger for et muligt biogasanlæg på Samsø.

Hovedpunkter	Forudsætning
Biomasse	Ca. 100.000 tons/år
Biomassetype	Lokale affaldsprodukter som gylle, dybstrøelse, halm, affaldsafgrøder, kasseret korn, slam osv.
Tørstofindhold	Maksimalt 17 % i indfødning, 12 % i reaktormaterialet
Opholdstid	Minimum 60 døgn
Gasproduktion	Ca. 5-8 mio. Nm ³ biogas svarende til ca. 3-5 mio. Nm ³ biometan
Gasafsætning	Flydende biometan med afsætning til Samsø Rederi. Gas der er overskydende for færgens forbrug afsættes til anden part fx Q8 eller Tyskland.
CO ₂ -udnyttelse	Flydende CO ₂ afsættes til anden part med værdi på 350-500 kr./ton

Grund

Der anbefales en grund i størrelsen af 35.000-40.000 m². Foruden biogasanlægget skal grunden indeholde bygninger til administration, velfærdsfaciliteter, tekniske installation. Der skal også være plads til gæstebesøg samt uddannelse, samt infrastruktur og parkeringsplads til anlæggets medarbejdere og gæster.



Modtagning og lager af biomasse

Til modtagning og registrering af biomasse skal der opføres en brovægt. Der anbefales at kapaciteten er ca. 70 ton, og at brovægten kan betjenes via mobiltelefon og tablet. Der bør have et IT-system som kan registrere indvejninger automatisk.

For at have sæsonlager anbefales en plansilo af størrelsen ca. 4.000 m². Siloen kan opbygges med element vægge for at kunne adskille diverse produkter som fx ensilage, briketteret halm og anden biomasse.

Dybstrøelsesmængden er fhv. lille og bør kunne opretholde kravene til emissioner ved at denne neddækkes udendørs under plastik. Dermed er det ikke nødvendigt med en møghal med tilhørende luftrensesystem.

Der bør også opføres tanke til flydende produkter, herunder både gylle og substrater. Der anbefales minimum 4-5 dages lager, fx ved opførelse af en 800 m³ fortank, samt en 150-200 m³ substrattank. Gylletanken bør opføres med gasopsamling samt omrøringsudstyr.

Til håndtering af overfladevand der ikke kan udsprinkles anbefales der etableret en mindre tank på ca. 200-300 m³.

Forbehandling og indfødning

Biogasanlægget skal kunne håndtere store mængder tørstof og derfor anbefales et stort indfødningssystem med opriver, fx en BIG-MIX i størrelsen 120 m³.

Til selve indfødningssystemet anbefales et system der er velegnet til håndtering af store mængder tørstof, og især halm. Her er Vogelsang PreMix med tilhørende indfødningpumpe et godt valg.

Størrelsen vælges ud fra dimension, hvor den næststørste model bør være tilstrækkelig. Til PreMix anbefales stenfælde med automatisk tømning. Af ekstraudstyr bør det overvejes om den tilbageførende strøm til PreMix skal have tilhørende DisRuptor neddeling for at reducere viskositeten i reaktorerne.

Biogasanlægget skal have flere former for forbehandling. Her kan der være en traktordreven knuser. Alternativt bør det overvejes, om anlægget skal have et



Figur 1: Eksempel på plansilo fra Lundsby industri til ensileret biomasse.



Figur 2: Eksempel på Big-Mix indfødningssystem fra LOBE.

selvstændigt briketeringsanlæg, som kan være nødvendigt for at håndtere den store mængde halm.

Af yderligere forbehandlings muligheder anbefales sam-ensilering af græs med halm og andre affaldsafgrøder fra øens fødevarerproduktion.

Udrådning/proces/reaktorer

Af reaktorer anbefales i alt 3 reaktorer, hvor størstedelen af slammet kan behandles i selvstændig linje. Størrelsen skal sikre minimum 60 døgn hydraulisk opholdstid til behandling af ca. 100.000 tons/år. Ud fra dette krav skal der minimum være 16.500 m³ reaktorkapacitet. Holdetiden kan sikres ved at bygge 3 x 6.000 m³ reaktorer, hvor dele af biomassen behandles med slam i en selvstændig reaktor. Det kan fx være 2 x stålreaktorer, samt en sekundærreaktor i beton med et tilhørende gaslager.



Figur 3: Eksempel på reaktortank fra Energi Vegger, Nibe.

Ift. procestemperatur kan der anvendes både mesofil- og termofil drift. Dette vil afhænge af varmegenvindingspotentialet samt installering af yderligere energikilde til anlægget. Det kan blive nødvendigt med installering af en større varmepumpe (fx 0,5 MW) for at sikre procestemperaturen. Varmegenvinding bør integreres fra anlæggets opgraderingsanlæg, forflydning af CO₂, forflydning af biometan og evt. hygiejniseringsmodul til hygiejnisering af kommunalt slam.

Hygiejnisering

Spildevandsslam skal hygiejniseres, og derfor bør der være en hygiejniseringsenhed til dette. Modulet skal kunne sikre at slammet opretholder en temperatur på 70 °C i minimum en time.

Opgradering af gas og forflydning

Biogasanlægget foreslås installeres med et opgraderingsanlæg, som udelukkende er drevet af el idet der ikke er gasledning på øen. Alternativt skal opgraderingsanlægget forsynes med egen biogas. Det vil dog være en fhv. dyr opvarmingskilde ift. brug af en varmepumpe. Dette udelukker aminopgradering, da der hertil skal benyttes en høj temperatur (op til 140 °C) som typisk er drevet af gas. Vandskrubberanlæg er muligt, men idet metantabet med den nuværende



Figur 4: Opgraderingsanlæg fra Bright Biomethane, <https://www.bright-renewables.com/project/noval-chatillon-france/>

teknologi er fhv. høj (ca. 1,5 %) kræves en RTO (Regenerative Thermal Oxidizer) til at afbrænde evt. metantab i afkastet. Modsat de to andre nævnte teknologier kan membranopgraderingsanlæg anvendes udelukkende på el, med et metantab på ca. 0,5 % uden installation af RTO. Anvendes forflydning af CO₂ kan metantabet reduceres til tæt på 0 %.

Idet der skal produceres flydende gas, foreslås enten membranopgradering med efterfølgende køling, eller cryoseparation hvor CO₂ udkøles med efterfølgende produktion af flydende biometan. Dette er beskrevet senere i rapporten.

Biogasanlægget skal etablere et gasrensningssystem. Dette ses oftest som aktivt kul inden gassen opgraderes. Der skal også være et rensesystem af afkast på forkøleenheden, da der vil være et udslip af H₂S herfra.

Af sikkerhedsmæssige årsager skal der etableres en gasfakkel, som kan flare den produktion, der ikke kan lagres i tilfælde af nedetid på opgraderingen af gassen. Denne fakkel skal kunne flare 100 % af produktionen, svarende til ca. 1.000 m³ biogas i timen.

Anvendelse af den afgassede biomasse

Alt efter ønske kan der etableres en separationsenhed af den afgassede biomasse, som kan producere en fiberfraktion samt en væskefraktion. Væskefraktionen skal leveres tilbage til øens landbrug, hvorved indkøbet af kunstgødning reduceres betydeligt. Der er på Samsø en stor andel planteavlere, som kunne gøre brug af den attraktive gødning. Landmænd som leverer gylle til biogasanlægget skal modtage en tilsvarende mængde næringsstoffer tilbage, eller passende til deres gødningsbehov. I takt med at husdyrene på øen reduceres, kan der anvendes en større planteandel, og planteavlerne kan i stedet aftage væskefraktionen.

Fiberfraktionen der produceres fra separationsenheden, har også stor værdi. Denne kan enten nedmuldes, eller evt. benyttes til kommunens kompost af haveaffald fra genbrugspladser. Fiberfraktionen er rig på både kvælstof, men især fosfor.

På sigt kan fiberfraktionen anvendes til pyrolyse, men dette vil kræve en større investering, som bør afklares inden dette foretages.

Energi integration

Biogasanlæggets energiforsyning skal være drevet af el. Varmeintegration skal udføres ved flere varmevekslinger gennem processen. Derudover skal der på anlægget være varmepumpeintegration, hvor der må forventes installation af en 0,5 MW varmepumpe.

Et godt tiltag kunne være elforsyning fra vindmøller eller solceller, eller anden VE i området som kunne forsyne biogasanlægget i direkte linje. Ved direkte elforsyning udenom elnet kan biogasanlægget forsynes uden afgifter.



Figur 5: Eksempel på varmepumper fra Klimadan til biogasanlæg

Mulige referenceanlæg

Der kan nævnes flere biogasanlæg af samme størrelse som kunne være reference, fx Grauballegaard Biogas eller Vestjysk Biogas. Anlæggene er af tilsvarende størrelse, dog med en større produktion, da der anvendes affaldsprodukter. Især Vestjysk Biogas, som har både membranopgraderingsanlæg og varmepumpeintegration, virker som en oplagt model.

I Sverige er der flere anlæg med egen biometan fyldestation til lastbiltransport. Dette kunne også tænkes ind. Alternativt skal der overvejes om fyldestationen skal være beliggende tættere på havneområdet.

Sikkerhed

Da biogasanlægget producerer LBG vil der hurtigt være behov for en sikkerhedsgodkendelse, da der vil være et stort oplag af gas. Det er vigtigt at sikkerhedsprocedure indregnes i biogasanlægget design.

3 Biomassepotentiale og gasproduktion af lokale biomasser

I det følgende er mængden af husdyrgødning på Samsø fundet på baggrund af husdyrbestanden på hele øen, på baggrund af udtræk af CHR-data fra jordbrugsanalyser 2021.

Ud fra de opgivne CHR-numre er husdyrbestanden og gødningsmængden opgjort jf.

Tabel 1.

I forhold til opgørelse fra 2010 er gødningsmængden fra husdyrgødningen reduceret med ca. 40 %.

Udover svin og kreaturer er der mindre besætninger af får, geder og æglæggere, disse er dog ikke medregnet i det samlede potentiale. Derudover er det en enkelt lakseopdræt.

Af Tabel 2 fremgår en opgørelse af halm på øen. Halmoverskud kan anvendes til biogasproduktionen. Forbrug til foder/strøelse er beregnet i forhold til antallet af husdyr. Dækning af kuler er fastholdt uændret i forhold til opgørelsen fra 2015. Forbrug til varmeproduktion er beregnet efter Samsøs energiregnskab 2020. Der er beregnet et halmoverskud, hvor en stor andel af halmen anvendes til varmeproduktion som nu, og beregnet et overskud hvor fjernvarmen elektrificeres via varmepumper og halmen er derved ledig til biogasproduktion.

Der vil dog være en grænse for, hvor store mængder halm, der kan håndteres i biogasanlægget i forhold til mængden af tørstof.



Tabel 1: Det forudsættes at slagtesvin udskiftes 4 gange på et år, og smågris udskiftes 6,5 gange på et år.

Der beregnes kun en 75 % tilslutning leverance fra svinebrug.

	Kvægbrug	Svinebrug
	Handy	
	r:	Søer: 5.416
Tons gylle pr. dyr jf. Normtal 2019	Kvier: 2.885	Slagtesvin 18.412
		Smågris 4.177
Total tons	Køer: 15.991	28.005
Tons dybstrøelse (15 % fradrages gyllemængden)	2399	
Gylle tilgængeligt	13.592	21.004

Tabel 2: Halmopgørelse

Produktion	Samlet areal (Ha)	Halmudbytte ton/ha	ton/år
Vårhavre	53	3,0	158
Vintertriticale	43	4,5	192
Vinterbyg	123	4,0	491
Vinterhvede	1.624	5,0	8.120
Vårhvede, brødhvede	77	5,0	385
Vårhvede	47	3,0	142
Vinterrug	180	4,5	809
Vårbyg	1.210	3,2	3.873
Vårbyg, helsæd	2	3,2	5
Rødsvingelfrø	243	2,6	633
Vinterraps	893	2,6	2.322
Halmproduktion i alt	4.494		17.129
Forbrug			ton/år
Foder/strøelse			2.220
Dækning af kuler			617
Nedmuldning			0
Private halmfyr			252
Varmeværker			5.359
Halmforbrug i alt			8.447
Halmoverskud			8.682
Halmoverskud - omstilling af fjernvarme til VP			14.040

I biomasseopgørelsen Tabel 3 fremgår en række opgørelser for biomasser, hvor enkelte grupper er forudsat tilsvarende 2010, herunder efterafgrøder, grønt affald,

spildevand m.v grundet lignende befolkningstal. For efterafgrøder kan der være et øget potentiale grundet større husdyrproduktion i 2010. Dette er ikke medregnet.

Tabel 3: Biomasse opgørelse

Biomassegrundlag 1	ton/år	Datagrundlag
Kvæg	13.592	CHR 21 - 15 % dybstrøelse
Dybstrøelse	2.399	CHR 21 - 15 % af samlet mængde
Svin	21.004	CHR 21 - 75 % af samlet mængde
Efterafgrøder	4.700	Antaget tilsvarende 2010
Overskudshalm	8.682	Jordbrugsanalyser 2021
Grønt affald - Trolleborg	1.400	Antaget tilsvarende 2010
Spildevand Trolleborg	35.000	Antaget tilsvarende 2010
Gartneriaffald	3.245	Antaget tilsvarende 2010
KOD	680	Antaget tilsvarende 2010
I alt	90.702	



Biogaspotentiale ud fra ovenstående biomasseopgørelser

Eksempel 1 – Produktion svarende til færgens årlige forbrug på ca. 30 mio. kWh

Biomasse	Konv	Øko	% tørstof	Tørstof mængde tons i alt	VS/TS	Org. Tons ts.	m ³ metan pr. tons VS	Metan %	Krav til udnyttet N	m ³ CH ₄ /ton	m ³ metan total	andel metan/tons biomasse
Kvæggylle	13592		7,6%	1.033	80%	826	198	65%	75%	14,1	191.442	6
Slagtesvinegylle	21004		5,0%	1.050	80%	840	294	65%	80%	13,5	284.058	9
Dybstrøelse - Kvæg	2399		30,0%	720	80%	576	203	55%	50%	60,4	144.930	5
Græsefterslæt/ efterafgrøder	4700		21,0%	987	89%	878	285	54%	40%	53,3	250.353	8
Gartneriaffald	3245		17,8%	578	85%	491	365	51%	40%	55,2	179.204	6
Hvedehalm	8682		85,0%	7.380	97%	7.158	210	51%	40%	199,1	1.728.732	56
Grøntaffald Trolleborg	1400		20,0%	280	90%	252	300	50%	40%	54,0	75.600	2
Spildevand Trolleborg	35000		3,0%	1.050	90%	945	185	57%	40%	5,0	174.825	6
Organisk affald (KOD)	680		23,0%	156	88%	138	400	60%	40%	85,0	57.805	2
Biomasse uden recirkulat	90.702	0				-						
Øko % (udnyttet N)		0%										
I alt (recirkulat ikke indregnet)	90.702		14,6%	13.234	ts ex. Glycerin	12.105		54%			3.086.949	
Andel af energiafgrøder udgør												
Majs			0,0%									
Græs ekskl. øko			0,0%									
Total			0,0%									
Ubytte metan produktion pr. ton											34 M ³ /ton	
metanproduktion/h											352 M ³ /h	

Ud fra ovenstående kan der forventes en metanproduktion på ca. 3,1 mio. Nm³.

Det samlede tørstof indhold i indfødning er ca. 14,6%, og det giver mulighed for at hæve til ca. 16%, hvilket kan ske med ekstra halm, eller andre biomassetyper.

Hvis halmmængden øges med ca. 2.300 tons, kan metan produktion øges til ca. 3,5 mio. Nm³ metan og tørstof andel i indfødningen vil øges til ca. 16%.

For at udnytte den samlede mængde halm på ca. 14.000 tons, ved samtidig omstilling af halmvarme til varmepumpe, skal der tilføres mere væske i form af gylle, spildevand, eller evt. rent vand. Det kan også være andre løsninger som f.eks. separering af fiber, som kan hjælpe til indføddning af mere halm.

Eksempel 2 – Øget produktion

Biomasse	Konv	Øko	% tørstof	Tørstof mængde tons i alt	VS/TS	Org. Tons ts.	m ³ metan pr. tons VS	Metan %	Krav til udnyttet N	m ³ CH ₄ /ton	m ³ metan total	andel metan/tons biomasse
Kvæggylle	13.592		7,6%	1.033	80%	826	198	65%	75%	14,1	191.442	4
Slagtesvinegylle	28.000		5,0%	1.400	80%	1.120	294	65%	80%	13,5	378.672	8
Dybstrøelse - Kvæg	2.399		30,0%	720	80%	576	203	55%	50%	60,4	144.930	3
Græsensilage	2.000		35,0%	700	90%	630	318	54%	40%	100,2	200.340	4
Græsefterslæt/ efterafgrøder	4.700		21,0%	987	89%	878	285	54%	40%	53,3	250.353	5
Gartneriaffald	3.245		17,8%	578	85%	491	365	51%	40%	55,2	179.204	4
Hvedehalm	5.000		85,0%	4.250	97%	4.123	210	51%	40%	199,1	995.584	21
Halmpiller/Halmbriketter	9.000		93,0%	8.370	95%	7.926	266	55%	40%	234,6	2.111.590	44
Grøntaffald Trolleborg	1.400		20,0%	280	90%	252	300	50%	40%	54,0	75.600	2
Spildevand Trolleborg	35.000		3,0%	1.050	90%	945	185	57%	40%	5,0	174.825	4
Organisk affald (KOD)	680		23,0%	156	88%	138	400	60%	40%	85,0	57.805	1
Vand	10.000		0,0%	0	0%	-	0	0%	0%	-	0	0
<i>Biomasse uden recirkulat</i>	<i>105.016</i>	<i>0</i>				-						
Øko % (udnyttet N)	0%											
I alt (recirkulat ikke indregnet)	105.016		17,0%	19.524	ts ex. Glycerin	17.905		55%			4.760.345	

Andel af energifgrøder udgør

Majs	0,0%
Græs ekskl. øko	1,9%
Total	1,9%

Ubytte metan produktion pr. ton	45 M ³ /ton
metanproduktion/h	543 M ³ /h

I denne plan er der indregnet en øget græsmængde (herunder energifgrøder) samt pelletering af halm. Hvis græsset kan dyrkes, er der mulighed for en øget mængde. Energifgrødemængden er irrelevant, idet biogasanlægget ikke vil modtage støtte. Dog bør reglen om 4 % efter 2025 følges for at følge branchens målsætninger. Gyllemængden er anvendt som 100 % tilslutning. Alternativt kan mere vand tilføres og mere fast biomasse.

Der er ikke indregnet affaldsprodukter fra industrien, hvilket ville kunne øge biogasproduktion. Biogasanlægget bliver derfor baseret 100 % på øens biomasse.

Gasproduktion er udregnet til 4,8 mio. Nm³ biometan svarende til ca. 48 mio. kWh. Det er betydeligt højere end færgens forbrug, og der vil være mulighed for eksport enten til andre danske virksomheder eller markedet i Tyskland.



For at komme tættere på et konkret metan udbytte, bør især spildevandet fra Trolleborg undersøges nærmere. I versionen fra 2010 er der kun indregnet 5 Nm³ metan pr. tons, hvilket er væsentlig lavere end i gylle, og det har stor betydning om udbyttet reelt er højere.

Hvis der kan opnås 100% tilslutning fra alle svinebrug på Samsø, så vil der være ca. 7.000 tons svinegylle yderligere, hvilket både bidrager til højere metanproduktion, men også at der kan indføres mere biomasse med højt tørstofindhold.

Biogasanlægget er indregnet som et traditionelt biogasanlæg med ca. 60 døgn opholdstid. Der er givet forslag til hvordan biogasanlægget kan udformes i afsnit 2. Der skal også være indfødningsystem og forbehandling til at håndtere dybstrøelse, græs og grøntaffald mm.

Halm kræver også meget forbehandling, da halmballer med 85% tørstof er vanskelige at skille ad. Det kunne være sam-ensilering med andre typer biomasser som f.eks. græs. Det vil medføre at halmen lettere kan blandes op i væsken, og der kan også forventes et lidt højere metanudbytte pga. ensileringsprocessen. Alternativt kan halmen leveres som halmpiller eller briketter, hvilket er en stor fordel rent håndteringsmæssigt, men kræver at der er, eller etableres, et halmpilleanlæg på Samsø.

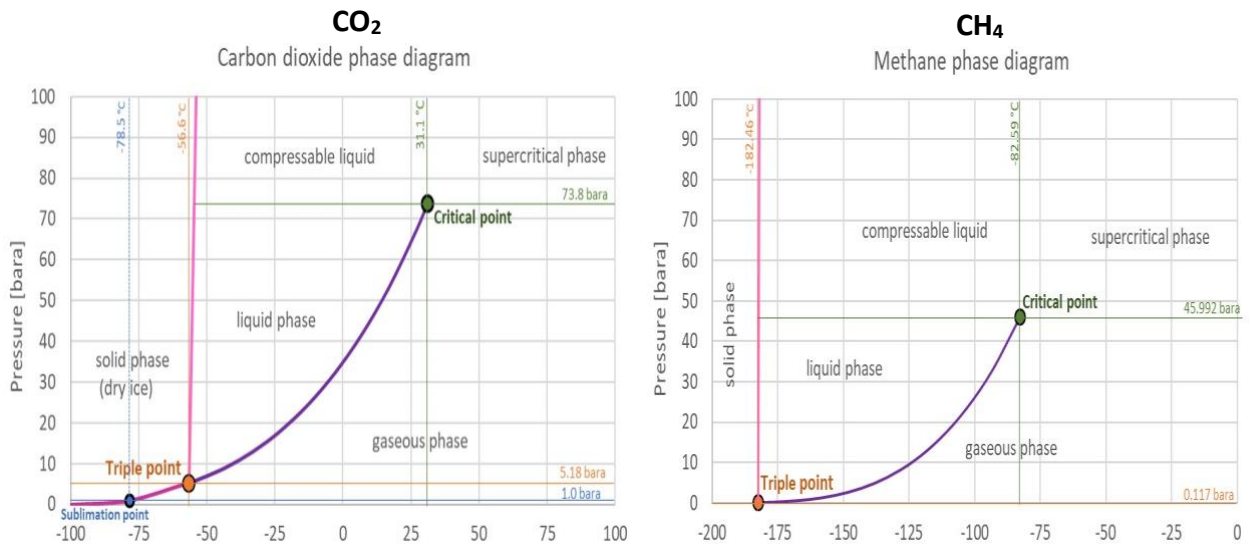
Indkøb af industriprodukter

For at øge metanproduktionen kan der tilkøbes biomasser som glycerin, solsikkepiller, sheamel m.v. Der vil være tale om importerede biomasser. Indkøb er ikke medregnet i ovenstående planer.

