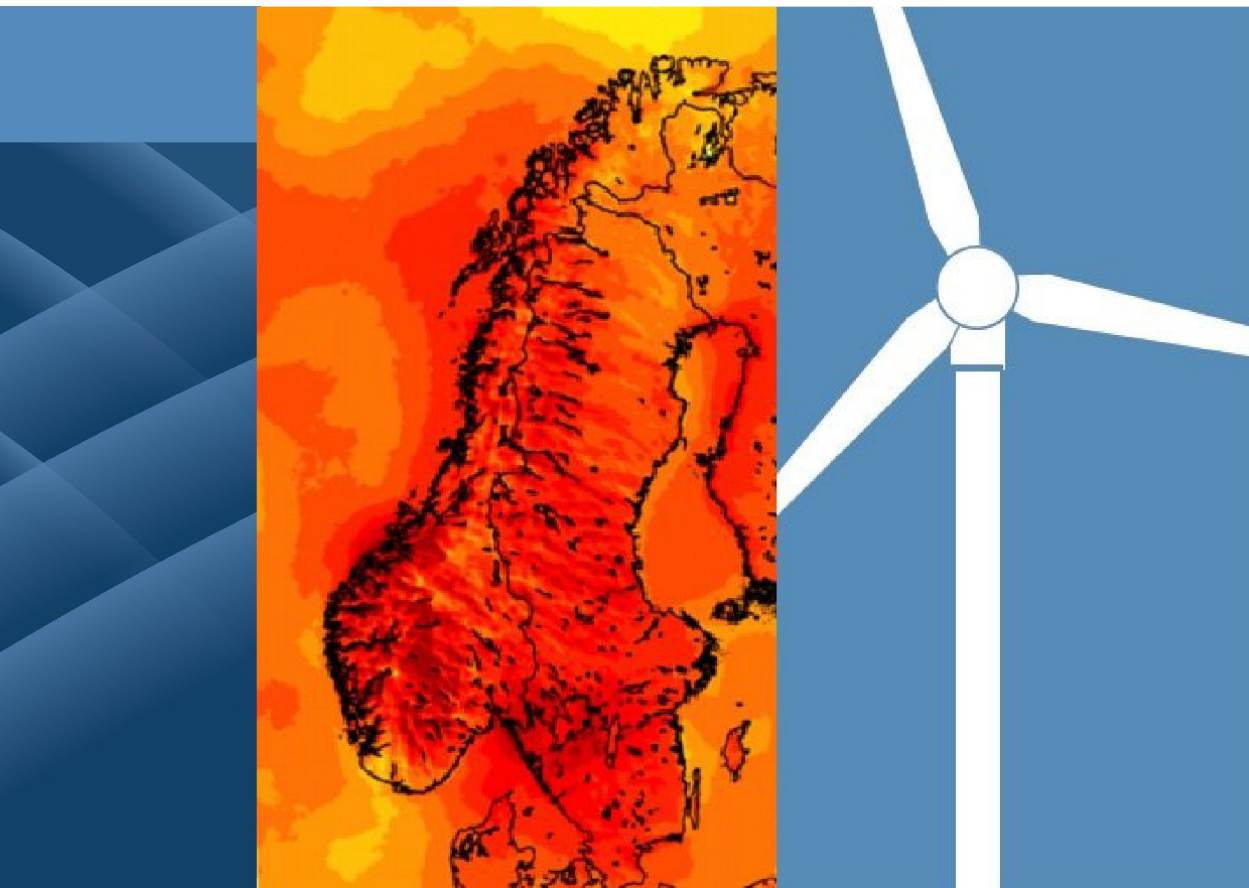




Vindkraft - Produksjon i 2015

David E. Weir

10
2016



R
A
P
P
O
R
T

Rapport nr 10-2016

Vindkraft - Produksjon i 2015

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Anders Jensen Aass

Forfattere: David Edward Weir

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto: Kjeller Vindteknikk

ISBN 978-82-410-1200-6

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 2015

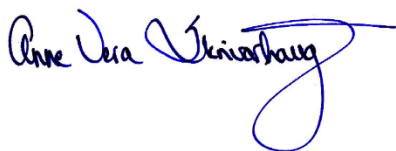
Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
1 Vindkraftproduksjon i Norge	5
1.1 Vindkraftverk i Norge.....	5
1.2 Produksjonsstatistikk for 2015	6
2 Vindforhold i 2015	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 2015 og drøfter disse i lys av beregnede vind- og produksjonsindekser for det samme året.

Oslo, februar 2016



Anne Vera Skriverhaug
Avdelingsdirektør



David E. Weir
Rådgiver

Sammendrag

Samlet installert ytelse [MW]	873
Produksjon [GWh]	2511
Antall turbiner	374
Gjennomsnittlig turbinstørrelse [MW]	2,3
Bruktid [fullasttimer]	3045
Kapasitetsfaktor [%]	34,7
Produksjonsindeks [%]	113,1

Tabell 1 Nøkkeltall for norsk vindkraftproduksjon i 2015.

I 2015 ble det satt i drift 22,5 MW ny vindkraft i Norge. Det ble samtidig tatt ut av drift 5,2 MW vindkraft slik at den netto økningen i installert effekt var på 17,3 MW. Det ble satt ny produksjonsrekord med en samlet kraftproduksjon fra vindkraft på 2,5 TWh, tilsvarende 1,7 % av Norges totale elektrisitetsproduksjon.

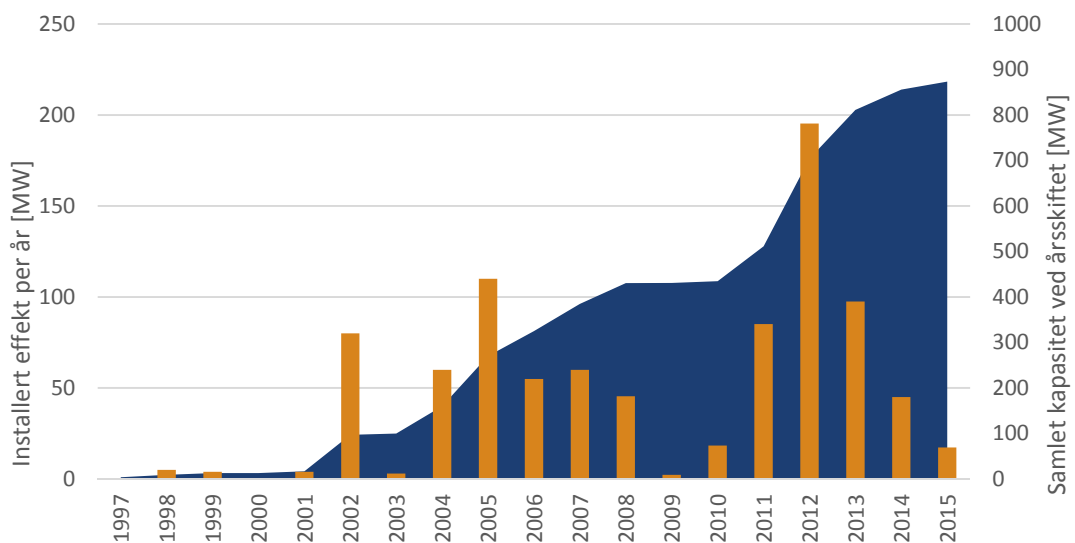
Vindforholdene var gjennomgående gode over hele Norge i 2015, og for norske vindkraftverk sett under ett var produksjonsindeksen på 113,1 %. En produksjonsindeks på 113,1 % betyr at vindkraftproduksjonen i 2015 kan forventes å være cirka 13,1 % høyere enn normalforventningen ut ifra vindforholdene. Den nasjonale produksjonsindeksen er basert på vindkraftverk som var i normal drift i 2015.

Bruktiden for vindkraft i Norge som helhet var 3045 fullasttimer, tilsvarende en kapasitetsfaktor på 34,7 %. Dette slår rekorden fra 2011 som var på 2737 fullasttimer. Produksjonsindeksen i 2011 var også på 113 %, slik at brukstiden i 2015 anses som en god prestasjon for norske vindkraftverk. Den gjennomsnittlige brukstiden for nyere vindkraftverk (satt i drift etter 2011) var på 3424 timer.

