

# Planering av regionnätssdrift

Begränsning av subtransitering genom radialläggning  
av maskade ledningar



---

Mattias Erkander

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation  
Faculty of Engineering, Lund University



# Förord

Detta examensarbete markerar slutet på min civilingenjörsutbildning i Maskinteknik vid Lunds Tekniska Högskola. Arbetet är utfört vid Avdelningen för Industriell Elektroteknik och Automation (IEA) vid LTH och projektet har utförts i sin helhet tillsammans med E.ON i Malmö.

Jag skulle jag vilja tacka min handledare på LTH, Olof Samuelsson, för din uppmuntran att utforska elkraftsystemet och din hjälp genom detta arbete. Du är verkligen en källa till inspiration.

Ett stort tack riktas även till E.ON och alla kollegor som givit mig möjligheten att utföra denna studie. Ni har alltid varit mycket välkomnande och glada över att få dela med er av er kunskap, vilket gjort min tid hos er både trivsamt och ytterst lärorik.

Sist men inte minst vill jag rikta ett speciellt tack till min handledare på E.ON, Karl Berg. Du har varit ett fantastiskt stöd och bollplank som alltid tagit dig tid när jag behövt vägledning och kommit med värdefulla synpunkter, tack för ditt engagemang.

April 2018, Malmö



Mattias Erkander

# Sammanfattning

I Sverige idag har vi ett elkraftsystem som befinner sig i förändring. Med utgångspunkt i de uppsatta energi- och klimatmålen har nyttjandet av stamnätet börjat förändras med följer för underliggande regionnät. Situationen är speciell då dessa två nät är hårt parallellkopplade till varandra, men drivs av olika företag. E.ON som regionnätsägare i södra Sverige märker av att i många avseenden drabbas deras nät negativt av denna pågående utveckling. Bland annat uppstår det situationer med effektöverföring i regionnätet istället för i stamnätet, så kallade subtransiteringar, vilka leder till onödiga förluster i deras nät. Detta arbete har som syfte att undersöka radialläggning av regionnätet som metod att begränsa problemen med subtransiteringar, och har utformats tillsammans med E.ON Energidistribution i Malmö.

Studien har begränsats till ett delområde av E.ONs regionnät i sydöstra Sverige. Analyserna som utförts utgår från fem delanalyser som i turordning behandlar hur effektflöden och förluster, felbortkoppling, fellfallsituationer, tillförlitlighet och abonnemang påverkas genom att bryta upp maskor i nätet. Historisk driftdata har även kartlagts där det går att se samband mellan yttre påverkan och subtransiteringar i regionnätet.

Resultaten visar att det finns betydande potential till förlustreducering med positiv ekonomisk följd för E.ON. Förlustbesparingar på upp till 2 MSEK/år för fränkoppling av en specifik ledning ligger inom vad som är möjligt. De fall som verkar kunna bespara mest förluster i regionnätet, ökar dock förlusterna i stamnätet vid en radialläggning. Överbelastningarna i regionnätet påverkas i liten utsträckning. Belastningsgraden ökar främst i de västra delarna av nätet, som behöver ta på sig extra överföring för att tillgodose konsumenterna vidare söderut när de östra ledningarna fränkopplas. Denna situation blir särskilt tydlig vid felfall. Felbortkopplingen fungerar tillfredsställande även i ett uppmaskat läge med befintliga reläskyddsinställningar. Tillförlitligheten försämras oundvikligen när redundansen försvinner om inte ny teknik införs. Det har dock setts att driftstörningar är ytterst ovanliga. Påverkan på abonnemangen kan både vara negativ eller positiv med förbättrad eller försämrade ekonomi som följd.

Slutligen är detta ett komplext problem där det är svårt att ge entydiga slutsatser. Det finns dimensioner av en nättopologi som ändras över tid och analyser som pekar på både fördelar och nackdelar. Målet med arbetet är att åskådliggöra dessa fördelar och nackdelar samt skapa ett underlag för diskussion mellan region- och stamnätsägare.

**Nyckelord:** Subtransitering, nätplanering, förlustreducering, ärvda nätverk, TSO/DSO

# Abstract

In Sweden today we have an electric power system which is changing. In context of the set energy- and climate goals the use of the transmission grid has started to adjust with consequences for the underlying sub-transmission grid. The situation is special since these two grids are firmly interconnected to each other, but are run by different companies. E.ON who is the operator of the sub-transmission grid in southern Sweden, notice that their grid in many ways is affected in a negative way by this ongoing development. Among other things they have noticed that there is power transmitted in the sub-transmission grid instead of the transmission grid, so called sub-transits, which leads to unnecessary losses in their grid. The aim of this project is to investigate verticalization of the sub-transmission grid as a method to limit the problems with the sub-transits, and has been performed together with the grid operator E.ON Energidistribution in Malmö.

The study has been limited to a study area of E.ONs grid in south eastern Sweden. The performed analysis consists of five analyses which treat how the following: load flow and losses, fault clearing, contingency, reliability and subscription to the transmission grid are affected by a verticalization. Historical data has also been mapped where it is possible to see a connection between external forces and sub-transits in the sub-transmission grid.

The results show that there is a significant potential for loss reduction with a positive economic effect for E.ON. Loss reduction up till 2 MSEK/year for one specific disconnection is considered within reach. The disconnection of power lines which have potential to reduce the most losses in the sub-transmission grid, are increasing the losses in the transmission grid. The overloads in the sub-transmission grid are affected to a very small extent. To supply the consumers in the south it is primarily the power lines in the west that increase their degree of load when the eastern paths are disconnected. This situation becomes apparent in an event of contingency. The fault clearing is fully operational when the grid is verticalized with existing relay settings. The reliability is unavoidably poorer when the redundancy falls away, if not new technology is introduced. It has been seen though that disturbance is very unusual. The influence on the subscriptions can both be positive or negative, for a better or worse economic situation as a result.

Finally this is a complex problem where it is difficult to raise any clear conclusions. There are dimensions of topographies that change over time and analyses which points on both advantages and disadvantages. The objective of this project is to visualize these advantages and disadvantages and to create a foundation for discussion between the distribution system operator and the transmission system operator.

**Keywords:** Sub-transits, network planning, loss reduction, legacy networks, TSO/DSO

# Innehållsförteckning

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | Inledning.....                              | 7  |
| 1.1   | Bakgrund.....                               | 7  |
| 1.2   | Syfte .....                                 | 8  |
| 1.3   | Problemformulering.....                     | 8  |
| 1.4   | Metodik .....                               | 8  |
| 1.5   | Avgränsningar .....                         | 9  |
| 2     | Systemöversikt och teori .....              | 10 |
| 2.1   | Begrepp .....                               | 10 |
| 2.2   | Det svenska elsystemet .....                | 10 |
| 2.2.1 | Ägarförhållanden i elnätet .....            | 11 |
| 2.2.2 | E.ON Regionnät.....                         | 12 |
| 2.3   | Dagens stamnätsdrift.....                   | 12 |
| 2.3.1 | High Voltage Direct Current (HVDC) .....    | 13 |
| 2.3.2 | Ökning av icke planerbar elproduktion ..... | 13 |
| 2.4   | Dagens regionnätsdrift.....                 | 13 |
| 2.4.1 | Subtransiteringar.....                      | 14 |
| 2.4.2 | Förlust i ledning.....                      | 15 |
| 2.4.3 | Nedhäng.....                                | 17 |
| 2.4.4 | Åtgärder .....                              | 18 |
| 2.5   | Avbrottsindikatorer .....                   | 20 |
| 2.6   | Reläskydd .....                             | 21 |
| 2.6.1 | Strömmätande jordfelsskydd .....            | 21 |
| 2.6.2 | Distansskydd .....                          | 22 |
| 3     | Metod.....                                  | 23 |
| 3.1   | Områdesanalys och ingående data .....       | 23 |
| 3.2   | Effektflödesanalys .....                    | 24 |
| 3.3   | Felbortkopplingsanalys .....                | 25 |
| 3.4   | Felfallsanalys.....                         | 25 |
| 3.5   | Tillgänglighetsanalys.....                  | 26 |
| 3.6   | Analys av abonnemang .....                  | 26 |
| 4     | Områdeskaraktäristik .....                  | 27 |
| 4.1   | Subtransiteringar .....                     | 28 |

|       |                                  |    |
|-------|----------------------------------|----|
| 5     | Resultat .....                   | 32 |
| 5.1   | Effektflöde.....                 | 32 |
| 5.1.1 | Urval av ledningar .....         | 36 |
| 5.2   | Felbortkoppling.....             | 39 |
| 5.2.1 | Strömmätande jordfelsskydd ..... | 39 |
| 5.2.2 | Distansskydd .....               | 45 |
| 5.3   | Felfallsanalys.....              | 46 |
| 5.4   | Tillförlitlighet.....            | 48 |
| 5.5   | Abonnemang.....                  | 52 |
| 5.6   | Sammanfattat resultat.....       | 54 |
| 6     | Diskussion .....                 | 55 |
| 6.1   | Studieområdet .....              | 55 |
| 6.2   | PSS/E.....                       | 55 |
| 6.3   | Använda rater.....               | 56 |
| 6.4   | Effektflödesanalys .....         | 57 |
| 6.5   | Felbortkopplingsanalys .....     | 57 |
| 6.6   | Felfallsanalys.....              | 58 |
| 6.7   | Tillgänglighetsanalys.....       | 58 |
| 6.8   | Abonnemangsanalys.....           | 58 |
| 7     | Slutsats .....                   | 59 |
| 8     | Framtida arbete.....             | 60 |
| 9     | Litteraturförteckning.....       | 61 |
|       | Bilaga 1.....                    | 63 |
|       | Bilaga 2.....                    | 64 |
|       | Bilaga 3.....                    | 65 |

# 1 Inledning

---

*Detta kapitel ger en inledning till det utförda projektet. Först behandlas bakgrunden som lett fram till arbetet, sedan beskrivs projektets syfte och problemformulering samt metodik och avgränsningar som applicerats.*

---

## 1.1 Bakgrund

Utbyggnaden av elnätet har i Sverige pågått i mer än ett sekel. Allt eftersom mindre elsystem växte fram kopplade man ihop dem för att kunna utnyttja gemensamma fördelar. I takt med att behoven blev större blev också nätägarna tvungna att bygga nya ledningar med högre och högre spänningsnivåer för att kunna transportera elen med acceptabla förluster. Till en början fanns det ingen övergripande samordning av utbyggnaden av dessa nät och de enskilda aktörerna har varit många (Grauers, 2002). När staten genom Vattenfall bestämde sig för att exploatera vattenkraften i norra Sverige föddes idén om att skapa ett stamnät som skulle transportera denna kraft till de södra delarna där konsumenterna fanns, och det var många nätägare som ville vara med och bygga detta nät. Efter ett antal infekterade situationer med stamlinjekonkurrenser beslutade riksdagen att Vattenfall ensamt skulle äga och driva alla nya ledningar på 220 kV (eller högre), medan de andra aktörerna indirekt blev begränsade till regional nivå. Det togs fram avtal för hur dessa bolag skulle kunna överföra kraft via stamnätet och den 1 januari 1950 togs dessa i bruk. Det visade sig snart att 220 kV inte skulle räcka till för den enorma mängd vattenkraft som fanns tillgänglig och teknik fick tas fram för 400 kV, vilket Sverige var först i världen med. De nya högspänningsledningarna kopplades hårt till den befintliga infrastrukturen och idag utgör dessa stamnätet (Stymne, 2002).

Sveriges situation med ett hårt kopplat region- och stamnät som drivs av olika företag är relativt unik. Som jämförelse har vårt grannland Finland ett elnät uppbyggt fysiskt på samma sätt som vårt, men deras transmissionsystemoperatör (TSO) Fingrid äger och administrerar det som motsvarar både vårt stam- och regionnät (Fingrid, u.d.). Hittills har det inte varit en nackdel att ägarförhållandena har varit som i Sverige, det har tvärt om funnits gemensamma styrkor. Men genom de förändringar som idag sker till följd av de uppsatta energi- och klimatmålen börjar systemet att förändras. En utökad förnyelsebar och distribuerad produktion börjar genomsyra systemet medan kärnkraften läggs ned. Det har också tillkommit anslutningar av styrbara likströmsförbindelser till utlandet, och i och med SydVästlänken också snart inom det svenska systemet (Statnett et al., 2016). Tillsammans har situationen lett till att nyttjandet av stamnätet har börjat förändras, en förändring som bara har påbörjats men som redan fått följder för de underliggande regionnäten.

E.ON som regionnätsägare i södra Sverige har märkt av att deras maskade regionnät i många avseenden har drabbats negativt i denna nya situation. Bland annat uppstår det tillfällen med så kallad subtransitering, det vill säga att effektöverföringen sker i regionnätet istället för stamnätet med följder för E.ON att det uppstår onödiga och oönskade förluster i deras nät. I slutändan resulterar detta i onödiga kostnader och risk för överbelastning.



## 1.2 Syfte

Syftet med detta projekt är att bygga upp kunskap kring att lägga om maskade regionledningar till radiella som metod för att begränsa oönskad subtransitering. Målet med arbetet är att åskådliggöra fördelar och nackdelar med metoden samt skapa ett underlag för diskussion mellan region- och stamnätsägare.

## 1.3 Problemformulering

Den pågående förändringen av elkraftsystemet sker inte bara i Sverige. På många håll har man börjat intressera sig för att kunna optimera topologin som en kostnadseffektiv åtgärd för att möta förändringen. Det har gjorts studier i området där matematiska funktioner har använts för att optimera topologin i ett nät på ett tillfredsställande vis, bland annat har förbättrade förluster och tillförlitlighet kunnat visas upp på detta sätt. (Ameli, et al., 2017). Det som är gemensamt för dessa studier är dock att de är användbara för en aktör, som med hjälp av målfunktionen skall kunna väga olika interna problem mot varandra och nå en optimerad lösning för sitt nät. Fallet i Sverige är dock som nämnts att vi har två hårt ihopkopplade nät med olika ägarskap. Det vill säga i och med det delade ansvaret är det inte lika enkelt att vikta problemen som optimeringen i studierna är byggda på. Istället krävs kunskap om hur den enskilda nätägaren kommer att påverkas. Steget från teori till praktik är i mångt och mycket också utforskad terräng. Följande frågeställning är därför antagen:

- Hur påverkas E.ONs regionnät av radiallyggning av maskade regionledningar?

Frågeställningen delas upp i följande fem delfrågor

- Hur ser möjligheterna ut till förlustreducering?
- Hur påverkas överbelastningar av ledningar och situationer vid felfall?
- Hur påverkas felbortkopplingen?
- Hur påverkas tillförlitligheten?
- Hur påverkas energioverföringen med hänsyn till abonnemangen vid gränspunkter till stamnätet?

## 1.4 Metodik

För att besvara den övergripande frågeställningen presenterad ovan delas problematiken upp i de fem delanalyserna bestående av effektflöde, felfall, felbortkoppling, tillförlitlighet och abonnemang. Simuleringskytet Power System Simulation for Engineers (PSS/E) ligger till grund för de flesta av dem, med verklig driftdata tillhandahållen av E.ON Energidistribution. Driftdata och således längden på den studerade perioden har begränsats till ett år, med tidsupplösning på timnivå. Kompletterande informations- och teorisökning har hämtats internt från E.ON och från litteraturstudier. För en mer utförlig utläggning av metodiken se kapitel 3.

## 1.5 Avgränsningar

Följande avgränsningar är generella för arbetet i sin helhet, för mer specifika avgränsningar gällande de ingående analyserna hänvisas läsaren till respektive avsnitt.

- Radialläggning av ledningar studeras i ett begränsat område av E.ONs regionnät i södra Sverige och inte i hela nätmodellen.
- Radialläggning behandlas som en permanent åtgärd, det vill säga brytare slås inte från och till beroende på driftsituation.
- Åtgärden studeras under en period på ett år, på timnivå.
- Påverkan på spänningsstabilitet studeras inte.
- Dynamiska och transienta förlopp behandlas inte.

## 2 Systemöversikt och teori

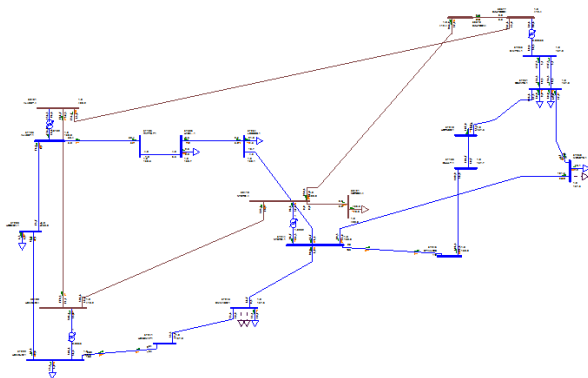
---

*Detta kapitel behandlar teori och bakomliggande kunskap till arbetet. Först tas begrepp upp och en introduktion ges till det svenska elkraftsystemet. Därefter förklaras hur nyttjandet av stamnätet har börjat förändras och läsaren introduceras till genom vilka mekanismer E.ON märker av konsekvenserna av förändringen. Därpå behandlas möjliga åtgärder för att bemöta förändringen, de verktyg som presenteras förutom radialläggning av ledningar behandlas endast mycket kortfattat. Sist ges kompletterande teori.*

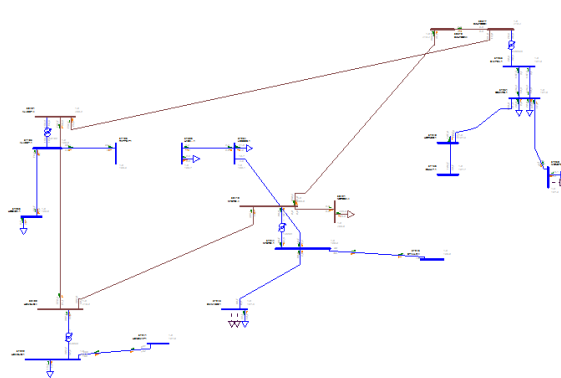
---

### 2.1 Begrepp

Det finns fler begrepp som används utöver ”radialläggning” av nätet som betyder samma sak. Dessa är *uppmaskning*, *sektionalisering* och *vertikalisering*. Alla beskriver de fenomenet att koppla från en ledning som ingår i en maska (ringmatad slinga), så att ingående stationer endast förses med kraft från ett håll. Begreppet visualiseras genom att jämföra nättopologin i Figur 1 och Figur 2.



Figur 1. Maskat regionnät, bruna ledningar representerar stamnät och blåa regionnät.



Figur 2. Radiallagt regionnät, bruna ledningar representerar stamnät och blåa regionnät.

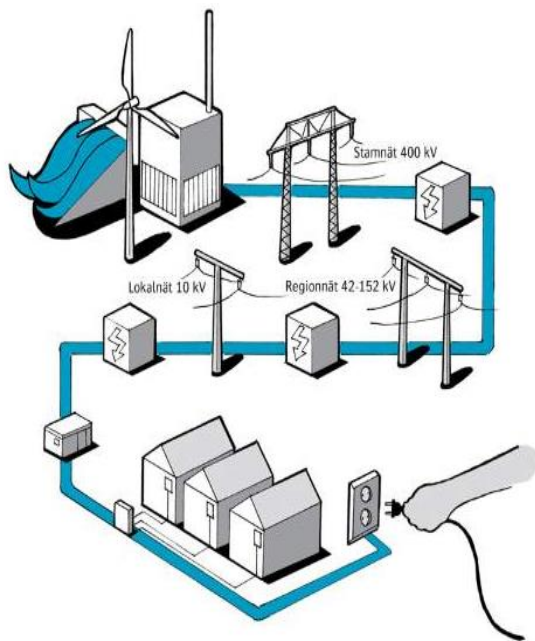
*Driftsäkerhet* är förmågan hos nätet att upprätthålla säker drift, samt bibehålla normalt tillstånd och snabbt återgå till normalt tillstånd. (Svenska Kraftnät, 2017a)

*Leveranssäkerhet* inom kraftsystemet handlar om att elanvändarna ska kunna få sin elleverans när de behöver den och med rätt kvalitet. (Svenska Kraftnät, 2017a)

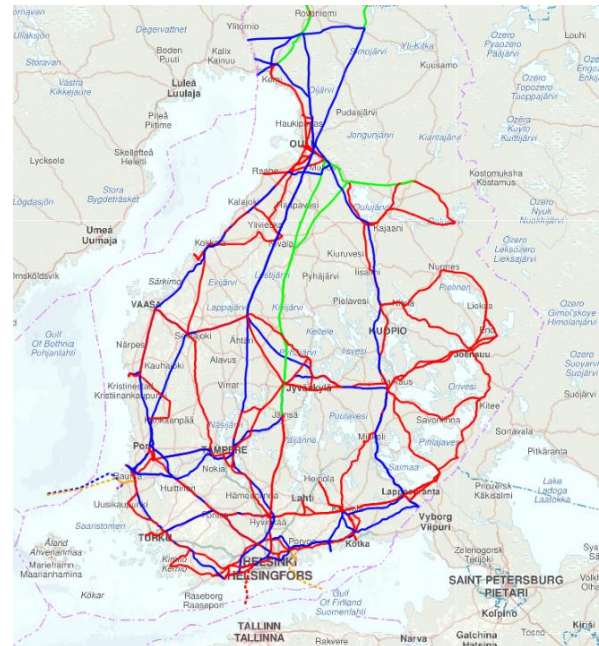
### 2.2 Det svenska elsystemet

Det svenska elnätet är uppbyggt i tre nätnivåer, bestående av stamnätet (internationellt transmissionsnätet), regionnätet (internationellt subtransmissionsnätet) och lokalnätet (internationellt distributionsnätet). Stamnätet är den högsta nivån och transporterar elen med en spänning på 220 kV-400 kV längre sträckor, typiskt från vattenkraften i norra Sverige till konsumenterna i södra. Till stamnätet är utlandsförbindelser och större elproduktionsanläggningar anslutna och utmatningen sker främst till underliggande regionnät. Regionnätets uppgift är att binda samman transmissionsnätet med lokalnäten och håller typiskt

en spänningsnivå på 30 kV-130 kV. Till detta nät är mellanstora produktionsanläggningar som kraftvärmeverk och vindkraftsparker anslutna samt större elintensiva industrier. Längst ner återfinns distributionsnäten eller lokalnäten. Dessa nät överför elen från regionnäten till slutkonsumenterna med en spänningsnivå på 0,4 kV-20 kV. Småskalig elproduktion är även inkopplad i dessa nät. (IVA, 2016). I Figur 3 återfinns en schematisk bild över elnätets spänningsnivåer och i Figur 4 ses en översiktlig bild över stam- och regionnätets topologi, som här representeras av det finska elnätet som är uppbyggt likt vårt. Stam- och regionnätet är maskat och hårt parallellkopplat medan lokalnätet är radiellt.



Figur 3. Översiktlig bild över elnätets uppbyggnad. (EI 2012)



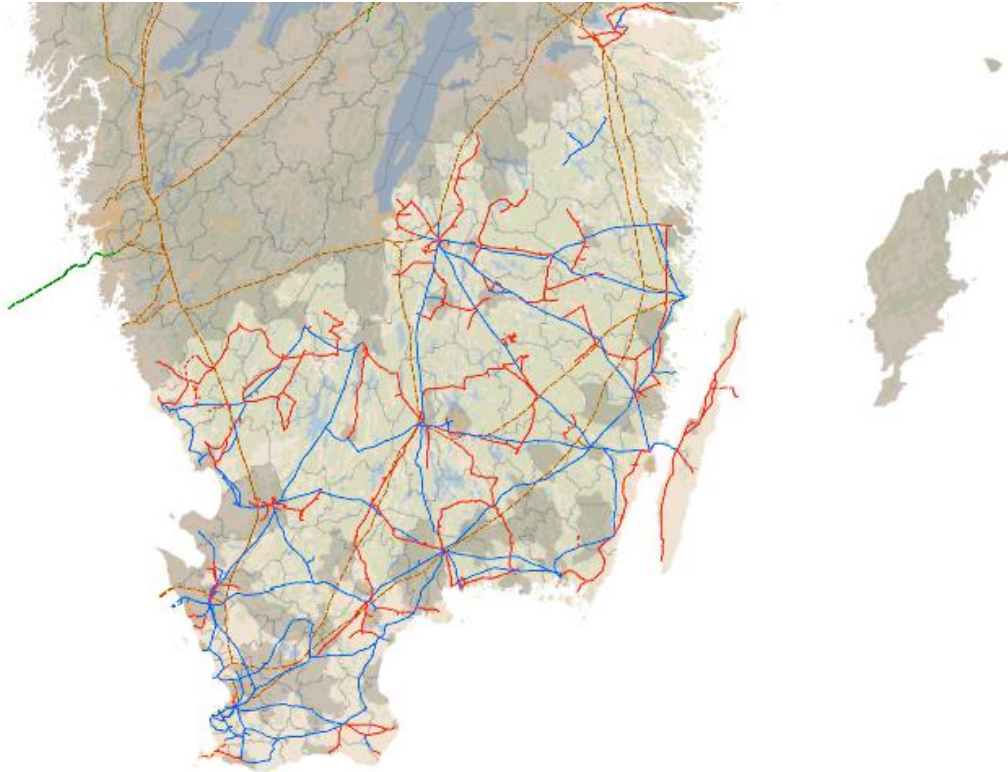
Figur 4. Översiktlig bild över finska elnätets topologi, vilket är uppbyggt likt det svenska. Blåa ledningar representerar 400 kV, gröna 220 kV och röda 110 kV. Nätet är maskat och hårt parallellkopplat mellan spänningsnivåerna, dvs det har många gemensamma noder och förbindelser mellan nivåerna. (Fingrid 2018)

### 2.2.1 Ägarförhållanden i elnätet

Sedan 1992 drivs och ägs stamnätet av Svenska Kraftnät (SVK). Politikerna på 90-talet ville renodla rollerna i elbranschen inför den kommande avregleringen av elmarknaden, och lösningen blev att en del av Vattenfall bröts ut och bildade det statliga affärsverket Svenska Kraftnät, som endast skulle ägna sig åt nätverksamhet på transmissionsnätets nivå. År 1995 fick de även systemansvaret för elförsörjningen i Sverige, det vill säga att se till att balansen mellan produktion och förbrukning är uppnådd, samt att nätfrekvensen hålls på 50 Hz (Stymne, 2002). Regionnäten i Sverige ägs och drivs i huvudsak av tre aktörer, dessa är E.ON, Vattenfall och Ellevio. I Sverige finns det idag ca 170 elnätsföretag som äger och driver lokalnätet. Många är kommunalt ägda och driver ett enskilt begränsat nät i landet. (IVA, 2016)

## 2.2.2 E.ON Regionnät

E.ONs regionnät återfinns främst i södra Sverige men företaget har även en del av 130 kV-nätet i Norrland. Till näten är ett 200-tal kunder anslutna där en kund till exempel kan vara ett lokalt elnätsföretag eller en större industri. År 2016 stod uttagen från E.ONs nät för ca 25% av all energi som hämtades ut från svenska regionnät. (EI, 2017) I Figur 5 återfinns utbredningen av E.ONs regionnät i region syd.



