

# STAFF MEMO

## Teknologiutvikling og klimatiltak kan påvirke bankenes kredittrisiko

NR. 6 | 2018

LARS-TORE TURTVEIT  
OG MADELEINE  
GOLDSACK



NORGES BANK

Staff Memo inneholder utredninger og dokumentasjon skrevet av Norges Banks ansatte og andre forfattere tilknyttet Norges Bank. Synspunkter og konklusjoner i arbeidene er ikke nødvendigvis representative for Norges Bank.

**NORGES BANK**  
**STAFF MEMO**  
NR 6 | 2018

TEKNOLOGIUTVIKLING OG  
KLIMATILTAK KAN PÅVIRKE  
BANKENES KREDITTRISIKO

© 2018 Norges Bank

Det kan siteres fra eller henvises til dette arbeid, gitt at forfatter og Norges Bank oppgis som kilde.

ISSN 1504-2596 (online)

ISBN 978-82-8379-047-4 (online)

# Teknologiutvikling og klimatiltak kan påvirke bankenes kredittrisiko

NORGES BANK  
STAFF MEMO  
NR 6 | 2018

TEKNOLOGIUTVIKLING OG  
KLIMATILTAK KAN PÅVIRKE  
BANKENES KREDITTRISIKO

Lars-Tore Turtveit og Madeleine Goldsack<sup>1</sup>

*Klimarisiko kan ha betydning for finansiell stabilitet. For Norge kan en stor oljesektor innebære en særegen risiko knyttet til svakere framtidig oljeetterspørsel. Usikkerhet om framtidig klimaregulering og teknologiutvikling gjør det krevende å anslå denne risikoen. Empiriske analyser av utviklingen av banebrytende teknologier (Nagy, m.fl., 2013), anvendt for solpanel og elbilbatterier indikerer fortsatte teknologiforbedringer. Kostnadsanalyser, reguleringer og bilprodusentenes planer tyder på at veksten i oljeetterspørselen kan avta innen 2025. European Systemic Risk Board (ESRB, 2016) beskriver at en gradvis overgang til lavere klimarelaterte utslipp kan bidra til lavere finansiell systemrisiko. Risikoen ved for liten tidlig tilpasning kan være en brå tilpasning senere. Brå utslag av klimaendringer, som naturkatastrofer, kan lede til uventede og kraftige skjerpelser av klimatiltak og -reguleringer. Tilgjengelig klimavennlig teknologi muliggjør tiltakene. Det kan gjøre oljerelaterte næringer risikoutsatt. Gjennomførte og mulige tilpasninger i form av kostnadseffektiviseringer, omstillinger og mindre gjeldsopptak påvirker risikoen. Tidkrevende tilpasninger bidrar til at det kan være hensiktsmessig å gjøre tilpasninger før endringene er synlige i oljemarkedet. Bankene kan kartlegge og rapportere om klimarisiko i egne porteføljer. Scenarioanalyser og stresstester kan bedre risikoforståelse og påvirke utlånspraksis. Eventuelle økte kapitalkrav for klimarisiko i EU kan bidra til raskere tilpasninger i bankene.*

Klimarisiko, elektrifisering, olje, banker.

---

<sup>1</sup> Vi takker Sindre Weme, Pål Winje og Torbjørn Hægeland for gode innspill og kommentarer.

# Innhold

1. Klimarisiko og finansiell stabilitet .....	5
1.1. Klimarisiko .....	5
2. Overgangsrisiko og reguleringer .....	6
2.1. Relevante reguleringer for olje og gass .....	7
2.2. Preferanser og omdømmehensyn .....	9
3. Overgangsrisiko og banebrytende teknologier .....	9
3.1. Aktuelle banebrytende teknologier .....	10
3.2. Usikker fremtidig teknologiutvikling .....	10
3.3. Modeller for teknologiutvikling .....	11
4. Videre utvikling for solpanel.....	11
4.1. Kostnadssammenligninger for solpanel.....	12
5. Videre utvikling for batterier til kjøretøy .....	14
5.1. Anslag for batterikostnader med Moores lov .....	14
5.2. Sensitivitetsanalyse for batterier .....	15
5.3. Bilprodusentens planer for salg av elbiler.....	16
6. Implikasjoner for oljemarkedet.....	18
6.1. Andre scenarier for oljeetterspørsel .....	19
6.2. Mulige effekter på oljeprisen .....	21
7. Konsekvenser for oljenæring og banker .....	22
7.1. Mulige effekter på oljeprodusentene .....	22
7.2. Langsiktig risiko for oljeleverandørene .....	23
7.3. Langsiktig risiko for bankene .....	24
7.4. Mulige tilpasninger i bankene .....	27
8. Konklusjon.....	28

# 1. Klimarisiko og finansiell stabilitet

NORGES BANK  
STAFF MEMO  
NR 6 | 2018

TEKNOLOGIUTVIKLING OG  
KLIMATILTAK KAN PÅVIRKE  
BANKENES KREDITTRISIKO

Klimaendringer og tilpasninger til lavere klimautslipp kan medføre risiko for banksystemet. På grunn av en stor oljesektor kan det være en særegen norsk risiko ved tilpasninger til lavere klimautslipp. Samtidig tar oljeprodusentene hensyn til klimarelatert risiko når de foretar investeringsbeslutninger (Oslo Economics, 2017), og finansnæringen planlegger å gjøre det i større grad (Finans Norge, 2018). Bankene har også nylig håndtert en nedgangsperiode i oljesektoren med økte utlånstap. Det har bidratt til økt oppmerksomhet rundt risiko i sektoren og kan ha gjort bankene mer forberedt på nye nedgangsperioder. Eksplisitt og implisitt blir det derfor tatt høyde for klimarisiko. Usikkerhet rundt effekten av klimaendringer, framtidige klimareguleringer og teknologiutvikling bidrar likevel til at det er krevende å anslå risikoen, og at den kan undervurderes. Det gjør klimarisiko relevant for finansiell stabilitet.

## 1.1. Klimarisiko

2016 var det varmeste året som er observert (WMO, 2017). De høye temperaturene var delvis en følge av en sterk utgave av værphenomenet El Nino. 2017 var det varmeste observerte året uten en El Nino, og det tredje varmeste av alle observerte år. Utslipp av klimagasser er den primære grunnen til oppvarmingen som har skjedd i perioden 1951-2010 (IPCC, 2014).

Det er vanlig å dele klimarisiko inn i fysisk risiko og overgangsrisiko. Fysisk risiko ved klimaendringer forbindes med flom, tørke og annet ekstremvær. Fysisk risiko kan igjen deles inn i kronisk og akutt fysisk risiko. Kronisk fysisk risiko knyttes til varige klimaendringer som eksempelvis kan ødelegge grunnlaget for å drive næringsvirksomhet (Norsk Klimastiftelse, 2017). Akutt fysisk risiko kan være flomskader o.l. Dersom forsikrede og uforsikrede skader og økonomiske tap er store nok kan de bidra til makroøkonomisk ustabilitet. Det kan heller ikke utelukkes politisk ustabilitet og store flyktningestrømmer fra utsatte områder.

Overgangsrisiko knyttes til samfunnets tilpasning til lavere klimarelaterte utslipp. Tilpasningen kan skyldes reguleringer, markedsprising og teknologisk utvikling. Kull, olje- og gassindustrien er eksempler på næringer som kan være utsatt for overgangsrisiko. Bankenes utlån til disse næringene kan representere en klimarelatert finansiell risiko. Redusert aktivitetsnivå og sysselsetting i berørte næringer kan få makroøkonomisk betydning. Overgangsrisiko kan være den mest krevende formen for klimarisiko å håndtere (Bank of England, 2018).

Utover fysisk risiko og overgangsrisiko, som begge representerer realøkonomiske kostnader for samfunnet, kan det oppstå ansvarsrisiko for enkeltaktører. Søksmål kan rettes mot ansvarlige for store klimagassutslipp. Søksmål fra skadelidte investorer kan også reises

hvis det er vist manglende vilje til å vurdere økonomiske tap ut fra strengere klimakrav og ny teknologi (Norsk Klimastiftelse, 2017).

ESRB (2016) omtaler at en gradvis overgang til lavere klimarelaterte utslipp kan bidra til lavere risiko i et systemrisikoperspektiv. Forsinket forståelse av risikoen ved klimaendringer kan derimot føre til at tilpasninger til lavere klimarelaterte utslipp skjer for seint og brått. Det kan gi negative makroøkonomiske effekter av endret energibruk, brå verdifall for karbonintensive eiendeler og økning av naturkatastrofer.

Finansinspektionen (2016) skriver at finansielle foretak sannsynligvis har en relativt kortsiktig planleggingshorisont. Det kan bidra til at finansielle foretak ikke fullt ut tar høyde for klimarisiko som kan ligge langt frem i tid. Synet støttes av den tyske sentralbanken som tror at den finansielle risikoen knyttet til fysisk risiko og overgangsrisiko blir undervurdert, delvis fordi analytikere sjelden har mer enn 5 års analysehorisont (Bundesbank, 2017).

Regjeringen har oppnevnt et ekspertutvalg som skal vurdere klimarelaterte risikofaktorer og deres betydning for norsk økonomi, herunder finansiell stabilitet.<sup>2</sup>

I denne artikkelen ser vi nærmere på en del av klimarisikoen: Overgangsrisiko for oljesektoren knyttet til tilpasninger ved klimaendringer gjennom nedgang i oljeetterspørselen og dermed fall i oljepris og oljeinvesteringer. Petroleumsnæringens størrelse i Norge gjør at oljeprisfall er en særegen norsk risiko. Det så vi klart etter oljeprisfallet i 2014.

Når og hvordan overgangsrisiko kan materialisere seg kan ha stor betydning for nødvendigheten av og mulighetene for tilpasninger hos bankene. Det er derfor relevant å illustrere utviklingstrekkene. Potensielle strukturelle endringer i oljeetterspørselen vil trolig være teknologiavhengige og påvirket av reguleringer. Vi vil derfor først diskutere reguleringer og noen egenskaper og tidsaspekter ved teknologiutvikling. Deretter diskuteres mulige konsekvenser av teknologiutvikling, og bankenes langsiktige risiko og mulige tilpasninger.

## 2. Overgangsrisiko og reguleringer

Overgangsrisiko kan typisk materialisere seg ut fra kombinasjoner av endrede reguleringer og teknologisk utvikling. Sistnevnte kan redusere kostnadene ved og muliggjøre strengere regulering. Samtidig kan strengere reguleringer bidra til økte investeringer i ny teknologi.

Reguleringer av klimautslipp kommer særlig i form av forbud eller påbud og som incentiver i form av avgifter og subsidier. Reguleringene

---

<sup>2</sup> Kilde: ["Utvalg om klimarisiko og betydning for norsk økonomi"](#).

kan bli gjort kjent i forkant av innføring. Lang varslingsstid og gradvis innføring kan redusere overgangsrisikoen. Noen reguleringer er i utgangspunktet relatert til andre problemstillinger enn klima, som eksempelvis luft- og havforurensing, men disse kan likevel bidra til overgangsrisiko.

Reguleringer av betydning for overgangsrisiko omfatter både eksisterende, planlagte og uventede skjerpelser frem i tid. Sistnevnte kan eksempelvis komme ved frykt for eller i etterkant av klimarelaterte naturkatastrofer, og kan ha stor betydning for overgangsrisiko. Det gjelder særlig om skjerpelsene er mye strengere enn tidligere planlagte og gjennomførte reguleringer. Dersom befolkningen i land eller områder krever strenge reguleringer i etterkant av naturkatastrofer kan de bli gjennomført til tross for mulige tap på tidligere investeringer. Tilgjengelig klimavennlig teknologi gjør brå skjerpelser av regulering mulig. Dette bidrar til at det er krevende å utelukke overgangsrisiko der hvor alternativ klimavennlig teknologi kan anvendes, noe som er aktuelt for en rekke av dagens anvendelser for fossile brennstoff.

Et eksempel på konsekvenser av uventede skjerpelser er planene om å stenge alle kullkraftverk i Nederland innen 2030. Planene ble annonsert i 2017, men så sent som i 2015 ble tre nye kullkraftverk satt i drift.<sup>3</sup> Stengning innen 2030 vil trolig medføre at over halvparten av investeringskostnadene for disse kullkraftverkene vil gå tapt (IEEFA, 2016). Dette illustrerer at risikoen for uventede regulatoriske skjerpelser frem i tid bør tas i betraktning ved evaluering av langsiktige investeringer.

Uventede skjerpelser av regulering er krevende å framskrive. De fleste scenarioanalyser av energimarkedene legger til grunn eksisterende og planlagte reguleringer, og der det legges til grunn nye og ikke planlagte reguleringer introduseres disse ofte over tid. Siden det er flere eksempler på uventede og brå regulerings-skjerpelser kan overgangsrisiko være undervurdert.

## 2.1. Relevante reguleringer for olje og gass

Generelt var om lag 15 prosent av globale klimautslipp avgiftsbelagt per november 2017 (World Bank, 2017). Målsetninger om høyere og mer omfattende avgifter kan påvirke etterspørselen etter olje og gass. Parisavtalen fra 2015<sup>4</sup> og nasjonale målsetninger for klimautslipp er viktige drivere for regulering. Her følger eksempler fra et utvalg av relevant regulering.

