

Rapport 2022/38 | For Enova



## Prisforutsetninger for energibærere i Enovas lønnsomhetsanalyser

Anne Maren Erlandsen, Andreas Hoel-Holt, Orvika Rosnes, Andreas Skulstad og Haakon Vennemo

# Dokumentdetaljer

<b>Tittel</b>	Prisforutsetninger for energibærere i Enovas lønnsomhetsanalyser
<b>Rapportnummer</b>	Rapport 2022/38
<b>Forfattere</b>	Anne Maren Erlandsen, Andreas Hoel-Holt, Orvika Rosnes, Andreas Skulstad og Haakon Vennemo
<b>ISBN</b>	978-82-8126-596-7
<b>Prosjektnummer</b>	22-ORO-18
<b>Prosjektleder</b>	Orvika Rosnes
<b>Kvalitetssikrer</b>	Haakon Vennemo
<b>Oppdragsgiver</b>	Enova
<b>Dato for ferdigstilling</b>	1. november 2022
<b>Kilder forsidefoto</b>	Olje- og gass: <i>Espen Rønnevik og Øyvind Gravås / Equinor</i> Trepellets: <i>Moelven</i> Hydrogen: <i>Rafael Classen, pexels.com</i> Kraft: <i>Poc Rie, pexels.com</i>
<b>Tilgjengelighet</b>	Offentlig
<b>Nøkkelord</b>	Kraft og energi, olje og gass, elektrisitet, klima og det grønne skiftet, prisdannelse, usikkerhet, samfunnsøkonomisk analyse

## Om Vista Analyse

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk utredning, evaluering, rådgivning og forskning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder er klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd. Vista Analyse er vinner av Evalueringsprisen 2018.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

# Forord

Vista Analyse har på oppdrag fra Enova undersøkt hvordan sluttbrukerprisen dannes for ulike energibærere, med formål å styrke kunnskapsgrunnlaget for prisforutsetningene Enova benytter i sine lønnsomhetsanalyser av klimatil- tak. I tillegg drøfter vi metoder for håndtering av usikkerhet, og gir eksempler på praktisk anvendelse.

Prosjektet har vært gjennomført i perioden juni til oktober 2022. Orvika Rosnes har vært prosjektleder, og Haakon Vennemo kvalitetssikrer. Prosjektgruppen har ellers bestått av Anne Maren Erlandsen, Andreas Hoel-Holt og Andreas Skulstad.

Even Bjørnstad har vært kontaktperson hos Enova. Vi takker ham og andre medarbeidere i Enova for nyttige tilbake- meldinger underveis.

1. november 2022

**Orvika Rosnes**  
*Partner*  
*Vista Analyse AS*

# Ordliste og forkortelser

<b>ARA</b>	Amsterdam, Rotterdam, Antwerp. Angir leveringssted.
<b>CIF</b>	Cargo, Insurance, Freight. En type leveringsbetingelse.
<b>EIA</b>	U.S. Energy Information Administration
<b>FAME</b>	Fatty Acid Methyl Ester (fettsyremetylester). En type biodiesel.
<b>FOB</b>	Free on Board. En type leveringsbetingelse.
<b>HFO</b>	Heavy Fuel Oil. Tungolje.
<b>HVO</b>	Hydrotreated Vegetable Oil. En type biodiesel.
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>Markedspris</b>	Prisen på engrosmarkedet eller på verdensmarkedet, dvs. prisen uten avgifter, transport, mm.
<b>MGO</b>	Marin gassolje.
<b>NWE</b>	North-West Europe. Angir leveringssted.
<b>Platts</b>	Det tidligere navnet på S&P Global Commodity Insights, et byrå som publiserer referansepriser.
<b>ppm</b>	Parts per million. Angir svovelinnhold.
<b>Referansepris</b>	Noteringen av et konkret produkt på en råvarebørs.
<b>Sluttbrukerpris</b>	Prisen som sluttbrukeren betaler, dvs. markedspris pluss ev. avgifter, frakt, marginer, mm. Vi bruker 'sluttbrukerpris' og 'tiltakseiers pris' om hverandre i rapporten.
<b>Særagifter</b>	Avgifter på innførsel, produksjon eller omsetning av enkelte varer.
<b>ULSD</b>	Ultra-Low Sulphur Diesel. Lavsvovlet diesel.

# Innhold

Sammendrag og konklusjoner .....	9
1 Innledning .....	15
Del 1.....	17
2 Fremgangsmåte for analysen .....	18
2.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?	18
2.2 Prisprognoser for markedspris	19
2.3 Framtidige skatter og avgifter	20
2.4 Kriterier for å vurdere prisprognoser	21
3 Elektrisitet.....	22
3.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?	22
3.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?	24
3.3 Felles prisforutsetninger egnet for samme sluttbrukergruppe i samme område	26
4 Oljeprodukter.....	27
4.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?	27
4.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?	33
4.3 Felles prisforutsetninger i liten grad egnet for oljeprodukter	40
5 Gassprodukter.....	41
5.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?	41
5.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?	43
5.3 Felles prisforutsetninger ikke egnet for gassprodukter	45
6 Hydrogen og hydrogenbærere .....	46
6.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?	46
6.2 Ingen egnede kilder til langsiktige prisprognoser	48
6.3 Felles prisforutsetninger ikke egnet for hydrogen og hydrogenbærere	48
7 Trepellets .....	50
7.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?	50
7.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?	50
7.3 Felles prisforutsetninger ikke egnet for trepellets	51
Del 2.....	52
8 Metoder for å håndtere usikkerhet .....	53
8.1 Metoder for å beskrive prisfordelinger analytisk	54
8.2 Metoder for å håndtere holdning til risiko analytisk	56
9 Sannsynlighetsfordelinger for utvalgte energibærere.....	59
9.1 Hva karakteriserer en sannsynlighetsfordeling?	59
9.2 Hvordan spesifisere sannsynlighetsfordelinger til en Monte Carlo simulering?	60
9.3 Hvilken fordeling passer best med historiske data for energiprisene?	60
9.4 Anbefalinger for sannsynlighetsfordelinger, oppsummert	67

<b>Referanser</b> .....	<b>69</b>
<b>Vedlegg</b> .....	<b>71</b>
A Sammenheng mellom prisen på råolje og oljeprodukter, inkludert 2022	72
B Sannsynlighetsfordelinger	73
<b>Figurer</b>	
Figur S.1 Historiske priser på oljeprodukter (månedlig gjennomsnitt) .....	12
Figur 3.1 Sluttbrukerpris for elektrisitet .....	23
Figur 3.2 Historiske kraftpriser og prognosen for gjennomsnittsprisen 2025-2040 .....	24
Figur 3.3 Nettleiestatistikken på nve.no .....	26
Figur 4.1 Historiske markedspriser på råolje, diesel, MGO og tungolje .....	34
Figur 4.2 Faktiske og predikerte markedspriser på diesel .....	36
Figur 4.3 Avvik mellom predikerte og faktiske priser, per oljeprodukt .....	36
Figur 4.4 Historisk sammenheng mellom pumpeprisen på diesel og markedspriser .....	37
Figur 4.5 Faktiske og predikerte pumpepriser på autodiesel, inkl. avgifter .....	38
Figur 5.1 Historiske og predikerte propanpriser .....	45
Figur 6.1 Tidslinje for forventet tilgjengelighet for ulike drivstoff .....	48
Figur 9.1 Kraftpris i Norge, månedlig gjennomsnitt 1996-2022. kr/MWh .....	61
Figur 9.2 Sannsynlighetsfordeling for kraftpris i Norge, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2021, samt den estimerte gammafordelingen. kr/MWh .....	62
Figur 9.3 Sannsynlighetsfordeling for råoljeprisen, basert på årlige gjennomsnittspriser for Brent blend 1987-2022, samt estimert gammafordeling. dollar/fat. ....	64
Figur 9.4 Gasspriser i Europa, månedlig gjennomsnitt 2005-2022. EUR/MWh .....	66
Figur 9.5 Sannsynlighetsfordeling for gassprisen, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2021, samt estimert gammafordeling. EUR/MWh .....	66
Figur B.1 Sannsynlighetsfordeling for kraftpris i Norge, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2022, samt den estimerte gammafordelingen. kr/MWh .....	73
Figur B.2 Sannsynlighetsfordeling gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser, samt den estimerte gammafordelingen. EUR/MWh. 2005-2022 .....	75
Figur B.3 Gjennomsnittlig månedlig råoljepris (Brent blend), 1987-2022. USD/fat .....	77
<b>Tabeller</b>	
Tabell S.1 Oppsummering av priskilder og prisforutsetninger for de ulike energibærerne .....	11
Tabell 2.1 Kriterier for valg av kilder .....	21
Tabell 3.1 Sluttbrukerprisen for elektrisitet .....	23
Tabell 3.2 Vurdering av kilder for langsiktige prisprognoser for elektrisitet .....	25
Tabell 4.1 Sluttbrukerprisen for autodiesel .....	29
Tabell 4.2 Sluttbrukerprisen for anleggsgas .....	30
Tabell 4.3 Sluttbrukerprisen for MGO .....	31
Tabell 4.4 Sluttbrukerprisen for tungolje .....	33
Tabell 4.5 Sammenhengen mellom månedlige markedspriser for raffinerte oljeprodukter (kr/tonn) og råoljeprisen (kr/fat) .....	35
Tabell 4.6 Sammenhengen mellom sluttbrukerprisen for autodiesel ekskludert avgifter (kr/liter) og råoljeprisen (kr/fat) .....	37
Tabell 4.7 Vurdering av kilder for langsiktige prisprognoser for råolje .....	39
Tabell 5.1 Sluttbrukerprisen for LNG .....	42
Tabell 5.2 Sluttbrukerprisen for propan .....	43
Tabell 5.3 Regresjon av prisen på propan (kr/tonn) på råoljeprisen (kr/fat) .....	44

Tabell 7.1	Sluttbrukerprisen for trepellets .....	50
Tabell 9.1	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser for kraft, 1996-2021 .....	62
Tabell 9.2	Deskriptiv statistikk for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 1996-2021 .....	63
Tabell 9.3	Kurtose og skjevhet for kraftpriser, basert på årlige gjennomsnittspriser, 1996-2021.....	63
Tabell 9.4	Testresultater for kraftpris.....	63
Tabell 9.5	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for oljepris, basert på årlige gjennomsnittspriser for råolje (Brent blend), 1987-2022 .....	64
Tabell 9.6	Deskriptiv statistikk for oljepris, basert på årlige gjennomsnittspriser for råolje (Brent blend), 1987-2022 .....	65
Tabell 9.7	Kurtose og skjevhet for råolje, basert på årlige gjennomsnittspriser 1987-2022 .....	65
Tabell 9.8	Testresultater for oljepris .....	65
Tabell 9.9	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2021 .....	67
Tabell 9.10	Deskriptiv statistikk for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005- 2021.....	67
Tabell 9.11	Kurtose og skjevhet for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005- 2021.....	67
Tabell 9.12	Testresultater for gasspris .....	67
Tabell A.1	Sammenhengen mellom månedlige markedspriser for raffinerte oljeprodukter (kr/tonn) og råoljeprisen (kr/fat), inkl. data for 2022.....	72
Tabell B.1	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 1996-2022 .....	73
Tabell B.2	Deskriptiv statistikk for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2022 .....	74
Tabell B.3	Kurtose og skjevhet kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2022 .....	74
Tabell B.4	Testresultater for kraftpris.....	74
Tabell B.5	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 2005-2022 .....	75
Tabell B.6	Deskriptiv statistikk for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 2005-2022.....	75
Tabell B.7	Kurtose og skjevhet for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2022.....	75
Tabell B.8	Testresultater for gasspris .....	76
Tabell B.9	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling kraftpris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1996-2022 .....	76
Tabell B.10	Deskriptiv statistikk for kraftpris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1996-2022. kr/MWh .....	76
Tabell B.11	Kurtose og skjevhet for kraftpris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1996-2022 .....	77
Tabell B.12	Testresultater for kraftpris.....	77
Tabell B.13	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for råolje, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1987–2022 .....	78
Tabell B.14	Deskriptiv statistikk for oljepris, basert på månedlige gjennomsnittspriser (Brent blend), 1987–2022.....	78
Tabell B.15	Kurtose og skjevhet for oljepris, basert på månedlige gjennomsnittspriser 1987–2022.....	78
Tabell B.16	Testresultater for oljepris .....	78
Tabell B.17	Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for gasspris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 2005-2022 .....	78
Tabell B.18	Deskriptiv statistikk for gasspris, basert på månedlige gjennomsnittspriser 2005-2022 .....	79
Tabell B.19	Kurtose og skjevhet for gasspris, basert på månedlige gjennomsnittspriser 2005-2022.....	79
Tabell B.20	Testresultater for gasspris .....	79





# Sammendrag og konklusjoner

*Sluttbrukerprisen på energivarer består av to hovedkomponenter: markedsprisen og nett- eller andre infrastrukturkostnader, avgifter m.m. Noen av priskomponentene er like for alle, mens andre varierer. For eksempel blir markedsprisen på elektrisitet bestemt på kraftbørsen Nord Pool, men den kan variere mellom landsdelene (prisområdene). For avgifter er det som regel motsatt: avgiftene varierer mellom kundegrupper, men samme kundegruppe betaler samme avgift.*

*For likebehandling av søknader er det viktig at det brukes felles forutsetninger om priser i den grad det er mulig. Vi beskriver sammensetningen av sluttbrukerprisen for de ulike energibærere, og drøfter hvorvidt man bruke en felles pris for alle søkere, uansett hvem de er og hvor de er i landet. For flere av energibærerne er bruk av felles prisforutsetninger lite egnet, på grunn av variasjon i priskomponenter, umodent marked (og mangel på etablert markedspris) eller andre forhold. Vi anbefaler å bruke langsiktige prisprognoser, for eksempel fra NVE og IEA, som grunnlag for lønnsomhetsvurderinger.*

## Bakgrunn og problemstilling

I mange av Enovas støtteprogrammer legges en bedriftsøkonomisk lønnsomhetskalkyle til grunn for å beregne støttenivå. Økonomiske forutsetninger som påvirker tiltakets lønnsomhet bør være standardiserte og felles for søkere i den grad det er mulig, for å sikre likebehandling av prosjektsøknader som konkurrerer om midler både innen og mellom ulike støtteprogram. Samtidig må det tas hensyn til at prisene kan variere, og at sluttbrukerpris, som også inkluderer avgifter o.l., er forskjellig for ulike aktører.

I denne analysen drøfter vi hvordan sluttbrukerprisen dannes for ulike tiltakseiere, og hvilke forhold som kan forsvare at prisforutsetninger bør tilpasses det enkelte prosjekt. Vi drøfter også hvilke prisprognoser som bør legges til grunn for analysene, og kartlegger hvilke kilder som kan benyttes til prisestimater i analysene. Formålet med analysen er å styrke kunnskapsgrunnlaget for prisforutsetningene Enova anvender i lønnsomhetsanalyser av klimatilak.

Prisutviklingen for elektrisitet, gass og olje gjennom 2021 og 2022 illustrerer den store usikkerheten for sentrale energibærere. En del typer usikkerhet har en kostnad for tiltakseier og for samfunnet, som bør hensyntas i vurderingen av søknader. Vi drøfter ulike metoder for håndtering av usikkerhet i tiltaksanalysene, og demonstrerer hvordan dette kan anvendes i praksis.

## Tiltakseiers pris består av to hovedkomponenter

Tiltakseiers pris (sluttbrukerpris) består grovt sett av to hovedkomponenter: 1) markedsprisen, og 2) nett- eller andre infrastrukturkostnader, frakt og andre prispåslag, avgifter, mm. som kommer i tillegg til markedsprisen.

Noen av disse priselementene er felles for alle markedsaktører, mens andre varierer. For eksempel blir markedsprisen på elektrisitet bestemt på kraftbørsen Nord Pool, men den kan variere mellom landsdelene (prisområdene). For avgifter er det som regel motsatt: avgiftene varierer mellom kundegrupper, men samme kundegruppe (f.eks. husholdninger) betaler samme avgift. Vi

beskriver sammensetningen av sluttbrukerprisen for de ulike energibærere, og drøfter hvorvidt man bruke en felles pris for alle søkere.

## Vi anbefaler å bruke langsiktige prisprognoser i lønnsomhetsanalysene...

I vurderinger av lønnsomheten til prosjekter som strekker seg over lange tidsperioder er antakelsene om hvordan prisene utvikler seg i framover, i hele tiltakets levetid, viktige. Historiske priser eller dagens priser er mindre relevante. Prisutviklingen på lang sikt avhenger av tilbuds- og etterpørselsutvikling, som igjen avhenger (delvis) av politikken: for eksempel hvor ambisiøs klimapolitikken er, hvilke teknologier skal vi satse på som en del av den grønne omstillingen, hvilken energipolitikk som føres i EU, eller hvorvidt Norge bygger ut flere utenlandskabler. Slike forhold fanges opp i *langsiktige prisprognoser*.

En fordel med langsiktige prisprognoser er at de ikke endres så ofte: nye prisprognoser kommer typisk årlig. Det medfører at prisforutsetningene trenger ikke kontinuerlig oppdatering. Det sikrer også likebehandling av søkere til ulike søknadsfrister: antagelig vil det oppleves urimelig om to ellers like prosjekter, som sender inn søknad til ulike søknadsfrister, vil få forskjellig utfall pga. kortsiktige prissvingninger.

For en del energibærere finnes det ikke offentlig tilgjengelige prisanslag. Da kan Enovas prosjekt-database benyttes for å vurdere priser som oppgis i søknader, i den grad det finnes egnede referanseprosjekter.

## ... supplert med andre kilder på kort og mellomlang sikt

Langsiktige prisprognoser gir som regel et punktestimert for en del framtidige år. Hvis prosjektet starter tidligere enn det som er dekket av den langsiktige prognosen, må man også anta noe om prisutviklingen i mellomliggende år.

For *kortere tidshorisont* enn det som er dekket av langsiktige prisprognoser kan man bruke ulike kilder: terminpriser eller kortsiktige prisprognoser. Man må imidlertid være oppmerksom på at terminprisene også kan inneholde informasjon av forbigående karakter. For eksempel forventes gassprisene i Europa til å være veldig høye et par år framover, men dette reflekterer en midlertidig ubalanse. Hvor viktige de kortsiktige prisene vil være for lønnsomhetene vil variere mellom prosjektene.

## Sluttbrukerpriser og prisprognoser for relevante energibærere

Nedenfor oppsummerer vi våre konklusjoner om hvorvidt man kan bruke en felles prisforutsetning for de enkelte energibærere, og våre anbefalinger for hvilke kilder som ev. kan brukes. Tabell S.1 gir et kort overblikk.

Tabell S.1 Oppsummering av priskilder og prisforutsetninger for de ulike energibærerne

Energibærer	Egnet kilde til markedspris?	Egnet kilde til sluttbrukerpris?	Egnet kilde til prisprognoser?	Felles forutsetninger markedspris?	Felles forutsetninger sluttbrukerpris?
<b>Elektrisitet</b>					
Elektrisitet	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Oljeprodukter</b>					
Autodiesel	✓	✓	✓	✓	✓
Anleggsdiesel	✓	✗	✓	✓	✓
Fyringsolje	✓	✗	Ikke aktuelt	Ikke aktuelt	Ikke aktuelt
MGO	✓	✗	✓	✓	✗
Tungolje	✓	✗	✓	✓	✗
<b>Gassprodukter</b>					
LNG	✓	✗	✓	✓	✗
LBG	✗	✗	✗	✗	✗
Propan	✓	✗	✓	✓	✗
<b>Hydrogen(bærere)</b>					
Hydrogen	✗	✗	✗	✗	✗
Ammoniakk	✗	✗	✗	✗	✗
Metanol	✗	✗	✗	✗	✗
<b>Fast biobrensel</b>					
Trepellets	✓	✗	✗	✗	✗

## Elektrisitet

Sluttbrukerprisen for elektrisitet består av flere elementer: markedsprisen (spotprisen), nettleie, elavgift, merverdiavgift, påslag øremerket Energifondet og elsertifikatprisen.

De fleste av disse priselementene varierer mellom sluttbrukere. Markedsprisen varierer mellom kundene i ulike geografiske regioner (prisområder). Nettleie og avgifter som inngår i sluttbrukerprisen avhenger også av om det er snakk om privat- eller næringskunde og størrelsen på forbruket, i tillegg geografisk beliggenhet. Noen sluttbrukere er fritatt for elavgiften. Det er med andre ord vanskelig å forsvare felles prisforutsetninger for alle sluttbrukere i hele landet.

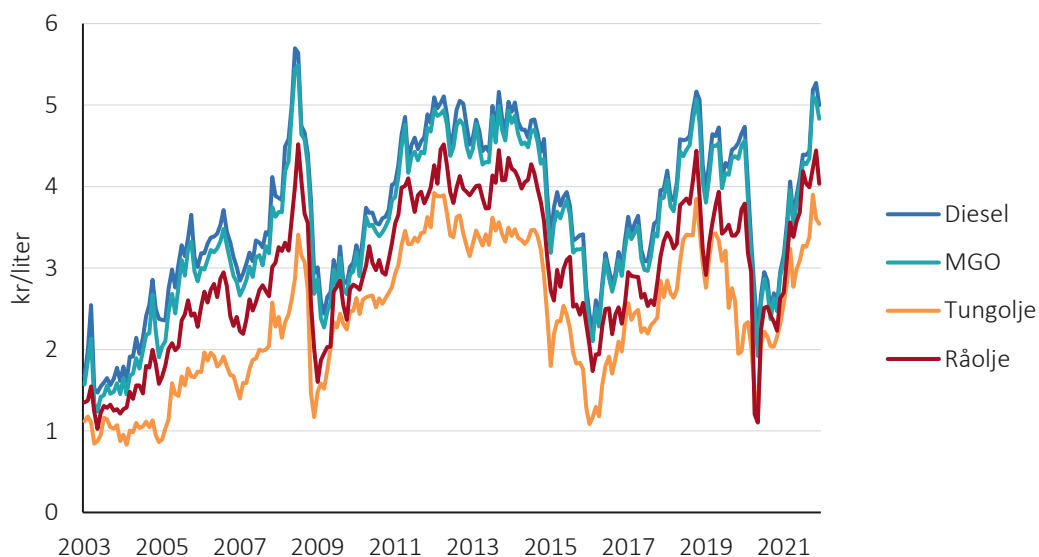
Elementene er imidlertid basert på objektive kriterier og like for like sluttbrukere i samme område. Dermed kan man utarbeide felles prisforutsetninger som gjelder for samme sluttbrukergruppe i samme geografiske område. Alternativt kan man beregne forventet pris for en konkret søker/tiltaksier, basert på slike felles forutsetninger.

## Oljeprodukter

For autodiesel vil det være et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger både for markedsprisen og for sluttbrukerprisen. For de andre oljeproduktene er det krevende å lage felles prisforutsetninger for sluttbrukerprisene fordi mange av komponentene i sluttbrukerprisen er ukjente og forhandles bilateralt. Det finnes heller ikke et velfungerende marked for alle produktene, f.eks. er bruk av fyringsolje forbudt.

Det er høy samvariasjon mellom prisen på råolje og raffinerte oljeprodukter. Denne sammenhengen kan brukes til å predikere markedsprisen til enkelte oljeprodukter, basert på prisprognoser. I tillegg er det mulig å lage tilsvarende sammenheng mellom råoljeprisen og sluttbrukerprisen for autodiesel. Vi anbefaler å bruke de langsiktige prisprognosene fra IEAs World Energy Outlook for råoljeprisen.

Figur S.1 Historiske priser på oljeprodukter (månedlig gjennomsnitt)



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

## Gassprodukter

For LNG kan man bruke prisprognoser fra IEAs World Energy Outlook. Dette anslaget for markedspris, sammen med relevante skatter og avgifter, kan brukes til å beregne en nedre grense for sluttbrukerprisen. Anslaget fra World Energy Outlook inneholder imidlertid ikke påslag og marginer, som vil kunne være individuelle for ulike sluttbrukere.

For LBG er markedet umodent, og det finnes ikke en etablert markedspris. Det er derfor ikke mulig å etablere felles prisforutsetninger.

For propan vil det være et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger for markedsprisen, basert på sammenhengen mellom prisen på propan og prisen på råolje. Det er imidlertid ikke mulig å etablere felles prisforutsetninger for sluttbrukerprisen, fordi det ikke finnes tilgjengelig statistikk for den.

## Hydrogen og hydrogenbærere

Det finnes ikke et effektivt, åpent marked for hydrogen i dag. Uten et velfungerende marked finnes det heller ikke etablerte markedspriser.

For «grått» hydrogen er produksjonen hovedsakelig knyttet til interne prosesser på industribygg, og i stor grad produsert for egenforbruk. «Grønne» og «blå» alternativer produseres i små volum. De aller fleste prosjekter i Norge som produserer «grønne» og «blå» alternativer er i tidligfase og mottar statlig støtte.

Prisen på hydrogen avhenger av flere faktorer, blant annet produksjonsteknologi, pris på innsatsfaktorer som elektrisitet og naturgass, avstand fra produksjon til forbruker og behov for lagring. Her kan det være store variasjoner fra prosjekt til prosjekt.

