

Situation Awareness i kraftsystemet med förnybar produktion



Demijan Panic

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

”Situation Awareness” i kraftsystemet med förnybar produktion

Examensarbete inom

Industriell Elektroteknik och Automation, Lunds Tekniska Högskola

Demijan Panic, E08



Abstract

Situation Awareness is defined as: “The perception of the elements in the environment within a volume of time and space, the comprehension of their meaning, and projection of their status in the future”. For a power system operator, sufficient Situation Awareness is achieved, when they know the current state of the system, why the system is in that particular state, and know if the power system will stay in the preferred state.

This master thesis is a pilot study on what effect intermittent generation has on SA of the electric power system operator and if and why it must change. A series of interviews have been made with experienced system operators in order to establish the information required to maintain sufficient Situation Awareness. This resulted in Goal Directed Task Analyses (GDTA), which presents the information required to handle a task, in connection with four important scenarios in power system operations. The four scenarios are:

- I. Switching optimization
- II. Regulation of voltage and reactive power
- III. Subscription/congestion planning by flexible load (DR)
- IV. Feed in management and load constraint monitoring and planning

The GDTA:s are then compared to information presented by the E.ON Elnät operation system WS500 and the new Smart Grid Control Center (SGCC).

The SA difficulties are presented and analyzed in connection with each scenario and it is shown that, in some of the scenarios the situation awareness is not sufficient and by following the SA design principles, Situation Awareness can be improved.



Sammanfattning

Situation Awareness definieras som: ”Förmågan att uppfatta element i omgivningen, förståelsen för deras innebörd samt projektion av deras framtida status”. En driftoperatör har uppnått tillräckligt Situation Awareness när denne är medveten om systemets nuvarande tillstånd, varför systemet är i det tillståndet samt om systemet fortsatt kommer att befinna sig i det önskade tillståndet.

Detta examensarbete är en inledande studie ämnad att undersöka vilken effekt det ”nya” kraftsystemet med större andel intermittent produktion får på driftoperatörers Situation Awareness samt om och varför denna måste förändras. En serie intervjuer har utförts med erfarna driftoperatörer för att fastställa vilken information de anser nödvändig för att kunna upprätthålla tillräcklig Situation Awareness. Detta resulterade i fyra Goal Directed Task Analyses (GDTA), som presenterar den information som krävs för att hantera en viss uppgift inom fyra viktiga scenarion inom kraftsystemdrift. De fyra scenarion är:

- I. Optimal driftläggning av transformatorer (singel/parallell)
- II. Optimal reaktiv- och spänningshållning
- III. Optimal hantering av abonnemangsproblematiken genom Demand-response
- IV. Överbelastningar och produktionsbegränsningar

De fyra GDTA jämförs sedan med information presenterad av det nuvarande driftsystemet WS500 samt med information presenterad av det nya Smart Grid Control Center (SGCC) systemet.

Svårigheter kring Situation Awareness presenteras och analyseras i samband med varje scenario och rapporten visar att, i vissa scenarion är Situation Awareness inte tillräcklig och genom att följa SA designprinciper kan Situation Awareness förbättras. I framtiden förväntas kraven på driftoperatörerna öka i paritet med att elkraftsystemet blir allt mer komplext och behovet av beslutsstödsystem med förmågan att upprätta framtida prognoser kommer att öka.

Förord

Detta examensarbete utfördes 15 mars-15 augusti 2013 på E.ON Elnät Sverige AB i Malmö. Dr. Olof Samuelsson på Institutionen för Industriell elektroteknik och automation (IEA) vid Lunds Tekniska Högskola tillhandhöll examinationen.Handledning gavs av Dr. Jörgen Svensson (IEA) vid Lunds Tekniska Högskola och Mikael Håkansson och Torsten Brönmark på E.ON Elnät. Det är många personer, utan vilka detta examensarbete inte hade kunnat slutföras. Jag vill främst tacka mina handledare Mikael Håkansson, Torsten Brönmark och Jörgen Svensson för ovärderliga tips och råd på vägen. Vidare vill jag rikta ett stort tack till Systemdriftgruppen på E.ON Elnät som utgjorde mitt dagliga bollplank och klargjorde många av de frågeställningar som uppkom. Driftoperatörerna i driftcentralen ska ha ett stort tack för att jag fick sitta med och ”köra” elnätet och ställa mina jobbiga frågor.

Innehållsförteckning

1 Inledning, syfte, målbeskrivning	7
1.1 Inledning.....	7
1.2 Syfte och mål.....	10
1.3 Metodik.....	11
1.4 Disposition av rapporten.....	12
2 Allmänt om elkraftsystemet	13
2.1 Trefasssystem	13
2.2 Komponenter	13
2.3 Typer av nät	21
2.4 Drift av elkraftsystemet	23
2.5 Skydd av elkraftsystemet	27
2.6 Systemskyddande automatik	32
3 De fyra scenarierna och PSS/E	33
3.1 PSS/E	33
3.2 Scenario 1: Optimal driftläggning av transformatorer	34
3.3 Scenario 2: Optimal reaktiv- och spänningshållning	38
3.4 Scenario 3: Optimal hantering av abonnemangsproblematiken och Demand-Response	44
3.5 Scenario 4: Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar.....	50
4 Situation Awareness och Smart Grid Control Center (SGCC)	54
4.1 Vad är Situation Awareness?	54
4.2 SA nivåer	54
4.3 SA Demoner	56
4.4 Goal Directed Task Analysis (GDTA)	58
4.5 Att designa ett system som stöder SA	59
4.6 Smart Grid Control Center (SGCC).....	60

5 Kraftsystemdrift på E.ON Elnät Sverige AB.....	65
5.1 E.ON	65
5.2 Driftcentralen.....	65
5.3 De fyra scenarierna	66
5.4 Scenario 1: Optimal driftläggning av transformatorer	67
5.5 Scenario 2: Optimal reaktiv- och spänningshållning	71
5.6 Scenario 3: Optimal hantering av abonnemangsproblematiken och Demand-Response	78
5.7 Scenario 4: Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar.....	83
5.8 Avslutande kommentarer	88
6 De fyra scenarierna och SGCC	90
6.1 Inledning.....	90
6.2 Scenario 1: Optimal driftläggning av transformatorer	91
6.3 Scenario 2: Optimal reaktiv- och spänningshållning	93
6.4 Scenario 3: Optimal hantering av abonnemangsproblematiken och Demand-Response	96
6.5 Scenario 4: Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar.....	99
6.6 Avslutande kommentarer	101
7 Resultat, diskussion och slutsats.....	103
7.1 Resultat	103
7.2 Diskussion	110
7.3 Slutsats	112
7.4 Förslag till vidare arbete	112
8 Referenser	114
9 Bilagor	114
Bilaga A: Härledning av brytpunktsformel för scenario 1	115
Bilaga B: Omvänd spänningsreglering.....	118

1 Inledning, syfte och målbeskrivning

1.1 Inledning

1.1.1 Bakgrund

Nya energipolitiska mål om en gemensam elmarknad samt en större anslutning av förnyelsebar elproduktion gör att det svenska och det europeiska kraftsystemet genomgår en signifikant förändring. Systemet går mot en mindre andel basproduktion i form av värmekraft och en ökande andel förnyelsebar elproduktion där energi från PV och vindkraft är i framkant. I Tyskland ska kärnkraften totalt ersättas av förnyelsebar elproduktion senast 2021. Det faktum att kraften från de förnyelsebara energikällorna är intermittent, det vill säga produktionen inte kan styras på samma sätt som vid till exempel värmekraftproduktion, gör övergången icke trivial och den stundande utmaningen för kraftbolagen är att göra den så effektiv som möjligt. På grund av karaktären hos de förnyelsebara energikällorna är det svårt att förutse produktionen vilket gör produktionsplanering och nätkapacitetsberäkningar till en större utmaning. För att denna övergång ska gå så smidigt som möjligt kommer det att skapas ett internationellt ramverk i form av Network Codes (NC) med riktlinjer om hur de olika länderna ska agera, dessa kallas även för Grid Codes. Det kommer att finnas rent tekniska NC som bland annat behandlar hur uttaglast och generatorer ska bete sig i systemet men även NC för den dagliga driftverksamheten där dessa kommer innehålla riktlinjer för säkerhet och planering. Den stundande energiomställningen gör också att den operativa driften påverkas där även deras arbete kommer att försvåras på grund av ovan nämnda anledningar. Det är inte ovanligt att operatörerna är stressade och måste fatta stora beslut med en relativt liten tidsmarginal och tillgänglig information. Detta gör att denna Situation Awareness kan komma att behöva ändras då vi går mot en tid där besluten blir svårare och hänsyn måste tas till allt fler parametrar innan beslut tas. För att underlätta driftverksamheten och öka Situation Awareness har ett pilotprojekt mellan ABB/Ventyx och E.ON startats i syfte att utveckla ett Smart Grid Control Center (SGCC) som ska kunna ge prognoser för framtida produktion och last och på så sätt motverka stabilitetsproblem, minska överföringsförluster och underlätta för operatörerna.

1.1.2 Fyra scenarion inom kraftsystemdrift

Följande fyra scenarion är viktiga i elkraftsystemet och kommer att genomlöpa detta arbete:

- I. Optimal driftläggning av transformatorer
- II. Optimal reaktiv- och spänningshållning
- III. Optimal hantering av abonnemangsproblematiken och Demand-Response
- IV. Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar

I. Optimal driftläggning av transformatorer

Parallellkoppling av komponenter är vanligt förekommande och kan tillämpas av olika anledningar. Det kan till exempel användas för att avlasta en komponent under tidpunkter då lasten är hög. Det kan också vara en ren kostnadsfråga, eftersom det finns tillfällen då det är kostnadseffektivare att låta två komponenter vara driftsatta och det finns situationer där det är mer optimalt att bara låta en av komponenterna vara driftsatt. Lastens fördelning över de två komponenterna är beroende på impedansen. Vid lika impedans sker ungefär lika fördelning.

II. Optimal reaktiv- och spänningshållning

Att hålla spänningen inom accepterade intervall är en stor utmaning för driftoperatörer. En låg spänning leder till större förluster och därmed större kostnader, en hög spänning ökar risken för både nätägare och kunder, i form av att komponenter och maskiner kan ta skada. Den reaktiva effekten ska inte transporteras långa sträckor utan ska tillföras lokalt där den behövs, för att ge den aktiva effekten största möjliga utrymme i ledningarna. Tillförsel av reaktiv effekt ökar spänningen, konsumtion av reaktiv effekt sänker spänningen. Aktuell last och lindningskopplare påverkar också spänningen.

Optimal hantering av abonnemangsproblematik och Demand-response

III. För att den intermittenta produktionen fullt ska kunna integreras i systemet så måste det finnas möjlighet att reglera efterfrågan. Detta kallas för Demand-response och går ut på att såväl Svenska Kraftnät som olika elnätsföretag ska kunna reglera användningen ända ner på konsumentnivå, detta för att kunna kompensera för dagar då produktionen från till exempel vindkraft är liten. Det finns speciella avtal mellan elnätsföretagen och Svenska Kraftnät som kallas för abonnemang vilka skrivs på årsbasis och reglerar hur mycket effekt som får matas ur och matas in i det svenska stamnätet. Överskridning av dessa abonnemang renderar vanligtvis i avgifter.

IV. Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar

Ledningar kan bli överbelastade vilket kan ha sin orsak i flera faktorer. En del ledningar som i dagligt tal i elkraftbranschen brukar kallas för "flaskhalsar" är dimensionerade för ett mindre överföringsbehov. Dessa är oftast kända och hänsyn tas till deras begränsade förmåga att transportera effekt. Vid flera samverkande parametrar kan dock vilken ledning som helst bli en "flaskhals". Ett exempel på detta kan vara ett planerat avbrott på en ledning där vindkraft finns ansluten och det är full produktion vid precis det tillfället för det planerade avbrottet. Detta gör att produktionsbegränsningar blir vanligare eftersom ledningarna inte kan hantera den inkommande effekten.

1.1.3 Network Codes (NC)

Ett ny gemensam europeisk marknad för el innebär många aktörer i flera länder. För att på ett effektivt sätt kunna koordinera en gemensam elmarknad behövs ett vedertaget regelverk vilket kommer att utgöras av Network Codes (NC). Med introduktionen av mer väderberoende elproduktion följer att tillgången på elenergi kommer att variera mer än tidigare. Ett inte otänkbara scenario är att vissa länder kan ha överskott på produktion och vissa länder ett underskott på elproduktion vid en given tidpunkt och utbyte kan ske mellan dessa. NC kommer bland annat att tillhandahålla regler för utbyten mellan länder för att säkerställa högsta driftsäkerhet. Regelverket tas fram av European network of transmission system operators for electricity (ENTSO-E)

Exempel på NC:

- CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT
- REQUIREMENTS FOR GENERATORS
- DEMAND CONNECTION
- OPERATIONAL SECURITY
- OPERATIONAL PLANNING AND SCHEDULING

1.1.4 Smart Grid Control Center (SGCC)

Smart Grid Control Center (SGCC) är ett samarbetsprojekt mellan E.ON och Ventyx/ABB i syfte att skapa ett system som ska kunna göra prognoser på framtida lastflöden och därmed ge operatörerna mer tid att agera på. De framtida lastflödena skall beräknas med hjälp av historiska data, insamling av väderdata och diverse smarta algoritmer. SGCC kommer utifrån beräkning av framtida lastflöden att vara behjälplig i de fyra scenarion beskrivna ovan enligt:

- *Optimal driftläggning av transformatorer:*
Visualisera och ange brytpunkter för valet av singel/paralleldrift av ledningar och transformatorer, till exempel med hänsyn till driftsäkerhet och förlustoptimering.
- *Optimal reaktiv- och spänningshållning*
Visualisera och ange reaktiva flöden och spänningsnivåer, samt att ange val för åtgärd för optimal leveranssäkerhet och systemdrift.
- *Optimal hantering av abonnemangsproblematik, Demand-response*
Visualisera trender och gränser för abonnemang, det vill säga effektuttaget ur det svenska stamnätet, och föreslå åtgärder som tillämpning av tillfälliga abonnemang, minska effektnivån genom Demand-response och användning av styrbar last i form av elpannor.
- *Begränsningar och överföringskapacitet*

Visualisera och ange trender för belastning på ledningar genom temperaturmätning. Dynamic Line Rating (DLR) styr ner produktion från till exempel en vindkraftpark om för hög temperatur på ledningen skulle uppmätas.

SGCC:s funktion och uppbyggnad kommer att beskrivas i detalj senare i rapporten.

1.2 Syfte och mål

1.2.1 Syfte

Detta examensarbete ska undersöka hur driften av kraftsystemet påverkas av energiomställningen med en större andel förnyelsebar elproduktion och vilken roll Smart Grid Control Center (SGCC) kommer att spela i strävan för en större Situation Awareness för att höja driftsäkerheten och minska förlusterna. Syftet är också att ge läsaren en allmän teoretisk bakgrund i elkraftsystemets uppbyggnad samt en inblick i hur ”framtidens kontrollrum” kan komma att se ut.

1.2.2 Mål

Med utgångspunkt i följande fyra vanligt förekommande scenarion inom kraftsystemdrift:

- Optimal driftläggning av transformatorer (singel/parallell)
- Optimal reaktiv- och spänningshållning
- Optimal hantering av abonnemangsproblematik genom Demand-response
- Begränsningar, överföringskapacitet

kartlägga:

- Vilka faktorer som idag påverkar beslutsförmågan
- Vilken effekt de förnyelsebara energikällorna har och kommer att ha på beslutsförmågan.
- Hur ska SGCC implementeras och vilken effekt kommer det att ha på Situation Awareness.

Implementeringen av SGCC kommer i ett första skede främst beröra det södra regionnätet inom E.ON Elnät. Skulle det visa sig att resultaten är goda finns all anledning utforska möjligheten för vidare implementering. Detta arbete kommer att följa utvecklingen enligt den tidsram som finns.

1.3 Metodik

1.3.1 Litteraturstudie

För att få en grundläggande förståelse för elkraftsystemets dynamik och speciellt de fyra scenarion så har litteratur, rekommenderad av handledare, studerats. Litteraturen har utgjorts av:

- i. Kurslitteratur från grundutbildningen
- ii. Litteratur om Situation Awareness
- iii. Vetenskapliga rapporter och artiklar

1.3.2 Beräkningar i PSS/E

Teorikapitlet innefattar även ett avsnitt med beräkningar gjorda i PSS/E för att läsaren ska få en introduktion till de fyra scenarion och problematiken kring dessa. Beräkningarna visar typiska driftsituationer på både sommar- och vinterhalvåret där problem kan uppstå och gör att läsaren har en bredare grund inför fortsättningen av rapporten.