Figur 5. Karta över E.ON regionnät syd, där blåa ledningar representerar 130 kV och röda 30-70 kV. Ljusa områden har E.ON lokalnät i. (E.ON 2017)

## 2.3 Dagens stamnätsdrift

Dagens stamnät är i mångt och mycket samma stamnät som man byggde upp på 60-70- och 80-talet efter den tidens förutsättningar och problematik. Förutsättningarna har dock ändrats på senare tid och så har även stamnätet och dess drift gjort. Det svenska elkraftsystemet är idag starkt ihopkopplat med det norska, finska och östra danska och bildar tillsammans det nordiska, se Bilaga 1 för bild. Det betyder att även utvecklingar i andra länder påverkar oss i hög grad. Samarbetet mellan de nordiska TSO:erna är därför mycket viktigt och har pågått under en längre tid, först inom Nordel och numera inom ENTSO-E Nordic Region (ENTSO-E, 2015). I följande avsnitt förklaras hur stamnätet och dess förutsättningar förändras och konsekvenserna av detta för underliggande regionnät.

### 2.3.1 High Voltage Direct Current (HVDC)

De absolut flesta av de utlandsförbindelser som tillkommit är så kallade HVDC-länkar. Dessa är fördelaktiga när mycket effekt ska transporteras på längre avstånd och används för att binda samman separata kraftsystem där traditionella växelströmsförbindelser inte kan användas. Tekniken bygger på att likriktad växelström på avsändarens sida, transporteras som likström med hög spänning och sedan inverteras tillbaka strömmen till växelström på mottagarens sida igen. Tekniken möjliggör en hög flexibilitet, vilken snabbt kan reglera både aktiv och reaktiv effekt (Rudervall, et al., 2000). Rent praktiskt betyder detta att i de anslutningspunkter HVDC-länkarna har till det svenska stamnätet kan effektlödena variera snabbt med höga kvantiteter, och har introducerat en ny typ av dynamik som inte funnits tidigare. Trenden är dessutom stigande, år 2016 nettoexporterade Sverige el för sjätte året i rad och tre av de senaste sex åren har sett rekordstora volymer (Energimyndigheten, 2016). År 2025 räknar de nordiska TSO:erna med att förbindelserna inom det egna systemet (nordiska) och till angränsande system har ökat med mer än 50%. (Statnett et al., 2016). Det är inte bara i utlandsförbindelser tekniken används. SydVästlänken är ett pågående projekt hos Svenska Kraftnät där en HVDC-länk planeras att tas i drift år 2018 inom det svenska stamnätet mellan Småland och Skåne. Förbindelsen är byggd med en överföringsförmåga på 2 x 600MW vilket motsvarar två kärnkraftsreaktorer, denna länk kan med kort varsel kraftigt förändra effektöverföringen i området (Svenska Kraftnät, 2016).

### 2.3.2 Ökning av icke planerbar elproduktion

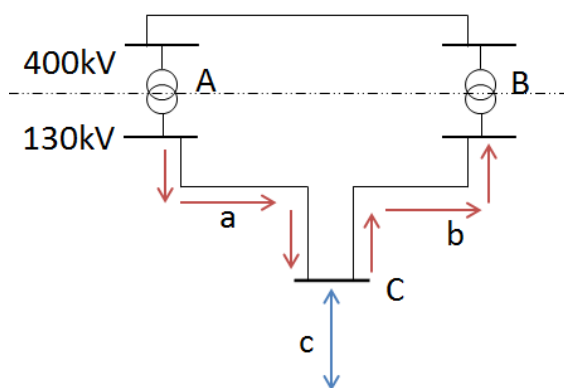
Elproduktionen i elkraftsystemet befinner sig idag i en förändringsfas. Andelen icke planerbar produktion som vindkraft och solkraft ökar stadigt och förväntas fortsätta öka med de uppsatta klimat- och energimålen. Under perioden 2010-2025 beräknar exempelvis de nordiska TSO:erna att vindkraftproduktionen tredubblas i det nordiska systemet (Statnett et al., 2016). Samtidigt sker en utfasning av kärnkraften i Sverige. Detta skifte driver en förändring mot en mer distribuerad produktion där enheterna kan variera i storlek från några kW till hundratals MW som kopplas in på olika spänningsnivåer. Som namnet antyder är dessutom denna produktion intermittent och varierar med väderförhållandena, vilket introducerar en ny typ av flexibilitet som elnäten behöver kunna bemöta. De tidigare centraliserade effektlödena i stamnätet från de konventionella produktionsanläggningarna som kärnkraft och vattenkraft avtar och ersätts i allt högre grad av distribuerade anläggningar. Konsekvensen av detta blir att skillnaden ökar mellan effektlödena stamnätet är byggt för, och de faktiska effektlödena, om man inte minimerar dessa avvikelser med förbättrad planering och utbyggnad av kraftsystemet (Svenska Kraftnät, 2015).

## 2.4 Dagens regionnätsdrift

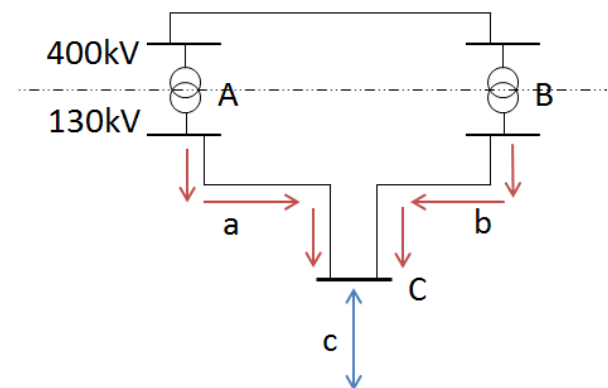
Av historiska skäl upptagna i inledningen är idag det svenska stamnätet och underliggande regionnät hårt parallellkopplade till varandra. Historiskt sett har det varit en styrka att det varit på det viset men med det förändrade nyttjandet av stamnätet har en del nackdelar uppenbarats sig. Många av dessa visar sig genom det faktum att det i Sverige idag är olika företag som driver stamnätet och regionnäten medan näten i sig själva är hårt kopplade till varandra. Situationen är ovanlig i världen då TSO:n vanligen driver både det som är vårt överliggande stamnät och underliggande regionnät. Följande avsnitt tar upp problematiken E.ONs underliggande regionnät känner av från stamnätet, samt möjliga lösningsförslag.

## 2.4.1 Subtransiteringar

I elkraftsystemet idag med ett hårt kopplat region- och stamnät uppstår det situationer med subtransitering. Subtransitering innebär att ett effektflöde som skulle gått mellan två stamnätsstationer i stamnätet istället dyker ned i regionnätet och överförs där istället mellan de båda stationerna. I Figur 6 visas ett typexempel, i figuren är A och B stamnätsstationer med var sin systemtransformator mellan 400 kV och 130 kV, dessa stationer är ihopkopplade med mellanliggande station C i regionnätet. I A och B Det sker en subtransitering om det går ett effektflöde från station A till B (här via station C) i regionnätet. Det går också att uttrycka det som om att om effektflödena a och b har olika riktning sett från station C, förekommer en subtransitering. Om flödena a och b istället har samma riktning sett från station C, likt Figur 7, sker ingen subtransitering. Givetvis gäller båda fallen i omvänd riktning, det vill säga flöde från station B till A, respektive ut från station C om det finns produktion där. Beroende på hur effektflödet c ser ut vid station C kan subtransiteringen uttryckas som antingen a eller b. I Figur 6 med produktion i C (kraft tillförs samlingsbussen C), kommer subtransiteringen mellan A och B att utgöras av flödet a. Det går att se genom att tänka sig att flödet b som kommer fram till station B, består av a+c, men där c inte kommer från en annan stamnätstation. Vid last i C kommer transitering istället att utgöras av flödet b. Detta betyder att subtransiteringen endast räknas som flödet mellan två stamnätstationer, och mellanliggande stationers inverkan (flöde c) inte relateras till subtransiteringen. Följden av detta resonemang innebär till exempel att vindkraftsproduktion som är inkopplad i regionnätet inte i sig självt är en subtransitering.



Figur 6. Visar transitering från stamnätsstation A till B



Figur 7. Ingen transitering mellan stamnätsstation A och B.

I sig självt behöver en subtransitering inte vara något negativt, men de onödiga termiska förlusterna till följd av den extra överföringen av aktiv effekt är det. Transiteringen tar plats i form av minskad ledningskapacitet och ekonomiskt kan följden bli att regionnätet hämtar ut aktiv effekt som egentligen inte behövs, som kostar i abonnemangskostnader. En positiv aspekt skulle och andra sidan kunna vara om det är ekonomiskt lönsamt att hämta ut effekt från överliggande nät i en station långt bort där priset är lägre, och transportera den till kunder där man behöver den via regionnätet. Det går också att tänka sig situationer där det är samhällsekonomiskt lönsamt att transportera effekt i underliggande nät, om det totalt sett ger lägre förluster där. Idag finns dock ingen kompensation för underliggande aktör att bistå denna tjänst, utan denne ser enbart ökade förluster och kostnader som följd i sitt egna nät.

Det kan även vara fördelaktigt att använda sig av graderingar av subtransiteringar då alla subtransiteringar inte är lika starka. Följande grader är ett förslag på en sådan indelning:

*Stark subtransitering:* När effektflödet går ner genom en systemtransformator och tillbaka upp igen genom en annan till överliggande 400 kV.

*Medelstark subtransitering:* När effektflödet går ner genom en systemtransformator och fram till underliggande skena till en annan, men inte tillbaka upp igen till 400 kV.

*Svag subtransitering:* När effektflödet inte går ända fram till annan systemtransformator, men ger ofördelaktig/ojämn belastning av ledningar.

Svenska Kraftnät (Svenska Kraftnät, 2017b) har även sin tolkning av en subtransitering och tolkar det som:

*”...det effektflöde som går från Stammät till underliggande nät för att sedan flöda åter till stamnätet och vars storlek och riktning påverkas av last-och produktionsförhållandet i övrigt nät”*

Detta skulle enligt ovan nämna indelning motsvara en stark subtransitering.

## 2.4.2 Förlust i ledning

Detta avsnitt redogör för förluster i en ledning, med förluster avses här förluster av aktiv effekt. Förluster i en ledning beror på ledningens resistans (R) som förlusteffekten utvecklas i, samt strömmen (I) i ledningen enligt (1).

$$P_{\text{Förlust}} = R * I^2 \quad (1)$$

Resistansen i sin tur beror på ledningens längd (L), area (A) och resistivitet ( $\rho$ ) enligt (2).

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad (2)$$

Strömmen som går i ledningen beror på spänningen (U) och impedansen (Z) enligt (3) där  $\Delta U$  är skillnaden mellan ledningsändarnas komplexa spänningar.

$$I = \frac{\Delta U}{Z} = \frac{\Delta U}{R+jX} \quad (3)$$

Det är i praktiken kundernas effektbehov i kombination med nätets impedans och topologi som bestämmer hur stor strömmen i en viss ledning blir. Vid en högre resistans i en viss ledning kommer strömmen i högre grad att gå i andra ledningar. En lednings längd kommer därmed påverka förlusten som utvecklas i densamma på två motriktade sätt. Om längden ökar, kommer strömmen I att minska i ledningen (vilket medför minskad förlust), samtidigt kommer resistansen R att öka vilket medför ökad förlust. Dessa två motriktade beroenden ger låga förluster för stora och små längder, med ett maximum däremellan. Samtidigt kan det noteras att ledningens reaktans X, enbart påverkar förlusterna genom beroendet för strömmen I. Ju större X, desto mindre ström I och förluster, och vice versa. Notera att detta resonemang förutsätter att det finns andra parallellkopplade ledningar till ledningen som kan ta på sig effekt när impedansen ändras. Finns bara en ledning kommer en ökad längd alltid leda till ökad förlust.

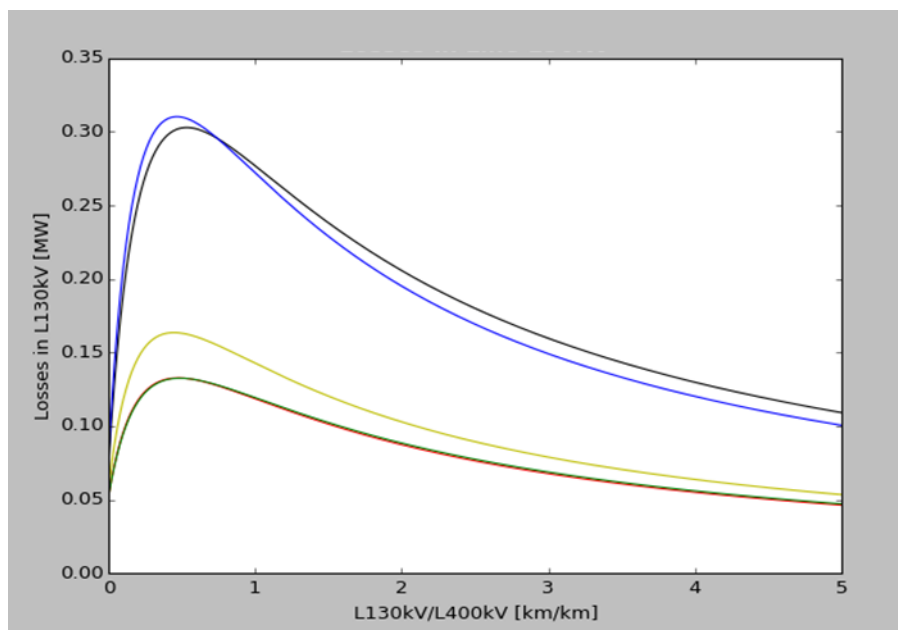


En regionlednings längd (läs resistans) och reaktans kommer således ha en inverkan på förlusterna utvecklade i densamma. I Figur 8 kan ett konstruerat exempel av författaren betraktas. I exemplet skall 500 MW transporteras från station A till B, antingen genom en överliggande 400 kV-ledning, eller en underliggande 130 kV ledning.



Figur 8. Konstruerad transiteringsmodell använd för att beskriva förluster i regionledning som funktion av ledningstyp och ledningslängd relativt överliggande stamnätsledning. Brun ledning representerar 400 kV och blå 130 kV.

400 kV-ledningens längd sätts till 50km medan regionledningens längd varierar mellan 0 och 250km. Ledningarnas färgkodning, resistans och reaktans redovisas i Tabell 1 och Tabell 2 och representeras av E.ONs vanligaste använda (i km) regionledningar. I Figur 9 ses resultatet av gjorda beräkningar. Det ses att för längdförhållandet mellan 400 kV och 130 kV uppvisar samtliga ledningstyper de största förlusterna om de är ca 0,5 gånger längden av överliggande ledning, dvs 25km (observera att 0,5 gånger längden endast gäller då längden på 400 kV = 50km) Det kan också ses att om regionledningen är av typen FeAl 281 (blå) eller Cu 120 (svart) uppstår betydligt större förluster än resterande ledningstyper, detta då dessa två har ett högt R/km. Det vill säga beroende på vilken ledning (typ och längd) som utsätts för subtransiteringen kommer olika stora förluster att uppstå.



Figur 9. Förluster i en regionledning relativt en 50 km stamnätsledning som funktion av regionledningens längd. Olika regionledningstyp visas med olika färg; Blå – Cu 120, Svart – FeAL 281, Gul – FeAL 454, Grön – AL59 593, Röd – FeAL 593/29. Cu 120 och FeAL 281 uppvisar större förluster än resterande ledningstyper, då dessa två har ett högt R/km.

Tabell 1. Ledningsdata för genomsnittlig 400 kV-ledning (Data tagen från SVK-estimat, 2017)

|        | (X/R)  | R/km  | X/km  |
|--------|--------|-------|-------|
| 400 kV | 14,431 | 0,001 | 0,019 |

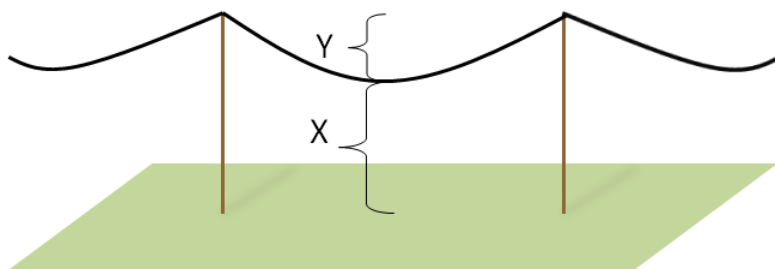
Tabell 2. Ledningsdata för E.ON regionnäts mest använda ledningar (Data tagen från E.ON, 2017)

|       | Ledningstyp | (X/R) | R/km  | X/km  | % km av E.ONs regionnät |
|-------|-------------|-------|-------|-------|-------------------------|
| Röd   | FeAl 593/29 | 7,077 | 0,003 | 0,020 | 18                      |
| Gul   | FeAl 454    | 5,626 | 0,004 | 0,022 | 14                      |
| Grön  | AL59 593    | 7,086 | 0,003 | 0,019 | 13                      |
| Svart | FeAL 281    | 2,880 | 0,007 | 0,019 | 11                      |
| Blå   | Cu 120      | 2,805 | 0,008 | 0,022 | 7                       |
|       |             |       |       |       | Tot: 63                 |

### 2.4.3 Nedhäng

Överföringsförmågan i en ledning begränsas i första hand av vilket nedhäng på ledningen som är tillåtet. Det vill säga vilket avstånd mellan mark och upp till ledning vid dess lägsta punkt som är tillåtet, se Figur 10. Ju mer ström som går i ledningen desto större kommer nedhänget Y att vara på grund av termisk utvidgning, och det är det resulterande avståndet X som är begränsande. Tillåtna nedhäng bestäms av Elsäkerhetsverket och är ytterst en fråga om att hindra allvarliga personskador. Beroende på avkylningsförmåga till omgivningen kan olika strömstyrkor i

ledningen ge upphov till samma nedhäng. Om det till exempel är kallt ute kan en starkare ström i ledningen vara tillåten än om det är varmt ute. På E.ON regionnät används tre olika "rater", rate A, rate B och rate C för att beskriva tillåtna strömstyrkor i MVA i de enskilda ledningarna, se Tabell 3 för förklaring.



Figur 10. Illustration av nedhäng, nedhänget representeras av sträckan Y, avståndet till mark av sträckan X

Tabell 3. Förklaring av rater använda av E.ON

|        |   |
|--------|---|
| Rate A | Motsvarande strömstyrka som ger fri höjd på 6m* vid 0°C utomhustemperatur   |
| Rate B | Reservdrift, motsvarande strömstyrka som ger fri höjd på 4,5m* vid 0°C utomhustemperatur. Tillåtet endast kortare perioder. |
| Rate C | Motsvarande strömstyrka som ger fri höjd på 6m* vid 25°C utomhustemperatur  |

\* tillkommer ett spänningstillägg på den fria höjden beroende på spänningsnivå.

## 2.4.4 Åtgärder

Följande avsnitt behandlar möjliga åtgärder för regionnätägaren att bemöta problemet med ökade förluster och ledningar som överstiger otillåtna nedhäng på grund av oönskade effektlöden. Notera att investeringskostnader och tid innan åtgärden kan tas i bruk varierar mellan alternativen.

### 2.4.4.1 Omkonfiguration

Topologin i ett nät har länge ansetts som något statiskt, och har typiskt sett inte varit någon variabel för optimering av nätet. Men i och med den allt högre grad av komplexitet som har introducerats med exempelvis förnyelsebara energikällor har omkonfiguration börjat utredas som en kostnadseffektiv metod att driva nätet mer ekonomiskt med bibehållen pålitlighet. Enkelt sett går metoden ut på att slå till och från brytare för att styra effektlöden enligt önskan och situation. För att hitta den optimala konfigurationen av parallella maskade nät är problemet dock ofta komplext och kräver mycket datorkapacitet att lösa, vilket gjort att man länge ansett det för svårt att implementera (Xiao, et al., 2016). En förbättring skedde dock när matematiska formuleringar byggda på "mixed-integer linear programming" (MILP) började användas, och undersökningar på området har sedan dess tagit fart. Denna metod är även idag den mest använda för att hitta den optimala topologin (Flores, et al., 2017). Vad som optimeras beror på vilken målfunktion som ansätts och det har gjorts olika studier där exempelvis förluster, tillförlitligheten samt ekonomiska aspekter har kunnat uppvisa förbättring (Ameli, et al., 2017).

En fråga som dock ännu inte har behandlats i lika stor utsträckning är orsaken till detta beteende. Det vill säga hur fränkoppling av ledningar i ett nät kan förbättra ett systems funktion. En föreslagen hypotes är att det är restriktionerna relaterade till Kirchoffs spänningslag (KVL) som står för detta beteende. KVL anger att summan av spänningsfallen i systemets alla slutna kretsar är lika med noll. När en ledning kopplas från, kan vissa kretsar brytas, vilket i sin tur medför en lättnad på restriktionerna, och en förbättrad situation i nätet skulle kunna uppstå enligt artikelförfattarna (Flores, et al., 2017).

En del av problemet i implementationen av dessa metoder är dock att komplexiteten snabbt blir väldigt hög. Möjliga topologier växer exponentiellt med antalet ledningar och redan vid ett fåtal ledningar kan det ta tid att räkna igenom alla kombinationer för att hitta den bästa. Det har därför föreslagits att det snarare kan vara mer rimligt att förbättra målobjektet än att hitta det optimala läget i praktiken. (Cheung, et al., 2011) Av samma artikelförfattare är det därför föreslaget att antalet ledningar som får kopplas från och till bör begränsas. Dessa kan enligt förslag vara sådana som:

- Är tungt belastade
- Är överbelastade
- Tidigare har blivit fränkopplade med uppvisad förbättring

Det konstateras också av artikelförfattarna att genom att studera grundläget och använda nätoperatörens erfarenhet och specifika kunskap kan ytterligare intressanta ledningar plockas ut.

#### *2.4.4.2 Utbyggnad*

Den kanske mest intuitiva lösningen är att bygga bort problemen med fler eller kraftigare ledningar. Det kan dock ifrågasättas om det är regionnätsägaren som bör bygga om sina nät för att underlätta situationen, eller om det är stamnätsägaren.

#### *2.4.4.3 Dynamic line rating (DLR)*

Ett sätt att förbättra effektöverföringsmöjligheterna med befintliga ledningar är att använda sig av dynamic line rating (DLR). DLR är en teknik som går ut på att dynamiskt ändra den tillåtna strömstyrkan på överhängande ledningar. För enkelhetens skull brukar statiska gränser användas för denna, likt nämnda rater använda av E.ON. Kyleffekten till omgivningen är dock varierande och beror på väderförhållanden som yttre temperatur, solstrålning och vindstyrka, och strömmen kan ofta tillåtas vara större än de statiska gränserna medger. Det vill säga avkylningsförmågan exempelvis en kall vinterdag, är ofta bättre än vid statiska förhållanden och en starkare ström kan tillåtas för att höja kapaciteten (Michiorri, et al., 2015). Något man ser idag är även att höga flöden blir allt vanligare när det inte är vinter, om det exempelvis är hög vind- och solproduktion på sommaren. Även i dessa fall hjälper DLR till att utnyttja kapaciteten till max.