1 Vindkraftproduksjon i Norge

1.1 Vindkraftverk i Norge

Figur 1 viser utviklingen i vindkraftutbyggingen i Norge. I 2015 ble det satt i drift 22,5 MW ny vindkraft – 6,9 MW på Mehuken i Sogn og Fjordane, 2,4 MW på Røyrmyna i Rogaland, og 13,2 MW på Bessakerfjellet i Sør-Trøndelag. Det ble tatt ut av drift gamle vindturbiner tilsvarende 4,3 MW på Mehuken og 0,9 MW på Vikna, slik at den netto økningen i installert effekt for året var på 17,3 MW. Turbinene på Mehuken ble tatt ut av drift etter 13 år, og erstattet med nyere turbiner. Turbinene på Vikna ble avvirket etter over 20 år i drift. Samlet installert effekt var ved utgangen av året på 873 MW.



Figur 1 Installert vindkraft i Norge. Søylen 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 2015

I 2015 ble det produsert 2,5 TWh fra vindkraft i Norge. Samlet installert effekt var på 873 MW fordelt på 374 vindturbiner ved utgangen av 2015. Vindkraften stod for 1,7 % av den samlede kraftproduksjonen i Norge i 2015, sammenlignet med 1,5 % i 2014. 2015 var et år med gjennomgående høye vindindekser. Det var store områder med over 10 % høyere middelvind enn normalen, og vinden var bedre enn normalt ved samtlige norske vindkraftverk. For norske vindparker sett under ett var produksjonsindeksen 13,1 % over normalen, som er på nivå med rekorden fra 2011. Dette er utdypet i kapittel 2. Den rekordhøye produksjonen i 2015 skyldes kombinasjonen gode vindforhold for samtlige vindparker og det at Raggovidda vindpark hadde sitt første hele år i drift.

Vindkraftverk	Eier	I drift år	Antall turbiner	Installert Ytelse [MW]	2015 produksjon [GWh]
Andøya	Andøya Energi AS	1991	1	0,4	0,6
Hovden	Vesterålskraft Produksjon AS	1991	1	0,4	0,2
Fjeldskår	Norsk Miljø Energi AS	1998	5	3,8	8,6
Harøy, Sandøy	Sandøy Energi AS	1999	5	3,8	9,7
Smøla I&II	Smøla Vind AS (Statkraft)	2002	68	150,4	400,6
Havøygavlen	Arctic Wind AS	2002	16	40,5	90,9
Utsira I&II	Solvind Prosjekt AS	2004	2	1,2	3,7
Hitra	Hitra Vind AS (Statkraft)	2004	24	55,2	159,1
Nygårdsfjellet I&II	Nordkraft Vind AS	2005	14	32,2	86,9
Kjøllefjord	Kjøllefjord Vind AS (Statkraft)	2006	17	39,1	121,9
Valsneset	TrønderEnergi Kraft AS	2006	5	11,5	29,6
Bessakerfjellet	TrønderEnergi Kraft AS	2008	25	57,5	183,6
Mehuken II	Kvalheim Kraft AS	2010	8	18,4	58,2
Høg-Jæren I&II	Jæren Energi AS	2011	32	73,6	256,7
Åsen II	Solvind Åsen AS	2012	2	1,6	4,0
Fakken	Troms Kraft AS	2012	18	54,0	140,0
Ytre Vikna	Sarepta Energi AS	2012	17	39,1	126,7
Lista	Lista Vindkraftverk AS	2012	31	71,3	250,1
Raggovidda	Varanger Kraft AS	2014	15	45,0	196,9
Annen vindkraft*			68	174,3	383,3
sum			374	873	2511

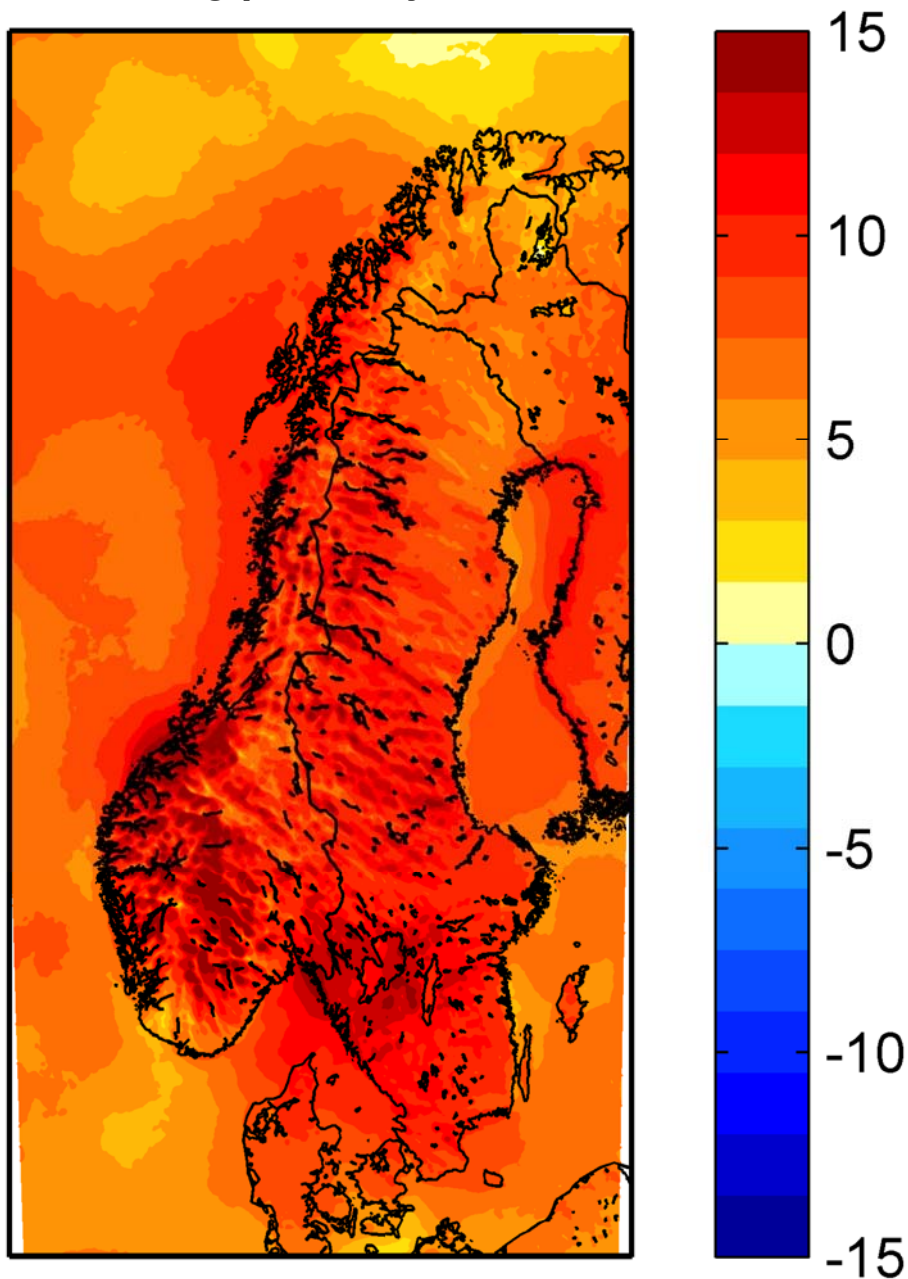
*Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2015: Hundhammerfjellet, Valsneset testsenter, Hywind, Mehuken III, Midtjfellet Røymyra, Skomakerfjellet. Se kapittel 3 for nærmere forklaring.

Tabell 2 Målt produksjon for norske vindkraftverk i 2015. Vindkraftverk som ikke var i normal drift i 2015 er summert under posten annen vindkraft.

2 Vindforhold i 2015

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 2015 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 2015 sammenlignet med referanseperioden 2000 – 2015.

Figur 2 viser prosentvis avvik i middelvind for 2015 i forhold til referanseperioden 2000 – 2011. Av figuren ser man at det var et svært godt vindår i hele Skandinavia, med vindindekser godt høyere enn normalt. De høyeste vindindeksene var i området rett nord for Stadt.

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.

$$\text{Vindindeks [\%]} = \frac{\text{Middelvind 2015}}{\text{Middelvind i et normalår}}$$

$$\text{Produksjonsindeks [\%]} = \frac{\text{Estimert kraftproduksjon 2015}}{\text{Produksjon i et normalår}}$$

På grunnlag av datasettet som er etablert for vindforholdene i 2015 har KVT beregnet vind- og produksjonsindekser for hvert enkelt vindkraftverk i Norge (se tabell 3 og Vedlegg A). 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 2015 med normalproduksjon basert på referanseperioden, beregnes det hvor stor produksjon, relativt til normalproduksjonen, en teoretisk sett kunne vente i året 2015. Dette blir *produksjonsindeksen* for det enkelte kraftverket gitt vindforholdene i det aktuelle året.

