




IFE/KR/E-2016/001



Hydrogenproduksjon fra
Rotnes bruk



Institutt for energiteknikk

Rapportnummer IFE/KR/E-2016/001	ISSN 0333-2039	Revisjonsnummer 1.0	Dato 27.02.2017
Klient/ Klient-referanse	ISBN Papir: 978-82-7017-893-3 Elektronisk: 978-82-7017-894-0	Antall eksemplarer	Antall sider 12
Rapporttittel Hydrogenproduksjon fra Rotnes bruk			
Sammendrag Dette prosjektet analyserer mulighetene og lønnsomheten ved hydrogenproduksjon fra Rotnes småkraftverk som er plassert i Nittedal, Akershus. Vi har basert på historiske kraftleveranse- og elektrisitetspris-data vurdert en eventuell fortjeneste av en investering i hydrogenproduksjon for dette småkraftverket. Prosjektet har følgende konklusjoner: <ul style="list-style-type: none"> - Vi anser kun alkaliske elektrolysører som konkurransedyktig for småskala hydrogenproduksjon. - En fordel med hydrogen fra småkraftverk, som Rotnes, er at en produserer hydrogen uten å betale nettleie og elektrisitetsavgift. - Et betydelig konkurransefortrinn for hydrogenproduksjon på Rotnes er en nær plassering til en eventuell fyllestasjon. - Hydrogenproduksjon fra småkraft kan være hensiktsmessig i et oppstartsmarked for hydrogen, da investeringer i storskala hydrogenproduksjon ikke er lønnsomt ved en begrenset etterspørsel. - For småkrafteier vil lønnsomheten for hydrogenproduksjon blant annet variere med vannføring, elektrisitetspris, avtale med fyllestasjon, andre kontrakter og utvikling av hydrogenmarked. 		Distribusjon Elektronisk: Papir:0 Arkiv (x kopier) Bibliotek (1 kopi)	
	Navn	Signatur	
Utarbeidet av	Pernille Seljom		
Kontrollert av	Martin Kirkengen		
Godkjent av	Kari Aa. Espegren		
Elektronisk arkivkode			

Innholdsfortegnelse

1	INTRODUKSJON.....	1
2	SMÅKRAFTVERKET PÅ ROTNES BRUK.....	1
3	SPOT-PRIS.....	3
4	ANALYSEGRUNNLAG	4
4.1	INVESTERINGSKOSTNAD FOR HYDROGENPRODUKSJON	4
4.2	DRIFTPARAMETERE OG ANDRE ANTAGELSER.....	4
5	RESULTATER	6
5.1	ELEKTROLYSØRSTØRRELSE	6
5.2	INNTEKTSØKNING FOR ROTNES BRUK	8
5.3	EFFEKT AV OPPGRADERT TURBIN	9
5.4	KONKURRANSEBILDE I ET ETABLERT MARKED.....	10
5.5	KONKURRANSEBILDE I ET OPPSTARTSMARKED	11

1 Introduksjon

Prosjektet er initiert av Småkraftforeninga som anser kraftverket på Rotnes bruk som en egnet studie for å analysere mulighetene og lønnsomheten ved hydrogenproduksjon fra småkraftverk. Videre har Oslo Renewable Energy and Environmental Cluster (OREEC) hjulpet med å koordinere og tilrettelegge for prosjektet, som er finansiert av Norges Forskningsråd via programmet for Virkemidler for regional FoU og innovasjon. Rotnes Bruk AS, ved Andreas Wessel, er prosjektansvarlig med Småkraftforeninga, Clemens Kraft, og Institutt for Energiteknikk som utførende samarbeidspartnere. Resultatene som fremlegges i denne rapporten, er basert på et regneark som vil være tilgjengelig for all prosjektet sine partnere. På denne måten er leveransen av prosjektet både en analyse av muligheter for hydrogenproduksjon fra Rotnes bruk og et generelt modellverktøy for å beregne lønnsomheten fra av hydrogenproduksjon fra småkraftverk.

2 Småkraftverket på Rotnes bruk

Småkraftverket, med en 200 kW dobbel Francis turbin, dekker eget forbruk og leverer resten av kraften til nettet. Kraftleveransen varierer både på årsbasis og timesbasis da levert kraft til nettet varierer med forbruk og vannføring.

Tabell 1 viser månedlig kraftleveranse fra 2009 til og med 2015, som er basert på historisk timesdata fra Rotnes bruk. Her ser en at årlig kraftsalg varierer fra 978 MWh i 2013 til 1228 MWh i 2015 og at det er mest salg av elektrisitet i vår-/ sommermånedene.