1.3.3 Intervjuer och samtal

En stor del av underlaget till detta examensarbete är att genom intervjuer och samtal med fem erfarna driftoperatörer samt genom egna observationer fastställa vilken information som krävs för att upprätthålla tillräcklig Situation Awareness. Denna information har utgjort grunden till Goal Directed Task Analysis (GDTA) för varje scenario. Frågorna skickades aldrig ut som formulär, de ställdes inte heller i exakt det utförande som presenteras nedan.

I samband med intervjuerna och samtalen ”satt” jag bredvid operatören hela arbetsdagen och ställde frågor, där jag utgick från följande frågeställningar:

Vad behöver du veta för att ta ett beslut?

Idealt, vilken ytterligare information hade du velat ha tillgång till?

Vilket fel begås oftast i samband med den här specifika situationen? Vad har man inte tänkt på då och vad är det som har gått snett?

Hur trygg är du med att informationen som presenteras är korrekt? Påverkar det dina beslut?

1.3.4 Analys

Den fastställda informationen i varje GDTA förklaras och jämförs sedan med information presenterad av det nuvarande driftsystemet WS500 samt det nya kommande Smart Grid Control Center (SGCC) systemet för att fastställa eventuell saknad information och vilken påverkan detta har på Situation Awareness. Förslag på förbättringar presenteras.

1.4 Disposition av rapporten

Kapitel 1 Inledning

Omfattar en beskrivning av bakgrunden, syftet med arbetet och målsättningar. Kapitlet innehåller även en introduktion till de fyra scenarion som genomlöper detta arbete, en introduktion till Smart Grid Control Center (SGCC) samt de nya Grid Codes (NC).

Kapitel 2 Allmänt om kraftsystemet

Kapitlet börjar med att förse läsaren med teori kring nät och komponenter för att sedan gå över till hur driften av kraftsystemet fungerar. Kapitlet avslutas med ett avsnitt om skydd av kraftsystemet.

Kapitel 3 De fyra scenariona i PSS/E

De fyra scenarion introduceras för läsaren med hjälp av beräkningsprogrammet PSS/E. Teori blandas med beräkningar för att ge läsaren möjlighet att bekanta sig med de fyra scenarion och problematik som kan uppstå kring dem vid olika driftsituationer.

Kapitel 4 Situation Awareness och Smart Grid Control Center (SGCC)

Kapitlet beskriver begreppet Situation Awareness för läsaren samt principer för hur ett SA stödjande systemet ska utformas. Kapitlet beskriver även uppbyggnaden av E.ON Elnäts nya Smart Grid Control Center (SGCC) system.

Kapitel 5 Kraftsystemdrift på E.ON Elnät Sverige AB

GDTA för varje scenario presenteras, varefter denna jämförs med information presenterad av driftsystemet WS500. Detaljerade analyser, bilder och kommentarer tillhandahålls i varje scenario för att fastställa graden av Situation Awareness. I samband med varje scenario presenteras förslag på SA höjande åtgärder/rutiner.

Kapitel 6 De fyra scenariona och SGCC

GDTA från föregående avsnitt analyseras igen, men nu i samband med Smart Grid Control Center (SGCC) i syfte att fastställa om och på vilket sätt SGCC påverkar Situation Awareness. Precis som i föregående kapitel presenteras detaljerade analyser, bilder och kommentarer i samband med varje scenario.

Kapitel 7 Resultat, slutsatser och diskussion

I kapitlet presenteras, utifrån ett Situation Awareness perspektiv, diverse resultat, en diskussion förs kring resultaten samt förslag till vidare arbete ges.

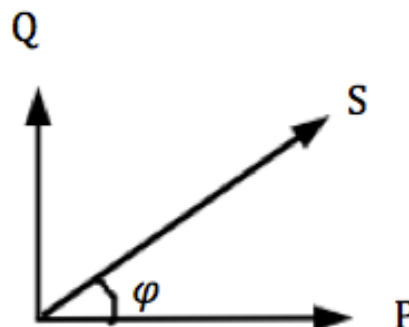
2. Allmänt om kraftsystemet

I detta kapitel ges en allmän introduktion till elkraftsystemet. Till en början behandlas trefasöverföring och komponenter, detta övergår sedan till drift och skydd av elkraftsystemet.

2.1 Trefassystem

Trefassystem är den vanligast förekommande tekniken för generering och överföring av elektrisk effekt både i Sverige och i resten av världen. Den består av tre sinusformade växelspänningar med samma amplitud men med en inbördes fasförskjutning på 120 grader. Huvudspänningen, det vill säga spänningen mellan två faser är normalt 400 V i Sverige på lågspänningssidan. Spänningen mellan en fas och nollan, vilken kallas för fasspänning, är normalt 230 V.

Trefassystem ger upphov till skenbar effekt och har vanligtvis beteckningen S . Den skenbara effekten är en sammansättning av aktiv och reaktiv effekt enligt $S = P + jQ$ där P betecknar den aktiva effekten och Q betecknar den reaktiva effekten. Relationen mellan skenbar, aktiv och reaktiv effekt kan ses figur 1. Pythagoras sats ger sambandet $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$. φ är fasskillnaden mellan spänning och ström och $\cos(\varphi)$ kallas för effektfaktor och anger hur stor del av den skenbara effekten som är aktiv effekt P . Vid en fasskillnad på 90 grader består all skenbar effekt av reaktiv effekt och vid 0 grader utgörs den skenbara effekten endast av aktiv effekt.



Figur 1 - Relation mellan skenbar-, aktiv- och reaktiv effekt

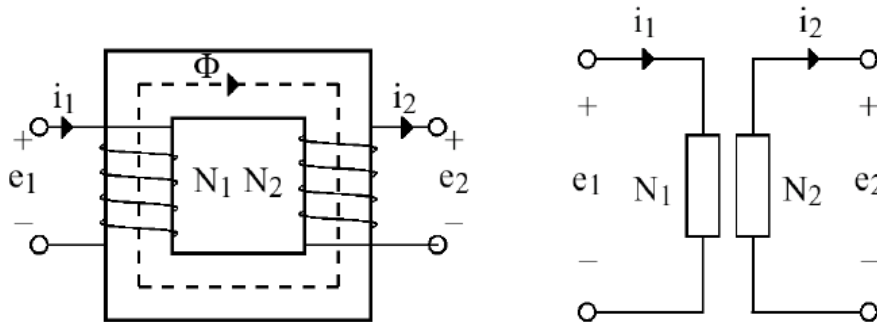
2.2 Komponenter

2.2.1 Transformator

Transformatorn är en mycket viktig komponent i kraftsystemet som möjliggör långa transporter av effekt med små förluster. Elektrisk effekt är proportionell mot produkten av spänning och ström och genom ohms lag få effekten $P = I^2R$. Genom en högre spänning hålls strömmen låg och därigenom hålls även förlusterna till ett minimum. En transformator omvandlar spänning mellan olika nivåer för att optimera generering, överföring, distribution och användning av elektrisk effekt. I Sverige sker majoriteten av genereringen i norr medan det största behovet för elektrisk effekt finns i söder. Det betyder att effekten måste

transporteras en signifikant sträcka och utan transformatorn som transformerar upp spänningen till överföringsnivå, normalt 400 kV, så hade transporten medfört stora förluster.

En enkel tvålindad transformator består av en järnkärna med två sidor: primärsida och sekundärsida. På vardera sidan finns en lindning. Effekt matas in på primärsidan och tas ut från sekundärsidan[1, s83].

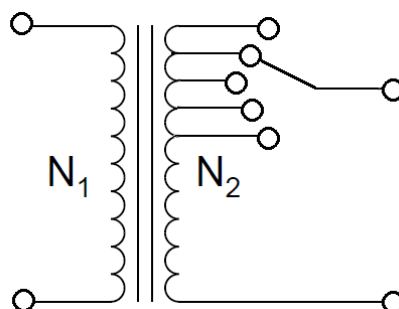


Figur 2 – Uppbyggnad och schema för en enkel ideal transformator [1, 83].

Figur 2 visar en ideal transformators uppbyggnad samt dess ekvivalenta schema. Spänningen på sekundärsidan fås enligt:

$$e_1 N_1 = e_2 N_2 \leftrightarrow e_2 = \frac{e_1 N_1}{N_2}$$

Spänningsomsättningen för en transformator är kvoten $\frac{N_1}{N_2}$ vilken bestämmer förhållandet mellan primär- och sekundärsidan. Transformatorer är även utrustade med lindningskopplare som bestämmer hur stor del av lindningen som skall vara inkopplad. Genom att variera lindningens varv påverkar man direkt kvoten $\frac{N_1}{N_2}$ och därmed också spänningen på sekundärsidan. Denna spänningsreglering kan utföras automatiskt av en regulator som mäter spänningen på lågspänningssidan och därefter reglerar lindningsvarven.



Figur 3 – Lindningskopplare ger möjlighet att ändra spänningsomsättning [1, 95].

2.2.2 Ledningar

För att överföra elektrisk effekt mellan produktion och uttag används ledningar och kablar. Med ledningar menas oisolerade ledare upphängda i stolpar och kablar syftar till isolerade ledare nedgrävda i marken. Ledningar används i glesbebyggda områden med öppna ytor för långdistansöverföring av effekt medan kablar används i tätbebyggda områden och för effektöverföring under vattenytan[2, s200]

En ledning karakteriseras av fyra parametrar:

Serieresistans R uppkommer på grund av ledningens begränsade förmåga att leda ström.

Konduktans G är förluster som uppkommer från läckströmmar mellan de olika faserna och jord.

Serieinduktans L som uppkommer på grund av magnetiska fält runt ledaren.

Shuntkapacitans C uppkommer på grund av elektriska fält mellan ledarna.

Ledningsimpedans: $Z = R + j\omega L$ där R betecknar resistans och L betecknar induktans

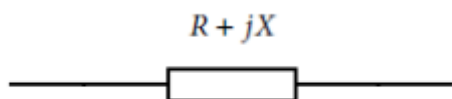
Ledningsadmittans: $Y = \frac{1}{Z} = G + j\omega C$ där G betecknar konduktans och C betecknar kapacitans.

För att beskriva termerna $j\omega L$ och $j\omega C$ införs *induktiv reaktans*: $X_L = \omega L$ och *kapacitiv reaktans*: $X_C = \frac{1}{\omega C}$

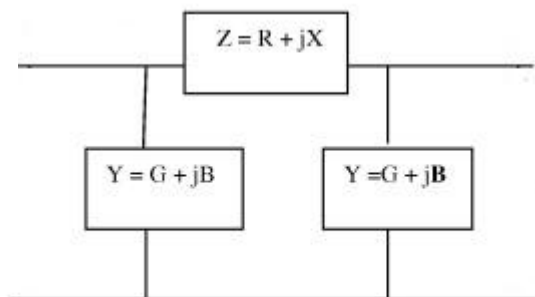
De reaktiva förlusterna ges av X_L

Den reaktiva effekt som ledningen genererar ges av $\frac{1}{X_C} = B$ där B står för *susceptans*

Ledningar modelleras olika beroende på vilken längd de har. Ledningar vars längd inte överstiger 80 km modelleras som en serieimpedans $R + jX$ bestående av en resistans i serie med en induktiv reaktans. Ledningar som har en längd mellan 80-200 km kan representeras av en nominell π ekvivalent krets medan längre ledningar > 200 km representeras av en π - ekvivalent krets eller alternativt en sekvens av kaskadkopplade nominella π -ekvivalenta kretsar[2, s208].



Figur 4 - Modell av ledning <= 80 km



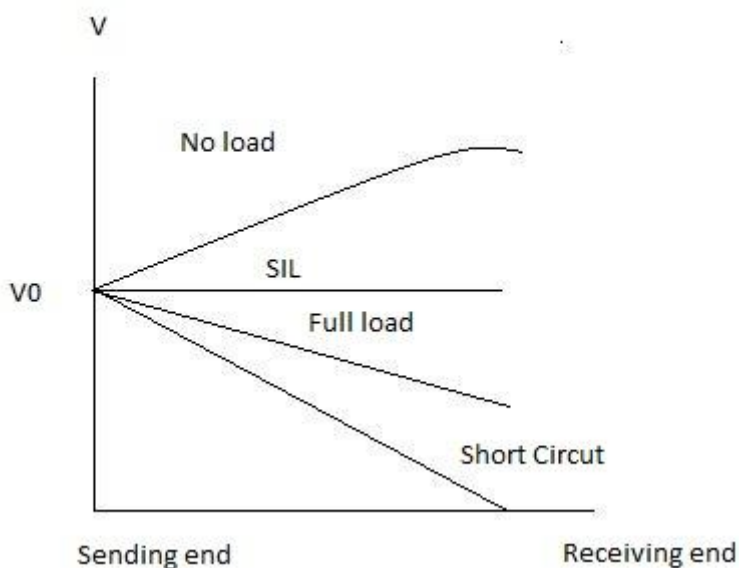
Figur 5 - Pi-ekvivalent

2.2.2.1 Surge impedance load (SIL)

Alla ledningar har en naturlig last som benämns Surge Impedance Load (SIL):

$SIL = \frac{V_0^2}{Z_0}$ där V_0 betecknar den nominella spänningen på ledningen och Z_0 betecknar den karakteristiska impedansen: $Z_0 = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{G+j\omega C}}$ men om vi gör antagandet att ledningen är en högspänningsledning fri från förluster förenklas uttrycket till $Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$.

Den naturliga lasten är den last vid vilken den reaktiva effekt som produceras av ledningskapacitansen konsumeras av ledningsinduktansen, och ingen reaktiv effekt produceras eller konsumeras i någon slutpunkt av ledningen. Spänning och ström är således i fas i varje punkt på ledningen. Detta ideala driftscenario är optimalt ur spänningsregleringssynpunkt eftersom det leder till en konstant spänning längs hela ledningen[2, s205-206]. I praktiken är belastningen på en ledning aldrig SIL, det kan variera från att vara en bråkdel till flera multiplar av SIL. Då belastningen på ledningen överstiger SIL absorberar den reaktiv effekt och spänningen sjunker, vid en belastning under SIL producerar ledningen reaktiv effekt och spänningen stiger, detta illustreras i figur 6 nedan. För en luftledning gäller normalt att $X \gg R$ vilket gör transport av reaktiv effekt ineffektivt och reaktiv effektkompensering bör ske lokalt.



Figur 6 – Spänningskaraktistik [4, s267]

2.2.2.2 HVDC

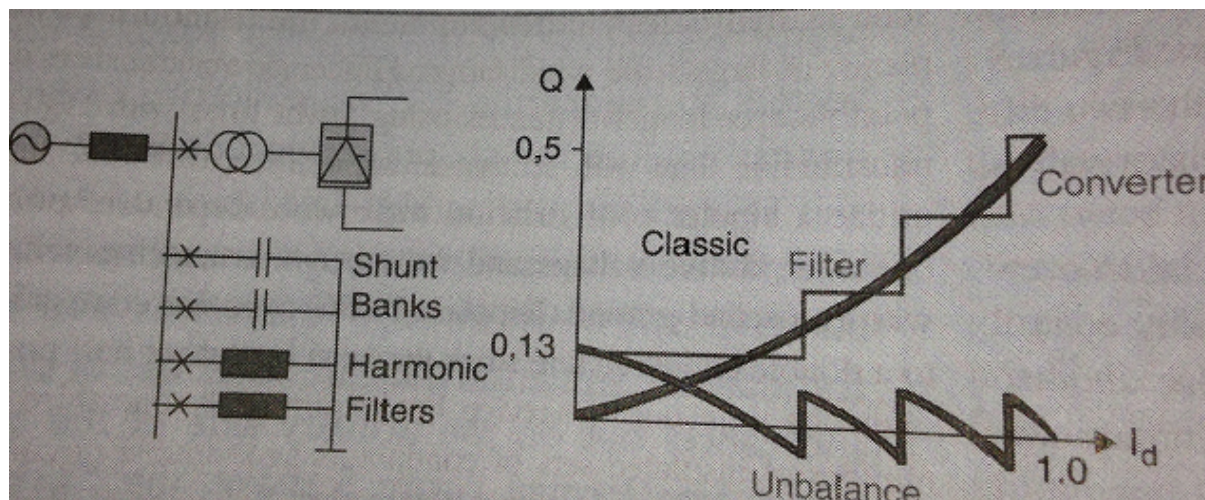
Hittills har det vid överföring antagits HVAC, det vill säga högspänd växelström för överföring av effekt. Det är dock inte alltid möjligt att använda sig av HVAC på grund av praktiska och/eller ekonomiska skäl. Ett alternativ är att använda sig av HVDC, till exempel för sammankoppling av två nät med olika frekvens eller för två nät som inte ligger i fas. HVDC har stora fördelar över HVAC när det kommer till överföring av stora effekter över långa avstånd samt för överföringar under vatten(sjö – och havsförbindelser). Baltic Cable är till exempel en HVDC kabel som förbinder Sverige och Tyskland[3, s190].

