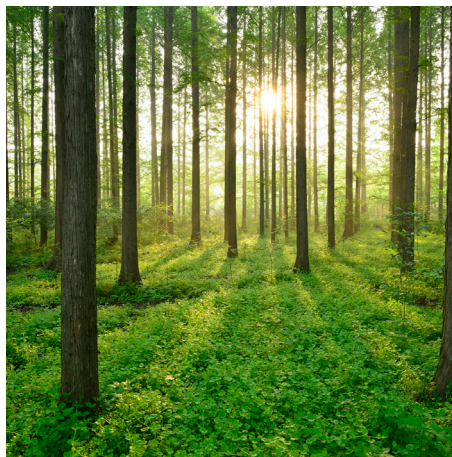
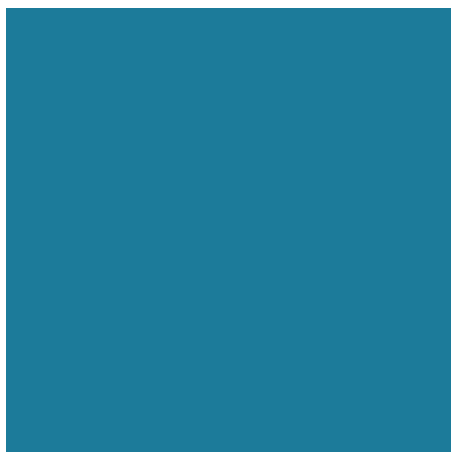


TILLDELNING, UPPFÖLJNING, OCH VERIFIERING AV ÖVERTONSGRÄNSER

RAPPORT 2024:1010



RISK- OCH TILLFÖRLITLIGHETSANALYS



Tilldelning, uppföljning, och verifiering av övertonsgränser

OSCAR LENNERHAG, ISABELLE LÖFGREN

ISBN 978-91-89919-10-5 | © Energiforsk april 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys har initierat och genomfört projektet Övertonsgränser för sol- och vindparker – tilldelning, uppföljning och verifiering. Nyanslutningar av sol- och vindkraft påverkar nätet, tex genom störningar i form av övertoner. För att nyanslutningar inte orsakar oacceptabel försämring av elkvaliteten sätts gränser på tex ström- eller spänningsövertoner i anslutningspunkten.

I planeringsstadiet undersöks ofta om kunden riskerar att överskrida gränsvärden med enkla metoder. Det saknas ofta både data för detaljerade kalkyler och riktlinjer för hur en installation ska anses uppfylla anslutningskraven, och hur detta ska följas upp och verifieras efter att installationen tas i drift. Projektet rekommenderar hur övertongränser ska tilldelas, följas upp och verifieras. Projektet har genomförts av Oscar Lennerhag och Isabelle Löfgren på I2G.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Linus Hansson, Ellevio
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Mattias Jonsson, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft
- Johan Mikkelsen, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Energimarknadsinspektionen (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

- | | | |
|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| • Svenska kraftnät | • AB PiteEnergi | • Härjeåns Nät |
| • Ellevio AB | • Karlstads El och Stadsnät | • Härnösand Elnät |
| • Vattenfall Eldistribution | • Karlskoga Elnät | • Ljusdal Elnät |
| • Göteborg Energi Elnät | • Elinorr ekonomisk förening; | • Malungs Elnät |
| • Elinorr | • Bergs Tingslags Elektriska | • Sandviken Energi Nät |
| • Jämtkraft Elnät | • Blåsjön Nät | • Sundsvall Elnät |
| • Öresundskraft | • Dala Energi Elnät | • Söderhamn Elnät |
| • Skellefteå Kraft | • Elektra Nät | • Åsele Elnät |
| • Umeå Energi | • Gävle Energi | • Årsunda Kraft & Belys.fören. |
| • Kraftringen Nät | • Hamra Besparingsskog | • Övik Energi Nät |
| • Jönköping Energi Nät | • Hofors Elverk | • Ei (adjungerad) |

Stockholm i mars 2024

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Solel

Sammanfattning

Nyanslutningar av sol- och vindkraft påverkar nätet på olika sätt, till exempel genom störningar i form av övertoner. För att se till att nyanslutningar inte leder till en oacceptabel försämring av elkvaliteten sätter nätbolagen gränser på till exempel ström- eller spänningsövertoner i anslutningspunkten. I planeringsstadiet genomförs sedan studier för att undersöka om kunden kan komma att överskrida dessa gränsvärden.

Både vid tilldelning av störutrymme (beräkning av ström-/spänningsgränser), samt vid studier i planeringsstadiet, används ofta förenklade modeller och beräkningsmetoder. Dessutom saknas ofta de data som skulle behövas för att göra mer detaljerade beräkningar. Denna rapport sammanfattar vanligt förekommande metoder som används vid tilldelning, uppföljning, och verifiering av övertonsgränser, och visar genom praktiska beräkningar hur de olika metoderna skiljer sig åt, samt deras för- och nackdelar.

Tilldelning

Det finns två huvudsakliga principer för tilldelning av störutrymme: IEC TR 61000-3-6, som beskriver principer för tilldelning i form av gränsvärden för spänningsövertoner, samt IEEE Standard 519, 1547 och 2800, vilka anger gränsvärden för strömövertoner. Olika metoder för tilldelning har olika för- och nackdelar, och kräver olika arbetsinsats av nätägaren, där den stora fördelen med tilldelning enligt IEEE är att det är en enkel metod att applicera. En nackdel med IEEE är dock att det är svårt att genom mätning särskilja *primär-* och *sekundäremission*. Vad gäller IEC är metoden mer komplicerad, och flera avvägningar krävs, t.ex. vad gäller den andel av det tillgängliga störutrymmet som tilldelas en specifik anslutning.

Uppföljning

Uppföljning av övertonsgränser avser i denna rapport beräkningar i syfte att förutse vilken påverkan en sol- eller vindpark har på nätet i form av övertoner. Det finns ett flertal metoder för att genomföra beräkningar vilka skiljer sig i komplexitet och krav på indata. Genomförda beräkningar visar tydligt att förenklade metoder, t.ex. vilka presenteras i AMP/ASP, ej bör användas då man riskerar att överskatta övertonsnivån. Vidare bör rapporterade övertoner från AMP-blankett användas med stor försiktighet.

Vid modellering av olika komponenter för övertonsstudier bör rekommendationer från t.ex. CIGRE följas. Även här bör alltför förenklade modeller undvikas, t.ex. är det vanligt att överliggande nät modelleras utifrån dess kortslutningsbidrag vid 50 Hz, men detta kan ge missvisande resultat vid övertonsfrekvenser. Vid modellering av solomriktare eller vindkraftverk bör deras impedans inkluderas i beräkningarna för att undvika att övertonsnivån överskattas.

En stor osäkerhet i övertonsstudier är emission från solomriktare och vindkraftverk, och mer arbete behövs för att validera tillverkarmodeller med avseende på emission. Som ett alternativ till att beräkna övertonsnivåer med

utgångspunkt i faktisk emission kan en impedansbaserad analys genomföras, med syfte att identifiera resonanser som sammanfaller med övertonsfrekvenser för vilka emission förväntas.

Verifiering

Verifiering av övertonsnivåer sker vanligtvis genom mätning före och efter anslutning av en anläggning. Vid mätning av övertoner bör det säkerställas att lämpliga primärapparater och mätinstrument används. Vad gäller mätperiod bör mätning ske så lång tid som möjligt innan idrifttagning samt under hela anläggningens livstid. Rekommendationer t.ex. i EIFS 2023:3 avser en mätperiod på en vecka, men det är inte tillräckligt för att fånga variationer i driftläge i park och nät. Förändringar i nätet som tillkommer efter anläggningens idrifttagande, t.ex. en tillkommande kabel eller en ny vind-/solpark, måste också beaktas då detta kan påverka övertonsnivåerna.

Nyckelord

Övertoner, vindkraft, solkraft, elkvalitet.

Summary

Connection of solar and wind power will affect the power system in various ways, one example being the generation of harmonics. To ensure that new connections do not lead to an unacceptable deterioration in power quality, network operators set limits on current or voltage harmonics at the point of connection. During the planning stage, studies are then conducted to investigate whether the customer may exceed these limit values.

Both in the allocation of emission limits (i.e., calculation of current/voltage limits), and in studies in the planning stage, simplified models and calculation methods are often used. Moreover, the data needed for more detailed calculations are often unavailable. This report summarizes common methods used in allocation, calculation, and verification of harmonic limits, and shows through practical calculations how the different methods differ, as well as their pros and cons.

Allocation

There are two main principles for the allocation of emission limits: IEC TR 61000-3-6, which describes principles for allocation in the form of limit values for voltage harmonics, and IEEE Standards 519, 1547 and 2800, which specify limit values for current harmonics. Different methods of allocation have various pros and cons, and require different amounts of work from the network operator, where the major advantage of allocation according to IEEE is that it is a straightforward and simple method to apply. A disadvantage of IEEE, however, is that it is difficult to distinguish between *primary* and *secondary* emission. As for IEC, the method is more complicated, and several considerations are required, one example being the share of the available headroom allocated to a specific connection.

Calculation

Calculation in this report refers to calculations aimed at predicting the impact of a solar or wind farm on the grid in terms of harmonics. There are several methods for conducting such calculations, which differ in complexity and data requirements. The performed case study clearly shows that simplified methods, such as those presented in AMP/ASP, should not be used as they risk overestimating the harmonic contribution. Furthermore, harmonics reported via the AMP form should be used with great caution.

When modeling different components for harmonic studies, recommendations from, for example, CIGRE should be followed. Here too, overly simplified models should be avoided. As an example, it is common for the upstream network to be modeled based on its short-circuit contribution at 50 Hz, but this can give misleading results at harmonic frequencies. When modeling solar inverters or wind turbines, their impedance should be included in the calculations to avoid overestimating the harmonic level.

A major uncertainty in harmonic studies is the emission from solar inverters and wind turbines, and more work is needed to validate manufacturer models. As an alternative to calculating harmonic levels based on actual emission, an impedance-based analysis can be conducted, aimed at identifying resonances that coincide with harmonic frequencies for which emissions are expected.

Verification

Verification of harmonic levels is usually done through measurement before and after the connection of a plant. When measuring harmonics, it should be ensured that suitable measurement transformers and measuring instruments are used. Regarding the measurement period, measurements should be taken as long as possible before commissioning and throughout the entire life of the plant. Recommendations, for example in EIFS 2023:3, refer to a measurement period of one week, but this is not sufficient to capture variations in operating mode in the plant and grid. Changes in the grid that occur after the plant's commissioning, such as an additional cable or a new wind/solar park, must also be considered as this can affect the harmonic levels.

Innehåll

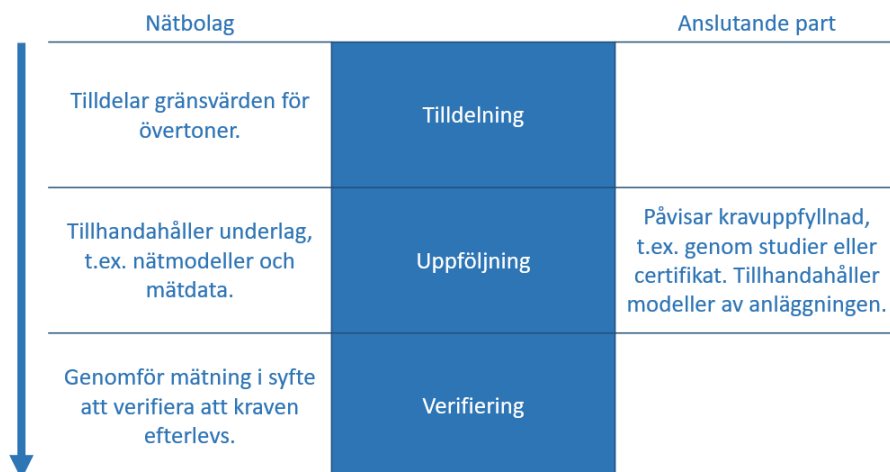
1	Introduktion	9
2	Principer för tilldelning av störutrymme	10
2.1	Introduktion	10
2.2	Metoder för tilldelning av störutrymme	12
2.2.1	IEC TR 61000-3-6	13
2.2.2	IEEE 519, 1547, 2800	14
3	Uppföljning av övertonsgränser	16
3.1	Introduktion	16
3.2	Princip för övertonsstudier	16
3.2.1	Modellering för övertonsstudier	16
3.3	ASP/AMP	18
4	Verifiering av övertonsgränser	20
4.1	Introduktion	20
4.2	Mättransformatorer och mätinstrument	20
4.2.1	Mättransformatorer	20
4.2.2	Mätinstrument	21
4.3	Mätperiod	22
5	Fallstudie – anslutning av en vindpark	24
5.1	Introduktion	24
5.2	Modellering	26
5.2.1	Överliggande nät	26
5.2.2	Bakgrundsdistorsion	26
5.2.3	Uppsamlingsnät	26
5.2.4	Turbinemission	27
5.2.5	Turbinimpedans	27
5.3	Metodik	28
5.3.1	Exempel på käll- och transferimpedans	30
5.3.2	Exempel på förstärkningsfaktorer	32
5.4	Känslighetsanalys	33
5.4.1	Primäremission	33
5.4.2	Sekundäremission	38
5.5	Jämförelse av metoder	43
5.5.1	Tilldelning av störutrymme	43
5.5.2	Resultat	44
6	Diskussion	58
6.1	Val av beräkningsmetod	58
6.2	Modellering	58
7	Slutsatser och rekommendationer	60

7.1	Tilldelning	60
7.2	Uppföljning	60
7.3	Verifiering	61
8	Referenslista	62

1 Introduktion

Som en del av energiomställningen förändras kraftsystemet och dess ingående anläggningar. Detta innefattar storskalig integrering av omriktaransluten produktion (sol- och vindkraft), elektrifiering av industrin och transportsektorn, samt en ökad användning av HVDC och FACTS. En annan förändring är en ökad användning av kablar på höga spänningsnivåer.

Anslutning av sol- eller vindparker påverkar nätet på olika sätt, till exempel genom störningar i form av övertoner [1], [2], [3]. I syfte att begränsa påverkan på nätet och övriga kunder är det vanligt att nätbolag ställer krav i form av gränsvärden för ström- eller spänningsövertoner [4]. Det åligger sedan den anslutande parten att inte överskrida dessa gränsvärden. Kravuppfyllnad kan visas t.ex. genom övertonsstudier eller genom mätning efter idrifttagning av anläggningen. En översikt av hur processen kan se ut ges i Figur 1-1.



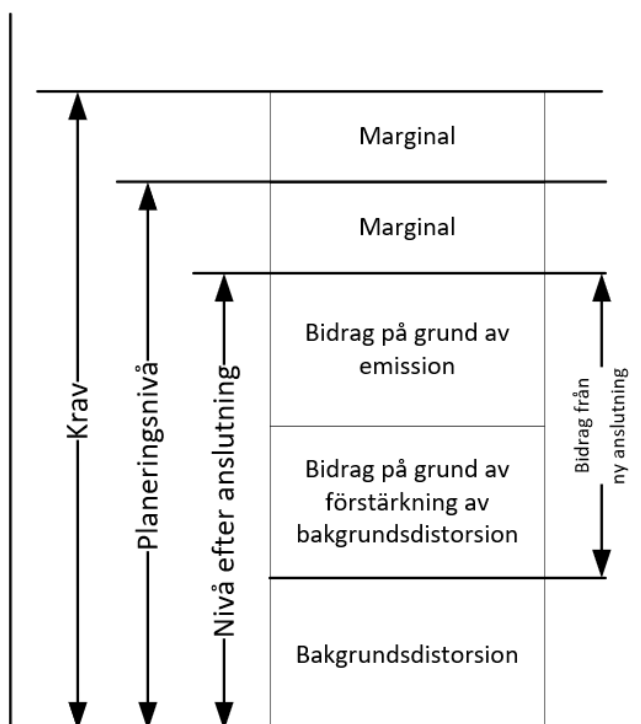
Figur 1-1. Tilldelning, uppföljning, samt verifiering av övertonsgränser.

De olika stegen kan vara mer eller mindre omfattande beroende på nätbolag och/eller land. I Sverige används ofta ett förenklat förfarande som är baserat på ASP/AMP [5], [6], men arbete pågår t.ex. inom Svenska kraftnät i syfte att ta fram en kravställning som är behovsanpassad och i linje med internationella rekommendationer [7].

2 Principer för tilldelning av störutrymme

2.1 INTRODUKTION

Figur 2-1 visar en illustration över krav, planeringsnivå, och bakgrundsnivå, samt hur störnivån förändras vid anslutning av en ny kund. Notera att detta avser gränsvärden för spänningsövertoner.



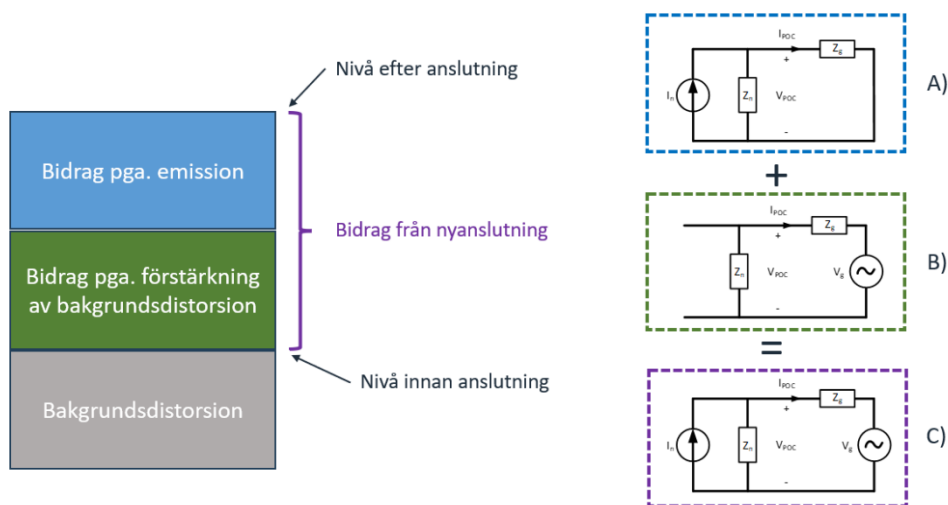
Figur 2-1. Illustration över krav, planeringsnivå, bakgrundsdistorsion, samt hur störnivån förändras vid anslutning av en ny kund. Notera att detta avser gränsvärden för spänningsövertoner.

- Krav:** Den nivå vilken ej får överskridas. Krav ges i EIFS 2013:1 [8] (EIFS 2023:3 [9] från och med januari 2024). För transmissionsnätet används så kallade *målgränser* vilka definieras i Svk TR06-01 [10].
- Planeringsnivå:** En antagen referensnivå som används som utgångspunkt vid tilldelning av störutrymme samt vid koordinering mellan spänningsnivåer. Planeringsnivåer för transmissionsnätet definieras i Svk TR06-02 [11].
- Bidrag från nyanslutning:** Det totala bidraget från en ny anslutning till störnivån. Består av två delar: *bidrag på grund av emission*, samt *bidrag på grund av förstärkning av bakgrundsdistorsion*.

Bakgrundsdistorion: Befintlig störnivå innan den nya anslutningen tas i drift. Erhålls genom mätning innan den nya anläggningen tas i drift.

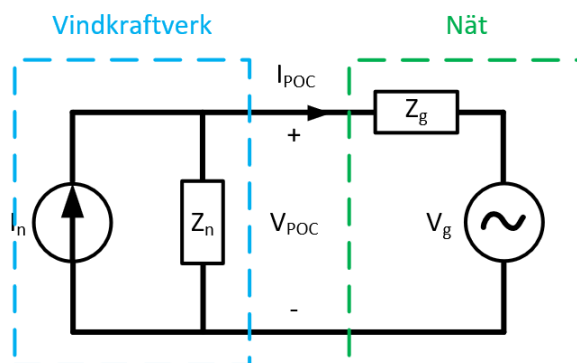
Det sammanvägda bidraget från en ny anslutning till störnivån består av två delar: *bidrag på grund av emission*, samt *bidrag på grund av förstärkning av bakgrundsdistorion* [12]. Bidrag på grund av emission avser bidraget från anläggningen till övertonsnivåerna i anslutningspunkten (och andra delar av nätet) till följd av **emission** av övertoner. Detta kallas även för *primäremission*. Bidrag på grund av **förstärkning** av bakgrundsemission avser en förändring i övertonsnivåerna i anslutningspunkten (och andra delar av nätet) till följd av förstärkning. Detta kallas även för *sekundäremission*. Det sammanvägda bidraget avser den totala förändringen i störnivå vilket innefattar såväl primär- som sekundäremission.

Figur 2-2 visar en illustration över hur de olika bidragen beräknas. Vid beräkning av det sammanvägda bidraget måste hänsyn även tas till hur de olika bidragen sammanlagras.



Figur 2-2. Beräkning av bidrag på grund av emission (A), beräkning av bidrag på grund av förstärkning av bakgrundsdistorion (B), samt beräkning av sammanvägt bidrag (C) i anslutningspunkten (POC).

Det bör beaktas att det inte på ett enkelt sätt går att skilja på primär- och sekundäremission enbart med hjälp av mätningar. Detta kan förklaras med Figur 2-3 som visar en principbild över anslutning av ett vindkraftverk mot ett nät.



Figur 2-3. Principbild som visar anslutning av ett vindkraftverk mot ett nät.

I figuren avser I_n bidraget från vindkraftverket i form av strömövertoner, Z_n vindkraftverkets impedans, Z_g nätimpedansen och V_g bakgrundsdistorsion som härrör nätet. Övertonsström (I_{POC}) och spänning (V_{POC}) mäts i anslutningspunkten. Den ström som mäts upp i POC kan beskrivas med Ekvation 2-1.

$$I_{POC} = I_n \frac{Z_n}{Z_n + Z_g} + V_g \frac{1}{Z_n + Z_g} \quad \text{Ekvation 2-1}$$

Uppmätt ström beror alltså på flera variabler, och det går inte att med enbart mätning, utan att göra antaganden, bestämma bidraget från vindkraftverket (I_n) [12].

2.2 METODER FÖR TILLDELNING AV STÖRUTRYMME

Det finns två huvudsakliga principer för tilldelning av störutrymme [4], [13], [14], [15]: IEC TR 61000-3-6 [16], som beskriver principer för tilldelning i form av gränsvärden för spänningsövertoner, samt IEEE Standard 519 [17], 1547 [18], samt 2800 [19], vilka anger gränsvärden för strömövertoner.

Den faktiska implementationen skiljer sig dock mellan olika länder – till exempel beaktas inte alltid påverkan i form av förstärkning av bakgrundsdistorsion [4]. I vissa länder ger man rakt av en andel av det tillgängliga utrymmet, snarare än att göra tilldelningen baserat på anläggningens storlek. Detta är fallet på Irland [20].

Det pågår arbete inom CIGRE arbetsgrupp C4.63 - "Harmonic power quality standards and compliance verification – a comparative assessment and practical guide" i syfte att sammanställa olika metoder och standarder som används i olika länder.

2.2.1 IEC TR 61000-3-6

IEC TR 61000-3-6 [16] beskriver principer för tilldelning av störutrymme i form av gränsvärden för spänningsövertoner. Aggregering av övertoner från flera källor hanteras i IEC TR 61000-3-6 genom den så kallade summeringslagen som ges i Ekvation 2-2.

$$U_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i U_{hi}^\alpha}$$

Ekvation 2-2

Exponenten α har olika värden för olika övertoner enligt Tabell 2-1.