#### *2.4.4.4 Högtemperaturledare*

Ytterligare ett sätt att förbättra effektöverföringsmöjligheterna är att byta ut ledningar mot högtemperaturledare. En högtemperaturledare klarar av högre strömmar än konventionella ledningar utan att ha lika stort nedhäng. Egenskaperna uppnås genom att använda sig av aluminiumlegeringar med en kärna av kevlar (har låg temperaturutvidgningskoefficient), istället för enbart aluminium som de traditionella ledningarna är byggda av. (Rycroft, 2015).

#### 2.4.4.5 Fasskiftande transformatorer

Ett etablerat sätt att styra effektlöden är genom att installera en fasskiftande transformator. Överföring av aktiv effekt kan styras genom att ändra på förhållandet för spänningen mellan den skickande och mottagande sidan, eller genom att ändra på vinkeln däremellan. Det är just detta den fasskiftande transformatorn gör, genom en justerbar vinkelförskjutning (inom ett visst spann) uppnås en önskad reglering av effektlöden på ledningar (Verboomen, et al., 2005). Denna teknik används i samarbetet mellan TSO:erna nere i Europa och främst för att styra effektlöden på samma spänningsnivå. (GridTech, 2012)

#### 2.4.4.6 Serioreaktorer

En serioreaktor kan användas för att begränsa effektlöden i en ledning. Reaktorn kopplas in i serie och begränsar strömmen genom att öka impedansen. Enheten kan även designas för andra ändamål. (ABB, 2017). Öresundsförbindelsen mellan Sverige och Danmark har till exempel i dagsläget möjlighet att koppla till serioreaktorer på 130 kV, för att kunna öka graden av överföring i överliggande 400 kV på samma sträcka.

#### 2.4.4.7 Flexible AC Transmission Systems (FACTS)

FACT är ett samlingsnamn för en grupp av verktyg som kan användas för att jobba med statiska och dynamiska begränsningar i ett elkraftsystem. De består av kraftelektroniska komponenter som kan integreras i systemet för att förbättra kontrollförmågan men även effektöverföringsförmågan. Funktionellt handlar det om att de snabbt kan bidra systemet med anpassad induktiv eller kapacitiv reaktans beroende på situation. (electrical4u, 2018), (Csanyi, 2011)

## 2.5 Avbrottsindikatorer

När nättopologin ändras förändras även leveranssäkerheten. Det finns ett antal olika indikatorer för att mäta leveranssäkerheten i elnät. För regionnät används ofta indikatorer som sätter avbrotten i proportion till hur många kunder i ett underliggande lokalnät som matas från en gränspunkt, eller storleken på en industri som är direkt matad från regionnätet. Det vill säga avbrott i regionnät vägs ofta mot gränspunkternas energi- eller effektuttag. Vanliga avbrottsindikatorer är icke levererad effekt (ILEffekt), icke levererad energi (ILE) genomsnittlig avbrottsfrekvens (AIF) och genomsnittlig avbrottstid (AIT) (EI, 2017)

$$P_k = \frac{E_k}{8760 h} \quad (4)$$

$$ILEffekt = \sum_k (P_k \lambda_k) \quad (5)$$

$$ILE = \sum_k (P_k d_k) \quad (6)$$

där  $E_k$ : årets uttagna energi för kund  $k$

$P_k$ : årsmedeleffekt för kund  $k$

$\lambda_k$ : antalet avbrott för kund  $k$

$d_k$ : avbrottstid för för kund  $k$

Avbrottsindikatorerna AIF och AIT byggs upp av (4), (5) och (6) och beräknas genom (7) och (8) nedan som summor för alla kunder  $k$  enligt:

$$AIF = \frac{\sum_k (P_k \lambda_k)}{\sum_k P_k} = \frac{ILEffekt}{\sum_k P_k} \quad (7)$$

$$AIT = \frac{\sum_k (P_k d_k)}{\sum_k P_k} = \frac{ILE}{\sum_k P_k} \quad (8)$$

## 2.6 Reläskydd

Felbortkoppling är en ytterst viktig funktion för att skydda människor och elkraftsystemet från skadliga felströmmar. E.ON jobbar efter detta enligt en intern felbortkopplingsfilosofi som utgår från de lagkrav som finns satta genom Ellagen, samt Elsäkerhetsverket och Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Felbortkopplingen skall i grunden vara *säker* och *pålitlig*. Med säker menas att sannolikheten för felfunktion är låg medan pålitligheten avser att felbortkopplingen har hög sannolikhet att fungera korrekt.

Huvudprincipen i E.ONs filosofi är att eftersträva så enkla konstruktioner som möjligt, men med tillräcklig komplexitet för att erhålla rätt funktion, till exempel att koppla bort fel selektivt. I filosofin står det att som huvudskydd för en 130 kV-ledning som ingår i ett maskat system skall följande två skydd användas:

- Strömmätande jordfelsskydd med fyra steg (tre riktade och ett oriktat). Huvudskydd för fel med jordberöring.
- Distansskydd med fyra zoner (tre riktade och en oriktat). Huvudskydd för ledningsfel utan jordberöring.

### 2.6.1 Strömmätande jordfelsskydd

E.ONs 130 kV regionnät drivs effektivjordat, det vill säga en stor del av transformatorerna i nätet är direktjordade vilket medför stora jordslutningsströmmar. Jordfelsskyddets uppgift är att upptäcka dessa jordslutningsströmmar och koppla bort dem. Krav på bortkopplingen står bland annat att finna i Elsäkerhetsverkets föreskrift ELSÄK-FS 2008:1 §8 (Elsäkerhetsverket, 2016):

*”En högspänningsanläggning, som ingår i ett direktjordat system, ska vara utförd så att jordslutningar kopplas ifrån automatiskt inom högst 0,5 sekunder och de förhöjda markpotentialer som uppträder vid en jordslutning jämnas ut”*

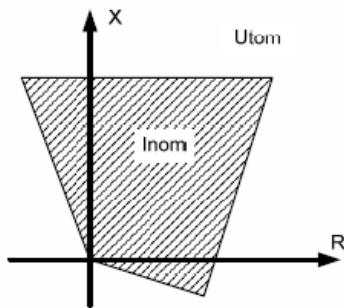
Ordinarie felbortkoppling skall alltså ske på högst 0,5 sekunder. Jordslutningarna skall även i första hand kopplas bort selektivt. Skyddet är uppbyggt i fyra (ev.tre) olika steg som bygger upp olika skyddszoner i nätet. Steg 1, 2 och 23 är normalt riktade, det vill säga de löser endast fel ut mot skyddad ledning medan steg 3 och vidare steg är oriktade. Fördröjning av de olika stegen är normalt inställda efter:

Steg 1: Momentan  
Steg 2: 0,4 sek  
Steg 23: 0,8 sek  
Steg 3: 1,2 sek

Inställningar för de olika stegen bestäms genom beräkningar av jordslutningsströmmens storlek för en rad olika uppsättningar med felfall som finns utarbetade internt.

## 2.6.2 Distansskydd

Distansskydden utgör normalt sett ordinarie ledningsskydd vid kortslutningar *utan* jordberöring i 130 kV-nätet. Distansskyddet mäter impedansen till felstället och jämför den med sitt inställda värde. Är den uppmätta impedansen lägre än inställda värdet slår brytaren från och felet kopplas bort. Funktionen går också att visualisera med hjälp av impedansplanet i Figur 11, där en uppmätt impedans inom det streckade området utgör fall för felbortkoppling.



Figur 11. Impedansplanet (E.ON 2012)

Det finns inga lagkrav på att fel mellan faserna skall kopplas bort under en viss tid, men för att skydda anläggningstillgångarna i nätet eftersträvar man samma tider som för fel med kontakt till jord. Skyddet är uppbyggt i tre till fem olika steg som bygger upp olika skyddszoner i nätet. Steg 1 och 2 är framåtriktade samt vanligtvis steg 3. Normalt sett utgör steg 3 (och vidare) reservskydd för andra reläskydd i systemet. Fördröjning av de olika stegen samt procent av ledningen som täcks in av steget är normalt inställda efter:

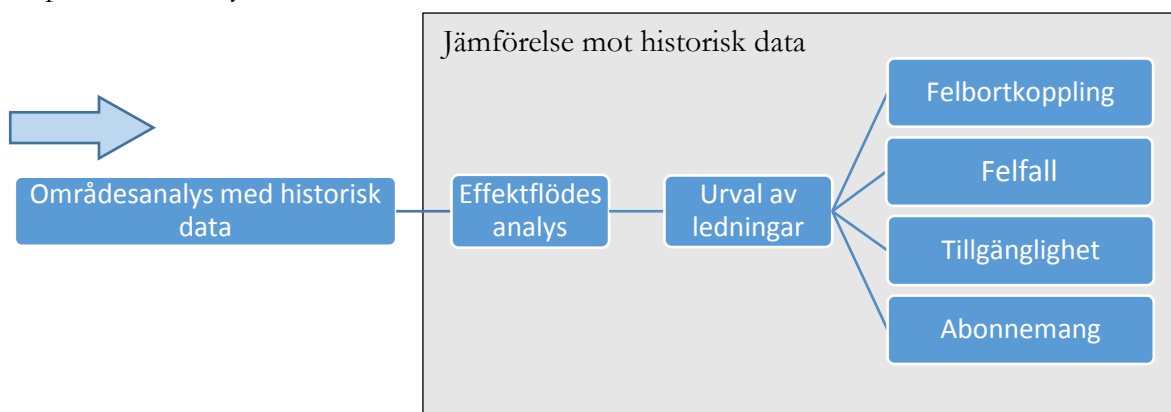
Steg 1: Momentan, 85% av ledningen täcks  
Steg 2: 0,4 sek, 120-150% av ledningen täcks  
Steg 3: 1,2 sek, 200-300% av ledningen täcks

För att räkna ut inställningsvärden görs en rad olika felströmsberäkningar för ett antal olika uppsättningar med felfall, som finns utarbetade internt.

## 3 Metod

*Detta kapitel redovisar metoderna som har använts i detta projekt. Först ges en överblick av arbetsgången i projektet och sedan presenteras de enskilda metoderna som har använts i respektive analysdel.*

Enligt tidigare redovisade avgränsningar begränsades studien till ett område i E.ONs regionnät syd. Första delen i arbetet bestod därför i att finna ett lämpligt område att analysera. Området valdes ut efter uppsatta kriterier och historisk data karaktäriserades för området. Därefter undersöktes hur fränkoppling av ledningar i området påverkade effektlöden. Dessa ändringar jämfördes med historiska data. De ledningar som ur ett förlust- och överbelastningsperspektiv var lämpliga att koppla från och bryta en subtransitering valdes sedan ut för vidare analys. Dessa analyser bestod i att undersöka hur felbortkopplingen, felfallslägen, tillgängligheten och abonnemagen skulle komma att påverkas vid en uppmaskning (fränkoppling). Se Figur 12 för en översikt av arbetsgången och vidare avsnitt för en mer ingående beskrivning av använd metod i respektive delanalys.



Figur 12. Översikt av arbetsgång i projektet

### 3.1 Områdesanalys och ingående data

För att lättare kunna studera effekten av en uppmaskning i nätet har en delmodell av E.ONs nätmodell för område syd tagits ut. Området som har studerats i detta projekt har tagits ut utifrån följande kriterier:

- Området uppvisar subtransitering mellan stamnätsstationer
- Området har direkt förbindelse med minst en HVDC-länk
- Området befinner sig i närhet till vindkraftsproduktion

Observera att det endast är studieområdet som är begränsat, och inte systemet som sådant. Systemet hålls intakt medan radiallaggningen endast testas inom studieområdet. Det vill säga ingreppet av åtgärden sker i det utvalda området, medan konsekvenserna av åtgärden analyseras i hela systemet.

Data som använts är i form av estimat. Regionnätsföretagen rapporterar in sin drift till SVK, som med sin egen drift matar in alla mätdata i en tillståndsestimator och erhåller en samlad och konsistent bild av kraftsystemet. Detta estimat återrapporteras till regionnätsföretagen. Detta görs



varje 15-20 minut. Estimat representerar således driftsituationen av alla ingående komponenter i stamnätet och regionnätet vid respektive tidpunkt. Genom att titta på flera estimat efter varandra kan man därför bygga upp en representativ bild av hur driften har varit över en längre tid. Tyvärr görs inte estimat vid regelbundna tider och för vissa tidsperioder saknas estimat helt. I denna analys har timvärden tagits fram genom plocka ut det första estimatet för varje ny timme, i den mån det finns estimat. Året 2016-09-01 till 2017-08-31 valdes ut då estimaten senare under hösten 2017 bytte format. För denna period kunde 8721 estimat plockas ut vilka representerar 99,6% av de 8760 timmarna under det året.

## 3.2 Effektflödesanalys

Effektflödesanalysen är gjord i PSS/E med hjälp av Python. Estimat har med Python-script lästs in för perioden och lastflöden har räknats ut genom Newton-Raphsons lösningsmetod i det inbyggda verktyget. Därefter har resultat förts över till Excel för behandling. Det har använts två olika script för behandling av estimaten. Det ena har stått för huvudanalysen medan det andra har lyfts in som komplement för analysen ”urval av ledningar”. Då det var fel på ett antal estimat, och alla estimat inte kunde konvergera med de uppsatta samlingskenorna som utjämningsnoder\* (eng. swingbus), föll ett antal estimat bort. Konvergerade estimat för det historiska året blev 8437st, det vill säga 96,3 % av årets timmar.

När lastflödena för estimaten konvergerat kunde resultat läsas från dem, exempelvis aktiva effektförluster i ledningarna samt dess belastningsgrad, vilka var av intresse. Likaså för att få fram inverkan av en fränkopplad ledning, kopplades ledningen först bort innan estimaten löstes. Observera att nättopologin har varierat enligt det faktiska året, där både planerade och oplanerade avbrott är en del av vardagen, och att det därför inte finns något fixt referensläge. Detta medför också att en fränkoppling av en viss ledning kan leda till att vissa estimat inte konvergerar. Om det till exempel finns två ledningar in till en samlingskenan, och det var ett historiskt avbrott på den ena, medför fränkopplingen av den andra att samlingskenan helt kopplas ifrån resten av systemet, vilket ger spänningslöshet och förhindrar konvergens. Dessa fall har inte särbehandlats utan istället har just det estimatet för den fränkopplingen inte plockats med. Avgränsningar som har gjorts är även att endast en ledning har kopplats från i taget, det vill säga inga kombinationer av fränkopplade ledningar har analyserats. Det är också enbart aktiva effektflöden och aktiva förluster (värmeförluster) som har analyserats. Notera även att det är det första estimatet för varje ny timme som använts, och att det inte nödvändigtvis är exakt en timme till nästa, vilket leder till att förlustmättet i energi inte uppgår till exakta wattimmar. Över året har det dock antagits att det jämnar ut sig med estimat som överstiger och understiger en timmes mellanrum.

Intressanta fränkopplingar ur ett förlust- och överbelastningsperspektiv har sedan analyserats vidare genom analyser för felbortkoppling, fellfall, tillgänglighet och abonnemang.

---

\* Utjämningsnod innebär att den komplexa spänningen i noden är känd. Denna nod används för att balansera aktiv och reaktiv effekt i systemet vid lastflödesberäkningar.

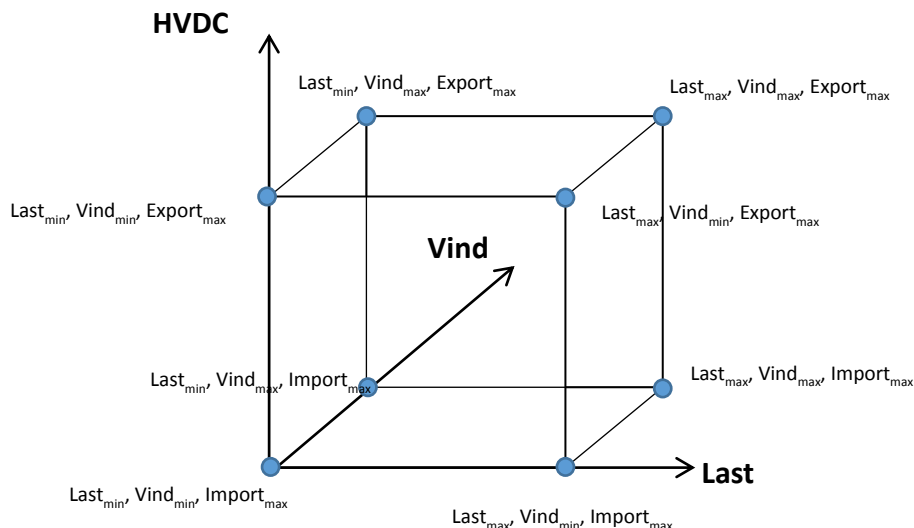
### 3.3 Felbortkopplingsanalys

Felbortkopplingsanalysen bygger på verktyget för felströmsberäkningar i PSS/E. Felströmsberäkningar har gjorts för situationer med de utvalda ledningarna fränkopplade. Beräkningarna har utgått från E.ONs beräkningar som görs vid inställning av reläskydden. De nya beräkningarna har sedan jämförts med inställda reläskyddsinställningar för de reläskydd som berörs av förändringen. Resultatet av jämförelsen visar vidare om felbortkopplingen kommer att kunna fungera med befintliga reläskyddsinställningar eller inte.

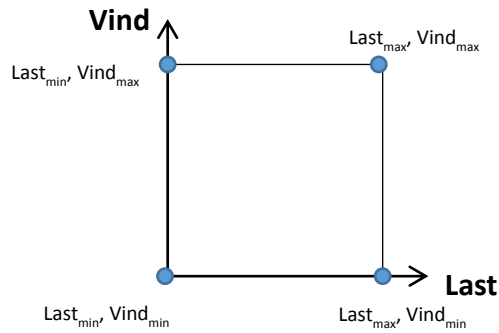
### 3.4 Felfallsanalys

Felfallsanalysen bygger på det inbyggda verktyget AC contingency solution i PSS/E. Verktyget kopplar bort komponenter i turordning och beräknar nya effektlöden. De fränkopplingar som genererar ett flöde i en ledning som överstiger dess rate A rapporteras och summeras sedan i analysen. Detta arbete har studerat felfall i samtliga transformatorer, ledningar och samlingsskenor i E.ONs regionnät syd, samt i stamnätet i södra Sverige (elområde 4 med anslutande ledningar).

Då mängden data snabbt blir väldigt stor är felfallsanalysen inte gjord för hela året, utan för extremlägen i driftlägen. Extremlägen avser ytterligheter för de tre parametrarna last, vindproduktion och HVDC-effekt. Kombinationerna av dessa parametrar spänner upp ett utfallsrum inom vilket resterande driftlägen antas hamna enligt Figur 13. Ytterligheterna är tagna för det studerade året och är således inga teoretiska max- och minvärden utan representeras av uppmätta max- och minvärden den gångna perioden (estimat). Detta medför att extremvärden för nästkommande perioder inte nödvändigtvis innefattas i detta utfallsrum. Driftlägen då HVDC-länken inte har varit i drift har även tagits med enligt Figur 14. Samtliga driftlägen har även kompletterats med utetemperaturer för att relatera till E.ONs använda rater.



Figur 13. Utfallsrum i felfallsanalysen inom vilket driftlägen för året antas hamna.



Figur 14. Utspänd yta i felfallsanalysen inom vilken driftlägen för året antas hamna. Ytan representerar driftlägen då HVDC-länken inte varit i drift.

### 3.5 Tillgänglighetsanalys

Tillgänglighetsanalysen bygger på statistik för driftstörningar under 2000-talet. Denna statistik kompletteras med information från personal i driftcentralen som jobbar med driftstörningar. Detta då en fränkopplad ledning i ett uppmaskat läge inte kan likställas med en historisk driftstörning. Genom statistik från driftstörningar och samtal med personal i driftcentralen har en uppskattning av påverkan på tillgängligheten och avbrottsindikatorerna kunnat göras.

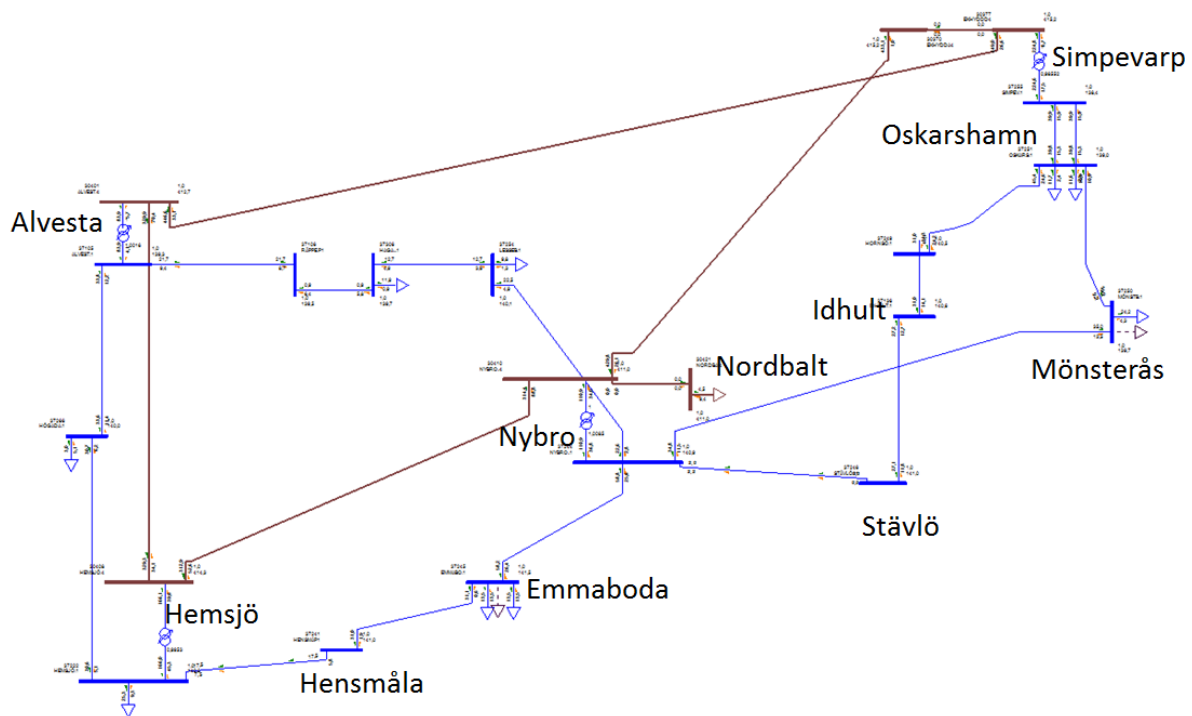
### 3.6 Analys av abonnemang

Analysen av abonnemang är gjord i PSS/E. Effekt uttagen i systemtransformatorerna har hämtats ut för det historiska året genom estimaten. Därefter har fränkoppling av de utvalda ledningarna gjorts och effektuttaget för det nya läget har sedan kunnat jämföras med det historiska. I den gjorda analysen har energiuttaget utöver de tecknade årsabonnemangen analyserats, dvs hur energi uttagen eller inmatad av E.ON utanför abonnemangsgränserna skulle påverkas beroende på kopplingsläge. Det har inte analyserats hur en uppmaskning skulle kunna förändra årsabonnemangen. Information om abonnemangsgränser och stamnätstariffer har hämtats in.

## 4 Områdeskaraktäristik

Detta kapitel redogör vad som karakteriserar det studerade området. Detta utgör i fortsättningen det historiskt kopplade fallet och står som referens till de förändringar som sedan analyseras. Området beskrivs först och data av intresse presenteras sedan för det historiska året.

Det utvalda området kan studeras i Figur 15. Systemtransformatorer mellan 400 kV och 130 kV finns i Alvesta, Nybro, Hemsjö och Simpevarp, norr om Oskarshamn. Möjliga subtransiteringar i 130 kV-nätet kan således ske mellan Alvesta-Hemsjö, Alvesta-Nybro, Nybro-Hemsjö och Oskarshamn-Nybro. Mellan Oskarshamn-Nybro finns det dubbla transiteringsvägar, antingen över Mönsterås eller Idhult. Den ena av dem, sträckan över Idhult innefattar dock fler vägar just utanför det studerade området, vilket gör att subtransiteringen inte entydigt kan kvantifieras för denna. I följande grafer för områdeskaraktäristiken är det därför vägen över Mönsterås som visas. Centralt i bilden befinner sig en HVDC-förbindelse till Litauen (NordBalt), som är förbunden till Nybro på 400 kV. Vindkraftsproduktion finns i direkt anslutning i Idhult på ca 62 MW, medan Öland med dess vindkraftsproduktion på ca 135 MW är kopplad till fastlandet i Stävlo. Notera att det endast är installerad effekt direkt kopplade till regionnätet som redovisas, och att det kan finnas ytterligare installerad effekt för vindkraftsproduktion kopplat till lägre spänningsnivåer.



Figur 15 Studerat område i arbetsanalyser. Bruna ledningar representerar 400 kV och blåa representerar 130 kV. Vindkraftsproduktion finns i Idhult på ca 62 MW och till Stävlo är Ölands vindkraftsproduktion på 135 MW kopplad. Notera att det endast är installerad effekt direkt kopplade till regionnätet som redovisas, och att det kan finnas ytterligare installerad effekt för vindkraftsproduktion kopplat till lägre spänningsnivåer.

