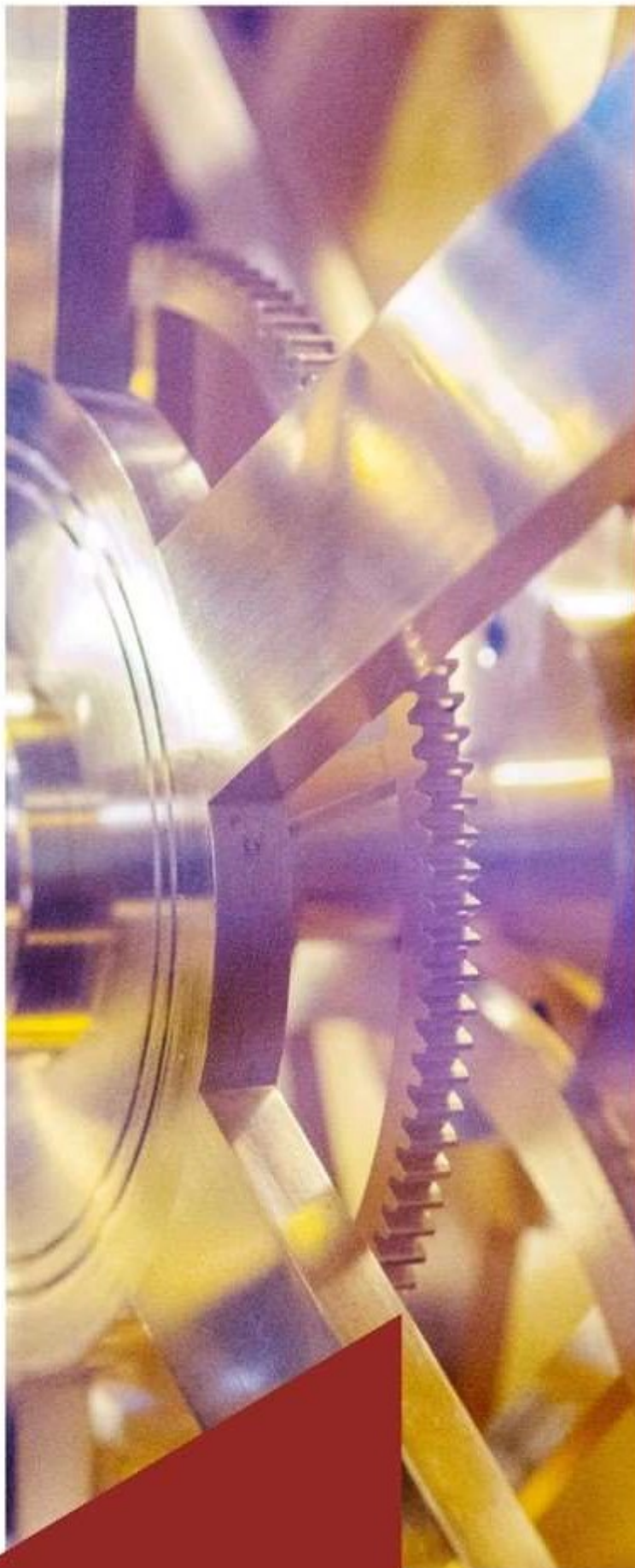




ENERGIPLAN NUUK

FREMTIDIG EL- OG VARMEFORSYNING I NUUK

Oktober 2018



Ea Energianalyse

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 60 39 17 16
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Sammenfatning	5
	Konklusion og anbefalinger	15
2	Baggrund og målsætninger	19
3	Energibalance	21
	Elforbruget i Nuuk	21
	Vandkraftværket	22
	Fjernvarme i Nuuk	24
	Affald	27
	Olieforbrug til opvarmning	29
	Samlet oversigt over energiforbrug	31
4	Fremskrivning af energiforbruget i Nuuk	33
	Befolkningsudvikling	33
	Fremskrivning af el- og varmebehov	35
	Behov for ny elproduktion	37
	Vandmagasinet	39
5	Forsyningssikkerhed og effektbehov	41
	Back-up systemet i Nuuk	41
	Forsyningssikkerhed i dag	42
	Forsyningssikkerheden fremover	44
	Effektbehov fremover	45
6	Ny elproduktion	47
	Situationen i dag	47
	Ny vandkraft	49
	Vindkraft	59
	Solceller	64

	Sammenligning af muligheder for ny elproduktion	68
7	Ny varmforsyning	71
	Fjernvarme	71
	Elvarme.....	76
	Sammenligning af opvarmningsmuligheder	76
	Privatøkonomiske konsekvenser.....	78
8	Tværgående analyse	81
	Ny vandkraft og varmforsyningsmuligheder	81
9	Følsomhedsanalyser og risikovurdering.....	93
	Udskudt investeringstidspunkt	93
	Tilpasset kapacitet.....	94
	Øget konvertering af olieforbrug	96
	Udfald på transmissionsledning	99
	Risiko ved lavt elforbrug.....	101
10	References	102
11	Bilag A: Udvidelser af fjernvarmenettet.....	104
12	Bilag B: Beregningsforudsætninger fremskrivning.....	107
13	Bilag C: Beregningsforudsætninger for ny elproduktion	109
14	Bilag D: Beregningsforudsætninger for varmeproduktionsomkostninger.....	111
15	Bilag E: Omkostninger til elproduktion med ny vandkraft	114

1 Sammenfatning

Nuuk forsynes i dag med el fra vandkraftværket i Buksefjorden, der ligger 56 km sydøst for byen. Vandkraftværket udnytter indsøen Kangerdluarssungûp Taserssua (Kang) til at forsyne Nuuk med el og elvarme. I 2017 blev der produceret 256 GWh el på vandkraftværket der har en kapacitet på 45 MW. Øvrig elproduktion på reservelast (Nordhavnsværket) udgjorde mindre end 0,5% heraf. Det langsigtede bæredygtige produktionsniveau fra søen er imidlertid kun ca. 225 GWh/år.

Elbehovet er voksende i Nuuk, fordi der fortsat er stor tilflytning til byen. Dertil kommer et ønske fra Naalakkersuisut om, at energiforsyningen frem mod 2030 i så høj grad som muligt omstilles fra fossile brændsler til vedvarende energi.

Da vandkraftværkets forbrug allerede i dag overstiger det årlige tilsig, er vandstanden i Kang-søen faldende. Fortsætter udviklingen, kan vandmagasinet være tømt allerede inden for 5-10 år. Det er derfor afgørende, at det undersøges, hvilke muligheder der er for bæredygtig forsyning af Nuuk med el- og varme.

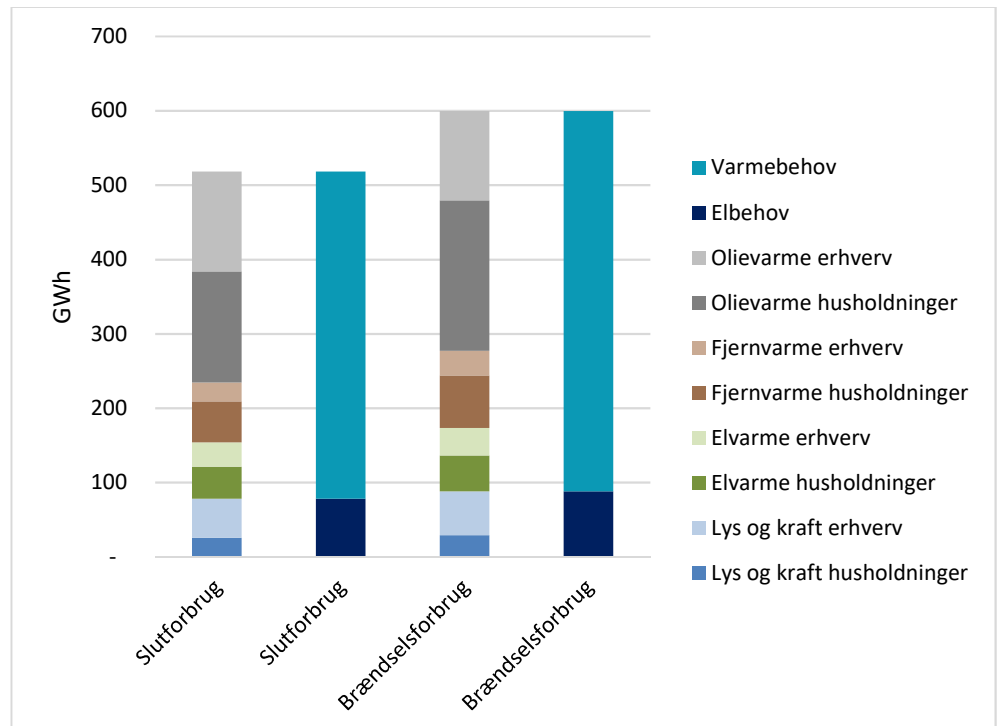
Et hovedspørgsmål er her, om der er muligheder for at øge vandkraftforsyningen, eller om der skal søges nye muligheder for elproduktion fra andre kilder som vind og sol. Et andet spørgsmål er om fx varmepumper til fjernvarmeproduktion er attraktive, da eldrevne varmepumper kan mindske elforbruget til varme med en faktor 2-3. Et tredje hovedspørgsmål er i hvilket tempo olieforbruget til opvarmning og transport kan udfases, bl.a. ved omlægning til elektricitet baseret på vedvarende energi (VE).

Vandkraft er kendt teknologi i Grønland, og der er foretaget indledende vurderinger af mulighederne for at øge forsyningen. Samtidig har vind og sol oplevet et markant prisfald de senere år internationalt, og de grønlandske sol- og vindressourcer kan derfor potentielt levere konkurrencedygtig VE-baseret elproduktion.

Energiforbrug i dag og fremover

Energiforbrug til el og varme i dag

I dag forbruges der samlet set ca. 600 GWh primær energi til at dække Nuuks el- og varmeefterspørgsel. Vandkraft dækker 43% af slutforbruget, herunder en væsentlig del af varmemeforbruget. Der forbruges langt mere energi til varmemeforsyning end til elforsyning (fordeling ca. 85/15). I Nuuk opvarmes husene primært på tre former: Fjernvarme (18%), elvarme (17%) eller olievarme (65%). Fjernvarme forsynes primært af elkedler og en mindre mængde overskudsvarme fra kommunens affaldsforbrændingsanlæg.



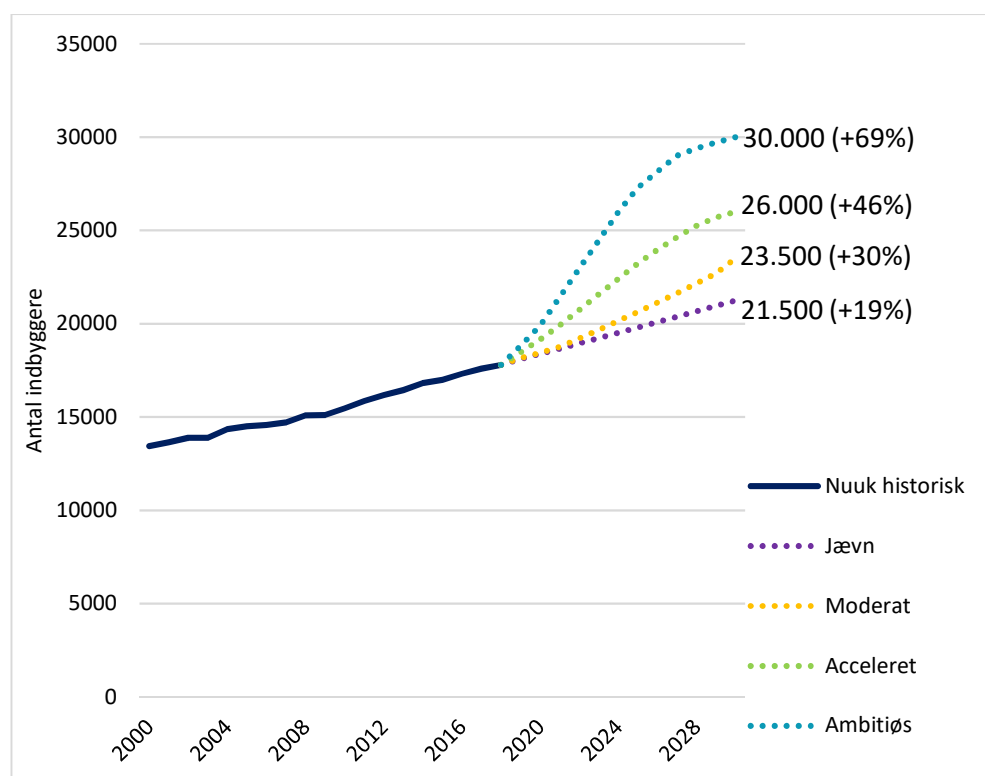
Figur 1. Samlet energiforbrug til el og varme i Nuuk i 2016 vist som det samlede slutforbrug og det samlede brændselsforbrug. Forskellen mellem slutforbrug er tab både i konverterings- og distributionsleddet

Fremskrivning af
befolkningen i Nuuk

I Grønland er der stor tilflytning til de større byer herunder Nuuk. Som grundlag for analysen af det fremtidige behov for el- og varme er der derfor udarbejdet fire scenarier for befolkningsvæksten i Nuuk (se Figur 2).

Det laveste scenarie (Jævn) er en forlængelse af den historiske tendens. Det højeste scenarie (Ambitiøs) har udgangspunkt i fremlagte forventninger til markant accelererende vækst i bl.a. den nye bydel Siorarsiorfiik. Det moderate scenarie indgår i analysen som hovedscenariet.

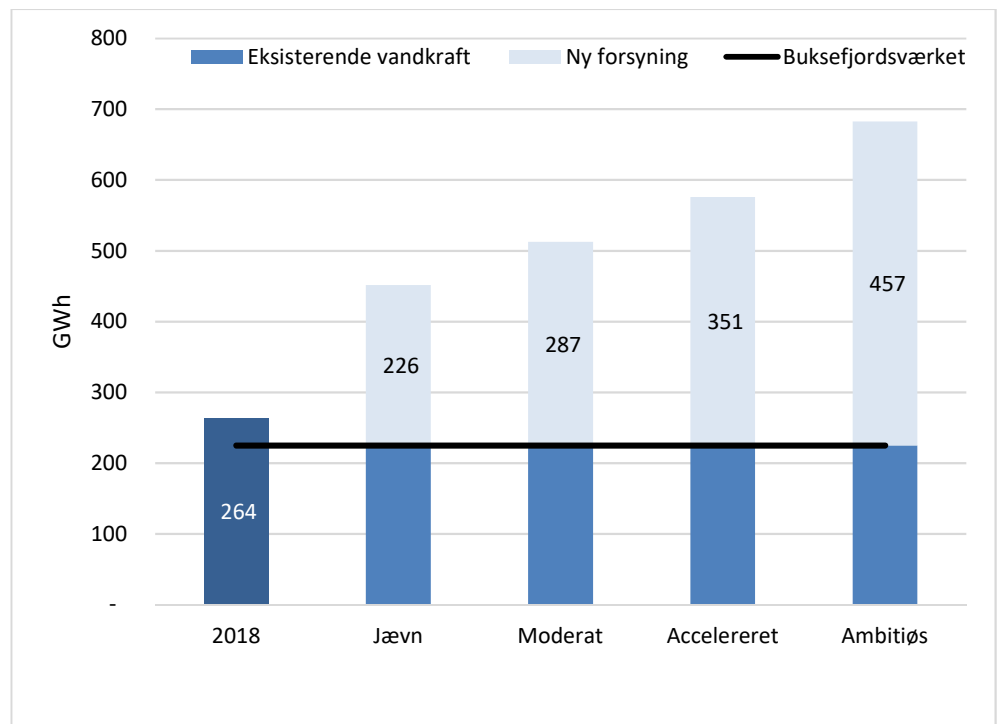
Der er i udgangspunktet indregnet, at 25% af olieforbruget til opvarmning af eksisterende boliger frem mod 2030 konverteres til elbaseret varme. Endvidere er der gennemført en følsomhedsvurdering af øget omlægning til elbaseret opvarmning. Med udgangspunkt i scenarierne for befolkningsvæksten samt omlægning til elbaseret varme, er behovet for ny elproduktion frem mod 2030 beregnet.



Figur 2. Fire scenarier for befolkningsvækst mod 2030 i Nuuk

Fire scenarier for elforbruget i 2030

I Figur 3 ses de beregnede scenarier for elforbruget i 2030 sammenlignet med dagens niveau. Figuren viser med al tydelighed, at elforbruget forventes markant øget, svarende til en 2-3-dobling af produktionen fra det eksisterende vandkraftværk. Elforbruget ventes fortsat at stige efter 2030, især i scenarierne med langsommere vækst. De høje scenarier nås måske ikke i 2030, men kan så ses som indikation af en mulig fortsat vækst i elforbruget på endnu længere sigt.



Figur 3. Fire scenarier for elforbruget i 2030 baseret på befolkningsvækst og delvis omlægning fra olieopvarmning til elopvarmning.

Forsyningsikkerhed

I dag leveres den primære elforsyning fra Buksefjordsværket via en transmissionsledning. Hvis transmissionsledningen er ude, aktiveres back-up systemet i Nuuk, som omfatter følgende i rækkefølge:

1. Nogle eller alle 10 kV-kedler til fjernvarme frakobles
2. Afbrydelige elvarmekunder frakobles
3. Nordhavnsværket igangsættes

Back-up systemet skal sikre en høj sandsynlighed for, at der kan leveres el og varme i alle årets timer. Det indebærer, at den lokale el-back-up skal kunne dække det ikke afbrydelige forbrug i alle årets timer, og fjernvarme back-up kedler og individuelle oliekedler skal kunne dække det afbrydelig forbrug i alle årets timer. Dette niveau af forsyningssikkerhed er antaget opretholdt fremover.

I 2017 var den maksimale belastning til lys, kraft og fast elvarme 31 MW. Hvis denne time var faldet sammen med udfald fra vandkraftværket, ville Nordhavnsværket ikke kunne dække el-efterspørgslen til ikke-afbrydeligt forbrug.

Med udgangspunkt i denne definition af forsyningssikkerhed, er behovet for el-back-up beregnet for de fire forbrugsscenarier (se Tabel 1).

2030	El-back-up behov: Spidslast-behov ikke-afbrydeligt (MW)
Jævn	35
Moderat	38
Accelereret	40
Ambitiøs	44

Tabel 1. Spidslastforbrug af ikke-afbrydeligt forbrug i 2030 i de fire forbrugsscenarier. El-back-up behovet skal dække spidslastforbruget af ikke-afbrydeligt forbrug

Ny elproduktion

Der er set på mulighederne for ny vandkraftproduktion bl.a. baseret på tidligere forundersøgelser. Ved at bore en 16 km lang tunnel til den nærtliggende sø, Ista, kan vandressourcerne væsentligt forøges. Hertil kommer indledende analyser af muligheder og omkostninger ved elproduktion baseret på vindmøller og solceller.

Vandkraft

Asiaq, Grønlands Forundersøgelser, har siden 1976 kortlagt vandressourcen i den nærtliggende sø, Ista. Da søen er forbundet med en gletscher, der har forbindelse til indlandsisen, er der en meget betydelig vandressource, der tilløber søen. Vandmængderne til potentiel udnyttelse til vandkraft er ca. 870 mio. m³/år, svarende til 2,5 gange vandressourcerne i den eksisterende sø, Kang. Vandet kan udnyttes på flere måde. Her er der undersøgt tre mulige løsninger:

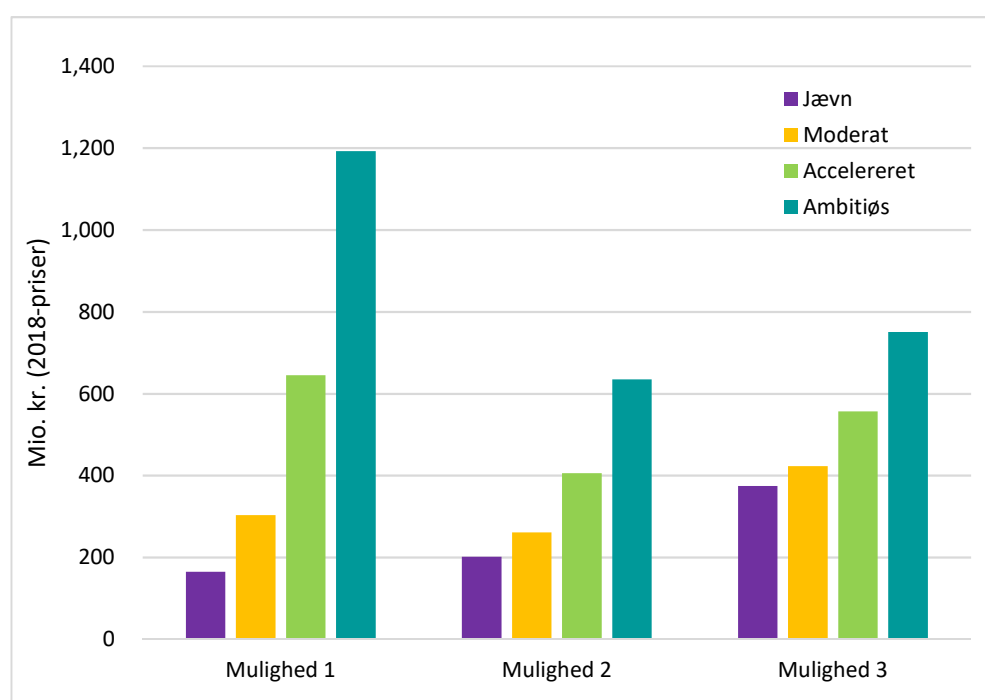
1. Boring af tunnel til Ista og udnyttelse af vandressourcer i den eksisterende kraftstation (Investering vurderet til ca. 470 mio kr.)
2. Boring af tunnel til Ista samt etablering af en ny kraftstation med en kapacitet på 55 MW ved siden af den eksisterende (Investering vurderet til ca. 950 mio kr.)
3. Boring af tunnel til Ista og etablering af en ny kraftstation med en kapacitet på 90 MW ved nedløbet fra Ista til Kang samt etablering af en ny transmissionsledning til Nuuk (Investering vurderet til ca. 1.400 mio kr.)

Med de vurderede investeringer og driftsomkostninger er vandkraft en potentielt billig kilde til vedvarende energi. Udfordringen er, at investeringen er betydelig, og i en årrække ikke vil kunne udnyttes fuldt ud, især hvis befolkningen i Nuuk vokser langsommere end ventet og/eller omlægning fra olieopvarmning går langsommere end ventet.

I Figur 4 ses de samfundsøkonomiske tilbagediskonterede nettoomkostninger ved de tre mulige løsninger for investeringer i vandkraft samt delvis omlægning til elvarme mod 2030.

Omkostningerne er naturligvis størst i scenarierne med størst energiforbrug. Det interessante er, at Mulighed 2 har lavest omkostninger i alle scenarier bortset fra

Jævn hvor Mulighed 1 er marginalt bedre. På den baggrund vurderes det, at Mulighed 2 tegner en robust strategi for vandkraftudbygning i Nuuk. Dog viser følsomhedsberegninger, at hvis det ender i et vækstscenarie svarende til Ambitiøs befolkningsvækst, så vil en vandkraftudbygning efter Mulighed 3 i kombination med en strategi om fast elvarme give den billigste energiforsyning. Det vil dog være en risikabel udbygningsstrategi, især på grund af usikkerheden om hastigheden af befolkningsvæksten i Nuuk.



Figur 4. Samfundsøkonomisk nettoomkostning ved de tre muligheder for investeringer i vandkraft samt delvis omlægning til afbrydelig elvarme for perioden 2018-2030.

Vindkraft

Vindressourcerne omkring Nuuk er gode baseret på vindmålinger fra de nærtliggende øer, hvor vindhastighederne er målt til ca. 8-10 m/s i gennemsnit. I en undersøgelse af mulighederne for opsætning af vindmøller på Rypeø med en kapacitet på 8-900 kW, kan vindmøllerne opnå et sted mellem 3100-4300 fuldlasttimer, som ligger på niveau eller over, hvad der kan forventes i Danmark. Det kan betyde, at elproduktionsomkostningerne fra vindmøller kan være ned til 20-25 øre/kWh ekskl. nettilslutning og infrastruktur.

Udnyttelsen af vindressourcerne er imidlertid udfordret af en række forhold. For det første kan der ikke opsættes mere end ca. 3 vindmøller på Rypeø, som dermed kan tjene som demonstrationsprojekt, men slet ikke rækker til at dække det voksende elbehov i Nuuk. Hertil kommer, at Nuuk lufthavn har

problematiseret placeringen af vindmøller på Rypeø, fordi det ligger i indflyvningsområdet.

Endvidere er infrastrukturomkostninger og nettilslutningsomkostninger særdeles usikre, og vanskelige at estimere uden dybere og mere specifikke analyser. De anvendte helt foreløbige estimater viser, at den samlede pris for vindmøllestrøm sandsynligvis vil blive en del højere end for ny vandkraft.

Hvis vind realistisk skal spille en rolle i Nuuk vil det kræve, at der findes langt større områder, hvor der kan opsættes et større antal vindmøller, dels pga. elbehovet, men også for at kunne fordele de høje transport, infrastruktur og nettilslutningsomkostninger ud over flere enheder.

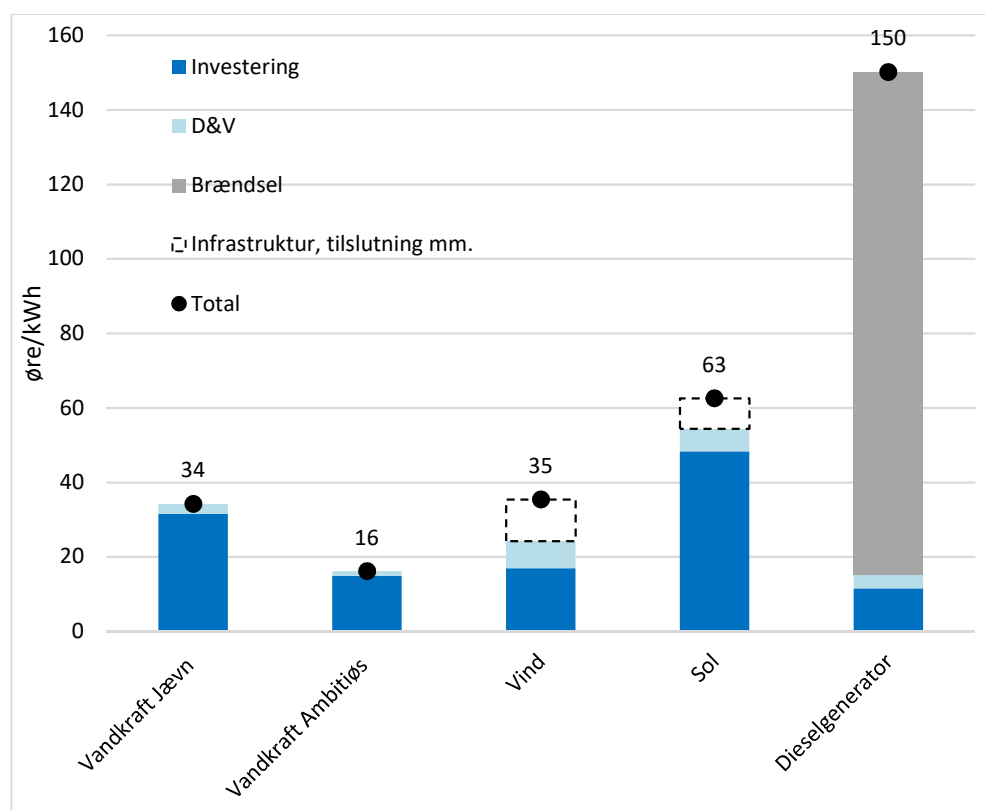
Sol

I Grønland er der i de senere år opstået en stigende interesse for at investere i solcelleanlæg. De internationale priser på solceller er aftaget drastisk, som har gjort dem interessante i en grønlandsk sammenhæng, hvor solproduktionen dog er noget koncentreret om sommeren. I Naalakkersuisuts sektorplan lægges der ligeledes op til, at udnyttelsen af solenergi øges, og at den spiller sammen med den øvrige energiforsyning. (Naalakkersuisut, 2017). Foruden en række mindre private anlæg er der bl.a. i Nuuk og Igaliku opsat større anlæg.

Ved at antage at prisen på solceller i Grønland følger udviklingen på danske priser for barmarksanlæg plus et tillæg til transport og opsætning på 20%, er de samlede elproduktionsomkostninger estimeret. Med det udgangspunkt er der beregnet en omkostning for solcelle-el i 2020 på ca. 68 øre/kWh, som frem mod 2030, kan forventes at falde til ca. 57 øre/kWh.

Sammenligning af elproduktionsomkostninger

De estimerede elproduktionsomkostninger for vind og sol i Grønland, er sammenlignet med elproduktionsomkostningerne for vandkraft (Mulighed 2) i to scenarier for perioden 2018-2030. Det ses, at vandkraftens økonomi er stærkt afhængig af hvor godt investeringen kan udnyttes. I det ambitiøse scenarie vil investeringen have høj benyttelsestid mod slutningen af perioden, hvilket giver lave gennemsnitsomkostninger. Det ses også af figuren, at selv med en relativt dårlig udnyttelse (Jævn befolkningsvækst), er det sandsynligt at vandkraft kan levere væsentligt billigere strøm end sol, og lidt billigere end vind. Hertil kommer, at der endnu vurderes at være stor risiko forbundet ved en satsning på vind og sol i Nuuk-området i et omfang, der kan levere 200 – 400 GWh indenfor en 10-15 års periode.



Figur 5. Elproduktionsomkostninger for forskellige teknologier. Vandkraft Jævn henviser til den gennemsnitlige elproduktionsomkostning i det jævne scenarie ved mulighed 2 og vandkraft Ambitiøs henviser til den gennemsnitlige elproduktionsomkostning i det ambitiøse scenarie ved mulighed 2

Ny varmeproduktion

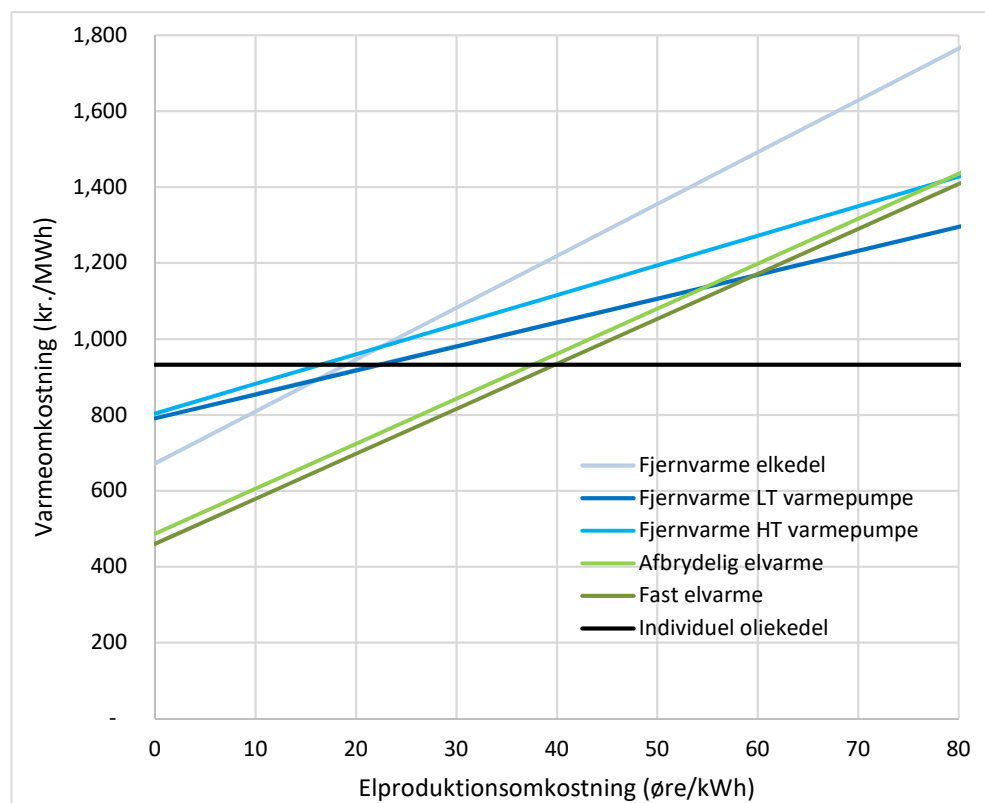
Varmeforsyningen afhænger i høj grad af omkostningen til at producere el. Det er her undersøgt, hvilke opvarmningsmuligheder der i forbindelse med udvidelsen af den nye bydel Siorarsiofik og ved nyt varmebehov generelt, giver de billigste varmeproduktionsomkostninger. Sammenligningen omfatter:

- Individuel afbrydelig elvarme
- Individuel fast elvarme
- Fjernvarme baseret på elkedler
- Fjernvarme baseret på varmepumper
- Individuel oliekedel

Elvarme er det billigste ved lave elproduktionsomkostninger

De samlede samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger fremgår af Figur 6, som funktion af elproduktionsomkostningen. Resultatet viser, at individuel elvarme ved lave elproduktionsomkostninger (under 40 øre/kWh) vil være de billigste opvarmningsløsninger. Fjernvarme med elkedler vil ikke være rentabelt sammenlignet med individuel elvarme, mens fjernvarme med varmepumper ved meget høje elproduktionsomkostninger (60 øre/kWh) kan blive

interessant. Da resultatet af ny elproduktion viste omkostninger på 15-35 øre/kWh vil elvarme være den mest interessante opvarmningsmulighed.



Figur 6. Varmeproduktionsomkostningen forbundet med udvalgte løsninger som funktion af elproduktionsomkostningen for en husholdning med et årligt varmeforbrug på 20 MWh/år

Resultater af den tværgående analyse

Økonomisk analyse af el- og varmeproduktion

Ved at koble elproduktionsomkostningerne og varmeproduktionsomkostninger er de samlede samfundsøkonomiske nettoomkostninger forbundet med de fire scenarier og fire relevante opvarmningsmuligheder estimeret. Omkostninger til ny el-back-up er inkluderet i beregningerne.

Beregningerne viser, at de laveste samlede samfundsøkonomiske omkostninger inkl. omkostninger til ny varmeforsyning og udbygning af den lokale el-back-up i Nuuk opnås ved at varmeforsyning Nuuk med fast eller afbrydelig elvarme og vælge mulighed 2 ved scenarier med lavere el-efterspørgsel, Jævn og Moderat, og at varmeforsyning Nuuk med fast elvarme og vælge mulighed 3 i de høje scenarier, Accelereret og Ambitiøs. Da fast elvarme har en lavere grad af fleksibiliteten for det samlede system i forhold til afbrydelig elvarme, kan der imidlertid være en fordel ved at satse på den afbrydelige elvarme. Hvis det er tilfældet, vil det for alle scenarier være billigst med mulighed 2.

NPV 2018-2030 (mio. kr.)	Jævn	Moderat	Accellereret	Ambitiøs
Mulighed 2				
Afbrydelig elvarme	202	261	406	635
Fast elvarme	228	310	445	670
Fjernvarme med elkedler	551	675	996	1.513
Fjernvarme med varmepumper	548	672	984	1.436
Mulighed 3				
Afbrydelig elvarme	375	423	557	750
Fast elvarme	249	274	345	450
Fjernvarme med elkedler	723	838	1.144	1.587
Fjernvarme med varmepumper	720	835	1.135	1.568

Tabel 2. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger angivet som nutidsværdien for perioden 2018-2030 ved forskellige opvarmningsløsninger i de fire scenarier vist både for mulighed 2 og mulighed 3 ved fuld udbygning af kapacitet i 2022 (55 MW for mulighed 2 og 90 MW i mulighed 3). Fremhævningerne viser de laveste omkostninger for hhv. mulighed 2 og 3.

Følsomheder og risici

Tilpasset kapacitet giver en begrænset besparelse

Selvom der ved etableringen af ny vandkraftskapacitet i mulighed 2 og 3 vil være en årrække, hvor kapaciteten er langt højere end der er behov for, er det ikke entydigt en god idé at etablere effekt af flere omgange. Det skyldes, at selve byggepladsetablering m.v. udgør en væsentlig del af den samlede omkostning. Der vil derfor være omkostninger forbundet med at udstrække etablering over flere faser. En overslagsberegning viser, at der kan spares 0-140 mio. kr. i perioden 2018-2030 ved at reducere kapaciteten på turbinerne, således at omkostningerne minimeres for perioden. Besparelsen skal imidlertid sammenholdes med de øgede omkostninger til senere etablering af ny effekt. Fordele og ulemper ved trinvis udbygning bør undersøges nærmere inden der tages beslutning om, hvordan kapaciteten udbygges.

Risiko ved lavt forbrug

Hvis efterspørgslen efter el og varme ikke stiger i en takt som forventet, er der en risiko for at investeringer i ny vandkraft har lav udnyttelse, og at der afholdes store faste omkostninger til et mindre nyt forbrug. Ved at vælge mulighed 3 og afbrydelig elvarme er der en risiko for, at der i perioden 2018-2030 betales op til 160-400 mio. kr. for meget for el- og varmeforsyning, sammenlignet med de billigste vandkraftløsninger, hvis elforbruget holder sig på et lavt niveau. Det er en betydelig meromkostning, der bør tages i betragtning ved endelig beslutning om udbygningen af vandkraftinvesteringer. Her bør perioden efter 2030 også inddrages.

Nutidsværdi 2018-2030 (mio. kr.)	Mulighed 1	Mulighed 2	Mulighed 3	Potentiel meromkostning ved mulighed 3
Elforbrug som i dag	177	396	568	391
Jævn	165	202	375	210
Moderat	303	261	423	162

Tabel 3. Samfundsøkonomiske omkostninger ved mulighed 1, 2 og 3 med afbrydelig elvarme for scenarier med lav stigning i elforbruget for perioden 2018-2030. Omkostningerne er tilbagediskonteret til 2018 med en rente på 4%

Øget oliekonvertering giver betydelige samfundsøkonomiske gevinster

At konvertere eksisterende olie kunder til elvarme er forbundet med en positiv samfundsøkonomisk gevinst. Samtidig kan en accelereret omstilling af olie kunderne bidrage til at øge elforbruget, som sænker omkostningerne pr. produceret enhed.

Ved at øge konverteringen fra 25% (i hovedresultaterne) til 75% kan der opnås samfundsøkonomiske gevinster på ca. 370 mio. kr., når der konverteres til afbrydelig elvarme og 300-470 mio. kr., når der konverteres til fast elvarme. Den væsentligste besparelse ved fast elvarme i Mulighed 3 skyldes, at marginalomkostningen ved at omlægge for olie til fast elvarme er lavere, når der ikke samtidig skal udbygges ny lokal el-back-up, men forsyningssikkerheden allerede er dækket ind af den nye transmissionsledning fra Kang til Nuuk, som er indeholdt i omkostningerne til Mulighed 3.

	Mulighed 2 Afbr. elvarme	Mulighed 3 Afbr. elvarme	Mulighed 2 fast elvarme	Mulighed 3 fast elvarme
Jævn	369	370	335	478
Moderat	364	369	330	478
Accelereret	340	366	303	474
Ambitiøs	266	360	228	467

Tabel 4. Samlede tilbagediskonterede samfundsøkonomiske omkostninger for perioden 2018-2030 ved 75% oliekonvertering til elvarme. Besparelsen er vist i forhold til hovedresultaterne fra den tværgående analyse, hvor der var antaget 25% oliekonvertering

Kun i det ambitiøse scenarie vil der opstå kapacitetsbegrænsninger ved en øget oliekonvertering.

Konklusion og anbefalinger

Vandkraft er den billigste måde at øge elproduktionen

Analysen viser, at udvidelse af vandkraftproduktionen med stor sandsynlighed vil have de laveste elforsyningsomkostninger frem mod 2030.

Elproduktionsomkostningen for vandkraft ligger på 17-34 øre/kWh, mens omkostningen for vind er ca. 35 øre/kWh og for sol er ca. 60-65 øre/kWh. I sammenligning med vandkraftens Mulighed 2 og Mulighed 3, giver vind og sol

derudover et øget behov for back-up. Endelig er der større usikkerhed ved estimaterne for infrastruktur, nettilslutning mm. Særligt for vind er der desuden ikke en oplagt og undersøgt lokation, hvor der kan udbygges tilstrækkelig med kapacitet til at dække den betydelige vækst i Nuuks elforbrug.

Mulighed 2 er den mest robuste investeringsløsning for vandkraft

Analysen af ny el- og varmeproduktion viser, at Mulighed 2 for vandkraftudbygning med Nukissiorfiits prisestimer for ny vandkraft giver de samlede laveste samfundsøkonomiske omkostninger. Mulighed 2 viser sig som den billigste løsning for alle scenarier, når der vælges afbrydelig elvarme eller fjernvarme. Mulighed 3 giver kun lavere omkostninger, hvis det kombineres med fast elvarme. Her kan der for scenarier med højt elforbrug (Accelereret og Ambitiøs) spares 60-185 mio. kr. sammenlignet med mulighed 2 og afbrydelig elvarme, men det forudsætter at alt nyt varmemeforbrug leveres af fast elvarme. Det bør dog bemærkes, at prisestimerne er behæftet med stor usikkerhed, og omkostningerne til ny vandkraft bør undersøges nærmere.

