

Inger Adele Haugnes Helseth

# Metode for timesoppløst marginal utslippsprofil og anvendelse i klimagassberegninger for Nyhavna

Masteroppgave i Energi og miljø  
Januar 2022





Inger Adele Haugnes Helseth

# **Metode for timesoppløst marginal utslippsprofil og anvendelse i klimagassberegninger for Nyhavna**

Masteroppgave i Energi og miljø  
Januar 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet



---

# Prosjektbeskrivelse

## Bakgrunn og mål

Utviklingen av smarte byer og nullutslippsområder (ZENs) skal bidra til lokal produksjon av fornybar energi, sikre effektiv energibruk og utvikle løsninger for å realisere et karbonnøytralt samfunn. Det bygde miljø står for store deler av Norges energibruk og klimagassutslipp, og nullutslippsområder kan derfor bli viktige for å nå ambisjonen om å redusere totale klimagassutslipp med 40% innen 2030. Trondheim kommune er partnere i Forskningssenter for nullutslippsområder i smarte byer (FME ZEN), og har etablering av nullutslippsområder som et av satsningsområdene for å nå kommunale klimamål.

En stor del av utslippene fra det bygde miljø tilskrives bruk av energi. Mengden utslipp relatert til energibruk avhenger av hvilke energibærere som benyttes. I Norge har størsteparten av byggs varmebehov vært dekket av billig og fornybar elektrisitet. Kraftsystemet er i transformasjon, og preges av storskala elektrifisering, økende innslag av væravhengig fornybar energiproduksjon og større sammenkobling med det europeiske kraftsystemet. Elektrifisering av samfunnet vil føre til en kraftig økning i kraftforbruket, og alternative energibærere skal gi økt fleksibilitet i energisystemet.

Trondheim kommune har som ambisjon at byutviklingsprosjektet Nyhavna ”skal være et foregangseksempel for utviklingen av fremtidens nullutslippssamfunn”. Beregning og drøfting av ‘netto null’ klimagassutslipp for nullutslippsområder er utfordrende og avhengig av forutsetninger for utslippsintensiteter knyttet til energi. Kjernespørsmålet er valg av utslippsfaktor for brukt og unngått elektrisitet: Hvilken tidsoppløsning og analyseperspektiv skal legges til grunn? Skal det brukes symmetriske (like) eller asymmetriske (ulike) utslippsfaktorer for importert og unngått elektrisitet?

Livssyklusanalyse (LCA) brukes som metode for å vurdere klima- og miljøpåvirkningen av et system gjennom dets livsløp. Den tradisjonelle metoden har vært å bruke en årlig gjennomsnittsverdi for utslippsintensiteten til energi. Det er nå et økende fokus på å ta tidsvarierende utslippsfaktorer i betraktning for å øke nøyaktigheten til en LCA av energi-relatert påvirkning og for å unngå suboptimaliserte systemløsninger. Det diskuteres hvorvidt utslippsbesparelser skal regnes med marginale utslippsfaktorer. Dette krever metodikk for å finne timesoppløst marginal utslippsprofil for elektrisitet.

Oppgavens mål er todelt: Først, å undersøke hvordan man kan finne timesoppløst marginal utslippsprofil for elektrisitet. Deretter, utvikle tidsoppløste utslippsintensiteter med marginal og gjennomsnittet tilnærming for energibærere som er relevante for nullutslippsområdet Nyhavna. Resultatet vil gi nyttig innsikt i hvorvidt tidsvarierende utslippsintensiteter kan øke nøyaktigheten til en LCA av energi-relatert påvirkning, og hvordan marginalbetraktningen påvirker valg av energiløsninger lokalt.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter:

1. Gjennomgå og sammenfatte relevant litteratur.

- 
2. Undersøke hvordan man kan finne timesoppløst marginal utslippsprofil for elektrisitet
  3. Etablere tidsoppløste utslippsintensiteter for relevante energibærere med marginal og gjennomsnittlig tilnærming.
  4. Estimere utslipp relatert til Nyhavnas energibruk og unngåtte utslipp relatert til lokal energiproduksjon.
  5. Diskutere styrker og svakheter ved arbeidet, og foreslå videre arbeid.

Oppgaven er gitt: 17.01.22

Veileder: Edgar Hertwich, EPT

Medveiledere: Lola Rousseau, Jens Tønnesen (Trondheim kommune)

---

## Sammendrag

Utviklingen av smarte byer og nullutslippsområder (ZENs) skal bidra til lokal produksjon av fornybar energi og effektiv energibruk. Gjennom Forskningscenter for nullutslippsområder i smarte byer (FME ZEN) har ZENs blitt et voksende satsningsområde for å nå kommunale og nasjonale klimamål. Trondheim kommune er partnere i FME ZEN, og har som ambisjon at byutviklingsprosjektet Nyhavna ”skal være et foregangseksempel for utviklingen av fremtidens nullutslippssamfunn”.

Beregning og drøfting av netto null klimagassutslipp er utfordrende. Et tilbakevendende spørsmål i denne sammenhengen er valg av utslippsfaktor for elektrisitet: Kreves det tidsoppløsning på timesnivå for å nøyaktig beregne energirelatert påvirkning og unngå suboptimaliserte systemløsninger? Skal man bruke attribusjonelt (gjennomsnittlige utslippsfaktorer) eller konsekvensielt (marginale utslippsfaktorer) analyseperspektiv i livsløpsvurderinger, og skal det benyttes symmetriske (like) eller asymmetriske (ulike) utslippsfaktorer for importert og unngått elektrisitet?

Utvikling av livsløpsmodeller til å bruke tidsvarierende marginale utslippsfaktorer krever metodikk for å finne konsumbasert timesoppløst marginal utslippsprofil. Dette er beregningsmessig komplisert. Eksisterende metodikk har begrensninger som lav tidsoppløsning; være tilpasset fossile energisystem; utelate import eller anta fast innfyringsrekkefølge for produksjonsteknologier. Denne studien tilfører litteraturen en ny betraktning for å finne konsumbasert timesoppløst marginal utslippsprofil for et land eller en region.

Deretter utvides eksisterende litteratur for hvordan utslippsfaktor for elektrisitet påvirker klimagassberegninger for ZENs. Studien finner utslippsintensiteter for et utvalg energi-konsept, og gjør totale klimagassberegninger for Nyhavna med fire tilnærminger for elektrisitet: timesoppløst gjennomsnittlig utslippsprofil; årgjennomsnittet gjennomsnittlig utslippsfaktor; timesoppløst marginal utslippsprofil og årgjennomsnittet marginal utslippsfaktor. Resultatene viser at tidsoppløsning har liten betydning i det attribusjonelle perspektivet, men at årgjennomsnittet verdi vil underestimere totale klimagassutslipp med 7% i den marginale betraktningen. Videre finner studien at metodiske valg for analyseperspektiv vil påvirke valg av termisk energiløsning for Nyhavna. Avslutningsvis er det vist at asymmetriske utslippsfaktorer som favoriserer eksport gjør det lettere å nå målet om netto nullutslipp. Studien understreker med dette hvordan valg av analyseperspektiv, tidsoppløsning og kompensingsgrunnlag vil kunne påvirke klimagassberegninger og valg av systemløsninger for et område.

---

## Abstract

The development of smart cities and zero emission neighbourhoods (ZENs) aims to enhance local renewable energy production and ensure efficient use of energy. Due to the Research Center for Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities (FME ZEN) there is an increasing emphasis on developing ZENs as a mitigation strategy to achieve local and national climate targets. Trondheim Municipality is partner in FME ZEN, and aims to develop Nyhavna as "a precedent for developing future zero emission neighbourhoods".

Calculations and considerations of zero net emissions is challenging and depends on assumptions for the emission intensity of electricity. In the context of ZENs, the emission factor for used and replaced energy must be considered. This matter poses several questions: Is it necessary to use hourly emissions factors to accurately quantify energy related impact and to avoid suboptimized energy solutions? Should average or marginal emission factors be used, and should symmetrical (equal) or asymmetrical (different) emission factors for imported and avoided electricity be used?

Development of LCA models to use time-varying marginal emission factors requires methodology for finding the consumption-based hourly marginal emission profile of a region. This a complicated task. Existing methodologies have limitations such as low time resolution; being suitable for fossil-based energy systems; and excluding import and operational variation. This study contributes to the existing literature by proposing a method for finding the consumption-based hourly marginal emission profile.

A case study of Nyhavna illustrates the significance of the emission factor for electricity. Emission intensities for energy carriers and overall emissions are calculated for Nyhavna using a) hourly average; b) yearly average; c) hourly marginal; and d) yearly marginal emission factors for electricity. The results show that temporal resolution has little significance when using average emission factors. For marginal emission factors, the yearly average value will underestimate total greenhouse gas emissions by 7%. Thereafter, the study finds that using marginal instead of average emission factors will change with thermal energy solution that has lowest climate impact. Finally, it is found that using asymmetric emission factors which favors local energy production will make it easier to achieve the goal of net zero emissions for Nyhavna. The study emphasizes how the choice of average versus marginal factors, time resolution and compensation mechanisms can affect emission calculations and decision making for a ZEN.



---

## Forord

Denne studien er levert våren 2022 til Fakultet for ingeniørvitenskap (IV) ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) som fullførende oppgave for masterprogrammet Energi og miljø. Problembeskrivelsen er utarbeidet for hovedprofilen Energi- og miljøanalyse under Institutt for energi- og prosesssteknikk (EPT), og i samarbeid med Jens Tønnesen fra Trondheim kommune og Christian Solli fra Asplan Viak.

Jeg ønsker å takke hovedveileder Prof. Edgar Hertwich, medveileder Lola Rousseau, Jens Tønnesen og Christian Solli for godt samarbeid, verdifull hjelp og gode innspill.

En spesiell takk rettes også til mine studievenner og gjengen på lesesal, for at det alltid er latter i rommet og nytraktet kaffe på kannen.

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Trondheim, juni 2022

*Inger Adele Haugnes Helseth*

Inger Adele Haugnes Helseth

---

# Innhold

<b>Figurer</b>	<b>viii</b>
<b>Tabeller</b>	<b>ix</b>
<b>Nomenklatur</b>	<b>1</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>2</b>
1.1 Bakgrunn og aktualisering . . . . .	2
1.2 Formål, problemstilling og bidrag . . . . .	3
1.3 Oppgavens struktur og omfang . . . . .	4
<b>2 Litteraturstudie</b>	<b>6</b>
2.1 Nullutslippsområder og LCA . . . . .	6
2.2 Utslippsfaktor for elektrisitet i LCA . . . . .	9
2.3 Metodikk for å beregne utslippsfaktor for elektrisitet . . . . .	12
2.3.1 Gjennomsnittlig utslippsfaktor . . . . .	12
2.3.2 Marginal utslippsfaktor . . . . .	12
2.3.3 Utslippsfaktor for importert og unngått elektrisitet i ZEN . . . . .	14
2.4 Det norske kraftmarkedet . . . . .	15
2.4.1 Flerregional kryssløpsanalyse og synergi med kraftmarkedet . . . . .	17
<b>3 Metode og datagrunnlag</b>	<b>18</b>
3.1 Teoretisk grunnlag og rammeverk for LCA . . . . .	18
3.2 Beskrivelse av case, konseptutredning og arbeid gjort i prosjektoppgave . . . . .	20
3.2.1 Nyhavna som nullutslippsområde . . . . .	20
3.2.2 Foreslåtte konsepter for energiløsning . . . . .	20
3.2.3 Sesongvarmelagring i borehull, synergi med fjernvarme og oppsummering fra prosjektoppgave . . . . .	21
3.3 Oppbygging av analysen . . . . .	22
3.3.1 Hensikt og omfang . . . . .	22
3.3.2 Valg av database for utslippsfaktorer og perspektiv for miljøkarakterisering	23
3.4 Timesoppløst marginal utslippsprofil for elektrisitet . . . . .	24
3.4.1 Forgrunn- og bakgrunnsregioner . . . . .	25

---

3.4.2	Datagrunnlag . . . . .	26
3.4.3	Dataprosessering og antakelser . . . . .	28
3.4.4	Marginal produksjonsmiks . . . . .	29
3.4.5	Beregningsmetode for marginal timesoppløst utslippsprofil . . . . .	30
3.5	Utslippsintensiteter og klimagassberegninger for energibærere på Nyhavna . . . . .	31
3.5.1	Systembeskrivelse, systemgrenser og datagrunnlag . . . . .	32
3.5.2	Utslippsfaktor for fjernvarme og spillvarme . . . . .	33
3.5.3	Funksjonell enhet . . . . .	34
3.5.4	Elektrisitet konsumert fra nettet . . . . .	35
3.5.5	Elektrisk energilager . . . . .	35
3.5.6	Termisk energiforsyning . . . . .	35
3.5.7	Lokal produksjon fra solceller . . . . .	36
3.5.8	Samlede klimagassberegninger for Nyhavna . . . . .	36
3.5.9	Sensitivitetsanalyse for samlede klimagassberegninger . . . . .	37
<b>4</b>	<b>Resultater og tolkning</b>	<b>38</b>
4.1	Marginal utslippsprofil for norske betalingssoner . . . . .	38
4.2	Utslippsfaktorer for energibærere på Nyhavna . . . . .	42
4.2.1	Elektrisitet konsumert fra nettet . . . . .	42
4.2.2	Lokal solcelleproduksjon . . . . .	43
4.2.3	Elektrisk energilager . . . . .	44
4.2.4	Termisk energiforsyning . . . . .	45
4.3	Klimagassberegninger for Nyhavna . . . . .	46
4.3.1	Sensitivitetsanalyse for totale klimagassberegninger . . . . .	48
<b>5</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>50</b>
5.1	Metode for timesoppløst marginal utslippsprofil . . . . .	50
5.1.1	Metodens anvendelighet, styrker og svakheter . . . . .	50
5.1.2	Marginal utslippsprofil for norske betalingssoner . . . . .	52
5.2	Utslippsfaktorer for energibærere og klimagassberegninger for ZEN . . . . .	52
5.2.1	Usikkerhet i datagrunnlag og kilder . . . . .	52
5.2.2	Analyseperspektiv og tidsoppløsning . . . . .	53

---

---

5.2.3	Symmetriske versus asymmetriske utslippsfaktorer for brukt og unngått elektrisitet . . . . .	53
5.2.4	Anvendelse av marginal utslippsprofil for ZEN . . . . .	54
5.3	Forslag til videre arbeid . . . . .	55
<b>6</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>56</b>
	<b>Kildeliste</b>	<b>57</b>
	<b>Appendiks</b>	<b>63</b>
<b>A</b>	<b>Transmisjon- og distribusjonstap</b>	<b>63</b>
<b>B</b>	<b>Datagrunnlag fra Konseptutredning</b>	<b>64</b>
<b>C</b>	<b>Data for produksjon og import for norske betalingssoner</b>	<b>68</b>
<b>Figurer</b>		
1	Ambisjonsnivå for ZEB. Figuren er adoptert fra Fufa mfl. 2016. . . . .	7
2	Systemgrenser for moduler i bygningers livsløp, definert i NS-EN 15978 og NS 3720. Figuren er basert på Fufa mfl. 2016. . . . .	7
3	Modulstruktur for ZEN. Inkluderte elementer og ambisjonsnivå er kun illustrativt. Figuren er basert på Lausset mfl. 2020. . . . .	8
4	Utslippsfaktor for norsk-europeisk (NO+EU28) og norsk (NO) elektrisitetsmiks fra 2015 til 2099. . . . .	10
5	Figuren viser innfyringsrekkefølge for produksjonsteknologier etter stigende marginalkostnad. . . . .	16
6	Illustrasjon av hvordan matrisestrukturen fra MRIO kan overføres til kraftmarkedet.	17
7	Faser i en LCA. Figuren er basert på ISO 14040/14044-rammeverket. . . . .	18
8	Figuren viser en oversikt over hvilke energibærere som utredes i Konseptutredningen for Nyhavna, og illustrerer systemgrense for ZEB-COM. Den er basert på Figur 3 og Figur 6 i Konseptutredningen av Asplan Viak og Trondheim kommune 2021. . .	21
9	ReCiPe-metode for karakterisering av miljøpåvirkning. Figuren er hentet fra Hui-brechts mfl. 2016. . . . .	24
10	Geografiske betalingssoner for elektrisitet i Norge, og hvordan de er tilkoblet det skandinaviske og europeiske kraftmarkedet. Figuren er basert på Nord Pool udatert.	25
11	Systemgrense for hvilke prosesser og livsløpsfaser som er inkludert i analysen. Figuren er basert på Lausset mfl. 2020. . . . .	33

---

---

12	Marginal utslippsprofil for Norges betalingssoner (2021). . . . .	39
13	Døgngjennomsnittet marginal utslippsprofil for Norges betalingssoner (2021) mot venstre y-akse, og prosentvis fordeling mellom lokal produksjon og import mot høyre y-akse. . . . .	40
14	Marginal elektrisitetssmiks for Norges betalingssoner (2021). . . . .	41
15	Timesoppløst og årsgjennomsnittet gjennomsnittlig utslippsprofil for NO <sub>3</sub> (2021). . . . .	42
16	Timesoppløst og årsgjennomsnittet marginal utslippsprofil for NO <sub>3</sub> (2021). . . . .	43
17	Utslippsfaktor for lokal solcelleproduksjon. . . . .	44
18	Utslippsfaktor for elektrisk energilager. . . . .	45
19	Utslippsfaktor for tre konsepter for termisk energiforsyning. . . . .	46
20	Totale klimagassberegninger for anbefalt energikonsept på Nyhavna, hvor prosenten angir endring ift. resultatene fra Konseptutredningen. . . . .	47
21	Sammenligning av totale klimagassberegninger for Anbefalt energikonsept med et Standardalternativ for energiløsninger, hvor prosenten angir reduksjon sammenlignet med standardalternativet. . . . .	48
22	Totale klimagassberegninger for Anbefalt energikonsept og Standardløsning, med NO+EU28 utslippsfaktor for elektrisitet (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021). . . . .	64
23	Simulert termisk og elektrisk energibehov for byggmassen på Nyhavna. . . . .	65
24	Lagringstap for elektrisk energilager, regnet som 10% av tilført energi. . . . .	65
25	Energiprofil for Standardalternativ. . . . .	66
26	Energiprofil for Termisk konsept A. . . . .	66
27	Energiprofil for Termisk konsept B. . . . .	67
28	Produksjonsprofil for solceller. . . . .	67
29	Produksjon per produksjonsteknologi og importert elektrisitet for de norske betalingssonene NO1-NO5. . . . .	72

## Tabeller

1	Utslippsfaktorer for produksjonsteknologier og valgte prosesser fra Ecoinvent. . . . .	26
2	Antakelser for hvilke produksjonsteknologier som inngår i marginal produksjonsmiks. . . . .	30
3	Oppsummering av hva som inngår i de tre alternativene for termisk energiforsyning fra Konseptutredningen for Nyhavna (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021). . . . .	32
4	Sammenstilling av hva som inngår i Standardløsning og Anbefalt energikonsept fra Konseptutredningen for Nyhavna (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021). . . . .	32
5	Minste, største og årsgjennomsnittet verdi yMEF for hver betalingszone. . . . .	39

---

6	Sensitivitetsanalyse for totale klimagassberegninger. . . . .	49
---	---	----

---

## Nomenklatur

---

### Enheter

---

CO <sub>2</sub> ek	CO <sub>2</sub> -ekvivalenter
kWh	Kilowatttime
MWh	Megawatttime
GWh	Gigawatttime
gCO <sub>2</sub> ek/kWh	Gram CO <sub>2</sub> -ekvivalenter per kilowatttime

---

### Forkortelser

---

LCA	Livsløpsvurdering
LCI	Livsløpsregnskap
LCIA	Effektvurdering
I	Det individualistiske perspektivet
H	Det hierarkiske perspektivet
E	Det egalitære perspektivet
FME ZEN	Forskningssenteret for nullutslippsområder i smarte byer
ZEN	Nullutslippsområde
ZEB	Nullutslippsbygg
NS	Norsk standard
GHG	Klimagasser
FU	Funksjonell enhet
NO+EU28	Norsk-europeisk utslippsfaktor
NO	Norsk utslippsfaktor
ISO	Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen
EF	Utslippsfaktor
MEF	Marginal utslippsfaktor
AEF	Gjennomsnittet utslippsfaktor
y	Årgjennomsnittet
h	Timesoppløst
IOA	Kryssløpsanalyse
MRIO	Flerregional kryssløpsanalyse
GWP	Globalt oppvarmingspotensial
BZ	Betalingszone
EGT	Produksjonsteknologi
IEA	Det internasjonale energibyrådet
PCR	Product Category Rules
SV	Spillvarme fra avfallsforbrenning
FV	Fjernvarme

---

---

# 1 Introduksjon

Første del av introduksjonen beskriver bakgrunn og aktualisering for oppgaven. Deretter introduseres formål, problemstilling og satte delmål, samt hvordan oppgaven bidrar til eksisterende litteratur. Avslutningsvis følger en oversikt over oppgavens struktur og omfang.

## 1.1 Bakgrunn og aktualisering

Klimaendringer omtales som vår tids største utfordring. Den globale gjennomsnittstemperaturen har allerede steget med 1,1 grad siden førindustriell tid, og FNs siste klimarapport varsler ”kode rød” for menneskeheten (Arias mfl. 2021). Hovedmålet fra Parisavtalen står fortsatt: å begrense den globale oppvarmingen til under 2°C, og helst til 1,5°C (Paris Agreement 2015). Dette krever store utslippskutt i alle sektorer og deler av samfunnet (Shukla mfl. 2019). Det bygde miljø står for 40% av totalt energibruk og 30% av klimagassutslipp i Europa (Lausselet mfl. 2020). Videre vet man at byer står for 70 % av verdens klimagassutslipp, og de er i stadig vekst – i 2050 vil nærmere 70 % av verdens befolkning være bosatt i bystrøk (Profiroiu mfl. 2020). Utslippsreducerende tiltak i bygg og byer blir derfor avgjørende for å begrense den globale oppvarmingen (Victor mfl. 2014).

I Norge ble Forskningscenteret for nullutslippsområder i smarte byer (FME ZEN) lansert i 2017, med mål om å utvikle løsninger for framtidens bygninger og byområder. Dette skal bidra til at nullutslippssamfunnet realiseres. Smarte byer og nullutslippsområder (ZENs) skal sikre lokal produksjon av fornybar energi og effektiv energibruk, noe som er viktige tiltak for å nå nasjonale klimamål for 2030 og bedre miljøet lokalt (Wiik mfl. 2021). Trondheim kommune er partnere i FME ZEN, og har etablering av nullutslippsområder som en del av sin strategi for bærekraftig byutvikling. Nyhavna er et av de viktigste byutviklingsområdene i Trondheim, hvor kommunens ambisjon er at ”Nyhavna skal være et foregangseksempel for utviklingen av fremtidens nullutslippssamfunn”. Nyhavna skal etableres som ”nullutslippsområde med netto reduksjon mot null klimagassutslipp i et livsløpsperspektiv,” og et viktig fokusområde er at samt at ”utbyggingen på Nyhavna ikke skal gi økt energibehov, effektbehov eller klimagassutslipp på bynivå” (Kildal mfl. 2021).

Fornybar energiproduksjon omtales som nøkkelen til å begrense klimaendringene. Kraftsystemet er i transformasjon, og preges av storskala elektrifisering, økende innslag av væravhengig fornybar energiproduksjon og større sammenkobling med det europeiske kraftsystemet. Elektrifisering av samfunnet vil føre til økning i kraftforbruket, og dette øker behovet for fleksibilitet og kombinerer av ulike energikilder (Cozzi mfl. 2020; Wiik mfl. 2021). En stor del av utslippene fra det bygde miljø tilskrives bruk av energi, og nullutslippsvisjonen vil derfor sette utfordringer til fremtidens energisystem. Mengden utslipp relatert til energibruk avhenger av hvilke energibærere som benyttes, og for nullutslippsområder er målet å finne kostnadsoptimal investering i fornybare og fleksible energibærere med lavest mulig utslipp. Livssyklusanalyse (LCA) er en standardisert metode for å identifisere miljøpåvirkninger fra ulike livssyklusfaser og elementer til et system, og brukes i design og valg av energiløsninger for ZENs (Lausselet mfl. 2020).

Nullutslippsområder skal nå netto null klimagassutslipp over en analyseperiode på 60 år. I LCA-beregninger for ZEN regner man at eksport av lokalprodusert fornybar energi kompenserer for områdets direkte og indirekte utslipp. Det defineres ut fra valgt ambisjonsnivå om disse utslippene kun skal omfatte driftsfasen, eller utvides til å også inkludere materialbruk, konstruksjon og avhending (Wiik mfl. 2021). Beregning og drøfting av netto null klimagassutslipp er utfordrende. Et tilbakevendende spørsmål i denne sammenhengen er valg av utslippsfaktor for brukt og unngått elektrisitet: Hvilken tidsoppløsning og analyseperspektiv skal legges til grunn? Skal det brukes symmetriske (like) eller asymmetriske (ulike) utslippsfaktorer for importert og unngått elektrisitet?



---

Tradisjonelt brukes en årlig gjennomsnittsverdi for utslippsfaktoren til energi. Flere studier har vist at denne forenklingen fører til under- eller overestimering av utslipp og utslippsbesparelser. Det er nå et økende fokus på å ta tidsvarierende utslippsintensiteter i betraktning for å øke nøyaktigheten til LCA av energirelatert påvirkning, og for å unngå suboptimaliserte systemløsninger (Roux mfl. 2016; Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019; Lausset mfl. 2020; Dæhlin 2018; Tønnesen mfl. udatert). For å inkludere effekten av dynamisk variasjon i elektrisitetsproduksjon, forbruk, lagring, import og eksport foreslår Lausset mfl. 2020 at LCA-modeller for ZEN bør utvikles til å bruke timesvarierende utslippsprofil for elektrisitet. Bruk av gjennomsnittsverdier følger det attribusjonelle analyseperspektivet i LCA. Ettersom lokal produksjon og tiltak påvirker energibruk på marginen argumenterer flere studier at utslippsbesparelser bør regnes i et konsekvensielt analyseperspektiv med marginale utslippsfaktorer (Collinge mfl. 2018; Roux mfl. 2017; Olkkonen mfl. 2016). Det er også diskutert hvorvidt symmetriske (like) eller asymmetriske (ulike) utslippsfaktorer for importert og unngått elektrisitet skal brukes i energisystemmodeller og klimagassberegninger for ZENs. Asymmetriske utslippsfaktorer som favoriserer eksport vil gjøre det lettere å nå målet om netto null, noe som kan påvirke valg og dimensjonering av energisystemløsninger (Pinel mfl. 2021; Backe, Sørensen mfl. 2019; Lindberg mfl. 2014).

Utvikling av LCA-modeller til å bruke tidsvarierende utslippsintensitet krever metodikk for å finne timesoppløst utslippsprofil for en betalingszone. Clauß, Stinner mfl. 2018 presenterer ”Evaluation Method for the Hourly Average CO<sub>2</sub>eq. Intensity of the Electricity Mix”, og kan følges for å finne timesoppløst profil i et attribusjonelt analyseperspektiv. En marginalbetraktning krever derimot kjennskap til utslippene forbundet med 1 kWh ekstra eller mindre elektrisitet enn dagens nivå, noe som fremkommer av endret produksjon i en enkelt generator (Steen-Olsen mfl. 2021). Faktorer som elsertifikater, utslippshandel, tilgjengelige produksjonsteknologier, installert kapasitet, etterspørselastisitet, import, eksport, spotpris og flaskehals i kraftsystemet vil påvirke hvilken generator dette er. Det er derfor beregningsmessig komplisert å finne korrekt marginal utslippsprofil (Adapt Consulting 2015). Eksisterende litteratur foreslår flere metoder, men med begrensninger som lav tidsoppløsning; å være tilpasset fossile energisystem; ekskludere påvirkning fra import eller anta fast innfyringsrekkefølge for produksjonsteknologier (Hawkes 2010; Bettle mfl. 2006).

## 1.2 Formål, problemstilling og bidrag

Opgavens formål er todelt: Først, å finne metode for timesoppløst marginal utslippsprofil med Clauß, Stinner mfl. 2018 som utgangspunkt. Deretter utvides eksisterende litteratur for hvordan valgt utslippsfaktor for elektrisitet påvirker klimagassberegninger. Det vil undersøkes hvordan valg av attribusjonelt versus konsekvensielt analyseperspektiv; årgjennomsnittede versus timesoppløste; og symmetriske versus asymmetriske utslippsfaktorer for elektrisitet påvirker valg av energiløsninger og klimagassberegninger for nullutslippsområdet Nyhavna. Med dette som utgangspunkt er det formulert følgende problemstillinger:

*Hvilke antakelser kan tilføres Clauß, Stinner mfl. 2018 for å finne timesoppløst marginal utslippsprofil for en betalingszone?*

*Vil tidsoppløsning og analyseperspektiv for utslippsfaktor for elektrisitet påvirke valg av energiløsninger lokalt?*

*Hvordan vil symmetriske versus asymmetriske utslippsfaktorer for elektrisitet påvirke klimagassberegninger for et nullutslippsområde?*

---

For å besvare problemstillingene kreves en omfattende studie, og det er derfor formulert fire konkrete delmål:

1. Undersøke litteratur relatert til LCA, ZEN, timesoppløst gjennomsnittet og marginal utslippsprofil for elektrisitet
2. Finne metode for timesoppløst marginal utslippsprofil med Clauß, Stinner mfl. 2018 som utgangspunkt
3. Etablere tidsoppløste og årsgjennomsnittede utslippsintensiteter energikonsept på Nyhavna med marginal og gjennomsnittlig tilnærming
4. Estimere totale utslipp for Nyhavna med symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer

Studien utvider eksisterende litteratur for beregning av marginale utslippsfaktorer ved å foreslå en metode som har følgende styrker:

- Finner timesoppløst utslippsprofil som tar hensyn til import og eksport av elektrisitet
- Er generisk og overførbar til andre regioner
- Kan brukes for historisk data eller modellert data fra energisystemsimuleringer
- Inkluderer faktiske driftsmessige og økonomiske variasjoner

Klimagassberegningene for Nyhavna gir nyttig innsikt i hvordan tidsoppløsning, analyseperspektiv, symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer for elektrisitet påvirker totale klimagassberegninger og beslutningsgrunnlaget for valg av energiløsninger lokalt. Resultatene kan bidra til å indikere hvorvidt LCA-modeller for ZEN burde utvikles til å ta tidsvarierende, marginale eller asymmetriske utslippsfaktorer for elektrisk energi inn i vurdering av lokale energiløsninger og i optimaliseringsmodeller.

### 1.3 Oppgavens struktur og omfang

Studien har følgende struktur:

- **Innledning:** Innledningen presenterer bakgrunn, formål, problemstilling, delmål og bidrag.
- **Litteraturstudie:** I litteraturstudiet undersøkes relevant litteratur relatert til LCA, ZEN, timesoppløst gjennomsnittet og marginal utslippsprofil for elektrisitet. Det gis en innføring i det norske kraftsystemet og kryssløpsanalyse.
- **Metode:** Metodekapitlet beskriver rammeverket for livsløpsvurderinger og presenterer Nyhavna som case. Deretter presenteres metodikk for å finne timesoppløst marginal utslippsprofil. Til slutt vises metodikk for utslippsintensiteter og klimagassberegninger for energibærere på Nyhavna.
- **Resultat:** Første del presenterer resultater ved å anvende metodikk for timesoppløst marginal utslippsprofil for de norske betalingssonene. Andre del viser etablerte utslippsintensiteter for energibærere og totale klimagassberegninger.
- **Diskusjon:** Diskusjon av resultatene tilknyttet problemstillingen. Det fokuseres på styrker og svakheter ved foreslått metode, og hvordan utslippsfaktorer for elektrisitet kan påvirke valg av energiløsninger lokalt.
- **Konklusjon:** Konklusjonen besvarer oppgavens delmål og problemstilling.

---

Det er viktig å merke seg at oppgaven tar utgangspunkt i Clauß, Stinner mfl. 2018, og foreslår hvordan den kan utvides fra gjennomsnittet til marginal utslippsprofil ved et sett tilleggsantakelser. Logikken og utgangspunktet for likningsstrukturen skal derfor krediteres til Clauß, Stinner mfl. 2018.

Masteroppgaven er utarbeidet i samarbeid med Jens Tønnesen (Trondheim kommune) og Christian Solli (Asplan Viak), og er en del av kommunen sitt prosjekt for utvikling av Nyhavna som nullutslippsområde. Klimagassberegninger for Nyhavna er gjort av foreslåtte energiløsninger i en konseptutredning av Asplan Viak, med tilhørende nøkkelparametre og datagrunnlag.

---

## 2 Litteraturstudie

Dette kapitlet introduserer nullutslippsområder og LCA. Deretter følger en gjennomgang av utslippsfaktorer for elektrisitet. Hensikten er å belyse eksisterende metodikk og standarder, for så å identifisere antakelser for å etablere marginal utslippsprofil. Det gis en enkel forklaring av det norske kraftmarkedet og hvordan logikken fra flerregional kryssløpsanalyse kan brukes til å finne konsumbasert utslippsfaktor for et land.

### 2.1 Nullutslippsområder og LCA

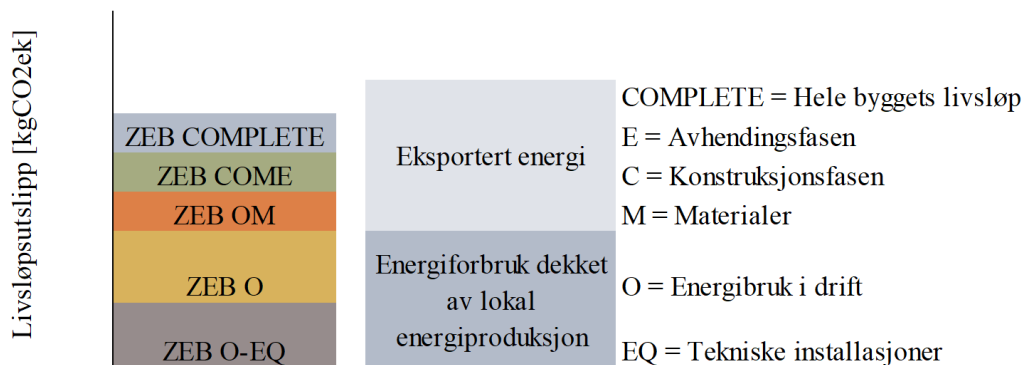
Forskningssenteret for nullutslippsområder i smarte byer (FME ZEN) definerer et nullutslippsområde (ZEN) som en samling bygninger med tilhørende infrastruktur lokalisert innenfor et avgrenset geografisk område. ZENs har som målsetning å kompensere for sine direkte og indirekte utslipp av klimagasser mot netto null innenfor en definert analyseperiode. Mengden utslipp som skal kompenseres for beregnes etter et valgt ambisjonsnivå for hvilke livsløpsmoduler og bygnings- og infrastrukturelementer som inkluderes (Wiik mfl. 2021).

Livsløpsvurdering (LCA) er en standardisert metode for å identifisere miljøpåvirkninger fra ulike livssyklusfaser og elementer til et system. Metoden brukes gjerne for å undersøke grensesnittet mellom fordelene fra økt lokal energiforsyning og ulempene fra økt behov for installering av infrastruktur. LCA er et verktøy for å sammenligne alternativ med samme funksjon, og kan derfor brukes for å planlegge systemløsninger for ZEN (Lausselet mfl. 2020).

