



Konsekvenser av redusert petroleumsvirksomhet

Makroøkonomiske effekter av politiske tiltak for å redusere norsk produksjon av olje og gass

TALL

SOM FORTELLER

RAPPORTER / REPORTS

2020 / 38

Finn Roar Aune, Ådne Cappelen og Ståle Mæland

Finn Roar Aune, Ådne Cappelen og Ståle Mæland

**Konsekvenser av redusert
petroleumsvirksomhet**

Makroøkonomiske effekter av politiske tiltak for å
redusere norsk produksjon av olje og gass

I serien Rapporter publiseres analyser og kommenterte statistiske resultater fra ulike undersøkelser. Undersøkelser inkluderer både utvalgsundersøkelser, tellinger og registerbaserte undersøkelser.

© Statistisk sentralbyrå
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen
skal Statistisk sentralbyrå oppgis som kilde.

Publisert 28. oktober 2020

ISBN 978-82-587-1202-9 (trykt)
ISBN 978-82-587-1203-6 (elektronisk)
ISSN 0806-2056

Standardtegn i tabeller	Symbol
Tall kan ikke forekomme	.
Oppgave mangler	..
Oppgave mangler foreløpig	...
Tall kan ikke offentliggjøres	:
Null	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	0,0
Foreløpig tall	*
Brudd i den loddrette serien	—
Brudd i den vannrette serien	
Desimaltegn	,

Forord

I diskusjoner om norske miljøtiltak er et tema hvor omfattende tiltak Norge kan eller bør iverksette utenom internasjonale avtaler. Et annet tema er hva man bør gjøre for å oppfylle de mål man har satt seg innenfor inngåtte avtaler slik som Paris-avtalen. Når man diskuterer slike endringer i norsk politikk, er det også relevant å ta hensyn til de økonomiske virkningene i Norge hvor temaet er hva slike tiltak koster Norge i tradisjonell økonomisk forstand. Dette prosjektet, som er finansiert av Naturvernforbundet, ser på de makroøkonomiske virkninger i Norge av at man reduserer norsk petroleumsaktivitet fram til 2050. Vi takker Thomas von Brasch for kommentarer til et tidligere utkast og for programmering av rutiner i tilknytning til KVARTS-simuleringene.

Statistisk sentralbyrå, 21. oktober 2020

Linda Nøstbakken

Sammendrag

Hvordan skal Norge kunne nå mål om reduserte klimautslipp framover og hva er de økonomiske konsekvensene av ulike tiltak som iverksettes for å nå klimamålene? Dette er det store bakteppe for denne rapporten. Blant tiltak som har vært drøftet i denne sammenhengen er om innskrenkninger i norsk petroleumsvirksomhet kan spille en rolle som et klimatiltak. Framtredende norske miljøøkonomer har foreslått dette som et fornuftig tiltak. En mulig innvending mot et slikt tiltak er at det kan medføre store kostnader for norsk økonomi fordi den er så «oljeavhengig». Blant alle tiltak man vil lete etter for å oppnå en gunstig klimaeffekt, bør man i prinsippet velge blant de med lavest kostnad i forhold til klimaeffekt. Hvis lavere norsk petroleumsutvinning, som gir mindre utslipp av blant annet CO₂, har relativt små kostnader i økonomisk forstand, er det et aktuelt tiltak. Denne rapporten er en studie av hva som kan være de økonomiske effektene av en raskere nedbygging av norsk petroleumsvirksomhet enn hva vi ser for oss dersom dagens oljepolitikk fortsetter. Vi studerer altså en omlegging av norsk oljepolitikk hvor vi raskere bygger ned virksomheten på norsk sokkel sammenliknet med en referansebane som preges av «business as usual».

Vi ser på to alternative nedbyggingspolitikker. I det første alternativet stoppes tildelingen av nye letearealer og oljeselskapene får bare videreføre feltene de i dag har i drift pluss at det tillates utvikling av felt som er tildelt innen utgangen av 2021. I dette tilfellet tenker vi oss at selskapene vil reallokere noe av sine aktiviteter fra felt som vil bli tildelt under «business as usual» til de feltene som de allerede har fått tildelt. Vi anslår derfor at det først vil være fra om lag 2030 at en slik politikk vil få nevneverdig betydning for investeringer og utvinning på norsk sokkel. Fra 2030 til 2050 vil utvinningen gradvis synke og petroleumsinvesteringene faller mer enn de gjør i referansebanen. Siden effektene kommer et stykke ut i tid og på et tidspunkt hvor oljenæringen allerede betyr mindre for norsk økonomi enn i dag, er de makroøkonomiske effektene av dette tiltaket gjennomgående små. På det meste faller BNP Fastlands-Norge med en halv prosent i forhold til referansebanens nivå ifølge våre anslag. Selv Verkstedindustrien, som er mest oljerelatert blant industrinæringene, kommer seg gjennom en slik politikkenndring uten stort fall i produksjonen. Dels skyldes dette at importen faller en god del siden ressursbruken i petroleumsutvinning er importintensiv og dels skyldes resultatet at kronekursen svekkes som følge av at sentralbanken senker renta når aktiviteten i økonomien dempes. Det bidrar til at bedriftene bedrer sin internasjonale konkurranseevne og derigjennom øker eksporten og vinner markedsandeler på hjemmemarkedet. Kronesvekkelsen øker verdien av pensjonsfondet i norske kroner og sammen med andre endringer bidrar det til at det ikke er nødvendig å føre en strammere finanspolitisk sammenliknet med referansebanen. Reallønn og konsum faller litt, men beskjedent i forhold til forventet økning ifølge referansebanen.

I det andre alternativet kombineres reduksjon i nye leteområder med skatteendringer som reduserer oljeselskapenes insentiver til å utnytte allerede tildelte områder for petroleumsvirksomhet. I dette tilfellet reduseres aktiviteten på norsk sokkel både tidligere og i langt større grad enn i det første alternativet. Vi anslår at norsk produksjon av olje og gass samlet blir nærmere halvert i 2050 sammenliknet med referansealternativet. De makroøkonomiske effektene i dette andre alternativet er større enn i det første alternativet. I andre halvdel av 2020-tallet faller petroleumsinvesteringene kraftig og det fører med seg nedgang i økonomisk aktivitet slik at BNP Fastlands-Norge faller med 2 prosent og arbeidsløsheten øker med et prosentpoeng sammenliknet med referansebanen. Lavere styringsrenter og svakere valutakurs vil bidra til at økonomien henter seg noe inn igjen utover på 2030-tallet. På lang sikt faller BNP Fastlands-Norge med

om lag 1,5 prosent sammenliknet med referansebanen, noe som tilsvarer omtrent den normale veksten i fastlandsøkonomien fra et år til det neste. Reallønna faller også mer, og på lang sikt er nedgangen en prosent. Men selv disse effektene må kunne sies å være beskjedne. Grunnene til dette resultatet er mange, men vi vil framheve tre forhold. Petroleumsnæringen andel av økonomien vil avta i det meste av referansebanen. Det henger sammen med uttømming av antatte petroleumssressurser på norsk sokkel. Pensjonsfondet i utlandet vil ikke bli veldig påvirket av tiltakene fordi det meste av ressursene er blitt tatt opp og vil bli tatt opp også i de alternative tiltaksbanene. Inntektene er tjent opp og investert uansett politikk og endringer i politikk har moderat effekt på fondets størrelse. Endelig finnes det automatiske stabilisatorer og halvautomatiske handlingsregler som gjør at ressurser som frigjøres når petroleumsutvinningen trappes ned, finner annen anvendelse som demper nedgangen i økonomien.

Abstract

How can Norway reach targets relating to climate emissions and what are the economic consequences of measures introduced in order to reach these targets? One measure that has been suggested by leading Norwegian environmental economists is to reduce Norwegian exploration of its petroleum resources. One objection to this policy is that it may entail large macroeconomic costs because Norway is so oil dependent. Among possible policy measures to reach emission targets one should choose those with low economic costs. Is reducing petroleum exploration a possible candidate? This report attempts to estimate the macroeconomic costs of two alternative reductions in Norwegian production of petroleum.

The first alternative consists of ending the possibility of explorations in areas that have not been granted already and the oil companies have been given licenses. On existing licenses there are no restrictions neither on producing from existing fields nor for exploring further on blocks already granted. We think that in this case the oil companies will turn their attention from exploring new fields to intensify the production and exploration on existing blocks. Therefore, we estimate that it is only from 2030 and onwards that such a policy will lead to lower investments in explorations and oil platforms and later production of petroleum. Because the Norwegian petroleum industry has already begun its long run decline by 2030 due to lack of available resources, the additional decline that follows from this policy is moderate. In macroeconomic terms the reduction in mainland GDP is estimated to be only half a percent compared to our baseline scenario. Even industries closely linked to the oil industry due to deliveries of inputs to petroleum extraction, will fare quite well. One reason for this result is an expected lowering of interest rates and a depreciation of the currency that will lead to an increase in non-oil exports. A depreciated currency will increase the domestic value of capital incomes from the state pension fund abroad that will support fiscal policy so that cuts in spending or higher taxes will not be necessary to obey the fiscal policy rule.

The second policy alternative combines restrictions on new licenses with a number of tax changes for oil companies that not only will lead to lower explorations on new fields but also related to existing licenses. In this case we estimate that effects on petroleum investments and production will be noticeable from 2025 and onwards. Following a large drop in petroleum investments during the latter half of the 2020s, output is nearly halved compared to the baseline scenario by 2050. In this case macroeconomic effects are much larger than in the first alternative and mainland GDP is reduced by roughly 2 percent compared to baseline in 2030. The unemployment rate is increased by close to one percentage points and the real wage falls by roughly one and a half percent. Cuts in the interest rate and a currency depreciation the economy will lead to some recovery in non-oil activities during the 2030s. Lower state revenues from petroleum will reduce the size of the state pension fund and in order to meet the benchmark of the fiscal policy rule fiscal policy has to become more restrictive. Thus, even by 2050 the unemployment rate has increased by half a percentage point, the real wage drops by one percent and mainland GDP is nearly one and a half percent lower compared to the baseline scenario.

Why are the macroeconomic effects quite moderate according to our estimates? First, petroleum activities in Norway will fall significantly from around 2024 to 2050 also in our baseline scenario which is also in line with official forecasts. The absolute changes in petroleum investment and production relative to the size of Norwegian economy will therefore fall and the impact of the alternatives will moderate even if the effects on the petroleum industry itself are large. Second, in

line with the Dutch Disease literature, there are economic mechanisms in the economy that will boost non-oil exporting industries as well as import competing industries that will absorb some of the resources that have become underutilized due to policies that cut the petroleum industry. Finally, again referring to the Dutch Disease hypothesis most of the effects in our study are due to the “resource movement effect” and not the “spending effect” because the fiscal policy rule is related to accumulated petroleum rents and not current rents. The state pension fund is not much affected by these alternatives simply because most of the rent has been invested in the fund irrespective of the two alternatives we study.

Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
Abstract	6
2. Norsk økonomi mot 2050	11
2.1. Befolkningsutviklingen i Norge	13
2.2. Internasjonal økonomi.....	15
2.3. Petroleumsvirksomheten.....	18
2.4. Finanspolitikk og offentlige utgifter	22
2.5. Pengepolitikk.....	25
2.6. Hovedtrekk i den makroøkonomiske utviklingen	25
2.7. Næringsutviklingen.....	27
2.8. Petroleumsvirksomhetens plass i norsk økonomi fram til 2050.....	29
3. Økonomiske effekter av fysiske begrensninger i petroleumsvirksomheten	32
3.1. Investeringer og produksjon på norsk sokkel ved fysiske begrensninger på utvinning av petroleum.....	32
3.2. Makroøkonomiske virkninger av fysiske begrensninger på norsk petroleumsutvinning.....	38
4. Økonomiske effekter av en kombinasjon av fysiske og økonomiske tiltak overfor petroleumsvirksomheten	50
4.1. Effekter på investeringer og produksjon på norsk sokkel ved både fysiske og økonomiske tiltak	50
4.2. Makroøkonomiske effekter av fysiske og økonomiske tiltak overfor petroleumsvirksomheten uten finanspolitiske justeringer.....	52
4.3. Fysisk-økonomisk alternativ med innstramming i finanspolitikken	58
5. Sammendrag	64
Referanser	66
Vedlegg A: The KVARTS model	67
Vedlegg B: FRISBEE – om modellen og forutsetninger for modellkjøringene	72
Figurregister	78
Tabellregister	80

1. Innledning

Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel har spilt en viktig rolle for utviklingen i norsk økonomi i femti år. Men knapt noen tror at denne virksomheten vil spille en liknende rolle om femti år fordi gjenværende petroleumssressurser på norsk sokkel neppe tillater en videreføring av dagens utvinningstempo i 30 år. Fra midten av 2020-tallet vil etter all sannsynlighet utvinningstempoet falle og norsk økonomi vil bli preget av hvordan omstillingen ut av petroleumsvirksomhet skjer. Det som skjedde med norsk økonomi etter det store oljeprisfallet i 2014, viser hvor viktig petroleumsvirksomheten var for norsk økonomi den gangen. Raske og store endringer i rammebetingelsene for næringen kan gi betydelige ringvirkninger ikke bare makroøkonomisk, men også for næringsstrukturen i Norge.

Et av de viktige grepene Norge har tatt når det gjelder å håndtere petroleumsvirksomhetens midlertidige karakter, er etableringen av «oljefondet» eller Statens pensjonsfond utland. Fra og med 2001 da handlingsregelen for finanspolitikken ble innført, har kombinasjonen av fond og handlingsregel bidratt til å stabilisere den økonomiske utviklingen i Norge. Noen tilsvarende regel for hvordan man skal håndtere ringvirkningene fra selve utvinningsaktiviteten har vi aldri fått på plass. En utfasing av petroleumsvirksomheten vil derfor medføre at norsk økonomi må håndtere nedgangen i petroleumsinvesteringer og driftskostnader, mens nedgangen i petroleumsinntekter i hovedsak allerede er håndtert gjennom etablering av fond og handlingsregel.

Mens det å håndtere utfasingen av petroleumsvirksomheten fra et økonomisk ståsted har vært studert i lang tid både prinsipielt og empirisk, er koblingen mellom petroleumsvirksomhet i Norge og klimatiltak for å hindre for sterk temperaturøkning på jorden et ganske nytt tema. En gruppe framtrepende norske miljøøkonomer har nylig argumentert for at en reduksjon i norsk petroleumsutvinning kan være et klimatiltak i en verden hvor man ikke får full oppslutning om globale klimaavtaler som Paris-avtalen, se Asheim et al.. (2019). For å nå Paris-avtalens mål om utslippsreduksjoner, kan ikke verdens gjenværende beholdning av fossilt brensel utnyttes fullt ut. Det vil føre til for stor økning i temperaturen på jorda mener man. Ved å vri oppmerksomheten mer over på tilbudssiden i energimarkedene i stedet for ensidig å fokusere på etterspørselssiden gjennom bruk av utslippskvoter og avgifter av ymse slag, kan man oppnå større utslippsreduksjoner argumenterer disse økonomene. Poenget deres er at i en situasjon hvor viktige land ikke slutter seg til tradisjonelle klimaavtaler, må man se etter alternativer. Hadde alle land sluttet seg til Paris-avtalen (som kan kalles en etterspørselsavtale) og gjennomført tiltakene, vil man ikke ha behov for tilbudssidetiltak. Men land både trekker seg fra avtalen og de gjennomfører ikke de bidragene til reduserte klimagassutslipp som de har forpliktet seg til. Den analysen vi gjennomfører her, er altså motivert av norske tiltak på utvinningsiden for å oppnå gunstige effekter på klimautslippene. Vi tar ikke stilling til effektene av denne politikken på klimautslipp. Forskerne som har foreslått tilbudssidetiltak vektlegger at effekten av det avhenger av hvordan produsentland slutter seg til en slik ide. Vi fokuserer utelukkende på hvordan tiltakene påvirker norsk økonomi isolert sett. Vi tar heller ikke i betraktning mulige effekter på verdens oljemarked i form av økte oljepriser som følge av redusert tilbud av råolje.

Siden hensikten er å oppnå mindre utslipp knyttet til forbrenning av norsk olje og gass i framtiden, må vi sammenlikne tiltakene som iverksettes med en oljepolitikk vi kan kalle «videreføring av dagens politikk». Vi etablerer derfor først en referansebane for norsk økonomi hvor dagens politikk fortsetter fram til 2050 som er endepunktet for våre modellsimuleringer. Ut fra informasjon om norske ressurser som Oljedirektoratet opererer med, og anslag for utvinning, er det grunn

til å regne med at olje og gassproduksjon foregår også etter 2050. Men våre beregninger tyder på at utvinningstempoet da er mer enn halvert sammenliknet med nivået i 2020. Det betyr at det skjer en betydelig utfasing av petroleumsvirksomheten også i vår referansebane. Dette beskrives nærmere i kapittel 2. Jo lenger ut i tid man venter med å iverksette et tilbudssidetiltak, jo mindre effekt vil det kunne ha når utvinningen faller mye også i referansebanen. Denne påpekningen er nærmest banal; Effekten av å redusere noe som betyr lite for økonomien, kan ikke være stor, og petroleumsutvinningen betyr lite for norsk økonomi om 30 år ifølge referansebanen som er blant annet basert på Oljedirektoratets ressursregnskap.

Vi konstruerer to alternativbaner hvor ulike former for tiltak iverksettes for å redusere norsk petroleumsutvinning. I kapittel 3 beskrives en politikk hvor myndighetene ikke utdeler nye lisenser i områder som ikke har vært gjenstand for undersøkelser. Alle lisenser som allerede er tildelte og de som er i produksjon eller under utvikling er uendrete. Selskapene kan utvikle disse feltene videre slik de ønsker. Vi kaller dette det fysiske alternativet. Vår oppfatning er at en slik politikk vil føre til at selskapene øker sitt fokus på å utvikle eksisterende lisenser slik at investeringer og utvinning fram til 2030 ikke påvirkes nevneverdig. Men i årene deretter og fram til 2050 reduseres investeringer og utvinning slik at utfasingen av petroleumsvirksomheten går raskere i denne banen enn i referansebanen. I 2050 er utvinningsnivået redusert med om lag 15 prosent sammenliknet med nivået i referansebanen dette året, men hele 60 prosent sammenliknet med nivået i 2030 som er felles for de to banene. Hovedfunnet er at de makroøkonomiske virkningene av det fysiske alternativet er beskjedne, noe som følger av at nedgangen i petroleumsvirksomheten i referansebanen er betydelig og alternativbanen forsterker bare denne nedgangen noe.

I kapittel 4 beskrives et alternativ som kombinerer både fysiske og økonomiske tiltak for å redusere petroleumsutvinningen i Norge. Ved siden av de fysiske tiltakene som likner på de som beskrives i kapittel 3, endres skattesatser som selskapene møter når de beslutter å videreutvikle felt de har tilgang til. Som følge av politiske vedtak som nylig er gjort i forbindelse med håndteringen av koronapandemien, starter de økonomiske tiltakene fra og med 2025. Dette fysisk-økonomiske alternativet anslås å ville føre til en vesentlig større nedgang i petroleumsinvesteringer og utvinning enn i det rene fysiske alternativet. Særlig er nedgangen i investeringene stor i andre halvdel av 2020-tallet. I 2050 er utvinningssektoren mer enn halvert sammenliknet med nivået i referansebanen. Nå er de økonomiske ringvirkningene av nedbyggingen merkbare for norsk økonomi. Graden av omstilling ut av petroleum er større og skjer raskere enn i referansebanen. Det blir også en nedgang i oljeinntekter som betyr noe for størrelsen på «oljefondet» og dermed handlingsrommet for finanspolitikken. Vi studerer derfor også en versjon av dette alternativet hvor finanspolitikken strammes inn for at handlingsregelen i finanspolitikken opprettholdes. Alle analysene legger til grunn at prisen på råolje regnet i amerikanske dollar ikke påvirkes av en ensidig norsk reduksjon i utvinning av råolje og naturgass.

2. Norsk økonomi mot 2050

Utsiktene for norsk økonomi de nærmeste årene endret seg vesentlig i mars 2020. Utbruddet av koronapandemien og de påfølgende smittevernstiltakene, medførte et stort tilbakeslag i norsk økonomi. SSB har anslått at BNP for Fastlands-Norge var hele 14 prosent lavere ved utgangen enn ved inngangen til mars og apriltallet var 11 prosent lavere enn fastlands-BNP i februar justert for normale sesongforhold. Gjennom april og mai var det tegn til at fallet i økonomisk aktivitet stoppet opp, smitten ble redusert og myndighetene lettet på smittevernstiltakene. Ytterligere lettelser ble gjennomført i juni og flere fulgte gjennom sommeren. Ved utgangen av mai var det 65 600 færre registrert arbeidsledige hos NAV sammenliknet med slutten av april. SSBs prognoser fra begynnelsen av september i år la til grunn at smitten fortsatt holdes nede og at de strengeste smittevernstiltakene ikke gjeninnføres.¹ Selv med dette bildet vil ettervirkningene av smittevernstiltakene, den lave oljeprisen og nedgangen i internasjonal økonomi trolig medføre at norsk økonomi forblir i en lavkonjunktur i flere år ifølge SSB. Usikkerheten rundt den videre utviklingen er imidlertid stor og en ny smittebølge slik mange land synes å ha kommet inn i oktober, vil kunne legge en ytterligere demper på den økonomiske aktiviteten.

SSBs konjunkturoversikt fra september anslo at norsk økonomi gradvis ville normaliseres i løpet av de kommende fire årene. Referansebanen for norsk økonomi som vi baserer oss på her, er basert på SSBs konjunkturoversikter fra begynnelsen av juni og september 2020. Her var også SSBs siste befolkningsframskriving innarbeidet. Vår referansebane viderefører anslag for norsk og internasjonal økonomi fram til 2050. Anslagene er basert på simuleringer med SSBs kvartalsmodell KVARTS som omtales nærmere i vedlegg A. Vi legger ikke vekt på selve kvartalsforløpet i vår sammenheng, men de årstallene som modellen lager. I det følgende gir vi først en kort presentasjon av utviklingen i norsk økonomi på kort sikt, dvs. de nærmeste fire årene, før vi i mer detalj forteller om forutsetninger for referansebanen til 2050.

SSB venter altså en gradvis gjeninnhenting i norsk økonomi. Smitteverntiltakene i mars førte til et umiddelbart og kraftig fall i husholdningenes vare- og tjenestekonsum. Det månedlige nasjonalregnskapet viser at fallet i varekonsumet i mars ble delvis gjeninnhentet i april med en positiv vekst på 2,5 prosent. Data for korttransaksjoner viser tegn til at tjenestekonsumet har fortsatt å ta seg opp fra midten av april og gjennom mai. I mai og juli var varekonsumet hele 9 prosent høyere enn i februar. Etter hvert som smittevernstiltakene avvikles, venter SSB at husholdningenes konsum vil ta seg videre opp som følge av at en del av den økte sparingen trolig blir konsumert i månedene framover. Mot slutten av 2021 anslås det at samlet konsum har gjeninnhentet nivået fra før koronakrisen. Med utsikter til økte disponible realinntekter og synkende ledighet, men svak utvikling i realboligprisene og realformuen, anslås konsumet å vokse med 2 prosent som årgjennomsnitt 2022 og 2023.

Nullrenta har satt fart på boligmarkedet. Tross et historisk økonomisk tilbakeslag har boligprisene steget 4,0 prosent fra mars til august i år. Dette må sees i sammenheng med at styringsrenta ble redusert fra 1,5 prosent i mars til 0 prosent i mai, samt sentralbankens signaler om at renta skal forbli på dette lave nivået lenge. SSB anslår at boligprisene vil stige med 3,2 prosent som årgjennomsnitt i år. Fjerning av de midlertidige unntakene i boliglånsforskriften vil trolig bidra til å dempe veksten i boligprisene framover. Det er utviklingen i inntekt, gjeld, befolkning, samt tilbudet av boliger og realrente, som i stor grad bestemmer boligprisutviklingen. Siden utviklingen i disse fundamentale forholdene ser ut til å trekke i

¹ Se <https://www.ssb.no/kt>

ulike retninger, legger vi til grunn en moderat oppgang i boligprisene gjennom årene 2021 til 2023, men det er stor usikkerhet rundt boligprisanslaget.

Næringsinvesteringene ventes å falle markert i 2020, men det største fallet i næringsinvesteringene ser ut til å være bak oss. Svake vekstutsikter og stor usikkerhet gjør at mange virksomheter har redusert sine investeringsplaner framover. Dette gjelder i første rekke industrien, men også innenfor tjenestene næringene meldes det om reduserte investeringer det neste året. SSB anslår at næringsinvesteringene som årsgjennomsnitt vil falle rundt 10 prosent i år. For årene 2021 til 2023 viser beregningene at veksten gradvis tar seg opp til rundt 5 prosent i 2023. Med denne utviklingen vil investeringsnivået være om lag 10 prosent lavere i 2023 sammenliknet med 2019.

Det ligger an til en betydelig nedgang i petroleumsinvesteringene til neste år. For inneværende år melder oljeselskapene om små endringer i investeringsplanene. I 2021 ventes investeringene å falle med rundt 10 prosent. Det er særlig investeringsområdene feltutbygging og leting som viser nedgang fra 2020 til 2021. Nedgangen i feltutbygging må ses i sammenheng med at flere utbyggingsprosjekter ventes å gå over i en avsluttende fase. Flere oljeselskap planlegger økte investeringer innenfor produksjonsboring i 2021. Tiltakspakken for oljenæringen, med blant annet utsatt særskatt og økt nivå på friinntekten, gjør at det ligger an til at det blir levert flere planer for utbygging og drift i 2021. Det vil bidra til økte investeringer i 2022 og særlig i 2023. Petroleumsinvesteringene på lengre sikt omtales i mer detalj i kapittel 2.3.

Den registrerte arbeidsledigheten fortsetter å falle etter en kraftig økning i begynnelsen av koronapandemien. Fra 10. mars til 31. mars økte antall registrert arbeidsledige (helt ledige) hos NAV, som også inkluderer permitterte, fra om lag 65 000 til rundt 300 000. Antallet har deretter avtatt og 1. september var det registrert 116 800 helt ledige. SSB venter at bedringen i arbeidsmarkedet fortsetter i takt med at den økonomiske aktiviteten tar seg opp. Ifølge anslaget i september vil arbeidsledigheten målt ved Arbeidskraftundersøkelsen bli rundt 4,8 prosent i 2020, for deretter å falle gradvis til rundt 4 prosent i 2023.

I det utsatte inntektsoppgjøret har NHO i forståelse med LO anslått en årslønnsvekst for industrien samlet i NHO-området til 1,7 prosent i 2020. Den økonomiske krisen har rammet skjevt. Mange av de som har mistet jobben eller har blitt permittert kommer fra lavtlønnsyrker og dette bidrar til å trekke den beregnede årslønnen opp i år. SSB venter at veksten i gjennomsnittlig årslønn blir rundt 2 prosent i år og neste år. Etersom inflasjonen ser ut til å tilta neste år vil dermed reallønnen falle. I 2022 og 2023 ventes reallønnsveksten å ligge i overkant av 1 prosent.

Krona har styrket seg de siste månedene, men er fremdeles på et svakt nivå. Styrkingen kan ha sammenheng med at den økonomiske situasjonen i Norge ser lysere ut enn for noen måneder siden og at oljeprisen har økt klart. I begynnelsen av september koster en euro vel 10,6 kroner, mens dollaren prises til om lag 9 kroner, men krona svekket seg i oktober. I prognosene legger vi her til grunn uendrede valutakurser gjennom hele prognoseperioden basert på nivået fra begynnelsen av september.

Pengepolitikken omtales ofte som førstelinjeforsvaret i konjunkturstyringen. I løpet av knappe to måneder satte Norges Bank ned styringsrenta tre ganger med til sammen 1,5 prosentpoeng til 0 prosent. I tillegg til lavere rente, ble det vedtatt flere tiltak for å redusere lånekostnadene og bidra til å opprettholde aktivitet gjennom nye utlån til bedrifter. Renta ventes å være rekordlav lenge, men i takt med at norsk

Økonomi etter hvert normaliseres vil renta antakelig settes forsiktig opp. Ved utgangen av 2023 ventes det at styringsrenten er 0,8 prosent. Dette er fremdeles betydelig lavere enn hva som kan anses å være et normalt rentenivå. Norges Bank har tidligere anslått at et normalt rentenivå ligger mellom 2 og 3 prosent. Om dette er så høyt framover er uvisst.

Inflasjonen ser ut til å stabilisere seg rundt 2 prosent på noe sikt. I inneværende år ventes inflasjonen målt ved KPI å bli 1,5 prosent. Det er lave energipriser og forventninger til at de fortsatt holder seg lave gjennom sommeren og høsten som bidrar til den relativt lave inflasjonen. Energiprisene anslås å trekke KPI-veksten ned med 1,3 prosentpoeng i år. Avgiftsendringer som ble innført i forbindelse med koronapandemien anslås å redusere KPI-veksten med 0,2 prosentpoeng i år. Den underliggende inflasjonen ventes å bli 3,0 prosent i 2020. Energiprisene ser ut til å øke markert til neste år. Ifølge våre beregninger bidrar økningen til å løfte inflasjonen målt ved KPI til rundt 3,0 prosent i 2021. Lav lønnsvekst og økt produktivitetsvekst bidrar til at både inflasjonen målt ved KPI og den underliggende inflasjonen målt ved KPI-JAE ventes å bli rundt 2 prosent i 2022 og 2023.

Finanspolitikken har bidratt til å gjøre deler av det økonomiske tilbakeslaget kortvarig. Siden juni har regjeringen innført en rekke økonomiske tiltak, utover det som var foreslått i revidert nasjonalbudsjett (RNB). Det gjelder blant annet en grønn omstillingspakke, endrete permitteringsregler, samt støtte til gründere, studieplasser og inkludering i arbeidslivet. Disse endringene trekker i retning av at det strukturelle oljekorrigerte underskuddet blir større enn anslaget i RNB, som da var anslått til 4,2 prosent av oljefondets verdi ved inngangen til året. Kostnadene ved de eksisterende pakkene vist seg å bli lavere som følge av at den økonomiske aktiviteten har hentet seg inn. Det legges til grunn at handlingsregelen følges og at oljepengebruken, målt ved det strukturelle oljekorrigerte underskuddet som andel av oljefondet, gradvis reduseres mot 3 prosent fram mot 2023, i takt med at aktiviteten i norsk økonomi normaliseres. I Nasjonalbudsjett 2021 har regjeringen lagt til grunn at man når 3 prosent allerede i 2021.

2.1. Befolkningsutviklingen i Norge

Forutsetningene bak anslagene for befolkningsutviklingen i Norge er basert på de som nylig ble presenterte i Gleditsch m.fl. (2020). De nasjonale befolkningsframskrivningene fra 2020 gir en lavere befolkningsvekst enn SSBs framskrivninger fra 2018. Det skyldes i hovedsak en antatt lavere fruktbarhet enn i de forrige framskrivningene. Likevel forventes det fortsatt befolkningsvekst i Norge i hovedalternativet (MMMM), fra dagens rundt 5,4 millioner innbyggere til 6,1 millioner i 2060. Veksten skyldes primært positiv nettoinnvandring. Det vil fødes flere enn det dør fram mot 2050. Deretter snur utviklingen, og det vil dø flere enn det fødes i Norge. Det blir stadig flere eldre. Antallet som er 65 år eller mer, vil mer enn dobles fra dagens 940 000 fram mot 2075. Andelen 80 år eller eldre, vil mer enn tredobles innen 2060 (fra 230 000 til 720 000), mens andelen i 90- og 100-årene vil nær femdobles (fra 45 000 til 210 000). I løpet av bare 10 år blir det for første gang flere eldre (65+ år) enn barn og unge (0-19 år) i Norge dersom hovedalternativet slår til, og i 2060 vil det være mer enn 500 000 flere eldre enn barn og unge. Aldringen av befolkningen blir altså relativt sett sterkere enn hva SSB anslo i sitt referansealternativ for to år siden.

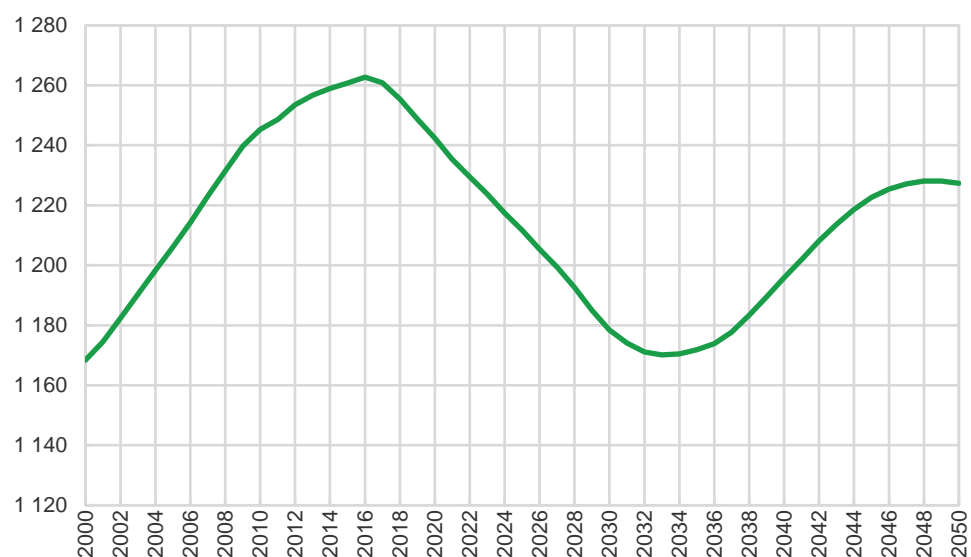
Det antas at fruktbarheten vil ligge stabilt på dagens nivå (1,5) fram til 2025, før den stiger noe og stabiliserer seg på rundt 1,7 som er mer på linje med et gjennomsnitt de siste 40 årene. Levealderen forutsettes å stige, fra dagens 81,2 år for menn og 84,7 år for kvinner, til henholdsvis 89 og 91 år i 2060. Innvandringen forutsettes å gå noe ned: I 2019 var det i overkant av 50 000 bruttoinnvandringer til Norge. På grunn av reiserestriksjoner og andre forhold knyttet til COVID-19-

pandemien forventer man spesielt lav innvandring i 2020 og 2021. Etter dette anslås det at den årlige bruttoinnvandringen vil gå ned fra rundt 45 000 i 2022 til rundt 37 000 i 2060. I hovedalternativet vil den årlige nettoinnvandringen ligge stabilt på rundt 10 000-12 000 fram mot 2060 ifølge hovedalternativet.

Befolkningsutviklingen påvirker økonomien på mange måter. Antall barn og unge påvirker behovet for barnehager, skoler og høyere utdanningsinstitusjoner, men også noen overføringer. Antall eldre påvirker utgifter til pensjoner og til eldreomsorg. I mellom disse gruppene har vi befolkningen i arbeidsfør alder som er avgjørende for veksten i produksjonspotensialet i økonomien.

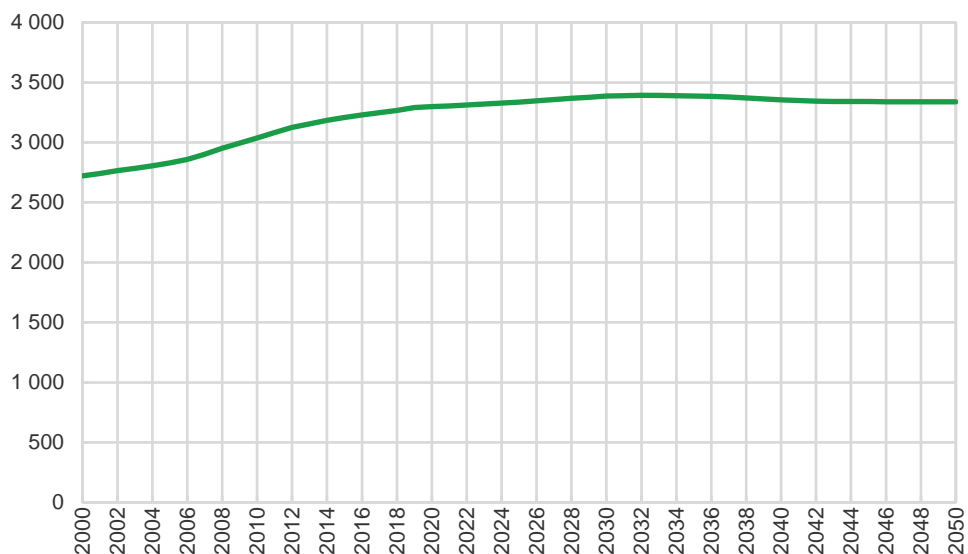
Figur 2.1. viser antall 1000 personer i aldersgruppen 0-19 år fra 2000 til 2050. Fallet i fruktbarhet gir en klar nedgang i antall barn og unge de nærmeste årene. Dette gir noe lavere overføringer til husholdningene (barnetrygd, kontantstøtte og foreldre-penger) og vil kunne stimulere arbeidstilbudet for foreldregenerasjonen litt på 2020-tallet.