Elvarme er billigere end fjernvarme

Resultaterne af den tværgående analyse viser, at nye huse forsynes billigst med elvarme fremfor fjernvarme. Da virkningsgraden ved individuelle elkedler og fjernvarme-elkedler er stort set den samme, vil der ikke være en stor gevinst ved at lave centrale enheder fremfor decentrale enheder. Omkostningerne til at lægge fjernvarmerør vil langt overstige de stordriftsfordele, der er ved at have elkedler til fjernvarme. Det anbefales derfor, at der både i de ældre bydele samt i nye bydele herunder Siorarsiorfik overvejes elvarme til opvarmning.

Fast og afbrydelig elvarme er økonomisk ligestillet

Fast og afbrydelig elvarme er stort set ligestillet samfundsøkonomisk for scenarier med moderat stigning i elforbruget, hvor fast elvarme ser ud til at være marginalt billigere, selv når der indregnes stigende omkostninger til øget el-back-up i Nuuk. Da afbrydelig elvarme imidlertid øger fleksibiliteten af det samlede el- og varmesystem kan der være en idé i at fortsætte med afbrydelig elvarme, da meromkostninger er så små for alle scenarier.

Risiko for overinvestering, hvis forbruget vokser langsomt

Der er en risiko for at foretage investeringer, som en lang årrække får lav udnyttelse, hvis elforbruget ikke stiger ligeså hurtigt som forventet. Hvis der satses på afbrydelig elvarme som fremtidig opvarmningsform, vil valget af Mulighed 3 kunne betyde meromkostninger på 160-400 mio. kr. for perioden 2018-2030 sammenlignet med mulighed 1 eller 2, hvis ikke forbruget er tilstrækkeligt hurtigt. Det er en betydelig risiko, der bør undersøges nærmere inden endelig investeringsbeslutning.

Varmepumper til fjernvarme er ikke rentabelt

Varmepumper til fjernvarme kunne potentielt give en besparelse på el-omkostningerne og dermed gøre fjernvarme mere attraktivt end individuelle løsninger. Beregningerne viser imidlertid, at det ikke kan betale sig, fordi

elproduktion med udvidelserne med den nye sø bliver så lave, og der er så store mængder til rådighed, at besparelserne ikke kan opveje meromkostningerne til fjernvarmerør og varmepumpeinstallationerne. Derudover er store varmepumper i arktiske områder ikke en teknologi med stor udbredelse og der vil være et større arbejde med at kortlægge både de tekniske og økonomiske risici forbundet med investeringer i varmepumper.

Konvertering af olieopvarmning er samfundsøkonomisk rentabelt

Opvarmning med individuelt oliefyr koster samfundsøkonomisk ca. 18.000 kr./år for en gennemsnitlig husstand, mens det koster ca. 13.000 kr./år med afbrydelig elvarme, hvis elproduktionsomkostningen er ca. 15 øre/kWh. Dermed kan der opnås en samfundsøkonomisk besparelse på ca. 5000 kr./år/husstand ved at konvertere individuelt olieforbrug til elvarme. Ved at øge konverteringen fra 25% til 75% af olie kunderne kan der opnås en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 370 mio. kr. over perioden 2018-2030.

Affald bør prioriteres i andre byer end Nuuk

Da vandressourcerne er så betragtelige i Nuuk, at der ikke vil opstå knaphed på vandressourcer før end elforbruget er ca. 4-5 gange af dagens niveau, vil overskudsvarme fra affaldsforbrænding have større værdi i andre byer i Grønland, hvor alternativomkostningen ved at producere varme er højere.

Anbefalinger

Anbefaling 1: Med anvendelse af de foreløbige investeringsdata for vandkraft, kan det anbefales at planlægge ny elforsyning af Nuuk baseret på vandkraft ved boring af ny tunnel til Ista-søen og etablering af ny kraftstation ved siden af den eksisterende (betegnes som Mulighed 2 i denne rapport).

Anbefaling 2: Det anbefales, at der hurtigst muligt igangsættes egentlig forundersøgelse af ovennævnte nye elforsyning baseret på vandkraft med henblik på at øge tilførslen af vand til Kang allerede i 2022. At udsætte muligheden for tilførsel af mere vand til Kang i bare få år, kan øge omkostningerne betydeligt på grund af øget driftstid på Nordhavnsværket.

Anbefaling 3: Varmeforsyning af bydelen Siorarsiorfiik samt anden ny varmforsyning i byen bør bestå af elvarme fremfor fjernvarme

Anbefaling 4: Under forudsætning af at der tages beslutning om investeringer i ny vandkraft, anbefales det, at olieforbruget til individuel opvarmning gradvist konverteres til elvarme.

Anbefaling 5: For at sikre denne omlægning fra olie til elvarme bør tariffen på individuel elvarme justeres så de i højere grad afspejler at de

samfundsøkonomiske omkostninger er lavere for elvarme end for olievarme. Alternativt bør der igangsættes andre incitamentsfremmende tiltag for at flytte boliger fra olie til el.

Anbefaling 6: I en samlet affaldsplanlægning kan fjernvarmeproduktion baseret på affaldsvarme med fordel prioriteres i andre byer end Nuuk, hvor der er knaphed på vedvarende energiressourcer som fx vandkraft

Anbefaling 7: For at opretholde samme forsyningssikkerhed som i dag, bør der hurtigst muligt igangsættes projekt om etablering af øget el-back-up i Nuuk. Der er med stor sandsynlighed behov for 5-10 MW øget el-backup i 2030.

2 Baggrund og målsætninger

Regeringen ønsker øget VE i energiforsyningen

Naalakkersuisut ønsker, at energiforsyningen i Grønland frem mod 2030 så vidt muligt skal omstilles fra fossile brændstoffer til vedvarende energi. Det blev formuleret i den fremlagte sektorplan for energi- og vandforsyning fra efteråret 2017 med en række målsætninger. Herunder særligt følgende to målsætninger, der sætter de overordnede rammer:

- I 2030 er målet at den offentlige energiforsyning i videst muligt omfang skal komme fra vedvarende energikilder
- Energiproduktion baseret på fossile brændstoffer skal erstattes af ny energiteknologi, hvor dette ikke allerede er sket¹

Nukissiorfiit leverer i dag al offentlig energiforsyning, og Nukissiorfiit har derfor igangsat et arbejde med at omlægge energiproduktionen fra fossile til vedvarende energikilder.

Udfordringen i Nuuk

I Nuuk kommer næsten 100% af den offentlige energiforsyning i dag fra vedvarende energi, idet hele elforsyningen og størstedelen af den kollektive varmforsyning er baseret på el fra vandkraftværket i Buksefjorden. Dertil leveres der i dag en mindre andel fjernvarme fra affaldsforbrænding. Vandstanden i søen, Kang, der leverer vand til vandkraftværket er imidlertid dalende, fordi der allerede i dag bruges mere vand end der årligt tilløber søen. Med et kraftigt voksende indbyggertal i Nuuk, er det derfor udfordrende for Nukissiorfiit fortsat at skulle levere al offentlig energiforsyning fra vedvarende kilder. Det vil kræve, at der kan leveres ny elproduktion fra nye VE-kilder.

Det fossile energiforbrug ligger uden for Nukissiorfiits forsyning

Den offentlige energiforsyning leverer imidlertid kun lige knap halvdelen af det samlede el- og varmebehov i Nuuk, idet de fleste huse i dag er opvarmet med individuelle oliefyr. Den fremtidige forsyning af Nuuk vil derfor i høj grad afhænge, hvor meget af det øvrige varmebehov, man ønsker at dække fra den offentlige forsyning.

Mulighederne for ny VE-elproduktion

Én mulighed for at udvide elproduktionen er at udvide vandtilførslen til Kangsøen, og at udvide kapaciteten på det eksisterende vandkraftværk. Investeringen er imidlertid betydelig, og der er en risiko for, at el-kapaciteten udbygges for meget før, der reelt er behov for det. En anden mulighed er derfor at kigge på andre VE-muligheder som vind og sol, der i resten af verdenen stormer frem. Priserne på sol og vind er faldet markant i pris de seneste år, og kan derfor også i en grønlandsk sammenhæng blive interessant. Fordelen ved disse teknologier er, at de er "modulære", hvor udbygningen kan tilpasses den øgede efterspørgsel.

¹ Målsætning 7 og 9 i Sektorplan for energi- og vandforsyning, Naalakkersuisut 2017

Varmeforsyningen udgør størstedelen af det nye elforbrug

Behovet for ny elforsyning hænger tæt sammen med, hvordan varmforsyningen leveres, idet el til varme i dag udgør størstedelen af elforbruget. I første omgang skal der tages stilling til, hvordan nyt byggeri forsynes bedst muligt, herunder særligt hvordan den nye bydel Siorarsiofik opvarmes. Hovedovervejelserne står mellem fjernvarme og afbrydelig elvarme. Fjernvarmforsyning er dyrere i investering, og vil derfor skulle begrundes i billigere energiomkostninger og/eller højere forsyningssikkerhed og fleksibilitet.

Den fremtidige varmforsyning vil bl.a. afhænge af:

- Hvor stor en del af den oliebaseerede opvarmning, der konverteres til enten elvarme eller fjernvarme frem mod 2030
- Om eldrevne varmepumper både teknisk og økonomisk kan blive interessant i Nuuk, da det vil kunne reducere elforbruget til varme kraftigt (ned til mellem halvdelen og en tredjedel)
- Hvor meget ny affaldsforbrændingskapacitet, der planlægges udbygget i Nuuk. Her vurderes det, om affaldsforbrænding i Nuuk generelt er attraktivt

Den fremtidige el- og varmforsyning af Nuuk vil derfor kræve en plan, hvor fremtidige muligheder for ny el- og varmeproduktion undersøges i sammenhæng for at sikre mest mulig VE til de laveste samfundsøkonomiske omkostninger. Nukissiorfiit har derfor bedt Ea Energianalyse analysere og udarbejde en samlet energiplan for Nuuk.

3 Energibalance

Energiforbruget i Nuuk har de seneste år været stigende bl.a. som følge af det voksende indbyggertal. Nuuk har to primære energikilder: Vandkraft og olie. Dertil kommer en mindre mængde affald, der bidrager til fjernvarmeforsyningen i byen.

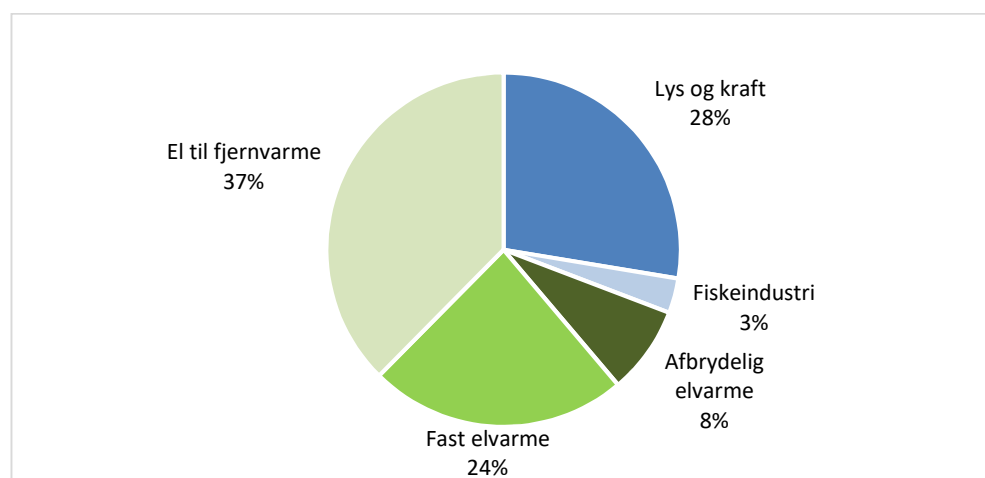
Energiforbruget kan opdeles på:

- El til lys og kraft (primært vandkraft)
- Fjernvarme (el fra vandkraft, affald og olie)
- Individuel opvarmning (el og olie)
- Fiskeindustri, øvrige erhverv og offentlige services (el til proces, el til varme og olie til varme)
- Transport (el, olie)

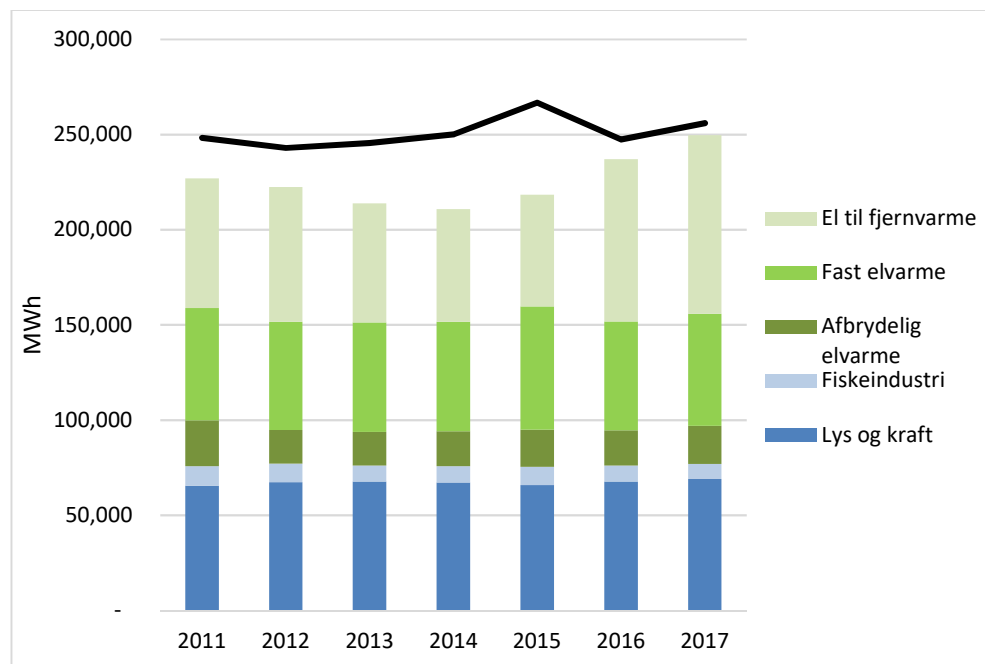
Her kortlægges det samlede energiforbrug i Nuuk, som er afgørende for en pålidelig fremskrivning.

Elforbruget i Nuuk

El anvendes i Nuuk både til lys og kraft, elvarme og fjernvarme. Forbruget var i 2017 ca. 250 GWh, hvoraf 30% gik til forbrug af lys og kraft og 37% gik til fjernvarme og 32% gik til elvarme. Fordelingen er vist i Figur 7 og udviklingen for perioden 2011-2017 er vist i Figur 8 sammen med produktionen. I perioden 2011-2014 er elforbruget faldet fra 227 GWh i 2011 til 210 GWh i 2014, hvorefter det frem til 2017 er steget til ca. 250 GWh. De større udsving i forbruget skyldes primært ændringer i forbruget af el til fjernvarmeproduktion, som over perioden er steget med 26 GWh svarende til en stigning på 38%.



Figur 7. Fordeling af elforbruget i Nuuk 2017 (%). Kilde: Nukissiorfiit



Figur 8. Elforbruget og elproduktionen i Nuuk fordelt for perioden 2011-2017 (MWh) Kilde: Nukissiorfiit

Elproduktionen ligger generelt lidt højere end forbruget. I gennemsnit er der en forskel på ca. 11%, hvoraf 2%-point relaterer sig til transmissionstab og de resterende 9%-point derfor antages at være distributionstab. Ifølge Nukissiorfiit er dette rimeligt at antage, selvom det også påpeges, at der i nogle tilfælde kan være problemer med korrekt fakturering af elforbruget. Sammenlignet med danske forhold er det en relativt højt distributionstab, som typisk ligger på ca. 4%. Af figuren fremgår det også, at forskellen mellem forbrug og produktion svinger noget over årene. Ifølge Nukissiorfiit skyldes det, at der kan være en forskudt fakturering af kunder.

Vandkraftværket

Vandkraftværket i Buksefjorden er Nuuks primære forsyning af el og ligger ca. 56 km sydøst for byen. Værket består af 3 turbiner á 15 MW, dvs. 45 MW i alt. To turbiner blev idriftsat i 1993 ved værkets etablering og én turbine blev etableret i 2008 som en udvidelse af værket. Strømmen forsynes til Nuuk via en 132 kV-transmissionsledning, der har en kapacitet på ca. 100 MW.

Vandkraftværket udnytter indsøen Kangerdluarssungûp Taserssua (Kang), som ligger 261 m over havets overflade. Søens naturlige vandspejl ligger 249 m.o.h., men det udnyttes, at vandet kan reguleres mellem 233 m.o.h. og 261 m.o.h. Det

giver samlet set et vandmagasin på 1900 mio. m³, når der tages højde for, at der ligger 2 m is og sne over vandoverfladen. Søens areal er ca. 75 km².

	Værdi	Enhed
Overfladeområde	813	km ²
El-kapacitet turbiner	45	MW
Kapacitet 132 kV-ledning	100	MW
Vandmagasin fyldt	1900	mio. m ³
Øvre vandhøjde	261	m
Nedre vandhøjde	233	m
Naturligt vandspejl	249	m
Overfladeareal af sø	75	km ²
Gennemsnitlig tilsig	350	mio. m ³
Elproduktion pr. vandmængde	1,55	m ³ /kWh

Tabel 5. Nøgletal for vandkraftværket

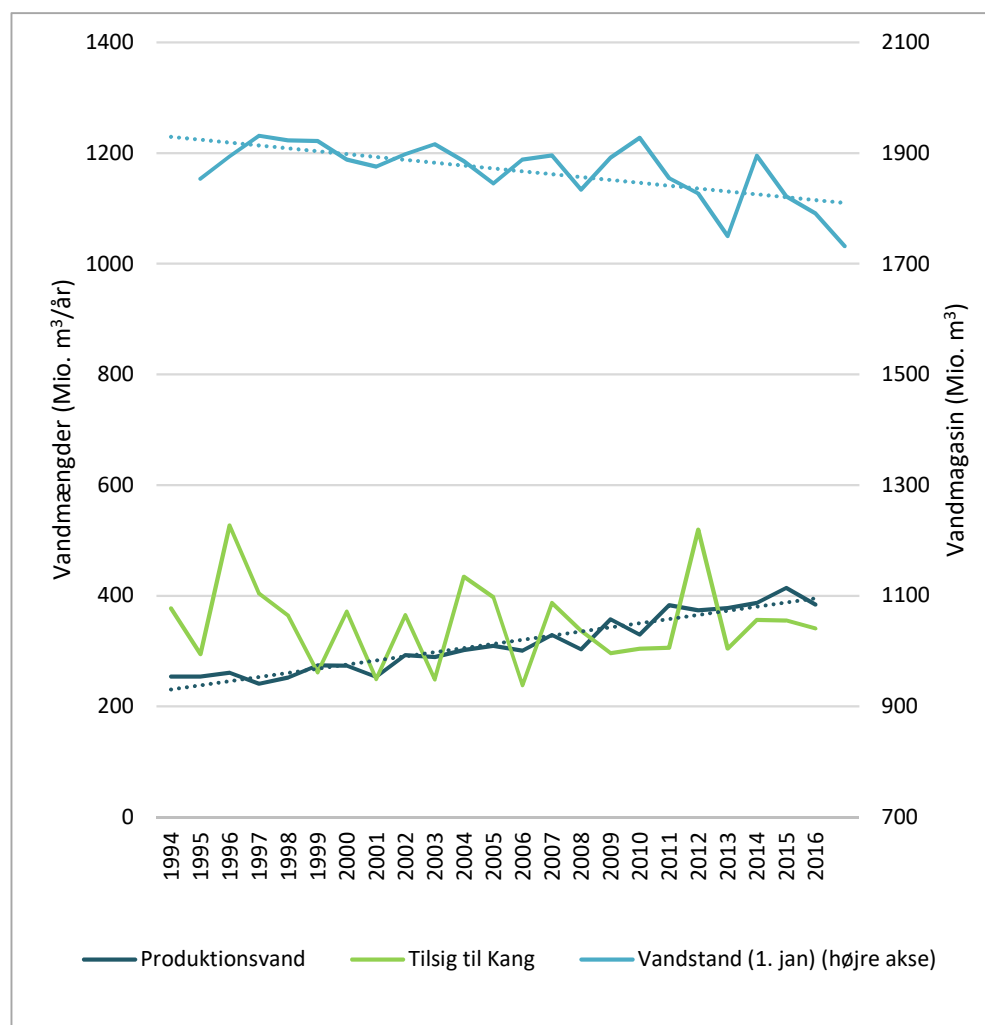
Der tilløber hvert år en mængde vand til søen i form af nedbør, der indsamles fra et overfladeområde på 813 km². Mængderne varierer fra år til år, men har over perioden 1994-2016 ligget på i gennemsnit 350 mio. m³. Sammenholdes den årlige elproduktion med de forbrugte vandmængder, viser det, at der skal bruges 1,55 m³ vand til at producere 1 kWh-el. Niveauet har ligget stabilt i perioden 2010-2016, som vist i Tabel 6. Hvis elproduktionen alene produceres fra tilsiget, dvs. der er balance mellem, hvor meget vand, der forbruges og hvor meget der tilløber, svarer det til en elproduktion på 225 GWh/år. På lang sigt vil 225 GWh/år med det tilknyttede overfladeareal derfor være det langsigtede bæredygtige niveau. Det samlede vandmagasin i søen (1900 mio. m³) svarer til ca. 1200 GWh (dvs. ca. 5 gange det årlige forbrug i dag), når der ikke tages højde for, at faldende vandstand i søen vil betyde faldende produktion pr. mængde vand.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Elproduktion (GWh)	213	247	241	244	250	266	246
Produktionsvand (mio. m ³)	330	383	374	378	387	414	384
El pr. vand (kWh/m ³)	0,646	0,644	0,645	0,647	0,645	0,643	0,641
Vand pr. el (m ³ /kWh)	1,548	1,552	1,550	1,547	1,550	1,555	1,560

Tabel 6. Sammenhæng mellem produktionsvand og elproduktion på vandkraftværket. Kilde: Vandbeholdning. Nukissiorfiit

Siden 1994 har mængden af vand til elproduktion været stigende og udgjorde i 2016 384 mio. m³, som dermed oversteg vandmængderne, der tilflød Kang. Det har de seneste ca. 10 år betydet, at vandmagasinet i søen har været aftagende og 1. januar 2017 var vandstanden faldet til 256,7 m svarende til et vandmagasin på

1732 mio. m³ (ca. 91% af det fulde reservoir). Det årlige tilsig og forbrugsvand samt vandmagasinet er vist i figuren nedenfor for perioden 1994-2017.



Figur 9. Vandmagasinet i Kang - samlet mængde, tilsig til søen og produktionsvand (mio. m³) for perioden 1994-2017

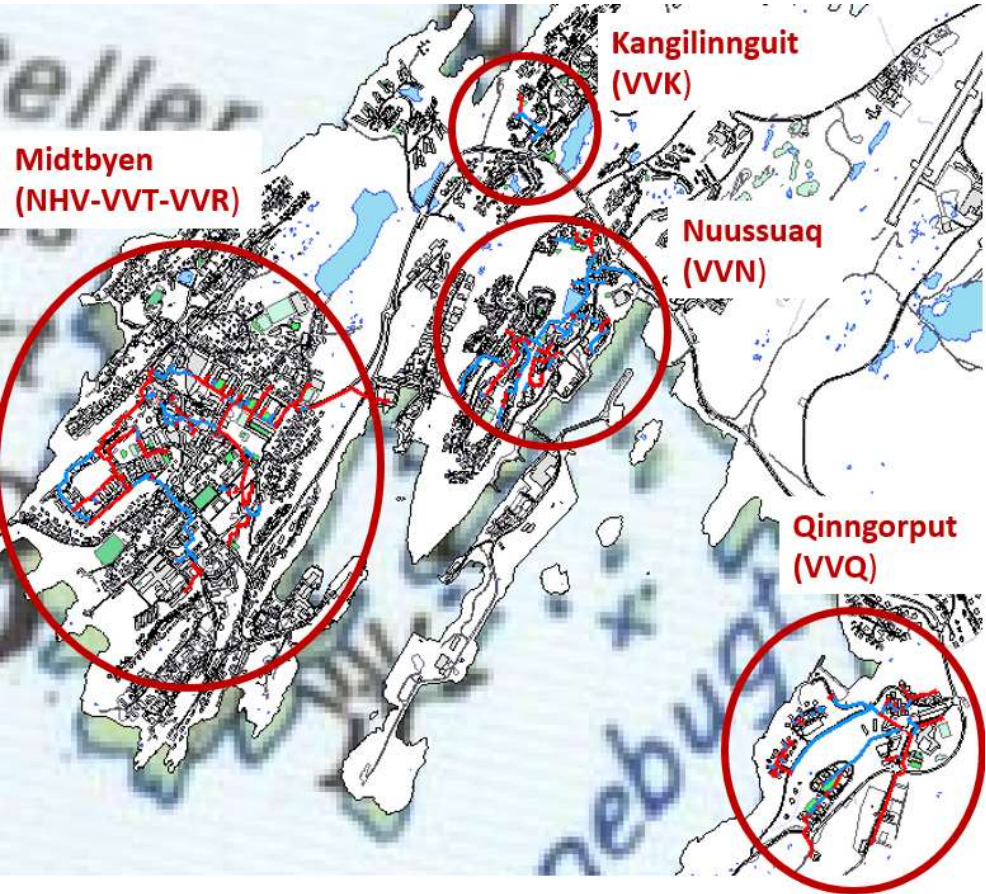
Fjernvarme i Nuuk

Fjernvarme står for ca. halvdelen af den offentlig varmeforsyning og dækker ca. 1/5 af det samlede opvarmningsbehov i Nuuk (når individuelt olieforbrug til varme medregnes). Fjernvarmesystemet består af fire selvstændige fjernvarmenet, der ikke er sammenkoblede:

1. Midtbyen/Tuujuk (NHV-VVT-VVR-nettet)
2. Kangilinnguit (VVK-nettet)

3. Nuussuaq (VVN-nettet)
4. Qinngorput (VVQ-nettet)

Samlet set er der ca. 31 MW installeret grundlastvarmekapacitet heraf 27 MW el og 4 MW affald og ca. 25 MW back-up kapacitet fra oliekedler.

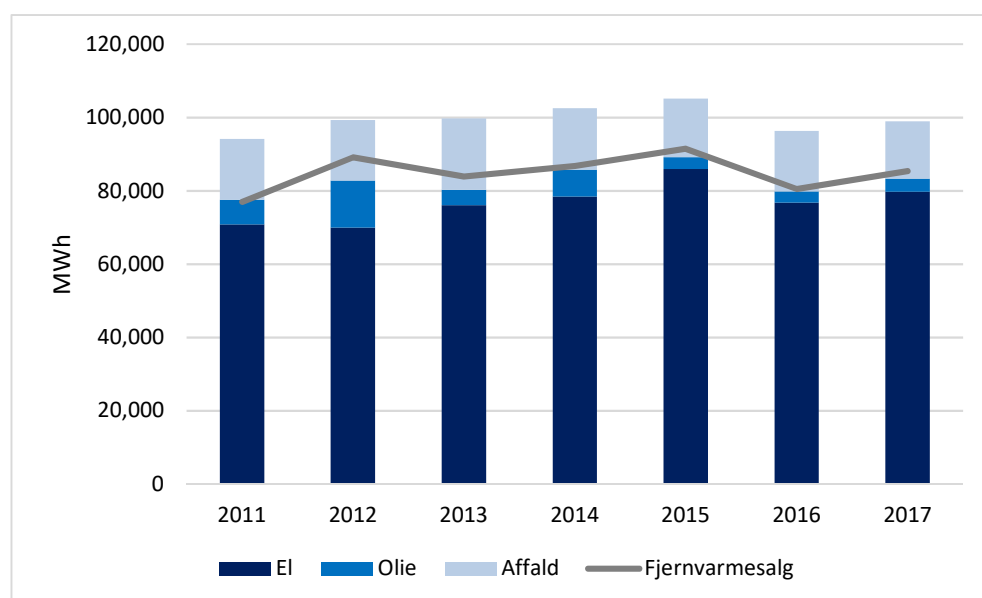


Figur 10. Oversigt over fjernvarmenettene i Nuuk

FV-net	Værk	El	Olie	Affald	Total
NHV-VVT-VVR	Nordhavnsværket	5,4			5,4
NHV-VVT-VVR	Varmeværk Tuapannguit	5,4			5,4
NHV-VVT-VVR	Varmeværk Radiofjeldet	5,4	14		19,4
VVK	Varmeværk Kannguillinnguit	0,6	1,5		2,1
VVN	Varmeværk Nuussuaq	4,0	2,3		6,3
VVN	Affaldsforbrændingen			4,0	4,0
VVQ	Varmeværk Qinngorput	6,0	7,0		13,0
Total	Total	26,8	24,8	4,0	55,6

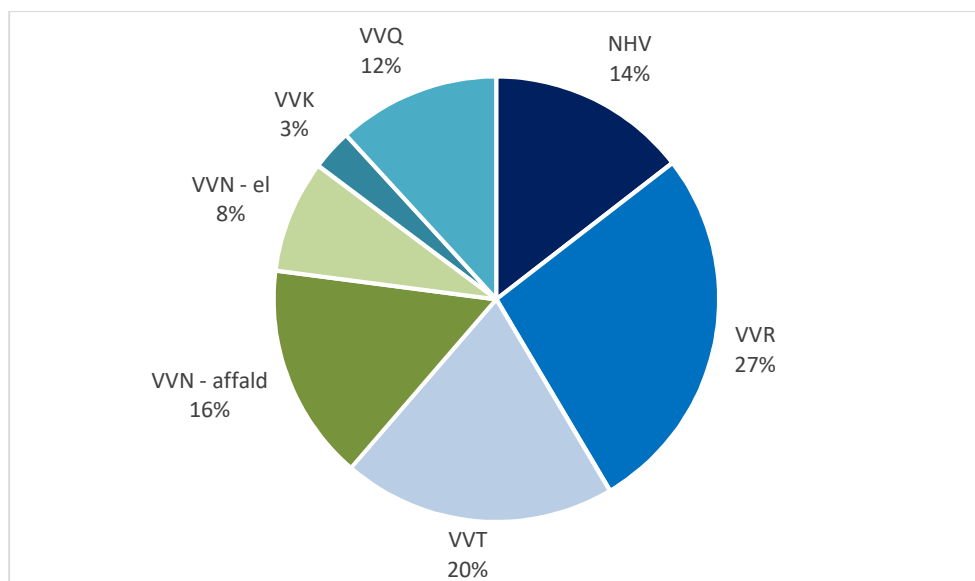
Tabel 7. Varmekapaciteter i MW på eksisterende fjernvarmeanlæg i Nuuk. Kilde: Nukissiorfiit

Fjernvarmeforbruget har i perioden 2011-2017 ligget på 80-90.000 MWh leveret varme årligt. Heraf leveres størstedelen til husholdningerne (ca. 90%), mens den resterende del går til fiskeindustrien (ca. 10%). Fjernvarmen produceres på de lokale varmeværker af el, olie og affald. Brændselsforbruget til fjernvarmeproduktion er vist i figuren nedenfor. Størstedelen (ca. 80%) produceres på el, ca. 15% kommer fra affald, mens der bruges ca. 5% olie. Fjernvarmesalget ligger ca. 15% lavere end fjernvarme leveret an net, som her fortolkes som fjernvarmenettabet. Nukissiorfiit oplyser selv, at nettabet er ca. 20%, og at der derudover kan være nogle forbrugere, der ikke afregnes korrekt. I det følgende regnes der med et nettab på 15%, som tallene indikerer. I Danmark er der en løbende diskussion af, hvad tabet i fjernvarmenettet egentlig er i gennemsnit, men man vil normalt sige, at det ligger på 15-20%.



Figur 11. Brændselsforbrug til fjernvarme og leveret mængde varme. Kilde: Nukissiorfiit

Størstedelen af fjernvarme leveres til midtbyens fjernvarmenet (NHV-VVT-VVR), hvor ca. 60% af den producerede varme blev afsat i 2017. VVN-nettet i Nussuaq er det næststørste net med 24%, hvor affaldsvarmen i dag afsættes. Affaldsvarmen overstiger i mange timer varmegrundlaget i Nussuaq, som betyder at en del af affaldsvarmen bortkøles i dag. Derfor er det planlagt, at VVN-fjernvarmenettet og NHV-VVT-VVR-nettet sammenkobles. Arbejdet forventes at forløbe de kommende år og at nettene er fuldt sammenkoblet i 2021. Af bilag A fremgår en mere detaljeret beskrivelse af planerne om sammenkobling.



Figur 12. Fjernvarmeproduktionen fordelt på fjernvarmeverker. Bemærk VVN-andelen er opdelt mellem el og affald

Planlagte udvidelser af fjernvarmenettet

Foruden sammenkoblingen forventes det også, at nogle dele af byen, der i dag er olieopvarmet, bliver koblet på fjernvarmenettet. Det sker typisk i områder, hvor der bygges nyt, eller i områder hvor en større forbruger ønsker at blive koblet på nettet fx en skole eller en virksomhed. Derudover er der planlagt en udvidet tilslutning i forbindelse med sammenkoblingen af fjernvarmenettene. Rambøll lavede i 2013 en vurdering af, hvilke områder der med fordel kunne tilsluttes fjernvarmenettet. Ved sammenkoblingen af fjernvarmenettet vurderer Rambøll, at det kan være fordelagtigt at tilslutte, hvad der svarer til ca. 4.500 MWh fjernvarme. I øvrige områder vurderer Rambøll, at der er et potentiale for at tilslutte ca. 16.600 MWh. En beskrivelse af detaljerne bag Rambølls vurdering fremgår af bilag A.

Samlet set er det sandsynligt at der inden for en årrække tilsluttes op til ca. 21.100 MWh fjernvarme, som svarer til en stigning på ca. 20% af fjernvarmegrundlaget.

Affald

Affald forbrændes i dag på affaldsforbrændingsanlægget, der ejes og drives af Sermersooq kommune. Affaldsværket håndterer al forbrændingsegnet affald fra Nuuk samt nærliggende bygder og andre dele af Grønland herunder bl.a. Tasiilaq på østkysten af Grønland. Forbrændingsanlægget er bygget i 1991 og forbrænder ca. 14.000 tons årligt.

Ifølge affaldsforbrændingen har anlægget en indfyringskapacitet på ca. 4 MW og affaldet kan konverteres fra affald til varme i forhold 1 ton affald til 2.1 MWh varme. Det svarer til en brændværdi på ca. 8.0 GJ/ton, hvis der indregnes en virkningsgrad på 95%². Det er en forholdsvis lav brændværdi sammenlignet med danske forhold, hvor brændværdien typisk er 10-11 GJ/ton. Forskellen kan skyldes, at der generelt er en anden sammensætning af affaldet.

Affaldsforbrændingen forbrænder affald relativt konstant hen over året med ca. 2-3 ugers udetid om sommeren til reparation. Som udgangspunkt leveres varmen fra forbrændingsanlægget til fjernvarmenettet i Nussuaq, men varmegrundlaget er i større perioder af året for lille til at kunne optage al varmen. Når der ikke kan afsættes varme til fjernvarmesystemet, bortkøles varmen i et køletårn. Ifølge affaldsforbrændingen er det ca. 1/3 af al varmen, der produceres på anlægget, der bortkøles i dag. Med den planlagte sammenkobling af fjernvarmenettene NHV-VVT-VVR og VVN-nettet forventes det dog, at en større del af affaldsvarmen udnyttes i fjernvarmesystemet.

Affaldsforbrændingen modtager i dag ikke betaling for den varme, de leverer til fjernvarmenettet, men opkræver en tarif på 650 kr./ton for al leveret affald. Kun i perioder hvor Nukissiorfiit kan have spidslastproblemer, modtager forbrændingsanlægget en betaling for leveret varme, men som det er i dag, har betalingen stort set ingen betydning for, hvordan affaldsværket drives.

Der produceres årligt ca. 16.000 MWh fjernvarme til nettet.

Fremtidig affaldsforbrænding

Der foregår lige nu et arbejde med at undersøge den fremtidige affaldshåndtering i Grønland. Foruden affaldsværket i Nuuk er der affaldsforbrænding i Ilulissat og Sisimiut. Dertil kommer små affaldsforbrændinger i bygder. Ifølge Anlægssektorplan for affaldsområdet fra 2015 er der 19 små affaldsforbrændinger i drift i bygderne. (Naalakkersuisut, 2015)

Der produceres ca. 35.000 tons affald i hele Grønland, hvoraf 24.000 bliver forbrændt. Resten bliver deponeret. Alle affaldsværker er ældre og har store omkostninger til løbende vedligehold, som betyder, at der er mange driftsstop. Derfor har man valgt at undersøge mulighederne for at samle affaldshåndteringen i Grønland mere. Ifølge affaldsanlægget i Nuuk overvejes der lige nu primært tre muligheder:

- Ét stort anlæg i Nuuk til forbrænding af al affald i Grønland

² Ifølge affaldsforbrændingen er virkningsgraden på anlægget 95-98%

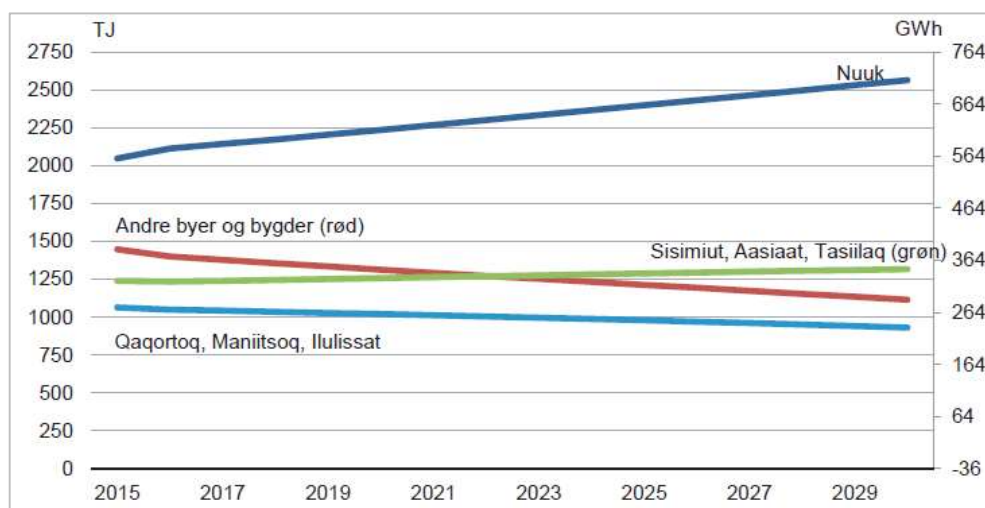
- To forbrændingsanlæg til forbrænding af al affald i Grønland: Èt anlæg i Nuuk og ét anlæg i Sisimiut
- Tre eller flere anlæg i Nuuk, Sisimiut og to andre byer

Hvis der bygges et affaldsforbrændingsanlæg i Nuuk til håndtering af hele Grønlands forbrændingseget affald, vil det betyde, at varmekapaciteten tredobles til at kunne håndtere 4 ton/time svarende til en varmekapacitet på ca. 8-9 MW.

Olieforbrug til opvarmning

Der foreligger ikke nogen god offentlig opgørelse over olieforbruget til opvarmning i Nuuk. Nukissiorfiit har ikke en selvstændig opgørelse over olieforbruget til individuelle forbrugere, ligesom Grønlands statistik heller ikke opgør olieforbruget til opvarmning særskilt for Nuuk, men opgør olieforbruget for hele Grønland.

I forbindelse med sektorplanen er der dog udarbejdet en fremskrivning af det totale energiforbrug i Nuuk til el- og varmemeforbrug, som også omfatter olieforbruget til individuel opvarmning. Fremskrivningen fra sektorplanen er vist i figuren nedenfor.



Figur 13. Fremskrivning af energiforbruget til el og varme fordelt på byer og bygder. Kilde: (Naalakkersuisut, 2017)

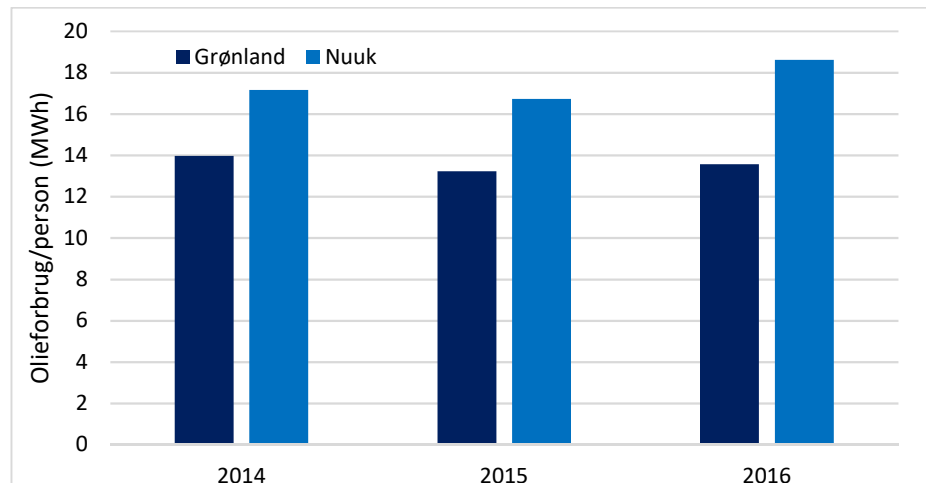
Til dette arbejde er datagrundlaget til sektorplanen stillet til rådighed, som kan bruges til at estimere det samlede olieforbrug (ekskl. Nukissiorfiits forbrug). Da alle energistrømme inden for Nukissiorfiits system er kendt, kan olieforbruget til individuel opvarmning beregnes som residualforbruget. Beregningen baserer sig på de historiske tal 2014-2016.