4 Forflydning af biogas og biometan

Beskrivelse af proces

Nedkøling af biogas med henblik på at producere flydende CO₂ og flydende metan (CH₄) er forbundet med molekylernes egenskaber. Nedenfor er vist fasediagrammer for hhv. CO₂ og metan.



Figur 6: Fasediagram for CO₂ (venstre) og metan (højre), med temperatur angivet i °C og tryk angivet i bar.
Kilde: Engineering toolbox

CO₂-egenskaber

CO₂ har specielle egenskaber, som gør, at produktet ikke kan forflydes under atmosfærisk tryk. Her kan molekylet udelukkende være på fast (tøris) eller på gasform. Det betyder også at trykket minimum skal være 5,18 bar under processen før forflydning kan ske. Ved 5,18 bars tryk skal temperaturen sænkes til ca. 216 Kelvin, svarende til -57°C (Se ovenstående figur) Trykket fastholdes efterfølgende i tryktæt beholder. CO₂ kan holdes flydende ifølge ovenstående figur ved at fastholde sammenhængen mellem tryk og temperatur. Fx kræver et tryk på 20 bar en temperatur i intervallet -57°C til ca. -20 °C.

CO₂ har ved 0 °C og 1 atm (svarende til ca. 1 bar) en densitet på 1,951 kg/m³. Ved 5,2 bar øges densiteten af gassen til ca. 10,5 kg/m³. Ved at forflyde CO₂ ved -50 °C og 5,2 bar øges densiteten betydeligt til ca. 1150 kg/m³, altså en forøgelse i densitet på ca. 100 gange ift. gassen ved 5,2 bar.

CH₄-egenskaber

Metan er mindre specielt idet produktet kan forflydes under atmosfærisk tryk. Alligevel vælger de fleste leverandører at tryksætte anlægget, hvorved behovet for køling sænkes. Metan forflydes ved atmosfærisk tryk ved ca. $-170\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ved let tryksætning (2-4 bar) kan dette punkt sænkes til $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$, hvor de fleste teknologileverandører vælger at køle til ca. $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ for at sikre at produktet forbliver flydende.

Metan har ved $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ og 1 atm (svarende til ca. 1 bar) en densitet på $0,716\text{ kg/m}^3$. Ved at forflyde metan øges densiteten til ca. 430 kg/m^3 svarende til ca. 600 gange vægten på gassen.

Ovenstående er gældende for rene produkter og blanding af flere komponenter kan have indflydelse på, hvordan gasserne reagerer. Der skal tages højde for ovenstående ved håndtering af CO_2 og metan under både tryk og nedkølet temperatur, hvor det anbefales at følge leverandørvejledninger til både anlæg og transport.

Ligesom man på raffinaderier anvender forskellen i molekylers kogepunkter (destillation), anvendes her forskellen i molekylers dugpunkter hvorved de kan separeres.

Teknologileverandører

Der findes flere leverandører af forflydningsanlæg på markedet. Flere af producenterne leverer enten udstyr eller fulde løsninger til forflydning fx StirLNG, MAKEEN Energy, CryoPur, Nærenergi, Hitachi Zosen Inova, Pentair mfl. Andre producenter tæller også Nordsol (udelukkende LBG-løsninger) og den tyske anlægsbygger Envitec.

Der kan være forskel på diverse forflydningsløsninger, hvor der både er mulighed for separation af CO_2 før nedkøling eller direkte udkøling af CO_2 og biometan i to trin køling, hvor CO_2 separeres før metanen, nedkøles yderligere.

Valg af løsning afhænger af afsætningskilder for både CO_2 og LBG. I dette tilfælde vil LBG afsættes til Samsø Rederi. Der er indregnet afsætning af CO_2 til anden part ud fra et 2022 markeds perspektiv for CO_2 . Alternativt kan CO_2 andelen anvendes lokalt i drivhuse, til tørre eller et helt 3. produkt. Et eksempel på afsætning af CO_2 ses hos Nature Energys anlæg i Kors kro, som leverer oprenset flydende CO_2 til Strandmøllen. Anlægget i Kors kro er leveret af Pentair.

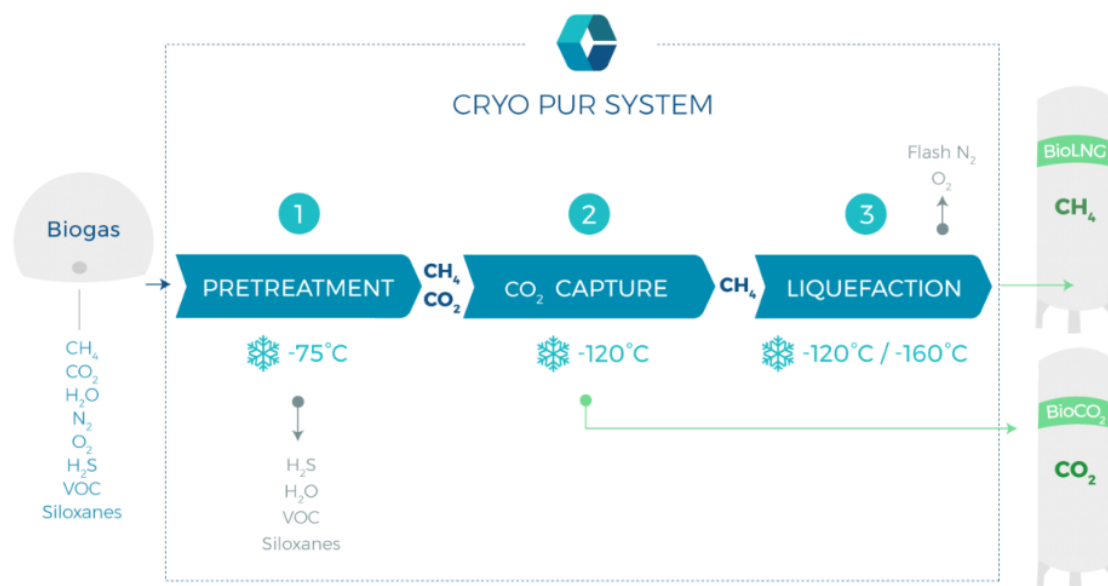
Et ekstra positivt punkt ved anvendelse af og forflydning af både CO_2 og metan er et meget begrænset metantab tæt på 0 %.

Pga. gassens anvendelse som flydende brændstof, vil det være mest optimalt at anvende en teknologi, hvor gassen forflydes direkte som opgraderingsteknologi.



Denne teknologi kan spare investeringsomkostninger, da man ikke både skal investere i opgraderingsanlæg og køleanlæg. Alternativt skal man vælge en leverandør som kan kombinere opgraderingsteknologi med køleteknologi. Her kan nævnes leverandør som Nordsol som har opstillet anlæg i Amsterdam i samarbejde med Renewi og Shell. Anlæggets størrelser er tilsvarende ovenstående biogasproduktion.

Cryo Pur løsning



Figur 7: Cryo Pur procesdiagram

Cryo Pur er et mindre fransk firma med ca. 25 ansatte med speciale i nedkøling af gasser. Firmaet leverer et fuldt opgradering- og forflydningssystem, som har til formål at producere flydende biometan. Processen er opdelt i 3 hovedtrin foruden biogasproduktionen og lagring af brændstoffet:

- **Forbehandling:** Hvor gassen før for-køling behandles i et aktivt kul anlæg. Her reduceres bl.a. indholdet af svovlbrinte, flygtige karbonforbindelser (VOC) og siloxaner. Disse stoffer skaber normalt udfordringer i de senere anlægsprocesser, hvorfor indholdet skal reduceres inden. Gassen køles efterfølgende i to trin, først -40°C efterfulgt af -75°C , som udover sænkning af temperaturen tættere på dugpunkt for CO_2 , og sikrer at gassen er tør før yderligere nedkøling. Det gør bl.a. at den CO_2 der efterfølgende nedkøles, er mere ren og fri for vand og andre urenheder.

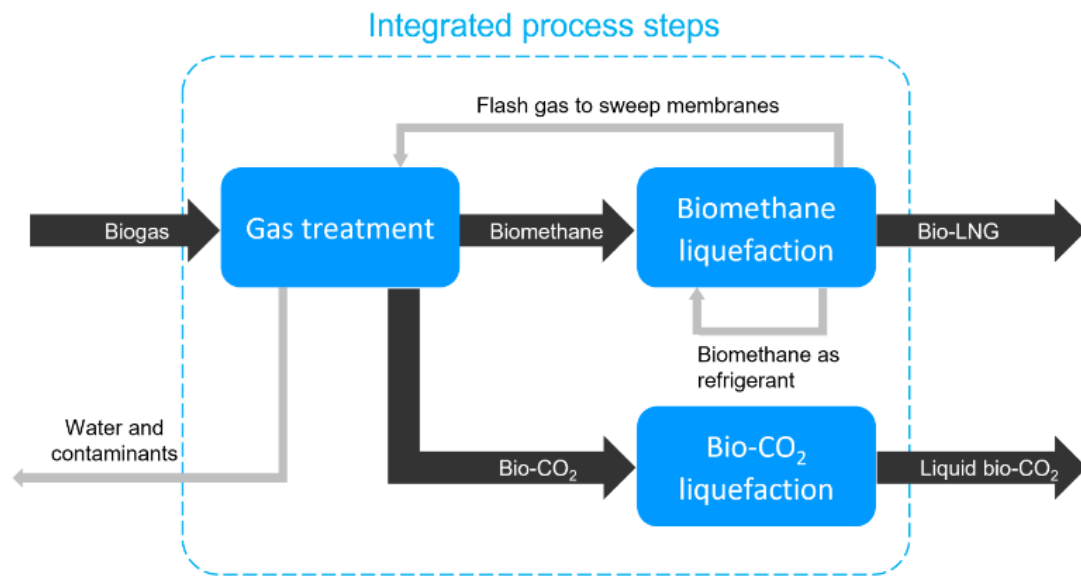
- **CO₂-fangst og forflydning:** Her nedkøles CO₂ yderligere, hvorved CO₂ udskilles idet fasen skifter. Anlægget indeholder flere processer som inkluderer faseskift, men ender til sidst med tryksætning af CO₂ til væskeform som kan lagres i tank. CO₂'en kan derefter transporteres på lastbil i tryksat tank.
- **CH₄-forflydning:** Biometan, der nu er fhv. ren og fri for CO₂, nedkøles yderligere til 160 °C. hvorved metan bliver flydende. Anlægget er under tryk, hvor man ved at tage dele af trykket af kan frigive atmosfærisk kvælstof og ilt, som der er en lille andel af som stammer fra biogasprocessen.

Cryo Pur har et mindre anlæg beliggende i Greenville, UK som producerer ca. 3 ton LBG i døgnet, svarende til ca. 175 Nm³ biometan gas i timen. Størrelsen er dermed mindre end den præsenterede produktion i afsnit 3. Billeder fra projektet i Greenville er vist nedenfor.



Figur 8: Opsætning af Cryo Pur løsning i Greenville, UK

Nordsol løsning



Figur 9: Procesdiagram fra Nordsol

Nordsol er et mindre hollandsk firma med speciale i småskala LNG-produktion. Firmaet reklamerer med at have anvendt den i mange årtier kendte teknologi fra storskala LNG-produktion (som bl.a. ses i Holland, USA og Qatar) og nedskaleret denne til anlægsstørrelser som passer med biogasanlæg. LNG-produktion er typisk med gasledning fra et stort gaslager, med produktionsvolumener på 1-10 mio. tons LNG årligt (2.500-25.000 tons pr. døgn) som er ca. 500 gange større end den præsenterede produktion på Samsø. Anlæggene er typisk placeret ved havneterminaler, hvor det kan skibes ud fra til andre steder i verden.

Nordsol benytter sig af almindelig separationsteknologi via membranopgradering af gassen inden de to fraktioner nedkøles til de ønskede produkter. Trin kan opdeles i 4 hovedtrin:

- **Forbehandling:** Biogassen behandles inden separation i et aktivt kulfilter hvor H_2S og flygtige karbonforbindelser (VOC) og siloxaner fjernes da disse komponenter ødelægger membraner i membranopgraderingsanlægget.
- **Gas separation:** Biogassens CO_2 - og metanindhold separeres i et membranlæg på baggrund af forskel i permeabilitet gennem membranen. Der opnås en renhed af metan på 98-99 % metan.
- **CO_2 forflydning:** CO_2 forflydningen foregår under tryk hvor temperaturen sænkes som tidligere nævnt. Unikt for systemet er, at det er et lukket system, hvor metan-rester sendes tilbage til anlæggets membranseparation. Der er dermed intet metan udslip i CO_2 -andelen som ellers ofte ses i membransystemer.

- **CH₄ forflydning:** Biometan køles til -162 °C under atmosfærisk tryk til flydende biometan. Biometan lagres i tryksatte nedkølede tanke



Figur 10: Billede af Nordsol anlægget i Amsterdam

Nordsol er for alvor blevet anerkendt efter opførsel af det første storskala LBG-anlæg i Holland, i samarbejde med Renewi og Shell, beliggende på Amsterdam havn. Anlægget skal producere ca. 3.400 ton LBG om året, primært fra husholdningsaffald fra byen. Anlægget producerede den første mængde LBG i oktober 2021.

Både Cryo Pur og Nordsol producerer LBG på biogas, hvilket er en væsentlig detalje, da biogas er betydeligt anderledes end naturgas (indholdet af VOC og H₂S er udfordrende for enkelte producenter, som kræver en helt ren gas)

Energiforbrug ved opgradering og forflydning

Processerne er udelukkende drevet af el.

Energiforbruget i processerne er fhv. tilsvarende hvor der præsenteres energiforbrug som nøgletal:

- Membranopgraderingsanlæg: 0,2-0,4 kWh/Nm³ biogas
- CO₂-forflydning: 0,2-0,25 kWh/kg CO₂
- CH₄-forflydning: 0,3-0,4 kWh/Nm³ biogas

Ud fra nøgletal præsenteret fra Cryo Pur forventes et samlet system at have et energiforbrug på 0,86 kWh/Nm³ tør biogas, med et garanteret energiforbrug på 0,93 kWh/Nm³ tør biogas.

Lignende er vist for Pentair, dog uden CH₄-forflydning, her oplyses et energiforbrug på ca. 0,4 kWh/Nm³ biogas for membranopgradering samt CO₂-forflydning.



5 Overordnede økonomiske betragtninger

5.1 LNG og LBG

LNG og LBG-indtægter



Figur 11: LNG-priser ifølge Port of Rotterdam: <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#LNG>

LNG-priserne er steget betydeligt over de sidste 2 år jf. ovenstående graf, hvor priserne d. 27/7/2022 ramte 2.900 USD/ton. Omregnet til en Nm³ metan svarer dette til 21.315 kr./ton (dollarkurs 7,35 kr./USD). 1 ton LNG indeholder ca. 1.350 Nm³ metan.

Det vil dermed svare til en gaspris på ca. 15,8 kr./Nm³ hvilket er ca. 3 kr./Nm³ lavere end den europæiske spotpris på gas som d. 27/7/2022 var 18,8 kr./Nm³ (<https://www.powernext.com/spot-market-data>).

Det skal nævnes at ovenstående priser er meget høje ift. historisk data viser 1,5-2,5 kr./Nm³, se nedenstående figur som viser gasprisen i Europa over de sidste 10 år.



Figur 12: Gaspriser de seneste 10 år.

Udover ovenstående priser er der incitament i Tyskland på grønne brændsler til transportsektoren. I Fit-for-55 er det beskrevet, at der tildeles straf på 202 euro/MWh for brændstoffer der ikke overholder kravene. Der er bl.a. blevet nævnt priser på LBG fra Tyskland, som kan sikres på minimum 6 års kontrakter til minimum 160 euro pr. MWh (1.192 kr./MWh). Dette svarer til ca. 1,2 kr./kWh.

5.2 Biogasanlægget og opgradering med forflydning

Etableringsomkostninger til biogasanlægget (CAPEX)

Biogasanlægget har en del etableringsomkostninger (CAPEX) som omfatter udstyr, bygninger, infrastruktur mv. Nedenfor er i Tabel 4 præsenteret hovedposterne for biogasanlæggets etableringsomkostninger. Omkostningerne er baseret på tilsvarende projekter.

Grundkøb inkluderer køb af jord, jordarbejde, asfaltarbejde, infrastruktur som fremføring af kabler, ampere køb osv.

Grundkøb vurderes til ca. 1 mio. kr. for et areal på 35.000-40.000 m².

Jordarbejde og klargøring af anlæg med alt entreprenørarbejde vurderes til 5-6 mio. kr. Amperekøb vurderes behov til ca. 1.500 ampere, svarende til en omkostning på 1,5 mio. kr.

Til biogasanlægget vurderes en samlet pris på udstyr i omegnen af 50-55 mio. kr. Dette inkluderer udstyr til biogasproduktionen fx bygninger, reaktorer, kontor osv. Denne post inkluderer ikke opgraderingsanlægget.

Opgraderingsanlægget og forflydning vurderes til en omkostning ca. 14 mio. kr. Det er inkl. montering og test af udstyr.

Der skal ifm. byggeriet etableres lån og sikkerhed. Derudover skal der udføres en del rådgivning og myndighedsbehandling. Denne post sættes til i alt 3 mio. kr.

Der er sandsynlighed for uforudsete omkostninger. Her anvendes en buffer på ca. 10 %.

Tabel 4: CAPEX af biogasanlæg svarende til præsenteret i afsnit 2.

CAPEX	Pris (DKK)
Køb af jord, jordarbejde, asfalt, beplantning og andre entreprenøropgaver, ampere køb	8.000.000
Biogasanlæg inkl. bygninger, reaktorer, kontor, varmesystem, lugtrensning	51.500.000
Opgraderingsanlæg/forflydning	14.000.000
Etablering af lån og sikkerhed, projektering, rådgivning	3.500.000
Uforudsete omkostninger (10 %)	7.700.000
i alt	84.700.000

Udover ovenstående, bør det undersøges om Samsø har tilstrækkelig lagerkapacitet til afgasset gylle. I tilfælde der ikke er nok kapacitet på de eksisterende gylletanke på øen, bør der afsættes et mindre millionbeløb til gylletanke.

Driftsomkostninger på et biogasanlæg (OPEX)

Et biogasanlæg har betydelige driftsomkostninger. Det gælder især indkøb og transport af biomasse, samt energiforbrug og lønninger til personale. Disse omkostninger dækker typisk over 90-95 % af de samlede driftsomkostninger på et anlæg, hvis ikke der medregnes finansiering.

Nedenfor er vist en estimeret oversigt over driftsomkostninger fordelt på diverse poster.

Der er beregnet en biomasseomkostning på ca. 3,24 kr./Nm³ metan i indkøbspris. Dette skyldes, at der modtages betaling for behandling af spildevandet fra Trelleborg. Omkostninger til biomasse er købt til markedspriser, som måske kan være i den lavere ende, da der ikke er konkurrence på øen. Priserne vil afhænge af prisen på afgrøder, og

hvad der kan aftales med potentielle leverandører af biomasse på øen. Der indregnes 26 kr./ton gylle der skal transporteres til og fra anlægget.

Energiforbruget er estimeret til ca. 20 % af den af biogasanlægget producerede energi, som tæller alt energi til drift af biogasanlægget. Der indregnes en omkostning på 0,5 kr./kWh el. Denne omkostning er vurderet ud fra fremskrivninger og prognoser fra Centrica frem mod 2030, med potentiel reduktion i elafgifter i fremtiden.

Der er afsat midler til driftsmidler som aktivt kul, jernprodukter mv. samt drift af læsemaskine, leasing og diesel.

Der er indregnet et vedligehold på 10 kr./ton biomasse, som er set i andre projekter.

Af andre omkostninger kan nævnes løn til 4 medarbejdere, administration, laboratorie, rådgivning, udgifter til maskinstationer, forsikring, revision, osv.

Table 5: Hovedposter til driftsomkostninger

OPEX (kr./år)	Pris (DKK/år)
Biogasanlæg og opgraderingsanlæg	
Biomasse og gyllekørsel	- 15.429.782
Udkørsel af yderligere afgasset biomasse	- 1.794.650
El og varme, biogasanlæg og opgradering/forflydning (20 % af produceret energi)	- 4.760.345
Driftsmidler	- 200.000
Læsemaskiner, drift og leasing, diesel	- 150.000
Vedligehold	- 1.050.160
Andet inkl. lønninger	
Bemanding: 1 direktør, 1 driftsleder, 2 driftsfolk	- 2.400.000
Administration i selskab inkl. bogholder	- 150.000
Kontorartikler, server, IT udstyr, internet osv.	- 100.000
Laboratorie, anskaffelse og drift	- 250.000
Rådgivning, løbende myndighedsbehandling	300.000
Udgift til maskinstation	- 250.000
Udgift til leverandører, renovering af tanke/veje og andet	- 200.000
Forsikring	- 800.000
Revision	- 200.000
Kontingenter (Biogas DK mfl.)	- 150.000
Udendørs vedligehold	- 125.000
Varebiler/plæneklipper etc.	- 125.000
I alt	- 27.834.937
Omkostninger pr. Nm³	5,85

I ovenstående tabel estimeres driftsomkostninger til ca. 27-28 mio. kr./år.

Driftsomkostningerne inkluderer en reduceret omkostning i biomasseindkøb, da der behandles spildevand, som forventes at kunne give biogasanlægget en indtægt, idet

myndigheder i andre kommuner betaler op til 100-150 kr./ton for behandlingen. Medregnes denne indtægt ikke, øges omkostningerne til ca. 29 mio. kr./år med en gennemsnitsomkostning pr. Nm³ metan på 6,21 kr./Nm³. Der indsættes en potentiel indtægt til 50 kr./ton behandlet spildevand som indtægt til biogasanlægget i reduceret biomasseindkøb.

Med en produktionspris ekskl. finansiering på 5,85 kr./Nm³ bør der være økonomisk mulighed for etablering af et biogasanlæg.

5.3 Overblik over forretningsplan for biogasanlægget

Indtægter

Biogasanlægget har 3 hovedindtægter:

- 1) Salg af flydende gas
- 2) Behandling af spildevand med betaling fra myndighed
- 3) Salg af CO₂ til anden part

Indtægterne er beregnet ud fra den præsenterede foderplan, Eksempel 2 med en øget produktion.

