

En samfunnsøkonomisk analyse av småkraftverk i et klimapolitisk perspektiv

Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge, og hvilke implikasjoner har dette for samfunnets nytte av nye småkraftverk?

Masteroppgave

av

Eirik Gullesen

Masteroppgaven er levert for å fullføre graden

Master i samfunnsøkonomi

Universitetet i Bergen, Institutt for økonomi

November 2016

UNIVERSITETET I BERGEN



Forord

Uten data fra behjelpelige ansatte i Norges- Vassdrags og Energidirektorat ville oppgavens statistisk hjørnestein – «det gjennomsnittlige småkraftverket» – simpelthen ikke latt seg konstruere. Også i Statnett, Statistisk Sentralbyrå, og Departementene jobber det mennesker som er immun mot innpåslitne studenter. Jeg vil spesielt takke Per Christian Bøe, Valentin Johannes Koestler, Kjell Rune Verlo og Leif Inge Husabø i NVE for tidkrevende forklaringer. Forøvrig hadde jeg stor glede av å delta i elektriske samtaler med disse kraftnerdene da jeg jobbet for NVEs Energiavdeling i sommer.

Jeg vil selvsagt takke min hovedveileder Eirik Schrøder Amundsen for kloke veivalg og fruktbare diskusjoner, samt Tore Guneriussen, Edel Elvevoll og Brit Gullesen, som har bidratt med fugleperspektiv på tidspunkt der undertegnede hadde hodet under vannet. Jeg har generelt gledet av å ha disse som far, stemor og mor, henholdsvis.

Dessuten så skylder jeg mine medstudenter litervis med godt humør og dårlig kaffe.

Sammendrag

En samfunnsøkonomisk analyse av småkraftverk i et klimapolitisk perspektiv

av

Eirik Gullesen, Master i samfunnsøkonomi

Universitetet i Bergen, Januar 2017

Hovedveileder: Eirik Schrøder Amundsen

Overordnet problemstilling:

"Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge, og hvilke implikasjoner har dette for samfunnets nytte av nye småkraftverk?"

Denne todelte problemstillingen tolkes i innledningen og besvares ved å konstruere et statistisk gjennomsnittlig småkraftverk og gjennomføre en nytte-kostnadsanalyse (NKA) på at dette bygges – relativt til nullalternativet: at det ikke bygges. Det gjennomsnittlige småkraftverket er satt sammen basert på en omfattende mengde data om operative vannkraftverk i Norge i dag – i alle størrelser. Klimagassutslippet kvantifiseres ved bruk av disse dataene og IPCCs beregninger for levetidsutslipp (LCA utslipp). Deretter pris-settes utslippet slik at det kan implementeres i NKA og besvare problemstillingen slik den er tolket.

Opgavens fire mest sentrale resultater er:

- 1) Det gjennomsnittlige småkraftverket er hverken samfunnsøkonomisk eller privatøkonomisk lønnsomt.
- 2) Gitt IPCCs beregninger for levetidsutslipp og antagelsen om at 50% av levetidsutslippet gjøres utenfor kvotepliktig sektor, medfører realisering av det gjennomsnittlige småkraftverket en *reell økning* i globale klimagassutslipp på ca 1 500 Tonn CO₂eq. Dersom alle norske planlagte vind- og vannkraftverk (i alle størrelser) bygges, fås en reell økning i klimagassutslippet på ca 4,4 millioner tonn CO₂eq.
- 3) Verdsetting av den reelle økningen i klimagassutslippet er beregnet å gi en samfunnsøkonomisk merkostnad på ca 1,5 millioner nåverdi-kroner. Dette tilsvarer en *økning* i utbyggingskostnaden på 3,0%, men det er knyttet stor usikkerhet til estimatet.
- 4) Det er en betydelig differanse mellom privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 5,8 Mill NOK, *uten* å ta med negative eksternaliteter på landskap, biologisk mangfold og sårbare naturtyper. Med eksternaliteter blir differansen betydelig større, og gir en klar indikasjon på at det i dag er en suboptimal skattlegging av småkraftverk i Norge.

Sistnevnte differanse er særlig knyttet til at samfunnet, og nesten utelukkene forbrukerne, må dekke en samlet gjennomsnittlig merkostnad på ca 14,2 millioner kroner (ca 3,9 Mill. NOK/MW) for investeringer i sentral- og regionalnettet – som utløses av at småkraftverket bygges. Denne merkostnaden tilsvarer en økning i utbyggingskostnaden på ca 24%, og differansen kan også sees i sammenheng med subsidieordningen med elsertifikater og dagens fritak på grunnrenteskatt, som ikke-små kraftverk (vannkraft over 10MW) må betale.

Andre sentrale funn i oppgaven er at døgngulregulering av produksjonen kan gi en økning i privat- og samfunnsøkonomisk nåverdi på ca 17% og 21%, henholdsvis. Dessuten har ordningen med opprinnelsesgarantier stor innvirkning på hvordan kraftforbrukere skal regnskapsføre klimagassutslipp, men ingen betydning for reelle klimagassutslipp og fysisk kraftflyt i Norge.

Figurer og tabeller i oppgaven er hovedsakelig egne fremstillinger beregnet i Microsoft Excel (2016). Det spesifiseres dersom figurer og tabeller som er hentet fra andre kilder

Liste over figurer

	Sidetall
FIGUR 1: Norsk kraftsystem 1950-2014	2
FIGUR 2: Antall vannkraftverk <10MW	3
FIGUR 3: Når ble dagens operative småkraftverk satt i drift?	5
FIGUR 4: Størrelsen på operative småkraftverk per okt. 2016: i MW (4A) og GWh (4B)	7
FIGUR 5: Norsk vannkraftpotensial i TWh (Energidagene 2016)	8
Figur 6: Oppgitt utbyggingskostnad i konsesjonssøknader (s.26; Belbo 2016)	9
Figur 7a-c: Sentrale resultater fra IPCCs klimamodeller	12
Figur 8: Utvikling i gjennomsnittlig konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren	15
Figur 9: Optimalt utslippsnivå.	16
Figur 10: Pigou-skatt som instrument	16
Figur 11: Pigou-skatt v.s. subsidie	20
Figur 12: Kvotesystem for utlipp	20
Figur 13: Norske klimagassutlipp og utslippsforpliktelser 1990-2030	30
Figur 14: Prisdannelse og økt fornybarproduksjon	38
FIGUR 15: Nordpool spot 2000-2016: nominelle prisregioner vs deflatert gjennomsnitt. Fremoverpriser NASDAQ-OMX (2017-2021)	40
Figur 16a-c: Antatt kraftpris for analyseperioden 2022-2056	42
FIGUR 16a: Lavprisscenario (LS)	42
FIGUR 16b: Estimatscenario (ES): Gjennomsnitt av 2000-2015	42
FIGUR 16c: Høyprisscenario (HS)	42
FIGUR 17: Forventede nordiske kraftbalanser	42
FIGUR 18a: Avvik fra gj.snittlig døgnspotpris: Natt (kl23-06) vs dag (kl06-23) (Nordpool 20.12.16)	43
FIGUR 18b: Døgnprofiler (2013-2015) mnd snitt (stiplet), årssnitt (heltrukken)	43
FIGUR 19: Kraftpriser brukt i analyseperioden 2022-2056	44
FIGUR 20: Gj.snittlig tilsig i 78 uregulerte vassdrag (NVE 18.11.2015)	47
FIGUR 21a-c: Antatt månedsfordeling av årstilsiget (i %) i scenariene HS, ES & LS	49
FIGUR 21a: Tilsigsprofil Høyscenario: % av årsprod (n=30)	49
FIGUR 21b: Tilsigsprofil ES: % av årsprod (n=57)	49
FIGUR 21c: Tilsigsprofil lavscenario: % av årsprod (n=78)	49
FIGUR 22a: Strømpris og avvik i avrenning	50
FIGUR 22b: Samlet avrenning i Norge : 1917-2010	50
FIGUR 23: Deflaterte spotpriser (Gj.snitt 2000-2015), produksjon & inntekt	51
FIGUR 24a: Fordeling av inntekt i scenarioene	54
FIGUR 24b: Differanse i inntekt HS-LS	54
FIGUR 25: Norsk krafteksport → Nominell CO2-reduksjon i naboland	57
FIGUR 26: Nominell utslippsendring & Netto krafthandel	58
FIGUR 27: Intuisjon for beregning av CO2 faktor i norsk kraftforbruk	58
FIGUR 28: Kraftimport og nominell CO2-faktor i kraftforbruket i Norge	59
FIGUR 29: LCA utlipp for ulike typer vannkraftverk (IPCC 2011)	61
Figur 30: Spesifikk beregnet utbyggingskostnad, 2015-kroner (s.26; T. Belbo 2016)	71
FIGUR 31: Privatøkonomisk NNV 2017-2056: (diskonteringsrate i %, Mill NOK	80
FIGUR 32ab: Fordeling av levetidsinntekter (t.v) og -utgifter (t.h.): Mill nåverdi-kroner	81
FIGUR 33: Konsesjonskraftpris	95
FIGUR 34: Utløsende behov - Statnetts nyinvesteringer: Tot: 70 684	99
FIGUR 35: Utløsende behov isolert - Statnetts nyinvesteringer: 70 684	99

FIGUR 36: Utvikling i frekvenskvalitet (2001-2015)	108
FIGUR 37: Samfunnsøkonomisk NNV 2017-56:	109
FIGUR 38ab: Fordeling av levetidsinntekter (t.v) og -utgifter (t.h.): Mill nåverdi-kroner	110

Liste over tabeller

	Sidetall
TABELL 1: Sammensetning av vannkraftverk i Norge per 31.08.16	4
TABELL 2: Global reguleringsgrad i småkraftverk	6
TABELL 3: Godkjente fornybare kraftverk per oktober 2016	8
TABELL 4: Kraftpriser brukt for 2022-2056: Realpriser i NOK/MWh	42
TABELL 5: Døgnprisavvik: Natt (kl 23-06) vs dag (kl 06-23), 2013-2015	43
TABELL 6: Antatt månedsfordeling av årstilsiget (i %) i scenariene HS, ES & LS	49
TABELL 7: Deflaterte spotpriser (Gj.snitt 2000-2015), produksjon & inntekt	51
TABELL 8: Gjennomsnittlig CO2 faktor	56
TABELL 9: Levetidsutslipp fra gjennomsnittlig småkraftverk	64
TABELL 10: Samlet LCA klimagassutslipp fra planlagt utbygging i Norge	64
TABELL 11: Antatt elsertifikatpris for 2022-2035	70
TABELL 12: Sensitivitetsanalyse: Endring i NNV i ES ved 100% økning av	82
TABELL 13: Levetidsutslipp og SCC	97
TABELL 14: Nettinvesteringer og fornybarutbygging	100
TABELL 15: Samlet vurdering av sannsynlige lanskapsvirkninger	104
TABELL 16: Samlet vurdering: Naturtyper og rødlistede arter	107
TABELL 17: Sensitivitetsanalyse: Endring i NNV i ES ved 100% økning av parameter	112

Innholdsfortegnelse

1	Småkraftverk, vannkraft og norsk kraftsystem.....	1
1.1	Sentrale definisjoner	1
1.2	Kraftsystemet i Norge: Et historisk resymé.....	2
1.3	Små kraftverk i Norge: Et historisk resymé	3
1.4	Vannkraftverk i Norge i dag: En oversikt.....	3
1.5	Operative småkraftverk: En oversikt	4
1.6	Operative småkraftverk: Produksjonsprofil og reguleringsgrad	5
1.7	Operative småkraftverk: Størrelse.....	7
1.8	Operative småkraftverk: Utbyggingskostnad	9
1.9	Eksempel på det gjennomsnittlige småkraftverket: Brunstad kraftverk	10
2	Klimaforandringer	11
2.1	Klimagasser og drivhuseffekten.....	11
2.2	FNs klimapanel om klimaforandringer	11
2.3	Klimaendringer i Norge.....	12
2.3.1	Temperatur	13
2.3.2	Nedbør og avrenning.....	13
3	Teori: Økonomers tilnærming til klimaproblemet	14
3.1	Teori: Eksternaliteter og forurensning.....	14
3.2	Teori: Klimagasser som «stock pollutants»	14
3.3	Teori: Minste-kostnads-teoremet for forurensning.....	15
3.3.1	Teori: Korrigering av eksternaliteter	16
3.3.2	Teori: Pigou-skatt som instrument	16
3.3.3	Teori: Interaksjonseffekt fra (pigou-)skatter.....	17
3.3.4	Teori: Subsidie som instrument	18
3.3.5	Teori: Direkte reguleringer	18
3.3.6	Teori: Subsidie v.s. pigou-skatt	19
3.3.7	Teori: «Cap and trade» Kvotesystem for utslippstillatelse	20
3.3.8	Teori: Virkemidler under usikkerhet	21
3.3.9	Teori: Virkemidler under asymmetrisk informasjon	22
4	Metode: Samfunnsøkonomisk analyse.....	23
4.1	Samfunnsøkonomisk analyse generelt.....	23
4.2	Nytte- kostnadsanalyse av småkraftverk.....	23
4.3	Pluss-minusmetoden.....	23
4.4	Fremgangsmåte og diskonteringsrate	24
4.5	Om Sosial kostnad ved karbonutslipp (SCC).....	25
5	Norsk og Europeisk klimapolitikk.....	26
5.1	Kyotoprotokollen.....	26
5.2	The European Union Emissions trading system: EU-ETS	27
5.3	Klimaforliket	28
5.4	Paris-avtalen.....	28
5.5	Beregningsmetoder for norske klimagassutslipp	29
5.5.1	A) Norsk territorium	29
5.5.2	B) Norsk økonomisk aktivitet.....	29
5.6	Norske klimagassutslipp og status for utslippsforpliktelser.....	29
5.7	Hovedtrekk i EUs klima- og energipolitikk for 2020 og 2030.....	30
5.8	Norsk klima- og miljøpolitikk og EØS-avtalen.....	31
5.9	Elsertifikater.....	32
5.10	Opprinnelsesgarantier.....	33
5.10.1	Hva er opprinnelsesgarantier?	33
5.10.2	Sammenheng mellom OG og reelle klimagassutslipp.....	34

5.10.3	Markedet for opprinnelsesgarantier	35
6	Felles analysedel: Kraftpris og produksjon.....	36
6.1	Norsk kraftmarked i praksis: Prisdannelse	36
6.2	Prisdannelse: Eksempel - Virkning av økt fornybarproduksjon på kraftpris	37
6.3	Norsk kraftmarked i praksis: Statnetts rolle	38
6.4	Norsk kraftmarked i praksis: Reservemarkeder	39
6.5	Norsk kraftpris	39
6.5.1	Fremoverpriser: nordisk kraft	40
6.5.2	Kraftprisen fra og med år 2022	41
6.5.3	Historisk prisforskjell over døgnet	43
6.6	Inntekt fra kraftsalg	45
6.6.1	Produksjon	45
6.6.2	Resultater: Årlig inntekt fra kraftsalg i HS, ES og LS	50
6.6.3	Årlig merinntekt og økning i nåverdi fra døgnetregulering.....	51
6.7	Kapittelkonklusjoner	52
7	Analyse: Klimagassutslipp og kraftproduksjon.....	55
7.1	Nominelle utslipp: Virkningen fra krafthandel	56
7.1.1	Nominell utslippsvirkning: Netto krafthandel	57
7.1.2	Langsiktige utslipp: CO2 faktor i norsk kraftforbruk og kraftimport.....	58
7.2	Reelle utslipp: Tallfesting av utslipp utenfor EU-ETS.....	60
7.2.1	Livsløpsanalyse (LCA) av klimagassutslipp.....	60
7.2.2	IPCC: Klimagassutslipp og vannkraftverk	61
7.2.3	Andre studier om LCA utslipp fra vannkraft	62
7.2.4	IPCC: LCA klimagassutslipp fra vindkraftverk.....	62
7.2.5	IPCC: LCA klimagassutslipp fra andre ikke-fossile kraftverk	62
7.2.6	Valgte LCA-estimater	63
7.3	Resultater: Klimagassvirkning fra økt produksjon i fornybare kraftverk	63
7.3.1	Resultater	63
7.3.2	Diskusjon: LCA utslipp.....	65
7.4	Kapittelkonklusjoner og konklusjon for del 1 av problemstillingen.	65
8	Fortsettelse: Privatøkonomisk analyse	67
8.1	Felles antagelser for HS, ES og LS: Forventet økonomisk levetid	67
8.2	Diskonteringsrate og risiko.....	68
	Felles antagelser for scenarioene: Diskonteringsrate	68
8.3	Privatøkonomiske inntekter	68
8.3.1	Inntekt fra kraftsalg i perioden 2017-2021	69
8.3.2	Inntekt fra kraftsalg i perioden 2022-2056.....	69
8.3.3	Privatøkonomiske inntekter: Opprinnelsesgarantier	69
8.3.4	Privatøkonomiske inntekter: Elsertifikater.....	70
8.4	Privatøkonomiske utgifter	70
8.4.1	Utbyggingskostnad.....	70
8.4.1.1	<i>Underestimering av utbyggingskostnaden</i>	72
8.4.2	Drifts- og vedlikeholdskostnader	72
8.4.3	Finansieringsutgifter.....	72
8.5	Skatter og avgifter	73
8.5.1	Eiendomsskatt.....	73
8.5.2	Avskrivning.....	73
8.5.3	Bedriftsbeskatning (overskuddsskatt)	74
8.5.4	Grunnrenteskatt	74
8.5.5	Naturressursskatt.....	74
8.5.6	Konsesjonsavgift.....	74
8.5.7	Konsesjonskraft.....	75
8.5.8	Nettkostnader	76

8.5.9	Anleggsbidrag.....	79
8.6	Resultater	79
8.7	Privatøkonomisk usikkerhetsanalyse	81
8.8	Diskusjon.....	83
8.9	Konklusjon: Privatøkonomisk analyse	84
9	Fortsettelse: Samfunnsøkonomisk analyse	85
9.1	Problemstillingen	85
9.2	Nullalternativet	85
9.3	Merverdiavgift	86
9.4	Samfunnsøkonomiske inntekter	86
9.4.1	Kraftsalg.....	86
9.4.2	Elsertifikater.....	87
9.4.3	Opprinnelsesgarantier.....	88
9.4.4	Potensiell ikke-prissatt nytte: økt fornybarandel vs klimagassutslipp.....	88
9.5	Samfunnsøkonomiske kostnader	89
9.5.1	Verdsetting av arbeidskraft.....	89
9.5.2	Utbyggingskostnad.....	90
9.5.3	Drifts- og vedlikeholdskostnader.....	91
9.5.4	Nettleie.....	91
9.5.5	Effektivitetstap fra skatter og avgifter.....	92
9.6	Eksternaliteter: Prissatte virkninger	96
9.6.1	Verdsetting av klimagassutslipp	97
9.6.2	Kostnader og investeringer i strømmettet	98
9.7	Eksternaliteter: Ikke-prissatte virkninger	101
9.7.1	Landskapsvirkninger	101
9.7.2	Samlet konsekvens: Ikke prissatte virkninger på landskap.....	104
9.7.3	Naturforringelse.....	104
9.7.4	Samlet vurdering: Ikke prissatte virkninger på natur og rødlistede arter	107
9.7.5	Frekvenskvalitet og småkraft.....	107
9.7.6	Samlet konsekvens: Ikke prissatte virkninger på frekvenskvalitet.....	108
9.8	Resultater	108
9.8.1	Prissatte virkninger	108
9.9	Samfunnsøkonomisk usikkerhetsanalyse.....	111
9.9.1	Samfunnsøkonomisk usikkerhetsanalyse: prissatte faktorer.....	111
9.9.2	Samfunnsøkonomisk usikkerhetsanalyse: ikke-prissatte faktorer	113
9.10	Fordelingsvirkninger	113
9.11	Diskusjon	113
9.11.1	Diskusjon: Er analysen relevant for planlagte og eksisterende småkraftverk? ..	114
9.11.2	Diskusjon: Hva er implikasjonene av beregnet klimagassutslipp?.....	116
9.11.3	Diskusjon: Fordelingsvirkninger	118
10	Hovedkonklusjoner og samlet vurdering	120
10.1	Hovedkonklusjoner	120
10.1.1	Hovedkonklusjoner: Klimagassutslipp og klimaendringer.....	120
10.1.2	Hovedkonklusjoner: Privat- og samfunnsøkonomisk analyse	121
10.2	Samlet vurdering: Samfunnsøkonomisk analyse	123
10.2.1	Samlet vurdering: prissatte faktorer.....	123
11	Appendiks.....	125
11.1	Atmosfærisk levetid for CO₂	125
11.2	Teori: Om karbonrisiko	126
11.3	Reservemarkeder	127
11.4	Elastisitet i endring? AMS og fremtidig døgnvariasjon i kraftpris	128
11.4.1	Lagring av strøm.....	129
11.5	Privatøkonomisk nåverdi av døgnregulerbarhet	129

11.6	Bruttostørrelser, tap i kraftnettet og utslippsintensitet	130
11.7	Beregnet utbyggingskostnad: Et eksempel	130
11.8	NVEs etterkontroll av biologiske undersøkelser: tilleggstabeller	131
11.9	Samfunnsøkonomisk nåverdi av døgnregulerbarhet	132
11.10	Figur: Underfordeling av beregnet samfunnsøkonomisk effektivitetstap	133
12	Referanseliste	134
12.1	Siste side	150

Innledning:

Klimaendringer er et reellt, menneskeskapt og verdensomspennende problem (*IPCC 2011, 2013, 2014*), og for å unngå at planeten koker i fillebiter så må knappe ressurser som dedikeres til å løse problemet, *gi størst mulig utslippsreduksjoner per krone*.

I verden forøvrig utgjør varmekraftverk basert på forbrenning av fossile energibærere som gass og kull, en dominerende andel av elektrisitetsproduksjonen. Bygging av kraftverk basert på sol-, vind-, vannkraft og andre fornybare kilder vil normalt redusere produksjon av strøm fra fossile brensler, og dermed også (direkte) klimagassutslipp.

Norsk kraftproduksjon er imidlertid unik, da den allerede kommer fra ca. 98% fornybare kilder, og i hovedsak vannkraft (*SSB 22.12.15*). Dermed er det svært liten mulighet for ytterligere utslippsreduksjoner i norsk kraftsektor, og det er ikke åpenbart hvordan økt fornybar kraftproduksjon – for eksempel ved bygging av nye småkraftverk – skal gi reduksjon i globale klimagassutslipp. Småkraftverk står i dag for omtrent 6,74 % av kraftproduksjonen i norske vannkraftverk (*NVE 31.08.2016*) og en kan lure på hvorfor i småkraftverk i det hele tatt nevnes i sammenhengen. Det er imidlertid minst fire faktorer som styrker temaets relevans:

For det første har små kraftverk fritak for ressursskatten på 33 % som alle større vannkraftverk (over 10MW) må betale. Dette gir et kraftig incentiv til å vri investeringene i norsk vannkraft bort fra større kraftverk, og mot små kraftverk.

For det andre så er mesteparten av de store vassdragene som ikke er vernet allerede bygget ut. Småkraft utgjør størsteparten av det resterende vannkraftpotensialet i Norge.

For det tredje foreligger det politiske målsetninger om å øke den fornybare kraftproduksjonen i Norge og Europa. Dette er for eksempel formalisert i fornybardirektiv II og det tilhørende Svensk-Norske elsertifikatmarkedet, som gir kraftige subsidier til økt utbygging av fornybare kraftverk i Norge.

For det fjerde viser faktisk vannkraftutbygging de siste årene at småkraftverk allerede står for en høy – og økende – andel av ny kraftproduksjon etter år 2000. Argumentasjonen ovenfor begrunnes med data i kapittel 1 – utenom for elsertifikater, som beskrives i kapittel 5.9.

Tolkning og avgrensning av oppgavens overordnede problemstilling:

Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge?

Hvilke implikasjoner har dette for samfunnets nytte av nye småkraftverk?

Et sentralt underliggende spørsmålet er følgelig, hva er samfunnets nytte av nye småkraftverk? Dette er sammen med de direkte spørsmålene i problemstillingen hovedfokus for analysedelen. I et forsøk på å kunne si noe generelt om dagens operative småkraftverk – og særlig planlagte småkraftverk – vil nytte- kostnadsanalysen gjøres på «det gjennomsnittlige småkraftverket». Dette defineres ved analyse av data for småkraftverk på landsbasis.

Småkraftverk bygges og eies i hovedsak av private aktører (s.313; Flåtten & Skonhoft 2014, Koestler 2017). For å kunne sannsynliggjøre om private aktører bygger eller ikke, så må også den privatøkonomiske lønnsomheten beregnes. Ved å sette privat og samfunnsøkonomisk analyse mot hverandre vil en eventuell differanse mellom privat og samfunnsøkonomisk lønnsomhet dessuten kunne identifiseres. Dette gjøres, og sammen med nevnte spørsmål definerer dette oppgavens avgrensning.

Kapittel 7 har til hensikt å besvare problemstillingens første del og «rydde opp» i sammenhengen mellom kraftproduksjon og klimagassutslipp, og kapittel 6, 8 og 9 legger grunnlaget for å besvare resten.

Med mindre noe annet står oppgitt så ser alle figurer og tabeller bort fra forbruk, produksjon installert effekt o.l. på oljeinstallasjoner i Nordsjøen.

1 *Småkraftverk, vannkraft og norsk kraftsystem*

Norges regntunge klima og mektige fjell representerer et skoleeksempel på komparative fortrinn i elektrisitetsproduksjon. Vannkraft har en ca. 127 år lang historie og utgjorde bærebjelken i industrialiseringen og elektrifiseringen av Norge. (NVE 31.08.2016)

I det følgende gjøres det rede for hovedtrekkene i utbyggingen av norsk vannkraft og kraftsystem, men fokuset utover i kapitlet er på småkraftverkens nåværende og fremtidige rolle i den norske kraftforsyningen. Først er det nødvendig å kjapt definere noen sentrale fysiske størrelser som brukes til å beskrive og kategorisere kraftverk.

1.1 Sentrale definisjoner

I henhold til den internasjonale standarden for metrisk måling av fysiske størrelser (SI-standard), måles energi i **Joule** (J). En Joule elektrisk energi tilsvarer energimengden (arbeidsmengden) som kan utføres av én **Watt** (W) i løpet av ett sekund (s): $1W = 1J/s$

Watt er et mål på effekt, og installert effekt i vannkraftverk betegner den maksimale ytelsen til kraftverkets vannturbiner. Effekt brukes også til å definere og kategorisere vannkraftverk:

Små kraftverk er en fellesbetegnelse på vannkraftverk som er mindre enn 10 MW.

Småkraftverk betegner vannkraftverk med en installert effekt på mellom 1MW og 10MW.

Minikraftverk betegner vannkraftverk med en installert effekt på mellom 0,1MW og 1,0MW.

Mikrokraftverk betegner vannkraftverk med en installert effekt på under 0,1 MW.

NVE (11.06.2015)

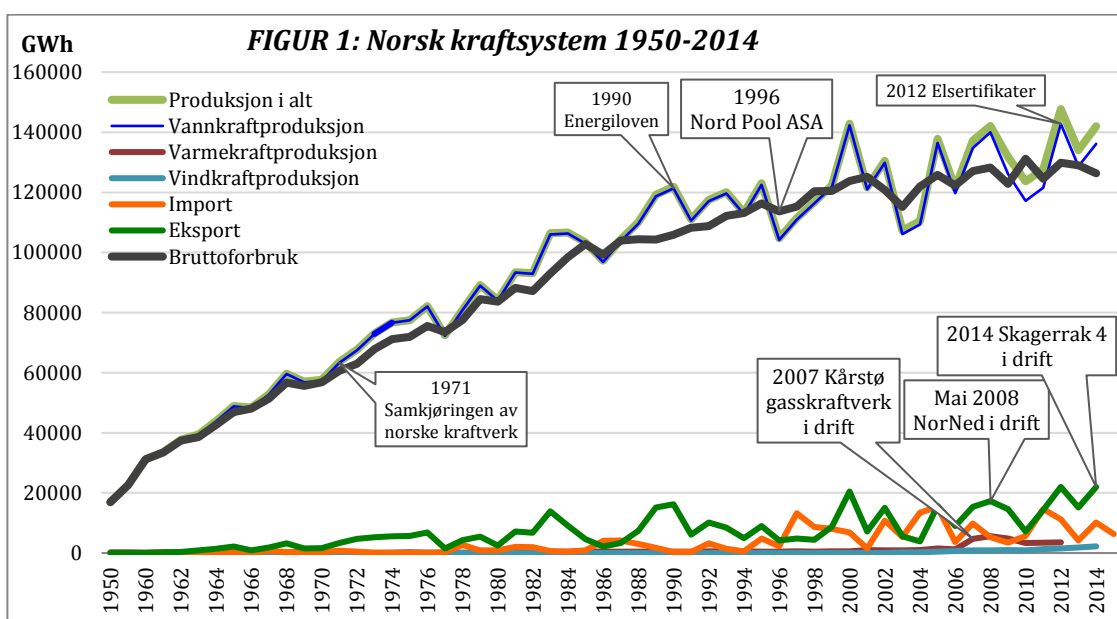
I henhold til SI-standard kan effekt benyttes sammen med tid målt per time, definert som **én kilowatttime**¹ (1KWh=1000Wh). Når man snakker om mengden elektrisitet (energi) som produseres i et vannkraftverk i løpet av et år, er det som regel mer hensiktsmessig å bruke større prefikser som Mega- (MWh), Giga- (GWh) og Terrawattimer (TWh), der prefiksene står for henholdsvis én million (10^6), én milliard (10^9) og én billion (10^{12}).

¹ 1KWh tilsvarer $1000(J/s) \cdot 3600s = 3600J$, siden det er 3600 sekunder i én time. Statistikk fra for eksempel Eurostat og IEA oppgis ofte i Joule, og dette vil brukes som omregningsfaktor i senere kapitler.

1.2 Kraftsystemet i Norge: Et historisk resymé

Det norske vannkrafteventyret startet ca i 1889, når Fossingfallene – Norges eldste operative vannkraftverk – ble satt i drift i Kragerø i Telemark. Utbyggingstakten er relativt lav frem til 1950-tallet, og i 1953 passerte kapasiteten 10% av dagens nivå. I 1971 var det norske strømmettet godt utbygd, og landets kraftprodusenter ble samlet under en felles forening: «Samkjøringen av kraftverkene i Norge». Gjennom opprettelse av kraftreserver og økt utnyttelse av kraftnettet, bidro foreningen til styrket driftssikkerhet og reduksjon i (samlede) drifts- og vedlikeholdskostnader. Fra samkjøringen og frem til energiloven trådte i kraft i 1990 ble det bygget svært mange store vannkraftverk i Norge, og elektrisitetsproduksjonen doblet seg. I denne perioden kontrollerte Statnett SF i stor grad utvekslingen av kraft mellom innenlandske og utenlandske aktører. (NVE 31.08.2016, SNL 20.06.13)

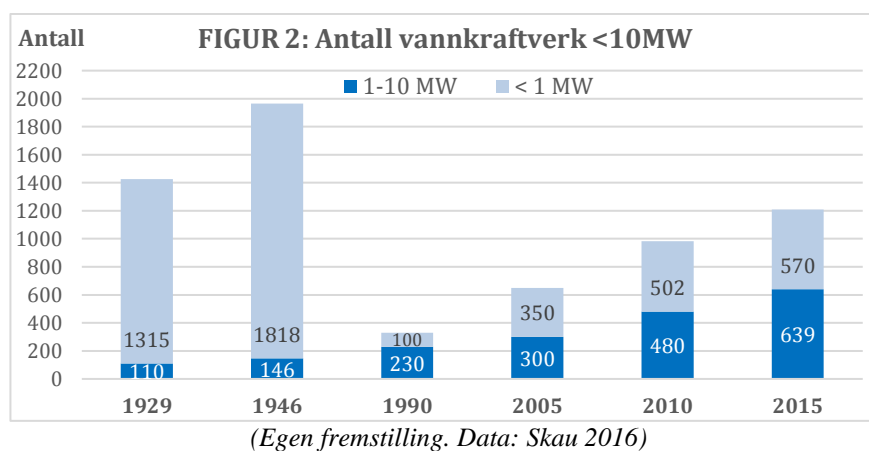
I 1991 vedtok Stortinget at kraftmarkedet skulle dereguleres, og i 1996 ble Nord Pool ASA etablert som en felles børs for krafthandel i Norge og Sverige. Finland og Danmark blir en del av Nord Pool i henholdsvis 1998 og 2000, og overføringskapasiteten ut av Norge og det nordiske kraftmarkedet skyter fart i takt med at Tyskland, Nederland (NorNed), Belgia, Litauen og Latvia får adgang til Nord Pool utover 00-tallet. I 2012 innføres elsertifikatordningen i Norge, og antall utbygde småkraftverk sprenger alle tidligere rekorder. (NVE 31.08.16, Nordpool 17.10.16)



Om man ser bort fra elektrisitetsproduksjon på oljeplattformer i Nordsjøen, har norsk elektrisitet nesten utelukkende blitt produsert i vannkraftverk frem til 2000-tallet. Selv om det har kommet til noe elektrisitetsproduksjon i gass- og vindkraftverk utover 2000-tallet, utgjorde vannkraft 95,9 % av gjennomsnittlig elektrisitetsproduksjon i perioden januar 2010, til og med august 2016. Se figur 1 for et grafisk resymé. (NVE 31.08.16, SSB 04.10.16)

1.3 Små kraftverk i Norge: Et historisk resymé

I tiden før det norske kraftnettet var ferdig utbygd spilte særlig mikro- og minikraftverk en sentral rolle i norsk kraftforsyning. I perioden 1929 til 1946 var antallet kraftverk under 1MW langt høyere enn i dag, og mange av disse ble bygget for å forsyne Norges nye industribedrifter. I 1946 hadde ca. 80 % av Norges befolkning tilgang på elektrisitet og det rekordhøye antallet små kraftverk bidro til at elektrifiseringen utviklet seg relativt likt i byene og på landet. Når utbyggingen av sentralnettet og de store vannkraftverkene tiltar i perioden fra 1946 til 1990, blir nesten samtlige mikro- og minikraftverk lagt ned. Figur 2 under viser antall operative vannkraftverk under 10MW i de ulike årene. Antallet småkraftverk øker kraftig utover 2000-tallet. (Bøe 2016, Skau 2016)



1.4 Vannkraftverk i Norge i dag: En oversikt

Ved utgangen av august 2016 var det totalt 1548 operative vannkraftverk i Norge. Av dette er 637 småkraftverk og 578 kraftverk under 1MW. Samlet installert effekt for alle operative vannkraftverk i 2016 er ca. 31 484 MW², og den midlere normalårsproduksjonen er 133,2 TWh. Tabell 1 under viser de ulike vannkraftverkernes andel av samlet installert effekt og produksjon, og er satt sammen ved bruk av et datasett fra NVE, med detaljert informasjon om alle operative kraftverk i Norge, satt i drift siden 1889. (NVE 31.08.2016)

² Det regnes ikke med pumper i pumpekraftverk, da disse har en negativ installert effekt.

Tabell 1: Sammensetning av vannkraftverk i Norge per 31.08.16

	Prosentandel			Gjennomsnittskraftverket			
	Antall %	MW %	GWh %	MW	GWh	Ant. hus	Ant. personer
Mikrokraftverk	14,74 %	0,03 %	0,04 %	0,04	0,22	13	30
Minikraftverk	21,89 %	0,54 %	0,55 %	0,50	2,12	132	291
Småkraftverk	41,86 %	7,07 %	6,74 %	3,39	13,69	853	1 877
Kraftverk ≥10MW	19,27 %	92,35 %	92,67 %	86,28	366,23	22 827	50 218

(Egen fremstilling. Data: NVE 31.08.16, SSB 14.07.14)

Prosentandelen som oppgis i kolonnen for «antall» er beregnet ved å dele det totale antallet kraftverk i hver kategori på det totale antallet operative kraftverk i Norge.³ Tilsvarende er total installert effekt og produksjon delt på bidraget fra hver enkelt kraftverkskategori. Fra tabellen ser vi at andelen mikro- og minikraftverk samlet utgjør en vesentlig andel på 37 % av totalt antall vannkraftverk, samtidig som disse står for en neglisjerbar andel av samlet effekt og produksjon – mindre enn 0,6 %.

I høyre side av tabell 1 er det beregnet installert effekt (MW) og normalårsproduksjon (GWh) til «gjennomsnittskraftverket», som beskriver det «typiske kraftverket» innenfor hver kategori. Kolonnen «Ant. hus» viser hvor mange husholdninger som kan forsynes med elektrisitet fra de typiske kraftverkene.⁴ Kolonnen «Ant. personer» fås fra at det bor ca. 2,2 personer i norske husholdninger, og vi ser at produksjonen i det gjennomsnittlige mikro- mini- og småkraftverket tilsvarer årsforbruket til henholdsvis 1 3, 132 og 853 husholdninger. Det typiske vannkraftverket i over 10MW har en normalårsproduksjon tilsvarende det årlige elektrisitetsforbruket i en Norsk by på størrelse med Ålesund eller Tønsberg. (NVE 31.08.16, SSB 14.07.14)

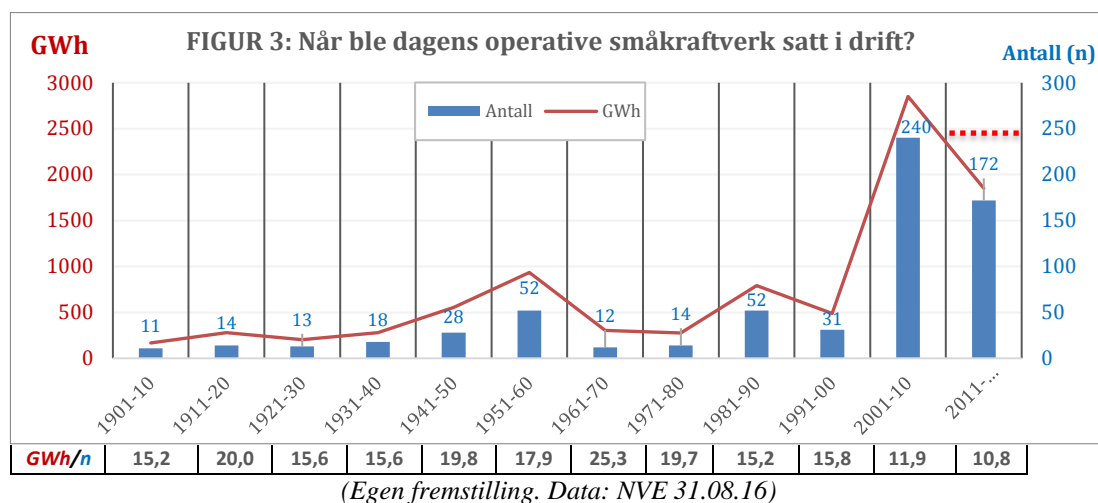
1.5 Operative småkraftverk: En oversikt

Ved utgangen av august 2016 var det 657 operative småkraftverk i Norge, og disse har en samlet normalårsproduksjon på omtrent 8 982GWh og samlet installert effekt på ca. 2 228MW. Relativt få av dagens småkraftverk ble satt i drift i perioden 1901 til 2000, selv om antallet var noe høyere på 50- og 80 tallet. Gjennom hele 1900-tallet står småkraftverk for en svært liten andel av total økning i norsk vannkraftproduksjon. Årtusenskiftet definerer imidlertid et markant skift i denne trenden: Den røde stiplede linjen i figur 3 under viser samlet

³ Årsaken til at summen til kolonnen «antall» er lik 97,76 %, og ikke 100 %, er at pumper og pumpekraftverk utgjør til sammen 2,23 % av populasjonen i datasettet. Pumper registreres med en negativ installert effekt og null produksjon, og fjernes derfor fra datasettet når tabell 1 beregnes. **Pumpekraftverkene** (vannkraftverkene der pumpene er installert) har imidlertid en **positiv** installert effekt og produksjon. Men disse inngår i produksjonen til «kraftverk >10MW» og «småkraftverk», og derfor utelates pumpekraftverk i Tabell 1 – for å unngå dobbelttelling.

⁴ Tallene i denne kolonnen er beregnet ved å dele gjennomsnittskraftverkernes normalårsproduksjon «GWh» på 16 044KWh (0,016044 GWh), som er Statistisk Sentralbyrås beregnede elektrisitetsforbruk for en gjennomsnittlig norsk husholdning i 2012.

produksjonsøkning for vannkraft på 2 622G Wh i perioden 2011 til 31. august 2016. I samme periode utgjør nye småkraftverk rekordhøye 70,5 % av økningen i vannkraftproduksjonen.⁵ (NVE 31.08.16)



Raden under figur 3 viser oppgir gjennomsnittsproduksjonen til de nye småkraftverkene i hver periode (se GWh/n). Raden viser at gjennomsnittsproduksjonen synker fra toppen på 60-tallet, og til de klart laveste nivåene i periodene etter årtusenskiftet. Dette indikerer at den gjennomsnittlige størrelsen på nye småkraftverk blir mindre (NVE 31.08.16). Merk: Figur 2 viser når dagens operative kraftverk ble satt i drift – ikke det totale antallet småkraftverk, eller det totale antallet småkraftverk som bygges ut i hver periode.

1.6 Operative småkraftverk: Produksjonsprofil og reguleringsgrad

En stor andel av nedbøren i vinterhalvåret faller som snø, og særlig i høyfjellet. Dette medfører at avrenningen i vassdragene er skjevt fordelt over året. Kraftverk som har vannmagasiner med kapasitet til å lagre en vesentlig andel av den årlige avrenningen i vassdraget, kan dermed produsere mer om vinteren og på dagtid – når strømforbruket og kraftprisen normalt er høyest. Verdien av kraften som produseres i små og store vannkraftverk avhenger altså av produksjonsprofilen – når på året kraftverket produserer, og lagringsmuligheten i magasinene.

Et datasettet fra NVE med faktisk produksjon i 577 kraftverk viser at 148 småkraftverk har egne vannmagasin. Det er imidlertid graden av regulerbarhet som beskriver om kraftverkene har mulighet til å øke andelen vinterproduksjon. Dette er fordi mange av småkraftverkene kun har mindre inntaksdammer med begrenset eller ingen lagringskapasitet.

⁵ Dette er uten å ta hensyn til nye kraftverk som bygges etter 2011 og legges ned innen 31.08.16. Gitt vannkraftverks lange levetid, gjelder dette sannsynligvis svært få småkraftverk.

En høy andel vinterproduksjon kan generelt oppnås på to måter: Enten direkte, ved å bygge vannmagasiner som småkraftverket selv regulerer (individuell regulering), eller indirekte, ved at ovenfor-liggende regulerbare vannkraftverk i samme vassdrag produserer mest om vinteren. Begge kategoriene inngår i det man i hydrologien betegner som *global reguleringsgrad*:

$$\text{Global reguleringsgrad} = \frac{\text{Total oppstrøms magasinkapasitet}}{\text{Totalt oppstrøms årlig tilsig}}$$

Tabell 2: Global reguleringsgrad i småkraftverk					
Global reguleringsgrad	Antall (n)	Antall i %	GWh	GWh i %	GWh/n
<i>Blandet</i>	577	100,0 %	7 000	100,0 %	12,1
<i>0,30 > 0</i>	87	15,0 %	1700	24,3 %	19,5
<i>> 0,30</i>	88	15,3 %	1 800	25,7 %	20,5

(Egen fremstilling. Data: (Koestler 2016))

Et småkraftverk kan altså ha global reguleringsgrad uten å ha egne magasiner, men dersom småkraftverk har egne magasiner, så vil dette inkluderes i den globale reguleringsgraden. Tabell 2 viser at 88 av 577 småkraftverk har en global reguleringsgrad over 0,30. Dette betyr at mer enn 30 % av det årlige tilsiget kan lagres i ovenfor liggende vannmagasin(er). Til sammenligning er Norges samlede magasinkapasitet i 2016 på 84,3 TWh, tilsvarende en gjennomsnittlig *individuell* reguleringsgrad på 0,633 for norske vannkraftverk. Gjennomsnittlig *global* reguleringsgrad i norske vannkraftverk er trolig større enn 0,633, da mange kraftverk er sammenknyttet. Følgelig har småkraftverk en global reguleringsgrad som er vesentlig lavere enn landsgjennomsnittet for vannkraftverk (i alle størrelser). Tabell 2 viser dessuten at småkraftverk som *har* global reguleringsgrad, også har vesentlig større gjennomsnittsproduksjon (> 19,5 GWh/år) enn det gjennomsnittlige småkraftverket (13,69 GWh/år). Det er imidlertid sannsynlig at småkraftverk har store nok inntaksdammer til å lagre tilsig om natten for produksjon på dagtid. Dette muliggjør utnyttelse av døgnprisvariasjoner i kraftprisen og verdien av «døgnregulerbarhet» estimeres derfor i analysekapitlene. (NVE 31.08.16)

Gitt at de ovenforliggende kraftverkene maksimerer profitten, så vil de produsere (frigi vann) når kraftprisen er høyest. Dette vil normalt også øke lønnsomheten for småkraftverk som ligger lengre ned vassdraget.⁶ Faktisk produksjon i 577 norske småkraftverk viser imidlertid at **56 % av den totale årsproduksjonen gjøres i vinterhalvåret** – definert fra 01. oktober til 30. april (Koestler 2016). I analysekapitlene vil det også vises at andel vinterproduksjon har en

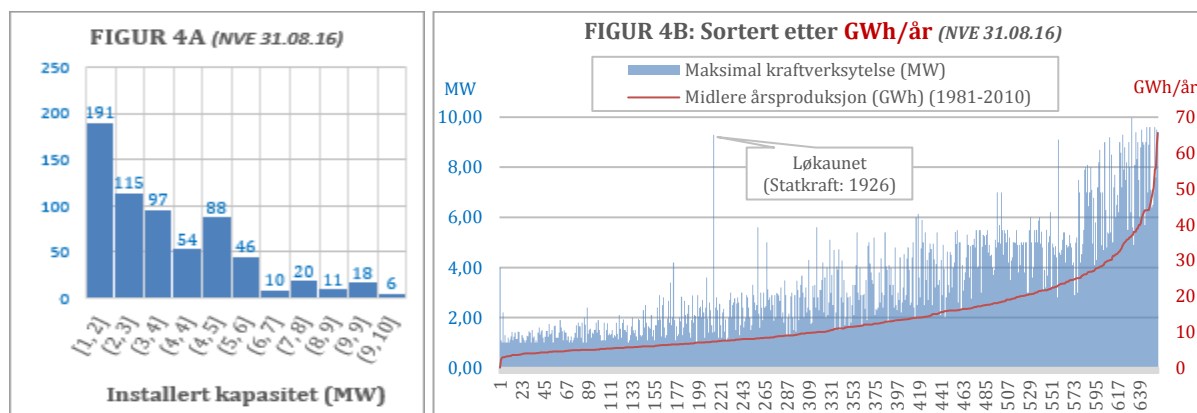
⁶ Dette bestemmes ikke utelukkende av sesongvariasjoner i kraftprisen. Siden kraftprisen normalt er høyest på dagtid (om morgenen og på ettermiddagen) så vil tiden det tar før vannet når det nedstrøms liggende småkraftverket, påvirke lønnsomheten. Interessekonflikter oppsto for eksempel mellom elvekraftverk i Glommavassdraget, når fokuset gikk fra produksjonsmaksimering (forsyningssikkerhet) til profittmaksimering.

signifikant virkning på den samfunnsøkonomiske og privatøkonomiske lønnsomheten til småkraftverk.

1.7 Operative småkraftverk: Størrelse

Ved utgangen av august 2016 var det 657 operative småkraftverk i Norge, og de fleste av disse er små småkraftverk, da 47 % av kraftverkene har en installert effekt på mellom 1 og 3 MW. Kun 17 % av kraftverkene har en installert effekt som er lik, eller større enn 5MW. Denne fordelingen kan sees i sammenheng med at grensen for fritak på grunnrenteskatten (på 33 %) ble hevet fra 5,5MVA til 10MVA i 2016.⁷ Se figur 4A, der de 657 småkraftverkenes størrelse er kategorisert og målt ved installert effekt: MW (Figur 4A) og normalårsproduksjon: GWh/år (Figur 4B).⁸ Figur 4B viser også at det ikke er et lineært forhold mellom installert effekt og årsproduksjon, og markerer et ekstremtilfelle – Statkrafts «Løkaunet småkraftverk». Kraftverket har global reguleringsgrad og *kan* yte stor effekt, men har relativt få driftstimer i løpet av året. Installert effekt vil normalt definere størrelsen på kraftverket, vannvei og dermed også utbyggingskostnaden (NVE 31.08.16). Dette undersøkes videre i oppgavens analysedel.

FIGUR 4: Størrelsen på operative småkraftverk per okt.2016: i MW (4A) og GWh (4B)

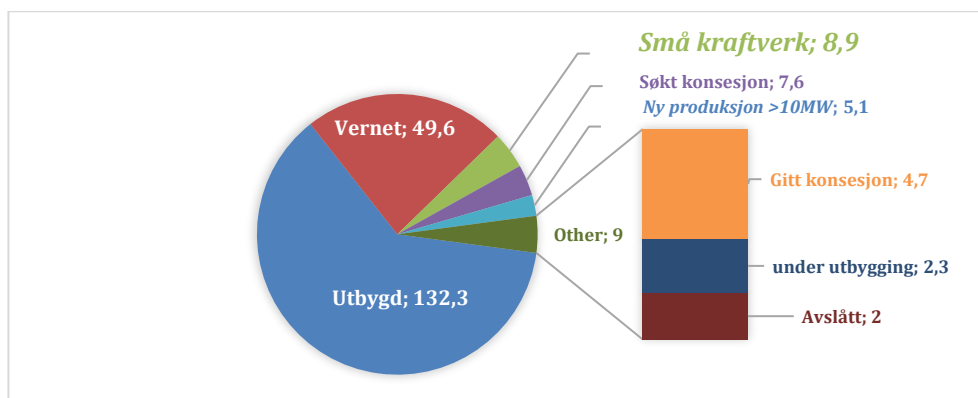


Økningen for småkraft er altså signifikant de siste årene, både målt i antall nye kraftverk, samlet produksjon og som andel av total økning i vannkraftproduksjonen. Samtidig faller gjennomsnittsproduksjonen per småkraftverk. Denne utviklingen kan sees i sammenheng med at vassdragene som er tilgjengelig for utbygging blir stadig færre og mindre i størrelse. Dette indikeres også i diagrammet for norsk vannkraftpotensial under, presentert av avdelingsdirektør i NVEs konsesjonsavdeling under Energidagene i Oslo 13. oktober 2016.

⁷ Dette følger fra § 18-3: Lovdata 27.05.2016

⁸ Det er en vesentlig andel småkraftverk som har utvidet kapasiteten (oppgradert kraftverket). Dette ga mistanke om et kunstig høyt antall små kraftverk i datasettet, men mistanken avkreftes av NVE: Økt produksjon føres inn på eksisterende kraftverk i datasettet. Fordelingen i figur 4 er trolig korrekt.

FIGUR 5: Norsk vannkraftpotensial i TWh (Energidagene 2016)



Det samlede vannkraftpotensialet er en hydrologisk beregning av mengden kraft som kan produseres fra Norges vann og vassdrag. Tallene i figur 5 viser at det samlede potensialet er 212,5TWh (summen av kategoriene). Det gjenværende vannkraftpotensialet⁹ er 26,3 TWh, og små kraftverk utgjør 8,9TWh av dette – tilsvarende 33,8 % (NVE 31.08.16). Den klart største andelen av det resterende vannkraftpotensialet består altså av kraftverk under 10MW. Ved å se nærmere på planlagte kraftutbygginger med innvilget konsesjon (byggetillatelse) i Norge, skisseres et bilde av den fremtidige kraftutbyggingen:

(Energidagene 2016)	Tabell 3: Godkjente fornybare kraftverk per oktober 2016					
	SUM med konsesjon			Under bygging %		
	Antall	MW	GWh	Antall %	MW %	GWh %
Små kraftverk (<10MW)	471	1 212	3 770	8,5 %	16,2 %	16,2 %
Opprusting og utvidelse	57	903	1 900	24,6 %	60,1 %	48,9 %
Vannkraft >10MW	24	656	1 848	25,0 %	31,6 %	28,2 %
Vindkraft	59	4 848	14 130	8,5 %	17,8 %	18,3 %
SUM	611	7 619	21 648	10,6 %	23,8 %	21,5 %

Opprusting og kapasitetsutvidelse av eksisterende vannkraftverk har den høyeste utbygingsraten¹⁰. Tabellen viser at for alle kraftverkstypene så er andelen under utbygging lavere målt i antall kraftverk enn i installert effekt og produksjon. Dette betyr at de største kraftverkene bygges først. Det mest oppsiktsvekkende med tabell 3 er imidlertid at beregnet produksjon (GWh) i planlagte vindkraftverk utgjør en andel på 65,3 % av alle planlagte kraftverk med innvilget konsesjon. Med sine 1000MW og 3,4TWh står for eksempel Statkrafts vindpark på Fosen for et vesentlig bidrag. Selv om vindkraft har potensialet til å produsere like mye strøm som småkraftverk i fremtiden, så utgjør operative vindkraftverk imidlertid kun

⁹ Gitt av summen av alle kategorier i figur 4, utenom kraftverk under utbygging, planlagte utbygginger som har fått avslag på konsesjonssøknaden (2,0TWh) og vassdrag som er vernet (49,6 TWh) eller utbygd (132,3 TWh).

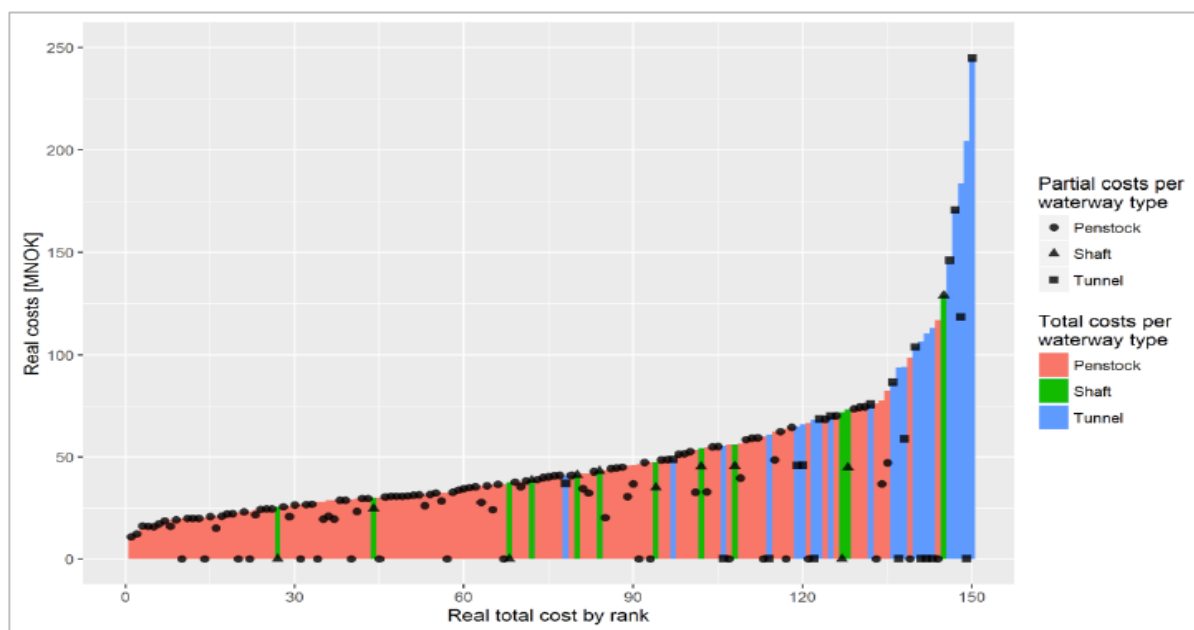
¹⁰ Med utbygingsrate menes %-andelen av de planlagte kraftverkene med konsesjon som er under utbygging – gitt av kolonnegruppen «under bygging %» i tabell 2.

1,26% av samlet kraftproduksjon i perioden 2010 til august 2016. Det er viktig å presisere at tildelt konsesjon ikke medfører at de godkjente kraftverkene faktisk bygges, da investeringsbeslutningen til kraftselskapene avhenger av privatøkonomiske forhold som utbyggings- og driftskostnader, skatter, avgifter, og salgspris på kraft, elsertifikater og opprinnelsesgarantier. En detaljert diskusjon om nevnte forhold gjøres i oppgavens analysedel i kapittel 8. (Statkraft 30.10.16, NVE 31.08.16, SSB 04.10.2016)

1.8 Operative småkraftverk: Utbyggingskostnad

Den mest omfattende og nyeste kilden om utbyggingskostnad finnes trolig i *Belbo 2016*. Her rangeres 150 småkraftverk etter utbyggingskostnaden som oppgis i konsesjonssøknadene. De fleste småkraftverk har en estimert utbyggingskostnad på mellom 25 og 100 millioner kroner, og de dyreste (største) småkraftverkene fører vann fra inntaket til kraftverket ved å bore tunneller (s.26; *Belbo 2016*). Investeringen er den største kostnaden i småkraftverkets levetid, og har som vi skal se i analysedelen, stor innvirkning på privat- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Diskonteringsraten er en medvirkende årsak til dette siden inntektene ligger i fremtiden, mens investeringskostnaden ligger nært i tid. Derfor vil avvik i utbyggingskostnad ha stor innvirkning på nåverdien av et småkraftverk. Dette undersøkes også i analysedelen.

Figur 6: Oppgitt utbyggingskostnad i konsesjonssøknader (s.26; *Belbo 2016*)



1.9 Eksempel på det gjennomsnittlige småkraftverket: Brunstad kraftverk



Langs Velledalselva i Sykkylven kommune i Møre og Romsdal ligger Brunstad småkraftverk. NVE innvilget konsesjonen i 2005 og kraftverket ble satt i drift i 2010, etter en ca. halvannet år lang byggeperiode. Kraftverket har en installert effekt på 3,35MW og en årlig produksjon mellom 12 og 14,5 GWh – hvilket er svært likt Norges gjennomsnittlige småkraftverk i tabell 1. Vannet ledes i en rørgate (bildet under t.h.) med en diameter på 1m og lengde på 1,75 Km fra inntakshuset, til kraftstasjonen (bildene over t.v og t.h., henholdsvis). Høydeforskjellen mellom inntak og kraftverkets 6-strålers peltonturbin (bildet under t.v.) er 225m, og den maksimale slukeevnen er 1800 liter per sekund (l/s). Til sammenligning er midlere vannføring 1100 l/s , og var i 2015 1500 l/s . I likhet med de fleste småkraftverk har kraftverket kun en mindre inntaksdam med liten eller ingen individuell reguleringsgrad (bildet under i midten). Produksjonen kan altså i liten grad utsettes til perioder med høyere priser (*Brunstad 2016*).

Kraftverket er pålagt en minstevannføring nedenfor inntaket på 150 l/s i sommerhalvåret, og 80 l/s fra 01. oktober til 30. april. Kraftverket kan produsere når vannføringen i elven overstiger minstevannføringen, som er et såkalt avbøtende tiltak. Dette skal begrense de negative virkningene fra redusert vannføring på blant annet landskapets opplevelsesverdi, miljø og dyreliv, og blir diskutert i oppgavens analysedel. Bildene er tatt av Oddbjørn Brunstad, daglig leder i Brunstad Kraft AS, og gjengis etter skriftlig samtykke. (*Brunstad 2016*)



2 Klimaforandringer

I dette kapittelet gjøres det kort rede for sentrale aspekt knyttet til de globale klimaendringene. Kapittelet gir den naturvitenskapelige forankringen som er nødvendig for å forstå hvordan økonomer kan bidra med teori og løsninger som begrenser skadeomfanget. Relevant teori om eksternaliteter, korrigering av disse trekkes derfor inn i løpet av kapittelet. En utgreiing om den underliggende klimakrisen er et hensiktsmessig startpunkt for å kunne analysere klimavirkningen av fornybar kraftproduksjon og særlig småkraftverk.

2.1 Klimagasser og drivhuseffekten

Klima- og drivhusgasser betegner atmosfæriske gasser med fysiske egenskaper som gjør at kortbølget sollys kan trenge gjennom atmosfæren, samtidig som en andel langbølget varmestråling fra Jordoverflaten reflekteres tilbake, og «fanges» i atmosfæren. Selv om klimagassene utgjør kun 0,04 % av atmosfæren, så gir de en global oppvarmingseffekt kalt drivhuseffekten. Uten denne naturlige varmeisoleringen ville gjennomsnittstemperaturen på Jorden vært -18°C (*Miljøstatus, Bjerknes 2009*). Når konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren øker, som følge av for eksempel vulkanutbrudd eller menneskers forbrenning av fossile energibærere, vil ceteris paribus, gjennomsnittstemperaturen på Jorden øke (*IPCC 2013*).