Kraftverkseieren vurderer å oppgradere vannturbinen til en turbin med større kapasitet da dagens maskin er i perioder underdimensjonert i forhold til vannføringen i elven. Siden eier kan installere en ny maskin på 300 kW uten å søke om konsesjon, er dette en sannsynlig ny størrelse på ny turbin. Dette utelukker derimot ikke at det kan være lønnsomt for eier å oppgradere turbinen til en større størrelse enn 300 kW, som for eksempel en 500 kW maskin. Vi har med daglig vannføringsdata fra Fossen i Nittedal fra 2010 - 2015, estimert effekten av å øke turbinkapasiteten til 300 kW, se Tabell 2. Det er tydelig at en økt turbinkapasitet vil kunne øke kraftleveransen i månedene med stor vannføring. For eksempel ville leveransen for august 2013 øke fra 123 MWh til 186 MWh med en oppgradering.

Tabell 1: Månedlig kraftleveranse fra 2009 til og med 2015.

Kraftleveranse, MWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januar	99	62	41	101	80	98	104
Februar	53	42	8	66	46	99	90
Mars	39	50	17	110	12	108	113
April	97	114	108	106	50	103	107
Mai	116	115	108	117	104	121	109
Juni	72	99	122	110	117	115	117
Juli	89	89	115	118	110	62	92
August	111	124	113	110	79	91	123
September	107	106	91	94	83	69	77
Oktober	100	98	98	76	92	66	104
November	90	98	103	86	106	102	86
Desember	93	59	101	94	98	104	105
År	1065	1056	1026	1188	978	1138	1228

Tabell 2: Oppjustert månedlig kraftleveranse fra 2010 til 2015 med en 300 kW vannturbin.

Kraftleveranse, MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januar	85	41	176	113	172	174
Februar	42	8	126	46	166	145
Mars	60	38	173	12	182	187
April	186	180	178	86	175	179
Mai	189	169	191	178	195	184
Juni	143	193	156	189	169	188
Juli	107	189	190	175	63	139
August	198	187	185	130	114	186
September	178	163	162	121	76	149
Oktober	172	172	150	145	121	160
November	151	175	158	178	174	158
Desember	61	176	157	172	177	175
År	1573	1692	2002	1546	1784	2023

3 Spot-pris

Vi bruker historiske månedlige spot-priser i prisområdet til Rotnes bruk, NO1, fra 2009 – 2015, se Tabell 3, som et utgangspunkt for å vurdere lønnsomheten av hydrogenproduksjon. Tabellen viser også den tilhørende årsinntekten for småkraftverket uten investering i hydrogenproduksjon.

Tabell 3: Månedlig spot-priser i NO1 fra 2009 til 2015 med tilhørende inntekt uten hydrogenproduksjon.

Priser NO1, NOK/ MWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januar	379	411	562	280	312	279	257
Februar	335	643	517	358	296	253	246
Mars	308	484	512	216	339	219	214
April	293	385	424	230	360	194	212
Mai	283	355	429	202	280	157	181
Juni	316	361	379	177	250	156	119
Juli	291	366	291	98	260	225	80
August	258	340	286	146	259	246	101
September	197	385	179	138	284	271	120
Oktober	269	396	201	254	299	228	199
November	301	449	315	249	296	238	230
Desember	317	656	265	313	273	280	168
Årsgjennomsnitt	296	436	363	222	292	229	177
Inntekt, 1000 NOK	310	434	335	254	278	257	217

4 Analysegrunnlag

4.1 Investeringskostnad for hydrogenproduksjon

Tabell 4 viser vårt beregningsgrunnlag for investeringskostnad for hydrogenproduksjon fordelt på hydrogenproduksjonsmetode og elektrolysestørrelse. Kostnadene er basert på fra litteratur og dialog med leverandører. Tallene viser en kostnadsreduksjon på elektrolysestørrelse med en investering av større enheter og en tydelig kostnadsforskjell mellom en PEM- og en alkalisk elektrolysestørrelse. For de andre komponentene av hydrogenproduksjonen; kompresjon, lager og fyllestasjon, antar vi at investeringen er skalerbar. Videre forutsetter vi at den minste tilgjengelige alkaliske elektrolyseren er på 150 kW og at en PEM elektrolysestørrelse er to ganger så kostbar som en alkaliske elektrolysestørrelse. Her er lageret dimensjonert for å dekke hydrogenetterspørselen for to dager.

Tabell 4: Investeringskostnad for hydrogenproduksjon som funksjon av elektrolysestørrelse og produksjonsmetode.