Behandling af spildevand er ikke indregnet som en indtægt i nedenstående, men som nævnt under Tabel 5, er der indregnet en indtjening på 50 kr./ton i reduceret biomasseomkostning, som inkluderer dækning af omkostninger til behandling og transport.

Der indregnes en gaspris ud fra LNG-priserne nævnt i 5.2 på 0,9 kr./kWh. Denne pris betragtes konservativt, ud fra de tiltag som er nævnt.

Ift. indtægt af CO₂, er indregnet 400 kr./ton biogen CO₂. Dette er lavere end set i tilsvarende projekter, hvor der opnås op til 600 kr./ton biogen CO₂ i 2022. Aftaget kan dog være udfordret af, at Samsø er beliggende uden nem transportvej, hvorfor indtægten er reduceret. Det forventes at CO₂-priserne vil stige i takt med at der implementeres flere CO₂-reduktionstiltag samt PtX anlæg med efterspørgsel på biogen CO₂. En anden mulighed vil kunne være at sælge CO₂ til bryggeriet, drivhuse, og evt. opsætte brintanlæg selv (Afsnit 6).

Af finansiering forventes biogasanlægget at kunne finansieres med et annuitetslån på 5 % og måske mindre. Alternativ vil en investor bidrage med egenkapital, som kan reducere omkostningen til finansiering. En investor vil dog formentlig stille krav til

forventet afkast. Der indregnes i nedenstående en afskrivningsperiode på 15 år med en scrapværdi på 0.

Table 6: Sempel beregning af indtægter og omkostninger på et biogasanlæg

Indtægter	
Salg af gas	
Salg af flydende gas	47.603.452 kWh/år
Indtægtspris	0,90 kr./kWh
	42.843.107 kr./år
Behandling af slam	
Behandling af slam er indregnet i reduceret biomasse omkostning	- kr./år
Salg af CO2	
CO2-mængde	7.632 ton CO2/år
Afsætningspris CO2	400 kr./ton
Indtægt af CO2 afsætning	3.052.840 kr./år
Indtægter i alt	45.895.947 kr./år
Driftsudgifter	
Alm. Drift - I alt	-27.834.937 kr./år
Finansiering	
Finansiering af anlæg m. annuitetslån, 100 % til 5 % i rente, 15 år*	-8.160.192 kr./år
Overskud	9.900.818 Kr./år
Overskud pr. Nm³	2,08 Kr./Nm³

*Finansieringen indeholder afskrivning af anlæg til scrapværdi på 0.

Det ses, at der kan produceres gas med et overskud på ca. 10 mio. kr. eller ca. 2,08 kr./Nm³ biometan. I denne beregning er indsat en gaspris på ca. 9 kr./Nm³ biometan inkl. grøn værdi. Afsætning af denne, og indtægten derfra vil være vigtig at have afklaret inden projektet realiseres. Det betyder dog også, at biogasanlægget som minimum skal have ca. 7 kr./Nm³ biometan inkl. salg af CO₂ for at være rentabel. Denne omkostning er sammenlignelig med andre biogasanlæg, som i dag er sikret af støttetillægget. Før år 2021 har en afsætning på 9 kr./Nm³ inkl. CO₂ og grøn værdi ikke været tilfældet, dog forventes der et skift frem mod 2030 og 2050 som sikrer en høj afsætningspris mange år frem. Mulig afsætning til Tyskland indikerer også et marked med en høj afsætningsværdi på længerevarende kontrakter. I 2022 har den høje gaspris medført, at der ikke har været behov for støttetillægget. Det er dog vigtigt, at man sikrer sig aftaget af flydende gas på en længerevarende kontrakt, for at sikre projektet gennemførlighed.

Af muligheder kunne være at tegne kontrakt på aftaget med Samsø Rederi direkte på den andel, som rederiet skal bruge til færgedriften, som i ovenstående beregning vil udgøre ca. 2/3 af gassen. Resten af gassen kan afsættes til Tyskland eller brændstofforhandlere som Q8 eller OK. Her vil længerevarende kontrakter også være at foretrække hvor afsætningsprisen skal fastsættes.

6 Muligheder for øget gasproduktion

Biogasanlægget kan ved at forædle CO₂ andelen producere mere biometan. Ved at videreforædle denne andel med brint, kan stort set hele CO₂-andelen laves til metan. Dette gør dog, at afsættet af CO₂ forsvinder til anden part, men at der vil være et øget afsæt af biometan. Det kræver derfor, at der er afsætning for mere biometan. Forædlingsprocessen kaldes metanisering.

Om dette kan betale sig vil afhænge af produktionsprisen af brint (behandlet i andet afsnit). Der skal anvendes ca. 0,18 ton brint pr. ton CO₂ til videreforædling. Ved at forædle CO₂ med brint via metanisering vil der dannes ca. 0,36 ton metan svarende til ca. 510 Nm³ metan pr. ton CO₂.

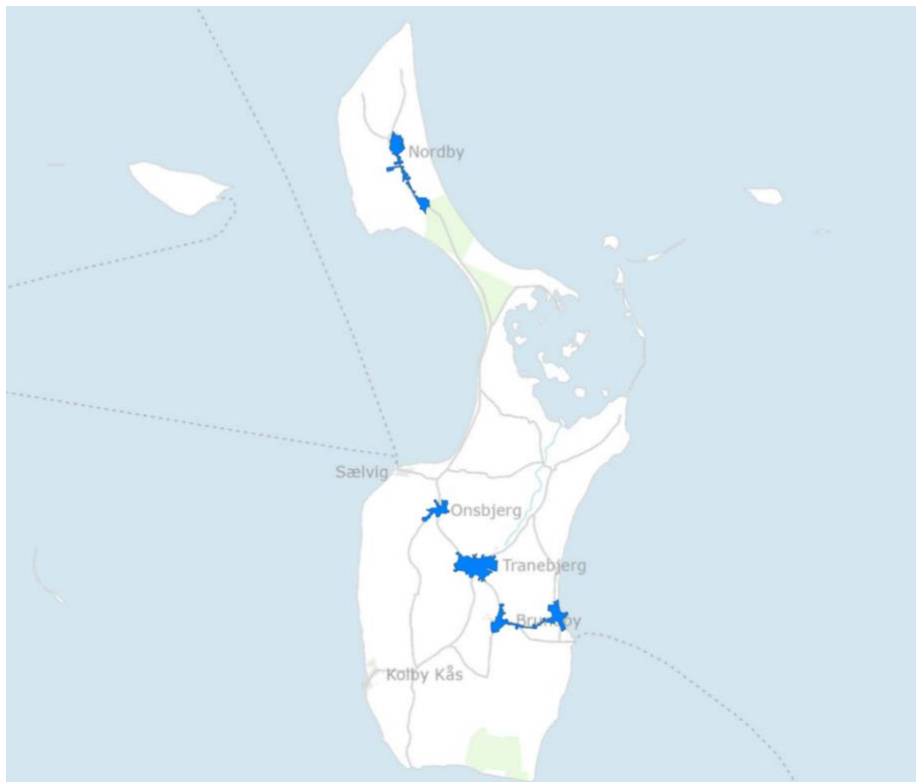
I ovenstående blev der beregnet en CO₂-mængde på 7.632 ton CO₂. Ved fuld forædling af dette, vil der altså kunne produceres yderligere ca. 3,9 mio. Nm³ metan. Støtte til denne produktion gives som tidligere, kun til gas som leveres til samlet gassystem, og derfor ikke til flydende gas.

Til forædling af CO₂ indholdet skal der jf. ovenstående anvendes i alt ca. 1.374 ton brint. Brint har en vægtfylde på ca. 0,09 kg/Nm³, hvorfor ovenstående vægt svarer til 15,3 mio. Nm³ brint. En Nm³ brint har et energiindhold på ca. 3 kWh i nedre brændværdi. Ovenstående brintmængde svarer derfor til et energiindhold på 46 mio. kWh eller 46.000 MWh. Det øgede biometan output vil derimod have et energiindhold på ca. 39.000 MWh, og der er derfor et energitab i processen, dog er biometan betydeligt nemmere at håndtere end brint. Energitalet skyldes at der produceres en del vand ved syntesen, hvor brinten i vand udgår som tab. Derudover er der også konverteringstab ved produktionen af brint, hvor det formodes, at elektrolyse vil være en god mulighed hvis der er overskud af el.

Ift. ovenstående har der ikke indtil videre i andre projekter været positiv økonomi i produktion af biometan fra brint og CO₂, ift. salg af CO₂ til anden part. Muligheden kan opstå, hvis omkostningen til el bliver tilstrækkelig lav kontra indtægten fra biometan. Det vil dog kræve at brint kan produceres til minimale omkostninger, samtidig med at værdien på biogen CO₂ ikke stiger yderligere. Ift. produktionsprisen af brint henvises til afsnittet omkring brintproduktion.

Project NESOI

Varmepumper og elkedler til fjernvarme på Samsø



August 2022

NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1
9520 Skørping

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 3. sal
8000 Aarhus C

SJÆLLAND

Nørregade 13, 1. sal
1165 København K

Tlf. +45 9682 0400
Fax +45 9839 2498

planenergi@planenergi.dk
www.planenergi.dk

CVR: 7403 8212

Indholdfortegnelse

1	Resume	3
2	Projekt beskrivelse	3
3	Metoder og værktøjer	4
3.1	Varreatlas og varmebehov	4
3.2	GIS og QGIS software	4
3.3	EnergyPRO.....	5
3.4	Microsoft Excel	5
4	Generelle forudsætninger	6
4.1	Fuel Prices and Electricity Prices	5
4.2	Investeringer	8
4.3	Drift og vedligehold	8
4.4	Selskabsøkonomi	8
5	Case beskrivelse	9
5.1	Nordby Mårup Varmeværk.....	10
5.2	Onsbjerg Varmeværk.....	11
5.3	Tranebjerg Varmeværk.....	12
5.4	Ballen-Brundby Fjernvarme	12
5.5	Investering.....	13
6	Scenarier	15
6.1	Potential District Heating Area Expansions	14
7	Resultater	22
7.1	Varmeproduktion	22
7.2	Ressource reduktion	23
7.3	Selskabsøkonomi	23
7.4	Ballen-Brundby scenarie	27
8	Konklusion	28

Frontpage:

Dataforsyningen
Skærmkort - Dæmpet
Blue: District Heating Areas
at Samsø



1 Projektbeskrivelse

Denne analyse og rapport har fokus på varmepumper og elkedler til fjernvarme. I dag er brændslet til fjernvarmen på Samsø halm eller flis. Der skal halm til biogasproduktion, og derfor vil varmepumper (primært luft til vand varmepumper) og elkedler skulle introduceres i fjernvarmesektoren, hvis halmen skal anvendes til biogasproduktion. I analysen beregnes gennemførligheden og beskrives den økonomiske bæredygtighed af disse handlinger.

1.1 Resume

I dag er der etableret fire fjernvarmeværker på Samsø. Den primære varmeproduktion er baseret på drift af halmkedler, men på grund af en ambition om at udnytte halmen anderledes, undersøges andre vedvarende fjernvarmeteknologier. Disse er en kombination af elkedler, luft-til-vand varmepumper og varmtvandslagre.

Forskellige scenarier undersøges for fjernvarmeværkerne på Samsø i denne analyse. Det er umiddelbart svært at finde positiv selskabsøkonomi for nogen af de tilfælde, hvor der investeres i elkedlerne og varmepumperne i de simple alternative scenarier. Den bedste selskabsøkonomi opnås i Alternativ #D, hvor elkedlerne køber strømmen til den pris, der er fastsat i Standardprisen 415, tilføjet med nedregulering og specialregulering. Her opnås en markant årlig besparelse på driften. Derudover viser beregningerne, at en kombination af Alternativ #D og tilslutning af resterende forbrugere inden for fjernvarmeområdet, vil kunne forbedre selskabsøkonomien. En mindre varmepumpe og bibeholdelse af halmkedlerne til spidslastdrift er også en mulighed.

Analyseresultaterne er gennemregnet med standardpriser. Yderligere optimering af løsningerne og indhentning af pristilbud vil være nødvendigt inden der træffes endelig beslutning om anlægsetablering.

2 Metoder og værktøjer

Til analyse er anvendt en række værktøjer:

- Varmeatlas
- Qgis er et værktøj, der kan behandle geografiske data
- energyPRO er en software til simulering af termiske systemer, herunder bl.a. produktion af fjernvarme og optimering på timebasis over et år
- Excel benyttes til databehandling og generering af resultater

2.1 Varmeatlas og varmebehov

Varmebehovet i de undersøgte områder er baseret på data fra Varmeatlas. Varmeatlaset er en database over udvalgte bygningers varmforsyning, eksempelvis som i denne screening, hvor forskellige byområder på Samsø skal screenes for potentielle fremtidige varmforsyninger.

Varmeatlaset er baseret på BBR-data. I BBR-registret er bygningers varmeinstallationstyper og opvarmningsteknologier registreret. Derudover oplyses bygningernes areal, alder og anvendelsesformål. Disse informationer, sammen med nøgletal for varmebehov per m² i bygninger, giver et estimat af bygningernes varmebehov. I BBR fremgår yderligere bygningernes geografiske placering, og alle bygningerne kan således kortlægges i et GIS-værktøj. Den nyeste version af Varmeatlaset er baseret på 2019 data og er udviklet af Aalborg Universitet.

De registrerede varmekilder i Varmeatlas stammer også fra BBR, hvor bygningsejerne selv har ansvar for at oplysningerne opdateres og er korrekte. Der kan på den baggrund være afvigelser fra de aktuelle individuelle forsyningsformer og der kan være fejl i data. I øjeblikket skifter mange boliger opvarmningsform typisk fra olie eller naturgas til fjernvarme eller varmepumpe. Der forventes derfor en overrepræsentation af olie- og naturgasfyr i Varmeatlas, grundet den beskrevne forsinkelse i opdatering, samt at det seneste Varmeatlas er baseret på data fra 2019. Det skal bemærkes, at bygninger, der skifter til varmepumper, skal være registreret med dette i BBR, for at kunne opnå den lave elvarmeafgift. Erfaringer fra brugen af Varmeatlaset viser dog, at Varmeatlaset for byområder i langt de fleste tilfælde giver et retvisende billede.

Varmeatlaset er det bedste datagrundlag, der er tilgængelig pt. og derfor benyttet i denne screening.

2.2 GIS og QGIS software

GIS er en forkortelse for geografiske informationssystemer (GIS). Det gør det muligt at behandle data, der er geografisk bestemt. I forbindelse med denne analyse er værktøjet Qgis benyttet.

QGIS er et Open Source geografisk informationssystem. QGIS kører i øjeblikket på de fleste Unix-platforme, Windows og macOS. QGIS er udviklet ved hjælp af Qt-værktøjssættet (<https://www.qt.io>) og en grafisk brugergrænseflade (GUI). QGIS bliver brugt til GIS-datavisningsbehov, til datafangst, til avanceret GIS-analyse og til præsentationer i form af sofistikerede kort, atlas og rapporter. Fra Qgis er det derudover muligt at trække data og lag ud i forskellige fil-formater, der bl.a. kan bruges til deling af disse.

2.3 EnergyPRO

EnergyPRO er et software værktøj, der benyttes til at regne på energisystemer. Beregningerne bliver foretaget på timebasis og optimeres over et år. EnergyPRO optimerer analytisk på driftsomkostninger og vil i hver time dække varmebehovet med de lavest mulige omkostninger. Omkostninger beregnes på baggrund af de givne forudsætninger for driftsomkostninger, der er givet til modellen som input. Det er eksempelvis brændselspriser, elpriser og afgifter. Forudsætninger for disse driftomkostninger er beskrevet i efterfølgende kapitel.

2.4 Microsoft Excel

Data og udtræk fra de øvrige værktøjer samles i Excel til databehandling og videre arbejde. I Excel udføres de selskabsøkonomiske beregninger. De videre beregninger i Excel er baseret på data samt de valgte forudsætninger for f.eks. investeringer, nye tilsluttede forbrugere etc. En mere detaljeret gennemgang af denne proces er vist i afsnittet for resultater.

3 Generelle forudsætninger

Dette afsnit er en opsummering af de vigtigste nøgletal for beregningerne vedrørende varmeforsyningen i byer på Samsø.

For at kunne lave analysen for området er der anvendt flere forudsætninger for løbende drifts- og produktionsomkostninger, samt investeringer og afskrivninger til fjernvarmeproduktionen.

3.1 Brændselspriser og elpriser

Drifts- og produktionsomkostningerne er omkostninger til el, brændstof og afgifter, men også variable omkostninger til vedligeholdelse.

Brændselspriser er en del af varmeproduktionsenhedernes variable omkostninger. Værdierne for udgiften til biomasse og halm er baseret på de seneste samfundsøkonomiske forudsætninger fra Energistyrelsen og afstemt efter aktuelle markedsforhold. Til denne analyse er prisen på halm sat til 690 kr./ton og prisen på flis er sat til 585,5 kr./ton.

Prisen på el er også en del af de variable omkostninger. I analysen er der brugt elspotprisen på timebasis for DK1 2019, da den repræsenterer et typisk gennemsnitsår. Dette er de historiske data for år 2019 i den vestlige del af Danmark og den gennemsnitlige elpris var 287,4 kr./MWh. Men på grund af ændringer og udsving i elmarkedet, usikkerheder og stor indflydelse på driften af elvarmepumper og elkedler, analyseres også andre prisvariationer.

Som en del af analysen anvendes to andre variable elpriser som input. Begge elpriser er sat til 415 kr./MWh, men variationen og mængden af lave og høje priser er forskellige,

I Energistyrelsens senest udmeldte forudsætninger stabiliserer elprisen sig på et årligt gennemsnit på 390 kr./MWh, mens Green Power Denmark tidligere har meldt ud, at de forventer, at prisen vil stabilisere sig på omkring 400 kr./MWh, baseret på om de langsigtede produktionsomkostninger til elproduktion af vedvarende energianlæg. Ved implementering af elektriske varmepumper og elkedler handler det ikke kun om den gennemsnitlige årlige pris, men også den forventede variation over året.

PlanEnergi har på baggrund af historiske månedlige data dannet to elprisserier med en gennemsnitspris på 415 kr./MWh. En kaldet Standardpris 415 som indeholder flere timer med høje elpriser end lave elpriser. Den anden serie hedder Variabel pris 415 og er dannet af historiske måneder, så den har cirka 3.000 timer både under 200 kr./MWh og over 400 kr./MWh med en gennemsnitspris på 415 kr./MWh.

I scenarieberegningerne anvendes elprisen fra "Standardpris 415", mens der er beregnet følsomhed for "Variabel 415" og "Spotpris 2019" vedrørende varmepumpe- og elkedelalternativerne, som er følsomme over for en stor variation i elpriserne. Ydermere

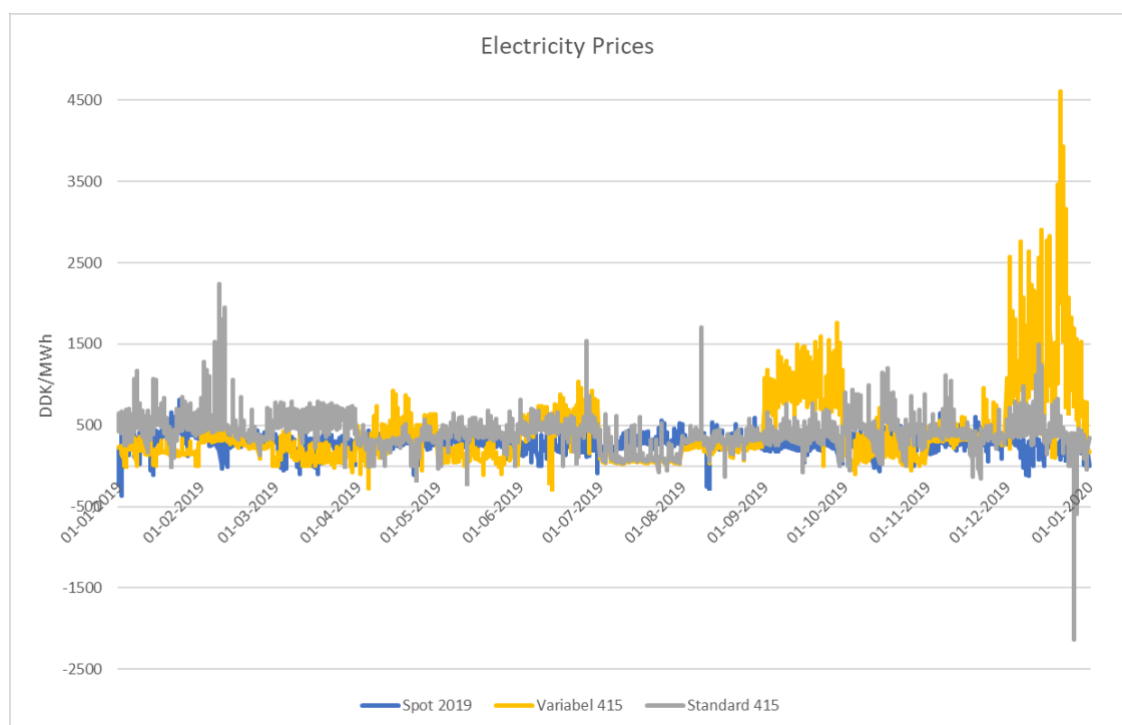
undersøges et alternativ #D, hvor elprisen er sat til "Standardpris 415" og derudover inkluderer markederne for nedregulering og specialregulering. Elprissceneriernes karakteristika er opsummeret her:

- Alternativ #A: Spot Pris 2019
 - o Gennemsnitspris: 287 kr./MWh
 - o Omtrent 1000 timer under 200 kr./MWh
 - o Omtrent 800 timer over 400 kr./MWh
 - o Flere lave elpriser end høje timelige elpriser.

- Alternativ #B: Standard Pris 415
 - o Gennemsnitspris: 415 kr./MWh
 - o Omtrent 1.000 timer under 200 kr./MWh
 - o Omtrent 4.500 timer over 400 kr./MWh
 - o Flere høje elpriser end lave timelige elpriser.

- Alternativ #C: Variable Pris 415
 - o Gennemsnitspris: 415 kr./MWh
 - o Omtrent 3.000 timer under 200 kr./MWh
 - o Omtrent 3.000 timer over 400 kr./MWh
 - o Lige mange høje og lave timelige elpriser.

Udsving i prisen på timebasis over et år kan ses i følgende graf:



Den gældende afgift for flis, halm og el takster pr. 1. januar 2022 anvendes i beregningerne. En fremtidig biomasseafgift er ikke indregnet, da det er usikkert, hvornår den træder i kraft og på hvilket niveau.