Överföringen av effekt via HVDC sker i tre steg. En likriktare omvandlar växelspanning till likspanning varefter effekten överförs via kabel eller luftledning för att sedan omvandlas till växelspanning av en växelriktare. En likriktarstation och växelriktarstation har samma uppbyggnad vilket möjliggör effekt i båda riktningarna[3, s190].

Det finns i huvudsak två tekniker för HVDC: Current Source Converter (CSC) och Voltage Source Converter (VSC). Alla länkar som finns i Norden idag är av CSC typ. Vid omvandlingen så skapas det diverse övertoner som måste filtreras bort för att inte skapa störningar på växelströmsnätet, detta görs med filter uppbyggda av kondensatorer och spolar. Nedan följer en beskrivning av vilken spänningspåverkan de två teknikerna medför.

Current Source Converter (CSC)

HVDC-länkar av CSC-typ har likriktarstationer uppbyggda av tyristorer och fungerar endast då spänningen (fasmässigt) ligger före strömmen, vilket innebär att konverteringsprocessen kräver reaktiv effekt. Den reaktiva effekten tillförs via AC-filter, shuntkondensatorer och seriekondensatorer och utgör en naturlig del av varje likriktarstation. Tillförs inte den reaktiva effekten lokalt kommer den att dras från AC-systemet[4, s236].



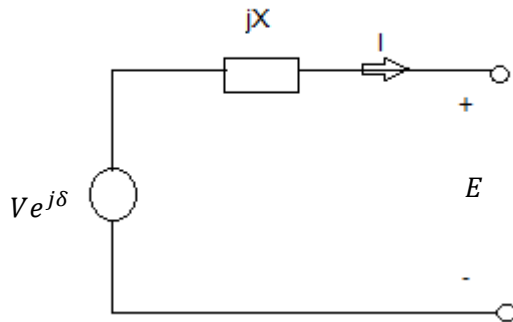
Figur 7 - Reaktiva behovet hos en HVDC-länk av CSC-typ[4, 236]

Voltage Source Converter (VSC)

HVDC-länkar av VSC-typ introducerades i slutet på 1990-talet och går under de kommersiella namnen *HVDC Light* (ABB) och *HVDC Plus* (Siemens) eller generell VSC HVDC. Likriktarstationen är inte som i ovanstående fall baserad på tyristorer, nu används istället IGBT-transistorer. VSC tekniken medför flera fördelar där den största är möjligheten att snabbt kontrollera aktiv- och reaktiv effekt oberoende av varandra. Den reaktiva effekten kan även styras vid varje terminal helt oberoende av DC-spänningen. Likriktarstationerna kräver ingen reaktiv effekt och kan styras, precis som en generator, när det gäller deras förmåga att konsumera eller leverera reaktiv effekt[4, s237].

2.2.3 Synkrogenerator

Synkrogeneratoren är en vanligt förekommande maskin i kraftsystemet. Maskinen är byggd främst för att producera aktiv effekt men kan genom magnetisering av rotorn både generera och konsumera reaktiv effekt och därigenom spela en viktig roll i spänningsregleringen. Detta är viktigt bland annat för att hålla en stabil spänning på generatorskenan.



Figur 8 – Thevenin-ekvivalent av en synkrogenerator

En förenklad modell av synkrogeneratoren kan ses som en Thevenin-ekvivalent i figur 8. Generators fasspänning blir:

$$E = V e^{j\delta} - jXI \text{ och strömmen kan brytas ut: } I = \frac{V e^{j\delta} - E}{jX}$$

$$S = P + jQ = EI^* = E * \left(\frac{V e^{-j\delta} - E}{-jX} \right) = \frac{jEV \cos(\delta)}{X} + \frac{EV \sin(\delta)}{X} - \frac{jE^2}{X} \quad (1)$$

$$P = \text{Re}(S) = \frac{EV}{X} \sin(\delta) \quad (2)$$

$$Q = \text{Im}(S) = \frac{EV \cos(\delta)}{X} - \frac{E^2}{X} = \frac{E}{X} (V \cos(\delta) - E) \quad (3)$$

Vinkeln δ är fasvinkelskillnaden mellan V och E och avgör vilken typ av effekt som produceras. När $\delta = 0$ produceras endast reaktiv effekt.

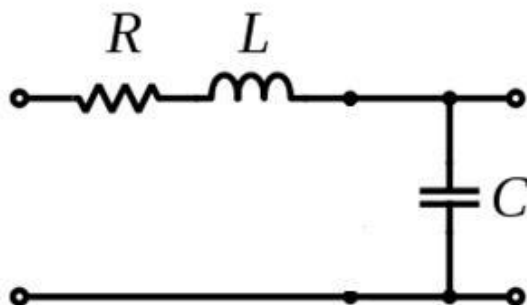
Produktionen av reaktiv effekt kan styras med en spänningsregulator som styr magnetiseringen av rotorn och på så sätt även den producerade reaktiva effekten. I (2) ses att den reaktiva effekten beror på excitationsspänningen V som kan regleras. Det finns speciella synkrogeneratorser vars enda syfte är att producera reaktiv effekt och därigenom styra spänningen, dessa kallas för synkronkompensatorer[4, s343-344].

2.2.4 Shuntkondensator

Shuntkondensatorn är en vanlig komponent i kraftsystemet, den används för att generera reaktiv effekt och därmed höja spänningen lokalt. Den är billig i inköp och simpel att installera vilket har gjort den populär som ett enkelt sätt att producera reaktiv effekt. Den producerade reaktiva effekten är proportionell mot spänningen i kvadrat enligt:

$$Q = c * 2\pi f * U^2$$

Produktionen av reaktiv effekt minskar alltså med minskande spänning vilket inte är önskvärt då det oftast är då som den reaktiva effekten behövs som mest[2, s631]. Shuntkondensatorer är i de flesta fall inte kopplade till automatik utan de slås till och från av driftoperatörerna i kontrollrummet.



Figur 9 - Enkel modell av en ledning med en shuntkondensator C

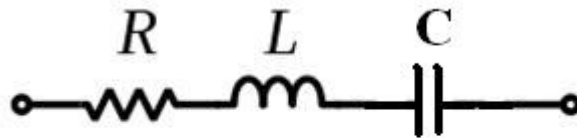
2.2.5 Reaktor

Shuntreaktor används för att konsumera reaktiv effekt och därmed sänka spänningen lokalt. Det kan vara nödvändigt att sänka spänningen under låglast. Den används även för att kompensera för kapacitansen i ledningarna. Shuntreaktorer kan kopplas på två sätt: Då man vill åstadkomma en kompensering för kapacitansen i en ledning kopplar man in den permanent i ledningen. Då man vill reglera spänningen vid en skena så kopplas den till skenan via en brytare för att ha möjlighet att koppla bort reaktorn vid höglast då spänningen normalt sjunker[2, s629-630].

2.2.6 Seriekondensator

Kondensatorer kan kopplas i serie med ledningen för att kompensera för den induktiva reaktansen som är en del av ledningens elektriska egenskaper. På så sätt ökas den totala effekten som kan transporteras samtidigt som de reaktiva förlusterna XI^2 minskas.

För en kondensator anges den reaktiva förbrukningen som negativ och för en spole anges den som positiv, det vill säga, idealt så genererar kondensatorn den reaktiva effekt som förbrukas i ledningens reaktans men i praktiken så tillämpar man inte fullständig kompensering eftersom detta skulle leda till ett mycket känsligt system med resonans vid fundamentalfrekvensen och svårigheter med inställning av reläskydd. Tanken med seriekondensatorn är inte primärt att den ska reglera spänningen men det fås indirekt genom att den påverkar den reaktiva effekten[2, s633-634].



Figur 10 - Enkel modell av en ledning med en seriekondensator

2.3 Typer av nät

Eftersom generering, transport och distribution inte kan ske på samma spänningsnivå på grund av krav på minimering av förluster så delas nätet in i olika delar beroende på spänningsnivå. Transmissionsnätet som har den högsta spänningen förbinder produktionen i norr med uttaget som huvudsakligen finns i söder. Ingen förbrukning är direkt ansluten till transmissionsnätet. Till transmissionsnätet ansluts region- och lokalnät dit både produktion och förbrukning är anslutna.

2.3.1 Transmissionsnät

I Sverige återfinns de högsta spänningsnivåerna i transmissionsnätet. Stamnätet, som det också kallas, har som uppgift att transportera stora effekter över långa avstånd. Eftersom $P = I^2R$ är effektförlusterna i ledningarna så vill man hålla strömmen så låg som möjligt. Detta kan man åstadkomma med hög spänning varför spänningsnivån i stamnätet normalt är 400 kV. Tidigare var 220 kV den högsta spänningsnivån i Sverige och finns idag kvar på ett fåtal platser [1, s88].

På grund av sin betydande roll i kraftsystemet har stamnätet höga krav på sig när det gäller robusthet. Stamnätet är maskat, vilket innebär att det finns mer än ett sätt för strömmen att transporteras från en punkt A till en punkt B. Detta innebär att om en ledning av någon anledning skulle behöva kopplas bort så övertas denna lednings effektflöden av andra ledningar och på så sätt får man ingen påverkan på de lägre spänningsnivåerna[1, s88]. Generellt är graden av maskning avtagande med minskande spänningsnivå. Stamnätet ägs och förvaltas av det statligt ägda bolaget Svenska Kraftnät som i Sverige är Transmission System Operator (TSO).

130 kV – nätet består av gamla transmissionsnät som kallas för regionnät och ägs av elbolag som till exempel E. ON i söder [1, s88].

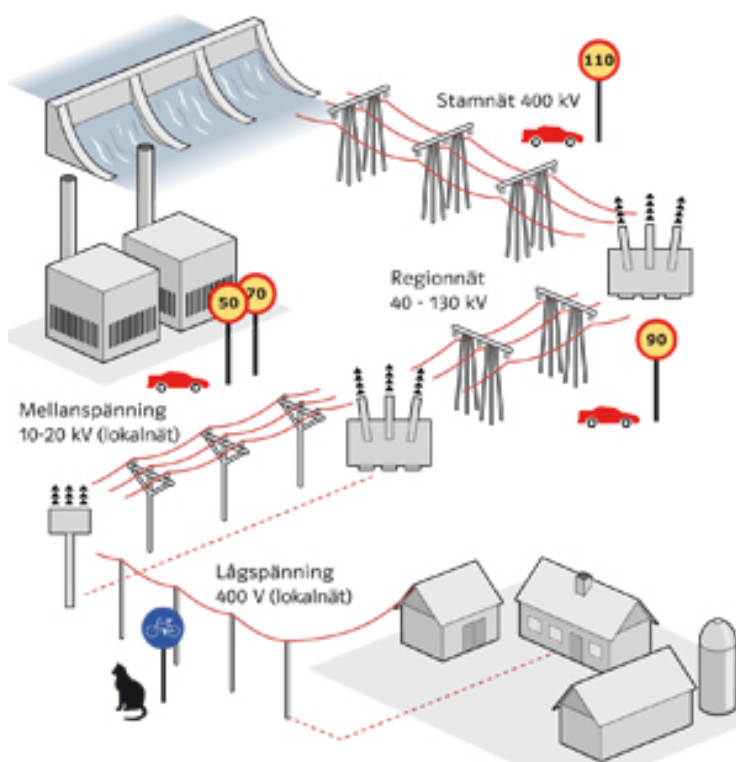
Det svenska stamnätet är via växelströmsnät sammanbundet med Finland, Norge och Själland. Det är även via HVDC (eng. High Voltage Direct Current) förbundet med Finland, Danmark, Tyskland och Polen.

2.3.2 Distributionsnätet

Distributionsnätets uppgift är att från regionnätet fördela effekt vidare till hushåll, industrier och övriga abonnenter. Avstånden på den här spänningsnivån är avsevärt kortare och effekten som skall transporteras är mindre vilket gör att vanliga spänningar är 10,20 och 50 kV[1, s87].

Hushållen är normalt anslutna till 10 kV via transformatorstationer kallade nätstationer. Dessa transformerar ner spänningen från 10 kV till 400 V. Eftersom 400 V är en jämförelsevis låg spänningsnivå leder den till relativt stora förluster. Därför måste längden på kablarna hållas nere, detta görs genom att varje nätstation endast försörjer ett visst antal hus[1, s87].

Distributionsnätet är via en transformator anslutet till transmissionsnätet i en enda punkt. Från den punkten fördelas effekt vidare. Nätet på de lägre spänningsnivåerna förgrenar sig och är alltså inte maskat, här talas det istället om ett radiellt nät. Varje del har endast en riktning på effektflödet och nätet här är mycket känsligare för störningar eftersom varje ledningsfel betyder att någon kund blir utan ström. Ju högre upp i spänningen som felet inträffar desto fler människor blir drabbade. För att minska utbredningen av felet är det vanligt att distributionsnätet delas upp i flera delar med olika inkopplingspunkter till transmissionsnätet[1,s86].



Figur 11 – Stamnät, regionnät och distributionsnät [9].

2.4 Drift av kraftsystemet

2.4.1 Allmänt om drift

Den dagliga övervakningen av kraftsystemet sker i driftcentraler av driftoperatörer. Deras huvudsakliga uppgift vid normal drift är säkerställa att effekten som levereras till diverse kunder är av god kvalitet. Med god kvalitet i det här avseendet menas att spänning och frekvens inte ska avvika mer än tillåtet från nominella värden[1, s92]. I det dagliga arbetet ingår även att utföra planerade driftorder vilket innefattar diverse kopplingar och omkopplingar för att fältpersonal skall kunna utföra service på komponenter.

Driftplanerare planerar avbrott genom att skapa driftorder, de fungerar som stöd för den operativa verksamheten genom att utveckla instruktioner som ska underlätta för driftledarna. Driftplanerare koordinerar även diverse krav från entreprenörer och kunder gällande avbrott och tillgänglighet.

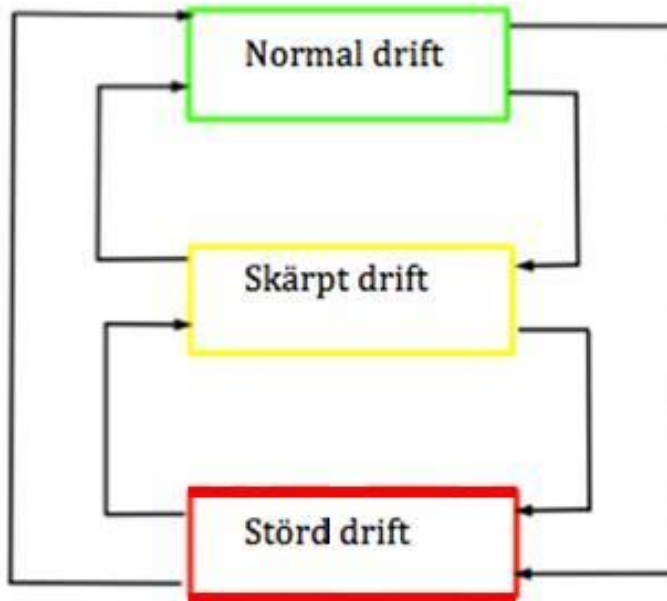
Frekvensen i det nordiska kraftsystemet är 50 Hz. Det är tillåtet för frekvensen att variera i intervallet 49,9-50,1[1, s96]. Frekvensreglering är en viktig aspekt i driften av kraftsystemet vilken i Sverige sköts av TSO som är Svenska Kraftnät. Frekvensen regleras genom att utbudet av elenergi alltid följer efterfrågan, dvs. man strävar efter att: $\frac{Utbud}{Efterfrågan} \approx 1$

Spänningsreglering sköts av både TSO och DSO. Den kan ske både automatiskt och manuellt. Synkrongeneratorer är som tidigare nämnts utrustade med automatik som är kapabel att styra spänningen på generatorskenan. Spänningsreglering kan även ske manuellt från driftcentralen genom till- och fränkoppling av till exempel shuntkondensatorer och shuntreaktorer.

