

Danmarks  
Tekniske  
Universitet



---

# Production and economy of small wind turbines

---

## FORFATTERE

Frederik Palsbjørn - s203690  
Gustav Heron Melhus - s214260

## VEJLEDERE

Andreas Bechmann  
Mac Gaunaa

21. juni 2024

# Indhold

<b>1</b>	<b>Indledning</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>2</b>
2.1	Vindklimaet . . . . .	2
2.1.1	Gennemsnitlig vind power densitet . . . . .	2
2.1.2	Vind rose . . . . .	3
2.1.3	Weibull fordelingen . . . . .	3
2.2	Flow modellering . . . . .	3
2.3	Estimering af energiproduktionen . . . . .	4
2.4	Tab og usikkerheder . . . . .	5
2.4.1	Usikkerhed i forbindelse med måling af vind ressourcen . . . . .	6
2.4.2	Usikkerheder forbundet med den historiske vindressource . . . . .	6
2.5	Turbiner på bygninger . . . . .	6
2.6	Kost af små turbiner . . . . .	7
<b>3</b>	<b>Øvelser</b>	<b>9</b>
3.1	Vindklimaet . . . . .	9
3.2	Flow modellering . . . . .	10
3.3	Estimering af energiproduktion og tab . . . . .	11
3.4	Turbiner på bygninger og usikkerhed & Kost og indtægter . . . . .	13
<b>4</b>	<b>Konklusion</b>	<b>16</b>
	<b>Litteratur</b>	<b>I</b>

---

# 1 Indledning

Formålet med dette kursus har været at give de studerende et overblik de kritiske elementer vedrørende produktionen og økonomien omkring små vindturbiner med følgende læringsmål:

- At kunne beskrive metoderne til at lave en vurdering af den årlige energi produktion af konventionelle vind turbiner.
- Kunne identificere hvilke faktorer det øger usikkerheden omkring små vindturbiner vindressource og energiproduktion
- Udregne den årlige energiproduktion for en lille vind turbine
- Beskrive og forklare metoderne for at evaluere effekten af fluktuerende spot priser for en vind turbine.
- Kunne udregne de finansielle nøgletal for en lille vindturbine i Danmark og kunne angive de primære kilder til usikkerhed.

Arbejdet har været fokuseret på at kunne forstå såvel som anvende de lærte metoder til at finde nøgletal for en turbine ud fra et given datasæt. Der har været fokus på at automatisere udregningerne ved hjælp af programmering således at se påvirkningen af de enkelte faktorer med henblik på at kunne bruge denne viden til fremtidige projekter med små turbiner.

---

## 2 Teori

Før at man selv eller kan få andre til at investere i opsætningen i en vindturbine er det vigtige at have en forventning, om hvordan denne turbine kommer til at yde. For at kunne lave en model for ydelsen af en turbine skal man først have kendskab til terrænet og vindressourcen for det pågældende sted turbinen skal opstilles, hvorefter man med modeller kan lave en forudsigelse af hvor meget energi en given turbine sandsynligvis vil producere på dette sted.

### 2.1 Vindklimaet

Vindressourcen er en bred betegnelse der dækker over de vigtigste statistiske faktorer for vejret der kan påvirke hvordan en vindturbine yder. Disse nøgletal bliver fundet ved en lang række målinger gerne følger en standard som IEC 61400-12-1 [1] hvis man søger investering, som sikrer at usikkerhederne i forbindelse med vindressourcen er minimale (2-5 %).

Faktor for vindressourcen	enhed
Mean and annualized mean wind speed	m/s
Mean wind power density (WPD)	$W/m^2$
Wind shear	Nondimensional exponent
Turbulence intensity (TI)	%
Mean air temperature	C
Mean air density	$kg/m^3$
Speed frequency distribution	graf
Weibull A and k parameters	m/s (A), nondimensional (k)
Wind rose	graf
Daily and hourly speed distributions	graf

Tabel 1: Table to test captions and labels.

[2] Den gennemsnitlige vindhastighed er ofte en god indikator for en generel vurdering af en vind ressource og kan angive hvorvidt et område er værd at gå i dybden med. Men det er vigtigt ikke kun at kigge på den gennemsnitlige vindhastighed i vurderingen af vindressourcen, da denne kan være misvisende på flere måder. For det første har temperaturen og luftdensiteten for klimaet også en indflydelse på hvor meget energi der bliver båret med af vinden.

#### 2.1.1 Gennemsnitlig vind power densitet

WPD tager den gennemsnitlige vindhastighed og luftdensiteten for det pågældende klima og angiver energifluxen for et tværsnit af vinden. Dette bruges til at vurdere hvor meget energi man kan forvente at producere ved et site.

$$WPD = \frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N \rho_i \cdot v_i^3 \quad (1)$$

[2] Det er vigtig at bruge WPD når man sammenligner potentielle steder at sætte en vind turbine rundt i verden da temperaturen og dermed luftdensiteten kan ændre sig meget.