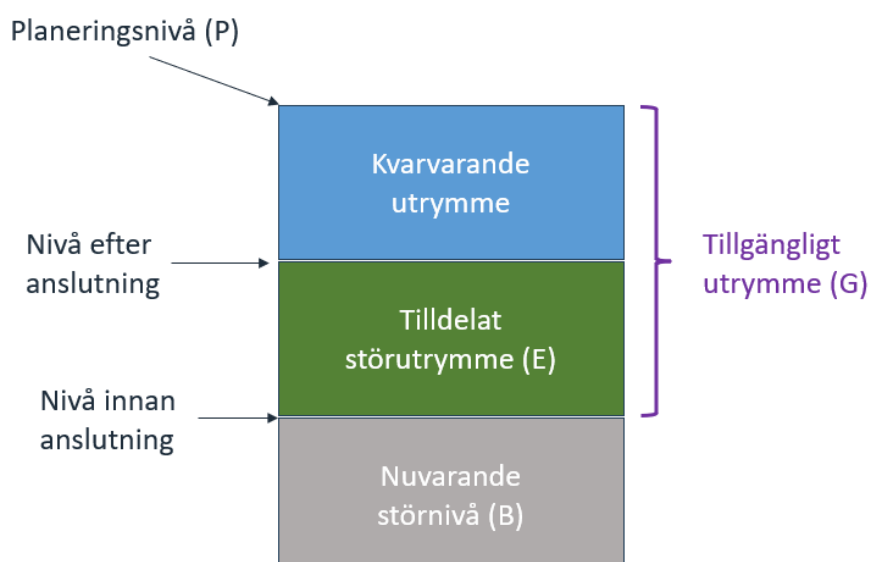
Tabell 2-1. Summeringsexponent för övertoner [16].

α	Överton
1	$n < 5$
1,4	$5 \leq n \leq 10$
2	$n > 10$

Tillgängligt störutrymme kan beräknas utifrån nuvarande störnivå (B) och ansatt planeringsnivå (P) enligt Figur 2-4 och Ekvation 2-3.

$$G = \sqrt[\alpha]{P^\alpha - B^\alpha}$$

Ekvation 2-3



Figur 2-4. Exempel på beräkning av tillgängligt störutrymme enligt IEC TR 61000-3-6.

Tilldelning sker sedan med utgångspunkt i tillgängligt utrymme (G). Den andel som ges till en kund kan räknas ut på olika sätt, t.ex. kan det göras med utgångspunkt i abonnerad effekt (S_i) och en uppskattning av total tillgänglig effekt (S_t) [15] enligt Ekvation 2-4.

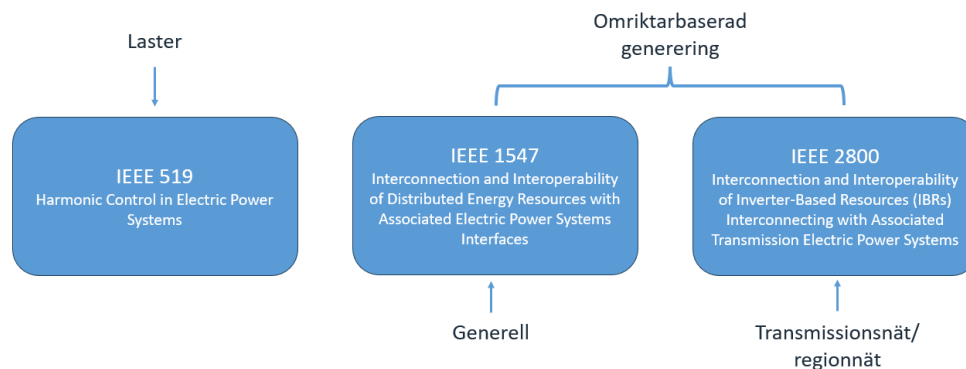
$$E = G \alpha \sqrt{\frac{S_i}{S_t}} \quad \text{Ekvation 2-4}$$

På Irland tilldelas 30 % av tillgängligt utrymme rakt av [20] utan hänsyn till anläggningens storlek.

Tilldelning av störutrymme sker vanligtvis i anslutningspunkten. Det bör dock beaktas att övertonsnivån kan påverkas i ett relativt stort område, och om det tillgängliga utrymmet är lägre i en annan nod kan detta bli begränsande för anläggningen, trots att man inte överskrider tilldelat störutrymme i anslutningspunkten. I maskade nät kan tilldelning enligt IEC resultera i en väldigt restriktiv tilldelning till följd av resonanser [21], [22].

2.2.2 IEEE 519, 1547, 2800

IEEE Standard 519, 1547 och 2800 anger gränsvärden för strömövertoner. Grundprincipen är att man genom att begränsa de övertonsströmmar som injiceras av anläggningar begränsar spänningsdistorsionen i nätet till acceptabla nivåer. En översikt över de tre standarderna och deras tänkta användningsområden ges i Figur 2-5.



Figur 2-5. Översikt över IEEE Standard 519, 1547 och 2800.

Tabell 2-2 och Tabell 2-3 sammanfattar gränsvärden för strömövertoner enligt IEEE Standard 1547 och 2800. En viktig skillnad är att IEEE Standard 1547 anger gränsvärden **exklusive** eventuell övertonsström som orsakas av befintliga spänningsövertoner (sekundäremission). Som diskuteras i avsnitt 2.1 är det dock svårt att genom mätning separera primär- och sekundäremission. Det bör även beaktas att höga övertonsströmmar pga. förstärkning (sekundäremission) inte behöver innebära ett praktiskt problem för nätet. IEEE Standard 2800 anger **absoluta** gränsvärden, dvs. de innefattar både primär- och sekundäremission.

En av de stora fördelarna med dessa standarder är att de är enkla att applicera då tilldelning av störutrymme inte kräver någon omfattande anläggningsspecifik studie.

Tabell 2-2. Gränsvärden för strömövertoner enligt IEEE Standard 1547. Värdena anges exklusive eventuell övertonsström som orsakas av befintliga spänningsövertoner (sekundäremission). Värdena avser övertonsström i procent av märkström.

Udda övertoner	n < 11	11 ≤ n < 17	17 ≤ n < 23	23 ≤ n < 35	35 ≤ n < 50	TRD
Övertonsström (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
Jämna övertoner	n = 2	n = 4	n = 6	8 ≤ n < 50		
Övertonsström (%)	1,0	2,0	3,0	Se motsvarande krav för udda övertoner i samma frekvensområde		

Tabell 2-3. Gränsvärden för strömövertoner enligt IEEE Standard 2800. Värdena är absoluta, dvs. de innefattar både primär- och sekundäremission. Värdena avser övertonsström i procent av märkström.

Udda övertoner	n < 11	11 ≤ n < 17	17 ≤ n ≤ 50	TRD
Övertonsström (%) (≤ 69 kV)	4,0	2,0	1,5	5,0
Övertonsström (%) (69 kV till 161 kV)	2,0	1,0	1,0	2,50
Övertonsström (%) (> 161 kV)	1,5	1,0	1,0	2,0
Jämna övertoner	n = 2	n = 4	n = 6	8 ≤ n < 50
Övertonsström (%)	1,0	2,0	3,0	Se motsvarande krav för udda övertoner i samma frekvensområde

3 Uppföljning av övertonsgränser

3.1 INTRODUKTION

Uppföljning av övertonsgränser avser i denna rapport beräkningar i syfte att förutse vilken påverkan en sol- eller vindpark har på nätet i form av övertoner.

3.2 PRINCIP FÖR ÖVERTONSSTUDIER

Ett möjligt tillvägagångssätt för att genomföra övertonsstudier är att nätägaren tillhandahåller en representation av det överliggande nätet i anslutningspunkten, typiskt i form av en Thévenin-ekvivalent som representerar den frekvensberoende nätimpedansen samt uppmätt bakgrundsdistorsion (om sådan information finns tillgänglig). Sedan tar anslutande part fram en modell över sol- eller vindparken och genomför övertonsstudier i syfte att påvisa kravuppfyllnad.

Själva beräkningen kan genomföras på olika sätt beroende på verktyg och tillgängliga indata. Ett vanligt tillvägagångssätt är att genomföra en linjär beräkning enligt Ekvation 3-1:

$$[Y_h][V_h] = [I_h] \quad \text{Ekvation 3-1}$$

Här avser $[Y_h]$ admittansmatrisen och $[V_h]$ och $[I_h]$ vektorer för spänning och ström. Denna metod benämns ofta "harmonic load flow", även om det i praktiken inte genomförs som en iterativ beräkning.

Bidrag från flera källor kan beaktas på olika sätt. Om fasvinkelinformation finns kan den sammanlagda ström-/spänningsdistorsionen beräknas direkt. Vanligtvis saknas dock sådan information varför man i många fall använder sig av summeringslagen.

3.2.1 Modellering för övertonsstudier

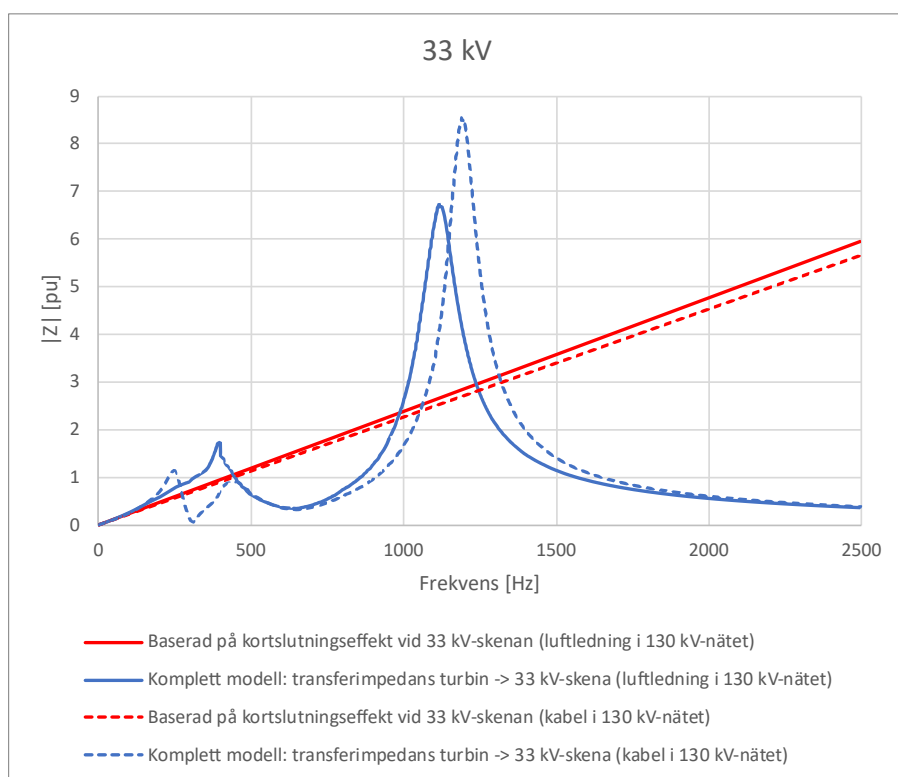
Övertonsstudier kräver mer detaljerade modeller än de som normalt används för planeringsstudier. Detta gäller både nätet samt till nätet anslutna anläggningar. CIGRE TB 766 *Network modelling for harmonic studies* [23] sammanställer rekommendationer för modellering av nät och komponenter för övertonsstudier. Detta avsnitt ger en kort sammanfattning av saker som bör beaktas vid övertonsstudier som involverar anslutning av en sol- eller vindpark till kraftsystemet. Modellering av passiva komponenter (kablar, ledningar, transformatorer, etc.) bör följa de rekommendationer som ges i [23].

Modellering av överliggande nät

Vid modellering av överliggande nät måste modellens omfattning vara tillräckligt stor för att ge en noggrann representation av den frekvensberoende impedansen. Om en komplett modell av nätet finns att tillgå kan denna användas, annars är en vanlig metod att utöka modellen stegvis tills ändringen i den frekvensberoende impedansen (sedd från anslutningspunkten) är tillräckligt liten. Detta måste dock ske med försiktighet beroende på t.ex. kablar eller kondensatorbatterier som

ansluter precis bortom gränsnoden [23]. Den frekvensberoende impedansen bör räknas fram för olika driftlägen i det överliggande nätet då detta kan ha stor inverkan på impedanskaraktäristiken [23], [24].

Att enbart modellera nätet utifrån dess kortslutningsimpedans rekommenderas ej då detta innebär att inverkan från resonanser försummas [23]. Som ett exempel har en jämförelse gjorts av en kortslutningsekvivalent och en frekvensberoende impedans beräknad utifrån en detaljerad modell (modellen beskrivs vidare i avsnitt 5). Resultatet ges i Figur 3-1. Från figuren framgår att kortslutningsimpedansen är en dålig approximation för den frekvensberoende impedansen.



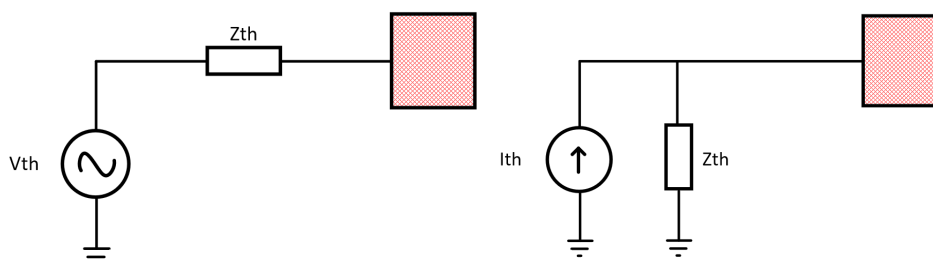
Figur 3-1. Jämförelse mellan faktisk impedans ("komplett modell", se avsnitt 5) och impedans beräknad enligt ekvation 8.20 i [5] ("baserad på kortslutningseffekt").

En stor osäkerhet i övertonsstudier gäller modellering av underliggande nät och laster. Laster modelleras ofta utifrån aktiv och reaktiv effekt vid 50 Hz, men detta är inte en lämplig representation på övertonsfrekvenser [23], [25].

Modellering av sol- eller vindpark

Modellen av sol- eller vindparken innefattar uppsamlingsnät (kablar, transformatorer, etc.), samt en modell av omriktarna/vindkraftverken. Olika driftläge i park och hos omriktare/vindkraftverk bör beaktas då detta påverkar den frekvensberoende impedansen samt emissionen [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33].

CIGRE TB 766 [23] samt IEC TR 61400-21-3 [34] rekommenderar att omriktarbaserad generering bör modelleras som en Thévenin- eller Norton-ekvivalent, enligt Figur 3-2. Data tillhandahålles av leverantören av omriktarna/vindkraftverken och anges för olika övertonsordningar enligt Tabell 3-1 och Tabell 3-2.



Figur 3-2. Thévenin- och Norton-ekvivalent av en omriktare, t.ex. i en sol- eller vindkraftpark.

Tabell 3-1. Tabell för att fylla i data för spännings-/strömkällan i Figur 3-2.

Övertonsordning	Frekvens (Hz)	Magnitud (V / A)	Fasvinkel (°)
2			
3			
4			
...			

Tabell 3-2. Tabell för att fylla i data för impedansen i Figur 3-2.

Övertonsordning	Frekvens (Hz)	Resistans (Ω)	Reaktans (Ω)
2			
3			
4			
...			

3.3 ASP/AMP

ASP/AMP [5], [6] beskriver en metod för att räkna ut påverkan på nätet i form av övertoner. Ekvation 3-2 används för att bestämma maximal tillåten amplitud för strömövertoner:

$$i_n = \frac{u_n U^2}{Z_n S_{max}} \quad \text{Ekvation 3-2}$$

U avser nominell nätspänning, S_{max} produktionsenhetens maximala skenbara effekt, Z_n nätimpedansen för överton av ordningstal n , och u_n maximal spänning för n :e övertonen. Sambandet kan skrivas om för att beräkna vilken övertonsspänning en viss övertonsström ger.

Vidare beskrivs i ASP/AMP hur Z_n kan uppskattas utifrån Ekvation 3-3 och Ekvation 3-4:

$$Z_n \cong nX_k \text{ (ASP)} \quad \text{Ekvation 3-3}$$

$$Z_n \cong n(X_k + X_i) \text{ (AMP)} \quad \text{Ekvation 3-4}$$

I ASP avser X_k nätets kortslutningsreaktans i produktionsenhetens anslutningspunkt. I AMP avser X_k transformatorns kortslutningsreaktans vid 50 Hz, och X_i reaktansen för ledningen vid 50 Hz.

Dessa sätt att beräkna Z_n ska användas med stor försiktighet, då det utgår från att nätimpedansen kan beräknas som en linjär extrapolering av transformator- och ledningsreaktanser vid 50 Hz. På detta sätt försummas inverkan av resonanser i parken och i överliggande nät, vilket kan leda till stora avvikelser i resultat (se Figur 3-1 i avsnitt 3.2.1).

Övertonsbidraget från flera produktionsenheter summeras med summeringslagen från IEC 61000-3-6 enligt Ekvation 3-5.

$$i_n = \sqrt{\sum_k i_{n,k}^\alpha} \quad \text{Ekvation 3-5}$$

Här avser $i_{n,k}$ övertone av ordningstal n från produktionsenhet nummer k . α väljs enligt Tabell 2-1.

I praktiken baseras i_n typiskt på uppmätta övertonsströmmar (vilka anges som del av den så kallade "AMP-blanketten"). Som diskuteras i avsnitt 2.1 går det dock inte att bestämma bidraget från ett vindkraftverk enbart utifrån mätningar, vilket gör att man även här bör iaktta stor försiktighet då direkt användning av uppmätta övertonsströmmar kan leda till felaktiga resultat. Dessutom beaktas inte den frekvensberoende impedansen hos vindkraftverken, vilken kan ha stor påverkan på spridning av övertoner.

4 Verifiering av övertonsgränser

4.1 INTRODUKTION

Verifiering av kravuppfyllnad sker typiskt genom mätning innan och efter anslutning av en anläggning i syfte att utvärdera påverkan på övertonsnivåerna. För att kunna mäta övertoner med god noggrannhet vid höga spänningar krävs lämpliga mättransformatorer och mätinstrument. Det bör även beaktas att övertonsnivåerna i nätet varierar med tid och beroende på driftläge i nät och anläggningar.

4.2 MÄTTRANSFORMATORER OCH MÄTINSTRUMENT

4.2.1 Mättransformatorer

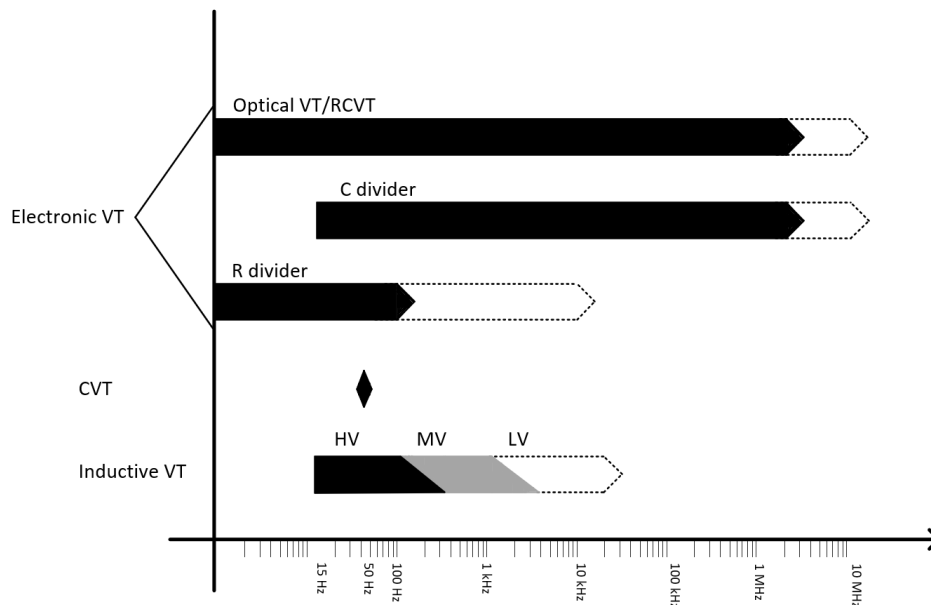
För mätning vid högre spänningsnivåer används mättransformatorer för att omvandla spänningar eller strömmar till en nivå som kan hanteras av ansluten mätutrustning. Det finns flera typer av spänningstransformatorer, där de vanligaste är induktiva spänningstransformatorer (IVT:er) och kapacitiva spänningstransformatorer (CVT:er).

IVT:er är utformade för att ha ett mestadels linjärt beteende runt grundfrekvensen. Vid högre frekvenser kan resonanser mellan lindningens induktanser och strökapacitanser introducera fel i fas och magnitud. IVT:er i mellanspänningsnät kan trots detta prestera tillräckligt bra upp till några kHz (dock utan hänsyn till krav på mätnoggrannheten för den uppmätta fasvinkeln). Vid högre spänningar kan gränsen gå redan vid några hundratals Hz [35].

CVT:er består av en kapacitiv spänningsdelare och en elektromagnetisk mätterminal (i praktiken en induktiv spänningstransformator). De är designade för god noggrannhet vid grundfrekvensen. CVT:er presterar dock dåligt vid högre frekvenser, och de anses generellt olämpliga för mätning av övertoner [35]. Det finns dock sätt att komplettera CVT:er i syfte att förbättra prestandan, t.ex. [36].

Andra exempel på spänningstransformatorer är kapacitiva spänningsdelare (*C divider*), resistiva spänningsdelare (*R divider*), och resistiv-kapacitiva spänningsdelare (*RCVD*). En sammanfattning av bandbredden hos olika spänningstransformatorer ges i Figur 4-1 [35].

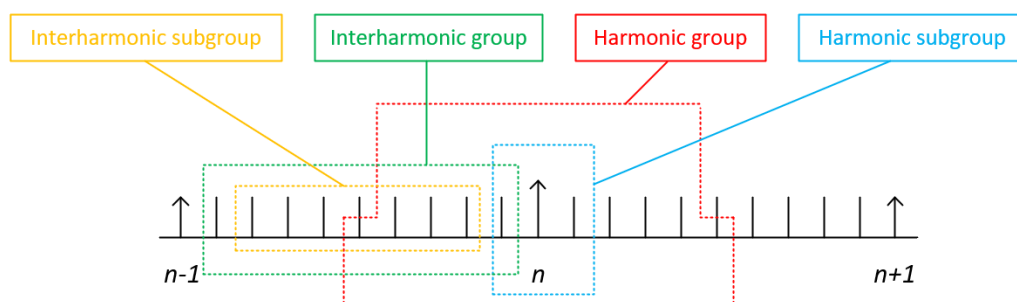
Strömtransformatorer presterar i regel bra för mätning i det typiska övertonsområdet (50–2500 Hz) [35].



Figur 4-1. Bandbredd för olika typer av spänningstransformatörer [35].

4.2.2 Mätinstrument

IEC 61000-4-7 [37] och IEC 61000-4-30 [38] ger riktlinjer för mätning av övertoner och mellantoner. IEC 61000-4-30 föreskriver ett fönster med längd 10 perioder (ungefär 200 ms) vilket resulterar i ett frekvensspektrum med upplösningen 5 Hz. Dessa 5 Hz-komponenter grupperas sedan enligt IEC 61000-4-7 [37], vilket illustreras i Figur 4-2. I figuren avser n övertonsordningen.