Passasjerkjøretøy er den største kilden til oljeetterspørsel globalt. Mål om reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp og redusert lokal luftforurensing påvirker utslippsreguleringer for kjøretøy. Generelt blir det innført gradvis

---

<sup>3</sup> Kilde: "[Netherlands to close all coal-fired generation by 2030](#)".

<sup>4</sup> I Paris avtalen har 195 stater forpliktet seg til å gjennomføre utslippskutt for å begrense global oppvarming til godt under 2 °C.

strengere utslippskrav for bensin- og dieselmotorer i flere regioner. Ifølge International Energy Agency & International Renewable Energy Agency (IEA & IRENA, 2017) er tre av fire nye biler globalt omfattet av slike reguleringer. Strengere utslippskrav medfører ofte økte produksjonskostnader.

Avgifter og forbud mot bruk av eldre dieselmotorer i bysentrum vurderes og gjennomføres flere steder. Det øker attraktiviteten til alternative teknologier som elektriske og hydrogenbaserte kjøretøy, og kan skape usikkerhet rundt nytten og videresalgsværdien av biler som krever fossilt drivstoff.

Mange land vurderer også å forby salg av nye bensin- og dieselmotorer fra eksempelvis 2030 eller 2040.<sup>5</sup> Forbud vil ha stor betydning for bilsalget i disse landene på lang sikt, men det kan også langt tidligere påvirke bilprodusentenes utvikling av nye biler. Det samme gjelder Kinas planlagte kvoteordning der bilprodusentene straffes dersom andelen nye null- og lavutslippsbiler er for lav. Kjøps subsidier som det norske momsfrivet for nullutslippsbiler eller andre lands rabattordninger kan også påvirke utviklingen av nye biler og bilproduksjonen. Det samme gjør myndighetenes bidrag til utbygging av ladeinfrastruktur.

Reguleringer kan også påvirke oljeetterspørselen fra andre kilder enn passasjerkjøretøy. Landbasert frakt er viktig for oljeetterspørselen og blir påvirket av vedtatte og planlagte utslippsreguleringer på samme vis som passasjerkjøretøy. Eksempelvis planlegger Los Angeles havn å innføre krav til nullutslipp fra lastebiler innen 2035.<sup>6</sup> Det kan gi ringvirkninger for lastebilindustrien i store deler av USA. Skipsfart står også overfor skjerpede miljøkrav, for eksempel kan krav om mindre svovel i drivstoffet fra 2020 bidra til økt bruk av gass og redusert bruk av olje.

For industrien kan også ulike reguleringer påvirke oljeetterspørselen. Plastbaserte produkter kan eksempelvis bli utsatt for strengere regulering ut fra forurensing av verdenshavene. Tilgjengelig teknologi for resirkulering muliggjør dette. Reguleringer av eiendom, inkludert energibruk, kan også påvirke etterspørselen etter fossilt brensel.

Utvinning, foredling og frakt av olje og gass kan også reguleres ut fra klimahensyn. Regulering av energibruk i prosesser som elektrifisering av norsk sokkel og begrensninger på utslipp av metangass er eksempler.

---

<sup>5</sup> Kilde: [UK plans to ban sale of new petrol and diesel cars by 2040.](#)

<sup>6</sup> Kilde: «Snart portas Volvo från LA», Dagens Industri, 9.10.17.



## 2.2. Preferanser og omdømmehensyn

Befolkningens preferanser og endringer av disse har ikke bare betydning for etterspørselen etter ulike varer og tjenester. De kan også påvirke reguleringer gjennom politiske prosesser, og som investorer kan de påvirke foretakenes investeringer. En lang rekke investorer og fond følger eller påvirkes av prinsipper for ansvarlige investeringer.<sup>7</sup> Indirekte kan det gi økte investeringer i fornybar energi på bekostning av fossile alternativer. Kull og oljesand<sup>8</sup> er eksempler på prosjekter som er negativt påvirket av omdømmehensyn blant investorer, og det kan ikke utelukkes at også andre deler av fossil energiproduksjon kan bli det.

## 3. Overgangsrisiko og banebrytende teknologier

Regulering som tar sikte på å begrense klimautslipp kan legge til rette for nye og banebrytende teknologier som kan erstatte løsninger som er basert på eksempelvis kull, olje og gass. Potensialet i banebrytende teknologier kan være synlig fra høye vekstrater og raske kostnadsforbedringer. Finansielle utfordringer for eksisterende aktører og teknologier kan oppstå lenge før vesentlige tap av markedsandeler.

Den økte betydningen av solpanel- og vindteknologi i elektrisitetsmarkedet kan brukes som eksempler. Ifølge BNEF produserte disse to teknologiene 5 prosent av globalt elektrisitetsforbruk i 2016. Veksten for global elektrisitetsproduksjon var 2,2 prosent, mens sol og vind hadde en vekst på rundt 19 prosent (BP, 2017). Sol og vind representerte derfor mer enn 1/3 av veksten i global elektrisitetsproduksjon. I regioner der sol og vind har økt mer enn samlet vekst i elektrisitetsetterspørselen kan lønnsomheten for andre elektrisitetskilder, som eksempelvis kull, komme under press. Det har bakgrunn i at sol og vind har svært lave marginale produksjonskostnader etter installasjon. Lavere utnyttelse for eksisterende teknologier som eksempelvis kull medfører svakere lønnsomhet og risiko for tap.

Dersom veksten for sol og vind fortsetter fra stadig høyere markedsandeler, vil konsekvensene for eksisterende teknologier bli større. Hvis for eksempel et kullkraftverk må stenge før gjenværende levetid er utnyttet kan dette omtales som en eiendel som har tapt sin verdi ut fra manglende utnyttelse, eller et «stranded asset».

---

<sup>7</sup> Kilde: [Principles for Responsible Investment](#).

<sup>8</sup> Kilde: [KLP om ekskludering av kull og oljesand](#).

### 3.1. Aktuelle banebrytende teknologier

Ut fra sterk vekst, rask teknologisk forbedring og brede bruksområder skiller litium-ion batteriteknologi og solpanel (PV) seg ut som mulige banebrytende teknologier. Flere andre teknologier kan ha potensial, men få av disse har skilt seg ut med like høye vekstrater og brede bruksområder.

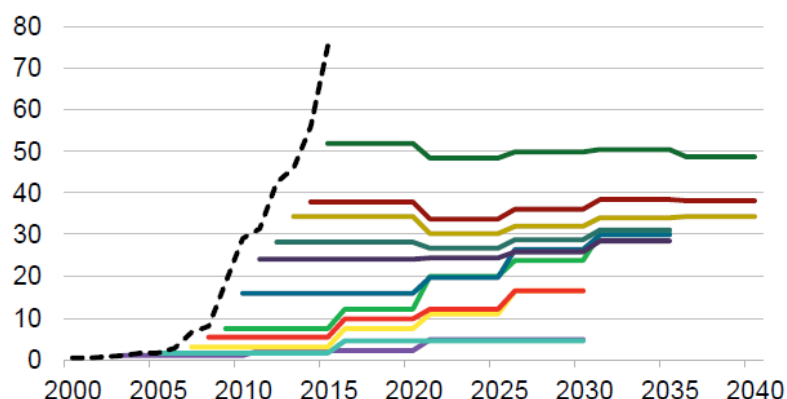
I tiårsperioden til 2016 har elektrisitetsproduksjon fra solpanel hatt en gjennomsnittlig årlig vekst på 50 prosent (BP, 2017). Solpanel har brede bruksområder. De kan benyttes i egne solkraftverk (solparker), integrert eller montert på installasjoner og bygninger, samt integrert i elektriske kjøretøy eller fartøy. En ulempe ved solpanel er at elektrisitetsproduksjonen varierer kraftig med tilgjengelig sollys.

I perioden 2013 til 2017 har antallet solgte elbiler økt med 60 prosent per år i gjennomsnitt.<sup>9</sup> Batteri har svært brede bruksområder innen forbrukerelektronikk, transport og i elektrisitetsnett. Sistnevnte er eksempelvis nyttig for å lagre elektrisitet fra solpanel som er produsert på dagen til forbruk på kvelden. Elektriske kjøretøy kan også benyttes til slik mellomlagring av elektrisitet. Innen transport kan batterier benyttes i eksempelvis personbiler (elbiler), elbusser, el-lastebiler, el-ferger og potensielt kortdistanse el-fly.

### 3.2. Usikker fremtidig teknologiutvikling

Estimater for fremtidig vekst for ulike teknologier er ofte basert på ekspertvurderinger (Farmer & Lafond, 2016). Slike vurderinger har en tendens til å undervurdere veksten for teknologier som vokser spesielt raskt. Solpanel er et eksempel på dette, hvor IEA har undervurdert veksten flere ganger, se figur 1.

Figur 1: Innstallering av solpanel globalt. GW. Faktisk utvikling stiplet, IEAs anslag i farger<sup>10</sup>



Kilder: IEA World Energy Outlook og Bloomberg New Energy Finance

<sup>9</sup> Basert på data fra EV Volumes. Veksten er beregnet fra volum plug-in elektriske biler og andelen fullelektriske biler blant disse.

<sup>10</sup> Referanse scenario for 2004-09 og New Policies Scenario for 2010-16.

For solpanel illustrerer den historiske utviklingen en tiltakende betydning i elektrisitetsmarkedet med eksponentiell vekst av nye solpanel. IEAs anslag har derimot tendert til å representere en gradvis økende betydning for solpanel i elektrisitetsmarkedet. Fremskrevet over tid representerer dette helt ulike scenarier for overgangsrisiko.

Det er krevende å estimere fremtidig vekst for ulike teknologier. Det er usikkerhet rundt blant annet råvarepriser, reguleringer og endringer i forbrukerpreferanser. En helt sentral forutsetning er ofte kostnadsutviklingen for teknologien, ettersom rimeligste løsning ofte velges gitt eksisterende og forventede reguleringer. Dersom kostnadsreduksjonen undervurderes kan det fort lede til at volumveksten undervurderes.

### 3.3. Modeller for teknologiutvikling

Statistiske modeller kan være et alternativ til ekspertvurderinger for å anslå teknologiutvikling og vekst. Nagy m.fl. (2013) testet seks ulike modeller for å fremskrive kostnadsforbedringer ved 62 ulike teknologier. Wrights lov produserte de beste framskrivningene, fulgt av Moores lov.

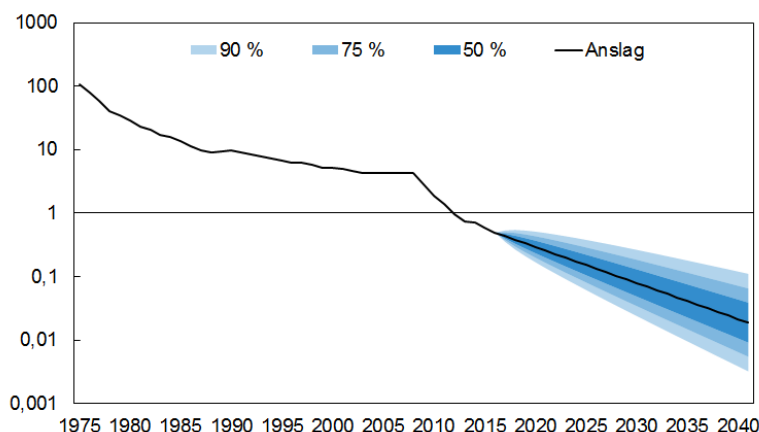
Wright's lov er intuitivt forståelig ved at den tar utgangspunkt i at læring og erfaring reduserer kostnadene. Modellen tilsier at for hver dobling av kumulativ produksjon vil læringen eller kostnadsforbedringene skje med en konstant rate.

Moores lov sier at teknologiforbedringer vil skje, og den eneste faktoren som eksplisitt påvirker dette er tid. Her har altså produksjonsnivået ikke noe å si for kostnadsforbedringene. Utgangspunktet er Intels Gordon Moore som i 1965 uttalte at antall transistorer på en integrert krets ville doble seg annethvert år, noe som viste seg å være en god framskrivning av utviklingen de neste 50 årene. Slike sammenhenger kan også videreføres til å fremskrive kostnadsreduksjoner. Moores lov krever få forutsetninger og er enkel å kommunisere, vi velger derfor å benytte Moores lov her. For mer om de ulike modellene, se vedlegg A.

## 4. Videre utvikling for solpanel

Kostnadene ved solpanelmoduler har falt med 12,2 prosent per år i gjennomsnitt fra 1975 til 2016. Dersom Moores lov legges til grunn for modulkostnader vil disse fortsette å falle med denne årlige raten, se figur 2. Usikkerhetsfanen illustrerer usikkerheten basert på historikken. Kostnaden anslås å falle fra rundt 0,5 USD per watt (maksimal effekt) i 2016 til rundt 0,15 USD per watt i 2025.