I Tabell 4 nedan ses hur stor del av tiden (% av estimaten) som de olika ledningarna i studieområdet var tillslagna. Denna tabell ger således en indikation på hur det historiskt kopplade nätet sett ut under det historiska året. Klart lägst andel tillslagen tid, omkring 45 %, hade Alvesta-Högadal och Högadal-Hemsjö, dvs subtransiteringsvägen mellan stamnätsstationerna i Alvesta

och Hemsjö. Ingen ledning var tillslagen 100 % av tiden. De fyra sista ledningarna i tabellen är endast avrundade till en decimal.

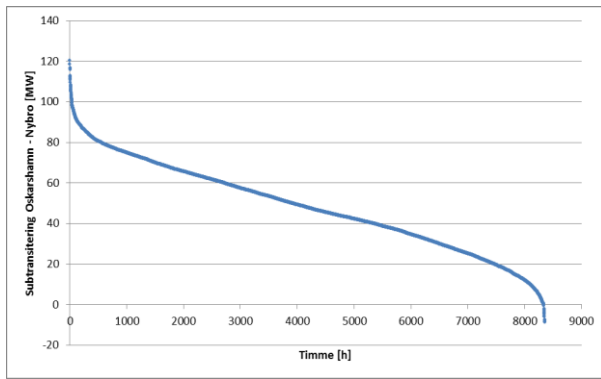
Tabell 4. Ansluten tid för ingående ledningar i det studerade området, både 400 kV och 130 kV inkluderade.

| Ledning                  | Tillslagen tid [% av konverg. estimat]: |
|--------------------------|---|
| Alvesta-Högadal          | 45,3%                                   |
| Högadal-Hemsjö           | 45,7%                                   |
| Stävlö-Nybro             | 87,2%                                   |
| Nybro-NordBalt           | 89,8%                                   |
| Hornsö-Idhult            | 98,3%                                   |
| Oskarshamn-Simpevarp [2] | 99,5%                                   |
| Alvesta-Hemsjö           | 99,5%                                   |
| Oskarshamn-Simpevarp [1] | 99,5%                                   |
| Ekhyddan-Alvesta         | 99,6%                                   |
| Ekhyddan-Nybro           | 99,7%                                   |
| Ekhyddan-Ekhyddan        | 99,7%                                   |
| Idhult-Stävlö            | 99,7%                                   |
| Oskarshamn-Mönsterås     | 99,8%                                   |
| Alvesta-Räppe            | 99,8%                                   |
| Räppe-Haga               | 99,8%                                   |
| Emmaboda-Hensmåla        | 99,9%                                   |
| Hensmåla-Hemsjö          | 99,9%                                   |
| Hemsjö-Nybro             | 99,9%                                   |
| Nybro-Emmaboda           | 99,9%                                   |
| Oskarshamn-Hornsö        | 100,0%                                  |
| Mönsterås-Nybro          | 100,0%                                  |
| Lessebo-Nybro            | 100,0%                                  |
| Haga-Lessebo             | 100,0%                                  |

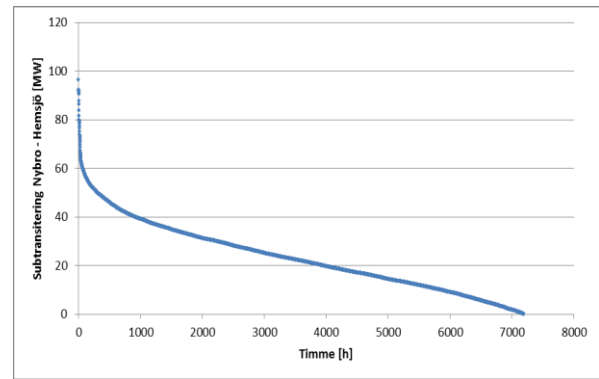
## 4.1 Subtransiteringar

Subtransiteringar (se avsnitt 2.4.1) för den studerade perioden kan ses i varaktighetsdiagrammen\* i Figur 16 till Figur 19. I Figur 16 ses subtransiteringen mellan Oskarshamn och Nybro. Som störst är den ca 120MW och den går nästan uteslutande i riktning från Oskarshamn till Nybro (få negativa värden på y-axeln). Subtransitering i någon mån sker i princip alla årets timmar på denna sträcka. I Figur 17 ses subtransiteringen mellan Nybro och Hemsjö. Subtransiteringen går enbart från Nybro till Hemsjö (inga negativa värden på y-axeln) och är närvarande drygt 7200 av årets timmar, som störst är den ca 100MW. I Figur 18 ses subtransiteringen mellan Alvesta och Nybro. Subtransitering sker i ungefär lika stor utsträckning från Alvesta till Nybro som från Nybro till Alvesta, och sammanlagt sker en transitering under ca 1900h av årets timmar på denna sträcka. I Figur 19 ses subtransiteringen mellan Alvesta och Hemsjö, denna sker nästan uteslutande i riktning Alvesta till Hemsjö. Som störst är den ca 150MW och uppgår till knappa 4000h under året.

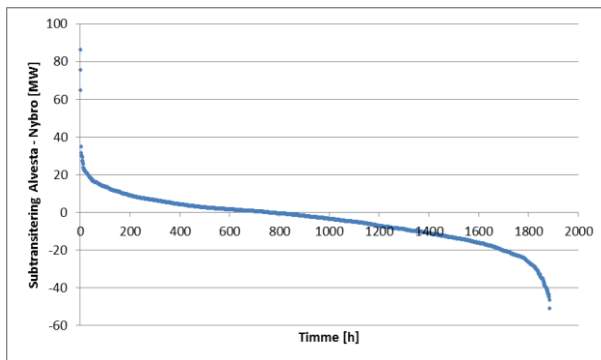
\* Ett varaktighetsdiagram beskriver antalet timmar med ett visst effektbehov. I detta fall beskrivs antalet timmar med ett visst subtransiteringsflöde, i MW.



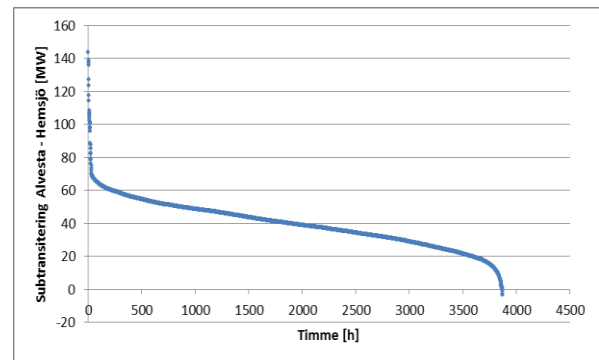
Figur 16. Varaktigetsdiagram över subtransiteringen mellan Oskarshamn och Nybro, via Mönsterås.



Figur 17. Varaktigetsdiagram över subtransiteringen mellan Nybro och Hemsjö.

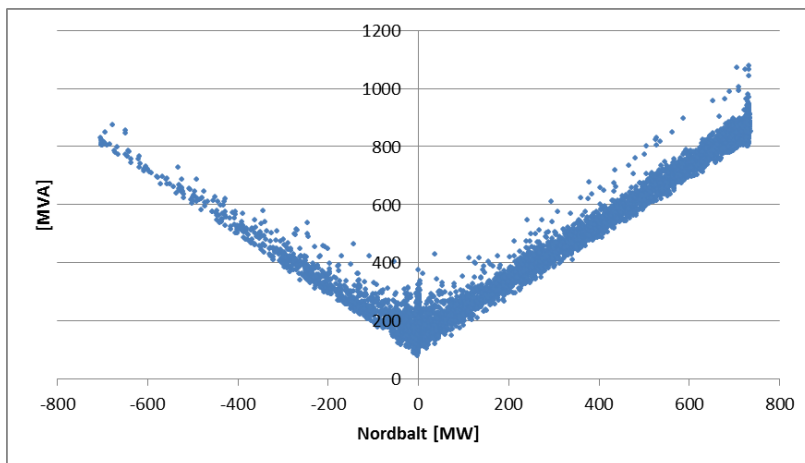


Figur 18. Varaktigetsdiagram över subtransiteringen mellan Alvesta och Nybro.



Figur 19. Varaktigetsdiagram över subtransiteringen mellan Alvesta och Hemsjö.

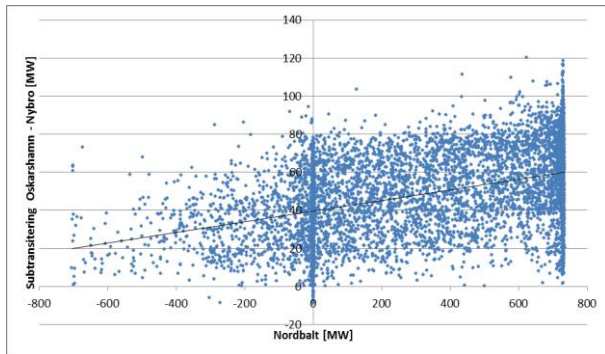
Vidare domineras området av en stark tryckpunkt i HVDC-anslutningen NordBalt vilket åskådliggörs i Figur 20. Detta ses som att vid både hög export och import (positiva resp. negativa x-värden) är lasten i området stor. Import räknas här som last.



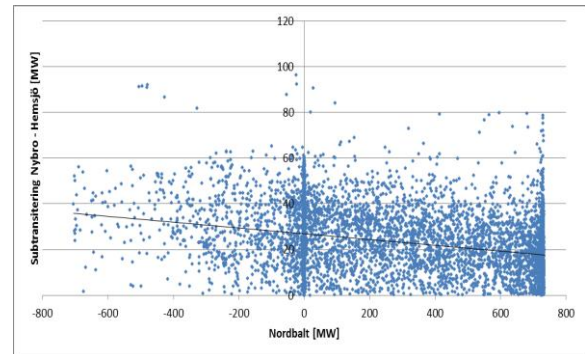
Figur 20. Visar sambandet mellan NordBalt och last i studieområdet, export ses som positiva x-värden medan import ses som negativa x-värden. Import räknas i detta fall som last.

I Figur 21 till Figur 24 kan NordBalts påverkan på subtransiteringarna i området avläsas. I Figur 21 går det att se ett klart samband mellan subtransiteringen på sträckan Oskarshamn - Nybro via Mönsterås och driften på NordBalt. Skillnaden mellan max import och max export på HVDC-kabeln driver en förändring på subtransiteringen med ca 40MW. För subtransiteringarna mellan

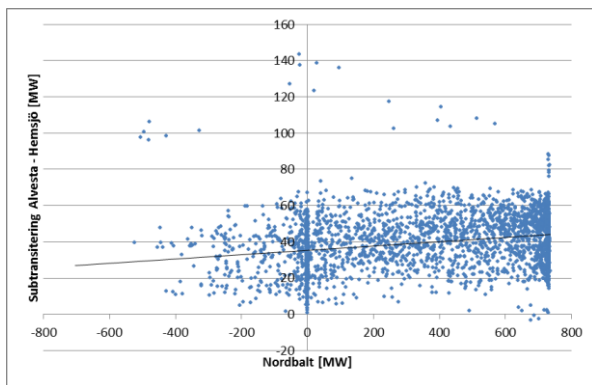
Nybro och Hemsjö och mellan Alvesta och Hemsjö i Figur 22 respektive Figur 23 sambandet inte riktigt lika starkt, även om regressionslinjen ändå har en viss lutning. I Figur 24 för transiteringen mellan Alvesta och Nybro ses återigen ett tydligt samband, där max import och max export förändrar subtransiteringen med ca 30MW.



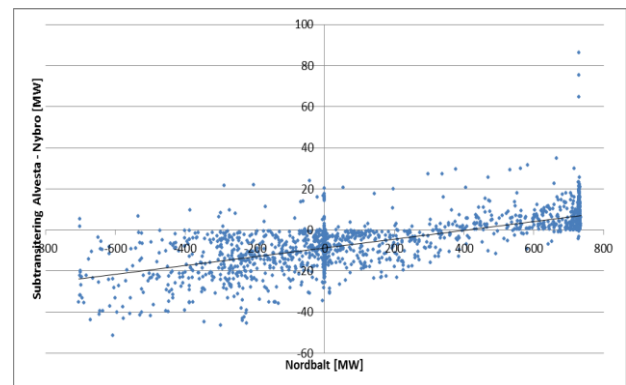
Figur 21. Visar sambandet mellan subtransiteringen på sträckan Oskarshamn-Nybro via Mönsterås, och driften på NordBalt. Regressionslinjen är beräknad med minsta-kvadrat-metoden.



Figur 22. Visar sambandet mellan subtransiteringen på sträckan Nybro-Hemsjö och driften på NordBalt. Regressionslinjen är beräknad med minsta-kvadrat-metoden.



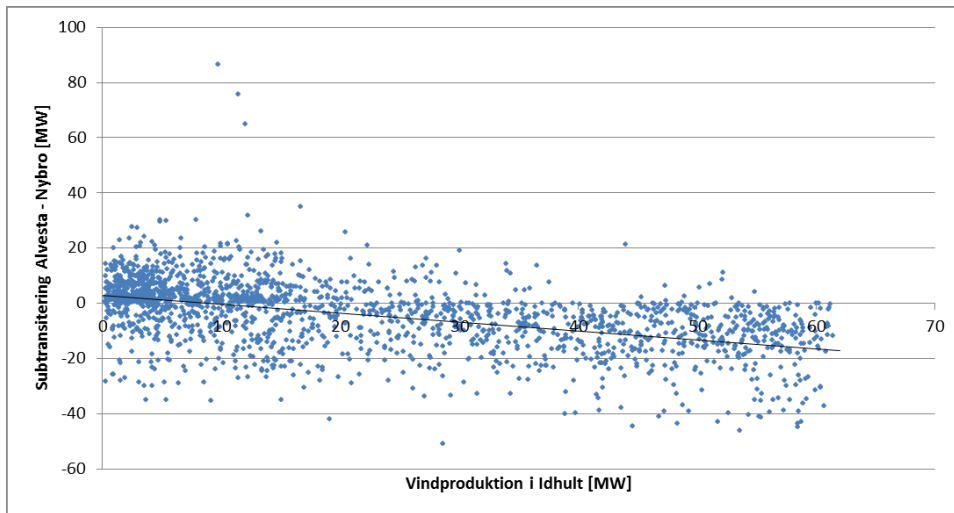
Figur 23. Visar sambandet mellan subtransiteringen på sträckan Alvesta-Hemsjö och driften på NordBalt. Regressionslinjen är beräknad med minsta-kvadrat-metoden.



Figur 24. Visar sambandet mellan subtransiteringen på sträckan Alvesta-Nybro och driften på NordBalt. Regressionslinjen är beräknad med minsta-kvadrat-metoden.

Ingen ledning i det studerade området överstiger sin rate A under perioden som studerats.

Vindkraftsproduktionen hade förutom på sträckan Alvesta-Nybro inget klart samband med subtransiteringarna. Sambandet för denna kan ses i Figur 25, resterande subtransiteringsvägar återfinns i bilaga 2. Storleken på effekten på vindproduktion bör ses som representativ. De tidpunkter då det är mycket produktion i Idhult som ingår i studieområdet blåser det även i området i stort, det vill säga om det är mycket produktion i Idhult är det även mycket produktion i närheten utanför studieområdet. Mängden MW är därför inte väsentlig. Som mest verkar vinden kunna skifta subtransiteringen mellan stamnätsstationerna med upp till 20MW. I analysen hittades inget samband mellan vindproduktion och drift av NordBalt för det historiska året.



Figur 25. Visar sambandet mellan subtransiteringen på sträckan Alvesta-Nybro och vindproduktionen i området. Regressionslinjen är beräknad med minsta-kvadrat-metoden.



## 5 Resultat

*Detta kapitel presenterar arbetets resultat. Resultaten är uppdelade efter respektive analysdel där effektlödesanalysen är den första delen. De fränkopplingar som där uppvisar de mest lovande resultaten ur ett förlust-och överbelastningsperspektiv plockas sedan ut och analyseras vidare i de följande analysdelarna.*

### 5.1 Effektlöde

Följande avsnitt redovisar resultaten av effektlödesanalysen. I Tabell 5 och Tabell 6 redovisas förlusterna samt belastningarna över rate A för de fränkopplade ledningarna. Observera att det är ledningen i kolumnen ”fränkopplad ledning” som kopplats ifrån, som ger resultaten i resterande kolumner för det övriga nätet. Det historiskt kopplade nätet i E.ON region syd, det vill säga det vars topologi har varierat enligt det historiska året, har förluster på 226,9GWh. Kopplas Emmaboda-Hensmåla från, fås lägst förluster, på 220,6GWh för E.ONs regionnät i syd. Kopplas Oskarshamn-Hornsö från ökar förlusterna till 230,6GWh. Resterande ledningar hamnar däremellan enligt Tabell 5 nedan. De båda ledningarna mellan Oskarshamn och Simpevarp är identiska, resultaten gäller därför för båda två, men enskilt.

Notera även att resultaten för de olika ledningarna inte är helt jämförbara med varandra då de har olika antal konvergerade estimat. Det är heller inte nödvändigtvis samma estimat som konvergerat. Ett estimat som inte har konvergerat, kan inte förlusterna läsas ifrån, och således blir de totala förlusterna för ledningarna beroende av antalet konvergerade estimat. Idhult-Stävlö och Hornsö-Idhult har ansetts ha för få konvergerade estimat för att deras resultat skall anses vara representativa. Att de konvergerar ca 87% av estimaten går att finna i att Stävlö-Nybro varit ur drift ca 13% av tiden, vilket är den enda andra matningen till dessa skenor. En fränkoppling av dessa två ledningar under denna tid leder således till isolerade skenor vilket förhindrar korrekta estimat.

*Tabell 5. Visar förluster för E.ON regionnät syd vid fränkoppling av ledningar i studerat område.*

| Fränkopplad ledning           | Förluster [GWh] | Konverg. Estimat |
|-------------------------------|-----------------|------------------|
| Idhult-Stävlö                 | 197,5           | 7352             |
| Hornsö-Idhult                 | 197,6           | 7352             |
| Emmaboda-Hensmåla             | 220,6           | 8430             |
| Oskarshamn – Mönsterås        | 222,2           | 8434             |
| Nybro-Emmaboda                | 222,2           | 8430             |
| Hensmåla-Hemsjö               | 222,7           | 8427             |
| Mönsterås-Nybro               | 224,6           | 8430             |
| Haga-Lessebo                  | 226,0           | 8418             |
| Stävlö-Nybro                  | 226,2           | 8437             |
| Räppe-Haga                    | 226,2           | 8410             |
| Oskarshamn-Simpevarp          | 226,2           | 8435             |
| Högadal-Hemsjö                | 226,3           | 8424             |
| Lessebo-Nybro                 | 226,4           | 8430             |
| <b>Historiskt kopplat nät</b> | 226,9           | 8437             |
| Alvesta-Högadal               | 226,9           | 8424             |
| Alvesta-Räppe                 | 229,3           | 8419             |
| Oskarshamn-Hornsö             | 230,6           | 8434             |

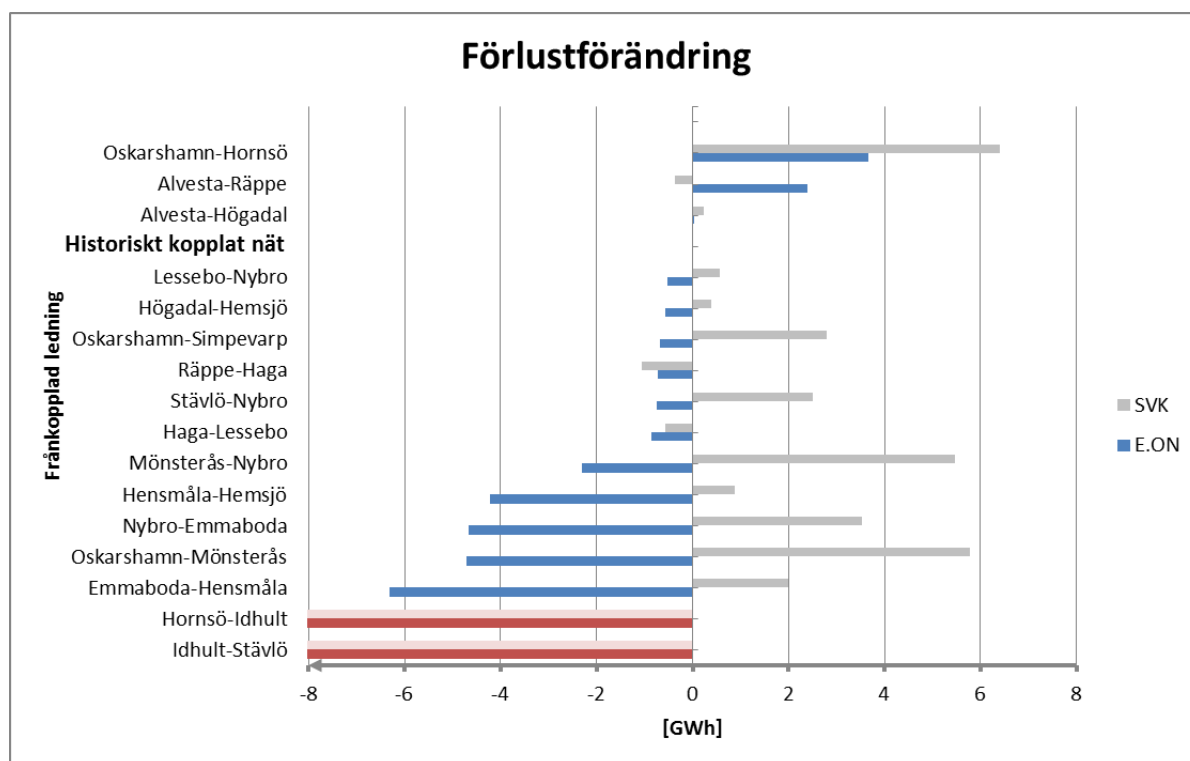
I Tabell 6 nedan återfinns resultatet för belastning i rate A. I det historiskt kopplade nätet, det vill säga det vars topologi har varierat enligt det historiska året har det funnits 1025 tillfällen någon ledning i E.ONs regionnät syd överstigit rate A. För att ge ett mått på styrkan av överbelastningarna presenteras också den ackumulerade procenten som överstiger 100% av rate A. Det vill säga snittet för en överbelastning för det historiska fallet är  $50300/1025 \approx 50\%$ , vilket är högt. Vid genomgång av överbelastningarna ses att det är relativt få men kraftiga överbelastningar som väger tungt i genomsnittet. Medianöverbelastningen ligger istället exempelvis för det historiska fallet på  $\approx 30\%$ , och liknande resultat fås för de andra fallen. Lägst antal tillfällen som överstiger rate A fås om Räfte-Haga, Alvesta-Räfte eller Alvesta-Högadal kopplas från. Notera dock att antal konvergerade estimat skiljer sig åt. Högst antal ledningar som överstiger rate A fås om Oskarshamn-Hornsö kopplas från. Generellt ses dock att skillnaden inte är nämnvärt stor vilket tyder på att fränkoppling av ledningar i det studerade området inte har så stor påverkan på överbelastningarna i E.ONs nät i stort.

Tabell 6. Visar antal tillfällen någon ledning i E.ON regionnät syd övergår rate A, vid fränkoppling av ledningar i studerat området. Samt den ackumulerade procenten för dessa överbelastningar.

| Fränkopplad ledning           | Rate A [antal ggr] | Rate A [Ack. %] | Konverg. Estimat |
|-------------------------------|--------------------|-----------------|------------------|
| Idhult-Stävle                 | 969                | 49200           | 7352             |
| Hornsö-Idhult                 | 969                | 49200           | 7352             |
| Räfte-Haga                    | 1022               | 50100           | 8410             |
| Alvesta-Räfte                 | 1022               | 50100           | 8419             |
| Alvesta-Högadal               | 1022               | 50100           | 8424             |
| Haga-Lessebo                  | 1024               | 50200           | 8418             |
| <b>Historiskt kopplat nät</b> | 1025               | 50300           | 8437             |
| Oskarshamn-Mönsterås          | 1025               | 50300           | 8434             |
| Stävle-Nybro                  | 1025               | 50300           | 8437             |
| Oskarshamn-Simpevarp          | 1025               | 50300           | 8435             |
| Mönsterås-Nybro               | 1025               | 50400           | 8430             |
| Emmaboda-Hensmåla             | 1031               | 50400           | 8430             |
| Lessebo-Nybro                 | 1037               | 50300           | 8430             |
| Hensmåla-Hemsjö               | 1040               | 50200           | 8427             |
| Högadal-Hemsjö                | 1042               | 50200           | 8424             |
| Nybro-Emmaboda                | 1052               | 50700           | 8430             |
| Oskarshamn-Horsö              | 1081               | 51200           | 8434             |

I Figur 26 ses förlustförändringen för E.ONs regionnät syd men också för stamnätet med de fränkopplade ledningarna. Enligt tidigare ges störst förlustreduktion om Emmaboda-Hensmåla kopplas från, vilket har potential att bespara dryga 6,3 GWh. Det framgår att fränkopplingar av ledningar kan leda till både förbättrade och försämrade situationer för båda parter, samt situationer där regionnätet gynnas medan stamnätet missgynnas, och vice versa. Det vill säga alla kombinationer är representerade. Är förlustreduktionen större för E.ON än vad förlustökningen är för SVK kan det vara fördelaktigt samhällsekonomiskt att göra fränkopplingen. Likaså om totala förlusterna ökar kan det vara samhällsekonomiskt lönsamt att transportera kraft i regionnätet istället för i stamnätet. Det ligger även i SVKs intresse att en fränkoppling inte görs som ökar deras förluster markant.

