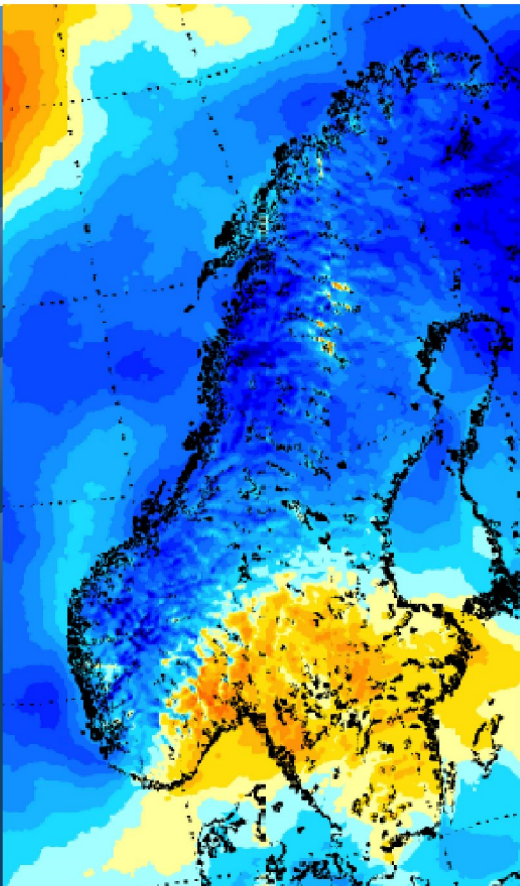




Vindkraft - produksjon i 2016

David E. Weir

12
2017



R
A
P
P
O
R
T

Rapport nr 12-2017

Vindkraft - produksjon i 2016

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Fredrik Arnesen

Forfattere: David Edward Weir

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto: Kjeller Vindteknikk AS

ISBN 978-82-410-1563-2

ISSN 1501-2832

Sammendrag: Dette er den årlige rapporten om vindkraftproduksjon i Norge. Rapporten publiseres i første kvartal hvert år, med data for det foregående året. Dataene er hentet inn fra Statnett, og produksjonsindeksene er beregnet av Kjeller Vindteknikk. Sammenstillingen er gjort i NVEs Energiavdeling.

Emneord: Vindkraft

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Vindkraft - Produksjon i 2016

Innhold

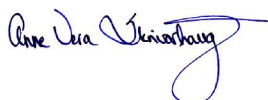
Forord	3
Sammendrag	4
1 Vindkraftproduksjon i Norge	5
1.1 Vindkraftverk i Norge	5
1.2 Produksjonsstatistikk for 2016	6
2 Vindforhold i 2016	7
2.1 Vind- og produksjonsindekser	7
3 Analyser av produksjon	10
3.1 Månedsproduksjon i 2016	13
Vedlegg A: Produksjon for norske vindkraftverk 2014-2016.....	14
Vedlegg B: Vind og produksjonsindekser for Norge 2016	15

Forord

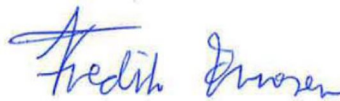
Etter vannkraft er vindkraft den mest aktuelle form for fornybar kraftproduksjon i Norge. Ved utgangen av 2016 var det mer vindkraft under bygging i Norge enn noen sinne, og det ventes videre utbygging av vindkraft de neste årene i forbindelse med klimamålene for 2020. Vindkraft som teknologi har utviklet seg mye de siste par år, med blant annet større vindturbiner og betydelig reduserte kostnader. Dette har gjort vindkraft mer konkurransedyktig også i Norge hvor vindkraften i all hovedsak konkurrerer mot vannkraft.

Det er stor interesse for informasjon om vindkraft i Norge, ikke minst om dens bidrag til den norske kraftbalansen. NVE foretar en årlig innsamling av produksjonsdata. Denne rapporten gir en sammenstilling av de innsamlede dataene for 2016 og drøfter disse i lys av beregnede vind- og produksjonsindekser for det samme året.

Oslo, februar 2017



Anne Vera Skriverhaug
Avdelingsdirektør



Fredrik Arnesen
Seksjonssjef

Sammendrag

Samlet installert ytelse [MW]	873
Produksjon [GWh]	2125
Antall turbiner	374
Gjennomsnittlig turbinstørrelse [MW]	2,3
Bruktid [fullasttimer]	2512
Kapasitetsfaktor [%]	28,7
Produksjonsindeks [%]	92,0

Tabell 1 Nøkkeltall for norsk vindkraftproduksjon i 2016.

Det ble ikke satt i drift ny vindkraft i Norge i 2016. Totalt ble det produsert 2,1 TWh vindkraft, tilsvarende 1,4 prosent av Norges totale elektrisitetsproduksjon for 2016.

Vindforholdene var gjennomgående dårligere enn normalt ved norske vindkraftverk i 2016, og for norske vindkraftverk sett under ett var produksjonsindeksen på 92 prosent. En produksjonsindeks på 92 prosent betyr at vindkraftproduksjonen i 2016 kan forventes å være cirka 8 prosent lavere enn normalforventningen ut ifra vindforholdene. Den nasjonale produksjonsindeksen er basert på vindkraftverk som var i normal drift i 2016. Vindforholdene var langt under normalt første halvdel av året, men tok seg opp særlig i Midt-Norge mot slutten av året. Dette var gunstig med tanke på den ellers stramme ressursituasjonen i Midt-Norge på høsten.

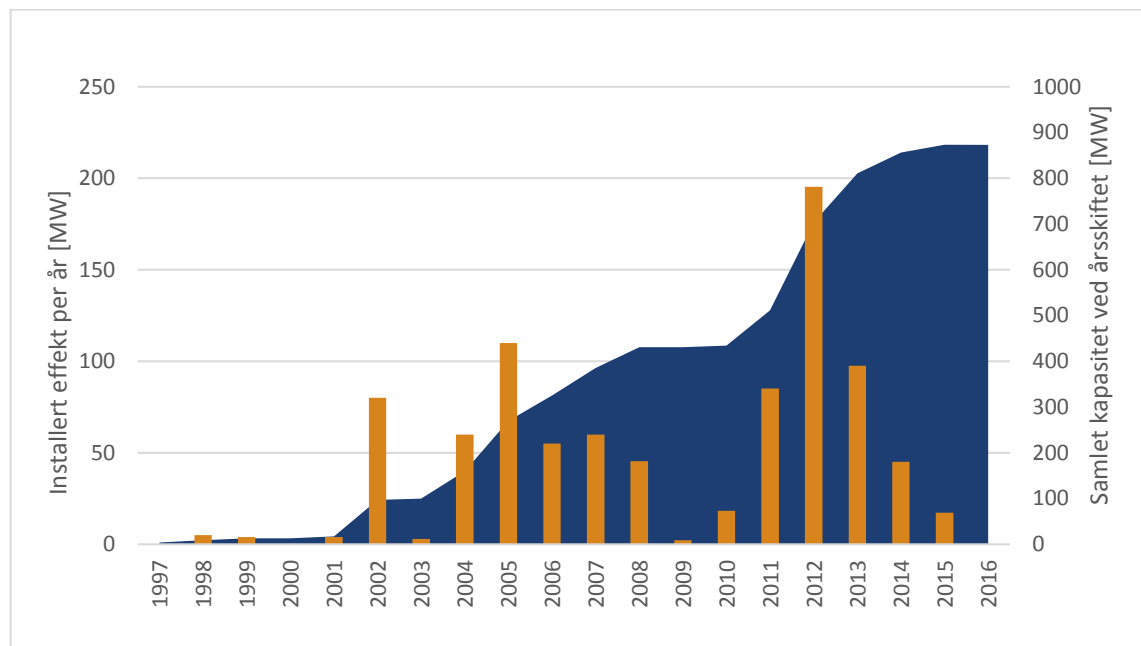
Bruktiden for vindkraftverk i Norge i normal drift var 2512 fullasttimer, tilsvarende en kapasitetsfaktor på 28,7 prosent. Dette er en nedgang med ca. 18 prosent fra rekordbruksiden i 2015 på 3045 fullasttimer. Denne nedgangen må imidlertid sees i lys av vindforholdene. Produksjonsindeksen for 2016 var 21 prosent lavere enn i 2015, slik at en reduksjon i brukstid på kun 18 prosent taler for god drift av norske vindkraftverk i 2016 til tross for dårlige vindforhold.

1 Vindkraftproduksjon i Norge

Denne rapporten publiseres årlig i første kvartal, og inneholder statistikk om utbygging av vindkraft i Norge samt produksjon og vindforhold i året som var.

1.1 Vindkraftverk i Norge

Figur 1 viser utviklingen i vindkraftutbyggingen i Norge. I 2016 ble det ikke satt i drift ny vindkraft. Samlet installert effekt var ved utgangen av året på 873 MW, samme som ved utgangen av 2015.



Figur 1 Kilde: NVE. Figuren viser installert vindkraft i Norge. Søylene og aksene til venstre viser installert effekt per år. Aksene til høyre og grafen viser samlet installert effekt ved årsskiftet hvert år.

1.2 Produksjonsstatistikk for 2016

I 2016 ble det produsert 2,1 TWh fra vindkraft i Norge. Samlet installert effekt var på 873 MW fordelt på 374 vindturbiner ved utgangen av 2016. Vindkraften stod for 1,4 % av den samlede kraftproduksjonen i Norge i 2016, en nedgang fra 1,7 % i 2015. Dette skyldes at 2016 var et år med gjennomgående lave vindindekser. Det var store områder med over 5 % lavere middelvind enn normalen, og vinden var dårligere enn normalt ved samtlige norske vindkraftverk. For norske vindparker sett under ett var produksjonsindeksen på 92 %, den nest laveste produksjonsindeksen siden begynnelsen av referanseperioden i 2000. Dette er utdypet i kapittel 2. Den totale produksjonen fra vindkraft i 2016 var ca. 15 % lavere enn for 2015, og dette skyldes hovedsakelig vindforholdene, som var vesentlig dårligere i 2016 enn i 2015. Produksjonstall for norske vindkraftverk fra 2014-2016 er presentert i Vedlegg A.