I beregningsmetodikken for ZEN legger man til grunn en analyseperiode på 60 år for bygninger og 100 år for infrastrukturelementer, og i løpet av denne tiden skal direkte og indirekte klimagassutslipp reduseres til null gjennom ren, utslippsfri energiekspport over egen systemgrense. Det bestemmes for hvert enkelt ZEN-prosjekt hvilke bygnings- og infrastrukturelementer som skal inkluderes i beregningene. Dette omfatter ofte bygninger, teknologier og sammenkoblinger for produksjon, lagring og utveksling av termisk og elektrisk energi, men kan også inkludere vann, avløp, mobilitet og IKT. Dersom enkelte delelementer ikke når fastsatt ambisjonsnivå kan kompenserende tiltak innenfor systemgrensen sikre at området likevel når målet om nullutslipp (Wiik mfl. 2021).

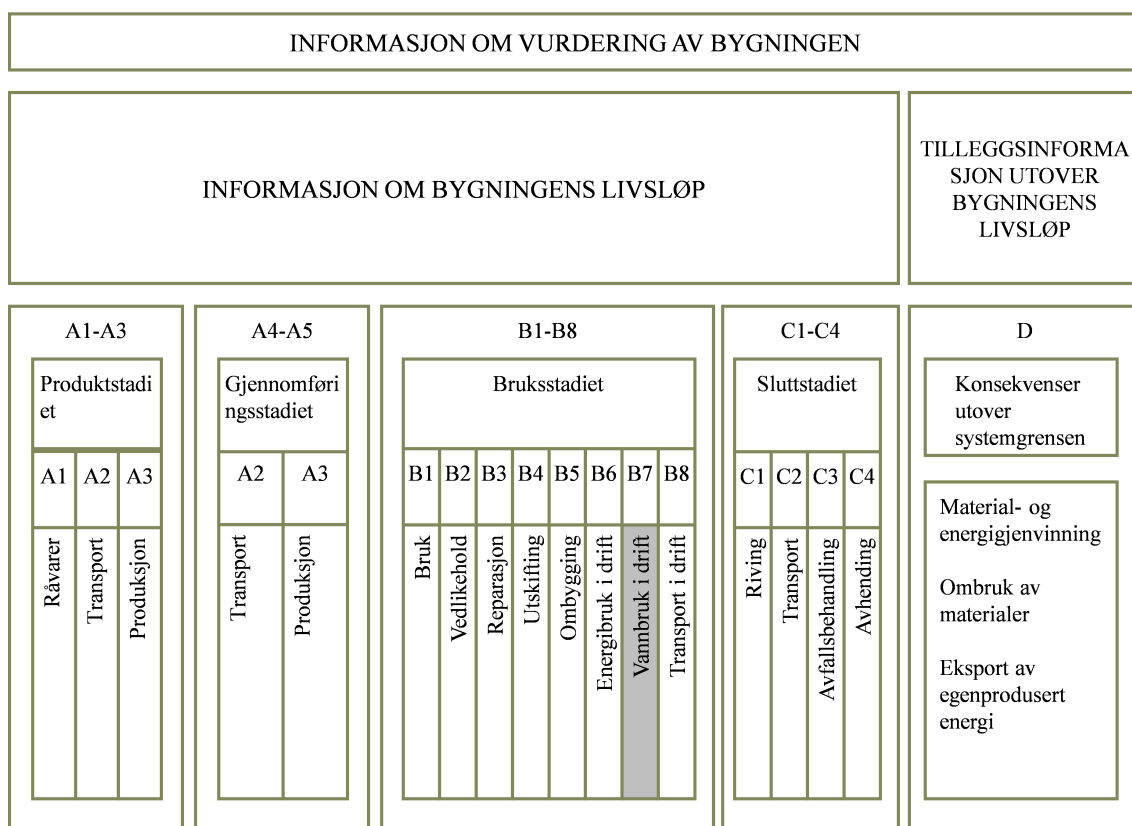
Et nullutslippsområde omfatter distribuerte energiresurser som solenergisystemer, elektriske kjøretøyer, ladestasjoner og varmesystemer, og har en veldefinert grense for sitt elektriske og termiske nett. Det skal likevel ikke betraktes som en selvstendig enhet, men optimaliseres i forhold til omkringliggende by- og samfunnsstrukturer. Dette innebærer at bygninger og energisystemet må samhandle med omkringliggende områder og energisystem. Viktige fokusområder er hvordan man skal planlegge, designe og drifte et område med tilnærmet null klimafotavtrykk over livsløpet relatert til energibruk, materialbruk, mobilitet og arealbruk (Wiik mfl. 2021).

Nullutslippsbygg (ZEBs) er nødvendige i et nullutslippsområde, og er bygg som i større eller mindre grad kompensere for egne indirekte og direkte klimagassutslipp gjennom fornybar energiproduksjon. De ulike gradene eller ambisjonsnivåene av ZEB bestemmes av hvor mange livsløpsfaser som inkluderes i utslippsberegningene. Figur 1 viser de ulike ambisjonsnivåene i ZEB-definisjonen (Wiik mfl. 2021; Fufa mfl. 2016).



**Figur 1:** Ambisjonsnivå for ZEB. Figuren er adoptert fra Fufa mfl. 2016.

Systemgrenser for moduler i bygningers livsløp er standardisert i NS-EN 15978 og NS 3720, gjengitt i Figur 2.



**Figur 2:** Systemgrenser for moduler i bygningers livsløp, definert i NS-EN 15978 og NS 3720. Figuren er basert på Fufa mfl. 2016.

For et ZEN utvides perspektivet til at området som helhet skal nå netto null totalutslipp. På område-nivå tar ZEN-definisjonen utgangspunkt i et likevektsprinsipp: alle direkte og indirekte klimagassutslipp som oppstår i forbindelse med materialer, konstruksjon, drift og avhending av dets bygning- og infrastrukturelementer skal kompenseres for ved å produsere like mye ny lokal fornybar energi (Wiik mfl. 2021). For å bestemme ambisjonsnivå i utslippsberegninger har Lausset mfl. 2020 tatt utgangspunkt i de ulike ambisjonsnivåene og livsløpsmodulene for ZEB, og utviklet en modulstruktur for ZEN. Denne er vist i Figur 3. Deres studie viser at bruksfasen for subsystemene bygninger og mobilitet gir størst bidrag til utslipp når utslippsintensiteten til elektrisitet er høy.

Når utslippintensiteten blir lav, i tråd med utvikling av det europeiske kraftnettet, viser de at utslipp innebygd i materialer gir størst bidrag.

		A1-A3 Produktfasen			A4-A5 Konstruksjonsfasen		B1-B8 Bruksfasen						C1-C4 Sluttfasen				D Fordeler og ulemper		
Inkluderte elementer	Ambisjonsnivå	A1: Råvarer	A2: Transport	A3: Produksjon	A4: Transport	A5: Anlegg-, bygge- og monteringsarbeid	B1: Bruk	B2: Vedlikehold	B3: Reparasjon	B4: Utskifting	B5: Ombygging	B6: Energibruk i drift	B7: Vannforbruk i drift	B8: Transport i drift	C1: Riving	C2: Transport	C3: Avfallsbehandling	C4: Avhending	D: Potensial for resirkulering, substitusjonseffekt fra eksport av lokalproduert
Bygninger	ZEN COME																		
Mobilitet	ZEN O																		
Åpne områder	ZEN OM																		
Nettverk	ZEN COM																		
Lokal energi	ZEN OM																		

**Figur 3:** Modulstruktur for ZEN. Inkluderte elementer og ambisjonsnivå er kun illustrativt. Figuren er basert på Laussetlet mfl. 2020.

Her deles nabolaget inn i elementer, og ambisjonsnivå kan defineres for hvert enkelt element. For hvert ZEN prosjekt kan da elementene og livsløpsfasene som inkluderes bli justert for å nå det samlede ambisjonsnivået for området, definert som følgende:

- ZEN O: Utslipp relatert til energibruk i drift, tilsvarende modul B6 i Figur 3.
- ZEN OM: Utslipp relatert til all energibruk i drift "O" samt alle indirekte utslipp fra materialer "M", tilsvarende modul A1-A2 og B4.
- ZEN COM: Tilsvarende som OM, men inkluderer også utslipp relatert til konstruksjonsfasen "C", modul A4-A5.
- ZEN COME: Tilsvarende COM, men inkluderer også utslipp relatert til avhendingsfasen "E", modul C1-C4.

Ved denne modulbaserte tilnærmingen kan man fokusere enkeltvis på subsystemene i nabolaget for å optimalisere spesifikke infrastrukturelement, og dette er en metodisk tilnærming man kan ta for å vurdere systemer for ZENs (Laussetlet mfl. 2020).

ZEN har definert sju kategorier med vurderingskriterier og nøkkelpunktindikatorer for å evaluere hvorvidt et nullutslippsområde presterer opp mot målene i ZEN-definisjonen:

- Utslipp av klimagasser
- Energi
- Effekt/last
- Mobilitet
- Økonomi
- Stedkvaliteter
- Innovasjon

---

Valg av energiløsninger vil være spesielt viktige for utslipp av klimagasser, energi og effekt/last (Lien mfl. 2021).

I LCA-beregninger for ZEN regner man at eksport av lokalprodusert, fornybar energi gjennom analyseperioden kompenserer for direkte og indirekte klimagassutslipp tidligere i livsløpet. Dersom den lokale energiproduksjonen overskrider området energibehov blir utslipp relatert til energibruk ”negativt” og representert som ”utslippskompensasjon”. Størrelsen på et områdes utslippskompensasjon er avhengig av mengde lokal energiproduksjon, områdets netto energibehov og karbonintensiteten til strømmettet (Lausselet mfl. 2020). Rollen til utslippskompensering som et verktøy for å redusere netto klimagassutslipp er en omdiskutert antagelse, da beregninger av netto nullutslipp er avhengig av antakelser om utslippsfaktor for energien som produseres utenfor systemgrensene til nabolaget (Backe, Pinel mfl. 2021). Backe, Pinel mfl. 2021 argumenterer derfor at nullutslippsområder ikke fører direkte til klimakutt i det Europeiske kraftsystemet, men har indirekte effekt gjennom å bidra til at man når klimamålene mer kostnadseffektivt.

Valg av utslippsfaktor for strømmiksen er en utfordrende betraktning som gjøres i enhver LCA (Backe, Pinel mfl. 2021). Sensitivitetsanalyser fra tidligere livsløpsvurderinger har identifisert at valg av utslippsfaktor for elektrisitet er dominerende i resultatet for flere av påvirkningskategoriene, og vil være spesielt betydningsfull i beregning av utslipp relatert til energibruk i drift (Lausselet mfl. 2020). Verdien til utslippsfaktoren for elektrisitet er spesielt viktig i klimagassberegninger for ZEN, ettersom den er bestemmende for utslipp relatert til importert elektrisitet og kompensasjon fra lokalprodusert elektrisitet (Pinel mfl. 2021).<sup>1</sup>

## 2.2 Utslippsfaktor for elektrisitet i LCA

Elektrisitet er en stor kilde til verdens klimagassutslipp, og det kreves korrekte indikatorer for at beslutningstakere og konsumenter skal redusere elektrisitetsrelatert påvirkning (Adapt Consulting 2015). Et tilbakevendende spørsmål er: hva er utslippene relatert til elektrisk energibruk? Flere studier bruker gjennomsnittsfaktorer i klimagassberegninger for beslutningstaking (Tong og Azevedo 2020; Tong, Hendrickson mfl. 2017; Holland mfl. 2022), mens andre påpeker at marginale utslippsfaktorer er nødvendig for å mer nøyaktig kunne kvantifisere konsekvensene av tiltak som påvirker etterspørsel eller leveranse av elektrisitet (Holland mfl. 2022; Voorspools mfl. 2000; Zivin mfl. 2014). Det diskuteres hvorvidt man skal bruke gjennomsnittlige eller marginale utslippsfaktorer for elektrisitet i LCA (Steen-Olsen mfl. 2021).

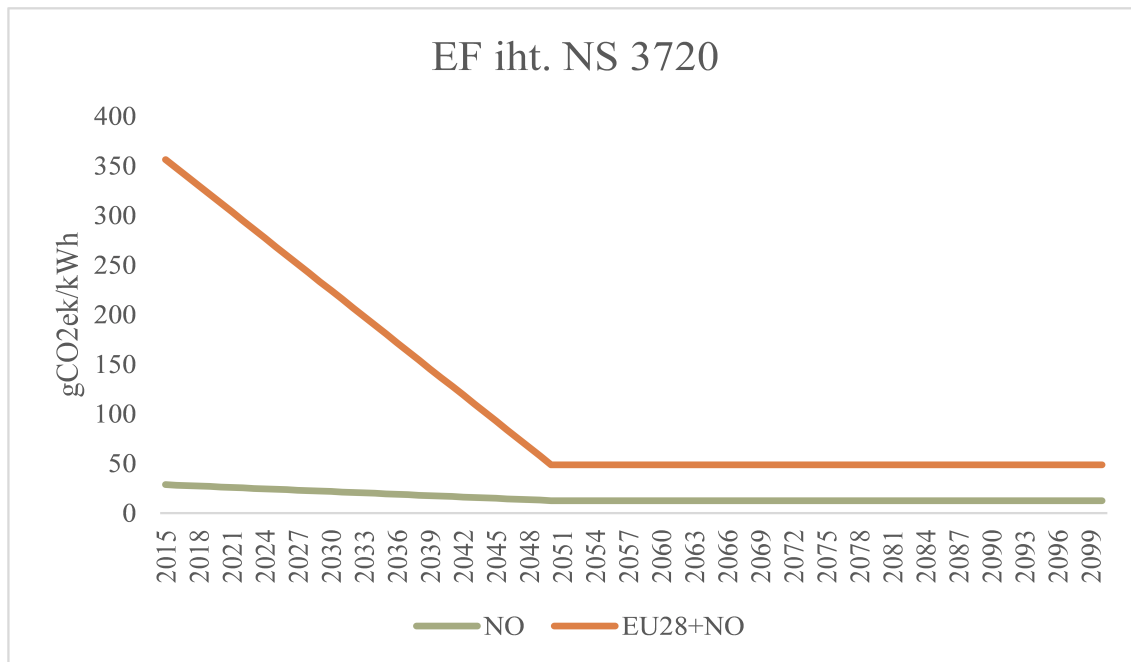
Videre varierer metodikk for utslippsfaktorer (emission factors, EFs) med valg av tidshorisont og datagrunnlag (historisk eller fremtidig), tidsoppløsning (timesoppløst eller årsgjennomsnittet), inkludering av import eller ikke (konsumbasert eller produksjonsbasert) og regional differensiering (Ryan mfl. 2016). Mange faktorer påvirker EFs for elektrisitet, og beregningene kompliseres av krafthandel mellom regioner (Pinel mfl. 2021). EFs for elektrisitet er viktige i LCA, beregninger for ZEBs og ZENs, valg av energibærere og energieffektiviseringstiltak i prosjektutvikling, klimarapportering og i fastsettelse av politiske mål (Brozovsky mfl. 2021). De mangfoldige metodevalgene kan skape forvirring for hvilke man skal velge. Det er uenigheter om hva som er den mest korrekte tilnærmingen, og hvilke betraktninger som skal gjøres for de ulike metodene (Adapt Consulting 2015).

Prinsipper for EFs er delvis standardisert, men det mangler et universelt rammeverk (Adapt Consulting 2015; NS 3720 2018; ISO 16745 2015). Etter Norsk Standard for ”Metode for klimagassberegninger for Bygninger”, NS 3720, skal klimagassberegninger for bygninger vises med et

---

<sup>1</sup>Delkapittel 2.1 er etter Helseth 2021.

gjennomsnitt over beregningsperioden for både norsk-europeisk (NO+EU28) og norsk (NO) elektrisitet. Faktoren beregnes som en lineær funksjon fra startverdi til nær nullutslipp i 2050, og videre konstant fra 2050 til slutt punktet for beregningsperioden. Startverdi skal være snittet av forbruksmiskens de siste tre år. Basert på Tabell A.1 og Tabell A.2 (Vedlegg A) i NS 3720 fremkommer den LCA-basert utslippsfunksjon for elektrisitet i Norge og EU28+NO som vist i Figur 4. Standarden åpner for bruk av ytterligere scenarier for elektrisitet, samt at avtaler for opprinnelsesgaranti kan medregnes (NS 3720 2018).



**Figur 4:** Utslippsfaktor for norsk-europeisk (NO+EU28) og norsk (NO) elektrisitet fra 2015 til 2099.

LCA er internasjonalt ISO-standardisert gjennom NS-EN ISO 14040:2006, men det spesifiseres ikke rammer for bruk av utslippsfaktorer for elektrisitet (ISO 14040 2016). ISO-standarden for beregning av miljøytelsen til bygninger, ISO 16745:2015, sier at utslipp relatert til driftsfasen for bygninger skal finnes ved å multiplisere energibruk med relevant utslippsfaktor. Standarden poengterer at informasjonskilder for utslippsfaktor skal beskrives, men spesifiserer ikke hvordan den skal beregnes (ISO 16745 2015). GHG-protokollen er en anerkjent standard for klimagassrapportering. Her regnes fysisk og markedsbasert EFs for elektrisitet. Den fysiske er en gjennomsnittsverdi for området, mens den markedsbaserte inkluderer markedsordninger som opprinnelsesgarantier, grønne sertifikater og tilsvarende (Fong mfl. 2014). I databaser som Ecoinvent er EFs for land også regnet med gjennomsnittsverdier (Wernet mfl. 2016).

Det er prinsipielt to analyseperspektiver som brukes i LCA: attribusjonell og konsekvensiell. I attribusjonell LCA benyttes gjennomsnittet utslippsfaktor (average emission factors, AEFs) for elektrisitet, mens i konsekvensiell LCA brukes marginale utslippsfaktorer (marginal emission factors, MEFs). Uansett metodevalg er det utfordrende å finne korrekt utslippsfaktor for elektrisitet, både for nasjonal produksjon (produksjonsbasert) og innebygd i import (konsumbasert). De ulike metodevalgene stiller ulike krav til data, og valgene som gjøres kan gi betydelig forskjell i resulterende klimagassberegninger for et område eller et system (Rüdisüli mfl. 2022; Pinel mfl. 2021; Marnay mfl. 2002; Bettle mfl. 2006; Siler-Evans mfl. 2012).

Hva gjelder tidsoppløsning for EFs er årgjennomsnittet verdi den vanligste fremgangsmåten i



---

LCA. I realiteten vil utslippsprofilen variere fra time til time grunnet dynamikk i etterspørsel, pris, hvilke produksjonsteknologier som tilbys på markedet og import/eksport (Roux mfl. 2016; Clauß, Stinner mfl. 2018; Dæhlin 2018). Høyere tidsoppløsning er vist å øke nøyaktigheten i beregning av utslippsbesparelser fra energieffektiviserende tiltak (Schram mfl. 2019; Bettle mfl. 2006; Roccamena mfl. 2019). Roux mfl. 2016 sin LCA av et energieffektivt hus i fransk kontekst finner at årlig gjennomsnittsverdi vil underestimere klimagassutslipp med omtrent 30 %. Karl mfl. 2019 viser at utslippsbesparelser fra energieffektiviserende tiltak kan overestimeres med en faktor på 2 ved bruk av årsgjennomsnittet verdi.

Byggsektoren er i konstant utvikling, og det er en økende trend i energieffektive hus med lokal energiproduksjon og smart teknologi for laststyring. Dette øker kompleksiteten for hvordan bygg og nabolag interagerer med omkringliggende energisystem. Flere studier argumenterer derfor at miljøpåvirkning relatert til bygningers elektrisitetsbruk bør beregnes med tidsvarierende utslippsfaktor (Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019; Roux mfl. 2016; Lausset mfl. 2020; Karl mfl. 2019; Schram mfl. 2019). Tønnesen mfl. udatert kommenterer at dersom LCA skal brukes til å dimensjonere tekniske systemer er det også viktig å ta hensyn til tidsvarierende utslippsfaktorer for å unngå suboptimaliserte systemløsninger.

Det attribusjonelle analyseperspektivet i LCA og bruk av AEFs innebærer at man fordeler utslipp over den fysiske verdikjeden og finner miljøpåvirkning som kan tillegges et system over hele dets livsløp (Goedkoop mfl. 2016). Dette krever bruk av gjennomsnittsdata, og for elektrisitet vil den årlig gjennomsnittlige utslippsfaktoren (yearly average emission factor, yAEF) fremkomme som et gjennomsnitt av alle de ulike produksjonsfasilitetene sitt bidrag innenfor et land eller en sone. En timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (hourly average emission factor, hAEF) vil gi gjennomsnittet av alle produksjonsfasiliteter som genererer strøm en gitt time. AEF [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er per definisjon mengden utslipp [gCO<sub>2</sub>ek] per enhet produsert elektrisitet [kWh] over et bestemt tidsintervall, eksempelvis over et år eller for hver time, gjengitt i Ligning 1:

$$AEF_t = \frac{\text{Utslipp fra elektrisitetsproduksjon i tidsperiode } t \text{ [gCO}_2\text{ek]}}{\text{Total elektrisitet generert fra alle produksjonsteknologier i tidsperiode } t \text{ [kWh]}}. \quad (1)$$

Avhengig av kraftmarkedenes struktur, dynamikk i etterspørsel, kostnad, tilgang på ulike produksjonsteknologier og variasjon i import/eksport vil den timesoppløste profilen hAEF ha tydelige variasjoner fra sted til sted; sesong til sesong og time til time (Roux mfl. 2016; Clauß, Stinner mfl. 2018; Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019; Dæhlin 2018).

Det konsekvensielle analyseperspektivet i LCA og bruk av MEFs innebærer at man identifiserer hvilke konsekvenser en endring i et system har for resten av økonomien, og man bruker marginaldata for innsatsfaktorer. Den marginale utslippsfaktoren representerer mengden utslipp [gCO<sub>2</sub>ek] som vil oppstå ved en ekstra enhet elektrisitetsproduksjon [kWh], og fremkommer av en enkelt eller alle marginale produksjonskilde(r) i elektrisitetsmiksen. Det er beregningsmessig komplisert å finne MEFs for elektrisitet. I praksis er den marginale produksjonen avhengig av forbruksendringer, elsertifikater, utslippshandel, tilgjengelige produksjonsteknologier og installert kapasitet, etterspørselstetthet, import og eksport, spotpris i regioner og flaskehals i kraftsystemet (Adapt Consulting 2015). MEFs kan regnes for et år, eller med høyere tidsoppløsning (Khan 2019).

Årsgjennomsnittet marginal utslippsfaktor (yearly averaged marginal emission factor, yMEF) og timesoppløst marginal utslippsprofil (hourly marginal emission factor, hMEF) har blitt undersøkt i noen livsløpsvurderinger og utslippsberegninger (Dandres mfl. 2017; Olkkonen mfl. 2016; Collinge mfl. 2018; Marnay mfl. 2002). Studiene argumenterer at marginalbetraktningen er mer korrekt for å kvantifisere utslippsbesparelser fra lokal energiproduksjon eller energireducerende tiltak, ettersom slike intervensjoner påvirker forbruk og utslipp på marginen.

I energisystem hvor grunnlasten dekkes av fornybare energikilder er den marginale utslippsfaktoren

---

ofte større enn den gjennomsnittede. Hvis dette er tilfellet blir utslippsbesparelser fra tiltak på forbrukssiden også større i en marginal betraktning. Hitchin mfl. 2002 viser at yMEF gir 20-30 % høyere utslippsbesparelser fra energieffektiviserende tiltak enn bruk av yAEF. Studien gjøres for energisystemet til England og Wales. De kommenterer at bruk av AEFs underestimerer potensiale for utslippsbesparelser. Bettle mfl. 2006 utvider metodikk og analyse fra Hitchin mfl. 2002, og finner opp til 50% større utslippsbesparelser ved bruk av yMEFs enn ved bruk av yAEFs for England og Wales. Samme konklusjon trekkes i Marnay mfl. 2002 og Siler-Evans mfl. 2012, som finner at AEFs vil underestimere utslippsbesparelser fra energireducerende tiltak. Marginalbetraktningen krever kunnskap om hvilke teknologier som opererer på marginen, og utslippsprofilen vil variere i tid og etter sted (Collinge mfl. 2018; Roux mfl. 2017; Olkkonen mfl. 2016).

## 2.3 Metodikk for å beregne utslippsfaktor for elektrisitet

### 2.3.1 Gjennomsnittlig utslippsfaktor

Soimakallio mfl. 2012 presenterer metodikk for å beregne produksjonsbasert og konsumbasert yAEFs for land. Den produksjonsbaserte utslippsfaktoren er utslipp knyttet til nasjonal elektrisitetsproduksjon, mens den konsumbaserte utslippsfaktoren også inkluderer utslipp fra import. Studien viser at en produksjonsbasert versus konsumbasert tilnærming vil kunne gi store forskjeller i et lands yAEF. Kraftmarkeder er ofte internasjonale med komplekse handelskjeder for import og eksport. Det argumenteres i flere studier at en konsumbasert utslippsfaktor bedre vil reflektere hvordan forbruk av elektrisitet genererer utslipp. Dette gir sluttbrukere og beslutningstakere mulighet til å ta informerte valg for eget elektrisitetsforbruk (Romano mfl. 2018; Steen-Olsen mfl. 2021).

I Tranberg mfl. 2019 vises metodikk for konsumbasert yAEF for et land eller en betalingszone basert på historiske sanntidsdata fra nettstedet electricityMap.

Clauß, Stinner mfl. 2018 presenterer metodikk for å beregne konsumbasert hAEF for et land eller en betalingszone i et liberalisert kraftmarked. Metoden bruker historisk timesdata for produksjon per produksjonsteknologi og import, og følger logikken til flerregional kryssløpsanalyse for å identifisere hvilke produksjonsteknologier som utgjør importert elektrisitet. Studien viser at hAEF for Norge er lav i perioder med høy etterspørsel, og høyere i perioder med lav etterspørsel. Dette forklares av sammenhengen mellom etterspørsel, spotpris og økonomisk gunstig drift av norske vannkraftverk. Høy etterspørsel gir høy spotpris og lønnsom drift av vannkraft. Lav etterspørsel gir lavere spotpris, noe som kan gjøre det gunstig å importere billig elektrisitet og spare på vannstanden. Ettersom import til Norge ofte er mer utslippsintensiv enn lokal produksjon viser dette viktigheten av å medregne import i et konsumbasert perspektiv for elektrisitet (Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019). Flere studier følger deres metode for å etablere hAEF, og bruke denne i LCA-beregninger (Roux mfl. 2016; Dæhlin 2018; Pinel mfl. 2021).

### 2.3.2 Marginal utslippsfaktor

I litteratursøket er det identifisert to generelle metoder for å estimere marginale utslippsfaktorer for elektrisitet. Metode A bruker lineær regresjon til å finne sammenhengen mellom endring i utslipp og endring i produksjon eller etterspørsel (Hawkes 2010; Siler-Evans mfl. 2012; Khan mfl. 2018). Metode B bruker modeller for innfyringsrekkefølge, en såkalt "merit-order approach". Denne metoden er basert på empiriske og teoretiske antakelser, og egner seg for å fremskrive miljøpåvirkning av fremtidige tiltak (Holland mfl. 2022). En tredje, og mindre utbredt, Metode C bruker maskinlæring

---

for å identifisere den marginale opprinnelsen til elektrisiteten.

Man skiller mellom MEFs i et kortsiktig eller langsiktig perspektiv. I et kortsiktig perspektiv skjer produksjonsendring i eksisterende produksjonsteknologier, og utslippsfaktoren omtales som en kortsiktig marginal utslippsfaktor. I et langsiktig perspektiv inkluderes mulighetene for at kraftprodusenter investerer i nye anlegg som øker installert og tilgjengelig kapasitet. Dette omtales som en langsiktig marginal utslippsfaktor (Adapt Consulting 2015).

### Metode A: Lineær regresjon

Den marginale utslippsfaktoren kan defineres som endring i utslipp per endring i etterspørsel, vist i Ligning 2:

$$\text{MEF} = \frac{\Delta \text{utslipp} [\Delta \text{gCO}_2\text{ek}]}{\Delta \text{etterspørsel} [\Delta \text{kWh}]} \quad (2)$$

Studier som følger denne definisjonen for MEF bruker lineær regresjon på historisk eller modellert data for å identifisere hvordan en endring i etterspørsel fører til endring i utslipp (Hawkes 2010; Péan mfl. 2018; Siler-Evans mfl. 2012; Ryan mfl. 2016; Jansen mfl. 2018; Khan mfl. 2018).

Hawkes 2010 finner  $y\text{MEF}$  for Storbritannia ved å analysere historisk data fra 2002 til 2009, og sammenligner resultatet med  $y\text{AEF}$  for tilsvarende periode. Timesverdier for produksjon per produksjonsteknologi kombinert med utslippsfaktorer per teknologi gir utslipp hver time. Deretter gjøres en regresjonsanalyse på endring i utslipp som funksjon av endring i etterspørsel. Regresjonsanalysen beskriver dermed hvordan en endring i etterspørsel fører til endring i utslipp, og resulterende stigningstall blir et estimat for  $y\text{MEF}$ . I studien finner de at  $y\text{MEF}$  er 180 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] større enn  $y\text{AEF}$ . Denne forskjellen vil kunne påvirke klimagassberegninger, valg av energiløsninger og intervensjoner på forbrukssiden (Hawkes 2010). Videre undersøker studien sesong- og døgnavhengige forskjeller ved å disaggregere regresjonsanalysen for forskjellige lastprofiler. De finner at MEF varierer gjennom døgnet og sesonger; den er gjerne lav i perioder med lav etterspørsel og høy i topplastperioder. Flere studier har i ettertiden fulgt denne tilnærmingen for å finne  $y\text{MEF}$  og  $h\text{MEF}$  for land (Péan mfl. 2018; Siler-Evans mfl. 2012; Ryan mfl. 2016; Jansen mfl. 2018; Khan mfl. 2018).

Regresjonsanalyse gir en forenklet matematisk beskrivelse av virkeligheten, og energisystemet til landet som undersøkes vil påvirke nøyaktigheten av resultatet. Pinel mfl. 2021 tester metoden for Norge. Resultatene fra den lineære regresjonen gir en  $r$ -verdi lavere enn 0,1, noe som betyr at tilpasningen mellom data og trendlinje er dårlig. Studien forklarer at høy vannkraftproduksjon og import av mer karbonintensiv elektrisitet gjør at lineær regresjon ikke er egnet til å finne marginal utslippsfaktor for Norge.

### Metode B: Antakelser om marginalkostnad og innfyringsrekkefølge

Den marginale utslippsfaktoren kan defineres å være utslippsfaktoren til den marginale produksjonsteknologien. Studier som følger denne definisjonen for MEF bruker antakelser om marginalkostnad og innfyringsrekkefølge for å identifisere hvilken marginal produksjonsteknologi som vil tilfredsstille en ekstra enhet etterspørsel (Romano mfl. 2018; Olkkonen mfl. 2016; Pinel mfl. 2021).

Rekkefølgen produksjonsteknologier tilbys på markedet omtales gjerne som innfyringsrekkefølgen. En vanlig metode for å fastsette innfyringsrekkefølgen er å anta at produksjonsteknologier tilbys etter stigende marginalkostnad. Noen studier kombinerer antatt innfyringsrekkefølge med varighetskurver for hver produksjonsteknologi, og observerer hvilken teknologi som er marginal for en gitt last (Hawkes 2010). Andre bruker historiske produksjonsdata eller data fra energisystemanalyser og antakelser for innfyringsrekkefølge til å finne MEF (Romano mfl. 2018; Pinel mfl. 2021; Olkkonen mfl. 2016).

Olkkonen mfl. 2016 bruker modellert data, antakelser om kortsiktig marginalkostnad og innfy-

---

ringsrekkefølge for å finne hMEF for de nordiske landene for 2009, 2010 og 2030. Pinel mfl. 2021 tar utgangspunkt i Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019 sin metode for å finne hAEF, kombinerer denne med resultater fra kraftsystemmodelleringer i EMPIRE, antakelser om marginalkostnad og innfyringsrekkefølge for å finne hMEF for betalingszone NO1 i Norge.

Romano mfl. 2018 bruker antakelser om innfyringsrekkefølge som utgangspunkt for en en inkrementell tilnærming for å finne hMEF. Fremgangsmåten tar hensyn til import og eksport. De setter en fast innfyringsrekkefølge basert på kortsiktig marginalkostnad, og antar at nasjonal etterspørsel først vil tilfredsstilles av tilgjengelig produksjon. Resterende regnes tilgjengelig for eksport. Videre antas import fra naboland å være generert av den ”mest effektive enheten som er tilgjengelig”. Algoritmen krever data for installert kapasitet per produksjonsteknologi, timesoppløst produksjonsdata per produksjonsteknologi og data for import/eksport mellom naboregioner.

Hitchin mfl. 2002 finner AEF, kortsiktig og langsiktig yMFE for England og Wales. Studien bruker data for drift av produksjonsanlegg fra 1998-1999. Ved å kombinere antatt innfyringsrekkefølge med endret lastprofil finner de kortsiktig yMEF. De utvider profilen til å finne langsiktig yMEF ved å inkludere fremskrivninger for elektrisitetsbehov og produksjonskapasitet. Metoden utvikles videre i Bettle mfl. 2006. Her påpekes det at fast innfyringsrekkefølge ikke vil ta hensyn til anleggenes sesongvarierende tilgjengelighet, vedlikehold, flaskehals i overføringskapasiteten og driftsstrategi. De foreslår å rekonstruere innfyringsrekkefølge basert på historisk produksjonsdata, og bruke dette til å finne marginale utslippsfaktorer.

Bettle mfl. 2006 bruker halvtimesoppløst produksjonsdata per produksjonsteknologi fra år 2000 i Storbritannia. For hvert datapunkt identifiseres hvilken generatortype som opererer på minst prosent av total installert produksjonskapasitet. Denne defineres til å være den marginale enheten. Antakelsen er basert på at produksjonsenheter som opererer nær deres installerte kapasitet i realiteten vil være tidlig på tilbudskurven, ettersom driftsmessige og økonomiske faktorer må ligge til rette for dette. Med utgangspunkt i analysen finner de åtte innfyringsrekkefølger, som samlet dekker ukedager og helger for hver årstid, og bruker disse til å finne MEFs for ulike lastprofiler. De finner god korrelasjon mellom beregnet og faktisk utslippsfaktor, noe som validerer at deres metode gir en god indikasjon på marginal utslippsprofil. Studien inkluderer ikke import.

### **Metode C: Maskinlæring**

Nettstedet electricityMap er ledende kilde for både gjennomsnittet og marginal sanntids CO<sub>2</sub>-data for elektrisitet. Deres algoritmer bruker maskinlæring på observert historisk data, og sier at enhver endring i produksjon eller import kan forklares av summen av to komponenter: et ledd som er uavhengig av endret etterspørsel (vanligvis væravhengig produksjon som vind og sol), og et ledd som er avhengig av endring i etterspørsel. Sistnevnte er den marginale enheten. De finner MEF som et vektet gjennomsnitt av den marginale enheten i lokal produksjon og den marginale enheten i import (Corradi 2018). I Leerbeck mfl. 2020 brukes maskinlæring til å kunne gi kortsiktig predikasjon av marginal utslippsfaktor i kraftsystem.