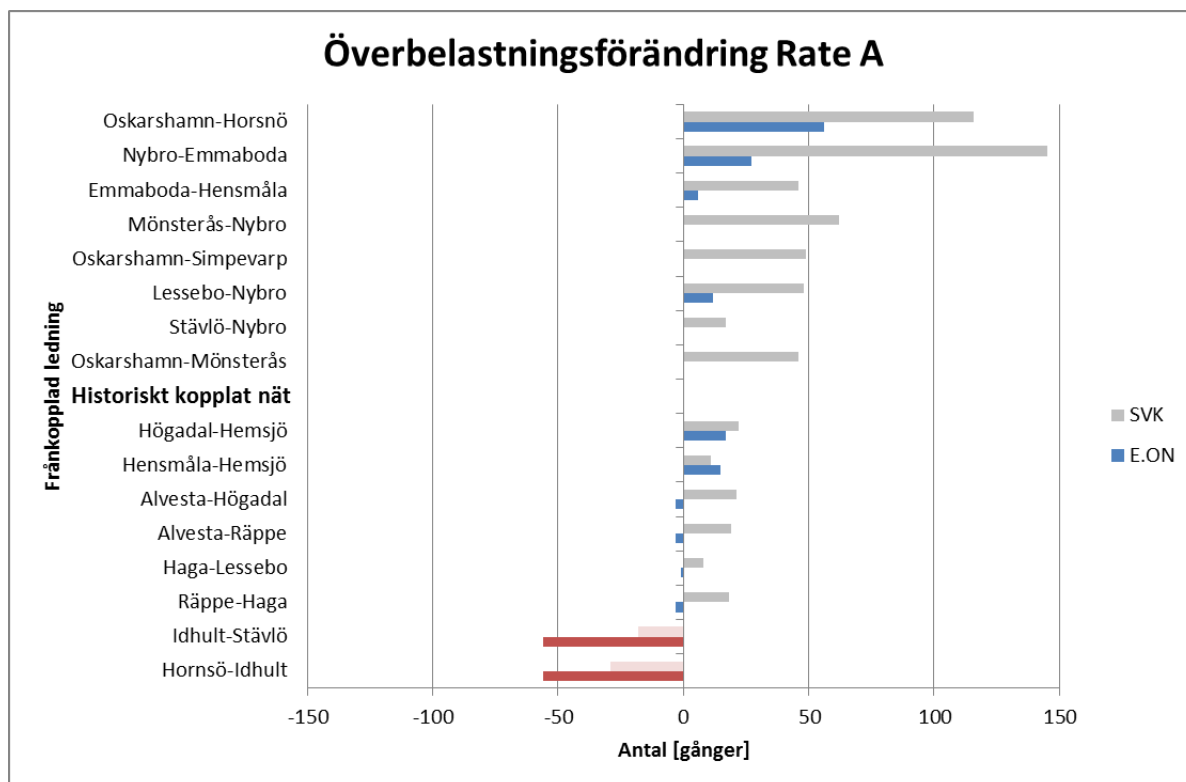
Ekonomiskt räknar E.ON med att 1 MWh förluster kostar dem ca 310 SEK. En besparing på dryga 6,3 GWh som är resultatet av fränkopplingen Emmaboda- Hensmåla skulle i sådana fall ha potential att bespara E.ON ca 1,95 MSEK/år. Kopplas Oskarshamn-Mönsterås från vilket besparar ca 4,7 GWh, kan ca 1,46 MSEK/år besparas.



Figur 26, Visar förlustförändring för E.ON regionnät syd samt stamnätet vid fränkoppling av ledning i det studerade området. Observera att x-axeln är beskuren i negativt x-led. Rödmarkerade Hornsö-Idhult och Idhult-Stävlö har ansetts ha för få konvergerade estimat för att deras resultat skall anses vara representativa.

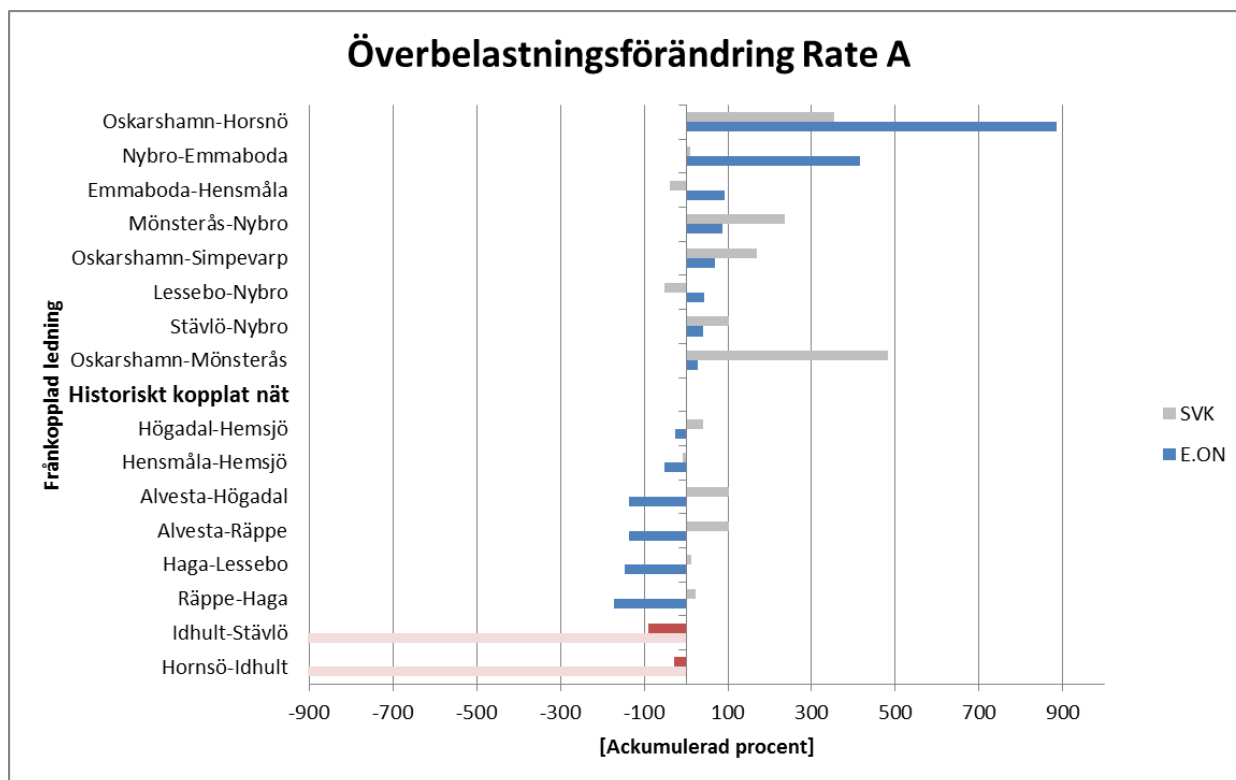
I Tabell 4 i kapitel 4 gick det att se att ledningarna Alvesta-Högadal och Högadal-Hemsjö var frånsagna en stor del av tiden under det historiska året, det medför att slå ifrån dem resterande del av året inte leder till en lika stor förändring för förlusterna gentemot historiska fallet, vilket kan ses i Figur 26 ovan att dessa rangordnar sig i närheten av denna.

I Figur 27 ses överbelastningsförändringen i antal gånger en ledning överstiger rate A för E.ONs regionnät syd med de fränkopplade ledningarna. Det går även att se hur belastningen skulle förändras för SVK om en fränkoppling görs. Notera att samtliga fränkopplingar genererar ett ökat antal överbelastningar för SVK i stamnätet. Vilka ledningar som överbelastas tas upp i nästa avsnitt rörande urval av ledningar.



Figur 27. Visar överbelastningsförändring av rate A i antal gånger för E.ON regionnät syd samt stamnätet vid frånkoppling av ledning i det studerade området. Rödmarkerade Hornsö-Idhult och Idhult-Stävlo har ansetts ha för få konvergerade estimat för att deras resultat skall anses vara representativa.

I Figur 28 ses överbelastningsförändringen i ackumulerad procent över rate A för E.ONs regionnät syd med de frånkopplade ledningarna. De går även att se hur belastningen skulle förändras för SVK om en frånkoppling görs. De flesta frånkopplingar ger en ökad överbelastningsgrad för SVK i stamnätet men inte alla. Emmaboda-Hensmåla som hade störst potential att bespara förluster, ökar antalet överträdelser av rate A med 6 gånger, och ger en ökad ackumulerad procent med ca 90 procentenheter. Oskarshamn-Mönsterås som placerade sig tvåa bland förlustbesparingarna ger ett oförändrat antal överträdelser av rate A, och ger en ökad ackumulerad procent på ca 30 procentenheter.



Figur 28. Visar överbelastningsförändring av rate A i ackumulerad procent för E.ON regionnät syd samt stamnätet vid fränkoppling av ledning i det studerade området. Observera att x-axeln är beskuren i negativt x-led. Rödmarkerade Hornsö-Idhult och Idhult-Stävlö har ansetts ha för få konvergerade estimat för att deras resultat skall anses vara representativa.

### 5.1.1 Urval av ledningar

Följande avsnitt motiverar valet av ledningar för vidare studier, denna är gjord efter hur ledningarna befinner sig geografiskt i systemet, dvs efter transiteringsväg, se avsnitt 4, Figur 15. Detta då endast en ledning kan kopplas från per ledningsväg för att inte isolera samlingskenor. För transiteringsvägen Oskarshamn-Nybro via Mönsterås i Tabell 7 ses det att det finns potential att minska förlusterna i systemet vid fränkoppling av båda ledningar, utan direkt höjning av överträdelser av rate A. Ur ett förlustperspektiv är det dock mest fördelaktigt att koppla från Oskarshamn-Mönsterås.

Tabell 7. Visar potentialen för uppmaskning av transiteringsvägen Oskarshamn-Nybro

| Tranistering: Oskarshamn-Nybro via Mönsterås |                         |                               |                                |                  |
|--|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------|
| Ledning                                      | Förlustförändring [GWh] | Förändring i antal ggr Rate A | Förändring i ack % över Rate A | Konverg. Estimat |
| Oskarshamn-Mönsterås                         | -4,7                    | 0                             | +30                            | 8434             |
| Mönsterås - Nybro                            | -2,3                    | 0                             | +90                            | 8430             |

För transiteringsvägen Nybro-Hemsjö i Tabell 8 ses det att det finns potential att minska förlusterna i systemet vid fränkoppling av samtliga ledningar, dock med en viss höjning av överträdelser av rate A. Ur ett förlustperspektiv är mest fördelaktigt att koppla från Emmaboda-Hensmåla.

Tabell 8. Visar potentialen för uppmaskning av transiteringsvägen Nybro-Hemsjö

| Tranistering: Nybro-Hemsjö |                         |                               |                                |                  |
|----------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------|
| Ledning                    | Förlustförändring [GWh] | Förändring i antal ggr Rate A | Förändring i ack % över Rate A | Konverg. Estimat |
| Emmaboda-Hensmåla          | -6,3                    | +6                            | +90                            | 8430             |
| Nybro-Emmaboda             | -4,7                    | +27                           | +400                           | 8430             |
| Hensmåla-Hemsjö            | -4,2                    | +15                           | -50                            | 8427             |

För transiteringsvägen Alvesta-Hemsjö i Tabell 9 ses det att fränkoppling av ledningarna inte ger någon direkt förbättring av förlusterna eller överbelastning av rate A. Notera att till viss del är denna fränkoppling gjord i det historiskt kopplade fallet, då ledningarna var fränkopplade hälften av tiden under året. Det verkar dock inte ge något mervärde att koppla bort dem resterande tid.

Tabell 9. Visar potentialen för uppmaskning av transiteringsvägen Alvesta-Hemsjö

| Tranistering: Alvesta-Hemsjö |                         |                               |                                |                  |
|------------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------|
| Ledning                      | Förlustförändring [GWh] | Förändring i antal ggr Rate A | Förändring i ack % över Rate A | Konverg. Estimat |
| Högadal-Hemsjö               | -0,6                    | +17                           | -30                            | 8424             |
| Alvesta-Högadal              | 0                       | -3                            | -130                           | 8424             |

För transiteringsvägen Alvesta-Nybro i Tabell 10 ses att förlusterna bibehålls i samma storleksordning som det historiska fallet eller ökar. Samma sak gäller för överträdelserna av rate A.

Tabell 10. Visar potentialen för uppmaskning av transiteringsvägen Alvesta-Nybro

| Tranistering: Alvesta-Nybro |                         |                               |                                |                  |
|-----------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------|
| Ledning                     | Förlustförändring [GWh] | Förändring i antal ggr Rate A | Förändring i ack % över Rate A | Konverg. Estimat |
| Haga-Lessebo                | -0,9                    | -3                            | -150                           | 8418             |
| Räppe-Haga                  | -0,7                    | -3                            | -170                           | 8410             |
| Lessebo-Nybro               | -0,5                    | +12                           | +40                            | 8430             |
| Alvesta-Räppe               | +2,4                    | -3                            | -140                           | 8419             |

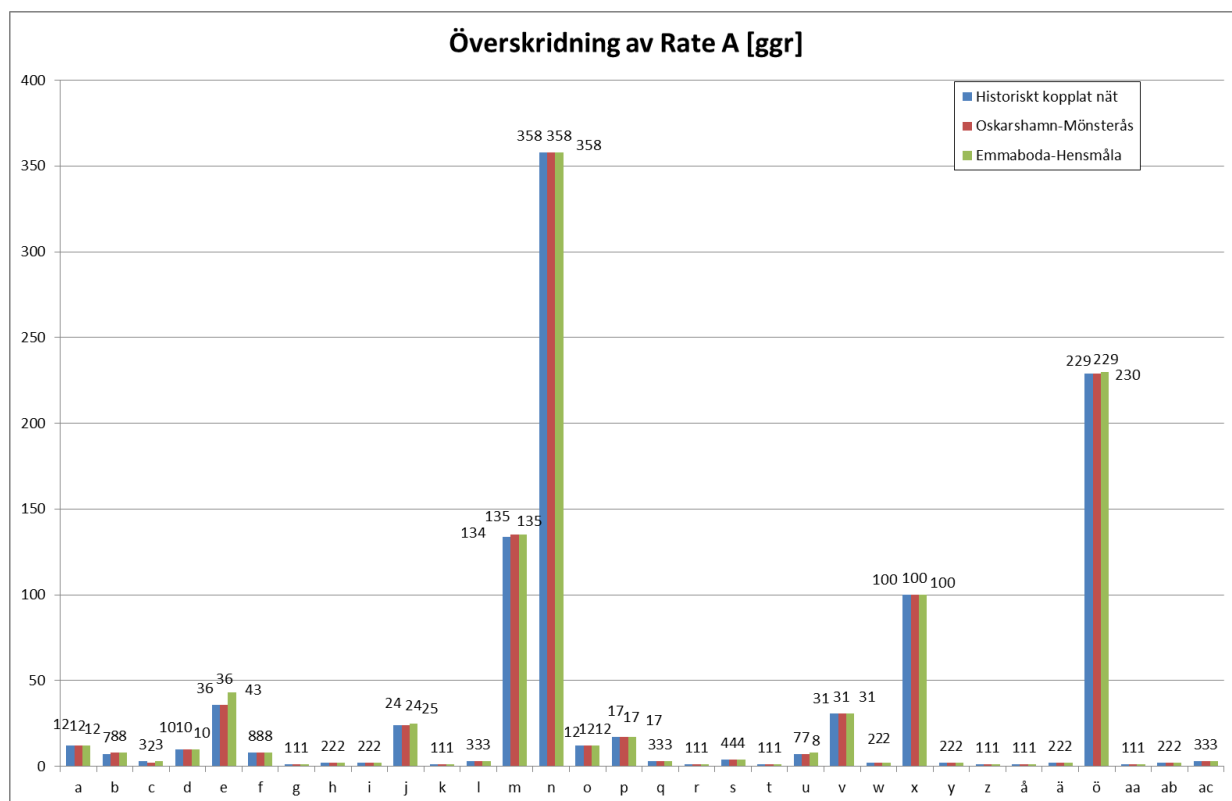
Sammantaget uppvisar fränkoppling av Oskarshamn-Mönsterås och Emmaboda-Hensmåla mest lovande resultat ur ett förlustperspektiv för E.ON.

En koll gjordes därefter för dessa fränkopplingar för att veta exakt hur överträdelserna av rate A såg ut. Denna analys är gjord efter ett script i PSS/E som endast beaktar *en* fränkoppling per estimat. Detta skiljer sig från tidigare använt script som kan beakta flertal fränkopplingar per estimat. För ytterligare information rörande skillnaden mellan dessa hänvisas läsaren till diskussionen i avsnitt 6.2. Det viktiga att veta är att resultaten mellan dessa två script skiljer sig marginellt då de marginellt konvergerat olika antal estimat. Resultaten för detta script kan ses i Tabell 11. Det historiskt kopplade nätet har med detta script 1020 överträdelser av rate A vilka relaterar till 8421 estimat, medan det tidigare haft 1025 överträdesler vilka relaterat till 8437 estimat, och så vidare för Oskarshamn-Mönsterås och Emmaboda-Hensmåla.

I Figur 29 kan det ses hur de summerade överbelastningarna i Tabell 11 är fördelade på ledningarna i E.ONs regionnät syd. Det vill säga i figuren indikeras vilka ledningar i E.ONs regionnät syd som överstigit rate A, och hur många gånger de gjort det.

Tabell 11. Visar resultaten för scriptet i PSS/E som behandlar endast en fränkoppling.

| Ledning                | Antal ggr Rate A | Konverg. Estimat |
|------------------------|------------------|------------------|
| Historiskt kopplat nät | 1020             | 8421             |
| Oskarshamn-Mönsterås   | 1021             | 8423             |
| Emmaboda-Hensmåla      | 1032             | 8419             |



Figur 29. Visar vilka ledningar som överskridit rate A samt antal överskridningar under året. Generellt blir det ingen stor förändring för de båda fränkopplingarna gentemot det historiska fallet, samma ledning överskrids i lika stor utsträckning för de flesta fall.

I samtliga tre fall innefattas samma ledningar, dvs ingen ledning har tillkommit/fallit bort med de omkopplingar som gjorts. Största skillnaden är att ledningen ”e” överlastas 7 ggr ytterligare än grundfallet då Emmaboda-Hensmåla kopplas bort. Annars är det mycket lika. I princip alla ledningar befinner sig i västra Skåne, långt ifrån det studerade området. Observera att det inte nödvändigtvis är samma estimat som konvergerar i de olika fallen, dvs ledningar kan falla bort eller komma till beroende på vilket estimat som konvergeras och inte på grund av fränkoppling. Påverkan på överlasten av rate A till följd av fränkopplingen i området anses ändå försumbar och slutsatsen som dras är att det är av intresse att fortsätta analyserna med dessa två ledningar.

## 5.2 Felbortkoppling

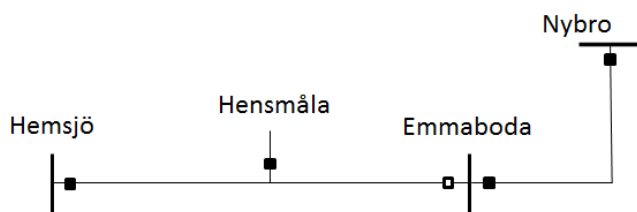
Detta avsnitt redogör för resultaten gjorda i felbortkopplingsanalysen. Det har identifierats vilka reläskydd som påverkas av en förändring på respektive sträcka vid en uppmaskning. Felströmmar har sedan beräknats för olika fall som jämförts med befintliga inställningar på stegen för dessa reläskydd. Därefter har det utvärderats om reläskydden fungerar tillfredställande med nya förutsättningar eller inte.

### 5.2.1 Strömmätande jordfelsskydd

Detta avsnitt redovisar resultaten för strömmätande jordfelsskydd, först redovisas sträckan Emmaboda-Hensmåla, sedan Oskarshamn-Mönsterås.

#### 5.2.1.1 Uppmaskning Emmaboda-Hensmåla

Hensmåla station sitter som så kallat påstick på ledningen mellan Hemsjö och Emmaboda, det betyder att fränkopplingen måste ske i Emmaboda, se Figur 30. Änden som går från påsticket till Emmaboda behålls således spänningssatt och sitter redo att kopplas till i Emmaboda vid behov. Reläinställningar kontrolleras vid Hemsjö, Emmaboda och Nybro. Notera att Hemsjö och Nybro är stamnätsstationer med ett stort antal 130 kV-ledningar kopplade till sig utanför figurena.



Figur 30. Kopplingschema Hemsjö-Nybro. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, fränslagen vid tom ruta.

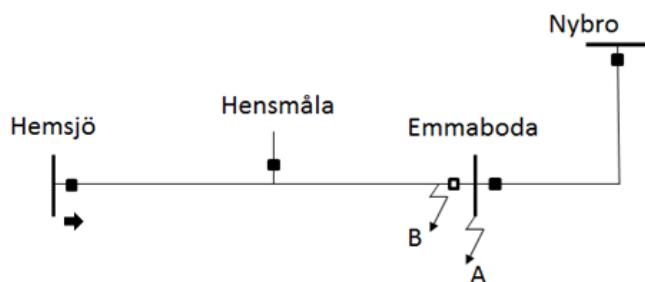
#### 5.2.1.1.1 Hemsjö mot Emmaboda

I Tabell 12 och Figur 31 ses reläskyddsinställningarna för skyddet i Hemsjö samt behandlade felfall för skyddet.

Tabell 12. Reläinställningar för strömmätande jordfelsskydd i Hemsjö, mot Emmaboda

| Reläinställning i HEO mot EBA |        |
|-------------------------------|--------|
| Steg 1                        | 1500 A |
| Steg 2                        | 660 A  |





Figur 31. Felfall behandlade för reläskyddet i Hemsjö. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

I Tabell 13 ses resultatet från felströmsberäkningarna för skyddet i Hemsjö. Den behandlade feltypen är den som ger störst jordfelsströmmar (1 fas till jord). Kopplingsläget gäller för felströmsnätet i stort och där ”mk” står för maxkopplat nät medan ”nk” står för normalkopplat nät. De båda näten (kopplingslägena) har samma topologi, men det maxkopplade nätet har samtliga generatorer anslutna och i drift, till exempel även gasturbiner som normalt sett utgör reservkraftverk.

Tabell 13. Resultat från felströmsberäkningar för i reläskyddet i Hemsjö

| Frånkoppling     | Feltyp          | Felpunkt   | 3I <sub>o</sub> [A] | Kopplingsläge |
|------------------|-----------------|------------|---------------------|---------------|
| EBA-HMA          | 1 fas           | A          | 0                   | mk, nk        |
| EBA-HMA          | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1700                | mk            |
| EBA-HMA          | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1690                | nk            |
| EBA-HMA, HEO-HRD | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1700                | mk            |
| EBA-HMA, HEO-HRD | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1690                | nk            |

Samtliga felströmmar överstiger reläinställningen steg 1 och reläskyddet i Hemsjö kommer att slå ifrån momentant (steg 1), felet kommer att kopplas bort selektivt utan ändring av inställning för skyddet. Även i fallet N-2\* med Hemsjö-Horsaryd frånkopplad kommer reläskyddet att slå ifrån momentant (steg 1). Denna ledning är den som ger störst bidrag av felströmmar till Hemsjö, bortsett från systemtransformatorn. Utfallet blir sådant tack vare den starka tryckpunkten som finns i systemtransformatorn i Hemsjö. Tas systemtransformatorn ur drift har man generellt problem med skydden och provisoriska reläskyddsinställningar måste alltid tas fram när denna tas ur drift, vilket är praxis idag för att kunna följa lagkraven.

#### 5.2.1.1.2 Emmaboda mot Hemsjö

Skyddet tittar in i öppen ända, se Figur 30. Det kommer därför ingen felström från det hållet vid uppmaskning. Är ledningen tillslagen, verkar skyddet under normala omständigheter.

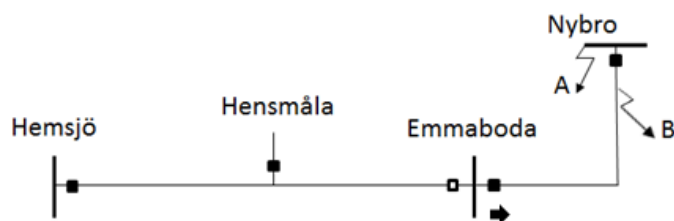
#### 5.2.1.1.3 Emmaboda mot Nybro

I Tabell 14 och Figur 32 ses reläskyddsinställningarna för skyddet i Emmaboda samt behandlade felfall för skyddet.