GWh	2014	2015	2016
Bruttoenergiforbrug fra sektorplan	574	585	599
Heraf lys og kraft	88	88	88
Heraf afbrydelig elvarme	21	22	21
Heraf fast elvarme	65	73	64
Heraf fjernvarme	112	118	104
Residual = olieforbrug til ind. Opv.	288	284	322

Tabel 8. Bruttoenergiforbruget til el og varme i Nuuk til beregning af olieforbruget til individuel opvarmning (GWh).

Baseret på ovenstående tal udgør olieforbruget til individuel opvarmning ca. halvdelen af bruttoenergiforbruget i Nuuk.

Olievarmeforbruget svarer til et forbrug på 16-18 MWh pr. person. Sammenlignet med resten af Grønland er det højere på trods af, at både fjernvarme og elvarme også er udbredte. I Grønland bruges der ca. 13-14 MWh/år/person. Det er vigtigt at bemærke, at olieforbruget omfatter al olieforbrug til varme inkl. forbruget til virksomheder, men uden transport. Ifølge Nukissiorfiit virker det derfor rimeligt, at olieforbruget i Nuuk faktisk er højere end gennemsnittet for Grønland.



Figur 14. Gennemsnitligt olieforbruget til individuel opvarmning pr. person i Nuuk og i Grønland i 2014-2016. Kilde: (Grønlands Statistik, 2018)

Usikkerhed ved
olieforbruget til
individuel opvarmning

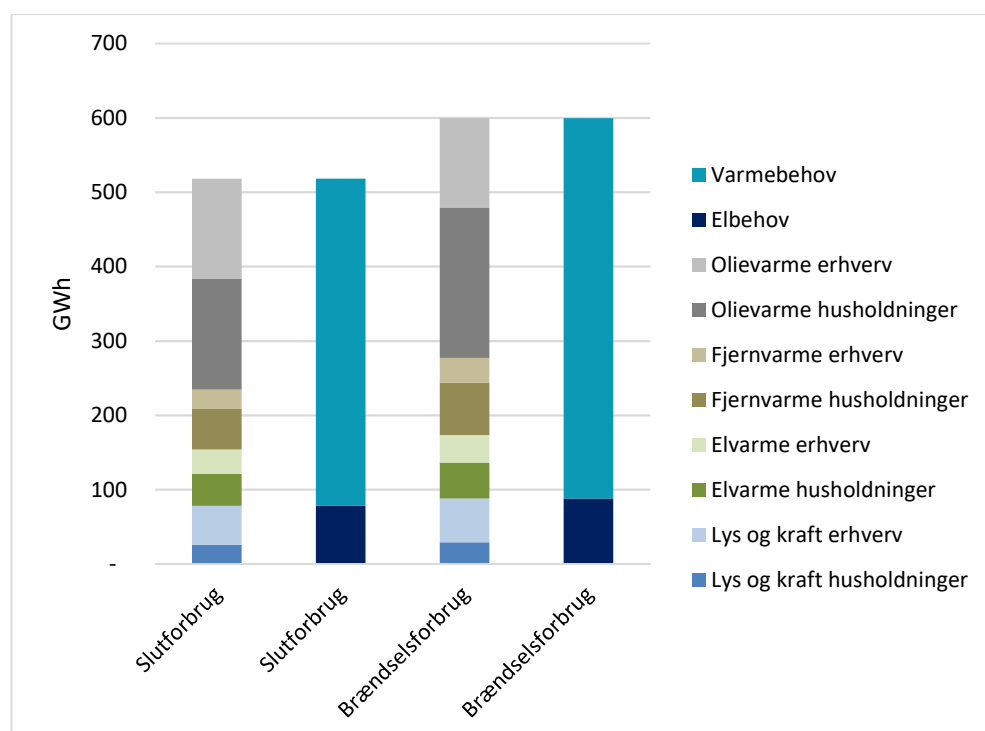
Data for olieforbruget til individuel opvarmning er som sagt højst usikkert. Tallene er som udgangspunkt baseret på Sektorplanens opgørelser, som er udarbejdet i et samarbejde mellem Nukissiorfiit og Grønlands statistik. En tidligere opgørelse over varmeforbruget i varmeatlasset fra 1990 viser imidlertid, at olieforbruget til individuel opvarmning kan være langt højere. Ved en gennemgang af tallene i varmeatlasset justeret for både nedrivninger, nybyggeri og områder der er

konverteret til enten fjernvarme elvarme, kan olieforbruget til opvarmning opgøres til ca. 464 MWh. Dvs. knap 50% højere end estimeret i Sektorplanen. Hvis det er tilfældet, vil det betyde, at forskellen mellem Nuuk og resten af Grønland er endnu større.

I det følgende bruges som udgangspunkt resultatet fra Sektorplanen til at fremskrive el- og varmebehovet i Nuuk. Ved fremskrivningerne er der taget udgangspunkt i at en andel af varmekonsumet omstilles fra olie til elbaseret opvarmning, som baserer sig på en procentdel af olieforbruget til individuel opvarmning. Da der usikkerhed om grundlaget, vil der også være usikkerhed om, hvorvidt denne procentdel er rigtig. Der vil i den tværgående analyse blive set mere på konsekvenserne af at øge konverteringen af olieforbrug til elforbrug. I den forbindelse vil betragtningerne fra varmeetilslaget blive taget i betragtning.

Samlet oversigt over energiforbrug

Med udgangspunkt i gennemgangen af forbruget for de forskellige dele, har det været muligt at estimere det samlede el- og varmebehov, dvs. slutforbruget af el og varme samt det samlede brændselsforbrug. Resultatet er vist i Figur 14 nedenfor.



Figur 15. Samlet energiforbrug til el og varme i Nuuk i 2016 vist som det samlede slutforbrug og det samlede brændselsforbrug. Forskellen mellem slutforbrug er tab både i konverterings- og distributionsleddet.

Slutforbruget vist til venstre dækker over det samlede energiforbrug i forbrugerleddet, mens brændselsforbruget til højre viser, hvor meget bruttoenergiforbrug, der bruges til at producere el og varmen. Forskellen mellem slutforbruget og brændselsforbruget skyldes tab i konverteringsleddet (tab på kedler) og distributionsleddet (transmissionstab, distributionstab, fjernvarmenettab).

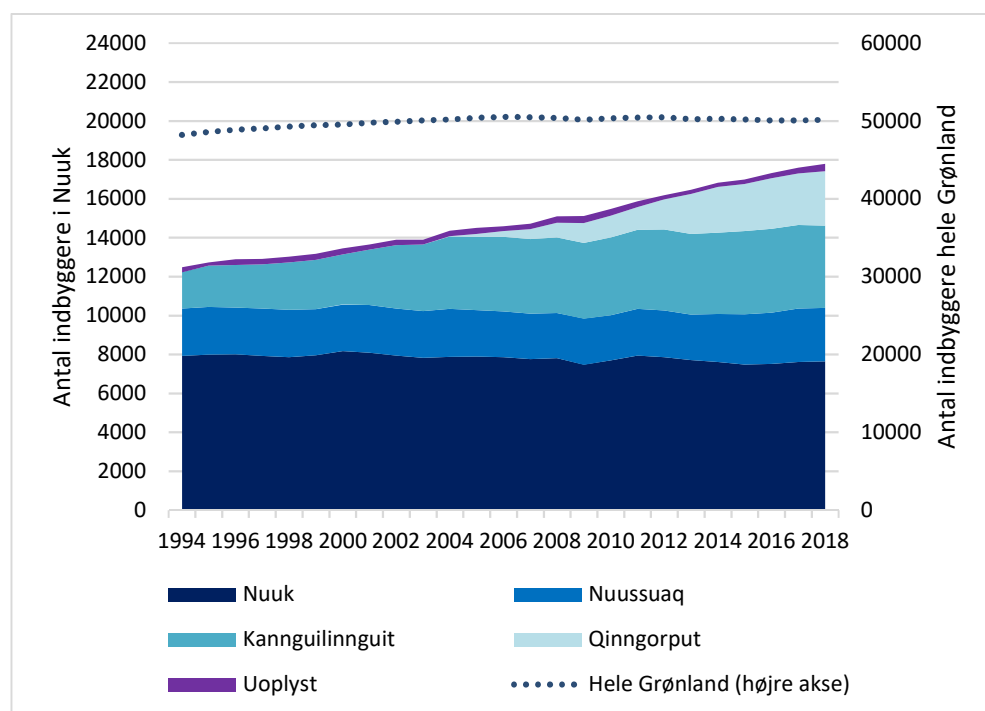
Det samlede elbehov til lys og kraft var i 2016 78 GWh, mens det samlede varmebehov var ca. 440 GWh. Slutforbruget danner grundlaget for fremskrivninger af el- og varmebehovet.

4 Fremskrivning af energiforbruget i Nuuk

Med udgangspunkt i en forventet befolkningstilflytning fremskrives det samlede el- og varmebehov for Nuuk. Ved at fremskrive el- og varmebehovet tages der udgangspunktet i slutforbruget, dvs. efterspørgslen efter lys og kraft, varme osv., og der tages derfor i første omgang ikke stilling til, hvordan slutforbruget produceres (vandkraft, fjernvarme, olie mv.). Det fremskrevne el- og varmebehov er efterfølgende grundlag for at sammenligne forskellige sammensætninger af el- og varmeproduktion. Det endelige energiforbrug vil afhænge af, hvordan det produceres. Eksempelvis vil elforbruget til varme kunne reduceres, hvis der tilføjes varmepumper til systemet.

Befolkningsudvikling

Indbyggertallet i Nuuk er siden midten af 1990'erne vokset kraftigt, fordi der er sket en betydelig tilflytning til Nuuk fra andre dele af Grønland. I dag bor der knap 18.000 mennesker i Nuuk, som er stigning på ca. 40% siden 1995. Tilflytningen til Nuuk har betydet, at byen er blevet udvidet med nye bydele: Kannguilinguit nord for centrum og Qinngorput øst for Nuuk centrum.



Figur 16. Befolkningsudvikling i Nuuks bydele (venstre akse) samt indbyggertallet i hele Grønland (stiplet linje) (højre akse). Kilde: (Grønlands Statistik, 2016)

Befolkningsvæksten forventes at fortsætte en årrække frem, men det er mere usikkert, hvor hurtigt byen vokser. Grønlands statistik publicerer årligt en

fremskrivning af befolkningsudviklingen for Nuuk. Med den seneste fremskrivning, som bygger på en fortsættelse af den historiske udvikling, forventes Nuuks indbyggertal at stige til ca. 21.500 personer i 2030. Andre aktører forventer imidlertid, at tilflytningen kan accelerere kraftigere, hvis bl.a. den nye bydel Siorarsiorfik udbygges, og der kan forventes op til 30.000 indbyggere i Nuuk.

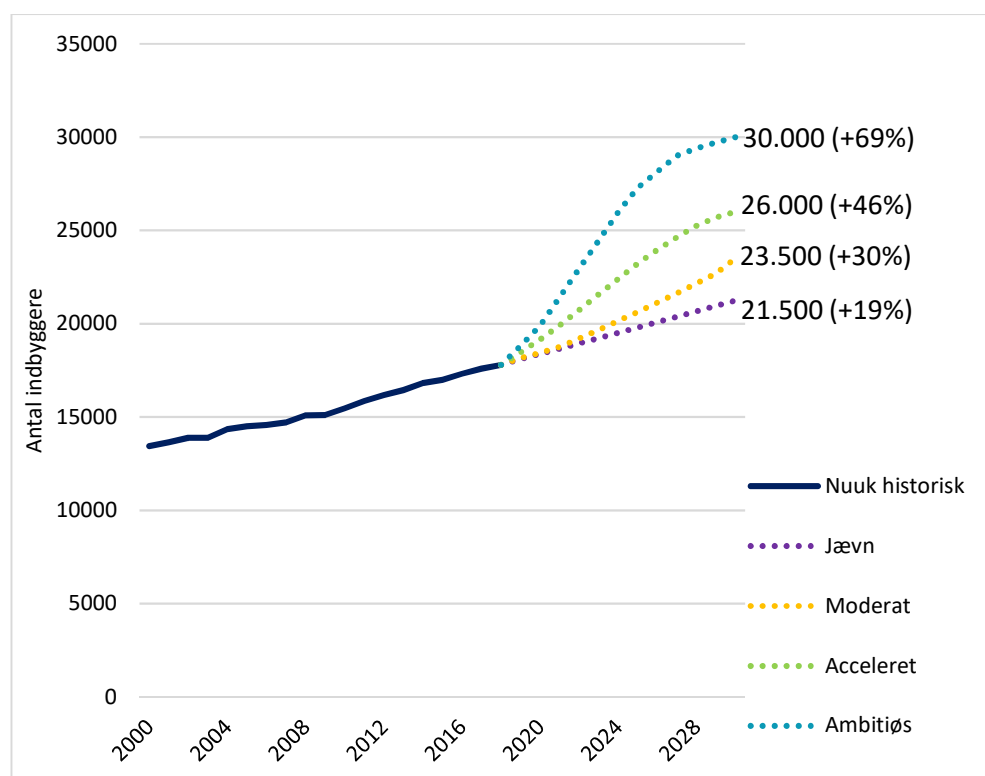
Fire
forbrugsfremskrivinger

Til dette arbejde er der derfor opstillet 4 scenarier for befolkningsudviklingen i Nuuk, der danner grundlag for fremskrivningerne af energiforbruget i Nuuk. Scenarierne omfatter:

- Jævn: 21.500 indbyggere i 2030
- Moderat: 23.500 indbyggere i 2030
- Accelereret: 26.000 indbyggere i 2030
- Ambitiøs: 30.000 indbyggere i 2030

I Naalakkersuisuts sektorplan for energi- og vandforsyningen fremskrives energiforbruget i Nuuk med udgangspunkt i det jævne scenarie. Dertil er der i baggrundsmaterialet lavet følsomheder på befolkningstilslutningen på hhv. 26.000 og 30.000 indbyggere i 2030. Scenarierne her ligger sig således op af Naalakkersuisuts sektorplans følsomhedsvurderinger, men hvor der er tilføjet et scenarie på 23.500 i 2030.

I stedet for at fremskrive befolkningen lineært, som det er gjort i sektorplanen, er der i stedet valgt en anden fremskrivningsmetode, hvor tilflytningstakten ikke er konstant, men som bevæger sig hurtigere eller langsommere hen mod et langsigtet niveau. Hvis byen vokser til 30.000 indbyggere i 2030, vil mere end halvdelen af Grønlands befolkning bo i Nuuk. Det betyder, at tilflytningstakten accelereres, men nødvendigvis også må aftage igen. Udviklingerne er vist i Figur 16 nedenfor.



Figur 17. Fremskrivning af Nuuks indbyggertal. Kilde: (Grønlands Statistik, 2016) og (Naalakkersuisut, 2017)

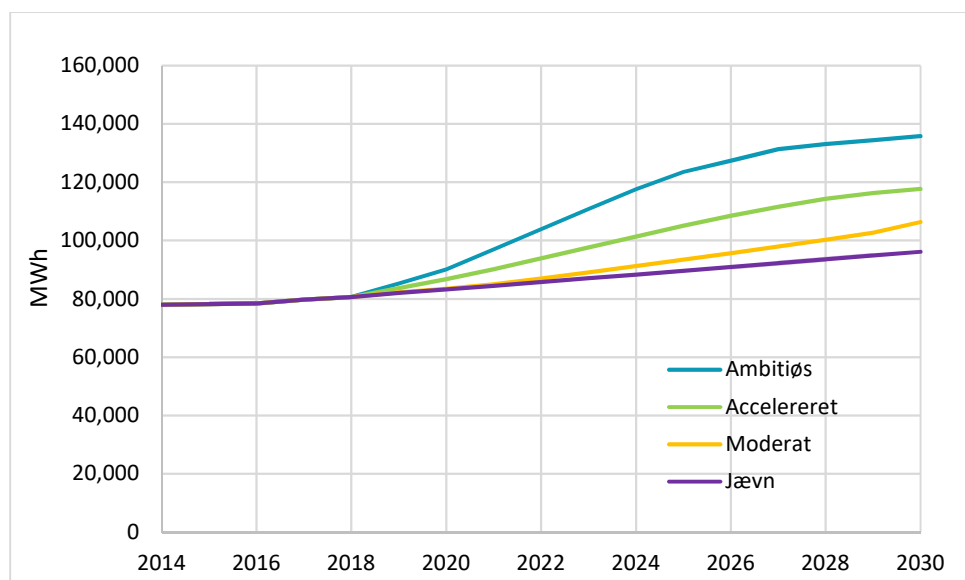
Den forventede befolkningsudvikling er central for de forventede el- og varmebehov i Nuuk. Forbruget forventes både at stige som følge af de tilflyttede husholdningernes forbrug af el og varme, men derudover forventes et forbrug som følge af den øgede erhvervsaktivitet.

Fremskrivning af el- og varmebehov

Med udgangspunkt i scenarierne for befolkningsudvikling er det fremtidige el- og varmebehov fremskrevet for Nuuk. Ved fremskrivningen tages der udgangspunkt i slutforbruget af el og varme for 2016, som omfatter lys og kraft, fjernvarme, elvarme og individuel oliebaseret varme jf. Figur 14. Fremskrivningsmæssigt er der valgt en forholdsvis simpel metode, hvor det samlede el- og varmebehov i udgangspunktet følger befolkningsudviklingen. For varmemeforbruget til husholdninger er der dog valgt at regne med, at nye huse er mere energieffektive og følger det grønlandske bygningsreglement fra 2006, hvor en bolig syd for polarcirklen på areal på 100 m² maksimalt kan forbruge 19,4 MWh/år. (Grønlands hjemmestyre, 2006)

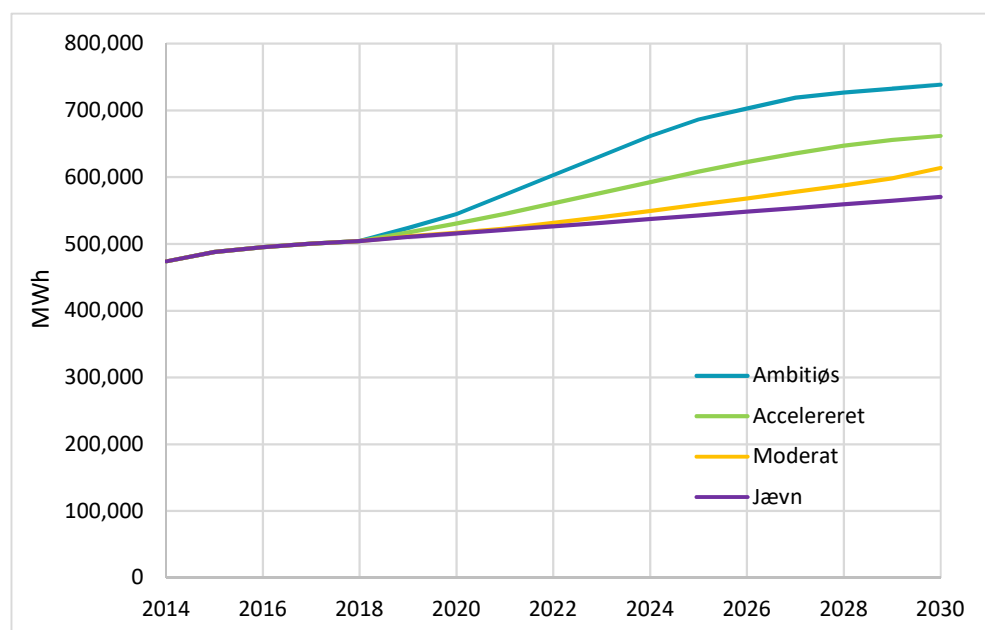
De resulterende fremskrivninger er vist i Figur 17 og Figur 18 for hhv. el- og varmebehovet i Nuuk. Elbehovet omfatter kun el til lys og kraft.

Elbehovet stiger fra i dag at være ca. 80.000 MWh til i 2030 at være 96.000-136.000 MWh svarende til en stigning på ca. 25-75%.



Figur 18. Fremskrivning af elbehovet (slutforbruget) i Nuuk (kun lys og kraft)

Varmebehovet stiger fra ca. 450.000 MWh i 2016 til i 2030 at udgøre ca. 550.000-750.000 MWh svarende til en stigning på 15-50%.



Figur 19. Fremskrivning af varmebehovet (slutforbruget) af varme i Nuuk 2017-2030

Behov for ny elproduktion

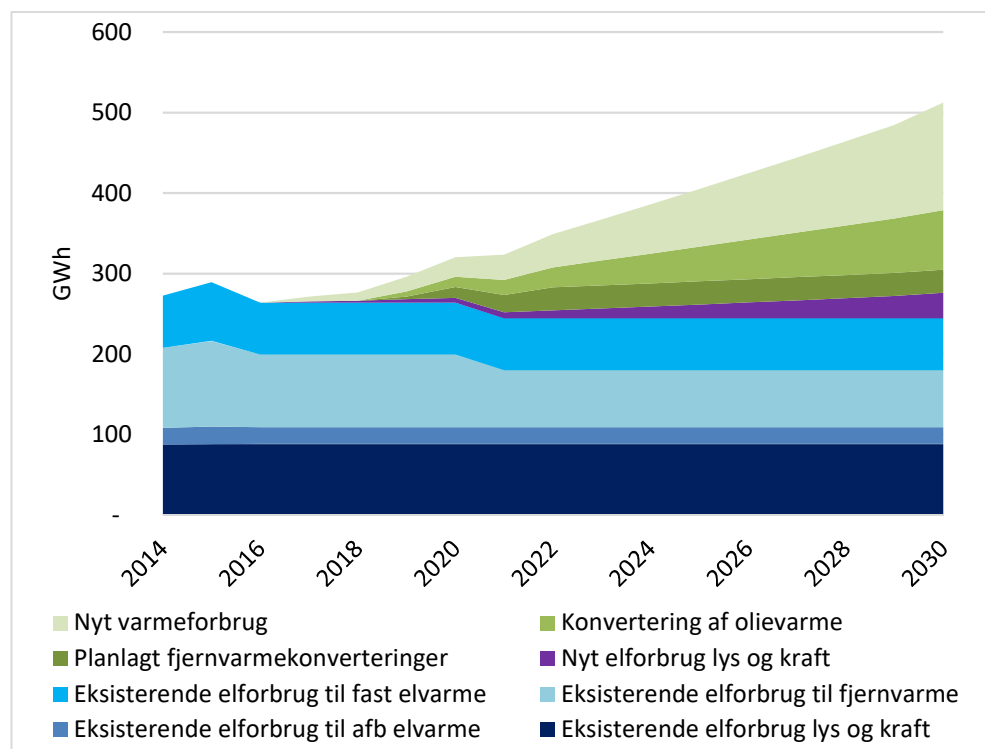
For Nukissiorfiit er det relevant, hvor meget af forsyningen, der fremover skal leveres inden for Nukissiorfiits regi, dvs. lys og kraft, elvarme og fjernvarme. Da den samlede forsyning stort set er elbaseret, kan der laves et overslag over, hvor meget ny elproduktion, der fremover vil blive behov for. Der er her tale om estimat, der ved de endelige vurderinger af det fremtidige energisystem kan se anderledes ud – særligt, hvis varmepumper viser sig at være interessant for Nuuk.

Derudover er der tre vigtige antagelser, der ligger til grund for konverteringen fra el- og varmebehov til elproduktion.

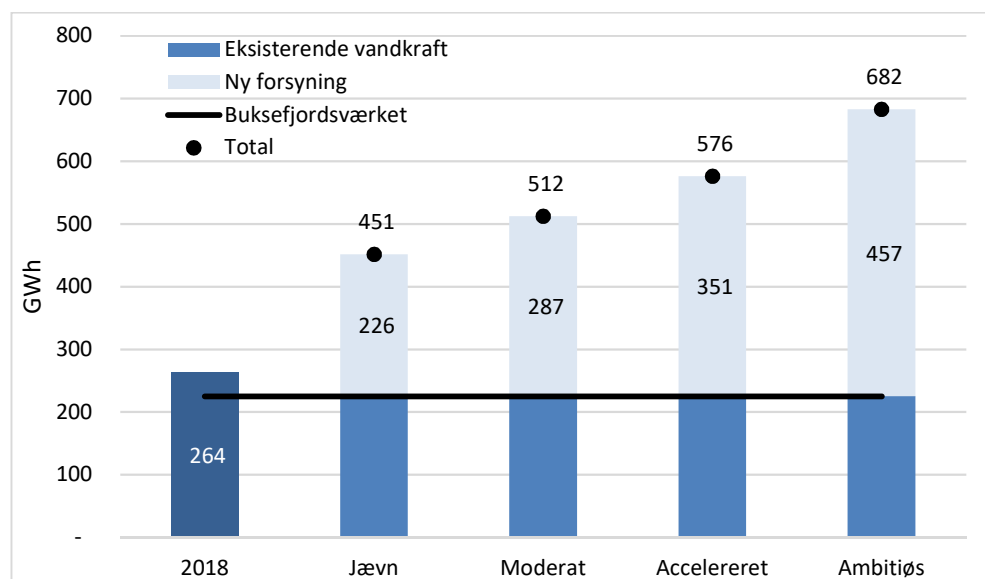
1. Hvor stor en del af det fremtidige varmebehov, der dækkes af Nukissiorfiit
2. Planlagte konverteringer til fjernvarme
3. Fremtidige konverteringer af olievarme til elvarme eller fjernvarme
4. Hvordan affald fremover håndteres i Nuuk

Nukissiorfiits andel	Da Naalakkersuisut ønsker, at Grønland så vidt muligt er fossiltfri i 2030, og det da det som oftest er muligt at forsyne med fjernvarme eller afbrydelig elvarme bliver der i praksis ikke opsat oliefyr i nybyggeri, antages det her, at alt nyt el- og varmebehov dækkes af Nukissiorfiit som afbrydelig elvarme.
Planlagte konverteringer	De planlagte konverteringer baserer sig på et estimat af Rambøll fra 2013. Her følger det, at der er et potentiale på i alt 21.100 MWh fjernvarme. En detaljeret beskrivelse af estimatet fremgår af bilag A.
Konvertering af olievarme	Fremtidige konverteringer af individuel olieopvarmning til elvarme eller fjernvarme er mere usikkert, da der ikke ligger en klar strategi på området fra Nukissiorfiits side. Allerede i dag er elnettet i flere områder af Nuuk forstærket, så det er muligt at installere afbrydelig elvarme, hvis man ønsker det. Da afbrydelig elvarme er forholdsvis dyr for den private forbruger sammenlignet med at beholde et allerede installeret oliefyr, sker denne omstilling ikke af sig selv. Som et konservativt estimat er det her for alle scenarierne antaget, at 25% af olievarmeforbruget konverteres til afbrydelig elvarme.
Affald	Der er i udgangspunktet regnet med at der bygges en ny 2 tons affaldsforbrændingsanlæg, der fra 2021 og frem vil kunne producere ca. 35.000 MWh varme årligt. Den resulterende fremskrivning af elproduktionsbehovet er vist for det moderate scenarie i Figur 19 for 2014-2030 og for alle scenarier i 2030 i Figur 20 nedenfor. Her fremgår det, at elproduktionsbehovet vil stige fra ca. 254 GWh i dag til ca. 451 GWh i det jævne scenarie, 512 GWh i det moderate scenarie, 576 GWh i det accelererede scenarie og op til 682 GWh i det ambitiøse scenarie. Dvs. selv i det laveste scenarie, forventes elproduktionen næsten at skulle fordobles

sammenlignet med i dag. Det forudsætter imidlertid, at al ny varme leveres som elvarme uden varmepumper. Varmepumper kan reducere elbehovet til varmeforsyning væsentligt.



Figur 20. Fremskrivning af elproduktionsbehovet i det moderate scenarie for 2014-2030, hvor al ny varmebehov antages dækket af individuel elvarme og 25% af det eksisterende olieforbrug til opvarmning konverteres til elvarme



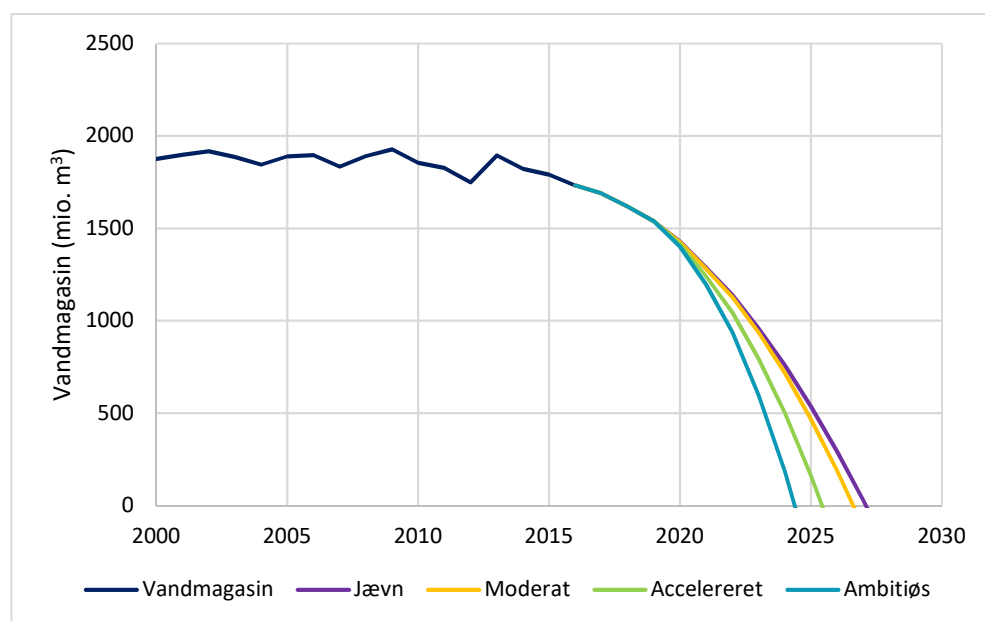
Figur 21. Fremskrivning af den nødvendige elproduktion og det langsigtede bæredygtige elproduktionsniveau for det eksisterende vandkraftværk i 2030

Når der tages højde for, at der som et langsigtet bæredygtigt niveau maksimalt kan produceres ca. 225 GWh el fra Buksefjordsværket, betyder det, at der er behov for betragtelige mængder ny elproduktion fra nye kilder. Der vil være et behov på 226-457 GWh ny elproduktion. Dvs. en faktor 2-3 i forhold til Buksefjordsværket i dag.

Vandmagasinet

Som tidligere beskrevet forbruges der i dag mere vand, end der tilløber søen, Kang, som betyder, at vandmagasinet er aftagende. Med udgangspunkt i det estimerede elproduktionsbehov, er vandmagasinet i Kang beregnet og vist i Figur 21 ovenfor. Resultatet viser, at vandkraftværkets magasin efter 2020 forventes at falde drastisk, og at vandmagasinet omkring 2025 vil være tømt. Der er tale om et overordnet estimat, hvor der ikke er taget højde for effektudfordringen, og hvor der heller ikke er taget højde for, at trykket falder, når vandstanden falder, og der derfor kan være behov for at øge vandtilførslen pr. produceret kWh el.

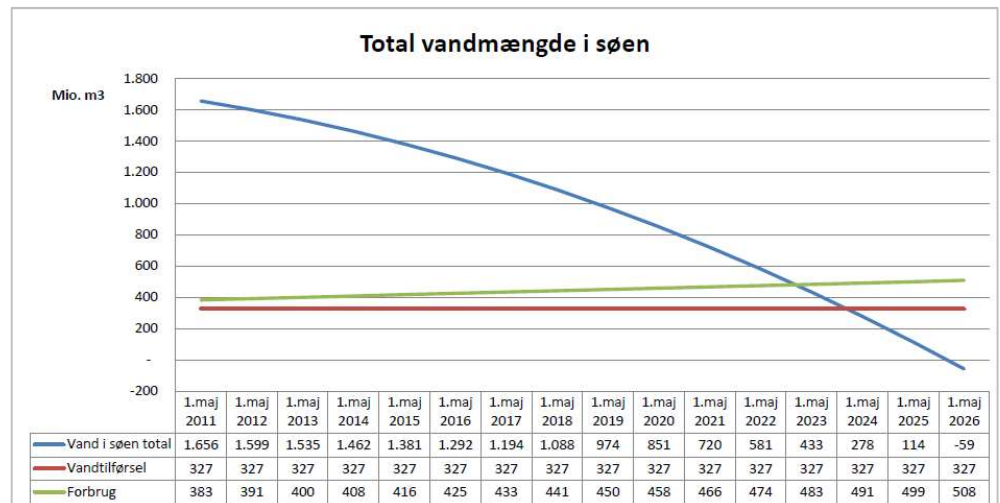
Den overordnede konklusion er imidlertid, at den hastige befolkningsvækst vil kræve snarlige investeringer i ny el-kapacitet.



Figur 22. Fremskrivning af vandmagasinet i Kang-søen i de fire scenarier, hvor al ny varmeforsyning antages elektrificeret og 25% af det eksisterende olieforbrug konverteres til elvarme

Den fremskrivning understøttes af en tidligere analyse af Nuuks energisystem fra 2012 af ETP Consult og af Nukissiorfiits egne vurderinger. I ETP-rapporten fra 2012 blev det ligeledes vurderet, at vandmagasinet var aftagende, og at det omkring

2025 ville være tømt. I perioden 2012-2017 har vandmagasinet dog vist sig at ligge højere end ETP forudsagde, men det skyldtes, at der i 2013 var usædvanligt meget tilsig. Deres fremskrivning fremgår af Figur 22.



Figur 23. Fremskrivning af vandmagasinet i søen Kang fra 2012. Kilde: (ETP Consult, 2012)

5 Forsyningssikkerhed og effektbehov

Back-up systemet i Nuuk

Back-up systemet i Nuuk består dels af el-back up, som kan leveres af dieselgeneratorer på Nordhavnsværket og dels oliekedler på de lokale fjernvarmeværker. Dertil kommer individuelt installerede oliekedler, som bruges som back-up ved afbrydelige elvarmekontrakter. Der er i dag ca. 30 MW el-back up kapacitet og ca. 25 MW varme-back-up kapacitet på fjernvarmeværkerne. Der er ikke en særskilt opgørelse over, hvor meget olie-back-up der hører til de afbrydelige elvarmekontrakter, men afbrydelig elvarme udgør i dag en forholdsvis lille del af det samlede system.

MW	Kapacitet
El-back-up	
Nordhavnsværket	29,8
Varme-back-up	
VVK	1,5
VVN	2,3
VVR	14
VVQ	7
I alt	24,8

Tabel 9. Back-up kapacitet i Nuuk

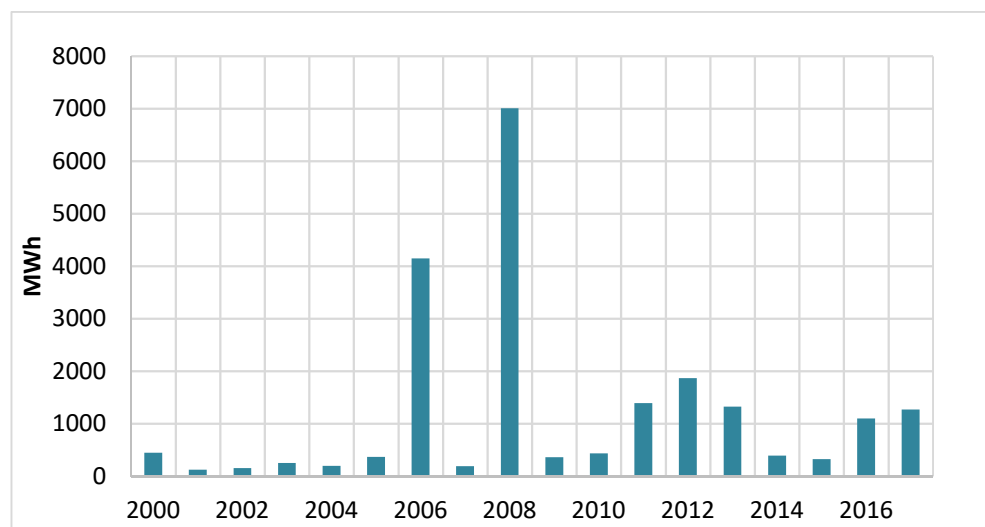
I situationer med særlig høj el-belastning, dvs. når vandkraftværket er belastet 100%, sker der derfor følgende i rækkefølge:

1. Nogle eller alle 10 kV-kedler til fjernvarme nedreguleres
2. Afbrydelige elvarmekunder frakobles el-nettet
3. Nordhavnsværket igangsættes

I spidslastsituationer, hvor der opstår kapacitetsknaphed på vandkraftværket, sker der først det, at elkedlerne til fjernvarmeproduktion nedreguleres, som i stedet skifter til at producere fjernvarme på oliekedler. Hvis der fortsat er kapacitetsmangel, frakobles den afbrydelige varme og de individuelle oliekedler aktiveres. El-back-up kapaciteten på Nordhavnsværket aktiveres først i det tilfælde, at der ikke kan leveres tilstrækkelig med kapacitet fra vandkraftværket til at dække de ikke-afbrydelige kontrakter (lys, kraft og fast elvarme) eller der er udfald af leveringen fra vandkraftværket. Der har imidlertid ikke været tilfælde endnu, hvor spidslastforbruget for det ikke afbrydelig forbrug har været så tæt på vandkraftværkets maksimale belastning, dvs. hverken punkt 2 eller 3 har i dag

været aktiveret. Nordhavnsværket producerer årligt en mindre mængde el, når det kører rutineopstarts, og har derudover været planlagt i drift, når der har været arbejde på transmissionsledningen.

Produktionen på Nordhavnsværket er vist i Figur 23. I 2008 var der særligt stort behov for kapaciteten, da vandkraftværket i periode var ude af drift for at få installeret en ny turbine.

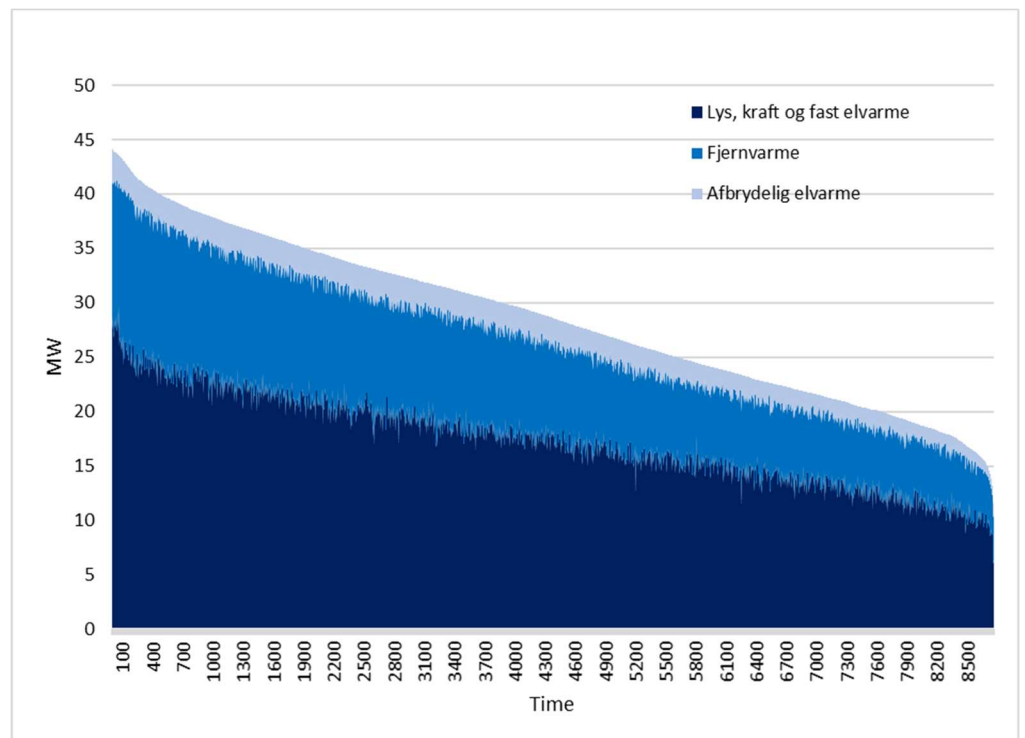


Figur 24. Årlig elproduktion på Nordhavnsværket perioden 2000-2017 (MWh)

Forsyningssikkerhed i dag

I dag kan vandkraftværket dække den fulde efterspørgsel efter el i langt de fleste af årets timer. Kun i enkelte timer kan der opstå kapacitetsproblemer, hvor efterspørgslen nærmer sig de 45 MW, vandkraftværket kan levere. I 2017 var der 77 timer, hvor vandkraftværket producerede over 44 MW og aktiverede afbrydelighed eller back-up ressourcer. Figur 25 nedenfor viser elproduktionen time for time for 2017 fordelt på afsætning til lys, kraft og fast elvarme (ikke afbrydeligt forbrug), fjernvarme og afbrydelig elvarme fordelt fra højeste til laveste produktionstime.³

³ Grafen er baseret på den gennemsnitlige effekt fra data logget hvert 12. minut – derfor fremgår det ikke tydeligt at grafen, hvor mange timer, der har været aktiveret back-up ressourcer



Figur 25. Elproduktionen time for time for 2017 fordelt på afsætning til lys og kraft og fast elvarme, afbrydelig elvarme og fjernvarme.