Figur 2.1 Antall 1000 personer 0-19 år. 2000-2050



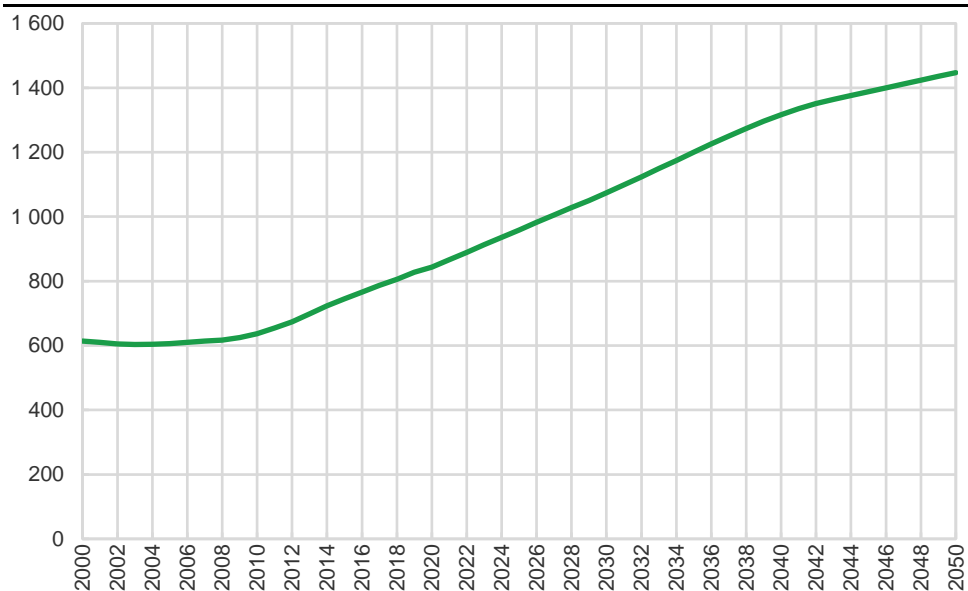
Figur 2.2 viser at antall personer i aldersgruppen 20-66 år når en topp på 3,4 millioner på begynnelsen av 2030-tallet. Fallet deretter er en refleks av fallet i fruktbarhet som framkommer i figur 2.1. for aldersgruppen 0-19 år. Nærmere 80 prosent av alle personer i aldersgruppen 20-66 år er i arbeidsstyrken. Det at befolkningen i denne aldersgruppen endrer seg så lite fra 2020 til 2050, gjør at vekstpotensialet i norsk økonomi i stor grad avgjøres av hvor stor veksten i arbeidsproduktiviteten blir.

Figur 2.2 Antall 1000 personer 20-66 år. 2000-2050



Til slutt viser vi befolkningen av eldre – alle som er 67 år og eldre på figur 2.3. Her er det en betydelig vekst framover og den siste befolkningsframskrivingen har ikke endret vesentlig på dette. Selv om aldergruppa 67-74 inngår i definisjonen av arbeidsstyrken i AKU og i KVARTS-modellen, var bare hver åttende person i denne gruppen i arbeidsstyrken i 2019. Den sterke veksten i antall eldre er en viktig faktor bak en klar realvekst i stønader til alderspensjonister fram til begynnelsen av 2030-tallet. Gjennomgående er den årlige realveksten i stønader målt i antall grunnbeløp 1 prosent fram til 2050. Hvis vi grovt sett antar reallønnsveksten også er 1 prosent i året, blir realveksten i alderspensjoner 2 prosent årlig i snitt.

Figur 2.3 Antall 1000 personer 67 år og høyere. 2000-2050

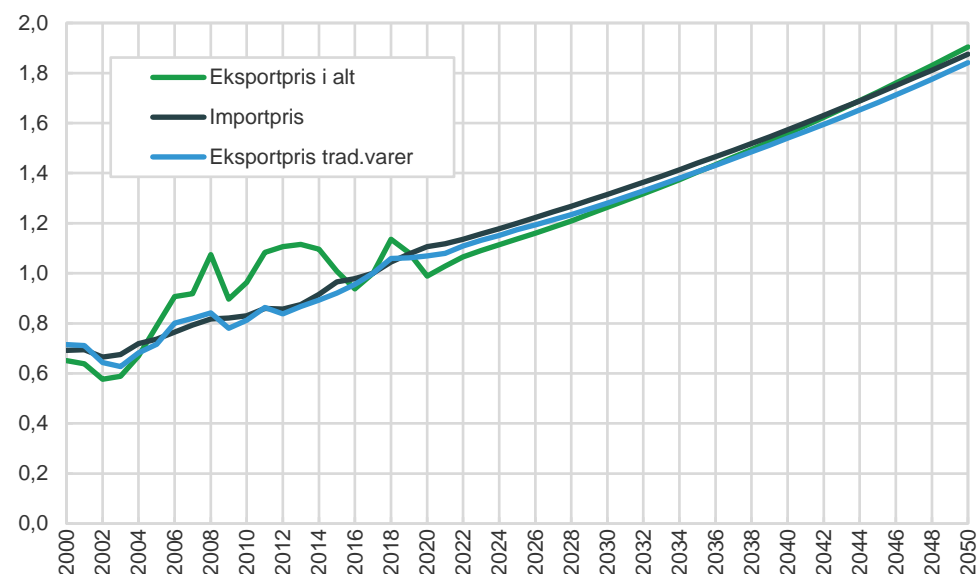


2.2. Internasjonal økonomi

Utviklingen i verdensøkonomien påvirker Norge på mange måter. For det første importeres store deler av produktinnsatsen, investeringene og forbruket i Norge. Prisutviklingen på importerte varer og tjenester er viktig for Norges disponible realinntekter. Da Kina for alvor kom inn på den internasjonale scenen økonomisk

sett for tjuve år siden, bidro det til at prisimpulsene fra mange internasjonale markeder ble dempet samtidig som prisene på mange råvarer steg mer enn på ferdigvarer. Det ga Norge en bytteforholdsgevinst som bidro til sterk vekst i landets inntekter. Siden 2013 har vi ikke opplevd en tilsvarende utvikling. Dette ser vi av figur 2.4 under som viser at eksportprisen samlet sett økte kraftig fra 2003 til 2013, men har siden snarere falt enn økt. Utviklingen i oljeprisen har selvsagt bidratt mye til denne utviklingen, men også eksportprisene for tradisjonelle varer har en liknende tendens. Importprisen derimot har økt jevnt og trutt gjennom hele 2000-tallet. En gradvis svakere kronkurs har bidratt til dette. Det er ikke store forskjeller i utviklingen mellom eksportprisen på tradisjonelle varer og importprisene samlet sett i denne perioden.

Figur 2.4 Eksport og importpriser. 2000-2050. (2017=1)



I referansebanen legger vi til grunn at inflasjonen hos Norges handelspartnere er nær to prosent. Det tilsier at prisveksten på industrielle ferdigvarer er nær 1,5 prosent i året på verdensmarkedet. Norske importpriser vil stige litt mer enn dette selv om valutakursen er konstant fordi det i KVARTS-modellen er åpnet opp for det som i økonomisk faglitteratur kalles «pricing to market» i produktmarkedene.² Det tilsier at produsentene ser an markedssituasjonen i Norge når de bestemmer sine eksportpriser til Norge (som jo er importprisene sett med norske øyne). Dette er et eksempel på at produktmarkedene generelt karakteriseres ved imperfekt konkurranse.

Oljeprisen og utviklingen i prisene på naturgass spiller en stor rolle for norsk økonomi. Gjennom 2019 og fram til begynnelsen av mars 2020 varierte oljeprisen mellom 55 og 73 dollar per fat. Deretter falt oljeprisen til om lag 15 dollar per fat mot slutten av april. Siden har oljeprisen steget og var i høst stort sett i intervallet 40-45 dollar per fat. Stigningen i oljeprisen siden mai i år skyldes at flere land, både i og utenfor OPEC, ble enige om store kutt i oljeproduksjonen, samtidig som den økonomiske aktiviteten tok seg noe opp i flere land. IEA (International Energy Agency) antar at den globale oljeetterspørselen vil falle med i underkant av 9 millioner fat daglig i 2020, noe som utgjør en nedgang på 9 prosent. IEA antar en gradvis økning i etterspørselen etter hvert som landene får større kontroll med virusspredningen og den økonomiske aktiviteten tar seg opp, men påpeker at det er uvisst i hvilken grad oljeetterspørselen vil bli lavere enn før pandemien på grunn av varige endringer i adferd og dermed lavere etterspørsel etter transporttjenester.

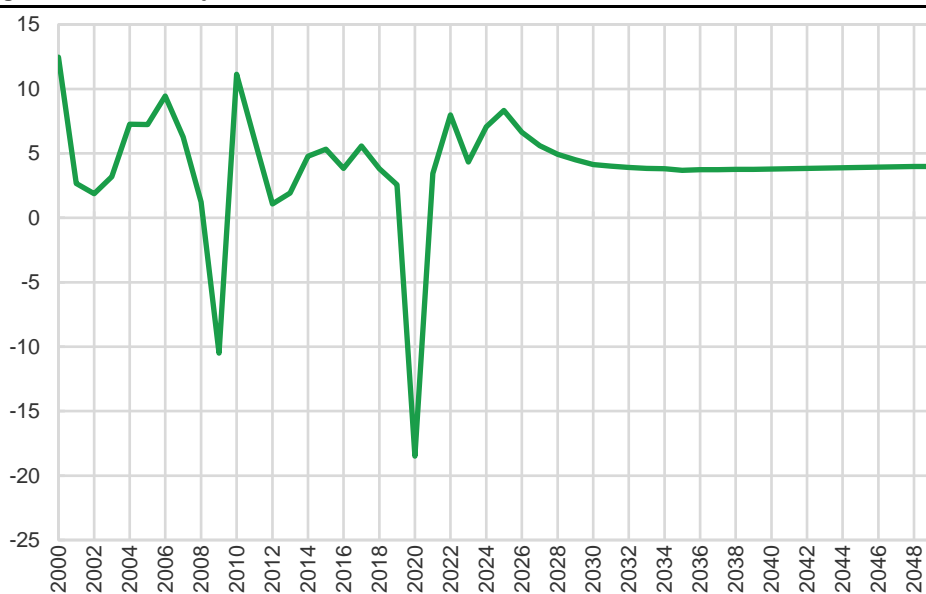
² Vedlegg A gir en nærmere omtale av KVARTS-modellen

Råoljeproduksjonen utenfor OPEC antas av IEA å falle med 3,2 millioner fat i 2020. Bortsett fra land utenom OPEC som har påtatt seg kutt i produksjonen, er de største reduksjonene forventet å komme i Canada og USA.

Framtidsprisen på Brent Blend er utgangspunktet for vårt anslag over utviklingen i oljeprisen. Denne indikerer nå at prisen vil stige til 50 dollar per fat rundt årsskiftet 2021/2022. En slik utvikling er nok betinget av at det reduserte tilbudet gradvis blir større enn reduksjonen i etterspørselen, slik at de rekordhøye oljelagrene bygges ned. Etter 2023 legger vi til grunn en uendret realpris på råolje fram til 2050. Det betyr at nominell oljepris (i amerikanske dollar) øker med 2 prosent årlig. I 2030 innebærer dette en nominell oljepris på om lag 60 dollar per fat.

Mens norsk eksport av råolje og naturgass er bestemt av tilbudet, eller mer presist av anslag på produksjonen av disse to produktene minus innenlandsk bruk pluss import, er eksporten utenom petroleum avhengig av utviklingen i etterspørselen i hos Norges handelspartnere. Dette tilnærmes ved hjelp av en vektet sum av importen hos handelspartnerne. Over tid har veksten i importen gjennomgående vært om lag det doble av BNP-veksten. I modellen gir vi derfor anslag på utviklingen i BNP hos Norges handelspartnere og så beregner modellen utviklingen i markedsveksten som vises på figur 2.5. Utslagene rundt koronakrisen er ventet å være dramatiske. På mellomlang sikt legger vi til grunn en BNP-vekst hos handelspartnerne på om lag 2 prosent årlig som på lang sikt faller litt under dette som følge av lavere befolkningsvekst og økt aldring av befolkningen slik vi også opplever i Norge. Disse anslagene er i tråd med OECD (2018). I Vest-Europa antas veksten å ligge rundt 1,5 prosent årlig, mens veksten i Nord-Amerika ventes å bli litt høyere. Veksten i verdensøkonomien ventes grad å falle blant annet som følge av svakere vekst i kinesisk økonomi. I perioden fram til 2050 er markedsveksten anslått til om lag 3 prosent årlig. I et historisk perspektiv er ikke disse vekstanslagene høye. Skulle veksten vise seg å bli høyere enn vi antar, innebærer det at tradisjonelle fastlandsnæringer vil stå overfor mer gunstige markedsbetingelser internasjonalt. Det ville lette omstillingene i Norge fra petroleumsvirksomhet til annet næringsliv, men det motsatte gjelder selvsagt også. Med litt lavere BNP-vekst framover er det rimelig å legge til grunn noe lavere langsiktige realrenter enn tidligere. Realrenter er kommet ned på historisk lave nivåer nylig og vil nok øke litt framover. Vi regner med at pengemarkedsrenten i eurosonen først blir positiv fra 2024.

Figur 2.5 Internasjonal markedsvekst. 2000-2050. Prosent

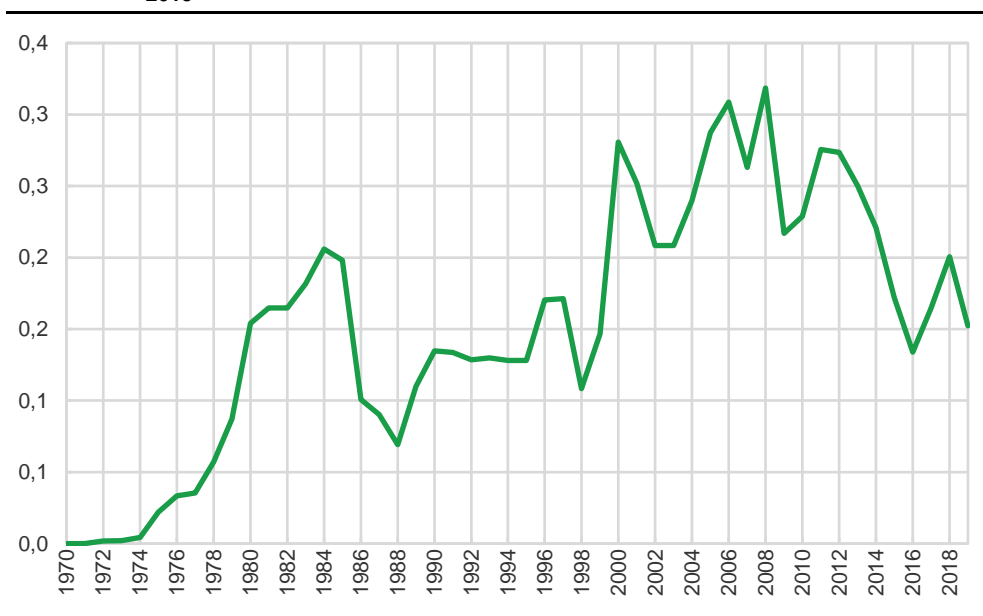


2.3. Petroleumsvirksomheten

Gjennom 1970-tallet økte bruttoproduktet i petroleumsutvinning betydelig både absolutt og regnet som andel av BNP i fastlandsøkonomien. Det er vist på figur 2.6. Vi skal ikke her forklare i detalj om alle de begivenhetene som har gjort at grafen på figuren varierer så mye over tid, men i stor grad er det variasjoner i oljeprisen som er hovedforklaringen. Det gjelder også for utviklingen det siste tiåret og spesielt halvingen av andelen fra 2011-13 til 2016. De store svingningene i inntektene fra petroleumsutvinningen har vært en grunn til at man har etablert egne regler for hvordan man skal innarbeide inntektene fra virksomheten i utformingen av den finanspolitikken. Etableringen av Statens pensjonsfond utland i 1991 og oppbyggingen av fondet fra og med 1996, sammen med innføringen av en egen handlingsregel for finanspolitikken er kjente momenter i denne historien. Disse mekanismene har bidratt til at Norge har klart å skille opptjening av inntekter fra petroleumsvirksomheten fra bruk av inntekter fra virksomheten, noe som har bidratt til å stabilisere den økonomiske utviklingen i Norge.

De store ekstraintektene som utvinning av olje og gass har bidratt med, er en av de viktige faktorene bak norsk økonomisk utvikling de siste 50 årene. Et annet viktig bidrag fra petroleumsvirksomheten er de store ressursene som sektorene beslaglegger for å kunne utvinne ressursene fra norsk sokkel. Disse ressursene kan deles inn i lønnskostnader knyttet til utvinningen, produktinnsatsen som brukes og ikke minst de store investeringene i leting og utvinning. Regnet i løpende priser og som andel av BNP Fastlands-Norge, utgjorde disse kostnadene vel 8 prosent i årene 2017-2019. Som vist på figur 2.7 (se den øverste kurven), var ressursbruken oppe i hele 13 prosent av BNP Fastlands-Norge i 2013 og 2014, men har normalt ligget mellom 8 og 10 prosent av fastlandsøkonomien. Det er særlig bruttoinvesteringene som har svingt mye over tid, jfr. den nest øverste kurven i figur 2.7.

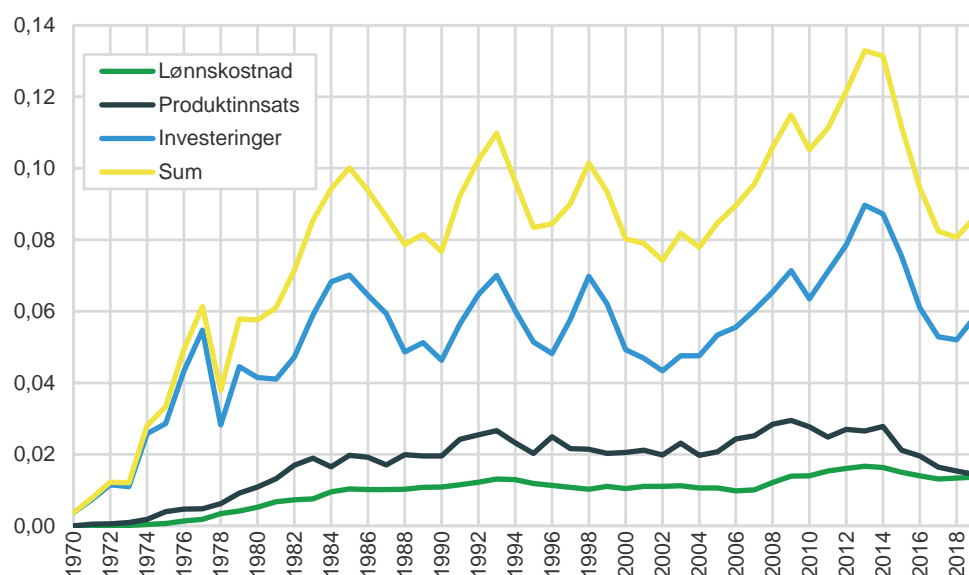
Figur 2.6 Bruttoprodukt i petroleumsvirksomhet som andel av BNP-Fastlands-Norge. 1970-2019



De store svingningene i etterspørselen fra ressursbruken i petroleumsutvinning har bidratt til svingninger i norsk økonomi. Mens den økonomiske politikken langt på vei har klart å skape mekanismer som isolerer effekter av svingninger i inntektsopptjeningen, har man ikke vært i stand til å etablere liknende mekanismer for å dempe utslagene knyttet til ressursbruken. En slik mekanisme har imidlertid

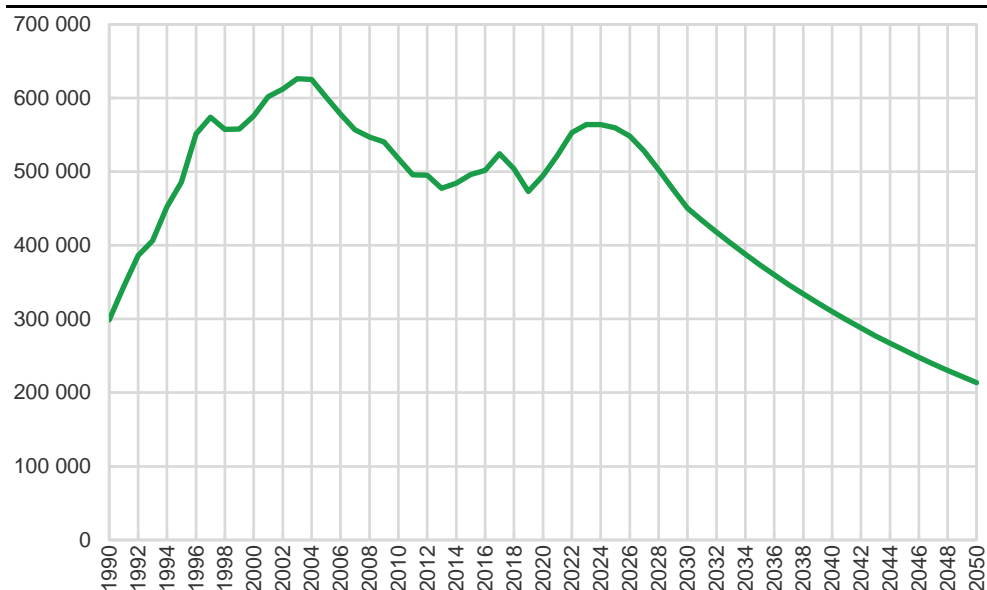
delvis kommet i stand via et mer integrert arbeidsmarked i Europa, se Cappelen og Eika (2020) for en analyse av betydningen av faktormobilitet for norsk økonomi.

Figur 2.7 Kostnader i petroleumsvirksomhet som andel av BNP-Fastlands-Norge. 1970-2019



Tema for den studien vi her gjennomfører er betydningen for norsk økonomi av at myndighetene utformer politikken knyttet til petroleumsvirksomheten slik at utvinningen blir lavere enn en tenkt utviklingsbane som kan omtales som «business as usual». I Norge har man diskutert både plasseringen av «iskanten» i Barentshavet og skatteregimet for virksomheten våren 2020. Det er derfor ikke enkelt å si hva en «normal» petroleumspolitik innebærer. Interessegrupper har lenge forsøkt å knytte skatteregimet til oljeprisen, men trass store prissvingninger har man klart å unngå dette helt inntil koronaepidemien førte til endringer.

Ressursbruk og inntekter knyttet til petroleumsutvinningen avhenger i stor grad av anslag på utviklingen i råoljeprisen og prisen på norsk gass. Det er omtalt i kapittel 2.2. Forutsetningene om framtidig utvinning av olje og gass har vi dels tatt fra Oljedirektoratets (OD) publikasjon Sokkelåret 2020 hvor det gis detaljerte produksjonsanslag til og med 2030. I tillegg inneholder publikasjonen anslag på reserver i ulike regioner av norsk sokkel som vi kan bruke for å forlenge utvinningsanslagene til 2050. På figur 2.8 viser vi hvordan produksjon i olje og gassutvinning er forutsatt å utvikle seg i referansebanen. Produksjonen er her regnet i faste 2017-priser og er derfor å betrakte som et volummål. Bak dette anslaget ligger spesifikke anslag på utvinning av råolje, naturgass, transport av gass mv. Figuren viser en anslått produksjonstopp i 2024/25 før produksjonen faller kraftig fram til 2030 hvoretter nedgangen flater litt ut. I 2050 anslår vi at produksjon blir om lag halvparten av nivået i 2030, noe som tilsvarer en årlig nedgang på 3,5 prosent. Sammenliknet med toppnivået i 2024 er nedgangen 60 prosent.

Figur 2.8 Bruttoproduksjon i petroleumsvirksomhet. 1990-2050. Mill.kr. 2017-priser

Tabell 2.1 viser anslag for ressurser fra Oljedirektoratet (2020). Vi legger ikke vekt på inndelingen i ressurstype siden gjenværende ressurser målt i mill. Sm³ er omtrent likt fordelt på olje og gass. I tabellen oppgis også ressursene i tre geografiske hovedområder. I 2019 var den samlede produksjonen på norsk sokkel 219 mill. Sm³. Ressursene gir derfor 37 år med produksjon på 2019-nivå hvis alle forventede ressursanslag slår til. Vårt produksjonsanslag er 201 mill. Sm³ i 2030 og er hentet fra OD. Videre antar vi en produksjon på 141 mill. Sm³ i 2040 og 97 mill. Sm³ i 2050. Disse anslagene gjør at samlet produksjon blir vel 5521 mill. Sm³ fra 2020 til 2050. Det betyr at gjenværende ressurser for produksjon etter 2050 blir 2668 mill. Sm³. Dette er mindre enn ikke oppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet hvor det for tiden er store antatte ressurser som ikke er oppdaget ennå, men som kanskje heller ikke skal oppdages fordi man i Norskehavet har ressurser i Lofoten, Vesterålen og Senja-området som ikke vil bli lyst ut. OD har estimert disse ressursene til om lag 200 mill. Sm³ o.e. Direktoratet anslår videre de uoppdagede ressursene i de østlige delene av Barentshavet nord å være på om lag 1370 mill. Sm³ o.e. Brorparten av disse ressursene ligger nord for «iskanten» og vil derfor heller ikke bli gjenstand for leting og utvinning. På den annen side gir ikke OD estimater på områder som ikke er blitt kartlagte. I tillegg er deres anslag for betingede ressurser på felt og funn basert på planlagte tiltak for økt utvinning og bare på mulige tiltak for økt utvinning innrapportert fram til og med 2019. Vi tror det vil komme flere slike tiltak for økt utvinning framover som vil heve de betingede ressurser i felt og funn utover det som nå ligger inne i ressursanslaget. Vi legger til grunn at høyere betingede ressurser i felt og funn sammen med ressursene fra ikke kartlagte områder veier opp for den politiske besluttede nedgangen i uoppdagede utvinnbare ressurser i Lo-Ve-SE og nord for iskanten, slik at mengden gjenværende ressurser i sum blir den samme som i OD sitt regnskap vist i tabell 2.1.

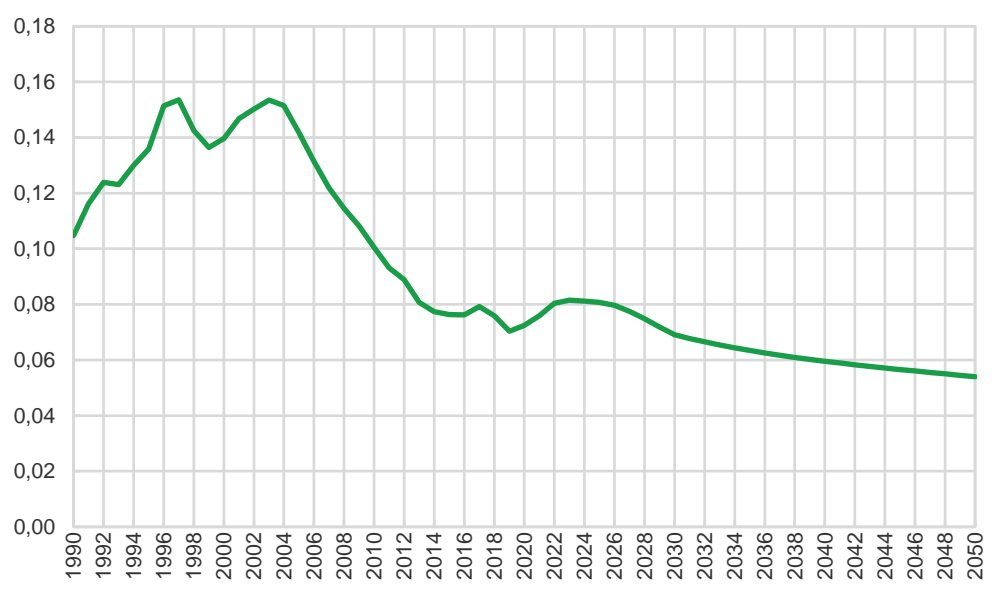
Det er også verd å merke seg at referansebanen ikke tilsier at norsk produksjon vil bli null i 2051 - året etter siste år i referansebanen. Vi har antatt ikke-ubetydelige investeringer i petroleumsvirksomheten fram til 2050 som er knyttet til utvinning etter 2050. Rent beregningsteknisk kan vi tenke oss en produksjon som gradvis faller til null i 2070 slik at samlet utvinning i perioden 2050-2070 er 800 mill. Sm³. I så fall blir gjenværende ressurser i 2070 klart under 2000 mill. Sm³ i referansebanen.

Tabell 2.1 Gjeværende petroleumssressurser på norsk sokkel 2020. Mill. Sm³

	Hele sokkelen	Norske-havet	Nord-sjøen	Barens-havet
Reserver	2 900	492	2 118	290
Betinga ressurser i felt ¹	677	92	317	37
Betinga ressurser i funn	702	191	351	160
Ikke oppdaga ressurser	3 910	720	685	2 505
Sum	8 189	1 495	3 471	2 992

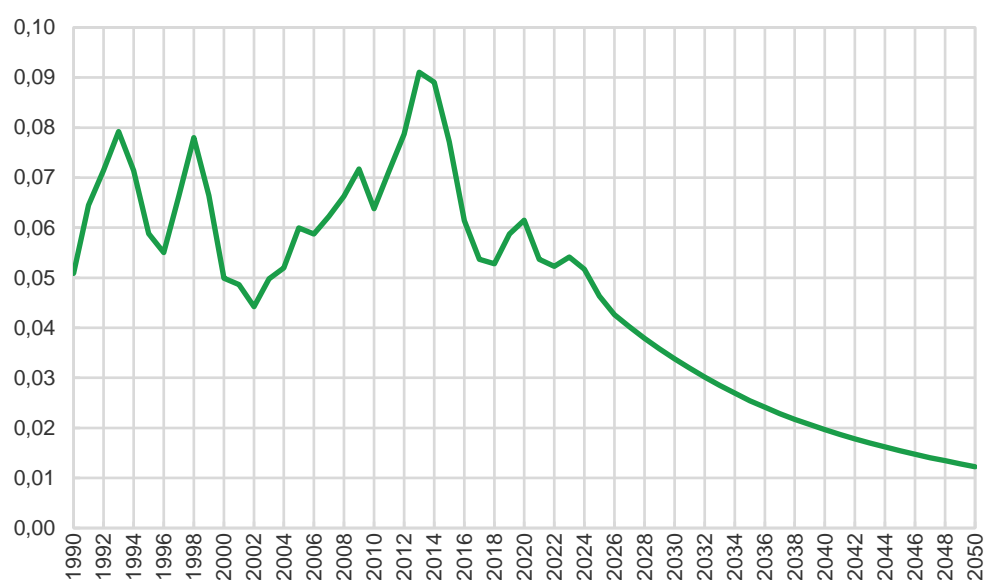
¹ Betingede ressurser i felt inkluderer mulige tiltak for økt utvinning som ikke er fordelt på havområder.
Kilde: Oljedirektoratet 2020.

Det finnes ikke tilgjengelige anslag på ressursbruken som er nødvendig for å kunne utvinne den produksjonen som er vist på figur 2.8. Vi må derfor avlede hva vi tror utvinningsnæringen trenger for å kunne utvinne de mengdene olje og gass som ligger i tallene bak figuren med tilstrekkelig lønnsomhet. I nasjonalregnskapet, som KVARTS bygger på, er investeringene i petroleumsutvinning inndelt i mange kapitalarter. Vi skal ikke gå i stor detalj i framstillingen her, men vi antar i all hovedsak at de ulike kapitalartene må stå i et fast forhold til hverandre. Den samlede kapitalen akkumuleres i modellen ved en definisjonslikning hvor kapitalen ved inngangen til året pluss bruttoinvesteringer minus kapitalslit gir oss kapitalen ved utgangen av året. Ved å anta at kapitalen ved inngangen til året er bestemmende for produksjon, kan vi se hvordan produksjonen per kapitalenhet har utviklet seg over tid og dermed avlede hvor store investeringene må være for at vi skal få den tilstrekkelige kapitalen som trengs gitt produksjonsanslagene. I referansebanen ser forholdet mellom bruttoproduksjon og realkapital ut som vist på figur 2.9 fra 1990 til 2050. Vi ser at produksjonen per kapitalenhet har vært lav i senere år, etter å ha falt siden 2004/5. Kapitalproduktiviteten vil øke litt fram til produksjonstoppen nås om fire-fem år, før vi igjen antar det må stadig mer kapital til for å utvinne olje og gass på norsk sokkel. Det er to forhold som driver denne utviklingen. For det først vil teknologisk framgang normalt tilsi at produksjonen øker i forhold til kapitalen. Det skjedde i stor grad fra slutten av 1980-tallet og fram til begynnelsen av 2000-tallet. På den annen side må man regne med at nye provinser på norsk sokkel vil bli mer krevende å utnytte enn de næringen hittil har kunne bruke. Det tilsier at mer ressurser må til for å utvinne olje og gass på norsk sokkel. Vi antar at disse to motstridene faktorene om lag oppveier hverandre slik at forholdet mellom produksjon og realkapital er ganske stabilt framover sammenliknet med de variasjonene vi har sett i historien.

Figur 2.9 Bruttoproduksjon per kapitalenhet i petroleumsvirksomhet. 1990-2050

Verdien av bruttoinvesteringene i petroleumsutvinning som andel av fastlands-BNP som følger av den kapitalen og produksjonen i utvinningsnæringen som ble vist på figur 2.9, vises i figur 2.10. Tallene fram til og med 2019 er de samme som på figur 2.7 ovenfor. Fra 2020 til 2050 er det en vesentlig nedgang i investeringskostnadene som andel av verdiskapingen i fastlandsøkonomien. Om vi hadde målt utviklingen i faste 2017 priser ville figuren ha vist praktisk talt samme utviklingen da deflatoren for BNP-fastlands-Norge bare øker litt raskere enn prisindeksen for bruttoinvesteringer i referansebanen. Det er viktig å merke seg at med den nedgangen i forventet produksjon vi ser for oss i referansebanen fram til 2050, vil effekter av å endre investeringene og utvinningstempo om 30 år, spille en liten rolle for fastlandsøkonomien. Til det er petroleumsvirksomheten blitt for beskjeden i 2050. Men det er lett å skjønne at en endring i investeringene i petroleumsutvinning på 10 prosent fra et år til et annet i de nærmeste årene, har store effekter på fastlandsøkonomien. En endring i etterspørselen på 10 prosent i en etterspørselskomponent av BNP som er 5 prosent, gir en impuls på en halv prosent av BNP. Når veksten i økonomien framover er om lag to prosent, er en impuls på en halv prosent av vesentlig betydning.

Figur 2.10 Petroleumsinvesteringer som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050



Tilsvarende grafer kunne vi ha presentert for produktinnsats og sysselsetting i utvinningssektoren. Av plasshensyn gjengir vi ikke dem her da betydningen av disse anslagene for norsk økonomi er langt mindre enn hva investeringene har å si. La oss bare si at produktinnsatsen, som nå utgjør 1,5 prosent av fastlands-BNP, antas å falle til om lag en halv prosent av fastlands-BNP i 2050. Antall sysselsatte personer antas å falle fra om lag 24 000 i 2019 til 8 000 i 2050. Den direkte sysselsettingen i næringen utgjør knapt en prosent av sysselsettingen i 2019 og anslagene innebærer at denne andelen faller til om lag en kvart prosent i 2050. Bruttoproduktet i petroleumsutvinningen som andel av BNP fastlands-Norge er imidlertid ikke så neglisjerbar som ressursinnsatsen er. Det kommer vi tilbake til under omtalen av næringsutviklingen i referansebanen.

