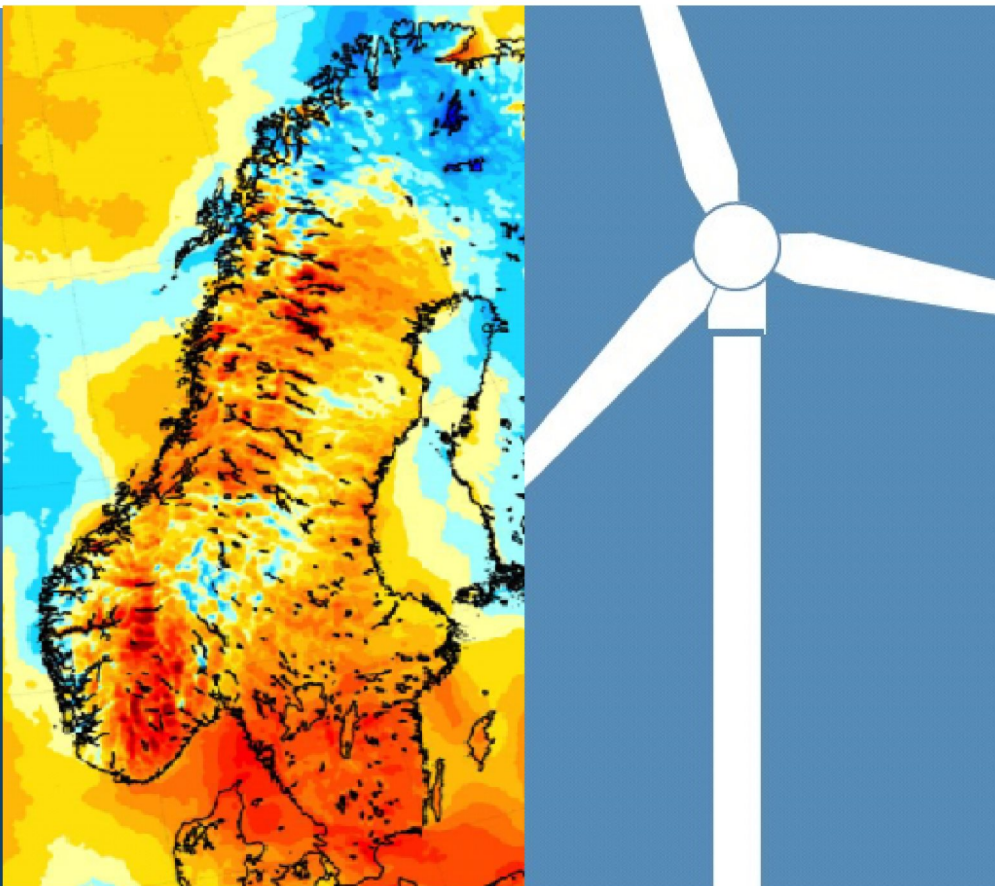




# Vindkraft - produksjon i 2017

10  
2018



R  
A  
P  
P  
O  
R  
T

# Rapport nr 10-2018

## Vindkraft - produksjon i 2017

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat

**Redaktør:** Fredrik Arnesen

**Forfattere:** David Edward Weir og Nikolai Aksnes

**Trykk:** NVEs hustrykkeri

**Opplag:**

**Forsidefoto:** Kjeller Vindteknikk AS

**ISBN** 978-82-410-1660-8

**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](http://www.nve.no)

# **Vindkraft - Produksjon i 2017**

# Innhold

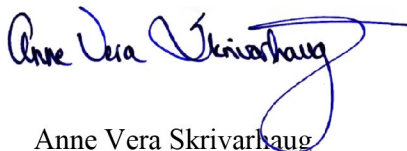
<b>Forord .....</b>	<b>3</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Vindkraftproduksjon i Norge .....</b>	<b>5</b>
1.1 Det er nå over 1 GW vindkraft i Norge .....	5
1.2 Nesten 3 TWh vindkraft produsert i 2017 .....	6
1.3 Det bygges ut mye vindkraft.....	7
<b>2 Vind- og produksjonsindekser .....</b>	<b>8</b>
2.1 Gode vindforhold sør for Lofoten.....	8
<b>3 Analyser av produksjon .....</b>	<b>11</b>
3.1 Produksjonsprofilen over året var normal.....	14
3.2 Brukstiden for vindkraft fortsetter å øke.....	15
<b>Vedlegg A: Produksjon for norske vindkraftverk 2015-2017.....</b>	<b>16</b>
<b>Vedlegg B: Vind og produksjonsindekser for Norge 2017 .....</b>	<b>17</b>

# Forord

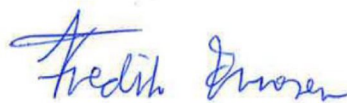
Vindkraft den raskest voksende formen for kraftproduksjon i Norge. Ved utgangen av 2017 var det mer vindkraft under bygging i Norge enn det som er i drift fra før, og det ventes en flerdobling av vindkraftproduksjonen i Norge de neste årene.

Det er stor interesse for informasjon om vindkraft i Norge, ikke minst om dens bidrag til den norske kraftbalansen og betydningen for kraftsystemet. NVE samler inn produksjonsdata fra norske vindkraftverk hvert år. Denne rapporten gir en sammenstilling av de innsamlede dataene for 2017 og drøfter disse i lys av beregnede vind- og produksjonsindekser for det samme året. Detaljerte produksjonsdata for vindkraftverkene vil være tilgjengelig på NVEs nettsider i april 2018.

Oslo, februar 2018



Anne Vera Skriverhaug  
Avdelingsdirektør



Fredrik Arnesen  
Seksjonssjef

# Sammendrag

Samlet installert ytelse [MW]	1188
Produksjon [GWh]	2849
Antall turbiner	468
Gjennomsnittlig turbinstørrelse [MW]	2,5
Bruktid [fullasttimer]	2856
Kapasitetsfaktor [%]	32,6
Produksjonsindeks [%]	102,3

**Tabell 1** Nøkkeltall for norsk vindkraftproduksjon i 2017.

Det ble produsert 2,85 TWh vindkraft i 2017, en økning på 0,8 TWh fra forrige år. Økningen skyldes hovedsakelig idriftsettelse av 324 MW ny vindkraft. I tillegg har det i gjennomsnitt vært gode vindforhold i 2017. Produksjonen i 2017 utgjorde 1,9 prosent av Norges totale elektrisitetsproduksjon. Det er nå installert over 1 GW vindkraft i Norge, og det var ytterligere 1,6 GW vindkraft under bygging per utgangen av 2017 tilsvarende ytterligere ca. 5,4 TWh produksjon.

Vindforholdene var bedre enn normalt i store deler av Sør-Norge i 2017, og dårligere enn normalt i Finnmark og Troms. For norske vindkraftverk sett under ett var produksjonsindeksen på 102,3 prosent. En produksjonsindeks på 102 prosent betyr at vindkraftproduksjonen i 2017 kan forventes å være cirka 2 prosent høyere enn normalforventningen ut fra vindforholdene. Den nasjonale produksjonsindeksen er basert på vindkraftverk som var i normal drift i 2017.

Vindforholdene fulgte en ganske normal profil over året, med unntak av oktober hvor det ble produsert betydelig mer vindkraft enn normalt.

Bruktiden for vindkraftverk i Norge i normal drift var 2856 fullasttimer, tilsvarende en kapasitetsfaktor på 32,6 prosent. Dette er lavere enn tilsvarende tall i 2015, men med vindressursene tatt i betraktning er det fortsatt en positiv utvikling i brukstid for vindkraft i Norge.

# 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 Det er nå over 1 GW vindkraft i Norge

Figur 1 viser utviklingen i vindkraftutbyggingen i Norge. I 2017 ble det satt i drift 324 MW ny vindkraft på Tellenes, Egersund og Hamnefjell. Det var 4 vindturbiner (9 MW) som ble permanent tatt ut av drift på Hovden og Hundhammerfjellet. Samlet installert effekt var ved utgangen av året på 1188 MW.