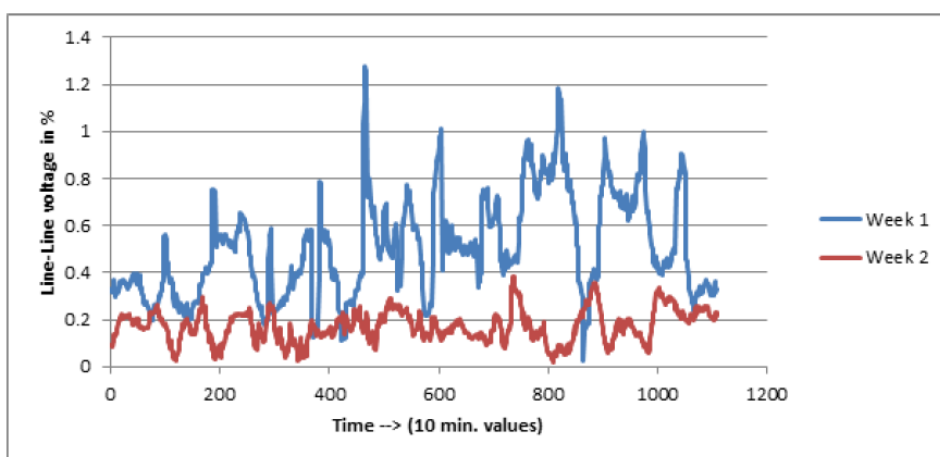


Figur 4-2. Övertons- och mellantonsgrupper enligt IEC 61000-4-7 [37], [39].

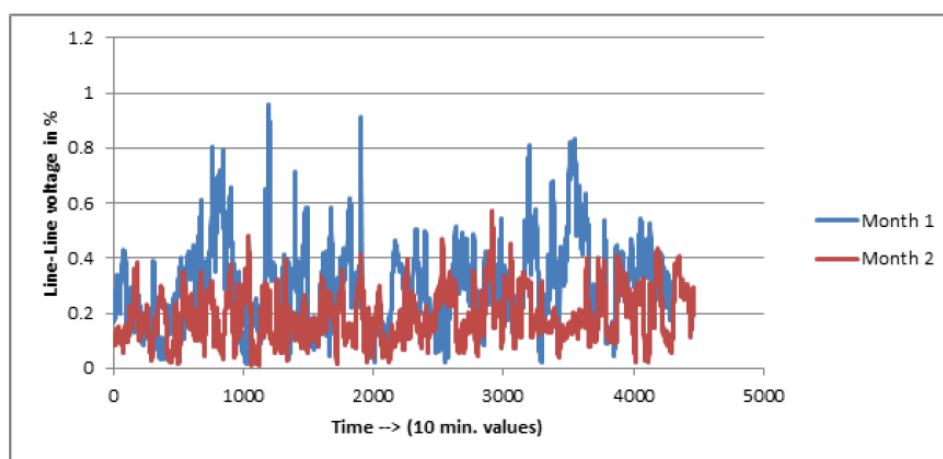
Generellt bör man använda mätare som uppfyller IEC 61000-4-30 klass A. Även mätare som inte uppfyller detta är dock användbara, men de kan ha vissa begränsningar och man ska tolka resultat med försiktighet.

4.3 MÄTPERIOD

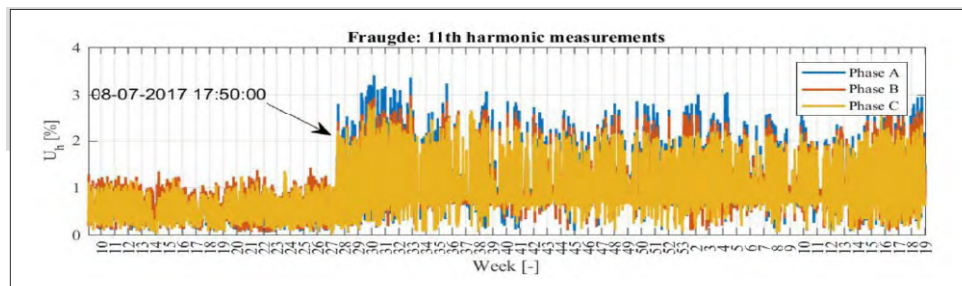
EIFS 2013:1/2023:3 föreskriver en mätperiod av en vecka i syfte att bedöma om spänningskvaliteten är god. Generellt bör dock en betydligt längre mätperiod användas då en vecka är för kort tid för att fånga säsongsvariationer eller variationer som beror på driftläge i nätet. Figur 4-3 och Figur 4-4 visar exempel på hur övertonsnivån kan skilja sig mellan två veckor respektive två månader. Ytterligare exempel ges i Figur 4-5 och Figur 4-6, vilka visar exempel på förstärkning av befintliga övertoner efter idrifttagning av kablar i Danmark [40] och Irland [41].



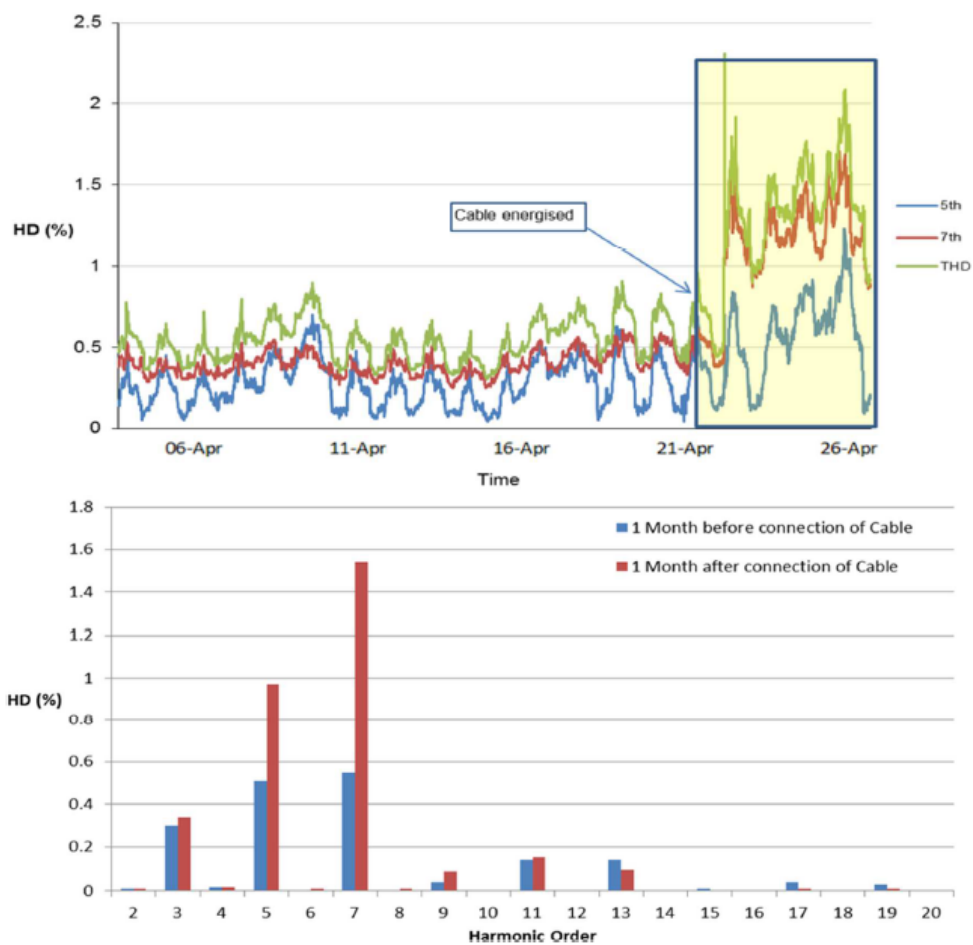
Figur 4-3. Jämförelse mellan två veckor vid mätning av 7e överton i Tyskland, från [23].



Figur 4-4. Jämförelse mellan två månader vid mätning av 7e överton i Tyskland, från [23].



Figur 4-5. Förstärkning av 11:e ordningens överton efter idrifttagning av en 8 km lång 400 kV-kabel i Danmark [40].



Figur 4-6. Förstärkning av 5:e och 7:e ordningens övertoner efter idrifttagning av en 110 kV-kabel på Irland [41].

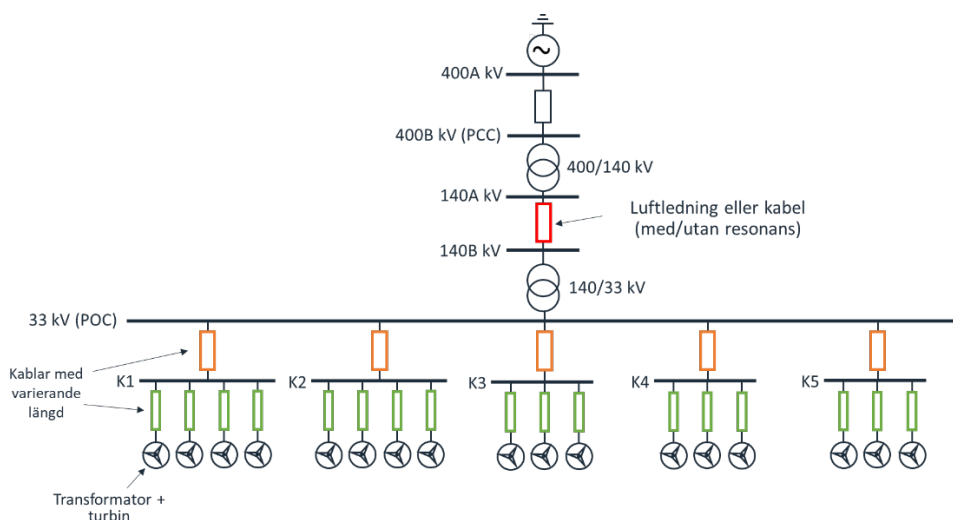
5 Fallstudie – anslutning av en vindpark

5.1 INTRODUKTION

Typiska indata som behövs för att genomföra en övertonsstudie för en vindpark listas nedan. I praktiken krävs samma data för övertonsstudier för solparker.

- Nätequivivalentens frekvensberoende impedans (alltså inte enbart baserad på kortslutningsdata vid 50 Hz).
- Bakgrundsdistorsion.
- Layout och elektriska data för uppsamlingsnätet (kablar, transformatorer).
- Turbinimpedans.
- Turbinemission inklusive fasvinkelinformation och spridning i fasvinkel bland turbinerna.

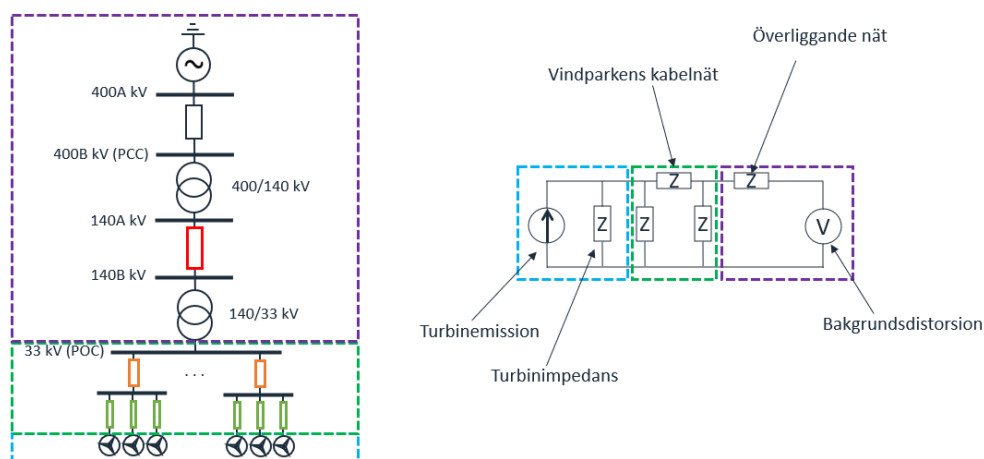
I fallstudien används en modell av en vindpark med 17 turbiner på 4,2 MVA styck, fördelade på fem radialer, enligt Figur 5-1. Mellan nod 400A och 400B sitter nätekvivalentens impedans baserad på kortslutningsdata vid 50 Hz. Mellan nod 140A och 140B sitter antingen luftledning eller kabel, i syfte att illustrera hur nätimpedansen (sedd från vindparken) skiljer sig beroende på om det överliggande nätet (sett från vindparken) innehåller resonanser eller ej. I praktiken skulle kabelkapacitansen också kunna motsvara ett kondensatorbatteri på 130 kV, vilket skulle kunna vara aktuellt beroende på vilka krav som ställs på reaktiv förmåga mot överliggande nät.



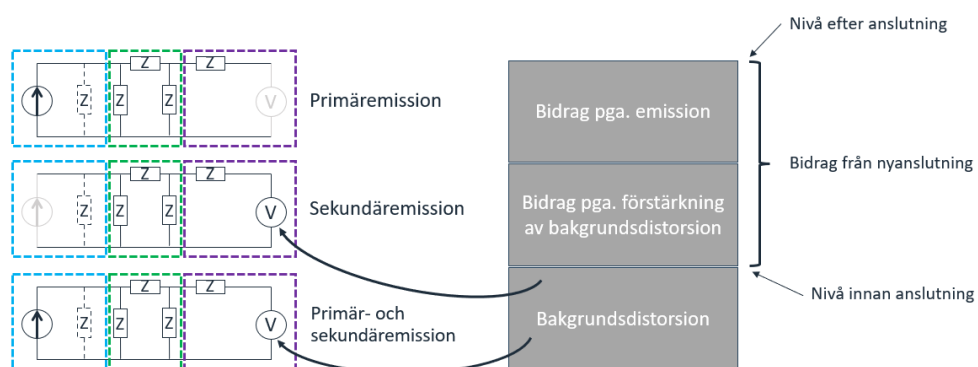
Figur 5-1. Översikt över använd modell.

En förenklad bild av modellen ges i Figur 5-2, och en förklaring av vad som skall illustreras med modellen ges i Figur 5-3. Notera att turbinimpedansen i Figur 5-3 ritats med streckade linjer för att indikera att studier med och utan denna kommer utföras. De koncept som ska illustreras och studeras med modellen listas nedan:

- Primäremission.
- Sekundäremission/förstärkning av bakgrundsdistorsion.
- Inverkan av modellering av överliggande nät, dvs. luftledning eller kabel (resonans).
- Inverkan av modellering av turbiner (med/utan turbinimpedans, emission).
- Inverkan av aggregering.



Figur 5-2. Modellen som en förenklad bild (höger) baserad på den kompletta modellen (vänster), där turbinerna ses som Nortonekvivalenter (i detta fall ingår turbintransformatorerna i Nortonekvivalenten).



Figur 5-3. Koncept att illustreras med hjälp av modellen.

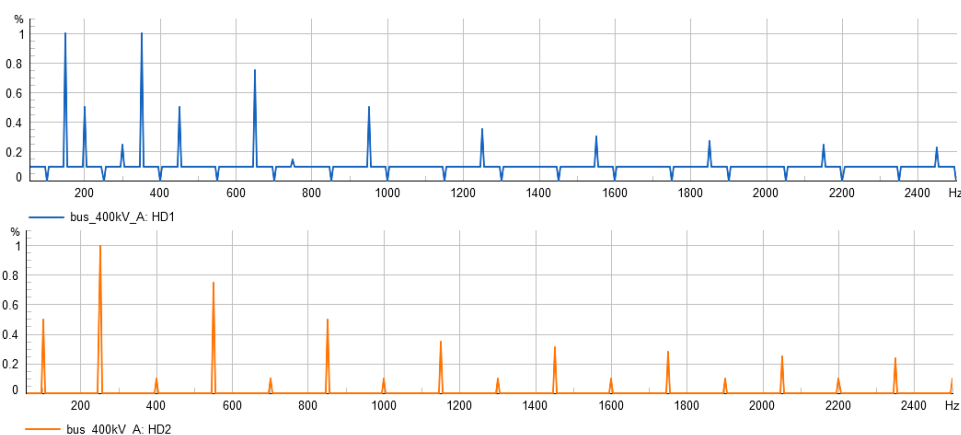
5.2 MODELLERING

5.2.1 Överliggande nät

Nätekvivalentens (på 400 kV) impedans valdes till $R=4 \Omega$ och $X=20 \Omega$, som motsvarar en nätstyrka av ca 7850 MVA. Som ovan nämnt sitter det antingen luftledning eller kabel mellan nod 140A och 140B, detta i syfte att illustrera inverkan av resonanser i överliggande nät (sett från vindparken) på resultatet. Luftledningen har modellerats som 910 FeAl, och kabeln som 2000 mm² Cu.

5.2.2 Bakgrundsdistorsion

Bakgrundsdistorsionen sattes till 50 % av Svenska kraftnäts planeringsnivåer för 400 kV (Svk TR06-02 [11]) och ses i Figur 5-4. Notera att överton 2, 5, 8, 11, osv tillhör minusföljden, medan resterande övertoner (och mellantoner) tillhör plusföljden (dvs även 3e, 6e, 9e osv. ton är lagd i plusföljden, detta pga. hur de hanteras i mjukvaran då sammanlagring enligt IEC används).



Figur 5-4. Bakgrundsdistorsion enligt 50 % av Svenska kraftnäts planeringsnivåer, i plusföljd (uppe) och minusföljd (nere). Notera att överton 2, 5, 8, 11, osv tillhör minusföljden, medan resterande övertoner (och mellantoner) tillhör plusföljden (dvs även 3e, 6e, 9e osv. ton är lagd i plusföljden, detta pga. hur de hanteras i mjukvaran).

5.2.3 Uppsamplingsnät

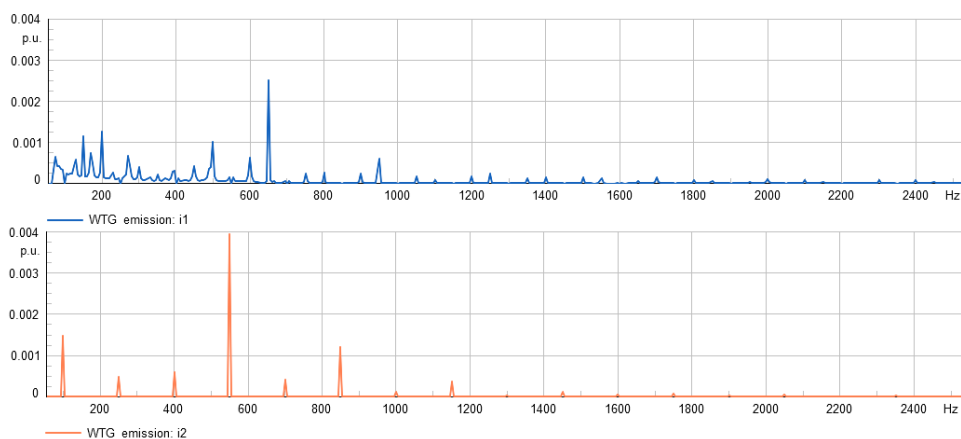
Längderna och storlekarna på kablarna i uppsamlingsnätet sammanfattas i Tabell 5-1.

Tabell 5-1. Längder och storlekar för kablarna i uppsamlingsnätet.

	Till varje turbin (17st)	Till varje radial (5st)
Längd	0,2–2,4 km	1,8–9,7 km
Typ	150 mm ²	630 mm ²
Material	Al	Al

5.2.4 Turbinemission

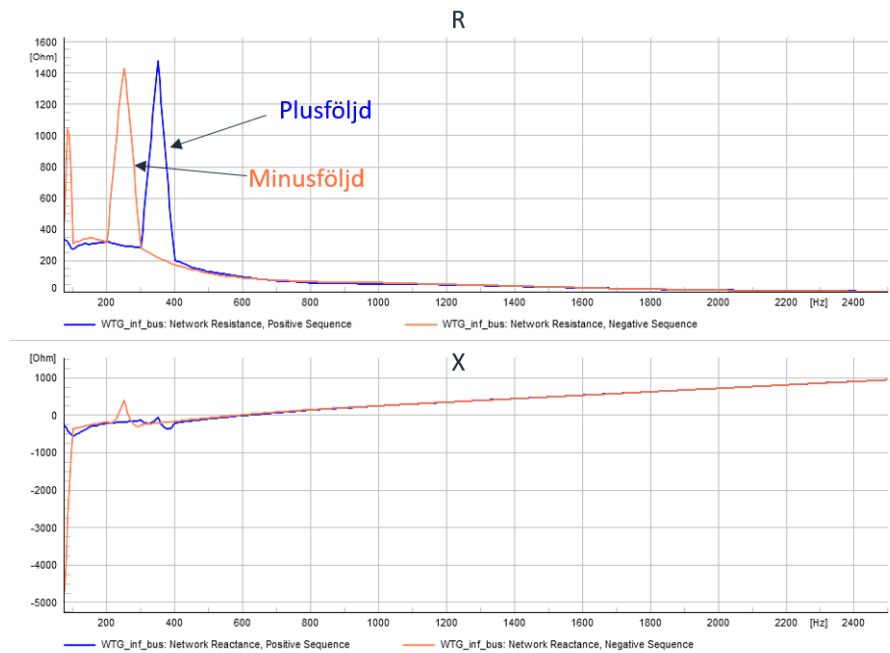
Turbinemissionen har modellerats enligt tillverkardata, vilket visas i Figur 5-5 för plus- och minusföljd (nollföljden blockeras av turbintransformatorn, men erhållna data i plus- och minusföljd innehåller likväl nollskilda värden på multiplar av 3e ton). Notera att överton 2, 5, 8, 11, osv tillhör minusföljden, medan resterande övertoner (och mellantoner) tillhör plusföljden (dvs även 3e, 6e, 9e osv. ton är lagd i plusföljden, detta pga. hur de hanteras i mjukvaran). Data har även erhållits för motsvarande turbin i form av en ifylld AMP-blankett, vilket kommer jämföras längre ned i kapitlet.



Figur 5-5. Turbinemission (erhållen från tillverkardata) i per unit (pu) av nominell ström. Plusföljd (uppe) och minusföljd (nere). Notera att överton 2, 5, 8, 11, osv tillhör minusföljden, medan resterande övertoner (och mellantoner) tillhör plusföljden (dvs även 3e, 6e, 9e osv. ton är lagd i plusföljden, detta pga. hur de hanteras i mjukvaran).