Vindkraftverk	Eier	I drift år	Antall turbiner	Installert Ytelse [MW]	2016 produksjon [GWh]
Andøya	Andøya Energi AS	1991	1	0,4	0,7
Fjeldskår	Norsk Miljø Energi AS	1998	5	3,8	6,8
Harøy, Sandøy	Sandøy Energi AS	1999	5	3,8	7,1
Smøla I&II	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	68	150,4	287,7
Havøygavlen	Arctic Wind AS	2002	16	40,5	84,0
Utsira I&II	Solvind Prosjekt AS	2004	2	1,2	3,0
Hitra	Hitra Vind AS (Statkraft)	2004	24	55,2	121,5
Nygårdsfjellet I&II	Nygårdsfjellet Vindpark AS	2005	14	32,2	86,1
Kjøllefjord	Kjøllefjord Vind AS (Statkraft)	2006	17	39,1	106,2
Valsneset	TrønderEnergi Kraft AS	2006	5	11,5	27,0
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2008	25	57,5	134,2
Mehuken II&III	Kvalheim Kraft AS	2010	11	25,3	58,5
Høg-Jæren I&II	Jæren Energi AS	2011	32	73,6	224,6
Åsen II	Solvind Åsen AS	2012	2	1,6	3,9
Fakken	Troms Kraft AS	2012	18	54,0	124,2
Ytre Vikna	Sarepta Energi AS	2012	17	39,1	100,5
Lista	Lista Vindkraftverk AS	2012	31	71,3	214,4
Midtfjellet	Midtfjellet Vindkraft AS	2013	44	110,0	273,0
Raggovidda	Varanger Kraft AS	2014	15	45,0	183,5
Røyrmyna	Røyrmyna Vindpark AS	2015	3	2,4	7,3
Annen vindkraft*			19	55,4	70,5
sum			374	873	2125

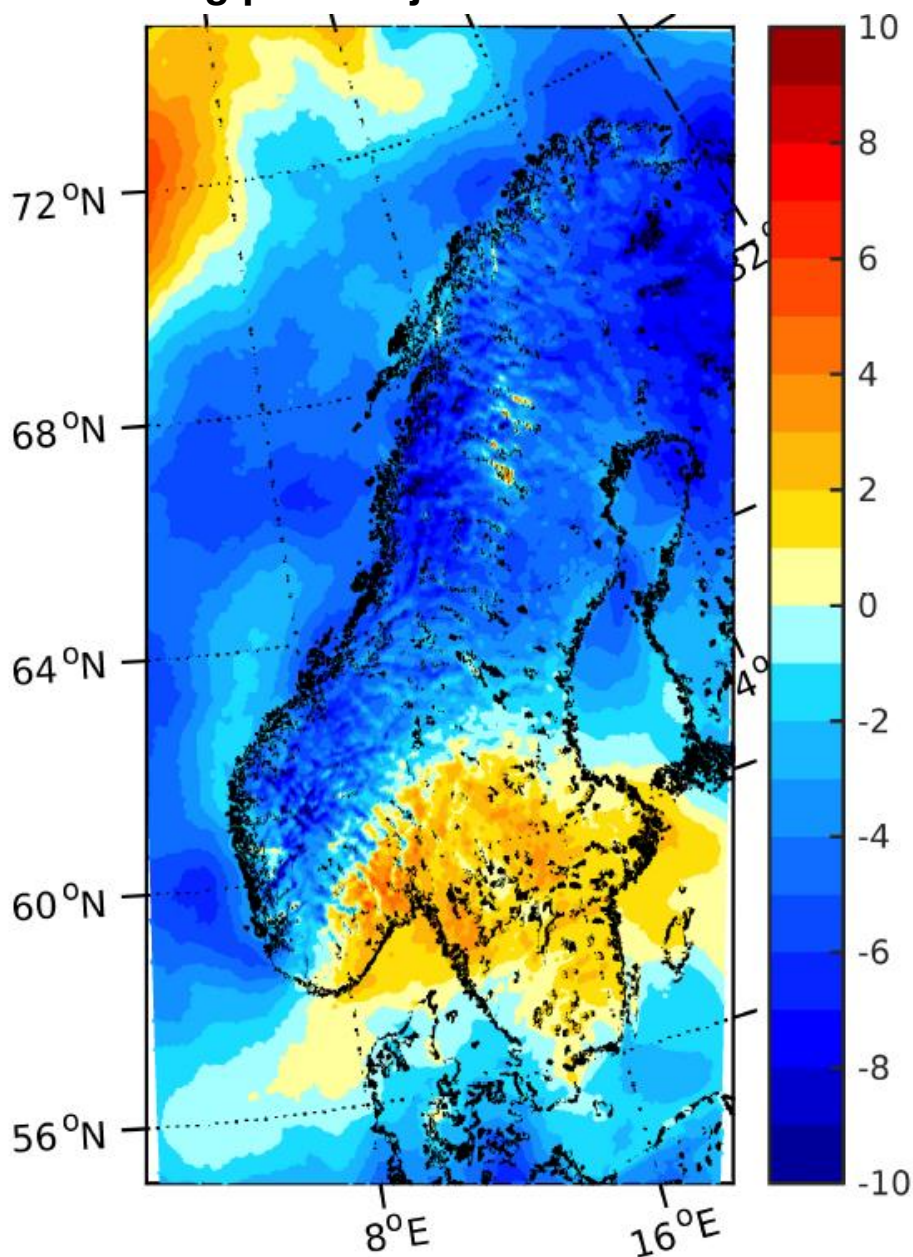
*Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2016: Hundhammerfjellet, Valsneset testsenter, Hywind, Skomakerfjellet, Hovden. Se kapittel 3 for nærmere forklaring.

Tabell 2 Målt produksjon for norske vindkraftverk i 2016. Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2016 er summert under posten annen vindkraft.

2 Vindforhold i 2016

Vindkraftproduksjon varierer betydelig fra år til år avhengig av vindforholdene. NVE har engasjert Kjeller Vindteknikk AS (KVT) til å etablere et modellert datasett over vindforholdene for å kunne si noe om hvordan vindforholdene og produksjonen i et enkelt år avviker fra normalen. Perioden 2000 – 2015 er valgt som referanseperiode, og de gjennomsnittlige vindforholdene i denne perioden er brukt for å sette normalverdier for middelvind og produksjon. Ved å sammenligne vindforholdene i 2016 med referanseperioden er det beregnet vind- og produksjonsindekser som beskriver hvordan vindforholdene og produksjonen avviker fra normalen.

2.1 Vind- og produksjonsindekser



Figur 2 Kilde :Kjeller Vindteknikk AS. Figuren viser avvik i middelvind gitt i prosent for 2016 sammenlignet med referanseperioden 2000 – 2015.

Figur 2 viser prosentvis avvik i middelvind for 2016 i forhold til referanseperioden 2000 – 2015. Av figuren ser man at det var et svært dårlig vindår i nesten hele Norge, med vindindekser vesentlig lavere enn normalt. Unntaket var på Østlandet, der det var områder med høyere vind enn normalt. Per 2016 finnes det imidlertid ikke vindkraft i disse områdene, og vindindeksene ved norske vindkraftverk var gjennomgående dårligere enn normalt.

Med sterkere vind forventes en høyere årsproduksjon. Den resulterende produksjonsøkningen vil imidlertid også være avhengig av vindregimet, det vil si hvordan vinden fordeler seg på de ulike vindstyrkene over året. Dette har sammenheng med at kraftverkene effektkurver ikke er lineære, og at kraftverkene ikke er i stand til å utnytte energien i ekstremvindene fullt ut (vindstyrke over f.eks. 25 m/s).

For å beskrive endringene i vindregimet fra år til år er det hensiktsmessig å definere både en *vindindeks* og en *produksjonsindeks*. Vindindeksen er basert på middelvind, mens produksjonsindeksen tar hensyn til en rekke andre faktorer som reflekterer hvordan årets vindforhold påvirker produksjonsforutsetningene i det enkelte vindkraftverk.

$$\text{Vindindeks [\%]} = \frac{\text{Middelvind 2016}}{\text{Middelvind i et normalår}}$$

$$\text{Produksjonsindeks [\%]} = \frac{\text{Estimert kraftproduksjon 2016}}{\text{Produksjon i et normalår}}$$

På grunnlag av datasettet som er etablert for vindforholdene i 2016 har KVT beregnet vind- og produksjonsindekser for hvert enkelt vindkraftverk i Norge (se tabell 3 og Vedlegg B). Produksjonsindeksene er beregnet ved at det for hvert kraftverk beregnes en årsproduksjon for et modellert kraftverk på samme sted. Det er brukt to forskjellige metoder for ulike vindkraftverk; en avansert metode for vindkraftverk over 5 MW og en forenklet metode for vindkraftverk under 5 MW.

Metodene er beskrevet i detalj i Vedlegg B. Hovedforskjellen mellom metodene er at den avanserte tar hensyn til lokale variasjoner innad i vindparken, både når det gjelder terreng og vakeeffekter fra andre vindturbiner. Ved å sammenligne modellert produksjon for et vindkraftverk i 2016 med normalproduksjon basert på referanseperioden, beregnes det hvor stor produksjon, relativt til normalproduksjonen, en teoretisk sett kunne vente i året 2016. Dette blir *produksjonsindeksen* for det enkelte kraftverket gitt vindforholdene i det aktuelle året.