**Figur 1** Figuren viser installert vindkraft i Norge. Søylene viser total installert effekt i slutten av året. Den lysegrønne delen av søylene viser installert effekt i begynnelsen av året og den mørkegrønne delen viser endring i effekt ilt året.

## 1.2 Nesten 3 TWh vindkraft produsert i 2017

I 2017 ble det produsert 2,85 TWh vindkraft i Norge. Samlet installert effekt var på 1188 MW fordelt på 468 vindturbiner ved utgangen av 2017. Vindkraften stod for 1,9 % av den samlede kraftproduksjonen, en oppgang fra 1,4 % i 2016. Økningen skyldes både utbygging av ny vindkraft i 2017, samt bedre vindforhold i 2017 enn 2016. Vindåret 2017 var forholdsvis normalt for Norge som helhet. Store deler av Sør-Norge hadde imidlertid mer vind enn normalt, mens de nordligste områdene og deler av Nord-Vestlandet hadde mindre vind enn normalt. For norske vindparker sett under ett var produksjonsindeksen på 102 %. Produksjonstall for norske vindkraftverk fra 2015-2017 er presentert i Vedlegg A.

Vindkraftverk	Eier	I drift år	Antall turbiner	Installert Ytelse [MW]	2017 produksjon [GWh]
Andøya	Andøya Energi AS	1991	1	0,4	0,5
Fjeldskår	Norsk Miljø Energi AS	1998	5	3,8	4,8
Harøy, Sandøy	Sandøy Energi AS	1999	5	3,8	8,9
Smøla I&II	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	68	150,4	358,5
Havøygavlen	Arctic Wind AS	2002	16	40,5	90,3
Utsira I&II	Solvind Prosjekt AS	2004	2	1,2	3,9
Hitra	Hitra Vind AS (Statkraft)	2004	24	55,2	141,7
Nygårdsfjellet I&II	Nygårdsfjellet Vindpark AS	2005	14	32,2	97,5
Kjøllefjord	Kjøllefjord Vind AS (Statkraft)	2006	17	39,1	107,7
Valsneset	TrønderEnergi Kraft AS	2006	5	11,5	33,7
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2008	25	57,5	164,3
Mehuken II&III	Kvalheim Kraft AS	2010	11	25,3	68,3
Høg-Jæren I&II	Jæren Energi AS	2011	32	73,6	239,0
Åsen II	Solvind Åsen AS	2012	2	1,6	4,2
Fakken	Troms Kraft AS	2012	18	54,0	133,5
Ytre Vikna	Sarepta Energi AS	2012	17	39,1	116,2
Lista	Lista Vindkraftverk AS	2012	31	71,3	238,7
Midtfjellet	Midtfjellet Vindkraft AS	2013	44	110,0	324,8
Raggovidda	Varanger Kraft AS	2014	15	45,0	190,8
Røyrymyra	Røyrymyra Vindpark AS	2015	3	2,4	8,2
Skomakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2015	4	13,2	37,9
Annen vindkraft*			109	357,1	475,2
sum			468	1188	2849

\*Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2017: Hundhammerfjellet, Hywind, Tellenes, Hamnefjell, Egersund, Valsneset testsenter. Se kapittel 3 for nærmere forklaring.

**Tabell 2** Målt produksjon for norske vindkraftverk i 2017. Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2017 er summert under posten annen vindkraft.



### 1.3 Det bygges ut mye vindkraft

En oversikt over norske anlegg som var under bygging per 31.12.2017 er gitt i tabell nedenfor. Svåheia og Tindafjellet ble satt i drift tidlig i 2018.

I 2018 er det høy byggeaktivitet i Norge. Samlet installert effekt for anleggene under bygging er et større volum enn dagens eksisterende norske vindparker, både i effekt og produksjon.

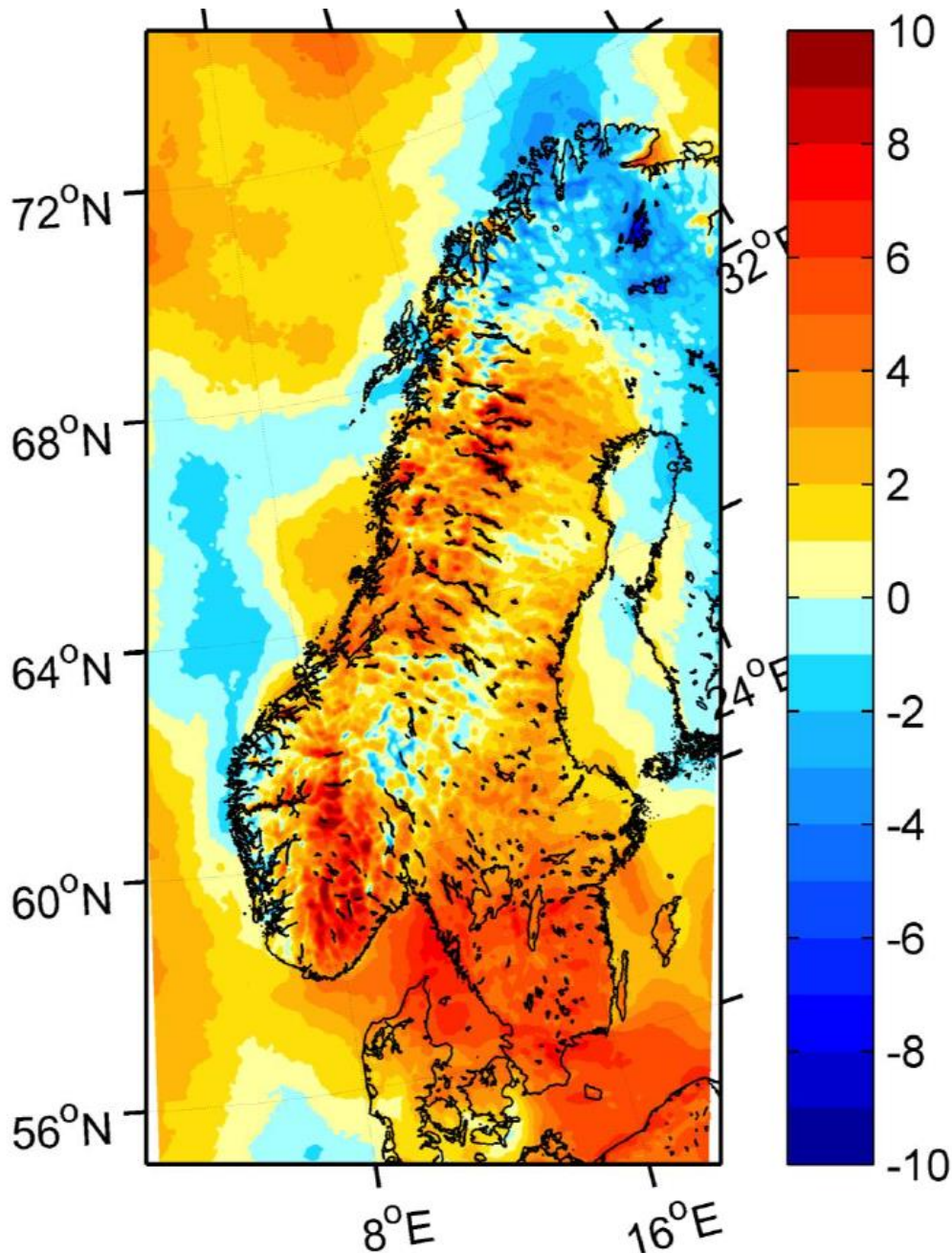
Prosjekt	Installert ytelse (MW)	Forventet produksjon (GWh)	Eier
Midtfjellet 3	40	136	Midtfjellet Vindkraft AS
Hitra 2	94	320	Fosen Vind DA
Roan	256	870	Fosen Vind DA
Bjerkreimklyngen (3 konsesjoner)	291	988	Norsk Vind Bjerkreim
Storheia	288	979	Fosen Vind DA
Raskiftet	112	381	Austri Raskiftet DA
Svåheia	24	82	Dalane Vind AS
Ånstadblåheia	50	170	Vesterålskraft Vind AS
Tindafjellet	10	35	Asko AS
Sørfjord	90	306	Sørfjord Vindpark AS
Kvitfjell/Raudfjell (2 konsesjoner)	281	955	Norsk Miljøkraft Tromsø AS
Høgås og Joarknatten	54	184	Scanergy AS
sum	1590	5405	

Tabell 3 Vindkraftverk under bygging per utgangen av 2017.