### **2.3.3 Utslippsfaktor for importert og unngått elektrisitet i ZEN**

I klimagassberegninger og design av energisystemer for ZENs må flere vurderinger gjøres for valg av utslippsfaktor, både for importert og eksportert elektrisitet. Den vanligste tilnærmingen er utslippsfaktor etter NS 3720 for NO+EU28, som presentert i Kapittel 2.2, både for brukt og unngått elektrisitet i beregninger for ZEBs og ZENs. Det diskuteres fremdeles om EF for utslippskompensasjon skal velges basert på gjennomsnittlig elektrisitetssmiks, eller om man skal si at det er den marginale produksjonsenheten som erstattes (Pinel mfl. 2021; Backe, Sørensen mfl. 2019). Det diskuteres også hvorvidt man skal bruke symmetriske (like) eller asymmetriske (ulike) EFs for

---

både importert og unngått elektrisitet. Symmetriske utslippsfaktorer vil si at samme faktor, enten MEF eller AEF, legges til grunn for å regne utslipp relatert til import og utslippsbesparelser fra eksport. Asymmetriske utslippsfaktorer vil si at man bruker AEF til å regne utslipp fra importert elektrisitet, men legger MEF til grunn for å regne utslippsbesparelser fra eksport (Backe, Sørensen mfl. 2019).

For elektrisitet som importeres fra nettet argumenterer Pinel mfl. 2021 at det vil være relevant å bruke den konsumbaserte utslippsprofilen til betalingssonen som nabolaget er lokalisert i, og at det ikke bør differensieres mellom hvilken EF som brukes for ZENs eller for andre bygninger. Ifølge Gordon mfl. 2009 vil tidsoppløst utslippsintensitet være nødvendig for å faktisk forstå utslipp relatert til importert og eksportert elektrisitet. Videre må EF for elektrisiteten man erstatter bestemmes. Utslipp fra eksportert energi bør inkludere indirekte livsløpsutslipp fordelt per kWh levert. Indirekte og direkte utslipp fra lokale energiteknologier vil variere avhengig av systemløsning. Eksport fra kombinert varme- og kraftproduksjon vil eksempelvis ha direkte utslipp, mens lokalprodusert solcelleenergi kan sies å ha null direkte utslipp (Pinel mfl. 2021).

I Lindberg mfl. 2014 brukes både nordisk elektrisitemiks på 130 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh], og norsk-europeisk elektrisitemiks på 350 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] for importert og eksportert elektrisitet i design av energisystem for ZEBs. Noris mfl. 2014 finner at lav EF for elektrisitet gjør det vanskeligere å nå nullutslipp for ZEBs, og at optimaliseringsmodeller vil kreve mer installert solcellekapasitet for å oppnå tilstrekkelig mengde utslippsbesparelser. Dette er ikke nødvendigvis kostnadsoptimalt. De finner videre at asymmetriske utslippsfaktorer som favoriserer eksport gjør det lettere å nå netto nullutslipp for ZEBs.

I Backe, Sørensen mfl. 2019 brukes en optimaliseringsmodell som minimerer kostnader for investering av energiløsninger for ZENs med krav om utslippskompensering over et år. De undersøker effekten av å bruke symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer i optimaliseringsmodellen, og ser at dette gir ulike resultater for hva som er kostnadseffektiv systemløsning for å nå mål om nullutslipp over et år. Backe, Sørensen mfl. 2019 sier at det kan være gode grunner å velge asymmetrisk utslippsfaktorer for nullutslippsområder, ettersom eksport fra lokalproduksjon vil kunne redusere produksjonen til den marginale produksjonskilden. I Lousselet mfl. 2020 brukes det også en marginal tilnærming for eksportert solcelleenergi, hvor det regnes utslippsbesparelser basert på at man erstatter elektrisitet fra fossile energikilder. Flere studier følger argumentasjonsrekken om at MEFs gir mer korrekt kvantifisering av utslippsbesparelser fra lokal produksjon og tiltak på forbrukersiden (Siler-Evans mfl. 2012; Meyers mfl. 2000; Farhat mfl. 2010; Russell 2019).

## 2.4 Det norske kraftmarkedet

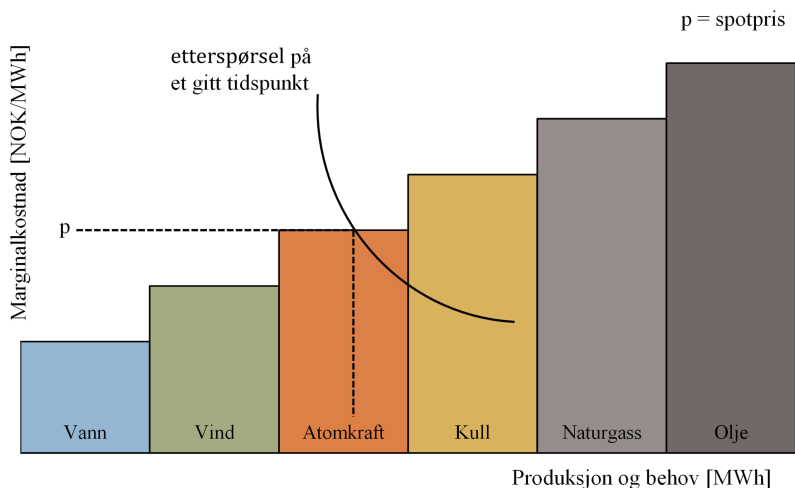
For å forstå marginale utslippsfaktorer er det nødvendig å ha grunnleggende kunnskap om det norske og internasjonale kraftmarkedet. Ulike produksjonsteknologier brukes for å generere elektrisitet, og det varierer fra land til land hvor stor andel av disse som er fornybare. I Norge er vannkraft hovedkilden til kraftproduksjon, men liberalisering av det europeiske kraftmarkedet har ført til mer elektrisitetshandel mellom land (Kofod-Wiuff mfl. 2020; Romano mfl. 2018). Figur 10 viser inndeling av betalingssoner (bidding zones, BZs) og forbindelser mellom et utvalg land i Europa. Import og eksport mellom BZs har mange fordeler i form av økt forsyningssikkerhet og økonomisk velferd, men det kompliserer klimagassregnskapet relatert til konsumert elektrisitet (Romano mfl. 2018).

Å identifisere opphavet til elektrisitet kan være en omfattende oppgave. Dette gjelder spesielt sammenkoblede markeder. Elektrisiteten kan være importert fra naboerområder, som igjen kan være importert fra fjernere områder. Det antas gjerne at importert elektrisitet har samme utslipp som

den gjennomsnittlige utslippsfaktoren til eksportlandet. Produksjonsmiksen i timen for import kan variere betydelig gjennom året for alle land, så dette vil ikke representere faktisk påvirkning fra importert elektrisitet (Clauß, Stinner mfl. 2018; Romano mfl. 2018).

Kraftmarkedet består av konkurrerende aktører, som alle søker å maksimere sin profitt. Tilbudskurven er derfor basert på de forskjellige produksjonsteknologiene sine kortsiktige marginalkostnader. Marginalkostnad tilsvarer kostnaden for å produsere en ekstra MWh. Unntaket er vannkraftproduksjon, som styres etter vannverdier. Dette tilsvarer alternativkostnaden for å lagre istedenfor produsere en ekstra MWh. Figur 5 illustrerer innfyringsrekkefølgen (merit-order curve) for hvilke generatorer som tilbys på markedet. Rekkefølgen er sortert etter stigende kortsiktig marginalkostnad, mens bredden på grafene representerer tilgjengelig kapasitet per teknologi. Produksjonsenheter med lavest kostnad vil tilbys på markedet så fremt de har tilgjengelig kapasitet. Her er det ikke lønnsomt å drifte produksjonsteknologier med høyere marginalkostnad. Den siste som slår inn for å tilfredsstille ytterligere etterspørsel er den marginale produksjonsenheten. Denne er marginalt prissettende teknologi (Blume-Werry mfl. 2018). Aktørene på markedet har ikke informasjon om hvilke generatorer som er marginale og som dermed vil svare på økt behov (Hu mfl. 2021), men det er funnet at vannkraft sort sett er marginalt prissettende i norsk kraftproduksjon (Blume-Werry mfl. 2018).

Den marginale utslippsfaktoren vil derfor fremkomme av den siste produksjonsteknologien som er tilgjengelig på tilbudskurven. Fornybare teknologier har i realiteten ingen driftskostnader og tilnærmet null marginalkostnad (Blume-Werry mfl. 2018). De er derfor helt til venstre i innfyringsrekkefølgen. Disse produksjonsteknologiene er væravhengige og man kan ikke nødvendigvis justere opp produksjonen ved økt behov. De omtales som ikke-justerbare (non-dispatchable) produksjonsteknologier, mens de med mer stabil råstofftilgang omtales som justerbare (dispatchable) teknologier (Romano mfl. 2018).



**Figur 5:** Figuren viser innfyringsrekkefølge for produksjonsteknologier etter stigende marginalkostnad.

Ettersom tilgjengeligheten til produksjonsenheter og etterspørsel etter elektrisitet varierer i tid vil den marginale produksjonsteknologien variere; følgelig vil også den marginale utslippsfaktoren relatert til elektrisitet variere. Som beskrevet er det vanlig å anta en rigid innfyringsrekkefølge for å estimere MEF, men driftsstrategien vil i realiteten også påvirkes av tekniske begrensinger (Bettle mfl. 2006).

---

### 2.4.1 Flerregional kryssløpsanalyse og synergi med kraftmarkedet

Kryssløpsanalyse (input-output analysis, IOA) er en samfunnsøkonomisk metode for å analysere gjensidige handelsrelasjoner mellom sektorer i en region eller mellom land. IOA kvantifiserer hvordan forbruk av tjenester skaper økonomisk aktivitet oppstrøms. Analysen er basert på kryssløpstabeller, som er todimensjonale matriser. Hver rad og hver kolonne representerer en industriell sektor i et land. Radene består av output fra hver sektor, som enten er output til andre sektorer (interne goder) eller til sluttforbruk (endelige goder). Kolonnene består av input til hver sektor, enten input fra andre sektorer (interne input) eller primærinput. Input og output til/fra hver sektor er gjerne i økonomisk verdi for å beskrive flyt av varer eller tjenester mellom sektorene. Man forutsetter proporsjonalitet mellom inngående innsatsfaktorer og mengde produsert (Miller mfl. 2009; Steen-Olsen mfl. 2021). Rammeverket for IOA beskrives detaljert i Miller mfl. 2009.

Flerregional kryssløpsanalyse (Multi-Regional Input-Output Analysis, MRIO) utvider IOA til å analysere avhengigheter mellom sektorer i et liberalisert marked med internasjonal handel og vareflyt. MRIO har de siste årene blitt utvidet til å være et verktøy som analyserer klima- og miljøkonsekvenser av økonomisk handel mellom industrier eller land i et konsumbasert perspektiv. Dette kalles miljøutvidet kryssløpsanalyse og brukes gjerne i politikktutforming (Liu mfl. 2018). Teorigrunnlaget baserer seg på at etterspørselen etter et produkt eller en tjeneste er siste trinn i produksjonskjeden. Den underliggende antakelsen ved å bruke MRIO i klimaberegninger er at etterspørsel etter en tjeneste direkte eller indirekte fører til utslipp (Steen-Olsen mfl. 2021).

Clauß, Stinner mfl. 2018 viderefører analogien fra miljøutvidet MRIO til å beregne hAEF for en betalingssone, og finner dermed en metode som inkluderer utslipp innebygd i import. Logikken fra MRIO gjør at man kan identifisere andelen av hvilke produksjonsteknologier som utgjør importert elektrisitet.

Figur 6 viser en forenkling av hvordan matrisestrukturen fra MRIO kan overføres til kraftmarkedet. Grå tabeller består av nasjonal produksjon per produksjonsteknologi, her vannkraft og kull. Oransje representerer import fra Land B til Land A, som er oppbygd av elektrisitetsmiksen til Land A. Grønn representerer eksport fra Land A til Land B.

		Land A		Land B	
		Vannkraft	Kull	Vannkraft	Kull
Land A	Vannkraft	Grå	Grå	Grønn	Grønn
	Kull				
Land B	Vannkraft	Oransje	Oransje	Grå	Grå
	Kull				

**Figur 6:** Illustrasjon av hvordan matrisestrukturen fra MRIO kan overføres til kraftmarkedet.

---

### 3 Metode og datagrunnlag

Følgende kapittel starter med å introdusere rammeverket for livsløpsvurderinger (LCA) og Nyhavna som case. Videre følger formål, hensikt, datagrunnlag, systemgrense, antakelser og metodebeskrivelse for oppgavens to hoveddeler.

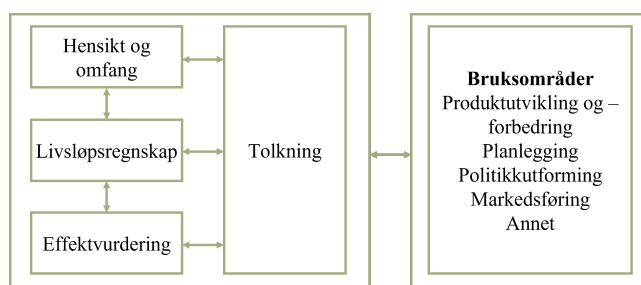
#### 3.1 Teoretisk grunnlag og rammeverk for LCA

LCA er en internasjonalt ISO-standardisert metode for systematisk beregning av miljøpåvirkninger knyttet til prosesser og ressurser gjennom livssyklusen til et system, et produkt eller en tjeneste. Følgende delkapitler gir en generell innføring i det teoretiske grunnlaget for LCA, etter ISO 14040 2016 og ISO 14044 2016.

Med livssyklus menes alle stadier i systemets levetid fra produksjon til avhending, ofte omtalt som *fra vugge-til-grav*. Alternativt kan studien begrenses til å omfatte fasene frem til ferdigstillelse, såkalt *vugge-til-port*, eller fra *vugge-til-vugge* dersom produktet resirkuleres.

Målet med en LCA er å utføre en konsistent sammenligning av miljøpåvirkningene til teknologiske systemer, optimalisere prosesser og kartlegge hvor i livssyklusen de mest betydningsfulle påvirkningene skjer. For å gjøre en kvantifisert analyse inkluderes relevante energi- og materialstrømmer som går inn og ut av det undersøkte systemet, og disse evalueres mot kategorier for potensielle miljøpåvirkninger.

Ifølge ISO 14040/14044-rammeverket består en LCA av fire faser: etablering av hensikt og omfang, livsløpsregnskap (LCI), effektvurdering (LCIA) og tolkning. Rammeverket er illustrert i Figur 7.



**Figur 7:** Faser i en LCA. Figuren er basert på ISO 14040/14044-rammeverket.

En LCA modellerer livsløpet til et system, produkt eller en tjeneste, og er derfor en forenklet versjon av virkeligheten. Utfordringen ved å gjennomføre en LCA ligger i å utvikle en modell hvor forenklinger, metodevalg og antakelser ikke påvirker resultatene i for stor grad.

**Etablering av hensikt og omfang** skal sikre konsekvent utøvelse av analysen ved å beskrive viktige valg, avgrensninger og antakelser som er gjort. Dette innebærer:

- hensikten med studiet og forventet målgruppe
- definisjon av funksjonell enhet (FU)
- presis beskrivelse av systemgrenser
- valg av allokeringsmetode
- metode for effektvurdering og tolkning



- 
- datakilder, forutsetninger, antakelser og begrensinger

Definisjon av funksjonell enhet (FU) er et viktig steg i en LCA. Denne er utgangspunktet for at man kan sammenligne ulike produkter, tjenester eller prosesser. Den funksjonelle enheten skal være ”en beregnet beskrivelse av funksjonen som produktsystemet yter” (Goedkoop mfl. 2016). Videre skal systemgrenser etableres både geografisk og i tid, for å definere hvilke livssyklusfaser, prosesser og innsatsfaktorer som inkluderes i analysen. Dette steget avgjør følgelig hvor detaljert systemet skal studeres. Satte systemgrenser kan ha stor innvirkning på resultatene. Eksempelvis er valg av elektrisitetsmiks geografisk betinget og kan i ytterste konsekvens være bestemmende for om et produkt anses som miljøvennlig eller ikke.

Livsløpsmodellen for systemet som undersøkes bygges opp av enhetsprosesser, som samlet utgjør alle inkluderte aktiviteter gjennom livsløpet. I de tilfellene hvor enhetsprosesser innebærer produksjon av flere produkter er valg av allokering nødvendig. Dette fordeler miljøbelastninger fra prosessen til de relevante produktene. Det er forskjellige prosedyrer for allokering, og metoden bestemmes gjerne av de mest fremtredende egenskapene til produktene som leveres. Vanlige metoder er allokering basert på økonomi eller masse. Alternativt kan systemutvidelse benyttes, som innebærer at man erstatter produkter med et alternativ som fyller den samme systemfunksjonen. Analytikeren må da gjøre valg for hvilke produkter som passer teknologien.

Som presentert innledningsvis er det prinsipielt to analyseperspektiver som kan brukes i en LCA: attribusjonell LCA og konsekvensiell LCA. I attribusjonell LCA er datagrunnlaget basert på historiske gjennomsnittstall, og brukes gjerne i miljødeklarasjoner for produkter. Metoden er derfor spesielt nyttig i forbindelse med sammenligning av produkter mot konkurrenter. Konsekvensiell LCA undersøker konsekvensene av en handling, og er passende for politiske beslutningsprosesser eller strategier for miljøtiltak. Her benyttes vanligvis marginaldata for innsatsfaktorer. Valg av LCA-perspektiv vil påvirke valg av data og allokering metode.

**Livsløpsregnskapet** kvantifiserer bruk innsatsfaktorer som råmaterialer, prosesser og energi i hver fase av systemets livssyklus, samt utslipp til vann/luft, generering av avfall og avfallshåndtering. For livsløpsregnskapet er det nødvendig å etablere datainventar for alle inn- og utgangsstrømmene gjennom livssyklusfasene til systemet som undersøkes. Det er komplisert å skaffe datainventar for alle strømmer som går inn og ut av teknosfæren. En vanlig tilnærming i LCA er såkalte cutt-off kriterier, som er grensen for hva som inkluderes og ekskluderes av mengder. All viktig energibruk og råmaterialbruk bør inkluderes, mens produksjonsprosesser for energi og råmaterialer som inngår i små mengder kan utelates etter vurdering. Livsløpsregnskapet består av 1) forgrunnsdata, som er spesifikk data for systemet som undersøkes; og 2) bakgrunnsdata, som er inventardata for produksjon av materialer, energi, transport og avfallshåndtering samlet i LCI (Life Cycle Inventory)-databaser. Enhetsprosesser som skjer tidlig i livsløpet vil kunne modelleres med bakgrunnsdata, mens enhetsprosesser somer unike for det undersøkte systemet krever spesifikke forgrunnsdata.

I **effektvurderingen** brukes resultatene fra livsløpsregnskapet til å se betydningen av potensielle miljøpåvirkninger på undersøkte påvirkningskategorier. Effektvurderingen er en tredelt fase: Først *klassifiseres* alle inn- og utgående energi- og materialstrømmer til kategorier av miljøpåvirkning. Hensikten er å beskrive hvilke konsekvenser de har. Deretter følger *karakteriseringstrinnet*, hvor det kvantifiseres hvor mye miljøpåvirkning inn- og utgående energi- og materialstrømmer har på utvalgte påvirkningskategorier ved hjelp av karakteriseringsfaktorer. Avslutningsvis *vektes* resultatene fra karakteriseringstrinnet inn til en samlet vurdering. Dette er en frivillig fase som aggregerer all miljøpåvirkninger til en endimensjonal totalpåvirkning som er lettere å kommunisere.

**Tolkning** innebærer å analysere resultatene, trekke konklusjoner, drøfte begrensninger og gi anbefalinger. Dette innebærer gjerne å identifisere hvilke innsatsfaktorer som bidrar til størst miljøpå-

---

virkning. Her bør usikkerhet og svakheter ved analysen spesifiseres. Det er hensiktsmessig å gjøre en sensitivitetsanalyse for å kartlegge hvilke parametre som har størst betydning for sluttresultatet og hvordan en eventuell endring av disse påvirker resultatene.

En LCA modellerer livsløpet til et system, produkt eller en tjeneste, og er derfor en forenklet versjon av virkeligheten. Utfordringen ved å gjennomføre en LCA ligger i å utvikle en modell hvor forenklinger, metodevalg og antakelser ikke påvirker resultatene i for stor grad.<sup>2</sup>

## 3.2 Beskrivelse av case, konseptutredning og arbeid gjort i prosjektoppgave

### 3.2.1 Nyhavna som nullutslippsområde

Nyhavna er et havne- og industriområde i Trondheim kommune, og i kommunedelplanen for 2016 ble det vedtatt at Nyhavna skal utvikles til en sentrumsbydel. Prosjektet skal være et foregangseksempel for bærekraftig byutvikling. Den 21 november 2019 ble det presisert at "Nyhavna skal etableres som et nullutslippsområde med reduksjon mot netto null klimagassutslipp i et livsløpsperspektiv". Kommunen har videre anbefalt å sette ambisjonsnivået for nullutslipp tilsvarende ZEN-COM. Et viktig prinsipp er at utbyggingen på Nyhavna ikke skal gi økt energibehov, effektbehov eller klimagassutslipp på bynivå, samt at bygninger og energisystemet aktivt skal samhandle med omkringliggende områder og energisystem (Kildal mfl. 2021).

For at dette skal lykkes har kommunen i samarbeid med Asplan Viak gjennomført en ENVOA-støttet konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i områdeutvikling. Her undersøkes helhetlige områdeløsninger for valg av energibærere som skal bidra til å nå nullutslippsmålet. Det gjøres klimagassberegninger for ulike scenarier for energibehov i bygg, lokal strømproduksjon, batteriløsninger og alternativ for termisk energiforsyning. Basert på disse legges det frem et anbefalt energikonsept, som sammenlignet med et standardalternativ vil oppnå en reduksjon på 52% utslipp over analyseperioden (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021).

### 3.2.2 Foreslåtte konsepter for energiløsning

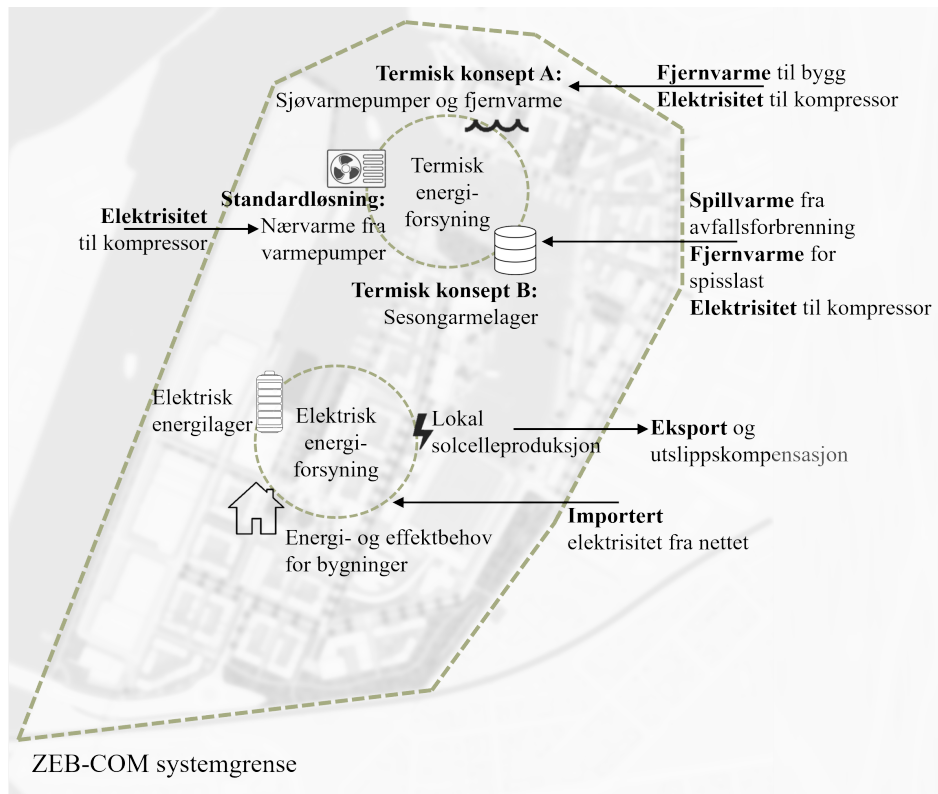
Konseptutredningen undersøker to relevante konsepter for termisk energiforsyning, og sammenligner disse med en standardløsning basert på dagens praksis. Standardløsningen omfatter nærvarme forsynt med varmepumper, og bruker derfor kun elektrisitet som energibærer. Termisk konsept A er en kombinasjon av fjernvarme levert direkte til byggene og nærvarme levert fra sjøvarmepumper. Termisk konsept B består av sesongvarmelagring i borehull, og er den systemløsningen som inngår i det anbefalte energikonseptet (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021).

Energiproduksjon fra solceller blir meget sentralt for å nå Nyhavnas målsetninger om nullutslipp. I konseptutredningen gjøres en generell analyse av mulighetene for å utnytte solenergi, med fokus på å estimere makspotensiale og å finne ut hva som er et realistisk mål for energiproduksjon fra solceller. Det anbefales å installere 55 000 [m<sup>2</sup>] på tak og 43 000 [m<sup>2</sup>] i fasader, noe som utgjør en produksjonskapasitet på 15 [GWh/år]. Videre anbefales det å investere i batterier for elektrisk energilagring, med hensikt å jevne ut effekttopper og øke egenforbruk av lokalprodusert solcelleenergi. Anbefalt energilager har en lagringskapasitet på 10 [MWh] og reduserer effekttopper med 1,5 [MW]. Energiforbruket til bygninger regnes etter antakelsen om at alle nye bygg bygges etter passivhusstandard, og at eksisterende bygg oppgraderes til passivhusstandard. Byggmassen har et

---

<sup>2</sup>Delkapittel 2.1 er etter Helseth 2021.

estimert elektrisk energibehov på 28,5 [GWh/år] og et termisk energibehov på 14,8 [GWh/år]. Det etableres også scenarier for mobilitet, kollektivtrafikk og lading av elektriske kjøretøy, men disse utelates fra totale klimagassberegninger grunnet usikkerheter knyttet til privatbilreiser og planer for kollektivløsninger. Denne oppgaven gjør beregninger for de ovennevnte energikonseptene, gjengitt i Figur 8.



**Figur 8:** Figuren viser en oversikt over hvilke energibærere som utredes i Konseptutredningen for Nyhavna, og illustrerer systemgrense for ZEB-COM. Den er basert på Figur 3 og Figur 6 i Konseptutredningen av Asplan Viak og Trondheim kommune 2021.

### 3.2.3 Sesongvarmelagring i borehull, synergi med fjernvarme og oppsummering fra prosjektoppgave

Energibruk er vist å være hovedkilden til indirekte klimagassutslipp i bygningers driftfase, dermed er integrering av fornybare energikilder i energisystemet til ZEN viktig for å nå nullutslipp (Brozovsky mfl. 2021). Backe, Pinel mfl. 2021 vurderer hvilke tiltak som er gunstige for å realisere energimål for et nullutslippsområde, og finner at ved å minimere elektrisk varmforsyning fra eksempelvis elektrisk kjel eller varmepumper vil man redusere behovet for solceller til å kompensere for utslipp. Flere artikler fokuserer på ulike systemer for termisk energilagring i ZEN, da energilagring er en viktig strategi for å løse utfordringene relatert til spisslast i etterspørsel og produksjon. Sesongvarmelagring i borehull sies å være blant de mest lovende løsningene for termisk energilagring fra et teknisk og økonomisk ståsted (Cabeza mfl. 2015; Parisi mfl. 2020). Det muliggjør effektiv bruk av fornybare energikilder og kan bidra til å oppnå økonomiske og miljømessige gevinster sammenlignet med konvensjonelle energisystem (Renaldi mfl. 2017; Brozovsky mfl. 2021; Sameti mfl. 2018; Roccamena mfl. 2019).

Sesonglagring av termisk energi i fjernvarmenettet kan være gunstig av flere årsaker. Vanlig grunn-

---

last i fjernvarmeproduksjon er spillvarme fra avfallsforbrenning. Avfall må forbrennes jevnt over året, noe som gjør at mye av varmen går til spille i sommermånedene når varmebehovet er lavt.

Videre trengs det ytterligere produksjonskilder for å dekke økt varmebehov og spisslast om vinteren. Produksjonskildene som dekker grunnlasten har gjerne lavere variabel kostnad enn spisslastkildene, dette gjelder spesielt fossile spisslastkilder med tilhørende karbonavgift. Ved at sesongvarmelagrene tilføres spillvarme om sommeren og leverer varme om vinteren kan det være en kostnadseffektiv systemløsning for å redusere belastningen på fjernvarmenettet om vinteren (Gadd mfl. 2021).

Termisk konsept B er en systemløsning bestående av et borehullsbasert sesongvarmelager på 250 borehull. Denne løsningen vil bruke spillvarme fra avfallsforbrenning på Heimdal til å ”lade” borehullene med varme fra april til september. I samme periode dekkes byggenes varmebehov av direktelevert fjernvarme. Fra oktober til mars vil Nyhavnas varme- og varmeeffektbehov dekkes av sesongvarmelagrene. Utover varmen fra sesonglageret vil det kreves noen timer med direktelevert fjernvarme for spisslast. Termisk konsept B bruker litt elektrisitet til pumpedrift av kompressorer. Konseptutredningen finner at sesonglageret gir 24% reduksjon av klimagassutslipp sammenlignet med Standardløsningen. Det drøftes at Termisk konsept B vil være en god måte å redusere belastningen på øvrig energiforsyning og energisystemet, samt redusere klimagassutslipp for Nyhavna og byen som helhet.

Klimagassberegningen som gjøres for Termisk konsept B dekker utslipp fra elektrisk boring av borehull, og tilførsel av spillvarme og fjernvarme over en driftstid på 60 år, tilsvarende Modul A5 og B6 i Figur 3. Konseptutredningen regner ikke totale livsløpsutslipp fra produksjonen av varmpumper, fordelingssystem og materialer til brønner ettersom det er utvist hvor mye innsatsfaktorer som inngår i konseptene. Beregnede utslipp fra brønnboring er 211 [tonnCO<sub>2</sub>ek]. I prosjektoppgaven gjort høsten 2021 ble det gjennomført en mer fullstendig livssyklusanalyse av Termisk konsept B, med formål å kvantifisere indirekte utslipp fra materialbruk, infrastruktur og etablering av borehullene. Resultatet var at materialbruk- og etableringsfasen har en påvirkning på 1767 [tonnCO<sub>2</sub>ek]. Dette er en økning på 737% fra 211 [tonnCO<sub>2</sub>ek], men analysen viste at påvirkning fra energibruk i driftsfasen er dominerende i total livsløpspåvirkning, og at de indirekte utslippene utgjør en liten del av totalen.

I denne oppgaven beregnes utslippsfaktor for alle tre alternativ for termisk energiforsyning, med den hensikt å undersøke om utslippsfaktor for elektrisitet påvirker hvilken som er gunstigst i et utslippsperspektiv. Det gjøres sensitivitet av å inkludere totale LCA-utslipp for materialbruk- og etableringsfasen til sesongvarmelageret. <sup>3</sup>

### 3.3 Oppbygging av analysen

#### 3.3.1 Hensikt og omfang

Denne oppgaven består av to hoveddeler:

1. Metodikk for **timesoppløst marginal utslippsprofil (hMEF)**.
2. Utslippsintensiteter for lokale energibærere og totale klimagassberegninger for Nyhavna.

Del 1 tar utgangspunkt i metodikk for **timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (hAEF)** fra Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019, og foreslår et sett antakelser for hvordan denne kan vi-

---

<sup>3</sup>Deler av Delkapittel 3.2 er etter Helseth 2021.

---

dereføres til å beregne **hMEF** for en betalingszone. Resulterende profil vises for de norske betalingssonene, basert på historisk data fra 2021.

Del 2 finner først hAEF (timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil), yAEF (årsgjennomsnittet gjennomsnittlig utslippsfaktor), hMEF (timesoppløst marginal utslippsprofil) og yMEF (årsgjennomsnittet marginal utslippsfaktor) for elektrisitet konsumert fra nettet ved Nyhavna. Videre brukes samtlige utslippsprofiler for å etablere LCA-baserte utslippsintensiteter for presenterte energibærere. Deretter regnes totale klimagassutslipp med symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer.

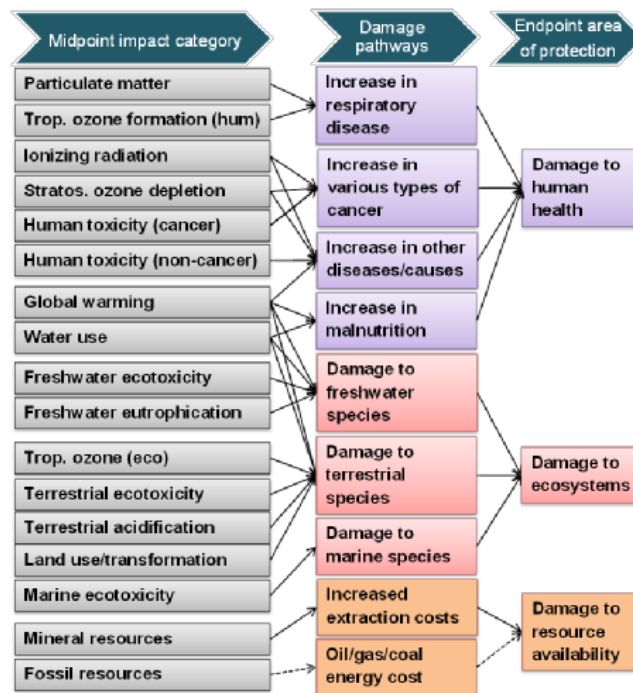
Hensikten med studiet er å vise betydningen av analyseperspektiv (attribusjonell versus konsekvensiell), tidsoppløsning (timesoppløst versus årsgjennomsnittet) og kompensasjonsgrunnlag (symmetriske versus asymmetriske) for utslippsfaktor for elektrisitet i klimagassberegninger. Resultatene kan bidra til å indikere hvorvidt LCA-modeller for ZEN burde utvikles til å ta tidsvarierende marginal utslippsprofil for elektrisk energi inn i vurdering av lokale løsninger for lagring og import/eksport av energi og i optimaliseringsmodeller.

Systembeskrivelse, systemgrense og datagrunnlag spesifiseres for hver hoveddel.

### 3.3.2 Valg av database for utslippsfaktorer og perspektiv for miljøkarakterisering

Det er flere kilder for utslippsfaktorer per produksjonsteknologi, deriblant IPCC og Ecoinvent. IPCC er en lett tilgjengelig, gratis og åpen kilde. Ecoinvent krever lisensbasert tilgang. Ettersom Ecoinvent oppdateres jevnlig, er godt dokumentert og konsistent i allokeringsvalg og systemgrenser blir den brukt i denne oppgaven (Wernet mfl. 2016). Ecoinvent har flere muligheter for valg av perspektiv og miljøkarakterisering, hvor *'Allocation, cut-off by classification - unit'* er valgt her. Dette betyr at prinsippene for attribusjonsmodellering, cut-off kriterier og enhetsoperasjoner er brukt (Goedkoop mfl. 2016).

I Ecoinvent kan man velge blant flere miljøkarakteriseringsmetoder for å hente ut faktorer for påvirkning. Ifølge Hung mfl. 2011 er ReCiPe anbefalt å bruke for livsløpsvurderinger med europeisk scope. ReCiPe-metoden skiller mellom midtpunkt- og endepunktanalyser. En midtpunktanalyse klassifiserer resultatene fra livsløpsregnskapet til midtpunktsindikatorene. En endepunktanalyse kategoriserer miljøpåvirkningene videre etter hvilken type skade de har, og aggregerer dem til én av de tre endepunktskategoriene. Dette er illustrert i Figur 9. I endepunktanalyser kan man videre vekte og normalisere de tre delresultatene til en enkelt score uten benevning.



**Figur 9:** ReCiPe-metode for karakterisering av miljøpåvirkning. Figuren er hentet fra Huibregts mfl. 2016.

ISO-standarden for LCA åpner for bruk av midtpunktsanalyse eller endepunktanalyse. Denne oppgaven regner klimagassberegninger, og bruker derfor utslippsfaktorer på midtpunktnivå for miljøindikatoren *Klimaendringer ('Climate Change')* [*kg CO<sub>2</sub> ek*] fra Ecoinvent.