Tabell 3 viser at ikke bare vindindeksene, men også produksjonsindeksene var høyere enn normalt for samtlige norske vindkraftverk i 2015. Produksjonsindeksen på Smøla var høyest med hele 21,4 % over normalen, mens den for Raggovidda kun lå cirka 4 % over normalen. For norske vindkraftverk sett under ett er produksjonsindeksen beregnet til omtrent 113,1 %, det vil si at produksjonen ved norske vindparker forventes å ligge cirka 13,1 % høyere enn normalt for 2015. Nasjonalverdien er beregnet ved å ta et kapasitetsvektet gjennomsnitt av de enkelte produksjonsindeksene ved norske vindparker som var i normal drift i 2015. Dette gjør at produksjonsindeksene ved større vindparker har større betydning for den nasjonale produksjonsindeksen enn små vindparker.

Vindkraftverk	Vindindeks [%]	Produksjonsindeks [%]
Andøya	109,6	117,8
Hovden	109,9	111,6
Fjeldskår	108,5	114,2
Harøy, Sandøy	113,0	118,9
Smøla I&II	112,2	121,4
Havøygavlen	106,2	107,5
Utsira I&II	105,8	104,8
Hitra	111	114,5
Nygårdsfjellet I&II	109,0	109,8
Kjøllefjord	103,7	104,9
Valsneset	110,7	117,8
Bessakerfjellet	109,4	112,8
Mehuken II	113,0	113,2
Høg-Jæren I&II	105	105,8
Åsen II	106,1	108,1
Fakken	110,4	113,3
Ytre Vikna	109,4	116,1
Lista	108	109,6
Raggovidda	103,6	104,4
Vektet gjennomsnitt	109,3	113,1

Tabell 3 Vind- og produksjonsindekser for 2015 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 2015. Kraftverk som har vært i en oppstartsfase i 2015 er holdt utenfor. Det er også kraftverk som regnes som prototyper eller som har rapportert om ekstraordinære tekniske problemer i 2015. Dette gjelder Mehuken III, Røyrrmyra, Skomakerfjellet, Midtfjellet, Hundhammerfjellet, Valsneset testsenter og Hywind. Samlet produksjon fra disse anleggene i 2015 var på 383,3 GWh, mens anleggenes forventet normalårsproduksjon ligger på til sammen 483 GWh.

Det er mye informasjon om produksjon på vindparknivå 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 2015. Sammenligning av oppgitt normalårsproduksjon med denne verdien tyder på at den trolig er for høy ved mange norske vindkraftverk.

Vindkraftverk	2015 produksjon [GWh]	Normalårsproduksjon [GWh]	Rapportert produksjon dividert med produksjonsindeks for 2015 [GWh]
Andøya	0,6	1,0	0,5
Hovden	0,2	1,0	0,2
Fjeldskår	8,6	8,5	7,5
Harøy, Sandøy	9,7	10,0	8,2
Smøla I&II	400,6	356,0	330,0
Havøygavlen	90,9	100,0	84,5
Utsira I&II	3,7	3,5	3,5
Hitra	159,1	138,0	139,0
Nygårdsfjellet I&II	86,9	104,0	79,1
Kjøllefjord	121,9	119,0	116,2
Valsneset	29,6	35,0	25,1
Bessakerfjellet	183,6	175,0	162,8
Mehuken II	58,2	53,0	51,4
Høg-Jæren I&II	256,7	222,1	242,7
Åsen II	4,0	4,9	3,7
Fakken	140,0	139,0	123,6
Ytre Vikna	126,7	127,0	109,2
Lista	250,1	220,0	228,2
Raggovidda	196,9	189,0	188,6

Tabell 4 2015 produksjon, oppgitt normalårsproduksjon og 2015 produksjon dividert med produksjonsindeks for 2015 ved norske vindkraftverk som var i normal drift i 2015.

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.

Vindkraftverk	I drift år	Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin [GWh]	Fullasttimer	Energi per sveipt areal [kWh/m ²]
Andøya	1991	0,6	1568	691
Hovden	1991	0,2	565	235
Fjeldskår	1998	1,7	2284	807
Harøy, Sandøy	1999	1,9	2593	1075
Smøla I&II	2002	5,9	2664	1156
Havøygavlen	2002	5,7	2244	1090
Utsira I&II	2004	1,8	3066	1464
Hitra	2004	6,6	2883	1243
Nygårdsfjellet I&II	2005	6,2	2699	914
Kjøllefjord	2006	7,2	3117	1357
Valsneset	2006	5,9	2570	1866
Bessakerfjellet	2008	7,3	3194	1855
Mehuken II	2010	7,3	3164	1838
Høg-Jæren I&II	2011	8,0	3488	1454
Åsen II	2012	2,0	2526	1117
Fakken	2012	7,8	2593	1223
Ytre Vikna	2012	7,5	3241	1883
Lista	2012	8,1	3508	1188
Raggovidda	2014	13,1	4375	1638
vektet gj.snitt		6,7	3045	1355

Tabell 5 Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin, fullasttimer og energi produsert per sveipt areal for vindkraftverk som var i normal drift i 2015. Gjennomsnittsverdiene er vektet etter vindparkstørrelse.

Brukstiden for alle kraftverkene sett under ett er 3045 timer. Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor på 34,7 %. Brukstiden varierte mellom 565 og 4375 fullasttimer for kraftverk i normal drift. Energi per sveipt areal varierte mellom 235 og 1883. De to vindkraftverkene som hadde lavest brukstid var også de eldste og disse nærmer seg slutten av sin tekniske levetid.

Gjennomsnittlig produksjon per vindturbin viser en klar tendens mot høyere produksjon per vindturbin. 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 13,1 GWh per vindturbin. Den høye produksjonen på Raggovidda skyldes kombinasjonen moderne 3 MW vindturbiner og vindressurser i særklasse.

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

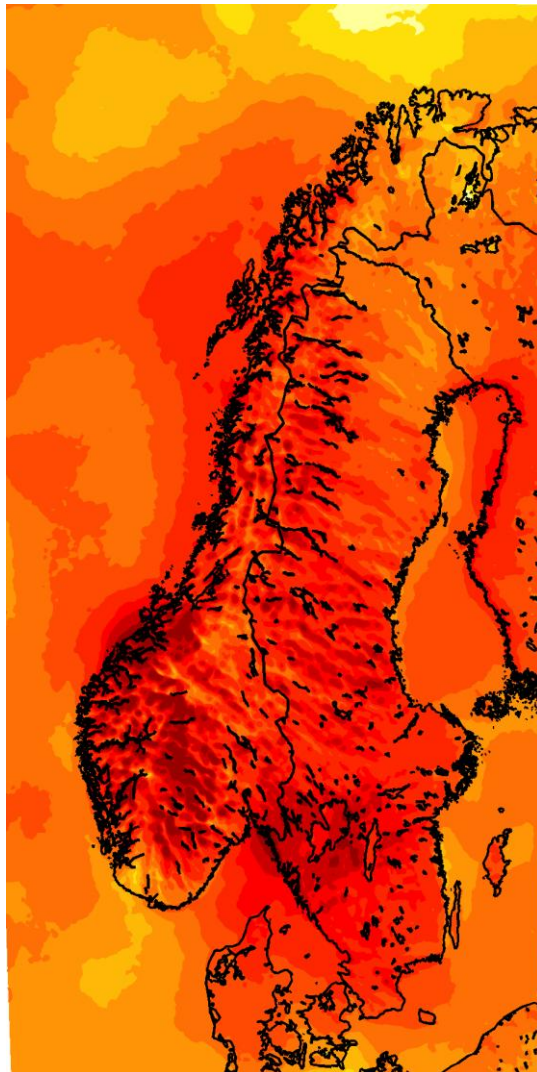
4 Vedlegg:

A: Vind- og produksjonsindekser for Norge 2015






Vind- og produksjonsindekser for Norge 2015

Rapport nr: KVT/2016/R005/TMW



Rapportnummer KVT/TMW/2016/R005	Dato 22.01.2016
Rapporttittel Vind- og produksjonsindeksar for Noreg 2015	Klassifisering Open
	Utgåve nummer. 0
Kunde Noregs vassdrags- og energidirektorat	Mengd sider 14
Kundens referanse David Weir	Status Endelig
<p>Formål</p> <p>Denne rapporten presenterer vind- og produksjonsindeks for vindparker i Noreg for 2015. Berekningane er gjort av Kjeller Vindteknikk på oppdrag for Noregs vassdrags- og energidirektorat.</p> <p>Føremålet med analysen er å vise korleis vindressursane for dei norske vindparkane var i 2015 samanlikna med ein normalperiode frå 2000 til og med 2015. Samandrag og konklusjon er presentert i kapittel 1.</p> <p>Denne rapporten er kvalitetssikra og gjennomgått etter Kjeller Vindteknikks kvalitetssikringsystem.</p>	
<p>Atterhald</p> <p>Sjølv om det i arbeidet med denne rapporten, så langt vi kjenner til, er nytta oppdaterte analysemetodar, og vi i vårt arbeid forsøker å gi eit så godt resultat som mogleg, kan Kjeller vindteknikk AS ikkje haldast ansvarlig for resultatata i rapporten eller for framtidig bruk av desse, og heller ikkje for eventuelle direkte eller indirekte tap som skuldast eventuelle feil i rapporten.</p>	

Revisjonshistorie				
Utgåve	Dato	Mengd eksemplar	Kommentar	Distribusjon
0	22.01.2016		Endelig	Elektronisk

	Namn	Dato	Signatur
Utført av	Thomas Mo Willig	22.01.2016	
Kontrollert av	Lars Tallhaug	22/1-2016	
Godkjent av	Øyvind Byrkjedal	22.01.2016	

Innhold

1	SAMANDRAG OG KONKLUSJON	3
2	DATAGRUNNLAG	5
2.1	WRF	5
2.1.1	<i>NCEP/FNL inngangsdata</i>	<i>5</i>
2.2	UTREKNA DATASET	5
2.3	EFFEKTURVER	6
2.4	TURBINPOSISJONAR	7
2.5	TERRENG OG RUHEITSDATA	7
3	METODIKK	8
3.1	TIDSSERAR FOR VINDHASTIGHEIT, VINDRETNING OG TETTLEIK	8
3.2	TIDSSERAR FOR BRUTTO ENERGIPRODUKSJON	8
3.2.1	<i>Produksjonsindeksar berekna med parkeffektkurver (metode 1).....</i>	<i>9</i>
3.2.2	<i>Produksjonsindeksar berekna med forenkla metodikk (metode 2)</i>	<i>9</i>
4	VIND- OG PRODUKSJONSINDEKSAR.....	10
4.1	RESULTAT FOR 2015	10
5	BIBLIOGRAFI.....	14

1 Samandrag og konklusjon

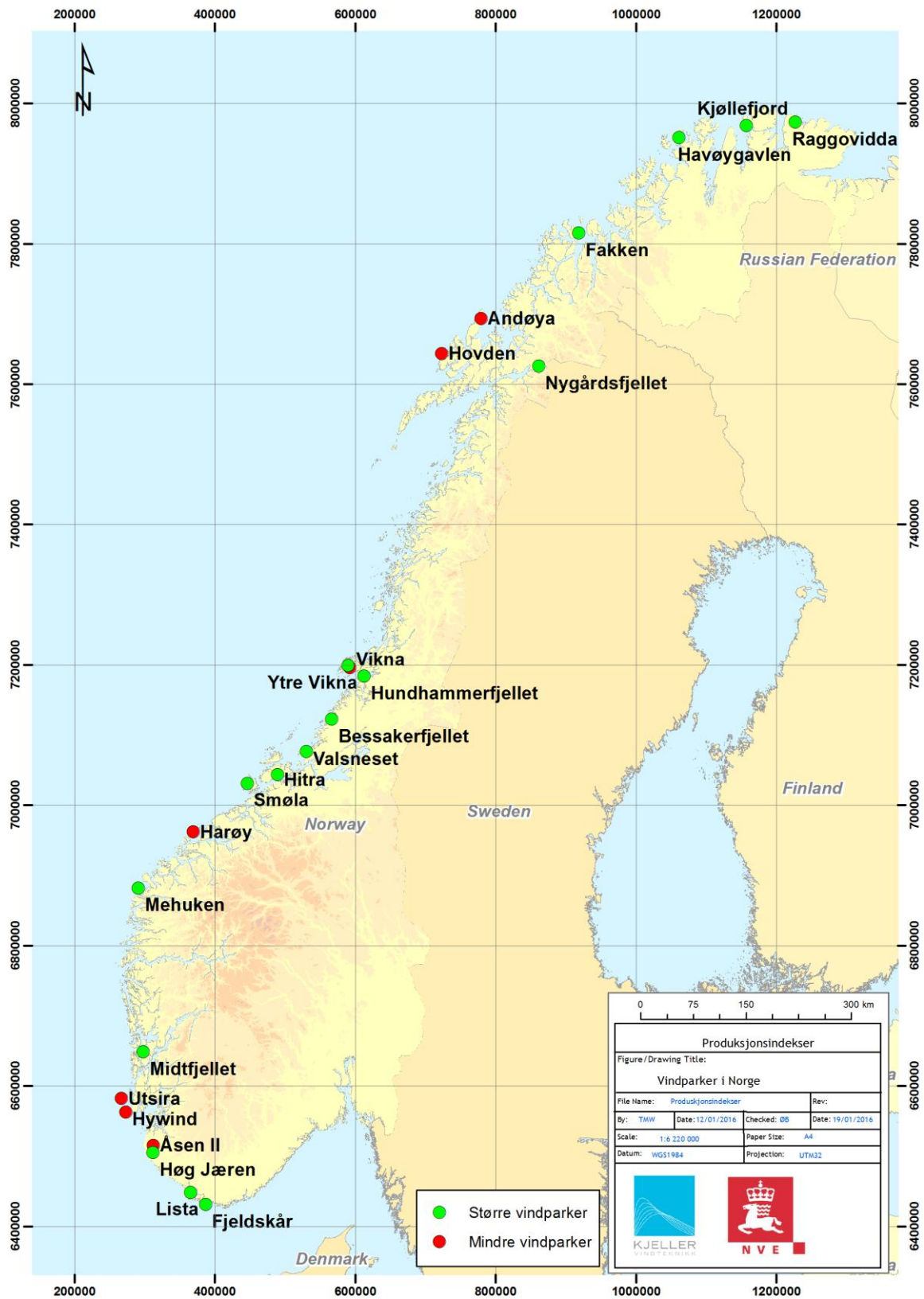
Indeksar for årlig vind og vindenergiproduksjon er levert av Kjeller Vindteknikk til Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) sidan 2006. Metodikken har endra seg undervegs ettersom tilgangen på vinddata har blitt betre. I denne rapporten har vi nytta same teknikk som er presentert i Bredesen og Kravik (2013) og NVE Rapport 20 (2014). Etter som tilgangen til vinddata har blitt betre er referanseperioden som vert brukt til å berekna vindindeksen blitt utvida frå 2000 - 2011 til 2000 - 2015.

I kapitel to og tre vert det forklart korleis vind- og produksjonsindeksane har blitt laga. Ein oversikt over alle parkane som er med i vindindeksen er gitt i Figur 1-1. Ein ny vindpark er lagt til i årets vindindeks. Raggovidda vindpark vart ferdigstilt i 2014 og har vore i drift for heile vindåret 2015.

Vindåret 2015 hadde ein middelvind som var atskillig høgare enn normalen for heile landet. Store regionar har opplevd ein middelvind som var 10 % høgare samanlikna med referanseperioden på 16 år. Den høge middelvinden vert reflektert i ein tilsvarande høg produksjonsindeks. Vind og produksjonsindeks for 2015 er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Vind og produksjonsindeks for vindparkane i Noreg 2015 framstilt frå nord til sør. Referanseperioden for vind og produksjonsindeksen er 2000 - 2015. For mindre vindkraftverk er det brukt ein forenkla utrekningsmetodikk.