De viktigste klimagassene er: karbondioksid (CO_2), metan (CH_4), lystgass (N_2O), vanndamp (H_2O), perfluorkarboner (PFK) og troposfærisk ozon (O_3) (*Bjerknes 2009*). Karbondioksid er den klimagassen med høyest naturlig forekomst i atmosfæren, i tillegg til at menneskeheten har bidratt til en konsentrasjonsøkning på ca. 40 % siden den industrielle revolusjon. CO_2 – ekvivalenter (CO_2eq) er en enhet som brukes for å rangere ulike klimagassers bidrag til drivhuseffekten, og regnes fra gassens «Global Warming Potential» (GWP). GWP viser det relative bidraget til drivhuseffekten sammenlignet med CO_2 , som har $\text{GWP} = 1$ for alle tidshorisonter. Metan og lystgass har henholdsvis 25GWP og 298GWP, hvilket impliserer at de er 25 og 298 ganger mer potente klimagasser enn CO_2 over en 100års periode. (*IPCC 2007*)

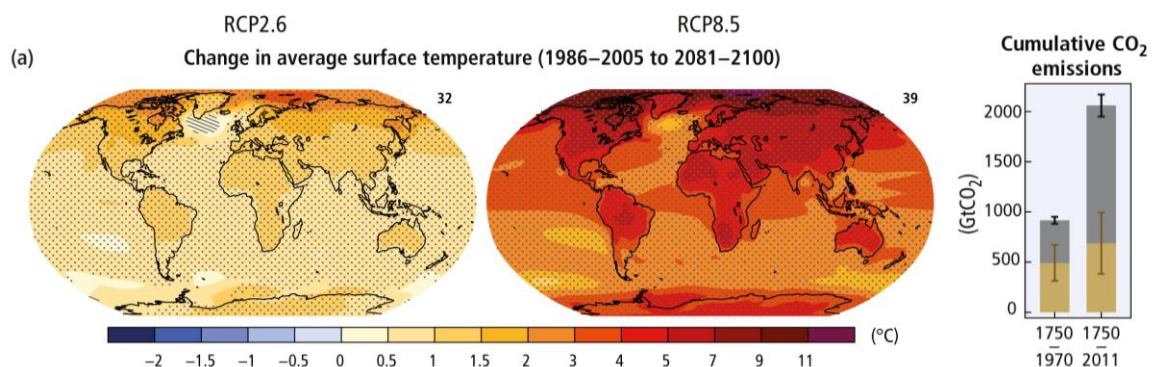
2.2 FNs klimapanel om klimaforandringer

FNs klimapanel, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) publiserer jevnlig rapporter om de globale klimaendringene, og representerer den mest prestisjetunge og omfattende naturvitenskapelige klimaforskningen. Noen sentrale utdrag fra de nyeste

rapportene er at atmosfæren og havet har blitt varmere, mengden snø og is har blitt mindre, havnivået har steget, havet har blitt surere som følge av økt opptak av CO₂ og konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren har økt (IPCC, 2013). Videre er det *ekstremt sannsynlig* (95-100% sikkert) at over halvparten av oppvarmingen som har skjedd fra 1951 til 2010 er forårsaket av mennesker (IPCC 2013, *Miljødirektoratet I*). Menneskeheten har til nå sluppet ut over halvparten av mengden klimagasser som tåles for at det skal være *sannsynlig* (66-100 % sikkert) at økning i global gjennomsnittstemperatur over to grader celsius, såkalt «farlig oppvarming», unngås (*Miljødirektoratet II*).

De berømte bildene av verdenskartet under viser resultatet fra 32 og 39 klimamodellers beregnede oppvarming i perioden 2081-2100, sammenlignet med perioden 1986-2005 i to scenarier: RCP2,6; kraftige utslippsreduksjoner, og RCP8,5; svært høye utslipp. Stolpediagrammet lengst til høyre viser at akkumulerte klimagassutslipp mer enn doblet seg fra 1970 (starten på den industrielle revolusjon) til 2011. Nyere publikasjoner fra IPCC bekrefter den bekymringsverdige utviklingen i gjennomsnittstemperatur og klimagassutslipp.

Figur 7a-c: Sentrale resultater fra IPCCs klimamodeller



Kilde for figurer: IPCC (30.10.2016); Figure SPM.7 (verdenskartene) & Figure SPM.1(d) (høyre)

2.3 Klimaendringer i Norge.

For denne oppgaven er lokale klimaendringer knyttet til avrenning og temperatur mest relevant, siden temperatur (vinterstid) påvirker etterspørsel etter kraft, og avrenning bestemmer tilbudet av vannkraft. Småkraftverk har en forventet levetid på minst 40 år¹¹, og for å kunne gjøre gode antakelser om produksjonsutviklingen over levetiden, er det hensiktsmessig å gjøre rede for hovedtrekkene til forventede klimaendringer i Norge. (*Norsk klimaservice*)

¹¹ Dette er den økonomiske levetiden som legges til grunn i NVEs nytte-kostnadsberegninger for småkraftverk som en del av behandlingen av konsesjonssøknader. Teknisk levetid er som regel høyere. (F. Arnesen, NVE)

2.3.1 Temperatur

Frem mot 2060 forventes gjennomsnittstemperaturen på landsbasis å øke fra 1,3 til 2,4 grader celsius, avhengig av hvilket utslippsscenario som legges til grunn i klimamodellene. Temperaturøkningen blir minst om sommeren og på Vestlandet og størst i nord og om vinteren – årstiden strømførbuket er på sitt høyeste. (*Norsk klimaservice, side 18: NVE 2015*)

2.3.2 Nedbør og avrenning

Det er i denne sammenhengen viktig å skille mellom nedbør og avrenning. Avrenning er nedbør som renner ut i vassdragene, og så ut i havet, og avhenger blant annet av fordamping og opptak av vann i jordsmonnet (*SNL 2011*).

Fra i dag til 2060 er årlig *nedbør* på landsbasis ventet å øke med ca. 5 %, mens det forventes liten eller ingen endring i gjennomsnittlig årlig *avrenning* på landsbasis. Dette fordi forventet temperaturøkningen gir høyere fordampning. Avrenning vinterstid ventes å øke kraftig, særlig på Østlandet, Vestlandet, i Nordland og i områder med stort breareal. Det er klare tendenser til at snøsmelteflommene vil bli mindre i fremtiden, og særlig i større vassdrag. Økt temperatur gjør at snøsmelteflommene kommer tidligere, mens flomhyppigheten om høsten og vinteren øker i takt med at en høyere andel vinternedbør faller som regn. (*side 23-24: NVE 2015*)

De forventede klimaendringene i Norge har følgelig liten eller ingen innvirkning på kraftproduksjonen (tilbudet) i fremtidens vannkraftverk. På den andre siden forventes det lavere kraftetterspørsel som følge av økt temperatur – og særlig for kalde områder og årstider. Den samlede virkningen av klimaendringene tilsier følgelig en reduksjon i fremtidige kraftpriser. I tillegg kan en økning i flomhyppighet gi større vedlikeholdskostnader og sette strengere krav til hvordan kraftverkene bygges og dimensjoneres. Siden småkraftverk har lav eller ingen global reguleringsgrad, har de begrenset mulighet til å lagre flomvannet til senere kraftproduksjon. Under antakelsen om at det ikke er lønnsomt å dimensjonere småkraftverk slik at de kan nyttiggjøre seg av hele tilsiget (avrenningen i vassdraget) i perioder med flom, så vil økt flomhyppighet medføre at en større andel av det fremtidige tilsiget går til spille – og renner over småkraftverkens vanninntak. I sum reduserer altså de forventede klimaendringene småkraftverkens privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske nåverdi som følge av redusert fremtidig kraftpris, økt utbyggings- og vedlikeholdskostnad og mer spillvann, der sistnevnte har mindre effekt på (store) vannkraftverk med global reguleringsgrad.

3 Teori: Økonomers tilnærming til klimaproblemet

Global oppvarming representerer en storstilt og hurtig endring av betingelsene for biologisk liv på Jorden. Ekstremvær blir kraftigere og forekommer oftere, endrede nedbørsmønstre forandrer tilgangen på ferskvann, jordbruksproduktiviteten påvirkes negativt, biologisk mangfold reduseres og en stor del av verdens befolkning vil måtte flykte fra havet (*IPCC 2011, 2013, 2014*). Konsekvensene av klimaendringer vil imidlertid variere mye mellom ulike regioner, og for noen aktører kan klimaendringer gi positive eksternaliteter. Områder som blir varmere og tørrere kan for eksempel oppleve vekst i turistnæringen, mens fjellrike regioner som får mer nedbør får bedre betingelser for vannkraftverk (elektrisitetsproduksjon).

Fra kapittel 2 vet vi imidlertid at den samlede virkningen av menneskeskapte klimaendringer er negativ. Følgelig representerer klimagassutslipp et velferdstap – særlig for fremtidige generasjoner – som kan begrenses eller unngås ved å iverksette tiltak i dag. Dette danner grunnlaget for å forstå økonomers tilnærming til klimaendringer. Utslipp av klimagasser har blitt omtalt som «alle eksternaliteters mor» og «verdens største markedssvikt» (s.23; *Tol 2009*).

3.1 Teori: Eksternaliteter og forurensning

En eksternalitet kan defineres som en utilsiktet positiv eller negativ virkning som følger av økonomiske transaksjoner av varer og tjenester i et marked. Eksternaliteter er en form for markedssvikt der profittmaksimerende produsenter ikke inkluderer samfunnets positive eller negative virkninger når de bestemmer produksjonsvolumet. (*Side 123: Perman et. al. 2011*)

Forurensning fra produksjon av elektrisk strøm i et (uregulert) kullkraftverk er et eksempel på en tjeneste som påfører samfunnet negative eksternaliteter i form av luftforurensning og klimagassutslipp. Luftforurensning kan blant annet medføre at beboere i nærheten av kraftverket får helseplager og nedsatt velferd. Utslipp av klimagasser innebærer et marginalt bidrag til menneskeskapte klimaendringer, som i sum har en negativ virkning på verdenssamfunnets velferd.

3.2 Teori: Klimagasser som «stock pollutants»

Forurensning deles inn i to hovedkategorier:

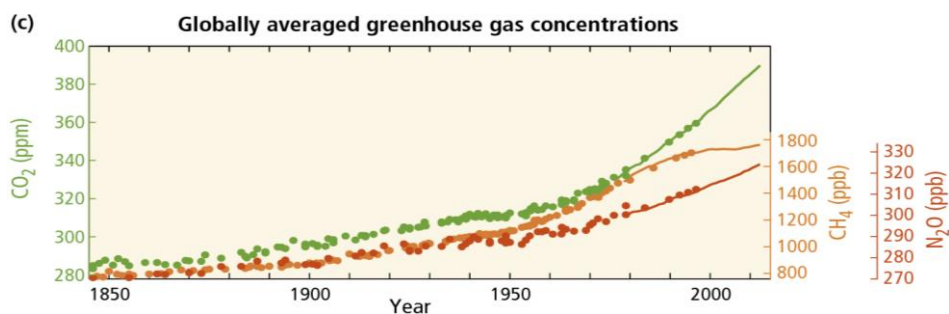
- ↳ *Flow pollutant*: Forurensning der den negative virkningen på mennesker eller menneskelig aktivitet avhenger av **utslippsraten** til det relevante mediet (vann, luft,

jordsmonn etc.). Klassiske eksempler er støy- og lysforurensning: Når diskolys og stereoanlegg skrur av og kveler festen i bakgården, forsvinner umiddelbart negativ virkning på ufrivillige festdeltakere som må ha overskudd til å skrive masteroppgave.

- 2) *Stock pollutant*: Forurensning der den negative virkningen på mennesker eller menneskelig aktivitet avhenger av den (akkumulerte) **konsentrasjonen** i det relevante mediet, noe som gjelder de fleste typer forurensning. Ekstreme eksempler er utslipp av syntetiske kjemikalier og tungmetaller som kvikksølv og bly. De to sistnevnte er ikke nedbrytbare og selv lave konsentrasjoner er svært helseskadelig for mennesker. (s.143-144: *Perman et. al. 2011*). Hva med klimagasser?

Utslippsrate og konsentrasjon henger åpenbart sammen: Konsentrasjonen kan ikke øke uten at utslippsraten er positiv, og større enn raten som naturen klarer å redusere konsentrasjonen av den aktuelle forurensningen med. Selv om det er en årsakssammenheng mellom utslippsraten og konsentrasjonen av klimagasser i det relevante mediet – atmosfæren – så er det den unaturlig høye *konsentrasjonen* av klimagasser i figur ... som forårsaker de negative virkningene på menneskelig aktivitet – og ikke utslippsraten isolert sett. Dessuten er halveringstiden til et CO₂-utslipp ca. 100 år, men sterkt avtakende: Etter 10 000 år er fortsatt ca. 10-30 % igjen i atmosfæren (*Nature 2008*, se appendiks 1). Klimagassutslipp i dag vil følgelig akkumuleres i atmosfæren og styrke drivhuseffekten i en vesentlig lenger periode enn tiårene som menneskeheten har til rådighet for å redusere utslippsraten til nivåer som gir bærekraftige konsentrasjoner på lang sikt. Klimagasser er en «stock pollutant» og konsentrasjonen har økt:

Figur 8: Utvikling i gjennomsnittlig konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren



Kilde for figur: IPCC 30.10.2016; Figure SPM.1(c)

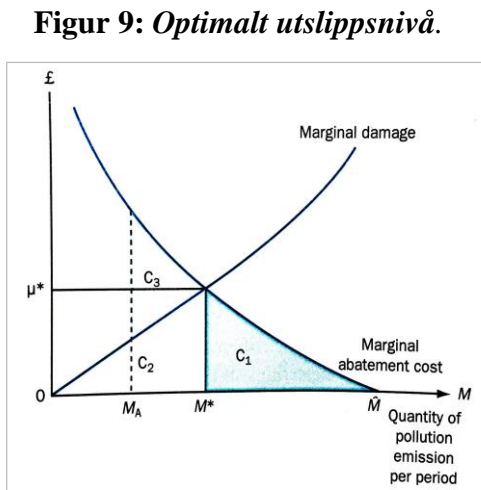
3.3 Teori: Minste-kostnads-teoremet for forurensning

Kostnadseffektiv reduksjon av forurensning oppnås når den marginale kostnaden ved å redusere forurensningen (marginal abatement cost) er lik for alle aktører. Dette er kjent som minste-kostnads-teoremet for reduksjon av forurensning. (Kap 6.2 s.179: *Perman et. al. 2011*)

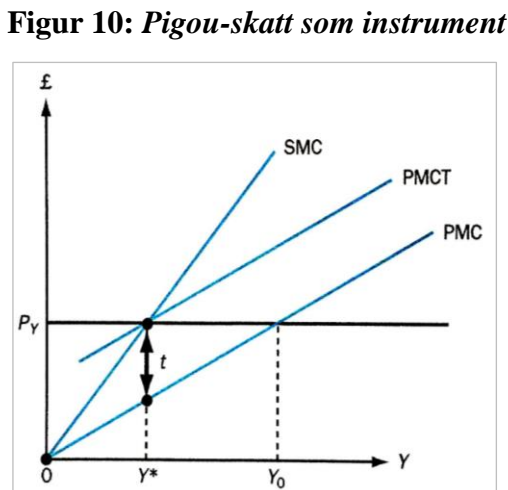
3.3.1 Teori: Korrigering av eksternaliteter

Eksternaliteter kan generelt rettes opp ved at myndighetene regulerer markedet slik at aktørene må prise inn verdien av samfunnets samlede endring i velferd som følger fra eksternalitetene. For at et samfunnsøkonomisk optimalt forurensningsnivå skal oppnås, må samfunnets marginale skade (**Marginal damage**) ved forurensning være lik samfunnets marginalkostnad ved å redusere forurensningen (**marginal abatement cost**). Se figur 1. Eksternaliteter kan generelt rettes opp ved bruk av:

- 1) Incentiv baserte instrumenter: (pigou-)skatt og subsidie (s.195: Perman et. al. 2011)
- 2) Kvotesystem¹². (s.191: Perman et. al. 2011)
- 3) Direkte reguleringer («command and control instruments») (s.200: Perman et. al. 2011)



(Side 148: Perman et. al. 2011)



(Side 128: Perman et. al. 2011)

3.3.2 Teori: Pigou-skatt som instrument

En pigouskatt er en skatt (t i figur 2) som pålegges profittmaksimerende bedrifter (forurenserne), slik at produksjonsnivået blir likt det samfunnsøkonomiske optimale nivået, gitt av Y^* i figur 2. Bedriftens produksjon (Y) er initialt gitt av Y_0 , som kommer fra skjæringen mellom Privat Marginalkostnad (PMC) og prisen i markedet (P_y). Hver enhet som produseres medfører forurensning. Samfunnets marginalkostnad (SMC) ved produksjon er gitt av summen av bedriftens kostnad (PMC) og samfunnets kostnad som følge av forurensning ($SMC - PMC$). Samfunnsøkonomisk effektivt produksjonsnivå Y^* oppnås når de private marginale kostnadene inklusiv skatt $PMCT = SMC = P_y$. Korrekt størrelse t^* på pigou-skatten gir opphav til såkal

¹² Kvotesystem gjelder primært eksternaliteter knyttet til forurensning, og da først og fremst knyttet til såkalte «uniformly mixed pollutants», som karakteriserer de fleste klimagasser. (Side 150: Perman et. al. 2011)

dobbelt dividende ved å fullstendig korrigere for negative virkninger som følger fra den forurensende produksjonen, i tillegg til å gi en skatteinntekt til staten gitt av arealet $(t^*)Y^*$. Dersom skattesatsen settes for høyt eller lavt (ulik t^*), oppstår det samfunnsøkonomiske effektivitetstap som følge av henholdsvis for lav produksjon ($Y < Y^*$) eller for høy forurensning ($Y > Y^*$). (Kap 5.13 side 165: Perman et. al. 2011)

Det er imidlertid vanskelig for samfunnsplanleggeren (myndighetene) å beregne den teoretisk riktige pigou skatten i praksis, da det krever nøyaktig kjennskap til markedet som bedriften opererer i. Det er dessuten administrasjonskostnader knyttet til myndighetenes arbeid med å beregne og kreve inn skatten. Dette er svakheter ved å bruk av (pigou-)skatt som instrument for å korrigere for eksternaliteter som følger av forurensende produksjon.

3.3.3 Teori: Interaksjonseffekt fra (pigou-)skatter

Nettoeffekten av pigou-skatten avhenger av samvirkning med andre ineffektiviteter i økonomien. I Norge har man for eksempel inntektsskatt, og dette gir et (annet) effektivitetstap som følge av redusert arbeidsinnsats.¹³ Den *isolert sett* positive nettovirkningen fra pigouskatt (det doble dividendet) kan nemlig krympe gjennom *interaksjon* med effektivitetstapet som følger fra inntektsskatt. Dette skjer ved at fritid (alternativkostnaden til arbeidskraft) og det forurensende godet er antatt å være substitutter – godene har positiv krysspriselasitet. Gitt at det finnes en inntektsskatt, vil prisøkningen på det forurensende godet (som følger av pigouskatten) da gjøre fritid *relativt* billigere – og følgelig redusere arbeidstilbudet og øke størrelsen på effektivitetstapet fra inntektsskatten. (s.248-51; Kolstad 2001). Gjelder dette også pigou-skatt på elektrisitet og elektrisitetsprodusenter (småkraftverk)?

Forutsetningen om at fritid og det forurensende godet (som skattlegges) er substitutter, er ikke åpenbart holdbar for fritid og spotprisen på elektrisitet (kostnaden ved strømproduksjon). Elektrisitetsforbruket er for eksempel stort på julaften rundt middagstider når huset er oppvarmet, familien har dusjet og ovnen med ribbe i settes i grillmodus. Noen fritidsaktiviteter, som badstu, innendørs svømming, bruk av elektriske husholdningsartikler og konserter, innebærer forbruk av elektrisitet. Dersom prisen på strøm går opp, vil derfor kostnaden ved

¹³ Arbeidsinnsats impliserer at individet må gi opp fritid – som har uendret absolutt verdi før og etter innføring av inntektsskatten. Inntektsskatt vil imidlertid gjøre verdien av å tilby arbeidskraft lavere, og følgelig vil individet velge å jobbe mindre som følge av inntektsskatten. Fritid har nemlig blitt *relativt* mer nyttig sammenlignet med å arbeide. Dette gir et effektivitetstap for samfunnet i form av at samfunnsøkonomisk lønnsomt arbeid ikke blir utført (s.248; Kolstad 2001)

flere fritidsaktiviteter *øke*. Altså er strøm og fritid (i mange tilfeller) komplementære goder – ikke substitutter. Økt strømpris som følge av pigouskatt innebærer altså at det blir mer nyttig å øke arbeidstilbudet (jobbe mer). *Dette medfører at strøm og fritid er komplementære goder med negativ krysspriselasitet. Interaksjonseffekten mellom pigouskatt og effektivitetstapet fra inntektsskatt blir følgelig positiv.*

Nettogevinsten fra pigouskatt på småkraftverk vil følgelig økes, og bli *større* enn det opprinnelige dobbeltdividendet. Dette fordi eksternalitetene korrigeres og pigouskatten gir inntekt til det offentlige (doppeltdividende), *i tillegg til* en positiv interaksjonseffekt i arbeidsmarkedet. Sistnevnte innebærer altså en reduksjon i effektivitetstapet som oppstår fra skattlegging av arbeidstilbudet – for eksempel fra inntektsskatt. Diskusjonen fortsetter i den samfunnsøkonomiske analysen, der effektivitetstap og skatter vurderes og tallfestes.

3.3.4 Teori: Subsidie som instrument

Istedenfor å skattlegge forurensning kan myndighetene subsidiere reduksjoner i utslipp. Dette vil redusere den privatøkonomiske lønnsomheten ved å forurense slik at det samfunnsøkonomisk effektive utslippsnivået M^* i figur 1 oppnås. Myndighetene får igjen en utfordrende og ressurskrevende oppgave med å beregne den riktige størrelsen på subsidiet i praksis. Hvis subsidiet settes for høyt får den enkelte (forurensende) bedriften incentiv til å redusere produksjonen for mye, slik at mengden forurensning blir lavere enn M^* , for eksempel M_A i figur 1. Da betaler samfunnet en kostnad gitt av effektivitetstapet, som oppstår som følge av for lav produksjon. Effektivitetstapet er gitt av (trekant) arealet mellom linjen $M=M_A$, og kurvene marginal damage og marginal abatement cost i figur 1.

3.3.5 Teori: Direkte reguleringer

Istedenfor å konstruere incentiv kan myndighetene innføre lover og regler som direkte pålegger produsenter og konsumenter å ivareta samfunnets interesser. Eksempler på direkte reguleringer er krav til minstevannføring i vannkraftverk, forbud mot utslipp av miljøgifter og reguleringer som TEK10. TEK10 inneholder en rekke minimumskrav til blant annet energiutnyttelse, brannvern og universell utforming i nybygg. Brudd på slike direkte reguleringer medfører typisk strafferettslige konsekvenser som bøter og fengselsstraff, og gir aktørene i markedet kraftige incentiver til å innrette seg etter vedtakene. Direkte reguleringer kan derfor være svært virkningsfulle. (*Perman et al., 2011, s. 188, TEK10*)

På samme måte som for skatt og subsidie krever samfunnsøkonomisk effektiv bruk av direkte virkemidler at myndighetene klarer å beregne den optimale tilpasningen i praksis. Dette er både vanskelig og ressurskrevende arbeid. Dersom myndighetene innfører like absolutte krav til aktører med ulik marginalkostnad for utslippsreduksjon, brytes minste-kostnads-teoremet for reduksjon av forurensning, og et effektivitetstap oppstår. For at markedsaktører skal innrette seg etter privatøkonomisk ulønnsomme reguleringer, må myndighetene bruke ressurser på å kontrollere at bestemmelsene innfris. Summen av disse ulempene kan gi vesentlige effektivitetstap. (*Perman et al., 2011, s. 191*)

3.3.6 Teori: Subsidie v.s. pigou-skatt

På bedriftsnivå er altså virkningen på mengden forurensning (produksjon) av å innføre en subsidie av utslippsreduksjoner, den samme som å skattlegge utslipp. Inntektseffekten for bedrifter av at «like» og optimalt dimensjonerte subsidier eller skatter av størrelsen μ^* har imidlertid ulikt fortegn. Skatten gir et netto *inntektstap* gitt av arealet $\mu^*M^* = S_3 + S_4 + S_5 + S_6$ pluss tapet fra redusert produksjon, gitt av S_2 i figur 3.

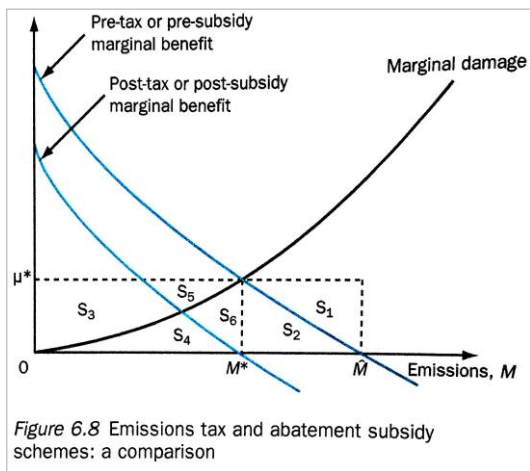
Subsidiet er definert som $\mu^*(M - M^*)$ og er positivt kun for reduksjon av forurensning over nivået M^* i figur 3. Netto inntektseffekt fra subsidiet er *positiv* og lik S_1 , siden S_2 delen av subsidiet (nøyaktig) motsvares av tapt inntekt ved redusert produksjon. At bedrifter får en overføring av skattepenger som gir dem en netto økt inntekt, kan redusere den politiske gjennomførbarheten til subsidier. En kan for eksempel tenke seg at subsidier av utslippsreduksjon som overføres forurensende våpenprodusenter, har mindre allmenn aksept enn en skatt som pålegges de samme bedriftene. (*Kap 6.4.1.1 s.200: Perman et. al. 2011*)

Dersom subsidiet settes lik S_2 , er bedriften i utgangspunktet indifferent mellom M^* og opprinnelig forurensningsnivå. I virkeligheten kan det finnes kostnader og risiko knyttet til omstilling og iverksetting av utslippsreduserende tiltak, noe som kan føre til at ingen aktører velger utslippsreduksjon i bytte mot et subsidie av størrelsen S_2 . S_1 er altså et ekstra incentiv – en såkalt «lump sum», som gis for at bedrifter skal være villige til å omstille seg og redusere utslippene.

På bransjenivå og på lengre sikt kan effekten av «lump sum» delen i subsidiet påvirke bransjens profitt og øke dens totale størrelse (produksjon). Siden bransjens totale produksjonsnivå er bestemmende for bransjens samlede utslipp, så kan langtidsvirkningene av subsidiets «lump

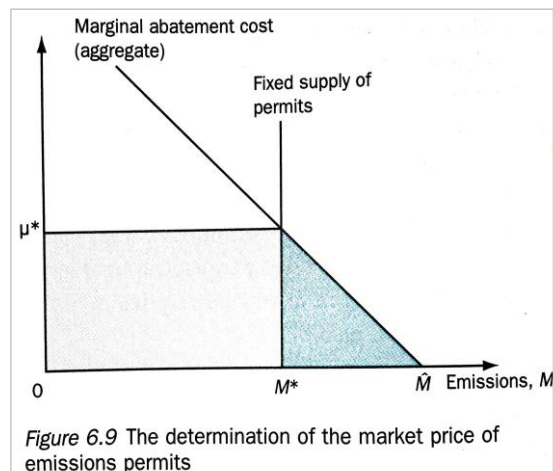
sum» helt eller delvis nøytraliserer subsidiets initiale utslippsreducerende virkning. (Kap 6.4.1.1 side 199-200: Perman et. al. 2011). Baumol, W. J., & Oates, W. E. viser i sin bok “The theory of environmental policy ” fra 1988, at de samlede utslippene faktisk kan øke ved bruk av subsidier fremfor (pigou-)skatt. Denne mulige langtidsvirkningen kan være en vesentlig ulempe ved bruk av subsidie istedenfor skatt. Denne problematikken diskuteres videre i analysedelen av oppgaven, og i forbindelse med elsertifikater og opprinnelsesgarantier, som er en form for subsidiering av fornybare kraftprodusenter.

Figur 11: Pigou-skatt v.s. subsidie



(Side 200: Perman et. al. 2011)

Figur 12: Kvotesystem for utslipp



(Side 204: Perman et. al. 2011)

3.3.7 Teori: «Cap and trade» Kvotesystem for utslippstillatelser

Istedenfor å påvirke mengden utslipp indirekte (gjennom μ^*), ved bruk av skatt eller subsidie, kan myndighetene implementere den optimale utslippsmengden (M^*) direkte i et kvotesystem, som øvre grense for de samlede utslippene. Den øvre utslippsgrensen M^* tilsvarer totalt antall kvoter og settes mindre enn den uregulerte markedstilpasningen, slik at utslippstillatelsene (kvotene) blir knappe og får en verdi. Det er skjæringen mellom den **aggregerte** MAC (samlet kostnad for utslippsreduksjon i kvotesektoren) og M^* som definerer kvoteprisen, illustrert i figur 4. (Perman et al., 2011, s.200-8)

Aktørene i kvotemarkedet står dermed ovenfor valget om å kjøpe kvoter, gjøre utslippsreducerende tiltak, eller ignorere ordningen, og forurense som før. Den siste valgmuligheten kan myndighetene helt eller delvis fjerne, ved å innføre strenge bøter og andre

strafferettslig troverdige¹⁴ incentiv. Aktørene vil da være tjent med å gjøre utslippsreduksjoner helt til MAC er lik kvoteprisen. Aktører med MAC over kvoteprisen, har incentiv til å kjøpe kvoter tilsvarende hele sitt utslipp. (Perman et al., 2011, s.200-8)

Kvotene kan initialt tildeles gratis (såkalt «Grandfathering»), for eksempel basert på historiske utslipp, eller ved auksjon. Hvordan kvotene tildeles har i utgangspunktet ingen påvirkning på samlede utslipp i kvotesektoren, men auksjon innebærer en «up front» kostnad for aktørene. Kostnaden kan virke hindrende for nyetableringer i kvotesektoren, og redusere bransjens størrelse på lang sikt. (Perman et al., 2011, s.208)

3.3.8 Teori: Virkemidler under usikkerhet

Teorien som er gjort rede for til nå har antatt at myndighetene har tilgang på perfekt informasjon, slik at funksjonsformen, helningen og nivået til MAC og MD (marginal skade ved forurensning) er kjent. Dette er åpenbart urealistiske antagelser.

For det første har myndighetene begrenset tilgang på nøyaktig informasjon om MD. Naturvitenskapelige metoder kan benyttes for å estimere skadevirkninger fra forurensning (MD-kurven), men dersom den estimeres for høyt eller lavt, kan det resultere i at M^* settes for lavt eller høyt, og dermed påføre samfunnet et effektivitetstap. «Fordelen» med usikkerhet i MD er at størrelsen på effektivitetstapet ikke avhenger av hvilket instrument myndighetene bruker, noe som ikke er tilfellet for usikkerhet i MAC - kurven. (Perman et al., 2011, s.238)

Effektivitetstapet som oppstår når det er usikkerhet knyttet til MAC kurvens sanne form og plassering, er ulikt ved bruk av skatt og kvotesystem. Størrelsen på effektivitetstapet som følger fra en feilestimering av MAC-kurven, avhenger av den relative forskjellen mellom helningen (den første-deriverte) til MAC og MD kurvene i absoluttverdi. *Generelt så vil et kvotesystem være mer samfunnsøkonomisk effektivt enn en skatt når helningen til MAC kurven i absoluttverdi er mindre (flatere) enn helningen til MD kurven i absoluttverdi.* Altså vil skatt være mest effektivt når helningen til MAC kurven i absoluttverdi er større (brattere) enn helningen til MD kurven i absoluttverdi. (Perman et al., 2011, s.238).

¹⁴ Troverdige strafferettslige incentiv innebærer at myndighetene gjør noe etterkontroll, slik at sannsynligheten for å bli tatt og straffet er større enn null. Da vil forventningsverdien til straffekostnaden ved å ignorere forpliktelsene i kvotesystemet, bli høyere enn den kjente kvoteprisen, gitt at de strafferettslige sanksjonene er strenge nok, i nominelle størrelser. Dette gjør det rasjonelt med deltagelse i kvotemarkedet. (Perman et al., 2011, s.208, fotnote 25)

3.3.9 Teori: Virkemidler under asymmetrisk informasjon

Markedspriser kan enkelt observeres av myndighetene, men bedriften har som regel best informasjon om bedriftsspesifikk etterspørsel og eget kostnadsnivå. Gitt at bedriften vet at den har privat informasjon, og forstår hvordan samfunnsplanleggeren beregner virkemidlene, så har bedriften et incentiv til å feilrapportere MAC, slik at reguleringen avviker fra den samfunnsøkonomisk optimale.

For kvotesystem ser vi av de to øverste figurene ovenfor at bedriften har incentiv til å *overdrive* MAC, slik at kvotemengden (utslippsmengden) L^H settes høyere enn M^* , slik at kvoteprisen¹⁵ t blir lavere enn den samfunnsøkonomisk optimale t^* . Ved innføringen av skatt, ser vi av de to nederste figurene at bedriften har incentiv til å *underdrive* MAC, slik at skatten settes lik t^L , og utslippsmengden M^t blir større enn den samfunnsøkonomisk effektive mengden M^* . (Side 241: *Perman et. al. 2011*). Det er tre måter myndighetene kan øke nøyaktigheten på informasjon som trengs for å beregne størrelsen på skatter, subsidier, kvotesystem og direkte virkemidler:

1) *Gjøre egen forskning for å samle data*

Dette kan være svært kostbart, og effektivitetsgevinsten ved bedret informasjon kan helt eller delvis motvirkes av denne kostnaden.

2) *Etablere langsiktige samarbeid med regulerte bedrifter*

Dette kan gi myndighetene bedret tilgang på informasjon, men ulempen er økt risiko for at forholdet blir for vennskapelig, og at reguleringene blir for snille (korrupte).

3) *Konstruere incentiv-kompatible instrumenter*

Dette er for eksempel en subsidie som lønner seg for aktører med høy MAC, men ikke de med lav MAC. Rasjonelle aktører som lider av moral hazard vil dermed avsløre hvilket kostnadsnivå de har basert på hva de velger. Generelt er et instrument incentiv-kompatibelt hvis de regulerte aktørene får incentiv til å innrette seg på en måte som samsvarer med myndighetenes mål. (Side 240: *Perman et. al. 2011*)

Når småkraftutbyggere søker NVE om konsesjon, er beregnet utbyggingskostnad, forventet produksjon og naturvitenskapelige rapporter om konsekvenser på natur, landskap og biologisk liv svært avgjørende for om konsesjonen innvilges eller ikke. Søker har dermed et incentiv til å underrapportere forventet utbyggingskostnad og ulemper på miljø, dyreliv og landskap, og overrapportere forventet produksjon. Omfanget av dette skisseres og drøftes i analysedelen.

¹⁵ Gitt av skjæringen mellom MC (true) og L^H

4 Metode: Samfunnsøkonomisk analyse

4.1 Samfunnsøkonomisk analyse generelt

Hensikten med samfunnsøkonomiske analyser (SØA) er å vurdere hvorvidt et tiltak bidrar til å øke samfunnets velferd eller ikke. Samfunnets velferd økes dersom de samlede nyttevirkningene er større enn summen av ulempene over hele tiltakets levetid, inklusive eksternaliteter og effektivitetstap. I teorien er en velferdsøkning alene ikke tilstrekkelig til å konkludere med at tiltaket burde gjennomføres. Siden ressurser som arbeidskraft, landareal, naturressurser og kapital er knappe, må analysen også vurdere om alternative prosjekter, der de samme faktorene inngår, kan gi *større* samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

De mest utbredte variantene av SAØ er kostnadseffektivitetsanalyse og nytte- kostnadsanalyse. Førstnevnte er bedre egnet for prosjekter der svært få nytte-virkninger kan måles, typisk for tiltak i helsesektoren. Formålet med en kostnadseffektivitetsanalyse er å identifisere tiltaket som minimerer kostnadene for en gitt målsetting. *NVE (2003)*

4.2 Nytte- kostnadsanalyse av småkraftverk

I denne oppgaven vil den samfunnsøkonomiske analysen gjøres i form av en nytte-kostnadsanalyse (NKA). NKA kan sies å være et systematisk forsøk på å verdsette et tiltaks relevante nytte- og kostnadsvirkninger i kroner og øre. I en perfekt verden summeres nåverdien av alle nåværende og fremtidige negative og positive virkninger ved å diskontere dem, beskrevet i det femte steget i avsnitt 4.4. I praksis er dette imidlertid vanskelig, blant annet fordi fremtidige (spot)priser er usikre, og bygging av småkraftverk påvirker mange faktorer som det er vanskelig å verdsette med penger. For slike virkninger er det i en NKA ofte hensiktsmessig å bruke «pluss-minusmetoden» istedenfor kroner og øre. (*Avsnitt 2.3.2: Regjeringen 30.09.98*)

4.3 Pluss-minusmetoden

Påvirkning på biologisk mangfold, kulturlandskap, friluftsområder, uberørt natur, fiskebestander og reindrift er eksempler på virkninger som er vanskelig å tallfeste. I praksis graderes slike «ikke-prisbare» virkninger i konsesjonssøknaden ved bruk av pluss-minus metoden, der inngrepets virkning på et av de ovenfor nevnte områdene indikeres og graderes ved bruk av plusser og minuser. En slik gradering gjøres på en skala fra meget stor positiv konsekvens (++++), til ubetydelig (0), til meget stor negativ konsekvens (----). Standardisert

bruk av pluss-minusmetoden skal gjøre det mulig å sammenligne ulike kraftverk, selv om bruk av pluss/minus metoden ikke løser problemet med å sette en (nøyaktig) verdi på virkningene. (s. 47: Regjeringen 18.06.2007)

(kilde: s.19; DFØ)

4.4 Fremgangsmåte og diskonteringsrate

I første fase av NKA skal et problem som krever offentlig inngrep beskrives. Det skal settes konkrete mål for ønsket resultat av prosjektet, og i denne fasen er beskrivelsen av nullalternativet sentral. Nullalternativet er ofte definert som en fortsettelse av dagens situasjon, som brukes til å sammenligne nytte- og kostnadsvirkningene.

I andre fase skal aktuelle tiltak for å oppnå målet beskrives. Det er vesentlig å identifisere tiltaket med høyest samfunnsøkonomiske lønnsomhet og få med relevante tiltak

I tredje fase skal alle nytte- og kostnadsvirkninger beskrives for alle grupper som blir påvirket av de aktuelle tiltakene. Virkninger som ville oppstått i fravær av aktuelle tiltak skal ikke tas med (s.20-21; DFØ).

I fase fire skal relevante nytte- og kostnadsvirkninger tallfestes i kroner og øre, så langt dette er mulig. Ikke prissatte virkninger kan evalueres ved beskrivelse eller bruk av pluss-minusmetoden, beskrevet ovenfor.

I femte fase skal samfunnsøkonomisk lønnsomhet for det aktuelle tiltaket vurderes. Prisbare fremtidige virkninger skal regnes om til dagens kroneverdi ved bruk av nåverdimetoden, og i denne metoden er diskonteringsraten en avgjørende størrelse. Begrepet Netto-nåverdi (NNV) er sentralt i denne analysen og regnes generelt ut ved bruk av formelen:

$$NNV = \sum_{k=0}^{k=n} \left(\frac{a_k}{(1 + \delta)^k} \right) = a_0 + \frac{a_1}{(1 + \delta)^1} + \frac{a_2}{(1 + \delta)^2} + \dots + \frac{a_n}{(1 + \delta)^n}$$

Der a er netto kontantstrøm i hvert enkelt år k , mellom nåtid ($k=0$) og prosjektets siste leveår ($k=n$), Og δ er diskonteringsraten (s. 91-92; DFØ)

Generelt er en krone i morgen verdt mindre enn i dag fordi fremtiden er usikker. Usikkerhet



(risiko) belønnes i markedet. Jo høyere risikoen er ved å investere i et aktiva, for eksempel aksjer, obligasjoner, boliger og småkraftverk, jo høyere avkastning (belønning) kreves av markedet. Når kapital bindes opp ved å for eksempel å investere i småkraftverk, vil et tilsvarende risikofylt aktiva gi høyere forventet avkastning enn å sitte på mindre risikofylte aktiva, som for eksempel ha pengene i banken. Følgelig skal diskonteringsraten reflektere alternativavkastningen til en investering med sammenlignbar risiko som det gjennomsnittlige småkraftverket. Ulike aktører har imidlertid ulik evne til å bære risiko, og generelt vil staten ha bedre forutsetning enn private aktører til å bære den prosjektspesifikke risikoen som er knyttet til å investere i et småkraftverk. I praksis betyr dette at private aktører bruker en diskonteringsrate som normalt er høyere enn 4 %, som er anbefalt diskonteringsrate for statlige prosjekter med forventet levetid på 40 år (*s.91; DFØ*).

I sjette fase skal det gjennomføres en usikkerhetsanalyse der betydningen av usikkerhet i enkeltparametere, som for eksempel kraftpris og utbyggingskostnad, vises og sammenlignes. Dette gjøres typisk ved å vise utslaget – sensitiviteten – til netto-nåverdien som følge av endring i hver enkelt parameter. Beskrivelse av enkeltparameters usikkerhet sammen med sensitiviteten identifisere de vesentligste usikkerhetsfaktorene. For ikke prissatte virkninger skal grad av usikkerhet beskrives kvalitativt.

I fase syv skal fordelingsvirkningene mellom ulike grupper i samfunnet beskrives, og i fase åtte skal det gis en samlet vurdering, samt en anbefaling om hvilket prosjekt som bør gjennomføres. Denne anbefalingen skal baseres på prissatte og ikke prissatte virkninger.

4.5 Om Sosial kostnad ved karbonutslipp (SCC)

I kapittel 9 verdsettes den beregnede virkningen på globale utslipp i CO₂-ekvivalenter med utgangspunkt i litteraturstudien Bergh & Botzen (*Nature 2014*) og deres nedre estimat for SCC på 125\$ (1000NOK) per tonn. For det første så er det problematisk å bruke dette estimatet på andre klimagasser¹⁶. For det andre så er variasjonen mellom ulike estimater i litteraturen enorm.¹⁷ Selv om den valgte SCC representerer et oppdatert estimat basert på en gjennomgang av litteraturen, så det allikevel en svært usikker analyseparameter. Sensitivitetsanalysen i kapittel 9.9.1 vil identifisere hvor mye usikkerhet i SCC har å si for nåverdien. Strategien i analysekapitlene er heller å oppnå en mest mulig nøyaktig tallfesting av *mengden* CO₂ utslipp. En redegjørelse for de ulike IAM-modellene (PAGE, DICE etc.) prioriteres derfor ikke.

¹⁶ Marten og Newbold estimerte sosial kostnad for CH₄ (metan) og N₂O utslipp til 810\$ og 13 000\$, henholdsvis.

¹⁷ Nordhaus anslår feks en SCC på 6\$ mens Dietz «fat-tail» estimat er på 445 tonn (CO₂ s.225; *Nature 2014*).

5 Norsk og Europeisk klimapolitikk

I dette kapittelet utredes de underliggende klimapolitiske målsettingene som påvirker drift av eksisterende, og særlig utbygging av nye (små)kraftverk i Norge.

5.1 Kyotoprotokollen

Kyotoprotokollen er en avtale om konkrete utslippskutt som ble vedtatt i 1997 av 191 land, inklusiv Norge og EU. Kyotoprotokollen omfatter seks viktige klimagasser¹⁸ og målene om utslippsreduksjoner er forskjellig for de ulike landene. Norge hadde i første periode (2008-2012) forpliktet seg til å begrense utslippsøkningen til 1%, målt mot utslippene i 1990. Innen utgangen av 2020, Kyotoprotokollens andre periode¹⁹ (2013-2020), er Norge forpliktet til å *redusere* utslippene med 16 % målt mot 1990 (*UN 2016, Miljøstatus 2016*). I tillegg til nasjonale tiltak kan medlemslandene innfri utslippskuttene ved å benytte seg av Kyotoprotokollens tre fleksible markedsmekanismer:

I. Felles gjennomføring (*Joint Implementation - JI*)

Mekanismen tillater medlemslandene å bruke utslippskutt som følger fra investeringer i andre *Kyoto-land*, til å innfri egne forpliktelser i kyotoprotokollen. Dette gjør det mulig for land med høy MAC å investere i land med lavere MAC. (*UN 2016, Miljøstatus 2016*)

II. Den Grønne Utviklingsmekanismen (*Clean Development Mechanism - CDM*)

Mekanismen tillater medlemslandene å bruke utslippskutt som følger fra investeringer i *utviklingsland* - som *ikke* har signert protokollen Kyotoavtalen - til å innfri egne forpliktelser i Kyotoprotokollen. CDM tillater også investeringer fra private selskaper og organisasjoner. Denne mekanismen har også som mål å bidra til en overføring av ressurser og teknologi fra industriland til utviklingsland. (*UN 2016, Miljøstatus 2016*)

III. Internasjonal handel med utslippskvoter (*Emission Trading - ET*).

En praktisk anvendelse av teorien fra avsnitt 3.3.7 om (Cap and trade) kvotesystem, der det settes et tak på tillatte utslipp (antall kvoter), og åpnes for kvotehandel mellom landene (*UN 2016, Miljøstatus 2016*).

¹⁸ Kyotoprotokollen omfatter: karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O), hydrofluorkarboner (HFK), perfluorkarboner (PFK) og svovelheksafluorid (SF₆) (*UN 2016*). Klimagassen trinitrogenfluorid (NF₃) ble inkludert i avtalens andre forpliktelsesperiode, fra og med 2013 (*Miljøstatus 2016*).

¹⁹ Den andre perioden, fra 2013-2020 refereres også til som Kyoto 2.

Disse tre markedsmekanismene i Kyotoprotokollen danner grunnlaget for mekanismene i det europeiske kvotesystemet «The European Union Emissions Trading System» (EU ETS).

5.2 The European Union Emissions trading system: EU-ETS

EU-ETS omfatter ca 11 000 aktører i 31 europeiske land, inklusiv 112 norske bedrifter (*Miljødirektoratet 2010*). Systemet dekker viktige klimagasser²⁰ og næringer som kraftprodusenter (utslippsintensiv) industri, og luftfart innenfor European Economic Area (EEA). Totalt utgjør de kvotepliktige aktørene ca. 45 % av EUs samlede klimagassutslipp. Altså er ca. 55 % av EUs samlede utslipp fra husholdninger og bygg, transport, jordbruk og andre mindre utslippspunkt, *ikke* dekket av EU-ETS. (*European Commission I*). Det vil i det følgende skilles mellom *kvotepliktig* – og *ikke kvotepliktig sektor*.

En politisk bestemt øvre begrensning for samlet utslipp av klimagasser i kvotesektoren er satt lavere enn forventet fremtidig utslipp, og i år 2020 er kvotemengden 21 % lavere enn samlet utslipp i 2005. I tredje fase av EU-ETS, fra 2013 til 2020, reduseres kvotemengden hvert år lineært med 1,75 %²¹. Årlig reduksjon i klimagassutslipp innenfor kvotepliktig sektor vil altså tilsvare årlig reduksjon i kvotemengden. Gitt at kvotesystemet fungerer etter hensikten, vil en knapphet på kvoter (utslipp) oppstå, slik at kvoteprisen blir positiv.

Aktørene må ha én kvote for hvert tonn utslipp av klimagasser og må dermed gjøre utslippsreducerende tiltak, kvotekjøp, eller en kombinasjon. Kvotepliktige aktører som ikke løser inn utslippstillatelser straffes med strenge bøter, noe som bidrar til at høy deltakelse i EU-ETS. Fra 1. til 2. periode steg deltakelsen «compliance-rate» fra 91% til 97% (*s.2; LSE 2012*).

EU-ETS er konstruert etter de samme prinsippene som et kostnadseffektivt «cap-and-trade» kvotesystem. *Dermed vil alle andre klimapolitiske virkemidler som påvirker utslippspunkt omfattes av EU-ETS indikere ineffektiv ressursbruk*. Følgelig er det essensielt om andre klimapolitiske tiltak rammer kvotepliktig sektor eller ikke. Subsidiert av fornybar energi gjennom ordningen med elsertifikater kan tolkes som et eksempel på dette, og dette diskuteres avslutningsvis i kapittel 9.11.

²⁰ karbondioksid (CO₂), nitrogendioksid (N₂O) og perfluorkarboner (PFK), som har GWP på henholdsvis 1, 310 og 6500 til 23 900, over en 100 års periode. Gassenes GWP brukes for å standardisere kvotemarkedet, slik at en kvote tilsvarer ett tonn CO₂ ekvivalenter [Miljødirektoratet IV, IPCC 2007].

²¹ Årlige reduksjon på 1,75 % i tredje fase, reduseres fra total gjennomsnittlig kvotemengde i perioden 2008-2012.

Revisjon av EU-ETS

Et viktig bidrag for at EU skal innfri 40% kutt i klimagassutslipp innen 2030, er at den årlige reduksjonen av kvoter i fjerde fase – fra 2021 til 2030 – økes til 2,2%. Dette er sammen med en overføring (banking) av kvoter fra inneværende og tredje periode, til fjerde periode, revideringer som gjøres i et forsøk på å heve kvoteprisen i inneværende periode. (*European Commission III*)

5.3 Klimaforliket

Alle de norske partiene, med unntak av Fremskrittspartiet, inngikk forlik i 2008 og 2012 med bakgrunn i politisk enighet om at Norge skal ta et aktivt og målrettet ansvar for at nasjonale og globale klimagassutslipp reduseres i fremtiden. Sentrale målsettinger i klimaforliket er:

- Norge skal overoppfylle Kyoto-forpliktelsen med 10 prosentpoeng i første forpliktelsesperiode.
- Norge skal fram til 2020 påta seg en forpliktelse om å kutte de globale utslippene av klimagasser tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990.
- Norge skal være karbonnøytralt i 2050. (regjeringen 2014)

Som en del av en global og ambisiøs klimaavtale der også andre industriland tar på seg store forpliktelser, skal Norge ha et forpliktende mål om karbonnøytralitet senest i 2030. Det innebærer at Norge skal sørge for utslippsreduksjoner tilsvarende norske utslipp i 2030.

I tillegg kom partiene frem til et betinget mål om karbonnøytralitet innen 2030, gitt at verdenssamfunnet kommer frem til «...en global og ambisiøs klimaavtale der også andre industriland tar på seg store forpliktelser...» (regjeringen 2014).

5.4 Paris-avtalen

I et forsøk på å begrense økningen i global gjennomsnittstemperatur til under 1,5 grader, har 180 land skrevet under på United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC – såkalte «Paris-avtale», som ble vedtatt på FNs 21. klimakonferanse 12. desember 2015. Paris-avtalen har målsettinger om å øke finansiering av tiltak som gir utslippsreduksjoner, og tiltak som begrenser skadevirkningene som følger fra klimaendringene. Avtalen trer i kraft når minst 55 land – som tilsammen står for minst 55 % av de globale utslippene av klimagasser – har sluttet seg til avtalen. Per 07.09.2016 har 27 stater ratifisert avtalen, og tilsammen står disse landene for 55 % av verdens klimagassutslipp. Norge ratifiserte avtalen 26. juni i år, og skal samarbeide med EU for å nå forpliktelsen om å redusere utslippene med 40 % innen 2030. (*UNFCCC 09.2016, Regjeringen 06.2016*)

For å kunne besvare første del av problemstillingen «*Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge?*» er det nødvendig å forstå hvordan disse klimagassutslippene beregnes.

5.5 Beregningsmetoder for norske klimagassutslipp

Statistisk Sentralbyrå (SSB) er ansvarlig for å beregninger av norske menneskeskapt klimagassutslipp. SSB beregner ikke virkninger på klimagassutslippene som følge av endret skogmasse, andre arealendringer og utslipp fra det naturlige kretsløpet. Dette utelukker for eksempel metangassutslipp fra vannkraftverk, som kommer fra blant annet anoksisk nedbrytning av skog og vegetasjon som oversvømmes ved oppdemming av vannkraftverk (SSB 24.06.2015, H. Høie 2016). SSB skiller mellom to måter å avgrense «norske» utslipp:

5.5.1 A) Norsk territorium

Avgrensningen skiller ikke mellom hvem som forårsaker utslipp av klimagasser på norsk jord. Nasjonaliteten til aktøren som forårsaker utslipp er følgelig irrelevant. Tallene kategoriseres etter utslippskilde, energiprodukter og de ulike klimagassene og statistikk fra denne kategorien er innrettet etter rapporteringskravene i FN's Kyotoprotokoll. Utslippsstatistikken for Norge blir dermed mest mulig sammenlignbar med andre Kyoto-land, og deres respektive forpliktelser i protokollen. (SSB 24.06.2015)

5.5.2 B) Norsk økonomisk aktivitet

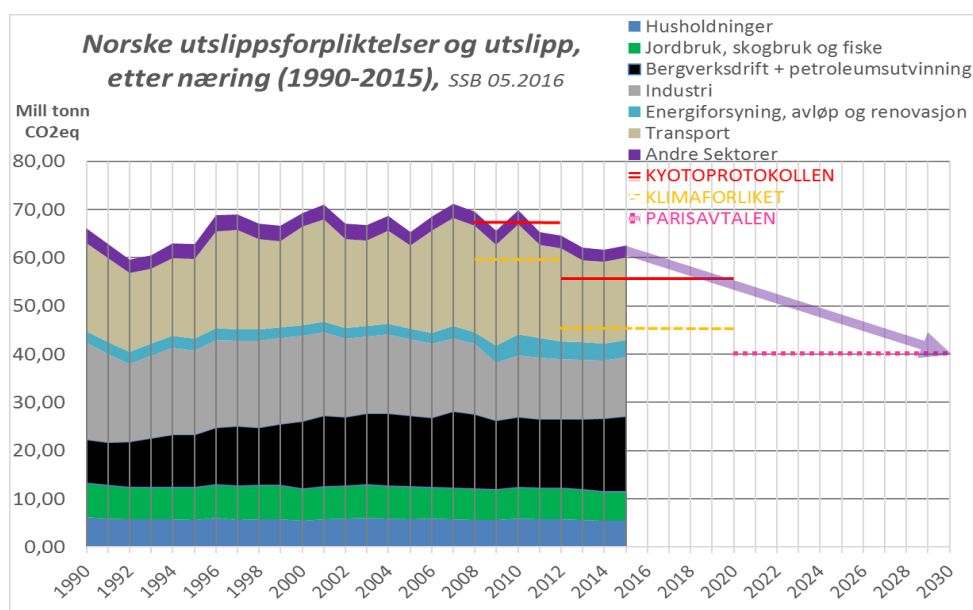
Denne avgrensningen summerer opp menneskeskapt utslipp fra norsk næringsvirksomhet, uavhengig av hvor i verden utslippene gjøres. Denne statistikken er beregnet i henhold til kravene som gjelder ved innrapportering til EUs miljøøkonomiske regnskap. (SSB 24.06.2015)

5.6 Norske klimagassutslipp og status for utslippsforpliktelser

I det følgende benyttes SSBs statistikk for norske klimagassutslipp etter næring under kategori A) og «scope 1». Scope 1 betyr at utslippene er knyttet til aktiviteten eller næringen der utslippene skjer. Utslipp som gjøres i andre ledd i verdikjeden er altså ikke inkludert. For eksempel vil utslippene fra en transportbedrift («Transport») som leverer tjenester til et småkraftverk («Energiforsyning»), føres på «Transport» og ikke på «Energiforsyning». Næringsinndeling er gjort etter næringsstandard SN2007.

I 2015 var de samlede klimagassutslippene på 62,56 Mill.CO₂eq, eller ca. 93 % av utslippene i 1990. De mest forurensende næringene i 2015 er henholdsvis Transport (17,13 Mill.CO₂eq), Bergverksdrift + petroleumsutvinning (15,65 Mill.CO₂eq) og industri (12,28 Mill.CO₂eq). I 2015 økte klimagassutslippene for første gang på fem år, og energiforsyningen i Norge sto for et utslipp på 1,7 Mill CO₂eq (SSB 20.05.2016). Selv om utslippene fra energiforsyningen har økt med 311% siden 1990 – hovedsakelig som følge av oppstart av gasskraftverkene på Kårstø og Mongstad – så utgjorde energiforsyningen kun ca. 2 % av de samlede utslippene i 2015. (SSB 16.09.2016, SSB 20.05.2016)

Figur 13: Norske klimagassutslipp og utslippsforpliktelse 1990-2030



(Egen fremstilling. Data: SSB 20.05.16, Regjeringen 2014, UNFCCC 09.16, Regjeringen 06.16, UN 2016, Miljøstatus 2016)

I figur 16 oppsummeres Norges forpliktelser i Kyotoprotokollen, klimaforliket og Parisavtalen. Kyoto I ble innfridd, mens 2012 målet i klimaforliket ikke ble oppfylt (Miljøstatus 16.09.2016). Som vi har sett i avsnittene ovenfor, krever forpliktelsene at Norge gjennomfører vesentlige utslippsreduksjoner frem mot 2020 og 2030. 2020-målet i klimaforliket ser noe ambisiøst ut dersom ikke utslippene reduseres kraftig frem mot 2020. I det følgende rettes fokus mot EUs klima- og energipolitikk, og hvordan Norge påvirkes av denne gjennom EØS-avtalen.

5.7 Hovedtrekk i EUs klima- og energipolitikk for 2020 og 2030

I 2012 sto EU for 9 % av verdens samlede klimagassutslipp. I et ønske om å bidra til å bekjempe de globale klimaendringene beskrevet i kapittel 2, satte EUs ledere i 2007 tre konkrete mål for 2020 (European Commission III & IV): 20 % reduksjon i EUs klimagassutslipp sammenlignet

med 1990. 20 % av samlet energiforbruk i EU skal komme fra fornybare kilder og 20 % økning i EUs energieffektivisering. Som en videreføring av EUs målsettinger, ble det i 2014 satt følgende mål for 2030: (*European Commission III & IV*): Minst 40 % reduksjon i klimagassutslipp sammenlignet med 1990. Minst 27 % av samlet energiforbruk skal komme fra fornybare kilder. Minst 27 % økning i energieffektivisering

2020-Målet for klimagassutslipp er allerede innfridd, da faktiske utslipp av klimagasser for EU var 24 % lavere i 2014 sammenlignet med 1990, og utslippsintensiteten i økonomien var da nesten halvert fra 2004 (*European Commission IV*). Fornybarandelen i samlet bruttokonsum av energi i EU har nesten doblet seg fra 8,5 % i 2004 til 16 % i 2014 (*s.1; Eurostat 2016*). Energieffektiviteten, målt som nedgang i samlet energikonsum, var i 2014 forbedret med 15,7 % siden 2005, og Kommisjonen melder at de er i rute for å nå 2020 målet på 20 % (*Eurostat 2015*). Det er viktig å merke seg at svak økonomisk utvikling i samme periode bidrar til å overestimere den faktiske fremgangen. Implikasjonene av energieffektivisering for (fornybar) kraftutbygging diskuteres i kapittel 3 og 10. Kommisjonen melder at ytterligere tiltak er nødvendig for å nå 2030-målene og forpliktelsen om 40 % utslippskutt i Paris-avtalen. EU-ETS fremheves som det viktigste virkemiddelet for realisere målene. (*European Commission IV*).

5.8 Norsk klima- og miljøpolitikk og EØS-avtalen

Til tross for at Norge ikke er medlem av EU påvirkes Norge direkte av vedtak som gjøres i det Europeiske parlamentet, gjennom avtalen med det europeiske økonomiske samarbeidsområdet (EØS-avtalen). Siden avtalen trådte i kraft i 1994 har så godt som alle EUs miljøreguleringer blitt implementert i Norsk lovverk, med unntak av naturvern og forvaltning av naturressurser, landbruk og fiskeri (*Regjeringen 2016*).