Investeringskostnad, 1000 NOK/ kW							
Størrelse, kW	50	100	150	200	250	300	10000
Alkalisk elektrolysestørrelse			23	22	21	19	7
Kompresjon			4	4	4	4	4
Lager			4	4	4	4	4
Fyllestasjon			3	3	3	3	3
Total			34	32	31	30	17
PEM elektrolysestørrelse	47	45	42	40	38	36	12
Kompresjon	4	4	4	4	4	4	4
Lager	4	4	4	4	4	4	4
Fyllestasjon	3	3	3	3	3	3	3
Total	58	55	53	51	49	46	23

4.2 Driftsparametere og andre antagelser

Våre antagelser for effektbehov for elektrolysestørrelse, med tilhørende driftsparametere, for ulike elektrolysestørrelser er angitt i Tabell 5. Andre antagelser i sammenheng med hydrogenproduksjon, og markedsdata er inkludert nedenfor.

Videre så antar vi at hydrogenetterspørselen er jevnt fordelt utover året. Dersom kraftproduksjonen ikke er tilstrekkelig for å dekke etterspørselen etter hydrogen i en måned, vil en produsere hydrogen ved å kjøpe kraft fra nettet. Tilsvarende, hvis kraftproduksjonen er høyere enn det som kreves av hydrogenproduksjonen, vil en selge overskuddet av kraft til nettet. Ved kjøp av elektrisitet, vil en betale både spot-pris, el.-avgift, nettleie og el.-sertifikatpris, mens ved salg av elektrisitet vil kraftprodusenten kun få betalt spot-pris.

Hydrogenproduksjon

Diskonteringsrente	0.06
Nedbetalingsperiode	10 år
Driftskostnad	5 % av årlige investeringskostnad

Markedsdata

Hydrogenpris	73 NOK/ kg (90 NOK/ kg med MVA)
El.-avgift	200 NOK/ MWh
Nettleie	260 NOK/ MWh
El.-sertifikatpris	20 NOK/ MWh
Avstand til fyllestasjon	10 km
Transportkostnad	0.064 NOK/ kg*km

Tabell 5: Driftsparametere avhengig av elektrolysestørrelse.

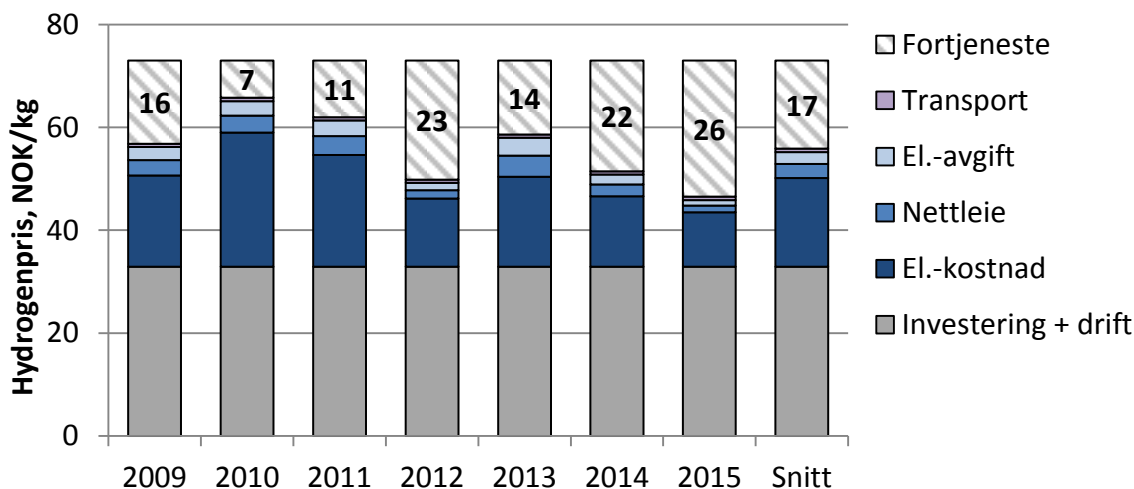
Elektrolysestørrelse	kW	50	100	150	200	250	300	10 000
Type	-	PEM	PEM	Alkalisk	Alkalisk	Alkalisk	Alkalisk	Alkalisk
Effektbehov	KWh el/kg H ₂	65	65	60	60	60	60	60
Kraftbehov	MWh/ år	438	876	1 314	1 752	2 190	2 628	87 600
Hydrogen								
Produksjon	kg/ år	6 738	13 477	21 900	29 200	36 500	43 800	1 460 000
Marked*	personbiler/ år	45	90	146	195	243	292	9 733
Marked*	buss/ år	0.4	0.9	1.4	1.9	2.4	2.9	95.2
Lagerstørrelse	kg	37	74	120	160	200	240	8 000
*Antagelse: personbil - 150 kg H ₂ / år, buss 42 kg H ₂ / dag								