Figur 2: Kostnad for PV modul per Watt-peak med Moores lov. USD 2015. Logaritmisk skala



Kilder: Bloomberg New Energy Finance og Norges Bank

#### 4.1. Kostnadssammenligninger for solpanel

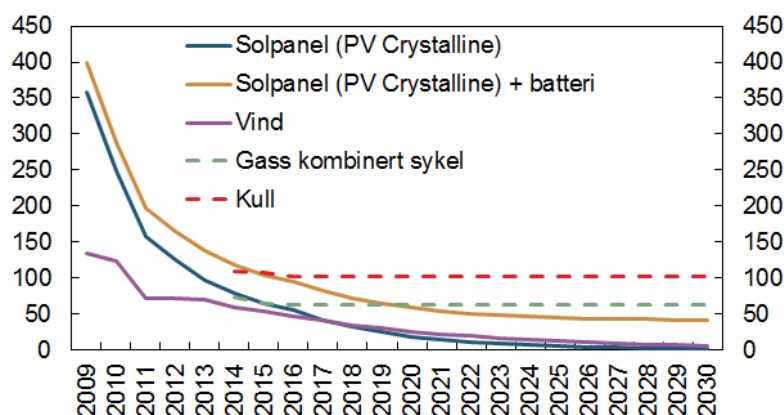
Kostnadene ved solpanel har falt så mye at de ikke lenger utgjør hoveddelen av totalkostnaden ved et solkraftverk. Eksempelvis anslår amerikanske myndigheter at modulkostnaden for anlegg på 100 MW utgjorde rundt 1/3 av totalkostnaden i 1. kvartal 2017 (US DOE/NREL, 2017). For å bedømme konkurransedyktigheten til solpanel er det nødvendig å gjøre relevante sammenligninger med andre teknologier.

For å etablere et sammenligningsgrunnlag kan vi se på usubsidiert produksjonskostnad for elektrisitet fra forskjellige energikilder, «Levelised cost of electricity» (LCOE)<sup>11</sup>, basert på Lazard's årlige analyse (2016). Kostnaden ved ujevn produksjon for sol er hensyntatt ved å anta en kostnad for batteri på 40 USD per MWh. Vi har benyttet Moores lov for estimering av fremtidig kostnad, mens kostnadene for gass- og kullkraft antas å være stabile på 2016-nivå, se figur 3.<sup>12</sup> LCOE for sol vil i løpet av de neste årene kunne bli lavere enn for kull, eksklusiv reguleringer og kostnader ved forurensing. På lengre sikt kan sol også konkurrere med gasskraftverk.

<sup>11</sup> «Levelized Cost of Electricity» er en indikator for gjennomsnittlig «break-even» kostnad for et anlegg som produserer elektrisitet. Investeringer, drift, avvikling og kapitalkostnader er inkludert i beregningen.

<sup>12</sup> Moores lov vil ofte skape raskere forbedringer enn konsensus av ekspertvurderinger, noe som er i tråd med tidligere observasjoner for solpanel og er bakgrunnen for modellvalget. Implisitt legger vi her til grunn at eventuelle produktivetsforbedringer for gass- og kullkraftverk blir motvirket av økte kostnader ved miljøkrav. Realprisen for kull var i 2015 om lag på samme nivå som i 1890. (Farmer & Lafond, 2016).

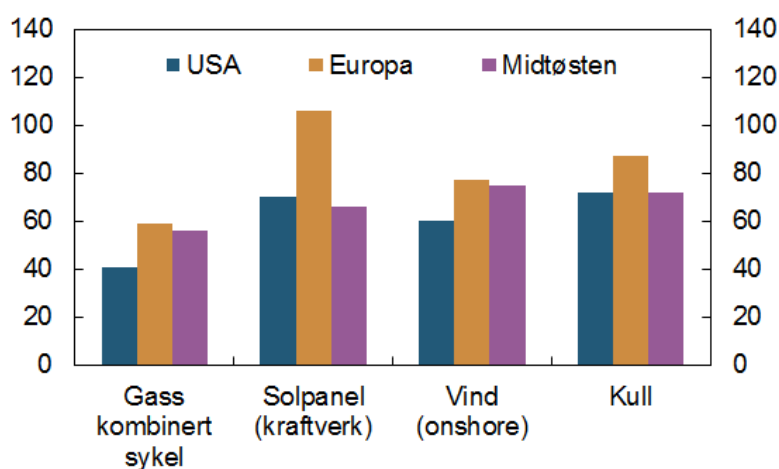
Figur 3: Kostnad for ulike energikilder. USD LCOE per MWh



Kilder: Lazard (2016) og Norges Bank

Lokale og regionale forskjeller som gunstige sol- og vindforhold eller høye transportkostnader for gass og kull, bidrar til ulik konkurransesituasjon i ulike markeder, se figur 4. Andre politiske hensyn, blant annet hensyn til regional næringsvirksomhet, kan også påvirke regulering og konkurransesituasjon. Sammen med avhengighet av elektrisitetlagring eller samspill med andre fleksible teknologier bidrar dette til at det er krevende å fremskrive utviklingen. Basert på Moores lov er det likevel potensiale for videre kostnadsforbedring og vekst for elektrisitetsproduksjon fra sol. Det kan føre til lavere elektrisitetskostnader i flere markeder, og kan slik representere en stadig større overgangsrisiko for eksempelvis kullkraftverk. Lavere elektrisitetskostnader vil også stimulere elektrifisert transport på bekostning av oljebasert transport.

Figur 4: Regionale elektrisitetsproduksjonskostnader. LCOE. USD per MWh. 2017



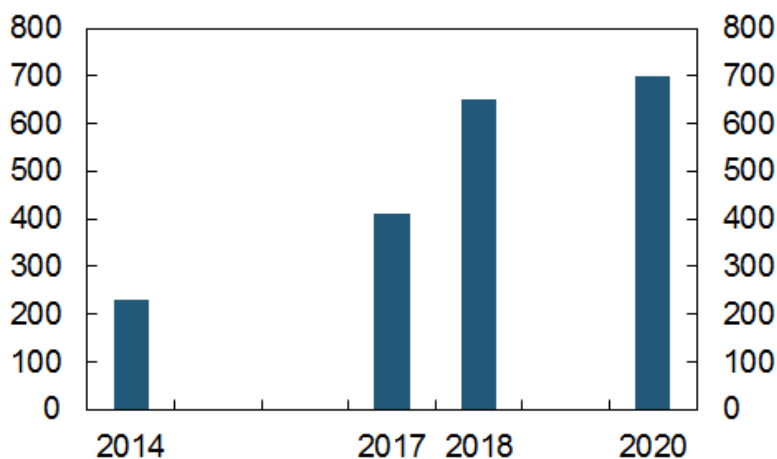
Kilder: Energy Intelligence og Norges Bank

## 5. Videre utvikling for batterier til kjøretøy

**5.1. Anslag for batterikostnader med Moores lov**  
Batterikostnadene for plug-in elektriske biler (PEV, hybrid- og elbiler) har falt 20 prosent per år fra 2010 til 2017 målt per kWh, ifølge BNEF. Det gjør elektriske kjøretøy mer attraktive.

En utfordring ved framskriving av teknologiutviklingen for batterier er håndteringen av materialkostnader. Råvareprisene kan øke ved sterk vekst, samtidig er det potensiale for at batteriprodusentene kan skifte ut noen av materialene som benyttes eller benytte de mer effektivt. En viss forbedring av forholdet mellom kWh versus både volum og vekt over tid tyder på det sistnevnte. Volkswagen AG (2017) legger til grunn at forholdet mellom lagringskapasitet (Wh) og volum (liter) vil forbedre seg betydelig fremover, se figur 5.

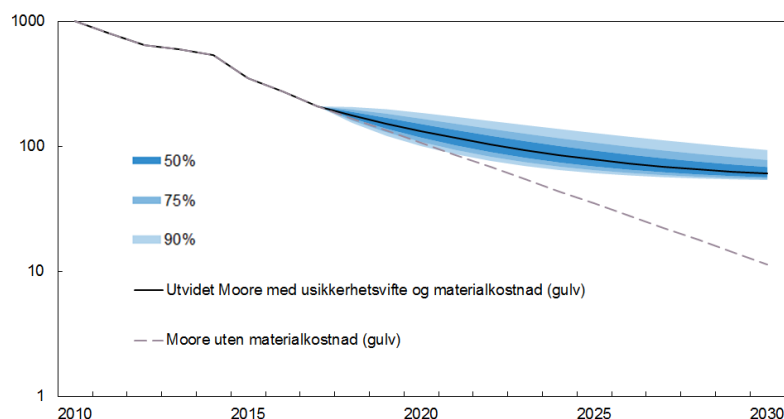
Figur 5: Lagringskapasitet per volum i elbilbatteri. Wh/liter



Kilder: Volkswagen AG september 2017 og Norges Bank

IEAs World Energy Outlook 2016 legger til grunn et gulv for batterikostnaden på USD 80 per kWh for batterier. Schmidt m. fl. (2017) legger til grunn en materialkostnad på USD 52 per kWh for batterier. Vi legger sistnevnte materialkostnad til grunn for en av våre framskrivninger, selv om det er grunn til å tro at denne kan endre seg vesentlig over tid. Materialkostnadene gir gulvet for batterikostnaden og dette medfører at årlig kostnadsreduksjon blir mindre enn det Moores lov uten gulv ville ha gitt, se figur 6.

Figur 6: Framskrivninger for batteripakkekostnad med Moores lov. USD 2015 per kWh



Kilder: Bloomberg New Energy Finance (BNEF) og Norges Bank

De ulike kostnadsanslagene her for 2020 er høyere enn målene til Tesla og Volkswagen, mens de er lavere enn IEAs anslag. Mer detaljert sammenligning er omtalt i vedlegg B.

## 5.2. Sensitivitetsanalyse for batterier

Lavere batterikostnader vil øke konkurransedyktigheten til elektriske kjøretøy. Dette kan illustreres ved en sensitivitetsanalyse. Basert på nåverdianalyse har vi inklusive dieselavgifter og elektrisitetsavgifter, men eksklusive engangsgifter og andre vei- og bomavgifter, beregnet nødvendig batterikostnad for at bilkjøper skal være økonomisk indifferent (break-even) i valget mellom dieselbil og elbil, se omtale i vedlegg C. Det forutsettes at kostnadene ved kjøp av dieselbil er konstant. Ulike nasjonale elektrisitetspriser og dieselpriser er driveren bak forskjellene mellom ulike land.<sup>13</sup>

Relativt lave elektrisitetspriser og relativt høye dieselpriser er årsaken til at break-even nås først i Norge av de landene vi har studert, se tabell 1. Alt etter om Moores lov med eller uten gulvkostnad legges til grunn vil store land som Storbritannia, Frankrike og Kina nå break-even i perioden 2019 til 2021. Det kan bidra til høy vekst for elektriske kjøretøy i disse landene.

<sup>13</sup> Årsgjennomsnitt for totale elektrisitetspriser (med avgifter og nettleie) for husholdninger i 2015. Tall for 2014 for Kina. Kilder: Eurostat, Climatescope og Energy Collective. Dieselpriser fra juni 2017.

Tabell 1: Sensitivitetsanalyse elbil og dieselbil, break-even. Batterikostnad USD per kWh og år for break-even

	Break-even (USD per kWh)	Batteripakke uten gulvkostnad	Batteripakke med gulvkostnad
Norge	211	2017	2017
Sverige	169	2018	2019
Storbritannia	152	2019	2019
Frankrike	149	2019	2020
Kina	125	2020	2021
Danmark	90	2021	2024
USA	80	2022	2025
Tyskland	77	2022	2026

Kilder: Kittner m.fl. (2017), BNEF (2016), Eurostat, Fuel Prices Europe, globalpetrolprices.com, Global Climatescope, Bloomberg New Energy Finance og Norges Bank

USA ser ut til å nå break-even innen 2025. Dersom drivstoffprisen reduseres med mer enn 30 prosent fra nivået i juni 2017 vil break-even aldri nås i USA med antakelse om gulvkostnader og stabile elektrisitetspriser. Dersom drivstoffprisen dobles fra nivået i juni 2017 vil break-even i USA nås innen 2019.<sup>14</sup> Veksten for elektriske kjøretøy vil derfor være svært sensitiv for endringer i oljepris og drivstoffavgifter. Ifølge data fra EIA og IEA fremstår USA og stå for mer enn 1/5 av global etterspørsel etter bensin og diesel.<sup>15</sup>

Dersom IEAs antakelse om et gulv i batterikostnaden på USD 80 per kWh blir en realitet vil ikke elbiler bli spesielt attraktive i USA og Tyskland gitt elektrisitets- og dieselpriiser anvendt her. Gulvkostnaden for batterier kan derfor ha stor betydning for hvor høy markedsandel elektriske kjøretøy vil få på lang sikt. Samtidig kan det på bli mer kostbart å produsere bensin- og dieselskjøretøy ut fra stadig strengere utslippskrav. Kostnaden ved dette er ikke lagt til grunn i sensitivitetsanalysen, men kan likevel få betydning.

### 5.3. Bilprodusentens planer for salg av elbiler

En rekke bilprodusenter har til sammen planer for salgsvolum av rundt 10,5 millioner elektrifiserte biler i 2025, se figur 7.<sup>16</sup> Eksklusiv de kinesiske bilprodusentene og Tesla representerer disse bilprodusentene rundt 1/3 av det globale bilsalget per 2015. Dersom dette reduserte utvalget er representativt for øvrige bilprodusenter ville de totale planene summere seg til rundt 17 millioner biler.