2.4.2 Driftlägen

Ett kraftsystem kan befinna sig i tre lägen:

- I. **Normal drift**
Det föreligger balans mellan produktion och konsumtion. Spänning och frekvens ligger inom de accepterade intervallen och tillräckligt många ledningar är i drift.
- II. **Skärpt drift**
Vid skärpt drift levereras fortfarande elenergi till kunderna men det finns en risk för störning, det kan till exempel vara på grund av en eller flera ledningar som är nära överlast av olika anledningar.
- III. **Störd drift**
I det här driftläget har en störning inträffat som kan innebära begränsningar i förmågan att leverera elenergi. Anläggningar och/eller anläggningsdelar har fränkopplats. Vid störd drift är den huvudsakliga uppgiften att återföra kraftsystemet till normal drift[3, s 439].



Figur 12 - Tre driftlägen

2.4.3 Frekvensreglering

Frekvensreglering är en mycket viktig uppgift som i Sverige sköts TSO Svenska Kraftnät. Denna reglering görs huvudsakligen med hjälp av vattenkraftverken. Regleringen sköts i två steg:

- Den snabba primära regleringen utförs av automatiska regulatorer.
- Ett antal vattenkraftverk beordras att förändra sin produktion med X MW beroende på om frekvensen varit för hög eller för låg. Detta kallas för den sekundära regleringen.

En bestående ändring i frekvens förekommer efter den primära regleringen, varför den sekundära regleringen är nödvändig. Eftersom frekvensreglering sköts av TSO så kommer inget fokus att läggas på detta område i rapporten.

2.4.4 Spänningsreglering

En viktig del av det dagliga driftarbetet är att hålla spänningen inom accepterade intervall. Vid en låg spänning ökar de förluster som är associerade med transport av elenergi och vid höga spänningar riskerar utrustning av skadas. Spänningen är bland annat beroende av lasten och eftersom lasten varierar kraftigt beroende på vilken tidpunkt det är på dygnet så är optimal spänningsreglering inte trivial. Regleringen försvåras ytterligare av den allt större andelen intermittent produktion och ett utökad utbyte av elenergi mellan länderna.

Olika komponenter har olika inverkan på spänningen:

- Synkrogeneratorer kan både producera och konsumera reaktiv effekt beroende på excitationsnivån. Det finns normalt spänningsregulatorer som styr magnetiseringen för att erhålla önskad spänning på generatorskenan. Synkrogeneratorer som endast är till för att generera eller konsumera reaktiv effekt och därigenom styra spänningen, kallas för synkronkompensatorer.
- Luftledningarna kan beroende på belastning generera eller absorbera reaktiv effekt. Om ledningen är belastad över SIL absorberar den reaktiv effekt och tvärtom gäller om den är belastad under SIL. Seriekondensatorer används för att kompensera för ledningsreaktansen[2, s627-628].
- Transformatorer absorberar alltid reaktiv effekt, transformatorer utrustade med lindningskopplare kan ändra spänningsomsättningen på transformatorn genom att ändra antalet lindningsvarv och därigenom reglera spänningen på sekundärsidan.
- Laster absorberar i de flesta fall reaktiv effekt.
- Shuntkondensatorer används för att tillföra reaktiv effekt.
- Reaktorer används för att konsumera reaktiv effekt.
- HVDC-länkar ger normalt upphov till en spänningssänkning.

Det är således en rad faktorer som påverkar spänningen och som driftoperatörer och annan personal måste ta hänsyn till vid spänningsreglering. Hur detta går till på E.ON Elnät AB kommer i detalj att kartläggas senare i rapporten.

2.4.5 Reaktiv effektkompensering

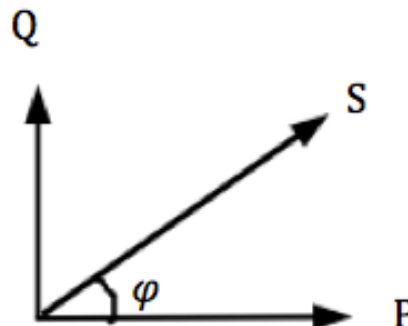
Kraftsystemet är ett komplext system där aktiv- och reaktiv effekt produceras och konsumeras vid många platser. Den aktiva effekten har tidigare beskrivits som den nyttiga effekten, den effekten som utför ett arbete och primärt konsumeras. Det finns dock ett behov av reaktiv effekt också, främst hos industrier som har diverse maskiner som är delvis reaktiva. Problematik uppstår kring detta som kan sammanfattas enligt följande:

- Det är inte önskvärt att transportera reaktiv effekt i elnätet eftersom det finns begränsningar på kapacitet som man vill utnyttja för transport av aktiv effekt.

- Industrier måste betala både för aktiv- och reaktiv effekt vilket leder till höga kostnader.

För att åtgärda detta kan man generera den reaktiva effekten nära den plats där den förbrukas. En induktiv last kan kompenseras med en kapacitans och en kapacitiv last kan kompenseras med en induktans[1, s56].

Vinkeln φ bestämmer hur stor del av den skenbara effekten som utgörs av aktiv effekt. Genom kompensering kan man minska φ och därigenom säkerställa att den skenbara effekten huvudsakligen utgörs av aktiv effekt.



Figur 13 – Samband mellan aktiv, reaktiv och skenbar effekt

2.4.6 Driftorderhantering

På grund av kraftsystemets viktiga position i samhället är det av yttersta vikt att det är robust och att störningar begränsas. För att åstadkomma detta måste arbete och service utföras på ledningar och komponenter för att säkerställa att de fungerar korrekt. Planering av detta är komplicerat då hänsyn måste tas till en rad faktorer:

- Kunder kan bli utan ström och detta måste aviseras i förväg.
- n-1 regeln innebär att nätet måste tåla bortfall av en komponent utan att detta leder till allvarliga konsekvenser och får inte kränkas.
- Val av tidpunkt och plats kan ha stor betydelse, till exempel ska en driftorder inte utföras på en plats där lasten är hög vid den aktuella tidpunkten och det inte finns andra ledningar som säkert kan ta över lasten (n-1 regeln).
- Koordinering måste ske med entreprenör.

Planering av detta arbete sker av driftplanerare. Det behövs ofta kopplingar i kraftsystemet för att entreprenören på ett säkert sätt ska kunna utföra sitt arbete, dessa utförs dels av fältpersonal och dels av driftoperatörer i driftcentraler.

2.4.7 Interaktion och kommunikation mellan TSO och DSO

E.ON Elnäts regionnät i söder lever i symbios med Svenska Kraftnäts stamnät i söder vilket innebär att handlingar och företeelser från bägge sidor har stor ömsesidig påverkan. Det krävs ett dagligt samarbete för att detta ska fungera optimalt. Svenska Kraftnät styr reaktorer anslutna till stamnätet, vilka i högsta grad påverkar spänningar och reaktiva flöden i regionnätet. På samma sätt påverkar kondensatorbatterier med anslutning till E.ON:s regionnät spänningar och reaktiva flöden i stamnätet. Avbrott, både planerade och oplanerade, har en ömsesidig påverkan. Detta gör att kommunikation mellan TSO och DSO är viktig och sker via telefon och mail. E.ON Elnät som DSO har inga krav på sig att frekvensreglera men i takt med att allt mer elproduktion ansluts på lägre spänningsnivåer kan dessa krav komma att ändras. I kapitel 5 visar det sig att information från TSO är mycket relevant för flertalet av de fyra scenariona.

2.5 Skydd av kraftsystemet

2.5.1 Allmänt

Kortslutningar kan ske i kraftsystem av olika anledningar. Den kan ha både naturliga och mekaniska orsaker, som exempel kan nämnas åska som tillfälligt resulterar i överspänningar och fel på isolationen. Om en kortslutning uppstår är det viktigt att så snabbt som möjligt koppla bort de delar och komponenter som den berör, detta eftersom kortslutningsströmmen kan vara flera gånger större än den normala strömmen. Transformatorer och andra komponenter är utformade så att de klarar en hög ström en kort period men om den höga strömmen kvarstår riskerar komponenterna att skadas[4, s516]. De stora kortslutningsströmmarna kan även ge upphov till ljusbågar, inducerade strömmar, spänningar och potentialförhöjningar som kan skada människor och egendom[3, s329]. Det är alltså viktigt att felet isoleras genom att kopplas bort så fort som möjligt.

Det är skyddssystemets uppgift att på bästa sätt lokalisera felet och koppla bort de berörda anläggningsdelarna utan att delar runt omkring påverkas(selektivitet).

2.5.2 Skyddssystemets komponenter

Skyddssystemet består av tre grundläggande komponenter: mättransformatorer (ström- och spänningstransformatorer), reläskydd och brytare. Mättransformatorns uppgift är att så noggrant som möjligt transformera de primära storheterna till sekundära storheter som kan användas av reläskydden. Den transformerar strömmen från kA-området till A-området vilket ger flera fördelar:

- Mättransformatorn fungerar som en isolation från kraftsystemet vilket gör det säkrare för personer som jobbar med reläskydden.
- Transformeringsen gör det möjligt att använda sig av mindre reläskydd som är billigare[4, s525].

Reläskyddets uppgift är att avgöra skillnaden mellan normala driftförhållanden och när ett fel har inträffat. När ett förutbestämt värde på strömmen $|I|$ överstigs så skickar reläskyddet en puls till brytaren att öppna.

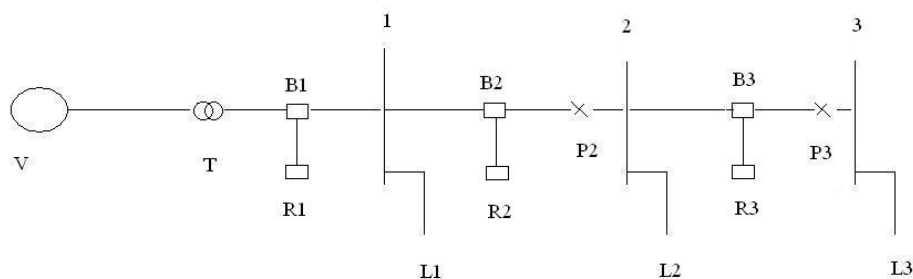
Skyddssystemets komponenter har följande designkrav:

- Tillförlitlighet: Att utföra sin funktion på ett korrekt sätt även om systemet inte används på flera månader eller till och med år.
- Selektivitet: Att endast koppla bort de delar som berörs av felet.
- Snabbhet: Att snabbt koppla bort felet för att minimera utbredningen och därmed minska risken för att komponenter skadas.
- Ekonomi: Största möjliga skydd till minsta möjliga kostnad.
- Enkelt: Skyddssystemet ska inte göras mer komplicerat än nödvändigt[4, s526].

2.5.3 Olika typer av reläskydd

2.5.3.1 Överströmsskydd med tidsfördröjning

Ett vanligt sätt att skydda det radiella nätet är att använda sig av överströmsskydd med tidsfördröjning. Figur 14 visar en enkel modell på ett skyddssystem. Vid ett fel vid P3 ska



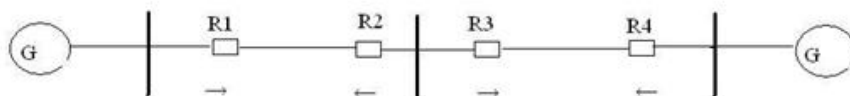
Figur 14 - Modell av skyddssystem med överströmsskydd med tidsfördröjning

endast relä R3 skicka en puls till brytare B3 att slå ifrån. Relä R1 och R2 ska inte skicka pulser om fränkoppling till sina respektive brytare, är detta uppfyllt har felet kopplats bort selektivt. Detta åstadkoms genom att reläskyddet vid B2 har en tidsfördröjning i förhållande till reläskyddet vid B3, detta leder till att effekt kan fortsätta att levereras till L1 och L2. Endast vid fel på B3 kommer B2 att slå ifrån och fungerar därmed som reserv. Vid fel på P2 är det önskvärt att brytare B2 slår ifrån och B1 fortsätter vara till. Reläskyddet vid B2 i det här fallet är inställt på att reagera snabbare på större strömmar, detta eftersom fel närmre källor

generar större felströmmar och B2 kommer slå ifrån. Reläskyddet vid B1 har en tidsfördröjning mot B2 och slår ifrån endast om B2 inte fungerar. Tidsfördröjningen på reläskyddet skall vara längre ju närmre källan brytaren befinner sig[4, s537-538].

2.5.3.2 Riktningsskydd

I figur nedan illustreras en ledning som matas från båda ändarna vilket gör det omöjligt att använda reläskydd enligt tidsfördröjningsprincipen. Istället används riktningsskydd. För fel till höger om R1 och R3 skall dessa slå ifrån. För fel till vänster om R2 och R4 skall dessa slå ifrån. Riktningen på felströmmen bestäms av fasvinkelskillnaden som strömmen har i förhållande till spänningen som fungerar som referens[4, s545].



Figur 15 - Enkel modell av ett radiellt nät

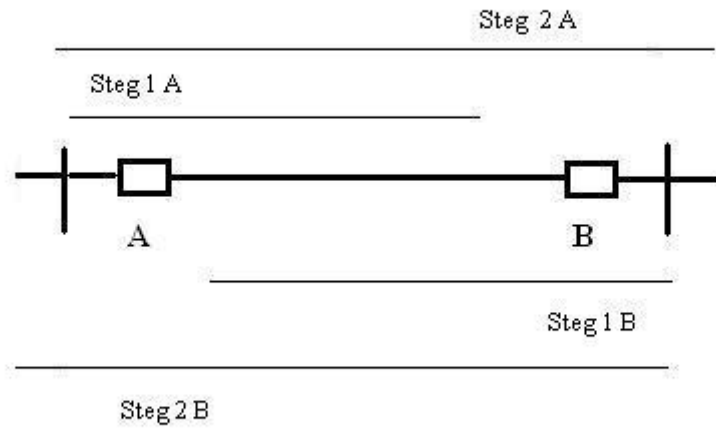
2.5.3.3 Distansskydd

Nätets komplexitet ökar med stigande spänningsnivå, nät på högre nivåer innefattar många skenor, ledningar och det kan finnas produktion på flera punkter. Detta gör det svårt att koordinera överströmsskydd och riktningsskydd, varför dessa inte är effektiva och inte kan användas. För att skydda ledningar används istället distansskydd med olika skydds-zoner.

Distansskydd beräknar impedansen genom att ta kvoten mellan uppmätt spänning och ström på ledningen enligt: $Z = \frac{U}{I}$

Kortslutningar och jordfel ger upphov till felströmmar som är signifikant större än normaldriftsströmmar, detta i kombination med att spänningen sjunker något nära felet gör distansskyddet mycket effektivt eftersom kvoten $\frac{U}{I}$ förändras mer än I vilket gör skyddet känsligare för fel. Distansskyddet löser ut ledningen när Z är mindre än ett förutbestämt värde[4, s551-552].

I figur 16 nedan presenteras en enkel modell av en ledning med två brytare där principen för olika skyddszoner presenteras.



Figur 16 - Två-zoners distansskydd med riktning och fördröjning



Felbortkopplingssystemet bygger på redundans, vilket innebär att varje brytare ska täckas in av minst två skydd. Det första steget täcker ca 80 % av ledningen och vid fel kopplas ledningen bort momentant. Steg 2 täcker ca 120 % ledningen och har en tidsfördröjning. Det finns normalt fler steg men för att redovisa principen används endast två här.

2.5.3.4 Differentialskydd

Differentialskydd används vanligtvis för att skydda generatorer, skenor och transformatorer. Detta skydd bygger på Kirchhoffs strömlag som säger att summan av ingående och utgående strömmar i en nod ska vara noll.

2.6 Systemskyddande automatik

2.6.1 Driftuppbyggnadsautomatik (DUBA)

DUBA har som uppgift att automatiskt bygga upp driften efter en större störning enligt gällande instruktioner. Uppbyggnaden sker normalt med hjälp av fasning, parallellning och spänningssättningsutrusningen (FPS). DUBA provtillkopplar endast en gång och utför inga driftomläggningar. Installation av DUBA sker i stamnätsstationer[3, s281].

2.6.2 Extremspänningsautomatik

Extremspänningsautomatikens uppgift är att ingripa vid extremt låga och höga spänningar i kraftsystemet och finns installerad på shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Normalt styrs till- och från koppling av dessa komponenter av driftoperatörer och automatiken finns där som ett sista led för att minska risken för spänningsskollaps[7, s5].

