



Risikanalysmetod vid vindkraft- integrering i regionnät

Elforsk rapport 10:89



Mikael Wämundson, Math Bollen och Jan Lundquist

2010-09

ELFORSK

Risikanalysmetod vid vindkraft- integrering i regionnät

Elforsk rapport 10:89

Förord

Denna rapport är en redovisning av projektet "Riskanalysmetod vid vindkraftintegrering i regionnät", inom FoU-programmet Riskanalys 06-10 som drivs av Elforsk AB. Projektet har genomförts av STRI AB, av Mikael Wämundsson, Math Bollen och Jan Lundquist.

Den grundläggande tanken med projektet har varit att ta fram en metod som baseras på att analysera risken för överbelastning som en funktion av vädersituationen och inmatad effekt. Projektets målsättning har varit att utveckla och tillämpa metoder för en sådan riskbedömning där tyngdpunkten kommer att ligga på termisk överbelastning av ledningar.

En dialog har förts inom projektet med styrgruppen för programmet.

Programmets styrgrupp består av följande ledamöter:

Arne Bergström, Vattenfall Eldistribution AB
Horst Blüchert, Elsäkerhetsverket
Mikael Bohjort, E.ON Elnät Sverige AB
Leif Boström, Fortum Distribution
Håkan Jarer, Svenska Kraftnät
Sven-Åke Polfjärd, Föreningen Industriell Elteknik, FIE
Sven Jansson/Bertil Wahlund, Elforsk AB, programansvarig

Finansiärer i programmet är:

Vattenfall Eldistribution AB
E.ON Elnät Sverige AB
Fortum Distribution AB
Svenska Kraftnät
Göteborgs Energi AB
Skellefteå Kraft AB
Mälarenergi Elnät AB
Tekniska Verken i Linköping AB
Öresundskraft AB
Jämtkraft AB
Umeå Energi AB
Jönköpings Energi Nät AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB
Gävle Energi AB
Energiverken i Halmstad AB
Sundsvall Elnät AB
Växjö Energi Elnät AB
Borlänge Energi AB
Nacka Energi AB
Föreningen Industriell Elteknik, FIE
Elsäkerhetsverket
Lunds Energi AB

Sven Jansson
Överföring & Distribution
Elforsk AB

.

Sammanfattning

Belastningsförmågan hos luftledningar i ett nät bestäms vanligen med deterministiska metoder, dvs. de väderförhållanden som kan tänkas uppstå som ger den högsta ledartemperaturen avgör hur stor ström som kan tillåtas flyta genom ledningen. Olika värden kan tas fram för olika säsonger av året.

Belastningsförmågan kan vara en begränsning för hur mycket distribuerad generering, t.ex. vindkraft, som kan tillåtas i en viss punkt (den s.k. acceptansgränsen eller "hosting capacity"). I den här rapporten presenteras en metod som baseras på att analysera risken för överbelastning som funktion av rådande vädersituation och inmatad effekt. Sannolikheten för att ett regionnät överbelastas studeras som funktion av inmatad effekt vid fem olika punkter i nätet. Vidare presenteras en utvidgad metod för att ta hänsyn till korrelationen mellan belastningsförmågan och inmatad effekt då dessa är beroende av vindhastigheten.

Ett par iakttagelser från resultaten kan göras:

- För produktion vid noder där last finns ansluten kan man från resultaten se att sannolikheten för överbelastning till en början minskar då den inmatade effekten ökar. Först efter en viss inmatad effekt ökar sedan sannolikheten för överbelastning. Vid en nod i det studerade nätet där inmatning sker finns ingen nettolast (produktionen är större än lasten). Detta är den enda inmatningspunkten där sannolikheten för överbelastning ökar från första MW inmatad effekt.
- En viss sannolikhet för överbelastning (ca 0,5–1,5 %) finns (speciellt vid sommartid) vid noll inmatad effekt. Detta kan förklaras av att ledningarna i nätet har dimensionerats efter branschpraxis (Cigrés rekommendationer) med en vindhastighet på 0,6 m/s. Eftersom vindhastigheter lägre än denna inte är ovanliga även vid högre lufttemperaturer finns en inte försumbar sannolikhet för överbelastning.
- Att inte tillåta tillfälligt högre ledartemperatur (70° C) vid bortkopplade ledningar i nätet ökar inte sannolikheten för överbelastning nämnvärt. Detta kan förklaras med att tillgängligheten för ledningarna är mycket hög.

Fortsatta studier rekommenderas, där man tillämpar metoden som beskrivs för att inkludera korrelationen mellan inmatad effekt och ledningarnas belastningsförmåga, vilka både beror av vindhastigheten.

En diskussion mellan föreskrivande myndighet (Elsäkerhetsverket) och nätägare om hur man tolkar vissa otydligheter i branschpraxis (Cigrés rekommendationer), standard (SS-EN-50341 eller SS-436 01 01) och föreskrifterna (ELSÄK-FS 2008:1) uppmuntras. Exempelvis gällande vilken vindhastighet som tillämpas i beräkningarna, tolkningen av maximalt tillåten ledartemperatur samt användningen av riskbaserade metoder.

Summary

The thermal capacity of overhead lines in a network is usually deterministically calculated, i.e. the possible ambient conditions that result in the highest conductor temperature set the upper limit for the current through the line (a worst case approach). Different values of this thermal capacity can be used for different seasons of the year.

The thermal capacity can be a limiting factor, determining how much distributed generation, e.g. wind power, can be allowed at a certain location (the so-called "hosting capacity"). In this report, a method is presented to estimate the risk of overloading the lines in the network based on the weather parameters and the injected power from a wind park. The probability of overload the lines, as a function of the injected power has been calculated at five different locations in a subtransmission network. Additionally, an extended method is presented that also considers the correlation between the thermal capacity and the injected power, since both are governed by the wind speed.

The main conclusions from the study can be summarized as follows:

- For the case where the power is injected at a bus with existing net load (i.e. the bus is consuming power from the network) the probability for overload is decreasing with increasing injection of power. Only at a certain level of injected power the probability for overload starts to increase. For one bus in the studied network the bus was producing power to the network (i.e. net production). For this case the probability for overload increased from the first injected MW of power.
- There is a non-zero probability for overload (about 0.5–1.5 %), especially during summertime, already when the injected power is zero. This can be explained by the dimensioning of the lines, applying the practice to use a lowest wind speed of 0.6 m/s. A non-negligible proportion of the time the wind speed is lower than this, resulting in a non-zero probability for thermal overloading.
- Not allowing temporarily higher conductor temperatures (70° C) during forced disconnection of lines in the network does not notably increase the probability for overloading. This can be explained by the high availability of the lines.

Further studies are recommended, among others applying the proposed method of including the correlation between injected power and the thermal capacity of the lines, both depending on the wind speed.

A closer discussion between the regulating body (Elsäkerhetsverket) and the network operator on how to interpret some discrepancies in the practiced methods (given e.g. by Cigré), the standard (SS-EN-50341 or SS-436 01 01) and the regulations (ELSÄK-FS 2008:1) is encouraged. For example regarding what wind speed to apply, the interpretation of maximal allowed conductor temperature, and the use of risk-based methods.

Innehåll

1	Inledning	1
2	Ledningars belastningsförmåga	2
2.1	Uppvärmning av ledaren – tillförd värmeenergi	2
2.1.1	Ohmska förluster	2
2.1.2	Solinstrålning	3
2.1.3	Sammanfattning – tillförd värmeenergi.....	4
2.2	Avkylning av ledaren – bortförd värmeenergi.....	4
2.2.1	Konvektion.....	4
2.2.2	Värmeutstrålning	5
2.2.3	Sammanfattning – bortförd värmeenergi	6
2.3	Normen	6
3	Risikanalytisk – teoribeskrivning	7
3.1	Deterministiska mot stokastiska metoder – bakgrund	7
3.2	Sannolikhetsfördelning av belastningsförmåga.....	8
3.3	Sannolikheten för överbelastning av en ledning	9
3.4	Sannolikhet för överbelastning för en given inmatning	9
3.4.1	Metod 1 – Övre gräns på sannolikheten	10
3.4.2	Metod 2 – Mer noggrann beräkning.....	10
3.4.3	Jämförelse av metoderna	10
3.5	Bortfall av ledningar	12
4	Studien	13
4.1	Beskrivning av testnätet.....	13
4.1.1	Observerade driftläggningar.....	15
4.1.2	Otillgänglighet av ledningar	15
4.1.3	Anslutning av inmatning i regionnätet	16
4.2	Väderdata	17
4.3	Beräkning av belastningsförmågan.....	17
4.4	Beräkning av risken för överbelastning	19
5	Resultat	20
5.1	Metod 1	20
5.2	Metod 2	22
5.3	Jämförelse mellan metoderna.....	24
6	Risken som funktion av installerad effekt vid en vindpark	25
6.1	Sannolikhet vid märkeffekt	25
6.2	Sannolikhet över alla vindförhållanden.....	25
7	Praktisk tillämpning av metoder	28
7.1	Indata till beräkningarna	30
7.1.1	Nätdata	30
7.1.2	Väderdata	31
7.1.3	Gränsvärde för sannolikhet för överbelastning	31
7.2	Erforderlig programvara	31
7.3	Tidsåtgång för beräkningarna.....	32
7.4	Implementering i nätet.....	32
8	Diskussion och slutsatser	33
8.1	Säsongsvariationer	33
8.2	Val av inmatningspunkt.....	33

8.3	Reducering av vindhastigheten	34
8.4	Val av beräkningsmetod för sannolikheten	34
8.5	Använda väderdata.....	35
8.6	Bedömning av den beräknade risken	35
8.7	Fortsatta studier.....	36
9	Referenser	37
10	Appendix A. Väderdata	38
10.1	Täthetsfunktioner av vindhastighet och temperatur	39
10.2	Årliga variationer av vindhastighet och temperatur	44
10.3	Vindhastighet som funktion av temperatur	47
11	Appendix B. Belastningsförmåga	48
12	Appendix C. Resultat – metod 1	55
12.1	Inmatning vid nod 1296	55
12.2	Inmatning vid nod 1300	59
12.3	Inmatning vid nod 1306	65
12.4	Inmatning vid nod 1318	74
12.5	Inmatning vid nod 1399	83
13	Appendix D. Resultat – metod 2	89
13.1	Inmatning vid nod 1296	89
13.2	Inmatning vid nod 1300	93
13.3	Inmatning vid nod 1306	99
13.4	Inmatning vid nod 1318	108
13.5	Inmatning vid nod 1399	117

1 Inledning

Belastningsförmågan hos ledningar bestäms vanligen med en deterministisk metod där man betraktar ett "worst case"-scenario med högsta möjliga omgivningstemperatur och solinstrålning och en låg vindhastighet. Ett annat tillvägagångssätt är att betrakta sannolikheten för att olika vädersituationer uppstår och därifrån ta fram en sannolikhetsfördelning för belastningsförmågan hos ledningen. En metod för detta beskrivs i denna rapport. En anledning till att använda en stokastisk metod är att den deterministiska metoden i många fall är onödigt konservativ, varvid ledningarnas fulla kapacitet inte utnyttjas.

Tillämpningen av metoden som beskrivs i den här rapporten är på installation av vindkraft i ett regionnät. Överbelastning i nätet kan vara en av flera orsaker till att begränsa installationen av vindkraft. För övrigt kan samma metod användas även för annan typ av distribuerad generering.

Kapitel 2 beskriver de fysikaliska sambanden mellan väderparametrar och ledningarnas belastningsförmåga. Kapitel 3 beskriver sedan teorierna för att räkna fram sannolikheten för överbelastning i ett nät som funktion av inmatad effekt från den installerade vindkraften. Kapitel 4 redogör för hur denna teori har tillämpats genom en studie på ett mindre, fiktivt men realistiskt regionnät, där fem olika inmatningspunkter för vindkraft har studerats. Resultaten redovisas i kapitel 5. I kapitel 6 beskrivs hur metoden kan utvidgas till att inkludera vindhastighetens inverkan på den inmatade effekten. Kapitel 7 behandlar möjligheterna att implementera riskanalysmetoden i praktiken. Slutsatser och diskussion ges slutligen i kapitel 8.

2 Ledningars belastningsförmåga

Här beskrivs hur luftledningars belastningsförmåga bestäms samt de parametrar som påverkar denna. I [3] ges följande ekvation för balansen mellan tillförd och avgiven värmeenergi under stationärtillstånd för en ledare

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_c + P_r + P_w. \quad (2.1)$$

Vänsterledet av ekvationen redogörs för närmare under avsnitt 2.1. P_J är de ohmska förlusterna, P_M är uppvärmning genom magnetiska fenomen, P_S är uppvärmning genom solinstrålning och P_i är uppvärmning genom coraurladdningar.

Högerledet redogörs för under avsnitt 2.2. P_c är avkylning genom konvektion, P_r är avkylning genom strålning och P_w är avkylning genom avdunstning.

I modellen förutsätter man att ledaren, då vänster- och högerled i (2.1) är i termisk jämvikt med den omgivande luften. Vi betraktar här stationärtillståndet hos ledaren. Vid transienta förlopp (betydligt snabbare än den termiska tidskonstanten för ledaren, typiskt 5–20 minuter) finns fler faktorer att ta hänsyn till.

Samtliga ekvationer och fysikaliska samband i det här kapitlet är hämtade från [3] respektive [4].

2.1 Uppvärmning av ledaren – tillförd värmeenergi

Enligt (2.1) finns fyra bidrag till uppvärmningen av ledaren: ohmska förluster, magnetiska fenomen, solinstrålning samt coraurladdningar. I den här studien bortser vi från både uppvärmning genom magnetisk induktion (märkbar först vid höga strömtätheter (3 A/mm²) [2]) och coraurladdning (uppstår endast vid starka elektriska fält vid ledarens yta [3]). Det kan noteras att i både Cigré's och IEEE's metoder för beräkning av belastningsförmågan gör man samma förenkling. [3][4]

2.1.1 Ohmska förluster

En del av den elektriska energin som transporteras i ledningen omvandlas till värme på grund av motståndet i ledningen. Värmeeffekten är direkt proportionell mot motståndet i ledningen och ökar med kvadraten av den ström som flyter. Ledarens resistans beror, förutom på material och dimension, på dess temperatur. Följande ekvation används för att beräkna de ohmska förlusterna

$$P_J = k_J I^2 R_{dc} (1 + \alpha (T_{cond} - T_{R_{dc}})), \quad (2.2)$$

där k_J är en faktor som beskriver förhållandet mellan ac- och dc-ström (rekommenderat värde: 1,0123), I är strömmen i ledaren, R_{dc} är ledarens dc-resistans, α beskriver resistansens temperaturberoende för ledaren (för samtliga ledare i den här studien är värdet $4,03 \times 10^{-3}$ per grad Kelvin), T_{cond} är

ledarens temperatur och T_{Rdc} är temperaturen för vilken dc-resistansen är given.

Resistansen är i storleksordningen $5 \times 10^{-5} \Omega/m$ och strömmen 500 A. Dessa värden ger ett värmebidrag på 12,5 W/m, men det kvadratiske förhållandet mellan ström och avgiven effekt medför att variationer i strömmen kraftigt inverkar på ledarens temperatur. T.ex blir de ohmska förlusterna vid 1 500 A för motsvarande ledning 112,5 W/m.

2.1.2 Solinstrålning

Solens strålar bidrar till att värma upp ledaren – i vilken utsträckning beror på en mängd faktorer; atmosfärens genomsläpplighet, solens höjd över horisonten, ledarens diameter och absorptivitet. Absorptiviteten är ledarens förmåga att ta upp solens strålningsenergi. Vid en absorptivitet på 1 tas all energi upp, vid ett värde på 0 reflekteras all energi. Allteftersom en ledare åldras ökar dess absorptivitet och Cigré rekommenderar att man inte väljer ett värde under 0,8 vid deterministisk beräkning av belastningsförmågan hos en ledning. För en ny ledning kan absorptiviteten vara så låg som 0,2–0,3. [2]

Vid deterministisk beräkning av ledningars belastningsförmåga används ofta den maximalt förväntade s.k. globala solinstrålningen, som anges i watt per kvadratmeter. Mer exakta värden på solinstrålningen kan erhållas om man tar hänsyn till solens läge i förhållande till ledningen på timbasis.

Då global solinstrålning tillämpas kan följande ekvation användas för att beräkna den tillförda energin

$$P_s = \alpha_s S D, \quad (2.3)$$

där α_s är ledarens absorptivitet, S är den globala solinstrålningen och D är ledarens ytterdiameter.

Ledarens diameter är i storleksordningen 30 mm och effekten från solinstrålningen kan uppgå till 1 000 W/m². Vid en absorptivitet på 0,9 skulle den tillförda värmeeffekten för dessa värden bli 27 W/m.

För den här studien används värden på väderparametrar på timbasis för att beräkna ledningarnas belastningsförmåga. Därför måste även effekten av solinstrålning beräknas på timbasis. Eftersom varje använt mätvärde har en tidsangivelse kan solens läge i förhållande till ledaren beräknas tillsammans med en uppskattning av den tillförda solenergin. Följande ekvation används

$$P_s = \alpha_s Q_{se} \sin(\theta) A', \quad (2.4)$$

där Q_{se} är en korrigerad effekt för solinstrålningen per kvadratmeter som beror på solens höjd över horisonten, ledarens höjd över havet och atmosfärens genomsläpplighet; θ är vinkeln mellan solinstrålningen och ledaren och A' är den av solinstrålningen projicerade ytan av ledaren (diametern gånger längden). Q_{se} ges av

$$Q_{se} = K_{solar} Q_s, \quad (2.5)$$

där K_{solar} är en faktor som bestäms av ledarens höjd över havet och approximeras genom ekvationen

$$K_{\text{solar}} = 1 + 1,48 \times 10^{-4} H_e - 1,108 \times 10^{-8} H_e^2, \quad (2.6)$$

där H_e är ledarens höjd över havet (i den här studien används värdet 100 m). Q_s är den solinstrålade effekt som når marken och ges av

$$Q_s = -42,2391 + 63,8044 H_e - 1,922 H_e^2 + 3,46921 \times 10^{-2} H_e^3 - 3,61118 \times 10^{-4} H_e^4 + 1,94318 \times 10^{-6} H_e^5 - 4,07608 \times 10^{-9} H_e^6, \quad (2.7)$$

där H_e är solens höjd över horisonten i grader. (2.7) gäller för hög atmosfärisk genomsläpplighet (klart väder).

θ i (2.4) ges av ekvationen

$$\theta = \arccos(\cos(H_e) \cos(Z_c - Z_l)), \quad (2.8)$$

där Z_c och Z_l är solens respektive ledningens asimut i grader.

A' i (2.4) ges av ledarens diameter i mm dividerat med 1000.

Värdena på H_e och Z_c kan beräknas för givet datum, tid och geografisk punkt.

2.1.3 Sammanfattning – tillförd värmeenergi

Vid låg belastning av en ledning kan värmeförlust från solinstrålning vara större än från ohmska förluster. Då ledningen lastas närmre sin termiska gräns blir dock de ohmska förlusterna snabbt större.

2.2 Avkylning av ledaren – bortförd värmeenergi

(2.1) ger tre faktorer som bidrar till avkylning av ledaren: konvektion, värmeutstrålning och avdunstning, varav den sista vanligen försummas.

2.2.1 Konvektion

Konvektion är en mekanism där luftmolekylerna runt ledaren upptar värmeenergi och sedan transporteras bort, antingen på grund av skillnader i densiteten (naturlig konvektion) eller med hjälp av vinden (tvingad konvektion).

Naturlig konvektion är oberoende av vindhastigheten och beror på temperaturskillnaden mellan ledarens yta och den omgivande luften, den av ledaren exponerade ytan och luftens densitet. Följande ekvation ger förhållandet

$$P_{\text{cn}} = 0,0205 \rho_f^{0,5} D^{0,75} (T_{\text{cond}} - T_a)^{1,25}, \quad (2.9)$$

där ρ_f är luftens densitet vid ledaren, D är ledarens diameter i mm, T_{cond} är ledarens temperatur och T_a är den omgivande temperaturen. Luftens densitet vid ledaren beror av temperaturen och höjden över havet, så att

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \times 10^{-4} H_e + 6,379 \times 10^{-9} H_e^2}{1 + 0,00367 T_{\text{film}}}, \quad (2.10)$$

där H_e är ledarens höjd över havet i meter och T_{film} ges av $(T_{\text{cond}} - T_a)/2$.

Tvingad konvektion kan delas upp i två fall: ett för lägre vindhastigheter och ett för högre. För lägre vindhastigheter kan följande approximation göras

$$P_{c1} = \left(1,01 + 0,0372 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right) k_f K_{\text{angle}} (T_{\text{cond}} - T_a) \quad (2.11)$$

och för högre vindhastigheter

$$P_{c2} = 0,0119 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} k_f K_{\text{angle}} (T_{\text{cond}} - T_a). \quad (2.12)$$

För (2.11) och (2.12) gäller att V_w är vindhastigheten vid ledaren, k_f är luftens värmekonduktivitet vid ledaren, K_{angle} är en faktor för att korrigera för vindens riktning i förhållande till ledaren och μ_f är luftens dynamiska viskositet vid ledaren. Luftens värmekonduktivitet är beroende av temperaturen T_{film} och ges av

$$k_f = 2,424 \times 10^{-2} + 7,477 \times 10^{-5} T_{\text{film}} - 4,407 \times 10^{-9} T_{\text{film}}^2. \quad (2.13)$$

K_{angle} ges av

$$K_{\text{angle}} = 1,194 - \cos(\varphi) + 0,194 \cos(2\varphi) + 0,368 \sin(2\varphi), \quad (2.14)$$

där φ är vinkeln mellan ledningen och vindriktningen. Luftens dynamiska viskositet är liksom densiteten beroende av temperaturen, så att

$$\mu_f = \frac{1,458 \times 10^{-6} (T_{\text{film}} + 273)^{1,5}}{T_{\text{film}} + 383,4}. \quad (2.15)$$

För att göra en konservativ beräkning av den avkylande effekten av konvektion beräknas P_{c1} , P_{c2} och P_{c1} varvid det högsta värdet av de tre används för P_c .

Den naturliga konvektionen vid en lufttemperatur på 30° C och en ledartemperatur på 50° C är i storleksordningen 12 W/m för en ledardiameter på 30 mm. Vid en vindhastighet på 2 m/s vinkelrätt mot ledningen blir den tvingade konvektionen i storleksordningen 50 och 90 W/m för P_{c1} respektive P_{c2} .

2.2.2 Värmeutstrålning

Ledaren avkyls också genom att värmeenergi strålar ut från den. Värdet för värmeutstrålningen kan approximeras genom

$$P_r = \frac{D}{1000} \pi \varepsilon \sigma_B \left((T_{\text{cond}} + 273)^4 - (T_a + 273)^4 \right), \quad (2.16)$$

där D är ledarens diameter i mm, ε är ledarens emissivitet och σ_B är Stefan-Boltzmanns konstant. Emissiviteten för en ledare är starkt kopplad till dess absorptivitet och förändras också med åldern. Enligt rekommendationer från

Cigré bör emissiviteten väljas 0,1 under absorptiviteten [2]. Med en absorptivitet på 0,9 erhålls således en emissivitet på 0,8.

Vid en ledartemperatur på 50° C och en lufttemperatur på 30° C blir den utstrålade värmeeffekten från en ledare med diametern 30 mm i storleksordningen 10 W/m.

2.2.3 Sammanfattning – bortförd värmeenergi

Vindhastigheten är en av de mest avgörande parametrarna för en lednings belastningsförmåga. Vid mycket låga vindhastigheter är den bortförda värmeenergin från ledaren i form av konvektion och strålning i samma storleksordning. Redan vid måttliga vindhastigheter dominerar dock konvektion helt.

2.3 Normen

Elsäkerhetsverket är den föreskrivande myndighet i Sverige som ger direktiv på detta område för att upprätthålla personsäkerhet och förhindra skador. Gällande föreskrifter är ELSÄK-FS 2008:1 [10] där följande direktiv ges 2 Kap. 1 § angående tillämpning av normer för friledningar:

En starkströmsanläggning ska vara utförd enligt god elsäkerhetsteknisk praxis så att den ger betryggande säkerhet mot person- eller sakskada på grund av el.

Med god elsäkerhetsteknisk praxis avses tillämpning av dessa föreskrifter samt av den praxis i övrigt som har etablerats på elsäkerhetsområdet genom kompletterande standarder eller andra bedömningsgrunder.

Om svensk standard tillämpas som komplement till föreskrifterna anses anläggningen utförd enligt god elsäkerhetsteknisk praxis om inget annat visas.

Om en anläggnings utförande helt eller delvis avviker från svensk standard ska de bedömningar som ligger till grund för utförandet dokumenteras. [10]

SS-EN-50341 [5] är den standard som anger normen för design och konstruktion av friledningar med spänning över 45 kV. Den svenska versionen av dokumentet SS-EN-50341-3-18 är tillämplig enbart på nya luftledningar i Sverige.

Den begränsande faktorn är det i föreskriften angivna minsta avstånd mellan ledaren och marken, som inte får understigas. För en frilednings fasledare med nominell spänning över 55 kV anges detta minsta avstånd till 7 eller 6 meter för område utan respektive med detaljplan. För varje kV ökning av nominell spänning över 55 kV ökar detta minsta avstånd med 0,5 eller 0,7 cm för direktjordat respektive icke direktjordat system. För en 130 kV-ledning över icke detaljplanerat område i ett direktjordat system ska alltså fasledarna ha ett minsta avstånd av $6 + 0,5 \times (130 - 55) = 6,38$ meter till marken. I föreskrifterna anges att detta avstånd gäller "vid maximitemperatur hos ledare och vindstilla". Denna maximitemperatur hämtas då från gällande svensk standard.

Nedhänget varierar med ledarens temperatur – då den värms upp expanderar ledaren och nedhänget blir större. Ledaren förutsätts i standarden värmas till maximalt 35° C av omgivande temperatur och solinstrålning. Den av strömmen utvecklade värmen (de ohmska förlusterna) får då maximalt värma

ledaren ytterligare 15 grader. Då omgivande temperatur är lägre eller vinden bidrar till att kyla ledaren tillåts de ohmska förlusterna vara större, men den maximala ledartemperaturen får inte överskridas ($35+15=50^{\circ}\text{C}$).

SS-EN-50341 nämner också att vissa länder kan vilja tillåta kortare perioder med högre ledartemperaturer, och följaktligen större nedhäng. Inga sådana undantag finns dock i den svenska versionen av dokumentet. I tidigare tillämpade normer (SS-436 01 01 [9]) tillåts under kortare perioder en högre ledartemperatur (70°C) och följaktligen ett större nedhäng.

Eftersom den äldre standarden fortfarande är tillämplig på ledningar i drift används detta förfarande i denna studie. Således: maximal ledartemperatur under normal drift är 50°C . Under kortare perioder (vi betraktar i studien ledningar som är bortkopplade på grund av kvartstående fel) tillåts en maximal ledartemperatur på 70°C . [9]

Enligt beskrivningen i avsnitten 2.1 och 2.2 ser man att den maximala ledartemperaturen kan översättas till en maximal överförd ström vid givna väderförhållanden. Denna metod används fortsättningsvis i denna studie. Uttrycket belastningsförmåga, eller ampacitet, beskriver alltså den ström som maximalt kan överföras på ledningen utan att den maximalt tillåtna ledartemperaturen överskrids.

Det är intressant att lägga märke till att föreskriften och standarden båda nämner att maximalt nedhäng beräknas vid vindstilla förhållanden, medan Cigrés rekommendationer, som får ses som praxis i sådana här frågor, anger en lägsta vindhastighet på 0,6 m/s.

3 Riskanalys – teoribeskrivning

Det här kapitlet beskriver teorin bakom tillvägagångssättet att bestämma risken för överbelastning i ett regionnät som funktion av den inmatade vindkrafteffekten. Beskrivningen sker steg för steg med utgångspunkt från det föregående kapitel, som beskriver fysiken bakom ledningarnas belastningsförmåga.

3.1 Deterministiska mot stokastiska metoder – bakgrund

I den deterministiska modellen antas det att en ledning är överbelastad om strömmen överstiger en viss gräns under en viss tid. Men belastningsförmågan i stationärtillstånd (dvs. på längre tidskalor) bestäms till en stor del av ledartemperaturen. Temperaturen beror i sin tur på omgivningstemperaturen samt tillförd (bl.a. genom strömmen) och avgiven värme.

Den deterministiska gränsen för en ledning baseras på en situation då omgivningstemperaturen är den högsta väntade (detta kan vara säsongsberoende), vindhastigheten är låg (ofta används 0,6 m/s) och solinstrålningen hög (runt 1000 W/m^2). Ledarens absorption och emission sätts också till konservativa värden. Detta ger den högsta driftsäkerheten, personsäkerheten och tillförlitligheten och används därför av nästan alla

nätägare. En annan fördel är att överbelastningsskydd kan inställas på ett fast värde. [2]

Nackdelen med den deterministiska metoden är att överföringen begränsas i situationer då omgivningstemperatur, vindhastighet och solinstrålning möjliggör att en större ström flyter i ledningen. Därför kommer det här att beskrivas och implementeras en stokastisk metod för att bedöma hur mycket effekt som kan matas in i en viss punkt. Eventuella skyddsinställningar implementeras inte i den här studien, utan enbart den av ström och väderparametrar resulterande ledartemperaturen.

Vi betraktar här luftledningars belastningsförmåga och vi begränsar oss till regionnätet. Vi kommer inte att ta med tidsberoendet av belastningsförmågan (transienta fenomen) utan bara betrakta stationärtillståndet.

3.2 Sannolikhetsfördelning av belastningsförmåga

I kapitel 2 beskrivs luftledningars belastningsförmåga, eller ampacitet, och hur denna beror av olika väderförhållanden och materialparametrar. Vi är här intresserade av den maximala ström, $I_{\max}$, som kan tillåtas flyta vid ett givet tillfälle utan att ledarens maximala temperatur överskrids. Enligt resonemanget i kapitel 2 kan vi då skriva

$$I_{\max} = \sqrt{\frac{P_c + P_r - P_s}{R_{T_{\text{cond}}}}} = f_1(T_a, V_w, \varphi, \text{datum}, \text{tid}), \quad (3.1)$$

där $R_{T_{\text{cond}}}$ är ledarresistansen vid den maximalt tillåtna ledartemperaturen. I f_1 har bara inkluderats de parametrar som har med den externa påverkan av ledaren att göra och som varierar med tiden, T_a är den omgivande temperaturen, V_w är vindhastigheten, φ är vinkeln mellan vindriktningen och ledningen, datum och tid påverkar uppvärmningen genom solinstrålning. Som framkommer i kapitel 2 är i själva verket f_1 en funktion av en mängd parametrar och (3.1) får ses som en förenkling. För att (3.1) ska ge den maximala strömmen $I_{\max}$ ska P_c , och P_r ges för den maximalt tillåtna ledartemperaturen.

I [2] ges mycket information om svårigheten att göra tillförlitliga mätningar av framförallt vindhastigheten, som är en av de avgörande parametrarna för belastningsförmågan. Längs en ledning, och även ett ledningsspann, kan vindhastigheten och därmed ledartemperaturen variera avsevärt för olika platser. I ett sådant fall är det viktigt att hitta den dimensionerande ledningssträckningen, som erhåller den högsta temperaturen.

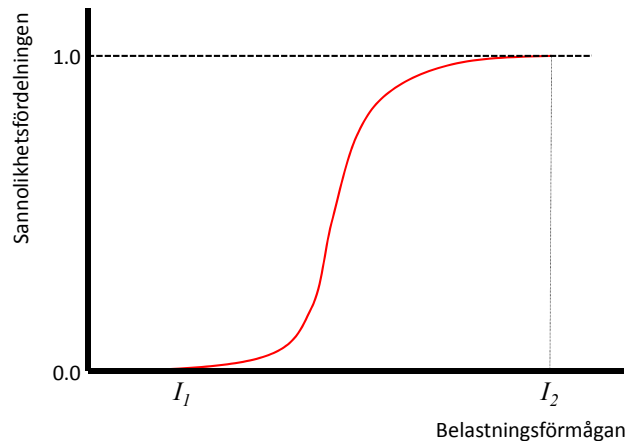
Antag nu att man för en lednings placering har mätserier med temperatur, vindhastighet och -riktning samt tidsangivelse. För varje mätpunkt, m , kan då belastningsförmågan beräknas

$$I_{\max}(m) = f_1(T_a(m), V_w(m), \varphi(m), \text{datum}(m), \text{tid}(m))). \quad (3.2)$$

En sannolikhetsfördelningsfunktion, $F_{I_{\max}}(I)$, erhålls enkelt genom att sortera värdena för $I_{\max}(m)$.

3.3 Sannolikheten för överbelastning av en ledning

Beräkningarna som beskrevs i förra avsnittet leder till en sannolikhetsfördelning $F_{I_{\max}}(I)$ av belastningsförmågan för en ledning. Ett exempel på en sådan fördelning visas i figuren nedan.



Figur 3.1. Exempel på sannolikhetsfördelning av belastningsförmågan.

I figuren anges det två "extrema värden" för belastningsförmågan: I_1 är värdet som (nästan) aldrig underskrids medan I_2 är värdet som (nästan) aldrig överskrids. Den deterministiska gränsen brukar ligga vid I_1 . Nu ska det observeras att det inte finns någon nedre eller övre gräns vid en stokastisk metod, sannolikheten bara blir mindre och mindre. Men i praktiken finns det värden som man kan anse vara de högsta och lägsta möjliga värdena. Sannolikheten att dessa värden överskrids räknas då som obetydliga.

För en viss ström genom ledningen uppstår det en överbelastning om strömmen är större än belastningsförmågan. Sannolikheten för en överbelastning kan då räknas ut på följande sätt:

$$P_1(I) = \Pr\{I > I_{\max}\} = \Pr\{I_{\max} < I\} = F_{I_{\max}}(I). \quad (3.3)$$

Om strömmen är mindre än I_1 (se figuren) kan man försumma sannolikheten att den ger överbelastning; om strömmen överstiger I_2 kan man vara säker på att det kommer att bli överbelastning.

3.4 Sannolikhet för överbelastning för en given inmatning

Hittills har vi bara bedömt en enda ledning. I verkligheten består ett nät av många ledningar. Vi börjar med att anta en given inmatad effekt (vindkraften) och en viss förbrukning. För tillfället antar vi att det bara finns inmatning på en punkt och förbrukning på andra punkter.

För ett visst driftläge av nätet (dvs. ett visst antal komponenter i drift) kan vi räkna ut strömmarna genom alla ledningar. I ett mindre nät kan man

använda en komplett belastningsfördelning till, men i ett mer omfattande nät kan det vara lämpligare att använda en förenklad beräkning (t.ex. DC-loadflow¹ där spänningsfallen och reaktiv effekt försummas). Antalet lastfördelningsberäkningar som behöver göras blir nämligen snabbt stort.

Från strömmarna genom alla ledningar ska vi då beräkna sannolikheten att inmatningen ger en överbelastning någonstans i nätet för en given förbrukning. Men då behöver vi också ta med korrelationen mellan belastningsförmågan av de olika ledningarna. Den kan räknas ut, men det kan vara enklare att välja en av de följande metoderna.

3.4.1 Metod 1 – Övre gräns på sannolikheten

Metod 1 är en förenkling som ger en övre gräns på sannolikheten. Sannolikheten för överbelastning av varje ledning adderas så att

$$P_2 \leq \sum_{k=1}^N F_{I_{\max},k}(I_k), \quad (3.4)$$

där N är antalet ledningar i nätet. För ett nät med begränsat antal ledningar och sannolikheterna för överbelastning är låga skulle den här metoden kunna vara en bra approximation. En jämförelse av resultatet kan göras med metod 2. Om approximationen är acceptabel är den att föredra då beräkningen är snabbare.

3.4.2 Metod 2 – Mer noggrann beräkning

Metod 2 går tillbaka till hur vi kom fram till fördelningsfunktionen för belastningsförmågan från mätserier i ekvation (3.2). För varje ledning finns det ett samband mellan belastningsförmågan och de rådande väderförhållandena. Från mätserier på väderdata får vi mätserier för belastningsförmågan för varje ledning.

För varje tid-/mätpunkt och varje ledning kan strömmen från lastfördelningsberäkningen jämföras med belastningsförmågan. Om strömmen är större än belastningsförmågan för minst en av ledningarna vid en viss tidpunkt räknas det som en överbelastning i nätet vid denna tidpunkt.

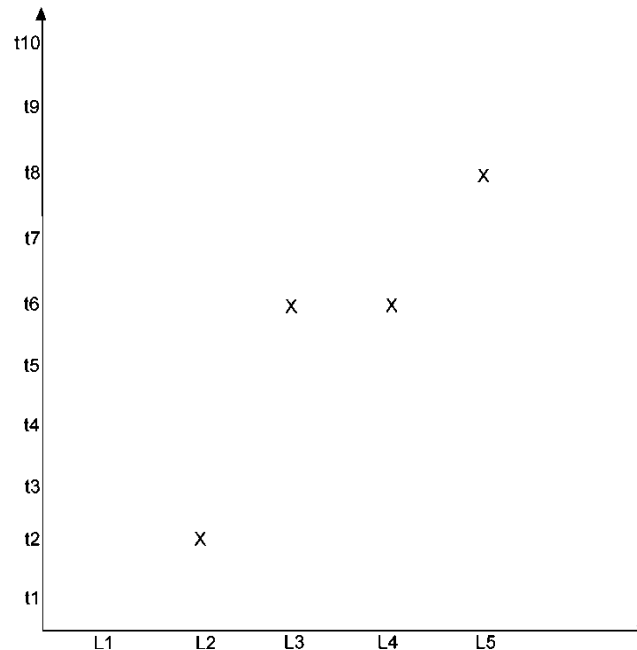
Sannolikheten för överbelastning, för denna inmatning och driftsituation i nätet, blir då förhållandet mellan antalet tidpunkter med överbelastning och det totala antalet mätpunkter.

3.4.3 Jämförelse av metoderna

För att jämföra metoderna kan man betrakta en graf där nätets ledningar utgör x-axeln och tiden utgör y-axeln, se Figur 3.2. Systemet i det här

¹ En DC-loadflow förenklar beräkningarna avsevärt genom att göra två approximationer i modellen: alla nodspänningar antas vara lika med nominell spänning och alla ledningsresistanser försummas. Under dessa antaganden kan ekvationerna lösas direkt, utan rekursiv approximation, som används i mer exakta metoder. För närmare beskrivning se t.ex. *Power Generation, Operation, and Control* av Wood & Wollenberg.

exemplet utgörs av fem ledningar och tio mätvärden av relevanta väderdata finns tillgängligt. Varje x i grafen representerar ett fall av överbelastning.



Figur 3.2. Schematisk jämförelse av metod 1 och 2.

Vid metod 1 "tas tidsberoendet bort" genom att varje lednings belastningsförmåga representeras av en fördelningsfunktion. För varje ledning ges strömmen av lastfördelningsberäkningen. Således, fem ledningar med var sin fördelningsfunktion för belastningsförmågan samt var sin ström. Sannolikheten för överbelastning hos var och en av ledningarna kan då beräknas (observera att här förloras korrelationen i tid mellan ledningarna) och sannolikheten för att nätet är överbelastat är summan av de individuella sannolikheterna. Från Figur 3.2 kan observeras att fyra ledningar blir överbelastade, vid var sin tidpunkt av uppmätta väderdata. Det är således 10 % sannolikhet för överbelastning av var och en av dessa ledningar. Summan av sannolikheterna (40 %) utgör således sannolikheten för att nätet är överbelastat. För t_6 är två ledningar överbelastade. Denna korrelation förloras i beräkningen.

Vid metod 2 "projiceras" istället ledningarna med överbelastning på tidsaxeln. Vi vet således vid vilka tidpunkter som nätet (en eller flera ledningar) är överbelastat. Sannolikheten för att nätet är överbelastat är då kvoten av antalet tidpunkter med överbelastning och totala antalet mätpunkter. I Figur 3.2 projiceras ledningarnas överbelastningar på tidsaxeln: tre tidpunkter med överbelastning erhålls (t_2 , t_6 och t_8). Sannolikheten för att nätet är överbelastat är således $3/10=30\%$.

Metod 2 uppvisar således en fördel i noggrannhet jämfört med metod 1 (observera dock skillnaden i beräkningarna och de resulterande sannolikheterna i exemplet inte är realistiska). En fördel med metod 1 är dock då tidserier av väderdata inte är tillgängliga utan endast distributioner av dessa.

3.5 Bortfall av ledningar

Låt nätet bestå av N ledningar med otillgänglighet Q_k , $k=1\dots N$. Beräkningarna i förra avsnittet ska då upprepas för basfallet då alla ledningar är i drift och för N fall då en av ledningarna är ur drift². Vi kommer att inte ta med fall då fler än en ledning är ur drift men metoden gäller även då. Detta ger oss $N+1$ sannolikheter:

- Sannolikheten för överbelastning med alla (N) ledningar i drift: $P_{2,0}$
- Sannolikheten för överbelastning med ledning k ur drift: $P_{2,k}$

Sannolikheten för överbelastning vid en viss inmatning och en viss driftsituation är den viktade summan över alla driftfall så att

$$P_3(P_{\text{in}}) = \sum_{k=1}^N P_{2,k} Q_k + \left[1 - \prod_{k=1}^N (1 - Q_k) \right] P_{2,0}. \quad (3.5)$$

Vi har här inte tagit med korrelationen mellan sannolikheten för överbelastning och produktionen. I fallet med installerad vindkraft gäller ju att båda dessa sannolikheter är kopplade till vindhastigheten, men denna korrelation tas inte med här.

² Vi talar här framförallt om oplanerade bortfall av ledningar. En planerad bortkopplingar ses lämpligen som en ny driftsituation, vilken också kan studeras med metoden.

4 Studien

Det här kapitlet beskriver studien som genomförts för att beräkna risken för överbelastning i ett testnät. Avsnitt 4.1 beskriver nätet som använts, avsnitt 4.2 beskriver den väderdata som ligger till grund för beräkningen av belastningsförmågan, avsnitt 4.3 beskriver hur belastningsförmågan i nätet har beräknats, avsnitt 4.4 slutligen hur risken för överbelastning har beräknats.

4.1 Beskrivning av testnätet

För att studera inverkan av distribuerad generering på belastningsförmågan i ett regionnät används ett fiktivt men realistiskt testnät, som innehåller både komponenter på 130 och 400 kV. Den geografiska utsträckning en på nätet är ungefär 10 gånger 20 mil. Testnätet har tidigare använts i samband med ett examensarbete om spänningsdippars utbredning i ett regionnät [7].

Nätet har 19 noder (14 på 130 kV och 5 på 400 kV) och 23 ledningar (17 på 130 kV och 6 på 400 kV). Transformerings mellan spänningsnivåerna sker på två platser med vardera två parallella transformatorer, samtliga kontrollerar spänningen på sekundärsidan (130 kV) med hjälp av lindningskopplare. 12 laster finns utplacerade i regionnätet modellerade som PQ-laster med konstant effekt (oberoende av spänningen). För att hålla upp spänningen vid högre belastning finns tre kondensatorbatterier utplacerade i regionnätet. Nod 4380 fungerar som swingbus i nätet.

Vid lastflödesberäkningarna har inga begränsningar i reaktiv effekt hos generatorerna applicerats.

I Figur 4.1 visas ett enlinjeschema av testnätet.



4.1.1 Observerade driftläggningar

Riktningen på effektflödet i stamnätet kan variera beroende på omständigheter som import/export mellan nationsgränserna. För att fånga upp denna variation studeras två flödesriktningar i 400 kV-nätet: från norr till söder och från söder till norr. Riktningen bestäms genom att variera storleken på generering och last i nod 7001/7002 i norr samt 4250 i söder. Ett antagande har gjorts om att dessa flöden har samma sannolikhet att inträffa.

Lasten i nätet är säsongsberoende med tre olika förhållanden: vinter (december–februari), sommar (juni–augusti) samt vår/höst (mars–maj samt september–november). Högst last (100 %) finns under vintertid, under vår/höst antas den aktiva lasten vara 75 %, under sommar antas den vara 40 %. De antagna skillnaderna i aktiv last kan jämföras med de år 2009 registrerade timvärden för förbrukning som redovisas av Svenska Kraftnät. Förbrukningen för vår- och höstmånaderna var då ca 79 % av vinterförbrukningen. För sommarmånaderna var förbrukningen ca 60 %. Den reaktiva lasten antas inte sjunka lika mycket. För vår/höst gäller att $Q = Q_{100\%} \times 0,75^{1/2}$ (ca 87 %) och för sommar således att $Q = Q_{100\%} \times 0,4^{1/2}$ (ca 63 %). För sommarförhållandena är kondensatorbatterierna urkopplade. Den totala aktiva lasten i 130 kV-nätet vid vinterförhållanden är 1317,5 MW och den reaktiva 328,5 Mvar.

Emellanåt drabbas en ledning av ett kvarstående fel, vilket gör att ledningen är bortkopplad upp till några timmar. Ett regionnät är i regel maskat, vilket gör att leverans av energi till laster ändå upprätthålls under sådana förhållanden. Dock blir belastningsfördelningen i nätet en annan och under dessa tillfällen kan en större ström flöda i vissa ledningar och ge upphov till överbelastningar. Enligt tidigare normer för dimensioneringen av regionnäten tillåts vid sådana situationer en förhöjd ledningstemperatur. För att studera inverkan av bortkopplade ledningar på risken för överbelastning görs lastflödesberäkningar för bortkoppling av samtliga 130 kV-ledningar i tur och ordning, 17 stycken.

Sammanfattningsvis studeras 102 olika driftsituationer i nätet, med kombinationer av två effektflödesriktningar i stamnätet, tre säsonger och urkoppling av 17 olika ledningar.

4.1.2 Otillgänglighet av ledningar

Som nämndes i föregående avsnitt beaktas även bortkopplingar av ledningar i regionnätet för att se hur detta påverkar sannolikheten för överbelastning. I avsnitt 3.5 beskrivs teorin för hur detta beräknas (samt att det gäller oplanerade bortfall). Som indata behövs varje lednings otillgänglighet, Q , dvs. hur stor del av tiden som ledningen är ur drift. För att beräkna otillgängligheten krävs information om felfrekvensen (i det här fallet är endast kvarstående fel av intresse) samt den genomsnittliga tiden en ledning är bortkopplad vid ett fel.

Frekvensen för kvarstående fel på regionnätetsledningar kan vara svårt att hitta i litteraturen, men tidigare studier som gjorts på STRI ger vid handen ett riktvärde på ca 0,3 fel per år och 100 km. Detta torde vara en rättvisande siffra för större delen av landet. För reparationstiden har inga nationella siffror

kunnat hittas, men [1] ger för ledningar på denna spänningsnivå med trästolpar en reparationstid på ca 8 timmar.

Dessa siffror ger en otillgänglighet på 0,0274 % av tiden per 100 km ledning. För varje ledning finns en ledningslängd definierad (kortaste ledningen är 7 km, den längsta 68,5 km).

Tabell 4.1. Otillgängligheten för de olika ledningarna i regionnätet.

Ledning	Längd [km]	Otillgänglighet [% av tiden]
1293-1296	16,3	0,004463
1293-1305	33,1	0,009063
1306-1293	24,5	0,006708
1294-1300	43,8	0,011992
1294-1311	7,0	0,001917
1294-1318	8,4	0,002300
1296-1309	39,7	0,010870
1300-1383	46,8	0,012814
1305-1311	16,8	0,004500
1305-1311	17,1	0,004682
1306-1311	68,5	0,018755
1309-1399	41,0	0,011226
1311-1318	18,4	0,005038
1380-1391	34,5	0,009446
1381-1383	28,4	0,007776
1381-1399	24,9	0,006818
1383-1391	13,9	0,003806

Den tidigare gällande standarden för dimensionering av friledning SS-436 01 01 tillåter "några få dygn per år med högst 70° C ledartemperatur" [9]. Vid beräkning av sannolikheten för överbelastning av nätet har denna temperatur använts vid en lednings bortfall och jämförts med en högsta ledartemperatur av 50° C (vilket skulle vara att följa den gällande normen).

4.1.3 Anslutning av inmatning i regionnätet

Fem anslutningspunkter i nätet har valts för inmatning av vindkraft³ i studien. Dessa noder är 1296, 1300, 1306, 1318 och 1399. För varje inmatningspunkt har den aktiva effekten varierats i steg från 0 till 400 MW (från 0 till 100 i steg om 10 MW, från 0 till 200 i steg om 20 MW och från 0 till 400 i steg om 40 MW). Att ansluta en vindkraftpark på 400 MW anses inte som realistiskt, men generering upp till denna nivå har tagits med för att studera hur risken för överbelastning påverkas.

Det reaktiva effektutbytet med nätet är justerat till noll (typen av generering är satt till PQ med $Q = 0$). För övrig generering i nätet görs ingen begränsning i reaktiv effekt (positiv eller negativ).

För samtliga noder där inmatning sker finns även laster och ibland generering inkopplade. För 1296 är lasten 30 MW/7 Mvar; för 1300 är lasten 67,5 MW/10,5 Mvar; för 1306 är lasten 60 MW/15 Mvar och genereringen 300 MW;

³ Typen av produktion i den här studien behöver inte begränsas till vindkraft eftersom vi inte studerar inmatad effekt som funktion av vindhastighet. Metoden för att även inkludera denna korrelation behandlas i kapitel 6.

för 1318 är lasten 176 MW/56 Mvar och för 1399 är lasten 19 MW/5 Mvar. Siffrorna gäller för vintersäsong. För de andra säsongerna gäller värden enligt avsnitt 4.1.1.

4.2 Väderdata

Som underlag för väderparametrar (vindhastighet, vindriktning, temperatur, datum, tid) har använts mätningar utförda av SMHI vid mätstationen Kroppefjäll Glanan i Dalsland. Mätserierna utgörs av timvisa värden under en period av tre år, 2007–2009. Mätserierna har delats upp i tre delar motsvarande säsongvariationerna i last; vinter (december–februari), sommar (juni–augusti) samt vår/höst (mars–maj samt september–november). I Appendix A visas täthetsfunktioner för vindhastighet och temperatur för de olika säsongerna.

Det kan observeras att mätningen av vindhastighet har utförts med anemometer, ett instrument som inte är tillförlitligt vid vindhastigheter under 0,5 m/s. Samtliga sådana mätningar har registrerats med en vindhastighet av 0 m/s. Detta påverkar beräkningen av ledningens belastningsförmåga (med avseende på konvektion). För samtliga dessa mätningar returnerar värdet för naturlig konvektion det högsta värdet (se ekvation (2.9)). Vid korrekt mätning skulle (2.9) returnera högst värde upp till ca 0,1 m/s, därefter skulle ekvation (2.11) ge högre värde för 0,2; 0,3 och 0,4 m/s (upplösningen i mätvärdena är 0,1 m/s). Störst fel görs alltså för de mätvärden som "egentligen" skulle varit 0,4 m/s. Den avgivna värmen blir som mest 15 W/m för låg, beroende på skillnaden i temperatur mellan ledaren och omgivningen. Det här felet är inte försumbart och den erhållna belastningsförmågan blir alltför konservativ.

En lösning på detta är att ersätta dessa mätvärden med nya, uniformt fördelade mellan 0 och 0,4 m/s (upplösning 0,1 m/s). Denna metod har tillämpats på SMHIs mätdata vilken sedan använts i studien. I Appendix A visas både de ursprungliga och nya täthetsfunktionerna för jämförelse.

Vindhastigheten är den parameter som mest påverkar ledningens överföringsförmåga. Den är också svår att uppskatta för en ledningssträckning, eftersom vissa delar av ledningen kan befinna sig i öppen terräng medan andra delar är i skydd av skog. Vad som är av intresse är den del av ledningen som får sämst kylning och därför påvisar det största nedhänget. För att se hur detta skulle kunna påverka resultatet av riskanalysen visas beräknas överföringsförmågan för både 100 % vindhastighet enligt mätningar och 50 % vindhastighet.

4.3 Beräkning av belastningsförmågan

Kapitel 2 redogör i detalj för hur en lednings belastningsförmåga beräknas. Som indata till beräkningarna används de väderdata som redogjorts för i avsnitt 4.2 samt information om ledningarna i nätet. Dessa består av fyra olika linytyper: Condor, Curlew, Morkulla och Ripa [8]. De är alla ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) men med olika dimensioner och därmed olika belastningsförmåga.

Då deterministiska metoder tillämpas för att beräkna belastningsförmågan används de väderförhållanden som ger den mest konservativa maxströmmen. En sådan beräkning har gjorts för de ledningar som finns i nätet med hjälp av STRIs programvara I-Line. Den tillämpar Cigrés metod för beräkning av belastningsförmågan [3]. Tre olika säsongsvariationer har använts för att göra beräkningarna.

- Vinter. Vindhastighet: 0,6 m/s, temperatur: 10° C, global solinstrålning: 1 000⁴ W/m², absorptivitet: 0,9, emissivitet: 0,8, maximal ledartemperatur: 50° C.
- Sommar. Vindhastighet: 0,6 m/s, temperatur: 30° C, global solinstrålning: 1000 W/m², absorptivitet: 0,9, emissivitet: 0,8, maximal ledartemperatur: 50° C.
- Vår/höst. Vindhastighet: 0,6 m/s, temperatur: 25° C, global solinstrålning: 1000 W/m², absorptivitet: 0,9, emissivitet: 0,8, maximal ledartemperatur: 50° C.

I Tabell 4.1 visas de olika ledningarnas belastningsförmåga enligt beräkningarna.

Tabell 4.2. De olika ledningarnas belastningsfördelning enligt deterministisk beräkning.

Ledning	Typ	Belastningsförmåga [A]		
		Vinter	Sommar	Vår/höst
1293-1296	Condor	765	392	514
1293-1305	Condor	765	392	514
1306-1293	Ripa	1 085	511	704
1294-1300	Condor	765	392	514
1294-1311	Condor	765	392	514
1294-1318	Condor	765	392	514
1296-1309	Condor	765	392	514
1300-1383	Condor	765	392	514
1305-1311	Ripa	1085	511	704
1305-1311	Ripa	1085	511	704
1306-1311	Ripa	1085	511	704
1309-1399	Morkulla	927	457	613
1311-1318	Curlew	896	442	592
1380-1391	Ripa	1085	511	704
1381-1383	Condor	765	392	514
1381-1399	Morkulla	927	457	613
1383-1391	Condor	765	392	514

En fördelningsfunktion har också tagits fram för varje ledningstyp och säsong enligt avsnitt 3.2. Dessa finns plottade i Appendix B för 100 respektive 50 % vindhastighet enligt SMHIs mätningar. I varje figur indikeras också belastningsförmågan enligt Tabell 4.2.