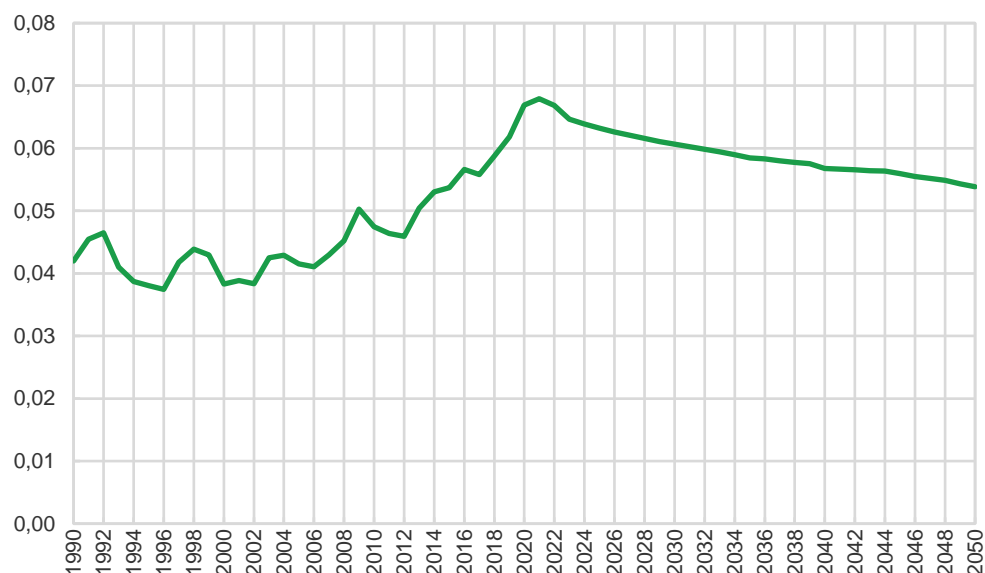
2.4. Finanspolitikk og offentlige utgifter

Utgangspunktet for forutsetningene bak offentlige inntekter og utgifter er handlingsregelen for finanspolitikken. I et langsiktig perspektiv er skillet mellom det oljekorrigert budsjettunderskuddet og strukturelt, oljekorrigert budsjettunderskudd lite relevant. Vi har derfor lagt til grunn at det oljekorrigerte budsjett-

underskuddet skal være nær 3 prosent av statens pensjonsfond utlandet i hele banen bortsett fra 2020-2022 som er sterkt preget av koronapandemien. Dette budsjettunderskuddet gjelder imidlertid bare for statsbudsjettet. Vi forutsetter at budsjettunderskuddet i kommuneforvaltningen er i tråd med historiske tall siste 20 år, dvs. viser et lite underskudd som imidlertid ikke øker som andel av inntektene slik at rentebelastningen er stabil og lav på lang sikt. Overføringene mellom stat og kommune er tilpasset slik at dette oppnås.

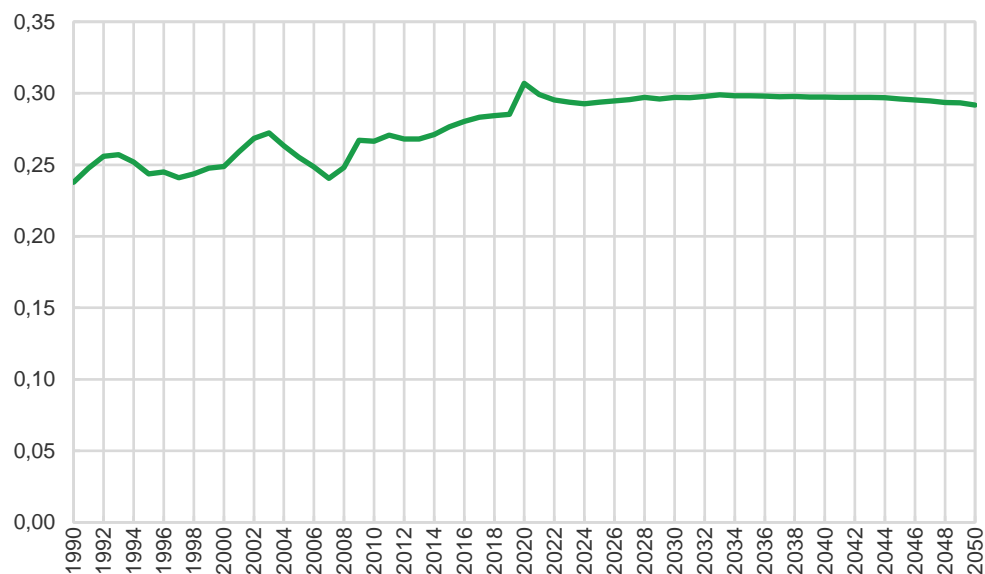
Bruttoinvesteringer i Kommuneforvaltningen og Statsforvaltningen (sivile formål) er vist på figur 2.11. De er antatt å falle litt som andel av fastlands-BNP, men er på historisk høye nivåer i hele banen. Det innebærer at realkapitalen i både stats- og kommuneforvaltningen øker markert i hele banen. Med en befolkningsvekst på under en halv prosent årlig, innebærer dette at offentlig infrastrukturkapital per innbygger øker over 1 prosent årlig fram til 2050. Det samme forløpet gjelder for militære investeringer og kapital som for de sivile, men de sistnevnte er langt mindre og omtales ikke her av plasshensyn.

Figur 2.11 Investeringer i offentlig forvaltning som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050



I tillegg til tjenester utført av realkapitalen (definert lik depresieringen i nasjonalregnskapet og KVARTS), produseres konsumet i forvaltningen ved hjelp av arbeidskraft og annen produktinnsats. Vi har antatt at sysselsettingen til sivile formål øker med om lag en halv prosent årlig framover, mens vareinnsatsen øker med om lag 1 prosent årlig. Til sammen øker da det sivile offentlig forbruket med 1,3 prosent årlig fra 2023-2050.

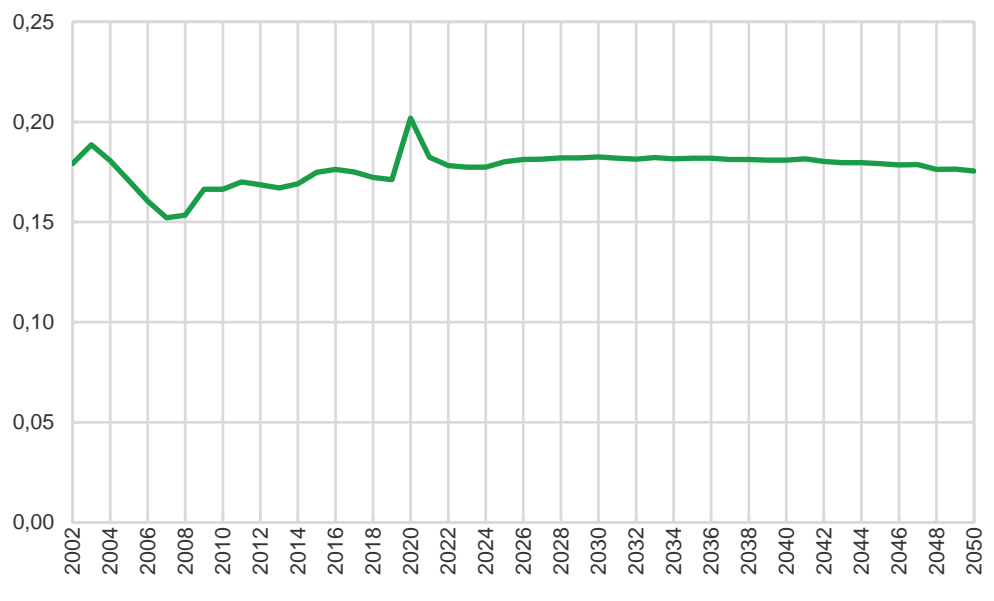
Regnet som andel av BNP Fastlands-Norge har konsumet i offentlig forvaltning økt det siste tiåret da mye «oljepenger» er blitt faset inn i økonomien. Framover blir det mindre å fase inn samtidig som trygdeutgiftene fortsatt vil øke en del, noe vi omtaler under. Da blir det lite rom for økt offentlig konsum som andel av fastlandsøkonomien med mindre man velger å øke skattesatsene i økonomien, se figur 2.12.

Figur 2.12 Konsum i offentlig forvaltning som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050

Stønader til husholdningene er en annen stor utgiftspost for offentlig forvaltning og i all hovedsak staten. Vi har lagt til grunn estimater for alderspensjon og uførepensjon som følger av mikrosimuleringsmodellen MOSART. I vårt tidsperspektiv endrer ikke de siste befolkningsprognosene mye på anslag for pensjonsutgifter fram til 2050, jf. omtalen i kapittel 2.1. Den viktigste endringen i befolkningsprognosen er lavere fruktbarhet, noe som ikke har stor betydning for pensjonsutbetalinger før mot slutten av dette århundret. Derimot vil lavere barnetall redusere utgifter til barnetrygd, kontantstøtte og utdanningsstønader. Dette er det tatt hensyn til i beregningene. Nesten alle ytelser justeres i takt med utviklingen i grunnbeløpet i Folketrygden som igjen følger årslønnsutviklingen som bestemmes i modellen. Barnetrygden og kontantstøtten derimot er bare justert med konsumprisene. Målt som andel av BNP Fastlands-Norge øker de samlede stønadene til husholdningene (disse omfatter litt mer enn bare de statlige overføringene) med omtrent ett prosentpoeng fram til 2035 for så å falle litt, se figur 2.13. Grunnen til økning de nærmeste årene er økningen i antall alderspensjonister som vi omtalte i kapittel 2.1. Lavere barnetall trekker litt i motsatt retning. Etter 2035 synker andelen svakt som følge av en litt svakere eldrebølge i en periode slik vi viste i kapittel 2.1.

Med et oljekorrigert budsjettunderskudd som holder seg nær 3,0 prosent i hele banen fra 2023 til 2050, og med den økningen i stønader og konsum og investeringer offentlig forvaltning som er vist over, har vi tilpasset skattenivået for å følge den finanspolitiske handlingsregelen. Vi har valgt å holde alle direkte skattesatser konstante (inntektsjustert skattesystemet), alle volumavgifter er inflasjonsjusterte, med ett unntak. Vi har økt avgiftene på kjøp av transportmidler ved at særbehandlingen av elbiler avvikles fra 2025. Vi kunne selvsagt ha valgt en annen skatt eller avgift, men gitt forutsetninger om utgiftsveksten, er et litt høyere skattenivå nødvendig for å opprettholde handlingsregelen budsjettkrav.

Figur 2.13 Husholdningsstønader som andel av BNP Fastlands-Norge. 2002-2050



2.5. Pengepolitikk

Som omtalt innledningsvis i dette kapitlet er styringsrenten nå null. I Norges Banks pengepolitiske rapport (3/2020) fra september forutsettes det en viss renteøkning fra og med 2022. I tråd med omtalen i SSBs konjunkturrapport i september antar vi en sakte og forsiktig økning av styringsrenten slik at styringsrenten blir 1,25 prosent og pengemarkedsrenten 1,5 prosent fra 2027. Andre rentesatser følger med denne bevegelsen oppover. Boliglånsrente etter skatt deflatert med konsumprisveksten blir med dette positiv fra og med 2024, men blir stort sett bare om lag en halv prosent fram mot 2050. Historisk er dette et lavt nivå.

I referansebanen har vi valgt å holde nominelle valutakurser uendret. Siden inflasjonen i Norge er nær inflasjonen hos handelspartnerne, innebærer dette at den reelle valutakursen (den nominelle kursen justert for endringer i prisnivåer mellom land) også er stabil.

2.6. Hovedtrekk i den makroøkonomiske utviklingen

I det følgende skal vi beskrive de langsiktige vekstutsiktene for norsk økonomi med vekt på hele perioden fra 2023 til 2050. Vi legger ikke vekt på å beskrive utviklingen i 2020 til 2022 som påvirkes mye av følge av koronaepidemien og dens ettervirkninger som omtalt innledningsvis i dette kapitlet. Anslagene er for øvrig nær SSBs siste konjunkturoversikt fra september.

Tabell 2.2 viser først et enkelt vekstregnskap som dekker hele perioden og deler den inn i tre bolker. I det følgende ser vi mest på utviklingen i fastlandsøkonomien. Utover i banen vil denne utgjøre en stadig større del av hele økonomien som følge av nedgangen i petroleumsvirksomheten slik vi viste i kapittel 2.3.

Tabell 2.2 Vekstregnskap for fastlandsøkonomien. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent

	2023-2030	2031-2040	2041-2050	2023-2050
BNP fastlands-Norge	1,9	1,6	1,7	1,7
Timeverk	0,5	0,4	0,4	0,4
Arbeidsproduktivitet	1,4	1,2	1,3	1,3
Realkapital per timeverk	0,9	0,8	0,9	0,9
Total faktorproduktivitet	0,5	0,4	0,4	0,4

Kilde: KVARTS-beregninger

Veksten BNP Fastlands-Norge er anslått til å bli i underkant av to prosent årlig fram til 2030. På 2030-tallet er økonomien preget av mindre vekst i timeverk og en omstilling ut av oljevirksomhet samtidig som oljevirksomheten i 2030 fortsatt er ganske betydelig. Utover på 2040 tiltar veksten igjen som følge av at de negative impulsene fra oljevirksomheten er blitt av mindre betydning.

Veksten i timeverkene i KVARTS avhenger av flere faktorer. For det første gir befolkningen i yrkesaktiv alder et viktig bidrag til sysselsettingen i antall personer hvis arbeidsledighetsraten og yrkesdeltakingen er stabile. Vi kommer nærmere tilbake til disse to størrelsene. Antall timeverk per sysselsatt er gjennomgående ganske stabil etter næring med unntak av noen få næringer hvor det er en tendens til økning som følge av overgang fra deltids- til heltidsstillinger. Endringer i næringssammensetningen bidrar også til litt sterkere vekst i timeverkene enn i antall sysselsatte personer. Forskjellen her er imidlertid bare et par tiendeler i vekstrate, men over en lang periode som her, blir en slik beskjeden årlig endring om lag 5 prosent over hele perioden.

Den underliggende TFP-veksten har lenge vært om lag en halv prosent årlig i norsk økonomi. For markedsrettet næringsvirksomhet i fastlandsøkonomien har TFP-veksten vært 0,6 prosent årlig fra 2008 til 2019. For fastlandsøkonomien samlet er veksten lavere fordi TFP-veksten er lavere i offentlig forvaltning (om lag 0,3 prosent årlig) og null i produksjon av boligjenester. Forskjellen mellom vekst i arbeidsproduktivitet og TFP gir bidraget fra økt realkapital per timeverk. Dette er svært stabilt på lang sikt. Tabell 2.2 viser utviklingen for fastlandsøkonomien under ett. Det betyr at både offentlig forvaltning og produksjon av boligjenester inngår. TFP-veksten i offentlig forvaltning beregnes med utgangspunkt i konvensjoner for beregning av produksjon i offentlig forvaltning som avviker for måten Nasjonalregnskapet beregner produksjon i vanlig markedsrettet virksomhet. Det samme gjelder for boligjenester der det meste av produksjonen er imputert med utgangspunkt i observerte markedsleier i boligmarkedet. TFP-veksten i offentlig forvaltning er 0,3 årlig, mens den er null for boligjenester. For næringer i fastlandsøkonomien er således den samlede TFP-veksten nær 0,5 i gjennomsnitt for hele analyseperioden. I perioden 2008-19 var den tilsvarende TFP-veksten 0,6 prosent årlig.

Tabell 2.3 Befolkningsutvikling og arbeidsmarked. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent

	2023-2030	2031-2040	2041-2050	2023-2050
Samlet befolkning	0,5	0,4	0,3	0,4
Befolkning 15-74 år	0,4	0,1	-0,1	0,1
Yrkesandel (nivå i prosent)	71,0	71,5	72,2	71,5
Arbeidsstyrken	0,5	0,1	0,3	0,3
Sysselsatte personer	0,5	0,2	0,2	0,3
Arbeidsløshet (nivå i prosent)	4,3	4,2	3,8	4,1
Konsumreal lønn	1,4	1,4	1,3	1,4

Kilde: KVARTS-beregninger

Tabell 2.3 viser endringer i samlet befolkning og befolkningen i arbeidsfør alder framover. Som vi ser er det klare forskjeller i utviklingen når vi kommer noen år fram i tid med svak vekst i befolkning i yrkesaktiv alder. Det er kombinasjonen av lav fruktbarhet og fortsatt eldrebølge som driver dette. Den samlede yrkesandelen beregnes i modellen etter kjønn og alder. For de enkelte gruppene påvirker generelt arbeidsledigheten og reallønn etter skatt hvor stor yrkesaktiviteten blir. Økt reallønn gjennom perioden bidrar til å trekke opp yrkesaktiviteten, ledigheten endrer seg lite, men faller svakt fram til 2050, noe som også bidrar til økt yrkesandel. Sammenlikner vi så veksten i antall sysselsatte personer med veksten i timeverk i tabell 2.2, ser vi at timeverksveksten i fastlandsøkonomien er litt høyere. Det skyldes både en økning i timer per person som omtalt foran, og at nedgangen i timeverkene i petroleumsutvinning og utenriks sjøfart gir rom for sterkere vekst i

timeverkene i fastlandsøkonomien enn for økonomien totalt. Veksten i konsum-reallønna er ganske lik veksten i arbeidsproduktiviteten i fastlandsøkonomien.

Vi går så over til å viser hvordan veksten i de ulike etterspørselskomponentene er i referansebanen, se tabell 2.4. De to øverste linjene viser samlet tilgang i form av BNP i alt og samlet import. Veksten i samlet BNP er lavere enn veksten i fastlandsøkonomien gjennom hele referansebanen med unntak av de aller nærmeste årene. På 2030- og 2040-tallet er veksten i fastlandsøkonomien om lag et halvt prosentpoeng høyere hvert år. Men forskjellen i vekst er litt økende over tid som følge av nedbyggingen av petroleumsvirksomheten i referansebanen som vist i kapittel 2.2. Veksten i husholdningenes konsum er ganske stabil over tid og i tråd med den alminnelige inntektsutviklingen. Siden befolkningsveksten er svakt fallende (jf. tabell 2.3) er veksten per innbygger enda mer stabil over tid. Husholdningenes sparerate faller svakt over tid. Det skyldes dels lave realrenter etter skatt og dels en svakt økende realformue. På bakgrunn av en aldrende befolkning framover, er en nedgang i spareraten rimelig. Utviklingen i konsumet i offentlig forvaltning er beskrevet foran og følger i stor grad av forutsetninger om utgiftsvekst og kravet om den budsjettbalansen som følger av handlingsregelen.

De samlede bruttoinvesteringene faller i begynnelsen av referansebanen i etterkant av koronaepidemien. Men den svake veksten sammenliknet med veksten i fastlandsinvesteringene, skyldes nedgangen i petroleumsinvesteringene. Man ser imidlertid at mot slutten av horisonten for referansebanen at vekstratene blir mer like. Det skyldes at betydningen av petroleumsvirksomheten etter hvert blir mye mindre. Litt av det samme trekket finner vi for eksporten i alt og eksport fra fastlandsnæringene. Petroleumseksporten når en topp i 2024. Deretter faller eksporten fram til 2050 da nivået anslås til om lag tredjeparten av nivået i 2024.

Tabell 2.4 Vekst i tilgang og anvendelse. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent

	2023-2030	2031-2040	2041-2050	2023-2050
BNP	1,3	1,1	1,2	1,2
Import	2,1	2,0	2,0	2,0
Husholdningenes konsum	1,9	1,9	1,6	1,8
Konsum i offentlig forvaltning	1,6	1,3	1,1	1,3
Investeringer i fast realkapital	0,3	0,5	0,5	0,4
Fastlandsinvesteringer	1,0	1,2	1,1	1,1
Eksport	1,8	1,2	2,0	1,7
Fastlandseksport	4,6	2,9	3,1	3,4

Kilde: KVARTS-beregninger

2.7. Næringsutviklingen

I dette avsnittet ser vi nærmere på hovedtrekkene i næringsutviklingen i referansebanen. Som vi har beskrevet ovenfor, preges den økonomiske utviklingen framover av at petroleumsvirksomheten gradvis avtar i betydning fra midt på 2020-tallet. I referansebanen skyldes det utelukkende at det ressursmessige grunnlaget for å opprettholde aktiviteten på nivået fra begynnelsen av 2020-tallet ikke er tilstede. Olje- og gassprisene anses å gi grunnlag for høy aktivitet framover, men mangel på økonomisk drivverdige ressurser gjør at aktiviteten gradvis avtar i betydning. Det fører til lavere investeringer i petroleumsvirksomheten, mindre bruk av arbeidskraft og vareinnsats, noe som har negative ringvirkninger på nesten alle fastlandsnæringene. Unntakene er primærnæringene og deler av industrien som ikke er særlig knyttet til petroleumsvirksomheten. Tabell 2.5 viser utviklingen i basisverdi dvs. eksklusive indirekte skatter, mens BNP og BNP for Fastlands-Norge normalt oppgis i markedsverdi.

Veksten i bruttoproduktet i primærnæringene er litt høyere enn for gjennomsnittet av økonomien. Det er en uvant utvikling sammenliknet med hva som har skjedd i norsk økonomi i to generasjoner. Det er to forhold som forklarer dette. For det

første er fiskeri og akvakulturnæringen blitt en mer betydelig næring i norsk økonomi, og de siste ti årene større enn jordbruk og skogbruk. Det er disse næringene som til sammen utgjør primærnæringer i modellen. I 2019 utgjorde fiskeri og akvakultur 1,85 prosent av BNP Fastlands-Norge (i basisverdi), mens jordbruk og skogbruk sto for 0,9 prosent av fastlandsøkonomien. Dessuten er det vanlig å regne med at det fortsatt er et potensial for betydelig vekst i akvakultur framover, mens fiskeriressursene ellers ikke gir grunnlag for vekst i et langt perspektiv. Primærnæringene er ikke særlig berørte av omstillingen vekk fra petroleumsvirksomhet og veksten blir i økende grad drevet av eksportmarkedet.

Industriutviklingen er på sett og vis tredelt. På den ene siden vil petroleumrelatert industri møte stadig mindre etterspørsel på det norske markedet, men kan fortsatt kan ekspandere internasjonalt. Tradisjonell kraftkrevende industri som produserer halvfabrikata for verdensmarkedet er ikke nevneverdig berørt av lavere petroleumsvirksomhet. Næringen nyter godt av en bedre norsk konkurranseevne enn hva man har opplevd siden begynnelsen av 2000-tallet. Konsumvareindustri er i liten grad direkte påvirket av nedgangen i petroleumsvirksomheten, men er det indirekte siden veksten i husholdningenes konsum er negativt påvirket. Konsumvareindustrien er også relatert til utviklingen i byggenæringen som får en svak utvikling. Men konsumvareindustrien nyter godt av god norsk konkurranseevne og vekst på verdensmarkedet. Samlet sett er imidlertid industrien en av næringene med svak vekst framover, men veksttakten vil øke utover tid i referansebanen når betydningen av nedgangen i petroleumsvirksomheten etter hvert avtar.

Tabell 2.5 Vekst i bruttoprodukt etter næring. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent

	2023-2030	2031-2040	2041-2050	2023-2050
BNP	1,3	1,1	1,2	1,2
BNP-Fastlands-Norge	1,9	1,6	1,7	1,7
Primærnæringer	2,9	1,7	2,0	2,1
Industri	0,8	0,9	1,3	1,0
Bygg og anlegg	0,9	0,7	0,3	0,6
Varehandel	2,6	1,8	1,7	2,0
Privat tjenesteyting	2,3	1,8	1,9	2,0
Boligtjenester	1,5	1,3	0,9	1,2
Offentlig forvaltning	1,8	1,5	1,2	1,5

Kilde: KVARTS-beregninger

Den svake veksten i Bygg og anleggsnæringen står i klar kontrast til veksten næringen har vært kjennetegnet av i lang tid. Årsaken er enkelt og greit at investeringene i Norge antas å vokse lite framover. For det første faller jo petroleumsinvesteringene. For det andre regner vi ikke med at det er rom for særlig vekst i investeringene i offentlig forvaltning framover, jfr. kapittel 2.4. For det tredje venter vi svak vekst i boliginvesteringene og litt nedgang de nærmeste årene. Det henger noe sammen med befolkningsutviklingen som gradvis vokser mindre. Endelig er veksten i næringsinvesteringene i fastlandsøkonomien anslått å endre seg lite framover slik det framgår av tabell 2.4.

Utviklingen i Varehandel følger i stor grad veksten i husholdningenes konsum og aktiviteten i fastlandsøkonomien mer generelt. Når veksten er litt høyere henger det sammen med vekst i varekonsumet framover. Som vi ser innebærer en svak vekst i boliginvesteringene at boligkonsumet etter hvert vokser lite. Det innebærer at annet konsum vokser klart mer og er med på å forklare den relativt høye veksten i varehandelen.

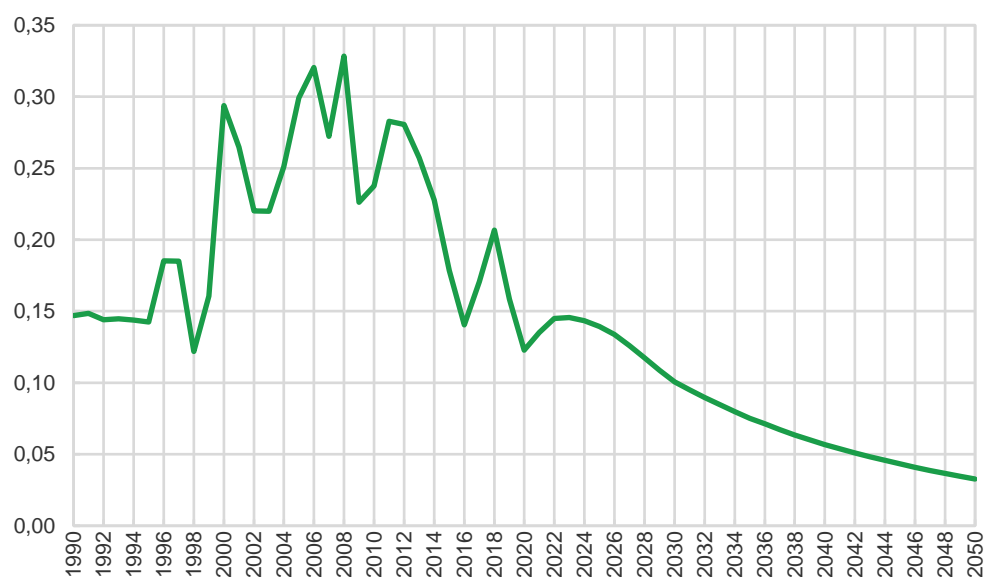
Annen privat tjenesteyting er normalt en næring med sterk vekst og den utgjør en tredjepart av fastlandsøkonomien. Når veksten her er moderat henger det sammen med den svake veksten i økonomien som helhet, men det skyldes også at næringen er knyttet til petroleumsvirksomheten ved at ingeniørselskaper, forskningsinstitutt mv. inngår her sammen med mer konsumorientert tjenesteproduksjon.

Veksten i produksjonen i offentlig forvaltning er gjennomgående nær veksten i fastlandsøkonomien og følger av de forutsetninger om ressursinnsats som vi omtalte i kapittel 2.4.

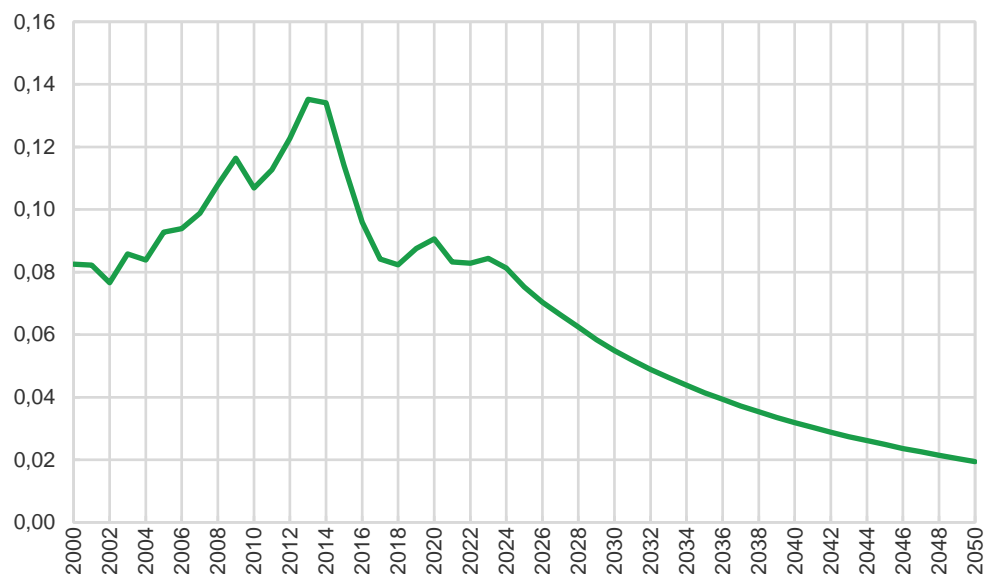
2.8. Petroleumsvirksomhetens plass i norsk økonomi fram til 2050

Figur 2.14 viser betydningen av petroleumaktiviteten i referansebanen sammenliknet med BNP Fastlands-Norge for utviklingen til 2050. Siden vi har forutsatt uendrede realpriser på olje og gass fra 2023 er utviklingen i relative brutto-produkter i løpende priser om lag som i faste priser for disse størrelsene. Mens andelen var vel 20 prosent i 2018 og 15 prosent i 2019, innebærer oljeprisfallet i 2020 at BNP-andelen dette året bare blir 12 prosent - den laveste siden Asia-krisen i 1998. Økt produksjon fram til 2024 og høyere oljepriser reverserer dette noe. Fra 2024, da næringen utgjør nesten 15 prosent av BNP Fastlands-Norge, synker andelen til vel 3 prosent i 2050 ifølge vår referansebane. Med de oljepris-antakelsene vi har lagt til grunn, anslås næringen i 2050 fortsatt å produsere en betydelig rente, dvs. en avkastning ut over verdien av ressursinnsatsen. Det gjør at BNP-andelen er ganske stor selv om den løpende ressursinnsatsen i form av arbeidskraft, investeringer og produktinnsats utgjør en liten del av etterspørselen i norsk økonomi.

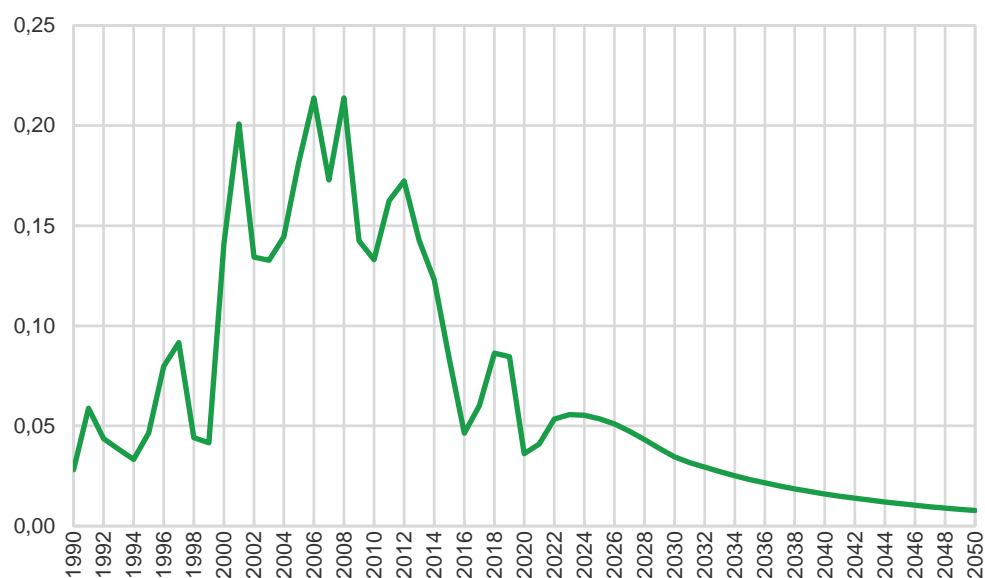
Figur 2.14 Bruttoprodukt i petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050



Ressursinnsatsen framover regnet som andel av fastlandsøkonomien er vist på figur 2.15. Den historiske utviklingen ble vist i kapittel 2.3. Utviklingen i fastlandsøkonomien framover er altså sterkt påvirket av de negative etterspørselsimpulsene som nedtrappingen av petroleumsnæringen innebærer. Fra å gi en stimulans på 8-9 prosent av BNP Fastlands-Norge på begynnelsen av 2020-tallet, faller andelen til 2 prosent i 2050 med våre forutsetninger. Det impliserer nesten et kvart prosentpoeng i negativ etterspørselsimpuls hvert år som bidrar til lavere import og norsk produksjon.

Figur 2.15 Ressursinnsats i petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge. 2000-2050

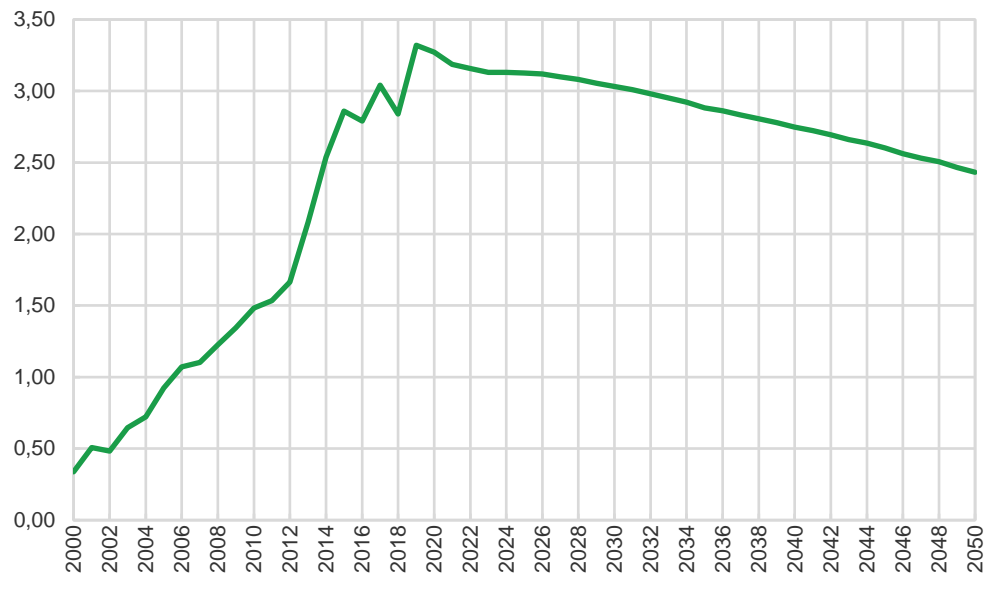
En annen viktig indikator for petroleumsvirksomhetens betydning i norsk økonomi er statens netto kontantstrøm. På figur 2.16 vises denne som andel av BNP Fastlands-Norge. Siden produksjonen antas å nå en ny topp i 2024/25, når kontantstrømmen samtidig et nivå på 6 prosent av BNP Fastlands-Norge. Dette er lavt sammenliknet med andelen i perioden 2010 til 2014 før oljeprisen falt kraftig, og det er også lavere enn nivået i 2018 og 2019. I 2030 er andelen 3,5 prosent og den faller deretter til knapt 1 prosent av BNP Fastlands-Norge i 2050 ifølge anslagene i referansebanen.

Figur 2.16 Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050

Nedgangen i betydningen av statens inntekter fører også til at investeringene i statens petroleumsfond utland (SPU) gradvis blir av mindre i betydning. Figur 2.17 viser utviklingen i dette fondet igjen regnet som andel av BNP Fastlands-Norge. Mens tidligere analyser har vist at fondet var antatt å ville nå en topp relativt til økonomien nærmere 2030, viser våre beregninger at toppen allerede kan være nådd og at dette nivået vil kunne holde seg noen år framover før den relative

betydningen avtar fra 2025. Fallet er imidlertid ikke lenger ned enn til det nivået vi opplevde for fem år siden. Fondet utgjør en finansiell investering på to en halv gang BNP Fastlands-Norge selv i 2050. Handlingsregelen gir derfor grunnlag for inntekter og utgifter over statsbudsjettet på 7,5 prosent av BNP-Fastlands-Norge. Det er om lag det samme som handlingsrommet i 2019.