2.6.3 Återinkopplingsautomatik (ÅI)

Återinkopplingsautomatik är vanligt förekommande på luftledningarna i Sverige. På spänningsnivå 130 kV och högre utförs endast ett återinkopplingsförsök medan det på lägre spänningsnivåer utförs två. ÅI används med anledning av det faktum att ca 80 % av felen är av övergående karaktär, till exempel på grund av åska som ger upphov till spänningstransienter, och det första återinkopplingsförsöket kommer med största sannolikhet att lyckas. ÅI installeras inte på kablar eftersom sannolikheten för övergående fel är mycket liten och återinkopplingsförsök kan förvärra situationen[3, s286].

2.6.4 Nätvärn

Nätvärn utgörs av speciella automatiker som aktiveras när fara för nätsammanbrott uppstår. Fara för nätsammanbrott kan till exempel uppstå på grund av bortfall av en stor produktionskälla[3, s289]. Nätvärn utgörs av:

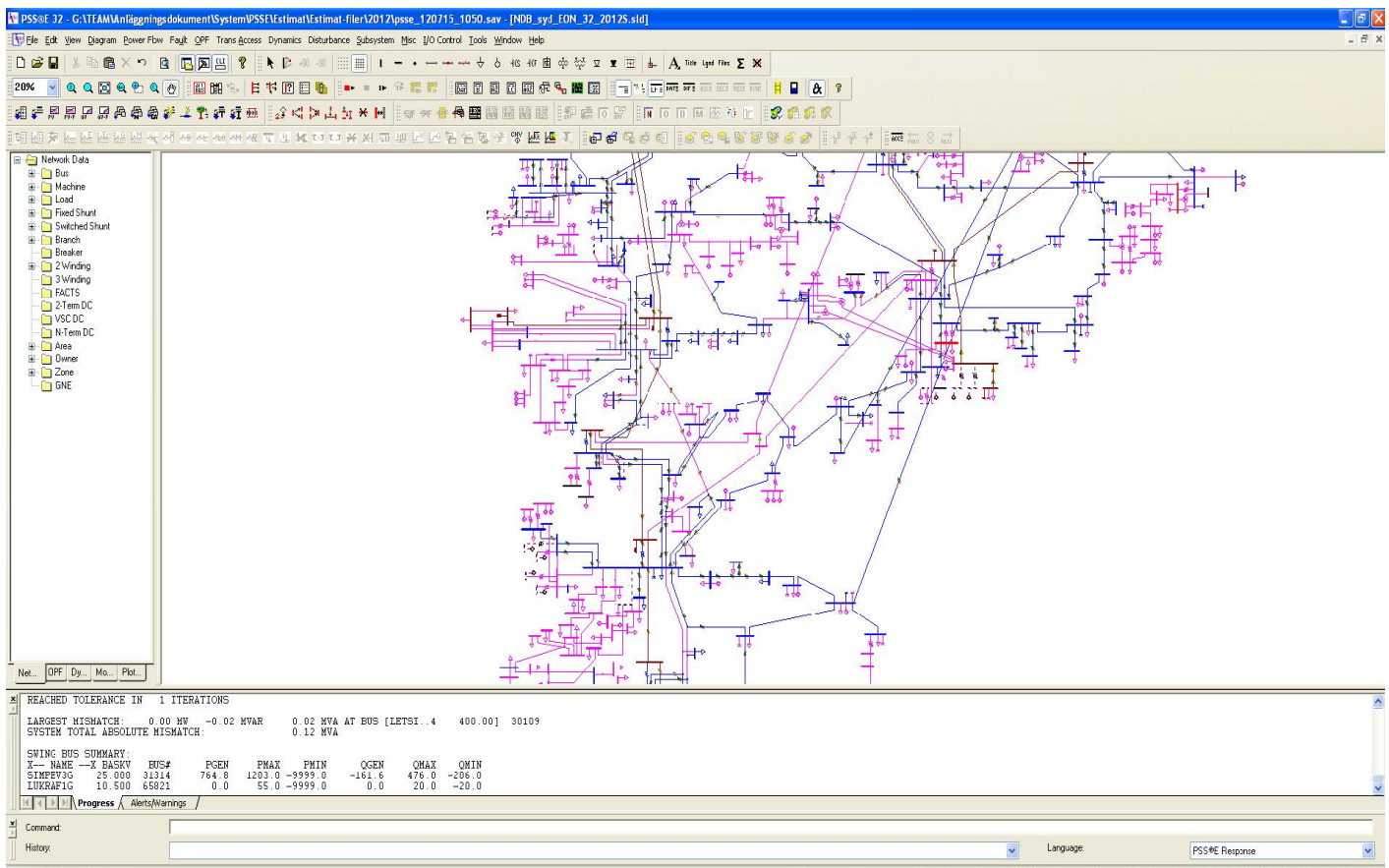
- Extremspänningsautomatik för shuntreaktorer och shuntkondensatorer som har beskrivits ovan
- Belastningsfrånkopplingsautomatik (BFK) och Belastningstillkopplingsautomatik (BTK)
- Produktionsfrånkopplingsautomatik (PFK)

3 De fyra scenariona i PSS/E

För att öka förståelsen för vart och ett av de fyra scenariona så redovisas beräkningar kring dessa i programmet PSS/E. För varje scenario har en relevant nätmodell tagits ut och resten av nätet har utelämnats för en bättre översikt.

3.1 PSS/E

PSS/E står för Power System Simulator for Engineering och används för att utföra beräkningar, analyser och optimering av ett elkraftsystem. Det introduceras 1976 av PTI och har sedan dess expanderat och blivit branschstandard. PSS/E kommer i det här avsnittet att användas som hjälpmedel för att läsaren ska bli bekant med dynamiken i ett elkraftsystem och fokus kommer att läggas på beräkningar kring ” de fyra scenarion”. De modeller som används nedan behöver inte nödvändigtvis stämma överens med verkligheten, beräkningarna nedan ger inte en fullständig bild av dynamiken i ett elkraftsystem, de ska ses som en introduktion till området för att öka förståelsen för senare kapitel.

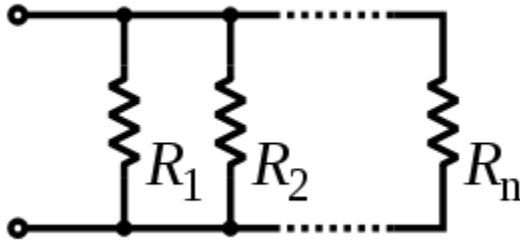


Figur 17 - Bild av nätet i södra Sverige i PSS/E

3.2 Scenario 1: Optimal driftläggning av transformatorer

3.2.1 Inledning

Genom att parallellkoppla komponenter (ledningar, transformatorer etc.) kan dessa avlastas. På vinterhalvåret, då det generellt råder höglast, är det önskvärt att parallellkoppla komponenter för att minska effekten genom de enskilda komponenterna. Principen för detta kan ses nedan:



Figur 18 - Parallellkoppling av 1,2,...,n komponenter

Kirchhoffs strömlag säger att den totala strömmen I_{tot} i kretsen är summan av individuella strömmarna I_1, I_2, \dots, I_n

Vid parallellkoppling råder lika spänning över R_1, R_2, \dots, R_n

Genom parallellkoppling av två lika motstånd åstadkommer man en halvering av strömmen i varje motstånd och därmed en halvering av effekten enligt $P = UI$

Vid parallellkoppling av transformatorer finns även en ekonomisk aspekt som är beroende av transformatorns förluster.

En transformator har primärt två typer av förluster:

Tomgångsförlusterna är oberoende av lasten och uppkommer i kärnan på grund av järnförluster och betecknas vanligen med P_0 .

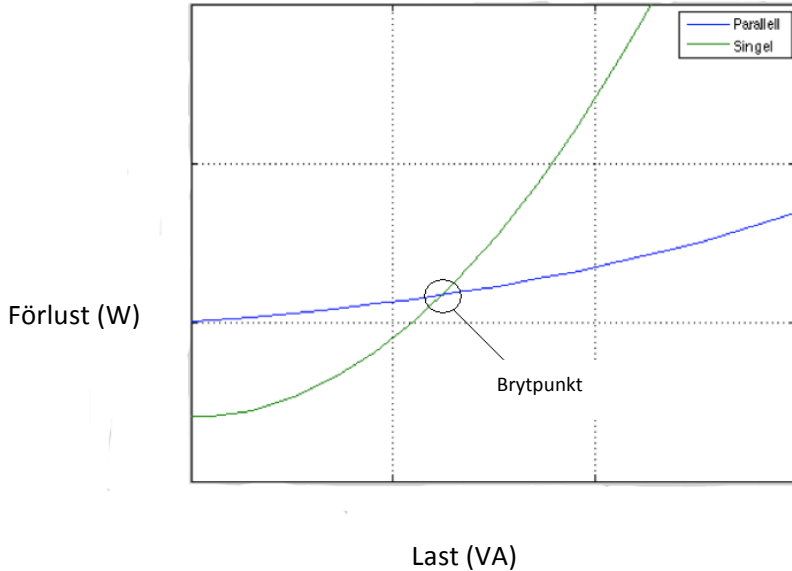
Belastningsförluster uppkommer som resistansförluster i lindningarna och har vanligen beteckningen P_k .

$P_k = \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 * P_{kN}$ där S betecknar den verkliga effekten genom transformatorn, S_N betecknar märkeffekten och P_{kN} betecknar belastningsförluster vid märkdrift.

Totala förluster i en transformator: $P_{tot} = P_0 + P_k = P_0 + \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 * P_{kN}$

Man vill hitta den effekt vid vilken förlusterna för båda driftlägena är lika. På så sätt vet man vilket driftläge som är optimalt vid den aktuella belastningen. Man vill alltså hitta brytpunkten: $P_{T1} + P_{T2} = P_T$

Grafen nedan visar förlustkurvor för de båda driftläggningarna.

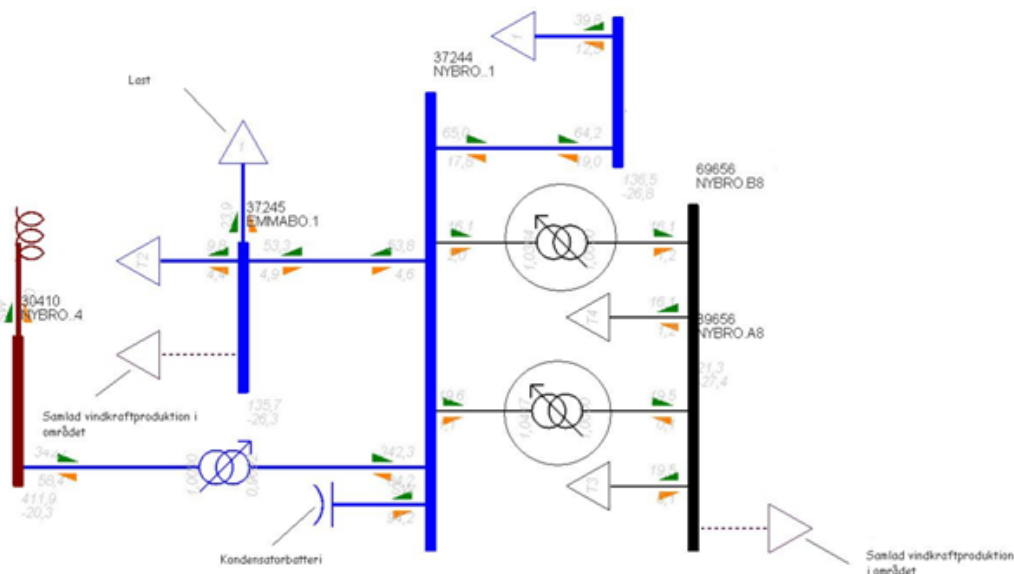


Figur 19 - Brytpunkt för Singel-parallell drift

Brytpunkten $S = \sqrt{\frac{(P_{0N} - P_{0N1} - P_{0N2}) * S_N^2 (S_{N1} + S_{N2})^2}{(P_{kN1} + P_{kN2}) S_N^2 - P_{kN} (S_{N1} + S_{N2})^2}}$ där fullständiga uträkningar och beteckningsförklaringar redovisas i bilaga A. Ovanstående formel är giltig för ett vanligt specialfall. Se bilaga A för generell formel.

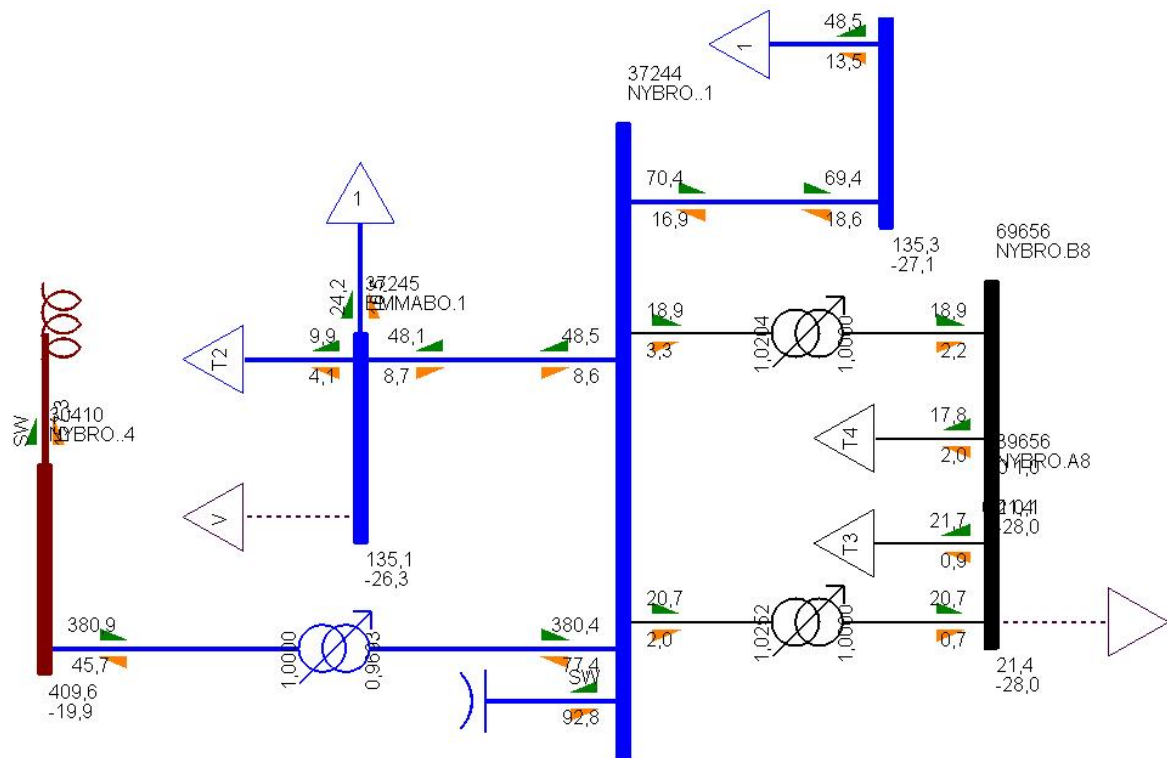
3.2.2 PSS/E Modell

Figur 20 visar den valda PSS/E modellen för scenario 1. En, för scenariot, relevant nätdel har valts ut för att ge exempel på när singel- och parallell drift av transformatorer förekommer. I modellen kommer det att läggas till vindkraftsproduktion i för att illustrera de skillnader som uppträder vid introduktion av vindkraft i systemet. Vindkraftsproduktionen kommer att flyttas runt mellan noder och de förändrade effektflödena kommer att analyseras.