Vi vurderer at felles prisforutsetninger ikke er egnet for hydrogen, ammoniakk eller metanol. Enovas prosjektdatabase kan kanskje benyttes for å vurdere priser, i den grad det finnes egnede referanseprosjekter.

### Trepellets

Prisen på trepellets forhandles bilateralt ved kjøp av store kvanta. Det finnes en internasjonal referansepris for trepellets, men vi kjenner ikke til frakt og andre kostnader som vil kunne utgjøre en stor del av sluttbrukerprisen. Det finnes heller ikke prognoser for framtidige priser. Felles prisforutsetninger er derfor ikke egnet for trepellets.

## Håndtering av usikkerhet i analysene

Metoder for å håndtere usikkerhet om pris har to dimensjoner. Den ene handler om å *beskrive prisfordelinger*. Den andre handler om å *ta stilling til prisfordelingene og hvor mye risiko man skal tåle* i forbindelse med en lønnsomhetsvurdering. Med andre ord handler det både om usikkerhet og om holdning til usikkerhet eller risiko.

## Metoder for å beskrive prisfordelinger

Vi vurderer to muligheter for å beskrive prisfordelinger: følsomhets- og scenarioanalyser og Monte Carlo-simuleringer. Formålet med disse er å tydeliggjøre hele eller deler av sannsynlighetsfordelingen til usikre priser. De korrigerer med andre ord ikke for holdning til risiko, men de er informasjonspunkter som beslutningstaker kan tolke i lys av sin holdning til risiko.

Ved en *følsomhetsanalyse* vurderer man hvordan lønnsomheten påvirkes av endringer i enkeltforutsetninger. For eksempel vil det være en følsomhetsanalyse å vurdere hvordan lønnsomheten påvirkes av endret pris på en spesifikk energibærer. Ved en *scenarioanalyse* vurderer man hvordan lønnsomheten påvirkes av endringer i flere forutsetninger samtidig. Ved en slik analyse kan man hensynta sammenhenger mellom forutsetningene og konstruere et konsistent scenario.

Gjennom *Monte Carlo-simuleringer* kan man ut fra sannsynlighetsfordelingen til usikre variabler, og sammenhenger mellom dem, beregne (1) forventet lønnsomhet av prosjekter og (2) sannsynlighet for ulike scenarioer og lønnsomhet i disse.

### Vi anbefaler Monte Carlo simuleringer hvis det er praktisk mulig

For å tydeliggjøre sannsynlighetsfordelingen til usikre priser er Monte Carlo-simulering gullstandarden, i og med at man tar hensyn til hele prisfordelingen. Til sammenlikning illustrerer følsomhetsanalyser og scenario-analyser bare utplukk av verdier fra sannsynlighetsfordelingene.

Vanskeligheten og den potensielle ulempen ved Monte Carlo-simuleringer er at man må kjenne sannsynlighetsfordelingen til prisene (eller de usikre elementene i prisene der dette er situasjonen). I programmer som Crystal Ball og @Risk kan man beregne forventet lønnsomhet av

prosjekter ved hjelp av Monte Carlo simuleringer, der man spesifiserer sannsynlighetsfordelingen for usikre variabler.

### Gammafordelingen passer best til sannsynlighetsfordelingene for energipriser

På grunnlag av historiske prisdata har vi beregnet sannsynlighetsfordelinger for elektrisitets-, olje- og gassprisen. Vi finner at *gammafordelingen* passer best for alle tre energibærerne. Vi har estimert parametere som kan brukes til å spesifisere sannsynlighetsfordelingene i egnet verktøy (f.eks. Crystal Ball eller @Risk). Vi anbefaler å bruke disse sannsynlighetsfordelingene sammen med de langsiktige prisprognosene.

Dersom det inngår flere stokastiske variabler i beregningen, må man ta hensyn til korrelasjonen mellom variablene. Korrelasjonene kan også estimeres fra historiske data.

Sannsynlighetsfordelinger og korrelasjoner kan estimeres på nytt når nye data blir tilgjengelige. Det er likevel begrenset hvor mye parameterne i sannsynlighetsfordelingene vil endre seg på grunnlag av en eller to nye observasjoner under normale omstendigheter (2021 og 2022 vil åpenbart være unntaket).

Det kan imidlertid være et problem at sannsynlighetsfordelingene fremover kan være annerledes enn fordelingen bakover. Dette problemet må løses gjennom rimelighetsbetraktninger.

### Metoder for å håndtere holdning til risiko

I nåverdiuttrykket er det *kalkulasjonsrenta* og *sikkerhetsekvivalenter* som er de mulige håndtakene for å regulere holdning til risiko. Vi anbefaler Enova å bruke risikojustert kalkulasjonsrente bygget på stiliserte versjoner av aktørenes renteforutsetninger.

Det offentlige bør ha én og samme holdning til risiko uansett i hvilken samfunnssektor risikoen oppstår. Hvis ikke, vil et prosjekt av en viss risiko aksepteres i én samfunnssektor og ikke i en annen, noe som vil gi helt tilfeldige innslag i samfunnsplanleggingen.

Vår anbefaling for å håndtere ulik holdning til risiko hos ulike aktører er:

- Definer ulike grupper av tilskuddsmottagere som forventes å ha ulike kalkulasjonsrenter. Definer, så langt som praktisk fornuftig, programmene slik at bare en av gruppene kan søke på dem. Vurder søknader innen hvert program med en stilisert utgave av kalkulasjonsrenta aktørene bruker.
- For offentlig sektor og husholdninger kan kalkulasjonsrenta gitt av Finansdepartementets rundskriv R-109 være et godt estimat på aktørenes renteforutsetninger.
- Det ligger utenfor dette prosjektet å anbefale hvilke kalkulasjonsrenter man bør legge til grunn for organisasjoner, frivillig sektor og kommersielle virksomheter, men de bør standardiseres. Enovas normalavkastningskrav ser ut til å være en god start. Kommersielle virksomheter kan tenkes å bruke ulike kalkulasjonsrenter for ulike typer prosjekter, på grunn av prosjekttypenes opplevde risikoprofil eller annet. Det kan for øvrig også gjelde husholdninger. Hvis det er systematiske forskjeller mellom prosjekter, bør det standardiseres ulik kalkulasjonsrente per prosjekttype. I så fall bør også prosjektene organiseres i ulike programmer som ikke konkurrerer direkte med hverandre.

# 1 Innledning

Formålet med denne analysen er å styrke kunnskapsgrunnlaget for prisforutsetningene Enova anvender i lønnsomhetsanalyser av klimatiltak. Dette skal sikre mest mulig riktige og relevante estimater på prisene som brukes i vurderinger av søknader. I tillegg ønsker Enova å etablere en metodikk for å håndtere usikkerhet i de samme prisforutsetningene.

I mange av Enovas støtteprogrammer legges en bedriftsøkonomisk lønnsomhetskalkyle til grunn ved beregning av støttenivå. I slike analyser holdes tiltaket det søkes støtte om opp mot et definert nullalternativ. Nullalternativet spesifiserer den sannsynlige investeringen prosjekteier ville gjennomført dersom omsøkt tiltak ikke blir realisert. Mange tiltak handler om å redusere bruken av fossile energibærere. Da vil prisen på disse være avgjørende for lønnsomheten. Hvis tiltaket omhandler produksjon av fornybare energibærere, vil prisen på disse være viktig.

Økonomiske forutsetninger som påvirker tiltakets lønnsomhet bør være standardiserte og felles for søkere, for å sikre likebehandling av prosjektsøknader som konkurrerer om midler både innen og mellom ulike støtteprogram. Dette gjelder blant annet forutsetninger knyttet til priser på aktuelle energibærere. Samtidig må det tas hensyn til at prisene kan variere med geografi og at sluttbrukerpris, som også inkluderer avgifter o.l., er forskjellig for ulike typer aktører. I denne analysen drøfter vi hvordan sluttbrukerprisen dannes for ulike tiltakseiere, og hvilke forhold som kan forsvare at prisforutsetninger bør tilpasses det enkelte prosjekt. Vi drøfter også hvilke prisprognoser som bør legges til grunn for analysene, og kartlegger hvilke kilder som kan benyttes.

Analysen tar for seg følgende energibærere:

- Elektrisitet
- Oljeprodukter
- Gassprodukter
- Hydrogen og hydrogenbærere
- Trepellets

Når Enova vurderer søknader er det usikkerhet både om priser på energibærere gjennom tiltakets levetid, og om hvilke priser tiltakseier legger til grunn. Mens den første typen usikkerhet gjelder både for Enova og tiltakseier, er den andre typen usikkerhet spesifikk for Enova. Prisutviklingen for elektrisitet, gass og olje gjennom 2021 og 2022 illustrerer den store usikkerheten for sentrale energibærere. En del typer usikkerhet har en kostnad for tiltakseier og for samfunnet, som bør hensyntas i vurderingen av søknader. Dette oppdraget skal gi Enova et metodisk grunnlag for å håndtere usikkerhet i tiltaksanalysen.

Oppsummert består analysen av to hoveddeler:

1. I del 1 drøfter vi hva som bestemmer sluttbrukerprisen til ulike tiltakseiere. Vi undersøker også hvilke prisprognoser som bør legges til grunn til analysene, og kartlegger kilder til prisestimater. Til slutt drøfter vi i hvilken grad man kan bruke felles prisforutsetninger for ulike tiltakseiere, og når man bør bruke individuelle prisforutsetninger. Vi utdyper vår tilnærming til dette i kapittel 2 nedenfor. Kapitlene 3–7 gjennomgår disse temaene for ulike energibærere.

2. I del 2 drøfter vi først metoder for håndtering av usikkerhet (kapittel 8). Deretter diskuterer vi hvordan usikkerhet kan håndteres i praksis, og benytter historiske data for elektrisitet, olje- og gass for å vurdere hvilken sannsynlighetsfordeling som passer best til bruk i en Monte Carlo simulering (kapittel 9).





# Del 1

## Prisdannelse og prisestimer for energibærere

## 2 Fremgangsmåte for analysen

I denne delen av analysen drøfter vi hva som bestemmer sluttbrukerprisen til ulike tiltakseiere, og hvilken pris man bør bruke i lønnsomhetsanalyser. Analysen tar for seg følgende energibærere:

- Elektrisitet
- Oljeprodukter
- Gassprodukter
- Hydrogen og hydrogenbærere
- Trepellets

For hver enkelt energibærer vurderer vi tre delspørsmål:

1. Hvordan dannes tiltakseiers pris? Tiltakseiers pris består grovt sett av to hovedkomponenter: (1) markedsprisen, og (2) nett- eller andre infrastrukturkostnader, frakt og andre prispåslag, avgifter, mm. som kommer i tillegg til markedsprisen.
2. Hvilke prisprognoser er best egnet som forutsetninger for lønnsomhetsanalyser og hvilke kilder er best egnet for innhenting av data for markedspris?
3. I hvilken grad er det forsvarlig å standardisere priser, slik at det brukes felles prisforutsetninger for alle aktuelle tiltak?

Vår fremgangsmåte for å besvare delspørsmål 1 og 2 er beskrevet nærmere nedenfor. Delspørsmål 3 – i hvilken grad priser kan det brukes felles prisforutsetninger – vurderer vi basert på funnene i delspørsmål 1 og 2.

### 2.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?

Tiltakseiers pris (sluttbrukerpris) består altså av to hovedkomponenter: (1) markedsprisen, og (2) nett- eller andre infrastrukturkostnader, frakt og andre prispåslag, avgifter, mm. som kommer i tillegg til markedsprisen.<sup>1</sup>

Noen av disse komponentene er felles for alle markedsaktører, mens andre varierer. For eksempel blir markedsprisen på elektrisitet bestemt på kraftbørsen Nord Pool, men den kan variere mellom landsdelene (prisområdene). Alle strømbrukere innenfor det samme geografiske området har samme markedspris, men samme typer kunder i ulike deler av landet har ikke nødvendigvis samme pris. For avgifter er det som regel motsatt: avgiftene varierer mellom kundegrupper, men samme kundegruppe (f.eks. husholdninger eller jordbruksforetak) betaler samme avgift. Som en del av analysen vurderer vi betydningen av og variasjonen i de mest aktuelle priskomponentene som påvirker sluttbrukerprisen for tiltak rundt om i Norge, i tillegg til å vurdere om disse komponentene kan systematiseres på en måte som muliggjør beregning av tiltakseiers pris for alle søkere, uansett hvem de er og hvor de er i landet.

---

<sup>1</sup> Vi bruker begrepene 'tiltakseiers pris' og 'sluttbrukerpris' om hverandre i rapporten. Med 'markedspris' mener vi prisen på engrosmarkedet eller på verdensmarkedet, uten avgifter, transport, mm. (f.eks. spotprisen for kraft på Nord Pool eller verdensmarkedsprisen for råolje).

## 2.2 Prisprognoser for markedspris

I lønnsomhetsanalysene vil levetiden til tiltaket det søkes støtte om, avgjøre lengden på analyseperioden. Tidshorisonten vil kunne variere fra tiltak til tiltak, men generelt vil det være snakk om en ganske lang tidsperiode (for eksempel 10–15–20 år frem i tid).

### 2.2.1 Vi anbefaler å bruke langsiktige prisprognoser

I vurderinger av lønnsomheten til prosjekter som strekker seg over lange tidsperioder, er antakelsene om hvordan prisene utvikler seg framover i tiltakets levetid viktige. Historiske priser eller dagens priser er mindre relevante. Prisutviklingen på lang sikt avhenger av tilbuds- og etterspørselsutvikling, som igjen avhenger (delvis) av politikken: for eksempel hvor ambisiøs klimapolitikken er, hvilke teknologier vi skal satse på som en del av den grønne omstillingen, hvilken energipolitikk som føres i EU, eller hvorvidt Norge bygger ut flere utenlandskabler. Slike forhold fanges opp i *langsiktige prisprognoser*. Vi anbefaler å bruke langsiktige prisprognoser i lønnsomhetsanalyser.

En fordel med langsiktige prisprognoser er at de ikke endres så ofte: nye prisprognoser kommer typisk årlig. Dette medfører at prisforutsetningene ikke trenger kontinuerlig oppdatering. Dette sikrer også likebehandling av søkere til ulike søknadsfrister: det vil antakelig oppleves urimelig om to ellers like prosjekter, som sender inn søknad til ulike søknadsfrister, vil få forskjellig utfall pga. ulike prisforutsetninger.

Langsiktige prisprognoser utarbeides av flere, både av det offentlige og av konsulentselskaper. Vi drøfter mulige kilder til slike prisprognoser under gjennomgangen av hver energibærer i kapitlene nedenfor. En fordel med prisprognoser utarbeidet av det offentlige (f.eks. NVE) er at de er offentlig tilgjengelig for alle markedsaktører, i motsetning til prisprognoser utarbeidet av private konsulentselskaper.

For analyser av prosjekter med lengre levetid enn det det finnes prisprognoser for, må det særskilte vurderinger til. Ofte er det rimelig å anta samme pris som det siste anslaget også framover.

### 2.2.2 Prisprognoser på kort og mellomlang sikt

Langsiktige prisprognoser gir som regel et punkttestimat for en del framtidige år. Hvis prosjektet starter tidligere enn det som er dekket av den langsiktige prognosen, må man også anta noe om prisutviklingen i mellomliggende år.

For *kortere tidshorisont* enn det som er dekket av langsiktige prisprognoser kan man bruke ulike kilder:

- **Terminpris** gir per forutsetning uttrykk for markedets forventning om priser i framtiden. Det finnes terminpriser for de fleste relevante energibærere der det finnes et fungerende marked. Terminprisene finnes som regel for 1–5 år fram (også lenger for noen energibærere), men likviditeten er ofte lavere for de lengste kontraktene.

Man må imidlertid være oppmerksom på at hvis terminprisen varierer, vil det gi ulike anslag for søknader som blir innsendt og vurdert på ulike tidspunkt. Noen ganger kan det være berettiget, hvis terminprisene reflekterer ny informasjon. Samtidig kan også denne nye informasjonen være av forbigående karakter: for eksempel er gassprisene i Europa veldig høye

nå, og forventes å være veldig høye et par år framover. Men dette reflekterer en midlertidig ubalanse, og gassprisene forventes å være betydelig lavere allerede fra 2026-2027 av (Rystad Energy, 2022). Andre ganger kan prissvingninger være et utslag av tilfeldigheter (særlig i mindre likvide markeder), og bør ikke tillegges stor vekt.

Slik vilkårlighet kan unngås (eller i alle fall begrenses) ved å bruke glidende gjennomsnitt av terminpriser (f.eks. siste seks måneders gjennomsnitt av terminpriser for levering i 2025).

- **Kortsiktige framskrivinger.** For eksempel utarbeider Statnett, IEA og Verdensbanken prisprognoser på kort og mellomlang sikt (2-5 år).
- **Dagens markedspris.** I noen tilfeller finnes det ingen prisprognoser. I slike tilfeller kan man bruke dagens markedspris som anslag for framtidig pris. Dagens markedspris inneholder imidlertid ingen informasjon om framtidig markedsutvikling. Et annet problem er at hvis markedsprisen varierer mye, vil det få betydning for prosjektenes lønnsomhet avhengig av søknadstidspunktet. Det vil ikke gi likebehandling av søknader som sendes på ulike tidspunkt.

Det kan imidlertid være en utfordring å «sy sammen» de kortsiktige og langsiktige prognosene – det er ikke gitt at terminprisbanen «treffer» det første året i den langsiktige prisprognosen. Da kan man legge til grunn terminpriser for de første årene (f.eks. tre år), og deretter legge til grunn en lineær utvikling av prisen frem mot første år i den langsiktige prognosen. Slik sikrer man en sammenheng på kort, mellomlang og lang sikt.

Hvor viktig denne overgangen fra kort til lang sikt er, vil variere mellom prosjektene. For prosjekter med lang levetid vil de langsiktige prisene være viktigst. Kanskje kommer ikke prosjektet i drift før om flere år. For mindre prosjekter, som kommer i drift om noen få år og har kortere levetid, er forutsetninger om priser de nærmeste årene viktigere. For dem vil terminprisene reflektere viktig informasjon.

### 2.2.3 Hva hvis det ikke finnes prisprognoser?

For en del energibærere finnes det ikke offentlig tilgjengelige prisanslag. Da kan **Enovas prosjekt-database** benyttes for å vurdere priser som oppgis i søknader, i den grad det finnes egnede referanseprosjekter.

## 2.3 Framtidige skatter og avgifter

En del av sluttbrukerprisen er skatter og avgifter.

Oversikt over alle avgiftene i Norge, herunder særavgifter på elektrisk kraft, mineralolje, gassprodukter, svovel, NO<sub>x</sub> og drivstoff, publiseres årlig i forbindelse med Statsbudsjettet.<sup>2</sup> Hvert år blir særavgiftene prisjustert, i utgangspunktet med forventet prisvekst.

Politiske målsetninger, særlig når det gjelder klimapolitikk, vil også påvirke særavgifter framover. I vurderingen av utviklingen av sluttbrukerpriser framover bør man også ta hensyn til slik

---

<sup>2</sup> Avgiftssatser for 2022: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2022/id2873933/>

politikkutvikling. For eksempel er det vedtatt at CO<sub>2</sub>-avgiften skal økes gradvis til 2 000 kr/tonn CO<sub>2</sub> i 2030 i ikke-kvotepliktig sektor (KLD, 2021).

## 2.4 Kriterier for å vurdere prisprognoser

For å vurdere hvilke kilder som er best egnet for innhenting av data for markedspris og øvrige priskomponenter har vi lagt til grunn følgende kriterier: troverdighet, relevans og tilgjengelighet.

Med **troverdighet** legger vi til grunn at det er en anerkjent organisasjon/institusjon som publiserer dataene, og at prisestimatene kan anses å være nøytrale. Dette innebærer blant annet en vurdering av hvorvidt utgiveren har interesse av å publisere estimater som kan være «for høye» eller «for lave». Videre bør forutsetninger og metode være transparente, for å kunne vurdere priser og prisprognoser fra ulike kilder opp mot hverandre.

**Relevans** innebærer at kildene publiserer data for energibærerne Enova er interessert i. I tillegg bør tidshorisonten så langt det lar seg gjøre samsvare med tidshorisonten i Enovas tiltaksanalyser.

Kildene vil også vurderes ut ifra dataenes **tilgjengelighet**, som hvorvidt dataene er offentlig tilgjengelige eller må anskaffes via en betalingstjeneste. For eksempel finnes det mange markedsaktører som utarbeider prisprognoser for energipriser, men de fleste av dem er ikke offentlig tilgjengelige. I tillegg vil vi vurdere om informasjonen er i et format som lett kan hentes ut av Enova, og i hvilken grad dataene kan innhentes og oppdateres gjennom automatiserte og digitaliserte løsninger (for eksempel gjennom API-er).

En oversikt over kriteriene og sentrale vurderinger er vist i Tabell 2.1.

Tabell 2.1 Kriterier for valg av kilder

Kriterium	Sentrale vurderinger
Troverdighet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hvem publiserer informasjonen? Er det en anerkjent organisasjon/institusjon/utgiver?</li> <li>I hvilken sammenheng publiseres informasjonen? Kan den anses å være nøytral?</li> <li>Er forutsetninger og metode transparente?</li> <li>Tidligere publikasjoner? Historikk?</li> </ul>
Relevans	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hvilke energibærere gjelder det?</li> <li>For hvilken tidshorisont publiseres data?</li> </ul>
Tilgjengelighet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Offentlig tilgjengelig eller betalingstjeneste?</li> <li>Er informasjonen i et format som lett kan hentes ut av Enova?</li> <li>I hvilken grad kan Enova benytte automatiserte løsninger for å hente informasjon?</li> </ul>

## 3 Elektrisitet

---

Sluttbrukerprisen for elektrisitet består av flere elementer: markedsprisen (spotprisen), nettleie, elavgift, merverdiavgift, påslag øremerket Energifondet og elsertifikatprisen.

De fleste av priselementene varierer mellom sluttbrukere. Markedsprisen varierer mellom kundene i ulike geografiske regioner (prisområder). Nettleie og avgifter som inngår i sluttbrukerprisen avhenger også av om det er snakk om privat- eller næringskunde og størrelsen på forbruket, i tillegg geografisk beliggenhet. Noen sluttbrukere er fritatt for elavgiften. Det er med andre ord vanskelig å forsvare felles prisforutsetninger for alle sluttbrukere i hele landet.

Elementene er imidlertid basert på objektive kriterier og like for like sluttbrukere i samme område. Dermed kan man utarbeide felles prisforutsetninger som gjelder for samme sluttbrukergruppe i samme geografiske område. Alternativt kan man beregne forventet pris for en konkret søker/tiltakseier, basert på felles forutsetninger.

Vi anbefaler NVEs langsiktige markedsanalyse som kilde for prisprognoser på lang sikt, og terminpriser for kort og mellomlang sikt.

---

### 3.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?

Den samlede strømrregningen, som sluttbrukere betaler, består av flere elementer. I tillegg til markedsprisen kommer nettleie, elavgift, merverdiavgift, et påslag som er øremerket Energifondet (Enova), samt betaling for elsertifikater (som er inkludert i kraftpriser, men uavhengig av spotprisen), se Tabell 3.1.

Utgangspunktet for *markedsprisen* er spotprisen på Nord Pool. Denne beregnes for hvert prisområde (NO1–NO5). I tillegg inneholder markedsprisen ev. påslag til kraftselskapet, siden de færreste kjøper kraft direkte på Nord Pool. Påslagene kan være enten i øre/kWh eller et bestemt månedlig beløp. Påslagene kan også variere ganske mye mellom ulike tilbydere (f.eks. varierer månedlig beløp mellom 0 og 39 kroner hos ulike selskap). Det er likevel ikke kundens forhandlingskraft som bestemmer hvilken pris man kan få, men kundens søkekostnader: alle sluttbrukere kan finne den laveste prisen, men det koster litt innsats å skaffe den nødvendige informasjonen. En eller annen variant av variabel pris som er knyttet til spotprisen er det vanligste i Norge; fastpriskontrakter har ikke vært utbredt for mindre sluttbrukere i de siste årene. Store sluttbrukere (industrien) har langsiktige bilaterale avtaler, basert på egne fremforhandlede betingelser.

*Nettleien* skal dekke nettselskapets kostnader ved transport av strøm, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Nettleien er regulert av NVE-RME.<sup>3</sup> Det er nettselskapet selv som fastsetter nettleien, men NVE-RME kontrollerer at inntektene fra nettleien ikke er høyere enn det nettselskapet totalt har lov til å ta seg betalt fra sine kunder. Nettleien består av energiledd, fastledd og effektledd. Disse vil kunne variere mellom ulike sluttkunder (f.eks. avhengig av forbruksstørrelse og forbruksprofil). I tillegg varierer nettleien geografisk i landet, siden kostnadene ved å drive og investere i nett varierer. Men ellers like sluttbrukere i samme geografiske område har samme nettleie.

---

<sup>3</sup> <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/>

Avgifter er ikke en del av nettleien, men skal faktureres sammen med nettleien. Avgiftene består av elavgift og merverdiavgift og er like for hele landet, med unntak av Finnmark og kommunene i Nord-Troms (Karlsøy, Kvænangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjervøy og Storfjord) som er fritatt begge avgiftene. I tillegg er Finnmark og Troms og Nordland fritatt for merverdiavgift på elektrisitet.