5.2.5 Turbinimpedans

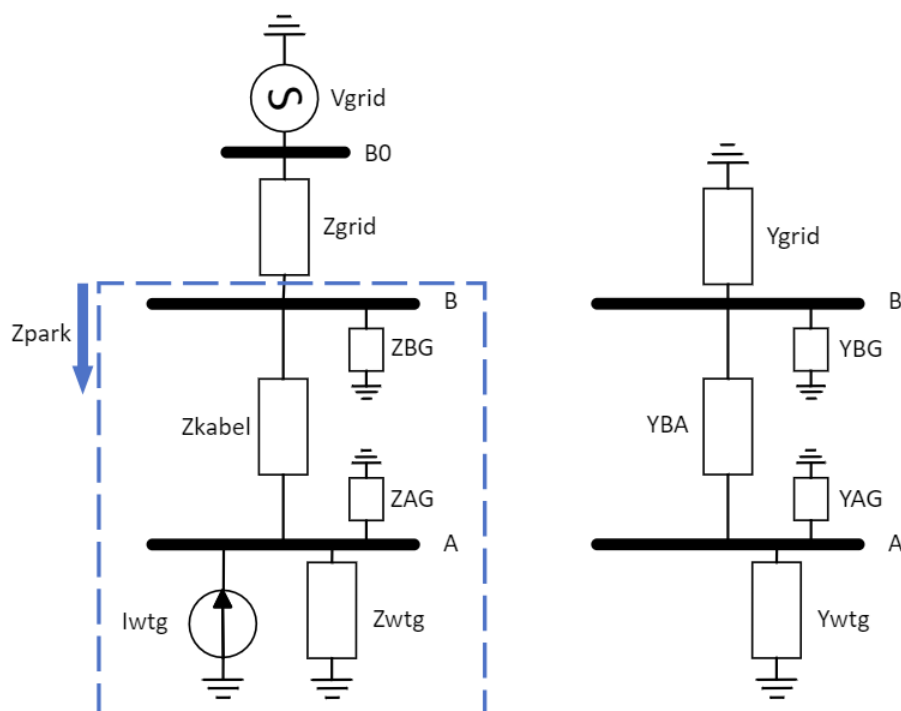
Turbinimpedansen erhöles från tillverkardata och visas i Figur 5-6, i både plus- och minusföljd (nollföljden blockeras av turbintransformatorn). Det bör noteras att impedansen uppvisar två "spikar" vid 250 Hz (minusföljd) och 350 Hz (plusföljd). I [42] har en generisk turbinimpedans tagits fram och jämförts mot ett antal turbinimpedanser från tillverkardata. Den generiska turbinimpedansen (och andra tillverkardata vilka ej kan publiceras i denna rapport) uppvisar inte sådana "spikar" som syns i Figur 5-6, varför turbinimpedansen i Figur 5-6 bör användas med försiktighet vid dessa frekvenser. En känslighetsanalys genomfördes som visade att det i denna fallstudie hade försumbar inverkan på resultatet.



Figur 5-6. Turbinimpedans i plus- och minusföljd (erhållen från tillverkardata). Nollföljden blockeras av turbintransformatorn.

5.3 METODIK

Begreppen **källimpedans**, **transferimpedans** (även kallat överföringsimpedans), och **förstärkningsfaktor** kommer förklaras nedan med hjälp av det enkla systemet i Figur 5-7, vars admittansmatris ges i Ekvation 5-1 och impedansmatris i Ekvation 5-2. Systemets källimpedanser är de diagonala elementen i impedansmatrisen, och transferimpedanserna de icke-diagonala, med motsvarande beteckningar för admittanserna [43]. Admittansmatrisen antas vara symmetrisk, dvs. $Y_{BA} = Y_{AB}$. Strömkällan injicerar strömmen I_{wtg} vilket representerar turbinemissionen, och spänningskällan V_{grid} representerar nätspänningen.



Figur 5-7. Enkelt system för att förklara begrepp (vänster). Samma system men med admittanser utritade (höger).

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{AA} & -Y_{AB} \\ -Y_{BA} & Y_{BB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{AG} + Y_{wtg} + Y_{BA} & -Y_{AB} \\ -Y_{BA} & Y_{BG} + Y_{grid} + Y_{BA} \end{bmatrix} \quad \text{Ekvation 5-1}$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} \\ Z_{BA} & Z_{BB} \end{bmatrix} \quad \text{Ekvation 5-2}$$

Om enbart strömkällan behålls i systemet i Figur 5-7 (dvs. spänningskällan tas bort) så fås spänningarna i Ekvation 5-3 och Ekvation 5-4 i noderna till följd av ströminjektionen I_{wtg} [44].

$$V_{A I_{wtg}} = Z_{AA} \cdot I_{wtg} \quad \text{Ekvation 5-3}$$

$$V_{B I_{wtg}} = Z_{AB} \cdot I_{wtg} \quad \text{Ekvation 5-4}$$

Om enbart spänningskällan behålls så fås spänningarna i Ekvation 5-5 och Ekvation 5-6 i noderna till följd av spänningsinjektionen V_{grid} , där impedansen Z_{park} ges av Ekvation 5-7.

$$V_{B V_{grid}} = \frac{Z_{park}}{Z_{grid} + Z_{park}} \cdot V_{grid} = G_{B_0B} \cdot V_{grid} \quad \text{Ekvation 5-5}$$

$$V_{Av_{grid}} = \frac{Z_{park}}{Z_{grid} + Z_{park}} \cdot \frac{Z_{BA}}{Z_{BB}} \cdot V_{grid} = G_{B_0B} \cdot G_{BA} \cdot V_{grid} = G_{B_0A} \cdot V_{grid} \quad \text{Ekvation 5-6}$$

$$Z_{park} = \frac{\left(\frac{Z_{wtg} \cdot Z_{AG}}{Z_{wtg} + Z_{AG}} + Z_{kabel} \right) \cdot Z_{BG}}{\left(\frac{Z_{wtg} \cdot Z_{AG}}{Z_{wtg} + Z_{AG}} + Z_{kabel} \right) + Z_{BG}} \quad \text{Ekvation 5-7}$$

Termerna G_{B_0B} och G_{B_0A} ovan kallas förstärkningsfaktorer (på engelska kallat bl.a. "transfer coefficient" [45] och "voltage transfer" [44]) och talar i detta fall om hur spänningsförstärkningen från nod B_0 till nod B respektive nod A ser ut. När både ström- och spänningskällan beaktas gäller superpositionsprincipen och spänningarna i Ekvation 5-8 och Ekvation 5-9 erhålles. Notera att ekvationerna förutsätter att fasvinkelinformation finns, men om sådan saknas bör summeringen göras enligt aggregeringslagen.

$$V_A = V_{A_{I_{wtg}}} + V_{A_{V_{grid}}} = Z_{AA} \cdot I_{wtg} + G_{B_0A} \cdot V_{grid} \quad \text{Ekvation 5-8}$$

$$V_B = V_{B_{I_{wtg}}} + V_{B_{V_{grid}}} = Z_{AB} \cdot I_{wtg} + G_{B_0B} \cdot V_{grid} \quad \text{Ekvation 5-9}$$

För att summera:

- **Källimpedansen** används för att beräkna spänningsbidraget som uppstår i en viss nod på grund av en ströminjektion i **samma** nod.
- **Transferimpedansen** används för att beräkna spänningsbidraget som uppstår i en viss nod på grund av en ströminjektion i **en annan** nod.
- **Förstärkningsfaktorer** används för att beräkna övertonsspänningen i en viss nod till följd av en övertonsspänning i **en annan** nod.

Med andra ord:

- Inverkan av turbinemission studeras med transferimpedanser.
- Inverkan av bakgrundsdistorsion studeras med förstärkningsfaktorer.

5.3.1 Exempel på käll- och transferimpedans

Ett exempel som visar (absolutbeloppet av) käll- och transferimpedans från vindturbin och uppåt i nätet i en variant av modellen ges i Figur 5-8. Notera att modellen innehåller 17 vindturbiner med varierande kabellängder till varje turbin (och radial), vilket innebär att 17 källimpedanser och 17 av vardera transferimpedans (från varje turbin och uppåt i nätet) skulle behöva beaktas. Skillnaderna i käll- och transferimpedans mellan de 17 turbinerna är dock små och därför kommer impedanserna enbart för vindturbin nummer 1 visas i resterande del av rapporten. Spridningen i källimpedans vid de 17 turbinerna ses i Figur 5-9.

Enheten på impedanserna i Figur 5-8 är per unit (pu) och denna normalisering har gjorts genom att för källimpedansen använda spänningsbasen vid turbinen (33 kV) samt den totala installerade effekten av de 17 turbinerna för att den normaliserade

källimpedansen ska motsvara en slags total källimpedans för samtliga turbiner enligt Ekvation 5-10.

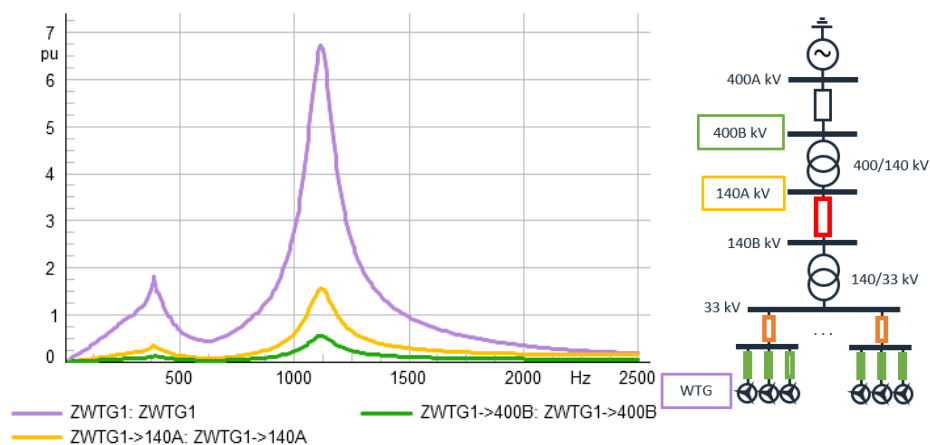
$$Z_{wtg1 \rightarrow wtg1, pu} = \frac{Z_{wtg1 \rightarrow wtg1}}{33 \text{ kV}} \cdot \frac{4.2 \text{ MVA} \cdot 17}{33 \text{ kV}} \quad \text{Ekvation 5-10}$$

För transferimpedanserna används samma koncept men spänningbasen i båda noderna används, vilket visas för transferimpedansen från turbin 1 till nod 400B i Ekvation 5-11.

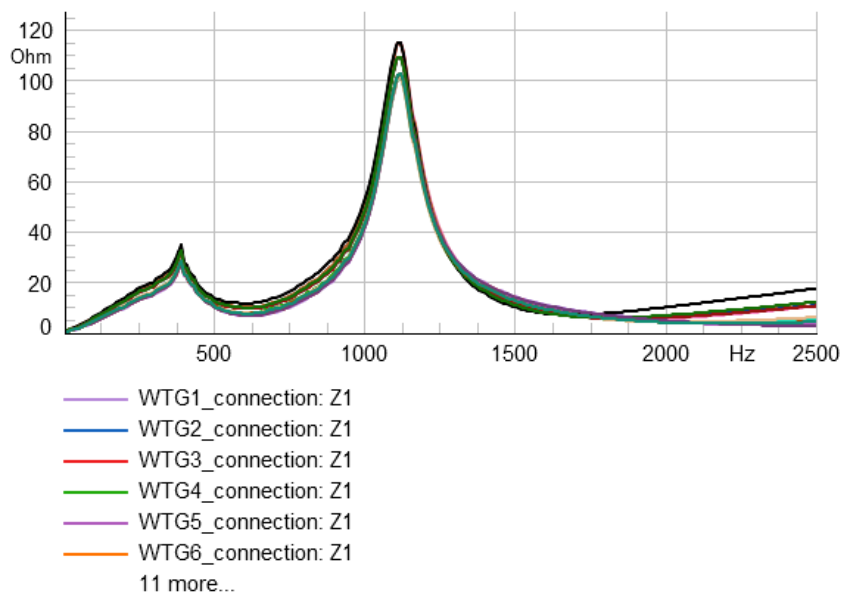
$$Z_{wtg1 \rightarrow 400B, pu} = \frac{Z_{wtg1 \rightarrow 400B}}{400 \text{ kV}} \cdot \frac{4.2 \text{ MVA} \cdot 17}{33 \text{ kV}} = \frac{Z_{wtg1 \rightarrow 400B}}{\frac{400}{\sqrt{3}} \text{ kV}} \cdot \frac{\frac{4.2}{3} \text{ MVA} \cdot 17}{\frac{33}{\sqrt{3}} \text{ kV}} \quad \text{Ekvation 5-11}$$

Anledningen till de två olika spänningbaserna ovan kan förklaras med att den installerade effekten i VA divideras med spänningen vid ströminjektionen i V ($33/\sqrt{3}$ kV), vilket resulterar i ampere på 33 kV. Impedansen i Ω (vilket är detsamma som V/A) divideras med spänningen i den fjärran noden, i detta fall $400/\sqrt{3}$ kV, vilket resulterar i A^{-1} . Detta leder då till A^{-1} multiplicerat med A, vilket ger pu. Detta innebär då att om alla 17 turbiner har samma emission och direkt sammanlagring används så kan spänningsbidraget i nod 400B (i % av nominell spänning) till följd av turbinemissionen (i % av nominell ström för total installerad effekt för 17 turbiner) beräknas enligt Ekvation 5-12.

$$V_{400B, I_{wtg}, \%} = Z_{wtg1 \rightarrow 400B, pu} \cdot I_{wtg, \%} \quad \text{Ekvation 5-12}$$



Figur 5-8. Käll- och transferimpedans från vindturbin och uppåt i nätet.



Figur 5-9. Spridning i källimpedans vid de 17 turbinerna.

5.3.2 Exempel på förstärkningsfaktorer

Ett exempel som visar absolutbeloppet av förstärkningsfaktorer från nod 400A eller nod 400B och nedåt i nätet i en variant av modellen ges i Figur 5-10. Den spänning som ansätts i nod 400A motsvarar uppmätt spänning i 400B innan anslutning av vindparken. Efter anslutning av vindparken kommer spänningen i 400B att påverkas, varför förstärkning visas från både nod 400A och nod 400B.

Ändringen i spänningsdistorsion i 400B (kallat G_{BD}) till följd av vindparkens impedans kan beräknas med Ekvation 5-13, där index "före" betyder före inkoppling av vindparken, och index "efter" betyder efter inkoppling av vindparken. I_{inj} är en godtycklig ströminjektion i nod 400B, $Z_{nät}$ är impedansen mellan nod 400A och 400B (Théveninimpedansen), och $Z_{400B_{före/efter}}$ avser källimpedansen i nod 400B före/efter anslutning av vindparken.

$$G_{BD} = \frac{V_{400B_{efter}}}{V_{400B_{före}}} = \frac{Z_{400B_{efter}} \cdot I_{inj}}{Z_{400B_{före}} \cdot I_{inj}} = \frac{Z_{400B_{efter}}}{Z_{400B_{före}}} = \frac{Z_{400B_{efter}}}{Z_{nät}} \quad \text{Ekvation 5-13}$$

Förstärkningsfaktorn från nod 400A till nod 140A (som ett exempel) ges av Ekvation 5-14.

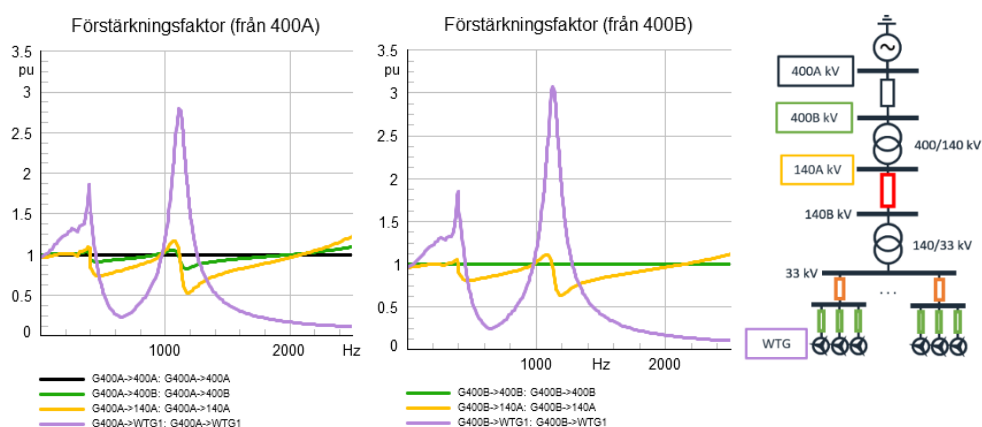
$$G_{400A \rightarrow 140A} = G_{BD} \cdot G_{400B \rightarrow 140A} = \frac{Z_{400B_{efter}}}{Z_{nät}} \cdot \frac{Z_{400B \rightarrow 140A}}{Z_{400B_{efter}}} = \frac{Z_{400B \rightarrow 140A}}{Z_{nät}} \quad \text{Ekvation 5-14}$$

Enheten på förstärkningsfaktorerna i Figur 5-10 är pu och normaliseringen har gjorts enligt exemplet i Ekvation 5-15 för respektive förstärkningsfaktor.

$$G_{400B \rightarrow 140A, pu} = \frac{Z_{400B \rightarrow 140A}}{Z_{400B}} \cdot \frac{400}{140} \quad \text{Ekvation 5-15}$$

Övertonsspänningen i nod 140A (i % av nominell spänning) till följd av övertonsspänningen i nod 400B (i % av nominell spänning) ges då av Ekvation 5-16.

$$V_{140A, V_{400B, \%}} = G_{400B \rightarrow 140A, pu} \cdot V_{400B, \%} \quad \text{Ekvation 5-16}$$



Figur 5-10. Förstärkningsfaktorer från nod 400A (vänster) och från nod 400B (höger) och nedåt i nätet.

5.4 KÄNSLIGHETSANALYS

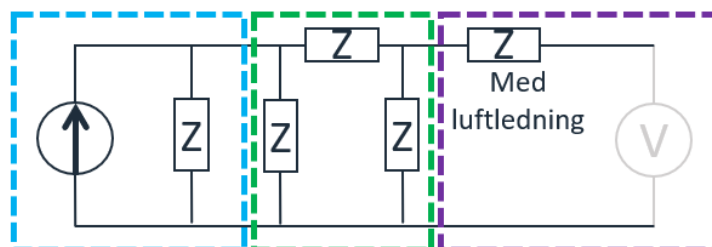
Detta avsnitt illustrerar hur olika komponenter påverkar käll- och transferimpedanser, och resulterande inverkan på primär- och sekundäremission. Vid dessa beräkningar har turbinemissionen och bakgrundsdistorsionen satts till 0,1 %, likformigt fördelat, och sammanlagringskoefficienten α har satts till 1 på samtliga frekvenser (direkt sammanlagring), i syfte att på ett enkelt sätt illustrera påverkan av olika förändringar. Resultaten som rör primäremission kommer först att presenteras, följt av resultaten rörande sekundäremission. Notera att enbart resultaten i plusföljd presenteras, men att överton 2, 5, 8, 11, osv tillhör minussföljden, medan resterande övertoner (och mellantoner) tillhör plusföljden (dvs. även 3e, 6e, 9e osv. ton är lagd i plusföljden, detta pga. hur de hanteras i mjukvaran).

5.4.1 Primäremission

I simuleringarna gällande primäremission studeras övertonsspänningar i systemet som uppstår till följd av övertonsströmmar som härrör från turbinerna. Det finns alltså ingen bakgrundsdistorsion med i dessa simuleringar. Inverkan av det överliggande nätet sett från vindparken (innehållande luftledning eller kabel), samt turbinimpedansen (om den tas med eller ej) på primäremissionen presenteras nedan.

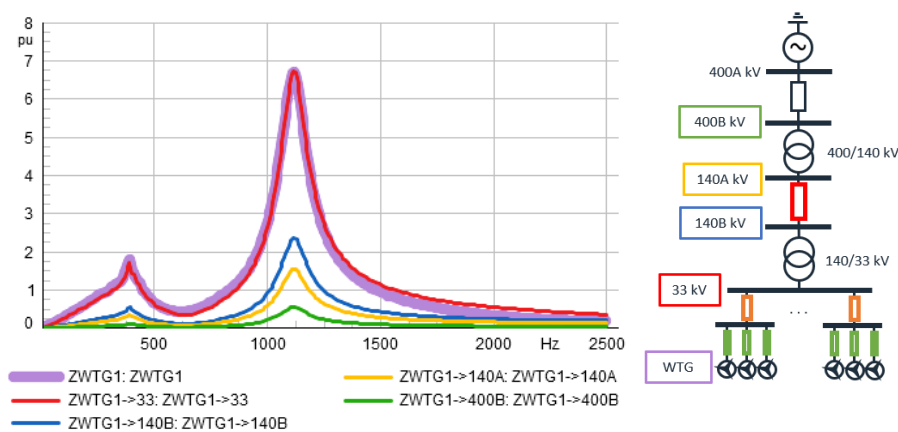
Basfall primäremission

I basfallet för primäremission innehåller det överliggande nätet (sett från vindparken) luftledning, och turbinimpedansen är med i modellen, vilket illustreras i Figur 5-11.

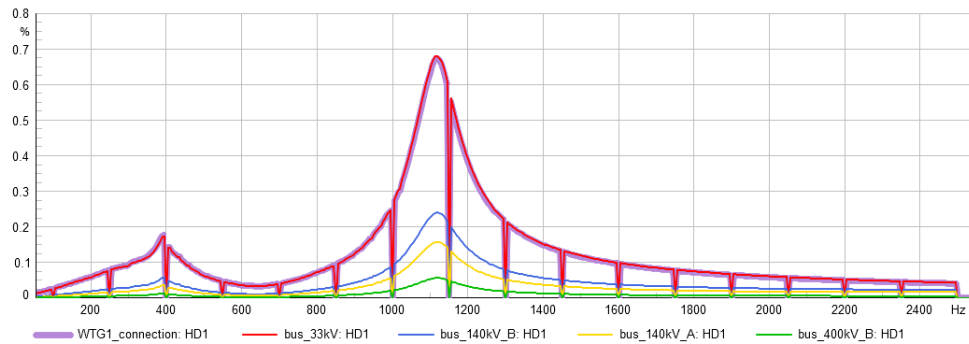


Figur 5-11. Basfall primäremission.

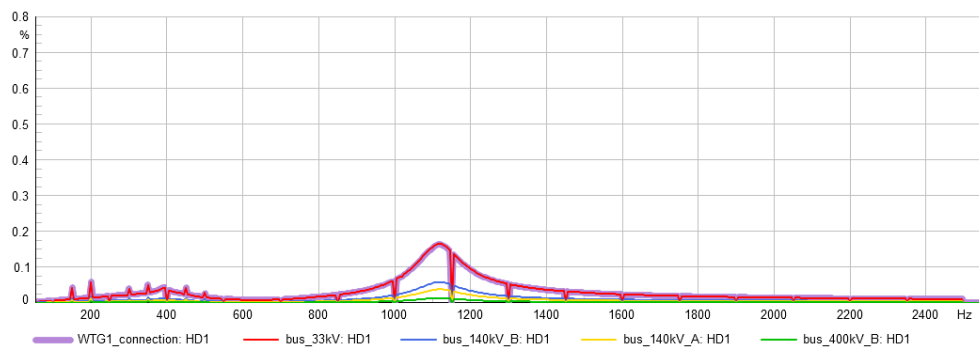
Käll- och transferimpedanserna för detta fall ses i Figur 5-12, där dessa enbart visas för vindturbin nr 1 enligt diskussion ovan. Spänningsdistorsionen i systemet till följd av turbinemissionen ses i Figur 5-13. Turbinemissionen (för samtliga 17 turbiner) är som ovan beskrivet satt till 0,1 % av märkström på samtliga frekvenser, och eftersom $\alpha=1$, så erhålles (ungefär) spänningsdistorsionen i Figur 5-13 genom att multiplicera impedanserna i Figur 5-12 med 0,1 %. De "hack" som syns i spänningsdistorsionen beror på hur övertoner vid dessa frekvenser hör till minusföljden och därför är 0 i plusföljden. För jämförelse visas även spänningsdistorsionen om α enligt IEC används i Figur 5-14, där det framgår att med $\alpha=1$ erhålles mycket pessimistiska resultat, dvs högre nivåer.



