

Gate2GreenGrid

Energifællesskab i en Erhvervspark



Abstract

Gate2GreenGrid-projektet har undersøgt businesscasen i at etablerer et enten virtuelt eller fysisk energifællesskab med ti virksomheder omkring Port of Aalborg. I samarbejde med konsulenthuset Transition ApS er der indsamlet energidata fra virksomhederne og fra eksterne kilder. Den indsamlede data er blevet brugt til at lave en simulering af energiforbruget, så der kunne designes og dimensioneres et passende fysisk og virtuelt energifællesskabssystem med solceller og batterier. Projektet fandt, at man med et virtuelt eller fysisk energifællesskab i 2024 kunne have sparet omkring 12 mio. kr. på elregningen, reduceret CO₂-udledning med 1.200 tons og aflastet elnettet med 7.300 MWh. Nedenstående viser de overordnede resultater for et energifællesskab med et virtuelt eller fysisk microgrid.

Virtuelt Microgrid Prisstyring

The diagram illustrates a virtual microgrid architecture. It features a central '10 kV Microgrid' block. This block is connected to several buildings, each represented by a yellow house icon with a blue roof. The buildings are connected to the microgrid via lines. Below the central block, there is a '10 kV Distribution' block, which is also connected to the central microgrid. The entire system is labeled 'Virtuelt Microgrid'.

Konklusion

- Store beregnede besparelser – både økonomisk og CO₂-mæssigt
- Mellem risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Adskillige scenarie giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed som det ser ud nu – men det vurderes et potentielt snart være en mulighed for 10 kV
- Et virtuelt microgrid er overordnet set en udmærket økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

Resultat – Virtuelt Microgrid

	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
Årlige udgifter	544.920 kr./år	767.380 kr./år	989.840 kr./år
Besparelse simulering – BC2.1		11.581.980 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC2.1	11.037.060 kr./år	10.814.600 kr./år	10.592.140 kr./år
Simpel TBT simulering – BC2.1	9 år	10,5 år	12 år
Besparelse simulering – BC2.1F		12.618.670 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC2.1F	12.073.750 kr./år	11.851.290 kr./år	11.628.830 kr./år
Simpel TBT simulering – BC2.1F	8 år	9,5 år	11 år

Diskonteringsfaktorer – Virtuelt Microgrid

Best Case	Normal Case	Worst Case
4%	6%	8%
Afbetalingstid ->		25 år

Resultat – NPV-resultater efter 25 år

Scenarie	Værdi efter 25 år BC2.1	Værdi efter 25 år BC2.1F
Best case	70.914.300 kr.	86.486.700 kr.
Normal case	25.410.800 kr.	37.913.100 kr.
Worst case	-10.077.000 kr.	169.700 kr.

Fysisk Microgrid Prisstyring

The diagram illustrates a physical microgrid architecture. It features a central '10 kV Microgrid' block. This block is connected to several buildings, each represented by a yellow house icon with a blue roof. The buildings are connected to the microgrid via lines. Below the central block, there is a '10 kV Distribution' block, which is also connected to the central microgrid. The entire system is labeled 'Fysisk Microgrid'.

Konklusion

- Store beregnede besparelser – både økonomisk og CO₂-mæssigt
- Stor risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Kun Best Case Scenario giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed som det ser ud nu
- Et fysisk microgrid er overordnet set en tvivlsom økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

Resultat – Fysisk Microgrid

	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering	147.558.900 kr.	172.671.400 kr.	197.783.900 kr.
Årlige udgifter	265.200 kr./år	432.320 kr./år	744.920 kr./år
Besparelse simulering – BC1.1		12.384.510 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC1.1	12.119.310 kr./år	11.952.190 kr./år	11.639.590 kr./år
Simpel TBT simulering – BC1.1	12 år	14,5 år	17 år
Besparelse simulering – BC1.1F		13.117.070 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC1.1F	12.851.870 kr./år	12.684.750 kr./år	12.372.150 kr./år
Simpel TBT simulering – BC1.1F	11,5 år	13,5 år	16 år

Diskonteringsfaktorer – Fysisk Microgrid

Best Case	Normal Case	Worst Case
5%	7,5%	10%
Afbetalingstid ->		25 år

Resultat – NPV-resultater efter 25 år

Scenarie	Værdi efter 25 år BC1.1	Værdi efter 25 år BC1.1F
Best case	22.142.800 kr.	31.975.800 kr.
Normal case	-36.689.300 kr.	-29.093.200 kr.
Worst case	-83.755.300 kr.	-77.710.300 kr.

Det virtuelle energifællesskab viste sig at være det mest rentable, men etableringen af energifællesskabet forhindres indirekte af, at store virksomheder ikke må deltage, og direkte af, at der ikke eksisterer en kollektiv tarifiering på 10 KV-niveau. Derfor vil etableringen af et energifællesskab i erhvervsparken kræve, ændringer i den eksisterende lovgivning eller at der bliver etableret en regulatorisk frizone.

Indholdsfortegnelse

Abstract	1
1 - Indledning.....	4
2 - Dataindsamling.....	6
2.1 - Generelle data	6
2.2 - Virksomhedsdata	7
2.2.1 - Behovsafdækkende interviews.....	8
2.3 - Fejlkilder/usikkerheder	8
2.4 - Følsomhedsanalyse for solenergi	10
2.5 - Sammenligning af strålingsintensitetsdata fra NASA og JRC	10
3 - Simuleringsværktøj	12
3.1 - Energifællesskab - microgrid	12
3.2 - Prioritering af el	13
3.3 - Salg af strøm fra solceller og batteri.....	13
3.4 - Output.....	13
3.5 - Begrænsninger	14
4 - Design af energifællesskabssystemer	15
4.1 - Energifællesskab med Fysisk microgrid, Island-mode	15
4.1.1 - Lokal tarifiering og kapacitet i 60/10 Transformerstationer	16
4.1.2 - Komponentliste	17
4.2 - Antagelser/fejlkilder ved etablering af fysisk microgrid	19
4.2.1 - Fysisk placering af virksomheder	19
4.2.2 - Juridiske udfordringer	20
4.2.3 - Direkte overtagelse af eksisterende 10 kV-net	20
4.3 - Energifællesskab med virtuelt microgrid	21
4.3.1 - Lokal tarifiering	22
4.3.2 - Komponentliste til Virtuelt Microgrid.....	22
4.4 - Antagelser/fejlkilder ved etablering af virtuelt microgrid	23
4.4.1 - Samtidighed ved forbrug.....	23
5 - Driftsscenarioer	24
5.1 - Styring efter pris	24
5.2 - Styring efter CO ₂ -udledning.....	25

6 - Business Case - fysisk og virtuelt energifællesskab	26
6.1 - Generelle forudsætninger for businesscases	26
6.2 - Baseline for virksomheder.....	27
6.3 - Business Case 1: Fysisk Energifællesskab.....	27
6.3.1 - Investeringer og udgifter ved fysisk energifællesskab	28
6.3.2 - BC 1.1 Styring efter elpris.....	28
6.3.3 - BC 1.1F Styring efter elpris - fremtidsscenarie	33
6.3.4 - BC 1.2 Styring efter CO ₂ -udledning	37
6.3.5 - BC 1.2F Styring efter CO ₂ -udledning - fremtidsscenarie.....	42
6.3.6 - Business Case 1 - Opsummering.....	46
6.4 - Business Case 2: Virtuelt Energifællesskab	47
6.4.1 - Investeringer og udgifter virtuelt energifællesskab	47
6.4.2 - BC 2.1 Styring efter elpris.....	48
6.4.3 - BC 2.1F Styring efter elpris - fremtidsscenarie	53
6.4.4 - BC 2.2 Styring efter CO ₂ -udledning	57
6.4.5 - BC 2.2F Styring efter CO ₂ -udledning - fremtidsscenarie.....	62
6.4.6 - Business Case 2 - Opsummering.....	66
6.5 - Sammenligning af Business Case 1 og 2.....	68
6.5.1 - Ekstra business case – Optimale forhold	69
6.6 - BC2.1F2 – Optimale forhold	69
6.6.1 - Besparellestabel med investering og TBT	71
6.6.2 - Delkonklusion.....	71
7 - Juridiske udfordringer for etableringen af et energifællesskab i en erhvervspark	72
8 - Konklusion.....	73
9 - Formidling af projektet.....	74

1 - Indledning

Denne rapport omhandler Gate2GreenGrid-projektet, som har undersøgt hvorvidt et energifællesskab i erhvervsparken ved port of Aalborg, kan give medlemmerne miljømæssige og økonomiske fællesskabsfordele. Ti virksomheder har deltaget i projektet. Virksomhederne har givet projektpartnerne adgang til deres energiforbrug fra 2024 og deltaget i interviews. Projektet har undersøgt ovenstående ved først at simulere effekterne af et lokalt energifællesskab på baggrund af virksomhedernes forbrug i 2024. Med udgangspunkt i simuleringen af forskellige systemer og scenarier, blev der udarbejde businesscases på investeringen og driften af systemerne, under forskellige omstændigheder.

Hvad er et energifællesskab?

Et energifællesskab er en juridisk enhed som skal bane vejen for mere lokalt engagement i den grønne omstilling. Et energifællesskab gør det muligt at gå sammen om investering, ejerskab og udnyttelse af vedvarende energiproduktion og energilagring. I teorien giver energifællesskabet økonomiske fordele (i form af billigere transporttariffer, risikospredning og billigere energi), miljømæssige fordele (større kontrol over typen af energi der forbruges og bedre udnyttelsesgrad af lokal produktion), og samfundsmæssige fordele (aflastning af det kollektive energinet og balanceringsydelser). Den grønne omstilling og Danmarks mål om en reduktion på 70% i CO₂-udledningen inden 2030 betyder, at mange processer og produkter skal elektrificeres. Udover en større vedvarende energiproduktion kræver elektrificeringen massive investeringer i energinfrastruktur. Igennem decentralisering og spredning af investeringer, kan energifællesskaber være med til at sikre en effektiv og fair udvikling af infrastrukturen.

Hvorfor er et Energifællesskab relevant for en erhvervspark?

Erhvervsparken beliggende ved Aalborg Havn er et område, hvor der bliver brugt store mængder energi, og disse mængder forventes kun at stige i fremtiden. Dette projekt er blevet udtænkt og gennemført, fordi havnen ser det som sit ansvar at være opdateret på den nyeste viden om de underliggende infrastrukturessystemer, der understøtter erhvervsparkens eksistens, så man kan være på forkant med udviklingen, og sikrer at erhvervsparkens infrastruktur er gearet til at imødekomme fremtidens behov. Derfor undersøger Gate2GreenGrid-projektet businesscasen og mulighederne for, at en erhvervspark i det nordjyske selv tager ansvaret for at realisere den infrastruktur, som er nødvendig for at lykkes med omstillingen uden at overbelaste det kollektive el-net.

Hvordan virker energisystemet og hvorfor er energifællesskaber relevante?

Energisystemet er en uhyrlig kompliceret og ofte overset maskine. Energisystemet er fundamentet, der muliggør vores moderne livsstil, og trods dette er der forbavsende få mennesker, der ved, hvordan der kommer strøm i stikkontakten. Systemet, der sikrer strøm i stikkontakten, kan forklares i en simplificeret udgave med analogien om et badekar.

Energinet kan anskues som et badekar, hvori der hældes energi i, i stedet for vand. Energien kan både komme fra vedvarende energikilder; sol og vind, og fossile energikilder; olie, kul og gas. Ligesom koldt og varmt vand blandes i badekarret, blandes vedvarende- og fossilenergi i

energisystemet. Derfor kan vi heller ikke adskille vedvarende- og fossilenergi, men blot konstatere mængden af energi og hvor stor en andel af energien, der kommer fra henholdsvis vedvarende og fossile energikilder. Dette er energimikset i badekarret, og det ændrer sig time for time, både afhængig af hvor meget der produceres men også af hvor meget der forbruges.

I badekarret, som symboliserer vores energisystem, skal der altid være 50 liter vand. Hvis der er mere eller mindre vand, så risikerer energisystemet at bryde sammen. Derfor skal der altid være balance imellem forbrug og produktion. Til at sikre balancen, reserveres der en vis mængde kapacitet, som kan bruges til at op- og nedregulere mængden af vand. Med udgangspunkt i analogi om et badekar, undersøger dette projekt om det giver mening at lave et lille badekar, som har forbindelse til det store kollektive badekar; enten fysisk eller virtuelt: både i forhold til økonomi, bæredygtighed og aflastning af det kollektive elnet.

2 - Dataindsamling

Dette afsnit vil gennemgå den data, der er indsamlet og brugt i simuleringen af energifællesskabet, samt hvordan og hvorfor det er indsamlet. Afsnittet er inddelt i virksomhedsspecifikt data og generelt data. Den virksomhedsspecifikke data består af information om virksomheder i området, og de generelle data er indhentet fra eksterne kilder. Dataene er blevet brugt til at lave beregningerne i simuleringen. Dataindhold, indsamlingsmetode og betydning forklares i dette afsnit. Ydermere indeholder afsnittet en gennemgang af fejlkilder og en følsomhedsanalyse ift. rigtigheden af den anvendte solcelle data.

2.1 - Generelle data

Data	Kilde	Indhentningsmetode	Betydning for projektet
Spotpriser på elektrisk energi i hver time i 2024	Energinet via Energidataservice	Dataene er downloadet som CSV-fil fra energidataservice. Priserne er derefter omdannet til kvarters opløsning.	Denne data er fuldstændigt afgørende for projektets resultat. Spotprisen varierer meget hen over døgn og år, så den er derfor vigtig at have så præcis som mulig.
CO ₂ eq for elektrisk energi i 2024 – opløst i 5-minutters intervaller	Energinet via Energidataservice	Dataene er downloadet som CSV-fil fra energidataservice. CO ₂ eq er derefter omdannet til kvarters-opløsning.	Denne data er fuldstændigt afgørende for projektets resultat. CO ₂ eq'en varierer meget hen over døgn og år, så den er derfor vigtig at have så præcis som mulig.
Systemydelse: <i>FCR</i> , <i>mFRR</i> og <i>aFRR</i>	Energinet via Energidataservice	Dataene er downloadet som CSV-fil fra energidataservice. Priserne er derefter omdannet til kvarters-opløsning.	Denne data er god at have med, da den i sidste ende påvirker prisen, der kan fås for at levere systemydelse. Det er en lille andel ift. det fulde beløb.
Systemtarif	Energinet	Denne er vurderet som fastpris efter research	Denne pris er god at have med, da den påvirker den samlede indkøbspris, selvom det er en relativt lille andel.
Net tariffer i forskellige kategorier	N1	Disse er indhentet fra N1's hjemmeside, hvor de forskellige tariffkategorier er forklaret. Priserne er	Da disse varierer ret meget hen over døgn og sæsoner, er det et godt perspektiv at have med, da den påvirker indkøbspris i forskellige grader

		derefter tilpasset de forskellige tidspunkter på året. Nettariffer er faldet i 2025 ift. 2024.	hen over året. Det er ligeledes en god indsigt at have med, hvor stor en forskel der er hen over de forskellige kategorier.
Produceret effekt af 1 kWp anlæg. Dette er specifikt i det pågældende område	JRC Europa Europæisk PVGIS-database	Dataene er downloadet som CSV-fil, efter specificering af placering samt hældning og orientering af anlægget.	Denne data er god at bruge som estimering af, hvor meget energi et anlæg vil producere på den givne lokation. Der anvendes 1 kWp, så det er muligt at gange det op med den nødvendige installeret effekt. OBS – Der er kun 2023-data tilgængelig. Der er derfor lavet en følsomhedsanalyse på solskins-dataene.
Priser på installation af solceller inkl. inverter.	Virksomhedsreference	Priserne er indhentet i forbindelse med tidligere projekter, der ligeledes omhandlede store solcelleanlæg	Denne data er vigtig for den samlede vurdering af businesscasen - da det påvirker tilbagebetalingstiden.

Tabel 1 – Generelle data

2.2 - Virksomhedsdata

Virksomhederne blev kontaktet ved projektets opstart for at få tilkendegivelse af deres interesse og deltagelse i projektet. Ved kontakten er der blevet efterspurgt meterdata for deres elforbrug i 2024, samt hvilken tarifgruppe, de hver især hører under. Der er i samme ombæring lavet research, med henblik på at klargøre, hvor meget tagareal de hver især har tilgængeligt til at etablere solceller. Dette er gjort ved indhentning af satellit-fotos og derved opmålt frit tagareal. Der var i 2024 et samlet elforbrug på ca. 32 GWh hos de 10 virksomheder, der blev indsamlet data fra. Ligeledes er der i de indledende samtaler spurgt ind til specifikke ønsker og behov fra virksomhederne ift. idéen om et energifællesskab.

2.2.1 - Behovsafdækkende interviews

Under udarbejdelsen af projektet, har der været dialog med de involverede virksomheder, med henblik på at afdække hvilke ønsker og interesser, de selv har i projektet – samt hvilke potentielle bekymringer/udfordringer de kan se.

Overordnet set har de deltagende virksomheder set positivt på ideen om et energifællesskab. Der er generelt også positive tanker om de økonomiske og CO₂-mæssige besparelser, der forventes at kunne realiseres med et energifællesskab.

En af de større virksomheder i projektet pointerede, at forsyningssikkerheden er det, der vægter absolut højest, fremfor økonomiske og CO₂-mæssige besparelser. Dertil vægtede virksomhederne generelt tilbagebetalingstider på 4-5 år, for at et stort projekt som dette ville være interessant at tage del i. Årsagen hertil er, at virksomhederne ser store usikkerheder i at lave investeringer, hvor gevinsten ligger for langt ude i fremtiden. Dette gælder især ved store investeringer, som et projekt som dette må forventes at medføre.

Der er ligeledes udtrykt bekymringer om, at det vil være udfordrende rent administrativt at håndtere et stort fælles projekt på tværs af mange virksomheder. Også selvom indgåelsen i et fællesskab bidrager med risikospredning. Det er særligt bekymringer ift. håndtering af økonomi, ansvar og drift, der pointeres ift. et fællesskab, hvor adskillige virksomheder af forskellige størrelser og arter skal blive enige om noget fælles. Ligeledes bekymringer om, hvad der ville ske, hvis en virksomhed ønsker at trække sig, efter at energifællesskabet er etableret og er i drift.

Der er nævnt stor interesse for at inkludere vindmøller i energifællesskabet, samt undersøge muligheden for at etablere varmesymbioser, da potentialet for dette også vurderes stort i området. Nogle af virksomhederne ser også brandingmæssige og strategiske fordele i at indgå i et energifællesskab. Der er også nogle af virksomhederne, der har nævnt, at de rent forsikringsmæssigt kan se udfordringer ved at etablere solceller på egne tagarealer, hvorfor dette også ville kunne være en potentiel forhindring.

Overordnet set er der altså positive tanker om idéen energifællesskab, men der er også udtrykt bekymringer/udfordringer, der især vedrører den administrative del i at mange virksomheder skal blive enige om en struktur og drift af fællesskabet.

2.3 - Fejlkilder/usikkerheder

Dette afsnit vil afdække hvilke forhold, datapunkter, beregninger, antagelser osv. der kan påvirke projektet, og i hvilken grad det vil. Det vil ligeledes vurderes, hvor afgørende denne fejlkilde potentielt kan være.

Tabellen nedenfor oplister de identificerede fejlkilder i projektet, med en tilhørende vurdering af deres påvirkning på projektet (lav, middel eller høj). Ligeledes beskrives handlinger, der er udført, for at modvirke og sikre mod denne fejlkilde.

Beskrivelse af fejlkilde	Vurdering af alvorlighed	Modvirkende handling
Solcelledata. Den i projektet anvendte data for produceret solenergi er hentet fra 2023, da dette er den seneste tilgængelige udgave. Dette betyder, at simuleringen lige nu tager udgangspunkt i solcelleproduktion fra 2023 i stedet for 2024.	Høj	Her bør der laves en følsomhedsanalyse, hvor der anvendes 2024-vejrdato til at sammenligne med den indhentede solcelledata fra 2023. Der skal her laves en vurdering af, hvor langt fra hinanden de er.
Avancepriser på el fra virksomhederne. Der er valgt at se bort fra den pris, der tilføjes spotpris ved afregning til virksomheder. Dette skyldes, at det ikke har været muligt at indhente retvisende data på dette.	Lav	Det vurderes, at denne avance er en så lille andel af den samlede indkøbspris, at den godt kan ses bort fra.
Simuleringsdesignet. Simuleringen er lavet ud fra det grundlag, at dataene allerede er kendt på forhånd.	Middel	Simuleringsdesignet kan vælges at blive lavet, hvor det hele tiden kigger 24 timer frem i tiden. Dette vil være tæt på at være muligt i virkeligheden, da spotpriser udgives på 24-timers basis. Her vil den dog altså skulle vurdere forbrug pba. tidligere års forbrug, og altså ikke på reelt forbrug.
Tagarealer. Disse er skønsmæssigt vurderet, og ikke nøje opmålt. Dette skyldes, at der på mange tage er forskellige forhindringer (fx ovenlysvinduer eller solceller) der optager plads. Denne plads er derfor vurderet og trukket fra.	Lav	Dette vurderes ikke at have tilstrækkelig betydning til at korrigere for det. Der er ekstra plads på tilstødende landområde, hvis tagarealer ikke er tilstrækkelige.

Tabel 2 – Fejlkilder med vurdering af påvirkning på projektet

2.4 - Følsomhedsanalyse for solenergi

I projektet anvendes data fra JRC's (Joint Research Centre) PVGIS-værktøj gennem dette link: [JRC](#). Dette bruges til at estimere produktionen af solenergi over et år på netop det givne sted. Dette sammenlignes med forbruget hos de involverede virksomheder, for at kunne vurdere, hvor stor en andel af den producerede solcelleenergi, der direkte kan dække forbruget.

Det er dog kun muligt at lave et time-opløst dataudtræk fra siden fra 2023. Der er taget kontakt til JRC, som oplyser, at de regner med at have data for 2024 og 2025 tilgængeligt i start 2026. Lige nu sammenlignes derfor forbrug fra 2024 med solcelleproduktion fra 2023.

Denne analyse vil derfor klargøre, hvor stor en indflydelse dette har på projektets validitet.

Dette er gjort på følgende måde: Der hentes strålingsintensitetsdata fra NASA, hvor det er muligt at hente fra både 2023 og 2024. Her er der en beregningsmetode til solcelleproduktion, der hedder PVWATTS, som er en mindre detaljeret, mere overordnet beregningsmetode end den anvendte i JRC. Her sammenlignes dataene fra 2023 og 2024 til at vurdere, hvor stor difference der er mellem de to år. Det er blevet drøftet, at en varians på op til 5% er acceptabel, imens det stadig skal vurderes, om tidspunkterne for produktion varierer markant.

2.5 - Sammenligning af strålingsintensitetsdata fra NASA og JRC

For at undersøge forskellen i data fra 2023 og 2024 benyttes data fra NASA, som er hentet fra følgende link: [NASA](#). Her er hentet data for irradiance fra 2023 og 2024, som er strålingsintensitet på en bestemt lokation i W/m². Strålingsintensiteten omregnes til timelig produktion af energi i kWh ved hjælp af PVWATTS modelligning:^[1]

$$P_{AC} = P_{STC} * \left(\frac{G_{POA}}{1000} \right) * \left(1 + \gamma * (T_{cell} - T_{ref}) \right) * f_{loss}$$

Med modelligningen udregnes den timelige produktion med de hentede data fra henholdsvis JRC/NASA og med følgende konstanter:

Titel	Værdi
g	-0,004
f _{loss}	0,8
P _{STC} (kWp)	16500
T _{ref} (°C)	25

Tabel 3 – Konstanter til udregning af den timelige produktion med dertilhørende værdier

Dermed fås den samlede produktion over et år ved benyttelse af modelligningen på de forskellige datasæt:

^[1] <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/pvwatts-version-5-manual>

Database	Samlet produktion (kWh)
JRC 2023	16.750.568,34
JRC 2023 (PVWATTS metode)	17.268.756,16
NASA 2023 (PVWATTS metode)	14.438.540,07
NASA 2024 (PVWATTS metode)	13.978.177,49

Tabel 4 – Samlet produktion (kWh)

Forskellen mellem NASA-data fra 2023 og 2024 sammenlignes for at undersøge afvigelsen. Denne bruges til at validere brugen af JRC 2023 solcelleproduktion på 2024 forbrugsdata.

Difference mellem NASA 23 og NASA 24 (kWh)	460.362,58
Relativ difference	3,19 %

Tabel 5 – Difference

Afvigelsen mellem 2023 data og 2024 bestemmes altså til **3,19 %** ved at sammenligne strålingsintensitetsdata (W/m^2) for Aalborg Havn fra NASA's platform.

Konklusion

På baggrund af det undersøgte er det konkluderet, at der ikke er stor forskel på 2023 og 2024, rent produktionsmæssigt. Der er forskel på JRC og NASA's beregningsmetode for solcelleproduktion – men dette er der ligeledes taget højde for ved at bruge NASA's beregningsmetode på dataene downloadet fra JRC, hvor resultatet ikke differentierer sig synderligt heller. Det kan konkluderes, at det ikke er en stor fejlkilde at anvende 2023-data for solindstråling kontra 2024 data.

3 - Simuleringsværktøj

Der er udarbejdet et simuleringsværktøj i Excel til at simulere de designede microgrid-systemer med solceller og batteripakke. Der tages udgangspunkt i virksomhedernes elforbrug i 2024. Værktøjet viser, hvad der kunne være sparret på el-indkøb, tariffer og CO₂e-udledning, hvis man i 2024 havde haft det system, der simuleres.

Baseline

Der er lavet en baseline med udgangspunkt i virksomhedernes elforbrug i 2024, opløst på kvarters basis. Ud fra virksomhedernes elforbrug og indkøbsprisen for el, er den samlede pris for elforbrug i 2024 beregnet.

Indkøbsprisen for el er beregnet som summen af følgende priser:

- Spotpris
- Net-tarif, b-høj
- Tarif til Energinet
- (evt. CO₂-afgift)

3.1 - Energifællesskab - microgrid

I simuleringsværktøjet indgår både simulering af et virtuelt og et fysisk energifællesskab. I begge systemer indgår der solceller samt en batteripakke som en del af løsningen. Solcellesystemet er dimensioneret ud fra tilgængeligt tagareal og forbrugsmønster, og batteripakken er dimensioneret ud fra forbrug.

I de simulerede energifællesskaber benyttes samme priser for køb af el fra elnettet som i baseline. Når el flyttes rundt blandt solcellerne, batteriet og virksomhederne, benyttes en tarif, som er skønnet og beregnet som summen af følgende:

Fysisk microgrid:

- Net-tarif, a-høj (svarer til ca. 20% af b-høj)

Virtuelt microgrid:

- 34,3% af Net-tarif, a-høj
- Tarif til Energinet

Da ovenstående systemer ikke eksisterer i virkeligheden, eksisterer der heller ikke en tarifieringsmodel, hvorfor modellen er vurderet.

Net-tariffen i det fysiske system er sat tilsvarende A-høj, da denne tarifgruppe lige nu er kunder, der er koblet på 10 kV net. Det vurderes derfor at være et realistisk skøn. Her betales der ikke tarif til Energinet, mens strømmen deles mellem virksomheder, da energifællesskabet her er koblet fra nettet.

Tarifieringen til det virtuelle system er baseret på den rabat, der lige nu tales om at give til C-kunder i virtuelle net fra 2026. Her betales der dog sideløbende tarif til Energinet, da det virtuelle energifællesskab ikke er fysisk udkoblet fra nettet.

3.2 - Prioritering af el

I de simulerede systemer dækkes virksomhedernes elforbrug først af den producerede solcellestrøm. I simuleringsværktøjet beregnes den producerede solcellestrøm opløst på kvarters basis pba. dataudtræk fra JRC, som beskrevet i afsnittet om dataindsamling. Hvis der er en overproduktion af solcellestrøm, lagres den resterende el i batteriet. Hvis batteriet er fyldt, og der stadig er solcellestrøm til overs, sælges denne til elnettet.

Når der ikke produceres solcellestrøm, eller der er et højere elforbrug end solcellerne kan dække, dækkes forbruget af el fra elnettet, når det er billigst (altid defineret ud fra de kommende 24 timer). Hvis elprisen ikke er billigst, dækkes forbruget af el lagret i batteriet. Hvis der ikke er tilstrækkeligt med el på batteriet til at dække forbruget, dækkes det i stedet af elnettet. I forhold til elpriser, kigges der 24 timer frem, da det antages, at elpriserne samt forbrug de næste 24 timer til en hver tid kendes. I virkeligheden vil spotpriserne kendes fra ca. middagstid 24 timer frem.

3.3 - Salg af strøm fra solceller og batteri

Hvis der er solcellestrøm til overs, efter forbruget er dækket og overskydende el er fyldt på batteriet, sælges denne til elnettet. Der sælges overskydende el fra batteriet, hvis indkøbsprisen for el er høj og forbruget de næste 24 timer kan dækkes af solceller og/eller resterende strøm fra batteriet.

3.4 - Output

Simuleringsværktøjet kan styres efter to scenarier. Der kan styres efter enten største prisbesparelse eller største besparelse i CO₂e-udledning. For begge scenarier beregnes følgende resultater:

- Samlet investeringspris
- Økonomisk besparelse
- Simpel tilbagebetalingstid
- CO₂e-besparelse

Den samlede investering dækker over følgende:

- Investeringspris for solcelleanlæg inkl. inverter
- Investeringspris for batteripakken
- Øvrige investeringer til microgrid, fx tilkobling, PCC, styresystem, beregninger og net med transformer.

Investeringspriserne er skønnet ud fra andre cases, og forklares mere nærgående i næste afsnit, "Udvikling af systemdesigns- og styringsscenarier".

3.5 - Begrænsninger

Simuleringsværktøjet tager udgangspunkt i forholdene i 2024. Solcelleproduktion, spotpriser, tariffer og virksomhedernes elforbrug i fremtiden kan derfor variere fra forholdene i 2024. Opladning og afladning af batteriet styres ud fra de kendte el-spotpriser fra 2024 samt virksomhedernes forbrug 24 timer frem i tiden fra 2024. I virkeligheden kan forbruget dog ikke kendes 24 timer frem og kan derudover variere fra det forbrug, der var i 2024.

Det antages i simuleringsarket, at solceller og batteripakke har konstant effektivitet over hele året. Skal besparelsen ansues over mange år, vil effektiviteten falde over tid.

Derudover er det i simuleringsarket valgt at ekskludere balanceringsydelser. Dette skyldes usikkerhed omkring, at der er behov for balanceringsydelser, når der er overskud i microgrid'et. Det er testet, hvad den ekstra indtjening på balanceringsydelser vil være, hvis det antages, at der kan indtjenes på dette, hver gang der er mindst 1 MW overskud fra batteri og solceller. Nedenstående tabel viser resultatet ved henholdsvis FCR- og mFRR-ydelser. Disse vil ligeledes berøres i afsnittet omkring business case ved fysisk og virtuelt microgrid.

Solgt FCR-ydelser ved 10 MW batteripakke	Solgt mFRR-ydelser ved 10 MW batteripakke
Ca. 975.000 kr.	Ca. 22.300 kr.

Tabel 6 – Solgte ydelser (FCR og mFRR)

4 - Design af energifællesskabssystemer

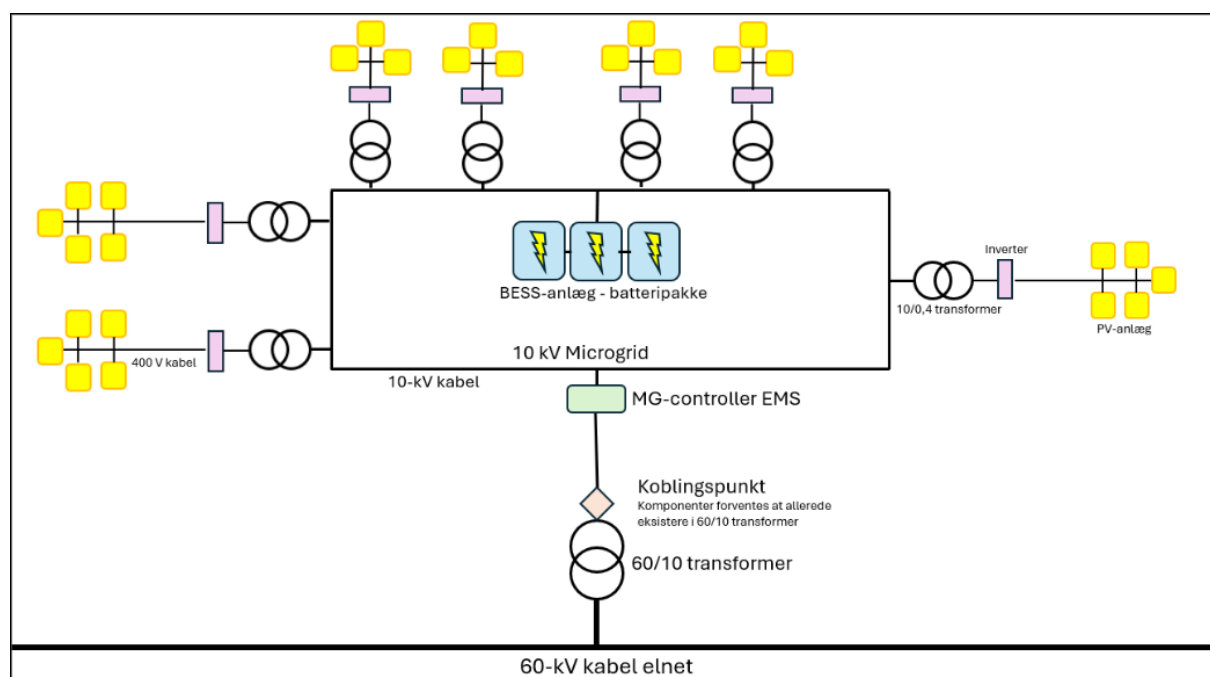
I dette afsnit beskrives forskellen på et fysisk og virtuelt microgrid samt hvilke komponenter, systemerne består af. Ydermere beskrives det, hvordan de to systemer er dimensioneret.