5 Resultater

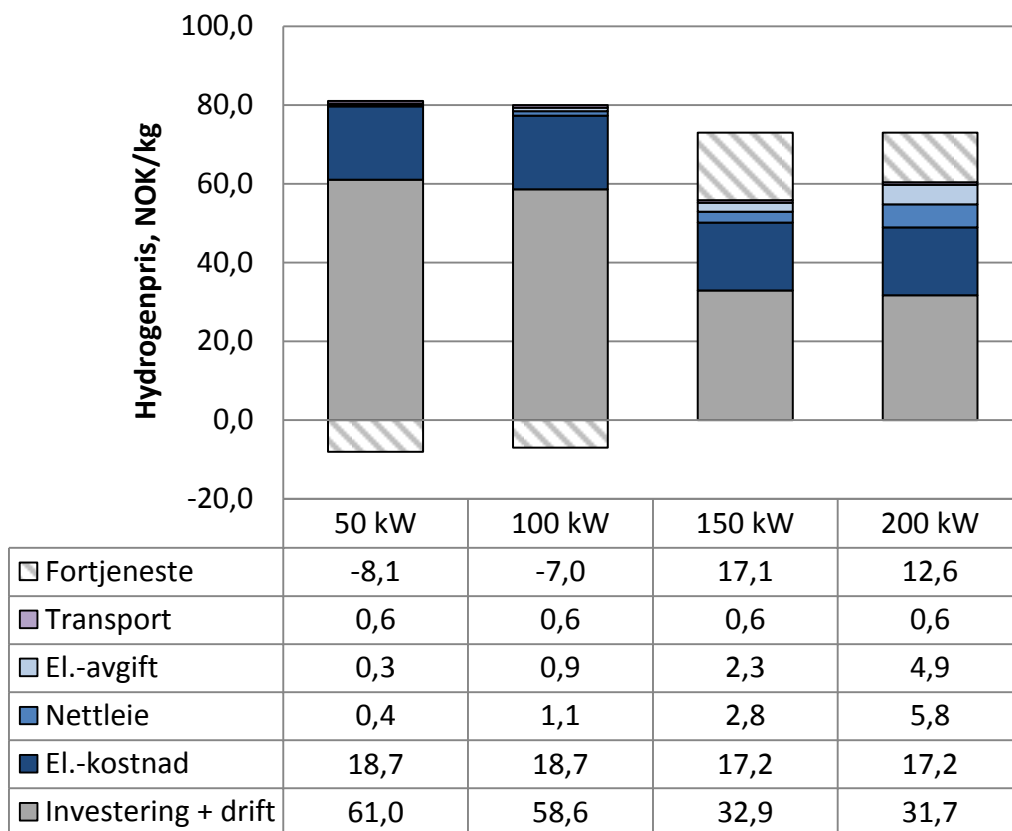
5.1 Elektrolyserstørrelse

Vi har beregnet kostnadene og en eventuell fortjeneste for hydrogenproduksjon på Rotnes bruk for fire ulike elektrolyserstørrelser; 50 kW, 100 kW, 150 kW og 200 kW, som vist i Figur 1. Merk at vi forutsetter at hydrogenproduksjonen kan driftes kontinuerlig og at det er et marked for det hydrogenet som produseres. Her er de presenterte tallene et gjennomsnitt av kostnad- og fortjenestetall fra 2009 til 2015, og sertifikatprisen er inkludert i elektrisitetsavgiften. Videre så forutsetter vi at PEM-elektrolyser er det eneste teknologivalget ved en elektrolyserstørrelse under 150 kW og at vi investerer i en alkalisk elektrolyser ved en størrelse fra 150 kW og oppover. Merk at kostnaden for elektrisitet er noe lavere for en alkaliske elektrolyser da de har noe bedre virkningsgrad.