### 2.1.2 Vind rose

En Vind rose er en cirkulær graf der angiver den statistiske hyppighed af vindretninger. Da det er noget nær umuligt at finde et site på land til turbiner der har en fordelagtig speedup faktor i alle retninger uden turbulens, bliver det relevant at kigge på en vind rose. Ved at vurdere hvilken retning vinden vil have mest hyppigt kan man optimere placeringen af turbinen således at den får en fordelagtig speedup faktor i den mest hyppige vind retning og at ulemperne for sitet som turbulens eller omkringliggende bebyggelse kun påvirker de mindre hyppige vindretninger. Vindrosen kan alternativt også repræsenteres som en energirose der angiver fra hvilken retning den største mængde energi kommer. [2]

### 2.1.3 Weibull fordelingen

Weibull-distributionen er en glat sandsynlighedsfordeling, som konverterer det observeret vindklima til en funktion, der kan bruges i en statistisk analyse af klimaet. Weibull-distributionen er en funktion af de to parametre, der almindeligvis kaldes form ( $A$ ) og skala ( $k$ ). Formparameteren er tæt forbundet med middel vindshastigheden i klimaet og angives i [m/s], og  $k$ -parameteren påvirkes af, hvor meget variation der er i vindhastighederne på det givne vindklima. Formelen angiver sandsynlighedstætheden for enhver given vindhastighed ( $v$ ) inddelt i 0,5 m/s intervaller og opstilles som følgende:

$$p(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{v}{A} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{A} \right)^k} \quad (2)$$

Weibull-distributionen bruges ved beregning af det forventede energiudbytte på et specifikt sted, som bruges til at vurdere placeringen turbiner og det er derfor vigtigt, at parametrene beregnes præcist, så den repræsenterer vindklimaet nøjagtigt. [3].

Weibull parametrene kan udregnes ved forskellige metoder.

## 2.2 Flow modellering

Formålet med en modellering er at forudsige hvordan det omkringliggende terræn og omgivelser vil påvirke et vindklima, således at man på baggrund af denne vurdering kan finde den optimale placering til en vindturbine. De primære modelleringsmetoder er conceptual models, experimental models, statistical models og numerical models.

Land cover type	Roughness range, m
Water	0.001
Urban / developed area	0.3-0.75
Forest	0.9-1.125
Wetland	0.15-0.66
Shrub land	0.1-0.2
Cropland	0.03-0.07

Tabel 2: Roughness ranges for typical land use/land cover categories. Values may vary with geographic location[2]

For at kunne kvantificere ændringer i et terræn er det nødvendigt at reducere de uendeligt komplekse unikke omgivelser til faktorer som modellerne kan bruge som inputs. Præcis hvilke faktorer og hvilken vægt de gives er forskelligt for hver model, men fælles for dem er at man kigger på en faktor isoleret og giver en numerisk værdi for for meget denne adskiller sig skal en flad glat plan. I tabel 2 er en oversigt over forskellige faktorer, grader af ændring og den korresponderende numeriske værdi. De som har den største indflydelse på vindklimaet er:

- Orography (bakker)
- Roughness (rughed (hvad der er på bakkerne))
- Obstacles (huse, normalt ikke relevant for store vindmøller. Men utrolig relevant for små vind turbiner.)

Topologi samler begreberne orography og roughness i en, hvor obstacles er de forskellige dele som udgør roughness.

Orography kigger på bakker. Det er ofte ret jævne og bløde bakker. Der er en observeret eller reference hastighed før bakken. Den måles som funktion af hastigheden over højde. Dette indfører en speed-up factor, som er hastigheden ved vores interesseret punkt over reference hastigheden. Den kan være negativ, men er oftest positiv.

WAsP er en lineær model som tager hensyn til alt det som kan ske, så  $WAsP = ROU + ORO + OBS$ . Generalised Wind Climate er den klima og vindhastighed man ville forvente, hvis der var absolut intet i vejen. Så den generaliseret er altid større end den relle vindhastighed. Man kan så definere speedup til sidst.

WAsP er en lineariseret model, men der er mange flere modeller. Der er tommelfinger regler, komplekse CFD (Computational Fluid Dynamics) modeller (hvor man tager alt i betragtning), LES og DNS modeller. Ofte er de mere præcise jo mere komplekse de er, men man risikerer at man ender med at ikke forstå hvad der sker. De mere avancerede modeller plejer at være der til mere komplekse terræner.

## 2.3 Estimering af energiproduktionen

Når en turbines energiproduktion skal udregnes findes først en årlig brutto produktion af turbines hvorefter wake effekter og tab bliver taget højde for. Den generelle formel for Gross Annual Energy Production (GAEP) er som følger.

$$GAEP = N_{\hat{a}r} \cdot \sum_{i=1}^{N_U} \sum_{j=1}^{N_\theta} F_{ij} \cdot P_{ij} \quad (3)$$

eller formuleret med Weibull funktionen

$$GAEP = N_{\hat{a}r} \cdot \sum_{i=1}^{N_U} \frac{k}{A} \left( \frac{v}{A} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{A} \right)^k} \cdot p(u) du \quad (4)$$

Her er  $F$  sandsynlighedstætheden for en en given vindhastighed som bliver angivet med Weibull fordelingen og  $P$  er det power output som turbinen leverer ved en given vindhastighed. Denne  $P(u)$  bliver også kaldt for turbinens powerkurve og denne angiver det maksimale energi output for en given vindhastighed inden for det interval af hastigheder hvor turbinen opererer. Powerkurver består af 4 faser. En død fase hvor der ikke er vind nok til at få turbinen til at rotere, indtil at cut-in speeden er opnået hvorefter turbinen kan gå over i en opstartsfasen hvor turbinen yder så meget som energien i vinden tillader. Derefter er der en statisk fase hvor turbinen yder sin rated power, altså det maksimale af hvad turbinen kan tåle. I denne fase definerer cut out hastigheden den øvre grænse for turbinen, hvor vinden er så kraftig at det ikke længere er sikkert at operere turbinen. Når turbinen endnu ikke yder sin rated power vil energi produktionen være defineret ud fra følgende ligning.