⁴ En solinstrålning på 1 000 W/m² kan tyckas hög under vintertid, men man får också ta med i beräkningen att eventuell snö på marken reflekterar strålningen och bidrar till ytterligare uppvärmning av ledaren. [2]

4.4 Beräkning av risken för överbelastning

Kapitel 3 redogör för hur risken för överbelastning beräknas. Stegen som tillämpades i studien beskrivs nu nedan.

1 En lastflödesberäkning gjordes för var och en av de 102 driftsituationer som redogjordes för i avsnitt 4.1.1, där för varje driftsituation inmatning på fem platser simulerades i 21 olika steg (mellan 0 och 400 MW). Alltså, totalt 2 142 lastflödesberäkningar. Dessa gjordes i STRIs programvara Simpow. Som utdata från varje lastflödesberäkning registrerades strömmen i var och en av ledningarna (absolutbeloppet av plusföljdsströmmen).

2 För var och en av ledningarna beräknades en sannolikhetsfördelning för överföringsförmågan enligt avsnitt 4.3 (en fördelning för varje ledningstyp och säsong).

3 Här beaktas de två olika metoderna beskrivna i avsnitt 3.4.

- a) Genom att för varje ledning och driftsituation jämföra strömmen med motsvarande sannolikhetsfördelning för överföringsförmågan erhöles en sannolikhet för överbelastning av den specifika ledningen. Genom att addera sannolikheterna för samtliga ledningar erhöles sannolikheten för att regionnätet är överbelastat vid den givna driftsituationen. Ekvation (3.5) användes där P_2 beräknats enligt metod 1.
- b) För varje mätpunkt (vädersituation) observerades om en eller flera ledningar var överbelastade. De mätpunkter som gav överbelastning jämfördes med det totala antalet mätpunkter och en sannolikhet för överbelastning vid den givna driftsituationen erhöles. Ekvation (3.5) användes där P_2 beräknats enligt metod 2.

4 För varje driftsituation plottades sannolikheten för överbelastning i nätet som funktion av inmatad effekt i diskreta steg. För vissa inmatningspunkter konvergerade inte lastfördelningsberäkningen då den inmatade effekten blev för stor, för de övriga simulerades inmatade effekter upp till 400 MW.

5 En överskådlig tabell skapades där sannolikheten för överbelastning visades för 0, 50, 100, 200 och 400 MW inmatning i var och en av inmatningspunkterna, för vinter, sommar och vår/höst. För resultaten för flödesriktning norr-söder respektive söder-norr i stamnätet togs ett medelvärde mellan dessa, dvs. det antogs en sannolikhet på 50 % för varje flödesriktning att inträffa.

5 Resultat

Här presenteras resultatet. Kapitlet är uppdelat i resultat erhållna enligt metod 1 och 2, vilka beskrivs i avsnitt 3.4. Sannolikheten för överbelastning som funktion av inmatad effekt visas i tabellform för de olika inmatningspunkterna, uppdelat på de olika säsongerna. I tabellerna är inte de två olika flödesriktningarna i stamnätet specificerade var för sig utan medelvärdet har beräknats och redovisats.

För varje metod redovisas fyra olika tabeller som alla anger sannolikheten för överbelastning i procent. För Tabell 5.1 och Tabell 5.5 används 100 % av vindhastigheten i SMHIs mätdata och för fallen med en bortkopplad ledning så har en maximal ledartemperatur av 70° C använts. I Tabell 5.2 och Tabell 5.6 används likaså 70° C maximal temperatur för ledarna vid fel, men vindhastigheten i SMHIs data har minskats till 50 %.

I Tabell 5.3 och Tabell 5.7 har 100 % vindhastighet använts, men maximalt tillåtna ledartemperatur har begränsats till 50° C även vid bortkopplad ledning. Slutligen visar Tabell 5.4 och Tabell 5.8 resultaten vid 50 % vindhastighet och maximal ledartemperatur 50° C, även vid bortkopplad ledning.

Vissa celler i tabellerna anger ingen sannolikhet. För dessa driftfall konvergerade inte lastflödesberäkningen i Simpow pga. begränsningar i spänningsstabilitet i nätet.

I Appendix C och D visas resultaten i form av plottar för varje enskild driftsituation. Dock visas där bara plottarna motsvarande Tabell 5.1.

5.1 Metod 1

Tabell 5.1. 100 % vindhastighet, 70° C ledartemperatur tillåten vid fel. Sannolikheten för överbelastning visas i procent.

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,000	0,000	0,000	-	-
	Sommar	1,216	1,065	1,420	-	-
	Vår/höst	0,459	0,349	0,338	-	-
1300	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,000	-
	Sommar	1,216	0,899	0,982	2,726	-
	Vår/höst	0,459	0,231	0,148	0,182	-
1306	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,490	35,792
	Sommar	1,216	1,533	2,069	6,466	56,468
	Vår/höst	0,459	0,637	1,017	3,963	40,338
1318	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Sommar	1,216	0,921	0,868	1,639	38,384
	Vår/höst	0,459	0,201	0,171	0,159	3,375
1399	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,000	-
	Sommar	1,216	0,929	1,185	4,184	-
	Vår/höst	0,459	0,269	0,197	0,288	-

**Tabell 5.2. 50 % vindhastighet, 70° C ledartemperatur tillåten vid fel.
Sannolikheten för överbelastning visas i procent.**

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,000	0,000	0,000	-	-
	Sommar	1,586	1,359	1,684	-	-
	Vår/höst	0,600	0,452	0,425	-	-
1300	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,000	-
	Sommar	1,586	1,163	1,276	4,554	-
	Vår/höst	0,600	0,273	0,171	0,220	-
1306	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,824	45,775
	Sommar	1,586	2,197	3,194	10,537	79,220
	Vår/höst	0,600	0,858	1,514	6,086	52,440
1318	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Sommar	1,586	1,223	1,163	2,379	56,564
	Vår/höst	0,600	0,262	0,209	0,197	5,170
1399	Vinter	0,000	0,000	0,000	0,000	-
	Sommar	1,586	1,208	1,465	6,941	-
	Vår/höst	0,600	0,345	0,247	0,345	-

**Tabell 5.3. 100 % vindhastighet, 50° C ledartemperatur tillåten vid fel.
Sannolikheten för överbelastning visas i procent.**

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,004	0,004	0,004	-	-
	Sommar	1,218	1,066	1,422	-	-
	Vår/höst	0,461	0,351	0,339	-	-
1300	Vinter	0,004	0,001	0,000	0,000	-
	Sommar	1,218	0,900	0,983	2,734	-
	Vår/höst	0,461	0,232	0,149	0,183	-
1306	Vinter	0,004	0,004	0,009	0,499	35,827
	Sommar	1,218	1,535	2,074	6,484	56,530
	Vår/höst	0,461	0,640	1,021	3,975	40,383
1318	Vinter	0,004	0,001	0,000	0,000	0,001
	Sommar	1,218	0,923	0,870	1,641	38,429
	Vår/höst	0,461	0,202	0,171	0,160	3,381
1399	Vinter	0,004	0,003	0,001	0,000	-
	Sommar	1,218	0,930	1,188	4,203	-
	Vår/höst	0,461	0,271	0,198	0,291	-

**Tabell 5.4. 50 % vindhastighet, 50° C ledartemperatur tillåten vid fel.
Sannolikheten för överbelastning visas i procent.**

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,006	0,005	0,005	-	-
	Sommar	1,589	1,362	1,688	-	-
	Vår/höst	0,602	0,454	0,427	-	-
1300	Vinter	0,006	0,001	0,000	0,000	-
	Sommar	1,589	1,165	1,278	4,567	-
	Vår/höst	0,602	0,274	0,171	0,222	-
1306	Vinter	0,006	0,006	0,012	0,837	45,821
	Sommar	1,589	2,201	3,201	10,564	79,306
	Vår/höst	0,602	0,861	1,520	6,102	52,499
1318	Vinter	0,006	0,002	0,000	0,000	0,002
	Sommar	1,589	1,225	1,165	2,383	56,628
	Vår/höst	0,602	0,263	0,210	0,198	5,179
1399	Vinter	0,006	0,004	0,002	0,000	-
	Sommar	1,589	1,210	1,468	6,969	-
	Vår/höst	0,602	0,347	0,248	0,349	-

5.2 Metod 2

**Tabell 5.5. 100 % vindhastighet, 70° C ledartemperatur tillåten vid fel.
Sannolikheten för överbelastning visas i procent.**

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,004	0,004	0,004	-	-
	Sommar	0,295	0,265	0,273	-	-
	Vår/höst	0,275	0,252	0,229	-	-
1300	Vinter	0,004	0,001	0,000	0,000	-
	Sommar	0,287	0,257	0,242	1,146	-
	Vår/höst	0,275	0,099	0,084	0,065	-
1306	Vinter	0,004	0,004	0,009	0,497	35,730
	Sommar	0,287	0,484	0,787	3,991	30,545
	Vår/höst	0,275	0,290	0,630	3,405	32,040
1318	Vinter	0,004	0,001	0,000	0,000	0,001
	Sommar	0,287	0,265	0,272	0,575	27,390
	Vår/höst	0,275	0,107	0,107	0,107	2,985
1399	Vinter	0,004	0,003	0,001	0,000	-
	Sommar	0,287	0,227	0,197	1,141	-
	Vår/höst	0,275	0,160	0,118	0,115	-

**Tabell 5.6. 50 % vindhastighet, 70° C ledartemperatur tillåten vid fel.
Sannolikheten för överbelastning visas i procent.**

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,006	0,005	0,005	-	-
	Sommar	0,371	0,318	0,333	-	-
	Vår/höst	0,366	0,336	0,317	-	-
1300	Vinter	0,006	0,001	0,000	0,000	-
	Sommar	0,363	0,303	0,288	2,312	-
	Vår/höst	0,366	0,126	0,107	0,081	-
1306	Vinter	0,006	0,006	0,012	0,832	45,700
	Sommar	0,363	0,840	1,605	6,541	40,713
	Vår/höst	0,366	0,416	1,011	5,351	39,984
1318	Vinter	0,006	0,002	0,000	0,000	0,002
	Sommar	0,363	0,318	0,325	1,029	38,933
	Vår/höst	0,366	0,141	0,141	0,145	4,695
1399	Vinter	0,006	0,004	0,002	0,000	-
	Sommar	0,363	0,257	0,227	2,338	-
	Vår/höst	0,366	0,221	0,153	0,165	-

**Tabell 5.7. 100 % vindhastighet, 50° C ledartemperatur tillåten vid fel.
Sannolikheten för överbelastning visas i procent.**

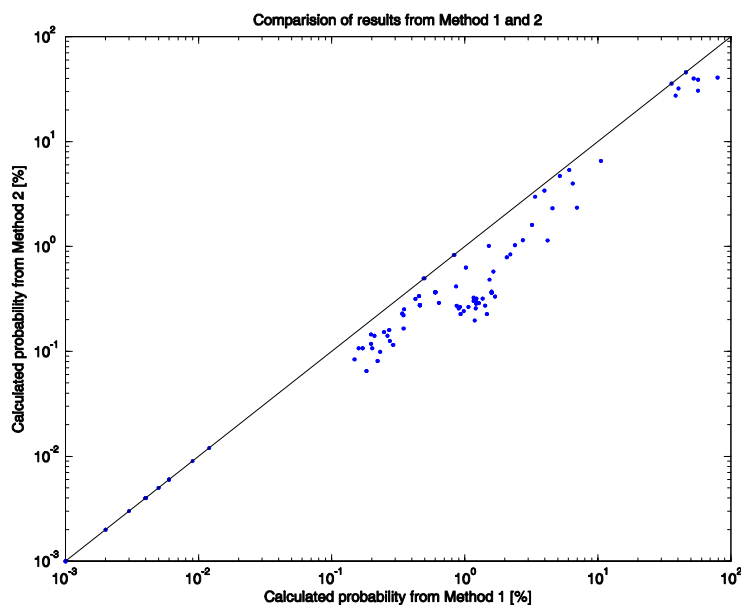
Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,004	0,004	0,004	-	-
	Sommar	0,295	0,265	0,273	-	-
	Vår/höst	0,275	0,252	0,229	-	-
1300	Vinter	0,004	0,001	0,000	0,000	-
	Sommar	0,287	0,257	0,242	1,146	-
	Vår/höst	0,275	0,099	0,084	0,065	-
1306	Vinter	0,004	0,004	0,009	0,497	35,730
	Sommar	0,287	0,484	0,787	3,991	30,545
	Vår/höst	0,275	0,290	0,630	3,405	32,040
1318	Vinter	0,004	0,001	0,000	0,000	0,001
	Sommar	0,287	0,265	0,272	0,575	27,390
	Vår/höst	0,275	0,107	0,107	0,107	2,985
1399	Vinter	0,004	0,003	0,001	0,000	-
	Sommar	0,287	0,227	0,197	1,141	-
	Vår/höst	0,275	0,160	0,118	0,115	-

Tabell 5.8. 50 % vindhastighet, 50° C ledartemperatur tillåten vid fel. Sannolikheten för överbelastning visas i procent.

Generering vid	Säsong	0 MW	50 MW	100 MW	200 MW	400 MW
1296	Vinter	0,006	0,005	0,005	-	-
	Sommar	0,371	0,318	0,333	-	-
	Vår/höst	0,366	0,336	0,317	-	-
1300	Vinter	0,006	0,001	0,000	0,000	-
	Sommar	0,363	0,303	0,288	2,312	-
	Vår/höst	0,366	0,126	0,107	0,081	-
1306	Vinter	0,006	0,006	0,012	0,832	45,700
	Sommar	0,363	0,840	1,605	6,541	40,713
	Vår/höst	0,366	0,416	1,011	5,351	39,984
1318	Vinter	0,006	0,002	0,000	0,000	0,002
	Sommar	0,363	0,318	0,325	1,029	38,933
	Vår/höst	0,366	0,141	0,141	0,145	4,695
1399	Vinter	0,006	0,004	0,002	0,000	-
	Sommar	0,363	0,257	0,227	2,338	-
	Vår/höst	0,366	0,221	0,153	0,165	-

5.3 Jämförelse mellan metoderna

Som jämförelse av sannolikheterna beräknade enligt metod 1 och 2 visas en scatterplot i Figur 5.1 där sannolikheten enligt metod 2 presenteras som funktion av sannolikheten enligt metod 1. Det kan observeras att för samtliga visade värden ger metod 1 en högre beräknad sannolikhet för överbelastning. Från tabellerna i avsnitt 5.1 och 5.2 kan man se att metod 1 i somliga fall ger en sannolikhet på noll samtidigt som metod 2 ger en mycket liten sannolikhet (några få tusendels procent). Dessa anses vara avrundningsfel i beräkningarna.



Figur 5.1. Korrelationen för den beräknade sannolikheten mellan metod 1 och 2. Skalan är logaritmisk.

6 Risken som funktion av installerad effekt vid en vindpark

I de föregående kapitlen beskrevs och tillämpades metoden för att räkna ut sannolikheten för överbelastning i regionnätet för en given inmatad effekt. Vid anslutning av en vindpark kommer den inmatade effekten att variera mycket med tiden, så att sannolikheten för överbelastning vid märkeffekt inte ger någon rättvisande indikation för sannolikheten vid alla vindhastigheter.

6.1 Sannolikhet vid märkeffekt

Som första steg i bedömningen av vindparkens påverkan på nätet rekommenderas att beräkna sannolikheten för överbelastning vid inmatning av vindparkens märkeffekt. Som det visades i förra kapitlet går sannolikheten ibland ner vid ökning av inmatad effekt. I dessa fall kan sannolikheten för överbelastning vid märkeffekt vara mindre än utan inmatning alls. Sannolikheten för överbelastning vid alla vindförhållanden blir då större än sannolikheten för överbelastning vid märkeffekt. Men i så fall är sannolikheten för överbelastning störst då den inmatade effekt är noll. Denna sannolikhet bör vara acceptabel⁵. Om sannolikheten för överbelastning är mindre än gränsvärdet vid märkeffekt är den mindre än gränsvärdet även över alla vindförhållanden. Det är bara när sannolikheten vid märkeffekt är större än gränsvärdet som det behövs en mer detaljerad beräkning.

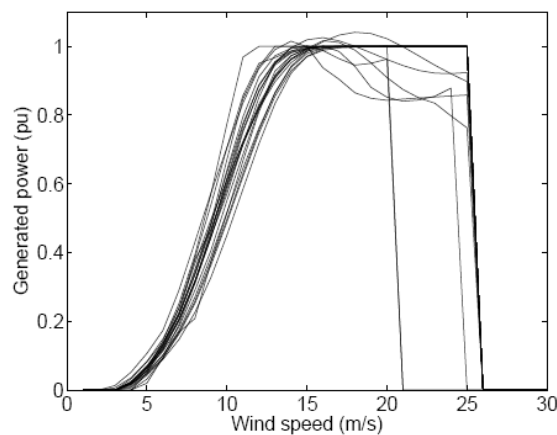
Det bör observeras att beräkningen av sannolikheten för överbelastning vid märkeffekt för en vindpark bör göras annorlunda än beskrivningen i förra kapitlet. Belastningsförmågan för varje ledning bör tas vid en tidpunkt som ger vindhastigheter som överensstämmer med att märkeffekt inmatas.

6.2 Sannolikhet över alla vindförhållanden

Vid en vindpark är sannolikheten för en viss inmatad effekt i huvudsak beroende på vindhastigheten. För individuella vindkraftverk kan information från turbintillverkare om relationen mellan vindhastighet och produktion användas; för en större park är relationen inte identisk med den för individuella turbiner, framförallt vid höga vindhastigheter. Men skillnaderna anses inte vara så stora att det kommer att påverka sannolikheten för överbelastningen märkbart.

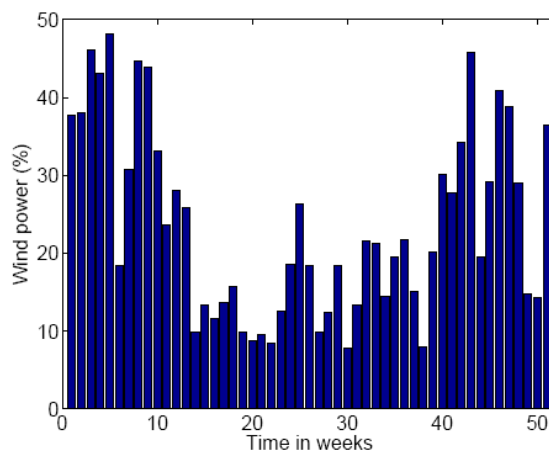
En större osäkerhet är då att turbinens fabrikat i många fall inte är känt vid tidpunkten för bedömning av vindparkens påverkan på nätet. Lyckligtvis är relationen mellan vindhastighet och produktion ganska oberoende av turbinens fabrikat, om det inte används en speciell typ, som visas i Figur 6.1. Det går därför att använda standardrelationer i sannolikhetsberäkningar.

⁵ Om sannolikheten för överbelastning med noll inmatad effekt inte är acceptabel bör nätet förstärkas redan innan vindkraft integreras. Sannolikheten för överbelastning som funktion av inmatad effekt bör då beräknas för det förstärkta nätet.



Figur 6.1. Produktion från en vindturbin som funktion av vindhastighet, för 20 olika vindturbiner [6].

Det som bör tas med i beräkning av sannolikheten för överbelastning är korrelationen mellan inmatad effekt och ledningarnas belastningsförmåga. Den största korrelationen gäller vindhastigheten som direkt påverkar effekten och som har en stor påverkan på belastningsförmågan. Men, eftersom fördelningen på vindhastighet är säsongsberoende, liksom temperaturen, solinstrålningen och förbrukningen, finns det även korrelationen mellan dessa storheter. Ett exempel på säsongsvariationer i vindkraft för Sverige visas i Figur 6.2. Vindkraftproduktionen under vinterperioden är tydligen större än under sommarperioden. En uppdelning av året i tre säsonger, som gjordes tidigare, är också här ett rekommendera.



Figur 6.2. Produktion av vindkraft över hela Sverige som del av den totala installerade effekten, för varje vecka under 2008 [6].

Om tidserier finns tillgängliga för vindhastighet, temperatur, solinstrålning och förbrukning, över tillräckligt många år och med tillräcklig geografisk upplösning, kan dessa användas för att uppskatta sannolikheten för överbelastning för en given märkeffekt för en vindpark. Men sådana tidserier finns inte alltid och

även om det finns skulle det behövas ett stort antal belastningsfördelningar (8 760 för varje år av tidserierna om en timmes tidsupplösning används). Ett alternativt tillvägagångssätt är följande:

- Dela upp inmatad effekt i ett antal intervall, t. ex. 0–20% av märkeffekt, 20–40% av märkeffekt, osv.
- Relatera varje intervall i inmatad effekt till ett intervall i vindhastighet vid vindparken. Resultaten beror på vilken relation som antas mellan vindhastighet och effekt. Med referens till Figur 6.1 skulle en möjlig uppdelning bli: 0–7 m/s; 7–9 m/s; 9–11 m/s; 11–12,5 m/s; mer än 12,5 m/s.
- För varje intervall i vindhastighet uppskattas det en fördelning på temperatur, solinstrålning och vindhastighet vid ledningarna. Från dessa fördelningar beräknas en fördelning på belastningsförmågan för varje ledning.
- Beräkning av sannolikhet för överbelastning någonstans i nätet räknas ut som tidigare. Som märkeffekt antas ett lämpligt värde i det valda intervallet.
- Sannolikheten att märkeffekten är i ett av dessa fem intervall beräknas från sannolikheten att vindhastigheten är i motsvarande intervall.
- Den totala sannolikheten för överbelastning är då det viktade medelvärdet för de fem märkeffektintervallen.

7 Praktisk tillämpning av metoder

I det här kapitlet beskrivs hur de tidigare presenterade metoderna för att beräkna sannolikheten för överbelastning kan tillämpas praktiskt. Enkla flödesscheman nedan beskriver arbetsgången. I Kapitel 3 beskrevs två metoder för att beräkna sannolikheten för överbelastning som funktion av inmatad effekt (vindkraftparkens märkeffekt). Flödesscheman för dessa metoder visas i Figur 7.1 respektive Figur 7.2.

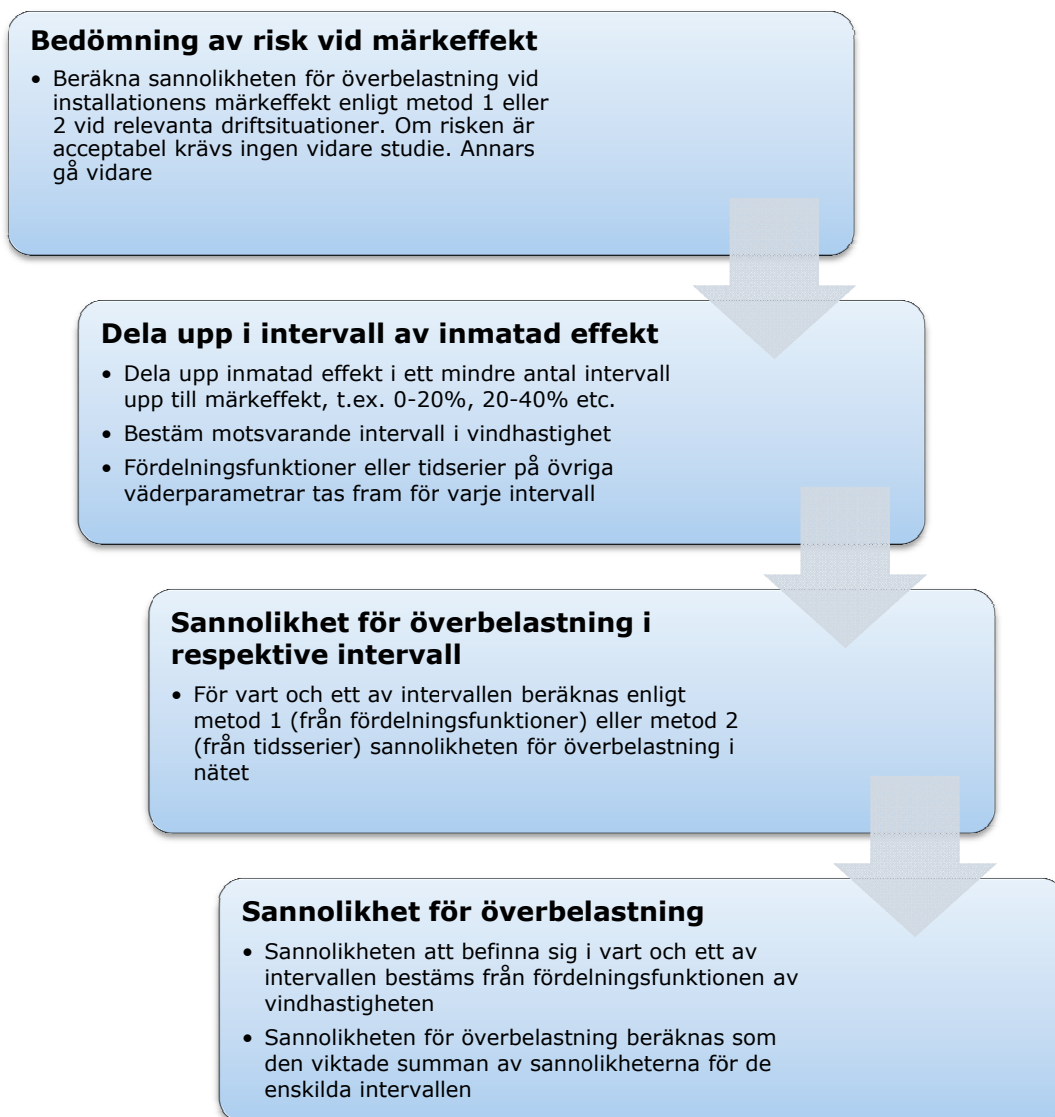


Figur 7.1. Flödesschema som beskriver metod 1 för att ta fram sannolikheten för överbelastning i nätet vid en viss driftsituation.



Figur 7.2. Flödesschema som beskriver metod 2 för att ta fram sannolikheten för överbelastning i nätet vid en viss driftsituation.

I Kapitel 6 beskrevs hur metoden kunde utvidgas för att tillämpas på vindkraftinmatning, med hänsyn tagen till att denna varierar kraftigt med tiden och är en funktion av vindhastigheten.



Figur 7.3. Utvidgad metod för att ta hänsyn till variationen i inmatad effekt. Här förutsätts att risken för överbelastning är acceptabel innan installationen gjorts.

7.1 Indata till beräkningarna

Indata kan delas upp i nätdata (nätets struktur, ledningsimpedanser, ledningars absorptivitet och emissivitet, olika driftsituationer, etc.) och väderdata (vindhastighet, temperatur, etc.).

7.1.1 Nätdata

Information om nätet och olika driftsituationer får anses som lätt åtkomliga, då nätägare troligen redan gör simuleringar och beräkningar. Absorptivitet och emissivitet kan konservativt sättas till rekommenderade värden om inte mer detaljerad information finns att tillgå. Vid val av driftsituationer är det

viktigt att framförallt beakta de fall som är mest sannolika, även om extrema situationer också bör tas med.

7.1.2 Väderdata

I [2] poängteras vikten av att väderdata som används för beräkning av en lednings belastningsförmåga ska hämtas från mätningar från den aktuella ledningens omgivning. Detta är speciellt tillämpligt vid metod 2, där korrelationer mellan väderparametrar i olika geografiska punkter tas med i beräkningen.

Vindhastigheten blir snabbt den dominerande väderparametern, men också den som är svårast att erhålla tillförlitliga värden på. Vissa delar av en ledning kan vara utsatta för höga vindhastigheter samtidigt som andra är väl skyddade mot vinden och därför erhåller en hög temperatur. Jämförelser skulle kunna göras mellan mätningar i en närliggande väderstation och vid den "dimensionerande" sträckningen längs varje ledning för att avgöra om det finns en tydlig korrelation. Möjligen kan då en skalning av det i väderstationen uppmätta värdet användas med god tillförlitlighet.

7.1.3 Gränsvärde för sannolikhet för överbelastning

I den presenterade studien har som komplement till uppmätt vindhastighet, enligt SMHI, även använts den halverade vindhastigheten. Detta för att studera vindhastighetens inverkan på sannolikheten för överbelastning då ledningar många gånger befinner sig i skydd av träd och därför utsätts för betydligt lägre vindhastigheter. Denna halverade vindhastighet kan också ses som en säkerhetsmarginal applicerad på den erhållna sannolikheten för överbelastning.

De två metoder som använts i beräkningarna ger också olika belopp på sannolikheten; metod 1 ger en övre gräns, som för vissa fall är flera gånger större än den enligt metod 2, där metod 2 ger en mer exakt siffra.

Hur hög sannolikhet bör man då tillåta, dvs. vilket gränsvärde för sannolikheten ska väljas? Frågan utvecklas mer under avsnitt 8.6, och rekommendationer får ges med reservation för att det nät som används i studien inte är ett nät i drift, utan fiktivt. Gränsvärdet bör vara högre vid beräkning enligt metod 1 än vid metod 2. Ett förslag kan vara t.ex. 2 gånger den sannolikhet som beräknats vid noll inmatad effekt.

7.2 Erforderlig programvara

För att genomföra beräkningarna av som beskrivs i studien måste någon slags beräkning av strömmarna i nätet göras. I studien har STRIs programvara Simpow med modulen Optpow använts för detta. Den använder i princip Newton-Raphson's algoritm för att iterera fram komplexa strömmars och spänningars i stationärtillstånd i nätet. Därefter har strömmens absolutbelopp använts som indata till beräkningen av sannolikheten för överbelastning.

Tidsåtgången för en sådan lastfördelningsberäkning är relativt stor, eftersom den använda algoritmen är utformad för att erhålla en konvergent lastfördelning även vid svåra numeriska fall. Enklare, mindre exakta, metoder

finns för att beräkna ledningsströmmar, exempelvis s.k. DC-loadflow. En bedömning får göras vid tillämpningen om noggrannheten är tillräcklig och även tillgängligheten av programvaran bör tas med i beslutet om val av beräkningsmetod.

Information om ledningsströmmar och timvärden på väderparametrar har sedan analyserats enligt de teorier som beskrivs i kapitel 3 för att beräkna sannolikheten för överbelastning. Detta har gjorts i programvaran Matlab från Mathworks. Det finns open source-alternativ till Matlab, som också kan användas, om dock inte med samma effektivitet. Som exempel kan nämnas Octave och Scilab. Bedömningen görs att programvaror som Microsoft Excel inte är tillräckliga för att utföra sannolikhetsberäkningarna.

7.3 Tidsåtgång för beräkningarna

I den här studien har ett relativt begränsat nät, vad gäller antalet komponenter, använts. Tiden för att göra en belastningsfördelning ökar dock snabbt med antalet ledningar och noder i ett nät. Det kan noteras att antalet lastfördelningsberäkningar som är ganska omfattande, i synnerhet om bortkoppling av ledningar ska beaktas. I Simpow, och sannolikt de flesta andra motsvarande program, kan det här arbetet i mycket automatiseras.

7.4 Implementering i nätet

För att metoden ska kunna implementeras i driften av ett regionnät behöver skydden för ledningarna kunna ändras med avseende på de rådande väderförhållandena. Nu används ofta ett tillvägagångssätt med säsongsbaserade inställningar vilket överensstämmer väl med den deterministiska metoden.

Samtidigt är överströmsskydd inte att föredra för situationer med maskade nät, eftersom de resulterande strömmarna då en överbelastad ledning löser ut sannolikt blir större och kan orsaka överbelastningar i andra ledningar. Ett kollapsande nät kan bli slutresultatet.

8 Diskussion och slutsatser

En studie har genomförts där sannolikheten för överbelastning av ledningarna i ett regionnät har beräknats som funktion av den inmatade effekten i fem olika punkter i nätet. Dessa punkter motsvarar installationer av vindkraft. Sannolikheten har redovisats i form av tabeller och plottar (i Appendix C och D).

8.1 Säsongsvariationer

Nätet belastningsförmåga varierar med avseende på den omgivande temperaturen, solinstrålningen och vindhastigheten. Eftersom den maximalt tillåtna strömmen för ledningarna ofta justeras efter säsong, och den förväntade belastningen i nätet också förändras med avseende på temperaturen, har en uppdelning i resultaten gjorts i tre säsonger: vinter, sommar och vår/höst.

Av resultaten kan man se att överbelastning är osannolik under vintersäsongen för samtliga inmatningspunkter, förutom då den inmatade effekten blir mycket stor (flera hundra MW). För både sommar och vår/höst finns en inte försumbar sannolikhet för överbelastning redan utan någon inmatad effekt. En förklaring till detta är att ledningarna har dimensionerats enligt den deterministiska metoden med en vindhastighet av 0,6 m/s. Även vid så låg vindhastighet är kylningen i form av konvektion märkbar och eftersom det använda mätdata visar en stor sannolikhet för vindhastigheter under 0,6 m/s (se Appendix A) kan vi förvänta ett antal fall av överbelastning.

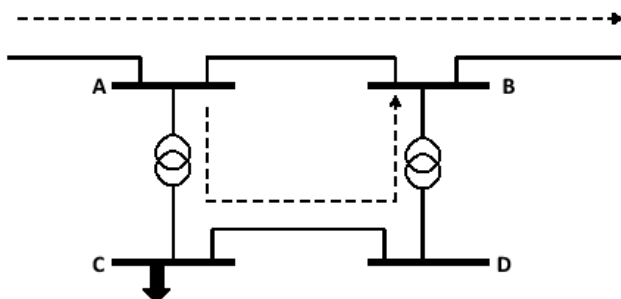
8.2 Val av inmatningspunkt

En iakttagelse som kan göras är att sannolikheten för överbelastning, för samtliga inmatningspunkter utom en (1306), till att börja med minskar med inmatad effekt. Detta kan förklaras med att dessa noder har last av varierande storlek. En inmatning av aktiv effekt får då resultatet att nettolasten till att börja med minskar och strömmarna i närliggande ledningar minskar. Således minskar också sannolikheten för överbelastning. När förhållandet mellan den inmatade effekten och lasten blir tillräckligt stort ökar dock strömmarna igen och likaså sannolikheten för överbelastning.

Vid nod 1306 är produktionen större än lasten till att börja med. Då den av vindkraften inmatade effekten ökar, ökar således även strömmarna i ledningarna. Resultatet blir att sannolikheten för överbelastning ökar från första MW inmatad effekt.

En del av den energi som "borde" transporteras i transmissionsnätet kan i stället överföras i underliggande spänningsnivåer, se Figur 8.1. Strömmen mellan nod C och D i figuren beror då på hur mycket effekt som förbrukas/produceras i noderna C och D. Ett fenomen som kan uppstå är då att när förbrukningen i nod C minskar, så ökar överföringen mellan C och D. En minskad förbrukning kan alltså öka risken för en överbelastning av

ledningen. Samma resonemang gäller också om vi installerar t.ex. vindkraft vid denna nod. En ökad inmatning i denna nod (även om den är mindre än förbrukningen i samma nod) ökar flödet mellan nod C och D.



Figur 8.1. Principiellt schema för transport av energi genom underliggande nät.

Ovanstående resonemang skulle kunna appliceras på driftsituationerna med inmatning i nod 1300 i den genomförda studien. Dock visar resultaten också här att sannolikheten för överbelastning till en början minskar med ökad inmatad effekt.

8.3 Reducering av vindhastigheten

Två alternativa vindhastigheter har använts som indata. För det första alternativet har SMHIs vindhastighet från mätstationen tagits oförändrat, för det andra alternativet har vindhastigheten minskats till 50 %. Detta eftersom det är den parameter som mest påverkar belastningsförmågan och för många ledningar så kan vissa sträckningar vara skyddade från vinden och därmed erhålla högre temperatur. Skillnaden i belastningsförmåga visas tydligt i figurerna i Appendix B. I resultaten kan man se att sannolikheten för överbelastning är större vid den lägre vindhastigheten, men skillnaden är mycket beroende på graden av överbelastning, vilket också ses av figurerna i Appendix B.

I den genomförda studien påverkar inte vindhastigheten den inmatade effekten från vindkraftparken, utan bara överföringsförmågan för ledningarna.

8.4 Val av beräkningsmetod för sannolikheten

Två metoder för att beräkna sannolikheten har använts i studien. Metod 1 är mer approximativ och ger en övre gräns för sannolikheten. Fördelen med metod 1 är att fördelningsfunktioner för de olika väderparametrarna kan användas på bekostnad av att korrelationen mellan ledningarna försvinner. Metod 2 ger en mer exakt beräkning av sannolikheten där man tar hänsyn till korrelationen mellan alla ledningar för varje mätvärde av väderparametrar.

Man kan notera att metod 2 faktiskt ger en högre beräknad sannolikhet än metod 1 vid mycket låga värden på sannolikheten. Detta kan förklaras med avrundningsfel som kan uppkomma vid numeriska beräkningar vid mycket små tal.

Metod 2 rekommenderas för användning i första hand. Metod 1 kan användas då inga tidsserier finns att tillgå och ger en övre gräns för risken.

8.5 Använda väderdata

I studien har antagits att samtliga ledningar utsatts för samma väderparametrar vid varje mätpunkt. Ett sådant tillvägagångssätt är naturligtvis inte tillämpligt i verkligheten, eftersom varje ledning har sin egen sträckning i öppen terräng eller genom skyddande skog och utsätts för olika vindhastigheter, solinstrålning och temperatur. I [2] framhålls vikten av att för varje ledning använda för den ledningen tillämpliga väderdata, detta gäller speciellt vindhastigheten.

Metoden som beskrivs i rapporten är dock, med vissa modifikationer, tillämplig på individuella mätningar för varje ledning.

8.6 Bedömning av den beräknade risken

I tabellerna i kapitel 5 samt figurerna i Appendix C och D redovisas sannolikheten för överbelastning; sannolikheten att temperaturen i någon ledning i nätet kommer att överskrida 50° C (vid bortfall av ledningar studeras både 50 och 70° C). Det ger således ingen direkt indikation för om en ledning kommer att lösa ut (t.ex. genom överströmsskydd).

Temperaturen i ledningen avgör dess nedhäng och är därmed kopplad till risken för elektriskt överslag till jordat föremål. I Sverige är detta nedhäng begränsat beroende på ledningens sträckning och spänningsnivå. Andra länder använder en metod där graden av nedhäng som tillåts kan variera beroende på sannolikheten att någon/något utsätts för risk för överslag från ledningen, s.k. "probabilistic rating". [2]

Det är intressant att notera att med vanligen tillämpad praxis (Cigrés rekommendationer) tillåts en viss sannolikhet för överbelastning av ledningarna, då en lägsta vindhastighet på 0,6 m/s används. Som framkommer i Tabell 5.1 t.o.m. Tabell 5.8 så är inte sannolikheten obefintlig vid noll inmatad effekt. Det verkar således som en risk på ett par procent, enligt metod 1, är acceptabel, enligt praxis. Dock nämner både gällande standard och föreskrifter en lägsta vindhastighet på 0 m/s.

Om nedhänget på en ledning blir för stort ökar sannolikheten för att ett fel uppstår, dvs. ett överslag med följd att ledningen kopplas ur. En sådan bortkoppling kan ge en kaskadeffekt om flera ledningar är högt belastade med ett sammanbrott i nätet som följd. Den slutliga risken är i så fall att ett större område drabbas av avbrott. Således tas risken av slutkunderna, som blir bortkopplade och av nätägarna, om tariffintäkterna beror på nätets tillförlitlighet. Här förutsätter vi att nedhänget inte resulterar i personskada. Vid tillämpning av en sådan här riskbaserad metod måste naturligtvis nödvändiga åtgärder tas så att risken för personskada är obetydlig.

Ett annat alternativ är att koppla bort vindparken eller begränsa produktionen från vindparken då en kombination av driftläge i nätet och väderförhållanden medför en ledningstemperatur över 50° C. För det här alternativet är det vindkraftsägaren som tar risken, i form av minskade produktionsintäkter.

Ovanstående resonemang, med dimensionering av ledningar så att risk finns att överbelastning och överträdelse av minimiavstånd till mark uppstår, inte är kompatibla med nuvarande föreskrifter.

I resultaten har också jämförts sannolikheten för överbelastning då 50° C eller 70° C ledartemperatur tillåts vid fel i nätet⁶. Bara en mycket liten ökning av sannolikheten kan observeras i resultaten. Detta kan förklaras av att tillgängligheten för ledningarna är väldigt hög (nätet är intakt under 99,87 % av tiden). Det bidrag till sannolikheten för överbelastning som kommer från ledningar ur drift är därför mycket liten.

I figurerna i Appendix C och D visas sannolikheten för överbelastning både med ledningarnas otillgänglighet inkluderad (gul stapel) och exkluderad, dvs. med 100 % tillgänglighet (grön stapel). Att gul stapel ibland är högre, ibland lägre än grön stapel kan förklaras av två parametrar samverkar: belastningsförmågan och otillgängligheten. Intuitivt borde den gula stapeln vara större än den gröna, eftersom bortkoppling av ledningar ger större strömmar i återstående ledningar och därför större sannolikhet för överbelastning. Men eftersom vi samtidigt tillåter en högre ledartemperatur kan sannolikheten i vissa fall faktiskt bli lägre.

8.7 Fortsatta studier

En intressant fråga är hur man ska tolka den beräknade sannolikheten för överbelastning i nätet. Om en viss risk för överbelastning tillåts, vem är det som ska ta risken? Elkunderna, nätägaren eller vindkraftsägaren?

Med tanke på den diskrepans som finns mellan föreskrifter, tidigare och gällande standard samt gällande praxis rekommenderas en diskussion mellan nätägare och Elsäkerhetsverket om tolkningar av maximitemperatur för ledare samt använda vindhastigheter.

I den här studien har inte beaktats korrelationen mellan inmatad effekt och vindhastigheten. Då den inmatade effekten sker genom vindkraft är därför sambandet mellan överföringsförmågan och den inmatade effekten mer komplicerad. Förslag till metoder för att studera detta har föreslagits i rapporten och bör i fortsatta studier implementeras.

⁶ Enligt den gällande standarden EN-SS-50341 ges ingen dispens för tillfälligt högre ledartemperatur och således är den maximala ledartemperaturen alltid 50° C. För ledningar driftsatta under den tidigare gällande standarden, SS-436 01 01, är denna fortfarande tillämplig och 70° C tillåts "några få dygn per år" (vilket skulle kunna vara tillämpligt på situationen med bortkopplade ledningar).

9 Referenser

- [1] IEEE Std. 493-2007, *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, Annex N, 2007.
- [2] *Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings*, Cigré Technical Brochure 299, August 2006.
- [3] *Thermal Behaviour of Overhead Conductors*, Cigré Technical Brochure 207, August 2002.
- [4] IEEE Std. 738-2006, *Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*, January 2007.
- [5] SS-EN-50341, *Elektriska friledningar över 45 kV (AC)*, Utgåva 2, 2007.
- [6] Math Bollen, Fainan Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley IEEE Press, in print.
- [7] Mikael Wämundson, *Calculating voltage dips in power systems using probability distributions of dip durations and implementation of the Moving Fault Node method*, STRI-rapport R07-421, 2007.
- [8] EN-50182-2001, *Conductors for overhead lines. Round wire concentric lay stranded conductors*, 2001.
- [9] SS-436 01 01, *Dimensionering av friledningar för starkström – Definitioner och beräkningsgrunder*, Utgåva 4, 1994.
- [10] ELSÄK-FS 2008:1, *Elsäkerhetsverkets föreskrifter och allmänna råd om hur elektriska starkströmsanläggningar ska vara utförda*, 2008.

10 Appendix A. Väderdata

Här visas täthetsfunktionerna för vindhastighet och temperatur uppdelat på tre säsonger: vinter, sommar och vår/höst. Väderinformationen kommer från SMHI:s station Kroppefjäll Granan i Dalsland under perioden 1 januari 2007 till 31 december 2009 där mätningar har gjorts varje timme.

SMHI beskriver mätstationens läge på följande sätt: "I den sydostligaste delen av det mycket småkuperade Kroppefjäll drygt 1 mil NW Brålanda. Omedelbart ESE om stationen, som är belägen på en mindre höjd med sträckningen SW-NE, stupar terrängen brant ner mot Dalboslätten. På den närmaste kilometern öster om stationen faller terrängen med nästan 100 m. Stationen representerar de högre delarna av Dalsland. Vindhastigheten bromsas av skog i alla riktningar och i sektorn S-E dessutom av bebyggelse. En viss styrning av vinden kan förväntas i riktningarna SW och NE."

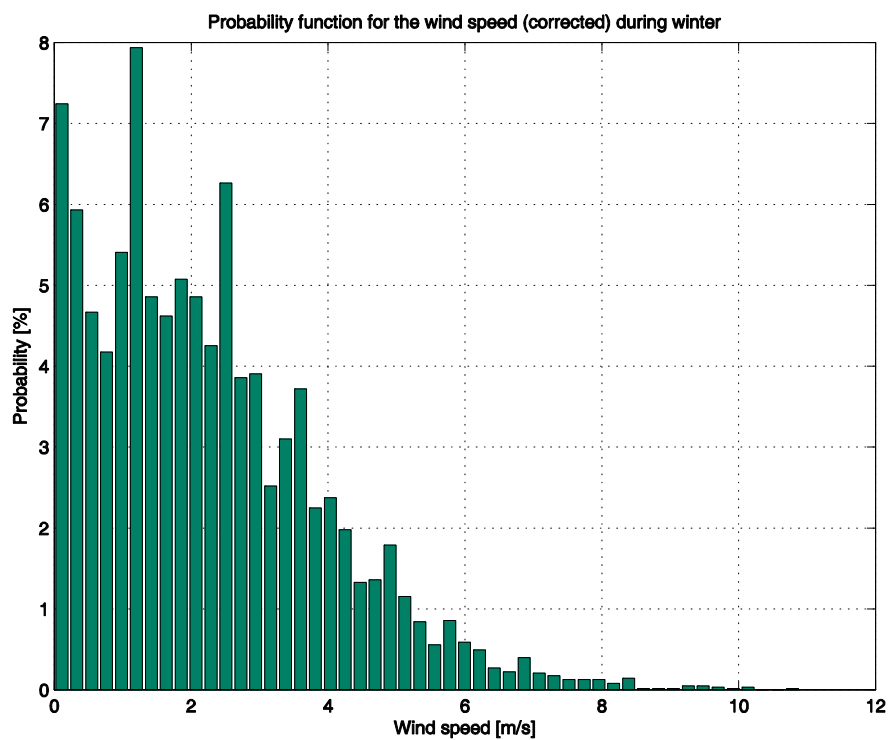
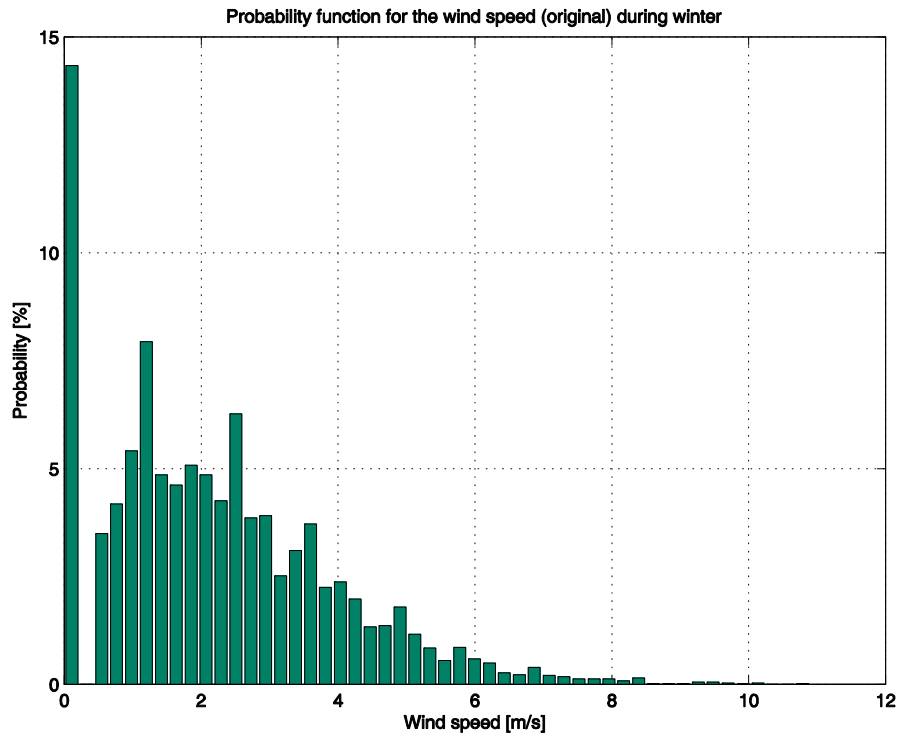
Vindhastigheten är den medelvind som observerats under ca 10 minuter. Täthetsfunktionen visar en hög sannolikhet för vindhastigheter på 0 m/s och sedan ett hopp till 0,5 m/s. Detta för att vindmätningen utförs med hjälp av anemometer och mätningar under 0,5 m/s är inte tillförlitliga. Stapeln för 0 m/s visar således alla mätningar under 0,5 m/s.

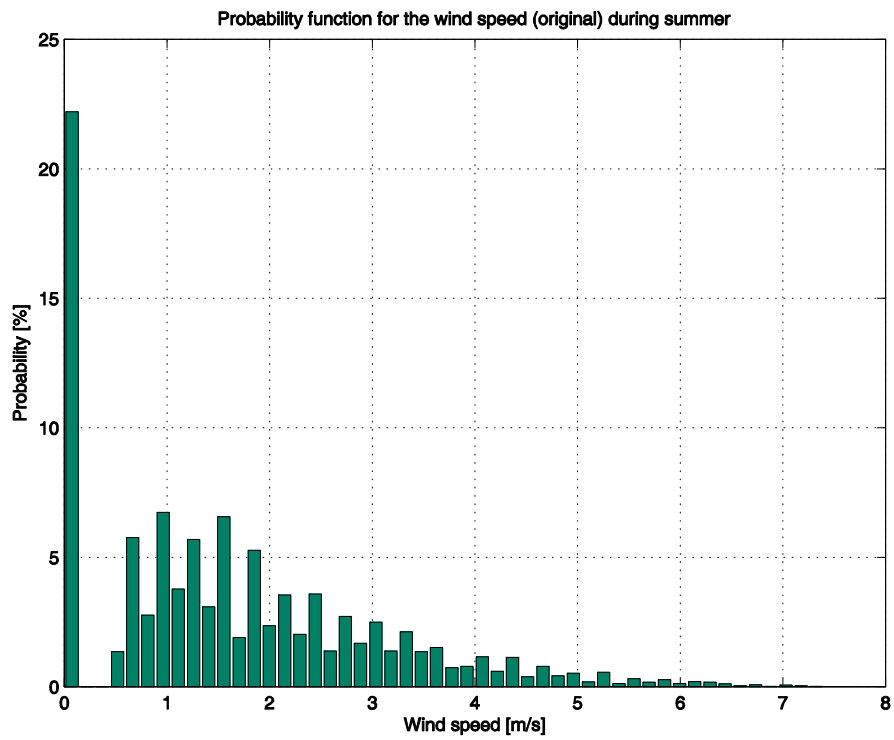
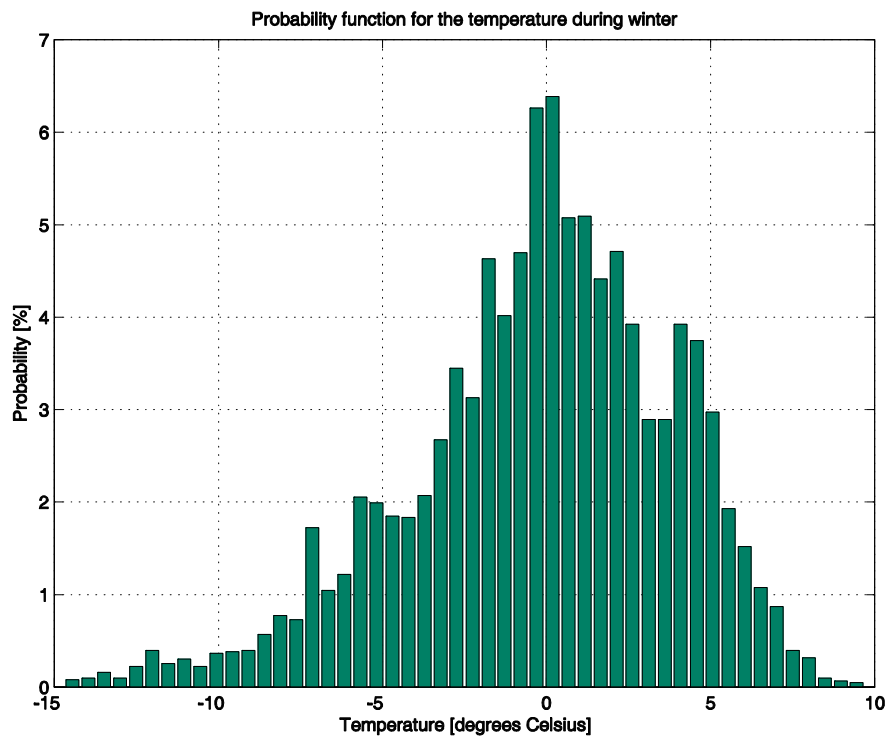
Mätdata har sedan modifierats så att de mätningar som visar 0 m/s har fått nya värden, uniformt fördelade mellan 0 och 0,4 m/s. De nya täthetsfunktionerna visas också nedan.