Tabell 3 viser at ikke bare vindindeksene, men også produksjonsindeksene var lavere enn normalt for samtlige norske vindkraftverk i 2016. Produksjonsindeksene var lavest for vindparker i Midt-Norge, og Smøla hadde lavest i landet med hele 10,8 % under normalen. Vindparker Sør-Vestlandet hadde vindforhold nærmere normalen, og Fjeldskår hadde den høyeste produksjonsindeksen med kun 2,4 % under normalen. For norske vindkraftverk sett under ett er produksjonsindeksen beregnet til omtrent 92 %, det vil si at produksjonen ved norske vindparker forventes å ligge cirka 8 % lavere enn normalt for 2016. Nasjonalverdien er beregnet ved å ta et kapasitetsvektet gjennomsnitt av de enkelte produksjonsindeksene ved norske vindparker som var i normal drift i 2016. Dette gjør at produksjonsindeksene ved større vindparker har større betydning for den nasjonale produksjonsindeksen enn små vindparker.

Vindkraftverk	Vindindeks [%]	Produksjonsindeks [%]
Andøya	96,8	95,5
Fjeldskår	99,2	97,6
Harøy, Sandøy	96,9	94,9
Smøla I&II	94,6	89,2
Havøygavlen	95,5	92,1
Utsira I&II	96,0	94,5
Hitra	93,8	90,8
Nygårdsfjellet I&II	95,0	93,7
Kjøllefjord	95,2	93,5
Valsneset	94,5	89,8
Bessakerfjellet	94,7	92,1
Mehuken II&III	96,5	92,6
Høg-Jæren I&II	95,7	94
Åsen II	95,2	92,0
Fakken	95,3	94,1
Ytre Vikna	95,0	91,3
Lista	98,7	96,7
Midtfjellet	95,9	91,8
Raggovidda	93,5	91,9
Røymyra	96,2	93,5
Vektet gjennomsnitt	94,9	92,0

Tabell 3 Vind- og produksjonsindekser for 2016 for de enkelte vindkraftverkene. Gjennomsnittsverdier er vektet etter installert effekt.

3 Analyser av produksjon

Det er foretatt noen enkle analyser av produksjonen fra vindkraftverkene i Norge som var i normal drift i 2016. Kraftverk som har vært i en oppstartsfase i 2016 er holdt utenfor. Det er også kraftverk som regnes som prototyper eller som har rapportert om ekstraordinære tekniske problemer i 2016. Dette gjelder Skomakerfjellet, Hundhammerfjellet, Valsneset testsenter, Hovden og Hywind. Samlet produksjon fra disse anleggene i 2016 var på 70,5 GWh.

Tabell 4 viser 2016 produksjon, utbyggers oppgitte normalårsproduksjon og 2016 produksjon dividert med produksjonsindeks. Sistnevnte kan sies å være en grov beregning av normalårsproduksjonen med utgangspunkt i produksjonserfaringer og vindforholdene i 2016. Sammenligning av oppgitt normalårsproduksjon med produksjon dividert med produksjonsindeks for 2016 tyder på at oppgitt normalårsproduksjon trolig er for høy ved mange norske vindkraftverk.

Vindkraftverk	2016 produksjon [GWh]	Normalårsproduksjon [GWh]	2016 produksjon dividert med produksjonsindeks for 2016 [GWh]
Andøya	0,7	1,0	0,8
Fjeldskår	6,8	8,5	6,9
Harøy, Sandøy	7,1	10,0	7,5
Smøla I&II	287,7	356,0	322,5
Havøygavlen	84,0	100,0	91,2
Utsira I&II	3,0	3,5	3,2
Hitra	121,5	138,0	133,8
Nygårdsfjellet I&II	86,1	104,0	91,8
Kjøllefjord	106,2	119,0	113,6
Valsneset	27,0	35,0	30,0
Bessakerfjellet	134,2	175,0	145,7
Mehuken II&III	58,5	70,2	63,2
Høg-Jæren I&II	224,6	222,1	238,9
Åsen II	3,9	4,9	4,2
Fakken	124,2	139,0	131,9
Ytre Vikna	100,5	127,0	110,0
Lista	214,4	220,0	221,7
Midtfjellet	273,0	356,0	297,4
Raggovidda	183,5	189,0	199,7
Røymyra	7,3	8,1	7,8

Tabell 4 2016 produksjon, oppgitt normalårsproduksjon og 2016 produksjon dividert med produksjonsindeks for 2016 ved norske vindkraftverk som var i normal drift i 2016.

Produksjonsresultatene i Tabell 5 er normalisert på tre forskjellige måter. Det er beregnet gjennomsnittlig produksjon per vindturbin, fullasttimer og energi per sveipt areal. Dette for å lettere kunne sammenligne kraftverkernes produksjon med hverandre, uavhengig av kraftverkernes størrelse.

Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin beregnes ved å dividere vindparkens produksjon med antall turbiner. Fullasttimer er definert som følger:

$$\text{Fullasttimer} = \frac{\text{Årlig produksjon [MWh]}}{\text{Installert ytelse [MW]}}$$

Det har vært en positiv utvikling i antall fullasttimer i Norge de siste årene etter hvert som både teknologien og kunnskapsnivået i bransjen har utviklet seg. Antall fullasttimer styres av teknologi, ressurs og effektiv drift av vindkraftverket. De viktigste parameterne hva gjelder et høyt antall fullasttimer er stor rotordiameter, liten generatoreffekt og høy middelvind i vindparken.

Det er også hensiktsmessig å sammenligne kraftverkernes produksjon ved å se på produsert energi per sveipt areal:

$$\text{Energi per sveipt areal} = \frac{\text{Årlig produksjon vindkraftverk [kWh]}}{(\text{antall turbiner}) \times \pi \times (0,5 \times \text{rotordiameter [m]})^2}$$

Dette er en annen type produksjonsnormalisering som også er bestemt hovedsakelig av teknologi og ressurs, men i motsetning til fullasttimer er det nå *liten* rotordiameter og *stor* generatoreffekt som gir høye verdier (i tillegg til vindressursen og effektiv drift av parken). Trenden i bransjen har gått mot større rotordiameterer etter hvert som teknologien har gjort det mulig. Dette slår som regel positivt ut i form av mange fullasttimer siden turbiner med større rotor i forhold til installert effekt får flere fullasttimer per år. Man får imidlertid en mer nyansert forståelse ved også å studere vindkraftverkernes produksjon ved å ta hensyn til energi per sveipt areal, siden det forholdstallet representerer en vurdering av parkens areal opp mot den energien som er produsert.

Brukstiden for alle kraftverkene i 2016 sett under ett var 2512 timer. Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 28,7 %. Brukstiden varierte mellom 1813 og 4078 fullasttimer for kraftverk i normal drift. Energi per sveipt areal varierte mellom 636 og 1702. De to vindkraftverkene som hadde lavest brukstid var også de eldste og disse nærmer seg slutten av sine tekniske levetid.

Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin viser en klar tendens mot høyere produksjon per vindturbin for nyere vindkraftverk. Dette skyldes hovedsakelig teknologiutvikling der både vindturbinrotorene og generatorene har blitt større. De eldste (og minste) vindturbinene produserer under 1 GWh/år per vindturbin, mens Raggovidda produserte hele 12,2 GWh per vindturbin. Den høye produksjonen på Raggovidda skyldes kombinasjonen moderne 3 MW vindturbiner og vindressurser i særklasse. Se tabell 5.

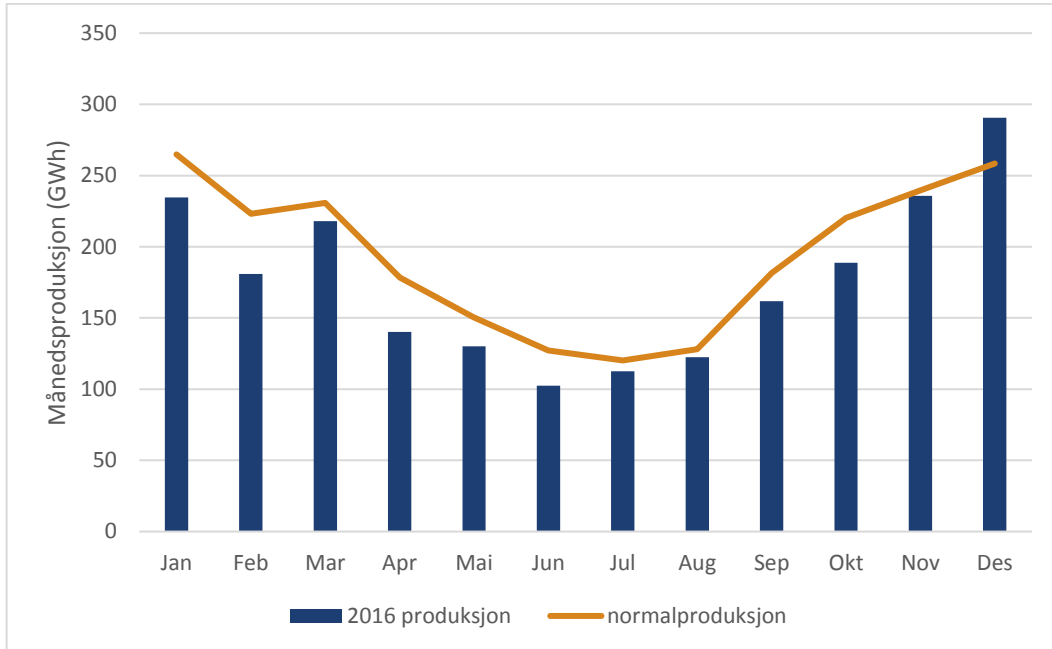
Vindkraftverk	I drift år	Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin [GWh]	Fullasttimer	Energi per sveipt areal [kWh/m ²]
Andøya	1991	0,7	1813	799
Fjeldskår	1998	1,4	1802	636
Harøy, Sandøy	1999	1,4	1902	788
Smøla I&II	2002	4,2	1913	830
Havøygavlen	2002	5,2	2073	1007
Utsira I&II	2004	1,5	2491	1189
Hitra	2004	5,1	2201	949
Nygårdsfjellet I&II	2005	6,1	2673	905
Kjøllefjord	2006	6,2	2717	1183
Valsneset	2006	5,4	2344	1702
Bessakerfjellet	2008	5,4	2334	1356
Mehuken II&III	2010	5,3	2312	1343
Høg-Jæren I&II	2011	7,0	3052	1033
Åsen II	2012	1,9	2421	1070
Fakken	2012	6,9	2299	1084
Ytre Vikna	2012	5,9	2569	1493
Lista	2012	6,9	3007	1018
Midtfjellet	2013	6,2	2482	926
Raggovidda	2014	12,2	4078	1527
Røymyra	2015	2,4	3042	1345
Vektet gjennomsnitt		5,7	2512	1068

Tabell 5 Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin, fullasttimer og energi produsert per sveipt areal for vindkraftverk som var i normal drift i 2016. Gjennomsnittsverdiene er vektet etter vindparkstørrelse.