For varmepumperne og elkedlerne er taksterne beregnet efter det tidsafhængige takstblad for elselskabet Konstant, hvor fjernvarmeværkerne i Samsø vil blive tilsluttet B-høj. Taksterne har en væsentlig betydning for produktionsomkostningerne, ligesom tilslutningsomkostningerne har betydning for investeringen.

3.2 Investeringer

Investeringerne i fjernvarmeproduktionsenheder, transmissionsledning, distributionsledning samt stikledninger og individuelle fjernvarmeanheder er hovedsageligt baseret på priser fra seneste udgave af Teknologikataloget fra Energistyrelsen. I nogle tilfælde er disse blevet fastholdt og tilpasset PlanEnergis egne erfaringer på sådanne anlæg. Dette gælder især for varmepumpeanlæg, hvor PlanEnergi er rådgiver på mere end 25 projekter og 100 MW varmepumpeanlæg i varierende størrelser.

Det betyder, at såvel omkostninger som investeringer i de nuværende anlæg kan vise sig at være både højere eller lavere ved realisering.

Der er foretaget selskabsøkonomiske beregninger for hvert område for fjernvarmeselskaberne og tilhørende forbrugerøkonomi. I lyset af ovenstående er det derfor vigtigt at understrege, at disse resultater er baseret på de givne forudsætninger. Gennemførligheden for virksomheden og forbrugeren afhænger ikke kun af forudsætninger, men også af de faktiske omkostninger ved at realisere projekterne, som varierer fra år til år.

3.3 Drift og vedligehold

Omkostninger til drift og vedligehold til varmeproduktion, f.eks. variable vedligeholdelsesomkostninger, er baseret på data fra de seneste teknologikataloger fra Energistyrelsen for de relevante varmeproduktionsenheder. Omkostningerne er differentieret i forhold til kapacitet.

3.4 Selskabsøkonomi

De selskabsøkonomiske beregninger i denne analyse er baseret på en rente, driftsomkostninger, forbrugerabonnement og tariffer samt samlede investeringer. Renten er sat til 2,38% på baggrund af den nuværende KommuneKredit rente. Kapitalomkostningerne er opgjort over en lånefinansieringsperiode på 20 år.

4 Case beskrivelse

Der er fire etablerede fjernvarmeværker beliggende på Samsø. I dag er varmeproduktionen på fjernvarmeværkerne baseret på brug af halm eller flis. Denne analyse undersøger virkningen af at implementere luft til vand varmepumper, elkedler og varmtvandslagre.

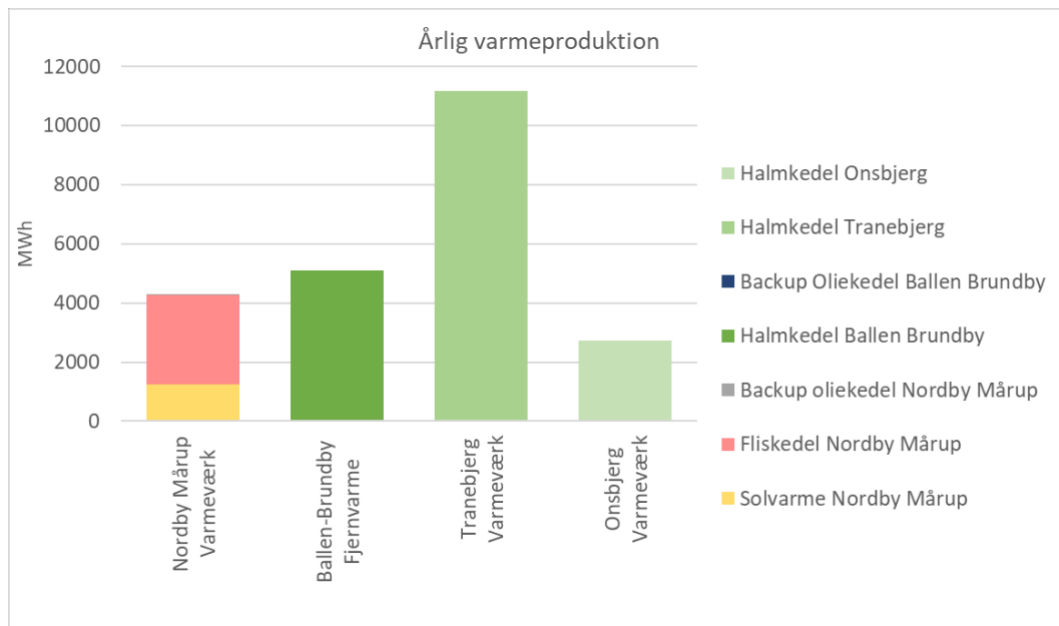
De fire fjernvarmeområder, der indgår i analysen, er vist i nedenstående figur med blå omrids og anlæggene betegnes som

- Nordby Mårup Varmeværk,
- Onsbjerg Varmeværk,
- Tranebjerg Varmeværk og
- Ballen-Brundby Fjernvarme.

Både Nordby Mårup Varmeværk og Tranebjerg Varmeværk er en del af Grøn Varme Samsø A/S.

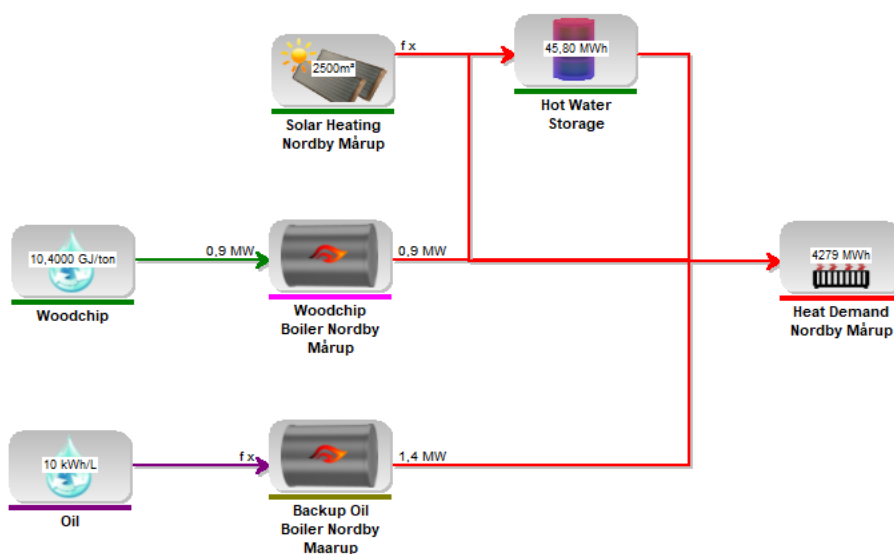


Den årlige varmeproduktion er baseret på halm eller flis og solvarme på anlæggene. Nedenstående graf viser den årlige varmeproduktion på de fire fjernvarmeværker.

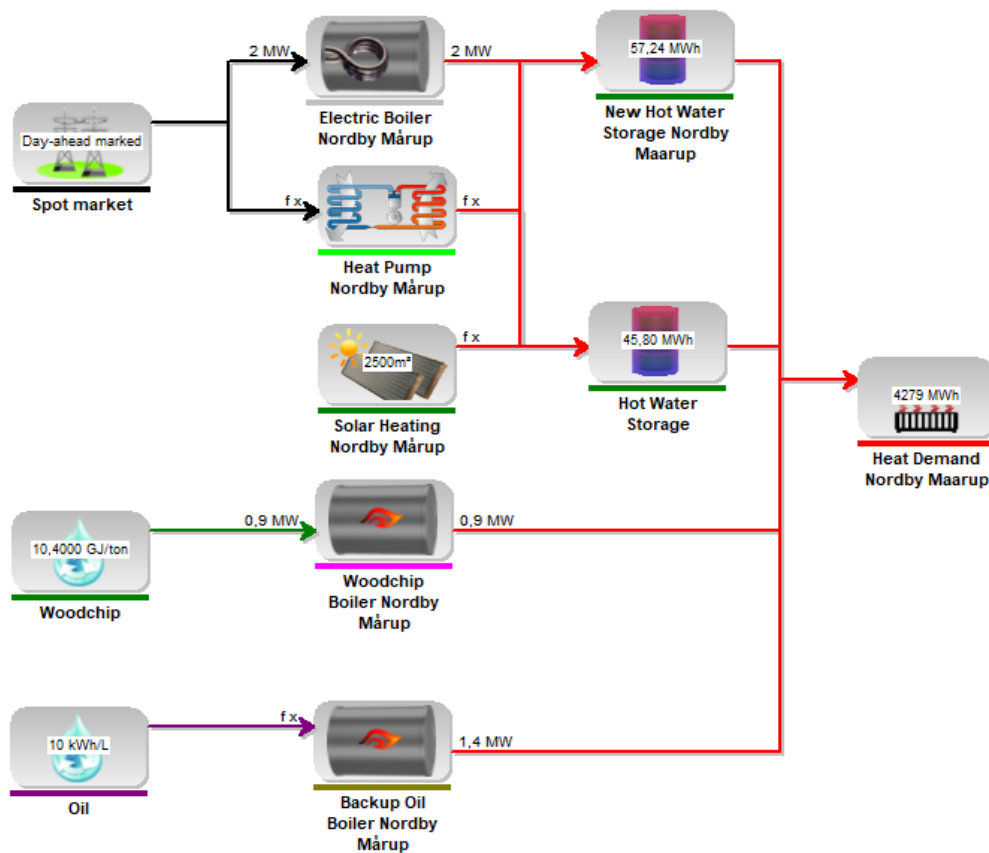


4.1 Nordby Mårup Varmeværk

Varmeproduktionsanlægget på Nordby Mårup Varmeværk består af 2.500 m² solvarmeanlæg og en træfliskedel på 0,9 MW. Derudover er installeret en 800 m³ akkumuleringstank og en 1,4 MW oliekedel som backup. Den årlige varmeproduktion er ca 4.300 MWh.



I analysen investeres I en 2 MW elkedel og en ny 1,000 m³ akkumuleringstank.

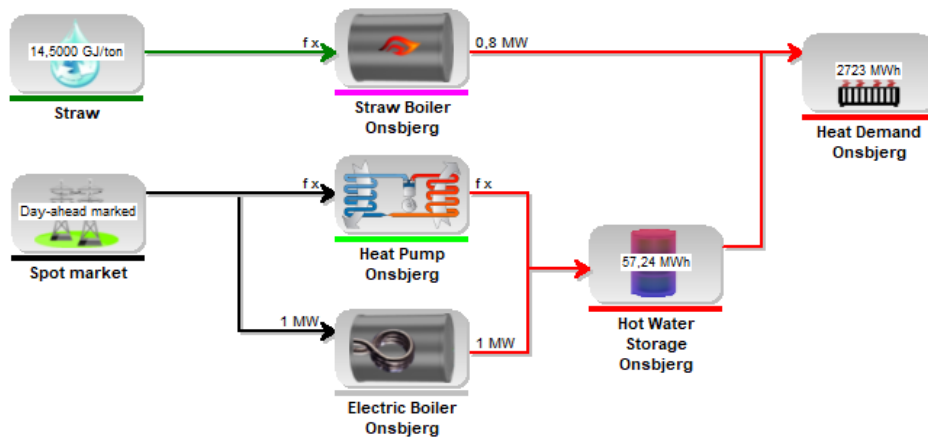


4.2 Onsbjerg Varmeværk

Varmeproduktionsanlægget på Onsbjerg Varmeværk består af en 0,8 MW halmkedel. Den årlige varmeproduktion er ca 2.700 MWh.

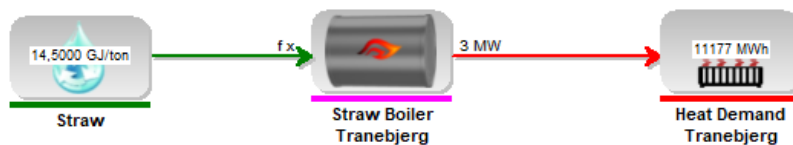


I analysen investeres i en 1 MW elkedel, en 0,7 MW varmepumpe og en 1,000 m³ akkumuleringstank.

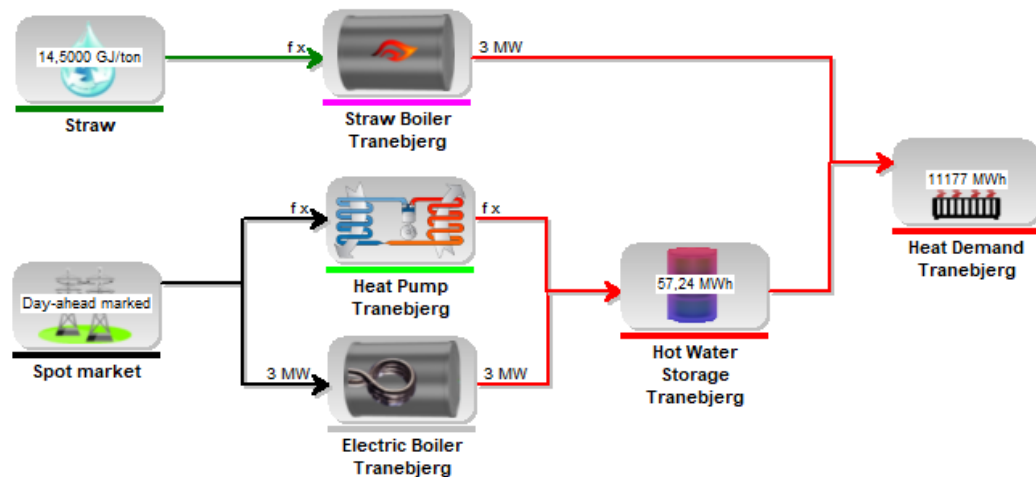


4.3 Tranebjerg Varmeværk

Varmeproduktionsanlægget på Tranebjerg Varmeværk består af en 3 MW halmkedel. Den årlige varmeproduktion er ca 11.200 MWh.

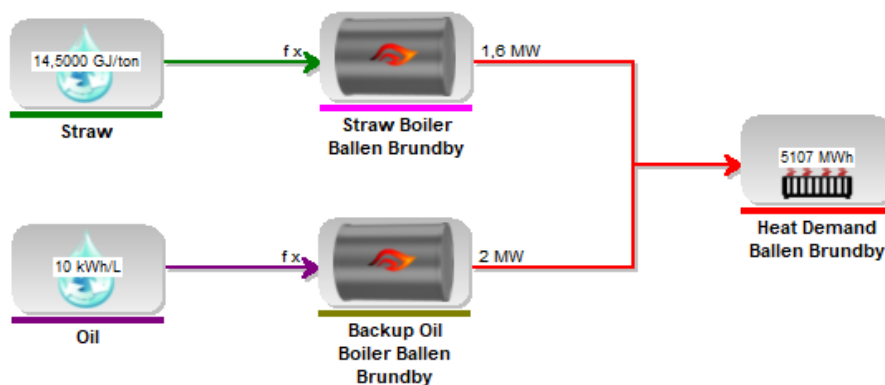


I analysen investeres i en 3 MW elkedel, en 2,8 MW varmepumpe og en 1000 m³ akkumuleringstank.

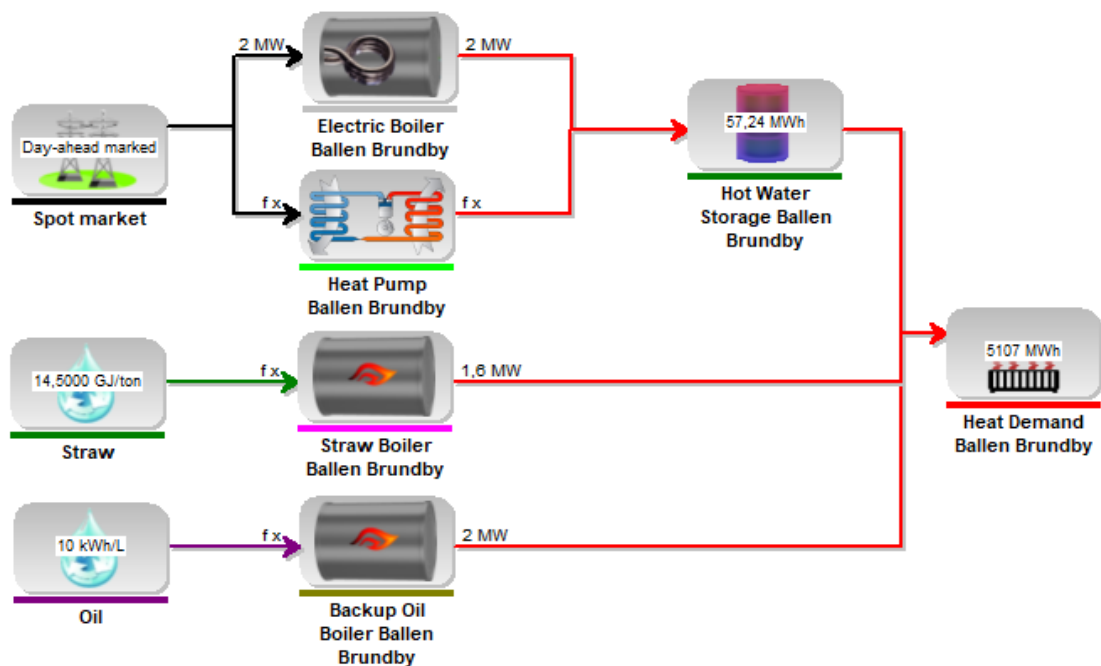


4.4 Ballen-Brundby Fjernvarme

Varmeproduktionsanlægget i Ballen-Brundby Fjernvarme består af en 1,6 MW halmkedel og en 2 MW oilekedel som backup. Den årlige varmeproduktion er ca 5.100 MWh.



I analysen investeres i en 2 MW elkedel, en 1,4 MW varmepumpe og en 1,000 m³ akkumuleringstank.



4.5 Investering

Omkostningerne ved at implementere luft til vand varmepumper, elkedler, varmtvandslagre og elnettilslutning omkostninger. Værdierne er skøn baseret på Teknologikataloget fra Energistyrelsen og PlanEnergis egne erfaringer på sådanne anlæg. Alle værdier er i kroner og eksklusive moms.

Projekt investering	Nordby Mårup Varmeværk	Onsbjerg Varmeværk	Tranebjerg Varmeværk	Ballen-Brundby Fjernvarme
Varmepumpe	11.760.000	5.880.000	23.520.000	11.760.000
Elkedel	2.233.332	1.116.666	3.349.998	2.233.332
Tank og eltilslutningsomkostning	2.338.194	1.819.097	2.950.463	2.338.194
Total	16.331.526	8.815.763	29.820.461	16.331.526

I referencescenarierne er det nødvendigt at tilføje en reinvestering i de eksisterende kedler på grund af enhedernes alder. Enhederne for reinvesteringerne har samme kapacitet som de nuværende installerede enheder. Investeringsomkostningerne er fastsat på baggrund af Teknologikataloget fra Energistyrelsen. Alle værdier er i kroner og eksklusive moms.

Reference investering	Nordby Mårup Varmeværk	Onsbjerg Varmeværk	Tranebjerg Varmeværk	Ballen-Brundby Fjernvarme
Fliskedel	4.419.360			
Halmkedel		4.940.160	18.525.600	9.880.320
Total	4.419.360	4.940.160	18.525.600	9.880.320



5 Scenarier

Hvert fjernvarmeværk analyseres med hvert deres reference scenarie, samt fem alternative scenarier for varmeforsyningen. Dette gøres for at undersøge effekten af at implementere teknologierne fra varmepumper, elkedler, varmtvandslagre for at sænke forbruget af halm og flis hos fjernvarmeværkerne.

Scenarierne Alt #1A, Alt #1B og Alt #1C undersøger den samme teknologiimplementering, mens driften på grund af elpriserne er forskellig. Elpriserne beskrevet i afsnit 4.1, omtalt som Spot pris 2019, Standard pris 415 og Variabel pris 415, anvendes i hvert af de tre scenarier.

Endvidere indgår potentielle udvidelser af fjernvarmearealerne i to forskellige alternativer. Et alternativt scenario. Alt #2C undersøger effekten af at forsyne nye forbrugere inden for de eksisterende fjernvarmeområder, og det andet alternative scenarie, Alt #3C, undersøger effekten af at forsyne nye områder nær de eksisterende fjernvarmeværker. Både scenarie Alt #2C og Alt #3C bruger elprisen kaldet Variable Price 415.

Fjernvarme udvidelsen og potentielle nye forbrugere er dem, som er registreret med et individuelt oliefyr og individuelt biomassefyr i Varmeatlas 2019. Forbrugere, der er registreret med elvarme og individuelle varmepumper, indgår ikke som potentielle fjernvarmeforbrugere. Inkluderet i de økonomiske beregninger er investeringsomkostninger til fjernvarmetransmissionsnet og de nye forbrugeres økonomiske bidrag.

- Alt. #1A: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvandslager.
Elprisen er sat til Spot pris 2019.
Ingen udvidelse medtaget.
- Alt. #1B: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvandslager.
Elprisen er sat til Standard Price 415.
Ingen udvidelse medtaget.
- Alt. #1C: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvandslager.
Elprisen er sat til Variable Price 415.
Ingen udvidelse medtaget.
- Alt. #1D: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvandslager.
Elprisen er sat til Standard Price 415 og inkluderer markedet for nedregulering og specialregulering.
Ingen udvidelse medtaget.

- Alt. #2C: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvandslager.
Elprisen er sat til Variable Price 415.
Potential fjernvarmeudvidelse inden for eksisterende fjernvarmeområde er medtaget.
- Alt. #3C: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvandslager.
Elprisen er sat til Variable Price 415.
Potential fjernvarmeudvidelse uden for eksisterende fjernvarmeområde er medtaget.