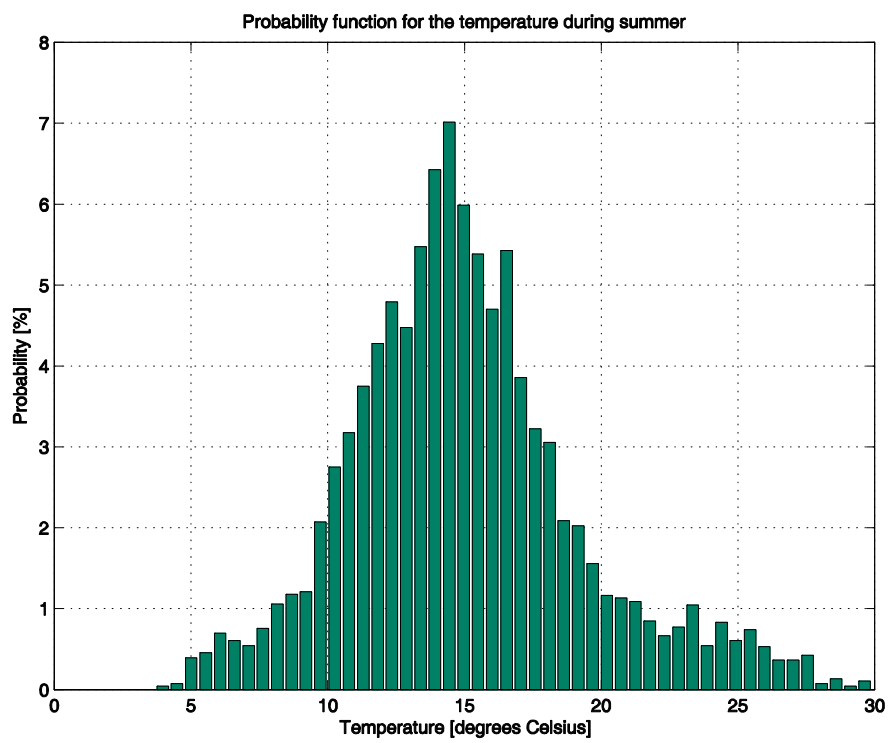
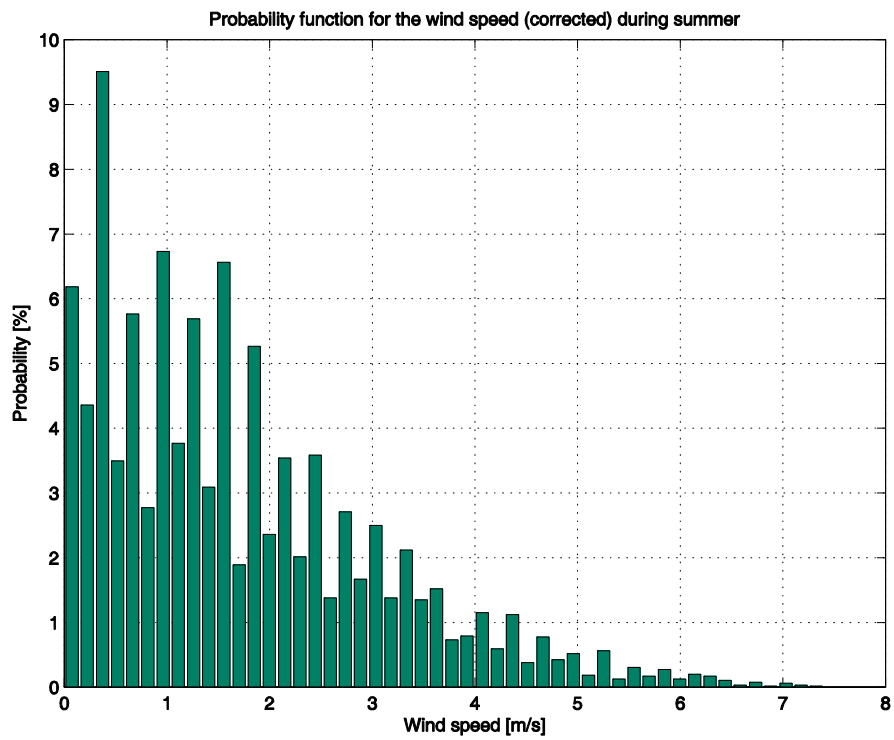
Efter täthetsfunktionerna visas även årsvariationerna för vindhastighet och temperatur. Tre representationer av respektive väderparameter görs: medelvärdet för varje vecka samt max- och minvärdet för varje vecka.

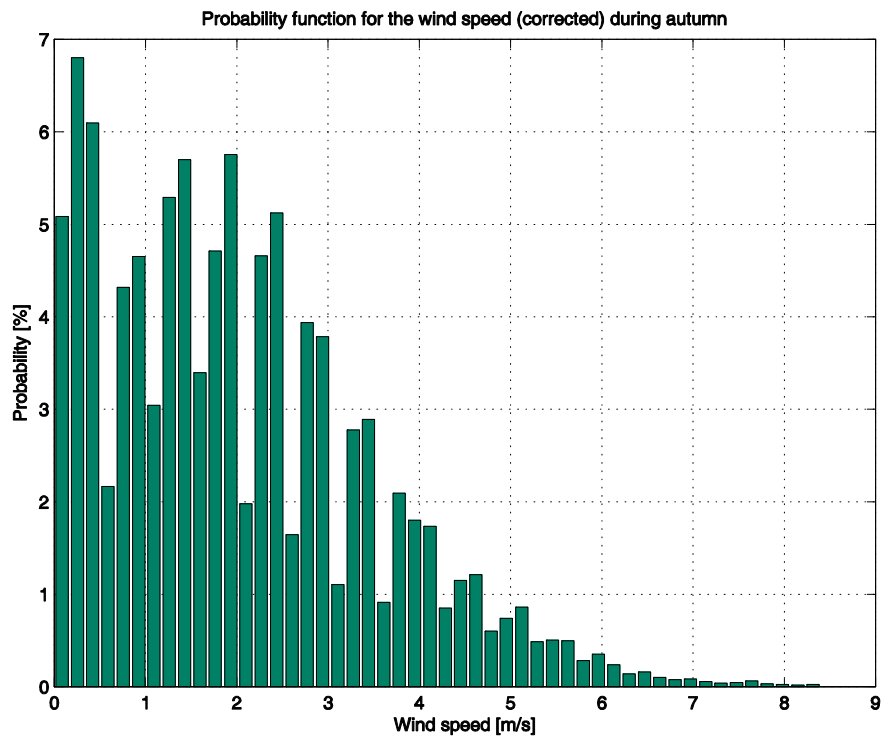
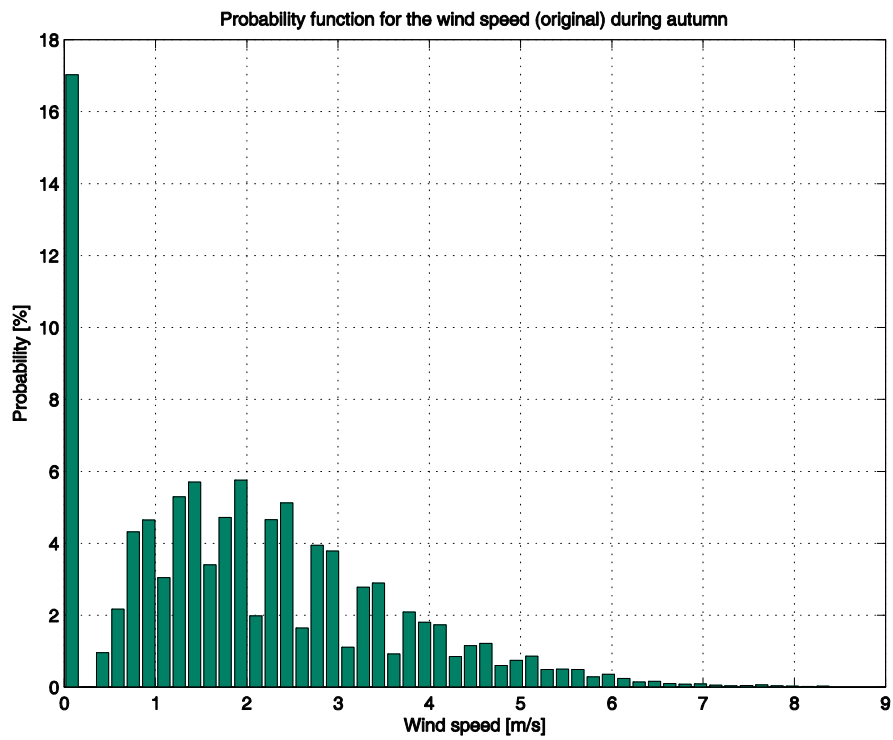
Slutligen visas även vindhastigheten som funktion av temperaturen.

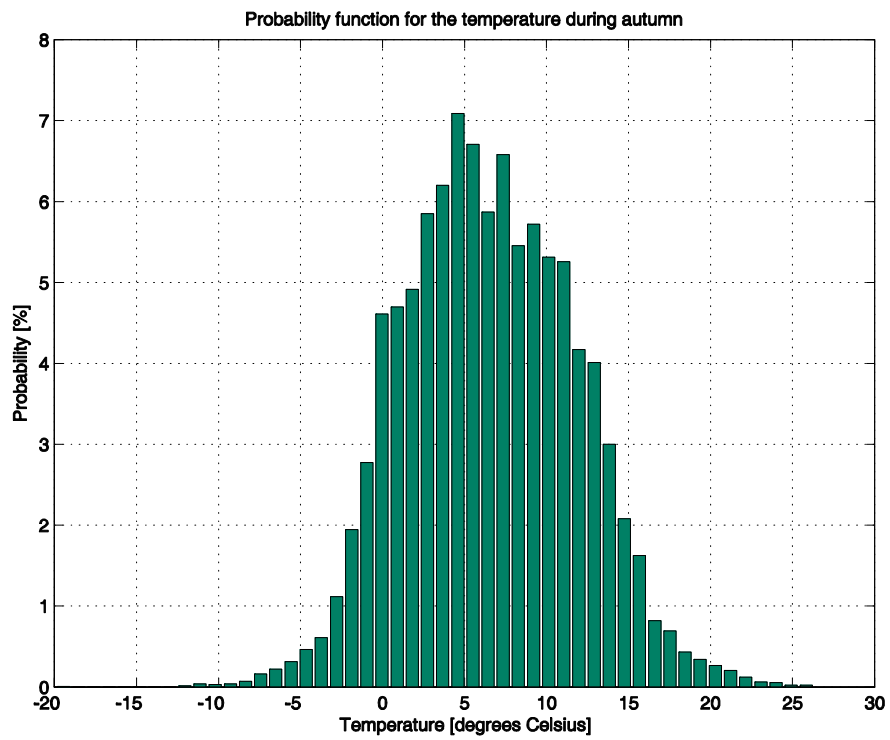
10.1 T thetsfunktioner av vindhastighet och temperatur



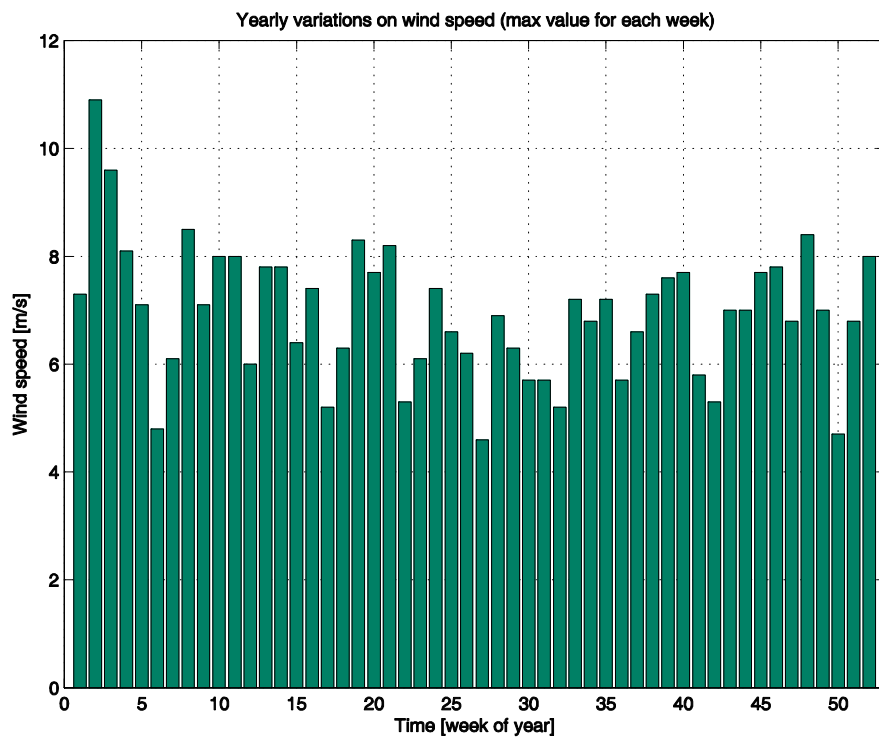


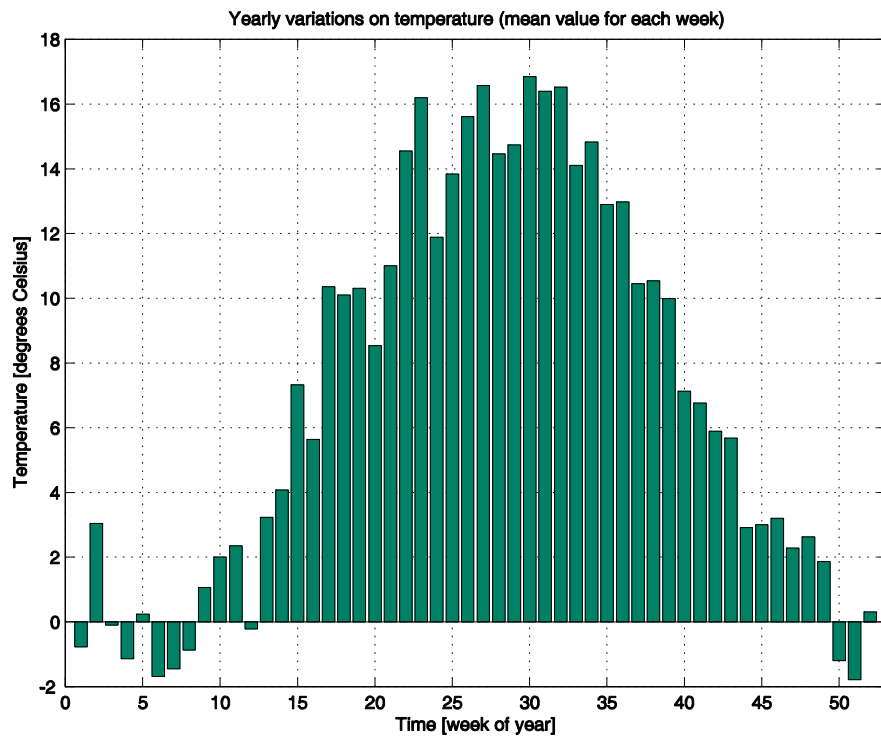
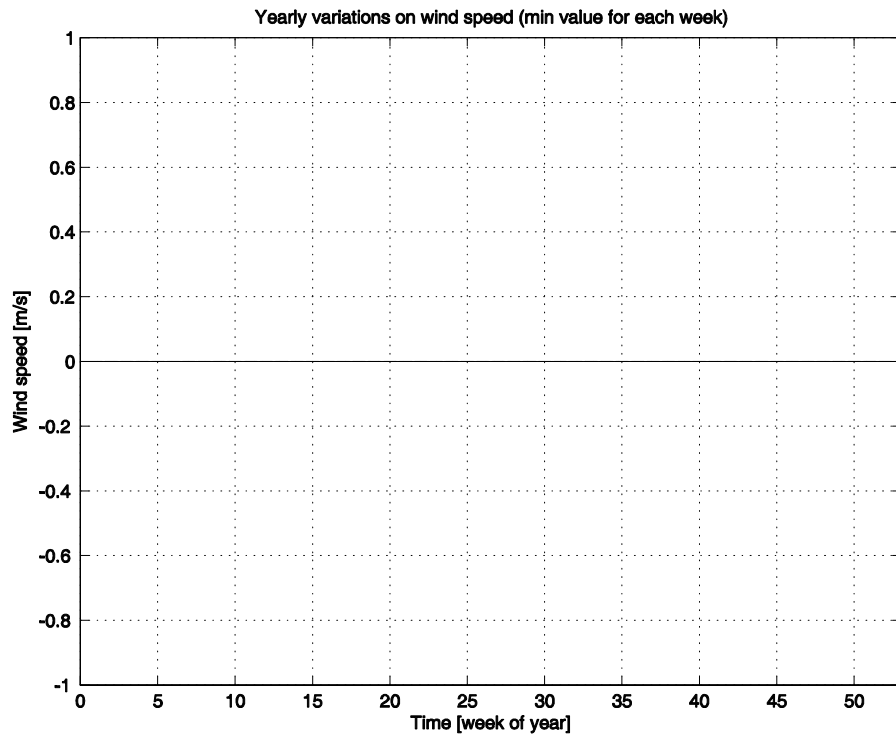


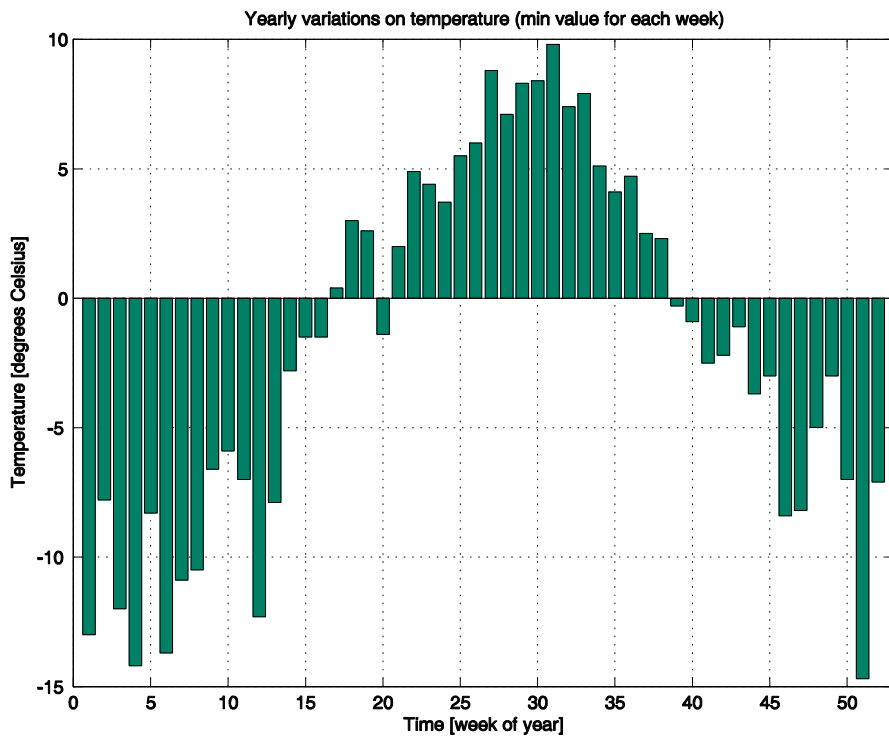
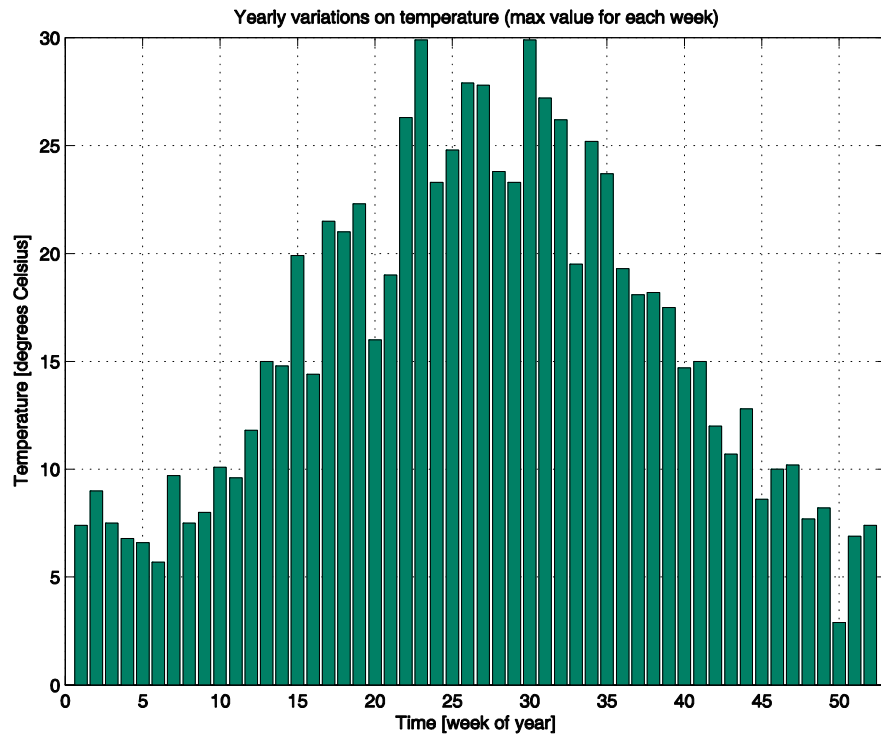




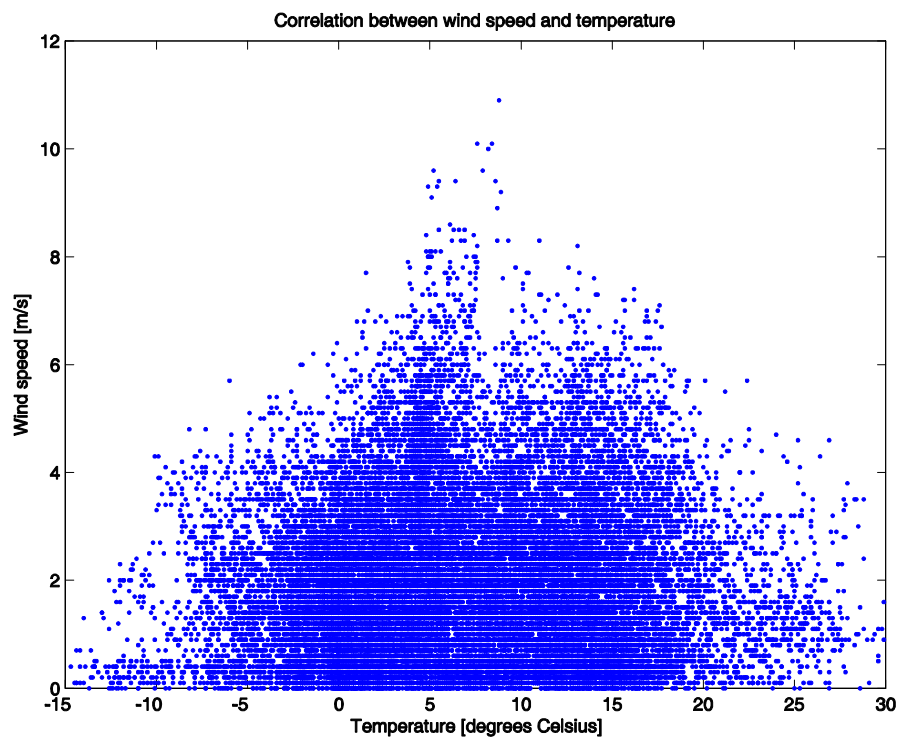
10.2 Årliga variationer av vindhastighet och temperatur





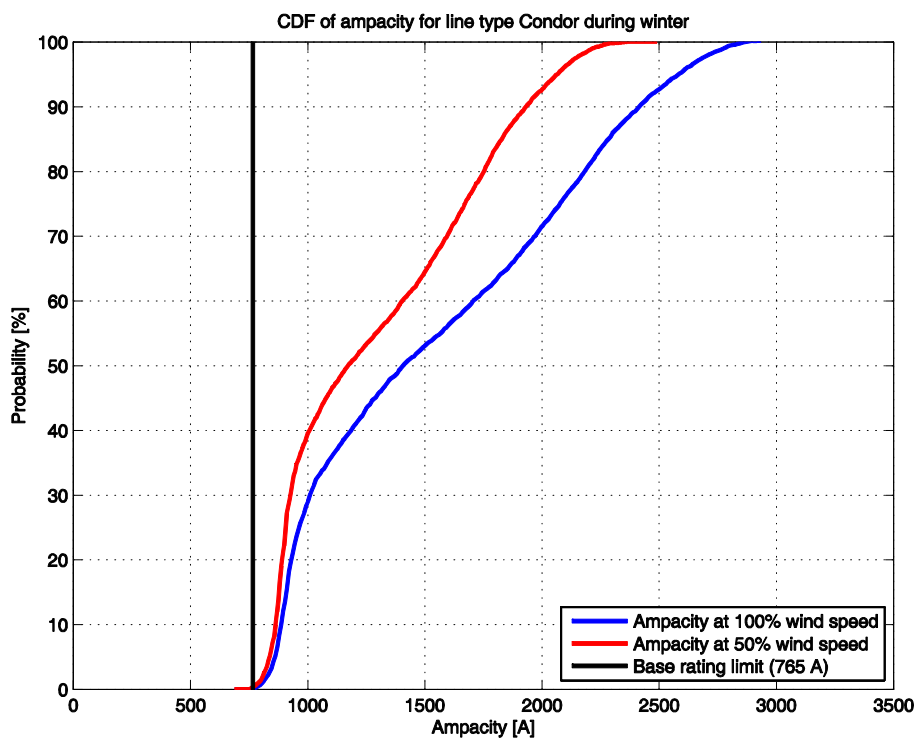


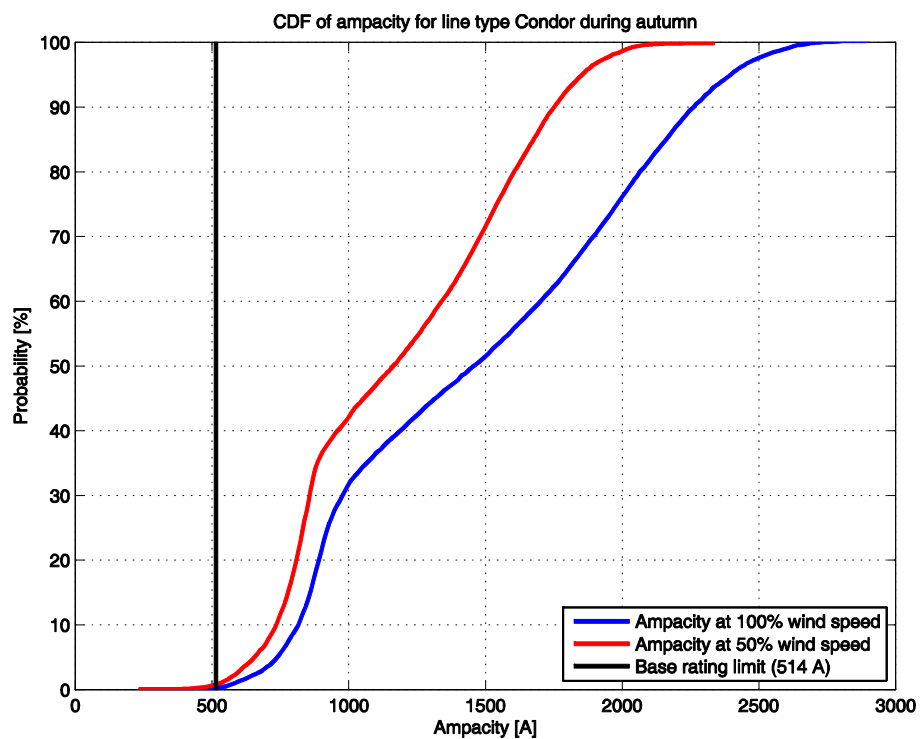
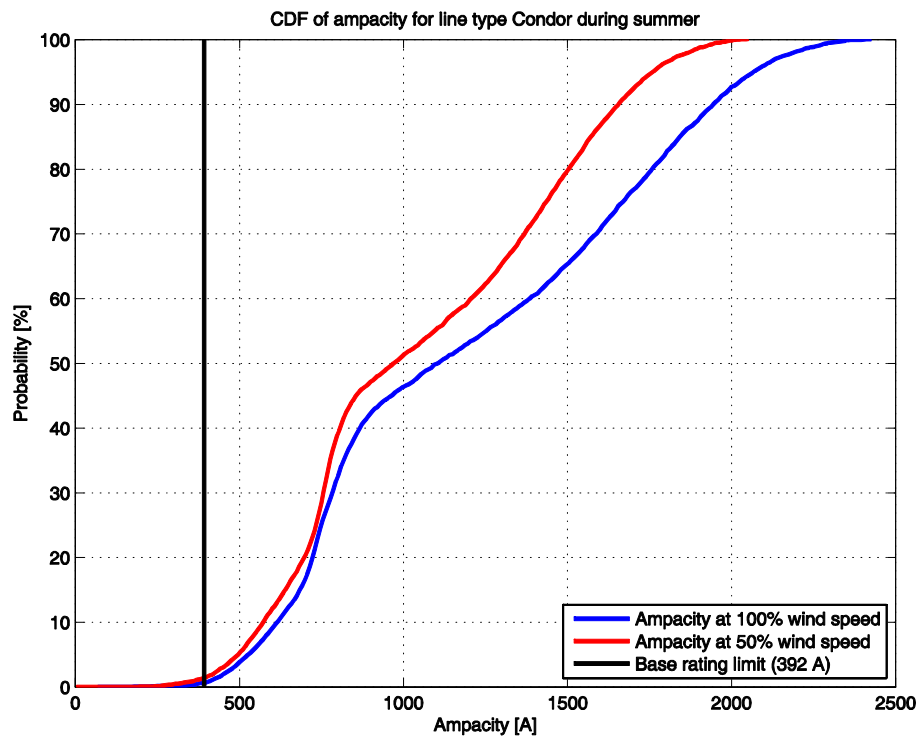
10.3 Vindhastighet som funktion av temperatur

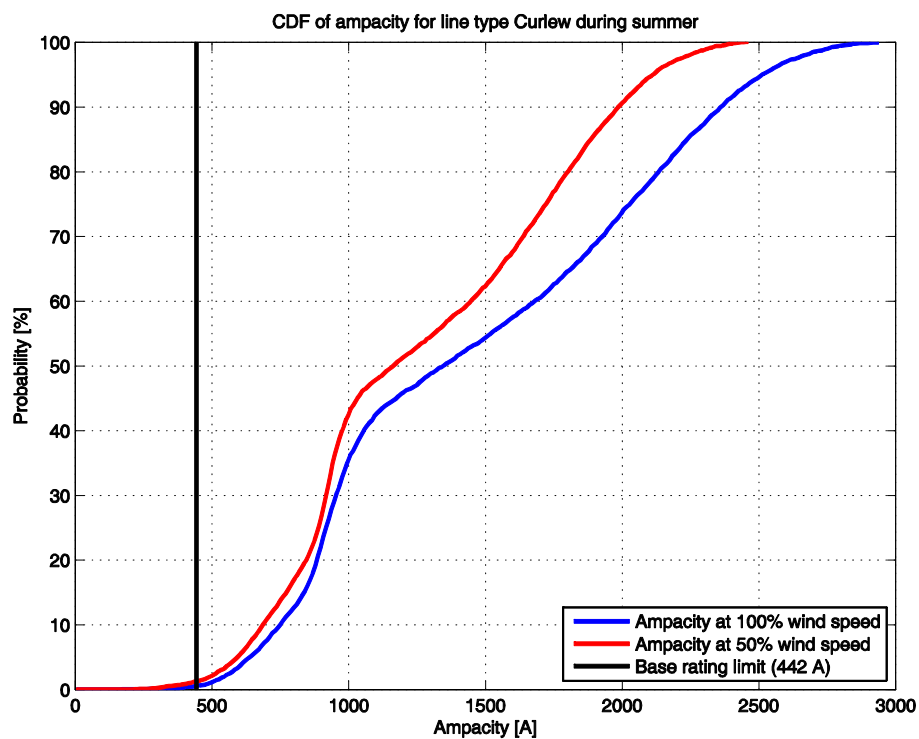
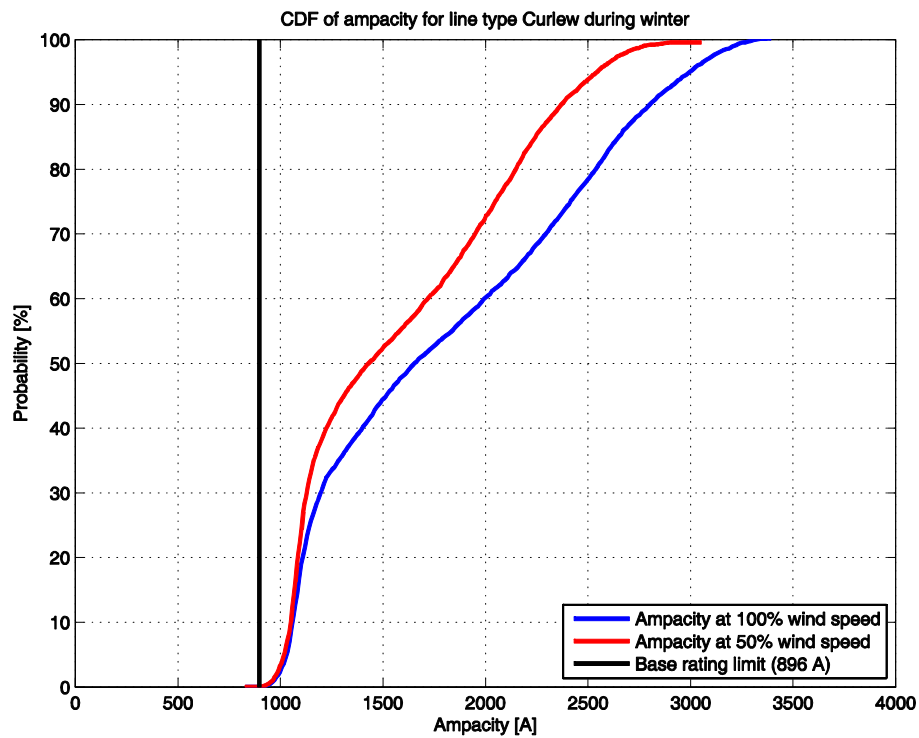


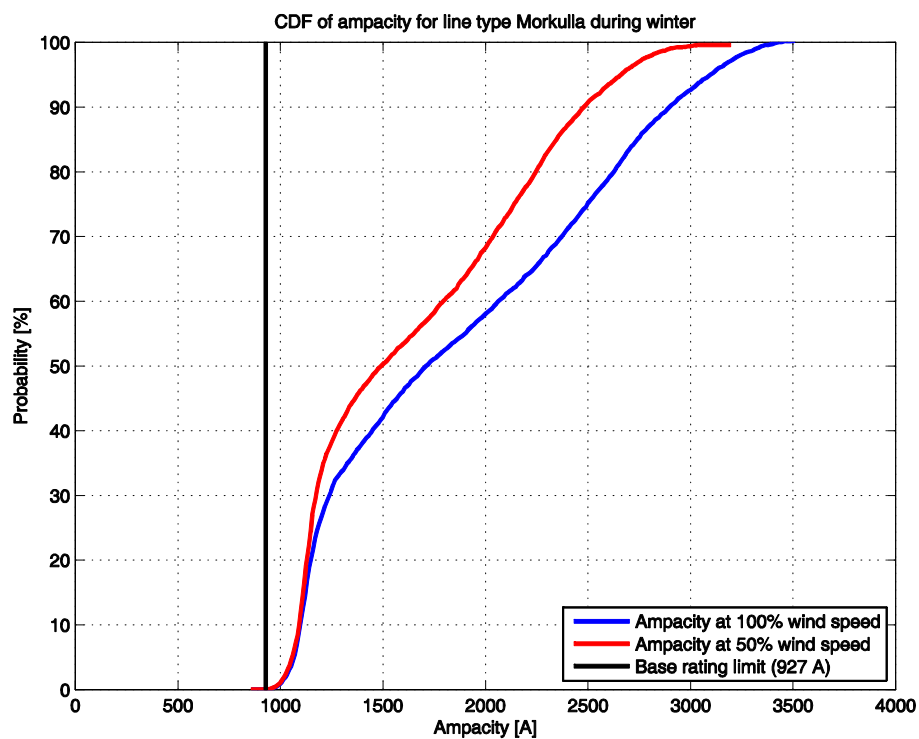
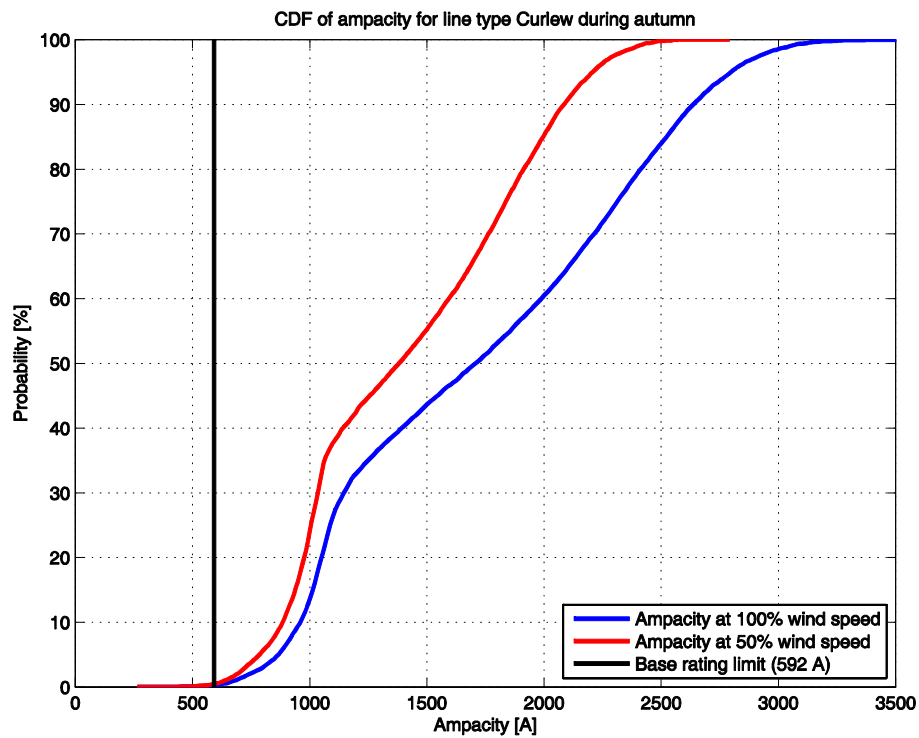
11 Appendix B. Belastningsförmåga

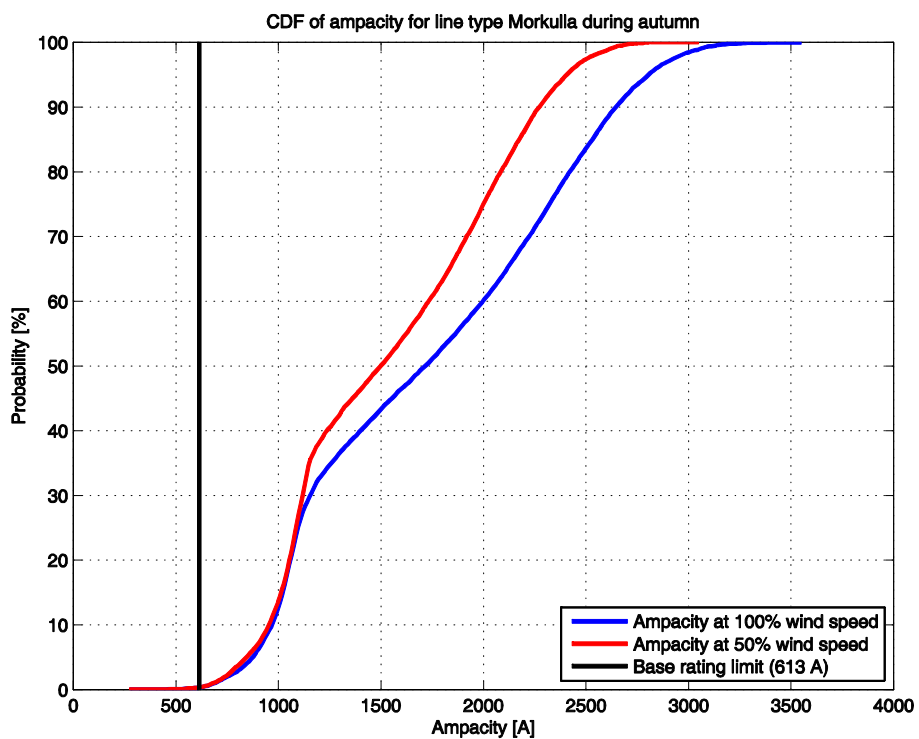
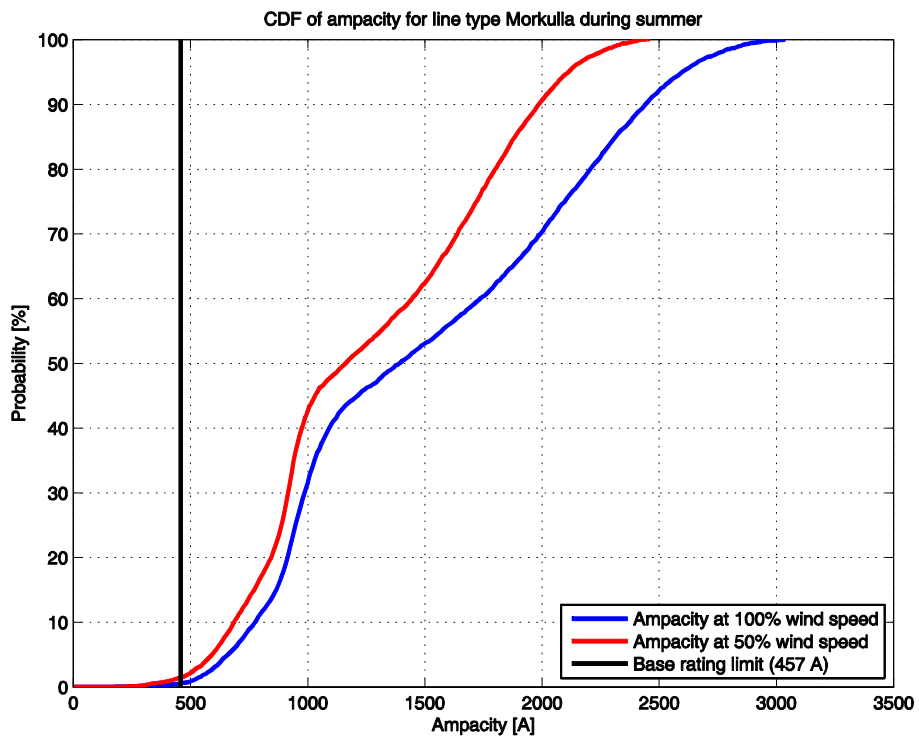
Här visas figurer med sannolikhetsfördelningar för samtliga ledningstyper i studien för de olika säsongsinställningarna. Fördelningen visas i två varianter i varje figur: en där vindhastigheten är tagen direkt från SMHIs mätningar, en där vindhastigheten har minskats till 50 %. Detta som en slags känslighetsanalys för denna parameter, eftersom vindhastigheten är den väderparameter som har störst inverkan på överföringsförmågan och vissa delar av en ledning kan utsättas för betydligt lägre vindhastigheter än den genomsnittligt uppmätta. En svart, vertikal linje i varje figur visar belastningsförmågan beräknad enligt den deterministiska metoden.

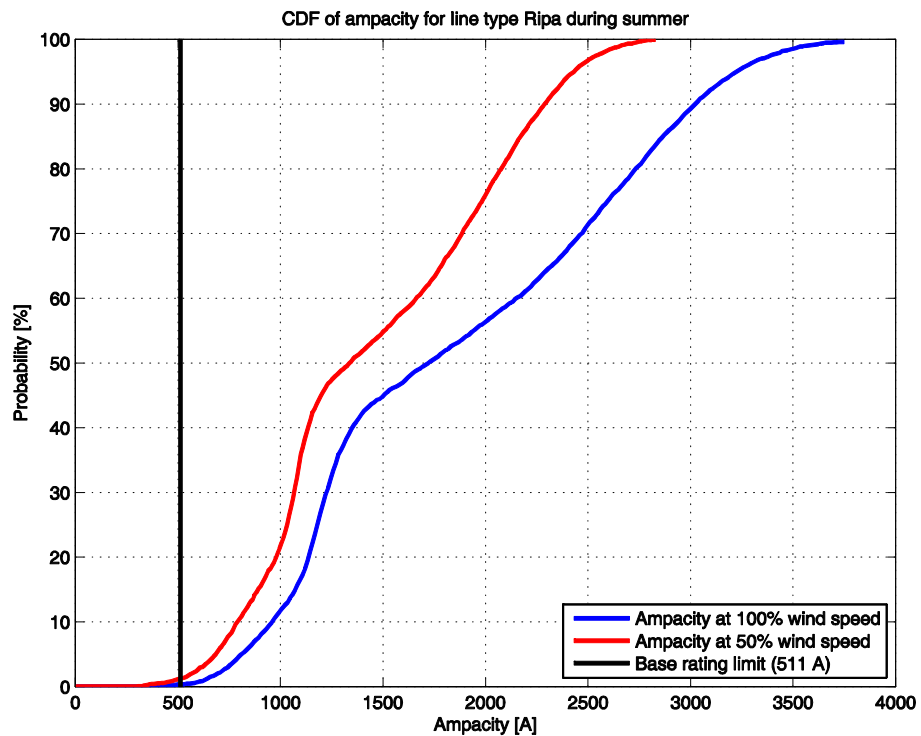
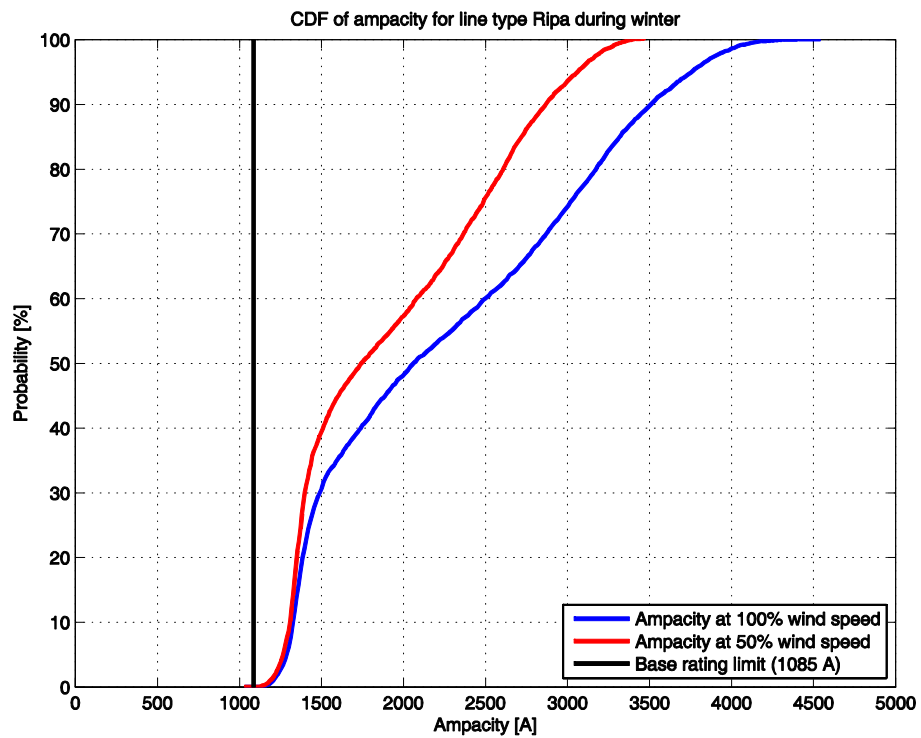


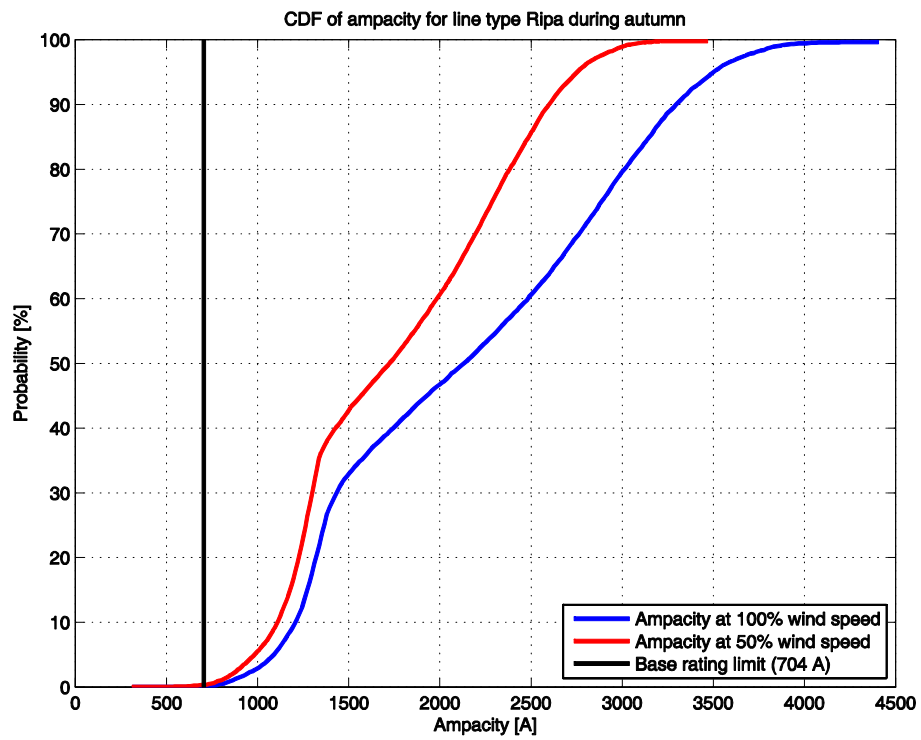










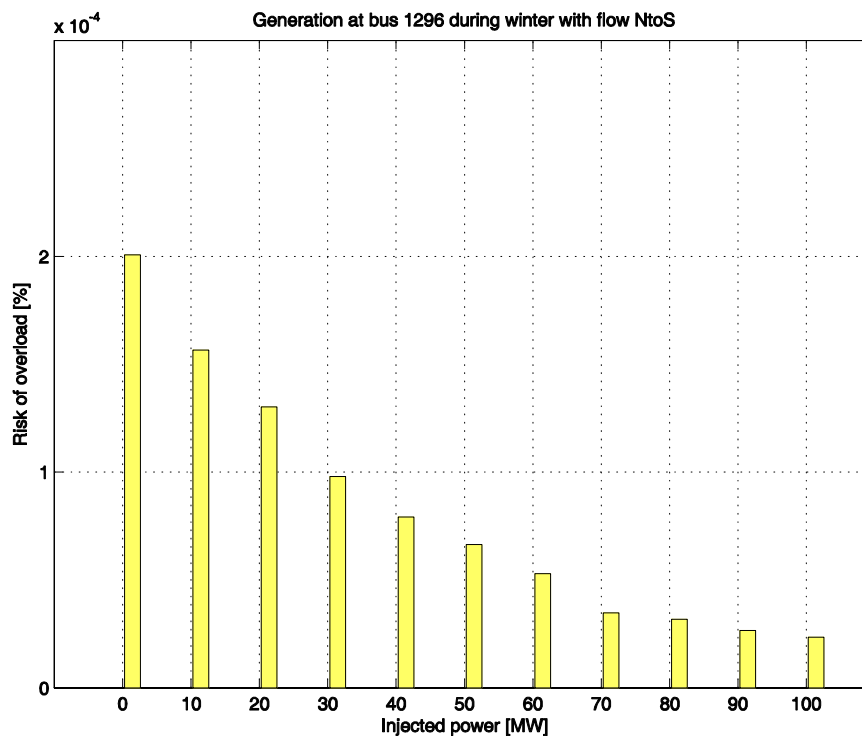


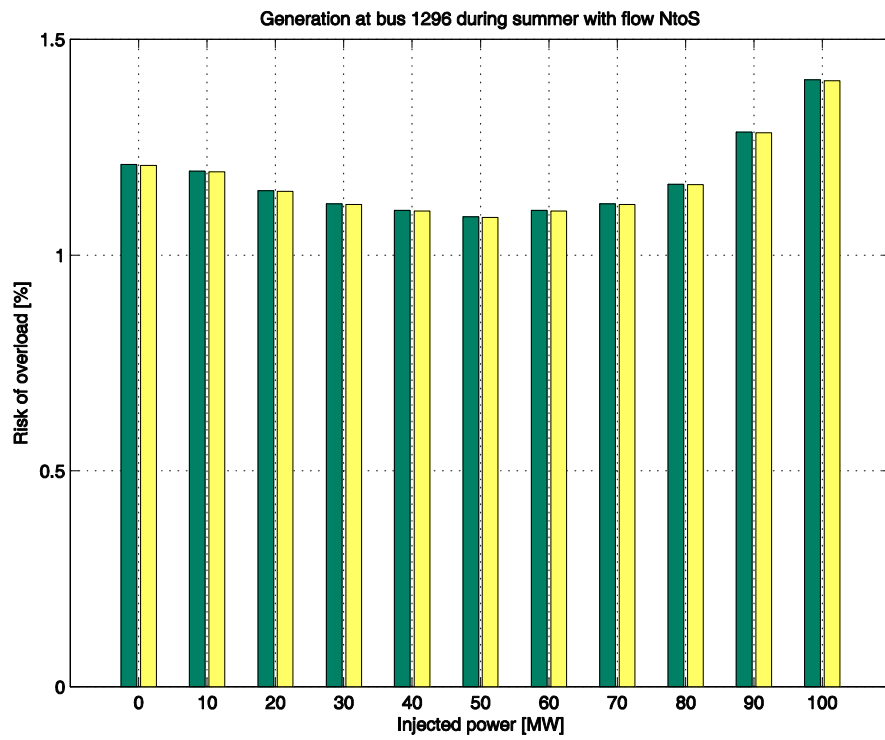
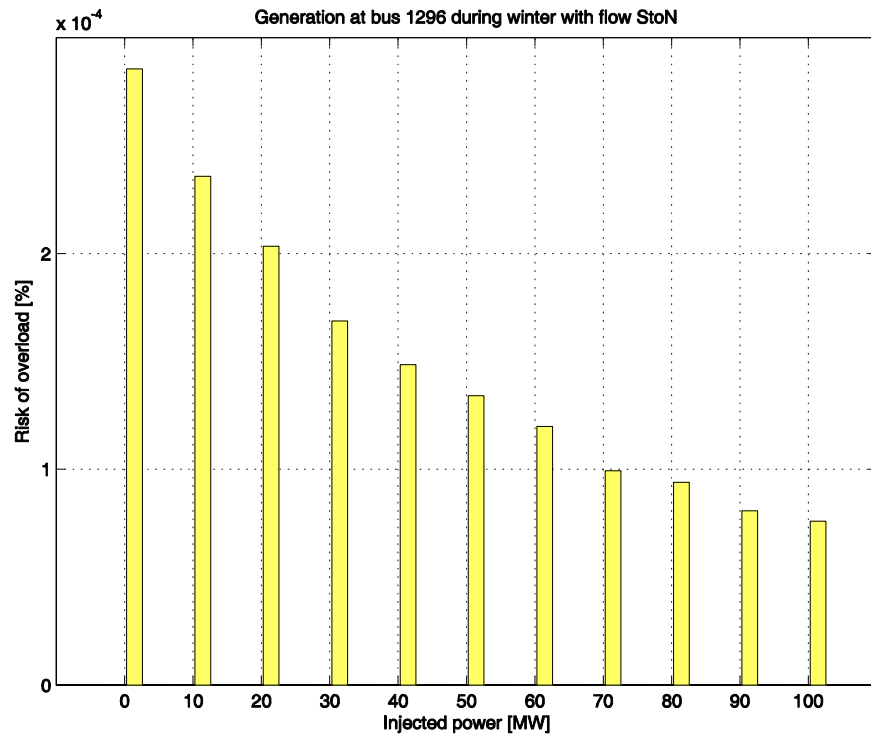
12 Appendix C. Resultat – metod 1

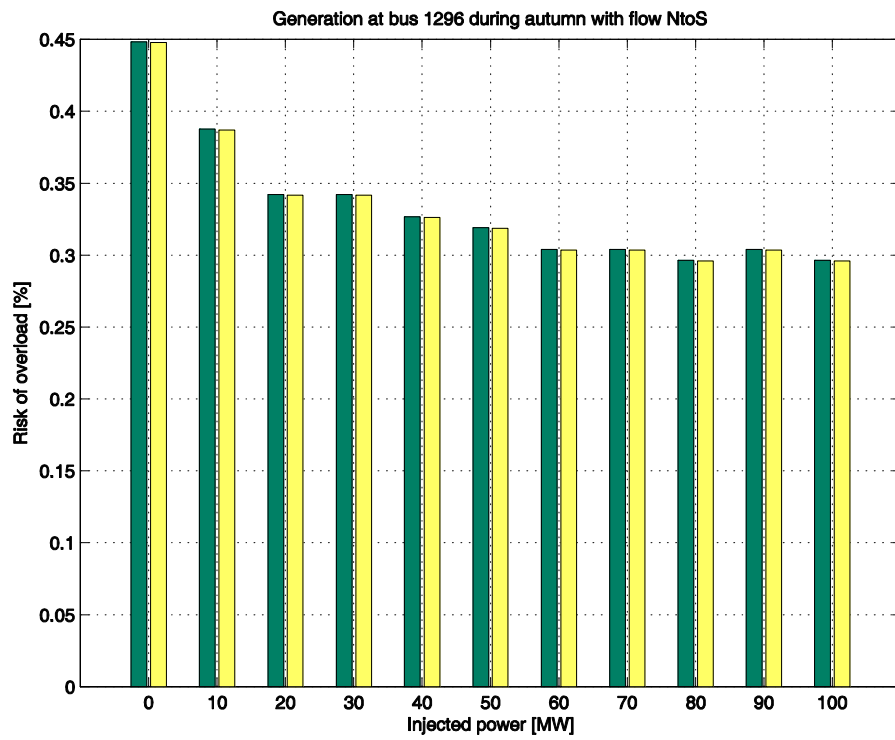
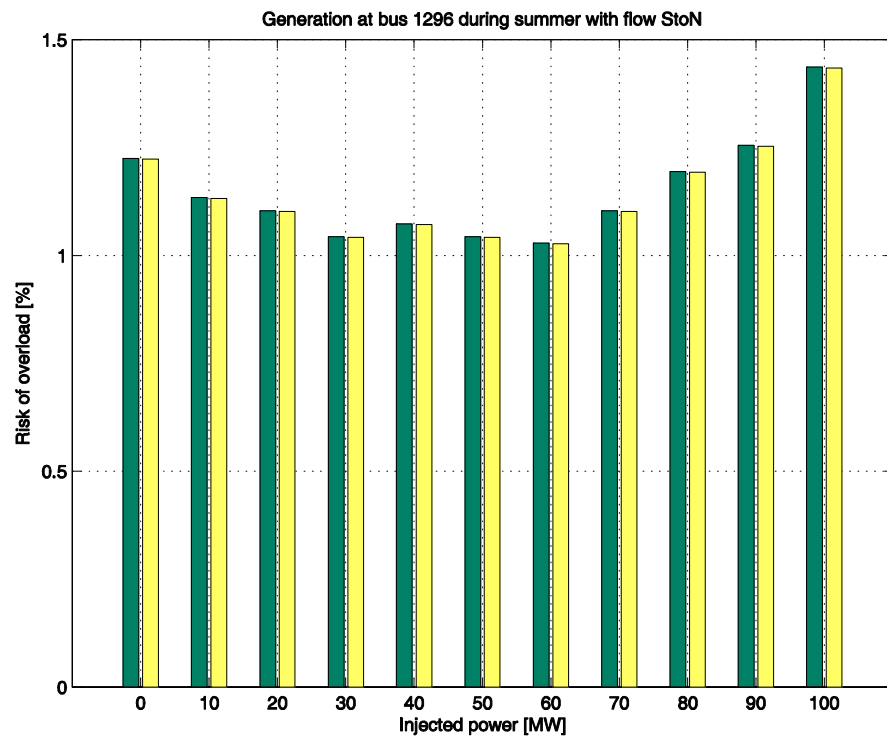
Här visas resultaten av beräkningarna i form av plottar där sannolikheten för överbelastning visas som funktion av inmatad effekt vid aktuell nod. Figurerna visar resultaten enligt beräkningsmetod 1, som redogjorts för i avsnitt 3.4.1.