## 2 Vind- og produksjonsindekser

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 2017 med referanseperioden er det beregnet vind- og produksjonsindekser som beskriver hvordan vindforholdene og produksjonen avvek fra normalen.

### 2.1 Gode vindforhold sør for Lofoten



**Figur 2** Figuren viser avvik i middelvind gitt i prosent for 2017 sammenlignet med referanseperioden 2000 – 2015. Kilde: Kjeller Vindteknikk AS.

Figur 2 viser prosentvis avvik i middelvind for 2017 i forhold til referanseperioden 2000 – 2015. Av figuren ser man at det var mer vind enn normalt i store deler av Norge sør for Lofoten, med unntak av noen områder på Vestlandet mellom Bergen og Ålesund, samt indre Østlandet. Finnmark og store deler av Troms hadde mindre vind 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.

$$\text{Vindindeks [\%]} = \frac{\text{Middelvind 2017}}{\text{Middelvind i et normalår}}$$

$$\text{Produksjonsindeks [\%]} = \frac{\text{Estimert kraftproduksjon 2017}}{\text{Produksjon i et normalår}}$$

På grunnlag av datasettet som er etablert for vindforholdene i 2017 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. Metodene er beskrevet i detalj i Vedlegg B. Ved å sammenligne modellert produksjon for et vindkraftverk i 2017 med normalproduksjon basert på referanseperioden, beregnes det hvor stor produksjon, relativt til normalproduksjonen, en teoretisk sett kunne vente i året 2017. Dette blir *produksjonsindeksen* for det enkelte kraftverket gitt vindforholdene i det aktuelle året.

Tabell 3 viser at ingen av produksjonsindeksene for vindkraftverkene avvek mer enn 10 % fra normalen. Produksjonsindeksene var lavest for vindparker i Finnmark, der Havøygavelen hadde laveste produksjonsindeks med 7,1 % under normalen. Skomakerfjellet hadde den høyeste produksjonsindeksen med 7,5 % over normalen. For norske vindkraftverk sett under ett er produksjonsindeksen beregnet til omtrent 102 %, det vil si at produksjonen ved norske vindparker forventes å ligge cirka 2 % høyere enn normalt for 2017. Nasjonalverdien er beregnet ved å ta et kapasitetsvektet gjennomsnitt av de enkelte produksjonsindeksene ved norske vindparker som var i normal drift i 2017. Dette gjør at produksjonsindeksene ved større vindparker har større betydning for den nasjonale produksjonsindeksen enn små vindparker.

Vindkraftverk	Vindindeks [%]	Produksjonsindeks [%]
Andøya	100,1	99,0
Fjeldskår	104,4	107,1
Harøy, Sandøy	102,4	105,2
Smøla I&II	101,2	103,7
Havøygavlen	96,4	92,9
Utsira I&II	100,7	101,7
Hitra	101,2	104,7
Nygårdsfjellet I&II	107,5	105,5
Kjøllefjord	97,6	95,7
Valsneset	103,5	107,0
Bessakerfjellet	103,7	103,7
Mehuken II&III	99,1	97,9
Høg-Jæren I&II	100,4	101,5
Åsen II	100,6	101,4
Fakken	103	103,7
Ytre Vikna	102,5	104,4
Lista	103	105,4
Midtfjellet	101,3	103,4
Raggovidda	96,8	94,8
Røymyra	100,4	101,1
Skomakerfjellet	104,7	107,5
Vektet gjennomsnitt	101,3	102,3

**Tabell 3** Vind- og produksjonsindekser for 2017 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 2017. Kraftverk som har vært i en oppstartsfase i 2017 er holdt utenfor. Det er også kraftverk som regnes som prototyper eller som har rapportert om ekstraordinære tekniske problemer i 2017. Dette gjelder Hundhammerfjellet, Valsneset testsenter, Hywind og vindparkene Tellenes, Hamnefjell og Egersund som ble satt i drift i 2017. Samlet produksjon fra disse anleggene i 2017 var på 475,2 GWh.

Tabell 4 viser 2017 produksjon, utbyggernes oppgitte normalårsproduksjon og 2017 produksjon dividert med produksjonsindeks. Sistnevnte kan sies å være en grov beregning av normalårsproduksjonen med utgangspunkt i produksjonserfaringer og vindforholdene i 2017. Sammenligning av oppgitt normalårsproduksjon med produksjon dividert med produksjonsindeks for 2017 tyder på at oppgitt normalårsproduksjon trolig er for høy ved mange norske vindkraftverk.

Vindkraftverk	2017 produksjon [GWh]	Siste oppgitt normalårsproduksjon [GWh]	2017 produksjon dividert med produksjonsindeks for 2017 [GWh]
Andøya	0,5	1,0	0,5
Fjeldskår	4,8	8,5	4,5
Harøy, Sandøy	8,9	10,0	8,5
Smøla I&II	358,5	356,0	345,7
Havøygavlen	90,3	100,0	97,2
Utsira I&II	3,9	3,5	3,8
Hitra	141,7	138,0	135,3
Nygårdsfjellet I&II	97,5	104,0	92,4
Kjøllefjord	107,7	119,0	112,6
Valsneset	33,7	35,0	31,5
Bessakerfjellet	164,3	175,0	158,4
Mehuken II&III	68,3	70,2	69,8
Høg-Jæren I&II	239,0	222,1	235,5
Åsen II	4,2	4,9	4,1
Fakken	133,5	139,0	128,7
Ytre Vikna	116,2	127,0	111,3
Lista	238,7	220,0	226,5
Midtfjellet	324,8	356,0	314,1
Raggovidda	190,8	189,0	201,2
Røyrmyna	8,2	8,1	8,1
Skomakerfjellet	37,9	36	35,3

**Tabell 4** 2017 produksjon, oppgitt normalårsproduksjon og 2017 produksjon dividert med produksjonsindeks for 2017 ved norske vindkraftverk som var i normal drift i 2017.

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:

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

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:

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

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 2017 sett under ett var 2856 timer. Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 32,6 %. Brukstiden varierte mellom 1225 og 4239 fullasttimer for kraftverk i normal drift. Energi per sveipt areal varierte mellom 451 og 2131. 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. Den eldste (og minste) vindturbinen på Andøya produserte rundt 0,5 GWh/år i 2017, mens Raggovidda produserte hele 12,7 GWh per vindturbin.