ReCiPe har tre perspektiv for håndtering av antakelser og usikkerhet:

- Det individualistiske perspektivet (I) har stor tro på at teknologiske løsninger vil unngå mange potensielle klima- og miljøproblemer
- Det hierarkiske perspektivet (H) er mest benyttet i vitenskapelige modeller, og omfatter de vanligste prinsippene for tidsperspektiv
- Det egalitære perspektivet (E) bygger på føre-var-prinsippet, har lengst tidsperspektiv og tar flest forsiktighetsregler.

Det hierarkiske perspektivet benyttes vanligvis i vitenskapelige modeller, og er derfor lagt til grunn i denne oppgaven (Goedkoop mfl. 2016).<sup>4</sup>

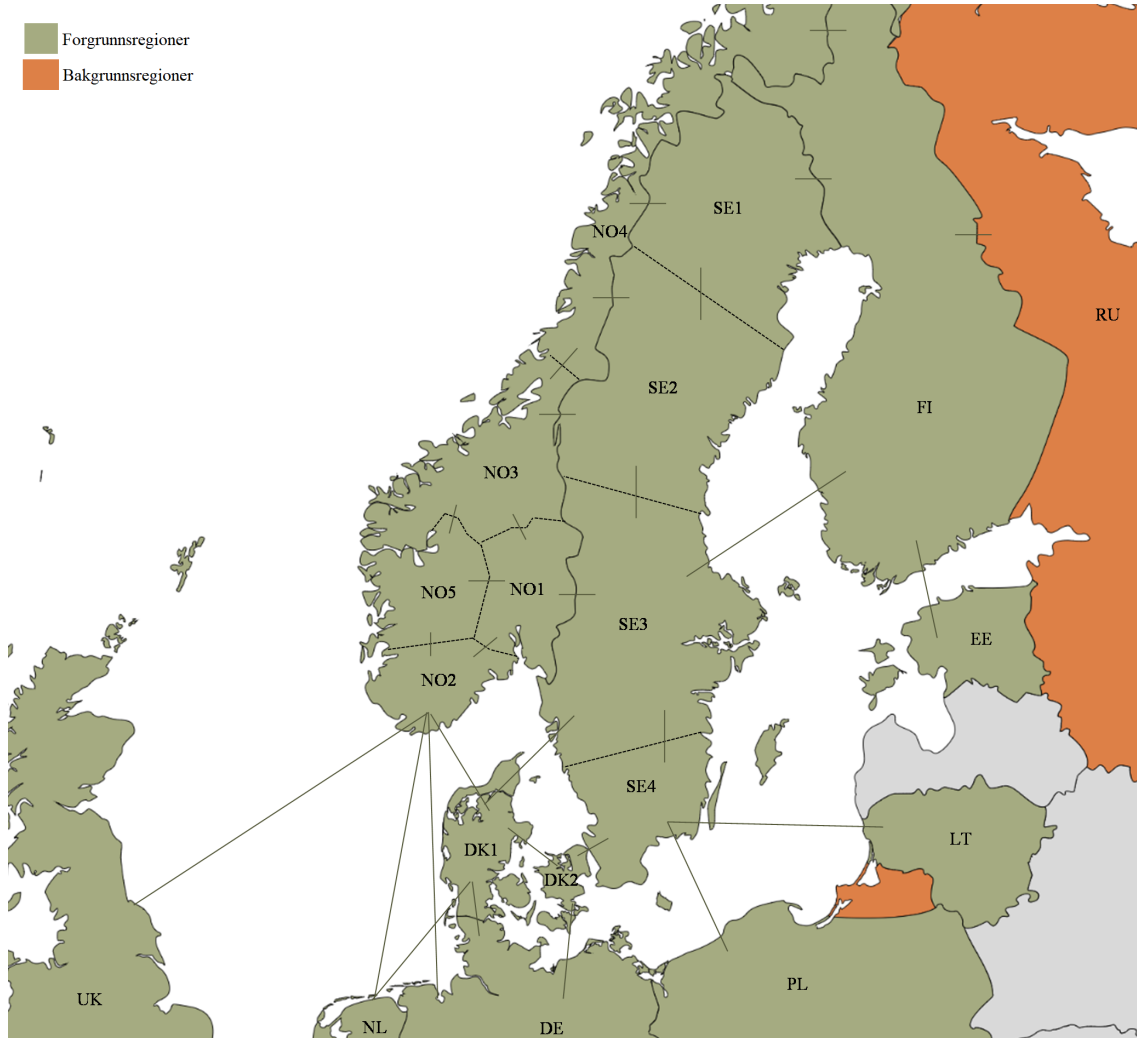
### 3.4 Timesoppløst marginal utslippsprofil for elektrisitet

I følgende delkapittel introduseres datagrunnlag, dataprosessering og antakelser. Videre vises hvert steg for å finne **timesoppløst marginal utslippsprofil, hMEF**. Det er viktig å merke seg at oppgaven tar utgangspunkt i Clauß, Stinner mfl. 2018, og foreslår hvordan den kan utvides fra gjennomsnittet til marginal utslippsprofil ved et sett tilleggsantakelser. Disse antakelsene er valgt med bakgrunn i litteraturstudiet. Logikken og likningsstrukturen er gjengitt for å forstå metoden, men skal krediteres til Clauß, Stinner mfl. 2018.

<sup>4</sup>Delkapittel 3.3.2 er etter Helseth 2021.

### 3.4.1 Forgrunn- og bakgrunnsregioner

Det norske kraftmarkedet består av fem betalingssoner, videre omtalt som BZs (bidding zones). Figur 10 viser hvordan disse er tilkoblet det skandinaviske og europeiske kraftmarkedet. For å bestemme omfanget av nødvendig datainnsamling deles kraftmarkedet inn i forgrunn- og bakgrunnsregioner. Her defineres de grønne områdene på kartet som forgrunnsregioner, mens de oransje defineres som bakgrunnsregioner. Grå områder er ikke inkludert.



**Figur 10:** Geografiske betalingssoner for elektrisitet i Norge, og hvordan de er tilkoblet det skandinaviske og europeiske kraftmarkedet. Figuren er basert på Nord Pool udatert.

For forgrunnsregioner kreves timesverdier for lokal elektrisitetproduksjon per produksjonsteknologi, og timesverdier for import og eksport med tilkoblede regioner. For bakgrunnsregioner kreves kun timesverdier for eksport til forgrunnsregioner. Import fra bakgrunnsregioner tildeles en fast utslippsfaktor [ $\text{gCO}_2\text{ek/kWh}$ ], og behandles på samme måte som produksjon fra ulike produksjonsteknologier. Metoden kan finne hMEF for alle forgrunnsregioner som inkluderes.

---

### 3.4.2 Datagrunnlag

ENTSO-E Transparency Platform har nødvendig data for produksjon, import/eksport og installert kapasitet. All data er tilgjengelig ved å etablere en gratis brukerprofil. Følgende data er innhentet fra ENTSO-E for år 2021, med mindre annet er kommentert:

- Timesdata for produksjon per produksjonsteknologi (Actual Generation per Production Type) for alle forgrunnsregioner i Figur 10, med unntak av Sverige.
- Timesdata for import og eksport mellom alle forgrunn- og bakgrunnsregioner (Cross-Border Physical Flow) i Figur 10.
- Data for installert kapasitet per produksjonsteknologi (Installed Capacity per Production Type) for alle forgrunnsregioner, med unntak av Sverige. Data for installert kapasitet i norske betalingssoner er ikke oppdatert for 2021, så verdier for 2020 er brukt som beste tilnærming.

For Sverige er kun data for import og eksport tilgjengelig i ENSTO-E. Timesdata for generert elektrisitet per produksjonsteknologi (EGTs) er innhentet fra Svenska Kräfnett. Nettstedet har ikke data for faktisk installert kapasitet per produksjonsteknologi tilgjengelig, men det publiseres projeksjoner for kommende år i den årlige rapporten "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden" (Svenska Kraftnät 2021). Rapporten presenterer "Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2021/2022" i Tabell 16 og "Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2021/2022" i Tabell 17. Verdier fra prognosene for installert effekt brukes som en tilnærming for installert kapasitet i de svenske betalingssonene.

Utslippsfaktor for hver produksjonsteknologi er hentet fra Ecoinvent 3.8, med cut-off by classification, GWP100 Midpoint (H) som perspektivvalg. Dette er LCA-baserte utslippsfaktorer som inkluderer direkte og indirekte utslipp. GWP100-faktorer vektet bidraget fra ulike klimagasser og slår de sammen til en felles mengde CO<sub>2</sub>-utslipp, uttrykt som CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. I dette perspektivet regnes forbrenning av biomasse som klimanøytralt. For å begrense oppgavens omfang brukes samme utslippsfaktor for alle regioner og land, selv om de vil variere avhengig av faktorer som geografisk lokasjon, virkningsgrad og alder. Videre antas utslippsfaktoren for pumpekraft (Hydro Pumped Storage) å være konstant i tid, selv om den varierer med elektrisitetsmiksen. Ifølge Clauß, Stinner mfl. 2018 gir dette størst feil for land med høy utslippsfaktor for elektrisitet.

I produksjonsdata fra ENTSO-E er to produksjonsteknologier Annet (Other) og Annet fornybart (Other Renewable). Utslippsfaktor for disse er tilnærmet ved å ta gjennomsnittet av hhv. alle fossile og fornybare produksjonsteknologier. Tabell 1 gjengir utslippsfaktorer og antakelser gjort i denne oppgaven.

**Tabell 1:** Utslippsfaktorer for produksjonsteknologier og valgte prosesser fra Ecoinvent.

Produksjons- teknologi, EGT <sub>i</sub>	Utslippsfaktor [gCO <sub>2</sub> ek/kWh]	Prosessnavn i Ecoinvent 3.8 Cut-off by classification, GWP100 Midpoint (H)
Biomass	51	Electricity, high voltage {SE}— heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014
Fossil Brown coal/Lignite	1222	Electricity, high voltage {DE}— electricity production, lignite



---

Fossil Coal-derived gas	888	Electricity, high voltage {DE}— treatment of coal gas, in power plant
Fossil Gas	542	Electricity, high voltage {DK}— heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100MW electrical
Fossil Hard coal	970	Electricity, high voltage {DK}— heat and power co-generation, hard coal
Fossil Oil	934	Electricity, high voltage {DK}— heat and power co-generation, oil
Fossil Oil shale	934	Mangel data i Ecoinvent, antas lik Fossil Oil.
Fossil Peat	1038	Electricity, high voltage {FI}— electricity production, peat
Geothermal	66	Electricity, high voltage {DE}— electricity production, deep geothermal
Hydro Pumped Storage	33	Electricity, high voltage {NO}— electricity production, hydro, pumped storage
Hydro Run-of-river and poundage	4	Electricity, high voltage {SE}— electricity production, hydro, run-of-river
Hydro Water Reservoir	6	Electricity, high voltage {NO}— electricity production, hydro, reservoir, alpine region
Marine	16	Mangel data i Ecoinvent, antas lik Offshore Wind.
Nuclear	6	Electricity, high voltage {SE}— electricity production, nuclear, pressure water reactor
Other	932	Antas lik snittet av alle fossile produksjonsteknologier.
Other renewable	30	Antas lik snittet av alle fornybare produksjonsteknologier.
Solar	74	Electricity, low voltage {DK}— electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted
Waste	0	Electricity, for reuse in municipal waste incineration only{DK}— treatment of municipal solid waste, incineration
Wind Offshore	16	Electricity, high voltage {DK}— electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore
Wind Onshore	12	Electricity, high voltage {DK}— electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore

---

---

**Import fra  
bakgrunnsregioner**

Russia	694	Electricity, high voltage {RU}— market for
--------	-----	---

---

Nedlastet data fra ENTSO-E er visualisert for de norske betalingssonene i Figur 29, Appendiks C.

### 3.4.3 Dataprosessering og antakelser

For alle forgrunnsregioner BZ struktureres nedlastet produksjon- og importdata i matriser, som beskrevet i Clauß, Stinner mfl. 2018:

$$BZ_j = \begin{bmatrix} P_{BZ_j,EGT_1}(t_1) & \dots & P_{BZ_j,EGT_m}(t_1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{BZ_j,EGT_i}(t_g) & \dots & \vdots \\ P_{BZ_j,EGT_1}(t_{8760}) & \dots & P_{BZ_j,EGT_m}(t_{8760}) \end{bmatrix}$$

hvor

$i \in 1, \dots, m$  er indeks for EGTs

$j \in 1, \dots, n$  er indeks for BZs

$g \in 1, \dots, 8760$  er hver time

$BZ_j$ -matrisen er den gjennomsnittlige elektrisitetmiksen for betalingszone  $j$ .  $EGT_i$  med  $i \in 1, \dots, m$  består av alle produksjonsteknologier, import fra bakgrunnsregioner og import fra forgrunnsregioner. Matlab er brukt som behandlingsverktøy for å lese inn og sortere nedlastet data som vist i matrisestrukturen.

I data fra ENTSO-E inngår termisk kraftproduksjon i kategorien 'Other'. I Norge er det få termiske kraftverk som har salgslisens, og mesteparten konsumeres derfor lokalt. Clauß, Stinner mfl. 2018 kommenterer at dette bør utelukkes fra utslippsprofilen til en BZ, og bruker salgslisenser for de individuelle termiske kraftverkene i Norge til å justere for egetkonsum. Grunnet oppgavens omfang er ikke informasjon om de individuelle kraftverkene salgslisenser undersøkt, og nedlastet produksjonsdata er derfor brukt videre uten å korrigere for mulig egetkonsum.

Videre er følgende justeringer gjort for nedlastet data:

- n/a-verdier er erstattet med 0.
- Fraværende verdi ved endring til sommertid ble erstattet med interpolasjon av foregående og etterfølgende verdi.
- Duplikate verdier ved endring til vintertid ble justert ved at den ene fjernes.
- For NO3 var det rapportert 0 [MW] installert kapasitet for Fossil gass per 2020. Summen av produksjonsdata fra ENTSO-E viste total produksjon på 203 [MWh] fra Fossil gass i NO3 i 2021. Ifølge Bogstrand 2008 reservekraftverkene Tjeldbergødden og Nyhamna, lokalisert i NO3, med samlet installert kapasitet på 300 [MW]. Anleggene driftes kun i perioder med anstrengt kraftsituasjon (Bogstrand 2008). Det antas derfor total installert kapasitet for Fossil gass lik 300 [MW].

### 3.4.4 Marginal produksjonsmik

For å finne hMEF må marginal elektrisitetmik mBZ<sub>j</sub> etableres. Basert på litteraturstudiet er det funnet to antakelser for å finne den marginale produksjonsenheten. Først fjernes produksjon fra ikke-justerbare teknologier med tilnærmet null marginalkostnad, ettersom disse ikke er marginalt prissettende eller kan justeres etter økt behov (Blume-Werry mfl. 2018; Hawkes 2010). Videre brukes Bettle mfl. 2006 sin antakelse om at den produksjonstypen som opererer på minst prosent av installert kapasitet er den marginale produksjonsenheten. Deres metode tar utgangspunkt i historisk produksjonsdata, og er derfor kompatibel med Clauß, Stinner mfl. 2018. I tillegg viser studien at antakelsen gir god korrelasjon mellom beregnet og faktisk utslippsfaktor, og det poengteres at den vil bedre fange tilgjengeligheten til de ulike anleggene enn bruk av rigid innfyringsrekkefølge.

Med utgangspunkt i den gjennomsnittlige elektrisitetmiksen BZ<sub>j</sub> defineres en algoritme i Matlab som finner marginal produksjonsmik ved følgende steg:

1. Fjerne produksjon fra ikke-marginale produksjonsenheter.
2. For hver time, identifisere hvilken produksjonsteknologi som opererer på minst prosent av installert kapasitet og definere denne som marginal produksjonsenhet. Lar produksjonsbidraget fra den marginale kilden stå, og fjerner resterende (med unntak av import).

Resulterende mBZ<sub>j</sub>-matrise består nå kun av produksjon  $P_{BZ_j, mEGT_i}$  [MWh] fra marginal produksjonsteknologien mEGT<sub>i</sub>, samt import fra bakgrunn- og forgrunnsregioner EGT<sub>imp</sub>. Et eksempel på matrisens struktur er vist under, hvor den marginale kilden er mEGT = 1 for time t = 1, mEGT = i for time t = g og mEGT = i+1 for time t = 8760:

$$mBZ_j = \begin{bmatrix} P_{BZ_j, mEGT_1}(t_1) & 0 & 0 & 0 & P_{BZ_j, EGT_{imp}}(t_1) \\ & & & & \vdots \\ 0 & P_{BZ_j, mEGT_i}(t_g) & 0 & 0 & P_{BZ_j, EGT_{imp}}(t_g) \\ & & & & \vdots \\ 0 & 0 & P_{BZ_j, mEGT_{i+1}}(t_{8760}) & 0 & P_{BZ_j, EGT_{imp}}(t_{8760}) \end{bmatrix}$$

hvor

$i \in 1, \dots, m$  er indeks for EGTs

$j \in 1, \dots, n$  er indeks for BZs

$g \in 1, \dots, 8760$  er hver time

**Punkt 1) Fjern produksjon fra ikke-marginale produksjonsenheter** er basert på antakelsen om at enkelte fornybare produksjonsteknologier ikke kan inngå som marginal teknologi, ettersom de er ikke-regulerbare, har tilnærmet null marginalkostnad og ikke er marginalt prissettende. Samme antakelse brukes i Hawkes 2010. Blume-Werry mfl. 2018 undersøker hva som er marginal prissettende teknologi for tjue europeiske land, inklusivt alle land som inngår i denne studien. De finner at for over 90 % av alle timer i disse landene er vannkraft, atomkraft, gass-, kull- og brunkull prissettende marginal produksjonsenhet. Basert på dette er følgende produksjonsteknologier antatt å være marginale og ikke-marginale i denne oppgaven, gjengitt i Tabell 2.

---

**Tabell 2:** Antakelser for hvilke produksjonsteknologier som inngår i marginal produksjonsmiks.

---

<b>Produksjons- teknologi EGT<sub>i</sub></b>	<b>Marginal eller ikke- marginal</b>	<b>Kommentar</b>
Biomass	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Brown coal/Lignite	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Coal- derived gas	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Gas	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Hard coal	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Oil	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Oil shale	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Fossil Peat	Marginal	Produksjonen er regulerbar.
Geothermal	Ikke-marginal	Ikke identifisert å være marginalt prissettende.
Hydro Pumped Storage	Ikke-marginal	Kraftavhengig pumpedrift kjøres vanligvis i perioder med overskudd.
Hydro Run-of- river and poundage	Ikke-marginal	Ikke identifisert å være marginalt prissettende.
Hydro Water Reservoir	Marginal	I Norge er vannkraft den dominerende kraftproduksjonen, med stor lagringskapasitet. Det er regulerbart når magasinene kan tappes. Kraftproduksjonen kan justeres etter behov, avhengig av magasinnivå og nedbørmengde.
Marine	Ikke-marginal	Produksjonen er væravhengig og ikke-regulerbar.
Nuclear	Marginal	Tilgang på brensel for kjernekraft er vanligvis ikke en begrensning, selv om det kan være kostbart å tilpasse produksjonen til variasjoner i forbruk.
Other	Marginal	Antas margina.
Other renewable	Antas ikke-marginal	Antas ikke-marginal da produksjonskategorien består av flere typer fornybare teknologier.
Solar	Ikke-marginal	Produksjonen er væravhengig og ikke-regulerbar.
Waste	Ikke-marginal	Ikke identifisert å være marginalt prissettende.
Wind Offshore	Ikke-marginal	Produksjonen er væravhengig og ikke-regulerbar.
Wind Onshore	Ikke-marginal	Produksjonen er væravhengig, og ikke-regulerbar.
<b>Import fra bakgrunnsregioner</b>		
Russia	Marginal	Antas at import fra bakgrunnsregioner kan være marginal kilde til elektrisitet.

---

### 3.4.5 Beregningsmetode for marginal timesoppløst utslippsprofil

Videre beregningmetode følger Clauß, Stinner mfl. 2018, hvor hovedforskjellen ligger i at det er den **marginale elektrisitmiksen  $mBZ_j$**  som brukes videre. Metoden følger logikken til flerregional kryssløpsanalyse for å identifisere marginal produksjonsteknologi innebygd i import. For hver time  $t$  i året kombineres  $mBZ_j$  for alle inkluderte forgrunnsregioner i en felles teknologimatrise  $mT(t)$ :

$$mT(t) = \begin{bmatrix} mBZ_1^T(t) & \dots & mBZ_j^T(t) & \dots & mBZ_n^T(t) \end{bmatrix} \quad \text{hvor} \quad (3)$$

$j \in 1, \dots, n$  er indeks for BZs

Matrisen har følgende struktur:

$$mT(t) = \begin{bmatrix} P_{BZ_1, mEGT_1}(t) & & \dots & & P_{BZ_n, mEGT_1}(t) \\ & \ddots & \vdots & & \\ & \vdots & P_{BZ_j, mEGT_i}(t) & & \vdots \\ & & \vdots & \ddots & \\ P_{BZ_1, mEGT_m}(t) & & \dots & & P_{BZ_n, mEGT_m}(t) \end{bmatrix}$$

hvor

$i \in 1, \dots, m$  er indeks for marginale produksjonsenheter mEGTs

$j \in 1, \dots, n$  er indeks for BZs

Dimensjonen bestemmes av antall produksjonsteknologier, EGTs, og antall forgrunnsregioner, BZs. Videre beregnes den normaliserte produksjonsmatrisen  $mP(t)$ -matrise ved Ligning 4:

$$mP(t) = mT(t) \cdot \text{diag}(x_{\text{out}})^{-1}, \quad (4)$$

hvor  $x_{\text{out}} = \sum_{i=1}^{i=m} P_{BZ_j, mEGT_i}(t)$  er output per BZ, og  $\text{diag}(x_{\text{out}})$  er den diagonaliserte matrisen av  $x_{\text{out}}$ . Den normaliserte produksjonsmatrisen  $mP(t)$  defineres til å bestå av følgende tre deler:

$$mP(t) = \begin{bmatrix} P_{mEGT}(t) \\ P_{imp,fix}(t) \\ P_{imp,var}(t) \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} P_{mEGT}(t) \text{ er produksjon fra } mEGT \text{ innad i hver BZ} \\ P_{imp,fix}(t) \text{ er import fra bakgrunnsregioner med fast utslippsfaktor} \\ P_{imp,var}(t) \text{ er import fra forgrunnsregioner med variabel utslippsfaktor} \end{array} \quad (5)$$

For å inkludere marginal produksjon innebygd i import må produksjonsmatrisen modifiseres. Dette gjøres først ved å samle  $P_{mEGT}(t)$  og  $P_{imp,fix}(t)$  i en felles matrise  $P_{mEGT,fix}(t)$ :

$$P_{mEGT,fix}(t) = \begin{bmatrix} P_{mEGT}(t) \\ P_{imp,fix}(t) \end{bmatrix}. \quad (6)$$

For å identifisere hvordan marginal import fra omkringliggende regioner påvirker elektrisitetens mikse i en gitt BZ er det antatt balanse i produksjon, import, eksport og etterspørsel av elektrisitet, og at dette tilfredsstilles hver time for alle BZs. Denne elektrisitetsbalansen er uttrykt som

$$M(i, j)(t) = P_{mEGT,fix}(t) + M(t) \cdot P_{imp,var}(t) = P_{mEGT,fix}(I - P_{imp,var}(t))^{-1}. \quad (7)$$

$I$  er identitetsmatrisen. Matrisen  $M(i, j)(t)$  representerer andelen av hver marginale produksjonsteknologi mEGT<sub>i</sub> i betalingszone  $j$  for hver time  $t$ . Den marginale utslippsfaktoren  $me f_j(t)$  regnes for hver time  $t$  ved

$$me f_j(t) = \sum_{i=1}^m e f_{EGT_i} \cdot M(i, j)(t) + e_{TD}(t), \quad (8)$$

hvor indeks  $i$  for produksjonsteknologier EGT går fra 1 til  $m$ ,  $j$  er indeksen til den spesifikke betalingssonen og  $e f_{EGT_i}$  er utslippsfaktoren for hver EGT.  $e_{TD}$  er en LCA-basert utslippsfaktor for tap grunnet transmisjon og distribusjon (TD), beregnet på timesnivå. Dette er regnet med utgangspunkt i Dæhlin 2018 og Arvesen mfl. 2015, beskrevet i Appendiks A.

### 3.5 Utslippsintensiteter og klimagassberegninger for energibærere på Nyhavna

Her brukes både timesoppløst og årsgjennomsnittet marginal og gjennomsnittet utslippsprofil for å a) å etablere LCA-baserte utslippsintensiteter for energibærere og b) gjøre klimagassberegninger

med symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer for foreslåtte energiløsninger på Nyhavna. Resultatene sammenlignes ved Konseptutredningen, som bruker gjennomsnittet verdi for NO+EU28 over årene 2030-2089 i Figur 4, etter NS3720.

Med ”tidsoppløste utslippsintensiteter for relevante energibærere (...)”, som formulert i Prosjektbeskrivelsen, er det ment å bruke timesoppløst utslippsprofil for elektrisitet til å beregne en samlet utslippsintensitet per enhet levert energi for hver energibærer.

### 3.5.1 Systembeskrivelse, systemgrenser og datagrunnlag

Det anbefalte konseptet for energiløsninger på Nyhavna består av følgende energibærere

- Elektrisitet konsumert fra nettet
- Elektrisk energilager i form av batteribank på 10 MW
- Termisk energiforsyning bestående av sesongvarmelager
- Lokal produksjon fra solceller

Som beskrevet i Kapittel 3.2 undersøkes tre alternativ for termisk energiforsyning. Disse er oppsummert i Tabell 3.

**Tabell 3:** Oppsummering av hva som inngår i de tre alternativene for termisk energiforsyning fra Konseptutredningen for Nyhavna (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021).

Termisk energikonsept	
<b>Standardalternativ</b>	Nærvarme med varmepumper, SCOP lik 4.
<b>Konsept A: Beste praksis</b>	Direktetilførsel av fjernvarme kombinert med nærvarme fra sjøvarmepumper, SCOP lik 4.
<b>Konsept B: Varmelager</b>	Sesongvarmelager 'lades' med spillvarme fra fjernvarmeproduksjon i april til september, og dekker nesten hele varmebehovet fra oktober til mars. I ladesesongen forsynes varmebehovet til Nyhavna med fjernvarme direkte.



Tabell 4 viser en sammenstilling av hva som inngår i Anbefalt energikonsept og hva som inngår i Standardløsning (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021).

**Tabell 4:** Sammenstilling av hva som inngår i Standardløsning og Anbefalt energikonsept fra Konseptutredningen for Nyhavna (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021).

	Standardløsning	Anbefalt energikonsept
<b>Energibehov bygg</b>	TEK 17	Passivhus for alle bygg
<b>Materialvalg nybygg</b>	Dagens praksis for materialbruk etter TEK17.	Lavutslipp materialvalg med ombruk
<b>Materialvalg rehabiliterte bygg</b>	Rehabilitering hvor mest mulig av bygningskroppen bevares	Rehabilitering hvor mest mulig av bygningskroppen bevares
<b>Termisk energiløsning</b>	Standardalternativ med nærvarmepumper	Termisk konsept B: Varmelager
<b>Lokal produksjon fra solceller</b>	Sannsynlig solenergiproduksjon uten tiltak eller krav	Tilpasning av bygningskropp for bedre utnyttelse av solenergi
<b>Batteri</b>	Ingen	10 MW

Systemgrensene må definere hvilke prosesser og livsløpsfaser som inkluderes i analysen. Etter modulstrukturen for ZEN er beregningen inndelt i følgende elementer:

	A1-A3 Produktfasen			A4-A5 Konstruksjonsfasen		B1-B8 Bruksfasen								C1-C4 Sluttfasen				D Fordeler og ulemper
Ambisjonsnivå	A1: Råvarer	A2: Transport	A3: Produksjon	A4: Transport	A5: Anlegg-, bygge- og monteringsarbeid	B1: Bruk	B2: Vedlikehold	B3: Reparasjon	B4: Utskifting	B5: Ombygging	B6: Energibruk i drift	B7: Vannforbruk i drift	B8: Transport i drift	C1: Riving	C2: Transport	C3: Avfallsbehandling	C4: Avhending	D: Potensial for resirkulering, substitusjonseffekt fra eksport av lokalproduert energi
ZEN COM																		
ZEN COM																		
ZEN COM																		
ZEN COM																		

 Beregnet med hMEF, yMEF, hAEF, yAEF  
 Datagrunnlag fra Asplan Viak.

**Figur 11:** Systemgrense for hvilke prosesser og livsløpsfaser som er inkludert i analysen. Figuren er basert på Lausset mfl. 2020.

Datagrunnlaget fra Konseptutredningen består av følgende:

- Klimagassberegninger for produksjon- og etableringsfasen for bygninger, solceller, batteri, termisk energiløsning og mobilitet.
- Totale klimagassberegninger for ”Standardløsning” og ”Anbefalt energikonsept” med NO+EU28 som utslippsfaktor for elektrisitet etter NS 3720. Verdien for denne er  $\approx 80$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]. Denne omtales videre som NS 3720.
- Timesoppløst energidata for elektrisk og termisk behov i bygg, ladeprofil for ladeprofil for elektrisk energilager, elektrisk behov og termisk leveranse fra termisk energiforsyning og profil for solcelleproduksjon.

Datagrunnlaget er illustrert i Vedlegg B.

### 3.5.2 Utslippsfaktor for fjernvarme og spillvarme

Hovedforskjellen mellom konseptene for termisk energiforsyning ligger i hvilke energibærere som inngår. Som oppsummert i Tabell 3 bruker Standardalternativet kun elektrisitet; Konsept A bruker en kombinasjon av elektrisitet og fjernvarme direkte levert til byggene; og Konsept B bruker litt elektrisitet, fjernvarme til byggene direkte, og spillvarme til sesonglagring i borehull. Det skiller mellom fjernvarme og spillvarme, ettersom prinsippet for sesonglageret i Konsept B er at varmen tilføres i perioder hvor varmeproduksjonen fra avfallsforbrenning er større enn varmebehovet i nettet. Dermed er det ikke bare utslippsfaktor for elektrisitet som kan påvirke valg av systemløsning, men også utslippsfaktor for fjernvarme og spillvarme. Flere betraktninger må gjøres for å fastsette disse.

---

For Konsept A og B vil Nyhavna være tilknyttet fjernvarmenettet i Trondheim. Grunnlasten i fjernvarmeproduksjonen er spillvarme fra avfallsforbrenning, og selve avfallsforbrenningen har betydelige utslipp ved forbrenningsanlegget. Forbrenning av avfall er en del av norsk avfallspolitikk, hvor hensikten er destruksjon av avfall og ikke produksjon av energi. Ved store mengder varmeproduksjon er anleggene pålagt å gjenvinne 50-70% av varmeenergien (Torstensen 2021). I Trondheim overstiger tilgang på spillvarme fra avfallsforbrenning byens varmebehov gjennom sommermånedene, noe som gjør at spillvarmen ikke blir nyttiggjort. Sesongvarmelageret vil fungere som et batteri ved å lagre spillvarme som ellers ville gått tapt; og gjøre denne tilgjengelig om vinteren når byens varmebehov er stort. For å velge utslippsfaktor for fjernvarme må det avgjøres hvor utslippene fra avfallsforbrenning allokeres. Det er et metodisk spørsmål å avgjøre hvordan utslippene fra forbrenning av avfall skal fordeles mellom selve avfallsforbrenningen og produksjon av varme ved utnyttelse av spillvarme. Her presenteres og diskuteres tre metoder for å etablere utslippsfaktor for spillvarme fra avfallsforbrenning:

1. Utslippsfaktor med allokering av utslipp til avfallsforbrenning.
2. Utslippsfaktor med allokering etter økonomisk verdi.
3. Utslippsfaktor med 50/50-allokering, foreslått av FutureBuilt (Resch mfl. 2020).

Ifølge Product Category Rules (PCR) sine retningslinjer for å lage EPDer (Environmental Product Declarations) skal man skille mellom avfallets verdikjede og utnyttelse av spillvarme, dvs. at utslipp relatert til forbrenningsprosessen allokeres til avfallets verdikjede og ikke til produksjon av fjernvarme (Statkraft Varme 2018; Norway 2019). NS 3720 henviser til PCR og betrakter også spillvarme fra avfallsforbrenning som klimanøytral, basert på prinsippet om at 'forurensere betaler' (NS 3720 2018). Avfall Norge argumenterer at energiverdikjeder som nyttiggjør spillvarme ikke skal tilalokeres utslipp fra forbrenningen (Statkraft Varme 2018). Også Miljødirektoratet skiller mellom utnyttelse av spillvarme og utslipp fra forbrenningsprosessen (Jacobsen mfl. 2021). Dette betyr at spillvarme fra avfall regnes som klimanøytralt i Trondheim kommune og Statkraft Varme sine klimaregnskap (Statkraft Varme 2018).

Prinsippet for sesonglageret i Konsept B er at varmen tilføres i perioder hvor varmeproduksjonen fra avfallsforbrenning er større enn varmebehovet i nettet. I tråd med PCR, NS 3720, Avfall Norge og Miljødirektoratet er dette overskuddsvarme og utslipp allokeres derfor til avfallsforbrenningen. Videre kan det argumenteres at det er hensiktsmessig å allokere utslippene økonomisk etter tjenestene som utføres av avfallsforbrenningen, da fjernvarme som tilføres Nyhavna og sesonglageret har en økonomisk verdi og yter en forbrukertjeneste (Dæhlin 2018). Resch mfl. 2020 sin metodebeskrivelse argumenterer for en 50/50-allokering av utslipp fra avfallsforbrenning, med argumentasjon om at dette gir både forbruker og produsent incentiv for avfallsreduksjon.

Datagrunnlaget fra Konseptutredningen for Nyhavna bruker 3) utslippsfaktor med 50/50-allokering etter metodebeskrivelse fra FutureBuilt for utslippsfaktor for spillvarme og fjernvarme. Dette gir en utslippsfaktor på 18,45 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] for spillvarme og 38,37 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] for fjernvarme (Asplan Viak 2022). Denne oppgaven fokuserer på utslippsfaktor for elektrisitet, og for å få et sammenlignbart resultat med konseptutredningen brukes samme utslippsfaktor for elektrisitet her.

### 3.5.3 Funksjonell enhet

LCA-baserte utslippsfaktor for hver energibærer regnes for den funksjonelle enheten "FU<sub>1</sub> = 1 kWh levert lenergi". Etter Lausset mfl. 2020 skal klimagassberegninger for nullutslippsområder skal gjøres for en analyseperiode på 60 år. I de samlede klimagassberegning-



ger på områdenivå defineres den funksjonelle enheten for hver energibærer til å være "FU<sub>2</sub> = 60 år levert energi".

### 3.5.4 Elektrisitet konsumert fra nettet

Utslippsfaktor for elektrisitet konsumert fra nettet på Nyhavna antas lik utslippsprofilen til betalingszone NO3 i Norge. Denne regnes med følgende tidsoppløsning og analyseperspektiv:

- hMEF (timesoppløst marginal utslippsprofil) etter metodikk i Delkapittel 3.4.
- yMEF (årgjennomsnittet marginal utslippsfaktor) er årgjennomsnittet verdi av hMEF.
- hAEF (timesoppløst average utslippsprofil) etter Clauß, Sebastian Stinner mfl. 2019.
- yAEF (årgjennomsnittet average utslippsfaktor) er årgjennomsnittet verdi av hAEF.