4.1 - Energifællesskab med Fysisk microgrid, Island-mode

I et fysisk microgrid er der fuld fysisk afkobling fra nettet ved brug af en switch. Her vil det være muligt for de involverede virksomheder at drive deres eget elnet i en bestemt tidsperiode. Det dimensioneres efter at kunne trække det vurderede maks. forbrug i 5 timer. Der skal her være optimal opladning og afladning af batteripakken. Hvordan dette præcis gøres, er beskrevet i afsnittet "5 - Driftsscenarioer". Der vil her opnås en besparelse under produktion af solenergi, samt ved at batteripakken oplader fra nettet når strømmen er billig, og/eller når CO₂-udledningen er lav. Der vil betales en intern net-tarif der skal dække vedligeholdelses-omkostninger.

Stregtegningen nedenfor giver et overblik over princippet i et fysisk microgrid.

Det er antaget, at alle virksomheder ligger i samme 10 kV-net, således afkoblingspunktet er på 10 kV-siden af en 60/10 transformer.



Figur 1 - Fysisk microgrid tegning, eget arkiv

Fordele	Ulemper
Fysisk afkobling fra nettet	Høj kapital binding
Stor besparelse på CO ₂ og energi omkostninger	Ikke muligt at gennemføre lovgivningsmæssigt på nuværende tidspunkt
Forsyningsikkerhed for virksomhederne	Øget ansvar fra virksomhederne = De skal selv vedligeholde deres del af nettet. Dette medfører også en forringet forsyningsikkerhed for elnettet.

Tabel 7 – fordele og ulemper ved fysisk microgrid

4.1.1 - Lokal tarifiering og kapacitet i 60/10 Transformerstationer

Der betales tarif når elnettet bruges. Der betales både til Energinet, som system- og transport-tarif, men også til det lokale netselskab, i dette tilfælde N1. Tarifferne til Energinet er faste året rundt, altså ikke tidsbestemte. Tariffen til N1 er tidsbestemt, dvs. den varierer alt efter tid på døgnet og tid på året.

Når man kobler fra det kollektive elnet, og drifter i Island-mode, betaler man ikke tarif for at anvende det kollektive elnet, i og med at man er koblet af det. I dette tilfælde skal der betales en lokal tarif, der skal dække vedligeholdelseskostninger på det lokale net. Der eksisterer ikke på nuværende tidspunkt en tarifmodel, der beskriver dette.

Indtil denne er præcist defineret, tages der udgangspunkt i, at der bruges samme tarif som der lige nu gives til A-høj eller A-lav kunder. Dette er nemlig tilsvarende kunder, der er direkte tilsluttet på 10 kV-nettet. Denne tarifiering er ca. ¼ af beløbet som B-høj/B-lav, med samme adspredelse på tidspunkter og sæsoner.

Kapacitet i 60/10 Transformer

For at få en idé om den reelle ledige kapacitet i elnettet og transformerne, blev den ledige kapacitet i de tre 60/10 transformere, der er i tættest forbindelse med området hvor det fysiske microgrid skal placeres, undersøgt. Der er her tale om transformerne Aalborg Øst, Langerak og Ollerupvej. Disse er fundet på følgende link: [Storymaps.arcgis](https://storymaps.arcgis.com/). nedenstående billeder viser kapaciteten i de tre transformere:

Aalborg øst	Langerak	Ollerupvej
Aktuel ledig kapacitet for tilslutning og indpasning af produktion i distributionsnettet.	Aktuel ledig kapacitet for tilslutning og indpasning af produktion i distributionsnettet.	Aktuel ledig kapacitet for tilslutning og indpasning af produktion i distributionsnettet.
Ledig kapacitet for nye produktionsanlæg med fuld netadgang i MW :	Ledig kapacitet for nye produktionsanlæg med fuld netadgang i MW :	Ledig kapacitet for nye produktionsanlæg med fuld netadgang i MW :
100	0	0
Station:	LRA	OLV
Spændingsniveau i kV:	60/10	60/10
Tilsluttet TSO station:	ÅBØ	ÅBØ
Ledig kapacitet for nye solanlæg med begrænset adgang i MW:	Ledig kapacitet for nye solanlæg med begrænset adgang i MW:	Ledig kapacitet for nye solanlæg med begrænset adgang i MW:
135 - 135	0 - 25	0 - 25

På ovenstående billede ses det, at det kun er Aalborg Øst der har ledig kapacitet. Her er der angivet 100 MW som ledig kapacitet med fuld netadgang. Dette er mere end rigeligt end den vurderede kapacitet, som nettet skal øges med.

4.1.2 - Komponentliste

Overordnede komponenter til Fysisk microgrid			
Komponent	Beskrivelse	Placering	Antal
PCC = Koblingspunkt	Denne har til opgave at koble microgrid fra elnettet	Komponenter forventes at allerede eksistere i 60/10 transformere	1 stk.
Batteripakke	Lagring af produceret energi.	Ét centralt system	1 stk.
Solceller m. inverter	Producerer energi	På de tilgængelige tagflader	12 stk.
Styresystem til microgrid	Software til at styre batteristanden fordelagtigt.	Online platform. Hardware placeret ved PCC	1 hovedsystem
10/0,4 transformere	En del af det eksisterende elnet, der skal overtages ved etablering af fysisk mikronet	Ude ved hver virksomhed – i nogle tilfælde deles flere virksomheder om én 10/0,4 transformer	42 stk.
10 kV-net	En del af det eksisterende net, der skal overtages ved etablering af fysisk microgrid	Forbindelse mellem virksomhederne	9 km ca.
Stykliste med priser fysisk microgrid			
Enhed	Enhedspris	Antal/Mængde	Samlet pris
Eventuelle opgraderinger til 60/10 transformere	1.500.000 kr.	1 stk.	1.500.000 kr.
MG-controller	2.000.000 kr.	1 stk.	2.000.000 kr.
El-beregninger	2.000.000 kr.	1 stk.	2.000.000 kr.
10 kV-net	1.900.000 kr./km	9,4 km	17.860.000 kr.
10/0,4 transformer	1.000.000 kr.	42 stk.	42.000.000 kr.
BESS-anlæg (Batteripakke)	895.200 kr./MW	10 MW	8.952.000 kr.
BESS-anlæg (Batteripakke)	298.400 kr./MWh	41 MWh	12.234.400 kr.
Solcelleanlæg inkl. Inverter-udskiftning	5.250.000 kr./MWp	16,5 MWp	86.625.000 kr.
Samlet pris			173.171.400 kr.

Tabel 8 – Komponentliste til fysisk micro-grid

4.1.2.1 - PCC (Point of common coupling)

Koblingspunktet er 10 kV-siden af en 60/10 transformer. De nødvendige komponenter til udkobling forventes allerede at eksistere i den nuværende transformer, men der er dog sat penge af til at lave evt. ombygninger/opgraderinger. Dette forhold er defineret efter samtale med Schneider Electric.

4.1.2.2 - Solcelleanlæg

Der tages udgangspunkt i, at der installeres solceller på de tilgængelige tagflader på de involverede virksomheder. Der taget udgangspunkt i, at de installeres på flade tage, med fx et ballastsystem og stativ, der har en hældning på 30 grader og er vendt mod syd. Der tages udgangspunkt i monokrystallinske solceller med et systemtab på 14%. Produktionen fra solceller er beregnet vha. JRC's PVGIS, der tager udgangspunkt i SARA3's database med vejrdata fra satellitfotos^[2].

4.1.2.3 - Batteripakke

I det fysiske microgrid tages der udgangspunkt i, at der installeres en samlet batteripakkeløsning. Denne placeres på en central lokation, der kobles til microgrid'et. Der tages udgangspunkt i litium-ion batterier, med en virkningsgrad på 90% og en DOD på 80%. Det har en opladningseffekt på 10 MW, og en kapacitet på 41 MWh. Prisen på denne er defineret efter samtale med Schneider og RESS. Derudover har det en cykluslevetid på 8000 cyklusser.

4.1.2.4 - Styresystem

Styresystem skal kunne styre battericyklussen på baggrund af alle målere i mikronettet. Dette er simuleret i excel-ark, som beskrevet i afsnittet om simuleringsværktøjet. Dette forventes at kunne være AI-styret, der løbende bliver klogere, når den får mere og mere data fra virksomhedernes forbrug. Lige nu tages der udgangspunkt i, at elprisen og forbruget kendes 24 timer frem. I virkeligheden vil den skulle estimere forbruget ud fra tidligere forbrugsmønstre, hvorfor battericyklussen vil kunne styres mindre præcist.

4.1.2.5 - 10 kV net

Der tages her udgangspunkt i, at det eksisterende net på 10 kV siden af en 60/10 transformer overtages. Dvs. kabler og 10/0,4 kV transformerne skal købes. Prisen på 10/0,4 transformere er estimeret efter samtale med Schneider Electric, og prisen på 10 kV kabler er estimeret efter samtale med Bravida. Priserne er uden installation, i og med at de allerede ligger i jorden. Der er ligeledes ikke taget højde for, at der evt. kan opnås en rabat ved overtagelse af net, i og med at værdien er faldet over tid.

4.2 - Antagelser/fejkilder ved etablering af fysisk microgrid

Dette afsnit vil gennemgå de antagelser der er lavet, for at kunne visualisere et koncept, der lige nu ikke er juridisk mulig at gennemføre.

4.2.1 - Fysisk placering af virksomheder

I løbet af dataindsamlingen er samtlige virksomheder i området omkring Langerak 15 og Østhavnen kontaktet. Der er ligeledes enkelte virksomheder syd for dette, der er kontaktet.

Efter dataindsamlingen er det konstateret, at for at et fysisk microgrid vil kunne lade sig gøre, er deltagerne i det nødt til at være placeret strategisk. Her er det vurderet, at det giver bedst mening, hvis det er alle aftagere på hele nettet på 10 kV-siden af en 60/10 transformer.

De virksomheder, der er hentet data fra, er sporadisk tilknyttet de tre førnævnte transformere, nemlig Langerak, Aalborg Øst og Ollerupvej.

Det er derfor valgt at tage udgangspunkt i, at den indhentede forbrugsdata er tilsvarende forbrugt for den samlede mængde virksomheder, der er placeret i 10 kV-nettet tilknyttet den ene af 60/10-transformerne. Grundet spørgsmålet om kapacitet, som er forklaret i 4.1.1 tages der udgangspunkt i Aalborg Øst. Nedenstående billede viser et satellitfoto, hvor alle virksomheders placering er indtegnet med rødt. Ligeledes er de tre 60/10 transformere indtegnet med lilla.



Figur 2 – Satellitfoto over Østhavnen, indtegnet med virksomheders placering samt 60/10-transformere

4.2.2 - Juridiske udfordringer

Et fysisk microgrid er lige nu ikke juridisk muligt at udføre. Det er derfor valgt at lave undersøgelsen under den forudsætning, at det er lovligt. Der er derfor mange lovgivningsmæssige forhold der skal ændre sig, for at dette overhovedet er muligt. Dette beskrives nærmere i den juridiske analyse.

Af samme årsag er prismodellerne nogle, der ikke eksisterer, hvorfor den reelle etableringspris er umulig at vurdere præcist. Derfor er etableringspris lavet pba. et kvalificeret bud på, hvilke komponenter og elementer der skal indeholdes i et fysisk microgrid.

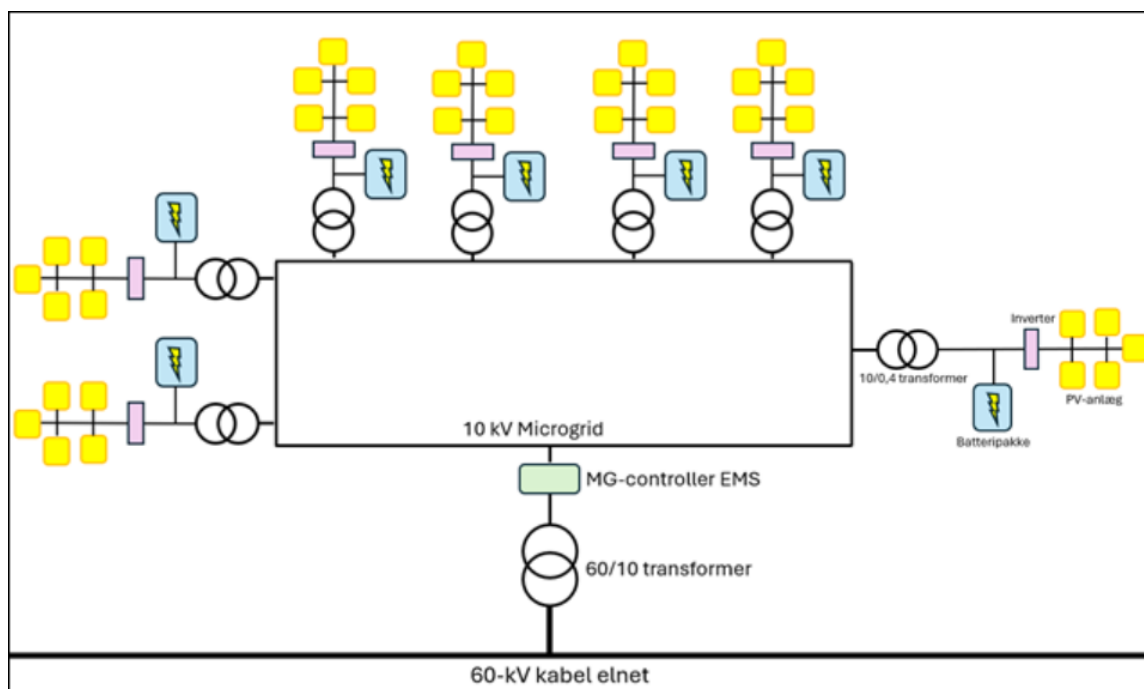
4.2.3 - Direkte overtagelse af eksisterende 10 kV-net

Det er antaget, at det eksisterende 10 kV-net kan overtages, hvis et microgrid bliver muligt. Dvs. at det antages, at nettet ikke skal udbygges med ekstra kabler eller transformere. Dette er gjort, da det ikke har været muligt at bestemme den nuværende effekt-belastning på nettet.

Er denne antagelse fejlagtig, vil business casen forværres, da der her kommer ekstra udgifter til komponenter i selve nettet. Til gengæld er prisen på eksisterende materiel baseret på indkøbspris af ny materiel – da det allerede er etableret, er det bestemt muligt, at den reelle pris ville være lavere.

4.3 - Energifællesskab med virtuelt microgrid

Dette microgrid foregår virtuelt. Dvs. at der via en virtuel platform hentes og leveres strøm til microgrid'et, der matcher elnettet. Her vil det dog hentes og leveres separat ved hver lokation, men det vil styres som en samlet enhed, via en virtuel platform. Her skal der dimensioneres batterier til hver lokation, der passer til den enkelte virksomhed. Samlet set skal der indkøbes et styresystem. I dette system opnår man den fordel, at man betaler en lavere net-tarif fra det lokale netselskab, fordi man deler strømmen virtuelt. Denne tarif er forklaret i næste afsnit.



Figur 3 - Virtuelt microgrid stregtegning, eget arkiv

Fordele	Ulemper
Relativt lav investering	Ingen fysisk afkobling fra net
Mindre kompliceret at gennemføre, både teknisk og lovgivningsmæssigt	Lavere besparelse
Der eksisterer allerede en betalingsmodel for tarifiering, dog kun på 400 Volt net. Det er derfor nærliggende at tænke, at en model for 10 kV ligeledes kan eksistere i fremtiden.	Potentielt skæv fordeling af goder, hvis nogle virksomheder kan ændre i deres forbrugsmønster for at øge fordelene fra nettet.

Tabel 9 – Fordele og ulemper ved virtuelt microgrid

4.3.1 - Lokal tarifiering

Der betales tarif når elnettet bruges. Der betales både til Energinet, som system- og transport-tarif, men også til det lokale netselskab, i dette tilfælde N1. Tarifferne til Energinet er faste året rundt, altså ikke tidsbestemte. Tariffen til N1 er tidsbestemt, dvs. den varierer alt efter tid på døgnet og tid på året.

Der eksisterer lige nu en prismodel for lokal tarifiering ved virtuelle microgrids på 0,4 kV net, men ikke endnu for 10 kV net. Det er derfor valgt at tage udgangspunkt i prismodellen på 400 volt-nettet, når tariffen til 10 kV virtuelt net bestemmes.

Ved den beskrevne prismodel, gives der her rabat fra netselskabet på selve net-tariffen. Der skal til gengæld betales en fast årlig afgift pr. peak-effekt. Betalingen til Energinet er uændret. Den konkrete rabat der gives, er ca. 66% på net-tariffen, og den faste årlige udgift ligger på 600 kr./kW ved 400 Volt. Da effektbetaling falder markant ved højere spændinger, er der valgt at tage udgangspunkt i en effektbetaling på 62 kr./kW.

4.3.2 - Komponentliste til Virtuelt Microgrid

Overordnet komponentliste virtuelt microgrid			
Komponent	Beskrivelse	Placering	Antal
Batteripakke	Lagring af produceret energi.	Ude ved hver virksomhed, sammen med solcelleinverter	12 stk.
Solceller m. inverter	Producerer energi	På de tilgængelige tagflader	12 stk.
Styresystem til microgrid	Software til at styre batteristanden fordelagtigt.	Online platform. Hardware placeret ved PCC	1 hovedsystem
Stykliste med priser virtuelt microgrid			
Enhed	Enhedspris	Antal/Mængde	Samlet pris
BESS-anlæg (Batteripakke)	895.200 kr./MW	10 MW	8.952.000 kr.
BESS-anlæg (Batteripakke)	298.400 kr./MWh	41 MWh	12.234.400 kr.
Solcelleanlæg	5.000.000 kr./MWp	16,5 MWp	82.500.000 kr.
MG-controller	2.000.000 kr.	1 stk.	2.000.000 kr.
Beregninger	2.000.000 kr.	1 stk.	2.000.000 kr.
Samlet			107.686.400

Tabel 10 – Komponentliste til virtuelt microgrid

4.3.2.1 - Solcelleanlæg

Der tages udgangspunkt i, at der installeres solceller på de tilgængelige tagflader på de involverede virksomheder. Der tages udgangspunkt i, at de installeres på flade tage, med fx et ballastsystem og stativ, der har en hældning på 30 grader og er vendt mod syd. Der tages udgangspunkt i monokrystallinske solceller med et systemtab på 14%. Produktionen fra solceller er beregnet vha. JRC's PVGIS, der tager udgangspunkt i SARA3's database med vejrdata fra satellitfotos^[3].

4.3.2.2 - Batteripakke

I det virtuelle microgrid tages der udgangspunkt i, at der installeres en batteripakke ved hver virksomhed, i direkte forbindelse med solcelleinverterne. Der tages udgangspunkt i litium-ion batterier, med en virkningsgrad på 90% og en DOD på 80%. Anlægget er som sagt spredt ud på alle virksomhederne, og har en samlet opladningseffekt på 10 MW, og en kapacitet på 41 MWh.

4.3.2.3 - Styresystem

Styresystemet skal kunne styre battericyklussen på baggrund af alle målere i mikronettet. Dette er simuleret i excel-ark, som beskrevet i afsnittet om simuleringsværktøjet. Dette forventes at kunne være AI-styret, der løbende bliver klogere, når den får mere og mere data fra virksomhedernes forbrug. Lige nu tages der udgangspunkt i, at elprisen og forbruget kendes 24 timer frem. I virkeligheden vil den skulle estimere forbruget ud fra tidligere forbrugsmønstre, hvorfor battericyklussen vil kunne styres mindre præcist.

^[1] [n1.webgis](#)

^[2] [JRC.EU](#)

^[3] [JRC.EU](#)

4.4 - Antagelser/fejlkilder ved etablering af virtuelt microgrid

Dette afsnit vil gennemgå de antagelser der er lavet, for at kunne visualisere et koncept, der lige nu ikke er juridisk mulig at gennemføre.

4.4.1 - Samtidighed ved forbrug

For at kunne vurdere differencen i det reelle flow af energi i microgrid'et ved fysisk og virtuel opsætning, er det nødvendigt at vurdere hvor stor en del af den producerede solenergi, der bruges direkte i virksomhederne. Dette påvirker, hvor meget selve microgrid'et bruges. Der er i beregningerne taget udgangspunkt i, at 80% af den producerede og lagrede energi kan bruges direkte i virksomheden. Dette betyder, at den samlede tariffbetaling reduceres, da nettet i dette tilfælde bruges mindre. Dette øger ligeledes aflastningen af det kollektive net.

5 - Driftsscenarier

Der beskrives her de to driftsscenarier, der er valgt at simulere. Det er selve opladning af batteripakken fra elnettet, der styres på. Der er tale om henholdsvis at styre efter elpris og efter CO₂-udledning. Det er ligeledes muligt at tilføje en CO₂-afgift, der vil gøre strømmen dyrere på de tidspunkter, hvor der er stor udledning.

Det forventes, at cyklusserne for opladning og afladning af batteripakke er relativt ens ved de to driftsscenarier, og især når der testes med en tilføjede CO₂-afgift. Dette skyldes, at elproduktionen generelt set er billigere, når andelen af grøn energi i elnettet er høj.

5.1 - Styring efter pris

Driften af microgrid styres her efter at betale en så lav elpris som muligt i løbet af et år. Dvs. at der i denne forbindelse er hentet data på følgende priser der udgør den samlede elpris:

- Spotpris 2024, hentet i timeopløsning fra Energinet
- System- og transporttarif, hentet fra Energinet
- Net-tarif, hentet for virksomhedernes tarifgruppe fra N1
- CO₂-afgift, teoretisk, testes under udarbejdelse af businesscase

Her styres batteristanden efter, hvornår den kan fyldes op på den billigste måde i det kommende døgn, samt hvornår den kan tømmes til virksomhedsforbrug og evt. salg til nettet. Det er her antaget, at forbruget er kendt i det kommende døgn. Dette antages at kunne gøres rent praktisk ved at have et gennemsnitligt forbrug for den pågældende dato og time for tidligere års forbrug. Virksomhedernes elforbrug reduceres ikke, det bliver blot erstattet med et billigere alternativ. Dette scenarie testes ligeledes med en tilføjede CO₂-afgift, for at se, hvordan dette påvirker businesscasen.

Differencen mellem de to typer af microgrids vil være den tarif der betales internt mellem virksomhederne, når de deler strømmen, samt investeringsprisen på anlægget.

Ved fysisk microgrid skal der betales en tarif tilsvarende vedligeholdspris på elnettet, på de tidspunkter hvor de drifter i Island Mode.

Ved virtuelt microgrid gives der her en rabat fra N1 på net-tariffen, på de tidspunkter hvor virksomhederne virtuelt deler strømmen mellem hinanden. Der betales her ligeledes en fast årlig pris pr. peak effekt.

5.2 - Styring efter CO₂-udledning

Driften af microgrid styres her efter at have en så lav CO₂-udledning som muligt i løbet af et år. Dvs. at batteristanden stiger, i døgnets mindst CO₂-udledende tidspunkter. Dette er både når microgrid'ets solceller producerer strøm, og når elnettets samlede CO₂-ækvivalent er under et vist niveau. Batteristanden tømmes herefter, når CO₂-ækvivalenten er høj. På denne måde erstattes virksomhederne i microgrid'ets elforbrug med et mindre udledende alternativ. Der bruges altså samme mængde strøm som før, dens samlede CO₂-udledning er bare markant lavere. Til dette scenarie er der indhentet data for CO₂-ækvivalent i DK1 fra Energinet. Dette er indhentet med 5-minutters intervaller, og omdannet til 15-minutters værdier.

6 - Business Case - fysisk og virtuelt energifællesskab

Dette afsnit gennemgår de to primære businesscases; Der laves overordnet set to businesscases; en på investering og drift af et fysisk energifællesskab og en på et virtuelt energifællesskab. I hver businesscase undersøges der, hvordan styringen efter størst mulige økonomiske besparelse og størst mulige CO₂-besparelse, påvirker Return On Investment (ROI) og tilbagebetalingsperioden. Der opstilles også fremtidsscenarier, og der undersøges, hvordan disse i fremtiden forventes at påvirke ROI og tilbagebetalingsperioden.

Ovenstående betyder, at hver businesscase består af fire underafsnit. For at tage højde for usikkerheder, beregnes der altid en best, normal og worst case. Til at vurdere investeringernes attraktivitet benyttes net present value (NPV). Afsnittet afsluttes med underafsnittet ”Sammenligning Business Case 1 og 2”, der indeholder to One-Pagers, en for hver Business Case, samt en side, der sammenligner de to. Det er tiltænkt, at resultaterne fremgår tydeligt af dette afsnit alene, og at man derved kan vurdere de to business cases på baggrund af dette.

6.1 - Generelle forudsætninger for businesscases

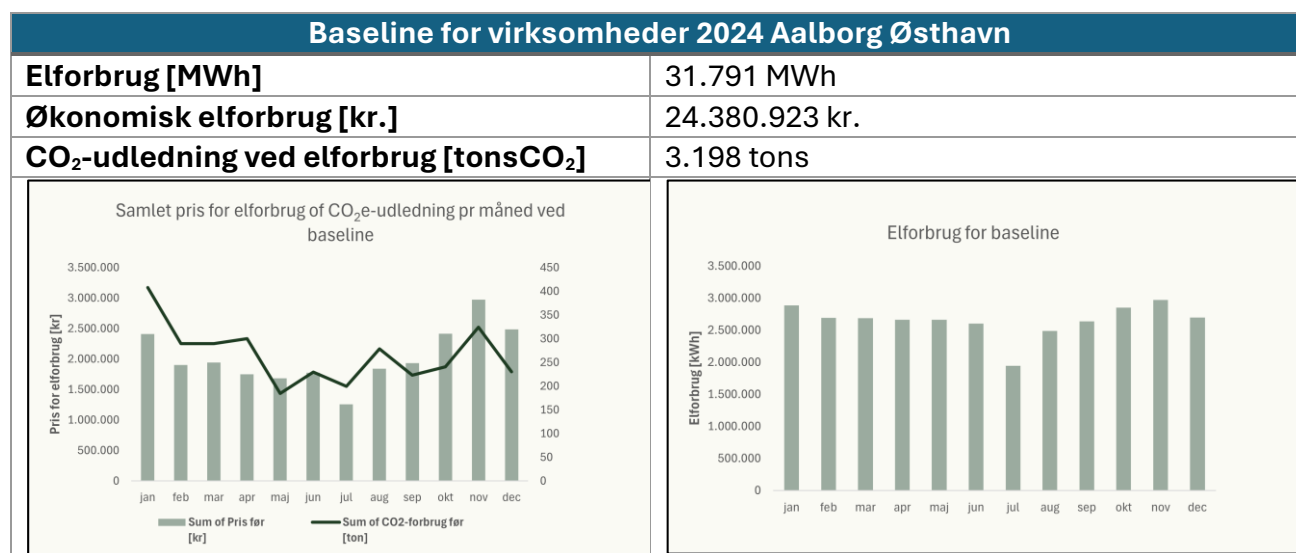
For at lave de 24 NPV'er anvendes der de diskonteringsfaktorer, der ses på nedenstående tabel. Disse er vurderet pba. vurderede risici ved de to typer microgrids. Der arbejdes med en afbetalingstid på 25 år. Dette er baseret på en batterilevetid på 8000 cyklusser, hvilket svarer til 25 år i simuleringen. Investeringssomkostningerne for de to typer af energifællesskabssystemer er beskrevet i indledningsafsnittene til henholdsvis Business Case 1 og Business Case 2. Der er defineret seks forskellige diskonteringsfaktorer under udarbejdelsen af businesscases til at beregne NPV. Disse er baseret pba. vurderede risici ved de to typer af energifællesskaber – og ligeledes defineret i de tre niveauer: best, normal og worst case. Best case svarer nogenlunde til det nuværende renteniveau, hvor diskonteringsfaktorerne i normal og worst case er øget grundet den øgede vurderede risiko.

Diskonteringsfaktor Business Cases			
System	Best case	Normal case	Worst case
Fysisk MG	5%	7,5%	10%
Virtuelt MG	4%	6%	8%

Tabel 11 – Diskonteringsfaktor for hhv. best, normal og worst case

6.2 - Baseline for virksomheder

Nedenstående tabel og graf viser baseline-forbruget for virksomhederne. For at se en mere detaljeret beskrivelse af de forudsætninger, der er anvendt for at bestemme deres baseline-forbrug, se afsnittet om dataindsamling.



Tabel 12: Baselineforbrug virksomheder 2024

6.3 - Business Case 1: Fysisk Energifællesskab

I Business Case 1 etableres et fysisk energifællesskab, hvor der investeres i et system som fysisk kan afkobles fra det kollektive net, når dette giver mening. I denne løsning overtages strøm-infrastrukturen på 10 kV-siden af 60/10-transformeren fra netselskabet N1. Hertil etableres et fælles BESS-anlæg (Battery Energy Storage System) med en kapacitet på 41 MWh samt et decentralt placeret solcelleanlæg på virksomhedernes tagarealer med en samlet effekt på 16,5 MWp. Det fysiske microgrid muliggør intern deling af energi mellem virksomhederne, hvilket skaber mulighed for at udnytte forskelle i belastningstidspunkter og dermed optimere det samlede energiforbrug.

6.3.1 - Investeringer og udgifter ved fysisk energifællesskab

CAPEX – investeringer fysisk energifællesskab, best, normal og worst case			
System/Anlæg	Best Case	Normal Case	Worst Case
Solcelleanlæg	77.962.500 kr.	86.625.000 kr.	95.287.500 kr.
Batteripakke	18.008.440 kr.	21.186.400 kr.	24.364.360 kr.
Koblingspunkt	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
10 kV-kabler	14.288.000 kr.	17.860.000 kr.	21.432.000 kr.
10/0,4 transformere	33.600.000 kr.	42.000.000 kr.	50.400.000 kr.
El-beregninger	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
Styresystem	1.700.000 kr.	2.000.000 kr.	2.300.000 kr.
Samlet	147.558.940 kr.	172.671.400 kr.	197.783.860 kr.
OPEX – Årlige udgifter fysisk energifællesskab, best, normal og worst case			
Udgift	Best Case	Normal Case	Worst Case
D&V [Kr./år]	300.000 kr./år	400.000 kr./år	500.000 kr./år
Øget effektbetaling [Kr./år]	-34.800 kr./år (A-lav 2024)	32.320 kr./år (A-lav 2025)	244.920 kr./år (50 kr./kW)
Samlet	265.200 kr./år	432.320 kr./år	744.920 kr./år

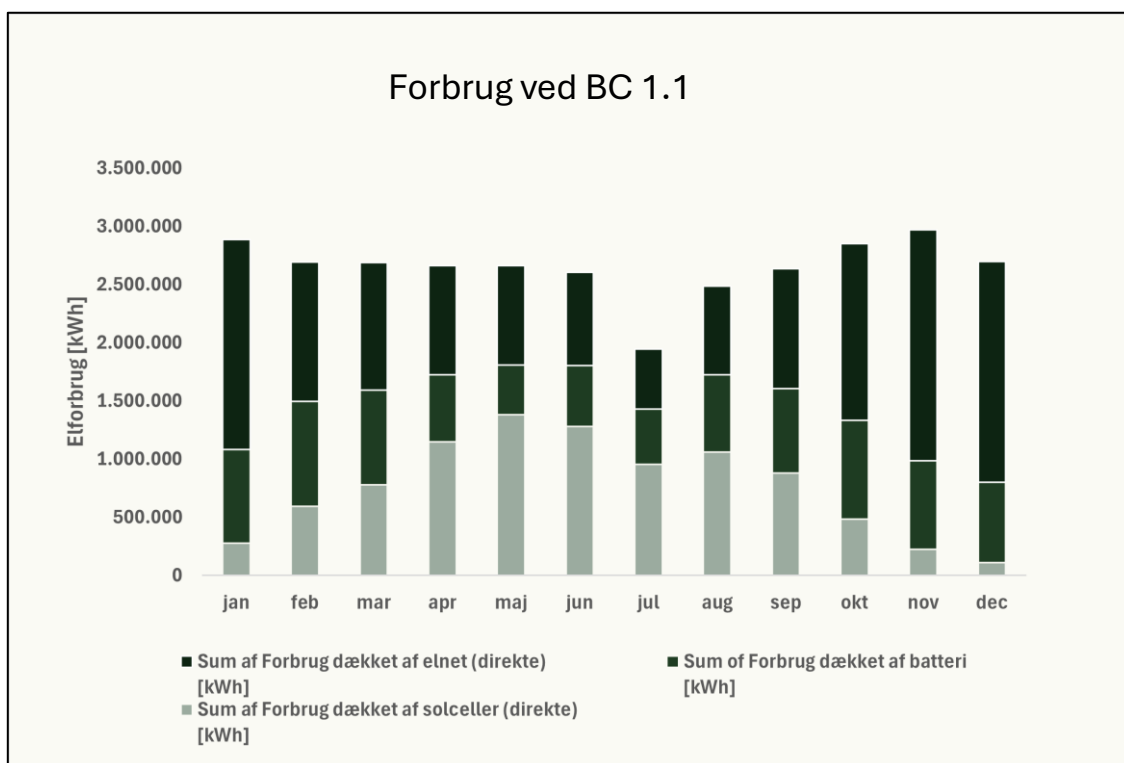
Tabel 13 – CAPEX og OPEX ved fysisk microgrid

Ved best, normal og worst case er differencen i hver pris individuelt vurderet baseret på grad af usikkerhed, men samlet set differentierer de sig med 15% op og ned fra normal.