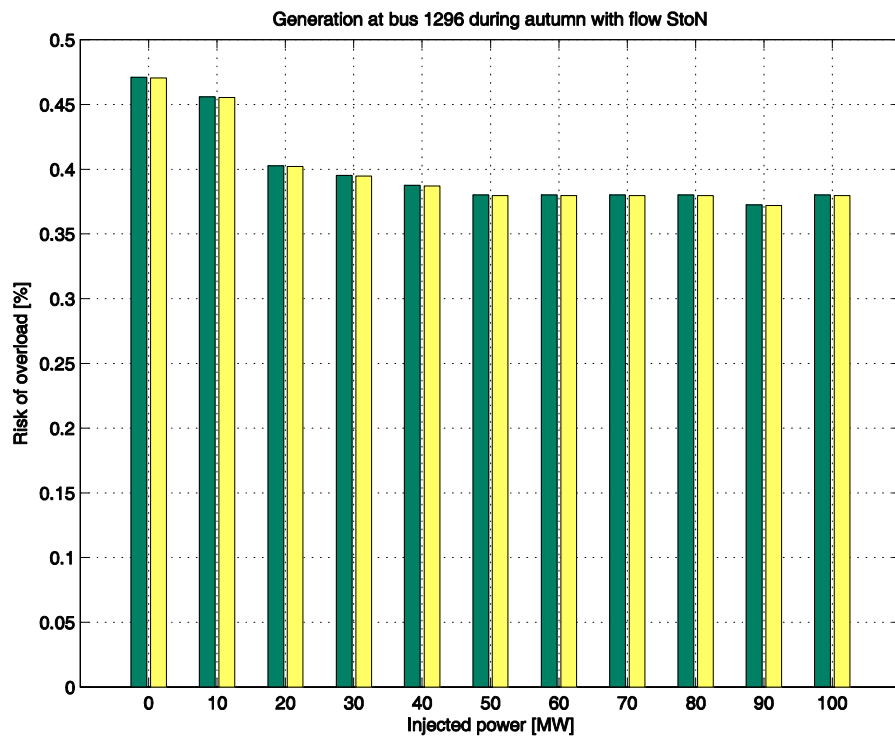
Endast 100 % vindhastighet, enligt SMHIs mätdata och situationen då 70° C ledartemperatur tillåts vid bortkopplad ledning visas. Grön stapel visar den beräknade sannolikheten då inga ledningar kopplas bort (100 % tillgänglighet för alla ledningar). Gul stapel visar den sannolikheten då även bortkoppling av ledningar ingår, med given otillgänglighet.

12.1 Inmatning vid nod 1296

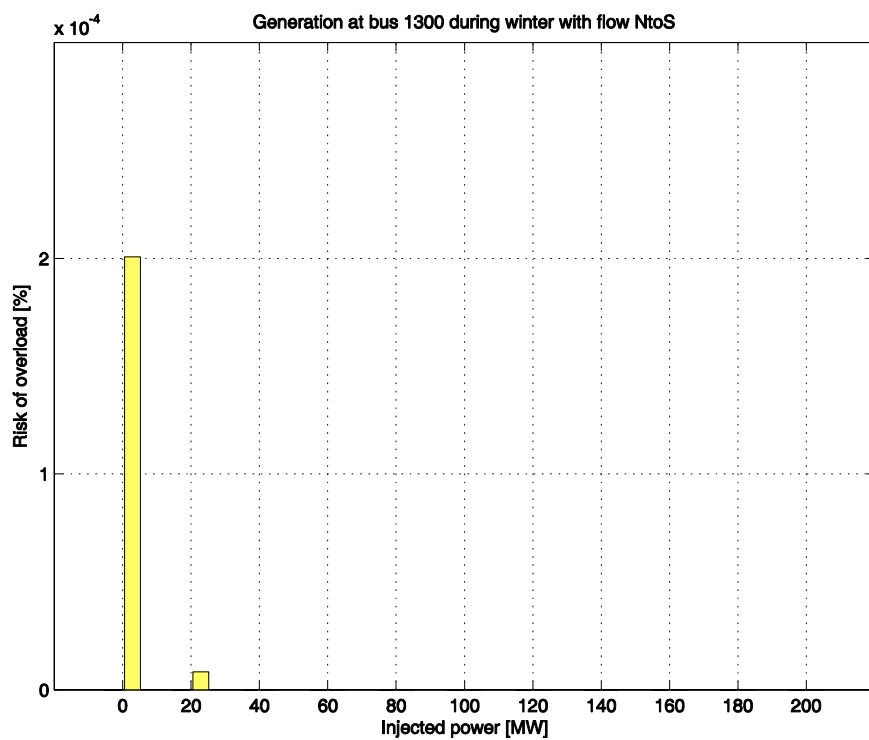
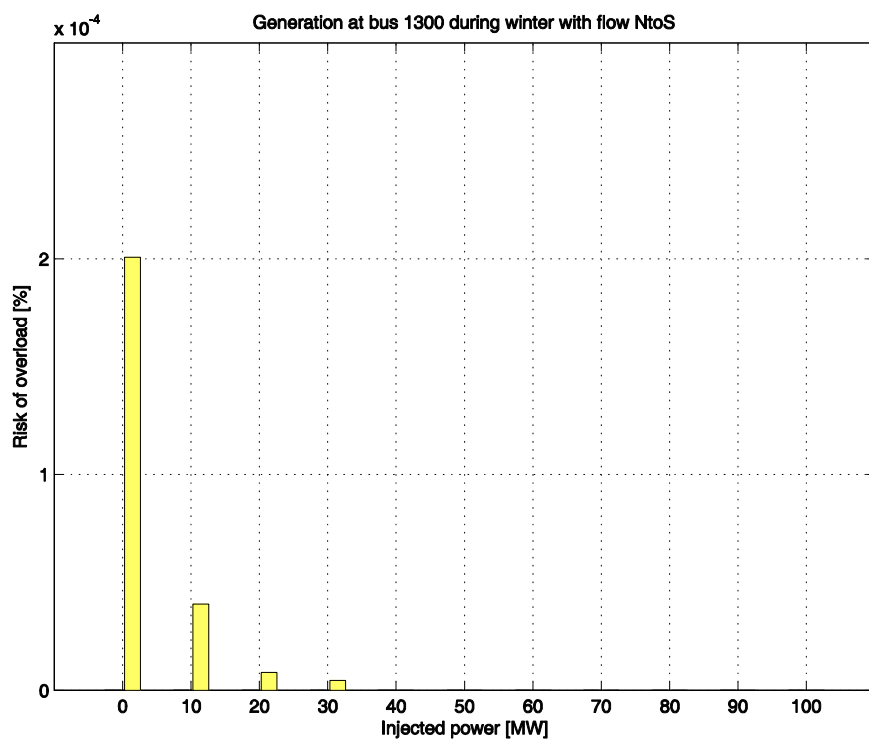


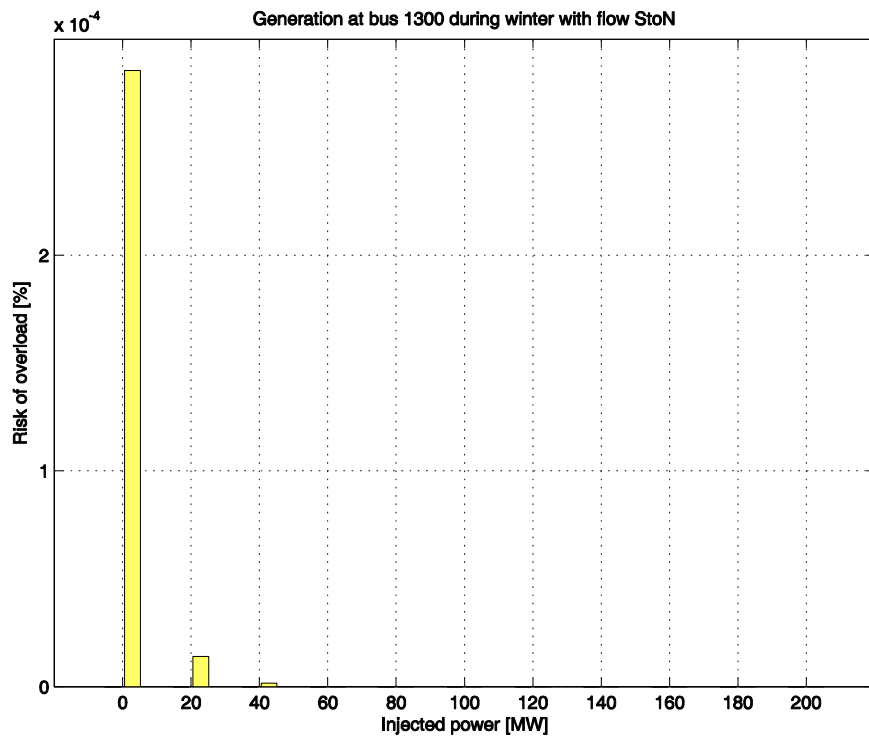
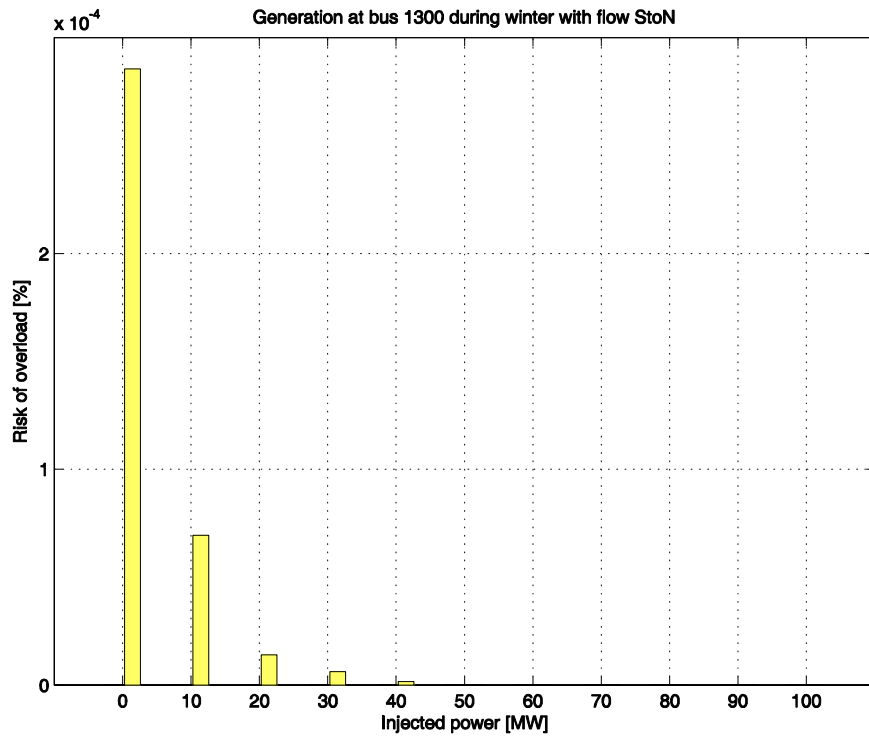


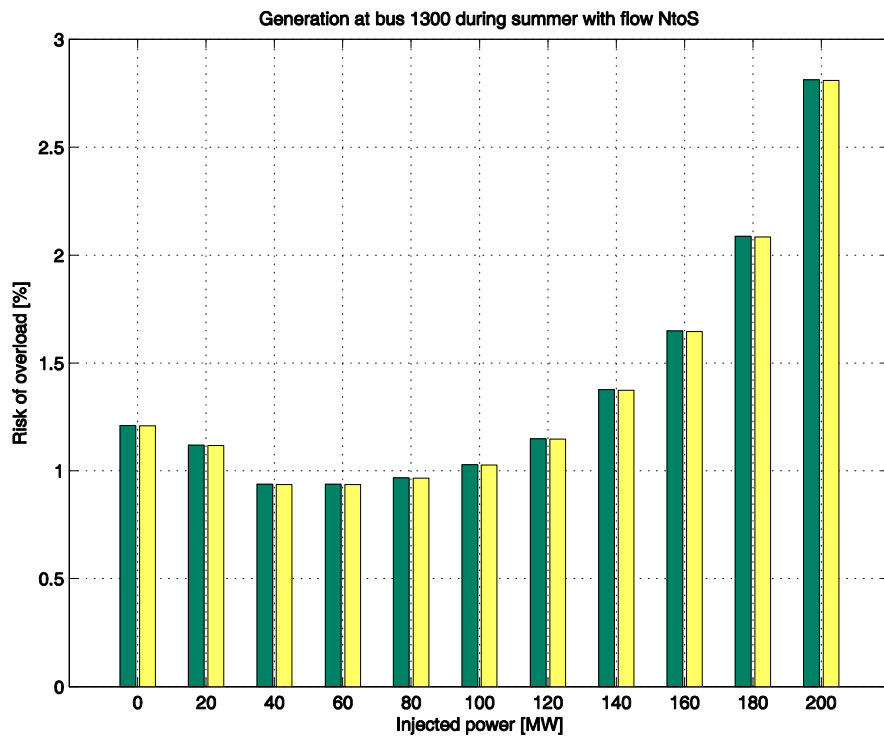
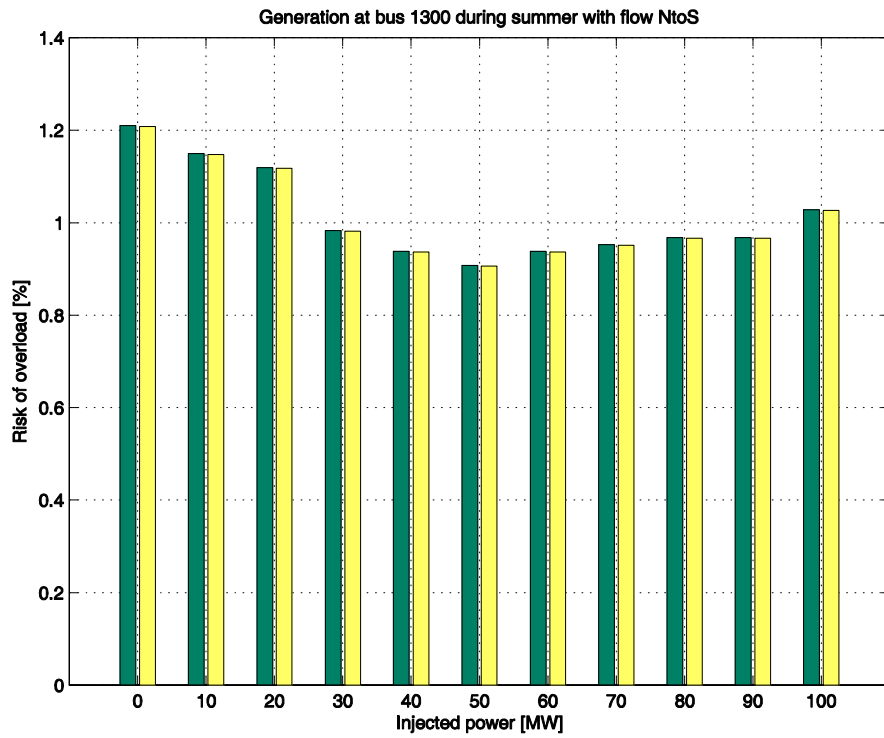


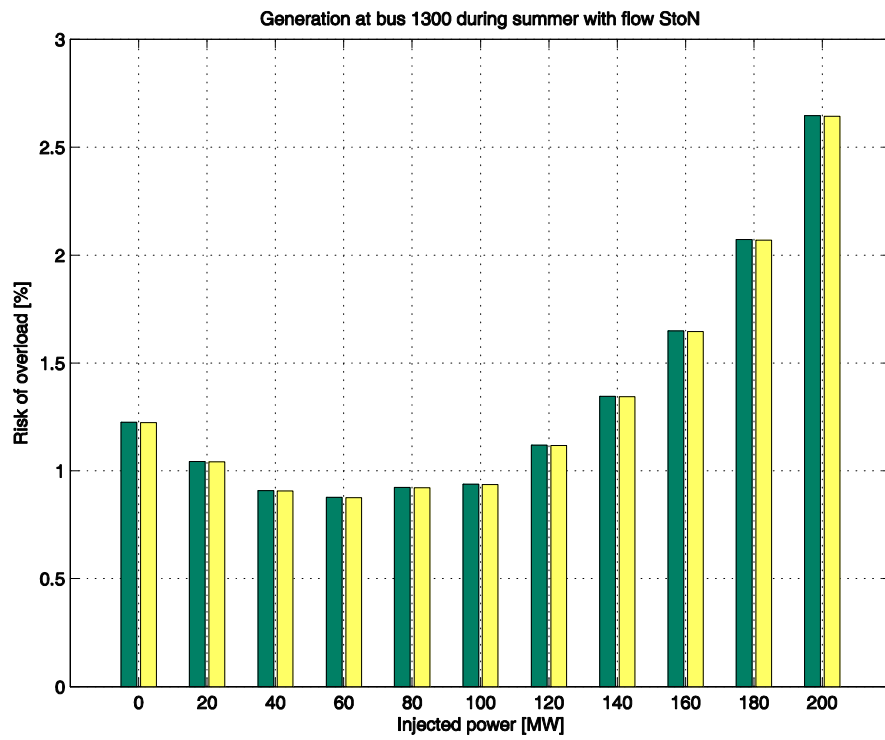
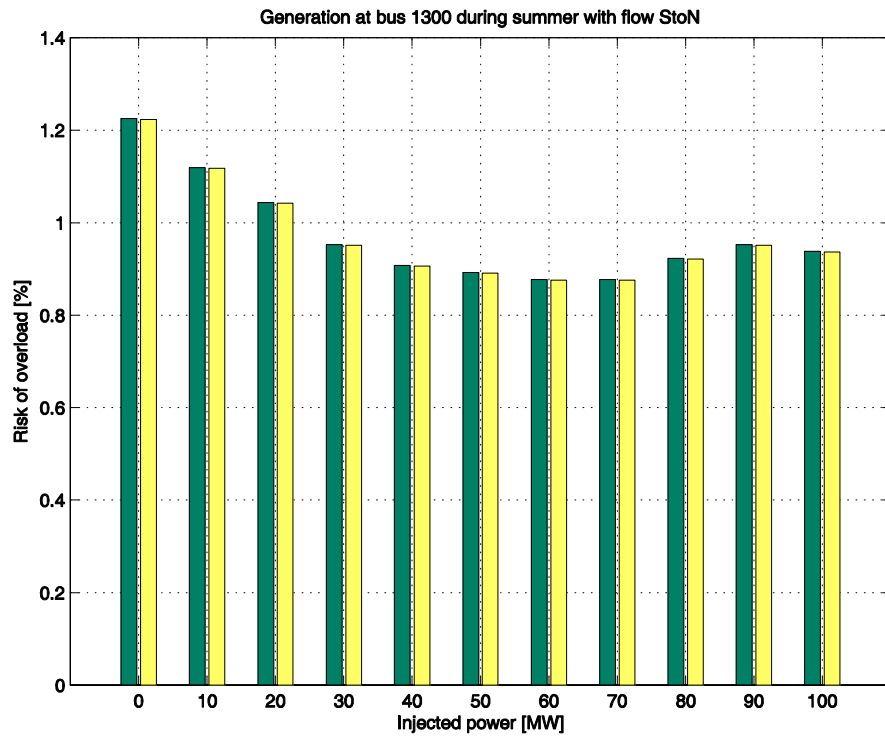


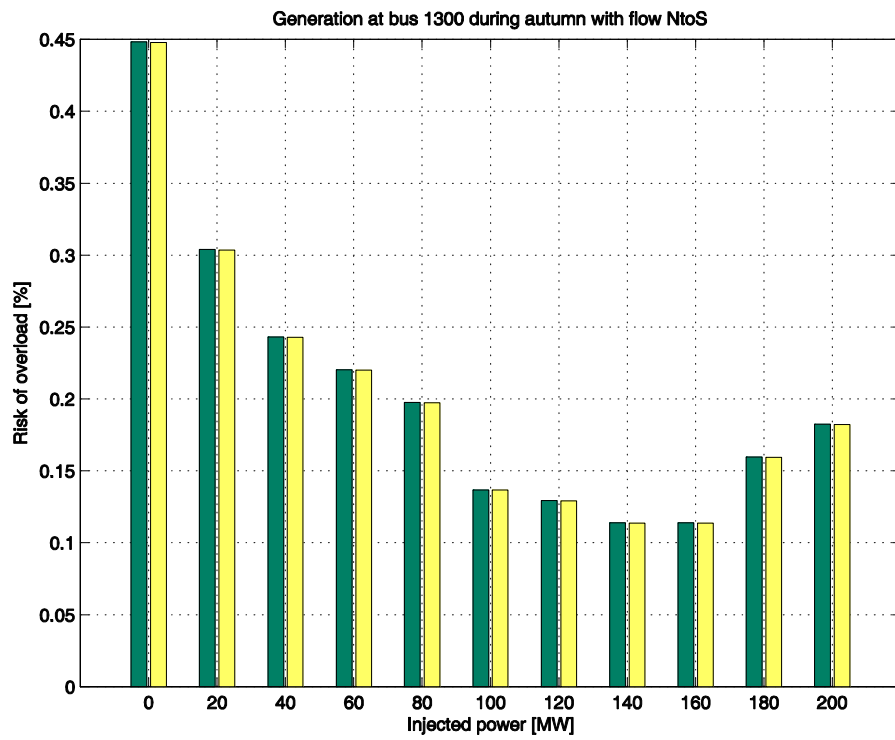
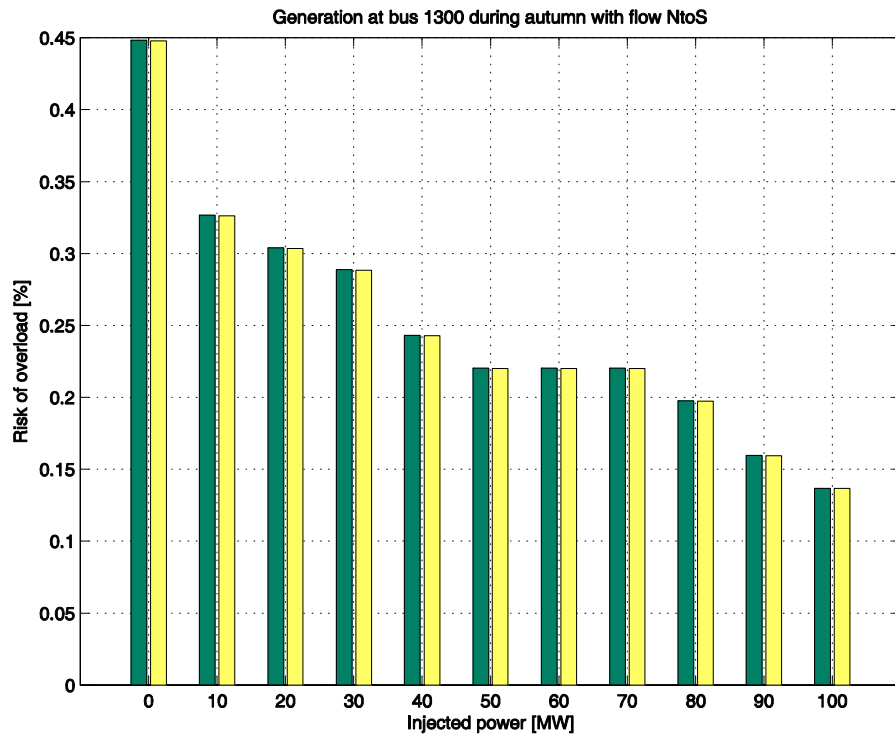
12.2 Inmatning vid nod 1300

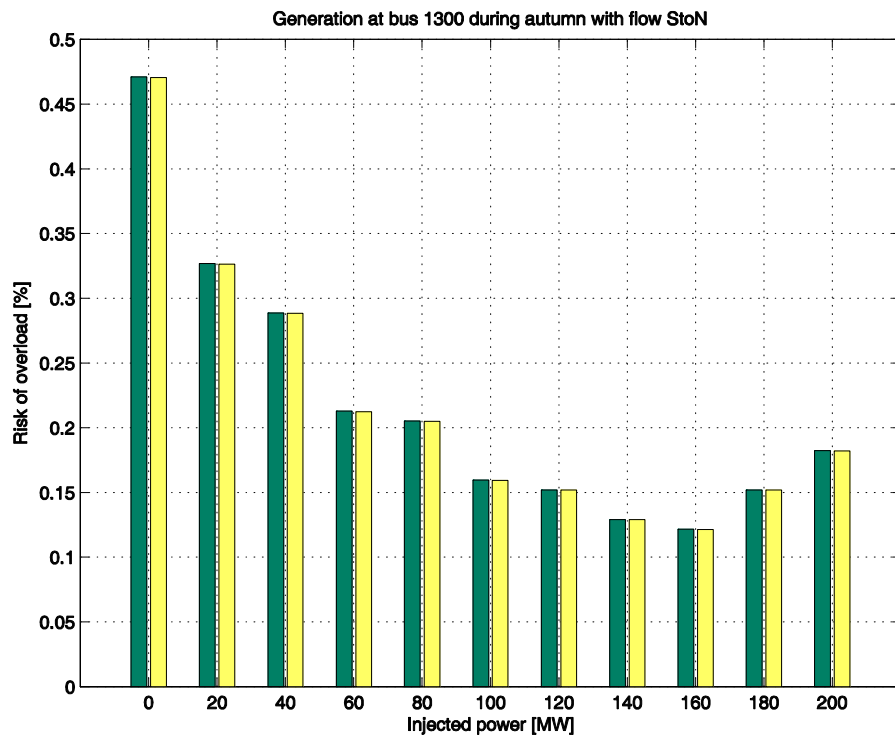
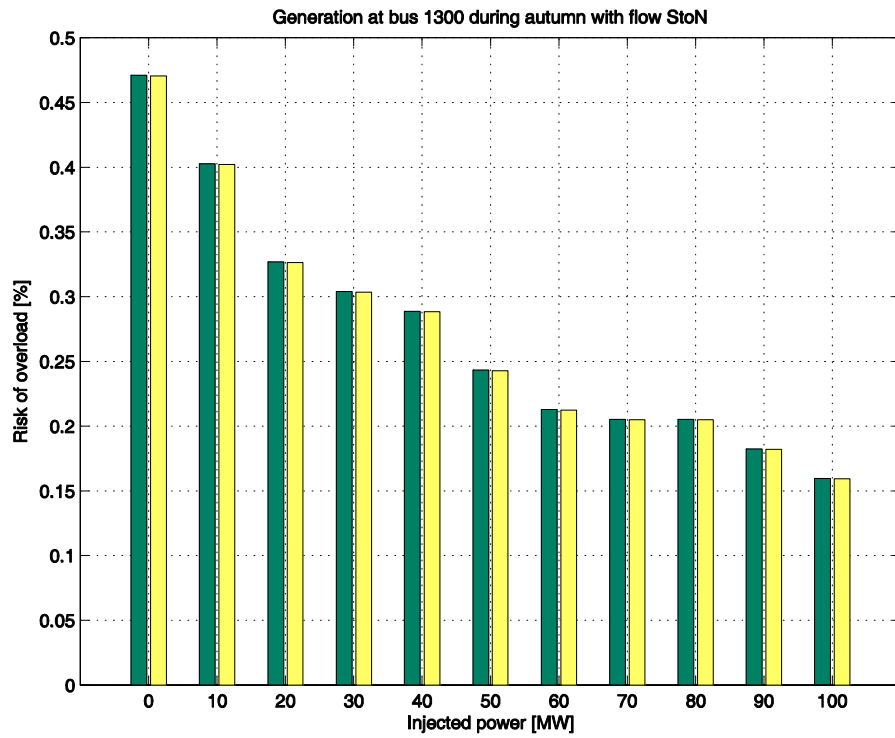




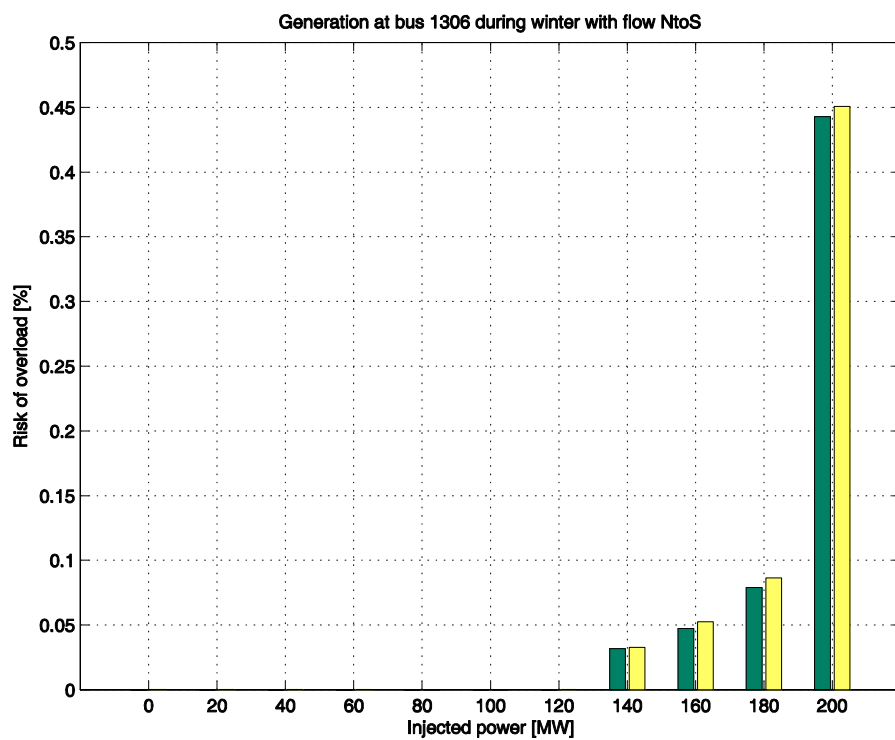
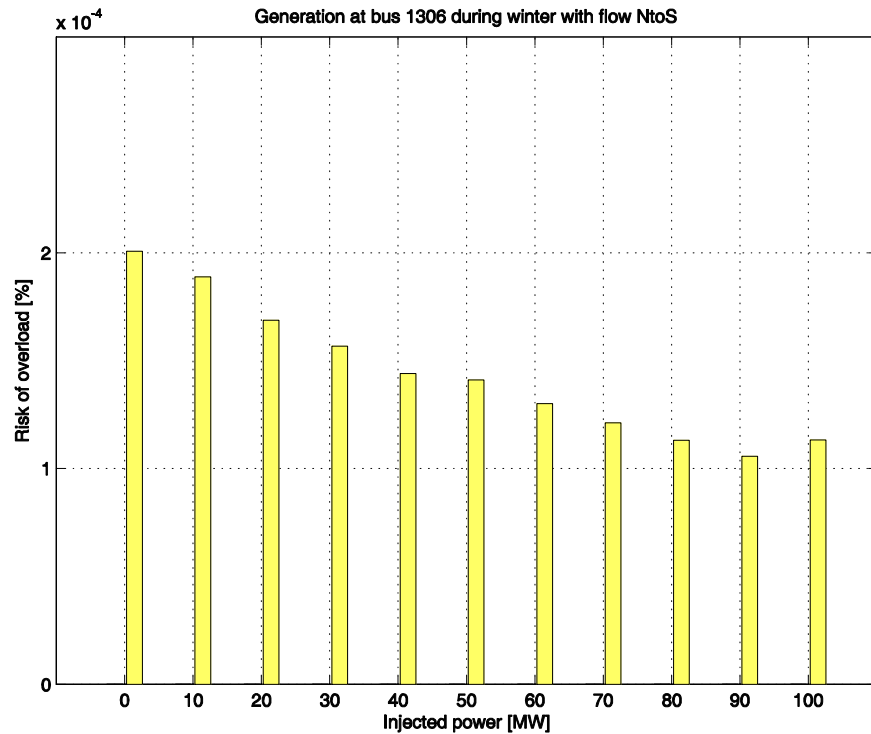


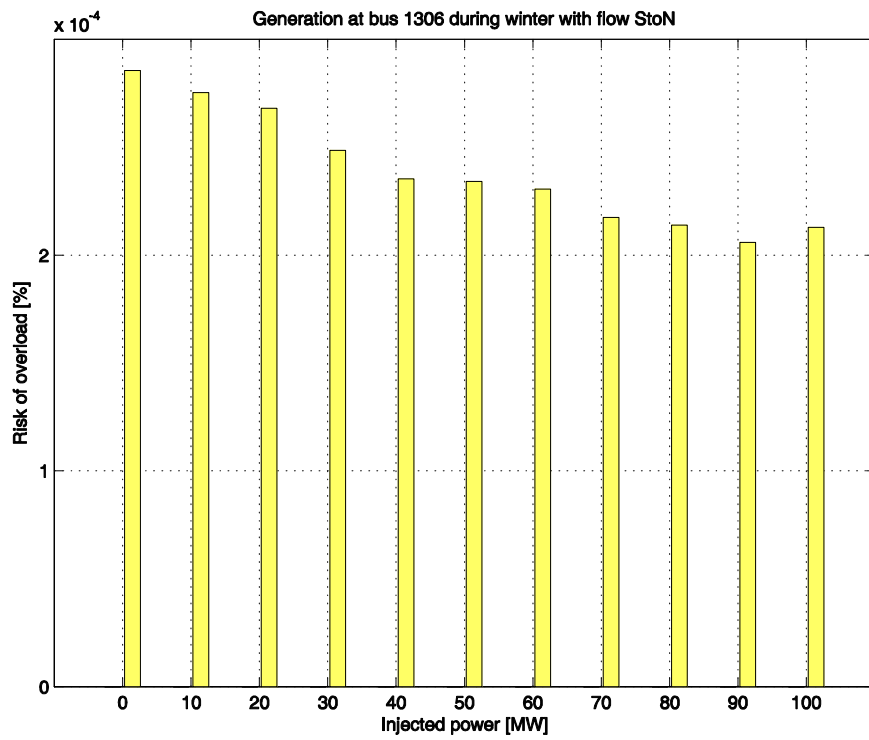
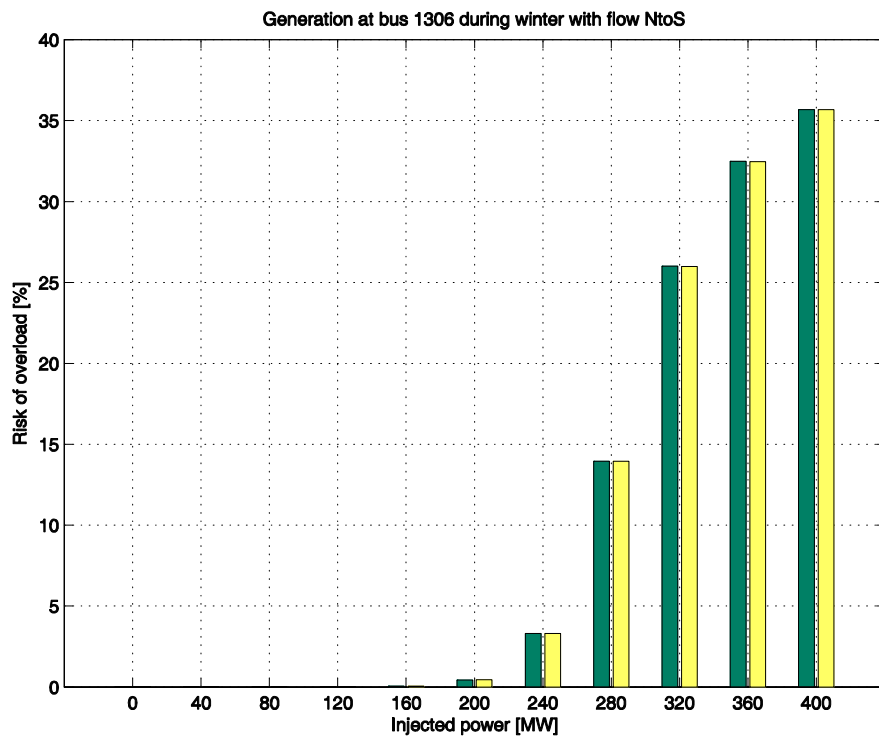


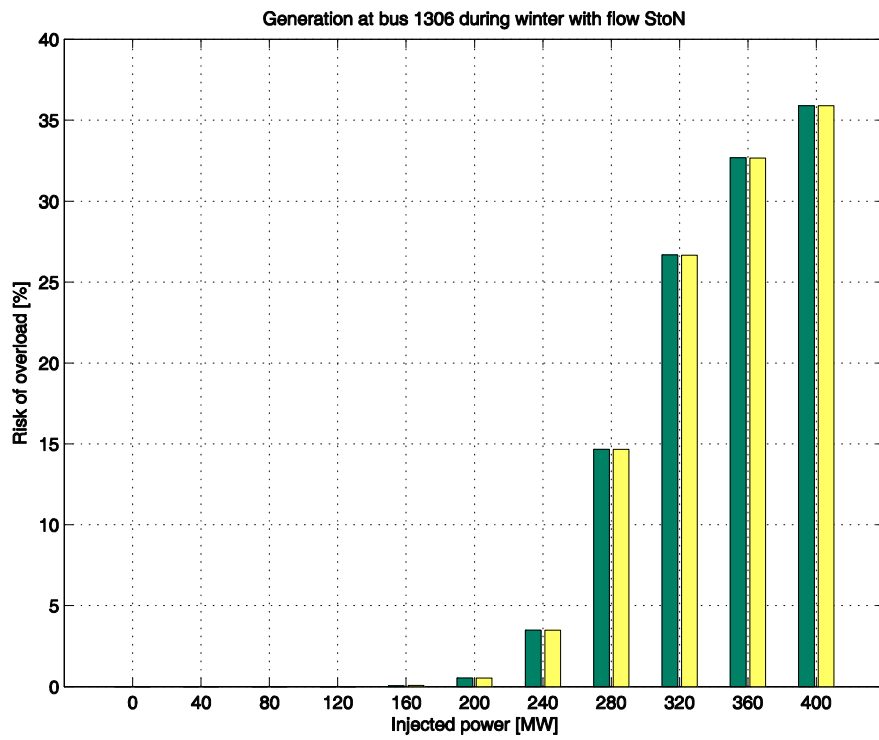
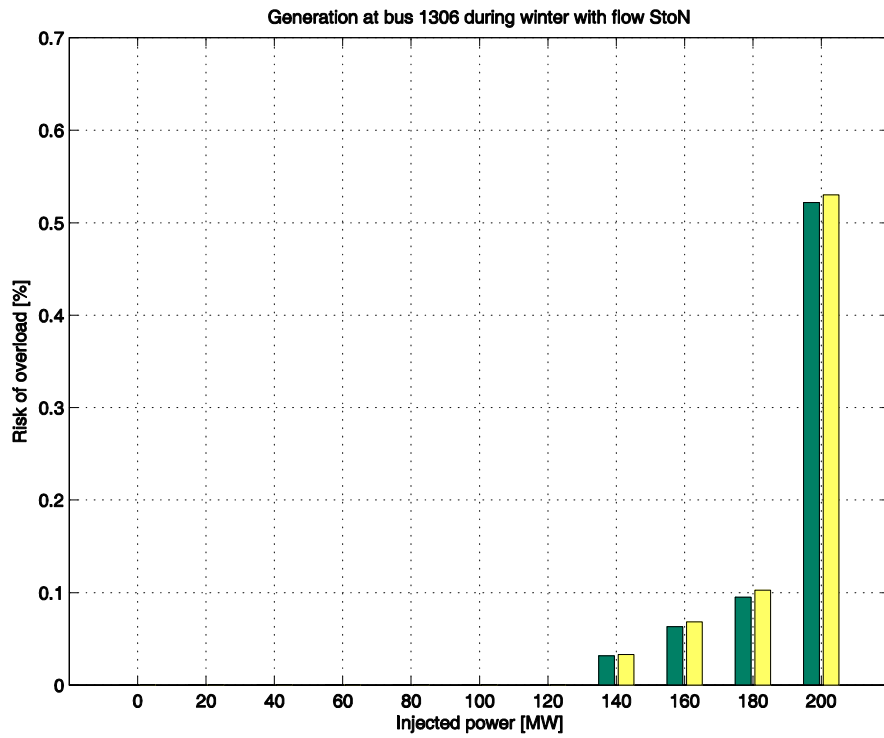


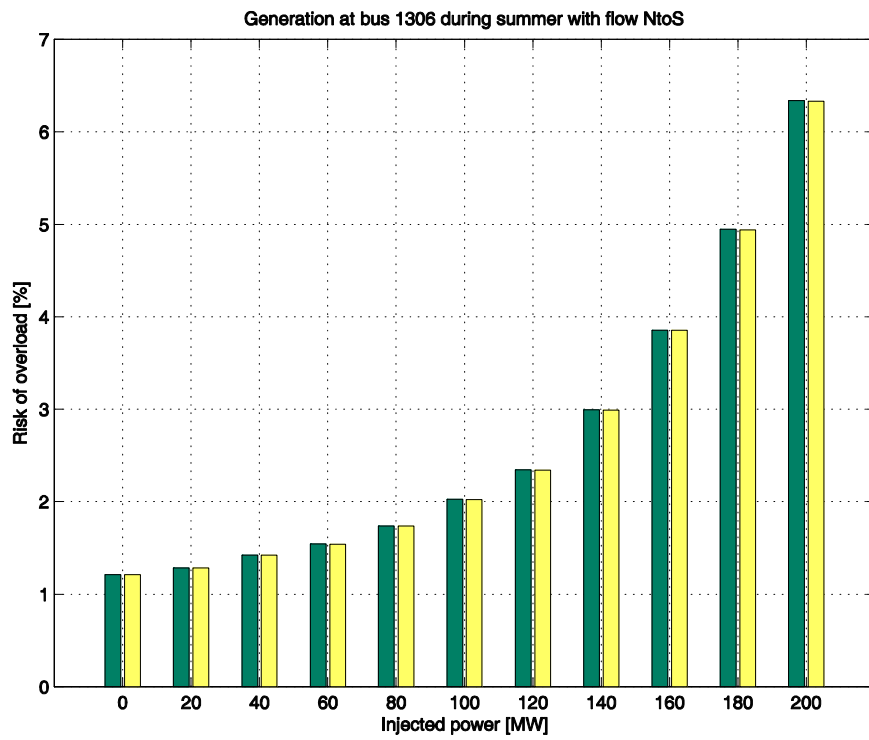
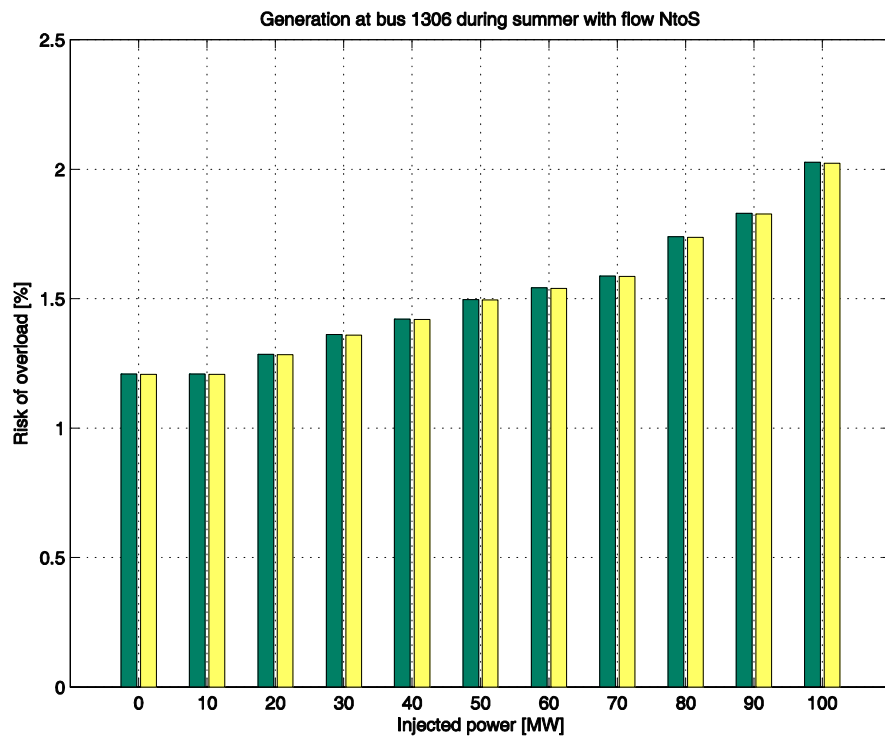


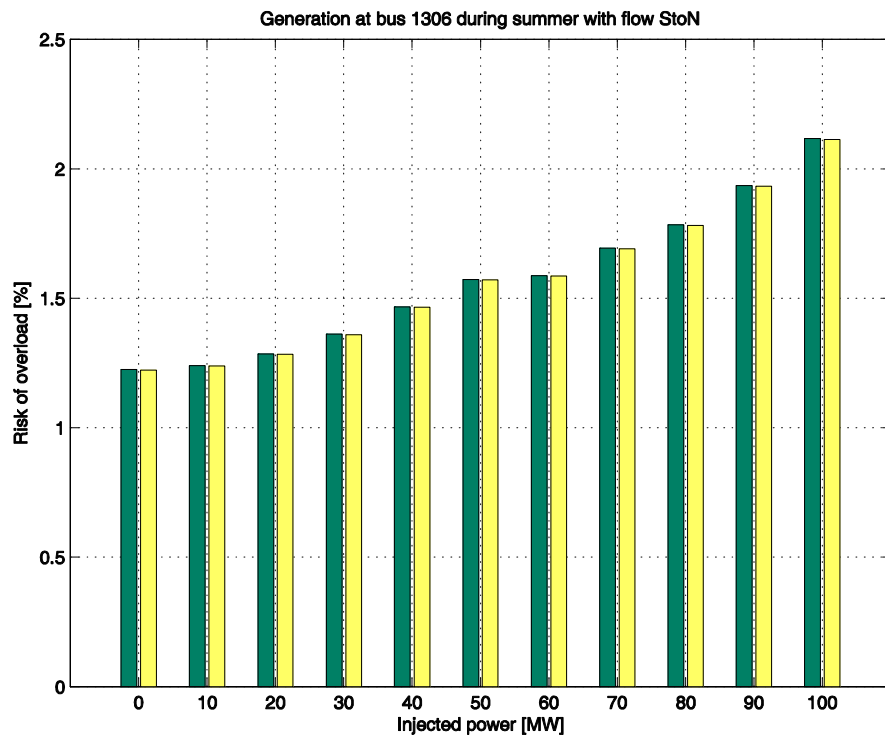
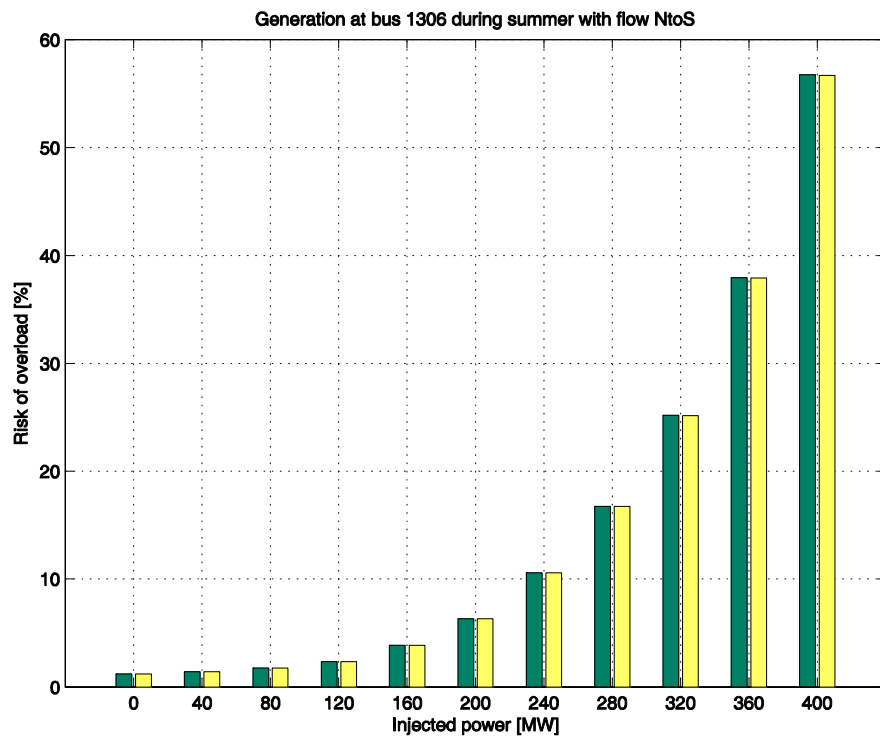
12.3 Inmatning vid nod 1306