Namn på vindpark	Forenkla utrekning	Vindindeks 2015 [%]	Produksjonsindeks 2015 [%]
Raggovidda		103.6	104.4
Kjøllefjord		103.7	104.9
Havøygavlen		106.2	107.5
Fakken		110.4	113.3
Andøya	x	109.6	117.8
Hovden	x	109.9	111.6
Nygårdsfjellet		109.0	109.8
Ytre Vikna		109.4	116.1
Vikna I & II	x	109.7	115.6
Hundhammerfjellet		111.3	113.8
Bessakerfjellet		109.4	112.8
Valsneset		110.7	117.5
Hitra		111.0	114.5
Smøla		112.2	121.4
Harøy Sandøy	x	113.0	118.9
Mehuken		113.0	113.2
Midtfjellet		111.0	112.2
Utsira	x	105.8	104.8
Hywind	x	105.5	104.4
Åsen II	x	106.1	108.1
Høg-Jæren		105.0	105.8
Lista		108.0	109.6
Fjeldskår Lindesnes		108.5	114.2



Figur 1-1 Vindparker i Noreg. Større vindparker der parkeffektkurver er nytta i utrekning av produksjonstidsseriar er markert i grønt, mens mindre vindparker der ein enkel metodikk er nytta i utrekning av produksjonstidsseriar er markert i raudt.

2 Datagrunnlag

For å rekna ut vind- og produksjonsindeksar er det nytta ein meteorologisk modell (WRF) som reknar ut vindhastigheit og vindretning for kvar time i eit rutenett som dekkar heile Noreg. Data for det nærmaste punktet i rutenettet til kvar vindpark er nytta i denne analysen.

2.1 WRF

Weather Research and Forecast (WRF) modellen er ein mesoskala numerisk vêrvarslingsmodell som vert nytta både for vêrvarsling og til forskingsføremål. Ei forklaring av modellen finst på sida <http://www.wrfmodel.org/>.

WRF versjon 3.0.1 vart nytta for utarbeiding av Vindkart for Norge (Byrkjedal & Åkervik, 2009). Versjon 3.2.1 er nytta i dette arbeidet for å laga langtidsseriane. Modellen er omtalt i Skamarock et al. (2008). Utfyllande informasjon om modellens oppbygging, numeriske rutinar og fysiske detaljer er forklart i til dømes Klemp et al. (2000) og Michalakes et al. (2001). Utvikling av modellen vert i hovudsak utført av ulike forskings- og akademiske organisasjonar i USA. Modellen har ei stor mengd brukarar, noko som blant anna skuldast at modellen representerer state-of-the-art innan mesoskala modellering, modellen er godt dokumentert og at programvara er open.

Dei viktigaste inngangsparametrane til modellen er geografiske og meteorologiske data. Dei geografiske dataa er henta frå National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Desse dataa inkluderer topografi og albedo. Kartdata og markdata er henta frå N50 data frå Statens kartverk i Noreg og frå GSD Marktäkce frå Landmäteriet for områder i Sverige. Desse parametrane er spesielt viktig for vindhastigheitene i berekningslaga nærmast bakken. Meteorologiske data vert brukt som initial- og grensevilkår. Kjelda til dei meteorologiske data som vert nytta er presentert i 2.1.1.

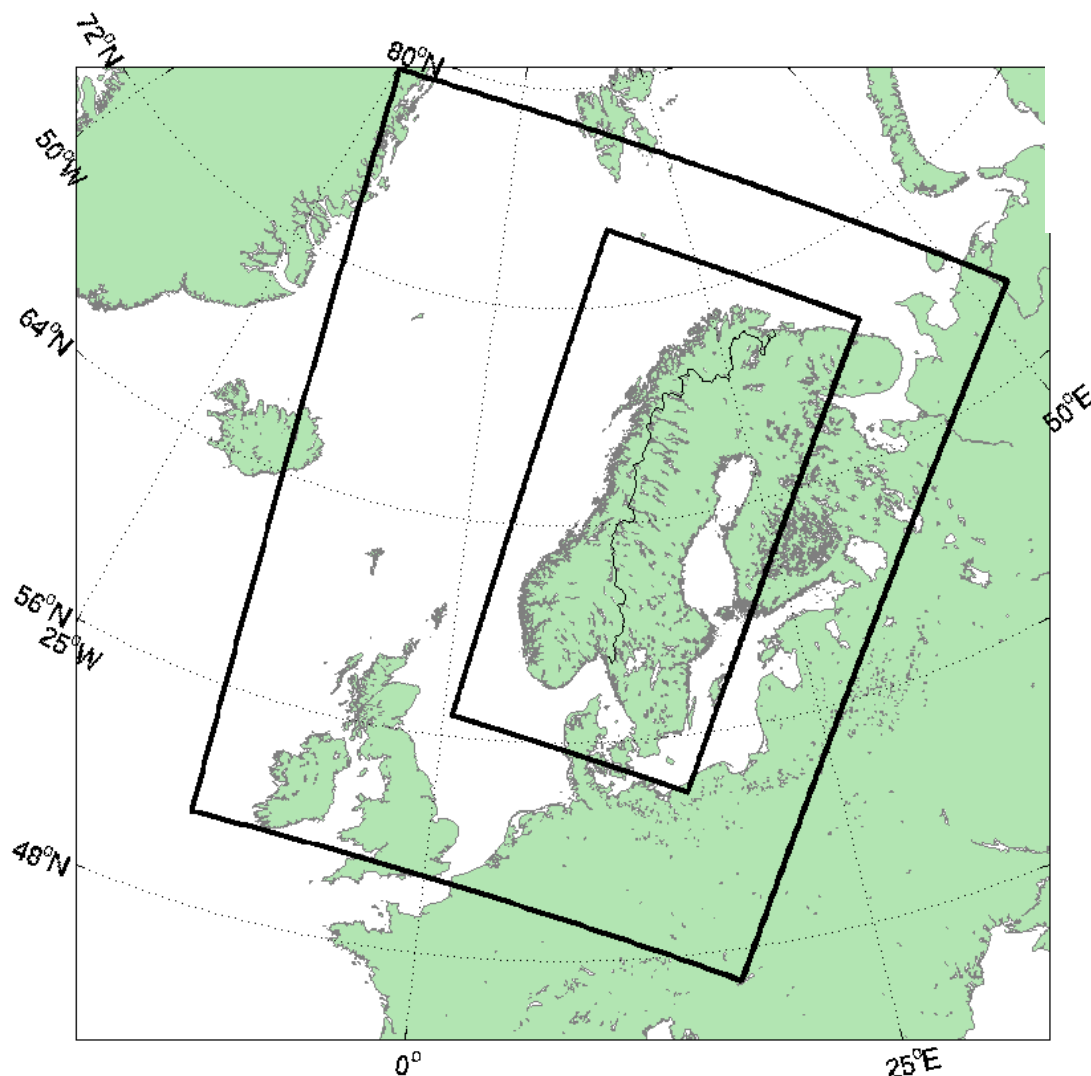
2.1.1 NCEP/FNL inngangsdata

NCEP/FNL er eit globalt analysedatasett med geografisk oppløysning på 1° og tidsoppløysning på seks timar gitt frå National Centers for Environmental Prediction (NCEP). Data er tilgjengelig for perioden 2000 til dagens dato. Dette globale meteorologiske datasettet er basert på ei stor mengd observasjonar, både frå vêrstasjonar på bakkenivå, vertikalprofilmålingar basert på radiosondar, luftfartøy og satellittar. Alle observasjonane vert samla i ein modell, og ein oppnår då eit godt bilete av situasjonen i atmosfæren fire gonger per døgn. Ytterligere informasjon om datasettet finst på nettsida <http://www.emc.ncep.noaa.gov/gmb/para/parabout.html>.

2.2 Utrekna datasett

Vinddata frå mesoskala modellen WRF med ei horisontal oppløysning på 1 km x 1 km for 2005 er omtalt i Byrkjedal & Åkervik (2009). Byrkjedal & Åkervik, (2009), gir også ein detaljert utgreiing av WRF modellen. Her er NCEP/FNL data blitt nytta som inngangsdata til modellen. Alle resultatane som er presentert i NVE Rapport 20 (2014) er også basert på NCEP/FNL inngangsdata. For å laga produksjonstidsseriar for heile referanseperioden er det likevel nødvendig med lengre tidsseriar. Det er derfor for Noreg kjørt ein WRF simulering med 4 km x 4 km horisontal oppløysning for perioden 2000 - 2015 basert på NCEP/FNL inngangsdata. Berekningsområda er

vist i Figur 2-1. Det er også tatt ut trykk- og temperaturdata frå kjøringane for å berekna lufttettleik for vindparkområda. Dataa frå WRF modellen har ei oppløysning i tid på ein time.