Figur 2.17 Statens pensjonsfond utland som andel av BNP Fastlands-Norge. 2000-2050



3. Økonomiske effekter av fysisk begrensninger i petroleumsvirksomheten

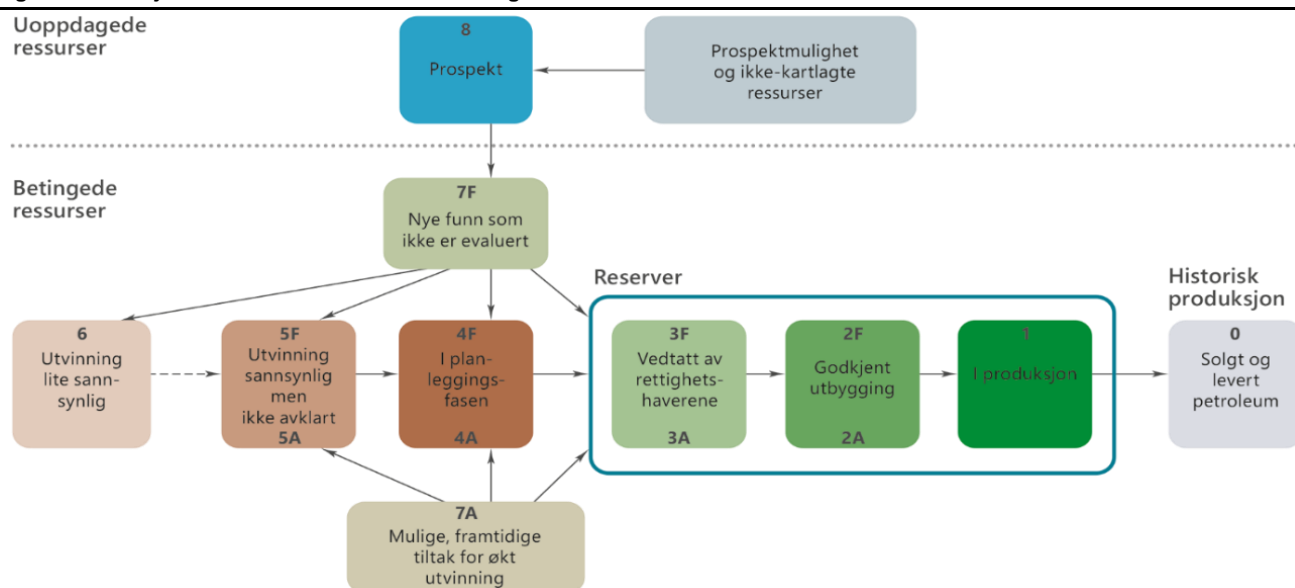
I det første alternativscenariet blir norsk oljepolitikk endret ved at det ikke vil bli lyst ut nye lisenser fra og med 2022. Dette innebærer full stopp i tildeling av lisenser både gjennom nye konsesjonsrunder og ved tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). Det blir altså kun anledning til å drive olje- og gassutvinning i geografiske områder hvor det allerede er delt ut lisenser per 1. januar 2022. I tillegg antar vi det vil være anledning til utvinningsaktivitet i arealer som er utlyst før 1. januar 2022, men som ennå ikke er blitt tildelte. Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) pleier å bli lyst ut av myndighetene på sommeren med søknadsfrist for selskapene i september. Tildelingen av disse nye lisensene til selskapene pleier å bli gjort i februar året etter. Hva dette konkret har å si for investeringene i norsk petroleumsvirksomhet omtales i kapittel 3.1, mens de økonomiske effektene omtales i kapittel 3.2.

3.1. Investeringer og produksjon på norsk sokkel ved fysiske begrensninger på utvinning av petroleum

Vi forutsetter at den nye oljepolitikken som blir implementert fra 2022 ikke annullerer prosessen med tildelingsrunden i forhåndsdefinerte områder i 2021 (TFO 2021) selv om disse nye lisensene sannsynligvis ikke blir formelt tildelt før februar 2022. Områdene det fortsatt vil bli gitt rom for å drive olje- og gassutvinning i etter 2022, blir da de nåværende aktive lisensene pluss lisenser som blir tildelt i TFO2020, TFO2021 og i 25. konsesjonsrunde i 2021, fratrukket aktive lisenser som blir tilbakelevert fra nå av og til og med 2021. Det legges til grunn at det vil være en politisk debatt om endret oljepolitikk i forkant av selve vedtaket om en mer restriktiv oljepolitikk. Politikken vil dermed ikke komme som lyn fra klar himmel høsten 2021. Det antas derfor at aktørene på norsk sokkel i 2021 vil tilpasse seg den forhøyede risikoen for en klart mer restriktiv oljepolitikk ved å søke på flere områder enn i en normal tildelingsrunde i forhåndsdefinerte områder. Derfor synes vi det er rimelig å anta at det blir tildelt rekordstore arealer i den siste runden i forhåndsdefinerte områder (TFO2021). Det er grunn til å tro at selskapene i en slik situasjon vil sikre seg resterende, lovende arealer i nærheten av eksisterende infrastruktur, mens de fortsatt har muligheten til det. De vil også ha interesse av å få tildelt lisenser i mer utforskede områder før muligheten for dette uttømmes med den mer arealrestriktive politikken.

Den direkte konsekvensen av å innskrenke området oljeselskapene har tilgjengelig til olje- og gassutvinning er at de gjenværende utvinnbare ressursene reduseres betydelig. I drøftelsen av hvordan reduserte tilgjengelige utvinningsarealer påvirker størrelsen på gjenværende ressurser, kan det være hensiktsmessig å ta utgangspunkt i Oljedirektoratets ressursklassifisering som illustreres i figur 3.1 under, i tillegg til direktoratets ressursregnskap, jf. diskusjonen i tilknytning til tabell 2.1 foran. Ressursene er klassifisert i tre hovedklasser; reserver, betingede ressurser og ikke oppdagede ressurser. Reserver er petroleumsmengder som det er besluttet å utvinne fra felt som er i produksjon og fra felt som er under utbygging eller besluttet utbygd. Betingede ressurser er utvinnbare petroleumsmengder som er påvist, men som det ennå ikke er tatt beslutning om å utvinne. Uoppdagede ressurser er de petroleumsmengdene som man regner med kan bli påvist ved leting og som kan utvinnes.

Figur 3.1 Oljedirektoratets ressursklassifisering



Kilde: Oljedirektoratet.

Det er de ikke oppdagede ressursene som vil bli kraftig redusert som følge av innskrenkningen i områdene det kan drives olje- og gassutvinning i. Uoppdagede ressurser deles inn i de tre underkategoriene prospekter, prospektmuligheter og ikke kartlagte ressurser. Ikke kartlagte ressurser blir ikke estimert av Oljedirektoratet (OD), derfor blir ressursene i ikke kartlagte områder satt til null i deres ressursregnskap. Etter hvert som flere utforskede områder blir kartlagt, vil derfor ODs anslag for uoppdagede ressurser bli større, alt annet likt.

Størrelsen på de ikke påviste ressursene varierer mye i de ulike havområdene. Det er minst uoppdagede ressurser igjen i Nordsjøen og Norskehavet og klart mest i det mer umodne Barentshavet. Etter vel 50 år med letevirksomhet er Nordsjøen den provinsen på norsk sokkel som er mest grundig utforsket. Norskehavet er noe mindre utforsket, mens det i Barentshavet er store områder som ennå ikke er blitt undersøkte. I ressursregnskapet fra 31/12- 2019 anslås det at 64 prosent av de uoppdagede ressursene befinner seg i Barentshavet mens andelen er 18 prosent i både Nordsjøen og Norskehavet. Andelen ikke påviste ressurser som befinner seg utenfor områdene som er i tildelte lisenser er klart størst i Barentshavet, mens vi antar det er små andeler av ikke påviste ressurser som befinner seg utenfor lisensene i Nordsjøen og Norskehavet. Som beskrevet i omtalen av referansebanen i kapittel 2.3, befinner en betydelig del av de ikke påviste ressursene seg i havområdet Lofoten-Vesterålen-Senja i Norskehavet og ikke minst i havområdet nord for iskanten i Barentshavet. Selv om dette delvis oppveies av at vi antar ikke-ubetydelige mengder petroleumssressurser i ikke kartlagte havområder som i Oljedirektoratets regnskap ikke estimeres, regner vi mengden ikke påviste ressurser som er politisk sett mulige å utvinne som lavere enn det som anslås i ODs ressursregnskap.

Som nevnt over, vil det komme til flere lisenser i to TFO- tildelinger og en konsesjonsrunde mellom 2020 og 2022. Når vi også tar hensyn til dette beregner vi andelen ressurser som befinner seg utenfor tildelte lisenser til totalt å være 60 prosent av uoppdagede ressurser i referansebanen i 2022. Denne andelen utgjør 2185 mill. Sm³ oe. Det er altså denne petroleumsmengden vi antar ligger i områdene der det ikke åpnes for petroleumsvirksomhet i det fysisk innskrenkende scenariet. Disse ressursene utgjør om lag 27 prosent av det OD (og vi i referansebanen) anslår er gjenværende ressurser i ressursregnskapet fra 31/12 2019.

Ressursgrunnet med den fysiske innskrenkende politikken vil også bli påvirket av at oljeselskapenes tilpasninger vil endre størrelsen på ressursklassen betingede ressurser og reserver. De nye rammevilkårene vil føre til lavere totalinvesteringer i perioden 2022-2050. Men noen av investeringene som faller bort som følge av at det ikke blir aktivitet i områdene som ikke åpnes for utvinning, blir delvis erstattet av økt aktivitet i områdene der utvinning fortsatt er tillatt. Sannsynligvis vil det bli klart høyere aktivitet knyttet til klasse 7A; mulige framtidige tiltak for økt utvinning i funn og felt. Oljedirektoratets nåværende anslag på betingede ressurser på funn og felt og på reserver er stort sett basert på nåværende besluttede planer for tiltak for økt utvinning. Disse tiltakene kan bidra til at funn som blir vurdert som for små likevel blir utvunnet og at andre funn får økte ressurser. I tillegg vil slike tiltak kunne øke utvinningsgraden på felt i produksjon og dermed etter hvert øke reservene.

Det er ressursmessig et stort oppsidepotensial for en rekke ulike tiltak for økt utvinning. Oljedirektoratet har kartlagt de tilstedeværende volumene i tette bergarter i 42 felt og funn til å være på omtrent 2000 Sm³ oe. Disse er ikke inkludert i ressursregnskapet fordi de så langt ikke regnes som lønnsomme å utvinne. Det foregår prøveutvinning av denne typen reservoar for tiden der resultatene så langt virker lovende. Denne type tiltak for økt utvinning kan i dette scenariet bli intensivert og føre til kostnadseffektive utvinningsløsninger som kan gi signifikant høyere utvinnbare ressurser.

Det er grunn til å tro at det i det fysiske scenariet vil bli besluttet å bore flere utvinningsbrønner enn i referansescenariet. Dette tiltaket vil øke reservene i felt i produksjon. Man vil sannsynligvis også i større grad ta i bruk såkalte avanserte metoder for økt utvinning (EOR). I en studie gjennomført av Oljedirektoratet, ble utvinningspotensialet på EOR beregnet til om lag 350 Sm³ oe. Når utvinningen av disse tilleggsressursene er kommersielt sett avhengig av å kunne utvinnes med eksisterende infrastruktur, vil tiltak for økt utvinning måtte gjennomføres før infrastrukturen blir for gammel og må stenges ned og fjernes. Dette tidskritiske aspektet ved denne aktiviteten gjør at det er sannsynlig at de fleste av disse tilleggsressursene vil bli utvunnet før 2050 og at det lavere fokuset på tiltak for økt utvinning i referansescenariet vil gjøre at færre slike ressurser blir utvunnet fordi en del slike prosjekter vil komme for sent slik at den potensielle verftsplattformen vil være stengt ned og fjernet. Når oljeselskapene i det fysiske begrensede scenariet er forhindret fra å utforske nye områder for olje- og gassutvinning, vil de sannsynligvis komme til å rendyrke denne typen utvinningsaktiviteter. På usikkert grunnlag anslås dermed utvinnbare ressurser å øke med 250 Sm³ oe. som følge av tiltak for økt utvinning med den fysiske begrensede oljepolitikken sammenlignet med referansescenariet. Det er verd å gjenta her at vi i referansebanen da allerede har økt de utvinnbare ressursene i ressursklassen «betingede ressurser» med 250 Sm³ utover det som ligger inne i denne klassen i ODs ressursregnskap.

Tilleggsressursene vi beregner vil bli utvunnet som følge av framtidige tiltak for økt utvinning, er forholdsvis små sammenlignet med det tilstedeværende ressurspotensialet. Grunnen er delvis at vi har forutsatt relativt moderate oljeprisnivå fram mot 2050. Det setter begrensninger på de økonomiske ressursene oljeselskapene er villige til å bruke på slike tiltak. I tillegg er de tekniske utfordringene knyttet til utvinningen av de tilstedeværende ressursene ofte ulike fra reservoar til reservoar, slik at en utvinningsløsning for et reservoar ikke nødvendigvis kan benyttes på så mange andre reservoar. Begrensede muligheter for gjenbruk av tekniske løsninger gjør det nødvendig å utvikle flere kostbare løsninger for å utvinne mer av de tilstedeværende ressursene. Begrenset skalerbarhet i de tekniske løsningene i utvinningen av denne type ressurser vil derfor øke grensekostnadene og dermed begrense denne typen utvinning.

Det samme tidskriske aspektet knyttet til plattformenes levetid vil også være en faktor når det gjelder letevirsomhet i nærheten av eksisterende infrastruktur. Det er grunn til å tro at letevirsomheten totalt vil gå ned i perioden 2022-2050, men at den vil gå mindre ned enn den letevirsomheten som blir borte i områder som det i det fysiske begrensede scenariet ikke er anledning lenger til å lete i. Selskapene vil derfor lete mer intenst i de områdene de har anledning til å lete i enn de vil gjøre i referansescenariet. Det vil bli mer leting i form av avgrensingsbrønner rundt funn og felt og undersøkelsesbrønner i lisenser der det ennå ikke er blitt foretatt undersøkelsesboring. Det vil med andre ord være mer intensiv leting i de begrensede områdene selskapene fortsatt kan lete i. De vil rendyrke leting nær infrastruktur i større grad enn i referansescenariet. Det er også grunn til å tro at denne letingen vil være «fortung» fordi selskapene i størst mulig grad vil kunne utnytte eksisterende innretninger i produksjonen av funnene de gjør og håper de skal gjøre.

Det mer intense fokuset på denne typen leting vil sannsynligvis gjøre at mer ressurser blir funnet rundt eksisterende plattformer tidsnok til at de kan bli utvunnet før plattformen stenges ned og fjernes. I referansescenariet vil noen av disse ressursene enten aldri bli funnet, eller de vil bli funnet, men vurdert som ikke kommersielt utvinnbare fordi infrastruktur i området på det tidspunktet er stengt ned. Vi antar derfor at tidligere gjennomført og mer infrastruktur-nær leting vil generere funn med merressurser på om lag 100 Sm³ oe., sammenlignet med i referansescenariet, der disse ressursene enten ikke vil bli funnet eller ikke vil bli funnet tidsnok for utvinning.

Med dette beregnes gjenværende utvinnbare ressurser med den fysiske begrensede olje- og gasspolitikken til å være om lag 6253 mill. Sm³ oe. De gjenværende ressurser med denne politikken blir i så fall 24 prosent lavere enn ressursgrunnlaget i referansescenariet med «business as usual».

Siden utvinningsaktiviteten i det fysiske begrensede scenariet vil ha mest fokus på tiltak for økt utvinning og på utbygging av funn, de aller fleste i nærheten av eksisterende infrastruktur, vil det bli produsert mer ressurser i dette scenariet fram til 2050 innenfor det som nå ligger inne i ressurskategoriene reserver og betingede ressurser enn i referansescenariet. Men siden det i referansescenariet er langt større områder hvor det er anledning til å drive leting og utvinning, vil det i dette scenariet bli produsert langt mer av det som ligger i kategorien ikke oppdagede ressurser enn i det fysiske begrensede scenariet. I sum beregner vi at det blir produsert 5330 mill. Sm³ oe. mellom 2020 og 2050 med fysisk restriktiv politikk. Dette er 3 prosent mindre enn det vi anslår blir produsert ved «business as usual» i samme periode. Tabell 3.1 under viser ressursgrunnlaget vi legger til grunn i de to scenariene.

Tabell 3.1 Ressursanslag for referansescenariet og for det fysiske begrensede scenariet

Ressursklasser	Referansebanen	Alternativbanen	Absolutt endring	Prosentvis endring
Reserver	2900	2900	0	0
Betingede ressurser i felt	876	1076	200	23
Betingede ressurser i funn	752	802	50	7
Oppdagede ressurser	3660	1475	-2185	-60
Gjenværende ressurser	8188	6253	-1935	-24
Anslått produksjon 2020-50	5521	5330	-191	-3
Anslått produksjon 2050-70	800	250	-550	-69
Gjenværende ressurser 2070	1867	673	-1194	-64

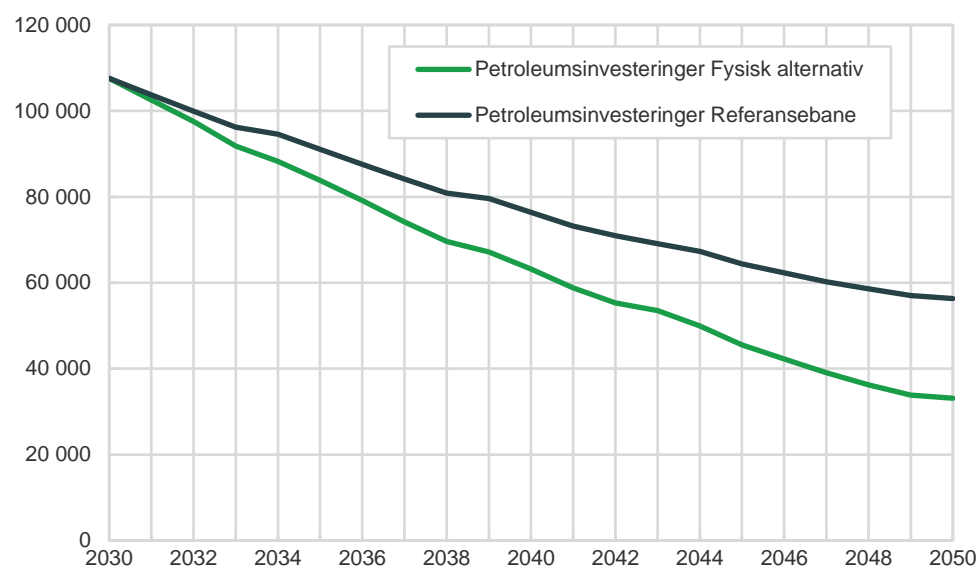
Investerings- og produksjonsbanene i referansescenariet og i det fysiske restriktive scenariet svært like i tiåret fra 2020 til 2030. Denne likheten har klar sammenheng

med skattetilpakspakken som Stortinget vedtok i juni i år. Pakken innebærer blant annet en umiddelbar fradragføring av investeringer i særskattegrunnlaget med tillegg av en hevet friinntekt på 24 prosent for investeringer utført i år og til neste år. I tillegg blir alle utbyggingsinvesteringer som det leveres plan for utbygging og drift (PUD) på i perioden mellom juni i år og ut 2022 omfattet av de samme gunstige skattereglene.

Disse gunstige rammevilkårene fører til at oljeselskapene i referansescenariet vil rendyrke den samme type investeringsaktivitet som også vil dominere med den fysiske restriktive oljepolitikken; utbygging av funn og til en viss grad tiltak for økt utvinning. Siden skattevilkårene varer i en avgrenset periode vil det bli levert PUD på unormalt mange små utbygginger før utgangen av 2022 sammen med to-tre større utbygginger. Funn vil trolig bli modnet fram mot utbyggingsbeslutning med rekordfart i 2021 og 2022 og innen utgangen av 2022.

Når de mange små utbyggingene ferdigstilles rundt 2024-2025, antas det at investeringsnivået vil falle og vil ifølge våre prognoser falle kontinuerlig fram mot 2050. Det er også sannsynlig at alle utbyggingsinvesteringene som insentiveres av korona-tilpakspakken, vil fortrenge andre typer investeringer i perioden tilpakspakken varer, og da spesielt letevirksomhet i umodne havområder. Lavere fokus på slik letevirksomhet fram til 2025 gjør det mindre sannsynlig at det blir gjort store/mellomstore funn disse årene som kunne blitt bygd ut 5 til 10 år senere, og som da potensielt kunne generert betydelige utbyggingsinvesteringer fra slutten av 2020-årene. I referansebanen forutsetter vi at det i svært liten grad både vil bli gjort betydelige funn i områder som det ikke tillatt å drive utvinning i det fysiske restriktive scenariet og at disse funnene også vil generere utbyggingsinvesteringer allerede i dette tiåret. Vi forutsetter videre at det i det fysiske restriktive scenariet vil være noe høyere investeringer knyttet til utbygging av funn nær infrastruktur, produksjonsboring og tiltak for økt utvinning og noe lavere investeringer innen leting sammenlignet med referansescenariet de siste årene av tiåret.

Med dette antas de to investeringsbanene å være om lag identiske i de to scenariene fram til og med 2030. Selv om totalinvesteringene i de to banene er like, er sammensetningen av investeringene i de to banene ikke helt identiske. Som nevnt over, vil det være mer leting i referansescenariet og noe mer utbygging av funn nær infrastruktur, produksjonsboring og tiltak for økt utvinning i den fysiske begrensede banen. Sistnevnte type merinvesteringer kan også generere noe produksjon helt i slutten av dette tiåret, slik at alternativ scenariet antas å gi marginalt høyere produksjon i 2030 enn i referansebanen.

Figur 3.2 Bruttoinvesteringer i petroleumsvirksomhet. Millioner kr. faste 2017-priser. 2030-2050

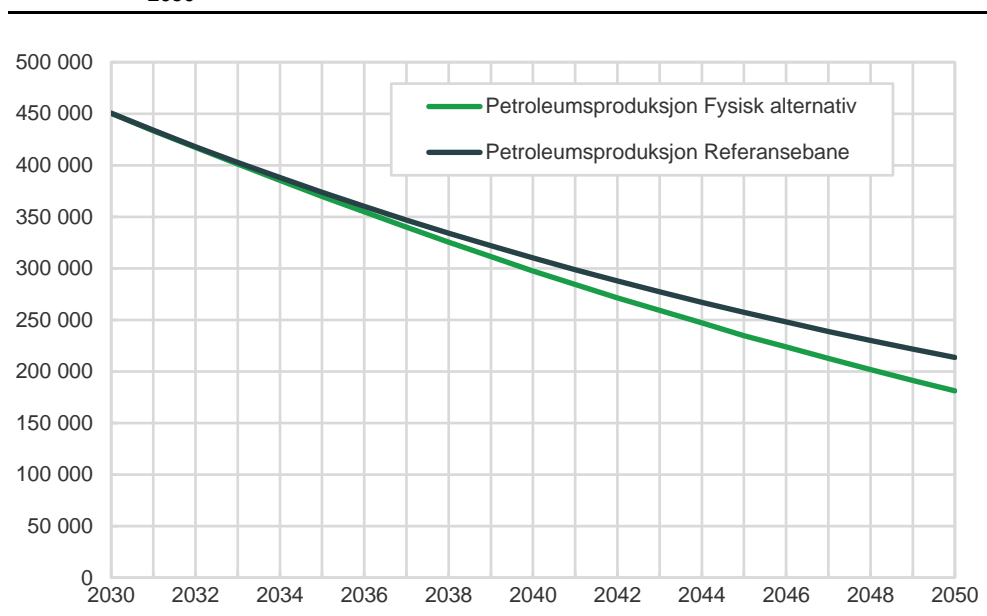
Det antas at investeringene mellom 2030 og 2040 vil gå kraftig ned både i referansebanen og i denne fysiske alternativbanen, men klart mest med den fysiske innskrenkende politikken. Funn fra leting fra 2025 og utover vil fra begynnelsen av 2030-årene utløse flere utbygginger i referansescenariet fra områder der det i alternativscenariet ikke er tillatt å lete og drive utvinning i. De høyere investeringene i alternativscenariet knyttet til leting nær eksisterende plattformer og utbygging av feltnære funn samt tiltak for økt utvinning, vil ikke kunne oppveie for merinvesteringene fra nye feltutbygginger i referansescenariet. Produksjonen vil gå ned en del mer enn i referansebanen og investeringskostnadene vil relativt sett gå ned minst like mye. Siden merinvesteringer i det fysiske restriktive scenariet er av en type som genererer produksjon tidligere enn selvstendige feltutbygginger gjør, vil produksjonen i dette scenariet kunne bli marginalt høyere i starten av tiåret. Dette vil fort snu når feltutbygginger blir ferdigstilt og kommer i produksjon, slik at de to produksjonsbanene vil krysse hverandre før midten av tiåret og produksjonen i alternativbanen vil falle klart mer enn i referansebanen mot 2040.

Mellom 2040 og 2050 vil det mer intensive fokuset i det fysiske restriktive scenariet på utbygginger av ressurser nær infrastruktur i perioden 2020-2040 gjøre at porteføljen av slike prosjekter vil være i ferd med å uttømmes, slik at denne typen investeringsvirksomhet fases kraftig ned i løpet av dette tiåret og tilveksten av nye feltnære ressurser blir klart mindre dette tiåret. I tillegg vil antall lønnsomme prosjekter for økt utvinning gradvis avta utover i 2040-årene. Merinvesteringene fra feltnære utbygginger og prosjekter for økt utvinning vil i dette tiåret være langt lavere enn merinvesteringene av nye feltutbygginger i referansescenariet. Dette vil medføre at både produksjonsbanene og investeringsbanene for de to scenariene vil fortsette å divergere mot 2050.

Som nevnt over antar vi at produksjons- og investeringsbanene i de to scenariene vil være tilnærmet identiske mellom 2020 og 2030. Som vi ser av figurene 3.2 og 3.3 vil investeringene med fysisk restriktiv oljepolitikk falle relativt sett mer enn produksjonen i perioden 2030-2050 når vi sammenligner med investerings- og produksjonsbanene i referansescenariet. Produksjon per kapitalkostnader vil altså være høyere i det fysiske begrensende scenariet i denne perioden, samlet sett. Det er flere årsaker til dette. For det første antas det at det blir gjort flere nye selvstendige funn i referansebanen, men at disse for det meste vil være små og mellomstore med

relativt høy balansepris. Tiden for funn av gigantfelt som Johan Sverdrup regner vi med er forbi. For det andre vil fortregningen av deler av letevirksomheten i umodne havområder i årene fram til omtrent 2025 som følge av skattetilakspakken trolig føre til at nye funn i umodne områder først vil bli bygd ut i perioden 2030-2050 i referansebanen. Derfor vil en ikke ubetydelig del av produksjonen disse utbyggingene genererer først komme etter 2050. Dette bidrar til lavere produksjon per kapitalkostnader i perioden 2020- 2050 i referansebanen. For det tredje vil store deler av merproduksjonen i det fysiske restriktive scenariet foregå fra eksisterende plattformer. Det vil i langt mindre grad bli behov for nye plattformer i dette scenariet. Utvinning av brorparten av disse merressursene i det fysiske scenariet antas derfor å kreve mindre investeringer per utvunnet mengde petroleum enn små og mellomstore selvstendige funn som er mest sannsynlige type nye funn i referansebanen som i alternativ scenariet stort sett ikke lenger er tilgjengelige for utvinning. En mindre del av merproduksjonen som følge av økte tiltak for utvinning antar vi derimot vil være mer ressurskrevende å utvinne. For det fjerde vil investeringer på og nær eksisterende felt føre til rask utvinning. Derfor vil praktisk talt all produksjon generert av utbygginger i nærheten av eksisterende infrastruktur bli utvunnet allerede før 2050. Dette bidrar også til høyere produksjon per kapitalkostnader i alternativbanen i denne perioden.

Figur 3.3 Produksjonsvolum i petroleumsvirksomhet. Millioner kr. faste 2017-priser. 2030-2050



3.2. Makroøkonomiske virkninger av fysiske begrensninger på norsk petroleumsutvinning

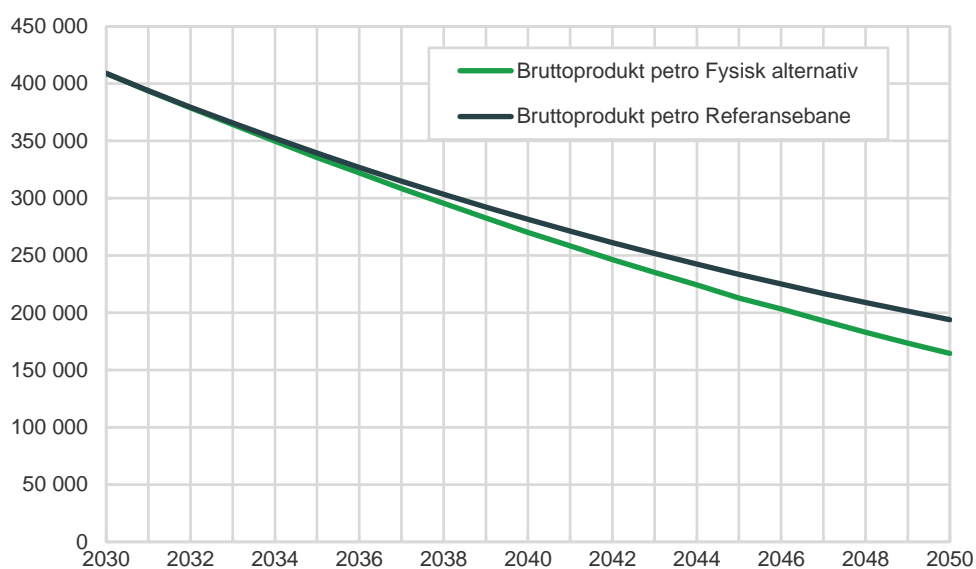
De fysiske begrensningene for utnyttning av ressursene på norsk sokkel leder til lavere investeringer i petroleumsvirksomhet. Vi anslår at effektene på petroleumsinvesteringene er ubetydelige til 2030. Fra og med 2031 antas investeringene på norsk sokkel å falle sterkere fram til 2050 enn de gjør i referansebanen som er beskrevet i kapittel 2, se figur 3.1. Nedgangen i 2050 er på drøyt 40 prosent sammenliknet med investeringsnivået i referansebanen, og nivået i referansebanen i 2050 er omtrent halvparten av nivået i 2030. Den absolutte nedgangen i investeringer i 2050 som andel av BNP Fastlands-Norge, er således beskjeden – om lag et halvt prosentpoeng.

Lavere investeringer i petroleumsutvinning fører til lavere produksjonskapasitet og færre felt blir satt i produksjon. Dermed faller utvinningen eller bruttoproduksjonen

i petroleumsnæringen. På begynnelsen av 2030-tallet er fallet beskjedent siden det tar tid fra nedgang i investeringer forplanter seg til lavere kapasitet og utvinning. Vi har forutsatt at annen produktinnsats i utvinningssektoren går ned relativt like mye som realkapitalen og produksjonen. Med disse forutsetningene utvikler bruttoproduktet i petroleumsvirksomhet regnet i faste 2017-priser seg som vist på figur 3.4. Mens bruttoproduktet i referansebanen mer enn halveres i faste priser fra 2030 til 2050, er nedgangen i den alternative banen med fysisk begrensning hele 60 prosent i denne perioden. Den ekstra nedgang er ikke veldig stor regnet som andel av BNP Fastlands-Norge i 2050; 0,6 prosentpoeng. Men nedgangen i petroleumsvirksomheten fører også til nedgang i annen ressursbruk i utvinningssektoren ettersom både sysselsetting og produktinnsats reduseres. Det gjør at etterspørselen rettet mot fastlandsøkonomien går ned relativt sett om lag like mye som nedgangen i bruttoproduktet.

Før vi går nærmere inn på virkningene på norsk økonomi vil vi minne om at redusert utvinning av olje på norsk sokkel, forutsettes ikke å ha noen effekt på råoljeprisen internasjonalt. Det er sannsynligvis en litt pessimistisk antakelse, men når vi tar i betraktning hvor liten nedgangen i norsk utvinning er i den alternative banen sammenliknet med referansebanen, er nok en eventuell økning i prisen på råolje ganske beskjeden.

Figur 3.4 Bruttoprodukt i petroleumsvirksomhet. Millioner kr. faste 2017-priser. 2030-2050.

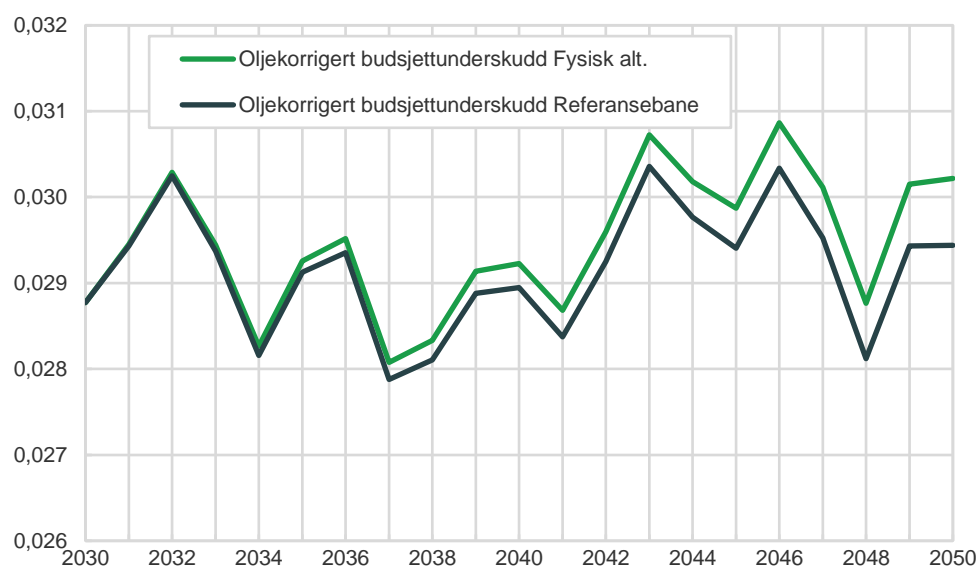


En endring i aktiviteten i en ressursbasert næring som petroleumsvirksomhet, analyseres gjerne ut fra en hypotese som i økonomisk faglitteratur omtales som «hollandsk syke». I faglitteraturen skiller man ofte mellom økonomiske effekter knyttet til endringer i ressursinnsatsen i utvinningssektoren (gjærne omtalt som «resource movement»-effekten på engelsk) i forhold til effekter av å bruke de ekstra inntektene som ikke minst oljeutvinning gir opphav til (omtalt som «spending»-effekten). Det finnes mange slike analyser av norsk petroleumsvirksomhet ut fra dette perspektivet. Vi viser til Cappelen and Eika (2020) for en presentasjon av hypotesen om hollandsk syke under ulike forutsetninger. I vår sammenheng er det særlig effektene av ressursbruken i utvinningssektoren som vil stå i fokus. Det skyldes at Norge gjennom etableringen av handlingsregelen for finanspolitikken i 2001 og nedjusteringen fra 2018 av forventet realavkastning til 3 prosent av verdien av Statens petroleumsfond utland, langt på vei har redusert betydningen av spending-effekten. Det skyldes at de løpende inntektene fra oljevirkosheten ikke brukes over statsbudsjettet overhodet, men investeres i

fondet. Derneft kan 3 prosent av fondets verdi, brukes til å øke utgifter eller redusere inntekter på statsbudsjettet. Handlingsregelen er lagt til grunn for analysen både i referansebanen og i alternativbanen som her analyseres. Det betyr at i begge baner er den oljekorrigerte budsjettbalansen om lag 3 prosent i alle år. Den strukturelle balansen, som blant annet inkluderer konjunkturelle justeringer, har vi sett bort fra i disse langsiktige analysene da vi i et lengre perspektivet ikke finner det særlig relevant å tenke at vi systematisk har behov for ensidige justeringer av den oljekorrigerte budsjettbalansen.

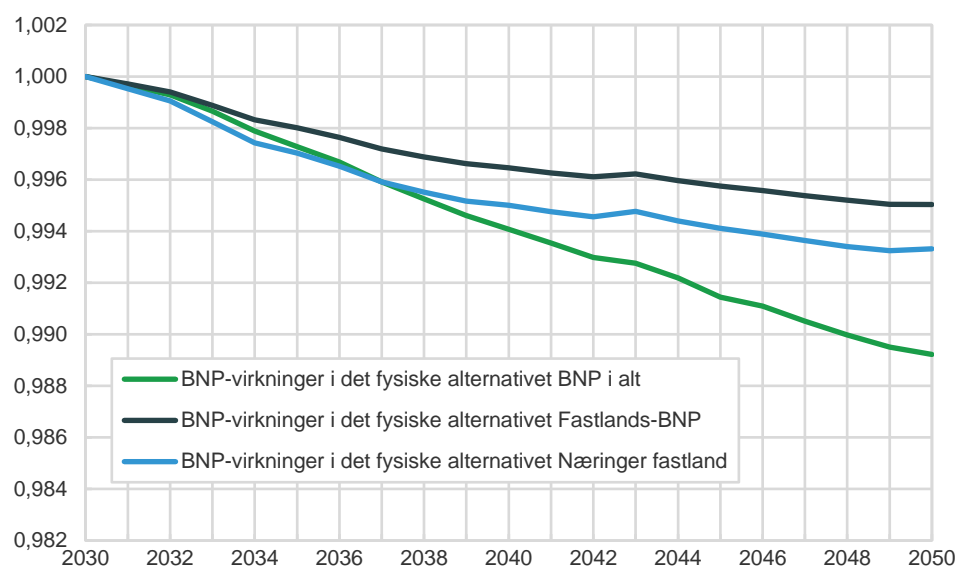
Som følge av at olje- og gassproduksjonen dempes om enn ganske moderat, sammenliknet med referansebanen fra 2030 til 2050 i dette fysiske alternativet, vil statens netto kontantstrøm bli mindre og innskuddene i Statens pensjonsfond utlandet blir også mindre. Det fører isolert sett til behov for innstramning i finanspolitikken. I motsatt retning trekker en svakere kronekurs som øker verdien av fondet i norske kroner. Fram til 2042 dominerer den siste effekten, men verdien av fondet i løpende kroner er lavere i den fysiske banen fra og med 2043, men selv i 2050 er reduksjonen beskjeden. slik at beløpet som går inn i statsbudsjettet øker. Fondets verdi som andel av BNP Fastlands-Norge regnet i løpende priser, er om lag ett prosentpoeng høyere i alternativbanen enn i referansebanen i 2040 og ett prosentpoeng lavere i 2050. Derfor er det ressurseffekten vi i det følgende vil vektlegge i framstillingen. Figur 3.5 viser det oljekorrigerte budsjettunderskuddet som andel av pensjonsfondet i de to banene. På 2030-tallet er det ubetydelige forskjeller i de to banene. På 2040-tallet derimot er budsjettunderskuddet litt større i alternativbanen enn i referansebanen. I begge banene er finanspolitikken i tråd med den finanspolitiske handlingsregelen. Tatt i betraktning av at aktivitetsnivå er litt lavere og ledigheten litt høyere i alternativbanen slik at man kan ad hoc ha en liten strukturell justering i bakhodet, har vi i denne banen ikke justert finanspolitikken gjennom diskresjonære tiltak. I KVARTS vil imidlertid offentlige inntekter og utgifter justeres fordi priser og lønninger endres. Det gjør at inntekter og forbruk endres og dermed indirekte skatter mv. Stønader (inklusive dagpenger til flere ledige) og pensjoner vil endres og utgifter til konsum og investeringer i offentlig forvaltning endres også regnet i løpende priser. Det er summen av alle slike endringer sammen med lavere kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten som inngår i tallene bak figur 3.5.