Resulterende utslippsprofiler er basert på data fra 2021, og den antas å være statistisk for hele analyseperioden på 60 år. Det tas ikke hensyn til hvorvidt Nyhavna kommer til å kjøpe opprinnelsesgarantier for elektrisitet.

### 3.5.5 Elektrisk energilager

I det anbefalte energikonseptet for Nyhavna inngår elektrisk energilager (BES) på 10 MW for å jevne ut effekttopper og øke eget konsum av solcelleproduksjon. Indirekte utslipp for materialbruk og utskifting [gCO<sub>2</sub>ek] fordelt på total mengde levert energi over 60 år [kWh] gir  $e_{mat} = 22$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] (Asplan Viak 2022). Dette er en LCA-basert utslippsfaktor for Modul A1-A3 og B4. Utslipp fra driftsfasen, tilsvarende Modul B6, er knyttet til tap i lagring og regnes som 10% av tilført energi. Tidsoppløst utslippsfaktor per kWh levert energi fra energilagret  $e_{BES}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er da:

$$e_{BES} = \frac{\sum_{t=1}^{t=8760} e_{NO3}(t) \cdot E_{tap}(t)}{E_{del}} + e_{mat}, \quad (9)$$

hvor  $e_{NO3}(t)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er hhv. hMEF og hAEF for NO<sub>3</sub>.  $E_{tap}(t)$  [kWh] er lagringstap hver time  $t$ , vist i Figur 24 i Appendiks B.  $E_{del}$  [kWh] er årlig mengde levert energi. Årgjennomsnittet utslippsfaktor per kWh levert energi fra energilagret  $e_{BES}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]:

$$e_{BES} = \frac{e_{NO3} \cdot \sum_{t=1}^{t=8760} E_{tap}(t)}{E_{del}} + e_{mat}, \quad (10)$$

hvor  $e_{NO3}(t)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er hhv. yAEF og yMEF for NO<sub>3</sub>. Det regnes ikke positive klimaefekter knyttet til effektutjevning.

### 3.5.6 Termisk energiforsyning

Timesoppløst utslippsfaktor per kWh levert energi fra de tre termisk energiløsningene (TE)  $e_{TE}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] fremkommer ved

$$e_{TE} = \frac{\sum_{t=1}^{t=8760} e_{NO3}(t) \cdot E_{el}(t) + e_{FV} \cdot E_{FV} + e_{SV} \cdot E_{SV}}{E_{del}} + e_{mat}, \quad (11)$$

hvor  $e_{NO3}(t)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er hMEF og hAEF for elektrisitet;  $E_{el}(t)$  [kWh] er kompressorstrøm hver time  $t$  og  $E_{del}$  er varmebehovet [kWh] som dekkes over 1 år.  $E_{FV}$  [kWh] er direktetilførsel av

fjernvarme over 1 år;  $e_{FV}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er utslippsfaktor for fjernvarme;  $E_{SV}$  [kWh] er spillvarme tilført sesonglager over 1 år; og  $e_{SV}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er utslippsfaktor for spillvarme fra avfallsforbrenning. Figur 25-27 i Appendiks B viser energiprofilene  $E_{el}$  for Standardløsningen,  $E_{el}$  og  $E_{FV}$  for Konsept A og  $E_{el}$ ,  $E_{FV}$  og  $E_{SV}$  for Konsept B.

$e_{SV}$  og  $e_{FV}$  er hhv. 18,45 og 38,37 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh], som regnet av Asplan Viak 2022 etter 50/50-allokering fra FutureBuilt. For Konsept B er  $e_{mat} = 0,4$ , som tilsvarer indirekte utslipp på 211 [tonnCO<sub>2</sub>ek] fra brønnboring fordelt på total mengde levert energi over 60 år.  $e_{mat}$  er ikke inkludert for Standardløsning og Konsept A.

Årsgjennomsnittet utslippsfaktor per kWh levert energi fra termisk energiforsyning  $e_{TE}$ :

$$e_{TE} = \frac{e_{NO_3} \cdot \sum_{t=1}^{t=8760} E_{el}(t) + e_{FV} \cdot E_{FV} + e_{SV} \cdot E_{SV}}{E_{del}} + e_{mat}, \quad (12)$$

hvor  $e_{NO_3}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er hhv. yAEF og yMEF for NO<sub>3</sub>.

### 3.5.7 Lokal produksjon fra solceller

I ZEN-metodikk sier man at lokal solcelleproduksjon erstatter bruk av strøm fra nettet, og dermed kan regnes som unngåtte utslipp. Samme tilnærming brukes her. Timesoppløst utslippsfaktor per kWh levert fra lokal solcelleproduksjon  $e_{PV}$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] fremkommer ved

$$e_{PV} = - \frac{\sum_{t=1}^{t=8760} e_{NO_3}(t) \cdot E_{PV}(t)}{E_{del}} + e_{mat}, \quad (13)$$

hvor  $e_{NO_3}(t)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er hAEF og hMEF for elektrisitet.  $E_{PV}(t)$  [kWh] er produksjon fra solceller hver time  $t$ . Produksjonsprofilen for et år vist i Figur 28, Vedlegg B.  $E_{del}$  er totalt levert energi [kWh] over 1 år. Utslippsfaktor for materialbruk per kWh levert energi er  $e_{mat} = 11$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] (Asplan Viak 2022).

Årsgjennomsnittet utslippsfaktor per kWh levert fra lokal solcelleproduksjon  $e_{PV}$  fremkommer ved

$$e_{PV} = - \frac{e_{NO_3} \cdot \sum_{t=1}^{t=8760} E_{PV}(t)}{E_{del}} + e_{mat}, \quad (14)$$

hvor  $e_{NO_3}(t)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er hhv. yAEF og yMEF for NO<sub>3</sub>.

### 3.5.8 Samlede klimagassberegninger for Nyhavna

Samlede klimagassberegninger for det anbefalte energikonseptet på Nyhavna regnes over en analyseperiode på 60 år. Beregningene tar utgangspunkt i energiprofiler for hver energibærer, og disse antas like over hele analyseperioden. Det regnes både ved symmetriske og asymmetriske utslippsprofiler for importert og unngått elektrisitet:

- hAEF og yAEF for både importert og unngått elektrisitet
- hMEF og yMEF for både importert og unngått elektrisitet
- hAEF og yAEF for importert elektrisitet, og hMEF og yMEF for unngått elektrisitet

Beregningene sammenlignes med resultatene fra Konseptutredningen, vist i Figur 22 i Vedlegg B. Her brukers  $e_{el} \approx 80$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] for NO+EU28, videre omtalt som NS 3720.

---

Deretter sammenlignes Anbefalt energikonsept med Standardløsning, for å vise hvordan potensialet for utslippsreduksjon varierer med utslippsfaktor for elektrisitet.

### 3.5.9 Sensitivitetsanalyse for samlede klimagassberegninger

Det gjøres relativ sensitivitetsanalyse av et utvalg parametre for å analysere hvilken som har størst påvirkning på totale klimagassutslipp for Nyhavna. Sensitivitetsratioen er gitt ved

$$SR = \frac{(\Delta R/R_i)}{(\Delta P/P_i)}, \quad (15)$$

hvor  $(\Delta R/R_i)$  er relativ endring i resultatet og  $(\Delta P/P_i)$  er relativ endring i parameteren, regnet ift. initialverdi  $R_i$  og  $P_i$  (Sandberg mfl. 2017). Det regnes relativ sensitivitet for følgende parametre:

- Nedskalert solcelleproduksjon
- Oppskalert solcelleproduksjon
- Lavere energibehov bygg
- Ambisiøst materialbruk bygg
- Utslippsfri spillvarme fra avfallsforbrenning
- LCA-beregnet utslipp for etablering av sesonglager

Scenariet for installert solcellekapasitet som inngår i Anbefalt energikonsept for Nyhavna krever at man tilpasser bygningskroppen for bedre utnyttelse av solenergi. Ettersom det ikke er realistisk å dekke mer enn 50% av takareal med dagens tradisjonelle utforming av bygg er det relevant å regne sensitiviteten av nedskalert solcelleproduksjon. Det er også mulig å tilpasse bygningsskropp og takareal for maksimal utnyttelse av solpotensial, og sensitiviteten av oppskalert solcelleproduksjon er derfor en interessant parameter å undersøke. Lavere energibehov innebærer at alle hus på Nyhavna når ZEB-standard, mens ambisiøst materialvalg fokuserer ytterligere på lavutslippsmaterialer og utnyttelse av ombrukspotensialet. Videre er utslippsfaktor for fjernvarme og spillvarme avgjørende i klimagassberegninger for Termisk Konsept B, og det regnes derfor sensitiviteten av å velge utslippsfri faktor for spillvarme fra avfallforbrenning. De førnevnte parametrene justeres etter scenarier og verdier fra Asplan Viak 2022. Til slutt regnes sensitiviteten av å inkludere LCA-utslipp for etablering av sesonglagring i klimagassberegninger for Termisk Konsept B. Verdien fremkommer av arbeid gjort i prosjektarbeid tilknyttet masteroppgaven, som oppsummert i Delkapittel 3.2.3.

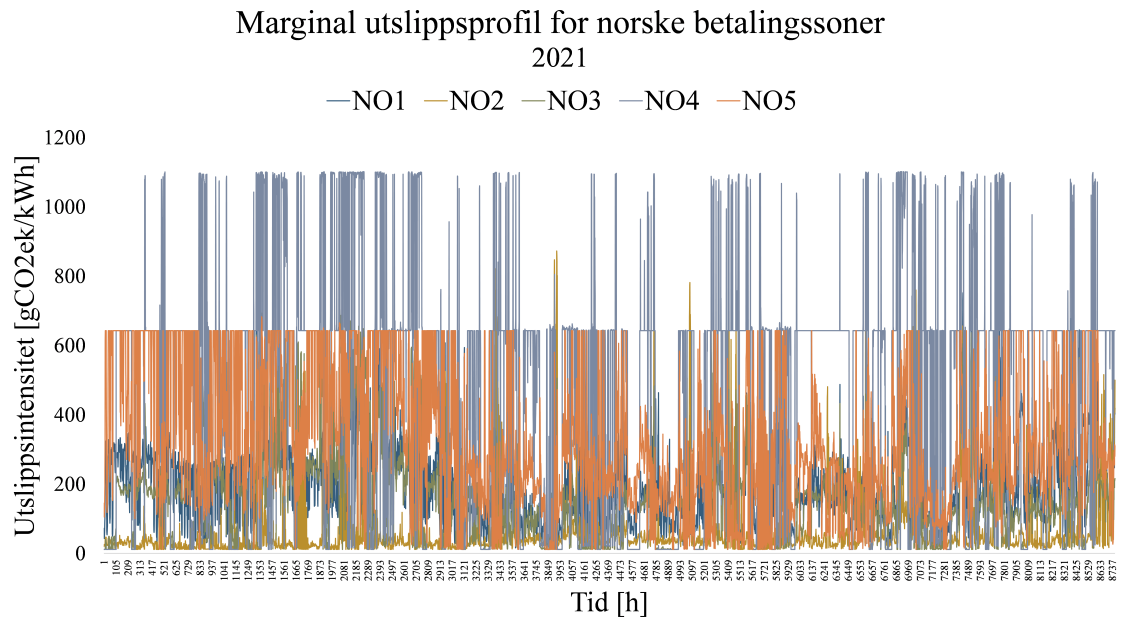
---

## 4 Resultater og tolkning

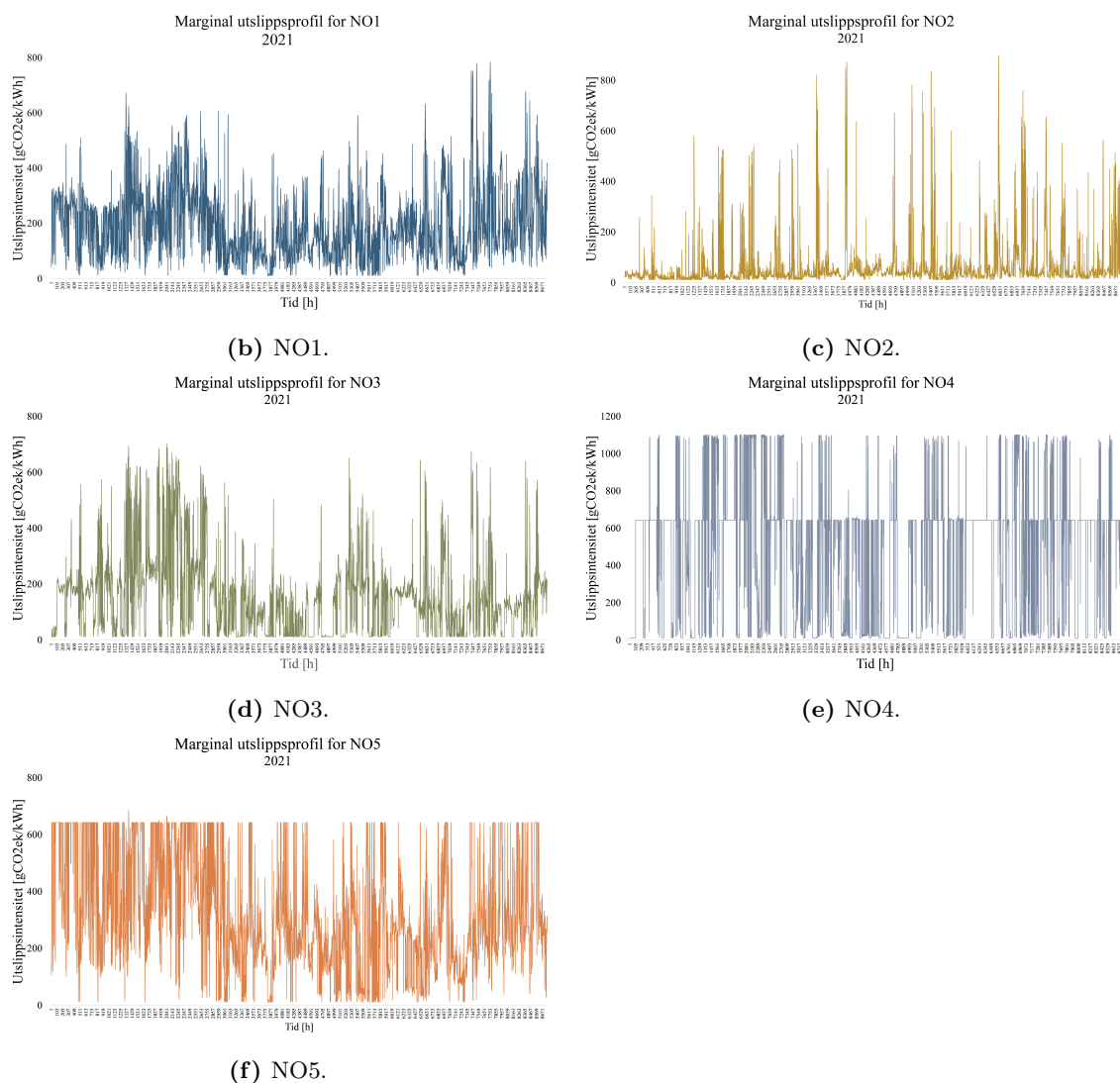
Første delkapittel viser timesoppløst marginal utslippsprofil for de norske betalingssonene etter foreslått metodikk for hMEF. Videre presenteres utslippsintensiteter for lokale energibærere og totale klimagassberegninger på områdenivå for Nyhavna.

### 4.1 Marginal utslippsprofil for norske betalingssoner

Figur 12a viser beregnet marginal timesoppløst utslippsprofil [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] for de norske betalingssonene NO1-NO5, mens Figur 12b - 12f viser utslippsprofilene separat for hver sone. Legg merke til y-aksen ved sammenligning av profiler. Tabell 5 oppsummerer maks-, min-, og årsgjennomsnittet verdi ( $\gamma_{MEF}$ ) for hver betalingszone.



(a) Timesoppløst marginal utslippsprofil for Norges betalingssoner (2021).

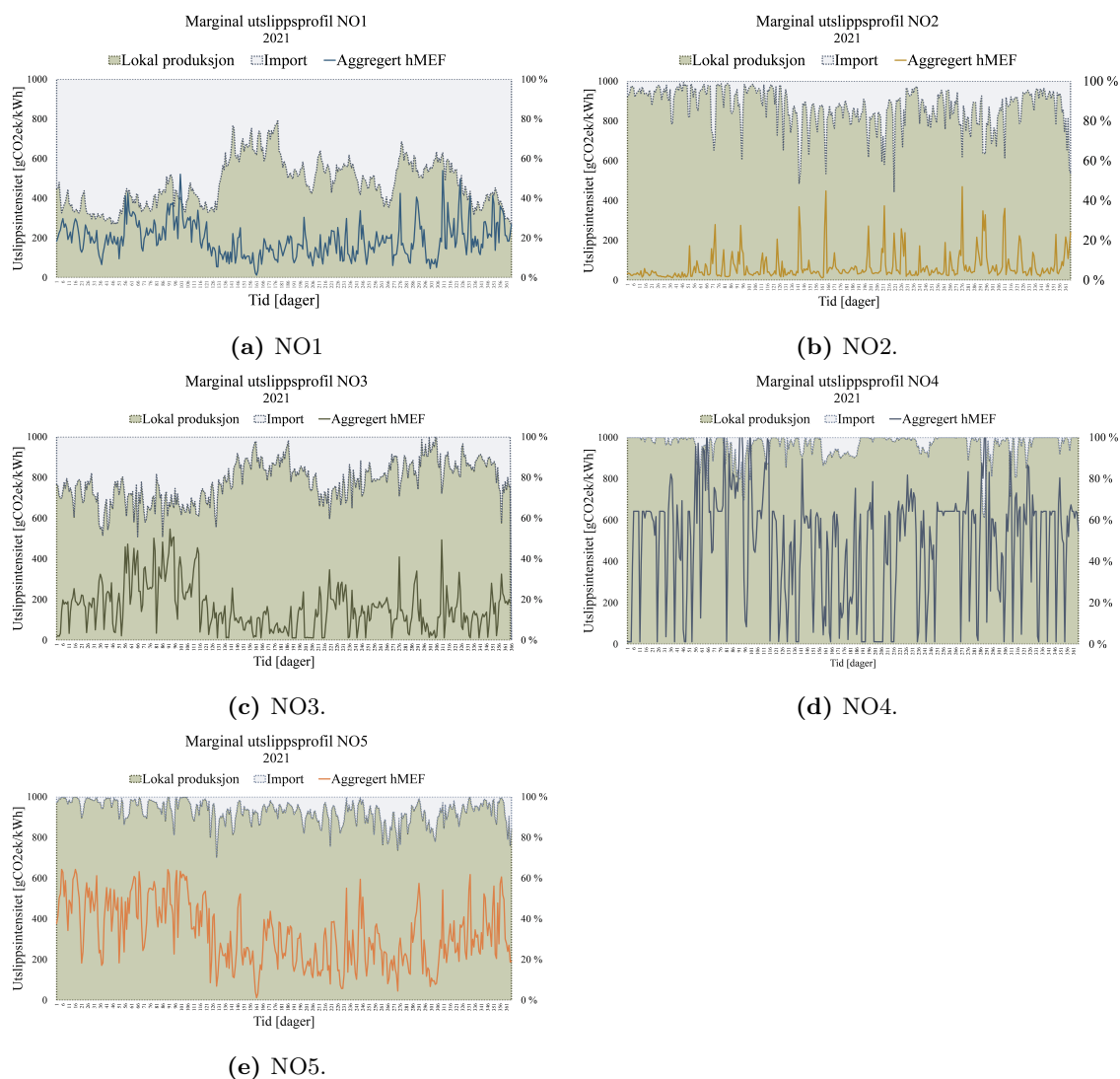


**Figur 12:** Marginal utslippsprofil for Norges betalingssoner (2021).

**Tabell 5:** Minste, største og årgjennomsnittet verdi yMEF for hver betalingssone.

	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
<b>Min</b>	11,57	11,53	11,60	11,60	11,59
<b>Maks</b>	784,47	898,27	703,68	1101,83	683,23
<b>yMEF</b>	192,84	67,59	160,54	492,60	328,15

Figur 13a - 13e viser den marginale utslippsprofilen [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] aggregert til døgngjennomsnittet verdi mot venstre y-akse, og prosentvis fordeling mellom lokal produksjon og import mot høyre y-akse. Andelen import inkluderer også utveksling mellom norske betalingssoner. Aggregeringen gjør det lettere å se sesongvariasjon i MEF, og hvorvidt utslippstopper korrelerer med import.



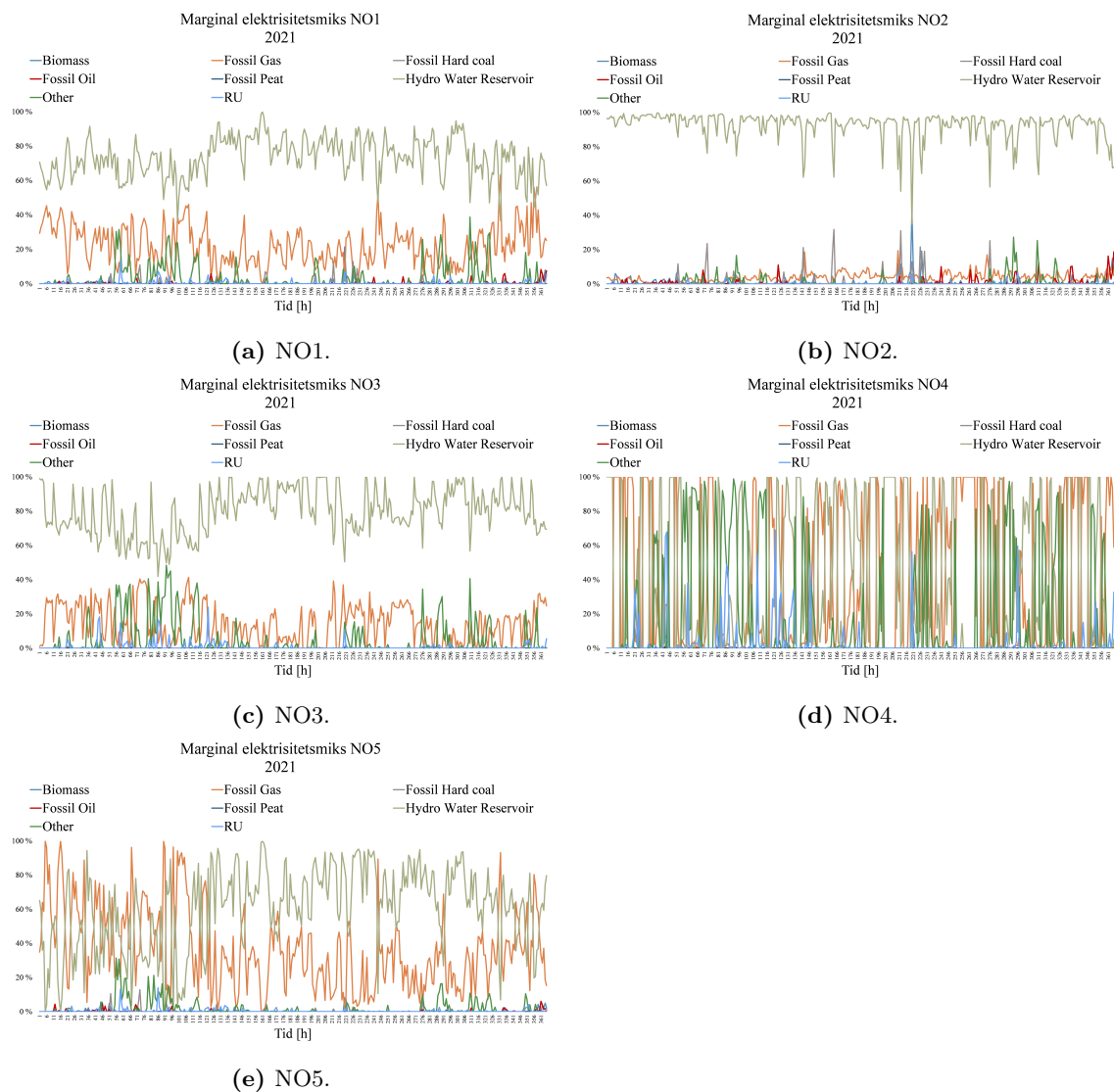
**Figur 13:** Døgngjennomsnittet marginal utslippsprofil for Norges betalingssoner (2021) mot venstre y-akse, og prosentvis fordeling mellom lokal produksjon og import mot høyre y-akse.

Betalingszone NO2 har lavest maks-, min- og årsgjennomsnittet verdi for marginal utslippsfaktor, i tillegg til å ha størst variasjon mellom maksverdi og gjennomsnittet verdi. Fra Figur 13b ser man at utslippstoppene er jevnt fordelt gjennom året og at de sammenfaller med timer hvor det er høy andel import. Sonen har direkte transmisjonslinjer til England, Nederland, Tyskland og Danmark, og det importeres derfor utslippsintensiv marginal elektrisitet direkte fra disse regionene. NO4 har høyest maks- og årsgjennomsnittet verdi. Fra Figur 13d ser man tendens til at profilen er høyere om høsten og vinteren, og at de høyeste toppene oppstår i timer med import. NO4 har direkte transmisjonslinjer til Finland og Sverige, og indirekte forbindelse til land med karbonintensiv elektrisitetsproduksjon som Russland og Estland. NO4 har også relativt høy utslippsfaktor i timer uten import grunnet produksjon av elektrisitet fra LNG på Melkøya.

NO1 og NO3 har sammenlignbar struktur på hvordan profilen varierer gjennom året. Disse har direkte transmisjon seg imellom og er hhv. tilknyttet SE3 og SE2, noe som kan forklare likheten. For NO1, NO3 og NO5 ser man tendens til at utslippsintensiteten er høyere i høst- og vintermånedene. For NO1, NO2 og NO3 er det en tydelig sammenheng mellom at utslippstoppene sammenfaller med økt andel import. NO5 er den eneste norske sonen som ikke har transmisjonslinjer eller overføringskabler til land utenfor Norge. Den har likevel nest høyest gjennomsnittsverdi, som kan

forklares av fossil kraftproduksjon på Mongstad. Fra Figur 13e kan det sees at utslippstoppene virker å sammenfalle med import.

Figur 14a - 14e viser en kontribusjonsanalyse for hvilke produksjonsteknologier som utgjør den marginale elektrisitetsmiksen for Norges betalingssoner. For NO1-NO3 er vannkraft størst prosentandel av den marginale elektrisitetsmiksen. Trenden for disse betalingssonene er at vannkraft er den marginale produksjonsenheten i lokal produksjon og i import fra andre norske betalingssoner, mens det importeres fossilt bidrag fra andre regioner. For NO4 er det hyppige svinginger mellom at vannkraft, fossil gass og kategorien 'Other' utgjør størst andel av miksen. I denne sonen er det periodevis fossile marginale enheter både i lokal produksjon og innebygd i import. For NO5 er det også perioder hvor både lokal og importert marginal enhet er fossil.



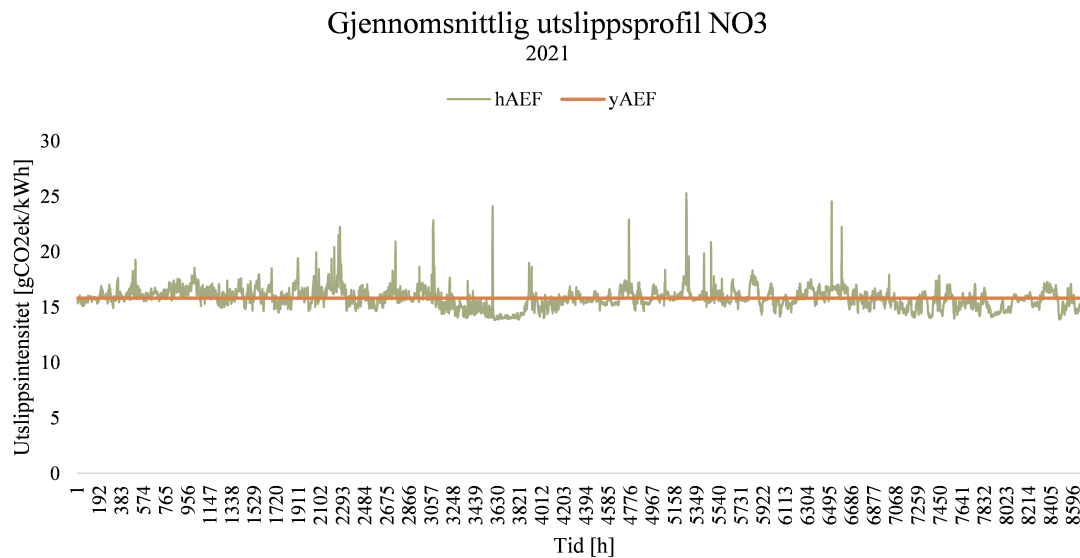
**Figur 14:** Marginal elektrisitetsmiks for Norges betalingssoner (2021).

---

## 4.2 Utslippsfaktorer for energibærere på Nyhavna

### 4.2.1 Elektrisitet konsumert fra nettet

Nyhavna er lokalisert i NO<sub>3</sub>, og utslippsprofil for elektrisitet konsumert fra nettet tilsvarer utslippsprofilen for regionen. Det er etablert hAEF, yAEF, hMEF og yMEF for NO<sub>3</sub> basert på historiske data fra 2021, gjengitt i hhv. Figur 15 og Figur 16. hAEF varierer mellom 14 og 25 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og har en årsgjennomsnittet verdi, yAEF, lik 16 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh].



**Notasjon:**

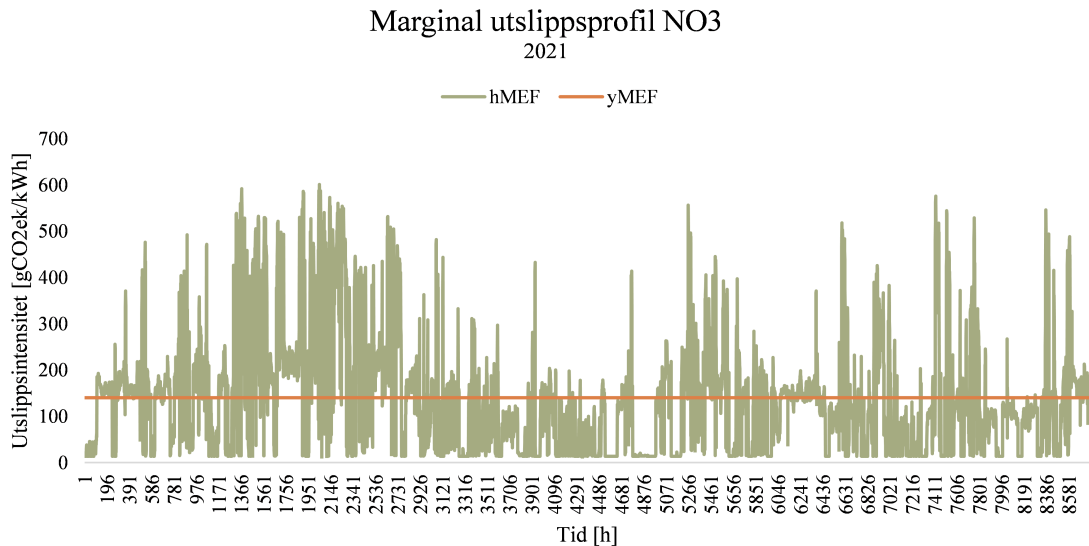
*hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*

**Figur 15:** Timesoppløst og årsgjennomsnittet gjennomsnittlig utslippsprofil for NO<sub>3</sub> (2021).

hMEF varierer mellom 12 og 704 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og har en årsgjennomsnittet verdi yMEF lik 160 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]. Den marginale utslippsprofilen har større differanse mellom maks- og minimumsverdi enn den gjennomsnittlige, og tydeligere sesongvariasjon gjennom året.





**Notasjon:**

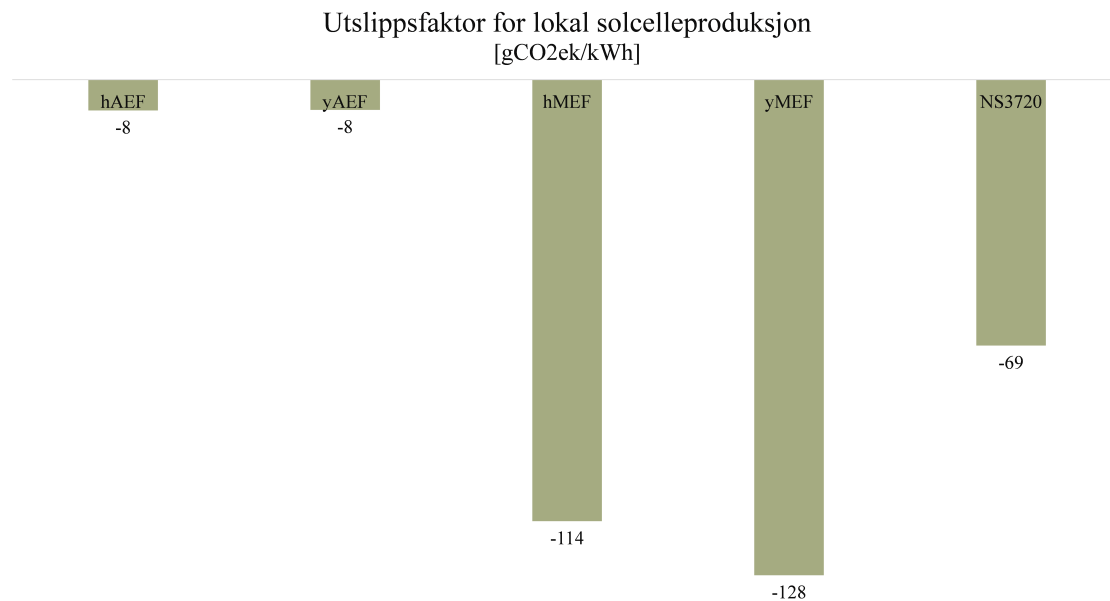
*hMEF er timesoppløst marginal utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*yMEF er årsgjennomsnittet marginal utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*

**Figur 16:** Timesoppløst og årsgjennomsnittet marginal utslippsprofil for NO3 (2021).

#### 4.2.2 Lokal solcelleproduksjon

Utslippsfaktor for lokal solcelleproduksjon er vist i Figur 17, hvorav  $e_{mat} \approx 11$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] er bidrag fra materialer og utskifting over livsløpet fordelt på levert energi. Negativ verdi indikerer mengden utslipp [gCO<sub>2</sub>ek] man unngår for hver enhet elektrisitet [kWh] som leveres fra lokal solcelleproduksjon. I et attribusjonelt analyseperspektiv har tidsoppløsning liten betydning, og både hAEF og yAEF gir en tilnærmet lik utslippsfaktor på  $\approx -3$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]. Betydning av tidsoppløsningen gir større utslag i et konsekvensielt perspektiv, hvor hMEF gir  $\approx -137$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og yMEF gir  $\approx -150$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]. yMEF vil dermed overestimere den kompenserende utslippsfaktoren med  $\approx 9\%$ . NO+EU28 utslippsfaktor for elektrisitet etter NS 3720 gir en kompenserende EF lik  $\approx -69$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh].