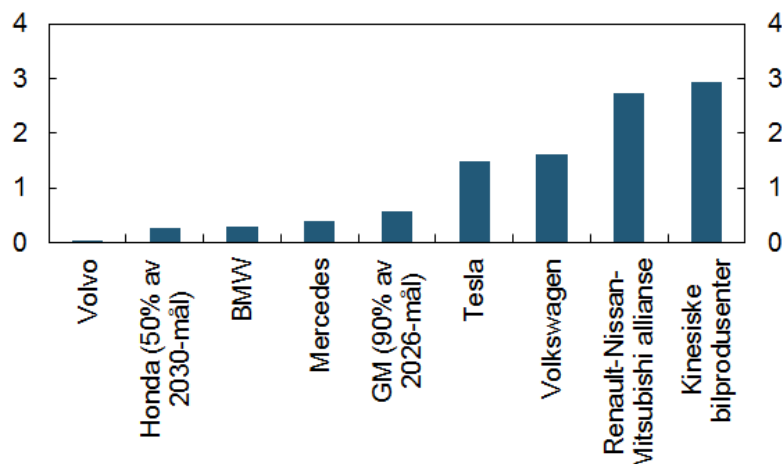
<sup>14</sup> Det kan for eksempel tenkes at oljeprisen går opp eller at ytterligere klimahendelser som katastrofene i New Orleans og Houston kan stimulere til å innføre drivstoffavgifter i USA.

<sup>15</sup> Rundt 11 millioner fat om dagen forbrukes i USA ifølge EIA, mens globalt forbruk var rundt 45 millioner fat ifølge IEA (2015).

<sup>16</sup> Planer per utgangen av 2017. Antar at det engelske begrepet EV (electric vehicle) omfatter 65 prosent fullelektriske biler og 35 prosent hybridbiler, om lag som global salgsfordeling i 2016. Sistnevnte hybrider utelates her. Honda er inkludert med 50 prosent av målet for 2030. «A few millions» blir tolket som 1,5 millioner for Tesla.



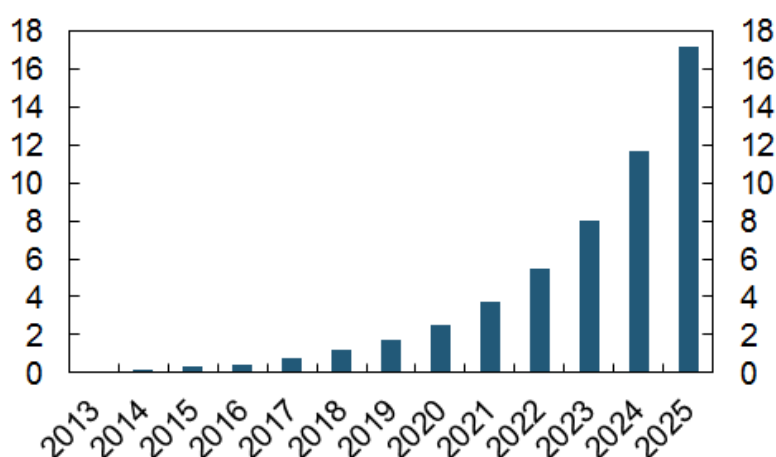
Figur 7: Anslag og planer for salg av elbiler i 2025 per utgangen av 2017. Millioner biler



Kilder: IEA World Energy Outlook 2016, BNEF, Volkswagen, China Electric Car Network, Daimler, Tesla, Honda, GM, Volvo, BMW, Financial Times og Norges Bank

Bilprodusentenes planer for elektrifisering i 2025 kan benyttes til å fremskrive et scenario for elbilsalg. Dersom elbilsalget skal bli 17 millioner solgte i 2025, må elbilsalget vokse eksponentielt med 47 prosent per år, se figur 8. I perioden 2013 til 2017 var den årlige veksten 60 prosent. Bilprodusentenes planer representerer slik om lag en videreføring av siste års vekstrate med tiltakende betydning for bilmarkedet.

Figur 8: Framskrivning av bilprodusentenes planer for salg av elbiler. Millioner biler



Kilder: EV Volumes, IEA World Energy Outlook 2016, BNEF, Volkswagen, China Electric Car Network, Daimler, Tesla, Honda, GM, Volvo, BMW, Financial Times og Norges Bank

## 6. Implikasjoner for oljemarkedet

Økt elektrifisering i transportsektoren vil påvirke global oljeetterspørsel, ettersom lite olje benyttes til elektrisitetsproduksjon. Ifølge IEAs World Energy Outlook 2016<sup>17</sup> har oljeetterspørselen økt med 1,3 prosent per år i gjennomsnitt i perioden 2000 til 2015, se tabell 2. I delsegmentet passasjerkjøretøy har veksten vært 1,8 prosent årlig.

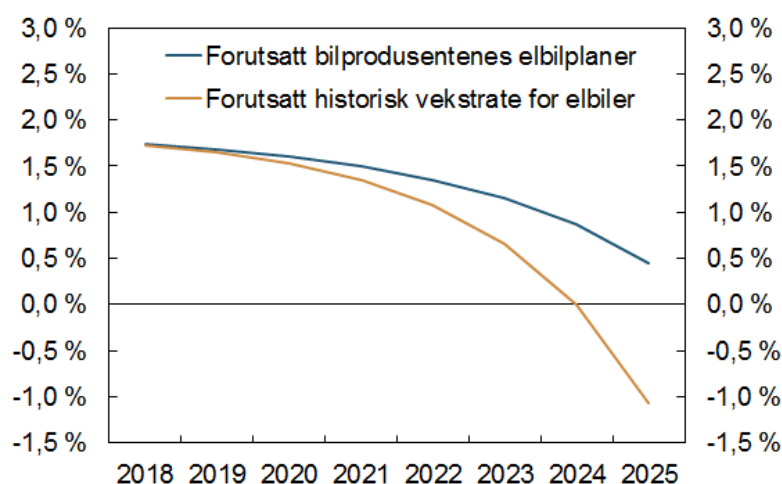
Tabell 2: Global oljeetterspørsel. Millioner fat per dag

Sektor	Oljeetterspørsel i 2000	Oljeetterspørsel i 2015	Snitt årlig vekst 2000-2015 (%)
Transport	39	51,7	1,9 %
- Passasjerkjøretøy	18,2	23,9	1,8 %
- Sjøfart	3,7	5	2,0 %
- Frakt	11,9	16,3	2,1 %
- Luftfart	4,6	5,8	1,6 %
Industri	14,4	17	1,1 %
- Damp og prosessering	6,1	5,8	-0,3 %
- Petrokjemisk	8,1	10,7	1,9 %
Bygninger	7,7	7,6	-0,1 %
Elektrisitetsproduksjon	6,1	5,4	-0,8 %
Annet	9,4	10,8	0,9 %
<b>Totalt</b>	<b>76,7</b>	<b>92,5</b>	<b>1,3 %</b>

Kilde: IEA World Energy Outlook 2016

For å illustrere oljeetterspørselseffekten av bilprodusentenes planer forutsetter vi 3 prosent årlig vekst i nybilsalget.<sup>18</sup> Vraking av biler antas å ha samme vekstrate, men fra et lavere nivå. Bestanden av bensin- og dieselmotorer øker derfor i hele perioden frem til 2025, selv om elbilsalget vokser 47 prosent per år. Veksten i oljeetterspørsel fra passasjerkjøretøy vil da avta gradvis raskere til 0,4 prosent i 2025, se figur 9.<sup>19</sup>

Figur 9: Årlig vekst i oljeetterspørsel for passasjerkjøretøy. Prosent



Kilder: IEA World Energy Outlook 2016 og Norges Bank

<sup>17</sup> Vi benytter World Energy Outlook 2016 heller enn 2017 ut fra tilgjengelig detaljert segmentering av oljeetterspørselen.

<sup>18</sup> Busser og annen passasjertransport antas å følge utviklingen til personbiler.

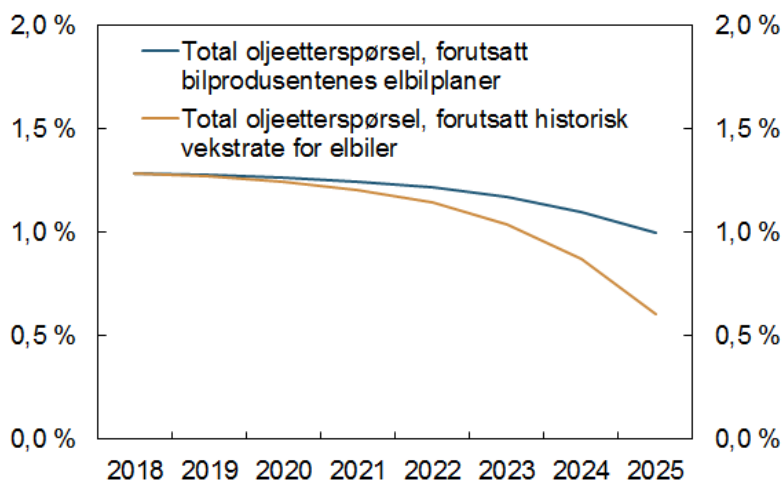
<sup>19</sup> Vi legger til grunn underliggende vekst i oljeetterspørselen tilsvarende veksten i perioden 2000 til 2015.

Basert på Nagy m. fl. (2013) kan det også være relevant å legge til grunn den historiske vekstraten på 60 prosent årlig salgsvekst for elbiler. Dersom denne forutsetningen benyttes vil veksten i oljeetterspørselen for passasjerkjøretøy kunne falle til -1,1 prosent i 2025. På et tidspunkt vil imidlertid veksten bremses av høye markedsandeler for elektriske kjøretøy.

Passasjerkjøretøy representerte rundt  $\frac{1}{4}$  av total oljeetterspørsel i 2015. Dersom det antas at veksten i oljeetterspørselen utenom passasjerkjøretøy er stabil i perioden fram til i 2025 vil svekkelsen av veksten være moderat de neste 3 årene, se figur 10.

Etterspørselsveksten kan imidlertid avta i flere segmenter. Betydelige effekter av økt elektrifisering eller bruk av alternativer til olje kan også være aktuelt innen eksempelvis transport / frakt, bygninger og elektrisitetsproduksjon, se tabell 2. Til sammen representerer disse segmentene og passasjerkjøretøy mer enn halvparten av total oljeetterspørsel. Potensialet for endringer i oljeetterspørselen er derfor større enn kun effekten fra passasjerkjøretøy. En beskrivelse av relevant produkt- og teknologiutvikling innen transport er gitt i vedlegg D.

Figur 10: Årlig vekst for total oljeetterspørsel. Prosent



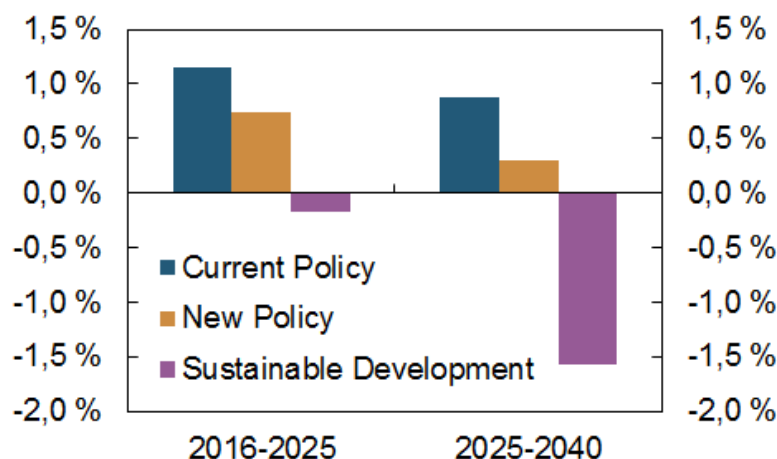
Kilder: IEA World Energy Outlook 2016 og Norges Bank

## 6.1. Andre scenarier for oljeetterspørsel

Global oljeetterspørsel kan bli høyere enn scenariet basert på bilprodusentenes planer. I denne artikkelen fokuserer vi på overgangsrisiko som følge av at oljeetterspørselen kan bli lavere enn forventet. Flere energiorganisasjoner og -foretak presenterer jevnlig scenarier for fremtidig oljeetterspørsel. Det samme gjør flere miljøorganisasjoner. Scenariene som IEAs World Energy Outlook presenterer får ofte mest oppmerksomhet. Her legges det også til grunn noe tiltakende negativ utvikling. Veksten i oljeetterspørselen er svakere i perioden 2025-2040 enn i perioden 2016-2025 i alle scenarier, se figur

11. IEAs New Policy scenario baserer seg på ulike lands politikkplaner. Mange av planene ble lagt i forbindelse med Paris-avtalen. I 2017 hadde de også Current Policy og Sustainable Development scenarier.