EØS-avtalen påvirker aktører i det Norske (små)kraftmarkedet for eksempel gjennom implementeringen av fornybardirektiv I og opprinnelsesgarantier i 2001, kvotesystemet for klimagassutslipp - EU-ETS i 2008, og fornybardirektiv II, der Norge blant annet forpliktet til å øke fornybarandelen fra ca. 58 % i 2005 til 67,5 % innen 2020 (*NVE 10.02.2015, SNL 2015, Regjeringen 2011*). En direkte konsekvens av fornybardirektiv II er at den Norske-Svenske elsertifikat-ordningen ble opprettet i 2012 (*Regjeringen 2011*). Også direktiv som er bestemmende for energieffektivisering er EØS relevant, men opprinnelsesgarantier og elsertifikater er mest relevant for småkraftverk og redegjøres for i de to påfølgende delkapitlene.

5.9 Elsertifikater

Elsertifikater, også kjent som «grønne sertifikater», er en subsidie som gir kraftprodusentene en ekstra inntekt ved utbygging av *ny* fornybar produksjonskapasitet²² (bygget etter 2010), i tillegg til salget av kraften. Ett elsertifikat tilsvarer 1MWh produksjon i et fornybart kraftverk som er godkjent for elsertifikater av NVE i Norge, og Energimyndigheten i Sverige. Alle Kraftleverandører og forbrukere som enten leverer elektrisk energi til sluttbruker, forbruker elektrisk energi som er egenprodusert, eller kjøper elektrisk energi til eget forbruk på den nordiske kraftbørsen eller gjennom bilateral avtale, er pliktet å kjøpe elsertifikater²³. Dette sikrer lovfestet etterspørsel etter sertifikatene, og gir private aktører incentiv til å investere i fornybar kraft i Norge og Sverige.

Husholdninger kjøper sertifikater gjennom et påslag i strømprisen som dekker *kraftleverandørenes* utgifter knyttet til lovpliktig kjøp av elsertifikater fra *kraftprodusentene*. Kraftleverandørene må kjøpe elsertifikater tilsvarende «beregningsrelevant elforbruk», som utgjør en bestemt andel av strømleveransen. Kvotekurven i Norge og Sverige oppgir i prosent hvor stor andel av beregningsrelevant elforbruk det skal kjøpes elsertifikater for. Den norske kvotekurven starter på 3 % i 2012, og øker til ca. 20 % i 2020, og begynner å falle frem til 2035, som er elsertifikatenes siste virkeår.

Siden etterspørselen etter sertifikatene er gitt (lovfestet) frem til 2035²⁴, vil prisen hovedsakelig variere med tilbudet av elsertifikater. Tilbudet av elsertifikater bestemmes av produksjonen i fornybare kraftverk som er godkjent for elsertifikater. Ordningen diskriminerer ikke mellom ulike fornybare produksjonsteknologier eller utbyggingens geografiske plasseringen innenfor Norge og Sveriges grenser. Dette legger til rette for at prosjektene med lavest marginal tiltakskostnad (MAC) gjennomføres først – i tråd med MK-teoremet (kap 3.3).

Ordningen skal innfri målet om samlet *økning* i fornybar kraftproduksjon på 28,4 TWh innen 2020²⁵. Per 1. Juli 2016 var det satt i drift og godkjent anlegg i elsertifikatsystemet med en normalårsproduksjon på 16,4 TWh. Av dette er 2,9 TWh bygget i Norge og resten i Sverige (NVE 08.2016). Ordningens relevans for denne oppgaven er hovedsakelig at den gir en økt

²² Elsertifikater kan også mottas for utvidelse av eksisterende anlegg. (§8: lovdata 24.06.11)

²³ Disse aktørene er såkalt «elsertifikatpliktige». I tilfeller hvor kjøperen er elsertifikatpliktig etter bokstav c, er ikke selgeren elsertifikatpliktig (§18: lovdata 24.06.11)

²⁴ Kvotekurven (etterspørselen etter elsertifikater) frem mot 2035 justeres av myndighetene dersom det det ligger an til å bli bygget mer eller mindre enn målsettingen for ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige.

²⁵ Målet ble økt fra 26,4TWh til 28,4 TWh den 01.01.2016, og Sverige skal finansiere og tilskrives 100 % av økningen på 2 TWh

privatøkonomisk inntekt og en kraftig økning i samlet elektrisitetsproduksjonen i Norge og Sverige. Dette har blant annet implikasjoner for fremtidig kraftpris i Norge. Sannsynlige fremtidige prisbaner på elsertifikater drøftes med utgangspunkt i fremoverpriser og historisk utvikling i elsertifikatprisen i kapittel 8.3.4.

5.10 Opprinnelsesgarantier

Det er to hovedårsaker til at ordningen med opprinnelsesgarantier (OG) er relevant. For det første representerer OG noe som et småkraftverk kan selge i tillegg til kraften. Følgelig representerer OG en økning i småkraftverkene nåværende og fremtidige inntekt. For det andre endrer OG fullstendig det tradisjonelle synet på strømmens opprinnelse, og særlig hvordan man kan tenke og regne på klima- og miljøeksternalitetene som skal tilegnes *forbruk av kraft* i Norge og Europa.

5.10.1 Hva er opprinnelsesgarantier?

OG eller «European Energy Certificate System» (EECS), omfatter Norge og 21 europeiske land, og er et bevis på at en gitt mengde strøm, 1MWh, har blitt produsert fra en spesifikk kilde, for eksempel vann- vind- sol-, kull-, gass- og kjernekraft. Hensikten med OG er at *kraftleverandører* i medlemslandene skal kunne tilby konsumentene strøm med definert opprinnelse og utslippsegenskaper. OG gjør det mulig for forbrukerne å uttrykke sin relative preferanse ovenfor de ulike produksjonstypene istedenfor å måtte kjøpe kraftblandingen i det området der kunden er bosatt. (AIB 2016)

En viktig implikasjon av ordningen er at det oppstår et skarpt skille mellom de faktiske eksternalitetene som følger fra *produksjon* av kraft i Norge, og eksternalitetene som skal regnskapsføres *forbruk* av kraft i Norge. Den fysiske strømleveransen endres nemlig *ikke* når konsumenter kjøper OG. I praksis kjøper konsumentene *egenskapene* til en gitt mengde strøm som allerede er produsert ett eller annet sted i de europeiske medlemslandene det siste året. Sagt på en annen måte så legges alle egenskapene til samtlige kraftverk i de 22 medlemslandene ut på auksjon, og så byr konsumenter frivillig på disse egenskapene (NVE 07.2015).

I praksis godkjennes alle fornybare kraftverk i Norge for OG, og denne garantien selger kraftprodusenten videre via meglere til kraftleverandører eller direkte til store kunder i medlemslandene. Husholdningene kjøper som regel OG i en «pakke» sammen med strøm, og

prisen på OG «bakes inn» i strømprisen. Kjøper man for eksempel OG fra Brunstad småkraftverk tilsvarende eget årsforbruket av strøm, så har man kjøpt det konkrete (lave) klimagassutslippet, og det konkrete økologiske fotavtrykket som dette spesifikke kraftverket påfører omgivelsene. Kjøper du *ikke* strøm med OG, så sitter du igjen med klimagassutslippet til kraftverk som det *ikke* er solgt OG for i Norge og resten av medlemslandene, typisk kull-, gass- og kjernekraft. De fleste kraftkonsumentene i Norge tilhører sistnevnte kategori²⁶, og forbrukerne har da såkalt «udeklart kraft», som har et utslipp på 509 gram CO₂eq/KWh, og et radioaktivt avfall på 1 milligram RW/KWh (NVE 07.2015).

Oppsummert kan man betrakte opprinnelsesgarantier (OG) som en frivillig subsidieordning av (fornybare) kraftprodusenter i Europa. Selv om ordningen er frivillig, har den konsekvenser for strømforbrukere som ikke kjøper OG. Men hvilke konsekvenser denne «regnskapsordningen» OG for reelle klimagassutslipp?

5.10.2 Sammenheng mellom OG og reelle klimagassutslipp

Feilinformering og manglende forståelse for OG ordningen kan gi reelle effekter som kan demonstreres ved et eksempel: Det antas nå at OG fra norske småkraftverk kjøpes av forbrukere i Tsjekkia, der en vesentlig andel av elektrisiteten produseres i kullkraftverk (*Eurostat 10.02.2016*). Hvis tsjekkiske forbrukere feilaktig tror at kjøp av fornybare OG fra Norske vannkraftverk medfører at også den fysiske elektrisiteten de konsumerer nå kommer fra norske vannkraftverk, kan man få en situasjon der tsjekkere øker kraftforbruket i den tro at dette ikke lenger påvirker produksjonen i de lokale kullkraftverkene.²⁷ Siden det fortsatt er kullkraftverkene som leverer den fysiske elektrisiteten til tsjekkiske kunder – som nå kjøper OG – så vil økt forbruk gi *reelle* konsekvenser i form av økt produksjon i kullkraftverkene, og dermed økt lokal luftforurensning (i Tsjekkia). Fra teorikapittel 3.3.7 om «cap and trade» kvotesystem og kapittel 5.2 om EU-ETS vet vi imidlertid at de samlede utslippene i kvotepliktig sektor *ikke* påvirkes av endringer i enkeltaktørers klimagassutslipp. Derfor vil misforståelsen av ordningen ikke har implikasjoner for reelle klimagassutslipp som følge av at europeisk kraftsektor i sin helhet er omfattet av EU-ETS. I USA har de derimot RECs (Renewable Energy

²⁶ Av samlet kraftforbruk på 130,4TWh i 2015, ble det i Norge kun innløst OG for 19,4TWh, tilsvarende 15 % av kraftforbruket samme år. Norske strømkunders forbruk i 2015 besto dermed av 111TWh «udeklart kraft», tilsvarende 57 % fossil varmekraft, 31 % kjernekraft og 12 % fornybar kraft. (NVE 07.2015)

²⁷For en strømkunde som bytter til strøm med OG, tilsier standard økonomisk teori at kraftforbruket burde gå ned – siden kjøp av OG gir en merkostnad. Kraftetterspørselen er imidlertid svært uelastisk med hensyn på pris, og eksempelet er derfor mer relevant for strøm enn andre goder som har en mer elastisk etterspørsel.

Certificates), som er en tilsvarende ordning som OG. Dersom RECs selges i områder utenfor de ni statene som omfattes av kvotesystemer²⁸, så vil misforståelsen i eksempelet ovenfor også gi en reell økning i klimagassutslipp.

Oppsummert så har altså OG ingen konsekvenser for reelle klimagassutslipp i Europa, selv konsumentenes misforståelse av ordningen *kan gi* reelle konsekvenser i form av økt luftforurensning. Nå rettes fokus mot hvordan OG påvirker den private- og samfunnsøkonomiske lønnsomheten til det gjennomsnittlige småkraftverket.

5.10.3 Markedet for opprinnelsesgarantier

Gjennomsnittlig pris på OG for storskala vannkraft var ca. 2 NOK/MWh i perioden fra 2011 til august 2016. I henhold til *NVE (26.08.16)* oppnår særlig nye småkraft i dag en pris på OG som er to til fire ganger høyere enn for storskala vannkraft. En forklaring på dette er at OG fra småkraftverk er enklere å selge til sluttbruker, som følge av at småkraft fremstår mer miljø- og klimavennlig enn store tradisjonell vannkraftverk. Dessuten er tilbudet av opprinnelsesgarantier for småkraftverk per definisjon vesentlig mindre enn for storskala vannkraft, som produserer vesentlig mer strøm totalt sett. I tillegg kan prisene på alle OG bli høyere i fremtiden.

Den første forklaringen er at etterspørselen drives kraftig opp etter hvert som investorer forlanger at særlig store bedrifter med vesentlig eksponering mot karbonrisiko iverksetter tiltak for å måle og redusere risikoen (se appendiks 2). «Greenhouse Gas Protocol» (GHG protokollen) er en internasjonal standard for hvordan bedrifter skal føre klimagassregnskap på, og brukes av 85 % av aktørene som deltar i Carbon Disclosure Project (CDP)²⁹. CDP brukes av ca. 5600 bedrifter og 71 stater, tilsvarende en samlet kapital på 100 milliarder dollar (CDP 2016). Når OG i januar 2015 ble OG en godkjent måte å føre klimagassregnskap på under GHG protokollen, økte etterspørselen etter OG betraktelig. Intervju med en stor markedsaktør i Norge kan bekrefte dette (*NVE 26.08.16, Grexel 2015*). Dessuten har handelsvolumene vokst de senere årene, og i 2016 var det for andre gang knapphet i markedet totalt sett (*NVE 26.08.16*).

²⁸ Statene Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island, og Vermont omfattes av RGGI kvotesystemet (Regional Greenhouse Gas Initiative), mens California har et eget kvotesystem (*REGGI 2017, CEPA 2017*)

²⁹ Carbon Disclosure Project er et globalt deklarasjonssystem som gjør det mulig for bedrifter, byer, stater og regioner å måle og håndtere sine miljø- og klimapåvirkninger. (*CDP 2016*)

6 Felles analysedel: Kraftpris og produksjon

Både den privatøkonomiske inntekten og den samfunnsøkonomiske nytten som et nytt gjennomsnittlig småkraftverk genererer, er svært avhengig av mengden kraft som produseres og hvilken pris produsenten oppnår for salg av denne kraften i markedet. Dette kapitlet inneholder derfor en analyse av kraftpris og produksjon, og inngår i både den privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske analysen.

Det er knyttet betydelig usikkerhet til fremtidige priser, og det vil derfor settes opp tre inntektsscenarioer som tar utgangspunkt i ulike produksjonsfordelinger over året, fremoverpriser og historisk utvikling i kraftprisen. Høylønnsomhetsscenariet (HS), Estimert scenario (ES), og Lavlønnsomhetsscenariet (LS). HS og LS definerer et sannsynlig utfallsrom for NNV i den privatøkonomiske og den samfunnsøkonomiske analysen, mens ES er et forsøk på å skissere det mest sannsynlige utfallet. ES vil brukes til å gjøre sensitivitetsanalyse av faktorene som inngår i NNV-beregningen.

6.1 Norsk kraftmarked i praksis: Prisdannelse

Kraftleverandører er selskap som selger strøm til forbrukere, kraftprodusenter produserer strømmen, nettselskap er naturlige monopoler som har ansvar for den lokale distribusjonen av kraften til strømkunder, og Statnett har det overordnede ansvaret for at det er balanse i det Norske kraftsystemet.

Produsentene og leverandørene av strøm møtes på Nordpool – den nordiske børsen for krafthandel. Strømprisen på Nordpool dannes under fri konkurranse i form av en budrunde mellom tilbydere (produsentene) og etterspørrere (leverandørene). Dette skjer ved at kraftleverandørene beregner hvor mye strøm de trenger for å dekke kundenes fremtidige forbruk (samlede kraftetterspørsel). Samtidig melder leverandørene hvor mye de er villig til å betale for denne strømmengden. Kraftprodusentene oppgir så hvor mye de er villige til å produsere for denne prisen. Kraftprodusentene har imidlertid ulike kostnadsnivåer, og etter hvert som kraftetterspørselen øker, så øker også kraftprisen, siden stadig dyrere kraftverk må settes i produksjon. Fra dette samspillet mellom tilbud og etterspørsel dannes spotprisen på kraft i de ulike prisområdene i Norge, og i de andre landene som handler kraft på Nordpool.

6.2 Prisdannelse: Eksempel - Virkning av økt fornybarproduksjon på kraftpris

Det samlede tilbudet av kraft i et land består av mange individuelle kraftverk med ulike produksjonsteknologi og forskjellige kostnadsnivåer. Prisdannelsen i kraftmarkedet er nært knyttet til marginalkostnaden til de ulike produsentene, og figur 14 viser hvordan den aggregerte tilbudskurven i et lands kraftmarked typisk er trappe-formet som følge av avstanden mellom marginalkostnadene til de ulike kraftverkstypene.

Siden kraftetterspørselen er størst på dagtid, vil det kreve at flere kraftverk produserer på dagtid enn om natten. I et effektivt kraftmarked vil strømprisen for alle strømenheter være lik marginalkostnaden til det «siste» og dyreste kraftverket som settes i produksjon. Kraftprisen og hvilken teknologi som blir den «siste» som settes i produksjon bestemmes av skjæringen mellom samlet tilbud og samlet etterspørsel på en gitt dag.

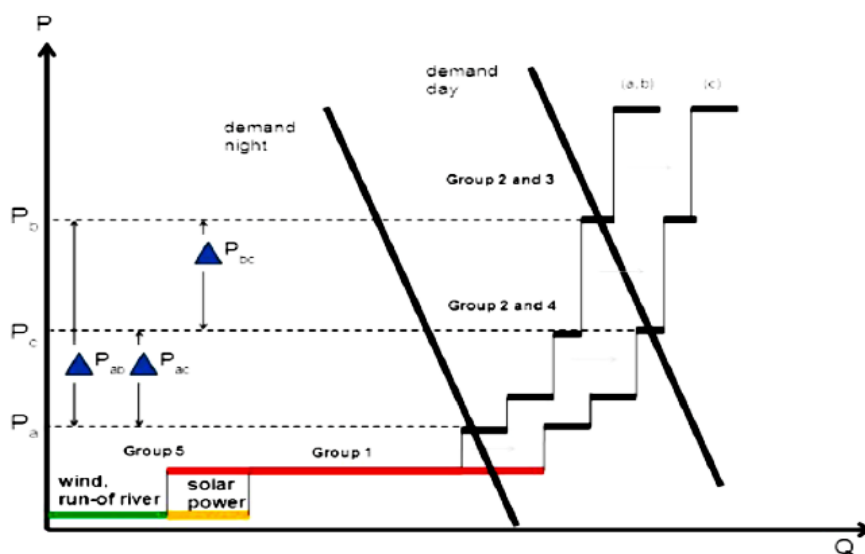
Fornybare kraftverk har svært lave marginalkostnader sammenlignet med fossile kraftverk. En naturlig årsak til dette er at fornybare kraftverk ikke har kostnader knyttet til kjøp av brensel³⁰ som kull og gass. Siden *kortsiktige* marginale produksjonskostnader bestemmer rekkefølgen («merit order») som kraftverk fases inn med på et gitt tidspunkt, så vil alle eksisterende (fossile) produksjonsteknologier med høyere marginalkostnad forskyves mot høyre når de fornybare kraftverkene øker sin produksjon. Figur 14 illustrerer dette ved at tilbudskurven utvides (mot høyre) på dagtid, når solkraftverkene produserer. Figur 14 viser også at tilbudskurven er bratt (uelastisk) nær kapasitetsgrensen, slik at en relativt liten økning i produksjon krever en relativt stor økning i prisen. Altså kan selv små økninger i fornybarproduksjon gi store prisreduksjoner – og særlig på dagtid når etterspørselen er på sitt høyeste. I figur 14 illustreres dette av prisforskjellen mellom P_b , som er kraftprisen på dagtid uten solkraft, og P_c , som er kraftprisen på dagtid med solkraft.

Fra kapittel 1 vet vi at vannkraftverk med vesentlig reguleringssevne kan fordele det årlige tilsiget (produksjonen) slik at de kan produsere mer når prisene er høye – og følgelig øke inntjeningen. Produksjonsmulighetene til ikke regulerbare kraftverk bestemmes imidlertid av ukontrollerbare faktorer som sollys, avrenning og vindstyrke. Vind-, sol- og vannkraftverk uten magasiner er eksempler på ikke regulerbar kraftproduksjon, og gjennomsnittsprisen disse

³⁰ Sol, vind, og vann «leveres» gratis av naturen.

produsentene oppnår for salg av kraft i markedet vil typisk ligge nært spotprisen.³¹ Forklaringen på dette er at eierne av fornybare kraftverk allerede har gjort en investering, og bundet opp likvid kapital i realkapital – som vindmøller, solcellepanel og småkraftverk. Siden disse produsentene ikke kan kontrollere produksjonen står de ovenfor to valg: Ikke selge kraften til spotpris, eller selge kraften til spotprisen. Dette gjelder selvsagt også for fossile kraftverk, men disse er regulerbare og har langt høyere marginalkostnader knyttet til arbeidskraft og kjøp av brensel. I et kraftmarked der også ikke-fornybare kraftverk normalt produserer en andel av samlet krafttilbud, vil spotprisen derfor sjelden eller aldri være lik de (kortsiktige) marginale kostnadene til de fornybare kraftprodusentene – som er svært lave. I Norge er kraftforsyningen omtrent 98 % fornybar. Det er derfor grunn til å tro at marginalprisen på innenlandske gasskraftverk og kraftimport er prissettende i Norge. Denne diskusjonen fortsettes i kapittel ..., om sammenhengen mellom økning i fornybar kraftproduksjon, kraftpris og klimagassutslipp. Fokuset vil nå dreies mot hvordan kraftsystemet balanseres i praksis, og hvordan dette kan påvirke den privatøkonomiske inntekten til småkraftverk.

Figur 14: Prisdannelse og økt fornybarproduksjon (Fig1; Tveten et. al. 2013)



6.3 Norsk kraftmarked i praksis: Statnetts rolle

Frekvensen og spenningen i strømmettet må ikke avvike fra bestemte nivåer³², og kraftteterspørselen må dekkes til enhver tid. Dette er blant annet for å unngå strømbrudd og

³¹ Ulike teknologier kan lagre elektrisk energi direkte, for eksempel batterier, eller indirekte, ved å bruke strøm til å produsere hydrogen. Vind- sol- og ikke regulerbare vannkraftverk kan i kombinasjon med slike lagringsteknologier oppnå regulerbarhet og en høyere gjennomsnittspris i markedet, men dette sees bort fra her.

³² I Norge er spenningen i distribusjonsnettet 230 Volt og frekvensen 50 Hertz. Distribusjonsnettet er det laveste (mest lokale) nivået i kraftnettet – tilknyttet landets bygg og husstander.

skade på elektrisk utstyr hos sluttbrukerne (forbrukerne). Strøm er nemlig en ekstrem ferskvare som må brukes i samme sekund som den produseres, og Statnett har ansvar for koordineringen av produksjon og forbruk, slik at det til enhver tid er fysisk balanse i kraftnettet.

Basert på værmeldinger og annen informasjon om forhold som påvirker kraftteterspørselen, fastsettes produksjonsmengde og spotpris på kraftbørsen Nordpool. Dette skjer før strømmen faktisk skal leveres og produseres. I mellomtiden oppstår det større eller mindre værrelaterte forbruksendringer, uforutsette svingninger i forbruket til større industriaktører, tekniske feil og havari i produksjonsanlegg, kraftledninger og andre nettkomponenter, for eksempel som følge av lynnedslag. Slike uforutsette hendelser krever at Statnett har verktøy som muliggjør en kortsiktig finjustering av balansen i kraftmarkedet. Denne finjusteringen skjer i reservemarkedene.

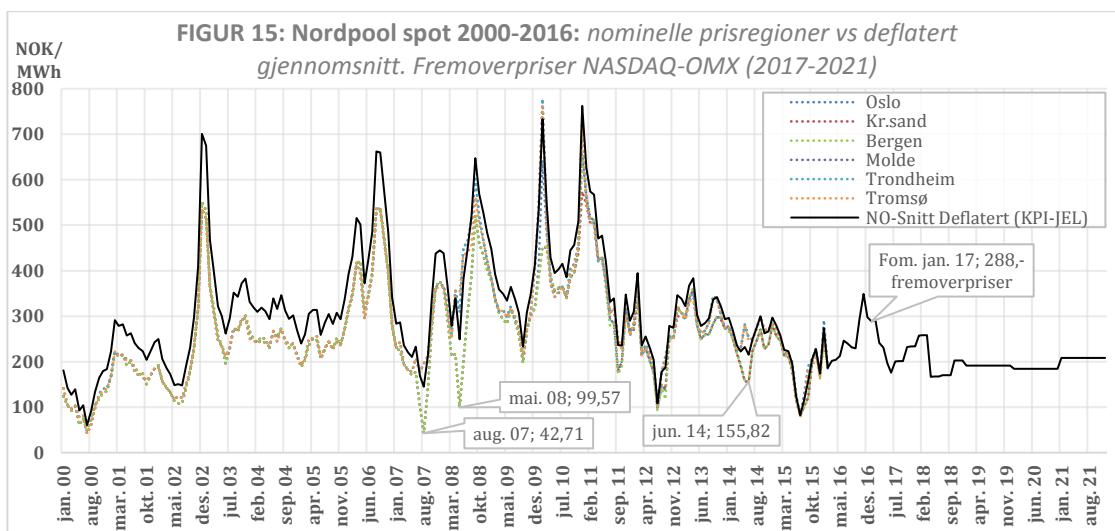
6.4 Norsk kraftmarked i praksis: Reservemarkeder

Vannkraftverk er pålagt å stille 12 % statikk (beredskap) i turbinene mens de produserer, slik at produksjonen kan økes hurtig ved behov. Utover kravet om statikk er deltakelse i reservemarkedene frivillig (incentivbasert). Reservemarkedene deles grovt inn i primærsekundær- og tertiærreserver, og det gis en kort beskrivelse av de ulike reservene i appendiks 3. En detaljert beskrivelse her er ikke relevant, og årsaken til dette er at deltakelse i reservemarkedene, og da særlig primær- og sekundærmarkedet, krever at kraftverkene installerer utstyr som muliggjør automatisk frekvensregulering. Selv om noen større småkraftverk med egne vannmagasiner har fullverdig frekvensregulering (*Bergmann 2017*), så gjelder kravet om å ha slikt frekvensregulerende utstyr kun for vannkraftverk *over* 10MVA. Andelen småkraftverk som har gått til innkjøp er svært lav, og følgelig vil deltakelse i regulærmarkedet i all hovedsak *ikke* være relevant for små kraftverk. I den privatøkonomiske analysen vil det derfor sees bort fra at slik deltakelse kan påvirke inntekten. Sett fra samfunnets ståsted vil imidlertid fraværet av frekvensregulerende utstyr i småkraftverk kunne ha en negativ virkning (eksternalitet) på frekvenskvaliteten i resten av kraftnettet. Dette kan være delforklarende på hvorfor Statnetts samlede kostnader knyttet til drift av reservemarkedene har økt fra ca. 250 Mill NOK i 2006 til over 400 Mill i 2015 (appendiks 3). Dette undersøkes i kapittel 9.7.6, og nå rettes fokus mot kraftprisen. (*Statnett 14.10.13*)

6.5 Norsk kraftpris

Nordpool deler Norge inn i seks prisregioner. Disse er navngitt etter hvilken større by som den

aktuelle regionen inkluderer; Oslo, Kristiansand, Bergen, Molde, Trondheim og Tromsø. Som vi ser av figur 15 er prisene i de ulike områdene normalt svært like, men i august 2007, mai 2008 og juni 2014 er kraftprisen i området «Bergen» lav sammenlignet med de fem andre områdene. Ekstreme prisforskjeller kan oppstå som følge av forskjeller i lokal produksjon og etterspørsel, samt begrenset overføringskapasitet i kraftnettet. Siden prisen i de ulike regionene er svært like vil det deflaterte gjennomsnittet av prisen i de seks norske prisområdene legges til grunn i den følgende analysen og disse deflateres ved bruk av SSBs KPI-EL indeks, som er konsumprisindeksen justert for prisendringer på elektrisitet. KPI-JAE, konsumprisindeks justert for avgifter og energipriser, er trolig også en relevant deflator, men da økning i avgifter og bensinpriser kan tenkes å påvirke bygge- vedlikeholds- og driftskostnad, særlig på lengre sikt, så benyttes KPI-JEL.



(Egen fremstilling. Data: Nordpool 19.12.16, SSB 03.12.16, NASDAQ-OMX 19.12.16, CME 19.12.2016)

6.5.1 Fremoverpriser: nordisk kraft

Prisene på framover kontrakter (Forwards) for kraft angir hva man må betale i dag, for en fremtidig levering av Nordisk kraft (NASDAQ-OMX 19.12.16). Disse kontraktene handles på NASDAQ OMX og fremoverpriser i perioden februar 2017 til og med januar 2021 hentes derfra. Det nordiske aktivaet vil brukes i analysen fordi det ikke finnes fremover kontrakter for levering av norsk kraft. Nordisk systempris ligger imidlertid nært de norske kraftprisene, og gitt at fremovermarkedet er velfungerende, så vil prisene reflektere all relevant og tilgjengelig informasjon i dag, som påvirker prisene på nordisk kraft i fremtiden. Fremoverpris på nordisk kraft fra og med 2017 til og med 2021 brukes som et estimat på den fremtidige strømprisen som det gjennomsnittlige småkraftverket får for salg av kraft i Norge i samme periode. Prisene er i

euro og veksles om til kroner (som vist i figur ...) basert på futuresvalutaprisene fra CME Group. Det lengste valutaaktivaet har levering i juni 2018, og eurokursen (NOK/EUR) antas å være konstant lik denne (9,29 NOK) frem til og med 2021 – som er siste året der fremoverprisene på nordisk kraft brukes i analysen.

Det finnes forward-markeder ti år frem i tid, men handelsvolumene for kontrakter etter 2021 er nesten lik null. Per 19.12.16 er det for eksempel kun 2025-kontrakten av de fem enkeltårskontraktene i perioden 2022-2026 som har registrerte handler i år - og den forrige ble i skrivende stund registrert for nesten tre uker siden (*NASDAQ-OMX 19.12.16*). Dette indikerer at fremover markedet ikke er velfungerende mer enn fem år frem i tid, og derfor vil antatt prisutvikling fra og med januar 2022 baseres på analyse av historisk utvikling i kraftprisen.

6.5.2 Kraftprisen fra og med år 2022

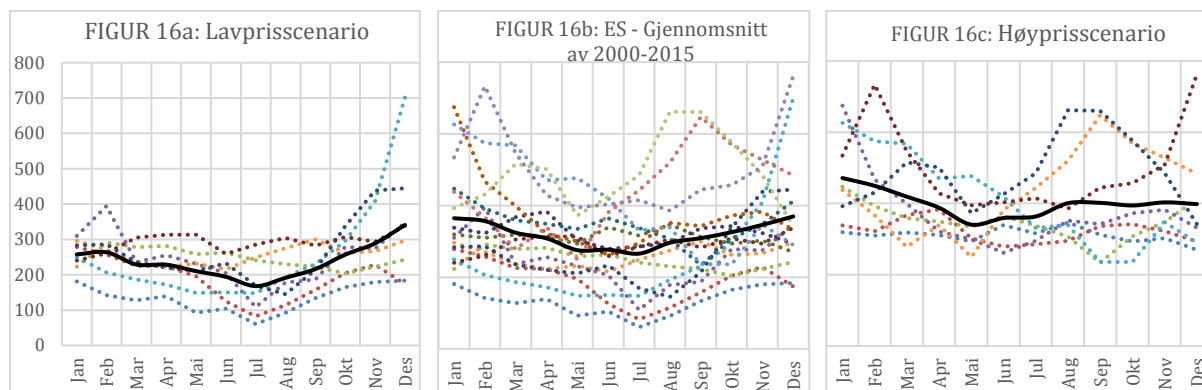
I kapittel 1 ble det klart at kraftprisens fordeling over året er relevant for inntekten som småkraftverk oppnår for salg av strøm. Dette var blant annet fordi de fleste småkraftverk har liten global reguleringsgrad og fordi tilsiget er naturlig skjevfordelt over året, siden nedbør om vinteren ofte kommer som snø. Antakelser om tilsigets (produksjonens) fordeling over året blir gjort i senere avsnitt.

Strømforbruket (kraftteterspørselen) er normalt størst om vinteren. I det kalde vannkraftlandet Norge gir dette sammen med lite tilsig om vinteren relativt høye strømpriser om vinteren. I den videre analysen vil strømprisens fordelingen over året baseres på gjennomsnitt av historiske månedspriser fra 2000 til 2015. Dette gjøres i hvert av de tre scenarioene HS, ES og LS.

Det norske kraftsystemet har som gjort rede for i kapittel 1 vært gjennom store endringer siden energiloven trådte i kraft i 1991. Prisstatistikken på Nordpool går tilbake til januar 2000, og dette antas å være en hensiktsmessig periode å legge til grunn, selv om 15 år ($n=15$) er et lavt tall å basere antakelser på – rent statistisk sett. Men det er antakelig problematisk dersom man hadde inkludert strømpriser fra for eksempel 80 tallet, siden kraftmarkedet har gjennomgått store endringer siden da. LS er beregnet basert på inflaterte kraftpriser i de 8 årene med lavest gjennomsnittlig årspris, og HS er basert på de 8 årene med høyest årspris. ES er et gjennomsnittet av inflatert kraftpris i alle 16 årene. Prisene har månedsopløsning og gir estimatene både nivå (årssnitt) og månedlig fordeling gjennom året. Det er de månedlige prisene i tabell 4 under som blir lagt til grunn i de ulike scenarioene i den samfunnsøkonomiske og privatøkonomiske NNV beregningen. Se sort heltrukken linje i figur 16a til 16c under.

Figur 16a-c: Antatt kraftpris for analyseperioden 2022-2056

(Egen fremstilling. Data: Nordpool 19.12.16, SSB 03.12.16)

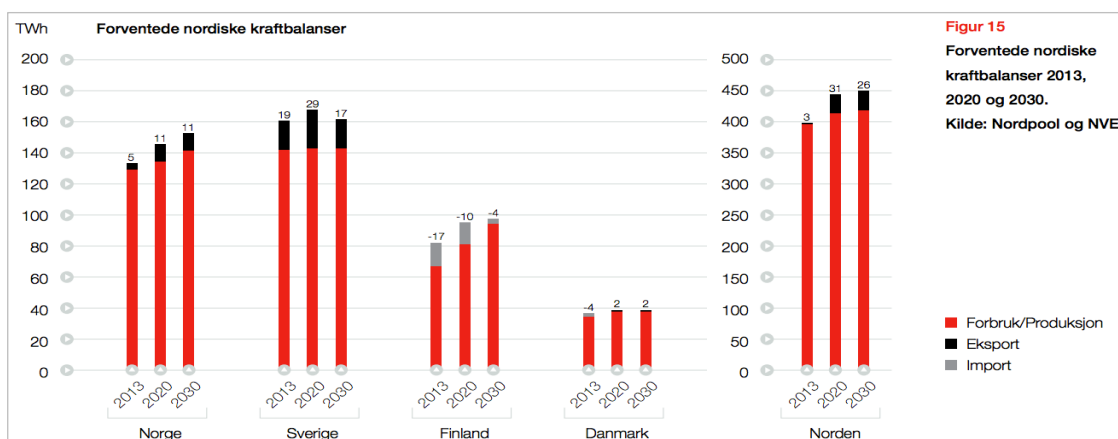


TABELL 4: Kraftpriser brukt for 2022-2056: Realpriser i NOK/MWh

Nordpool 19.12.16, SSB 03.12.16	Årssnitt	Vinter- halvår	Sommer- halvår	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
HS: Høyscenario	399,1	417,6	373,1	471	450	419	388	341	359	364	401	402	394	403	398
ES: ESTIMAT	318,1	342,1	284,6	365	357	324	308	275	277	266	296	309	326	346	370
LS: Lavscenario	237,2	266,5	196	258	264	229	229	210	194	168	192	216	257	289	341

En gjennomsnittlig årspris i estimatscenarioet på 318 NOK/MWh kan virke høyt, men det er viktig å huske at dette estimatet er basert inflaterte historiske spotpriser. NVE anbefaler å bruke en kraftpris på 250 NOK/MWh, og virkningen på NNV av en slik pris vil implementeres i de forestående analysekapitlene. Markedet forventer i skrivende stund en gjennomsnittlig pris på ca 202 NOK/MWh i perioden 2017-2021, og denne forventningen ligger inne i analysen. Et relevant spørsmål er om den kraftige økningen i kraftoverskuddet (nettoeksporten) som forventes av Statnett i Norge og Norden (se figur 17) vil gi bidra til at kraftprisene holder seg på dagens lave nivå, eller om den skal opp til historiske priser igjen – slik det antas her?

FIGUR 17: Forventede nordiske kraftbalanser



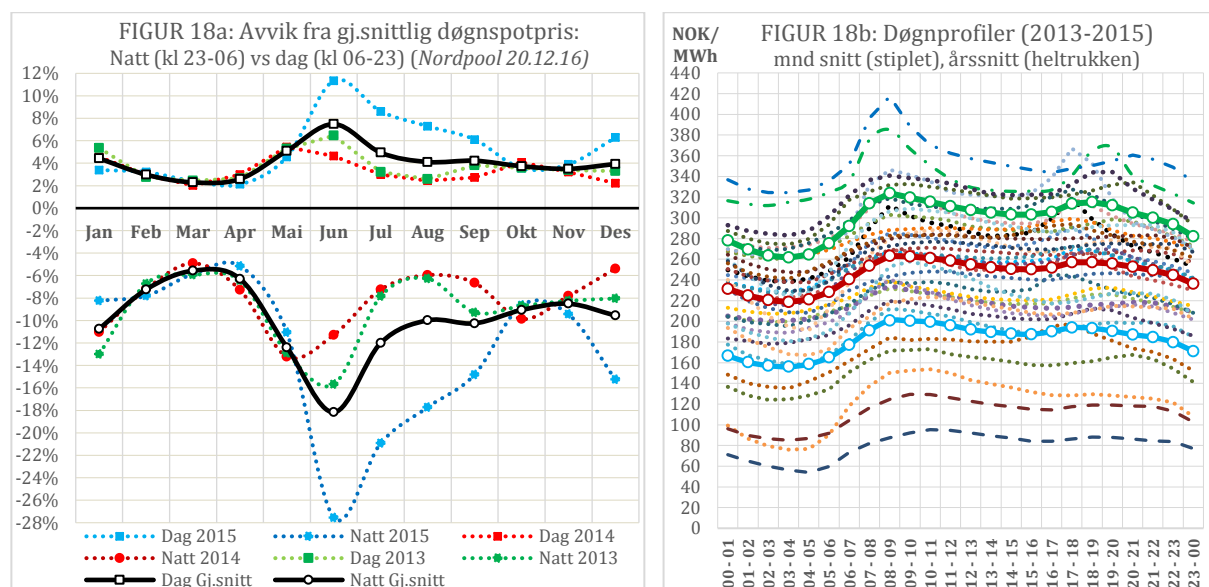
(Kilde: s.58; Statnett 2015)

Med bakgrunn i figur 17 er det rimelig å forvente at fremtidige kraftpriser forblir lave frem til 2030. Hvis også våre nordiske naboland får nettooverskudd av kraft i fremtiden – hvem skal vi

selge den til? Statnett fremhever at den langsiktige utviklingen i kraftoverskudd og kraftpris avhenger av mange usikre forhold, for eksempel politiske beslutninger om svenske kjernekraftverk. Dersom kjernekraftverkene fases ut fortere enn forventet gjenværende levealder skulle tilsi, så vil dette redusere fremtidig kraftproduksjon i Sverige og trekke kraftprisene oppover (s.58; Statnett 2015). Andre usikkerhetsmoment er knyttet til elektrifisering av transportsektoren og prisvirkningen av de fremtidige sjøkablene til England og Tyskland. Usikkerhetsmomentene er mange og disse blir større jo lengre frem i tid man ser.

Historiske realpriser, og fordeling og variasjon i disse er sammen med fremoverpriser trolig det «minst dårlige» grunnlaget til fremtidige prisbaner. En styrke ved denne fremgangsmåten er at den ikke bare reflekterer historiske kraftprisers gjennomsnittlige nivåforskjell, men også at kraftprisen i gjennomsnitt har hatt ulik månedsfordeling i år med lave vs. år med høye priser. Månedsfordelingene antas følgelig å gjelde i analysens tre scenarier, og denne kan enkelt nivåjusteres når virkningen av ulike prisnivåer skal undersøkes i sensitivitetsanalysene.

6.5.3 Historisk prisforskjell over døgnet



TABELL 5: Døgnprisavvik: Natt (kl 23-06) vs dag (kl 06-23), 2013-2015

Nordpool 20.12.16, SSB 03.12.16		År	Vinter-halvår	Sommer-halvår	Jan %	Feb %	Mar %	Apr %	Mai %	Jun %	Jul %	Aug %	Sep %	Okt %	Nov %	Des %
Dag avvik fra snitt %	4,1 %	3,4 %	5,2 %	4,4	3,0	2,3	2,6	5,1	7,5	4,9	4,1	4,2	3,7	3,5	3,9	
Natt avvik fra snitt %	-10,0 %	-8,1 %	-12,6 %	-10,8	-7,2	-5,6	-6,3	-12,4	-18,2	-12,0	-10,0	-10,3	-9,1	-8,5	-9,6	
SnittPris NOK/MWh	219,5	239,0	192,3	251	245	244	243	201	162	175	197	227	232	237	220	

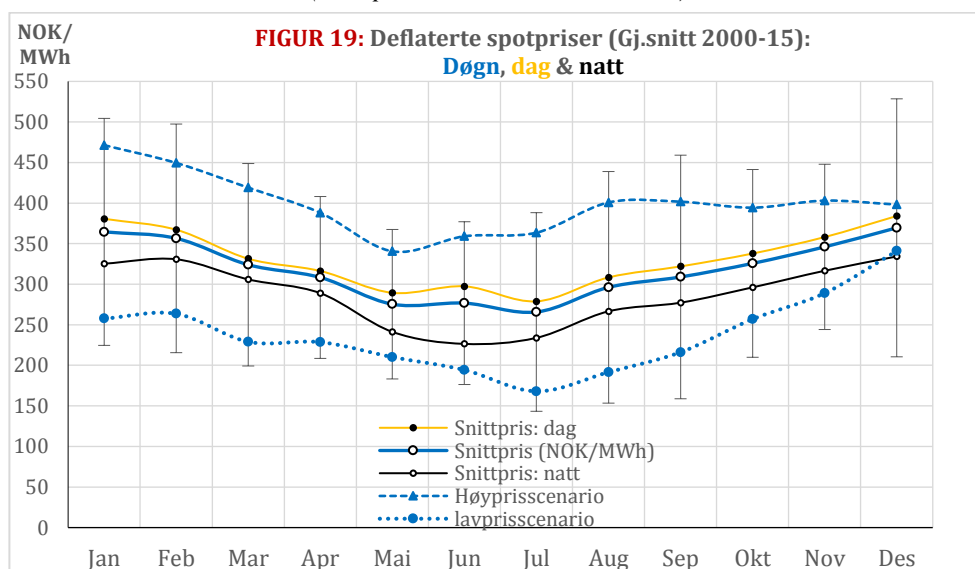
(Figur 18a og 18b og tabell 5: Egen fremstilling. Data: Nordpool 20.12.16)

Prisforskjeller over døgnet er relevant siden disse kan utnyttes av småkraftverk som har mindre vannmagasiner. Historiske priser brukes også her til å predikere fremtidig prisforskjeller over

døgnet, og i figur 18a-b og tabell 5 er spotpriser med timesoppløsning benyttet for 2013-2015, som er de eneste årene Nordpool har offentliggjort timesoppløste priser for³³. Det er særlig det relative avviket mellom gjennomsnittlig døgnpris og prisen på dagtid som er interessant for den videre analysen. I fortsettelsen er dag definert fra klokken 06 til 23, og natt fra 23 til kl 06.

Figuren (18a) over til venstre viser det relative avviket (i %) mellom gjennomsnittlig døgnpris³⁴ (x-aksen) og prisen om dagen og natten for årene 2013, 2014 og 2015. Tabell 5 gjengir gjennomsnittene (vist av de to heltrukne sorte linjene) i figur 18a, mens 18b over illustrerer gjennomsnittlige timespriser for måneder (stiplet) og år (heltrukket). Selv om representativiteten kan være begrenset til årene 2013-2015, så er det interessant at avviket fra døgngjennomsnittet («snittpris» i tabellen) er størst i månedene når den gjennomsnittlige kraftprisen er på sitt laveste, mellom mai og august. Et småkraftverk med tilstrekkelig individuell reguleringssevne til å utsette produksjonen fra natt til dagtid kan følgelig oppnå størst (relativ) økning i prisen på et tidspunkt av året når også produksjonen typisk er på sitt høyeste. Den maksimale verdien av døgnregulerbarhet estimeres i senere avsnitt, og figur 19 oppsummerer de valgte prisscenarioene for mesteparten av småkraftverks økonomiske levetid:

Figur 19: Kraftpriser brukt i analyseperioden 2022-2056
(Nordpool 20.12.16, SSB 03.12.16)



³³ Det publiseres også for 2016, men disse publiseres trolig ikke tidsnok til at de kan brukes her. Det er ikke funnet priser med timesoppløsning før år 2013.

³⁴ . Det er ikke gjort et skille/sortert mellom ukedager, helligdager og helgedager. I henhold til Eriksen og Halvorsen (2008) er forbruksprofilene (folks døgnrytme) og døgnprismønsteret forskjellig på en ukedag, sammenlignet med helgedager og helligdager. Det er trolig lite utslagsgivende å ta hensyn til dette i analysen.

6.6 Inntekt fra kraftsalg

Salgsinntekt beregnes generelt ved å multiplisere produsert mengde med pris. Inntekt fra salg av kraft i et uregulerbart kraftverk er som gjort rede for i avsnitt 6.2 typisk gitt av spotprisen på kraft i markedet. De valgte kraftprisene er oppsummert i figur 19 over, utenom for perioden 2017-2021, der fremoverpriser gjengitt i figur 15 brukes i alle scenario. De loddrette «T-barene» i figur 19 over visualiserer standardavviket til snittprisen (brukt i ES) i hver måned, og gir et inntrykk av hvilke måneder kraftprisen fluktuerer mest fra år til år.³⁵

6.6.1 Produksjon

I et ikke-regulerbart småkraftverk avhenger produksjonens fordeling over døgnet og året av tilsiget i vassdraget der inntaket til småkraftverket ligger. Krafttterspørselen og kraftprisen er som vist ovenfor høyere på dagtid og om vinteren, enn om natten og på sommeren, i gjennomsnitt. Derfor vil gjennomsnittsprisen som oppnås for salg av kraft være svært avhengig av når på døgnet og året småkraftverket produserer.

I kapittel 1 ble det gjort rede for at reguleringsevnen i småkraftverk er vesentlig mindre enn for større vannkraftverk. Dette betyr at småkraftverk i større grad har en produksjonsprofil som samsvarer med det naturlige tilsiget i vassdraget. I det følgende vil det derfor tas utgangspunkt i den naturlige tilsigsprofilen i Norge, slik at denne kan brukes som et estimat på den årlige produksjonsprofilen i et nytt gjennomsnittlig småkraftverk. Døgnvariasjon i produksjonsmønster (avrenning) sees bort ifra, da denne variasjonen trolig er svært liten³⁶, og tilgangen på priser og produksjonsberegning med timesoppløsning er utilstrekkelig.

6.6.1.1 Om tilsigsanalysen og datasettet

Når NVE beregner *naturlig* tilsig på landsbasis, tas det utgangspunkt i 82 stasjoner i uregulerte vassdrag (nedbørfelt) med ulik størrelse, mengde årstilsig, geografisk beliggenhet, avstand til havet, og høyde over havet. Utbygde vassdrag sees bort fra i NVEs datagrunnlag, da disse åpenbart har en avrenning som påvirkes av produksjonen i vannkraftverk med reguleringsevne. Basert på analyse av data med ukentlige målinger i 78 av disse 82 vassdragene i perioden 1958-

³⁵ Standardavviket brukes ikke numerisk i senere analyse. Hensikten er å illustrere historisk variasjon fra år til år.

³⁶ Det finnes få åpenbare grunner til at det skal være vesentlig større avrenning (mer nedbør) om natten enn på dagen. En mulighet er imidlertid at avrenningen på våren er størst om dagen, siden temperaturen normalt er høyere på dagen - hvilket vil gjøre snøsmeltingen relativt større på dagtid. Det tar imidlertid vesentlig tid for vann å forflytte seg i lange vassdrag, og dette vil øke tiden det tar før den økte vannføringen som følger fra stor snøsmelting på dagtid når det konkrete punktet der tilsiget måles, nedstrøms i vassdraget. Er vassdraget langt nok (eller vannfarten lav nok) kan økt snøsmelting på dagtid for eksempel nå den aktuelle målestasjonen (eller småkraftverket) et halvt døgn senere. På landsbasis antas tilsiget derfor å være likt fordelt mellom dag og natt.

2015, vil det i det følgende gjøres antakelser om gjennomsnittlig tilsig i småkraftverket for de tre ulike scenarioene. *NVE (18.11.2015)*

Figur 20 under viser gjennomsnittlig tilsig på månedsbasis, uttrykt i prosent av samlet årstilsig for hvert av de 78 vassdragene i perioden 1958 til 2015. I tillegg vises gjennomsnittlig tilsig i datasettet (tykk sort linje), 75- og 25-persentiler (tynne sorte linjer) og en horisontal referanselinje der 8,33 % av årstilsiget er jevnt fordelt mellom månedene. Fire av 82 vassdrag utelukkes fra datasettet, grunnet tekniske problemer med å konvertere disse til Excel-filer.

Fra analysen vist i figur 20 er det et vesentlig større tilsig om våren og sommeren enn om vinteren – siden snøsmeltingen skjer i sommerhalvåret. Variasjonen er stor mellom de ulike vassdragene (målestasjonene), og persentilene (tynne sorte linjer i figuren) definerer et intervall som inkluderer produksjonsprofilen til 50 % av vassdragene i datasettet. Fra dette intervallet er det klart at variasjonen i tilsig er minst om høsten og vinteren, og størst om våren og sommeren.

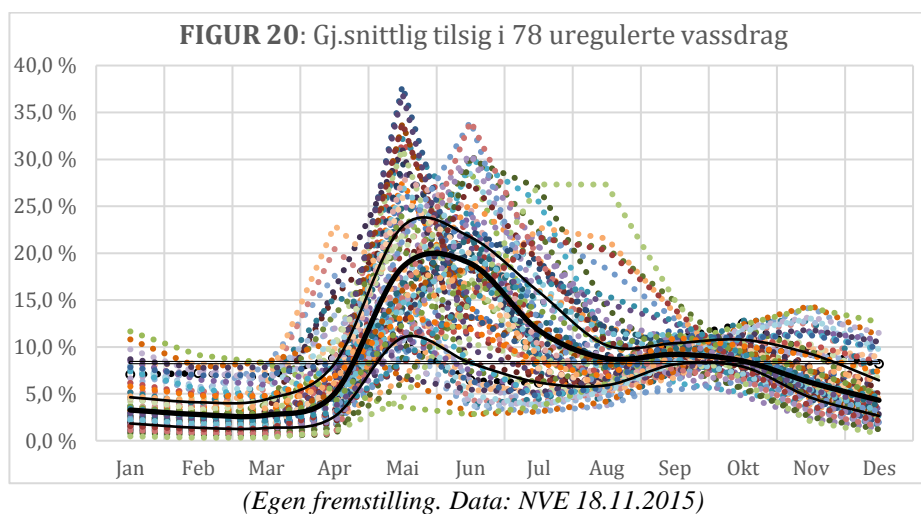
Snøsmeltingen avhenger av temperaturen i vassdragets nedbørsfelt, gitt av for eksempel breddegrad, høyde over havet og avstand til havet. Snøsmeltingen starter tidligere i vassdrag der det tilhørende nedbørsfeltet strekker seg over de varmere delene av landet, typisk for Sør-Norge, kystnære strøk og nedbørsfelt som spenner over et relativt lavtliggende høydeintervall (i lavlandet). Vassdrag og nedbørsfelt som har lave vintertemperaturer, ligger typisk i høyfjellet, på innlandet og i Nord-Norge. Disse vil ha en større skjevfordeling av årstilsiget, siden mer nedbør faller som snø i disse områdene. Tilsiget i vassdrag med nedbørsfelt som inkluderer isbreer vil i tillegg påvirkes av temperaturen sommerstid, da denne bestemmer mengden smeltevann fra isbreen. Kraftverk som bygges i vassdrag med stor og hurtig snøsmelting vil ha økte krav til slukeevne og installert effekt dersom kraftverket skal ha kapasitet til å utnytte størst mulig andel av årstilsiget. Dimensjonering av kraftverket er i stor grad et kostnadsspørsmål, og diskuteres i senere avsnitt. *NVE (03.2008)*

6.6.1.2 Antakelser om tilsigsprofilene

Fra kapittel 1.6 vet vi at den gjennomsnittlige andelen vinterproduksjon³⁷ i 577 av alle 657 operative kraftverkene i Norge var 56 %, mens vinterandelen for det gjennomsnittlige tilsiget i figur 20 ovenfor er 32,8 %. Ulikheten mellom vinterandelene tyder på at småkraftverk til nå har blitt bygget i vassdrag som enten har:

³⁷ Vinterhalvåret er definert fra og med oktober til og med april.

- A) Et naturlig høyt tilsig om vinteren.
- B) Betydelig regulerbarevne i egne vannmagasin.
- C) Unaturlig høyt tilsig vinterstid, som følge av reguleringsgrad i oppstrøms vannkraftverk.



Produksjonsprofilen til småkraftverk med høy vinterproduksjon som følge av A, er estimert i figur 20 ovenfor. Småkraftverk i kategorien B vil trolig maksimere verdien av årstilsiget (årsproduksjonen) ved å selv øke andelen vinterproduksjon og andelen produksjon på dagtid. Småkraftverk i kategori C vil også få en økt andel vinterproduksjon, gitt at de ovenfor liggende vannkraftverkene også er profittmaksimerende (sparer vannet til vinterproduksjon). Det er imidlertid ikke like sikkert at den økte utnyttelsen av *sesong*variasjonene i kraftprisen er like god som utnyttning av *døgn*variasjonen i kraftprisen i kategori C. Dette er fordi det kan ta flere timer før vannføring (produksjon) i ovenfor liggende vannkraftverk når småkraftverket. Dette kan gi en høyere andel produksjon om natten (for kategori C), sammenlignet med det småkraftverket med egne vannmagasiner (kategori B) ville valgt.

6.6.1.3 Hvilken produksjonsfordeling er sannsynlig for det gjennomsnittlige småkraftverket?

Gitt at aktørene som bygget de eksisterende småkraftverkene var profittmaksimerende, så vil de ha bygget de mest lønnsomme småkraftverkene først. Siden kraftprisen er høyest vinterstid er det derfor rimelig å anta at en vesentlig andel av de potensielle småkraftverkene som ligger i vassdrag med høyt tilsig vinterstid allerede er bygget – enten det skyldes A, B eller C. Derfor brukes gjennomsnittlig vinterandel på 56 % i eksisterende småkraftverks faktiske produksjon som grunnleggende antagelse for produksjonsprofilen i høyinntektsscenarioet HS. Den naturlige tilsigsprofilen er beregnet basert på tilsig i uregulerte vassdrag og nedbørsfelt, og andelen på 32,8 % legges inn i lavinntektsscenarioet LS. Siden det aktuelle småkraftverket antas

å være profittmaksimerende, forsøker det å oppnå en høyest mulig andel vinterproduksjon (pris) ved å etablere seg i vassdrag med høyest mulig vintertilslig. Derfor antas det at det gjennomsnittlige småkraftverket har en vinterandel som er bedre enn gjennomsnittet av naturlig tilslig (32,8 % i LS), men dårligere enn gjennomsnittet i eksisterende vannkraftverk (56 %). Tilsigsprofilen i estimert scenario ES antas konkret å ha en vinterandel som ligger midt mellom HS og LS, tilsvarende 44,4 %. Dette er fordi det vil være konkurranse om de «beste» vassdragene i kategori A, samt at den gjennomsnittlige størrelsen på utbygde kraftverk (målt ved normalårsproduksjon) faller etter hvert som færre vassdrag blir tilgjengelig for utbygging. Sistnevnte antagelse baseres på halvering i faktisk gjennomsnittsproduksjon til småkraftverk som ble satt i drift etter 1960-tallet, presentert i raden GWh/n, nederst i figur 3, kapittel 1.5. Tabell 2 i samme kapittel viser dessuten at småkraftverkene som har global reguleringssevne er nesten dobbelt så store i gjennomsnitt. Dette impliserer at sannsynligheten for at det gjennomsnittlige har egen reguleringssevne og eller global reguleringsgrad er lav, og det antas derfor at småkraftverket ikke har global reguleringsgrad.

Samlet produksjon i dagens operative småkraftverk er 8,982 TWh (*NVE 03.2008, NVE 31.08.16*), og det resterende småkraftpotensialet er 12,67 TWh (*Energidagene 2016*). Totalt er ca. halvparten av de teoretisk tilgjengelige småkraftverkene allerede bygget, eller under utbygging.³⁸ Gitt at utbyggerne er profittmaksimerende, så er det grunn til å tro at «de dårligste» (dyreste) småkraftverkene også er de med relativt lav vinterproduksjon og høy utbyggingskostnad, og at disse utgjør gjenværende andel av det totale småkraftpotensialet. Antagelsene om vinterandel i S1-S3 har følgelig forankring i reelle observasjoner.

6.6.1.4 Beregning av tilsigsprofil i scenario 1-3

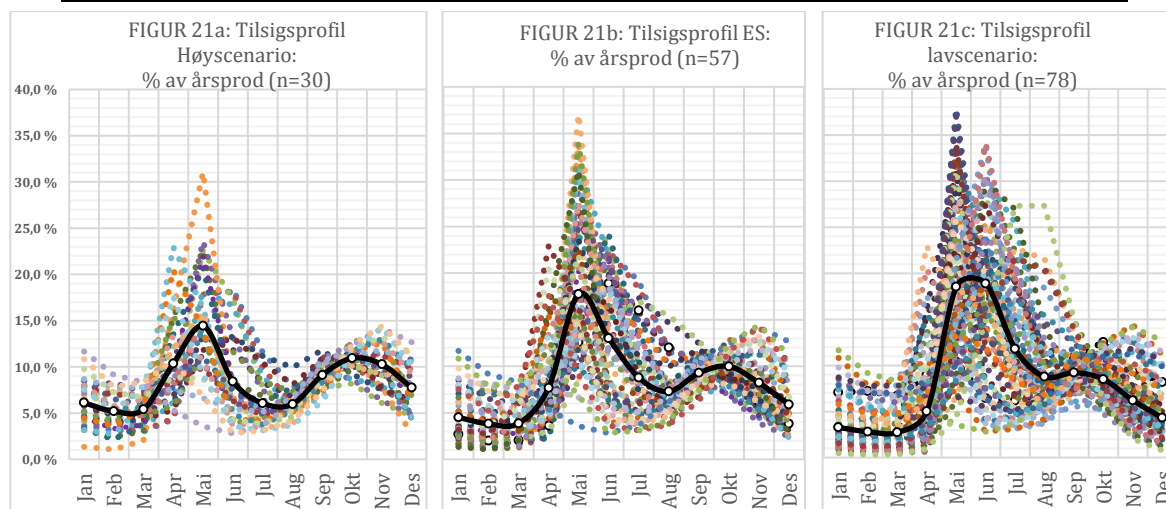
Tilsigsprofilen til LS er gitt av figur 20 ovenfor. Tilsigsprofilen i HS og ES beregnes ved å bearbeide datasettet med faktisk tilslig i uregulerte vassdrag, og sorteres kronologisk etter vassdragenes andel vintertilslig. Vassdrag med lavest vinterandel fjernes fra de to utvalgene helt til gjennomsnittlig vinterandel blir så lik antagelsene på 44,4 % og 56 % som mulig. I utvalget til HS fjernes derfor flere vassdrag (med lav vinterandel) enn i utvalget til ES.

³⁸ Beregnet normalårsproduksjon i potensiell småkraftverk er 8,9TWh (vist i figur 5) og beregnet normalårsproduksjon til prosjekterte småkraftutbygginger med innvilget konsesjon (byggetillatelse) er ca 3,77TWh (fra tabell 3). Av sistnevnte er 16,2 % (0,522TWh) under utbygging. Alle tallene er hentet fra samme NVE presentasjon fra energidagene oktober 2016, men summen på 12,67 kan være noe unøyaktig dersom dataene ikke er hentet på samme tidpunkt.

For å finne selve profilen (månedsfordelingen) regnes et månedsgjennomsnitt av utvalgenes tilsig. De valgte vassdragene har en vinterandel på mellom 23,7 % og 75,7 % i ES og 38,5 % og 75,7 % i HS. Antallet er muligens noe lavt for å oppnå en optimal statistisk representativitet for utvalgene, men seleksjonsmetoden tillater variasjon i månedlig tilsig. Dette bidrar sammen med et høyt antall ukentlige observasjoner (172 026 for ES og 90 540 for LS) til styrket representativitet. Se figur 21a-c og tilhørende tabell 6 under for en fremstilling av resultatene, der gjennomsnittlig tilsigsprofil i scenariene er markert med heltrukken sort linje, og hvert enkelt vassdrag i utvalget er markert med stiplede linjer. Måned-, sommer- og vintergjennomsnittet for tilsiget i hvert av scenarioene er oppgitt i prosentandel av det totale årstilsiget for hvert av scenarioene i tabell 6.