Figur 2-1 Modelloppsett for WRF modellen. Det innarste rektangelet viser modelloppsettet med 4 km x 4 km horisontal oppløysning som er kjørt for perioden 2000 - 2015.

2.3 Effektkurver

Turbintypene som er nytta i dei 16 større vindparkane i Noreg er gitt i Tabell 2-1. For Åsen II er effektkurva for Enercon E48 0.8 MW gitt av NVE og blitt nytta i analysen. For dei resterande små vindparkane har vi som i NVE Rapport 18 (2015) nytta ei tilpassa effektkurva basert på ein Siemens 2.3 MW klasse I turbin skalert til 1 MW. Denne modifiserte effektkurva inkluderer eit totalt vaketap på ca 5 % før skalering.

Effektkurvane til dei ulike vindturbinane er henta frå WindPRO (EMD, May, 2012) sin database. For Hundhammerfjellet vindpark er det ikkje funne ein effektkurve for dei tidlige 3.0 MW SCANWIND turbinane. Kjeller Vindteknikk har derfor valt å nytta ein Vestas V90 3.0 MW turbin i alle posisjonane på Hundhammerfjellet. For Smøla trinn I er det ikkje funnet effektkurver for Bonus 2.0 MW turbinen, og effektkurva som er nytta for desse turbinane er ein nedskalert Bonus 2.3 MW som også er brukt i Smøla trinn II.

Tabell 2-1 Turbintype i de 16 større vindparkane i Noreg. Steg 1 og 2 indikerer om ein park har blitt bygd i fleire etappar med forskjellige turbinar under bygging (steg 1) og under ei eventuell utviding (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 93	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	

*Valt pga manglande effektkurve for turbinane i vindparken

2.4 Turbinposisjonar

Turbinposisjonar er dei same som presentert i NVE Rapport 20 (2014), i tillegg er Raggovidda lagt til i appendiksen. Ein oversikt over vindparkane i Noreg er gitt i Figur 1-1.

2.5 Terreng og ruheitsdata

Ruheita til terrenget i og rundt vindparkane er vurdert, og lagt inn manuelt for bruk i WindPRO til berekning av parkeffektkurver. Ruheitsklassifiseringa som er brukt for prosjekta er gitt i Tabell 2-2. Høgdekoter med ekvidistanse 20 meter er tatt ut av N50 databasen for områda i og rundt vindparkane, også desse er brukt i berekningane i WindPRO.

Tabell 2-2 Oversikt over valte ruheitsklassar for berekning av parkeffektkurver for norske vindparkar.

Type område	Ruheitslengde [m]
Sjø/vatn	0.0002
Bart fjell	0.03
Jordbruksområde	0.1
Skog	0.6

3 Metodikk

For å laga vind- og produksjonsindeksane har det blitt nytta data laga med vêrvarslingsmodellen WRF. Denne modellen er tidligare kjørt med ei oppløysning på 1 km x 1 km for 2005 (Byrkjedal, Ø., & Åkervik, E., 2009) for å laga *Vindkart for Norge*. Desse dataene har her blitt brukt saman med data frå ein WRF langtidssimulering på grovere skala 4 km x 4 km for å laga ein syntetisert tidsserie med vindstyrke, vindretning og tettleik for kvar park for perioden 2000 - 2015.

For kvar park har det også blitt nytta informasjon om eksakte turbinposisjonar og turbintypar for å laga parkeffektkurver. Desse parkeffektkurvane, som tar omsyn til vaken mellom kvar enkelt turbin og til topografien i parken, blir brukt på tidsseriar med lufttettleik, vindstyrke og retning for å laga brutto tidsseriar av energiproduksjon til kvar enkelt vindpark.

3.1 Tidsseriar for vindhastigheit, vindretning og tettleik

Metoden for framstilling av produksjonsseriane er basert på det som er gjort i NVE rapport 20 (2014) og Bredesen & Kravik (2013). Referanseperioden er utvida frå den tidligare brukte perioden 2000 - 2011 til 2000 - 2015 for å inkludera fire år ekstra med data. I dette prosjektet kombinerer vi to ulike datasett.

- 1) WRF basert på NCEP/FNL for perioden 2000 - 2015 med 4 km x 4 km oppløysning. Dette datasettet dekkjer heile Noreg.
- 2) WRF basert på NCEP/FNL for kalenderåret 2005. Dette datasettet har ei oppløysing på 1 km x 1 km og vart framstilt for NVE i samband med *Vindkart for Norge*.

Datasettet i punkt 2 er kombinert med datasettet i punkt 1 for å generera ein syntetisk tidsserie for kvar park for heile perioden 2000 - 2015. Syntetiseringsmetoden gir ein lang tidsserie med mange av de same eigenskapane som om vi hadde kjørt WRF med 1 km x 1 km oppløysning tilbake til 2000. Metoden er grundigare presentert i (Liléo et al., 2013).

Tidsseriane for tettleik er avgrensa frå referansetidsseriane ved hjelp av lineær regresjon mot 1 x 1 km data.

3.2 Tidsseriar for brutto energiproduksjon

Tidsseriar for brutto energiproduksjon er berekna ved å kombinere vindtidsseriane med parkeffektkurver berekna for kvar enkelt park som omtalt i NVE rapport 20 (2014) og tidligare vindindeksrapportar. Fordi vi tar ut same modellpunkt for kvar park som i tidligare berekningar kan vi nytta dei same matrisene som er gitt i NVE rapport 20 (2014) for å finna effekt i kvar vindpark gitt vindhastigheit og vindretning. Dette er gjort for kvar time for perioden 2000 - 2015. I denne prosessen tar vi også omsyn til lufttettleik. På kalde dagar med høg lufttettleik produserer vindkraftverk meir ved en gitt hastigheit enn på ein varm dag med lågare lufttettleik og same vindhastigheit. Vi har tatt omsyn til lufttettleik ved å berekna ekvivalent vindhastigheit med ein referansetettleik gitt for kvar parkeffektkurve. Ekvivalent vindhastigheit på et gitt tidsskritt vert berekna etter IEC 61400-12-1 slik:

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

Lufttettleiken (ρ_{air}) vert brukt til å justera den modellerte vindhastigheita (V) til den ekvivalente vindhastigheita (V_{eq}) med ein gitt standard lufttettleik (ρ_{std}) for å representera den same vindenergien.

3.2.1 Produksjonsindeksar berekna med parkeffektkurver (metode 1)

Det er utarbeida eit WindPRO prosjekt for kvar enkelt vindpark for å berekna parkeffektkurvane til dei ulike vindparkane. WindPRO prosjekta består av høgdekoter og ruheitslengder til terrenget i og rundt vindparkane, langtidskorrigerte vindforhold i vindparken, turbinposisjonar og turbintype. Ved å nytta desse parametrane i WindPRO vart det berekna retningsspesifikke effektkurver (12 sektorar). Desse effektkurvane tar omsyn til effektkurva til kvar enkelt turbin, topografien i vindparken og vakeeffektane mellom turbinane. Andre tap påverkar ikkje indeksen, og er derfor utelatt.

Ut frå dei retningsspesifikke effektkurvane er det berekna produksjonsindeksar for 2015 basert på timesdata av vind, trykk og temperatur.

3.2.2 Produksjonsindeksar berekna med forenkla metodikk (metode 2)

For dei resterande små vindparkane har det som tidligare blitt brukt ein forenkla metodikk med ein normalisert effektkurve. Denne metoden er omtalt i NVE Rapport 20 (2014). For desse vindparkane er det nytta ein normalisert effektkurve basert på ein Siemens 2.3 MW turbin med 5 % vaketap. Vaketapa i dei små vindparkane påverkar energiproduksjonen mindre enn i større vindparkar med fleire rekker med vindturbinar. Den normaliserte effektkurva og timesdata med vind og tettleik er nytta for å berekna produksjonsindeksar for 2015.