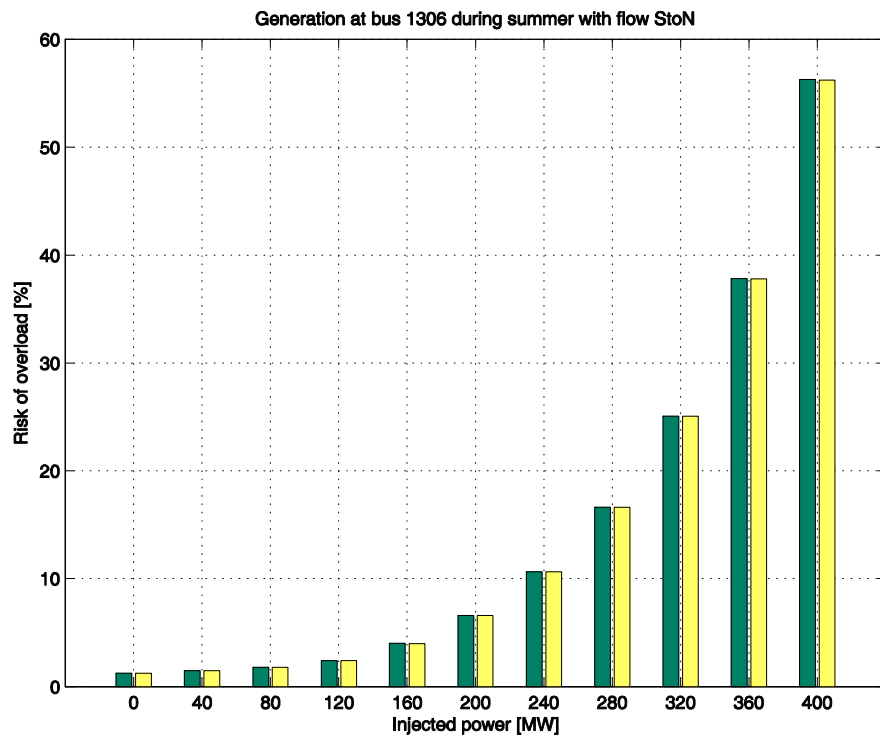
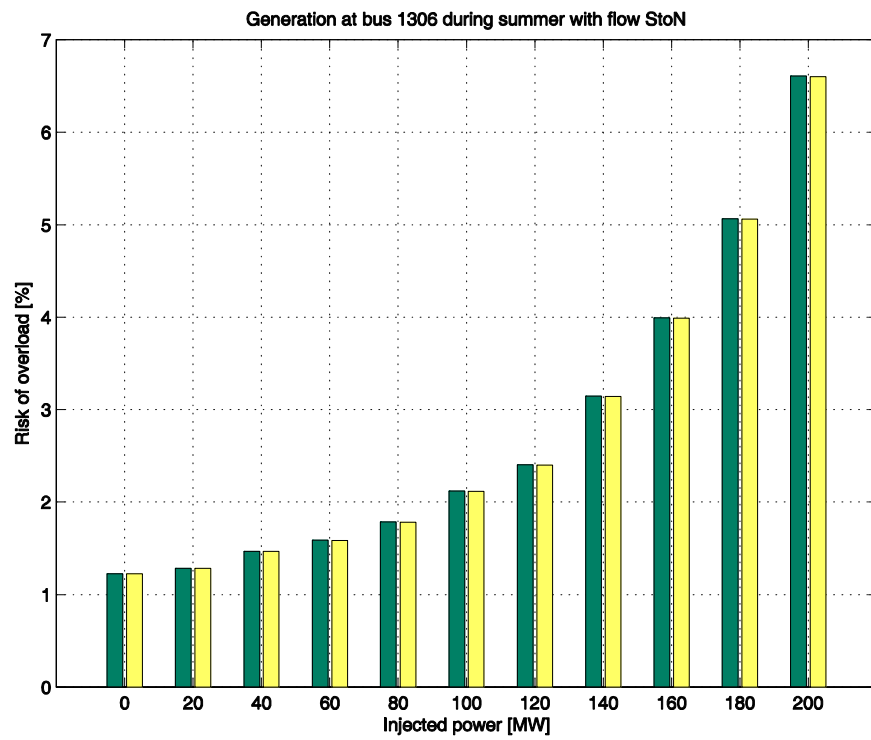


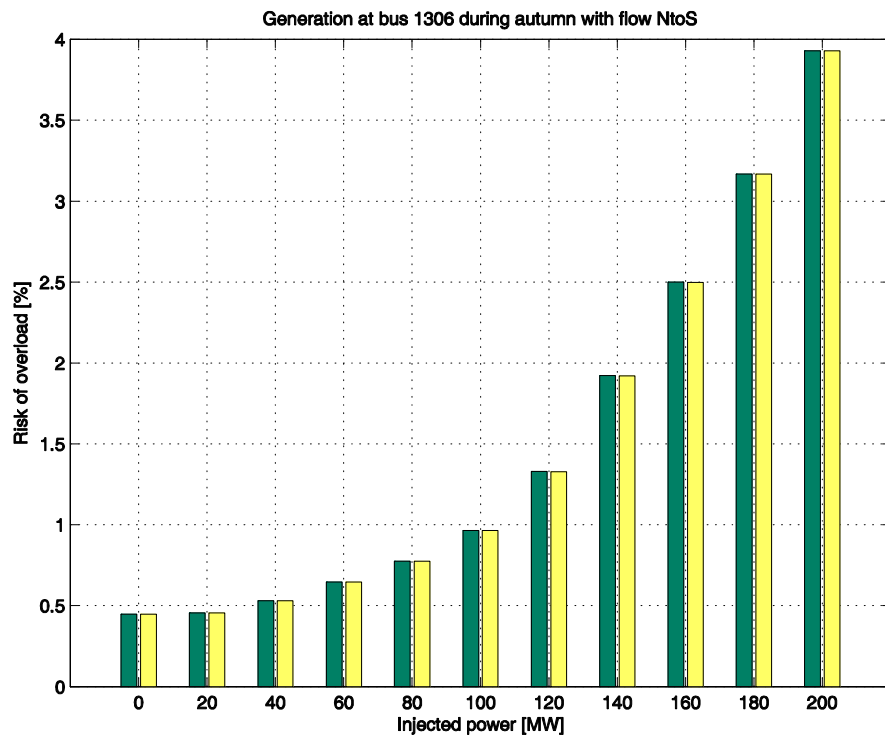
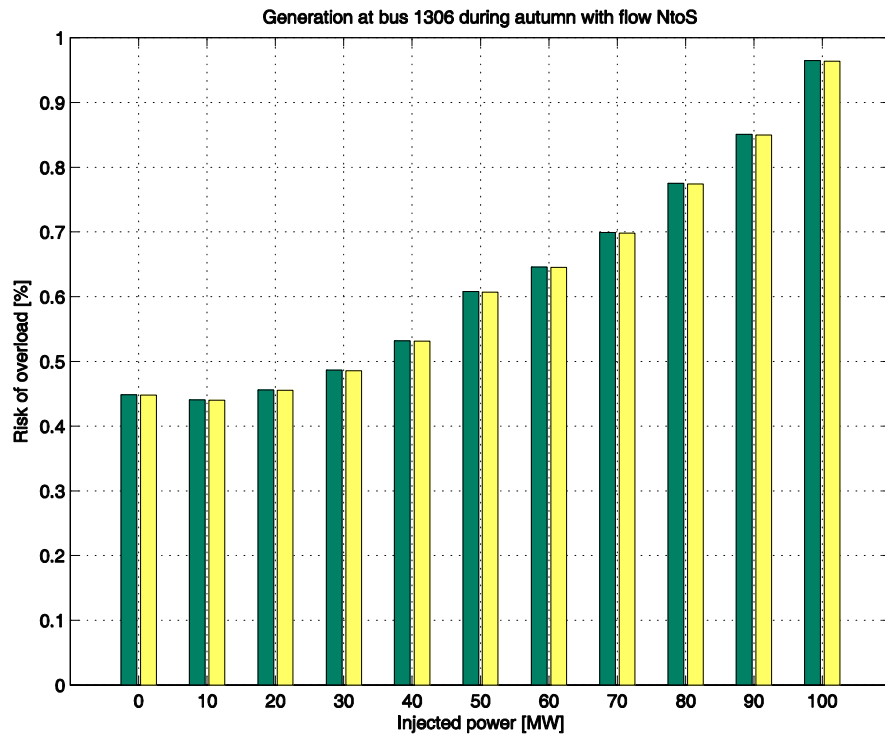


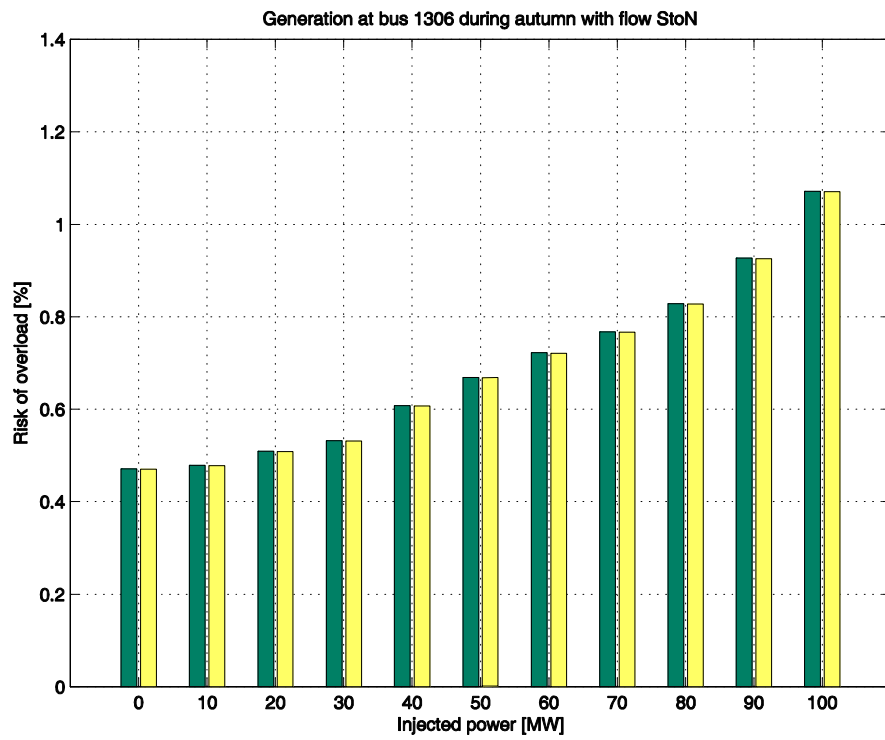
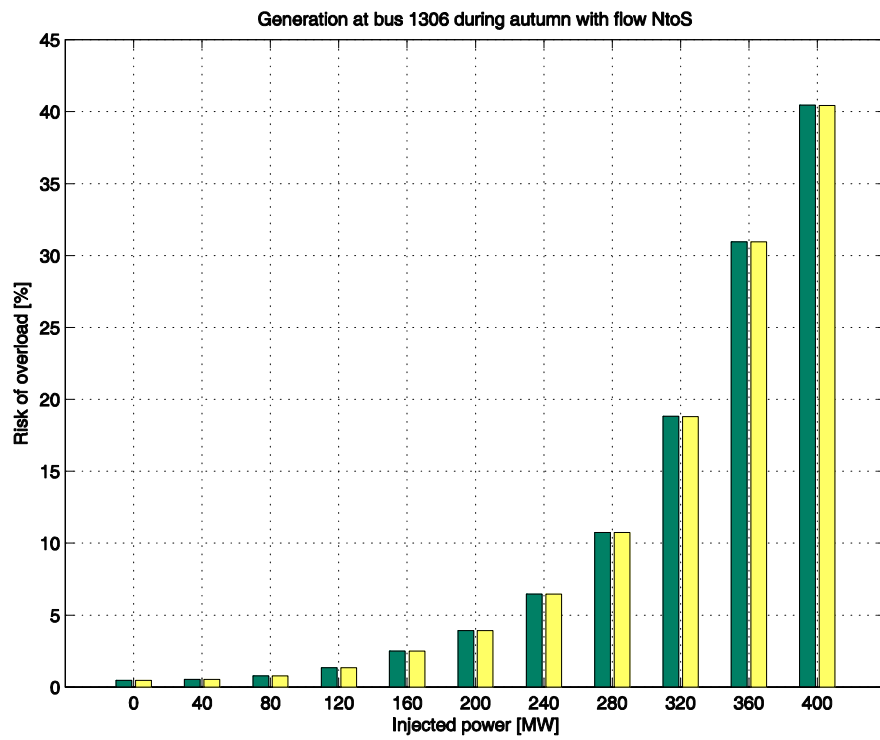


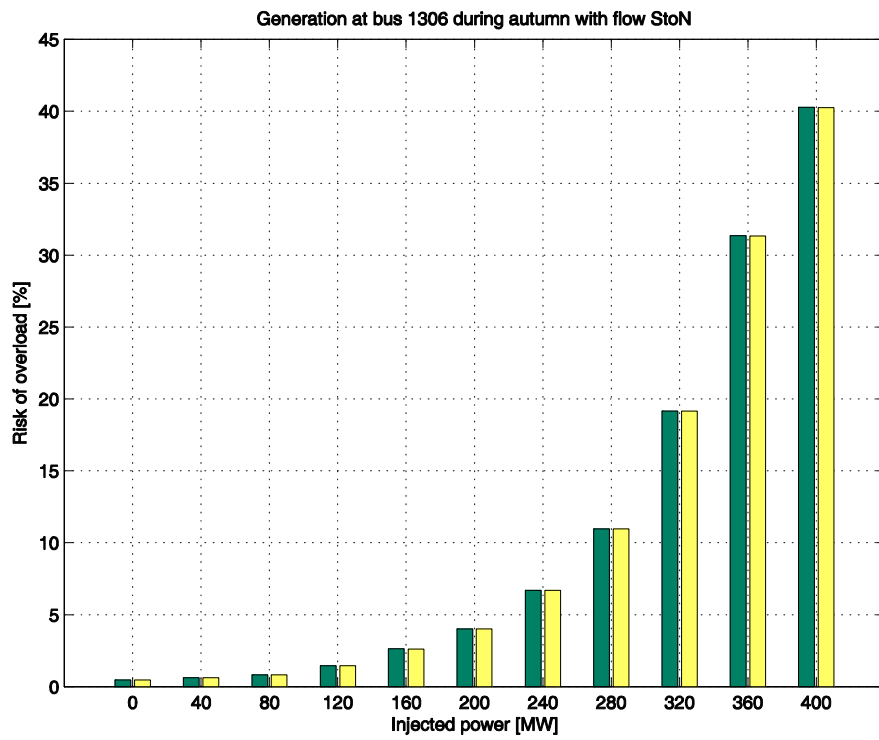
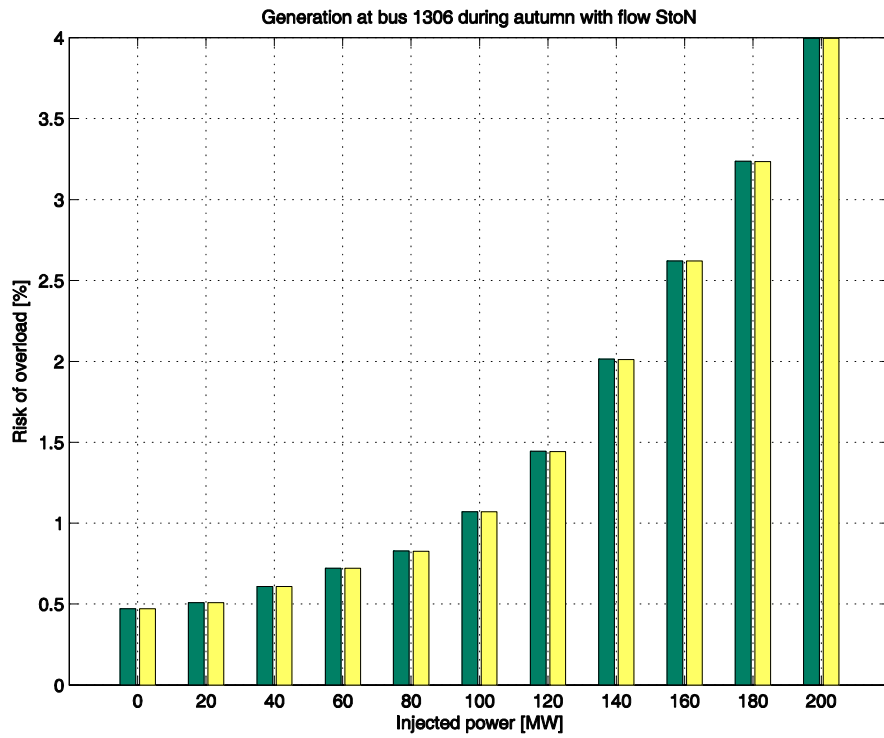




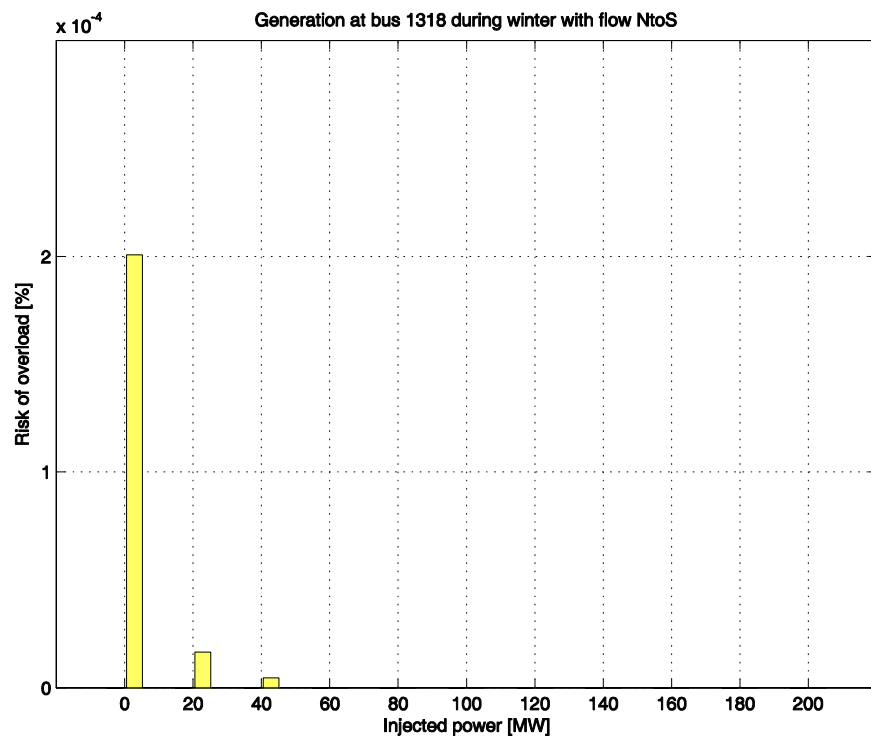
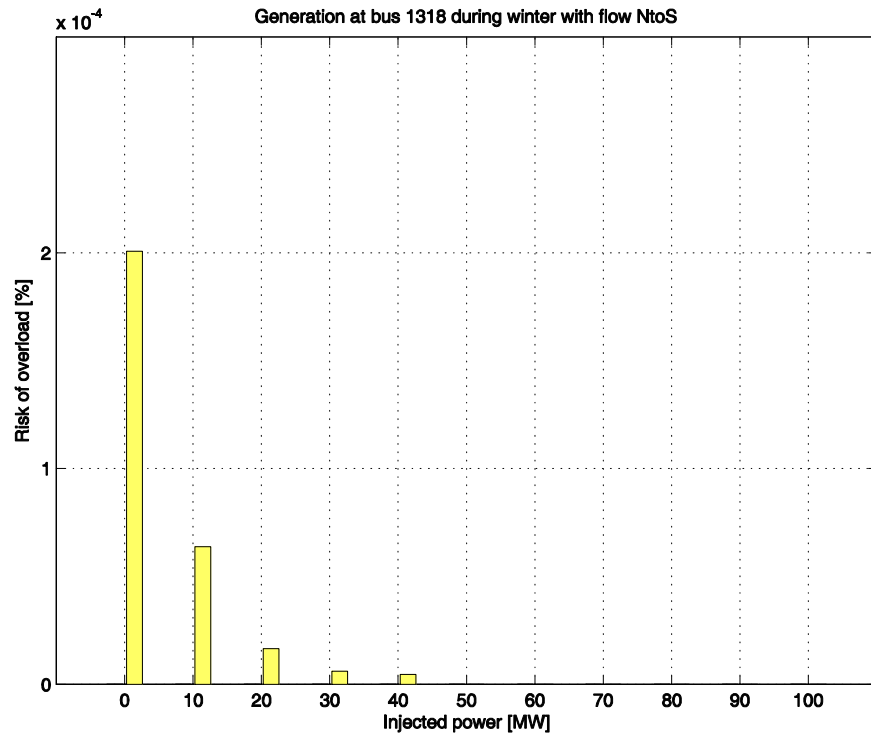


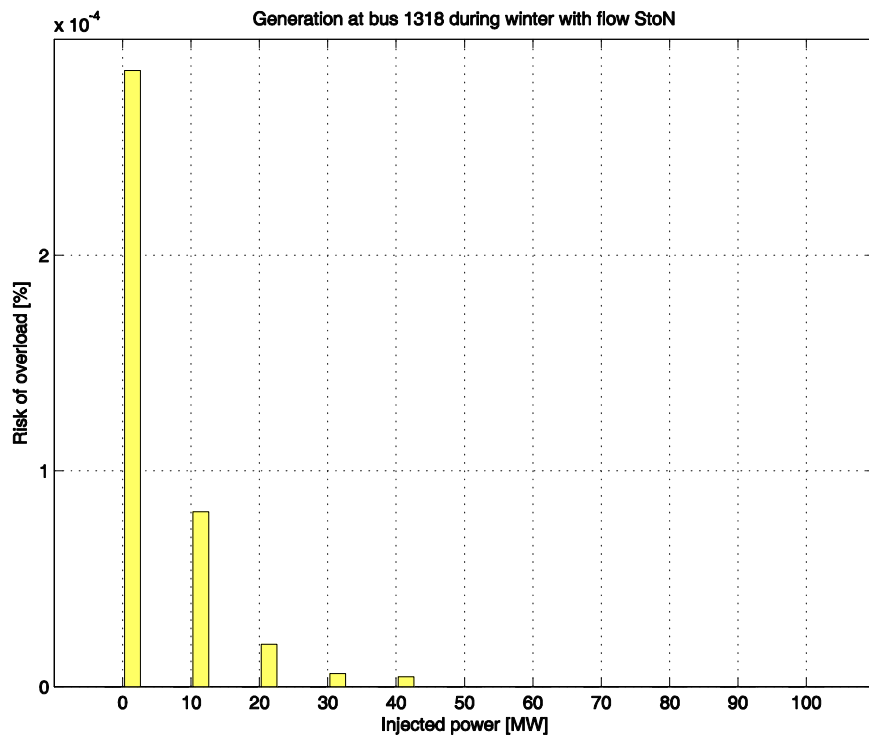
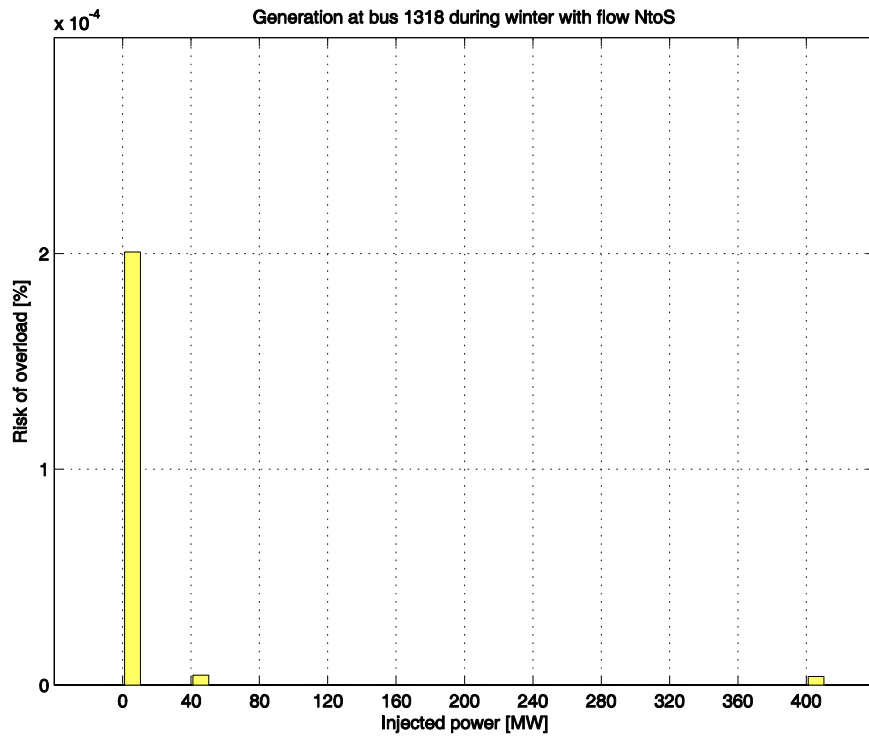


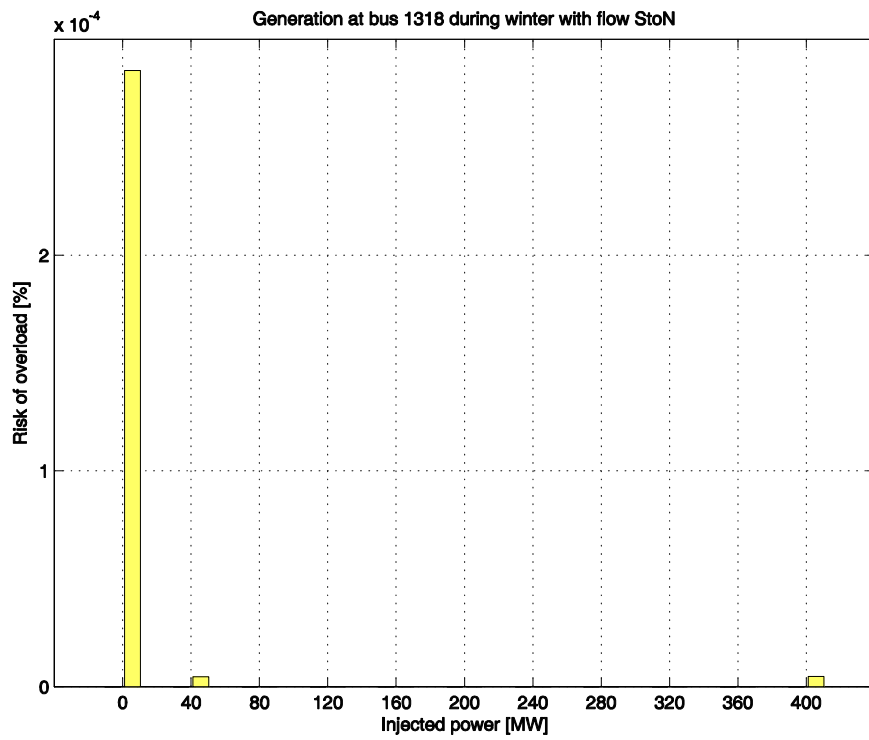
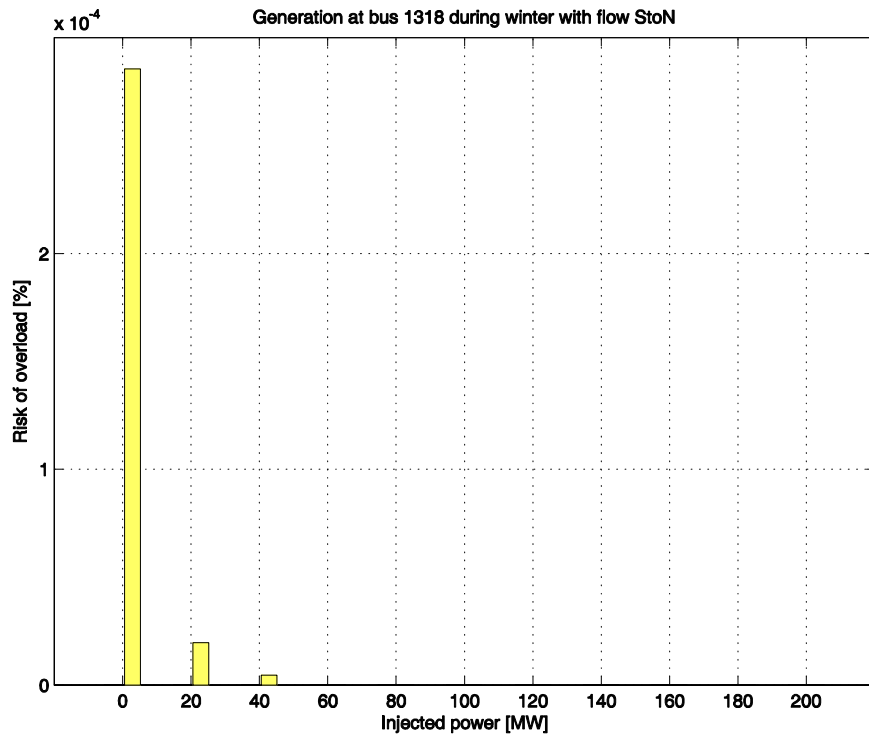


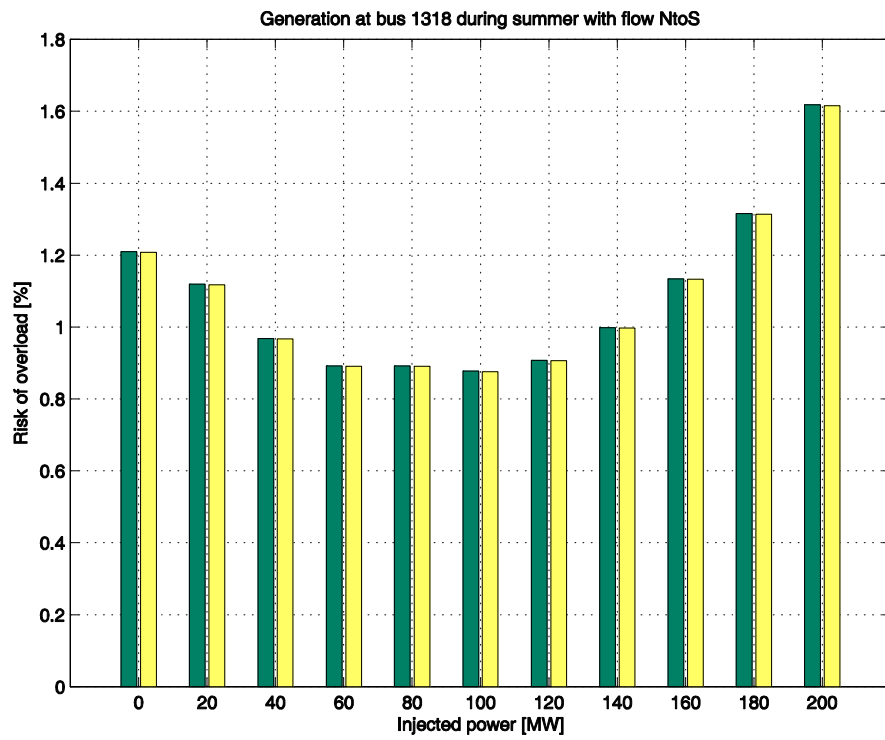
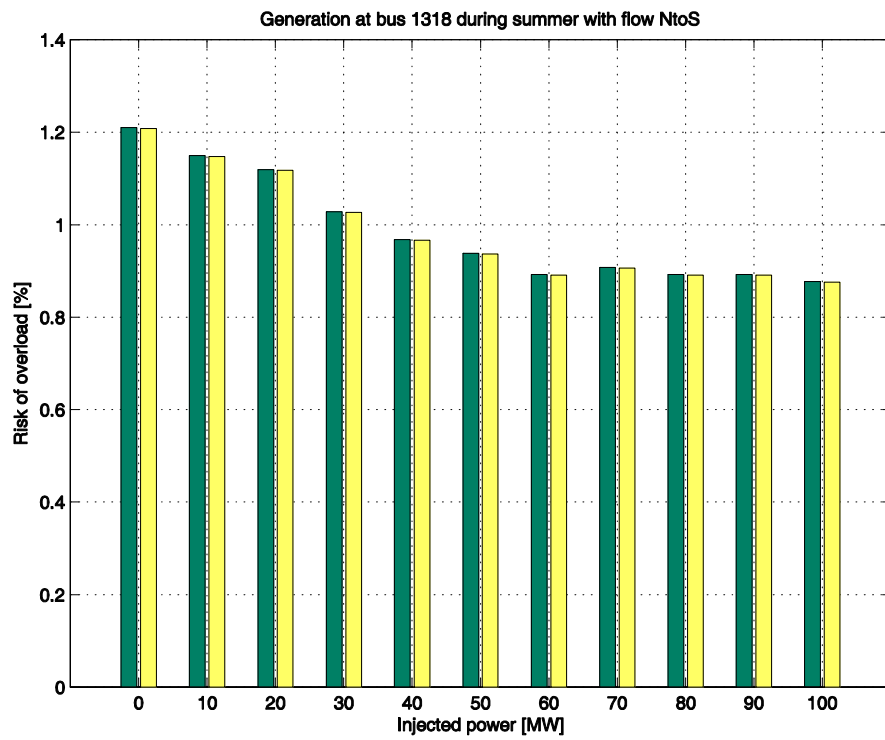


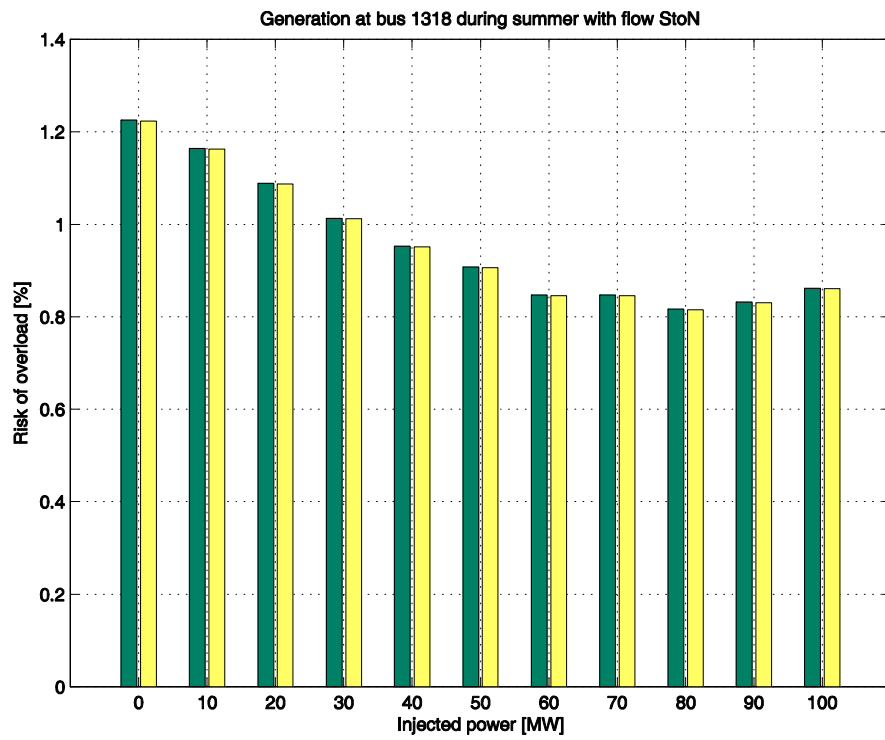
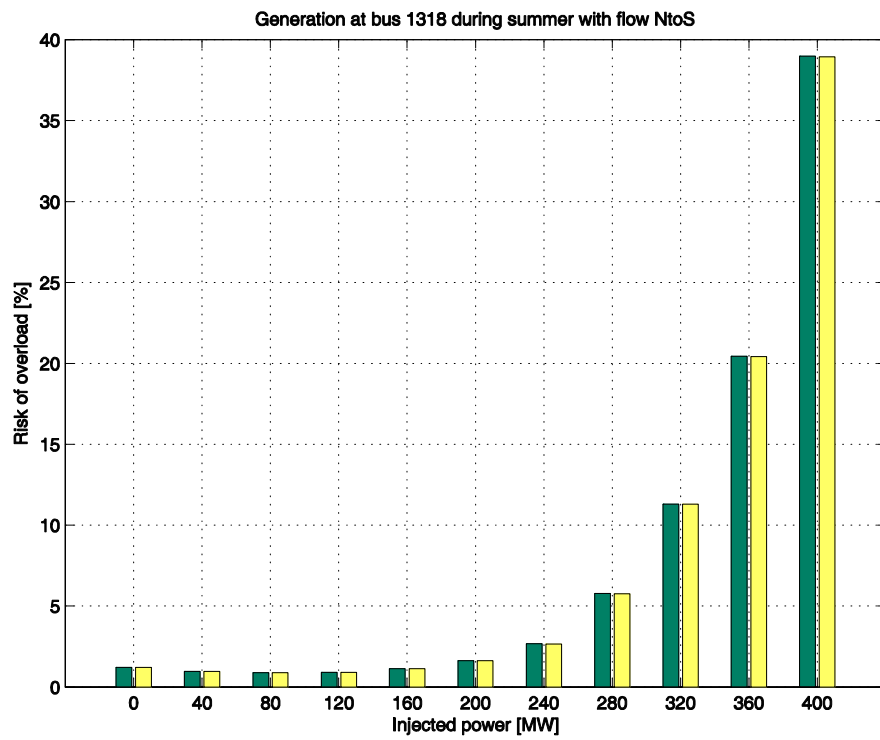
12.4 Inmatning vid nod 1318

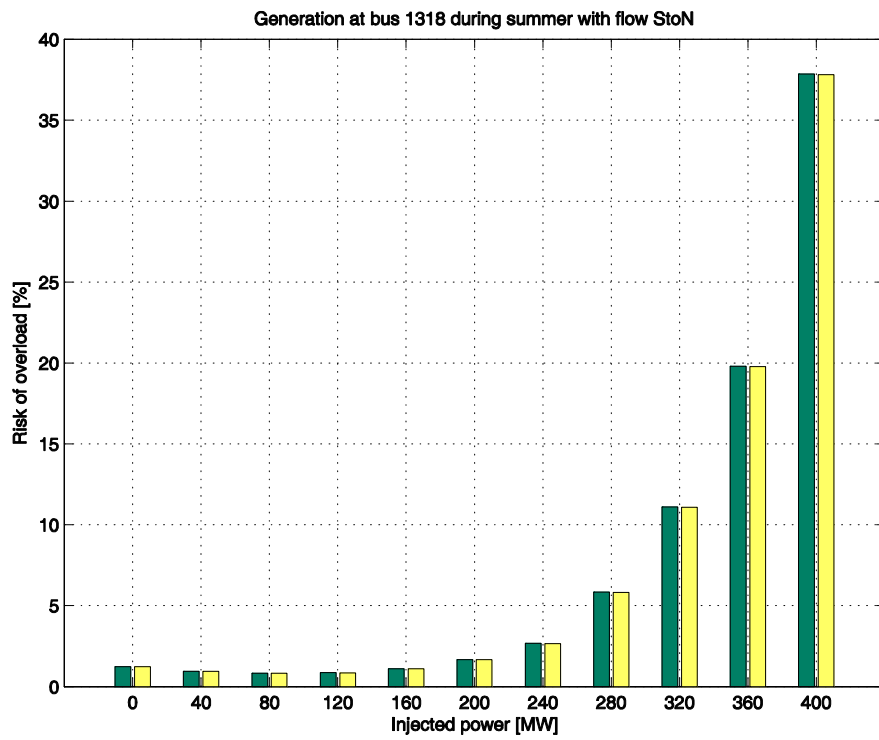
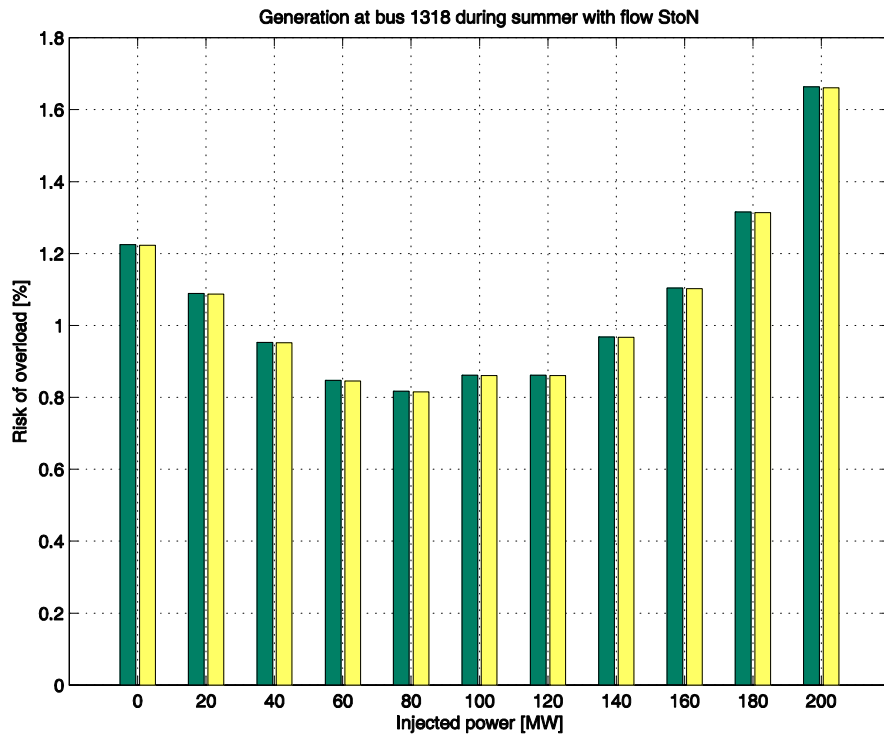


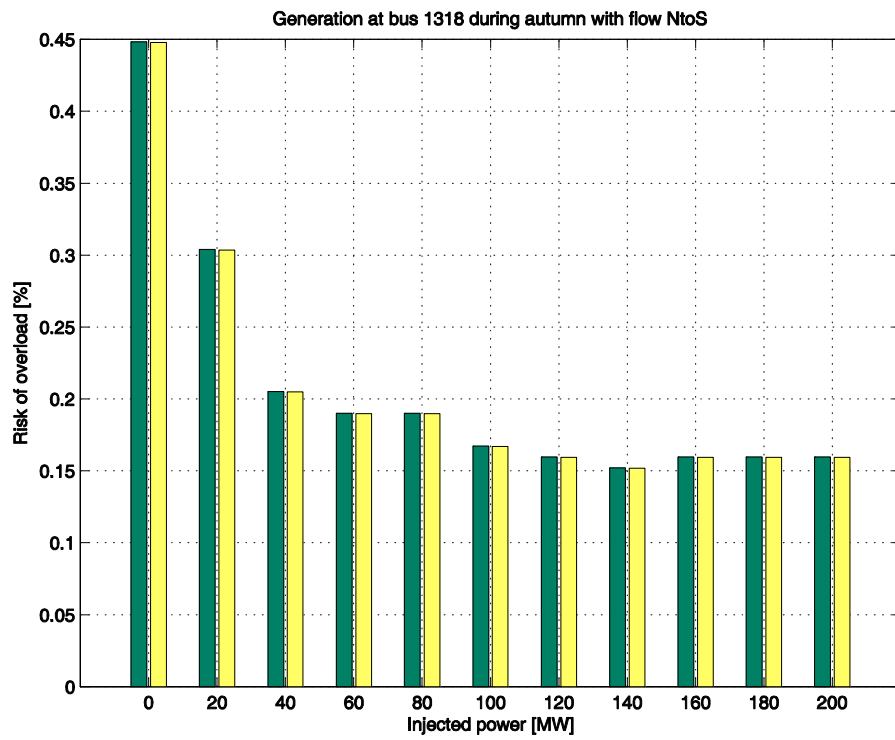
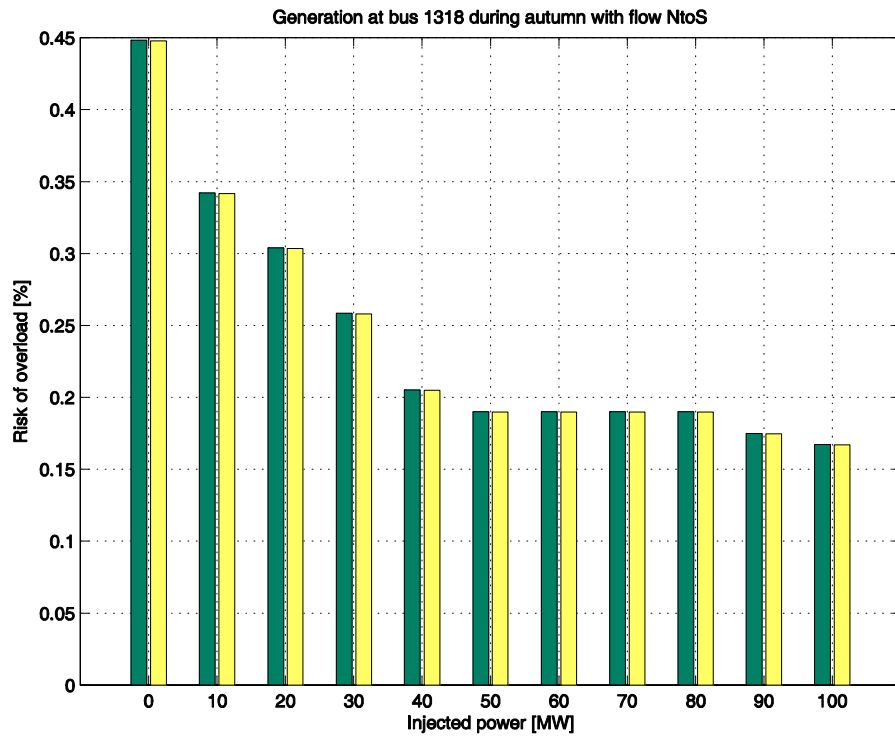


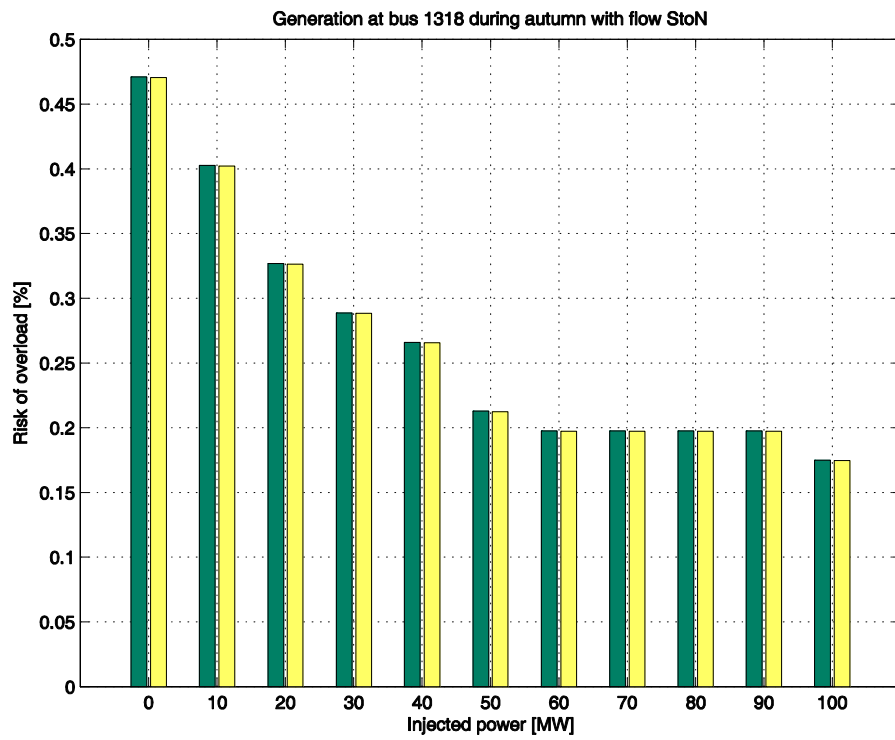
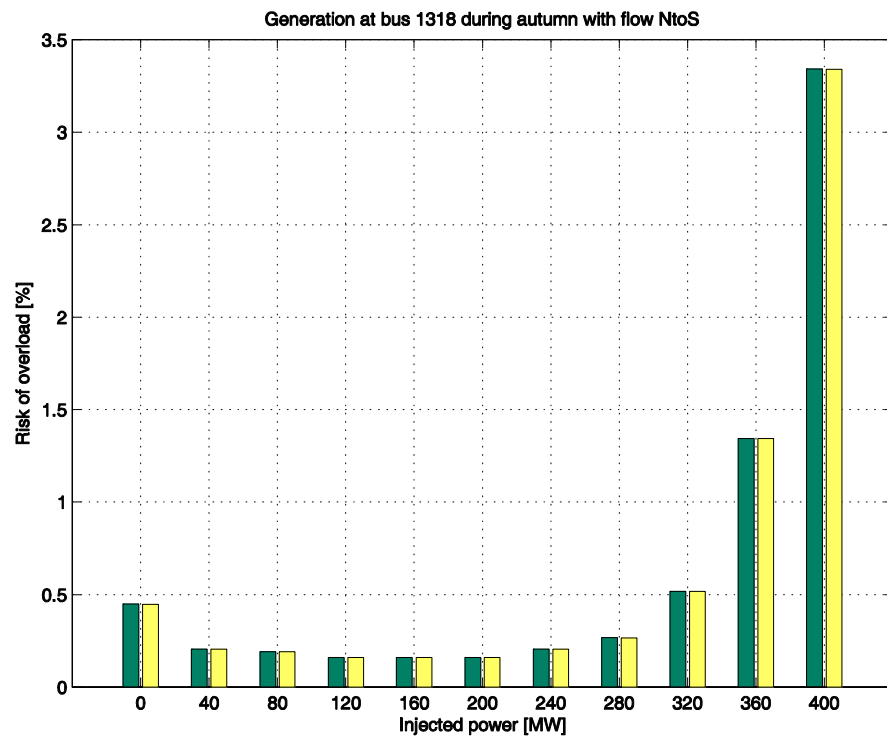


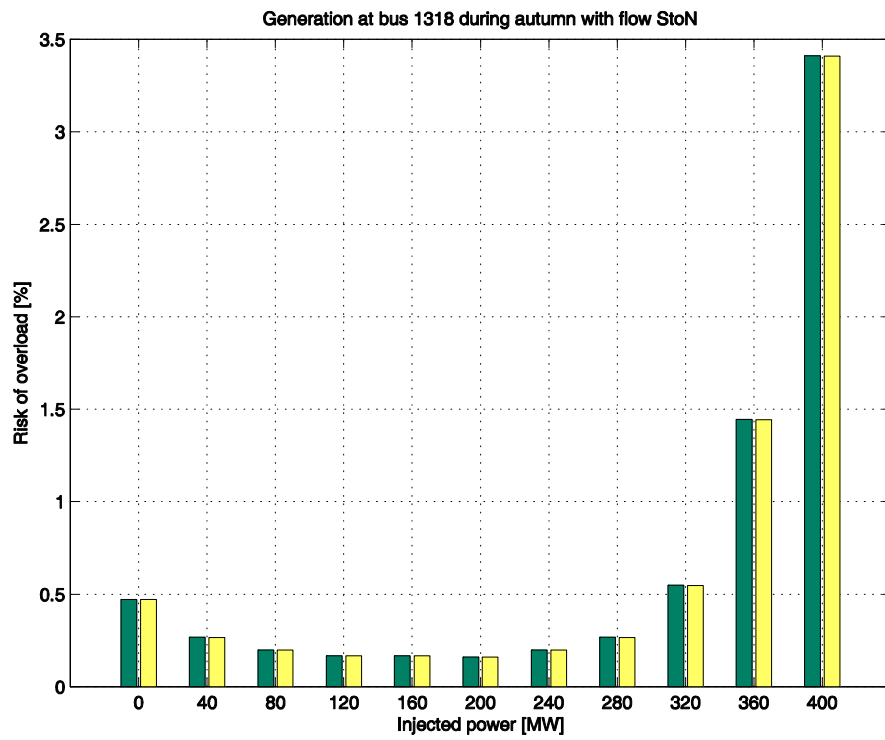
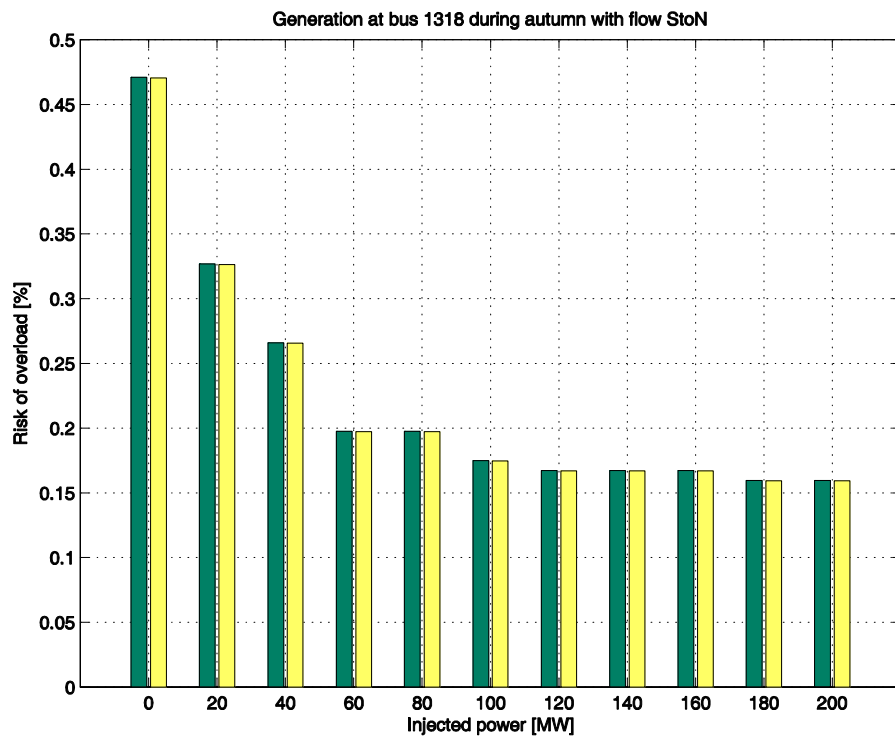