Det er viktig å huske at hvert enkelt vassdrag i utvalgene er representert ved et *månedlig gjennomsnitt* for tilsiget i perioden 1958 til 2015. Følgelig så gis det ingen begrep om *variasjon* i produksjonen. Fokuset i neste avsnitt rettes derfor mot svingninger i tilsiget på landsbasis, som et estimat på usikkerhet i kraftproduksjonen.

FIGUR 21a-c: Antatt månedsfordeling av årstilsiget (i %) i scenariene HS, ES &



NVE (18.11.2015)

TABELL 6

	Vinter- halvår	Sommer- halvår	Jan %	Feb %	Mar %	Apr %	Mai %	Jun %	Jul %	Aug %	Sep %	Okt %	Nov %	Des %
HS: Høyscenario (n=30) %	56,0 %	44,0 %	6,1	5,2	5,4	10,4	14,4	8,4	6,1	6,0	9,1	10,9	10,3	7,7
ES: ESTIMAT (n=57) %	43,9 %	56,1 %	4,5	3,8	3,9	7,7	17,7	13,0	8,8	7,3	9,3	10,0	8,2	5,9
LS: Lavscenario (n=78) %	32,8 %	67,2 %	3,3	2,8	2,7	5,0	18,5	18,9	11,8	8,8	9,2	8,5	6,2	4,3
Referanse: sommer = vinter %	50,0 %	50,0 %	7,1	7,1	7,1	7,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	7,1	7,1	7,1
Referanse: lik mnd.fordeling %	58,3 %	41,7 %	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3

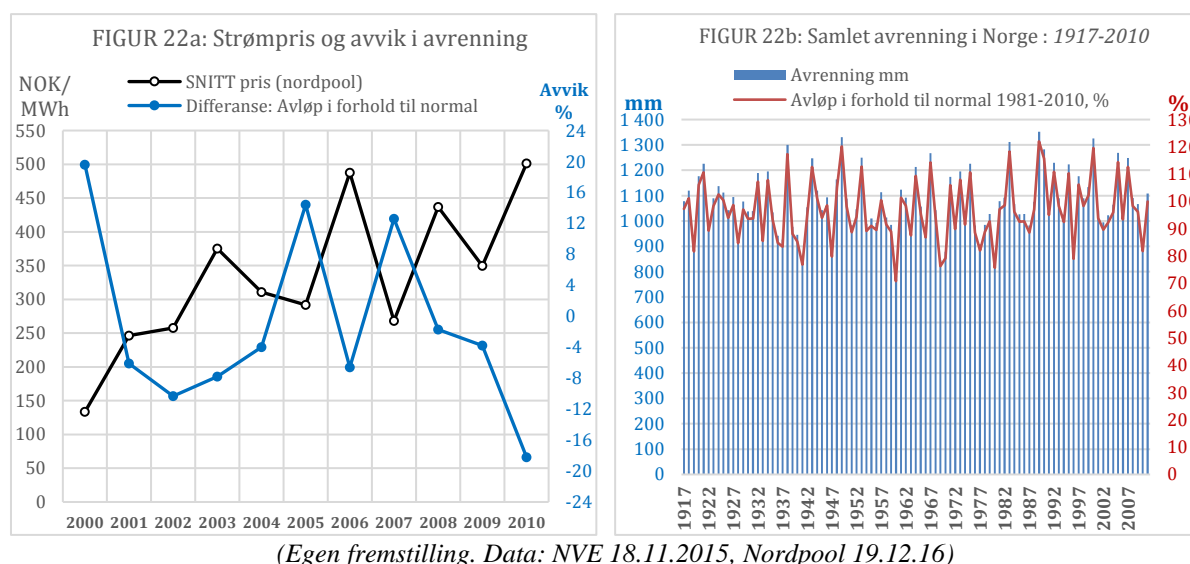
(Egen fremstilling. Data: NVE 18.11.2015)

6.6.1.5 Usikkerhet i produksjon og inntekt

Figur 22a under til venstre viser samlet avrenning for Norske vassdrag totalt sett. Fra figuren fremkommer det at tilsiget varierer med ca. +/- 20 % på landsbasis. Variasjon i tilsig tillegges imidlertid liten vekt i analysen, siden kraftpris og avrenning på landsbasis er motkorrelert. Dette

er en naturlig konsekvens av at norsk kraftproduksjon nesten utelukkende består av vannkraft. I år med lite avrenning (tilbud) på landsbasis vil det derfor også bli høyere kraftpris. Virkningen på inntekt fra variasjon i tilsiget (tilbudssjokk) vil da motvirkes av høyere kraftpris, og følgelig nyter vannkraftprodusenter godt av en form for automatisk stabilisering i inntekt. Dette følger hovedsakelig fra grafisk inspeksjon av figur 22a under, samt noe støtte fra et grovt anslag på korrelasjonskoeffisienten mellom årlig prosentmessig endring i kraftpris og tilsig lik $-0,83$. Statistisk sett er perioden 2000-2010 svært kort, og koeffisienten skal tillegges liten vekt.

Sjokk på etterspørselssiden i det norske og nordiske kraftmarkedet, for eksempel fra svært kalde vintre, eller havari i svenske kjernekraftverk, er vanskelige eller umulige å predikere, og drøftes derfor ikke i den videre analysen. Slike sjokk påvirker imidlertid også kraftprisen, og effekten av historiske etterspørselssjokk er derfor implementert i analysen – gjennom prisbanene i scenarioene, som er beregnet og antatt basert på historiske priser i figur 16a-c over.



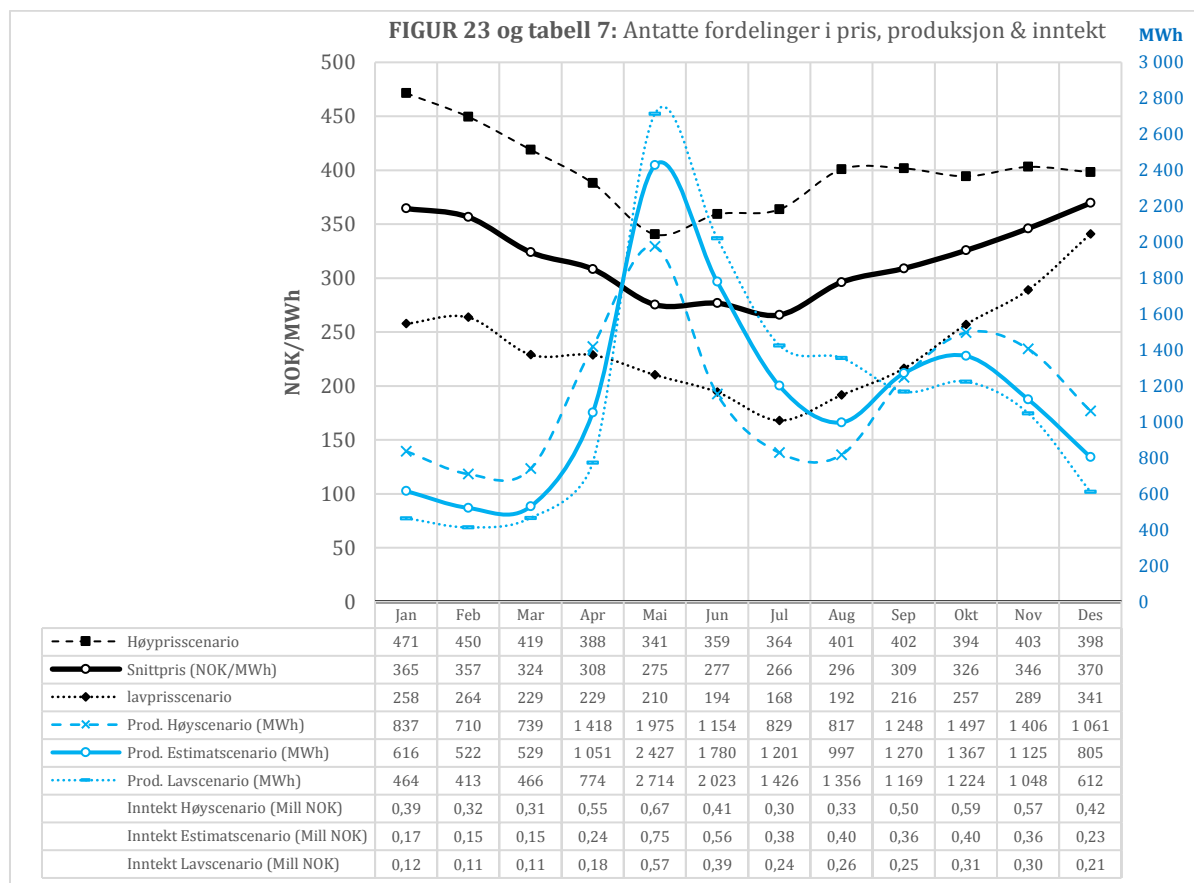
(Egen fremstilling. Data: NVE 18.11.2015, Nordpool 19.12.16)

6.6.2 Resultater: Årlig inntekt fra kraftsalg i HS, ES og LS.

I figur23 med tilhørende tabell 7 under, er antatte månedsfordelinger for kraftpris og produksjon gjengitt. Fra disse er det estimert en brutto (ikke-diskontert) årlig inntekt for det gjennomsnittlige småkraftverkets kraftsalg på 5,370 Mill NOK i HS, 4,143 Mill NOK i ES og 3,054 Mill NOK i LS for perioden 2022-2057.

Bruk av årlige gjennomsnittspriser (med lik fordeling) ville gitt en urealistisk høy inntekt, siden mesteparten av produksjonen (avrenningen) i norske uregulerbare vannkraftverk skjer om

sommeren, når kraftprisen som regel er på sitt laveste. For eksempel så gir årlig gjennomsnittspris i ES lik 318,1 NOK/MWh multiplisert med normalårsproduksjonen en årsinntekt på 4,355 Mill NOK. Dette gir en årsinntekt som er ca 212 000 NOK høyere enn i ES, der sannsynlige pris- og produksjonsfordelinger er tatt hensyn til:



Ved å beregne og bruke månedlige fordeling av kraftpris og produksjon oppnås altså et mer reflektert estimat på fremtidig årsinntekt, og dette er sammenfallende med oppgavens målsetting om høyest mulig grad av realisme. Utslaget av de forskjellige tilsigsprofilene (vinterandelene) på NNV verdien kan nå tallfestes i analysekapitlene (8 og 9).

6.6.3 Årlig merinntekt og økning i nåverdi fra døgnregulering

I kapittel 6.6.1.3 ble det klart at den mest sannsynlige formen for regulering i norske småkraftverk tillater kortsiktig utnyttelse av døgnvariasjoner i kraftprisen. Ved å bruke den månedlige fordelingen av prisene og produsert mengde i estimatscenarioet så kan den årlige verdien av døgnregulerbarhet nå beregnes. Det antas at småkraftverket har et mindre vannmagasin med tilstrekkelig regulerbarhet (lagraingskapasitet) til å flytte hele tilsiget (produksjonen) i tidsrommet 23:00 til kl 05:59 til dagtid; mellom kl 06:00 og 22:59. Fra før

antas kraftverket å produsere like mye til alle døgnets tider, og oppnår følgelig gjennomsnittlig døgnpris. I ES tilsvarer dette en gjennomsnittlig årspris på 331 NOK/MWh. Ved å flytte produksjonen som beskrevet vil småkraftverket imidlertid oppnå en 13 NOK/MWh (3,9%) høyere gjennomsnittlig årspris. Avviket i døgnprisene er imidlertid ulikt fordelt over året, som vist i figur 16a-c over, og oppnår en relativt høyere pris i den tiden av året der kraftverket også har størst produksjon, og følgelig blir økningen i inntekt relativt større enn økningen i pris. Inntekt med døgnregulerbarhet i estimatsscenarioet blir derfor totalt 4,391 Mill NOK, hvilket er en økning på 0,248 Mill NOK (5,65 %) i årlig inntekt fra kraftsalg. Dette fås numerisk ved å øke antatte månedspriser i ES i tabell 4 med andelen beregnet i «Dag avvik fra snitt %» i tabell 5 og multiplisere med antatt månedsproduksjon i ES i tabell 7. Nåverdien er gitt av:

$$NNV_{1 \text{ til } 40} = \sum_{t=1}^{40} \left(\frac{a}{(1 + \delta)^t} \right) = \sum_{t=1}^{40} \left(\frac{248\,000}{(1 + 0,04)^t} \right) \approx 4,91 \text{ Mill NOK}$$

Der $a = 248\,000 =$ brutto årlig samfunnsøkonomisk merinntekt fra døgnregulerbarhet, og $\delta = 0,04 =$ samfunnsøkonomisk diskonteringsrate.

På tilsvarende måte gir dette en privatøkonomisk nåverdi av døgnregulerbarhet som er ca 2,7 Mill NOK (se appendiks 5 for detaljer). Verdien blir lavere som følge av at private aktører antas å bruke en diskonteringsrate på 6 %. Dersom småkraftverket kan bygge et vannmagasin med tilstrekkelig størrelse (regulerbarhet) til en kostnad som er lavere enn nåverdien av årlig inntektsøkning så vil det være privatøkonomisk lønnsomt – under antagelsen om at drifts- og vedlikeholdskostnadene ikke påvirkes (økes) vesentlig. Døgnprisvariasjonen kan imidlertid bli mindre i fremtiden, etter hvert som automatiske målings- og styringssystemer (AMS) fases inn i Norge (ila 2019), samtidig som elbiler og batterier blir stadig billigere, og lagring av strøm i batterier blir mer utbredt i husholdningene. Disse virkningene er interessante men (svært) usikre, og tillegges derfor liten vekt i analysen. En beskrivelse og drøfting av mulige implikasjoner fra AMS og endret forbruk i husholdninger skilles derfor ut i appendiks 4.

6.7 Kapittelkonklusjoner

Deltakelse i reservemarkedene er uvanlig for småkraftverk, da kraftverk under 10MVA ikke er pålagt å installere teknisk utstyr for automatisk frekvensregulering. Reservemarkedene påvirker sannsynligvis *ikke* den privatøkonomiske lønnsomheten til småkraftverk. Samfunnet kan imidlertid påføres en negativ eksternalitet i form av redusert systembalanse.

Det naturlige tilsiget i norske uregulerte vassdrag varierer mye over året. For uregulerbare vannkraftverk vil dette også definere produksjonens fordeling. Tilsigsprofiler, er konstruert og antatt basert på data om faktisk ukentlig tilsig, i 78 uregulerte norske vassdrag i perioden 1958-2015. Resultatet viser at 32,8 % av årstilsiget i uregulerte vassdrag kommer gjennom vinteren – til tross for at vinterhalvåret defineres som syv måneder (58 % av året) – fra oktober til april. Drøfting av småkraftverks kjente egenskaper resulterte i antagelser om 32,8 %, 44,4 % og 56,0 % vinterproduksjon i det gjennomsnittlige småkraftverket – i henholdsvis LS, ES og HS.

Inntekt fra kraftsalg er beregnet basert på fremoverpriser, analyse av historiske kraftprisers nivå og fordelingen over året. Dette gav en estimert årsinntekt fra salg av strøm i perioden 2022-2057 på 4,14 millioner kroner for estimatscenarioet. Analysen viser at årsinntekten overestimeres med mer enn 5 % om kraftprisens og produksjonens fordeling over året utelates. Basert på nåværende fremoverpriser på kraft, som er historisk lave, ble det også beregnet inntekt fra kraftsalg i hvert av årene 2017-2021. Dette gav årlige inntekter på mellom 2,9 og 2,5 millioner kroner for hver enkelt år i perioden. Kraftprisene har historisk sett vært svært like i de norske prisområdene. Gitt at dette gjelder i fremtiden så vil antagelsene om kraftpris være relevante for alle landsdeler.

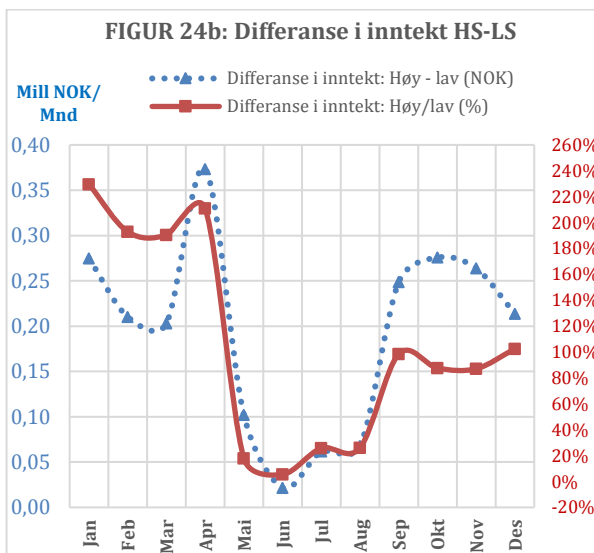
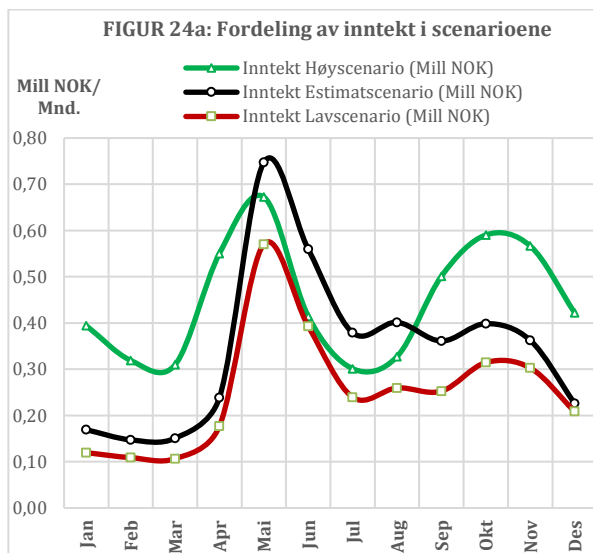
Variasjoner i tilsig er motkorrelert med kraftprisen som følge av vannkraftens dominans i det norske kraftsystemet. Dette gir vannkraftbransjen en naturlig forsikring mot inntektstap i år med lavt tilsig. Dersom det gjennomsnittlige småkraftverket har en variasjon i tilsig som samvarierer (kovarierer) med tilsiget på landsbasis, så gjelder forsikringen også for det gjennomsnittlige småkraftverket.

Dessuten er det sannsynlig at det gjennomsnittlige småkraftverket har mulighet til å utnytte døgnvariasjoner i kraftprisen. Estimering av gjennomsnittlig prisdifferanse mellom dagtid, natt og døgnet som helhet, viser at kraftprisen har størst døgnvariasjon på sommeren (Mai-Juli). Dette er viktig, fordi produksjonen når sine høyeste nivåer i disse månedene, og aktiv utnyttelse av døgnvariasjonen kan gi økonomisk gevinst. Beregningene viste at utnyttelse av døgnvariasjoner i kraftprisen kan gi en årlig merinntekt fra kraftsalget på 0,248 Mill NOK (5,65 %). Dette tilsvarer en økning i privatøkonomisk netto-nåverdi på ca 2,7 Mill NOK og en økning i samfunnsøkonomisk netto-nåverdi på 4,9 Mill NOK. Disse størrelsene settes i kontekst i kommende analysekapitler.

I kapittelet ble det vist at økt elektrisitetsproduksjon fra nye vind-, sol- og småkraftverk, har et

stort potensiale til å redusere kraftprisen gjennom å utkonkurrere prissettende (fossil-baserte) kraftverk i Norge og Norden. Dette skyldes at kraftverk som høster fornybare energikilder har relativt lave marginalkostnader, som følge av at de drives «gratis» av naturkreftene.

Figurene under oppsummerer og visualiserer kapittelets sentrale inntekstberegning – fundamentet i den videre analysen. Innsikt fra dette kapittelet vil være avgjørende for å identifisere sammenhenger mellom kraftproduksjon og klimagassutslipp i neste kapittel.



7 Analyse: Klimagassutslipp og kraftproduksjon

Dette kapitlet har til hensikt å svare på problemstillingens første del ved å tallfeste endringer i klimagassutslipp fra økt fornybar kraftproduksjon. For ordens skyld repeteres problemstillingens første del: ***Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge?***

I den offentlige debatten i Norge er det svært mange ulike argument for hvordan klimagassutslipp og endringer i kraftmarkedet henger sammen. Hvorvidt slike argument er «riktige» eller ikke, avhenger av hvilket perspektiv som legges til grunn – tidsmessig og geografisk. Kapitlet forsøker derfor å systematisere og gjøre rede for de ulike perspektivene. For den videre analysen er det derfor hensiktsmessig å skille mellom nominelle og reelle klimagassutslipp, og definere på følgende måte:

Nominelle klimagassutslipp

Endrede klimagassutslipp som følge av endret produksjon i kraftverk som drives fra fossile energibærere – dersom man ser bort fra at EU-ETS dekker norsk og europeisk kraftsektor.

Reelle klimagassutslipp tar hensyn til EU-ETS. Endringer i reelle klimagassutslipp krever altså økt eller redusert utslipp *utenfor* kvotesektoren. Reelle- og globale- klimagassutslipp vil i det følgende brukes som synonyme begrep.

Nominelle utslipp blir viet plass av fire årsaker. For det første så har oppgaven en målsetting om å «rydde opp» i hvordan man kan tenke på klimagassutslipp, og da er nominelle utslippsvirkninger et hensiktsmessig startpunkt. For det andre så er nominelle utslippsvirkninger relevant i fravær av et kvotesystem – for eksempel dersom Norge eksporterer kraft til Russland, som *ikke* er dekket av EU-ETS, eller dersom Norge eller andre naboland skulle melde seg ut av EU-ETS. For det tredje så vil en beregning av nominelle utslippsvirkninger skissere størrelsen på omfordeling av utslippskvoter mellom aktørene innenfor kvotesystemet. For det fjerde så vil økt nettoeksport av «ren vannkraft» fra Norge redusere driftstiden i (gass-, olje- og) kullkraftverk – og dermed også negative eksternaliteter knyttet til lokal luftforurensningen i områdene rundt de aktuelle kraftverkene.

7.1 Nominelle utslipp: Virkningen fra krafthandel

I den offentlige debatten hevdes det at reduksjoner i klimagassutslipp kan oppnås ved at Norge eksporterer kraft til våre naboland. Det føres gjerne argumenter som at «ren» norsk vannkraft fortrenger «skitten» kullkraft i Europa, og reduseres utslippet i Europa med for eksempel $1119\text{g} - 7\text{g} = 1112\text{g CO}_2\text{eq}$ per kilowattime krafteksport. Dette var et tenkt eksempel, og selv om det kan være riktig på et gitt sekund, så vil det sannsynligvis være misvisende for hvor mye utslippene egentlig reduseres i våre nabolands som følge av krafteksport over lengre tid. Dette er fordi ingen av våre nabolands kraftsektor *utelukkende* består av kullkraftverk.

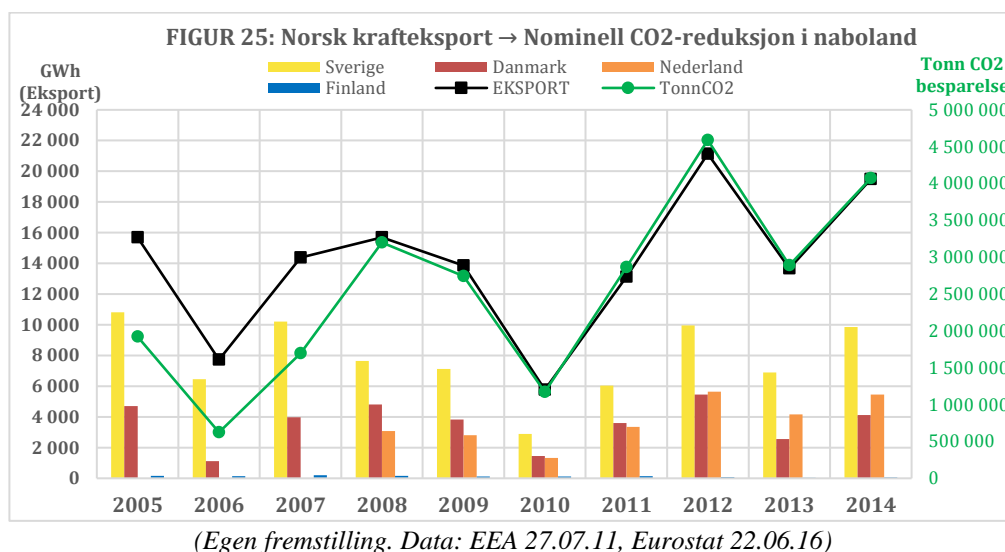
Tabell 8 med gjennomsnittlig CO₂ faktor vil i det følgende brukes for å beregne størrelsen på nominelle utslippsreduksjoner som *kan* følge fra Norsk krafteksport. Gjennomsnittlig CO₂-faktor fås simpelthen ved å summere det totale klimagassutslippet fra alle kraftverk i et land i et gitt år, og dele på samlet kraftproduksjon i det samme året. Tallene er fra det europeiske miljødepartementet (EEA), og for Russland benyttes gjennomsnittlig CO₂ faktor for EU, da det ikke er funnet data om Russland.

(EEA 27.07.11)	2005	2009	Endring	Enhet
Nederland	433,72	432,86	-0,86	gCO ₂ /KWh
Russland (EU)	385,22	396,07	10,86	gCO ₂ /KWh
Danmark	325,04	328,84	3,80	gCO ₂ /KWh
Finland	189,09	177,79	-11,30	gCO ₂ /KWh
Sverige	39,78	43,60	3,82	gCO ₂ /KWh
Norge	4,32	4,54	0,22	gCO ₂ /KWh

I den forestående beregningen antas det at eksport av norsk kraft fortrenger produksjon i nabolandets gjennomsnittlige kraftverk – representert ved gjennomsnittlig CO₂ faktor. Nominell utslippsreduksjon fås da fra differansen mellom CO₂ faktoren i Norge (som er lav) og landet vi eksporterer til – multiplisert med krafteksporten til landet i det aktuelle året. Det tas utgangspunkt i faktisk krafteksport fra Norge i perioden 2005 til 2014 hentet fra Eurostat.

Sirkelpunktene på den grønne linjen markerer total nominell utslippsreduksjon i det aktuelle året, og stolpene viser de enkelte nabolandenes bidrag til denne. Som figuren (25) viser så er det altså en klar sammenheng mellom mengden kraft som eksporteres og de nominelle utslippsreduksjonene som følger fra krafteksporten. Gjennomsnittlig årlig reduksjon i CO₂eq for perioden er 2,58 millioner Tonn, hvilket tilsvarer 4,8% av Norges samlede utslipp av klimagasser i 2015, på 53,9 millioner tonn CO₂eq (SSB 20.05.2016). Dersom det antas at hele årsproduksjonen på 13,69GWh i det gjennomsnittlige småkraftverket ble eksportert i 2010, så

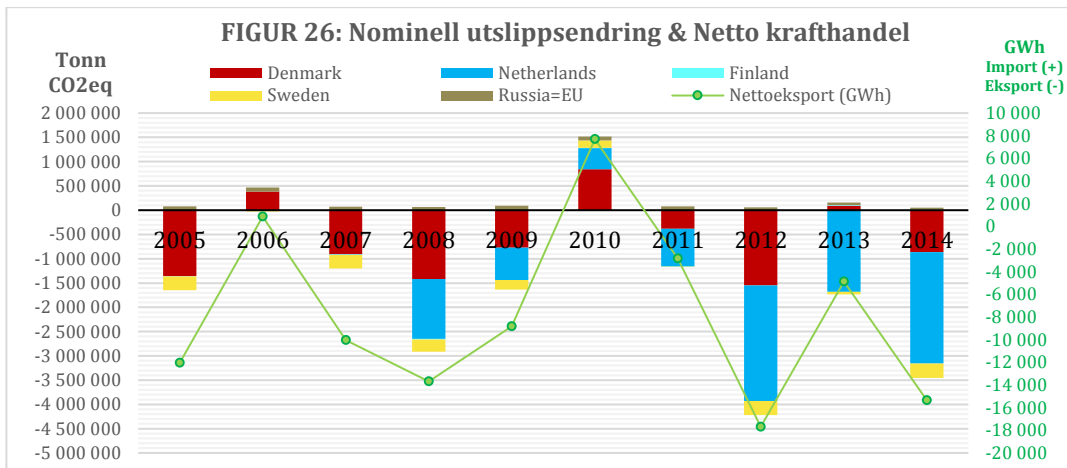
ville småkraftverket stått for en samlet nominell utslippsreduksjon i nabolandene på 2 972 Tonn CO₂.



7.1.1 Nominell utslippsvirkning: Netto krafthandel

Selv om norsk krafteksport gir opphav til nominelle utslippsreduksjoner i naboland, så vil bruk av import av kraft tilsvarende gi *økning* i nominelle utslipp i de samme landene. Følgelig vil netto nominelle utslipp i et gitt år avhenge av netto krafthandel, og ikke eksporten alene. Siden nabolandene har svært ulik gjennomsnittlig CO₂ faktor er det viktig å beregne netto krafthandel med hvert enkelt naboland. Dette er gjort ved å bearbeide tallene hentet fra Eurostat.

Punktene på den grønne linjen i figur 26 under viser nettoeksporten i GWh for de ulike årene, og knyttes til høyre vertikale akse. Stolpene viser tonn CO₂eq som reduseres, og knyttes til venstre vertikale akse. Nominell utslippsreduksjon som oppnås i nabolandene som følge av *netto* krafthandel med Norge er som forventet vesentlig lavere enn om man utelukkende ser på nominell utslippsvirkning fra eksport. Gjennomsnittlig årlig nominell utslippsreduksjon for perioden 2005-2014 er 1,57 Millioner tonn CO₂eq, tilsvarende 2,9% av Norges totale utslipp av klimagasser i 2015, på 53,9 millioner tonn CO₂eq (SSB 20.05.2016). En kan også se at oppstarten av NorNed – kabelen mellom Norge og Nederland – i 2008 gir en signifikant økning i de nominelle utslippsreduksjonene i de påfølgende årene. Det er også stor varians i netto krafthandel, og i 2006 og 2010 var Norge netto importør av kraft. I år med mye nedbør og varme temperaturer har Norge typisk et stort kraftoverskudd. Årlige variasjoner i tilsig på landsbasis (vist i figurene nederst i kapittel 6.6.1.5) har derfor innvirkning på kraftoverskuddet, og dermed også de nominelle utslippsreduksjonen som oppnås i våre naboland.



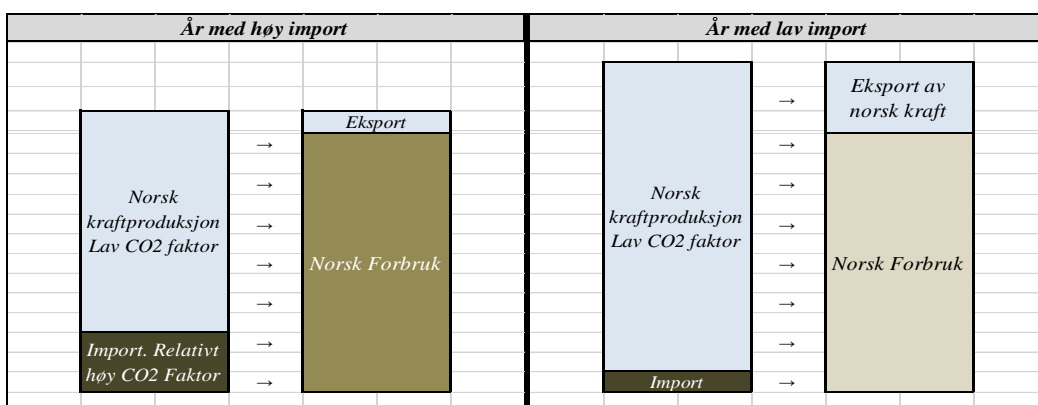
(Egen fremstilling. Data: EEA 27.07.11, Eurostat 22.06.16)

Til nå har det blitt sett bort fra at tap i innenlandsk og utenlandsk kraftnett reduserer mengden kraft som mottas og fortrenses i utlandet. Dermed vil også den nominelle utslippsreduksjonen bli noe mindre. Dette vises numerisk i appendiks 6, men først så beregnes det nominelle utslippet som skal tilegnes forbruk av kraft i Norge.

7.1.2 Langsiktige utslipp: CO2 faktor i norsk kraftforbruk og kraftimport

Hvilket CO2 utslipp som skal tilegnes forbruk av kraft i Norge er et omstridt tema, og dette gjelder særlig hvordan ordningen med opprinnelsesgarantier tilegner utslipp som vesentlig avviker fra utslippsegenskapene til norsk vannkraft. I det følgende beregnes CO2 faktoren som skal tilegnes norsk kraftforbruk dersom man tar utgangspunkt i gjennomsnittlig CO2 faktor og justerer for innslag av mer CO2 intensiv import, samt tap i kraftnettet. Figur 27 under illustrerer intuisjonen for beregningen av gjennomsnittlig CO2 faktor i norsk kraftforbruk.

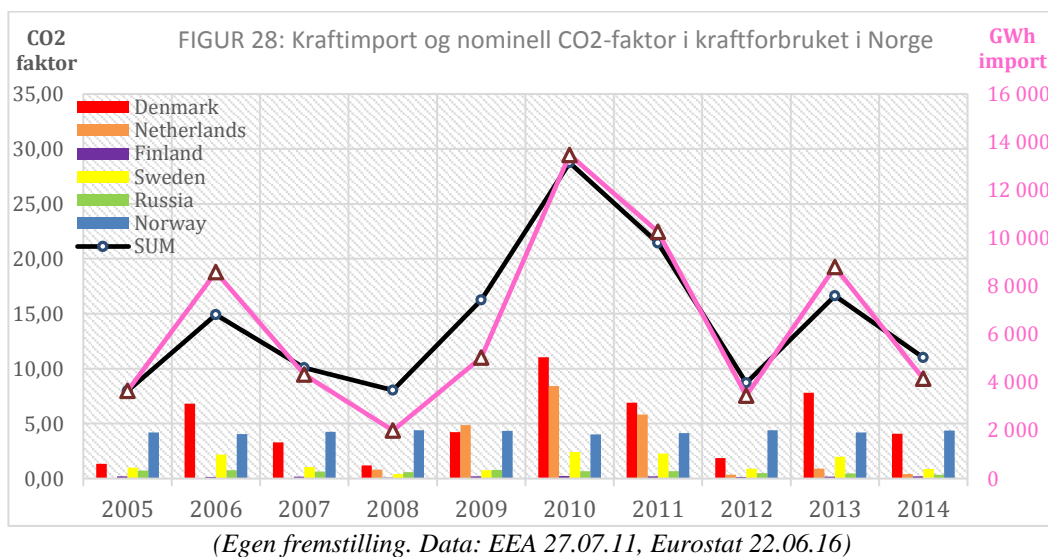
Figur 27: Intuisjon for beregning av CO2 faktor i norsk kraftforbruk



(Egen fremstilling. Data: EEA 27.07.11, Eurostat 22.06.16)

Norsk krafthandel med utlandet varierer som vist mye fra år til år. Det finnes imidlertid ingen år der importen eller eksporten er lik null. Følgelig vil det for alle år være innslag av mer CO2

intensiv importert kraft i forbruket. Norge importerer strøm i perioder der utenlandsk produsert kraft er billigere enn den innenlandske. Sagt på en annen måte så importerer vi strøm i tidsrom der det lønner seg å bruke den til eget forbruk. Strøm er jo en ekstrem ferskvare som må brukes umiddelbart. I periodene med kraftimport er det derfor forsvarlig å anta at vi også forbruker den importerte CO2 intensive kraften innenlands. Ved å snu argumentet så fremstår det tilsvarende rimelig å anta at norsk krafteksport tilegnes CO2 faktoren til norsk kraftproduksjon: vi selger kraften ut av landet når det lønner seg (når prisen i nabolandene er høyere enn i Norge). Dette er altså argumenter som taler for at det er rimelig å anta at CO2-faktoren til importert kraft skal tilegnes innenlandsk forbruk – og ikke «skitne til» CO2 faktoren til norsk krafteksport. Det sees følgelig bort fra at Norge i perioder kan importere utslippsintensiv kullkraft fra for eksempel Danmark, og samtidig eksportere kraft til for eksempel Sverige. Da kan det tenkes at CO2 faktoren til strømmen som svenskene mottar i virkeligheten er høyere enn den for norsk kraftproduksjon alene. For å gjøre en korrekt beregning må kraftflyten modelleres eksakt, slik at man kan regne ut nøyaktig hvor mye av den danske kullkraften som eventuelt passerer gjennom Norge og videre til svenskene i det aktuelle tidsrommet. En slik nøyaktighet overgår formålet med utregningene ovenfor, og de nevnte antagelsene legges til grunn i beregningen av figur 28 under.



Mengden importert kraft i de ulike årene knyttes til høyre vertikale akse og trekantene på den rosa grafen. Alle andre elementer i grafen knyttes til venstre vertikale akse. Nominell CO2-faktor til kraftforbruk i Norge i de enkelte årene er gitt av sirklene på linjen «SUM». I 2010 – året med høyest import og CO2 faktor – er den totale kraftimportens andel av bruttoforbruket 11,17 % og de enkelte importlandenes bidrag til faktoren vises av stolpene. Selv om importens

andel av kraftforbruket er relativt liten i størrelse, så gir den store differansen mellom Norge og landene vi importerer kraft fra en markant økning og variasjon i forbrukets nominelle CO₂ faktor. Snittet av faktoren for perioden er 14,4 Tonn CO₂eq/GWh (= 14,4 gCO₂eq/KWh) og representerer en beregning av klimagassutslippet som skal tilegnes forbruk av en kraftenhet i Norge i et gjennomsnittlig år. Mer representative estimat kan muligens oppnås dersom man ser på en lengre eller mer egnet periode, men faktoren står i skarp kontrast til 509gCO₂/KWh i NVEs opprinnelsesgaranti-baserte varedeklarasjon (NVE 07.15). I appendiks 6 gjøres de numeriske beregningene, og særlig for hvordan tap i kraftnettet påvirker utslippsfaktoren.

7.2 Reelle utslipp: Tallfesting av utslipp utenfor EU-ETS

I resterende del av kapitlet rettes fokus mot å tallfeste utslippsvirkninger som økt fornybar kraftproduksjon i Norge gir *utenfor* kvotepliktig sektor. Fokuset vil være på småkraftverk, storskala vannkraft og vindkraftverk, som utgjør den største andelen av planlagte norske kraftverk med innvilget konsesjon. Selve kraftproduksjonen i vannkraftverk og vindkraftverk medfører ingen eller svært begrensede direkte klimagassutslipp. I det følgende sees det derfor nærmere på IPCCs estimat for klimagassutslipp over levetiden.

7.2.1 Livsløpsanalyse (LCA) av klimagassutslipp

LCA utslippet beregnes generelt ved å summere de totale utslippene for en konkret type kraftverk over levetiden, og så dele summen på total (forventet) produksjon av elektrisitet i kraftverket over levetiden. LCA angir følgelig hvor store utslipp som i gjennomsnitt frigis til atmosfæren fra produksjon av én enhet strøm i det konkrete kraftverket – når utslipp fra blant annet bygging, drift og riving inkluderes. LCA utslippet er derfor større enn det direkte utslippet, siden sistnevnte kun baserer seg på utslippene som knyttes til *produksjon* av kraft. Sagt på en annen måte: direkte utslipp er det som kommer ut av skorsteinen.

Siden det kan være variasjon i LCA utslippet til kraftverk med samme teknologi, så er tilgjengelige tall vanligvis beregnet basert på et større utvalg av kraftverk, slik at man kan si noe om utslippet som produksjon av en enhet strøm i det typiske forårsaker. Den tekniske beregningen av LCA utslipp baserer seg på naturvitenskapelige metoder som ligger utenfor fokuset i denne oppgaven og i det følgende benyttes derfor IPCCs beregninger for LCA utslipp for de ulike kraftverkskategoriene.

7.2.2 IPCC: Klimagassutslipp og vannkraftverk

Det typiske LCA klimagassutslippet fra vannkraftverk ligger mellom 0 og 4 gCO₂eq/KWh (s.190; IPCC 2011). Dette estimatet ser imidlertid bort fra netto klimagassutslipp fra vannkraftmagasiner. Alle hydrologiske systemer, både naturlige og menneskeskapte, avgir ifølge IPCC klimagasser (metan) som følge av nedbrytning av organisk materiale under vann (s.84; IPCC 2011). IPCCs figur 29 under er en sammenstilling av funn i etterkontrollerte studier som inkluderer brutto utslippsberegninger fra vannkraftverkens reservoarer.

Figur 29: LCA utslipp for ulike typer vannkraftverk (IPCC 2011)

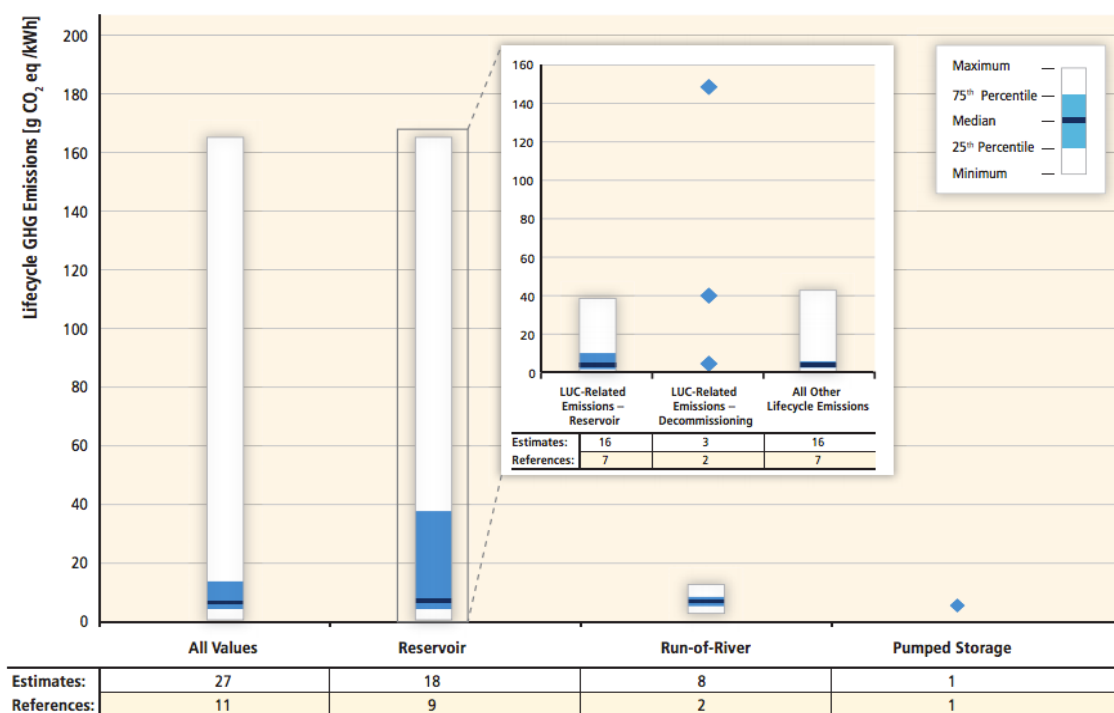


Figure TS.5.2 | Life-cycle GHG emissions of hydropower technologies (unmodified literature values, after quality screen). See Annex I for details of literature search and citations of literature contributing to the estimates displayed. Surface emissions from reservoirs are referred to as gross GHG emissions. [Figure 5.15]

Estimatet for elvekraft («Run-of-river») er svært relevant for denne oppgaven. Som gjort rede i kapittel 1 er småkraftverk i hovedsak elvekraftverk uten magasiner og estimatet på ca 3-12 gCO₂/KWh vil derfor inngå i den senere utslippsberegningen. Fra figur 29 er det tydelig hvordan inkluderingen av bruttoutslippene fra vannmagasinene øker estimatenes intervall fra 0-4 gCO₂eq/KWh, til ca 0-165 gCO₂eq/KWh.

Ferskvann og sjøvann har imidlertid en evne til å *absorbere* CO₂ fra atmosfæren. Dette er årsaken til at økt konsentrasjon av CO₂ i atmosfæren også øker opptaket i havet, og gjør det surere (senker PH-verdien). Med bruttoutsippet («Gross GHG emissions») menes det altså mengden klimagasser som avgis til atmosfæren fra vannoverflaten i magasinene – uten fratrek

for opptak. IPCC fremhever at utslipp fra reservoarer er et viktig fremtidig forskningsfelt og at utslippet er avhengig av steds spesifikke forhold. Per 2011 melder IPCC at det er uklart om reservoarer gir netto utslipp av CO₂, og i det følgende vises det derfor til nyere forskning³⁹.

7.2.3 Andre studier om LCA utslipp fra vannkraft

I en litteraturstudie om LCA klimagassutslipp fra kraftproduksjon konkluderes det med at den vesentligste delen av utslippene kommer fra bygging av kraftverket. Den samme studien finner at («RoR») vannkraftverk uten magasiner basert på avrenning i vassdrag (ikke regulerbar småkraft), har et lavere utslipp av klimagasser, på mellom 2–5 gCO₂-eq/KWh. (*Kap 4.6; Turconi et al 2013*). Større vannkraftverk med magasiner beregnes å ha et utslipp på 11-20 gCO₂-eq/KWh, og utslippet fra magasinene avhenger blant annet av det lokale klimaet (temperatur), reservoarets størrelse, dybde samt type og mengde oversvømt vegetasjon og jordsmonn. De høyeste utslippene fra vannkraft med reservoarer ble funnet i tropiske områder. For vannkraftverk med magasiner er variasjonen i utslipp derfor svært stor, og spenner fra 0.35 gCO₂-eq/KWh for alpine områder, til 30 g CO₂-eq/KWh i Finland og opp til 340 gCO₂-eq/KWh i tropiske områder i Brasil (*Kap 4.6; Turconi et al 2013*).

På den ene siden er rimelig å si at store Norske vannkraftverk ligger i landskap av den alpine typen, og at utslippet derfor er tilnærmet lik null – gitt resultatene i denne litteraturstudien. På den andre siden så har Finland sammenlignbart klima.

7.2.4 IPCC: LCA klimagassutslipp fra vindkraftverk

Estimerte utslipp fra landbaserte vindkraftverk er ihht IPCCs «Table A.III.2» mellom 8-20 gCO₂eq/KWh, med en median (50-persentil) på 12 gCO₂eq/KWh (*s. 1335; IPCC Annex III 2014*)

7.2.5 IPCC: LCA klimagassutslipp fra andre ikke-fossile kraftverk

Medianutslippet, gitt av 50-persentilen i IPCCs estimat i «Table A.III.2», er 18, 46, 22, 45, 8, og 16 gCO₂eq/KWh for henholdsvis Bio-, solcelle-, solvarme-, geo-, hav-, og kjernekraftverk. (*s. 1335; IPCC Annex III 2014*)

³⁹ Det finnes en nyere IPCC rapport fra 2014 og for (store) vannkraftverk er det oppgitt en oppdatert LCA faktor som har større medianverdi (24 gCO₂eq/KWh), men også ekstremt mye større intervall (1-2200 gCO₂eq/KWh). Denne legges til grunn i senere beregning. IPCC 2014 inneholder derimot ikke ny informasjon om *reservoareffekten* til vannkraft. Den inneholder dessuten ingen estimater for elvekraft («run-of-river»), og derfor brukes LCA utslippet til elvekraft (småkraftverk) fra IPCC 2011, presentert her og i figuren ovenfor. For reservoareffekten suppleres det derfor med andre studier. (*s. 1335; IPCC Annex III 2014*)

7.2.6 Valgte LCA-estimerer

I den forestående estimeringen av det totale utslippet fra planlagte landbaserte vind- og vannkraftverk over 10MW velges 25- 50- og 75-persentilene i IPCCs nyeste rapport fra 2014. Siden IPCC (2011) selv påpeker at beregningen for netto klimagassutslipp (metangassutslipp) fra vannkraftverk er mangelfull per 2009⁴⁰, så velges estimatene for vannkraftverk over 10MW fra IPCC 2014⁴¹. For småkraft velges LCA basert på en kombinasjon av IPCC (2011) og Turconi et al (2013), som har estimerte LCA-intervall på henholdsvis 3-12 gCO₂/KWh og 2–5 gCO₂-eq/KWh. Det valgte intervallet for småkraft er gjennomsnittet av ytterpunktene, som gir: 2,5-8,5 gCO₂/KWh. Medianen antas å være gjennomsnittet av de to, lik 5,5 gCO₂-eq/KWh.

7.3 Resultater: Klimagassvirkning fra økt produksjon i fornybare kraftverk

Her beregnes størrelsen på det totale reelle klimagassutslippet som følger fra utbygging av nye fornybar-baserte kraftverk i Norge. Det tas utgangspunkt i valgte LCA estimerer i figur 29 med tilhørende tabell over, og tabell 3 i kapittel 1.7 som viser data om planlagte kraftverk med innvilget konsesjon (byggetillatelse) i Norge per oktober 2016. Under antagelse om økonomisk levetid på 40, vil størrelsen på det samlede klimagassutslippet fra planlagte kraftverk tallfestes.

7.3.1 Resultater

Produktet av produksjonen i det gjennomsnittlige småkraftverket på 13,69GWh, antatt levetid på 40 år og de valgte verdiene for estimat av LCA klimagassutslipp i figur 29 med tilhørende tabell over vil definere utfallsrommet til det samlede klimagassutslippet fra småkraftverket over levetiden. En sentral antagelse er at det at hele levetidsutslippet antas å forekomme i utbyggingsåret. Denne antagelsen samsvarer med funnene i Turconi et al (2013), om at direkte klimagassutslipp – klimagassutslippet fra drift (produksjon) – er neglisjerbart for elvekraft (småkraft) og vannkraftverk (i alpine områder) sammenlignet med utslippet fra byggingen av kraftverket. Dette antas også å gjelde for vindkraft i beregningen i neste delkapittel (**Error! Reference source not found.**).

Hovedresultat 1: Det gjennomsnittlige småkraftverket er beregnet å utløse klimagassutslipp på mellom 1 369 Tonn CO₂eq og 4 655 Tonn CO₂eq, med en median på 3 012 Tonn CO₂eq for hele levetiden samlet sett (tabell 9 under).

⁴⁰ publiserings år for de nyeste inkluderte studiene i IPCC 2011 rapporten.

⁴¹ Min: 1 gCO₂eq/KWh, median 24 gCO₂eq/KWh, max 2200 gCO₂eq/KWh) (s. 1335; IPCC Annex III 2014).

TABELL 9: Levetidsutslipp fra gjennomsnittlig småkraftverk				
	Estimater			Enhet
	Min	Median	Max	
LAC utslipp:	2,50*	5,50*	8,50*	Tonn CO2eq/GWh
Total Levetid:	40	40	40	År
Årlig produksjon	13,69	13,69	13,69	GWh
Levetidsproduksjon:	547,6	547,6	547,6	GWh
Totalt levetidsutslipp	1 369	3 012	4 655	Tonn CO2 eq
(1) IPCC 2014 (2) IPCC 2011 (3) Turconi et. al. (2013)				

*Kombinasjon av (2) & (3). Medianestimat er et gjennomsnitt av min og max.

TABELL 10: Samlet LCA klimagassutslipp fra planlagt utbygging i Norge*										
	Vannkraft (>10MW)			Vindkraft			Små kraftverk (< 10MW)			
Total Levetid:	40									år
	Min	Median	Max	Min	Median	Max	Min	Median	Max	
LAC utslipp:	7**	24**	2200**	7**	11**	56**	2,50**	5,50**	8,50**	Tusen.tonn CO2eq/TWh
Årlig produksjon	1,85*	1,85*	1,85*	14,13	14,13	14,13	3,77	3,77	3,77	TWh
Levetidsproduksjon:	74	74	74	565,2	565,2	565,2	150,8	150,8	150,8	TWh
Tot. levetidsutslipp	518	1 776	162800	3956	6217	31651	377	829	1282	Tusen.tonn CO2 eq
SUM	Min: 4 851,			Median: 8 823,			Max: 195 733			Tusen.tonn CO2 eq
(1) IPCC 2014 (2) IPCC 2011 (3) Turconi et. al. (2013)										

*Det sees bort fra planlagt opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk (i alle størrelser) på 1,9TWh.

**Kombinasjoner av LCA estimat for småkraft fra (2) & (3) i *fet kursiv*, gjennomsnitt av min og max i *rødt*.

LCA estimater for vindkraft og vannkraft >10MW er fra (1).

Hovedresultat 2: Realisering av alle norske vann- og vindkraftverk som har godkjent konsesjon per oktober 2016 medfører et klimagassutslipp på totalt 8,8 millioner tonn CO2eq for levetiden totalt sett (tabell 10). Dette tilsvarer 14% av Norges totale utslipp av klimagasser i 2015, på 53,9 millioner tonn CO2eq (SSB 20.05.2016). Det er viktig å huske at SSBs tall angir det direkte utslippet fra norsk territorium i 2015, mens utslippet som er beregnet ovenfor er basert på levetidsberegninger (LCA). Sammenligningen setter uansett tallene i perspektiv. Det er ikke funnet eksempler på nasjonalutslipp som er beregnet med utgangspunkt i LCA, og dette er sannsynligvis fordi SSB og tilsvarende byråer i andre land rapporterer direkte utslipp – da dette kreves av FNs Kyotoprotokoll (se kapittel 5.5).

Estimatene er definitivt meget usikre og har med bakgrunn i IPCCs LCA-anslag har hovedresultat 2 et utfallsrom på mellom 4 851 og 195 733 millioner tonn CO2eq. Det svært høye maksimalanslaget skyldes at tradisjonell vannkraft har et øvre estimat som er ca 91 ganger større enn medianen, men dette ligger imidlertid godt utenfor 25- og 75- persentilene – som dessverre ikke oppgis i IPCCs tabell (s. 1335; IPCC Annex III 2014). Medianen vurderes derfor å være det rimeligste anslaget på levetidsutslippet, mens maksimumanslaget er en ekstremverdi

som ikke vektlegges.

7.3.2 Diskusjon: LCA utslipp

Med utgangspunkt i medianutslippet (50-persentilen) fra IPCCs litteraturstudie har vann- og elvekraftverk de laveste utslippene sammenlignet med alle alternative typer kraftproduksjon utenom havkraftverk. I tillegg indikeres det at variasjonen i utslipp mellom ulike ikke-regulerbare småkraftverk er mindre sammenlignet med LCA klimagassutslipp for regulerbare vannkraftverk, som varierer med steds spesifikke faktorer og bruttoutslipp fra vannmagasinene. Det mest presise ville sannsynligvis vært å beregne LCA faktoren til norske kraftverk direkte. Den universelle LCA faktoren til IPCC vurderes å være det beste tilgjengelige estimat som kan legges til grunn i denne beregningen.

7.3.2.1 *Hvor stor andel av LCA utslippet er dekket av EU-ETS?*

For kraftverk som bygges i Norge er det nærliggende å tenke at en betydelig andel av innsatsfaktorene og utstyret anskaffes fra leverandører innenfor det geografiske området som er omfattet av EU-ETS. Mer spesifikt så er det sannsynlig at klimagassutslippet til noen av underleverandørene er kvotepliktig. Følgelig så er det mulig at en andel av det totale levetidsutslippet for et kraftverk (LCA utslippet) dekkes av EU-ETS – selv om norske vannkraftverk i seg selv ikke er kvotepliktige. Klimagassutslippene til europeiske sementprodusenter er for eksempel omfattet av EU-ETS, og sement er en viktig innsatsfaktor (*European Commission I*)

7.4 Kapittelkonklusjoner og konklusjon for del 1 av problemstillingen.

Nettoeksport av strøm produsert fra fornybare kilder i Norge gir opphav til vesentlige *nominelle* utslippsreduksjoner i Norges naboland. For perioden 2005-2014 er gjennomsnittlig årlig nominell utslippsreduksjon fra nettoeksport av kraft beregnet til 1,57 Millioner tonn CO₂eq – tilsvarende 2,9% av Norges samlede utslipp av klimagasser i 2015 (*SSB 20.05.2016*). Dersom Norge stengte alle kraftkabler til utlandet så ville gjennomsnittlig nominell CO₂ faktor for kraftforbruket i Norge være (tilnærmet) lik gjennomsnittlig nominell CO₂ faktor i norsk kraftproduksjon. I fraværet av kraftutveksling med utlandet ville nominell CO₂ faktor i 2009 vært lik ca 4,5 gCO₂/KWh for både forbruk og produksjon i Norge (*EEA 27.07.11*), selv om faktoren i forbruket ville blitt ca 6,5% høyere som følge av tap i strømmettet. I realiteten importerer imidlertid Norge strøm fra naboland – som har en høyere andel fossile kraftverk (høyere CO₂ faktor i kraftproduksjonen). Basert på faktisk nettoeksport i perioden 2005-2014

er nominell CO₂ faktor beregnet til 14,4 gCO₂eq per kilowatt time kraftforbruk i Norge, hvilket er ca 3,2 ganger høyere enn den vannkraft-dominerte norske kraftproduksjonen alene.

Dersom man ser bort fra Norges krafthandel med Russland – som ikke dekkes av EU-ETS (s.4; *European Commission V*) – så gir nettoeksport imidlertid **ikke reelle** klimagassreduksjoner. Årsaken til dette er at økt nettoeksport av elektrisitet fra nye fornybare kraftverk i Norge kun gir en omfordeling av kvoter og klimagassutslipp innad i kvotepliktig sektor i Europa, slik at samlet utslipp i kvotesektoren forblir uendret. Endringer i krafthandel med utlandet er følgelig ubetydelig for samlet utslipp i kvotepliktig sektor.

Med utgangspunkt i LCA-beregninger fra IPCC (2011 og 2014) ble det beregnet at bygging av det gjennomsnittlige småkraftverket og alle planlagte fornybare kraftverk i Norge som per oktober 2016 har konsesjon, medfører et totalt klimagassutslipp på ca 3 012 Tonn CO₂eq og 8,8 millioner tonn CO₂eq, henholdsvis. Hvor stor andel av disse utslippene som gir en reell *økning* i (globale) klimagassutslipp avhenger imidlertid av hvor stor andel av dette som faller innenfor kvotesektoren. Dette er usikkert, men det vurderes som sannsynlig at en vesentlig andel av nevnte levetidsutslipp faller *utenfor* kvotesektoren – og gir en reell økning i klimagassutslipp.

Følgelig er første del av problemstillingen «*Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge?*» besvart, og fokuset rettes nå mot andre del, og estimering av det gjennomsnittlige småkraftverkets privatøkonomisk lønnsomhet.

8 Fortsettelse: Privatøkonomisk analyse

I en privatøkonomisk analyse ser vi alle kontantstrømmer med kraftselskapets øyne. Dette innebærer at alle offentlige skatter og avgifter betraktes som utgifter, til forskjell fra en samfunnsøkonomisk analyse, der skatter og avgifter representerer dødvektstap og omfordelinger innad i samfunnet – fra private aktører til det offentlige. Siden privatøkonomiske elementer også er viktige i den samfunnsøkonomiske analysen, er det hensiktsmessig å ferdigstille denne først. Det vil dessuten være en forutsetning for å kunne beregne effektivitetstapet i kroner og øre, og dette gjøres i kapittel 9.

I den privatøkonomiske analysen vil inntekten til småkraftverk være gitt av prisene som kraftprodusenten får for salg av kraft, konsesjonskraft, elertifikater og opprinnelsesgarantier i markedet, fratrukket skatter, avgifter, nettleie, anleggsbidrag, drifts- og vedlikeholdskostnader. Det er knyttet betydelig usikkerhet til fremtidige priser på kraft, og de tre inntektsscenarioene i kapittel 6 vil videreføres. HS og LS definerer utfallsrommet, og ES er kjernen i analysen, og et forsøk på å skissere den mest sannsynlige utviklingen.