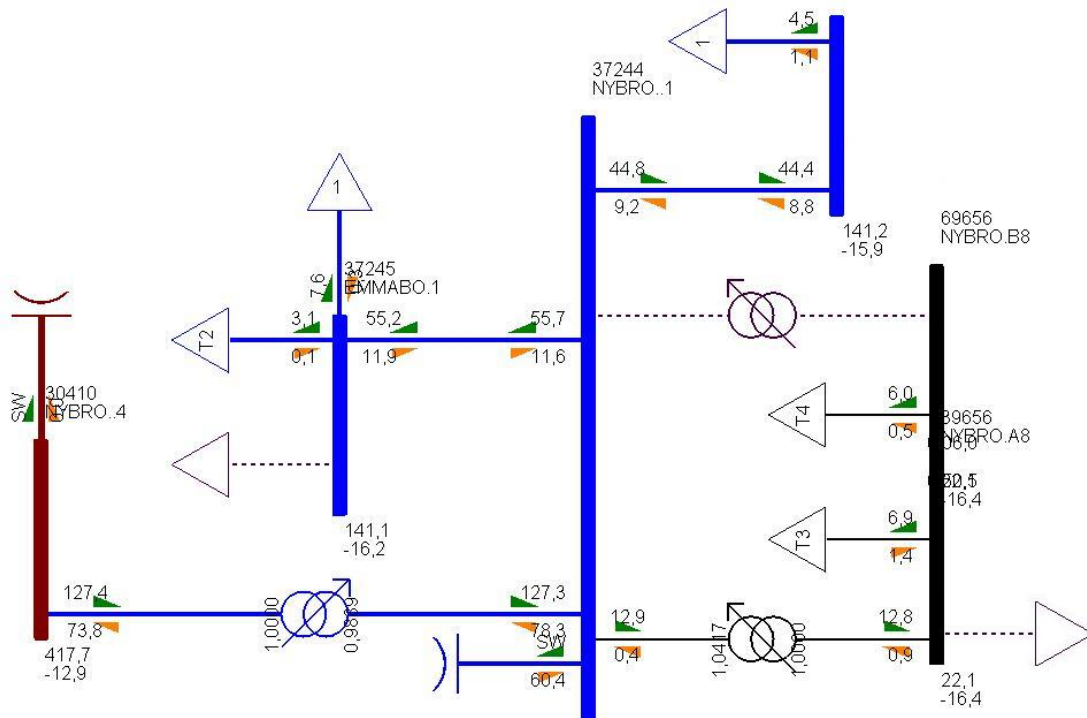


Figur 20 – PSS/E modell för scenario 1

3.2.3 Exempel 1



Figur 21 – Vinterlast, det är nödvändigt att använda parallella transformatorer



Figur 22 – Sommarlast, endast en transformator behövs

3.2.4 Analys 1

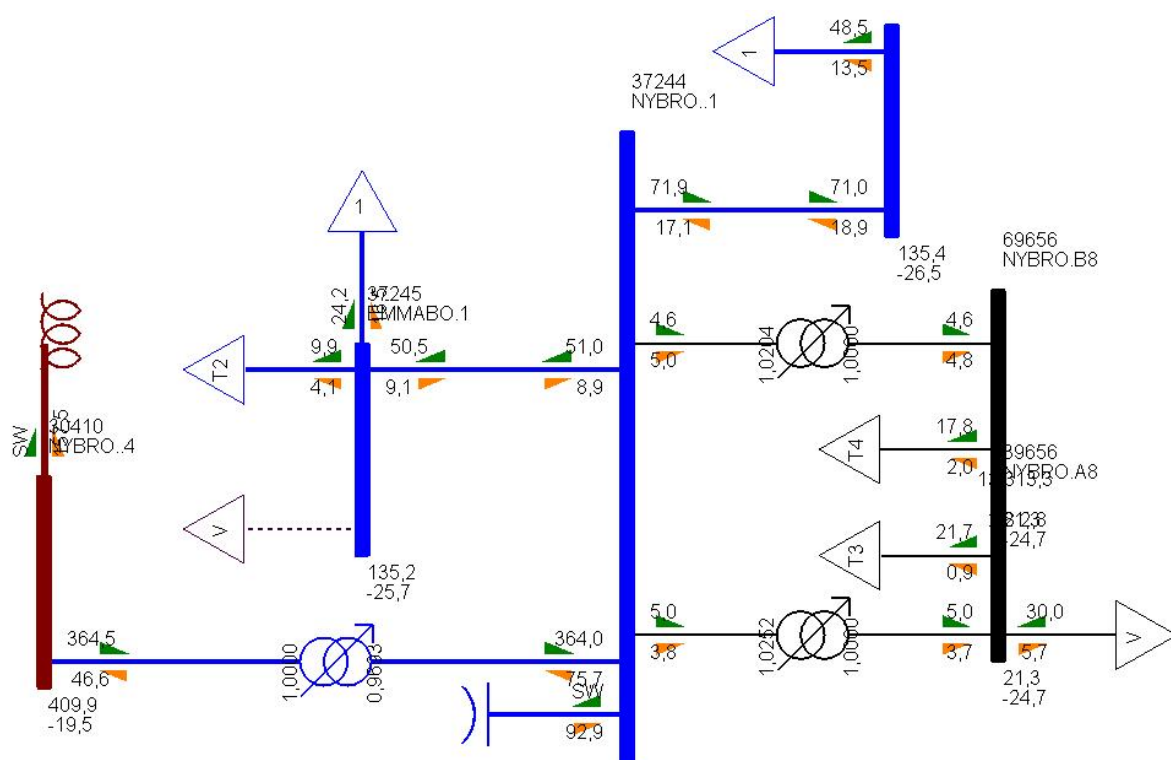
Figur 21 och figur 22 illustrerar lasten över två transformatorer, med märkeffekten 40 MVA, där möjlighet till paralleldrift finns. Figurerna visar hur det typiskt har sett ut hittills där man har använt sig av säsongskoppling, dvs. man tillämpar paralleldrift av transformatorer på vinterhalvåret och singeldrift av transformatorer på sommarhalvåret. Den ovan redovisade brytpunkten redogör för när det är ekonomiskt att tillämpa singeldrift respektive paralleldrift. Säsongskopplingarna gjordes två gånger per år. Som tidigare nämnts, finns det två anledningar att gå över från singel- till paralleldrift.

- I. Lasten är för hög för en enskild transformator, dvs. lasten överstiger transformatorns märkeffekt.
- II. Det är inte ekonomiskt försvarbart att ha singeldrift eftersom lasten är så hög att den befinner sig i det området där paralleldrift skall tillämpas enligt graf ovan.

Det omvända gäller givetvis också för de ovanstående punkterna.

Med introduktionen av en större andel intermittent produktion, framförallt vindkraft i Sverige, finns det inte längre ”två säsonger” och säsongskoppling kan inte tillämpas på samma sätt som tidigare. Nu gäller att ”sommarlast” kan uppträda på vintern och tvärtom, vilket visas i nästkommande exempel.

3.2.5 Exempel 2



Figur 23 – Sommarlast med vindkraftsproduktion

3.2.6 *Analys 2*

I exempel 2 introduceras 30 MW vindkraftsproduktion, markerat med V i figuren, lokalt för att simulera en blåsig dag i januari enligt figur 23. Den lokala vindkraftsproduktionen gör att effektbehovet från 130 kV – nätet blir mindre och lokalt råder det ”sommарlast” på transformatorerna trots att estimat från januari används.

Det finns även tillfällen då det omvända inträffar, att det råder lokal ”vinterlast” på sommarhalvåret. I figur 23 är den svarta bussen en 10 kV-buss vilket innebär att ingen större transitering sker i detta nät eftersom förlusterna skulle bli för stora. Om det istället hade rört sig om en 50 kV-buss med tillhörande vindkraftsproduktion så hade en stor del av den producerade effekten transiterats vidare via 50 kV-nätet, eftersom effektbehovet på sommaren är litet i jämförelse med effektbehovet på vintern och lokal ”vinterlast” hade kunnat uppstå i angränsande stationers parallella transformatorer, dvs. om sådana existerar.

3.3 *Scenario 2: Optimal reaktiv- och spänningshållning*

3.3.1 *Inledning*

Med anledning av den ökande andelen intermitterent produktion och det ökade utbytet mellan länder har elkraftsystemet blivit ett mycket dynamiskt system där optimal spänningsreglering har utvecklats till en stor utmaning. Att hålla rätt spänning är viktigt av flera anledningar:

- överföringsförlusterna minskar
- spänningsfallet minskar
- överföringsförmågan blir högre
- reaktivbalansen blir bättre genom mindre reaktiva förluster
- risken för spänningskollaps blir avsevärt lägre

Spänningen påverkas av:

- Last
Spänningen följer lasten, om lasten ökar minskar spänningen och tvärtom.
- Import/Export på HVDC-länkar
Spänningen påverkas av HVDC-länkarna. Likriktarstationerna som finns kopplade till HVDC-länkarna konsumerar mycket reaktiv effekt vid körning. Om motsvarande reaktiva effekt inte tillförs lokalt så kommer den dras från systemet vilket leder till lägre spänningar. Det är precis av den anledningen som det alltid förekommer lokal effektkompensering vid HVDC-länkar vilket visas i exempel nedan.
- Produktion från vindkraft

Lillgrund är direkt anslutet till 130 kV – nätet, vilket minskar risken för överbelastning av ledningen. Detta är dock ett stort problem på lägre spänningsnivåer, vilket kommer att behandlas senare. Vindkraftsproduktion i en nod medför en spänningsökning i den noden. Vid den anslutande fördelningsstationen reglerar lindningskopplaren spänningen för att hålla rätt nivå.

- Reaktiv effekt

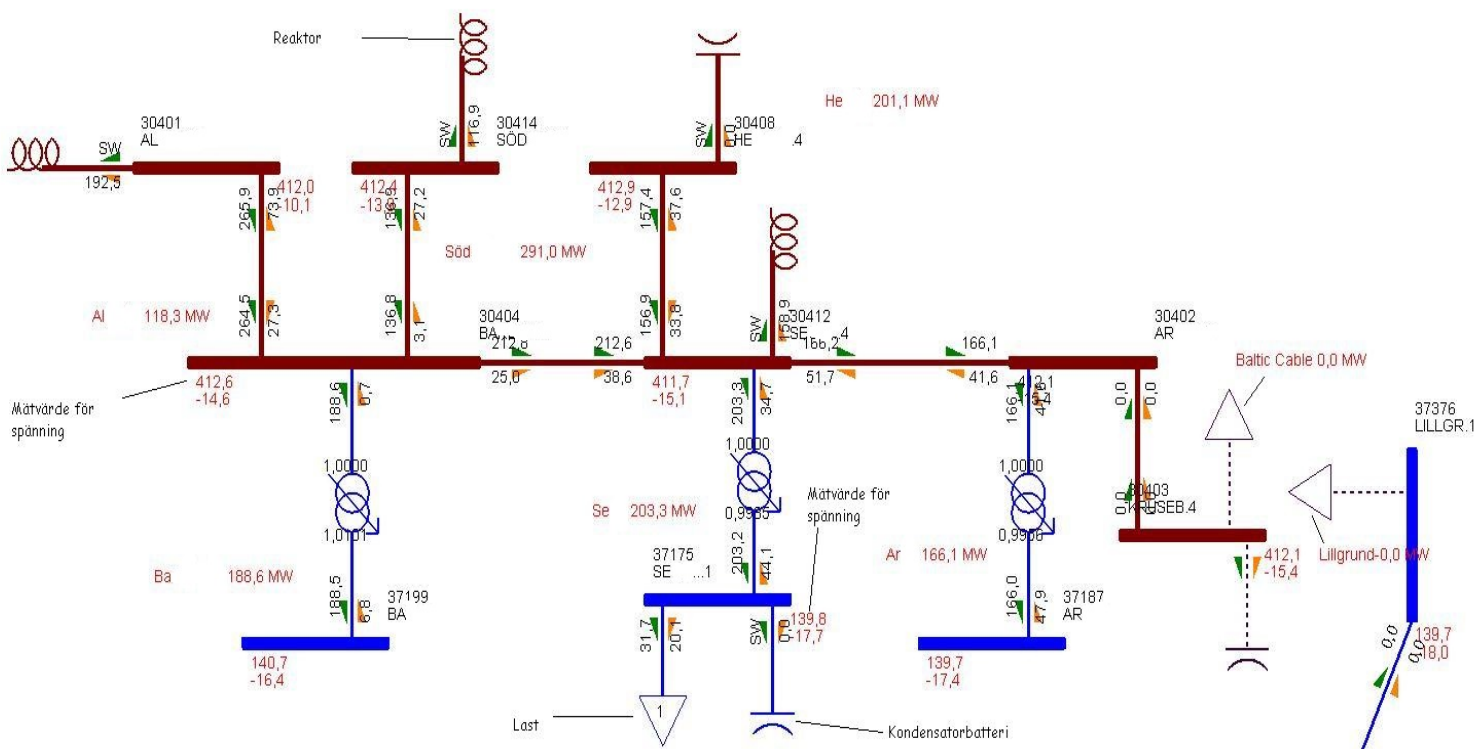
Ledningar producerar eller konsumerar reaktiv effekt beroende på hur de är belastade. Hög last medför en högre reaktiv förbrukning och därmed lägre spänning, låg last medför en lägre reaktiv förbrukning och därmed högre spänning.

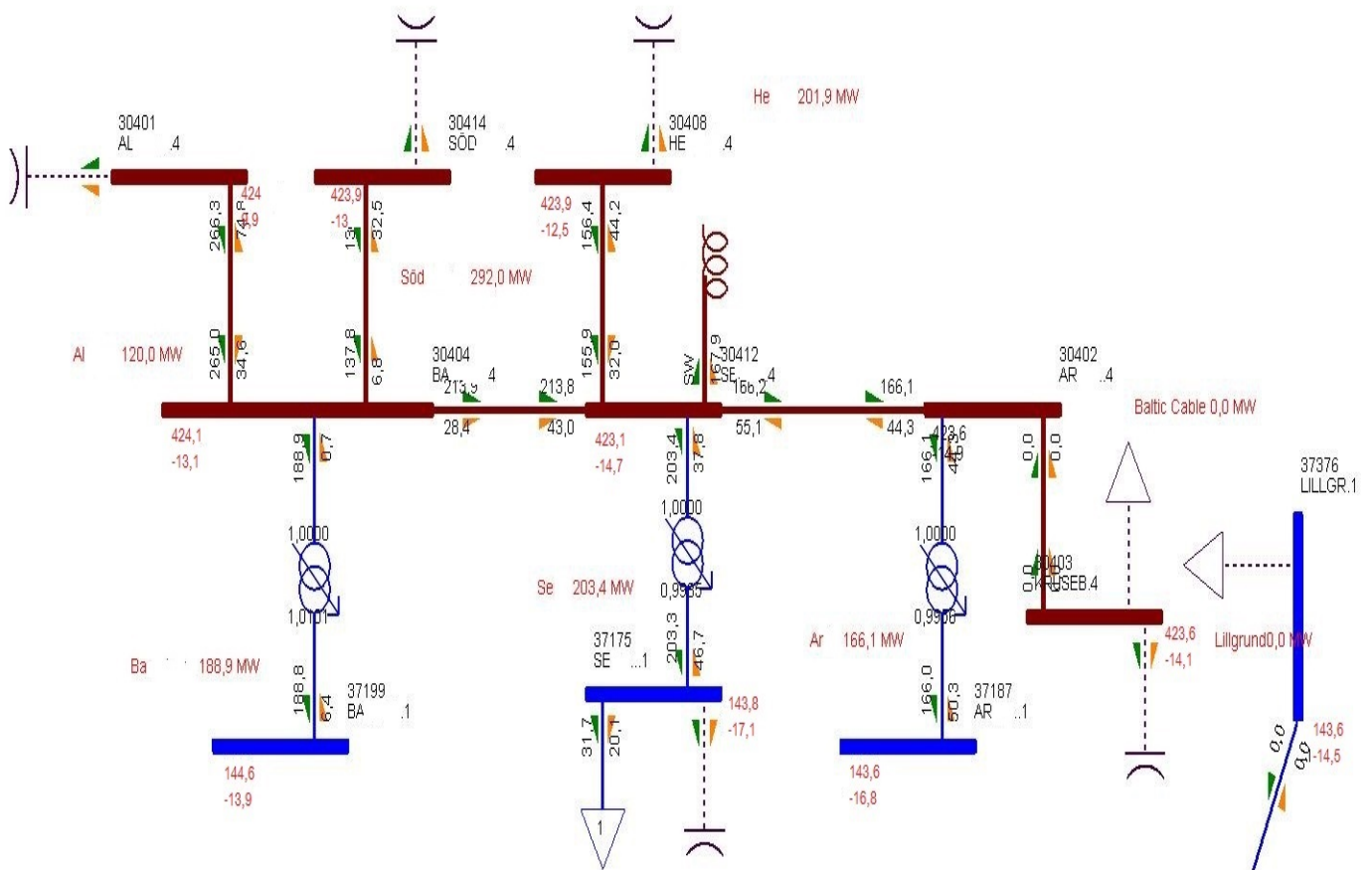
Driftoperatörer påverkar spänningen med hjälp av:

- Kondensatorbatterier genom tillförsel av reaktiv effekt
- Reaktorer genom konsumtion av reaktiv effekt
- Lindningskopplare genom att direkt ändra spänningssättningen på transformatorn (kommer inte att behandlas nedan)