6.3.2 - BC 1.1 Styring efter elpris

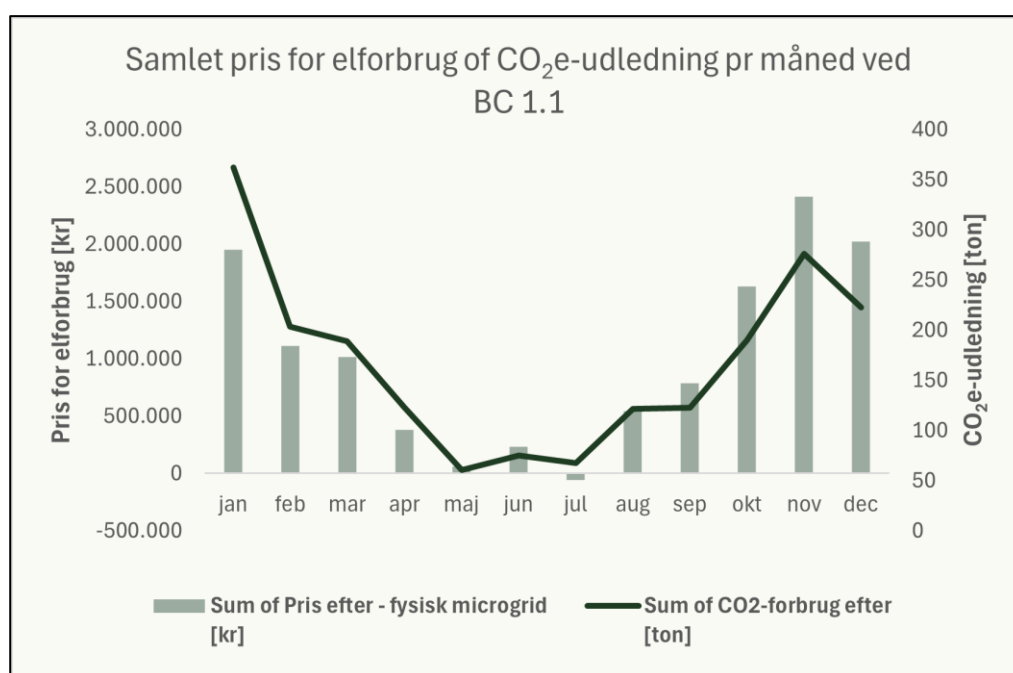
I Business Case 1.1 styres fordelingen af strøm på baggrund af elprisen i det kollektive elnet. Det vil sige at der bruges strøm fra batteriet baseret på den forventede pris de kommende 24 timer. Her vil batteriet fyldes op af enten solenergi eller fra det kollektive elnet, hvis prisen er under et vist niveau. Batteriet vil ligeledes sælge reststrøm til det kollektive net, på tidspunkter hvor der kan opnås en høj elpris for salget. Styringen efter elpris forventes at give den største økonomiske besparelse, set i forhold til styringen efter CO₂e-udledning. Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det fysiske energifællesskab med

prisstyring. Figur 4 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget.



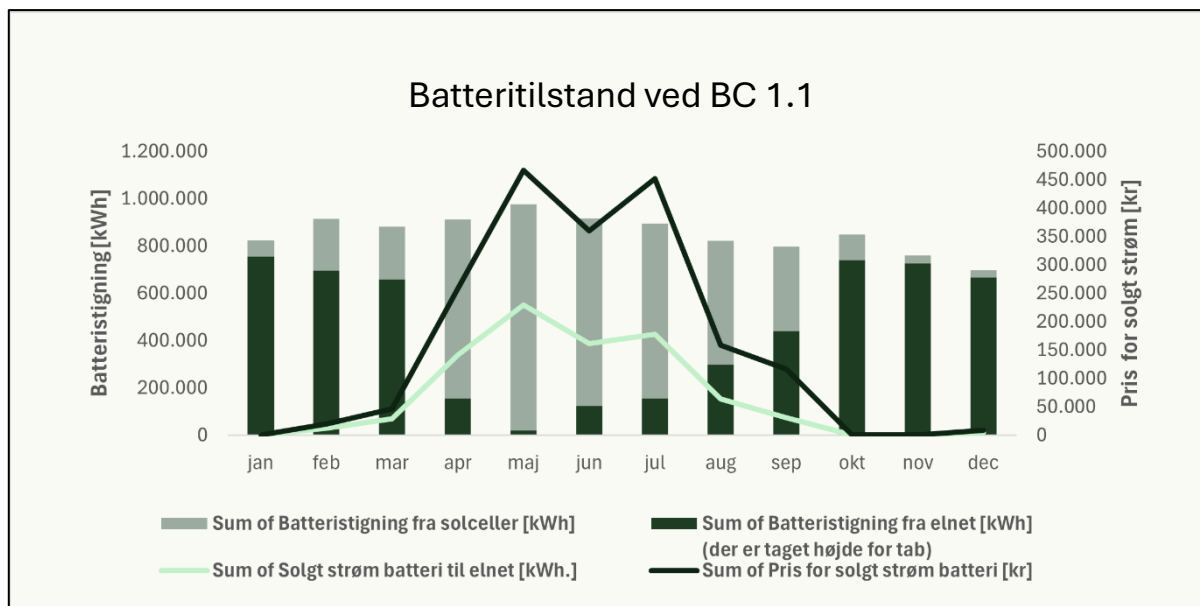
Figur 4: Elforbrug på månedsbasis i kWh

Nedenstående figur viser den samlede pris der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



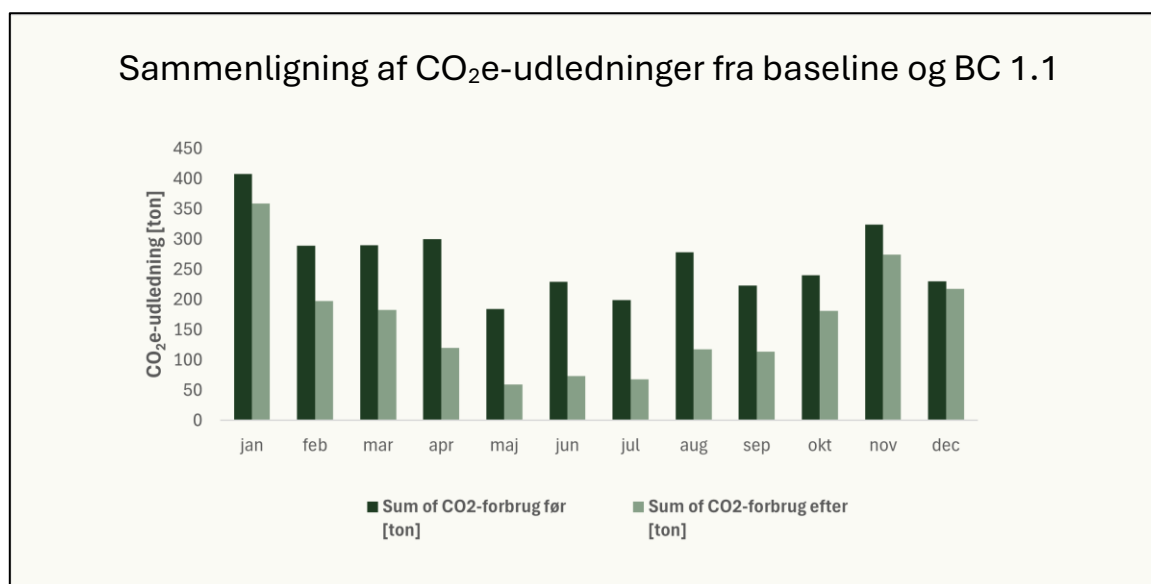
Figur 5: Prisen for elforbrug og CO₂e-udledning ved elforbrug

Nedenstående figur viser summen af energi der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Der vises ligeledes hvor meget strøm, der sælges fra batteriet, og hvor høj indtjeningen for dette er. Der ses her, at der sælges klart mest over sommeren – hvilket skyldes, at batteriet primært fyldes op af solenergi, hvorfor det bedre kan betale sig at sælge det.

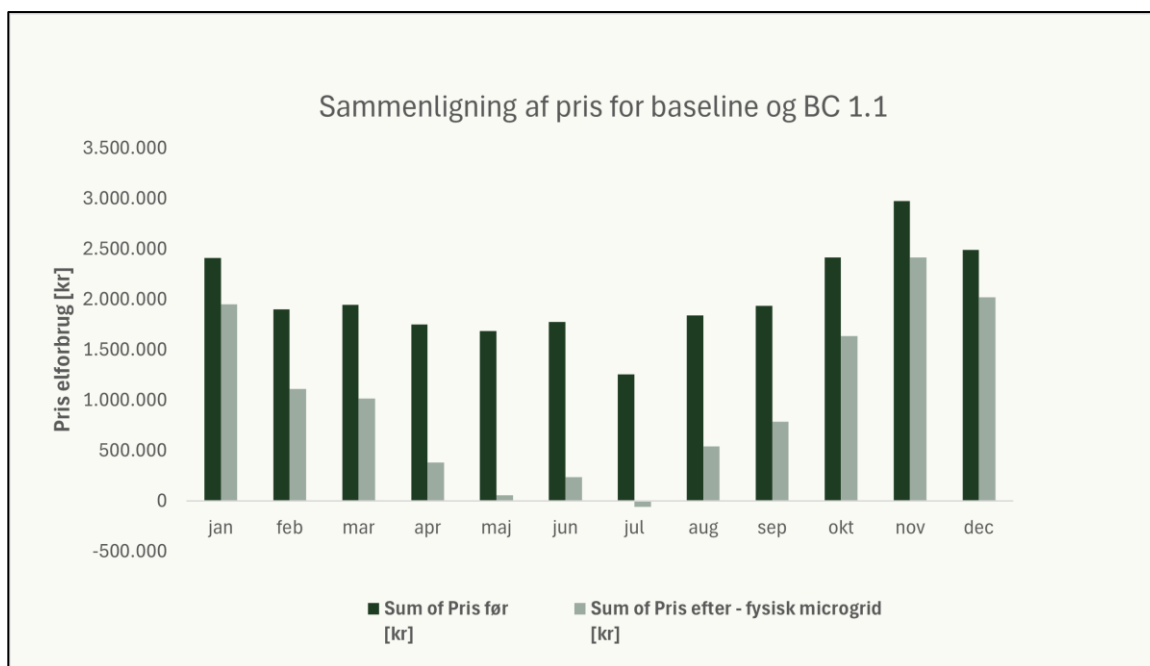


Figur 6: Batteriforhold ved BC 1.1

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 1.1 og Baselineforbruget på månedsbasis.



Figur 7: Sammenligning af BC1.1 og Baseline CO₂e-udledninger



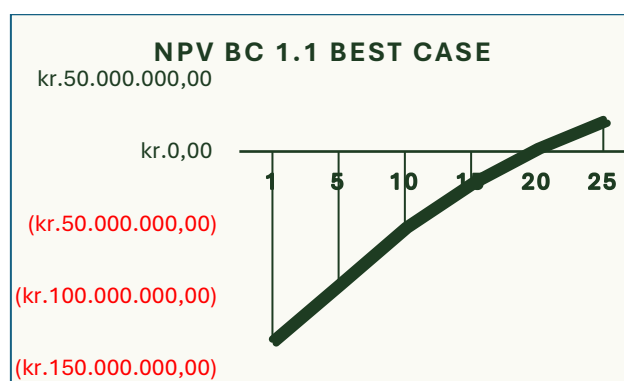
Figur 8: Sammenligning af prisen for elforbruget for Baseline og BC1.1

Simuleringen af BC 1.1 viser en tydelig besparelse for det samlede energifællesskab, på både CO₂e-udledninger og den økonomiske pris for elforbruget. Som det fremgår af ovenstående figur, er prisen klart lavest om sommeren, hvilket skyldes, at en stor andel af forbruget i perioden marts til september dækkes af egenproduceret solenergi.

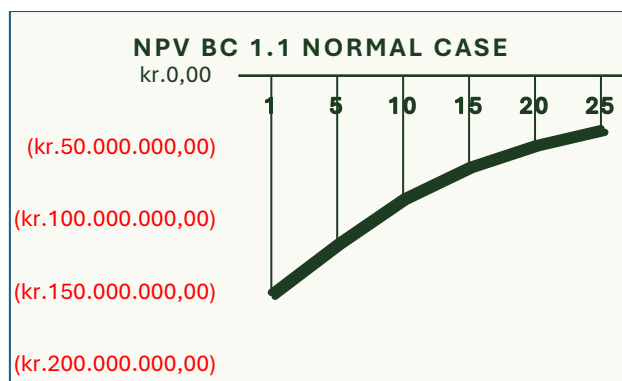
BESS-anlægget bidrager yderligere ved at muliggøre lagring af solenergi til senere brug, hvilket både øger den interne udnyttelse og giver mulighed for økonomisk gevinst gennem salg af overskudsstrøm til elnettet.

Simuleringen forudsætter dog, at der fortsat købes strøm fra elnettet i perioder, hvor det interne forbrug overstiger den lokale produktion, eller hvor det vurderes økonomisk fordelagtigt at købe strøm til en lav pris med henblik på videresalg eller senere forbrug.

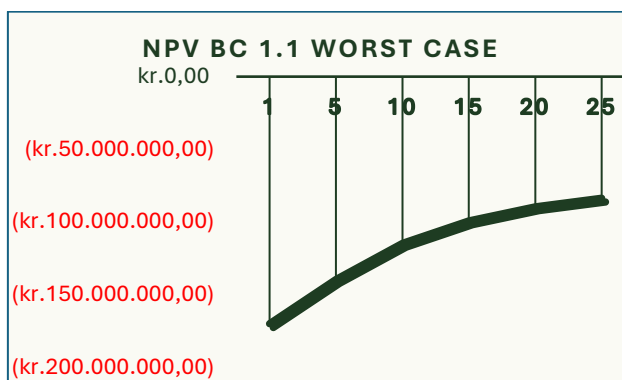
Investeringsomkostningerne for denne business case er beskrevet i detalje i indledningen til hovedafsnittet. Der er beregnet en forventet nutidsværdi (NPV) for investeringen, der skal anvendes til at vurdere business casen rent økonomisk. NPV-beregningerne baserer sig på diskonteringsfaktorerne beskrevet i afsnittet "Generelle forudsætninger Business Cases".



Figur 9: NPV for BC 1.1 Best case



Figur 10: NPV for BC 1.1 Normal case



Figur 11: NPV for BC 1.1 Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC1.1	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 5%)	22.142.800 kr.
Normal case (disk. Faktor 7,5%)	-36.689.300 kr.
Worst case (disk. Faktor 10%)	-83.755.300 kr.

Tabel 14 – NPV-resultater efter 25 år BC 1.1

6.3.2.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 1.1 fremgår af Tabel 15. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrasket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse, er der en besparelse på 1.190 tons CO₂e.

	Best	Normal	Worst
Investering	147.558.940 kr.	172.671.400 kr.	197.783.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	12.119.310 kr.	11.952.190 kr.	11.639.590 kr.
Simpel TBT (år)	12	14,5	17

Tabel 15: Besparellestabel for worst, normal og best case

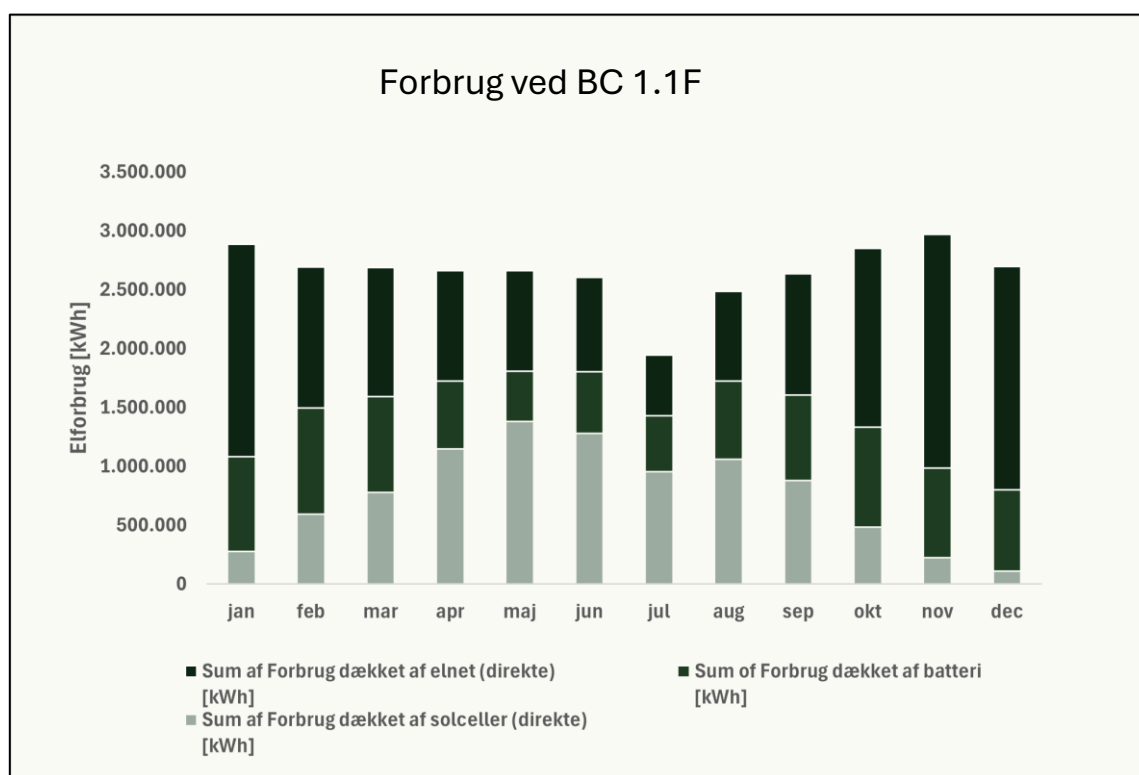
6.3.2.2 - Delkonklusion

Simuleringen af det fysiske energifællesskab med prisstyring viser en forventet simpel tilbagebetalingstid på omkring 14,5 år. Selvom projektet fremstår økonomisk rentabelt under de

opstillede forudsætninger, er der fortsat væsentlige juridiske og regulatoriske udfordringer, som skaber usikkerhed omkring den reelle prisfastsættelse og implementeringsmulighed. Denne usikkerhed afspejler sig også i diskonteringsfaktorerne, hvilket resulterer i, at det faktisk kun er best case scenarie, der viser en positiv NPV efter 25 år. På trods heraf viser beregningerne, at et fysisk microgrid i et energifællesskab kan blive en økonomisk og miljømæssigt bæredygtig løsning, særligt hvis kommende lovgivning skaber bedre rammevilkår for deling og handel med lokalt produceret energi.

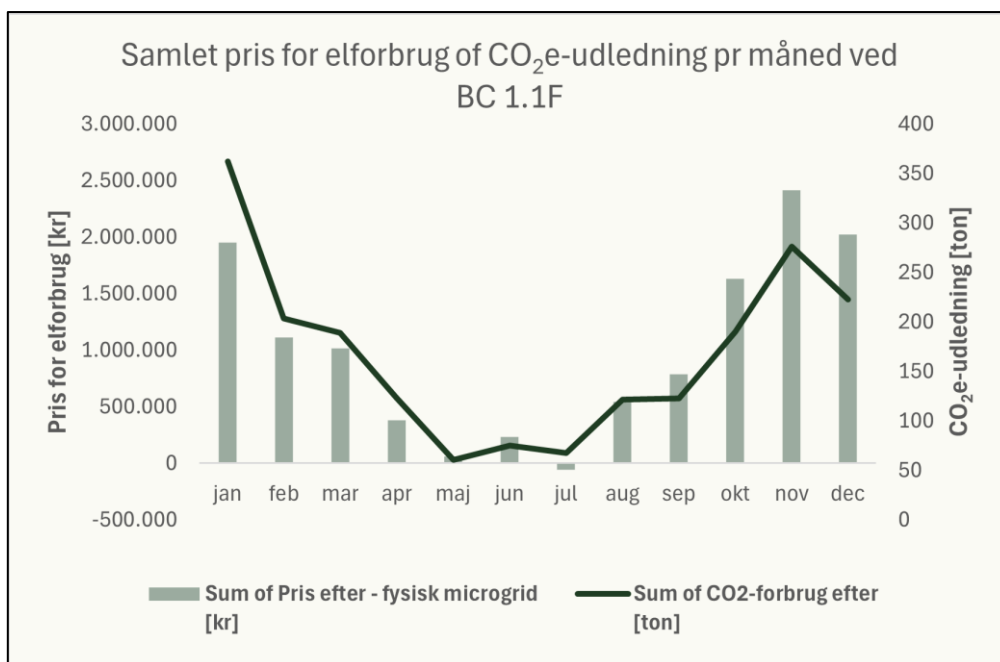
6.3.3 - BC 1.1F Styring efter elpris - fremtidsscenario

Som tilføjelse til BC 1.1 reduceres den gældende tarifiering og samtidig tilføjes en CO₂-afgift på 0,5 kr. pr. kg CO₂e. Den reducerede tarif er bestemt med udgangspunkt i Forsyningstilsynets rapport med driftsækvivalenter for vedligeholdelse af elnettet. Dermed tages der udgangspunkt i, at den lokale tarif ved det fysiske microgrid er lig med prisen for vedligeholdelse af infrastrukturen. Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det fysiske energifællesskab med prisstyring. Figur 12 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget.



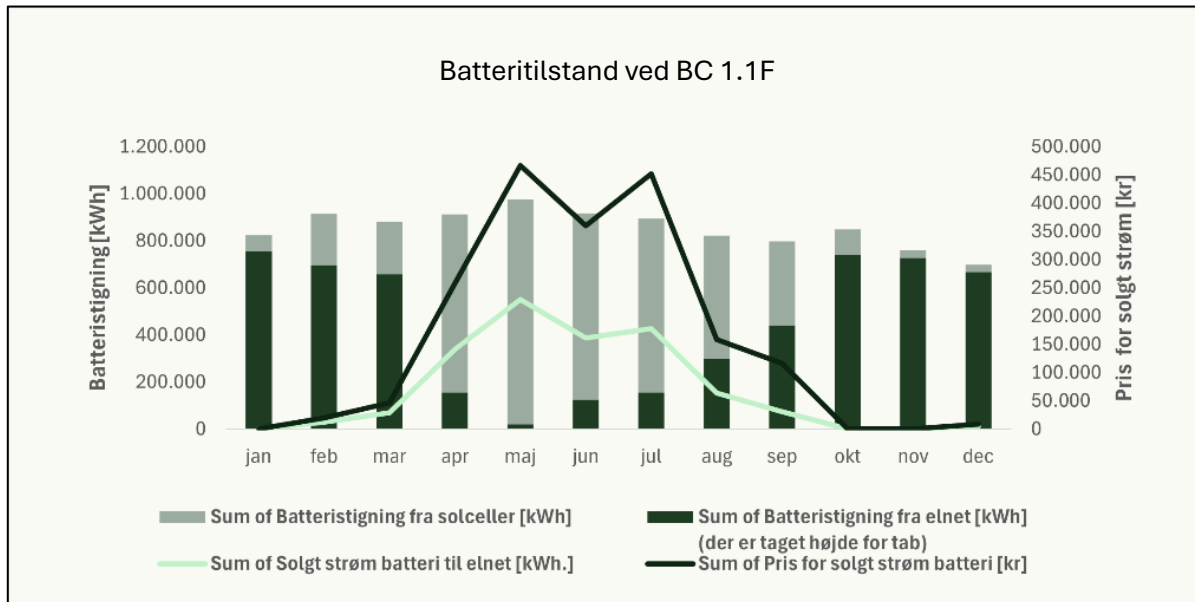
Figur 12: Forbrugsfordeling på månedsbasis i kWh

Nedenstående figur viser den samlede pris, der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



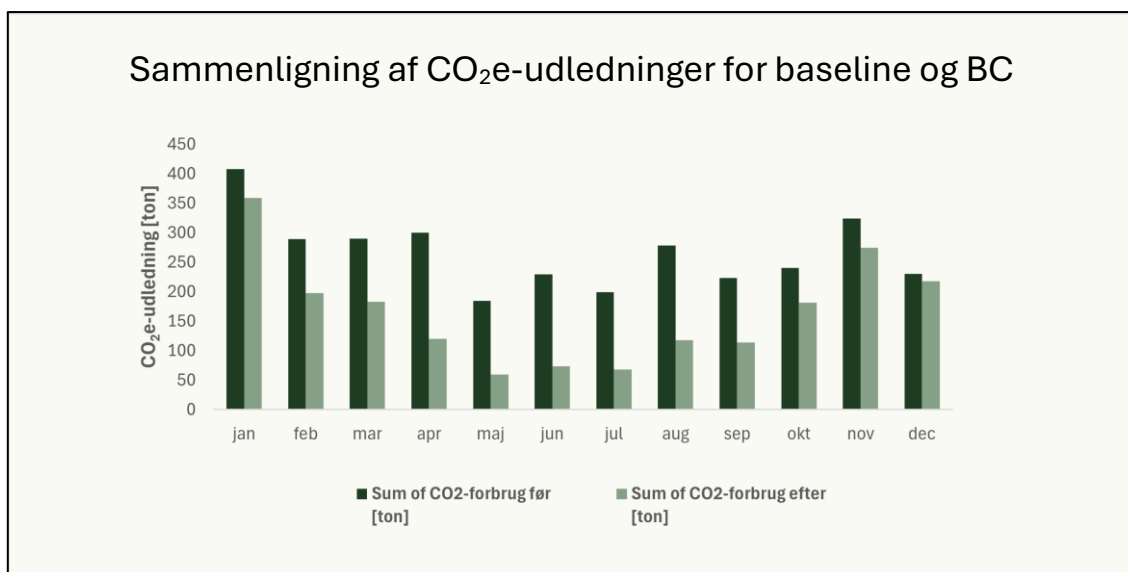
Figur 13: Pris og CO₂e-udledning ved elforbrug i BC1.1F

Nedenstående figur viser summen af energi, der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Der vises ligeledes hvor meget strøm, der sælges fra batteriet, og hvor høj indtjeningen for dette er. Der ses her, at der sælges klart mest over sommeren – hvilket skyldes, at batteriet primært fyldes op af solenergi, hvorfor det bedre kan betale sig at sælge det.

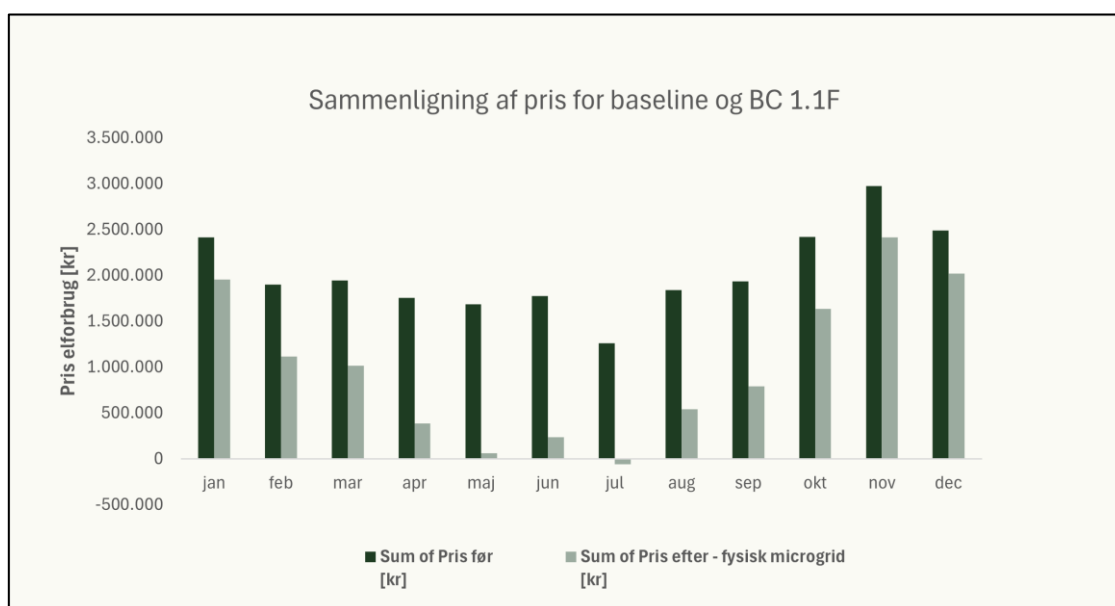


Figur 14: Batteritilstand ved BC 1.1F

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 1.1F og baselineforbruget på månedsbasis.



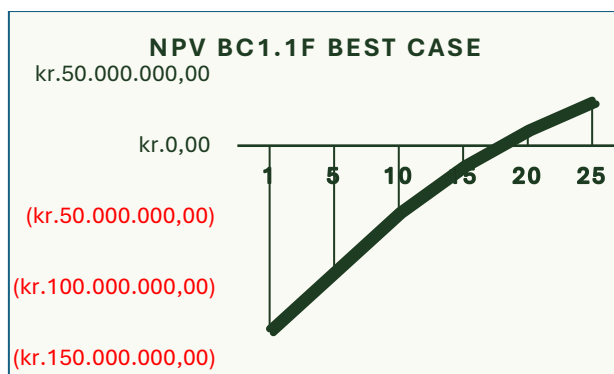
Figur 15: Sammenligning af pris og baseline fra BC 1.1F



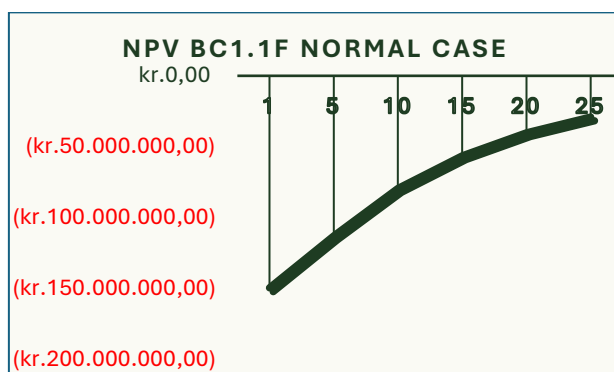
Figur 16: Sammenligning af pris og baseline fra BC 1.1F

Simuleringen af BC 1.1F viser de samme tendenser, som fremgår af BC 1.1, den væsentlige ændring er udelukkende en bedre økonomisk case. Dette skyldes CO₂-afgiften på 0,5 kr. og den reducerede tarif. Dermed er der ikke nogen ændringer i forbrugsmønstrene for casen, men blot bedre økonomiske forudsætninger. Dette fremgår ligeledes af besparelserne og TBT af Tabel 16.

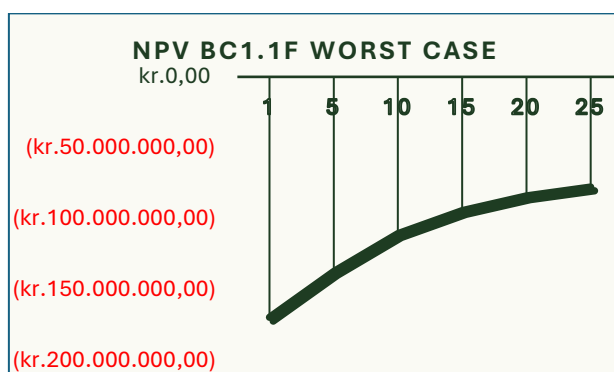
Investeringen er uændret fra BC1.1 og kan ses i indledningen. Forudsætningerne for NPV er ligeledes uændret ift. BC1.1.



Figur 17: NPV for BC 1.1F Best case



Figur 18: NPV for BC 1.1 F Normal case



Figur 19: NPV for BC 1.1F Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC1.1F	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 5%)	31.975.800 kr.
Normal case (disk. Faktor 7,5%)	-29.093.200 kr.
Worst case (disk. Faktor 10%)	-77.710.300 kr.

Tabel 16: NPV-resultater efter 25 år, BC 1.1F

6.3.3.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 1.1F fremgår af tabel 17. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrukket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.230 tons CO₂e – hvilket er en lille forøgelse ift. BC1.1.