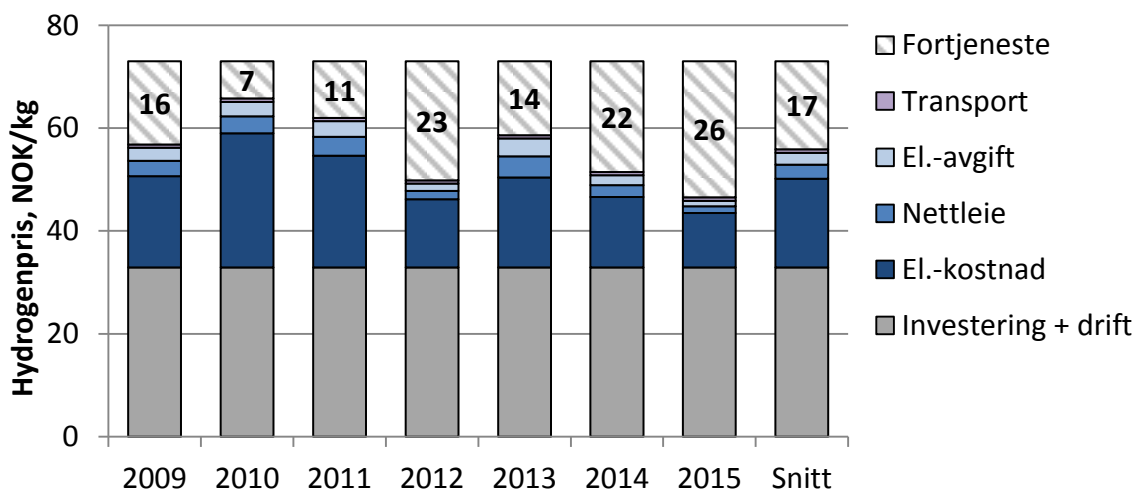
Kostnaden for nettleie og el-avgift øker med størrelsen på hydrogenproduksjonen, da en større elektrolyser vil kreve en høyere andel av elektrisitetskjøp fra nett for å møte hydrogenetterspørselen. Derimot, vil en økning i elektrolyserstørrelse, særlig hvis dette medfører mulighet for en alkalisk elektrolyser, medføre en betydelig reduksjon i investeringskostnaden. For eksempel er investeringskostnaden 59 NOK/ kg for en 100 kW PEM elektrolyser og 33 NOK/ kg for en 150 kW alkalisk elektrolyser. Samlet medfører dette at Rotnes bruk vil oppnå en størst fortjeneste ved en 150 kW alkalisk elektrolyser. Den tilhørende årlige kostnaden og fortjenesten for hydrogenproduksjon for en 150 kW elektrolyser



Figur 2. Her ser en fortjenesten varierer betydelig med utfall av pris og vannføring fra 7 NOK/ kg i 2010 til 26 NOK/ kg i 2015.



Figur 1: Kostnader og fortjeneste ved hydrogenproduksjon fra Rotnes bruk for ulike størrelser på hydrogenproduksjon.



Figur 2: Årlig kostnad og fortjeneste ved hydrogenproduksjon med en 150 kW alkalisk elektrolyser fra 2009 – 2015

5.2 Inntektsøkning for Rotnes bruk

For en lønnsom hydrogeninvestering, må småkrafteier motta en større inntekt fra hydrogensalg fremfor å fortsette som tidligere ved å selge all kraften til spot-pris. Fordelingen av fortjenesten ved hydrogensalg mellom for eksempel småkrafteier og fyllestasjonseier avhenger blant annet av forhandlinger, kontrakter og risikohåndtering. I dette avsnittet forutsetter vi at Rotnes bruk tar hele investeringen for hydrogenproduksjon og blir tildelt 80 % av fortjenesten ved hydrogensalg. I tallene nedenfor forutsetter vi at det er et marked for alt hydrogenet som produseres.

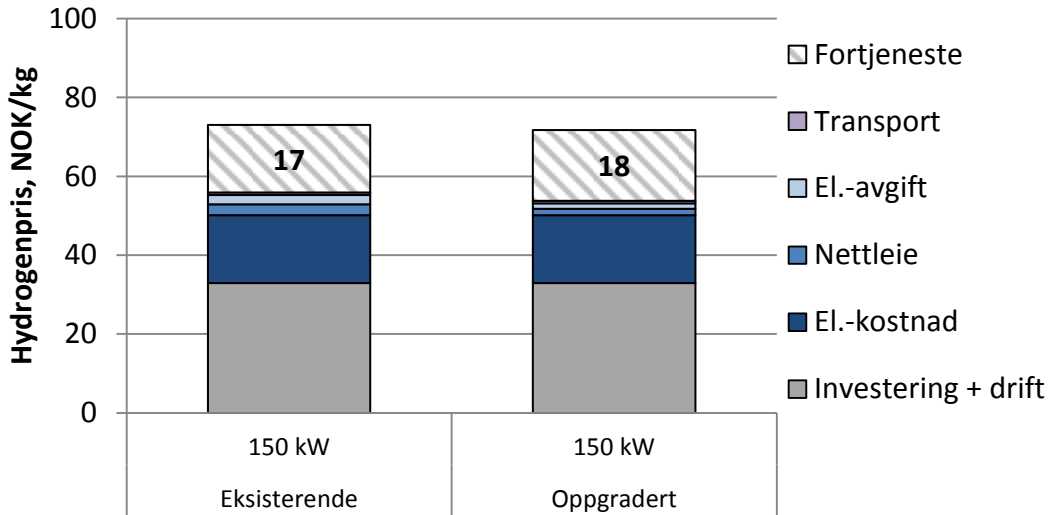
Tabell 6 viser inntektsbalansen for Rotnes bruk, med og uten hydrogenproduksjon, fra 2009 til 2015. Basert på et årlig snitt fra 2009 til 2015 vil hydrogenproduksjon øke inntekten til småkraftverket med 79000 NOK og 2 % i forhold til inntekt uten hydrogenproduksjon. Lønnsomheten for hydrogenproduksjon varierer derimot betydelig for de ulike årene. For eksempel for 2010, et år med høye spot-priser, er det ikke lønnsomt med hydrogenproduksjon da inntekten reduseres med 69 % i forhold til ingen investering i hydrogenproduksjon. Motsatt, vil hydrogenproduksjon øke fortjenesten til kraftverket i perioder med lave spot-priser, som i 2015, hvor en investering vil øke inntekten med 115 %. Dersom krafteier får en lavere andel av hydrogensalget enn 80 % vil det i snitt ikke være lønnsomt å investere i hydrogen. For eksempel ved 50 % fordeling av fortjenesten vil krafteier tjene i snitt 36 % mindre ved investering i hydrogenproduksjon.