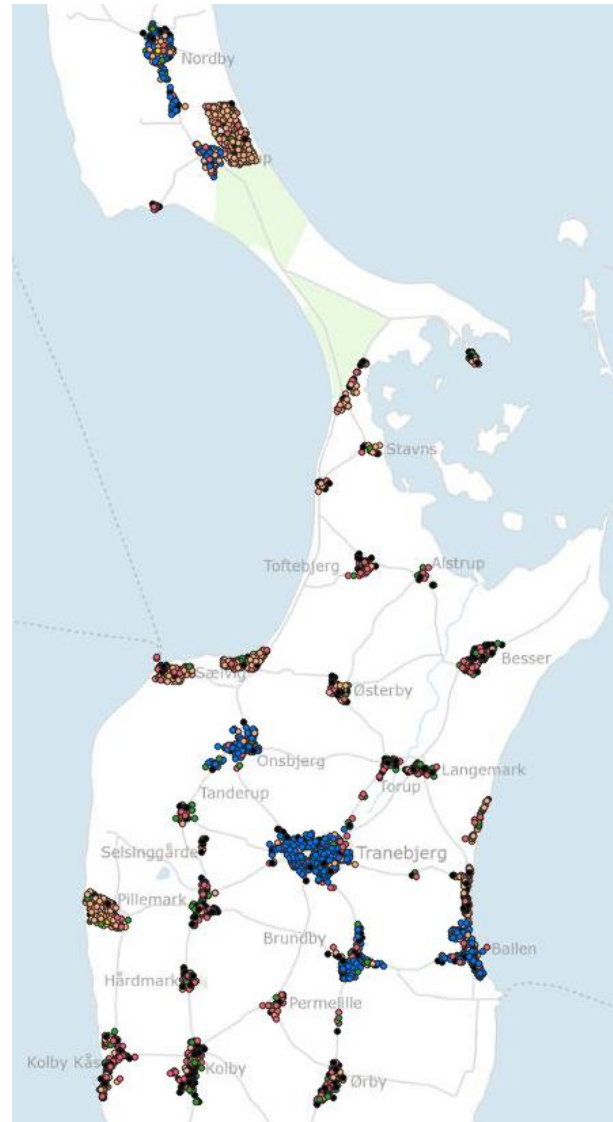
5.1 Potentielle nye fjernvarmeområder

Nye fjernvarmeforbrugere både inden- og udenfor eksisterende fjernvarmeområder har et større potentiale for at tilslutte sig fjernvarmenettet på en økonomisk gennemførlig måde, når deres husstand eller bygninger opvarmes med enten et individuelt oliefyr eller biomassekedel og generelt er placeret tæt på hinanden.

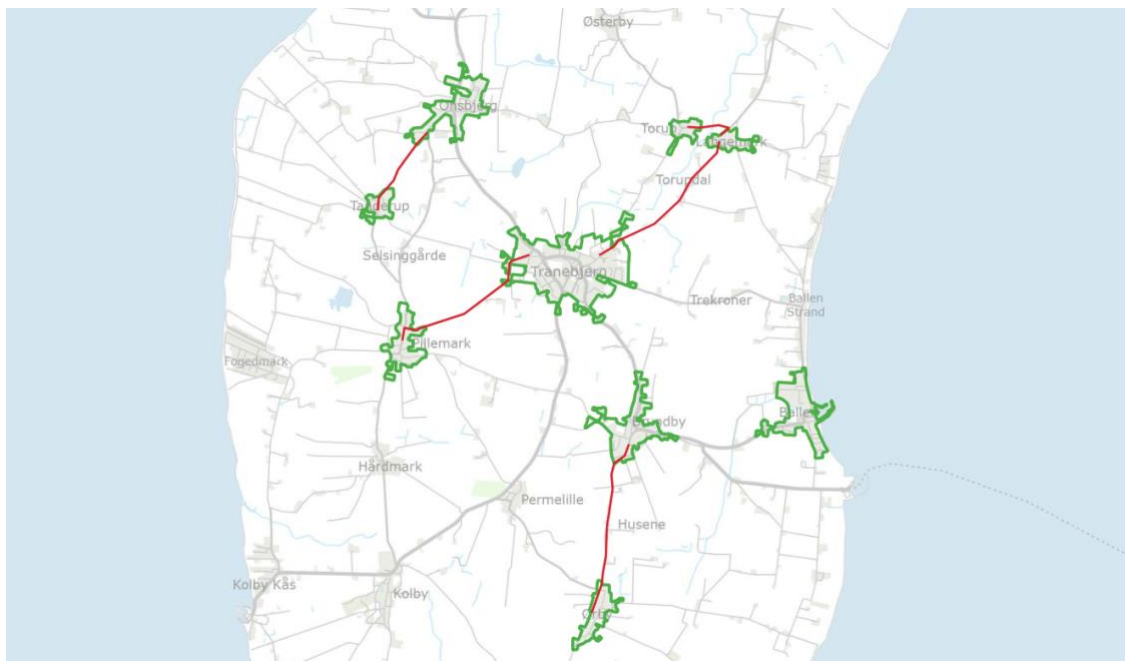
Derfor indgår forbrugere, der er registreret i Varmeatlas med elvarme og individuelle varmepumper, ikke som potentielle nye fjernvarmeforbrugere. Potentialet for at etablere fjernvarme til tættere bebyggede områder med individuelt oliefyr eller biomassekedel til opvarmning er undersøgt i denne analyse.

Data fra Varmeatlas er sorteret efter registrerede byområder og derved undersøges kun tættere befolkede områder i analysen.

På figuren til højre repræsenterer de blå prikker bygninger med fjernvarme på Samsø. De grønne og sorte prikker repræsenterer de bygninger, der er registreret i Varmeatlas til at have en individuel biomassekedel og et individuelt oliefyr som deres varmeforsyning. De orange og røde prikker repræsenterer de husstande, der er registreret med elvarme og individuel varme.



Det er valgt at undersøge fem potentielle nye fjernvarmeområder i analysen. Denne udvælgelse er baseret på tætheden af registrerede individuelle biomasse- og oliefyr samt afstanden og mellem de eksisterende fjernvarmeområder. Byerne er Langemærk, Torup, Tanderup, Pillemark og Ørby.



De potentielle arealer vil blive forsynet med fjernvarme gennem transmissionsnet i eksisterende vejnet fra nærmeste fjernvarmeværk. Investeringsomkostningerne for transmissionsnettet er baseret på et gennemsnitligt beløb på 3.000 kr./meter fjernvarmerør.

	Nordby Mårup Varmeværk	Onsbjerg Varmeværk	Tranebjerg Varmeværk	Ballen-Brundby Fjernvarme
Transmissionsledning	-	3.300.000	13.800.000	6.300.000

5.1.1 Nordby Mårup Varmeværk

Den mulige forbrugerudvidelse inden for Nordby Mårup Varmeværks nuværende forsyningsområde er vurderet til 59 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Nordby Mårup	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m²
Biomasse kedler	19	277	2027
0-130 m ²	13	131	966
131-250 m ²	6	146	1061
Oliekedler	40	716	4812
0-130 m ²	30	353	2480
131-250 m ²	8	235	1461
251-1000 m ²	2	128	871

Total	59	993	6839
--------------	-----------	------------	-------------

Der er ikke potentielle fjernvarmeområder tæt på Nordby Mårup Varmeværk.

5.1.2 Onsbjerg Varmeværk

Den mulige forbrugerudvidelse inden for Onsbjerg Varmeværks forsyningsområde er vurderet til 25 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Onsbjerg	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	10	183	1061
< 300 m ²	10	183	1061
Oliekedler	15	289	1769
< 300 m ²	15	289	1769
Total	25	472	2830

Potentialet i forsyning af forbrugere med individuel biomasse og oliekedler i landsbyen Tanderup fra Onsbjerg Varmeværk er undersøgt. Den mulige forbrugsudvidelse er vurderet til 20 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Tanderup	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	10	199	1982
< 300 m ²	8	150	910
> 300 m ²	2	49	1072
Oliekedler	10	123	885
< 300 m ²	10	123	885
Total	20	322	2867

5.1.3 Tranebjerg Varmeværk

Den mulige forbrugerudvidelse inden for Tranebjerg Varmeværks forsyningsområde er vurderet til 47 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Tranebjerg	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	5	88	505
0-130 m ²	3	18	122
131-250 m ²	2	70	383

Oliekedler	42	908	6589
0-130 m ²	24	322	2132
131-250 m ²	11	224	1720
251-1000 m ²	7	362	2737
Total	47	996	7094

Potentialet i forsyning af forbrugere med individuel biomasse og oliekedler i landsbyerne Torup, Langemark og Pillemark er undersøgt. Den mulige forbrugsudvidelse er vurderet til 103 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad

Varmeforsyning og bygningstype Torup, Langemark og Pillemark	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomassekedler	27	501	3515
0-130 m ²	15	163	1113
131-250 m ²	10	253	1840
251-1000 m ²	2	85	562
Oliekedler	76	1581	10042
0-130 m ²	53	792	4955
131-250 m ²	18	494	3109
251-1000 m ²	5	295	1978
Total	103	2082	13557

5.1.4 Ballen-Brundby Fjernvarme

The Den mulige forbrugerudvidelse inden for Ballen-Brundby Fjernvarmes forsyningsområde er vurderet til 87 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Ballen-Brundby	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomase kedler	16	282	1842
< 300 m ²	16	282	1842
Oliekedler	71	1372	8335
< 300 m ²	71	1372	8335
Total	87	1654	10177

Potentialet i forsyning af forbrugere med individuel biomasse og oliekedler i landsbyen Ørby er undersøgt. Den mulige forbrugsudvidelse er vurderet til 50 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Ørby	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	16	202	1234
< 300 m ²	16	202	1234
Oliekedler	34	658	3931
< 300 m ²	32	521	3185
> 300 m ²	2	137	746
Total	50	860	5165

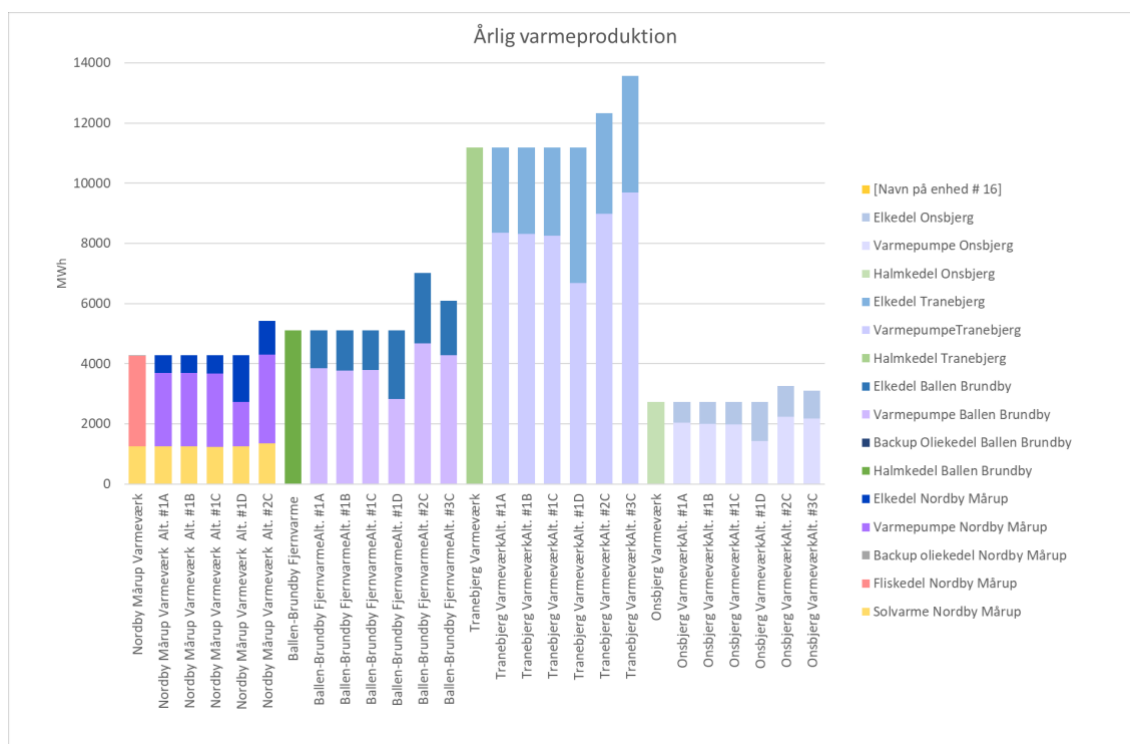


6 Resultater

6.1 Varmeproduktion

For de beregnede scenarier er følgende årlige varmeproduktion fundet baseret på energyPRO-beregningerne. Driften af enheder er baseret på den billigste varmeproduktion i den givne time i et helt år på baggrund af energyPRO-optimering.

De gule søjler repræsenterer varmen produceret på solvarmeanlæg, og de røde søjler repræsenterer varme produceret af træflis. De grønne nuancer repræsenterer varme produceret af halmressourcen, nuancerne af lilla repræsenterer varme produceret af varmepumperne, og nuancerne af blå repræsenterer varme produceret af elkedlerne.

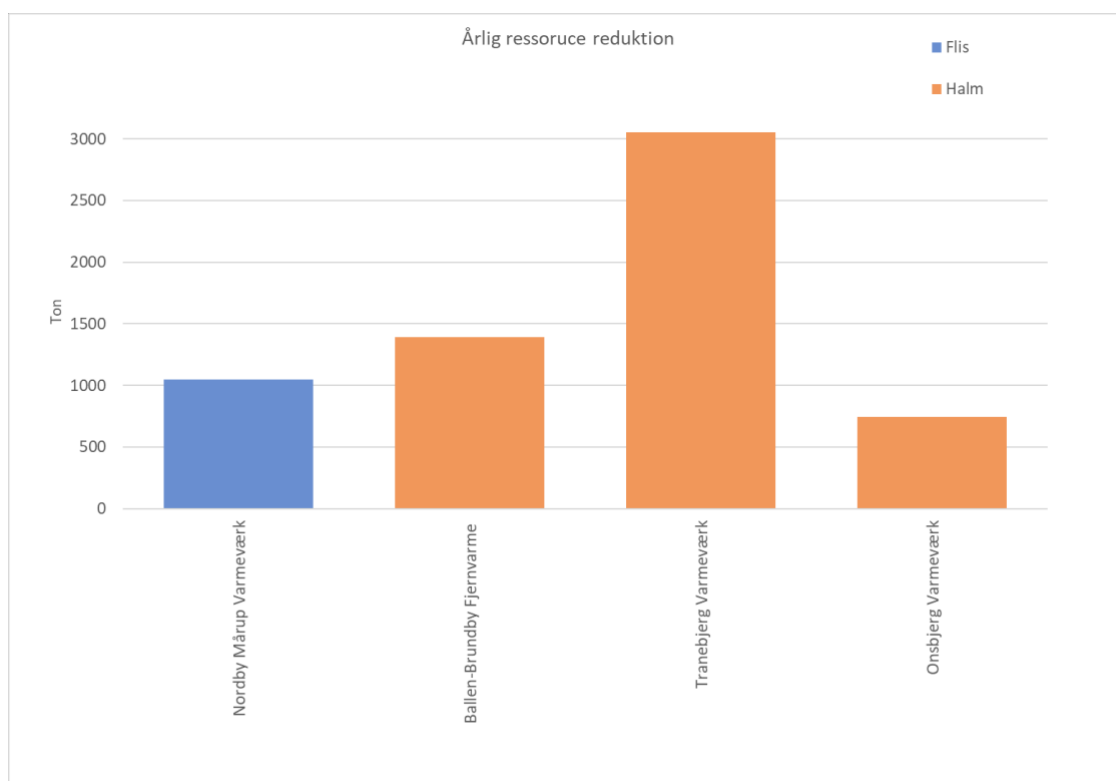


Grafen viser varmeforsyningen fra de forskellige enheder, der er tilsluttet de fire fjernvarmeværker i referencescenarierne (navn på fjernvarmeværk), og alternativerne (Alt #1A, Alt #1B, Alt #1C, Alt #1D, Alt #2C og Alt #3C).

Generelt producerer varmepumperne det meste af varmen til alle fire fjernvarmeværker, når den historiske elspotpris fra 2019 bruges. Hvorimod elkedlerne producerer mere varme ved anvendelse af nedreguleringsmarkedet og specialreguleringsmarkedet.

6.2 Ressource reduktion

Brugen af flis- og halmressourcer reduceres totalt som følge af implementering af elkedler, varmepumper og varmtvandslagre på de fire fjernvarmeværker. Nedenstående graf illustrerer den årlige reduktion på fjernvarmeværket. Ressourcerne er opført i tons, og ressourcereduktionen er fundet at være 100 %. Det skal nævnes, at de eksisterende flis og halmkedler kan bruges som reserve.

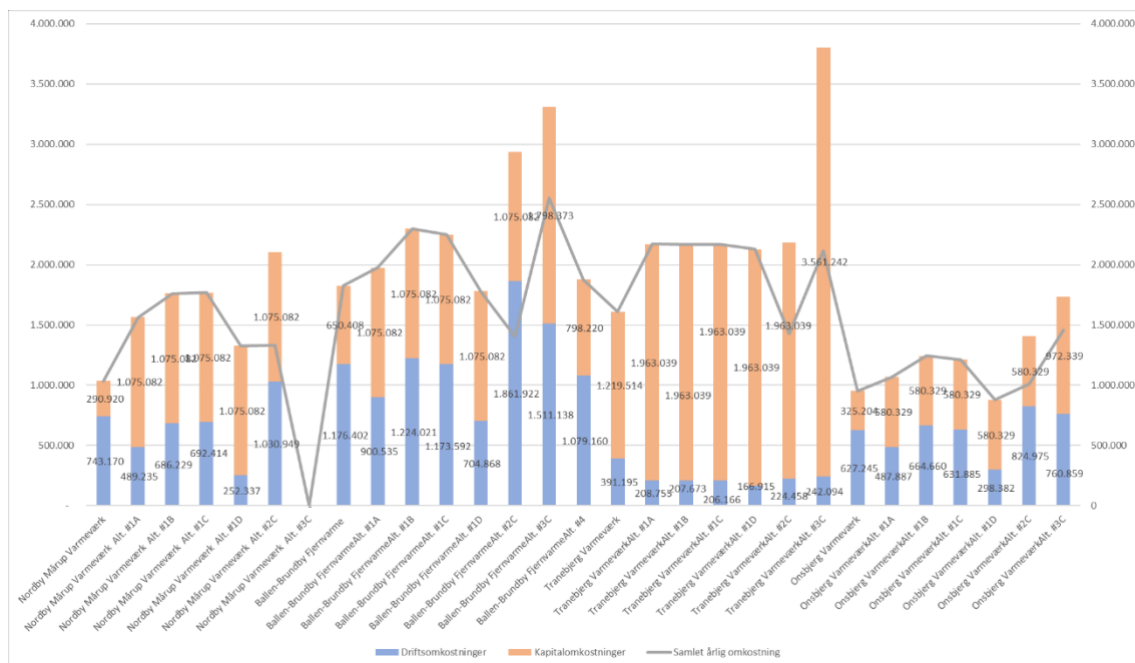


6.3 Selskabsøkonomi

Ved opgørelse af de selskabsøkonomiske konsekvenser af at tilføje en elkedel, en varmepumpe og varmtvandslager sammenlignes de årlige varmeproduktionsomkostninger for referencen og alternativerne.

Kapitalomkostningerne er baseret på optagelse af et annuitetslån med en løbetid på 20 år med en nominel rente på 2,38 % p.a. samt en løbende garanteret kommission på 0,50 % p.a. Siden år 2022 er renten steget fra 0,4 % til 2,4 %, hvilket betyder højere kapitalomkostninger for samme investeringsstørrelse.

Resultaterne på den samlede årlige driftsomkostning er præsenteret for alle scenarierne i grafen nedenfor, hvor de årlige driftsresultat og årlige kapitalomkostninger er vist.



I de følgende tabeller ses de selskabsøkonomiske betragtninger for hvert område:

		Nordby Mårup Varmeværk	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1A	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1B	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1C	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1D	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #2C	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #3C
Driftsomkostninger	kr./år	743.170	489.235	686.229	692.414	252.337	1.030.949	n/a
Driftsmeromkostning	kr./år		-253.935	-56.941	-50.756	-490.833	287.779	
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-774.821	
Årlig besparelse	kr./år		253.935	56.941	50.756	490.833	487.042	
Investering	kr.	4.419.360	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	0
Nettobeløb til låntagning	kr.	4.419.360	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	290.920	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082
Nettobesparelse	kr./år		-530.226	-727.220	-733.405	-293.328	-297.120	
Simpel tilbagebetalingstid	år		47	209	235	24	24	
Samlet årlig omkostning	kr./år	1.034.090	1.564.317	1.761.311	1.767.496	1.327.419	1.331.210	

		Ballen-Brundby Fjernvarme	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1A	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1B	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1C	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1D	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #2C	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #3C	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #4
Driftsomkostninger	kr./år	1.176.402	900.535	1.224.021	1.173.592	704.868	1.861.922	1.511.138	1.079.160
Driftsmeromkostning	kr./år		-275.867	47.619	-2.810	-471.534	685.520	334.736	-97.242
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-1.531.932	-757.567	
Årlig besparelse	kr./år		275.867	-47.619	2.810	471.534	846.412	422.831	97.242
Investering	kr.	9.880.320	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	28.931.526	12.125.728
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	-1.612.500	
Nettobeløb til låntagning	kr.	9.880.320	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	27.319.026	12.125.728
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	650.408	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.798.373	798.220
Nettobesparelse	kr./år		-148.807	-472.293	-421.864	46.860	421.738	-725.135	-50.570
Simpel tilbagebetalingstid	år		95	n/a	2.296	14	8	41	23
Samlet årlig omkostning	kr./år	1.826.810	1.975.617	2.299.103	2.248.674	1.779.950	1.405.071	2.551.945	1.877.380