I tidligere versjoner av denne rapporten har det også blitt hentet inn estimater for teknisk tilgjengelighet ved vindkraftverkene. Produksjonsdataene for 2016 er imidlertid hentet fra Statnett, og ikke produsentene, for å redusere rapporteringsbehov. NVE har ikke bedt produsentene om estimat for tilgjengelighet, men vil publisere timeserier av produksjon for fullskala vindkraftverk i april 2016.

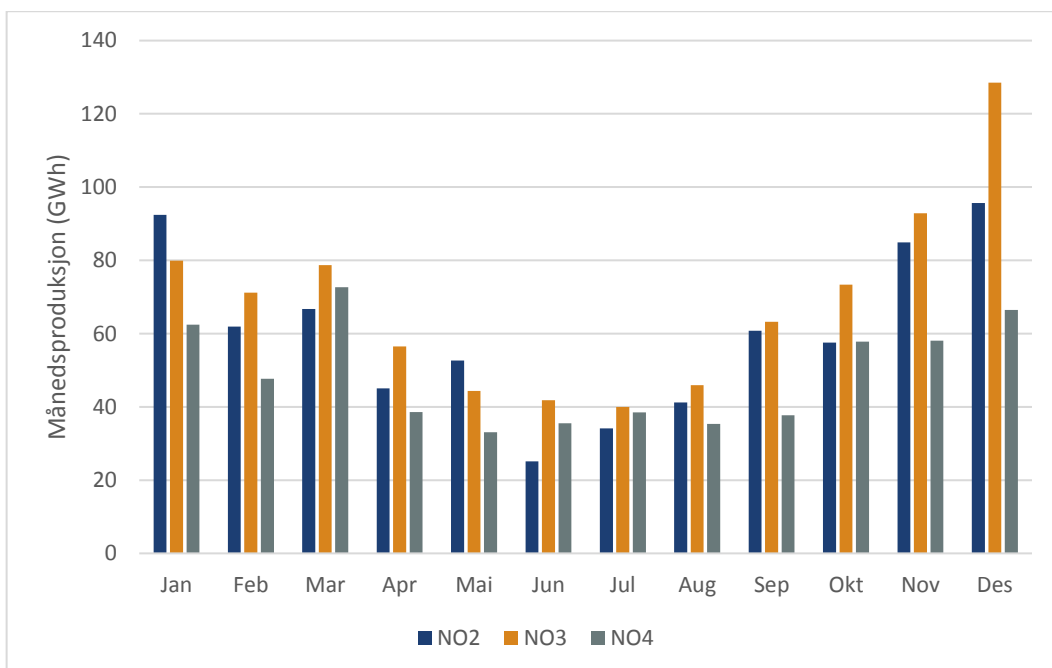
3.1 Månedssproduksjon i 2016

Som drøftet i forrige kapittel var 2016 et relativt dårlig vindår. Figur 3 viser hvordan totalproduksjon for norske vindkraftverk fordelte seg over året. Som en kan se lå produksjonen godt under normalen første halvdel av året. Produksjonen tok seg imidlertid opp siste halvdel av året, særlig i desember hvor det kom mer vindkraftproduksjon enn normalt.



Figur 3 Månedlig vindkraftproduksjon i 2016, vist som blå søyler, sammenlignet med normalproduksjon per måned (oransje graf)

Figur 4 viser månedssproduksjon fordelt på elspotområde. Til tross for at produksjonsindeksene over året var dårligst i Midt-Norge, var det her produksjonen tok seg mest opp i årets siste kvartal. Dette hadde en positiv effekt på den ellers stramme ressursituasjonen i området.



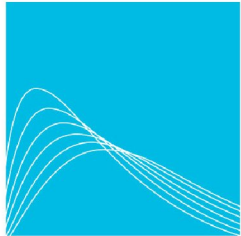
Figur 4 Månedlig vindkraftproduksjon i 2016 fordelt på elspotområde.

Vedlegg A: Produksjon for norske vindkraftverk 2014-2016

Vindkraftverk	Eier	I drift år	2014 produksjon [GWh]	2015 produksjon [GWh]	2016 produksjon [GWh]
Andøya	Andøya Energi AS	1991	0,7	0,6	0,7
Fjeldskår	Norsk Miljø Energi AS	1998	9,1	8,6	6,8
Harøy, Sandøy	Sandøy Energi AS	1999	7,7	9,7	7,1
Smøla I&II	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	294,0	400,6	287,7
Havøygavlen	Arctic Wind AS	2002	81,9	90,9	84,0
Utsira I&II	Solvind Prosjekt AS	2004	3,7	3,7	3,0
Hitra	Hitra Vind AS (Statkraft)	2004	119,4	159,1	121,5
Nygårdsfjellet I&II	Nygårdsfjellet Vindpark AS	2005	99,4	86,9	86,1
Kjøllefjord	Kjøllefjord Vind AS (Statkraft)	2006	118,4	121,9	106,2
Valsneset	TrønderEnergi Kraft AS	2006	33,6	29,6	27,0
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2008	180,7	183,6	134,2
Mehuken	Kvalheim Kraft AS	2010	53,3	68,0	58,5
Høg-Jæren I&II	Jæren Energi AS	2011	263,0	256,7	224,6
Åsen II	Solvind Åsen AS	2012	4,6	4,0	3,9
Fakken	Troms Kraft AS	2012	123,6	140,0	124,2
Ytre Vikna	Sarepta Energi AS	2012	122,6	126,7	100,5
Lista	Lista Vindkraftverk AS	2012	241,2	250,1	214,4
Midtfjellet	Midtfjellet Vindkraft AS	2013	317,3		273,0
Raggovidda	Varanger Kraft AS	2014		196,9	183,5
Røyrmyna	Røyrmyna Vindpark AS	2015			7,3
Annen vindkraft*			139,7	373,5	70,5
sum			2214	2511	2125

*Vindparker under denne posten varierer fra år til år

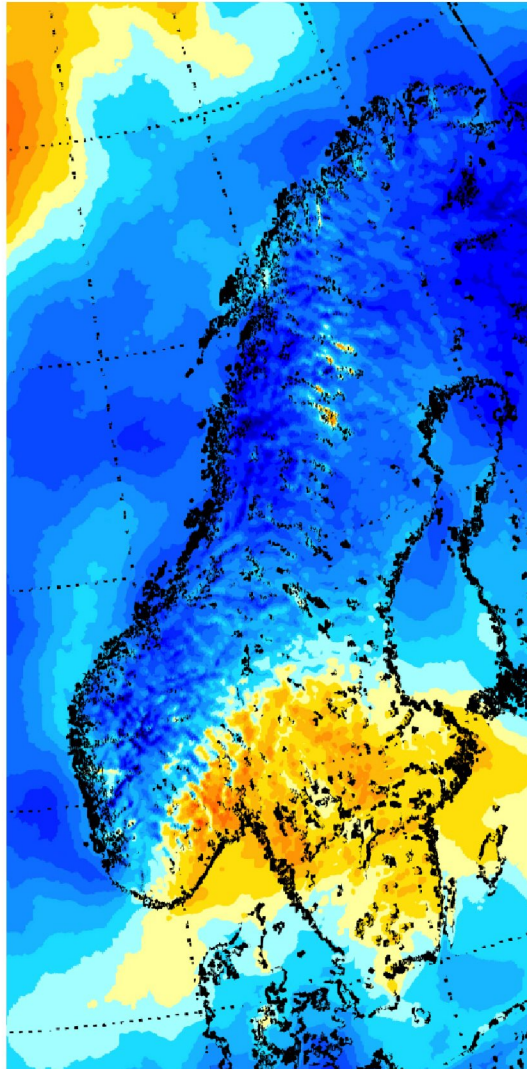
Vedlegg B: Vind og produksjonsindekser for Norge 2016



KJELLER
VINDTEKNIKK

Vind- og produksjonsindekser for Norge 2016

Rapport nr: KVT/JL/2017/R014





Rapportnummer

KVT/JL/2017/R014

Dato

10.02.2017

Klassifisering

Åpen

Utgave nummer.

0

Antall sider

14

Status

Endelig

Vind- og produksjonsindekser for Norge 2016

Kunde

Norges vassdrags- og energidirektorat

Kundens referanse

David Weir

Formål

Denne rapporten presenterer vind- og produksjonsindeksene for vindparkene i Norge for 2016. Beregningene er gjort av Kjeller Vindteknikk på oppdrag for Norges vassdrags- og energidirektorat.

Hensikten med analysen er å vise hvordan vindressursene for de norske vindparkene var i 2016 sammenlignet med en normalperiode 2000-2015. Sammendrag og konklusjon er gitt i kapittel 1.

Denne rapporten er kvalitetssikret og gjennomgått etter Kjeller Vindteknikkets kvalitetssikringssystem.

Forbehold

Selv om det i arbeidet med denne rapporten, så langt vi kjenner til, er benyttet oppdaterte analysemetoder, og vi i vårt arbeid forsøker å gi et så godt resultat som mulig, kan Kjeller Vindteknikk AS ikke holdes ansvarlig for resultatene i rapporten eller for framtidig bruk av denne, og heller ikke for eventuelle direkte eller indirekte tap som skyldes eventuelle feil i rapporten.