8.1 Felles antagelser for HS, ES og LS: Forventet økonomisk levetid

Det er viktig å skille mellom småkraftverkets økonomisk forventede levetid og den tekniske mulige brukstiden. Økonomisk levetid settes som regel kortere enn den teknisk mulige brukstiden til produksjonsutstyret som anskaffes ved oppføring av småkraftverk. Dette er fordi teknologisk utvikling og andre risikofaktorer og forandringer i markedet kan medføre at kraftverkets produksjonsutstyr for eksempel blir utkonkurrert av nye kraftverk med mer produktiv teknologi. Dette kan gjøre det økonomisk umulig (ulønnsomt) for bedriften å benytte seg av den fulle tekniske brukstiden til produksjonsutstyret. Dessuten er produksjonsutstyr som inntaksluker, damanlegg, overflaterør og kraftlinjer typisk utsatt for større grad av slitasje og eksponering mot stedsspesifikke og væravhengige risikofaktorer som vind, flom, lynnedslag, is, steinsprang og ras, enn det turbiner og transformatorer er. Bygninger og innendørs produksjonsutstyr er imidlertid mer utsatt for brann. Sammen med uforutsette vedlikeholdskostnader bidrar ovenfor nevnte risikofaktorer til å gjøre den *forventede* økonomiske levetiden til et småkraftverk lavere enn den tekniske forventede levetiden. Når NVE gjør nytte-/kostnad beregning av småkraftverk, settes forventet økonomisk levetid til 40 år selv om den tekniske levetiden forventes å være høyere. Økonomisk levetid i denne analysen settes derfor lik 40 år, i samsvar med NVEs anbefaling (*F. Arnesen, NVE*).

8.2 Diskonteringsrate og risiko

Småkraftseiere er eksponert mot den prosjektspesifikke (idiosynkratiske) risikoen knyttet til for eksempel værmessig variasjon (lokalt). I perioder kan lokal variasjon i nedbør og avrenning gi store avvik fra forventet kraftproduksjon og påføre utbygger uforutsette vedlikeholdskostnader i forbindelse med for eksempel flom, steinsprang, jord- og snøskred. Utbyggingskostnaden kan også bli påvirket av politisk risiko, for eksempel fra uforutsette prioriteringer og skift i offentlige budsjetter, som kan forsinke og fordyre utbyggingen eller påvirke inntektene som kraftverket genererer. Siden flere av disse risikofaktorene er stedsspesifikke i sin natur, vil det være mulig å redusere eiers totale risiko ved å diversifisere, for eksempel ved å eie/drifte flere småkraftverk, spredt over ulike geografiske områder. En liten rasjonell privat aktør som vurderer å bygge sitt første småkraftverk, vil benytte en høyere diskonteringsrate enn en privat aktør som eier mange kraftverk, da en eier av flere kraftverk kan diversifisere bort (noe) av den idiosynkratiske risikoen som er knyttet til hvert enkelt kraftverk. Siden idiosynkratisk risiko i teorien kan diversifiseres bort, skal det i henhold til økonomisk teori ikke finnes noen meravkastning for eksponering mot slik risiko. I praksis er dette imidlertid vanskelig, blant annet fordi private aktører typisk spesialiserer seg i en nisje i markedet og har begrenset tilgang på kapital. Dette tilsier at selskap som eier kun ett eller få (små)kraftverk ønsker å benytte en høyere diskonteringsrate enn for eksempel det offentlige, som har gode forutsetninger for å bære prosjektspesifikk risiko (gjennom å være diversifisert). Gjennom høyere diskonteringsrate vil det settes høyere krav til lønnsomhet, da den vesentligste utgiften – utbyggingskostnaden – ligger nærmest i tid, mens inntektene fordeles over hele levetiden.

Felles antagelser for scenarioene: Diskonteringsrate

Diskonteringsraten settes til 6% i alle scenarioer, i samsvar med drøftingen ovenfor og NVE⁴² anbefaling. (Arnesen 2016). For vannkraftverk anbefaler imidlertid NVEs håndbok bruk av 8% diskonteringsrate. Mot slutten av kapittelet vil det derfor gjøres en sensitivitetsanalyse av diskonteringsrate og andre faktorer som inngår i nåverdiberegningen i estimatsscenarioet.

8.3 Privatøkonomiske inntekter

Fra kapittel 6.4 ble det også klart at det er lite sannsynlig at småkraftverk deltar i reservemarkedene, og følgelig antas det at den privatøkonomiske inntekten ikke påvirkes av reservemarkedene. Altså er det kun salg av elektrisitet, elsertifikater og opprinnelsesgarantier

⁴² Anbefaling fra NVEs Seksjon for Ressurs- og kraftproduksjon, som har ansvar for samfunnsøkonomiske analyser av småkraftverk. (F. Arnesen, NVE)

som genererer privatøkonomiske inntekter i denne NNV beregningen, og delkapittelet inneholder primært antakelser om fremtidige priser på de to sistnevnte. Det er forbrukerne som betaler påslag for merverdiavgift i form av økt sluttbrukerpris, og det antas derfor at spotprisene gir et korrekt bilde av inntekten som genereres fra småkraftverkets salg av kraft, elsertifikater og opprinnelsesgarantier.

8.3.1 Inntekt fra kraftsalg i perioden 2017-2021

Antagelsene om fremtidige kraftpriser i HS, ES og LS videreføres fra kapittel 6.5.1. Her ble fremoverpriser brukt for årene 2017-2021 i alle scenarier, og disse har et historisk lavt gjennomsnitt på 202 NOK/MWh. Antagelser om årsproduksjonen (som er lik i alle scenarier) – og særlig dens fordeling over året (som er ulik), videreføres fra kapittel 6.6.1.4. Gitt antagelsene om produksjonsprofiler så gir dette sammen med framoverprisene på kraft, en ikke-diskontert bruttoinntekt fra kraftsalg i estimatsscenarioet (ES) på 2,886, 2,520, 2,563, 2 479, 2,784 millioner kroner for hver enkelt år i perioden 2017-2021, henholdsvis. Utslaget på NNV fra de ulike produksjonsprofilene i scenarioene vises i sensitivitetsanalysen.

8.3.2 Inntekt fra kraftsalg i perioden 2022-2056

Inntekten fra kraftsalg ble beregnet i kapittel 6.6.2, under antatte produksjonsprofiler og priser. Det vil imidlertid gjøres noen mindre modifikasjoner i inntekten fra kraftsalg i ES og LS knyttet til et (antatt) pålegg om å avstå henholdsvis 5% og 10% av årsproduksjonen som konsesjonskraft. Dette reduserer småkraftverkets beregnede inntekt fra kraftsalg fordi konsesjonskraftprisen er lavere enn spotprisen på kraft. Antatt inntekt i ES og LS blir derfor 4,073 Mill NOK og 2,905 Mill NOK. Forskjellen er følgelig liten, henholdsvis 3,14% og 4,88% lavere i ES og LS sammenlignet med inntekten i kapittel 6.6.2, uten konsesjonskraft. Konsesjonskraft gjøres rede for i kapittel 8.5.7.

8.3.3 Privatøkonomiske inntekter: Opprinnelsesgarantier

I alle scenario antas derfor en pris i første produksjonsår på 6 NOK/MWh. I LS antas prisen å holde seg uendret over levetiden, mens den i ES og HS antas å øke lineært til henholdsvis 20 og 25 NOK/MWh i 2020, for så å holde seg konstant ut levetiden. Disse prisnivåene er allerede observert i fremovermarkedet for OG, og anses som realistiske scenarier (*NVE 26.08.16*). Se kapittel 5.10.3 for en mer detaljert begrunnelse for antagelsene om pris på OG.

8.3.4 Privatøkonomiske inntekter: Elsertifikater

Siden elsertifikater ikke må omsettes samtidig som kraften leveres, så antas det at elsertifikatenes prisvariasjon over året ikke har betydning for årsinntekten som genereres fra salget. På tilsvarende måte som for kraftprisen benyttes fremoverkontrakter på elsertifikater i alle scenarier frem til 2021. Fra og med 2022 brukes et gjennomsnitt av fremoverprisene (i perioden 2017-2021) i ES. Historisk prisvariasjon på elsertifikater i perioden 2012-2016 brukes ved at 75% og 25% persentilene legges til gjennomsnittet av fremoverprisen i HS og LS, henholdsvis. Altså brukes den prosentmessige historiske variasjonen som en antagelse på fremtidig prisvariasjon. Følgelig antas det at forventningene om fremtidig elsertifikatpris ikke endrer seg vesentlig. Se tabell 11 under. Gjennomsnittsprisen for elsertifikater regnes basert på månedlige priser (i NOK) fra januar 2012 – året Norge ble en del av elsertifikat-ordningen – og til og med august 2016. Prisene er hentet fra Svensk Kraft Mekling, og er deflatert med SSBs KPI-JEL indeks.

Tabell 11: Antatt elsertifikatpris for 2022-2035 (SKM 2016)

			<i>HS</i>	<i>ES</i>	<i>LS</i>
<i>Gj snitt Historisk</i>	<i>75-persentil Historisk</i>	<i>25-persentil historisk</i>	<i>(Gj snitt forward 2017-2021) * 1,17</i>	<i>Gj snitt forward (2017-2021)</i>	<i>(Gj snitt forward 2017-2021) * 0,859</i>
168,89	179,58 (+17,0%)	145,08 (-14,1%)	139,0	119	102,2

8.4 Pivatøkonomiske utgifter

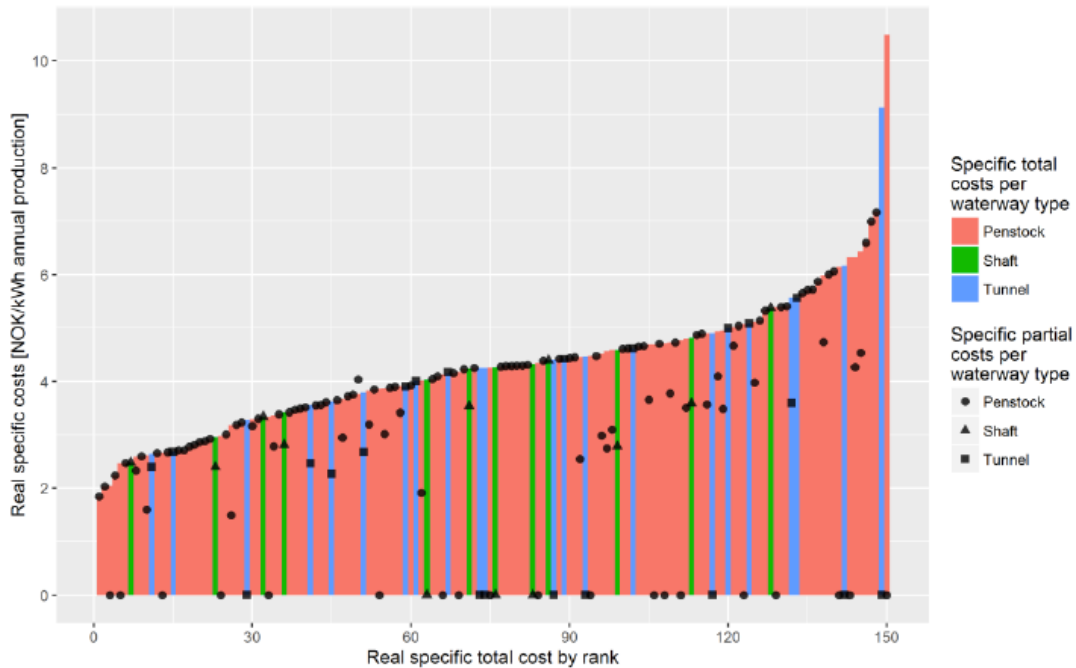
Det vil i det følgende gjøres rede for faktorer som reduserer den privatøkonomiske inntekten. Dette inkluderer utbyggingskostnad, drifts- og vedlikeholdskostnader, inntektsskatt (overskuddsskatt), eiendomsskatt, konsesjonsavgift, konsesjonskraft og naturressursskatt. Noen av disse utgiftspostene kan reduseres i henhold til regler og lover om avskrivning, rentefradrag og skattefradrag. Slike tekniske regler implementeres i NNV beregningen i noen grad, betinget på at dette kan gjøres uten å bygge på for usikre antagelser.

8.4.1 Utbyggingskostnad

Utbyggingskostnaden eller investeringskostnaden er den største enkeltkostnaden i løpet av den økonomiske levetiden til et småkraftverk. I konsesjonssøknaden plikter utbygger å rapportere denne basert på beregninger i henhold til NVEs veileder for konsesjonssøknader. Ved å dele total beregnet utbyggingskostnad på forventet normalårsproduksjon får man såkalt «spesifikk utbyggingskostnad», og denne størrelsen brukes for å sammenligne hvor mye strøm man får per krone som investeres.

Det er funnet en begrenset mengde (empirisk/deskriptiv) kilder om utbyggingskostnaden til norske småkraftverk; *Stokke (2014)*, en intern rapport fra NVE (*Haga og Espegren 2013*) og *Belbo (2016)*. Sistnevnte illustrerer spesifikk total utbyggingskostnad beregnet av utbygger i konsesjonssøknaden til 150 småkraftverk:

Figur 30 Spesifikk beregnet utbyggingskostnad, 2015-kroner (s.26; T. Belbo 2016)



Figur 30 over viser spesifikk total utbyggingskostnad, der valg av vannvei: tunell (tunnel) sjakt (shaft) eller rørgate (penstock) indikeres med farger. Figuren (30) viser at det ikke er tegn til at valg av vannvei er bestemmende for om småkraftverk har relativt høy eller lav spesifikk total utbyggingskostnad. Det mest relevante med figuren er den viser at beregnet total spesifikk utbyggingskostnad for et gjennomsnittlig småkraftverk befinner seg et sted mellom 4 og 4,5 NOK/KWh (4 og 4,5 millioner NOK/GWh) i 2015 kroner. For det gjennomsnittlige småkraftverket med normalårsproduksjon på 13,69GWh gir dette en total utbyggingskostnad på mellom 54,8 og 61,6 millioner (2015) kroner, der førstnevnte brukes i HS og sistnevnte i LS. Utbyggingskostnad i estimatscenarioet settes lik snittet: 58,2 mill NOK (4,25 NOK/KWh).

Den gjennomsnittlige utbyggingskostnaden som oppgis i konsesjonssøknader består i hovedsak av bygging av selve kraftverket (44,6 %), altså selve bygningen med vannturbin og annet elektrisk utstyr. Bygging av vannveien utgjør 36,7 % i gjennomsnitt og vanninntaket, typisk en mindre demning/dam, står for ca 12,2 % (s.27; T. Belbo 2016).

Småkraftverk tilpasses steds spesifikke forhold og variasjonen i valg av ulike tekniske løsninger er derfor stor. Bortsett fra valg av vannvei (for eksempel tunnel, sjakt eller rørgate), så vil beskrivelse av ulike tekniske løsninger og produksjonsutstyr tillegges liten vekt. Det antas at utstyr og diverse tekniske løsninger er tilstrekkelig oppsummert av den totale utbyggingskostnaden. Et eksempel på hvordan utbyggingskostnaden er sammensatt er gitt i appendiks 7 med utgangspunkt i utbyggingskostnaden til Follsjå småkraftverk, som ca lik normalårsproduksjon som det gjennomsnittlige småkraftverket (*s.14; Tinfos AS 2008*).

8.4.1.1 Underestimering av utbyggingskostnaden

Den private aktøren antas å ha nøyaktig kunnskap om egen utbyggingskostnad. Dette er gitt teorikapittel 3.3.9 en forsvarlig antagelse, men implikasjonene av en underrapportering av utbyggingskostnaden kan gi vesentlige utslag på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Dette blir drøftet i kapittel **Error! Reference source not found.**

8.4.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Når et småkraftverk først er bygget så kreves det lite tilsyn (arbeidskraft) for å drifte kraftverket, selv om dette vil avhenge noe av valget av inntaksløsning. Et vanninntak som ligger godt under vannoverflaten er mindre arbeidskrevende siden det er mindre utsatt for å bli blokkert av gjenstander og snø og is i vinterhalvåret. Vedlikeholdskostnader er mindre forutsigbare, men i henhold til anbefaling fra NVE, så settes summen av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader til 70NOK/MWh i estimatscenarioet (*F. Arnesen, NVE*). En annen kilde bruker 80 NOK/MWh (*s. 15; Pareto 2014*). I HS og LS settes denne til 60 NOK/MWh og 80NOK/MWh, henholdsvis.

8.4.3 Finansieringsutgifter

Finansieringsutgifter knyttet til betjening av lån på kraftverket inngår som en del av utbyggeres estimerte investeringskostnad. Utbygger antas å best kunnskap (privat informasjon) om egne finansieringsmuligheter og utgiftene knyttet til disse, og det vil derfor ikke gjøres noe forsøk på å isolere finansieringsutgiftene i NNV beregningen. Dette er fordi det vil kreve antagelser om belåningsgrad, egenkapital, rente, nedbetalingstid, inflasjon (realrente) over hele den økonomiske levetiden på 40 år, samt at det beregnes hvor stor andel av den totale utbyggingskostnaden som finansieringsutgifter står for i gjennomsnitt, slik at denne kan trekkes fra de valgte utbyggingskostnadene for gjennomsnittskraftverket i de tre scenarioene. Summen av usikkerhet for disse antagelsene vurderes å være for stor til at en analyse av finansieringsutgiftene kan gi signifikante resultater. Ved å se på noen konsesjonssøknader så

får man dessuten inntrykk av at denne utgiften er liten, og fra figur 30 er det klart at disse finansieringsutgiftene (rentekostnadene) er mindre enn 6,5% av den totale utbyggingskostnaden i gjennomsnitt. Følgelig er eventuelle unøyaktigheter denne forenkende antakelsen medfører ikke veldig utslagsgivende for resultatet i NNV beregningen.

8.5 Skatter og avgifter

Skattenivå og avgiftsnivå kan endre seg i takt med skiftende regjeringer og makroøkonomiske forhold. Det antas at dagens skatte og avgiftssatser vedvarer i hele analyseperioden, siden det er umulig å forutse hvordan disse eventuelt endrer seg i fremtiden. Avskrivningsmuligheter som strekker seg langt frem i tid vil bli lite vektlagt.

8.5.1 Eiendomsskatt

Kommunen har hjemmel til å innføre en årlig eiendomsskatt på 2 til 7 promille av takstverdien av kraftverket. De viktigste reglene for takst (verdsetting) av kraftverk er at takstverdien settes til 100% av investeringskostnaden i oppstartsåret. Denne verdien skal avskrives med 2,5% årlig over 40år for generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister og annen maskinteknisk utrustning i kraftstasjonen. Dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert atkomsttunneler) skal avskrives med 1,5 prosent årlig over 67 år. Driftsmidler i kraftverk som hjemfaller til staten, kan avskrives med en høyere sats i den grad det er nødvendig for at driftsmidlene skal være helt avskrevet ved konsesjonstidens utløp. (§ 18-6: Lovdata 27.05.2016) Detaljnivået for andre avskrivningsmuligheter er svært høyt og avhengig av faktiske priser (i fremtiden). Det vil derfor gjøres forenklinger:

I høyinntektsscenarioet (S1) antas det kommunen ikke benytter seg av eiendomsskatt i hele den økonomiske levetiden på 40 år. I estimert inntektsscenario (S2) legges det inn en eiendomsskatt på 4,5 promille. I lavinntektsscenarioet (S3) antas det eiendomsskatt på 7 promille.

8.5.2 Avskrivning

I henhold til funnene i en rapport fra Thema Consulting, antas (anskaffelses)verdien av utstyret som skal avskrives med 1,5%, og utstyret som skal avskrives med 2,5%, å være lik (*side 13: Thema 05.2014*). Altså vil snittet av de to avskrivningsfaktorene på 2% benyttes i alle tre scenarioene. Dette vil gi en lineær reduksjon i takstverdien og (i eiendomsskatten) over levetiden, og i år 40 er takstverdien: $X - 0,02X \cdot 40\text{år} = X - 0,80X = 0,20X$, der X er utbyggingskostnaden. Altså er takstverdien 20% av den initiale utbyggingskostnaden i år 40.

8.5.3 Bedriftsbeskatning (overskuddsskatt)

Overskudd i selskap skattlegges med en flat skattesats på 25% (Regjeringen 12.02.2016). Nettoinntekt etter avskrivning i år 1 til år 40 vil derfor reduseres med 25% i NNV beregningen. Det sees vekk fra at underskudd kan fremføres og trekkes fra mot senere beskatning, og følgelig vil dette bidra til en pessimistisk beregning av NNV i samtlige scenarier.

8.5.4 Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatt er en særskatt som har til hensikt å fange opp den superprofitten som utnyttelse av samfunnets naturressurser kan gi opphav til, og brukes derfor blant annet i kraft- og petroleumsnæringen. Vannkraftverk under 10 Kilo Volt Ampere (små kraftverk) er fritatt for grunnrentebeskatningen på 33%. Dette gir et kraftig skattemessig incentiv til å investere i små vannkraftverk, som per definisjon har generatorer som er under 10KVA (§ 18-3: Lovdata 27.05.2016, NVE 18.01.2016). Virkningen av å innføre grunnrenteskatt vises og diskuteres i sensitivitetsanalysen. Denne grensen ble hevet fra 5,5MVA i statsbudsjettet for 2016 (§ 18-3: Lovdata 27.05.2016, SNL 12.09.2016).

8.5.5 Naturressursskatt

Kraftforetak er pliktet til å betale en naturressursskatt på 1,1 øre/KWh (11 NOK/MWh) til kommune og 0,2 øre/KWh (2 NOK/MWh) fylkeskommune. Siden denne (lokale) skatten er fradragsberettiget mot skatt som skal betales til staten (føderalt), så vil den ikke øke det samlede skattetrykket, og naturressursskatten settes derfor lik null i nåverdiberegningen (§ 18-2: Lovdata 27.05.2016).

8.5.6 Konesjonsavgift

Konesjonsavgift gir fylkeskommunen, og særlig berørt(e) kommune(r), en erstatning for negative eksternaliteter som følger av kraftverksutbygging som ikke blir kompensert på annen måte – for eksempel ved rettigheter til konesjonskraft (se neste avsnitt). Konesjonsavgiften fås ved å multiplisere kraftgrunnlaget (antall naturhestekrefter) i kraftverket med en avgiftssats. Kraftgrunnlaget beregnes med følgende formel:

$$\text{regulert vannføring (m}^3\text{/s)} * \text{fallhøyde (m)} * 13,33 = \text{kraftgrunnlag (nat. hk.)}$$
$$\text{kraftgrunnlag (nat. hk.)} * \text{avgiftssats} = \text{konesjonsavgift}$$

Selv om konesjoner gitt etter vannressursloven kan få kraftgrunnlagsberegning og konesjonsavgifter, så vil dette *ikke* være vanlig for små kraftverk. Dette begrunnes med at

konsesjonsavgiftsplikt etter § 19 i vannressursloven gjelder kraftverk med en midlere årsproduksjon over 40GWh. Siden kun 17 av Norges 657 operative småkraftverk har en midlere årsproduksjon over 40GWh så er den mest sannsynlige juridiske muligheten for at (det gjennomsnittlige) småkraftverket pålegges konsesjonsavgift at det benytter vann fra utbygde vassdrag med konsesjonsavgiftsplikt – som ligger i samme vassdrag, **ovenfor** det aktuelle småkraftverkets vanninntak (*P.C. Bøe*).

For større vannkraftverk er konsesjonsavgiften beregnet å være 0,5 øre/KWh i gjennomsnitt, tilsvarende 50 NOK/MWh. Konsesjonsavgiften vil bli vesentlig lavere for småkraftverk, siden disse per definisjon vil ha vesentlig lavere regulert vannføring – og dermed også vesentlig lavere kraftgrunnlag – enn større kraftverk (se formel ovenfor). Antall naturhestekrefter inngår som vist i formelen, og avhenger av middelvannføringen og brutto fallhøyde. Brutto fallhøyde kan imidlertid kreves redusert av NVE ved en (eventuell) innvilget konsesjonssøknaden. Siden informasjonsgrunnlaget om konsesjonsavgift er dårlig, og det antas at det gjennomsnittlige småkraftverket ikke har global regulerbarhet, så sees det bort fra avgiften i alle scenario.

8.5.7 Konsesjonskraft

I tillegg eller istedenfor konsesjonsavgift kan en andel av kraftproduksjonen kreves solgt til berørt(e) kommune(r) og fylkeskommune(er) som konsesjonskraft. Konsesjonskraftprisen settes lavere enn kraftprisen i spotmarkedet, slik at kommunen kan ta del i verdiskapningen. Dette er fordi konsesjonskraft er ment å gi kommunene erstatning for generelle (natur)skader og ulemper (eksternaliteter). Dersom konsesjon innvilges av NVE (eller OED), så beregnes det samtidig hvor stor andel av total kraftproduksjon det enkelte kraftverk eventuelt skal avstå som konsesjonskraft. NVE setter også konsesjonskraftprisen og hvordan konsesjonskraften skal fordeles mellom fylkeskommune og berørt(e) kommune(r). Konsesjonskraftprisen er omtrent konstant historisk, og NVE justerer (øker) kun prisen for inflasjon (*s. I-4; NVE 2004*). Følgelig så vil prisen i 2016 på 114,2 NOK/MWh antas å vedvare i hele kraftverkets levetid – siden realprisen ikke påvirkes av inflasjonsjusteringer.

Det er imidlertid ikke mulig å forutsi nøyaktig hvor mye konsesjonskraft som eventuelt skal avstås i et enkelt kraftverk, men den høyeste andelen er omtrent 10% av årsproduksjonen, og denne velges i LS. For HS og ES antas en konsesjonskraftsandel på henholdsvis 0% og 5%. Det antas videre at det konsesjonskraften tas ut med en lik mengdefordeling over året, hvilket gir en årlig inntekt for kraftsalg – inklusiv konsesjonskraftsalg – på 5,370 Mill NOK i HS, 4,073

Mill NOK i ES og 2,905 Mill NOK i LS. Følgelig reduseres årlig brutto (ikke-diskontert) inntekt i ES og LS med henholdsvis 0,132 Mill NOK og 0,149 Mill NOK som følge av at 5% og 10% av årlig kraftproduksjonen må selges til en lavere pris.

8.5.8 Nettkostnader

Nettselskapene er naturlige monopoler og inntekten – gitt av blant annet nettleien – er regulert av myndighetene (NVE). Nettleie betales både av produsenter og forbrukere i kraftsystemet og skal dekke drifts-, vedlikeholds- og investeringskostnader i strømmettet. En kraftprodusent betaler nettleie avhengig av hvordan kapasiteten er i nettet(området) der kraftprodusenten tilknyttes. Den samlede nettkostnaden kan variere svært mye, og i «verste fall» kan småkraftverket måtte betale «høy» nettleie (energiledd) til Statnett og inntil to lokale nettselskap – gitt at produsenten kobler seg på et belastet distribusjonsnett. I tillegg – dersom for eksempel eksisterende nett må oppgraderes⁴³ – så kan småkraftverket måtte betale en vesentlig andel av utbyggingskostnaden gjennom såkalte anleggsbidrag. Den totale «nettkostnaden» kan bestå av fire komponenter:

- 1) Kraftlinje mellom kraftverk og eksisterende nett (inngår i utbyggingskostnaden)
- 2) Eventuelle anleggsbidrag til opprustning av eksisterende-/bygging av nytt nett
- 3) Nettleie til Statnett (Kan gi en brutto inntekt for produsenter)
- 4) Nettleie til lokale nettselskap (Avhengig av tilkoblingspunkt. Kan gi inntekt)

8.5.8.1 Nettleie

Produsentenes nettleie (innmatingstariff) består av to ledd: Fastledd og Energiledd. Gjennomsnittlig årsproduksjon siste 10 år legges til grunn i beregningen av de to avgiftsleddene, utenom nye kraftverk, der forventet produksjon i konsesjonen brukes de første 3 kalenderårene – fra og med året produksjonen starter (s.4; Statnett 04.01.17). Det antas derfor at normalårsproduksjonen på 13,69GWh legges til grunn i beregning av nettleien til det gjennomsnittlige småkraftverket.

Avgiftssatsen i **fastleddet** for 2017 er satt til 13 NOK/MWh (1,3 øre/KWh). Satsen er omfattet av EU-regler og kan ikke overstige nevnte sats – uansett antall berørte nettselskap og hvilket nett-nivå kraftverket tilkobles (Verlo 2017). Følgelig er fastleddet til det gjennomsnittlige

⁴³ Som følge av at småkraftverket settes i produksjon.

småkraftverket lik: $13\,690\text{MWh} * \frac{13\text{ NOK}}{\text{MWh}} = 177\,970\text{ NOK}$ per år.⁴⁴ Det antas at denne satsen er konstant (i reelle ikke-diskonterte kroner) over hele den økonomiske levetiden på 40 år i de tre scenariene. Fastleddet i nettleien tilfaller i hovedsak nettselskapet på lavest nivå (*Verlo 2017*).

Energileddet i nettleien reflekterer systembelastningen (energitapet) som hver enkelt produsent (eller forbruker) påfører nettet når de mater inn (eller tar ut kraft). Inntektene fra energileddet skal dekke overføringstapet i nettet (*G. Ballestad 21.12.16*). Energileddet avhenger av faktisk produksjon (eller forbruk) på timenivå, og varierer geografisk og over året med avgiftssatsen – marginaltapssatsen – for det aktuelle nettområdet. Marginaltapssatsen varierer mellom ca +/- 15% i ulike nettområder, og generelt så økes overføringstapet og marginaltapssatsen når for eksempel et småkraftverk mater inn kraft i et nettområde der det er produksjonsoverskudd (knapphet på nettkapasitet). Dersom det gjennomsnittlige småkraftverket bygges i et område med negativ marginaltapssats (netto kraftimport) så blir energileddet negativt, slik at produsenten betales for å levere kraft til nettet (*NVE 22.10.2015*).

I tillegg så avhenger nettleiens **energiledd** av spotprisen på strøm i området, da denne angir verdien av strømtapet. I kapittel ... ble årlige gjennomsnittlig spotpriser på kraft i scenario HS, ES og LS på henholdsvis 399, 318, 237 NOK/MWh beregnet og antatt. Ved å multiplisere disse prisene med marginaltapssats og normalårsproduksjonen på 13,69 GWh, fås antatt årlig energiledd i hvert av scenarioene (*G. Ballestad 21.12.16*). Formel for energiledd:

$Q_{\text{år}} * M_t * P_{\text{spot}}$, der

$Q_{\text{år}}$ er årlig produksjonsgrunnlag,

M_t er årlig marginaltapssats og

P_{spot} er (område-)spotprisen på strøm.

Selv om M_t maksimalt kan være +/- 15%, så er det ikke et realistisk scenario for året som helhet. Marginaltapssatsene settes derfor lik -5,8% i HS og +13,2% i LS, basert på Statnetts faktiske prognoser for marginaltapssatsen årsgjennomsnitt i hvert enkelt år i perioden 2012-2017. HS er satt lik marginaltapssatsens laveste årsgjennomsnitt (Fræna 2015) og LS satt lik største årsgjennomsnitt (Kirkenes 2012). I ES settes satsen lik gjennomsnittlig marginaltapssats på landsbasis for hele perioden, som er 1,57%⁴⁵ (*Statnett 04.10.2016*). Dette gir energileddene:

⁴⁴ For kraftverk under 1MW (mikro- og minikraftverk) så gjelder andre regler for nettleie. Fokuset her er småkraft, og disse reglene tas derfor ikke med her (*NVE 22.10.2015*).

⁴⁵ Gjennomsnittlig tap i perioden 2010-2016 for kraftnettet totalt sett er 6,58%, men i sentralnettet er tapet vesentlig lavere: ca 2-2,5% (grunnet høy spenning) (*G. Ballestad 21.12.16*). Tap i linjenettet oppgis i SSBs Tabell

$$\text{HS Energiledd: } 13\,690 \text{ MWh} * -0,058 * \frac{399\text{NOK}}{\text{MWh}} = -316\,814 \text{ NOK}$$

$$\text{ES Energiledd: } 13\,690 \text{ MWh} * 0,0157 * \frac{318\text{NOK}}{\text{MWh}} = 68\,349 \text{ NOK}$$

$$\text{LS Energiledd: } 13\,690 \text{ MWh} * 0,132 * \frac{237\text{NOK}}{\text{MWh}} = 428\,278 \text{ NOK}$$

Samlet nettleie er gitt av summen til fastleddet (177 970 NOK) og energileddet i hvert enkelt scenario, hvilket gir en total nettleie på **- 641 377 NOK**, **464 425 NOK** og **664 650** i HS, ES og LS henholdsvis. Altså representerer total nettleie en vesentlig brutto inntekt i HS, der småkraftverket bygges i et område (Fræna) med vesentlig produksjonsunderskudd.

8.5.8.2 Nettleie: Diskusjon

En svært avgjørende forskjell mellom fastleddet og energileddet er at sistnevnte også avhenger av marginaltapssatsene i høyere nettnivå. Siden det er sannsynlig at småkraftverk mater inn kraft under sentralnettet (*G. Ballestad 21.12.16*), så vil småkraftprodusenten måtte betale mer enn ett energiledd (*Verlo 2017*). Hvis for eksempel småkraftverket tilkobles distribusjonsnettet, så må det betales ett energiledd for distribusjonsnettet, ett for regionalnettet og ett for sentralnettet. Siden spenningen er lavere på de lavere nettnivåene blir også energitapet større. Dette gjør generelt at marginaltapssatsene kan bli høyere i distribusjons- og regionalnettet enn i sentralnettet – i absolutt forstand. Det totale energileddet kan dermed bli en betydelig størrelse. Det er ikke funnet tall for marginaltapssatser i de to laveste nettnivåene, og virkningen av ulike marginaltapssatser og antall nettnivå som skal betales energiledd for drøftes derfor videre i sensitivitetsanalysen, men energileddene som er regnet ut i scenariene ovenfor er trolig et rimelig estimat på energileddets utfallsrom – og et estimat på hva som skal betales til Statnett. I «verste og beste» fall er det mulig at HS og LS skal ganges med tre – dersom marginaltapssatsene har samme verdi i alle tre nettnivå. Det maksimale utfallsrommet til samlet nettleie blir da betydelig, og skissert av HS_{\min} (brutto inntekt) og LS_{\max} (brutto utgift):

$$HS_{\min}: 3 * (\text{energiledd}) + (\text{fastledd}) = 3 * (-316\,814) + (177\,970) = \text{-772 472 NOK}$$

$$LS_{\max}: 3 * (\text{energiledd}) + (\text{fastledd}) = 3 * (428\,278) + (177\,970) = \text{1 462 804 NOK}$$

08583 (*SSB 04.10.2016*). Etter samtale med Statnett frarådes det at 6,58% brukes, siden marginaltapssatsen er symmetrisk om null og avhengig av lokale forhold (*Bergmann 2017*). Følgelig er marginaltapssatsen – og energileddet i nettleien - helt avhengig av **hvor** det gjennomsnittlige småkraftverket bygges. Den valgte satsen på 1,57% gjør følgelig at ES kun er representativt for regioner med nøyaktig denne satsen.

8.5.9 Anleggsbidrag

En rapport fra Riksrevisjonen viser at begrensninger i tilgjengelig nettkapasitet var en av de viktigste forklaringene på at det (per 2013) ble realisert en lav andel av planlagte fornybare kraftverk som har innvilget konsesjon (s. 12; Riksrevisjonen 2014). Hvis det eksisterende nettet må oppgraderes for at et nytt kraftverk skal kunne levere strøm på nettet, så kan nettselskapet kreve at den aktuelle produsenten selv dekker opp til 100% av utbyggingskostnadene i radielt nett gjennom såkalte anleggsbidrag (NVE 22.10.2015 B). Radielt nett kjennetegnes ved at strøm flyter i en retning, fra A til B, og klassifiserer distribusjonsnettet, der kraftlinjer for eksempel strekker seg fra et småkraftverk i avsidesliggende fjorder til et punkt på regionalnettet.

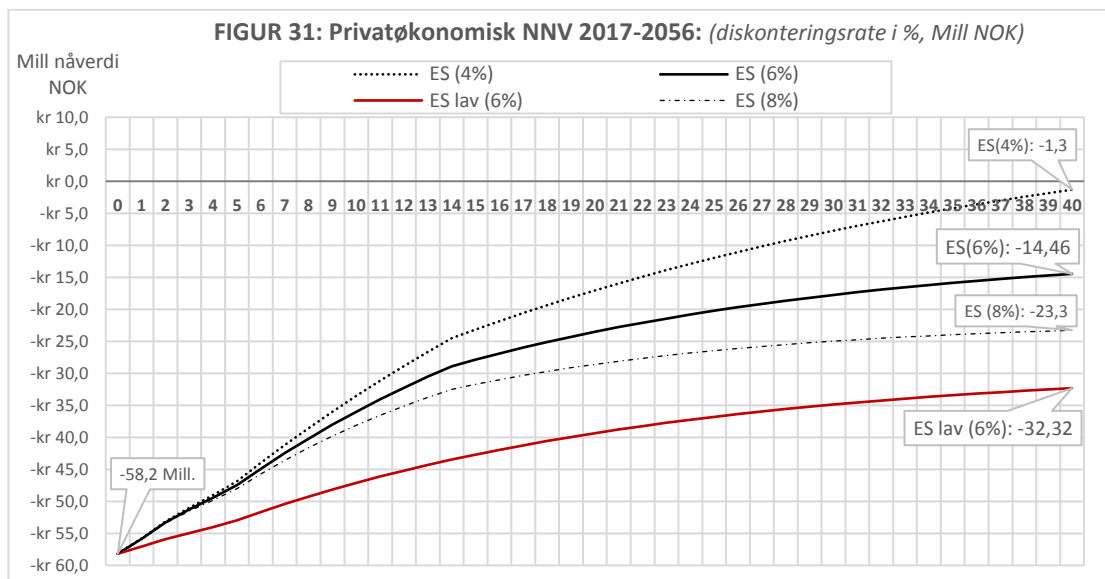
Et anleggsbidrag kan representere en vesentlig utgift for en kraftprodusent, og etter samtale med Småkraft AS kommer det frem at anleggsbidrag er *den* viktigste kostnadskomponenten som må avklares før investeringsbeslutninger kan fattes i deres 35 prosjekterte småkraftverk med innvilget konsesjon. Småkraft AS antyder et grovt anslag på gjennomsnittlig anleggsbidrag tilsvarende ca 1 mill NOK per MW installert effekt, og dette støttes som et ikke urealistisk, men svært usikkert anslag av NVE (D. Tonjum 2017, Verlo 2017). Av mangel på bedre data brukes tallet til å illustrere effekten av anleggsbidrag i sensitivitetsanalysen, i ES. Siden anleggsbidrag er en engangsbetaling til nettselskapet som typisk forfaller før kraftverket settes i produksjon, så legges anleggsbidraget inn som en økning i utbyggingskostnaden på 3,39 Mill NOK.

8.6 Resultater

Under antagelsene beskrevet i foregående avsnitt, og med 6% diskonteringsrate beregnes NNV i estimatsscenarioet (ES) til - 14,46 millioner NOK. Dersom småkraftverket ikke godkjennes for rett til elsertifikater blir NNV 11,7 Mill NOK lavere, og lik - 26,16 Mill NOK. Utfallsrommet er i hovedsak negativt, og gitt av HS og LS, som har NNV på henholdsvis +8,16 Mill NOK og -61,79 Mill NOK. *Hovedresultat: Det er ikke privatøkonomisk lønnsomt å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket.*

Fra diskusjonen om fremtidig kraftpris i kapittel 7 og 8 er det rimelig å implementere at fremtidige kraftpriser ikke returnerer til det historiske gjennomsnittet på 318 NOK/MWh. Dette er fordi både det norske og nordiske kraftoverskuddet forventes å bli vesentlig større i 2020 og 2030, samt at produksjonsøkningen i Norge og Norden nesten utelukkende vil komme fra fornybare kraftverk (s.58; Statnett 2015). Siden fornybare kraftverk har svært lave

marginalkostnader så vil de bidra til å redusere kraftprisen i Norge og Norden. Markedet – representert ved prisen på fremoverkontrakter – har som gjort rede for i kapittel 6.5.1 forventning om lave fremtidige kraftpriser i hele perioden 2017-2021, med et gjennomsnitt på 202 NOK/MWh (se figur 16a-c). En kraftpris på 250 NOK/MWh er dessuten sammenfallende med NVEs anbefaling (*F. Arnesen*). En privat utbygger bør i tillegg ta høyde for at småkraftverket *ikke* godkjennes for rett til elsertifikater. Derfor beregnes det en justert versjon av ES, kalt «ES lav», som implementerer en kraftpris på 250 NOK/MWh, uten elsertifikater. Dette gir NNV i «ES lav» lik - 32,32 Mill NOK. Resultatene oppsummeres i figur 31:

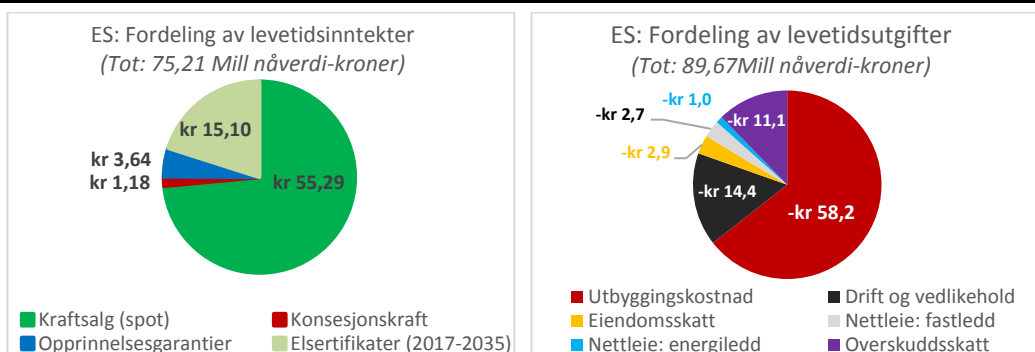


Fra resultatene kan den maksimale størrelsen på utbyggingskostnaden og nødvendig økning i kraftprisen enkelt beregnes. NNV i ES blir lik eller større enn null når spesifikk utbyggingskostnad er mindre eller lik 3,174 NOK/KWh. Dette tilsvarer en maksimal utbyggingskostnad på 43,460 Mill NOK. Uten godkjenning for elsertifikater blir denne grensen 2,32 NOK/KWh, tilsvarende en total utbyggingskostnad på 31,76 Mill NOK. «ES lav» setter en streng grense, lik 1,85 NOK/KWh eller 25,29 Mill NOK. Dermed vil eiere av småkraftverk med en spesifikk utbyggingskostnad mindre enn nevnte størrelser være sannsynligvis være tjent med å bygge småkraftverket. Dersom spesifikk utbyggingskostnad overstiger 1,85 NOK/KWh risikerer småkraftseieren å tape penger, som følge av at kraftprisen kan bli 250 NOK/KWh eller mindre i årene 2022 til 2056, samt at kraftverket risikerer å ikke bli godkjent for elsertifikater i perioden 2017-2035.

Privatøkonomisk NNV i ES blir marginalt positiv når kraftprisen i hvert enkelt år stiger med 35,0%. Dette tilsvarer at gjennomsnittet til fremoverprisene i 2017-2021 stiger fra gjeldende

nivå på 202 NOK/MWh til 272 NOK/MWh, i tillegg til at prisene for perioden 2022-2056 stiger fra antatte nivå⁴⁶ på 318 NOK/MWh til 429,3 NOK/MWh.

Figur 32ab: Fordeling av levetidsinntekter (t.v) og -utgifter (t.h.): Mill nåverdi-kroner



Figurene 32ab ovenfor viser den relative fordelingen av inntekts- og kostnadsfaktorene i ES. Fra figurene er det klart at inntekt fra kraftsalg og elsertifikater utgjør 73% og 20% av bruttoinntekten, henholdsvis. Følgelig representerer kraftsalg og salg av elsertifikater de viktigste inntektsfaktorene. Utbyggingskostnad, drifts- og vedlikeholdskostnader og overskuddsskatten, utgjør de største kostnadsfaktorene, og ca 63%, 16%, og 12% av den totale den nåverdiutgiften. Man må være bevisst på at tallene på inntektssiden er oppgitt brutto – altså før overskuddsskatt og eiendomsskatt trekkes fra. Overskuddsskatten (bedriftsskatten) og eiendomsskatten er nemlig skilt ut som en egne utgiftsposter i figurene.

8.7 Privatøkonomisk usikkerhetsanalyse

Formålet med dette avsnittet er å identifisere hvilke parametere som er mest utslagsgivende på NNV i estimatscenarioet ES. Fra denne analysen er det klart at de mest sensitive parametere av de ti som inngår i NNV beregningen er: utbyggingskostnad (-395,2%), kraftpris (290,6%), elsertifikatpris (-287,6%), drifts- og vedlikeholdskostnader (-76,2%) og overskuddsskattesatsen (-72,4%). Prosentvis endring i NNV fra en dobling i parameteren er oppgitt i parentesene og kolonnen «Endring %» i tabell 12. I tillegg er virkningen fra diskuterte og relevante størrelser beregnet i rad 11 til 19, og her er det særlig utslaget fra å innføre overskuddsskatten (-124%), nåverdien av døgnregulerbarhet (+16,9%) og nåverdien av inntektsforskjellen mellom en høy andel vinterproduksjon (produksjonsprofilen) i HS, og lavere vinterandel i ES og LS som er interessant. Mer konkret viser rad 15 at nåverdien kan økes med 8% dersom småkraftverket bygges i et vassdrag med produksjonsprofilen til HS –

⁴⁶ Som er lik det historiske gjennomsnittet av realprisene i perioden 2000-2015, med fordeling over året som gjort rede for i kapittel 6.

istedenfor den som er valgt i ES. Rad 14 viser at nåverdien kan økes med 12,80% dersom produksjonen i vinterhalvåret økes fra 32,8% til 54,0%. Dette tilsvarer (grovt regnet) at nåverdien øker med 0,6 prosent-poeng per prosent-poeng økning produksjon i vinterhalvåret. Sagt på en annen måte, så er elastisiteten til nåverdien med hensyn til andel vinterproduksjon + 0,6. Det er viktig å huske på at dette gjelder for de konkrete tilsigsprofilene som ble antatt i kapittel 6.6.1.4 og kan ikke sies å holde generelt. Tabell 12 oppsummerer sensitivitetsanalysen:

TABELL 12: Sensitivitetsanalyse: Endring i NNV i ES ved 100% økning av parameter (6% diskonteringsrate utenom rad 11 og 15)				
PARAMETERE SOM INNGÅR I ES:	"Ny" NNV	NNV i ES	Endring i NNV	Endring %
1 Kraftpris	kr 27,57	kr -14,46	kr 42,03	290,60 %
2 Elsertifikatpris (2017-2035)	kr -2,77	kr -14,46	kr 11,69	80,80 %
3 Opprinnelsesgaranti-pris	kr -11,71	kr -14,46	kr 2,76	19,10 %
4 Konesjonskraftpris	kr -13,56	kr -14,46	kr 0,90	6,20 %
5 Nettleie: energiledd	kr -15,48	kr -14,46	kr -1,01	-7,00 %
6 Nettleie: fastledd	kr -17,10	kr -14,46	kr -2,64	-18,20 %
7 Eiendomsskatt	kr -17,29	kr -14,46	kr -2,83	-19,50 %
8 Overskuddsskatt	kr -24,94	kr -14,46	kr -10,48	-72,40 %
9 Drifts- og vedlikeholdskostnad	kr -25,49	kr -14,46	kr -11,03	-76,20 %
10 Utbyggingskostnad	kr -71,63	kr -14,46	kr -57,17	-395,20 %
ANDRE PARAMETERE (INNGÅR IKKE I ES):				
11 Bruk av 4% diskonteringsrate	kr -1,32	kr -14,46	kr 13,15	90,90 %
12 En fiktiv inntekt på 1 mill/år (2017-2056)	kr -2,96	kr -14,46	kr 11,51	79,60 %
13 Nåverdi av merinntekt fra døgnregulerbarhet	kr -12,02	kr -14,46	kr 2,44	16,90 %
14 Merinntekt fra produksjonsfordeling (HS-LS)	kr -12,62	kr -14,46	kr 1,85	12,80 %
15 Merinntekt fra produksjonsfordeling (HS-ES)	kr -13,30	kr -14,46	kr 1,16	8,00 %
16 Anleggsbidrag (1Mill NOK * 3,39MW = 3,39Mill)	kr -17,85	kr -14,46	kr -3,39	-23,40 %
17 Bruk av 8% diskonteringsrate	kr -23,27	kr -14,46	kr -8,81	-60,90 %
18 En fiktiv utgift på 1 mill/år (2017-2056)	kr -29,51	kr -14,46	kr -15,05	-104,00 %
19 Fiktiv grunnrenteskatt 33% (2017-2056)	kr -32,34	kr -14,46	kr -17,88	-123,70 %

Fra kolonne 11 og 17 ser man at diskonteringsrater på 4% og 8% gir vesentlige utslag i NNV, henholdsvis 90,9% og -60,9%. Siden inntektene ligger relativt langt frem i tid, så gir en reduksjon i diskonteringsraten fra 6% til 4% stort utslag på netto-nåverdien, og resultatene virker derfor rimelige. Sensitivitetsanalysen gir inntrykk av at energileddet gir et relativt lite utslag på NNV i ES.⁴⁷ Fra avsnittene om nettleie ble det imidlertid beregnet at energileddet som skal betales til Statnett alene kan variere mellom en årlig (brutto)inntekt på 252 000 og en årlig utgift på 574 000.⁴⁸ Energileddet i nettleien er altså en parameteren som varierer mye avhengig av hvor i landet småkraftverket bygges. I tillegg så er det usikkert hvor stort energiledd som eventuelt skal betales til nettselskaper i distribusjons- og regionalnettet. Anleggsbidraget er også en svært usikker parameter med relativt stor sensitivitet (-23,4%)

⁴⁷ Dette skyldes at landsgjennomsnittet av marginaltapssatsene i sentralnettet (1,57%) er brukt, hvilket gjør energileddet til en årlig utgift på ca 68 400 NOK.

⁴⁸ Disse tallene er lavere (i absoluttverdi) enn beregningene i kapittel Dette skyldes at tallene som oppgis her tar utgangspunkt i antatt kraftpris i ES – på 318 NOK/MWh.

8.8 Diskusjon

Reglene for avskrivning – for eksempel knyttet til rentekostnader – benyttes ikke i detalj. Eiendomsskatten er imidlertid lite utslagsgivende på NNV, slik at forenklingene som gjort om avskrivning trolig er neglisjerbare sammenlignet med viktigere usikkerhetsmomenter – gjort rede for i forrige avsnitt. Mulighet for skattefradrag gjennom fremførbart underskudd implementeres ikke i analysen, og bidrar til at ES kan være et pessimistisk scenario.

Selv om antagelsene om skatter er forsøkt satt med bakgrunn i gjeldende satser og lovverk, så tas det forbehold om at lovverket kan være mistolket slik at de antatte satsene avviker med de som er juridisk riktige i praksis. Dette gjelder særlig for § 8 B til og med § 8 B4 i «*Lov om eiendomsskatt til kommunane (eigedomsskatteloven)*». Implikasjonen av eventuell mistolking er at resultatene i analysen får lavere praktisk relevans.

Dersom man tar utgangspunkt i dagens 657 operative småkraftverk så er det rimelig å si at den antatte økonomiske levetiden på 40 år kan være vesentlig kortere enn hva en kan vente seg basert på historisk levetid. Det er for eksempel 159 småkraftverk (24%) som ble satt i drift før 1976, og disse småkraftverkene har i gjennomsnitt vært operative i 73 år. Selv om den gjennomsnittlige alderen på dagens 657 operative småkraftverk er 25 år, tilsvarende produksjonsstart i 1991 – så vet vi fra kapittel 1 at dette skyldes at utbyggingstakten har vært vesentlig høyere de siste 10 årene. Det er imidlertid ikke funnet gode data på antall nedlagte småkraftverk, så det må tas forbehold om at tallene ovenfor gir en ukjent grad av overestimering av småkraftverkernes «sanne» alder. (NVE 31.08.16)

Nettoinntekten i ES er 2,595 Mill NOK i år 40. Under antagelsen om at nettoinntekten holder seg konstant fra år 41 til 60, så vil en økning i analyseperioden på 20 år gi en økning i privat NNV i ES på 2,894 Mill NOK. Dette tilsvarer en ca 20% økning i netto-nåverdien:

$$-14,464 + \sum_{t=41}^{60} \left(\frac{2,595}{(1,06)^t} \right) \approx -14,464 + 2,894 = -11,57 \text{ Mill NOK}$$

Det er kun fem av de 18 parameterne i sensitivitetsanalysen som har større prosentvis endring i NNV (i absoluttverdi) fra en dobling i parameterne. Analyseperioden her er «bare» økt med 50%. Gitt at diskonteringsraten på 6% (se diskusjon i kapittel ...) er riktig, så vil utslaget på NNV av en 20 år for kort analyseperiode (økonomisk levetid) ha vesentlig innvirkning på netto nåverdi. Selv om endring i levetid har relativt stor sensitivitet med hensyn til nåverdien, så regnes imidlertid den valgte levetiden på 40 år som lite usikker – gitt diskusjonen i delkapittel

8.1. Som følge av at det blir brukt 4% diskonteringsrente i den samfunnsøkonomiske analysen, så vil effekten av en for kort analyseperiode ha desto større implikasjoner for den samfunnsøkonomiske netto-nåverdien i påfølgende kapittel.

8.9 Konklusjon: Privatøkonomisk analyse

Med 6% diskonteringsrate beregnes privatøkonomisk lønnsomhet for det gjennomsnittlige småkraftverket å være mellom - kr 14,46 Mill NOK (ES) og - 26,16 Mill NOK, der sistnevnte gjelder hvis småkraftverket *ikke* godkjennes for elsertifikater.

For å oppnå privatøkonomisk lønnsomhet i ES krever det at spesifikk utbyggingskostnad er mindre eller lik 3,17 NOK/KWh, tilsvarende en total utbyggingskostnad på 43,460 Mill NOK, *eller* at kraftprisen stiger med 35,0% for hvert enkelt år i analyseperioden. *Uten* godkjenning for elsertifikater kreves en utbyggingskostnad mindre eller lik 2,32 NOK/KWh (31,76 Mill. NOK) *eller en* økning i kraftpris på minst 62,5%. Kravet til kraftprisen blir da urealistisk høyt.

Med dagens prisforventninger er hovedkonklusjonen følgelig at det *ikke* er privatøkonomisk lønnsomt å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket, og dette gjelder selv om småkraftverket godkjennes for elsertifikater og for en diskonteringsrate på 4%. For kostnadseffektive utbyggere med optimistiske forventninger til fremtidige kraftpriser kan imidlertid det gjennomsnittlige småkraftverket fremstå som en fornuftig investering. Dette gjelder spesielt dersom den private eieren er godt diversifisert, slik at bruk av en diskonteringsrate på under 6% kan forsvares. Andre sentrale resultater fra dette kapittelet drøftes i oppgavens siste del, i lys av hovedfunn fra den forestående samfunnsøkonomiske analysen.

9 Fortsettelse: Samfunnsøkonomisk analyse

Dette kapittelet er en fortsettelse av analysen i kapittel 7-9. Til forskjell fra den privatøkonomisk analysen i kapittel 9 – som utelukkende omfatter produsent-siden i privat sektor – så inkluderer den samfunnsøkonomiske analysen *hele* privat sektor, altså virkninger på både produsenter og konsumenter. I tillegg inkluderes offentlig sektor, som også refereres til som «staten» i påfølgende avsnitt. I beregningen av den samfunnsøkonomiske netto-nåverdien (NNV) vil det benyttes en diskonteringsrate på 4%, og valget av diskonteringsrate ble begrunnet i kapittel 4.4

9.1 Problemstillingen

For ordens skyld repeteres oppgavens overordnede problemstilling:

- 1) *Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge?*
- 2) *Hvilke implikasjoner har dette (1) for samfunnets nytte av nye småkraftverk?*

Første del av problemstillingen ble besvart i kapittel 7, og som tidligere nevnt er hensikten med dette avsluttende kapittelet å besvare problemstillingens andre del gjennom en nytte-kostnadsanalyse av å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket. Her vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bestemmes av en samlet vurdering av netto-nåverdiregningen og ikke-prissatte virkninger. For en kvantifisering av sistnevnte vil pluss/minus-metoden brukes i den grad dette vurderes som hensiktsmessig.

9.2 Nullalternativet

For ordens skyld repeteres også nullalternativet: Det gjennomsnittlige småkraftverket bygges ikke. Nullalternativet vurderes opp mot den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket. På samme måte som i kapittel 6 og 8 benyttes de tre scenarioene: Høy-lønnsomhetsscenario (HS), estimert-lønnsomhetsscenario (ES) og lav-lønnsomhetsscenario (LS), og relevante antakelser videreføres og repeteres i de forestående delkapitlene. Estimatsscenarioet ES er et forsøk på å beregne den mest sannsynlige samfunnsøkonomiske nåverdien av å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket, og det er dette scenarioet som brukes i sensitivitetsanalysen. Differansen mellom HS og LS er et forsøk på å definere det mulige utfallsrommet til ES. Dette gjelder for den resterende delen av kapittelet og hovedforskjellen fra kapittel 8 er at scenarioene nå refererer til samfunnsøkonomisk-, og ikke privatøkonomisk lønnsomhet.

9.3 Merverdiavgift

Merverdiavgift (mva) skal trekkes fra både inntekter og utgifter. For eksempel så skal mva trekkes fra utbyggingskostnadene som ble antatt i den privatøkonomiske analysen (s. 73; DFØ). Dette skal gjøres fordi mva er en inntekt for staten, men en utgift for private aktører. Siden funksjonen til avgiften er å gi inntekter til staten, så vil merverdiavgiftens nettovirkning på samfunnsøkonomisk lønnsomhet være lik effektivitetstapet som oppstår som følge av vridninger i markedet. Siden mva satsen varierer fra 0% til 25% så kunne det tenkes at det ble praktisert en form for Ramsey prising⁴⁹, men differensiering i satsen synes hovedsakelig å ha en politisk agenda. For eksempel 0% satsen på Svalbard (distriktspolitikk?) og 8% satsen for allmennkringkasting (kulturpolitikk?) (§1-2; Lovdata 2009, Skatteetaten 2017). I kapittel 9.5.5 vurderes relevante effektivitetstap fra mva og andre skatter og avgifter.

I de to påfølgende delkapitlene gjøres det rede for henholdsvis nytte- og kostnadsvirkninger fra å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket – relativt til nullalternativet. En gjennomgående og sentral antagelse i hele oppgavens analysedel er (fortsatt) at det gjennomsnittlige småkraftverket bygges og driftes av en privat aktør i hele den økonomiske levetiden på 40 år.

9.4 Samfunnsøkonomiske inntekter

I påfølgende delkapitler gjøres det rede for de samfunnsøkonomiske inntektsfaktorene – også referert til som nyttevirkninger. Inntektsfaktorene vil i samsvar med DFØs hovedregel beregnes med utgangspunkt i markedsprisene (spotprisene) for salg av strøm, elsertifikater og opprinnelsesgarantier (OG) (s.72; DFØ).⁵⁰ Siden spotpriser legges til grunn i beregningen, så er det ikke nødvendig å trekke fra mva fra hverken kraftpriser, elsertifikater eller opprinnelsesgarantier. Det er imidlertid nødvendig å beregne effektivitetstapet som oppstår som følge av at kjøper betaler 25% mva på sluttbrukerprisen til elsertifikater, opprinnelsesgarantier og strøm (§ 1-3 første ledd, bokstav c; Lovdata 2009). Dette gjøres i kapittel 9.5.

9.4.1 Kraftsalg

Antagelsene om fremtidige kraftpriser i HS, ES og LS videreføres i sin helhet fra kapittel 6.5.1.

⁴⁹ At mva satsen settes med hensyn til etterspørselstettheten i de relevante markedene. Generelt medfører Ramsey prising høyere mva på inelastiske (lite prissensitive) varer enn på elastiske varer. Dette gir igjen mindre samlet effektivitetstap.

⁵⁰ For elsertifikater og OG er det i ulik grad snakk om en omfordeling mellom samfunn (Norge, Europa og Sverige), eller innad i samfunnet (Norge). Disse ordningenes nettovirkningen på samfunnsøkonomisk lønnsomhet diskuteres i respektive underkapitler.

Her ble fremoverpriser brukt for årene 2017-2021 i alle scenarier, og disse har et historisk lavt gjennomsnitt på 202 NOK/MWh. Antagelser om årsproduksjonen (som er lik i alle scenarier) – og særlig dens fordeling over året (som er ulik), videreføres fra kapittel 6.6.1.4. Gitt antagelsene om produksjonsprofiler så gir dette sammen med framoverprisene på kraft, en ikke-diskontert bruttoinntekt fra kraftsalg i estimatscenarioet (ES) på 2,886, 2,520, 2,563, 2 479, 2,784 millioner kroner for hver enkelt år i perioden 2017-2021, henholdsvis.