Figur 3.5 Oljekorrigert budsjettunderskudd som andel av Statens pensjonsfond utland. 2030-2050



Den viktigste direkte impulsen i det fysiske alternativet med lavere petroleumsutvinning er reduserte bruttoinvesteringer i form av leting, boring og investeringer i utvinningsplattformer. Effekten av lavere ressursinnsats til utvinning kommer senere i tid og disse virkningene er dessuten kvantitativt mye mindre enn investeringsnedgangen. Nedgangen i investeringene fører til lavere etterspørsel og produksjon i fastlandsnæringene. Direkte og indirekte er de fleste næringene berørte av nedgangen selv om deler av privat tjenesteyting og verkstedindustrien er mest berørt. KVARTS-modellen har en kjerne basert på nasjonalregnskapet som ofte omtales som et kryssløp. Med denne kjernen alene kan vi beregne hvor mye av en nedgang i petroleumsinvesteringene som reduserer bruttoproduktet i norske fastlandsnæring og hvor mye som reduserer importen. Svaret er at når vi tar hensyn til reperkusjoner gjennom behovet for produktinnsats og import i økonomien, men ingen andre indirekte virkninger, vil halvparten av en investeringsendring bli dekket av import og den andre halvparten av norsk produksjon. Av figur 3.1 ser vi at i 2050 er investeringsnedgangen om lag 23 milliarder kroner slik at bruttoproduktet i fastlandsnæringene samlet da faller 11,5 milliarder kroner som følge av dette. Dette utgjør bare et kvart prosentpoeng av BNP Fastlands-Norge og 0,4 prosentpoeng av fastlandsnæringenes bruttoprodukt. Impulsene via kryssløpet er derfor moderate.

La oss derfor gå videre til andre indirekte virkninger av lavere petroleumsinvesteringer. Når aktiviteten i økonomien synker, vil bedriftene etterspørre ikke bare mindre produktinnsats, men også mindre arbeidskraft og realkapital. Bedriftene i fastlandsøkonomien reduserer arbeidsstokken sammenliknet med hva de trenger i referansebanen. Med mindre aktivitet vil bedriftene ønske å ha mindre realkapital. For å oppnå dette, reduserer de sine investeringer. Lavere petroleumsinvesteringer fører altså til lavere investeringer i andre næring, ikke minst de som produserer kapitalvarer til oljesektoren. Lavere sysselsetting reduserer inntektene i husholdningssektoren selv om lavere skatt og økte stønader til de som blir arbeidsledige delvis demper nedgangen i disponible inntekter. Med lavere inntekter etterspør husholdningene mindre konsumvarer og tjenester, men kjøper også i mindre grad hus og hytter, eller i det minste færre kvadratmeter og kanskje lavere standard. Dermed påvirkes bygg- og anleggsbransjen negativt. Denne næringen blir også rammet av lavere investeringer i bedriftene. Den initiale nedgangen i ressursbruk i utvinningssektoren setter altså i gang en omfattende spiral nedover i økonomien som fordeler seg på mange næring i norsk økonomi. Virkningene på samlet BNP, BNP-Fastlands-Norge og bruttoproduktet i fastlandsnæringene vises på figur 3.6.

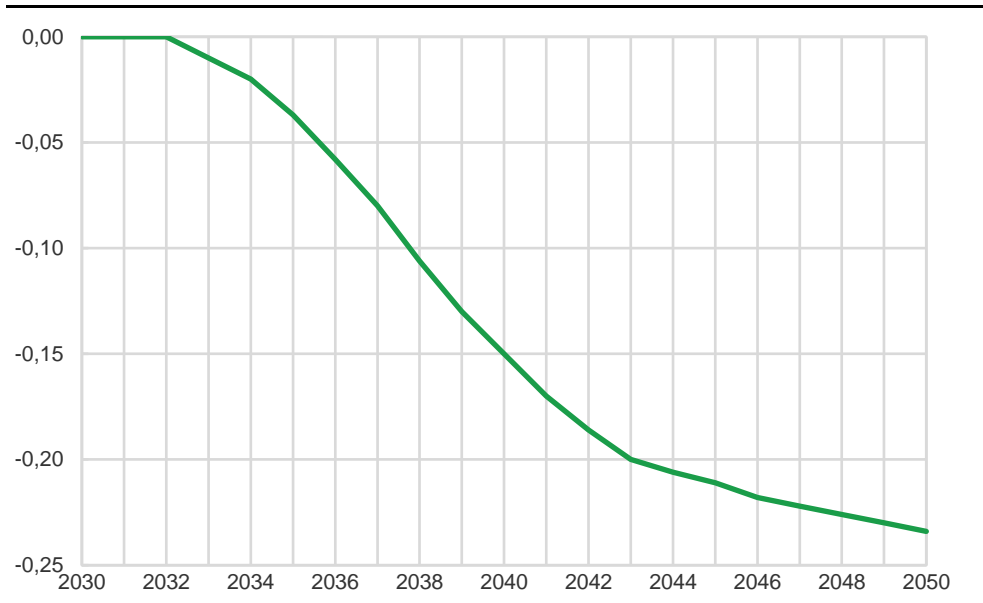
Figur 3.6 Virkninger på bruttoprodukt, fysisk alternativ versus referansebanen. Andel 2030-2050

Størst negativ effekt har vi på BNP i alt hvor nedgangen i 2050 er på 1,1 prosent sammenliknet med referansebanenes BNP. Når vi ser bort fra utvinningssektoren og utenriks sjøfart får vi BNP Fastlands-Norge og her er virkningen (blå kurve) moderat i begynnelsen, men øker litt over tid før det flater ut på om lag 0,5 prosentpoeng nedgang mot slutten av 2040-tallet. Når nedgangen i BNP i alt er større, skyldes det at vi da har med oss nedgangen i bruttoproduktet i petroleumsutvinning slik vi viste på figur 3.4. Alt i alt må en si at dette er en beskjeden nedgang når man tar i betraktning de årlige vekstratene i økonomien som er vist i referansebanen og omtalt i kapittel 2. Den langsiktige nivåeffekten er vel halvparten av de årlige gjennomsnittlige vekstratene. Bruttoproductet for næringer i fastlandsøkonomien (vi trekker da bruttoproduktet i offentlig forvaltning og i boligjenester fra fastlands-BNP) faller med 0,7 prosent på lang sikt og akkurat som for fastlands-BNP flater nedgangen gradvis ut mot slutten av 2040-tallet. Hovedårsaken til at nedgangen i fastlands-BNP i alt blir mindre enn om vi bare ser på næringsvirksomheten i fastlandsøkonomien (den blå kurven på figuren) er at produksjonen av tjenester fra offentlig forvaltning per forutsetning ikke endres.

De tre målene på produksjon følger hverandre ganske tett de første fem årene, men så oppstår det et økende gap. Fastlandsnæringene, som fortsetter å motta økende negative impulser fra petroleumsnæringen gjennom hele perioden, klarer tross dette å snu utviklingen slik at nedgangen etter hvert flater ut. Hva er forklaringen på dette?

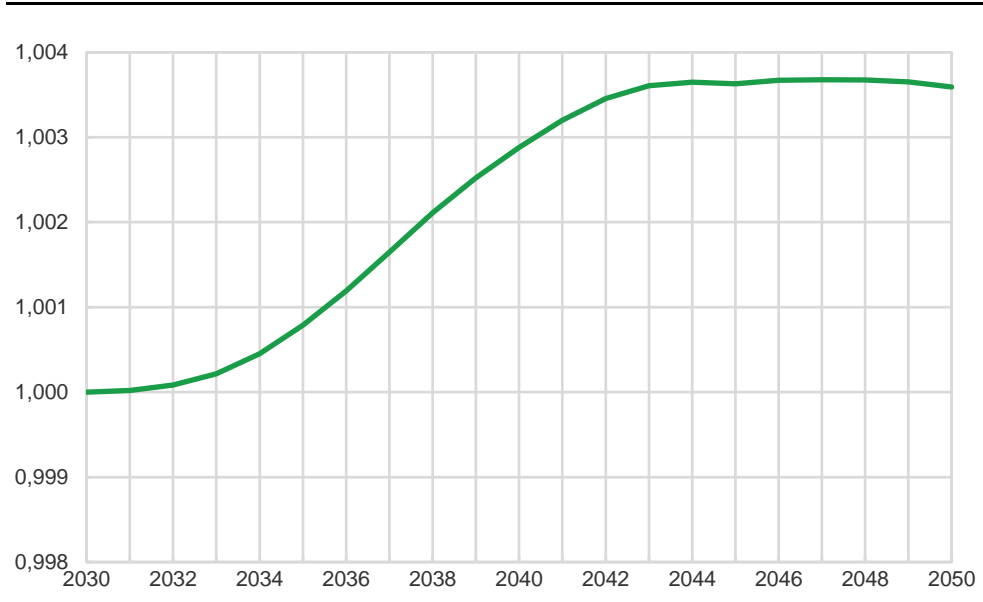
Her skal vi peke på to hovedfaktorer. For det første hvordan pengepolitikken justeres i tråd med målsettingene for sentralbankens rentesetting, noe som bidrar til at kronkursen svekkes. KVARTS anslår at rentenivået gradvis faller med et kvart prosentpoeng fram til 2050 slik figur 3.7 viser. For det andre hvordan lavere aktivitet i økonomien og økt arbeidsløshet gir lavere lønnsnivå relativt til referansebanens, noe som bedrer konkurransevnen, bidrar til faktorsubstitusjon og endringer i faktorbruken som gjør at norsk økonomi blir mindre importavhengig (imports substitusjon).

Figur 3.7 Virkninger på pengemarkedsrenten sammenliknet med referansebanen. Prosent 2030-2050



En forsert oljenedgang gir ifølge KVARTS-modellen en lavere pengemarkedsrente noe som leder til en svakere kronkurs, se figur 3.8. Mens krona mot euro koster vel 10,6 i 2030 i referansebanen og i alternativbanen, svekkes krona med 0,35 prosent fram til 2050 i alternativbanen dvs. at en euro da koster knapt 10,7 kroner. Disse effektene er små, men reflekterer at endringene i økonomien som driver fram den pengepolitiske reaksjonen fra sentralbanken også er beskjedent. En svakere krone motvirker fallet i norsk produksjon og sysselsetting, gir isolert sett høyere inflasjon, men det må til for å unngå at fallet i aktivitet blir enda større. En svakere krone bedrer konkurransevnen og gjør at eksporten fra fastlandsnæringene øker og importandelene i innenlandsk bruk av varer faller i forhold til i referansebanen.

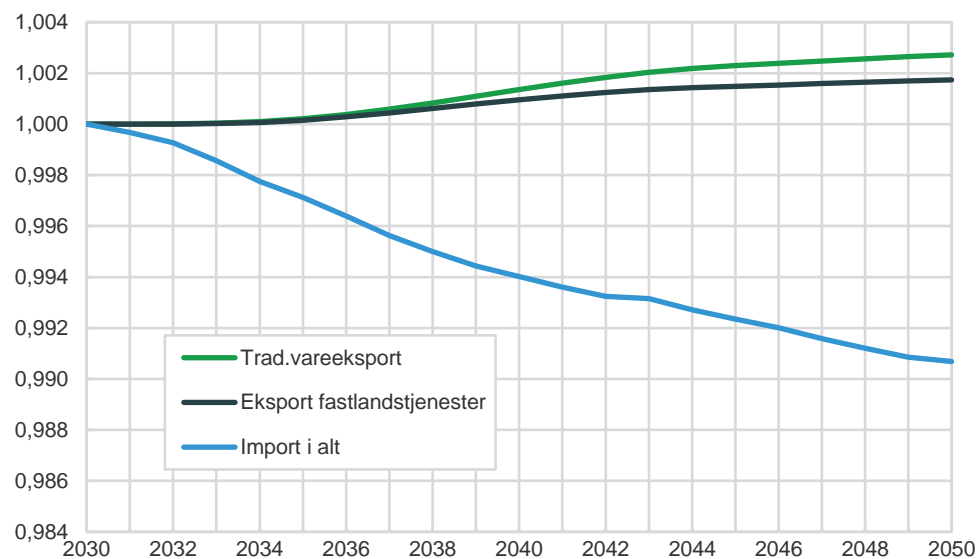
Figur 3.8 Virkninger på nominell kronkurs relativt til referansebanen. Andel 2030-2050



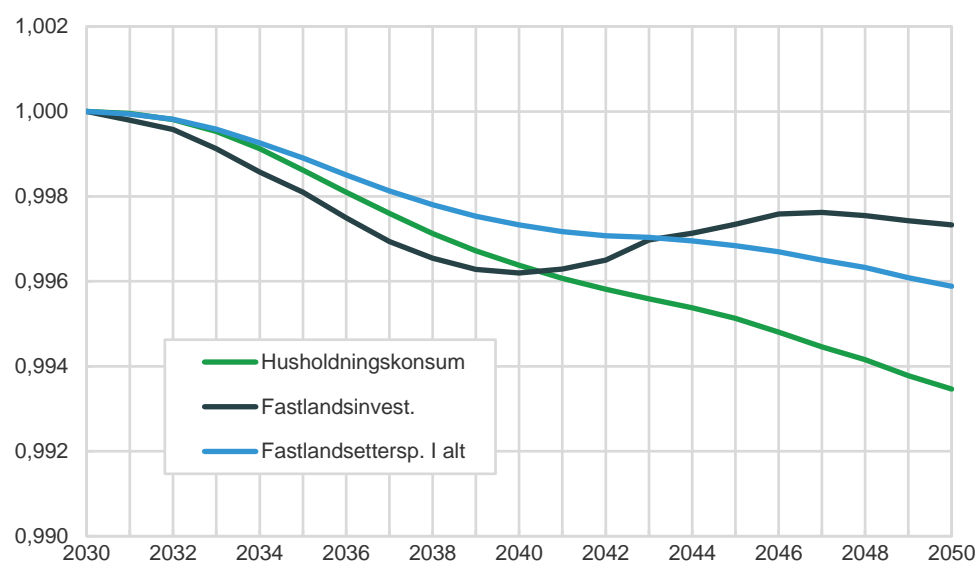
La oss først vise hva som skjer med eksporten fra fastlandsøkonomien i dette alternativet. Etterspørselen fra verdensmarkedet målt ved importen hos Norges handelspartnere endrer seg ikke per forutsetning. Derimot endres relative priser seg målt som norske eksportpriser i forhold til priser på verdensmarkedet i felles valuta. Prisene på de produktene norske eksportører skal konkurrere mot i utlandet

endres heller ikke, men de norske eksportprisene i utenlandsk valuta synker fordi produksjonskostnadene i Norge faller (mål i utenlandsk valuta). Dermed bedres konkurranseevnen for norske bedrifter. Dette har to effekter i modellen. Eksporten av fastlandsvarer og tjenester øker og importen faller mer enn det innenlandsk bruk av varer og tjenester gjør fordi man vrir seg mot norskproduserte produkter. Derfor faller importen mer enn norsk produksjon og etterspørselen fra fastlandsøkonomien. Effektene vises på figur 3.9 og 3.10.

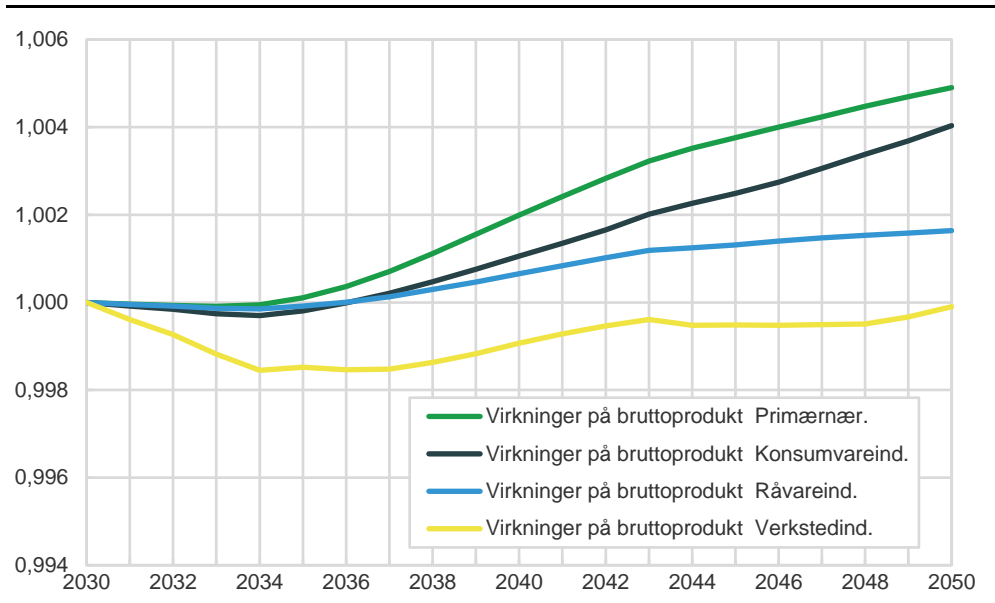
Figur 3.9 Virkning på eksport og import relativt til referansebanen. Andel 2030-2050



Figur 3.10 viser at mens husholdningenes konsum gradvis faller som følge av lavere inntekter i husholdningssektoren drevet fram av lavere reallønn og sysselsetting, flater nedgangen i fastlandsinvesteringene ut. Her spiller dels rentenedgangen en rolle, men også det at nedgangen i fastlandsnæringenes produksjon også flater ut slik vi viste på figur 3.6. Fastlandsetterspørselen faller med 0,4 prosent i 2050, mens importen faller med nesten en prosent ifølge figur 3.9. Samlet gir altså endringer i rente og kronekurs en liten vridning i sammensetningen av etterspørsel og produksjon i retning av at importen faller mer enn etterspørselen og fastlandseksporten øker litt. Dette er med på å dempe nedgangen i produksjonen i fastlandsøkonomien.

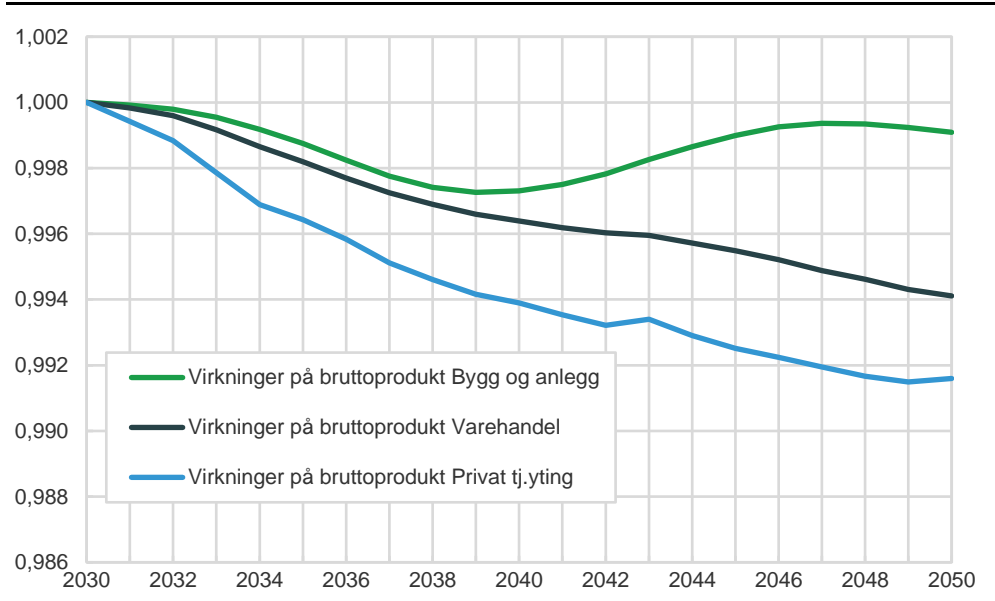
Figur 3.10 Virkning på konsum investering og samlet fastlandsetterspørsel relativt til referansebanen. Andel. 2030-2050

Figur 3.11 viser effekten på bruttoproduktet i fire næringer som alle er i hovedsak konkurranseutsatte næringer. Primærnæringene inneholder skogbruk, fiske og aquakultur som er konkurranseutsatte næringer mens jordbruk ikke er det. Imidlertid er bruttoproduktet i jordbruk klart mindre enn i fiske og aquakultur og sistnevnte er svært eksportorienterte næringer. En svakere kronekurs stimulerer eksporten og produksjon i disse næringene så mye at primærnæringene samlet øker sin produksjon en god del utover på 2040-tallet og bruttoproduktet er om lag en halv prosent høyere i 2050. Også konsumvareindustrien ekspandere og nesten like mye som primærnæringene. Her er eksporten i stor grad bearbeidet fisk. Råvareindustri (metaller, kjemiske råvarer og treforedling) øker produksjonen litt, men ikke fullt så mye som primærnæringene. Grunnen er at her er mer av råvarene importerte og disse kostnadene øker som følge av svakere krone. Utviklingen i Verkstedindustrien som omfatter produksjon av to hovedprodukter (maskiner og metallvarer så vel som bygging av skip og plattformer) er kanskje mest illustrerende for hva som skjer i dette alternativet. Vi ser at i begynnelsen av 2030-tallet faller produksjonen. Det skyldes fallet i petroleumsinvesteringene som henger sammen med stopp i tildeling av nye lisenser. Men mot slutten 2030-tallet snur også her produksjonen, og verdiskapingen målt ved bruttoproduktet når nesten opp igjen til nivået i referansebanen. Dette skyldes igjen at eksporten av verkstedprodukter øker sammenliknet med nivået i referansebanen. I tillegg reduseres importandelen for verkstedprodukter ekskl. skip og plattformer fordi importprisen øker mer enn prisen på slike produkter produsert i Norge. De som etterspør verkstedprodukter, enten det er konsumenter eller bedrifter, vrir kjøpene sine mot norskproduserte varer som er blitt relativt sett billigere. Denne vridningen i forholdet mellom import og norskproduserte varer og tjenester er med på å forklare hvorfor importen samlet går mer ned enn samlet innenlandsk etterspørsel.

Figur 3.11 Virkning på bruttoprodukt i noen næringer relativt til referansebanen. Andel 2030-2050

På figur 3.12 vises utviklingen i Bygg og anlegg samt to store tjenesteytende næringer. Her er det bare negative tall å rapportere. Varehandelen opplever at nedgangen i økonomien samlet sett stort gir den samme prosentvise nedgangen i aktivitet som i fastlandsøkonomien. Det skyldes ikke bare at husholdningenes konsum faller, men mye vareinnsats i bedriftene handles via varehandel og det samme gjelder fastlandseksport. Varehandelen har en tendens til å følge utviklingen i fastlandsøkonomien ganske tett. Annen privat tjenesteyting opplever den største nedgang av de tre næringene på figur 3.12. Det skyldes både den generelle nedgangen i økonomien, men også at mye petroleumrelatert virksomhet knyttet til investeringer og drift produseres i denne næringen.

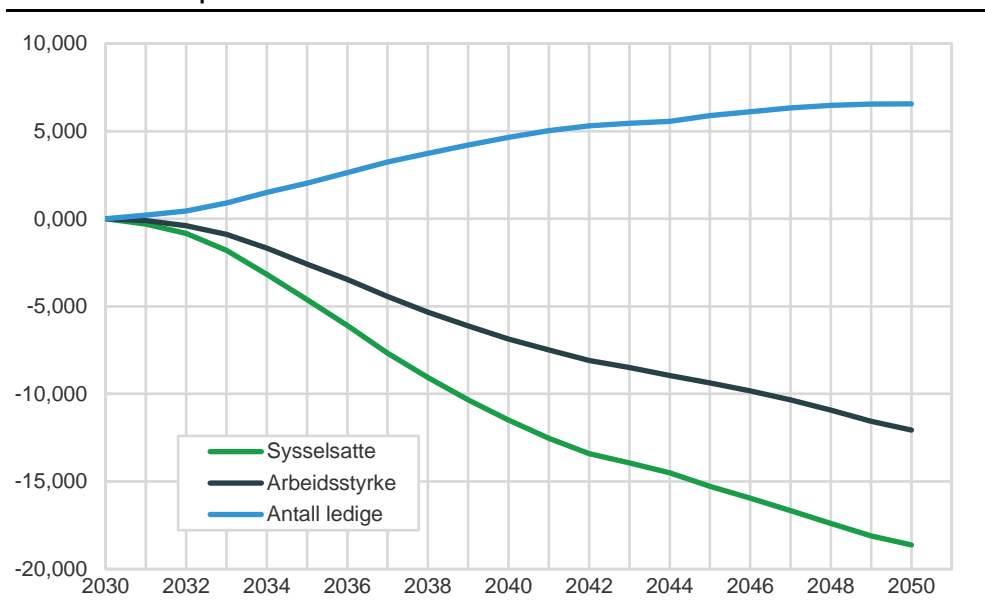
Bruttoproduktet i Bygg og anlegg faller moderat i begynnelsen, og stopper opp når fastlandsinvesteringene flater ut slik vi viste på figur 3.10.

Figur 3.12 Virkning på bruttoprodukt etter næring relativt til referansebanen. Andel 2030-2050

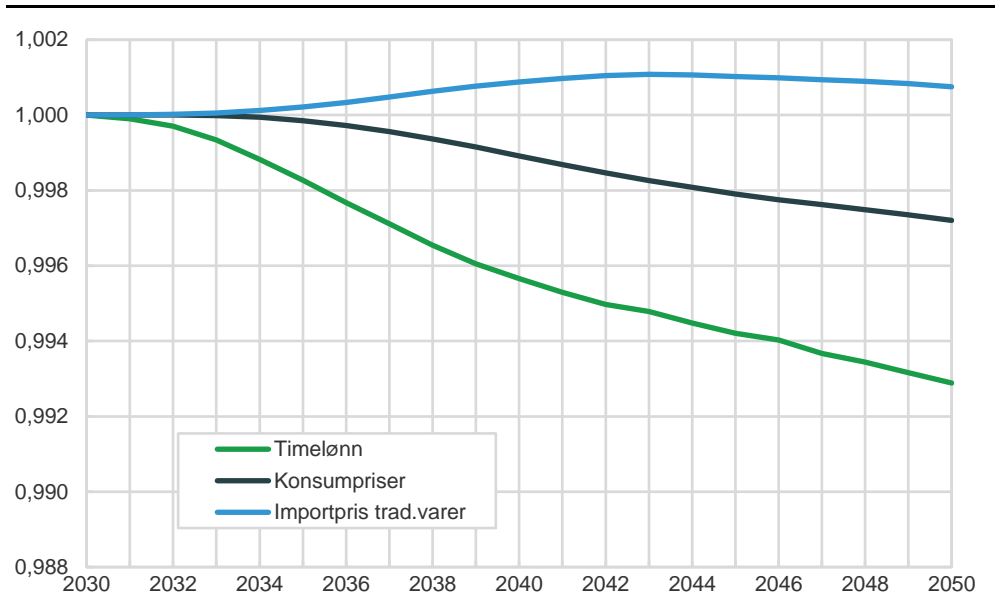
Vi går så over til å se nærmere på arbeidsmarkedet. Lavere økonomisk aktivitet fører til lavere sysselsetting, se figur 3.13. Nedgangen er 11 000 personer i 2040 og nærmere 19 000 i 2050, noe som da utgjør 0,6 prosent av sysselsettingen. Dette er ganske likt utslaget på BNP Fastlands-Norge, og produktiviteten endres derfor i liten grad sammenliknet med nivåene i referansebanen. Den samlede nedgangen i sysselsettingen drives i liten grad av nedgang i sysselsettingen i petroleumsvirksomhet (1 000 personer), og i hovedsak av nedgang i sysselsetting i privat tjenesteyting og bygg og anlegg. Mønsteret følger i stor grad utviklingen i bruttoproduktene som ble vist tidligere.

Lavere sysselsetting gir høyere arbeidsledighet, men denne øker bare med 6 500 personer på det meste, noe som er 0,2 prosent av arbeidsstyrken. Lavere reallønn og høyere ledighet gjør at arbeidsstyrken også faller svakt. Det er kanskje den viktigste årsaken til at ledigheten ikke øker så mye som sysselsettingen faller. Nedgangen i arbeidsstyrken skyldes dels at yrkesandelen etter kjønn og alder faller, men også at en svakere økonomisk utvikling i Norge gir lavere befolkning som følge av lavere nettoinnvandring, jf. Cappelen og Eika (2020). I 2050 er nedgangen i yrkesbefolkningen som følge av lavere innvandring knapt 4 000 personer. Bidraget til lavere arbeidsstyrke er om lag 3 000 av en samlet nedgang på 12 000 personer.

Figur 3.13 Virkning på sysselsatte, arbeidsstyrke og ledighet i forhold til referansebanen. 1000 personer 2030-2050



Med høyere arbeidsledighet faller lønnsnivået litt. Det ser vi av figur 3.14. Den gradvise nedgangen i lønningene gjør at i 2050 er nominell timelønn 0,7 prosent lavere enn i referansebanen. Prisene faller litt mindre noe som følger av en litt svakere kronekurs som bidrar til økte importpriser. Men i løpet av 20 år faller KPI-nivået bare med 0,3 prosent sammenliknet med referansebanens KPI-nivå. Det innebærer at den årlige inflasjonen i alternativbanen er i snitt nesten uendret sammenliknet med referansebanen. Det er derfor at endringen i styringsrenten blir så liten også. Reallønnsnedgangen ender på 0,4 prosentpoeng sammenliknet med reallønnsnivået i referansebanen (som er beregnet til å bli 40 prosent høyere enn nivået i 2020). Nedgangen i reallønn gjør at grunnbeløpet i folketrygden øker mindre slik at også pensjonistene får litt lavere inntekt i denne alternativbanen enn i referansebanen. Men igjen er nedgangen moderat. Imidlertid bidrar nedgangen i kjøpekraft til lønn og pensjoner sammen med nedgang i sysselsettingen at husholdningenes realdisponible inntekter faller litt og forklarer nedgangen i konsumet slik vi viste på figur 3.10.

Figur 3.14 Virkning på konsumpriser, timelønn og importpriser i forhold til referansebanen. Andel. 2030-2050

Hvis vi skal oppsummere effektene i dette alternativet er hovedbildet at de er små; Når BNP Fastlands-Norge bare reduseres med vel en halv prosent og reallønna med litt mindre enn dette over en tjuårsperiode, er det rimelig å kalle effektene for små. Arbeidsledigheten øker med et par tiendedels prosentpoeng på det meste. Det skjer noen næringsomstillinger ved at vareproduserende og eksportorienterte næringer ekspanderer, mens tjenesteytende næringer stort sett vil oppleve en nedgang i produksjonen. Disse resultatene er kvalitativt sett helt i tråd med tradisjonell teori for hollandsk syke; En mindre petroleumssektor forventes å ville føre til den typen næringsomstillinger som vi finner, nemlig en vekst i næringer som er eksportorienterte og en nedgang i mer hjemmemarkedsorienterte næringer.

At effektene ikke er større henger det sammen med tre forhold. Det første er at petroleumsvirksomheten faller en god del også i referansebanen. Det betyr at nedgangen i alternativbanen er relativt beskjeden fordi det er ikke så stor oljesektor igjen i norsk økonomi utover på 2040-tallet. Den andre faktoren som bidrar til små effekter at vi gjennom etableringen av Statens pensjonsfond utland og den finanspolitiske handlingsregelen lang på vei har fjernet effekten av «å bruke oljepenger». Det meste av petroleumssressursene er hentet opp og plassert i fondet og lite blir borte gjennom politikken med fysisk stenging av uåpnede områder. For det tredje bidrar en litt svakere kronekurs og lavere realrente etter skatt til omstillinger ved at ressurser som tidligere var direkte og indirekte knyttet til petroleumsvirksomheten får en annen anvendelse i økonomien.

Vi skal imidlertid avslutningsvis i dette kapitlet omtale betydningen av en modell-egenskap i KVARTS som vi har fjernet i analysen over og det er effekten av petroleumsvirksomheten på kronekursen. I valutakursmodellen vi har brukt er det kun kortsiktige effekter på kronekursen av prisen på råolje. I en variant av KVARTS er det også langsiktige effekter av oljeinntekter på kronekursen. I en slik modellversjon ville kronekursen ha blitt svekket en del mer som følge av en raskere nedbygging av petroleumssektoren. Dette gir en større konkurransevneforbedring enn vi har vist her, noe som demper nedgangen ytterligere. En slik modifikasjon av modellen gir følgende effekter sammenliknet med det vi hittil har beskrevet:

- Kronekursen svekkes med hele 7 prosent nominelt i 2050.

- Reallønn faller bare med et kvart prosentpoeng i 2050, dvs. nesten halvparten så mye som beskrevet over.
- Arbeidsledigheten øker mindre bare vel 0,1 prosentpoeng.
- Fallet i BNP Fastlands-Norge stopper helt opp og flater ut på 0,3 prosent og fortsetter ikke som vist på figur 3.6.
- Statens pensjonsfond utland regnet som andel av nominelt BNP for Fastlands-Norge endres fortsatt lite, men øker slik at det oljekorrigerede budsjettunderskuddet som er knapt 2,95 prosent av fondet i 2050 i referansebanen, se figur 3.5, blir 2,8 prosent i dette alternativet fordi verdien av fondet øker så mye i norske kroner.

Disse momentene viser at en beregning med en større «oljeeffekt» i valutakurslikningen enn vi har lagt til grunn, gir et enda mindre negativt utslag i makroberegningen. Likevel er bidraget ikke så ulikt at vi synes det er rimelig å endre på konklusjonene vi har trukket. En forsert fysisk nedstenging i tråd med de forutsetningene vi har gjort om hva det vil ha å si for petroleumsaktiviteten, har små økonomiske effekter i et lengre perspektiv.

4. Økonomiske effekter av en kombinasjon av fysiske og økonomiske tiltak overfor petroleumsvirksomheten

I dette kapitlet analyseres en norsk petroleumspolitik som kombinerer fysiske begrensninger i politikken med innstramninger i oljeselskapenes økonomiske rammevilkår. Hovedtrekkene i tiltakene i dette alternativet er at det fortsatt er full stopp i tildeling av nye lisenser gjennom de nummererte konsesjonsrundene fra og med 2022. I tillegg er TFO-ordningen noe innskrenket, men det er fortsatt åpent for aktivitet i eksisterende lisenser. Dessuten iverksettes en avvikling av leterefusjonsordninger, friinntekten fjernes og det samme skjer med særavskrivningsordning på 6 år. CO₂-avgiften og kvoteprisen økes gradvis til 1 500 kroner tonnet i 2030. Alle disse økonomiske tiltakene starter i 2022 for investeringer som ikke dekkes av skattetilpakken vedtatt i juni i 2020. Andelen slike investeringer vil gradvis øke i årene etter 2022 og investeringer med skattepakkevilkår vil gradvis fases ned og helt ut rundt 2028. For enkelhets skyld har vi derfor valgt å la de gunstige vilkårene i skattepakken gjelde fram til og med 2024 mens vi starter dette kombinasjonsalternativet i 2025.