Figur 5-12. Käll- och transferimpedanser för basfall primäremission.

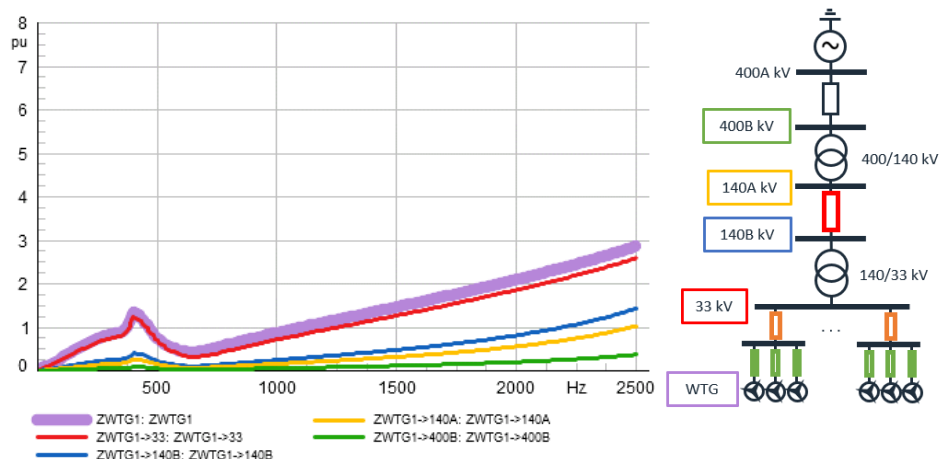


Figur 5-13. Spänningsdistorsion för basfall primäremission, med likformig emission ($\alpha=1$).



Figur 5-14. Spänningsdistorsion för basfall primäremission, med likformig emission (α enligt IEC). Notera att $\alpha=2$ för alla mellantoner.

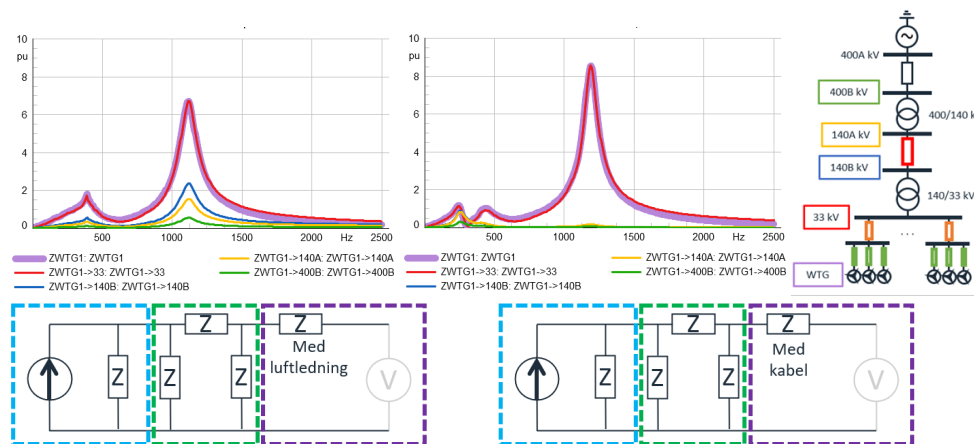
För att illustrera inverkan av kabelkapacitansen i uppsamlingsnätet sattes den till 0, varefter käll- och transferimpedanserna i Figur 5-15 erhålles. Resonansen i Figur 5-12 vid ca 1100 Hz drivs alltså av uppsamlingsnätet.



Figur 5-15. Käll- och transferimpedanser för basfall primäremission om kapacitansen sätts till 0 i uppsamlingsnätet.

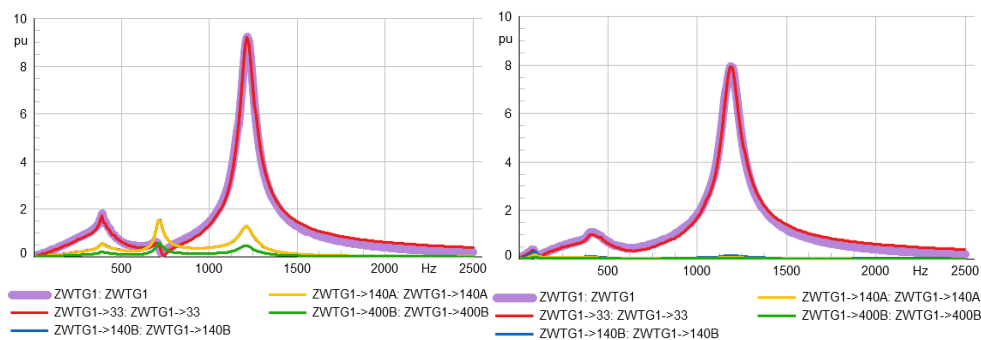
Överliggande nätets inverkan på primäremissionen

Käll- och transferimpedanserna då luftledning eller kabel finns i det överliggande nätet (sett från vindparken) jämförs i Figur 5-16. Eftersom spänningsdistorsionen följer formen av käll- och transferimpedanserna då $\alpha=1$ så visas ingen figur över denna. Det framgår att den största inverkan av luftledning jämfört med kabel i överliggande nät är på turbin till överliggande nät. Med kabel i överliggande nät ses i detta fall att turbinemissionen har en betydligt mindre inverkan på 140 kV och 400 kV, dvs inverkan av turbinemissionen är till största del begränsad till uppsamlingsnätet på 33 kV.



Figur 5-16. Käll- och transferimpedanser med luftledning (vänster) eller kabel (höger) i överliggande nät (sett från vindparken).

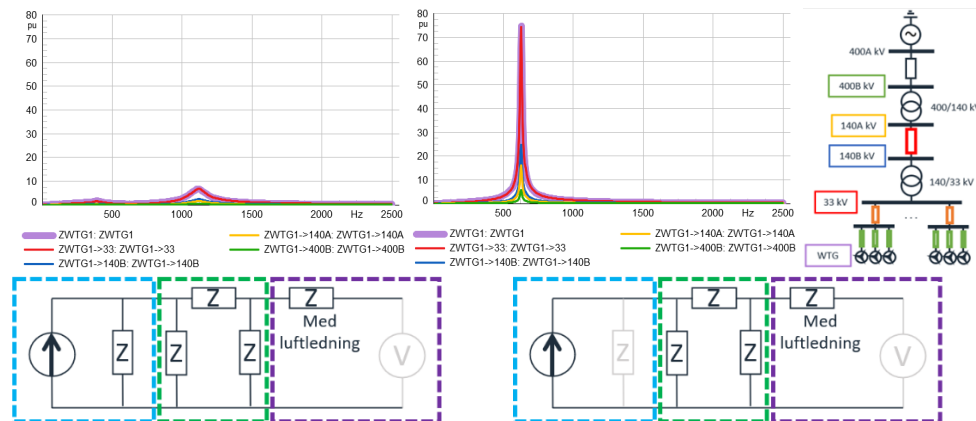
Käll- och transferimpedanserna då mängden kabel i överliggande nät ändras jämförs i Figur 5-17, där det framgår att kortare kabel leder till att resonansen som drivs av kabeln flyttas högre upp i frekvens, och längre kabel till att resonansen flyttas längre ned i frekvens, vilket är väntat eftersom en större kapacitans ger lägre resonansfrekvens. Det framgår också att med kort kabel i överliggande nät så blir transferimpedansen från turbin och uppåt i nätet, dvs till 140 kV och 400 kV, större än med lång kabel.



Figur 5-17. Käll- och transferimpedanser med kort kabel (vänster) och lång kabel (höger) i överliggande nät (sett från vindparken).

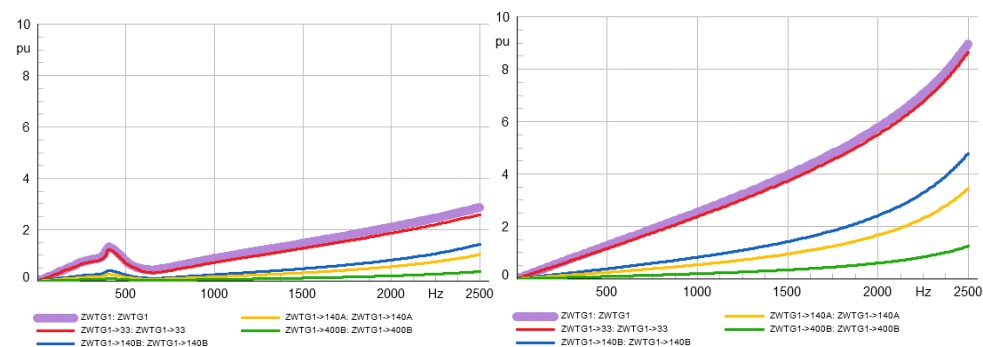
Turbinimpedansens inverkan på primäremissionen

Käll- och transferimpedanserna då turbinimpedansen är med i modellen eller inte jämförs i Figur 5-18. Eftersom spänningsdistorsionen följer formen av käll- och transferimpedanserna med likformig turbinemission och då $\alpha=1$ så visas ingen figur över denna. Det är tydligt att utan turbinimpedansen så kommer spänningsdistorsionen till följd av primäremissionen att överskattas rejält.



Figur 5-18. Käll- och transferimpedanser med turbinimpedans (vänster) eller utan turbinimpedans (höger) i modellen.

Den starka resonansen som uppstår kring 650 Hz då turbinimpedansen inte tas med i modellen drivs av parkens uppsamlingsnät, vilket framgår av Figur 5-19 där motsvarande käll- och transferimpedanser med kapacitansen satt till 0 i uppsamlingsnätet visas. Den kvarvarande resonansen som ligger ovanför 2500 Hz (syns som tydligast i den högra bilden i Figur 5-19) beror på luftledningens (lilla) kapacitans.



Figur 5-19. Käll- och transferimpedanser med turbinimpedans (vänster) eller utan turbinimpedans (höger) i modellen, med kapacitansen satt till 0 i uppsamlingsnätet.

Kommentarer primäremission

Från ovan resultat kan följande slutsatser dras:

- Utan turbinimpedansen kommer spänningsdistorsionen till följd av primäremissionen att överskattas.

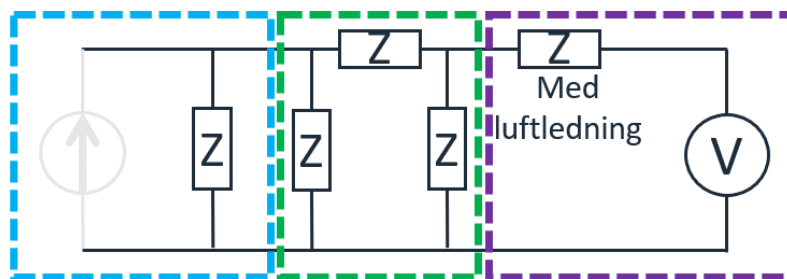
- I detta fall blev spänningsdistorsionen på 140 kV och 400 kV lägre då överliggande nät (sett från vindparken) innehöll kabel.
- Då turbinemissionen typiskt är en stor osäkerhet kan det vara bättre att i huvudsak studera käll- och transferimpedanser för att se om det finns resonanser som skulle kunna leda till höga nivåer.

5.4.2 Sekundäremission

I simuleringarna gällande sekundäremission studeras övertonsspänningar i systemet som uppstår till följd av bakgrundsdistorsion i nätet. Det finns alltså ingen turbinemission med i dessa simuleringar. Inverkan av det överliggande nätet sett från vindparken (innehållande luftledning eller kabel), samt turbinimpedansen (om den tas med eller ej) på sekundäremissionen presenteras nedan.

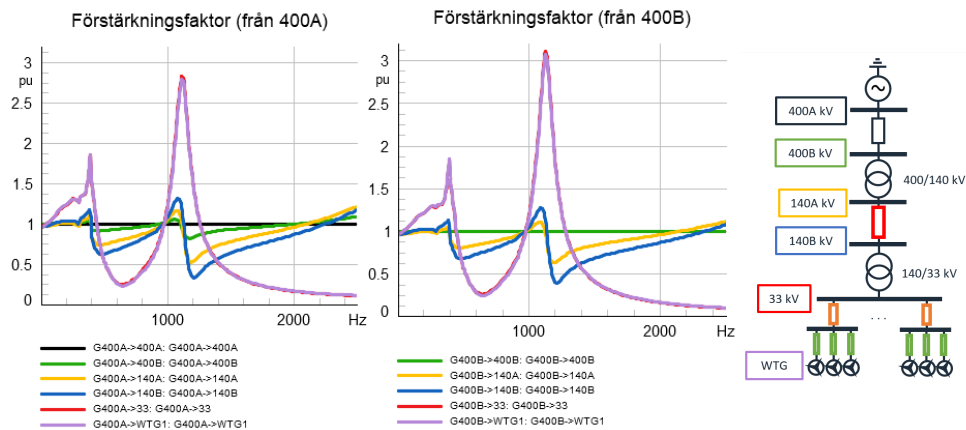
Basfall sekundäremission

I basfallet för sekundäremission finns luftledning i det överliggande nätet (sett från vindparken), och turbinimpedansen är med i modellen, vilket illustreras i Figur 5-20.

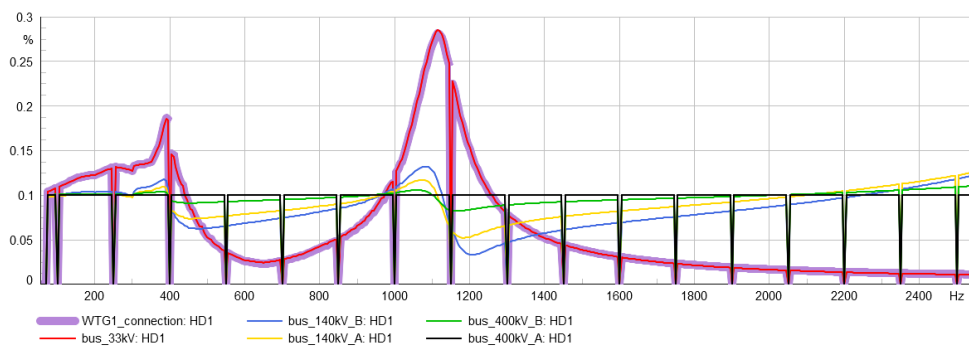


Figur 5-20. Basfall sekundäremission.

Förstärkningsfaktorerna från nod 400A och nod 400B och nedåt i nätet visas i Figur 5-21, och de är normaliserade enligt tidigare beskrivning. Med likformig bakgrundsdistorsion på 0,1 % av nominell spänning på samtliga frekvenser vid nod 400A (vilket motsvarar bakgrundsdistorsionen i 400B innan vindparken ansluts) fås spänningsdistorsionen (enbart resultat i plusföljd visas) i Figur 5-22. De "hack" som syns i spänningsdistorsionen beror på hur övertoner vid dessa frekvenser hör till minusföljden och därför är 0 i plusföljden. Det framgår att spänningsdistorsionen kan beräknas genom att multiplicera käll- eller transferimpedansen från nod 400A med 0,1 % (amplituden på den likformiga bakgrundsdistorsionen).



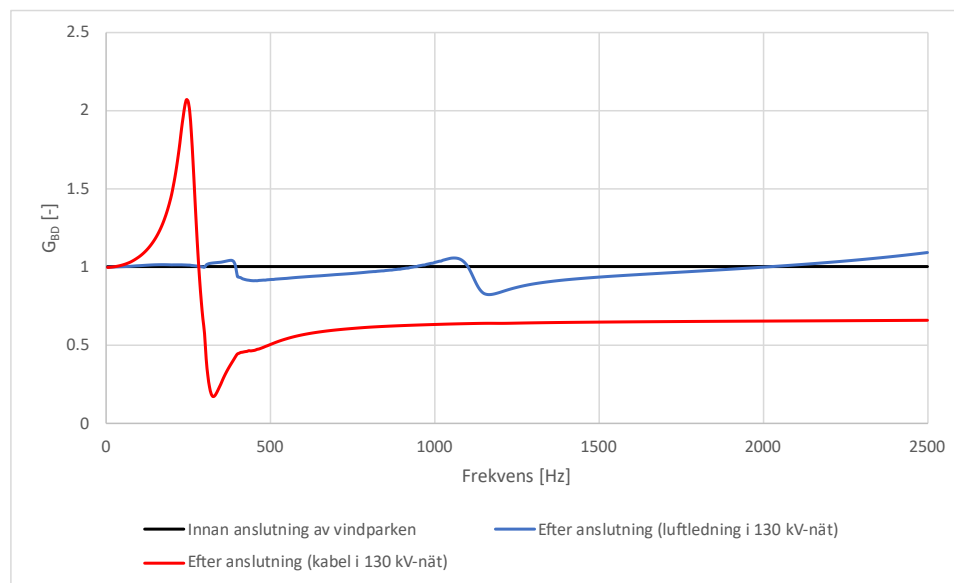
Figur 5-21. Förstärkningsfaktorer från nod 400A (vänster) och nod 400B (höger) och nedåt i nätet för basfall sekundäremission.



Figur 5-22. Spänningsdistorsion för basfall sekundäremission (likformig bakgrundsdistorsion vid nod 400A).

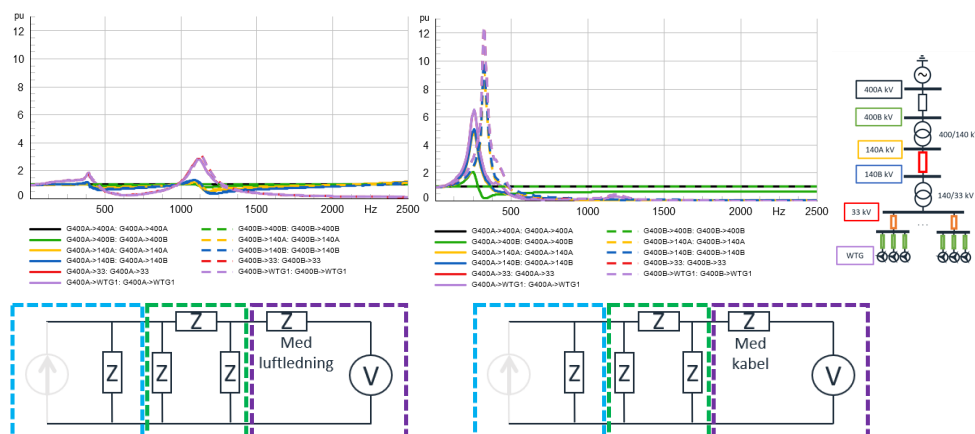
Överliggande nätets inverkan på sekundäremissionen

Hur bakgrundsdistorsionen i nod 400B ändras från när noden är olastad (innan vindparken ansluts) till den är lastad (efter vindparken anslutits), vilket motsvarar parametern G_{BD} i Ekvation 5-13, ses i Figur 5-23 där luftledning i 130 kV-nätet jämförs med kabel. Det framgår bland annat att i detta fall leder kabel i 130 kV-nätet till att bakgrundsdistorsionen förstärks till det dubbla kring 250 Hz, samt att övertoner över 250 Hz dämpas relativt basfallet.

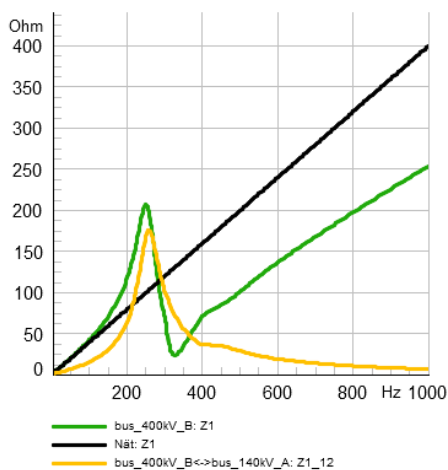


Figur 5-23. Hur bakgrundsdistorsionen i nod 400B förändras när vindparken ansluts (parameter G_{BD} enligt Ekvation 5-13).

Förstärkningsfaktorerna från nod 400A och nod 400B och nedåt i nätet då luftledning eller kabel finns i 130 kV-nätet jämförs i Figur 5-24. Inga figurer med spänningsdistorsion presenteras då denna följer formen av förstärkningsfaktorerna vid likformig bakgrundsdistorsion. Av förstärkningsfaktorerna är det tydligt att i detta fall leder kabel i 130 kV-nätet till att inverkan av sekundäremission blir betydligt högre än med luftledning. I detta fall påverkas förstärkningsfaktorerna mer än transferimpedanserna (se Figur 5-16) av bytet från luftledning till kabel. Notera även i Figur 5-24 att med kabel i 130 kV-nätet så ser resonansfrekvensen på 140 kV och 33 kV ut att flytta på sig beroende på om förstärkningen från nod 400A eller från nod 400B analyseras. Sett från nod 400A ser resonansen ut att ligga kring 250 Hz, medan från 400B ser den ut att ligga kring 325 Hz. Detta beror på att transferimpedansen från 400B till 140 kV och 33 kV har en parallellresonans kring 250 Hz, medan källimpedansen i 400B dels har en parallellresonans kring 250 Hz, dels en serieresonans kring 325 Hz (se Figur 5-25). När transferimpedansen då divideras med källimpedansen (för att ge förstärkningsfaktorn) så blir resultatet att parallellresonanterna kring 250 Hz "tar ut varandra" medan serieresonansen kring 325 Hz omvandlas till en topp i förstärkningsfaktorn. För att beräkna förstärkningsfaktorn från nod 400A till 140 kV eller 33 kV kan då, enligt Ekvation 5-14, transferimpedansen från nod 400B till 140 kV eller 33 kV divideras med $Z_{nät}$. Eftersom transferimpedansen från 400B till 140 kV eller 33 kV innehåller en parallellresonans kring 250 Hz så kommer denna när den divideras med den induktiva $Z_{nät}$ att leda till att förstärkningsfaktorn från 400A får en topp kring 250 Hz.

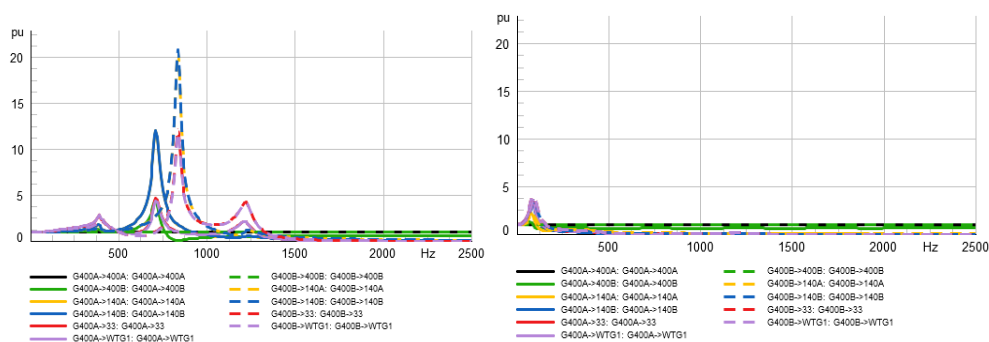


Figur 5-24. Förstärkningsfaktorer från nod 400A (heldragen linje) och nod 400B (streckad linje) och nedåt i nätet, med luftledning (vänster) och kabel (höger) i överliggande nät (sett från vindparken).