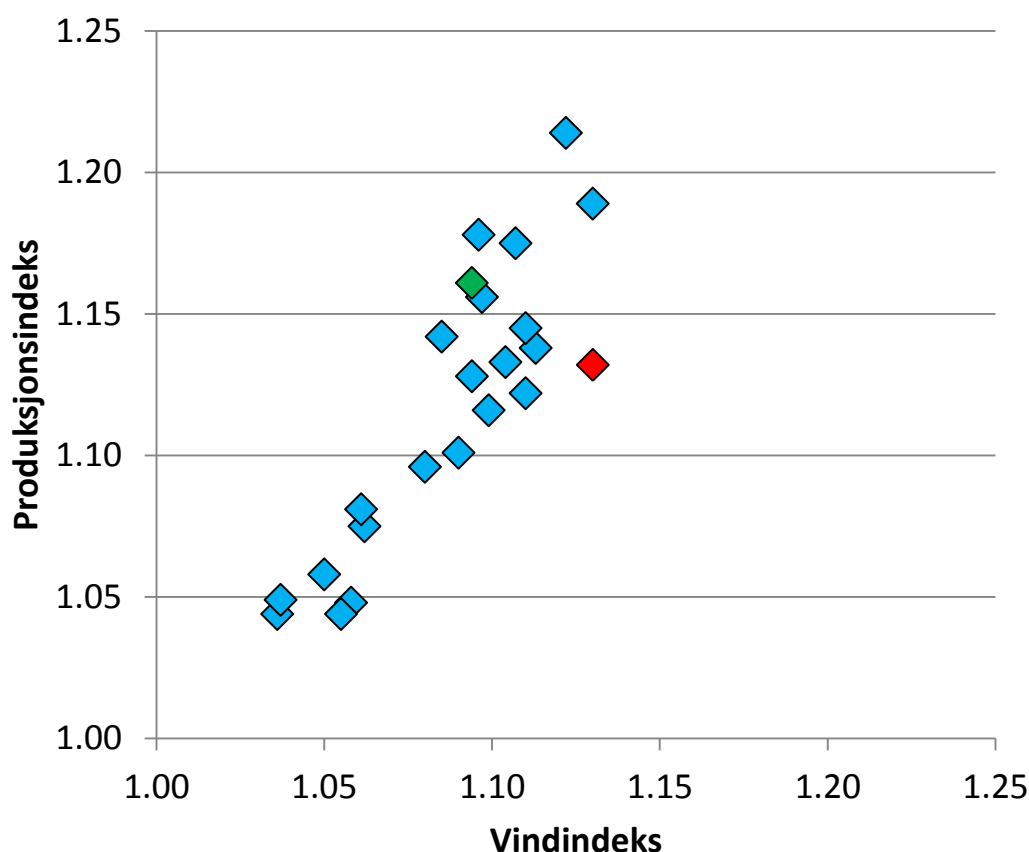
4 Vind- og produksjonsindeksar

Det er berekna produksjonsindeksar for 2015 som er samanlikna mot ein langtidsserie på 16 år, 2000 - 2015. Langtidsserien er utvida med fire frå tidligare vindindeksar for ta i bruk mest mogleg tilgjenglig informasjon om vinden.

Utvidinga av referanseserien med fire år gjer ei direkte samanlikning av vindindeksane frå 2015 med tidligare år ugyldig.

4.1 Resultat for 2015

Det er rekna ut vind- og produksjonsindeksar for 2015 for alle vindparkane i Noreg, resultatet er presentert i Tabell 4-1. Parkane er presentert frå nord til sør. Generelt vil produksjonsindeksen variera meir enn vindindeksen som følgje av at vindkraftproduksjonen ikkje er lineært avhengig av vindhastigheita. Samtidig vil ulik hastigheitsfordeling, retningsfordeling, tettleik og lokale forhold gjera at vindindeksen ikkje er direkte overførbar til produksjonsindeksen. I Figur 4-1 har vi vist samanhengen mellom vindindeks og produksjonsindeks for dei norske vindparkane i 2015. Figuren syner at det er ein del sprik. Her kan vi finne igjen Mehuken (raud) som har ein vindindeks på 113 % og ein produksjonsindeks på 113 %. Samtidig har Ytre Vikna (grøn) ein lågare vindindeks med 109.4 % og ein høgare produksjonsindeks på 116.1 %.



Figur 4-1. Samanheng mellom vindindeks og produksjonsindeks.

Vind og produksjonsindeksen i Tabell 4-1 syner at alle 23 vindparkane har hatt ein middelvind høgare enn normalt for 2015. Tilsvarande syner produksjonsindeksen for 2015 at alle 23 parkane skal produsera meir enn eit normalår.

Den høgaste produksjonsindeksen oppnår Smøla vindpark som ligg langs kysten i Møre og Romsdal. Produksjonsindeksen for Smøla er 124.4 %, medan vindindeksen er 112.2 %. For dei større vindparkane er det Raggovidda vindpark i Finnmark som har den lågaste produksjonsindeksen med 104.4 % og ein vindindeks på 103.6 %.

Basert på 16 år med historiske produksjonsindeksar er det også rekna ut standardavviket til den årlige produksjonsindeksen for kvar enkelt vindpark. Standardavviket følgjer delvis ein geografisk profil med lågast standardavvik i nord for så å auka ned mot midt-Noreg før det avtar igjen nedover Sørlandet. Der standardavviket er lågt slik som til dømes for Raggovidda så vil produksjonen variera mindre frå år til år enn for til dømes Mehuken.

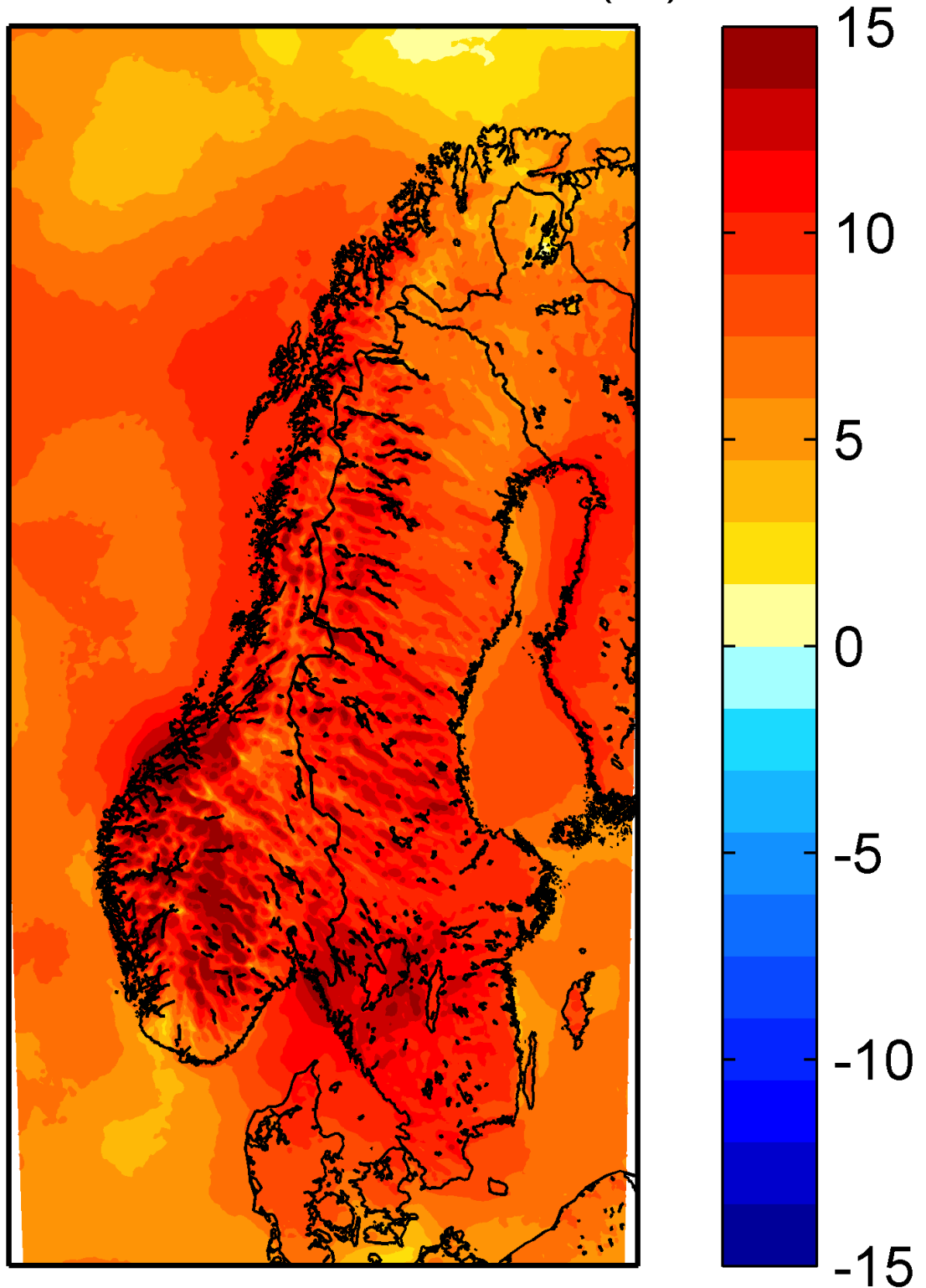
Tabell 4-1. Vind og produksjonsindeks for vindparkane i Noreg 2015. Referanseperiode er 2000 - 2015. For mindre vindkraftverk er det brukt ein forenkla berekningsmetodikk.