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (5)$$

hvor  $\rho$  er luftdensiteten,  $C_p$  er power koefficienten som angiver hvor stor en andel af vindens energi turbines trækker ud,  $A$  der er turbines tvær snitsareal på vindretningen og  $V$  som er vindens hastighed. Powerkurven er unik for enhver type turbine da den kommer an på størrelsen og power koefficient, og vil altid være angivet af turbines producent.

## 2.4 Tab og usikkerheder

Når man laver en vurdering af vind ressourcen til givet sted, angiver dette den forventede gennemsnitlige vind ressource. Hvis man skal lave en finansiell model for det forventede udbytte af en vindturbine er informationen om den gennemsnitlige vind ressource næsten ubrugelig hvis ikke en usikkerhed også kan angives. Usikkerheden for en vindressource kommer primært af usikkerhed i målingen af vind klimaet, afvigelse fra historiske tendenser i fremtiden og placering i forhold til omgivelserne. Derudover kommer selve turbinen også med en række usikkerheder der inkludere usikkerhed i powerkurven, wake effekt og tekniske tab. For at kunne lave en præcis vurdering af den samlede usikkerhed for en vind turbine, er det nødvendigt at vurdere hver usikkerhed individuelt, for at afgøre hvor stor afvigelse hver usikkerhed kan give i procent og herefter lave en samlet vurdering af indflydelsen fra alle usikkerhederne og om usikkerhederne kan anses som værende uafhængige eller ej. [4]

### 2.4.1 Usikkerhed i forbindelse med måling af vind ressourcen

Målingen af vindressourcen er enormt vigtig i forbindelse med afgørelsen af placering og opførelsen af en vindturbine, da det er på baggrund af denne måling at placeringen og Weibull fordelingen er bestemt. Usikkerheden af disse målinger kommer fra usikkerheden af selve udstyret og den efterfølgende brug af det i praksis. Selv det bedste og mest vel kaliberede udstyr har en usikkerhed, denne er ofte veldefineret og garanteret fra fabrikanten og kan derfor nemt findes. Hertil kommer den usikkerhed der forbindes med at bruge måleudstyret i den virkelige verden hvor det bliver udsat for turbulente og ikke horisontale strømninger, som kan påvirke målingerne og give en usikkerhed. Da disse målinger har potentiale til at påvirke beslutninger for mange millioner kroner, er der opstillet strenge standarder og certificeringer for at kunne minimere usikkerheden. Dette kan være standarder som IEC 61400-12-1:2017 [1] der angiver den korrekte opstilling og installering af målemaster samt krav til data kvaliteten og mængden. Ved brug af disse standarder for korrekte målinger er det muligt af få usikkerheden i forbindelse med måling af vindressourcen ned på 1.5-2.5%.

### 2.4.2 Usikkerheder forbundet med den historiske vindressource

De førnævnte vind målinger bruges til at etablere et historisk vindklima for det pågældende sted, som kan bruges til at give en formodning om hvordan vindressourcen opfører sig. Det er klart det årlige gennemsnit ikke er ens for alle år, og når man baserer vindklimaet på historikken for det pågældende site er det klart at jo flere års data man kan inkludere i beregningerne jo mindre vil disse år til år fluktuationer påvirke vindressourcen.

## 2.5 Turbiner på bygninger

En særlig faktor at lægge mærke til i forhold til at opstille mindre vindturbiner er bygninger og beplantning. Disse elementer har en indflydelse på energi produktionen for alle vindturbiner men for små turbiner tæt ved jorden er betydningen meget større og der kan opstå drastiske ændringer i vindklimaet som er meget lokale. Det er f.eks klart at det vil være uhensigtsmæssigt at placere en vindturbine direkte bag et stort træ eller hustag.

De generelle metoder for at vurdere vindklimaet for små vindturbiner ændrer sig ikke, men det er nødvendigt at være mere nøjagtig med placeringen af måle udstyret. Det er ikke nok at have en generel vandressource for et område på 50x50m, hvis der skal sættes en lille vindturbine op skal man lave en vurdering af det præcise sted og område, hvor vind turbinen skal placeres hvis man vil kunne lave en god model for energiproduktionen. Det er også muligt at udnytte disse lokale variationer til at øge turbinens produktion, da man formentlig ved bygninger eller vegetation vil kunne finde sweet spots hvor at der sker en speed up af den dominerende vindretning. Dette kan sker på grund af skrå hustage hvor vinden bliver trukket op over eller bygninger der skaber en tragt effekt som ville kunne udnyttes til fordel for en turbines energi produktionen. Jo mindre turbinen er desto vigtigere bliver placeringen, da speed up faktoren har langt større indflydelse på energiproduktionen tæt ved jorden end for klassiske vindturbiner på land og i særligt for off-shore turbiner.