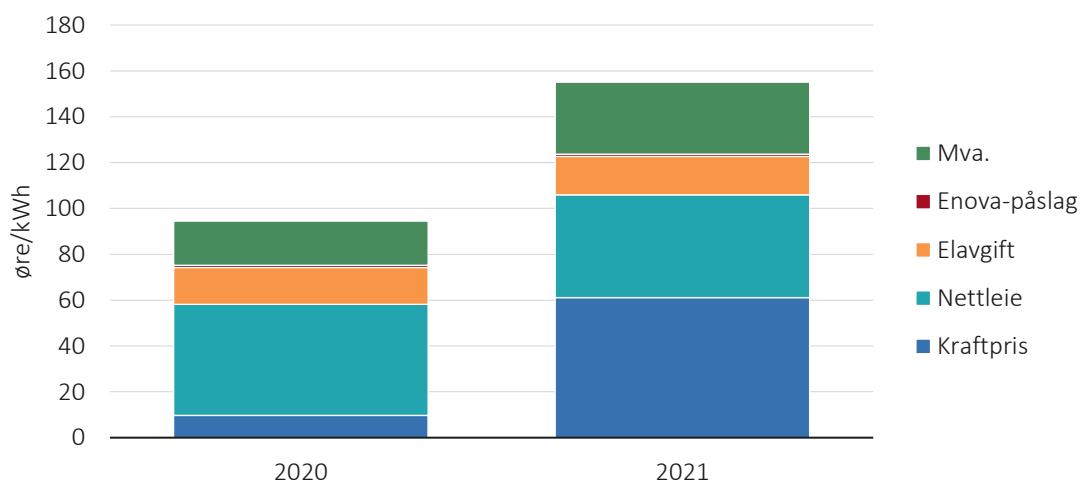
Innbetalinger til energifondet (Enova) inngår i nettleien og er ikke med som en avgift. Påslag på energiledet for husholdninger er 1 øre/kWh og for næring NOK 800/år.

Tabell 3.1 Sluttbrukerprisen for elektrisitet

Priskomponent	Kommentar
Markedspris	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotpris på Nord Pool for hvert prisområde (NO1 – NO5).</li> <li>Påslag til kraftleverandøren</li> <li>Betaling for elsertifikater</li> </ul>
Nettleie	Nettleien er regulert av NVE-RME. Nettleien varierer mellom sluttbrukere i ulike geografiske områder, og mellom sluttbrukergrupper (avhengig av forbruksprofil og forbruksnivå).
Elavgift	Alminnelig sats, redusert sats. Noen fritak fra elavgift. Husholdninger i Nord-Troms og Finnmark er også fritatt elavgift.
Påslag øremerket energifondet	Påslag på nettarriffen: <ul style="list-style-type: none"> <li>1 øre/kWh for husholdninger</li> <li>800 kr/år per målepunkt-ID for næringskunder.</li> </ul>
Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder (f.eks. borettslag). Husholdninger i Nordland, Troms og Finnmark er fritatt mva. på elektrisitet.

Figur 3.1 viser sluttbrukerpriser for elektrisitet, fordelt på de ulike priselementene, for en husholdningskunde, i 2020 og 2021. Figuren illustrerer at det er selve kraftprisen (markedsprisen) som varierer mest, mens nettleie, elavgift og påslag til energifondet har vært ganske uendret mellom årene. Merverdiavgiften beregnes som prosentvis påslag, så den varierer i takt med de andre elementene. Kraftprisen var veldig lav i 2020, men nådde historisk høye nivåer mot slutten av 2021. I 2022 har prisene økt enda mer.

Figur 3.1 Sluttbrukerpris for elektrisitet



Kilde: NVE, SSB, Finansdepartementet. Beregninger av Vista Analyse.

## 3.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?

Som drøftet i kapittel 2.2, anbefaler vi langsiktige prisprognoser som grunnlag for vurderinger av lønnsomheten til prosjekter som søker støtte.

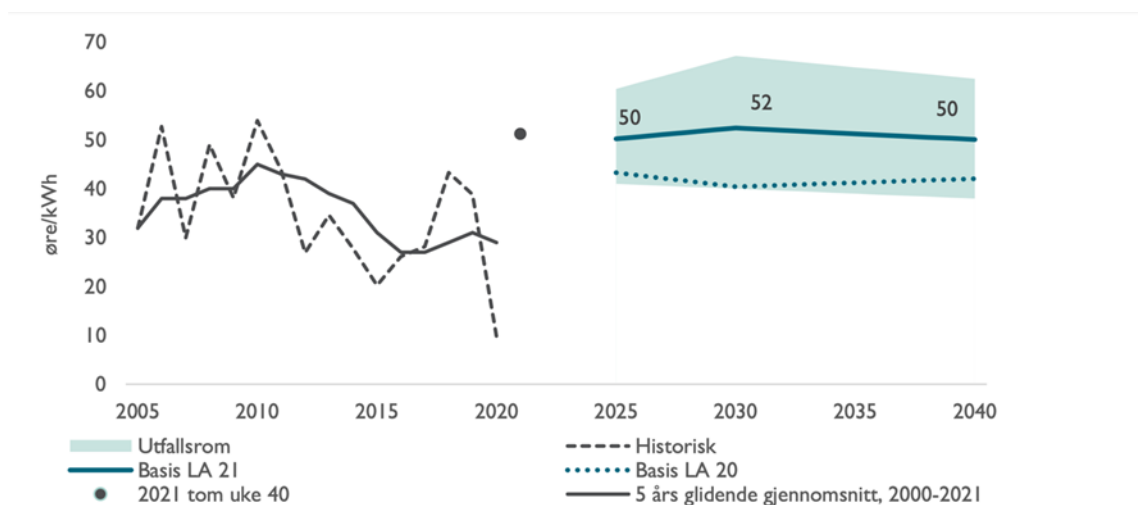
### 3.2.1 Langsiktige prisprognoser fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse

For prognoser for langsiktige kraftpriser anbefaler vi å legge NVEs langsiktige kraftmarkedsanalysen til grunn. Denne publiseres årlig, og den siste kraftmarkedsanalysen er fra oktober 2021, se NVE (2021).

I den siste analysen er det anslag for kraftprisen i 2025, 2030 og 2040. NVE (2021) oppgir også prisen for alle prisområdene i Norge (se vedlegg 1 i NVE, 2021), noe som er viktig for å kunne bruke riktig pris for alle søkere. Gjennomsnittsprisene er et gjennomsnitt av 30 værscenarier; i tillegg er det prisbaner for lav og høy bane for brensel- og CO<sub>2</sub>-priser. Figur 3.2 er hentet fra NVE (2021), og viser både historiske priser, prognosen for gjennomsnittsprisen og utfallsrommet for framtidige priser.

NVE (2021) bruker forutsetninger fra IEAs World Energy Outlook, som vi anbefaler for langsiktige prognoser for olje- og gasspriser (se mer i kapittel 4.2.3). Dette vil sikre konsistensen mellom forutsetninger for ulike energibærere.

Figur 3.2 Historiske kraftpriser og prognosen for gjennomsnittsprisen 2025-2040



Historiske, årlige gjennomsnittskraftpriser i Norge (grå linje) og vektet gjennomsnittlig norsk kraftpris fra 2025 til 2040 i vårt basisscenario i årets analyse (LA 21, blå heltrukken linje) og fjorårets analyse (LA 20, blå stiple linje). Utfallsrommet rundt basisbanen (blått skravert felt) er gitt av lavere og høyere brensel- og CO<sub>2</sub>-priser. Alle priser målt i 2021-kroner.

Kilde: NVE (2021).

Også Statnett utarbeider langsiktige prisprognoser. Disse publiseres annethvert år. Den siste versjonen har prisprognoser til 2050, se Statnett (2020). I Statnetts rapport oppgis prisene for Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge.



### 3.2.2 Kort- og mellomlangsigtede prisprognoser

Noen ganger trenger man også anslag for priser på kortere sikt enn det som er dekket i de langsiktige markedsanalysene. Dette gjelder for prosjekter som kommer i drift før det første året i den langsiktige analysen.

Terminprisene på Nasdaq OMX gjenspeiler markedets forventning om fremtidige priser. Disse prisene er tilgjengelige (men kun som betalingstjeneste for API). Terminprisene finnes for inntil seks år fram (fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år).

En utfordring kan være å «koble» terminprisene til prisen fra den langsiktige analysen, særlig fordi terminprisene inneholder gjerne mer oppdatert informasjon enn de langsiktige prisene. I skrivende stund er det for eksempel ett år siden NVEs langsiktige markedsanalyse ble publisert, og det siste året har vist en dramatisk utvikling på kraftmarkedet.

En annen kilde for priser i relativt nær fremtid er Statnetts kortsiktige markedsanalyse 2021-2026 (utgitt desember 2021). Det er imidlertid usikkert når og hvor ofte Statnett vil oppdatere analysen.

Tabell 3.2 Vurdering av kilder for langsiktige prisprognoser for elektrisitet

Kriterium	Sentrale vurderinger
Troverdighet	Vi vurderer NVE og Statnett som troverdige kilder.
Relevans	<p>Prognosene har følgende tidshorisonter:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>NVE (2021) oppgir priser for 2025, 2030 og 2040 for alle prisområder i Norge.</li> <li>Statnett (2020) oppgir priser for 2025, 2030, 2040 og 2050 for Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge.</li> </ul> <p>NVE (2021) bruker forutsetninger for olje- og gasspriser fra IEAs World Energy Outlook.</p>
Tilgjengelighet	<p>Alle prisprognosene nevnt her er offentlig tilgjengelige.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>NVEs analyser oppdateres årlig.</li> <li>Statnetts analyser utarbeides annethvert år, men av og til oppdateres de i mellomtiden.</li> </ul>

### 3.2.3 Nettleiestatistikk fra NVE

NVEs nettleiestatistikk gir oversikt over dagens og historiske nettleier for alle selskaper, for ulike kundegrupper. Nettleien er regulert, og beregningsgrunnlaget for et nettselskap endres ikke så mye fra år til år. Dagens nettleie kan mao. brukes som et anslag for framtidig nettleie. En ny modell for nettleie ble imidlertid innført fra juli 2022, så historiske tidsserier kan ikke brukes til å anslå framtidig nettleie.

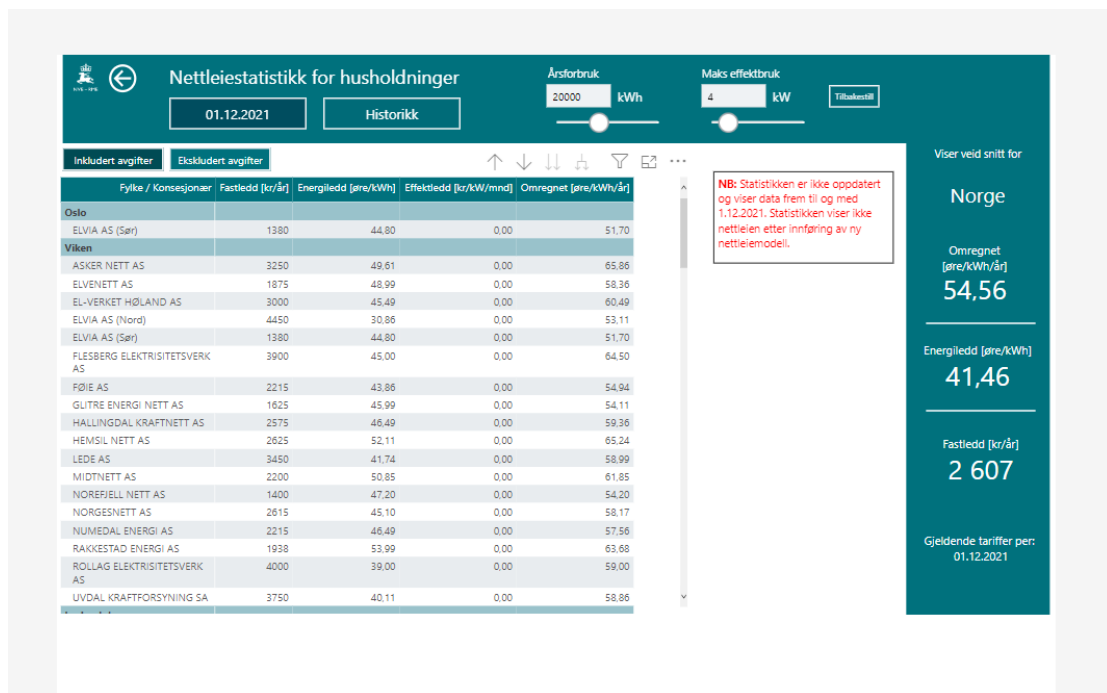
Nettleiestatistikken er tilgjengelig på <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/nettleiestatistikk/>. Statistikken er nedlastbar, også med API.

Statistikken er inndelt i husholdninger, hytter og fritidsboliger og næringslivskunder.

Figur 3.3 viser skjermbilde fra NVEs nettleiestatistikk. Statistikken viser både fastledd, energiledd og effektledd, samt omregnet til øre/kWh/år, for alle nettselskaper. Man kan også endre forutsetninger for årsforbruk og maksimal effekt i omregninger til øre/kWh/år. Foreløpig viser

statistikken data til og med desember 2021, og tallene er ikke oppdatert med ny nettleiemodell som gjelder fra juli 2022.

Figur 3.3 Nettleiestatistikken på nve.no



Kilde: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/nettleiestatistikk/>

### 3.3 Felles prisforutsetninger egnet for samme sluttbrukergruppe i samme område

Som drøftet i kapittel 3.1 ovenfor varierer markedsprisen for kraft mellom kundene i ulike geografiske regioner (prisområder). Nettleie og avgifter som inngår i sluttbrukerprisen avhenger også av om det er snakk om privat- eller næringskunde og størrelsen på forbruket, i tillegg geografisk beliggenhet. Det er med andre ord vanskelig å forsvare felles prisforutsetninger for alle sluttbrukere i hele landet.

Priselementene, som utgjør sluttbrukerprisen, er imidlertid basert på objektive kriterier og like for like sluttbrukere i samme området. Dermed kan man utarbeide felles prisforutsetninger som gjelder for samme sluttbrukergruppe i samme geografiske område. Alternativt kan man beregne forventet pris for en konkret søker/tiltakseier, basert på disse objektive kriteriene (kraftpris i det relevante prisområdet; nettleie for denne typen sluttbruker i det gitte nettområdet; elavgift for denne typen sluttbruker, osv.).

## 4 Oljeprodukter

Dette kapittelet omhandler følgende oljeprodukter:

- Autodiesel
- Anleggsdiesel
- Marin gassolje (MGO)
- Fyringsolje
- Tungolje

---

Vi anbefaler å bruke langsiktige prisprognoser fra IEAs World Energy Outlook for råoljeprisen. Det er høy samvariasjon mellom prisen på råolje og raffinerte oljeprodukter. Denne sammenhengen kan brukes til å predikere markedsprisen til de enkelte oljeproduktene. I tillegg er det mulig å lage tilsvarende sammenheng mellom råoljeprisen og sluttbrukerprisen for autodiesel.

For autodiesel vil det være et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger både for markedsprisen og for sluttbrukerprisen. For de andre oljeproduktene er det krevende å lage felles prisforutsetninger fordi mange av komponentene i sluttbrukerprisen er ukjente og forhandles bilateralt. Det finnes heller ikke et velfungerende marked for alle produktene, f.eks. er bruk av fyringsolje forbudt.

---

### 4.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?

Alle oljeprodukter er ulike typer av foredlet råolje. Råoljen raffineres før produktene fraktes på skip eller i tankbiler til salgsledd lengre ned i verdikjeden. Prisen sluttbruker ser, eller pumpeprisen, avhenger av faktorer langs hele verdikjeden, som råoljeprisen, raffineringsgrad, valutakurs, grossistmarginer, avgiftsstruktur og lokale markedsforhold.

Nedenfor gir vi kort oversikt over bruksområdene til de ulike oljeproduktene, hva sluttbrukerprisen består av og hva som brukes som markedspris for de ulike produktene.

#### 4.1.1 Autodiesel

Autodiesel er spesielt egnet som drivstoff til kjøretøy og andre maskiner med hurtiggående dieselmotorer, i motsetning til tyngre typer diesel som brukes i skipsmotorer.<sup>4</sup> Veitransport med dieselmotor må bruke autodiesel (eller biodiesel), og kan ikke lovlig bruke anleggsdiesel. Autodiesel kalles noen ganger «blankdiesel» på grunn av mangelen på farge- og sporingsstoffene som er tilsatt anleggsdiesel. I Norge følger all diesel den europeiske standarden EN590, uansett avgifts-klassen (NAF, 2021).

Innenfor den europeiske dieselstandardens tillates det visse variasjoner som vil påvirke prisdannelsen på autodiesel. Blant annet vil prisen øke med mengden iblandet biodiesel, men denne mengden er ikke alltid lik. Drivstoffstandarden EN590 tillater opptil 7 prosent innblanding av

---

<sup>4</sup> Lundberg, Nils H.: diesel i Store norske leksikon på snl.no. Hentet 31. oktober 2022 fra <https://snl.no/diesel>

FAME.<sup>5</sup> Denne blandingen kalles ofte B7-diesel. HVO (hydrotreated vegetable oil), til forskjell fra FAME, er kjemisk svært lik fossil diesel, men har lavere egenvekt og bryter dermed med EN590-standarden. Likevel vil det kunne iblandes rundt 30-50 prosent HVO uten å bryte standarden.

Forhandlere av drivstoff i Norge skal fra 1. januar 2021 sørge for at minst 24,5 prosent av den totale omsatte mengden drivstoff består av biodrivstoff (Produktforskriften, 2004, §3-3). Dette kravet gjelder imidlertid summen av omsatt volum i løpet av et år, og ikke hver enkelt solgte liter. Videre vil såkalt avansert biodrivstoff telle dobbelt i omsetningskravet sammenliknet med konvensjonelt biodrivstoff. Avansert biodrivstoff er produsert av avfall og annet biologisk restmateriale som ikke ellers kan brukes til mat eller dyrefôr. Omsetningskravet øker prisen på autodiesel ekskludert avgifter fordi biodiesel ofte er dyrere enn fossil diesel.

Norske aktører handler diesel fra de internasjonale markedene basert på Platts-noteringen for ULSD 10ppm CIF NWE.<sup>6</sup> Denne prisen utgjør en *referansepris*.<sup>7</sup> De fysiske produktene behøver imidlertid ikke i være identiske med referanseproduktene. For å ta hensyn til slike avvik fra standardbetingelsene legges det andre påslag på referanseprisen (f.eks. et annet svovelinnhold enn 0,001 prosent). Frakt, depotlagring og omsetningsleddenes marginer tilkommer også. Noen aktører fremforhandler rabatter. Særavgiftene vil utgjøre faste beløp per liter diesel, men varierer lineært med mengden innblandet biodiesel som følge av differensierte satser for CO<sub>2</sub>-avgift og veibruksavgift (Skatteetaten, u.å). Videre vil andelen biodiesel også påvirke den endelige avgiftssummen på grunn av ulike satser for diesel og biodiesel. Over tid vil avgiftssummen reflektere andelen biodiesel som er bestemt i omsetningskravet. Sluttbrukerprisen for autodiesel inkludert avgifter er imidlertid offentlig tilgjengelig: SSB publiserer månedlig statistikk over prisene (se SSB Statistikkbanken tabell 09654).

De ulike priskomponentene som utgjør sluttbrukerprisen for autodiesel er vist i Tabell 4.1. Offentlig tilgjengelige priser er et minstekrav for å lage felles prisforutsetninger for ulike tiltakseiere. Tabell 4.1 indikerer hvilke komponenter som er offentlig tilgjengelige. Markedsprisen på verdensmarkedet (referanseprisen) er tilgjengelig fra ulike kilder (markert med grønt i tabellen). Mange av påslagene og marginene er kontraktspesifikke og ikke offentlig tilgjengelige (markert med rødt). Avgiftssatsene er offentlig tilgjengelige, men fremtidige avgifter er ikke kjent. Derfor er særavgiftene markert med gult.

Selv om vi ikke kjenner til alle komponentene i sluttbrukerprisen for autodiesel, er både *markedsprisen* og for *sluttbrukerprisen* offentlig tilgjengelige. De kan dermed brukes til å anslå sluttbrukerprisen til en tiltakseier. Da må man ta hensyn til hvorvidt tiltakseieren skal betale merverdiavgift eller ikke. Det er imidlertid viktig å være klar over at dette gir den *gjennomsnittlige* sluttbrukerprisen – store sluttbrukere kan ha fremforhandlet andre betingelser for marginer og påslag.

<sup>5</sup> FAME står for *fatty acid methyl ester* (fettsyremetylester på norsk). I Norge brukes rapsolje som råvare på grunn av dens gode kuldeegenskaper, som gir produktet RME (rapsmetylester) (NAF, 2021).

<sup>6</sup> Ultra Low Sulphur Diesel, 10 parts per million (0.001% svovelinnhold). Cost, Insurance, Freight. North-West Europe.

<sup>7</sup> Det finnes noteringer for også FAME og HVO, der noteringen for førstegenerasjons FAME er mest brukt blant disse, men det vanligste er imidlertid å avtale påslag på diesel-noteringen.

Tabell 4.1 Sluttbrukerprisen for autodiesel

Priskomponent	Kommentar
Markedspris diesel	ULSD 10ppm CIF NWE (Platts), regnet om til kr/liter
+ Andre påslag	Kontraktsspesifikke justeringer og påslag på referanseprisen, begrunnet i avvik fra standardbetingelsene.
+ Frakt og lagring	Frakt fra raffineri/skip til depot, samt depotkostnad.
+ Marginer	Marginene til ulike salgssledd, inkludert lokale markedsvariasjoner og årstidspåslag.
+ Påslag for biokomponent	Påslag pga. høyere markedspris på biodiesel
+ CO <sub>2</sub> -avgift	2,05 kr/liter for umerket mineralolje. 0 kr/liter for biodiesel.
+ Veibruksavgift	3,52 kr/liter for umerket, svovelfri mineralolje. 3,09 kr/liter for biodiesel.
+ Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder.
= Tiltakseiers pris	Gjennomsnittlig sluttbrukerpris, månedlig (SSB Statistikkbanken tabell 09654)

Merknad 1: Avgiftssatser for 2022

Merknad 2: Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige. Avgiftssatser er markert med oransje fordi dagens satser er offentlig tilgjengelige, men satsene varierer, avhengig av andelen biodiesel, og fremtidige satser ikke er kjent.

### 4.1.2 Anleggsdiesel

Anleggsdiesel er av samme type mineralolje som autodiesel, men brukes kun lovlig i traktorer, anleggsmaskiner, motorredskaper, båter og lignende. Det er ikke lov å fylle anleggsdiesel på kjøretøy som skal kjøre på vei, med unntak av traktor. De to energibærerne har de samme teknologiske bruksområdene, men skilles på avgiftsstruktur, tillatte bruksområder, omsetningskrav og enkelte egenskaper. For å kunne skille mellom de to drivstoffene og for å kunne oppdage unndragelser, er anleggsdiesel er merket med grønt fargestoff.

Noen ganger blir anleggsdiesel kalt «avgiftsfri diesel», som henviser til fritaket for veibruksavgift. I stedet må det betales grunnavgift, som er satt lavere per liter enn veibruksavgiften. Enkelte næringer får redusert grunnavgift gjennom en refusjonsordning (Forskrift om særavgifter, 2002). Næringsfartøy i innenriksfart, samt fly og skip i utenriksfart er generelt fritatt fra grunnavgift.

Tidligere har det ikke vært et omsetningskrav for andel biodiesel i anleggsdiesel, men regjeringen foreslår å innføre et krav om 7 prosent andel biodiesel i statsbudsjettet for 2023. Regjeringen foreslår samtidig å la biodiesel bli omfattet av grunnavgiften. Fordi biodiesel normalt sett er dyrere enn fossil diesel, vil omsetningskravet isolert sett øke pumpeprisene på anleggsdiesel.

Tabell 4.2 viser de viktigste komponentene i sluttbrukerprisen for anleggsdiesel. *Referanseprisen* på diesel på det internasjonale markedet er den samme som for autodiesel, Platts' ULSD 10ppm CIF NWE. Det legges til påslag for variasjoner rundt standardbetingelsene, samt for frakt, depotkostnader og marginer. Hvilke særavgifter som skal inkluderes, kommer an på hvilken næring tiltakseier tilhører.

Merk at tiltakseiers sluttbrukerpris normalt sett ikke vil være lik prisen på autodiesel justert for avgiftsforskjeller. Årsaken er omsetningskravet for biodiesel i veitransport. Denne forskjellen kan

imidlertid forsvinne på sikt hvis omsetningskravet blir gjort gjeldende for all diesel, uavhengig av avgiftsklasse.

For anleggsgas er det med andre ord bare *markedsprisen* som er offentlig tilgjengelig og felles for alle sluttbrukere, og vil kunne danne et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger.

Det finnes ikke offentlig tilgjengelig statistikk for *sluttbrukerprisen*, og elementene som inngår i sluttbrukerprisen varierer mellom sluttbrukere. Det er imidlertid mulig å utarbeide felles prisforutsetninger for sluttbrukerprisen på anleggsgas, gitt at omsetningskravet for biodiesel i fremtiden vil gjelde likt som for autodiesel. Dermed vil man kunne bruke forutsetningene fra autodiesel, men justert for ulik avgiftsstruktur på de to energibærerne. Avgiftene vil kunne variere mellom ulike tiltakseiere, noe som må hensyntas i prisforutsetningene.