El-forsyningsikkerhed relaterer sig generelt til sandsynligheden for, at der er el til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges. Den primære elforsyning leveres fra Buksefjordsværket via en transmissionsledning. Hvis transmissionsledningen er ude, aktiveres back-up ressourcerne som beskrevet forrige afsnit. I tilfælde af nedbrud på transmissionsledningen, skal Nordhavnsværket med 29,8 MW kunne dække det ikke-afbrydelige forbrug, dvs. forbruget til lys og kraft samt fast elvarme.

I 2017 var den maksimale belastning til lys, kraft og fast elvarme 31 MW. Hvis denne time var faldet sammen med udfald fra vandkraftværket, ville Nordhavnsværket ikke kunne dække el-efterspørgslen til ikke-afbrydeligt forbrug. Hvis man ønsker at opretholde det historiske niveau af forsyningsikkerhed, bør der derfor etableres ny el-back-up i Nuuk hurtigst muligt.

Det afbrydelige forbrug havde i 2017 en maksimalbelastning på 18 MW, som i dag kan dækkes af oliekedlerne til fjernvarme, der har en kapacitet på 25 MW.

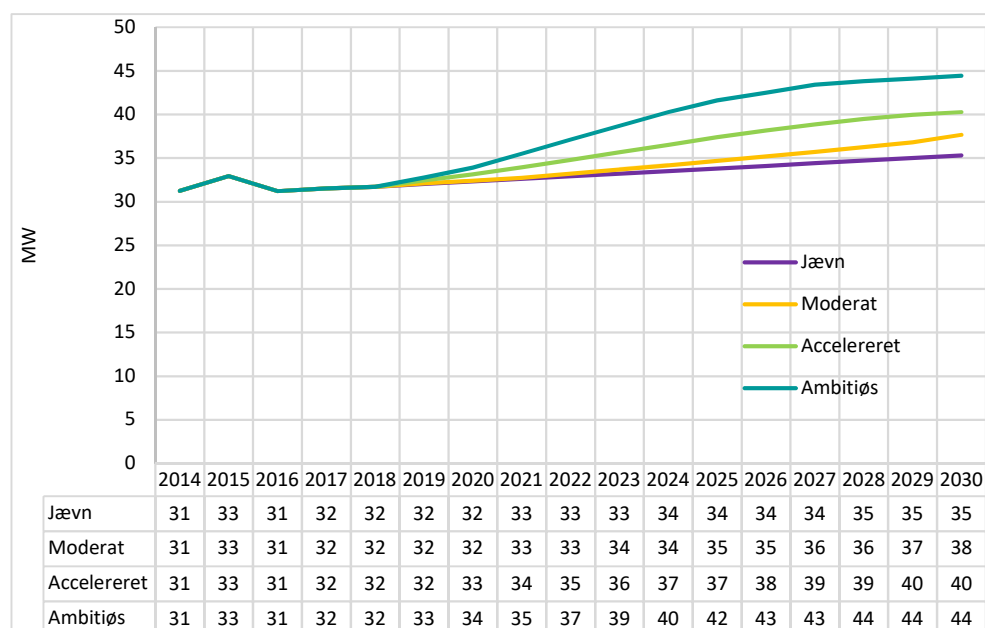
Det er antaget ved fremskrivninger, at der opretholdes samme niveau af forsyningsikkerhed i Nuuk, som det er tilfældet i dag. Dvs. hvor den lokale el-back-up skal kunne dække det ikke afbrydelige forbrug i alle årets timer, og

fjernvarme back-up kedler og individuelle oliekedler skal kunne dække det afbrydelig forbrug i alle årets timer. Lokal el-back-up antages at kunne erstattes af en ekstra transmissionsledning til vandkraftværkerne.

Forsyningssikkerheden fremover

Spidslastbehovet for ikke afbrydeligt forbrug danner grundlaget for den nødvendige el-back up i Nuuk og forventes ikke at stige betragteligt ved elforbrugsfremskrivningerne (se Figur 26 nedenfor). I 2030 er den maksimale belastning for ikke-afbrydeligt forbrug estimeret til 35 MW i Jævn, 38 MW i det Moderat, 40 MW i Accelereret og 44 MW i Ambitiøs.

Elforbruget til lys og kraft udgør i dag kun ca. halvdelen af det ikke-afbrydelige forbrug, hvor fast elvarme udgør den anden halvdel. I Jævn stiger elforbruget til lys og kraft med ca. 23% fra 2016 til 2030, når det følger befolkningsudviklingen. Det ikke afbrydelige forbrug stiger dermed kun ca. 13% i samme periode, fordi lys og kraft kun udgør halvdelen (54%). Når det antages, at en stigning på 13% omsætter sig til direkte som øget spidslastbehov for det ikke afbrydelige forbrug, så svarer det til en stigning fra 31 MW i 2017 til 35 MW i 2030. Det forudsætter, at det ikke afbrydelige forbrug fordeler sig hen over året på samme måde, som i dag.



Figur 26. Spidslastforbruget for ikke afbrydeligt forbrug (lys, kraft og fast elvarme)

Tabel 10 opsummerer spidslastbehovet i 2030 både for det samlede og det ikke-afbrydelige forbrug. Det samlede spidslastbehov er langt større end spidslastbehovet for ikke-afbrydeligt forbrug, da størstedelen af nyt elforbrug kommer fra ny varmeforsyning.

2030	Spidslastbehov alt forbrug (MW)	El-back-up behov Spidslast-behov ikke-afbrydeligt (MW)
Jævn	83	35
Moderat	94	38
Accelereret	107	40
Ambitiøs	127	44

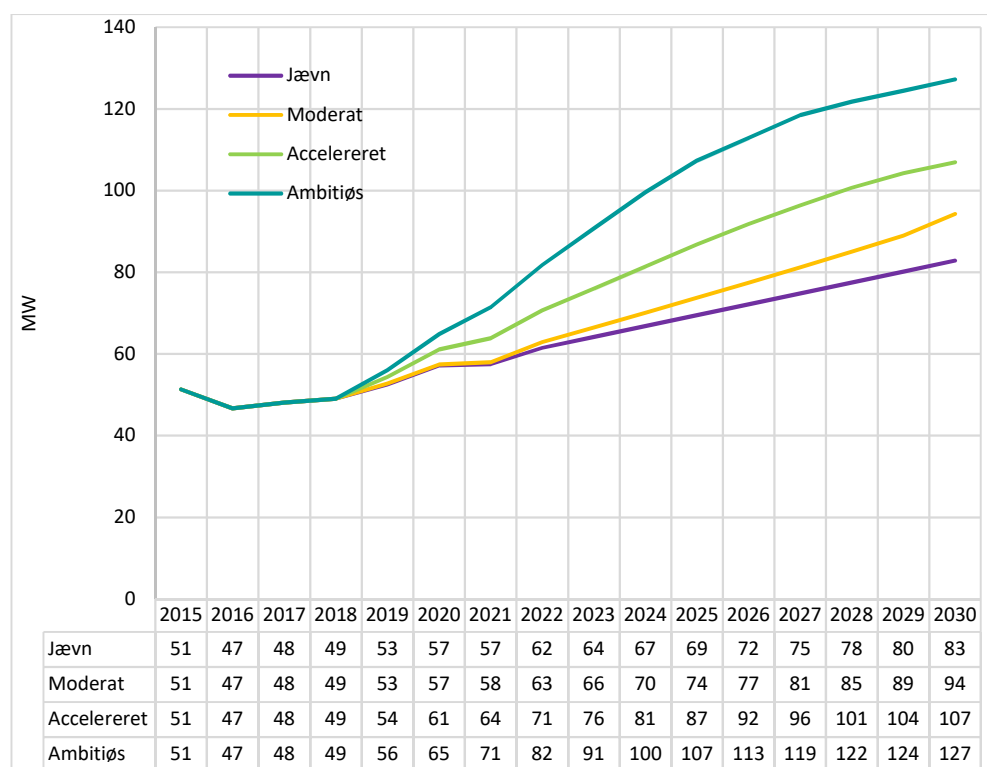
Tabel 10. Nøgleparametre for den fremtidige effektudfordring i Nuuk.

Effektbehov fremover

Effekten af grundlasten bør sandsynligvis kunne dække efterspørgslen efter el i størstedelen af årets timer. Grundlasteffekt dimensioneres ofte på basis af økonomiske beregninger, således at de samlede produktionsomkostninger til el- og varmeproduktion minimeres. I en sådan kalkyle bør omkostningerne ved at anvende sine back-up ressourcer (afbrydeligheden på indgåede afbrydelige kontrakter) også indgå.

Det kan imidlertid være vanskeligt gradvist at udbygge sin grundlastkapacitet særligt når der er tale om vandkraft. Det skyldes, at installationsomkostningen udgør en betydelig del af investeringsomkostningen, og der derfor kan der være behov for at etablere kapacitet i større etaper.

Vurderingen af effektbehovet indgår som en del af den tværgående analyse. Her er der blot lavet en fremskrivning af, hvordan spidslastforbruget, dvs. maksimalbelastningen, kan forventes at udvikle sig i de fire forbrugsscenarier. Resultatet fremgår af Figur 27 nedenfor.



Figur 27. Maksimalbelastningen i elforsyningen frem mod 2030 i de fire forbrugsscenarier

6 Ny elproduktion

Med udgangspunkt i fremskrivningerne af det fremtidige behov for ny elproduktion undersøges mulighederne for at udvide elproduktionen i Nuuk med ny kapacitet. Et hovedspørgsmål er, om Nukissiorfiit skal udvide det eksisterende vandkraftværk ved at øge vandtilførslen, eller om der skal søges nye muligheder for elproduktion fra vind og sol. Priserne på vind og sol er faldet markant de senere år, og det er derfor interessant at undersøge mulighederne for at indpasse vind og sol i el-systemet.

Det laves derfor en gennemgang og sammenligning af følgende investeringsmuligheder:

- Vandkraft
 - Udvide vandtilførslen (MWh)
 - Udvide elkapaciteten (MW) i kombination med udvidelse af vandtilførsel
- Vindkraft
- Solceller
- (Dieselgenerator)

De økonomiske forhold og kapacitetsudfordringerne ved forskellige løsningsmuligheder undersøges med udgangspunkt i det estimerede elproduktionsbehov fra kapitel 4, hvor det var antaget at al nyt forbrug blev dækket af afbrydelig elvarme. I kapitel 8 undersøges de samlede omkostninger ved at koble forskellige el- og varmeløsninger, hvor resultatet derfor vil blive vist for andre opvarmningsløsninger (fjernvarme med og uden varmepumper). Visninger i det følgende tager udgangspunkt i det moderate scenarie, hvor øvrige scenarier vises som følsomheder.

Situationen i dag

De forskellige investeringsmuligheder i ny elproduktion sammenholdes med dagens situation, dvs. en slags business as usual scenarie (BAU-scenarie), hvor der ikke foretages nye investeringer til elproduktion. Uden nye investeringer vil en stigende del af el- og varmebehovet ikke kunne dækkes af vandkraftværket, og der vil komme et øget pres på back-up ressourcerne, dvs. oliekedler til fjernvarme og oliekedler til afbrydelig elvarme.

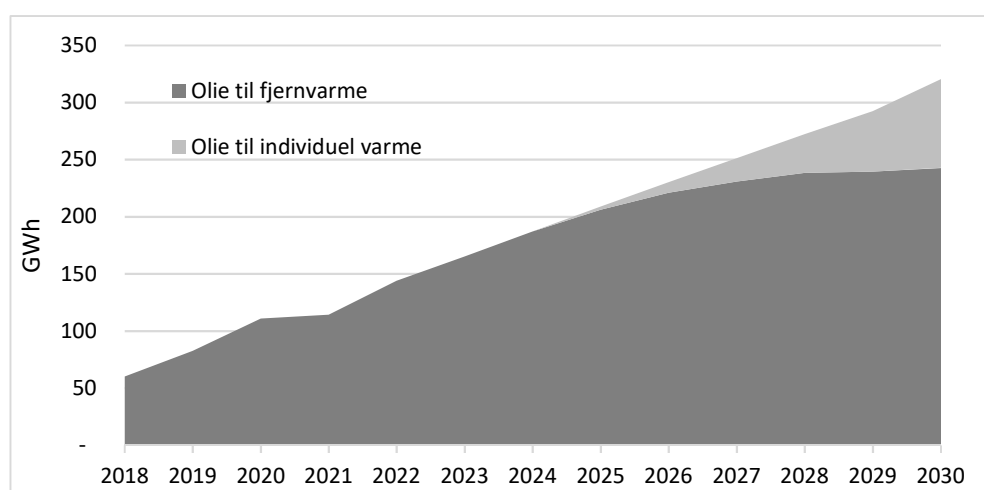
Ved en fortsættelse af dagens situation med samme fremskrivninger for elproduktionsbehovet som i de øvrige scenarier vil der i en samfundsøkonomisk betragtning komme øgede omkostninger til

- Olieforbrug på fjernvarmekedler
- Olieforbrug på individuelle oliekedler
- Investeringer og driftsomkostninger til ny el-back-up
- Investering og drift til ny fjernvarme back-up

Sidstnævnte afhænger imidlertid af om fjernvarmenettet udvides, men da nyt varmebehov her antages dækket af elvarme, er der ikke indregnet omkostninger til ny fjernvarme back-up kapacitet.

Olieforbruget til varmeproduktionen stiger i takt med at vandkraftværket ikke kan dække den voksende efterspørgsel efter el. Det bør i princippet allerede starte i dag, da der forbruges for meget vand. Det antages her, at der i første omgang frakobles elkedler til fjernvarme og dernæst frakobles afbrydelig elvarme, som i dag er praksis, når der er kapacitetsknaphed. I beregningen er der fraregnet tab både ved distribution og i konverteringsleddet (kedlen).

Beregningsforudsætninger fremgår af bilag C.



Figur 28. Øget olieforbrug til varmeproduktion ved en fortsættelse af dagens situation uden ekstra investering i ny elproduktionskapacitet i det moderate scenarie

Olieforbrug går dermed fra at udgøre ca. 54% af det samlede el- og varmebehov i dag til at dække ca. 73% af det samlede el- og varmebehov i 2030 i det moderate scenarie.

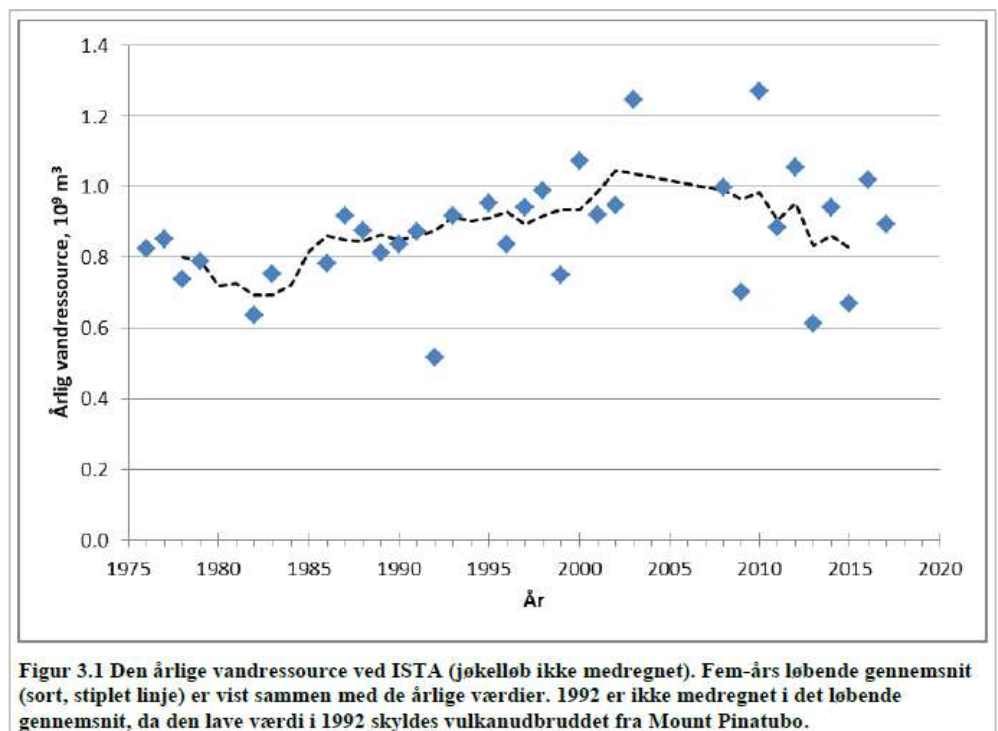
Den marginale omkostning til at dække el-efterspørgslen med oliebaseret varme er ca. 58 øre/kWh, når olieprisen er 5 kr./l og det antages at udnyttelsen på en oliekedel er 90%. Marginalomkostningen ved at producere el på dieselgeneratoren er ca. 135 øre/kWh.

Ny vandkraft

Nukissiorfiit har stor erfaring med at drive vandkraftværker i Nuuk og flere andre grønlandske byer, og en udvidelse af det eksisterende vandkraftværk vil derfor ikke kræve opbygning af nye vidensressourcer, men kan bygge umiddelbart videre på den virksomhed, man har i dag.

Der er tidligere lavet undersøgelser af mulighederne for at udvide vandtilførslen til indsøen Kang. I Nukissiorfiits rapport 'Grønlands vandressourcer' fra 2005 er der lavet en kortlægning af mulighederne for at udvide vandkraftproduktionen i Nuuk og andre grønlandske byer og bygder (Nukissiorfiit, 2005). Undersøgelserne har både omfattet mulighederne for at inddrage flere nærtliggende oplande og muligheden for at skabe en forbindelse mellem den eksisterende Kang-sø og søen Isortuarssup (Ista), der ligger 450 m over havoverfladen.

Forbindelsen til Ista-søen vil kunne tilføre en betragtelig mængde vand, idet søen ifølge Asiaq, Grønlands Forundersøgelser, har en årlig vandressource på 870 mio. m³/år og har et tilknyttet opland på ca. 700 km². En del af oplandet består af en gletscher, der har forbindelse med indlandsisen, hvorfra størstedelen af vandressourcen tilløber. Vurderingen af vandressourcen baserer sig på vandmålinger siden 1976, og de 870 mio. m³ er således et gennemsnit for perioden 1976-2017. De årlige variationer i tilsiget til Ista er vist i Figur 29. Vurderingen er lidt lavere end værdierne fra 2005-rapporten, hvor den årlige vandressource blev vurderet til 910 mio. m³/år. Her anvendes Asiaqs seneste estimat.



Figur 29. Den årlige vandressource fra Ista-søen. Kilde: (Asiaq, 2018)

Vandressourcen fra Ista er således 2-3 gange større end den eksisterende vandressource i Kang-søen. Med den samme vandforbrug pr. produceret kWh som i dag, kan 870 mio. m³ omregnes til ca. 561 GWh/år, når der ikke tages højde for kapacitetsbegrænsninger, og vandet udnyttes med faldhøjden mellem Kang og Buksefjorden på 261 m.

For at skabe forbindelse til den nye sø, skal der sprænges en 16 km lang tunnel gennem klippevæg. Tunnellen til Ista giver mulighed for at øge elproduktionen på flere måder:

- Øget produktion på den eksisterende kraftstation
- Tilførsel af ny kapacitet ved siden af den eksisterende kraftstation
- Ny kraftstation med ny el-kapacitet og ny transmissionsledning ved nedløbet fra Ista-søen

Hvis der etableres en kraftstationen ved nedløbet fra Ista til Kang vil vandet kunne udnyttes to gange, dvs. først ved værket ved Kang og dernæst ved Buksefjordsværket. Der skal imidlertid tages højde for, at faldhøjden fra Ista til Kang lidt lavere (ca. 190 m sammenlignet med 261 m fra Kang til Buksefjorden). Udnyttelsen af vandmængderne fra Ista til Kang vil uden kapacitetsbegrænsning resultere i en elproduktion på ca. 383 GWh/år.

De analyserede muligheder er opsummeret i tabellen nedenfor. Nukissiorfiit har i 2018 udarbejdet opdaterede prisoverslag for muligheder 1-3, som derfor er indlagt som hovedmuligheder.

	Beskrivelse	Tilført vand-mængde	El-effekt	Pris (mio. kr.)
1	Tunnel til Ista uden ekstra kraftstation	Ca. 870 mio. m ³ /år	45 MW	469
2	Tunnel til Ista og ny kraftstation ved siden af eksisterende	Ca. 870 mio. m ³ /år	45 + 55 = 100 MW	951
3	Tunnel til Ista og ny kraftstation ved nedløb fra tunnel og ny transmissionsledning til Nuuk	Ca. 870 mio. m ³ /år	45 + 90 = 135 MW	1.436

Tabel 11. Muligheder for at øge elproduktionen fra vandkraft baseret på tidligere undersøgelser. Estimeret af ny elproduktion bygger alene på vandressourcerne og tager ikke højde for evt. kapacitetsbegrænsninger. Ovenstående prisestimer er ikke inkl. diesel back-up.

Da vandreservoiret med den nuværende situation er kraftigt aftagende i Kangsøen, er det antaget, at investeringerne igangsættes hurtigst muligt, således at investeringerne kan udnyttes fra 2022.

Beregningsmetode

Til at vurdere både kapacitetsudfordringen og de økonomiske konsekvenser af investeringer i ny vandkraft, er der lavet en simulering af, hvordan el-efterspørgslen dækkes. Baseret på en elforbrugsprofil af både det afbrydelige og ikke-afbrydelig elforbrug fra 2017 er det samlede elforbrug simuleret time for time for hvert år frem til 2030 i hvert af de fire scenarier. Timesimuleringen bruges til at vurdere, hvor meget el-efterspørgsel, der kan dækkes af kapaciteten på den eksisterende kraftstation, af ny kapacitet, og hvor meget elforbrug til varmeproduktion, der afbrydes og dækkes af oliebaseret varmeproduktion.

Ved investeringen i ny vandkraft er der desuden lavet en vurdering af, hvor meget overproduktion, der kan tillades i årene 2018-2021 på det eksisterende vandkraftværk. Det antages, at der kan forbruges mere vand end det bæredygtige niveau på 225 GWh, når vandkraftinvesteringen vil medføre uforbrugt vand de første år efter investeringen, dvs. i årene 2022-2030. På den måde 'låner' man vand i fremtiden. Hvis hele vandmængden kan udnyttes fra år 2022 og frem, vil der i udgangspunktet ikke indregnes overproduktion i perioden 2018-2021.

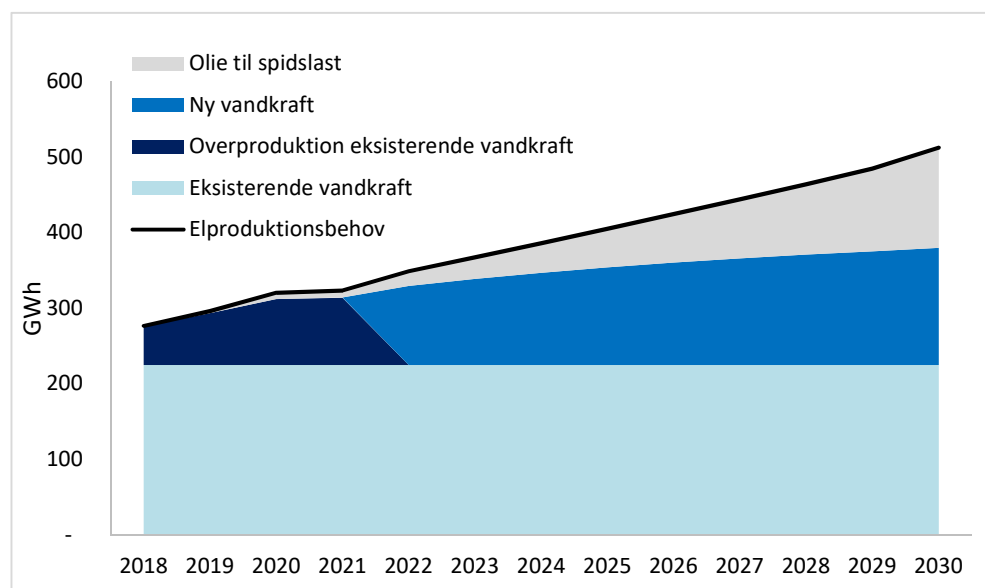
Omkostningerne til ny vandkraft baserer sig på tal leveret af Nukissiorfiit, som er en opdatering af de prisestimer, der blev angivet i 2005-rapporten. De opdaterede prisestimerne er en vurdering af priser på dæmning, penstock, adgangstunneller, transmissionsledning, kørevej og maskinleverance. Priserne er

verificeret ved at sammenligne med beregningspriser for en investering i vandkraftværker ved Aasiaat og Qasigiannugit. De totale summer til de 3 investeringsmuligheder er angivet i Tabel 8, omregnet til 2018-priser. I beregningerne af de årlige omkostninger er investeringen fordelt ud over et antal år baseret på nogle antagede levetider og med en realrente på 4%. Det er her antaget, at transmissionsledning, tunnel, kørevej og søkabler har en økonomisk levetid på 40 år, mens en ny kraftstation har en levetid på 30 år og turbiner og generatorer har en levetid på 25 år.

Der er her lavet en beregning af elproduktionsomkostningen over tid samt de gennemsnitlige elproduktionsomkostninger over perioden 2018-2030. Derudover er der lavet en samfundsøkonomisk beregning ved vandkraftløsningerne, som fremgår af bilag E.

Mulighed 1: Tunnel uden kraftstation

Ved at bore en tunnel til Ista vil vandmængderne til den eksisterende sø og eksisterende kraftstation stige. Tilsiget på 870 mio. m³ svarer til en elproduktion på 561 GWh årligt, når der ikke tages højde for, hvordan elproduktionen fordeler sig hen over året. Med en el-kapacitet på 45 MW på det eksisterende vandkraftværk, vil der dog hurtigt opstå en kapacitetsbegrænsning i et stigende antal timer om året, som begrænser, hvor meget el der kan produceres fra vandet. Elproduktionsbehovet i det moderate scenarie fordelt på eksisterende vandkraft, ny vandtilførsel og olieforbrug til spidslast er vist i Figur 31 nedenfor.

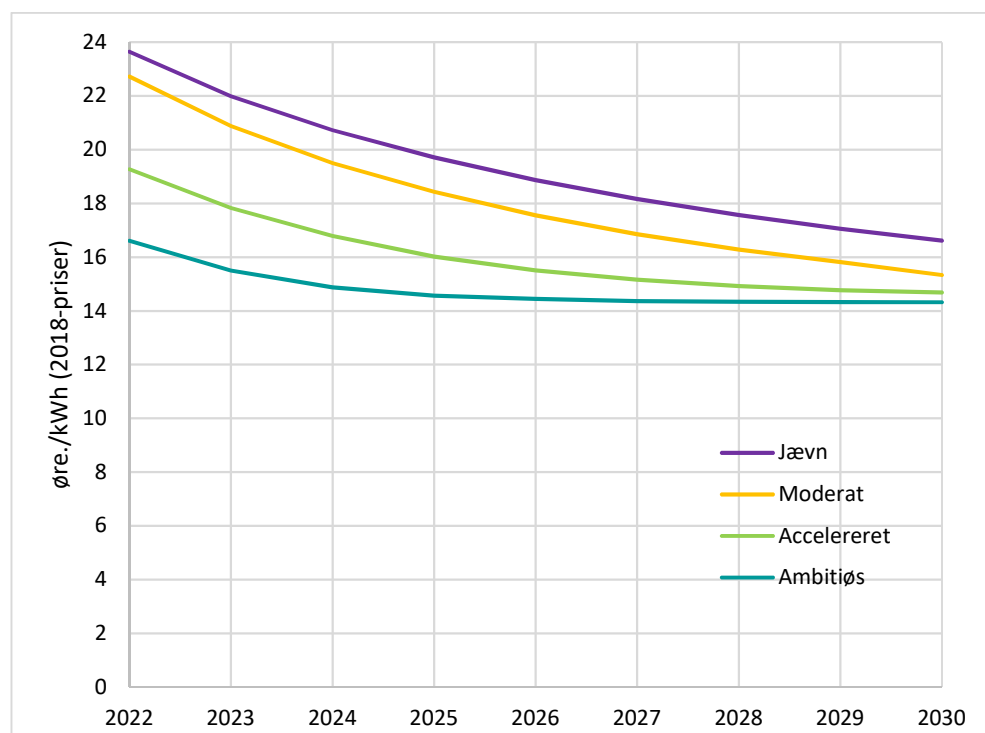


Figur 30. Fremskrivning af elproduktionsbehov fordelt på vandkraft og olie i det moderate scenarie ved mulighed 1: Investering i tunnel. Kilde: Egne beregninger

Tunnelen kan bidrage til en signifikant reduktion i olieforbruget sammenlignet med en fortsættelse af den nuværende situation, hvor olie til spidslast antages at stige kraftigt. I BAU-scenariet dækkede olie 257 GWh af elproduktionsbehovet i 2030, mens det med mulighed 1 kun dækker ca. 133 GWh i 2030, dvs. ca. en halvering. Med den eksisterende kraftstation, vil der opstå en kapacitetsmangel i et voksende antal timer om året. I 2030 vil det være ca. 5600 timer, hvor der er behov for at supplere elproduktionen fra vandkraftværket med anden produktion.

Prisen på elproduktion fra ny vandtilførsel afhænger af udnyttelsen af de tilførte vandmængder. Da el-efterspørgslen allerede i 2022 vil være langt højere end det eksisterende vandkraftværks bæredygtige niveau, vil der kunne opnås en forholdsvis stor udnyttelse allerede i starten af perioden.

Elproduktionsomkostningen pr. kWh er vist i figuren nedenfor. For alle scenarier ligger den på 14-24 øre/kWh i perioden 2022-2030. Sammenlignet med prisen på oliebaseret elproduktion er det en meget lav omkostning (ca. 15% af prisen), men bygger også på udnyttelsen af den eksisterende kapacitet. Generelt er det en meget lave elproduktionsomkostninger, når man også sammenligner med mere konventionelle produktionsteknologier som eksempelvis kraftværker i Danmark.



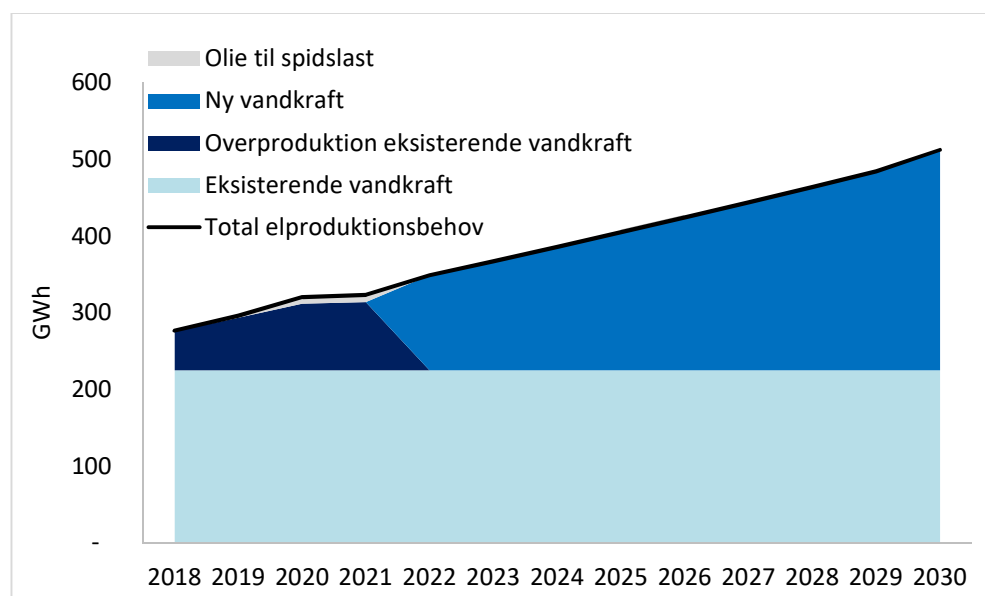
Figur 31. Elproduktionsomkostning ved ny vandkraft i mulighed 1: Tunnel uden ny kraftstation i de fire scenarier (øre/kWh)

Det er vigtigt at bemærke, at det kun er omkostningerne til ny vandtilførsel, der er inkluderet i ovenstående graf. Uden udbygning af ny kapacitet vil der komme betydelige omkostninger til olieforbrug til spidslast, som det også fremgår af Figur 30 ovenfor.

Mulighed 2: Tunnel og ny kraftstation ved siden af eksisterende

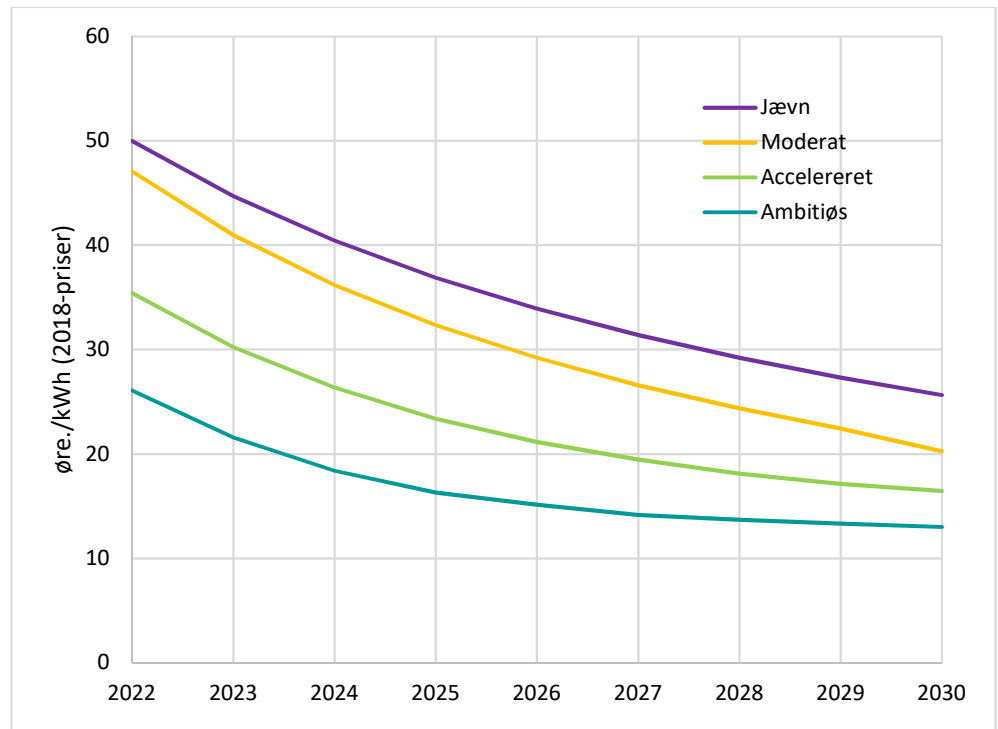
Når der etableres ny kapacitet ved siden af den eksisterende kraftstation kan en del af den eksisterende infrastruktur udnyttes. Transmissionskablet til Nuuk har en kapacitet på 100 MW, og der er derfor mulighed for at etablere op til 55 MW ekstra turbinekapacitet. Det kræver, at der etableres en ny kraftstation ved siden af den eksisterende.

Elproduktionsbehovet i det moderate scenarie fordelt på eksisterende vandkraft, ny vandkraft og olieforbrug til spidslast er vist i Figur 34 nedenfor. Sammenlignet med situationen, hvor der kun investeres i en tunnel (mulighed 1), er der nu ingen kapacitetsbegrænsning i det moderate scenarie.



Figur 32. Fremskrivning af elproduktionsbehov fordelt på vandkraft og olie i det moderate scenarie ved mulighed 2: Investering i tunnel og udvidelse med 55 MW

Elproduktionsomkostningen fra vandkraftinvesteringen er vist i Figur 36 nedenfor ved den fulde investering på 55 MW. I takt med en højere udnyttelse af investeringen, falder elproduktionsomkostningen fra i 2022 at ligge på ca. 25-50 øre/kWh til i 2030 at være ca. 13-26 øre/kWh.



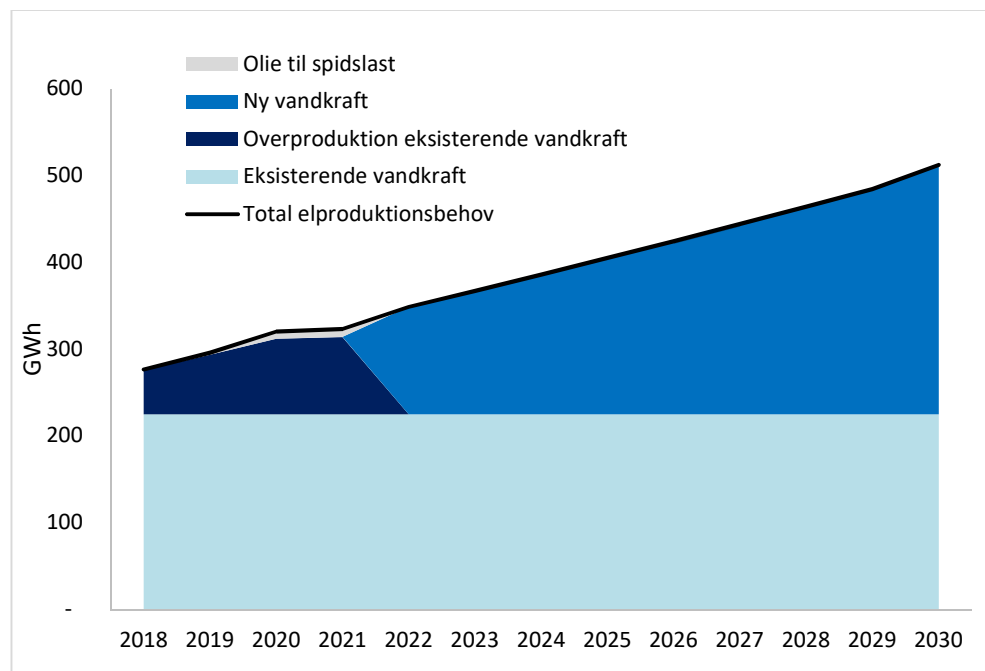
Figur 33. Elproduktionsomkostninger ved ny vandkraft i de fire scenarier (øre/kWh) ved mulighed 2: Investering i tunnel og ny kraftstation ved siden af eksisterende med en el-kapacitet på 55 MW

Mulighed 3: Tunnel, ny kraftstation og ny transmissionsledning

I stedet for at etablere en ny kapacitet ved siden af den eksisterende kraftstation, kan der alternativt investeres i en ny kraftstation ved nedløbet fra Ista til Kang. En ny kraftstation ved nedløbet vil betyde, at vandtilførslen kan udnyttes to gange, da vandet kan udnyttes både i den nye og den eksisterende kraftstation.

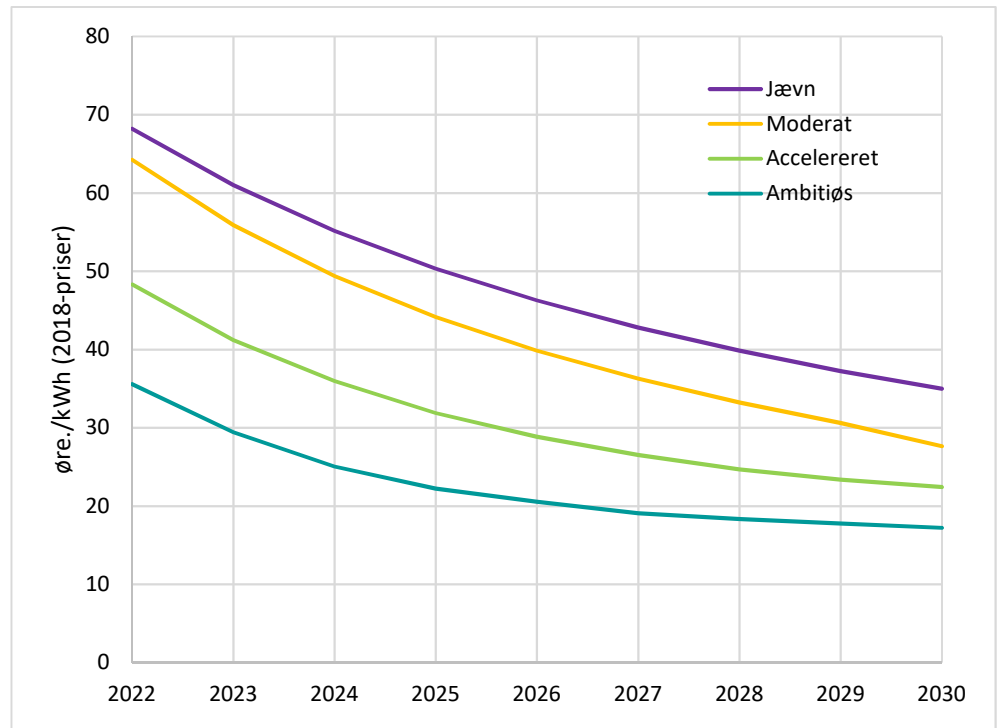
Elproduktionen fra den nye kraftstation kan ikke udnytte transmissionskablet fra den eksisterende kraftstation, fordi produktionen sker ved nedløbet til Ista, som ligger 16 km fra den eksisterende kraftstation. Det vil derfor være nødvendigt at etablere en ny transmissionsledning til Nuuk fra den nye kraftstation. En ny transmissionsledning vil forbedre forsyningssikkerheden til Nuuk væsentligt, og der vil ikke i ligeså høj grad være behov for en lokal el-back-up i Nuuk.