Figur 11: IEAs WEO 2017 oljeetterspørselsscenarier. Gjennomsnittlig årlig vekst i oljeetterspørsel. Prosent



Kilde: IEA World Energy Outlook 2017

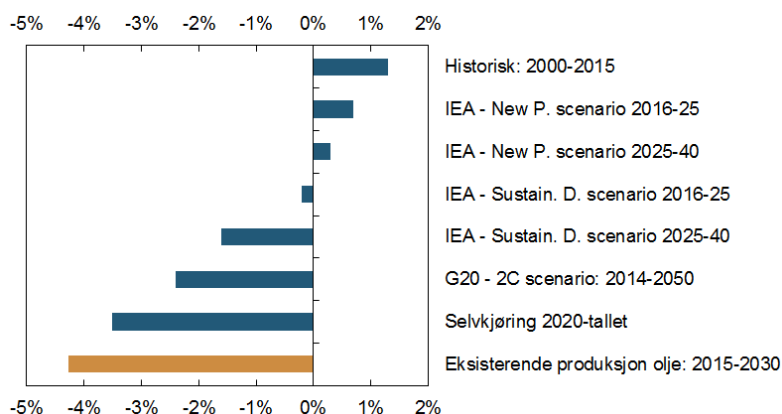
I tilknytning til elektrifisering av kjøretøy kan større konsekvenser oppstå dersom bred elektrifisering i transportsektoren kombineres med selvkjørende passasjertransport og robotfrakt. Robotkjøretøy vil kunne få betydelig høyere kjørelengder enn vanlige kjøretøy. Et utgangspunkt kan være at normale taxi-kjøretøy ofte har 4-6 ganger høyere årlig kjørelengde enn tilsvarende private kjøretøy. Elektriske kjøretøy har høyere investeringskostnader og lavere driftskostnader enn bensin- og dieselmotorkjøretøy i de fleste land. Lang kjørelengde for robotkjøretøy kan derfor føre til at en høy andel av disse blir elektriske fremfor bensin- eller dieseldrevet. På denne måten vil potensielt høye markedsandeler for nye robotkjøretøy kunne få større betydning for energietterspørselen, og eldre kjøretøy vil kunne få mindre betydning.

Det er imidlertid høyst usikkert når regulatorisk godkjente robotkjøretøy kan bli en realitet. Effektene vil også være avhengig av om de blir godkjent relativt samtidig i flere store markeder som Kina, EU og USA. Basert på bilprodusentenes investeringer kan det ikke utelukkes at robotkjøretøy blir tatt i bruk i større skala innen 2040 (General Motors, 2017).

Arbib & Seba (2017)<sup>20</sup> presenterer et scenario hvor selvkjørende kjøretøy blir regulatorisk godkjent tidlig på 2020-tallet. De beskriver at oljeetterspørselen faller fra 100 til 70 millioner fat om dagen i løpet av 2020-tallet, noe som tilsvarer et fall på 3,5 prosent per år i gjennomsnitt for perioden. Det illustrer at robotkjøretøy kan ha stor betydning for oljeetterspørselen.

<sup>20</sup> Publikasjon av tenketanken RethinkX.

Figur 12: Historisk og anslag for årlig vekst i oljeetterspørsel og produksjon. Prosent



Kilder: IEA World Energy Outlook 2017, IEA & IRENA (2017), Arbib & Seba (2017) og Norges Bank

Svært restriktive klimatiltak og -reguleringer kan også bidra til redusert oljeetterspørsel. IEA & IRENA (2017) har laget et slikt scenario for G20-landene med 66 prosent sannsynlighet for å nå 2-gradersmålet for klimaendringer. Scenariet impliserer om lag 2,4 prosent årlig fall i global oljeetterspørsel fra 2014 til 2050. I dette scenariet legges det til grunn avtakende prosentvis vekst for fornybare teknologier som solpanel og elbiler, men høye effektivitetsforbedringer i energiforbruk innen både bygninger og transport, samt vekst for karbonfangst og lagring.

De ulike scenariene diskutert her illustrerer stor variasjon og usikkerhet rundt anslag for fremtidig vekst i global oljeetterspørsel, se figur 12. Basert på IEA & IRENA (2017) fremstår det som eksisterende oljeproduksjon vil falle raskere mot 2030 enn oljeetterspørselen i alle scenariene vi har diskutert her. Scenariene bygger på mange forutsetninger med stor usikkerhet, og de svakeste periodene kan bli svakere enn gjennomsnittene som er illustrert i figur 12.

## 6.2. Mulige effekter på oljeprisen

Scenariene med svekkelse av etterspørselen vil øke risikoen for lav oljepris. Effekten på oljeprisen av lavere oljeetterspørsel avhenger av flere forhold. Både tilbud og etterspørsel etter olje er mindre prisfølsom på kort enn lang sikt, fordi tilpasninger tar tid. Erfaringene fra oljeprisfallet i 2014 støtter oppunder dette. En lav oljepris fram i tid vil trolig også kunne dempe investeringene i ny oljeproduksjon.

Dersom oljeprisen stiger markert fra dagens nivå, kan utbyggingen av ny produksjonskapasitet bli for stor samtidig som oljeetterspørselen kan bremse opp som følge av høyere priser og på lengre sikt økt overgang til fornybar energi. En høy oljepris kan slik øke risikoen på lengre sikt.

Oljenæringen har vært svært syklisk, det viser blant annet oljeprisfallene i 1986 og 2014.

OPECs vilje og evne til å stabilisere oljeprisen kan også få betydning. OPECs beslutning på slutten av 2014 om å søke å gjenvinne markedsandeler snarere enn å stabilisere prisen var en viktig grunn til at oljeprisen fortsatte å falle. Økt produksjon bidro til et betydelig overskuddstilbud som resulterte i stadig høyere globale oljelagre, og at oljeprisen forble lav. En viktig grunn til at oljeprisen steg igjen var at OPEC, og en del andre land, i løpet av 2016 bestemte seg for å begrense overskuddstilbudet av olje og bringe de globale oljelagrene ned. Oljeprisen var under 30 USD per fat i begynnelsen av 2016. Prisen var ved inngangen til juni 2018 rundt 75 USD per fat, mens langsiktige terminpriser for begynnelsen på 2020-tallet indikerte en noe lavere oljepris.

En oljepris på dagens nivå kan fremskynde overgang til bruk av ikke-fossile brennstoff på flere områder som domineres av olje. Det kan heller ikke utelukkes at OPEC vil ønske å kjempe om den gjenværende oljeetterspørselen og øke produksjonen. OPEC har store oljeressurser som kan utvinnes med svært lave produksjonskostnader. Slik sett er det mulig at scenariene med svekkelse av oljeetterspørselen kan øke risikoen for lav oljepris også over lengre tid.

## 7. Konsekvenser for oljenæring og banker

### 7.1. Mulige effekter på oljeprodusentene

Effektene på oljeprodusentene<sup>21</sup> av scenarier med lavere oljeetterspørsel avhenger av flere forhold. Etter prisfallet i 2014 reduserte produsentene i første omgang investeringene markert. Det bedret isolert sett kontantstrømmen. Lavere utbyttebetalinger reduserte finansieringsbehovet. Derneft har de kuttet kostnadene betydelig og mer enn halvert balanseprisene på nye utbyggingsprosjekter. Petroleumsinvesteringene på norsk sokkel er ventet å ta seg opp i 2018, etter at de har falt markert de foregående årene.<sup>22</sup>

En betydelig usikkerhet for norsk sokkel er tilgangen på nye lønnsomme funn. Eksempelvis indikerer prognoser fra Norsk olje og gass (2017) at oljeinvesteringene på norsk sokkel vil avta i 2021 og 2022, ut fra få nye store prosjekter. Lavere oljeinvesteringer utgjør ikke nødvendigvis en finansiell utfordring for oljeprodusentene på kort og mellomlang sikt, men det kan det gjøre for leverandørene til oljeprodusentene.

---

<sup>21</sup> Oljeprodusentene er her definert som foretakene (oljeselskapene) som produserer olje, mens oljeleverandørene er leverandører av varer og tjenester til oljeprodusentene.

<sup>22</sup> Se Norges Banks Pengepolitiske Rapport 2/18.

Kostnadsnivået og evnen til å bringe ned kostnadene på tilgjengelige funn er vesentlig for oljeprodusentene. Gitt fleksibiliteten i investeringer og usikkerhet rundt framtidige funn og kostnadsnivå er det krevende å bedømme overgangsrisikoen for oljeprodusentene. Avtakende oljeetterspørsel kan imidlertid øke risikoen for lav oljepris på lang sikt, noe som øker risikoen for oljeprodusenter med høy gjeld knyttet til allerede foretatte investeringer.

## 7.2. Langsiktig risiko for oljeleverandørene

Oljeleverandørene kan være mer risikoutsatte enn oljeprodusentene i scenarier med svak oljeetterspørsel og lave oljeinvesteringer. I etterkant av nedgangen i oljeprisen i 2014 har ulike segmenter av oljeleverandører blitt påvirket ulikt. Aktører tidlig i verdikjeden, særlig innen oljeleting, har blitt særlig hardt rammet. Den sykliske risikoen i disse segmentene har derfor blitt synliggjort. Ved en strukturell nedgang kan trolig flere segmenter rammes hardere. Det har bakgrunn i at lengre nedgangsperioder med lavere oljeinvesteringer i større grad også kan ramme aktører lengre ut i verdikjeden.

Lavere oljepris kan gi lavere investeringer, og en annen prioritering av prosjekter. Ofte vil prosjekter med kort tilbakebetalingstid prioriteres ved økt usikkerhet. Det kan favorisere landbaserte prosjekter eller prosjekter som kan utnytte eksisterende infrastruktur. Norske oljeleverandører er i større grad eksponert mot offshore-prosjekter enn landbaserte prosjekter. Aktivitetsnivået vil derfor være påvirket av i hvilken grad offshore-prosjekter er konkurransedyktige. Equinor har annonsert lavere break-even oljepris for flere av sine prosjekter i nedgangsperioden etter 2014. Norske oljeleverandører har bidratt til kostnadskuttene. Landbaserte prosjekter i USA har også kuttet kostnadene de siste årene. Den relative kostnadsutviklingen for offshore-prosjekter kan derfor bli vesentlig.

Flere oljeleverandører innen særlig segmentene supply og boring (rigg) har hatt utfordringer med å betjene gjelda i nedgangsperioden etter 2014. Noen av disse kan også være sårbare dersom en ny nedgangsperiode inntreffer før gjelda som ble tatt opp før 2014 er tilstrekkelig nedbetalt eller restrukturert. Samtidig kan erfaringene bidra til større forsiktighet med å ta opp ny gjeld. Nystartede Borr Drilling som hadde en egenkapitalandel på 89 prosent ved utgangen av 2017 eksemplifiserer dette. Til sammenlikning var gjennomsnittlig egenkapitalandel for slike foretak på Oslo Børs rundt 40 prosent ved utgangen av 2015 ifølge Nervik Hjelseth, Turtveit og Winje (2016). Høyere egenkapitalandeler reduserer risikoen for kreditorene.

Dersom oljeleverandørene kan kompensere for potensielt lavere aktivitet i oljesektoren med økt aktivitet i andre sektorer kan det redusere risikoen. Ifølge Sandvig Brander, Brekke og Naug (2016) anslo et utvalg av norske oljeleverandører mot slutten av 2015 at 13 prosent av aktiviteten mot oljesektoren kunne erstattes av økt aktivitet mot andre sektorer. Tidlig i 2015 anslo de samme oljeleverandørene at

kun 5 prosent kunne erstattes. Mulighetene for å erstatte aktivitet kan øke med tiden i lengre nedgangsperioder. Det reduserer risikoen ved strukturelt fallende oljeetterspørsel.

Dersom teknologiutvikling og reguleringer mot klimaendringer tiltar betydelig og tilpasningen til lavere oljeetterspørsel etter hvert skjer brått, er det mulig at dette kan påvirke oljeleverandørenes tilgang på ny finansiering. Høyere egenkapitalandeler, mer kostnadseffektiv drift, lengre kontrakter med oljeselskapene og langsiktig finansiering kan redusere risikoen.

### 7.3. Langsiktig risiko for bankene

Fallende global oljeetterspørsel kan få makroøkonomisk betydning i Norge. Eksempelvis gikk etterspørselen fra petroleumsvirksomheten ned med i gjennomsnitt 0,4 prosent av BNP Fastlands-Norge per år i perioden 1993 til 2002. I et scenario med langsiktig nedbygging av oljesektoren frem mot 2040 har Cappelen m. fl. (2013) anslått at de negative BNP-impulsene vil være i samme størrelsesorden. Da forutsettes det at etterspørselen etter varer og tjenester fra petroleumsvirksomheten halveres i perioden 2015 til 2040. Svakere vekst kan øke risikoen for utlånstap i bankene, men dette avhenger av hvor rask en eventuell nedbygging blir og utviklingen ellers i økonomien.