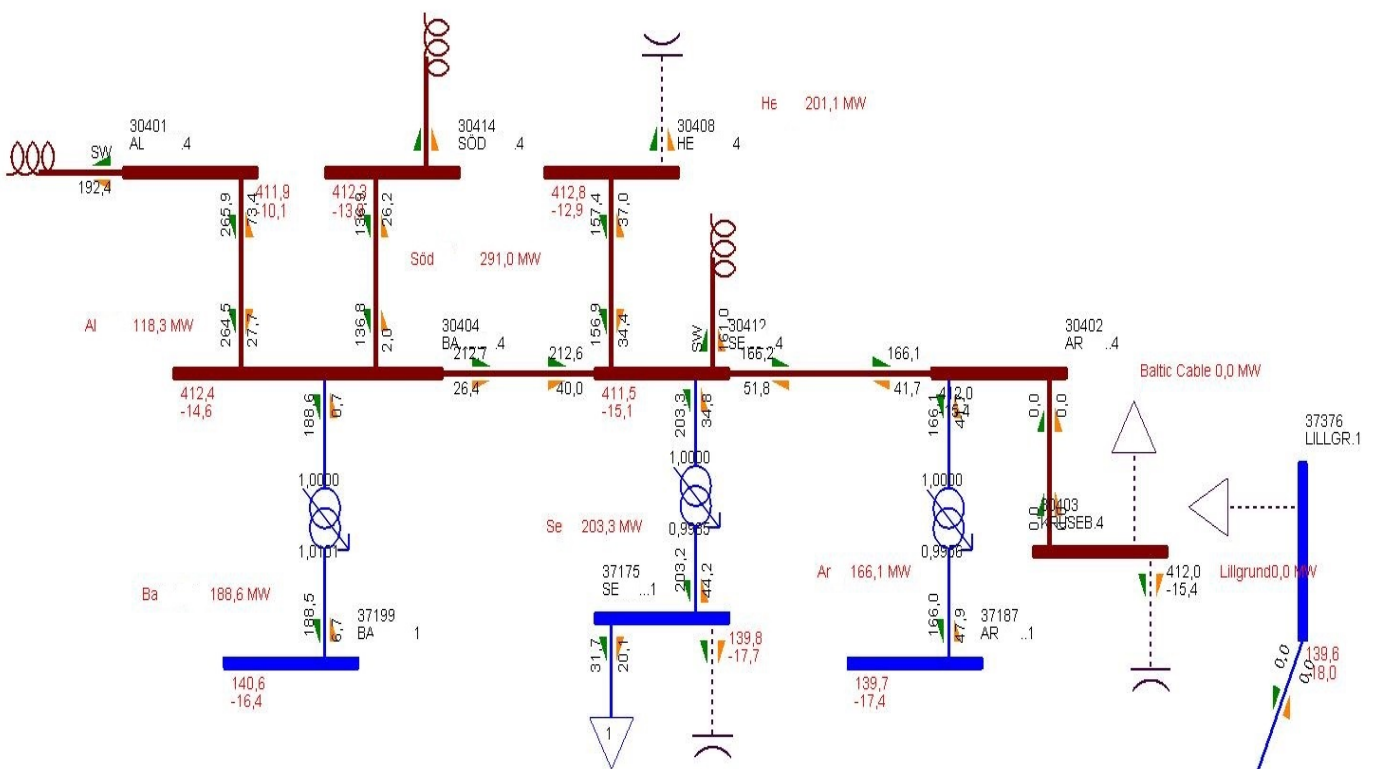
3.3.2 PSS/E modell

Den valda PSS/E modellen innehåller alla ovanstående komponenter och redovisas i figur 24. I modellen visas spänningarna i ett antal noder och har gjorts röda för att synas bättre. Reaktorn i Al byter av någon anledning skepnad till ett kondensatorbatteri vid fränkoppling, men i alla figurer gäller att komponenter i Al, Söd, och Se är reaktorer enligt figur 23. *Lillgrund har i verkligheten en installerad effekt på 110 MW men i exemplet nedan kan Lillgrund leverera 125 MW.*

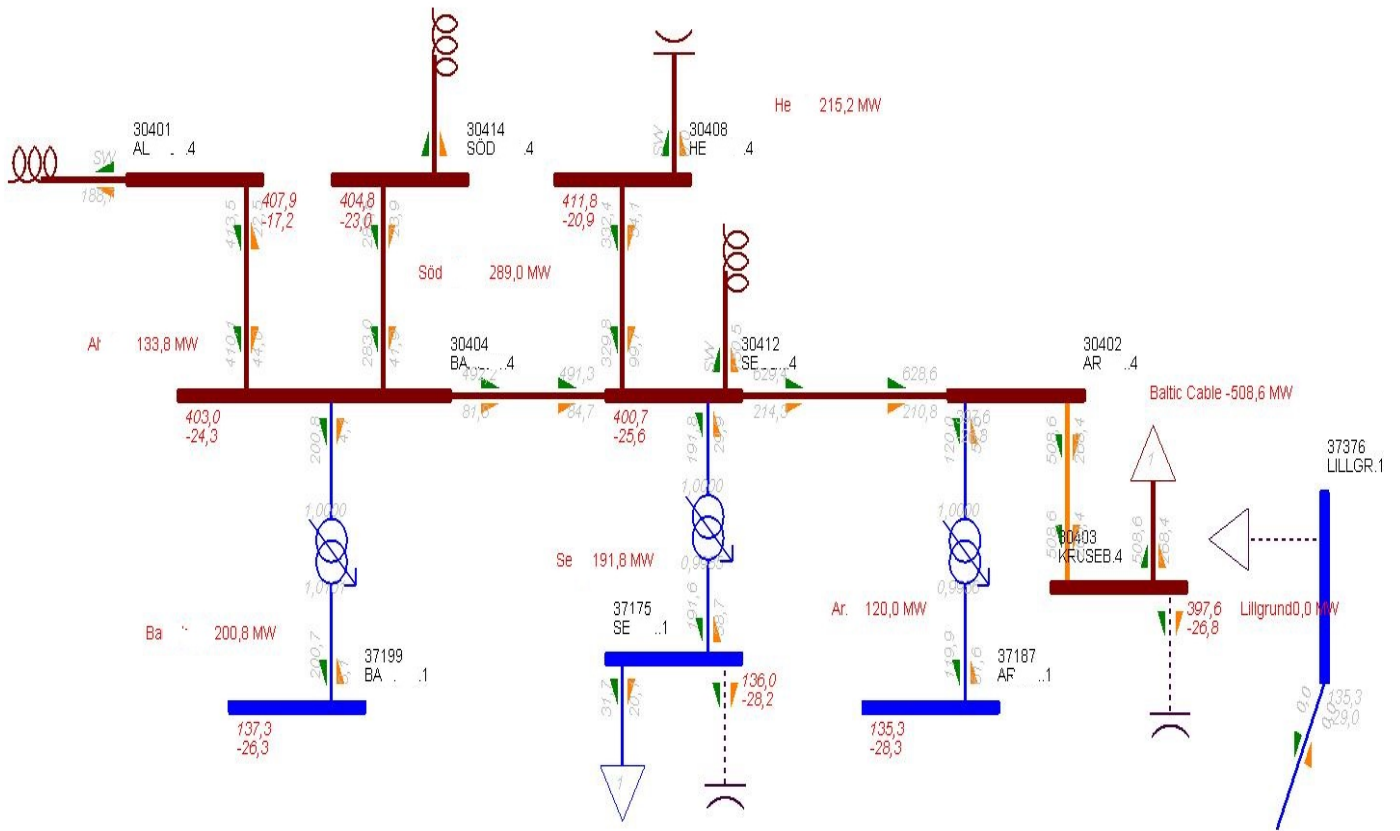




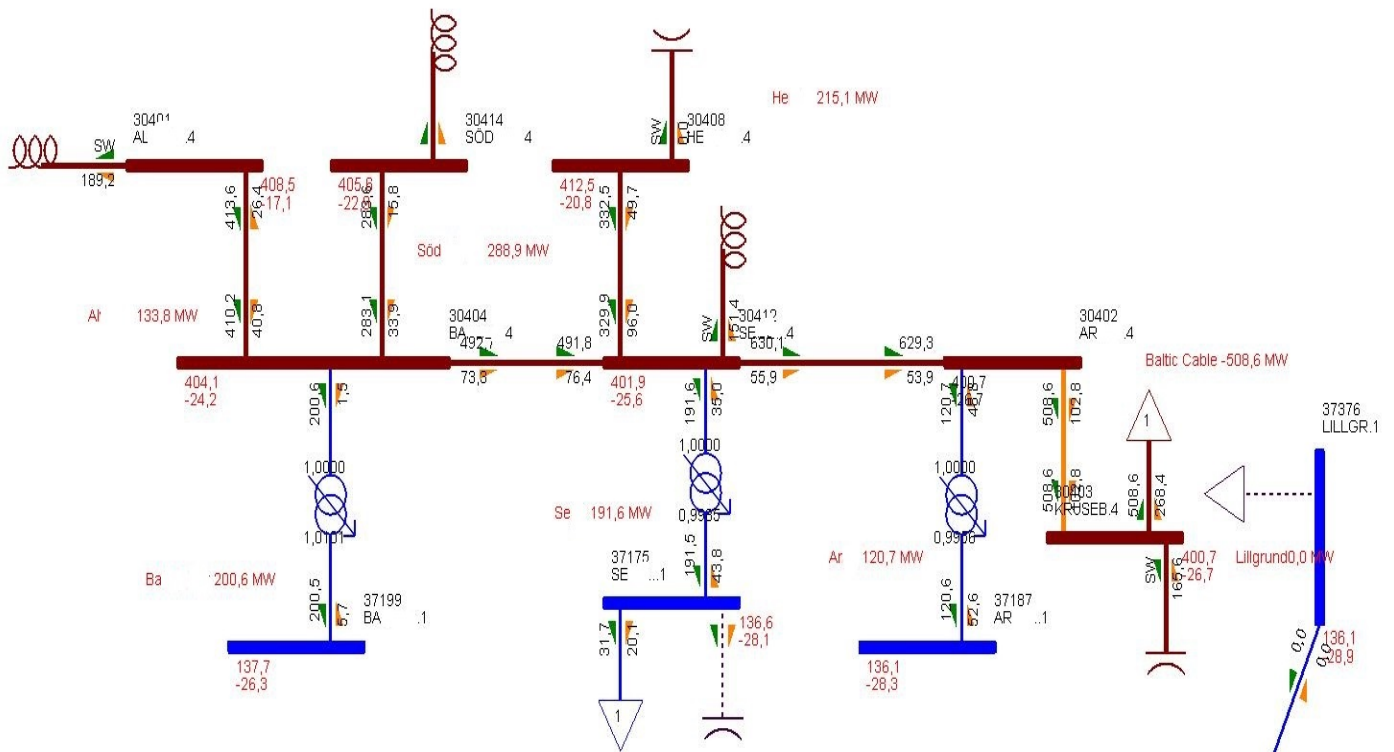
Figur 25 - Estimat från juli 2012, kondensatorbatterier, reaktorer och Baltic Cable är fränkopplade. Det finns ingen vindkraftsproduktion



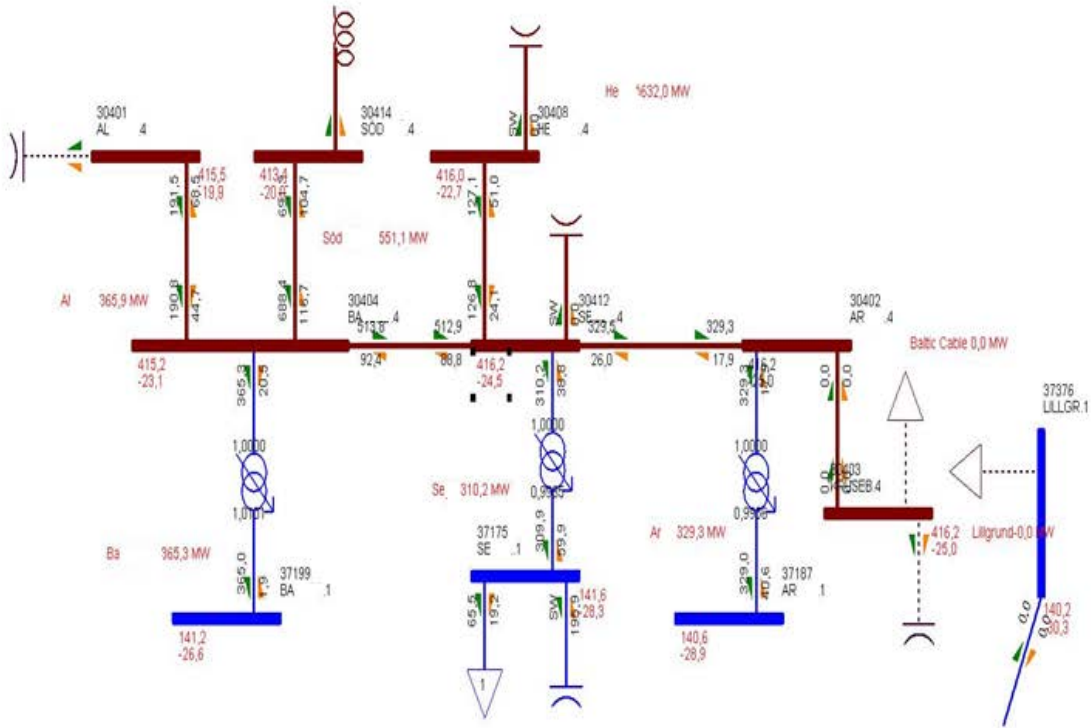
Figur 26 – Reaktorer i Al och Se har kopplats in



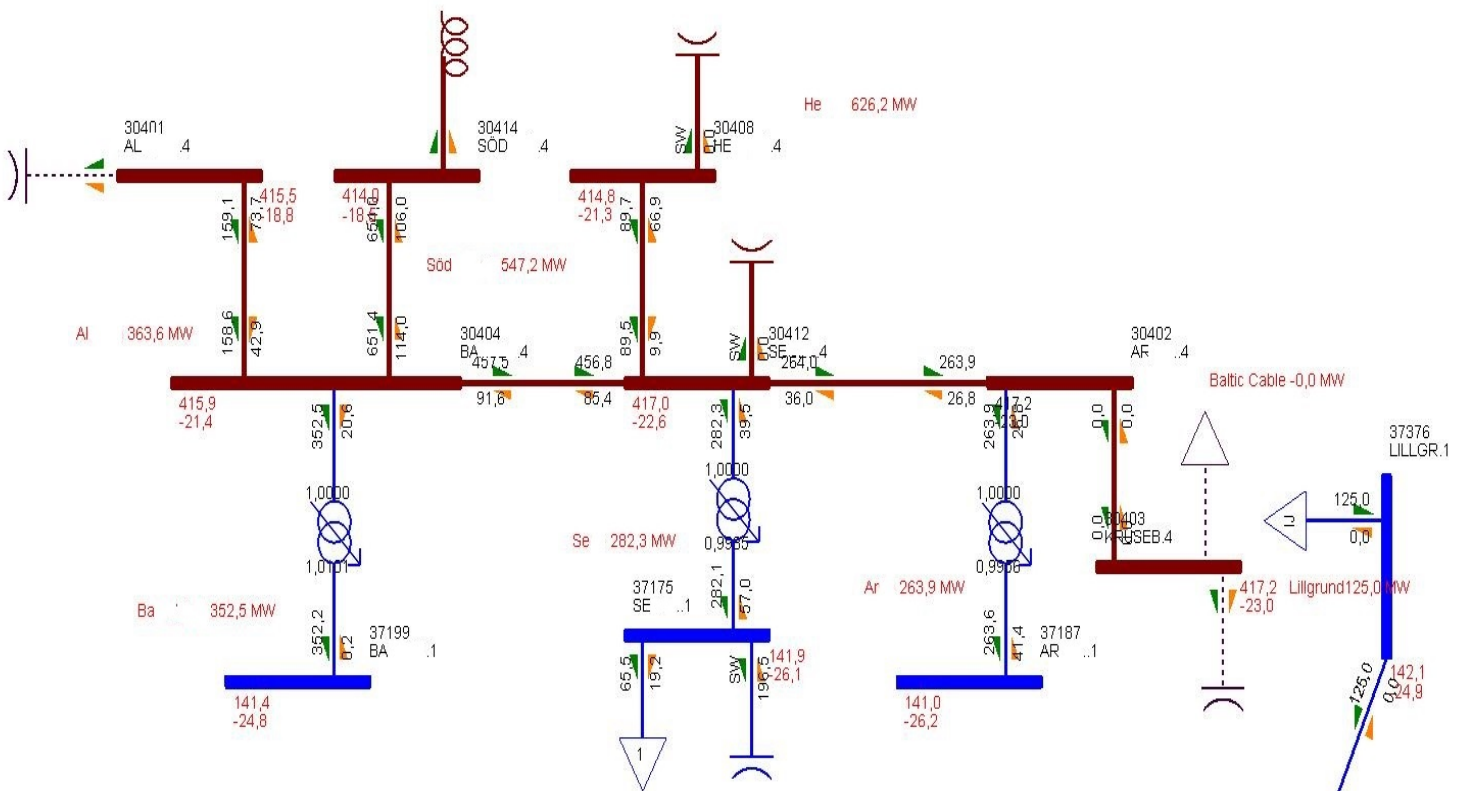
Figur 27 – Ovanstående fall men Baltic Cable kör full export utan lokal effektkompensering



Figur 28 - Kondensatorbatteriet vid Baltic Cable har kopplats in och utgör därmed lokal effektkompensering



Figur 29 - Typiskt kopplingsläge på vinterhalvåret, kondensatorbatteri(er) måste kopplas in för att hålla goda spänningar



Figur 30 - Lillgrund producerar 125 MW och en lokal spänningsökning erhålls i noden.