\* N-2 betyder att nätet har två ledningar frånslagna gentemot grundfallet, i detta fall uppmaskningen plus en till.

Tabell 14. Reläinställningar för strömmätande jordfelskydd i Emmaboda, mot Nybro

| Reläinställning i EBA mot NBO |        |
|-------------------------------|--------|
| Steg 1                        | 1530 A |
| Steg 2                        | 420A   |



Figur 32. Felfall behandlade för reläskyddet i Emmaboda. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

I Tabell 15 ses resultatet från felströmsberäkningarna för skyddet i Emmaboda. Den behandlade feltypen är den som ger störst jordfelsströmmar(fas till fas till jord).

Tabell 15. Resultat från felströmsberäkningar för i reläskyddet i Emmaboda

| Frånkoppling | Feltyp         | Felpunkt   | 3Io [A] | Kopplingsläge |
|--------------|----------------|------------|---------|---------------|
| EBA-HMA      | 2fas           | A          | 860     | nk            |
| EBA-HMA      | 2fas           | A          | 870     | mk            |
| EBA-HMA      | 2fas i ledning | B (85% ut) | 1300    | nk            |
| EBA-HMA      | 2fas i ledning | B (85% ut) | 1300    | mk            |

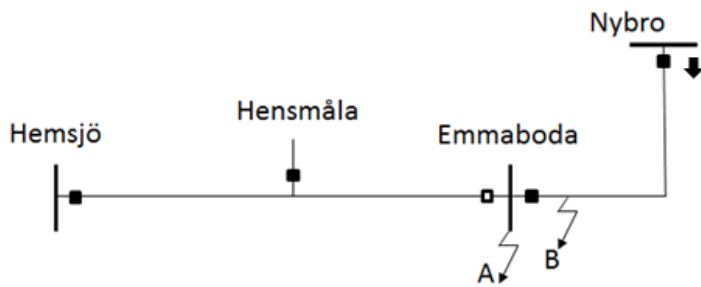
Reläskyddet i Emmaboda kommer att slå ifrån ett fel i Nybro eller 85% ut på ledningen på steg 2. Detta gör den dock även idag i normalfallet med, dvs samma funktion bibehålls med uppmaskning som utan.

#### 5.2.1.1.4 Nybro mot Emmaboda

I Tabell 16 och Figur 33 ses reläskyddsinställningarna för skyddet i Nybro samt behandlade felfall för skyddet.

Tabell 16. Reläinställningar för strömmätande jordfelskydd i Nybro, mot Emmaboda

| Reläinställning i NBO mot EBA |        |
|-------------------------------|--------|
| Steg 1                        | 3675 A |
| Steg 2                        | 900 A  |



Figur 33. Felfall behandlade för reläskyddet i Nybro. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

I Tabell 17 ses resultatet från felströmsberäkningarna för skyddet i Nybro. Den behandlade feltypen är den som ger störst jordfelsströmmar (1 fas till jord).

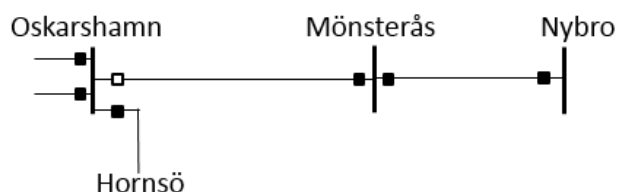
Tabell 17. Resultat från felströmsberäkningar för i reläskyddet i Nybro

| Frånkoppling       | Feltyp          | Felpunkt   | 3I <sub>o</sub> [A] | Kopplingsläge |
|--------------------|-----------------|------------|---------------------|---------------|
| EBA-HMA            | 1 fas           | A          | 2350                | nk            |
| EBA-HMA            | 1 fas           | A          | 2370                | mk            |
| EBA-HMA            | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2900                | nk            |
| EBA-HMA            | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2940                | mk            |
| EBA-HMA, NBO-OFS V | 1 fas           | A          | 2310                | mk            |
| EBA-HMA, NBO-OFS V | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2860                | mk            |

Reläskyddet i Nybro kommer att slå ifrån ett fel i Emmaboda eller 85% ut på ledningen på steg 2. Detta gör den dock även idag i normalfallet, dvs samma funktion bibehålls med uppmaskning som utan. Frånkoppling av Nybro-Orrefors ger ingen skillnad, dvs skyddet har samma funktion vid ett läge N-2. Beror på den starka tryckpunkten i och med systemtransformatorn i Nybro.

### 5.2.1.2 Uppmaskning Oskarshamn-Mönsterås

Uppmaskning på sträckan kan uppnås genom antingen frånkoppling i Oskarshamn eller Mönsterås. För att välja något sker frånkoppling i Oskarshamn, det kan också motiveras att denna väljs då fel på denna brytare möjligtvis kan åtgärdas snabbare då den ligger närmre ett större samhälle, se Figur 34 för kopplingsläget. Reläinställningar kontrolleras vid Oskarshamn, Mönsterås, Nybro samt Hornsö. Notera att Nybro är en stamnätsstation med ett stort antal 130 kV-ledningar kopplade till sig utanför figurerna.



Figur 34. Kopplingschema Oskarshamn – Nybro. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

#### 5.2.1.2.1 Oskarshamn mot Nybro

Skyddet tittar in i öppen ända, se Figur 34. Det kommer därför ingen felström från det hållet vid uppmaskningen. Är ledningen tillslagen, verkar skyddet under normala omständigheter.

#### 5.2.1.2.2 Mönsterås mot Oskarshamn

I Tabell 18 och Figur 35 ses reläskyddsinställningarna för skyddet i Mönsterås samt behandlade felfall för skyddet.

Tabell 18. Reläinställningar för strömmätande jordfelskydd i Mönsterås, mot Oskarshamn

| Reläinställning i MÅS mot OHN |        |
|-------------------------------|--------|
| Steg 1                        | 3000 A |
| Steg 2                        | 1500 A |



Figur 35. Felfall behandlade för reläskyddet i Mönsterås. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

I Tabell 19 ses resultatet från felströmsberäkningarna för skyddet i Mönsterås. Den behandlade feltypen är den som ger störst jordfelsströmmar (1 fas till jord).

Tabell 19. Resultat från felströmsberäkningar för i reläskyddet i Mönsterås

| Frånkoppling        | Feltyp          | Felpunkt   | $3I_o$ [A] | Kopplingsläge |
|---------------------|-----------------|------------|------------|---------------|
| OHN – MÅS           | 1 fas           | A          | 0          | mk, nk        |
| OHN – MÅS           | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2560       | nk            |
| OHN – MÅS           | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2560       | mk            |
| OHN - MÅS, G3 i MÅS | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2390       | nk            |
| OHN - MÅS, G3 i MÅS | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 2380       | mk            |

Reläskyddet i Mönsterås kommer att slå ifrån ett fel 85% ut på ledningen mot Oskarshamn på steg 2. Så sker dock utan uppmaskning med inställda värden idag också, dvs funktionen bibehålls. Även om produktion (G3) kopplas bort i Mönsterås kommer steg 2 att slå ifrån.

#### 5.2.1.2.3 Nybro mot Mönsterås

I Tabell 20 och Figur 36 ses reläskyddsinställningarna för skyddet i Nybro samt behandlade felfall för skyddet.

Tabell 20. Reläinställningar för strömmätande jordfelskydd i Nybro, mot Mönsterås

| Reläinställning i NBO-MÅS |        |
|---------------------------|--------|
| Steg 1                    | 1125 A |
| Steg 2                    | 1050 A |
| Steg 23                   | 525 A  |



Figur 36. Fel fall behandlade för reläskyddet i Nybro. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

I Tabell 21 ses resultatet från felströmsberäkningarna för skyddet i Nybro. Den behandlade feltypen är den som ger störst jordfelsströmmar (1 fas till jord).

Tabell 21. Resultat från felströmsberäkningar för i reläskyddet i Nybro

| Frånkoppling          | Feltyp          | Felpunkt   | 3I <sub>o</sub> [A] | Kopplingsläge |
|-----------------------|-----------------|------------|---------------------|---------------|
| OHN - MÅS             | 1 fas           | A          | 850                 | mk            |
| OHN - MÅS             | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1300                | mk            |
| OHN - MÅS             | 1 fas           | A          | 850                 | nk            |
| OHN - MÅS             | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1300                | nk            |
| OHN - MÅS , NBO-OFS V | 1 fas i ledning | B (85% ut) | 1300                | nk            |

Reläskyddet i Nybro kommer att slå ifrån ett fel 85% ut på ledningen mot Mönsterås momentant. Det kommer slå ifrån för på samlingsskenan i Mönsterås på steg 23 (0,8 sek), vilket inte följer lagkraven idag i detta läge N-1. Vid beräkningarna uppdagades alltså att skyddet inte var korrekt inställt och felet rapporterades till kraftsystemanalysgruppen, som skall korrigera detta. Skyddet klarar även ett momentant frånslag med frånkoppling av Nybro-Orrefors, det vill säga ett läge N-2. Sammantaget kommer skyddet att ha bibehållen funktion, men där inställningen behöver korrigeras för grundfallet.

#### 5.2.1.2.4 Hornsö mot Oskarshamn

I och med att sidoinmatningen från Mönsterås försvinner i ett uppkopplat läge kan det i ett N-2 läge finnas risk för kapplöpning\* mellan reläskydden i Hornsö och Oskarshamn för fel på sträckan Oskarshamn-Simpevarp, se Figur 37 för kopplingschema. Detta kollas därför upp.

I Tabell 22 och Tabell 23 ses reläskyddsinställningarna för skydden i Hornsö samt Oskarshamn.

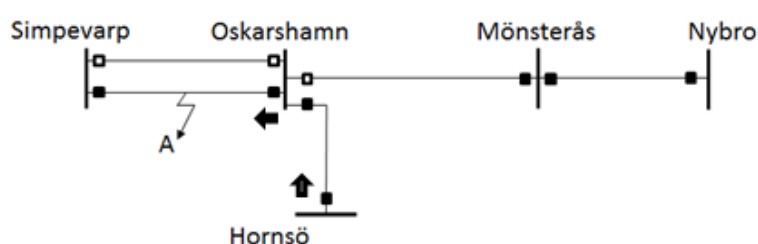
\* Risk för kapplöpning mellan reläskydden innebär att de riskerar att slå ifrån felet på samma steg, det vill säga de "tävlar" om att slå bort felet, till skillnad från att koppla bort det selektivt.

Tabell 22. Reläinställningar för strömmätande jordfelskydd i Hornsö, mot Oskarshamn

| Reläinställning i HOÖ mot OHN |        |
|-------------------------------|--------|
| Steg 1                        | 3060 A |
| Steg 2                        | 1320 A |

Tabell 23. Reläinställningar för strömmätande jordfelskydd i Oskarshamn, mot Simpevarp

| Reläinställning i OHN mot SVP |        |
|-------------------------------|--------|
| Steg 1                        | 3240 A |
| Steg 2                        | 2340 A |
| Steg 23                       | 420 A  |



Figur 37. Felfall behandlade för reläskydden i Hornsö och Oskarshamn. Brytaren är tillslagen vid ifylld ruta, frånslagen vid tom ruta.

I Tabell 24 ses resultatet från felströmsberäkningarna för skydden i Hornsö och Oskarshamn. Den behandlade feltypen är den som ger störst jordfelsströmmar (1 fas till jord).

Tabell 24. Resultat från felströmsberäkningar för i reläskydden i Hornsö och Oskarshamn

| Frånkoppling       | Feltyp          | Felpunkt   | 3I <sub>o</sub> [A] | Kopplingsläge |
|--------------------|-----------------|------------|---------------------|---------------|
| OHN - MÅS, SVP-OHN | 1 fas i ledning | A (50% ut) | 1340 (i Hornsö)     | nk            |
| OHN - MÅS, SVP-OHN | 1 fas i ledning | A (50% ut) | 3520 (i Oskarshamn) | nk            |

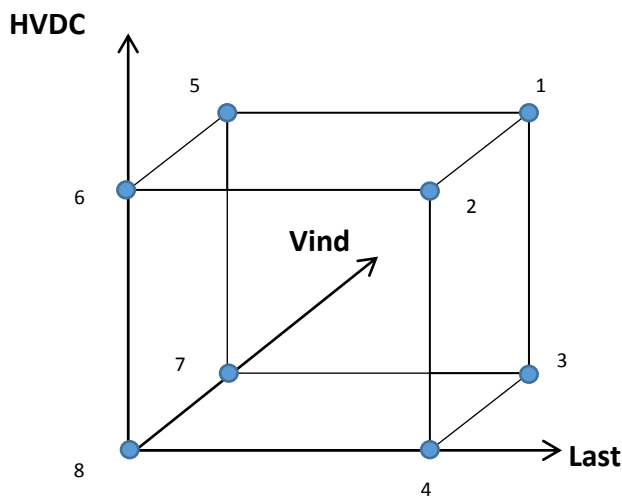
Det ses att reläskyddet i Oskarshamn kommer att slå ifrån momentant medan skyddet i Hornsö kommer att slå ifrån på steg 2 (0,4 sek), dvs felet isoleras selektivt. Vid genomgång av reläskydden noteras även att det finns kommunicerande skydd mellan Oskarshamn och Simpevarp. När skydd i Simpevarp upptäcker felet skickas en signal till Oskarshamn som då får order om att slå ifrån momentant på steg 23 (420 A). Felet kommer därför alltid att kunna kopplas bort selektivt och ett N-2 läge kan tas omhand om med befintliga inställningar.

## 5.2.2 Distansskydd

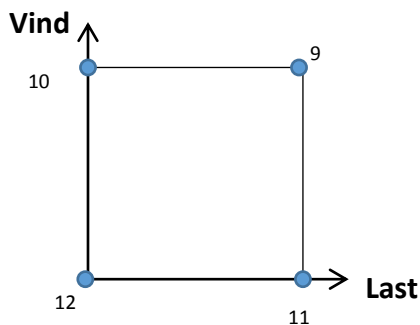
Distansskydden mäter impedansen till felställe på ledningen de överblickar och denna ändras inte i betydande grad för de frånkopplingar som görs. Efter diskussion med kraftsystemgruppen på E.ON beslutades att dessa inställningarna inte undersöks ytterligare. Värt att notera är dock att om systemtransformatorer börjar kopplas bort eller andra starka bidrag till kortslutningseffekten förändras, så finns det risk för att distansskydden börjar överräcka. Överräkning av reläskydden innebär att de ”ser” för långt och kopplar bort fel på andra ledningar/samlingsckenor längre ut i systemet vilket gör att selektiviteten inte upprätthålls.

### 5.3 Felfallsanalys

I Tabell 25 nedan återfinns en sammanställning av resultatet av de gjorda felfallsanalyserna. Analyserna är gjorda efter driftlägen som representerar ytterligheter för det studerade året enligt Figur 38 och Figur 39. Notera att överbelastningarna i tabellen redovisas som summan av fel i ledningar, transformatorer och samlingskenor för det aktuella driftläget. Resultatet för första driftläget ( $Last_{max}$ ,  $Vind_{max}$ ,  $Export_{max}$ ) skall således läsas som att antalet överbelastningar som riskeras i ledningarna är 44st i historiska fallet, vilka kan uppkomma vid fel i ledningar, transformatorer och samlingskenor. Vid fränkoppling av Emmaboda-Hensmåla riskeras 50st överbelastningar, och där de tillkomna överbelastningarna främst återfinns i området kring Knäred. Likaså för fränkoppling av Oskarshamn-Mönsterås, men där antalet uppgår till 49st. I vissa fall är antalet riskerade överbelastningar lika till antalet, men ledningarna är olika, i så fall redovisas vilket området där förbättring och försämring sker.



Figur 38. Numrerade driftlägen i analyserad ordning, spänner upp utfallsrummet för det analyserade året.



Figur 39. Numrerade driftlägen i analyserad ordning, spänner upp utfallsytan för det analyserade året.

Tabell 25. Sammanställning av resultat från felfallsanalysen. Drifflägen som representerar ytterligheterna för året är ordnade enligt Figur 38 och Figur 39.

| Nr | Driffläge   | Temperatur<br>[°C]* | Summerade<br>överbelastningar [antal] |             |             | Kommentarer till förändring gentemot<br>historiskt kopplat nät |
|----|---|---------------------|---------------------------------------|-------------|-------------|--|
|    |   |                     | Historiskt<br>kopplat                 | EBA-<br>HMA | OHN-<br>MÅS |  |
| 1  | Last <sub>max</sub> ,<br>Vind <sub>max</sub> ,<br>Export <sub>max</sub> | -3,9                | 44                                    | 50          | 49          | Försämring runt Knäredsområdet                                 |
| 2  | Last <sub>max</sub> ,<br>Vind <sub>min</sub> ,<br>Export <sub>max</sub> | -0,6                | 39                                    | 40          | 39          | Ingen förändring   |
| 3  | Last <sub>max</sub> ,<br>Vind <sub>max</sub> ,<br>Import <sub>max</sub> | -11,8               | 24                                    | 24          | 24          | Försämring vid Hässleholm.      Förbättring vid Hemsjö         |
| 4  | Last <sub>max</sub> ,<br>Vind <sub>min</sub> ,<br>Import <sub>max</sub> | -2,7                | 7                                     | 5           | 7           | Färre men högre överflöden vid Emmaboda                        |
| 5  | Last <sub>min</sub> ,<br>Vind <sub>max</sub> ,<br>Export <sub>max</sub> | 13,6                | 8                                     | 8           | 10          | Försämring i stamnätet vid Arrie, Ekhyddan-Nybro.              |
| 6  | Last <sub>min</sub> ,<br>Vind <sub>min</sub> ,<br>Export <sub>max</sub> | 12,7                | 6                                     | 6           | 6           | Ingen förändring   |
| 7  | Last <sub>min</sub> ,<br>Vind <sub>max</sub> ,<br>Import <sub>max</sub> | -0,6                | 5                                     | 6           | 6           | Försämring vid Eksjö och Bergkvara                             |
| 8  | Last <sub>min</sub> ,<br>Vind <sub>min</sub> ,<br>Import <sub>max</sub> | 0,6                 | 5                                     | 5           | 5           | Ingen förändring   |
| 9  | Last <sub>max</sub> ,<br>Vind <sub>max</sub>                            | -8,3                | 46                                    | 47          | 46          | Försämring vid Hässleholm      Förbättring vid Emmaboda        |
| 10 | Last <sub>min</sub> ,<br>Vind <sub>max</sub>                            | 11,9                | 4                                     | 4           | 4           | Ingen förändring   |
| 11 | Last <sub>max</sub> ,<br>Vind <sub>min</sub>                            | -2,7                | 41                                    | 48          | 41          | Försämring runt Knäredsområdet                                 |
| 12 | Last <sub>min</sub> ,<br>Vind <sub>min</sub>                            | 13,7                | 2                                     | 2           | 2           | Ingen förändring   |

\* Temperatur i Markaryd för tidsmässigt närmsta mätvärde (Källa: SMHI)

I nästan alla fall är det lika många eller fler ledningar som riskerar att bli överlastade för felfallen med uppmaskning Emmaboda-Hensmåla eller Oskarshamn-Mönsterås. I enbart ett driffläge (Nr 4; Last<sub>max</sub>, Vind<sub>min</sub>, Import<sub>max</sub>) minskar antalet riskerade överbelastningar, då för uppmaskning Emmaboda-Hensmåla. I detta fall blir dock den kvarvarande överbelastningen i området kraftfullare än i det historiska fallet.



Angående de olika parametrarna har lastfaktorn stor inverkan på antalet riskerade överbelastningar, i de driftfall flest antal ledningar riskerar att gå över rate A är lastfaktorn max, vilket ter sig vara logiskt. Vindfaktorn är svårare att säga någonting om då lägen med både hög och låg vindproduktion ger många eller få riskerade överbelastningar. Angående import och export på NordBalt går det att se att antalet riskerade överbelastningar konsekvent är färre då det är max import än max export oavsett läge för last/vindproduktion. Det vill säga import verkar vara gynnsammare ur ett felfallsperspektiv. Då NordBalt har varit ur drift är utfallet ändå likt det vid drift, där återigen lastfaktorn spelar stor roll. Uppmaskningen Emmaboda-Hensmåla ger i större utsträckning fler antal riskerade överbelastningar än Oskarhamn-Mönsterås, merparten av dessa uppkommer om systemtransformatorn i Hemsjö löses ut och överbelastningarna hamnar i området kring Knäred/Hässleholm. Detta beror på att uppmaskningen Emmaboda-Hensmåla bryter effektflödet söderut mellan Hemsjö-Nybro och kraften istället i större utsträckning går via Knäredredsområdet vidare söderut. Detta flöde över Knäred är i det historiskt kopplade fallet även högt, men uppmaskningen gör att det går över gränsen.

Tittar man på temperaturen ser man dock att det finns en marginal då rate A är för  $0^{\circ}\text{C}$  medan det i dessa driftlägen när försämring sker är minusgrader, det vill säga avkylningen är troligtvis bättre vilket leder till mindre nedhäng. Läger man dessutom till att det är tillåtet att gå till rate B i och med att vi befinner oss i ett felfall finns ytterligare marginal. Totalt sett var det vid 1 tillfälle som överträdelse av rate B riskerades i det uppmaskade läget jämfört med det historiska. Detta var för uppmaskningen Emmaboda-Hensmåla och gällde tillfället ( $\text{Last}_{\text{max}}$ ,  $\text{Vind}_{\text{min}}$ ,  $\text{Import}_{\text{max}}$ ) vid bortfall av Hemsjötransformatorn. Samma uppmaskning gav dock också 1 förbättring när rate B inte längre riskerades, men gjorde det i det historiska tillfället, detta för tillfället ( $\text{Last}_{\text{max}}$ ,  $\text{Vind}_{\text{max}}$ ,  $\text{Import}_{\text{max}}$ ). Det kan därför konstateras att sett över alla tidpunkter sker ingen försämring utanför tillåtna gränser vid ett felfall.

Även om det inte är några problem med tillåtna gränser kan det konstateras att vid dessa uppmaskningar sker en förflyttning av överbelastningar mot ett område som redan idag har problem med överbelastningar.

## 5.4 Tillförlitlighet

Det har identifierats fyra olika komponenter i vilka en driftstörning skulle innebära en förändring (försämring) i det uppmaskade läget jämfört med i det historiskt kopplade. Det vill säga sker ett oplanerat avbrott i någon av dessa blir samlingsskenorna (uttagspunkterna) på 130 kV i Emmaboda, Hensmåla eller Mönsterås strömlösa jämfört med det historiskt kopplade läget. Se Tabell 26 för redovisning av dessa driftstörningar och i vilka fall de gäller. Notera att ett fel i Nybros samlingsskena ger förändring för båda uppmaskningarna.

Tabell 26. Identifierade komponenter i vilka en driftstörning skulle ge en försämring i det uppmaskade läget, samt konsekvenser.

| Uppmaskning | Driftstörning                  | Konsekvens              | Kunder  | Störningskänsliga kunder                     |
|-------------|--------------------------------|-------------------------|---------|--|
| EBA-HMA     | Samlingsskena Nybro<br>130 kV  | Strömlöst i Emmaboda    | 2338st* | 10st, Energibolag, industri<br>etc.          |
|             | Samlingsskena Hemsjö<br>130 kV | Strömlöst i Hensmåla    | 9605st* | 53st, Energibolag, Industri,<br>Trafikverket |
|             | Ledning NBO-EBA                | Strömlöst i Emmaboda    | 2338st* | 10st, Energibolag, industri<br>etc.          |
| OHN - MÅS   | Samlingsskena Nybro<br>130 kV  | Strömlöst i Mönsterås B | 2st     | 2st Industri, Vindproduktion                 |
|             | Ledning NBO-MÅS                | Strömlöst i Mönsterås B | 2st     | 2st Industri, Vindproduktion                 |

\*Kunderna inkluderar energibolag som i sin tur har kunder, dvs antalet underskattar mängden slutliga användare.

I bilaga 2 redovisas avbrottsstatistiken för de fyra identifierade komponenterna under åren 2000 tom 2017. Som framgår är antalet driftstörningar väldigt få, vilket gör det statistiska underlaget bristfälligt att bygga en analys på. Observera att det är de driftstörningar som ger bestående fel som ger den verkliga skillnaden mellan kopplingslägena. De fel som återkopplas per automatik (exempelvis efter blixtnedslag) gör även så i ett uppmaskat läge. Under åren som gått har förbättringar skett i nätet vilket gör att historiska driftstörningar kanske inte hade gett något avbrott idag. Exempelvis har man efter stormen Gudrun 2005 satsat mycket på trädsäkring och Energimarknadsinspektionen sätter idag krav på att luftledningar över 25 kV inte ska kunna få avbrott på grund av nedfallande träd (EI, 2016). I ett uppmaskat läge har man också den fränkopplade ledningen spänningssatt och redo att kopplas in vid fel i den radialmatande ledningen, vilket gör att avbrottstiderna i framtida fall kommer att bli mycket mindre än de historiska avbrottstiderna.