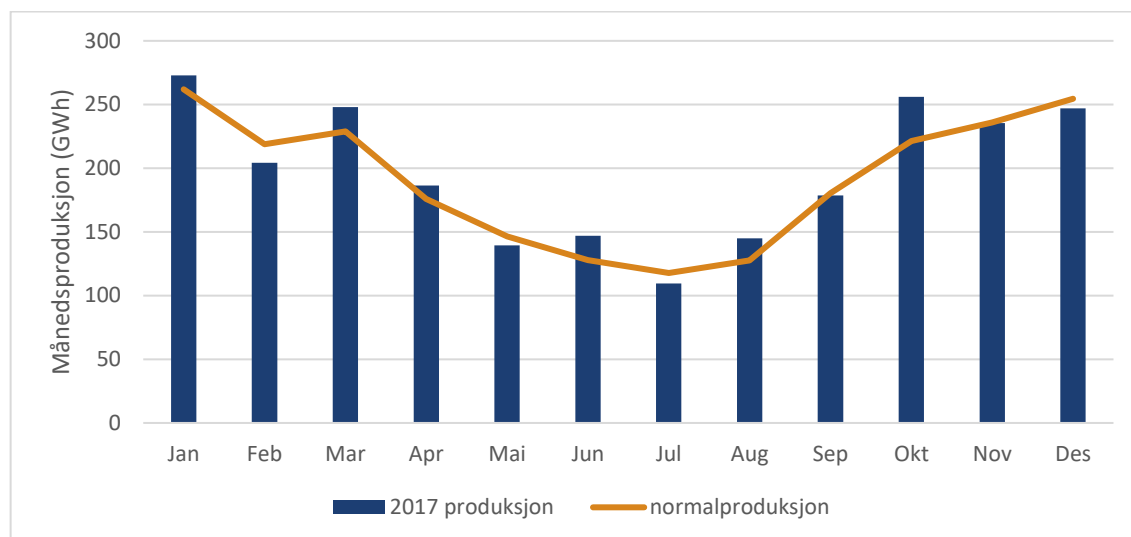
Vindkraftverk	I drift år	Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin [GWh]	Fullasttimer	Energi per sveipt areal [kWh/m <sup>2</sup> ]
Andøya	1991	0,5	1225	540
Fjeldskår	1998	1,0	1276	451
Harøy, Sandøy	1999	1,8	2384	988
Smøla I&II	2002	5,3	2384	1034
Havøygavlen	2002	5,6	2230	1083
Utsira I&II	2004	1,9	3244	1549
Hitra	2004	5,9	2566	1107
Nygårdsfjellet I&II	2005	7,0	3028	1025
Kjøllefjord	2006	6,3	2756	1200
Valsneset	2006	6,7	2934	2131
Bessakerfjellet	2008	6,6	2857	1659
Mehuken II&III	2010	6,2	2701	1569
Høg-Jæren I&II	2011	7,5	3248	1100
Åsen II	2012	2,1	2609	1153
Fakken	2012	7,4	2472	1166
Ytre Vikna	2012	6,8	2972	1726
Lista	2012	7,7	3348	1134
Midtfjellet	2013	7,4	2953	1102
Raggovidda	2014	12,7	4239	1587
Røyrmýra	2015	2,7	3397	1502
Skomakerfjellet	2015	9,5	2874	963
vektet gj.snitt		6,1	2856	1216

**Tabell 5** Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin, fullasttimer og energi produsert per sveipt areal for vindkraftverk som var i normal drift i 2017. 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 2017 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 2017.

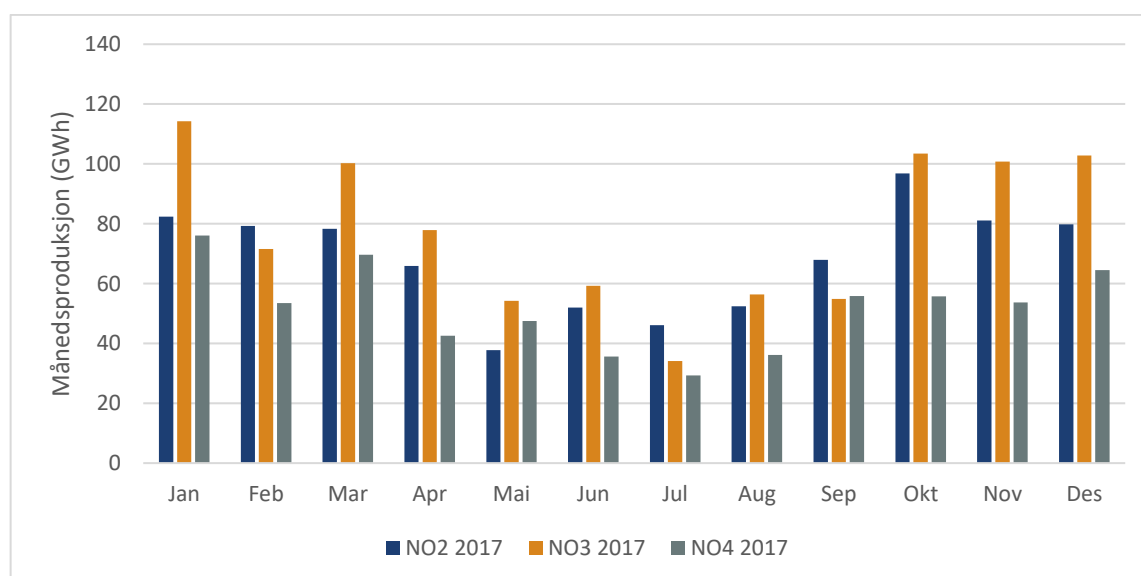
### 3.1 Produksjonsprofilen over året var normal

Som drøftet i forrige kapittel var 2017 et relativt normal vindår, med produksjonsindeks på 102,3 %. Figur 3 viser hvordan produksjonen for norske vindkraftverk fordelte seg over året, sammenlignet med en normalprofil. Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2017 er utelatt fra denne figuren. Som en kan se av figuren var produksjonen innen +/- 15 % av normalen for alle månedene utenom oktober, hvor det ble produsert betydelig mer enn normalt. I Figur 4 ser man at den uvanlig høye produksjonen i oktober kom i Sør-Norge (NO2 og NO3).



**Figur 3** Månedlig vindkraftproduksjon i 2017, vist som blå søyler, sammenlignet med normalproduksjon per måned (oransje graf)

Figur 4 viser månedsproduksjon fordelt på elspotområde. Igjen er vindkraftverk som ikke var i normal drift holdt utenfor. Figuren viser som forventet noe større variasjon fra måned til måned i de regionale profilene enn den nasjonale profilen. NO3 hadde mest produksjon i 2017, og dette skyldes at det er elspotområdet med mest installert vindkraft.



**Figur 4** Månedlig vindkraftproduksjon i 2017 fordelt på elspotområde.

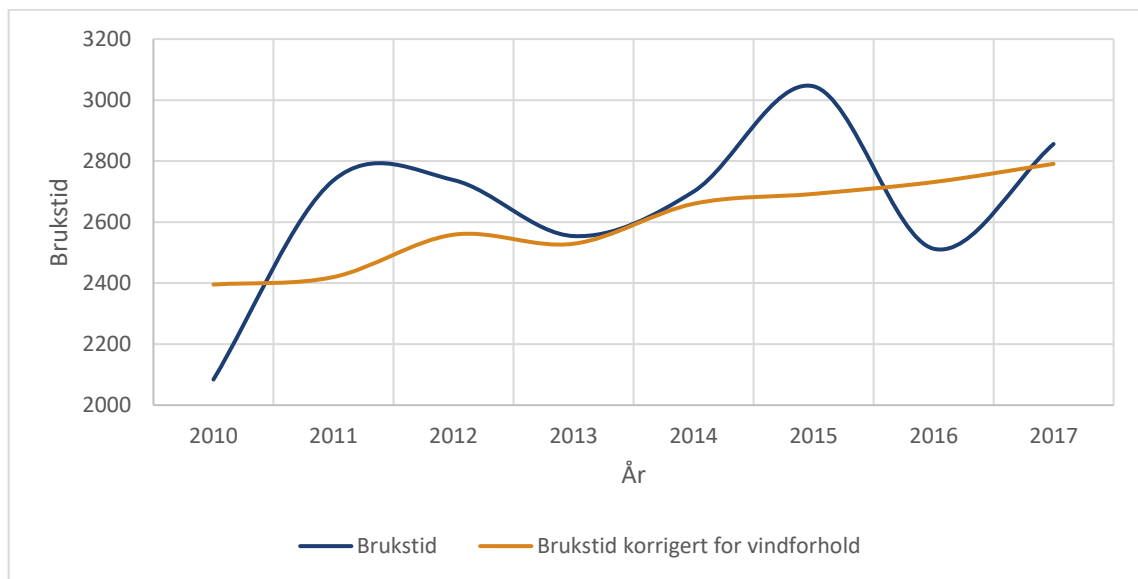


## 3.2 Brukstiden for vindkraft fortsetter å øke

Vindressurser varierer fra år til år, med inntil ca. 25 % lokalt og ca. 15 % nasjonalt (avhengig av hvor mye vindkraftverkene er distribuert geografisk). Den årlige variasjonen i vindressursene slår ut i den årlige brukstiden for norske vindkraftverk, men vindturbinteknologi er også en viktig driver for utvikling i brukstid.