**Tabell 4.2** Sluttbrukerprisen for anleggsgas

Priskomponent	Kommentar
Markedspris diesel	ULSD 10ppm CIF NWE (Platts), regnet om til kr/liter
+ Andre påslag	Kontraktsspesifikke justeringer i forhold til referanseprisen, begrunnet i avvik fra standardbetingelsene.
+ Frakt og lagring	Frakt fra raffineri/skip til depot, samt depotkostnad.
+ Marginer	Marginene til ulike salgsledd, inkludert lokale markedsvariasjoner og årstidspåslag.
+ Påslag for biokomponent	Regjeringen foreslår at omsetningskravet skal gjelde også for anleggsgas.
+ CO <sub>2</sub> -avgift	2,05 kr/liter for merket mineralolje.
+ Grunnavgift	1,76 kr/liter for merket mineralolje. Enkelte næringer og bruksområder har fritak eller reduserte satser.
+ Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder.
= Tiltakseiers pris	Ingen offentlig tilgjengelig statistikk.

*Merknad 1: Avgiftssatser for 2022*

*Merknad 2: Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige. Avgiftssatser er markert med oransje fordi dagens satser er offentlig tilgjengelige, men satsene varierer, avhengig av andelen biodiesel, og fremtidige satser ikke er kjent.*

### 4.1.3 Marin gassolje (MGO)

Marin gassolje er et mellomdestillat fra råolje og brukes som drivstoff til skip. Noen ganger kalles MGO «Bunkers A», som er den letteste typen bunkersolje.<sup>8</sup> De andre vanligste typene bunkersolje er marin diesololje (MDO) og tungolje (HFO), som er lite omsatt i Norge.

MGO er det samme fysiske produktet som fyringsolje, og begge produkter har i utgangspunktet lik avgiftsstruktur. Mineralolje til bruk i skipsfart er imidlertid omfattet av flere avgiftsfritak. Blant annet er skip i utenriksfart fritatt fra både CO<sub>2</sub>-avgift og grunnavgift, og næringsfartøy i innenriksfart er fritatt grunnavgift. Innholdet av svovel er høyere i MGO enn i autodiesel og anleggsgas. Hvis vektandelen svovel overstiger 0,05 prosent, må det betales svovelavgift som øker for hver påbegynt 0,01 prosent vektandel. Fartøy i utenriksfart og fangst og fiske i fjerne farvann er

<sup>8</sup> Bunkers eller bunkersolje er begreper som brukes om drivstoff til skip. Fylling av drivstoff på skip kalles «bunkring».

imidlertid fritatt svovelavgift. Maksimal tillatt svovelandel i Norge er 0,1 prosent (Sjøfartsdirektoratet, 2016).

Norske sluttbrukere kjøper MGO enten på spot ved kai (avtaler pris for hver transaksjon) eller har mer langsiktige bunkringsavtaler knyttet til Platts-noteringen. I begge tilfeller vil priskomponentene i Tabell 4.3 inngå i sluttbrukerprisen. Prisene til den enkelte sluttbruker vil imidlertid kunne variere avhengig av kjøpskvantumet som blir avtalt.

Den internasjonale referanseprisen for det norske markedet er GASOIL NWE CIF 0,1%. Det omsettes mye MGO i Norge med 0,05 prosent vektandel svovel, som er lavere enn det som legges til grunn i referanseprisen. I slike tilfeller legges det til et påslag på markedsnoteringen for å gjenspeile kvalitetsforskjellen. Andre eventuelle justeringer, samt frakt, lagring og marginer tilkommer også, og vil variere fra kunde til kunde. Hovedregelen er at MGO er avgiftsbelagt med CO<sub>2</sub>-avgift, grunnavgift og svovelavgift. Men det finnes flere unntak, og skip i utenriksfart er generelt fritatt fra avgifter. Derfor er det spesielt viktig å være bevisst på avgiftsnivået som legges til grunn hos den enkelte tiltakseier. Tabell 4.3 oppsummerer de ulike komponentene av sluttbrukerprisen for MGO.

I tillegg til prisene og avgiftene listet opp i Tabell 4.3 kommer avgiften ved NO<sub>x</sub>-utslipp. NO<sub>x</sub>-utslipp er avgiftsbelagt om virksomheten ikke er tilsluttet NO<sub>x</sub>-fondet, og betales ved utslipp.

For MGO er det bare markedsprisen som er offentlig tilgjengelig. Verken sluttbrukerprisen eller de enkeltkomponentene som utgjør sluttbrukerprisen er tilgjengelige. Vi vet ikke hvordan de ulike komponentene varierer mellom sluttbrukere.

**Tabell 4.3** Sluttbrukerprisen for MGO

Priskomponent	Kommentar
Markedspris	GASOIL NWE CIF 0,1%, regnet om til kr/liter
+ Andre påslag	Kontraktsspesifikke justeringer i forhold til referanseprisen, begrunnet i avvik fra standardbetingelsene. Blant annet påvirker svovelinnholdet denne komponenten.
+ Frakt og lagring	Frakt fra raffineri/skip til depot, samt depotkostnad.
+ Marginer	Marginene til ulike salgssledd, inkludert lokale markedsvariasjoner.
+ CO <sub>2</sub> -avgift	2,05 kr/liter for merket mineralolje. Fritak for fartøy i utenriksfart.
+ Grunnavgift	1,76 kr/liter for merket mineralolje. Fritak for fartøy i utenriksfart og næringsfartøy i innenriksfart.
+ Svovelavgift	14,20 øre/liter per påbegynte 0,1 prosent vektandel svovel, over 0,05 prosent vektandel svovel. Fritak for fartøy i utenriksfart og for fiske og fangst i fjerne farvann.
+ Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder.
= Tiltakseiers pris	Ingen offentlig tilgjengelig statistikk.

*Merknad 1: Avgiftssatser for 2022*

*Merknad 2: Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige. Avgiftssatser er markert med oransje fordi dagens satser er offentlig tilgjengelige, men satsene varierer, avhengig av andelen biodiesel, og fremtidige satser ikke er kjent.*

#### 4.1.4 Fyringsolje

Fyringsolje er i likhet med diesel et mellomdestillat fra råoljeproduksjon. Vi ser kun på lett fyringsolje i denne rapporten, ikke tung fyringsolje eller fyringsparafin.

Bruk av mineralolje til oppvarming har vært forbudt i Norge siden 1. januar 2020, både for husholdninger og næringsdrivende (Miljødirektoratet, 2021). Det finnes enkelte unntak fra forbudet. Frem til 2025 er det tillatt å fyre med mineralolje i driftsbygninger i landbruket og i sykehusbygninger med døgkontinuerlig behandling. Indirekte bruk av fyringsolje, for eksempel av spillvarme fra industrielle produksjonsprosesser, er tillatt. Fritidsboliger og setre utenfor strømmettet er også unntatt fra forbudet på ubestemt tid. For en helhetlig og oppdatert oversikt over forbudsforskriften, se Miljødirektoratets veileder (Miljødirektoratet, 2021).

Avgiftsstrukturen for fyringsolje er den samme som for anleggsgas (se Tabell 4.2). Fyringsolje må merkes med grønnfarge og vil ha både CO<sub>2</sub>-avgift og grunnavgift, men ikke veibruksavgift. Også i likhet med anleggsgas er det ikke omsetningskrav for biodiesel for fyringsolje.

Markedet for fyringsolje i Norge er i stor endring som følge av forbudet. SSB sluttet i 2015 å føre statistikk over sluttbrukerprisene, og det finnes ikke lenger en enhetlig oversikt over dette.

Referanseprisen for fyringsolje brukt i markedet er den samme som for marin gassolje (GASOIL NWE CIF 0,1%), da disse energibærerne er det samme fysiske produktet. Det tilkommer påslag på denne prisen for å ta høyde for sterkere norske krav til innholdet av svovel.

Enkelte større aktører kjøper fremdeles MGO i bulk til bruk som fyringsolje, men på grunn av forbudet er markedet sterkt fallende. Prisen på MGO vil utgjøre en nedre grense på sluttbrukerprisen for større tiltakseiere i industrien. Sluttbrukerprisene på MGO til skipsbunkring vil imidlertid være lavere enn leveringer av det tilsvarende produktet til fyringsbruk, på grunn av kvantumsrabatter.

Mindre kunder som etterspør fyringsolje kjøper gjerne anleggsgas i stedet, da dette er enklere å fremskaffe og kan brukes som brensel i fyrkjeler. Dermed vil sluttbrukerprisen på anleggsgas være den nærmeste relevante prisen på fyringsolje for mindre tiltakseiere.

#### 4.1.5 Tungolje

Tungolje (HFO) er betegnelsen på restproduktene etter raffinering av lettere produkter, som diesel og MGO.<sup>9</sup> Tungolje omsettes ikke lenger i norske havner (Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet, 2018). Norske fartøy i utenriksfart kan imidlertid bunkre med tungolje i utenlandske havner. Andre bunkrer også i åpen sjø.

I 2020 kom det strengere internasjonale krav til innholdet av svovel i marint drivstoff, og det ble satt en øvre global grense på 0,5 prosent vektandel svovel i drivstoff for fartøy uten rensemuligheter («scrubbere») (IMO, u.å). I EU og Nordsjøen er grensen satt lavere, til 0,1 prosent. Det selges fremdeles svovel av den gamle typen, såkalt HSFO, med 3,5 prosent vektandel svovel, og skip med scrubbere kan bruke dette.

<sup>9</sup> Hofstad, Knut: tungolje i Store norske leksikon på snl.no. Hentet 27. oktober 2022 fra <https://snl.no/tungolje>



Tabell 4.4 viser komponentene i sluttbrukerprisen for tungolje. Hvilken referansepris som skal legges til grunn vil avhenge om tiltakseieren kjøper høy- eller lavsvovlet tungolje. Marint drivstoff til bruk i internasjonal fart er generelt unntatt avgifter. Det finnes ikke offentlig tilgjengelig statistikk på sluttbrukerprisen.

Tabell 4.4 Sluttbrukerprisen for tungolje

Priskomponent	Kommentar
Markedspris	FO 3.5%S CIF NWE Cargo, regnet om til kr/liter eller Marine Fuel 0.5% FOB Rotterdam Barges (Platts), regnet om til kr/liter
+ Lovpålagt rensing	Eventuelle utgifter til scrubbing, per liter
+ Andre påslag og marginer	Marginene til ulike salgssledd
= Tiltakseiers pris	Ingen offentlig tilgjengelig statistikk.

*Merknad:* Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige.

## 4.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?

I dette kapitlet vurderer vi nærmere hvilke priser og kilder til prisprognoser Enova kan bruke for de enkelte energibærerne i lønnsomhetsanalysene.

Fra gjennomgangen i kapittel 4.1 kom det frem at (historiske) sluttbrukerpriser kun er tilgjengelige for autodiesel. Det er ingen offentlig tilgjengelig statistikk for sluttbrukerpriser av anleggsdiesel, MGO eller tungolje. Tidligere har SSB publisert sluttbrukerpriser for fyringsolje, men gjør ikke det lenger. Markedet for fyringsolje er i endring på grunn av forbudet innført i 2020, og det er derfor ikke relevant å bruke historiske data som grunnlag til prisprognoser.

Det er med andre ord umulig å lage prognoser for framtidige *sluttbrukerpriser* for de fleste oljeproduktene. Det er likevel mulig å lage prognoser for *markedspriser*, med utgangspunkt i råoljeprisen. Vi belyser vår tilnærming i kapittel 4.2.1 nedenfor. Denne prisprognosen, sammen med informasjon om skatter og avgifter, vil gi en nedre grense for sluttbrukerprisen. Alternativt kan Enova ved søknadsbehandling be om informasjon om hvilken markedspris som er lagt til grunn i lønnsomhetsberegninger.

For autodiesel er det også mulig å lage prognose for *sluttbrukerpris*. Vi forklarer fremgangsmåten i kapittel 4.2.2 nedenfor. Dersom omsetningskravet for biodiesel i veitransport på sikt blir gjort gjeldende for all diesel, uavhengig av avgiftsklasse, vil forskjellen mellom autodiesel og anleggsdiesel forsvinne. Da vil sluttbrukerpriser for autodiesel kunne benyttes for å lage tilpassede prisprognoser også for anleggsdiesel.

I kapittel 4.2.3 drøfter vi mulige kilder til prisprognoser for råolje som kan legges til grunn i beregningene.

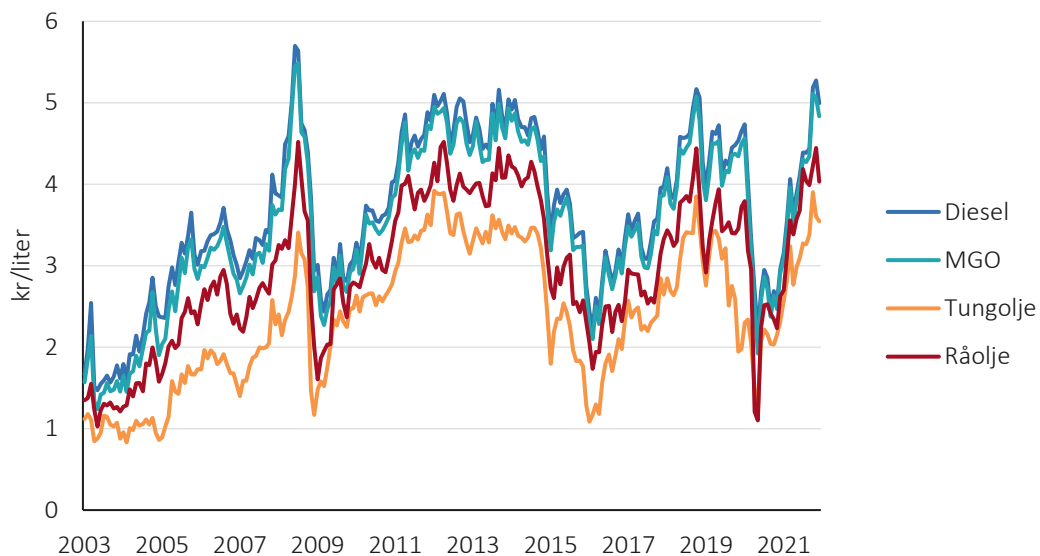
## 4.2.1 Markedsprisen på raffinerte oljeprodukter henger tett sammen med råoljeprisen

Alle oljeprodukter er som sagt ulike typer foredlet råolje. Markedsprisene for de ulike produktene gjenspeiler raffineringkostnader mm.

Prisen på de raffinerte oljeproduktene har i stor grad har fulgt samme utvikling som råoljeprisen. Figur 4.1 viser historiske markedspriser på råolje, diesel, MGO og tungolje. Det er tydelig at samvariasjonen mellom prisene er svært høy, og korrelasjonen mot råoljeprisen er nær 1 for alle tre oljeprodukter i figuren. Denne sammenhengen kan benyttes til å lage prognoser for markedsprisen for de aktuelle oljeproduktene, basert på prognosen for råolje.

Figuren viser *månedlige* gjennomsnittspriser. Det er tydelig at prisene for de raffinerte produktene reagerer svært raskt på endringen i råoljeprisen. På svært kort sikt (dager) vil det kunne være en forsinkelse mellom en endring i råoljeprisen og prisene på de ulike oljeproduktene, men for langsiktige priser kan vi se bort fra en slik forsinkelse.

Figur 4.1 Historiske markedspriser på råolje, diesel, MGO og tungolje



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

### En lineær regresjonsmodell for markedsprisene på oljeprodukter

Vi benytter historiske data for å etablere prisforholdet mellom råolje og de raffinerte produktene<sup>10</sup>. Dette prisforholdet kan så brukes for å lage tilpassede prisprognoser for de raffinerte produktene, basert på prognoser for råoljeprisen. Denne metoden sikrer også konsistens på tvers av forutsetninger for de ulike oljeproduktene.

<sup>10</sup> Aktørene i markedene for oljeprodukter bruker oftest Platts-noteringene for hvert av produktene i prisforhandlinger (se kapittel 4.1 for referanseprisen for hvert produkt). Vi har ikke tilgang til Platts, og har derfor brukt de tilsvarende noteringene i Refinitiv. Vi antar at forskjellen mellom disse noteringene er ubetydelige for historisk spotprisdata som her.

For å etablere sammenhengen mellom prisen på råolje og de raffinerte oljeproduktene, har vi estimert følgende lineære regresjonsmodell for hvert oljeprodukt:

$$\text{Markedspris}_t = \text{Konstant} + \text{Oljekoeffisient} * \text{Oljepris}_t$$

Markedsprisen på et oljeprodukt i periode  $t$  vil være lik et konstantledd pluss råoljeprisen i denne perioden multiplisert med koeffisienten som reflekterer sammenhengen mellom oljeprisen og prisen på det raffinerte produktet (oljekoeffisienten). Som forklart ovenfor kan vi se bort fra tidsforsinkelse når vi ser på månedlige gjennomsnittspriser.

Ved å bruke historiske data kan vi estimere konstantleddet og oljekoeffisienten i denne likningen, for hvert produkt. Tabell 4.5 viser resultatene fra regresjonene for de ulike oljeproduktene, samt hvilke historiske data som er brukt for estimeringen.<sup>11</sup>

**Tabell 4.5** Sammenhengen mellom månedlige markedspriser for raffinerte oljeprodukter (kr/tonn) og råoljeprisen (kr/fat)

Oljeprodukt	Referansepris	Oljekoeffisient	Konstant	R <sup>2</sup>	Tidsintervall
<b>Diesel</b>	ULSD 10ppm CIF NWE	7,87946	587,787	0,947	okt 02 – des 21
<b>MGO</b>	Gasoil, 0.2% S FOB ARA	8,36916	149,247	0,981	jan 94 – des 21
<b>Tungolje</b>	Fuel oil, 3.5% S ARA	5,44055	-105,991	0,949	jan 94 – des 21

Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

Merknad: Referanseprisen angir hvilken notering fra Refinitiv estimeringen er basert på.

Vi har brukt månedlig prisdata frem til desember 2021 til estimeringen. Grunnen til at vi velger bort data fra 2022 er den ekstraordinære situasjonen i energimarkedene som følge av krigen i Ukraina. Vi har også testet ut regresjonen med data inkludert priser til og med august 2022, men da får modellen lavere forklaringskraft (målt ved R<sup>2</sup>). Det vil også gi modellen dårligere prediksjonsevne i «normalår». Se vedlegg A for estimater der data for 2022 er inkludert.

### Prediksjoner av markedsprisene på oljeprodukter

Ved å sette inn prisen på råolje (Brent) i regresjonslikningen for markedspris over, og bruke de estimerte verdiene på oljekoeffisientene og konstantleddene i Tabell 4.5, kan vi lage en prediksjon på hva prisen på energibæreren blir gitt råoljeprisen.

Figur 4.2 viser historiske og predikerte priser for diesel. Den predikerte prisen lages ved å bruke historiske råoljepriser, sammen med koeffisienter fra Tabell 4.5, i likningen over. Figuren viser tydelig at modellen evner å gjenskape referanseprisene. En viktig forutsetning er imidlertid at den strukturelle sammenhengen med råolje består også i fremtiden for prisdannelsen av diesel på det internasjonale markedet.

<sup>11</sup> Vi har ikke estimert tilsvarende sammenheng for fyringsolje. Som forklart ovenfor er markedet for fyringsolje i Norge er i stor endring som følge av forbudet fra 1. januar 2020. Det er derfor ikke relevant å benytte det historiske forholdet mellom priser på fyringsolje og råolje, til bruk i fremtidige prognoser. De få eksisterende brukerne av mineralolje til oppvarming bruker enten MGO eller diesel.

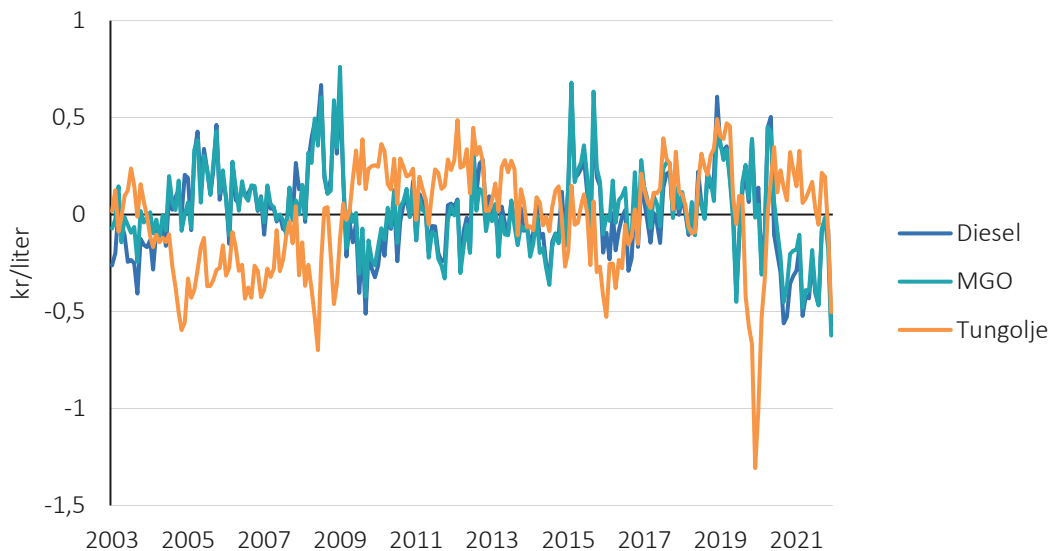
Figur 4.2 Faktiske og predikerte markedspriser på diesel



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

Figur 4.3 viser avviket mellom modellprediksjonene og de faktiske prisene, for hvert relevante oljeprodukt. Det gjennomsnittlige avviket er per definisjon null, og avviket er sjeldent større enn 50 øre.

Figur 4.3 Avvik mellom predikerte og faktiske priser, per oljeprodukt



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

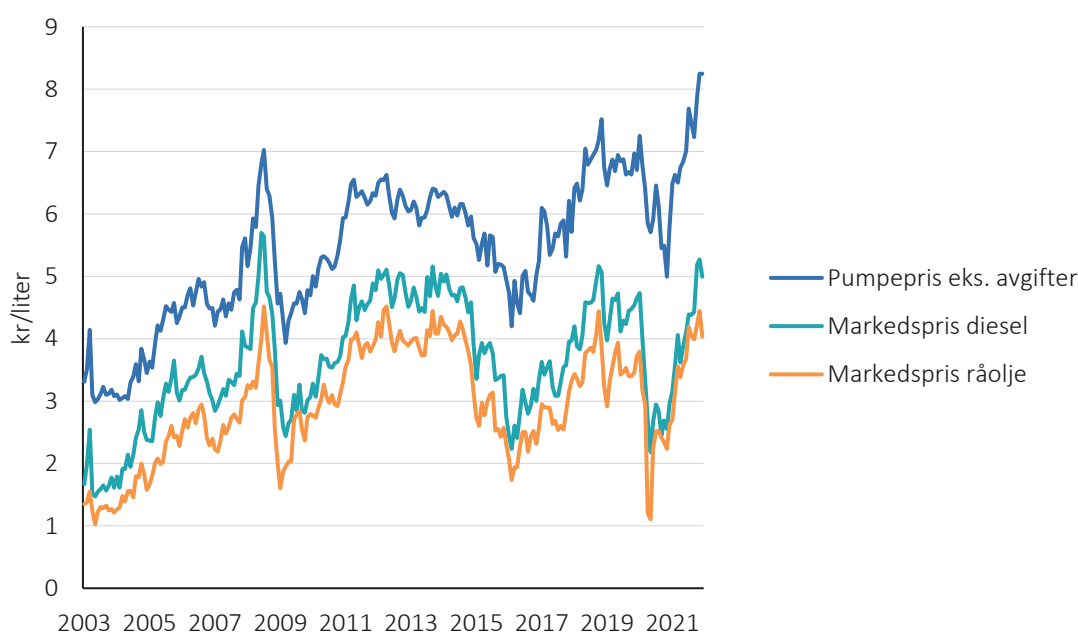
**Merknad:** Måleenhetene er opprinnelig tonn for de raffinerte oljeproduktene og fat for råolje. Vi har gjort om til liter for å kunne sammenligne alle oljeproduktene i grafen, ved bruk av følgende omgjøringsfaktorer: Tetthet diesel/MGO: 0,85 kg/liter ved 15 °C. Tetthet tungolje: 0,98 kg/liter ved 15 °C. Omregning fra USD til kroner er basert på valutakurs i Refinitiv Datastream.

## 4.2.2 Sluttbrukerprisen på autodiesel henger tett sammen med råoljeprisen

For autodiesel er det også mulig å etablere en sammenheng mellom råoljeprisen og *sluttbrukerprisen*, som kan benyttes i prisprognoser.