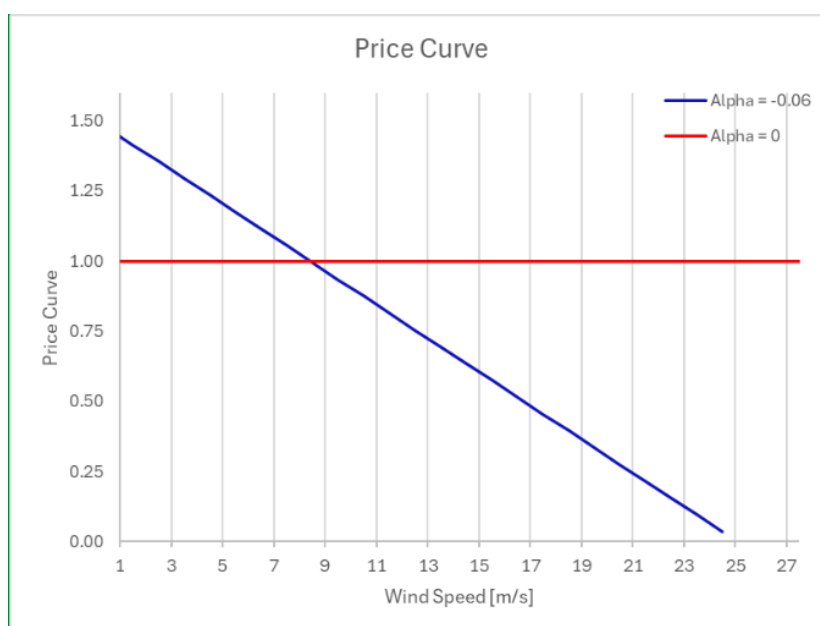
## 2.6 Kost af små turbiner

I litteraturen omkring vindturbiner er der meget fokus på energiproduktionen. Alle beslutninger om optimering af placering, minimering af tab osv. går ud på at få den størst mulige energiproduktion ud af turbinen. En optimeret turbine er naturligvis altid en fordel men man kan komme til at lave nogle forfejlede antagelser eller overse potentiale hvis man udelukkende fokuserer på energiproduktionen. I langt de fleste tilfælde vil det vigtigste element for en vindturbine ikke være energiproduktionen men indtjeningen. De dynamiske og enormt fluktuerende elpriser der er på det danske el-marked gør at trimningen for energi produktionen kan være afgørende for indtjeningen af turbinen.

Det danske elmarked er stærkt domineret af energien produceret af vindturbiner da både on- og off-shore vindenergi udgør mere end 40% af det samlede energi forbrug i Danmark. Da der i Danmark endnu ikke er etableret en stor lagrings kapacitet vil el-prisen ofte falde når vinden blæser kraftig og stige når der er vindstille. Dette er ikke altid tilfældet på de enkelte dage men set over en længere periode er det en klar tendens af el-prisen falder når vinden blæser. Dette betyder at der kan findes en model som beskriver el-prisen som en funktion af vindhastigheden der kan bruges sammen med Weibull fordelingen og powerkurven til at afgøre hvor meget værdi en vindturbine forventes at producere. Denne sammenhæng mellem prisen og vindhastigheden kan forsimples til en lineær sammenhæng og beskrives med formelen:

$$\tilde{V} = \alpha \cdot (U - \bar{U}) + 1 \quad (6)$$

Hvor  $U$  er vindhastigheden,  $\bar{U}$  er den gennemsnitlige vindhastighed, og  $\alpha$  er en volatilitetsfaktor der angiver variationen af prisen.  $\tilde{V}$  kan også ses som forholdet mellem elprisen og den gennemsnitlige elpris. Denne metode giver en omvendt lineær sammenhæng mellem prisen og vindhastigheden som vist på figur 1.



Figur 1: Sammenhæng mellem pris og vindhastighed med en  $\alpha$  på -0.06

Denne funktion for prisen kan nu sættes sammen med formelen GAEP for at finde Gross Annual Energy Value (GAEV).

$$GAEV = N_h \cdot \sum_{i=1}^{N_U} \sum_{j=1}^{N_\theta} P(U_i) \cdot f(U_i, \theta_j) \cdot v(U_i, \theta_j) \quad (7)$$

Denne formel finder summen af værdien fra energien produceret fra enhver vindhastighed fra alle vindretninger over en periode på et år. Når man sammenligner powerkurven med priskurven kan man se at vindturbinen producere sin maksimale power ved spotpriser der ligger under gennemsnittet, hvilket har en negativ effekt på indtjeningen af vindmøllen. Dette har flere betydninger for vindenergi-industrien for det første er at det er vigtigt at opnå turbinens rated power ved allerede ved lave vindhastigheder, da der er her prisen for strømmen er højst. Denne udvikling er allerede ved at ske i vindindustrien da man kan se en tendens til lave arealet af turbinerne bliver større men ikke den ratede power således at turbinen producerer energi ved lave vindhastigheder. Det andet som dette viser er nødvendigheden af at få udvidet Danmarks lagrings kapacitet da det ellers vil blive en ringere forretning at investere i vindenergi, da dette problem kun vil blive mere udpræget i takt med at Danmarks udbygger vindenergi kapaciteten med projekter som energiøen Bornholm og Thor vind farmen i Nordsøen. For små vindturbiner kan denne pris variation dog også være en mulighed at udnytte, da mindre vind turbiner er designet til at operere ved lavere vind hastigheder og derved kan producere energi i en periode hvor el-prisen er højere end gennemsnittet og derved kan kompensere for at den ikke kan producere i meget stærke vinde[5].