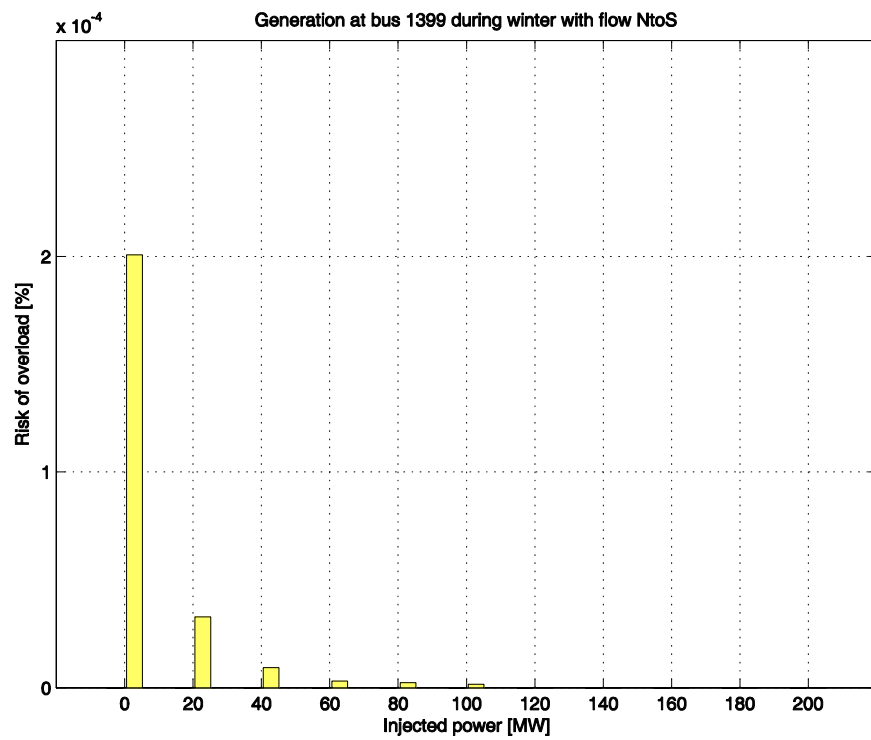
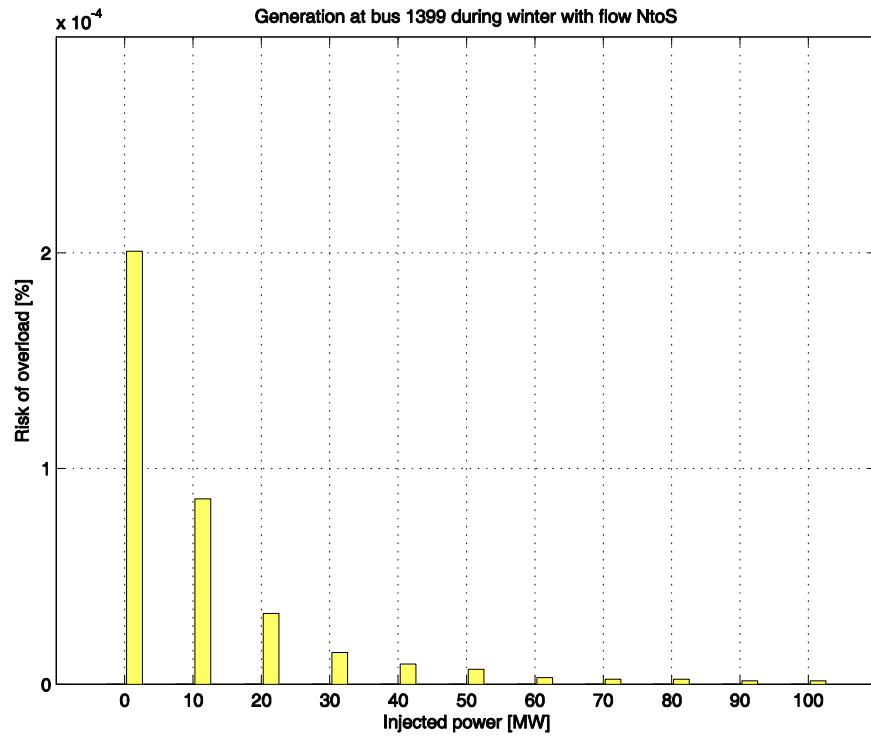


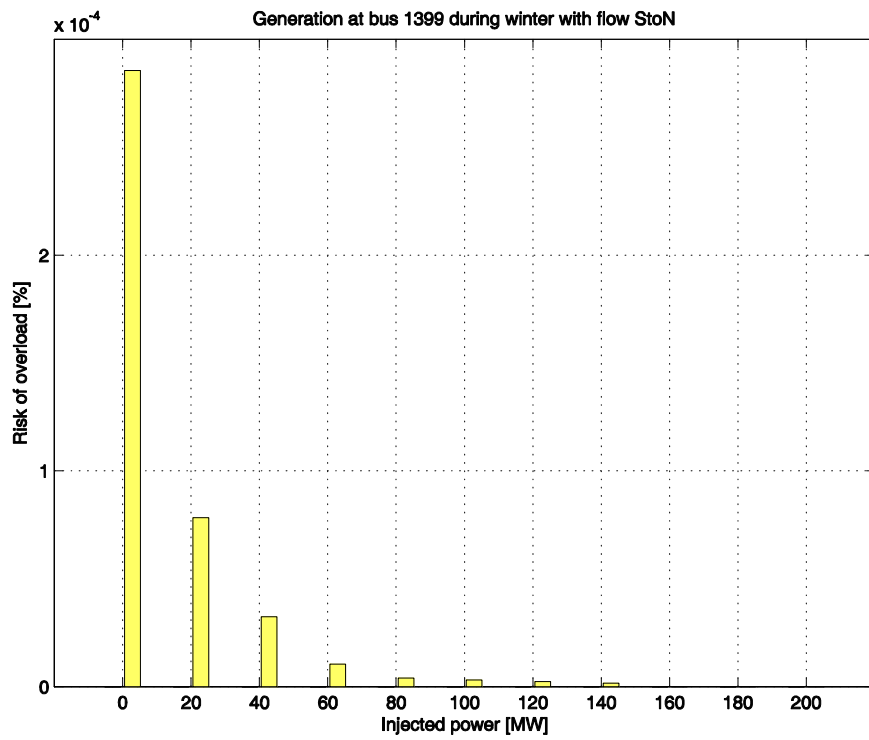
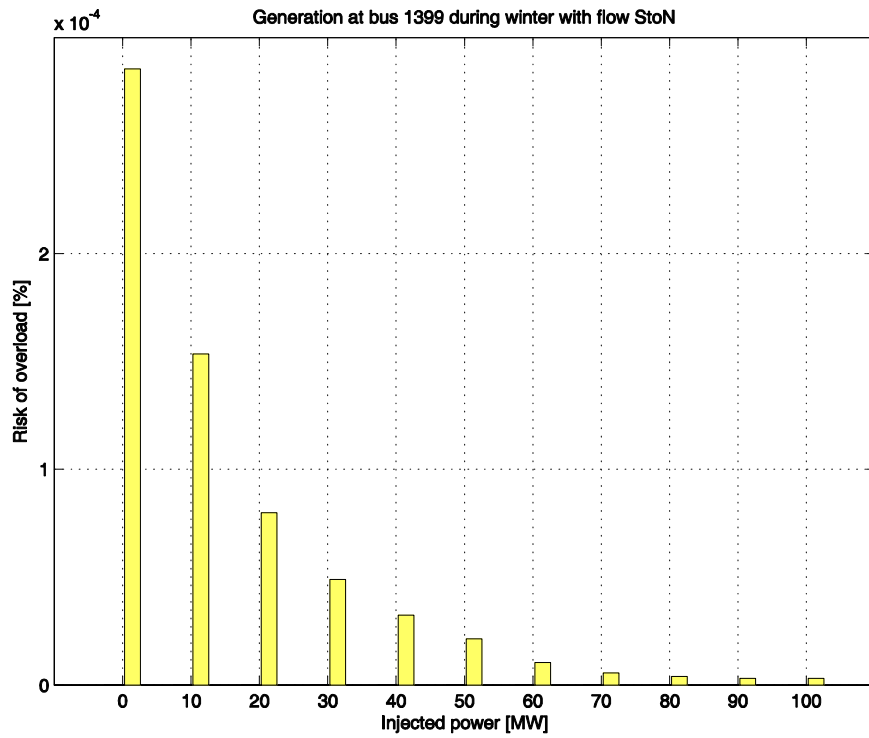


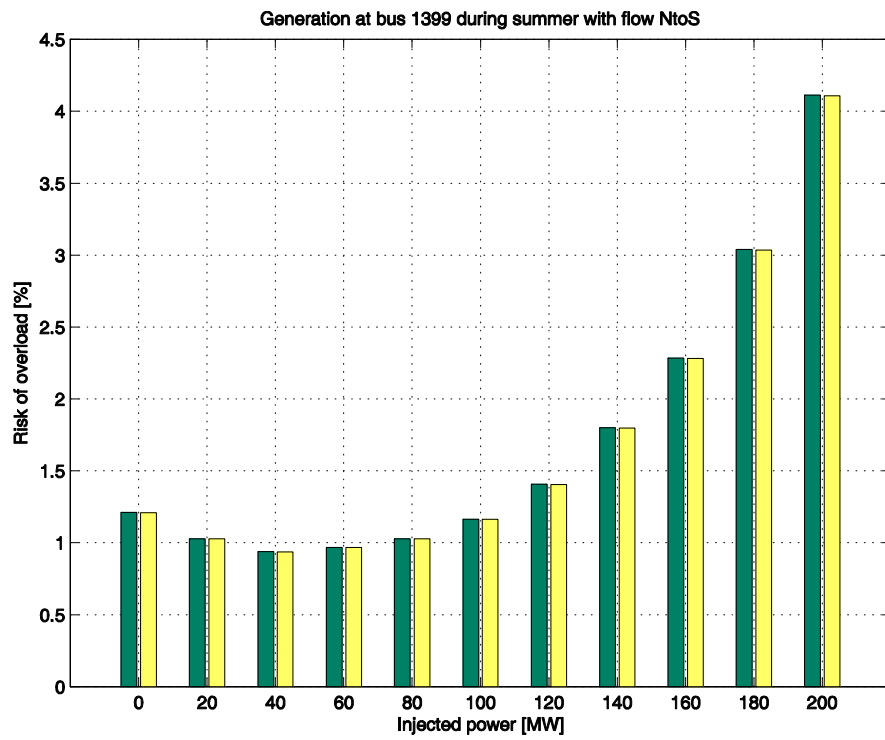
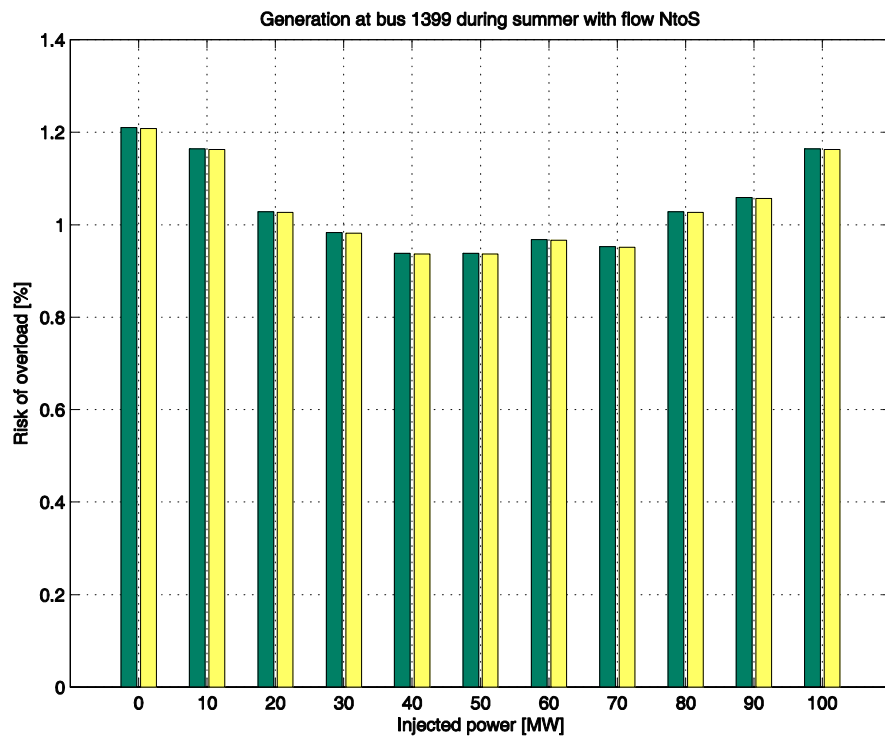


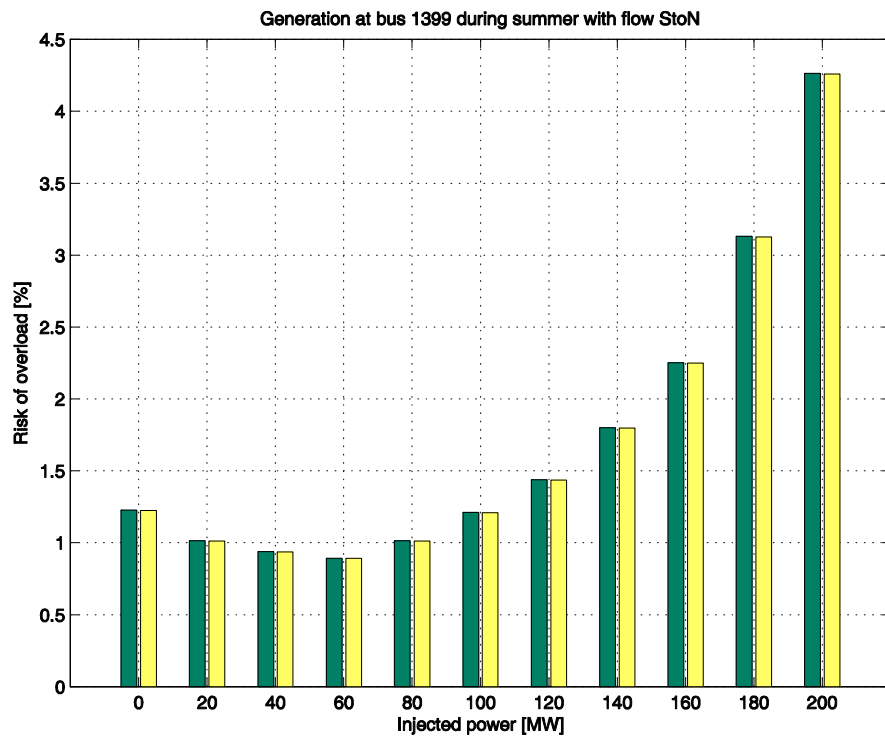
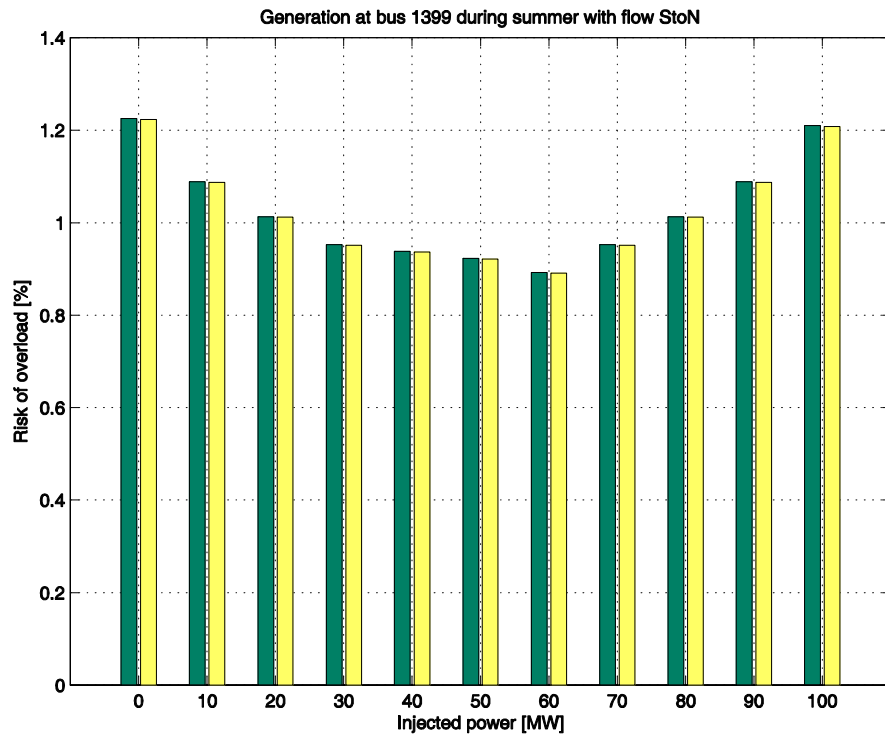


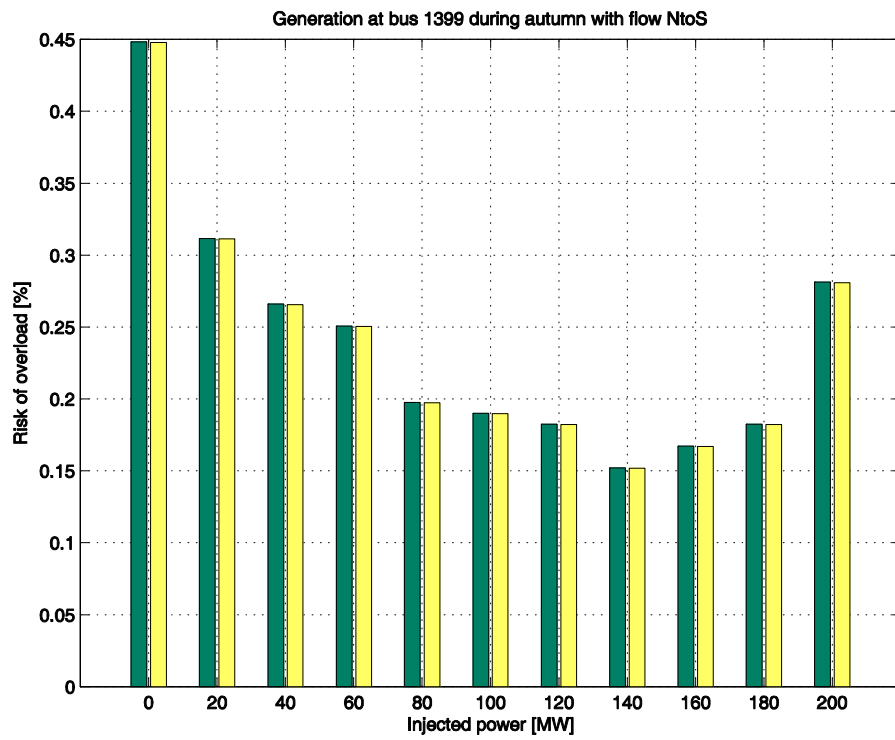
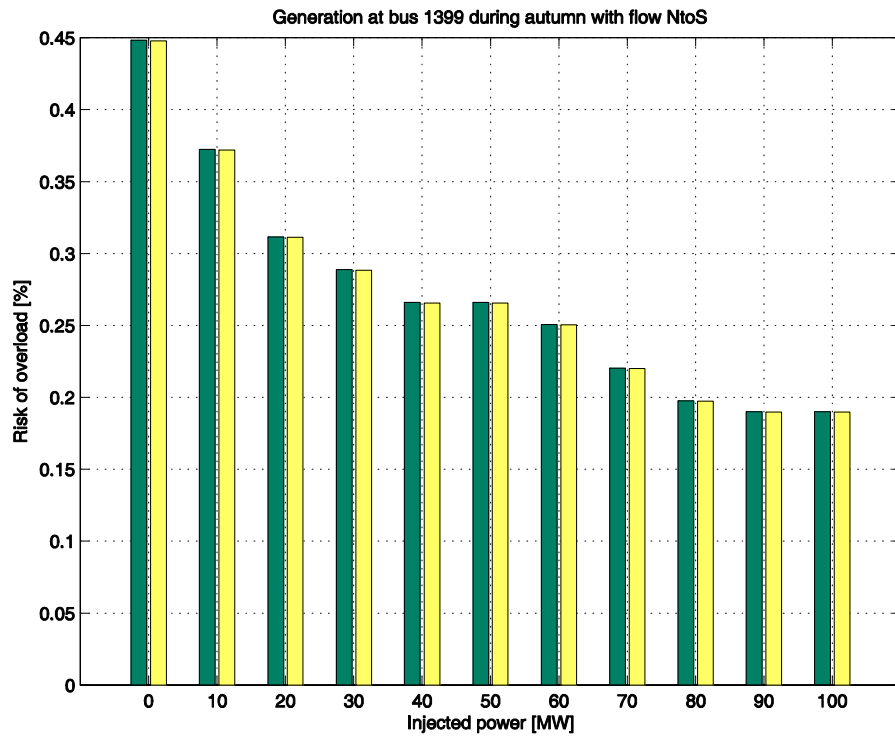
12.5 Inmatning vid nod 1399

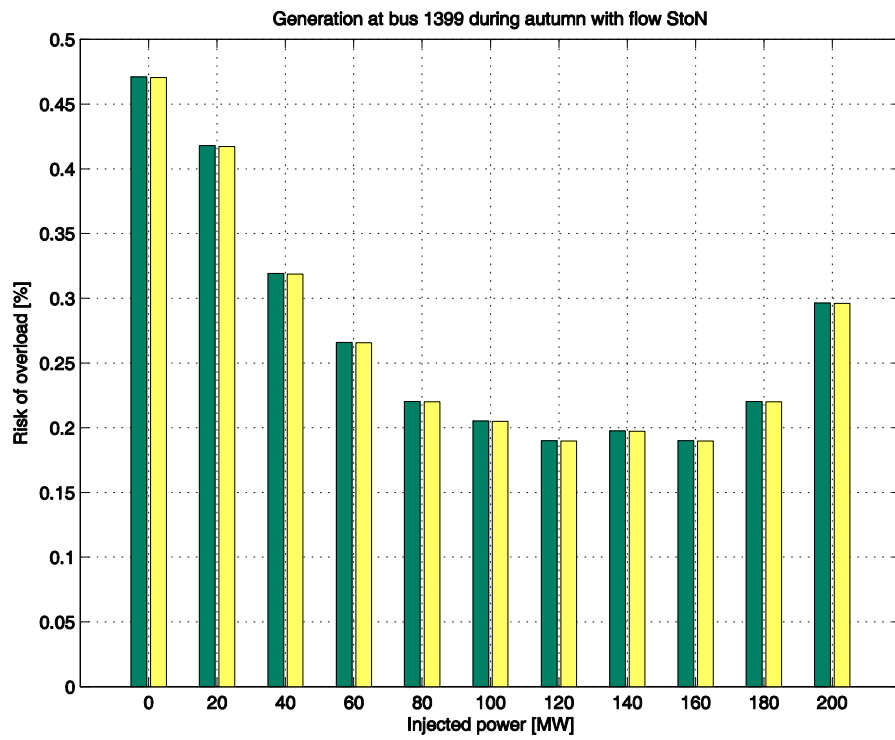
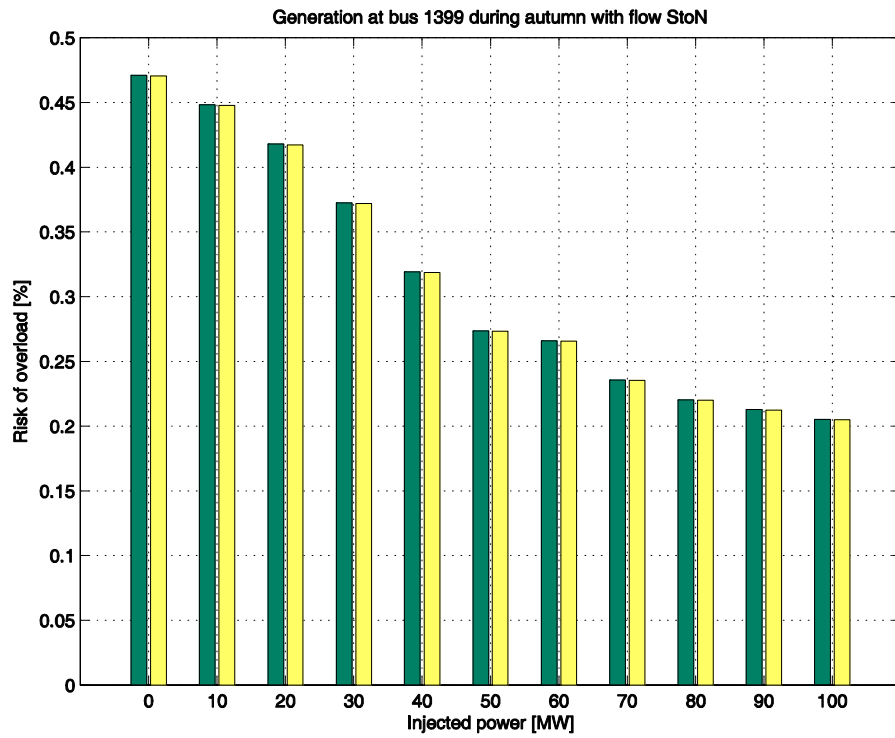










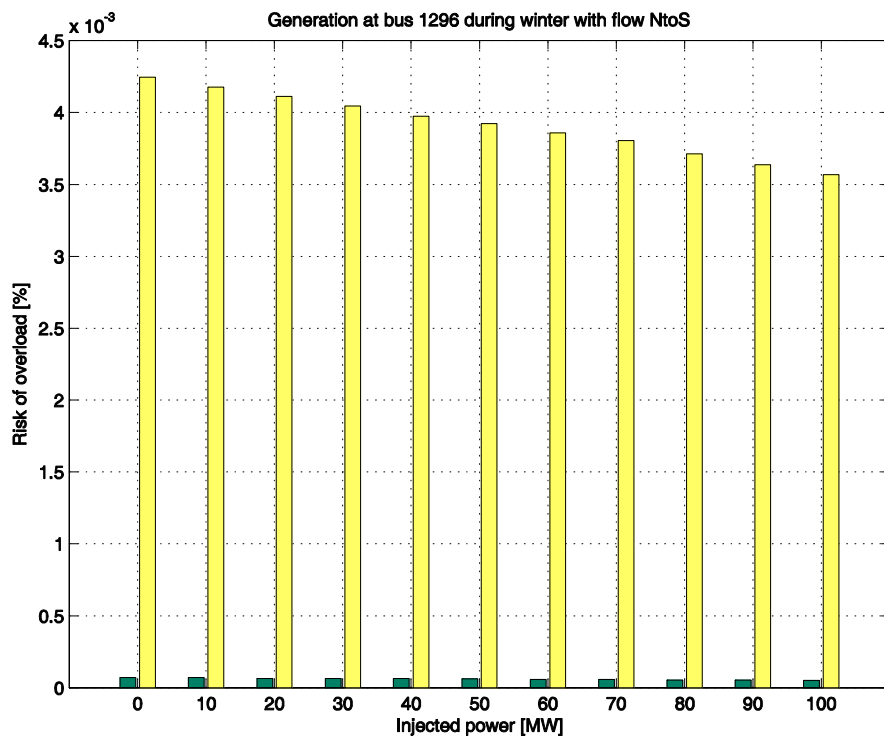


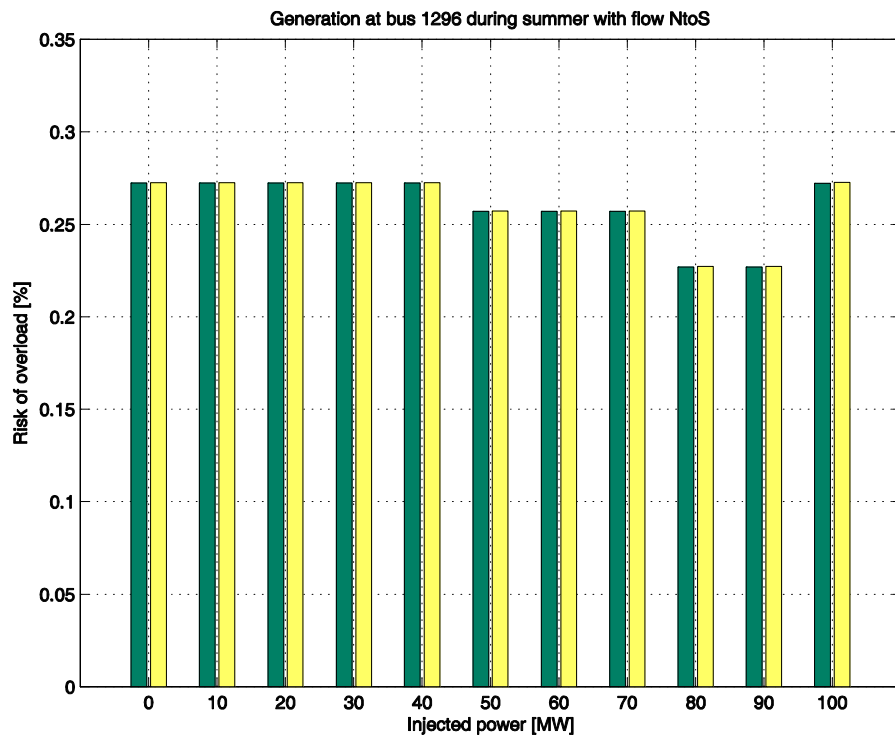
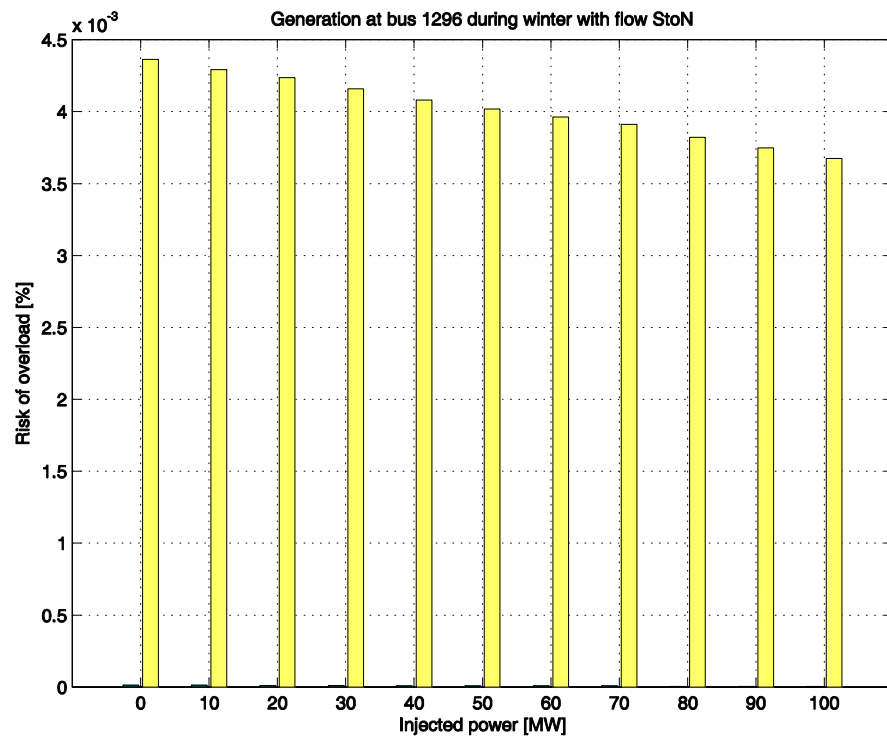
13 Appendix D. Resultat – metod 2

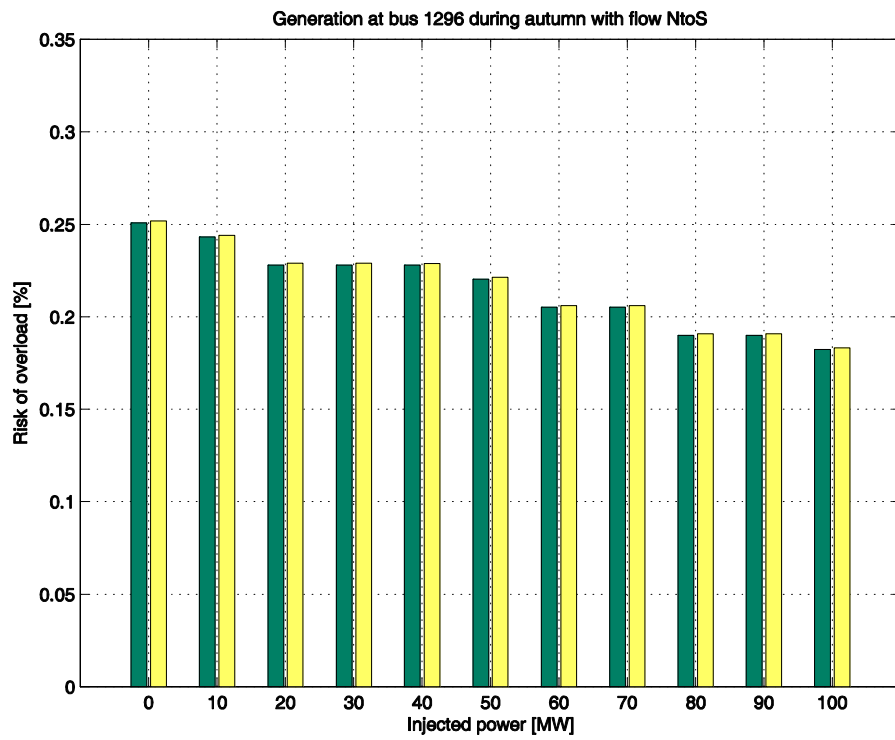
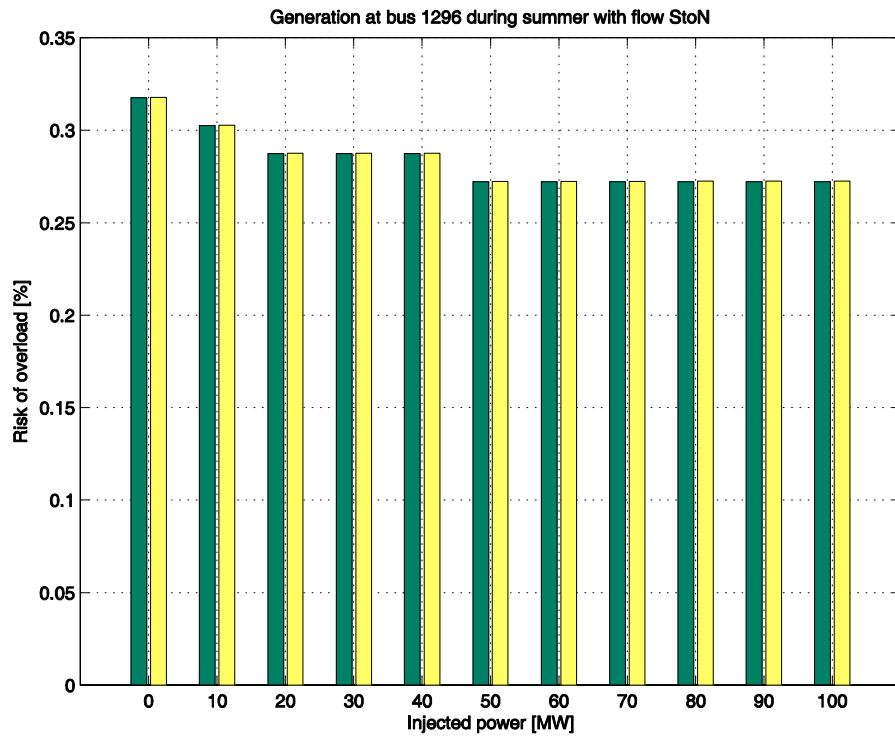
Här visas resultaten av beräkningarna i form av plottar där sannolikheten för överbelastning visas som funktion av inmatad effekt vid aktuell nod. Figurerna visar resultaten enligt beräkningsmetod 2, som redogjorts för i avsnitt 3.4.2.

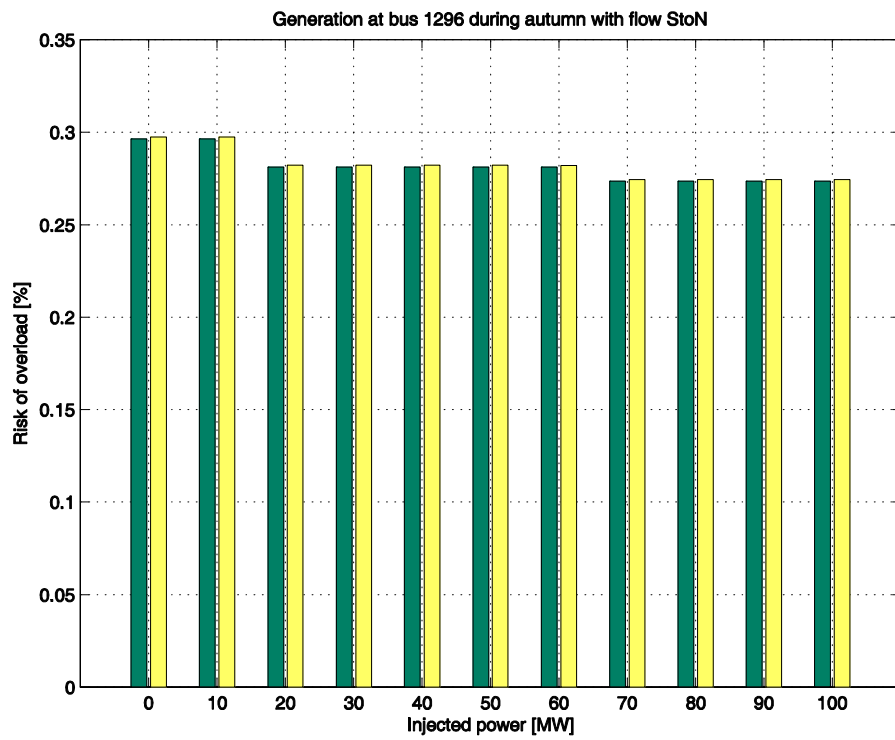
Endast 100 % vindhastighet, enligt SMHIs mätdata och situationen då 70° C ledartemperatur tillåts vid bortkopplad ledning visas. Grön stapel visar den beräknade sannolikheten då inga ledningar kopplas bort (100 % tillgänglighet för alla ledningar). Gul stapel visar den sannolikheten då även bortkoppling av ledningar ingår, med given otillgänglighet.

13.1 Inmatning vid nod 1296

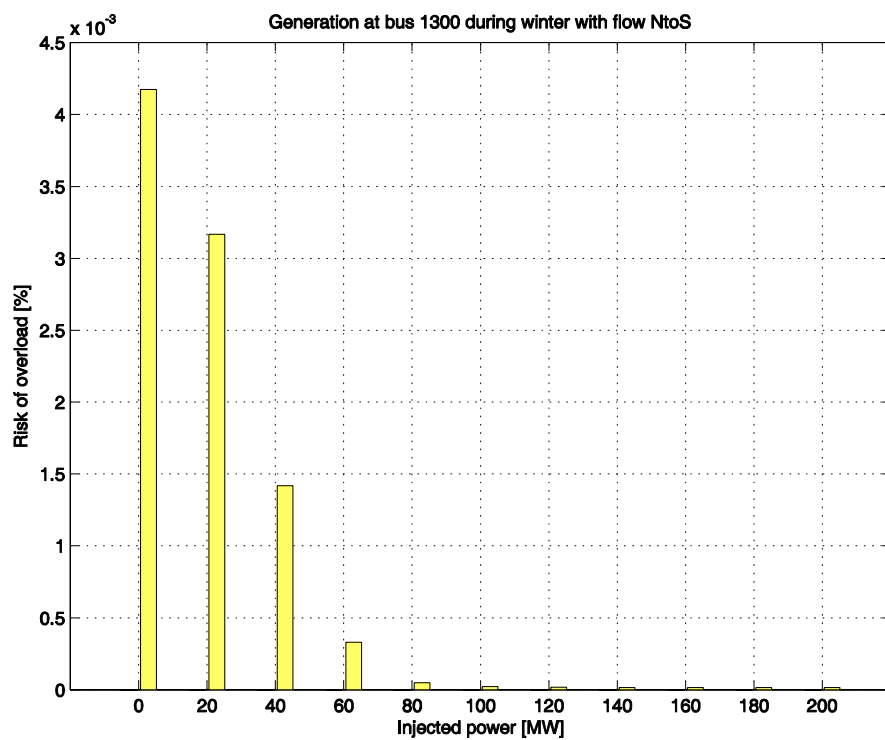
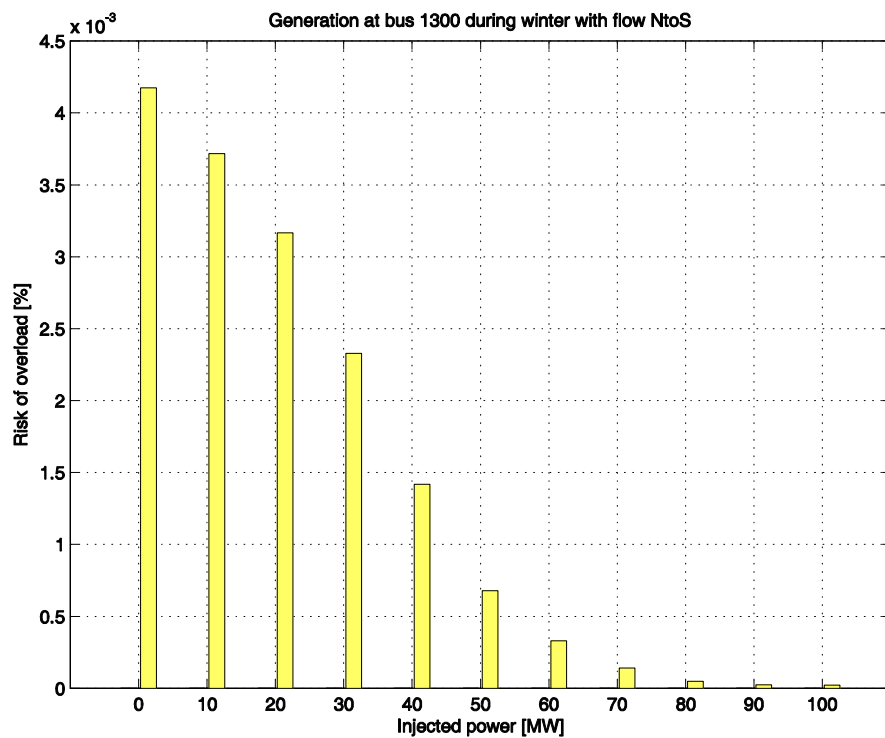


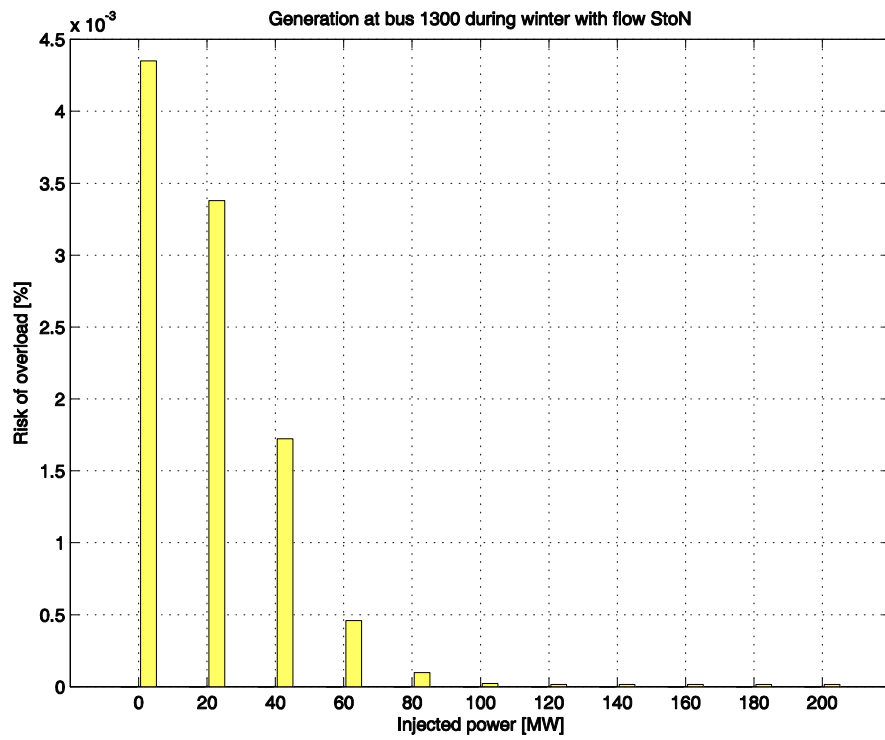
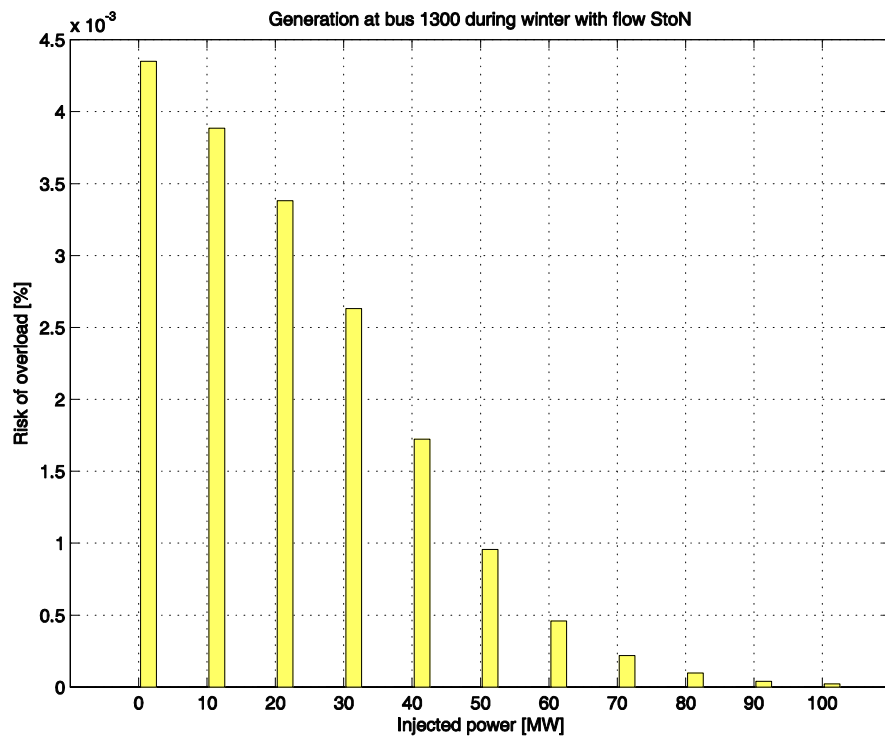


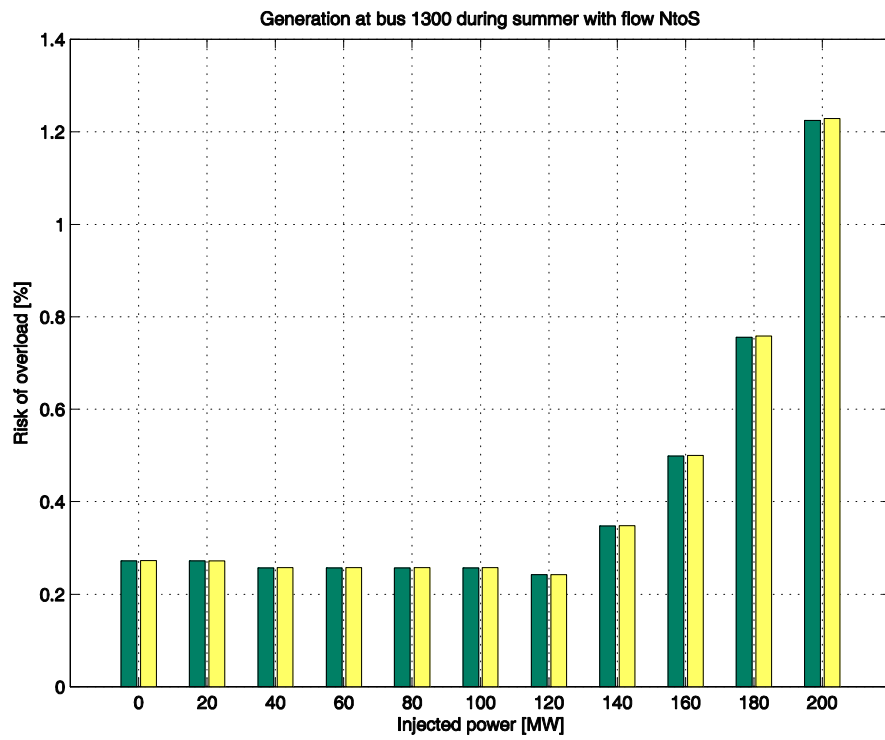
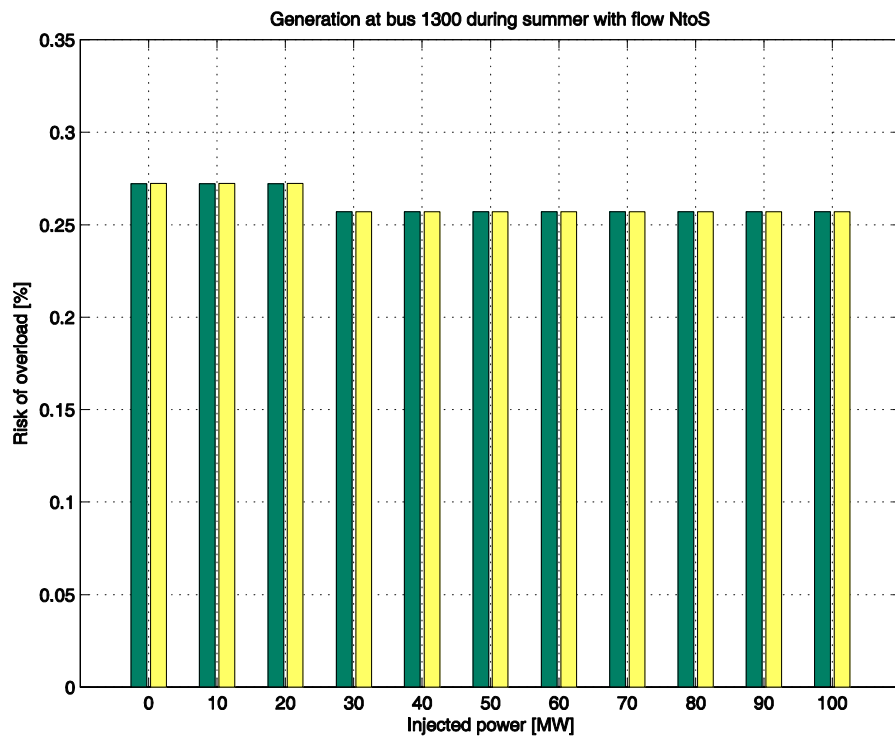


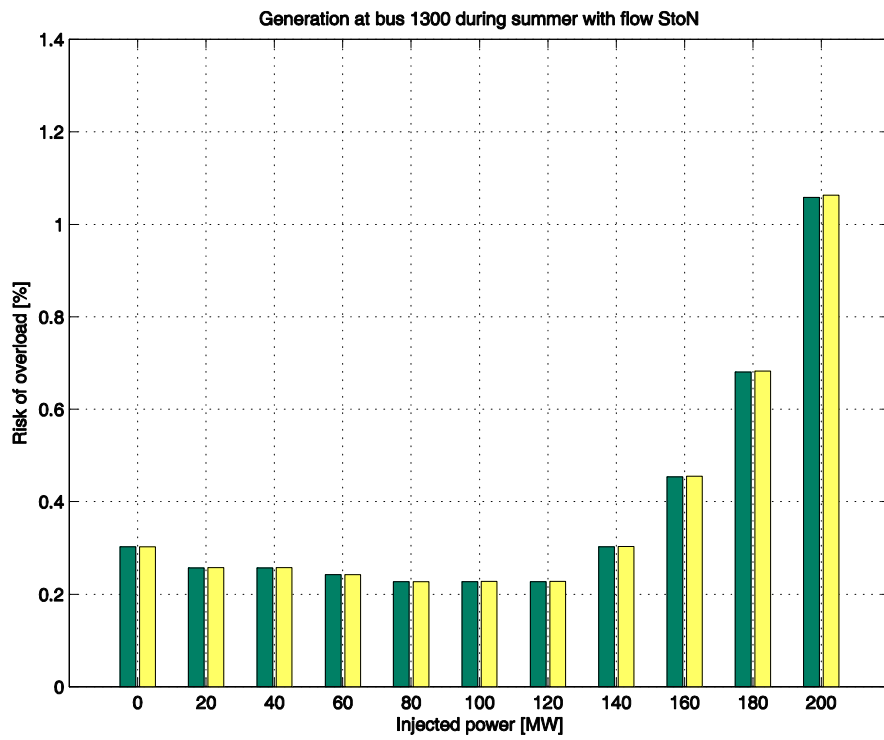
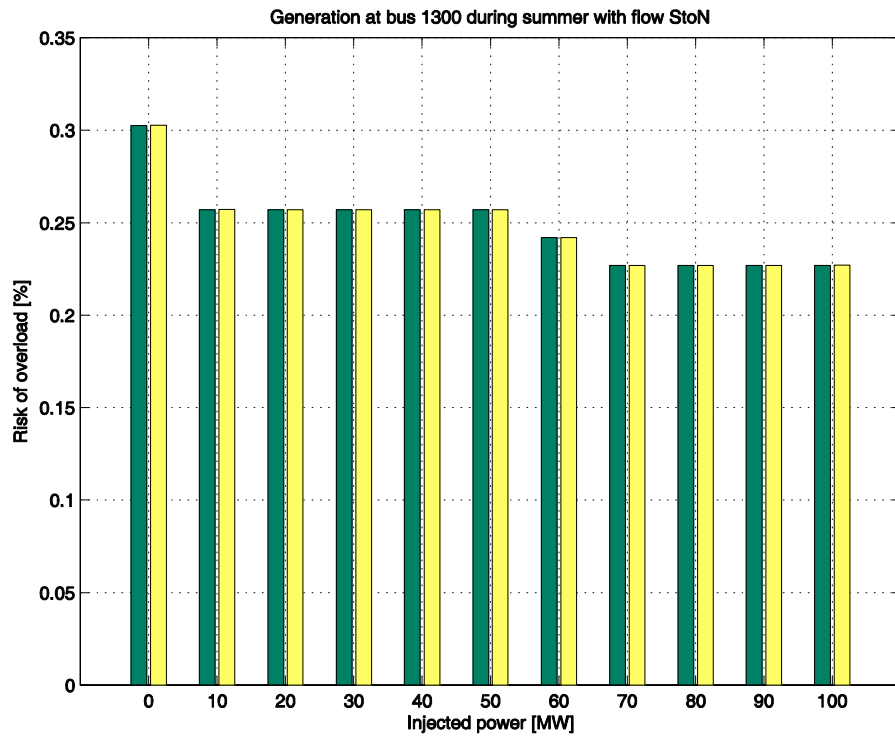


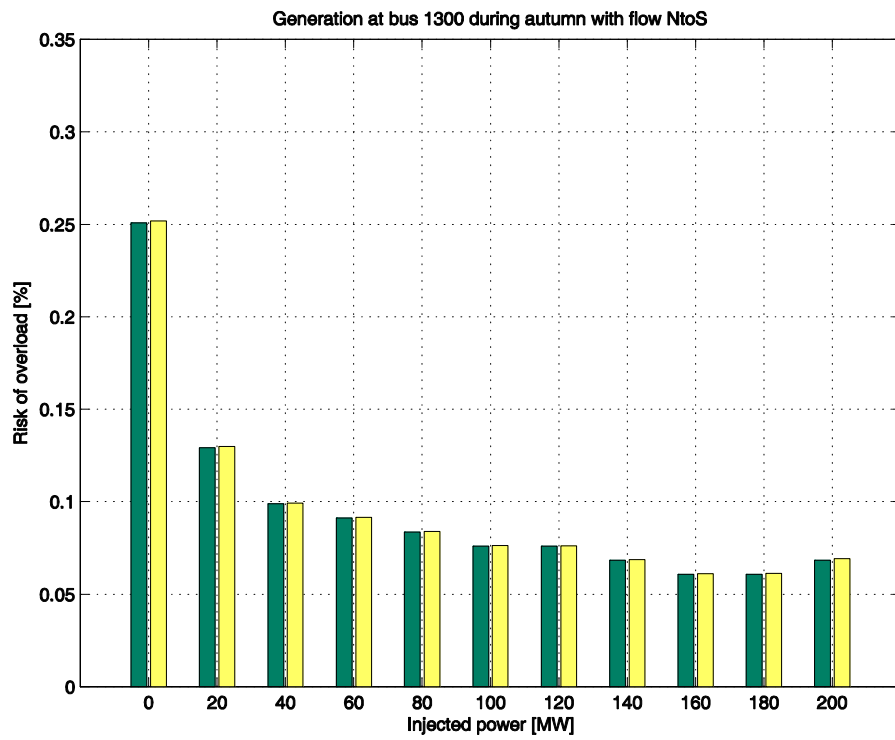
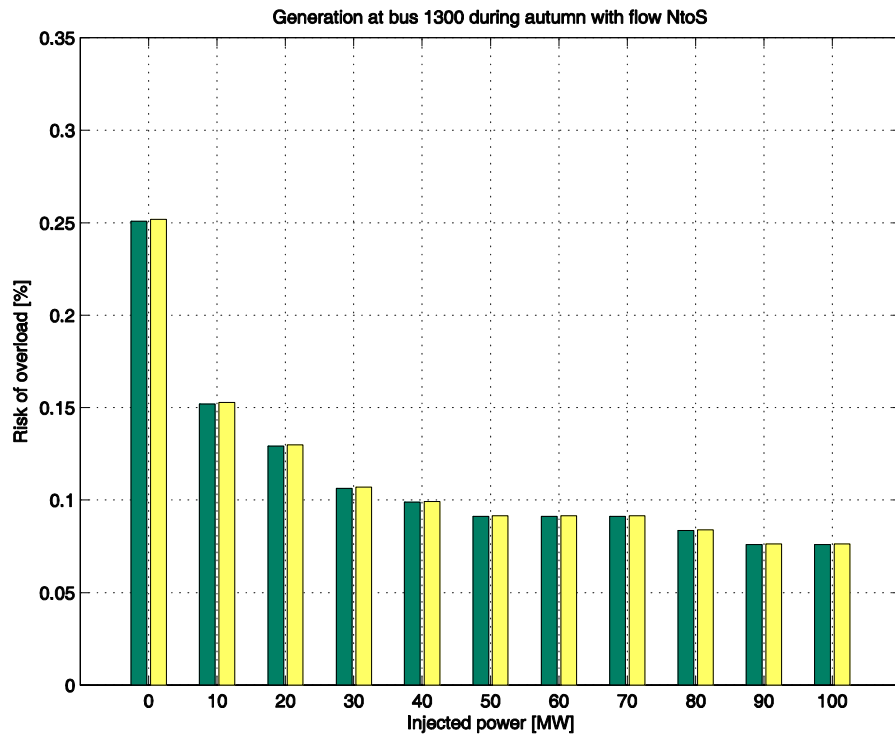
13.2 Inmatning vid nod 1300

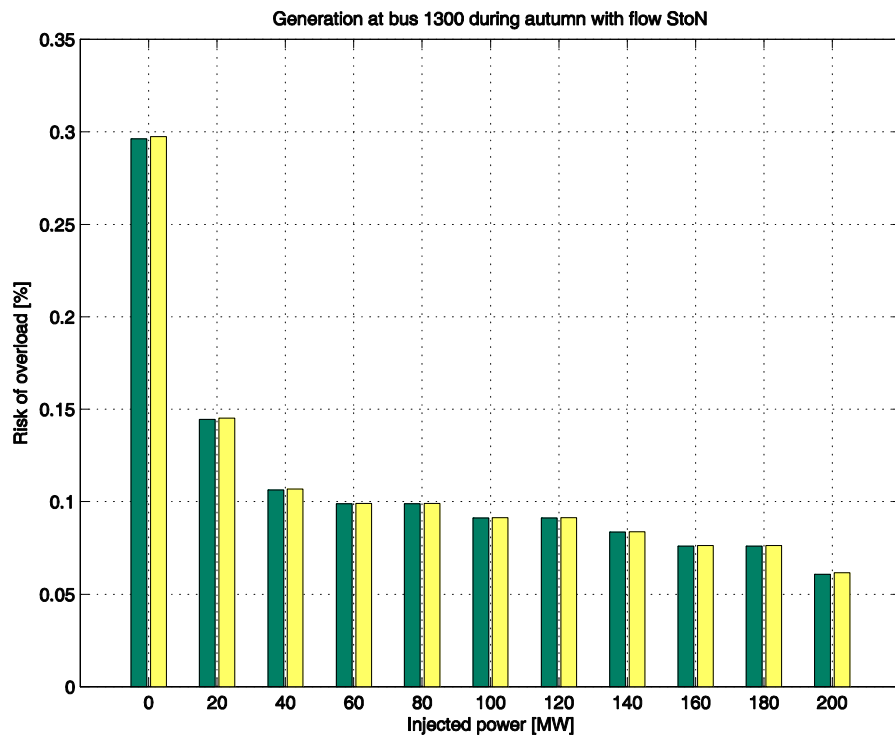
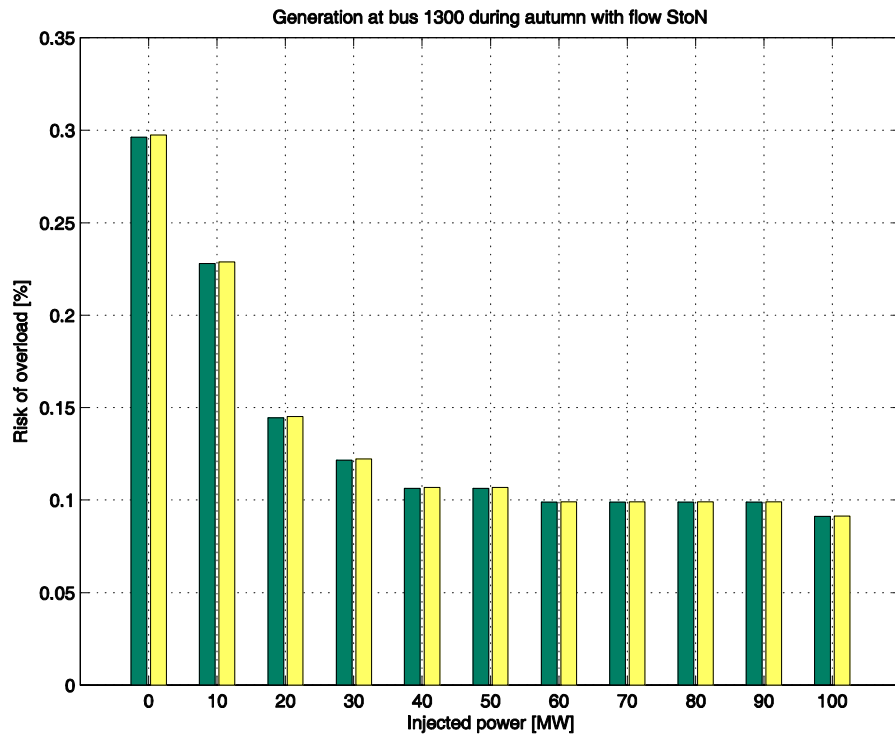




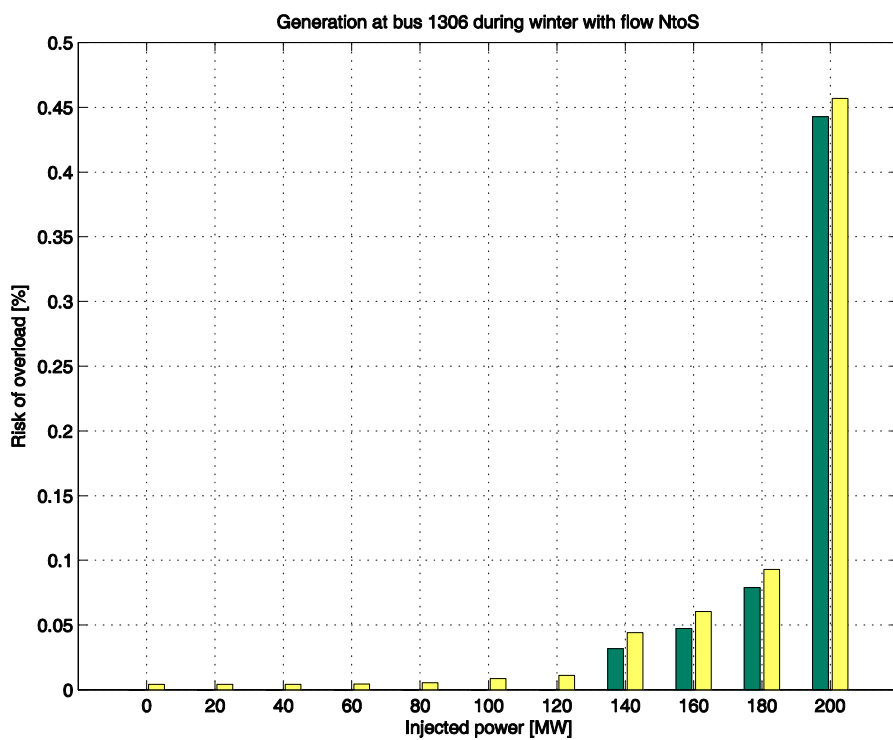
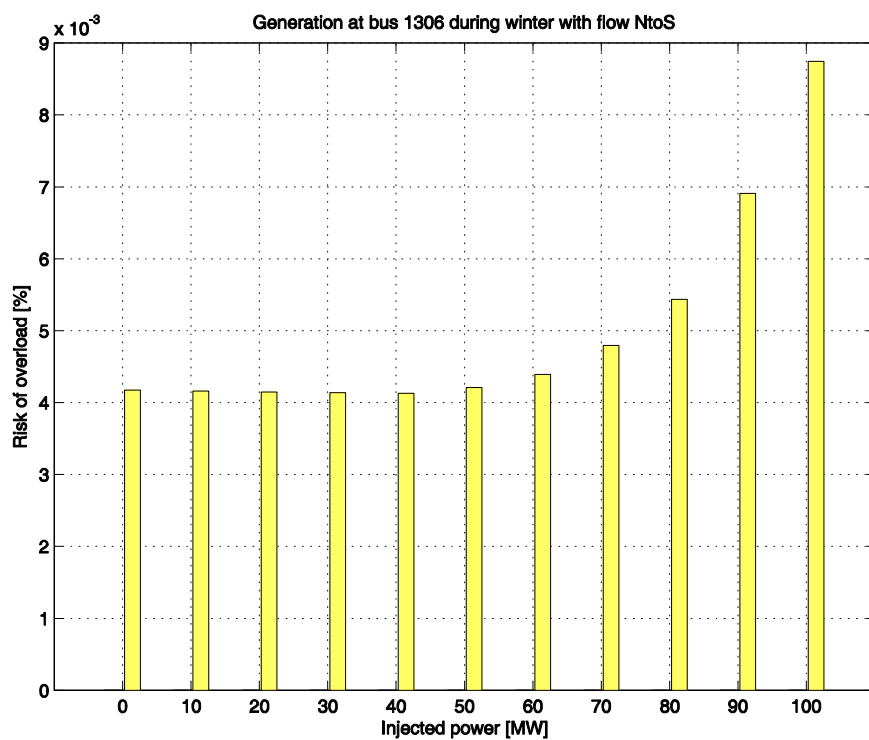


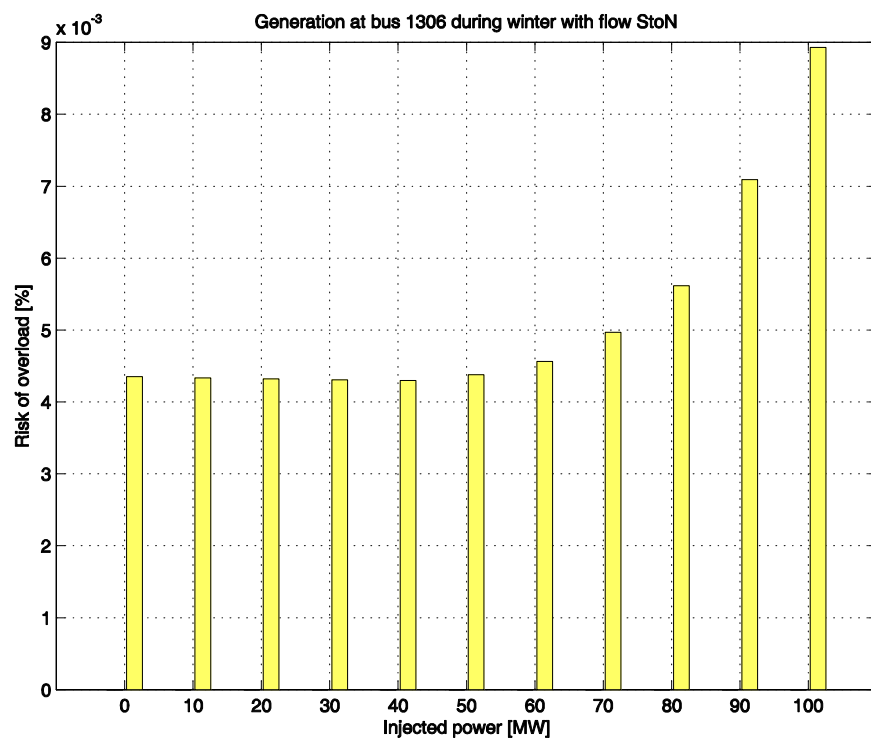
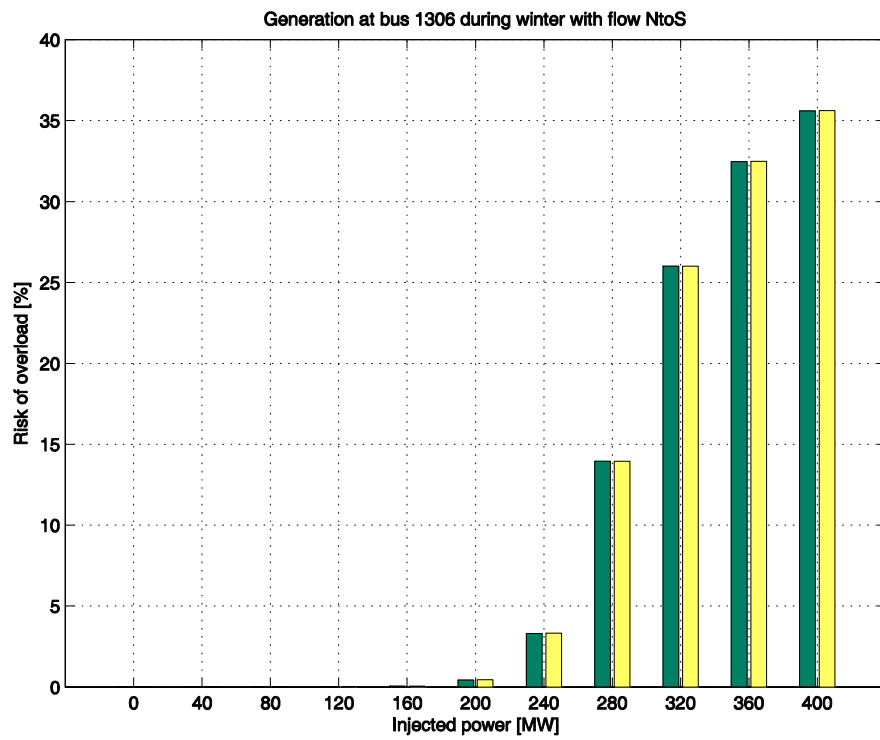


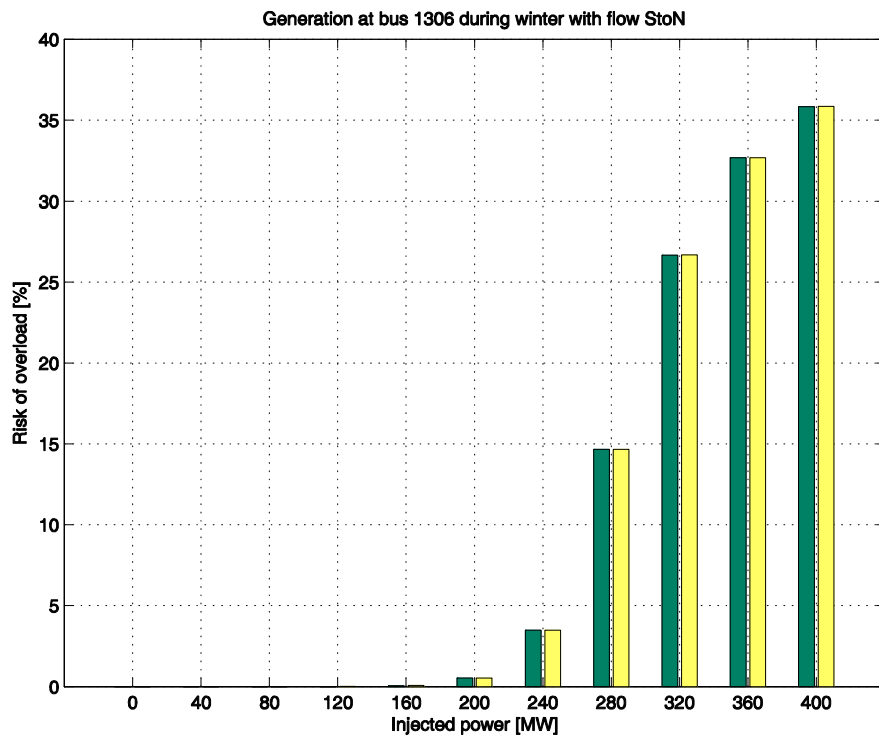
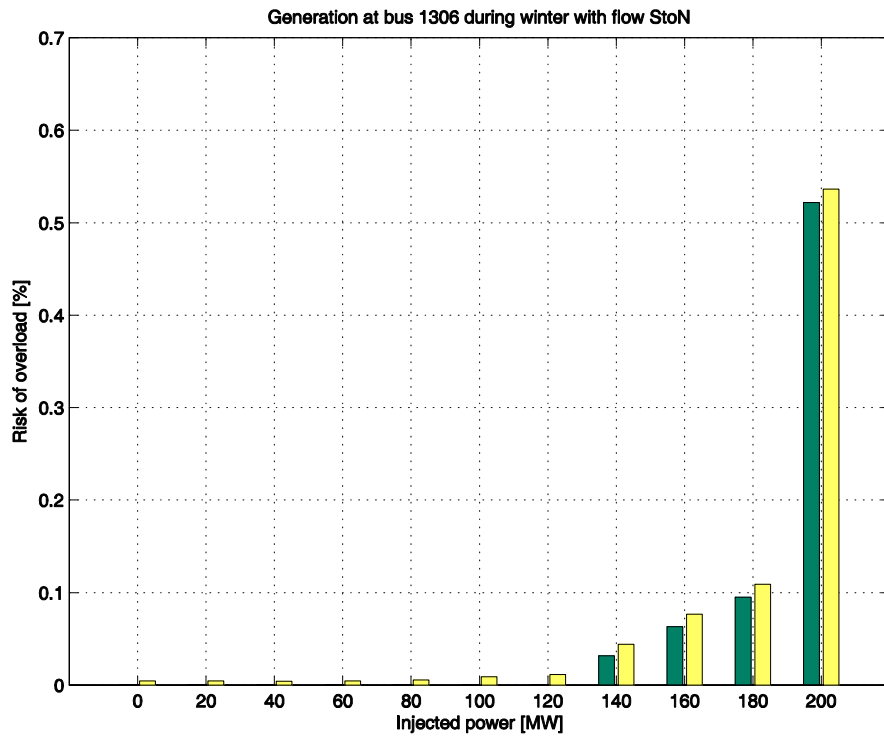


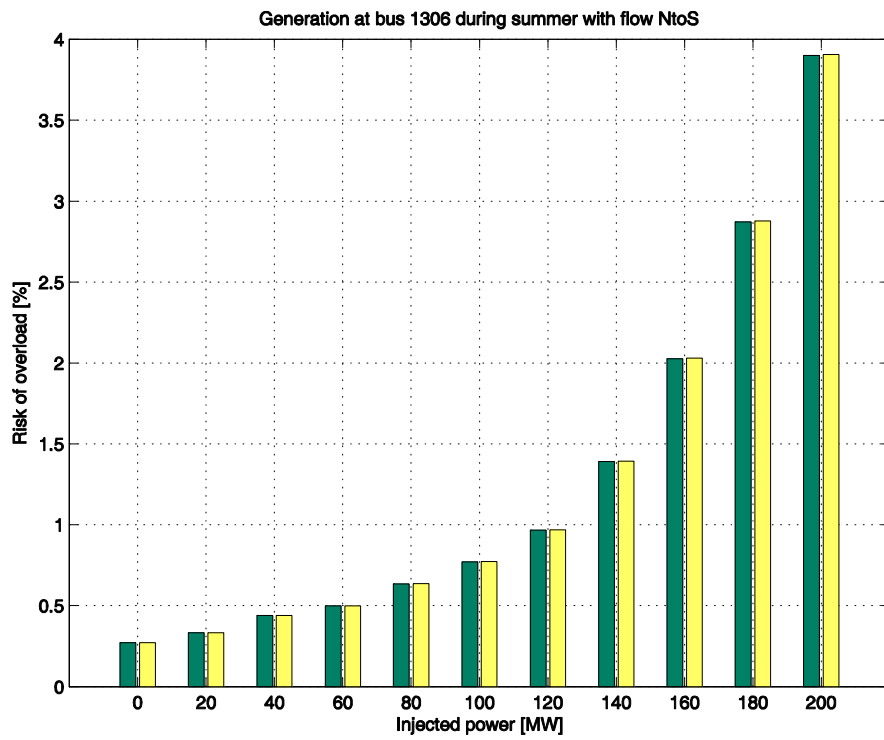
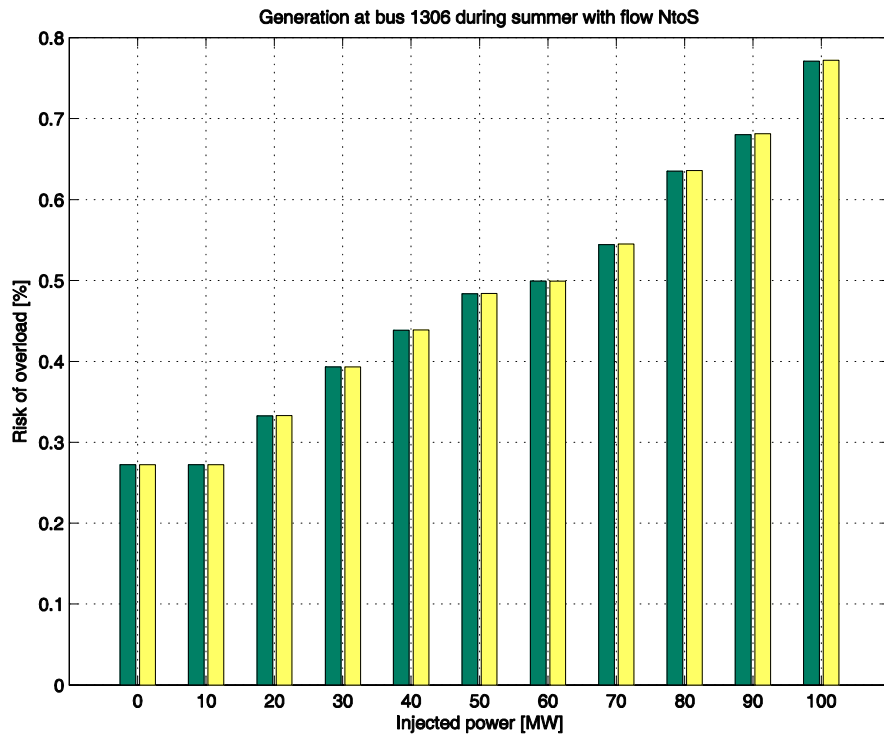


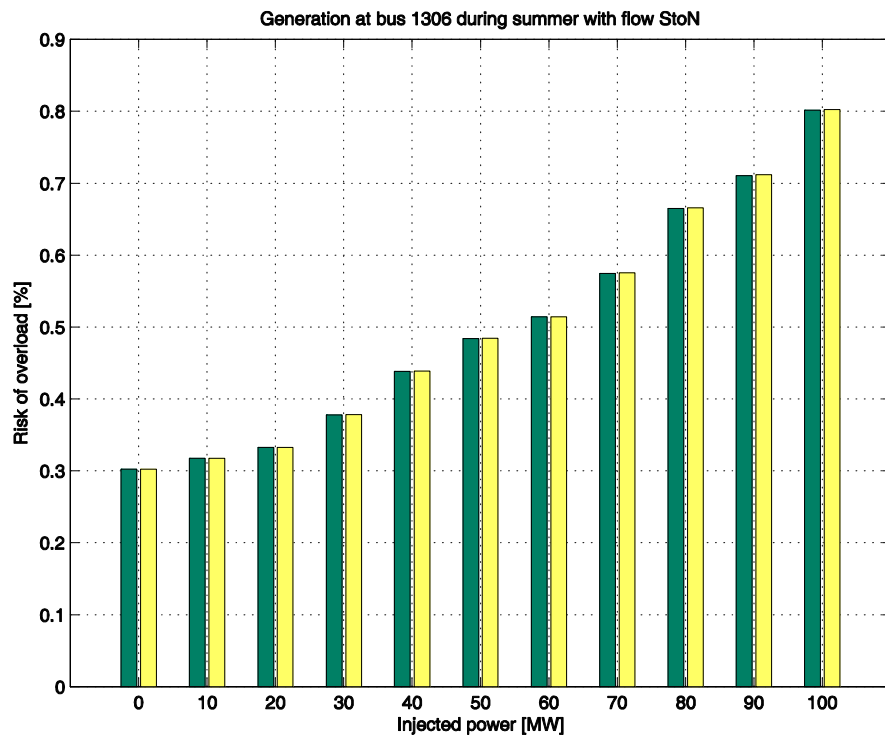
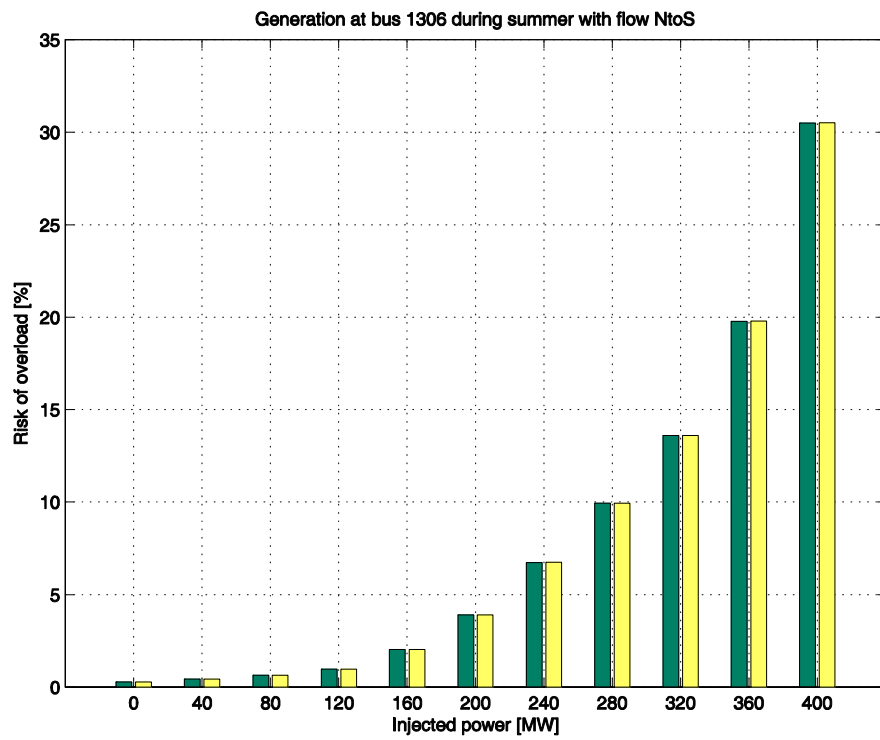
13.3 Inmatning vid nod 1306

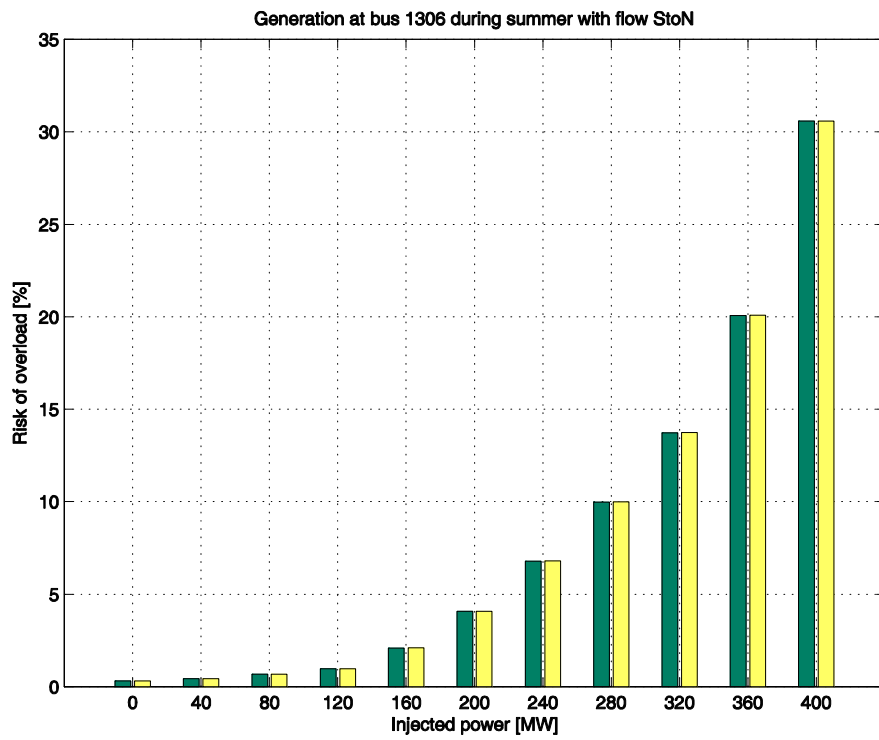
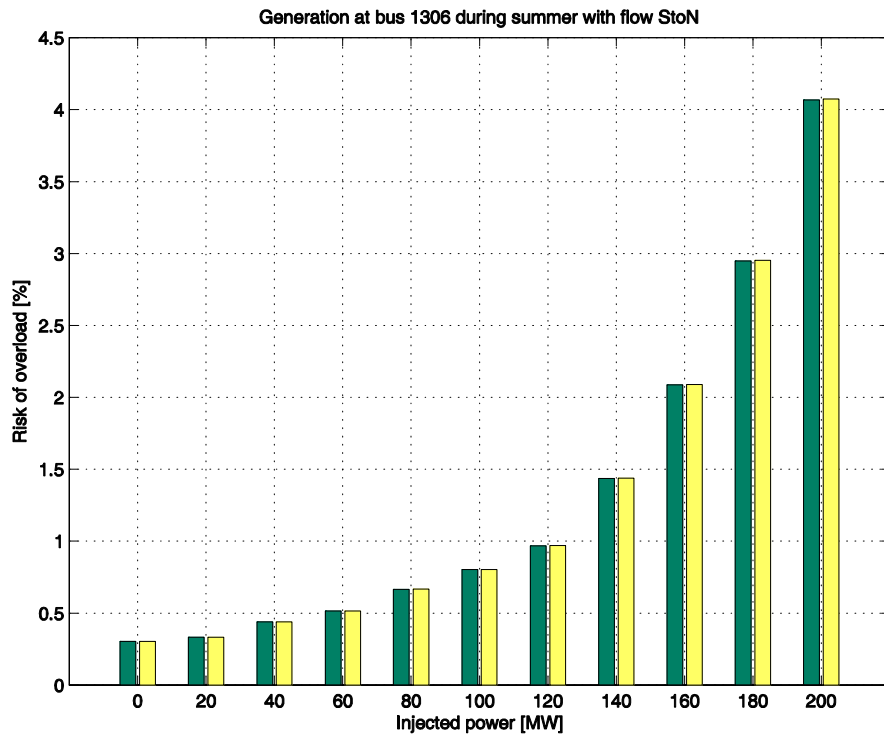


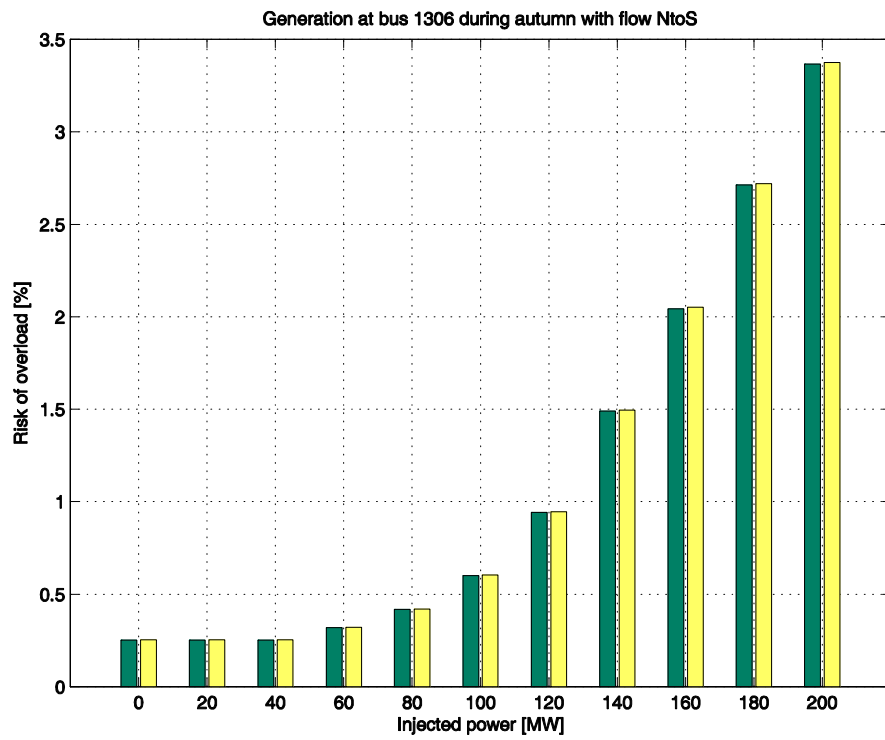
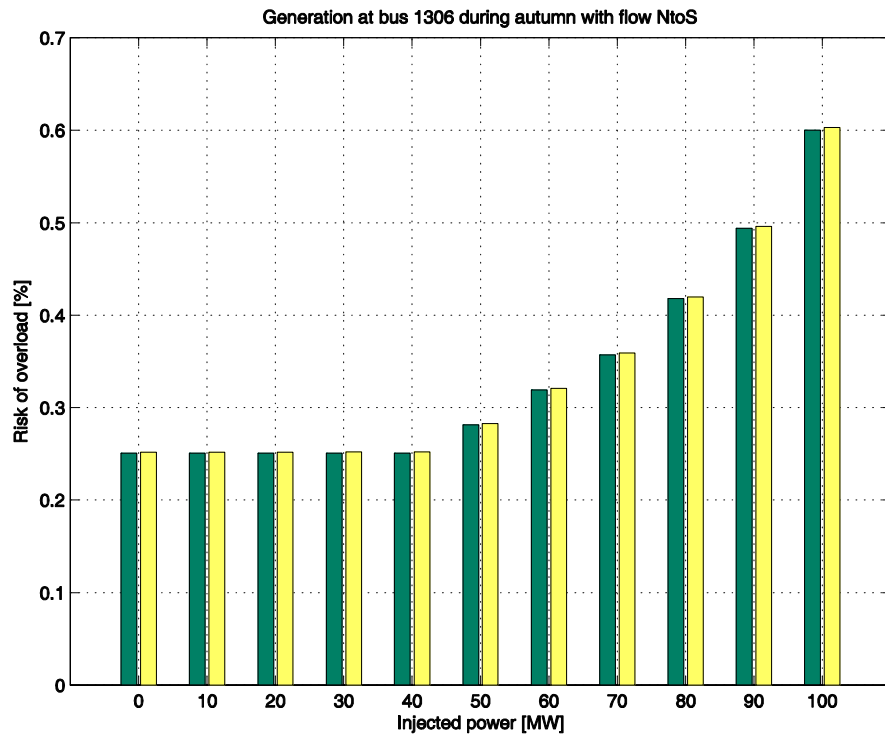


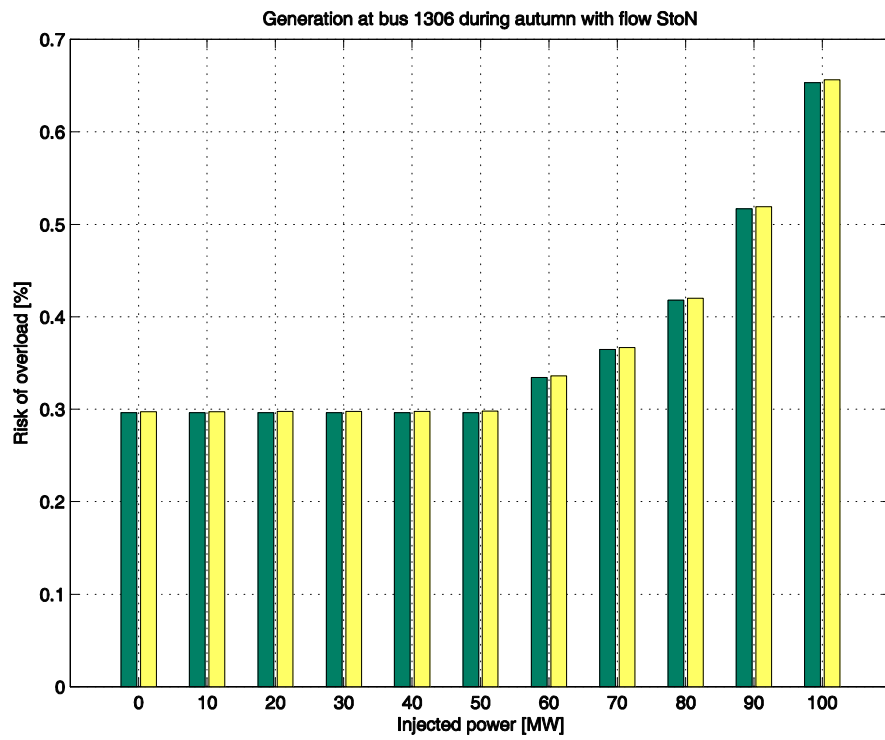
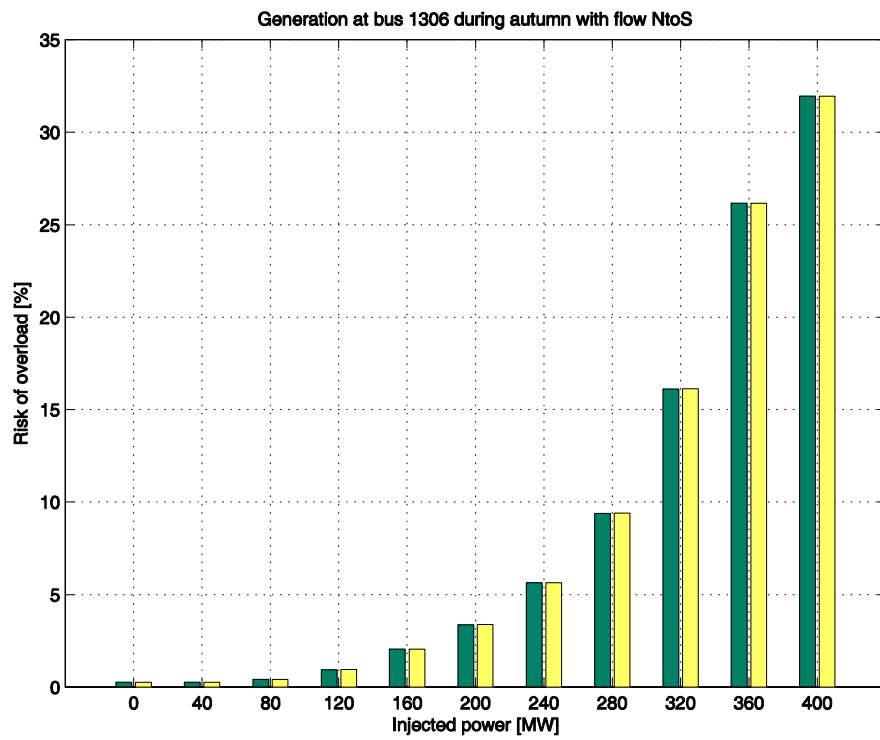


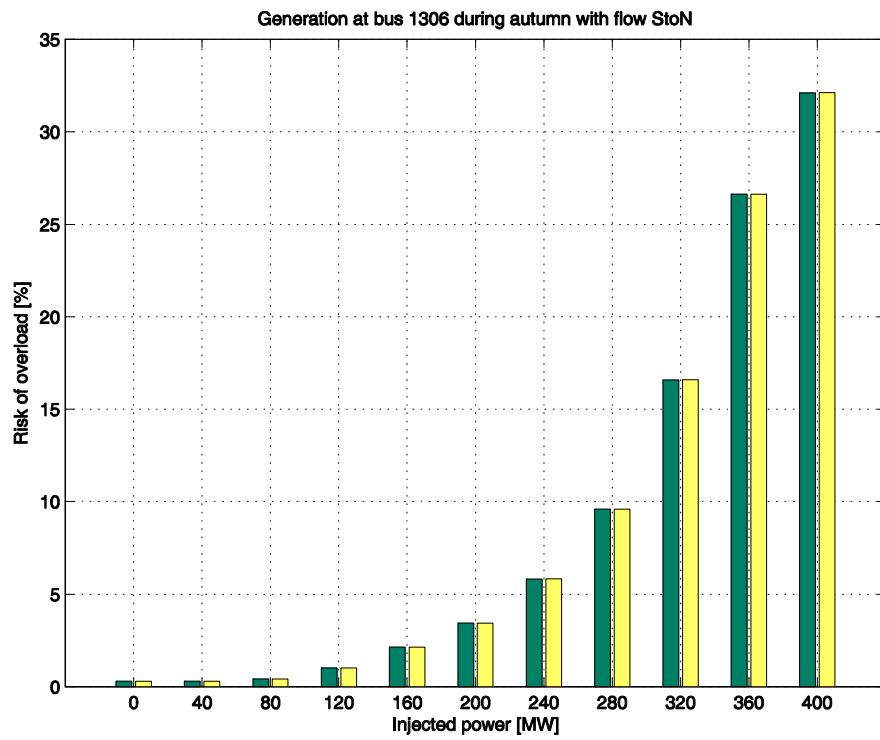
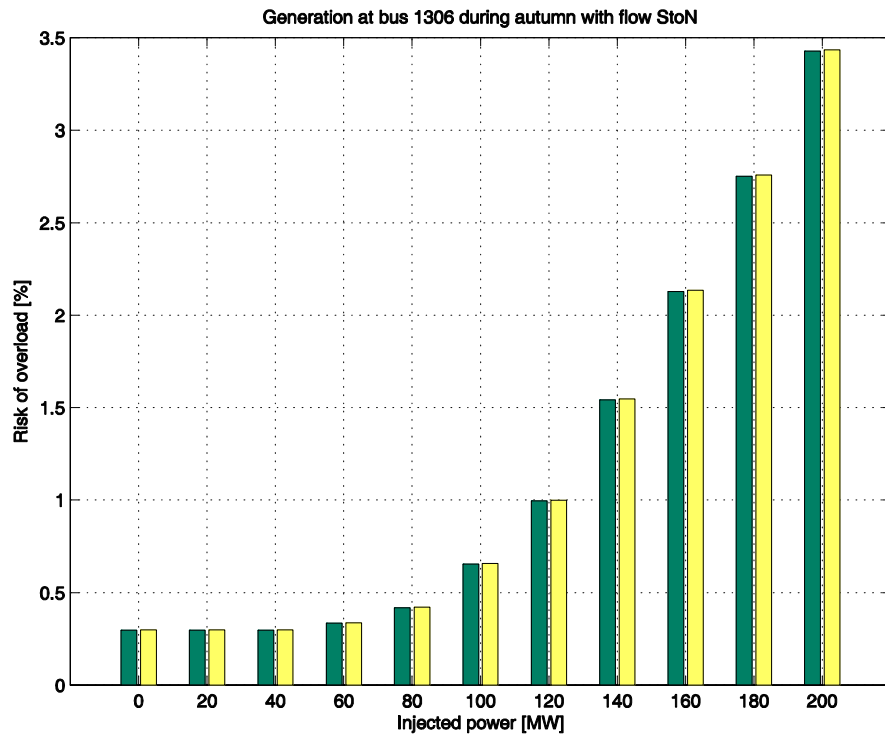




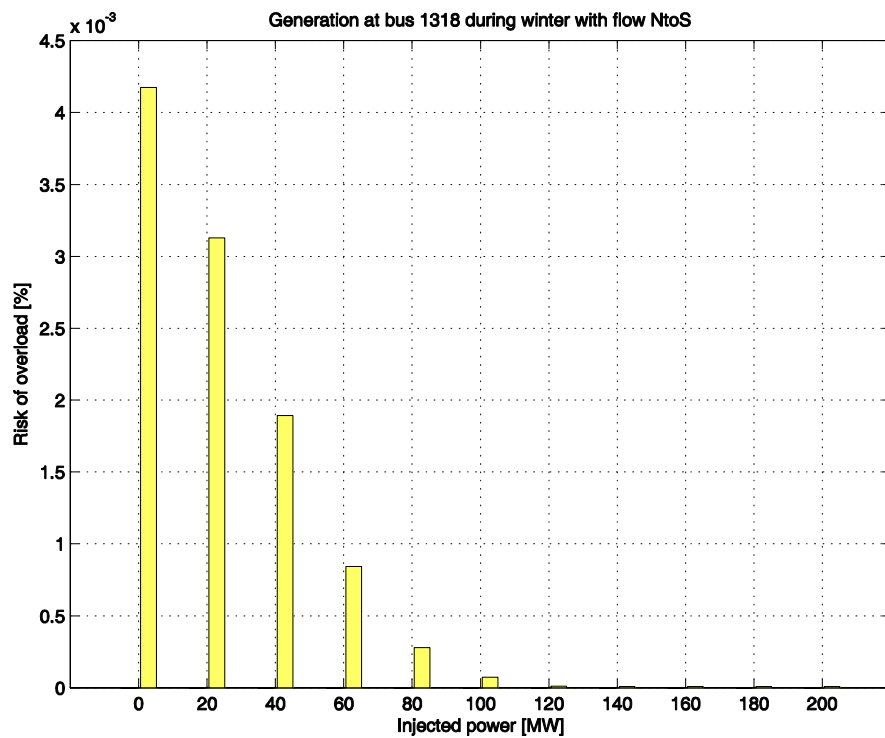
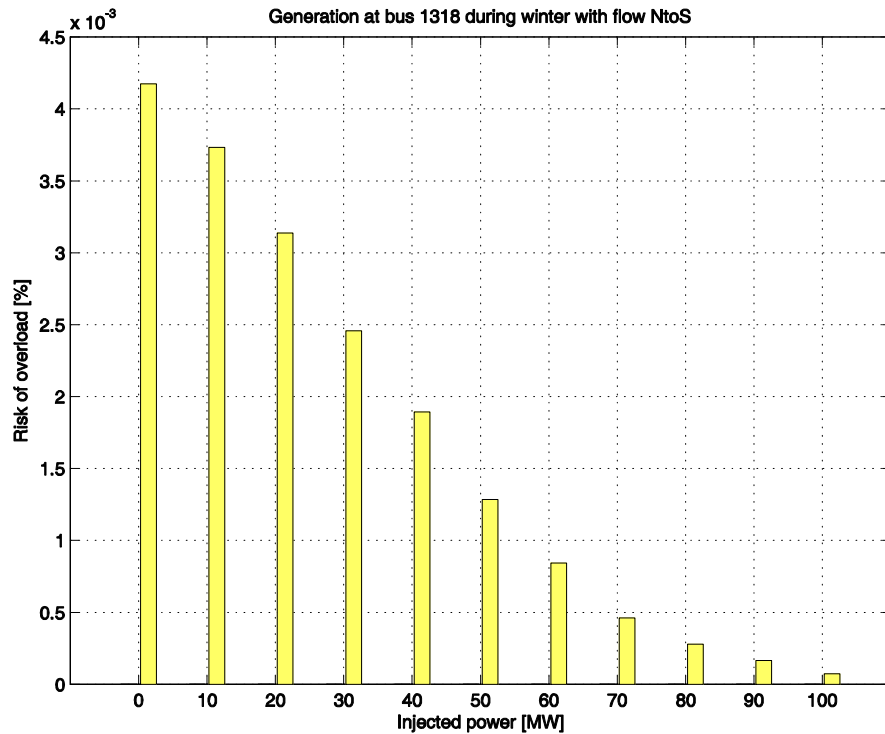


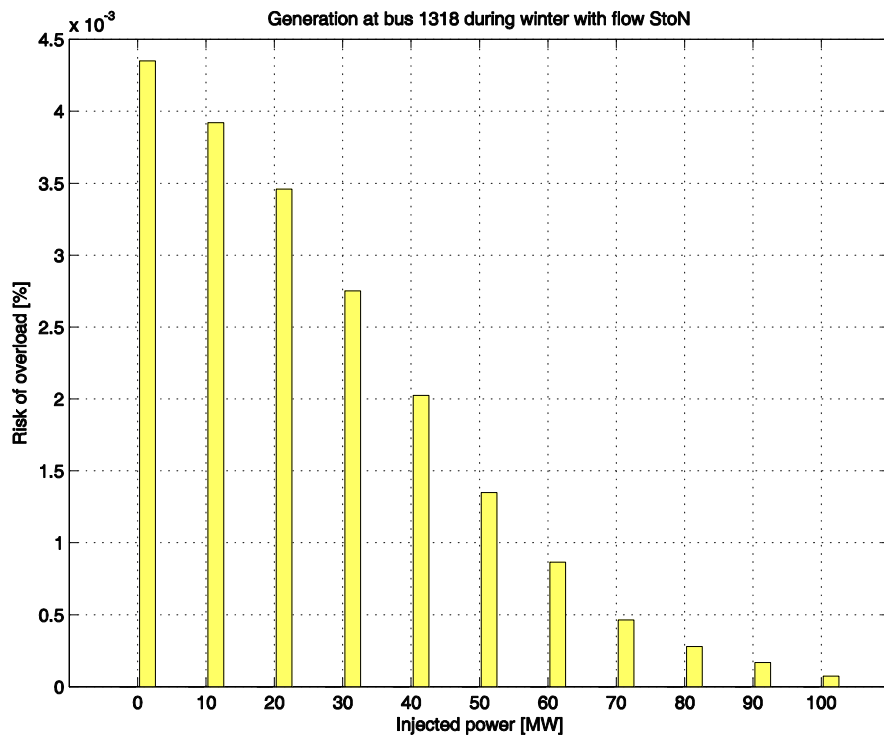
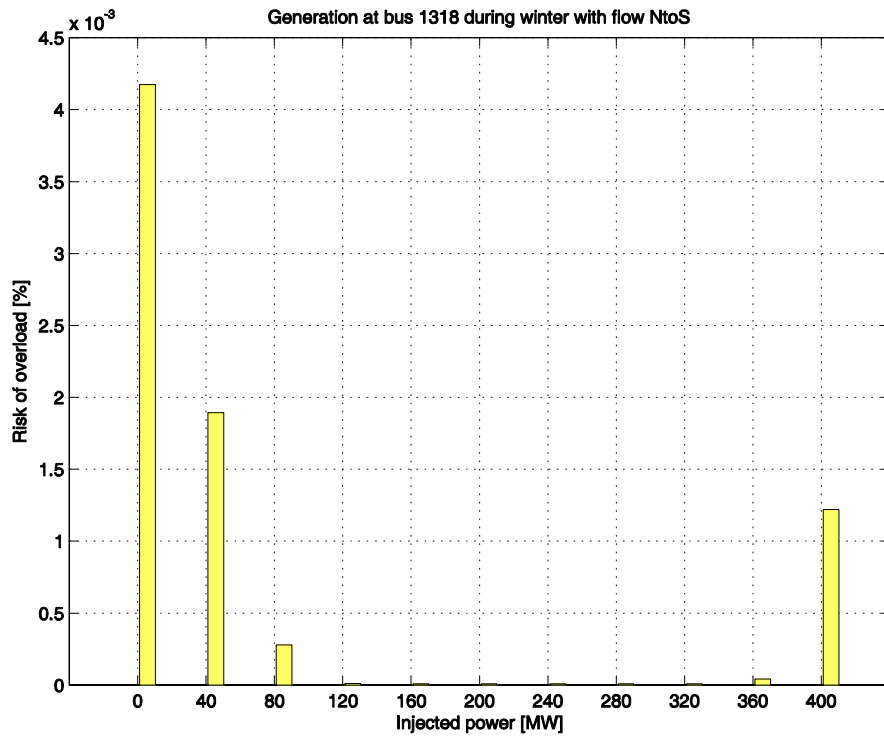


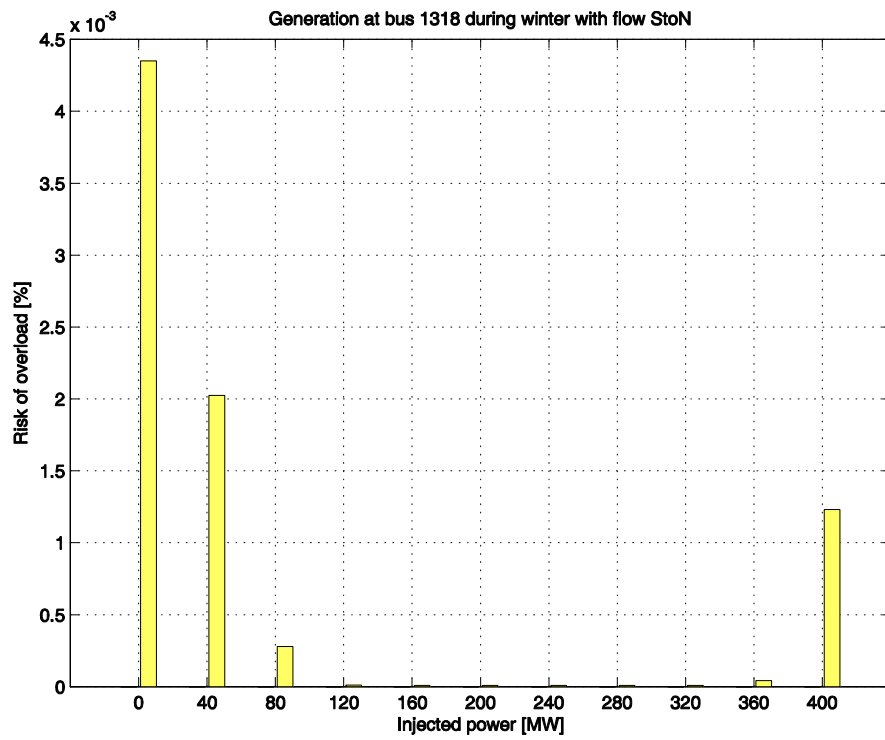
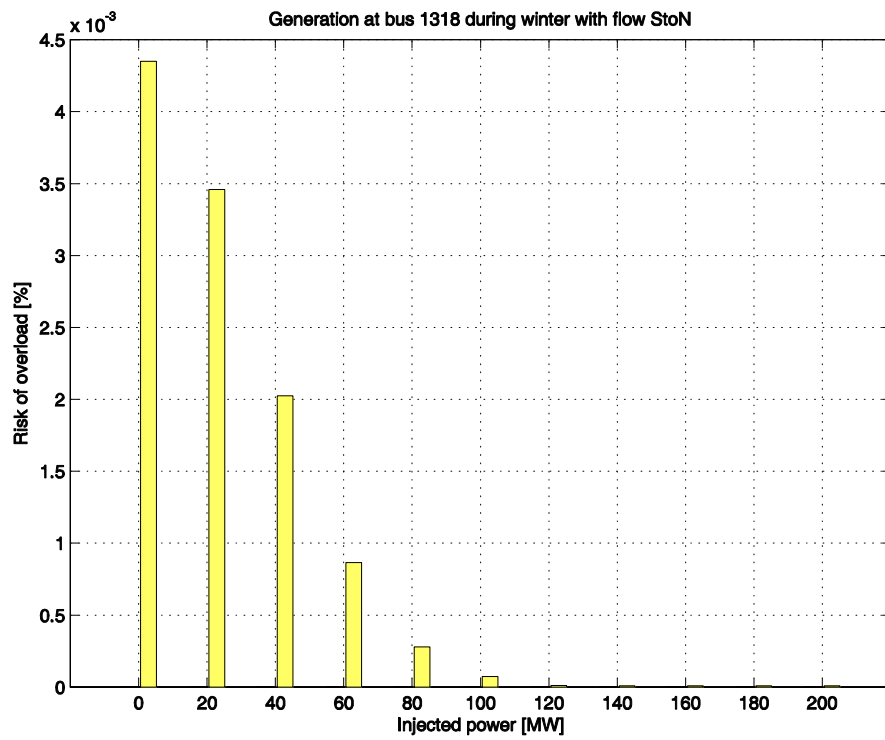


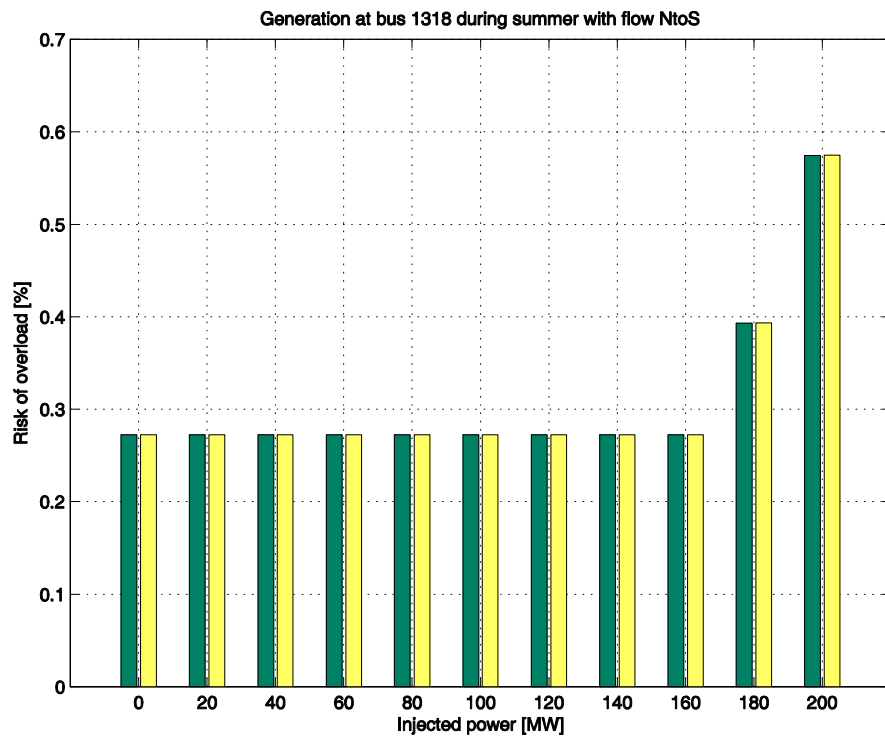
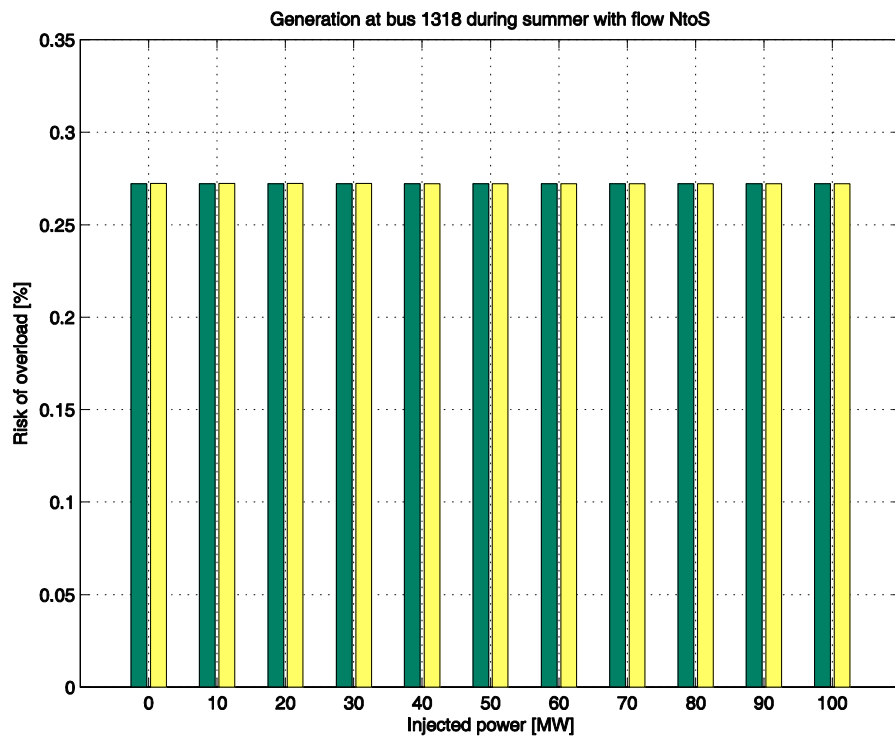


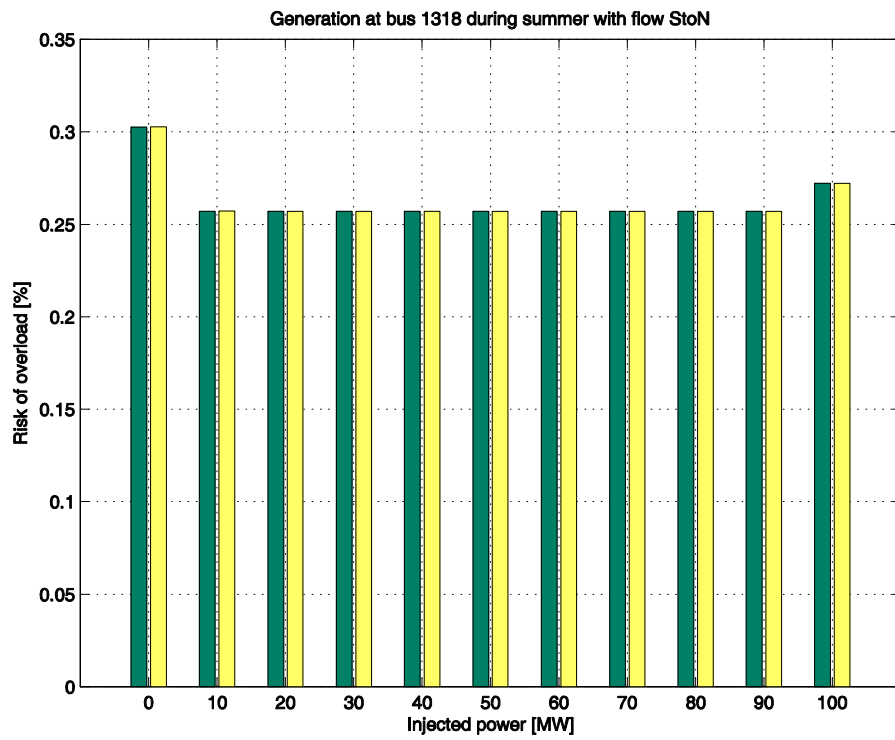
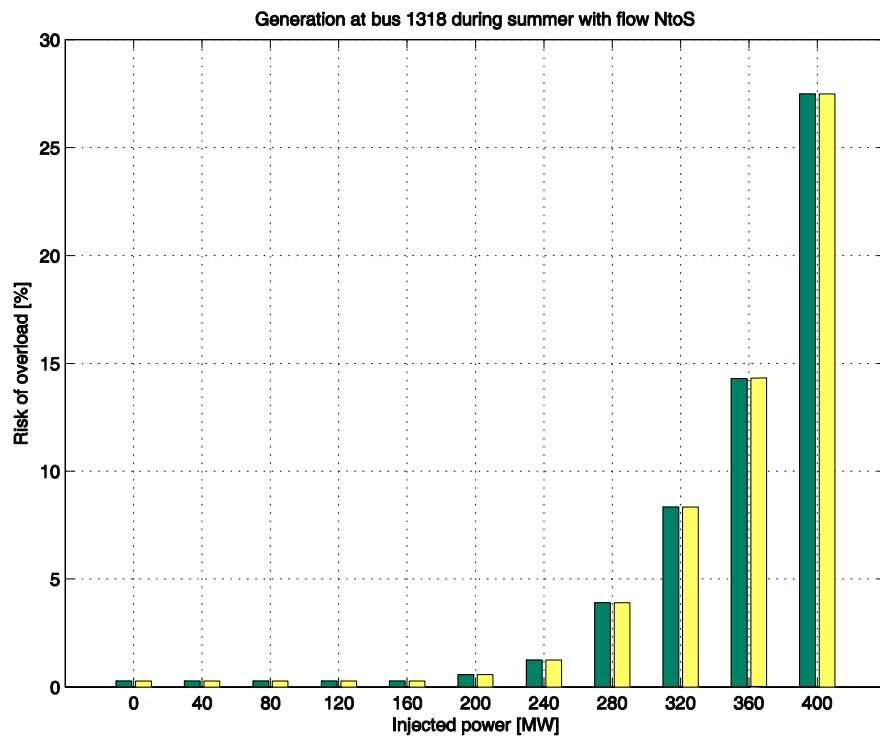
13.4 Inmatning vid nod 1318

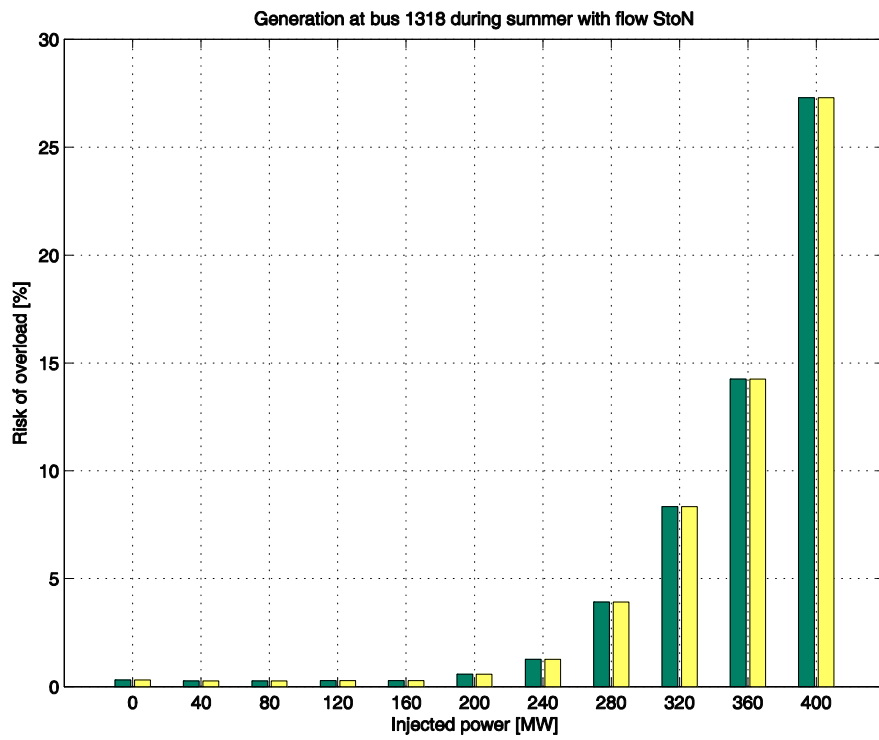
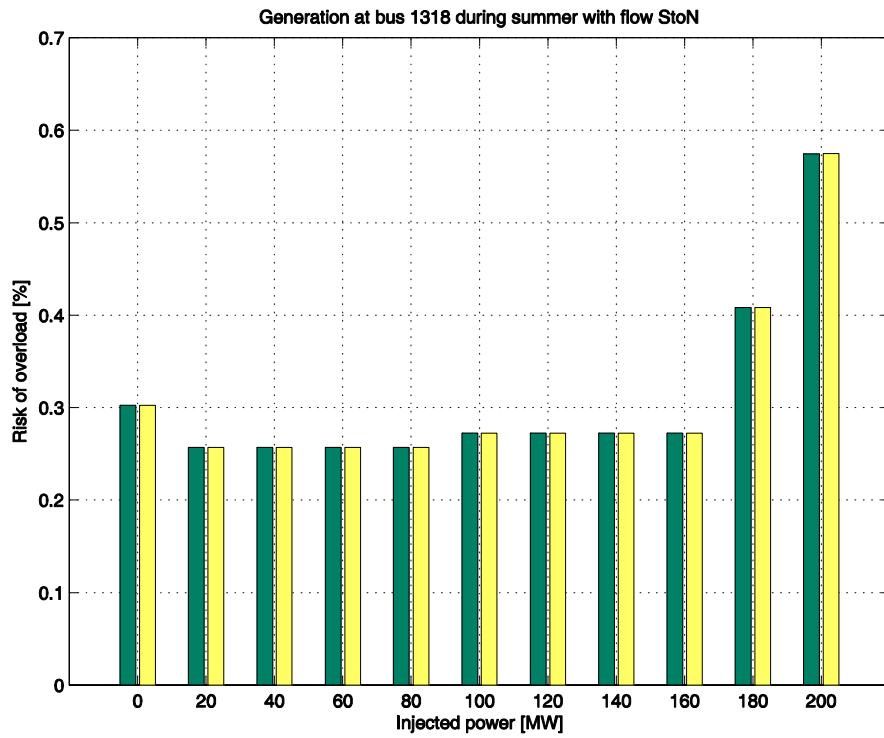


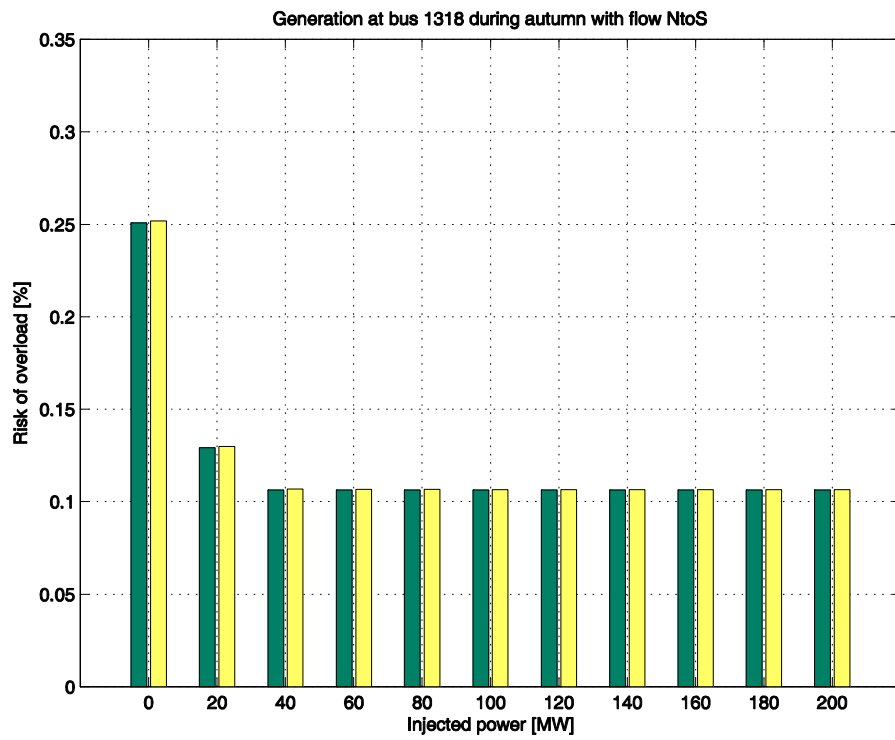
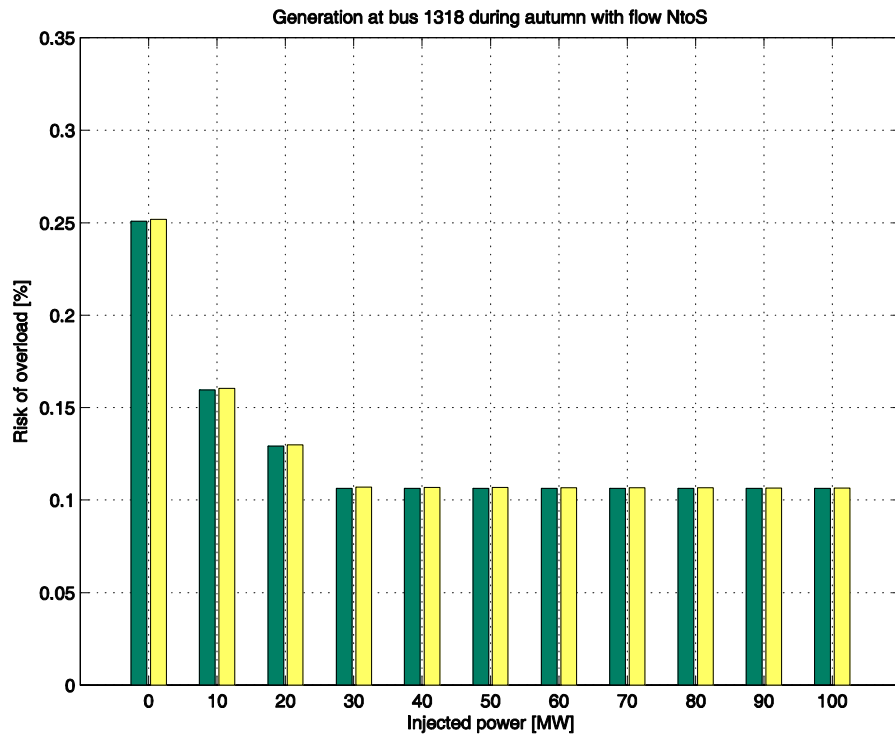


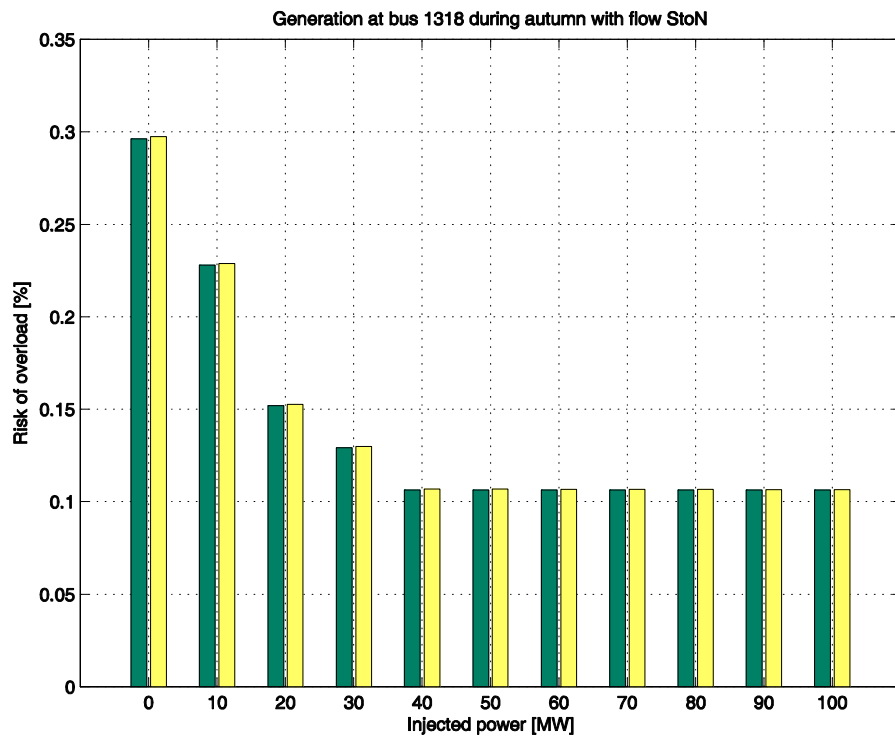
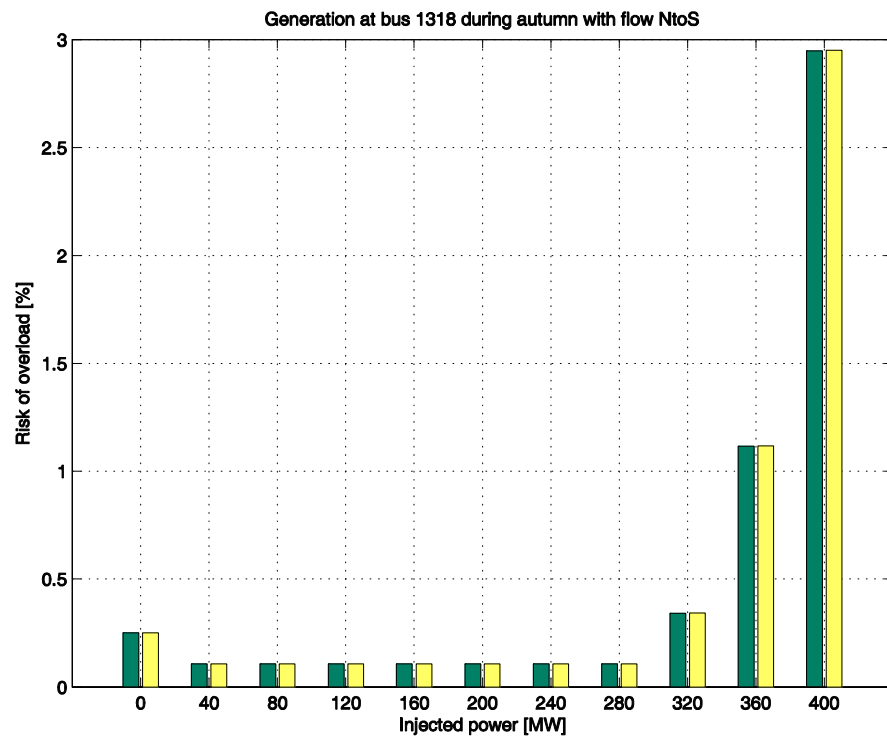


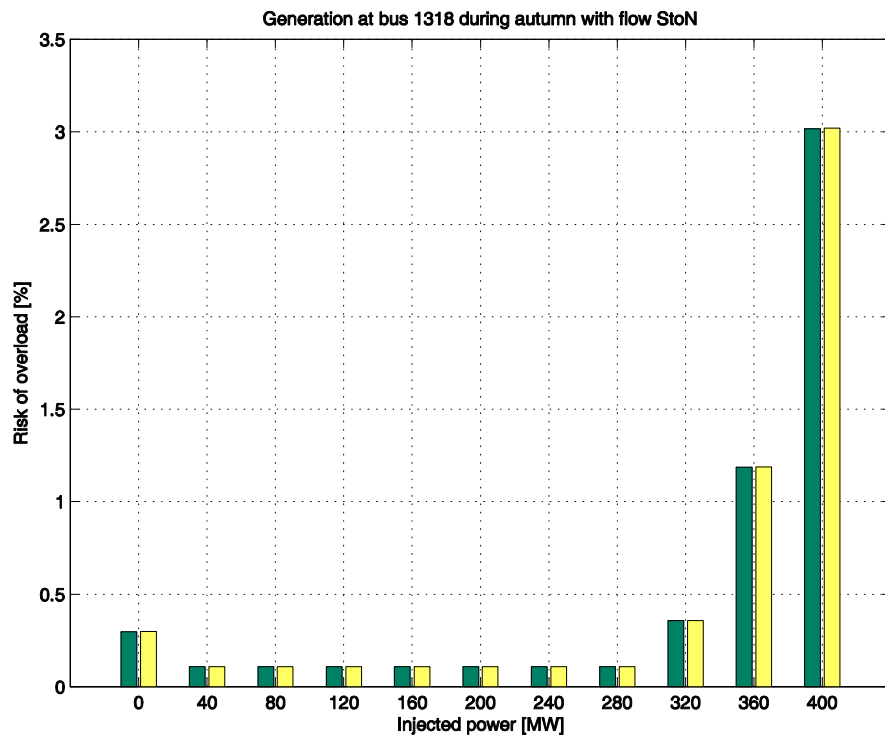
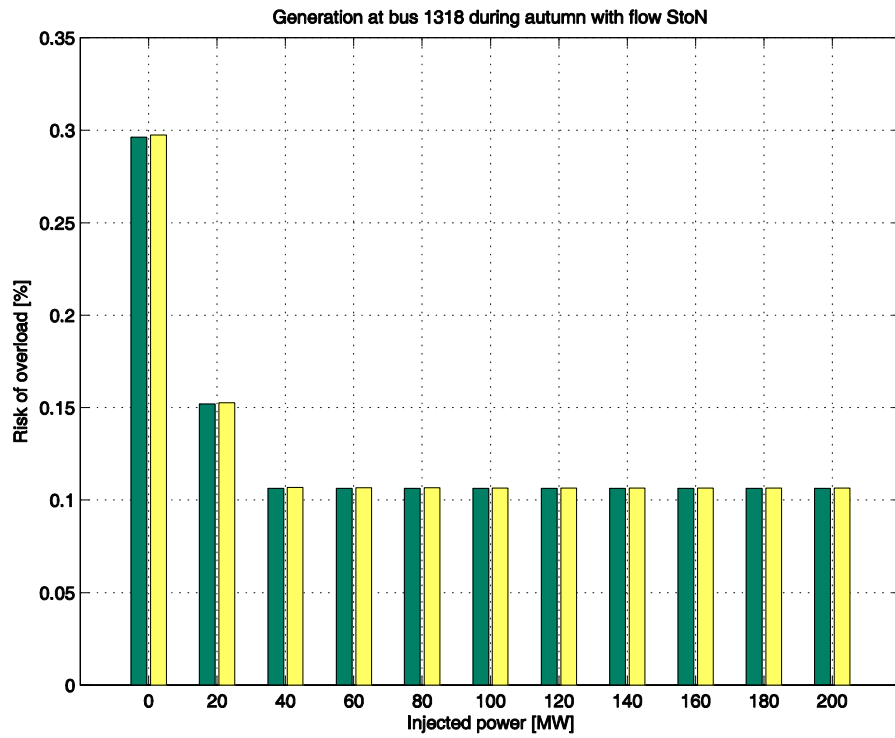




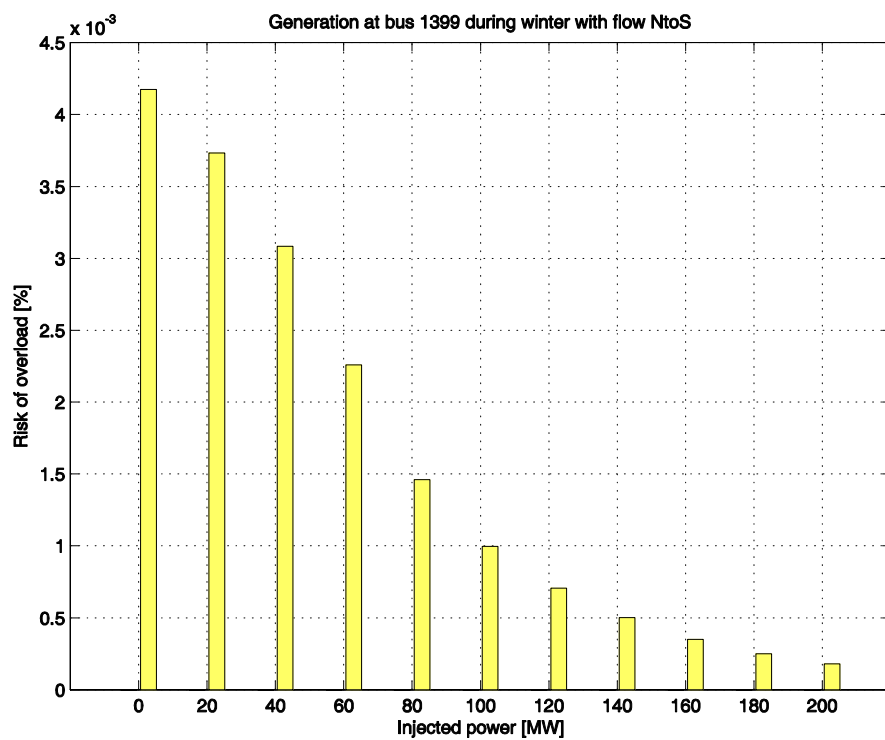
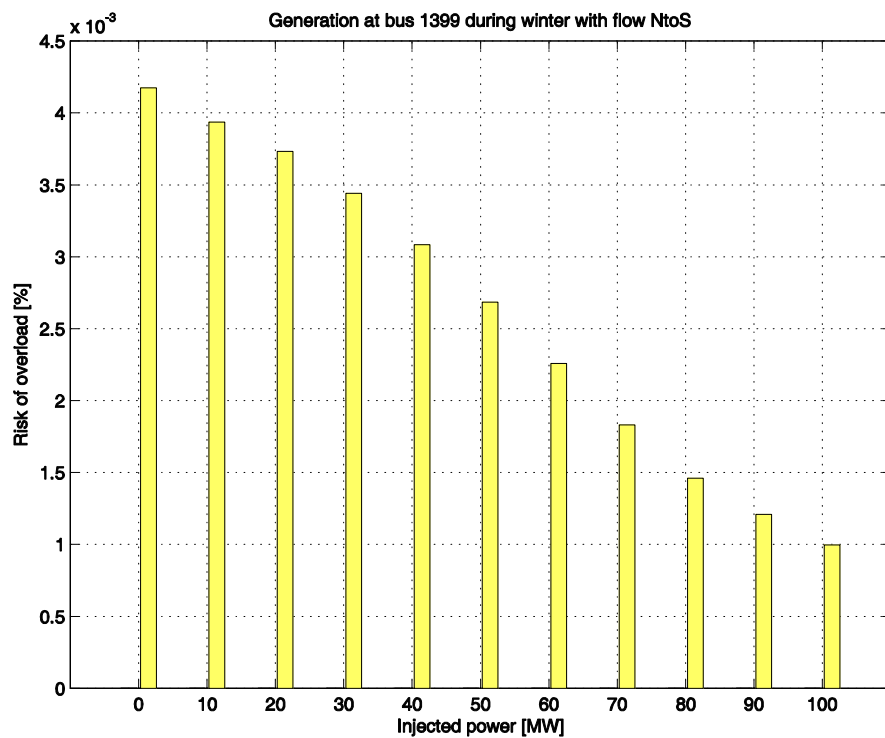


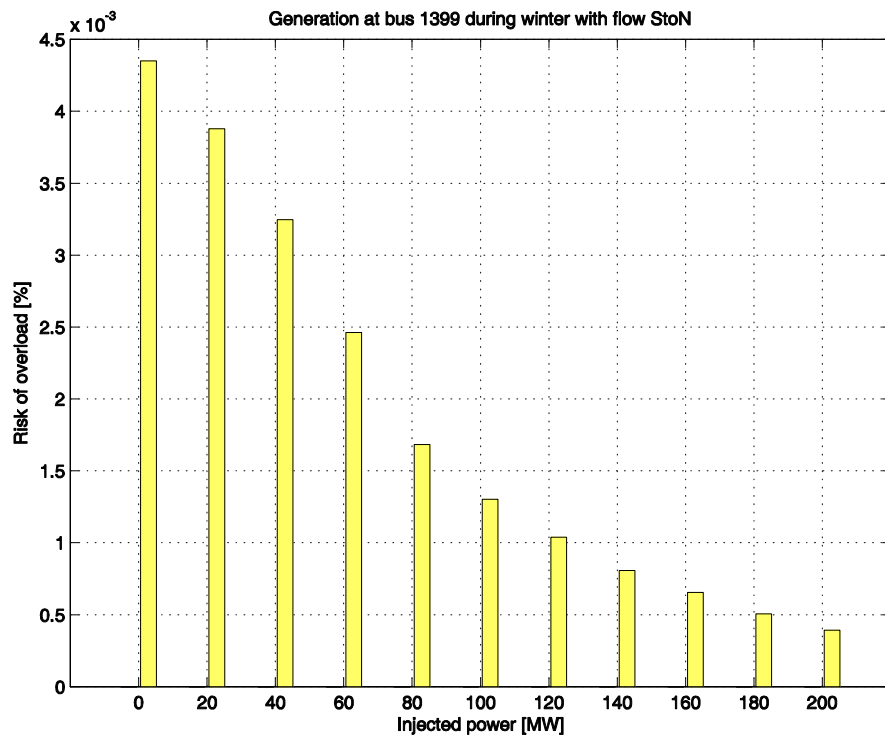
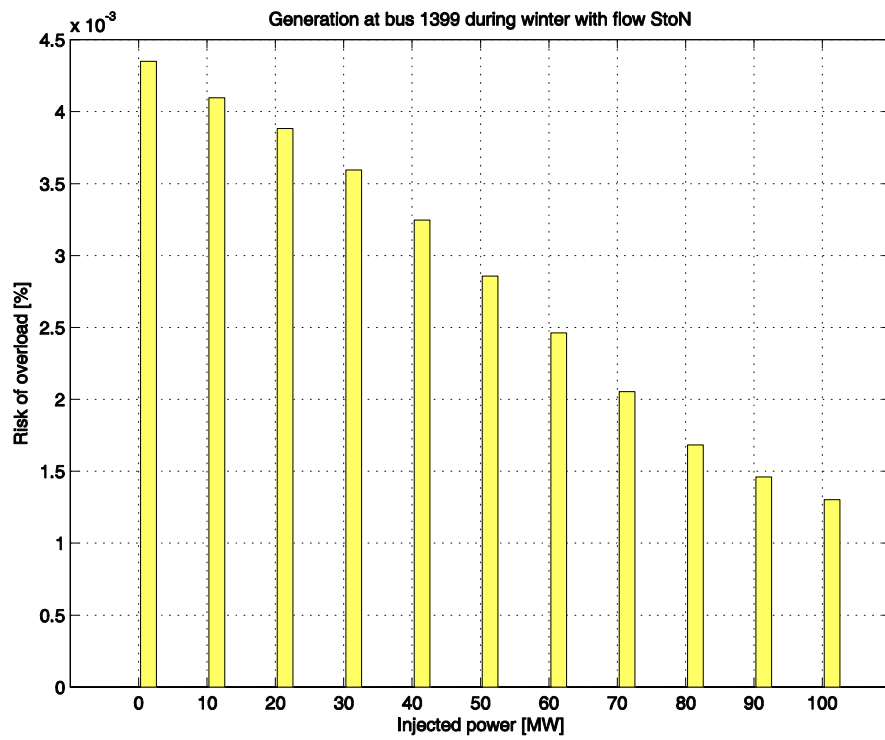


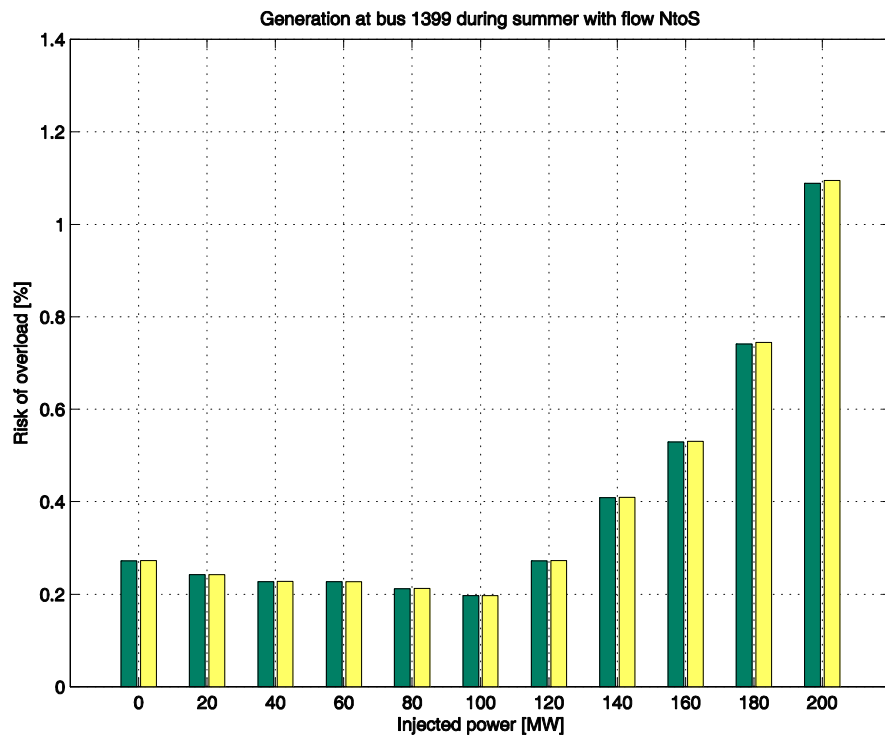
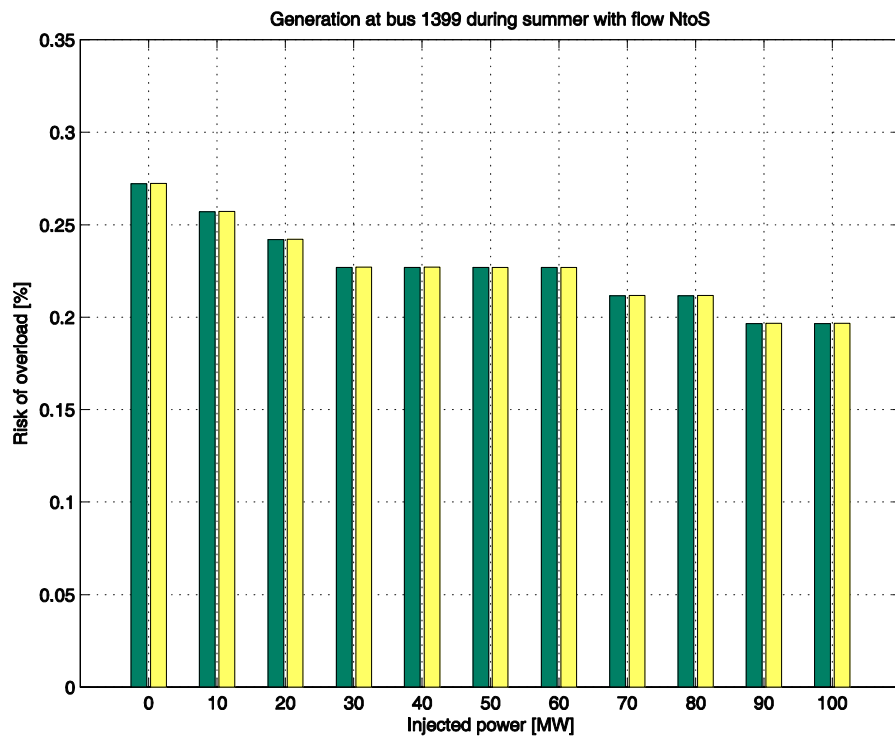


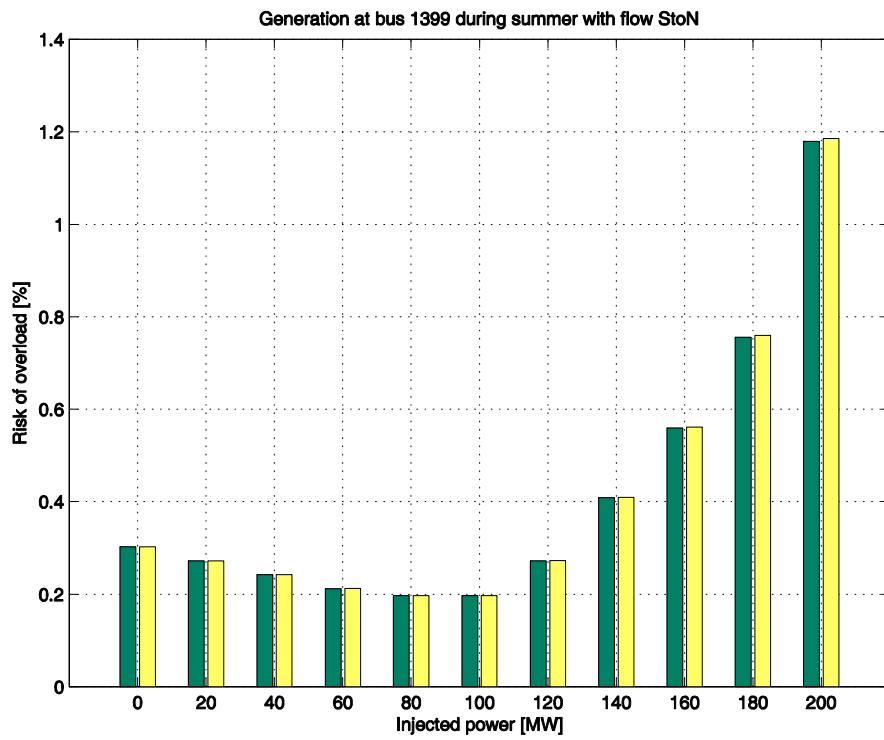
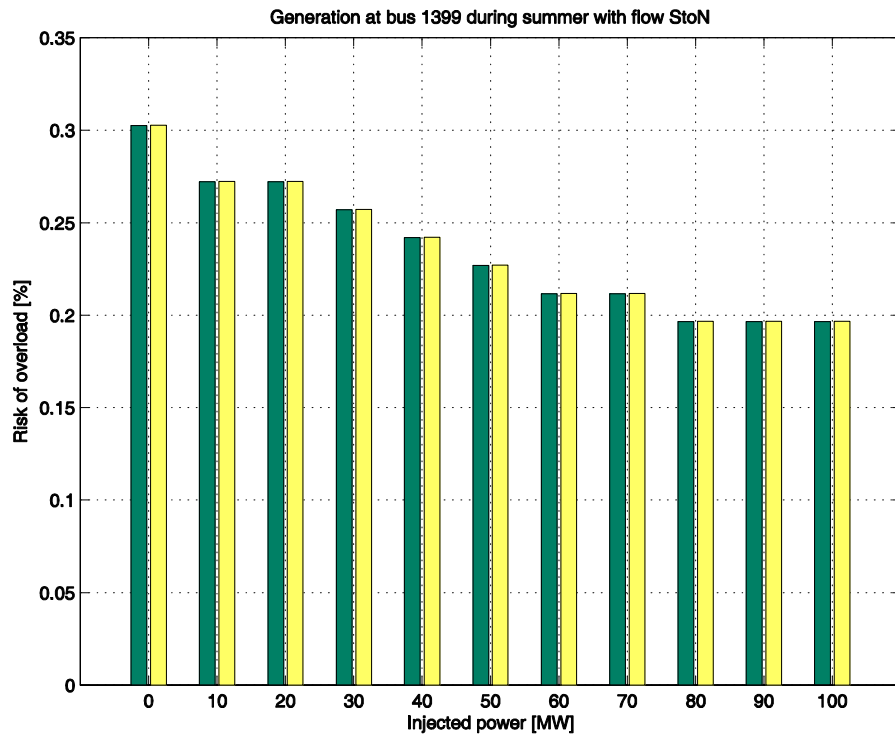


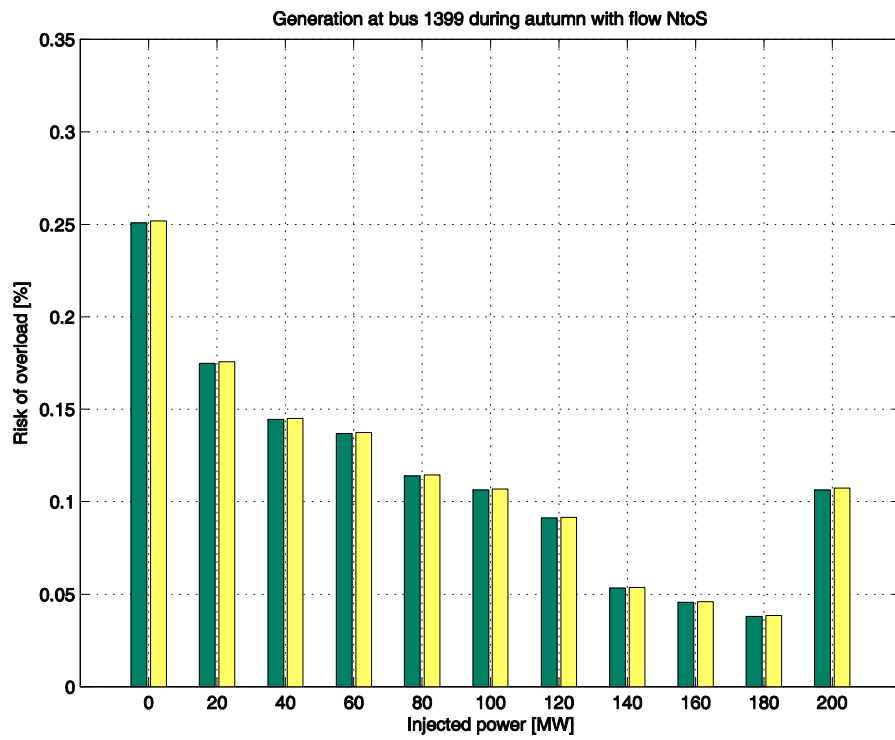
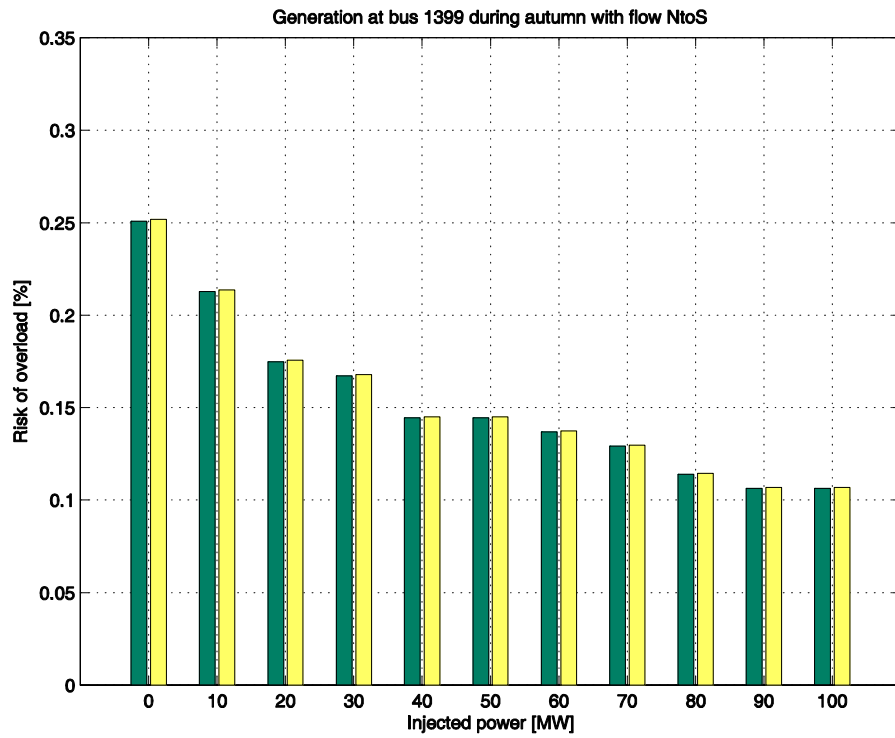
13.5 Inmatning vid nod 1399

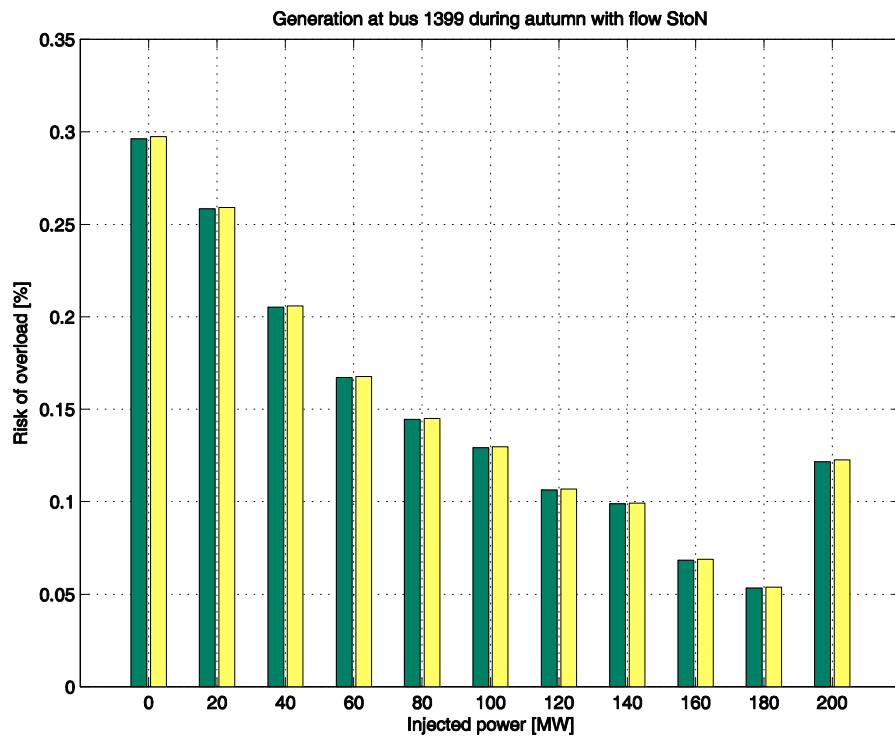
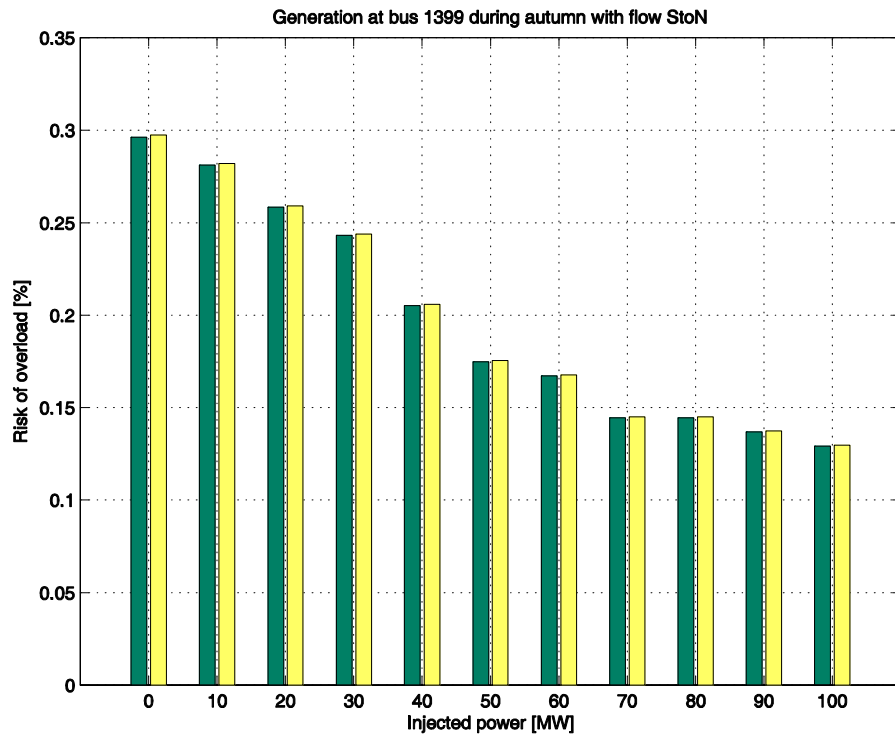












ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se