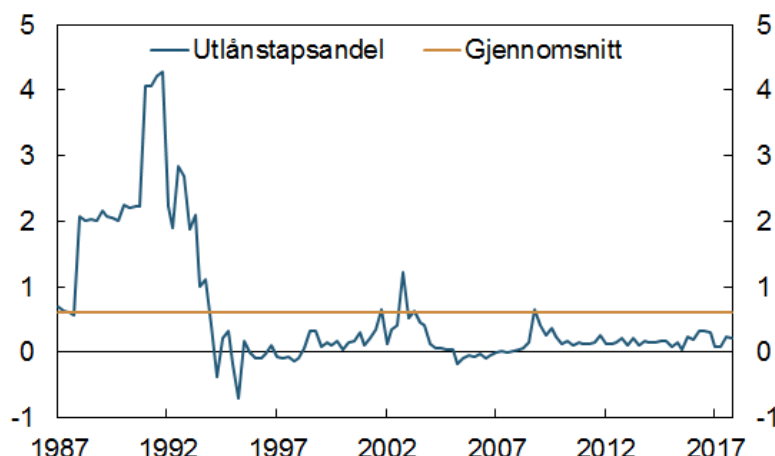
Bankenes risiko i scenarier med fallende oljeetterspørsel avhenger av risikoen i oljerelaterte eksponeringer og eventuelt annen risiko som kan oppstå via ringvirkninger. Utlånstapene har vært svært moderate etter oljeprisfallet i 2014, og de avtok i 2017, se figur 13. Risikoen kan være større ved en strukturell nedgang sammenlignet med en syklisk nedgangsperiode. Bakgrunnen er risikoen for at gjeldsbetjeningsevnen til oljerelaterte foretak ikke tar seg opp igjen. Det kan også redusere investorenes vilje til å skyte inn ny kapital i foretakene. Følgene kan være lavere panteverdier, høyere misligholds sannsynligheter og derfor høyere tap for bankene. I dette perspektivet kan de historisk høye akkumulerte næringsspesifikke utlånstapene innen fiskeoppdrett og klekkerier på 23 prosent av utlånene i perioden 2002-2006 være en mulig målestokk.<sup>23</sup> Basert på Nervik Hjelseth, Turtveit og Winje (2016) hadde de mest oljeeksponerte bankene en tapskapasitet i inntjeningen på om lag 21 prosent av de oljerelaterte utlånene ved utgangen av 2015. Inntjeningen i bankene er derfor en vesentlig buffer mot selv svært høye utlånstap. Dette er særlig tilfelle dersom tapene kommer over flere år, noe som kan være sannsynlig ved en strukturell nedgang. Ved underskudd kan kapital utover minstekravene benyttes til å absorbere utlånstap.

---

<sup>23</sup> Kilde: Offentlig regnskapsrapportering fra banker og finansieringsforetak (Orbof).



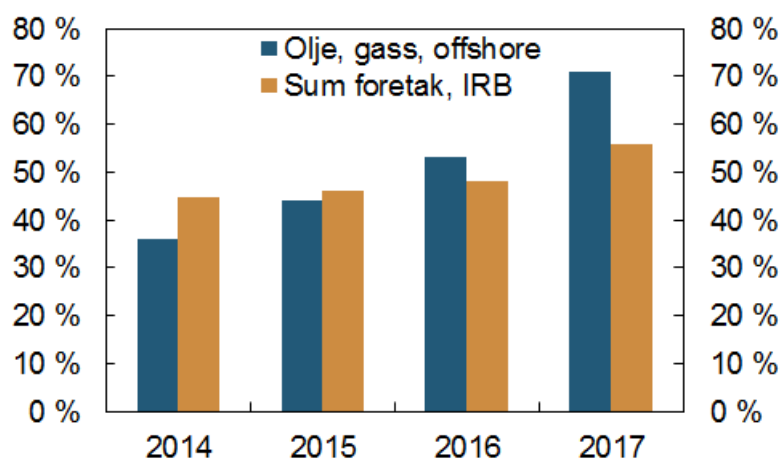
Figur 13: Utlånstap<sup>24</sup> som andel av brutto utlån. Annualisert. Alle banker og kredittforetak i Norge. Prosent. 1. kv. 1987 – 4. kv. 2017



Kilde: Norges Bank

Etter en lang oppgangsperiode økte risikoen for utlån til oljerelaterte næringer etter oljenedturen i 2014. Eksempelvis var rundt 12 prosent av DNBs oljerelaterte utlån misligholdte eller tapsutsatt ved utgangen av 2016, mens tilsvarende tall for øvrige utlån kan beregnes til å ha vært under 1 prosent. Utviklingen har resultert i økte risikovekter for DNBs utlån innen olje, gass og offshore, se figur 14.

Figur 14: DNBs risikovekter for relevante foretak. Prosent. 2014 – 2017

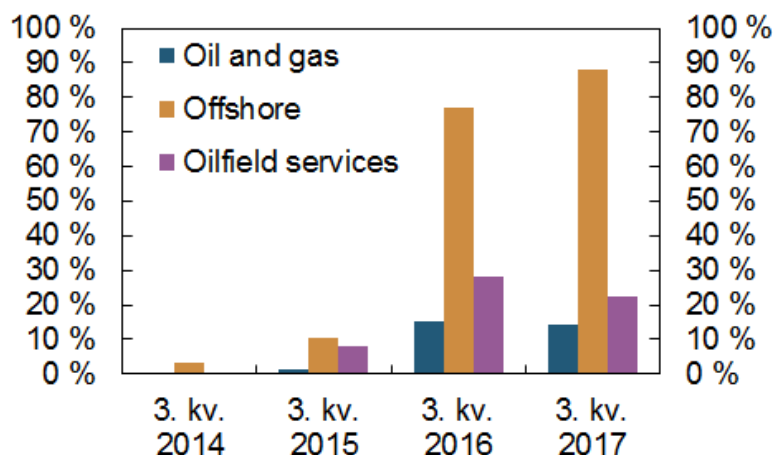


Kilde: DNB

For DNB er det særlig risikoen i offshore-segmentet som har økt, se figur 15. I en strukturell nedgang kan risikoen øke i flere segmenter. Risikovektene er basert på historiske utlånstap, og fanger derfor ikke nødvendigvis opp ny strukturell klimarisiko.

<sup>24</sup> Årstall til og med 1991. Verdien for året er fordelt likt utover kvartalene.

Figur 15: Andel av DNBs oljerelaterte segmenter hvor  $PD^{25}$  er over 0,75 prosent. Andel av  $EAD^{26}$  i segment



Kilde: DNB

Høyere risikovekter kan være et effektivt risikostyringsverktøy ettersom de hever terskelen for å yte nye utlån fordi disse blir mer kapitalkrevende for banken. De kan også medføre høyere utlånsrenter på denne typen utlån eller bidra til strengere lånebetingelser. Det kan igjen redusere attraktiviteten ved bankfinansiering for oljeleverandørene og slik redusere bankenes eksponering og risiko.

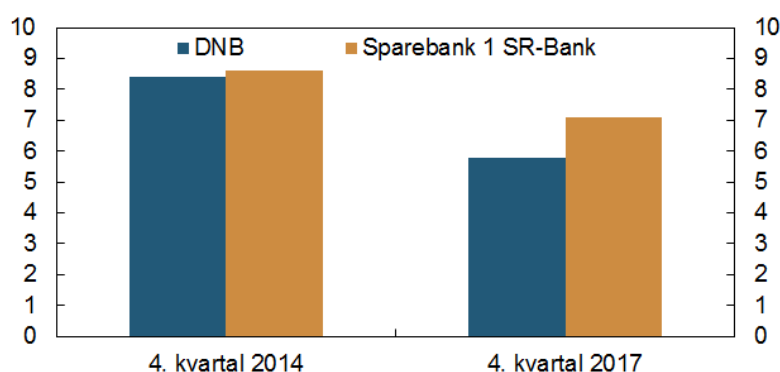
Bankenes fremtidige oljerelaterte eksponering er usikker. Ifølge Finanstilsynet (2015) var 5 prosent av kreditteksponeringene til de 16 største bankene mot oljesektoren i 2015. De mest oljeeksponerte norske bankene, DNB og Sparebank 1 SR-Bank, har redusert eksponeringene fra 2014, se figur 16. Reduksjonene kan være et resultat av strengere risikovurderinger, men de kan også være et resultat av svakere etterspørsel etter lån.

Potensielt store tap for bankene samlet sett vil trolig først komme dersom en strukturell nedgang innen oljerelatert virksomhet får betydelige ringvirkninger for andre deler av økonomien. Stresstester utført av Norges Bank viser at bankene har tilstrekkelige kapitalbuffer til å bære tapene ved et eventuelt kraftig tilbakeslag i norsk økonomi. Bankene kan imidlertid komme til å stramme inn på utlånene. Det kan forsterke en nedgang i økonomien. Endringer i tidsvarierende bufferkrav og muligheter til å hente ny egenkapital kan redusere disse effektene (Norges Bank, 2017).

<sup>25</sup> Probability of default.

<sup>26</sup> Exposure at default.

Figur 16: Oljerelatert eksponering. Andel av EAD. Prosent



Kilder: DNB og Sparebank 1 SR-Bank

Materielt avtakende vekst i oljeetterspørselen vil trolig ligge flere år frem i tid. Mye kan endre seg i årene fremover og bankene har gode muligheter til å gjøre tilpasninger.

#### 7.4. Mulige tilpasninger i bankene

Bankene kan gjøre flere ulike tilpasninger for å redusere klimarisiko, særlig ut fra langsiktige lønnsomhetsbetraktninger. Omtale av klimarisiko i finansiell rapportering kan bidra til økt fokus på slik risiko internt og lede til reduksjon av denne. Økt omtale kan også redusere bankenes ansvarsrisiko overfor investorer. Ifølge Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD, 2017) bør finansiell rapportering beskrive hvordan ledelse, strategi, risikostyring, måleparameter og mål adresserer foretakets klimarelaterte risiko og muligheter. Finansinspektionen (2016) peker også på økt behov for informasjon og transparens om klimarisiko i finansiell sektor. Det er trolig at investorer vil etterspørre slik informasjon. Dersom investorene blir bekymret for klimarisiko kan det påvirke bankenes finansieringskostnader og aksjekurser. Flere av de mest oljeeksponerte bankene beskrev og oppdaterte jevnlig risikovurderingen av egne oljeeksponeringer i finansiell rapportering etter oljeprisfallet i 2014. Lignende tiltak kan trolig benyttes i større grad for klimarisiko.

Innledningsvis pekte vi på at Finansinspektionen (2016) og Bundesbank (2017) var bekymret for kortsiktige planleggingshorisonter blant finansielle foretak og analytikere. Det kan bidra til at noen banker ikke fullt ut tar høyde for klimarisiko som kan ligge langt frem i tid. Mulige løsninger på det kan være som Finansinspektionen (2016) indikerer at de finansielle foretakene utvikler egne stresstester og scenarioanalyser for å forbedre egen forståelse og redusere klimarisiko. Den nederlandske sentralbanken (2017) vil i tillegg til å utvikle og implementere klimastresstester, også inkludere klimarisiko mer eksplisitt i tilsynsvirksomheten.

Tiltakene som TCFD (2017), Finansinspektionen (2016) og den nederlandske sentralbanken (2017) foreslår kan medføre tilpasninger for bankenes utlånseksponeringer. Flere norske banker tar klimahensyn ved fondsforvaltning, daglig drift og utlånspraksis, og Finans Norge (2018) anbefaler at bankene følger tiltakene i TCFD (2017). DNB deltar i et pilotprosjekt for å implementere anbefalingene i TCFD (2017), noe som kan gjøre klimarisiko til en viktigere faktor for innvilgelse av nye utlån.<sup>27</sup> Ongena m.fl. (2018) dokumenterer at bankene som deltar i dette prosjektet har økt utlånsmarginene noe til foretak innen fossile brennstoff. Generelt er det også tegn til at løpetidene for slike lån er redusert etter at Paris-avtalen ble undertegnet i 2015.

Eventuelle endringer i bankenes kapitalkrav kan også få betydning for bankenes utlånspraksis. I mars 2018 la EU-kommisjonen fram en handlingsplan for finansiering av bærekraftig vekst.<sup>28</sup> Kommisjonen varslet at de vil vurdere mulighetene for å justere bankenes kapitalkrav ut fra klimarisiko.

Utlån til foretak har normalt flere års løpetid. Det kan derfor ta tid før endringer i utlånspraksis for nye utlån reflekteres i hele utlånsporteføljen. Det taler for å gjennomføre eventuelle endringer i utlånspraksis før endringer er observerbare i oljemarkedet eller andre markeder som er eksponert for klimaendringer og tiltak mot slike endringer.

## 8. Konklusjon

Empiriske analyser av banebrytende teknologier (Nagy, m.fl., 2013), anvendt for solpanel og elbilbatteri, tyder sammen med kostnadsanalyser, vedtatt og planlagt regulering og bilprodusentenes planer på at det kan bli tiltakende overgang til lavere oljeetterspørselsvekst. Risikoen ved for liten tidlig tilpasning kan da være en brå tilpasning senere. En slik tilpasning kan bli drevet frem av at klimaendringene får klare konsekvenser, for eksempel gjennom naturkatastrofer eller frykt for naturkatastrofer. Det kan lede til uventede og kraftige skjerpelser av utslippsreguleringer og svakere oljeetterspørsel enn ventet.

I de fleste scenarier fremstår det sannsynlig at eksisterende oljeproduksjon vil falle raskere enn etterspørselen, og at det dermed er behov for investeringer i ny oljeproduksjon globalt på lang sikt. Det vil dempe nedsiderisikoen for oljepris og oljeinvesteringer. Norske oljeleverandører er likevel risikoutsatt dersom veksten i oljeetterspørselen begynner å avta markert. Gjennomførte og mulige tilpasninger i form av kostnadseffektiviseringer, omstillinger og mindre gjeldsopptak reduserer risikoen.