Figur 5-25. Källimpedans i 400B (grön), Théveninimpedansen $Z_{\text{nät}}$ (svart), och transferimpedansen från 400B till 140A (gul). Med kabel i överliggande nät (sett från vindparken).

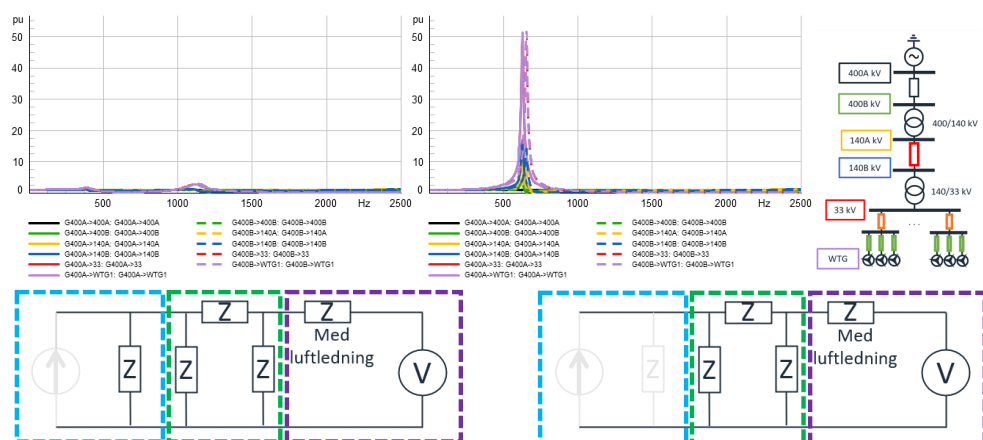
En jämförelse av hur förstärkningsfaktorerna påverkas då mängden kabel varieras ses i Figur 5-26. En mindre mängd kabel leder till högre resonansfrekvens, medan en större mängd kabel leder till lägre resonansfrekvens, vilket är väntat eftersom högre kapacitans leder till lägre resonansfrekvens. Det framgår även att förstärkningen från 400 kV och nedåt i nätet i fallet med mycket kabel blir mindre än 1 (dvs försvagning) strax över resonansfrekvensen.



Figur 5-26. Förstärkningsfaktorer från nod 400A (heldragen linje) och 400B (streckad linje) och nedåt i nätet, med kort kabel (vänster) och lång kabel (höger) i 130 kV-nätet.

Turbinimpedansens inverkan på sekundäremissionen

Förstärkningsfaktorerna från nod 400B och nedåt i nätet då turbinimpedansen är med i modellen eller inte jämförs i Figur 5-27. Inga figurer med spänningsdistorsion presenteras då denna följer formen av förstärkningsfaktorerna vid likformig bakgrundsdistorsion. Det framgår tydligt av förstärkningsfaktorerna att förstärkningen av bakgrundsdistorsionen kommer överskattas rejält om turbinimpedansen inte tas med i modellen, vilket även var fallet med primäremissionen (se Figur 5-18).



Figur 5-27. Förstärkningsfaktorer från nod 400A (heldragen linje) och 400B (streckad linje) och nedåt i nätet, med turbinimpedans (vänster) och utan turbinimpedans (höger) i modellen.

Kommentarer sekundäremission

Från ovan resultat kan följande slutsatser dras:

- Om turbinimpedansen inte tas med i modellen överskattas spänningsdistorsionen rejält.
- Överliggande näts (sett från vindparken) egenskaper har stor inverkan på sekundäremissionen.
- Överliggande näts (sett från vindparken) egenskaper samt turbinimpedans bör beaktas när förstärkning av bakgrundsdistorsionen studeras.

5.5 JÄMFÖRELSE AV METODER

Detta avsnitt jämför möjliga metoder som förekommer vid beräkning av den resulterande distorsionen vid anslutning av en vindpark. Beräkningarna jämförs också med olika metoder för tilldelning. Endast heltalsövertoner visas, och övertoner tillhörande plus- och minusföljd visas i samma diagram.

Följande metoder utvärderas:

"Komplett" modell

I detta fall genomförs beräkningar med en så komplett modell som möjligt. Turbinimpedans och emission modelleras utifrån tillverkardata, och bakgrundsdistorsionen motsvarar 50 % av planeringsnivåerna enligt Svk TR06-02 [11]. Beräkningar görs med både luftledning och kabel i 130 kV-nätet. För aggregering används summeringslagen då information saknas om hur erhållen tillverkardata ska användas vid aggregering av flera turbiner.

"Förenklad" modell

I detta fall genomförs beräkningar med utgångspunkt i övertonsströmmar från ifylld AMP-blankett. I praktiken innebär detta att turbinerna modelleras som ideala strömkällor (turbinimpedansen försummas eftersom denna inte begärs in enligt AMP/ASP) med emission enligt AMP-blanketten (det högsta värdet för respektive överton har använts för de strömövertoner som överskrider 0,1 %, och för de övertoner som understiger 0,1 % har 0,1 % ansatts då specifika värden inte angavs i blanketten). I övrigt genomförs beräkningen på samma sätt som för den "kompleta" modellen.

Bedömning enligt ASP/AMP

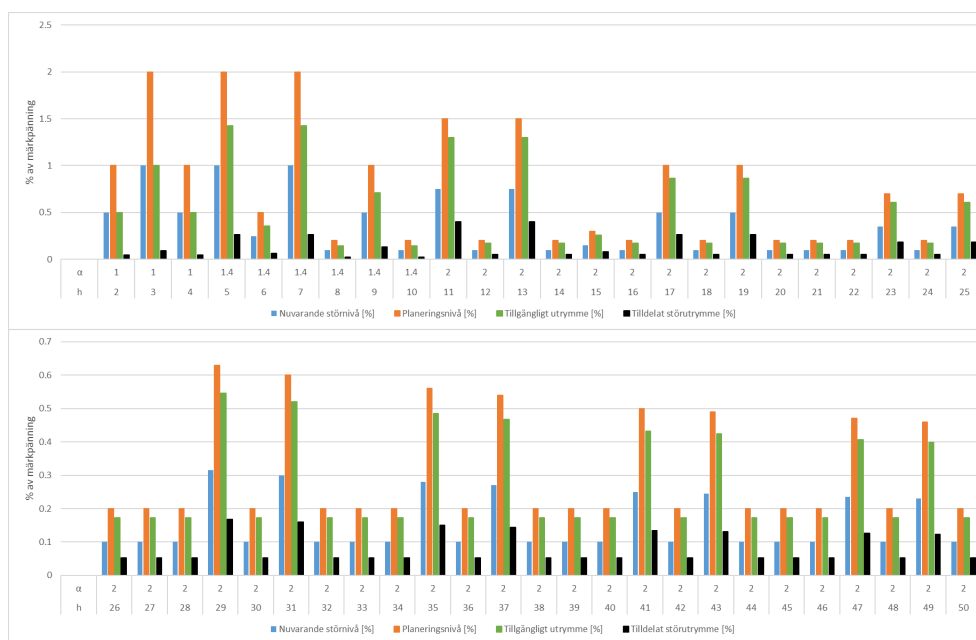
För jämförelse med resultaten från de övriga beräkningarna har även en bedömning gjorts med handberäkningar enligt ASP. Som representation för nätimpedansen har den linjära approximationen ("Baserad på kortslutningseffekt" i Figur 3-1) använts, vilket motsvarar ekvation 8.20 i [5]. Värdet på i_n har tagits från ifylld AMP-blankett (det högsta värdet för respektive överton har använts för de strömövertoner som överskrider 0,1 %, och för de övertoner som understiger 0,1 % har 0,1 % ansatts då specifika värden inte angavs i blanketten). Den resulterande spänningsdistorsionen beräknas sedan enligt ekvation 8.19 och 8.21 i [5].

5.5.1 Tilldelning av störutrymme

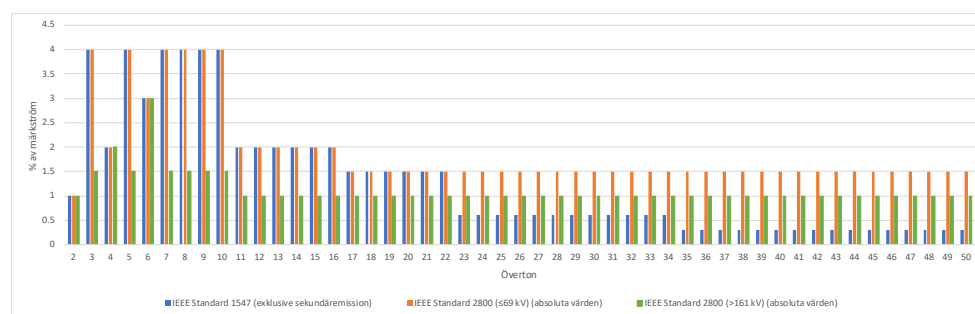
Tilldelningen av spänningsövertoner görs enligt IEC TR 61000-3-6 och av strömövertoner enligt IEEE 1547 och 2800. De parametrar och dess värden som används vid tilldelningen av spänningsövertoner enligt IEC TR 61000-3-6 ges i Tabell 5-2, och resultaten av tilldelningen ses i Figur 5-28. Tilldelningen av strömövertoner enligt IEEE 1547 och IEEE 2800 ses i Figur 5-29.

Tabell 5-2. Parametrar vid tilldelning enligt IEC TR 61000-3-6.

Parameter	Beskrivning	Värde
S_i	Abonnerad effekt	71,4 MVA (4,2 MVA * 17 turbiner)
S_t	Total tillgänglig effekt	750 MVA (antagen till ca 10 % av kortslutningseffekten vid anslutningspunkten på 400 kV, vilken antas vara 7500 MVA)
P	Planeringsnivå	100 % av Svenska kraftnäts planeringsnivåer [11]
B	Nuvarande störnivå	Ansatt till 50 % av Svenska kraftnäts planeringsnivåer [11]



Figur 5-28. Tilldelat utrymme (spänning) enligt IEC TR 61000-3-6. Överton 2-25 (uppe) och 26-50 (nere).



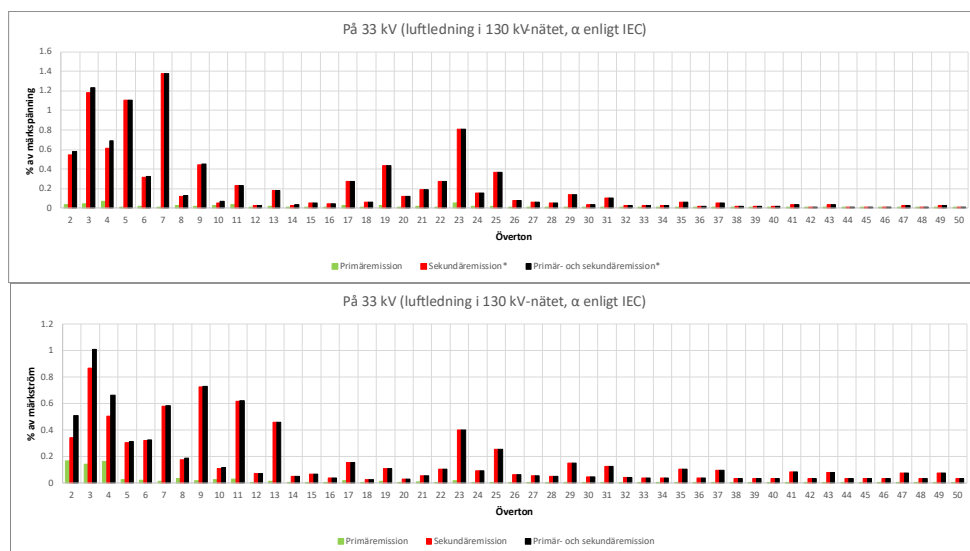
Figur 5-29. Tilldelat utrymme (ström) enligt IEEE 1547 och IEEE 2800.

5.5.2 Resultat

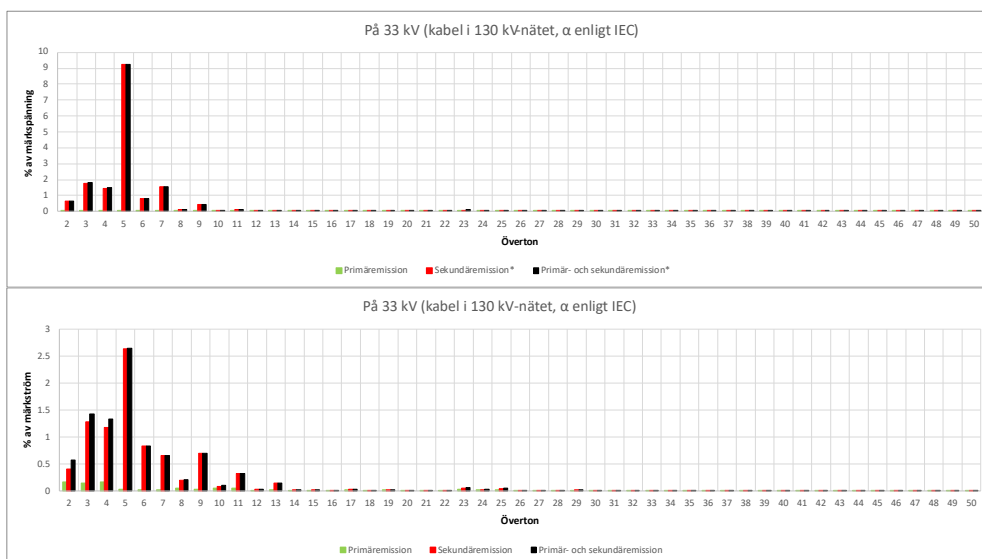
Komplett modell

Primäremission, sekundäremission och aggregerade resultat på 33 kV då 130 kV-nätet innehåller luftledning ses i Figur 5-30. Motsvarade resultat då 130 kV-nätet innehåller kabel ses i Figur 5-31. Det framgår att för spänningsövertoner är det sekundäremissionen som dominerar. Detta är även fallet för strömövertoner, men

inte i lika stor utsträckning. En stor förstärkning av 5e ton (från bakgrundsdistorsjonen) är tydlig i fallet med kabel i 130 kV-nätet.



Figur 5-30. Spänningsdistorsion på 33 kV-skenan (uppe) och strömdistorsion genom 140/33 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller luftledning. Komplet modell.
*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagnig av denna.



Figur 5-31. Spänningsdistorsion på 33 kV-skenan (uppe) och strömdistorsion genom 140/33 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller kabel. Komplet modell.
*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagnig av denna.

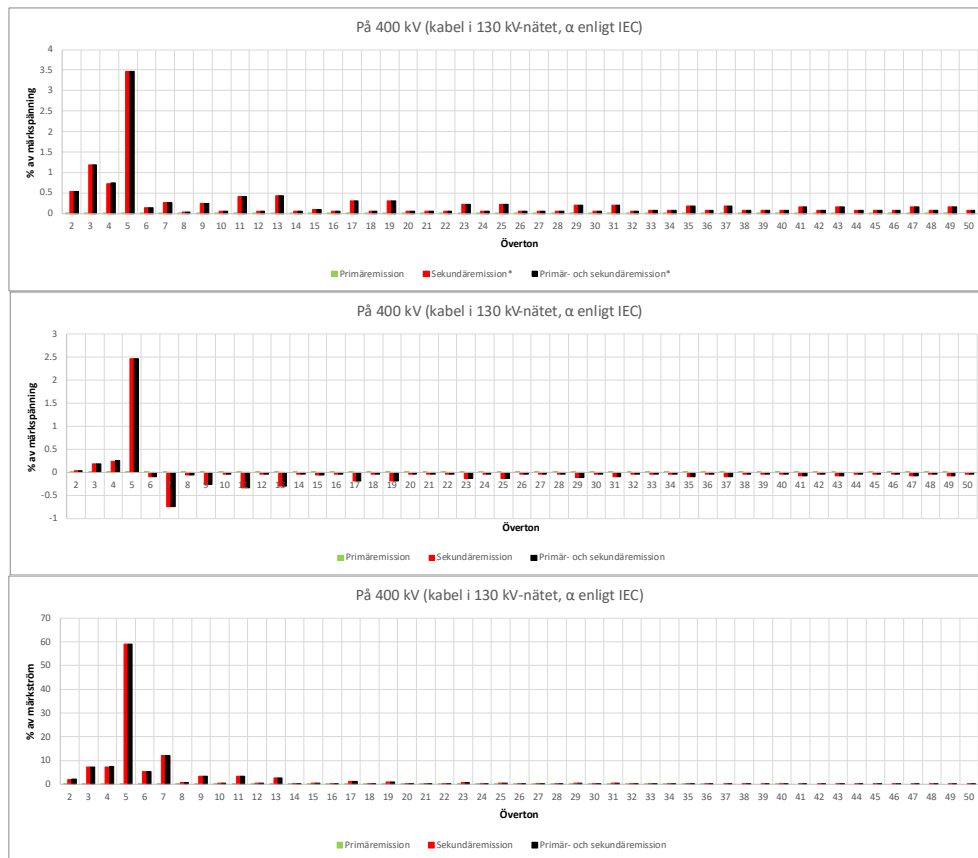
Primäremission, sekundäremission och aggregerade resultat på 400 kV då 130 kV-nätet innehåller luftledning ses i Figur 5-32. Motsvarade resultat då 130 kV-nätet innehåller kabel ses i Figur 5-33. Det framgår att sekundäremissionen dominerar. Förstärkningen av 5e ton i strömmen då 130 kV-nätet innehåller kabel är här markant större än på 33 kV. Notera att ett negativt värde på sekundäremission

innebär att bakgrundsdistorsionen som uppmättes innan anslutning av vindparken har minskat på just den frekvensen efter att parken anslutits.



Figur 5-32. Spänningsdistorsion i nod 400B inklusive bakgrundsdistorsion och förstärkning/försvagning av denna (uppe), samt enbart förstärkning/försvagning av bakgrundsdistorsion (mitten), och strömdistorsion genom 400/140 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller luftledning. Komplet model.

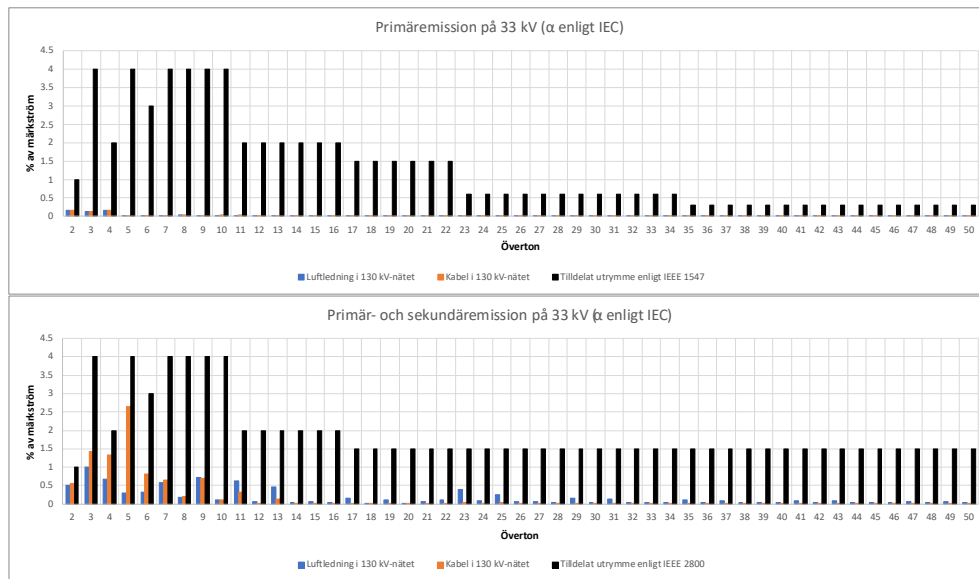
*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagning av denna.



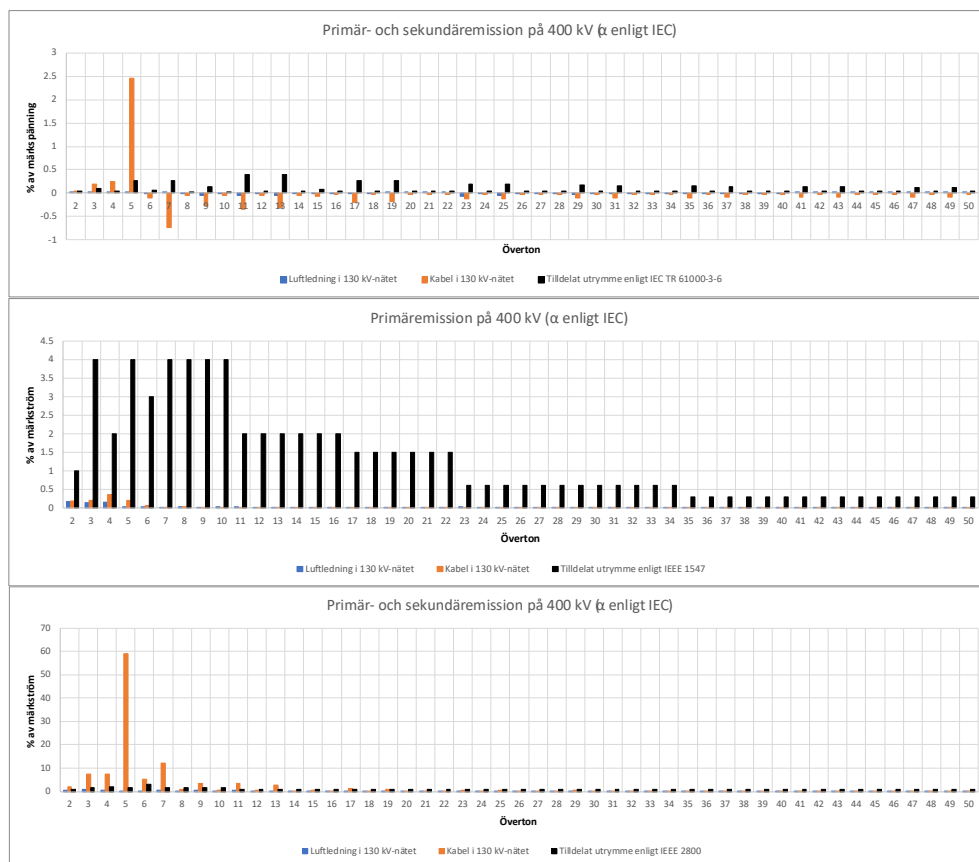
Figur 5-33. Spänningsdistorsion i nod 400B inklusive bakgrundsdistorsion och förstärkning/försvagning av denna (uppe), samt enbart förstärkning/försvagning av bakgrundsdistorsion (mitten), och strömdistorsion genom 400/140 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller kabel. Komplet model.

*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagning av denna.

Uppmätta strömmar jämförs med tilldelade nivåer på 33 kV i Figur 5-34, och uppmätta strömmar och spänningar jämförs med tilldelade nivåer på 400 kV i Figur 5-35. Det framgår att på 33 kV överstiger de uppmätta strömmarna inte det tilldelade utrymmet, varken med luftledning eller kabel i 130 kV-nätet, inte heller med hänsyn till inverkan från bakgrundsdistorsion. På 400 kV understiger uppmätt ström utan bakgrundsdistorsion (dvs. enbart primäremission) det tilldelade utrymmet. Med kabel i 130 kV-nätet och med bakgrundsdistorsion så överstigs det tilldelade utrymmet i både spänning och ström rejält, särskilt på överton 3, 4, och 5 (även 7e i strömmen).