Tabell 6: Inntektsbalanse for Rotnes bruk med en 150 kW alkalisk elektrolyser.

Inntektsbalanse		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Snitt
Uten hydrogen	1000 NOK	310	434	335	254	278	257	217	298
Med hydrogen	1000 NOK	285	135	199	408	254	380	466	304
Økt innteksgevinst	1000 NOK	-25	-300	-136	153	-24	123	249	6
Økt innteksgevinst		-8 %	-69 %	-41 %	60 %	-9 %	48 %	115 %	2 %

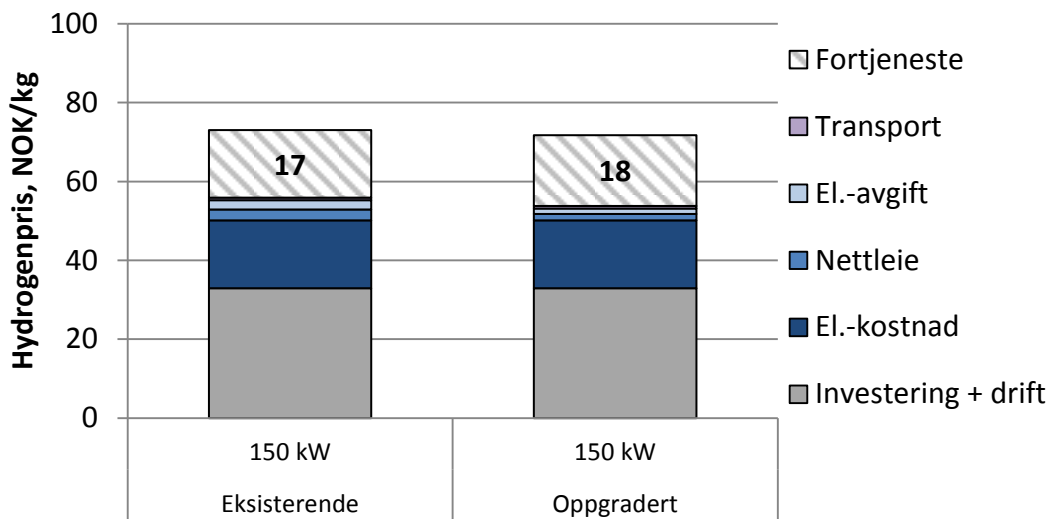
5.3 Effekt av oppgradert turbin

Dette avsnittet vurderer hvordan lønnsomheten for hydrogenproduksjon vil påvirkes av en oppgradering av turbinen til 300 kW.



Figur 3 viser kostnadene og fortjenesten ved hydrogenproduksjon med og uten en oppgradering av turbinen med en 150 kW elektrolyser. Her ser en at fortjenesten øker noe med en oppgradering av turbin, da en større vannturbin gir noe lavere kostnader relatert til nettleie og elektrisitetsavgift. Dette kan indikere at småkrafteier kan kreve en større andel av fortjenesten av hydrogensalg dersom vannturbinen oppgraderes.

Selv om en oppgradering av turbinen vil gi en økt fortjeneste ved hydrogensalg, vil det nødvendigvis ikke gi en økt inntektsgevinst relatert til hydrogenproduksjon for småkrafteieren. Dette er hovedsakelig fordi en oppgradert vannturbin vil medføre en høyere inntekt fra kraftsalg, også i timene med høy spot-pris. Tabell 6 viser inntektsbalansen for Rotnes bruk, med og uten hydrogenproduksjon, for en oppgardert turbin fra 2010 til 2015. Merk at her antar vi at Rotnes bruk vil få tildelt 80 % av fortjenesten ved hydrogensalg. Basert på et årlig snitt, vil en oppgradert turbin redusere inntekten til småkraftverket med 27000 NOK i forhold til ingen hydrogeninvestering. For eksempel for 2015 vil inntekten øke med hydrogenproduksjon med 249 000 NOK uten en oppgradering og øke inntekten med 83 000 NOK med en oppgradering. Ved en oppgradering av turbin reduseres behovet for kraftkjøp fra nettet og dette indikerer at krafteier bør kreve en høyere andel av hydrogensalget ved en evt. oppgradering av turbin.