	Best	Normal	Worst
Investering	147.558.940 kr.	172.671.400 kr.	197.783.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	12.851.870 kr.	12.684.750 kr.	12.372.150 kr.
Simpel TBT (år)	11,5	13,5	16

Tabel 17: Besparellestabel for worst, normal og best case

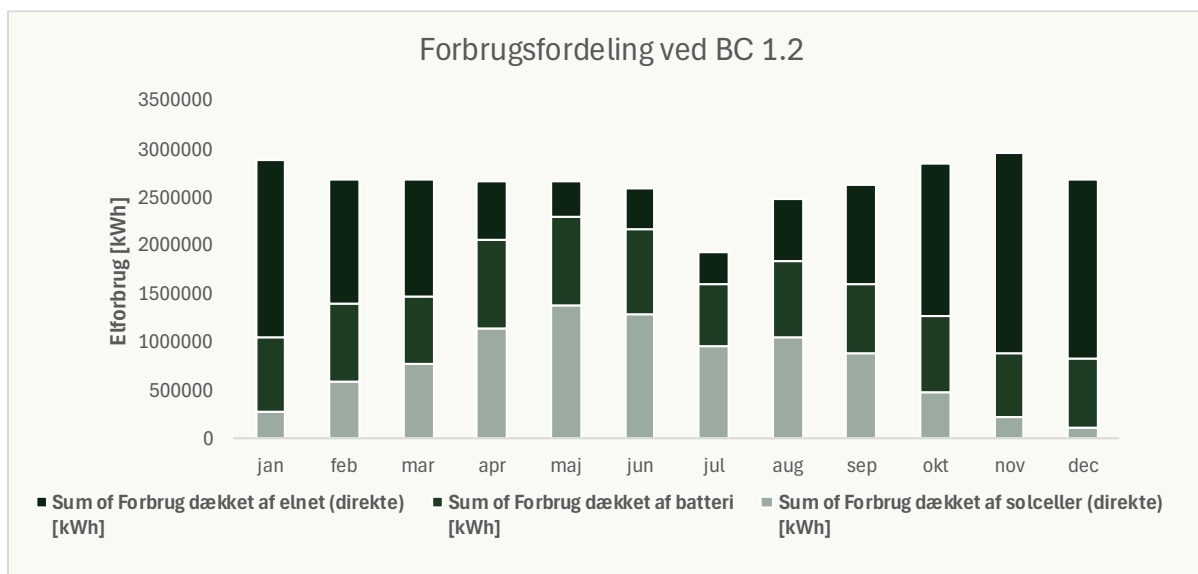
6.3.3.2 - Delkonklusion

Simuleringen af det fysiske microgrid med prisstyring under fremtidsforudsætningerne, viser de samme tendenser som BC 1.1, men gør casen bedre økonomisk. Selvom projektet fremstår økonomisk rentabelt under de opstillede forudsætninger, er der fortsat væsentlige juridiske og regulatoriske udfordringer, som skaber usikkerhed omkring den reelle prisfastsættelse og implementeringsmulighed. Disse usikkerheder er inkorporeret i NPV-beregningerne, for at analysere rentabiliteten af investeringen over tid. Der ses ligeledes her, at det kun er best case scenariet der giver en positiv NPV. På trods heraf viser beregningerne, at et fysisk microgrid i et energifællesskab kan blive en økonomisk og miljømæssigt bæredygtig løsning, særligt hvis kommende lovgivning skaber bedre rammevilkår for deling og handel med lokalt produceret energi. Det kræver ligeledes at tarifiering, investeringspris og andre afgørende faktorer følger best case, som det ses af NPV'erne, før investeringen i det fysiske microgrid vil være økonomisk rentabel.

6.3.4 - BC 1.2 Styring efter CO₂-udledning

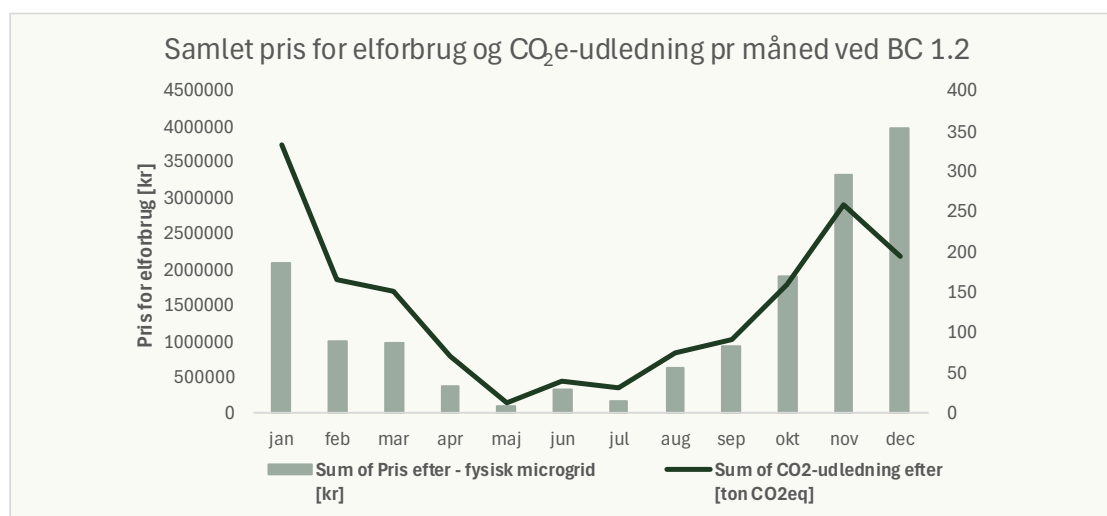
I BC 1.2 styres fordelingen af strøm i det fysiske energifællesskab efter CO₂e-forbruget. Dette betyder, at battericyklussen styres efter CO₂-ækvivalenten i stedet for elpris. Det forventes derfor, at simuleringen prioriterer grønnere strøm og indkøber strøm når CO₂-ækvivalenterne er på de laveste inden for de næste 24 timer. Der vil ikke blive ændret på det samlede forbrug, men fordelingen af forbrugskilderne vil ændre sig.

Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det fysiske energifællesskab med CO₂-styring. Figur 20 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget.



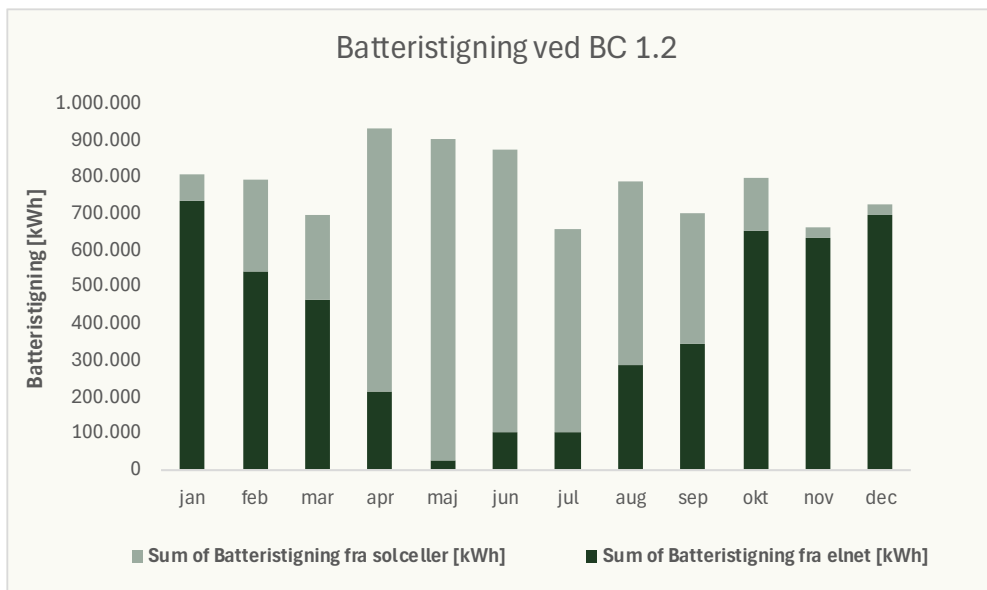
Figur 20: Forbrugsfordeling ved CO₂-styring ved fysisk energifælleskab

Nedenstående figur viser den samlede pris der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



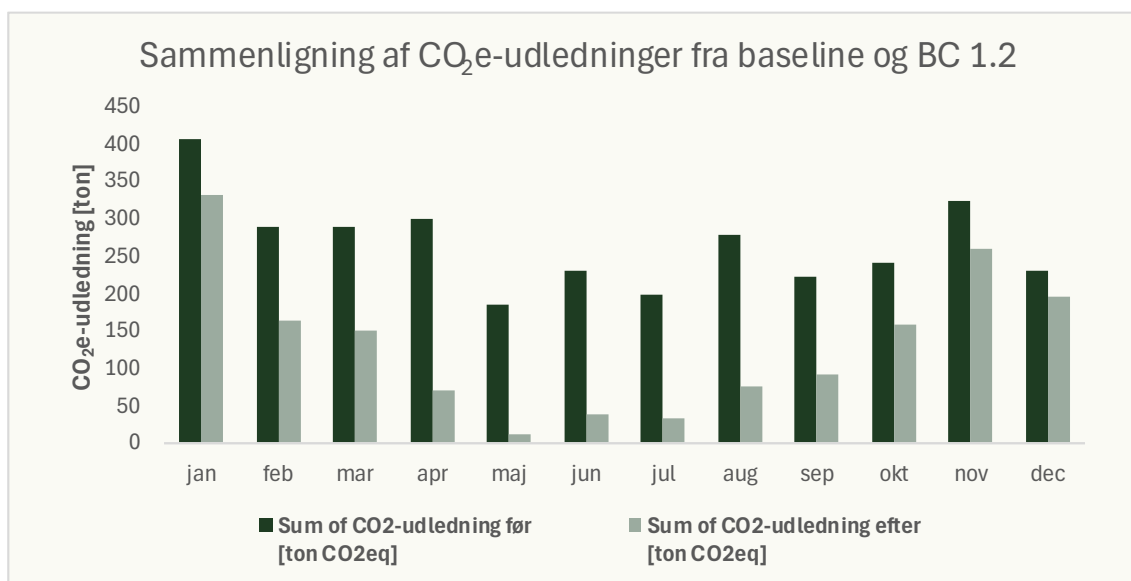
Figur 21: Samlet pris og CO₂e-udledninger ved BC 1.2

Nedenstående figur viser summen af energi, der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Den primære forskel her ift. prisstyringen er, at der ikke sælges strøm fra batteriet. Dette gøres, da det er vurderet, at det ikke kan betale sig, når der kun styres efter at reducere CO₂e-udledning.

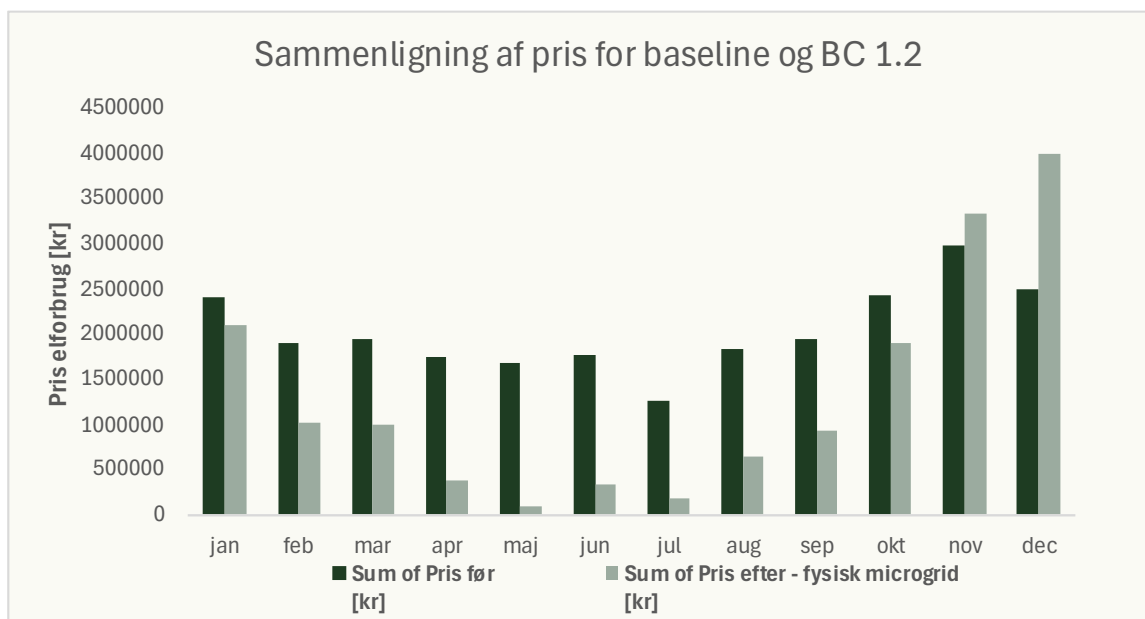


Figur 22: Batteristigning ved BC 1.2

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 1.2 og baselineforbruget på månedsbasis.:



Figur 23: Sammenligning af CO₂e-udledning BC 1.2 og baseline

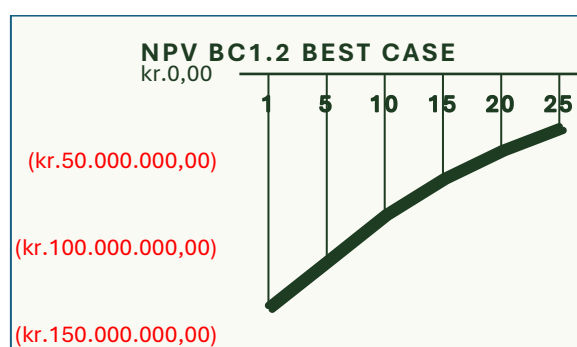


Figur 24: Sammenligning af pris for elforbrug BC 1.2 og baseline

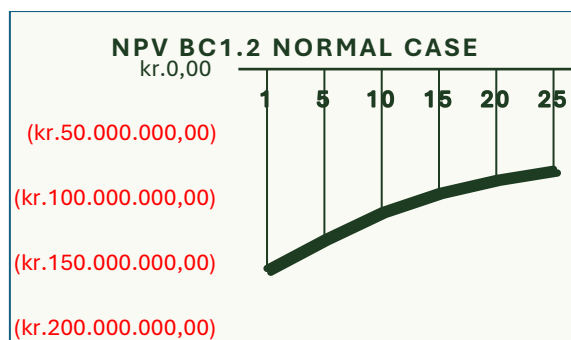
Simuleringen af BC 1.2, som er det fysiske energifællesskab med CO₂-styring viser, som det fremgår af Figur 23 og Figur 24, at der opnås en signifikant besparelse på både CO₂-forbruget og prisen for elforbruget. Denne besparelse kommer gennem prioritering af strøm gennem egen producerende anlæg og ved CO₂ optimeret brug af BESS anlægget. Dette indebærer, at batteripakken henter strøm fra nettet, når CO₂-udledningen er lav, og tømmer batteriet til forbrug, når CO₂-udledningen i det kollektive net er høj.

I BC 1.2 bliver der ikke i noget tilfælde solgt strøm fra BESS anlægget til elnettet, da dette ikke vil give en CO₂-mæssig besparelse og derfor ikke bliver prioriteret i CO₂-styringen af det fysiske microgrid. Investering og diskonteringsfaktorer er uændret ift. BC1.1. og kan ses i indledningen.

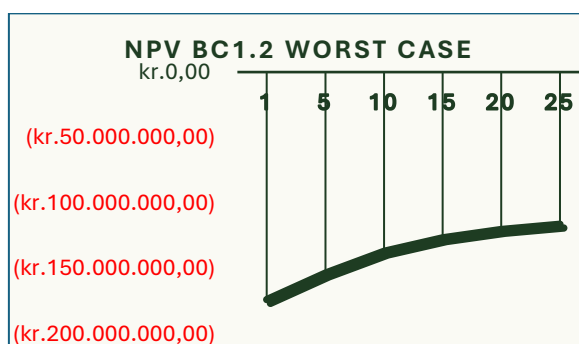
Ligeledes beregnes den forventede nutidsværdi (NPV) for investeringen.



Figur 25: NPV for BC 1.2 Best case



Figur 26: NPV for BC 1.2 Normal case



Figur 27: NPV for BC 1.2 Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC1.2	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 5%)	-30.278.500 kr.
Normal case (disk. Faktor 7,5%)	-77.185.300 kr.
Worst case (disk. Faktor 10%)	-115.982.000 kr.

Tabel 18: NPV-beregninger for BC 1.2

6.3.4.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 1.2 fremgår af Tabel 19. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrasket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.610 tons CO₂e – hvilket er en markant forøgelse ift. prisstyringen i BC1.1. og BC1.1F.

	Best	Normal	Worst
Investering	147.558.940 kr.	172.671.400 kr.	197.783.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	8.213.920 kr.	8.046.800 kr.	7.734.200 kr.
Simpel TBT (år)	18	21,5	25,5

Tabel 19: Besparellestabel for worst, normal og best case

6.3.4.2 - Delkonklusion

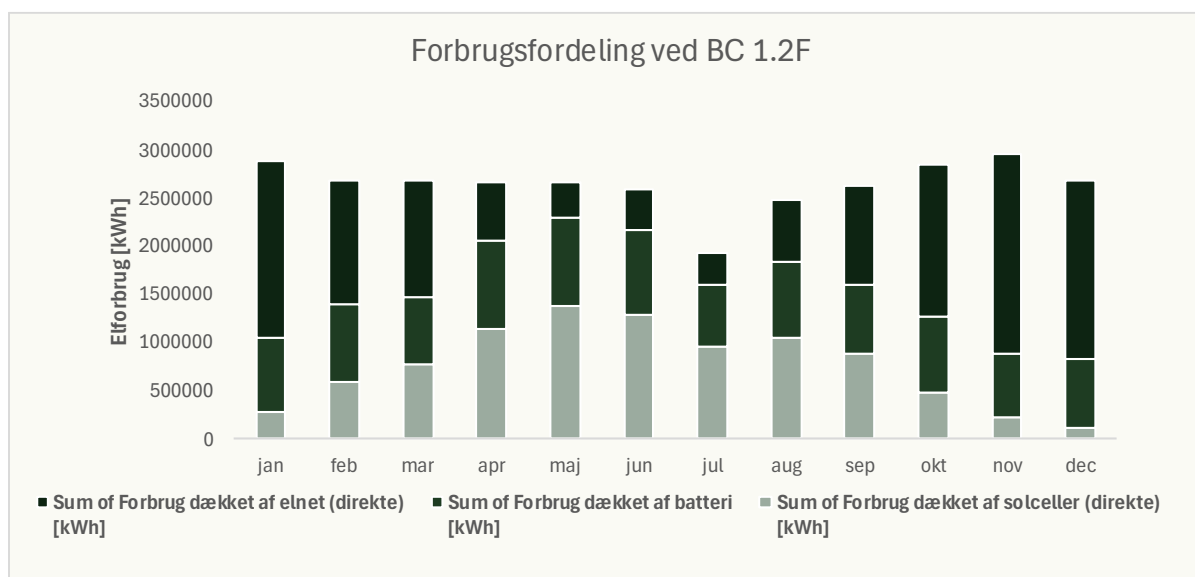
Som det fremgår af Tabel 18 er de økonomiske rammer for et fysisk energifællesskab med CO₂-styring ikke rentable. Det ses blandt andet ved simple TBT på omkring 22 år og NPV-værdier, som ikke lever op til de ønskede krav.

Det vil derfor kræve en væsentlig højere økonomisk gevinst ved at reducere CO₂-forbruget, før et fysisk energifællesskab med CO₂-styring vil give økonomisk mening. Alternativt skal NPV'erne laves, hvor det er CO₂e-omkostninger og besparelser der regnes, i stedet for økonomiske omkostninger og besparelser.

6.3.5 - BC 1.2F Styring efter CO₂-udledning - fremtidsscenario

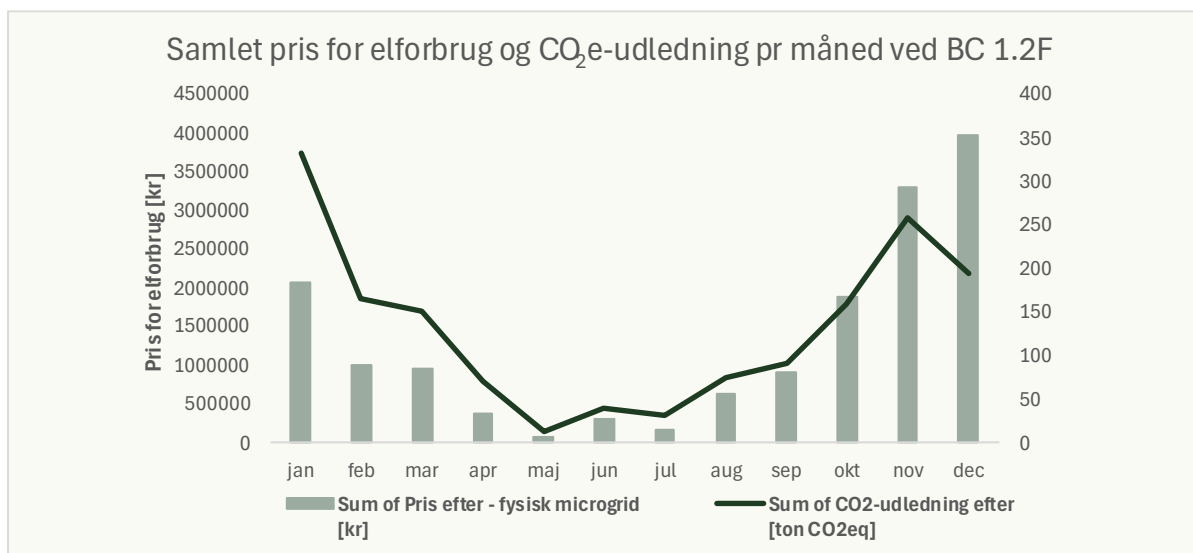
Som tilføjelse til BC 1.2 reduceres den gældende tarifiering og samtidig tilføjes en CO₂-afgift på 0,5 kr. pr. kg CO₂. Den reducerede tarif er bestemt med udgangspunkt i Forsyningstilsynets rapport med driftsækvivalenter for vedligeholdelse af elnettet. Dermed tages der udgangspunkt i, at den lokale tarif ved det fysiske energifællesskab er lig med prisen for vedligeholdelse af infrastrukturen. CO₂-afgiften og den reducerede tarif forventes at gøre BC 1.2F mere rentabel end BC 1.2, men vil have samme forbrug.

Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det fysiske energifællesskab med prisstyring. Figur 28 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget.



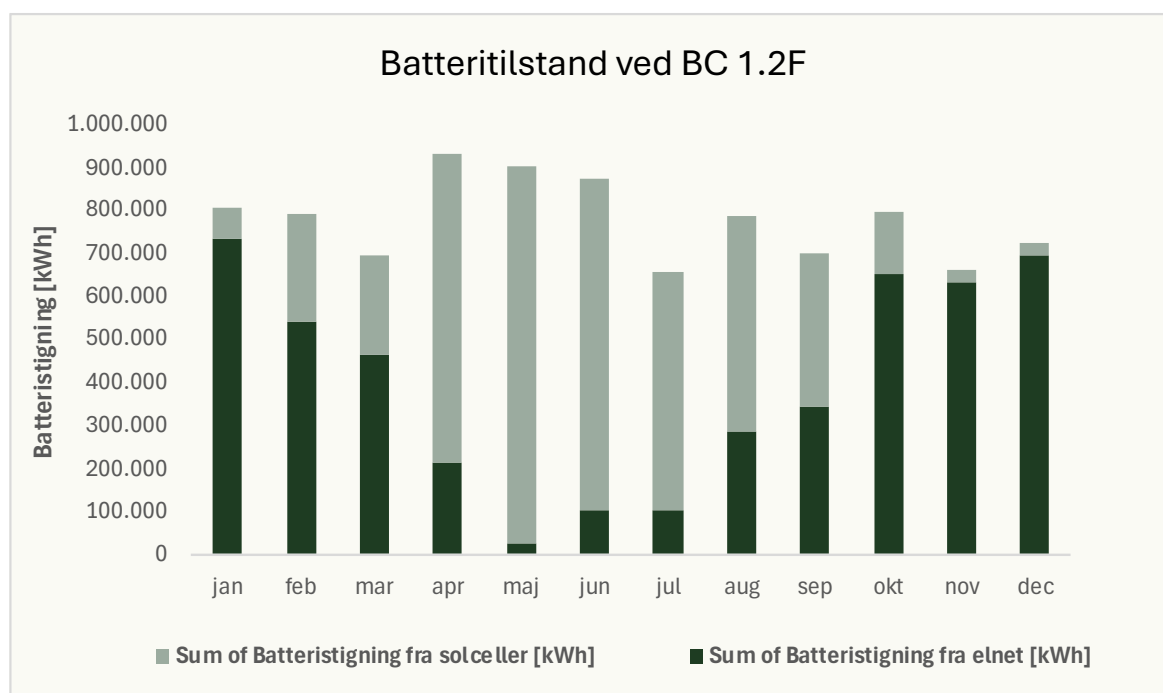
Figur 28: Forbrugsfordeling ved BC 1.2F

Nedenstående figur viser den samlede pris, der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



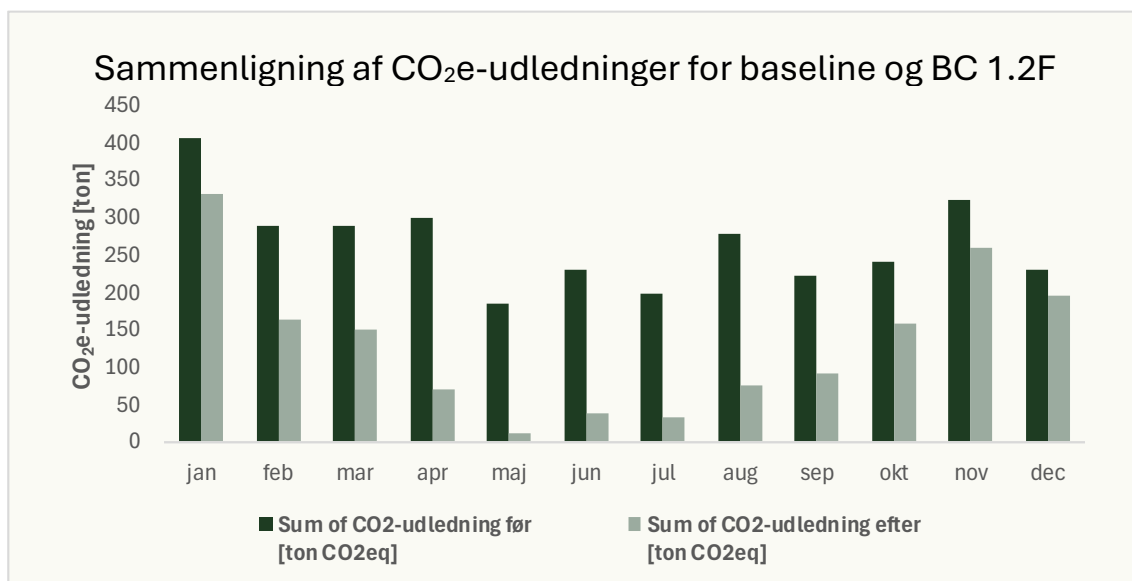
Figur 29: Pris for elforbrug og CO2e-udledning for BC 1.2F

Nedenstående figur viser summen af energi der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Den primære forskel her ift. prisstyringen er, at der ikke sælges strøm fra batteriet. Dette gøres, da det er vurderet at det ikke kan betale sig, når der kun styres efter at reducere CO₂e-udledning.

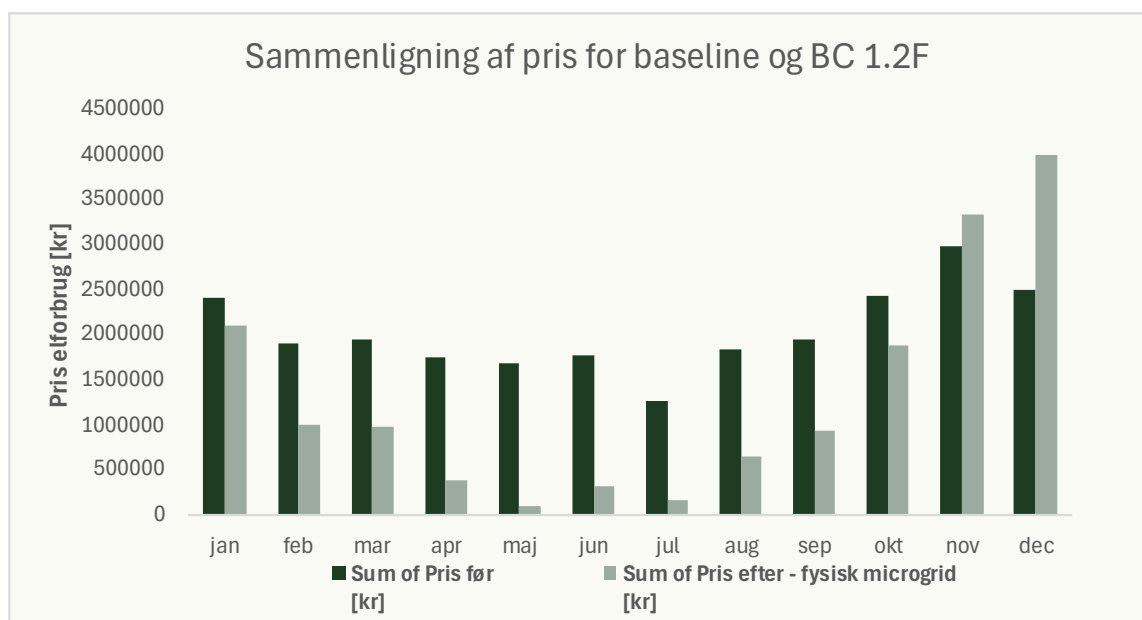


Figur 30: Batteritilstand på månedsbasis ved BC 1.2F

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 1.2F og baselineforbruget på månedsbasis.



Figur 31: Sammenligning af CO₂e-udledning fra BC 1.2F og baseline

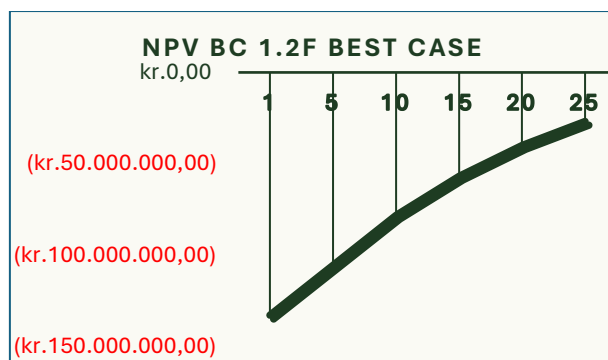


Figur 32: Sammenligning af pris fra BC 1.2F og baseline

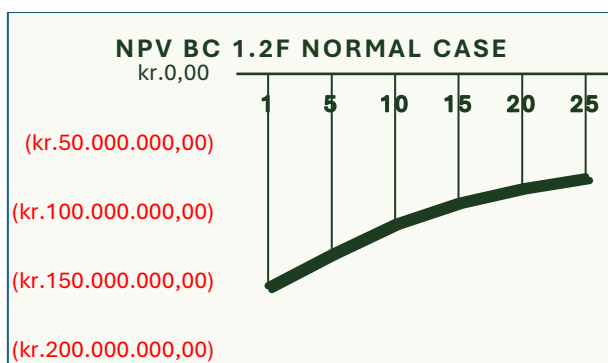
Simuleringen af BC 1.2F viser de samme tendenser, som fremgår af BC 1.2, den væsentlige ændring er udelukkende en minimalt bedre økonomisk case. Dette skyldes CO₂-afgiften på 0,5 kr. og den reducerede tarif. Dermed er der ikke nogen ændringer i forbrugsmønstrene for casen, men blot bedre økonomiske forudsætninger. Dette fremgår ligeledes af besparelserne og TBT, som fremgår af nedenstående tabeller.

Investering og diskonteringsfaktorer er uændret ift. BC1.1. og kan ses i indledningen.

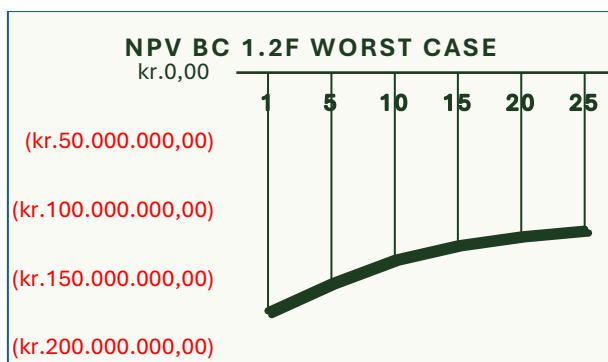
Ligeledes beregnes den forventede nutidsværdi (NPV) for investeringen.



Figur 33: NPV for BC 1.2F Best case



Figur 34: NPV for BC 1.2F Normal case



Figur 35: NPV for BC 1.2F Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC1.2F	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 5%)	-26.824.800 kr.
Normal case (disk. Faktor 7,5%)	-74.517.300 kr.
Worst case (disk. Faktor 10%)	-113.858.800 kr.

Tabel 19: NPV-beregninger for BC 1.2F

6.3.5.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 1.2F fremgår af Tabel 20. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrukket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.610 tons CO₂e – hvilket er en markant forøgelse ift. prisstyringen i BC1.1. og BC1.1F.

	Best	Normal	Worst
Investering	147.558.940 kr.	172.671.400 kr.	197.783.860 kr.
Fortjeneste pr. år	8.471.220 kr.	8.304.100 kr.	7.991.500 kr.
Simpel TBT (år)	17,5	21	24,5

Tabel 20: Besparellestabel for worst, normal og best case

6.3.5.2 - Delkonklusion

Det fysiske energifællesskab med CO₂-styring opnår heller ikke den ønskede rentabilitet, selv med reduceret tarif og med tilføjelse af CO₂-afgift. Investeringens værdi bliver ikke tilstrækkeligt forøget gennem de to cases med CO₂-styring. CO₂-styringen kan dog muligvis være relevant i nogle perioder af året, primært sommerhalvåret, da differencen mellem prisstyring og CO₂-styring er mindst her. Det vil derfor kræve en væsentlig højere økonomisk gevinst ved at reducere CO₂-forbruget og lavere etableringsomkostninger, før et fysisk energifællesskab med CO₂-styring vil give økonomisk mening.