For perioden 2022-2056 er antagelser basert på analyse av historiske realpriser og dens fordeling over året. Se kapittel 6.5.2. Kort oppsummert ble det i ES antatt at kraftprisen blir lik gjennomsnittlig årspris – 318 NOK/MWh – noe som tilsvarer en årlig ikke-diskontert bruttoinntekt på 4,206 millioner kroner i ES. Under antagelsene i HS og LS oppnås en årlig ikke-diskontert bruttoinntekt fra kraftsalg på 5,370 Mill NOK i HS og 3,054 Mill NOK i LS for samme periode (2022-2056). Se figur 23 i kap. 6.6.2 for en detaljert (grafisk) oppsummering.

9.4.2 Elsertifikater

I en samfunnsøkonomisk analyse representerer subsidiene av fornybar kraftproduksjon gjennom ordningen med elsertifikater i utgangspunktet bare en omfordeling fra konsumenter til produsenter. I kraft av at elsertifikater er en felles ordning med Sverige, så er det likevel relevant om Norge er netto importør eller eksportør av elsertifikater. Siden oppstarten av ordningen i (Norge i) 2012, og frem til i dag, så ble det nemlig bygget vesentlig flere kraftverk med rett til salg av elsertifikater i Sverige enn i Norge. Kraftverk som mottar inntekt fra salg av elsertifikater i Norge har derfor en normalårsproduksjon som utgjør bare 23% av tilsvarende normalårsproduksjon i Sverige (*Tabell 1; NVE 11.2016*). Dette tilsier isolert sett at elsertifikater har vært en netto overføring (av penger) fra Norge (norske kraftkonsumenter) til Sverige (svenske kraftprodusenter).⁵¹ Denne utviklingen forventes imidlertid å snu i fremtiden, slik at elsertifikater gir en netto overføring fra Sverige til Norge (*Husabø 2017*). Det antas derfor at nettoimporten av elsertifikater er lik null for perioden 2017-2035⁵² totalt sett. Dermed antas utgiften fra nåværende nettoimport av elsertifikater å bli utlignet av fremtidig inntekt (fra nettoeksport) av elsertifikater til Sverige. Under antagelsen blir altså samlet kjøp og salg av elsertifikater en ren omfordeling fra norske kraftkonsumenter til *norske* kraftprodusenter – for perioden samlet sett. Effektivitetstap vurderes i senere avsnitt.

⁵¹ Effekten av en eventuell skjevfordeling vil trolig dempes siden overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige er svært god. Norske kraftforbrukere kan følgelig dra fordeler av økt tilbud av fornybar kraftproduksjon i Sverige – som bidrar til lavere kraftpriser også i Norge.

⁵² Elsertifikatordningens varighet i Norge.

9.4.3 Opprinnelsesgarantier

Opprinnelsesgarantier (OG) som utstedes til norske småkraftverk kan som gjort rede for i kapittel 5.10 selges i det europeiske markedet for OG. Gjennomsnittlig eksport av OG i perioden 2005-2015 var hele 71,1 % av det totale antallet OG som ble utstedt (av Statnett) til norske fornybare kraftverk i Norge. Norske konsumenter kjøpte i gjennomsnitt kun 20,9 % av OG som norske kraftprodusenter solgte i samme periode (*AIB datasett 2016Q2*).⁵³ OG har følgelig vært en netto overføring fra europeiske konsumenter til norske kraftprodusenter. Med utgangspunkt i historisk eksport antas det derfor at det gjennomsnittlige småkraftverket vil eksportere 71,1% av sine OG, og inntektene fra denne eksporten skal inkluderes i NNV beregningen. Dette fordi eksporten øker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Andelen på 20,9 % av småkraftverkets OG som kanselleres (konsumeres) i Norge er på samme måte som elsertifikater en ren omfordeling innad i samfunnet som *ikke* inkluderes i NNV beregningen.

I alle scenarier antas en pris i første produksjonsår på 6 NOK/MWh. I LS antas prisen å holde seg uendret over levetiden, mens den i ES og HS antas å øke lineært til henholdsvis 20 og 25 NOK/MWh i 2020, for så å holde seg uendret ut levetiden. Antatte priser på OG er følgelig de samme som i kapittel 8.3.3 og bygger på 5.10.3. Effektivitetstap vurderes i senere avsnitt.

9.4.4 Potensiell ikke-prissatt nytte: økt fornybarandel vs klimagassutslipp

Bygging av det gjennomsnittlige småkraftverket bidrar til å innfri Norges forpliktelse om å øke fornybarandelen til 67,5% innen 2020 i fornybardirektiv II (20.07.2011). Fornybarandelen var imidlertid 69% allerede i 2014 (*Eurostat 25.01.17*) og det er ikke åpenbart hvordan en ytterligere økning i seg selv skal medføre økt nytte for samfunnet. Gitt konklusjonen om at bygging av småkraftverket gir *økte* globale klimagassutslipp, så kan det tvert imot hevdes at bygging av småkraftverk motvirker mål og forpliktelser i Kyotoprotokollen, Parisavtalen og Klimaforliket – gjort rede for i kapittel 5. På den andre siden vil deler av klimagassutslippet sannsynligvis gjøres i utlandet og utenfor de rammene som SSB benytter når klimagassutslipp beregnes og rapporteres til FN. Følgelig så «regnskapsføres» utslippsøkningen beregnet i kapittel 7 ikke på Norge, slik at dette ikke får konsekvenser for forpliktelsene og målsettingene i nevnte avtaler. Dette kan for eksempel gjelde for produksjon av sement i utlandet og metangassutslipp fra vannmagasiner. I sum vurderes derfor bygging av det gjennomsnittlige småkraftverket å ha en ubetydelig konsekvens (0) for oppnåelse av Norges klimamål.

⁵³ Beregnet fra *AIB datasett 2016Q2* ved å trekke fra andelen (8,1%) av opprinnelsesgarantiene som går ut på dato («expire») i perioden. OG må nemlig brukes (kanselleres) innen april hvert år. (*NVE 26.08.16*)

9.5 Samfunnsøkonomiske kostnader

Sentrale privatøkonomiske kostnader som utbyggingskostnad og drifts- og vedlikeholdskostnader inngår også i den samfunnsøkonomiske analysen – etter fratrukk for merverdiavgift – som er en omfordeling fra utbygger til staten. Viktige forskjeller fra kapittel 8 er at eksternaliteter, for eksempel fra klimagassutslipp eller direkte på miljø og biologisk liv, landskap og investeringer i kraftnettet – skal tas med. I tillegg så skal effektivitetstap fra (proveny)skatter tas med som kostnader.

9.5.1 Verdsetting av arbeidskraft

Arbeidskraft inngår i to forestående kostnadsposter: utbyggingskostnaden (midlertidige arbeidsplasser) og drifts og vedlikeholdskostnader (varige arbeidsplasser). I førstnevnte er det snakk om ca 8-12 årsverk, og ca 0,3 årsverk i sistnevnte, knyttet til drift og tilsyn av gjennomsnittskraftverket – som i stor grad er automatisert.⁵⁴ Virkningen på samlet arbeidstilbud fra årsverk som skapes av for eksempel store samferdselsprosjekter, *kan* tas med i en samfunnsøkonomisk analyse – som en tilleggsanalyse. Dette gjelder særlig virkningen på arbeidsledighet (s.20; DFØ). Det er imidlertid flere årsaker til at dette ikke gjøres.

For det første så er det trolig lokale grunneiere og bønder – som allerede er sysselsatt (i privat sektor) – som går inn i den varige (deltids-)stillingen, og står for drift og tilsyn av kraftverket. Dette antas også å gjelde de midlertidige anleggsarbeiderne, siden de sannsynligvis bygget «noe annet» i nullalternativet – til samme lønn. Dette tilsier at nettoeffekten på samlet arbeidstilbud fra bygging og drift av det gjennomsnittlige småkraftverket er null. Siden kraftverket antas bygd i 2016 så støttes antagelsen av dagens relativt lave arbeidsledighet, som impliserer at *sannsynligheten* for å øke arbeidstilbudet er lav.⁵⁵ Dermed oppstår det ingen mergevinst for samfunnet fra økt arbeidstilbud (reduert arbeidsledighet), noe som *hadde medført* nettoøkning i statens inntekter fra arbeidsgiveravgift og inntektsskatt. Dette forutsetter at arbeidstakerne får lik lønn med identisk skattetrykk (samme innvirkning på offentlige budsjetter) i jobben med bygging, vedlikehold, drift og tilsyn av kraftverket, som i sin alternative jobb i nullalternativet.

For det andre så inngår lønnskostnader i utbyggingskostnaden og anslaget for årlige drifts- og

⁵⁴ Tall fra reelle kraftverk med sammenlignbar årsproduksjon som det gjennomsnittlige småkraftverket (s.14; *Tinfos AS 2008*)

⁵⁵ Antagelsen om sysselsetting i nullalternativet kan diskuteres, særlig for sysselsatte som jobbet (mer) som bønder i nullalternativet. Jordbruk er nemlig en tungt subsidiert næring i Norge, og følgelig kan det få konsekvenser for offentlige budsjetter at bonden jobber i en (mindre?) subsidiert bransje.

vedlikeholdskostnader. Den samfunnsøkonomiske kostnaden – alternativverdien av arbeidsinnsatsen – er allerede innbakt i nevnte kostnadsposter. Arbeidskraft (lønnkostnader) skal derfor ikke legges til som en egen kostnadspost – siden dette ville gitt dobbelttelling.

Når det gjelder lønnkostnadene til bygningsarbeiderne så er det ikke uvanlig at det for eksempel benyttes importert arbeidskraft i anleggsbransjen. Dersom disse ikke jobbet i Norge i nullalternativet, ville samfunnsøkonomisk lønnsomhet økt tilsvarende statens inntekter fra arbeidsgiveravgift og inntektsskatt på arbeidsinnvandrernes lønn, samt inntekt fra merverdiavgift på varene som kjøpes i Norge. Det er ikke umulig at utenlandsk arbeidskraft benyttes for å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket, men differansen med nullalternativet er lik null som følge av at de samme arbeiderne antas å jobbe med andre prosjekter i privat sektor (bygg og anleggsbransjen) i nullalternativet. Under antagelsene ovenfor blir altså netto virkning på både arbeidstilbud (arbeidsledigheten) og offentlige budsjetter lik null.

I samsvar med argumentasjonen og antagelsene ovenfor representerer den nødvendige arbeidskraften altså en reell alternativkostnad for samfunnet, som følge av at jobben arbeidstakerne gjør i nullalternativet *ikke* blir gjort når kraftverket bygges. Denne kostnaden inngår allerede i nevnte poster i kapittel 8, og disse videreføres altså i sin helhet i dette kapittelet – etter fratrukk fra merverdiavgift og tillegg for merverdiavgiftens effektivitetstap.

9.5.2 Utbyggingskostnad

Merverdiavgift (mva) skal trekkes fra utbyggingskostnadene som ble antatt i scenarioene i den privatøkonomiske analysen (s. 73; *DFØ*). Det antas at den relevante mva-satsen er lik satsen for «næringsmidler» på 15% i 2016 (*Skatteetaten 2017*), samt at mva utgjør 15% av de private utbyggingskostnadene i kapittel 8.4.1 i gjennomsnitt.

Med utgangspunkt i brukte utbyggingskostnader i kapittel 8.4.1, så blir samfunnsøkonomisk relevant utbyggingskostnad for det gjennomsnittlige småkraftverket lik 47,652 Mill NOK, 50,594 Mill NOK og 53,570 Mill NOK i henholdsvis HS, ES og LS.⁵⁶ Dette tilsvarer spesifikke

⁵⁶ Utbyggingskostnad i ES inklusiv mva (=privatøkonomisk utbyggingskostnad) = 58,183 Mill NOK.

Utbyggingskostnad i ES eksklusiv mva. regnes da fra ligningen: $x + 0,15x = 58,1 \leftrightarrow x(1,15) = 58,183 \leftrightarrow x = 50,594 \text{ Mill NOK}$. Dette gjøres på samme måte med utgangspunkt i den privatøkonomiske utbyggingskostnaden inklusiv mva i LS og HS som er 61,605 Mill NOK og 54,800 Mill NOK, henholdsvis. Mva-satsen legges nemlig til markedspriser (*Skatteetaten 2017*).

utbyggingskostnader på henholdsvis 3,48 NOK/KWh, 3,70 NOK/KWh og 3,91 NOK/KWh. Effektivitetstapet fra mva beregnes til 20% av det totale mva-beløpet, tilsvarende en økning i utbyggingskostnad på 2,530 Mill NOK

9.5.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Dette er kostnader som ikke forekommer i nullalternativet. Under antagelsene om virkningen på samlet sysselsetting i kapittel 9.5.1 skal de også inngå som samfunnsøkonomiske kostnader. NVEs anbefaling er at summen av årlige drifts- og vedlikeholdskostnader settes til 7øre/KWh (70NOK/MWh) i estimatsscenarioet (*F. Arnesen 2016*). En annen kilde bruker 8øre/KWh (*s. 15; Pareto 2014*). I HS og LS settes denne til 6 øre/KWh og 8øre/KWh, henholdsvis. Som forklart i kapittel 2.3.2 kan klimaendringer i Norge øke driftskostnadene i fremtiden, siden det for eksempel er forventet økt flomhyppighet. Sensitivitetsanalyse av drifts og vedlikeholdskostnader kan i så måte si noe om nåverdiens «følsomhet for klimaendringer».

Det er uansett knyttet betydelig usikkerhet til hvor stor andel av denne kostnaden som består av varer og tjenester med mva-påslag, samt hvilken mva-sats som brukes. Det sees derfor bort fra effektivitetstapet som oppstår som følge av mva på drifts og vedlikeholdskostnader.

9.5.4 Nettleie

Nettleie dekker nettselskapenes kostnader knyttet til transport av kraft. Det er nettselskapet selv som fastsetter nettleien, men siden nettselskaper kjennetegnes som naturlige monopoler, kontrollerer NVE at inntekten til nettselskapet fra nettleie ikke blir for stor (for eksempel lik monopoltilpasningen). Inntekten kan avvike fra NVEs regulering på kort sikt, men på lang sikt vil nettselskapenes inntekt tilsvare den fastsatte inntekten (*NVE 27.02.15*).

Nettleien som det gjennomsnittlige småkraftverket skal betale vurderes generelt å tilsvare nettselskapenes økte driftskostnader som følge av transport av elektrisiteten som småkraftverket produserer. Følgelig gjenspeiler (fastleddet i) nettleien som småkraftverket betaler kostnader som ikke forekommer i nullalternativet – dersom småkraftverket ikke bygges. Dette gjelder særlig nettleiens (variable) energiledd, som reflekterer systembelastningen (energitapet) som hver enkelt produsent påfører nettet når de mater inn kraft (*G. Ballestad 21.12.16*). Nettleiene fra kapittel 8.5.8.1 tas derfor med som en samfunnsøkonomisk kostnad.

Avgiftssatsen i nettleiens **fastledd** er 13 NOK/MWh (1,3 øre/KWh) i 2017 (*Verlo 2017*).

Fastleddet til det gjennomsnittlige småkraftverket blir følgelig: $13\,690\text{MWh} * \frac{13\text{ NOK}}{\text{MWh}} = 177\,970\text{ NOK}$ i 2017. På samme måte som i kapittel 9 antas det at denne satsen er konstant (i reelle ikke-diskonterte kroner) over hele den økonomiske levetiden på 40 år i de tre scenariene. Antatte energiledd er de samme som i kapittel 8.5.8.1 i de ulike scenarioane: - 316 814 NOK, 68 349 NOK og 428 278 NOK i HS, ES og LS. I HS energileddet altså en inntekt, men på samme måte som i kapittel 8 er det usikkert hvor stort energileddet blir dersom småkraftverket kobler seg på distribusjons- og regionalnettet. Dette ble diskutert i kapittel 8.5.8.2.

9.5.4.1 Anleggsbidrag

Fra kapittel 8.5.9 vet vi at nettselskap har anledning til å kreve at utbygger betaler for hele eller deler av nødvendige nyinvesteringer i radielt nett (distribusjonsnettet). Dette kreves dersom det ikke er kapasitet til å ta imot småkraftverkets produksjon i eksisterende nett. Anleggsbidrag skal altså dekke nettinvesteringer som ikke er nødvendige i nullalternativet, og det skal derfor inkluderes som kostnader i analysen.

Grunnet stor usikkerhet om størrelsen på gjennomsnittlige anleggsbidrag (*D. Tonjum 2017, Verlo 2017*) så inkluderes ikke anleggsbidraget direkte i NNV beregningen. På samme måte som i kapittel 9 vil et grovt anslag på gjennomsnittlig anleggsbidrag lik 1 Mill NOK per MW installert effekt inkluderes som en tilleggsparemeter i den forestående usikkerhetsanalysen. Det sees derfor også bort fra merverdiavgiftens effektivitetstap i NNV beregningen.

9.5.5 Effektivitetstap fra skatter og avgifter

Skatter har i hovedsak to funksjoner:

- 1) Gi inntekter til det offentlige (proveny-skatter)
- 2) Korrigere eksternaliteter

Skatter og avgifter som utelukkende skaffer det offentlige inntekter (2), gir i henhold til redegjørelsen i kapittel 3 effektivitetstap som følge av vridninger i markedet. I tillegg så oppstår det effektivitetstap fra offentlige administrasjonskostnader som følger fra den faktiske innkrevingen av disse proveny-skattene. Årsaken til effektivitetstap er følgelig todelt: A) Vridning av markedstilpasningen og B) offentlige administrasjonskostnader ved skatteinnkreving. I samsvar med Finansdepartementets rundskriv R-109/2014 og DFØs anbefaling settes den samlede skattekostnaden (A + B) til 20 øre per skattekrone (*s.79; DFØ*).

I kapittel 3.3.2 om pigou-skatter ble det vist at pigouskatter gir dobbelt dividende, altså både 1) og 2) – gitt at skattesatsen settes riktig (lik t^*). I teorien oppstår det ingen effektivitetstap om skattesatsen er lik den samfunnsøkonomisk optimale (t^*). (s.165; Perman et. al. 2011). I samme kapittel ble det også nevnt at størrelsen på dividendet påvirkes av interaksjonseffekter med andre skatter og avgifter.

Følgelig er skattens funksjon viktig, men for denne samfunnsøkonomiske analysen er det avgjørende om skatten faktisk virker etter hensikten eller ikke. I praksis krever dette en vurdering av om den reelle skattesatsen t avviker fra den (teoretisk) optimale skatten t^* . Størrelsen på effektivitetstapet er i tillegg avhengig av elastisiteten (helningen) til tilbud- og etterspørselskurvene. En grundig empirisk vurdering av skattenes «optimalitet» kan i seg selv utgjøre flere masteroppgaver. Vurderingene i dette delkapitlet må følgelig begrenses ved å gjøre forenklende antagelser.

9.5.5.1 Effektivitetstap fra elsertifikater, opprinnelsesgarantier og kraftsalg

Prisen på elsertifikater og opprinnelsesgarantier (OG) legges til sluttbrukerprisen på kraft. Kjøp av førstnevnte er lovpliktig, og sistnevnte er frivillig. Siden elsertifikater er en tvungen (lovpliktig) subsidiering av fornybare kraftprodusenter som fordeles likt mellom alle kraftkonsumenter i Norge, så gir dette et effektivitetstap på samme måte som skatt – som følge av vridning i markedet og offentlige administrasjonskostnader (hos NVE). Siden OG er en frivillig ordning for både produsenter og konsumenter (i Norge) oppstår det *ikke* effektivitetstap fra kjøp av OG.

Konsumentene skal imidlertid betale mva på 25% for kjøp av både kraft, elsertifikater og OG (§ 1-3 første ledd, bokstav c; Lovdata 2009), og det ble forklart ovenfor at dette er en provenyenskatt som gir effektivitetstap. Kraftetterspørselen er imidlertid tilnærmet inelastisk (SSB 02.2011; figur i appendiks 4). Dermed blir størrelsen på effektivitetstapet relativt lite. Effektivitetstapet antas derfor å være mindre enn anbefalingen til DFØ på 20%, og settes til 10% av den samlede størrelsen (kroneverdien) av omfordelingen fra merverdiavgift og elsertifikater i alle scenario i NNV beregningen. Siden mva satsen er lik for de tre inntektskildene (samlet privatøkonomisk bruttoinntekt) til småkraftverket, så blir effektivitetstapet i alle scenario gitt av:

$$\begin{aligned} \text{Eff. tap} &= (\text{mva. sats} * \text{samlet priv. bruttoinntekt}) * \text{eff. taps. sats} \\ \leftrightarrow (0,25 * \text{samlet priv. bruttoinntekt}) * 0,10 &= \mathbf{0,025} * (\mathbf{\text{samlet priv. bruttoinntekt}}) \end{aligned}$$

9.5.5.2 Eiendomsskatt

Eiendomsskatt vurderes å utelukkende være en proveny-skatt, og gir derfor dødvektstap. Dette tas med i analysen under de samme antagelsene om årlig lineær avskrivning på 2% av den initiale utbyggingskostnaden, samme som i kapittel 8.5.1. Eiendomsskatten har et intervall på 2 til 7 promille av takstverdien, og sistnevnte velges i LS. I ES velges 4,5 promille. I HS antas det at kommunen ikke krever eiendomsskatt. Det ikke-diskonterte dødvektstapet beregnes (som forklart over) til 20% av skattebeløpet i ES og LS, og 0 NOK i HS.

9.5.5.3 Bedriftsbeskatning (overskuddsskatt)

Skattebeløpet tilsvarende som forklart i kapittel 8.5.3 25% av årlige (ikke diskonterte) nettooverskudd. Skattlegging av overskudd i bedrifter skal gi (netto) inntekter til staten, og effektivitetstapet inkluderes og beregnes til 20% av skattebeløpet – som følge av at skatten vurderes å være en ren proveny-skatt.

9.5.5.4 Grunnrenteskatt

Alle småkraftverk har fritak for denne skatten, men effekten av å innføre den ble beregnet i den privatøkonomiske sensitivitetsanalysen. Fritaket vil diskuteres i lys av resultatene.

9.5.5.5 Konesesjonsavgift

Det er mulig at store småkraftverk, og eller småkraftverk med betydelig global reguleringsgrad må betale konesesjonsavgift (*P.C. Bøe*). Fra diskusjonen i kapittel 8.5.6 konkluderes det imidlertid med at konesesjonsavgift sannsynligvis ikke er relevant.

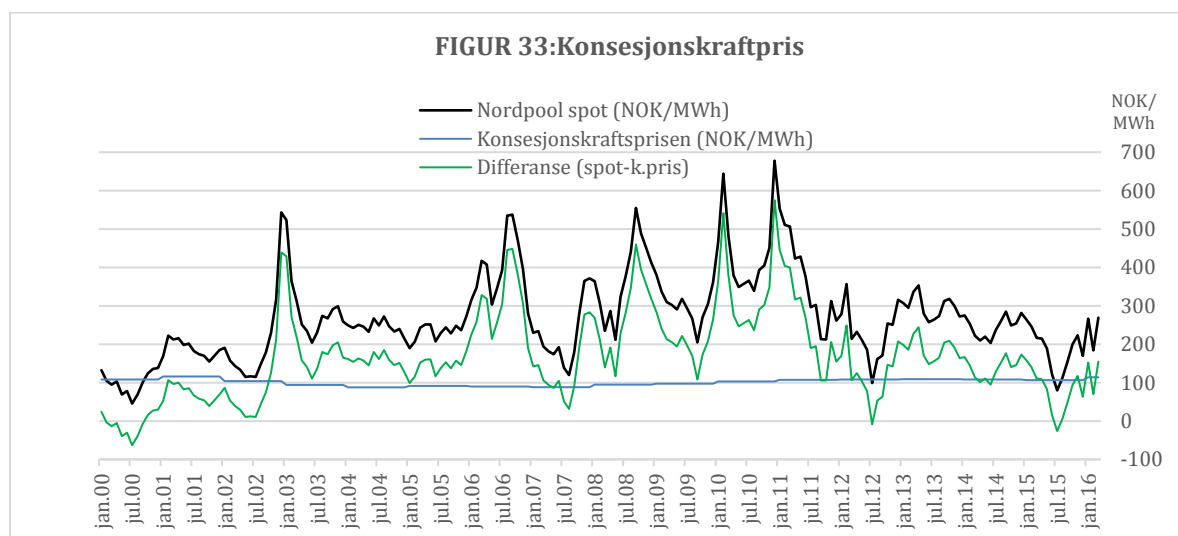
9.5.5.6 Konesesjonskraft

Dersom de lokale myndighetene velger å kreve konesesjonskraft så må kraftprodusenten selge en andel (opp til 10%) av årsproduksjonen i (vann)kraftverket til kommunen eller fylkeskommunen til en redusert pris – konesesjonskraftprisen. Konesesjonskraft representerer altså en omfordeling – fra (private) produsenter, til det offentlige. Størrelsen på omfordelingen er grovt regnet⁵⁷ gitt av differansen mellom konesesjonskraftprisen og spotprisen på kraft.

⁵⁷ Uttaksprofilen av konesesjonskraft fastsettes med bakgrunn i «...normal forbruksprofil i alminnelig forsyning.» (§ 18-3-18; Lovdata 26.03.1999). I kapittel 6.6.1.1 ble det forklart at forbruksprofilen i alminnelig forsyning vesentlig avviker med sannsynlig fordeling av årsproduksjonen til det gjennomsnittlige småkraftverket. Dermed hentes det ut relativt mer konesesjonskraft på tidspunkter der både produksjonen er lav – og kraftprisen er høy. Dette øker størrelsen på omfordelingen sammenlignet med analysens antagelse – likt uttak av konesesjonskraft over

Formålet med konsesjonskraft er imidlertid å kompensere for «generelle skader og ulemper» knyttet til byggingen av kraftverket – *i tillegg til* å gi kommuner og fylkeskommuner «deltagelse i verdiskapningen» (s.1-4; NVE 2004). Konsesjonskraft er følgelig en form for skattlegging som både skal korrigere (generelle) eksternaliteter *i tillegg til* å styrke offentlige budsjetter (reduere offentlige strømutfgifter). Fra kapittel 3.3.3 vet vi at dette kjennetegner pigouskatter. For å vite hvordan konsesjonskraft påvirker samfunnsøkonomisk lønnsomhet må følgende spørsmål besvares: Er konsesjonskraft en pigouskatt i praksis?

Dette er et empirisk spørsmål, og kan ikke besvares med sikkerhet i denne oppgaven. Men konsesjonskraft er utvilsomt en utgift for private aktører, og fungerer følgelig som en (variabel) skatt. Dette vil gjøre det mindre privatøkonomisk lønnsomt å investere i småkraftverk, og følgelig medfører dette i teorien at det blir bygget færre småkraftverk. Konsesjonskraft vurderes følgelig å være en form for pigouskatt, siden den vil ha en begrensende effekt på «generelle skader og ulemper» – negative eksternaliteter – gjennom at færre småkraftverk bygges.



Konsesjonskraft har dessuten en utforming som vurderes å være gunstig for samfunnet. Dette fordi overføringen til det offentlige (gitt av differansen mellom spotpris og konsesjonskraftsprisen) varierer med spotprisen – som er den viktigste privatøkonomiske inntektsparameteren (se kapittel 8.6). Følgelig så vil småkraftverkets inntekt belastes mer fra konsesjonskraft når kraftprisen er høy, og mindre når kraftprisen er lav. Dette virker

året. Fra resultatene i kapittel 9 vet vi imidlertid at konsesjonskraft har en lite signifikant virkning på NNV i ES. Derfor gjøres det forenklinger i analysen her.

stabiliserende på inntekten og gir en automatisk reduksjon i skattetrykket i perioder når kraftprisen er lav og småkraftverkets marginer er under press. Dette kan tenkes å ha en positiv risiko-reduserende effekt for private eiere av småkraftverk, sammenlignet med en fast miljøavgift (fast pigouskatt). Det er nemlig i «dårlige tider» at småkraftverket går konkurs. Denne variable skatten vil dermed gi småkraftverket økt sannsynlighet for å overleve perioder med lav kraftpris. Figur 33 viser dette tydelig. Se spesielt «differanse (spot – k.pris)» i grønt, som faktisk var negativ i år 2000, slik at konsesjonskraften ble en overføring *fra* det offentlige.

Gitt diskusjonen i 3.3.3 om pigouskatters interaksjonseffekt med inntektsskattens dødvektstap, så blir det vurdert som sannsynlig at pigouskatter på småkraftverk gir en positiv interaksjonseffekt. Dermed oppstår en mergevinst (interaksjonseffekten) – i tillegg til det doble dividendet som isolert sett følger fra pigouskatter. Dette fordi fritid og strøm er komplementære goder med negativ krysspriselastisitet (se kap 3.3.3).

Oppsummert vurderes altså konsesjonskraft å være en form for pigouskatt, og at denne gir opphav til et dobbelt dividende – pluss en mergevinst fra positiv interaksjonseffekt med effektivitetstapet til inntektsskatten. Verdien av interaksjonseffekten og den antatte begrensningen i «generelle ulemper» (negative eksternaliteter) vurderes derfor å gi en samfunnsøkonomisk nettogevinst lik korrigeringen av miljøeksternalitetene pluss interaksjonseffekten. Verdien av selve overføringen tas ikke med, siden dette er en utgift for småkraftverket og inntekt for det offentlige. Den samlede økningen antas følgelig å være lik 1,5 ganger størrelsen på det opprinnelige effektivitetstapet, tilsvarende $1,5 \cdot 20\%$ av overføringen fra småkraftverket til det offentlig i alle scenarier. Det er naturligvis knyttet *betydelig* usikkerhet til disse størrelsene, men samlet sett vurderes estimatet å være teoretisk interessant og forsvarlig. Antagelsene om 0%, 5% og 10% konsesjonskraft i henholdsvis HS, ES og LS, videreføres fra kapittel 8.5.7.

9.6 Eksternaliteter: Prissatte virkninger

Eksternaliteter ble redegjort for i kapittel 3.1 og skal inkluderes i en samfunnsøkonomisk analyse. For det gjennomsnittlige småkraftverket er det hovedsakelig snakk om negative eksternaliteter. Klimagassutslipp og utløsende investeringer i regional- og sentralnettet verdsettes i dette delkapittelet.

9.6.1 Verdsetting av klimagassutslipp

Det beregnede livsløpsutslippet (LCA-utslippet) fra kapittel 8 vil nå verdsettes i kroner og øre. Klimagassutslippet verdsettes fordi det representerer en negativ eksternalitet som ikke forekommer i nullalternativet – hvis småkraftverket ikke bygges. Delkapitlet er direkte knyttet til problemstillingen, og særlig problemstillingens andre del.

Den sosiale kostnaden ved CO₂-utslipp (SCC), på 125\$/Tonn (*Nature 2014*) antas å være det beste estimatet for SCC. Under antagelsen om en valutakurs på 8,0 NOK/USD, så blir estimatet 1000 NOK/Tonn CO₂. I kapittel 7.3.1 ble levetidsutslippet beregnet til å være mellom 1 369 og 4 655 Tonn CO₂, med en forventet verdi lik medianestimatet på 3 012 Tonn CO₂. Før klimagassutslippet verdsettes diskuteres det hvorvidt LCA utslippet faller innenfor eller utenfor kvotesektoren (EU-ETS).

I kapittel 3.3.7 ble det forklart at en endring i en enkeltaktørs utslipp ikke har en virkning på de samlede utslippene innenfor et kvotesystem som EU-ETS. Andelen av småkraftverkets LCA utslipp som faller innenfor EU-ETS (eller tilsvarende kvotesystem) vil derfor *ikke* ha en virkning på globale klimagassutslipp. Den delen av LCA-utslippet som er kvotepliktig bidrar isolert sett til økt kvoteetterspørsel og økt kvotepris, og de kvotepliktige underleverandørene må dekke kostnaden fra kvotekjøp eller utslippsreducerende tiltak. Andelen av utslippet som faller *utenfor* kvotesystemet vil derimot gi en reell *økning* i (globale) klimagassutslipp, og denne delen verdsettes med Natures SCC.

Det er urealistisk å anta at hele utslippet er dekket av EU-ETS, som følge av at bygging av småkraftverk innebærer bruk av for eksempel kjøretøy og anleggsmaskiner – transportsektoren – som er en ikke-kvotepliktig sektor (sett bort fra luftfart). Gitt diskusjonen ovenfor antas det derfor at halvparten av levetidsutslippet i estimatscenarioet (ES) er dekket av EU-ETS. I LS antas det at 25% av utslippet gjøres innenfor kvotesektoren, og i HS at 75% av utslippet er dekket av kvotesektoren. Tabell 13 fremstiller resultatene under.

<i>TABELL 13: Levetidsutslipp og SCC</i>	Estimater			
	<i>Lav (HS)</i>	<i>Mid (ES)</i>	<i>Høy (LS)</i>	
<i>LCA:</i>	2,50	5,50	8,50	<i>Tonn CO₂eq/Gwh</i>
<i>Årlig utslipp:</i>	34,2	75,3	116,4	<i>Tonn CO₂eq/år</i>
<i>Totalt levetidsutslipp:</i>	1 369	3 012	4 654,6	<i>Tonn CO₂eq/40år</i>
<i>Årlig kostnad for utslipp:</i>	34 225	75 295	116 365	<i>NOK/år</i>
<i>Total kostnad for levetidsutslipp:</i>	1 369 000	3 011 800	4 654 600	<i>NOK/40år</i>
<i>Antatt andel utslipp utenfor EU-ETS</i>	25%	50%	75%	<i>%</i>
<i>Reelt utslipp: (tot. utslipp utenfor EU-ETS)</i>	342,3	1506	3 491	<i>Tonn CO₂eq/40år</i>
<i>Samfunnets kostnad for reell utslippsøkning</i>	342 300	1 506 000	3 491 000	<i>Nåverdi-NOK</i>

Altså er den samfunnsøkonomiske kostnaden for andelen av småkraftverkets reelle levetidsutslipp (som faller utenfor kvotesektoren) i LS, ES og HS, beregnet til henholdsvis 3,49 1,51 og 0,34, millioner nåverdi-kroner – under antakelsen om at hele LCA utslippet gjøres i byggeåret. Denne antagelsen er forsvarlig, og tilsvarer funn i kapittel 4.6: *Turconi et. al. (2013)*. I det følgende prissettes småkraftverkets eksternalitet i kraftnettet.

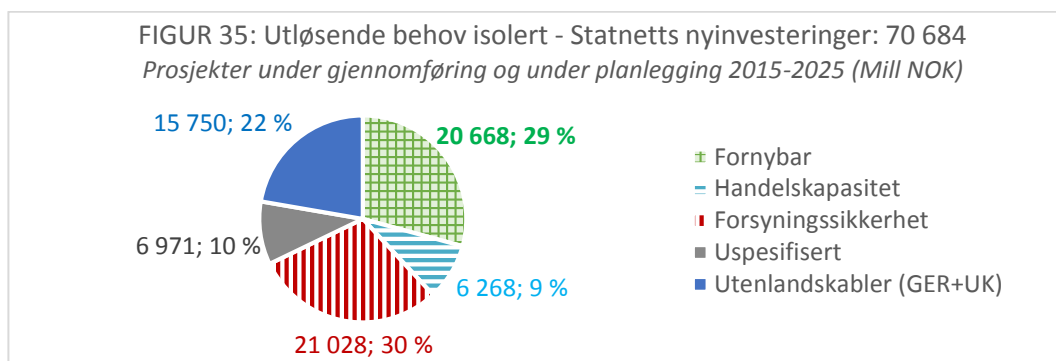
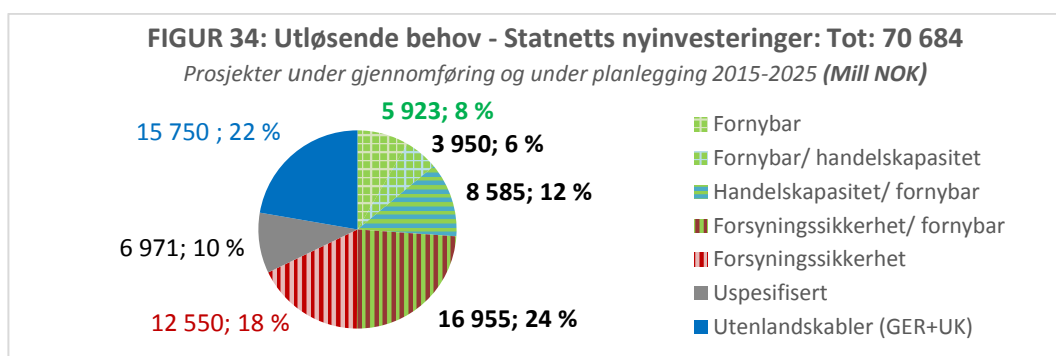
9.6.2 Kostnader og investeringer i strømmettet

Strøm som produseres i nye kraftverk må distribueres fra kraftstasjonen, via strømmettet, og til sluttbruker. Kostnaden ved å koble nye småkraftverk på det lokale strømmettet betales av utbygger, og er en del av utbyggingskostnaden. Etter hvert som stadig flere nye kraftverk settes i produksjon øker også belastningen på de høyere nivåene i strømmettet – Regional- og sentralnettet. Dessuten har Stortinget vedtatt at: «(...) *Nettselskapene har en plikt, med visse begrensninger, til å koble til ny kraftproduksjon og nytt forbruk. Regjeringen legger stor vekt på økt fornybar kraftproduksjon i Norge.*» (Kap 6.4.2; Meld. St. 14 2011–2012, s.32; Statnett 2015). Følgelig legger ny fornybar kraftproduksjon direkte føringer for nettinvesteringer, og forventet investering i kraftnettet er 140 MRD NOK for tiårsperioden (2016-2025) (s.6: NVE 12.2016). Investeringskostnader i regional- og sentralnettet dekkes imidlertid i svært stor grad av andre nettkunder enn utbyggeren selv (*Verlo 2017*), og følgelig er dette en kostnad for samfunnet som skal inkluderes i denne analysen. Derfor vil nå størrelsen på Statnetts nyinvesteringer som *utløses* av nylig ferdigstilte, og planlagte fornybar-baserte kraftverk tallfestes. Hensikten er å beregne et sannsynlig intervall for investeringskostnaden som skal tilegnes utbygging av småkraftverk, og bruke dette i den forestående NNV beregningen. Estimeringen gjøres basert på Statnetts NUP15 og Statnetts investeringsberegninger i tilhørende excelark (*Statnett 15.09.2016*)

9.6.2.1 Estimering av nyinvesteringer i nettet som utløses av nye og planlagte småkraftverk

Forventet samlet investering i regionalnettet er mer enn 31 MRD NOK for perioden 2016-2025, og 8 MRD NOK av dette utløses av ny kraftproduksjon (s.6: NVE 12.2016). Samlet investering i sentralnettet i perioden 2016–2020 er beregnet å være mellom 40-55 milliarder kroner, i tillegg til ca 10–15 milliarder for 2020-2025 (s.32; Statnett 2015). I NUP15 er ett eller to av de dominerende utløsende behovene for Statnetts nyinvesteringer i sentralnettet spesifisert.

Utløsende behov deles inn i kategoriene «Forsyningssikkerhet»⁵⁸, «Fornybar»⁵⁹, «Handelskapasitet»⁶⁰, eller to av kategoriene kombinert. Disse kategoriene bukes på ca 90% av totale nyinvesteringer i nevnte datasett i perioden frem til 2025, og består av investeringer som er under gjennomføring (nært i tid), og under planlegging (lengre frem i tid). For de resterende 10% av investeringene er det ikke oppgitt utløsende behov, og disse merkes med «Uspesifisert». Oversikten (excelarket) sorteres etter utløsende behov, og forventet investeringskostnad i hver kategori summeres opp. Resultatene er presentert i figur 34 under og gjengir presist hvordan utløsende behov er spesifisert i Statnetts NUP15, der de tre kategoriene fornybar, handelskapasitet og forsyningssikkerhet oppgis alene og i kombinasjoner.



Egne fremstillinger. Data: Statnett (15.09.2016)

Fra figuren er det klart at nøyaktig 50% av nyinvesteringene til Statnett – tilsvarende 35,4 milliarder kroner – er helt eller delvis utløst av faktisk eller planlagt utbygging av fornybare kraftverk. Det spesifiseres ikke i NUP15 om rekkefølgen (A/B vs. B/A) er av betydning eller om den er tilfeldig. For kunne beregne hvor stor andel som utløses av nye og planlagte

⁵⁸ Forsyningssikkerhet dreier seg om å forhindre strømbrydd, feil i strømmettet og avvik i frekvens, spenning og mellom produksjon og forbruk. Den underliggende driveren for svekket forsyningssikkerhet er typisk vekst i kraftforbruket. Forsyningssikkerheten er for eksempel under press i store deler av Oslo-området grunnet kraftig vekst i forbruket (befolkningen) de siste årene. (s.104; Statnett 2015)

⁵⁹ Fornybar er en samlebetegnelse på nye og planlagte vind- og vannkraftverk som krever økt kapasitet i strømmettet for å kunne bygges og settes i kommersiell drift.

⁶⁰ Handelskapasitet dreier seg om å kunne øke utnyttelsen av prisforskjeller på strøm innenlands og utenlands.

småkraftverk må imidlertid utløsende behov isoleres. Dette gjøres ved å anta at de blandede kategoriene, for eksempel Fornybar/ Handelskapasitet, utløses like mye av hver kategori.

Under antagelsen om lik fordeling så står nyinvesteringer utløst av fornybare kraftverk for 20,7 Mrd. kroner, tilsvarende 29% av Statnetts investeringer frem til 2025. Utfordringen videre er imidlertid å identifisere mengden fornybar produksjon som 20,7 Mrd. Kroner skal fordeles på. Riksrevisjonens rapport gir et veiledende svar, og begrenset kapasitet i strømmettet var skarpt tiltagende fra og med 2007 (s.100; Riksrevisjonen 14.01.14). Siden da har det blitt bygget 2 662MW vann- og vindkraft og andre fornybare kraftverkstyper som biokraft og solkraft utgjør en ikke betydelig økning i fornybarproduksjonen (NVE 31.08.16, SSB 14.07.14). Nevnte historisk størrelser legges til grunn. Så er spørsmålet hvor mye fremtidig utbygging av fornybare kraftverk som skal inkluderes?

Tabell 3 i kapittel 1.7 viser data om norske fornybare kraftverk med innvilget konsesjon per oktober 2016. Fra tabellen er det klart at 23,8% (1813MW) av samlet installert effekt (7619MW) i planlagte fornybare kraftverk var under utbygging per oktober 2016 (Energidagene 2016), og denne effekten inkluderes. For fremtidig utbygging gjøres det antagelser om hvor stor andel av kraftverkene som per 2016 hadde innvilget konsesjon som realiseres. I ES antas det at kun påbegynte kraftverk ferdigstilles, mens i HS antas det at alle kraftverk med konsesjon bygges. I ES antas det at halvparten av godkjente prosjekter som ikke er påbegynt per okt 2016 ferdigstilles. Dette tilsvarer 7 424 MW.

<i>(Egen fremstilling.Data: Statnett 15.09.16)</i>		Totalt	HS	ES	LS	Enhet
<i>Fornybart produksjons-grunnlag</i>	Historisk	2 662	2 662	2 662	2 662	MW
	Fremtidig	7 619	7 619	4 762	1 905	MW
	SUM:	10 281	10 281	7 424	4 567	MW
<i>Total nettinvestering utløst av fornybarprod.</i>			28 668*	28 668*	28 668*	Mill NOK
<i>Nettinvestering per MW fornybarproduksjon</i>			2,8	3,9	6,3	Mill NOK/MW
<i>Merkostnad for bygging av det gjennomsnittlige småkraftverket (3,69MW)</i>			10,3	14,2	23,1	Mill Nok

* NVEs beregning på 8 MRD NOK for fremtidige investeringer i regionalnettet er inkludert. Følgelig avviker tallet fra det som er beregnet i den nærmeste figuren ovenfor (20 668 Mill. NOK)

Fra sammenstilling og bearbeiding av data om og historisk utbygging av fornybare kraftverk så er gjennomsnittlig investering utløst i sentral- og regionalnettet fra bygging av fornybare kraftverk beregnet å være 3,9 millioner kroner per MW installert effekt i kraftverket. Avhengig av hvor mye fornybar produksjon som samlet investering skal deles på, gir dette et sannsynlig intervall på mellom 2,8 og 6,3 Mill. NOK/MW. Følgelig så er samfunnets merkostnad, i form

av økte nettinvesteringer, fra at det gjennomsnittlige småkraftverket bygges lik 14,2 Mill. NOK i estimatscenarioet, tilsvarende en økning i samfunnsøkonomisk utbyggingskostnad på ca 24%.

Det er usikkerhet knyttet til fremtidig utbygging og produksjonsgrunnlaget som er lagt til grunn, og det er mulig at det forekommer noe dobbelttelling som følge av at Statnetts regionalnettsinvesteringer muligens også inngår i NVEs anslag på 8MRD. Dette gir i så fall en overdrivelse av estimatene. På den andre siden er det ikke inkludert investeringer før 2015, samtidig som produksjon før 2015 er inkludert. Effekten av overdrivelsen vil da trolig nulles ut, og estimatene i tabellen legges inn i samfunnsøkonomisk NNV beregning.

9.7 Eksternaliteter: Ikke-prissatte virkninger

En nytte-kostnadsanalyse skal inkludere en kvalitativ vurdering av ikke-prissatte virkninger, og disse dreier seg i hovedsak om negative eksternaliteter på natur, biologisk liv og landskap fra bygging og drift av det gjennomsnittlige småkraftverket. Siden slike virkninger er stedspesifikke sin natur, så vil det være vanskelig å si noe presist om de «gjennomsnittlige» ulempene av å bygge småkraftverket. Det er dessuten (funnet) en begrenset mengde empirisk litteratur om slike virkninger. Pluss/minus metoden vil brukes for å gradere konsekvensene.

9.7.1 Landskapsvirkninger

I denne sammenhengen menes det hovedsakelig hvordan et landskap rent visuelt påvirkes av at det gjennomsnittlige småkraftverket bygges. Dette er i noen grad et subjektivt tema, der enkelte individ kan synes småkraftverk – lik det som bildene av eksempelkraftverket i kapittel 1 illustrerer – forbedrer landskapet, mens andre kan synes det degraderer landskapet, og får det til å se «styggere ut». Generelt så vil det imidlertid være fordelaktig å bygge småkraftverk på en måte som gir minst mulig endring av det initiale landskapet. Dette gjelder særlig dersom det bygges i inngrepsfrie naturområder (INON) med sjeldne eller dominerende landskapselementer som fossefall. Fossefall er ofte godt synlige og hørbare, selv på lengre avstand.

I tillegg så påvirkes landskapets verdi av antall brukere, for eksempel antall turgåere, og om det er knyttet stedsidentitet og kulturminner til området. For eksempel så vil populære friluft- og reiselivsområder i henhold til NVEs «retningslinjer for små vannkraftverk» ha større verdi enn ordinære landskapselementer i høyfjellsområder som har liten betydning for allmenhetens bruk (s.16; Regjeringen 18.06.07). Det er imidlertid vanskelig å tenke seg (natur)landskap som er verdiløse eller har negativ verdi, og generelt så er landskapets verdi liten, middels eller stor. Bygging av småkraftverk vil utvilsomt medføre en signifikant endring av landskapets visuelle uttrykk, og dette representerer en negativ eksternalitet.

9.7.1.1 Landskapsvirkning: Det gjennomsnittlige småkraftverket



Med utgangspunkt i utbyggingskostnaden til 150 småkraftverk ble det i figur 6 i kapittel 1.8 vist en klar tendens til at småkraftverkene med størst total utbyggingskostnad (og kraftproduksjon) fører vannet fra inntaket til kraftstasjonen gjennom tunneller. Figuren viser også at rørgater er den vanligste vannveien for billigere (mindre) kraftverk, mens sjakt er mindre vanlig. En sjakt ligger typisk under bakken og består normalt av en boret tunnel med (stål)rør inni, og det er derfor i liten grad mulig å se slike vannveier – særlig hvis sår fra byggeperioden pleies og revegeteres. Sjakt brukes for eksempel hvis fjellet er porøst og ikke er sterkt nok til å tåle vanntrykket alene (uten rør). Bildene over til venstre og høyre viser at rørgatene til tre sammenlignbare småkraftverk er godt synlige og forstyrrende elementer i ellers naturpregede landskap. Vannveien vurderes derfor å ha en stor negativ konsekvens (- - -).

Anleggsveier er ofte en nødvendig forutsetning for at inntaket kan bygges, og på den ene siden er slike veier godt synlige og forstyrrende element i landskapet (se bildet over i midten), samtidig som de kan gjøre naturen mer tilgjengelig for rekreasjonsformål som turgåing, jakt og fiske. I tillegg så har utbygger incentiv til å bygge småkraftverket der det allerede finnes veier. Sumvirkningen er derfor noe usikker, men vurderes å middels negativ (- -).

Kraftlinjen mellom kraftstasjonen og eksisterende nett er godt synlige, og vurderes sammen med åpne rørgater å ha en særlig negativ virkning på landskapet. Dette gjelder spesielt dersom disse kraftlinjene og rørgatene strekker seg over lite vegeterte områder (uten skog), eller i relativt høytliggende områder, der revegetering etter byggeperioden tar lengre tid. I kapittel **Error! Reference source not found.** ble det beregnet at det gjennomsnittlige småkraftverket også utløser behov for investeringer i regional og sentralnettet på ca 15 millioner kroner. Landskapsvirkningene fra disse kraftlinjene kan være betydelige, og er sjeldent godt mottatt av lokalbefolkningen i områdene der de bygges. Siden regional- og sentralnetts er svært kostbare

vurderes imidlertid omfanget (antall kraftmaster/linjer) som det gjennomsnittlige småkraftverket kan holdes «ansvarlig» for å være lavt. Den samlede virkningen fra småkraftverkets egen kraftlinje og eventuelle nye linjer i sentral og regionalnettet vurderes uansett å være sterkt negativ (- - -).

Selve kraftstasjonen vurderes å ha en mindre negativ virkning på landskapet, da størrelsen på kraftstasjonen vil tilsvare en normal husstand. Kraftverket kan dessuten bygges på en måte som reduserer synligheten, for eksempel ved bruk av torv på taket. Siden kraftstasjonen typisk bygges nært elveutløp, vil den normalt ligge lavt og mindre synlig i terrenget. Om bygget er «vakkert eller ikke» vurderes dessuten å være mer subjektivt enn for rørgater og kraftlinjer, og det kan tenkes at kraftverksbygg lik det til Furegardane småkraftverk (bildet under t.h.) i liten grad «forstygger» landskapet. Samlet konsekvens av kraftstasjonen vurderes til lite negativ (-).

Dersom småkraftverket kommer i konflikt med kulturminner og landskapselementer som det knyttes (historisk) stedsidentitet til, så er virkningen spesielt negativ (*s.16; Regjeringen 18.06.07*). Riksrevisjonen påpeker derimot at det er mangelfull kunnskap om konsekvensene for blant annet kulturminner og reindrift (*s.105; Riksrevisjonen 14.01.2014*). Disse konsekvensene er helt avhengig av hvor småkraftverket bygges, og om det aktuelle landskapet faktisk er et kulturlandskap. På den ene siden så bidrar bygging av småkraftverket til (midlertidig) sysselsetting som kan tenkes å motvirke fraflytting. På den andre siden vil særlig kraftlinjer og rørgater endrer landskapets opprinnelige karakter. Konsekvensen vurderes derfor å være binær: enten er den sterkt negativ (- - -) hvis konflikt oppstår, ellers så er den neglisjerbar (0) – som følge av at det ikke er et kulturlandskap i utgangspunktet. Forventet konsekvens settes derfor til middels negativ (-).

Det er imidlertid relativt få småkraftverk som bygges i Nord-Norge, og konflikt med reindrift er følgelig lite relevant (0) (*s.33; Belbo 2016*). En samlet vurdering av konsekvensene som det gjennomsnittlige småkraftverket har på landskapet gis i kapittel 9.7.2.



Fritzøe elektrisitetsverk fra 1901 (12,9GWh 3,3MW). Foto: Lars Mæhlum



Furegardane småkraftverk (15,46GWh 5,5MW) på Voss. Bilde før og etter byggeperioden. Foto: Småkraft AS



9.7.2 Samlet konsekvens: Ikke prissatte virkninger på landskap

Det vurderes som sannsynlig at det gjennomsnittlige småkraftverket benytter åpne rørgater i hele eller deler av vannveien, og at det bygges i et naturpreget landskap med få menneskelige inngrep. Rørgaten, kraftlinjen og redusert vannføring vurderes å representere den vesentligste andelen av de negative virkningene på landskapet. Hvis vannføringen reduseres i fossefall eller deler av vassdraget som er mye brukt til rekreasjonsformål, så vil krav om minstevannføring kunne tilpasses slik at skadeomfanget begrenses. I tillegg så reduseres opplevelsesverdien av vassdraget som følge av anleggsveier, samtidig som landskapet blir mer tilgjengelig for rekreasjonsformål. Sistnevnte vurderes å veie opp den negative virkningen, og sumvirkningen av anleggsvei vurderes derfor å være middels negativ (- -). Den negative virkningen på landskapet vil være størst under utbyggingsperioden, og avtakende i årene etterpå – etter hvert som sår i landskapet revegeteres. Det er en usikker påvirkning på kulturlandskap, og en lav sannsynlighet for konflikt med reindrift. Samlet konsekvens for endringene av landskapets verdi vurderes å være middels til stor negativ (- - / - - -), og oppsummeres i tabell 15 under.

TABELL 15: Samlet vurdering av sannsynlige landskapsvirkninger

Kraftstasjon	Kraftlinjer	Rørgate	Reindrift	Kultur- minner	Anleggsvei	Redusert vannføring	Samlet konsekvens
(-)	(- - - -)	(- - - -)	(0)	(-)	(- -)	(- - -)	(- - / - - -) Middels/stor negativ

9.7.3 Naturforringelse

Bygging og drift av småkraftverk innebærer per definisjon utnyttelse av Norske vann og vassdrag. Siden vann er grunnpilaren i alle økosystem så vil endringer i vannføring ha en samlet ikke-positiv virkning på biologisk liv, der konsekvensen for spesifikke naturtyper og arter spenner fra neglisjerbar til alvorlig negativ. Den samlede naturforringelsen vil generelt avhenge av endring i vassdragets opprinnelig vannføring, småkraftverkets størrelse og geografiske plassering.

Det finnes en stor mengde rapporter som redegjør for virkningen på biologisk liv fra bygging og drift av småkraftverk, men i hovedsak er disse rapportene utarbeidet av konsulenter – på oppdrag for utbygger. Rapportene er et obligatorisk vedlegg i småkraftverkets konsesjonssøknad. Er denne informasjonen troverdig?

I kapittel 3.3.9 ble det forklart at produsenter av varer og tjenester som innebærer negative eksternaliteter (kan) ha et incentiv til å oppgi upresis informasjon i et forsøk på å påvirke

reguleringen til egen fordel. NVE fatter i utgangspunktet vedtak om konsesjon basert på informasjon som utbygger legger ved konsesjonssøknadene, og gjør ca 10% etterkontroll⁶¹ (NVE 14.09.2015). Det er ikke funnet eksempler på at det har fått strafferettslige konsekvenser for søker å oppgi upresis informasjon om virkningen på biologisk liv.

For å si noe om virkningen på natur og dyreliv fra å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket tas det utgangspunkt i en etterkontroll av informasjonen ble lagt ved konsesjonssøknadene til 21 småkraftverk. I slike (biologiske) undersøkelser oppgis den samlede vurderingen av det planlagte småkraftverkets innvirkning ved å gradere «verdi» og «omfang» slik at den samlede «konsekvens» kan fastslås. Dette gjøres på en tilsvarende skala som gjort rede for i kapittel 4.3 om pluss minus metoden.

9.7.3.1 NVEs etterkontroll av biologiske undersøkelser: hovedfunn for naturtyper

Etterkontrollen av de biologiske undersøkelsene fant store forskjeller i verdsettingen av naturtyper sammenlignet med småkraftutredene, der 14 naturtyper ble vurdert å være «svært viktig» (A), mens kun én A-lokalitet ble påvist av småkraftutredene. I tillegg var det en vesentlig differanse i funn av antall B-lokaliteter (34 vs 14), samt noen flere lokalt viktige C-lokaliteter (15 vs 10 stykker) i etterkontrollen. (s. 7-9: Gaarder & Høitomt 2015)

9.7.3.2 NVEs etterkontroll av biologiske undersøkelser: Røddlistede arter

I etterkontrollen ble det påvist 166 rødlistede lav og moser, mens småkraftutredene kun fant 13 stk. Følgelig er det gjort 12,8 ganger så mange funn i etterkontrollen. Om rødlistearter som ble vurdert å være spesielt sårbare for vassdragsreguleringer (spesielt fuktrevende eller delvis i vannet) gjorde etterkontrollørene 7 ganger så mange funn, og innenfor andre vekstgrupper som karplanter og sopp, har etterkontrollørene i alt 15,5 ganger flere rødlistefunn per arealenhet. (s. 7-9: Gaarder & Høitomt 2015)

Forskjell i verdier, omfang og konsekvenser varierte samtidig betydelig mellom prosjektene og det var for eksempel ett planlagt småkraftverk der etterkontrollørene vurderte samlet konsekvens som ett trinn mer positivt enn det småkraftutredene gjorde. Etterkontrollørens samlede vurdering av de 21 planlagte småkraftverkens virkning på biologisk liv ble samlet sett

⁶¹ Basert på tall fra riksrevisjonen ble det gjort etterkontroll i 9 av 92 småkraftsaker, og «mangler i søknaden» resulterte som regel i nye høringsrunder (s.50, fotnote 33: Riksrevisjonen 14.01.14).

vurdert å være av vesentlig høyere verdi og av et større omfang, sammenlignet med småkraftuttrederne. Det ble dermed en vesentlig differanse i samlet konsekvens. (s. 7-9: *Gaarder & Høitomt 2015*)

9.7.3.3 NVEs etterkontroll av biologiske undersøkelser: Egen tolkning

Følgelig indikerer rapporten at den marginale skaden på naturen – Marginal Damage (MD: se teorikapittel 3.3.1 og 3.3.9) – kan være systematisk underestimert i informasjonsgrunnlaget som myndighetene (NVE/OED) legger til grunn når vedtak som småkraftverkens konsesjon fattes. Hvis funnene i rapporten er representativ for konsesjonsbehandlingen som helhet så vil samfunnets nytte fra eksisterende kraftverk være lavere enn tidligere antatt, (se figur ...) som følge av underestimerte negative eksternaliteter på natur og biologisk liv. Forfatterne selv mener de valgte de kontrollerte kraftverkene tilfeldig, selv om det også er knyttet betydelig usikkerhet til deres funn. De eksisterende rapportene om virkninger på biologisk liv som legges ved konsesjonssøknadene regnes derfor å være for usikker til at det er hensiktsmessig ta med funnene i disse her.

Av de 21 småkraftverkene som ble kontrollert, fikk fire småkraftverk innvilget konsesjon, 13 fikk avslag og ett småkraftverk (Ryfoss) er fortsatt under behandling.⁶² De fire godkjente kraftverkene er Ala, Rysna, Føssaberga og Nedre Grøslandselvi, og disse har en (planlagt) forventet normalårsproduksjon på henholdsvis 15GWh, 8,4GWh, 16,4GWh og 14,5GWh (*NVE 31.08.16*). Dette er sammenlignbart med normalårsproduksjonen på 13,69GWh i det gjennomsnittlige småkraftverket. Hovedtrekkene om biologisk virkning fra de tre førstnevnte godkjente og etter-kontrollerte småkraftverkene vil derfor brukes til å kort skissere hvilke naturforringelser som minst kan forventes⁶³ fra å bygge det gjennomsnittlige småkraftverket.

De tre planlagte og godkjente småkraftverkene Ala, Rysna og Føssaberga, har i henhold til NVEs etterkontroll en samlet konsekvens på henholdsvis middels negativ (- -), middels til liten negativ (- -/-) og stor til middels negativ (- - -) for verdifulle naturtyper og rødlistede arter. Siden disse småkraftverkene er sammenlignbare med det gjennomsnittlige småkraftverket så indikeres det at den samlede konsekvensen for natur og rødlistede arter i sum er middels negativ (- -). Tabell 16 under gir en sammenstilling av samlede vurderinger og appendiks 8 gir en mer

⁶² Den resterende andelen småkraftverk (3 stk.) ble ikke funnet i NVEs konsesjonsdatabase, og status for disse er følgelig ukjent pr januar 2017.

detaljert oversikt over funn av rødlistearter. Egen vurdering for det gjennomsnittlige småkraftverket gis basert på disse resultatene i kapittel 9.7.4.