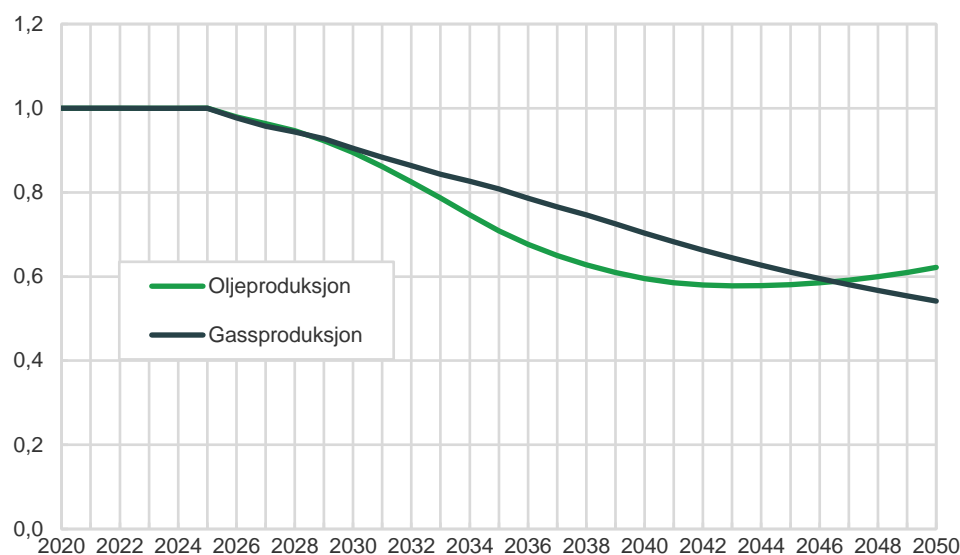
KVARTS inneholder ingen modell for produksjon og investeringer i norsk petroleumsvirksomhet. Modellbrukeren må angi både produksjonen i tonn oljeekvivalenter for råolje og naturgass og ressursbruken i utvinningssektoren. For å kunne analysere problemstillingen i dette alternativet må vi derfor bruke en modell eller et analytisk-empirisk redskap hvor de økonomiske virkemidlene overfor petroleumsvirksomheten er spesifisert i rimelig detalj. I SSB ble det tidlig på 2000-tallet utviklet en slik modell som kalles FRISBEE, se Vedlegg B for nærmere omtale og hvordan vi har brukt modellen i dette prosjektet. Med utgangspunkt i denne modellen har vi anslått hvordan investeringer og produksjon på norsk sokkel endres fra 2020 til 2050 som følge av de tiltakene vi har spesifisert. Beskrivelsen av ressursituasjonen på norsk sokkel er ikke helt oppdatert i den versjonen av FRISBEE som har vært tilgjengelig for dette prosjektet. En slik oppdatering er under utarbeiding, men denne modellversjonen vil først være tilgjengelig neste år. Vi har derfor valgt å bruke FRISBEE-modellens marginalegenskaper i dette prosjektet og ikke nivåegenskapene som i større grad preges av et ikke oppdatert ressursanslag. Også marginalegenskapene i FRISBEE er påvirket av et ikke oppdatert ressursgrunnlag, men i langt mindre grad enn totalegenskapene. Vi går først gjennom effektene av de ulike tiltakene i kapittel 4.1 før vi viser fram de makroøkonomiske effektene i kapittel 4.2. Kapittel 4.3 ser på et alternativ hvor finanspolitikken strammes noe inn for at handlingsregelen skal oppfylles.

4.1. Effekter på investeringer og produksjon på norsk sokkel ved både fysiske og økonomiske tiltak

I det følgende viser vi våre anslag på olje- og gassproduksjonen er i det alternativet hvor vi kombinerer økonomiske og fysiske tiltak sammenliknet med utviklingen i alternativet med bare fysiske tiltak slik det er beskrevet i kapittel 3.

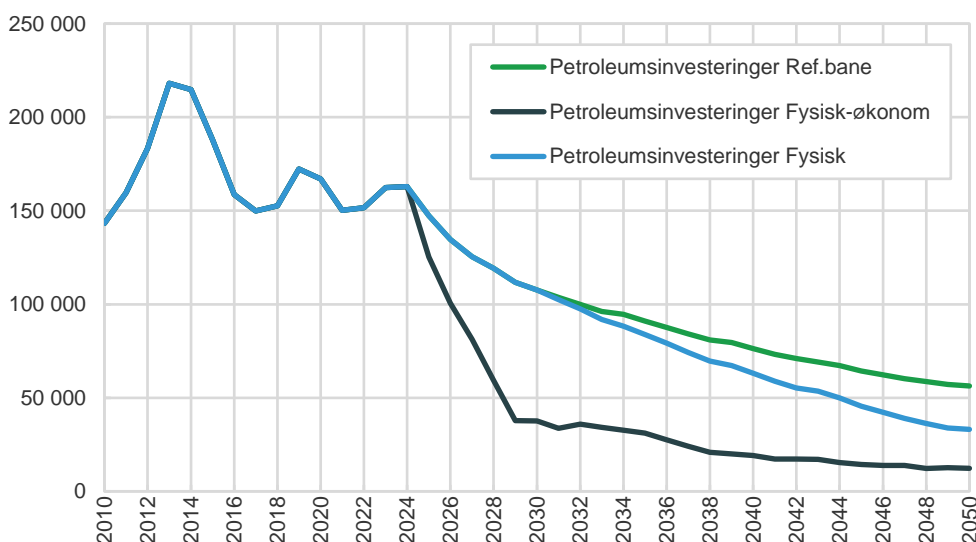
På figur 4.1 vises utviklingen i utvinning av råolje og naturgass sammenliknet med alternativet i forrige bane. Som vi ser av figuren, starter nå nedgangen allerede i 2025 fordi de økonomiske tiltakene svekker insentivene til å drive utvinning på eksisterende felt. Etter hvert blir effekten på særlig gassproduksjon ganske stor, men produksjonen av råolje er noe mindre berørt særlig på 2040-tallet.

Figur 4.1 Virkning på olje og gassproduksjon i banen med både fysiske og økonomiske tiltak sammenliknet med alternativbanen med bare fysiske tiltak. 2020-2050



De investeringene som skal til for å realisere produksjonsutviklingen i figur 4.1 er vist på figur 4.2. Her viser vi for sammenlikningens skyld også investeringsbanene i referansebanen og det fysiske alternativet beskrevet i kapittel 3. I det alternativet hvor vi kombinerer økonomiske og fysiske tiltak skjer endringene allerede fra og med 2025 da nye skatte- og avskrivningsregler implementeres. Sammen liknet med utviklingen i investeringene i referansebanen blir det et stort investeringsfall ifølge beregningene med FRISBEE. Vi har på en ad hoc måte glattet investeringsbanen sammenliknet med anslagene fra modellen fordi FRISBEE ikke legger hovedvekten på å beskrive år til år bevegelsene, men tilpasningen sett over en litt lengre periode.

Figur 4.2 Virkning på petroleumsinvesteringene i ulike scenarier. Millioner 2017-kroner. 2020-50

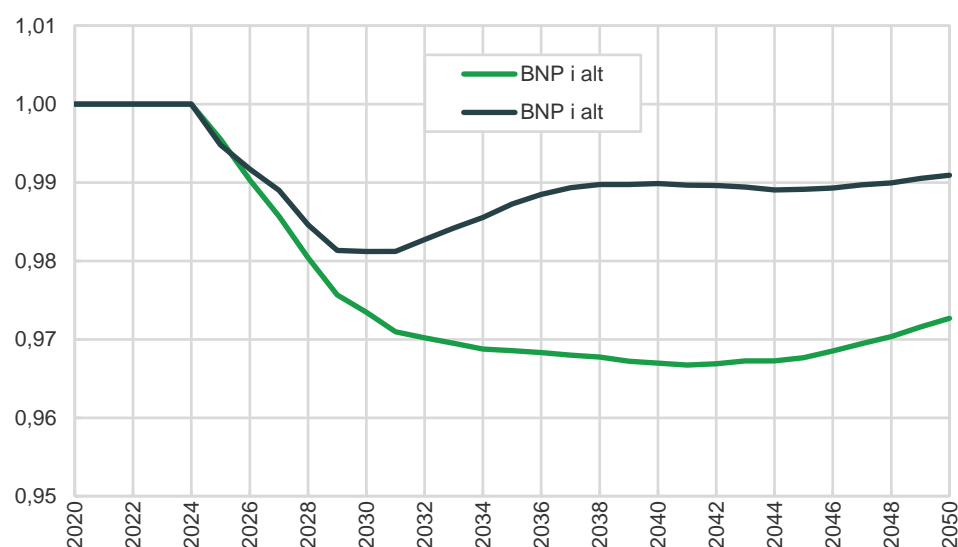


Som vi gjorde rede for i beskrivelsen av det det fysiske alternativet, er endringer i sysselsetting og annen vareinnsats knyttet proporsjonalt til endringer i samlet produksjon av petroleum. Vi går ikke nærmere inn på dette, men går over til å analysere de makroøkonomiske effektene.

4.2. Makroøkonomiske effekter av fysiske og økonomiske tiltak overfor petroleumsvirksomheten uten finanspolitiske justeringer

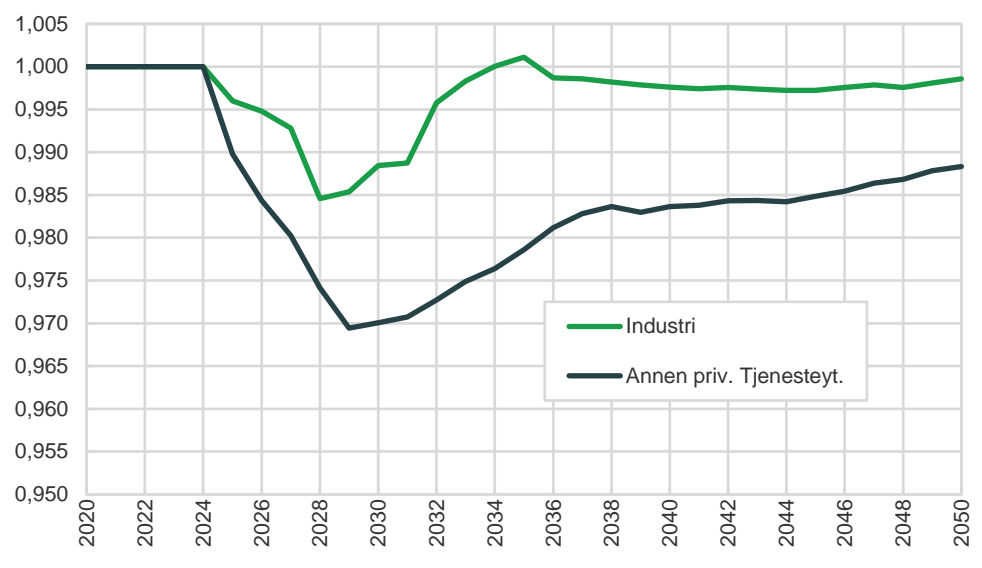
Nedgangen i petroleumsinvesteringene er nå anslått til å bli betydelig sammenliknet med begge de foregående alternativene, se figur 4.2. I 2029 da nedgangen er anslått til å være størst, er den på vel 70 milliarder kroner i 2017 priser som utgjør om lag 2 prosent av BNP Fastlands-Norge. Ut fra standard beregninger hvor vi bare tar hensyn til effekter via kryssløpet og import tilsier dette alene en nedgang i fastlandsproduksjonen på 1,0 prosent. Den samlede nedgangen anslås til 1,9 prosent i forhold til referansebanens anslag for BNP Fastlands-Norge slik at de indirekte makroeffektene er 0,9 prosentpoeng utover de rene kryssløpseffektene, jf. figur 4.3.. Fra 2032 avtar effektene igjen og holder seg rundt 1 prosent fra 2037 til 2050 i BNP-Fastlands-Norge. Vi kommer tilbake til hvorfor i mer detalj senere, men et viktig moment ligger i forutsetningene som vist på figur 4.2. Investeringsnedgangen blir gradvis mindre fra 2030 til 2050 regnet i forhold til størrelsen på norsk økonomi eksklusive petroleumsnæringen. Effekten på samlet BNP er imidlertid langt høyere fordi petroleumsvirksomheten blir så mye lavere. Dette vises på figur 4.3. Vi kan imidlertid merke oss at BNP i alt gradvis vender tilbake til nivået i referansebanen noe som skyldes at også i den banen faller samlet BNP mye pga. nedgangen i petroleumsutvinningen. Betydningen av fallet blir derfor relativt sett mindre over tid også i denne alternativbanen hvor vi inkluderer økonomiske tiltak for å begrense utvinningen.

Figur 4.3 Virkning på BNP og BNP Fastlands-Norge i forhold til referansebanen. Andel 2020-50



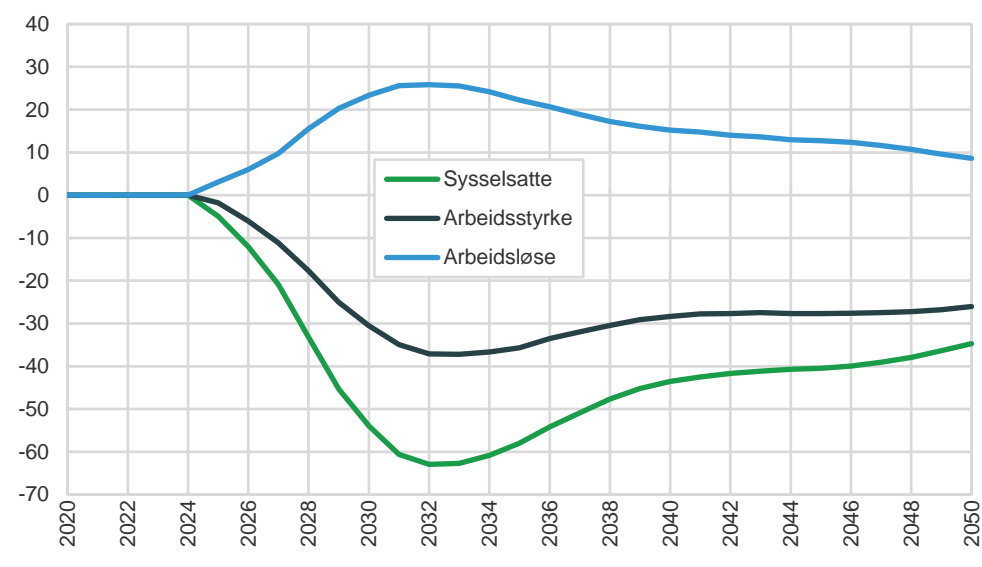
Figur 4.4. viser effektene på bruttoproduktet (regnet i basisverdi) i to hovedgrupper av næringer i fastlandsøkonomien. Vi ser at utviklingen i privat tjenesteyting er negativ i hele beregningsperioden. Det er en viss gjeninnhenting etter det sterke investeringsfallet på 2020-tallet fram til slutten 2030-tallet. Deretter henter denne tjenesteytende sektoren seg bare sakte inn og bruttoproduktet er vel en prosent lavere enn i referansebanen i 2050. For industrien er det også et fall i produksjonen som skyldes nedgang i Verktedindustrien, men som følge av et svakere arbeidsmarked og en bedring av den kostnadmessige konkurranseevnen snur nedgangen. Sammen med at det absolutte investeringsfallet avtar, vender bruttoproduktet i industrien om lag tilbake til nivået i referansebanen. Kvalitativt er dette akkurat det samme som vi så i det forrige skiftet og som er vist på figur 3.10.

Figur 4.4 Virkning på bruttoprodukt i industri og privat tjenesteyting i forhold til referansebanen. Andel 2020-50



Når etterspørsel og produksjon faller, reduserer bedriftene bruken av innsatsfaktorer herunder antall sysselsatte. Figur 4.5 viser at antall sysselsatte faller på det meste med vel 60 000 personer, noe som er nær 2 prosent av sysselsettingen i 2031 i referansebanen. Under halvparten av nedgangen i sysselsatte personer blir motsvart av en økning i ledighet og vel halvparten av sysselsetningsnedgangen kommer som nedgang i arbeidsstyrken. Ledighetsraten øker med knapt ett prosentpoeng på det meste, men økningen avtar gradvis og ender på om lag 1/3 prosentpoeng i 2050. Arbeidsstyrken går ned både som følge av lavere innvandring og en reduksjon i yrkesdeltaking blant gjenværende 15-74 åringer. Nedgangen i innvandringen gjør at befolkningen i aldersgruppen 15-74 år synker med 17 000 personer (og av disse er om lag 13 000 sysselsatte i referansebanen), mens nedgang i yrkesdeltakingen bidrar med om lag 14 000 lavere arbeidsstyrke som til sammen gir en nedgang i arbeidsstyrken på knapt 30 000 som vist på figur 4.5.

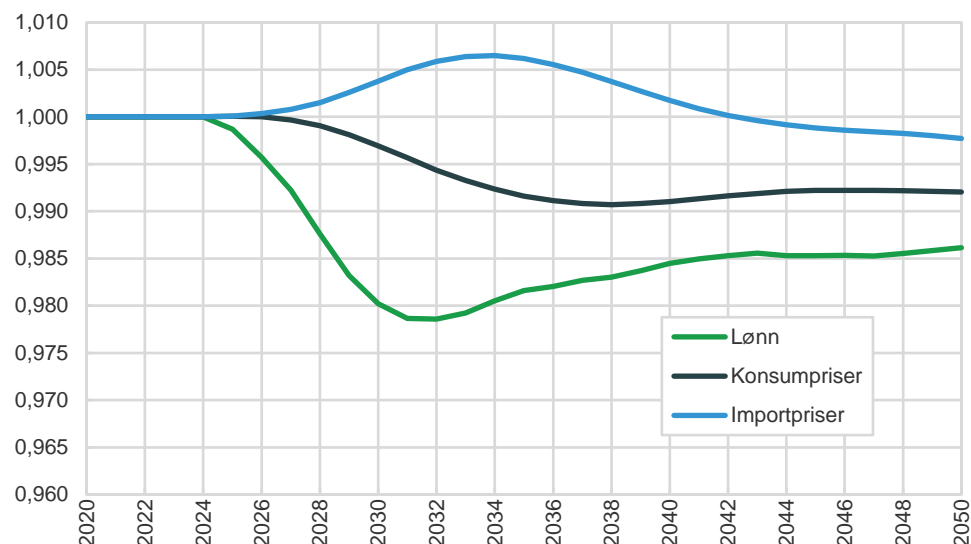
Figur 4.5 Virkninger i arbeidsmarkedet i forhold til referansebanen. 1000 personer. 2020-50



Forverringen i arbeidsmarkedet fører til lavere lønn, som så leder til lavere kostnader og priser. Dette vises på figur 4.6. Her framgår det at lønningene faller

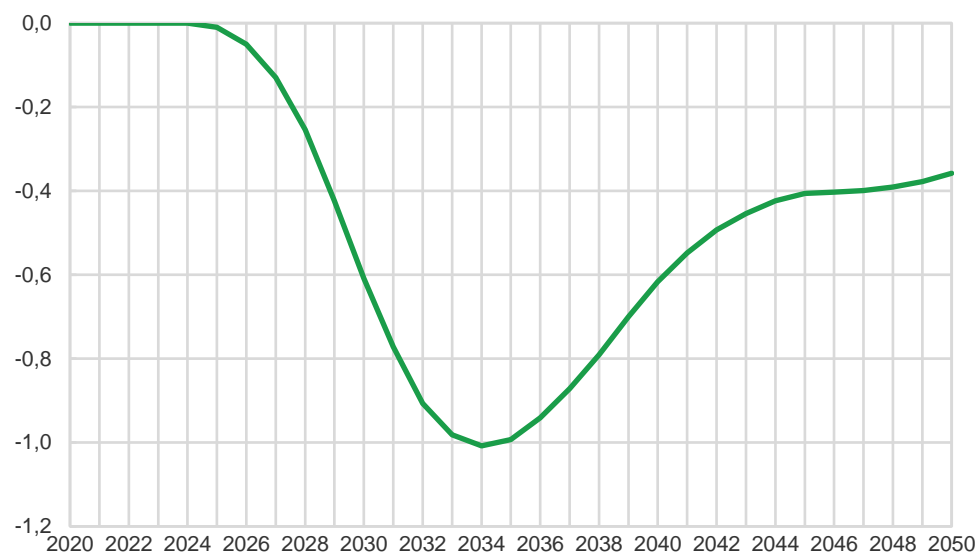
merkbart i begynnelsen av alternativbanen og er på det meste over 2 prosentpoeng lavere enn i referansebanen. Sammenlikner vi med økningen i arbeidsløsheten ser vi at nedgangen i lønn nesten er et speilbilde av økningen i ledigheten. Med lavere lønninger faller kostnadene isolert sett, men samtidig øker også importprisene som følge av en svakere kronekurs som igjen skyldes lavere renter i Norge. Konsumprisene faller derfor klart mindre enn kostnadene slik at reallønna på det meste faller med over ett prosentpoeng sammenliknet med referansebanen. På lang sikt faller reallønna bare med vel et halvt prosentpoeng.

Figur 4.6 Virkninger på lønn og konsumpriser i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050



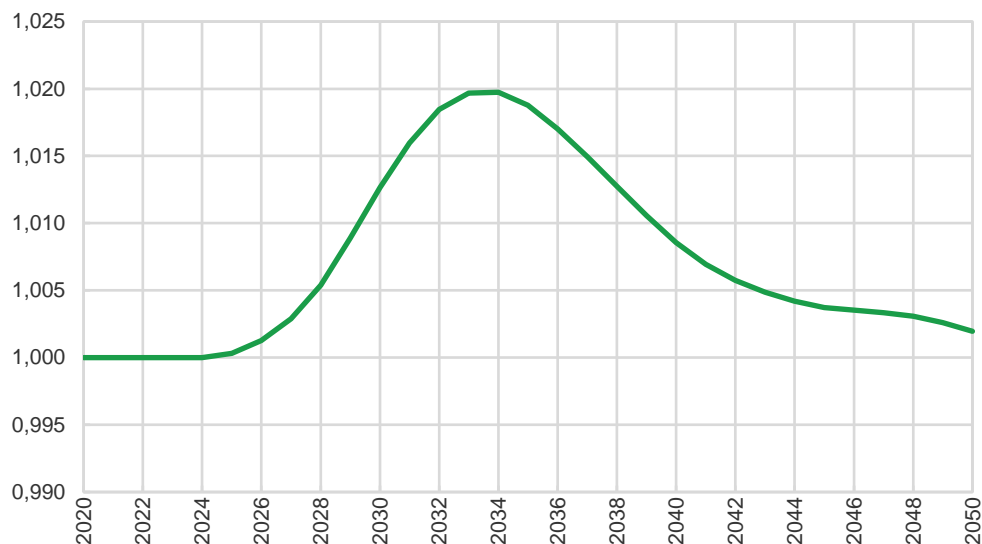
Med økt ledighet vil Norges Bank senke styringsrenta. Responsen er vist på figur 4.7. Det framgår hvordan renteresponsen matcher økningen i ledighet og lavere nominell lønn som bidrar til lavere konsumpriser. Men når nedgangen i konsumprisene gradvis dempes, noe som betyr at inflasjonen ikke avviker mye fra referansebanens, normaliseres rentenivået. Dette forsterkes av at økningen i ledigheten også dempes utover på 2030-tallet.

Figur 4.7 Virkninger på pengemarkedsrenta i forhold til referansebanen. Prosentpoeng. 2020-2050

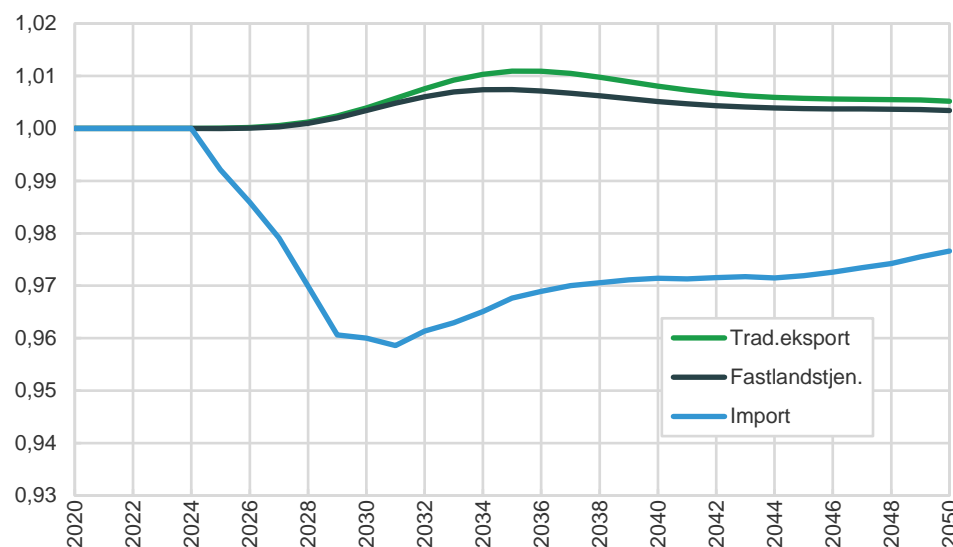


Lavere inflasjon i Norge sammen med lavere pengemarkedsrenter bidrar til at kronkursen svekkes. Dette vises på figur 4.8. Igjen er bølgebevegelsen knyttet til renteresponsen slik at kronesvekkelsen på lang sikt er ganske beskjeden. Det innebærer at den betydelige kostnadsforbedringen som skjer når kronkursen er svak på begynnelsen av 2030-tallet samtidig med at lønningene da også er sunket en del, gradvis dempes. I 2050 er lønnskostnader i industrien per produsert enhet regnet i felles valuta om lag 1,5 prosentpoeng lavere enn i referansebanen.

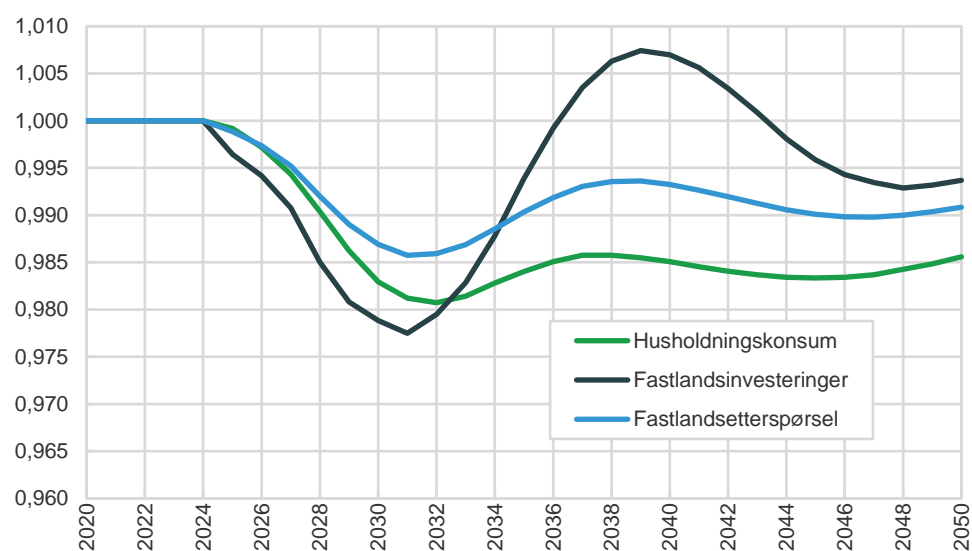
Figur 4.8 Virkninger på kronkursen i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050



En bedre kostnadsmessig konkurransevne øker eksporten av andre produkter enn olje og gass. Effektene er her kvalitativt akkurat de samme som i det forrige alternativet med bare fysiske begrensninger i tildeling av arealer. Effektene er ganske beskjedne på lang sikt noe som reflekterer at kronkursen nesten vender tilbake til nivået i referansebanen slik at det er nedgangen i lønnsnivået som bidrar mest til eksportøkningen på lang sikt. Det samme gjelder for så vidt også effekten på importen, men her spiller nedgangen i petroleumsinvesteringene en stor rolle særlig fram til begynnelsen på 2030-tallet. Men også investeringsnedgangen på lang sikt bidrar. Når importen ikke faller mer enn vist på figur 4.9, henger det også sammen med at etterspørselen fra fastlandsøkonomien ikke faller mer enn med en prosent sammenliknet med referansebanens nivå på lang sikt, se figur 4.10.

Figur 4.9 Virkninger på eksport og import i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050

Lavere realinntekter i norsk økonomi og nedgangen i reallønn og sysselsetting bidrar til lavere konsum i husholdningene. Merk at vi så langt har holdt konsum og investeringer i offentlig forvaltning uendret. På figur 4.10 vises også investeringene i fastlandsøkonomien hvor det er en markant sykkel i investeringsresponsen i fastlandsøkonomien. Denne drives av tilpasningene til endret kapitalbehov i økonomien når aktiviteten på lang sikt er lavere, men skyldes også renteutviklingen som vist på figur 4.7. Den store rentenedgangen bidrar til at investeringsnedgangen snur til oppgang for så å flate mer ut på lang sikt når rentenedgangen dempes og det langsiktige fallet i aktivitet sørger for å dempe behovet for kapital og dermed investeringer.

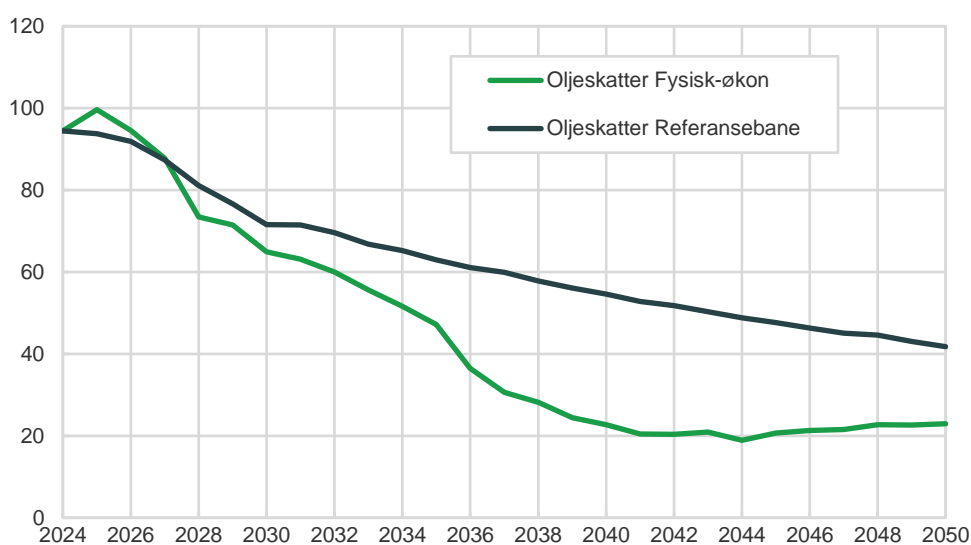
Figur 4.10 Virkninger på konsum og investeringer i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050

I dette alternativet opplever staten en markert nedgang i skatteproveny fra petroleumsvirksomheten sammenliknet med nivået i referansebanen. Dette vises på figur 4.11. Effektene på provenyet er anslått via FRISBEE-modellen. I 2025 og et par år er skattene høyere fordi skattesystemet er blitt skjerpet, men etter hvert som utvinningen av olje og gass blir merkbart lavere i dette alternativet sammenliknet

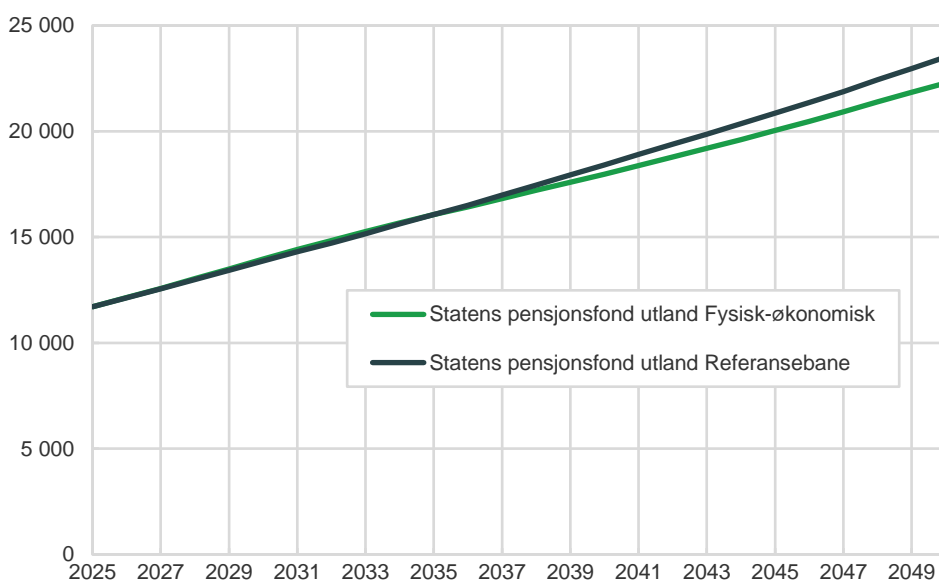
med nivået i referansebanen og det fysiske alternativet, blir provenyngedgangen stor. Dette fører til at mindre penger blir investert i pensjonsfondet i utlandet.

Figur 4.12 viser utviklingen i Statens pensjonsfond utland i referansebanen og i denne alternativbanen med fysisk-økonomiske tiltak. Effekten av skatteøkningene framkommer ved at fondet øker litt i begynnelsen før nedgangen i produksjonen gjør at fondet faller merkbart og ender vel 1 000 mrd. kroner lavere i 2050 regnet i løpende kroner. I forhold til BNP i løpende priser er fondet høyere i alternativbanen fram til 2040 da fondet er 2,63 ganger i begge banene før fondet holder seg noe bedre oppe i referansebanen og ender på 2,38 ganger BNP i løpende priser mot 2,34 i alternativbanen. Disse forskjellene må man kunne si er ganske moderate. De skyldes for det første at svært mye av de opprinnelige petroleumssressursene allerede er utvunnet og plassert i fondet og at forskjellene i investeringene i fondet som følger av figur 4.11 ikke er store relativt sett.

Figur 4.11 Nivået på petroleumsskatter i fysisk-økonomisk alternativ og i referansebanen. Milliarder kroner løpende priser. 2024-2050

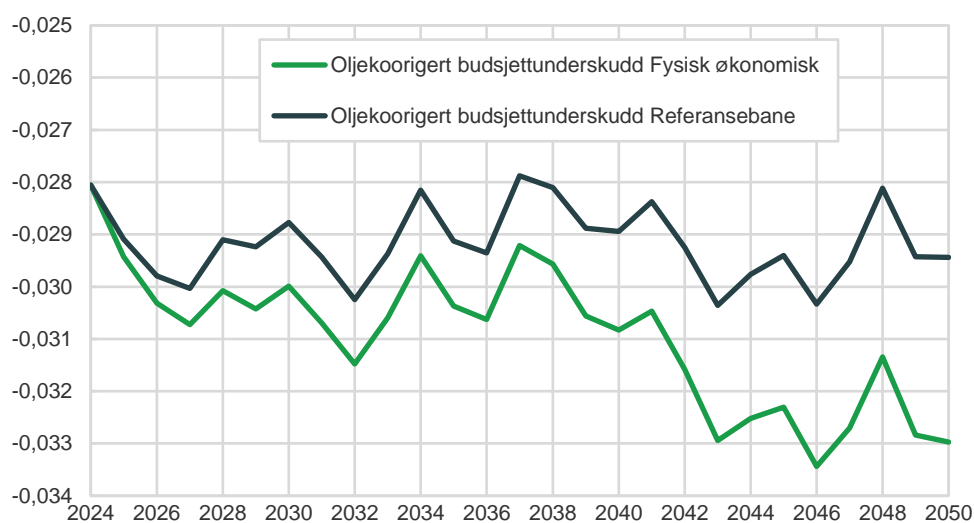


Figur 4.12 Nivået på Statens pensjonsfond utlandet i fysisk-økonomisk alternativ og i referansebanen. Milliarder kroner løpende priser. 2025-2050



I tillegg til at handlingsrommet for bruk av avkastningen av pensjonsfondet blir redusert, fører nedgangen i økonomien til økt budsjettunderskudd. Noe av dette er greit fordi med høyere ledighet tilsier en strukturell justering av det løpende oljekorrigerede underskuddet kan være større enn 3 prosent av fondet, se figur 4.13. Imidlertid er det ikke rimelig å legge til grunn en langsiktig justering av budsjettet som tilsier at det ujusterte budsjettet skal kunne være så negativt som vist på figur 4.13. Det er derfor rimelig å anta at myndighetene ville stramme inn i finanspolitikken på et eller annet tidspunkt i dette alternativet. Ser man på den nederste kurven på figur 4.13 er det fra om lag 2040 at underskuddet avviker så klart fra 3 prosentregelen at det er rimelig å justere finanspolitikken. Dette henger igjen sammen med den styrkingen av valutakursen som skjer fra om lag midt på 2030-tallet og fram til begynnelsen av 2040-tallet. Den styrkingen gjør at fondets verdi i norske kroner synker isolert sett og gjør handlingsrommet i budsjettpolitikken mindre.