6.3.6 - Business Case 1 - Opsummering

Simuleringerne af det fysiske microgrid med både pris og CO₂-styring viser, at der er markante besparelser at hente på både den miljømæssige og økonomiske bundlinje. Den simple TBT og NPV efter den forventede levetid på 25 år viser dog en række udfordringer med at få det fysiske microgrid til at give økonomisk mening. Af nedenstående tabel fremgår investeringspris, økonomisk besparelse (fratrullet årlige omkostninger), miljømæssig besparelse, simpel TBT og NPV for investeringen for normal case scenarierne:

	BC 1.1	BC 1.1F	BC 1.2	BC 1.2F
Investering	172.671.400 kr.	172.671.400 kr.	172.671.400 kr.	172.671.400 kr.
Besparelse [/år]	11.952.190 kr.	12.684.750 kr.	8.046.800 kr.	8.304.100 kr.
Besparelse [ton CO₂/år]	1.190	1.230	1.610	1.610
Simpel TBT [år]	14,5	13,5	21,5	21
NPV efter 25 år [kr.]	-36.689.289 kr.	-29.093.189 kr.	-77.185.261 kr.	-74.517.253 kr.

Tabel 21: Overblik Business Case 1

Konklusion fysisk energifællesskab

- Store beregnede besparelser – både økonomisk og CO₂-mæssigt
- Stor risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Kun Best Case Scenario giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed, som det ser ud nu

Et fysisk energifællesskab er overordnet set en tvivlsom økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

6.4 - Business Case 2: Virtuelt Energifællesskab

I anden del af simuleringen simuleres et virtuelt microgrid for energifællesskabet. Det betyder, at strømmen deles virtuelt mellem virksomhederne og afregnes samlet ved én grænseflade. I dette tilfælde placeret ved 60/10 transformeren. I det virtuelle energifællesskab etableres de centrale solcelleanlæg og batterisystemer ved de involverede virksomheders respektive lokationer. Solcelleanlægget vil have en samlet effekt på 16,5 MWp og batteripakken vil have en samlet kapacitet på 41 MWh med en ladeeffekt på 10 MW. Det vil altså sige de samme dimensioneringsmæssige forudsætninger som i det fysiske energifællesskab.

I det virtuelle energifællesskab betales der tariffer til både Energinet og det lokale netselskab, i dette tilfælde netselskabet N1. Tariffen til N1 bliver dog reduceret, med udgangspunkt i tarifændringen for små lokale energifællesskaber, som træder i kraft i januar 2026. Det gør differentieret tarifiering lovlig på 400 V nettet, hvor der kan opnås en besparelse ved at reducere forbruget for elnettet i spidsbelastningsperioder.

I dette virtuelle energifællesskab skaleres denne tarifiering op til 10 kV nettet, og det regnes samtidig med, at de enkelte virksomheder kan benytte 80% af den producerede solcellestrøm på egen lokation.

6.4.1 - Investeringer og udgifter virtuelt energifællesskab

CAPEX – investeringer virtuelt energifællesskab, best, normal og worst case

System/Anlæg	Best Case	Normal Case	Worst Case
Solcelleanlæg	77.962.500 kr.	86.625.000 kr.	95.287.500 kr.

Batteripakke	18.008.440 kr.	21.186.400 kr.	24.364.360 kr.
El-beregninger	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
Styresystem	1.700.000 kr.	2.000.000 kr.	2.300.000 kr.
Samlet	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.

OPEX – Årlige udgifter virtuelt energifællesskab, best, normal og worst case

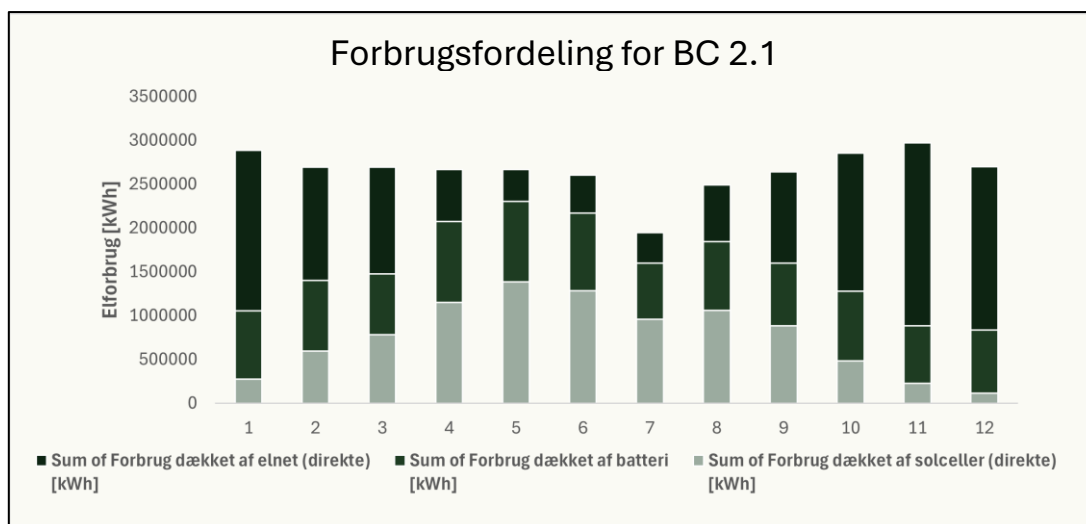
Udgift	Best Case	Normal Case	Worst Case
D&V [Kr./år]	300.000 kr./år	400.000 kr./år	500.000 kr./år
Øget effektbetaling [Kr./år]	244.920 kr./år (B-høj 2025)	367.380 kr./år (1,5 x B-høj 2025)	489.840 kr./år (2 x B-høj 2025)
Samlet	544.920 kr./år	767.380 kr./år	989.840 kr./år

Tabel 22: Investeringer og udgifter ved virtuelt energifællesskab

Ved best, normal og worst case er differensen i hver pris individuelt vurderet baseret på grad af usikkerhed, men samlet set differentierer de sig med +/- 15% fra normal.

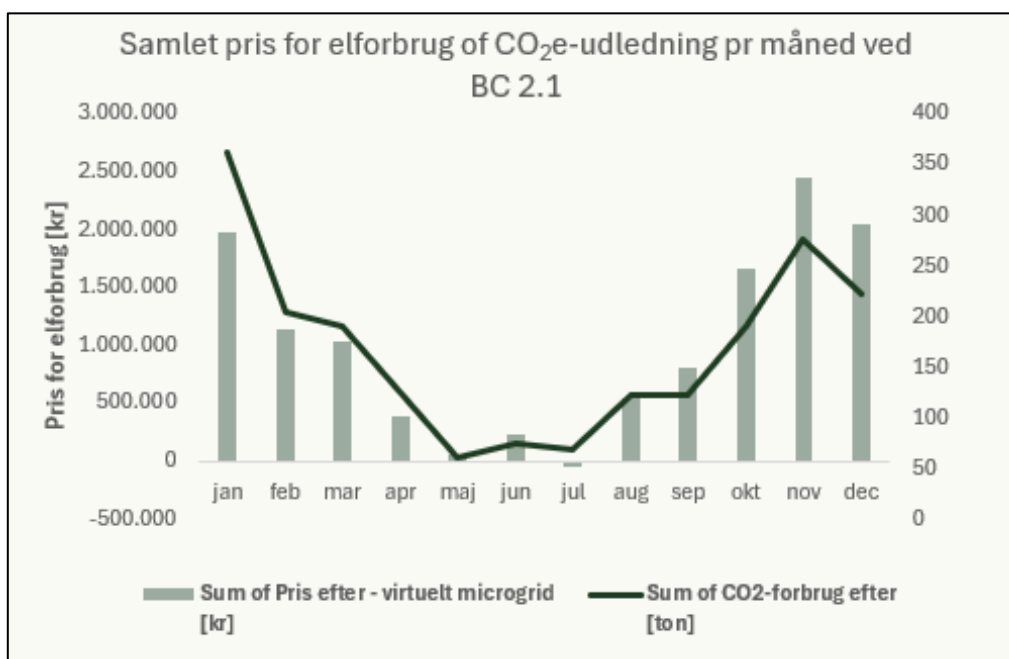
6.4.2 - BC 2.1 Styling efter elpris

I Business Case 2.1 styres fordelingen af strøm på baggrund af elprisen – på samme måde som i BC1.1. Det vil sige, at der bruges strøm fra batteriet baseret på den forventede pris de kommende 24 timer. Her vil batteriet fyldes op af enten solenergi eller fra det kollektive elnet, hvis prisen er under et vist niveau. Batteriet vil ligeledes sælge reststrøm til det kollektive net på tidspunkter, hvor der kan opnås en høj elpris for salget. Stylingen efter elpris forventes at give den største økonomiske besparelse, set i forhold til stylingen efter CO₂e-udledning. Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det virtuelle energifællesskab med prisstyling. Nedenstående figur viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget ved det virtuelle microgrid simuleret med prisstyling.



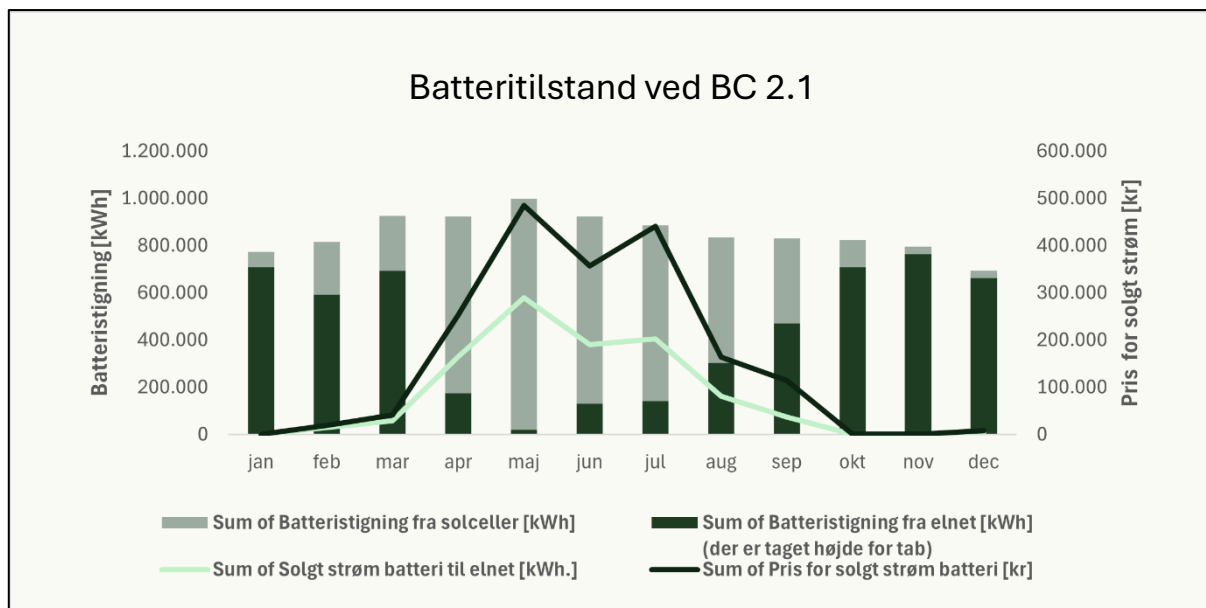
Figur 36: Forbrugsfordeling for BC2.1

Nedenstående figur viser den samlede pris, der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



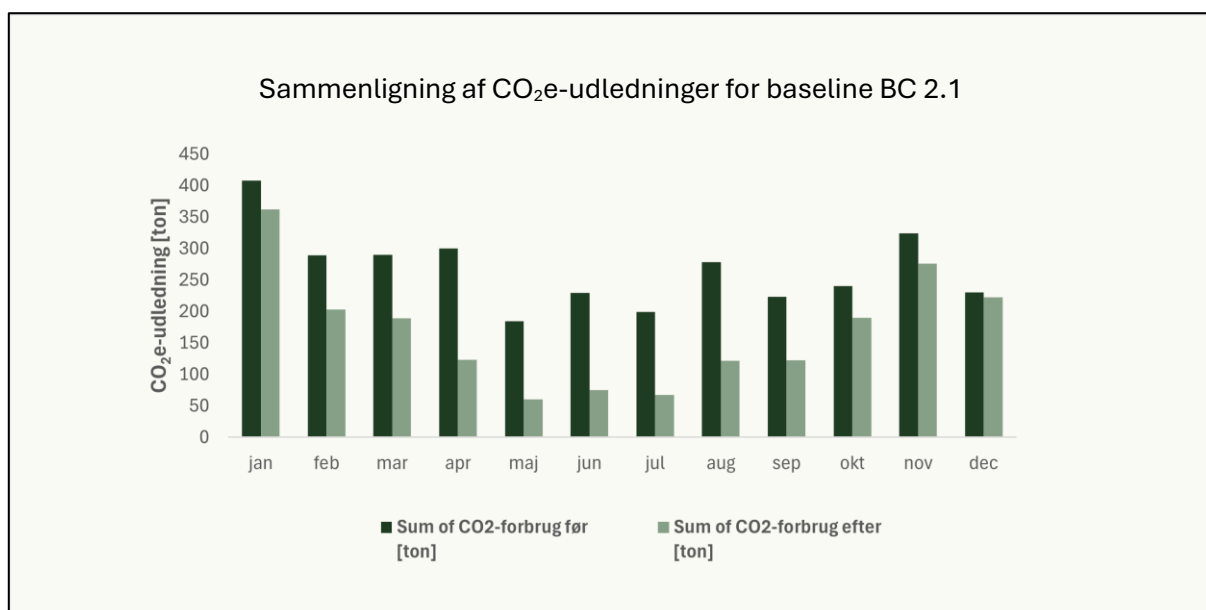
Figur 37: Pris for elforbrug og CO₂e-udledning ved BC2.1

Nedenstående figur viser summen af energi, der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Der vises ligeledes hvor meget strøm der sælges fra batteriet, og hvor høj indtjeningen for dette er. Der ses her, at der sælges klart mest over sommeren – hvilket skyldes, at batteriet primært fyldes op af solenergi, hvorfor det bedre kan betale sig at sælge det.

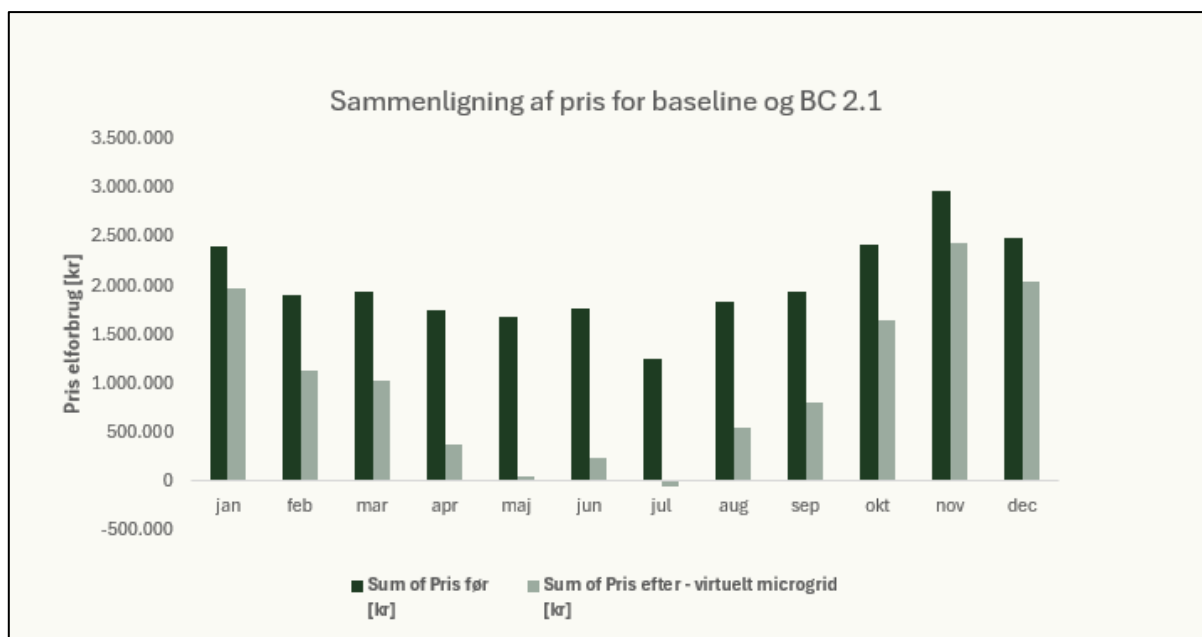


Figur 38: Batteritilstand ved BC2.1

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 2 og baselineforbruget på månedsbasis.



Figur 39: Sammenligning af CO₂e-udledninger for BC2.1 og baseline



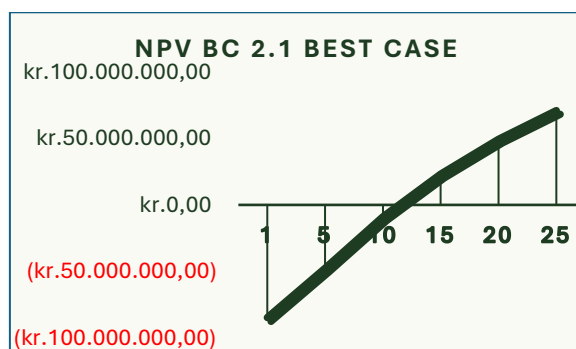
Figur 40: Sammenligning af pris for elforbrug for BC2.1 og baseline

Simuleringen af BC 2.1 viser en tydelig besparelse for det samlede energifællesskab på både CO₂e-udledninger og den økonomiske pris for elforbruget. Ligesom ved det fysiske microgrid, skyldes en væsentlig del af besparelsen, at en stor andel af forbruget i perioden marts til september dækkes af egenproduceret solenergi.

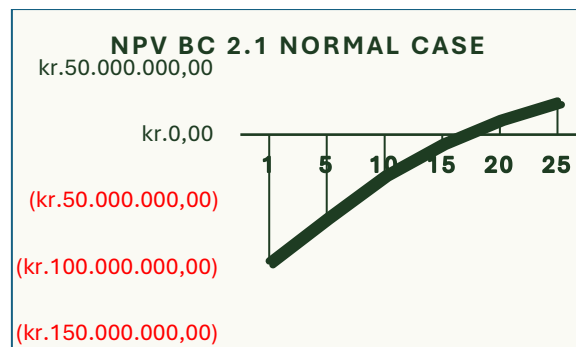
BESS-anlægget bidrager yderligere ved at muliggøre lagring af solenergi til senere brug, hvilket både øger den interne udnyttelse og giver mulighed for økonomisk gevinst gennem salg af overskudsstrøm til elnettet.

Simuleringen forudsætter dog, at der fortsat købes strøm fra elnettet i perioder, hvor det interne forbrug overstiger den lokale produktion, eller hvor det vurderes økonomisk fordelagtigt at købe strøm til en lav pris med henblik på videresalg eller senere forbrug.

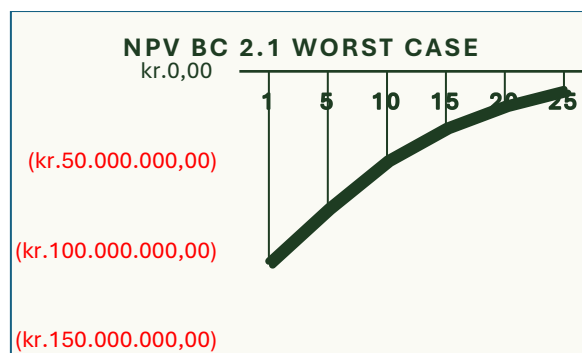
Investeringsomkostningerne samt årlige udgifter for denne business case er beskrevet i detalje i indledningen. Der er beregnet en forventet nutidsværdi (NPV) for investeringen, der skal anvendes til at vurdere businesscasen rent økonomisk. NPV-beregningerne baserer sig på diskonteringsfaktorerne beskrevet i afsnittet "Generelle forudsætninger Business Cases".



Figur 41: NPV BC 2.1 Best case



Figur 42: NPV BC 2.1 Normal case



Figur 43: NPV BC 2.1 Worst case

Resultat – NPV-resultater efter 25 år BC2.1	
Scenario	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 4%)	70.914.300 kr.
Normal case (disk. Faktor 6%)	25.410.800 kr.
Worst case (disk. Faktor 8%)	-10.077.000 kr.

Tabel 23: NPV-beregninger for BC 2.1

6.4.2.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 2.1 fremgår af Tabel 24. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrasket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.190 tons CO₂e.

	Best	Normal	Worst
Investering	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	11.037.100 kr.	10.814.600 kr.	10.592.100 kr.
Simpel TBT (år)	9	10,5	12

Tabel 24: Investering, besparelse og TBT

6.4.2.2 - Delkonklusion

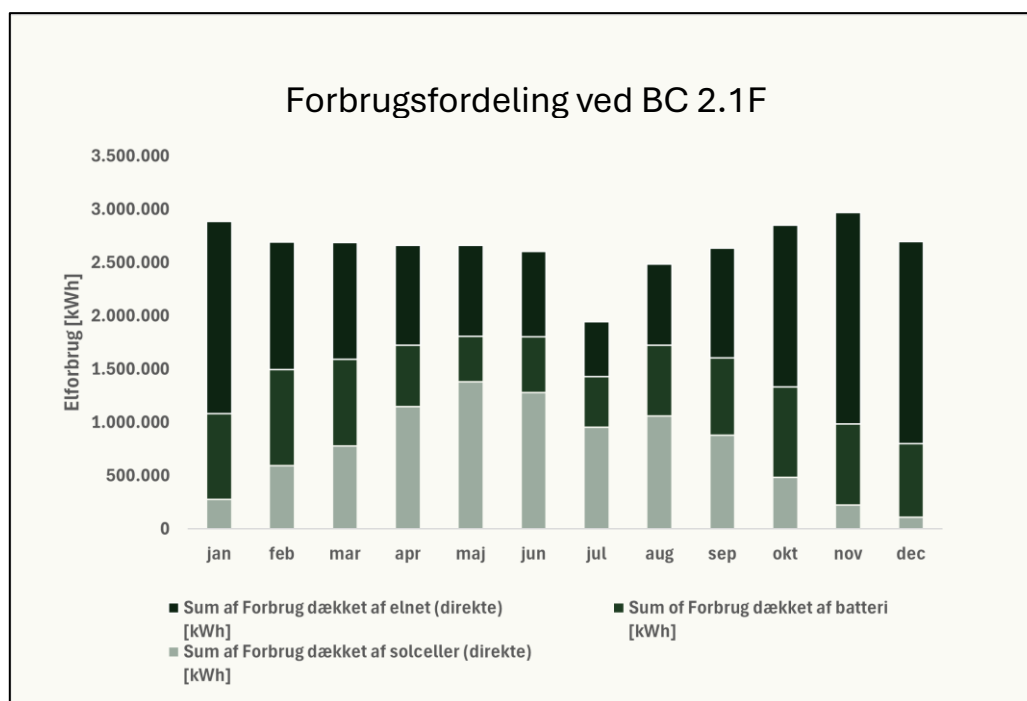
Som det fremgår af **Fejl! Henvissningskilde ikke fundet.**, viser BC2.1 umiddelbart store besparelser og relativt korte tilbagebetalingstider. I normal case er tilbagebetalingstiden på 10,5 år.

Samtidig viser NPV-beregningerne for BC 2.1, at det i mange tilfælde vil være en fornuftig investering, med rimelige nutidsværdier allerede efter 17-19 år og en stor samlet milliongevinst efter den samlede forventede levetid på 25 år, for både best og normal case scenarierne.

Dog er der stadig en række juridiske forhold, som skaber en række usikkerheder vedrørende den reducerede tarifiering samt opsætning af energifællesskabet. Der eksisterer på nuværende tidspunkt ikke en tarifieringsmodel for 10 kV-net.

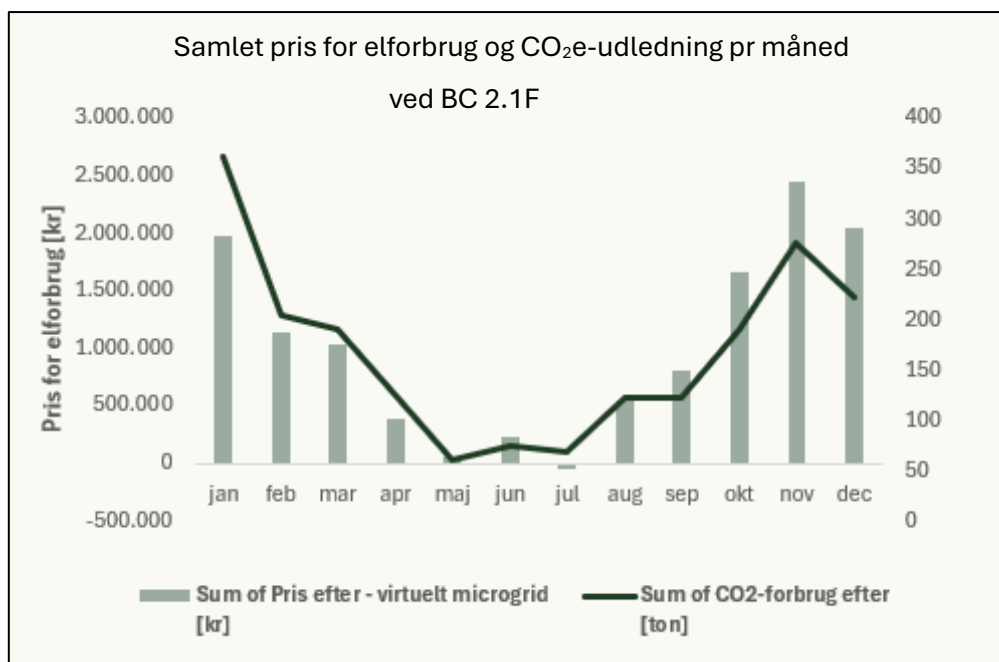
6.4.3 - BC 2.1F Styring efter elpris - fremtidsscenario

Som tilføjelse til BC 2.1 reduceres den gældende tarifiering og samtidig tilføjes en CO₂-afgift på 0,5 kr. pr. kg CO₂. Den reducerede tarif er bestemt med udgangspunkt i en ændring i kundeforholdet med netselskabet. Ved at rykke grænsefladen for betalingen til netselskabet, vil energifællesskabet muligvis kunne opnå en reduceret tarif, sammenlignelig med den nuværende B-høj tarif. Dermed tages der udgangspunkt i en reduceret tarif, som er tilsvarende B-høj kombineret med rabatten, der gives i den kommende tarifieringsmodel for energifællesskaber i 0,4 kV-net. Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det virtuelle energifællesskab med prisstyring i fremtidsscenario. Figur 44 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget hen over året:



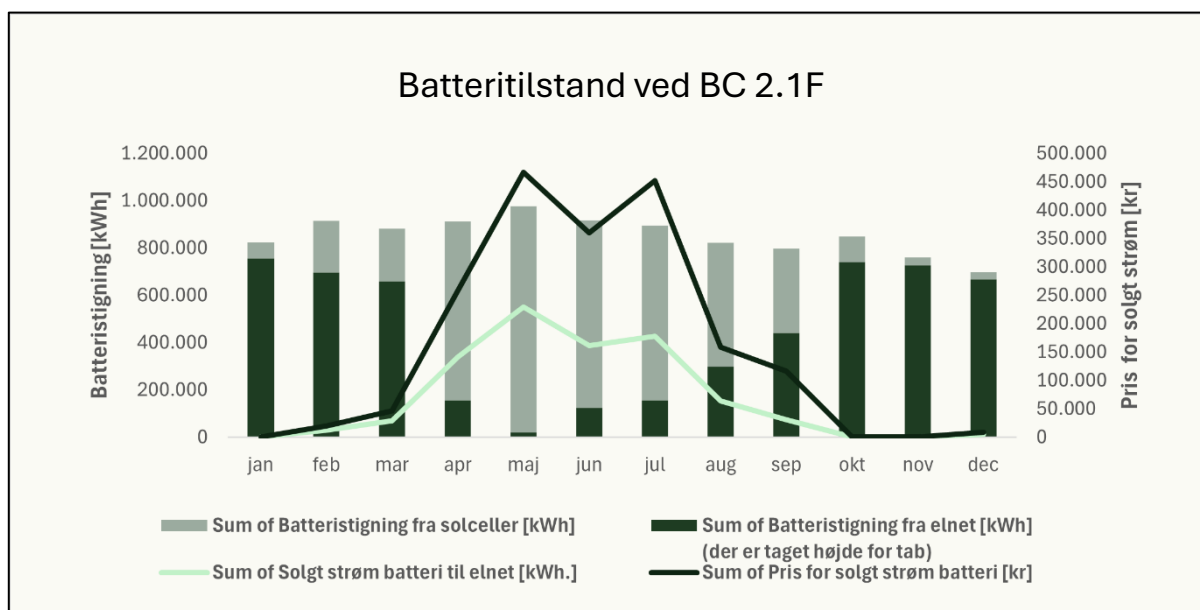
Figur 44: Forbrugsfordeling ved BC 2.1F

Nedenstående figur viser den samlede pris, der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



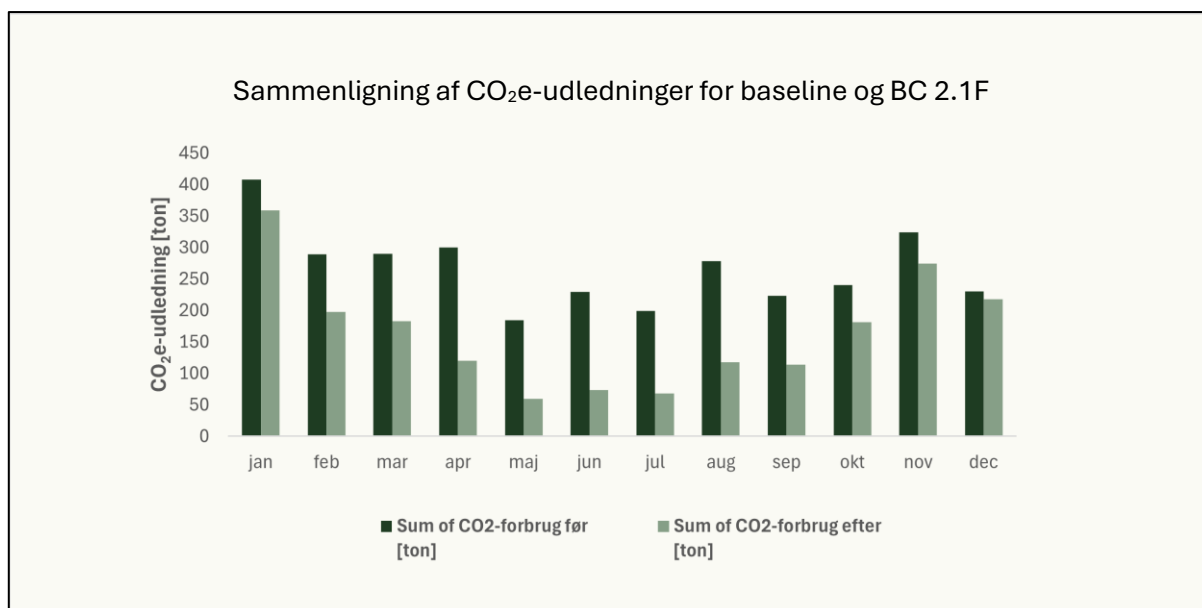
Figur 45: Samlet pris for elforbrug og CO₂e-udledning BC 2.1F

Nedenstående figur viser summen af energi, der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Der vises ligeledes hvor meget strøm, der sælges fra batteriet, og hvor høj indtjeningen for dette er. Der ses her, at der sælges klart mest over sommeren – hvilket skyldes, at batteriet primært fyldes op af solenergi, hvorfor det bedre kan betale sig at sælge det.

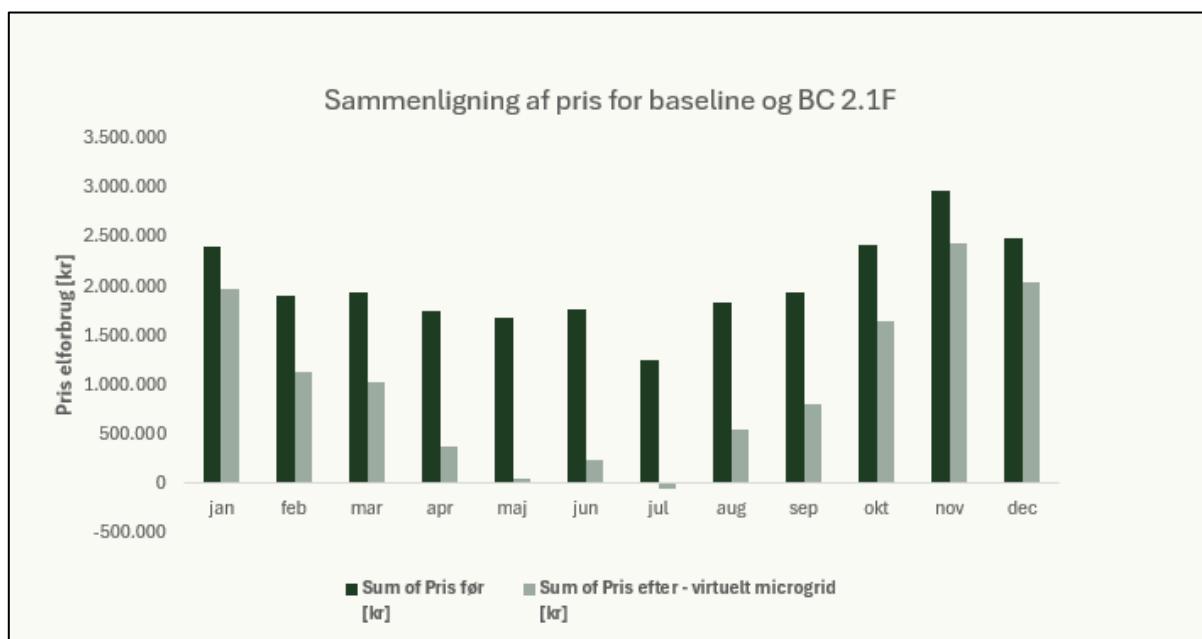


Figur 46: Batteritilstand BC 2.1F

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 2.1F og baselineforbruget på månedsbasis.