I Norge som i andre land har det vært en utvikling mot vindturbiner som har større rotorer i forhold til generator (dvs. lavere «specific power»). Slike vindturbiner vil ha høyere brukstid i samme vindforhold fordi de større rotorene fanger mer energi fra vinden. Figur 5 illustrerer denne effekten ved å vise årlig brukstid (blå) og årlig brukstid korrigert med produksjonsindeks (oransje) for vindkraftverk som var i normal drift hvert år fra 2010-2017. Man ser av figuren at brukstid kan variere forholdsvis mye fra år til år ut fra vindressursene det året. Det er først når man korrigerer for vindforhold ved å dele de årlige brukstidene med de årlige produksjonsindeksene at man ser en klar trend mot økende brukstid. Eksempelvis var den nasjonale brukstiden for vindkraft høyere i 2015 enn i 2017, men om man korrigerer for vindforholdene var brukstiden høyere i 2017.

Det tar tid å øke den nasjonale brukstiden fordi det er mange eldre vindkraftverk som fortsatt er i normal drift. Det er imidlertid forventet at denne trenden vil skyte fart de neste årene med den store vindkraftutbyggingen som nå foregår. Brukstiden for nye vindparker fremover forventes å ligge signifikant høyere enn for eldre vindkraftverk, og volumet med utbygginger som skjer nå er nok til at vindkraftproduksjonen i større grad vil være dominert av produksjon fra moderne vindturbiner med høyere brukstid.



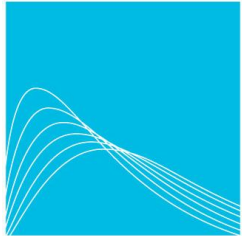
Figur 54 Årlig brukstid med og uten korreksjon for vindforholdene.

# Vedlegg A: Produksjon for norske vindkraftverk 2015-2017

Vindkraftverk	Eier	I drift år	2015 produksjon [GWh]	2016 produksjon [GWh]	2017 produksjon [GWh]
Andøya	Andøya Energi AS	1991	0,6	0,7	0,5
Fjeldskår	Norsk Miljø Energi AS	1998	8,6	6,8	4,8
Harøy, Sandøy	Sandøy Energi AS	1999	9,7	7,1	8,9
Smøla I&II	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	400,6	287,7	358,5
Havøygavlen	Arctic Wind AS	2002	90,9	84,0	90,3
Utsira I&II	Solvind Prosjekt AS	2004	3,7	3,0	3,9
Hitra	Hitra Vind AS (Statkraft)	2004	159,1	121,5	141,7
Nygårdsfjellet I&II	Nygårdsfjellet Vindpark AS	2005	86,9	86,1	97,5
Kjøllefjord	Kjøllefjord Vind AS (Statkraft)	2006	121,9	106,2	107,7
Valsneset	TrønderEnergi Kraft AS	2006	29,6	27,0	33,7
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2008	183,6	134,2	164,3
Mehuken	Kvalheim Kraft AS	2010	68,0	58,5	68,3
Høg-Jæren I&II	Jæren Energi AS	2011	256,7	224,6	239,0
Åsen II	Solvind Åsen AS	2012	4,0	3,9	4,2
Fakken	Troms Kraft AS	2012	140,0	124,2	133,5
Ytre Vikna	Sarepta Energi AS	2012	126,7	100,5	116,2
Lista	Lista Vindkraftverk AS	2012	250,1	214,4	238,7
Midtfjellet	Midtfjellet Vindkraft AS	2013	-	273,0	324,8
Raggovidda	Varanger Kraft AS	2014	196,9	183,5	190,8
Røyrmyna	Røyrmyna Vindpark AS	2015	-	7,3	8,2
Skomakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2015	-	-	37,9
Annen vindkraft*			373,5	70,5	475,2
sum			2214	2511	2849

\*Vindparker under denne posten varierer fra år til år

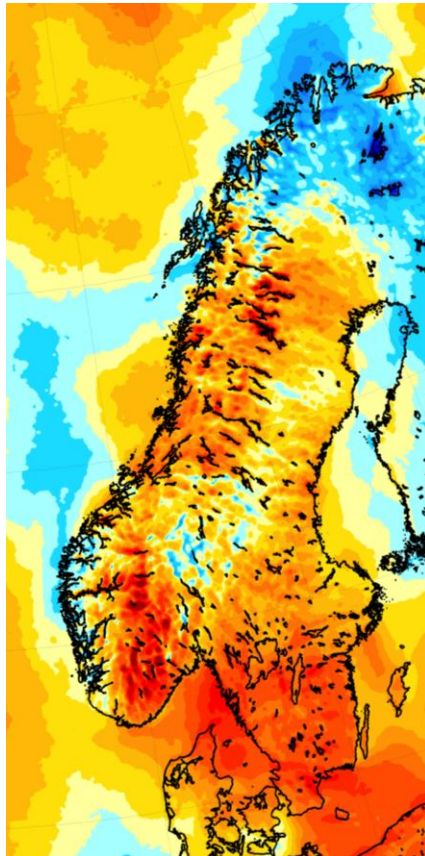
# **Vedlegg B: Vind og produksjonsindekser for Norge 2017**



**KJELLER**  
VINDTEKNIKK

# Vind- og produksjonsindekser for Norge 2017

Rapport nr: KVT/KI/2018/R026



Rapportnummer <b>KVT/KI/2018/R026</b>	Dato 14.02.2018
<b>Vind- og produksjonsindekser for Norge 2017</b>	Klassifisering Åpen
	Utgave nummer. 0
Kunde <b>Norges vassdrags- og energidirektorat</b>	Antall sider 15
Kundens referanse <b>David Weir</b>	Status <b>Endelig</b>
<b>Formål</b>  Denne rapporten presenterer vind- og produksjonsindeksene for vindparkene i Norge for 2017. 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 2017 sammenlignet med en normalperiode 2000-2015. Sammendrag og konklusjon er gitt i kapittel 1.  Denne rapporten er kvalitetssikret og gjennomgått etter Kjeller Vindteknikks kvalitetssikringssystem.	
<b>Forbehold</b> 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	14.02.2018		Endelig	Elektronisk

	Navn	Digital signatur
Utført av	Kristian Ingvaldsen	
Kontrollert av	Lars Tallhaug	
Godkjent av	Øyvind Byrkjedal	

# Innhold

<b>1</b>	<b>SAMMENDRAG OG KONKLUSJON .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>DATAGRUNNLAG .....</b>	<b>5</b>
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
<b>3</b>	<b>METODIKK .....</b>	<b>9</b>
3.1	TIDSSERIER FOR VINDHASTIGHET, VINDRETNING OG TETTHET	9
3.2	TIDSSERIER FOR BRUTTO ENERGIPRODUKSJON	9
3.2.1	<i>Produksjonsindekser beregnet med parkeffektkurver (metode 1) .....</i>	<i>10</i>
3.2.2	<i>Produksjonsindekser beregnet med forenklet metodikk (metode 2).....</i>	<i>10</i>
3.2.1	<i>Produksjonsindekser beregnet med semi-detaljert metodikk (metode 3) .....</i>	<i>10</i>
<b>4</b>	<b>VIND- OG PRODUKSJONSINDEKSER.....</b>	<b>11</b>
4.1	RESULTAT FOR 2017	11
<b>5</b>	<b>BIBLIOGRAFI.....</b>	<b>15</b>