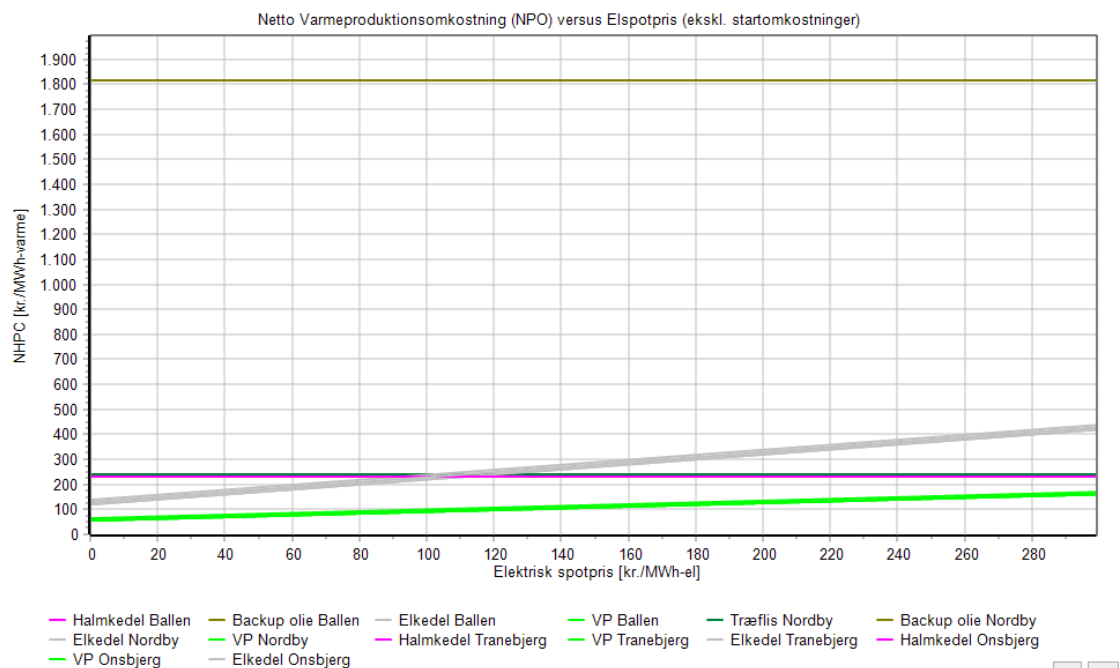
		Tranebjerg Varmeværk	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1A	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1B	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1C	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1D	Tranebjerg VarmeværkAlt. #2C	Tranebjerg VarmeværkAlt. #3C
Driftsomkostninger	kr./år	391.195	208.755	207.673	206.166	166.915	224.458	242.094
Driftsmeromkostning	kr./år		-182.440	-183.522	-185.029	-224.280	-166.737	-149.101
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-761.265	-1.685.906
Årlig besparelse	kr./år		182.440	183.522	185.029	224.280	928.002	1.835.007
Investering	kr.	18.525.600	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	57.420.461
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	-3.321.750
Nettobeløb til låntagning	kr.	18.525.600	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	54.098.711
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	1.219.514	1.963.039	1.963.039	1.963.039	1.963.039	1.963.039	3.561.242
Nettobesparelse	kr./år		-561.085	-560.003	-558.496	-519.245	184.477	-506.721
Simpel tilbagebetalingstid	år		62	62	61	50	12	19
Samlet årlig omkostning	kr./år	1.610.709	2.171.794	2.170.712	2.169.205	2.129.954	1.426.232	2.117.431

		Onsbjerg Varmeværk	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1A	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1B	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1C	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1D	Onsbjerg VarmeværkAlt. #2C	Onsbjerg VarmeværkAlt. #3C
Driftsomkostninger	kr./år	627.245	487.887	664.660	631.885	298.382	824.975	760.859
Driftsmeromkostning	kr./år		-139.358	37.415	4.640	-328.863	197.730	133.614
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-395.619	-275.030
Årlig besparelse	kr./år		139.358	-37.415	-4.640	328.863	197.889	141.416
Investering	kr.	4.940.160	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	15.415.763
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	-645.000
Nettobeløb til låntagning	kr.	4.940.160	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	14.770.763
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	325.204	580.329	580.329	580.329	580.329	580.329	972.339
Nettobesparelse	kr./år		-115.768	-292.541	-259.766	73.737	-57.236	-505.719
Simpel tilbagebetalingstid	år		28	n/a	n/a	12	20	70
Samlet årlig omkostning	kr./år	952.449	1.068.216	1.244.989	1.212.214	878.711	1.009.685	1.458.167

Den bedste selskabsøkonomi opnås generelt i Alternativ #D, hvor elkedlerne køber strømmen til den pris, der er fastsat i Standardprisen 415, tilføjet med nedregulering og specialregulering. Her opnås en årlig besparelse på driften. Desuden viser tilslutning af resterende individuelle forbrugere inden for forsyningsområderne generelt god økonomi sammen med etablering af varmepumper, elkedler og akkumuleringstanke, men produktionssystemet vil formentligt kunne optimeres yderligere, jf. f.eks. afsnit 6.4, hvis resultater er anført under Alternativ 4 i ovenstående tabel for Ballen-Brundby.

Virkningen af at implementere solpaneler eller vindmøller på fjernvarmeverkerne for at producere deres egen elektricitet "bag måleren" kunne undersøges for at sænke driftsomkostningerne, men investeringsomkostningerne ved sådanne teknologier er ligeledes dyre.

Derudover er det vigtigt at følge prisudviklingen i halm og flis som benyttes som brændsel på værkerne i dag. En yderligere stigning i disse priser, vil gøre el-til-varme enhedernes selskabsøkonomi bedre.



Et udklip fra energyPRO, der viser netto-varmeproduktions omkostningerne som funktion af elpriserne ses ovenfor, hvor elpriserne er baseret på 415_var.

Varmeproduktionspriserne for halm og træflis ligger på 230-240 kr./MWh. Den gennemsnitlige el-pris for varmepumperne, benyttet i alternativ 1C er omkring 345 kr./MWh. Tillagt tariffer og vedligehold og med en COP på 3, vil varmeproduktionsprisen for varmepumpen ligge på ca. 170 kr./MWh. Da varmepumpen og elkedlen skal dække hele varmebehovet og også er tvunget til at køre i spidslasttimer, er der for mange dyre el-timer til at løsningen med de benyttede forudsætninger er billigere end referencen i dag.

6.4 Ballen-Brundby scenarie

For videre undersøgelse af alternativet med implementering af elkedel, varmepumpe og varmtvandslager, udfordres dette med et andet alternativ for Ballen-Brundby Fjernvarme. Her indgår implementering af varmepumpe og varmtvandslager kombineret og eksisterende halmkedel til spidslast og ombygning af eksisterende oliekedel til bionaturgaskedel til reservelast. En ombygning af oliekedlen vil have en omkostning på ca 500.000 kr. og brug af eksisterende halmkedel til spidslast vil ikke kræve reinvestering i ny halmkedel.

Scenariet kaldes Ballen-Brundby Fjernvarme Alt. #4, hvor scenariet undersøger følgende:

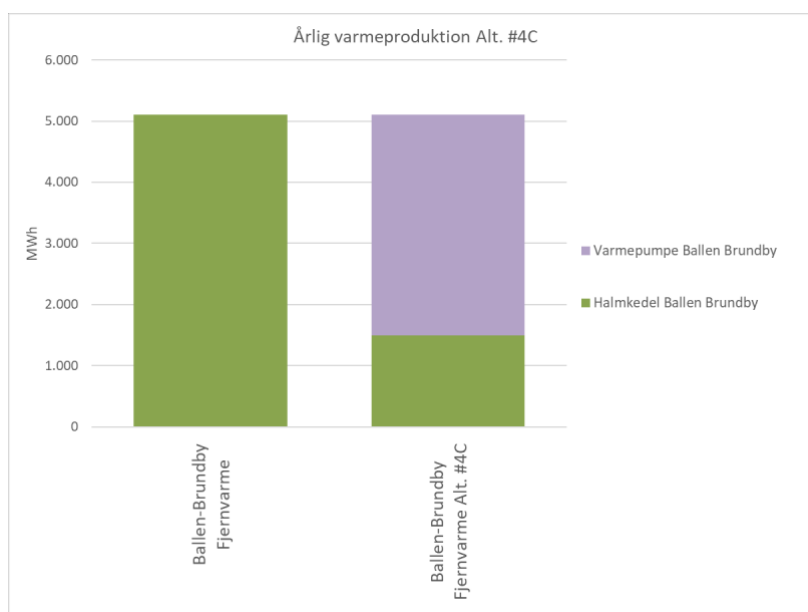
Alt. #4: Fjernvarmeværket implementerer en 1,1 MW varmepumpe og varmtvandslager, samt ombygger eksisterende oliekedel til

bionaturgaskedel som reservelast. Eksisterende halmkedel benyttes som spidslast.

Elprisen er sat til Variable Price 415.

Ingen udvidelse medtaget.

Varmeproduktionen vil se ud som vist på nedenstående graf. Her dækker varmepumpen ca. 70% af varmeproduktionen:



Resultaterne for de selskabsøkonomiske beregninger er sammenlignet med de andre alternative scenarier for Ballen-Brundby Fjernvarme i tabellen for Ballen-Brundby i afsnit 6.3.

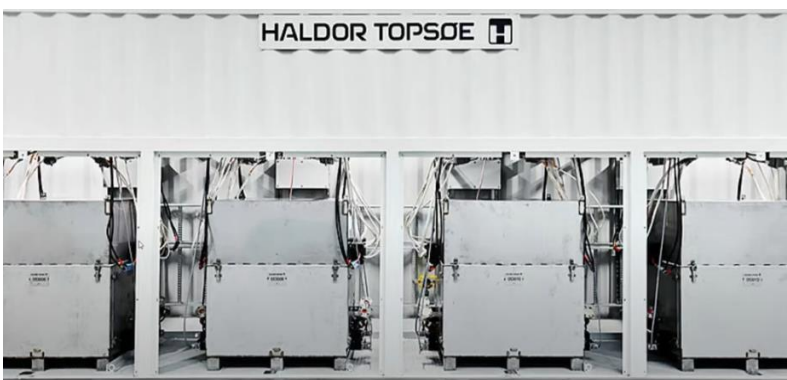
Her se det at den årlige besparelse vil lande på omtrent 97.000 kr./år, ved at implementere en 1,1 MW varmepumpe og varmtvandslager hos Ballen-Brundby Fjernvarme. Denne besparelse og den lavere kapitalomkostning til investeringen kan sammenlignes med referencen.

Resultaterne for Ballen-Brundby Fjernvarme Alt. #4 viser, at rent selskabsøkonomisk kan der findes et potentiale for at reducere halm forbruget hos fjernvarmeværket. Alternativ #1A, #1B, #1C, #1D, #2C og #3C vil ikke benytte halm som ressource i fremtiden, hvor #4 vil reducere forbruget med 71%.

Project NESOI

Samsø Brint

August 2022



Eksempler på elektrolyseenheder

1 Introduktion til brintproduktion og PtX

Samsø har som mål at være 100 % selvforsynende med energi. Det betyder at både el, varme, gas, transportbrændsler mv. for øens drift skal produceres lokalforankret. I dag er øen selvforsynende på 100 % el og 84 % til fjernvarme. Fordi øen er selvforsynende på el, er der gode muligheder for produktion af brændstoffer fra el, såkaldt PtX.

Udover at kunne forsyne øen med syntetiske brændstoffer, kan energi fra el også lagres mere effektivt i brændslerne i situationer hvor strømmen er billig.

Hvad er brint?

Brint (H) er det første grundstof i det periodiske system og også det mest simple molekyle i dets daglige form (H₂). Grundstoffet indgår i storst set samtlige molekyleforbindelser i større og mindre grad.

Som energibærer er brint det mest energirige molekyle pr. masseenhed, med en øvre brændværdi på 141,8 MJ/kg, hvis ikke der medregnes atomreaktioner og radioaktivt henfald. Til sammenligning har transport-diesel en øvre brændværdi på ca. 44,8 MJ/kg.

En Nm³ brint indeholder ca. 3 kWh i nedre brændværdi. Til sammenligning indeholder en Nm³ naturgas ca. 11 kWh i nedre brændværdi. Brint fylder dermed mere og har behov for øget tryksætning under lagring.

Der er gode muligheder for lagring af brint uden kontinuert energitab, som ellers ses ved lagring af el i et batteri. Molekylet kan lagres i en tæt tank til formålet.

Brint er byggesten for mange processer i den kemiske industri foruden energisektoren. Det gælder bl.a. produktion af ammoniak til handelsgødning og skibsbrændstof, brændselsproduktion (herunder benzin, diesel og flybrændstof) via hydro-cracking på raffinaderier, HVO-produktion til fx margarine, konventionel metanolproduktion, produktion af hydrogenperoxid (blegemiddel), stålproduktion og mange flere andre industrier.

På verdensmarkedet er brintforbruget estimeret til ca. 80 millioner tons om året (ca. 900 milliarder Nm³).¹

Kategorisering af brint

¹ Tal fra Mordor intelligence, 2021



Brint har mange kategoriseringer alt efter hvilken energikilde det har oprindelse fra. Nedenfor er beskrevet denne kategorisering som farveopdeles.

- **Grå brint** er brint, som produceres fra naturgas.
- **Brun og sort brint** er brint produceret fra kul, herunder særligt brunkul.
- **Grøn brint** produceres via elektrolyse (spaltning af vand) fra vedvarende energi fx el fra sol, vindmøller, vandkraft el. andet VE.
- **Blå brint** er brint produceret fra fossile ressourcer, men med CO₂ fangst og lagring/anvendelse ved forbrænding af brændslet. Det kan være brint produceret fra naturgas, hvor CO₂-indholdet fra metan-damp-reformeringen indfanges og lagres. Der er stor diskussion om hvorvidt blå brændsler er fremtiden eller blot en midlertidig løsning indtil fossile brændsler kan erstattes helt af grønne brændsler.
- **Lyserød/lilla/rød brint** er brint produceret på elektrolyse hvor energikilden er atomkraft. Atomkraft er ikke relevant i Danmark, men har stort potentiale på verdensplan pga. de relativt store energimængder og sammenspil med afkøling af atomreaktoren.
- **Turkis brint** er brint produceret via metan pyrolyse, hvor metan afbrændes uden ilt hvorved metan adskilles i brint og frit kulstof.

I denne rapport fokuseres der udelukkende på grøn brint, da denne vurderes med størst potentiale til laveste omkostning for Samsø.

Hvad er PtX?

PtX er konvertering af el til en ubekendt kemisk forbindelse (X), ved lagring af den elektriske energi i kemiske bindinger i form af brint, som evt. kan videreforædles. X'et, i PtX, kan være bl.a. brint, men også diverse kemikalier som er en yderligere forædling af brint, fx ammoniak, metan, metanol, eller mere langkædede karbonhydrider som e-DME, e-kerosene eller e-diesel.

Når der diskuteres PtX, er brint oftest hovedfokus. Det skyldes, at størstedelen af udfordringerne og omkostningerne ligger i elektrolyse af vand, samt at samtlige PtX processer som udgangspunkt involverer produktionen af brint i større eller mindre grad.

Elektrolyse spalter vand til ilt og brint med el som energikilde. Brint er hovedproduktet, og ilten anvendes som udgangspunkt ikke, medmindre der indtænkes afsætning til fx medicinalindustri eller dambrug.

Markedsprisen på el er i dag (2021) for høj til at produktionen kan være markedsdrevet, samtidig er der et stort energitab i elektrolyseprocessen. Derudover er der også en udfordring i distributionen af brint, hvor ny infrastruktur kan være nødvendig. Når distributionsmulighederne er på plads, kan brint anvendes i de forskellige industrier, som alle har brint som platform-kemikalie, fx gødningsproduktion og forædling af råolie.

2 Teknologi til brintproduktion

Brint er det mest simple PtX-produkt og benyttes i samtlige andre PtX processer. Grøn brint produceres som udgangspunkt via elektrolyse af vand. Elektrolyse er spaltning af vandets molekyllære forbindelse, brint og ilt. Processen kræver energi for at spalte vandet hvor der opnås energirig brint, samt ren ilt. Molekylerne adskilles i en membran

Teknologimæssigt er typisk tale om 3 forskellige typer af elektrolyse: 1) Alkalisk, 2) PEM og 3) SOEC. De tre typer er forskellige i opbygning samt forbrugsmateriale og strømforbrug.

Alkalisk elektrolyse: Teknologien gør brug af en alkalisk væske (typisk kaliumhydroxid opløst i vand) med høj pH for at sikre konduktivitet i væsken. Strømmens energi spalter vandet som adskilles i en porøs væg (typisk komposit) og tiltrækkes af en hhv. en positiv og negativ pol. Tryksat alkalisk elektrolyse er en mulighed, men ikke et krav, for at bidrage til krav om efterfølgende afsætningstryk på anlæg. Alkalisk væske under tryk øger slid på udstyret betydeligt, dog med højere effektivitet og produktionsrate til følge. Der produceres spildvarme i processen med 50-60 °C. Alkalisk elektrolyse er pt. den teknologi som er nemmest at skalere i stor størrelse, stærkt efterfulgt af PEM.

Teknologien har kort opstartstid på 1-få timer fra kold start til fuld produktion, afhængig af om anlægget er tryksat. Det betyder også at der hurtigt kan reguleres på anlægget. Der er mulighed for at køre ved lavere belastning af den totale kapacitet, helt ned til 10-20 % af anlæggets kapacitet.

Der findes i dag større enheder af alkalisk elektrolyse op til flere MW.



Figur 1: Elektrolyseenhed fra Green Hydrogen System. Teknologien baseres på tryksat alkalisk elektrolyse. På billedet er vist en 20 fods container svarende til ca. 0,45 MW. Modulerne kan skaleres som ønsket.

PEM: Står for Polymer-Exchange-Membrane eller Proton-Exchange-Membrane, men teknologierne er ens. Her er tilsvarende ovenstående poler adskilt af en fast polymer membran. Drivmidlet er strøm, hvor der, modsat alkalisk elektrolyse, anvendes neutralt vand. På den ene side af membranen spaltes vand i ilt og brint. Herefter diffunderer brint (proton) over membranen, mens ilt ikke kan passere. Dermed separeres brint og ilt på hver side af membranen. Stakken, eller elektrolysecellen, er mere kompakt end alkalisk elektrolyse og fylder derfor mindre. Trykket er typisk 30 bar, men fås også i trykløse udgaver. 30-35 bar er tæt på operationstrykket på et afsætningspunkt. Operationstemperaturen i cellen er 50-80 °C og spildvarmen dermed også omkring 50-60 °C som ved alkalisk elektrolyse. Teknologien har meget kort opstartstid på få minutter fra kold start til fuld produktion. Det betyder også at der hurtigt kan reguleres på anlægget, hvor Siemens Energy oplyser at der kan reguleres med 10 % pr. sekund. Anlægget minimum belastning er ca. 5 % af den totale kapacitet. Der findes i dag større enheder af PEM-elektrolyse op til flere MW.



Figur 2: PEM elektrolyseenhed fra Siemens Energy. Denne enhed kan skaleres i moduler fra 100-2.000 kg brint i timen.

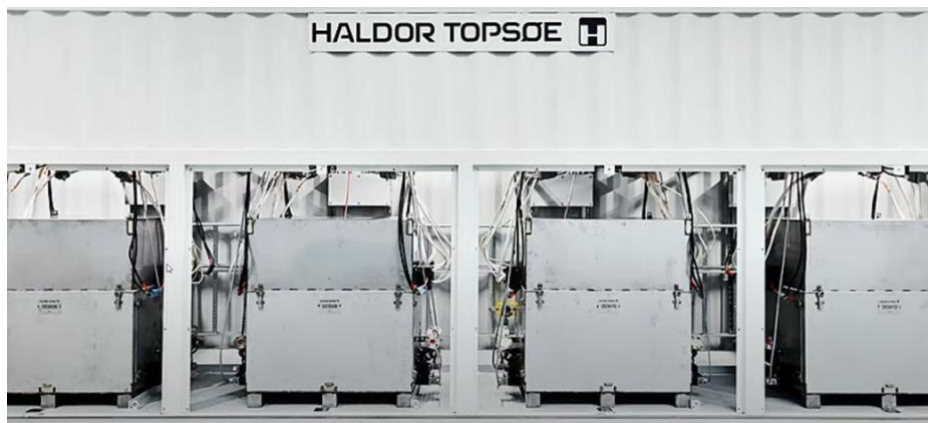
SOEC: Står for Solid Oxide Electrolysis Cell. SOEC anvender damp som fødestrøm i stedet for vand og selve elektrolysen er derfor mere effektivt, især når den kombineres med dampproducerende processer som metan- eller metanolproduktion, da der så ikke skal anvendes energi til fordampning under processen. Elektrolysecellen er opbygget af tilsvarende 2 poler og en elektrolyt. Dampen spaltes til brint- og ilt-ioner på en side og elektrolytten transporterer ilt-ion til modsatte pol. Drivenergien er igen strøm. Procestemperaturen er høj (500-900 °C) og overskudsvarmetemperaturen høj, dog med mindre masseflow end ovenstående teknologier modsvarende den højere effektivt fra strøm til brint. SOEC undergår fortsat udvikling og opskalering, men det er vist at teknologien potentielt

kan reducere energiforbruget til elektrolysen med 20-25 % afhængig af om den kobles med anden proces som kan generere varme til damp.

Teknologien har længere opstartstid (op til flere timer) sammenlignet med andre teknologier grundet den høje temperatur. Reguleringen er derfor også langsommere. Det modvirkes dog af den højere effektivitet som opnås med teknologien. Der ses mulighed for regulering ned til 10 % af den planlagte kapacitet.

SOEC udforskes i øjeblikket i stor stil, men der er ikke et kommercielt anlæg i MW-størrelse taget i drift, endnu. Haldor Topsøe arbejder dog på at opføre et større produktionsanlæg for enheder til SOEC elektrolyse.

Det skal derfor også nævnes at ovenstående er forbundet med usikkerhed da det kan være forskelligt på et kommercielt anlæg.



Figur 3: SOEC-opstilling fra Haldor Topsøe

Brintanlæg leveres typisk som containerløsninger, der kan skaleres derefter. I øjeblikket er det alkalisk elektrolyse og PEM elektrolyse som er mest kommercielt modne.

Som tidligere beskrevet har brint en nedre brændværdi på ca. 3 kWh/Nm³ og vejer ca. 0,09 g/Nm³. Brintanlæggenes effektivitet kan derved måles ud fra brintproduktion ift. elinput. Dele af tabet kan anvendes som fjernvarme. Ved for lave temperaturer kan der anvendes en varmepumpe som booster for at nyttiggøre energitabet.

Elektrolyseanlæg fylder ca. 10-20 m²/MW tilført el jf. Energistyrelsens teknologikatalog afhængig af typen af teknologi².

Der er et betydeligt vandforbrug i produktionen af brint. Tages der udgangspunkt i molekylernes vægt, er damp (H₂O – med en totalvægt på 18 g/mol) ca. 9 gange tungere end brint (H₂ – med en totalvægt på 2 g/mol). 1L vand kan dermed,

² Teknologikataloget for flydende brændstoffer, Energistyrelsen 2021

støkiometrisk, producere 0,1 kg brint uden tab i processen. Der må dog forventes et tab af ikke spaltet vand under elektrolysen. Tabet som rejektivand estimeres til 30-40 % og er svært at genanvende idet det er opkoncentreret af salte.

Vandkvaliteten er også vigtig for at undgå slid i brintanlæggets processer. Det er nødvendigt med betydelig vandkvalitet, hvorfor der oftest installeres en omvendt-osmose enhed for at reducere urenheder og salte i vandet. NIRAS undersøger i øjeblikket i et udviklingsprojekt muligheden for anvendelse af rensset spildevand i Esbjerg til anvendelse i de kommende PtX anlæg.

3 Brintproduktion på Samsø og anvendelse

Anvendelsen

Der er her beskrevet 2 hovedkilder som vil kunne anvende brint og PtX:

- Brint til PtX-produkter herunder forædling af CO₂
- Brint til transport

Udover selve produktionen af brint, vil der også ligge en stor fordel i at kunne stabilisere elnettet så der, når der er overskud af el, kan aftages en større mængde til produktion af brint. Stabilisering af elnettet ses som en stor fordel i PtX-produktionskæden.