En viktig förändring i ett framtida uppmaskat fall är att återinkopplingen vid ett bestående fel (den spänningssatta ledningen som sätts in) sker manuellt. Idag i det historiskt kopplade läget slås en brytare ifrån och samlingsskenan matas från ett annat håll, vilket gör att upptäckten av larmet och tillkopplingstiden för den felaktiga komponenten inte är kritisk. I det uppmaskade läget är detta dock mycket viktigt. Det som tar längst tid är enligt de som jobbat i driftcentralen att identifiera driftstörningen och förstå felet, medan själva tillkopplingen ofta kan ske mycket snabbt. Hur lång tid det tar beror på förutsättningarna i driftcentralen, om det till exempel är måndag morgon och en driftstörning sker mitt under pågående drifttagning av nya anläggningsdelar, telefoner som ringer och en driftledare som vill höra vad som hänt under helgen, kommer troligtvis avbrottstiden att skilja sig mot om felet sker mitt under en lugn dag med låg last och gott om personal.

För att kunna uppskatta påverkan av en driftstörning har därför följande två fall tagits fram som representerar två ytterligheter för en tänkt driftstörning.

- Fall 1: Hög arbetsbelastning för personal och hög last, kan exempelvis vara en stressig vintermorgon
- Fall 2: Låg arbetsbelastning för personal och låg last, kan exempelvis vara en lugn sommarnatt.

I Tabell 27 till Tabell 29 ses konsekvensen av en sådan tänkt driftstörning. Avbrottstiden är framtagen efter diskussion med personal som jobbat i driftcentralen och bör ses som en fingervisning. Storlek på last och produktion är framtagna för den specifika uttagsspunkten med data från estimaten under det undersökta året.

Tabell 27. Sammanställning av konstruerat bortfall av Emmaboda enligt fall 1 och 2.

| Emmaboda |      |             |                |                              |
|----------|------|-------------|----------------|------------------------------|
| Fall     | Last | Avbrottstid | ILE            | ILE av årlig överförd energi |
| 1        | 50MW | 20-30min    | 17 - 25 MWh    | 0,08-0,12 ‰                  |
| 2        | 5MW  | 5-10min     | 0,4 - 0,85 MWh | <0,004 ‰                     |

Tabell 28. Sammanställning av konstruerat bortfall av Hensmåla enligt fall 1 och 2.

| Hensmåla |      |             |               |                              |
|----------|------|-------------|---------------|------------------------------|
| Fall     | Last | Avbrottstid | ILE           | ILE av årlig överförd energi |
| 1        | 45MW | 20-30min    | 15-23 MWh     | 0,08-0,12 ‰                  |
| 2        | 7MW  | 5-10min     | 0,6 - 1,2 MWh | <0,006 ‰                     |

Tabell 29. Sammanställning av konstruerat bortfall av Mönsterås enligt fall 1 och 2.

| Mönsterås |      |             |               |                              |
|-----------|------|-------------|---------------|------------------------------|
| Fall      | Last | Avbrottstid | ILE           | ILE av årlig överförd energi |
| 1         | 20MW | 20-30min    | 7 - 10 MWh    | 0,04-0,06 ‰                  |
| 2         | 1MW  | 5-10min     | 0,1 - 0,2 MWh | <0,0012 ‰                    |

Då det nästan bara sker produktion i Mönsterås togs även ett fall 3 fram. Detta representerar ett fall då produktionen ligger på max medan personalen i driftcentralen är fullt upptagen, se Tabell 30.

Tabell 30. Sammanställning av konstruerat bortfall av Emmaboda enligt fall 3.

| Mönsterås |            |             |             |                              |
|-----------|------------|-------------|-------------|------------------------------|
| Fall      | Produktion | Avbrottstid | ILE         | ILE av årlig överförd energi |
| 3         | 40MW       | 20-30min    | 13 - 20 MWh | 0,08-0,12 ‰                  |

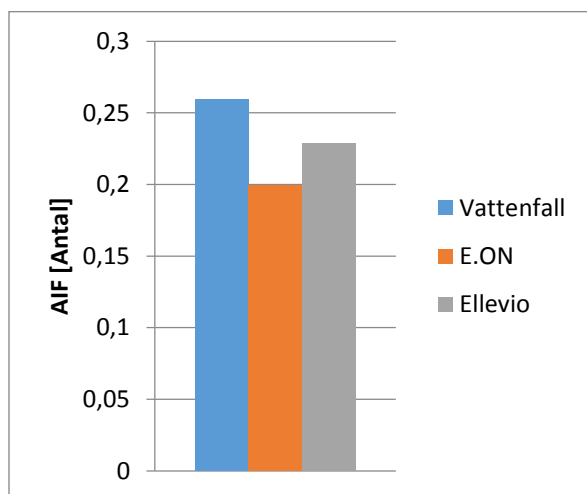
Som kan ses i tabellerna ovan genererar *en* tänkt driftstörning en förlust på ca högst en tiotusendel av den årliga överförda energimängden. Observera även att en sådan driftstörning är väldigt ovanlig med stöd från avbrottsstatistiken.

Vad gäller påverkan på AIT och AIF undersöktes vad *en* driftstörning hade för inverkan på avbrottsindikatorerna (dvs  $\lambda_k = 1$ ). Avbrottstiden sattes enligt fall 2 till 30 min för att få största möjliga påverkan på indikatorerna. Resultaten återfinns i Tabell 31.

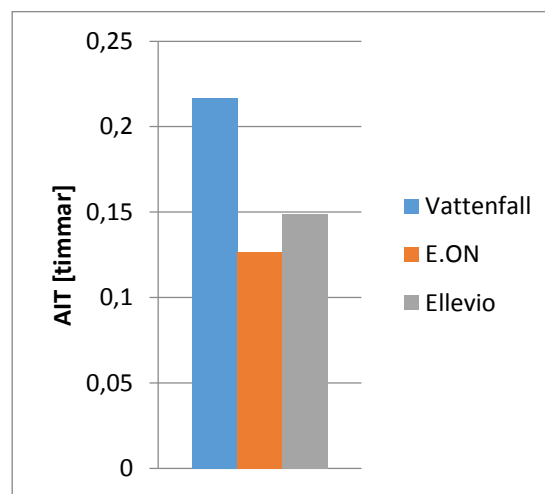
Tabell 31. Sammanställning av AIF och AIT.

|                                     | Emmaboda | Hensmåla | Mönsterås |            |
|-------------------------------------|----------|----------|-----------|------------|
|                                     | Last     | Last     | Last      | Produktion |
| Pk (MW)                             | 23,7     | 22,1     | 4,9       | -19,8      |
| ILEffekt (MW)                       | 23,7     | 22,1     | 4,9       | -19,8      |
| ILE (MWh)                           | 11,9     | 11,0     | 2,4       | -9,9       |
| AIF (antal)                         | 0,009    | 0,008    | 0,002     | 0,008      |
| AIT (timmar)                        | 0,005    | 0,004    | 0,001     | 0,004      |
| AIF, Del av medelvärde år 2006-2016 | 4,5%     | 4,2%     | 0,9%      | 3,8%       |
| AIT, Del av medelvärde år 2006-2016 | 3,6%     | 3,3%     | 0,7%      | 3,0%       |

Längst ner i tabellen ses en jämförelse med medelvärdet för perioden 2006-2016 för E.ON (EI, 2017). Där ses det att en driftstörning är på ca 3-5% av medelvärdet för indikatorerna, dvs ca 20-30st driftstörningar per år av denna storleksordning ger medelvärdet för E.ON under denna period. I Figur 40 och Figur 41 nedan ges medelvärdet för hela regionnätet hos Vattenfall, E.ON och Ellevio under samma period, det går där att se att E.ON ligger lägst av de tre, för båda parametrarna.



Figur 40. Visar medelvärdet av AIF för perioden 2006-2016 för de tre största regionnätägarna. (EI 2017)



Figur 41. Visar medelvärdet av AIT för perioden 2006-2016 för de tre största regionnätägarna. (EI 2017)

Intressant nog noterar även Energimarknadsinspektionen att det i statistiken för åren 2006-2016 inte finns något tydligt samband mellan leveranssäkerheten i regionnätet och större väderstörningar, då år med större väderstörningar inte skiljer sig nämnvärt från resterande (EI, 2017).

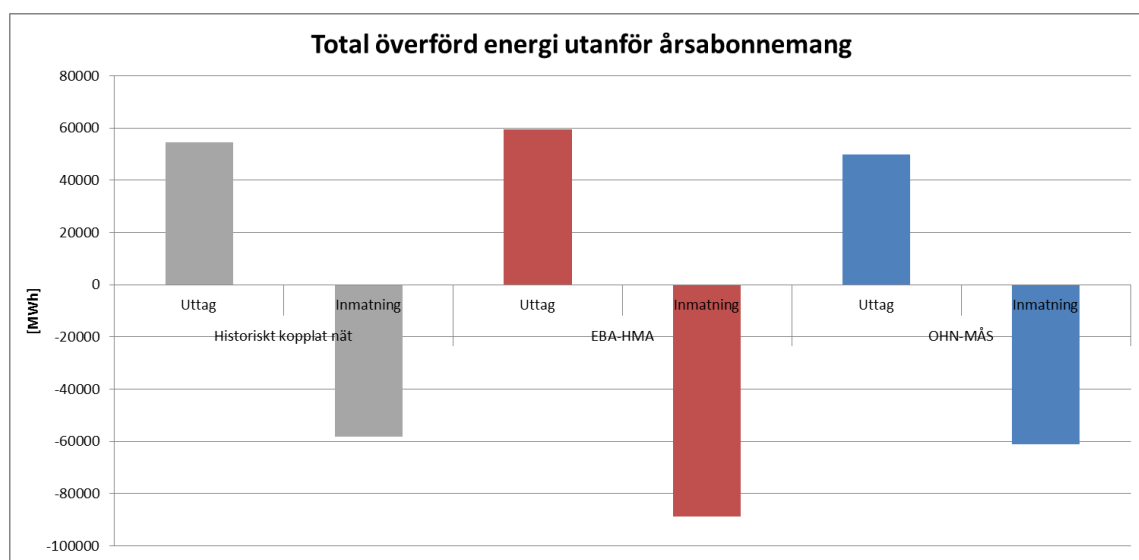
Energimarknadsinspektionen sätter även funktionskrav (EIFS 2013:1) på avbrottsstider för uttagspunkter där det är möjligt att överföra mer än 2 MW effekt. För uttagspunkter större än 20MW gäller krav på en avbrottsstid på högst 2h vid normala återställningsförhållanden. Vilket med marginal är längre än den tilltagna tiden på 30 minuter.

Vad gäller ekonomiska konsekvenser i fråga om avbrottsersättning har en kund rätt till ersättning enligt ellagen (1997:857) om ett oplanerat avbrott tar mer än 12 timmar att åtgärda. E.ON har också som kundlöfte att om en kund under de senaste 12 månaderna drabbats av mer än 11

oplanerade avbrott, som varat mer än 3 minuter per gång, kommer kunden att kompenseras ekonomiskt (E.ON Energidistribution, 2018). Att ett uppmaskat läge skall ge dessa mängder avbrott hålls dock som ytterst osannolikt med tanke på den historiska avbrottsstatistiken. Även om ett fel i regionnätet kan orsaka fel i lokalnätet som tar längre tid att åtgärda än gränspunktens avbrotts-tid.

## 5.5 Abonnemang

I Figur 42 nedan återfinns det sammanställda resultatet av energi överförd utöver de årliga abonnemangen i de fyra stamnätsstationerna inkluderade i studieområdet, Nybro, Hemsjö, Alvesta och Oskarshamn/Simpevarp. För det historiska året togs ca 55 000MWh ut från stamnätet i de fyra stamnätsstationerna utöver de tecknade årsabonnemangen i dessa punkter. Dryga 58 000MWh matades in från 130 kV till stamnätet i dessa punkter utöver abonnemangsgränserna.



Figur 42. Visar förändring av överförd energi utöver abonnemang. Uttagen energi är energi hämtad från stamnätet, inmatad energi är energi inmatat till stamnätet. Grå staplar representerar det historiskt kopplade nätet. Röda staplar representerar fallet om nätet är uppmaskat mellan Emmaboda-Hensmåla. Blå staplar representerar fallet om nätet är uppmaskat mellan Oskarshamn-Mönsterås.

I det fall en uppmaskning av Emmaboda-Hensmåla skulle göras skulle uttagen utöver abonnemangen totalt sett höjas med ca 9% till 60 000MWh. Det är främst uttagen i Hemsjö som ökar, detta då denna fränkoppling bryter subtransiteringen från Nybro till Hemsjö, vilket leder till att mer kraft måste hämtas ut på plats i Hemsjö. Resterande tre uttagningspunkter har marginellt förändrade uttag. Inmatningen från 130 kV-nätet i de fyra punkterna ökar desto mer, med 52% till knappa 90 000MWh inmatad energi. Ökningen sker i princip uteslutande i Nybro, men även Oskarshamn/Simpevarp ökar sin inmatning till viss del. Ökningen beror på att kraften som tidigare gick ner i Nybro för att transiteras vidare till Hemsjö istället går upp i stamnätet i detta fall.

I det fall en uppmaskning av Oskarshamn-Mönsterås skulle göras skulle uttagen utöver abonnemangen totalt sett minska med ca 8% till ca 50 000MWh. Minskningen sker dock endast i Oskarshamn/Simpevarp, medan uttagen ökar i de tre andra stationerna, dessa är dock marginella vilket leder till en negativ nettoförändring. Det ter sig logiskt att uttagen minskar i

Oskarshamn/Simpevarp då fränkopplingen av Oskarshamn-Mönsterås bryter transiteringen därifrån vidare söderut mot Nybro, och att kraften istället går upp i 400 kV-nätet istället. Vad gäller inmatningen så ökar denna med ca 5% från dryga 58 000MWh till dryga 61 000MWh. Återigen är det stor förändring i Oskarshamn/Simpevarp, där inmatningen fördubblas, vilket går i linje med att uttagen också har minskat enligt tidigare resonemang. I Nybro nära halveras dock inmatningen vilket kan ha sin förklaring i att energin som tidigare kom från Oskarshamn via regionnätet, trycktes upp genom systemtransformatorn i Nybro, vilket utgår i det uppmaskade läget. Nettoförändringen blir ändå att Oskarshamn/Simpevarp ökar sin inmatning mer än Nybro sänker sin, dvs totala inmatningen för denna uppmaskning ökar en aning.

Sammantaget uppvisar alltså uppmaskningen Emmaboda-Hensmåla totalt sett en spridning av överförd energi utöver abonnemangen. Det vill säga både uttag och inmatning ökar, sammantaget med ca 32 %. Uppmaskningen Oskarshamn-Mönsterås uppvisar å sin sida främst en förskjutning av den överförda energin utöver abonnemangen, det vill säga uttagen minskar medan inmatningen ökar. Dock minskar dess totala energiöverföring (uttag + inmatning) något, med ca 1,5 %.

I Tabell 32 ses priserna för de olika stamnätsstationerna. Som går att se skiljer inte tarifferna för stationerna sig nämnvärt ifrån varandra, istället är det skillnaden på kostnad mellan att mata in och hämta ut energi som främst skiljer sig.

Tabell 32. *Stamnätstariffer i uttagspunkter år 2018 (SVK 2017b)*

| <b>Stamnätspriser 2018</b>  |                          |                      |
|-----------------------------|--------------------------|----------------------|
|                             | <b>Inmatning [kr/kW]</b> | <b>Uttag [kr/kW]</b> |
| <b>Alvesta</b>              | 28                       | 90                   |
| <b>Oskarshamn/Simpevarp</b> | 29                       | 88                   |
| <b>Hemsjö</b>               | 26                       | 92                   |
| <b>Nybro</b>                | 27                       | 90                   |

I fråga om abonnemang kommer uppmaskningen av Emmaboda-Hensmåla leda till högre kostnader då både uttag och inmatning ökar. Det sker även en ekonomiskt negativ förflyttning av uttagen, då ökningen av uttagen främst sker i Hemsjö där kraften är som dyrast, även om prisskillnaden är liten. Inmatning ökar främst i Nybro där den varken är billigast eller dyrast i området.

För uppmaskningen av Oskarshamn-Mönsterås kommer kostnaderna att minska. Detta då uttagen minskar i större utsträckning än inmatningen ökar, och att det är ca 3 gånger dyrare att ta ut än att mata in effekt. Mer detaljerat går det dock även här att se en ekonomiskt ofördelaktig förflyttning av energiöverföringen. Uttagen minskar i Oskarshamn/Simpevarp där uttagen är som billigast, medan de ökar i de tre andra punkterna där det är dyrare. Inmatningen fördubblas i Oskarshamn/Simpevarp där inmatningen är som dyrast medan den nära halveras i Nybro, där den är som billigast. Dock som sagt sker en ekonomisk fördelaktig förändring i och med förflyttningen från uttag till inmatning.

## 5.6 Sammanfattat resultat

De fem analyserna har visat på olika resultat, vilka sammanfattas här. Frånkoppling av Emmaboda-Hensmåla och Oskarshamn-Mönsterås visade sig vara mest fördelaktiga ur ett förlustreduceringsperspektiv för E.ON, med en besparing på 6,3 GWh respektive 4,7 GWh. Överbelastningsförändringen gentemot rate A var liten där överbelastningarna ökade för Emmaboda-Hensmåla med 6 gånger och var oförändrad för Oskarshamn-Mönsterås. Felbortkopplingsanalysen visade att reläskydden klarar ett uppmaskat läge inklusive ett läge då ytterligare en ledning faller bort, med befintliga inställningar. Felfallsanalysen visade att när subtransiteringar bryts i de östra delarna av nätet, behöver de västra delarna ta på sig extra överföring för att tillgodose konsumenterna vidare söderut. Sker ett felfall i de östra delarna, dvs ytterligare en komponent försvinner, blir denna förskjutning av belastningarna extra tydlig. Förskjutningen var dock inte stor nog för att en försämring av överbelastningar utanför tillåtna gränsvärden för ett felfallsläge skulle åstadkommas, dvs överskridning av rate B. Analysen av tillförlitligheten visade att en driftstörning är mycket ovanlig, men sker den i ett uppmaskat läge kommer radiallagda stationer att bli spänningslösa. Att det skulle leda till konsekvenser utanför Energimarknadsinspektionens funktionskrav eller få ekonomiska konsekvenser hålls dock som ytterst osannolik. Analysen av abonnemangen i gränspunkter till stamnätet visade att uppmaskningen av Emmaboda-Hensmåla ledde till en spridning mellan uttagen och inmatad energi i gränspunkterna, det vill säga högre kostnader. Uppmaskningen av Oskarshamn-Mönsterås ledde till ett minskat uttag, men ökad inmatning. Då det är dyrare att hämta ut energi än att mata in energi i södra Sverige är detta en ekonomisk fördelaktig förskjutning, det vill säga kostnaderna minskar med denna uppmaskning.

## 6 Diskussion

---

*Detta kapitel presenterar en efterföljande diskussion kring arbete som gjorts. Kapitlet börjar med att ta upp delar som berört arbetet i stort för att sedan leda in på tankar och idéer kring de ingående analysdelarna.*

---

### 6.1 Studieområdet

Att välja ut ett område att analysera visade sig vara ganska svårt. Regionnätet är kraftigt maskat och det finns ofta inte bara en väg att ta mellan två stamnätsstationer. Det var en balansgång mellan att få med tillräckligt mycket information och att inte göra området för komplext. För att inte suboptimera problemet behölls utomliggande delar av systemet. Estimatet innehöll redan all nödvändig information om resterande delar i systemet, och det behövdes inte skapas någon ekvivalent för resterande system vilket var tanken från början. För att göra en jämförelsebar bedömning av påverkan av en fränkoppling övervägdes det även att utgå från ett nät som såg likadant ut över hela året, så antalet konvergerade estimat skulle bli lika för alla fränkopplingar. Dock skulle ledningar behöva kopplas till i sådana fall som inte funnits med under det historiska året, vilket i slutändan ansågs ha för stor inverkan på de flöden och förluster som skulle analyseras. I framtiden kommer även topologin att variera på grund av underhållsarbete med mera vilket är en förutsättning man får acceptera. Resultaten är till viss del områdesspecifika och hade ett annat område studerats är det möjligt att andra resultat hade uppnåtts. En stor del av problematiken som dyker upp i detta område kommer dock mest sannolikt att kännas igen om ett annat område studeras.

### 6.2 PSS/E

För att konvergera estimaten behövdes det bestämmas vilka skenor som skulle sättas till utjämningsnoder. I estimaten SVK förbereder och skickar ut till regionnätsföretagen sätts dessa för enkelhetens skull efter storleksordningen på generatorerna för att säkerställa tillräcklig regleringsförmåga. O3 i Oskarshamn har allt som oftast satts till utjämningsnod av Svenska Kraftnät när den varit i bruk. Problem med detta är dels att kärnkraften inte står för regleringen i Sverige och dels att denna sitter i precis anslutning till studieområdet, vilket gör att kompenationer där skulle påverka resultaten i arbetet. I analysen har därför utjämningsnoderna flyttats till norrländsk vattenkraft. Generatorerna i Harsprånget har främst använts. När dessa varit ur drift eller inte kunnat konvergera estimaten har Ringhals fått användas. Då det inte har kunnat tas allt för stor hänsyn till individuella fall på grund av den stora mängden data, har estimaten ansetts okonvergerbara om ingen av dessa generatorer har kunnat konvergera estimaten. Sammantaget kunde dock 97% av estimaten konvergeras (för det historiskt kopplade nätet) vilket ansågs acceptabelt. En icke försumbar andel estimat som SVK har skickat, har även innehållit fel från början. Dessa kunde inte ens konvergeras innan behandlingen av dem påbörjades.

Det har skrivits två olika Python-script för att analysera effektlöden i PSS/E. Ett som behandlar endast en fränkoppling per estimat-fil och ett som behandlar många olika fränkopplingar per estimat-fil. Först skrevs bara scriptet som behandlade en fränkoppling, men då det sågs att det var ohållbart ur ett tidsmässigt perspektiv att använda det scriptet för alla fränkopplingar som skulle analyseras, fick det andra skrivas med. Nackdelen med att gå över till ett script som



analyserar många olika fränkopplingar per estimat är att fränkopplingar som gjorts tidigare i estimatet kan ha en påverkan på resultatet för nästkommande fränkoppling. Detta visar sig till exempel om estimatet inte konvergerar om en fränkoppling görs. Att koppla till ledningen igen för att försöka konvergera det igen kommer inte leda till att estimatet återgår till ett konvergerat läge. Detta beror på att värden för spänningar, effektflöden, kondensatorbatterier etc. som ett resultat av föregående beräkning ligger för långt ifrån grundläget (det vill säga det SVK rapporterat). PSS/E kan alltså inte hitta tillbaka genom alla iterationer som gjordes. Istället behöver estimat-filen öppnas på nytt av scriptet, så att de ursprungliga värdena på komponenterna kan återfås. I det fall endast en ledning kopplas från per estimat, har ingen tidigare fränkoppling (beräkning) gjorts i estimatet och grundläget fås alltid som förutsättning. Att använda detta sätt skulle vara att föredra, om det inte tog för lång tid att göra alla analyser. I Python-scriptet som skrivits för de flertaliga fränkopplingarna har det tagits omhand om dessa situationer när estimaten inte konvergerat, så att estimatet öppnas på nytt så att nästa ledning får förutsättningar enligt SVKs grundläge på alla komponenter, och inte automatiskt blir icke konvergerbar. Det var dock relativt sällsynt att detta behövdes. Det var snarare situationer som att ett kondensatorbatteri behövde kopplas till för att få estimatet att konvergera, för en fränkoppling, och att då detta batteri var tillkopplat när nästa ledning skulle analyseras, vilket skiljer situationen för denna nästa ledning gentemot SVKs rapporterade läge på komponenterna.

Optimalt skulle dessa två Python-script uppnå exakt samma resultat. Men som kan ses i avsnitt 5.1.1 i urval av ledningar blev det en marginell skillnad, vilket är en liten felkälla. Viktigt är då att relatera resultaten till de konvergerade estimaten, vilka representerar utfallet. Att det just blev något fler konvergerade estimat för scriptet som behandlar fler fränkopplingar, kan ha att göra med iakttagelsen att PSS/E verkar ha vissa problem med att konvergera estimat om det görs stora och snabba förändringar. Görs istället förändringarna i små etapper, med samma slutläge som om förändringen gjordes på direkten, klarar programmet ofta av att konvergera estimatet. Detta kan ses som att flertalet fränkopplingar i rad blir små förändringar i etapper, gentemot att testa en fränkoppling för att sedan gå vidare till nästa estimat.

### 6.3 Använda rater

Det finns en problematik i att välja att titta på överbelastningar av rate A eller rate C, som är högst aktuell på E.ON idag. Väljer man att titta på överbelastningar av rate A, så innebär det att man går miste om farliga fall när det är varmare än  $0^{\circ}\text{C}$  ute. När det är varmare ute, kan ledningen ute i verkligheten nå ett otillåtet nedhäng innan gränsen för rate A är uppnådd. Det vill säga det uppstår fall som inte upptäcks om rate A används som larmgräns. Detta ställs mot att välja att titta på rate C, som istället genererar ett överflöd av larm. Detta då denna är uträknad för  $25^{\circ}\text{C}$  när det i själva verket ofta är kallare än så, och det ute i verkligheten inte är någon risk att ledningen nått ett otillåtet nedhäng. Det finns fördelar och nackdelar med båda gränserna, i detta arbete valdes slutligen att titta på rate A, då det är denna som E.ON själva använder som larmgräns i driftcentralen. I detta arbete är det skillnaden som är det intressanta. Att nätet gått över 1025 gånger har onekligen fungerat under året. Problematiken skulle kunna åtgärdas genom att börja använda sig av dynamiska larmgränser, dvs DLR.