# 1 Sammendrag og konklusjon

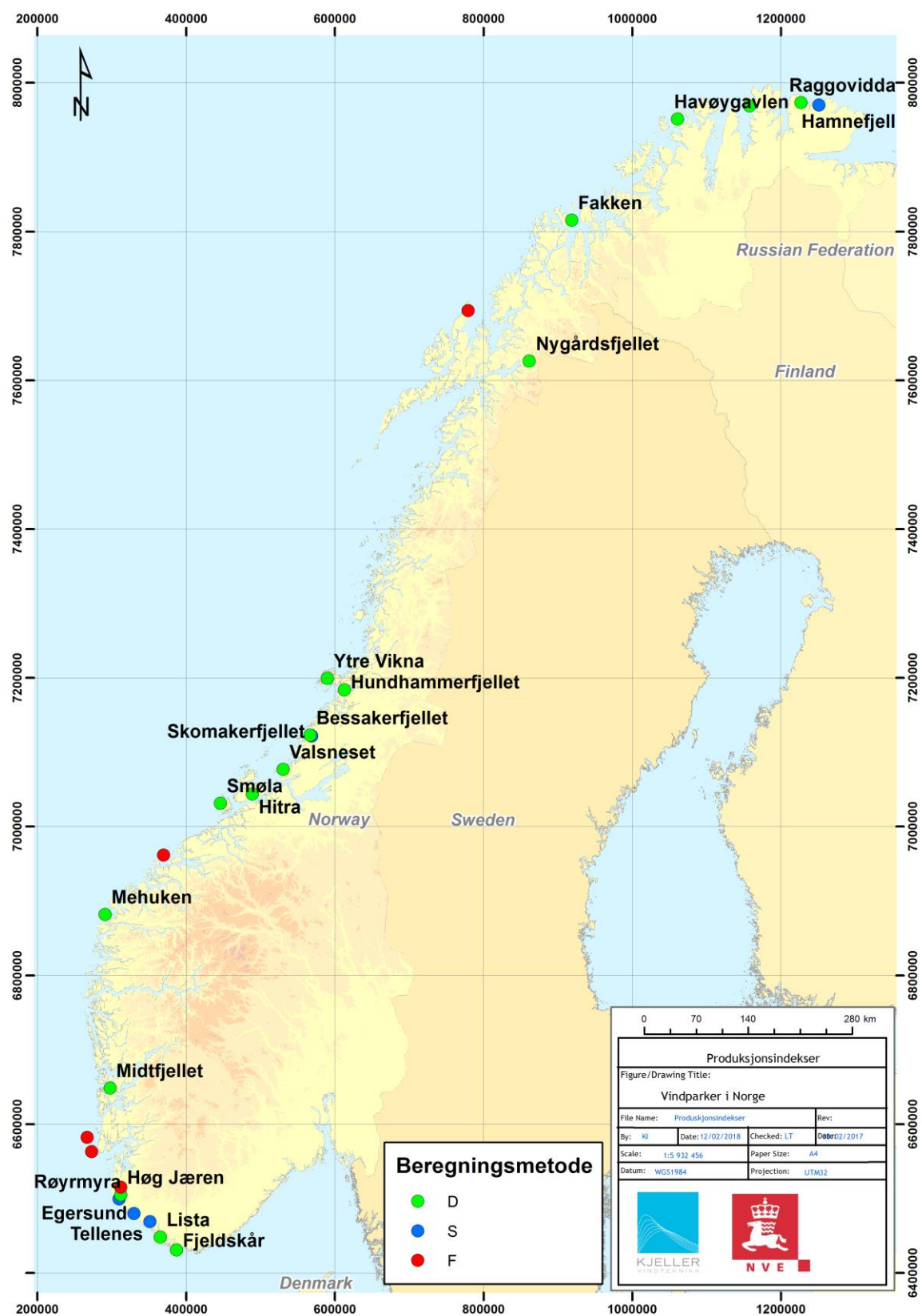
Indekser for årlig vind og vindenergiproduksjon er levert av Kjeller Vindteknikk til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) siden 2006. Metodikken har endret seg underveis i denne perioden ettersom tilgangen på vinddata har blitt bedre. I denne rapporten har vi benyttet samme teknikk som er presentert i Bredesen og Kravik (2013) og NVE Rapport 20 (2014). Den samme metodikken ble også benyttet i beregningen av vind- og produksjonsindekser for 2014, 2015 og 2016 (Willig and Bredesen, 2015; Willig, 2016; Lindvall, 2017).

I denne rapporten beskrives det hvordan vind- og produksjonsindeksene har blitt beregnet. En oversikt over alle vindparkene som det er beregnet vindindeks for er gitt i Figur 1-1. Tre vindparker har tilkommet i årets rapport; Hamnefjell vindkraftverk i Finnmark og Tellenes- og Egersund vindpark i Rogaland. Vikna I & II og Hovden vindkraftanlegg er tatt ut av rapporteringen siden vind- og produksjonsindeksrapporten for 2016.

Denne rapporten viser at store deler av landet i 2017 har hatt en vindindeks som er høyere enn normalen. Særlig områder sør i landet og i Midt-Norge hadde høye vindindekser, med en middelvind på ca. 5 % høyere enn normalen. Enkelte områder hadde også lavere middelvind enn normalt, og da hovedsakelig i Finnmark og deler av Troms. Dette mønsteret gjenspeiler seg også i produksjonsindeksene. Både vind- og produksjonsindekser for 2017 er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkene i Norge 2017. Referanseperiode er 2000-2015. For enkelte vindkraftverk er det brukt forenklete beregningsmetodikker. D = detaljert, S = semi-detaljert og F = forenklet

Navn på vindpark	Beregnings- Metode	Vindindeks 2017 [%]	Produksjonsindeks 2017 [%]
Hamnefjell	S	97.7	95.4
Raggovidda	D	96.8	94.8
Kjøllefjord	D	97.6	95.7
Havøygavlen	D	96.4	92.9
Fakken	D	103.0	103.7
Andøya	F	100.1	99.0
Nygaardsfjellet	D	107.5	105.5
Ytre Vikna	D	102.5	104.4
Hundhammerfjellet	D	102.5	105.1
Bessakerfjellet	D	103.7	106.1
Skomakerfjellet	S	104.7	107.5
Valsneset	D	103.5	107.0
Eldsfjellet Hitra	D	101.2	104.7
Smøla	D	101.2	103.7
Harøy Sandøy	F	102.4	105.2
Mehuken	D	99.1	97.9
Midtfjellet	D	101.3	103.4
Utsira	F	100.7	101.7
HYWIND	F	100.4	101.5
Åsen II	F	100.6	101.4
Høg Jæren	D	100.4	101.5
Røyrrmyra	S	100.4	101.1
Lista	D	103.0	105.4
Egersund	S	100.9	102.1
Tellenes	S	102.7	103.5
FjeldskaarLindesnes	D	104.4	107.1



Figur 1-1 Vindparker i Norge. Vindparker der parkeffektkurver er benyttet i beregning av produksjonstidsserier er gitt i grønt, mens vindparker der en semi-forenklet- (S) eller forenklet (F) metodikk er benyttet er gitt i henholdsvis blått og 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 gridpunktet 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.