Dette tal vil være langt mere relevant for en investor der skal vurdere business case på en vindturbine.

---

## 3 Øvelser

Løbende i kurset blev der arbejdet på simuleringer baseret på et års vinddata fra Risø.

### 3.1 Vindklimaet

Der er brugt 3 forskellige metoder til at finde middel vindhastighed,  $k$  og  $A$ .

Med den første metode bliver værdierne udregnet ud fra matematiske formler. Middel vindhastigheden er gennemsnittet af de målte vindhastigheder, standardafvigelsen er standardafvigelsen er mellem de målte vindhastigheder, og  $k$  og  $A$  er fundet gennem formlerne:

$$k = \left( \frac{\text{standardafvigelse}}{\text{middel}} \right)^{-1.086} \quad (8)$$

$$A = \frac{\text{middel} \cdot k^{2.6674}}{0.184 + 0.816 \cdot k^{2.73855}} \quad (9)$$

Den anden metode bruger en funktion fra *scipy.stats* pakken fra Python. Denne funktion laver selv en Weibull fordeling og udregner selv  $k$  og  $A$ .

Den tredje og sidste metode bruger den anden metode, men forskellen er at vi så har lavet en visuel vurdering og korrigeret  $k$  og  $A$  til at få Weibull fordelingen til at passe bedre til datasættet.

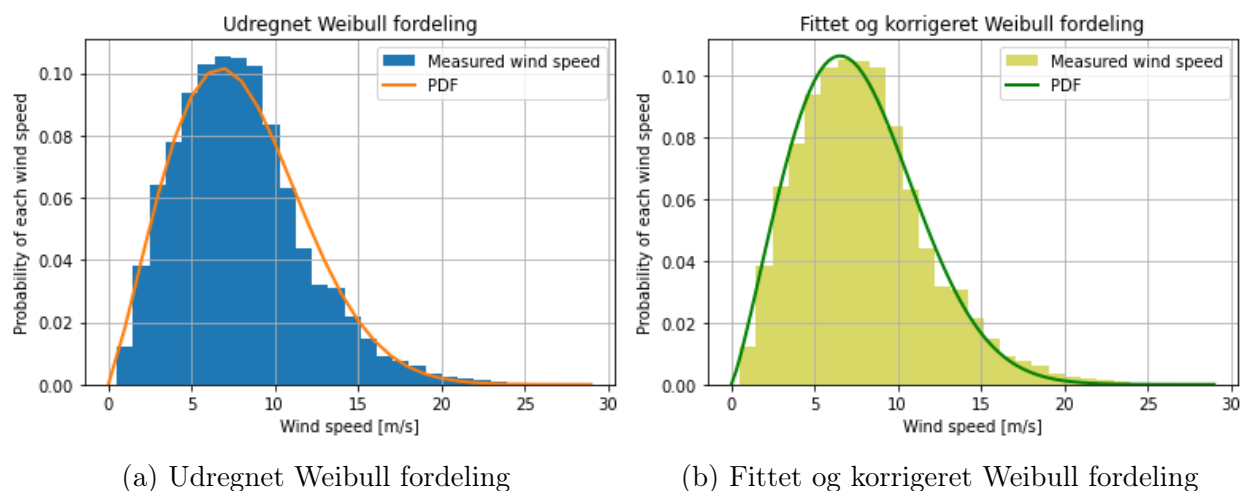
Alle fundne middel vindhastigheder,  $k$ 'er og  $A$ 'er er vist i tabellen herunder 3:

	Udregnet	Fittet Weibull	Fittet og korrigeret Weibull
Middel vindhastighed [m/s]	7.922	7.452	7.616
$k$	2.177	2.016	2.200
$A$ [m/s]	8.946	8.409	8.600

Tabel 3: Middel vindhastighed,  $k$  og  $A$  for alle tre metoder

Der er blevet lavet en udregnet Weibull fordeling, en fittet Weibull fordeling, og en fittet Weibull fordeling efter at have korrigeret  $k$  og  $A$  til at passe bedre. Udregningen af disse Weibull fordelinger kan findes i den vedlagte kode på henholdsvis linje 44, 97 og 128.

Herunder vises den udregnet og den korrigeret Weibull fordeling. Den fittet Weibull fordeling kan ses i koden, men vises ikke her da den er mindre relevant end de to andre.



En hurtig undersøgelse af vindklimaet er hermed udført.

## 3.2 Flow modellering

Efter vindklimaet er blevet analyseret skal der kigges på flow modellering. I denne rapport bliver der ikke lavet en helt præcis flow modellering for en vindmølle på et tag, da det ikke var fokuset på kurset. Men metoden til at håndtere flow modellering er udført sådan så den er kendt og kan bruges til fremtidige projekter.

Grundet den manglende præcise flow modellering, vælges der en SUF (Speed Up Factor) på 0.9.