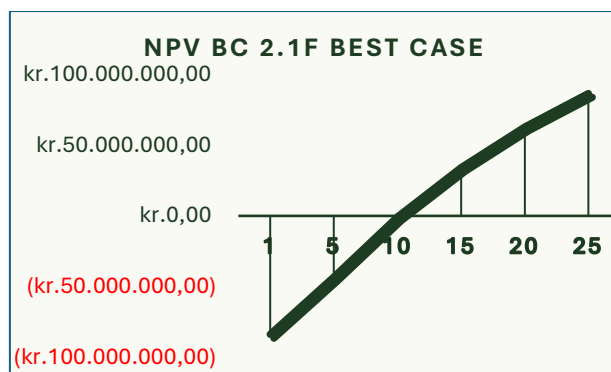
Figur 47: Sammenligning af CO₂e-udledninger for BC 2.1F og baseline



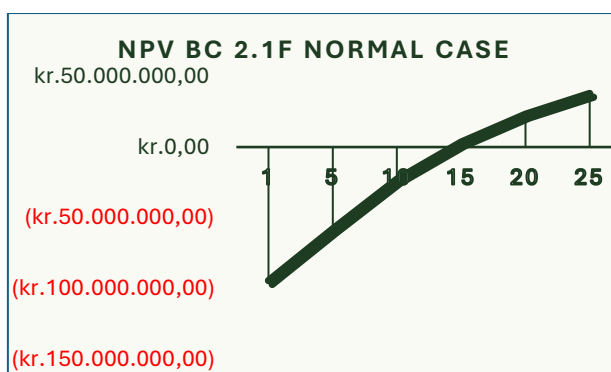
Figur 48: Sammenligning pris for BC 2.1F og baseline

Simuleringen af BC 2.1F viser de samme tendenser, som fremgår af BC 2.1, den væsentlige ændring er udelukkende en bedre økonomisk case. Dette skyldes CO₂-afgiften på 0,5 kr. og den reducerede tarif. Dermed er der ikke nogen ændringer i forbrugsmønstrene for casen, men blot bedre økonomiske forudsætninger.

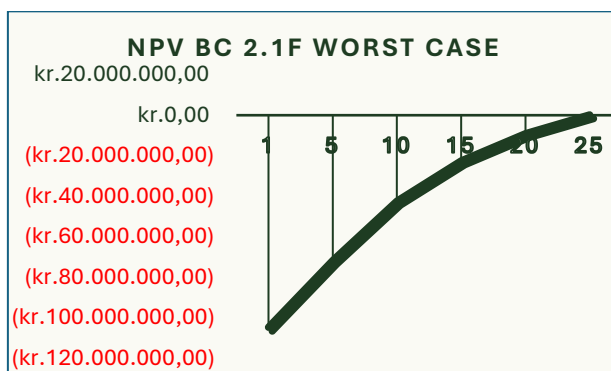
Investeringsomkostningerne samt årlige udgifter for denne businesscase er beskrevet i detaljer i indledningen. Der er beregnet en forventet nutidsværdi (NPV) for investeringen, der skal anvendes til at vurdere business casen rent økonomisk. NPV-beregningerne baserer sig på diskonteringsfaktorerne beskrevet i afsnittet "Generelle forudsætninger Business Cases 6.1".



Figur 49: NPV BC 2.1F Best case



Figur 50: NPV BC 2.1F Normal case



Figur 51: NPV BC 2.1F Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC2.1F	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 4%)	86.486.700 kr.
Normal case (disk. Faktor 6%)	37.913.100 kr.
Worst case (disk. Faktor 8%)	169.700 kr.

Tabel 25: NPV-beregninger for BC 2.1F

6.4.3.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 2.1F fremgår af Tabel 26. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrukket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.230 tons CO₂e – hvilket er en lille forøgelse ift. BC 2.1.

	Best	Normal	Worst
Investering	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	12.073.750 kr.	11.851.290 kr.	11.628.830 kr.
Simpel TBT (år)	8	9,5	11

Tabel 26: Besparellestabel for worst, normal og best case

6.4.3.2 - Delkonklusion

Simuleringen af det virtuelle energifællesskab med prisstyring under fremtidsforudsætningerne viser de samme tendenser som BC 2.1, men gør udelukkende casen bedre økonomisk.

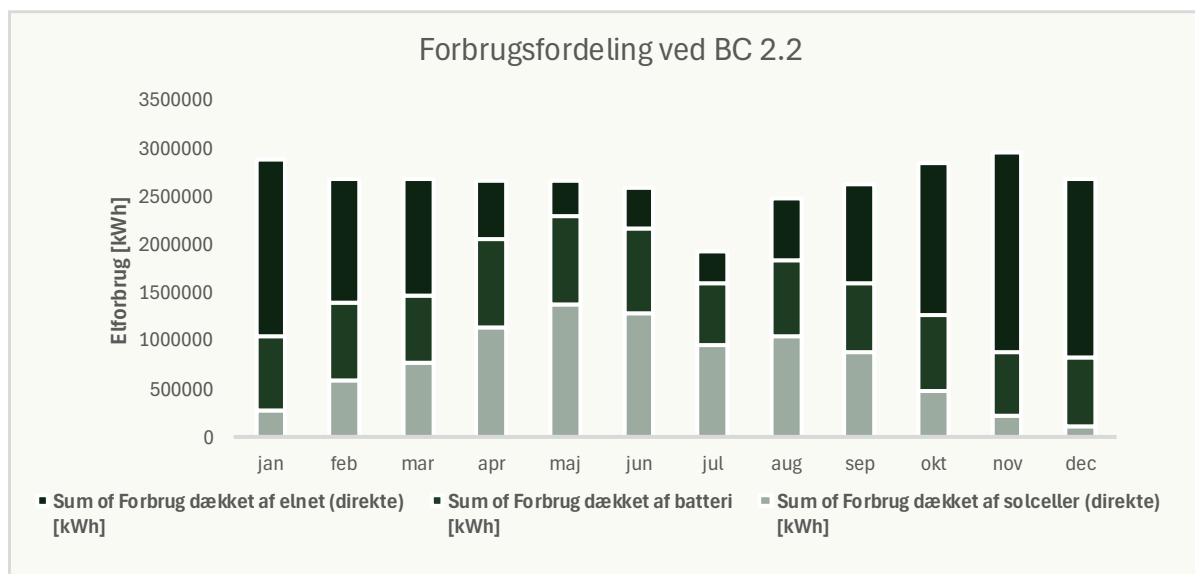
Projektet fremstår umiddelbart økonomisk rentabelt under de opstillede forudsætninger, men der vil fortsat være væsentlige juridiske og regulatoriske udfordringer, som skaber usikkerhed omkring den reelle prisfastsættelse og implementeringsmulighed. Disse usikkerheder er inkorporeret i NPV-beregningerne, for at analysere rentabiliteten af investeringen over tid.

Etableringen af et energifællesskab med et virtuelt microgrid med prisstyring giver altså tydelige indikationer af mulige besparelser. Både på CO₂-forbruget og for den samlede pris for elforbruget. Samtidig viser den forholdsvis korte simple TBT- og NPV-beregninger en betydelig 2-cifret milliongevinst for både best og normal case scenarierne.

6.4.4 - BC 2.2 Styling efter CO₂-udledning

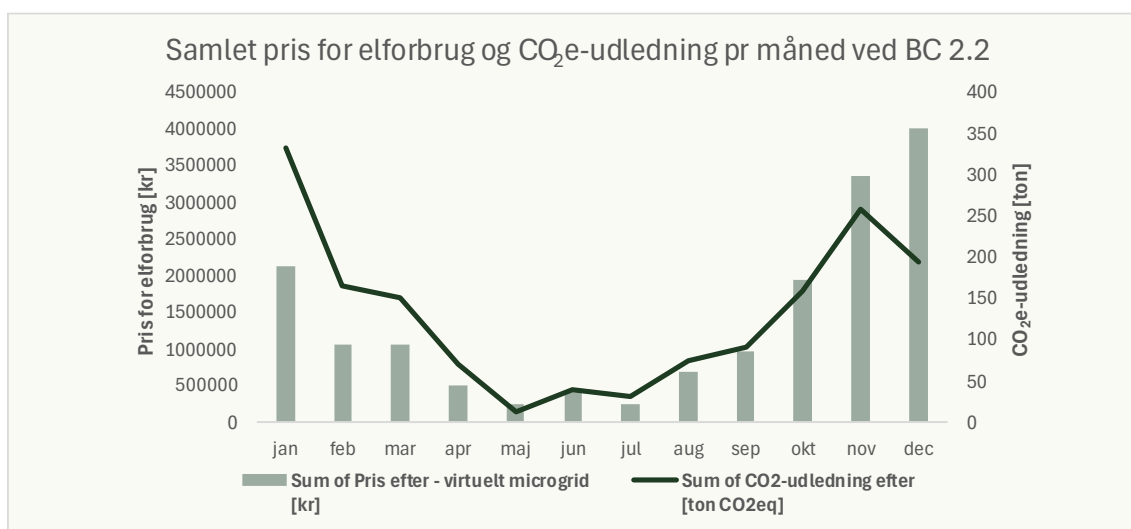
I BC 2.2 styres det virtuelle microgrid efter CO₂e-forbruget, hvilket forventes at give den største miljømæssige besparelse. Det forventes derfor, at simuleringen prioriterer ”grøn” strøm og indkøber strøm når CO₂-ækvivalenterne er på de laveste inden for de næste 24 timer. Der vil ikke blive ændret på det samlede forbrug, men fordelingen af forbrugskilderne vil ændre sig.

Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det virtuelle energifællesskab med CO₂-styring. Figur 39 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis elnettet, batteriet og solcelleanlægget.



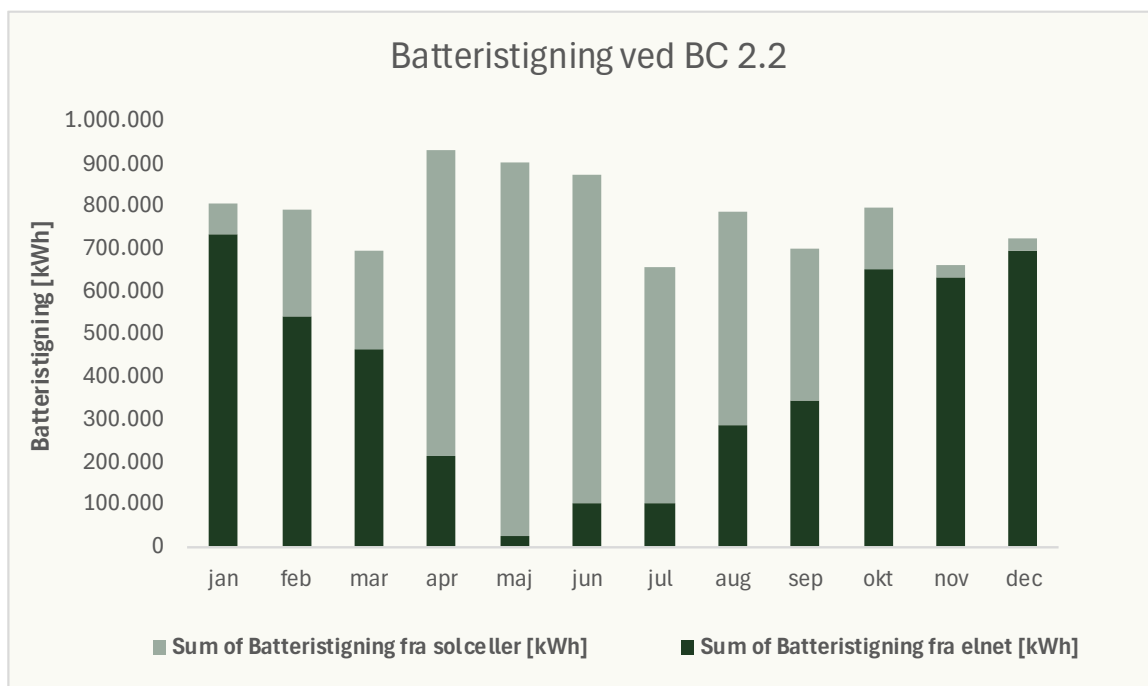
Figur 52: Forbrugsfordeling ved BC 2.2

Nedenstående figur viser den samlede pris, der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



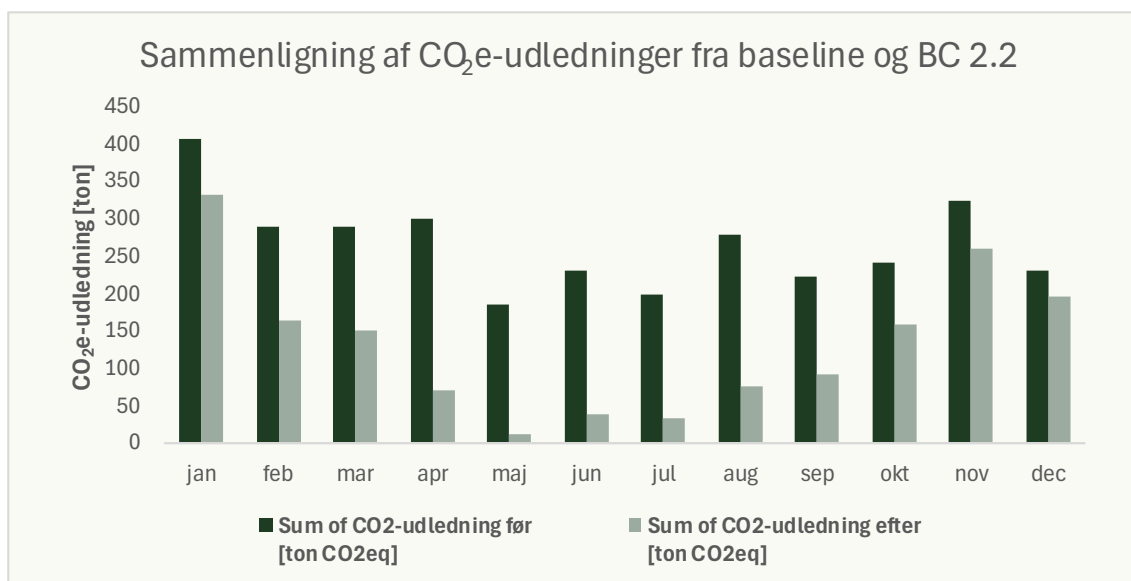
Figur 53: Pris for elforbrug og CO₂e-udledning for BC 2.2

Nedenstående figur viser summen af energi, der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Den primære forskel her ift. prisstyringen er, at der ikke sælges strøm fra batteriet. Dette gøres, da det er vurderet at det ikke kan betale sig, når der kun styres efter at reducere CO₂e-udledning.

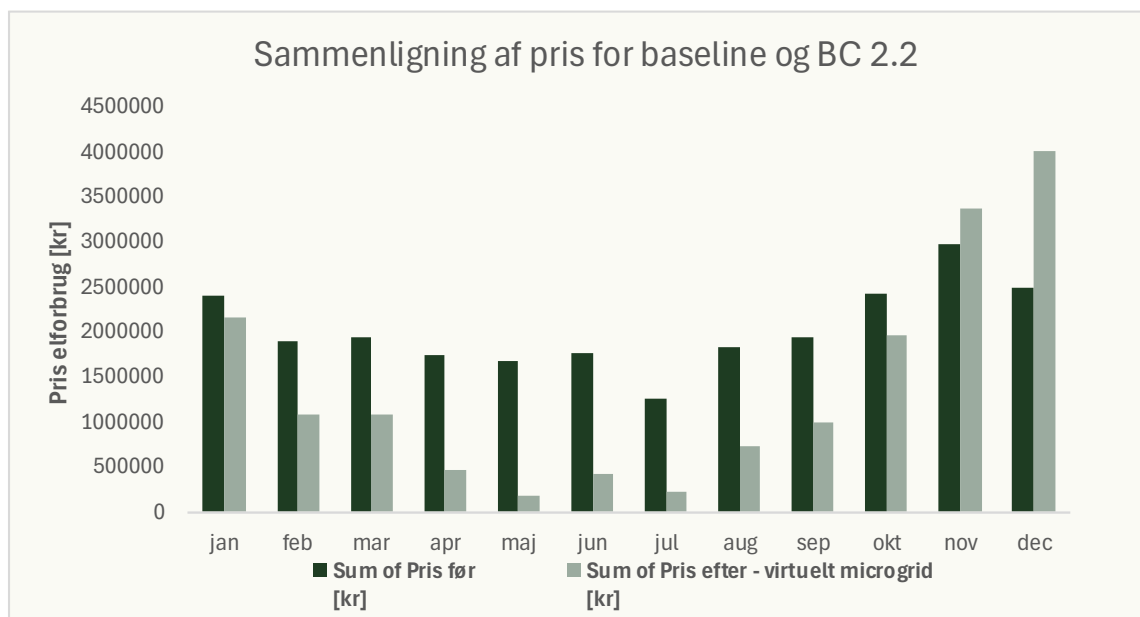


Figur 54: Battericyklus ved BC 2.2

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 2.2 og baselineforbruget på månedsbasis.



Figur 55: Sammenligning af CO₂e-udledning fra BC 2.2 og baseline

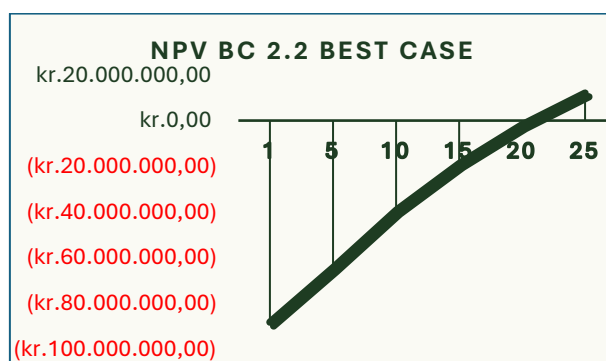


Figur 56: Sammenligning af pris for BC 2.2 og baseline

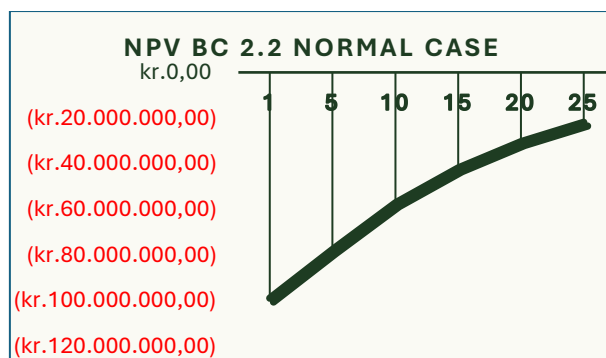
Simuleringen af BC2.2, som er virtuelt energifællesskab med CO₂-styring, viser, som det fremgår af ovenstående figurer, at der opnås en signifikant besparelse på både CO₂-forbruget og prisen for elforbruget. Denne besparelse kommer gennem prioritering af strøm gennem egen producerende anlæg og ved CO₂ optimeret brug af BESS-anlægget.

I BC 2.2 bliver der ikke i noget tilfælde solgt strøm fra BESS-anlægget til elnettet, da dette ikke vil give en CO₂-mæssig besparelse og derfor ikke bliver prioriteret i CO₂-styringen af det virtuelle energifællesskab. Investeringsomkostningerne er i dette scenarie identisk med BC2.1, og er beskrevet i detalje i indledningen til afsnittet.

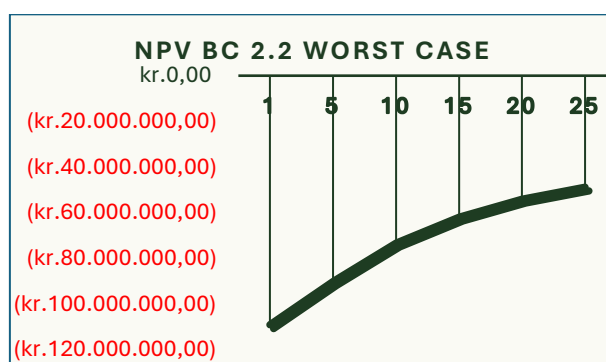
Ligeledes beregnes den forventede nutidsværdi (NPV) for investeringen. NPV-beregningerne baserer sig på diskonteringsfaktorerne beskrevet i afsnittet "Generelle forudsætninger Business Cases 6.1". Investeringsomkostninger er ligeledes beskrevet i detalje i indledningsafsnittet.



Figur 57: NPV BC 2.2 Best case



Figur 58: NPV BC 2.2 Normal case



Figur 59: NPV BC 2.2 Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC2.2	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 4%)	12.046.100 kr.
Normal case (disk. Faktor 6%)	-21.851.400 kr.
Worst case (disk. Faktor 8%)	-48.812.600 kr.

Tabel 27: NPV-resultater BC 2.2

6.4.4.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 2.2 fremgår af Tabel 28. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrasket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.610 tons CO₂e – hvilket er en forøgelse ift. BC 2.1.

	Best	Normal	Worst
Investering	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	7.118.100 kr.	6.895.600 kr.	6.673.100 kr.
Simpel TBT (år)	14	16	18,5

Tabel 28: Besparellestabel for worst, normal og best case

6.4.4.2 - Delkonklusion

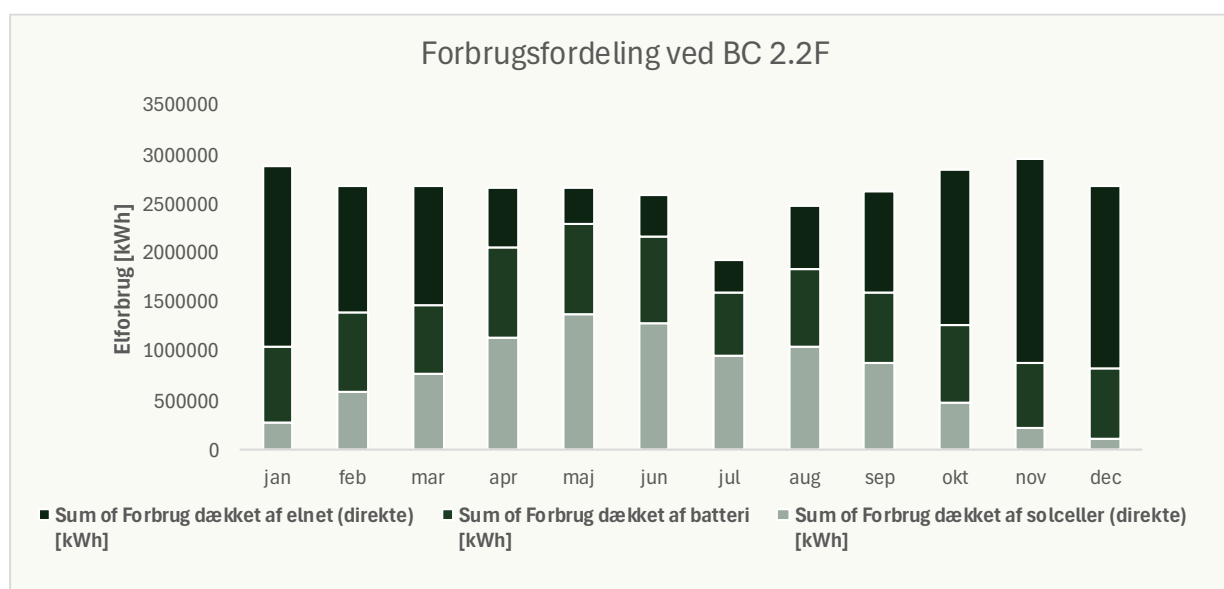
Som det fremgår af ovenstående figurer og tabeller, er de økonomiske rammer for et virtuelt energifællesskab med CO₂-styring dårligere end ved prisstyring. Det ses blandt andet ved simpel TBT på omkring 16 år. Derimod viser NPV-beregningerne, at det i langt de fleste tilfælde ikke opnår en rentabel investering ved et virtuelt energifællesskab med CO₂-styring.

Det vil derfor kræve en højere økonomisk gevinst ved at reducere CO₂-forbruget, før et virtuelt energifællesskab med CO₂-styring vil give økonomisk mening. Det kunne være i form af en CO₂-afgift, som tilføjes i BC 2.2F.

6.4.5 - BC 2.2F Styring efter CO₂-udledning - fremtidsscenario

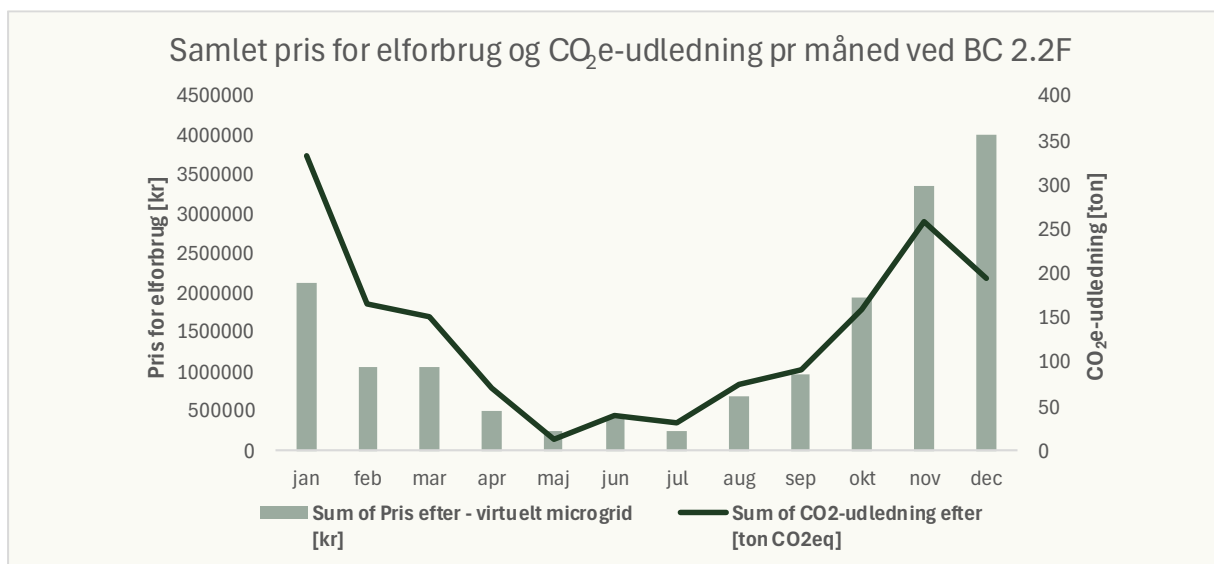
Som tilføjelse til BC 2.2 reduceres den gældende tarifiering og samtidig tilføjes en CO₂-afgift på 0,5 kr. pr. kg CO₂. Den reducerede tarif er bestemt med udgangspunkt i en ændring i kundeforholdet med netselskabet. Ved at rykke grænsefladen for betalingen til netselskabet, vil energifællesskabet muligvis kunne opnå en reduceret tarif, sammenlignelig med den nuværende A-høj tarif. Dermed tages der udgangspunkt i en reduceret tarif, som er tilsvarende A-høj kombineret med den reducerede tarif for energifællesskaber.

Herunder gennemgås forskellige relevante forbrugsdata for simuleringen af det virtuelle microgrid med prisstyring. Figur 60 viser andelen af elforbruget, som er dækket af henholdsvis el-nettet, batteriet og solcelleanlægget.



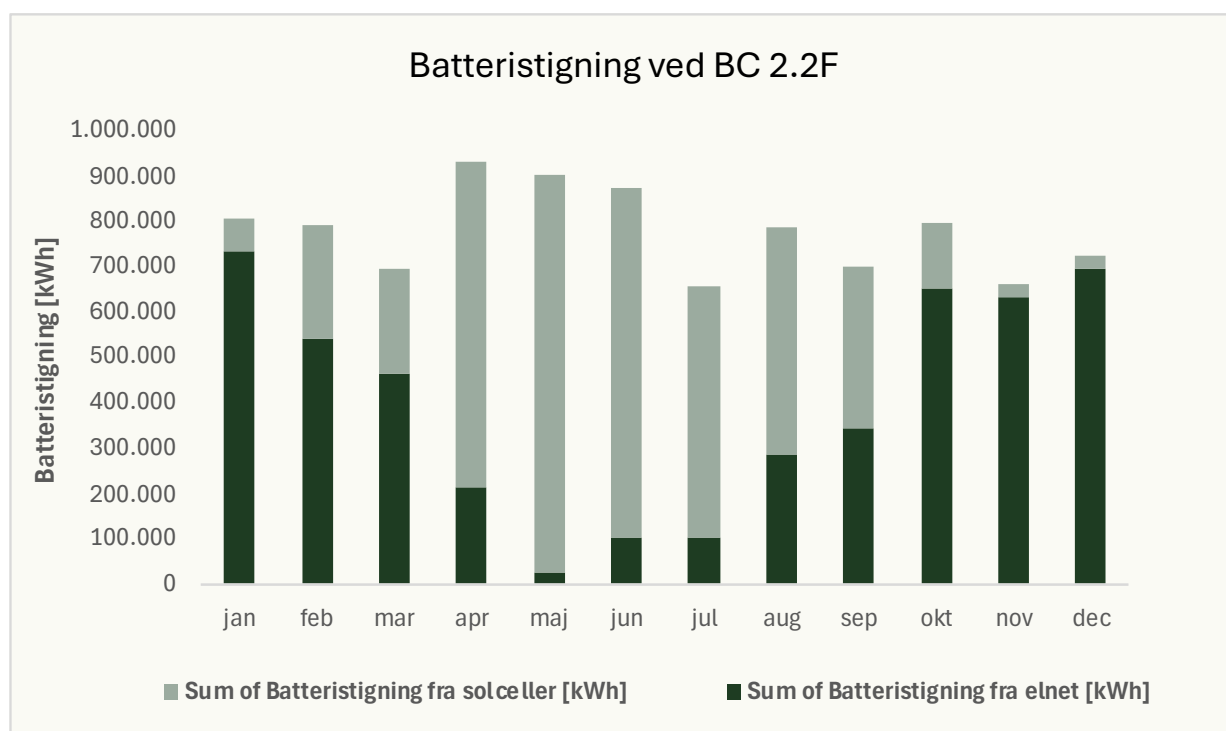
Figur 60: Forbrugsfordeling for BC 2.2F

Nedenstående figur viser den samlede pris, der betales, samt samlet udledning af CO₂e forbundet med den beskrevne styring. Der ses, at sommerperioden giver de største besparelser, og dette skyldes primært solcellernes produktion.



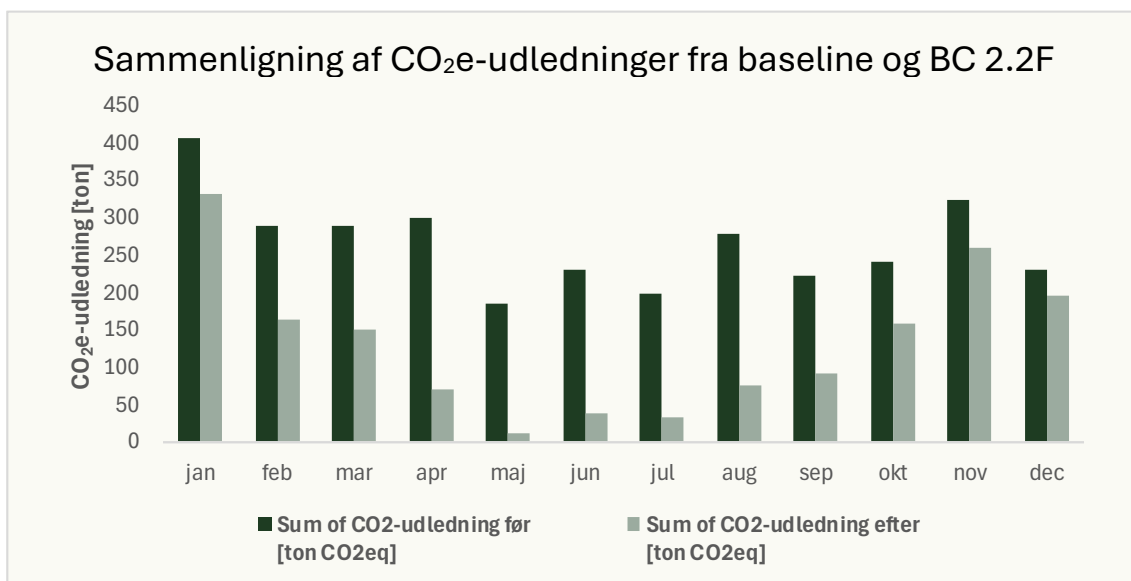
Figur 61: Pris og CO₂e-udledning ved BC 2.2F

Nedenstående figur viser summen af energi, der optages i batteriet hen over året, og hvor energien kommer fra. Den primære forskel her ift. prisstyringen er, at der ikke sælges strøm fra batteriet. Dette gøres, da det er vurderet at det ikke kan betale sig, når der kun styres efter at reducere CO₂e-udledning.