SSB publiserer månedlig statistikk for pumpeprisen for diesel. Denne inkluderer avgifter. Fordi avgiftene endres årlig, og deretter ligger flatt gjennom året, vil en modell som bruker pumpeprisen inkludert avgifter som den avhengige variabelen passe dårlig. En bedre måte å lage en prisprognose på er å trekke fra avgifter på SSBs pumpepriser, og estimere sammenhengen mellom sluttbrukerprisen *ekskludert* avgifter og prisen på råolje. Figur 4.4 viser at denne prisen følger prisen på råolje tett. Deretter vil man kunne legge til den forventede avgiftsutviklingen, hvis man ønsker en modell for sluttbrukerprisen *inkludert* avgifter.<sup>12</sup>

Figur 4.4 Historisk sammenheng mellom pumpeprisen på diesel og markedspriser



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

Vi benytter historiske sluttbrukerpriser fra SSB, avgiftssatser fra Drivkraft Norge (2022) og råoljeprisen til å estimere den følgende ligningen:

$$\text{Autodiesel eks. avgifter}_t = \text{Konstant} + \text{Oljekoeffisient} * \text{Oljepris}_t$$

De estimerte verdiene for konstantleddet og oljekoeffisienten er vist i Tabell 4.6.

Tabell 4.6 Sammenhengen mellom sluttbrukerprisen for autodiesel ekskludert avgifter (kr/liter) og råoljeprisen (kr/fat)

Produkt	Oljekoeffisient	Konstant	R <sup>2</sup>	Tidsintervall
Autodiesel eks. avgifter	0,00879	1,37225	0,820	okt 02 – aug 22

Kilde: Vista Analyse, SSB Statistikkbanken tabell 09654, Refinitiv Datastream, Drivkraft Norge (2022)

<sup>12</sup> Merk at forskjellen i avgiftssatsene på biodiesel og fossil diesel vil kunne påvirke resultatene. Vi har sett bort ifra denne forskjellen i vår estimering. Dermed vil forskjellen være inkludert i oljekoeffisienten som en av de ikke-observerbare komponentene i sluttbrukerprisen.

For å gi en indikasjon på hvor godt modellen vår kan predikere pumpeprisen på autodiesel, bruker vi historiske tall på råolje i likningen over. Dette gir oss en predikert pris på autodiesel uten avgifter. Deretter legger vi til de historiske særavgiftene samt merverdiavgift, for å få pumpepris. Figur 4.5 viser at modellen gjenskaper de historiske pumpeprisene godt. For å predikere fremtidige priser, må man legge inn antagelser om framtidige avgifter.

**Figur 4.5** Faktiske og predikerte pumpepriser på autodiesel, inkl. avgifter



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream, Drivkraft Norge (2022), SSB

### 4.2.3 Kilder til prisprognoser for råolje

Som nevnt i kapittel 2.2 mener vi at langsiktige prisprognoser er best egnet som kilder til prisforutsetninger i langsiktige lønnsomhetsanalyser. Metoden som vi foreslår i kapittel 4.2.1 og 4.2.2 bruker verdensmarkedspris for råolje som utgangspunkt for prognosene for de raffinerte produktene.

Det finnes flere internasjonale kilder til langsiktige prisprognoser for råolje. Vi har vurdert publikasjoner fra International Energy Agency (IEA), U.S. Energy Information Administration (EIA), og Verdensbanken i henhold til kriteriene nevnt i kapittel 2.4. Tabell 4.7 oppsummerer vurderingen.

#### Vi anbefaler IEAs World Energy Outlook for prisprognoser for råolje

Vi anbefaler å benytte langsiktige prisprognoser på råolje fra [IEAs World Energy Outlook](#) rapporter. Hovedgrunnen til dette er at denne rapporten i større grad enn de andre nevnte kildene er transparent med tanke på hvilke forutsetninger som ligger til grunn for prognosene. I tillegg vil det sikre konsistens med prisprognosene vi anbefaler for elektrisitet, NVEs langsiktige markedsanalyser, siden NVE bruker IEA sine prisprognoser som grunnlag i disse analysene.

Den siste utgaven av World Energy Outlook (IEA, 2022), publisert i oktober 2022, oppgir prisprognosen for 2030 og 2050, for ulike scenarier av klimapolitikk. Man kan også lese av figuren i rapporten prisprognosene for 2025, 2035, 2040 og 2045; disse virker til å følge en lineær utvikling. Datasettene er også nedlastbare i xls eller csv-format.

For årene frem til 2030 (eller første år i den langsiktige prognosen) kan man bruke **terminpriser** på råolje, med levering om for eksempel 3 år, og deretter legge til grunn en lineær utvikling av prisen frem mot første år i den langsiktige prognosen. Slik sikrer man at det vil være en sammenheng mellom råoljeprisen på kort, mellomlang og lang sikt. For å unngå at svært kortsiktige prisfluktasjoner rundt søknadstidspunktet påvirker lønnsomheten i prosjektet kan man bruke et gjeldende gjennomsnitt av terminprisen, for eksempel gjennomsnittet av siste 3-6 måneder for levering i 2024. Dette vil til en viss grad utjevne kortsiktige fluktasjoner i prisene, og sikre likebehandling av søkere i ulike søknadsrunder.

**Tabell 4.7** Vurdering av kilder for langsiktige prisprognoser for råolje

Kriterium	Sentrale vurderinger
Troverdighet	<p>Vi vurderer IEA, Verdensbanken og EIA alle som troverdige kilder og anerkjente organisasjoner / utgivere. IEA er en uavhengig internasjonal organisasjon innenfor OECD-rammeverket, Verdensbanken er en fellesbetegnelse for fem internasjonale organisasjoner og del av FN-systemet, og EIA er et statistisk byrå innenfor energidepartementet i USA.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• IEA publiserer årlig World Energy Outlook. Rapporten har vært utgitt hvert år siden 1998. Rapporten utforsker tilbud, etterspørsel og priser i for energivarer i ulike fremtidige scenarier. Underliggende forutsetninger er transparente og beskrevet i rapporten.</li> <li>• Verdensbanken publiserer rapporten Commodity Markets Outlook. Rapporten har vært utgitt siden 1994. Den utgis to ganger i året, i april og oktober. Oktober-versjonen har langsiktige prisprognoser, mens april-versjonen har kortsiktige prisprognoser (ca. ett år frem i tid). Det kommer imidlertid ikke klart frem i rapporten hvilke forutsetninger som ligger til grunn for prognosene.</li> <li>• EIA publiserer rapporten Annual Energy Outlook, som blant annet inneholder prisprognoser frem til 2050 i ulike scenarier (høyt, lavt og basis-scenario). Her er det heller ikke tydelig hvilke forutsetninger som ligger til grunn for prognosene. I tillegg utgir EIA Short Term Energy Outlook månedlig, med prisprognoser omtrent ett år frem i tid.</li> </ul>
Relevans	<p>IEA, Verdensbanken og EIA publiserer alle prisprognoser for råolje. Prognosene har følgende tidshorisont:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• IEA publiserer punktestimater (i 2022-versjonen er det prognoser for 2030 og 2050, i tillegg kan man avlese anslag for andre år fra figuren).</li> <li>• Verdensbanken sine prisprognoser går noe kortere frem i tid (i 2021-versjonen er det frem til 2035, med årlige estimater frem til 2025, og deretter estimater for hvert 5. år frem til 2035).</li> <li>• EIA utgir årlige estimater frem til 2050.</li> </ul>
Tilgjengelighet	<p>Alle prisprognosene nevnt her er offentlig tilgjengelige, og informasjonen oppdateres årlig.</p> <p>IEA World Energy Outlook er en rapport (pdf-format). I tillegg kan man laste ned datasettene i xls og csv (se <a href="https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2022-free-dataset#tables-for-scenario-projections">https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2022-free-dataset#tables-for-scenario-projections</a>)- Verdensbankens og EIA sine tall kan hentes ut i pdf eller excel/CSV-format.</p>

### Årlig oppdatering av prisprognoser og estimeringer

Selv om ny informasjon blir tilgjengelig hele tiden, er det ikke gitt at den til enhver tid nyeste informasjonen er relevant for søknader. Den langsiktige prisen endres ikke så ofte.

De langsiktige prisprognosene bør oppdateres årlig, når IEA publiserer en ny versjon av World Energy Outlook. Den siste versjonen kom i oktober 2022.

Også koeffisientene for sammenhengene mellom råoljepris og de enkelte oljeprodukter, som vi har estimert i kapitlene 4.2.1 og 4.2.2, kan oppdateres jevnlig. De er imidlertid estimert på så lange tidsserier at det er grunn til å tro at koeffisientene representerer ganske stabile sammenhenger.

### 4.3 Felles prisforutsetninger i liten grad egnet for oljeprodukter

For **autodiesel** kan man bruke felles prisforutsetninger både for *markedsprisen* og for *sluttbrukerprisen*, fordi disse prisene er offentlig tilgjengelig. Den eneste relevante variasjonen i sluttbrukerprisen mellom ulike tiltakseiere vil være hvorvidt det skal betales merverdiavgift eller ikke.

For **anleggsdiesel** er det med andre ord bare markedsprisen som er offentlig tilgjengelig og felles for alle sluttbrukere, og vil kunne danne et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger. Det finnes ikke offentlig tilgjengelig statistikk for *sluttbrukerprisen*. Imidlertid vil det likevel være mulig å utarbeide felles prisforutsetninger for sluttbrukerprisen på anleggsdiesel, under forutsetning om at omsetningskravet for biodiesel i fremtiden vil gjelde likt som for autodiesel. Dermed vil man kunne bruke forutsetningene fra autodiesel, men justert for ulik avgiftsstruktur på de to energibærerne. Avgiftene vil kunne variere mellom ulike tiltakseiere, som må hensyntas i prisforutsetningene.

For **MGO** vil det være et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger på *markedsprisen* for gassolje, fordi denne er offentlig tilgjengelig. Det er ikke mulig å etablere felles prisforutsetninger for *sluttbrukerprisen*, fordi det ikke finnes tilgjengelig statistikk for denne.

For **fyringsolje** vil det ikke være mulig å lage felles prisforutsetninger hverken for markedsprisen eller sluttbrukerprisen, på grunn av forbudet mot bruk av fyringsolje.

For **tungolje** vil det være mulig å lage felles prisforutsetninger for *markedsprisen*. Denne vil imidlertid variere mellom tiltakseiere, avhengig av det konkrete produktet som brukes. Det vil ikke være mulig å lage felles prisforutsetninger for sluttbrukerprisen, da det ikke finnes offentlig tilgjengelig statistikk for denne.



## 5 Gassprodukter

Dette kapitlet omhandler følgende gassprodukter:

- Nedkjølt naturgass (LNG)
- Nedkjølt biogass (LBG)
- Propan

---

Det er vanskelig å etablere felles prisforutsetninger for gassprodukter.

For LNG kan man bruke prisprognoser fra IEA World Energy Outlook. Dette anslaget for markedspris, sammen med relevante skatter og avgifter, kan brukes til å beregne en *nedre grense* for sluttbrukerprisen. Denne inneholder imidlertid ikke påslag og marginer, som vil kunne være individuelle for ulike sluttbrukere.

For LBG er markedet umodent, og det finnes ikke en etablert markedspris.

For propan vil det være et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger på markedsprisen, basert på sammenhengen mellom prisen på propan og prisen på råolje. Det er ikke mulig å etablere felles prisforutsetninger for sluttbrukerprisen, fordi det ikke finnes tilgjengelig statistikk for denne.

---

### 5.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?

Nedenfor gir vi kort oversikt over bruksområdene til de ulike gassproduktene, hva sluttbrukerprisen består av og hva som brukes som markedspris for de ulike produktene.

#### 5.1.1 Nedkjølt naturgass (LNG)

Flytende, nedkjølt naturgass (LNG) produseres ved å kondensere fossil tørrgass (metan). Dette reduserer gassens volum, som gjør LNG egnet for transport via tankskip eller lastebiler til områder uten infrastruktur for rørgass. Ved ankomst til terminal kan LNG regassifiseres og dermed brukes i gassform. I Norge brukes LNG hovedsakelig som maritimt drivstoff og som innsatsfaktor i enkelte industriprosesser, men også tyngre veitransport kan bruke LNG som drivstoff.

Tidligere var naturgasspris avledet av oljeprisen og forhandlet i langsiktige kontrakter. I stadig økende grad er naturgass blitt et produkt som handles på spotavtaler, og prisen på naturgass bestemmes nå av regionalt tilbud og etterspørsel og er nokså løsrevet fra oljeprisen. Mens rørgass kan selges til konsumenter begrenset innenfor den geografiske utstrekningen til det utbygde rørgettet, kan LNG skypes over hele verden.

I Europa har Dutch TTF de siste årene blitt dominerende som referansepris på gass, og representerer spesielt prisen på nordvesteuropeisk rørgass.<sup>13</sup> Dutch TTF brukes også ofte som referansepris også blant aktørene som handler med LNG. Over tid har korrelasjonen mellom spotprisen på LNG og referanseprisen på gass (Dutch TTF) vært svært høy (S&P Global, 2022). I perioder vil

---

<sup>13</sup> Det finnes en rekke ulike referansepriser for naturgass. De vanligste er referanseprisene er de brukt i handler på råvarebørsene i New York (NYMEX), Louisiana (Henry Hub), Nederland (Dutch TTF), Storbritannia (NBP) og Japan/Kora (JKM).

imidlertid prisen på LNG kunne kobles fra Dutch TTF på grunn av forbigående lokale markedsforhold, knyttet særlig til kapasiteten til regassifiseringsanlegg og andre forhold på tilbuds- og etterspørselssiden for rørgass og global LNG. Markedssituasjonen etter invasjonen av Ukraina og etterspørselssvikten etter LNG i Asia har gjort at prisen på LNG i nordvest-Europa nå er lavere enn Dutch TTF.

Vi sammenfatter de ulike priskomponentene for LNG i Tabell 5.1. Markedsprisen på naturgass i Europa benyttes som referansepris i forhandlinger. Det legges til påslag for elementer som ikke er inkludert i markedsprisen. Frakt til terminal, lagring, regassifisering og andre justeringer legges til som påslag, og vil kunne variere fra kunde til kunde. Særlig transportkostnader vil variere fra kunde til kunde. Særvavgiftene vil utgjøre faste beløp per standardkubikkmeter, men vil variere med næringstype og bruksområde. Det finnes ikke offentlig tilgjengelige sluttbrukerpriser for LNG.

**Tabell 5.1** Sluttbrukerprisen for LNG

Priskomponent	Kommentar
Markedspris	Dutch TTF, omregnet til kr/Sm <sup>3</sup>
+ Påslag for ulike leveringskostnader	Frakt, lagring, regassifisering og andre justeringer
+ Marginer	Marginene til ulike salgssledd, inkludert lokale markedsvariasjoner.
+ CO <sub>2</sub> -avgift	1,52 kr/Sm <sup>3</sup> generell sats for naturgass. Redusert sats for kvotepliktig sektor og fritak for enkelte næringer.
+ Veibruksavgift	2,76 kr/Sm <sup>3</sup> for naturgass. Gjelder kun ved bruk til veitransport.
+ Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder.
= Tiltakseiers pris	Forhandles i bilaterale avtaler. Ikke omsatt med offentlig tilgjengelige priser.

*Merknad: Avgiftssatser for 2022*

*Merknad 2: Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige. Avgiftssatser er markert med oransje fordi dagens satser er offentlig tilgjengelige, men satsene varierer mellom brukere/bruken, og fremtidige satser ikke er kjent.*

### 5.1.2 Nedkjølt biogass (LBG)

Biogass består av blant annet metanen som oppstår under nedbrytning av organisk materiale. Ved nedkjøling gjøres gassen flytende og kan deretter fraktes på skip eller med veitransport som flytende biogass (LBG). LBG inneholder hovedsakelig metan. Derfor er denne energibæreren et nært teknologisk substitutt for LNG, og har de samme bruksområdene.

**“** LBG-markedet er i en tidlig utviklingsfase.

*Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030*

LBG brukes i dag blant annet som drivstoff til veitransport. I dette markedet konkurrerer LBG med avansert biodiesel (HVO), og følger denne prisen tett (Miljødirektoratet m.fl., 2020). Markedet er i dag imidlertid i en tidlig utviklingsfase, og det finnes dermed ingen egen etablert markedspris for LBG.

Biogass er fritatt fra særvavgifter. LBG omsettes ikke med offentlig tilgjengelige sluttbrukerpriser.

### 5.1.3 Propan

Propan er en av bestanddelene i våtgass, sammen med hovedsakelig butan. Når våtgass kondenseres eller settes under trykk, skapes flytende petroleumsgass (LPG), som i dagligtalen kalles propan. Propan brukes som energibærer i varmeanlegg eller i ulike produksjonsprosesser (for eksempel oppvarming av grus i asfaltproduksjon, tørkeprosesser).

Propan i Nordvest-Europa handles på råvarebørser under noteringen *Propane/LPG CIF ARA*. Denne referanseprisen omgjort til norske kroner, pluss ulike påslag, marginer og avgifter, vil utgjøre sluttbrukerprisen for propan, se Tabell 5.2. Industrien og andre større kunder avtaler imidlertid priser som ikke er offentlig tilgjengelig.

Tabell 5.2 Sluttbrukerprisen for propan

Priskomponent	Kommentar
Markedspris	Propane/LPG CIF ARA, omregnet til kr/kg
+ Påslag for ulike leveringskostnader	Frakt, lagring, og andre kostnader.
+ Marginer	Marginene til ulike salgsledd.
+ CO <sub>2</sub> -avgift	2,30 kr/kg generell sats for LPG Redusert sats enkelte næringer og midlertidig fritak for enkelte prosesser.
+ Veibruksavgift	5,05 kr/kg for LPG Gjelder kun ved bruk til veitransport.
+ Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder.
= Tiltakseiers pris	Forhandles i bilaterale avtaler. Ikke omsatt med offentlig tilgjengelige priser.

Merknad 1: Avgiftssatser for 2022

Merknad 2: Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige. Avgiftssatser er markert med oransje fordi dagens satser er offentlig tilgjengelige, men satsene varierer mellom brukere/bruken, og fremtidige satser ikke er kjent.

## 5.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?

Som drøftet i kapittel 2.2 anbefaler vi langsiktige prisprognoser som grunnlag for vurderinger av lønnsomheten til prosjekter som søker støtte.

### 5.2.1 IEAs langsiktige prognoser for naturgasspriser kan brukes direkte for LNG

For LNG kan man bruke langsiktige prognoser for naturgass fra IEAs World Energy Outlook direkte (se nærmere omtale i 4.2.3). En fordel ved det er at da er olje- og gassprisene konsistente, siden de kommer fra samme kilde. Dette gir prognosen for *markedsprisen*. Ved å legge på relevante skatter og avgifter kan man regne seg fram til en nedre grense for sluttbrukerprisen. Vi kjenner imidlertid ikke til ulike påslag og marginer som inngår i prisene til ulike sluttbrukere.

Den siste utgaven av World Energy Outlook oppgir prisprognosen for 2030 og 2050. For årene mellom disse årene kan man legge til grunn en lineær utvikling i prisene.

For årene frem til 2030 (eller første år i den langsiktige prognosen) kan man bruke terminpriser på Dutch TTF, med levering om for eksempel 1–3 år, og deretter legge til grunn en lineær utvikling

av prisen frem mot første år i den langsiktige prognosen.<sup>14</sup> Slik sikrer man at det vil være en sammenheng mellom gassprisen på kort, mellomlang og lang sikt. I tillegg kan unngå at svært kortsiktige prisfluktasjoner rundt søknadstidspunktet påvirker støttebeslutningen, ved at man bruker et glidende gjennomsnitt av terminprisen, for eksempel de siste 3-6 måneder.

Prisprognosene bør oppdateres når det kommer nye prognoser fra IEA, se kapittel 0.

## 5.2.2 Det finnes ingen gode kilder til langsiktige prognoser på LBG

LBG er som nevnt et umodent marked, og det finnes ingen etablert markedspris. Det finnes enkelte studier (f.eks. Klimakur 2030), men pga. rask teknologiutvikling det er en fare for at de blir raskt utdatert. Enovas egen database over tidligere søknader kan også inneholde relevant informasjon, men også her er det fare for at de tidligere anslagene ikke gjelder lenger.

## 5.2.3 Markedsprisen på propan henger sammen med råoljeprisen

Prisen på propan henger sammen med olje, fordi propan er et biprodukt fra blant annet oljeraffinering.

Vi har estimert følgende lineære regresjonsmodell for sammenhengen mellom prisen på råolje og propan:

$$\text{Markedspris}_t = \text{Konstant} + \text{Oljekoeffisient} * \text{Oljepris}_t$$

De estimerte verdiene for konstantleddet og oljekoeffisienten i likningene over er presentert i Tabell 5.3.<sup>15</sup>

Tabell 5.3 Regresjon av prisen på propan (kr/tonn) på råoljeprisen (kr/fat)

Produkt	Oljekoeffisient	Konstant	R <sup>2</sup>	Tidsintervall
Propan	6,60581	577,203	0,866	Jan 94 – aug 22

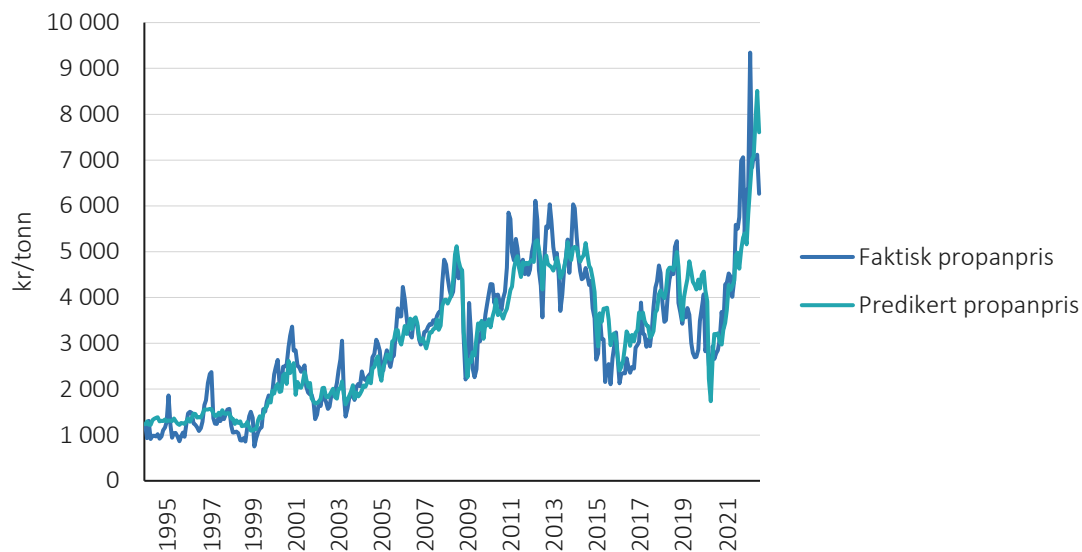
Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

For å gi en indikasjon på hvor godt modellen vår kan predikere propanprisen, bruker vi historiske tall på råolje i likningen over. Dette gir oss en predikert pris på propan for den samme tidsperioden. Figur 5.1 viser at modellen gjenskerer markedsprisen godt.

<sup>14</sup> Ettårige terminkontrakter er tilgjengelig i Refinitiv. For lengre kontrakter må man enten hente informasjon manuelt fra barchart.com eller abonnere på Platts i Refinitiv.

<sup>15</sup> For detaljer om metoden, se kapittel 4.2.2.

Figur 5.1 Historiske og predikerte propanpriser



Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

### 5.3 Felles prisforutsetninger ikke egnet for gassprodukter

Det er vanskelig å regne felles sluttbrukerpris for gassprodukter.

For **LNG** kan man bruke prisprognoser fra IEA World Energy Outlook for markedspris. Det er ikke mulig å etablere felles prisforutsetninger for *sluttbrukerprisen*, fordi det ikke finnes offentlig tilgjengelig statistikk og fordi den vil kunne variere betydelig mellom tiltakseiere. Anslaget for markedspris fra IEA, sammen med skatter og avgifter, kan brukes til å beregne en nedre grense for sluttbrukerprisen. Denne inneholder imidlertid ikke påslag og marginer, som vil kunne være individuelle for ulike sluttbrukere.

For **LBG** er markedet umodent. Det er ikke mulig å lage felles prisforutsetninger for LBG, hverken for markedsprisen eller sluttbrukerprisen, fordi disse prisene ikke er offentlig tilgjengelig og markedet er i en tidlig utviklingsfase.

For **propan** vil det være et grunnlag for å lage felles prisforutsetninger på *markedsprisen*, basert på sammenhengen mellom prisen på propan og prisen på råolje. Det er ikke mulig å etablere felles prisforutsetninger for *sluttbrukerprisen*, fordi det ikke finnes tilgjengelig statistikk for denne.

## 6 Hydrogen og hydrogenbærere

---

Det finnes ikke et effektivt, åpent marked for hydrogen i dag. Uten et velfungerende marked, finnes det heller ikke etablerte markedspriser.

For «grått» hydrogen er produksjon hovedsakelig knyttet til interne prosesser på industrianlegg, og i stor grad produsert for egenforbruk. «Grønne» og «blå» alternativer produseres i små volum. De aller fleste prosjekter i Norge som produserer «grønne» og «blå» alternativer er i tidligfase og mottar statlig støtte.

Prisen på hydrogen avhenger av flere faktorer, blant annet produksjonsteknologi, pris på innsatsfaktorer som elektrisitet og naturgass, avstand fra produksjon til forbruker og behov for lagring. Her kan det være store variasjoner fra prosjekt til prosjekt.