Brint til PtX-produkter herunder forædling af CO₂

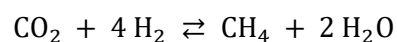
Under afsnittet om biogas er der beskrevet, at biogasanlæggets CO₂ kan opgraderes til metan ved anvendelse af brint. Derfor kan metanmængden øges fra biogasanlægget hvis der produceres tilstrækkeligt brint.

Det er ikke eneste mulighed for forædling af et biogasanlæggs CO₂. Der kan også produceres metanol, som også kan anvendes som skibsbrændstof eller anden industri. Også her vil der være et behov for brint.

Ved metanisering af CO₂-indholdet i biogassen omdannes CO₂ til metan ved reaktion med brint, dvs. at metanmængden i biogassen øges. Dette kan ske direkte ved injektion af brint i reaktoren, eller i separate metaniseringsanlæg. Særligt metanisering ved hjælp af biologi bliver undersøgt i stor skala.

Støkiometrisk skal der anvendes 0,18 ton brint pr. ton CO₂ eller ca. 4 Nm³ brint pr. Nm³ CO₂. Dette forudsætter 100 % udnyttelse. For et biogasanlæg som vist under biogasafsnittet med en produktion på ca. 4,8 mio. Nm³ metan om året, vil det kræve minimum 15,7 mio. Nm³ brint eller ca. 1.379 ton brint om året.

Brintbehovet er fhv. stort til metanisering, idet halvdelen af brinten går til produktion af vand under metaniseringen. Reaktionen ses nedenfor:



1.379 ton brint vil kræve en elektrolysekapacitet på ca. 8 MW. Dette er udregnet baseret på ovenstående biogasproduktion, som resulterer i, at i alt ca. 7.600 tons CO₂ skal forædles, samt at elektrolyseenheden har en driftstid på 8.500 timer om året.

Elektrolysen forventes at have en effektivitet på ca. 70 %, dvs. 70 % af den el som bruges under processen, bliver til brint, mens resten bliver til varme samt

anvendes til fordampning af vand. En andel af denne spildenergi bør kun genanvendes til fjernvarme.

CO ₂ -mængde	Brint mængde (Støkiometrisk behov)	Driftstimer (elektrolyse)	Elektrolyse effektivitet	El-behov (produceret)
7.600 tons	1.379 tons	8.500 timer	70 %	Ca. 8 MW

Som tommelfingerregel påpeger eksperter inden for sektoren, at der skal etableres 2 gange den ønsket producerede elektrolysekapacitet, som VE-kapacitet for at kunne sikre forsyning til elektrolyseenheden. Der kan være situationer hvor anlægget ikke kan forsynes hvor det må stå stille. Her skal anlægget hurtigt kunne startes op igen efter stilstand. Afhængig af elektrolyseteknologi vil responstiden være forskellig, hvor særligt PEM-elektrolyse kan opstartes hurtigt efter en fuld nedlukning.

Ved en elektrolysekapacitet på 8 MW, forventes der derfor at skulle installeres minimum 16 MW. Dette antal svarer til 5 vindmøller á 3,6 MW/stk. på land. Alternativt kunne det være et hybridanlæg hvor der opføres både vind og solenergi til produktionen af brint.

Størrelsen og andelen vurderes at kræve et større areal af øen på land, hvor en 3,6 MW vindmølle har en forventet højde på ca. 144 m. Ved etablering skal afstandskravet til en vindmølle minimum være en radius af møllens total højde (dvs. at kunne falde i alle retninger uden at kunne ramme objekter). Ved placering i 2 rækker påkræves et areal på maksimalt 50 hektar ($3 \cdot 288 \text{ m} \times 2 \cdot 288 = 497.664 \text{ m}^2$). Der skal altså være ca. 300 m mellem hver vindmølle. Der kan med fordel etableres kystnære møller for ikke at anvende øens areal.

Ift. evt. tilslutning af elnettet skal et anlæg af denne størrelse være tilsluttet på distributionsniveau. Hvis energien opføres med formål kun at anvendes til drift af PtX anlægget (og evt. biogasanlægget), kan en direkte linje medfører at anlægget kan fritages for afgifter til transport af el. Det vil være en betydelig omkostningsbesparelse for anlægget, idet afgifter kan udgøre 20 % af omkostningen til brintproduktionen, afhængig af elprisen (ved anvendt spot elpris på ca. 0,5 kr./kWh).

Der kan være behov for en batteriløsning således at anlægget kan køre uden produktion af VE i kortere perioder.

Ved produktionen af metanol, vil forbruget af brint være ca. 25 % reduceret ift. metanisering. Det skyldes at der kun dannes 1 vandmolekyle i reaktionen i stedet for 2 som for metanisering. I stedet kræves dog et større metanolanlæg, som er en betydeligt større investering end metaniseringsanlægget, som kan udføres ift.



simple tanke med fyldelegemer. Her kan findes inspiration fra Greenlab Skive, og det kommende PtX anlæg i Kassø vedr. metanolanlægget.

Idet fjernvarmen forventes omstillet til varmepumper, forventes CO₂-udledningen herfra reduceret hvorved denne mængde ikke kan anvendes. Fjernvarmen kan også drage nytte af PtX anlægget, hvor der vil være en større andel spildvarme, som muligvis har behov for et boost via. en varmepumpe. Det hænger dog fint sammen med at fjernvarmen i forvejen omstilles til varmepumper som beskrevet i separat rapport om fjernvarme.

Det virker mest oplagt at bruge produktionen af brint til PtX produkter som kan anvendes lokalt på øen.

Brint til transport

Jf. Danmarks Statistik er der indregistreret flg. køretøjer på Samsø i Januar 2022:

- Personbiler: 1892
- Busser: 3
- Varebiler: 379
- Lastbiler: 21
- Motorcykler: 153
- Knallert: 71
- Traktorer: 279
- Campingvogne: 102
- Brand- og redningskøretøjer: 3

Af ovenstående vurderes størstedelen af kunne omstilles til el, herunder personbiler, busser, varebiler, motorcykler, knallerter og campingvogne. Skraldevogne og mindre lastbiler til leverancer af varer forventes også at kunne omstilles til el idet kørselsdistancen på øen er begrænset. Større lastbiler som fx gyllelastbiler og tankvogne vil være svære at omstille til el grundet den store vægt og dermed meget korte rækkevidde.

Pga. størrelse og driftstid forventes det sværere at omstille større lastbiler, traktorer og brand- og redningskøretøjer. Disse køretøjer vil dog fhv. nemt kunne omstilles til drifts på gas, enten metan, som i dag er teknologimoden, eller i fremtiden på brint. Fordelen ved brint er, at under forbrænding vil der ikke være CO₂-emission.

Alt transport der kan omstilles til el bør gøres fordi energieffektiviteten er langt større end en forbrændingsmotor eller en brændselscelle. Derudover er det energitungt at producere brint og gas på de præsenterede anlæg. El kan anvendes

med minimal behandling fra VE-kilderne, dog er der begrænset mulighed for lagring idet energidensiteten i batterier er for lav.

Der er ikke brintbiler på Samsø, og ikke en tankstation til tankning af brint eller brintinfrastruktur. Dette er desuden også gældende for gastankstationer og gasinfrastruktur. Det vil derfor være en større ændring af infrastruktur samt flåde transport hvis øens tunge køretøjer skal omstilles til brint. Teknologien til brintlastbiler er ikke moden, og der kan diskuteres hvorvidt brint er et bedre transportbrændsel end LBG-lastbiler, hvis der kan produceres nok LBG på biogasanlægget. Nul-emissionskøretøjer er dog at foretrække hvor brint har en fordel.

Ved etablering af biogasanlægget kan der forholdsvis nemt etableres en gastankstation i nærheden hvor de køretøjer som er svære at omstille, kan omstilles til enten komprimeret eller flydende opgraderet biogas.

Ift. forbrug kan en alm. Personbil køre ca. 100 km på et kg brint. En almindelig tank kan indeholde ca. 5,5 kg brint og har derfor en rækkevidde på ca. 550 km.

Daimler (Mercedes) udvikler i øjeblikket en brint lastbil med en rækkevidde på ca. 1.000 km som forventes at køre på flydende brint. Lastbilen forventes klar i 2027-2030. Lastbiler på LBG/CBG er derfor i øjeblikket mere teknologimodne og kan bestilles i dag.

Lastbiler på tryksat opgraderet biogas har i dag rækkevidde på lidt under en almindelig diesel lastbil. LBG har tæt på tilsvarende rækkevidde.

4 Overordnede økonomiske betragtninger

Investering i yderligere VE

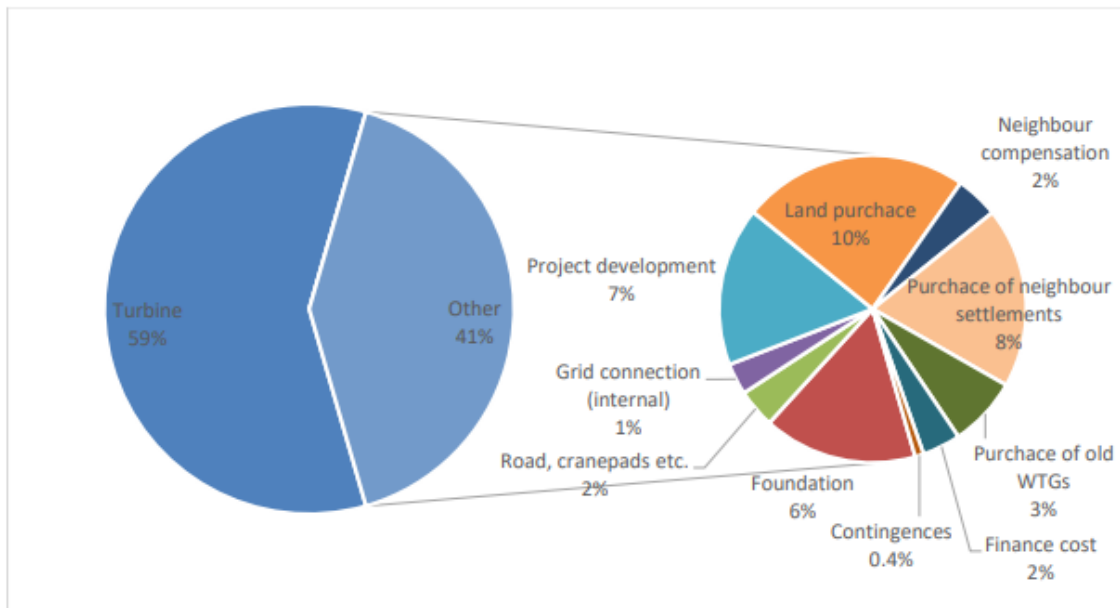
Som nævnt i tidligere afsnit vil der kræves ca. 16 MW installeret for at kunne forædle den CO₂ som et evt. biogasanlæg måtte producere. Her foreslås vindkraft for at begrænse arealet. Derudover er der gode vindforhold på Samsø. Et alternativt ville være at lave et hybridanlæg, nedenfor er beskrevet omkostninger til etablering af både vind- og sol.

Udelukkende etablering af solpaneler betragtes dog mindre attraktivt til opgradering af CO₂ fra biogasanlæg, idet biogasanlæggets produktion er kontinuert og hele året. Her vil solenergi være udfordret om vinteren, hvor produktionen daler betydeligt. Det vil kræve et større CO₂ lager såfremt der udelukkende anvendes solenergi til produktion af brint. Alternativt skal solparken være meget overdimensioneret. Der kan dog være en god synergi i en hybridpark med både sol- og vind, da minimerer risiko for lavproduktion, idet der er tale om 2 forskellige vejrforhold.

Hvis der skal sikres forsyning, skal enheden være koblet på elnettet.

Vindkraft

I Energistyrelsen teknologikatalog som baseres på 12 projekter opført i 2017-2018 fremgår det at selve vindmøllen udgør ca. 59 % af omkostningen, og resten er ca. 40 %. Fordelingen er vist nedenfor:



Figur 4: Investeringsomkostninger af vindmøller baseret på 12 projekter ml. 2017-2018 på land.

Siden 2018 må priserne dog forventes at være steget.

Af Vestas regnskab for Q2 2022 blev det fremsat, at selskabet havde salg svarende til 0,96 mio. €/MW på salg af vindmøller, mod 0,92 mio. €/MW i 2021. Anvendes ovenstående fordeling beregnes omkostningen som nedenstående:

Beregnete omkostninger til 16 MW vindmøllepark		
Enhed	Andel	Omkostning
Vindmøllen	59%	114.432.000 kr.
Land	10%	19.395.254 kr.
Naboerhvervelse	8%	15.516.203 kr.
Projektudvikling	7%	13.576.678 kr.
Fundament	6%	11.637.153 kr.
Nabokompensation	2%	3.879.051 kr.
Veje og kravførelse	2%	3.879.051 kr.
Opkøbs af gamle vindmølle generatorer	3%	5.818.576 kr.
Finansiering	2%	3.879.051 kr.
Intern netforbindelse	1%	1.939.525 kr.
Uforudsete omkostninger	0,4%	775.810 kr.
I alt	100%	194.728.353 kr.
Omkostning pr. MW		12.170.522 kr./MW

Ovenstående pris svarer til ca. 1,63 mio €/MW, hvor det i teknologikataloget fremgår at omkostningen til vindmøller på land er sat til 1,12 mio. €/MW.

Det oplyses desuden i teknologikataloget at driftsomkostninger til vindmøller på land ligger på hhv. 1,5 €/MWh i variabelomkostninger (204.000 euro for 136.000 MWh), og 14.000 €/MW/år i faste omkostninger.

Der forventes ca. 2.000-3.000 driftstimer på en vindmølle om året.

Elproduktion fra solenergi

Anvendes en lignende tilgang om ovenstående, er der igen i Teknologikataloget oplyst hovedomkostningen. Disse er vist nedenfor:

Beregnete omkostninger til 16 MW solcellepark		
Enhed	Andel	Omkostning
Solpaneler	46%	30.992.000 kr.
Ledninger og tilkobling	11%	7.152.000 kr.
Installation af paneler	23%	15.496.000 kr.
Jordarbejde, fundamener osv.	9%	5.960.000 kr.
Andet	7%	4.768.000 kr.
Inverter til paneler	5%	3.576.000 kr.
I alt*	100%	67.944.000 kr.
Omkostning pr. MW		4.249.625 kr.

*Dette beløb indeholder ikke omkostninger som land, nabokompensation, projektudvikling osv.

Ovenstående omkostninger for solceller inkluderer ikke omkostninger som land, nabokompensation, projektudvikling osv.

Under vindmølleopgørelsen udgjorde disse omkostninger ca. 25-30 % af den samlede omkostning. Tillægges en omkostning på 30 % til disse poster øges omkostningen til ca. 88,3 mio. kr., eller en omkostning på 5,5 mio. kr./MW

Investeringsomkostningen til solceller har derved en betydeligt lavere omkostning sammenlignet med vindmøller.

Ift. drift af solcelleanlæg er det oplyst i teknologikataloget at driftsomkostninger ligger fast på hhv. 11.300 €/MW, samt 4.400 €/MW i grundleje. Der fremgår ikke variabelomkostninger på solceller. Driftsomkostningerne er dermed også betydeligt lavere sammenlignet med vindmøller.

Der forventes dog at skulle bruges et større areal ved solceller. Derfor kunne en hybridløsning med både kystnære vindmøller og et solcelleanlæg være en mulighed.

Produktionsomkostninger af brint

Investeringsomkostninger

Elektrolyse er fhv. moden teknologi, men sammenlignet med vind- og sol produktionsenheder, er teknologien alligevel ikke optimeret.

I øjeblikket er alkalisk elektrolyse den billigste enhed. Nedenfor er nævnt enkelte projekter baseret på alkalisk elektrolyse.

Af større anlæg har regnskab fra norske Nel ASA, som både producerer elektrolyseenheder og brinttankstationer, vist at omkostningen på elektrolyseenheder og projekter ligger ml 0,2-0,4 mio. €/MW. Store projekter har lavere omkostninger pr. MW. Fx er der nævnt fra Nel, at en større ordre på 200 MW havde en værdi til 45 mio. €, svarende til 0,22 mio. €/MW.

Nel elektrolyseanlægget ved Ramme tæt på Lemvig som forventes installeret på 10 MW elektrolysekapacitet er estimeret til en omkostning på i alt 4 mio. €. Det giver en omkostning på elektrolyseanlægget på ca. 0,4 mio. €/MW.

Denne størrelse er meget relevant, idet der blev beregnet en påkrævet elektrolysekapacitet på ca. 8 MW nødvendig for at opgradere CO₂ indholdet fra biogassen.

Disse størrelser er mindre end Energistyrelsens teknologikatalog, hvor den samlede investering oplyses til 0,65 mio. euro for et 100 MW elektrolyseanlæg, hvoraf elektrolyseenheden udgør 90 % af omkostningen.

Det skal nævnes at investeringsomkostninger er forbundet med usikkerhed da teknologien er i udvikling og forventes reduceret i løbet af de kommende år.

Ved anvendelse af 0,4 mio. €/MW som 90 % af den samlede omkostning, forventes en investeringsomkostning på ca. 0,45 mio. €/MW, ca. 3,6 mio. € ved 8 MW, svarende til ca. 27 mio. kr.

Modsat er det i teknologikataloget oplyst at PEM elektrolyse har en omkostning på 0,925 mio. €/MW, svarende til ca. 30 % højere omkostning.

I Kassø's større PtX anlæg er der bestilt en 50 MW electrolyseenhed med PEM fra Siemens Energy. Det er ikke oplyst ordresummen på opgaven.

Omkostningerne indeholder ikke tilkobling til elnet og tilhørende transformer station, hvor der forventes en omkostning på ca. 1.000 kr./kVa på distributionsniveau.

Drift og produktionsomkostninger

Hvis el forsynes i direkte linje vil elprisen svare til den omkostning der måtte være på at producere denne baseret på VE-kilden. Denne vil formodentlig være lavere

end spotprisen elproduktion i Danmark i dag kan opføres stort set uden støtte. Seneste pristillæg der blev udbudt fra Energistyrelsen var på 1,54 øre pr. kWh. Der blev ikke ansøgt om pristillægget. Dog bliver der fortsat opført VE.

I produktionen af brint vil elprisen være klart den største omkostning. Produktionsprisen med el som energikilde er i dag ikke er konkurrencedygtig ift. produktion af brint med fossile brændsler f.eks. naturgas. Markedsprisen på el er i dag (2021) for høj til at produktionen kan være markedsdrevet, samtidig er der et stort energitab i elektrolyseprocessen.

Udover elprisen er andre omkostninger generelt drift af anlægget, som er begrænset, da det er et forholdsvis simpelt anlæg med få processer. Rensning af vand via omvendt osmose vil også være en del af omkostningen.

Der er i teknologikataloget nævnt faste omkostninger på i alt 26.000 euro/MW/år. Det formodes at dette indeholder vedligehold af anlægget, fx via serviceaftaler.

I nedenstående er indregnet produktion af brint ved brug af en elpris på 0,50 kr./kWh som fremskrives omkring 2030 og frem.

Forudsætninger	
Påkrævet brintmængde	1.379 ton
Energiindhold af brint (nedre brændværdi)	33,3 kWh/kg
Energiindhold af brint	45.920.700 kWh
Elektrolyseeffektivitet	70%
Påkrævet elinput	65.601.000 kWh
	8 MW
Produktionspris	
Elpris	0,5 kr./kWh
el-omkostning	32.800.500 kr.
	23,8 kr./kg brint
Afgifter	
Elafgift	0,004 kr./kWh
Nettarif	0,049 kr./kWh
Systemtarif	0,061 kr./kWh
Balancetarif	0,002 kr./kWh
i alt	0,116 kr./kWh
	5,5 kr./kg brint
Vedligehold af anlæg	
	26.000 euro/MW/år
	1.494.931 kr./år
	1,1 kr./kg brint
Vandforbrug og behandling	
Påkrævet vandforbrug	13.790 m ³ /år



Vand tab (40 %)	9.193 m ³ /år
Vandforbrug i alt	22.983 m ³ /år
Vandpris	5 kr./m ³
	114.917 kr./år
	0,08 kr./kg brint
Vandbehandling	10 kr./m ³
	229.833 kr./år
	0,17 kr./kg brint
i alt	
El-omkostninger	23,79 kr./kg brint
Afgifter	5,52 kr./kg brint
Vedligehold af anlæg	1,08 kr./kg brint
Vandforbrug og behandling	0,25 kr./kg brint
i alt	30,64 kr./kg brint

Forventet investeringsomkostning til 8 MW elektrolyseanlæg: **27 mio. kr. (ekskl. nettilslutning)**

Forventet produktionspris ved 0,5 kr./kWh i elinput: **0,92 kr./kWh eller 30,6 kr./kg brint (4-5 USD/kg)**

Skal brinten anvendes til forædling af CO₂ til bio/e-metan kræves der som tidligere nævnt ca. 4 Nm³ brint pr. Nm³ CO₂, svarende til 0,18 ton brint pr. ton CO₂, ud fra den kemiske reaktion. Pga. tabet i elektrolyseprocessen skal der anvendes ca. 30 % mere el for at producere den nødvendige brint.

Det samlede energiinput bliver derfor i omegnen af 15-20 kWh/Nm³ CO₂ for at producere den nødvendige brint til produktionen af 1 Nm³ e-metan ved forædling, afhængig af teknologi og performance. Der er i 1 Nm³ e-metan et energiindhold på ca. 10 kWh/Nm³ i nedre brændværdi, tilsvarende for biometan.

Ved en produktionspris på 0,92 kr./kWh og et behov for 15-20 kWh/Nm³ CO₂, bliver produktionsprisen af en Nm³ e-metan derfor ca. 14-18 kr./Nm³ e-metan, udelukkende målt på brintomkostning. Dette regnestykke ændres dog hurtigt ved en reduktion af elprisen, hvor en elpris på 0,20 kr./kWh vil resultere i en produktionspris på 7,4-9,8 kr./Nm³ e-metan.

Hvis anlægget kan afgiftsfritages fx i regulatoriske frizoner, eller ved direkte linjer af el til elektrolyseanlæg, kan der yderligere reduceres omkostninger, idet elafgifter udgør ca. 18 % af ovenstående tabels beregnede omkostning.