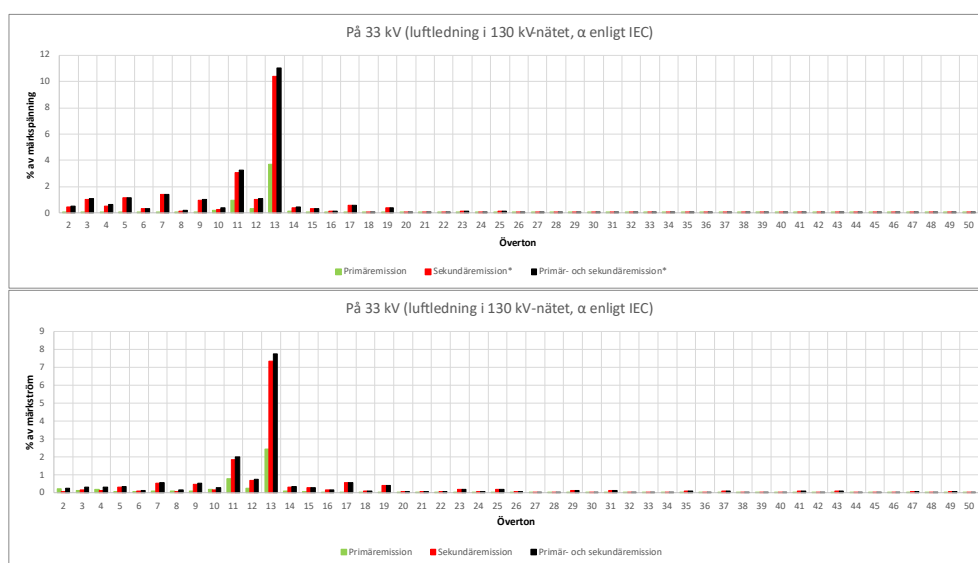
Figur 5-34. Strömdistorsion genom 140/33 kV-transformatorn, utan bakgrundsdistorsion (uppe), och med bakgrundsdistorsion (nere), jämfört med tilldelat utrymme. Komplet modell.



Figur 5-35. Spänningsdistorsion vid nod 400B (uppe), samt strömdistorsion genom 400/140 kV-transformatorn, utan bakgrundsdistorsion (mitten), och med bakgrundsdistorsion (nere), jämfört med tilldelat utrymme. Komplet modell.

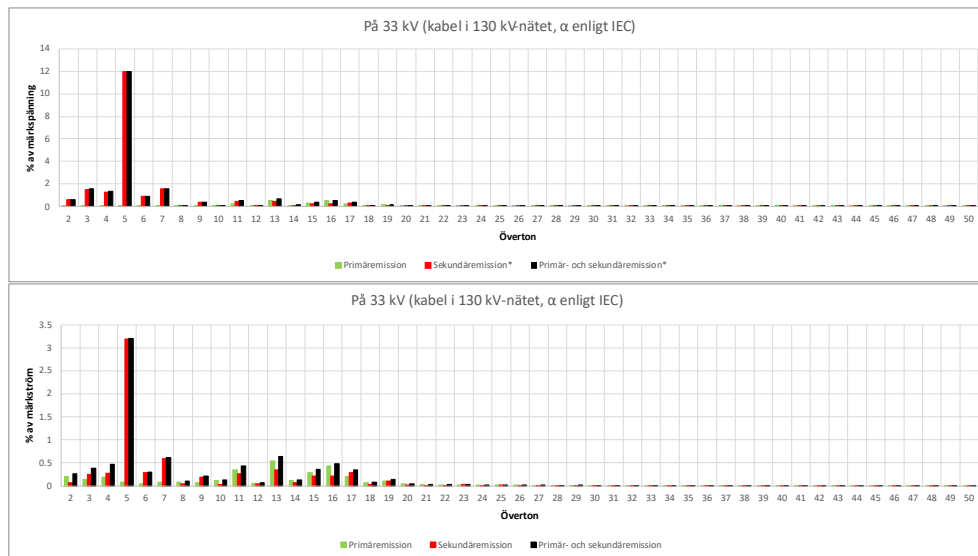
Förenklad modell

Primäremission, sekundäremission och aggregerade resultat på 33 kV då 130 kV-nätet innehåller luftledning ses i Figur 5-36. Motsvarade resultat då 130 kV-nätet innehåller kabel ses i Figur 5-37. En stor förstärkning i både spänning och ström ses vid överton 13 då 130 kV-nätet innehåller luftledning. Detta förklaras av att i den förenklade modellen finns turbinimpedansen inte med vilket resulterar i transferimpedanserna och förstärkningsfaktorerna i Figur 5-18 respektive Figur 5-27, där en stark förstärkning syns kring 13e ton. Med kabel i 130 kV-nätet ligger den största förstärkningen vid 5e ton. Till största del dominerar sekundäremissionen, men på vissa övertoner är det primäremissionen som dominerar.



Figur 5-36. Spänningsdistorsion vid 33 kV-skenan (uppe) och strömdistorsion genom 140/33 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller luftledning. Förenklad modell.

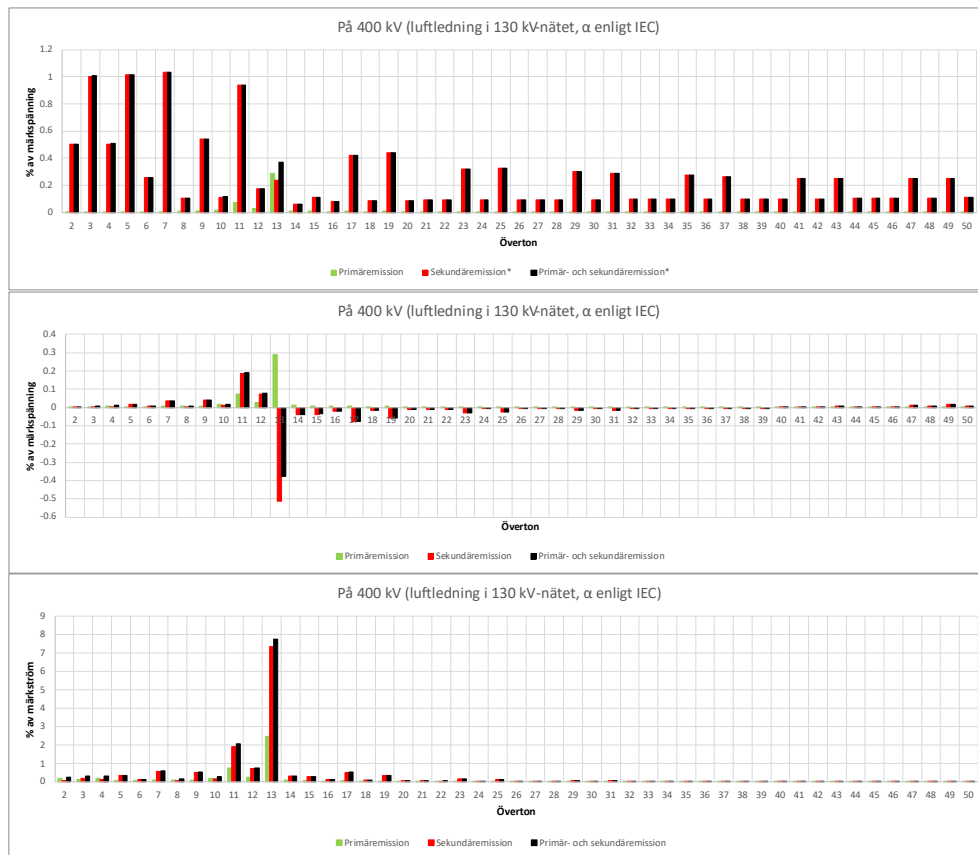
*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagning av denna.



Figur 5-37. Spänningsdistorsion vid 33 kV-skenan (uppe) och strömdistorsion genom 140/33 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller kabel. Förenklad modell.

*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagnig av denna.

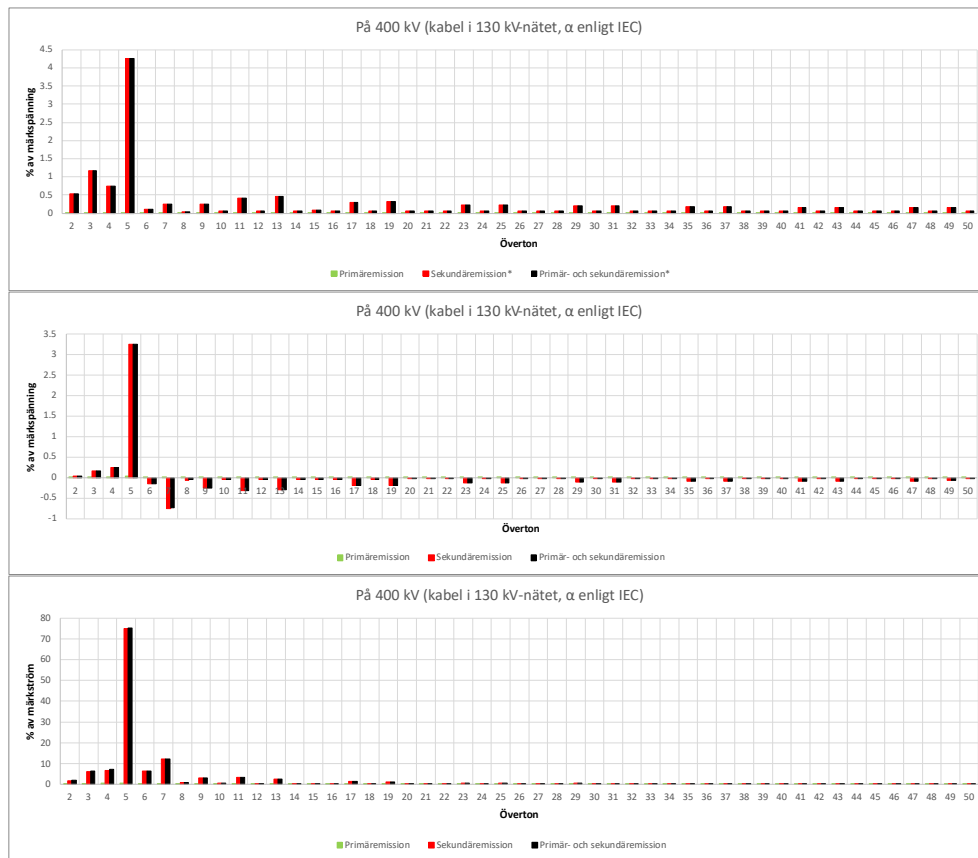
Primäremission, sekundäremission och aggregerade resultat på 400 kV då 130 kV-nätet innehåller luftledning ses i Figur 5-38. Motsvarade resultat då 130 kV-nätet innehåller kabel ses i Figur 5-39. Till största delen är det sekundäremissionen som dominerar.



Figur 5-38.

Spänningsdistorsion i nod 400B inklusive bakgrundsdistorsion och förstärkning/försvagning av denna (uppe), samt enbart förstärkning/försvagning av bakgrundsdistorsion (mitten), och strömdistorsion genom 400/140 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller luftledning. Förenklad modell.

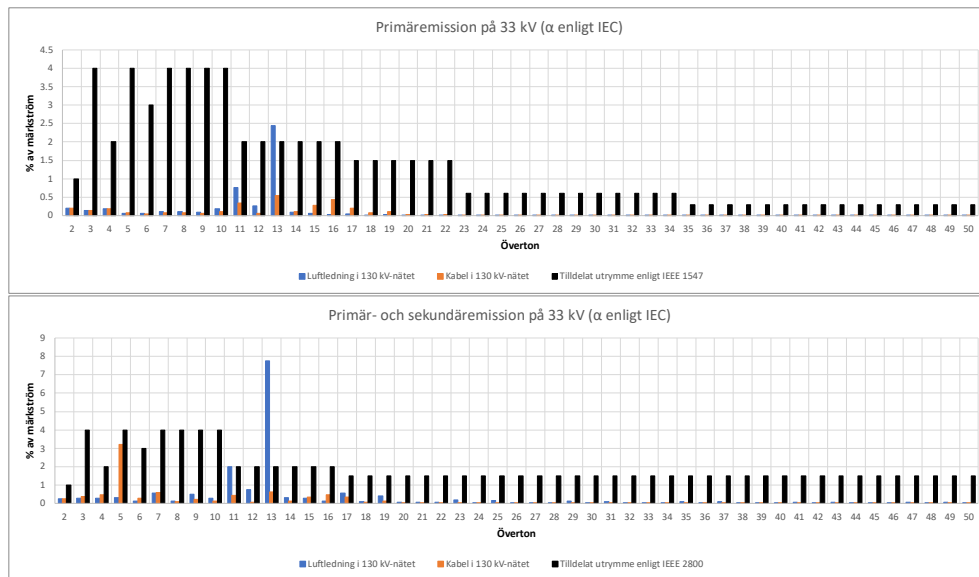
*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagning av denna.



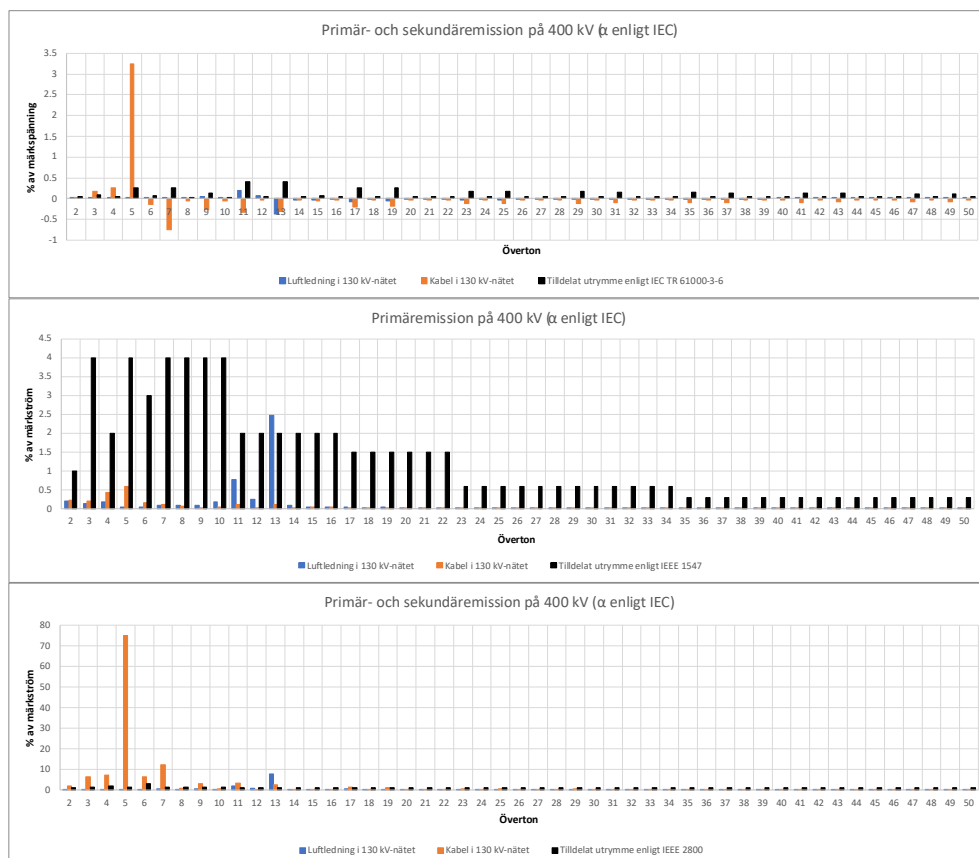
Figur 5-39. Spänningsdistorsion i nod 400B inklusive bakgrundsdistorsion och förstärkning/försvagning av denna (uppe), samt enbart förstärkning/försvagning av bakgrundsdistorsion (mitten), och strömdistorsion genom 400/140 kV-transformatorn (nere) då 130 kV-nätet innehåller kabel. Förenklad modell.

*Notera att sekundäremissionen i spänning här avser bakgrundsdistorsion samt förstärkning/försvagning av denna.

Uppmätta strömmar jämförs med tilldelade nivåer på 33 kV i Figur 5-40, och uppmätta strömmar och spänningar jämförs med tilldelade nivåer på 400 kV i Figur 5-41. Med kabel i 130 kV-nätet överskrids ej det tilldelade utrymmet i ström på 33 kV (men är nära gränsen på 5e ton), medan med luftledning överskrids utrymmet på 13e ton och ligger på gränsen på 11e ton. På 400 kV överskrids det tilldelade utrymmet i spänning rejält på 5e ton, men även på 3e och 4e ton, då 130 kV-nätet innehåller kabel. Med luftledning i 130 kV-nätet överskrids utrymmet i spänning aningen på 12e ton. I ström överskrids det tilldelade utrymmet för primäremission vid 13e ton med luftledning i 130 kV-nätet. Det tilldelade utrymmet i ström för både primär- och sekundäremission överskrids på flera övertoner (mest på 5e) då 130 kV-nätet innehåller kabel, och på överton 11 och 13 då 130 kV-nätet innehåller luftledning.



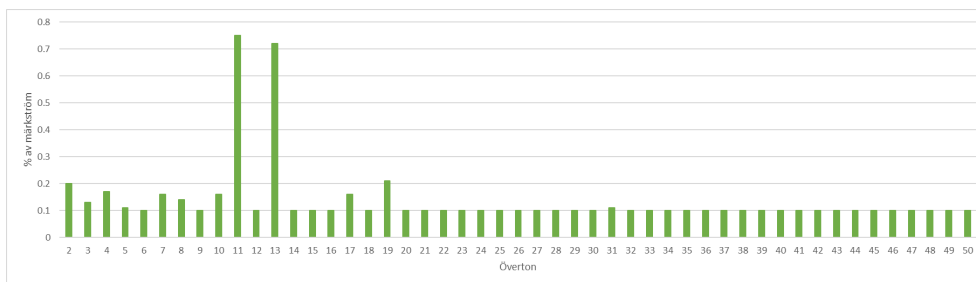
Figur 5-40. Strömdistorsion genom 140/33 kV-transformatorn, utan bakgrundsdistorsion (uppe), och med bakgrundsdistorsion (nere), jämfört med tilldelat utrymme. Förenklad modell.



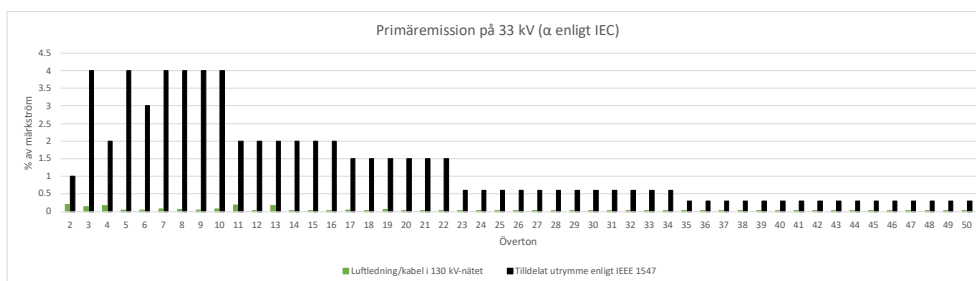
Figur 5-41. Spänningsdistorsion vid nod 400B (uppe), samt strömdistorsion genom 400/140 kV-transformatorn, utan bakgrundsdistorsion (mitten), och med bakgrundsdistorsion (nere), jämfört med tilldelat utrymme. Förenklad modell.

AMP/ASP

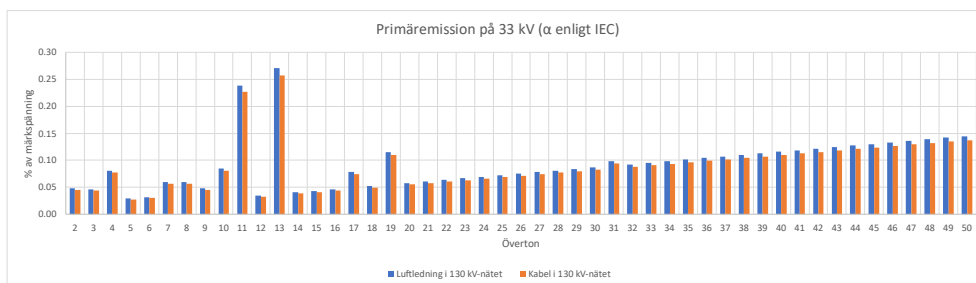
Strömmissionen från en turbin enligt ifylld AMP-blankett ses i Figur 5-42, och primäremission (i ström) jämfört med tilldelat utrymme på 33 kV jämförs i Figur 5-43 där det är tydligt att ingen överskridning sker. Beräknad spänningsdistorsion ses i Figur 5-44.



Figur 5-42. Strömmission från en turbin enligt ifylld AMP-blankett.



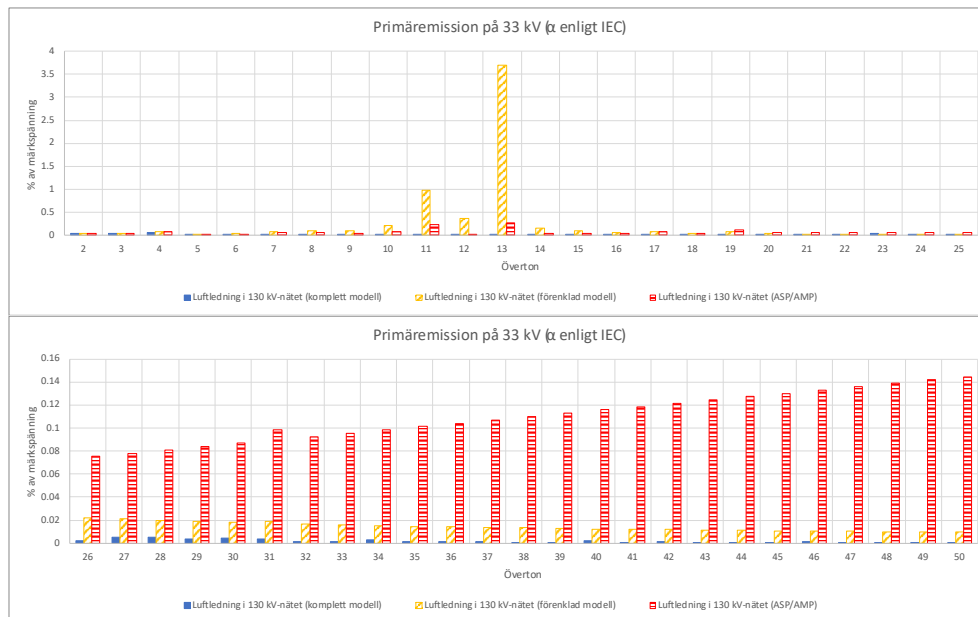
Figur 5-43. Strömdistorsion på 33 kV enligt ifylld AMP-blankett (med summeringslagen applicerad), jämfört med tilldelat utrymme.



Figur 5-44. Spänningsdistorsion vid 33 kV-skenan beräknad utifrån strömmar i ifylld AMP-blankett och källimpedans erhållen via kortslutningseffekt.