Vi vurderer at bruk av felles prisforutsetninger ikke er egnet for hydrogen, ammoniakk eller metanol. Enovas prosjektdatabase kan kanskje benyttes for å vurdere priser, i den grad det finnes egnede referanseprosjekter.

---

### 6.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?

#### 6.1.1 Hydrogen

Det finnes flere metoder for å produsere hydrogen. Den mest anvendte i dag er å reformere naturgass til hydrogengass (H<sub>2</sub>) og karbondioksid (CO<sub>2</sub>) (NVE, 2019). Hydrogenet som produseres omtales da som **grått** hydrogen. Dersom CO<sub>2</sub> fra denne prosessen fanges og lagres, kalles det **blått** hydrogen. Med dagens teknologi kan omtrent 90 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippet fanges (NVE, 2019). Hydrogen kan også produseres ved hjelp av elektrolyse. Elektrolyse krever en strømkilde og hvis denne er fornybar, regnes det produserte hydrogenet som **grønt** og utslippsfritt.

Omtrent alt hydrogen som produseres i dag brukes som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon, hovedsakelig til å produsere ammoniakk, metanol og til bruk i oljeraffinerier. Mesteparten av hydrogenomsetningen (96 prosent) er bundet, det vil si at produksjon og forbruk er nært relatert, og kun 4 prosent omsettes i et marked (Shell, 2017, omtalt i DNV GL, 2019).

Om lag 80 prosent av hydrogenproduksjonen fra industriprosesser i Norge kommer fra to store anlegg: Yara sin ammoniakkproduksjon på Hærøya og Equinor sin metanolproduksjon på Tjeldbergodden (DNV GL, 2019). Begge disse anleggene produserer alt hydrogen de trenger selv. Resten av hydrogenproduksjonen i Norge er hovedsakelig et bi-produkt av bensinproduksjon på oljeraffineriene på Mongstad og Slagentangen (DNV GL, 2019).

Bruk av hydrogen som energibærer i transportsektoren er under utvikling og i dag lite utbredt. Tilbudet av tanking med hydrogen er begrenset. For personbiler finnes det noen (svært) få fyllestasjoner, i Oslo-området, Bergen og Trondheim. ASKO driver sin egen hydrogenstasjon for lastebiler på Tiller i Trondheim. Den betjener lastebiler, personbiler og gaffeltrucker.

Ifølge Meld. St. 11 (2021-22) produseres nesten alt hydrogen med reformering av naturgass eller annen fossil energi uten fangst og lagring av CO<sub>2</sub>, såkalt grått hydrogen. Det produseres i dag kun

små volum blått og grønt hydrogen. Det er imidlertid et stort antall prosjekter under utvikling i Norge som planlegger å produsere, distribuere og bruke hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp. De aller fleste prosjektene mottar støtte fra staten, herunder Enova.<sup>16</sup>

“ I dag er det ikke et effektivt, åpent marked for hydrogen.

*Olje- og energidepartementet (2022) – Meld. St. 11 (2021-22).*

Flere faktorer er av betydning for prisen på hydrogen, blant annet produksjonsteknologi, priser på innsatsfaktorer som elektrisitet og naturgass, avstand fra produksjon til forbruker og transportmetode (for eksempel skip, rør eller lastebil), behov for lagring, etterspurt volum, og kostnad og energitap forbundet med tilstandskonvertering. For blått hydrogen spiller også kostnader ved teknologi for CO<sub>2</sub>-fangst en rolle. Pris på strøm vil også avhenge av om produsenten er tilknyttet strømmettet (småskala produksjon) eller direkte tilknyttet vindpark eller vannkraftanlegg (DNV GL, 2019). Kostnader for sluttbruker vil også variere ut ifra i hvilken sammenheng hydrogenet skal anvendes, for eksempel til industri, maritim sektor, landtransport eller til oppvarming av bygg.

### 6.1.2 Ammoniakk og metanol som drivstoff i maritim sektor

For å transportere hydrogen, må det enten komprimeres eller omgjøres til flytende form. Rørledninger og frakt med skip anses i dag som de mest realistiske metodene for transport av hydrogen. Et annet alternativ er å konvertere hydrogen til andre energibærere i væskeform som enklere lar seg frakte over lengre distanser med eksisterende transportløsninger, som **ammoniakk** og **metanol**. I dette avsnittet fokuserer vi på bruk av disse energibærerne som drivstoff i maritim sektor.

**Ammoniakk** blir fremstilt av hydrogen i en kjemisk prosess, og kan inneholde over 17 pst. hydrogen (DNV GL, 2019). Fargekoden på hydrogenet bestemmer også fargekoden på ammoniakken. Dersom hydrogenet er produsert ved hjelp av fornybar energi, betegnes det som grønn ammoniakk. Mindre enn 1 prosent av global ammoniakkproduksjon er basert på hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp (Olje- og energidepartementet, 2022).

Flere prosjekter arbeider med ulike teknologiske løsninger for å kunne anvende ammoniakk som drivstoff i maritim sektor, men foreløpig er dette på utviklingsstadiet. Et eksempel er forskningsprosjektet AEGIR.<sup>17</sup>

**Metanol** fremstilles i dag i hovedsak ved bruk av naturgass. Naturgassen reformeres til en syntesegass, som deretter benyttes til å produsere metanol. Metanol inneholder karbon, men kan produseres karbonnøytralt basert på biomasse (bio-metanol) eller med direktefangst av CO<sub>2</sub> fra luft pluss grønt hydrogen (e-metanol) (Øystese, 2021).

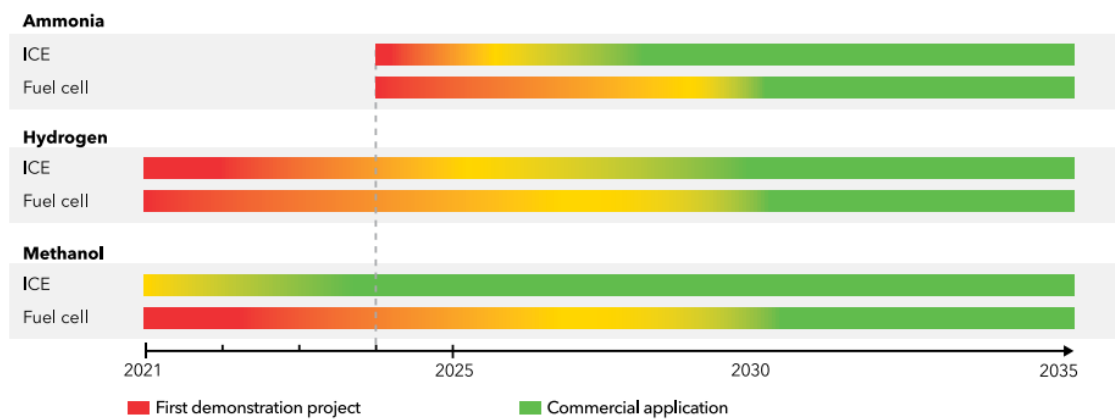
Verdens første tankskip bygget for å benytte metanol som drivstoff var klart i 2016. Figur 6.1 viser modenheten ved ammoniakk, hydrogen og metanol, ved bruk i brenselcelle eller forbrenningsmotor i maritim sektor. Figuren er fra DNV GLs rapport «Maritime forecast to 2050» fra 2021 (DNV, 2021). Som det fremgår av figuren er metanol til bruk i forbrenningsmotor den eneste av

<sup>16</sup> Yara har fått 283 mill. kroner i støtte fra Enova til å erstatte deler av dagens produksjon av grått hydrogen med hydrogen produsert ved hjelp av elektrolyse ved industrianlegget på Herøya.

<sup>17</sup> AEGIR er et nordisk samarbeidsprosjekt finansiert av Nordic Energy Research, Norges Forskningsråd, EUDP (Danmark) og Business Finland. Prosjektpartnere er SINTEF Industri, Danmarks Tekniske Universitet, VTT, Vard, CoorsTek Membrane Sciences og Ballard Power Systems.

disse drivstoff-teknologiene som per 2022 er blitt tatt i kommersiell bruk. Ammoniakk- og hydrogenløsninger i maritim sektor er foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig, men det pågår flere pilot- og demoprojekter i Norge.

Figur 6.1 Tidslinje for forventet tilgjengelighet for ulike drivstoff



Key: Internal combustion engine (ICE)

Kilde: DNV (2021), p. 34, Figure 3.3: "Timeline for expected availability of alternative fuel technologies – our best estimate for when these may be available for onboard use"

## 6.2 Ingen egnede kilder til langsiktige prisprognoser

Det er krevende å finne etablerte markedspriser på hydrogen, både fordi markedet for «utslippsfrie» varianter av hydrogen er umodent og under utvikling, og fordi markedet for grått hydrogen i stor grad er lukket. De finnes ikke per i dag kilder til langsiktige prisprognoser for hydrogen, egnet for bruk i Enovas lønnsomhetsanalyser.

Det finnes enkelte analyser som har gjort antakelser om kostnadsutviklingen for produksjon av hydrogen,<sup>18</sup> men dette er ikke prognoser for markedspris. Det gjelder også spesifikke produksjonsmetoder, og hva som legges til grunn om ulike kostnadselementer, som for eksempel elektrisitetspris, kan ha stor betydning for produksjonskostnaden.

## 6.3 Felles prisforutsetninger ikke egnet for hydrogen og hydrogenbærere

Vi vurderer at bruk av felles prisforutsetninger ikke er egnet for hydrogen, ammoniakk eller metanol.<sup>19</sup> Dette fordi det er utfordringer med å finne markedspriser fordi det ofte er snakk om umoden teknologi, og der teknologien er moden, handles ikke produktene i åpne markeder. I tillegg er det store variasjoner i dannelsen av tiltakseiers pris, blant annet når det gjelder produksjonsteknologi, transport og lagring, og i hvilken sammenheng produktet anvendes (for eksempel industri, maritim sektor osv.).

<sup>18</sup> Blant annet DNV GL (2019), NVE (2019) og Statnett (2020).

<sup>19</sup> For ammoniakk og metanol gjelder dette for bruk som drivstoff i maritim sektor, som vi har forstått som mest relevant for Enova.



Enovas prosjektdatabase kan kanskje benyttes for å vurdere priser, i den grad det finnes egnede referanseprosjekter.

## 7 Trepellets

Prisen på trepellets forhandles bilateralt ved kjøp av store kvanta. Det finnes en internasjonal referansepris for trepellets, men vi kjenner ikke til frakt og andre kostnader som vil kunne utgjøre en stor del av sluttbrukerprisen. Det finnes heller ikke prognoser for framtidige priser. Vi vurderes at felles prisforutsetninger derfor ikke er egnet for trepellets.

### 7.1 Hvordan dannes tiltakseiers pris?

Trepellets er en type fast biobrensel som brukes til oppvarming. Pellets produseres ved at trevirke eller sagflis tørkes, males, presses og kuttet. Deretter leveres det i bulk til storkunder, eller pakkes i poser og leveres på pall til mindre kunder.

Produksjonskostnadene avhenger av prisen på råstoffet, oppvarmingsmetoden og strømprisene. Vi har fått opplyst at prisen på pellets er noe lavere i Trøndelag og nordover enn lengre sør i landet (noe som kan skyldes dagens strømpriser). Imidlertid er dette ikke inkludert transportkostnader, som kan utgjøre en stor del av sluttbrukerprisen.

Større kunder kjøper trepellets direkte fra produsenter eller grossister i Norge og Sverige. Prisen forhandles da bilateralt.

Større aktører i markedet som handler pellets i bulk forhandler noen ganger leveranser basert på referanseprisen *Argus CIF NWE Industrial Wood Pellets*. Denne noteringen vil kunne fungere som en nedre prisgrense for store volum. Transportkostnader vil imidlertid variere mellom kundene.

Tabell 7.1 oppsummerer komponentene i sluttbrukerprisen for trepellets.

Tabell 7.1 Sluttbrukerprisen for trepellets

Priskomponent	Kommentar
Markedspris	Pris forhandlet direkte med ulike produsenter i Norge eller Sverige Internasjonalt, på råvarebørs: <i>Argus CIF NWE Industrial Wood Pellets</i>
+ Påslag for ulike leveringskostnader	Frakt, lagring, og andre kostnader.
+ Marginer	Marginene til ulike salgsledd.
+ Merverdiavgift	25 %, generell sats. Gjelder for privatkunder.
= Tiltakseiers pris	Forhandles i bilaterale avtaler for storkunder. Ikke omsatt med offentlig tilgjengelige priser.

*Merknad: Fargekodene i tabellen er som følger: Grønt markerer at priser er offentlig tilgjengelige, mens rødt betyr at priser ikke er offentlig tilgjengelige. Avgiftssatser er markert med oransje fordi dagens satser er offentlig tilgjengelige, men satsene varierer mellom brukere/bruken, og fremtidige satser ikke er kjent.*

### 7.2 Hvilke priser og hvilke kilder bør man bruke for prisprognoser?

Det finnes ingen offentlige prisprognoser for trepellets.

### 7.3 Felles prisforutsetninger ikke egnet for trepellets

Da pris på trepellets forhandles bilateralt ved kjøp av store kvanta, kan man ikke bruke felles prisforutsetninger for alle aktører. Det finnes en internasjonal referansepris for trepellets, men vi kjenner ikke til frakt og andre kostnader som vil kunne utgjøre en stor del av sluttbrukerprisen.



## Del 2

### Metoder for å håndtere usikkerhet

## 8 Metoder for å håndtere usikkerhet

Enova ønsker en oversikt over de mest aktuelle faglige tilnærmingene og metodene for å skaffe innsikt i og håndtere usikkerhet i prisestimer innen klimaområdet. Målet med metodikken er å kvantifisere usikkerhet i de aktuelle prisforutsetninger med grunnlag i markeddata. Metodikken bør derfor ha en form som egner seg for videre analyser i for eksempel simuleringer. I dette kapittelet svarer vi ut disse behovene.

Vi starter med å rydde litt i problemstillingen. I vurderinger av bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet av tiltak står Enova overfor to ulike typer usikkerhet:

4. Usikkerhet om hva prisen faktisk blir gjennom tiltakets levetid. Både når Enova beslutter støtten og når tiltakseier beslutter om tiltaket skal gjennomføres, vil det være usikkerhet om hva prisen blir gjennom tiltakets levetid. Mer generelt vil det være usikkerhet om hva tiltakets lønnsomhet faktisk blir.
5. Usikkerhet om hvilken forventet pris tiltakseier legger til grunn. Når Enova beslutter støtten vil det være usikkert hvilken forventet pris tiltakseier legger til grunn for sin beslutning om å gjennomføre tiltaket, gitt Enovas støtte. Mer generelt vil det være usikkerhet om hvilken lønnsomhet tiltakseier forventer. Usikkerheten kan skyldes ulike metoder for å anslå pris og lønnsomhet og/eller at forventet pris og lønnsomhet endrer seg mellom Enovas og tiltakseiers beslutningspunkter.

Dette kapittelet handler om den første typen, usikkerhet om hva prisen faktisk blir gjennom tiltakets levetid og metoder for å håndtere dette.

Metoder for å håndtere usikkerhet om pris har videre to dimensjoner. Den ene handler om å beskrive prisfordelinger. Den andre handler om å ta stilling til prisfordelingene og hvor mye risiko man skal tåle i forbindelse med en lønnsomhetsvurdering. Med andre ord handler det både om usikkerhet og om holdning til usikkerhet eller risiko. Begrepet risikoaversjon er sentralt for holdning til risiko.<sup>20</sup>

I diskusjonen kan det være nyttig å ha for seg nåverdiuttrykket for lønnsomheten til et prosjekt:

$$NNV = \sum_0^T \frac{p_t x_t}{(1+r)^t}$$

der  $p_t$  og  $x_t$  er vektorer og kostnadskomponenter er negative  $x$ -verdier. For enkelhets skyld er renta konstant. Fordelingene til  $p$  vil gi en fordeling av  $NNV$ . Risikoaversjon, som altså er en type holdning til denne fordelingen av  $NNV$  (eller  $p$ ), kan inkorporeres i  $r$ , eller i en passende justering av prisene  $p$ . Det siste kalles prisenes sikkerhetsekvivalenter.

<sup>20</sup> Med binære utfall (en sannsynlighetsfordeling med to muligheter hvorav den ene er null og den andre negativ) så er risiko lik sannsynlighet for det dårlige utfallet multiplisert med konsekvens. Dette uttrykket, er dessuten lik forventet kostnad. Med mange muligheter er risiko vanskeligere å definere og kan både være assosiert med punktsannsynligheten til et scenario og dets konsekvens, og med den kumulative sannsynligheten opp til scenarioet og de kumulative konsekvensene. Det siste er en partisjonering av forventningen.

Mens dette kapittelet bidrar med en oversikt og anbefaling, vil neste kapittel demonstrere hvordan anbefalt metodikk kan brukes i praksis.

## 8.1 Metoder for å beskrive prisfordelinger analytisk

Her vurderer vi to muligheter

- Følsomhets- og scenarioanalyse
- Monte Carlo-simulering

Vi mener Monte Carlo-simulering best oppfyller Enovas behov.

### 8.1.1 Følsomhets- og scenarioanalyse

Formålet med følsomhets- og scenarioanalyser er å **tydeliggjøre hele eller deler av sannsynlighetsfordelingen til usikre priser**. Følsomhets- og scenarioanalyser korrigerer med andre ord ikke for holdning til risiko, men de er informasjonspunkter som beslutningstaker kan tolke i lys av sin holdning til risiko. Spesielt vil metodene indikere hvor robust en konklusjon om positiv lønnsomhet er overfor usikre priser. Metodene kan brukes til å «stress-teste» lønnsomhetsvurderinger og beregne «break-even»-priser.

Ved en **følsomhetsanalyse** vurderer man hvordan lønnsomheten påvirkes av endringer i enkeltforutsetninger. For eksempel vil det være en følsomhetsanalyse å vurdere hvordan lønnsomheten påvirkes av endret pris på en spesifikk energibærer. En internrenteberegning er også en form for følsomhetsanalyse, som viser hvordan lønnsomhet og break-even til prosjektet avhenger av kalkulasjonsrente.

Ved en **scenarioanalyse** vurderer man hvordan lønnsomheten påvirkes av endringer i flere forutsetninger samtidig. Ved en slik analyse kan man hensynte sammenhenger mellom forutsetningene og konstruere et konsistent scenario.

Følsomhets- og scenarioanalyser brukes ofte for å illustrere hvor robust et prosjekt er, dvs. hvor lønnsomt prosjektet er overfor usikre variable. Spesielt får en illustrert om prosjektet tåler f.eks. lave kraftpriser, høye oljepriser eller andre forutsetninger det er usikkerhet og interesse rundt.

### 8.1.2 Monte Carlo-simulering

Monte Carlo-simuleringer er en annen – og mer fleksibel – måte å **tydeliggjøre sannsynlighetsfordelingen til usikre priser**, med tilhørende implikasjoner for samfunnsøkonomisk nåverdi.

Gjennom Monte Carlo-simuleringer kan man ut fra sannsynlighetsfordelingen til usikre variabler, og sammenhenger mellom dem, beregne (1) forventet lønnsomhet av prosjekter og (2) sannsynlighet for ulike scenarioer og lønnsomhet i disse.

I prinsippet kan usikkerhet om alle størrelsene i nåverdiuttrykket inkluderes, men i praksis er det særlig prisusikkerhet og dernest kvantumsusikkerhet som inkluderes. Prisusikkerhet vil være felles for alle prosjekter der samme pris inngår, mens kvantumsusikkerhet typisk varierer fra prosjekt til prosjekt. I samfunnsøkonomiske vurderinger er det ikke vanlig å inkludere usikkerhet om

kalkulasjonsrenta i Monte Carlo beregninger av usikkerhetens omfang. Det skyldes at usikkerhet om kalkulasjonsrenta i hovedsak handler om *holdning* til risiko.

I del 1 av denne rapporten har vi lagt til grunn at Enova vurderer forventet lønnsomhet ut fra anslag for forventede priser og forventede mengder for innsatsfaktorer, produserte varer osv. Denne tilnærmingen kan gi feil konklusjon dersom det er samvariasjon mellom variablene.<sup>21</sup>

Tidligere kapitler har også lagt vekt på at informasjonsgrunnlaget om prisene er forskjellig. I noen tilfeller er det særlig marginene som mangler. I andre tilfeller mangler nær sagt «alt». Det tilsier at usikkerhet om priser vil inn gå i analysen på forskjellig måte.

Monte Carlo-simuleringer kan brukes for å gi riktige anslag for forventet lønnsomhet i slike tilfeller, fordi simuleringen tar utgangspunkt i både sannsynlighetsfordelingen til variablene og samvariasjonen mellom dem.

Simuleringer kan også brukes for å gjøre mer fullstendige scenarioanalyser, der man anslår sannsynligheten for ulike scenarioer og ikke bare hvordan lønnsomheten påvirkes av de ulike scenarioene. Et scenario er i en slik setting lik med én trekning i Monte Carlo-analysen. Ut fra dens plass i fordelingen vil man kjenne den kumulative sannsynligheten for scenariet.

### 8.1.3 Vi anbefaler Monte Carlo hvis det er praktisk mulig

For å tydeliggjøre sannsynlighetsfordelingen til usikre priser er Monte Carlo-simulering gullstandarden, i og med at man tar hensyn til hele prisfordelingen. Til sammenlikning illustrerer følsomhetsanalyser og scenario-analyser bare utplukk av verdier fra sannsynlighetsfordelingene.

Vanskeligheten og den potensielle ulempen ved Monte Carlo-simuleringer er at man må kjenne sannsynlighetsfordelingen til prisene (eller de usikre elementene i prisene der dette er situasjonen). Det er mye samvariasjon mellom priser, og mellom priser og kvantum, som også må tas hensyn til. Det betyr at det ikke alltid vil være praktisk mulig å gjennomføre fulle Monte Carlo-beregninger av prosjektene. Vi vil anbefale at man i første omgang konsentrerer seg om Monte Carlo beregninger av hvordan prosjektenes lønnsomhet påvirkes av fordelingen til sentrale energipriser. Senere kan man bygge ut modellen med andre priser (kapitalkostnader, innsatsvarer) og sammenhenger mellom pris og kvantum.

Programmer som Crystal Ball, @Risk og andre kommer med «default» sannsynlighetsfordelinger, dvs fordelinger som programmet faller tilbake på hvis det ikke får annen beskjed. Default sannsynlighetsfordelinger er imidlertid ikke tilstrekkelig for oppgaven her.

I kapittel 9 estimerer vi sannsynlighetsfordelingene til sentrale energipriser. Det gjenstår imidlertid som et problem at sannsynlighetsfordelingene fremover kan være annerledes enn fordelingen bakover. Dette problemet må løses gjennom rimelighetsbetraktninger. Dersom det inngår flere stokastiske variabler i beregningen, må man ta hensyn til korrelasjonen mellom variablene. Korrelasjonene kan estimeres fra historiske data.

Sannsynlighetsfordelinger og korrelasjoner kan reestimeres jevnlig (f.eks. årlig) på grunnlag av nye data. Det trenger imidlertid ikke skje veldig hyppig: vi har estimert sannsynlighetsfordelinger

---

<sup>21</sup> Vi tenker på at «produktet av forventningene er *ikke* lik forventningen av produktet» dersom kovariansen er forskjellig fra null.

på grunnlag av ganske lange dataserier, så under normale omstendigheter vil ikke en eller to nye observasjoner endre parametere til sannsynlighetsfordelingen nevneverdig.

Når sannsynlighetsfordelingen er etablert, vil det være enkelt å plukke ut bestemte verdier for følsomhetsanalyse og scenarionalyse, og de kritiske sannsynlighetene knyttet til break-even i ulike prosjekter vil også enkelt la seg beregne.

## 8.2 Metoder for å håndtere holdning til risiko analytisk

I nåverdiuttrykket er det kalkulasjonsrenta og sikkerhetsekvivalenter som er de mulige håndtakene for å regulere holdning til risiko. Det offentlige bør ha én og samme holdning til risiko uansett i hvilken samfunnssektor risikoen oppstår. Hvis ikke, vil et prosjekt av en viss risiko aksepteres i én samfunnssektor og ikke i en annen, noe som vil gi helt tilfeldige innslag i samfunnsplanleggingen. Enkelte samfunnssektorer vil ha streng holdning til risiko og andre en liberal holdning. Samfunnet som helhet vil da kunne komme bedre ut hvis sektoren med streng holdning aksepterer noen flere prosjekter, og sektoren med liberal holdning til risiko aksepterer noen færre. Denne prosessen vil fortsette inntil alle har samme holdning til risiko på tvers av samfunnssektorer. Én felles holdning på tvers av samfunnssektorer er med andre ord nødvendig for samfunnsøkonomisk effektivitet.

Det finnes mange eksempler på risikomomenter som er store i sektorsammenheng, men små i samfunnssammenheng. Slik risiko bør sektoren, og samfunnet som helhet, se bort fra. Regelen er at samfunnet kan ha en risikoavers holdning til systematisk risiko, og en risikonøytral holdning til usystematisk risiko, der systematisk og usystematisk er begreper som nettopp dekker risiko som er merkbart eller ikke i samfunnssammenheng.