Det store brintforbrug til metaniseringen skyldes at der er et større kemisk konverteringstab idet der under metaniseringsprocessen dannes en del vand. Jf. den kemiske reaktion vist på Side 7 i dette notat ses det, at halvdelen af den producerede brint bliver til vand under metaniseringen. Vandet har meget lav værdi, og kan i bedste fald genanvendes og dermed spare vandomkostning.

Det skal dog nævnes, at teknologien til biometanisering er meget simpel og har både lave investering, drift og vedligeholdelseskostninger, da der anvendes et pakningsmaterialefilter, som i stor stil minder om et aktivt kul filter. Det er biologi som omdanner brint og CO₂ til metan og vand. Alternativt kan brint injiceres direkte i biogasreaktoren og øge metanindholdet af biogassen, hvorved der spares yderligere investering og driftsomkostninger.

Project NESOI

Elbilernes reguleringspotentiale for elsystemet på Samsø



Juli 2022

NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1
9520 Skørping

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 3. sal
8000 Aarhus C

SJÆLLAND

Nørregade 13, 1. sal
1165 København K

Tlf. +45 9682 0400
Fax +45 9839 2498

www.planenergi.dk
planenergi@planenergi.dk

CVR: 7403 8212

Elbilernes reguleringspotentiale for elsystemet på Samsø

1.1 Indledning

Med den rette teknologi og motivation for elbilerne kan elbiler i fremtiden udgøre et betydeligt reguleringspotentiale for elsystemet. På Samsø vil reguleringspotentialet i 2030 udgøre op mod 2 MW og i 2050 op mod 7 MW.

1.1.1 Eldrevne køretøjer

Der er efterhånden konsensus om, at eldrevne personbiler bliver et afgørende element i realiseringen af Danmarks klimamål. Derfor vil en stor del af de lav- og nulmissionskøretøjer som bilparken forventes at bestå af i 2030, blive eldrevne. Indtil videre udgør elbilerne imidlertid kun en forholdsvis lille del af bilparken i Danmark og i de lande vi normalt sammenligner os med, bortset fra Norge.

Omstilling til eldrevne køretøjer i transportsektoren kan på sigt få både negative og positive indvirkninger på el-systemet, idet elbiler på den ene side vil medføre et øget effektbehov og på den anden side vil kunne aftage el i perioder med høj produktion af el fra vindmøller eller solceller og dermed aflaste elsystemet. Samtidig med en omstilling til el i transportsektoren byder på gode symbiosemuligheder, vil det også stille nye krav til infrastrukturen, både elnet og ladeinfrastruktur.

1.1.2 Intelligent ladeinfrastruktur til elbiler

Private husstande og erhvervsvirksomheder, der har mulighed for det, vil sandsynligvis selv etablere ladefaciliteter til deres elbiler i de villa- og erhvervsområder, hvor de er hjemmehørende. Hittidige erfaringer tyder således på, at elbiler med egen ladeboks, så vidt muligt oplader deres elbil hjemme, hvilket beror på, at det som regel er den nemmeste og billigste måde at oplade elbilen på. Til hjemmeladning anbefales det, at der etableres ladebokse, som muliggør en sikker og fleksibel opladning af elbilerne. Disse vil typisk have en ladeeffekt på 11 eller 22 kW. Ladeeffekten er et udtryk for, hvor meget el der trækkes via elnettet.

Det er vigtigt af opladningen at elbilerne kan styres intelligent, så opladningen kan foretages på de teknisk og økonomisk mest optimale tidspunkter. Det er ligeledes afgørende, at prisen for at oplade elbiler fremover som udgangspunkt afspejler den aktuelle elpris, effektbehov, m.v.

Ladere ved privat beboelse, erhvervsvirksomheder og lignende, hvor elbiler er tilkoblet over længere tid, bør fremadrettet være intelligente ladebokse med netværksopkobling og kommunikation, som sammen med en intelligent måler på forbrugsstedet vil muliggøre en regulering i forhold til elpris og effektbelastning. Kommunikationsgrænseflader bør som udgangspunkt have en åben protokol, der tillader brugen af en række digitale platforme. Intelligente hjemmeladere forventes i fremtiden at give elbilere mulighed for at agere i forhold til spotmarked og systemtjenester.

Fremtidens ladebokse skal desuden kunne håndtere situationer, hvor elbilens batteri anvendes som lager for elnettet, hvilket kaldes tovejsladning (Vehicle to Grid). Vehicle-to-Grid, som også benævnes V2G og bidirectional charging, forventes at blive en del af et fremtidigt smart energisystem. Dette forudsætter imidlertid, at både elbiler og ladebokse kan håndtere tovejsladning, ligesom det forudsætter at elbilejerne har et stærkt incitament til at benytte tovejsladning. Elbilejere, der stiller deres elbilbatteri til rådighed for elnettet, skal have betaling for hver batteriopladningscyklus, idet opladninger og afladninger af elbilens batteri med tiden vil påvirke batteriets levetid. Både elbiler og ladebokse med mulighed for V2G er tilgængelige, men der mangler forsat incitamenter til, at elbilejerne agerer i forhold til spotmarked og systemtjenester.

1.1.3 El-systemet

El-systemet, og energisystemet i det hele taget, skal fremadrettet indrettes med henblik på at kunne håndtere stigende mængder varierende elproduktion fra især vindmøller og solcelleanlæg. Der er således behov for en helhedsorienteret planlægning af energisystemet, hvor både el, varme, transport mv. indgår. Der er ligeledes behov for en mere fleksibel styring af både produktion og forbrug og mere dynamiske energifgifter, der tilskynder til brug af energi på tidspunkter med rigelig eller overskud af produktion. En mere fleksibel styring af produktion og forbrug vil kræve en øget digitalisering af energisystemet.

I de kommende år vil der derfor være behov for en øget digitalisering af el-systemet, der muliggør tovejs-kommunikation mellem produktionsanlæg og forbrugere, et intelligent elnet også kaldet Smart Grid. Første skridt hertil er allerede taget f. eks. med implementering af intelligente elmålere hos alle el-forbrugere.

Fra 2021 har alle elnetselskaber og -handelsselskaber i Danmark således haft mulighed for at kunne tilbyde deres kunder tidsdifferentierede tariffer. Baggrunden herfor er, at alle elkunder i Danmark med udgangen af 2020 skulle have installeret digitale målere. Med digitale målere er det muligt for elhandelsselskaber og elnetselskaber at tilbyde differentierede elpriser og nettariffer.

Tovejs-kommunikation mellem produktionsanlæg og forbrugere vil gøre det muligt for el-forbrugerne at ændre deres elforbrug til tidspunkter med stort udbud af el og dermed lave

elpriser. Den billige el og i nogle tilfælde overskudsproduktion kan dermed anvendes til f.eks. varme via varmepumper, eller til opladning af elbiler.

Der er imidlertid stadig uafklarede aspekter, der gør det svært at forudsige det fremtidige behov for forstærkning af elnettet i forbindelse med udbygning med varmepumper og ladebokse til elbiler.

Der kan være store forskelle i elnettes alder, i det oprindelige dimensioneringsgrundlag, om der er tale om områder med direkte elvarme, områder med mange varmepumper eller fjernvarmeområder. I nogle områder kan der således være tilstrækkelig kapacitet i elnettet til at dække et øget behov for effekt i forbindelse med opladning af elbiler, mens der i andre områder i perioder kan opstå udfordringer i forhold til at dække et øget effektbehov i forbindelse med opladning af elbiler. I forbindelse med alle planlagte nyanlæg og renoveringer af elnettet bør der som udgangspunkt tages højde for det størst tænkelige effektbehov.

1.1.4 Elbilers indvirkning på elsystemet

Fremover vil det være vigtigt, at opladningen af elbilerne kan styres intelligent, så opladningen kan foretages på teknisk og økonomisk optimale tidspunkter og at elbilerne dermed kan være behjælpelig med regulering af elsystemet. De teknisk mest optimale tidspunkter at oplade en elbil på, er dels på de tidspunkter hvor det belaster elnettet mindst, dels på de tidspunkter, hvor der er meget høj produktion af el fra vindmøller eller solcelleanlæg. Meget høj elproduktion på tidspunkter med lav efterspørgsel efter el, såkaldt overløbsel, forventes at blive en stadig større udfordring for elsystemet i takt med øget udbygning med vindmøller og solcelleanlæg.

De muligheder og udfordringer som mange elbiler vil kunne medføre i forhold til samspillet mellem elbiler og elsystemet, skal som udgangspunkt søges håndteret via adfærdsmæssige incitamenter og intelligent styring.

I takt med udbygningen med vindmøller og solcelleanlæg vil der forekomme flere perioder i elsystemet med meget høj elproduktion på tidspunkter med lav efterspørgsel efter el. Med de rigtige prissignaler fra el- og elnetselskaberne, samt eventuelt variable energifgifter vil elbilerne, som følge af lave elpriser og elnettariffer, kunne tilskyndes til at oplade deres elbiler på tidspunkter med stor elproduktion og lav belastning af elnettet. Elbilerne og elbilerne vil dermed kunne medvirke til at reducere perioder med overskudsproduktion og høj belastning af elnettet. Prisen for opladning af elbiler vil kunne gøres endnu mere attraktiv, ved at indføre differentierede elafgifter, hvilket dog vil kræve ændringer i nationale rammebetingelser. Høje elpriser og elnettariffer vil tilskynde elbiler og andre elkunder til at flytte deres elforbrug fra perioder med henholdsvis stor efterspørgsel efter el og høj

belastning af elnettet til perioder med mindre belastning af elnettet og mindre efterspørgsel efter el.

Med variable elpriser og nettariffer vil det i fremtidige situationer, hvor mange elbilere i et område vælger at oplade deres elbiler fordi elprisen er lav, kunne medføre større belastning af elnettet, hvilket vil kunne have den effekt at nettariffen stiger til et niveau, hvor den samlede pris for opladning af elbilen bliver så høj, at det bliver mindre attraktivt for elbilejerne at oplade deres elbil. På denne måde kan prissignaler fra el- og elnetselskaberne være medvirkende til at styre elforbrugernes adfærd.

Prissignalerne forventes at få stor indflydelse på elbilejernes valg af både ladetidspunkter og valg af ladeløsning. Med de rigtige prissignaler fra el- og elnetselskaberne, samt eventuelt også energiafgifter, vil elbilejerne og andre elkunder have et incitament til at medvirke til at reducere perioderne med overskudsproduktion i elsystemet og oplade elbilerne på tidspunkter med stor elproduktion og lav belastning af elnettet, ligesom høje elpriser og elnettatariffer vil tilskynde mange elkunder til at flytte deres elforbrug fra perioder med stor efterspørgsel efter el og høj belastning af elnettet. Prissignalerne vil uden tvivl have stor indflydelse på elbilejernes valg af ladetidspunkter, hvilket også vil gøre sig gældende i forhold til valg af ladeløsning. Priserne for de forskellige ladeløsninger kan derfor på sigt blive en afgørende faktor i forhold til, hvordan ladeinfrastrukturen udvikler sig i fremtiden. Lave priser på opladning af elbilen via egen ladeboks vil betyde, at elbilejere der har egen ladeboks, som udgangspunkt vil vælge den som primær ladeløsning.

Med henblik på at bevare elbilernes fleksibilitetspotentiale i forhold til elsystemet er det vigtigt at gøre det attraktivt for elbilejerne at tilkoble elbilen til en ladeboks i længere perioder og gerne om natten. Det er vigtigt at få så mange elbilejere som muligt til at vælge denne løsning af hensyn til fleksibiliteten i elsystemet.

I en fremtid med mange elbiler der kommer hjem og potentielt skal lades op inden næste dag, samtidig med at der er et øget elforbrug til opvarmning med varmepumper og madlavning sidst på eftermiddagen, kan det betyde, at lavspændingsnettet i nogle områder risikerer at blive overbelastet. En overbelastning af elnettet vil imidlertid også kunne opstå, hvis alle vælger at oplade deres elbiler når elprisen er lav.

1.2 Fremtidig udvikling i elforbrug til elbiler på Samsø

1.2.1 Ladeinfrastruktur til elbiler på Samsø

Med den forventede udvikling indenfor elbiler er der en klar forventning om, at der vil ske en betydelig omstilling af personbilparken på Samsø frem mod 2030. Denne omstilling vil også stille betydelige krav til ladeinfrastruktur, idet der i takt med at antallet af elbiler til persontransport stiger, vil komme et øget behov for udbygning af en infrastruktur med laderestik, så det bliver både attraktivt og let at oplade elbiler.

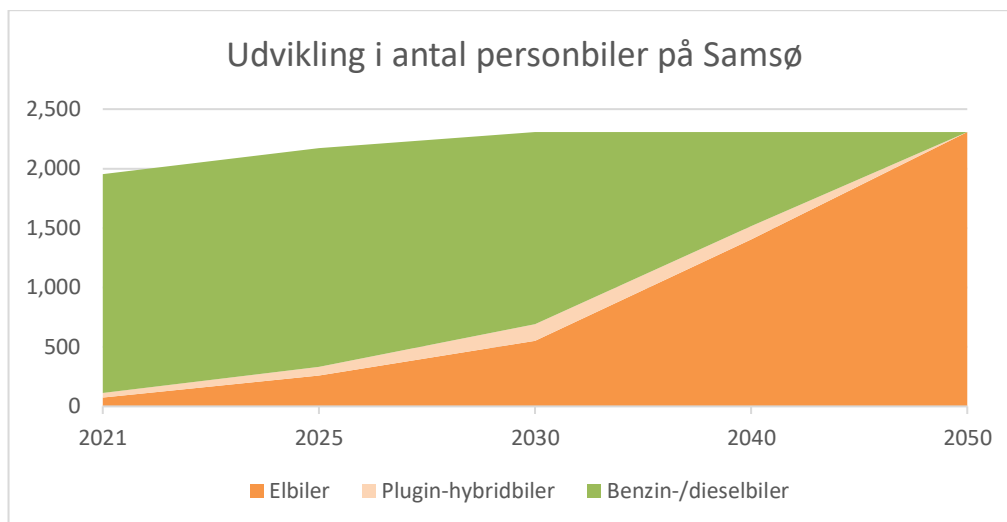
Som følge af, at andelen af parcelhuse og stuehuse er relativ høj på Samsø, vil der være mange elbilejere der har mulighed for at etablerer egen ladeboks. Offentlige ladestik forventes således primært benyttet af elbilejere, der bor i etageboliger eller række-, kædehuse, hvor der ikke umiddelbart er mulighed for at etablere ladestik til elbiler. Herudover skal der kalkuleres med ladestik til de mange turister i elbiler, der forventes at besøge Samsø.

Som konsekvens af kommende EU krav til ladeinfrastruktur må det ligeledes forventes, at der i de kommende år opstilles en del ladebokse ved større virksomheder, hoteller og indkøbscentre.

På Samsø er der i dag ca. 12 offentligt tilgængelige ladestik til elbiler placeret i private og offentlige arealer. Hovedparten af disse ladestik har en ladeeffekt på 11-22 kW. Herudover forventes der etableret 2 lynladere på 150 kW. En tredje lynlader på 300 kW, primært til lastbiler og busser kan senere komme på tale, da det er vigtigt også at indtænkte ladeinfrastruktur til busser, varebiler og lastbiler i planlægningen. Kort med ladepunkter er bilagt.

1.2.2 Fremtidig udvikling i antal personbiler på Samsø

Der er i dag indregistreret 1.954 personbiler på Samsø. På landsplan forventes antallet af personbiler, ifølge Klimarådet og Transportministeriet, at stige 20-25 % i perioden 2019-2030, hvilket på Samsø vil svare til en stigning i antallet af personbiler på omkring 350 biler.



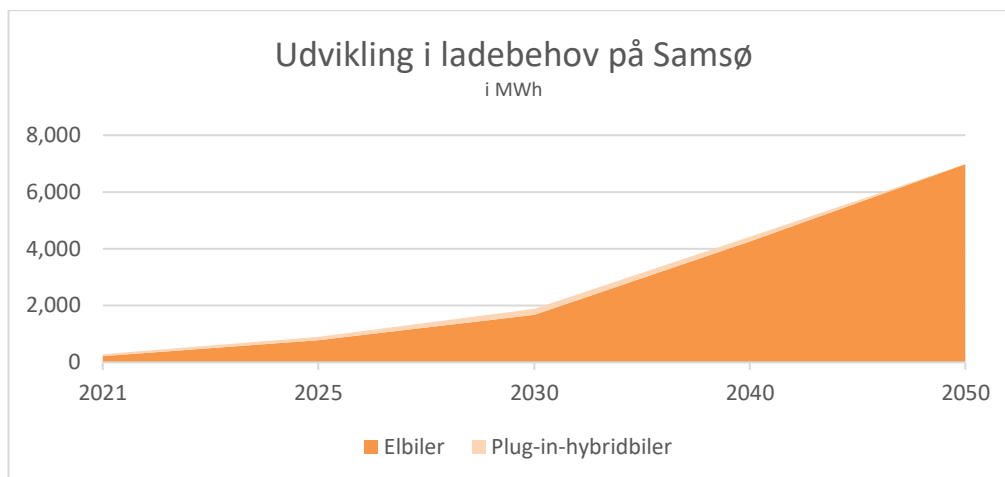
Figur 1 Udvikling i antal personbiler på Samsø

Ifølge Danmarks Statistik var antallet af elbiler og plug-in-hybridbiler på Samsø i 2021 henholdsvis 74 og 39 og de udgjorde dermed tilsammen 5,8 % af det samlede antal personbiler på Samsø. Rene elbiler udgjorde 3,8 % af det samlede antal personbiler på Samsø.

Samsø Kommune forventer at elbilerne i 2030 udgør 30 % af personbilerne på Samsø. Det er således forudsat, at der vil være i alt 692 eldrevne biler på Samsø i 2030, heraf 554 rene elbiler og 138 plug-in-hybridbiler.

1.2.3 Fremtidig udvikling i elbilernes ladebehov på Samsø

Elbilernes forbrug er estimeret til 18 kWh/100 km. Bilerne på Samsø forudsættes at køre 16.000 km/år, svarende til gennemsnittet af personbilerne i Danmark. Plug-in hybridbilernes elforbrug er forudsat at udgøre 50 % af elbilernes. Dette vil medføre et samlet elforbrug til elbiler på Samsø i 2030 i størrelsesordenen 1.884 MWh, inkl. et ladetab på 5 %.



Figur 2 Udvikling i elbilers ladebehov på Samsø

Elbilernes elforbrug på 1.884 MWh skal sammenholdes med, at det samlede elforbrug på Samsø i 2018 var ca. 104.000 MWh, ekskl. nettab. Elbilernes elforbrug i 2030, svarer således til en forøgelse af elforbruget på knap 2 % i forhold til 2018.

Antages det, at der til hver elbil på Samsø følger en ladeboks med en effekt på 11 kW og at alle rene elbiler lader med 11 kW og plug-in hybridbilerne lader med 3,7 kW, vil det medføre en potentiel effektbelastning ved samtidig opladning af alle elbiler på Samsø (554 elbiler á 11 kW og 138 plug-in hybridbiler á 3,7 kW) på knap ca. 6,6 MW. I gennemsnit antages elbilerne af have en batterikapacitet på 60 kWh og plug-in hybridbiler en batterikapacitet på 15 kWh, hvilket vil give en samlet batterikapacitet på godt 35 MWh, hvilket vil svare til, at elbilerne samlet i gennemsnit lader omkring 50 timer om året. Det betyder, at der som udgangspunkt vil være en relativ lav samtidighedsfaktor. Selvom elbilerne medfører et begrænset merelforbrug på 2 %, kan de potentielt medføre både en ekstra belastning af elnettet og et væsentligt fleksibilitetspotentiale.

Udover de fastboendes elbiler vil der sandsynligvis i sommerhalvåret være en del af de ca. 350.000 turister, der kommer i elbiler (300.000 turister – 4 personer i hver bil – 30 % elbiler) i alt ca. 22.500 elbiler, svarende til i gennemsnit godt 100 elbiler og 20 plug-in hybridbiler fordelt over de seks sommer måneder. Selv om antallet af turisternes elbiler i sommerhalvåret svarer til næsten en fjerdedel af de fastboendes elbiler, forventes de ikke forholdsmæssigt at udgøre et lige så stort reguleringspotentiale i forhold til elsystemet, idet mange endagsturister som udgangspunkt enten ikke vil have behov for opladning eller forventes at vil lade på hurtig- og lynladere. En del af de turister der bor i fritidshuse og andre huse med mulighed for egen ladeboks til elbiler forventes dog at kunne bidrage til elbilernes reguleringspotentiale til det samlede elsystem. Turisternes elbiler forventes således at medføre en potentiel effektbelastning ved samtidig opladning af alle biler på Samsø (100

elbiler á 11 kW og 20 plug-in hybridbiler á 3,7 kW) på knap ca. 1,2 MW. I gennemsnit antages elbilerne af have en batterikapacitet på 60 kWh og plug-in hybridbiler en batterikapacitet på 15 kWh, hvilket vil give en samlet batterikapacitet på godt 6 MWh,

1.3 Elbilernes reguleringspotentiale for elsystemet på Samsø

Reguleringspotentialet for elsystemet på Samsø er i høj grad afhængig af elbilejernes motivation for at anskaffe intelligente ladebokse og tilkoble deres elbiler til dem, når de er hjemme eller til en ladeboks på arbejdspladsen. Reguleringspotentialet fra elbiler tilsluttet offentlige ladestandere på Samsø forventes som udgangspunkt at være relativt beskedent i forhold til elbilejernes og virksomhedernes egne ladebokse.

Forudsættes det, at halvdelen af elbilejerne på Samsø er villige til at stille 20 % af deres elbilers batterikapacitet til rådighed for elsystemet i mindst 12 timer i døgnet vil det i 2030 medføre et reguleringspotentiale på i alt 1,8 MWh, med en samlet regulerings effekt på op til 1,7 MW, stigende til henholdsvis knap 7 MWh og 10 MW i 2050.

Forudsættes det, at 25 % af turisterne i elbiler i sommerhalvåret vil stille 20 % af batterikapaciteten til rådighed for elnettet i halvdelen af døgnet timer, vil det 2030 medføre et reguleringspotentiale på 0,2 MWh, med en samlet regulerings effekt på op til 0,2 MW.

Som tidligere nævnt vil dette kræve intelligente ladebokse med netværksopkobling, som muliggør regulering i forhold til elpris og effektbelastning, samt ladebokse og elbiler med mulighed for tovejsladning. Med henblik på at sikre, at flest mulig elbilejere stiller deres elbilers batterikapacitet til rådighed for elsystemet er det vigtigt, at elbilejerne får de nødvendige incitament hertil.

1.4 Bilag



Kort over offentlige og kommunale ladestandere til elbiler på Samsø