Figur 3: Kostnader og fortjeneste ved hydrogenproduksjon med en 150 kW elektrolyser med og uten oppgradering av turbin til 300 kW.

Tabell 7: Inntektsbalanse med en 150 kW elektrolyser og oppgradert vannturbin.

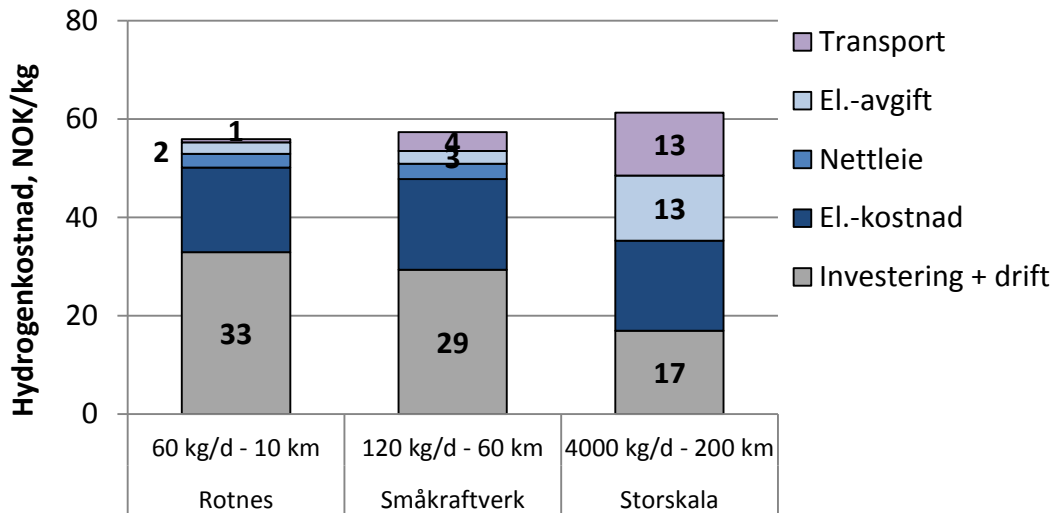
Inntektsbalanse med oppgradering		2010	2011	2012	2013	2014	2015	Snitt
Uten hydrogen	1000 NOK	633	542	434	438	402	359	490
Med hydrogen	1000 NOK	331	411	602	428	541	442	463
Økt inntektsgevinst	1000 NOK	-302	-131	169	-10	139	83	-27
Inntektsbalanse uten oppgradering		2010	2011	2012	2013	2014	2015	Snitt
Uten hydrogen	1000 NOK	434	335	254	278	257	217	296
Med hydrogen	1000 NOK	135	199	408	254	380	466	307
Økt inntektsgevinst	1000 NOK	-300	-136	153	-24	123	249	11

5.4 Konkurransesbilde i et etablert marked

Med et etablert marked antar vi at hydrogenproduksjonen kan driftes kontinuerlig og at det er et marked for det hydrogenet som produseres. For konkurransedyktig hydrogenproduksjon på Rotnes bør kostnaden for hydrogenproduksjon være lik eller lavere kostnaden for hydrogenproduksjon til konkurrerende produsenter. Figur 4 viser kostnader og fortjeneste for tre alternative hydrogenleveranser med ulik elektrolyserstørrelse og avstand til markedet. Det første alternativet er hydrogenproduksjon på Rotnes med en 150 kW elektrolyser og en avstand på 10 km mellom produksjon og fyllstasjon. Det andre alternativet representerer hydrogenproduksjon fra et større småkraftverk med en 300 kW elektrolyser plassert 60 km unna fyllstasjonen. Det tredje alternativet er et storskala hydrogenproduksjonsanlegg med en elektrolyser på 10 000 kW som er plassert 200 km unna fyllstasjonen. For den sistnevnte produsenten antar vi at produksjonen er plassert slik at de ikke betaler nettleie for kraften som benyttes for å produsere hydrogenet.