---

<sup>27</sup> Kilde: UNEP Finance Initiative (2017): [Norway's DNB is twelfth leading bank to join UNEP FI's TCFD implementation pilot project.](#)

<sup>28</sup> Kilde: [EU-kommisjonens handlingsplan for finansiering av bærekraftig vekst.](#)

Bankenes kredittrisiko kan være høyere i en strukturell nedgang enn i en syklisk nedgangsperiode. Risikoen påvirkes av hvordan oljeleverandørene og bankene tilpasser seg. Med tiltakende overgang til lavere oljeetterspørselsvekst og tidkrevende tilpasninger kan det være hensiktsmessig å gjøre tilpasninger før endringer er synlige i oljemarkedet. Bankene kan eksempelvis kartlegge og rapportere om klimarisiko i egne porteføljer. De kan også benytte scenarioanalyser til stresstester. Det kan bedre risikoforståelsen og påvirke innvilgelsen av nye utlån, som igjen over tid kan redusere risikoen. Anbefalingene til Finans Norge (2018) kan tyde på at bankene vil gjennomføre slike tiltak. Eventuelle økte kapitalkrav for klimarisiko i EU kan bidra til raskere tilpasninger i bankene.

Utfordringer for bankene samlet sett vil trolig først komme dersom en strukturell nedgang innen oljerelatert virksomhet får betydelige ringvirkninger for andre deler av økonomien.

## Referanser

NORGES BANK  
STAFF MEMO  
NR 6 | 2018

P. Aghion. & P. Howitt (1992), "A model of growth through creative destruction", *Econometrica*, vol. 3, no. 2, 323--351.

J. Arbib & T. Seba (2017), "Rethinking Transportation 2020-2030", RethinkX Sector Disruption Report.

Bank of England (2017) - M. Scott, J. van Huizen & C. Jung, "[The Bank's response to climate change](#)", Quarterly Bulletin 2017 Q2, Bank of England.

Bank of England (2018), "A Transition in Thinking and Action", International Climate Risk Conference for Supervisors.

S. Beckman. & D. B. Rosenfield (2007), "Operations strategy: competing in the 21st century", McGraw-Hill/Irwin, Boston.

Bloomberg New Energy Finance (2016), "Lithium-ion Battery Price Survey".

Bloomberg New Energy Finance (2017) – Michael Liebreich: "[London summit 2017 - Breaking Clean](#)".

Bloomberg New Energy Finance (2017b): «[Sustainable Energy in America, Factbook](#)».

BP (2017): «Statistical Review of World Energy 2017».

Bundesbank (2017): "Behind the curve? The role of climate risks in banks' risk management".

Å. Cappelen, T. Eika og J.B. Prestmo (2013): «Petroleumsvirksomhetens virkning på norsk økonomi og lønnsdannelse», Rapporter 59/2013.

Den nederlandske sentralbanken (2017): "Waterproof? An exploration of climate-related risks for the Dutch financial sector".

Energy Intelligence: EI New Energy, 2. November 2017.

European Commission (2018), "[Commission action plan on financing sustainable growth](#)".

European Systemic Risk Board (2016), "Too late, too sudden: Transition to a low-carbon economy and systemic risk". Advisory Scientific Committee No 6 / February 2016.

EV Volumes (2017), "Global Plug-In Deliveries".

J. Doyne Farmer & F. Lafond (2016), «How predictable is technological progress?», Research Policy, Vol 45, Issue 3, April 2016, ELSEVIER

NORGES BANK  
STAFF MEMO  
NR 6 | 2018

Finansinspektionen (2016), «Climate change and financial stability».

Finans Norge (2018), «Veikart for grønn konkurransekraft i finansnæringen».

TEKNOLOGIUTVIKLING OG  
KLIMATILTAK KAN PÅVIRKE  
BANKENES KREDITTRISIKO

Finanstilsynet (2015), «Finansielle utviklingstrekk 2015».

General Motors Investor Relations (2017), «Changing the world with AV».

GreenTech Media (2016): G. Kinsey (2016), «[The Perils of PV Price Prediction](#)», Industry Perspective, GreenTech Media / Wood Mackenzie.

Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2016): G. Wynn (2016), «[The Dutch Coal Mistake](#)»

Intergovernmental Panel on Climate Change (2014), «Climate change 2014 Synthesis Report».

International Energy Agency (2015): «World Energy Outlook 2015».

International Energy Agency (2016): «World Energy Outlook 2016».

International Energy Agency (2017): «World Energy Outlook 2017».

International Energy Agency & International Renewable Energy Agency (2017): «Perspectives for the energy transition», OECD.

International Renewable Energy Agency (2017): «Electric Vehicles Technology brief».

International Union of Railways (2015), «Rail Transport and Environment Fact & Figures».

Lazard (2016): «Levelized Cost of Energy Analysis 10.0».

Nasjonal transportplan (2017): «Nasjonal transportplan 2018-2029».

N. Kittner, F. Lill & D. Kammen (2017), «Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition», Vol. 2, Art. 17125, Nature Energy.

B. Nagy, J. Doyne Farmer, Q. Bui, J. Trancik (2013): «[Statistical Basis for Predicting Technological Progress](#)», Research article, PLOS.

I. Nervik Hjelseth, L-T. Turtveit og H. Winje (2016): «[Bankenes kredittrisiko mot oljeleverandørnæringen](#)», Aktuell kommentar 5/2016, Norges Bank.

Norges Bank (2017): «Finansiell Stabilitet 2017, sårbarhet og risiko».

Norsk Klimastiftelse (2017): «Klima som finansiell risiko», Rapport nr. 01/2017.

Norsk olje og gass (2017): «[Investeringene vil øke frem mot 2020](#)».

S. Ongena, M. Delis, K. de Greiff (2018): “Being stranded on the carbon bubble? Climate policy risk and the pricing of bank loans”, Discussion Paper DP12928, Centre of Economic Policy Research.

Oslo Economics (2017): “Olje- og gasselskapenes vurderinger av klimarelaterte risikofaktorer”, OE-rapport nr. 2017-47.

D. Sandalow, C. McCormick, T. Rowlands-Rees, A. Izadi-Najafabdi & I. Orlandi (2015), “Distributed Solar and Storage – ICEF Roadmap 1.0.”, Innovation for Cool Earth Forum.

A. Sandvig Brander, H. Brekke og B. Naug (2016): «[Økt omstillingsevne blant norske oljeleverandører](#)», Aktuell kommentar 4/2016, Norges Bank.

O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir & I. Staffell (2017), “The future cost of electrical energy storage based on experience rates”, Vol. 2, Art. 17110, Nature Energy.

Task Force on Climate-related Financial Disclosures - Financial Stability Board (2017): “Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures”.

United Nations Environment Programme (2017), “The Status of Climate Change Litigation”.

United Nations Environment Programme Finance Initiative (2017), “[Norway’s DNB is twelfth leading bank to join UNEP FI’s TCFD implementation pilot project](#)”.

US DOE/NREL (2017) - R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse & K. Ardani: “[U.S Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017](#)”, National Renewable Energy Laboratory.

Volkswagen AG (2017), “[Investor Roadshow with Exane BNP Paribas](#)”, London 22nd September 2017.

World Bank (2017) – R. Zechter, A. Kossoy, K. Oppermann & C. Ramstein: “State and Trends of Carbon Pricing 2017”.

World Economic Forum (2018): “The Global Risks Report 2018”.

World Meteorological Organization (2017): “[WMO showcases climate science at COP23 opening session](#)”.



## Vedlegg

### A. Wrights og Moores lov

#### Wright's lov

Wright's lov er intuitivt forståelig gjennom at læring og erfaring reduserer kostnadene. Modellen tilsier at for hver dobling av kumulativ produksjon vil læringen skje med en konstant rate som gir en erfaringskurve. Den relevante enhetskostnaden for fornybar energi er «Levelized cost of electricity» (LCOE)<sup>29</sup>. Modellen finner raten LCOE synker med for hver kumulativ dobling av produksjon.

Ifølge Beckman, S. & Rosenfield, D. B. (2007) er det flere grunner til at kostnader synker over tid. Læringseffekten kommer av:

- Forbedringer i arbeidseffektivitet og interne erfaringer
- Redesign, standardisering og automatisering av prosesser
- Økt skala og volum
- Delt erfaring utad og forbedringer i verdikjeden

Fordelen med Wright's lov er at den ser på kostnadsutviklingen som en integrert del av produksjonsveksten. Dersom det ikke produseres eller investeres, vil heller ikke forbedringer og kostnadsreduksjoner oppnås. Dette gjør modellen fleksibel. En ulempe med Wright er at man må ha en prognose på fremtidig produksjon for å anslå fremtidig kostnad.

Wright's lov kan skrives slik basert på Nagy m.fl. (2013):

$$P_t = Bx_t^{-w}$$

$P_t$ : Enhetskostnad for en teknologi i tidsintervall t, målt i reelle tall

$B$ : Konstant ( $b = \log B$ , der b er konstanten i log-log fit regresjonen)

$x_t$ : Kumulativ produksjon i tidsintervall t

$w$ : Regresjon stigning der  $r = 1 - 2^{-w}$ , som er erfaringsraten (kostnadsreduksjonen) for hver dobling av produksjon. Vi finner  $w$  ved en lineær regresjon av logaritmen til  $P_t$  og  $x_t$ .

#### Moores lov

Moores lov sier at teknologiforbedringer vil skje, og den eneste faktoren som eksplisitt påvirker dette er tid. Utgangspunktet er Intels Gorden Moore som i 1965 utalte at antall transistorer på en integrert krets ville

---

<sup>29</sup> «Levelized Cost of Electricity» er en indikator for gjennomsnittlig «break-even» kostnad for et anlegg som produserer elektrisitet. Investeringer, drift, avvikling og kapitalkostnader er inkludert i beregningen.

double seg annethvert år, noe som viste seg å være en god framskrivning av utviklingen de neste 50 årene. Slike sammenhenger kan også videreføres til å fremskrive kostnadsreduksjoner.

Med Moores lov er forbedringsraten konstant over tid, og kan slik brukes direkte til å prognostisere videre utvikling av teknologien. En ulempe er at det ikke er andre faktorer enn tid som påvirker utviklingen.

Moores lov kan skrives slik basert på Nagy m.fl. (2013):

$$P_t = B e^{-mt}$$

$P_t$ : Enhetskostnad for en teknologi i tidsintervall  $t$ , målt i reelle tall

$m$ : Eksponentiell endringsrate (Kostnadsendring per år =  $e^{-m} - 1$ )

$t$ : Tidsintervaller i fremtiden

$B$ : Konstant ( $b = \log B$ , der  $b$  er konstanten i log-log fit regresjonen)

### Moores lov med usikkerhetsfane

Farmer & Lafond (2016) utreder en metode for distribuert prognose basert på empirisk validert stokastisk prosess. Det medfører en prognose med en usikkerhetsfane, validert ved testing av modellen med flere teknologier på tvers av industrier, ved hjelp av stokastiske prosesser. Gjennom en analyse på 53 teknologier i en out-of-sample prognose finner de at de fleste teknologier empirisk følger en tilfeldig prosess med drift. De bruker Moores lov som utgangspunkt for prosessen. Dermed vil feilen i prognosen vokse over tid, selv om parameterne er regnet ut perfekt. Dette er grunnet uforutsette sjokk. Ved hjelp av denne prognosen kan sannsynligheter av utfallet for prognoser estimeres i tillegg til kvaliteten av estimatet.

Det finnes flere eksempler på strukturelle skift som endrer teknologiske kostnader. Selv om slike skift eller sjokk skjer er de ikke store eller vanlige nok til å avvise Moores lov til å fremskrive kostnader. Det Farmer & Lafond (2016) viser empirisk er at den langsiktige trenden for hver teknologi eksisterer og kan fanges opp av historiske tidsserier uten direkte informasjon om den underliggende teknologispesifikke fortellingen. Modellen gir feilen på lukket form, og den kan dermed samles og analyseres. Ut ifra dette inkluderes auto-korrelert støy med samme parameter for alle teknologier gjennom analysen av feilen. Det er denne parameteren som produserer sannsynlighetene for utfall for hver teknologi basert på de teknologispesifikke historiske dataene.

Farmer & Lafond (2016) mener en utvidelse av Moore gir bedre resultat enn Moore med stasjonær trend, men ikke at denne modellen nødvendigvis er bedre enn andre modeller som f.eks. Wright. De tilføyer at modeller som inkluderer parametere for produksjon, patenter

og R&D kan gi enda bedre anslag. Modellen forenkles med at selv om driften og volatiliteten er teknologispesifikk så antas det at alle teknologier følger samme tilfeldige prosess. Matematisk vil det si at feildistribusjonen er uavhengig av drift, standardavvik og tidshorisont og kan dermed samles for forskjellige teknologier og forskjellige tidshorisonter. I tillegg inkluderes det en autokorrelasjonsparameter ut fra empiriske funn av en positiv parameter. Dette gjør det mulig å fremskrive en normalfordelt prognosedistribusjon av fremtidige kostnader.

Antagelser i modellen:

- Utvidelse av Moores lov til å anta at logaritmen til kostnaden følger en «random walk» med drift og auto-korrelerert støy
- Støyen er antatt student t fordelt (<50 observasjoner), og med en m høyere enn 5 så kan en anta normalfordeling av prognosen
- Feilen er delt i to: Feil i gjennomsnittstrend og tilfeldige sjokk
- Trenden er funnet ved å bruke mest mulig historiske data, altså start og sluttunkt i historiske data.