## 6.4 Effektflödesanalys

I denna analys är det de aktiva förlusterna som har studerats. Dessa kostar E.ON pengar genom att de behöver handlas upp på en börs. Kvantiteterna på förlusterna i detta arbete i GWh bör dock ses som indikationer och inte absoluta belopp. Detta därför att tiden mellan estimaten inte nödvändigtvis är exakt en timme som effekten kan multipliceras med. Då det också bara var första estimatet för varje ny timme som plockades med, och inte alla estimat, har även effekten varierat mellan de tidpunkter som är medtagna vilket gör kvantiteten i GWh lite mer osäker. Sedan finns också dimensionen att i denna analys har det inte tagits hänsyn till situationer när en fränkoppling i praktiken inte görs, bara om det är möjligt eller inte. I verkligheten kan det finnas tillfällen när det är möjligt att ligga radiellt, men att man ändå väljer att inte göra det. Till exempel om man har underhåll på en annan ledning i närheten och man inte vill riskera att ligga radiellt. I verkligheten kan därför den fränkopplade tiden mycket väl vara kortare och förlustbesparingen mindre. När estimaten inte konvergerar (och det inte varit fel på dem) är även det ett tecken på att ledningen behöver vara tillslagen vissa perioder. Dessa fall är dock som bekant inte medtagna i förlustkvantiteterna.

Angående överbelastningarna av rate A kan det diskuteras vilket mått som är bra att användas. Då detta arbete behandlade ledningarna för en period på ett år, föll valet på att använda summor i antal gånger och ackumulerad procent. Detta för att få en indikation på antalet överträdelser samt hur kraftiga de varit. Tillsammans kan de även visa på en snittöverträdelse. Det går också att tänka sig att ta ut den genomsnittliga överträdelser, eller till exempel max-överträdelser. Resultaten för överträdelserna visar en hög ackumulerad procent. Vid genomgång av estimaten sågs det att det var ett 50-tal överträdelser som stod för ca 35% av de ackumulerade procenten. Dessa estimat har kunnat konvergeras, men misstanke finns att det kan vara någonting fel på dem då de avviker relativt kraftigt från resten. Att börja plocka bort estimat man tror det kan vara fel på är dock vanskligt, då det är väldigt svårt att vara helt säker. Det gick dock att se att dessa estimat gav värden i samma storleksordning för det historiskt kopplade nätet som för alla fränkopplingar. Det kan därför antas att de gav lika mycket fel för alla lägen, vilket gör att när man tittar på skillnaden mellan det historiskt kopplade nätet och de olika uppmaskningarna, vilket är det som är av intresse i detta arbete, tar felen ut varandra. En förklaring till möjlig felkälla på dessa estimat skulle kunna vara att det funnits en fördröjning mellan toplogin i estimatmodellen och verkligheten.

Vid urvalet av ledningar för de senare analyserna hade det kunnat vara intressant att få en bredare analys genom att inkludera Haga-Lessebo, som uppvisade potential att reducera förlusterna med knappa 1GWh. Avvägningen gjordes dock att inte plocka med denna för att begränsa arbetet och upprätthålla tidsplanen.

## 6.5 Felbortkopplingsanalys

Rörande felbortkopplingen handlar det egentligen inte om det är möjligt eller inte att följa lagkraven. Istället handlar det om att man behöver kunna ta höjd för en ökad flexibilitet i nätet, det vill säga lägen då nätet har en topologi som idag, samt lägen då ledningar är fränkopplade (uppmaskade). Det finns redan tekniska lösningar på dessa problem idag, så ytterst blir det en ekonomisk fråga i att installera nya typer av mer komplexa skydd. Samt att vara medveten om graden av arbetsbelastning för kraftsystemgruppen som ansvarar för skydden. Vi har dock inte på

långa vägar sett slutet på den pågående förändringen av systemet vi befinner oss i, där man ser att flexibiliteten i näten behöver öka, vilket på sikt kan göra att dessa situationer till viss del blir oundvikliga.

Angående distansskydden gjordes som sagt begränsningen att dessa inte undersöktes ytterligare. Detta hade sin grund i att personal ur kraftsystemgruppen inte kunde se att dessa fränkopplingar skulle ha någon påverkan på dessa skydd. Däremot var de oroliga över jordfelskydden. Det var också problem med att distanskyddsberäkningarna gick via MATLAB, och där det på ett stort företag som E.ON finns en viss omständighet att få tillgång till licenser m.m. Avvägningen gjordes därför att mycket arbete för lite resultat inte skulle göras.

## 6.6 Felfallsanalys

Systemtransformatorn i Hemsjö stod för många fall av skillnaderna mellan de uppmaskade lägena och det historiska. Ett fel i en transformator är ovanligt, och till exempel i det dagliga felfallsarbetet på E.ON, tittar man endast på vad fel i ledningar kan leda till för konsekvenser.

## 6.7 Tillgänglighetsanalys

Resultaten i tillgänglighetsanalysen bygger till stor del på uppskattningar på avbrottstiden som gjorts av personer som jobbat i driftcentralen. Även om man har en väldigt mängd data på avbrottsstatistik är varje driftstörning unik, och det är svårt att säga exakt hur ett fel skulle påverka tillgängligheten i framtiden. Att utgå från väl avvägda uppskattningar blev därför vägen att gå.

Ett sätt att bibehålla tillgängligheten men att ändå i grundfallet ligga radiellt är att använda sig av automatiska system som kan sköta tillkopplingen. På detta sätt kan ett system vid en driftstörning momentant gå in och koppla till den spänningssatta ledningen som ligger redo från andra hållet, och driftstörningen behöver inte förändra läget gentemot idag. Det går även att tänka sig att ägna sig åt preventiva åtgärder, som att sluta maskorna igen för att inta en förstärkt position om det till exempel väntas en storm. Energimarknadsinspektionen kunde dock inte påvisa något samband mellan avbrottsstatistiken och leveranssäkerheten i nätet.

Idag har man stationer som enbart blir matade radiellt, vilket man accepterar ur ett leveranssäkerhetsperspektiv. Att lägga en station radiellt som har möjlighet att bli matad från två håll, ställer man sig dock tveksam till. Skillnaden är egentligen bara en rad historiska beslut som lett fram till situationen idag. Att generellt ifrågasätta sådana beslut emellanåt i takt med att nätet förändras är nog mycket nyttigt.

## 6.8 Abonnemangsanalys

Att minska abonnemangskostnaderna är positivt ur ett ekonomiskt perspektiv för regionnätägaren, i vilket fall ur ett kortare perspektiv. I ett längre kan det dock argumenteras för att det är ett nollsummespel. Svenska Kraftnät behöver fortfarande sina intäkter och förbättrar E.ON sina abonnemang så pass mycket att SVK blir lidande kommer de att höja avgifterna, alternativt plocka in pengar på något annat sätt. Det viktiga ur ett samhällsekonomiskt perspektiv blir då att använda uttagen energi så effektivt som möjligt.

## 7 Slutsats

---

*Detta kapitel behandlar slutsatserna som kan dras från detta arbete, vilka besvarar arbetets problemformuleringar.*

---

Generellt är det svårt att ge en entydig slutsats på hur E.ONs regionnät påverkas genom att maska upp nätet. Det är ett komplext problem med olika analyser som pekar på både fördelar och nackdelar. Resultaten skiljer sig också åt inom analyserna beroende på vilken ledning som studeras. Dessutom finns dimensionen att topologin av nätet varierar över året och det behöver tas hänsyn till det olika antalet konvergerade estimat. Följande tendenser pekar ändå ut riktningen på slutsatserna som kan dras utifrån detta arbete.

För det första är det svårt att på förhand säga någonting om vilken fränkoppling som bör göras med tanke på förlustreducering. Det gick inte att se att om till exempel ledningen som uppvisade störst effektöverföring, eller störst förluster, gav lägst förluster för nätet i stort om den kopplades bort. Inte heller om till exempel ledningen med högst antal överbelastningar kopplades bort gav det i slutändan ett resultat med lägst antal överbelastningar. Istället behöver det provas vilken fränkoppling som leder till de mest gynnsamma resultaten.

Det framgår att det finns möjlighet till tydliga förlustreduktioner genom att göra fränkopplingar och maska upp nätet. Besparingar kan göras ekonomiskt sett i miljonbelopp vid fränkoppling av enskilda ledningar. De fränkopplingar som potentiellt sett ger störst förlustreducering för E.ON, ger alla ökade förluster i Svenska Kraftnäts nät, men i olika utsträckning.

Det finns en risk i att överbelastningarna kan öka vid radialläggning av nätet. Påverkan i det studerade området var dock liten för de flesta fall, och obefintlig för de fall som valdes ut för vidare analyser. För de fall som analyserades vidare kunde dock en tendens ses att överbelastningarna istället uppträdde västerut i nätet. Denna situation blev särskilt tydlig vid ett felfall. När ytterligare en komponent kopplas bort i närheten av studieområdet i öster, behöver effektöverföringen öka i ledningarna i väster för vidare överföring söderut. Konsekvensen av detta blir att ledningarna i väster ökar sin grad av överträdelser av tillåtna gränsvärden. Denna del av systemet har redan idag vissa bekymmer med överbelastningar, vilket leder till att detta troligtvis är en utveckling man inte vill spä på.

Felbortkopplingen ser inte ut att drabbas av några problem. Reläskydden klarade även ett radiallagt läge utan att inställningarna behövde ställas om. Görs större ingrepp kan dock inställningsändringar behöva göras, eller komplettering i form av ”smartare” skydd för att bemöta den ökade flexibiliteten.

I fråga om tillförlitlighet går det inte att komma ifrån att denna försämras vid uppmaskning av ledningar utan att införa nya tekniska lösningar. Sker ett fel i den radialmatande ledningen kommer det bli spänningslöst i underliggande stationer. Denna risk är det mycket viktigt att man är medveten om, och bör ställas mot sannolikheten att det sker en driftstörning, vilken med hänsyn till avbrottsstatistiken är så pass liten. En viktig förändring är dock att när redundansen försvinner kommer inte spänningen tillbaka förrän det sker en manuell tillkoppling av ledningar från E.ONs driftcentral. Detta behöver man vara medveten om så att personal i driftcentralen ges förutsättningar att snabbt kunna åtgärda felet. Det skall dock idag inte vara några problem att klara de funktionskrav som ställs utifrån.

Uppmaskning hade både en positiv och negativ inverkan på energiöverföringen med hänsyn till de historiska abonnemangen. Frånkoppling av Emmaboda-Hensmåla ledde till både högre uttag och inmatning totalt sett i gränspunkterna. Frånkoppling av Oskarshamn-Mönsterås ledde väsentligen till en förflyttning, till uttag som minskade och inmatningar som ökade. Prisskillnaderna mellan inbördes stationer i området var för små för att ha någon riktigt påverkan i sammanhanget.

## 8 Framtida arbete

---

*Detta avsnitt tar upp förslag på framtida arbete som det finns intresse i att undersöka vidare.*

---

Detta arbete har enbart undersökt hur frånkoppling av enskilda ledningar påverkar situationen. Det föreslås att det bör utredas hur kombinationer av frånkopplingar påverkar nätet. Också på vilket sätt dessa kombinationer bör tas fram. Idag finns heller ingen reell möjlighet att slå till och från brytare efter situation, vilket hade varit intressant att undersöka. Då hade man till exempel kunnat titta på olika säsonger eller försökt isolera påverkan från NordBalt. Sköts detta med automatik kan man även implementera automatiska lösningar som kopplar till ledningar vid fel. Då hade den manuella handläggningen i driftcentralen kunnat uteslutas vilket påverkar tillförlitligheten i detta arbete. Detta vore intressant att undersöka vidare. Ytterligare ses det som motiverat att börja utreda om det går att implementera dynamiska gränser för ledningarna, för att komma tillrätta med bristerna i att antingen använda rate A eller rate C.

Idag är det mer en känsla hos nätägaren som avgör om man kan tänka sig ha stationer radiallagda eller inte. Det föreslås att det bör tas fram riktlinjer för hur sådana beslut fattas. Exempelvis genom att ta fram randvillkor för vilka kriterier man minst vill ha uppfyllda i systemet.

Vidare vore det intressant att titta på hur de reaktiva förlusterna påverkas vid en uppmaskning. Påverkan på spänningsstabiliteten har inte heller behandlats i detta arbete, vilket också föreslås vara föremål för vidare undersökning av uppmaskningens påverkan på regionnätet. Angående felbortkopplingen bör påverkan på distansskydden även räknas igenom för att säkerställa att det inte blir några problem vid ett uppmaskat läge. Vad beträffar abonnemangen räknades det enbart på befintliga abonnemangsgränser i detta arbete. Det hade varit intressant att titta på om en uppmaskning kan leda till nya abonnemangsgränser, och på så sätt en förbättrad ekonomi.

Slutligen bör dialogen och samarbetet med Svenska Kraftnät vara närvarande i ett framtida arbete rörande detta område.

# Litteraturförteckning

ABB, 2017. *ABB*. [Online]

Available at: <http://new.abb.com/products/transformers/reactors-and-inductors/series-reactors>  
[Använd 06 02 2018].

Ameli, A. o.a., 2017. A dynamic method for feeder reconfiguration and capacitor switching in smart distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*, Volym 85, pp. 200-211.

Cherp, A. o.a., 2012. Chapter 5 - Energy and security. i: *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future*. Cambridge: Cambridge University Press, pp. 325-383.

Cheung, K. W., Wu, J. & Rios-Zalapa, R., 2011. *A Practical Implementation of Optimal Transmission Switching*. Weihai, IEEE.

Csanyi, E., 2011. *Electrical Engineering Portal*. [Online]

Available at: <http://electrical-engineering-portal.com/flexible-ac-transmission-system-what-and-why>  
[Använd 11 03 2018].

E.ON Energidistribution, 2018. *E.ON*. [Online]

Available at: <https://www.eon.se/privat/avbrott/stroemavbrott/ersaettning-vid-stroemavbrott-.html>  
[Använd 12 04 18].

EI, 2016. *Energimarknadsinspektionen*. [Online]

Available at: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Leveranssakerhet-och-spanningskvalitet/>  
[Använd 09 03 2018].

EI, 2017. *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2016 - Statistik och analys av elavbrott*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

electrical4u, 2018. *electrical4u*. [Online]

Available at: <https://www.electrical4u.com/facts-on-facts-theory-and-applications/>  
[Använd 11 03 2018].

Elsäkerhetsverket, 2016. *ELSAK-FS 2008:1*, u.o.: Kim Reenaas.

Energimyndigheten, 2016. *Energimyndigheten*. [Online]

Available at: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2016/2015-var-ett-ar-med-stor-elproduktion-och-rekordstor-export-av-el/>  
[Använd 29 01 2018].

ENTSO-E, 2015. *ENTSO-E*. [Online]

Available at: <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/nordel/Pages/default.aspx>  
[Använd 26 03 2018].

Fingrid, u.d. *Fingrid OYJ*. [Online]

Available at: <https://www.fingrid.fi/en/grid/electricity-system-of-finland/>  
[Använd 25 01 2018].

- Flores, M., Romero, R. & Franco, J. F., 2017. *An Analysis of the Optimal Switching Problem in Transmission Systems*. Quito, IEEE.
- Grauers, A., 2002. *Elteknik*. Göteborg: Chalmers University of Technology.
- GridTech, 2012. *Gridtech*. [Online]  
Available at: <http://www.gridtech.eu/12-technologies/22-pst-phase-shifting-transformers>  
[Använd 27 03 2018].
- IVA, 2016. *Sveriges framtida elnät*, Stockholm: Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- Michiorri, A. o.a., 2015. Forecasting for dynamic line rating. i: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. u.o.:Elsevier, pp. 1713-1730.
- Rudervall, R., Charpentier, J. & Sharma, R., 2000. *High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper*. Washington, u.n.
- Rycroft, M., 2015. *High temperature low sag power line conductors*, u.o.: EE Publishers.
- Spade, B., 2008. *En historia om kraftmaskiner*. Värnamo: Fälth & Hässler.
- Statnett et al., 2016. *Challenges and Opportunities for the Nordic Power System*, Oslo: Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät.
- Stymne, P., 2002. *Stamnätet under ett sekel - Berättelsen om hur det svenska stamnätet bygdes upp*. Smedjebacken: Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät, 2015. *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, u.o.: Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät, 2016. *Svenska Kraftnät*. [Online]  
Available at: <http://www.svk.se/natutveckling/stamnatsprojekt/sydvastlanken/om-projektet/>  
[Använd 1 November 2017].
- Svenska Kraftnät, 2017a. *Systemutvecklingsplan 2018-2027*, Sundyberg: Svenska Kraftnät.
- Svenska Kraftnät, 2017b. *Svenska Kraftnät*. [Online]  
Available at: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/anslut-till-stamnätet/nyttjandeavtal.pdf>  
[Använd 23 januari 2018].
- Verboomen, J. o.a., 2005. *Phase shifting transformers: principles and applications*, Amsterdam: IEEE.
- Xiao, R., Xiang, Y., Wang, L. & Xie, K., 2016. *Bulk power system reliability evaluation considering optimal transmission switching and dynamic line thermal rating*. Beijing, IEEE.

# Bilaga 1

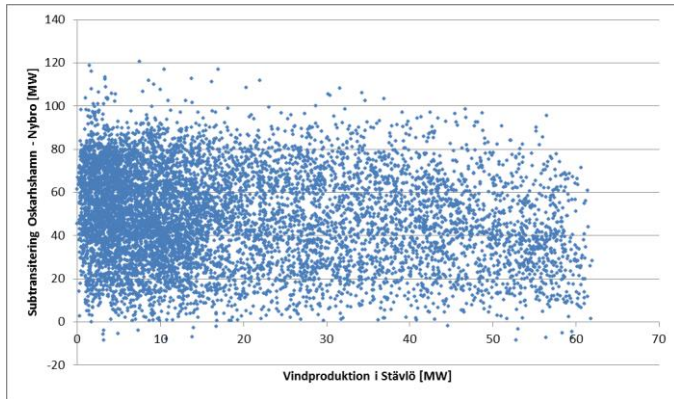
Karta över det nordiska transmissionsnätet. (SVK, 2017)





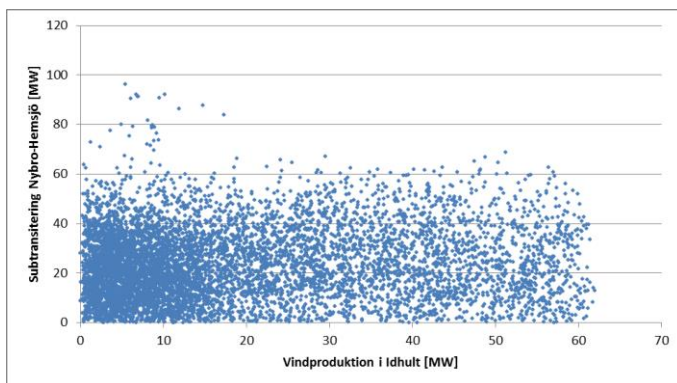
## Bilaga 2

Sambandet mellan subtransitering på sträckan Oskarshamn-Nybro via Mönsterås och vindproduktionen i (och i närheten av) studieområdet ses i Figur 44.



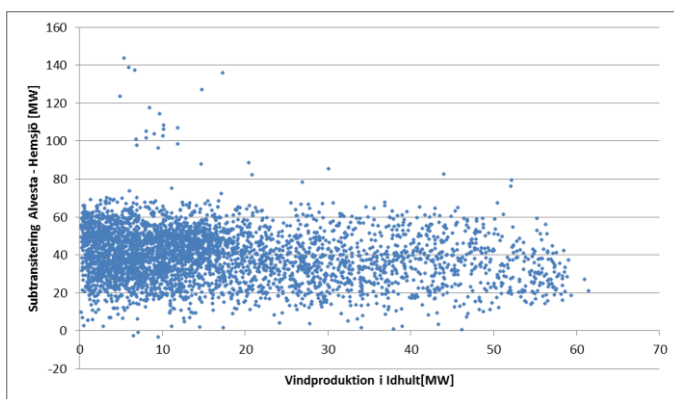
Figur 43. Subtransitering på sträckan Oskarshamn-Nybro, via Mönsterås och vindproduktionen i området.

Sambandet mellan subtransitering på sträckan Nybro-Hemsjö och vindproduktionen i (och i närheten av) studieområdet ses i Figur 44.



Figur 44. Subtransitering på sträckan Nybro-Hemsjö och vindproduktionen i området.

Sambandet mellan subtransitering på sträckan Alvesta-Hemsjö och vindproduktionen i (och i närheten av) studieområdet ses i Figur 45.



Figur 45. Subtransitering på sträckan Alvesta-Hemsjö och vindproduktionen i området.

## Bilaga 3

Avbrottsstatistik från 2000-01-01 till och med 2017-12-31 (E.ON 2018)

| <b>Samlingsskena Hemsjö 130 kV</b> |       |   |             |
|------------------------------------|-------|---|-------------|
| Datum                              | Tid   | Orsak                                       | Avbrottstid |
| 2002-01-11                         | 12:42 | Utmattning, förslitning, åldring, korrosion | 5d 3h 18m   |
| 2002-06-12                         | 10:15 | Felmanöver                                  | -           |
| 2003-04-07                         | 12:00 | Bristfällig konstruktion eller anordning    | -           |
| 2004-05-17                         | 17:15 | Fabrikations- eller materialfel             | -           |

| <b>Samlingsskena Nybro 130 kV</b> |       |   |             |
|-----------------------------------|-------|---|-------------|
| Datum                             | Tid   | Orsak   | Avbrottstid |
| 2006-07-22                        | 17:07 | Åska  | <= 2s       |
| 2008-09-12                        | 11:17 | Felmanöver  | -           |
| 2015-09-28                        | 10:29 | Bortglömd eller felaktigt utförd avställning eller omkoppling av skydds- och övervakningsutrustning | 5m 56s      |
| 2016-06-13                        | 13:12 | Övrigt  | 5m 1s       |
| 2016-12-07                        | 13:38 | Fel i samband med provning och övervakning  | 5m 9s       |

| <b>Ledning NBO-EBA</b> |       |                                    |             |
|------------------------|-------|------------------------------------|-------------|
| Datum                  | Tid   | Orsak                              | Avbrottstid |
| 2002-01-23             | 11:45 | Trädfällning utomstående           | 1d 11h 56m  |
| 2002-01-29             | 12:38 | Vind                               | 11h 30 m    |
| 2002-01-29             | 16:02 | Vind, Träd på ledningen            | 2d 23h 58m  |
| 2002-06-23             | 10:40 | Åska                               | -           |
| 2002-09-03             | 18:27 | Okänd felorsak                     | <= 2s       |
| 2004-08-17             | 20:21 | Okänd felorsak                     | <= 2s       |
| 2004-11-25             | 15:24 | Åverkan av utomstående, Nidingsdåd | 5d 1h 43m   |
| 2005-01-08             | 20:53 | Otillräckliga ledningsgator        | 4d 20h 20m  |
| 2006-10-21             | 13:11 | Okänd felorsak                     | <= 2 s      |
| 2007-07-03             | 12:57 | Okänd felorsak                     | -           |
| 2008-01-10             | 13:22 | Vind, Träd på ledning              | -           |
| 2009-07-01             | 15:57 | Åska                               | <= 2s       |
| 2009-07-04             | 15:50 | Åska                               | <= 2s       |
| 2010-06-22             | 10:20 | Okänd felorsak                     | -           |
| 2011-06-01             | 01:59 | Åska                               | <= 2s       |
| 2011-11-28             | 00:05 | Vind, Träd på ledningen            | 19h 54m     |
| 2015-07-13             | 14:37 | Åska                               | -           |

## Ledning MÅS - NBO

| Datum      | Tid   | Orsak          | Avbrottstid |
|------------|-------|----------------|-------------|
| 2004-06-28 | 16:28 | Åska           | <= 2s       |
| 2005-07-29 | 20:01 | Åska           | <= 2s       |
| 2006-07-29 | 19:00 | Åska           | <= 2s       |
| 2007-05-22 | 02:46 | Åska           | <= 2s       |
| 2009-07-04 | 13:27 | Åska           | -           |
| 2009-07-18 | 15:30 | Åska           | <= 2s       |
| 2010-07-17 | 09:10 | Åska           | <= 2s       |
| 2011-06-09 | 13:03 | Åska           | <= 2s       |
| 2011-07-19 | 12:24 | Åska           | <= 2s       |
| 2014-07-01 | 11:41 | Åska           | <= 2s       |
| 2015-06-29 | 04:13 | Okänd felorsak | <= 2s       |
| 2015-09-01 | 05:14 | Åska           | <= 2s       |