Figuren viser tydelig at det er betydelige stordriftsfordeler når det gjelder investeringskostnader. Mens Rotnes betaler 33 NOK/ kg H₂ for å dekke investeringene

tilsvarer investeringene for storskalaproduksjonen 17 NOK/ kg. Likevel vil Rotnes kunne konkurrere på hydrogenpris da produksjon fra dette småkraftverket vil ha mindre transportkostnader og lavere kostnader relatert til elektrisitetsavgift enn et storskala produksjonsanlegg. Det er derimot usikkert om en hydrogenprodusent vil bli pålagt en elektrisitetsavgift eller en annen type avgift. Dersom elektrisitetsavgift ekskluderes, vil hydrogenproduksjon fra Rotnes bli mindre lukrativt enn hydrogen fra storskala produksjon, og i dette tilfellet ikke kunne konkurrere med hydrogen tilkjørt fra dette anlegget.



Figur 4: Hydrogenkostnader ved hydrogenproduksjon for alternative hydrogenleveranser med ulik størrelse og avstand til marked.

5.5 Konkurransesbilde i et oppstartsmarked

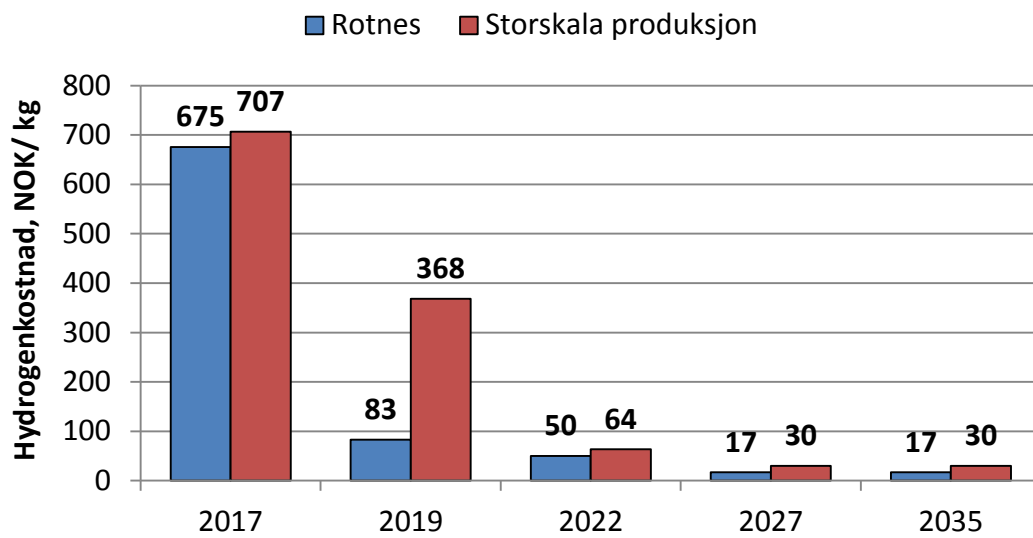
I et oppstartsmarked er det ikke nødvendigvis hydrogenetterspørselen tilstrekkelig for å kunne drifte hydrogenproduksjonen kontinuerlig og det vil være en begrenset driftstid på anlegget. Vi baserer en mulig utvikling av hydrogenkostnad basert på et fiktivt scenario for utvikling av hydrogenetterspørsel for hydrogenproduksjon på Rotnes, med en 150 kW elektrolyser og for et storskala produksjonsanlegg, med en elektrolyser på 10 000 kW, som er plassert 200 km unna fyllestasjonen. Tabell 8 viser den antatte utviklingen av hydrogenetterspørsel fra de to anleggene. Her antar vi at hydrogenproduksjon fra Rotnes vil tidligere oppnå en høyere driftstid da det er betydelig mindre produksjonsomfang for dette anlegget enn for storskalaproduksjonen.

Den tilhørende hydrogenkostnaden for dette fiktive etterspørselsscenarioet er vist i Figur 5. Her ser en at i dette tilfellet vil hydrogen fra Rotnes kunne konkurrere med storskala produksjon fra markedet er i en oppstartsfase til markedet er mettet. I et umodent marked er dette fordi Rotnes vil ha en høyere driftstid enn et storskala anlegg samt at det har mindre transportkostnader. Tilsvarende i et mettet marked vil også hydrogenproduksjon fra Rotnes være konkurransedyktig dersom investeringene er nedskrevet når dette inntreffer. Dette er fordi

Rotnes er plassert nærmere det lokale markedet og dermed med mindre transportkostnader i forhold til et storskala produksjonsanlegg.

Tabell 8: Scenario for utvikling av hydrogenetterspørsel for Rotnes og et storskala produksjonsanlegg.

Hydrogenetterspørsel, kg/ d	2015	2017	2019	2022	2027	2035
Rotnes	0	3	30	60	60	60
Storskala produksjonsanlegg	0	100	200	2000	4000	4000



Figur 5: Hydrogenkostnad i et oppstartsmarked for hydrogenproduksjon fra Rotnes og fra et storskala produksjonsanlegg.