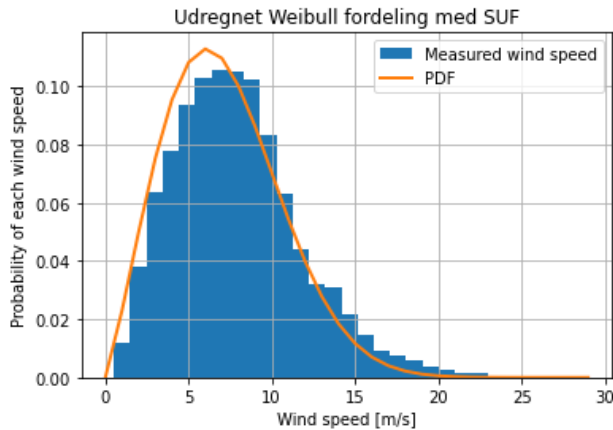
$k$  bliver den samme for alle tre metoder da SUF ikke påvirker den, men  $A$  ændrer sig. SUF er ganget på enden af de samme udregninger for  $A$  fra tidligere, og dette giver følgende værdier:

Med SUF	Udregnet	Fittet Weibull	Fittet og korrigeret Weibull
Middel vindhastighed [m/s]	7.130	6.706	6.855
$k$	2.177	2.016	2.200
$A$ [m/s]	8.051	7.568	7.740

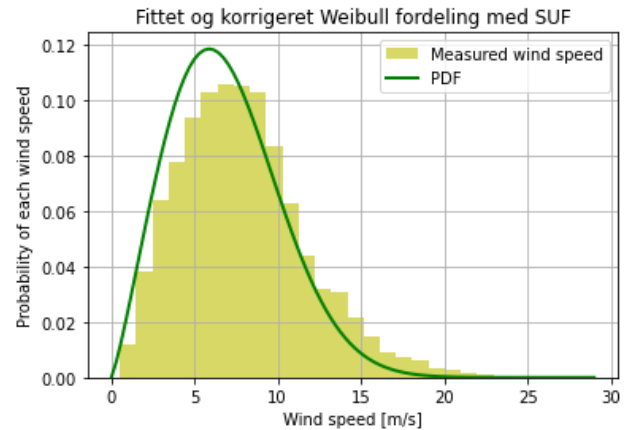
Tabel 4: Middel vindhastighed,  $k$  og  $A$  for alle tre metoder med SUF

Forholdet mellem værdierne for middel vindhastigheden med og uden SUF og forholdet mellem værdierne for  $A$  med og uden SUF er altid 0.9.

Ligesom i vindklima afsnittet, blev de tre samme Weibull fordelinger udregnet, men denne gang med SUF. Den udregnet og den korrigeret Weibull fordeling vises igen herunder. Som forventet, kommer datasættet ikke til at passe lige så godt givet SUF'en.



(a) Udregnet Weibull fordeling med SUF



(b) Fit og korrigeret Weibull fordeling med SUF

Vi har arbejdet på nogle usikkerheder. Vi har genereret 10000 tilfældige  $A$  værdier fra den fittet Weibull plus-minus 2. Standardafvigelsen mellem værdierne er fundet til at være omkring  $1.15 \frac{m}{s}$ .

Vi har prøvet at gøre det samme, men hvor vi har taget middelhastigheden for hver  $A$  værdi og tilføjer den til en array. Derefter er standardafvigelsen af arrayet fundet til at være omkring  $1.08 \frac{m}{s}$ .

Forskellen mellem de to metoder er relativ lille.

### 3.3 Estimering af energiproduktion og tab

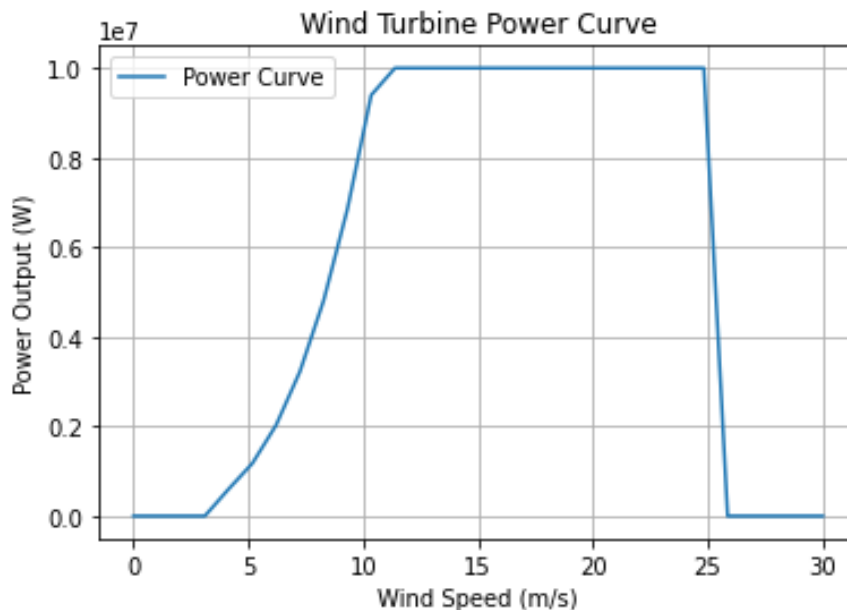
Der vælges igen to SUF'er, en for topografien og en for bygningen.

- $S_{top} = 0.9$
- $S_{bui} = 0.8$

Der findes derefter den nye  $A$  og  $k$  ( $k$  ændrer sig ikke), hvor  $A$  ganges både med  $S_{top}$  og  $S_{bui}$ . Der vælges derefter følgende konstanter med udgangspunkt i en 10MW vindmølle [6]:

- $D = 198m$
- $C_p = 0.45$
- $\rho = 1.225kg/m^3$
- $P_{gen} = 10MW$
- $cutinspeed = 4m/s$
- $cutoutspeed = 25m/s$

Power kurven udregnes i Python og plottes:



Figur 4: Power curve for en 10MW turbine

Man kan nu udregne GAEP ud fra ligningen 6.2 i slidesene:

$$P = \int_0^{\infty} \left( \frac{k}{A} \right) \left( \frac{u}{A} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{u}{A} \right)^k} P(u) du \quad (10)$$

Hvor Weibull fordelingen ganges med power kurven.