Namn på vindpark	Forenkla berekning	Vindindeks 2015 [%]	Produksjonsindeks 2015 [%]	Standardavvik
Raggovidda		103.6	104.4	4.8
Kjøllefjord		103.7	104.9	6.0
Havøygavlen		106.2	107.5	6.2
Fakken		110.4	113.3	5.8
Andøya	x	109.6	117.8	8.0
Hovden	x	109.9	111.6	6.5
Nygårdsfjellet		109.0	109.8	5.7
Ytre Vikna		109.4	116.1	8.4
Vikna I & II	x	109.7	115.6	8.5
Hundhammerfjellet		111.3	113.8	7.6
Bessakerfjellet		109.4	112.8	6.7
Valsneset		110.7	117.5	8.8
Hitra		111.0	114.5	8.5
Smøla		112.2	121.4	12.0
Harøy Sandøy	x	113.0	118.9	11.9
Mehuken		113.0	113.2	11.0
Midtfjellet		111.0	112.2	9.7
Utsira	x	105.8	104.8	7.8
Hywind	x	105.5	104.4	7.5
Åsen II	x	106.1	108.1	9.4
Høg-Jæren		105.0	105.8	7.5
Lista		108.0	109.6	6.6
Fjeldskår Lindesnes		108.5	114.2	8.3

Figur 4-2 viser avvik i middelvind for hele Noreg jamfør med ein referanseperiode frå 2000 til 2015. Skalaen er auka frå tidligare rapportar +- 10 % til +- 15 % for å ta omsyn til år med store utslag frå normalen, slik som 2015.

Figuren syner at store deler av landet har opplevd ein middelvind som er opp mot 10 % høgare enn referanseperioden. For større regionar i Møre og Romsdal og Trøndelag har det vore ein middelvind som er 15 % høgare enn i referanseperioden. Områda med minst avvik frå referanseperioden er nokre regionar i Sør-Rogaland og Vest-Agder i sør, og nordlige kystområder i Finnmark. Men også desse områda har ein høgare middelvind enn i referanseperioden.

Avvik middelvind 2015 (%)



Figur 4-2 Avvik i middelvind i % for 2015 samanlikna med ein referanseperiode frå 2000 til 2015.

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.

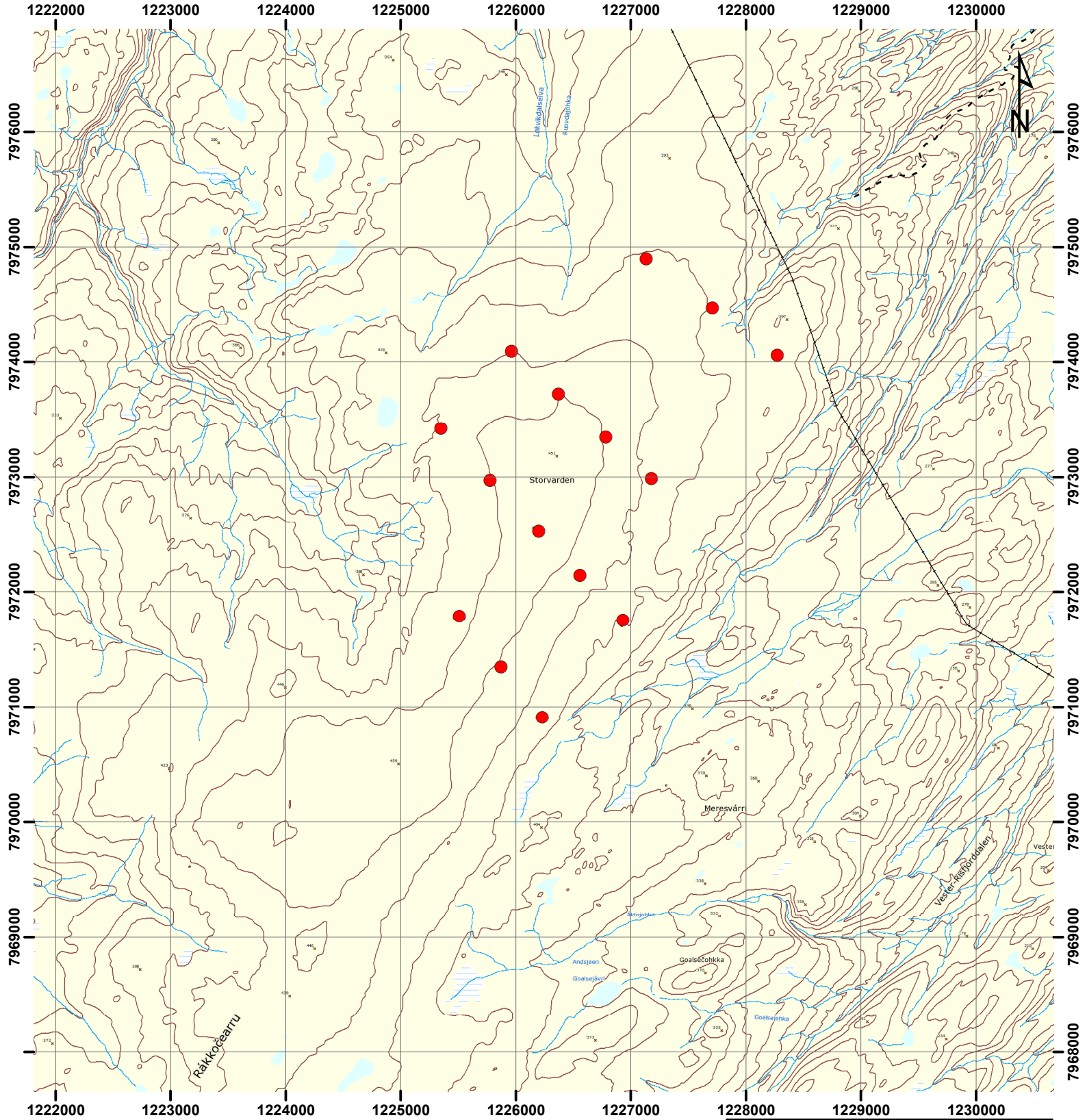
Michalakes, J., Chen, S. D., Hart, L., Klemp, J., Middlecoff, J., & Skamarock, W. (2001). *Development of a Next Generation Regional Weather Research and Forecast Model.* Singapore: Eds. Walter Zwiefelhofer and Norbert Kreitz. World Scientific.

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

NVE Rapport 18 2015. Vindkraft- produksjon i 2014. Norges vassdrags- og energidirektorat https://www.nve.no/media/2456/vindkraftproduksjon_2014_rapport2015_18.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.

6 Turbinposisjonar



● Vindturbiner

0 0.3250.65 1.3 Km

Raggovidda

Figure/Drawing Title:

Layout

File Name: Raggovidda.mdx

Rev: 0

By: TMW

Date: 22/01/2016

Checked: REB

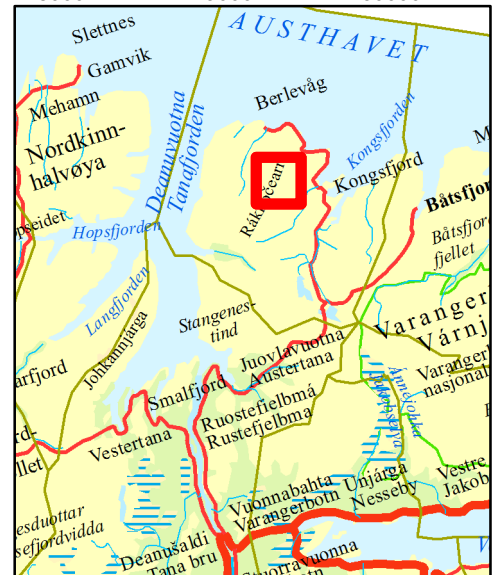
Date: 22/01/2016

Scale: 1:45 000

Paper Size: A4

Datum: WGS1984

Projection: UTM32





Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