Revisjonshistorie

Utgave	Dato	Antall eksemplar	Kommentar	Distribusjon
0	10.02.2017		Endelig	Elektronisk

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Johannes Lindvall	10/2-2017	
Kontrollert av	Lars Tallhaug	10/2-2017	
Godkjent av	Øyvind Byrkjedal	10.02.2017	

Innhold

1	SAMMENDRAG OG KONKLUSJON	3
2	DATAGRUNNLAG	5
2.1	WRF	5
2.1.1	<i>NCEP/FNL inngangsdata.....</i>	<i>5</i>
2.2	BEREGNEDE DATASET	5
2.3	EFFEKTURVER	6
2.4	TURBINPOSISJONER	7
2.5	TERRENG OG RUHETSDATA	7
3	METODIKK	8
3.1	TIDSSERIER FOR VINDHASTIGHET, VINDRETNING OG TETTHET	8
3.2	TIDSSERIER FOR BRUTTO ENERGIPRODUKSJON	8
3.2.1	<i>Produksjonsindekser beregnet med parkeffektkurver (metode 1)</i>	<i>9</i>
3.2.2	<i>Produksjonsindekser beregnet med forenklet metodikk (metode 2).....</i>	<i>9</i>
3.2.1	<i>Produksjonsindekser beregnet med semi-detaljert metodikk (metode 3)</i>	<i>9</i>
4	VIND- OG PRODUKSJONSINDEKSER	10
4.1	RESULTAT FOR 2016	10
5	BIBLIOGRAFI.....	14

1 Sammendrag og konklusjon

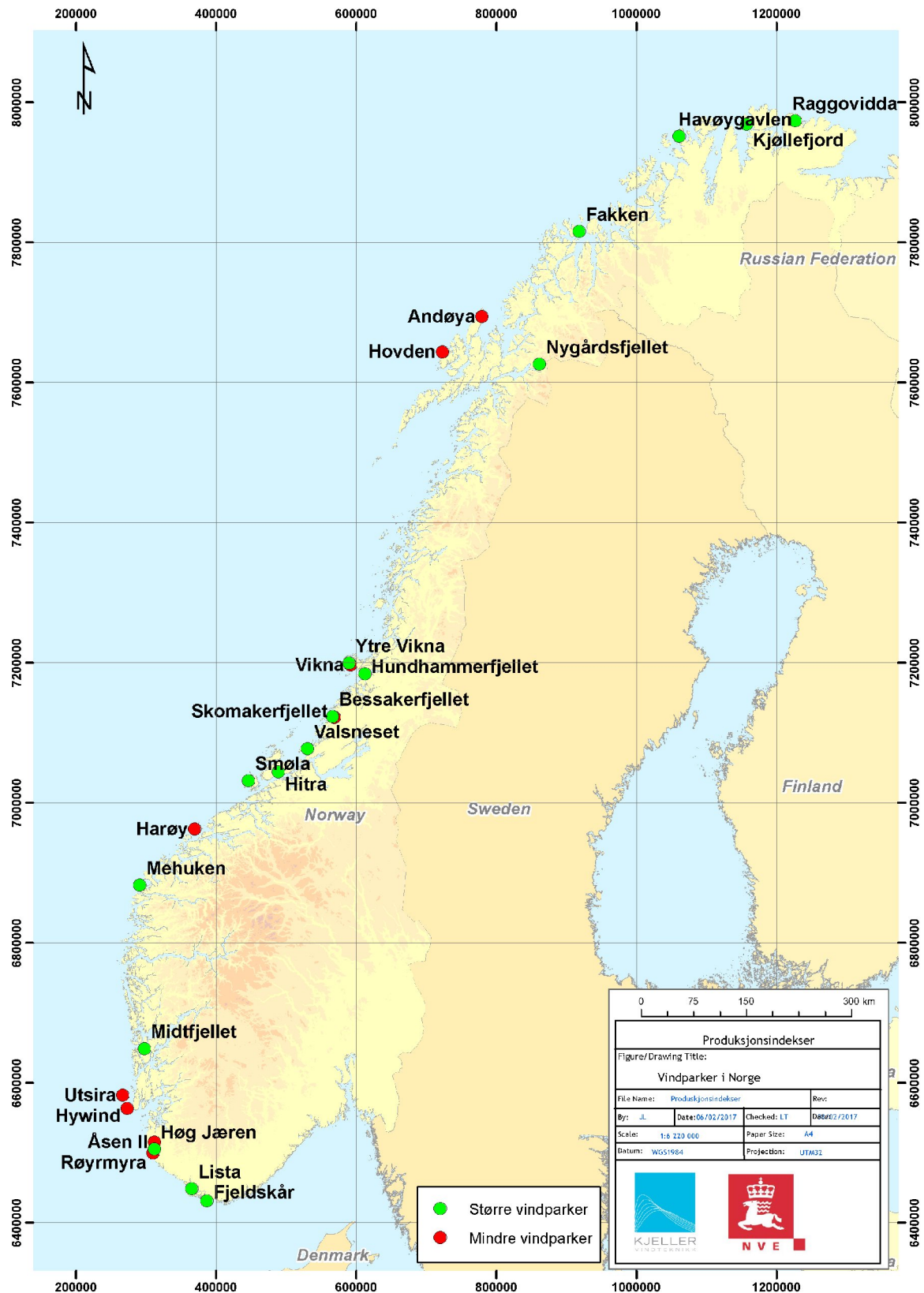
Indekser for årlig vind og vindenergiproduksjon er levert av Kjeller Vindteknikk til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) siden 2006. Metodikken har endret seg underveis i denne perioden ettersom tilgangen på vinddata har blitt bedre. I denne rapporten har vi benyttet samme teknikk som er presentert i Bredesen og Kravik (2013) og NVE Rapport 20 (2014). Den samme metodikken ble også benyttet i beregningen av vind- og produksjonsindekser for 2014 og 2015 (Willig and Bredesen, 2015; Willig, 2016).

I denne rapporten beskrives det hvordan vind- og produksjonsindeksene har blitt laget. En oversikt over alle parkene som det er beregnet vindindeks for er gitt i Figur 1-1. To vindparker har tilkommet i årets rapport; Skomakerfjellet vindkraftverk på Fosen og Røyrmyna vindpark i Rogaland.

Rapporten viser at store deler av landet har hatt en vindindeks som er ca 5 % lavere enn normalen i 2016. På Østlandet, der det foreløpig ikke er noen vindparker, var det høyere vind enn normalt. Produksjonsindeksen viser det samme bildet, men indeks under 100 % for alle parker i Norge i 2016. Vind og produksjonsindeks for 2016 er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkene i Norge 2016. Referanse periode er 2000-2015. For mindre vindkraftverk er det brukt forenklete beregningsmetodikker.

Navn på vindpark	Forenklet beregning	Vindindeks 2016 [%]	Produksjonsindeks 2016 [%]
Raggovidda		93.5	91.9
Kjøllefjord		95.2	93.5
Havøygavlen		95.5	92.1
Fakken		95.3	94.1
Andøya	X	96.8	95.5
Hovden	X	97.4	98.9
Nygaardsfjellet		95.0	93.7
Ytre Vikna		95.0	91.3
Vikna I & II	X	95.3	92.1
Hundhammerfjellet		93.7	94.2
Bessakerfjellet		94.7	92.1
Skomakerfjellet	X	94.9	93.5
Valsneset		94.5	89.8
Eldsfjellet Hitra		93.8	90.8
Smøla		94.6	89.2
Harøy Sandøy	X	96.9	94.9
Mehuken		96.5	92.6
Midtfjellet		95.9	91.8
Utsira	X	96.0	94.5
HYWIND	X	96.0	93.9
Åsen II	X	95.2	92.0
Høg Jæren		95.7	94.0
Røyrmyna	X	96.2	93.5
Lista		98.7	96.7
Fjeldskaar Lindesnes		99.2	97.6



Figur 1-1 Vindparker i Norge. Større vindparker der parkeffektkurver er benyttet i beregning av produksjonstidsserier er gitt i grønn, mens mindre vindparker der enklere metodikk er benyttet i beregningen av produksjonstidsserier er gitt i rødt.

2 Datagrunnlag

For å beregne vind- og produksjonsindekser er det benyttet en meteorologisk modell (WRF) som beregner vindhastighet og vindretning for hver time i et grid som dekker Norge. Data for det nærmeste gridpunkt til hver vindpark er benyttet i denne analysen.

2.1 WRF

Weather Research and Forecast (WRF) modellen er en mesoskala numerisk værvarslingsmodell som benyttes både for værvarsling og til forskningsformål. En beskrivelse av modellen finnes på siden <http://www.wrfmodel.org/>.

Versjon 3.0.1 ble benyttet for utarbeidelse av Vindkart for Norge (Byrkjedal & Åkervik, 2009). Versjon 3.2.1 er benyttet i dette arbeidet for å generere langtidsseriene. Modellen er beskrevet i Skamarock et al. (2008). Øvrig informasjon angående modellens oppbygging, numeriske rutiner og fysiske detaljer er beskrevet i for eksempel Klemp et al. (2000) og Michalakes et al. (2001). Utvikling av modellen gjøres i hovedsak av ulike forsknings- og akademiske organisasjoner i USA. Modellen har et stort antall brukere, noe som blant annet skyldes at modellen representerer state-of-the-art innen mesoskala modellering, modellen er godt dokumentert og at programvaren er åpen.

De viktigste inngangsparametrene til modellen er geografiske og meteorologiske data. De geografiske dataene er hentet fra National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Disse dataene inkluderer topografi og albedo. Kartdata og markdata er hentet fra N50 data fra Statens kartverk i Norge og fra GSD Marktäkce fra Landmäteriet for områder i Sverige. Disse parametrene er spesielt viktig for vindhastighetene i beregningslagene nærmest bakken. Meteorologiske data brukes som initial- og grensebetingelser. Kilden til de meteorologiske data som anvendes blir presentert i 2.1.1.