Nukissiorfiits estimat for etablering af ny kraftstation bygger på en udvidelse med 90 MW (jf. 2005-rapporten). Elproduktionsbehovet i det moderate scenarie med en ny kraftstation er vist nedenfor, hvor det fremgår, at hele elproduktionsbehovet efter 2022 med investeringen kan dækkes af vandkraft. I perioden 2018-2021 vil der være behov for en mindre del olie, pga. kapacitetsbegrænsningen på den eksisterende kraftstation, men der er antaget en vis overproduktion på det eksisterende værk.



Figur 34. Fremskrivning af elproduktionsbehov fordelt på vandkraft og olie i det moderate scenarie ved investering i tunnel og ny kraftstation ved nedløbet fra Ista-søen med en kapacitet på 55 MW

Elproduktionsomkostningen fra vandkraftinvesteringen er vist i figuren nedenfor ved den fulde investering på 90 MW. Da kapaciteten ved den fulde investering i starten af perioden langt overstiger behovet, vil elproduktionsomkostningen være op til 70 øre/kWh i det jævne scenarie, men reduceres hurtigt, og i 2030 er elproduktionsomkostningen faldet til ca. 18-36 øre/kWh.

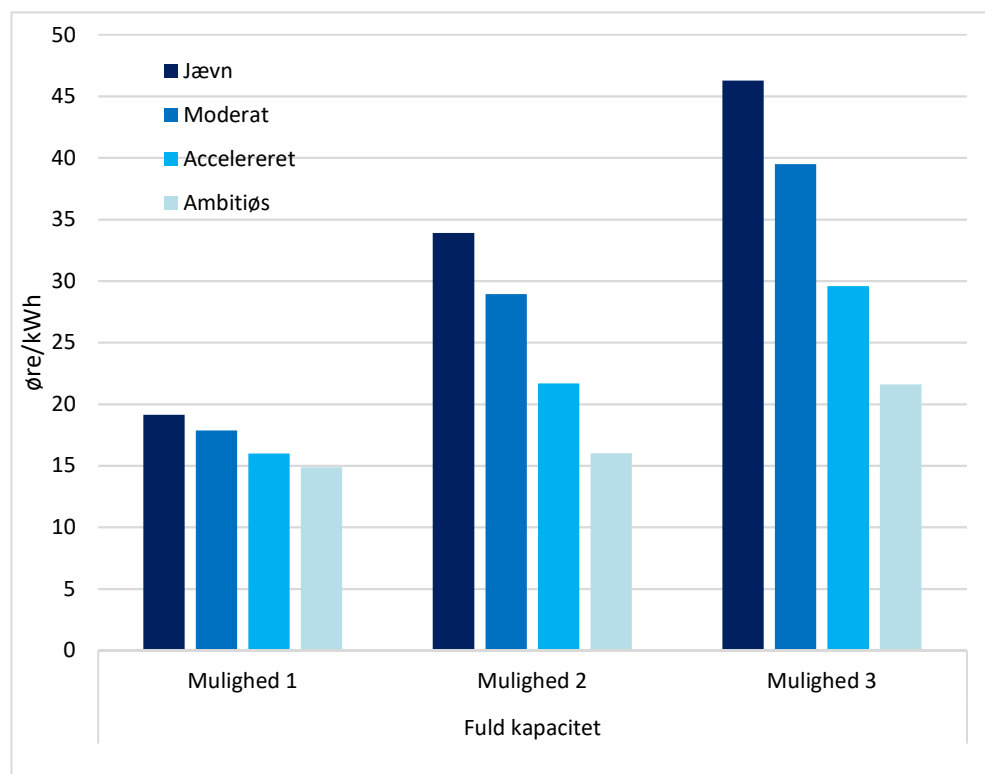


Figur 35. Elproduktionsomkostninger ved ny vandkraft i de fire scenarier (øre/kWh) ved investering i tunnel og ny kraftstation med en el-kapacitet på 90 MW

Opsummering vandkraftinvesteringer

Beregningerne på nye vandkraftinvesteringer viser, at nye vandkraftinvesteringer kan dække det fulde behov for ny elproduktionsbehov i 2030 både ved mulighed 2 og ved mulighed 3 i alle scenarier.

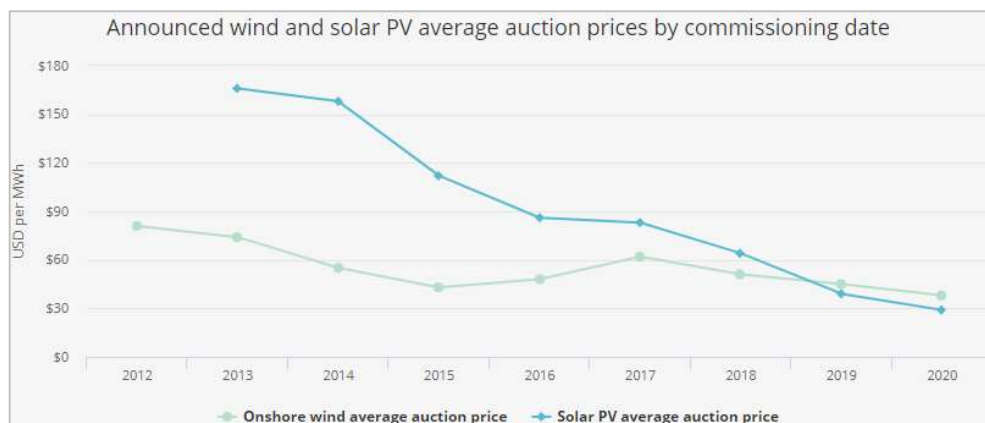
Den gennemsnitlige elproduktionsomkostning fra ny vandkraft for perioden 2022-2030 er vist i Figur 41 nedenfor. Af figuren fremgår det, at produktionsomkostningen ved mulighed 1 er lavest på 15-18 øre/kWh. Det er imidlertid vigtigt at bemærke, at mulighed 1 ikke kunne dække det fulde behov for ny elproduktion, og derfor ikke kan stå alene. Mulighed 2 har med en omkostning på 16-34 øre/kWh lavere gennemsnitlige omkostninger end mulighed 3 med en omkostning på 21-46 øre/kWh. I den tværgående analyse undersøges det nærmere, hvordan de samlede samfundsøkonomiske omkostninger til de forskellige løsninger forholder sig, når der både indregnes omkostninger til back-up, olieforbrug, ny varmforsyning mm.



Figur 36. Gennemsnitlige elproduktionsomkostning ved ny vandkraft i perioden 2022-2030 i de fire scenarier og for hver af de 3 investeringsmuligheder (2018-priser)

Vindkraft

Priserne på vindkraft er faldet kraftigt, og er derfor mange steder i verden blevet en attraktiv investering til ny elproduktion. Rentabiliteten af vindkraft vil bl.a. afhænge af den lokale vindressource, mulige vindteknologier, placeringsmuligheder og lokale forhold.



Figur 37. Historiske udmeldte auktionspriser på landvind og solceller. Kilde: (IEA, 2017)

Målsætninger om vind i Grønland

I Naalakkersuisuts sektorplan er der opsat et mål om, at vindenergi skal udbygges. Om vind står der særligt:

Vindmøllernes fremtid i Grønland forventes i de kommende 10 år at følge to mulige scenarier:

- *Store moderne møller (fra 2 MW) til forsyning af byer som Sisimiut, Maniitsoq, Nuuk m.fl. i samdrift med dieselgeneratoranlæg, vandkraft, solenergi m.m. Effektbalancering sker med el-patroner i fjernvarmesystemet/akkumulatoranke.*
- *Mindre møller (op til 100 kW) i mindre bosteder, hvor vindmøllen placeres på vippebart tårn, så de kan rejses uden brug af mobilkrav. Effektbalancering vil ske i samspil med batteribank og el-patroner til opvarmning, samt et moderne dieselgeneratoranlæg. Pga. batteribank vil det være muligt i gunstige perioder at forsyne en bygd 100% fra vindmøller⁴*

Derudover lægges der op til, at der påbegyndes vindmålinger, og der opsættes målerstationer på udvalgte steder i Sektorplanen.

⁴ (Naalakkersuisut, 2017), Vindenergi s. 48

Potentielle
vindmølleplaceringer

I Nuuk er der således med udgangspunkt i Naalakkersuisuts beskrivelser lagt op til, at vind bør indgå i samspil med vandkraft. Derfor har Nukissiorfiit startet et arbejde med at undersøge forskellige placeringsmuligheder for vindmøller samt indsamle vindmålinger. I foråret 2018 har Nukissiorfiit derfor fået lavet en undersøgelse af vindressourcerne på Rypeø, som er en ø lige ud for Nuuk udarbejdet af Kjeller Vindteknikk. Distancen fra Rypeø til fastlandet er forholdsvis kort og vanddybden er lille, hvilket gør den til en interessant mulighed for placering af vindmøller.

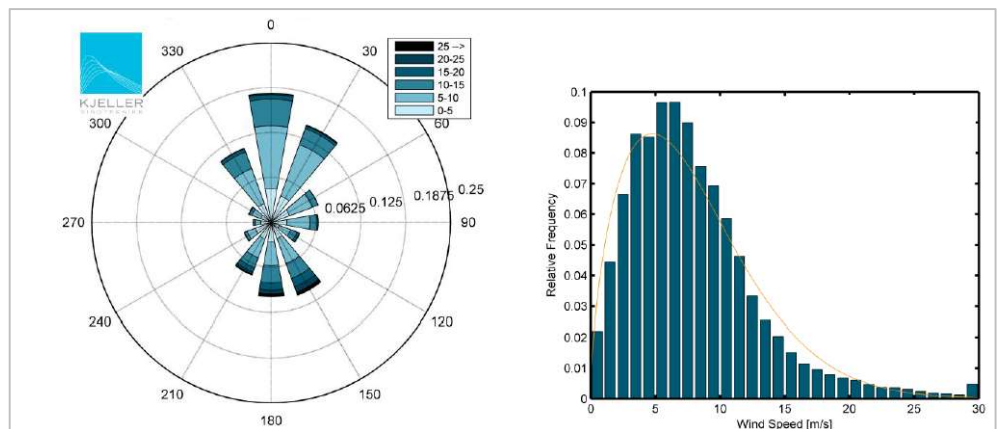


Figur 38. Kort over Nuuk og nærliggende øer med målinger eller potentielle vindmølleplaceringer

Rypeø har ikke en vindmålestation selv, men der er lavet vindmålinger fra 3 andre placeringer rundt om øen, der er brugt til at estimere vindhastigheder og vinkler på Rypeø: Nuuk by, Hundeø og Angisunnguaq.

Vindressourcen

Vindressourcen på Rypeø er gunstig, idet der ifølge Kjeller Vindteknikk kan måles en gennemsnitlig vindhastighed på 6,53-8,06 m/s på de omkringliggende målerstationer. På baggrund af disse målinger og områdets topografi vurderes vindhastigheden på Rypeø ved en højde på 73 m, at være ca. 8,81-10,05 m/s.



Figur 39 Langsigtede vindhastighed på Rypeø. Estimatet baserer sig på målinger fra Hundeø og Angisunnguaq, Nuuk by. Kilde: (Kjeller Vindteknikk, 2018)

Kjeller Vindteknikk vurderer, at elproduktionen fra en Enercon E53 mølle på 800 kW kan levere ca. 2.62-3.47 GWh/år. Det svarer til et sted mellem 3200-4300 fuldlasttimer årligt. Det lave skøn er baseret på en måling fra Angisunnguaq (nærtliggende ø), hvor det lavest langsigtede niveau er målt. Baseret på vinddata fra Angisunnguaq har vi lavet et eget estimat, som er nogenlunde tilsvarende med ca. 3100 fuldlasttimer og en årlig produktion på 2.50 GWh. Sammenlignet med danske forhold, er det en god vindressource. Her svarer det lave skøn nogenlunde til, hvad man regner med at danske landvindmøller kan opnå, mens det høje skøn ligger nogenlunde på niveau med, hvad havvindmøller i Danmark kan opnå. (Energinet, 2017), (Danmarks Vindmølleforening, 2014).

Turbine type	Site	Number	Installed capacity [MW]	Hub height [m]	P50 [GWh]	Losses [%]
Enercon E-53	220mS	1	0.8	73.3	3.47	10 %
Enercon E-53	100mN	1	0.8	73.3	3.10	10 %
Enercon E-53	Min estimate	1	0.8	73.3	2.62	10 %

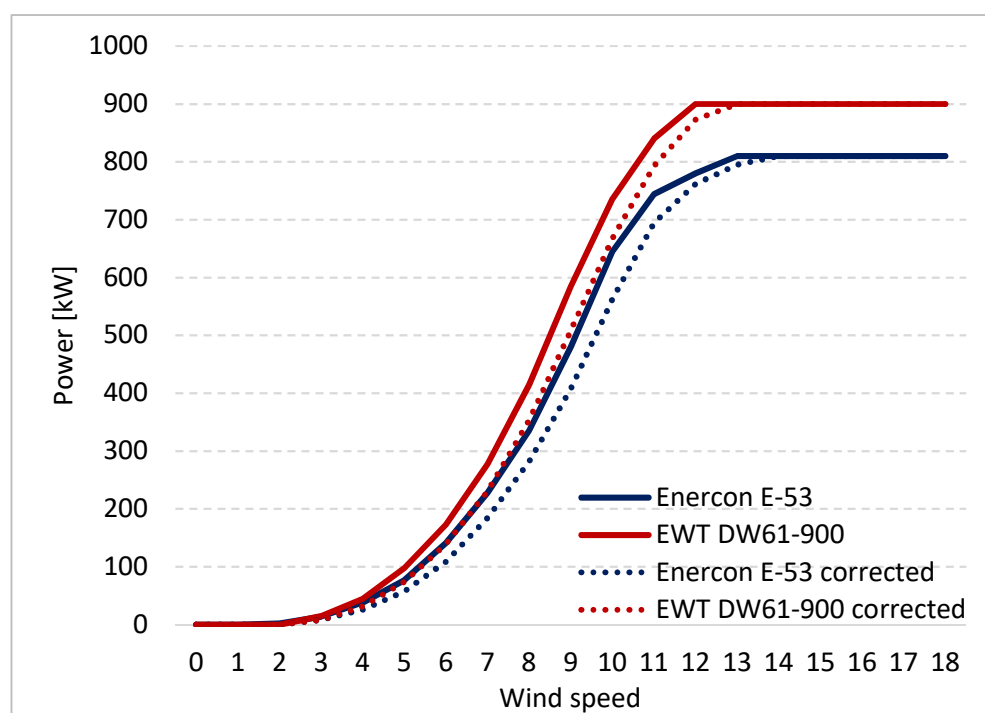
Tabel 12. Elproduktion fra Enercon E-53 vindmøller på Rypeø ifølge Kjeller Vindteknikk. Kilde: (Kjeller Vindteknikk, 2018)

Vindmølletyper

Til at bestemme omkostningerne ved at producere el fra vindkraft, tages der her udgangspunkt i to vindmølletyper, som Nukissiorfiit har undersøgt i forbindelse med opsætning af vindmøller andre steder i landet, og som der derfor findes konkrete tilbud på. Det omfatter Enercon-E53 på 800 kW og EWT-D61-900 på 900 kW. Vindmøllernes power curves er vist nedenfor, dvs. sammenhængen mellem

vindhastigheden og hvor meget el, der kan produceres. Den fuldtoptrukne linje viser, produktionen ifølge producenten, mens den stiplede viser en korrektion, hvor der tages højde for, at vindmøller typisk har en lidt lavere produktion for en given vindhastighed end producenten antager.

Set i lyset af de store mængder el, der på sigt kan blive behov for, vil større møller end der her er vist kunne være en fordel, fordi der kan produceres mere strøm pr. mølle. Det kræver imidlertid, at man har den rette infrastruktur til at kunne opsætte møllerne. Her er der taget udgangspunkt i Enercon- og EWT-møllerne, fordi der både foreligger konkrete økonomiske vurderinger af omkostningerne, og fordi det muligheden for at opsætte Enercon E-53 vindmøller, der er undersøgt på Rypeø.

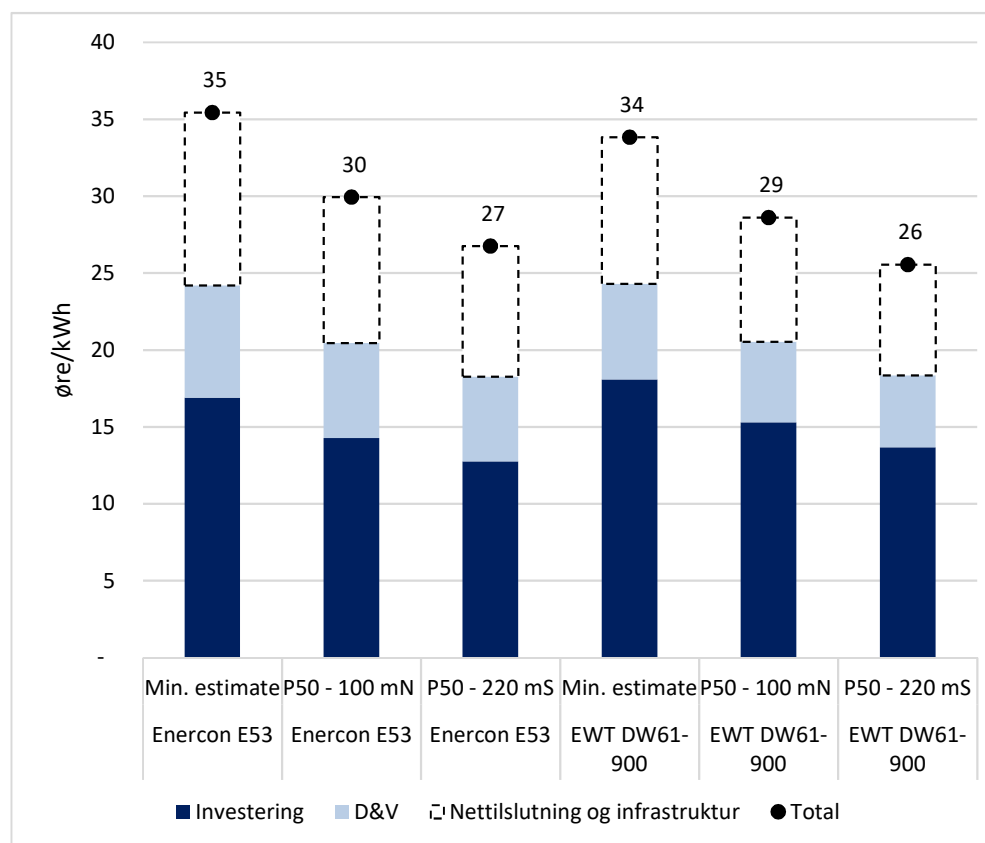


Figur 40. Power curves for relevante mølletyper. Den fuldt optrukne linje viser producentens power curve, mens den stiplede viser den korrigerede power curve

Økonomi

De økonomiske beregninger bygger videre på vindberegninger, Ea Energianalyse lavede for Nukissiorfiit i forbindelse med et projekt om opsætning af vind i Nanortalik. Omkostninger til indkøb, transport, installation mv. er baseret på tilbud fra producenterne. I Nanortalik er det kun relevant at opsætte 1-3 vindmøller á 800-900 kW. I Nuuk kan der være relevant at opsætte langt flere – måske op til 30-50, hvis det er økonomisk rentabelt. Derfor er der i beregningerne indlagt en mængderabat ved den samlede investeringsomkostning i forhold til tilbuddet. Det bygger på, at producenterne allerede selv havde indlagt en rabat

ved køb af flere møller. Dertil er der indlagt en wake-effekt, der reducerer outputet pr. vindmølle lidt, når der opsættes flere møller sammen. Investeringsomkostningen omfatter både konstruktion af fundament, transport, installation, FTS konfiguration og inverter emulering.



Figur 41. Elproduktionsomkostning ved vindkraft baseret på tilbud på eksisterende møller og vinddata fra rapport om Rypeø omregnet til øre/kWh. Bemærk omkostningen er ekskl. nettilslutning og etablering af transportveje

Når de samlede omkostninger kombineres med de tekniske data for møllerne og vindforholdene opnås enhedsomkostningen i øre/kWh. Der er her regnet på hver af de tre situationer, der er skitseret i Tabel 12, hvor minimumsestimatet bygger på egne vind-simuleringer. Resultatet viser at prisen på vindmøllestrøm koster ca. 27-35 øre/kWh, som inkluderer estimat af infrastruktur- og nettilslutningsomkostningerne på 4 mio. kr./MW, som er et skøn baseret på omkostningerne ved projektet i Nanortalik.

Nettilslutning kan blive en økonomisk belastning

Der er imidlertid flere store udfordringer ved at opsætte vindmøller i nærheden af Nuuk. Øerne uden for Nuuk har som beskrevet gode vindforhold, men vanddybden i den omkringliggende fjord er dyb – ned til 200-300 m, selvom afstandene til Nuuk er korte. Mulig nettilslutning vil derfor enten kræve, at der

trækkes kabler over fjorden, eller er der laves lange undervandskabler, der kan holde til højt tryk. Begge dele er dyre løsninger, som potentielt kan gøre projektet uforholdsmæssigt dyrt. Derudover er det typisk et krav fra producenten, at der anlægges en vej til vindmøllerne, så møllerne kan opsættes med det nødvendige udstyr, og det er muligt at kunne udføre løbende vedligehold. Etablering af transportveje bidrager også markant til de samlede omkostninger. Da der ikke ligger konkrete vurderinger af omkostninger til dette, har det kun været muligt at inkludere et overordnet skøn.

Lufthavn kan stoppe projekt

Hvis der placeres vindmøller på Rypeø er der ydermere den udfordring, at lufthavnen til Nuuk ligger relativt tæt på, og det er sandsynligt, at der ikke kan opnås tilladelse så tæt på af sikkerhedsmæssige grunde.

Størrelsen af vindmøllepark og infrastrukturomkostning er

På Rypeø er der kun mulighed for at opsætte ca. 3 vindmøller, og set i lyset af det betydelige behov for ny elproduktion, der er i Nuuk, vil opsætning af vindmøller på Rypeø derfor på ingen måde være tilstrækkeligt. Rypeø udgør en interessant mulighed for opsætning af få vindmøller som en demonstrationscase, men vil hverken økonomisk eller produktionsmæssigt kunne udfylde det behov, der er i Nuuk. Infrastrukturomkostningerne omfattende nettilslutninger, vejudbygninger mv. udgør en væsentlig del af den samlede omkostning til opsætning af vind i Grønland, og det er derfor nødvendigt, at søge nye placeringsmuligheder, hvor der kan opsættes en større vindmøllepark, hvis infrastrukturomkostningerne pr. producereret enhed strøm skal kunne reduceres.

For kunne afgøre om vindmøller til forsyning af Nuuk med el vil være attraktivt, bør der derfor igangsættes en screening af potentielle placeringer med mulighed for opsætning af flere vindmøller. Dernæst bør der igangsættes systematiske målinger af vindressourcen til i fremtiden at kunne vurdere mulighederne.

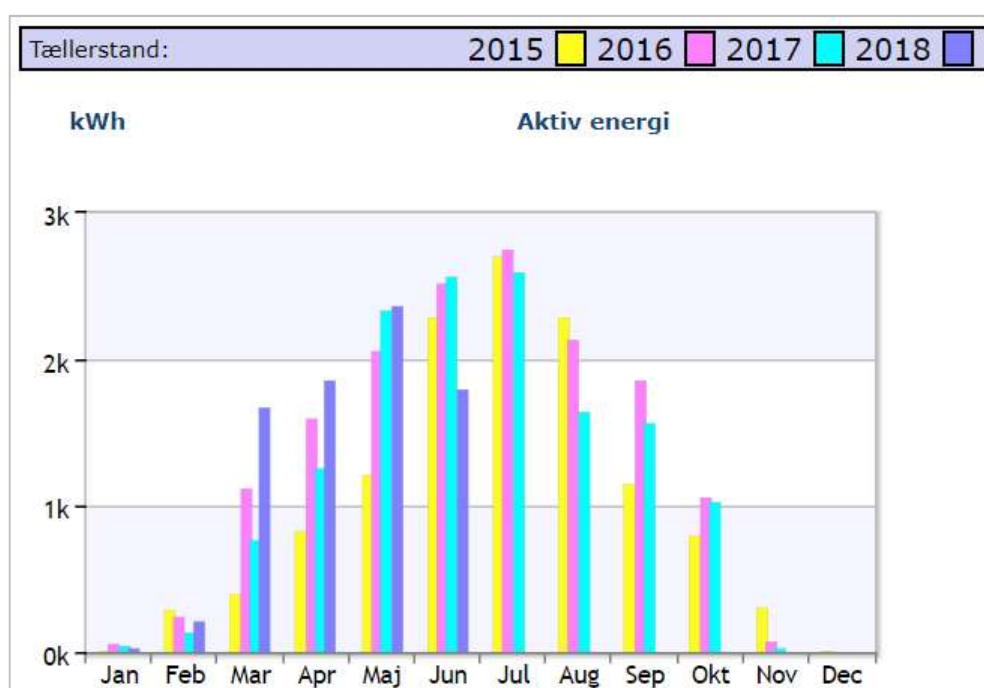
Solceller

I Grønland er der i de senere år opstået en stigende interesse for at investere i solcelleanlæg. De internationale priser på solceller er aftaget drastisk, som har gjort dem interessante i en grønlandsk sammenhæng, hvor solproduktionen dog er noget koncentreret om sommeren. I Naalakkersuisuts sektorplan lægges der ligeledes op til, at udnyttelsen af solenergi øges, og at den spiller sammen med den øvrige energiforsyning. (Naalakkersuisut, 2017)

Der findes flere udbydere af solcelleanlæg i Grønland. Til dette projekt har vi haft kontakt med LED solar, som har fortalt om erfaringerne med solceller til private i Grønland. Interessen for at købe solceller kommer primært fra private - både

husholdninger og erhverv, der ønsker at forsyne sig selv med solcellestrøm. Motivationen har typisk været en kombination af økonomi og en grøn profil. Særligt før genindførelsen af enspris-systemet, hvor elpriserne var højere i flere byer og bygder end i dag, var der flere steder i Grønland et særligt økonomisk incitament til at investere i solceller.

Foruden de private er der også opsat større anlæg. Det gælder bl.a. i Nuuk og Igaliku. I Nuuk er der opsat et anlæg, der kan levere en maksimal belastning på 15 kW, og som har produceret siden 2015. Produktionen for 2015-2018 (indtil midt juni) er vist i figuren nedenfor.



Figur 42. Månedlig produktion (kWh) på solcelleanlæg i Nuuk 2015-midt juni 2018. Kilde: Måleraflæsninger, nukissiorfiit.gl

Baseret på måleraflæsningerne er den samlede årlige produktion estimeret til 12-15.000 kWh/år. Det svarer til, at anlægget har haft 800-1000 fuldlasttimer, hvis der tages udgangspunkt i det maksimale output (15 kW). Produktionen meget koncentreret i sommermånederne og tæt ved 0 i perioden november-februar.

Ifølge Nukissiorfiit har solcelleanlægget kostet 750.000 kr. ekskl. transport og rådgiverydelser. Hvis det antages, at anlægget afskrives over en 20-årig periode med en rente på 4%, kan produktionsomkostningen fra anlægget estimeres til ca. 3,7-4,6 kr./kWh. Det overstiger langt de priser, man ser på solcelleanlæg i Danmark og andre steder i verden, og hvad det i øvrigt koster at producere strøm

i Grønland. Med en salgspris på 1,6 kr./kWh har det været en underskudsforretning at opsætte et sådan solcelleanlæg.

	2015	2016	2017
Årlig produktion (kWh)	12.000	15.000	13.460
Fuldlasttimer	800	1.000	900
Elproduktionsomkostning (kr./kWh)	4,60	3,68	4,10

Tabel 13. Nøgletal for solcelleanlæg i Nuuk

Det er dog vigtigt at tage to ting med i betragtningen: For det første er solcelleanlægget opsat som et demonstrationsanlæg, der har til formål at opnå erfaringer med solceller i Grønland, og anlægget tjener derfor et andet formål end at levere den billigste strøm. For det andet er priserne de senere år faldet så markant, at selv investeringer for 5-10 år siden slet ikke kan sammenlignes med, hvad prisen på solcellestrøm er i dag.

Priserne på mindre anlæg kan levere væsentligt billigere el, end Nuuk-anlægget. Med nogle pris-eksempler fra LED-solar er produktionsomkostningen fra solcellestrøm fra hustags-solceller estimeret i Tabel 14 nedenfor. Ifølge LED solar kan anlæggene typisk producere i 1000 fuldlasttimer årligt næsten uafhængigt af, hvor i Grønland de er placeret. Vinklen på solcellen er mindre vigtig, da gevinsten i ekstra elproduktion er så forholdsvis beskeden.

Priseksemplet viser, at prisen er ca. 75-110 øre/kWh, hvor de større anlæg kan producere billigere el, fordi prisen pr. kW er lavere. Ifølge LED solar er prisen på solceller til private nogenlunde tilsvarende danske priser, om end der antallet af solskinstimer er lidt lavere end i Danmark, hvor man regner med ca. 1200-1300 fuldlasttimer årligt.

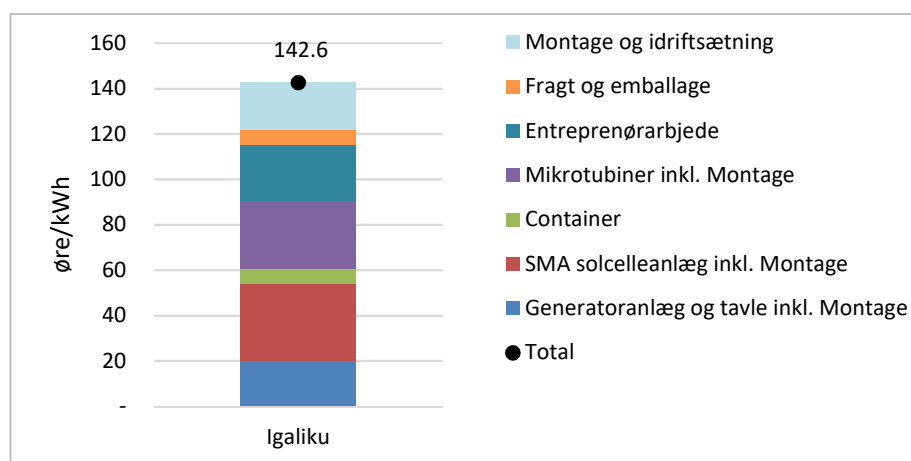
	Enhed	Husholdning	Erhverv
Kapacitet	kW	6	30
Afskrivningsperiode	år	20	20
Pris	kr.	90.000	300.000
Fuldlasttimer	Timer	1.000	1.000
Produktion	kWh/år	6.000	30.000
Årlig omkostning	kr./år	6.622	22.075
Produktionspris	øre/kWh	110	74

Tabel 14. Produktionsomkostning for solcellestrøm for en husholdning og erhverv ekskl. tilslutningsomkostning. Priseksemplet inkluderer både transport og installation. Finansiering med 4 % realrente.

Erfaringer fra Igaliku

Nukissiorfiit igangsatte i 2015 et projekt med at etablere et hybridanlæg i Igaliku, dvs. et koblet sol- og vindanlæg. Projektet havde bl.a. til formål at afprøve alternative muligheder for energiforsyning i bygder, styrke virksomhedens grønne profil samt opnå driftserfaringer med vedvarende energikilder i Grønland. Hybridanlægget består af ca. 620 m² solcellepaneler kombineret med 67 stk. vandrette vindmøller og en batteribank. Den samlede omkostning til projektet blev ca. 7,8 mio. kr. og kan producere ca. 400 MWh årligt.

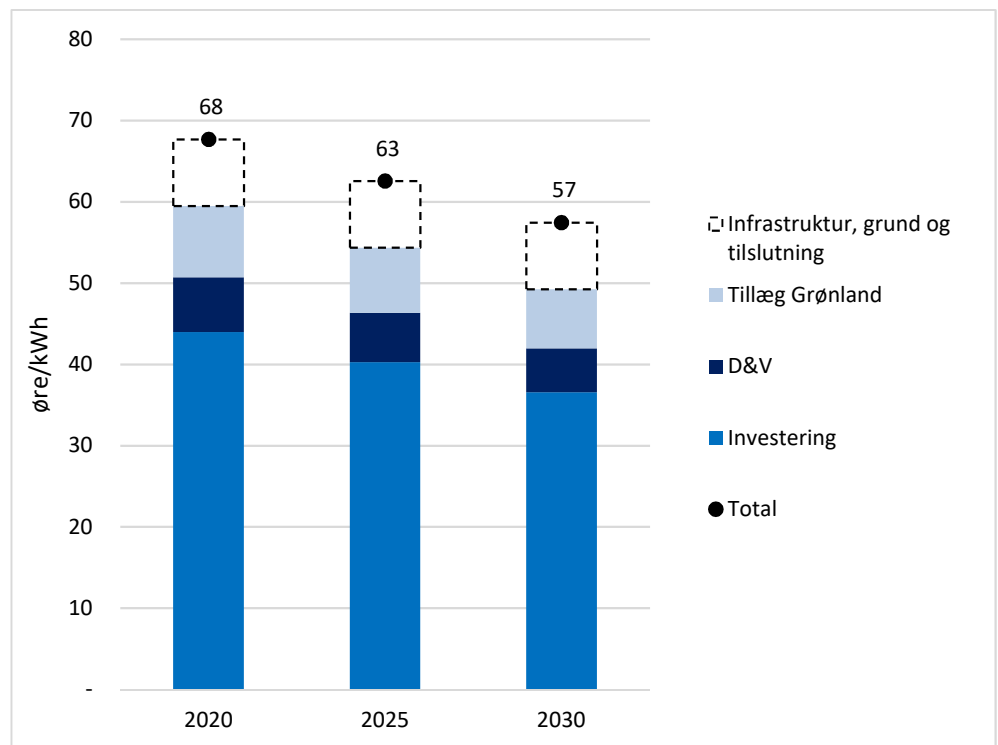
Elproduktionsomkostningen fra anlægget er dermed ca. 143 øre/kWh, som er illustreret i Figur 43. Elproduktionsomkostningen er således betydelig sammenlignet med andre solcelleanlæg og sammenlignet med elproduktionsomkostningerne fra vind og vandkraft. Projektet havde imidlertid mere karakter af et demonstrationsprojekt, som skulle opnå erfaringer til Nukissiorfiit, og derfor kan omkostningen ikke direkte overføres til fremtidige anlæg.



Figur 43. Enhedsomkostning til elproduktion fra hybridanlægget i Igaliku. Kilde: Tilbudsmateriale fra PM energi

Fremtidig omkostning til solceller

Ved at antage at prisen på solceller i Grønland følger udviklingen på danske priser for barmarksanlæg plus et tillæg til transport og opsætning på 20%, er de samlede elproduktionsomkostninger estimeret. Resultat er vist i Figur 48, hvor det fremgår, at prisen i 2020 forventes at være ca. 68 øre/kWh, som frem mod 2030, kan forventes at falde til ca. 57 øre/kWh inklusiv et groft estimat af omkostninger infrastruktur, grund og tilslutning på ca. 1 mio. kr./MW.

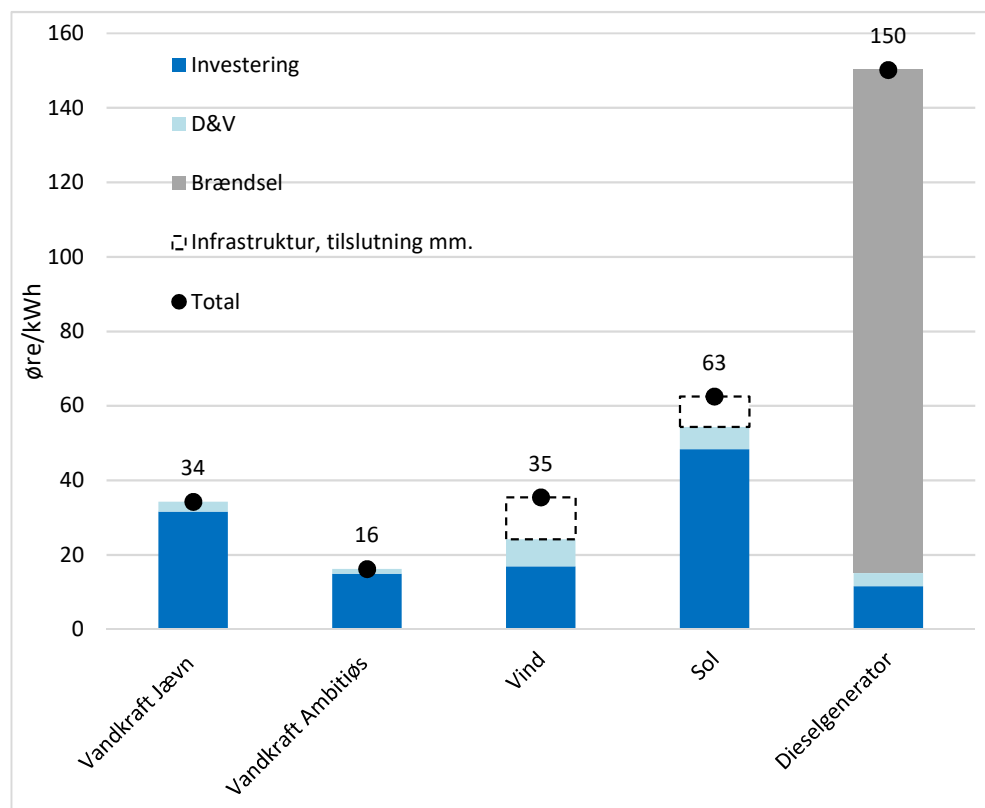


Figur 44. Estimeret produktionsomkostning for solcellestrøm i Grønland baseret på danske priser tillagt 20% i forhold til grønlandske priser. Kilde: (Energistyrelsen, 2018)

Prisen på solcellestrøm vil derfor i dag ikke kunne konkurrere med produktionsprisen ved ny vandkraft. Derudover ligger den nogenlunde på niveau med den marginale pris på at producere oliebaseret varme, som i dag koster ca. 58.4 øre/kWh.

Sammenligning af muligheder for ny elproduktion

Sammenligningen af elproduktionsomkostninger viser, at vandkraft med en høj udnyttelse er den billigste måde at forsyne Nuuk med ny elproduktion. Produktionsomkostningerne for vandkraft, vind, sol og diesel er vist i Figur 49 nedenfor. Her er der vist to estimater for vandkraft, der viser en høj og en lav udnyttelse af investeringerne i ny vandkraft. I modsætning til de øvrige anlæg, er vandkraftinvesteringerne ikke modulære, men det er nødvendigt at lægge en stor investeringsomkostning til en tunnel, som ikke giver mening at lave gradvist. For vind og sol er anlæggene modulære og kan tilpasses det faktiske behov. Derfor er der for vandkraft både vist en situation med høj og lav udnyttelse af investeringen. For vind og sol er der desuden skitseret omkostningerne til infrastruktur, nettilslutninger mv., som der ikke umiddelbart foreligger en pris på, men som vurderes at have stor betydning for de samlede produktionsomkostninger.



Figur 45. Elproduktionsomkostninger for forskellige teknologier. Vandkraft Jævn henviser til den gennemsnitlige elproduktionsomkostning i det jævne scenarie ved mulighed 2 og vandkraft Ambitiøs henviser til den gennemsnitlige elproduktionsomkostning i det ambitiøse scenarie ved mulighed 2

På baggrund af de estimerede omkostninger er det vandkraft og potentielt vindkraft, der kan blive interessante for Nuuk. Vandkraft kan produceres til ca. 16 øre/kWh, når der er en høj udnyttelse af vandressourcen (i det ambitiøse scenarie) og til ca. 34 øre/kWh, hvis udnyttelsen af vandressourcen er lav. Prisen på vindmøllestrøm er for møllen alene ca. 35 øre/kWh, men dertil skal der lægges en betydelig omkostning til infrastruktur, nettilslutning mv. Vindkraftmulighederne er dog så usikre i dag, da der ikke endnu er identificeret gode placeringer for større udbygninger, og der ikke endnu systematisk er indsamlet gode vinddata for en evt. ny placering.

Til vandkraftinvesteringerne foreligger der både en detaljeret opgørelse over vandressourcerne og forholdsvis valide estimater af omkostningerne til at investere i ny vandkraft. Dertil kommer Nukissiorfiits indgående kendskab til at drive vandkraftværker. Derfor er selve estimatet af produktionsomkostningen forbundet med mindre usikkerhed end de øvrige teknologier (med undtagelse af diesलगeneratorer).

Vandkraftinvesteringen kræver, at der er en vis efterspørgsel efter ny elproduktion, førend den er attraktiv, fordi det udelukkende består af faste omkostninger. Der kan være en risiko for, at el-efterspørgslen ikke vokser så hurtigt som forventet, og det vil betyde, at der i en årrække vil stå uudnyttet kapacitet. På den anden side kan man i Nuuk allerede uden en øget tilflytning til byen øge elproduktionsbehovet, idet konvertering af individuel olieopvarmning til el-opvarmning er forbundet med en positiv samfundsøkonomisk gevinst. Dermed er usikkerheden ved at foretage den nye investering mindre, fordi der er mulighed for at omlægge energiforbruget i Nuuk fra olie til el.