Figur 4.13 Oljekorrigert budsjettbalanse som andel av statens pensjonsfond utland. Fysisk-økonomisk alternativ og i referansebane. Løpende priser. 2025-2050



Selv om Norge innførte en handlingsregel for finanspolitikk i 2001, er ikke denne regelen formulert slik at vi kan si hvordan en innstramming i finanspolitikken skal gjennomføres. Det skyldes ulike politiske prioriteringer. Var handlingsregelen utformet for spesifikt, ville den neppe ha fått tilslutning politisk og dessuten ikke vært like hensiktsmessig over tid. I neste kapittel illustreres en måte å sikre at budsjettbalansen oppfyller handlingsregelen

4.3. Fysisk-økonomisk alternativ med innstramming i finanspolitikken

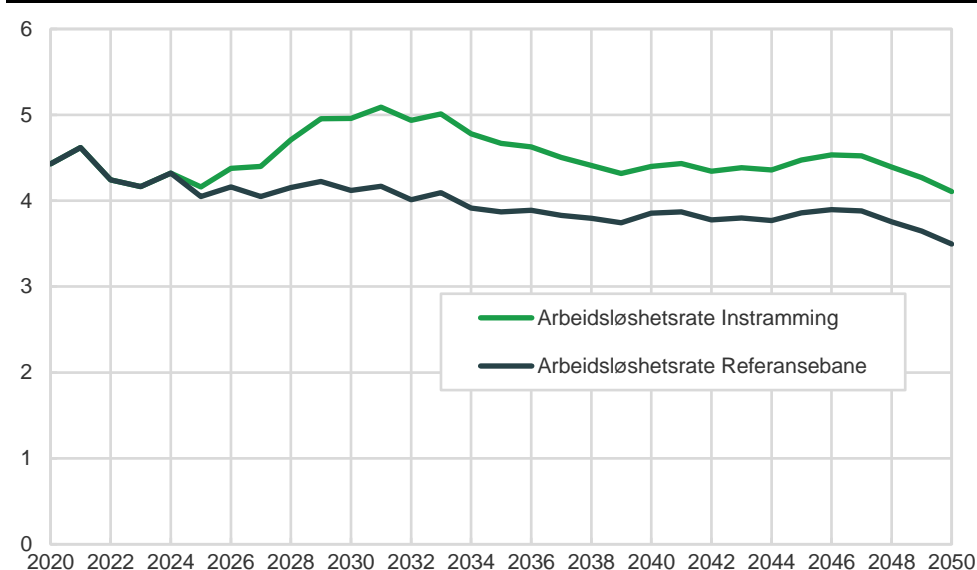
For å illustrere en mulig måte å oppnå budsjettkravet som følger av handlingsregelen, har vi justert ned utgiftene på statsbudsjettet i en alternativbane. Vi gjør dette fra og med 2040 ved å redusere veksten i sivilstatlig konsum slik at handlingsregelen blir oppfylt. Det oljekorrigerede budsjettunderskuddet blir da 3,0 prosent som snitt over hele 2040-tallet, og ikke som vist på figur 4.13 hvor det er 3,2 prosent. Denne politikken har store effekter i arbeidsmarkedet og på økonomien ellers sammenliknet med andre innstrammingspolitikker. Vi har valgt dette fordi det er enkelt å simulere og for å spile ut mulighetsrommet for effektene.

Redusert etterspørsel i økonomien fører til høyere ledighet. I 2050 er ledigheten økt med knapt 10 000 personer sammenliknet med det fysisk-økonomiske alternativet

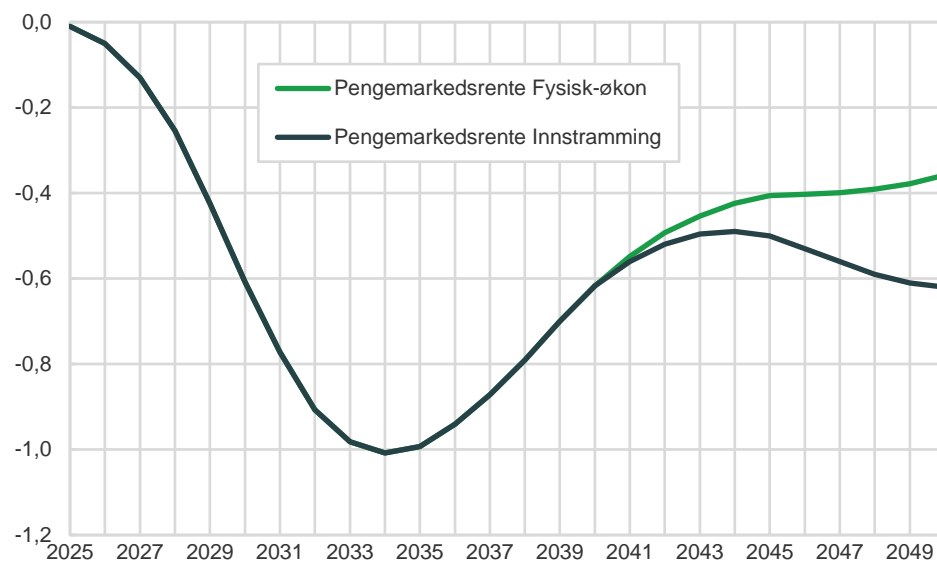
uten finanspolitisk innstramming. Nivået på arbeidsledigheten er da 4,1 prosent av arbeidsstyrken mot bare 3,5 i referansebanen. Dette er vist på figur 4.14. Fra figuren ser vi at ledigheten øker særlig mye fram til begynnelsen på 2030-tallet hvor ledigheten er nesten ett prosentpoeng høyere enn i referansebanen. Dette er det samme som tallene i figur 4.5. Nedgangen i ledighet fram til 2040 er også lik, men så flater nedgangen mer ut i banen med innstramming i finanspolitikken enn hva tallene på figur 4.5 innebærer. Avviket mellom ledighetsraten i referansebanen og i alternativbanen med innstramming blir 0,6 prosentpoeng på hele 2040-tallet.

Når ledigheten blir liggende på et høyere nivå, vil sentralbankens normale respons være at styringsrenta blir lavere for å bidra til stabilisering av produksjon og sysselsetting. Sentralbanken vil avveie dette hensynet opp mot målet om å holde inflasjonen nær målet på 2 prosent. Lavere rente vil normalt føre til svakere kronkurs som igjen bidrar til å øke inflasjonen. På den annen side vil økt ledighet redusere lønningene over tid, noe som demper inflasjonen.

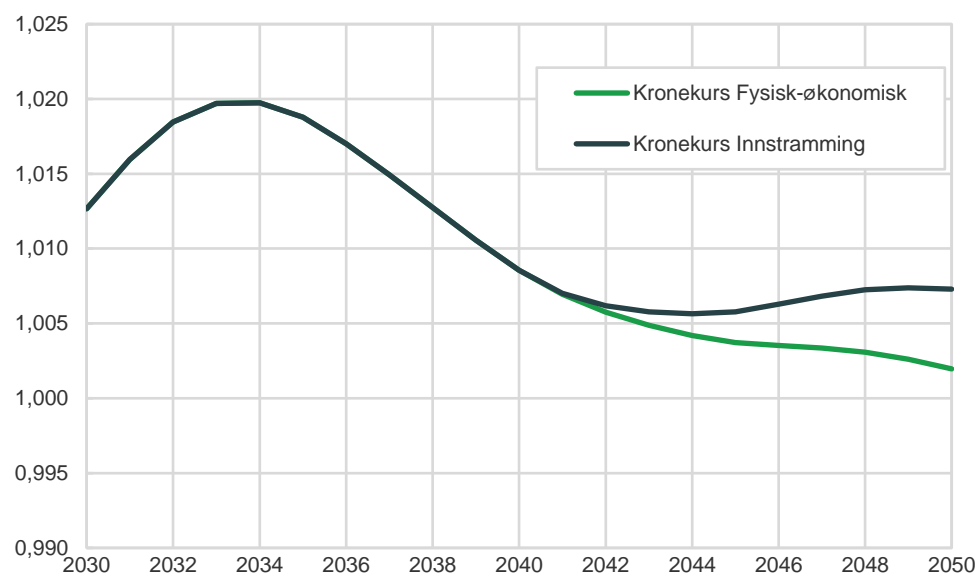
Figur 4.14 Ledighetsraten i referansebanen og i alternativ med innstramming i finanspolitikken. Prosent. 2020-2050



På figur 4.15 vises pengemarkedsrenta i referansebanen og i alternativet med finanspolitisk innstramming. Det framgår at renta blir værende på et lavere nivå i denne banen med innstramming i finanspolitikken. Lavere renter bidrar for øvrig til at utgiftene i kommuneøkonomien blir mindre og lavere lønninger reduserer også de kommunale utgiftene mens nedgangen i økonomien reduserer skatteinngangen. Vi har justert de statlige overføringene til kommunene slik at budsjettbalansen som andel av kommunale utgifter er om lag den samme som i referansebanen.

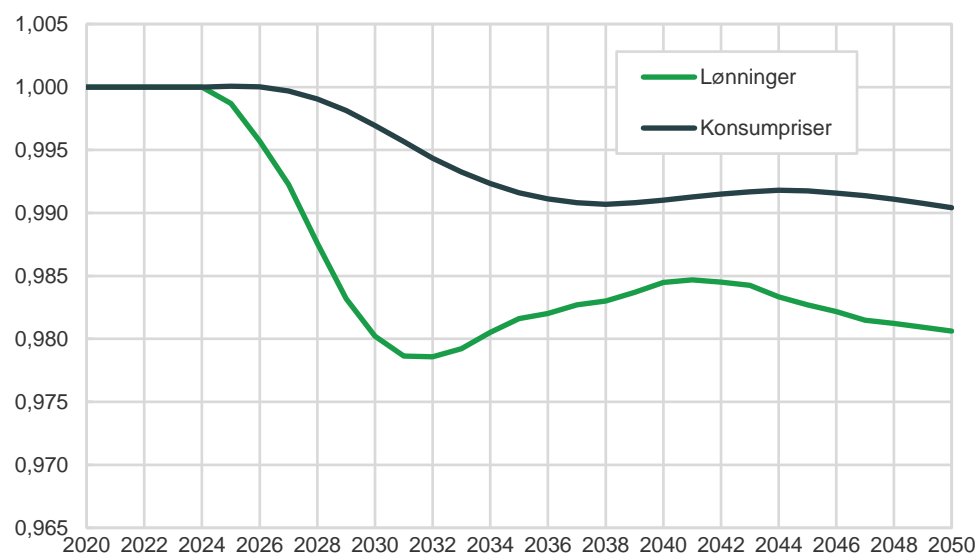
Figur 4.15 Virkninger på pengemarkedsrenta i forhold til referansebanen med og uten innstramming i finanspolitikken. Prosentpoeng. 2025-2050

Med lavere kostnadsnivå og lavere renter, svekkes kronkursen. Det gir større omstillinger i retning av økt eksport mv. som vi kommer tilbake til. Men det bidrar også til å oppnå budsjettkravet i handlingsregelen ettersom verdien av fondet norske kroner øker som følge av omvurderinger. I tillegg vil investeringene i fondet isolert sett øke når petroleumsskattene i norske kroner øker siden vi har antatt at oljeprisen regnet i dollar ikke påvirkes. Kronkursen i de to banene er vist på figur 4.16.

Figur 4.16 Virkninger på kronkursen i forhold til referansebanen med og uten innstramming i finanspolitikken. Andel. 2030-2050

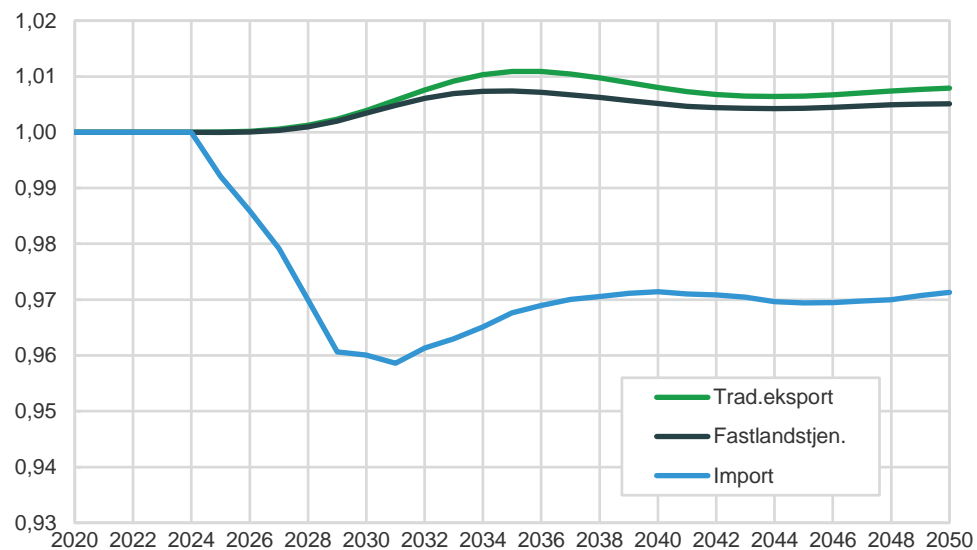
Som nevnt, gir høyere ledighet lavere lønnsnivå som igjen demper priseffekten av en svakere kronkurs. Dette framgår av figur 4.17 hvor vi ser at reallønneffekten av en fysisk-økonomisk innstramming i oljepolitikken sammen med en innstrammende finanspolitikk gir et samlet fall i reallønna på lang sikt på om lag ett prosentpoeng. Uten finanspolitisk respons var reallønnsnedgangen bare halvparten slik det framgår av figur 4.6.

Figur 4.17 Virkninger på priser og lønninger i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050



La oss så gå over til hvordan strukturen på etterspørsels- og produksjonssiden når blir i det fysisk-økonomiske alternativet som inkluderer en finanspolitisk innstramming. På figur 4.18 vises utviklingen i eksport og import og her er det tilsvarende alternativet uten innstramming i finanspolitikken gitt i figur 4.9. Endringene i eksport og import er ikke store, men importen er litt lavere på figur 4.17 enn på figur 4.9 og eksporten litt høyere.

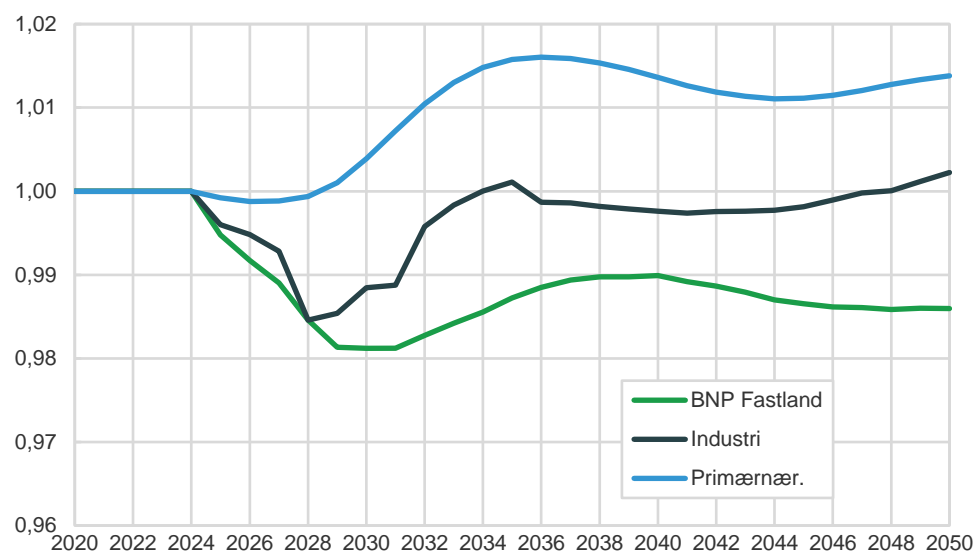
Figur 4.18 Virkninger på eksport og import i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050



Med bedre konkurranseevne som følge av lavere lønnskostnader og svakere kronekurs øker aktiviteten i næringer som er eksportorienterte sammenliknet med det nivået disse næringene har i alternativet uten innstramming i finanspolitikken. Figur 4.18 viser at industrien i alternativet med innstramming faktisk er høyere enn i referansebanen i 2050. I praksis er industriproduksjonen om lag uendret i forhold til nivået i referansebanen fra tidlig på 2030-tallet. Også primærnæringene opplever høyere eksport og produksjon i denne banen, mens for bruttoproduktet i fastlandsøkonomien samlet er utviklingen litt svakere. Mens nivået i banen uten

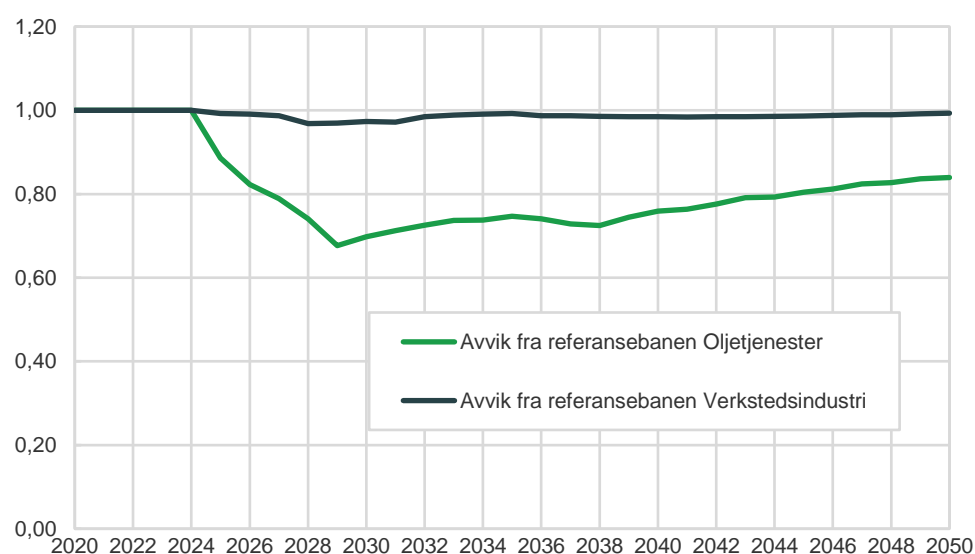
innstramning holder seg rundt ett prosentpoeng lavere enn nivået i referansebanen, synker det litt mer fra 2040 i banen med innstramning. Det er kuttet i produksjonen i sivil statlig forvaltning som er årsaken til dette.

Figur 4.19 Virkninger på bruttoproduktet i noen næringer i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050



Det er primært to næringer i fastlandsøkonomien som blir negativt påvirket i perioder av den sterke investeringsnedgangen i petroleumsutvinning og det er verkstedindustri og tjenester i tilknytning til petroleumsutvinninger hvor en rekke ingeniørselskaper mv. er plassert. Figur 4.19 viser utvikling i bruttoproduktet i disse to næringene sammenliknet med nivået i referansebanen. Som det framgår av figuren er det særlig tjenester i tilknytning til petroleum som får seg en kraftig støyt i dette alternativet, men også denne næringen henter seg noe inn igjen blant annet gjennom økt eksport utover på 2030 og 2040-tallet.

Figur 4.20 Virkninger på bruttoproduktet i noen næringer i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050



Vi har i dette kapitlet simulert effekter av politisk tiltak som gir betydelig nedgang i petroleumsinvesteringene allerede fra midt på 2020-tallet. Da er disse

investeringene ganske høye også i referansebanen og nedgangen får derfor merkbar effekt makroøkonomisk. Etter hvert vil nedgangen bli mindre sett i relasjon til fastlandsøkonomien, noe som demper effektene på BNP Fastlands-Norge. På enda lengre sikt enn det vi har sett på her, faller det meste av disse effektene bort fordi da er investeringene i referansebanen ubetydelige. Norge har en viss mengde utvinnbare ressurser gitt de oljeprisforutsetningene vi har lagt til grunn. Når vi har utvunnet alle ressursene, faller aktiviteten bort herunder investeringene. Da blir den såkalte «resource movement» effekten (RM) lik null. Men siden overskuddet fra utvinningen er investert i et fond i utlandet, er «spending» effekten (S) evigvarende. En politisk beslutning om å la noe av ressursene ligge i bakken av hensyn til miljøet, innebærer bare at RM reduseres i utvinningsperioden, men endres ikke på lang sikt fordi da er den null uansett. S blir noe redusert som følge av dette fordi fondet blir mindre når ressursen ikke utvinnes like mye. Denne reduksjonen i S er evigvarende siden fondet er ment å være evigvarende. I kapittel 4.2 ser vi at effektene av RM på fastlandsøkonomien gradvis avtar av den grunn vi her påpeker. I kapittel 4.3. ser vi at når S reduseres, øker effekten på fastlandsøkonomien igjen. Det er verd å minne om at vi har antatt at nedgangen i utvinning bare skjer i Norge og at oljeprisen i dollar ikke påvirkes. Hensikten med tiltaket slik det diskuteres i Asheim et al. (2019) er imidlertid å øke oljeprisen i dollar. Det ville i så fall redusere kostnadene sammenliknet med hva vi finner her.

5. Sammendrag

Hvordan skal Norge kunne nå mål om reduserte klimautslipp framover og hva er de økonomiske konsekvensene av ulike tiltak som iverksettes for å nå klimamålene? Framtredende norske miljøøkonomer har foreslått reduksjon av norsk utvinning av olje og gass som et fornuftig tiltak for å nå miljømål. Blant tiltakene man vil lete etter for å oppnå en gunstig miljøeffekt, bør man velge blant de med lavest kostnad i forhold til klimaeffekt. I denne rapporten har vi studert de økonomiske effektene av en raskere nedbygging av norsk petroleumsvirksomhet enn hva vi ser for oss dersom dagens oljepolitikk fortsetter.

For å analysere en mulig omlegging av norsk oljepolitikk etablerer vi først en referansebane for norsk økonomi hvor virksomheten på norsk sokkel foregår i tråd med hva man kalle «business as usual» eller dagens politikk. Vi har lagd en slik referansebane ved hjelp av makromodellen KVARTS. Forutsetninger om petroleumssressurser og utvinning er basert på Oljedirektoratets ressursregnskap, prognoser fram til 2030 og egne anslag fram til 2050. Ved hjelp av KVARTS simuleres en utvikling i økonomien hvor makroøkonomisk politikk er tråd med etablerte handlingsregler både for finanspolitikk og sentralbankens inflasjonsstyring. Vi har innarbeidet SSBs siste befolkningsframskrivninger og annen informasjon som er relevant. Sentralt i referansebanen er at etter hvert som gjenværende ressurser på norsk sokkel blir utvunnet, reduseres norsk utvinning slik at referansebanen kjennetegnes av et betydelig fall i petroleumsvirksomheten plass i økonomien. Vi anslår at bruttoproduktet i petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge faller fra et nivå nær 15 prosent i 2023 til 3 prosent i 2050. Av dette følger det et helt trivielt poeng; I 2050 er det ikke rimelig å forvente at effekten av for eksempel å halvere noe som er 3 prosent av BNP skal ha meget store effekter på BNP. Effektene av en alternativ politikk kan derimot bli store dersom produksjonen reduseres i perioder hvor BNP-andelen er betydelig.

Vi har sett på to alternative politikker for nedbygging av petroleumsutvinningen i Norge. I det første alternativet stopper man tildelingen av nye leteareal og lar oljeselskapene bare videreføre de felt man i dag har i drift pluss at man tillater utvikling av felt man har fått tildelt innen utgangen av 2021. Gitt at selskapene reallokerer noe av sin aktivitet fra felt som vil bli tildelt under «business as usual» til de feltene som man allerede har fått tildelt, anslår vi at det først vil være fra om lag 2030 at en slik politikk vil få nevneverdig betydning for investeringer og utvinning. I referansebanen er bruttoproduktet i petroleumsutvinningen i 2030 om lag 10 prosent av BNP Fastlands-Norge. Fra 2030 til 2050 synker gradvis utvinningen og petroleumsinvesteringene faller mer enn de gjør i referansebanen. Siden effektene kommer et stykke ut i tid, og det er i en periode da oljenæringen allerede betyr mindre for norsk økonomi enn i dag, er de makroøkonomiske effektene av dette tiltaket gjennomgående små. BNP Fastlands-Norge anslås til å bli redusert med en halv prosent i 2050, mens BNP i alt faller med en prosent sammenliknet med nivået i referansebanen. Dette må sies å være beskjedent sammenliknet med den økonomiske veksten som forventes i denne perioden. Grunnen til at fallet ikke blir større er at sentralbanken senker renten, noe som svekker kronekursen, og gjør at eksport av varer og tjenester utenom petroleum øker og importen faller mer enn redusert etterspørsel. Selv verkstedindustrien, som er mest oljerelatert blant industrinæringene, kommer seg gjennom en slik politikkenndring uten stort fall i produksjonen. Det skyldes at kronekursen svekkes og bidrar til at bedriftene bedrer sin internasjonale konkurransevne og derigjennom øker eksporten og vinner markedsandeler på hjemmemarkedet. Kronesvekkelsen øker verdien av pensjonsfondet i norske kroner og sammen med andre endringer bidrar det til at det ikke er nødvendig å føre en strammere

finanspolitisk sammenliknet med referansebanen. Reallønn og konsum faller litt, men beskjedent i forhold til forventet økning ifølge referansebanen.

I det andre alternativet kombineres reduksjon i nye leteområder med skatteendringer som reduserer oljeselskapenes insentiver til å utnytte allerede tildelte områder for petroleumsvirksomhet. I dette tilfellet reduseres aktiviteten på norsk sokkel både tidligere og i langt større grad enn i det første alternativet. Effektene på investeringer kommer allerede fra 2025 og i utvinning like etter. Vi anslår her at norsk produksjon av olje og gass samlet blir nærmere halvert i 2050 sammenliknet med referansealternativet. De makroøkonomiske effektene blir nå klart større enn i det første alternativet. På lang sikt faller BNP Fastlands-Norge med nærmere 1,5 prosent sammenliknet med referansebanen. Reallønna faller også mer, men ikke mer enn med en prosent og på lang sikt når vi strammer inn finanspolitikken ved å redusere statlige utgifter til konsumformål for å nå handlingsregelens krav om et oljekorrigert budsjettunderskudd på 3 prosent av fondet verdi. I dette alternativet synker de akkumulerte oljeskattene med noe under tusen milliarder kroner. Det kan høres ut som en svimlende sum, men må ses i lys av at statens pensjonsfond utland anslås til å være 23 tusen milliarder kroner i 2050 i referansebanen (vel det dobbelte av dagens nivå nominelt regnet). Som følge av svakere krone, vil verdien av fondet i norske kroner kompensere litt for fallet i oljeskatter, men langt fra fullt ut. Derfor må finanspolitikken strammes litt inn. Uten en slik innstramming er effektene på BNP, arbeidsløshet og reallønn noe mindre.

De effektene vi finner er ikke store i lys av den økonomiske utviklingen i referansebanen. Vi anslår veksten i fastlandsøkonomien til 1,7 prosent årlig i perioden 2023-50. Effekten av en kraftig innstramming i oljepolitikken tilsvarer altså om lag ett års BNP-vekst. At effekten blir såpass beskjeden skyldes tre forhold. Petroleumsnæringen andel av økonomien vil avta i det meste av referansebanen. Pensjonsfondet i utlandet vil ikke bli veldig påvirket av tiltakene fordi det meste av inntektene er tjent opp og investert uansett politikk. Endelig finnes det automatiske stabilisatorer og halvautomatiske handlingsregler som gjør at ressurser som frigjøres når petroleumsutvinningen trappes ned, finner annen anvendelse som demper nedgangen i økonomien. Dette resultatet er kvalitativt helt i tråd med hypotesen om såkalt hollandsk syke. Vår studie er en slags omvendt studie av hollandsk syke ettersom vi studerer effekter av en reduksjon i petroleumsvirksomheten ikke en økning av den. Slik sett burde ikke resultatene overraske.

Referanser

- G. B. Asheim, T. Fæhn, K. Nyborg, M. Greaker, C. Hagem, B. Harstad, M. O. Hoel, D. Lund K. E. Rosendahl (2019): The case for a supply-side climate treaty, *Science*, 365 (6451), 325-327.
- Cappelen, Å. and T. Eika (2020): Immigration and the Dutch disease. A counterfactual analysis of the Norwegian resource boom 2004-2013, *Open Economies Review*, 31, 669-690.
- Gleditsch, R. D., M. J. Thomas og A. Syse (2020), Nasjonale befolkningsframskrivinger 2020, Rapporter 2020/24, SSB.
- Konjunkturtendensene 3/2020, september, SSB.
- Oljedirektoratet (2020): Sokkelåret 2020.
- Oljedirektoratet (2019): Ressursrapport 2019. Funn og felt.
- Oljedirektoratet (2018): Ressursrapport 2018. Leting.
- Oljedirektoratet (2010): Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja
- Oljedirektoratet (2017): Geologisk vurdering av petroleumsressursene i østlige deler av Barentshavet nord
- Pengepolitisk rapport 3/2020, september, Norges Bank.

Vedlegg A: The KVARTS model

The macroeconomic model, KVARTS, is relatively disaggregated, with an input–output system based on the National Accounts. In the short run, the production level is determined by aggregate demand according to a traditional Keynesian framework for an open economy with inflation targeting. In the longer run, the supply side also contributes to the determination of production through labor supply and wage formation. The model has been developed continuously since the 1980s cf. Biørn et al. (1987) for a presentation of an early version. Most structural equations in the model have standard theoretical underpinnings (mark-up pricing, KLEM production structure, system of consumer demand) except for the labour market where wage bargaining is modelled in line with the Scandinavian model of inflation, cf. Gjelsvik et al. (2020). The equations are estimated in blocks (mainly) using a co-integrated VAR framework. But some blocks are estimated using system-estimation (FIML). Recent documentation of some of the main blocks, such as factor demand, the consumption function and the distribution sector and price setting behaviour, can be found in Hungnes (2011), Anundsen and Jansen (2013), Jansen (2013), Boug *et al.* (2013a), Boug *et al.* (2017), and Boug et al. (2020) respectively. As these articles illustrate, the methodology underlying the macroeconomic model is to apply econometric specifications that encompass several economic theories and include only those that are not rejected by the empirical tests. Bårdsen *et al.* (2005) provide an overview of the methodology upon which the model is based. In the following, we provide a general overview of the macroeconomic model with emphasis on how factor demand, including the demand for R&D capital, is determined.

The macroeconomic model has an input–output structure based on the National Accounts. All blocks in the model are determined simultaneously, which implies that a change in one industry will affect all the other industries. For each of the 27 products, there is a supply and use equation which, slightly simplified, is given by

$$X + I = A + \sum_k d_{Ck} C_k + \sum_r d_{Jr} J_r + \sum_j d_{Mj} M_j + DS = A + D,$$

where X is gross production, I is imports, A is exports, C_k is a consumer category, J_r is a gross investment category, M_j is material inputs by industry and DS is changes in total stocks. Total domestic demand, D , is thus the sum of consumption, gross investment, material inputs and changes in total stocks. The indices k , r and j run over 13 consumer categories, 7 investment categories and 15 industries, respectively. The level of production X in an industry is given by

$$X = TFP \times F(M, N, K),$$

where K , N and TFP represent capital, labor services and technology, respectively, and where we have dropped industry subscripts for notational convenience. Both other capital and intermediates are divided into three categories. Other capital includes buildings, transport equipment and machinery, whereas intermediates include electricity, fuel and other materials. The production function F has a Cobb–Douglas form. We return to the description of factor demand below.

Imports are assumed to be a variety of the corresponding domestically produced goods. Each user minimizes the costs of consuming the imported and the domestic variety as in Dixit and Stiglitz (1977). Thus, the import share for each user of a composite commodity is a constant elasticity of substitution (CES) function of the domestic price (P_D) and the corresponding import price (P_I) for each commodity. Hence, total imports of each commodity equal the import share multiplied by domestic demand

$$I = CES(P_I/P_D) \times D,$$

where we have dropped commodity subscripts for notational convenience. The import share equation is slightly simplified compared with the actual model, as the structure of imports varies among domestic users. Hence, it is a weighted sum of the various components in domestic demand that is used and not unweighted sum. The weights are taken from the most recent final National Accounts. For non-competitive imports, domestic production is zero or negligible and imports are given by demand.

Exports are also assumed to be variants of the corresponding domestically produced goods and are modeled using the Armington approach³

$$A = G[(P_A/P_W) \times E, D_W],$$

where the export price, P_A , relative to world market prices for similar goods (P_W) in domestic currency captures price effects and where E is an aggregate of the main exchange rates of relevance for Norwegian exports. The function G is log-linear and homogeneous of degree zero in export and world market prices measured in a common currency. The indicator of world demand (D_W), measured by aggregating the imports of Norway's main trading partners, captures income effects; see Boug and Fagereng (2010).

Household consumption is modeled in a three-step procedure. At the highest level, aggregate consumption in the long run is a log-linear function of disposable income, Y , wealth, W , and the after-tax real interest rate, r ,

$$\ln(C) = 0.85 \ln(Y) + 0.15 \ln(W) - 0.7r.$$

Note that consumption is homogeneous of degree 1 in income and wealth. The estimated aggregate consumption function is obtained from a cointegrated VAR system; see Jansen (2013) and Boug et al. (2020). At the next level, consumption is spread over non-durable consumption, transportation vehicles and other durable consumer goods using a dynamic linear expenditure system based on the Stone-Geary utility function. At the lower level, expenditure on non-durable consumer goods is spread further in accordance with the Almost Ideal Demand System; see Deaton and Muellbauer (1980).

Investment is determined by the capital accumulation equation

$$J_t = \Delta K_t + DEP_t.$$

Depreciation, DEP , is geometric and depreciation rates vary across investment categories and industries and is partly based on Barth et al. (2017).

The capital stock, material inputs and employment are determined by factor demand functions. Since the production function in Eq. (1) is Cobb–Douglas, cost minimization implies log-linear factor demand equations, i.e.,

$$\begin{aligned} K_t &= \alpha_K^* \left(\frac{X_t}{TFP_t} \right) (W_t/P_{Kt})^{\alpha_H} (P_{Mt}/P_{Kt})^{\alpha_M}, \\ N_t &= \alpha_H^* \left(\frac{X_t}{TFP_t} \right) (P_{Kt}/W_t)^{\alpha_K} (P_{Mt}/W_t)^{\alpha_M}, \\ M_t &= \alpha_M^* \left(\frac{X_t}{TFP_t} \right) (P_{Kt}/P_{Mt})^{\alpha_K} (W_t/P_{Mt})^{\alpha_H}, \end{aligned}$$

³ For exports of crude oil and natural gas, gross domestic production is exogenous, and exports are determined by Eq. (1).

where α_H , and α_M are the output elasticities with respect to R&D capital, other capital, labor and materials, respectively,⁴ α_K^* , α_H^* , and α_M^* are constants that are non-linear functions of the output elasticities, P_{Kt} are the user costs of capital in period t, respectively. W_t is the unit cost of labor in period t and P_{Mt} is the price index for material inputs in period t. We show below how the price index for other material inputs is determined. The symbol TFP_t denotes the total factor productivity in period t. Above we have suppressed the industry index.

Prices are determined as mark-ups over marginal costs where the latter is derived from the production function. The producer price in every industry is determined by maximizing real profits, given that producers face a downward declining demand curve for their products both on the domestic and export markets. Products are generally assumed to be imperfect substitutes; hence the Norwegian product prices may differ from prices set by foreign competitors. Norwegian producers take foreign prices into account in their price setting in line with theories of monopolistic competition. In each industry, producer prices for domestic goods and exports (excl. taxes) are the product of mark-up (MU) and marginal cost (MC). Hence, producer prices excl. taxes (P) are determined as

$$P = MU \times MC.$$

Standard theory tells us that the mark-up is a function of relative prices and total expenditure. We simplify and let each industry mark-up be a function of the price relative P_F/P only

$$MU = m_0 \times (P_F / P)^m .$$

where P_F is the competing foreign price and m_0 and m are parameters. In the base year, when all price indices are one, MU equals m_0 . So, this parameter is the mark-up in the base year. Inserting the expression for the mark-up in the price equation gives

$$P = m_0^{1/(1+m)} P_F^{1/(1+m)} MC^{m/(1+m)}$$

If $m=0$, the mark-up is constant. In this case, price equals marginal cost multiplied by m_0 . If, on the other hand, the export price or the price in domestic markets for each good equal the competitor's price, P_F , there is price-taking behavior and output (gross production) is determined by supply (small open economy case). Such price-taking behavior is the case in the petroleum industry where the crude oil price is exogenous in the model and all prices are equal (except for some short-run differences). In the standard case with mark-up pricing, output in each industry is determined by a weighted sum of demand categories in the model. The empirical properties of the price equations are outlined in Boug et al. (2017) and Bowitz and Cappelen (2001). In addition to domestic price setting, foreign prices and taxes are essential in determining consumer prices.