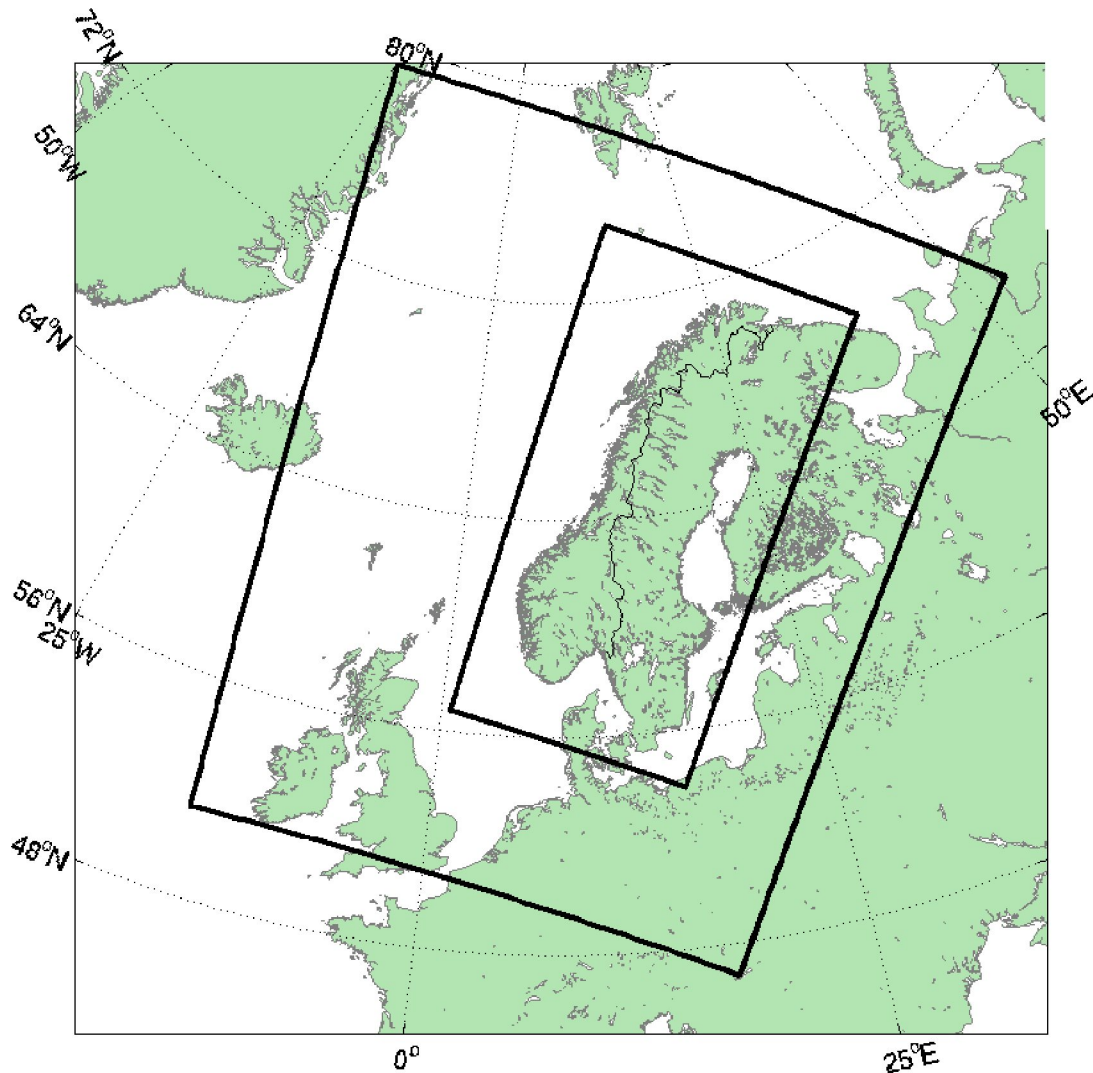
2.1.1 NCEP/FNL inngangsdata

NCEP/FNL er ett globalt analysedatasett med geografisk oppløsning på 1° og tidsoppløsning på seks timer gitt fra National Centers for Environmental Prediction (NCEP). Data er tilgjengelig for perioden 2000 til dagens dato. Dette globale meteorologiske datasettet er basert på et stort antall observasjoner, både fra værstasjoner på bakkenivå, vertikalprofilmålinger basert på radiosonder, luftfartøy og satellitter. Alle observasjonene samles i en modell, og man oppnår da et godt bilde av situasjonen i atmosfæren fire ganger per døgn. Ytterligere informasjon angående datasettet finnes på siden <http://www.emc.ncep.noaa.gov/gmb/para/parabout.html>.

2.2 Beregnede datasett

Vinddata fra mesoskala modellen WRF med en horisontaloppløsning på 1 km x 1 km for 2005 er beskrevet i Byrkjedal & Åkervik (2009). Byrkjedal & Åkervik, (2009), gir også en detaljert beskrivelse av WRF modellen. Her er NCEP/FNL data blitt anvendt som inngangsdata til modellen. Alle resultatene som er presentert i NVE Rapport 10 (2016) er også basert på NCEP/FNL inngangsdata. For å lage produksjonstidsserier for hele referanseperioden er det imidlertid nødvendig med lengre tidsserier. Det er derfor for Norge kjørt en WRF simulering med 4 km x 4 km horisontal oppløsning for perioden 2000-2016 basert på NCEP/FNL inngangsdata. Beregningsområdene er vist i Figur 2-1. Det er også tatt ut trykk- og

temperaturdata fra kjøringene for å beregne tetthet for vindparkene. Dataene fra WRF modellen har en oppløsning i tid på en time.



Figur 2-1 Modelloppsett for WRF modellen. Det innerste rektangelet viser modelloppsettet med 4 km x 4 km horisontal oppløsning som er kjørt for perioden 2000-2016.

2.3 Effektkurver

Effektkurvene til de ulike vindturbinene er hentet fra WindPRO (EMD, May, 2012) sin database. Turbintypene som er benyttet i de 16 større vindparkene i Norge samt for de mindre vindparkene Åsen II, Skomakerfjellet og Røyrrmyra er gitt i Tabell 2-1. For de resterende små vindparkene har vi som i NVE Rapport 10 (2016) anvendt en tilpasset effektkurve basert på en Siemens 2.3 MW klasse I turbin skalert til 1 MW. Denne tilpassede effektkurven som brukes i forenklet beregning av parkproduksjon inkluderer et totalt vaketap på ca 5 % før skalering (se Avsnitt 3.2.2 for mer info). For Hundhammerfjellet vindpark er det ikke funnet en effektkurve for de tidligere 3.0 MW SCANWIND turbinene. Kjeller Vindteknikk har derfor valgt å benytte en Vestas V90 3.0 MW turbin i alle posisjonene på Hundhammerfjellet. For Smøla 1 er det ikke funnet effektkurve for Bonus 2.0 MW turbinen, og effektkurven som er benyttet for disse turbinene er en nedskalert Bonus 2.3 MW som også er benyttet i Smøla 2.

Tabell 2-1 Turbintype i de 16 større vindparkene i Norge samt for de tre vindparkene som vi utført den semi-detaljert metodikken (se avsnitt 3.2.1). Steg 1 og 2 indikerer om en park har blitt bygd i flere etapper med forskjellige turbiner under bygging (steg 1) og under en eventuell utvidelse (steg 2).

Vindpark	Steg 1	Steg 2
Smøla	Bonus 2.0 MW 76	Bonus 2.3 MW 82
Høg Jæren	Siemens SWT 2.3 MW 93	
Bessakerfjellet	Enercon E71 2.3 MW	
Hitra	Bonus 2.3 82	
Kjøllefjord	Siemens 2.3 MW 82	
Havøygavlen	Nordex N80 2.5 MW	Siemens SWT 3.0 MW 101
Nygårdsfjellet	Siemens SWT 2.3 MW 82	Siemens SWT 2.3 MW 93
Mehuken	Vestas V52 0.85	Enercon E71 2.3 MW
Valsneset	Enercon E71 2.3 MW	
Hundhammerfjellet*	Vestas V90 3.0 MW	
Lindesnes	Wind World W4800/750	
Fakken	Vestas V90 3.0 MW	
Ytre Vikna	Enercon E-70 2.3 MW	
Midtfjellet	Nordex N90 2.5 MW Nordex N100 2.5 MW	
Lista	Siemens SWT 2.3 MW 93	
Raggovidda	Siemens SWT 3.0 MW 101	
Åsen II**	Enercon E-48 0.8 MW	
Skomakerfjellet**	Vestas V112 3.3 MW	
Røyrmyna**	Enercon E-48 0.8 MW	

*Valgt pga manglende effektkurve for turbinene i vindparken

**For disse vindparkene har vi benyttet en semi-detaljert metodikk

2.4 Turbinposisjoner

Turbinposisjoner er som i NVE Rapport 20 (2014) og i NVE Rapport 10 (2016). En oversikt over vindparkene i Norge er gitt i Figur 1-1.

2.5 Terreng og ruhetsdata

Ruheten til terrenget i og rundt vindparkene er vurdert, og lagt inn manuelt for bruk i WindPRO til beregning av parkeffektkurver. Ruhetsklassifiseringen som er brukt for prosjektene er gitt i Tabell 2-2. Høydekoter med ekvidistanse 20 meter er tatt ut av N50 databasen for områdene i og rundt vindparkene, og disse er brukt i beregningene i WindPRO.

Tabell 2-2 Oversikt over valgte ruhetsklasser for beregning av parkeffektkurver for norske vindparker.