**Notasjon:**

*hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*hMEF er timesoppløst marginalt utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*yMEF er årsgjennomsnittet marginalt utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*NS3720 er gjennomsnittet utslippsfaktor for 2030-2079 etter NS 3720*

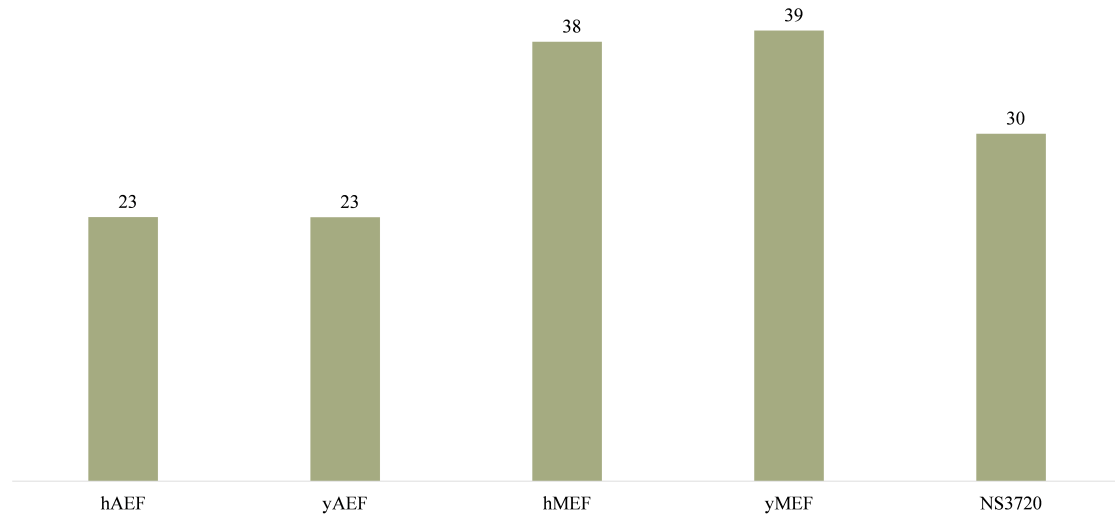
**Figur 17:** Utslippsfaktor for lokal solcelleproduksjon.

### 4.2.3 Elektrisk energilager

Utslippsfaktor for elektrisk energilager er vist i Figur 18, hvorav bidrag fra materialer og utskifting over livsløpet fordelt på mengden levert energi er  $e_{mat} \approx 22$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]. Resterende påvirkning fra driftsfasen kommer fra tap i lagring. Årsgjennomsnittet og timesoppløst AEF gir tilnærmet lik utslippsfaktor på  $\approx 23$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh], og påvirkning relatert til tap utgjør en liten del av totalen. hMEF gir  $\approx 38$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og yMEF gir  $\approx 39$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh], noe som indikerer at yMEF overestimerer utslippsfaktoren med  $\approx 3\%$ . NO+EU28 utslippsfaktor for elektrisitet etter NS 3720 gir  $\approx 30$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh].

---

Utslippsfaktor for energilager  
[gCO<sub>2</sub>ek/kWh]



**Notasjon:**

*hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*hMEF er timesoppløst marginalt utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*yMEF er årsgjennomsnittet marginalt utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*

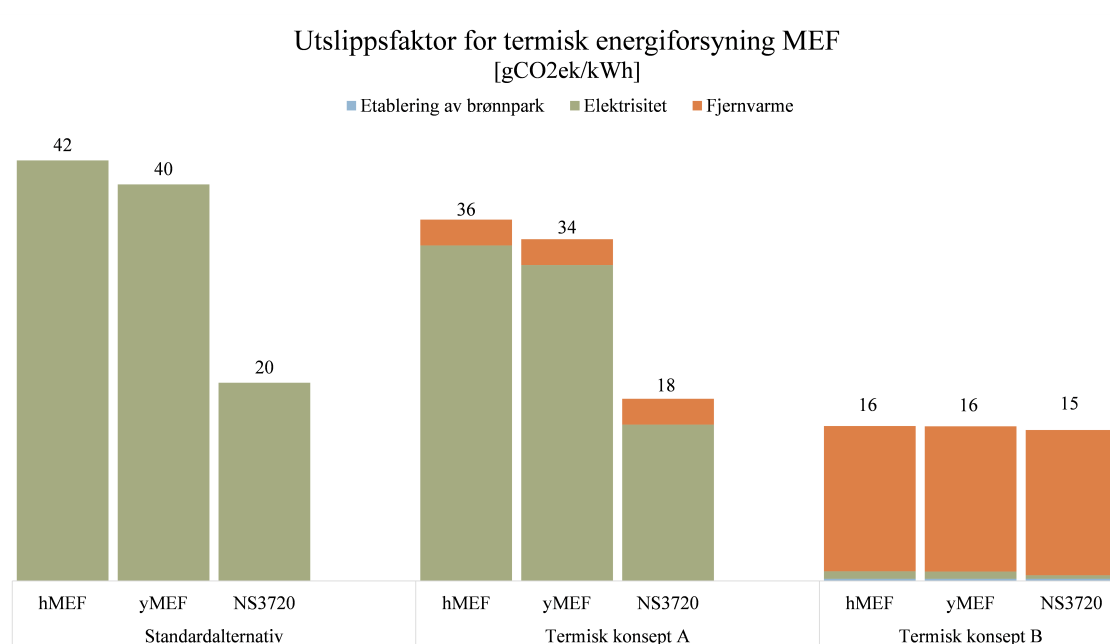
*NS3720 er gjennomsnittet utslippsfaktor for 2030-2079 etter NS 3720*

**Figur 18:** Utslippsfaktor for elektrisk energilager.

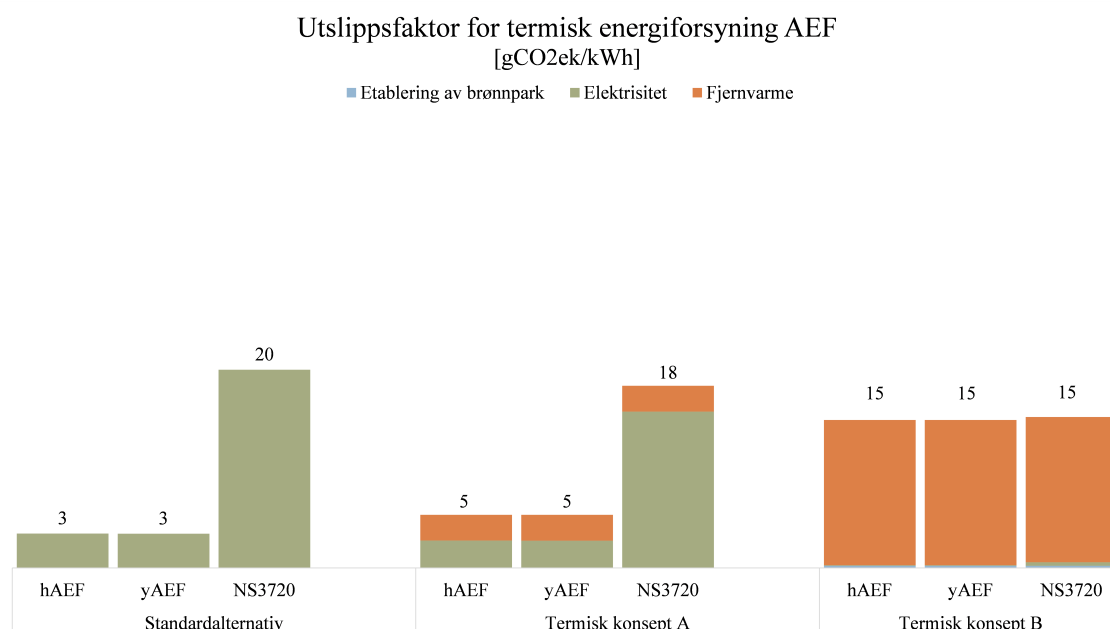
#### 4.2.4 Termisk energiforsyning

Resultatene for termisk energiforsyning ved bruk av MEF og AEF er hhv. vist i Figur 19a og 19b. Utslippsfaktor for Standardløsning og Konsept A inkluderer kun påvirkning fra driftsfasen (tilsvarende modul B6 i Figur 3). For Konsept B er det medregnet påvirkning fra elektrisk boring av borehull til sesongvarmelager, med et bidrag på  $e_{mat} \approx 0,4$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] (tilsvarende modul A5 i Figur 3). Valg av analyseperspektiv har tydelig påvirkning på utslippsfaktor for Standardløsning og Konsept A, hvor AEFs gir en EF som er  $\approx 93\%$  lavere enn bruk av MEFs. I et attribusjonelt analyseperspektiv har tidsoppløsning liten betydning, og både hAEF og yAEF gir en tilnærmet lik utslippsfaktor for alle alternativ. hMEF gir  $\approx 6\%$  høyere utslippsfaktor enn yMEF for Standardløsning og Konsept A, noe som kan indikere at årsgjennomsnittet verdi vil underestimere påvirkning ved bruk av marginale utslippsfaktorer. Resultatene for Konsept B er tilnærmet like for alle valg av utslippsfaktorer. Det er liten forskjell i bruk av AEFs, MEFs eller utslippsfaktor etter NS 3720. Konsept B bruker hovedsaklig spillvarme og fjernvarme som energibærere, og resultatet er derfor lite sensitiv for endring i utslippsfaktor for elektrisitet.

Ved bruk av AEFs har Standardalternativ og Konsept A hhv. lavest og nest lavest utslippsfaktor. I et attribusjonelt analyseperspektiv vil derfor Standardalternativet være den løsningen som har lavest klimagassutslipp. NS 3720 og MEFs gir derimot lavest utslippsfaktor for Konsept B, og dermed vil denne være anbefalt energiløsning i et utslipperspektiv. Valg av analyseperspektiv for elektrisitet endrer derfor hvilken systemløsning som har lavest klimapåvirkning.



(a) Utslippsfaktor for termisk energiforsyning, med marginale utslippsfaktorer for elektrisitet.



(b) Utslippsfaktor for termisk energiforsyning, med gjennomsnittede utslippsfaktorer for elektrisitet.

**Notasjon:**

*hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*hMEF er timesoppløst marginalt utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*yMEF er årsgjennomsnittet marginalt utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*NS3720 er gjennomsnittet utslippsfaktor for 2030-2079 etter NS 3720*

**Figur 19:** Utslippsfaktor for tre konsepter for termisk energiforsyning.

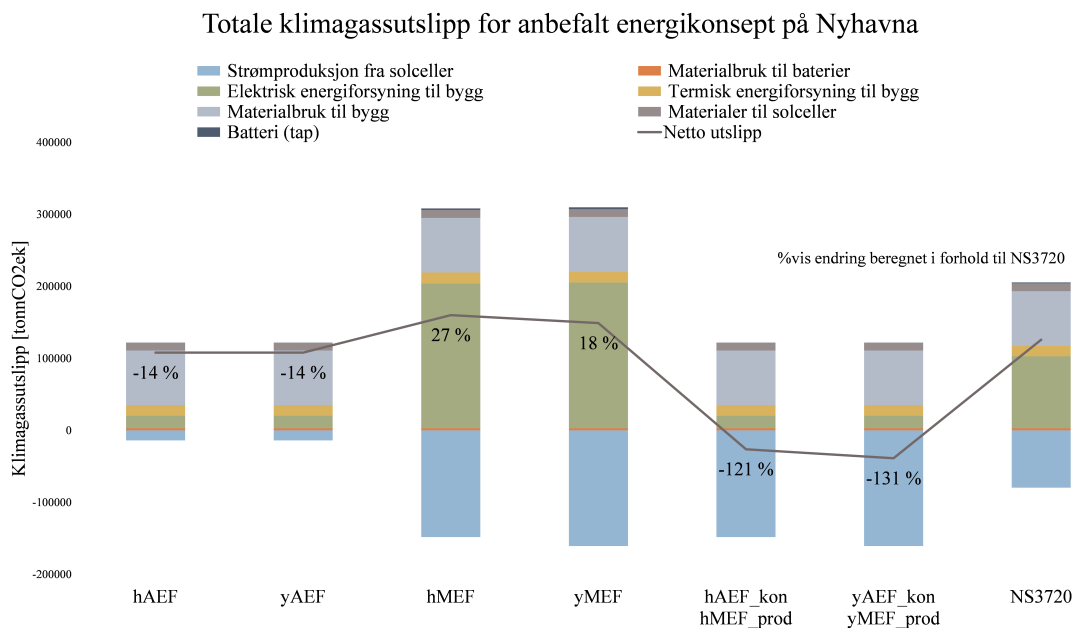
### 4.3 Klimagassberegninger for Nyhavna

Samlede klimagassberegninger er regnet ved bruk av symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer, og sammenlignes med resultatene fra Konseptutredningen. Asymmetriske utslippsfaktorer

innebærer: hAEF og yAEF for importert konsumert elektrisitet, og hMEF og yMEF for unngått elektrisitet ved solcelleproduksjon. I figurene er dette omtalt AEF\_kon for konsumert og MEF\_prod for produsert.

Totale klimagassberegninger for en analyseperiode på 60 år er vist i Figur 20, hvor prosenten angir endring ift. resultatene fra Konseptutredningen. Bruk av symmetriske utslippsfaktorer viser at anbefalt energikonsept ikke tilfredsstiller målet om netto nullutslipp. Timesoppløst og årsgjennomsnittet AEF gir tilnærmet likt resultat. yMEF gir  $\approx 7\%$  lavere totalutslipp enn hMEF, noe som indikerer at årsgjennomsnittet verdi vil underestimere totale livsløpsutslipp ved bruk av marginale utslippsfaktorer. Klimagassberegninger med symmetriske utslippsfaktorer indikerer at ytterligere tiltak må gjøres for å nå netto null. For AEFs gir materialbruk til bygg størst bidrag til utslipp. For MEFs og NS 3720 er det derimot strømbruket til bygningene som bidrar til størst utslipp. Valg av analyseperspektiv gir dermed ulik pekepinn på hvor det er størst potensiale for utslippskutt. Symmetriske utslippsfaktorer indikerer at det vil kreve mer installert solcellekapasitet eller andre utslippskompenserende og -reducerende tiltak for å nå netto null.

Bruk av asymmetriske utslippsfaktorer resulterer i netto negative utslipp, både for timesvarierte og årsgjennomsnittet tidsoppløsning. Årsgjennomsnittet verdi gir større negative utslipp enn timeoppløst verdi, ettersom yMEF overestimerer kompensasjonsfaktoren til solcelleproduksjon. Asymmetriske utslippsfaktorer gjør det beregningsmessig lettere å nå netto nullutslipp. Denne beregningen vil indikere at det ikke trengs ytterligere tiltak, og at foreslått energikonsept er tilstrekkelig for å nå ZEN-COM.

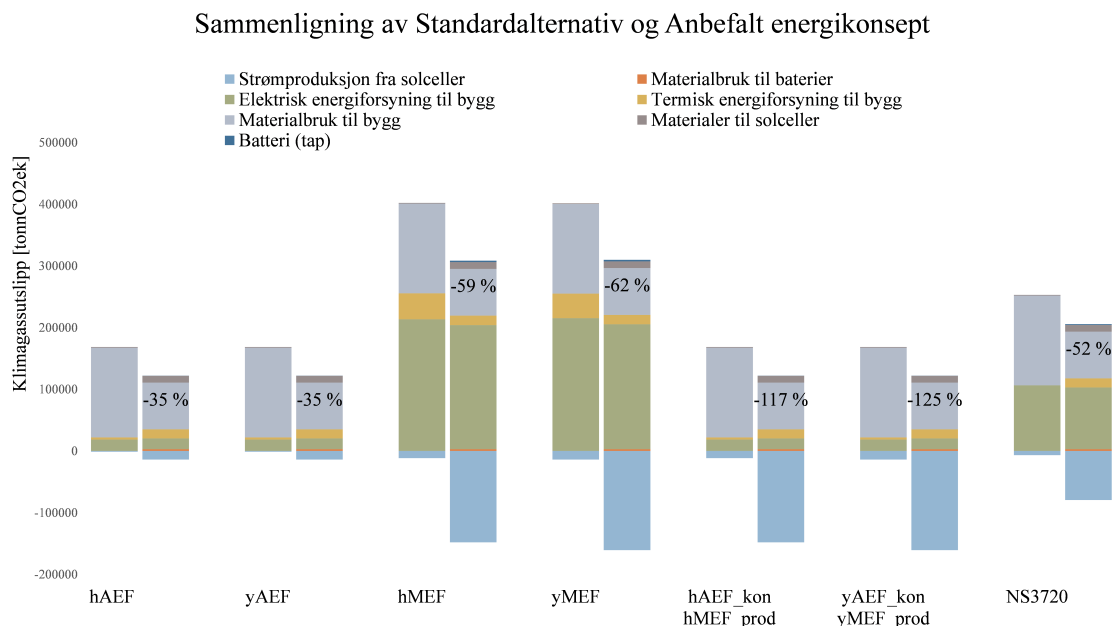


**Notasjon:**

- hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*
- yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*
- hMEF er timesoppløst marginalt utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*
- yMEF er årsgjennomsnittet marginalt utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*
- AEF\_kon regner utslipp fra konsumert importert elektrisitet fra nettet med gjennomsnittet utslippsfaktor*
- MEF\_prod regner unngåtte utslipp fra produsert solcelleenergi med marginal utslippsfaktor*
- NS 3720 er gjennomsnittet utslippsfaktor for NO+EU28 (2030-2079) etter NS 3720*

**Figur 20:** Totale klimagassberegninger for anbefalt energikonsept på Nyhavna, hvor prosenten angir endring ift. resultatene fra Konseptutredningen.

Figur 21 sammenligner Anbefalt energikonsept med et Standardalternativ for energiløsning. Prosenten angir reduksjon sammenlignet med standardalternativet. Resultatene viser at Anbefalt energikonsept gir lavere utslipp enn Standardalternativet for både symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer, og ved alle valg av tidsoppløsning og analyseperspektiv. Høyere utslippsfaktor for elektrisitet gir større prosentvis reduksjon. Dette er resonnabelt, ettersom Standardalternativet har mindre installert solcelleproduksjon, høyere energiforbruk i bygninger og bruker mer elektrisitet til termisk energiforsyning.



**Notasjon:**

- hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*
- yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*
- hMEF er timesoppløst marginalt utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*
- yMEF er årsgjennomsnittet marginalt utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*
- AEF\_kon regner utslipp fra konsumert importert elektrisitet fra nettet med gjennomsnittet utslippsfaktor*
- MEF\_prod regner unngåtte utslipp fra produsert solcelleenergi med marginal utslippsfaktor*
- NS 3720 er gjennomsnittet utslippsfaktor for NO+EU28 (2030-2079) etter NS 3720*

**Figur 21:** Sammenligning av totale klimagassberegninger for Anbefalt energikonsept med et Standardalternativ for energiløsninger, hvor prosenten angir reduksjon sammenlignet med standardalternativet.

### 4.3.1 Sensitivitetsanalyse for totale klimagassberegninger

Sensitivitetsratioen (SR) regnes for totale klimagassutslipp over en analyseperiode på 60 år for Anbefalt energikonsept, for hver kombinasjon av analyseperspektiv og tidsoppløsning. Resultatene vises i Tabell 6.

For a) Nedskalering av solcelleproduksjon vil positiv SR indikere økte utslipp, mens for b) Oppskalering av solcelleproduksjon vil positiv SR indikere reduserte utslipp. SR for a) har høyere positiv verdi enn SR for b) for alle utslippsfaktorer. Dette betyr at lavere ambisjonsnivå for installert solcelleproduksjon i større grad vil øke områdets totalutslipp enn hva høyere ambisjonsnivå vil redusere utslippene.

Reduksjon av parameter c)-e) er tiltak som reduserer totale klimagassutslipp. For hMEF og yMEF

har c) Elektrisk energibehov bygg høyest SR, noe som betyr at energibesparende tiltak i bygningene er mest effektivt for å redusere områdets totalutslipp. For resterende EFs har d) Materialbruk i bygg størst SR. Klimagassberegninger etter disse utslippsfaktorene vil indikere at økt fokus på lavutslippsmateriale og ombruk vil ha størst potensiale for å redusere klimagassutslippene til Nyhavna. Valg av EF for elektrisitet vil derfor gi ulik pekepinn på hvor energibesparende tiltak bør fokuseres. SR for f) Etablering av SES er liten, til tross for en parameterøkning på 736 %. Dette bekrefter at indirekte utslipp fra materialproduksjon- og etableringsfasen til Konsept B har liten betydning sammenlignet med energibruket gjennom levetiden.

**Tabell 6:** Sensitivitetsanalyse for totale klimagassberegninger.

Parameter P	$\Delta P/P_0$	SR						
		hAEF	yAEF	hMEF	yMEF	hAEF_kon	yAEF_kon	NS
a) Nedskalert solcelleproduksjon	-128 %	-0,128	-0,13	-1,111	-1,074	6,783	4,129	-0,625
b) Oppskalert solcelleproduksjon	38 %	-0,012	-0,012	-0,767	-1,000	4,686	3,847	-0,533
c) Elektrisk energibehov bygg	-37 %	0,161	0,116	1,244	1,346	-0,661	-0,447	0,785
d) Materialbruk bygg	-12 %	0,702	0,702	0,473	0,508	-2,889	-1,955	0,600
e) Utslippsfri spillvarme	-100 %	0,133	0,133	0,090	0,096	-0,547	-0,370	0,114
f) Etablering av SES	736 %	0,002	0,002	0,001	0,001	-0,08	-0,005	0,002

**Notasjon:**

*hAEF er timesoppløst gjennomsnittet utslippsprofil (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*yAEF er årsgjennomsnittet gjennomsnittet utslippsfaktor (attribusjonelt analyseperspektiv)*

*hMEF er timesoppløst marginalt utslippsprofil (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*yMEF er årsgjennomsnittet marginalt utslippsfaktor (konsekvensielt analyseperspektiv)*

*AEF\_kon er bruk av AEFs for importert konsumert elektrisitet*

*MEF\_prod er bruk av MEFs for for unngått elektrisitet ved solcelleproduksjon*

*NS 3720 er gjennomsnittet utslippsfaktor for elektrisitet for NO+EU28 (2030-2079), etter NS 3720*

---

## 5 Diskusjon

Første delkapittel diskuterer den foreslåtte metodens anvendelighet, styrker og svakheter. Deretter drøftes det hvordan valg av analyseperspektiv, tidsoppløsning, symmetriske og asymmetriske utslippsfaktorer påvirker klimagassberegninger for nullutslippsområdet Nyhavna. Avslutningsvis foreslås punkter for videre arbeid.

### 5.1 Metode for timesoppløst marginal utslippsprofil

#### 5.1.1 Metodens anvendelighet, styrker og svakheter

Den foreslåtte metoden for å etablere hMEF for en betalingszone er generisk og overførbart til andre kraftmarkeder hvor timesdata for produksjon, import/eksport og total installert kapasitet er tilgjengelig. Datagrunnlaget kan være historiske verdier eller resultater fra simuleringsmodeller av fremtidig energisystem. Det må vurderes for hvert case hvor mange forgrunnsregioner det er nødvendig å inkludere i systemgrensen. Tidligere studier for norske BZs har kun inkludert land med direkte tilkobling (eksempelvis Sverige, Danmark og Finland) som forgrunnsregioner, og definert land med indirekte tilkobling (eksempelvis Polen, Tyskland og Nederland) som bakgrunnsregioner (Dæhlin 2018; Clauß, Stinner mfl. 2018). Ettersom import fra bakgrunnsregioner tildeles fast utslippsfaktor blir dette noe uøyaktig, men sies å være en grei tilnærming så fremt man undersøker en enkelt region. I denne oppgaven utvides systemgrensene ved at også land med indirekte tilkobling inkluderes som forgrunnsregioner. Norge vil importere elektrisitet i perioder med billig kraftpris eller når vannmagasinene er lave, og indirekte import kan skje i timer hvor den faktiske utslippsintensiteten er høyere eller lavere enn fast utslippsfaktor. Lav kraftpris kan potensielt sammenfalle med høy vindproduksjon i eksempelvis Nederland og Tyskland, eller så kan lave vannmagasiner sammenfalle med karbonintensiv produksjon. Dermed vil påvirkning relatert til import regnes mer nøyaktig ved å utvide systemgrensene.

Fra Bettle mfl. 2006 brukes antakelsen om at produksjonsenheter som opererer på minst prosent av installert kapasitet er marginal. Studien argumenterer for at produksjonsenheter som opererer nær installert kapasitet vil ligge tidlig på tilbudskurven. De validerer metoden ved å etablere åtte innfyringsrekkefølger og beregne gjennomsnittet utslippsfaktorer ved ulike lastnivåer; noe som viste god korrelasjon mellom beregnet og faktisk utslippsprofil. Den ble derfor lagt til grunn som antakelse for å finne marginal utslippsprofil. Det kan oppstå tilfeller hvor teknologier ligger på tilbudskurven med lav produksjon uten å være marginal, men det trengs en dypere analyse av kraftsystemet for å utvikle modellen til å ta høyde for slike tilfeller.

Videre må det bemerkes at Bettle mfl. 2006 tester metoden på energisystemet til England og Wales med produksjonsdata fra 2000, og at det ikke tas hensyn til import og eksport av elektrisitet. Norges energisystem er ikke sammenlignbart med det engelsk-walisisk av 2000. For å kostnadsoptimalisere driften av norske vannkraftverk produseres det i timer med høy spotpris, gjerne drevet av høy etterspørsel, og det importeres når kraftprisen i Europa er billig. Videre er det installert relativ stor kapasitet for vindkraftproduksjon, og det er innslag av andre ikke-regulerbare produksjonsteknologier med tilnærmet null marginalkostnad. Metoden fra Bettle mfl. 2006 er ikke nødvendigvis tilpasset energisystem med stor installert kapasitet for ikke-regulerbar kraft, ettersom den i timer med eksempelvis lite vindproduksjon vil kunne definere denne som marginal.

For å overkomme denne utfordringen og tilpasse metoden til fornybarbaserte energisystem er det argumentert for å fjerne produksjonsbidraget til ikke-regulerbare teknologier med tilnærmet null marginalkostnad. Samme antakelse er gjort i en tidligere studie av Hawkes 2010, hvor bidrag fra



---

alle fornybare produksjonsenheter utelates. Her er det valgt å inkludere vannkraft som marginal teknologi, ettersom vannkraft har stor lagringskapasitet i Norge og er regulerbar så fremt magasinnivåene og nedbørmengden er tilstrekkelig. Videre er det vist i Blume-Werry mfl. 2018 at vannkraft er prissettende produksjonsteknologi for de fleste timene i et år i Norge, og det kan ut fra dette begrunnes for å inkludere vannkraft som potensiell marginal enhet.

Vurderingen av hvilke teknologier som inkluderes som marginale antas like for alle land. I Beltrami mfl. 2021 undersøkes det italienske kraftmarkedet, og deres studier finner at fornybare teknologier kan tilbys på marked selv med nesten null marginalkostnad. På grunnlag av dette påpeker studien at fornybare energikilder kan være en marginal produksjonsenhet. Det ligger derfor en viss usikkerhet i hvorvidt denne antakelsen gjelder for alle kraftmarkeder. Ettersom ny fornybar produksjon får en stadig større andel av land elektrisitetsmix kreves det en bedre forståelse av hvorvidt ikke-regulerbare enheter kan inngå i marginalmixen.

Denne oppgaven bruker historiske data for 2021. En viktig faktor som ikke undersøkes er tidshorison for hvordan energisystemet vil utvikle seg fremover. Dette gir en marginal utslippsprofil som ikke tar hensyn til langsiktige endringer i kraftsystemet. Endret etterspørsel kan føre til langvarige utbygginger som påvirker utslippsprofilen, i tillegg til at det stadig investeres i ny fornybar energi. Timesoppløst utslippsprofil fra historisk data kombinert med en lang tidshorison for klimagassberegninger skaper usikkerhet i resultatene. Det er lite sannsynlig at topper i forbruk og topper i karbonintensiv produksjon oppstår til samme timer over en lang analyseperiode. Ideelt sett bør kommende elektrisitetsmix legges til grunn i klimagassberegninger for fremtidige prosjekter. Det er komplisert å gjøre nøyaktige fremskrivninger av elektrisitetsmix og forbruksprofil for kommende år. En utvikling av metoden vil være å gjøre sensitivitetsanalyser av scenarier for fremtidig elektrisitetsmix, eller å bruke data fra energisystemsimuleringsmodeller. Dette vil gi en vesentlig forenkling av virkeligheten, men gode fremskrivninger og nøyaktige modellresultater vil man få en bedre indikasjon på fremtidig profil.

En annen usikkerhet i å bruke historiske data er betydningen av reboundeffekt, som i dette tilfellet innebærer at endret forbruk av elektrisitet vil kunne påvirke hva som er den marginale produksjonsenheten. Det utvikles og implementeres nye mål og teknologier for energieffektivisering, lavforbruksteknologier og lastutjevning, noe som kan gi kostnadsbesparelser for husholdninger og industrien. Dette kan også redusere kraftprisen. Konsekvenser av dette kan være direkte reboundeffekter i form av økt kraftbruk, eller indirekte reboundeffekter i form av livsstilsendringer som genererer mer utslipp. Man kan derfor ikke med sikkerhet si at innspart elektrisitet fra energieffektivisering vil redusere tilsvarende mengde utslipp. Dersom frigjorte midler fører til tiltak som ytterligere reduserer utslipp har man negative reboundeffekter. Slike tiltak kan eksempelvis være elektrifisering av prosesser i industrien eller kjøp av elbil i husholdninger. Dette kan igjen påvirke forbruksprofilen. Det er vanskelig å forutse fremtidige reboundeffekter og konsekvensene disse vil ha for den marginale utslippsprofilen.

Det er alltid usikkerhet relatert til datagrunnlaget som brukes i analyser. Man kan skille mellom usikkerhet i data, usikkerhet i modellen og usikkerhet forbundet med utilgjengelig data. Her vil valgte valgte utslippsfaktorer for hver produksjonsteknologi i stor grad påvirke resulterende utslippsprofil. I denne studien anvendes samme faktor for alle land. Dette er en antakelse som benyttes i lignende studier, ettersom å bruke spesifikke utslippsfaktorer for hvert land øker kompleksiteten av datainnsamling og ligningsoppsett (Pinel mfl. 2021; Dæhlin 2018; Clauß, Stinner mfl. 2018). I realiteten vil utslippsfaktorer variere fra land til land og generator til generator. Alt fra virkningsgrad, transportvei og elektrisitetsmix vil påvirke total utslippsfaktor. Videre er det usikkerhetsmoment knyttet til kvaliteten på data fra Ecoinvent. Utslippsfaktorene er basert på gjennomsnittlige verdier for produksjon, transport og en rekke andre antakelser. Data fra Ecoinvent er en tilnærming til virkeligheten, og usikkerhetene relatert til dette bringes inn i egen modell. En

---

styrke med bruk av data fra Ecoinvent er at antakelsene, forenklingene og usikkerhetene vanligvis er godt dokumenterte.<sup>5</sup>

Oppsummert så vil foreslått metode gi en god indikasjon på den marginale utslippsprofilen til en betalingszone. Den har sin styrke i å a) være generisk og overførbart til alle regioner med tilgjengelig historisk data eller modellert data fra energisystemsimuleringer; b) gi en konsumbasert utslippsprofil som tar hensyn til import; c) inkludere faktiske driftsmessige og økonomiske variasjoner i produksjon; og d) enkelt identifisere hvilke regioner og produksjonsteknologier som gir størst bidrag til utslipp i et område. Timesoppløst marginal utslippsprofil er nyttig i LCA- og klimagassberegninger med et konsekvensielt analyseperspektiv; ved bruk av asymmetriske utslippsfaktorer eller for å regne utslippsbesparelser fra energieffektiviseringstiltak. Den vil kunne indikere hvilke teknologier eller tiltak som mest effektivt reduserer utslipp, og hvilke strategier som bør prioriteres til ulik tid. Den kan derfor være et verktøy som bedrer beslutningstaking i prosjekter.

### 5.1.2 Marginal utslippsprofil for norske betalingszoner

Det har vært utfordrende å finne lignende litteratur som etablerer timesoppløst marginal utslippsprofil for norske betalingszoner. Dette gjør det vanskelig å sammenligne resultatene med andre studier. Metodikk fra Tranberg mfl. 2019 gir en årsgjennomsnittet marginal utslippsfaktor for NO1 (2019) på  $\approx 160$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh], presentert i Figur 3 i Vogstad 2020. Pinel mfl. 2021 finner marginal profil for NO1 basert på data fra energisystemsimuleringer. Resultatet fra denne studien gir en utslippsprofil i samme størrelsesorden som Pinel mfl. 2021 og Vogstad 2020, men med noe høyere gjennomsnittsverdi og annen sesongvariasjon.

Denne studien viser at marginalkraften i Norge er en miks av ulike produksjonstyper fra lokal produksjon og fra import. Vannkraft er utgjør mesteparten av marginalmiksen lokalt, men i områder med gasskraftverk vil disse være marginale i perioder med produksjon. Fossil gass og kategorien 'Other' utgjør de største delene av importert marginalkraft. Det er en viss usikkerhet i hvorvidt utslippsprofilen inkluderer egenkonsumert energi fra termiske kraftverk, ettersom salgslisenser for de individuelle kraftverkene ikke er undersøkt.

## 5.2 Utslippsfaktorer for energibærere og klimagassberegninger for ZEN

### 5.2.1 Usikkerhet i datagrunnlag og kilder

Det er alltid usikkerhet relatert til datagrunnlaget som brukes i analyser. Man kan skille mellom usikkerhet i data, usikkerhet i modellen og usikkerhet forbundet med utilgjengelig data. Prosjektspesifikke forgrunnsdata antas gjerne å ha lav usikkerhet, og vil i denne oppgaven omfatte datagrunnlaget for energiprofiler og indirekte klimagassberegninger i Appendix B. Ettersom Nyhavna er et utredet konsept foreligger det ikke nøyaktige plantegninger og data for hvordan det faktisk skal utbygges. Datagrunnlaget er basert på erfaringstall fra tidligere prosjekter og tall fra litteraturen. Dette vil ikke kunne gi et nøyaktig bilde av faktiske forhold, men være en god indikasjon på hvilken størrelsesorden utslippene befinner seg i. Usikkerhetene i metodikk for hAEF (Clauß, Stinner mfl. 2018) og hMEF vil overføres til klimagassberegningene for energibærere og Nyhavna.

---

<sup>5</sup>Dette avsnittet er basert på Helseth 2021.

---

## 5.2.2 Analyseperspektiv og tidsoppløsning

Resultatene i denne studien viser at det er minimal forskjell i å bruke timesoppløste versus årsgjennomsnittede AEFs, og at årsgjennomsnittet verdi er tilstrekkelig. Dette gjelder både for utslippsfaktorer for energibærere og for totale klimagassberegninger på områdenivå. Klimagassberegninger for et annet case lokalisert i NO3 viste at hAEF ga lavere totalutslipp enn yAEF, og konkluderte med at årsgjennomsnittet faktor overestimerer totale utslipp (Dæhlin 2018). Her brukes snittet data for produksjon og import fra 2015-2017, andre utslippsfaktorer for produksjonsteknologier, og det gjøres beregninger for energibærere med andre lastprofiler. Dette kan forklare hvorfor tidsoppløsning har større påvirkning i studien. LCA-beregninger av Roux mfl. 2017 viser derimot at lav tidsoppløsning underestimerer totale utslipp. Her brukes timesoppløst utslippsprofil for Frankrike. Resultatene fra denne studien og sammenligningen med eksisterende litteratur viser at det vil avhenge av tid og sted hvorvidt yAEFs over- eller underestimerer totale utslipp i klimagassberegninger.