Metodene for å håndtere systematisk risiko er altså

- Sikkerhetsekvivalenter
- Risikojustert kalkulasjonsrente

Vi anbefaler Enova å bruke risikojustert kalkulasjonsrente bygget på stiliserte versjoner av aktørenes renteforutsetninger.

### 8.2.1 Sikkerhetsekvivalenter

Bruk av sikkerhetsekvivalenter er en fleksibel metode for å integrere holdning til risiko i den samfunnsøkonomiske analysen.

Ved bruk av sikkerhetsekvivalenter beregner man for hvert punkt i framtiden hvilken sikker inntekt eller pris som tilsvarer den faktiske usikre inntekten eller prisen. Fordi risiko har en kostnad, vil sikkerhetsekvivalenten være mindre enn den forventede usikre inntekten. Deretter kan strømmen av beregnede framtidige sikre inntekter neddiskonteres med relevant risikofri rente.

Sikkerhetsekvivalentenes fleksibilitet er deres analytiske styrke, men også deres svakhet. I praksis har det vist seg vanskelig å ivareta hensynet til at det offentlige skal ha én holdning til risiko når man bruker sikkerhetsekvivalenter. For nærmere omtale og vurdering, se Vista Analyse (2012a) og Vista Analyse (2012b).



## 8.2.2 Risikojustert kalkulasjonsrente

Det ligger i begrepet risikojustert kalkulasjonsrente at man tenker seg diskonteringsrenten i nåverdiuttrykket delt opp i to deler:

$$r = r_s + k$$

der  $r_s$  er den sikre renta og  $k$  er tillegg for risiko. Tillegget  $k$  legger seg i nevneren og fører til at fremtidige inntektsstrømmer blir mindre verdt, fordi de inneholder systematisk usikkerhet og risiko.

Det er altså ikke snakk om å legge et tillegg til Enovas normalavkastningskrav for prosjektvurdering, men tillegg til den sikre renta.

Fra et teoretisk synspunkt er risikojustert kalkulasjonsrente noe utilfredsstillende fordi den forutsetter at usikkerheten om inntekter og utgifter (altså telleren) øker eksponensielt. Likevel er det denne modellen som nå er enerådende i samfunnsøkonomiske analyser.

### Ulike forbilder for kalkulasjonsrente

Myndighetene benytter på en rekke områder kalkulasjonsrenter for å prise risiko:

- I tråd med Finansdepartementets rundskriv R-109/21 (Finansdepartementet, 2021) brukes en rente tilsvarende den private aktører står overfor for statlig forretningsdrift i konkurranse med private aktører, og en rente på 4 prosent for øvrige statlige tiltak til og med 40 års levetid.
- For kraftverk o.l. er praksis at det benyttes en rente på 6 prosent, mens praksis for petroleumsinvesteringer er å benytte en rente på 7 prosent. Rundskriv R-109/21 sier ikke eksplisitt hvilken rente som skal brukes når staten *regulerer* private.
- NVE fastsetter nettselskapenes inntektsramme ut fra en nominell referanserente, som for 2022 er estimert til 5,53 prosent.
- Finansdepartementet verdsetter verdien av framtidige kostnadsfradrag i skattegrunnlagene med risikojusterte renter, blant annet i beregningen av skatteutgifter.
- Finansdepartementet bruker renter for å verdsette kraftverk for skatteformål, jf. følgende utdrag fra mandatet for Johnsen (2017): «Kapitaliseringsrenten som brukes i nåverdi-beregningene ved verdsettelsen, skal være en realrente før skatt og bør reflektere et markedsbasert avkastningskrav for vannkraft-produksjon. Avkastningskravet bør fastsettes som summen av en risikofri rente og et risikotillegg som reflekterer risikoen ved investeringer i vannkraftanlegg.»

## 8.2.3 Vi anbefaler å bruke stiliserte versjoner av aktørenes renteforutsetninger

Utgangspunktet for vår anbefaling er R-109 (Finansdepartementet, 2021). Den relevante paragrafen lyder i sin helhet.

«For statlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private aktører skal en kalkulasjonsrente tilsvarende den som private bedrifter står ovenfor benyttes. For øvrige statlige tiltak skal den risikojusterte kalkulasjonsrenten som angitt i tabellen under benyttes.»

Tabellen det vises til, oppgir 4 prosent realrente år 1–40 i et prosjekts levetid, 3 prosent år 41–75 og 2 prosent år fra og med år 76.

Enova mottar søknader fra private og offentlige aktører og kan finansiere noen av dem. Det betyr at offentlige og private konkurrerer med hverandre. De offentlige prosjektene som kommer fra kommunal sektor, er ikke «statlig forretningsdrift», men likevel tilsier paragrafen at offentlige prosjekter i konkurranse med private bør analyseres med privat kalkulasjonsrente. Dersom offentlige og private prosjekter ikke konkurrerer med hverandre, faller argumentet for å bruke markedsrente på offentlige sektorer.

For å være på trygg samfunnsøkonomisk grunn bør Enova da lage to «pottter», én for privat sektor og én for offentlig sektor. «Pottene» kan organiseres som ulike programmer der hver type aktør kan søke på programmet eller programmene tilordnet sin type. Private og offentlige prosjekter vil likevel konkurrere, men på en indirekte måte, når pottene settes opp. Det blir med andre ord skott mellom prosjektene som hindrer den direkte konkurransen.

Også innenfor privat sektor må man regne med at aktørene har ulike kalkulasjonsrenter avhengig av sin type. Husholdninger har gjerne en forholdsvis lav kalkulasjonsrente og verdiene fra R-109 kan være et brukbart estimat. Borettslag og andre organisasjoner kan ha en kalkulasjonsrente som ligger mellom husholdninger/det offentlige og den kommersielle private sektor.

Vår **anbefaling** blir dermed:

- Definer ulike grupper av tilskuddsmottagere som forventes å ha ulike kalkulasjonsrenter. Definer, så langt som praktisk fornuftig, programmene slik at bare en av gruppene kan søke på dem. Vurder søknader innen hvert program med en stilisert utgave av kalkulasjonsrenta aktørene bruker.
- For offentlig sektor og husholdninger kan kalkulasjonsrenta gitt av R-109 være et godt estimat på aktørenes renteforutsetninger.
- Det ligger utenfor dette prosjektet å anbefale hvilke kalkulasjonsrenter man bør legge til grunn for organisasjoner, frivillig sektor og kommersielle virksomheter, men de bør standardiseres. Enovas normalavkastningskrav ser ut til å være en god start. Kommersielle virksomheter kan tenkes å bruke ulike kalkulasjonsrenter for ulike typer prosjekter, på grunn av prosjekttypenes opplevde risikoprofil eller annet. Det kan for øvrig også gjelde husholdninger. Hvis det er systematiske forskjeller mellom prosjekter, bør det standardiseres ulike kalkulasjonsrente per prosjekttipe. I så fall bør også prosjektene organiseres i ulike programmer som ikke konkurrerer direkte med hverandre.

## 9 Sannsynlighetsfordelinger for utvalgte energibærere

Det finnes flere verktøy for å undersøke virkninger av usikkerhet på prosjekter. I programmer som Crystal Ball og @Risk kan man beregne forventet lønnsomhet av prosjekter ved hjelp av Monte Carlo simuleringer, der man spesifiserer sannsynlighetsfordelingen for usikre variabler.

Vi har brukt historiske prisdata for å beregne sannsynlighetsfordelinger for elektrisitets-, olje- og gassprisen. I kapittel 9.3.1 til 9.3.3 nedenfor viser vi hvilken fordeling passer best med historiske data, og hvilke parametere kan brukes til å spesifisere sannsynlighetsfordelingen (f.eks. i Crystal Ball). Siden vi er interessert i usikkerhet rundt langsiktige priser, og i del 1 av rapporten anbefaler vi å bruke langsiktige prisprognoser, som typisk gir et anslag for årsgjennomsnittet for en framtidig pris, har vi brukt årlige gjennomsnittspriser for estimeringer. Er man interessert i usikkerheten på kortere sikt, kan man bruke månedlige priser til å estimere de relevante parametere (se vedlegg B.3 for sannsynlighetsfordelingene basert på månedlige priser). Kapittel 9.4 oppsummerer våre anbefalinger.

Vi begynner med en oversikt over hva karakteriserer en sannsynlighetsfordeling i kapittel 9.1. I kapittel 9.2 forklarer vi hvordan man kan spesifisere en bestemt sannsynlighetsfordeling.

### 9.1 Hva karakteriserer en sannsynlighetsfordeling?

En sannsynlighetsfordeling viser enhver verdi en stokastisk variabel kan ta og sannsynligheten for at variabelen vil ta den gitte verdien. Sannsynligheten til alle utfallene summerer seg til 1. I en normalfordelt sannsynlighetsfordeling gjennomsnittet av alle verdiene, den midterste verdien (median) og den verdien man har høyest sannsynlighet for å trekke (mode), være like. Dette er ikke tilfelle når fordelingen er skjev.

*Standardavviket* er et mål for spredningen av verdiene til en stokastisk variabel. Standardavviket gir verdienes gjennomsnittlige avstand fra gjennomsnittet.

To andre relevante mål på variasjonen i priser er skjevheten og kurtosen i fordelingen.

*Skjevhet* er et mål på graden av asymmetri i en statistisk fordeling. Skjevhet lik 0 betyr at fordelingen ikke er skjev. Skjevhet over 0 betyr at fordelingen er høyreskjev (altså at de har en lang hale på høyresiden i kurven), og negative verdier betyr venstreskjev. Stokastiske variabler som ikke kan bli negative, slik som priser, har en tendens til å være høyreskjeve. Skjevheten er ikke avhengig av variabelens måleenhet eller absolutte verdi.

*Kurtose* er et mål på hvor «tykke» haler fordelingen har. Kurtosen er også uavhengig av enhetsverdien til variabelen, og har verdien 3 ved en standardnormalfordelt variabel. En kurtose over 3 betyr at fordelingen har tykkere haler enn standardnormalfordelingen, og kurtose under 3 betyr smalere haler. Kurtosen kan ikke være negativ.

## 9.2 Hvordan spesifisere sannsynlighetsfordelinger til en Monte Carlo simulering?

I programmer som Crystal Ball kan man enten velge en bestemt forhåndsspesifisert sannsynlighetsfordeling (f.eks. normalfordeling eller gammafordeling) eller velge en egen sannsynlighetsfordeling («custom») ved å spesifisere ulike parametere til sannsynlighetsfordelingen.

For eksempel kan man spesifiserer gjennomsnittet, standardavviket, minimum- og maksimumverdier og verdier for andre persentiler. Skjevhet og kurtose vil ofte være relevante verdier å bruke når man bestemmer sannsynlighetsfordelingene i en Monte Carlo-simulering.

Parameterne som avhenger av enhetsverdien (slik som gjennomsnittet, standardavviket, minimum, maksimum og andre persentiler) kan ikke uten videre brukes dersom enhetsverdien endres. En vanlig måte å håndtere dette på er å bruke parameterens verdi relativt til gjennomsnittet for variabelen.

Vi har beregnet disse parametere for elektrisitets-, olje- og gasspris, basert på historiske data. De relevante parameterverdiene for hver av disse er oppgitt i tabellene i kapittel 9.3.1 til 9.3.3 nedenfor.

## 9.3 Hvilken fordeling passer best med historiske data for energipri-sene?

Vi tester hvilke sannsynlighetsfordelinger som passer best med de historiske dataene for elektrisitets-, olje- og gasspriser.

Vi tester hvorvidt dataene passer med Weibull, gamma-, normal- og eksponensiell fordeling. Dataene tilpasses til de ulike sannsynlighetsfordelingene ved maximum likelihood-estimering, som velger de parametere som gjør at fordelingene passer best. For Weibull-fordelingen innebærer dette *formparameteren* (som bestemmer formen/skjevheten på fordelingen; større verdier betyr venstreskjev og lavere verdier betyr høyreskjev) og *skalaparameteren* (spredningen til fordelingen, der større verdi betyr større spredning). For gammafordelingen estimeres *formparameteren* og *rateparameteren* (den inverse av skalaparameteren). For normalfordelingen estimeres gjennomsnitt og standardavvik, og for eksponensiell fordeling estimeres rateparameteren.

Deretter beregner vi Akaike informasjonskriterie (AIC) og Bayesian informasjonskriterie (BIC), som er estimatore for prediksjonsfeil og dermed relativ kvalitet på statistiske modeller for et gitt datasett. De brukes til å vurdere hvor gode modeller er relativt til hverandre, der lavere verdi betyr bedre modell. Vi beregner også Kolmogorov-Smirnov Goodness of Fit Test, som tester om dataene har den spesifiserte fordelingen. Vi anbefaler å bruke den sannsynlighetsfordelingen som kommer best ut på Kolmogorov-Smirnov-testen og med lavest AIC og BIC.

Vi finner at **gammafordelingen passer best for alle tre energibærere** som vi har testet. Nedenfor angir vi testresultatene og de relevante parametere som kan brukes til å spesifisere en fordeling i f.eks. Crystal Ball for hver av dem.

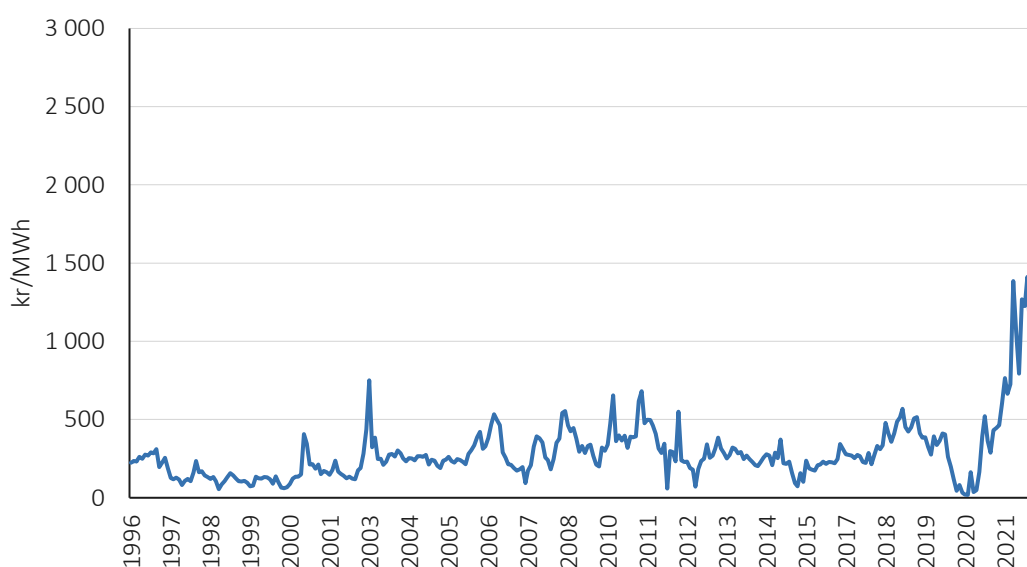
### 9.3.1 Sannsynlighetsfordeling for kraftpris

Kraftprisene har økt dramatisk i 2021 og 2022, og nådd nivåer vi aldri har sett før, se Figur 9.1. Man kan argumentere at situasjonen er såpass spesiell nå, og at den vil normalisere seg om en stund, slik at det kan være rimelig å legge til grunn en sannsynlighetsfordeling basert på prisene til og med 2021. Ved å inkludere 2022 kan man få et feilaktig bilde av hvordan usikkerheten for kraftprisen vil være fremover. På den andre siden kan man argumentere for det motsatte – at prisene i 2022 nettopp synliggjør usikkerheten og utfallsrommet for kraftprisene.

Vi estimerer sannsynlighetsfordelingen basert på to datasett: én der prisen i 2022 inngår og én uten prisene i 2022. Vi viser her resultatene med prisene til og med desember 2021; resultatene for estimering som inkluderer 2022 er vedlegg B.1.

Merk også at sannsynlighetsfordelingen er beregnet på grunnlag av gjennomsnittet av prisene i prisområder i Norge. Hvis man forventer at det skal være (betydelige) prisforskjeller mellom ulike prisområder også i framtiden, bør man estimere sannsynlighetsfordelinger for alle prisområdene hver for seg.

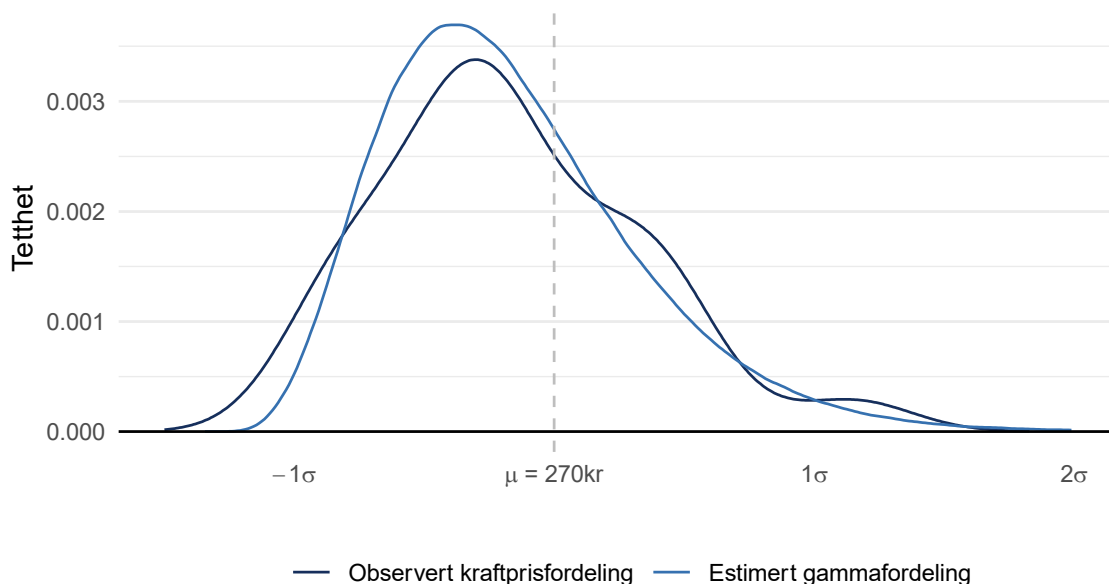
Figur 9.1 Kraftpris i Norge, månedlig gjennomsnitt 1996-2022. kr/MWh



Kilde: Vista Analyse basert på data fra Nord Pool

Basert på årlige gjennomsnittspriser i perioden 1996-2021 finner vi at **gammafordelingen** passer best for elektrisitet. Figur 9.2 viser fordelingen til årlige gjennomsnittspriser for elektrisitet, sammen med den estimerte gammafordelingen. De to kurvene overlapper hverandre i stor grad, men gammafordelingen har litt kortere venstrehale, og den er glattere.

**Figur 9.2** Sannsynlighetsfordeling for kraftpris i Norge, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2021, samt den estimerte gammafordelingen. kr/MWh



Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Nord Pool

Merknad: x-akse normert til standardavvik fra gjennomsnittet.

For simulering av usikkerheten i elektrisitetspriser anbefaler vi dermed å bruke en høyreskjev sannsynlighetsfordeling (gammafordeling) med formparameter lik 5,27 og rateparameteren lik 0,0195 (se Tabell 9.1).

**Tabell 9.1** Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser for kraft, 1996-2021

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	5,27	0,0195

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Nord Pool

Som omtalt i del 1 av rapporten anbefaler vi at langsiktige prisprognoser brukes til prisanslag. Dette innebærer at det historiske gjennomsnittet (270 kr/MWh) skal erstattes med prisprognosen (f.eks. 500 kr/MWh). Da kan man ikke bruke standardavviket og persentiler målt i absolutte tall, men må bruke relative tall i stedet. I Tabell 9.2 oppgir vi gjennomsnittet og persentilene både i absolutte verdier (i kr/MWh) og relative verdier (relativt til gjennomsnittet). Disse kan brukes i Crystal Ball eller annet egnet verktøy for å gjennomføre Monte Carlo simuleringer.

Relevante parametere for fordelingen, basert på datasettet som også inkluderer priser i 2022, er i vedlegg B.1.

Tabell 9.2 Deskriptiv statistikk for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 1996-2021

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
Absolutt (kr/MWh)	270	118	99	106	119	247	409	431	587
Relativt til gjennomsnitt	1	0,438	0,366	0,392	0,440	0,914	1,52	1,6	2,17

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Nord Pool

Tabell 9.3 Kurtose og skjevhet for kraftpriser, basert på årlige gjennomsnittspriser, 1996-2021

Kurtose	Skjevhet
3,22	0,645

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Nord Pool

Tabell 9.4 viser resultater for Kolmogorov-Smirnov-testen som vi baserer våre konklusjoner og anbefalinger på. Det er høyest sannsynlighet for at dataene passer med gammafordelingen:  $H_0$  (at dataene følger den angjeldende fordelingen) avkreftes med 8 prosents sannsynlighet, mot 11 prosent for Weibull-fordelingen, 14 prosent for normalfordelingen og 32 prosent for eksponensiell fordeling. Gammafordelingen har også best fit både AIC og BIC (der lavere tall betyr bedre fit).

Tabell 9.4 Testresultater for kraftpris

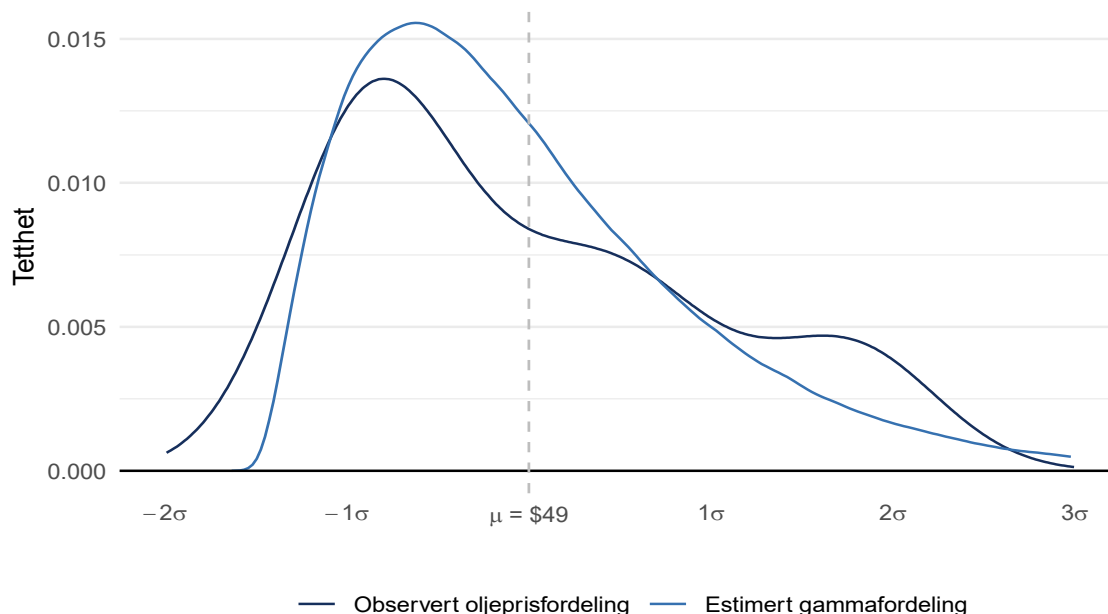
	Weibull	Gamma	Normal	Eksponensiell
Kolmogorov-Smirnov	0,11	0,08	0,14	0,32
Fit-kriterie:				
AIC	323	322,3	325	345,2
BIC	325,6	324,8	327,5	346,4

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Nord Pool

### 9.3.2 Sannsynlighetsfordeling for oljepris

Basert på årlige gjennomsnittspriser i perioden 1987-2022 finner vi at **gammafordelingen** passer best for råolje. Figur 9.3 viser (den glattede) fordelingen til årlige gjennomsnittspriser for råolje, sammen med en estimert gammafordeling med formparameter lik 2,289 og rateparameter lik 0,047 (se Tabell 9.5). De to kurvene overlapper hverandre i stor grad, men gammafordelingen har litt kortere venstrehale og litt lengre høyrehale, i tillegg til at den er glattere.

**Figur 9.3** Sannsynlighetsfordeling for råoljeprisen, basert på årlige gjennomsnittspriser for Brent blend 1987-2022, samt estimert gammafordeling. dollar/fat.



Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv  
 Merknad: x-akse normert til standardavvik fra gjennomsnittet

Tabell 9.5, Tabell 9.6 og Tabell 9.7 viser formparameteren og rateparameteren samt annen deskriptiv statistikk for oljeprisen. Disse kan settes inn i Crystal Ball eller annet egnet verktøy for å gjennomføre Monte Carlo simuleringer.

I Tabell 9.6 oppgir vi både absolutte verdier (i dollar/fat) og relative verdier (relativt til gjennomsnittet). Som omtalt ovenfor anbefaler vi at langsiktige prisprognoser brukes til prisanslag. Dette innebærer at det historiske gjennomsnittet (48,5 dollar/fat) skal erstattes med prisprognosen (f.eks. 70 dollar/fat). Da kan man ikke bruke standardavviket og persentiler målt i absolutte tall, men må bruke relative tall i stedet.