Type område	Ruhetslengde [m]
Sjø/vann	0.0002
Bart fjell	0.03
Jordbruksområde	0.1
Skog	0.6

3 Metodikk

For å lage vind- og produksjonsindeksene har det blitt benyttet data laget med værvarslingsmodellen WRF. Denne modellen er tidligere kjørt med en oppløsning på 1 km x 1 km for 2005 (Byrkjedal, Ø., & Åkervik, E., 2009) for å lage Vindkart for Norge. Disse dataene har her blitt brukt sammen med data fra en WRF langtidssimulering på grovere skala 4 km x 4 km for å lage en syntetisert tidsserie av vindstyrke, vindretning og tetthet for hver park for perioden 2000-2016.

For hver større park har det også blitt benyttet informasjon om eksakte turbinposisjoner og turbinetype for å lage parkeffektkurver. Disse parkeffektkurvene, som tar hensyn til vaken bak hver enkelt turbin og til topografien i parken, anvendes på tidsseriene av lufttetthet, vindstyrke og retning for å lage brutto tidsserier av energiproduksjon i hver enkelt vindpark.

3.1 Tidsserier for vindhastighet, vindretning og tetthet

Metoden for fremstilling av produksjonsseriene er basert på det som er gjort i NVE rapport 20 (2014) og Bredesen & Kravik (2013). Referanseperioden er perioden 2000-2015. I dette prosjektet kombinerer vi to ulike datasett.

- 1) WRF basert på NCEP/FNL for perioden 2000-2016 med 4 km x 4 km oppløsning. Dette datasettet dekker hele Norge.
- 2) WRF basert på NCEP/FNL for kalenderåret 2005. Dette datasettet har 1 km x 1 km oppløsning og ble fremstilt for NVE i forbindelse med vindkart for Norge.

Datasettet i pkt 2 er kombinert med datasettet i pkt 1 for å generere en syntetisk tidsserie for hver park for hele perioden 2000-2016. Syntetiseringsmetoden gir en lang tidsserie med mange av de samme egenskapene som om vi hadde kjørt WRF med 1 km x 1 km oppløsning tilbake til 2000. Metoden benyttes til å generere langtids tidsserier og er grundigere presentert i (Liléo et al., 2013).

Tidsseriene for tetthet er beregnet fra referansetidsseriene ved hjelp av lineær regresjon mot 1 km dataene.

3.2 Tidsserier for brutto energiproduksjon

Tidsserier for brutto energiproduksjon er beregnet ved å kombinere tidsseriene av vind med parkeffektkurve beregnet for hver enkelt park som beskrevet i NVE rapport 20 (2014) og tidligere vindindeksrapporter. Fordi vi tar ut samme modellpunkt for hver park som i tidligere beregninger kan vi anvende de matrisene som er gitt i NVE rapport 20 (2014) for å finne effekt i hver vindpark gitt vindhastighet og vindretning. Dette er gjort for hver time for perioden 2000 - 2016. I denne prosessen tok vi også hensyn til lufttetthet. På kalde dager med høy lufttetthet produserer vindkraftverk mer ved en gitt hastighet enn på en varm dag med lavere lufttetthet ved samme vindhastighet. Vi har tatt hensyn til lufttetthet ved å beregne ekvivalent vindhastighet med en referansetetthet gitt for hver parkeffektkurve. Ekvivalent vindhastighet på et gitt tidsskritt beregnes etter IEC 61400-12-1 (2005) slik:

$$V_{eq} = V \left(\frac{\rho_{air}}{\rho_{std}} \right)^{1/3}$$

Lufttettheten (ρ_{air}) blir brukt til å justere den modellerte vindhastigheten (V) til den ekvivalente vindhastigheten (V_{eq}) med en gitt standard lufttetthet (ρ_{std}) for å representere den samme vindenergien.

3.2.1 Produksjonsindekser beregnet med parkeffektkurver (metode 1)

Det er utarbeidet et WindPRO prosjekt for hver enkelt vindpark for å beregne parkeffektkurvene til de ulike vindparkene. WindPRO prosjektene består av høydekoter og ruhetslengde til terrenget i og rundt vindparkene, langtidskorrigerede vindforhold i vindparken, turbinposisjoner og turbinetype. Ved å benytte disse parametrene i WindPRO ble det beregnet retningsspesifikke effektkurver (12 sektorer) og en effektkurve som antar en uniform vindretningsfordeling. Disse effektkurvene tar hensyn til effektkurven til hver enkelt turbin, topografien i vindparken og vakeeffektene mellom turbinene. Øvrige tap påvirker ikke indeksen, og er derfor utelatt.

Ut fra de retningsspesifikke effektkurvene er det beregnet produksjonsindekser for 2016 basert på timesdata av vind, trykk og temperatur.

3.2.2 Produksjonsindekser beregnet med forenklet metodikk (metode 2)

For små vindparkene har det som tidligere blitt anvendt en forenklet metodikk med en normalisert effektkurve. Denne metoden er beskrevet i NVE Rapport 20 (2014). For disse vindparkene er det benyttet en normalisert effektkurve basert på en Siemens 2.3 MW turbin med 5 % vaketap. Vaketape i de små vindparkene påvirker energiproduksjonen mindre enn i større vindparker med flere rekker med vindturbiner. Den normaliserte effektkurven og timesdata av vind og tetthet er benyttet for å beregne produksjonsindekser for 2016.

3.2.1 Produksjonsindekser beregnet med semi-detaljert metodikk (metode 3)

For de to nye vindparkene Skomakerfjellet og Røyrrmyra samt for Åsen II anvender vi de faktiske effektkurvene og turbinenes navhøyde i beregningene av produksjonsindeksen. Vaketape beregnes fra en empirisk sammenheng mellom beregnede vaketape i en park og antallet turbiner. De beregnede vaketape trekket fra den turbin spesifikk effektkurven.

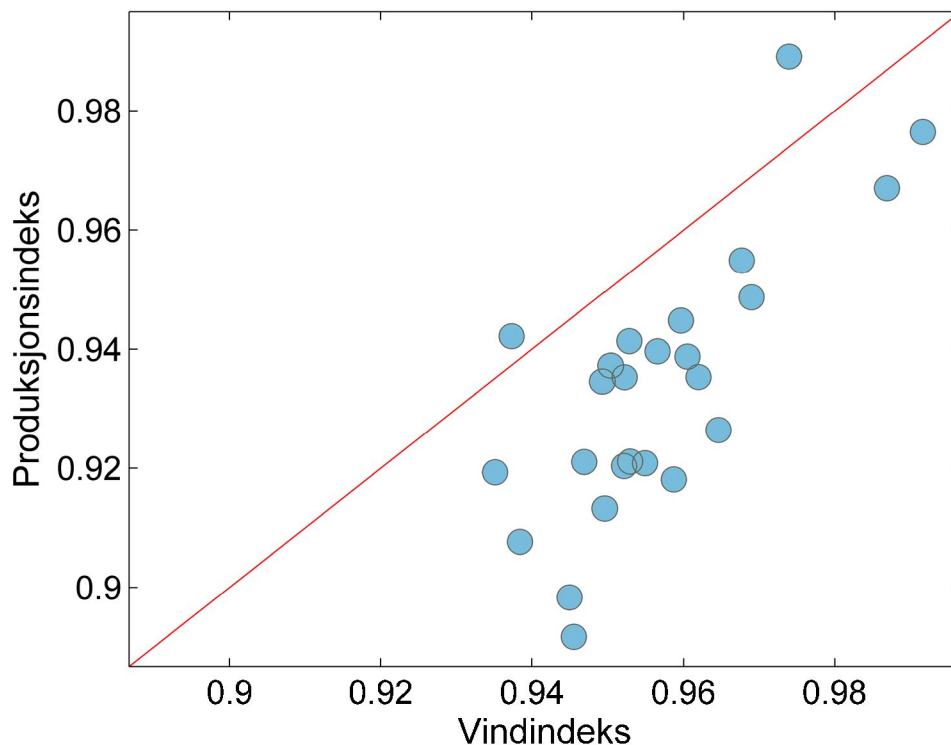
Sammenlignet med metode 1 så inkluderer metode 3 ikke topografiens innflytelse på vinden internt i parken og heller ikke vindretningens betydning på vaketape. Sammenlignet med metode 2 så benyttes i metode 3 en vindparksspesifikk effektkurve og et empirisk vaketape som er avhengig av vindhastigheten. Ut fra den korrigerede effektkurven, og navhøyden beregnes produksjonsindekser for 2016 basert på timesdata av vind, trykk og temperatur.

4 Vind- og produksjonsindekser

Det er beregnet vind- og produksjonsindekser for 2016 i forhold til en langtidsserie på 16 år, 2000 - 2015. Langtidsreferansen på 16 år er valgt for å kunne sammenligne resultatene fra tidligere år.

4.1 Resultat for 2016

Det er beregnet vind- og produksjonsindekser for 2016 for alle vindparkene i Norge, og disse er presentert i Tabell 4-1. Parkene er presentert fra nord til sør. Generelt vil produksjonsindeksen variere mer enn vindindeksen som følge av at vindkraftproduksjonen ikke er lineært avhengig av vindhastigheten. Samtidig vil ulik hastighetsfordeling, retningsfordeling, tetthet og lokale forhold gjøre at vindindeksen ikke er direkte overførbart til produksjonsindeksen. I Figur 4-1 har vi vist sammenhengen mellom vindindeks og produksjonsindeks for de norske vindparkene i 2016. Figuren viser også at variasjonen i produksjonsindeks er større enn variasjonen i vindindeks. Til slutt viser figuren at det er et scatter som betyr at det ikke bare en vindindeksen som bestemmer hvor mye en vindpark produserer. Ingen av vindparkene som var i drift i 2016 er utsatt for noe vesentlig ising. Når det kommer i drift vindparker i områder med ising kan man forvente at scatteret i diagrammet under vil øke.



Figur 4-1. Sammenheng mellom vindindeks og produksjonsindeks. Rød linje indikerer en 1:1 sammenheng.