7 Ny varmeforsyning

Da Nukissiorfiits varmeforsyning i høj grad er baseret på el, vil de fremtidige varmeproduktionsomkostninger i afhænge af den fremtidige elforsyning.

Med udgangspunkt i de teknologiske handlemuligheder står Nukissiorfiit over for følgende hovedovervejelser for varmeforsyningen i Nuuk:

- **Konvertering af olieforbrug:** Om der bør igangsættes konverteringer af individuelle olieforbrugsanlæg til elvarme
- **Nyt varmeforbrug:** Hvordan den nye bydel, Siorarsiorfik, og anden ny varmebehov forsynes: Fjernvarme, fast elvarme eller afbrydelig elvarme
- **Varmepumper:** Om der bør tages initiativer til at indpasse varmepumper i varmeforsyningen til fjernvarmeproduktion

Først analyseres mulighederne inden for fjernvarmeproduktion, og dernæst sammenholdes fjernvarme med andre muligheder for individuel opvarmning.

Fjernvarme

I dag leveres ca. halvdelen af den offentlige varmeforsyning i Nuuk som fjernvarme, som dækker ca. 20% af det samlede varmebehov i Nuuk (når det individuelle olieforbrug medregnes). Fjernvarme produceres som tidligere beskrevet i dag fra tre hovedkilder:

- Elkedler
- Affaldsforbrænding
- Oliekedler som back-up

Fremover vil disse teknologier fortsat udgøre de mest oplagte produktionsformer, men derudover kan varmepumper også komme i spil som en ny varmeproduktionsteknologi.

Her følger en gennemgang af de væsentligste overvejelser i forbindelse med varmepumper og ny affaldsforbrænding, en kort gennemgang af de vigtigste beregningsforudsætninger og en sammenligning af varmeproduktionsomkostningerne ved fjernvarme.

Varmepumper

Varmepumper til varmeforsyning udgør potentielt et mere energieffektivt alternativ til ren elvarme, da der kan leveres 2-3 gange så meget varme, som der forbruges el. I en varmepumpe udnyttes en varmekilde fx havvand eller luft som ved tryksætning af et kølemiddel kan overføre varme ved en højere temperatur. Varmepumpens virkningsgrad (COP) afhænger af en række faktorer, men særligt

temperaturløftet, dvs. forskellen mellem varmekildens temperatur og den ønskede temperatur til varmemediet (fjernvarmevand eller vand til varmfordeling i et hus) har stor betydning. Det gør det betydeligt sværere at udnytte varmepumper i et arktisk klima, idet virkningsgraden forringes når det koldt.

Varmekilder i Nuuk

Nuuk ligger omgivet af hav, som kan bruges som varmekilde i en havvandsvarmepumpe til fjernvarmeproduktion. Derudover er der også muligheder for at etablere varmepumper, hvor luften udgør varmekilden enten ved individuelle varmepumper eller til fjernvarme.

Individuelle varmepumper

Luft som varmekilde er imidlertid forbundet med stor usikkerhed for, om den kan levere tilstrækkeligt varme, når det er allerkoldest. I et canadisk studie fra 2017 er det undersøgt, hvordan varmepumper til husholdninger fungerer, når udetemperaturen er meget lav. De canadiske huse er typisk ikke udstyret med vandbårne systemer, men varmen cirkuleres gennem luftkanaler. Der er derfor i studiet fokus på luft-luft varmepumper. Undersøgelsen viser, at en luft-luft varmepumpe i gennemsnit opnår en COP på 1.5 ved udetemperaturer på -21°C og opnår en COP på ca. 3 ved en udetemperatur på 4.9°C (Kegel, 2017). I Nuuk vil der i de fleste huse kunne etableres luft-vand varmepumper, som kan give en lidt højere COP.

En af udfordringerne ved at levere varme ved lave temperaturer er behovet for afrimning af fordamperen placeret udenfor. Afrimning er en kilde til betydeligt øget energiforbrug, hvis det ikke optimeres, fordi afrimning kræver installation af varmelegemer, der har et højt energiforbrug. Pga. de potentielle udfordringer med at bruge luft-baserede varmepumper ved meget kolde temperaturer, vurderes der ikke umiddelbart at være grundlag for at udnytte disse i Nuuk, når ren elvarme i kombination med de store vandkraftressourcer viser sig attraktiv.

Havvandsvarmepumper

Havvand er en ubegrænset varmekilde, der i Nuuk kan udnyttes året rundt, da fjorden ikke fryser til. Havvandsvarmepumper således den mest interessante mulighed for Nuuk. Vandtemperaturen er imidlertid meget tæt på frysepunktet i en stor del af året, som kan gøre det problematisk at pumpe vandmængderne rundt, hvis det begynder at fryse, når der overføres varme fra vandet. Under forhold tæt på frysepunktet vil en traditionel pladevarmeveksler hurtigt fryse til, når der overføres varme fra havvandet til varmekilden i varmepumpens fordamper. I Nuuk vil det derfor være nødvendigt med modificerede anlæg, hvis det skal gøres muligt at udnytte energien fra havvandet.

I Sverige har man erfaring med at installere anlæg med såkaldte overrislede fordampere, hvor ispåfrysning er muligt i et vist omfang. På den måde er det teknisk muligt at udnytte havvand som varmekilde, selvom det er tæt på frysepunktet.

Da varmepumper potentielt udgør et attraktivt fossilfrit alternativ både i Danmark og internationalt, er der fokus på at imødekomme problematikken omkring udnyttelsen af havvand tæt på frysepunktet, da vandtemperaturen også vil komme tæt på frysepunktet om vinteren i en række lande herunder Danmark. Nyere forskning undersøger bl.a. mulighederne for at anvende en vanddampkompressor, som kan udvinde energien ved faseovergangen fra væske til fast stof (is). Det vil gøre havvandsvarmepumpen langt mere konkurrencedygtig, da problematikken omkring tilfrysning fjernes. (Planenergi, 2017)

Da erfaringerne med havvandsvarmepumper til fjernvarmebrug internationalt er noget begrænset i dag, men der lige nu foregår en del udvikling på området, vurderes det risikofyldt at basere den fremtidige varmeforsyning i Nuuk på varmepumper, når investeringsbeslutningen tages i dag. Havvandsvarmepumper til fjernvarme er teknisk muligt, men det vil kræve væsentlig mere undersøgelse af de tekniske koncepter for at vurdere, om det vil være attraktivt i Nuuk. Nedenfor er de væsentligste fordele og ulemper ved havvandsvarmepumper opsummeret.

Fordele	Ulemper
Ubegrænset ressource	Varmekilden er koldere om vinteren end om sommeren
Enkel at etablere	Meget lidt erfaring med varmepumper i Grønland og kræver vidensopbygning i Nukissiorfiit
Mulighed for store anlæg	Begroning af varmevekslere og andre komponenter kræver jævnlig rensning
Kan placeres tæt på fjernvarmetilslutning	Vandet skal kunne indtages fra en vis dybde, hvis der ikke skal opstå problemer med tilisning i de koldeste perioder.

Tabel 15. Opsummering af fordele og ulemper ved havvandsvarmepumper i Nuuk

Affald

Sermersooq Kommune har undersøgt mulighederne for nye investeringer i affaldsforbrændingsanlæg. Som tidligere beskrevet, er der undersøgt 3 muligheder:

1. Ét stort 4 tons anlæg i Nuuk til alt affald i Grønland
2. To x 2 tons anlæg i Nuuk og Sisimiut til alt affald i Grønland

3. Fire x 1 tons anlæg i Nuuk, Sisimiut og to andre byer til alt affald i Grønland

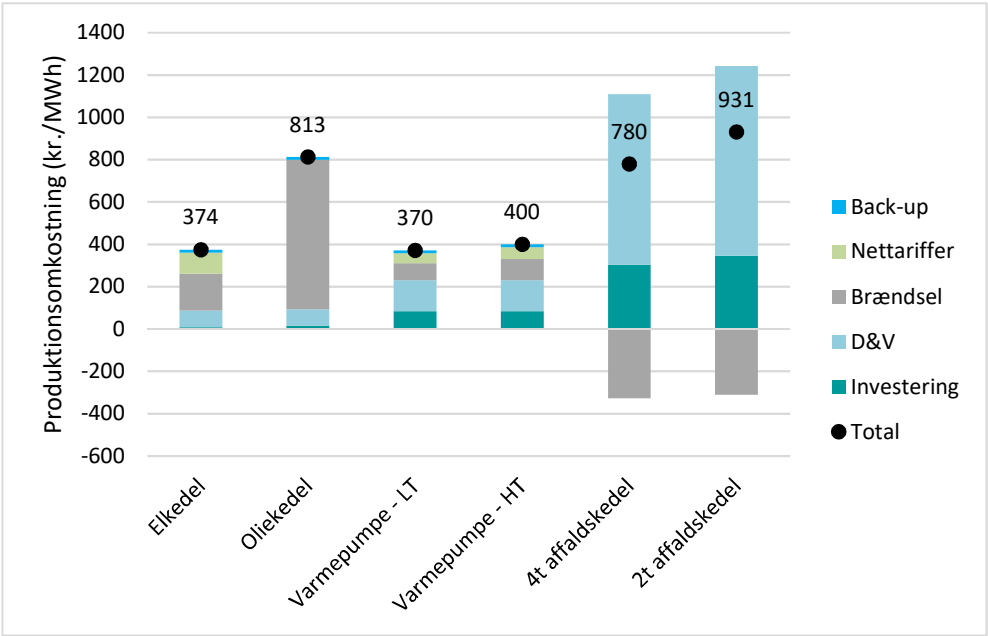
Affaldsforbrændingen i Nuuk har oplyst nogle overslag over, hvad de nye investeringer i affaldsforbrænding vil komme til at koste. De tekniske og økonomiske informationer fra mødet med affaldsforbrændingen er opsummeret i Tabel 15. De samlede omkostninger inkl. transport af affald er generelt lavere ved at investere i ét samlet anlæg, der placeres i Nuuk, og er generelt højere for des flere anlæg, man vælger at investere i.

	Affaldskapacitet (t/time)	Varmekapacitet (MW)	Investering total (Mio. kr.)	D&V inkl. transport (Mio. kr./år)	Affaldstakst (kr./ton)
1	4	8.8	300	51	650
2	2 x 2	2 x 4.4	360	60	650
3	4 x 1	4 x 2.2		70	650

Tabel 16. Oversigt over tekniske og økonomiske informationer om mulige investeringer i ny affaldskapacitet

Sammenligning af fjernvarme

Fjernvarmeomkostningerne forbundet med relevante teknologier er estimeret og præsenteret i figuren nedenfor. Resultatet er vist ab værk og indeholder ikke omkostninger til fjernvarmerør mv. For affald er der indregnet en negativ brændselspris svarende til, den affaldstakst, der betales i dag på 650 kr./ton.

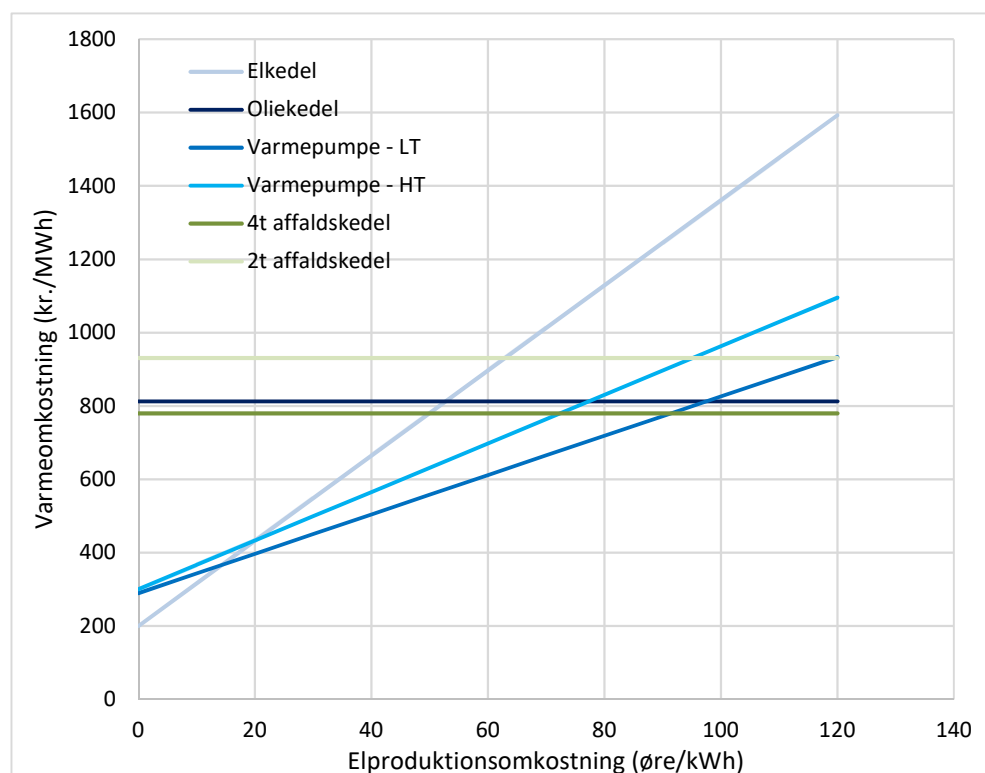


Figur 46. Varmeproduktionsomkostningerne i 2030 ved fjernvarmeproduktion fra udvalgte teknologier ve en elpris på 15 øre/kWh. Brændsel angiver el eller olie. LT fjernvarme står for

lavtemperaturfjernvarme med en fremløbstemperatur på 85°C og HT fjernvarme står for højtemperaturfjernvarme med en fremløbstemperatur på 105°C

Det fremgår her, at varmeproduktionsomkostningen er lavest for varmepumpeløsningen, når elprisen er 15 øre/kWh. Elkedlen er kun rentabel sammenlignet med varmepumpeløsningerne, når elprisen er mindre end ca. 17 øre/kWh. Det skal dog understreges, at beregningerne på en varmepumpe er behæftet med stor usikkerhed. Særligt etableringsomkostningerne kan være højere, som kan forskyde forholdet mellem ren elvarme og varmepumpe-varme.

Omkostningen ved affaldsvarme er høj sammenlignet med øvrige varmeproduktionsteknologier. Ved en langsigtet elproduktionsomkostning højere end 50 øre/kWh, vil den store affaldskedel kunne konkurrere med elkedlen. For varmepumpen er det først ved en langsigtet elproduktionsomkostning på hhv. 90 og 110 øre/kWh, at affaldsvarme vil være billigere.



Figur 47. Fjernvarmeproduktionsomkostningen som funktion af elproduktionsomkostningen

Hvorvidt det er gunstigt at investere i et nyt og større affaldsforbrændingsanlæg afhænger overordnet set af, den alternative varmeproduktionsomkostning i Nuuk sammenlignet med den alternative varmeproduktionsomkostning i andre byer som fx Sisimiut. Hvis den alternative varmeproduktionsomkostning i Nuuk er

væsentligt lavere, fordi elproduktionsomkostningen er lavere i Nuuk, vil det have større værdi for det samlede grønlandske system at placere affaldsforbrænding andre steder.

Elvarme

I Nuuk findes der både fast elvarme og afbrydelig elvarme. Fast elvarme blev etableret, da der var en forventning om, at vandkraftværket havde tilstrækkeligt med ressourcer til at kunne levere el- og varme en lang årrække frem.

Fast elvarme

Ved fast elvarme har forbrugeren elkedel, der leverer al varme hele året. Nukissiorfiit har back-up forpligtigelsen, som vil være en el-back-up i tilfælde af, at der ikke kan leveres tilstrækkelig med el var vandkraftværket.

Afbrydelig elvarme

Afbrydelig elvarme er i dag kun udbredt for en mindre del af varmebehovet, der typisk omfatter større forbrugere, som virksomheder eller offentlige institutioner som skoler mv. Ved installering af afbrydelig elvarme skal der investeres i en elkedel hos den enkelte husholdning. Nukissiorfiit kan i byer med vandkraft pålægge kunder at få installeret afbrydelig elvarme, når der som i Ilulissat er overskudskapacitet på vandkraftværket og i områder, hvor elnettet ikke har behov for forstærkning.

2018	Værdi	Enhed
Indkøb, inst. og tilslutning af elkedel	33.900	kr./stk.
Levetid elkedel	20	år
D&V-omkostning elkedel	200	kr./år
Måler	300	kr./år
Indkøb og inst. af oliekedel	56.000	kr./stk
Serviceaftale oliekedel (halv)	1200	kr./år
Skorstensfejning (årlig)	500	kr./år

Tabel 17. Omkostninger til at installere elvarme

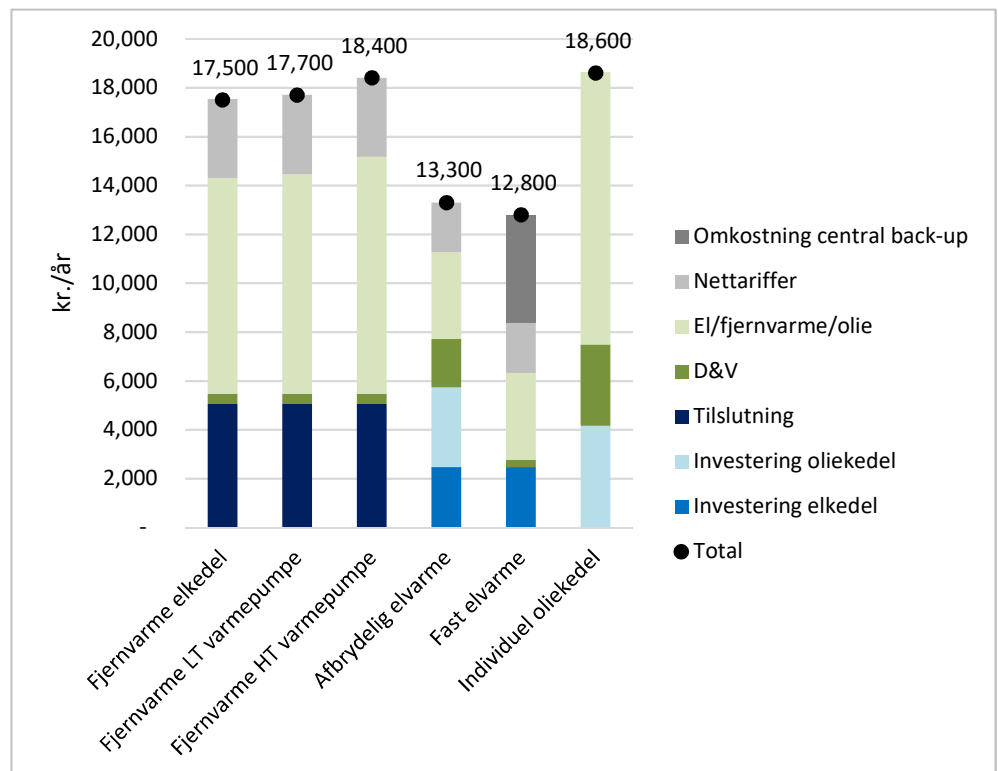
Sammenligning af opvarmningsmuligheder

De samlede samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med udvalgte varmeløsninger er vist i Figur 52 nedenfor. Her er indregnet omkostninger til

- Tilslutning af fjernvarme
- Investering i elkedel
- Investering i oliekedel
- Brændsel: El, fjernvarme eller olie
- D&V
- Skorstensfejning

- Nettariffer
- Måleraflæsning
- Omkostning til central el-back up for fast elvarme

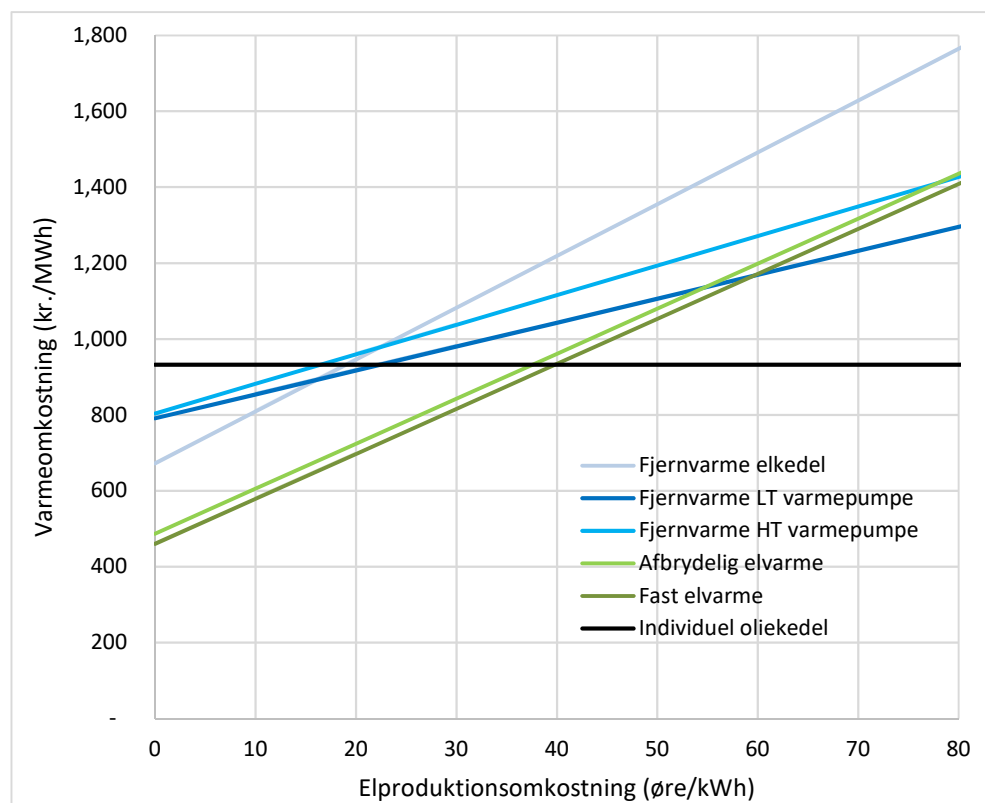
Beregningseksemplet for en husholdning er vist for en elpris på 15 øre/kWh. Som det fremgår af figuren, er elvarme billigere end fjernvarme, hvor den faste elvarme er marginalt billigere end afbrydelig elvarme, men afhænger af hvordan omkostningerne til øget el-back-up indregnes.



Figur 48. Samfundsøkonomiske varmeomkostninger for en husholdning med et forbrug på 20 MWh/år og en elpris på 15 øre/kWh. LT fjernvarme står for lavtemperaturfjernvarme med en fremløbstemperatur på 85°C og HT fjernvarme står for højtemperaturfjernvarme med en fremløbstemperatur på 105°C

Elproduktionsomkostningen er helt afgørende for, hvilken varmeløsning der er billigst. Ved en lav elpris er elvarme den billigste opvarmningsform, da den kræver de mindste faste omkostninger. Når elprisen stiger, vil fjernvarme baseret på varmepumper kunne give en lavere varmeproduktionsomkostning, idet det får større værdi, at elforbruget er mindre pr. produceret enhed varme. Når elproduktionsomkostningen overstiger 40 øre/kWh, vil varmeproduktionsomkostningen fra en individuel oliekedel dog blive den billigste samfundsøkonomisk, når CO₂-udledning ikke tillægges en værdi.

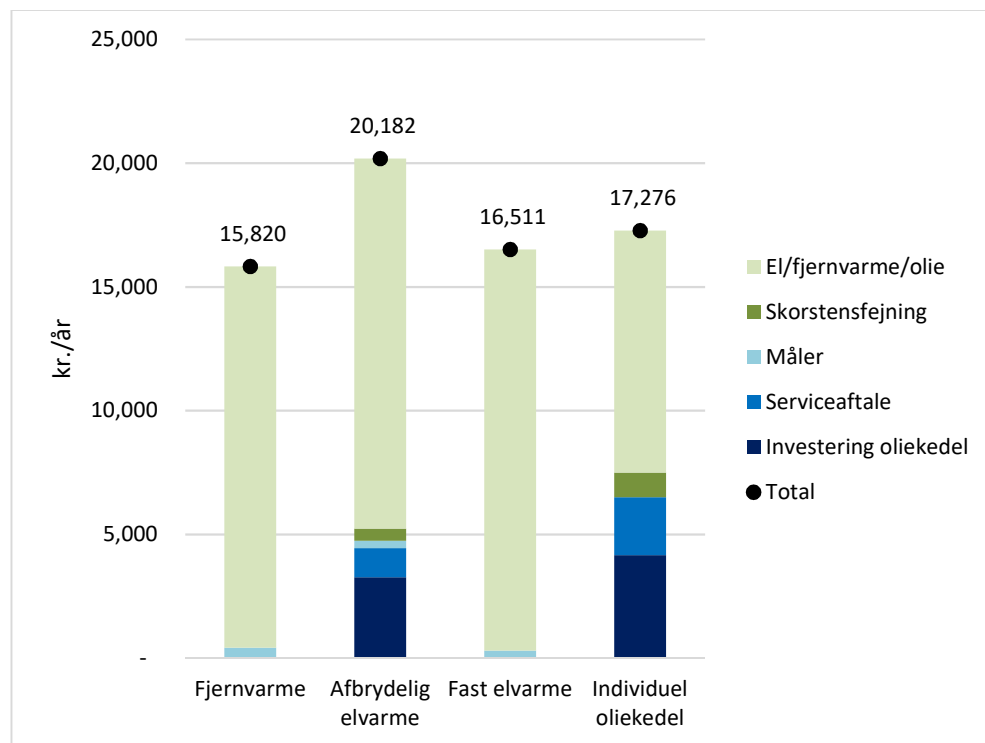
Da elproduktionsomkostningerne som vist i tidligere kapitel vil kunne produceres til en langt lavere omkostning, vil konvertering af olieforbrug til anden elbaseret opvarmning være forbundet med en samfundsøkonomisk gevinst. Med en elproduktionsomkostning på 15 øre/kWh vil omlægning fra oliebaseret opvarmning til elvarme være forbundet med en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 5000 kr./år/husstand.



Figur 49. Varmeproduktionsomkostningen forbundet med udvalgte løsninger som funktion af elprisen for en husholdning med et årligt varmeforbrug på 20 MWh/år

Privatøkonomiske konsekvenser

Hvis ikke Nukissiorfiit skal tvinge nye varmeforsyningsformer igennem, vil det være afgørende, at privatforbrugere har et økonomisk incitament til at skifte opvarmningsform. Derfor undersøges her de privatøkonomiske forhold ved de forskellige varmeløsninger. Der anvendes her de gældende takster for fjernvarme, afbrydelig elvarme og fast elvarme. Der regnes her med, at Nukissiorfiit betaler omkostningen til en elvarmeinstallation og fjernvarmetilslutning, og der indregnes derfor ikke omkostninger direkte hertil (men bliver i praksis dækket af tariffen). Der anvendes samme tekniske beregningsforudsætninger som for de samfundsøkonomiske omkostninger vist ovenfor. Resultatet er vist af Figur 54 nedenfor.



Figur 50. Forbrugerøkonomi ved forskellige opvarmningsløsninger for en husholdning med et årligt varmeforbrug på 20 MWh i 2020 (2018-priser)

Fra en forbrugers side, er det billigst at have en fjernvarmeinstallation, fordi der kun opkræves omkostninger til selve varmeforbruget samt en mindre måleromkostning. Afbrydelig elvarme er i dag ikke attraktivt for forbrugeren, selvom det er samfundsøkonomisk blandt de billigste, fordi der foruden betaling for el også indgår investering og drift af oliekedlen, der står back-up. Bl.a. kræves et årligt syn af oliekedlen og en skorsten, for at det muligt at beholde oliefyret. Der er dog indregnet en længere levetid på oliekedlen, da udnyttelsen på den er mindre, og det er her antaget en mindre omkostning til service. Se detaljer i bilag D.

Fast elvarme er i dag konkurrencedygtigt med den individuelle oliekedel, men udbredes ikke længere i Nuuk.

Tarifferne bør give forbrugerne incitament til at skifte

Hvis Nukissiorfiit skal gøre det attraktivt for forbrugere med olieopvarmning at skifte til afbrydelig elvarme, er det afgørende at tarifferne ændres, så de i højere grad afspejler de reelle omkostninger forbundet med at producere varmen. Der er generel en forbrugertræghed, når det gælder om at skifte opvarmningsform, og skal omstillingen komme af sig selv, er det nødvendigt med et tydeligt økonomisk incitament.

8 Tværgående analyse

Her kobles resultaterne fra analysen af ny elproduktion med varmeproduktion. På den måde vurderes de samlede samfundsøkonomiske omkostninger for både el og varme sammen. I fremskrivningerne af nyt elproduktionsbehov blev der taget udgangspunkt i at nyt varmebehov blev dækket af afbrydelig elvarme. Andre varmeløsninger, dvs. fast elvarme, fjernvarme med elkedler og fjernvarme med varmepumper ændrer på denne fremskrivning. Elproduktionsbehovet stiger for fjernvarmeproduktion på elkedler, mens det er lavere, hvis der introduceres varmepumper i fjernvarmen.

Baseret på analysen af mulighederne for ny elproduktion er det klart, at en udvidelse af vandkraftværket vil være den mest attraktive måde at øge elforsyningen til Nuuk på, fordi det er det billigste og fordi der kan leveres tilstrækkelig med kapacitet. Med den markante forøgelse af vandressourcen en udvidelse vil medføre, kan elforbruget en lang årrække frem dækkes, selv for høje stigninger i efterspørgslen efter el.

Da mulighed 2 og 3 viste sig for alle fremtidige elproduktionsniveauer at være både de billigste og nødvendig for at dække det fremtidige elforbrug, er der her taget udgangspunkt i de to muligheder. Dvs. hvor der både bygges en tunnel og etableres en ny kraftstation enten ved siden af den eksisterende eller ved nedløbet fra Ista-søen. Dertil kommer etablering af transmissionskabel i mulighed 3. Her kobles både de samlede elproduktionsomkostninger og varmeproduktionsomkostninger, hvor der indregnes samlede besparelser ved at konvertere olieforbrug til andre opvarmningsformer.

Ny vandkraft og varmeforsyningsmuligheder

For de samfundsøkonomiske konsekvensberegninger er der indregnet følgende:

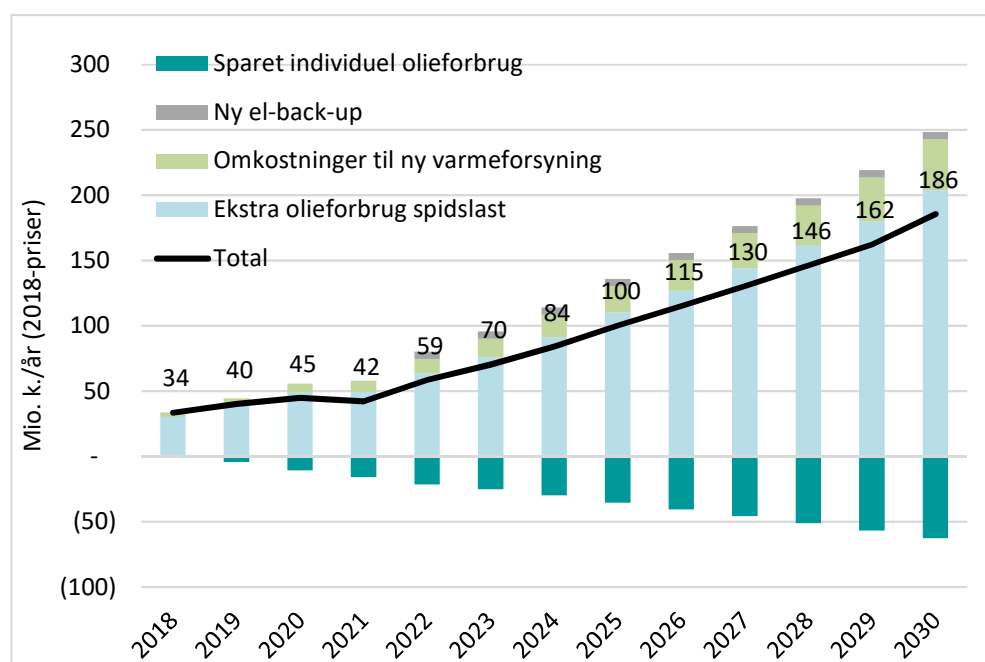
- Kapitalomkostninger nye investeringer
- Olieforbrug til spidslast
- Sparet olieforbrug til individuel opvarmning fra forbrugere der konverterer fra olie til elbaseret opvarmning
- Omkostninger til ny varmeforsyning
- Investeringer til øget el-back-up i Nuuk

Her gennemgås først dagens situation, som en slags BAU-scenarie (jf. elproduktionsanalysen) og dernæst gennemgås samfundsøkonomiske omkostninger for hvert af de 4 varmescenarier: Afbrydelig elvarme, fast elvarme,

fjernvarme med elkedel og fjernvarme med varmepumper. Affaldsvarme er ikke medtaget, fordi det allerede i varmeanalysen kunne konkluderes, at energiproduktion fra affald har større værdi i andre byer eller bygder end Nuuk, hvor vandkraftpotentialer er så stort.

Dagens situation (BAU-scenariet)

Ligesom ved analysen af ny elproduktion er der som sammenligningsgrundlag udregnet et scenarie, hvor der ikke foretages investeringer i ny elproduktion, men hvor der fortsættes med at bruge det eksisterende produktionsapparat.



Figur 51. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger i det moderate scenarie ved en fortsættelse af dagen situation (BAU).

Uden ny kapacitet vil olieforbruget stige markant, og bliver altafgørende i det samlede regnestykke. De samlede samfundsøkonomiske omkostninger beregnes her til 700-1800 mio. kr. over perioden 2018-2030 tilbagediskonteret til 2018-niveau. Niveauet anvendes som sammenligningsgrundlag for de øvrige el- og varmeløsninger.

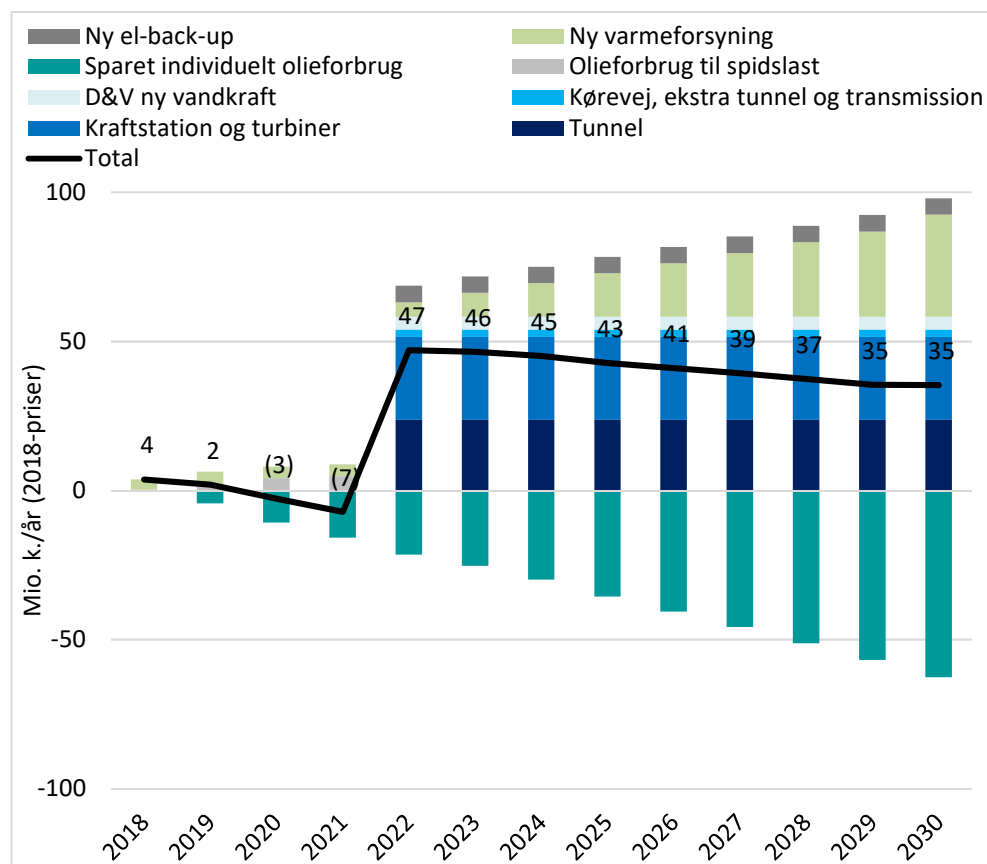
Mio. kr. (2018-priser)	Nutidsværdi 2018-2030
Jævn	694
Moderat	863
Accelereret	1.265
Ambitiøs	1.833

Tabel 18. Nutidsværdi af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved en fortsættelse af dagens situation for perioden 2018-2030 for de 4 scenarier ved en samfundsøkonomisk realrente på 4% og med afbrydelig elvarme.

Vandkraft og afbrydelig elvarme

Situationen med afbrydelig elvarme er analyseret for elproduktionssiden i kapitel 6. Her blev kapacitetsudfordringerne og omkostningerne til elproduktion sammenlignet. Her indregnes også omkostninger til ny varmemforsyning og til sparet olieforbrug til opvarmning ved konvertering. På den måde tages alle samfundsøkonomiske omkostninger i betragtning.

Figur 56 illustrerer de samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved ny el- og varmeproduktion i det moderate scenarie i vandkraftinvesteringsmulighed 2. Sammenlignet med Figur 32 indgår der her også omkostninger til ny varmemforsyning og sparede omkostninger til olie. Omkostningerne til ny varmemforsyning er her en nettobetragtning, hvor der indregnes omkostninger til ny opvarmningsform (afbrydelige elvarme) og fraregnes sparede omkostninger til individuel olieopvarmning, som i dag. Omkostningerne til afbrydelig elvarme dækker i dette tilfælde investeringer i individuelle elkedler, investeringer i individuelle oliekedler til back-up, måleromkostninger, D&V mm., som er beskrevet i kapitel 7, men hvor omkostningerne til elproduktion ikke er indregnet, fordi det indgår som en del af elproduktionsomkostningen, der er illustreret ved vandkraftinvesteringerne.



Figur 52. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i mulighed 2 og afbrydelig elvarme i det moderate scenarie

De sparede omkostninger til olie er meget markante og stiger i takt med, at flere områder i byen omlægges fra individuel olie til afbrydelig elvarme. De sparede olieomkostninger overstiger omkostningerne til ny varmforsyning, og derfor bliver de samlede samfundsøkonomiske omkostninger for både el- og varme faktisk lavere end de rene elproduktionsomkostninger, som vist i kapitel 6. De samlede samfundsøkonomiske omkostninger for perioden 2018-2030 er vist i Tabel 19 nedenfor. For mulighed 2 er de samfundsøkonomiske omkostninger 200-635 mio. kr., mens det for mulighed 3 er 375-750 mio. kr.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Mulighed 1	Mulighed 2	Mulighed 3	Besparelse ved mulighed 2 ift. 3
Jævn	165	202	375	173
Moderat	303	261	423	162
Accelereret	645	406	557	150
Ambitiøs	1.193	635	750	116

Tabel 19. Tilbagediskonteret værdi for perioden 2018-2030 af de samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i vandkraftinvesteringsmulighederne 1, 2 og 3 ved afbrydelig elvarme.

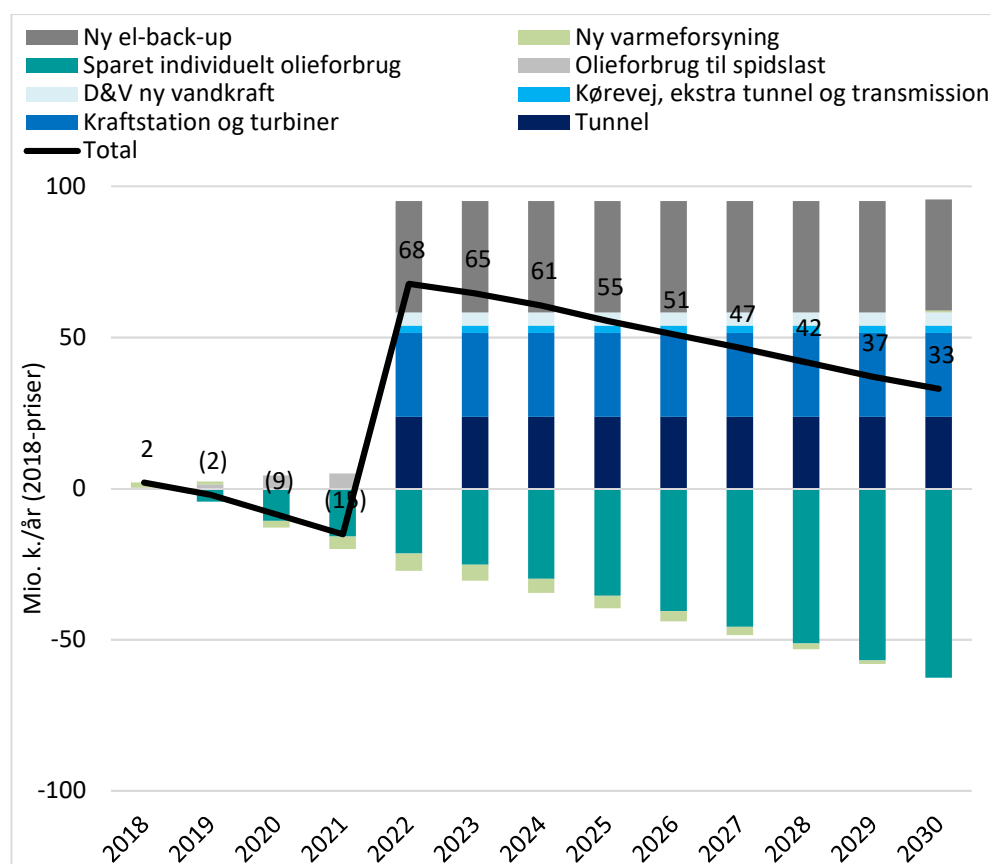
Det er for alle scenarier billigst med mulighed 2 sammenlignet med mulighed 3, men faktisk er det billigst med mulighed 1 i det jævne scenarie. På trods af der skal udbygges mere lokal el-back-up kapacitet, vil det være forbundet med en samfundsøkonomisk gevinst at vælge mulighed 2, fordi der ikke er behov for den ekstra kapacitet, der udbygges i mulighed 3. Besparelsen er ca. 110-170 mio. kr. for perioden for mulighed 2 sammenlignet med mulighed 3.