Den matematiske modellen, utvidet Moores lov med drift:

$$y_{t+\tau} \sim N(y_t + \hat{\mu}\tau, \frac{\hat{K}A^*}{1 + \theta^2})$$

$$\hat{\mu} = \frac{y_t - y_{t-m}}{m}$$

$$\hat{K}^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=t-m}^{t-1} [y_{i+1} - y_i - \hat{\mu}]^2$$

$$A^* = -2\theta + (1 + \frac{2(m-1)\theta}{m} + \theta^2)(\tau + \frac{\tau^2}{m})$$

$y_t$ : Logaritmen til enhetskostnaden i tid  $t$ <sup>30</sup> ( $y_t = \log P_t$ )

$\tau$ : Fremtidig tidshorisont

$\hat{\mu}$ : Estimert trend/drift i kostnaden over tid

$\theta$ : Autokorrelasjonen for støyen, empirisk satt til 0,63

$\hat{K}^2$ : Estimerte variasjonen

$A^*$ : Konstantledd til støyestimatet

<sup>30</sup> Her er  $y_t$  den siste kostnaden og kun  $\tau$  er den som endres for prognosen ( $t = t_0$ ).

$m$ : Antall punkter bakover det estimeres fra<sup>31</sup>

### Sammenligning av Moore og Wrights lover

En kombinasjon av eksponentiell reduksjon i kostnader og en eksponentiell økning i produksjon vil gi tilsvarende resultater for Moore og Wrights lover, noe som er omtalt som Sahals formodning (Nagy m. fl., 2013). Basert på data for produksjon og kostnader for 62 ulike teknologier finner Nagy m. fl. (2013) at produksjonen tenderer til å øke eksponentielt, tilsvarende historisk utvikling for nye solpanel, se figur 1.

Nagy m.fl. (2013) og Farmer & Lafond (2016) er overrasket over hvor like Moore og Wrights prognoser er selv om de har forskjellig forklaringsvariabel. Sahals formodning viser en sammenheng mellom Wrights og Moores lov (Nagy m.fl., 2013). Dersom den kumulative produksjonen vokser eksponentielt med rate  $g$  vil Moore og Wright ha sammenhengen  $m=w \cdot g$ . Dette kan brukes til å finne  $m$ ,  $w$ , eller  $g$  ved å vite de to andre. F.eks. kan en finne vekstraten til produksjonen som trengs for å opprettholde både Moores og Wrights rate.

Sahals formodning:  $X_t = Ae^{gt} = Ae^{\frac{m}{w}t}$

Moore beskriver eksponentiell kostnadsreduksjon over tid, mens Wright beskriver eksponentiell kostnadsreduksjon over kumulativ produksjon. Moores og Wrights lover stemmer overens for forskjellige teknologier og disse har en eksponentiell vekst i kumulativ produksjon, se figur 17.

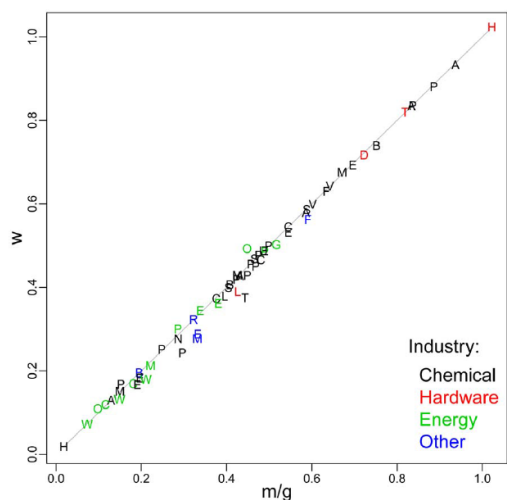
I avsnittet over er ratene  $m$ ,  $w$ ,  $g$  eksponentielle rater. For mer intuitiv forståelse kan de uttrykkes slik:

- $r_m$  Den årlige kostnadsreduksjonen der  $r_m = 1 - e^{-m}$
- $r_g$  Den årlige veksten i kumulativ produksjon der  $r_g = e^g - 1$
- $r_w$  Kostnadsreduksjon per kumulative dobling av produksjon der  $r_w = 1 - 2^{-w}$

---

<sup>31</sup> Lik som antall punkter i rolling window. Empirisk vist at en kan gi en prognose hvis  $m \geq 5$  og gir best resultat med høyest mulig  $m$ .

Figur 17: Wrights lov og Moores lov kombinert med Sahals formodning



Kilde: Farmer & Lafond (2016)

## B. Sammenligning av kostnadsanslag

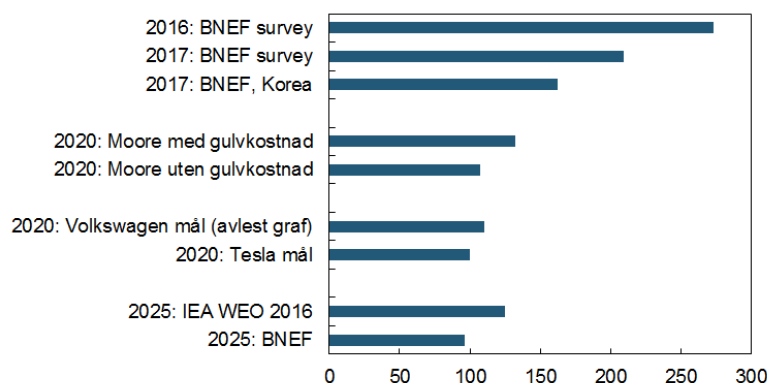
Anslag basert på Moores lov varierer fra 107 til 132 USD per kWh for 2020, se figur 6 og figur 18. Anslagene representerer en framskrivning av gjennomsnittskostnaden i BNEFs survey som var 209 USD per kWh i 2017. Kostnadsreduksjonen kan fremstå som stor, men allerede i 2017 estimerer BNEF at enkelte koreanske aktører kan produsere batteripakker ned mot 162 USD per kWh.

Adm. dir. Elon Musk i Tesla har tidligere uttrykt skuffelse om de ikke klarer et mål om 100 USD per kWh innen 2020. Volkswagen presenterte i september 2017 mål om batteripakkekostnad på under 100 Euro per kWh i 2020, og en graf som viste lavere batterikostnader enn dette.

IEAs World Energy Outlook 2016 anslår batterikostnader på 125 USD per kWh i 2025 og BNEF anslår 96 USD per kWh i samme år.

Kostnadsanslagene, her basert på Moores lov, for 2020 er høyere enn de muligens kostnadsledende målene til Tesla og Volkswagen, mens de er lavere enn IEAs anslag som legger til grunn tregere kostnadsreduksjoner.

Figur 18: Historiske batterikostnader, anslag (Moore's lov) og mål fremover. USD per kWh



Kilder: IEA, BNEF, Volkswagen, Tesla og Norges Bank

### C. Sensitivitetsanalyse for elbiler

Vi benytter en nåverdibetraktning med 6 prosent diskonteringsrente som tar hensyn til del-finansiering av bilen. Vi legger til grunn norsk årlig kjørelengde, ifølge SSB, der vi antar at bilen har en levetid på 20 år og hvor den kjøres 231 000 kilometer over levetiden.

Mer enn 300 000 biler ble reservert da Tesla presenterte sin modell 3 i 2016. Den ble omtalt å ha en rekkevidde på minst 215 miles eller minst 346 kilometer etter EPA-standard. Det kan tyde på at dette er en tilstrekkelig rekkevidde for massemarkedet. Det minste batteriet for modell 3 er på 50 kWh, og vi legger grunn 60 kWh for å ta høyde for noe større kjøretøy.

Elbiler har kostbart batteri, mens øvrige kostnader til eksempelvis motor og girkasse vil være lavere enn for biler med forbrenningsmotor. Det legges her til grunn at disse øvrige kostnadene beløper seg til 2000 Euro. Strengere utslippskrav i Europa vil øke disse kostnadene fremover, men det er ikke hensyntatt i sensitivitetsanalysen.

Husholdningenes elektrisitetspriser, drivstoffpriser og valutakurser ble samlet inn 9. juni 2017. Vi legger til grunn at husholdningene kan lade til prisnivået på elektrisitetsprisen, noe som er mulig for de som kan lade bilen hjemme. Høyere kostnader ved annen lading er ikke hensyntatt.

Vi legger ikke til grunn ulike engangsavgifter, bomavgifter eller vedlikeholdsutgifter for elbiler og biler med forbrenningsmotor. Sistnevnte kan være konservativt for elbiler ettersom disse har færre bevegelige slitasjedeler. Batteriet har ofte garantert ytelse på minst 70-75 prosent av opprinnelig kapasitet til 100 000 miles eller 160 000 kilometer, noe som representerer 69 prosent av levetiden i vår analyse.

## D. Teknologitviking innen transport

I løpet av de neste fem årene har de fleste bilprodusentene planer om å lansere nye elektriske personbiler. Flere av de store tyske bilprodusentene planlegger at elektriske personbiler skal utgjøre 15 – 25 prosent av salget i 2025.<sup>32</sup> Anslagene for elektriske personbiler har økt betydelig de siste årene og kan endre seg videre, men retningen mot elektrifisering av flere personbiler er tydelig.

Flere aktører tilbyr elektriske busser og elektriske kjøretøy for kortdistanse varelevering. Ut fra fokus på lokal luftforurensing kan disse segmentene potensielt få høy grad av elektrifisering med lavere batterikostnader. Andre rimelig stasjonære nyttekjøretøy og anleggsmaskiner bør også ha potensiale for økt elektrifisering. Det samme gjelder fartøy som benyttes over korte distanser. Norske foretak er involvert i design og bygging av slike fartøy og kan slik sett tjene på økt elektrifisering. Fartøy for lengre distanser kan i større grad bli drevet av gass (LNG) basert på strengere utslippskrav fra 2020.

Langdistanse varetransport er foreløpig et mer usikkert segment for elektrisk transport, samtidig som segmentet står for en vesentlig del av globalt drivstofforbruk.<sup>33</sup> For varetransport kan teknologiendringer for nye kjøretøy raskt få stor betydning for drivstofforbruket. Det har bakgrunn i at kjøretøyene ut fra slitasje normalt har betydelig avtakende kjørelengde med økende alder.

Foreløpig tilbyr få aktører elektriske kjøretøy med mer enn 200 km rekkevidde i dette segmentet. Tesla tar imidlertid imot reserverasjoner for vogntog med inntil 800 km rekkevidde. Leveransene av vogntogene skal etter planen påbegynnes fra 2019. Selv om det per desember 2017 antakelig er reservert færre enn tusen slike vogntog, er dette en utvikling som kan få andre aktører til å utvikle lignende produkter. Eksempelvis hevder amerikanske Navistar, med 11 prosent markedsandel i hjemmemarkedet, at de vil ha flere elektriske vogntog på veiene enn Tesla i 2025.<sup>34</sup> Videre kostnadsreduksjoner for batterier og forventinger om lavere vekt og volum relativt til lagringskapasitet kan støtte utviklingen. En mulighet er også at dette segmentet i større grad vil dekkas av andre teknologier som eksempelvis hydrogen, som kinesiske myndigheter vurderer ifølge BNEF.

Det norske foretaket Asko AS har 600 lastebiler, og ifølge Teknisk Ukeblad er ambisjonen at alle disse skal drives med fornybart drivstoff i form av hydrogen eller elektrisitet innen 2026. Foreløpig er det få andre foretak som har så radikale planer, men ut fra våre observasjoner er det

---

<sup>32</sup> Daimler (Mercedes) anslår 15-25 prosent fullelektriske biler, BMW omtaler 15-25 prosent elektriske kjøretøy generelt, Volkswagen anslår salg av opptil 3 millioner elektriske kjøretøy versus totalt bilsalg i 2015 på rundt 10 millioner. Kilder: Bilprodusentenes investor relations presentasjoner.

<sup>33</sup> Landbasert frakt representerer om lag 1/6 av oljeetterspørselen globalt (Kilde: IEA). Jernbane utgjør en liten del av energiforbruket for landbasert frakt og er elektrifisert i noen regioner. Vekst for jernbanefrakt kan forbedre drivstoffeffektiviteten. Kilde: International Union of Railways, «Rail Transport and Environment Fact & Figures», September 2015.

<sup>34</sup> Kilde: [Navistar CEO to Tesla: We'll Have More Electric Trucks Than You.](#)

også få oljemarkedsaktører som legger til grunn at en vesentlig del av landbasert varetransport skal drives med fornybar energi de neste 15 årene. Dette kan derfor være en undervurdert overgangsrisiko.

Det er også få oljemarkedsaktører som forventer at flytransport skal elektrifiseres. Ifølge Nasjonal transportplan (2017) har det skjedd en rask utvikling innenfor området elektriske fly og flere flyprodusenter jobber nå med elfly-prosjekter. Avinor vil samarbeide med aktuelle aktører, og beskriver målsetninger om at all kortdistanse flytrafikk i Norge skal være elektrisk innen 2040.<sup>35</sup>

---

<sup>35</sup> Kilde: [Norsk luftfart skal bli elektrisk i 2040](#).