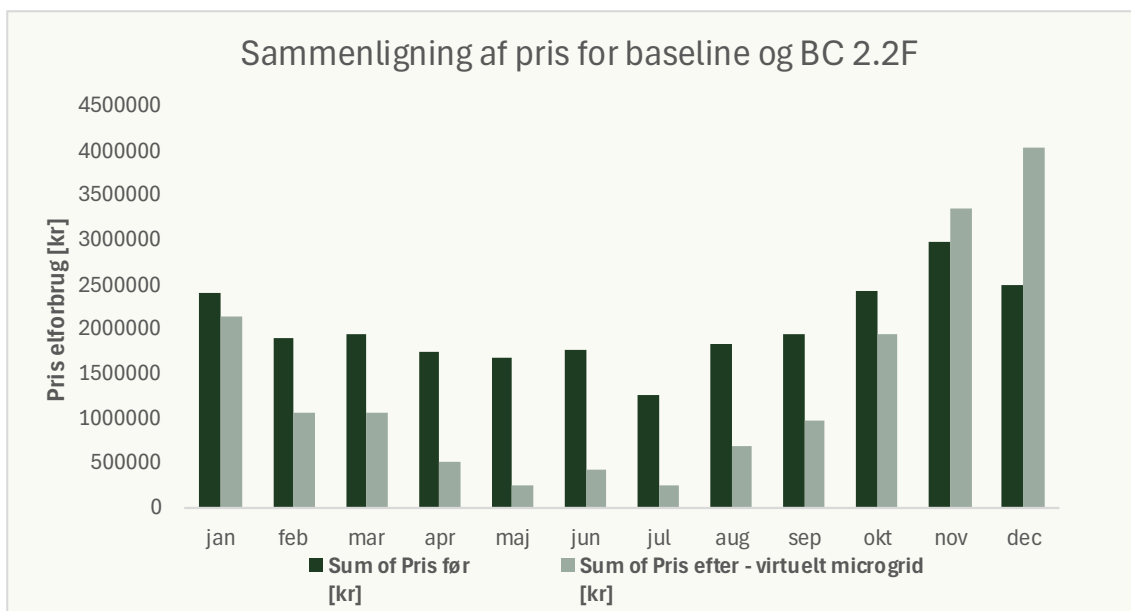


Figur 62: Batteristigning ved BC 2.2F

Følgende figurer viser sammenligninger af CO₂e-udledninger og pris for elforbruget mellem BC 2.2F og baselineforbruget på månedsbasis.



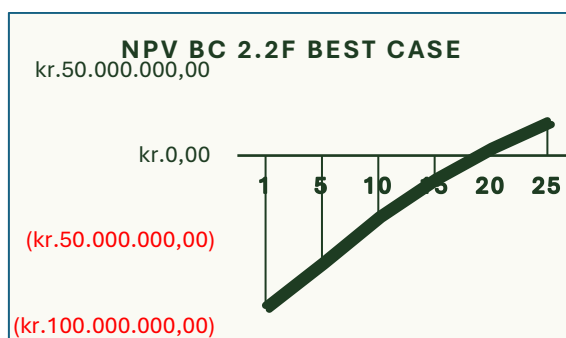
Figur 63: Sammenligning af CO₂e-udledninger fra BC 2.2F og baseline



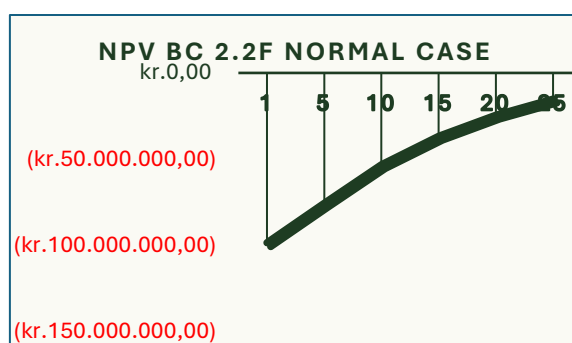
Figur 64: Sammenligning af pris for BC 2.2F og baseline

Simuleringen af BC 2.2F viser de samme tendenser, som fremgår af BC 2.2, den væsentlige ændring er udelukkende en bedre økonomisk case. Dette skyldes CO₂-afgiften på 0,5 kr. og den reducerede tarif. Dermed er der ikke nogen ændringer i forbrugsmønstrene for casen, men blot bedre økonomiske forudsætninger. Investeringsomkostningerne er beskrevet i detalje i indledningen til afsnittet.

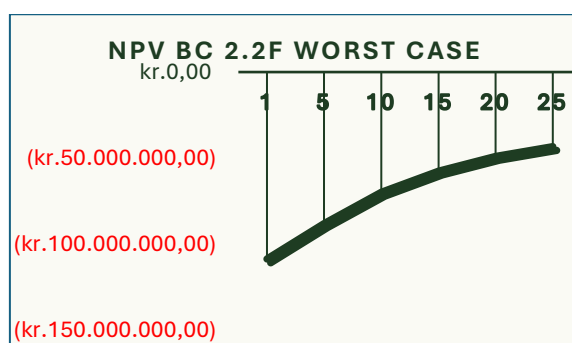
Ligeledes beregnes den forventede nutidsværdi (NPV) for investeringen. NPV-beregningerne baserer sig på diskonteringsfaktorerne beskrevet i afsnittet ”Generelle forudsætninger Business Cases 6.1”.



Figur 65: NPV for BC 2.2F Best case



Figur 66: NPV for BC 2.2F Normal case



Figur 67: NPV for BC 2.2F Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC2.2F	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 4%)	20.379.600 kr.
Normal case (disk. Faktor 6%)	-15.160.900 kr.
Worst case (disk. Faktor 8%)	-43.329.100 kr.

Tabel 29: NPV-beregninger for BC 2.2F

6.4.5.1 - Besparelsestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 2.2F fremgår af Tabel 30. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrasket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.610 tons CO₂e.

	Best	Normal	Worst
Investering	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
Fortjeneste (pr. år)	7.672.800 kr.	7.450.400 kr.	7.227.900 kr.
Simpel TBT (år)	13	15	17

Tabel 30: Besparelsestabel for worst, normal og best case

6.4.5.2 - Delkonklusion

Simuleringen af det virtuelle energifællesskab med CO₂-styring under fremtidsforudsætnin-
gerne viser de samme tendenser som BC 2.2, men gør udelukkende casen bedre økonomisk.

Projektet fremstår umiddelbart økonomisk rentabelt under de opstillede forudsætninger, men der vil fortsat være væsentlige juridiske og regulatoriske udfordringer, som skaber usikkerhed omkring den reelle prisfastsættelse og implementeringsmulighed. Disse usikkerheder er inkorporeret i NPV-beregningerne, for at analysere rentabiliteten af investeringen over tid.

På trods heraf viser den simple TBT på omkring forventeligt 17 år og de lave NPV-værdier efter 25 år viser, at det stadig er et usikkert forretningsgrundlag at etablere et virtuelt microgrid med CO₂-styring på. Det på trods af den potentielt reducerede tarif og CO₂-afgift, som anvendt i fremtidsscenario 2.2F.

6.4.6 - Business Case 2 - Opsummering

Simuleringerne af det virtuelle microgrid med både pris og CO₂-styring viser, at der er markante besparelser at hente på både den miljømæssige og økonomiske bundlinje. Den simple TBT og NPV efter den forventede levetid på 25 år viser positive tendenser for især det virtuelle microgrid med prisstyring.

Af nedenstående tabel fremgår forskellige nøgletal fra de fire simuleringer af det virtuelle energifællesskab. Alle værdierne er baseret på normalcase scenarierne. Dermed bliver det tydeligt, at der er et økonomisk potentiale ved etablering af energifællesskab med et virtuelt microgrid.

	BC 2.1	BC 2.1F	BC 2.2	BC 2.2F
Investering	111.311.400 kr.	111.311.400 kr.	111.311.400 kr.	111.311.400 kr.
Fortjeneste [/år]	11.149.660 kr.	12.186.350 kr.	7.230.660 kr.	7.785.440 kr.
Besparelse [ton CO₂]	1.190	1.230	1.610	1.610
Simpel TBT [år]	10,5	9,5	16	15
NPV efter 25 år [kr.]	25.410.833 kr.	37.913.076 kr.	-21.851.405 kr.	-15.160.886 kr.

Tabel 31: Opsummering af de fire businesscases

Konklusion virtuelt energifællesskab

- Store beregnede besparelser – både økonomisk og CO₂-mæssigt
- Mellem risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Adskillige scenarier giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke muligt på nuværende tidspunkt – men vurderes at kunne blive muligt inden for nærmeste fremtid for 10 kV

Et virtuelt energifællesskab er overordnet set en udmærket økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

6.5 - Sammenligning af Business Case 1 og 2

Dette afsnit vil redegøre for og visualisere resultaterne for henholdsvis business case 1 og 2 – altså fysisk og virtuelt energifællesskab. Afsnittet vil vise differencerne mellem de to muligheder, samt konkludere, hvilken case der vurderes mest rentabel.

Nedenstående tabel sammenligner normal case scenariet for prisstyringen med nutidsforudsætninger for de to systemer – da disse trods alt vurderes som de mest realistiske forudsætninger. I hver række vil det bedste resultat være markeret med fed skrift. Begge systemer har samme CO₂-mæssige besparelse, der ligger på 1.190 tons pr. år. Denne forudsætning er derfor ikke med som sammenligningsgrundlag.

Sammenligning Business Case 1 (Fysisk) og Business Case 2 (Virtuelt)			
Normal Case	Fysisk = BC 1.1	Virtuelt = BC 2.1	Difference
Investering	172.671.400 kr.	111.311.400 kr.	61.360.000 kr.
Årlige udgifter	432.320 kr./år	767.380 kr./år	335.060 kr./år
Besparelse	12.384.510 kr./år	11.581.980 kr./år	802.530 kr./år
Fortjeneste	11.952.190 kr./år	10.814.600 kr./år	1.137.590 kr./år
Simpel TBT	14,5 år	10,5 år	4 år
Diskonteringsfaktor	7,5%	6%	1,5%-point
NPV efter 25 år	-36.689.300 kr.	25.410.830 kr.	62.100.130 kr.

Tabel 32: Sammenligning af BC 1 og 2

Samlet set viser de 8 business cases med tilhørende 24 NPV'er, **at det virtuelle energifællesskab er den bedste økonomiske case** af de to systemer. Dette skyldes følgende:

- **Besparelse og investering**

Besparelsen er tilnærmelsesvis ens ved de to systemer. Differencen er på under 10%. Omvendt er differencen i investering markant højere, svarende til en stigning ved det fysiske energifællesskab på ca. 55%. Ved det fysiske system betaler man derfor ca. 61 mio. kr. ekstra for en ekstra besparelse på ca. 800.000 kr./år.

- **Risiko**

Risikoen ved investeringen i de to systemer er vurderet som værende ret forskellige. Dette er inkorporeret i beregningerne via diskonteringsfaktorerne. Risikoen er højere ved det fysiske energifællesskab, da det både kræver en meget højere investeringspris, men også da det er markant længere fra at være juridisk muligt.

- **NPV**

NPV'erne er egentlig resultater af de to ovenstående forhold – og er derfor markant forskellige ved de to systemer. Nutidsværdien efter 25 år er negativ ved fysisk energifællesskab og positiv ved virtuelt energifællesskab – hvor differencen herimellem er på ca. 62

mio. kr. Dette forhold er det, der **ultimativt konkluderer, at det virtuelle system giver bedst økonomisk mening.**

6.5.1 - Ekstra business case – Optimale forhold

I dette afsnit konstrueres der er en business case, hvor der tilføjes nogle forudsætninger, der giver forbedrede forhold for et energifællesskab. Der er her valgt at tage udgangspunkt i den business case, der giver det bedste resultat, som er **BC 2.1F**.

Udover de forudsætninger og besparelser der gør sig gældende i den beskrevne business case, er der her valgt at tilføje følgende to forudsætninger:

1. Et tilskud på 20% fra offentlige (fx EU-) midler til investeringen

Der tages her udgangspunkt i, at der tilføjes noget omkostningsfri finansiering, i form af fx EU-midler. Dette tilskud er på 20%, hvorfor investeringen reduceres med den andel.

2. Der tillægges fuld fortjeneste på FCR-ydelser til simuleringen

Som beskrevet tidligere i rapporten, er der valgt at ikke inkludere balanceringsydelser i selve simuleringen, da der er en usikkerhed omkring, hvorvidt det ville være muligt at sælge FCR-ydelser på alle tidspunkter, hvor simuleringen alligevel planlægger at sælge strøm. Der er dog beregnet en besparelse, der opnås, hvis der sælges FCR-ydelser hver gang, der alligevel sælges strøm fra solcellerne og/eller batteripakken.

Den beregnede øgede fortjeneste er her på 846.152 kr. årligt

Dette tillægges altså i dette tilfælde den besparelse, der i forvejen er bestemt af simuleringen til denne business case.

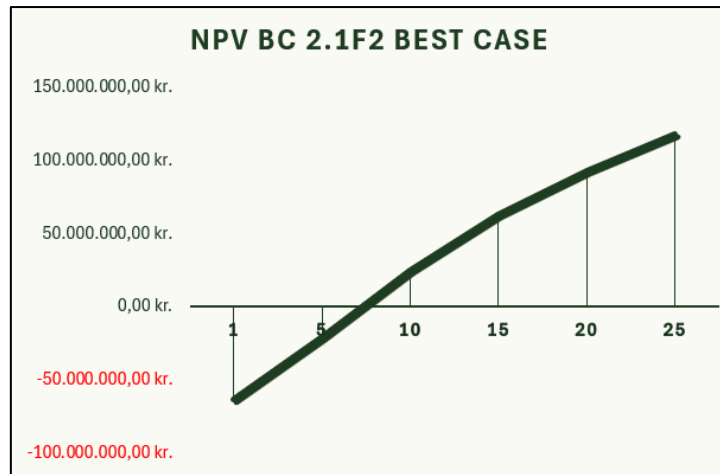
6.6 - BC2.1F2 – Optimale forhold

Investeringsomkostningerne samt årlige udgifter for denne business case er beskrevet i detalje i indledningen – der er dog fratrasket 20% fra de samlede investeringsomkostninger, så de nu er som vist nedenfor.

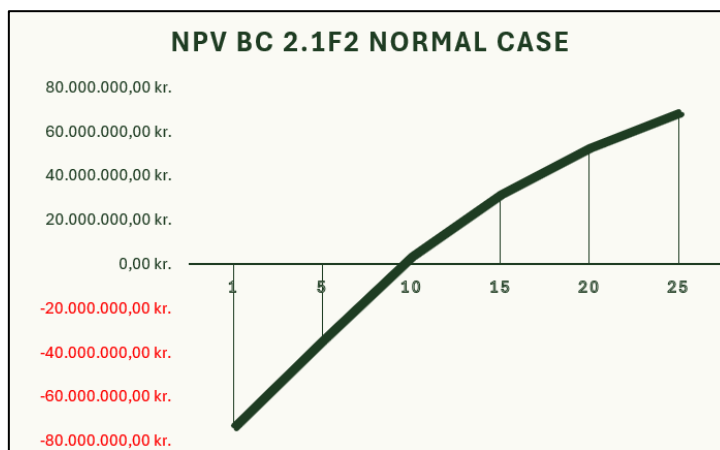
Investeringsomkostninger BC2.1F2			
	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering med 20% rabat	78.936.800 kr.	89.049.100 kr.	99.161.500 kr.

Tabel 33: Investeringsomkostninger for BC 2.1F2

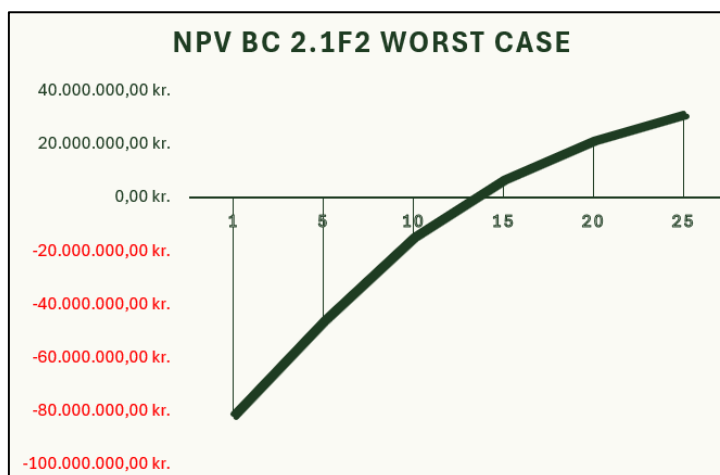
Der er beregnet en forventet nutidsværdi (NPV) for investeringen, der skal anvendes til at vurdere businesscasen rent økonomisk. NPV-beregningerne baserer sig på diskonteringsfaktorerne beskrevet i afsnittet "Generelle forudsætninger Business Cases".



Figur 68: NPV for BC 2.1F2 Best case



Figur 69: NPV for BC 2.1F2 Normal case



Figur 70: NPV for BC 2.1F2 Worst case

Resultat - NPV-resultater efter 25 år BC2.1F2	
Scenarie	Værdi efter 25 år
Best case (disk. Faktor 4%)	118.172.100 kr.
Normal case (disk. Faktor 6%)	69.119.600 kr.
Worst case (disk. Faktor 8%)	31.487.200 kr.

Tabel 34: NPV-beregninger for BC 2.1F2

6.6.1 - Besparellestabel med investering og TBT

Den simple tilbagebetalingstid (TBT) for BC 2.1F2 fremgår af Tabel 35. Beregningen tager udgangspunkt i den samlede investering og den estimerede årlige besparelse på elforbruget, fratrukket årlige omkostninger. Udover den økonomiske besparelse er der her en besparelse på 1.230 tons CO₂e.

	Best	Normal	Worst
Investering	78.936.800 kr.	89.049.100 kr.	99.161.500 kr.
Fortjeneste (pr. år)	12.919.900 kr.	12.697.440 kr.	11.628.830 kr.
Simpel TBT (år)	6	7	8

Tabel 35: Investering, besparelse og TBT for BC 2.1F

6.6.2 - Delkonklusion

Simuleringen af det virtuelle energifællesskab med prisstyring og optimale forudsætninger viser de samme tendenser som BC 2.1 og BC 2.1F, men styrker udelukkende casen økonomisk.

Projektet fremstår umiddelbart økonomisk rentabelt under de opstillede forudsætninger, men der vil fortsat være væsentlige juridiske og regulatoriske udfordringer, som skaber usikkerhed omkring den reelle prisfastsættelse og implementeringsmulighed. Disse usikkerheder er inkorporeret i NPV-beregningerne, for at analysere rentabiliteten af investeringen over tid.

Etableringen af et energifællesskab med et virtuelt microgrid med prisstyring under ekstra favorable forudsætninger giver altså tydelige indikationer af gode mulige besparelser. Både på CO₂ forbruget og for den samlede pris for elforbruget. Samtidig viser den forholdsvis korte simple TBT og NPV-beregninger en betydelig 2-cifret milliongevinst for både best og normal case scenarierne.

7 - Juridiske udfordringer for etableringen af et energifællesskab i en erhvervspark

Dette afsnit vil se på de lovgivningsmæssige udfordringer ift. etableringen af et energifællesskab i erhvervsparken ved Port of Aalborg. Den nuværende lovgivning forhindrer både etableringen af det fysiske og virtuelle energifællesskab.

Bekendtgørelsen om VE-fællesskaber og borgerenergifællesskaber (maj 2021) forhindrer store virksomheder i at deltage i energifællesskaber. Dette er problematisk for det tænkte energifællesskab i erhvervsparken, fordi der både er store, små og mellemstore virksomheder i området. Ydermere må VE-fællesskaber ikke eje, drive eller leje distributionsnet, hvilket forhindrer etableringen af det fysiske energifællesskab.

En anden problematik er den manglende definition af princippet om nærhed og hvorvidt dette betyder at deltagerne skal være tilkoblet samme transformerstation. Hvis dette er tilfældet, bliver det problematisk for etableringen af energifællesskabet, da der er omkring ti forskellige transformerstationer i Erhvervsparken. Derfor kan "nærhedsprincippet" både forhindrer etableringen af et virtuelt og fysisk energifællesskab.

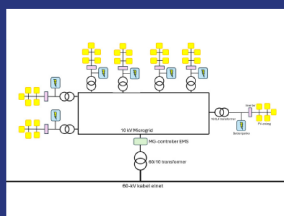
Det virtuelle energifællesskab udfordres af, at der endnu ikke eksisterer en kollektiv tarifiering på 10 kw nettet. Selvom man kun medtog SMV'er i energifællesskabet, er flere af disse tilsluttet 10 kw, og derfor vil fællesskabet ikke få en fordel i at kunne overføre elektricitet internt til en lavere tarif.

Ovenstående er selvfølgelig lovgivningen lige nu, og der er gode udsigter til ændringer de kommende år. Dette er et vigtigt element ift. vurderingen af business casen, da man må spørge sig selv om fordelene opvejer den indsats som det kræver at få ændret lovgivningen. Ovenstående er der taget højde for i business casen ved at vælge et højere renteniveau i beregningen af NPV.

8 - Konklusion

Projektet har vist, at der både er klimamæssige, miljømæssige og økonomiske fællesskabsfordele ved at etablere et energifællesskab med de 10 virksomheder fra erhvervsparken, som har deltaget i projektet. Hvis energifællesskabet havde eksisteret i 2024, kunne de have sparet omkring 12 mio. kr. på elregningen, reduceret deres CO₂-udledning med 1.200 tons og aflastet elnettet med 7.300 MWh. Det virtuelle energifællesskab viste sig at være det mest rentable, men etableringen af energifællesskabet forhindres indirekte af, at store virksomheder ikke må deltage, og direkte af, at der ikke eksisterer en kollektiv tarifiering på 60/10 transformer niveau. Derfor vil etableringen af et energifællesskab i erhvervsparken kræve, at der først blev etableret en regulatorisk frizone. Nedenstående opsummerer business casen på et energifællesskab med virtuelt eller fysisk microgrid.

Virtuelt Microgrid Prisstyring



Konklusion

- Store beregnede besparelser – både økonomisk og CO₂-mæssigt
- Mellem risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Adskillige scenarie giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed som det ser ud nu – men det vurderes at potentielt snart være en mulighed for 10 kV
- Et virtuelt microgrid er overordnet set en udemærket økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

Resultat – Virtuelt Microgrid

	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
Årlige udgifter	544.920 kr./år	767.380 kr./år	989.840 kr./år
Besparelse simulering – BC2.1		11.581.980 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC2.1	11.037.060 kr./år	10.814.600 kr./år	10.592.140 kr./år
Simpel TBT simulering – BC2.1	9 år	10,5 år	12 år
Besparelse simulering – BC2.1F		12.618.670 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC2.1F	12.073.750 kr./år	11.851.290 kr./år	11.628.830 kr./år
Simpel TBT simulering – BC2.1F	8 år	9,5 år	11 år

Diskonteringsfaktorer – Virtuelt Microgrid

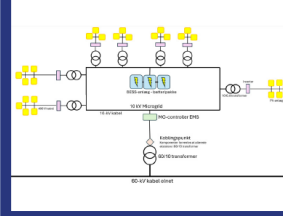
Best Case	Normal Case	Worst Case
4%	6%	8%
Afbetalingstid ->		25 år

Resultat – NPV-resultater efter 25 år

Scenarie	Værdi efter 25 år BC2.1	Værdi efter 25 år BC2.1F
Best case	70.914.300 kr.	86.486.700 kr.
Normal case	25.410.800 kr.	37.913.100 kr.
Worst case	-10.077.000 kr.	169.700 kr.



Fysisk Microgrid Prisstyring



Konklusion

- Store beregnede besparelser – både økonomisk og CO₂-mæssigt
- Stor risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Kun Best Case Scenario giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed som det ser ud nu
- Et fysisk microgrid er overordnet set en tvivlsom økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

Resultat – Fysisk Microgrid

	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering	147.558.900 kr.	172.671.400 kr.	197.783.900 kr.
Årlige udgifter	265.200 kr./år	432.320 kr./år	744.920 kr./år
Besparelse simulering – BC1.1		12.384.510 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC1.1	12.119.310 kr./år	11.952.190 kr./år	11.639.590 kr./år
Simpel TBT simulering – BC1.1	12 år	14,5 år	17 år
Besparelse simulering – BC1.1F		13.117.070 kr./år	
Fortjeneste simulering – BC1.1F	12.851.870 kr./år	12.684.750 kr./år	12.372.150 kr./år
Simpel TBT simulering – BC1.1F	11,5 år	13,5 år	16 år

Diskonteringsfaktorer – Fysisk Microgrid

Best Case	Normal Case	Worst Case
5%	7,5%	10%
Afbetalingstid ->		25 år

Resultat – NPV-resultater efter 25 år

Scenarie	Værdi efter 25 år BC1.1	Værdi efter 25 år BC1.1F
Best case	22.142.800 kr.	31.975.800 kr.
Normal case	-36.689.300 kr.	-29.093.200 kr.
Worst case	-83.755.300 kr.	-77.710.300 kr.



9 - Formidling af projektet

Dette afsnit beskriver formidlingen af projektet, som er forgået i tråd med kommunikationsplanen. Til at kommunikere projektets resultater er der blevet udarbejdet en animationsvideo, projektrapport og PP-præsentationer.

Projektet og resultaterne er blevet formidlet til de deltagende virksomheder og partnere gennem fysiske og virtuelle præsentationer. De deltagende partnere har også fået tilsendt en rapport om projektets resultater. Danske havne har ligeledes fået tilsendt rapporten og er blevet tilbudt, at der gerne holdes oplæg om projektet, hvis det havde interesse.

Projektet er blevet formidlet skriftligt på Port of Aalborgs hjemmeside og via LinkedIn og nyhedsbreve. Animationsvideoen om projektet er også blevet delt på Port of Aalborgs LinkedIn profil.



Port of Aalborg
12.296 følgere
2u • 🌐

Giver Energifællesskaber mening i en erhvervspark? 🌱

Energifællesskaber gør det muligt at gå sammen om investering i lokal produktion og lagring af energi samt deling af den lokalt producerede energi. Men giver det økonomisk mening?

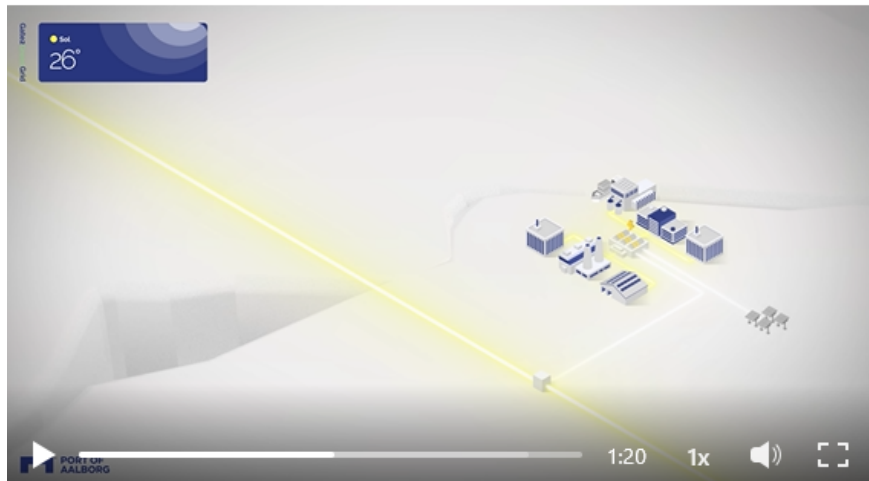
Det har vi sammen med [Transition ApS](#) undersøgt i Gate2GreenGrid-projektet. På baggrund af 10 lokale virksomheders energiforbrug har vi lavet en simulering af et lokalt energifællesskabssystem og beregnet besparelserne.

Undersøgelsen viser at hvis vi i 2024 havde haft et lokalt energifællesskab med de 10 virksomheder, så kunne vi have ...

- 🌱 Sparet omkring 12.000.000 kr. på strøm
- 🌱 Reduceret Co2 udledningen med 1.190 tons
- 🌱 Aflastet elnettet med 7.269 MWh

📺 **Forstå Gate2GreenGrid i videoen her** 📢

Og vil du høre endnu mere om projektet og potentialet, så kontakt vores Project Director, [Lars Jøker, lj@portofaalborg.com](mailto:lj@portofaalborg.com) eller Business Analyst, [Andreas Vintervad, på avi@portofaalborg.com](mailto:avi@portofaalborg.com).



Mundtlig præsentation for medarbejdere i Textilia

4 medtagere er uden for organisationsnet.

Debtagerne: 4 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send oplys.

TitelGate2GreenGrid Præsentation af Projekt Resultater

Medlemslog

Valgtil

Starttidspunkt11-11-202308:00HeldagenTidzoner

Sluttidspunkt11-11-202309:00Gå til gentagelse

StedMicrosoft Teams MeetingRum

Anders og Gustav

Præsenterer projektsresultater

Mundtlig præsentation for Advedøre energifællesskab

Følgende medtagere er uden for organisationsnet: Kasper Larsen

Debtagerne: 1 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send oplys.

TitelBesøg og oplæg hos Avedøre Holme

Medlemslog

Valgtil

Starttidspunkt27-02-202611:00HeldagenTidzoner

Sluttidspunkt27-02-202616:00Gå til gentagelse

StedNordholmen 1 i HvidovreRum

Mundtlig præsentation for medarbejdere Siemens

2 medtagere er uden for organisationsnet: emma.wilthier, Gustav Skibbark (transitive)

Debtagerne: 2 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send oplys.

TitelGate2GreenGrid præsentation for Siemens

Medlemslog

Valgtil

Starttidspunkt26-11-202309:30HeldagenTidzoner

Sluttidspunkt26-11-202311:00Gå til gentagelse

StedMicrosoft Teams MeetingRum

Online møde hvor vi introducere business casen for et lokalt energifællesskab omkring havnen

Webinar præsentation

Gem og luk

TitelEnergifællesskaber – hvad er det, og hvorfor taler alle om dem?

Starttidspunkt26-02-202613:30HeldagenTidzoner

Sluttidspunkt26-02-202616:30Gå til gentagelse

StedonlineRum

Mundtlig præsentation for AAU-kandidat studerende

Følgende medtagere er uden for organisationsnet: Janni Normann Kristiansen

Debtagerne: 2 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send oplys.

Titeloplæg om Gate2greengGrid for kandidatstuderende fra AAU

Medlemslog

Valgtil

Starttidspunkt11-02-202614:00HeldagenTidzoner

Sluttidspunkt11-02-202616:00Gå til gentagelse

StedMicrosoft Teams Meeting KonferenceRum

20-25 studerende oplæg

Høj Janni, jeg har ændret lokationen for mødet, da vi er flyttet over i vejfybet 16

Mundtlig om havnen og deltagelse i workshop med fokus på energifællesskaber

Gem og luk

TitelGreenPowerDenmark Future ports - innovating green harbors

Starttidspunkt15-01-202610:00HeldagenTidzoner

Sluttidspunkt15-01-202614:30Gå til gentagelse

StedIsmærk 15Rum

Mundtlig præsentation for Andel energi

Andel Energi (Manyone) interview

Medlemslog

ArrangerJohannes Birkedal Høstet <johannes.hoeth@manyone.com>

Sendt16-04-2023 08:51

Klikketid27. oktober 2023 10:30-11:00

Sted

Scar✓ Accepteret Skift svar

Indlæst4 KB

Mundtlig præsentation for studerende fra Hanze University

Accepteret den 06-09-2025 11:45
Dette møde er blevet aflyst, så det afregner den aktuelle tidszone. Det blev oprindeligt oprettet i følgende tidszoner (UTC+01:00) Bruxelles, Berlin, København, Amsterdam, Wien.

Visit from Hanze University, Groningen, Netherlands

Anvender:

Alto Sargard Moreno <am@aalborg.dk>

Sendt: en 06-09-2025 11:19

Klikketidspunkt: 18. september 2025 10:00-12:30

Sted: Post of Aalborg

Størrelse:

✓ Accepteret

Skift størrelse

Mundtlig præsentation under webinar

Gem og luk

Titel: webinar om det fremtidssikrede elnet

Starttidspunkt: en 04-09-2025 10:00

Hele dagen

Tidzoner

Sluttidspunkt: en 04-09-2025 11:30

Go til gentagelse

Sted: Jernbanen 15

Mundtlig præsentation for Sørøst Norge universitet

Deltagere: 2 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send opdat.

Titel: Norsk delegationsbesøg

Obligatorisk: Lars Jøker <Post of Aalborg - L15 Glasbust>

Valgtil:

Starttidspunkt: ti 20-05-2025 11:00

Hele dagen

Tidzoner

Sluttidspunkt: ti 20-05-2025 13:00

Go til gentagelse

Sted: Microsoft Teams-møde Post of Aalborg - L15 Glasbust

En delegation fra **Sørøst-Norge Universitet (USN)** besøger os den **20. maj** for at præsentere en samarbejdsmulighed om en **EU-ansøgning** og for at mødes med vores **missionssekretariat**. Delegationen repræsenterer USN's **energi-mission**, og de ønsker samtidig at sparre med os om missionstilgangen m.m. Thomas Øyvang og hans team deltager (**Thomas Øyvang - Universitetet i Sørøst-Norge**).