Videre er det vist at yMEF vil underestimerer totale utslipp med 7%. Årsgjennomsnittet verdi for MEF vil overestimerer potensialet for utslippsreduksjon fra solceller; overestimerer påvirkning fra elektrisk energilagring og underestimerer påvirkning fra termisk energiforsyning. Valg av tidsoppløsning får større betydning i det konsekvensielle analyseperspektivet ettersom den marginale utslippsprofilen har større variasjon i utslippsintensivitet. Årsgjennomsnittet versus timesoppløst MEFs er lite undersøkt i sammenlignbare klimagassberegninger, men også for dette analyseperspektivet vil det være avhengig av lokasjon og behovsprofil hvorvidt yMEF vil over- eller underestimerer totale klimagassutslipp. Tidsoppløsningen får spesiell betydning når behovsprofilen sammenfaller med timer hvor utslippsintensiteten er betydelig høyere eller lavere enn gjennomsnittsverdien.

Resultatene viser at valg av analyseperspektiv har større påvirkning enn valg av tidsoppløsning, og dette er spesielt tydelig for termisk energiforsyning. AEFs indikerer at helelektrisk varmforsyning med varmepumper har lavest klimapåvirkning, mens MEFs og utslippsfaktor etter NS 3720 gjør det fordelaktig å velge sesonglagring av spillvarme og fjernvarme. Dette er en situasjon hvor metodiske valg i modelleringen kan påvirke valg av systemløsning. Elektrifisering er en viktig del av klimaomstillingen, men gir også økt energi- og effektpress på kraftsystemet. Dette øker behovet for fleksibilitet og kombinerer av ulike energikilder (Cozzi mfl. 2020; Wiik mfl. 2021). Fjernvarme er derfor utpekt som en viktig brikke for å redusere belastningen på strømmettet og frigjøre kapasitet til elektrifisering av andre sektorer (Lund mfl. 2010; Connolly mfl. 2013). Kauko mfl. 2021 har vist at fjernvarme kan redusere topplastbehovet for elektrisitet med opptil 1/3 for et ZEN. Dersom fjernvarmeproduksjonen utnytter spillvarme som ellers går tapt vil sesonglagring kunne smalne behovet for bruk av nye ressurser som innsatsmidler. LCA-beregninger som kun fokuserer på klimagassutslipp vil ikke alltid dekke slike effekter. Dette gjelder også for elektrisk energilagring, hvor gevinster fra lastutjevning og økt selvutnyttelse av solcelleenergi ikke alltid kvantifiseres. Det er viktig å ta disse aspektene i betraktning ved valg av systemløsning.

## 5.2.3 Symmetriske versus asymmetriske utslippsfaktorer for brukt og unngått elektrisitet

Flere studier argumenterer for at lokal solcelleproduksjon unngår marginal elektrisitetsproduksjon, og at MEFs bør legges til grunn for beregning av unngåtte utslipp. I Lousselet mfl. 2020 kommenteres det at eksport fra ZENs spiller en rolle i avkarboniseringen av kraftmarkedet, og at en marginal tilnærming vil premiere dette i beregning av unngåtte utslipp. Samtidig er selve nabolaget en del av behovsprofilen for et område, noe som taler for at AEFs skal brukes for å regne utslipp relatert til brukt elektrisitet (Pinel mfl. 2021). Basert på gjennomgått litteratur er det derfor interessant å

---

gjøre ytterligere klimagassberegninger med asymmetriske utslippsfaktorer for ZENs.

Ved bruk av symmetriske utslippsfaktorer for elektrisitet er det vist at foreslåtte energiløsninger ikke når målet om netto nullutslipp for Nyhavna. Asymmetriske utslippsfaktorer gir netto negative utslipp, noe som beregningsmessig indikerer at energiløsningene kompenserer for mer enn utslippene som inngår i det satte ambisjonsnivået. Tidligere studier har vist at asymmetriske utslippsfaktorer vil påvirke systemløsningen i optimaliseringsmodeller for et ZEN, når utslippskompensasjon er et dimensjoneringskrav (Backe, Sørensen mfl. 2019; Lindberg mfl. 2014). Resultatene i denne studien peker i samme retning.

I utredningsfasen av energiløsninger for et ZEN vil nødvendige utslippsbesparelser for å nå nullutslipp, i tillegg til andre faktorer som investeringskostnader, være med på dimensjonering av installert solcellekapasitet. I områder hvor AEFs er betydelig lavere enn MEFs vil symmetriske utslippsfaktorer kreve mer installert solcelleproduksjon for å beregningsmessig nå netto null. En potensiell konsekvens av dette er at nabolaget eksporterer større effekttopper enn det importerer, noe som kan være belastende for det lokale nettet. Løsninger som har åpenbare fordeler for å nå netto null er ikke nødvendigvis optimale for omkringliggende energisystem, noe som bør tas inn i vurderingen for valg av symmetriske eller asymmetriske utslippsfaktorer.

Dersom asymmetriske utslippsfaktorer skal benyttes i optimaliseringsmodeller eller klimagassberegninger for ZEN bør det i større grad undersøkes hvordan dette påvirker beslutningsgrunnlaget for energiløsninger lokalt. Det bør også undersøkes hvorvidt symmetriske eller asymmetriske utslippsfaktorer best optimaliserer løsninger for et ZEN ift. omkringliggende energisystem, med tanke på belastning på nettet. Videre må det vurderes om argumentasjonen for å bruke asymmetriske faktorer fremdeles gjelder i en situasjon hvor man har betydelig utbyggelse av ZENs i energisystemet. Pinel mfl. 2021 kommenterer at et høyt antall ZENs vil ha tilstrekkelig kraftproduksjon til å påvirke markedet, og at det i en slik situasjon potensielt vil være flere produksjonsenheter som erstattes. I dette tilfellet vil det være mer komplisert å si hvilke marginale produksjonsenheter som unngås.

#### 5.2.4 Anvendelse av marginal utslippsprofil for ZEN

Valg av utslippsfaktor for elektrisitet er et tilbakevendende spørsmål i klimagassberegninger og livsløpsvurderinger, og resultatene viser at valgt analyseperspektiv vil kunne påvirke beslutningsgrunnlaget for termiske energiløsninger på Nyhavna.

Hvorvidt LCA-modeller for ZEN bør utvikles til å ta tidsvarierende marginal utslippsprofil for elektrisk energi inn i beslutningsgrunnlaget for lokale energiløsninger kan drøftes fra flere perspektiv. Det kan argumenteres å være en mer korrekt tilnærming for å regne utslippsbesparelser fra fornybar energiproduksjon eller effektiviseringstiltak, ettersom produksjon og tiltak påvirker marginen. En konsumbasert marginal utslippsfaktor vil dermed bedre reflektere hvordan endret forbruk påvirker klimagassutslipp. Fra et pragmatisk synspunkt kan det sies at klimagassberegninger for energiløsninger og tiltak er et middel for å redusere totale globale utslipp, og at marginale utslippsfaktorer derfor er fornuftig. Marginale utslippsfaktorer kan være et nyttig verktøy i utvikling av nullutslippsområder, ettersom de vil gi indikasjoner på hvilke teknologier, energibærere eller tiltak som mest effektivt reduserer utslipp. En timesoppløst profil vil også identifisere hvilke strategier som bør prioriteres til ulik tid gjennom døgnet, uker eller sesonger. Marginal profil vil også være nyttig i kompensasjonsberegninger ved bruk av asymmetriske utslippsfaktorer i klimagassberegninger.

Utover dette kan timesoppløst marginal utslippsprofil være et verktøy for å optimalisere eksport av

---

lokalprodusert energi til de mest utslippsintensive timene, eller tilsvarende for å optimalisere drift av elektrisk energilager og lading av elbiler til de minst utslippsintensive timene. I dette tilfellet må det benyttes en utslippsprofil basert på prediksjoner for last og produksjon.

### 5.3 Forslag til videre arbeid

Videre arbeid burde undersøke hvordan man kan justere metoden for om enheter er på tilbudskurven med lav produksjon uten å nødvendigvis være marginal produksjonsenhet. Det er usikkert hvor ofte dette i realiteten vil kunne oppstå, og det trengs en dypere analyse av kraftsystemet for å forstå hvordan metoden kan utvikles til å ta høyde for slike tilfeller. I tillegg bør det undersøkes hvorvidt ikke-regulerbare fornybare energikilder faktisk kan tilbys som marginal produksjonsenhet, selv med tilnærmet null marginalkostnad.

Metoden bør valideres som beskrevet i Bettel mfl. 2006. Dersom antakelsene for innfyringsrekkefølge resulterer i en gjennomsnittet profil som er tilnærmet lik den faktiske, vil dette kunne gi en indikasjon på metodens nøyaktighet.

I fremtiden vil nye fleksible alternativer som pumpekraft og batterier kunne fungere som marginalkraft. Videre arbeid bør utvikle metoden til å finne langsiktig marginal utslippsprofil, og det bør gjøres sensitivitetsanalyse av forskjellige scenarier for fremtidig elektrisitetssmik og potensielle reboundeffekter.

Tidligere studier har foreslått at timesoppløst utslippsprofil for elektrisitet burde brukes i ZEN-beregninger (Lausselet mfl. 2020). Denne studien viser at tidsoppløsning har størst betydning ved bruk av marginale utslippsfaktorer, og at årsgjennomsnittet verdi er tilstrekkelig i et attribusjonelt analyseperspektiv. Konklusjonen er ikke nødvendigvis overførbar til andre energisystem. Etersom utvikling av ZEBs og ZENs er et voksende satsningsområde også utenfor Norge bør det gjøres beregninger for flere caser og lokasjoner, for å identifisere hvorvidt årsgjennomsnittet EF vil gi store feil i klimagassberegninger med annet geografisk omfang.

Dersom asymmetriske utslippsfaktorer skal benyttes i optimaliseringsmodeller eller klimagassberegninger for ZEN bør det gjøres flere studier for hvordan dette påvirker valg av systemløsninger. Det bør utvikles scenarier hvor ZENs inngår som tilbydende aktør i markedet, og det bør undersøkes hvorvidt symmetriske eller asymmetriske utslippsfaktorer best optimaliserer løsninger for et ZEN ift. omkringliggende energisystem.

---

## 6 Konklusjon

Oppgaven består av to komplementære hoveddeler. Første del foreslår et sett antakelser som kan tilføres Clauß, Stinner mfl. 2018 for å finne timesoppløst marginal utslippsprofil for en betalingszone. Med utgangspunkt i timesverdier for produksjon per produksjonsteknologi; installert kapasitet per produksjonsteknologi og timesverdier for import og eksport mellom betalingszoner; brukes følgende antakelser for å etablere marginal elektrisitetssmi:

1. Fjern produksjon fra ikke-justerbare produksjonsteknologier med tilnærmet null marginalkostnad;
2. For hver time, identifiser hvilken produksjonsteknologi som opererer på minst prosent av total installert kapasitet, og definer denne til å være marginal produksjonsenhet.

Modellen følger analogien til flerregional kryssløpsanalyse, og antar balanse i produksjon, import, eksport og etterspørsel av elektrisitet. Foreslått metode har sin styrke i å være a) generisk og overførbart til alle regioner med tilgjengelig historisk data eller modellert data fra energisystemsimuleringer; b) inkludere marginal produksjon innebygd i import og gi en konsumbasert utslippsprofil; c) overkomme usikkerhetene ved å anta rigid innfyringsrekkefølge; og d) identifisere hvilke regioner og produksjonsteknologier som bidrar til størst utslipp.

Andre del undersøker om tidsoppløsning (timesoppløst versus årsgjennomsnittet) og analyseperspektiv (attribusjonell versus konsekvensiell) for utslippsfaktor for elektrisitet påvirker valg av energiløsninger og totale klimagassberegninger for et nullutslippsområde. I det konsekvensielle perspektivet vil årsgjennomsnittet verdi underestimere utslipp fra til energibruk, og overestimere unngåtte utslipp relatert til lokalprodusert solcelleenergi. I det attribusjonelle perspektivet vil årsgjennomsnittet utslippsfaktor være tilstrekkelig for å beregne energirelatert påvirkning. Det undersøkes tre alternativer for termisk energiforsyning, og valgt analyseperspektiv endrer hvilken som beregningsmessig har lavest klimapåvirkning. Dette er en situasjon hvor metodiske valg i modelleringen kan påvirke valg av systemløsning.

Videre undersøkes valg av symmetriske versus asymmetriske utslippsfaktorer i totale klimagassberegninger for et nullutslippsområde. Ved asymmetriske utslippsfaktorer velger man en marginal tilnærming for å regne unngåtte utslipp fra lokal solproduksjon, mens utslipp relatert til importert elektrisitet regnes med gjennomsnittede utslippsfaktorer. Symmetriske faktorer innebærer at man velger like (marginale eller gjennomsnittede) utslippsfaktorer både for importert og unngått elektrisitet. Resultatene viser at asymmetriske faktorer vil gi netto negative utslipp, noe som taler for at anbefalte energikonsepter er mer en tilstrekkelig for å nå målet om netto null. Symmetriske faktorer viser derimot at området ikke når målet om netto nullutslipp. Dette indikerer at ytterligere tiltak for utslippsbesparelser og -kompensasjon bør gjøres. Studien understreker med dette hvordan valg av analyseperspektiv og kompenseringssgrunnlag kan påvirke klimagassberegninger og valg av systemløsninger for et område.

---

## Kildeliste

- Adapt Consulting (2015). *Fastsettelse av CO<sub>2</sub>-faktorer og primærenergifaktorer for elektrisitet*.
- Agraff Arkitekter (2020). URL: <https://agraff.no/prosjekter/nyhavna-offentlige-rom>.
- Arias, Paola mfl. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Technical Summary*.
- Arvesen, Anders mfl. (2015). «Life cycle assessment of transport of electricity via different voltage levels: A case study for Nord-Trøndelag county in Norway». I: *Applied Energy* 157, s. 144–151.
- Asplan Viak (2022). Personlig kommunikasjon og datagrunnlag fra Asplan Viak.
- Asplan Viak og Trondheim kommune (2021). *Nyhavna som nullutslippsområde - Konseptutredning for innovative energi- og klimaløsninger i bygg, områder og energisystem*.
- Backe, Stian, Dimitri Pinel mfl. (2021). «Zero Emission Neighbourhoods in the European Energy System». I: *ZEN Report*.
- Backe, Stian, Åse Lekang Sørensen mfl. (2019). «Consequences of Local Energy Supply in Norway: A case study on the ZEN pilot project Campus Evenstad». I: *ZEN report*.
- Beltrami, Filippo mfl. (2021). «The zonal and seasonal CO<sub>2</sub> marginal emissions factors for the Italian power market». I: *Environmental and Resource Economics*, s. 1–31.
- Bettle, R, Christine H Pout og E Roger Hitchin (2006). «Interactions between electricity-saving measures and carbon emissions from power generation in England and Wales». I: *Energy Policy* 34.18, s. 3434–3446.
- Blume-Werry, Eike mfl. (2018). «Eyes on the Price: Which Power Generation Technologies Set the Market Price». I: *Price Setting in European Electricity Markets: An Application to the Proposed Dutch Carbon Price Floor, Fondazione Eni Enrico Mattei WP* 34.
- Bogstrand, B (2008). *Energi og vannressurser i Norge*.
- Brozovsky, Johannes, Arild Gustavsen og Niki Gaitani (2021). «Zero Emission Neighbourhoods and Positive Energy Districts—A State-of-the-Art Review». I: *Sustainable Cities and Society*, s. 103013.
- Cabeza, LF mfl. (2015). «Introduction to thermal energy storage (TES) systems». I: *Advances in thermal energy storage systems*. Elsevier, s. 1–28.
- Clauß, John, S Stinner mfl. (2018). «A generic methodology to evaluate hourly average CO<sub>2</sub>eq. intensities of the electricity mix to deploy the energy flexibility potential of Norwegian buildings». I: *Proceedings of the 10th International Conference on System Simulation in Buildings, Liege, Belgium*, s. 10–12.
- Clauß, John, Sebastian Stinner mfl. (2019). «Predictive rule-based control to activate the energy flexibility of Norwegian residential buildings: Case of an air-source heat pump and direct electric heating». I: *Applied Energy* 237, s. 500–518.
- Collinge, William O mfl. (2018). «Dynamic life cycle assessments of a conventional green building and a net zero energy building: exploration of static, dynamic, attributional, and consequential electricity grid models». I: *Environmental science & technology* 52.19, s. 11429–11438.

- 
- Connolly, David mfl. (2013). «The role of district heating in decarbonising the EU energy system and a comparison with existing strategies». I: *8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*.
- Corradi, Olivier (2018). «Estimating the Marginal Carbon Intensity of Electricity with Machine Learning 2018». I: *Medium*. Available online: <https://medium.com/> (accessed on 1 November 2019).
- Cozzi, Laura mfl. (2020). «World Energy Outlook 2020». I: *International Energy Agency, Paris*.
- Dandres, Thomas mfl. (2017). «Consideration of marginal electricity in real-time minimization of distributed data centre emissions». I: *Journal of Cleaner Production* 143, s. 116–124.
- Dæhlin, Emil (2018). «Temporal Carbon Intensity of Current and Future Energy Carriers at NTNU Gløshaugen». Masteroppg. Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
- Farhat, Amal AM og V Ismet Ugursal (2010). «Greenhouse gas emission intensity factors for marginal electricity generation in Canada». I: *International Journal of Energy Research* 34.15, s. 1309–1327.
- Fong, Wee Kean og Michael Doust C40 (2014). *Global protocol for community-scale greenhouse gas emission inventories*.
- Fufa, Selamawit Mamo mfl. (2016). *A Norwegian ZEB definition guideline*. SINTEF akademisk forlag.
- Gadd, Henrik og Sven Werner (2021). *Thermal energy storage systems for district heating and cooling*. Elsevier, s. 625–638.
- Goedkoop, Mark mfl. (jan. 2016). *Introduction to LCA with SimaPro*, s. 80.
- Gordon, Christian og Alan Fung (2009). «Hourly emission factors from the electricity generation sector—a tool for analyzing the impact of renewable technologies in Ontario». I: *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering* 33.1, s. 105–118.
- Hawkes, Adam D (2010). «Estimating marginal CO2 emissions rates for national electricity systems». I: *Energy Policy* 38.10, s. 5977–5987.
- Helseth, Inger Adele (des. 2021). *Livssyklusanalyse av sesongvarmelager på Nyhavna*. Prosjektrapport i TEP4935. Institutt for energi- og prosesssteknikk, NTNU - Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
- Hitchin, ER og CH Pout (2002). «The carbon intensity of electricity: how many kgC per kWh?» I: *Building Services Engineering Research and Technology* 23.4, s. 215–222.
- Holland, Stephen P mfl. (2022). «Why marginal CO2 emissions are not decreasing for US electricity: Estimates and implications for climate policy». I: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 119.8.
- Hu, Tingli, Caisheng Wang og Carol Miller (2021). «Identification of marginal generation units based on publicly available information». I: *Applied Energy* 281, s. 116073.
- Huibregts, MAJ mfl. (2016). «A Harmonized Life Cycle Impact Assessment Method at Midpoint and Endpoint Level Report I: Characterization». I: *National Institute for Public Health and the Environment*, s. 2016–0104.
- Hung, C og C Solli (2011). *Livsløpsvurdering av ulike alternativer for bruk av våtorganisk avfall i Trondheim*.



- 
- ISO 14040 (2016). *ISO 14040: Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and Framework*.
- ISO 14044 (2016). *ISO 14044: Environmental Management Life Cycle Assessment Requirements and Guidelines*.
- ISO 16745 (2015). *Environmental performance of buildings Carbon metric of a building Use stage*.
- Jacobsen, Anne Zimmer mfl. (2021). *Klimagassregnskap for kommuner og fylker. Dokumentasjon av metode*. Versjon 4.
- Jansen, Malte, Iain Staffell og Richard Green (2018). «Daily Marginal CO<sub>2</sub> Emissions Reductions from Wind and Solar Generation». I: *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, s. 1–5.
- Karl, Asger Alexander Wendt, Esmir Maslesa og Morten Birkved (2019). «Environmental performance assessment of the use stage of buildings using dynamic high-resolution energy consumption and data on grid composition». I: *Building and Environment* 147, s. 97–107.
- Kauko, Hanne, Ove Wolfgang og Dimitri Pinel (2021). *Sesonglagring av varme for lokale energisystem–analyse av potensialet på Furuset*.
- Khan, Imran (2019). «Greenhouse gas emission accounting approaches in electricity generation systems: A review». I: *Atmospheric Environment* 200, s. 131–141.
- Khan, Imran, Michael W Jack og Janet Stephenson (2018). «Analysis of greenhouse gas emissions in electricity systems using time-varying carbon intensity». I: *Journal of Cleaner Production* 184, s. 1091–1101.
- Kildal, Ellen Aga mfl. (2021). *Kvalitetsprogram for Nyhavna*.
- Kofoed-Wiuff, A mfl. (2020). *Tracking Nordic Clean Energy Progress*.
- Lausset, Carine mfl. (2020). «A life-cycle assessment model for zero emission neighborhoods». I: *Journal of Industrial Ecology* 24.3, s. 500–516.
- Leerbeck, Kenneth mfl. (2020). «Short-term forecasting of CO<sub>2</sub> emission intensity in power grids by machine learning». I: *Applied Energy* 277, s. 115527.
- Lien, Synne Krekling mfl. (2021). «Energy and power: Essential key performance indicators for zero emission neighbourhoods». I: *SINTEF Community* 45.36.
- Lindberg, K mfl. (2014). «Optimal investments in zero carbon buildings». I: *Proceedings of the International conference on Zero Carbon Buildings today and in the future*.
- Liu, Bin mfl. (2018). «A multi-regional input–output analysis of energy embodied in international trade of construction goods and services». I: *Journal of cleaner production* 201, s. 439–451.
- Lund, Henrik mfl. (2010). «The role of district heating in future renewable energy systems». I: *Energy* 35.3, s. 1381–1390.
- Marnay, Chris mfl. (2002). *Estimating carbon dioxide emissions factors for the California electric power sector*.
- Meyers, S mfl. (2000). *Estimating carbon emissions avoided by electricity generation and efficiency projects: a standardized method (MAGPWR)*.
- Miller, Ronald E og Peter D Blair (2009). *Input-Output Analysis: Foundations and Extensions*. 2. utg. Cambridge University Press. DOI: 10.1017/CBO9780511626982.

- 
- Nord Pool (udatert). *Day-ahead overview*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/maps/#/nordic>.
- Noris, Federico mfl. (2014). «Implications of weighting factors on technology preference in net zero energy buildings». I: *Energy and Buildings* 82, s. 250–262.
- Norway, EPD (2019). «General Programme Instructions for the Norwegian EPD Foundation (v4)». I: *EPD Norway: Oslo, Norway*.
- NS 3720 (2018). *Metode for klimagassberegninger for bygninger*.
- Olkkonen, Ville og Sanna Syri (2016). «Spatial and temporal variations of marginal electricity generation: The case of the Finnish, Nordic, and European energy systems up to 2030». I: *Journal of Cleaner Production* 126, s. 515–525.
- Paris Agreement (2015). *Paris agreement*, s. 2017.
- Parisi, Maria Laura mfl. (2020). «Definition of LCA guidelines in the geothermal sector to enhance result comparability». I: *Energies* 13.14, s. 3534.
- Péan, Thibault Q, Jaume Salom og Joana Ortiz (2018). «Environmental and economic impact of demand response strategies for energy flexible buildings». I: *Proc. BSO* 2018, s. 277–283.
- Pinel, Dimitri, Magnus Korpås og Karen B Lindberg (2021). «Impact of the CO2 factor of electricity and the external CO2 compensation price on zero emission neighborhoods' energy system design». I: *Building and Environment* 187, s. 107418.
- Profiroiu, Constantin Marius mfl. (2020). «Challenges of sustainable urban development in the context of population Growth». I: *European Journal of Sustainable Development* 9.3, s. 51–51.
- Renaldi, Renaldi, Arisitides Kiprakis og Daniel Friedrich (2017). «An optimisation framework for thermal energy storage integration in a residential heat pump heating system». I: *Applied energy* 186, s. 520–529.
- Resch, Eirik mfl. (2020). *FutureBuilt ZERO metodebeskrivelse*.
- Roccamena, Letizia, Mohamed El Mankibi og Nikolaos Stathopoulos (2019). «Development and validation of the numerical model of an innovative PCM based thermal storage system». I: *Journal of Energy Storage* 24, s. 100740.
- Romano, Elliot, Pierre Hollmuller og Martin Patel (2018). *Émissions horaires de gaz à effet de serre liées à la consommation d'électricité—une approche incrémentale pour une économie ouverte: Le cas de la Suisse*.
- Roux, Charlotte, Patrick Schalbart og Bruno Peuportier (2016). «Accounting for temporal variation of electricity production and consumption in the LCA of an energy-efficient house». I: *Journal of Cleaner Production* 113, s. 532–540.
- (2017). «Development of an electricity system model allowing dynamic and marginal approaches in LCA—tested in the French context of space heating in buildings». I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 22.8, s. 1177–1190.
- Russell, Stephen (2019). «Estimating and reporting the comparative emissions impacts of products». I: *December*. <https://www.wri.org/publication/estimating-andreporting-comparative-emissions-impacts-products>.
- Ryan, Nicole A, Jeremiah X Johnson og Gregory A Keoleian (2016). «Comparative assessment of models and methods to calculate grid electricity emissions». I: *Environmental science & technology* 50.17, s. 8937–8953.
-

- 
- Rüdisüli, Martin mfl. (2022). «Decarbonization strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports». I: *Energy Policy* 162, s. 112794.
- Sameti, Mohammad og Fariborz Haghighat (2018). «Integration of distributed energy storage into net-zero energy district systems: Optimum design and operation». I: *Energy* 153, s. 575–591.
- Sandberg, Nina Holck mfl. (2017). «Using a segmented dynamic dwelling stock model for scenario analysis of future energy demand: The dwelling stock of Norway 2016–2050». I: *Energy and Buildings* 146, s. 220–232.
- Schram, Wouter mfl. (2019). «Comparison of the greenhouse gas emission reduction potential of energy communities». I: *Energies* 12.23, s. 4440.
- Shukla, PR mfl. (2019). *IPCC, 2019: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems*.
- Siler-Evans, Kyle, Inês Lima Azevedo og M Granger Morgan (2012). «Marginal emissions factors for the US electricity system». I: *Environmental science & technology* 46.9, s. 4742–4748.
- Soimakallio, Sampo og Laura Saikku (2012). «CO2 emissions attributed to annual average electricity consumption in OECD (the Organisation for Economic Co-operation and Development) countries». I: *Energy* 38.1, s. 13–20.
- Statkraft Varme (2018). *Informasjon Breeam sertifisering for nye bygg som skal benytte fjernvarme*.
- Steen-Olsen, Kjartan, Christian Solli og Hogne Nersund Larsen (2021). «Forbruksbasert klimaregnskap for Norge». I: *Framtiden i våre hender* Januar.
- Svenska Kraftnät (2021). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2021*.
- Tong, Fan og Inês ML Azevedo (2020). «What are the best combinations of fuel-vehicle technologies to mitigate climate change and air pollution effects across the United States?» I: *Environmental Research Letters* 15.7, s. 074046.
- Tong, Fan, Chris Hendrickson mfl. (2017). «Life cycle ownership cost and environmental externality of alternative fuel options for transit buses». I: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 57, s. 287–302.
- Torstensen, Stine Belgum (2021). *Klimaregnskap for fjernvarme 2020 Felles utslippsfaktorer for den norske fjernvarmebransjen-Oppdatering 2020*.
- Tranberg, Bo mfl. (2019). «Real-time carbon accounting method for the European electricity markets». I: *Energy Strategy Reviews* 26, s. 100367.
- Tønnesen, Jens og Torhildur Kristjansdottir (udatert). *Life cycle approach as a method for optimizing building services systems in extremely low energy buildings*.
- Victor, D mfl. (2014). «Climate change 2014: mitigation of climate change». I: *Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, s. 111–150.
- Vogstad, Klaus (okt. 2020). *Marginalkraften er den Dyreste produserende Kraften, den aller Dyreste blir sjeldent brukt*. URL: <https://enerwe.no/elektrifisering-kronikk/marginalkraften-er-den-dyreste-produserende-kraften-den-aller-dyreste-blir-sjeldent-brukt/384326>.
-

- 
- Voorspools, Kris R og William D D'haeseleer (2000). «The influence of the instantaneous fuel mix for electricity generation on the corresponding emissions». I: *Energy* 25.11, s. 1119–1138.
- Wernet, Gregor mfl. (2016). «The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology». I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21.9, s. 1218–1230.
- Wiik, Marianne Rose Kjendseth mfl. (2021). «Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities. Definition, Key Performance Indicators and Assessment Criteria: Version 2.0». I: *ZEN Report*.
- Zivin, Joshua S Graff, Matthew J Kotchen og Erin T Mansur (2014). «Spatial and temporal heterogeneity of marginal emissions: Implications for electric cars and other electricity-shifting policies». I: *Journal of Economic Behavior & Organization* 107, s. 248–268.

---

## Appendiks

### A Transmisjon- og distribusjonstap

Påvirkning relatert til transmisjons- og distribusjonstap (T&D) er regnet på timesnivå, etter Dæhlin 2018:

$$E_{TD} = E_{nett} + E_{tap,t}. \quad (16)$$

$E_{nett}$  er en konstant faktor som inkluderer utslipp fra transmisjonslinjer, kabler, transformatorer og koblingsutstyr, installasjon, drift og vedlikehold og avhending.  $E_{tap,t}$  er en timesvarierende utslippsfaktor fra effekttap, og regnes ved korreksjonsfaktoren  $k_{korrr,t}$ , som skalerer  $E_{tap}$ , årlig opp eller ned for hver time avhengig av ratioen mellom den faktiske utslippsintensiteten per time,  $mef_t$ , og den årlige gjennomsnittsverdien  $E_{Ecoinvent}$ :

$$E_{tap,t} = E_{tap,årlig} \cdot k_{korrr,t} = E_{tap,årlig} \cdot \frac{mef_t}{E_{Ecoinvent}}. \quad (17)$$

$mef_t$  er den timesoppløste marginale utslippsintensiteten som regnes i Likning 8.  $E_{nett}$  og  $E_{tap}$ , årlig hentes fra Arvesen mfl. 2015, som gjør en LCA av transmisjon- og distribusjonstap ved forskjellige spenningsnivåer i Nord-Trøndelag. De finner total påvirkning fra T&D per enhet levert elektrisitet for norsk, nordisk og europeisk elektrisitetsmiks til å være hhv. 7,8; 22 og 56 [gCO<sub>2</sub>ek/kWh], hvorav 43%, 79% og 92% tilskrives effekttap. For de norske, nordiske og europeiske betalingssonene som inngår i modellen blir  $E_{nett}$  og  $E_{tap}$ , årlig da:

- **Norske betalingssoner:**  $E_{nett} = 7,8 \cdot (1 - 0.43)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og  $E_{tap}$ , årlig =  $7,8 \cdot 0.43$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]
- **Nordiske betalingssoner:**  $E_{nett} = 22 \cdot (1 - 0.79)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og  $E_{tap}$ , årlig =  $22 \cdot 0.79$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]
- **Europeiske betalingssoner:**  $E_{nett} = 59 \cdot (1 - 0.92)$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh] og  $E_{tap}$ , årlig =  $59 \cdot 0.92$  [gCO<sub>2</sub>ek/kWh]

$E_{Ecoinvent}$  er utslippsintensitet for Norge, Norden og Europa fra Ecoinvent 3.8, hhv. lik 18, 76; 56, 97 og 231 gCO<sub>2</sub>ek/kWh].

Resultatene fra Arvesen mfl. 2015 fremkommer fra beregninger gjort på kraftsystemet i Nord-Trøndelag, men antas å gi en indikasjon på hvilken størrelsesorden utslippene fra T&D befinner tilfører.

---

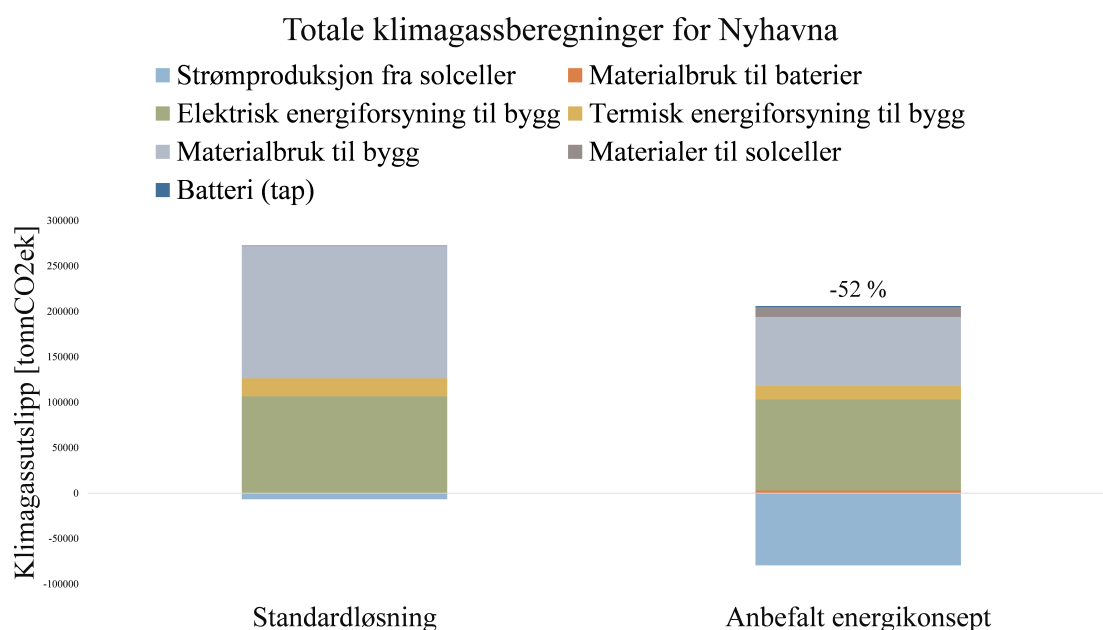
## B Datagrunnlag fra Konseptutredning

Datagrunnlag fra Konseptutredningen består:

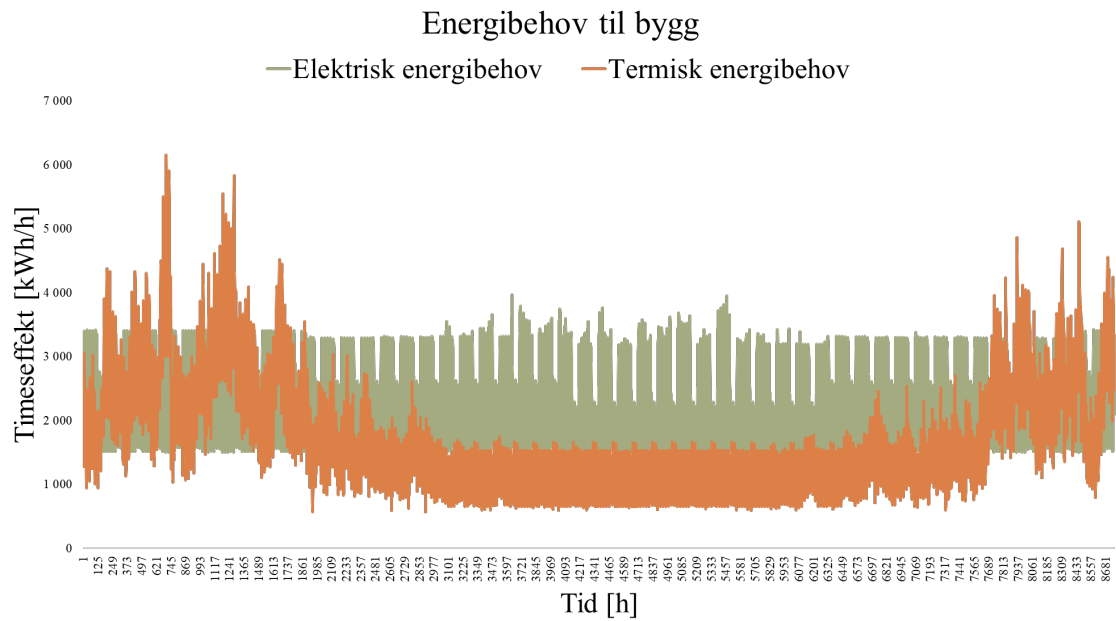
1. Klimagassberegninger for produksjon- og etableringsfasen for bygninger (A1-A5, B4-B5), solceller (A1-A3), batteri (A1-A3) og Termisk energikonsept B (A5).
2. Totale klimagassberegninger over en analyseperiode på 60 år for "Standardløsning" og "Anbefalt energikonsept", hvor utslipp fra livsløpsmodul B6 og D regnes med utslippsfaktor for NO+EU28 fra NS 3720.
3. Timesoppløste energiprofiler for elektrisk og termisk behov i bygg, tap i elektrisk energilager, termisk energiforsyning, og produksjonsprofil for solceller.