I det jævne scenarie hvor mulighed 1 er den samfundsøkonomisk billigste løsning, kan der i forhold til mulighed 2 spares 37 mio. kr. over perioden.

Vandkraft og fast elvarme

Ved fast elvarme ændrer elproduktionsbehovet sig ikke sammenlignet med afbrydelig elvarme. Omkostningerne til back-up ændrer sig imidlertid. Ved afbrydelig elvarme er der i alle husene installeret individuelle oliekedler, mens der ved fast elvarme skal investeres i en øget central el-back-up til at kunne forsyne elbehovet i alle årets timer, da elforbruget til fast elvarme vil indgå som en del af det ikke-afbrydelige forbrug.

Figur 57 nedenfor illustrerer de samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved mulighed 2 (fuld udbygning) og fast elvarme i det moderate scenarie. Figuren viser en øget betaling for ny el-back-up, fordi den faste elvarme indgår i det ikke afbrydelig forbrug. Sammenlignet med afbrydelig elvarme er der dog negative omkostninger til ny varmeforsyning, som skyldes at de sparede omkostninger til oliekedler, overstiger omkostningerne forbundet med elvarmeinstallationer. De sparede varmeomkostninger bør dog ses i sammenhæng med de øgede omkostninger til back-up.



Figur 53. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i mulighed 2 (fuld udbygning) og fast elvarme i det moderate scenarie

De samlede samfundsøkonomiske omkostninger for perioden 2018-2030 er vist for mulighed 1, 2 og 3 i Tabel 20 nedenfor.

I det jævne scenarie vil der være en besparelse ved mulighed 2 frem for mulighed 3, mens der for de øvrige scenarier vil være en besparelse på 20-220 mio. kr. ved mulighed 3. At mulighed 3 blive billigere end mulighed 2 for et højt elforbrug skyldes, at der kan spares en betydelig investeringsomkostning til lokal el-back-up, fordi den nye transmissionslinje giver en øget forsyningssikkerhed.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Mulighed 1	Mulighed 2	Mulighed 3	Besparelse ved mulighed 2 ift. 3
Jævn	196	228	249	21
Moderat	362	310	274	-37
Accelereret	705	445	345	-100
Ambitiøs	1.265	670	450	-220

Tabel 20. Tilbagediskonteret værdi for perioden 2018-2030 af de samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i vandkraftinvesteringsmulighederne 1, 2 og 3 ved fast elvarme

I det jævne scenarie er mulighed 1 ligesom for afbrydelig elvarme den billigste, hvor der kan spares hhv. 32 mio. kr. i forhold til mulighed 2 og 54 mio. kr. for mulighed 3.

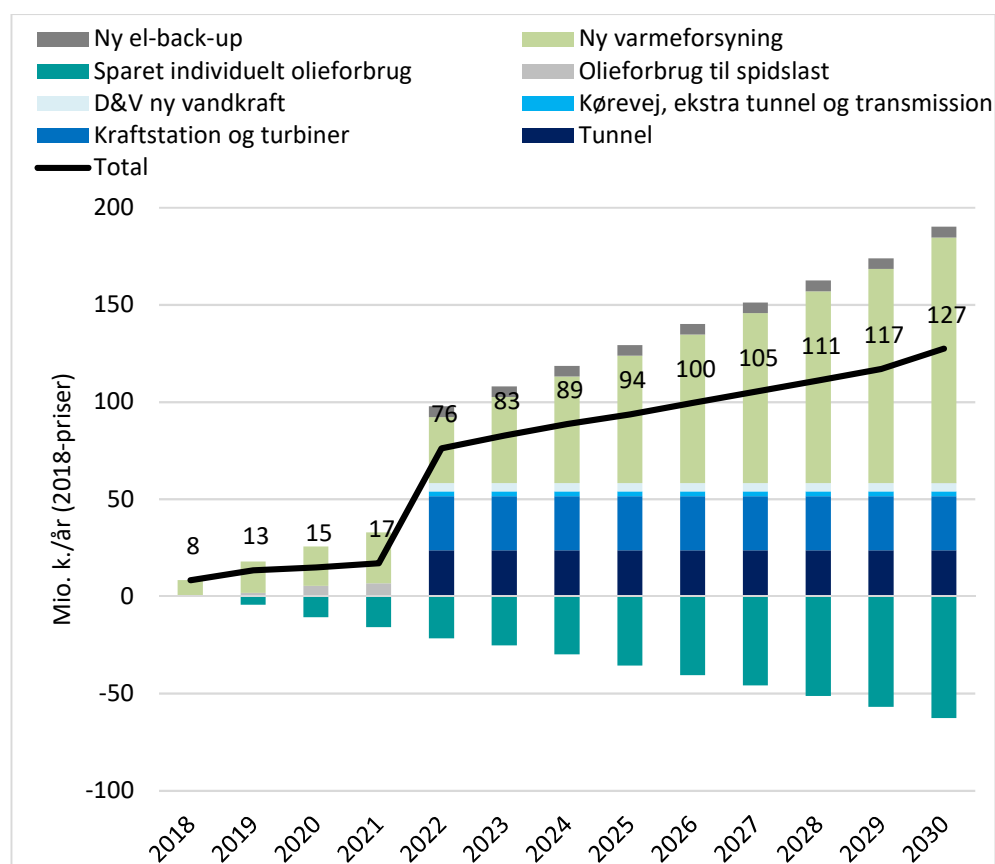
Vandkraft og fjernvarme med elkedler

Når varmebehovet dækkes af fjernvarme med elkedler, ændrer elproduktionsbehovet sig. Behovet øges lidt, fordi der foruden tab i el-distributionsleddet også skal indregnes et varmetab i fjernvarmeledninger. Elproduktionsbehovet i 2030 er vist i Tabel 21 nedenfor, hvor det fremgår, at produktionsbehovet stiger med ca. 35-78 GWh i 2030, hvis varmen produceres ved fjernvarme-elkedler frem for individuelt installerede elkedler.

GWh	Fjernvarme med elkedler	Afbrydelig elvarme	Difference
Jævn	261	226	35
Moderat	332	287	45
Accelereret	410	351	59
Ambitiøs	535	457	78

Tabel 21. Behov for ny elproduktion i 2030 ved fjernvarme med elkedler og ved afbrydelig elvarme (hovedscenarier) (GWh)

På varmesiden indregnes omkostninger til elkedler, oliekedler til back-up, fjernvarmerør, D&V, som beskrevet i kapitel 6. Der fraregnes ligeledes omkostninger til olie og til omkostninger forbundet med et oliefyr for de varmemeforbrugere der konverteres fra olie. Det fremgår af figuren nedenfor for mulighed 2 og fuld kapacitet, at omkostningerne til ny varmemeforsyning er stigende over perioden. Det skyldes primært omkostninger til rørlægninger og investering og drift af fjernvarmeverkerne.



Figur 54. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i mulighed 2 (fuld udbygning) og fjernvarme med elkedler i det moderate scenarie

De samlede samfundsøkonomiske omkostninger for perioden 2018-2030 er vist for mulighed 1, 2 og 3 i Tabel 22 nedenfor. Heraf fremgår det, at mulighed 2 i alle tilfælde er forbundet med lavere samfundsøkonomiske omkostninger. Ved at vælge mulighed 2 kan der spares 74-173 mio. kr. over perioden 2018-2030 sammenlignet med mulighed 3. I det jævne scenarie er mulighed 1 her dyrere end mulighed 2 i modsætning til elvarme-scenarierne. Det skyldes elbehovet stiger med fjernvarme.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Mulighed 1	Mulighed 2	Mulighed 3	Besparelse ved mulighed 2 ift. 3
Jævn	573	551	723	173
Moderat	799	675	838	162
Accellereret	1.365	996	1.144	148
Ambitiøs	2.237	1.513	1.587	74

Tabel 22. Tilbagediskonteret værdi for perioden 2018-2030 af de samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i vandkraftinvesteringsmulighederne 1, 2 og 3 ved fjernvarme med elkedler

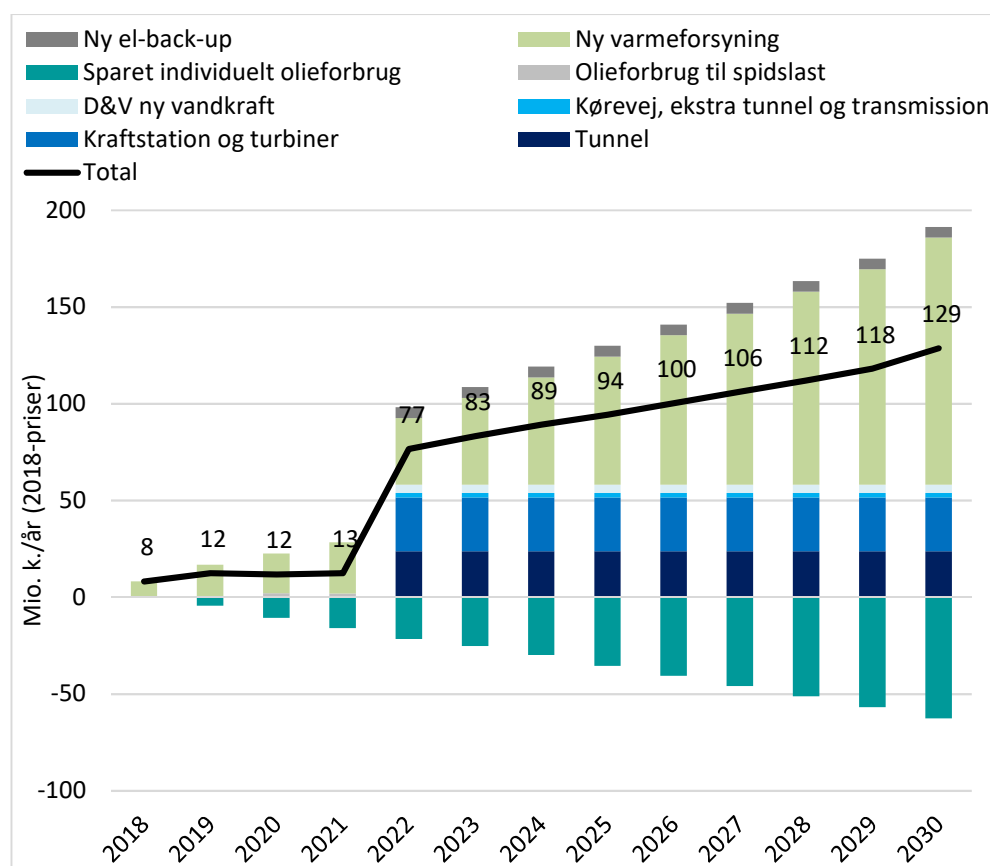
Vandkraft og fjernvarme med varmepumpe

Hvis varmepumper bliver en del af fjernvarmeforsyningen i Nuuk, vil det betyde, at elproduktionsbehovet vil falde, fordi elforbruget til varmeproduktion reduceres sammenlignet med ren elvarme. Elproduktionsbehovet kan reduceres til mellem 70-150 GWh i 2030.

GWh	Fjernvarme med varmepumper	Afbrydelig elvarme	Difference
Jævn	157	226	-69
Moderat	196	287	-91
Accelereret	239	351	-112
Ambitiøs	308	457	-149

Tabel 23. Behov for ny elproduktion i 2030 ved fjernvarme med varmepumper og ved afbrydelig elvarme (hovedscenarier) (GWh)

Figuren nedenfor viser de årlige samfundsøkonomiske omkostninger for mulighed 2 og fuld kapacitet. Her fremgår det, at omkostningerne til ny varmeforsyning er stigende over perioden. Det skyldes primært omkostninger til rørlægninger og investering og drift af fjernvarmeverkerne. Sammenlignet med fjernvarme med elkedler falder omkostninger for varmepumper marginalt. At forskellen ikke er større skyldes, at omkostningerne til varmeproduktionsanlæg er væsentligt højere for varmepumper. Samtidig er omkostningerne til ny elproduktion uændret ved fuld kapacitetsudbygning, da vandkraft er forbundet med høje faste omkostninger og ikke variable omkostninger.



Figur 55. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i mulighed 2 og fjernvarme med varmepumper i det moderate scenarie i 2018-2030

Resultatet af de samfundsøkonomiske beregninger fremgår af Tabel 24.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Mulighed 1	Mulighed 2	Mulighed 3	Besparelse ved mulighed 2 ift. 3
Jævn	406	548	720	173
Moderat	570	672	835	162
Accelereret	982	984	1.135	151
Ambitiøs	1.612	1.436	1.568	132

Tabel 24. Tilbagediskonteret værdi for perioden 2018-2030 af de samfundsøkonomiske omkostninger ved el- og varmeproduktion i vandkraftinvesteringsmulighederne 1, 2 og 3 ved fjernvarme med varmepumper

Sammenligning af muligheder

Beregningerne viser, at de laveste samfundsøkonomiske omkostninger opnås ved at varmeforsyning Nuuk med fast eller afbrydelig elvarme og vælge mulighed 1 ved det jævne scenarie og mulighed 2 for det moderate scenarie. For de høje scenarier, Accelereret og Ambitiøs, er det billigst at varmeforsyning Nuuk med fast elvarme og mulighed 3. Resultatet fremgår nedenfor.

Mio. kr. NPV 2018- 2030	Varme	El	Samfunds- økonomisk omkostning	Besparelse i forhold til BAU
Jævn	Afbrydelig elvarme	Vandkraft mulighed 1	165	529
Moderat	Afbrydelig elvarme	Vandkraft mulighed 2	261	602
Accelereret	Fast elvarme	Vandkraft mulighed 3	345	920
Ambitiøs	Fast elvarme	Vandkraft mulighed 3	450	1.383

Tabel 25. El- og varmeløsninger forbundet med de laveste samfundsøkonomiske omkostninger angivet som de samlede tilbagediskonterede samfundsøkonomiske omkostninger over perioden 2018-2030. Det er antaget fuld udbygning af kapacitet i 2022.

Fast elvarme øger afhængigheden af centrale systemer

At vælge fast elvarme er imidlertid forbundet med en mindre grad af forsyningssikkerhed, da store dele af Nuuks varmforsyning bliver afhængig af det kollektive system, dvs. transmissionsledningerne til Buksefjorden og til Kang samt el-back-up reserveerne i Nuuk, og derudover el-distributionssystemet ud til de enkelte forbrugere. Individuelle oliekedler kan give en sikkerhed for den enkelte, selvom der umiddelbart er en samfundsøkonomisk gevinst ved at udbygge de centrale enheders dækning. Derudover kræver fast elvarme-løsningerne, at der fra i dag satses på fast elvarme både i nybyggeri, men også ved samtlige konverteringer af eksisterende olie kunder. Da olie kunderne kan udnytte, at de allerede har et eksisterende oliefyr, kan der være en ulempe ved fast elvarme.

Afbrydelig og fast elvarme er næsten ligestillet økonomisk for lave scenarier

Varmeløsninger med afbrydelig elvarme er kun marginalt dyrere for scenarier med lavt forbrug – i størrelsesordenen 10 mio. kr. over hele perioden 2018-2030 i det jævne og moderate scenarie. De to opvarmningsløsninger er derfor reelt næsten ligestillet og forskellen ligger inden for usikkerhedens grænser. Ved afbrydelig elvarme er det billigere at vælge mulighed 2 for alle scenarier.

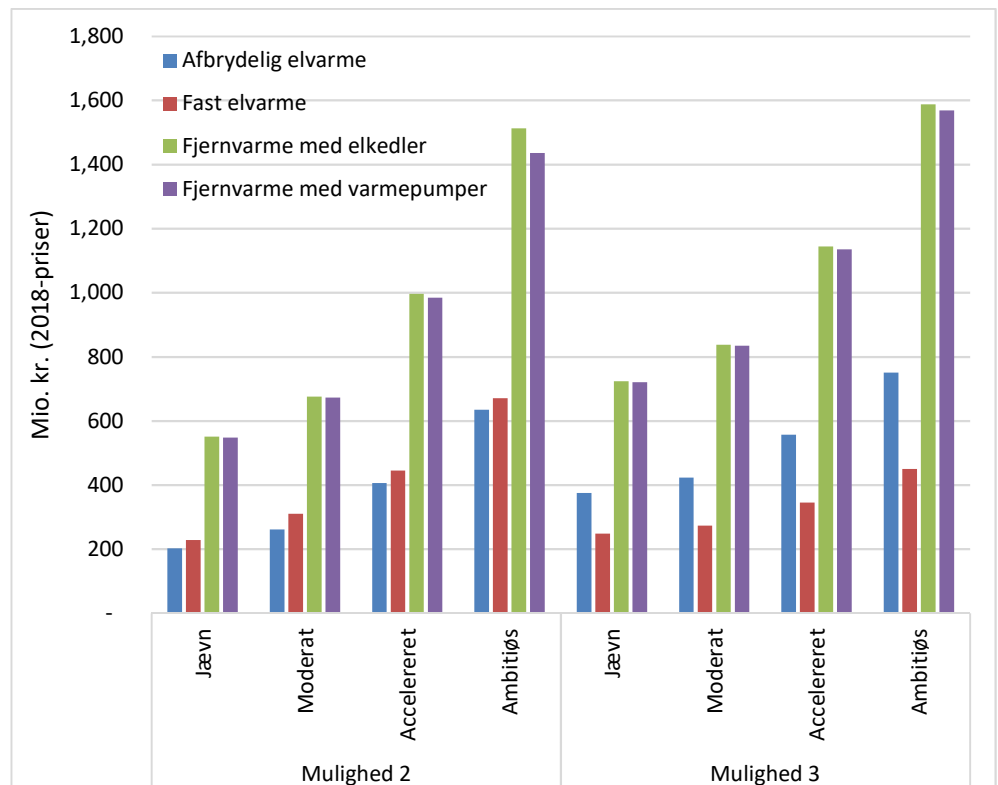
Mulighed 2 er billigst ved afbrydelig elvarme

Hvis der er et ønske om ikke at udbrede fast elvarme, vil mulighed 2 for alle scenarierne være den billigste – i størrelsesordenen 100-170 mio. kr. billigere end mulighed 3 over perioden 2018-2030. Mulighed 3 har kun en samfundsøkonomisk gevinst, hvis der samtidig investeres i fast elvarme fra i dag.

Fast elvarme og mulighed 3 er billigst for høje scenarier

Ved de høje scenarier (Accelereret og Ambitiøs) er besparelsen ved at vælge fast elvarme større – ca. 65-185 mio. kr. over perioden 2018-2030. Den større besparelse skyldes, at der ved afbrydelig elvarme udbygges en væsentlig back-up ressource i form af individuelle oliekedler, som der ikke er behov for, hvis mulighed 3 vælges, og der etableres et nyt transmissionskabel til Nuuk. Der er imidlertid væsentlige risici ved at vælge kombinationen af fast elvarme og mulighed 3, fordi det kræver, at der installeres fast elvarme allerede i dag, og der sker en kraftig vækst i el-efterspørgslen. Hvis elforbruget stiger langsommere, vil de høje investeringsomkostninger forbundet med denne løsning i en længere periode skulle fordeles over færre forbrugere, som kan give væsentligt højere priser for forbrugerne.

Det samlede resultat for mulighed 2 og 3 for alle scenarier og alle analyserede varmeløsninger er vist i Figur 56.



Figur 56. Samlede samfundsøkonomiske omkostninger angivet som nutidsværdien for perioden 2018-2030 ved forskellige opvarmningsløsninger i de fire scenarier vist både for mulighed 2 og mulighed 3 ved fuld udbygning af kapacitet i 2022 (55 MW for mulighed 2 og 90 MW for mulighed 3)

9 Følsomhedsanalyser og risikovurdering

Der er her inkluderet nogle centrale variationer af resultatet for den tværgående analyse. Det indebærer analyse af følgende:

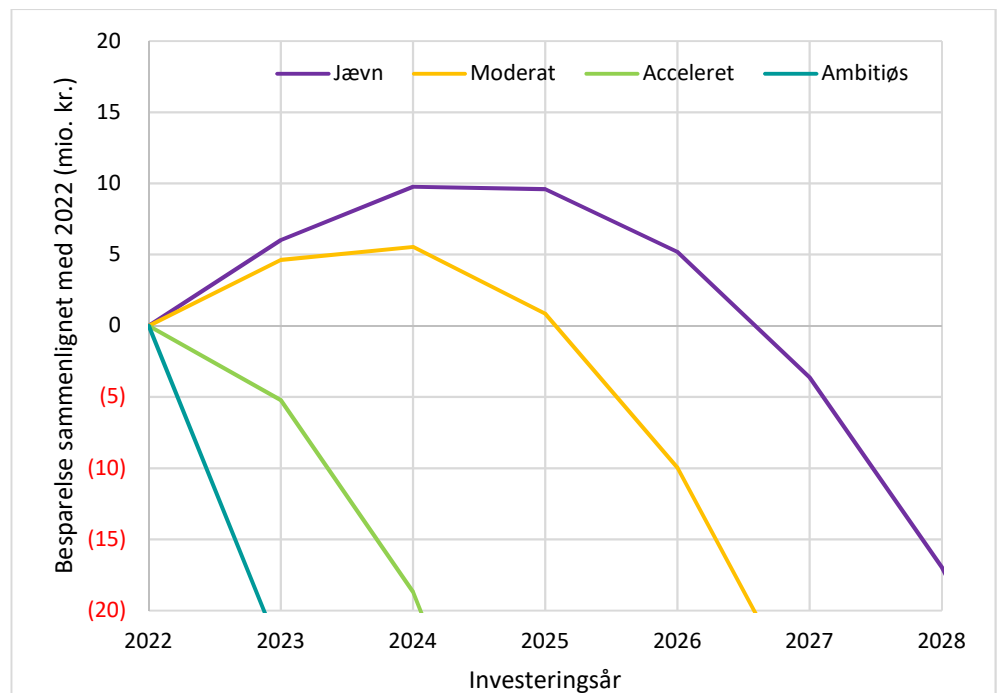
- Udskudt investeringstidspunkt for ny kapacitet
- Tilpasset kapacitetsudbygning
- Øget konvertering af olieforbrug
- Udfald på transmissionsledning
- Risikovurdering ved lavt forbrug

Udskudt investeringstidspunkt

I dag er der knaphed på vandressourcen, men der er ikke kapacitetsmangel endnu. Derfor kan der potentielt være en pointe i at udskyde kapacitetsudbygningen. Baseret på den tværgående analyse er det tydeligt, at investeringen i en tunnel til Ista bør etableres hurtigst muligt, og at det er forbundet med en samfundsøkonomisk gevinst. Derfor er der ikke lavet følsomhed på investeringsåret for tunnelen, men kun på hvornår kapacitetsudbygningen finder sted.

Ved at udskyde investeringen i kapacitet, kan der på den ene side spares rentebetalinger, mens der på den anden side kommer øgede omkostninger til oliebaseret produktion. Det giver kun mening at analysere en udskydelse af kapaciteten i mulighed 2, fordi der her samtidig forudsættes en udbygning af el-back-up kapaciteten i Nuuk. I mulighed 3 antages det, at der ikke udbygges el-back-up lokalt, men at transmissionskablet erstatter behovet for lokal back-up. Ved at udskyde investeringen i mulighed 3, vil der derfor komme en årrække, hvor der ikke er tilstrækkeligt back-up kapacitet i Nuuk til at kunne dække spidslastsbehovet for det ikke afbrydelig forbrug (lys, kraft og fast elvarme).

Resultatet af beregningerne fremgår af Figur 57. Her er den samlede besparelse ved at udskyde investeringen i forhold til 2022 vist i forhold til investeringsåret. Resultatet viser, at der i de lave scenarier, Jævn og Moderat, kan opnås en besparelse på hhv. 10 mio. kr. og 6 mio. kr. ved at udskyde kapacitetsudbygningen 2 år. Hvis elforbruget stiger kraftigt, vil det ikke kunne betale sig at udskyde investeringen, fordi der alternativt vil komme for store omkostninger til olie.



Figur 57. Besparelse ved at udskyde investeringen fra 2022 til et senere investeringsår. Besparelsen er angivet som en tilbagediskonteret værdi med en rente på 4%

Tilpasset kapacitet

Både ved mulighed 2 og 3 for ny vandkraft vil der en årrække frem være mere kapacitet end der er behov for, hvis det antages, at hele udbygningen finder sted i 2022.

Derfor er der her lavet en beregning af, hvor meget der i perioden 2018-2030 kan spares, hvis kapaciteten tilpasses, således at de samlede omkostninger for perioden minimeres. Kapaciteten er her afrundet til nærmeste 5 MW.

Ved beregningen er det antaget, at der ikke kan spares omkostninger til installation, men kun de rene indkøbsomkostninger til turbiner og generatorer. Der er her taget udgangspunkt i omkostningen ved opsætningen af ny turbine på Buksefjordsværket i 2008. Her kostede en turbine på 15 MW inkl. generator men uden installation 45,71 mio. kr. svarende til en pris på 3,05 mio. kr./MW. Omregnet til 2018-priser giver det en omkostning på 3,95 kr./MW. Alle øvrige omkostninger til tunnel, kørevej mm. antages uændrede.

En besparelse på 3,95 kr./MW betyder, at en halvering af ny kapacitet vil betyde en reduktion i omkostninger på ca. 25% til turbiner og generatorer.

Besparelsen ved lavere indkøb skal imidlertid ses i sammenhæng med de ekstraomkostninger, der vil komme til at installere ny effekt. Med en fortsat vækst

i elforbruget efter 2030, vil der med en tilpasset kapacitet skulle installeres effekt af flere omgange. Det giver efter 2030 øgede omkostninger til installation, men også øgede omkostninger til back-up drift i forbindelse med installation af flere gange. Der er her ikke taget stilling til, om det vil kunne betale sig at reducere kapaciteten, men inkluderet en beregning af besparelsen for perioden 2018-2030, da det bør indgå i overvejelser omkring valg af investeringsmulighed.

Eftersom elforbruget er det samme for fast og afbrydelig elvarme, er der her regnet på en besparelse ved elvarme i mulighed 2 og 3. Det endelige resultat fremgår af Tabel 26.

Mio. kr. NPV 2018-2030	Kapacitet (MW)	Samfundsøkonomi sk omkostning	Besparelse i forhold til fuld udbygning
Mulighed 2, elvarme			
Jævn	65	138	64
Moderat	70	214	47
Accelereret	85	384	22
Ambitiøs	100	635	-
Mulighed 3, elvarme			
Jævn	65	237	137
Moderat	70	302	121
Accelereret	85	461	95
Ambitiøs	100	693	58

Tabel 26. Tilpasset kapacitet i mulighed 2 og 3 med fast eller afbrydelig elvarme, der giver den laveste samfundsøkonomiske omkostning for perioden 2018-2030 samt besparelse i forhold til fuld kapacitetsudbygning i 2022. Bemærk besparelsen er den samme for fast og afbrydelig elvarme. Besparelsen er angivet som en tilbagediskonteret værdi for perioden 2018-2030 med en rente på 4%

Resultatet viser, at der i mulighed 2 kan opnås en besparelse på op til 64 mio. kr. over perioden, som bør kunne dække de ekstraomkostninger der vil komme til at installere effekt af flere omgange. Det virker ikke sandsynligt, at besparelsen er tilstrækkelig til at dække meromkostningerne ved at etablere kapacitet af to omgange.

For mulighed 3 er besparelsen imidlertid noget større på 58-137 mio. kr. over perioden. Det vil kræve nærmere gennemgang for at vurdere om det er en tilstrækkelig besparelse til at reducere kapaciteten. Det fremgår imidlertid, at selv i det ambitiøse scenarie, vil der ikke være behov for mere end 100 MW frem til 2030.

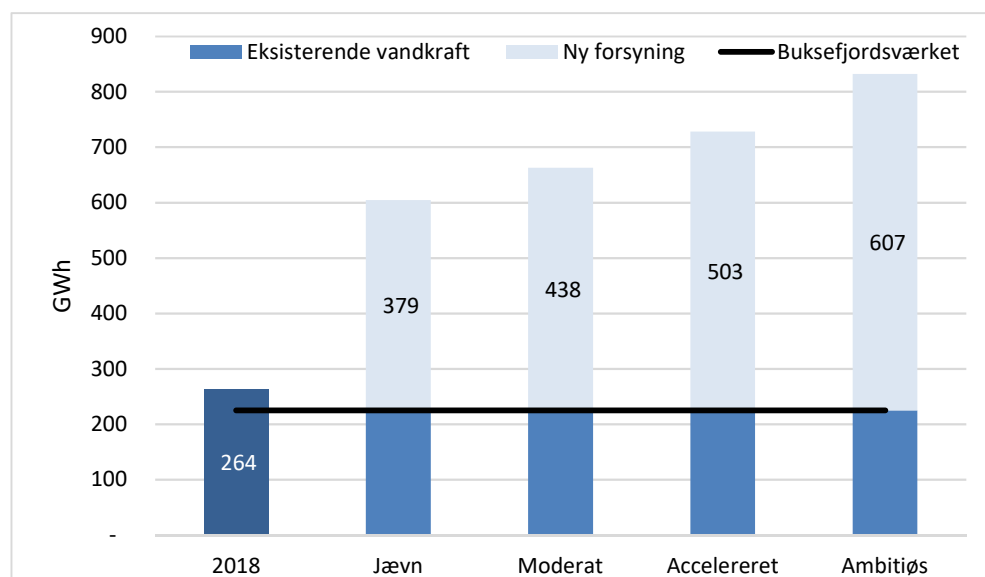
Øget konvertering af olieforbrug

Gennem analysen er resultaterne vist for forskellige scenarier, der afspejler forskelle i den fremtidige efterspørgsel efter el og elbaseret opvarmning, fordi der er usikkerhed om, hvor hurtigt byen vokser. Dertil kommer en stor usikkerhed om, hvor meget olieforbruget til individuel opvarmning faktisk er i dag.

Hvis byen vokser langsommere end forventet, kan man risikere at investere i ny vandkraftkapacitet, som i de første år efter investeringen vil have en meget lav udnyttelse. I den situation kan konverteringen af olie kunder med fordel øges, da det dels vil øge kapacitetsudnyttelsen og dermed sænke enhedsomkostningen og dels fordi det i sig selv er forbundet med en samfundsøkonomisk gevinst at konvertere olieforbrug til elvarme (jf. kapitel 7).

Risikoen ved at øge konverteringen af olievarme til elvarme er imidlertid, hvis man konverterer så meget olievarme på kort sigt, at vandressourcerne på længere sigt bliver knappe – selv med det store potentiale, der ligger ved udvidelsen med Ista-søen.

Der er derfor regnet på, hvad det vil betyde, hvis oliekonverteringen øges fra 25% til 75% for mulighed 2 og 3. Det indebærer en stigning i elproduktionen på ca. 150 GWh i 2030 for alle scenarier. At konvertere 25% af olieforbruget svarer rundt regnet til at konvertere ca. 3500 husstande. At øge konverteringen til 75% vil dermed betyde en omlægning for yderligere ca. 7000 husstande. Det øgede elproduktionsbehov er vist i figuren nedenfor.



Figur 58. Illustration af elproduktionsbehovet i 2030, når der konverteres 75% af olieforbruget til opvarmning til individuel elvarme (fast eller afbrydelig)

Tabel 25 nedenfor opsummerer de samlede samfundsøkonomiske gevinster forbundet med en højere grad af oliekonverteringer (75% sammenlignet med 25%). Heraf fremgår det tydeligt, at der er en samfundsøkonomisk gevinst forbundet med at øge konverteringen fra olie til elvarme.

Mio. kr. Nutidsværdi 2018-2030	Mulighed 2 Afbr. elvarme	Mulighed 3 Afbr. elvarme	Mulighed 2 fast elvarme	Mulighed 3 fast elvarme
Jævn	369	370	335	478
Moderat	364	369	330	478
Accelereret	340	366	303	474
Ambitiøs	266	360	228	467

Tabel 27. Samlede gevinst ved at øge konverteringen fra 25% til 75% (mio. kr.). Besparelsen er vist i forhold til hovedresultaterne fra den tværgående analyse, hvor der var antaget 25% oliekonvertering

Resultatet viser, at der er en stor samfundsøkonomisk gevinst ved at konvertere eksisterende olieforbrugere til elvarmeforbrugere, og der først opnår kapacitetsbegrænsning, når elforbruget er meget højt – dvs. i det ambitiøse scenarie i mulighed 2. I alle øvrige scenarier kan det ekstra elforbrug dækkes af vandkraftinvesteringerne. Med afbrydelig elvarme kan der i alle scenarier opnås en samfundsøkonomisk gevinst på 360-370 mio. kr. over perioden 2018-2030 både ved mulighed 2 og mulighed 3.

Ved fast elvarme kan der med mulighed 2 opnås en besparelse på 230-330 mio. kr., mens gevinsten ved mulighed 3 er ca. 470 mio. kr. over perioden 2018-2030. Den væsentligste besparelse ved fast elvarme skyldes, at marginalomkostningen ved at omlægge for olie til fast elvarme er lavere i mulighed 3, når der ikke samtidig skal udbygges ny lokal el-back-up, men forsyningssikkerheden allerede er dækket ind af transmissionskablet fra Kang til Nuuk.

Ekstremt scenarie

For at undersøge langtidspotentialet for investeringerne i vandkraft, er der her lavet variationer på det ambitiøse scenarier, fordi det repræsenterer et langsigtet niveau for befolkningen i Nuuk. Da mulighed 2 umiddelbart er den mest attraktive vandkraftløsning, når der vælges afbrydelig elvarme, er der her taget udgangspunkt i mulighed 2. Her undersøges, hvordan kapacitet og ressourcer udnyttes, hhv. 25%, 50%, 75% og 100% af eksisterende olieunder konverteres til afbrydelig elvarme.

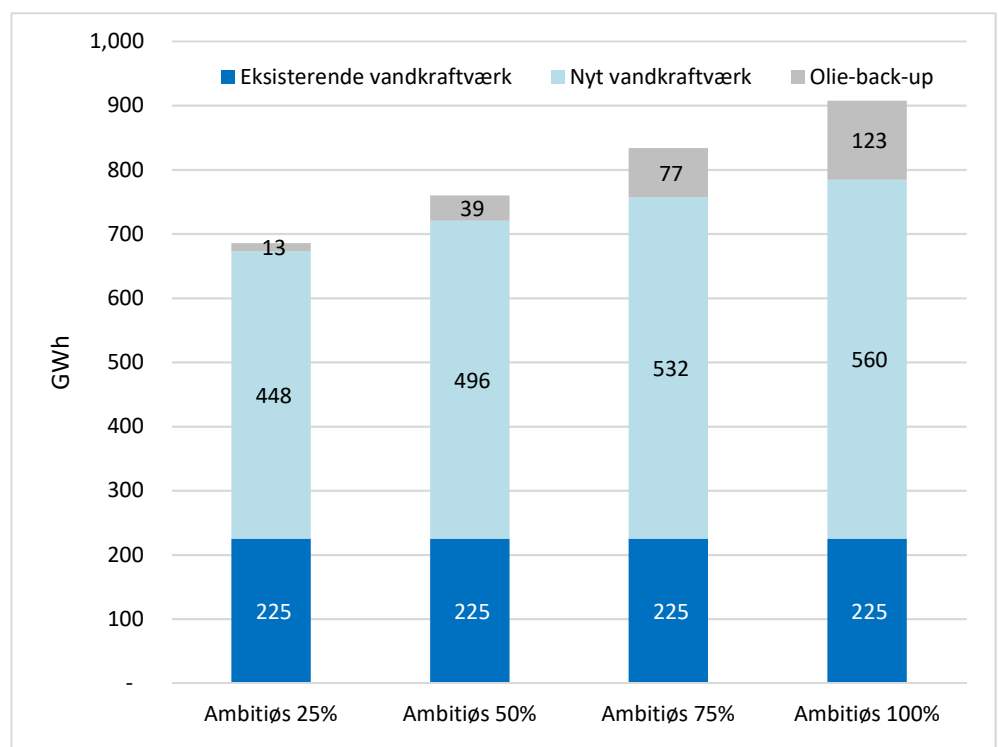
MWh	Ambitiøs 25%	Ambitiøs 50%	Ambitiøs 75%	Ambitiøs 100%
Elforbrug 2030	682	756	832	908
Behov for ny elproduktion 2030	457	531	607	683

Tabel 28. Behov for ny elproduktion i det ambitiøse scenarier ved forskellige niveauer af oliekonvertering

I hovedscenariet for Ambitiøs (25%) var behovet for ny elproduktion 457 GWh. Det stiger til op til 683 GWh, dvs. med 50%, hvis hele det estimerede olieforbrug til individuel opvarmning (100%) bliver konverteret til elvarme.

Det årlige tilsig til Ista er som tidligere beskrevet ca. 870 mio. m³, som svarer til ca. 561 GWh, når det udnyttes med faldhøjden mellem Kang og Buksefjorden. Dvs. de øgede vandressourcer kan ikke alene dække elproduktionsbehovet i 2030, når oliekonverteringerne overstiger 75%.

Hvordan el-efterspørgslen dækkes i 2030 er vist i Figur 62 nedenfor for mulighed 2. Heraf fremgår det, at der begynder at opstå kapacitetsknaphed, når konverteringerne overstiger 75%, hvor 9% af forbruget dækkes af olie, som stiger til 14% ved 100%.



Figur 59. Elproduktion i 2030 ved forskellig grad af oliekonvertering i det ambitiøse scenarie ved mulighed 2

Tabel 25 nedenfor opsummerer de samlede samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med en højere grad af oliekonverteringer. Heraf fremgår det tydeligt, at der er en samfundsøkonomisk gevinst forbundet med at øge konverteringen fra olie til elvarme. Når 100% af olievarme konverteres er der en samfundsøkonomisk gevinst ved på ca. 360 mio. kr. over perioden 2018-2030.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Samfundsøkonomiske omkostninger	Gevinst i forhold til (25%)
25% konvertering	635	-
50% konvertering	490	145
75% konvertering	369	266
100% konvertering	270	365

Tabel 29. Samlede tilbagediskonterede samfundsøkonomiske omkostninger for perioden 2018-2030 i det ambitiøse scenarie med forskellige grad af konvertering af olievarme til elvarme. Her er der taget udgangspunkt i omkostningerne ved afbrydelig elvarme.

Resultaterne for, hvor meget elproduktionen kan øges, fortæller, at vandkraftinvesteringerne kan bære øget efterspørgsel efter el. Det er helt tydeligt, at vandkraftinvesteringerne vil kunne forsyne Nuuk en lang årrække frem selv ved meget høje stigninger i elforbruget. Hvis elforbruget stiger betragteligt, vil der fortsat være mulighed for at etablere en kraftstation med tilhørende transmissionskabel ved nedløbet fra Ista, som på den måde kan forsyne Nuuk med yderligere VE-elproduktion. Dvs. koble mulighed 2 og 3. Teoretisk set er det således først, når el-efterspørgslen overstiger 1.170 GWh/år, dvs. 4-5 gange forbruget i dag, at der bør undersøges andre muligheder for ny elproduktion. Ligeledes er det også først ved et så højt elforbrug, at varmepumper potentielt kan blive interessante.

Udfald på transmissionsledning

Når der sker udfald på transmissionsledningen, bruges der olie til at dække forbruget af el og varme. I dag er der én transmissionsledning til Buksefjordsværket, og vælges mulighed 2, vil det også være tilfældet fremover. Når forbruget vokser, vil det imidlertid blive dyrere i olieforbrug, hvis der sker udfald.

Der er her lavet en beregning af, hvad det vil koste i olieforbrug, hvis en transmissionsledning falder ud 1%, 2% eller 5% af tiden. Beregningen kan bruges til at vurdere, om det er rentabelt at etablere yderligere transmission mellem vandkraftproduktionen og Nuuk. Der regnes her en overslagsberegning på et gennemsnitligt elforbrug og kun på afbrydelig elvarme samt mulighed 2. Ved mulighed 3 vil der være to transmissionsledninger med tilstrækkelig kapacitet til

at dække det fulde forbrug i Nuuk, og det er derfor ikke relevant at regne på olieforbruget i mulighed 3. Det bør nævnes, at der historisk set har været meget få udfald på transmissionsledningen, som i gennemsnit derfor ligger under 1% om året.