Der er fundet en GAEP for alle 30 hastigheder, som så bliver summeret sammen, ganget med 8766 og divideret med 1000000 for at få det i MWh.

Dette giver en  $GAEP = 20765.50 MWh$ .

Der er så defineret to loss faktorer:

- $L_{env} = 0.9$
- $L_{ava} = 0.9$

Igen har analysen ikke være fuldstændigt dybtgående med hvor store disse estimer skal være, siden det indtil videre drejer sig om simuleringer.

Disse to tab kan ganges sammen og derefter kan man gange dem sammen for at få NAEP. Ved at gøre dette får man  $NAEP = 16909.15 MWh$ .

### 3.4 Turbiner på bygninger og usikkerhed & Kost og indtægter

Der defineres en middelværdi og en standardafvisning for de syv konstanter:

- $A$
- $k$
- $C_p$
- $S_{top}$
- $S_{bui}$
- $L_{env}$
- $L_{ava}$

Derudover gøres det samme for den gennemsnitlige elpris. Der genereres 10000 tilfældige værdier for de 8 inputs. 10000 tilfældige vindhastigheder genereres baseret på  $k$  og  $A$ , som er påvirket af de to SUF'er.

Standardafvigelsen er måske lidt høj ift. det i flere tilfælde drejer sig om elementer der gerne ikke skulle være usikkerhed.

Der genereres et array som er 30 langt for power outputtet for hver vindhastighed. Derefter defineres to tomme arrays til GAEP og GAEV værdierne.

Der køres derefter et stort for-loop som kører 10000 gange. For hver af de 30 vindhastigheder bliver der udregnet et power output, og så længe vindmøllen drejer, også en value factor som er udregnet ved at gange  $V_{tild}$  med power outputtet.

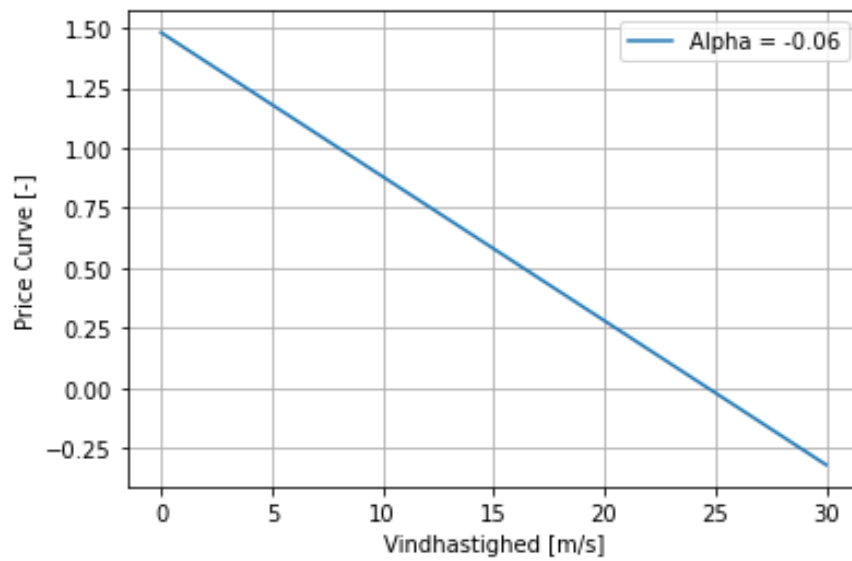
$$V_{tild} = \alpha \cdot (U - U_{mean}) + 1 \quad (11)$$

hvor  $\alpha = -0.06$ .

Weibull fordelingen udregnes for alle 10000 gange, hvorefter GAEP og GAEV udregnes, samt deres gennemsnit og deres standardafvigelse.

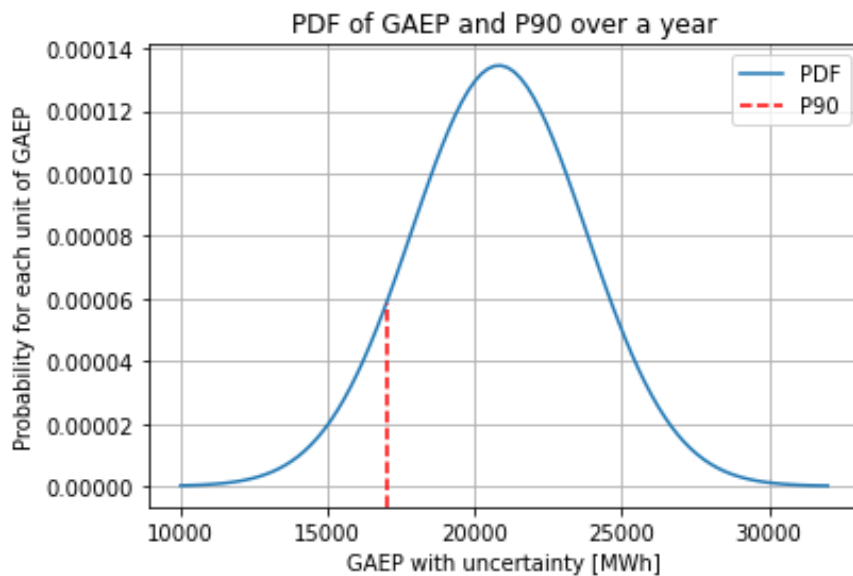
Dette giver for GAEP et gennemsnitsværdi på ca. 20875.49 MWh, med en standardafvigelse på ca. 2981.90 MWh. Gennemsnittet for GAEV er 18.092 Mio.DKK, mens dens standardafvigelse er omkring 2.600 Mio.DKK. Standardafvigelserne kan gøres betydeligt mindre ved at have lavere standardafvigelser til at begynde med.