For each component of demand, there is a purchasing price index that is determined according to the structure in the National Accounts. The price index for other material inputs (P_M) by industry is used below as an example of how purchasing prices are determined

$$P_M = \sum_i c_i (1 + VAT_i) [(1 - IS_i) P_{Hi} + IS_i P_{Fi} + b_i ET_i + c_{im} P_{TM}].$$

⁴ We assume constant return to scale, i.e. $\alpha_K + \alpha_H + \alpha_M = 1$.

The price index is a weighted sum of domestic (P_H) and foreign (P_F) basic prices, a trade margin (P_{TM}) and indirect taxes, where the weights (denoted by lower case letters) are calibrated constants based on the National Accounts. The P_H variables are determined according to the mark-up pricing model outlined above. IS_i is the import share for product i and VAT is the value-added tax rate, which varies according to uses.⁵ The price indices for various consumer goods as well as investment categories are determined in the same way. Import prices are mostly exogenous in foreign currency, although for some goods there are pricing-to-market effects; see Benedictow and Boug (2013).

The model also contains an exchange rate equation based on a combination of purchasing power parity and uncovered interest rate parity linking the Norwegian krone to the euro. The interest rate setting of the central bank is captured by a Taylor rule type of equation based on unemployment and inflation.

The employment ‘block’ of the macro-econometric model consists of labor demand by industry which can be aggregated to total labor demand, noting that employment in the three government sectors is exogenous. Total labor supply, LS , is disaggregated by five age groups and gender since participation rates vary a lot between groups and over time. For each group, we specify a logit function relating labor supply in terms of the participation rate for each group to the (marginal) real after-tax wage as well as the unemployment rate to capture discouraged worker effects. The logit function by age groups and gender generally reads as

$$\ln\left(\frac{YP}{1-YP}\right) = g[W \times (1 - TMW) / CPI, UR],$$

where YP is the participation rate, TMW is the (average) marginal tax rate on wage income, CPI is the consumer price index and UR is the unemployment rate. The implied aggregated supply elasticity is in line with micro-econometric results in Dagsvik *et al.* (2013) as well as Dagsvik and Strøm (2006). Aggregate labor supply is found by multiplying the various participation rates with the size of the population in the corresponding group. Unemployment is merely the difference between the labor force (supply) and employment.⁶

The labor market is further characterized by large wage setters that negotiate on wages given the price-setting behavior of firms. Unions are assumed to have preference for both wages and employment and the bargaining power of unions increases with low levels of unemployment, implying that the wage response is higher for a low level of unemployment compared to a high level of unemployment. Also, wage growth in the manufacturing sector leads the wage growth in sheltered sectors of the economy; see Bowitz and Cappelen (2001) and Gjelsvik *et al.* (2020). To simplify we aggregate

$$W = P * (X-H) / N * e^{-\eta * U}$$

Here $(X-H)/N$ is value added per worker, ie. labour productivity and U is the unemployment rate. So, the product real wage W/P is proportional to labour productivity adjusted for labour market tightness as measured by the

⁵ Some services have a low rate, and some even have a rate equal to zero, but the standard VAT rate is 25 percent. Food has a low rate of 15 percent. Excise tax rates vary considerably across products; fuels, electricity, alcohol, tobacco and nearly all cars are heavily taxed. Most goods and consumer categories are hardly taxed at all, however. Both VAT rates and excise tax rates are exogenous variables in the model and are not changed in any of the simulations in our study compared to actual historical values.

⁶ The model separates between hours worked and employment, but we abstract from this distinction in the general overview.

unemployment rate. In addition, there are short run effects of consumer price inflation, tax rates and immigration as discussed in Gjelsvik et al (2020).

Referanser

- Anundsen, A. K. and E.S. Jansen** (2013): Self-reinforcing effects between housing prices and credit, *Journal of Housing Economics*, **22(3)**, 192-212.
- Barth, N., Å. Cappelen, T. Skjerpen, S. Todsén and T. Åbyholm** (2017): Expected Service Lives and Depreciation Profiles for Capital Assets: Evidence Based on a Survey of Norwegian Firms. *Journal of Economic and Social Measurement* **41(4)**, 329–369.
- Bårdsen, G., Ø. Eitrheim, E. Jansen and R. Nymoen** (2005): *The Econometrics of Macroeconomic Modelling*, New York: Oxford University Press.
- Benedictow, A. and P. Boug** (2013): Trade Liberalisation and Exchange Rate Pass-through: The Case of Textiles and Wearing Apparels, *Empirical Economics* **45**, 757–788.
- Biørn, E., M. Jensen and M. Reymert** (1987): KVARTS – a quarterly model of the Norwegian economy, *Economic Modelling*, **4 (1)**, 77-109.
- Boug, P., and A. Fagereng** (2010): Exchange Rate Volatility and Export Performance: A Cointegrated VAR Approach, *Applied Economics* **42**, 851–864.
- Boug, P., A. Cappelen and T. Eika** (2013a): Exchange Rate Pass-through in a Small Open Economy: The Importance of the Distribution Sector, *Open Economies Review* **24**, 853–879.
- Boug, P., A. Cappelen and T. Eika** (2013b): The Importance of the Distribution Sector for Exchange Rate Pass-through in a Small Open Economy. A Large-Scale Macroeconometric Modelling Approach, Disc. Papers No. 731, Statistics Norway.
- Boug, P., Å. Cappelen and A.R. Swensen** (2017): Inflation Dynamics in a Small Open Economy, *The Scandinavian Journal of Economics* **119**, 1010–1039.
- Boug, P., Å. Cappelen, E. S. Jansen and A.R. Swensen** (2020): The consumption Euler equation or the Keynesian consumption equation, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, AID - OBES12394, Manuscript ID - OBES-19-156.R2, 2020.
- Bowitz, E. and Å. Cappelen** (2001): Modelling income policies: some Norwegian experiences 1973-1993, *Economic Modelling* **18 (3)**, 349-379.
- Dagsvik, J.K. and S. Strøm** (2006): Sectoral Labour Supply, Choice Restrictions and Functional Form, *Journal of Applied Econometrics* **21**, 803–826.
- Dagsvik, J.K., T. Kornstad and T. Skjerpen** (2013): Labor Force Participation and the Discouraged Worker Effect, *Empirical Economics* **45**, 401–433.
- Deaton, A. and J. Muellbauer** (1980): An Almost Ideal Demand System, *American Economic Review* **70**, 312–326.
- Dixit, A.K. and J.E. Stiglitz** (1977): Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity under Firm Heterogeneity, *American Economic Review* **67**, 297–308.
- Gjelsvik, M., R. Nymoen and V. Sparrman** (2020): Cointegration and Structure in Norwegian Wage-Price Dynamics, *Econometrics*, **8**, 29.
- Hungnes, H.** (2011): A Demand System for Input Factors when there are Technological Changes in Production, *Empirical Economics* **40 (3)**, 581–600.
- Jansen, E.S.** (2013): Wealth Effects on Consumption in Financial Crises: The Case of Norway, *Empirical Economics* **45**, 873–904.

Vedlegg B: FRISBEE – om modellen og forutsetninger for modellkjøringene

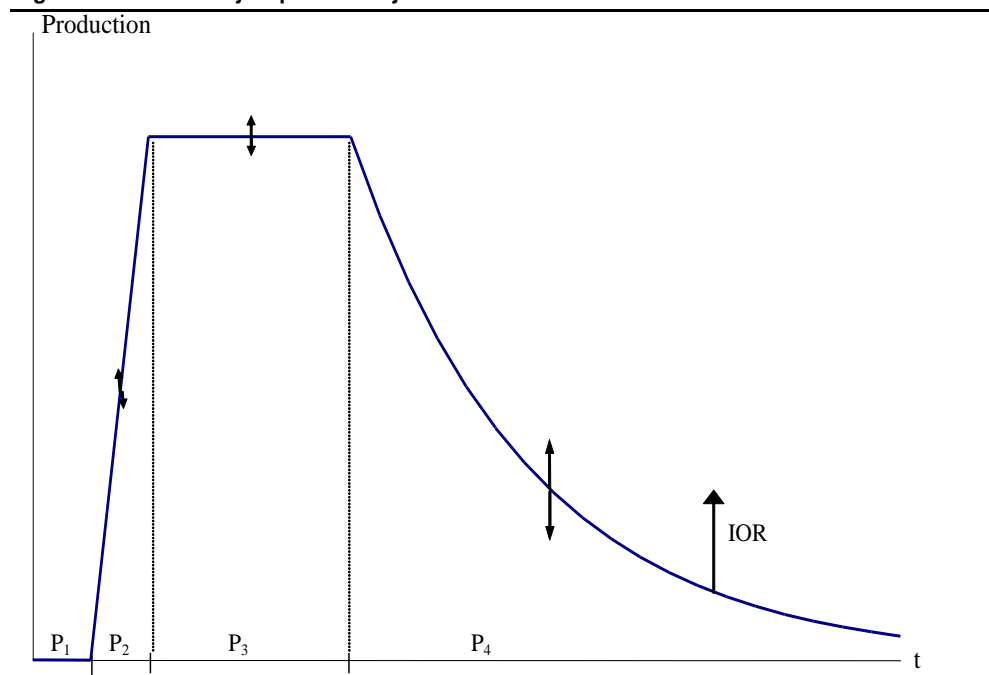
FRISBEE er en partiell energi-økonomisk modell hvor OPEC bestemmer oljeprisen, mens øvrige oljeprodusenter tar prisen for gitt. Gassprisen bestemmes i samspill mellom tilbud og etterspørsel – ingen aktører antas her å kunne påvirke prisen. Tilsvarende er andre energimarkeder i modellen modellert på tilsvarende måte som gass. OPEC forsyner markedet med den mengde olje som utgjør forskjellen mellom global etterspørsel og tilbudet fra produsentene utenfor OPEC. Modellen tar hensyn til effekter på kort og lang sikt av ulike oljepriser i ulike regioner både på etterspørsels- og tilbudssiden. For oljeprodusenter utenfor OPEC blir tilbudet av olje i modellen på kort sikt i stor grad bestemt av produksjonskapasiteten. Høyere oljepriser medfører at kapasitetsutnyttelsen øker, men dette vil for de fleste oljefelt være av marginal betydning. På lengre sikt vil investeringer være mulig, og da er fleksibiliteten stor. Investeringene i modellen vil bli begrenset av tilgang på kapital, som igjen vil være bestemt av inntektsutviklingen til oljeselskapene. I tillegg vil det være andre begrensninger på hvor mye man investere. Det antas at eksisterende produksjonskapasitet begrenser investeringsmulighetene på en slik måte at det tar tid å bygge opp en stor oljesektor i en region. Videre vil man være mer forsiktig med å investere i regioner med mye usikkerhet knyttet til den politiske utviklingen.

FRISBEE er dynamisk i den forstand at markedet klareres år for år, mens modellert atferd driver investeringer, tilbud og etterspørsel framover i tid. Modellen opererer med 15 regioner for produksjon og konsum, som alle handler med en global oljepool til differensierte priser avhengig av transportkostnader og forskjeller i avgiftsnivå. Oljeprisen som omtales i denne studien referer seg til råoljeprisen på norsk sokkel. I hver region er det tre sluttbrukere av olje: Husholdninger og tjenesteyting, industri og produksjon av elektrisitet. Modellen skiller også mellom forbruk av transportoljer og oljer til stasjonær forbrenning.

Modellen skjelner videre mellom 4 felttyper avhengig av størrelse og fysiske betingelser for produksjon og kostnader, slik som onshore, offshore, dypt eller grunt vann. Dermed behandler modellen tilbud fra i alt 60 operasjonelle felt på verdensbasis. I hvert av disse er det både utviklede og uutviklede reserver. Reserver klassifiseres som utviklede når beslutning om investering er tatt.

FRISBEE definerer en forhåndsbestemt produksjonsprofil som legges til grunn for investeringsbeslutningen. Produksjonsprofilen er utledet fra en omfattende global feltdatabase, og representerer tilgjengelig kunnskap om geologi og tekniske utfordringer på investeringstidspunktet. Profilen er karakterisert ved 4 faser: investeringsfasen P₁, oppbyggingsfasen P₂, platåfasen P₃ og halefasen P₄ (se figur B.1).

Figur B.1 Produksjonsprofil for oljefelt i FRISBEE modellen



Når nye felt utvikles, reduseres beholdningen av gjenværende reserver, mens leting og nye funn legger nye reserver til. Omfanget av nye funn antas å være en lineær funksjon av oljeprisen over de siste 6 årene og å falle eksponentielt over tid når oljeprisen holdes konstant.

Produksjonskapasiteten samsvarer i grove trekk med den forhåndsbestemte produksjonsprofilen, som følger av tidligere års investeringer. Det finnes imidlertid også mulighet til å øke produksjonen i alle produserende faser mot å øke løpende driftskostnader. Halefasen er mest fleksibel, mens platåfasen karakteriseres ved en kostnadsfunksjon som gir lite rom for å øke produksjonen som følge av oljeprisøkning.

OPEC forutsettes i modellen å følge et gitt prismål. Tilbudet fra produsenter utenfor OPEC og etterspørselen bestemmes dermed uavhengig av hverandre, og OPEC leverer det volumet som klarer markedet for den gitte oljeprisen ("call for OPEC oil").

Utenfor OPEC investerer selskapene i tråd med hva som gir størst netto nåverdi. Diskonteringsraten er satt til 10 prosent og depresieringen er i utgangspunktet lineær over 6 år. De mest lønnsomme feltene utvinnes først og følgelig spres investeringene på regioner og felttyper. Gradvis blir felt med høyere kostnader satt i produksjon, men på den annen side gjøres det stadig nye funn og teknologiske framskritt som demper kostnadsøkningen for videre utbygging. For felt med produksjon i halefasen er det dessuten mulighet til å foreta investeringer i økt utvinningsgrad, det vil si gjøre nye reserver tilgjengelige for utvinning i halefasen. Kostnadene ved slike investeringer i økt utvinningsgrad stiger etter hvert som feltets utvinningsgrad øker.

Oljeselskapene har altså tre muligheter til å øke produksjonen. For det første kan de øke produksjonen i alle produserende faser, for gitt produksjonsutstyr, mot ekstra driftskostnader. For det andre kan de investere i nye felt, og for det tredje kan de investere slik at utvinningsgraden i halefasen øker. Diskonteringsfaktoren har betydning for valg mellom disse alternativene, som impliserer ulik grad av investeringsbehov og tidslag for produksjonsvekst. Grovt regnet vil økning i

diskonteringsfaktoren favorisere kortsiktig produksjonsøkning mer enn økt utvinningsgrad, og økt utvinningsgrad mer enn investering i nye felt. Nærvær av risiko er betydelig i oljevirkosomheten. Modellen tar hensyn til dette gjennom en risikopremie uttrykt som tillegg til oljepris som mål til for i sikre avkastning som i et risikonøytralt prosjekt.

Andre faktorer som påvirker investeringsatferden, er faste etableringskostnader og stordriftsfordeler. Videre kan det generelle aktivitetsnivået på feltet og i regionen medføre positive eksternaliteter for eksempel gjennom mer utbygd infrastruktur og konkurranse mellom leverandører. FRISBEE tar flere av disse faktorene inn i investeringsbeslutningen ved å postulere at

- ved hvert utviklingstrinn er noen reserver billigere å utvinne enn standard-kostnaden
- høy løpende produksjon fra feltet modifierer veksten i investeringskostnadene
- høyt regionalt aktivitetsnivå demper veksten i investeringskostnadene
- knapphet på gjenværende ressurser øker veksten i investeringskostnadene

Disse faktorene motvirker tilbøyeligheten til å spre investeringene utover på felt med de i utgangspunktet laveste basiskostnadene.

Investeringene utenfor OPEC styres av lønnsomhet, men bare innenfor gitte skranker. FRISBEE legger til grunn at maksimalt 50 prosent av kontantstrømmen kan anvendes til investeringer i nye felt og økt utvinningsgrad (letekostnader kommer utenom). OPEC forsvare det valgte prismålet ved å opprettholde en overkapasitet på rundt 10 prosent.

Tilpasning av FRISBEE til prosjektet for Naturvernforbundet

Til dette prosjektet er det gjort en del tilpasninger i FRISBEE for å beskrive de foreslåtte politikkene i scenario 1 og 2. Først er det kjørt en referansebane fram til 2050 hvor råoljepris og gasspris fra norsk sokkel er eksogent bestemt, mens tilpasningen i form av produksjon og investeringer bestemmes i modellen. Oljeprisen stiger fra dagens nivå i 2020 til 50 dollar per fat i 2022. Videre fram til 2050 holdes oljeprisen konstant på dette nivået (målt i faste 2020-priser) fram til 2050. Gassprisen fra norsk sokkel låses også fast på lang sikt (fra og med 2025) til en realpris (2020-nivå) på 975 kroner per toe. gass. Fram til 2025 løftes prisen gradvis fra dagens nivå på 844 kroner per toe.

Våren 2020 vedtok Stortinget lettelsener ble det innført midlertidige lettelsener i beskatningen av olje- og gasselskapene på norsk sokkel. Skatteendringene innebærer full avskrivning i investeringsåret mot lineær avskrivning over 6 år i tidligere skatteregler. Friinntekten som gir rett til fradrag i særskattegrunnlaget økes til 24 prosent av investeringen, også i investeringsåret, mot en sats på 20,8 prosent over 4 år som gjaldt tidligere. Dette gjelder for alle investeringer i 2020 og 2021, og investeringer frem til produksjonsstart under utbyggingsplaner lagt frem før 1. januar 2023 og godkjent før 1. januar 2024. Selskaper som har skattemessig underskudd i 2020 og 2021 kan kreve dette utbetalt. Etter 1. januar 2024 gjelder skattereglene fra starten av 2020. I FRISBEE implementeres dette i alle scenariene. Investeringene i FRISBEE skjer investeringene på basis av skatteregler i investeringsåret og antagelser om energipriser basert på prisene i beslutningsåret og de nærmest foregående årene. At endringen i skattereglene er midlertidige påvirker ikke investeringsbeslutningene. I virkeligheten må man anta at selskapene framskynder noen beslutninger for å oppnå gunstige skatteregler også på disse. I FRISBEE kompenserer vi for dette ved å anta at de gunstige skattereglene også gjelder i 2024.

I alle FRISBEE-kjøringene er det lagt til grunn at den langsiktige utviklingen i energimarkedene samsvarer med kraftfulle tiltak mot klimaendringer. Konkret justeres etterspørselsparameterne i modellen slik at det samlede forbruket av henholdsvis olje og naturgass i verden i referansebanen omtrent samsvarer med etterspørselen i scenariet «Sustainable Development» fra IEAs World Energy Outlook 2019, se IEA (2019). I dette scenariet er det en omfattende satsing på å redusere klimagassutslippene, noe som medfører at olje- og naturgassprisene er ganske lik de vi har forutsatt for Norge i våre analyser.

Deretter er det kjørt to tiltaksbaner:

- 1) Det fysiske alternativet med full stopp i tildeling av nye lisenser fra og med 2022, mens det i eksisterende lisenser er åpent for aktivitet, inkludert leting.

I FRISBEE har vi ikke full oversikt over hvor forventede ressurser som ikke er funnet er lokaliserte. Dette er håndtert ved en antagelse om at tiltaket medfører at leteporteføljen for Norge i ikke-arktiske områder halveres, mens leteporteføljen for Arktis inkludert Barentshavet reduseres med 80 prosent, da mindre deler av denne delen av sokkelen er utforsket.

For aktiviteten på norsk sokkel vil reduserte muligheter for leting kunne medføre at noe leting og investeringer flyttes til felt og områder på norsk sokkel med eksisterende virksomhet. Den effekten vil være neglisjerbar i FRISBEE, da reduserte letemuligheter på norsk sokkel vil medføre at alle andre regioner i verden (med unntak av oljesektoren i OPEC-landene som er annerledes modellert i FRISBEE) vil oppleve økt leting og investeringer siden olje- og gasselskapene er antatt å være veldig fleksible i valg av leteområder og hvor de investerer. En svært liten andel av denne forskyvningen for selskapene vil dog innebære økt haleproduksjon på norsk sokkel.

- 2) Det fysisk-økonomiske alternativet med en begrenset versjon av tiltak 1 + 4 andre økonomiske tiltak.

Her antar vi at 40 prosent av letemulighetene sør for Arktis fjernes, mens i Arktis fjernes 70 prosent. Videre innføres fra og med 2025 følgende tiltak:

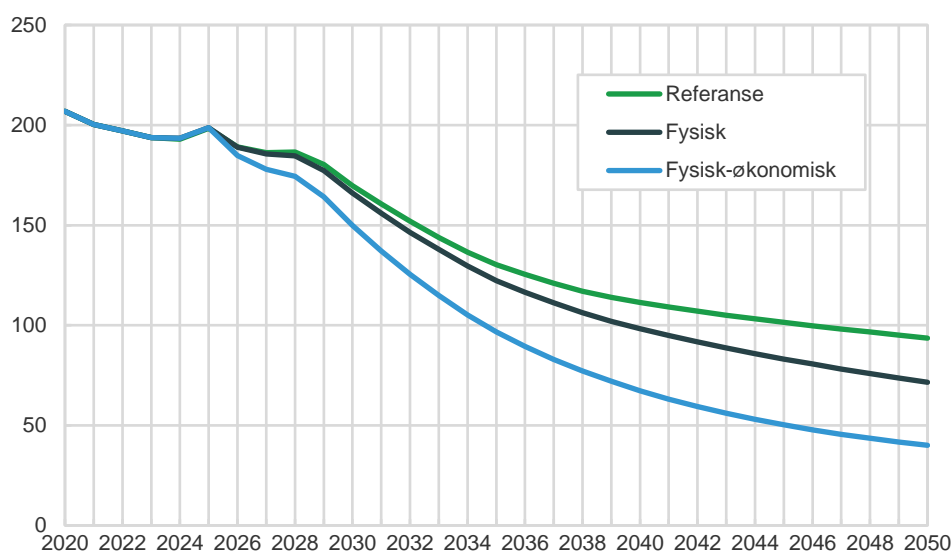
- a) Leterefusjonsordningen avvikles. I FRISBEE er ikke denne ordningen modellert – vi antar at 10 prosent økning i alle kostnader samsvarer med kostnadsøkningen/skatteskjerpelsen som petroleumsbransjen i Norge opplever ved tiltaket.
- b) Friinntekten fjernes. Dette er rett fram i FRISBEE, da ordningen er eksplisitt modellert.
- c) Særavskrivningsordningen, hvor investeringer kan avskrives på 6 år avvikles. Dette er også implementertbart i FRISBEE. Konkret velger vi en avskrivningstid på 12 år, noe vi antar samsvarer med den fysiske depresieringen av kapitalutstyret i norsk petroleumsutvinning.
- d) CO₂-avgift og kvotepris økes til 1500 kroner per tonn CO₂ i 2030. I FRISBEE er olje- og gassproduksjon modellert i 2 separate prosesser. I virkeligheten er det produksjon av både olje og gass fra mange felt. For at petroleumssektorene i FRISBEE skal tilordnes kostnader knyttet til utslipp av CO₂ må vi konstruere utslippskoeffisienter for hver av undersektorene. Vi har brukt statistikk over CO₂-utslipp fra Miljødirektoratet, mens vi har hentet historiske produksjonstall fra IEA. Disse to kildene har vi brukt til å lage en tidsserie over utslipp fra petroleumssektoren per produsert enhet petroleum. Gavenas m.fl. (2015) har gjort en økonometrisk studie over utslippene av CO₂ fra norsk sokkel. Blant annet finner de at i felt som bare utvinnes gass, er utslippene av CO₂ per Mtoe.

halvparten av utslippene i felt som bare utvinner olje. Vi antar at dette gjelder generelt. Videre antar vi utslippene framover mot 2050 fra norsk sokkel har samme intensitet som i perioden 2015-2019 fra statistikken til miljødirektoratet og IEA. Disse to forutsetningene impliserer at utslippskoeffisient for norsk oljeproduksjon er 0,08 MtCO₂ per Mtoe, mens den for gass er 0,04 MtCO₂ per Mtoe. I FRISBEE har vi ikke kostnadsanslag for elektrifisering av sokkelen. I disse simuleringen ser vi da bort fra denne muligheten. Tilpasningen til økte CO₂-avgifter/kvotepriiser vil da være å eventuelt redusere produksjonen.

Resultater fra FRISBEE-kjøringene til prosjektet for Naturvernforbundet

På figur B.2 vises produksjonen av petroleum i Norge fra 2020 i FRISBEE. Skattelettene fram til og med 2024 er med på å opprettholde produksjonen på om lag samme nivå, men fra og med 2025 ser man fallende produksjon, spesielt i banen hvor diverse økonomiske tiltak og reduserte letemuligheter – scenario «Fysisk-økonomisk» - gjennomføres. Disse svekker investeringene, noe som etter hvert reduserer kapitalbeholdningen i sektoren kraftig. Reduksjonen i letemulighetene fra og med 2022 – scenario «Fysisk» - reduserer også produksjonen etter hvert, men på lang nær like mye. I 2050 er produksjonsreduksjonen i «Fysisk-økonomisk» omlag 57 prosent, sammenlignet med referansebanen, mens sammenlignet med «Fysisk» er reduksjonen nær 44 prosent.

Figur B.2 Produksjon av petroleum i Norge, Mtoe



I tabell B.1 er virkningene på investeringene i petroleumssektoren oppsummert. Fram mot 2030 er endringene ikke dramatiske, fallet utgjør 12 prosent i «Fysisk-økonomisk» sammenlignet med referansebanen, mens i «Fysisk» er reduksjonen beskjedne 3 prosent (dette skyldes at det tar tid før redusert leting gir utslag i reduserte investeringer – lønnsomme felt som er funnet før letemulighetene reduseres vil bli bygd ut før investeringene faller). Etter 2030 er imidlertid endringene dramatiske i scenariet «Fysisk-økonomisk». Her faller investeringene med over 80 prosent sammenlignet ned referansebanen og om lag med 50 prosent fra «Fysisk».

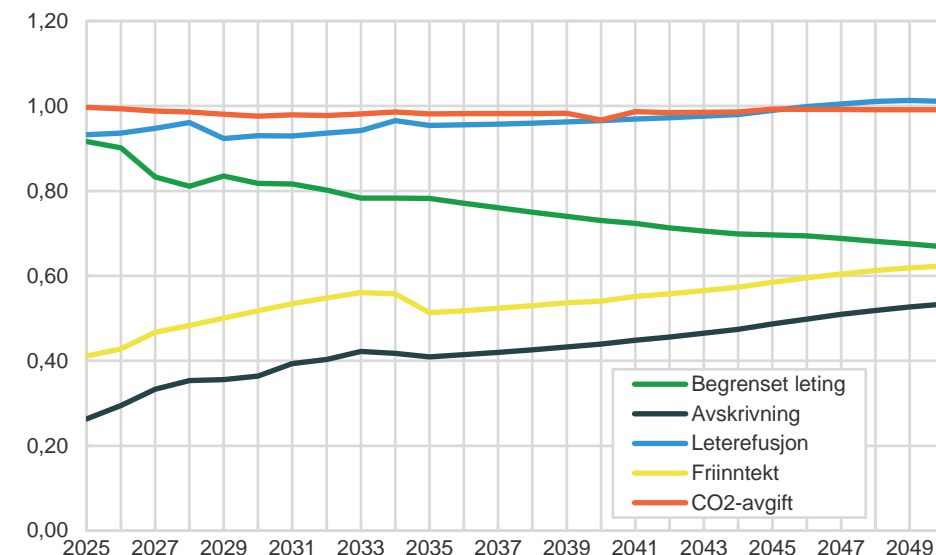
Tabell B.1 Reduksjon i investeringsutlegg sammenliknet med referansebanen, prosent

	Fysisk	Fysisk-økonomi
2020-2030	3	12
2031-2040	28	84
2041-2050	38	83
2020-2050	14	38

Kilde: FRISBEE-beregninger

I scenariet «Fysisk-økonomisk» innføres fire ulike tiltak, se ovenfor, i tillegg til reduserte letemuligheter. Hvilke av disse gir størst effekt på investeringene på norsk sokkel? For å finne ut av dette har vi kjørt FRISBEE med ett og ett tiltak hver for seg. I figur B.3 vises endringene i investeringer på indeksform med investeringsnivået (i milliarder kroner) i referansebanen satt lik 1.

Figur B.3 Effekt på investeringer av de ulike del-tiltakene i scenariet «Fysisk-økonomisk»



Her ser vi at de tiltakene som rammer investeringene mest er reduserte avskrivninger og bortfall av friinntekt – effekten for disse er sterkest i starten av perioden, men avtar etter hvert. Å begrense letemulighetene har liten effekt til å begynne med, men dette er tiltak som akkumulerer investeringsreduksjoner over tid. I 2050 er effekten nesten like sterk som å ta bort friinntekten. Bortfall av leterefusjon medfører noe reduserte investeringer til å begynne med. Etter hvert blir investeringene omtrent på nivå med referansebanen, mens å innføre økte CO₂-avgifter gir en meget liten effekt gjennom hele perioden.

Referanser

Aune, F.R., S. Glomsrød, L. Lindholt og K. E. Rosendahl (2005): Er høye oljepriser gunstig for OPEC på lang sikt? Økonomiske analyser, Statistisk sentralbyrå, 3/2005, side 41-48.

Gavenas, E., K. E. Rosendahl and T. Skjerpen (2015): CO₂-emissions from Norwegian oil and gas extraction. Discussion Papers 808, Statistisk sentralbyrå.

IEA (2019): World Energy Outlook 2019. IEA/OECD. Paris, France.

Figurregister

Figur 2.1	Antall 1000 personer 0-19 år. 2000-2050	14
Figur 2.2	Antall 1000 personer 20-66 år. 2000-2050	15
Figur 2.3	Antall 1000 personer 67 år og høyere. 2000-2050	15
Figur 2.4	Eksport og importpriser. 2000-2050. (2017=1)	16
Figur 2.5	Internasjonal markedsvekst. 2000-2050. Prosent.....	17
Figur 2.6	Bruttoprodukt i petroleumsvirksomhet som andel av BNP-Fastlands-Norge. 1970-2019.....	18
Figur 2.7	Kostnader i petroleumsvirksomhet som andel av BNP-Fastlands-Norge. 1970-2019.....	19
Figur 2.8	Bruttoproduksjon i petroleumsvirksomhet. 1990-2050. Mill.kr. 2017-priser....	20
Figur 2.9	Bruttoproduksjon per kapitalenhet i petroleumsvirksomhet. 1990-2050.....	21
Figur 2.10	Petroleumsinvesteringer som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050 ...	22
Figur 2.11	Investeringer i offentlig forvaltning som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050.....	23
Figur 2.12	Konsum i offentlig forvaltning som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050.....	24
Figur 2.13	Husholdningsstønader som andel av BNP Fastlands-Norge. 2002-2050	25
Figur 2.14	Bruttoprodukt i petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050.....	29
Figur 2.15	Ressursinnsats i petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge. 2000-2050.....	30
Figur 2.16	Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomhet som andel av BNP Fastlands-Norge. 1990-2050	30
Figur 2.17	Statens pensjonsfond utland som andel av BNP Fastlands-Norge. 2000-2050.....	31
Figur 3.1	Oljedirektoratets ressursklassifisering.....	33
Figur 3.2	Bruttoinvesteringer i petroleumsvirksomhet. Millioner kr. faste 2017-priser. 2030-2050.....	37
Figur 3.3	Produksjonsvolum i petroleumsvirksomhet. Millioner kr. faste 2017-priser. 2030-2050.....	38
Figur 3.4	Bruttoprodukt i petroleumsvirksomhet. Millioner kr. faste 2017-priser. 2030-2050.....	39
Figur 3.5	Oljekorrigert budsjettunderskudd som andel av Statens pensjonsfond utland. 2030-2050.....	40
Figur 3.6	Virkninger på bruttoprodukt, fysisk alternativ versus referansebanen. Andel 2030-2050.....	42
Figur 3.7	Virkninger på pengemarkedsrenten sammenliknet med referansebanen. Prosent 2030-2050	43
Figur 3.8	Virkninger på nominell kronkurs relativt til referansebanen. Andel 2030-2050.....	43
Figur 3.9	Virkning på eksport og import relativt til referansebanen. Andel 2030-2050 ..	44
Figur 3.10	Virkning på konsum investering og samlet fastlandsetterspørsel relativt til referansebanen. Andel. 2030-2050.....	45
Figur 3.11	Virkning på bruttoprodukt i noen næringer relativt til referansebanen. Andel 2030-2050.....	46
Figur 3.12	Virkning på bruttoprodukt etter næring relativt til referansebanen. Andel 2030-2050.....	46
Figur 3.13	Virkning på sysselsatte, arbeidsstyrke og ledighet i forhold til referansebanen. 1000 personer 2030-2050.....	47
Figur 3.14	Virkning på konsumpriser, timelønn og importpriser i forhold til referansebanen. Andel. 2030-2050.....	48
Figur 4.1	Virkning på olje og gassproduksjon i banen med både fysiske og økonomiske tiltak sammenliknet med alternativbanen med bare fysiske tiltak. 2020-2050	51
Figur 4.2	Virkning på petroleumsinvesteringene i ulike scenarier. Millioner 2017-kroner. 2020-50	51
Figur 4.3	Virkning på BNP og BNP Fastlands-Norge i forhold til referansebanen. Andel 2020-50	52
Figur 4.4	Virkning på bruttoprodukt i industri og privat tjenesteyting i forhold til referansebanen. Andel 2020-50	53
Figur 4.5	Virkninger i arbeidsmarkedet i forhold til referansebanen. 1000 personer. 2020-50.....	53
Figur 4.6	Virkninger på lønn og konsumpriser i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	54
Figur 4.7	Virkninger på pengemarkedsrenta i forhold til referansebanen. Prosentpoeng. 2020-2050	54

Figur 4.8	Virkninger på kronekursen i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050....	55
Figur 4.9	Virkninger på eksport og import i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	56
Figur 4.10	Virkninger på konsum og investeringer i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	56
Figur 4.11	Nivået på petroleumsskatter i fysisk-økonomisk alternativ og i referansebanen. Milliarder kroner løpende priser. 2024-2050	57
Figur 4.12	Nivået på Statens pensjonsfond utlandet i fysisk-økonomisk alternativ og i referansebanen. Milliarder kroner løpende priser. 2025-2050	57
Figur 4.13	Oljekorrigert budsjettbalanse som andel av statens pensjonsfond utland. Fysisk-økonomisk alternativ og i referansebane. Løpende priser. 2025-2050.....	58
Figur 4.14	Ledighetsraten i referansebanen og i alternativ med innstramming i finanspolitikken. Prosent. 2020-2050.....	59
Figur 4.15	Virkninger på pengemarkedsrenta i forhold til referansebanen med og uten innstramming i finanspolitikken. Prosentpoeng. 2025-2050.....	60
Figur 4.16	Virkninger på kronekursen i forhold til referansebanen med og uten innstramming i finanspolitikken. Andel. 2030-2050.....	60
Figur 4.17	Virkninger på priser og lønninger i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	61
Figur 4.18	Virkninger på eksport og import i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	61
Figur 4.19	Virkninger på bruttoproduktet i noen næringer i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	62
Figur 4.20	Virkninger på bruttoproduktet i noen næringer i banen med innstramming i finanspolitikken i forhold til referansebanen. Andel. 2020-2050.....	62
Figur B. 1	Produksjonsprofil for oljefelt i FRISBEE modellen	73
Figur B. 2	Produksjon av petroleum i Norge, Mtoe.....	76
Figur B. 3	Effekt på investeringer av de ulike del-tiltakene i scenariet «Fysisk-økonomisk»	77

Tabellregister

Tabell 2.1	Gjenværende petroleumsressurser på norsk sokkel 2020. Mill. Sm ³	21
Tabell 2.2	Vekstregnskap for fastlandsøkonomien. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent.....	25
Tabell 2.3	Befolkningsutvikling og arbeidsmarked. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent.....	26
Tabell 2.4	Vekst i tilgang og anvendelse. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent.....	27
Tabell 2.5	Vekst i bruttoprodukt etter næring. 2023-2050. Gjennomsnittlig årlig vekst i prosent.....	28
Tabell 3.1	Ressursanslag for referansescenariet og for det fysisk begrensede scenariet	35
Tabell B.1	Reduksjon i investeringsutlegg sammenliknet med referansebanen, prosent.....	76

© Statistisk sentralbyrå, 2020

Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen skal Statistisk sentralbyrå oppgis som kilde.

ISBN 978-82-587-1202-9 (trykt)

ISBN 978-82-587-1203-6 (elektronisk)

ISSN 0806-2056