	Jævn	Moderat	Accelereret	Ambitiøs
Fast elvarme	27,8	36,8	46,8	62,7
Afbrydelig elvarme	3,9	5,5	7,3	10,3

Tabel 30. Faste årlige omkostninger (kapitalomkostning og D&V-omkostninger) til ny el-back-up (mio. kr./år)

	Olieforbrug			Omkostning		
	1%	2%	5%	1%	2%	5%
2017	523	1.047	2.617	2,5	5,0	12,6
2030 fast elvarme						
Jævn	1.009	2.018	5.044	5,0	10,1	25,2
Moderat	1.171	2.341	5.853	5,9	11,7	29,3
Accelereret	1.350	2.699	6.748	6,7	13,5	33,7
Ambitiøs	1.636	3.272	8.180	8,2	16,4	40,9
2030 afb elvarme						
Jævn	756	1.512	3.779	2,2	4,4	11,1
Moderat	840	1.680	4.199	4,2	8,2	11,8
Accelereret	933	1.866	4.664	4,7	9,3	23,3
Ambitiøs	1.082	2.163	5.408	5,4	10,8	27,0

Tabel 31. Olieforbruget i 1000 liter og omkostningen til olieforbrug i mio. kr. for et givet år (2018-priser). For 2030 er der regnet på mulighed 2 med fast eller afbrydelig elvarme

Med et udfald på 1% af tiden og fast elvarme vil omkostningerne i 2030 være 5-8 mio. kr./år i olieforbrug, som stiger til 10-16 mio. kr. ved 2% udfald og 25-40 mio. kr./år ved 5% af tiden.

Et transmissionskabel fra Kang til Nuuk er estimeret til ca. 200 mio. kr. (2018-priser), som med en afskrivning over 40 år og en rente på 4% svarer til en annuitetsbetaling på 10,3 mio. kr./år.

Med et udfald på 1% årligt i gennemsnit (dvs. mere end tilfældet er i dag), vil med afbrydelig elvarme kunne betale sig at etablere et transmissionsledning til 200 mio. kr. i Accelereret og Ambitiøs i 2030. I Ambitiøs vil det uanset udfaldsniveauet være interessant at etablere ekstra transmission, da omkostningerne til lokal back-up er høje.

I Moderat og Jævn, vil en ekstra transmissionsledning ikke kunne betale sig, når udfaldsniveauet er 1% i gennemsnit eller lavere svarende til 88 timer årligt, da det billigere at etablere lokal back-up.

Vælges der fast elvarme vil det i alle tilfælde kunne betale sig, at etablere ekstra transmission, da de faste omkostninger alene til lokal back-up bliver langt højere end omkostningerne til transmission.

Risiko ved lavt elforbrug

Hvis elforbruget ikke vokser i samme takt, som det forventes, er der risiko for, at der afholdes uforholdsvist store investeringsomkostninger til et meget lille nyt forbrug. Derfor er der her fokuseret på de lave scenarier Jævn og Moderat samt en ekstrem situation, hvor elforbruget holder sig på dagens niveau (2017). Her er det antaget, at der ikke bliver foretaget oliekonverteringer eller fjernvarmekonverteringer før 2030. Der regnes her kun på udbredelsen af afbrydelig elvarme ved Jævn og Moderat.

Nutidsværdi 2018-2030 (mio. kr.)	Mulighed 1	Mulighed 2	Mulighed 3	Potentiel meromkostning ved mulighed 3
Elforbrug som i dag	177	396	568	391
Jævn	165	202	375	210
Moderat	303	261	423	162

Ved at vælge mulighed 3 er der en risiko for, at der i perioden 2018-2030 betales 160-400 mio. kr. for meget for el- og varmforsyning, hvis elforbruget holder sig på et lavt niveau. Det svarer til en meromkostning pr. borger på mellem 8.000 og 21.000 kr. Det er en ret væsentlig risiko, som bør undersøges nærmere inden der tages endelig stilling til, hvordan elproduktionen i Nuuk udbygges.

10 References

- Asiaq. (2018). *Vandressourcen ved Isortuarsuup Tasia*. Nuuk: Asiaq Greenland Survey.
- Danmarks Vindmølleforening. (2014). *Vindmøller på havet*. København: Danmarks Vindmølleforening.
- Energinet. (2017). *Analyse af potentialet for landvind i Danmark i 2030*. Fredericia: Energinet.
- Energistyrelsen. (2018). *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation*. København: Energistyrelsen.
- ETP Consult. (2012). *Strategiplan Nuuk, 2030 - Hovedrapport*. Nuuk: Nukissiorfiit og ETP Consult.
- Grønlands hjemmestyre. (2006). *Bygningsreglement 2006*. Nuuk: NAMMINERSORNERULLUTIK OQARTUSSAT - GRØNLANDS HJEMMESTYRE, Direktoratet for Boliger og Infrastruktur.
- Grønlands Statistik. (2013). *Vejnet i byerne pr. 1. januar 2013*. Nuuk: Grønlands Statistik.
- Grønlands Statistik. (2016). *Regionale befolkningsfremskrivninger [BEDPROGREG]*. Nuuk: Grønlands Statistik.
- Grønlands Statistik. (2018). *Faktisk energiforbrug [Tera Joule] efter type, energivare, anvendelse og tid - ENE1FIN*. Nuuk: Grønlands Statistik .
- IEA. (2017). *Renewables 2017*. København: International Energy Agency.
- IRENA. (2012). *Hydropower - Renewable energy technologies: Cost analysis series*. Bonn: IRENA.
- Jakobsen, H. o. (2016). *Renewable Energy Potential of Greenland with emphasis on wind ressource assessment*. Lyngby: Technical University of Denmark (DTU).
- Kegel, M. e. (2017). *Performance Testing of Cold Climate Air Source Heat Pumps*. Ottawa: IEA Heat Pump Conference 2017 - IEA Techonology Network.
- Kjeller Vindteknikk. (2018). *Rypeø, Nuuk, Greenland - Wind climate and energy yield estimation*. Nuuk: Kjeller Vindteknikk.
- Naalakkersuisut. (2015). *Anlægssektorplan for affaldsområdet*. Nuuk: Naalakkersuisut, Departementet for Natur, Miljø og Justitsområdet.
- Naalakkersuisut. (2017). *Sektorplan for energi- og vandforsyning*. Nuuk: Naalakkersuisut - Government of Greenland.
- Nukissiorfiit. (2005). *Grønlandske vandressourcer - En oversigt august 2005*. Nuuk: Nukissiorfiit.
- Nukissiorfiit. (2018). *Nukissiorfiits salgs- og leveringsbetingelser for offentlig levering af el, vand og varme. Prisblad gældende fra 01.01.2018*. Nuuk: Nukissiorfiit.

Planenergi. (2017). *Drejebog for store varmepumper i fjernvarmesystemet.*

København: Energistyrelsen og Grøn Energi.

Rambøll. (2013). *Fjernvarmeforbindelse af VVN / NHV i Nuuk - Byggeprogram.*

Nuuk: Rambøll.

11 Bilag A: Udvidelser af fjernvarmenettet

Sammenkobling af fjernvarmenet

Fjernvarmenettet i Nuuk centrum og fjernvarmenettet i Nussuaq er planlagt sammenkoblet inden for de næste år. Sammenkoblingen af nettene betyder, at varmen fra affaldsforbrændingen kan udnyttes bedre end den gør i dag, fordi affaldsværket i dag kun kan levere til fjernvarmenettet i Nussuaq. I store dele af året overstiger varmeproduktionen fra affaldsværket varmemeforbruget i det lille fjernvarmenet, og derfor bortkøler affaldsværket i dag en del af varmen. Ved at sammenkoble nettene, kan affaldsvarmen derfor udnyttes langt bedre end i dag.

Rambøll vurderede i 2013, at det ville koste 10,8 mio. kr. at koble de to net sammen uden yderligere udbygninger. I forbindelse med sammenkoblingen er det muligt at tilkoble nogle eksisterende bygninger placeret mellem de to net, og som i dag anvender olie til opvarmning. Fjernvarmeledningen kommer til at krydse Industrivej, og der er i den forbindelse lavet en vurdering af, hvor meget det vil koste at tilslutte hele Industrivej og hvor olieforbrug til individuel opvarmning, der i den forbindelse vil kunne spares.

	Værdi	Enhed
Antal tilsluttede bygninger	85	Boliger
Olieforbrug	501.260	liter/år
Pris for udbygning	8.200.000	kr.
Effektbehov (varme)	2,4	MW

Tabel 32. Nøgletal for tilkobling af nyt varmemeforbrug i forbindelse med sammenkobling af fjernvarmenettene VVN og NHV. Kilde: (Rambøll, 2013)

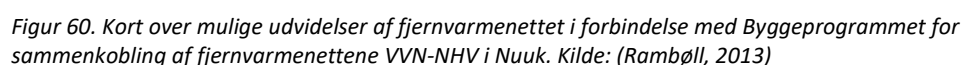
De mulige nye fjernvarmekunder består af 42 større haller og 43 enfamiliehuse med et samlet olieforbrug på ca. 500.000 liter olie årligt ifølge Rambøll, som har en værdi af ca. 3 mio. kr. Hvis det antages, at de individuelle oliekedler har en virkningsgrad på 90%, svarer olieforbruget til en potentiel fjernvarmeafsætning på 4.500 MWh/år.

Udvidelser af fjernvarmenettet

Foruden sammenkoblingen forventes det også, at nogle dele af byen, der i dag er olieopvarmet bliver koblet på fjernvarmenettet. Det sker typisk i områder, hvor der bygges nyt, eller i områder hvor en større forbruger ønsker at blive koblet på nettet fx en skole eller en virksomhed. Omfanget af planlagte udvidelser ligger ikke helt klart i dag, men der er givet et overslag over, hvor meget varmemeforbrug, der ligger i de enkelte områder, der tænkes tilkoblet.

Projekt B, E og E1 omfatter andre udvidelser af fjernvarmenettet, som kan være interessant at inkludere i en mulig fremskrivning af fjernvarmebehovet. Projekt F1 er blot en forstærkning af en fjernvarmeledning.

- B: Nyt butikscenter, Sarfaarsuit Center, samt eksisterende boliger og ungdomsboliger. Området ligger i Nussuaq lidt nord for affaldsforbrændingen og svømmehallen
- E: Nyt butikscenter, kontorbygninger og boliger i den centrale del af Nuuk
- E1: Eksisterende bygninger omfattende Nuukullak (Entreprenørdalen) og Kujallerpaat (gammel GTO lejr) placeret i den sydlige del af Nuuk



For det nye forbrug vurderer Rambøll en max belastning på 1.2 MW for B-området og 7.7 MW for E og E1-området tilsammen. Af notatet fremgår det ikke, hvor meget varmegrundlag i MWh, der kan forventes tilsluttet. Hvis der anvendes samme forhold mellem max-belastning og varmegrundlag som tidligere, kan der på baggrund af max-belastningen laves et overslag over det mulige varmegrundlag. Det svarer til, at varmegrundlaget for B-området er ca. 2.200 MWh og varmegrundlaget for E og E1 er ca. 14.400 MWh tilsammen.

Foruden disse udvidelser Rambøll har undersøgt, kan der også være yderligere udvidelser, som kan komme i betragtning.

12 Bilag B: Beregningsforudsætninger fremskrivning

Til fremskrivningen af energiforbruget er der taget udgangspunkt i slutforbruget til el og varme i 2016, som er beskrevet i kapitel 3. Slutforbruget er fremskrevet med udgangspunkt i befolkningsudviklingen, som efterfølgende er omregnet til et brændselsforbrug og et elproduktionsbehov. Forbruget er udspecificeret nedenfor.

	Slutforbrug (MWh)	Brændselsforbrug (MWh)
Husholdninger		
Lys og kraft	25.781	29.023
Afbrydelig elvarme	10.405	11.713
Fast elvarme	32.310	36.372
Fjernvarme	54.934	70.676
Olievarme	149.321	172.032
I alt	272.751	319.818
Erhverv		
Lys og kraft	52.617	59.233
Afbrydelig elvarme	8.013	9.021
Fast elvarme	24.882	28.011
Fjernvarme	25.610	32.948
Olievarme	134.431	150.413
I alt	245.553	279.627
Total		
Lys og kraft	78.398	88.256
Afbrydelig elvarme	18.418	20.734
Fast elvarme	57.192	64.383
Fjernvarme	80.544	103.625
Olievarme	283.752	322.446
I alt	518.304	599.444

Tabel 33. Energiforbruget til el og varme i Nuuk fordelt på sektorer. Kilde: Nukissiorfiit

I omregningen mellem slutforbrug og brændselsforbrug er der gjort nogle antagelser om tab i konverteringsleddet og i distributionsleddet. De anvendte antagelser er opsummeret nedenfor. De anvendte forudsætninger for tab anvendes i fremskrivningen til at beregne det nødvendige elproduktionsbehov.

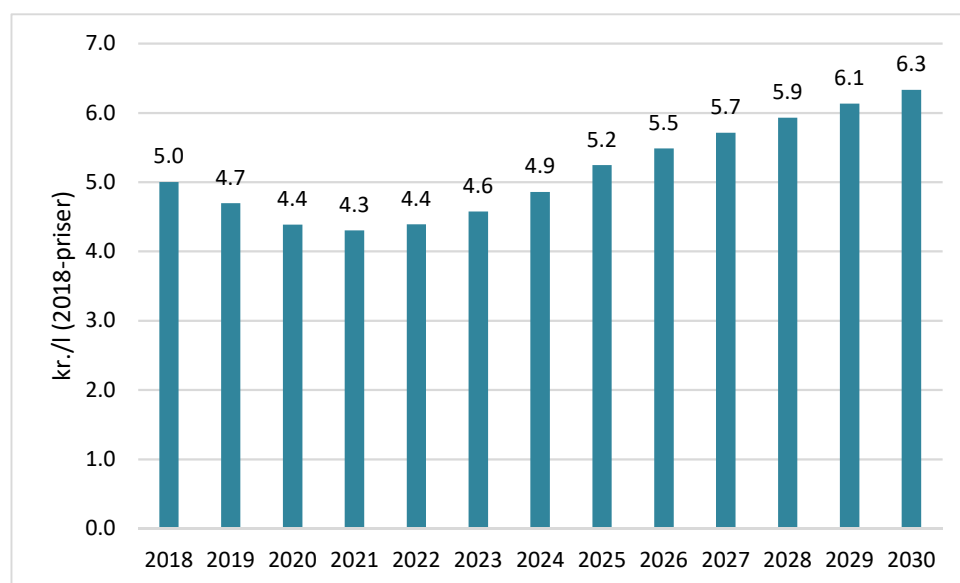
	Værdi	Kilde
Oliekedel virkningsgrad	88%	Antagelse
Transmissionstab - el	2.2%	Månedssdata for vandkraftværket
Distributionstab - el	9%	Sammenligning elproduktion og elforbrug
Fjernvarmetab	15%	Afsætning i forhold til produktion
Bortkøling affald	33%	Samtaler med affaldsforbrændingen
Elkedel til fjernvarme	97%	Antagelse
Oliekedel til fjernvarme	90%	Antagelse

Figur 61. Anvendte forudsætninger for tab ved både produktion og distribution

13 Bilag C: Beregningsforudsætninger for ny elproduktion

Oliepris

Der er taget udgangspunkt i den gældende oliepris for 2018 på 5.1 kr./l inkl. miljøafgift på 10 øre/l. Prisen er fremskrevet med udgangspunkt i IEA's prisfremskrivning af olieprisen i henhold til scenariet 'Sustainable Development'. Prisudviklingen er vist i figuren nedenfor.



Figur 62. Olieprisfremskrivning med udgangspunkt i den grønlandske pris 2018 med en prisudvikling der følger IEA Sustainable Development scenariet

Investering i ny vandkraft

Priserne på investeringer i ny vandkraft baserer sig på oplysninger fra Nukissiorfiit, hvor de totale omkostninger for mulighed 1-3 er oplyst:

- Mulighed 1: Kun tunnel: 466 mio. kr.
- Mulighed 2: Tunnel + 55 MW ny kapacitet på eksisterende kraftstation: 951 mio. kr.
- Mulighed 3: Tunnel + ny kraftstation 90 MW og ny transmissionsledning til Nuuk: 1.436 mio. kr.

Nukissiorfiits bagvedliggende beregninger er stillet til rådighed og til beregningerne i rapporten. Her er alle omkostninger omregnet til 2018-priser, og fordeler sig som vist i Tabel 34. Det er antaget, at investeringen i turbiner koster det samme pr. MW, og dermed koster 7,8 mio. kr./MW inkl. installation.

Mio. kr.	Total	Tunnel	Turbiner	Kørevej, ekstra tunnel mm.	Transmission
Mulighed 1	469	469	-	-	-
Mulighed 3 (55 MW)	951	469	434	37	11
Mulighed 4 (90 MW)	1.437	469	709	54	204

Tabel 34. Opdelte omkostninger til investering i tunnel, turbiner, kraftstation og transmissionsledning

D&V omkostninger

Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne forbundet med vandkraftinvesteringer er generelt meget lave. Det internationale agentur for vedvarende energi, IRENA, har analyseret omkostningerne til vandkraft. D&V omkostningerne vurderes her typisk at ligge mellem 1% og 4% af investeringsomkostningen pr. MW. (IRENA, 2012). Da der allerede er etableret vandkraft i Buksefjorden er det her antaget, at en udvidelse af vandkraftressourcen er forbundet med lave ekstra D&V omkostninger og derfor er det lave niveau på 1% af investeringen valgt. Det svarer til ca. 83.000 kr./år/MW.

Ny el-back-up

Det er her antaget, at back-up kapaciteten stiger i forhold til det nødvendige niveau skitseret i kapitel 5. Nukissiorfiit har oplyst, at en ny dieselgenerator koster ca. 8-10 mio. kr./MW Derfor er der indregnet en investeringsomkostning på 9 mio. kr./MW. Dertil er der indregnet en årlig D&V omkostning svarende til 5% af investeringen, dvs. 450.000 kr./MW.

14 Bilag D: Beregningsforudsætninger for varmeproduktionsomkostninger

Til beregning af varmeproduktionsomkostningerne er der anvendt en række forudsætninger.

Rente	Der anvendes en samfundsøkonomisk realrente på 4%
Faste priser	Alle beregninger er lavet i faste 2018-priser
Oliepris	Der anvendes en oliepris, der tager udgangspunkt i dagens pris på 5 kr./l. Prisen fremskrevet så den følger den internationale olieprisfremskrivning udarbejdet af IEA. Fremskrivningen er vist i bilag C Figur 65.
Brændværdi	Der anvendes en brændværdi for olie på 35,87 MJ/l
Tilslutnings- omkostninger	Tilslutningsomkostningerne til elvarme baserer sig på det seneste prisblad for energipriser, hvor en tilslutning under 35 A (tilslutningsbidrag 1) koster 2000 kr./installation. Det er her antaget, at prisen er omkostningssvarende. Det er også anvendt i beregningerne fremover. For tilslutningsomkostningen til fjernvarme er der taget udgangspunkt i et estimat fra notatet 'Fjernvarmeforbindelse af VVN /NHV' udarbejdet af Rambøll i 2013. Her estimerer Rambøll, at en udvidelse af fjernvarmenettet i indre by (det de kalder område A og A1) vil koste ca. 13.1 mio. kr. for en udvidelse, der vil dække ca. 4500 MWh. Med en antagelse om at én husholdning bruger ca. 30 MWh/år, vil det koste 87.300 kr./installation. Omregnet til 2017-priser giver det 90.200 kr./installation.
Forbrugerpriser	Der anvendes gældende priser fra 2018 på afbrydelig elvarme, fast elvarme, fjernvarme og el til lys og kraft.

Kr./kWh	2018
Lys og kraft almindelig	1,6
Lys og kraft fiskeindustri	0,66
Fjernvarme	0,77
Afbrydelig elvarme	0,71
Fast elvarme	0,77

Måleromkostninger Ifølge Nukissiorfiits seneste prisblad koster en elmåler til fast elvarme 25 kr./md svarende til 300 kr./år og en varmemåler til fjernvarme koster 35 kr./md svarende til 420 kr./år. Det er anvendt som beregningsforudsætning både i de samfundsøkonomiske og privatøkonomiske beregninger.

Nettariffer Der er indregnet en omkostning til betaling af el-distribution og til betaling af fjernvarmedistribution. Omkostningen tager udgangspunkt i omkostningerne til kapacitetsbetalinger af enhedsomkostninger for Nuuk. Her fremgår det, at de samlede kapacitetsbetalinger er for lys og kraft samlet set er 11,3 mio. kr. i 2016 og 15,5 mio. kr. i 2017. Kapacitetsbetalingen antages spredt ud over al elforbruget, som giver en el-nettarif på hhv. 105 kr./MWh og 88 kr./MWh. Da priserne varierer noget mellem året er der lavet et vægtet gennemsnit af 2016 og 2017 (omregnet til 2017-priser) på 97 kr./MWh, som anvendes til beregningerne fremover.

Samme procedure er lavet til at beregne varme-nettariffen, som derfor bliver 162 kr./MWh i beregningerne.

	2016	2017	Gns. (2017-pris)
Kapacitetsomkostning varme (1000 kr.)	11.346	15.518	
Fjernvarmesalg (MWh)	80.544	85.366	
Varme-nettarif (kr./MWh)	141	182	162
Kapacitetsomkostning el (1000 kr.)	24.875	22.071	
Totalt elforbrug (MWh)	236.971	249.589	
El-nettarif (kr./MWh)	105	88	97

Tabel 35. Beregning af nettariffer til brug for beregningerne af omkostninger for varme

Omkostninger til fjernvarmeanlæg Der er anvendt investeringsomkostninger samt D&V omkostninger til at sammenligne produktionsomkostningerne ved at investere i nye anlæg til fjernvarme. Data baserer sig dels på Energistyrelsens teknologikatalog for fjernvarmeanlæg, hvor der er tillagt 30% til priserne for at justere for grønlandske forhold dels er de baseret på input fra Nukissiorfiit. For varmepumper er der yderligere tillagt 20% dels fordi det er tale om havvandsvarmepumper og dels for yderligere rådgiveromkostninger, da det er område, der ikke ligger inden for Nukissiorfiits kernekompetencer.

For D&V omkostninger har Nukissiorfiit oplyst, at de samlede D&V omkostninger til både produktion og net svarer til 781.571 kr./MW/år. Det dækker bl.a. personaleomkostninger, vedligeholdelsesomkostninger af fjernvarmenet og -

bygninger, reparation af produktionsudstyr m.m. For at kunne sammenligne forskellige produktionsteknologier, er det nødvendigt at opdele dette tal mellem produktion og net. Her er det skønsmæssigt fordelt 50/50.

	Investeringsomk. (1000 kr./MW)	D&V omk. (kr./MW/år)
2020		
Elkedel	678	390.786
Oliekedel	1.162	-
Varmepumpe	7.671	730.440
2030		
Elkedel	581	390.786
Oliekedel	969	-
Varmepumpe	6.857	730.440

Tabel 36. Anvendte beregningsforudsætninger for fjernvarmeproduktionsanlæg

15 Bilag E: Omkostninger til elproduktion med ny vandkraft

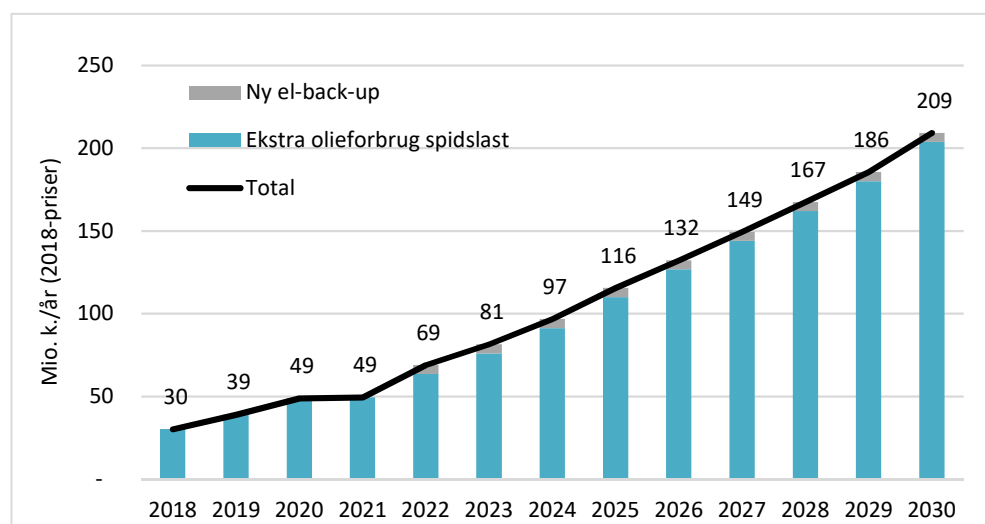
For de samfundsøkonomiske omkostninger til elproduktion fra ny vandkraft er der indregnet følgende:

- Kapitalomkostninger nye investeringer (tunnel, turbiner, kraftstation, transmissionsledning)
- Olieforbrug til spidslast
- Investeringer til øget el-back-up i Nuuk

I den tværgående analyse medtages omkostninger til ny varmeproduktion og ændringer og sparet olieforbrug til konverteringer af olie til opvarmning.

Business as usual

De samlede samfundsøkonomiske omkostninger ved at dække det fremtidige forbrug med olie er voksende frem mod 2030. De årlige samfundsøkonomiske konsekvenser af øget efterspørgsel uden investeringer i ny kapacitet er vist i Figur 29. Som det fremgår stiger omkostninger primært som følge af øget olieforbrug fra ca. 30 mio. kr. i 2018 til 209 mio. kr. i 2030. Knækket i 2021 skyldes indregning af øget affaldsforbrænding, når nettene sammenkobles.



Figur 63. De samlede samfundsøkonomiske omkostninger til at dække elproduktionsbehovet ved en fortsættelse af dagens situation i det moderate scenarie.

De samlede omkostninger over perioden er opsummeret i tabellen nedenfor angivet som den tilbagediskonterede værdi af de totale omkostninger (nutidsværdi) baseret på en samfundsøkonomisk rente på 4%. Her vurderes det,

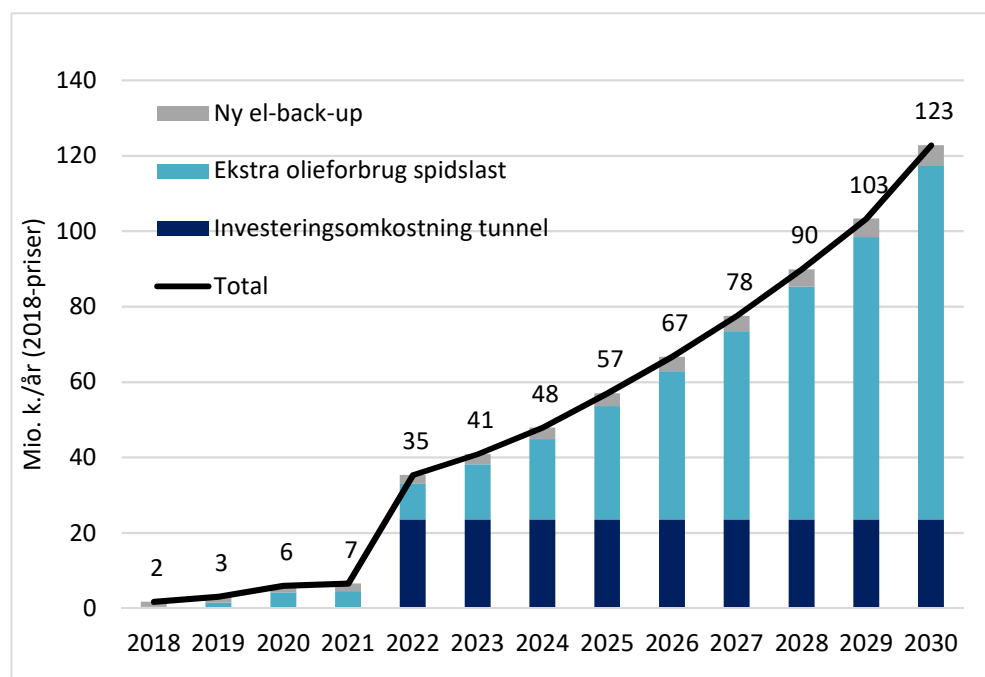
at omkostningerne er 850-1640 mio. kr. over perioden 2018-2030. Dette bruges som sammenligningsgrundlag for øvrige investeringer i ny elproduktion.

Mio. kr. (2018-priser)	Nutidsværdi 2018-2030
Jævn	852
Moderat	974
Accelereret	1.251
Ambitiøs	1.640

Tabel 37. Nutidsværdi af de samfundsøkonomiske omkostninger til elproduktionsbehovet ved en fortsættelse af dagens situation for de 4 scenarier ved en samfundsøkonomisk realrente på 4%

Mulighed 1

De årlige samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med elproduktion i mulighed 1 er vist i Figur 32 nedenfor. I den første del af perioden er omkostningerne meget moderate, fordi overproduktion på de eksisterende værk dækker et fortsat voksende elproduktionsbehov. Vandressourcerne fra den nye sø er så store, at der i årene 2018-2021 kan tillades overproduktion fra det eksisterende værk.



Figur 64. Samfundsøkonomiske omkostninger ved elproduktion i mulighed 2: Investering i tunnel til ny sø i det moderate scenarie

Der er fortsat stigende omkostninger til olieforbrug til spidslastlast, men de samlede samfundsøkonomiske omkostninger er væsentligt reduceret i forhold til BAU-scenariet. De tilbagediskonterede værdier af de totale omkostninger er vist i

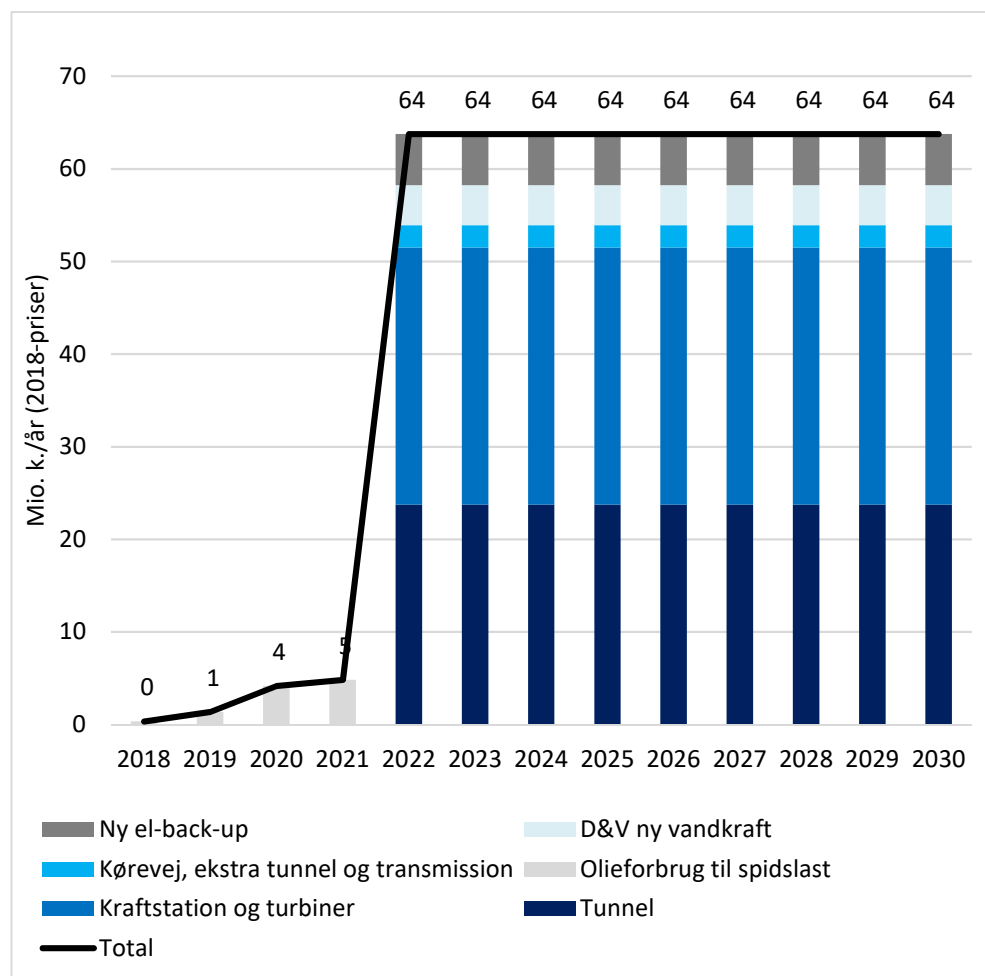
tabellen nedenfor samt forskellen mellem til BAU-scenarie. Investeringen i en tunnel vil kunne betyde, at de samlede omkostninger til elproduktion vil være 490-580 mio. kr. lavere end ved en fortsættelse af dagens situation over perioden 2018-2030 i forhold til en fortsættelse af situationen i dag. Besparelsen varierer ikke ret meget mellem scenarierne, fordi kapacitetsbegrænsningerne på det eksisterende vandkraftværk er den mest begrænsende faktor.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Totale omkostninger ved scenarie	Besparelse sammenlignet med BAU
Jævn	366	517
Moderat	457	486
Accelereret	674	517
Ambitiøs	1,043	577

Tabel 38. Tilbagediskonteret værdi af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger for 2018-2030 ved mulighed 2: Investering i tunnel samt den samfundsøkonomiske besparelse i forhold til BAU-scenariet

Mulighed 2

De årlige omkostninger til ny elproduktion er vist i Figur 35 nedenfor. I den første del er omkostninger lave, fordi det eksisterende vandkraftværk udnyttes til overproduktion. Fra 2022 stiger omkostningerne markant, da hele vandkraftinvesteringen lægges. Efterfølgende er omkostningerne 60-65 mio. kr. årligt.



Figur 65. Årlige samfundsøkonomiske omkostninger ved elproduktion i mulighed 2: Investering i tunnel og udvidelse med 55 MW

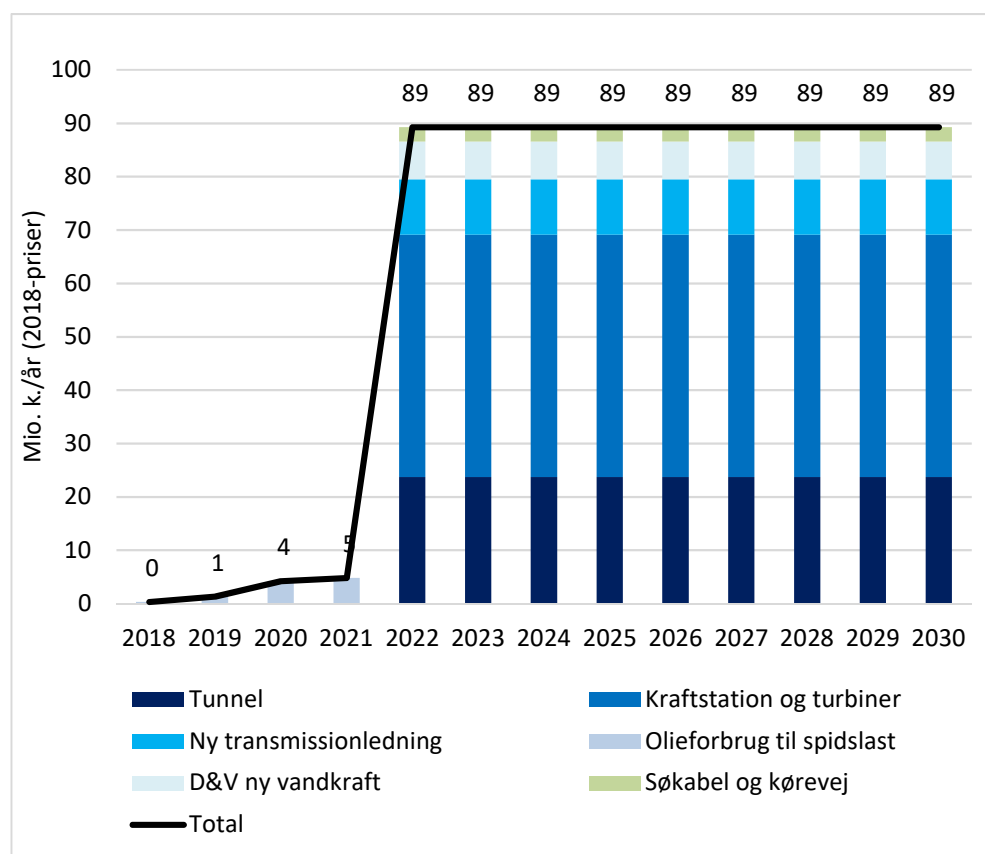
Resultatet af de økonomiske beregninger viser, at mulighed 2 er billigere end mulighed 1 i alle scenarier. I forhold til BAU-scenariet kan der spares 450-820 mio. kr. over perioden 2018-2030. Selv i det jævne scenarie med en lavere stigning i elproduktionsbehovet er lavere, vil det kunne betale sig at investere i en udvidet kapacitet på 55 MW både sammenlignet med BAU og med mulighed 1.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Omkostninger til ny elproduktion	Besparelse sammenlignet med BAU
Jævn	403	559
Moderat	415	449
Accellereret	435	559
Ambitiøs	485	816

Tabel 39. Tilbagediskonteret værdi af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger til elproduktion for 2018-2030 ved mulighed 3: Investering i tunnel og udvidelse med 55 MW

Mulighed 3

De samlede omkostninger til ny elproduktion er over perioden næsten det samme for alle scenarierne. Det skyldes, at vandkraftinvesteringerne er faste omkostninger, der er uafhængigt af produktionen, og der for alle scenarier er tilstrækkelig kapacitet til at dække elproduktionsbehovet og ikke behov for at supplere med olie. Figur 38 viser de årlige omkostninger for perioden 2018-2030 i det moderate scenarie, hvor det fremgår, at elproduktionsomkostningerne efter 2022 er konstante som følge af vandkraftinvesteringerne.



Figur 66. Samfundsøkonomiske omkostninger ved elproduktion i mulighed 3: Investering i tunnel og ny kraftstation ved nedløbet fra Ista-søen med en kapacitet på 90 MW

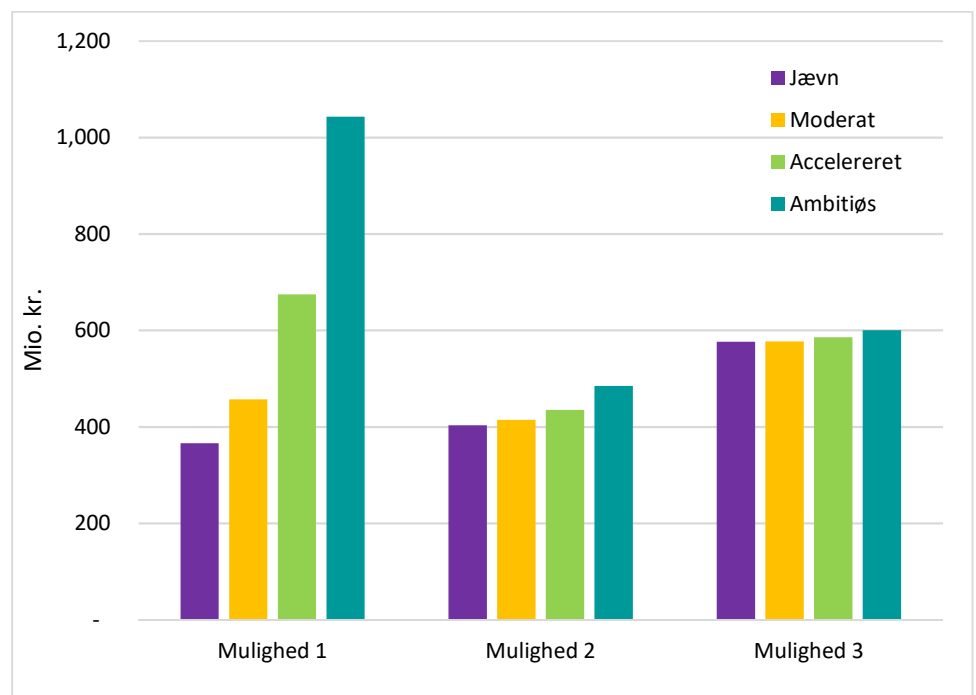
Besparselsen i forhold til BAU varierer imidlertid noget, da variationen i BAU er stor. I forhold til BAU kan der spares 280-670 mio. kr. for perioden 2018-2030. Det er en lavere besparelse end ved mulighed 2, fordi den ekstra investering ikke fører til flere sparede omkostninger. I det jævne scenarie er investeringen så meget større end behovet, som betyder, at BAU og mulighed 3 er ligestillet.

Mio. kr. (2018-priser) Nutidsværdi 2018-2030	Omkostninger til ny elproduktion	Besparelse sammenlignet med BAU
Jævn	576	397
Moderat	577	276
Accelereret	586	397
Ambitiøs	600	666

Tabel 40. Tilbagediskonteret værdi af de samlede samfundsøkonomiske omkostninger til ny elproduktion for 2018-2030 ved mulighed 3: Investering i en tunnel og ny kraftstation med ny kapacitet på 90 MW

Sammenligning af omkostninger

Den samlede økonomi målt som nutidsværdien af de totale samfundsøkonomiske omkostninger for perioden 2018-2030 er vist i Figur 41 nedenfor frem til 2030. Når der investeres i fuld kapacitet (dvs. 55 MW i mulighed 2 og 90 MW i mulighed 3) vil mulighed 2 give de laveste samfundsøkonomiske omkostninger til ny elproduktion. Det skyldes, at kapaciteten og dermed kapitalomkostningerne over perioden er lavere og passer bedre til fremskrivningerne af nyt elproduktionsbehov.



Figur 67. Nutidsværdi af de totale samfundsøkonomiske omkostninger ved investeringer i ny vandkraft i de 3 muligheder