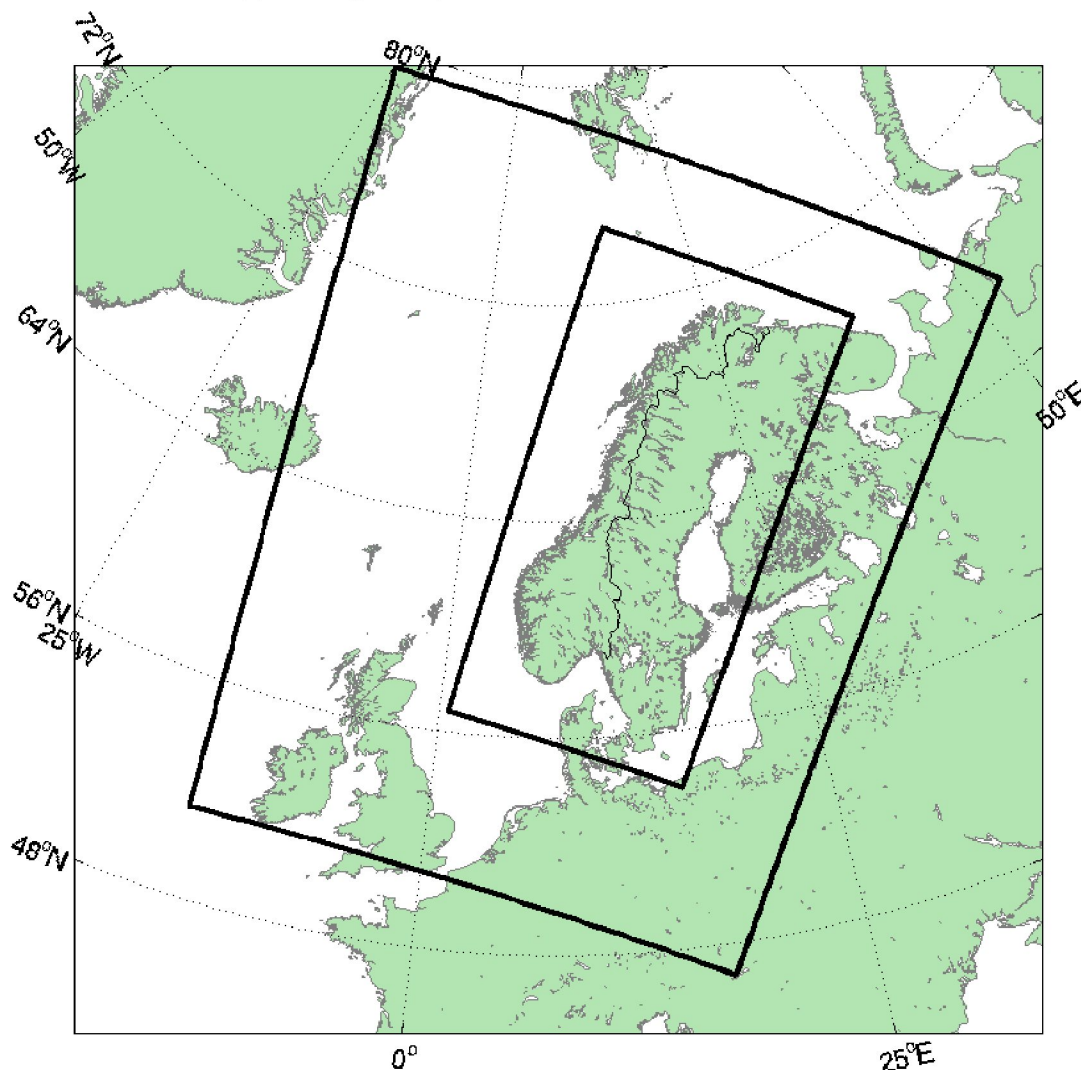
#### 2.1.1 NCEP/FNL inngangsdata

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 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 2000-2017 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 lufttetthet 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 2000-2017.

## 2.3 Effektkurver

Effektkurvene til de ulike vindturbinene er hentet fra WindPRO (EMD, May, 2012) sin database. Turbintypene som er benyttet i de vindparkene der den detaljerte- eller den semi-forenklede beregningsmetodikken er anvendt 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 Turbintyper i de 16 større vindparkene i Norge samt for de seks vindparkene hvor vi har anvendt den semi-detaljerte 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	
Røyrmøra**	Enercon E-48 0.8 MW	
Tellenes**	Siemens SWT 3.2 MW	
Egersund**	Senvion 3.4M104	
Hamnefjell**	Vestas V112 3.3 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 2000-2017.

For hver større 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 perioden 2000-2015. I dette prosjektet kombinerer vi to ulike datasett.

- 1) WRF basert på NCEP/FNL for perioden 2000-2017 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 2000-2017. 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 x 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 - 2017. 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 ( $\rho_{air}$ ) blir brukt til å justere den modellerte vindhastigheten ( $V$ ) til den ekvivalente vindhastigheten ( $V_{eq}$ ) med en gitt standard lufttetthet ( $\rho_{std}$ ) for å representere den samme vindenergien.

### 3.2.1 Produksjonsindekser beregnet med parkeffektkurver (metode D)

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 2017 basert på timesdata av vind, trykk og temperatur.

### 3.2.2 Produksjonsindekser beregnet med forenklet metodikk (metode F)

For de 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 2017.

### 3.2.1 Produksjonsindekser beregnet med semi-detaljert metodikk (metode S)

For de tre nye vindparkene Tellenes, Egersund og Hamnefjell, samt for Skomakerfjellet, Røyrrmyra og 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.

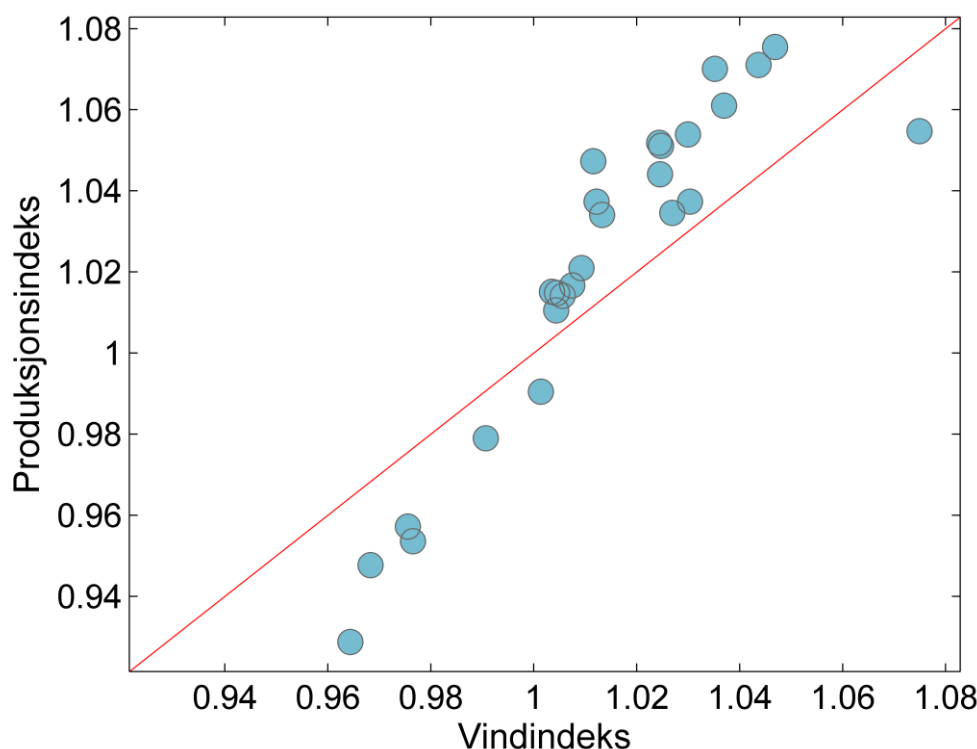
Sammenlignet med metode 1 så inkluderer metode 3 ikke topografiens innflytelse på vinden internt i parken og heller ikke vindretningens betydning på vaketape. Sammenlignet med metode 2 så benyttes i metode 3 en vindparksspesifikk effektkurve og et empirisk vaketape som er avhengig av vindhastigheten. Ut fra den korrigerede effektkurven og navhøyden beregnes produksjonsindekser for 2017 basert på timesdata av vind, trykk og temperatur.