TABELL 16: Samlet vurdering: Naturtyper og rødlistede arter, (Vedlegg 7.1.17-7.1.19; Gaarder & Høitomt 2015)

Navn på vassdrag	Ant. naturtyper	Naturtype-verdi	Ant. rødlistearter	Rødlistestatus	Samlet vurdering av virkninger		
					Samlet naturverdi	Omfang	Konsekvens
Ala	2 stk	Bekkekjøft (B), slåttemark (C)	5	NT (5)	Middels (--)	Middels (--)	Middels (- -)
Rysna	3 stk	Berg og rasmark (C), Bekkekjøft (B), Slåttemark (C)	2	NT (2)	Middels/liten (-/-)	Middels/liten (-/-)	Middels/liten (- -/-)
Føssaberga	2 stk	Kroksjø (C), Meandrerende elveparti(C)	8	EN (1), VU (1), NT (6)	Stor/Middels (---/-)	Stort/middels (---/-)	Stor/middels (- - -/- -)

9.7.4 Samlet vurdering: Ikke prissatte virkninger på natur og rødlistede arter

Siden de fleste småkraftverk frem til i dag har blitt godkjent under et konsesjonsbehandlingsregime som har beviselige mangler, så er det rimelig å forvente at det allerede er godkjent småkraftverk som har en mer negativ virkning på biologisk liv enn det som er lagt til grunn ved innvilgningen av konsesjonssøknadene. Det vurderes derfor som sannsynlig at den negative virkningen som bygging og drift av det gjennomsnittlige småkraftverket har på natur og rødlistede arter vil underestimeres. I tillegg så er sannsynligheten for etterkontroll lav. Derfor settes samlet naturverdi, omfang og konsekvens ett hakk mer negativt enn for de sammenlignbare kraftverkene presentert i 9.7.3. Det gjennomsnittlige småkraftverkets virkning på natur og rødlistede arter forventes dermed å bli stort negativ (- - -) samlet sett.

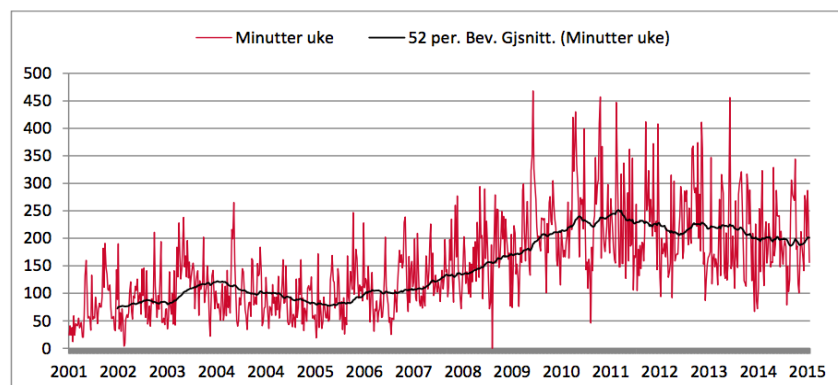
9.7.5 Frekvenskvalitet og småkraft

I kapittel 6.4 ble de ulike reservemarkedene gjort rede for, og her ble det vist at Statnett bruker betydelige ressurser (0,4 til 0,5Mrd/år) på å sørge for at kraftsystemet er i balanse. Det ble også vist at småkraftverk ikke er pålagt å installere det frekvensregulerende utstyr som er nødvendig for deltakelse i disse markedene på en måte som påvirker den privatøkonomiske lønnsomheten. Et relevant spørsmål er følgelig om fraværet av slik frekvensregulerende utstyr (og deltakelse i reservemarkedene) påfører *samfunnet* en negativ eksternalitet i form av økt ubalanse i kraftsystemet.

Fra 2002 til 2015 har tiden med frekvensavvik mer enn doblet seg (s.22 NVE 06.2016). Siden ca 412 av dagens 657 operative småkraftverk ble satt i drift i perioden 2001 til Okt.2016 (NVE 31.08.16), så kan det være nærliggende å tenke at småkraftverkene bidrar til økt frekvensavvik (Sammenlign med figur 3, i kapittel 1.5). Utbygging av ikke regulerbar kraft oppgis som en

delforklaring på hvorfor frekvenskvaliteten har redusert seg de siste årene, og i rapporten (NVE 06.2016) står det på side 22 at «Utbyggingen av uregulerbar produksjon som vindkraft og småkraft påvirker også frekvenskvaliteten i systemet. Ved endringer i vindforhold vil for eksempel store mengder produksjon fra vindkraftverk i et område kunne endres på kort tid (15 - 30 min).». Derfor tolkes virkningen for småkraft samlet sett å være signifikant, men for det individuelle småkraftverket er denne eksternaliteten trolig av liten betydning. En samlet vurdering av det gjennomsnittlige småkraftverkets innvirkning gis i kapittel 9.7.6.

FIGUR 36: Utvikling i frekvenskvalitet (2001-2015)



(Figur hentet fra: s.22; NVE 06.2016)

9.7.6 Samlet konsekvens: Ikke prissatte virkninger på frekvenskvalitet

Uregulerbar vindkraft og småkraft har samlet sett en negativ virkning på frekvenskvaliteten i kraftsystemet, og det har vært en klart negativ utvikling i frekvenskvalitet i perioden 2002-2015 (s.22; NVE 06.2016). Det gjennomsnittlige småkraftverket vurderes imidlertid å ha en ubetydelig eller liten negativ konsekvens for frekvenskvaliteten som følge av at småkraftverk har simpelthen for lite til å kunne påvirke kraftsystemet som helhet. Samlet virkning på frekvenskvaliteten vurderes derfor å være ubetydelig (0) til lite negativ (-).

9.8 Resultater

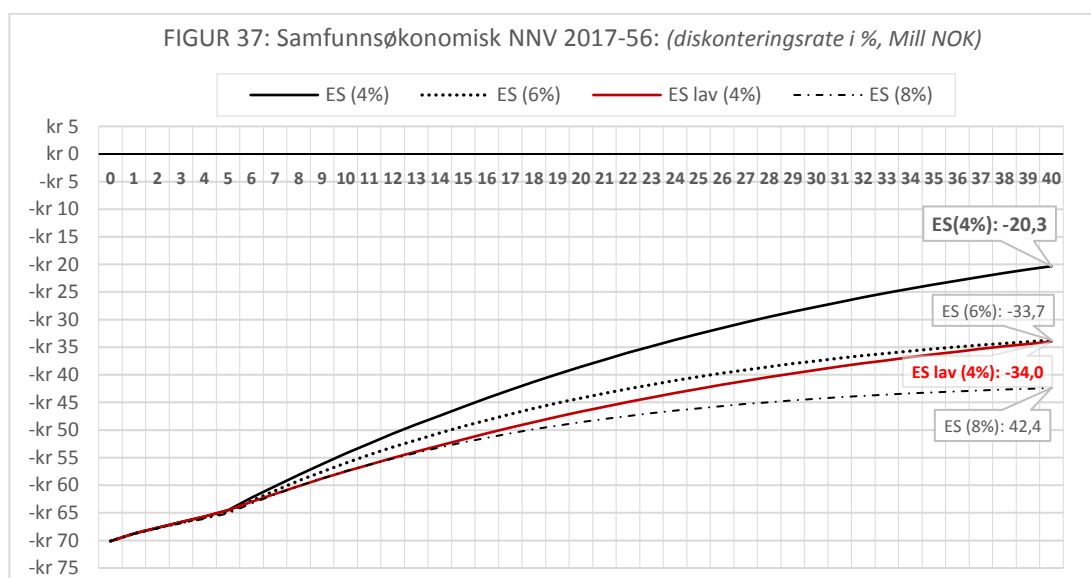
9.8.1 Prissatte virkninger

Det gjennomsnittlige småkraftverket har en beregnet samfunnsøkonomisk nåverdi i estimatscenarioet ES på -20,3 Millioner nåverdi-kroner – utelukkende basert på prissatte virkninger. Dette medfører at småkraftverket er ca 5,8 millioner kroner mer privatøkonomisk lønnsomt. Denne differansen mellom samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk lønnsomhet tilsvarer 9,97% av den totale privatøkonomiske utbyggingskostnaden. Følgelig så er det

gjennomsnittlige småkraftverket hverken lønnsomt i privatøkonomisk eller samfunnsøkonomisk forstand – relativt til nullalternativet: at småkraftverket ikke bygges.

Høylønnsomhets- og lavlønnsomhetsscenarioet (HS og LS) er ekstremscenarier som definerer det mulige utfallsrommet, og basert på prissatte virkninger er netto nåverdi (NNV) i HS og LS beregnet til henholdsvis +19,4 millioner kroner og -73,1 millioner kroner. Basert på ekstremscenariene så blir forventet NNV (gjennomsnittet) -26,9 millioner kroner. Dette betyr at ES befinner seg i den øvre halvdel av utfallsrommet.

På samme måte som i den privatøkonomiske analysen så beregnes «ESlav», der alle antagelsene er like utenom kraftprisen fra år 2022 til 2056, som settes lik 250 NOK/MWh. Effekten av å øke diskonteringsraten til 6% og 8% i ES er også tatt med i figur 37 som visualiserer utviklingen i NNV for de prissatte virkningene:



Eiendomsskatten og effektivitetstapet fra denne er den eneste (løpende) kostnadsparameteren som direkte påvirkes av endret utbyggingskostnad. Siden eiendomsskatten kun utgjør ca 3,2% (2,3 Mill) av de totale private levetidsutgiftene, og en neglisjerbar andel på 0,7% av det samfunnsøkonomiske levetidsutgifter (se figur 38ab under) så vil endringer i utbyggingskostnad ceteris paribus påvirke utviklingen i NNV (helningen) i ES i svært liten grad. Dette innebærer at dersom den privatøkonomiske utbyggingskostnaden reduseres med 20,3 millioner (34,9%), så vil dette omtrent medføre en privatøkonomisk NNV på pluss 5,8 millioner kroner, og en samfunnsøkonomisk NNV på ca 0 mill NOK. Selv om småkraftverkets utbyggingskostnad reduseres med 20,3 millioner kroner, så vil kraftverket fortsatt være klart

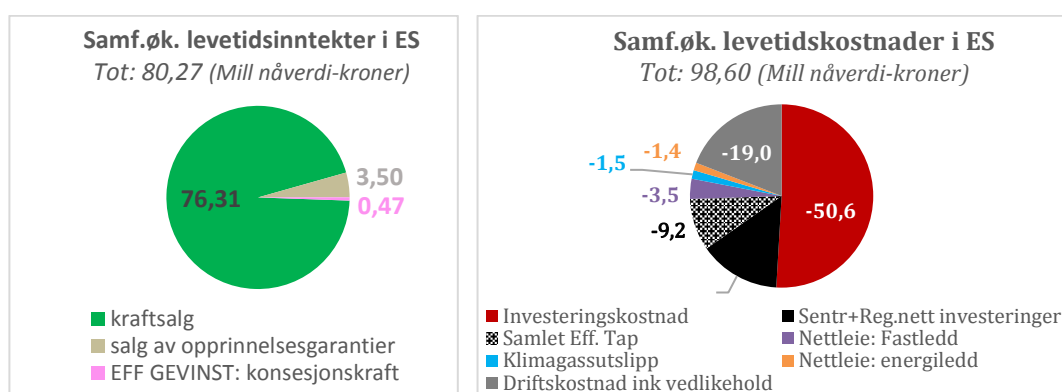
ulønnsomt for samfunnet. Dette er fordi verdien av ikke-prissatte virkninger på verdifulle naturtyper, rødlistede arter og landskap er av en betydelig og utelukkende negativ størrelsesorden som er vanskelig eller umulig å verdsette i kroner og øre. Det kan allikevel settes opp noen kriterier for utbyggingskostnader som gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet:

Dersom den samlede verdien av de ikke-prissatte negative eksternalitetene verdsettes til mellom -5 og -10 millioner kroner, så krever dagens prisbilde at den privatøkonomiske utbyggingskostnaden ikke blir større enn 32,9 til 27,9 millioner kroner, tilsvarende spesifikke privatøkonomiske utbyggingskostnader på mellom 2,40 og 2,04 NOK/KWh. Dersom privat utbyggingskostnad er nøyaktig lik nevnte størrelser, så gir dette svakt positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet – forutsatt at verdien av ikke prissatte virkninger faktisk verdsettes til mellom -5 og -10 millioner nåverdi-kroner. Hvilke krav settes til kraftprisen?

Samfunnsøkonomisk NNV blir marginalt positiv når kraftprisen i hvert enkelt analyseår i ES stiger med 26,8% - utelukkende basert på prissatte faktorer. Dette tilsvarer at kraftprisen stiger fra et gjennomsnitt i perioden 2017-2021 på 202 NOK/MWh til 256,1 NOK/MWh og fra 318 NOK/MWh til 403,2 NOK/MWh for årene 2022-2056.

Dersom den samlede verdien av ikke-prissatte faktorer tilsvarer en samfunnsøkonomisk kostnad på mellom -5 og -10 millioner kroner, så må kraftprisen minst stige med mellom 33,3% og 39,8% i hvert enkelt analyseår for at marginal samfunnsøkonomisk lønnsomhet skal oppnås.

Figur 38ab: Fordeling av levetidsinntekter (t.v) og -utgifter (t.h.): Mill nåverdi-kroner



Figur 38a-b viser summen av diskonterte inntekter og utgifter over den antatte økonomiske levetiden på 40 år. Kraftsalg står for 95% av levetidsinntektene, mens utbyggingskostnad («investeringskostnad» i figur 38b) drifts- og vedlikeholdskostnader og utløste investeringer i regional- og sentralnettet utgjør henholdsvis 50%, 19% og 15% av levetidsutgiftene i det

samfunnsøkonomiske estimatscenarioet. Salg av opprinnelsesgarantier utgjør ca 4,4% av inntektene, mens samlet effektivitetstap og samlet nettleie (fastledd + energiledd) står for henholdsvis 9% og 4,9% av levetidsutgiftene. Klimagassutslippet representerer en relativt liten andel på 1,5% av levetidskostnadene, tilsvarende 1,5 millioner nåverdi-kroner. Selv om (eventuell) effektivitetsgevinst fra konsesjonskraft er svært usikker, så utgjør den en neglisjerbar andel på 0,6% av levetidsinntektene.

9.9 Samfunnsøkonomisk usikkerhetsanalyse

Resultatene fra ekstremscenarioene HS og LS er henholdsvis +19,4 millioner kroner og -73,1 millioner kroner. Dette indikerer at det er en betydelig samlet usikkerhet knyttet til resultatet i estimatscenarioet. Sensitivitetsanalysen under er et viktig verktøy for å identifisere *hvilke* parametere som er mest utslagsgivende på beregningen av prissatte virkninger (NNV). Den samlede usikkerheten i estimatet og analysen forøvrig vil da skisseres av graden av usikkerheten til de mest sensitive parameterene. Sensitiviteten beregnes ved å doble hver analyseparameter, og oppgi utslaget på NNV i estimatscenarioet i tabell 17 under. En vurdering av den individuelle parameterens usikkerhet er oppgitt i kolonnen «Grad av usikkerhet». Usikkerhet for ikke-prissatte virkninger drøftes avslutningsvis.

9.9.1 Samfunnsøkonomisk usikkerhetsanalyse: prissatte faktorer

Sensitivitetsanalyse av de prissatte parameterne som inngår i estimatscenarioet (rad 1-13) viser at netto-nåverdien er mest følsom for endring i kraftpris (375,5%), utbyggingskostnad (-264,7%), årlige drifts- og vedlikeholdskostnader (-93,4%) og samlet kostnad for regional- og sentralnettsinvesteringer (-76,3). En dobling av det samlede effektivitetstapet fra overskuddsskatt, eiendomsskatt, og merverdiavgift på salg av strøm, elsertifikater og opprinnelsesgarantier gir en reduksjon i NNV på -9,16 millioner (eller 45,1%). Dermed vil usikkerhet om størrelsen på effektivitetstap og den brukte anbefalingen til DFØ på 20% av hver skattekrone også ha en vesentlig innvirkning. Dette er vist i rad 19. Usikkerhet om de individuelle parameterne som inngår i ES i rad 2 til 10, har en relativt liten innvirkning på NNV, og da særlig effektivitetsgevinsten fra konsesjonskraft (+2,3%), nettleiens energiledd (-6,7 %), kostnaden ved klimagassutslipp (-7,4%) og effektivitetstapet fra eiendomsskatt (-9,9 %).

TABELL 17: Sensitivitetsanalyse: Endring i NNV i ES ved 100% økning av parameter (4% diskonteringsrate utenom rad 14, 21 og 23. I Mill nåverdi NOK og %)						
		Sensitivitet				Grad av usikkerhet
PARAMETERE SOM INNGÅR I ES:		"Ny" NNV	NNV i ES	Δ NNV	Endring i %	
1	Kraftpris	kr 55,98	kr -20,32	kr 76,30	375,50 %	Stor
2	Opprinnelsesgaranti-pris	kr -16,83	kr -20,32	kr 3,49	17,20 %	Stor
3	Eff.gevinst: Konesjonskraft	kr -19,86	kr -20,32	kr 0,46	2,30 %	Meget stor
4	Nettleie: energiledd	kr -21,68	kr -20,32	kr -1,36	-6,70 %	Meget stor
5	Prissatt samføk kost: Klimagassutslipp	kr -21,83	kr -20,32	kr -1,51	-7,40 %	Meget stor
6	Eiendomsskatt eff tap	kr -22,33	kr -20,32	kr -2,01	-9,90 %	Middels
7	eff tap: merverdiavgift , elsert, kraft og OG	kr -22,77	kr -20,32	kr -2,45	-12,10 %	Middels
8	Økning i investeringskostnad fra mva eff tap	kr -22,89	kr -20,32	kr -2,57	-12,60 %	Middels
9	Nettleie: fastledd	kr -23,85	kr -20,32	kr -3,53	-17,40 %	Liten
10	eff tap: Overskuddsskatt	kr -23,85	kr -20,32	kr -3,53	-17,40 %	Middels
11	Prissatt samføk kost: nettinvesteringer	kr -35,82	kr -20,32	kr -14,24	-70,30 %	Stor
12	Driftskostnad ink vedlikehold, Antar: ingen mva	kr -39,29	kr -20,32	kr -18,97	-93,40 %	Middels
13	Utbyggingskostnad	kr -74,10	kr -20,32	kr -53,78	-264,70 %	Middels
ENDRING I NNV FRA ANDRE PARAMETERE (INNGÅR IKKE I ES):						
14	Bruk av 2% diskonteringsrate	kr 1,26	kr -20,32	kr 21,58	106,2 %	Middels
15	En fiktiv inntekt på 1 mill/år (2017-2057)	kr -0,53	kr -20,32	kr 19,79	97,40 %	-
16	Nåverdi fra døgnregulerbarhet (se appendiks 10)	kr -16,01	kr -20,32	kr 4,31	21,20 %	Stor
17	Verdien av produksjonsprofil (HS-LS)	kr -17,15	kr -20,32	kr 3,17	15,60 %	Middels
18	Verdien av produksjonsprofil (HS-ES)	kr -18,33	kr -20,32	kr 1,99	9,80 %	Middels
19	Anleggsbidrag (1Mill NOK * 3,39MW = 3,39Mill)	kr -23,71	kr -20,32	kr -3,39	-16,70 %	Meget stor
20	Samlet Eff tap fra Mva/skatter (kolonne 1-13)	kr -29,48	kr -20,32	kr -9,16	-45,10 %	Middels
21	Bruk av 6% diskonteringsrate	kr -33,71	kr -20,32	kr -13,39	-65,90 %	Liten
22	En fiktiv utgift på 1 mill/år (2017-2057)	kr -40,12	kr -20,32	kr -19,80	-97,40 %	-
23	Bruk av 8% diskonteringsrate (illustrasjon)	kr -42,39	kr -20,32	kr -22,07	-108,60 %	-

Sensitiviteten til andre relevante analyseparametere (i rad 14-22) viser at usikkerhet om diskonteringsrate og muligheten for at småkraftverket kan forskyve produksjonen fra natt til dag (døgnregulering) har en betydelig innvirkning på NNV. En diskonteringsrate på 6% gir for eksempel en reduksjon i NNV på 65,9%, mens døgnregulering er beregnet å gi en årlig merinntekt fra kraftsalg på ca 5,7%, tilsvarende 21,2% økning i NNV (se kapittel 6.6.3 eller appendiks 10). Siden muligheten for å døgnregulere produksjonen er sett bort fra i alle scenario så kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten være vesentlig underestimert.

Utslaget på NNV fra et anleggsbidrag tilsvarende 1 million per MW (3,9 Mill) reduserer NNV med 16,7%. Kombinert med at usikkerheten om anleggsbidrag er meget stor, så vil utelatelse av denne parameteren tilsi en overestimert av NNV. Energileddet i nettleien har tilsvarende lav sensitivitet under antakelsene i ES, men som det ble forklart i kapittel **Error! Reference source not found.** så vil energileddet variere betydelig mellom ulike landsdeler. Dermed er det knyttet meget stor usikkerhet til antagelsen om energileddet i ES. Størrelsen på energiledd og anleggsbidrag vil imidlertid være kjent før en investeringsbeslutning eventuelt fattes. Det vurderes derfor som lite problematisk at anleggsbidraget utelates fra NNV beregningen.

9.9.2 Samfunnsøkonomisk usikkerhetsanalyse: ikke-prissatte faktorer

De ikke prissatte faktorene inneholder stor usikkerhet, men den relative graderingen mellom de ulike virkningene anses som mindre usikker. Siden denne tilnærmingen er generell så anses fremgangsmåten for gradering av naturforringelse som minst usikker, da denne baserer seg på etterkontrollerte kraftverk av sammenlignbar størrelse – justert for at det gjennomsnittlige småkraftverket sannsynligvis ikke får etterkontroll av sin konsesjonssøknad.

9.10 Fordelingsvirkninger

Det korte svaret er at det ikke er noen fordelingsvirkninger, siden småkraftverket er privatøkonomisk ulønnsomt og ikke bygges. Dersom småkraftverket allikevel bygges representerer både elsertifikater, opprinnelsesgarantier og virkninger i nettet vesentlige omfordelinger, og hovedsakelig fra forbruker til produsent – innad i privat sektor.

De prissatte nettinvesteringene representerer en vesentlig fordelingsvirkning. En viktig årsak til dette er at anleggsbidrag ikke kan kreves i sentralnettet og vanligvis ikke i regionalnettet (*NVE 22.10.2015 B*). Investeringskostnaden knyttet til oppgradering av regional og sentralnett må derfor ofte tas av nettselskapet, og finansieres ved å øke nettleien. Det er ikke funnet skriftlige kilder, men NVE skisserer at forbrukerne per i dag betaler for ca 90% av investeringene i regional og sentralnettet (*Verlo 2017*). Ved bruk av i prissettingen i kapittel 9.6.2.1 medfører dette at forbrukerne må betale ca 12,8 Mill NOK gjennom økt nettleie, mens produsenter betaler resterende 1,4 Mill NOK. I tillegg betaler norske forbrukere for elsertifikatene, tilsvarende ca 15 Mill NOK (se kakefigur kap 8.6). OG er et interessant tilfelle siden OG hovedsakelig kjøpes av europeiske konsumenter. OG gir da en omfordeling fra europeiske konsumenter til småkraftverket. Skatteutgiftene representerer en omfordeling fra produsent (småkraftverket) til stat på 14,0 Mill NOK, mens samfunnet som helhet vil «bære» det utløste effektivitetstapet knyttet til mva, skatter, etc., som er beregnet til ca 8-9 Mill. kroner⁶⁴. I hovedsak utløser altså det gjennomsnittlige småkraftverket omfordeling *fra* norske konsumenter til småkraftverket. Oppgitte størrelser er i nåverdi-kroner for levetiden totalt sett.

9.11 Diskusjon

Det gjennomsnittlige småkraftverket er et statistisk konstruert småkraftverk, og følgelig finnes det ingen *konkrete* planer eller konsesjonssøknader som kan evalueres. Det er derfor skissert

⁶⁴ Eff tapet er beregnet til ca 9,2 Mill., men blir lavere siden konsesjonskraft trolig gir en gevinst på ca 0,5 mill.

sannsynlige virkninger basert på ulike datasett om småkraftverk på landsbasis, samt informasjon om reelle småkraftverk med sammenlignbar normalårsproduksjon, installert effekt og utbyggingskostnad. Ulempen med denne tilnærmingen er at den samlede usikkerheten i beregningene blir større som følge av at mange analyseparametere er avhengig av stedspesifikke faktorer. Dette gjelder særlig vurdering av ikke prissatte virkninger på landskap, biologisk liv og frekvenskvalitet, samt anleggsbidrag og nettleiens energiledd. For å bøte på denne ulempen er energileddets maksimale utfallsrom beregnet i kapittel 9.5.4.⁶⁵

Fordelen med denne generelle tilnærmingen er imidlertid at resultatene i analysen i større grad er relevant for den private- og samfunnsøkonomiske lønnsomheten til småkraftverk som faktisk er under bygging i dag – og særlig hvordan vindkraftverk og små og store vannkraftverk påvirker globale klimagassutslipp.

9.11.1 Diskusjon: Er analysen relevant for planlagte og eksisterende småkraftverk?

Den estimerte privatøkonomiske lønnsomheten i «ES» er -14,46 millioner 2016-kroner. Dette tilsvarer privatøkonomisk (u)lønnsomhet på -4,27 Mill NOK per MW installert kapasitet og -1,056 Mill NOK per GWh normalårsproduksjon i det gjennomsnittlige småkraftverket⁶⁶. Med utgangspunkt i tabell 3 i kapittel 1.7, som oppgir data om småkraftverk med innvilget konsesjon per oktober 2016, så vil privatøkonomisk (u)lønnsomhet estimeres å være mellom -3,98 og -5,18 milliarder 2016-kroner – dersom alle de planlagte og godkjente småkraftverk i tabell 3 faktisk bygges. Basert på estimert samfunnsøkonomisk lønnsomhet i «ES» på -20,3 millioner 2016-kroner, gir bygging av alle godkjente småkraftverk per oktober 2016 en samlet samfunnsøkonomisk netto-nåverdi for prissatte faktorer på mellom -5,59 og -6,67 milliarder 2016-kroner.⁶⁷

Det er selvsagt ikke uproblematisk å ekstrapolere resultatene om det gjennomsnittlige småkraftverket til å si noe om nye småkraftverk generelt, og i usikkerhetsanalysene ble det for eksempel påpekt at den estimerte private og samfunnsøkonomiske lønnsomheten i vesentlig grad bygger på antagelser om parametere som både har høy grad av (individuell) usikkerhet og

⁶⁵ og virkningen på NNV kan enkelt innføres ved å dele tallene på en million og multiplisere med «en fiktiv inntekt/utgift» i privat- og samfunnsøkonomisk analyse. Dette følger fra at en konstant kan trekkes ut av nåverdiformelen, presentert i kapittel 4.4.

⁶⁶ Det gjennomsnittlige småkraftverket har en installert effekt på 3,36 MW og normalårsproduksjon på 13,69GWh

⁶⁷ Ved å dele NNV i samfunnsøkonomisk ES på det gjennomsnittlige småkraftverkets installerte effekt og normalårsproduksjon fås -5,501 Mill NOK per MW og -1,483 Mill NOK per GWh. Ved å multiplisere dette med total kapasitet og produksjon i planlagte og godkjente småkraftverk per oktober 2016 fås 5,59 og -6,67 milliarder 2016-kroner.

stor sensitivitet med hensyn til netto-nåverdien. Dette gjelder spesielt kraftpris, utbyggingskostnad og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. I tillegg så gir det gjennomsnittlige småkraftverkets «mangel på konkret geografisk beliggenhet» ekstra usikkerhet om anleggsbidrag og nettleiens energiledd. Dette er fordi disse avhenger av kapasiteten i det eksisterende nettet som småkraftverket tilkobles. Det vurderes imidlertid som svært sannsynlig at resultatene indikerer at den private og samfunnsøkonomiske lønnsomheten i dagens operative småkraftverk i beste fall er under sterkt press, og i verste fall at en vesentlig andel av småkraftverkene er rene tapsprosjekt for samfunnet.

Siden kun 16,2% av småkraftverkene med godkjent konsesjon (se tabell 3) var under bygging per oktober 2016, så er det rimelig å forvente at dette også er de mest kostnadseffektive blant dem med innvilget konsesjon. Siden privat og samfunnsøkonomisk lønnsomhet i stor grad avhenger av like faktorer, som for eksempel fremtidig kraftpris og utbyggingskostnad, så vil det samfunnsøkonomiske tapet ikke realiseres (i sin helhet). Dette skyldes naturligvis at private aktører ikke ønsker å bygge privatøkonomisk ulønnsomme småkraftverk.

Et sentralt funn i analysedelene er imidlertid at den prissatte samfunnsøkonomiske lønnsomheten er vesentlig lavere – ca 5,8 millioner kroner lavere – enn den privatøkonomiske lønnsomheten. Ved å ta hensyn til en samlet middels til stor negativ konsekvens (- - / - - -) på landskapets verdi, og stor negativ samlet konsekvens (- - -) for natur og rødlistede arter, så blir avstanden mellom privat- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet desto større. Sistnevnte er vanskelig å tallfeste, men differansen indikerer uansett at norske myndigheter i dag har et suboptimalt skattetrykk på småkraftverk. Basert på oppgavens hovedfunn leder dette til en anbefaling: Øk skattetrykket mot småkraftverk tilsvarende differansen, slik at privat og samfunnsøkonomisk lønnsomhet blir sammenfallende. Helt konkret kan dette gjøres ved å fjerne ordningen med elsertifikater. Under antagelsen om at ikke prissatte eksternaliteter representerer en samlet kostnad for samfunnet på mellom 5 og 6 Mill. NOK, så vil lønnsomheten bli sammenfallende. Spørsmålet er imidlertid hvilke implikasjoner differansen har dersom utbygger i tillegg underrapporterer utbyggingskostnaden i konsesjonssøknaden?

Som nevnt i kapittelet om virkemidler under asymmetrisk informasjon, har utbygger incentiv til å underdrive utbyggingskostnaden i konsesjonssøknaden. Belbo (2016) finner en systematisk underrapportering av utbyggingskostnader, og en median differanse mellom estimerte og faktiske utbyggingskostnader på 49,1%. Dette tilsvarer et avvik i spesifikk utbyggingskostnad

på 1,12 NOK/KWh i nominelle størrelser (s.V: *Belbo (2016)*). Det avgjørende spørsmålet er nå om de private utbyggerne faktisk klarer å predikere sin egen utbyggingskostnad, eller om også utbygger selv blir «overrasket» av en vesentlig høyere reell utbyggingskostnad. Hvis utbygger *ikke* klarer å predikere egen utbyggingskostnad, så står det gjennomsnittlige småkraftverket faktisk i fare for å bli bygget – siden utbygger tror at hun klarer å bygge billig nok til å oppnå privat lønnsomhet. Belbos medianavvik på 49,1% impliserer i så fall at utbygger forventer at hun klarer å bygge kraftverket for 39,0 Mill NOK, og oppnå en NNV på ca +4,18 Mill NOK. Utbygger fatter derfor investeringsbeslutning om å bygge, og utsetter både seg selv og samfunnet for et rent tapsprosjekt – gitt av resultatene i ES for privat- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Hvis utbygger derimot *klarer* å (nøyaktig) predikere egen utbyggingskostnad, så impliserer Belbos medianavvik at hun «bare» lider av moral hasard – og forsøker å lure myndighetene til å innvilge konsesjon ved å underdrive utbyggingskostnaden. Spørsmålet er da om myndighetene lar seg lure. Blir myndighetene lurt og godkjenner strengt samfunnsøkonomisk ulønnsomme småkraftverk – som for eksempel det gjennomsnittlige – så vil samfunnets tap begrenses til differansen på ca 5,8 Mill, som følge av at den private aktøren kjenner egne kostnader, *og lar være å bygge*. Det er imidlertid ikke noen åpenbar grunn til at private småkraftutbyggere skal være dårligere til å predikere egen investeringskostnad enn ellers i økonomien, og det er derfor sannsynlig at private utbyggere i noen grad lider av moral hasard. Forventningenes rolle er dessuten viktig for investeringsbeslutningen. Dersom private aktører tror at fremtidige priser på strøm, elsertifikater og opprinnelsesgarantier blir høye nok til å gi privat lønnsomhet, så vil de velge å bygge småkraftverket.

9.11.2 Diskusjon: Hva er implikasjonene av beregnet klimagassutslipp?

Selv om det er knyttet stor usikkerhet til den faktiske størrelsen på levetidsutslippet (LCA-utslippet) til det gjennomsnittlige småkraftverket, og enda større usikkerhet til hvor stor kostnad dette representerer for samfunnet i kroner og øre, så vurderes det som svært sikkert at økt fornybar kraftproduksjon i Norge gir økte reelle klimagassutslipp og *ikke* utslippsreduksjoner i norsk eller europeisk kraftsektor – som er kvotepliktig under EU-ETS. Det er imidlertid flere interessante faktorer som har betydning for hvorvidt kostnaden ved utslippet skal implementeres i den samfunnsøkonomiske analysen.

Kostnaden ved kvotekjøp eller utslippsreducerende tiltak er en del av underleverandørens

produksjonskostnader. Følgelig vil denne kostnaden være «innbakt» i utbyggingskostnaden slik at småkraftutbyggeren indirekte betaler for underleverandørenes kvotekjøp eller utslippsreducerende tiltak – for de underleverandørene som omfattes av EU-ETS. Det teoretisk interessante spørsmålet er imidlertid om samlet klimagassutslipp i kvotesektoren – gitt av kvotetaket – selges på «billisalg» i markedet. For eksempel er kvoteprisen er ca 5 € (ca 45 NOK) i skrivende stund. Riktignok er så er markedsprisen på klimagassutslipp vesentlig lavere i EU-ETS enn den sosiale kostnaden ved karbon, og faktisk bare 4,5% av Natures estimat på ca 1000NOK/Tonn CO₂. Følgelig så kan det sies at verdenssamfunnet påføres et effektivitetstap som følge av at kvotetaket er satt for lavt, slik at markedsprisen på klimagassutslipp avviker fra SSC. På den andre siden – sett med et nytte-kost perspektiv – så er kvotetaket og samlet utslipp i kvotesektoren identisk både i nullalternativet og dersom småkraftverket bygges. Dette impliserer at samfunnets tap som følge av en markedspris på utslipp som avviker fra SSC *ikke* skal betraktes som en *merkostnad* som følger av at det gjennomsnittlige småkraftverket bygges. Dessuten så rammer ulempene fra klimaendringer hovedsakelig fremtidige generasjoner – i andre land. Dette er også problematisk når det relevante samfunnet for analysen er Norge. Gir klimagassutslippet kostnader (negative eksternaliteter) for Norge eller verden?

På den ene siden så vil ulempene fra småkraftverkets bidrag til økte klimagassutslipp gi en marginal reduksjon i verdenssamfunnets samlede velferd, og særlig i fremtiden. Dette er fordi CO₂ har en svært lang oppholdstid i atmosfæren, slik at økt oppvarming av atmosfæren pågår i mange år etter at småkraftverkets forventede levetid er over (se kapittel 2 og appendiks 1). I et klassisk nytte-/kostnadsperspektiv med Norge som relevant samfunn er det galt å inkludere kostnaden som påføres fremtidige generasjoner *utenfor* Norge. På den andre siden: hvem skal betale for kostnaden i kroner og øre hvis ikke Norge gjør det? Siden Norge har egeninteresse av at klimaproblemet løses – slik at verden består – så synes det rasjonelt at den sanne kostnaden ved klimagassutslippet inkorporeres i sin helhet i denne NNV beregningen, slik at det samfunnsøkonomiske optimale utslippsnivået M^* (for eksempel i figur 9 i kapittel 3.3) oppnås. Argumentet er særlig relevant for at Norge skal ha (moralsk) innflytelse i forhandlinger om utslippskutt med andre land. Hvis Norge kun verdsetter klimagassutslipp med utgangspunkt i de konkrete ulempene som klimaendringene påfører nåværende og fremtidige generasjoner i Norge, så vil det bli umulig å få til globalt samarbeid om utslippskutt.

9.11.3 Diskusjon: Fordelingsvirkninger

Hvorvidt den store omfordelingsvirkningen fra forbruker til produsent (småkraftverket) er «riktig» eller ikke, er i stor grad et normativt og politisk spørsmål. Det er imidlertid bemerkelsesverdig dersom private utbyggere faktisk bare dekker 10% av investeringskostnadene i sentral- og regionalnettet. Dessuten er det nødvendig at Norge spør seg hvilke kollektive mål en ytterligere økning i produksjonen egentlig skal innfri? Forpliktelsen i EUs fornybardirektiv ble for eksempel overoppfyllt med 1,5% allerede i 2014 (*Eurostat 25.01.17*). Med utgangspunkt i resultatene i denne oppgaven kan man ane konturene av et effektivitetstap som kan ha mutert over lang tid. Hvis det finnes, lever det av forbrukere:

Først subsidierer norske forbrukere utbygging av fornybar energi gjennom et påslag i strømrregningen og ordningene med elsertifikater. Dette reduserer kraftprisen som følge av at tilbudsøkningen i kraftmarkedet er større enn forbruksveksten. Fra kapittel 6.2 er det klart at en tilbudsøkning av fornybar energi – og særlig uregulerbar fornybar energi – har stor evne til å redusere kraftprisene, grunnet lave marginalkostnader og «merit-order» effekten. Et fall i kraftprisene tilsier i utgangspunktet at konsumentoverskuddet øker, men siden forbrukerne dekker ca 90% av investeringene i regional og sentralnettet blir økningen i konsumentoverskuddet helt eller delvis motvirket av høyere nettleie (på lengre sikt). I tillegg eier det offentlige ca 90% av samlet produksjon i norske vannkraftverk⁶⁸ (s.313; *Flåtten & Skonhoft 2014*). Dagens lave kraftpriser har derfor implikasjoner for nåværende og fremtidige offentlige budsjetter. Fallet i kraftprisen fra historisk (inflatert) gjennomsnitt på 318 NOK/MWh til 202 NOK/MWh (nåværende gjennomsnitt av fremoverprisene 2017-2021) reduserer den årlige inntekten fra kraftsalg i statlig eide vannkraftverk med ca 13,9 Mrd NOK. Dette tilsier økte skatter – gitt at størrelsen på offentlige budsjetter skal holdes konstant eller øke. For å sette tallet i perspektiv: Hvis dagens 2,651 Mill sysselsatte skal dekke hele inntektstapet i offentlig eide vannkraftverk gjennom høyere inntektsskatt, så tilsvarer det ca 6295 NOK/år i økte skatteutgifter per sysselsatt i 2016 – inklusiv effektivitetstapet på 20% per skattekrone. Uansett så gir økt fornybar kraftproduksjon i Norge **økte** klimagassutslipp, negative virkninger på landskap, biologisk mangfold, truede natyrtyper og frekvenskvaliteten i kraftsystemet. Avslutningsvis kan man spørre seg om også investeringskostnaden for utenlandskablene egentlig ble utløst av den initiale «overproduksjonen» – som bidrar til relativt større prisdifferanse med utlandet? Det er ikke mulig å trekke årsakssammenhenger med

⁶⁸ Stat har en eierandel på ca 39% og kommuner og fylkeskommuner ca 51%. Den resterende (private) andelen består av blant annet småkraftverk (s.313; *Flåtten & Skonhoft 2014*)

bakgrunn i oppgavens analyse, men kraftprisene er allerede historisk lave, Nordisk kraftoverskudd forventes å vokse kraftig frem mot 2020 (s.58; Statnett 2015), offentlige budsjetter er eksponert mot endringer i kraftprisen.

På den andre siden kan man si at Norge har et overskudd av en verdifull ressurs – strøm produsert fra fornybare kilder – og videre økning i fornybar kraftproduksjon i Norge (og Norden) kan legge et *grunnlag* for å innfri klimapolitiske mål i Kyotoavtalen, Parisavtalen, Klimaforliket og i fornybardirektivet. Det er for eksempel nærliggende å tenke at **reelle** reduksjoner i klimagassutslipp kan oppnås ved elektrifisering av transportsektoren – gitt at elektriske kjøretøy faktisk fortrenger fossile, og ikke kommer i tillegg. For at elektrifisering skal gi reelle utslippsreduksjoner er det uansett avgjørende at det aktuelle tiltaket fortrenger klimagassutslipp i virksomheter som *ikke* dekkes av kvotesystemet. For eksempel så bryter elektrifisering av sokkelen med denne betingelsen (s.11; *Gullesen 05.2014*).

Avslutningsvis er det viktig å presisere at kraftproduksjon basert på fornybare kilder utvilsomt er nødvendig for at verden skal kunne redusere globale klimagassutslipp til nivåer som er bærekraftige på lang sikt. Men dette gjelder nødvendigvis ikke for land som allerede har en kraftsektor som er ca 98% fornybar – og definitivt ikke for Norge, som i tillegg er omfattet av kvotesystemet EU-ETS. Tiden begynner å renne ut, ressursene som dedikeres til å redusere globale utslipp er knappe, og de bør følgelig brukes på en måte som gir mest mulig utslippsreduksjon per krone.

10 Hovedkonklusjoner og samlet vurdering

Dette avsluttende kapittelet oppsummerer oppgavens hovedkonklusjoner, besvarer problemstillingen og leder til en samlet vurdering for nytte-kostnadsanalysen av det gjennomsnittlige småkraftverket – relativt til nullalternativet.

10.1 Hovedkonklusjoner

10.1.1 Hovedkonklusjoner: Klimagassutslipp og klimaendringer

For det gjennomsnittlige småkraftverket, slik det er definert i kapittel 1, så representerer de prognoserte klimaendringene i Norge hovedsakelig en sannsynlig økning i fremtidige drifts og vedlikeholdskostnader som følge av økt flomhyppighet.

Småkraftverket har et incentiv til å benytte seg av ordningen med opprinnelsesgarantier (OG) og at dette gir en merinntekt i både privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk forstand. Basert på dagens markedsf forventninger virker en fremtidig prisøkning sannsynlig, og dette gjelder særlig for OG fra småkraftverk, da disse allerede i dag møter høyere etterspørsel – relativt til OG fra store norske vannkraftverk. Ordningen har vesentlige implikasjoner for hvordan utslipp fra kraftproduksjon skal *regnskapsføres* av sluttbrukere i Norge og Europa, men ingen reelle konsekvenser for fysisk kraftflyt og globale klimagassutslipp.

Nettoeksport av strøm produsert fra fornybare kilder i Norge gir opphav til vesentlige *nominelle* utslippsreduksjoner i Norges naboland. Dette er fordi Norge har svært lave direkte utslipp fra kraftproduksjon sammenlignet med nabolandene. For perioden 2005-2014 er gjennomsnittlig årlig *nominell* utslippsreduksjon fra nettoeksport av kraft beregnet til 1,57 Millioner tonn CO₂eq – tilsvarende 2,9% av Norges samlede (direkte)utslipp av klimagasser i 2015.

I fraværet av kraftutveksling med utlandet ville *nominell* CO₂ faktor i forbruket vært lik ca 4,5 gCO₂/KWh for både forbruk og produksjon i Norge. I realiteten importerer imidlertid Norge strøm hvert år, og basert på faktisk import i perioden 2005-2014 er *nominell* CO₂ faktor beregnet til 14,4 gCO₂eq per kilowatt time kraftforbruk i Norge. Dette er omtrent 3,2 ganger høyere enn for den vannkraft-dominerte norske kraftproduksjonen alene.

Dersom man ser bort fra Norges krafthandel med Russland – som ikke dekkes av EU-ETS (KILDE) – så gir nettoeksport av norsk kraft imidlertid **ingen** *reelle* klimagassreduksjoner. Tvert imot gir bygging av nye vind- og vannkraftverk **økte** *reelle* klimagassutslipp.

Forklaringen på dette er todelt.

For det første så gir økt nettoeksport av elektrisitet fra nye fornybare kraftverk i Norge kun en omfordeling av kvoter og klimagassutslipp innad i kvotepliktig sektor i Europa. Samlet utslipp i kvotesektoren påvirkes altså ikke. Beregnede *nominelle* utslippsreduksjoner i kapittel 7 er derfor kun veiledende for den kvantitative omfordelingen av kvoter til eller fra nabolandenes kraftsektor. Økt eksport av norsk fornybart produsert strøm bidrar imidlertid høyst sannsynlig til å redusert driftstid i europeiske kullkraftverk, og dette vil redusere *andre* negative og lokale eksterne effekter i nabolandene – som følge av redusert lokal luftforurensning.

For det andre så må utslippet fra hele kraftverkets levetid – levetidsutslippet – legges til grunn. Levetidsutslippet (LCA utslippet) inkluderer utslipp fra både bygging, drift og demontering. Med utgangspunkt i LCA-beregninger fra IPCC (*IPCC 2011 og IPCC 2014*) ble det beregnet at bygging av det gjennomsnittlige småkraftverket medfører et totalt *nominelt* klimagassutslipp på ca 3 000 Tonn CO₂eq, og at dette i all hovedsak er knyttet til bygging av kraftverket. Det samlede *nominelle* levetidsutslippet som oppstår **dersom** alle planlagte fornybare kraftverk (som per oktober 2016 har innvilget konsesjon) bygges, er beregnet til 8,8 millioner tonn CO₂eq. Hvor stor andel av disse utslippene som gir en reell økning i globale klimagassutslipp avhenger imidlertid av hvor stor andel av utslippet som faller utenfor kvotesektoren. Både dette og størrelsen på beregnede LCA utslipp er svært usikker, men det vurderes som sannsynlig at en vesentlig andel faller *utenfor* kvotesektoren. Dersom for eksempel 50% av levetidsutslippet faller utenfor kvotesektoren gir bygging av det gjennomsnittlige småkraftverket en reell økning i klimagassutslipp på ca 1 500 Tonn CO₂-ekvivalenter. Følgelig er problemstillingens første del «*Hvordan påvirkes globale klimagassutslipp av økt fornybar kraftproduksjon i Norge?*» besvart.

10.1.2 Hovedkonklusjoner: Privat- og samfunnsøkonomisk analyse

Basert på dagens prisforventninger er det gjennomsnittlige småkraftverket **ikke** privatøkonomisk lønnsomt. Dette følger fra at privatøkonomisk nåverdi er beregnet å være mellom -14,46 Mill NOK og - 26,16 Mill NOK, der sistnevnte gjelder hvis småkraftverket *ikke* godkjennes for elsertifikater.

Nåverdiene bygger på en rekke antagelser som er gjort rede for i kapittel 6 og 8, men sensitivitetsanalysene i kapittel 8 og 9 viser at noen av de mest utslagsgivende antakelsene er diskonteringsraten på 6%, 4,25 NOK/KWh spesifikk utbyggingskostnad, 13,69GWh årsproduksjon og en kraftpris som er lik fremoverprisene på nordisk kraft for 2017-2021 (202

NOK/MWh i gjennomsnitt), og lik historisk gjennomsnitt på 318 NOK/MWh for resterende del av den 40 år lange analyseperioden.

Nevnte størrelser ble også lagt til grunn i estimeringen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, utenom diskonteringsraten, som ble satt til 4% i samsvar med diskusjonen i kapittel 4. og direktoratet for økonomistyring sin anbefaling. *Hovedkonklusjonen fra den prissatte delen av nytte-kostnadsanalysen er at det gjennomsnittlige småkraftverket ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt, da nåverdien i estimatscenarioet er beregnet til -20,3 millioner kroner. Lønnsomheten svekkes ytterligere når den samlede middels til stort negative virkningen på biologisk mangfold og landskap inkluderes.*

Det er følgelig funnet en differanse mellom privat og samfunnsøkonomisk lønnsomhet på omtrent -5,8 millioner nåverdi-kroner *pluss* verdien av de negative eksternalitetene. Dette medfører at differansen øker og at det i dag er en suboptimal skattlegging av småkraftverk i Norge. Analysen i denne oppgaven resulterer følgelig i en konkrete anbefaling om at skattetrykket justeres slik at denne differansen lukkes. Implikasjonene av de diskuterte avvikene mellom rapporterte og reelle utbyggingskostnader vil da bli minimale. Anbefalingen forutsetter at det gjennomsnittlige småkraftverket er representativt for småkraftverk som søker konsesjon i fremtiden.

Differanse er særlig knyttet til at samfunnet, og nesten utelukkene forbrukerne, må dekke en samlet gjennomsnittlig merkostnad på ca 14,2 millioner kroner (ca 3,9 Mill. NOK/MW) for investeringer i sentral- og regionalnettet – som *utløses* av at småkraftverket bygges. Denne merkostnaden tilsvarer en økning i utbyggingskostnaden på ca 24%. Differansen kan også sees i sammenheng med subsidieordningen med elsertifikater og dagens fritak på grunnrenteskatt, som vannkraft over 10MW må betale.

I kapittel 6 kombineres produksjonsprofilen med historisk fordeling av spotprisen (over året) og historisk differanse mellom pris på dagen vs pris på natten. Her ble det beregnet at småkraftverket kan oppnå en økning i privat- og samfunnsøkonomisk nåverdi på ca 17% og 21%, henholdsvis – dersom småkraftverket utnytter prisforskjellen mellom dag og natt. En slik «døgnregulering» av produksjonen er imidlertid ikke tilstrekkelig til at privat eller samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan oppnås.

Variasjoner i tilsig på landsbasis er høyst sannsynlig motkorrelert med kraftprisen, som følge av vannkraftens dominans i det norske kraftsystemet. Dette gir vannkraftbransjen en naturlig forsikring mot inntektstap i år med lavt tilsig. Dersom det gjennomsnittlige småkraftverket har en variasjon i tilsig som samvarierer (kovarierer) med tilsiget på landsbasis, så gjelder forsikringen også for det gjennomsnittlige småkraftverket. I starten av kapittelet ble det dessuten vist at økt elektrisitetsproduksjon fra for eksempel nye vind-, sol- og småkraftverk, har et stort potensiale til å redusere kraftprisen gjennom å utkonkurrere prissettende (fossil-baserte) kraftverk i Norge og Norden. Dette skyldes at kraftverk som høster fornybare energikilder har relativt lave marginalkostnader, som følge av at de drives «gratis» av naturkreftene. Selv relativt små økninger i fornybar kraftproduksjon kan gjennom denne «merit-order» effekten gi betydelige reduksjoner i kraftprisen.

I henhold til Bergh & Botzens litteraturstudie og nedre estimat av SCC (Sosial Kostnad ved CO₂-utslipp) (*Nature 2014*), ble klimagassutslippet verdsatt til 1000 NOK/Tonn CO₂eq – tilsvarende 1,5 millioner nåverdi-kroner for det gjennomsnittlige småkraftverket. Det er viktig å understreke at det kunne blitt bruk andre SSC estimater, men i usikkerhetsanalysen er det vist at verdsettingen av klimagassutslippet er den tredje minst sensitive parameteren av de 13 som inngår i analysen. Konkret ble det beregnet at utslaget fra en dobling i SSC kun gir en endring i samfunnsøkonomisk netto-nåverdi på -7,40 %.

Det korte svaret på problemstillingens andre del er følgelig at økt fornybar kraftproduksjon i Norge med høy sikkerhet medfører økte globale (reelle) klimagassutslipp, og at dette reduserer samfunnets nytte ved å bygge nye småkraftverk. Reduksjonen er imidlertid relativt liten, tilsvarende 3% av utbyggingskostnaden.

10.2 samlet vurdering: Samfunnsøkonomisk analyse

10.2.1 Samlet vurdering: prissatte faktorer

Basert på nytte-kostnadsanalysen er det gjennomsnittlige småkraftverket strengt samfunnsøkonomisk ulønnsomt og den samlede anbefalingen er følgelig at det ikke burde bygges. Dette er fordi investeringen⁶⁹ på 53,1 Mill NOK – under antagelsene i analysens estimatscenario (ES) – har en prissatt netto-nåverdi på -20,3 Millioner kroner. Lønnsomheten reduseres ytterligere av ikke-prissatte negative virkninger på biologisk mangfold og landskap.

⁶⁹ Samfunnsøkonomisk utbyggingskostnad: uten mva. men inkl eff tap fra mva

Konkret er det vurdert en samlet stor negativ konsekvens (- - -) for natur og rødlistede arter, mens samlet konsekvens for endringene av landskapets verdi vurderes å være middels til stort negativ (- - / - - -).

Dessuten så er det lagt til grunn en fremtidige kraftpris i perioden 2022-2056 på 318 NOK/MWh, hvilket er vesentlig høyere enn gjennomsnittet av markedets nåværende forventning til perioden 2017-2021. Dersom kraftprisene holder seg på 250 NOK/KWh ut levetiden, ville det gitt en nåverdi på -34,0 Mill NOK. Dette forsterker samlet vurdering.

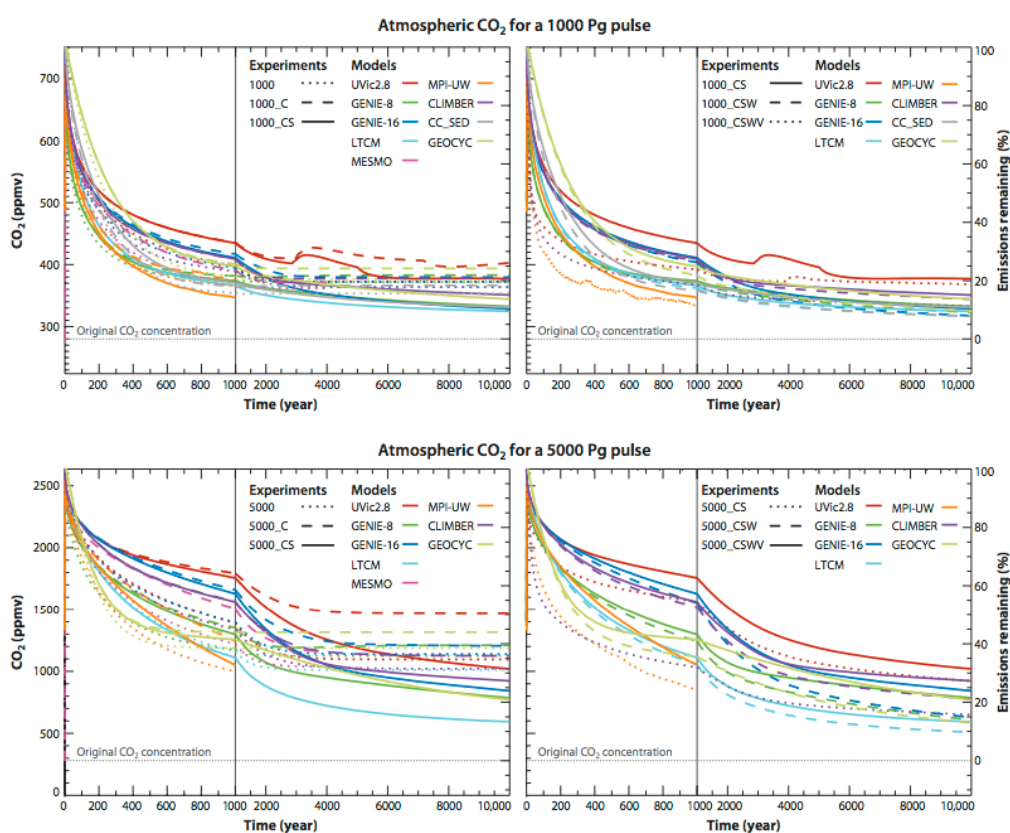
Utover dette så er den generelle anbefalingen at småkraftverk som kan sammenlignes med det gjennomsnittlige *ikke* gis konsesjon (byggetillatelse) dersom de har en spesifikk privatøkonomisk utbyggingskostnad som overstiger 2,04 NOK/KWh. Anbefalingen gjelder kun dersom ikke-prissatte og negative virkninger tilsvarer en samlet kostnad for samfunnet på maksimalt 10 millioner nåverdi-kroner.

11 Appendiks

11.1 Atmosfærisk levetid for CO_2

”Levetiden” eller oppholdstiden til CO_2 i atmosfæren er betydelig lengre enn de tre kolonnene på 20, 100 og 500 år i Tabell 1 fra IPCCs oversikt skulle tilsi. I Archer et al. sin 2009 studie ”Atmospheric Lifetime of fossil fuel carbon dioxide” understrekes det at dette temaet er vitenskapelig ukontroversielt, mens det påpekes at fremstillingen til IPCC (for eksempel i tabell 1) har bidratt til at den allmenne forståelsen av levetiden til CO_2 i atmosfæren er snever:

”The fate and lifetime of fossil fuel CO_2 released to the atmosphere is not inherently scientifically controversial, but the packaging of this information for public consumption is strewn with such confusion that Pieter Tans proposed in print that the entire concept should be banished (Tans et al. 1990)”



De velger i sin studie en interessant fremstilling der ulike veletablerte modeller for levetiden til CO_2 kjøres med utgangspunkt i to scenario:

- 1) BAU (Business As Usual) i det 21. Århundre; 1000pg puls
- 2) Pessimistisk scenario med forbruk av alle kjente reserver av fossile brensler, i hovedsak kull, gir en 5000pg puls

Vi ser tydelig at atmosfærisk CO_2 har en oppholdstid i atmosfæren som langt overgår 20, 100 og 500 år i tabell 1, hentet fra IPCCs oversikt over klimagasser (IPCC 2007). Slik jeg tolker det så er det ikke slik at forfatteren mener ikke at IPCC har ”feil”, det er heller at fremstillingen, slik den vanligvis gjøres (med 100års horisont), er misvisende for oppholdstiden til et CO_2 utslipp som blir gjort i dag. (Nature 2008)

11.2 Teori: Om karbonrisiko

Endringer i verdens klima representerer økt risiko for materielle ødeleggelser som følge av for eksempel hyppigere og kraftigere ekstremver og økning i havnivå. Dette vil direkte påvirke og øke (den systematiske) risikoen knyttet til et bredt spekter av investeringer. Men for de fossile bransjene er karbonrisikoen fundamental.

Ifølge en studie publisert i Nature kunne mindre enn halvparten av de kjente og økonomisk lønnsomme forekomstene av fossile brensler i 2009 utvinnes innen 2050, dersom økning i global gjennomsnittstemperatur skal begrenses til under to grader celsius ved utgangen av århundret (Nature 2009). Hvis tograders-målet til Forente Nasjoner (FN) settes som beskrankning, er over halvparten av kjente fossile forekomster – inklusiv nye funn – ikke utvinnbare. For «fossile» bedrifter som kull- olje- og gasselskaper, representerer dette en eksistensiell trussel. Karbonrisiko vil derfor påvirke investeringsbeslutninger i finansmarkedene – og da særlig langsiktige investeringer i selskap med vesentlige klimagassutslipp. Særlig fossile aktører har dermed kraftige incentiver for å redusere sin eksponering mot karbonrisiko. Dette kan for eksempel gjøres ved å finansiere R&D prosjekter som CO₂ fangst og lagring, og annen teknologi som gjør det mulig å utnytte energien i fossile ressurser uten at det medfører utslipp av klimagasser. En «tidsnok» kommersialisering av slik teknolog kan potensielt «redde» fremtiden til (enkelte) fossile selskaper.