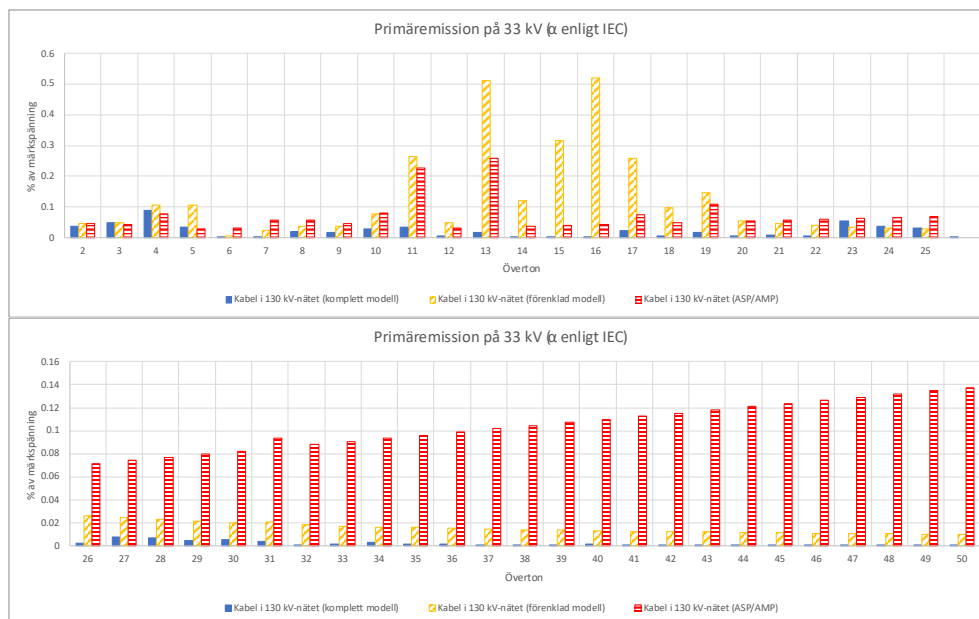
Jämförelse

En jämförelse av spänningsdistorsion på 33 kV när 130 kV-nätet innehåller luftledning ges i Figur 5-45 för komplett modell, förenklad modell, samt AMP/ASP. Spänningsdistorsionen beräknad med den förenklade modellen dominerar på de flesta övertoner under 18e, medan spänningsdistorsionen beräknad med AMP/ASP dominerar vid högre frekvenser. Spänningsdistorsionen är som lägst med komplett modell, vilket betyder att den förenklade modellen och AMP/ASP är konservativa i detta fall.



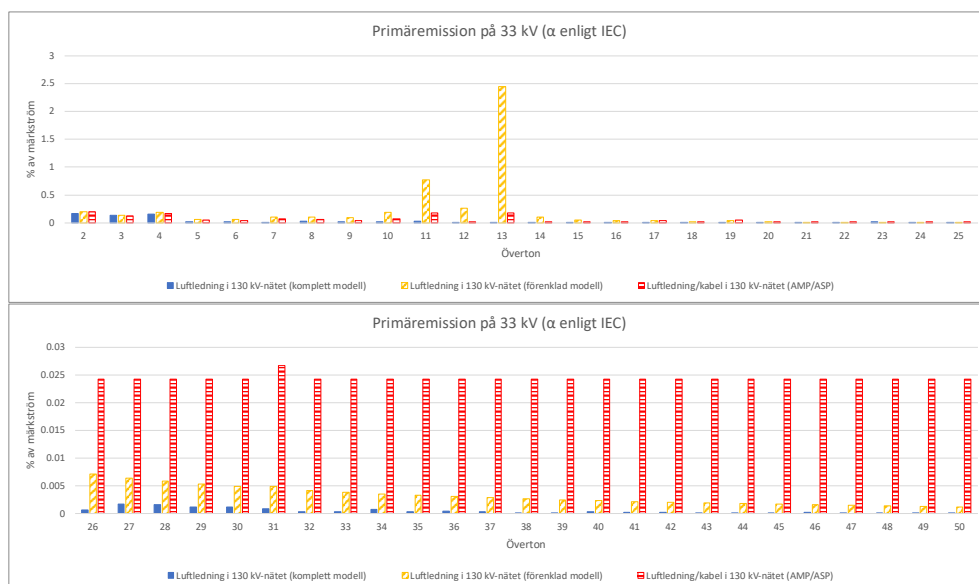
Figur 5-45. Jämförelse mellan komplett modell, förenklad modell, och ASP/AMP. Spänningsdistorsion vid 33 kV-skena till följd av primäremission, med luftledning i 130 kV-nätet. Övertone 2-25 (uppe) och 26-50 (nere).

En jämförelse av spänningsdistorsion på 33 kV när 130 kV-nätet innehåller kabel ges i Figur 5-46 för komplett modell, förenklad modell, samt AMP/ASP. Spänningsdistorsionen beräknad med den förenklade modellen dominerar på de flesta övertoner upp till 19e, sedan dominerar spänningsdistorsionen beräknad med AMP/ASP. Resultaten från den kompletta modellen är de som uppvisar lägst spänningsdistorsion.



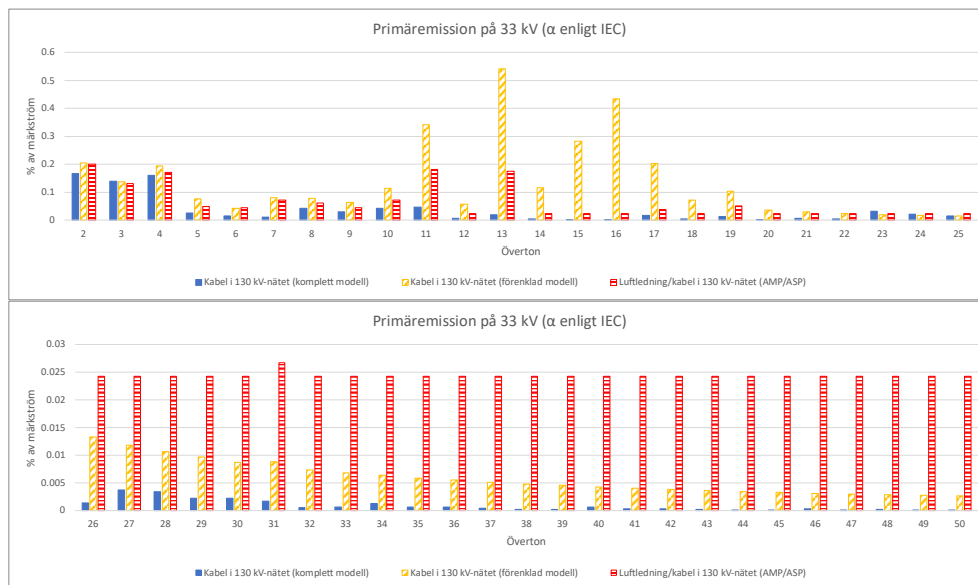
Figur 5-46. Jämförelse mellan komplett modell, förenklad modell, och ASP/AMP. Spänningsdistorsion vid 33 kV-skena till följd av primäremission, med kabel i 130 kV-nätet. Övertön 2-25 (uppe) och 26-50 (nere).

En jämförelse av strömdistorsion på 33 kV när 130 kV-nätet innehåller luftledning ges i Figur 5-47 för komplett modell, förenklad modell, samt AMP/ASP. Strömdistorsionen från ifylld AMP-blankett börjar dominera kring 19e övertön, men upp till dess är det resultaten från den förenklade modellen som dominerar. För övertön 2, 3, och 4 är strömdistorsionen snarlik med alla tre metoder.



Figur 5-47. Jämförelse mellan komplett modell, förenklad modell, och ASP/AMP. Strömdistorsion genom 140/33 kV-transformator skena till följd av primäremission, med luftledning i 130 kV-nätet. Övertön 2-25 (uppe) och 26-50 (nere).

En jämförelse av strömdistorsion på 33 kV när 130 kV-nätet innehåller kabel ges i Figur 5-48 för komplett modell, förenklad modell, samt AMP/ASP. Strömdistorsionen från ifylld AMP-blankett börjar dominera kring 24e överton, men upp till dess är det resultaten från den förenklade modellen som mestadels dominerar. Även i detta fall är resultaten snarlika för de tre metoderna för överton 2, 3, och 4.



Figur 5-48. Jämförelse mellan komplett modell, förenklad modell, och ASP/AMP. Strömdistorsion genom 140/33 kV-transformator skena till följd av primäremission, med kabel i 130 kV-nätet. Övertone 2-25 (uppe) och 26-50 (nere).

Kommentarer kring jämförelsen av de tre metoderna

- Överlag ger ASP/AMP pessimistiska resultat.
- I den förenklade modellen tas inte turbinimpedansen med vilket leder till hög förstärkning på vissa frekvenser och därmed pessimistiska resultat.
- Den kompletta modellen ger överlag lägst övertonsnivåer.
- Ifylld AMP-blankett angav inga specifika värden där övertonsströmmen understeg 0,1 % av märkström, varav 0,1 % på dessa övertoner ansattes. Detta ger ytterligare konservatism till resultaten beräknade med AMP/ASP.

6 Diskussion

6.1 VAL AV BERÄKNINGSMETOD

Vid val av metod för beräkning av övertonsnivåer måste en avvägning göras mellan noggrannhet och komplexitet. Alltför förenklade metoder, t.ex. metoder vilka utgår från en rent induktiv nätimpedans, riskerar att leda till felaktiga resultat. Även den "kompletta" metod som presenteras i denna rapport innebär förenklingar, t.ex. försummas kopplingen mellan olika frekvenser samt olinjäriteter. Detta bedöms dock vara av mindre betydelse för praktiska studier som rör tilldelning och uppföljning av övertonsgrensar. Det bör även beaktas att mer komplexa metoder inte nödvändigtvis ger mer noggranna resultat, och ofta saknas indata för att kunna använda dessa metoder.

6.2 MODELLERING

I fallstudien modelleras 400 kV-nätet med en kortslutningsekvivalent, medan resonans i överliggande nät (sett från parken) skapas genom att byta ut luftledningen på 130 kV mot en kabel. I praktiken skulle detta kunna motsvara ett riktigt fall med ett i huvudsak induktivt nät med en kabelanslutning eller ett kondensatorbatteri (t.ex. för att klara krav på reaktiv effekt vid anslutningen till transmissionsnätet) på 130 kV. I praktiska studier rekommenderas dock att överliggande nät modelleras utifrån en frekvensberoende impedans som motsvarar olika driftlägen, tillhandahållen av nätägaren.

En av de största osäkerheterna vid övertonsstudier är modellering av primäremission. Data på turbinemission tillhandahölls från en tillverkare. Dock finns flera osäkerheter avseende dessa data, t.ex.:

- Omriktarens switchfrekvens ligger sannolikt högre än 2500 Hz, vilket var övre gräns för erhållna data.
- 5e och 7e ton i strömmen var förhållandevis höga, men detta är sannolikt sekundäremission som följd av bakgrundsdistorsionen i nätet när emissionen uppmättes (se avsnitt 2.1), då dessa frekvenser inte förväntas genereras av en modern omriktare.
- Det saknas information om hur bidrag från flera turbiner ska aggregeras.

Vad gäller turbinimpedansen så uppvisade den två "spikar" vid 250 Hz och 300 Hz. Sådana spikar har inte noterats i andra data, erhållna från andra turbintillverkare eller i litteraturen, varför resultatet bör beaktas med försiktighet. Tester utfördes dock där dessa "spikar" tagits bort genom att interpolera impedansen och det framgick att förändringen i transferimpedanser och förstärkningsfaktorer var försumbar i denna fallstudie.

Det pågår arbete inom CIGRE arbetsgrupp C4.65 - "Specification, Validation and Application of Harmonic Models of Inverter Based Resources" i syfte att ge rekommendationer för framtagande och användning av modeller för sol- och vindkraftverk.

En annan stor osäkerhet vid övertonsstudier är hur dämpningen, t.ex. härrörande laster eller frekvensberoende resistanser, beaktas.

7 Slutsatser och rekommendationer

7.1 TILLDELNING

Olika metoder för tilldelning har olika för- och nackdelar, och kräver olika arbetsinsats av nätägaren:

- Den stora fördelen med tilldelning enligt IEEE (gränsvärden för strömövertoner) är att det är en enkel metod att applicera. Dock är det svårt att skilja på primär- och sekundäremission, och det kan finnas fall då sekundäremissionen dominerar.
- En svårighet med tilldelning enligt IEC (gränsvärden för spänningsövertoner) är att bestämma hur stor andel av störutrymmet som tilldelas en viss anslutning. I vissa länder ges en fast andel (t.ex. 30 % av tillgängligt utrymme), medan man i andra länder gör en tilldelning baserat på abonnerad effekt. En annan stor utmaning är hur man beaktar ej beslutade anslutningsförfrågningar, samt hur man beaktar påverkan på fjärran noder, detta då resonanser kan leda till en väldigt restriktiv tilldelning.
- Oavsett vilken metod som används rekommenderas att följa upp tilldelade gränser mot mätningar före och efter anslutning.

7.2 UPPFÖLJNING

Nedan ges en sammanfattning av rekommendationer med avseende på uppföljning av övertonsgränser:

- Vid modellering av olika komponenter bör rekommendationer från [23] följas.
- Överliggande nät bör modelleras utifrån dess frekvensberoende impedans vid olika driftlägen, tillhandahållen av nätägaren. Om beräkningar visar att kraven ej efterlevs bör en bedömning göras med utgångspunkt i de driftlägen då anläggningen ej uppfyller kraven, detta för att undersöka sannolikheten att dessa driftfall inträffar, och möjliga konsekvenser av ett överskridande av tilldelat störutrymme.
- Turbinimpedansen bör inkluderas i beräkningarna då det annars kan leda till en överskattning av övertonsnivån.
- Turbinemission är en stor osäkerhet och mer arbete behövs för att validera tillverkarmodeller med avseende på emission. Tillverkardata bör användas om sådana finns att tillgå. Om fasvinkeldata och information om aggregering saknas bör summeringslagen enligt IEC användas.
- Som ett alternativ till att beräkna övertonsnivåer från primäremission kan en impedansbaserad analys genomföras, med syfte att identifiera resonanser som sammanfaller med övertonsfrekvenser för vilka emission förväntas.

- Förenklade metoder, t.ex. vilka presenteras i AMP/ASP, rekommenderas ej då man riskerar att överskatta övertonsnivån. Övertoner från AMP-blankett bör användas med stor försiktighet.

7.3 VERIFIERING

Nedan ges en sammanfattning av rekommendationer med avseende på verifiering av övertonsgränser.

- Det bör säkerställas att lämpliga primärapparater och mätinstrument (klass A enl. IEC 61000-4-30 [38]) används.
- Vid val av mätinstrument bör man även beakta hur enkelt det är att analysera och sammanställa mätdata från flera mätare.
- För att utvärdera inverkan av en anläggning på övertonsnivåerna bör mätning ske så lång tid som möjligt innan idrifttagning samt under hela anläggningens livstid.
- Vid uppföljning av övertonsnivåer bör förändringar i nätet som tillkommer efter anläggningens idrifttagande, t.ex. en tillkommande kabel eller en ny vind-/solpark, beaktas då detta kan påverka övertonsnivåerna.

8 Referenslista

- [1] S. Rönnberg och M. Bollen, "Power quality issues in the electric power system of the future," *The Electricity Journal*, vol. 29, nr 10, pp. 49-61, 2016.
- [2] S. Rönnberg, M. Bollen, R. Langella, F. Zavoda, J.-P. Hasler, P. Ciufu, V. Cuk och J. Meyer, "The expected impact of four major changes in the grid on the power quality – a review," *Cigre Science & Engineering*, vol. 8, pp. 85-97, 2017.
- [3] C. Flytkjaer, Z. Emin, B. Badrzadeh, M. Bollen, L. Kocewiak, G. Lietz, S. Perera, F. M. Faria da Silva och M. val Escudero, "Power quality trends in the transition to carbon-free electrical energy systems," *Cigre Science & Engineering*, vol. 17, 2020.
- [4] D. Brasil, Z. Emin, L. Soto Cano, C. Buchhagen, C. Jensen och M. Val Escudero, "International comparison of harmonic assessment approaches and implications," i *2018 CIGRE Session*, 2018.
- [5] Energiföretagen, "ASP handbok - Anslutning av större produktionsanläggningar till regionnätet," 2021.
- [6] Energiföretagen, "Anslutning av produktionsanläggningar till mellanspänningsnätet - AMP," 2020.
- [7] Svenska kraftnät, "Elkvalitet – en pusselbit i energiomställningen," <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/elkvalitet--en-pusselbit-i-energiomstallningen/>, 2022.
- [8] EIFS 2013:1, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet;, Energimarknadsinspektionen, 2013.
- [9] EIFS 2023:3, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet;, Energimarknadsinspektionen, 2023.
- [10] TR06-01, "Tekniska Riktlinjer för Elkvalitet - Del 1: Spänningens egenskaper i stamnätet," Svenska kraftnät, 2006-01-03.
- [11] TR06-02, "Tekniska Riktlinjer för Elkvalitet - Del 2: Planerings- och emissionsnivåer, mätmetoder och ansvarsfördelning avseende elkvalitet i stamnätet," Svenska kraftnät, 2006-01-03.
- [12] M. Bollen och S. Rönnberg, "Primary and Secondary Harmonics Emission: Harmonic interaction - A set of definitions," i *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2016.
- [13] S. Halpin, "Comparison of IEEE and IEC Harmonic Standards," i *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.
- [14] T. Vu, D. A. Robinson, V. Gosbell, S. Perera och R. Memisevic, "Evaluation of Practical Application of Different Harmonic Allocation Methodologies," i *19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2020.
- [15] M. Häger och M. Bollen, "Fördelning av störutrymme," Elforsk rapport 10:06, 2010.
- [16] IEC TR 61000-3-6:2008, "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems," IEC, 2008.

- [17] IEEE 519-2022, "IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems," 2022.
- [18] IEEE 1547-2018, "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," 2018.
- [19] IEEE 2800-2022, "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems," 2022.
- [20] D. Schwanz, A. Rogers, R. Aherne och R. Doyle, "Policy on Harmonics," Eirgrid, 2021-08.
- [21] D. Mills, Z. Emin, D. O'Brien och M. Val Escudero, "Challenges of Harmonic Distortion Limit Allocation to Multiple Customers in a Meshed Network using IEC TR 61000-3-6," *CIGRE Science and Engineering*, vol. 15, 2019.
- [22] T. Vu, D. Robinson, S. Perera, V. Gosbell och R. Memisevic, "Practical issues with transmission system harmonic allocation using IEC/TR 61000.3.6, Edition 2, 2008," i *CIGRE*, Lyon, 2015.
- [23] CIGRE WG B4/C4.38, "Network modelling for harmonic studies," 2019.
- [24] O. Lennerhag och M. Bollen, "Impact of uncertainties on resonant overvoltages following transformer energization," *Electric Power Systems Research*, vol. 187, 2020.
- [25] IEEE Task Force on Harmonic Modelling and Simulations, "Impact of Aggregate Linear Load Modelling on Harmonic analysis: A comparison of Common Practice and Analytical Methods," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, nr 2, 2003.
- [26] M. Bradt, B. Badrzadeh, E. Camm, D. Mueller, J. Schoene, T. Siebert och R. Walling, "Harmonics and Resonance Issues in Wind Power Plants," i *IEEE Transmission and Distribution Conference*, 2012.
- [27] D. Patel, R. Varma, R. Seethpathy och M. Dang, "Impact of Wind Turbine Generators on Network Resonance and Harmonic Distortion," i *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2010.
- [28] L. Sainz, J. Mesas, R. Teodorescu och P. Rodriguez, "Deterministic and Stochastic Study of Wind Farm Harmonic Currents," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, nr 4, pp. 1071-1080, 2010.
- [29] R. Zheng, M. Bollen och J. Zhong, "Harmonic Resonances due to a Grid-Connected Wind Farm," i *International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2010.
- [30] K. Yang, M. Bollen, A. Larsson och M. Wahlberg, "Measurements of harmonic emission versus active power from wind turbines," *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 304-314, 2014.
- [31] K. Yang, M. Bollen, H. Amaris och C. Alvarez, "Decompositions of Harmonic Propagation in Wind Power Plant," *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 84-90, 2016.
- [32] K. Yang, M. Bollen och A. Larsson, "Amplification of Wind-Turbine Harmonic Emission in a Wind Park," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, nr 2, pp. 791-799, 2015.
- [33] D. Schwanz, M. Bollen, O. Lennerhag och A. Larsson, "Harmonic Transfers for Quantifying Propagation of Harmonics in Wind Power Plants," *Energies*, vol. 14, nr 18, 2021.

- [34] IEC TR 61400-21-3:2019, "Wind energy generation systems - Part 21-3: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbine harmonic model and its application," 2019.
- [35] IEC/TR 61869-103, "Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality".
- [36] BVM Systems Limited, "PQSensor Broadband Voltage Transducer," http://www.bvmsystems.co.uk/Downloads_files/PQSensor_1.0_A4.pdf.
- [37] IEC 61000-4-7:2002, "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto," IEC, 2002.
- [38] IEC 61000-4-30, "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods," 2015.
- [39] O. Lennerhag och M. Bollen, Springer Handbook on Power Systems - Power Quality, Springer, 2021.
- [40] C. F. Flytkjaer, B. Badrzadeh, M. Bollen, Z. Emin, L. Kocewiak, G. Lietz, S. Perera, F. F. Da Silva och M. Val Escudero, "Power Quality Trends in the Transition to Carbon-Free Electrical Energy System," *CIGRE Science & Engineering*, vol. 17, pp. 21-29, 2020.
- [41] J. Kilter et al., "MIGRATE - Critical PQ phenomena and sources of PQ disturbances in PE rich power systems," 2016.
- [42] D. Vree, L. Beloqui Larumbe, Z. Qin, P. Bauer och B. C. Ummels, "Impact of WTG converter impedance model on harmonic amplification factor of the Dutch 110 kV transmission network using a 383 MW wind farm case study," i *CIGRE Session 48*, Paris, 2020.
- [43] C. A. Nucci, A. Borghetti, F. Napolitano och F. Tossani, "Basics of Power Systems Analysis," i *Springer Handbook of Power Systems*, Singapore, Springer, 2021.
- [44] N. Nakhodchi, V. Ravindran, M. H. J. Bollen och S. K. Rönnberg, "Application of Transfer Function Method in a Wind Park for Harmonic Study," i *CIGRE 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Online Conference, 2021.
- [45] Energy Networks Association, "ENA Engineering Recommendation G5, Issue 5, 2020, Harmonic voltage distortion and the connection of harmonic sources and/or resonant plant to transmission systems and distribution networks in the United Kingdom".

TILLDELNING, UPPFÖLJNING, OCH VERIFIERING AV ÖVERTON- TONSGRÄNSER

Nyanslutningar av sol- och vindkraft påverkar nätet på olika sätt, till exempel genom störningar i form av övertoner. För att se till att nyanslutningar inte leder till en oacceptabel försämring av elkvaliteten sätter nätbolagen gränser på till exempel ström- eller spänningsövertoner i anslutningspunkten. I planeringsstadiet genomförs sedan studier för att undersöka om kunden kan komma att överskrida dessa gränsvärden. Både vid tilldelning av störutrymme (beräkning av ström-/spänningsgränser), samt vid studier i planeringsstadiet, används ofta förenklade modeller och beräkningsmetoder. Dessutom saknas ofta de data som skulle behövas för att göra mer detaljerade beräkningar.

Denna rapport sammanfattar vanligt förekommande metoder som används vid tilldelning, uppföljning, och verifiering av övertonsgränser, och visar genom praktiska beräkningar hur de olika metoderna skiljer sig åt, samt deras begränsningar.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.