## 4 Vind- og produksjonsindekser

Det er beregnet vind- og produksjonsindekser for 2017 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 2017

Det er beregnet vind- og produksjonsindekser for 2017 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 2017. 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 er vindindeksen som bestemmer hvor mye en vindpark produserer. Ingen av vindparkene som var i drift i 2017 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 21 av 26 vindparker har hatt en middelvind høyere enn normalt for 2017. Tilsvarende viser produksjonsindeksen for 2017 at disse 21 parkene, med unntak av Andøya, skal ha produsert mer enn i et normalår.

Den høyeste produksjonsindeksen finner man for Skomakerfjellet vindpark på Trøndelagskysten. Her er produksjonsindeksen 107.5 % med en vindindeks på 104.7 %. De laveste produksjonsindeksene finner vi i Finnmark, der Raggovidda ligger aller lavest på 94.8 % med en vindindeks på 96.8 %.

Basert på 18 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 årlig standardavvik er ulikt for de to naboparkene Høg Jæren og Røyrmyra. Det kan skyldes at det for Røyrmyra er anvendt en semi-detaljert metode, mens det for Høg Jæren er anvendt en detaljert metode. For Høg Jæren vil derfor ulik retningsfordeling fra år til år ha betydning for produksjonsindeksen. Det kan også ha sammenheng med effektkurven til de to turbintypene.

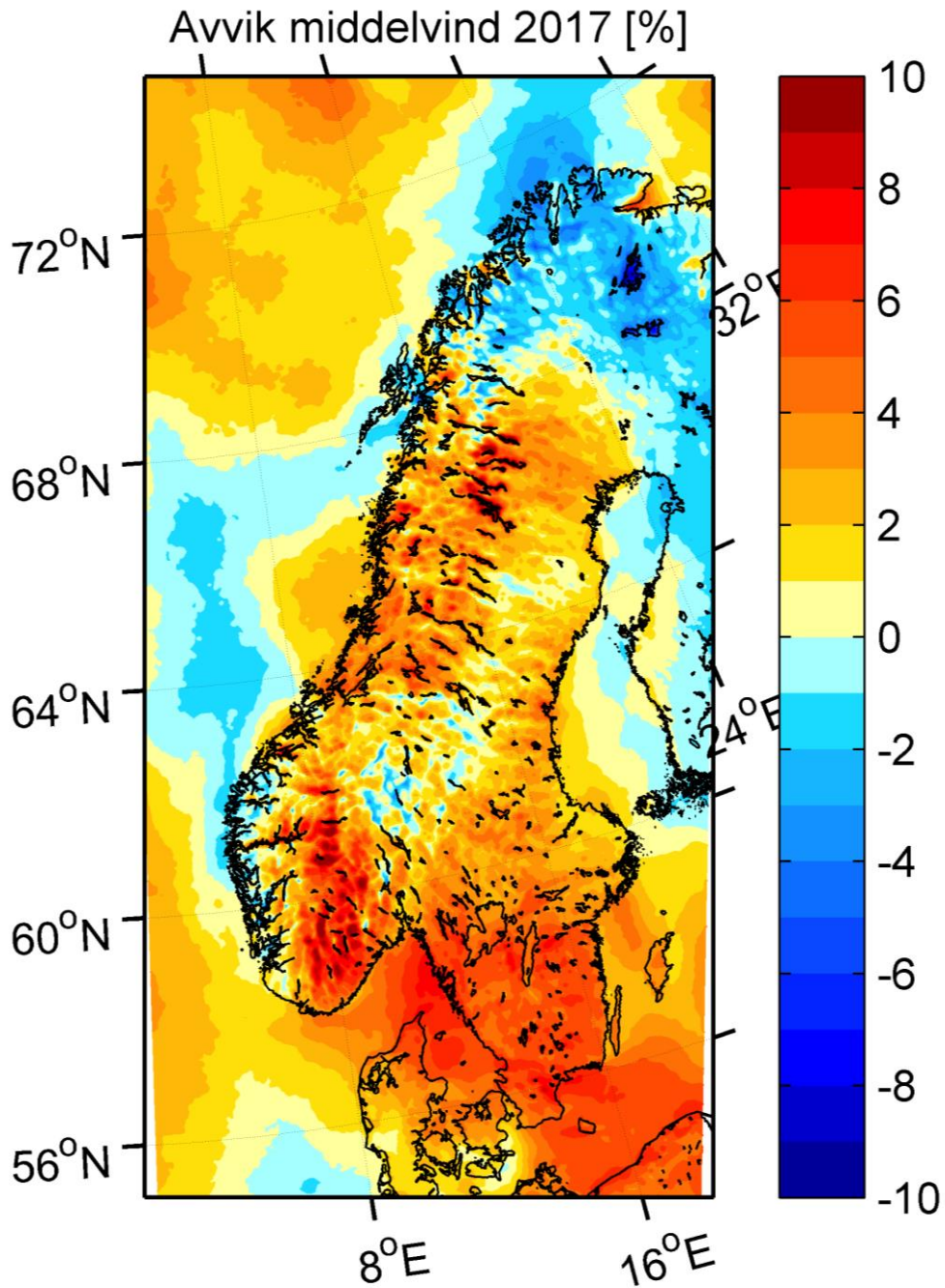
Under forutsetning av at det var de samme vindparkene i hele perioden fra 2000 til 2017 ville standardavviket til samlet årsproduksjon bli 7.6 %.

Figur 4-2 viser prosentvis avvik i middelvind for hele Norge sammenlignet med referanseperioden 2000 - 2015. Fra figuren kan en se at store deler av landet hadde høyere middelvind enn normalt i 2017, og da spesielt sør i landet og i Midt-Norge. Finnmark og deler av Troms hadde noe lavere middelvind enn normalt, mens langs vestlandskysten var middelvinden tilnærmet lik normalen.



Tabell 4-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkene i Norge 2017. 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	Beregningsmetode	Vindindeks 2017 [%]	Produksjonsindeks 2017 [%]	Standardavvik
Hamnefjell	S	97.7	95.4	4.9
Raggovidda	D	96.8	94.8	4.9
Kjøllefjord	D	97.6	95.7	6.0
Havøygavlen	D	96.4	92.9	6.5
Fakken	D	103.0	103.7	5.8
Andøya	F	100.1	99.0	7.9
Nygaardsfjellet	D	107.5	105.5	5.9
Ytre Vikna	D	102.5	104.4	8.5
Hundhammerfjellet	D	102.5	105.1	7.7
Bessakerfjellet	D	103.7	106.1	7.0
Skomakerfjellet	S	104.7	107.5	6.1
Valsneset	D	103.5	107.0	9.1
Eldsfjellet Hitra	D	101.2	104.7	8.6
Smøla	D	101.2	103.7	11.9
Harøy Sandøy	F	102.4	105.2	11.7
Mehuken	D	99.1	97.9	10.8
Midtfjellet	D	101.3	103.4	9.7
Utsira	F	100.7	101.7	7.7
HYWIND	F	100.4	101.5	7.4
Åsen II	F	100.6	101.4	9.3
Høg Jæren	D	100.4	101.5	7.4
Røyrmyna	S	100.4	101.1	6.7
Lista	D	103.0	105.4	6.6
Egersund	S	100.9	102.1	6.4
Tellenes	S	102.7	103.5	4.9
Fjeldskaar Lindesnes	D	104.4	107.1	8.3



Figur 4-2 Prosentvis avvik i middelvind for 2017 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.
- Lindvall, J. 2017. *Vind- og produksjonsindekser for Norge 2016*. s.l. : KVT/JL/2017/R014, Kjeller Vindteknikk 2017, 2017.
- 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](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](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. Techincal 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: 22 95 95 95  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