Vind- og produksjonsindeksen i Tabell 4-1 viser at alle 25 vindparkene har hatt en middelvind lavere enn normalt for 2016. Tilsvarende viser produksjonsindeksen for 2016 at alle de 25 parkene skal produsere mindre enn i et normalår.

Den høyeste produksjonsindeksen finner man for Lindesnes vindpark på Sørlandet. For Lindesnes er produksjonsindeksen 97.6 % med en vindindeks på 99.2 %. Av de større vindparkene er det Smøla, som har den laveste vindindeksen med 94.6 %. Dette ga en produksjonsindeks på 89.2 %.

Basert på 17 år med historiske produksjonsindekser er det også beregnet standardavviket til den årlige produksjonsindeksen for hver enkelt vindpark. Standardavviket følger delvis en geografisk profil med lavest standardavvik i nord for så å øke ned mot midt-Norge før det avtar igjen nedover Sørlandet. Der standardavviket er lavest slik som for eksempel på Raggovidda så vil produksjonen variere mindre fra år til år enn på for eksempel Smøla.

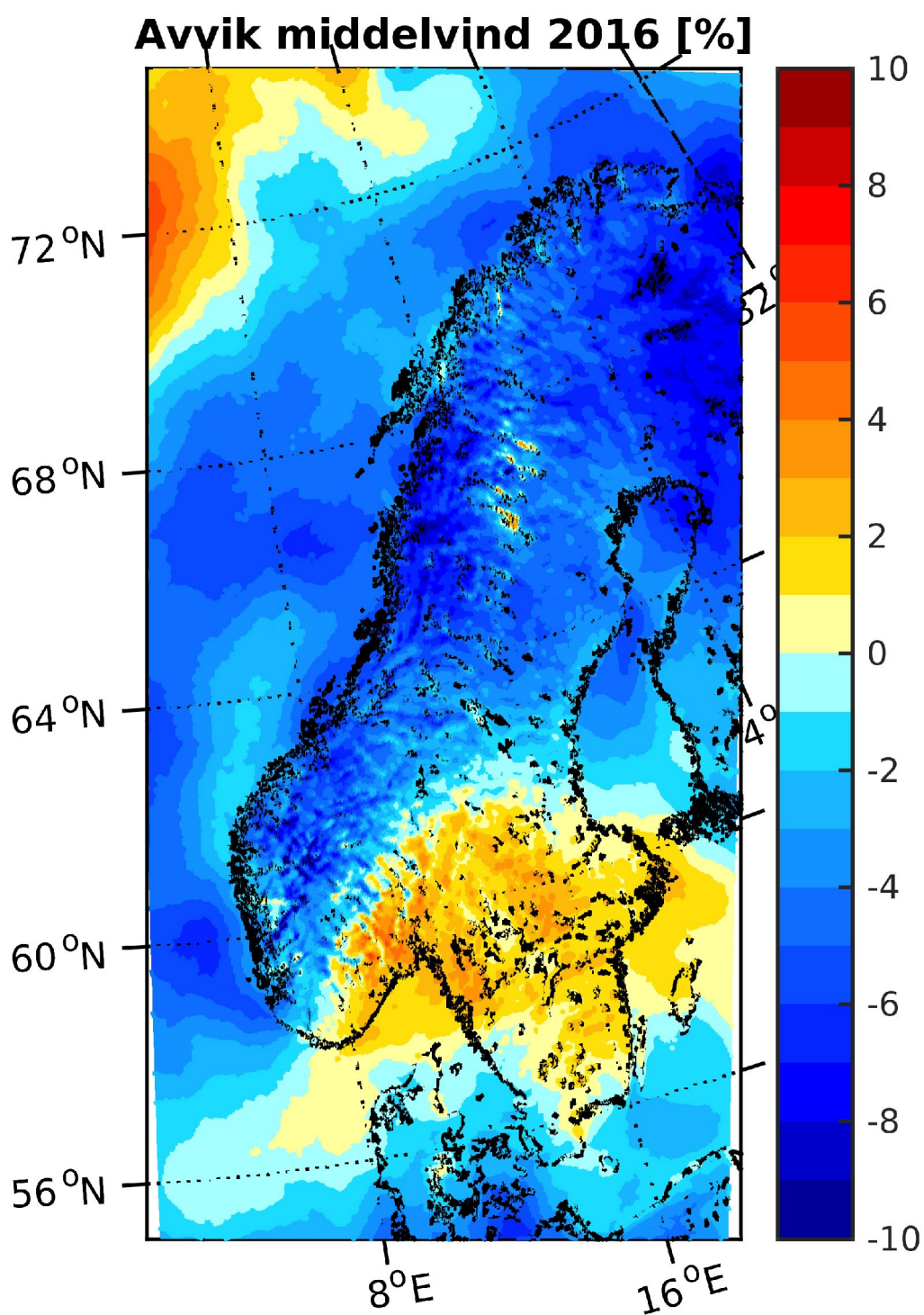
Tabell 4-1 viser at for årlig standardavvik er ulikt for de to naboparkene Skomakerfjellet og Bessakerfjellet. Det kan skyldes at det for Skomakerfjellet er anvendt en semi-detaljert metoden, mens det for Bessakerfjellet er anvendt en detaljert metode. For Bessakerfjellet vil derfor ulike retningsfordeling fra år til år ha betydning for produksjonsindeksen. Standardavviket for vindindeksen er den samme for de to parkene.

Under forutsetning av at det var de samme vindparkene i hele perioden fra 2000 til 2016 ville standardavviket til samlet årsproduksjon bli 6.6 %.

Figur 4-2 viser avvik i middelvind for hele Norge sammenlignet med referanseperioden 2000 - 2015. En kan se fra figuren at det i 2016 bare var Østlandet som hadde høyere middelvind enn normalt. I øvrige deler av landet ser vi en middelvind som generelt er 5 % lavere enn normalt.

Tabell 4-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkene i Norge 2016. Referanse periode er 2000-2015. For mindre vindkraftverk er det brukt en forenklet beregningsmetodikk. Tabellen viser også standardavviket fra år til år i produksjonsindeksen for hver enkelt vindpark.

Navn på vindpark	Forenklet beregning	Vindindeks 2016 [%]	Produksjonsindeks 2016 [%]	Standardavvikelse
Raggovidda		93.5	91.9	4.9
Kjøllefjord		95.2	93.5	6.2
Havøygavlen		95.5	92.1	6.5
Fakken		95.3	94.1	5.9
Andøya	x	96.8	95.5	8.1
Hovden	x	97.4	98.9	6.5
Nygaardsfjellet		95.0	93.7	5.9
Ytre Vikna		95.0	91.3	8.6
Vikna I & II	x	95.3	92.1	8.7
Hundhammerfjellet		93.7	94.2	7.8
Bessakerfjellet		94.7	92.1	7.0
Skomakerfjellet	x	94.9	93.5	5.9
Valsneset		94.5	89.8	9.1
Eldsfjellet Hitra		93.8	90.8	8.8
Smøla		94.6	89.2	12.2
Harøy Sandøy	x	96.9	94.9	12.0
Mehuken		96.5	92.6	11.1
Midtfjellet		95.9	91.8	9.9
Utsira	x	96.0	94.5	7.9
HYWIND	x	96.0	93.9	7.6
Åsen II	x	95.2	92.0	9.6
Høg Jæren		95.7	94.0	7.7
Røyrmyna	x	96.2	93.5	6.9
Lista		98.7	96.7	6.7
Fjeldskaar Lindesnes		99.2	97.6	8.4



Figur 4-2 Avvik i middelvind i % for 2016 sammenlignet med en referanseperiode fra 2000 til 2015.

5 Bibliografi

- Bredesen, R.E., Kravik, R. 2013. *Tidsserier for produksjon for norske vindparker for perioden 1981-2010*. s.l. : KVT/REB/2013/R095. Kjeller Vindteknikk 2013., 2013.
- Byrkjedal, Ø. og Åkervik, E. 2009. *Vindkart for Norge*. 9/2009 : NVE, 2009.
- EMD. May, 2012. *WindPRO 2.8 User Guide*. 1. Edition. s.l. : EMD International AS, May, 2012.
- IEC 61400-12-1. 2005. *International standard Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurments of electricity producing wind tubines*. First edition. s.l. : IEC, 2005.
- Klemp, J. B., Skamarock, W. C. and Dudhia, J. 2000. *Conservative split-explicit time integration methods for the compressible non-hydrostatic equations*. s.l. : see <http://www.wrf-model.org/>, 2000. L:\Litteratur\Mesoskala.
- Liléo, S, et al. 2013. *Long-term correction of wind measurements. State-of-the-art, guidelines and future work*. s.l. : Elforsk report 13:18, 2013.
- Michalakes, J., et al. 2001. *Development of a Next Generation Regional Weather Research and Forecast Model*. Singapore : Eds. Walter Zwiefelhofer and Norbert Kreitz. World Scientific, 2001. ss. 269-27.
- NVE Rapport 10 - Weir, David E. 2016. *Vindkraft - Produksjon i 2015*. [Internett] 2016. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_10.pdf.
- NVE Rapport 20 - Weir, David E. 2014. *Vindkraft - Produksjon i 2013*. [Internett] 2014. https://www.nve.no/media/2458/vindkraftproduksjon_2013_rapport2014_20.pdf.
- Skamarock, W. C., et al. 2008. *A Description of the Advanced Research WRF Version 3*. Boulder, U.S. : NCAR, 2008. Technical Note NCAR/TN-475+STR.
- Willig, T. M. and Bredesen, R. E. 2015. *Vind- og produksjonsindekser for Norge 2014*. s.l. : KVT/TMW/2015/R012, Kjeller Vindteknikk 2015, 2015.
- Willig, T. M. 2016. *Vind- og produksjonsindeksar for Noreg 2015*. s.l. : KVT/TMW/2016/R005, Kjeller Vindteknikk 2016, 2016.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