Finansmarkedets krav om å håndtere karbonrisiko har bidratt til fremveksten av for eksempel Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC), Carbon Disclosure Project (CDP) og RE100. IIGCC og CDP representerer investorer og aktører med en samlet verdi på henholdsvis 13 000 milliarder Euro og 100 000 milliarder dollar. RE-100 består av selskap som har forpliktet seg til å benytte seg av 100% fornybar energi, og har medlemmer som Coca Cola, Nestlé, Phillips, H&M, General Motors, Google, Microsoft og UBS. (CDP 2016, RE-100 2016). Disse private initiativene utgjør altså signifikante deler av kapitalmarkedet og er eksempler på markedets respons på klimautfordringen. CDP og RE-100 beskrives nærmere i kapittelet om opprinnelsesgarantier, men poenget her er at også kreftene i finansmarkedene drar mot en avkarbonisering av selskap og bransjer. De siste års utviklingen i Dow Jones U.S. coal index samsvarer med denne trenden:

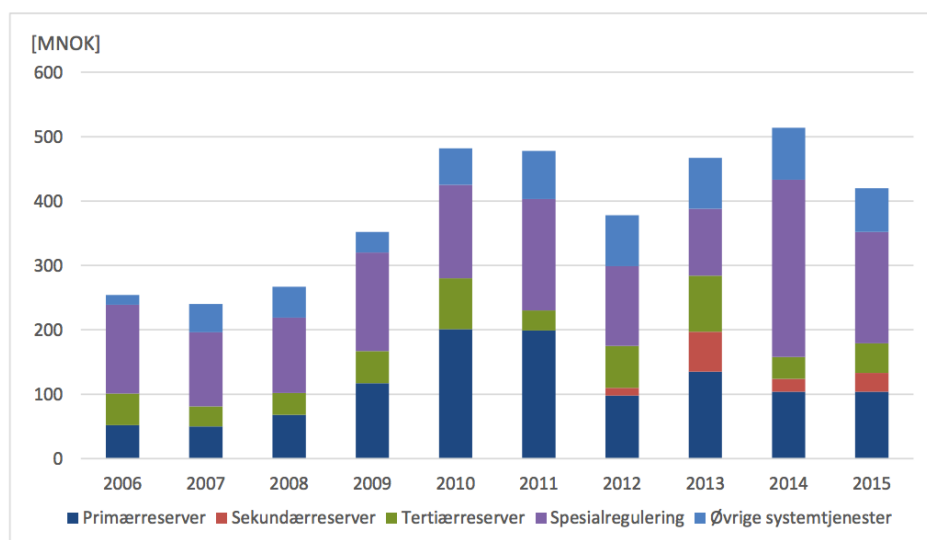
Figur 14: Dow Jones U.S. coal index (25.08.11 til 24.10.16) (Netfonds 24.10.16)



11.3 Reservemarkeder

Reservemarkedene deles grovt inn i primær- sekundær- og tertiærreserver, og det gis nå en kort beskrivelse av de ulike reservene som representerer viktige virkemidler som gjør det mulig for Statnett å finjustere kraftsystemet – særlig i døgnet mellom pris- og produksjonssettingen på nordpool og tidspunktet strømmen skal produseres og leveres til sluttbruker.

Figur ...: Systemansvarskostnader i MNOK 2006-2015 (s.36; NVE 06.2016)



Primærreserver (Frequency Containment Reserves: FCR) er et automatisert førsteforsvar mot avvik i den fastsatte frekvensen på 50Hz, og kobles inn umiddelbart ved behov. Primærreserver deles videre inn i normaldriftsreserver (FCR-N) og driftsforsyrrelsesreserver (FCR-D). Markedet for primærreserver har to tidshorisonter: døgn og uke. Aktørene kan delta i ett eller begge markedene ved å oppgi prisen de krever for å sette en andel av produksjonskapasiteten i beredskap (ut av produksjon) det neste døgnet eller den kommende uken. Ved behov aktiverer Statnett de billigste reservene først. (Statnett 08.03.13 A)

Sekundærreserver (aFRR) håndterer også frekvensavvik, men kan gjøre dette på en mye større (geografisk) skala. aFRR har en responstid på 120-210 sekunder og kobles inn etter (automatisk) kommando fra Statnett og de andre systemansvarlige i Norden. Sekundærreservene kan for eksempel motvirke frekvensavvik på Nordisk nivå, og består hovedsakelig av produsenter, selv om også storforbrukere (typisk store industriaktører) kan delta. Når sekundærreservene kobles inn frigjøres primærreservene. (Statnett 04.02.13)

Tertiærreserver (FRR-M) er kjent som regulérkraft (RK) og består av manuelle reserver på produksjons- og forbrukssiden med en aktiveringstid på opp mot 15 minutter. Det er tertiærreserven som håndterer større flaskehals i regional og sentralnettet, men denne kan også brukes som et sisteforsvar mot langvarige avvik i frekvenskvaliteten, som oppstår som følge av ubalanser i produksjon, forbruk og kraftutveksling mellom prisområder og land. Regulérkraften virker ved at Statnett kjøper regulérkraftopsjoner fra aktørene. Altså kjøper Statnett retten til å kjøpe og bruke regulérkraft til en forhåndsavtalt pris (opsjonsprisen). (Statnett 08.03.13 B)

Spesialregulering er manuelle og brukes til å korrigere selve differansen mellom produksjon og forbruk (såkalt flaskehals). Statnett betaler for denne reguleringen, som også brukes for å håndtere spenningsavvik. (s. 28-30; NVE 06.2016)

Kvartersjustering og **kvartersflytting** er virkemidler som Statnett bruker for å balansere kraftsystemet mindre enn en time før produksjon leveres på kraftnettet. **Produksjonsglattning** har en lignende kortsiktig funksjon, men kun større kraftverk deltar. (s. 31-32; NVE 06.2016)

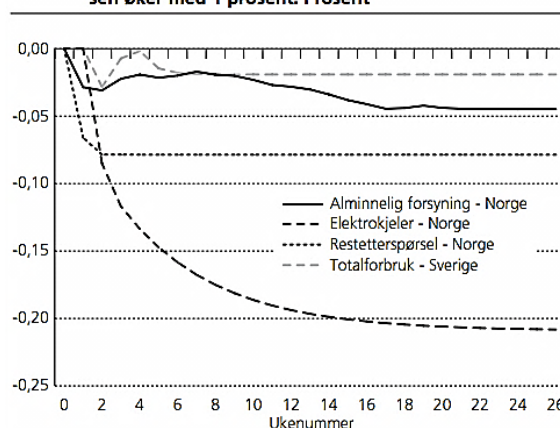
Systemvern er automatiske og akutte virkemidler som hindrer at kraftsystemet tar skade av alvorlige feil som for eksempel utfall av kraftlinjer, kritisk overlast og for lav frekvens. Systemvern består grovt inndelt av produksjonsfrakobling (PFK), belastningsfrakobling (BFK), nettsplitting og nødeffekt på HVDC-forbindelser (Sentralnettet). (s. 34; NVE 06.2016)

Felles for primær-, sekundær- og tertiærreservene er at de anskaffes gjennom markedsløsninger der de ulike aktørene kompenseres for å sette en andel av produksjonskapasiteten i beredskap – *utover* pålegget om 12% statikk (beredskap) i roterende (produserende) vannturbiner. Denne styrkede beredskapen kan aktiveres ved eventuelle avvik i frekvens, produksjon og forbruk. Deltakelse i reservemarkedene representerer følgelig en mulighet som aktørene i kraftmarkedet kan benytte seg av for å øke (den privatøkonomiske) inntekten. Figur ... under viser Statnetts (det offentliges) kostnader knyttet til å kompensere private aktører for å levere driftssikkerhet og stabilitet til kraftsystemet gjennom reservemarkedene. (Statnett 14.10.13)

11.4 Elastisitet i endring? AMS og fremtidig døgnvariasjon i kraftpris

Innen 1. januar 2019 skal alle norske strømkunder ha tatt i bruk smarte strømmålere. De nye målerne er en del av «Avanserte Måle- og Styringssystemer» (AMS) og gir strømkundene sanntidsinformasjon om priser, nettleie og eget forbruk. Målerne rapporterer forbruket automatisk til nettselskapet hver time, slik at beregningen av strømrregningen blir mer nøyaktig. Disse nye digitale målerne kan i tillegg kobles opp mot andre digitale enheter og styringssystemer i hjemmet – slik at det blir mulig å sentralstyre hele eller deler av forbruket fra mobiltelefonen. Dette åpner opp muligheten for å kartlegge og effektivisere strømforbruket ved å for eksempel skru av enheter som ikke er i bruk, og tilpasse forbruket til døgnvariasjonene i kraftprisen. Sistnevnte kan gjøres ved å for eksempel utsette klesvasken og oppvarming av varmtvannstanken til strømprisen er lavere. På den andre siden så vil deler av det fleksible elforbruket typisk innebære støy, typisk for drift av oppvaskmaskiner, tørketromler og vaskemaskiner. Selv om det er penger å spare på å forskyve dette forbruket til natten, så kan det tenkes at hensyn til egen og andres nattesøvn vil ha større prioritet i noen husholdninger.

Figur 1. Virkning på kraftteterspørselen av at døgnmarkedsprisen øker med 1 prosent. Prosent



(SSB 02.2011)

AMS har uansett implikasjoner for fremtidig kraftteterspørsel. For det første så gjør AMS at strømkundene får sanntidsinformasjon om kraftprisen. Dette setter strømkunden bedre i stand til å respondere på endring i kraftprisen, slik at kraftteterspørselen kan bli mer elastisk (prissensitiv) i fremtiden. For det andre så gjør AMS det enklere å effektivisere (reduere) strømforbruket, siden den digitale måleren kan kombineres med tilleggstjenester som gjør det mulig å fjernstyre kraftforbruket og skru enheter ned eller av – også når man ikke er hjemme. Slik fjernstyring (sentralstyring) forutsetter imidlertid en digitalisering av husholdningenes elektriske artikler – for eksempel panelovner, lyspærer, varmtvannstanker og vaskemaskiner, slik at disse kan kontrolleres fra for eksempel en mobiltelefon.

Dette representerer isolert sett en mulighet til å redusere fremtidig krafttettersspørsmål, gitt at digitalisering av elektriske artikler blir utbredt i fremtidens husholdninger. Elektrisk oppvarming av luft og vann i varmtvannstanker innebærer imidlertid ikke støy, og dette forbruket er antakelig mer fleksibelt.

11.4.1 Lagring av strøm

Lagring av strøm i hjemmet, for eksempel ved bruk av store batterier tilsvarende dem Mercedes-Benz og Tesla har lansert, vil gjøre hele eller en vesentlig andel av strømforbruket mer fleksibelt på kort sikt. Slik lagring av strøm gir husholdningene en vesentlig mulighet til å utnytte døgnvariasjonene i kraftprisen, simpelthen ved å lade om natten og bruke strømmen på dagen. Både Mercedes og Tesla satser også på storskala lagringsanlegg, blant annet ved å bruke brukte elbatterier. Det er liten tvil om at økningen i uregulerbar fornybar kraftproduksjon skaper et behov for å kunne lagre strøm, og dersom dette skjer på en stor skala i fremtiden, er det rimelig å forvente at forbruket blir mer fleksibelt (elastisk) – særlig på kort sikt – slik at døgnvariasjonene i kraftprisen blir mindre i fremtiden.

11.5 Privatøkonomisk nåverdi av døgnregulerbarhet

Basert på den månedlige fordelingen av kraftprisen og produsert mengde i estimatsscenarioet så estimeres nåverdien av døgnregulerbarhet over hele levetiden. Under antagelsen om at småkraftverket har et vannmagasin med tilstrekkelig regulerbarhet (lagringskapasitet) til å omfordele tilsig (produksjon) fra tidsrommet 23:00-05:59 til dagtid (mellom kl 06:00 og 22:59), så oppnår småkraftverket en årlig inntekt fra kraftsalg på totalt 4,391 Mill NOK – altså en økning på 0,248 Mill NOK (6,0%) i ES. Dette har vi fra analysen i kapittel Men siden 5% selges som konsesjonskraft til lavere pris i det privatøkonomiske estimatsscenarioet, så reduseres den årlige inntekten med ca 3,14%. Ved å ta hensyn til konsesjonskraftsalget så blir den årlige merinntekten fra døgnregulerbarhet 0,240 Mill NOK. Den marginale overskuddsskatten er 25%, og følgelig reduseres den privatøkonomiske årlige verdien av regulerbarhet med 25% - gitt at småkraftverket har årlige overskudd. Dette er en rimelig antagelse. Nåverdien av 0,240 med 25% inntektsskatt over 40 år er gitt av:

$$NNV_{1 \text{ til } 40} = \sum_{t=1}^{40} \left(\frac{a \cdot (1-T)}{(1+\delta)^t} \right) = \sum_{t=1}^{40} \left(\frac{240\,000 \cdot (1-0,25)}{(1+0,06)^t} \right) \approx 2,708 \text{ Mill NOK}$$

Der $a = 240\,000$ = brutto årlig privatøkonomisk merinntekt fra døgnregulerbarhet,

$T = 0,25$ = overskuddsskattesatsen og

$\delta = 0,06$ = diskonteringsraten.

Siden a avhenger av antatt kraftsalg i hvert år, så blir verdien av døgnregulerbarhet lavere enn 2,708 Mill NOK regnet ut ovenfor. Dette er fordi fremoverprisene er brukt, og disse er vesentlig lavere enn det historiske gjennomsnittet som er bruk i ES for årene 2022-2056. Under antagelsene i ES blir NNV av døgnregulerbarhet dermed redusert til 2,442 Mill NOK.

Økt reguleringssevne gir økt byggekostnad dersom inntaksdamdammen ikke er prosjektert med tilstrekkelig kapasitet i utgangspunktet. Siden produksjonen flyttes til dagtid så vil det i tillegg kreve økt kapasitet og dimensjonering på vannturbiner på vannvei (rør, tunell, sjakt). Dette er fordi produksjonen (vannmengden) på dagtid blir relativt større. I sum kan døgnregulerbarhet kreve en større investering (byggekostnad), noe som igjen tilsier økte vedlikeholdskostnader over levetiden. Fra NNV beregningen ovenfor følger det at private utbyggere ikke har incentiv til å bygge (investere) i døgnregulerbarhet dersom nåverdien av den samlede kostnadsøkningen overstiger 2,442 Millioner nåverdi-kroner. Den samfunnsøkonomiske verdien av døgnregulerbarhet beregnes i kapittel 11.9, og diskuteres i lys av resultatet i dette avsnittet.

11.6 Bruttostørrelser, tap i kraftnettet og utslippsintensitet

	Tabell ...: Beregning av 2010 i figur ...				
<i>SSB 04.10.16 EEA 27.07.11</i>	Tonn Co2eq/GWh	Import til Norge (GWh)	Andel av norsk bruttoforbruk	Bidrag til forbrukets gjennomsnittlige CO2 faktor	Justert for tap i kraftnettet
<i>Danmark</i>	328,84	4 049	0,0336	11,0445	11,82
<i>Nederland</i>	432,86	2 347	0,0195	8,4269	9,02
<i>Finland</i>	177,79	156	0,0013	0,2301	0,25
<i>Sverige</i>	43,60	6 706	0,0556	2,4255	2,60
<i>Russland = EU</i>	396,07	209	0,0017	0,6866	0,74
<i>Norge</i>	4,54	-	0,8883	4,0340	4,32
SUM	-	13 467	1	26,8475	28,74
<i>Diff. med Norge</i>	-	-	-	22,3063	23,88

Bruttoforbruket brukes fordi data om importen kun oppgis i bruttostørrelser. Tapsandelen fra transport av strøm i norsk kraftnett er i gjennomsnitt 6,58% for perioden 2010-2015 (*SSB 04.10.16*). Det initiale utslippet fra strømproduksjon i kraftverkene er imidlertid uendret, og følgelig vil utslippsintensiteten per enhet strømforbruk være større enn utslippsintensiteten til produksjon som følge av tap av strøm i kraftnettet. Forklaringen er at mengden strøm som er tilgjengelig til forbruk i gjennomsnitt er 6,6% lavere enn den som initialt ble produsert i kraftverkene. Det samme gjelder importert kraft, som skal distribueres fra mottakspunktet på norsk side av mellomlandsforbindelsene. Tallene for gjennomsnittlig CO2 faktor i norsk kraftforbruk i figur ... er justert for tapet i kraftnettet med formelen under, vist med år 2010 som eksempel (kolonnen helt t.h.):

$$\text{Netto CO2 faktor: } \frac{\text{Brutto CO2 faktor}}{1 - \text{tapsandel}} = \frac{26,8475}{1 - 0,0658} = 28,7385$$

11.7 Beregnet utbyggingskostnad: Et eksempel

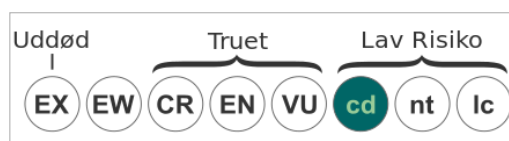
Småkraftverk tilpasses stedspesifikke forhold og variasjonen i valg av ulike tekniske løsninger er derfor stor. Med utgangspunkt i utbyggingskostnaden til Follsja småkraftverk, som ca lik normalårsproduksjon som det gjennomsnittlige småkraftverket, er det her presentert et eksempel på hvordan beregnet utbyggingskostnad ser ut i konsesjonssøknaden (*s.14; Tinfos AS 2008*). Prisene er inflatert med både indeks (*KPI-Justert*) og med utgangspunkt i en spesifikk inflasjonsrate (*T.B.-Justert*) for småkraftverk i perioden 2005-2015. Sistnevnte er beregnet i Belbo (2016).

Tabell ...: Beregnet utbyggingskostnad Follsjå småkraftverk (s.14; Tinfos AS 2008)						
		Nominell	Realpriser (2016)		Andel i %	Enhet
	Kostnadsposter per 2006		KPI-Justert	T.B.-Justert		
1	Reguleringsanlegg: vanninntak	1,50	1,78	2,08	5,0 %	Mill NOK
2	Overføringsanlegg	0,00	0,00	0,00	0,0 %	Mill NOK
3	Driftsvannveg: rør	14,00	16,63	19,41	46,7 %	Mill NOK
4	Kraftstasjon bygg	1,50	1,78	2,08	5,0 %	Mill NOK
5	Maskin ventil og el-mekanisk	7,00	8,31	9,71	23,3 %	Mill NOK
6	El-anlegg, kraftlinje og trafo	0,50	0,59	0,69	1,7 %	Mill NOK
7	Transportanlegg, anleggskraft	0,50	0,59	0,69	1,7 %	Mill NOK
8	Boliger , verksteder m.m.	0,00	0,00	0,00	0,0 %	Mill NOK
9	Terskler, landskapspleie	0,50	0,59	0,69	1,7 %	Mill NOK
10	Uforutsette: Ca 10% av 1-8	2,50	2,97	3,47	8,3 %	Mill NOK
11	Planlegging og administrasjon	1,00	1,19	1,39	3,3 %	Mill NOK
12	Finansiering 4%	1,00	1,19	1,39	3,3 %	Mill NOK
	Sum utbyggingskostnad	30,00	35,63	41,60		Mill NOK
	Forventet normalårsproduksjon	14,5	14,5	14,5		GWh
	Spesifikk utbyggingskostnad	2,07	2,46	2,87		NOK/KWh
	Inflasjonsrate: KPI 2016/KPI 2006		1,188			Indeks
	Empirisk Inflasjonsrate småkraft (T. Belbo 2016):			1,387		Indeks

Røde felt er lagt til til den opprinnelige tabellen,

11.8 NVEs etterkontroll av biologiske undersøkelser: tilleggstabeller

FIGUR ...: IUCNs rødlistekategorier



Kilde: Wiki 2017

TABELL ...: Funn av rødlistede arter i sammenlignbare godkjente småkraftverk							
Navn på vassdrag	Prod. (GWh)	Utb.kost i k.søknad (Mill NOK)	Spesifikk utb.kost. (NOK/KWh)	Arts-gruppe	Norsk navn	Rødliste-status	Forekomst
Ala	15	60,3	4,02	Lav	Sprikeskjegg	NT	Spredt på gran i området
Ala	15	60,3	4,02	Lav	Hvithodenål	NT	To funn under overhengende berg
Ala	15	60,3	4,02	Lav	Rustdoggnål	NT	På gammel vedstruktur i nedre deler av kløfta.
Ala	15	60,3	4,02	Moser	Setertrompet-mose	NT	Påvist i høgstaueskog midt oppe i den markerte kløfta.
Ala	15	60,3	4,02	Sopp	Sortdugget vokssopp	NT	Påvist på plen på Ala Camping.
Rysna	8,4	30	3,57	Lav	Kort trollskejgg	NT	På bergknaus nedenfor nedre foss
Rysna	8,4	30	3,57	Planter	Hengepiggrø	NT	På tørr bergvegg i øvre del av vassdraget
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Lav	Sprikeskjegg	NT	Spredt på gran ved Føssaberge
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Lav	Elfenbenlav	EN	Nokså sparsomt på bergvegg nede ved elva ved Føssaberge.
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Lav	Rimnål	NT	Sparsomt på gran langs elva
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Sopp	Rosenkjuke	NT	Spredt på gran ved Føssaberge
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Sopp	Rynkeskinn	NT	Spredt på gran ved Føssaberge
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Sopp	Sprekkjuke	VU	Påvist på i alt tre del-lokaliteter i skrånningen ved Føssaberge
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Sopp	Rosaskiveslør-sopp	NT	Påvist i noe rikere granskog ved Føssaberge
Føssaberga	16,4	66,8	4,07	Sopp	Skaftjordstjerne	NT	På barmatte under gran ved Føssaberge
Gj. Snitt:	13,27	52,37	3,89				

(Vedlegg 7.1.17-7.1.19; Gaarder & Høitomt 2015)

11.9 Samfunnsøkonomisk nåverdi av døgnregulerbarhet

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten kan økes dersom inntaksdammen til det gjennomsnittlige småkraftverket har tilstrekkelig lagringskapasitet til å flytte produksjon om natten til dagtid. Det er ikke funnet data om graden av døgnregulerbarhet i dagens småkraftverk, og denne muligheten tas hensyn til ved å beregne nåverdien av den årlige merinntekten som oppstår.

Den årlige merinntekten fra døgnregulerbarhet beregnet til 0,248 Mill NOK (5,65% økning i årlig kraftsalgs-inntekt) i kapittel 6.6.3 Nåverdien over 40 år med diskonteringsrate på 4% gir:

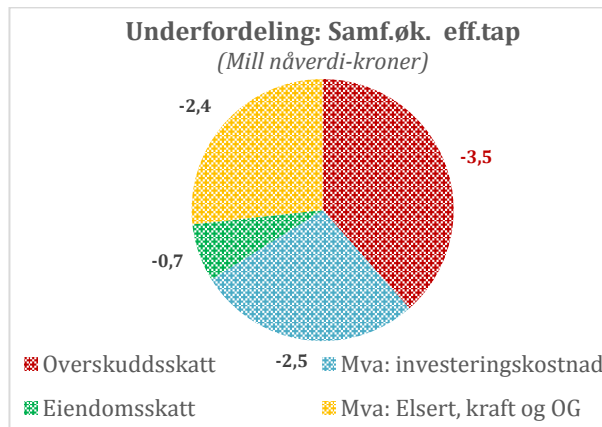
$$NNV_{1 \text{ til } 40} = \sum_{t=1}^{40} \left(\frac{a}{(1+\delta)^t} \right) = \sum_{t=1}^{t=40} \left(\frac{248\,000}{(1+0,04)^t} \right) \approx 4,91 \text{ Mill NOK}$$

Der $a = 248\,000$ = brutto årlig samfunnsøkonomisk merinntekt fra døgnregulerbarhet, og

$\delta = 0,04$ = diskonteringsraten.

Siden a ikke gjelder for år 2017-2021 (der de lave fremoverprisene gir vesentlig lavere inntekt) er utregningen ovenfor noe for høy. En presis verdi av døgnregulerbarhet ble beregnet til 4,31 Mill NOK i sensitivitetsanalysen og fra kapittel 11.5 vet vi at den marginale overskuddskatten er 25%, og følgelig reduseres den samfunnsøkonomiske årlige verdien av regulerbarhet med størrelsen på effektivitetstapet som oppstår fra skatten. $0,25 * 0,2 * 0,240 \text{ Mill NOK}$ - gitt at småkraftverket har årlige overskudd. Dette er en rimelig antagelse.

11.10 Figur: Underfordeling av beregnet samfunnsøkonomisk effektivitetstap
Denne figuren refererer til underfordelingen til det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet som ble beregnet til ca -9,2 Mill. NOK i kapittel 9.8.1.



12 Referanseliste

A

AIB datasett 2016Q2, Association of Issuing Bodies, ANNUAL STATISTICS - 2016Q2 - Excel 2010, URL: http://www.aib-net.org/portal/page/portal/AIB_HOME/FACTS/Market%20Information/AIB%20statistics/Activity%20statistics [Lest 31.08.16]

AIB EDC 2016Q2, Association of Issuing Bodies, Ex Domain Cancellation Q2 2016 excelark, URL: http://www.aib-net.org/portal/page/portal/AIB_HOME/FACTS/Market%20Information/AIB%20statistics/Ex%20Domain%20Cancellations [Lest 31.08.16]

Archer et al. (26.01.2009) "Atmospheric Lifetime of fossil fuel carbon dioxide" *David Archer,1 Michael Eby,2 Victor Brovkin,3 Andy Ridgwell,4 Long Cao,5 Uwe Mikolajewicz,3 Ken Caldeira,5 Katsumi Matsumoto,6 Guy Munhoven,7 Alvaro Montenegro,2 and Kathy Tokos*, URL: <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.earth.031208.100206> [Lest 17.02.16]

B

G. Ballestad (21.12.16)
Mailkorrespondanse: Eirik Gullesen (Gullesen90@Gmail.com) Gro Ballestad (gro.ballestad@statnett.no), Senior Rådgiver i Statnett, «SV:Hvem betaler for nettinvesteringene til Statnett?» dato mottat og lest: 21.12.16

Bergen Energi 2015, Bergen Energi Jun.2015, Rapport til forbrukerrådet:
«Opprinnelsesgarantier i Norge, Tilbudet og bruk av kraftavtaler med opprinnelsesgarantier»

Bjerknes 2009, Bjerknes Centre (20.11.2009), *Drivhuseffekt og jordas klima*, URL: <http://www2.bjerknes.uib.no/filer/1671.pdf> [Lest 17.02.16]

Brunstad 2016,
Publisert dato ikke tilgjengelig på nettsiden, Hjemmeside til Brunstad kraft AS, «Anlegg og drift». Middelvannføring og minstevannføring finnes under menyen «Vassføring». URL: <http://www.brunstadkraft.no/public.aspx?pageid=93270> (lest 29.10.16)

Bøe 09.2016
Mailutveksling: «SV: Beregning av konsesjonsavgift Per Christian Bøe, Sjefingeniør Konsesjonsavdelingen, Seksjon for vassdragskonsesjoner, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Tlf. 09575 eller direkte 22 95 91 52 E-post: nve@nve.no eller direkte pcb@nve.no Web: www.nve.no

CASIO 2016,
California ISO, “fast facts”, Ramping flexibility,
https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf (lest 22.09.2016)

CDP 2016,
Ingen publiseringsdato oppgitt, Carbon Disclosure Project – Hjemmeside, “About us” URL:
<https://www.cdp.net/en/info/about-us> (Lest 04.10.16)

CEPA 2017
Hjemmeside: California Environmental Protection Agency, “Cap-and-Trade Program”, This page last reviewed January 13, 2017, URL:
<https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/capandtrade.htm> (Lest: 26.01.17)

CME (19.12.2016)
CME Group, futurespriser på NOK/EUR kurs. Brukte aktiva: “Euro/Norwegian Krone Futures Quotes Globex” med levering: DEC 2016, mar.2017, jun.2017, sep.2017, DEC 2017, mar.2018, jun.2018. URL: <http://www.cmegroup.com/trading/fx/g10/euro-fx-norwegian-krone.html> (kursene er lastet ned 19.12.16)

CTC 2016,
Carbon Tax Center, Pricing carbon efficiently, “States” and equitably URL:
<https://www.carbontax.org/states/> (lest 14.11.16)

D

Denman et al 2007, Denman KL, Brasseur G, Chidthaisong A, Ciais P, Cox PM, et al. 2007. Couplings between changes in the climate system and biogeochemistry. In *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*, ed. S Solomon, D Qin, M Manning, Z Chen, M Marquis, et al., pp. 499–587. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press

DFØ 2014

Direktoratet for økonomistyring, “Veileder i samfunnsøkonomiske analyser”, utgitt 2014, Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.

Dones et. al 2004,
R Dones, R Heck, S. Hirschberg “Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview”, *Encyclopaedia of Energy*, 3 (2004), pp. 77–95

E

ECOHZ 2016, ECOHZ RENEWABLE ENERGY SOLUTIONS, *Meet an environmental standard of your choice*, URL: <https://www.ecohz.com/renewable-energy-solutions/> [Lest 31.08.16]

URL: <https://www.ecohz.com/facts/greenhouse-gas-protocol-scope2-guidance/> (lest 08.16.16)

EEA (25.01.2016)

European Environmental Agency (25.01.2016), ”Progress on energy efficiency in Europe”, URL: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-2/assessment-1> [Lest: 09.06.16]

EEA 27.07.2011,
European Environment Agency, exelarket "CO2 electricity per KWh", ark 7; “data for fig 1a”, Lastet ned fra feltet "Download"/"European data", URL: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/co2-electricity-g-per-kwh> [Lest 07.10.16]

EIA 06.12.2016,
U.S. Energy Information Administration, “Cheaper natural gas alters generation dispatch in Southeast”, Grafene nederst, URL: http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9090#tabs_SpotPriceSlider-3 (lest 14.11.16)

LSE 2012,
Report on the empirical assessment of monitoring and enforcement of EU ETS regulation
Antoine Dechezleprêtre London School of Economics, LSE, URL: http://entracte-project.eu/uploads/media/ENTRACTE_Report_Monitoring_and_Enforcement_EU_ETS_Regulation.pdf (Lest 21.01.17)

Energidagene 2016,
PP Presentasjon av Rune Flatby, Avdelingsdirektør, konsesjonsavdelingen NVE på Energidagene 2016: konferanse for kraftbransjen i regi av NVE, 13. Og 14. Oktober 2016, Presentasjonen finnes på URL: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201605480/1881419> Lest 29.10.16)

Bergmann 2017
Mailkorrespondanse Gullesen90@gmail.com, til: Emil Andre Bergmann, Sivilingeniør Markedsoperasjoner, Emil.Bergmann@statnett.no, Emne: «Problemer med nettside for marginaltapsatser?» mail mottatt 06.01.17 kl 09:52

European Commission I, *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*, URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm [Lest 06.06.16]

European Commission II, *Emissions cap and allowances, Cap for fixed installations decreases each year*, URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/index_en.htm [Lest 07.06.16]

European Commission III, *Revision for phase 4 (2021-2030), Increasing the pace of emissions cuts*, URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/index_en.htm [Lest 07.06.16]

European Commission IV, *Progress made in cutting emissions, EU targets*, URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/index_en.htm [Lest 06.06.16]

European Commission V, *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*, URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/factsheet_ets_en.pdf [Lest 06.06.16]

Eurostat (22.06.2016)

Imports, Energy statistics, Quantities annual data, Energy statistics – Imports, Code: (nrg_125a), electricity - annual data, URL: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (Lest 10.10.2016)

Eurostat (25.01.2017)

Statistikk fra Eurostat: “Share of renewable energy in gross final energy consumption” Last update of data: 25/01/2017, Last table structure change: 25/01/2017

URL: http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1 (lest 26.01.17)

Eurostat (22.06.2016)

Exports Energy statistics, Quantities annual data, Energy statistics –Exports - electricity - annual data, Code: (nrg_135a), URL: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (Lest 10.10.2016)

Eurostat (10.02.2016)

Eurostat news release PDF; ”Renewable energy in the EU Share of renewables in energy consumption in the EU rose further to 16% in 2014”, URL:

<http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/7155577/8-10022016-AP-EN.pdf/38bf822f-8adf-4e54-b9c6-87b342ead339> [Lest 08.06.16]

Eurostat (28.09.2015)

Eurostat news release PDF; ”Primary energy consumption”, URL:

http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=0&language=en&pcode=t2020_33&tableSelection=3 [Lest 09.06.16]

F

Flåtten & Skonhøft 2014

1. utgave «Naturressursenes økonomi» Ola Flåtten, Anders Skonhøft, utgitt 2014 Gyldendal forlag, ISBN/EAN: 9788205468337, (Lest 15.01.2016)

G

Gaarder & Høitomt (2015)

Geir Gaarder (Miljøfaglig Utredning AS) og Torbjørn Høitomt (BioFokus), Rapport nr 102-2015 “Etterundersøkelser av flora og naturtyper i elver med planlagt småkraftutbygging” For Norges vassdrags- og energidirektorat

L. Gagnon 1997,

Greenhouse gas emissions from hydropower: the state of research in 1996, Energy Policy, 25 (1997), pp. 7–13

Grexel 2015

Development of the Guarantees of Origin Market (2009-2015), Forfattere: Leticia David Markus Klimscheffskij, for Grexel Systems Ltd. URL: <http://www.grexel.com/> (Lest august.2016)

H

Husabø 2017

Mailkorresponanse, "Elsertifikater" Til Leif I. Husabø, lihu@nve.no Rådgiver, Energiavdelingen, Seksjon for virkemidler og internasjonale rammer, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), fra Gullesen90gmail.com, 18. jan.

I

Investing CEF

Investing.com, "Carbon Emissions Futures - Dec 17 (CFI2Z7)", Priser lastet ned 18.01.17, URL: <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data> (Lest 18.01.17)

IPCC (2007), Intergovernmental Panel on Climate Change, *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 Working Group I: The Physical Science Basis, 2.10.2 Direct Global Warming Potentials*, URL: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html [Lest 16.02.16]

IPCC FAQ (2007), "*Frequently Asked Question 1.3*" "*What is the Greenhouse Effect?*", Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. URL: (https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/faq-1-3.html) [Lest 19.02.16]

IPCC (2011), "*Methodology*", Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, A. Verbruggen, 2011: *Annex II: Methodology. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. ,Side 982, URL: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf [Lesedato; 16.02.16]

IPCC (2013): *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. **Side 17**, URL: http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf [Lesedato 16.02.16]

IPCC Annex III 2014,

Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge

University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. ULR:
https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf

IPCC (2014) ”Synthesis report”, chapter 1.3, *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. observed changes*, URL; http://ar5-syr.ipcc.ch/topic_observedchanges.php [Lest 18.02.16]

IPCC (30.10.2016)

Intergovernmental Panel on Climate Change, “Summary for Policymakers” nettside med resymé og figurer, Publisert dato og forfattere ikke oppgitt, lest dato brukes, URL: http://ar5-syr.ipcc.ch/topic_summary.php (Lest 30.10.16)

J

K

Koestler 2016

Mailkorrespondanse 2016-11-09 08:24, “RE: Småkraftverkernes produksjonsprofil over året” mellom Eirik.Gullesen@student.uib.no og Koestler Valentin Johannes yak@nve.no. Oppgav data om global reguleringsgrad.

Charles D. Kolstad (2001), “Intermediate environmental economics” International 2nd edition, Oxford university press

L

Laing et. Al. (Jan.2014)

Assessing the effectiveness of the EU Emissions Trading System Tim Laing, Misato Sato, Michael Grubb and Claudia Combetti, January 2013, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 126 Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 106, URL:
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.365.6508&rep=rep1&type=pdf>
(Lest 11.01.2016)

Lovdata (27.05.2016)

Lov om skatt av formue og inntekt (skatteloven), «Kapittel 18. Særregler ved skattlegging av kraftforetak», Lov sist endret 27.05.2016, URL: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-03-26-14/KAPITTEL_19#KAPITTEL_19 (lest 27.09.26)

Lovdata (24.06.2011)

“Lov om elsertifikater”, URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39> (lest 19.09.16)

Lovdata (2009)

Lovdata.no «Lov om merverdiavgift (merverdiavgiftsloven)», LOV-2009-06-19-58, *Lov sist endret 03.01.2017 (§ 11-1 første ledd)*, URL: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2009-06-19-58#KAPITTEL_1 (Lest 16.01.2017)

Lovdata (26.03.1999)

Lovdata.no «Forskrift til utfylling og gjennomføring mv. av skatteloven av 26. mars 1999 nr. 14», URL: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-11-19-1158/KAPITTEL_18-2#KAPITTEL_18-2 (Lest 15.01.2017)

M

Meld. St. 14 (2011–2012)

Innstilling avgitt 10.05.2012, Behandlet i Stortinget: 15.05.2012, **Vedtak 493**, «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet, Olje- og energidepartementet», URL: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/sec6?q=Regjeringen%20mener%20nettprosjekt%20som%20utbedrer%20oen%20klart%20d%C3%A5rlig%20forsyningssikkerhet%20skal%20prioriteres%20h%C3%B8yest.%20Dette%20inneb%C3%A6rer%20ikke%20at%20alle%20prosjekter%20som%20bidrar%20til%20%C3%B8kt%20forsyningssikkerhet%20alltid%20b%C3%B8r%20prioriteres%20h%C3%B8yest#match_0 (Lest 07.12.16)

Miljøstatus, (Publiseringsdato oppgis ikke. Lest: 16.09.2016)

Utsleppsutvikling fram mot 2020, «Er vi på rett veg?» URL: <http://www.miljostatus.no/nasjonale-mal/5.-klima/mal-5.5/nasjonal-utsleppsutvikling-og-bruk-av-fleksible-mekanismer/utsleppsutvikling-fram-mot-2020/> (Lest 16.09.16)

Miljøstatus, (19.08.2016), Miljøstatus i Norge, Kyotoprotokollen, URL:

<http://www.miljostatus.no/tema/klima/internasjonale-klimatektonikk/kyotoprotokollen/> (lest 14.09.2016)

Miljøstatus, (23.11.2015)

”Drivhuseffekten”, URL:

<http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Drivhuseffekten/> [Lest: 16.02.16]

Miljødirektoratet I, (27.09.2013),

Alvorlige budskap fra FNs klimapanel, side 2, URL:

<http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/2013/September-2013/Alvorlige-budskap-fra-FNs-klimapanel/> [Lest 16.02.16]

Miljødirektoratet II, (21.10.2010),

Norges klimaforpliktelser og EUs kvotesystem, Norsk deltakelse i EUs kvotesystem, URL:

http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/Old-klif/2010/Oktober_2010/Norges_Kyoto_forpliktelser_og_EUs_kvotesystem/ [Lest 08.06.16]

Miljødirektoratet IV, (ingen dato),

Ås Klimavoter for industrien Å URL:

http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/klimatektonikk/CO2_kvoter/Klimavoter-for-industrien/ [lest 06.06.16]

N

NASDAQ-OMX

Forwardpriser på nordisk kraft, Brukte tall er oppdatert 19.12.16, fra hovedmenyen:
NASDAQ OMX>Transactions>Markets>Nasdaq>Commodities>Market Prices, URL:
<http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices>

De brukte aktivaene er: ENOAFUTBLMJAN-17, ENOAFUTBLMFEB-17,
ENOAFUTBLMMAR-17, ENOAFUTBLMAPR-17, ENOAFUTBLMMAY-17,
ENOAFUTBLMJUN-17, ENOFUTBLQ1-17, ENOFUTBLQ2-17, ENOFUTBLQ3-17,
ENOFUTBLQ4-17, ENOFUTBLQ1-18, ENOFUTBLQ2-18, ENOFUTBLQ3-18,
ENOFUTBLQ4-18, ENOFUTBLYR-17, ENOFUTBLYR-18, ENOFUTBLYR-19,
ENOFUTBLYR-20, ENOFUTBLYR-21

Nature 2014

J. C. J. M. van den Bergh^{1,2} and W. J. W. Botzen², “A lower bound to the social cost of CO₂ emissions”, PUBLISHED ONLINE: 26 MARCH 2014 |DOI: 10.1038/NCLIMATE2135, URL: <http://www.nature.com/nclimate/journal/v4/n4/pdf/nclimate2135.pdf> (lest 05.08.16)

Nature 2009,

Brev til Nature mottatt 25 September 2008; Akseptert 25 March 2009, «Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C», Forfattere: Malte Meinshausen¹, Nicolai Meinshausen², William Hare^{1,3}, Sarah C. B. Raper⁴, Katja Frieler¹, Reto Knutti⁵, David J. Frame^{6,7} & Myles R. Allen⁷, URL: <http://www.nature.com/nature/journal/v458/n7242/full/nature08017.html> (lest 04.10.16)

Nature 2008

Nature Reports Climate Change, Published online: 20 November 2008 | doi:10.1038/climate.2008.122, “**Carbon is forever**” <http://www.nature.com/climate/2008/0812/full/climate.2008.122.html> (lest 01.29.2016)

Netfonds 24.10.16

Netfonds Bank, nettside :Teknisk analyse, I-DJUSCL.DJI: Dow Jones U.S. coal index (25.08.11 til 24.10.16), utvikling per lest dato. URL: <http://www.netfonds.no/quotes/analysis.php?paper=I-DJUSCL.DJI> (lest 01.11.16)

Nordpool 17.10.16,

Nordpoolspot.com, About Us, History URL: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/> (lest 17.10.16)

Nordpool (19.12.16),

Historiske spotpriser på norsk kraft, “Historical Market Data”, Velg “elspot prices” og “monthly”. Følgende excelark er lastet ned: «[Elspot Prices 2016 Monthly NOK](http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/)» for årene 2000-NOV.2016. URL: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/> (brukte priser er lastet ned 19.12.16)

Nordpool (20.12.16),

Historiske spotpriser på norsk kraft, “Historical Market Data”, Velg “elspot prices” og “hourly”. Følgende excelark er lastet ned: «[Elspot Prices 2015 Hourly NOK](http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/)» for årene 2013-2015. URL: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/> (brukte priser er lastet ned 19.12.16)

NTNU 18.03.2014,

Turbiner - Virkningsgrader og slukeevne Torbjørn K. Nielsen Vannkraftlaboratoriet, NTNU, NVE seminar 18. mars 2014 Småkraftdagene,

http://www.smakraftforeninga.no/foiler/Nielsen_Turbiner_Virkningsgrader_og_Slukeevne.pdf (lest 18.10.16)

NVE (12.2016)

NVE Rapport nr 94-2016, «Status og prognoser for kraftsystemet 2016», publisert Desember 2016, URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_94.pdf (Lest 13.01.17)

NVE (11.2016)

Norges vassdrags- og energidirektorat, *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 3 2016*, URL: https://www.nve.no/Media/5199/endelig_elsert_3kv16_17112016-norge.pdf (Lest 13.01.17)

NVE (26.08.16),

Intern rapport om opprinnelsesgarantier, skrevet av Eirik Gullesen og Kaja Mathisen for NVE, Energiavdelingen, seksjon for internasjonale virkemidler og rammer 26.08.16.

Kommentar: Rapporten er konfidensiell da den inneholder markedssensitiv informasjon om priser og volum fra flere store norske aktører i OG markedet. Henvisning til denne rapporten vil derfor – så langt det lar seg gjøre – kombineres med andre offentlige kilder.

NVE (31.08.2016)

Norges vassdrags- og energidirektorat, «Vannkraftpotensialet» Exelark med liste over alle utbygde kraftverk i Norge, nederst på siden, trykk på «fil med vannkraftsystemet» URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/vannkraftpotensialet/> (lastet ned 24.10.16)

NVE (08.2016)

Norges vassdrags- og energidirektorat, *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 2 2016*, URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/siste-nytt-om-elsertifikater/elsertifikater-kvartalsrapport-nr-2-2016/> (Lest 19.09.16)

NVE (06.2016)

Rapport nr 56-2016: «Driften av kraftsystemet 2015» URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_56.pdf (lest 03.12.16)

NVE (18.01.2016)

Øvre Kvemma kraftverk, Søknad om konsesjon for bygging av Øvre Kvemma kraftverk

URL: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201300050/1645294> (Lest 27.09.16)

NVE (18.11.2015)

Datsett: Tilsigsdata og beskrivelse av tilsigsmåling, «Historiske vannføringsdata til produksjonsplanlegging», oppdatert 27.09.2016, Fil som er lastet ned: [2015_1958_uke.zip](https://www.nve.no/hydrologi/hydrologiske-data/historiske-data/historiske-vannforingsdata-til-produksjonsplanlegging/)
URL: <https://www.nve.no/hydrologi/hydrologiske-data/historiske-data/historiske-vannforingsdata-til-produksjonsplanlegging/> (Lest 20.11.2016)

NVE (22.10.2015)

Publisert 22.10.2015 , sist oppdatert 23.11.2015 «Innmatingstariffer» URL: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/innmatingstariffer/> (Lest 05.01.17)

NVE (22.10.2015) B

NVEs Hjemmeside, artikkel Publisert 22.10.2015 , sist oppdatert 23.11.2015 «Anleggsbidrag» URL: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/> (Lest 05.01.17)

NVE 14.09.2015

NVEs nettside: «Trinn 5 Ev. innvilget konsesjon», Publisert 14.09.2015 , sist oppdatert 02.08.2016, URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/sma-kraftverk/saksgang-for-sma-kraftverk/trinn-5-ev-innvilget-konsesjon/> (lest 17.06.2016)

NVE (07.2015),

Varedeklarasjonen for 2015, «*beregning av varedeklarasjonen*» URL: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2015/> [lest 31.08.16]

NVE (11.06.2015),

Små kraftverk, Faktaboks til høyre på siden, Definisjon av småkraftverk, URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/sma-kraftverk/> (Lest 25.10.16)

NVE (27.02.2015)

NVEs hjemmeside, «Nettleie» Forside>Strømkunde>Nettleie», Publisert 27.02.2015 , sist oppdatert 16.08.2016, URL: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/> (Lest 13.01.17)

NVE (10.02.2015)

Norges vassdrags- og energidirektorat, *Opprinnelsesgarantier*, URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/opprinnelsesgarantier/> , oppdatert 21.04.2016, [Lest 08.06.16]

NVE (2015), ”NVEs klima-tilpasningsstrategi 2015-2019”, URL

https://www.nve.no/Media/3051/rapport2015_80.pdf [lest 17.03.16]

NVE (03.2008)

«Utvalg av tilsigsserier til Samkjøringsmodellen» zip fil med tilsig på ukesbasis ble lastet ned fra linken «2015_1958_uke.zip» nederst på siden URL:

http://publikasjoner.nve.no/rapport/2008/rapport2008_07.pdf (Lest 20.11.2016)

NVE (2004)

Konsesjonsavgifter og konsesjonskraft, Informasjon fra Norges vassdrags- og energidirektorat nr. 1 2004, URL:

http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2004/faktaark2004_01.pdf (Lest: 14.05.16)

NVE (2003)

Norges Vassdrags- og energidirektorat, Håndbokserien 2003 Nr. 1 Trond Jensen (red.): Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter (89s.) håndbok,

<http://dfo.no/Documents/FOA/S%C3%98A/NVE%20Samfunns%C3%B8konomisk%20analyse%20av%20energiprosjekter.%20H%C3%A5ndbok.pdf> (Lest 27.03.16)

O

OED (2002), *Gassteknologi, milj. og verdiskaping, 1 Begreper og definisjoner* URL: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2002/NOU-2002-7/19.html?id=367324> [lesedato 21.04.14]

P

Pareto (20.03.2014)

Pareto Securities, «Verdivurdering av småkraftverk» presentasjon av Bjørn Carlsen, URL: <http://www.smakraftforeninga.no/foiler/Verdivurdering%20-%20Pareto%20Securities.pdf> (lest 04.02.2016)

P.C. Bøe

Mailutveksling: Per Christian Bøe, sjefingeniør i NVEs konsesjonsavdeling, «SV: SV: Beregning av konsesjonsavgift», siste korrespondanse mottatt 2016-10-12 09:33.

Perman et al. (2011), «Natural resource and environmental economics» 4th edition (2011)

Q

R

RE-100 (2016),

Ingen publiseringsdato, The RE-100 organization, Hjemmeside, “Partners” < ”Companies”, URL: <http://there100.org/companies> (Lest 04.10.16)

REGGI 2017,

Hjemmeside: The Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), «Welcome», Publisert dato ikke oppgitt, URL: <https://www.rggi.org/> (Lest 26.01.17)

Regjeringen 21.06.2016,

«Norge har ratifisert Parisavtalen», Nyheter, URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-har-ratifisert-parisavtalen/id2505365/> (lest 15.09.16)

Regjeringen (12.02.2016)

Artikkel: «Direkte skatter» sist oppdatert 12.02.2016, “Bedriftsbeskatning”, URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/direkte-skatter/id2353512/> (Lest: 28.09.16)

Regjeringen 08.01.2016, Miljø og klima, “Informasjon om Norges miljø- og klimasamarbeid med EU”, URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/europapolitikk/tema/miljo-og-klima1/id686218/> (Lest 12.11.16)

Regjeringen 28.11.2014, Klimaforliket, «Overordnede mål for den norske klimapolitikken», URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/klimaforliket/id2076645/> (lest 12.11.16)

Regjeringen, (20.07.2011),
HISTORISK ARKIV, Publisert under: Regjeringen Stoltenberg II, Utgiver: Olje- og energidepartementet, *Mål om norsk fornybarandel på 67,5 prosent i 2020*, URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/mal-om-norsk-fornybarandel-pa-675-prosen/id651715/> [lest: 08.06.16]

Regjeringen, (18.06.2007)
«Retningslinjer for små vannkraftverk» Last ned PDF fra; URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Retningslinjer-for-sma-vannkraftverk/id473169/> (lest 26.09.16)

Regjeringen (30.09.1998,) «Nytte-kostnadsanalyser — Veiledning i bruk av lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor», «Nytte-kostnadsanalyse - en oversikt», URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-1998-16/id116515/sec3> (Lest: 02.11.16)

Riksrevisjonen (14.01.2014)
Riksrevisjonen, 14. januar 2014, For riksrevisorkollegiet Per-Kristian Foss riksrevisor «Riksrevisjonens undersøkelse av effektivitet i konsesjonsbehandlingen av fornybar energi» Dokument 3:5 (2013–2014), URL: https://www.riksrevisjonen.no/rnveapporter/Documents/2013-2014/3_5.pdf (lest 07.12.16)

S

Skatteetaten (2017)
Skatteetatens hjemmeside, «Merverdiavgift», mva sats for «Næringsmidler 2016», URL: <http://www.skatteetaten.no/no/Tabeller-og-satser/Merverdiavgift/?ssy=2017#formulaDiv> (lest 01.2017)

SSB (03.12.16)
Statistisk sentralbyrå, statistikkbanken, «Konsumprisindeksen» **Tabell: 05327**: URL: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=KPIJmnd&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=priser-og-prisindekser&KortNavnWeb=kpi&StatVariant=&checked=true> (lastet ned 03.12.16)

SSB 04.10.2016,
Statistisk sentralbyrå, statistikkbanken, Elektrisitetsbalanse (MWh) månedlig, statistikkvariabel og produksjon og forbruk, «Tabell: 08583: Elektrisitetsbalanse (MWh)», Lastet ned fra URL: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=ElbalanseMnd&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=energi-og-industri&KortNavnWeb=elektrisitet&StatVariant=&checked=true> (Lest: 17.10.16)

SSB 16.09.2016,
(hei@ssb.no) , Henning Høie, Statistikkrådgiver, Statistisk Sentralbyrå, *SV:Forklaring av kategori*, E-post til E. Gullesen (Gullesen90gmail.com)

SSB 20.05.2016,

Statistisk Sentral Byrå, Utslipp av klimagasser, 2015, foreløpige tall, URL:
<http://ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn> (Lest 15.09.16)

SSB 24.06.2015,

Statistisk Sentralbyrå, Norske utslipp av klimagasser, «Hvilke utslipp dekkes av statistikkene?», URL: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/hvilke-utslipp-dekkes-av-statistikkene> (lest 16.09.16)

SSB 22.12.2015,

Statistisk sentralbyrå, statistikkbanken, Tabell: 08307: Produksjon, import, eksport og forbruk av elektrisk kraft (GWh), URL:
<https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=ProdElKraft&KortNavnWeb=elektrisitet&PLanguage=0&checked=true> (lest 27.10.16)

SSB 2015,

Statistisk Sentralbyrå, Samfunnsspeilet 1/2015 "Regionale forskjeller i husholdningenes strømpris 2009-2013" "Strømprisen avhengig av hvor man bor" https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/_attachment/224336?_ts=14cb7c3f4d8

SSB 14.07.2014,

«Energibruk i husholdningene, 2012» Totalt energiforbruk (kWh), elektrisitet, URL:
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi/hvert-3-aar/2014-07-14> (Lest 25.10.16)

SSB 02.2011

Publikasjon, «Elektrisitetsetterspørselens priselastisitet» URL;
https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_201102/holstad.pdf

SSB 06.2001

Tilbudselastisitet kraftproduksjon, avsnitt «Tilbudsfunksjonen», URL;
https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200106/johnsen.pdf

SK (2017)

Statsministerens Kontor, «Oversikt over statens direkte eierskap fordelt etter departement»,

URL:<https://www.regjeringen.no/contentassets/63686604f2af43a8947448f242463208/oversikt-over-statens-direkte-eierskap.pdf> (Lest 26.01)

Skau 2016

Seming Skau, Senioringeniør, Energiavdelingen, Seksjon for ressurs og kraftproduksjon, Siste korrespondanse: 2016-11-09 10:38: «SV: SV: SV: Antall nedlagte småkraftverk»,
<shs@nve.no>

SNL (12.09.2016)

Rosvold, Knut A. (2016, 12. september). Særskatter For Kraftverk. I Store norske leksikon. Hentet 27. september 2016 fra URL; https://snl.no/s%C3%A6rskatter_for_kraftverk (lest 27.09.2016)

SNL 2015,
(04.12.2015) Store Norske Leksikon, *EU ETS*, URL: https://snl.no/EU_ETTS [lest 08.06.16]

SNL 20.06.2013,
Artikkel i Store Norske Leksikon, forfattere: Johannes Rauboti og Asbjørn Vinjar, URL:
https://snl.no/Nord_Pool_ASA (Lest 17.10.16)

SNL 16.12.2010,
Heggstad, Ragnar & Lundby, Leif. (2010, 16. desember). «Vannkraftmaskin». I Store norske leksikon. URL: <http://snl.no/vannkraftmaskin> (lest 18.10.12)

Statkraft 30.10.16,
Statkraft statkraft.no, «Fosen Vind»: Om Statkraft /Prosjekter /Norge /Fosen Vind, Dato for publisering ikke tilgjengelig, lest dato brukt. URL: <http://www.statkraft.no/om-statkraft/Prosjekter/norge/fosen/> (lest 30.10.16)

Statnett (04.01.2017)
Statnett, «Sentralnettstariffen 2017: Modellbeskrivelse og satser», publisert dato ikke oppgitt, URL:
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Tariffer%20og%20avtaler/Priser/Tariffhefte%202017.pdf> (Lest 04.01.16)

Statnett (10.10.2016)
Dato for publisering ikke oppgitt, bruker lest dato.
Data fra kraftsystemet, «Nøkkeltall 1974-2012», URL: <http://statnett.no/Kraftsystemet/Data-fra-kraftsystemet/Nokkeltall-1974-2012/> (Lest: 10.10.16)

Statnett (04.10.2016)
Datasett lastet ned: «Langtidsprognose marginaltap» for årene 2012-2017, URL:
<https://www.nettavregning.no/Marginaltap/Langtidsprognose.aspx> (lastet ned 04.01.17)

Statnett (15.09.2016)
Investeringsoversikt for prosjekter, excelark lastet ned i desember 2016 fra linken «**Last ned investeringsoversikten som regneark [.xls]**», Publisert 15.09.2016 kl. 15:03 - Sist oppdatert 04.10.2016 kl. 08:42, URL: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/investeringsoversikt-for-prosjekter/> (lest 08.12.16)

Statnett 2016,
Nettside: Kraftsystemet, Kraftmarkedet, Opprinnelsesgarantier, URL:
<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Kraftmarkedet/Opprinnelsesgarantier/> [lest 31.08.16]

Statnett 2015
Nettutviklingsplan 2015, URL:
<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Prosjekter/NUP2015/Nettutviklingsplan%202015%20leseversjon.pdf> (Lest: 05.12.16)

Statnett 14.10.13
Statnett vedtak til konsesjonærer med vannkraftanlegg med aggregat over 10 MVA «*Vedtak om levering av systemtjenester*» Saksbeh./tlf.nr.:Anne Sofie Ravndal, URL:

<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/vedtak%20om%20levering%20av%20systemtjenester%202013.%20pdf.pdf> (lest 24.11.16)

Statnett 08.03.2013 B

Statnett hjemmeside, «Tertiærreserver (RKOM/RK)» Forside > Kraftsystemet > Reservemarkeder > Tertiærreserver, Publisert 08.03.2013 kl. 15:01 - Sist oppdatert 06.06.2016 kl. 15:24, URL:

<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/> (lest 24.11.16)

Statnett 08.03.2013 A

Statnett hjemmeside, «Primærreserver (FCR)» Forside > Kraftsystemet > Reservemarkeder > Primærreserver, Publisert 08.03.2013 kl. 14:58 - Sist oppdatert 02.05.2016 kl. 14:28 URL:

<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Primarreserver/> (lest 24.11.16)

Statnett 04.02.2013

Statnett hjemmeside, «Sekundærreserver (aFRR)» Forside > Kraftsystemet > Reservemarkeder > Sekundærreserver, Publisert 04.02.2013 kl. 10:20 - Sist oppdatert 23.11.2016 kl. 12:55

<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/sekundarreserver/> (lest 24.11.16)

SKM 2016

Svensk Kraftmøkkling, Elsertifikatpriser, historisk og fremoverkontrakter, hentet fra «SKM Elcertificate prices (SEK)» Data lastet ned 19.12.16, URL: <http://www.skm.se/priceinfo/> (Lest 04.04.16)

T

Tol 2009

Tol, R. S. J. "The economic impact of climate change". *J. Econ. Persp.* **23**, 29–51 (2009). 23, 29–51, URL: <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/jep.23.2.29> (lest 05.08.16)

T. Belbo (2016)

Torfinn Belbo, Masteroppgave NMBU/NVE: "Cost Analysis and Cost Estimation Model for 1-10 MW Small-Scale Hydropower Projects in Norway" Publisert 27.07.2016, URL: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397292> (lest: 14.12.16)

Thema (05.2014)

THEMA Consulting Group, På oppdrag fra Energi Norge Mai 2014, «Sertifikatkraft og skatt – oppdatering» URL:

https://www.energinorge.no/contentassets/237296082bbe4c2c8450661072f51e7d/t_hema-rapport-2014-26-sertifikatkraft-og-skatt---oppdatering.pdf (lest 28.09.16)

Tinfos AS (13.03.08)

Konsesjonssøknad Follsjå småkraftverk, URL:

<http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200704033/194722> (Lest 19.12.16)sk

D. Tonjum 2017

Mailkorrespondanse og telefonsamtale: Eirik Gullesen egu073@student.uib.no 91618191, til Dag Tonjum Dag.tonjum@smaakraft.no, SVSV: “ Småkraftverk, anleggsbidrag og avgifter til nettselskap” Sendt: 4. januar 2017

Tveten et. al. 2013,
Åsa Grytli Tveten, Torjus Folsland Bolkesjøa, Thomas Martinsena, Håvard Hvarnes; Journal of Energy Policy, “*Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market*» URL:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513003960> (Lest: 26.09.16)

Turconi et al 2013,
Elslevier - Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Volume 28, December 2013, Pages 555–565, “*Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations*” forfattere: Roberto Turconi , Alessio Boldrin, Thomas Astrup, Department of Environmental Engineering, Technical University of Denmark, Kongens Lyngby, Denmark, Received 7 September 2012, Revised 26 July 2013, Accepted 11 August 2013, Available online 3 September 2013. URL:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005534> (lest 18.10.12)

Trans et al. ”*Observational constraints on the global atmospheric carbon dioxide budget*”
Tans PP, Fung IY, Takahashi T. 1990. Science 247:1431–38

U

UN 2016, (Mangler publiseringsdato), United Nations Framework Convention on Climate Change, “*The Mechanisms under the Kyoto Protocol: Clean development mechanism, joint implementation and emissions trading*” URL:
https://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/items/1673.php (Lest 14.09.16)

UNFCCC 07.09.2016,
United Nations Framework Convention on Climate Change, “Paris Agreement - Status of Ratification”, URL: http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php (lest 15.09.16)

V

Verlo 2017
Mailkorrespondanse og telefonsamtale: Eirik Gullesen egu073@student.uib.no, til Kjell Rune Verlo, NVE, Elmarkedstilsynet, Regulering av nett-tjenester, KRV@nve.no, SVSV: “Nettkostnader” Sendt: 6. januar 2017 14:44

W

D. Weisser 2007,
A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies Energy, 32 (2007), pp. 1543–1559

Wiki 2017,

Wikiwand.com, Menyvalg: Hjælp:Bevaringsstatus, overskrift: IUCN kategorier, URL: <http://www.wikiwand.com/da/Hj%C3%A6lp:Bevaringsstatus> (Lest 21.01.17)

X

Y

Yr (11.11.2016),

Yr værmelding, database for temperature og nedbør, oppdateres månedlig lest dato oppgitt, “Climate statistics for Norway” URL: <https://www.yr.no/place/Norway/climate.html#season> (Lest 11.11.16)

12.1 Siste side

Notater:

