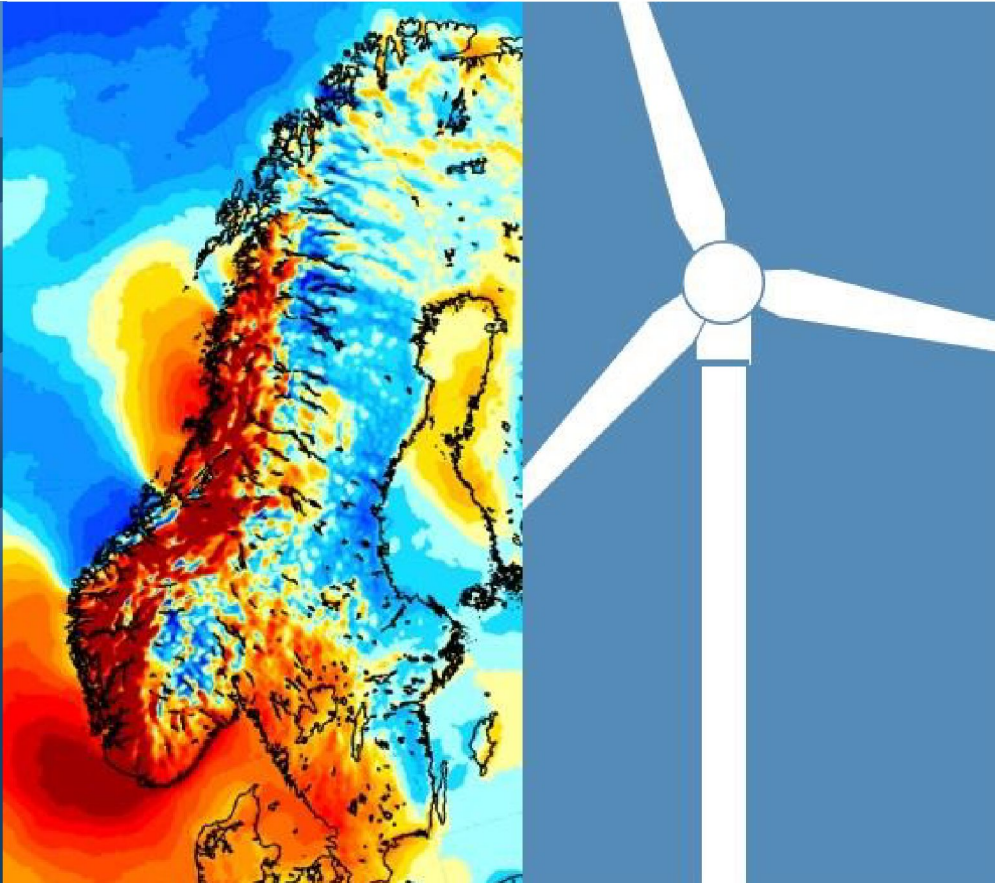




Vindkraft - produksjon i 2014

18
2015



R
A
P
P
O
R
T

Rapport nr 18-2015

Vindkraft - produksjon i 2014

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Christina Stene Beisland

Forfattere: David Edward Weir

Trykk: Kun elektronisk

Opplag:

Forsidefoto: Kjeller Vindteknikk AS

ISBN 978-82-410-1065-1

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:

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 2014

Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
1 Vindkraftproduksjon i Norge	5
1.1 Vindkraftverk i Norge	5
1.2 Produksjonsstatistikk for 2014	6
2 Vindforhold i 2014	7
2.1 Vind- og produksjonsindekser	7
3 Analyser av produksjon	10
4 Vedlegg:	13

Forord

Etter vannkraft er vindkraft den mest aktuelle form for fornybar kraftproduksjon i Norge, og det ventes videre utbygging av vindkraft de neste årene i forbindelse med klimamålene for 2020. Vindkraft som teknologi har utviklet seg, og lærekurven har vært bratt også i Norge. Det er stor interesse for informasjon om vindkraft i Norge, ikke minst om dens bidrag i den norske kraftbalansen. NVE foretar en årlig innsamling av produksjonsdata. Denne rapporten gir en sammenstilling av de innsamlede dataene for 2014 og drøfter disse i lys av beregnede vind- og produksjonsindekser for det samme året.

Oslo, mars 2015



Fredrik Arnesen
Seksjonssjef



David E. Weir
Rådgiver

Sammendrag

Samlet installert ytelse [MW]	856
Produksjon [GWh]	2214
Antall turbiner	371
Gjennomsnittlig turbinstørrelse [MW]	2,3
Brukstid	2701
Kapasitetsfaktor [%]	31
Produksjonsindeks [%]	101,5

Tabell 1 Nøkkeltall for norsk vindkraftproduksjon i 2014.

I 2014 ble det satt i drift 45 MW ny vindkraft på Raggovidda i Finnmark. Det ble samtidig satt produksjonsrekord med en samlet kraftproduksjon fra vindkraft på 2,2 TWh, tilsvarende 1,5 % av Norges totale elektrisitetsproduksjon.

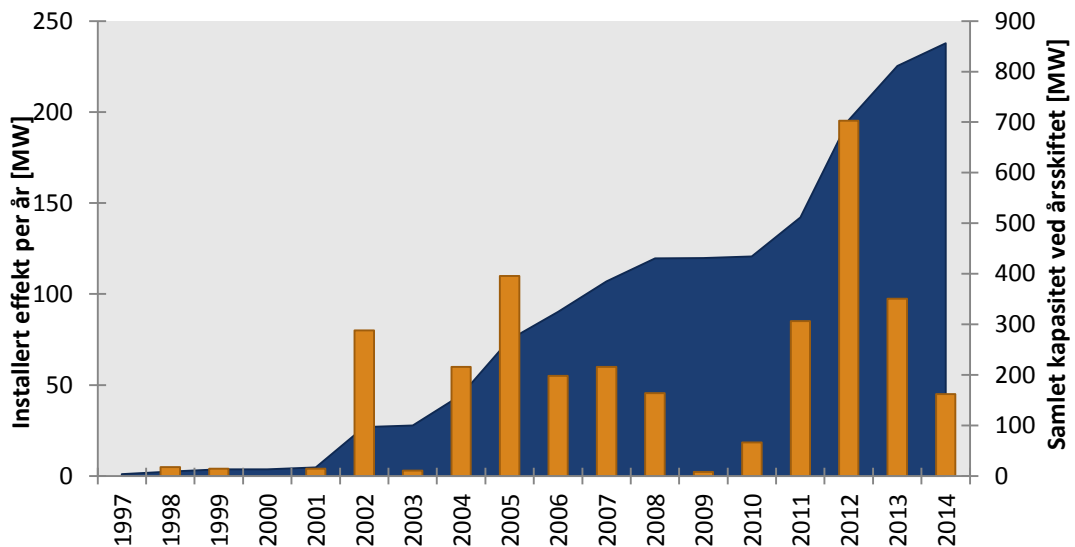
Det var markante geografiske forskjeller i vind- og produksjonsindekser i 2014, men for norske vindkraftverk sett under ett var produksjonsindeksen på 101,5 %. En produksjonsindeks på 101,5 % betyr at vindkraftproduksjonen i 2014 kan forventes å være cirka 1,5 % høyere enn normalforventningen ut ifra vindforholdene. Den nasjonale produksjonsindeksen er basert på vindkraftverk som var i normal drift i 2014.

Brukstiden for vindkraft i Norge som helhet var 2701 fullasttimer, tilsvarende en kapasitetsfaktor på 31 %. Dette er nær rekorden fra 2011 som var på 2737 fullasttimer. Produksjonsindeksen i 2011 var imidlertid på hele 113 %, slik at brukstiden i 2014 anses som en god prestasjon for norske vindkraftverk. Den gjennomsnittlige brukstiden for nyere vindkraftverk (satt i drift etter 2011) var på 3067 timer.

1 Vindkraftproduksjon i Norge

1.1 Vindkraftverk i Norge

Figur 1 viser utviklingen i vindkraftutbyggingen i Norge. I 2014 ble det satt i drift 45 MW ny vindkraft på Raggovidda i Finnmark. Det ble også satt i gang arbeid med utskifting av gamle turbiner i Mehuken vindpark i Sogn og Fjordane. Samlet installert effekt var ved utgangen av året på 856 MW.



Figur 1 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 2014

I 2014 ble det produsert 2,2 TWh fra vindkraft i Norge. Samlet installert effekt var på 856 MW fordelt på 371 vindturbiner. Vindkraften stod for 1,5 % av den samlede kraftproduksjonen i Norge. Til sammenligning var den på 1,4 % i 2013. 2014 var et år med store geografiske variasjoner i vindindeksene. Det var store områder med over 10 % høyere middelvind enn normalen, og store områder med signifikant lavere middelvind enn normalen. For norske vindparker sett under ett var produksjonsindeksen 1,5 % over normalen. Dette er utdypet i kapittel 2. Den rekordhøye produksjonen i 2014 skyldes hovedsakelig de nye vindkraftverkene som ble satt i drift i 2013 og 2014.

Vindkraftverk	Eier	I drift år	Antall turbiner	Installert effekt [MW]	2014 produksjon [GWh]
Andøya	Andøya Energi AS	1991	1	0,4	0,7
Hovden	Vesterålskraft Produksjon AS	1991	1	0,4	0,5
Vikna	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1991	2	0,9	0,8
Fjeldskår	Norsk Miljø Energi AS	1998	5	3,8	9,1
Harøy, Sandøy	Sandøy Energi AS	1999	5	3,8	7,7
Mehuken I&II	Kvalheim Kraft	2001	13	22,7	53,3
Smøla I&II	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	68	150,4	294,0
Havøygavlen	Arctic Wind AS	2002	16	40,5	81,9
Utsira I&II	Solvind Prosjekt AS	2004	2	1,2	3,7
Hitra	Hitra Vind AS (Statkraft)	2004	24	55,2	119,4
Nygårdsfjellet I&II	Nordkraft Vind AS	2005	14	32,2	99,4
Kjøllefjord	Kjøllefjord Vind AS (Statkraft)	2006	17	39,1	118,4
Valsneset	TrønderEnergi Kraft AS	2006	5	11,5	33,6
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2008	25	57,5	180,7
Hywind	Statoil ASA	2009	1	2,3	7,5
Høg-Jæren I&II	Jæren Energi	2011	32	73,6	263,0
Åsen II	Solvind Åsen AS	2012	2	1,6	4,6
Fakken	Troms Kraft AS	2012	18	54,0	123,6
Ytre Vikna	Sarepta Energi AS	2012	17	39,1	122,6
Lista	Lista Vindkraftverk AS	2012	31	71,3	241,2
Midtfjellet	Midtfjellet Vindkraft AS	2013	44	110,0	317,3
Annen vindkraft*			28	84,5	130,9
sum			371	856	2214

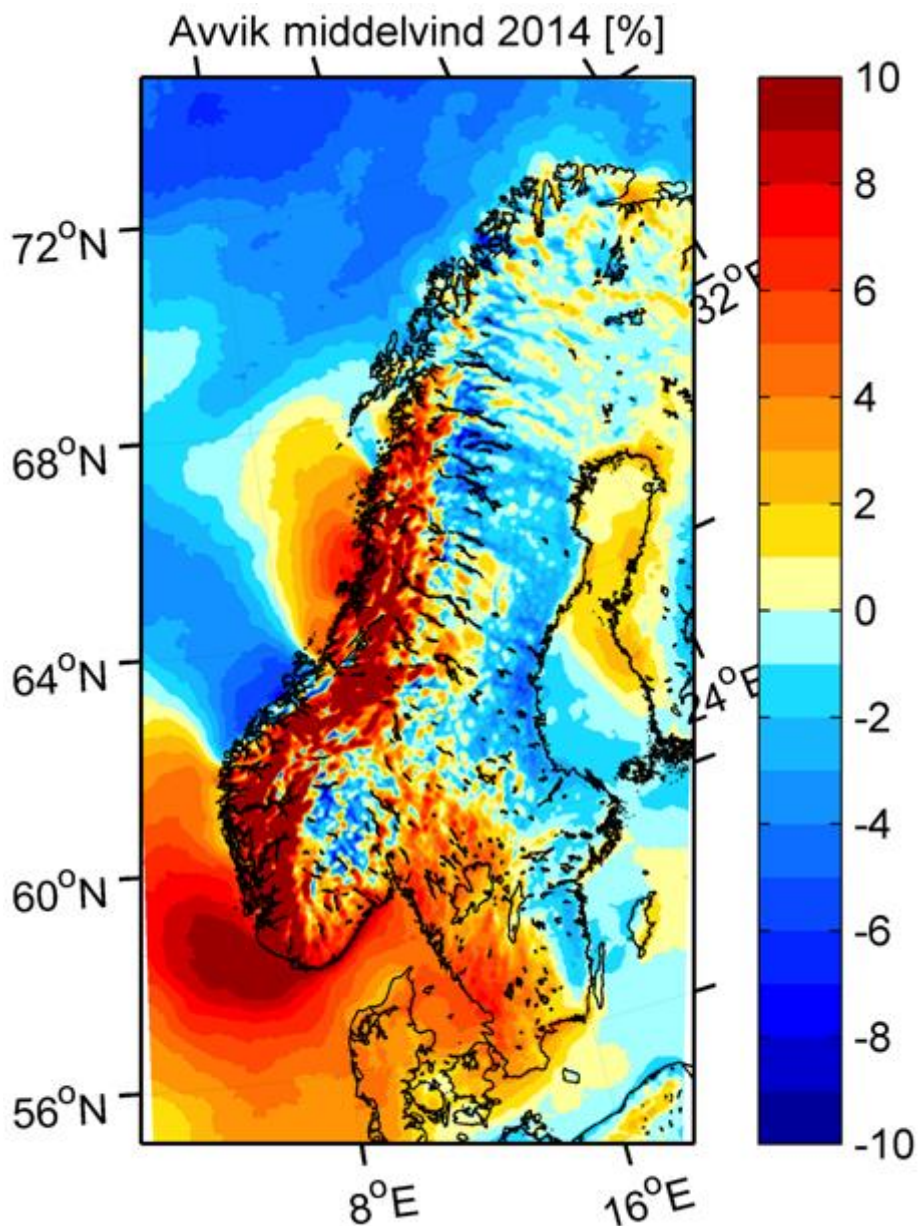
*Vindkraftverk som ikke var under normal drift i 2014 (Hundhammerfjellet, Valsneset testsenter, Raggovidda)

Tabell 2 Målt produksjon for norske vindkraftverk i 2014. Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2014 er summert under posten annen vindkraft.

2 Vindforhold i 2014

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 i årene 2000 – 2014. Perioden 2000 – 2011 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 2014 med referanseperioden er det beregnet vind- og produksjonsindekser som beskriver hvordan vindforholdene og produksjonen avvek fra normalen.

2.1 Vind- og produksjonsindekser



Figur 2 Avvik i middelvind gitt i prosent for 2014 sammenlignet med referanseperioden 2000 – 2011.

Figur 2 viser prosentvis avvik i middelvind for 2014 i forhold til referanseperioden 2000 – 2011. Av figuren ser man at det var tydelige variasjoner i vindindeksen over hele landet. De

fleste områdene hadde middelvind over normalen, særlig langs kysten sør for Troms. Andre områder lå imidlertid under normalen, særlig rett nord for Stadt og nord for Lofoten.

Med sterkere vind forventes en høyere årsproduksjon. Den resulterende produksjonsøkningen vil også være avhengig av vindregimet, det vil si hvordan vinden fordeler seg på de ulike vindstyrker 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 (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.

$$\text{Vindindeks [\%]} = \frac{\text{Middelvind 2014}}{\text{Middelvind i et normalår}}$$

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

På grunnlag av datasettet som er etablert for vindforholdene i 2014 har KVT beregnet vind- og produksjonsindekser for hvert enkelt vindkraftverk i Norge (se tabell 3). 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 A. 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 2014 med normalproduksjon basert på referanseperioden, beregnes det hvor stor produksjon, relativt til normalproduksjonen, en teoretisk sett kunne vente i året 2014. Dette blir *produksjonsindeksen* for det enkelte kraftverket gitt vindforholdene i det aktuelle året.

Tabell 3 viser at det var stor variasjon i produksjonsindeksene til norske vindkraftverk i 2014. Det var særlig store og lokale variasjoner i produksjonsindekser i Midt-Norge. Produksjonsindeksen på Hitra lå cirka 13 % under normalen, mens den for Valsneset lå cirka 17 % over normalen. For norske vindkraftverk sett under ett er produksjonsindeksen beregnet til omtrent 101,5 %, det vil si at produksjonen ved norske vindparker forventes å ligge cirka 1,5 % høyere enn normalt for 2014. Nasjonalverdien er beregnet ved å ta et kapasitetsvektet gjennomsnitt av de enkelte produksjonsindeksene ved norske vindparker som var i normal drift i 2014. Dette gjør at produksjonsindeksen ved større vindparker har større betydning for den nasjonale produksjonsindeksen enn små vindparker.

Vindkraftverk	Vindindeks [%]	Produksjonsindeks [%]
Andøya	97,0	93,0
Hovden	98,7	97,1
Vikna	109,2	117,0
Fjeldskår	109,7	118,6
Harøy, Sandøy	94,2	90,2
Mehuken I&II	97,6	95,4
Smøla I&II	94,4	87,5
Havøygavlen	98,7	97,9
Utsira I&II	106,4	105,0
Hitra	94,3	86,9
Nygårdsfjellet I&II	100,1	100,6
Kjøllefjord	98,5	98,5
Valsneset	108,0	116,5
Bessakerfjellet	108,2	114,5
Hywind	107,2	105,5
Høg-Jæren I&II	112,8	108,8
Åsen II	111,4	114,7
Fakken	98,8	96,5
Ytre Vikna	107,8	114,4
Lista	108,9	111,8
Midtfjellet	108,7	109,5
Vektet gjennomsnitt	102,7	101,5

Tabell 3 Vind- og produksjonsindekser for 2014 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 2014. Kraftverk som har vært i en oppstartsfase i 2014, eller vært utsatt for ekstraordinære tekniske problemer, er holdt utenfor. Dette gjelder Raggovidda og Hundhammerfjellet, og Valsneset testsenter er også holdt utenfor. Det er mye informasjon om produksjon på parknivå som ikke fremkommer når man jobber med årlige produksjonstall. Det er dog fortsatt interessant å følge med på utviklingen i de årlige produksjonstallene og sammenligne faktisk produksjon med produksjonsindeksene og estimert normalårsproduksjon. Estimert normalårsproduksjon er oppgitt av vindparkeierne.

Tabell 4 viser avregnet produksjon, oppgitt normalårsproduksjon og avregnet produksjon dividert med produksjonsindeks. Sistnevnte kan sies å være en grov beregning av normalårsproduksjonen med utgangspunkt i produksjonserfaringer og vindforholdene i 2014. Sammenligning av oppgitt normalårsproduksjon med denne verdien tyder på at den trolig er for høy ved mange norske vindkraftverk.

Vindkraftverk	2014 Produksjon [GWh]	Normalårsproduksjon [GWh]	2014 produksjon dividert med produksjonsindeks for 2014 [GWh]
Andøya	0,7	1,0	0,8
Hovden	0,5	1,0	0,5
Vikna	0,8	2,4	0,7
Fjeldskår	9,1	8,5	7,6
Harøy, Sandøy	7,7	10,0	8,5
Mehuken I&II	53,3	65,0	55,9
Smøla I&II	294,0	356,0	335,9
Havøygavlen	81,9	100,0	83,6
Utsira I&II	3,7	1,8	3,6
Hitra	119,4	138,0	137,4
Nygårdsfjellet I&II	99,4	104,0	98,8
Kjøllefjord	118,4	119,0	120,2
Valsneset	33,6	35,0	28,8
Bessakerfjellet	180,7	175,0	157,8
Hywind	7,5	8,0	7,1
Høg-Jæren I&II	263,0	222,1	241,7
Åsen II	4,6	4,9	4,0
Fakken	123,6	139,0	128,1
Ytre Vikna	122,6	127,0	107,2
Lista	241,2	220,0	215,7
Midtfjellet	317,3	356,0	289,7

Tabell 4 Oppgitt normalårsproduksjon, 2014 produksjon og 2014 produksjon dividert med produksjonsindeksen for 2014 ved norske vindkraftverk som var i normal drift i 2014.

Produksjonsresultatene i Tabell 5 er normalisert til både fullasttimer og energi per sveipt areal. Dette for å lettere kunne sammenligne kraftverkernes produksjon med hverandre, uavhengig av kraftverkernes størrelse. 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.

Vindkraftverk	I drift år	Fullasttimer	Energi per sveipt areal [kWh/m ²]
Andøya	1991	1818	801
Hovden	1991	1323	550
Vikna	1991	898	385
Fjeldskår	1998	2416	853
Harøy, Sandøy	1999	2053	851
Mehuken I&II	2001	2355	1261
Smøla I&II	2002	1954	848
Havøygavlen	2002	2022	982
Utsira I&II	2004	3118	1489
Hitra	2004	2163	933
Nygårdsfjellet I&II	2005	3088	1096
Kjøllefjord	2006	3027	1318
Valsneset	2006	2919	2119
Bessakerfjellet	2008	3143	1826
Hywind	2009	3277	1427
Høg-Jæren I&II	2011	3574	1489
Åsen II	2012	2901	1283
Fakken	2012	2289	1079
Ytre Vikna	2012	3136	1822
Lista	2012	3382	1145
Midtfjellet	2013	2884	1076
vektet gj.snitt		2701	1189

Tabell 5 Fullasttimer og energi produsert per sveipt areal for vindkraftverk som var i normal drift i 2014. Gjennomsnittsverdiene er vektet etter parkstørrelse.

Brukstiden for alle kraftverkene sett under ett er 2701 timer. Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 31 %. Brukstiden varierte mellom 898 og 3574 timer for kraftverk i normal drift. Energi per sveipt areal varierte mellom 385 og 2119. De tre vindkraftverkene som hadde lavest brukstid var også de eldste og disse nærmer seg slutten av sin tekniske levetid.

I tidligere versjoner av denne rapporten har det også blitt hentet inn estimater for teknisk tilgjengelighet ved vindkraftverkene. Produksjonsdataene for 2014 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 2015.

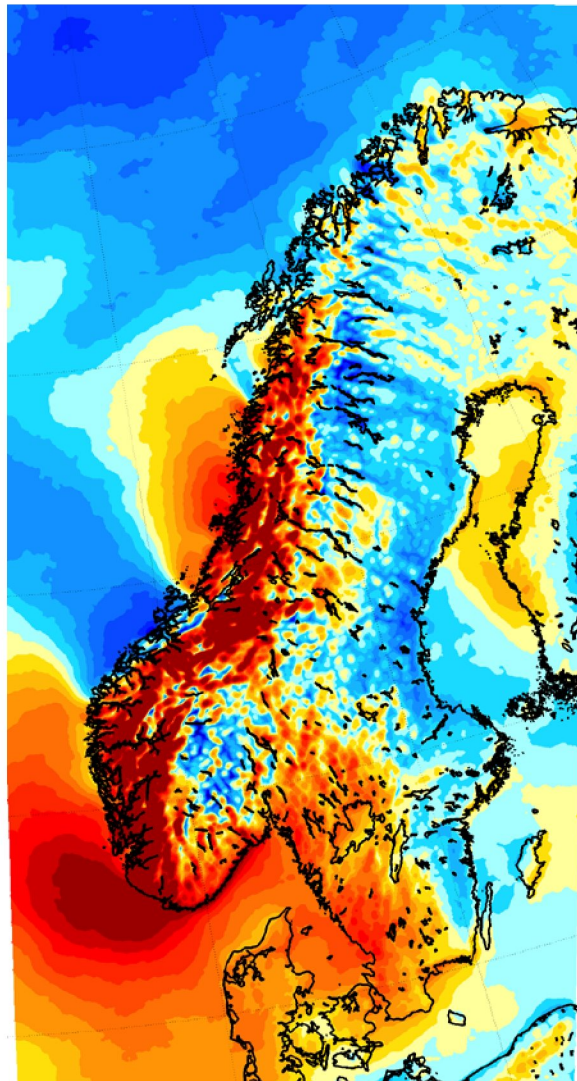
4 Vedlegg:

A: Vind- og produksjonsindekser for Norge 2014



Vind- og produksjonsindekser for Norge 2014

Rapport nr: KVT/2015/R012/TMW



Rapportnummer KVT/TMW/2015/R012	Dato 29.01.2015			
Vind- og produksjonsindekser for Norge 2014	Klassifisering Åpen			
	Utgave nummer. 0			
Kunde Norges vassdrags- og energidirektorat	Antall sider 13			
Kundens referanse David Weir	Status Endelig			
<p>Formål</p> <p>Denne rapporten presenterer vind- og produksjonsindeksene for vindparkene i Norge for 2014. Beregningene er gjort av Kjeller Vindteknikk på oppdrag for Norges vassdrags- og energidirektorat.</p> <p>Hensikten med analysen er å vise hvordan vindressursene for de norske vindparkene var i 2014 sammenlignet med en normalperiode 2000-2011. Sammendrag og konklusjon er gitt i kapittel 1.</p> <p>Denne rapporten er kvalitetssikret og gjennomgått etter Kjeller Vindteknikks kvalitetssikringssystem.</p>				
<p>Forbehold</p> <p>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.</p>				
Revisjonshistorie				
Utgave	Dato	Antall eksemplar	Kommentar	Distribusjon
0	29.01.2015		Endelig	Elektronisk

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Thomas Mo Willig Rolv E. Bredesen	30.01.2015 30.01.2015	Thomas Mo Willig Rolv E. Bredesen
Kontrollert av	Øyvind Byrkjedal	30.01.2015	Øyvind Byrkjedal
Godkjent av	Lars Tallhaug	30/1-2015	Lars Tallhaug

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>
4	VIND- OG PRODUKSJONSINDEKSER.....	10
4.1	RESULTAT FOR 2014	10
5	BIBLIOGRAFI.....	13

1 Sammendrag og konklusjon

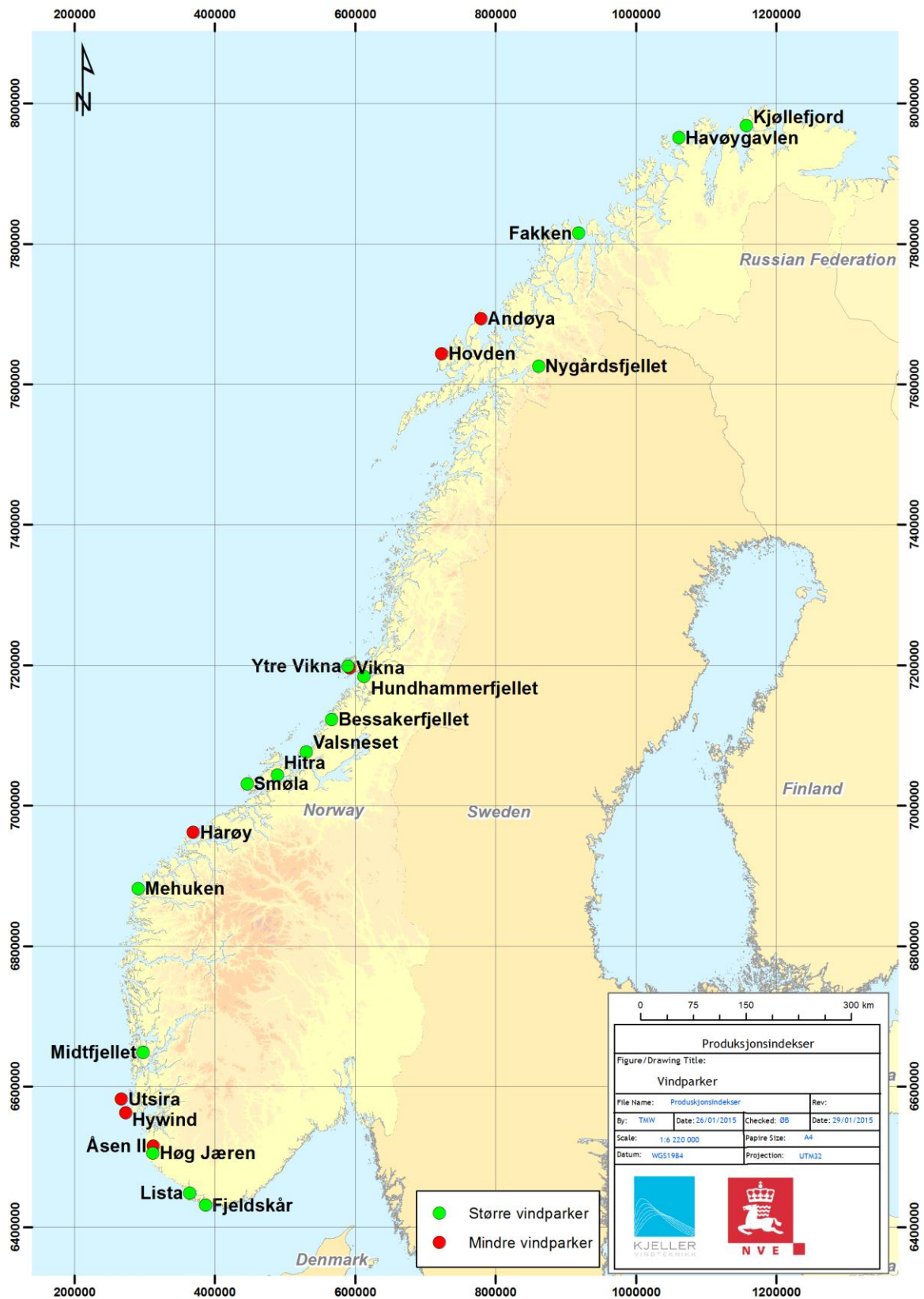
Indekser for årlig vind og vindenergiproduksjon er levert av Kjeller Vindteknikk til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) siden 2006. Metodikken har endret seg underveis i denne perioden ettersom tilgangen på vinddata har blitt bedre. I denne rapporten har vi benyttet samme teknikk som er presentert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

I denne rapporten beskrives det hvordan vind- og produksjonsindeksene har blitt laget. En oversikt over alle parkene som er med i vindindeksen er gitt i Figur 1-1. Raggovidda vindpark ble ferdigstilt i 2014, men har vært ikke vært lenge nok i drift til å være med i årets oversikt.

I 2014 var det store geografiske variasjoner i vindindeksen. For hele landet er det store områder som har hatt over 10 % høyere middelvind enn normalen og store områder med 10 % lavere middelvind enn normalen. Dette bildet blir gjenspeilet i produksjonsindeksen. Vind og produksjonsindeks for 2014 er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkene i Norge 2014. Referanse periode er 2000-2011. For mindre vindkraftverk er det brukt en forenklet beregningsmetodikk.

Navn på vindpark	Forenklet beregning	Vindindeks 2014 [%]	Produksjonsindeks 2014 [%]
Kjøllefjord		98.5	98.5
Havøygavlen		98.7	97.9
Fakken		98.8	96.5
Andøya	x	97.0	93.0
Hovden	x	98.7	97.1
Nygaardsfjellet		100.1	100.6
Ytre Vikna		107.8	114.4
Vikna I & II	x	109.2	117.0
Hundhammerfjellet		106.6	114.9
Bessakerfjellet		108.2	114.5
Valsneset		108.0	116.5
Hitra		94.3	86.9
Smøla		94.4	87.5
Harøy Sandøy	x	94.2	90.2
Mehuken		97.6	95.4
Midtfjellet		108.7	109.5
Utsira	x	106.4	105.0
Hywind	x	107.2	105.5
Åsen II	x	111.4	114.7
Høg-Jæren		112.8	108.8
Lista		108.9	111.8
Fjeldskår Lindesnes		109.7	118.6



Figur 1-1 Vindparker i Norge. Større vindparker der parkeffektkurver er benyttet i beregning av produksjonstidsserier er gitt i grønn, mens mindre vindparker der en enkel 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 Marktäckce 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.

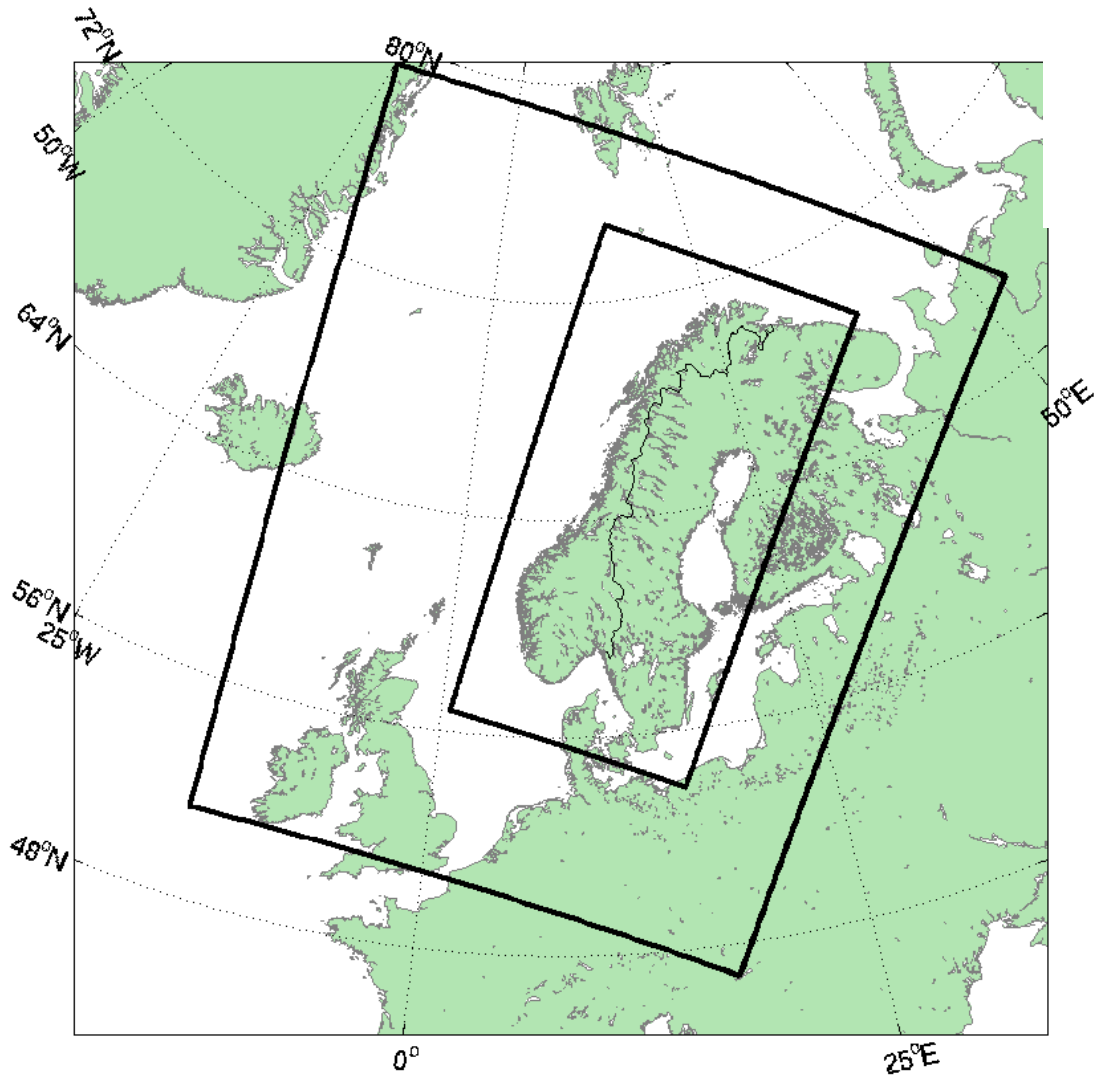
2.1.1 NCEP/FNL inngangsdata

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 20 (2014) 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 2000-2014 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 2000-2014.

2.3 Effektkurver

Turbintypene som er benyttet i de 15 større vindparkene i Norge er gitt i Tabell 2-1. For Åsen II er effektkurven for Enercon E48 0.8 MW gitt av NVE og blitt benyttet i analysen. For de resterende små vindparkene har vi som i NVE Rapport 20 (2014) 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. Effektkurvene til de ulike vindturbinene er hentet fra WindPRO (EMD, May, 2012) sin database. 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 15 større vindparkene i Norge. 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	

*Valgt pga manglende effektkurve for turbinene i vindparken

2.4 Turbinposisjoner

Turbinposisjoner er som i NVE Rapport 20 (2014). 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 2000-2014.

For hver park har det også blitt benyttet informasjon om eksakte turbinposisjoner og turbintype 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 den tidligere brukte perioden 2000-2011. I dette prosjektet kombinerer vi to ulike datasett.

- 1) WRF basert på NCEP/FNL for perioden 2000-2014 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 2000-2014. 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 - 2014. 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 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, langtidskorrigerte 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 2014 basert på timesdata av vind, trykk og temperatur.

3.2.2 Produksjonsindekser beregnet med forenklet metodikk (metode 2)

For de resterende 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. Vaketapene 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 2014.

4 Vind- og produksjonsindekser

Det er beregnet produksjonsindekser for 2014 i forhold til en langtidsserie på 12 år, 2000 - 2011. Langtidsreferansen på 12 år er valgt for å kunne sammenligne resultatene fra tidligere år.

4.1 Resultat for 2014

Det er beregnet vind- og produksjonsindekser for 2014 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 er avhengig av vindhastigheten i tredje potens.

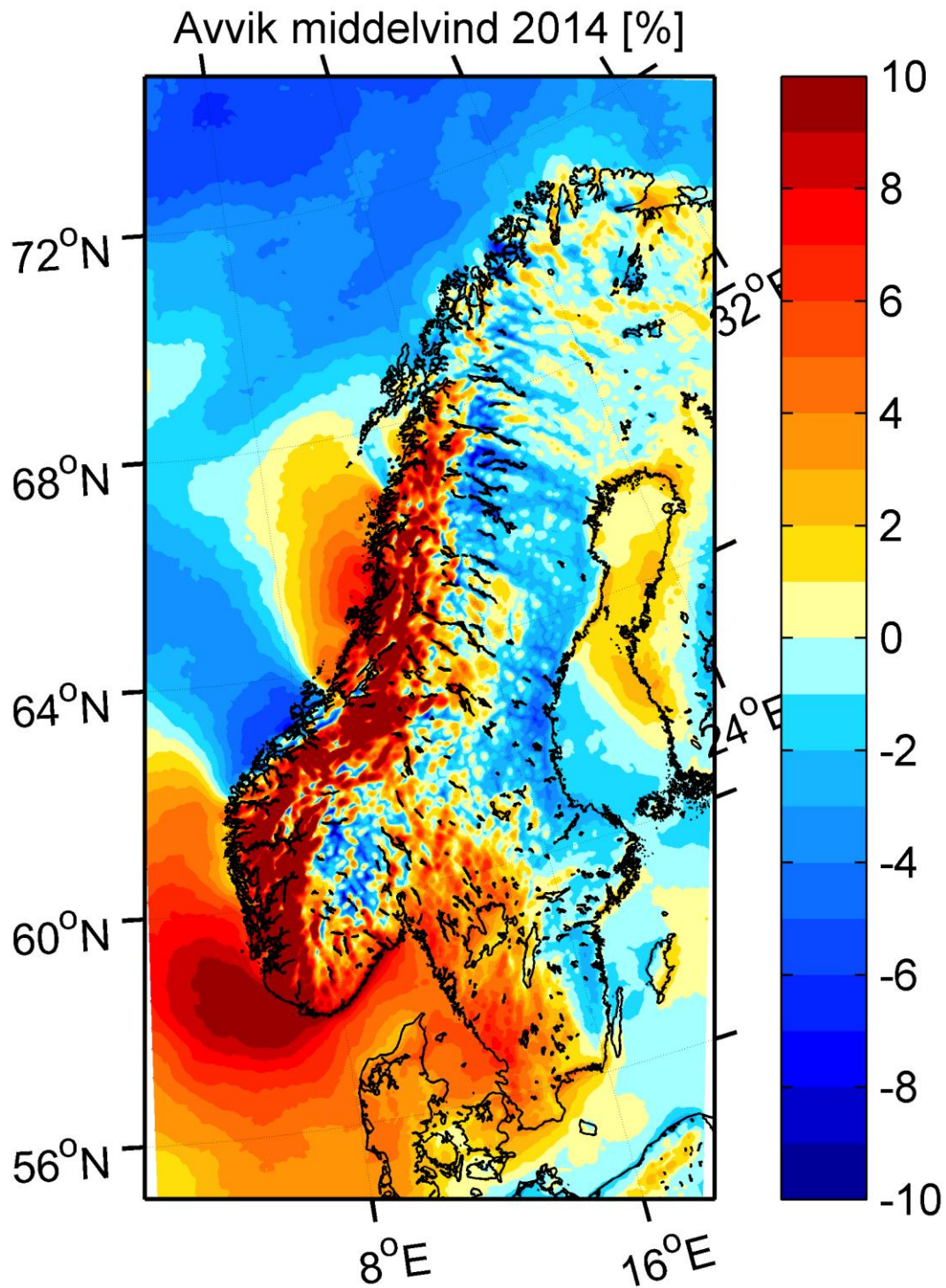
Figur 4-1 viser avvik i middelvind for hele Norge sammenlignet med referanseperioden 2000 - 2011. En kan se fra figuren at det i 2014 var langt høyere middelvind enn normalt i Norge sør for Troms. På Sør og vestlandet, deler av Trøndelag og Nordland har store områder opplevd en middelvind som er over 10 % høyere enn normalen. Flere områder har også opplevd middelvind på opp mot 20 % høyere enn normalen. I overgangen fra Vestlandet og Trøndelag til Sunnmøre har det i 2014 vært store gradienter og vindindeksen endres markant. Områder langs kysten fra Stad til Trondheimsfjorden har opplevd 10 % og lavere middelvind enn normalen. Nord for Troms viser vindindeksen mindre forskjeller i forhold til et normalår.

For vindparkene som er vist i Tabell 4-1, ser en at det er 11 vindparker (av totalt 22) som har lavere middelvind enn normalt. Når det gjelder produksjonsindeksen er det her de samme 11 vindparkene som også produserer lavere enn normalt.

Den høyeste produksjonsindeksen finner man for Lindesnes vindpark på Sørlandet. For Lindesnes er produksjonsindeksen 118.6 % med en vindindeks på 109.7 %. Av de større vindparkene er det Hitra i Trøndelag som har den laveste vindindeksen med 94.3 %. Dette ga en produksjonsindeks på 86.9 %.

Tabell 4-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkene i Norge 2014. Referanse periode er 2000-2011. For mindre vindkraftverk er det brukt en forenklet beregningsmetodikk.

Navn på vindpark	Forenklet beregning	Vindindeks 2014 [%]	Produksjonsindeks 2014 [%]
Kjøllefjord		98.5	98.5
Havøygavlen		98.7	97.9
Fakken		98.8	96.5
Andøya	x	97.0	93.0
Hovden	x	98.7	97.1
Nygaardsfjellet		100.1	100.6
Ytre Vikna		107.8	114.4
Vikna I & II	x	109.2	117.0
Hundhammerfjellet		106.6	114.9
Bessakerfjellet		108.2	114.5
Valsneset		108.0	116.5
Hitra		94.3	86.9
Smøla		94.4	87.5
Harøy Sandøy	x	94.2	90.2
Mehuken		97.6	95.4
Midtfjellet		108.7	109.5
Utsira	x	106.4	105.0
Hywind	x	107.2	105.5
Åsen II	x	111.4	114.7
Høg-Jæren		112.8	108.8
Lista		108.9	111.8
Fjeldskår Lindesnes		109.7	118.6



Figur 4-1 Avvik i middelvind i % for 2014 sammenlignet med en referanseperiode fra 2000 til 2011.

5 Bibliografi

Bredesen, R.E, Kravik, R. (2013): «Tidsserier for produksjon for norske vindparker for perioden 1981-2010.» KVT/REB/2013/R095. Kjeller Vindteknikk 2013.

Byrkjedal, Ø., & Åkervik, E. (2009). Vindkart for Norge. 9/2009: NVE.

EMD. (May,2012). *WindPRO 2.8 User Guide. 1. Edition.* EMD International AS.

Klemp, J. B., Skamarock, W. C., & Dudhia, J. (2000). *Conservative split-explicit time integration methods for the compressible non-hydrostatic equations.* see <http://www.wrf-model.org/>.

Liléo, S., Berge, E., Undheim, O., Klinkert, R., & Bredesen, R. E. (2013). *Long-term correction of wind measurements. State-of-the-art, guidelines and future work.* Elforsk report 13:18.

Michalakes, J., Chen, S. D., Hart, L., Klemp, J., Middlecoff, J., & Skamarock, W. (2001). *Development of a Next Generation Regional Weather Research and Forecast Model.* Singapore: Eds. Walter Zwiefelhofer and Norbert Kreitz. World Scientific.

NVE Rapport 20 2014. Vindkraft- produksjon i 2013. Norges vassdrags- og energidirektorat http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2014/rapport2014_20.pdf

Skamarock, W. C., Klemp, J. B., Dudhia, J., Gill, D. O., Barker, D. M., Duda, M. G., et al. (2008). *A Description of the Advanced Research WRF Version 3.* Boulder, U.S.: NCAR.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