Figur 22 er en visualisering av datagrunnlag for punkt 1) og 2). Datagrunnlag for 3) timesoppløste energiprofiler er vist i Figur 23-28 (Asplan Viak 2022).

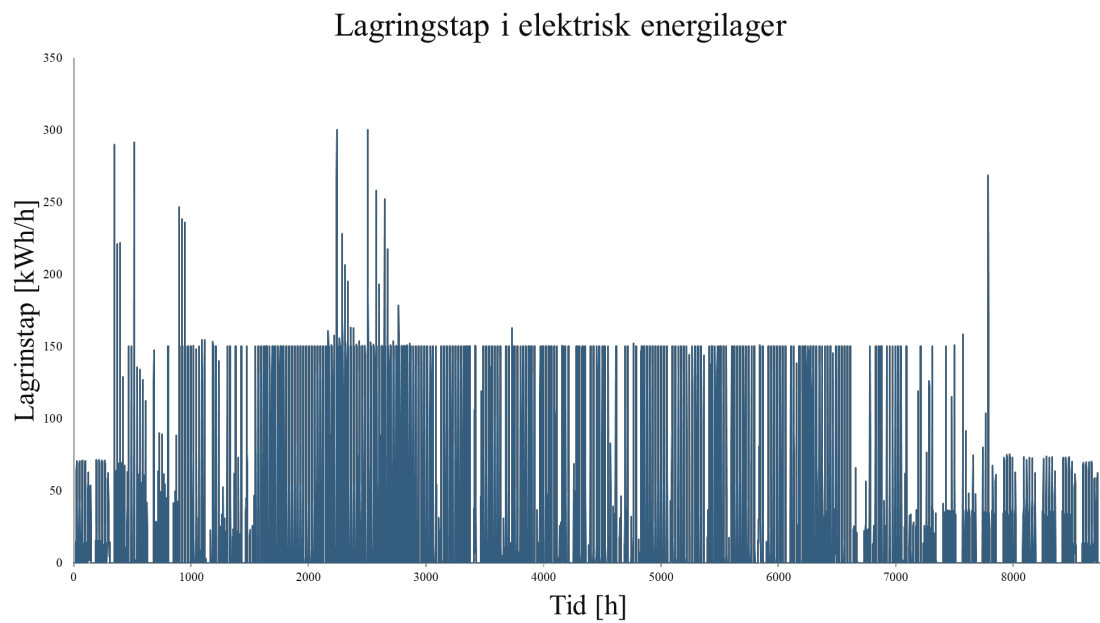
Se Figur 11 for beskrivelse av ovennevnte livsløpsmoduler.



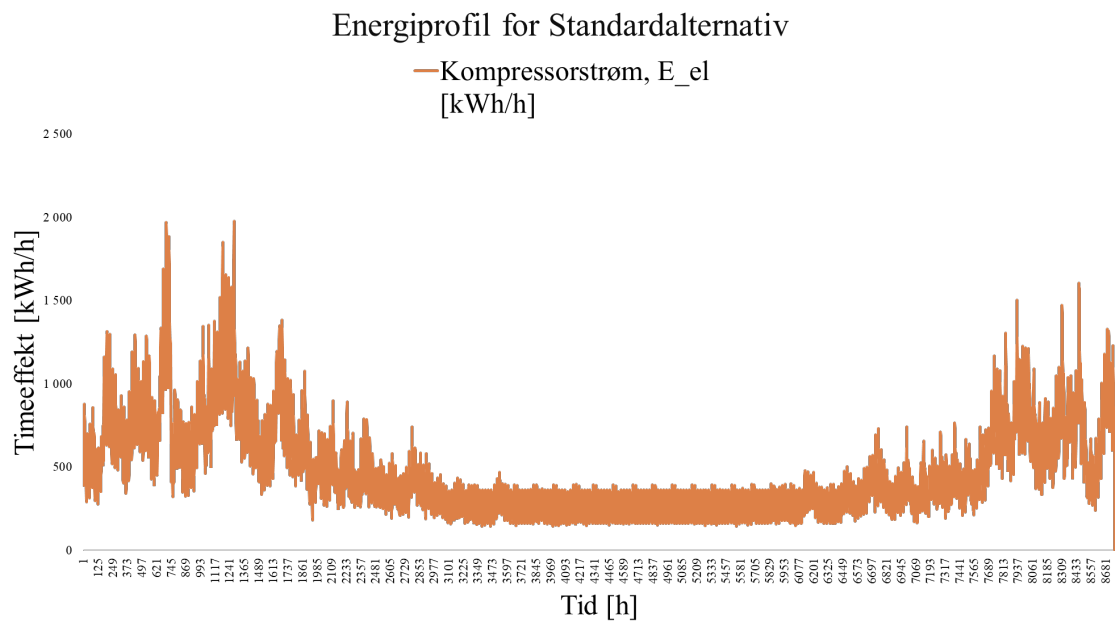
**Figur 22:** Totale klimagassberegninger for Anbefalt energikonsept og Standardløsning, med NO+EU28 utslippsfaktor for elektrisitet (Asplan Viak og Trondheim kommune 2021).



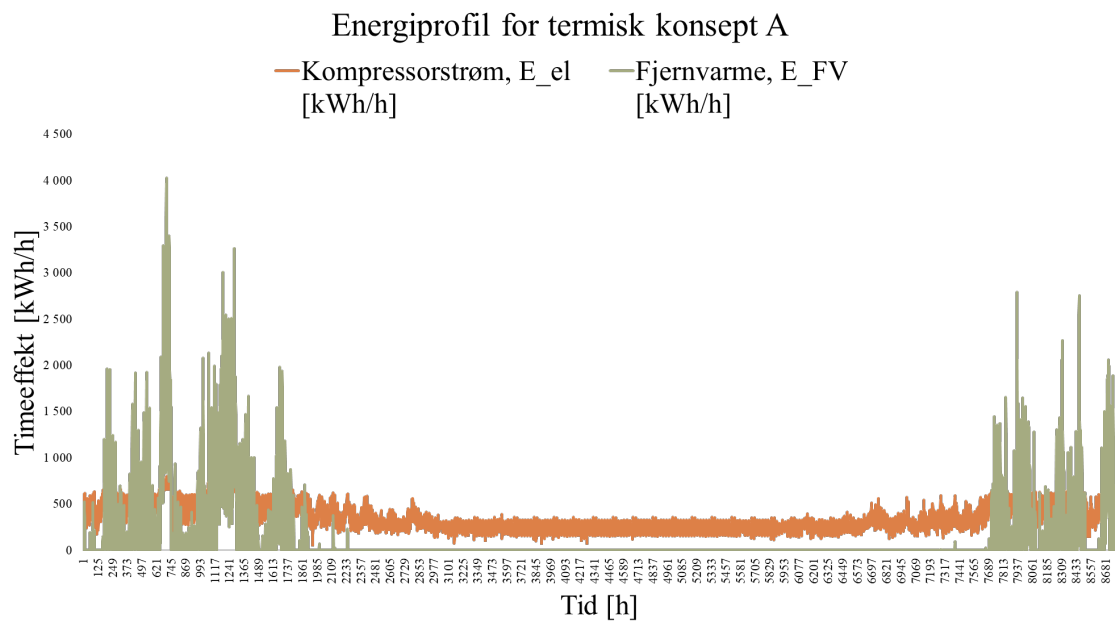
**Figur 23:** Simulert termisk og elektrisk energibehov for byggmassen på Nyhavna.



**Figur 24:** Lagringskap for elektrisk energilager, regnet som 10% av tilført energi.

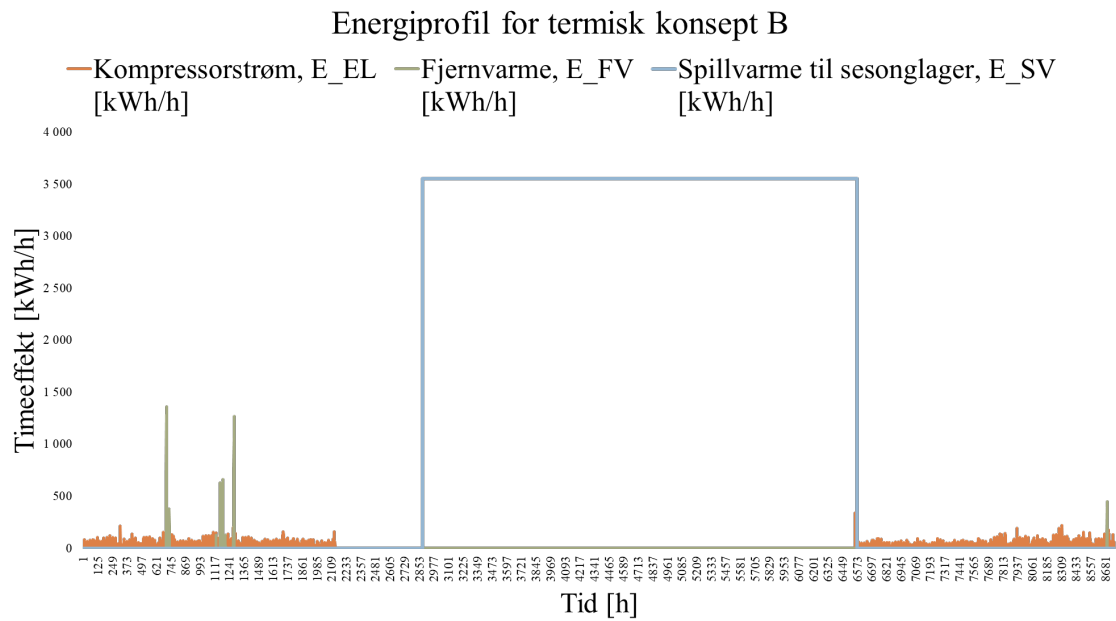


**Figur 25:** Energiprofil for Standardalternativ.

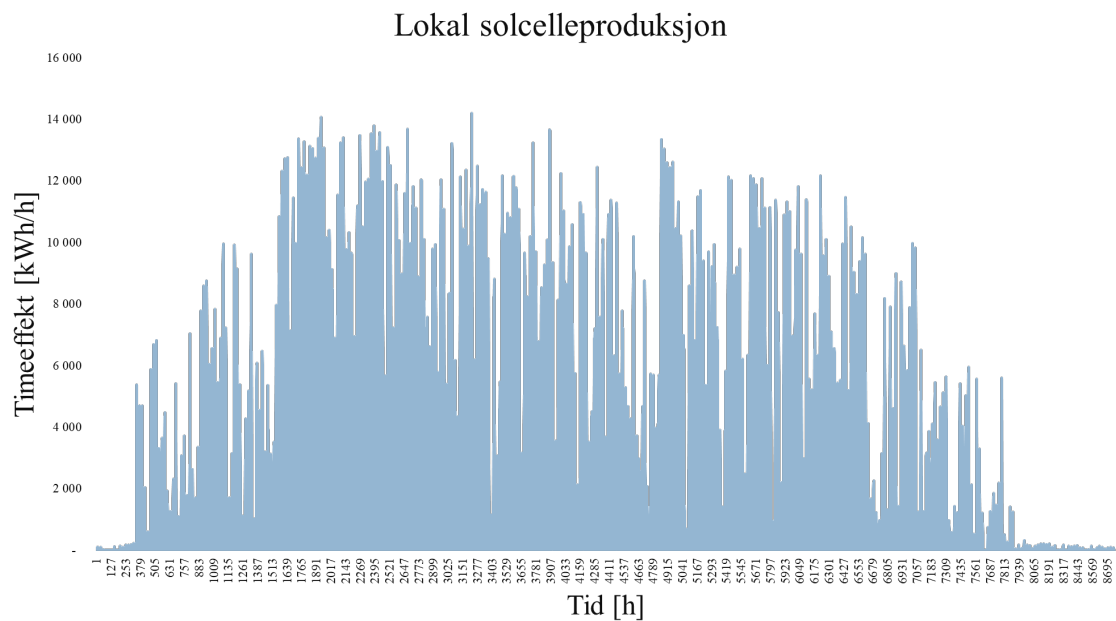


**Figur 26:** Energiprofil for Termisk konsept A.





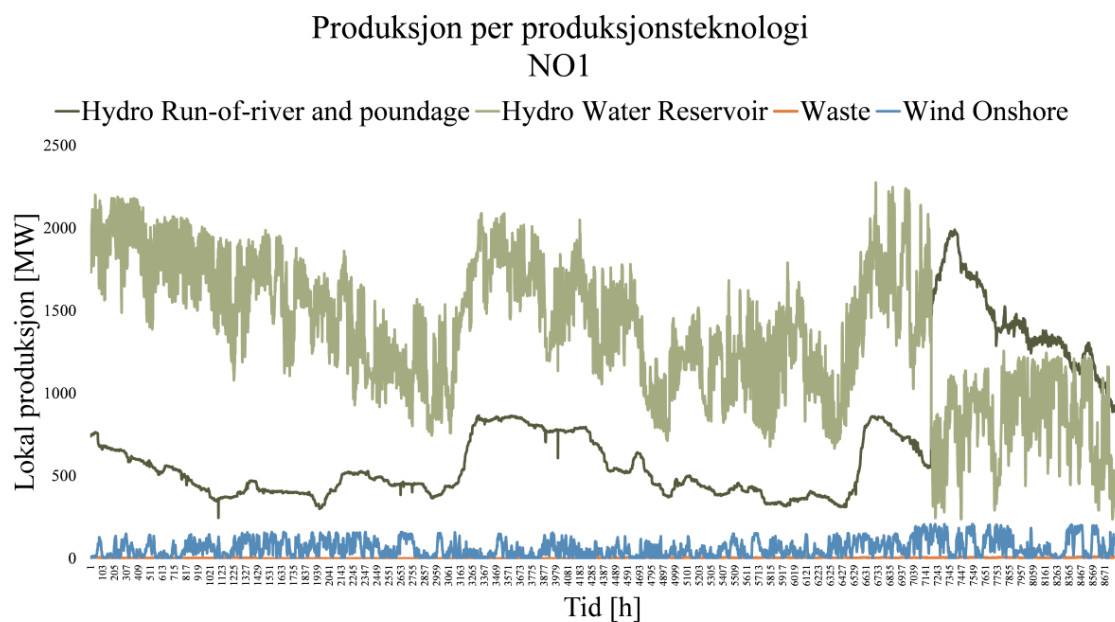
**Figur 27:** Energiprofil for Termisk konsept B.



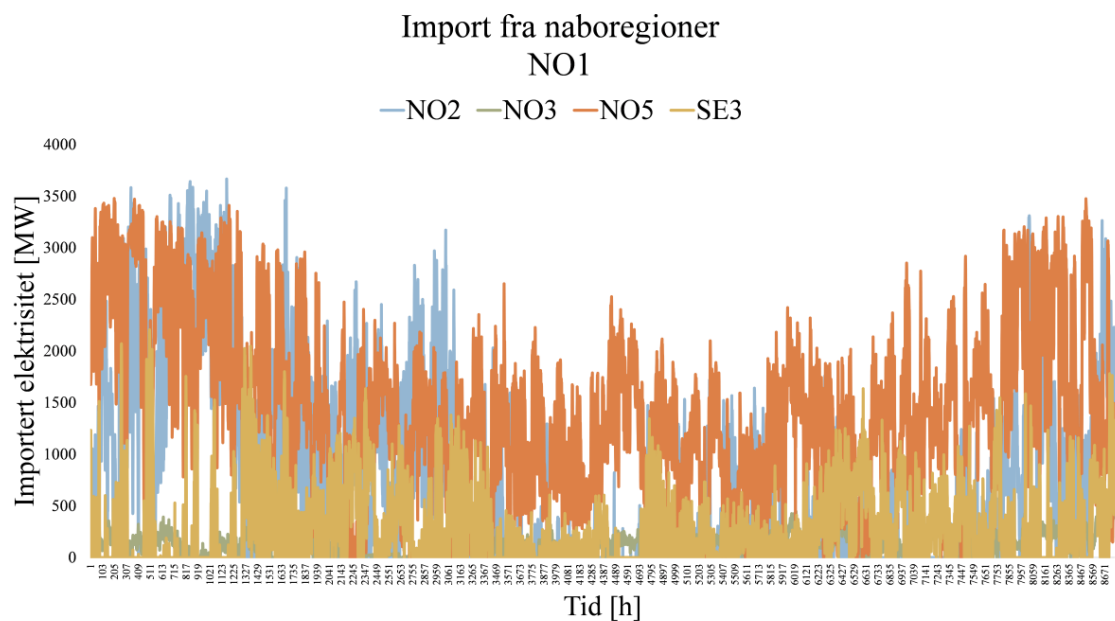
**Figur 28:** Produksjonsprofil for solceller.

## C Data for produksjon og import for norske betalingssoner

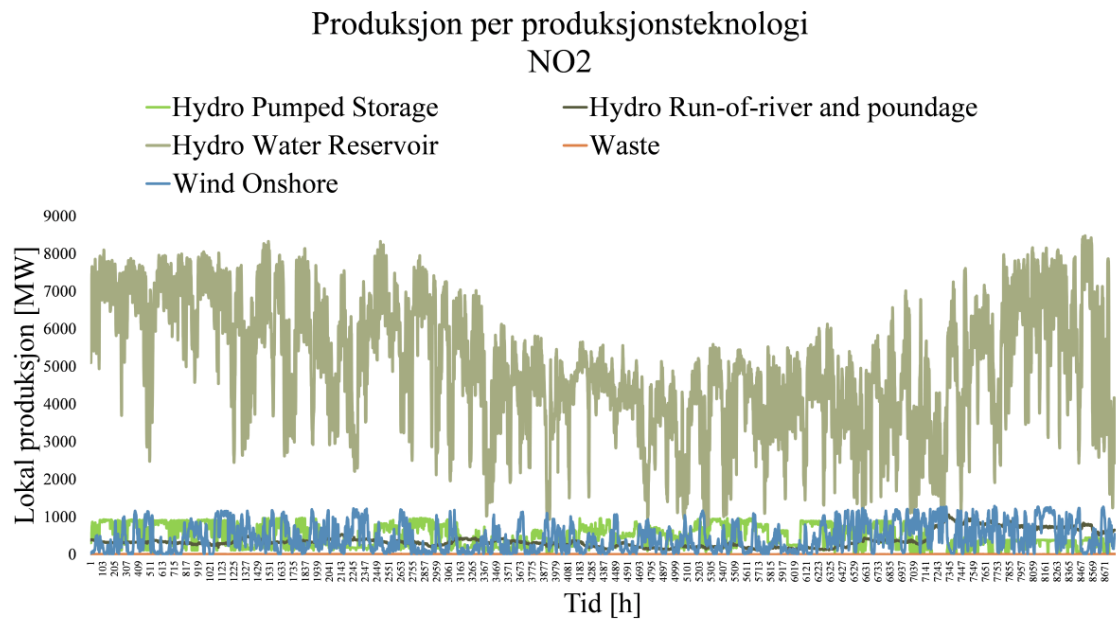
Figur 29 illustrerer nedlastet data fra ENTSO-E for de norske betalingssonene. Samlet er figurene en visualisering av  $BZ_j$ -matrisen for NO1-NO5.



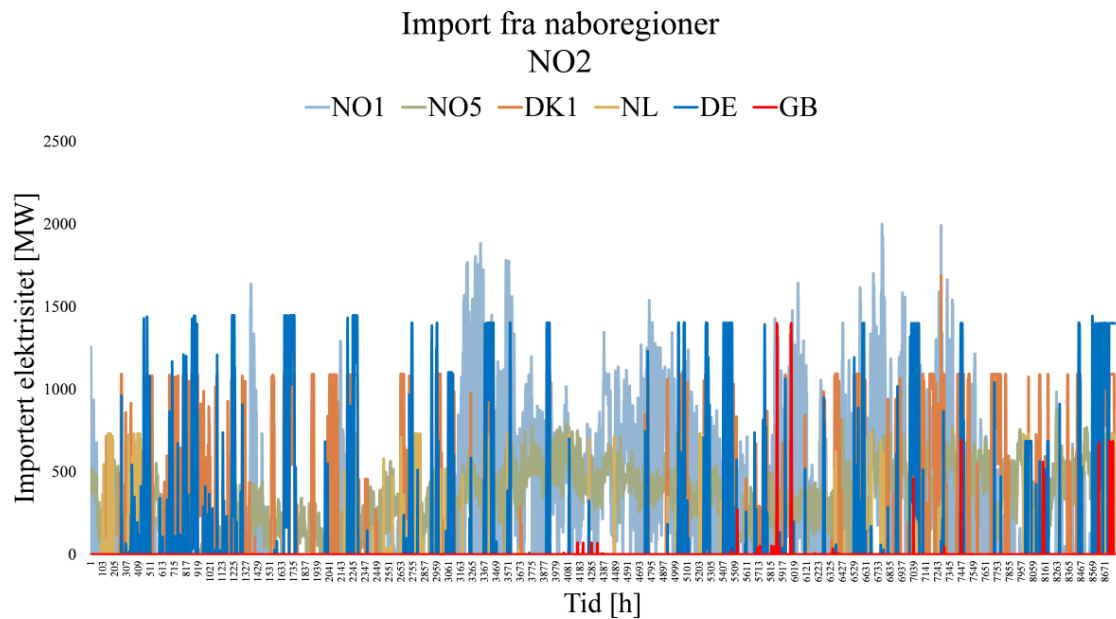
(a) Produksjon per produksjonsteknologi.



(b) Importert elektrisitet fra naboregioner.

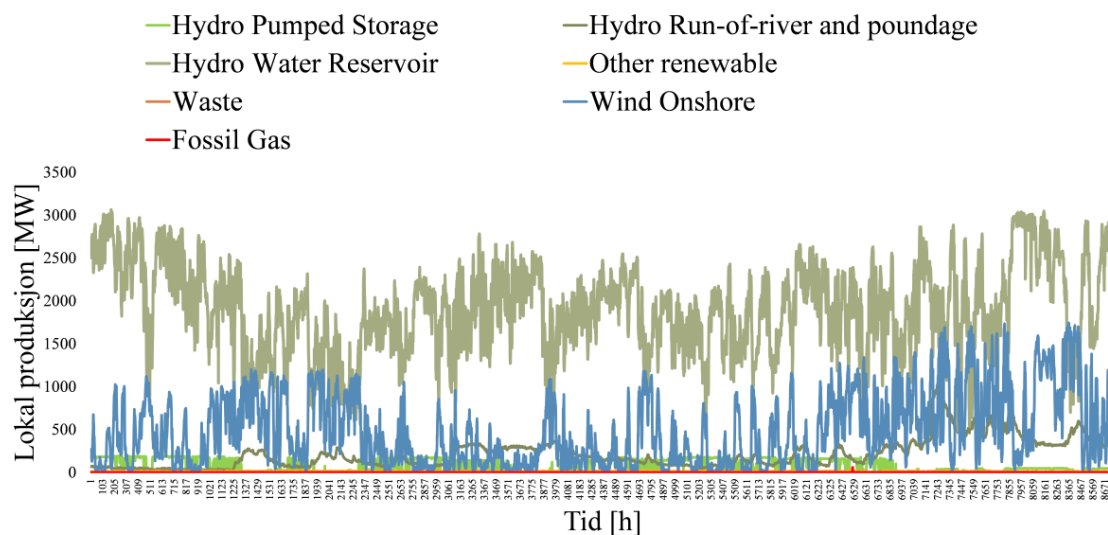


(c) Produksjon per produksjonsteknologi.



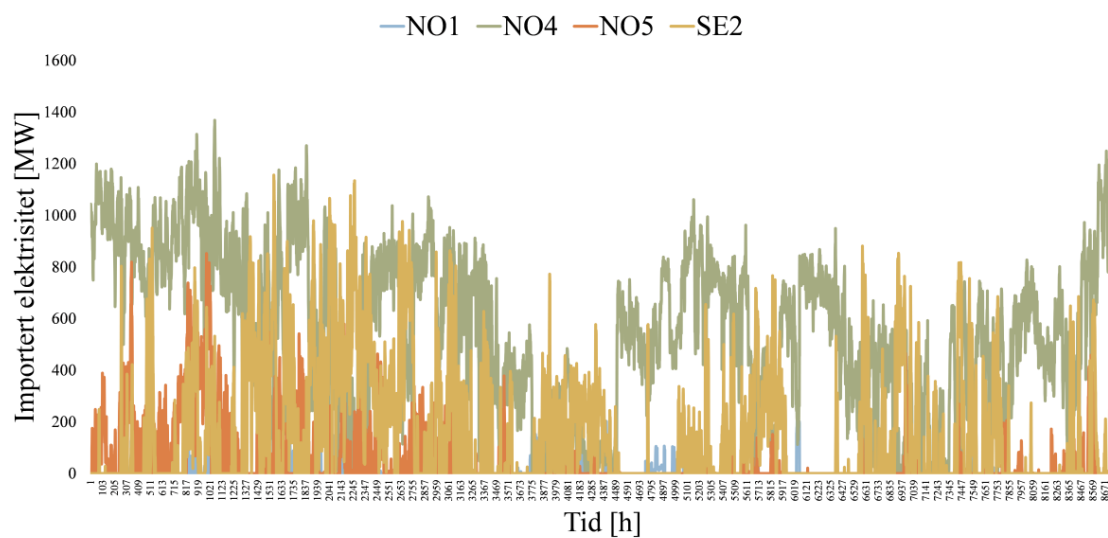
(d) Importert elektrisitet fra naboregioner.

Produksjon per produksjonsteknologi  
NO3

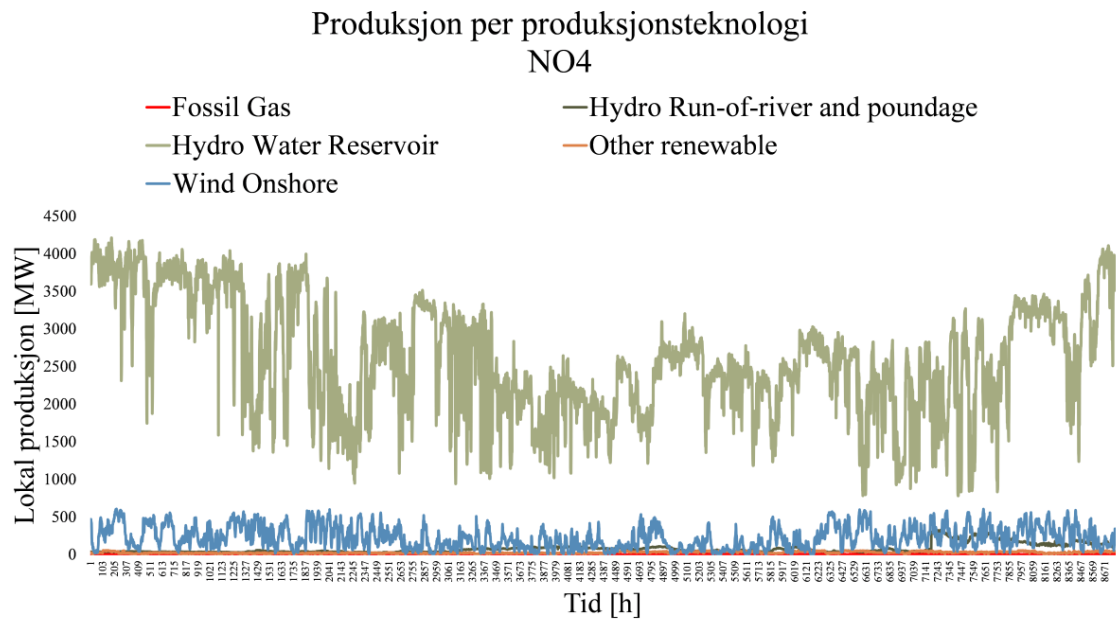


(e) Produksjon per produksjonsteknologi.

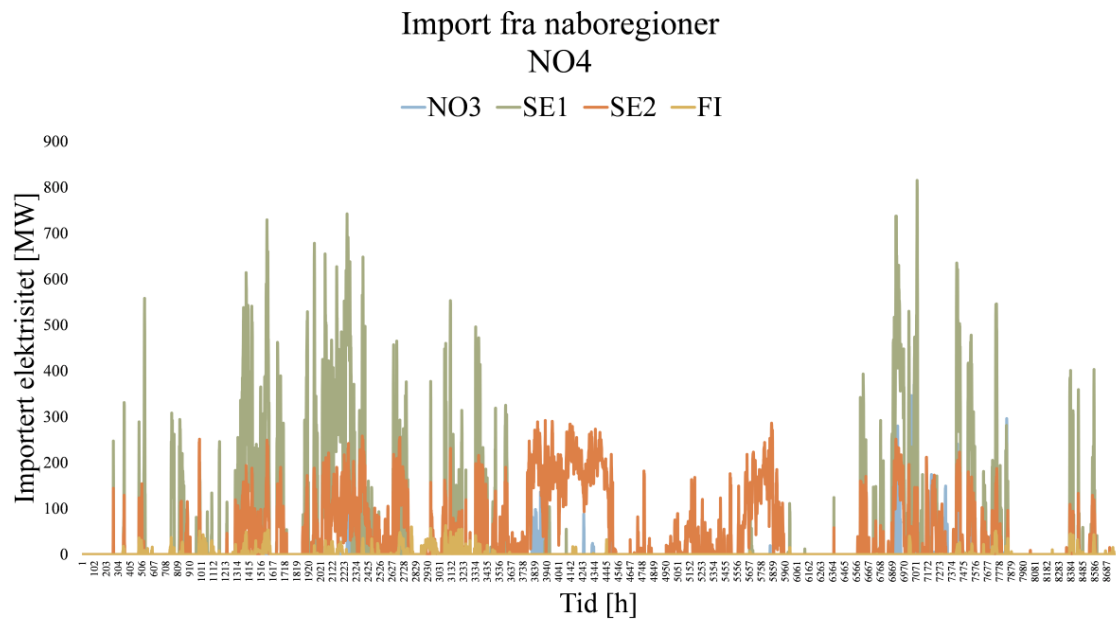
Import fra naboregioner  
NO3



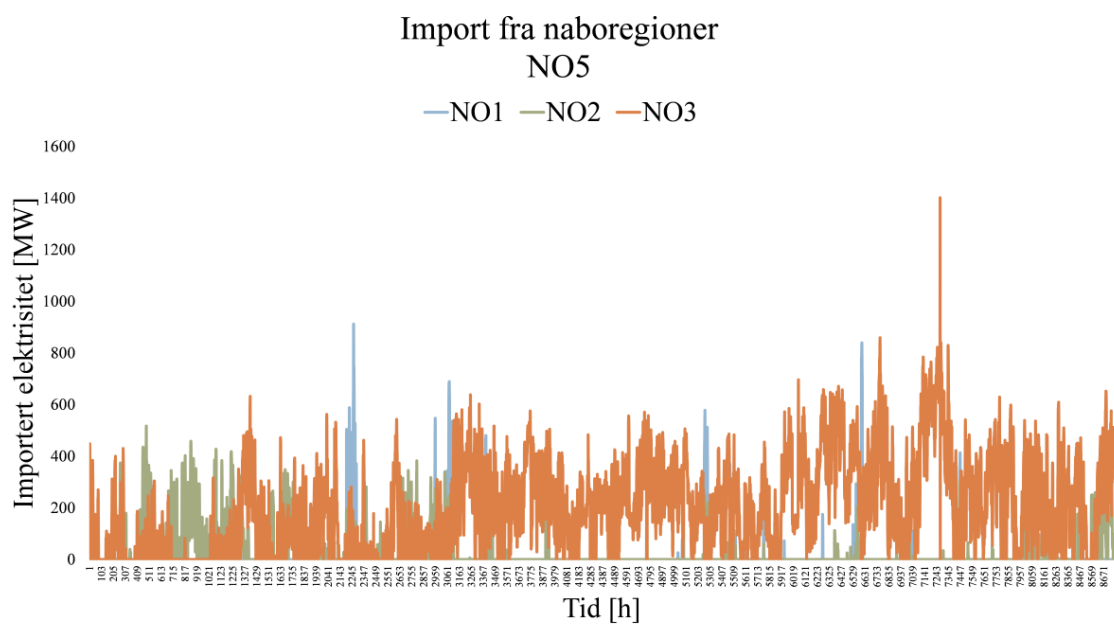
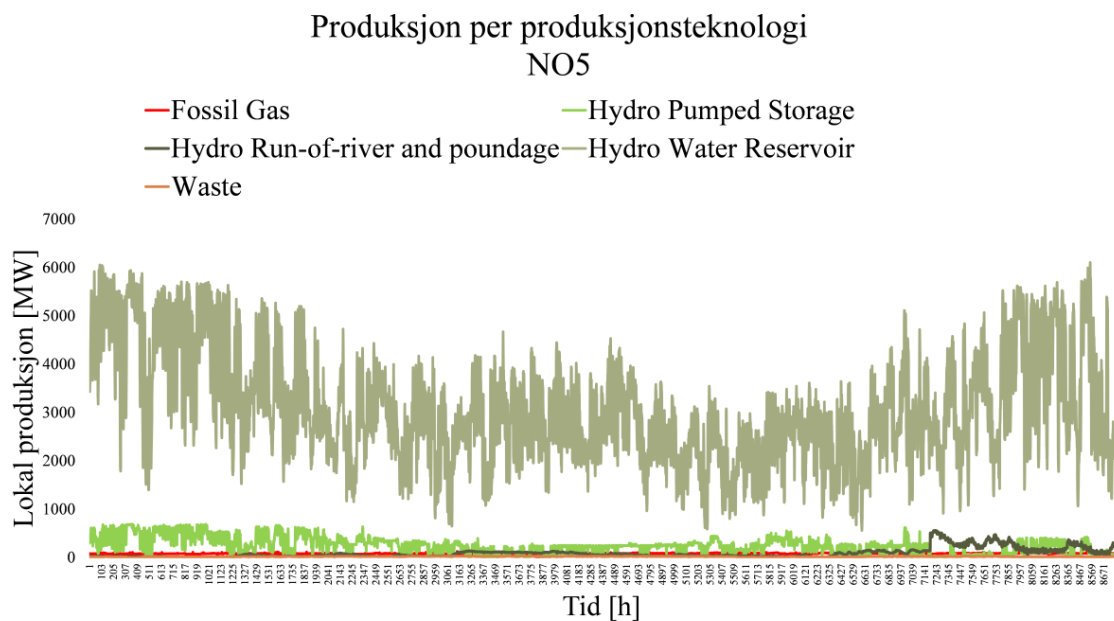
(f) Importert elektrisitet fra naboregioner.



(g) Produksjon per produksjonsteknologi.



(h) Importert elektrisitet fra naboregioner.



**Figur 29:** Produksjon per produksjonsteknologi og importert elektrisitet for de norske betalingssonene NO1-NO5.