**Tabell 9.5** Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for oljepris, basert på årlige gjennomsnittspriser for råolje (Brent blend), 1987-2022

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	2,289	0,047

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv



**Tabell 9.6** Deskriptiv statistikk for oljepris, basert på årlige gjennomsnittspriser for råolje (Brent blend), 1987-2022

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
Absolutt (USD/fat)	48,5	32,7	12,7	15,6	17	40	102,3	109,6	112
Relativt til gjennomsnitt	1	0,675	0,261	0,321	0,352	0,824	2,11	2,26	2,31

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

**Tabell 9.7** Kurtose og skjevhet for råolje, basert på årlige gjennomsnittspriser 1987-2022

Kurtose	Skjevhet
2,14	0,68

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell 9.8 oppgir testresultatene for de ulike fordelingene som vi har testet. Som vi ser av Kolmogorov-Smirnov-testen har oljeprisedataene lavest sannsynlighet for å ha normal- og eksponensiell fordeling, mens sannsynligheten for at dataene har Weibull- eller gammafordeling har høyest sannsynlighet ( $H_0$  avkreftes med 13 prosent sannsynlighet, mot 17 prosent og 21 prosent for henholdsvis normal- og eksponensiell fordeling). Videre ser vi at gammafordelingen har best AIC og BIC (der lavere tall betyr bedre fit). På bakgrunn av dette anbefaler vi gammafordeling.

**Tabell 9.8** Testresultater for oljepris

	Weibull	Gamma	Normal	Eksponensiell
Kolmogorov-Smirnov	0,13	0,13	0,17	0,21
<b>Fit-kriterie:</b>				
AIC	4040,66	4026,38	4181,66	4148,94
BIC	4048,76	4034,48	4189,76	4152,99

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

### 9.3.3 Sannsynlighetsfordeling for gasspris

Figur 9.4 viser at også gassprisene har økt dramatisk i fra slutten av 2021.

På samme måte som for kraftpriser estimerer vi også sannsynlighetsfordeling for gass med to datasett, med og uten 2022. Vi viser resultatene basert på prisene til og med 2021 her; se vedlegg B.2 for estimering som inkluderer 2022.

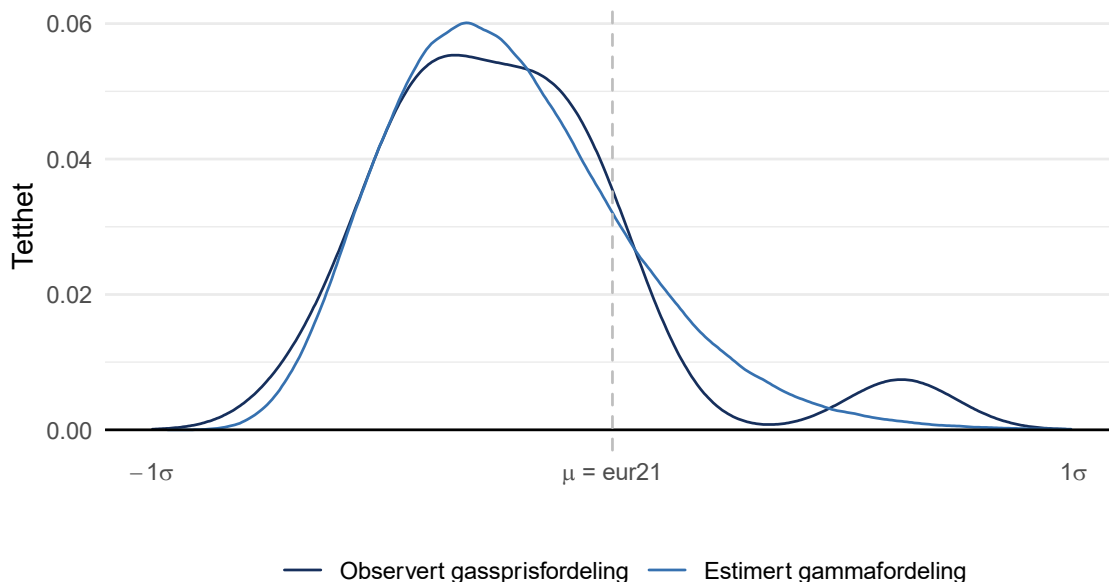
Figur 9.4 Gasspriser i Europa, månedlig gjennomsnitt 2005-2022. EUR/MWh



Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

På samme måte som for kraftprisen og oljeprisen passer **gammafordelingen** best for gassprisen. Figur 9.5 viser den estimerte sannsynlighetsfordelingen, sammen med historiske gasspriser. Vi ser at høyrehalen er litt lenger og tykkere i den faktiske fordelingen enn i den estimerte gammafordelingen.

Figur 9.5 Sannsynlighetsfordeling for gassprisen, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2021, samt estimert gammafordeling. EUR/MWh



Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Merknad: x-akse normert til standardavvik fra gjennomsnittet

For Monte Carlo simuleringer av gasspriser anbefaler vi en høyreskjev sannsynlighetsfordeling (gammafordeling) med formparameter lik 8,722 og rateparameteren lik 0,423 (se Tabell 9.9). Videre anbefaler vi å bruke relativt standardavvik og kvantiler basert på Tabell 9.10.

Tilsvarende verdier for datasettet som inkluderer 2022 er oppgitt i vedlegg B.2.

Tabell 9.9 Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2021

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	8,722	0,423

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell 9.10 Deskriptiv statistikk for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2021

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
Absolutt (EUR/MWh)	20,6	7,68	9,56	12,5	13,5	19,9	26,9	30,3	43,2
Relativt til gjennomsnitt	1	0,37	0,46	0,6	0,66	0,96	1,30	1,47	2,1

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell 9.11 Kurtose og skjevhet for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2021

Kurtose	Skjevhet
5,47	1,37

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell 9.12 viser at det er gammafordelingen som kommer best ut på Kolmogorov-Smirnov-testen og har best fit (både AIC og BIC).

Tabell 9.12 Testresultater for gasspris

	Weibull	Gamma	Normal	Ekspensiell
Kolmogorov-Smirnov	0,15	0,11	0,14	0,41
Fit-kriterie:				
AIC	120,2	117	120,5	138,9
BIC	121,8	118,7	122,2	139,8

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

## 9.4 Anbefalinger for sannsynlighetsfordelinger, oppsummert

Vi finner at gammafordelingen passer best for prisene for alle tre energibærere som vi har testet (elektrisitet, olje og gass). Vi har estimert relevante parametere som kan brukes til å spesifisere sannsynlighetsfordelinger i egnet verktøy (f.eks. Crystal Ball eller @Risk). Vi anbefaler å bruke disse sammen med de langsiktige prisprognosene, omtalt i del 1 av rapporten.

Merk at parametere som vi har vist her er estimert på grunnlag av gjennomsnittlige kraftpriser i Norge (dvs. gjennomsnittet av prisområdene NO1–NO5). Hvis man forventer at (betydelige)

prisforskjeller mellom ulike prisområder vil vedvare, bør man estimere sannsynlighetsfordelinger for alle prisområdene hver for seg,

Dersom det inngår flere stokastiske variabler i beregningen, må man ta hensyn til korrelasjonen mellom variablene. Også korrelasjonene kan estimeres fra historiske data.

Relevante parametere kan estimeres på nytt når nye data blir tilgjengelige. Det er likevel begrenset hvor mye parameterne i sannsynlighetsfordelingene vil endre seg på grunnlag av en eller to nye observasjoner under normale omstendigheter (2021 og 2022 er åpenbart unntaket).

Det kan imidlertid være et problem at sannsynlighetsfordelingene fremover kan være annerledes enn fordelingen bakover. Dette problemet må løses gjennom rimelighetsbetraktninger.

# Referanser

- DFØ (2018). Veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Direktoratet for økonomistyring, Oslo.
- DNV GL (2019). Produksjon og bruk av hydrogen i Norge. Rapportnr. 2019\_0039. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- DNV (2021). Maritime forecast to 2050 – Energy Transition Outlook 2021.
- Drivkraft Norge (2022). Avgifter på oljeprodukter – tidsserie. Hentet fra <https://www.drivkraft-norge.no/Tall-og-fakta/avgifter/>
- Finansdepartementet (2021). Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser. Rundskriv R-109
- Forskrift om særavgifter (2002). Forskrift om særavgifter (FOR-2001-12-11-1451): Kap. 4-5. Treforesidningsindustrien, sildemel- og fiskemelindustrien, produsenter av fargestoffer og pigmenter. Hentet fra [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451/KAPITTEL\\_4-5#KAPITTEL\\_4-5](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451/KAPITTEL_4-5#KAPITTEL_4-5)
- IEA (2022). World Energy Outlook 2022. International Energy Agency, Paris. October 2022. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- IMO (u.å). IMO 2020 – cutting sulphur oxide emissions. Hentet fra <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Sulphur-2020.aspx>
- Johnsen, T. (2017). Risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk. Rapport til Finansdepartementet. August 2017. [https://www.regjeringen.no/contentassets/eee491aa42f6465e87969ec892936898/johnsen\\_kapitalkostnad\\_kraftverk.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/eee491aa42f6465e87969ec892936898/johnsen_kapitalkostnad_kraftverk.pdf)
- KLD (2021). Klimaplan for 2021-2030. Melding til Stortinget Meld. St. 13 (2020–2021). Klima- og miljødepartementet.
- Klimakur 2030. Tiltak og virkemidler mot 2030. Miljødirektoratet, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat og Enova. Miljødirektoratet rapport M-1625 | 2020.
- Miljødirektoratet (2021). Forbud mot fyring med mineralolje til oppvarming. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klimatek/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimatekasser/fyringsforbud-mineralolje/>
- Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet (2018). Kunnskapsgrunnlag for omsetningskrav i skipsfart. Rapport M-1125. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/M1125/M1125.pdf>
- NAF (2021). Alt du må vite om drivstoff. Hentet fra <https://nye.naf.no/bilhold/kostnader/alt-du-ma-vite-om-drivstoff>
- NVE (2019). Faktaark Nr. 12/2019. Hydrogen i det moderne energisystemet. Hentet fra [https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_12.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf)

- NVE (2021). Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040. Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene. NVE Rapport nr. 29/2021, oktober 2021.
- Olje- og energidepartementet (2022). Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020-2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser (Meld. St. 11 (2021-2022)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-11-20212022/id2908056/>
- Produktforskriften (2004). Forskrift om begrensning i bruk av helse- og miljøfarlige kjemikalier og andre produkter (FOR-2004-06-01-922). Hentet fra [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-922/KAPITTEL\\_5#%C2%A73-3](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-922/KAPITTEL_5#%C2%A73-3)
- Rystad Energy (2022). Rebalancing Europe's Gas Supply. Opportunities in a New Era. Rystad Energy, September 2022. Tilgjengelig på <https://iogpeurope.org/project/rebalancing-europes-gas-supply-opportunities-in-a-new-era/>
- Sjøfartsdirektoratet (2016). Utslipp til luft. Hentet fra [https://www.sdir.no/sjofart/fartoy/miljo/utslipp-fra-skip/utslipp-til-luft/#SOx\\_-\\_svoveloksider](https://www.sdir.no/sjofart/fartoy/miljo/utslipp-fra-skip/utslipp-til-luft/#SOx_-_svoveloksider)
- Skatteetaten (u.å.). Innføring av veibruksavgift på alt flytende biodrivstoff og registreringsplikt for importører av drivstoff. Hentet fra <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/veibruksavgift/utvidelse-av-veibruksavgift/>
- S&P Global (2022). LNG cargoes diverge from gas hubs amid logistical constraints, Ukraine war. Hentet fra <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/lng/061722-lng-cargoes-diverge-jkm-henry-hub-ttf-ukraine-war>
- Statnett (2020). Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2020–2050. Statnett, oktober 2020.
- Vista Analyse (2012a). Systematisk usikkerhet i norsk økonomi. Vista Analyse rapport 2012/40. Av Haakon Vennemo, Michael Hoel og Henning Wahlquist
- Vista Analyse (2012b). Kalkulasjonsrenten. Vista Analyse rapport 2012/44. Av Michael Hoel og Steinar Strøm
- Øystese, K.Å. (2021). #Grønnskipsfart: Fire grunner til at ammoniakk og metanol kan bli fremtidens drivstoff. Hentet fra <https://energiogklima.no/nyhet/gronn-skipsfart/gronnskipsfart-fire-grunner-til-at-ammoniakk-og-metanol-kan-bli-fremtidens-drivstoff/>



# Vedlegg

# A Sammenheng mellom prisen på råolje og oljeprodukter, inkludert 2022

I kapittel 4.2.1 beskriver vi hvordan vi kan etablere forholdet mellom prisen på råolje og raffinerte oljeprodukter ved bruk av historiske data. Vi benytter månedlig prisdata frem til desember 2021 til estimeringen (resultatene er vist i Tabell 4.5 i hovedrapporten). Grunnen til at vi velger bort data fra 2022 er den ekstraordinære situasjonen i energimarkedene som følge av krigen i Ukraina.

Vi har også testet ut regresjonen med data inkludert priser til og med august 2022, men da får modellen lavere forklaringskraft (målt ved  $R^2$ ). Det vil også gi modellen dårligere prediksjonsevne i «normalår». Resultatene fra denne regresjonen, med data fra 2022 inkludert, er vist i Tabell A.1.

Tabell A.1 Sammenhengen mellom månedlige markedspriser for raffinerte oljeprodukter (kr/tonn) og råoljeprisen (kr/fat), inkl. data for 2022

Oljeprodukt	Referansepris	Oljekoeffisient	Konstant	$R^2$	Tidsintervall
<b>Diesel</b>	ULSD 10ppm CIF NWE	9,09442	66,3132	0,924	okt 02 – aug 22
<b>MGO</b>	Gasoil, 0.2% S FOB ARA	8,89634	-16,3062	0,968	jan 94 – aug 22
<b>Tungolje</b>	Fuel oil, 3.5% S ARA	5,35318	-76,7264	0,951	jan 94 – aug 22

Kilde: Vista Analyse, Refinitiv Datastream

Marknad: Referanseprisen angir hvilken notering fra Refinitiv vi har brukt i estimeringen.



## B Sannsynlighetsfordelinger

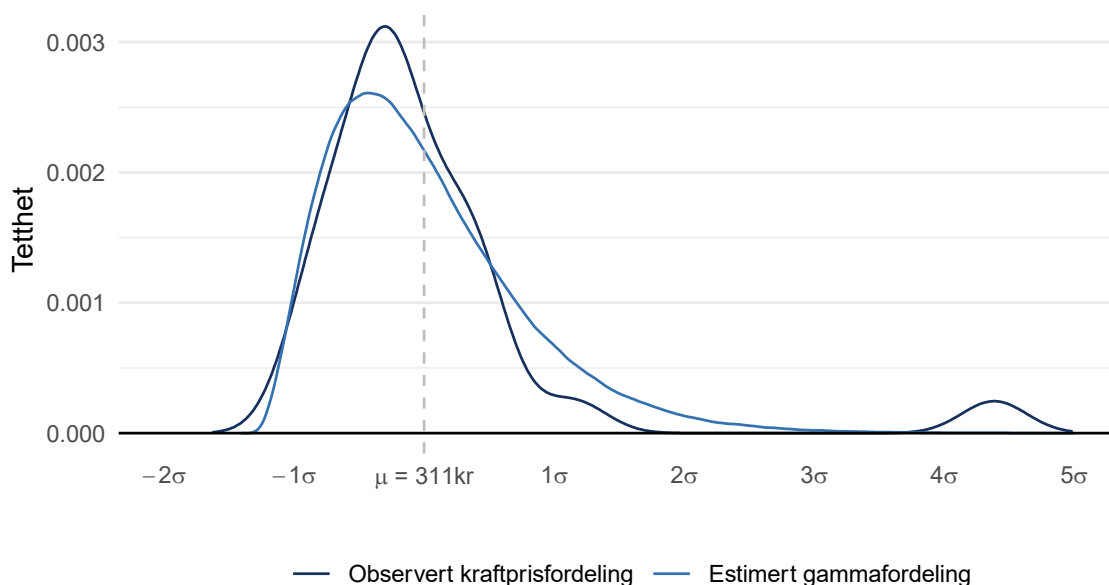
I hovedrapporten (i kapittel 9.3) viser vi de estimerte sannsynlighetsfordelingene for kraftpris og gasspris, basert på prisene til og med 2021. Nedenfor viser vi resultatene for de samme estimeringene inkludert prisene i 2022.

I kapittel 9.3 er sannsynlighetsfordelingene beregnet på grunnlag av *årlige* gjennomsnittspriser. I kapittel B.3 nedenfor viser vi sannsynlighetsfordelingene til de samme energibærere basert på *månedlige* gjennomsnittspriser.

### B.1 Sannsynlighetsfordeling for kraftpris, inkludert 2022

Merk at sannsynlighetsfordelingene for kraftpris er beregnet som gjennomsnittet for alle prisområdene i Norge.

Figur B.1 Sannsynlighetsfordeling for kraftpris i Norge, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2022, samt den estimerte gammafordelingen. kr/MWh



Merknad: x-akse normert til standardavvik fra gjennomsnittet

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

#### B.1.1 Parametere til sannsynlighetsfordelingen

Tabell B.1 Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 1996-2022

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	8,722	0,423

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.2 Deskriptiv statistikk for kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2022

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
kr/MWh	311	241	99	106	120	249	428	541	1 366
Rel. til gjennomsnitt	1	0,774	0,318	0,342	0,387	0,802	1,38	1,74	4,40

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.3 Kurtose og skjevhet kraftpris, basert på årlige gjennomsnittspriser 1996-2022

Kurtose	Skjevhet
14,9	3,25

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

## B.1.2 Testresultater til sannsynlighetsfordelingen

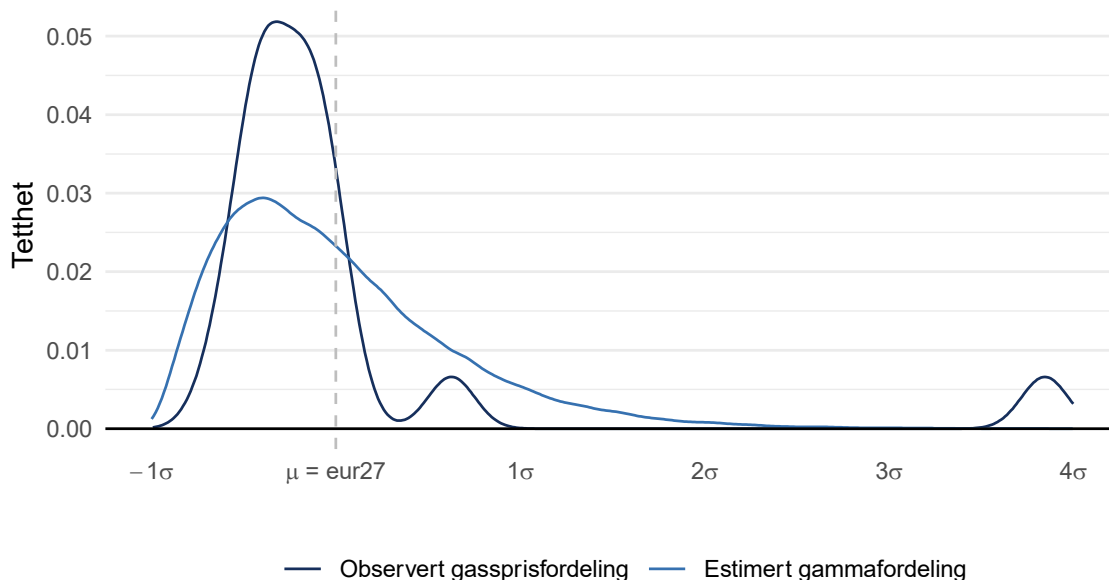
Tabell B.4 Testresultater for kraftpris

	Weibull	Gamma	Normal	Eksponentiell
Kolmogorov-Smirnov	0,17	0,14	0,23	0,27
Fit-kriterie:				
AIC	359,38	354,17	375,72	365,91
BIC	361,98	356,76	378,31	367,21

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

## B.2 Sannsynlighetsfordeling for gasspris, inkludert 2022

Figur B.2 Sannsynlighetsfordeling gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2022, samt den estimerte gammafordelingen



x-akse normert til standardavvik fra gjennomsnittet

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

### B.2.1 Parametere til sannsynlighetsfordelingen

Tabell B.5 Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 2005-2022

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	2,55	0,096

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.6 Deskriptiv statistikk for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser, 2005-2022

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
EUR/MWh	26,6	26,5	9,56	12,5	13,6	20,7	31,9	56	129
Relativt til gjennomsnitt	1	1	0,359	0,47	0,511	0,779	1,20	2,10	4,83

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.7 Kurtose og skjevhet for gasspris, basert på årlige gjennomsnittspriser 2005-2022.

Kurtose	Skjevhet
13,7	3,41

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

## B.2.2 Testresultater til sannsynlighetsfordelingen

Tabell B.8 Testresultater for gasspris

	Weibull	Gamma	Normal	Ekspontientell
Kolmogorov-Smirnov	0,30	0,29	0,38	0,33
<b>Fit-kriterie:</b>				
AIC	155,13	151,19	172,03	156,15
BIC	156,91	152,97	173,81	157,04

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

## B.3 Sannsynlighetsfordelinger basert på månedlige gjennomsnittspriser

For å undersøke usikkerheten rundt langsiktige priser har vi anbefalt sannsynlighetsfordelinger estimert på grunnlag av årlige gjennomsnittspriser (se kapittel 9.3). For simulering av usikkerheten rundt mer kortsiktige priser kan man bruke estimater basert på månedlige gjennomsnittspriser. Nedenfor angir vi de relevante parametere for energipriser, basert på månedlige gjennomsnittspriser. Vi viser til forklaringene og drøftingen i kapittel 9.

### B.3.1 Kraftpriser

Beregningene i dette kapittelet er basert på månedlige gjennomsnittspriser i perioden januar 1996 – september 2022.

Tabell B.9 Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling kraftpris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1996-2022

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	2,53	0,0084

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.10 Deskriptiv statistikk for kraftpris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1996-2022. kr/MWh

	Gjennomsnitt	Standard-avvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
Absolutt kr/MWh	301	249	18	81,8	116	252	476	618	2723
Relativt til gjennomsnitt	1	0,828	0,06	0,272	0,387	0,838	1,58	2,05	9,05

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.11 Kurtose og skjevhet for kraftpris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1996-2022

Kurtose	Skjevhet
35,6	4,58

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.12 Testresultater for kraftpris

Fit-stitistikk	Weibull	Gamma	Normal	Eksponensiell
Kolmogorov-Smirnov	0,11	0,09	0,18	0,22
<b>Fit-kriterie:</b>				
AIC	4232,41	4187,34	4456,56	4307,84
BIC	4239,95	4194,88	4464,10	4311,61

Kilde: Vista Analyse, basert på rådata fra Refinitiv

### B.3.2 Oljepriser

Beregningene i dette kapittelet er basert på månedlige gjennomsnittspriser i perioden mai 1987 – september 2022.

Figur B.3 Gjennomsnittlig månedlig råoljepris (Brent blent), 1987–2022. USD/fat



Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.13 Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for råolje, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 1987–2022

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	2,21	0,046

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.14 Deskriptiv statistikk for oljepris, basert på månedlige gjennomsnittspriser (Brent blend), 1987–2022

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
USD/fat	48,4	33	9,4	14,2	16,2	38,8	107	112	137
Relativt til gjennomsnitt	1	0,683	0,195	0,295	0,335	0,801	2,21	2,31	2,84

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.15 Kurtose og skjevhet for oljepris, basert på månedlige gjennomsnittspriser 1987–2022

Kurtose	Skjevhet
2,4	0,78

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.16 Testresultater for oljepris

Fit-stitistikk	Weibull	Gamma	Normal	Ekspensiell
Kolmogorov-Smirnov	0,13	0,13	0,17	0,21
Fit-kriterie:				
AIC	4040,66	4026,38	4181,66	4148,94
BIC	4048,76	4034,48	4189,76	4152,99

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

### B.3.3 Gasspriser

Beregningene i dette kapittelet er basert på månedlige gjennomsnittspriser i perioden februar 2005 – september 2022.

Tabell B.17 Parametere for estimert sannsynlighetsfordeling for gasspris, basert på månedlige gjennomsnittspriser, 2005-2022

	Formparameter	Rateparameter
Gamma	2,55	0,1012

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.18 Deskriptiv statistikk for gasspris, basert på månedlige gjennomsnittspriser 2005-2022

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Persentil						
			0%	5%	10%	50%	90%	95%	100%
EUR/MWh	25,2	26	4,88	10,3	11,6	20,5	28,7	72,5	202
Relativt til gjennomsnitt	1	1	0,193	0,407	0,462	0,813	1,14	2,88	8,03

Kilde: Vista Analyse, basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.19 Kurtose og skjevhet for gasspris, basert på månedlige gjennomsnittspriser 2005-2022

Kurtose	Skjevhet
27,4	4,66

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv

Tabell B.20 Testresultater for gasspris

Fit-stitistikk	Weibull	Gamma	Normal	Ekspensiell
Kolmogorov-Smirnov	0,26	0,25	0,36	0,29
Fit-kriterie:				
AIC	1763,24	1714,53	1986,16	1794,69
BIC	1769,96	1721,24	1992,88	1798,04

Kilde: Vista Analyse basert på rådata fra Refinitiv



Vista Analyse AS  
Meltzers gate 4  
0257 Oslo

[post@vista-analyse.no](mailto:post@vista-analyse.no)  
[vista-analyse.no](http://vista-analyse.no)