Priskurven kan ses her:



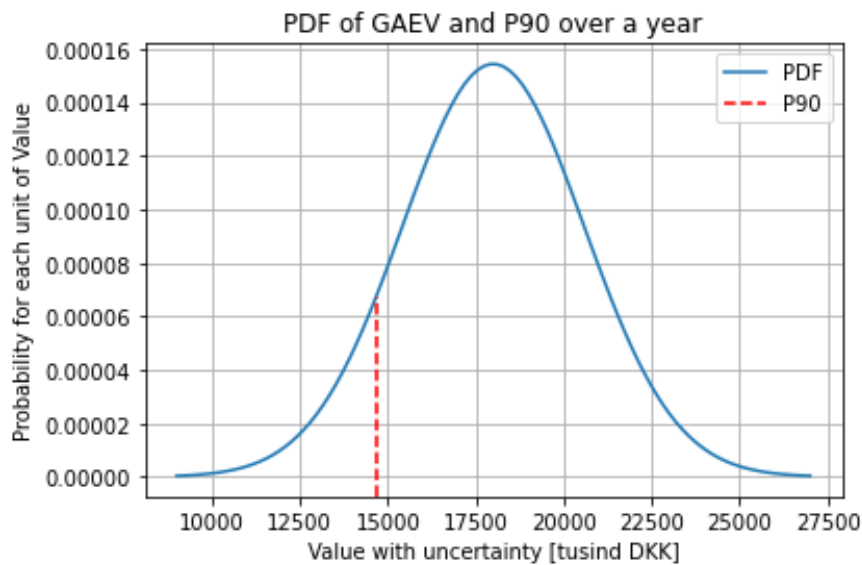
Figur 5: Priskurven

De to standardfordelinger for GAEP og GAEV er plottet herunder, samt deres P90 værdi:



Figur 6: PDF og P90 for GAEP





Figur 7: PDF og P90 for GAEV

Dette er altså brutto mængden af energi og værdi som man med 90% sandsynlighed kan få ud af vindturbinen. For at finde netto værdierne skal denne graf blot ganges med den samlede loss-faktor. Grafen for NAEV og NAEP vil være blot en smule lavere end 7. Denne kan findes i den vedlagte kode linje 359.

---

## 4 Konklusion

Målet ved projektet var at opnå en god forståelse for de vigtigste elementer af estimeringen på produktionen og økonomien af små vindturbiner. Derudover er der blevet udarbejdet en kode i Python som kan bruges hvis der gives en reel sæt af vindmålinger med mere information om området, SUF'er og tab.

Mange af usikkerhederne omkring disse faktorer kan sænkes hvis man har et reelt datasæt, da flere af disse konstanter findes ved at analysere den ideelle effekt og den reelle effekt, og finde diverse tab og effektiviteter ud fra deres forskel.

Analysen for specifikt små vindturbiner blev også mistet lidt undervejs, igen fordi specialkurset fokuserede mere på at forstå koncepterne og arbejde på en generel kode som kan bruges i fremtiden, i stedet for at fokusere på de specifikke detaljer ligesom SUF'en for en specifik bygning.

Der er mange ting som kan gøres mere præcise ved at have en konkret case med bedre kendte parametre. Men målet ved specialkurset er opnået, da man er nået til en god forståelse på emnet. Og med de værktøjer der er blevet arbejdet på i flere måneder kan man lave yderligere analyser til mere specifikke cases som kan analyseres f.eks. i løbet af et bachelorprojekt.

## Litteratur

- [1] IEC Central Office, *INTERNATIONAL STANDARD, Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. EC, Geneva, Switzerland , 2017.
- [2] Michael C. Brower, *WIND RESOURCE ASSESSMENT, A Practical Guide to Developing a Wind Project*. Wiley, 2012.
- [3] "Lecture (6): Wind Energy by Asst. prof. Dr. Basim I. Wahab Al-Temimi." [https://uomustansiriyah.edu.iq/media/lectures/6/6\\_2021\\_01\\_01!11\\_59\\_52\\_PM.pdf](https://uomustansiriyah.edu.iq/media/lectures/6/6_2021_01_01!11_59_52_PM.pdf). Accessed: 2024-06-19.
- [4] Troen, Ib; Lundtang Petersen, Erik, "European Wind Atlas," *Risø National Laboratory* , 1998.
- [5] Sustainable Technologies Evaluation Program, "Performance Evaluation of a 700 Watt Vertical Axis Wind Turbine," *Toronto and Region Conservation for The Living City*, 2015.
- [6] "IEA-10.0-198-RWT-offshore." <http://windatlas.xyz/turbine/?name=IEA-10.0-198-RWT-offshore>. Accessed: 2024-06-21.