Jeg har netop talt med Niels, og vi vil gerne byde dem velkommen. Jeg sender en kalenderinvitation for at reservere dagen, så I er opmærksomme på besøget. I behøver naturligvis ikke at deltage i hele dagsprogrammet, men jeg er sikker på, at Thomas gerne vil høre mere om Mission Green Fuels.

Foreløbig dagsorden:

- 09.45 - 10.00** | Ankomst i INNOVATE (Pitch Room)
- 10.00 - 10.20** | Velkomst, tour de table, og præsentation af missionssekretariatet v. Niels
- 10.20 - 10.35** | Præsentation af Mission Green Fuels (Carina & Karin)
- 10.35 - 10.50** | Præsentation af USN (Thomas)
- 10.50 - 11.00** | Spørgsmål og diskussion
- 11.00 - 12.00** | Besøg hos **Post of Aalborg** inkl. frokost
- 12.00 - 14.30** | Møde med **Energi Mission Management** og andre interessenter om **EU-ansøgningen**
- 14.30 - 15.30** | Besøg hos **AAU Energi-laboratorierne**
- 16.00** | Fælles aftensmad

Jeg håber, I har tid til at deltage i noget af dagen. 🍷

USN Deltager:

Deltagere til AAU:

- Thomas Øyvang** – Førsteamanuensis, Leder, Energi, klima og miljø | thomas.oyvang@usn.no
- Marit Engeset** – Professor, Nettlede, Energi, klima og miljø | Ansvar for Sirkulære økonomi. | marit.engeset@usn.no
- Marianne Hauke** – Forskningsadministrasjon og samfunnskontakt, Forskningsansvar Energi, klima og miljø | marianne.hauke@usn.no
- Kari-Lise Rørvik** – Director Technology & Innovation, Gasnova SF | Medlem av Strategisk Råd, Energi, klima og miljø | krl@gasnova.no
- Sambet Mishra** – Professor, energimarkedspecialist og modellering | Ansvarlig for bærekraftige datasentre under Energi, klima og miljø | Deltar i EU-søknadsarbejde (er med delvis av dagen - Sambet Mishra sambet.mishra@usn.no).

Mundtlig præsentation for AAU-studerende

Deltagere: 1 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send opdat.

Titel: oplæg om gate3greengrid for AAU ING studerende

Obligatorisk: Post of Aalborg - L15 Glasbust

Valgtil:

Starttidspunkt: ti 06-05-2025 14:00

Hele dagen

Tidzoner

Sluttidspunkt: ti 06-05-2025 17:00

Go til gentagelse

Sted: Post of Aalborg - L15 Glasbust

Rum

Bestil Sandwich (50 personer)
Opsæt borde og stole auditoriet

Mundtlig præsentation for AAU-studerende

Deltagere: 1 accepteret, 0 accepteret midlertidigt, 0 afvist.

Send opdat.

Titel: Fremvisning af Test og Demoplatform og gate3greengrid (Studerende fra AAUBS)

Obligatorisk: Post of Aalborg - L15 Glasbust

Valgtil:

Starttidspunkt: ti 22-04-2025 09:00

Hele dagen

Tidzoner

Sluttidspunkt: ti 22-04-2025 10:30

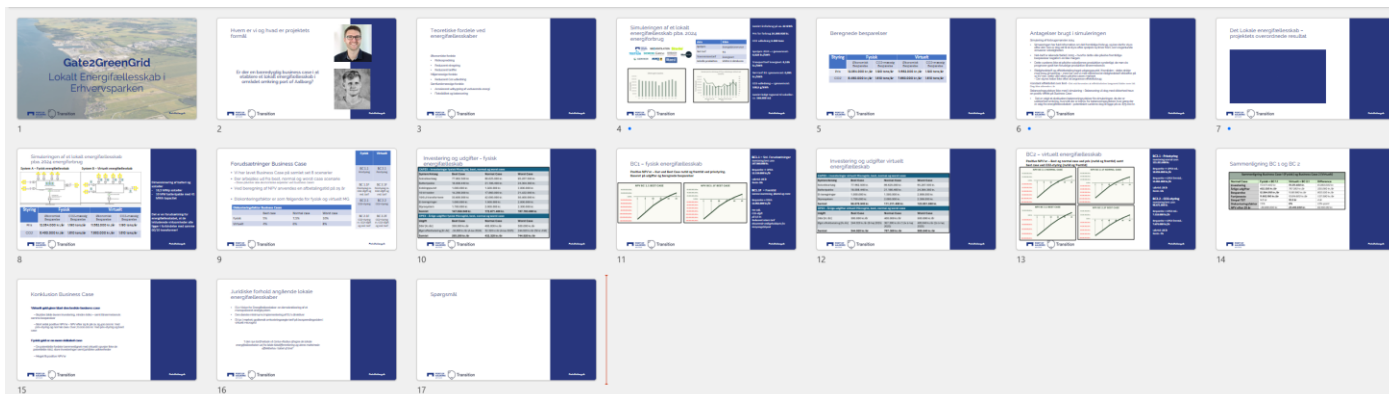
Go til gentagelse

Sted: Post of Aalborg - L15 Glasbust

1

20 studerende kommer på besøg

I nedenstående ses den pp præsentation som er blevet brugt til formidlingen af projektets formål, indhold og Resultater.



Udbrede via brancheorganisationen Danske Havne: Det lykkedes ikke at få koordineret en session hvor projektet kunne formidles i regi af danske havne. Men der arbejdes stadig på at få arrangeret en session hvor projektet kan formidles.

Omtale i den lokale presse og oplæg for lokalsamfundet: projektet har været omtalt i det lokale medie mig&Aalborg: <https://migogaalborg.dk/kaempe-potentiale-millioner-i-stoette-til-store-projekter-i-aalborg/>

Slutrapport med indhold og resultater ift. hoved- og delformål: udover at slutrapporten er sendt til energistyrelsen, som forventes at offentliggøre denne er rapporten også blevet sendt til samtlige deltagere og interessenter i projektet. projektet er kompliceret, og der arbejdes stadig på et forfølgelig flyer som kan formidle projektets formål, resultater og indhold. Nedenstående bliver en del af denne flyer:

Virtuelt Microgrid Prisstyring

Konklusion

- Store beregnede besparelser - både økonomisk og CO2-mæssigt
- Mellem risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Adskillige scenarie giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed som det ser ud nu - men det vurderes at potentielt snart være en mulighed for 10 kV
- Et virtuelt microgrid er overordnet set en udmærket økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

Resultat - Virtuelt Microgrid			
	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering	96.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.961.860 kr.
Årlige udgifter	544.920 kr./år	767.380 kr./år	989.840 kr./år
Besparelse simulering - BC2.I	11.581.980 kr./år		
Fortjeneste simulering - BC2.I	11.037.060 kr./år	10.814.600 kr./år	10.592.140 kr./år
Simpel TBT simulering - BC2.I	9 år	10,5 år	12 år
Besparelse simulering - BC2.IF	12.618.670 kr./år		
Fortjeneste simulering - BC2.IF	12.073.750 kr./år	11.851.290 kr./år	11.628.830 kr./år
Simpel TBT simulering - BC2.IF	8 år	9,5 år	11 år

Diskonteringsfaktorer - Virtuelt Microgrid		
Best Case	Normal Case	Worst Case
4%	6%	8%
Afbetalingstid -> 25 år		

Resultat - NPV-resultater efter 25 år		
Scenarie	Værdi efter 25 år BC2.I	Værdi efter 25 år BC2.IF
Best case	70.914.300 kr.	86.486.700 kr.
Normal case	25.410.800 kr.	37.593.300 kr.
Worst case	-10.077.000 kr.	169.700 kr.

Fysisk Microgrid Prisstyring

Konklusion

- Store beregnede besparelser - både økonomisk og CO2-mæssigt
- Stor risiko i investering, hvilket afspejler sig i diskonteringsfaktorer
- Kun Best Case Scenario giver positive NPV'er efter 25 år
- Juridisk ikke en mulighed som det ser ud nu
- Et fysisk microgrid er overordnet set en tvivlsom økonomisk case, investering, risiko og besparelser taget i betragtning

Resultat - Fysisk Microgrid			
	Best Case	Normal Case	Worst Case
Investering	147.558.900 kr.	172.671.400 kr.	197.783.900 kr.
Årlige udgifter	265.200 kr./år	432.320 kr./år	744.920 kr./år
Besparelse simulering - BC1.I	12.384.070 kr./år		
Fortjeneste simulering - BC1.I	12.119.390 kr./år	11.952.190 kr./år	11.639.590 kr./år
Simpel TBT simulering - BC1.I	12 år	14,5 år	17 år
Besparelse simulering - BC1.IF	13.117.070 kr./år		
Fortjeneste simulering - BC1.IF	12.851.870 kr./år	12.684.750 kr./år	12.372.150 kr./år
Simpel TBT simulering - BC1.IF	11,5 år	13,5 år	16 år

Diskonteringsfaktorer - Fysisk Microgrid		
Best Case	Normal Case	Worst Case
5%	7,5%	10%
Afbetalingstid -> 25 år		

Resultat - NPV-resultater efter 25 år		
Scenarie	Værdi efter 25 år BC1.I	Værdi efter 25 år BC1.IF
Best case	22.142.800 kr.	31.975.800 kr.
Normal case	-36.689.300 kr.	-29.093.200 kr.
Worst case	-83.765.300 kr.	-77.710.300 kr.

Udover at der arbejdes på ovenstående lever projektet videre som en del af et EU projekt, hvor det bruges som et grundlag for at arbejde videre med energifællesskaber.

Gate2GreenGrid

Lokalt Energifællesskab i Erhvervsparken

Hvem er vi og hvad er projektets formål



Er der en bæredygtig business case i at etablere et lokalt energifællesskab i området omkring port of Aalborg?



Teoretiske fordele ved energifællesskaber

Økonomiske fordele

- Risikospredning
- Reduceret elregning
- Reduceret tariffer

Miljømæssige fordele

- Reduceret Co2 udledning

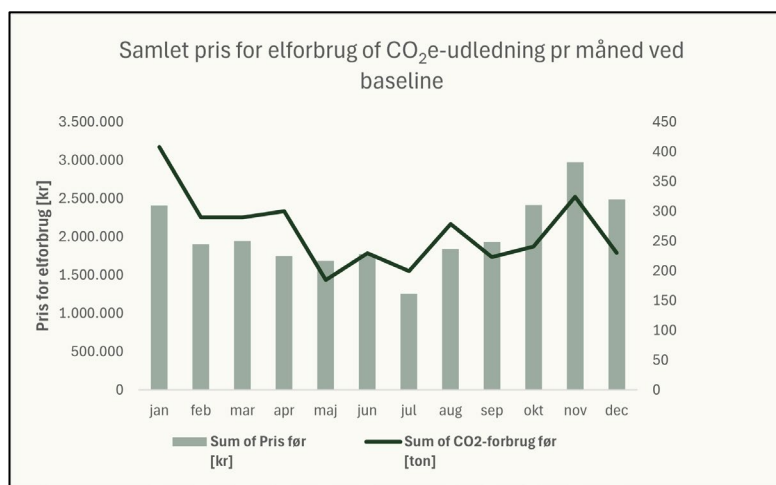
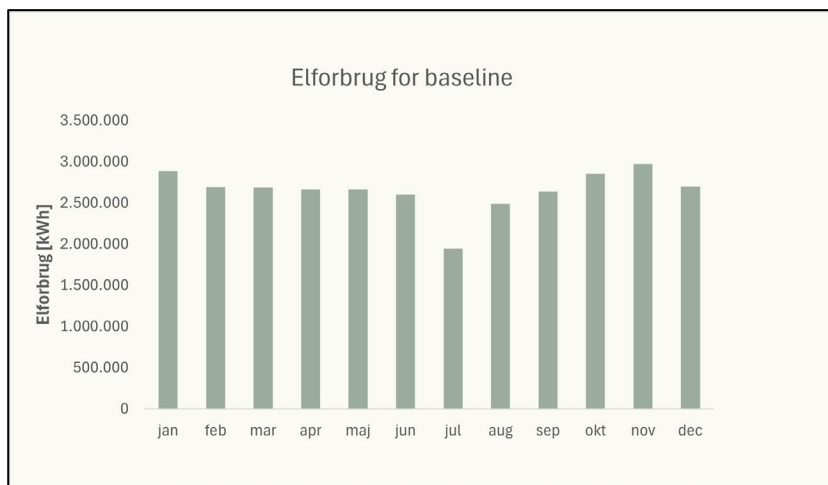
Samfundsmæssige fordele

- Accelereret udbygning af vedvarende energi
- Fleksibilitet og balancering

Simuleringen af et lokalt energifællesskab pba. 2024 energiforbrug



data	Kilde
Spotpris	Energidataservice
Net-tarif	N1
Transmissionstarif	Energinet
Solcelle produktion	SARAH-3 databasen



Samlet årsforbrug på **ca. 32 GWh**

Pris for forbrug **24.380.920 kr.**

CO₂ udledning **3.200 tons**

Spotpris 2024 – i gennemsnit: **0,528 kr./kWh**

Transporttarif Energinet: **0,125 kr./kWh**

Net-tarif N1 i gennemsnit: **0,091 kr./kWh**

CO₂-udledning – i gennemsnit: **100,5 g/kWh**

Samlet ledigt tagareal til solceller: **ca. 166.800 m²**

Beregnete besparelser

Styring	Fysisk		Virtuelt	
	Økonomisk Besparelse	CO2-mæssig Besparelse	Økonomisk Besparelse	CO2-mæssig Besparelse
Pris	12.384.000 kr./år	1.190 tons/år	11.582.000 kr./år	1.190 tons/år
CO2	8.480.000 kr./år	1.610 tons/år	7.663.000 kr./år	1.610 tons/år

Antagelser brugt i simuleringen

Simulering af forbrugsmønstre 2024

- Simuleringen har fuld information om det fremtidige forbrug, og kan derfor styre efter det. Den er dog sat til at styre efter spotpris 24 timer frem, som nogenlunde simulerer virkeligheden
- Net-tarif er allerede faldet i 2025 – hvorfor dette ville påvirke fremtidige besparelser negativt i en lille margin
- Dette vurderes ikke at påvirke solcellernes produktion synderligt, da man via prognoser godt kan forudsige produktion tilnærmelsesvis
- Rådighedstarif og effektbetaling taget udgangspunkt i fremtiden - dette strider mod 2024 simulering – men her ved vi med sikkerhed at rådighedstarif afskaffes på 10 kV-net. Dette ville ellers påvirke casen markant
 - Der styres heller ikke efter at begrænse effektforbrug

Konstant effektivitet over året - Det må forventes at effektiviteten langsomt falder over tid. Dog ikke allerede 1. år

Balanceringsydelser ikke med i simulering – Balancering vil dog med sikkerhed have en positiv effekt på Business Case

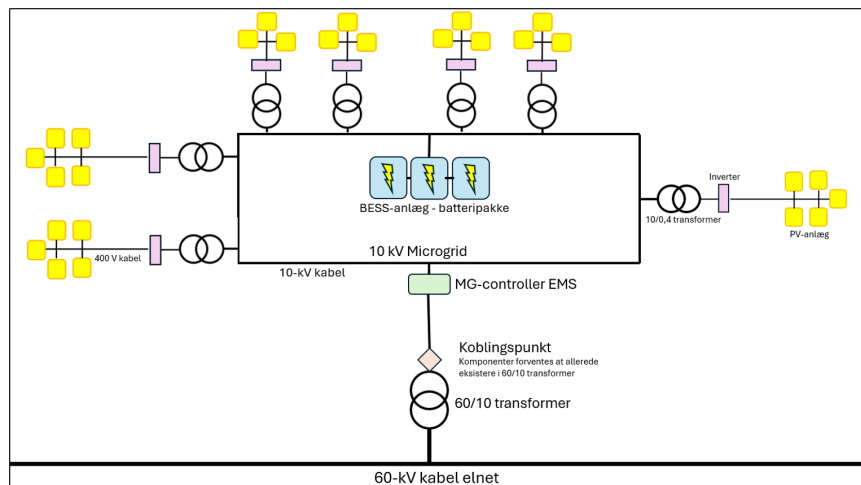
- Det er valgt at ekskludere balanceringsydelser fra simuleringen, da der er usikkerhed omkring, hvorvidt der er behov for balanceringsydelser hver gang der er salg fra energifællesskabet - potentialet vurderes dog at ligge på ca. 875.000 kr.

Det Lokale energifællesskab – projektets overordnede resultat

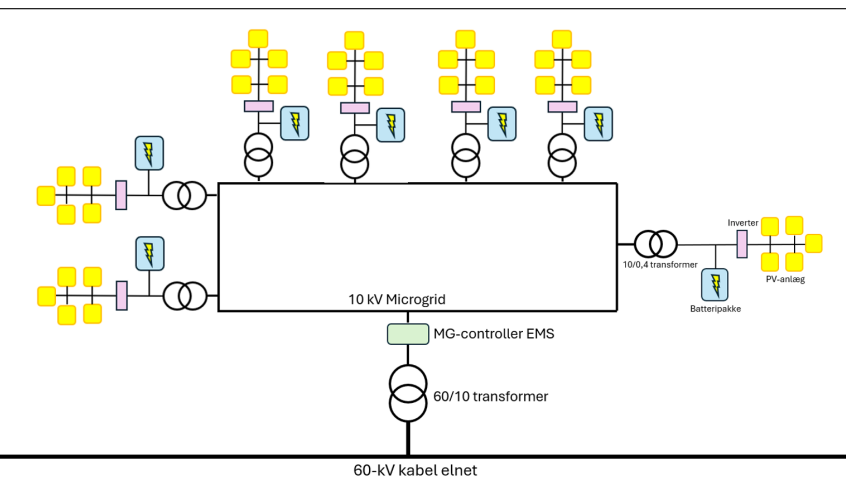


Simuleringen af et lokalt energifællesskab pba. 2024 energiforbrug

System A – Fysisk energifællesskab



System B – Virtuelt energifællesskab



Styring	Fysisk		Virtuelt	
	Økonomisk Besparelse	CO2-mæssig Besparelse	Økonomisk Besparelse	CO2-mæssig Besparelse
Pris	12.384.000 kr./år	1.190 tons/år	11.582.000 kr./år	1.190 tons/år
CO2	8.480.000 kr./år	1.610 tons/år	7.663.000 kr./år	1.610 tons/år

Dimensionering af batteri og solceller

- 16,5 MWp solceller
- 10 MW batteripakke med 41 MWh kapacitet

Det er en forudsætning for energifællesskabet, at de inkluderede virksomheder alle ligger i forbindelse med samme 60/10 transformer!

Forudsætninger Business Case

- Vi har lavet Business Case på samlet set 8 scenarier
- Der arbejdes ud fra best, normal og worst case scenarie
 - Disse påvirker alle økonomiske aspekter ved business casen
- Ved beregning af NPV anvendes en afbetalingstid på 25 år
- Diskonteringsfaktor er som følgende for fysisk og virtuelt MG

Diskonteringsfaktor Business Cases			
	Best case	Normal case	Worst case
Fysisk	5%	7,5%	10%
Virtuelt	4%	6%	8%

Fysisk	Virtuelt
BC 1.1 Prisstyring	BC 2.1 Prisstyring
BC 1.1F Prisstyring m. CO2-afgift og red. tarif	BC 2.1F Prisstyring m. CO2-afgift og red. tarif
BC 2.1 CO2-styring	BC 2.2 CO2-styring
BC 2.1F CO2-styring m. CO2-afgift og red. tarif	BC 2.2F CO2-styring m. CO2-afgift og red. tarif

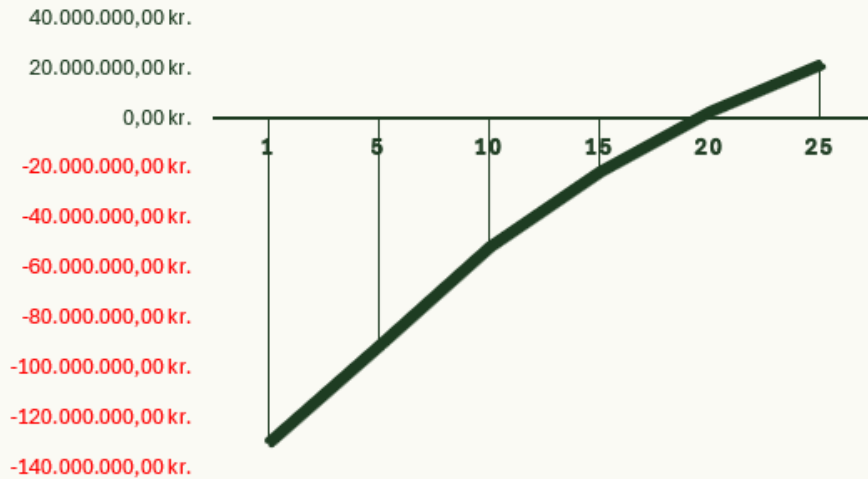
Investering og udgifter - fysisk energifælleskab

CAPEX – investeringer fysisk Microgrid, best, normal og worst case			
System/Anlæg	Best Case	Normal Case	Worst Case
Solcelleanlæg	77.962.500 kr.	86.625.000 kr.	95.287.500 kr.
Batteripakke	18.008.440 kr.	21.186.400 kr.	24.364.360 kr.
Koblingspunkt	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
10 kV-kabler	14.288.000 kr.	17.860.000 kr.	21.432.000 kr.
10/0,4 transformere	33.600.000 kr.	42.000.000 kr.	50.400.000 kr.
El-beregninger	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
Styresystem	1.700.000 kr.	2.000.000 kr.	2.300.000 kr.
Samlet	147.558.940 kr.	172.671.400 kr.	197.783.860 kr.
OPEX – Årlige udgifter fysisk Microgrid, best, normal og worst case			
Udgift	Best Case	Normal Case	Worst Case
D&V [Kr./år]	300.000 kr./år	400.000 kr./år	500.000 kr./år
Øget effektbetaling [Kr./år]	-34.800 kr./år (A-lav 2024)	32.320 kr./år (A-lav 2025)	244.920 kr./år (50 kr./kW)
Samlet	265.200 kr./år	432.320 kr./år	744.920 kr./år

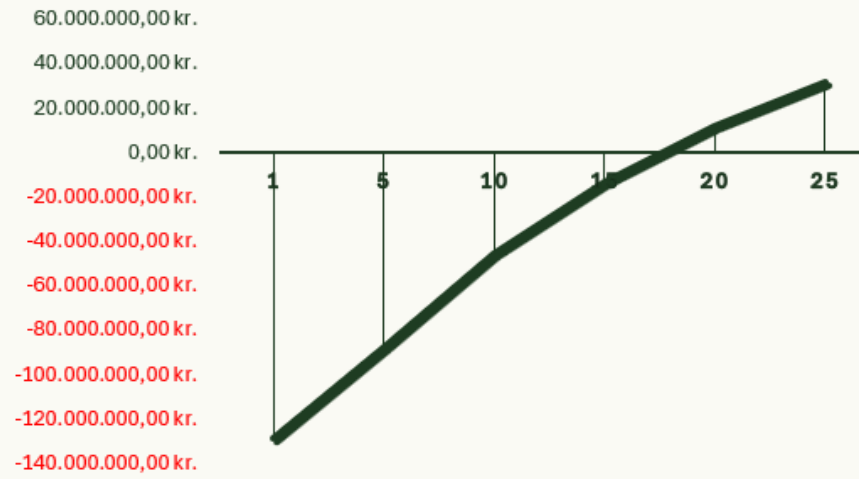
BC1 – fysisk energifællesskab

**Positive NPV'er – Kun ved Best Case nutid og fremtid ved prisstyring.
Baseret på udgifter og beregnede besparelser**

NPV BC 1.1 BEST CASE



NPV BC1.1F BEST CASE



BC1.1 = Std. Forudsætninger

Investerings best case:

147.560.000 kr.

Besparelse ÷ OPEX:

12.119.000 kr./år

Løbetid: **25 år**

Rente: **5%**

BC1.1F = Fremtid

Samme investering, løbetid og rente

Besparelse ÷ OPEX:

12.852.000 kr./år

Her inkl.

CO₂-afgift

på 0,5 kr.

Reduceret intern tarif

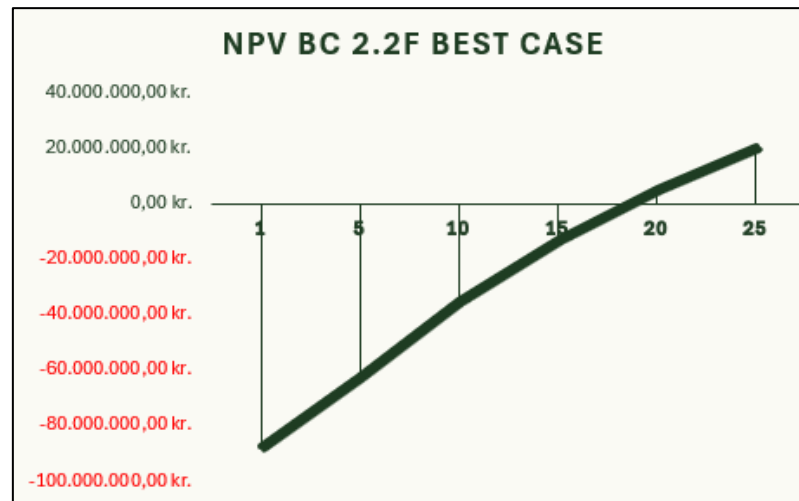
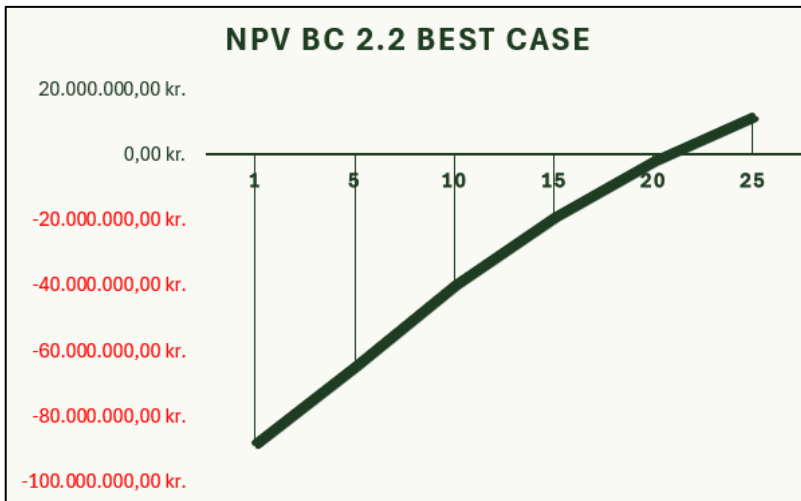
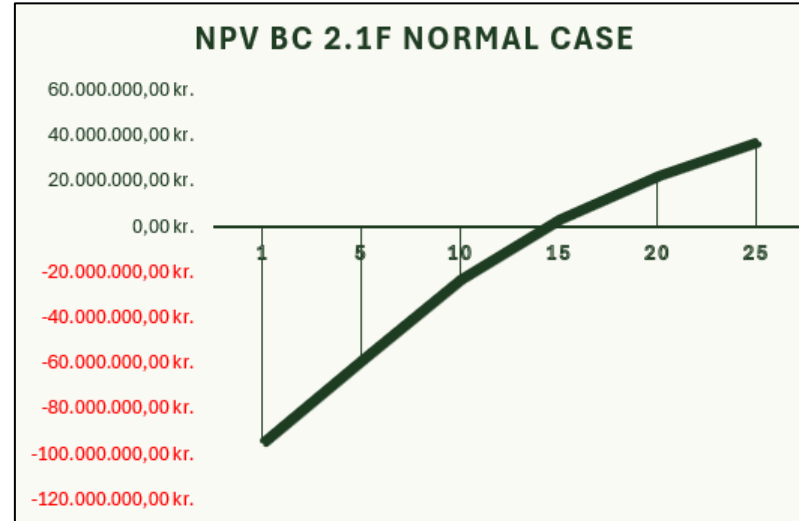
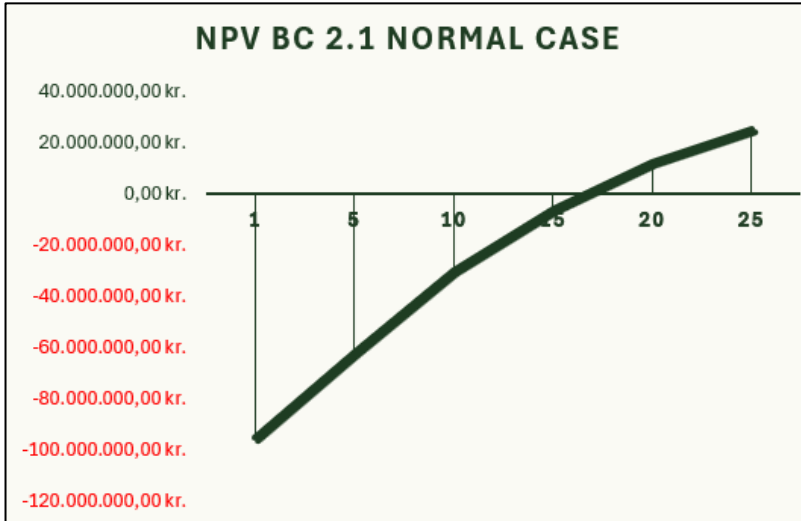
*tilsvarende vedligeholdspris fra
Forsyningstilsynet*

Investering og udgifter virtuelt energifælleskab

CAPEX – investeringer virtuelt Microgrid, best, normal og worst case			
System/Anlæg	Best Case	Normal Case	Worst Case
Solcelleanlæg	77.962.500 kr.	86.625.000 kr.	95.287.500 kr.
Batteripakke	18.008.440 kr.	21.186.400 kr.	24.364.360 kr.
El-beregninger	1.000.000 kr.	1.500.000 kr.	2.000.000 kr.
Styresystem	1.700.000 kr.	2.000.000 kr.	2.300.000 kr.
Samlet	98.670.940 kr.	111.311.400 kr.	123.951.860 kr.
OPEX – Årlige udgifter virtuelt Microgrid, best, normal og worst case			
Udgift	Best Case	Normal Case	Worst Case
D&V [Kr./år]	300.000 kr./år	400.000 kr./år	500.000 kr./år
Øget effektbetaling [Kr./år]	244.920 kr./år (B-høj 2025)	367.380 kr./år (1,5x b-høj 2025)	489.840 kr./år (2x b-høj 2025)
Samlet	544.920 kr./år	767.380 kr./år	989.840 kr./år

BC2 – virtuelt energifællesskab

Positive NPV'er – Best og normal case ved pris (nutid og fremtid) samt best case ved CO2-styring (nutid og fremtid)



BC2.1 - Prisstyring

Investerings normal case:
111.311.000 kr.

Besparelse ÷ OPEX std.:
10.815.000 kr./år

Besparelse ÷ OPEX fremtid.:
11.851.000 kr./år

Løbetid: 25 år
Rente: 6%

BC2.2 - CO2-styring

Investerings best case:
98.671.000 kr.

Besparelse ÷ OPEX std.:
7.118.000 kr./år

Besparelse ÷ OPEX fremtid.:
7.673.000 kr./år

Løbetid: 25 år
Rente: 4%

Sammenligning BC 1 og BC 2

Sammenligning Business Case 1 (Fysisk) og Business Case 2 (Virtuelt)			
Normal Case	Fysisk = BC 1.1	Virtuelt = BC 2.1	Difference
Investering	172.671.400 kr.	111.311.400 kr.	61.360.000 kr.
Årlige udgifter	432.320 kr./år	767.380 kr./år	335.060 kr./år
Besparelse	12.384.510 kr./år	11.581.980 kr./år	802.530 kr./år
Fortjeneste	11.952.190 kr./år	10.814.600 kr./år	1.137.590 kr./år
Simpel TBT	14,5 år	10,5 år	4 år
Diskonteringsfaktor	7,5%	6%	1,5%-point
NPV efter 25 år	-36.689.300 kr.	25.410.830 kr.	62.100.130 kr.

Konklusion Business Case

Virtuelt grid giver klart den bedste business case

- Skyldes både lavere investering, mindre risiko – samt tilnærmelsesvis samme besparelser
- Stort antal positive NPV'er - NPV efter 25 år på ca. 25.400.000 kr. Ved pris-styring og normal case. Over 70.000.000 kr. Ved pris-styring og best case

Fysisk grid er en mere risikabel case

- De potentielle fordele (sammenlignet med virtuelt) opvejer ikke de potentielle risici, store investeringer samt juridiske usikkerheder
- Meget få positive NPV'er

Juridiske forhold angående lokale energifællesskaber

- EUs Vision for Energifællesskaber: en demokratisering af et monopoliseret energisystem.
- Den danske minimums implementering af EU's direktiver
- Et lys i mørket; godkendt omkostningsægte tarif på lavspændingssiden i virtuelt microgrid

"I den nye tarifmetode vil Cerius-Radius afregne de lokale energifællesskaber ud fra både tidsdifferentiering og deres maksimale effektbehov i løbet af året"

Spørgsmål