3.3.3 *Analys*

I figur 25 illustreras spänningar i ett antal noder en sommardag i juli 2012. Figuren visar spänningar i systemet utan inblandning av diverse komponenter som reaktorer och kondensatorbatterier, vidare finns det inget effektutbyte via Baltic Cable, det finns inte heller någon vindkraftsproduktion från Lillgrund. Spänningarna i systemet är allmänt höga vilket har sin förklaring i att det råder sommarlast.

Figur 26 visar effekten av att koppla in reaktorer i Al och Se, spänningarna i systemet sjunker, där inverkan från reaktorerna blir som högst på noder nära själva reaktorerna.

Figur 27 åskådliggör Baltic Cables inverkan på systemspänningarna. Baltic Cables likriktarstation konsumerar en stor del reaktiv effekt, som ökar i proportion till överföringen på kabeln. Om reaktiv effekt inte tillförs lokalt, kommer den att dras från systemet och som följd erhålls en spänningssänkning vilket också figur 27 visar. Även i detta fall fås den största spänningssänkningen i noder nära Baltic Cable.

I figur 28 har lokal effektkompensering tillförts i form av ett kondensatorbatteri. Spänningarna i systemet har ökat något men för att uppnå optimala spänningar rekommenderas fränkoppling av en reaktor, eller att koppla ytterligare ett kondensatorbatteri.

Figur 29 visar ett typiskt kopplingsfall på vinterhalvåret där lasten är hög och kondensatorbatteri(er) måste kopplas in för att upprätthålla goda spänningar.

I figur 30 levererar Lillgrund 125 MW till systemet. Effekten av detta blir en spänningsökning framförallt i den noden där Lillgrund finns ansluten, vilket också kan ses i figur. Spänningen i omgivningen påverkas inte nämnvärt eftersom nätet är robust i området där reglering sker med kondensatorbatterier, ledningskopplare och reaktorer. På lägre spänningsnivåer kan detta dock utgöra ett problem där besvärliga spänningsprofiler kan erhållas vid noder där vindkraftsproduktion finns ansluten.



3.4 Scenario 3 Optimal hantering av abonnemangsproblematiken och Demand-Response

3.4.1 Abonnement

Nätägare måste på årlig basis betala en avgift till Svenska Kraftnät för att få mata in eller mata ut effekt i det svenska stamnätet, och detta görs genom såkallade abonnemang. I Sverige sker elproduktion främst i de norra delarna och konsumtion i de södra. Effektaavgiften är geografiskt beroende, vilket innebär att avgiften för inmatning i söder är lägre än i norr, och det omvända gäller för uttag. För uttag är avgiften 35 kr/kW i norr, och den stiger linjärt med latituden till 88 kr/kW i söder. För inmatning är avgiften 48 kr/kW i norr, och faller linjärt med latituden till 19 kr/kW i söder[8].

3.4.2 Tillfälliga abonnemang

Det finns möjlighet för abonnenter att ansöka om tillstånd för tillfällig ökning av sitt årliga abonnemang, vilket sker hos Vakhavande ingenjör (VHI) hos Svenska Kraftnät. Ansökan beviljas i mån av ledig nätkapacitet. Det finns möjlighet att teckna tillfälliga abonnemang som omfattar en eller fyra veckor, för en vecka blir kostnaden 1/12 av den årliga effektaavgiften och för fyra veckor blir kostnaden 3/12 av den årliga effektaavgiften[8].

3.4.3 Överskridandeavgift

Vid överskridning av gällande abonnemang tre timmar i följd, faktureras en straffavgift motsvarande 1/50 av en årlig effektaavgift per timme från och med den tredje timmen. I de fall där överskridningen beror på fel, driftomläggningar eller reglerbud på svenska stamnätet slipper abonnenten straffavgift[8].

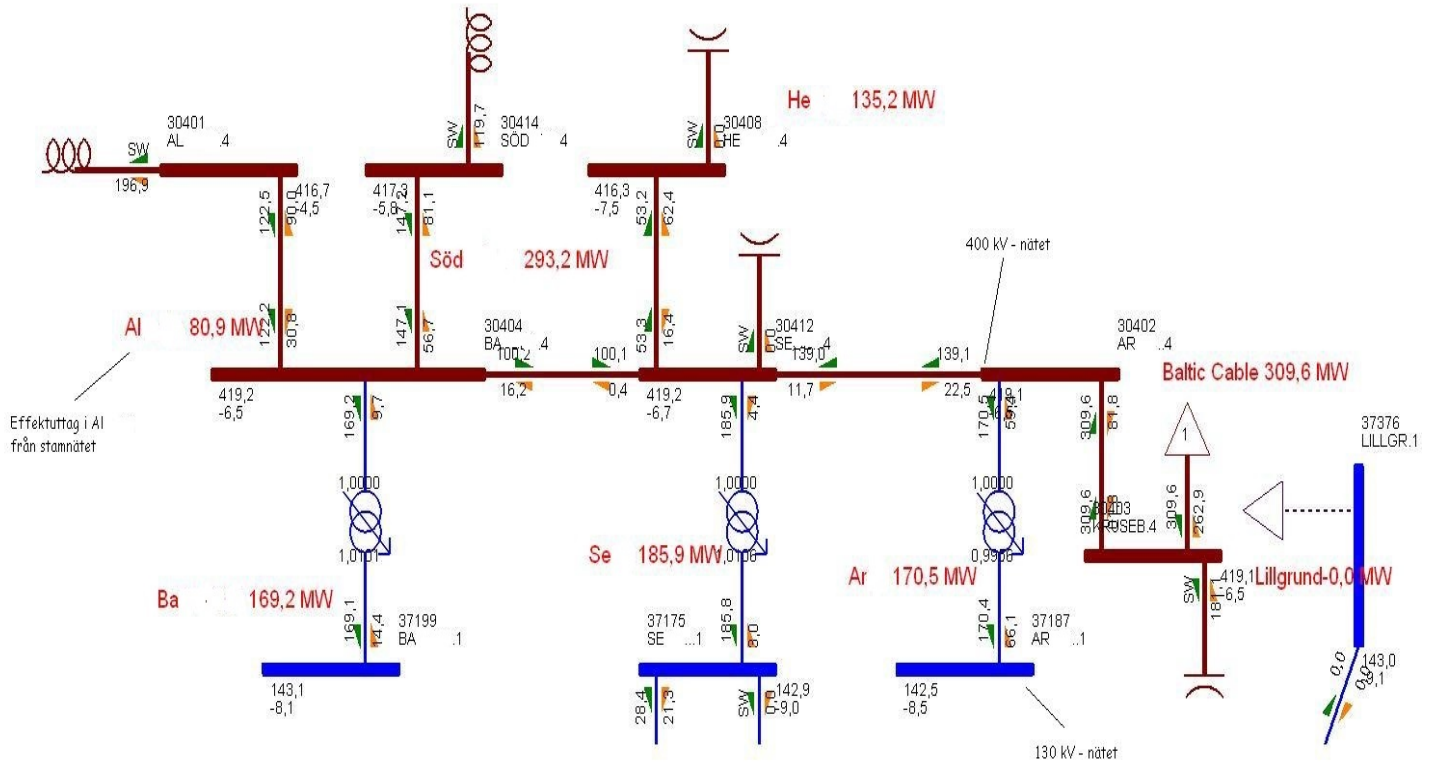
3.4.4 PSS/E modell

Den valda PSS/E modellen kan ses i figur 31. Ett antal uttagspunkter har valts ut för att illustrera hur uttaget i de olika stationerna varierar samt vilken roll intermittenta produktion, i form av vindkraft, och HVDC-länkar spelar. För att modellen ska vara överskådlig har ett antal förenklingar tillämpats:

- I. Baltic Cable representerar HVDC utbytet med andra länder.
- II. Lillgrund representerar vindkraftsproduktionen i området och direkt ansluten till 130 kV-nätet.
- III. För stationerna Al, Söd och He har inte transformeringen ner till 130 kV ritats ut. Istället har en röd text, som representerar effektauttaget från stamnätet i den punkten, skrivits ut.



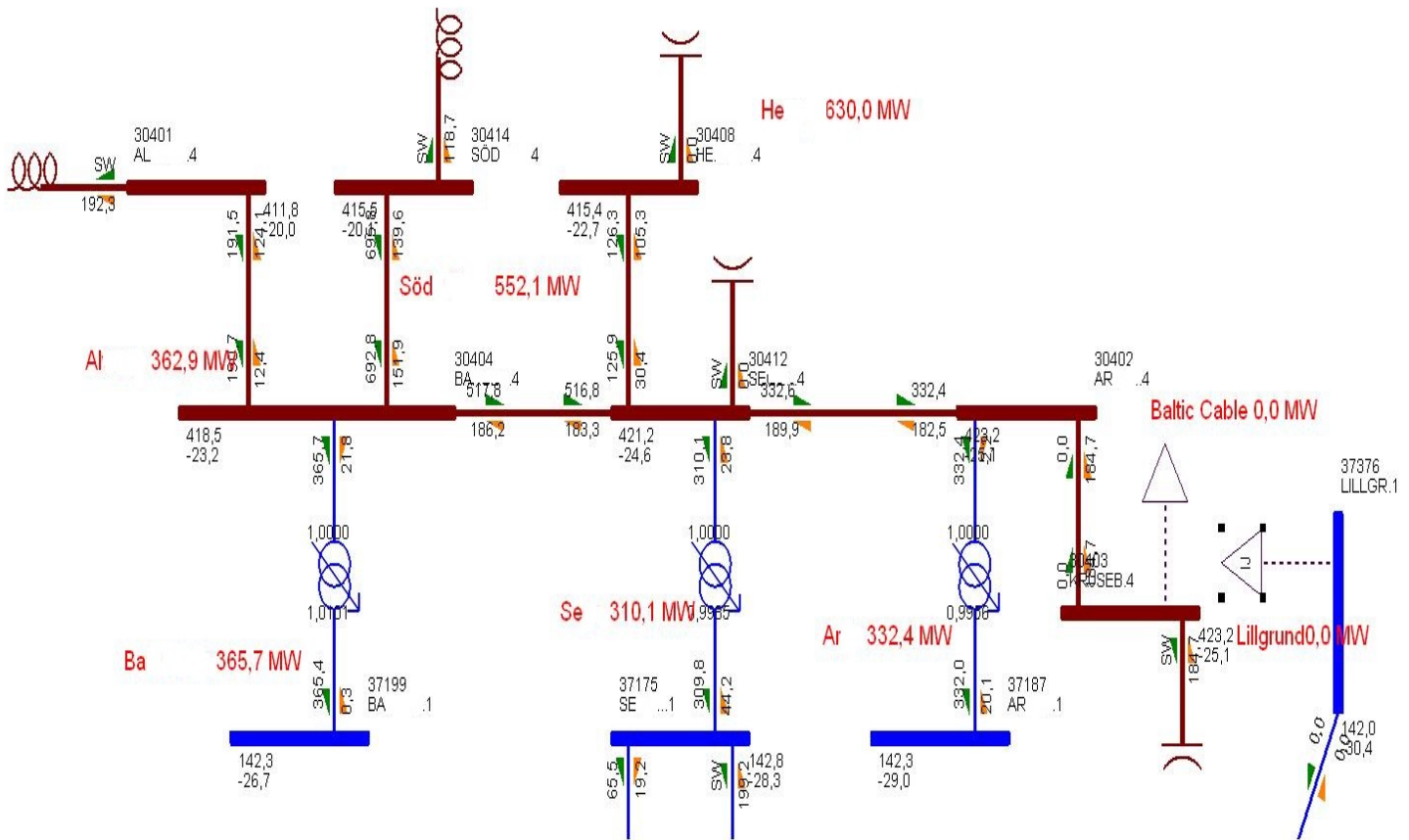
Lillgrund har i verkligheten en installerad effekt på 110 MW men i exemplet nedan kan Lillgrund leverera 125 MW.



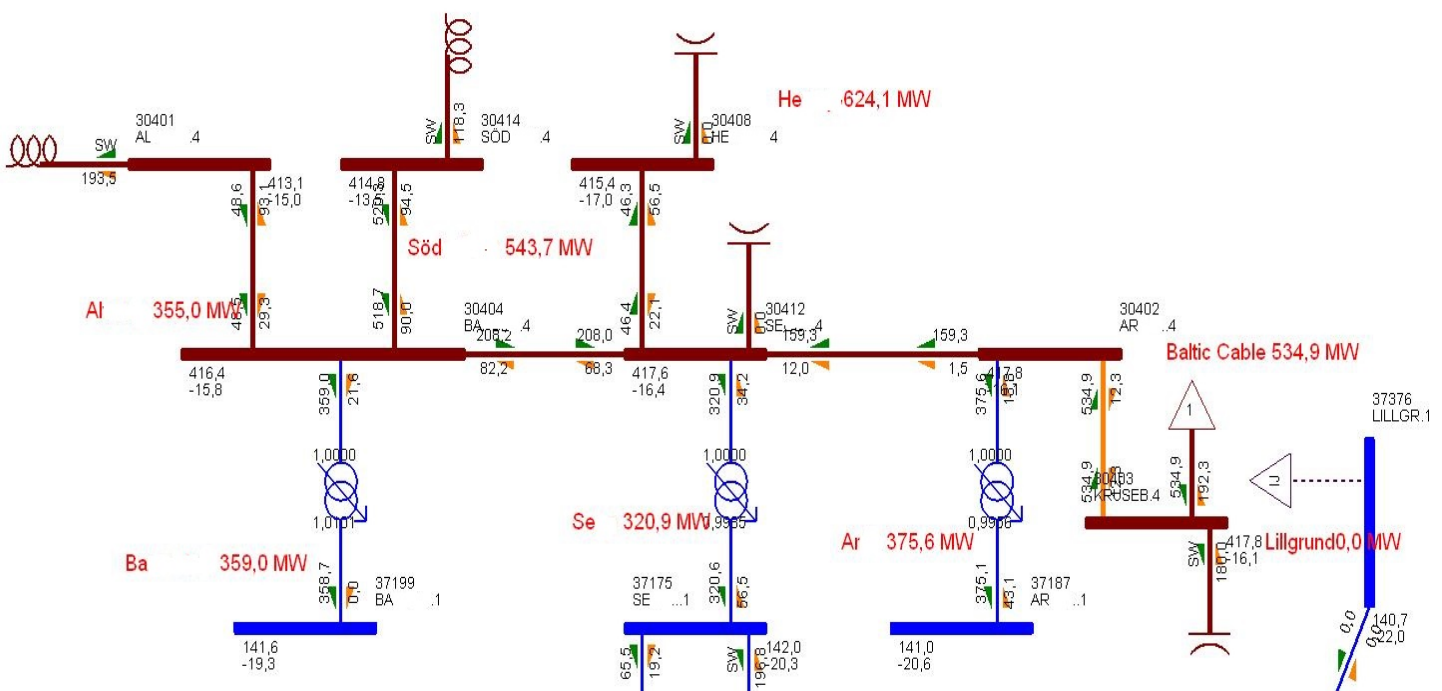
Figur 31 - PSS/E modell för scenario 3



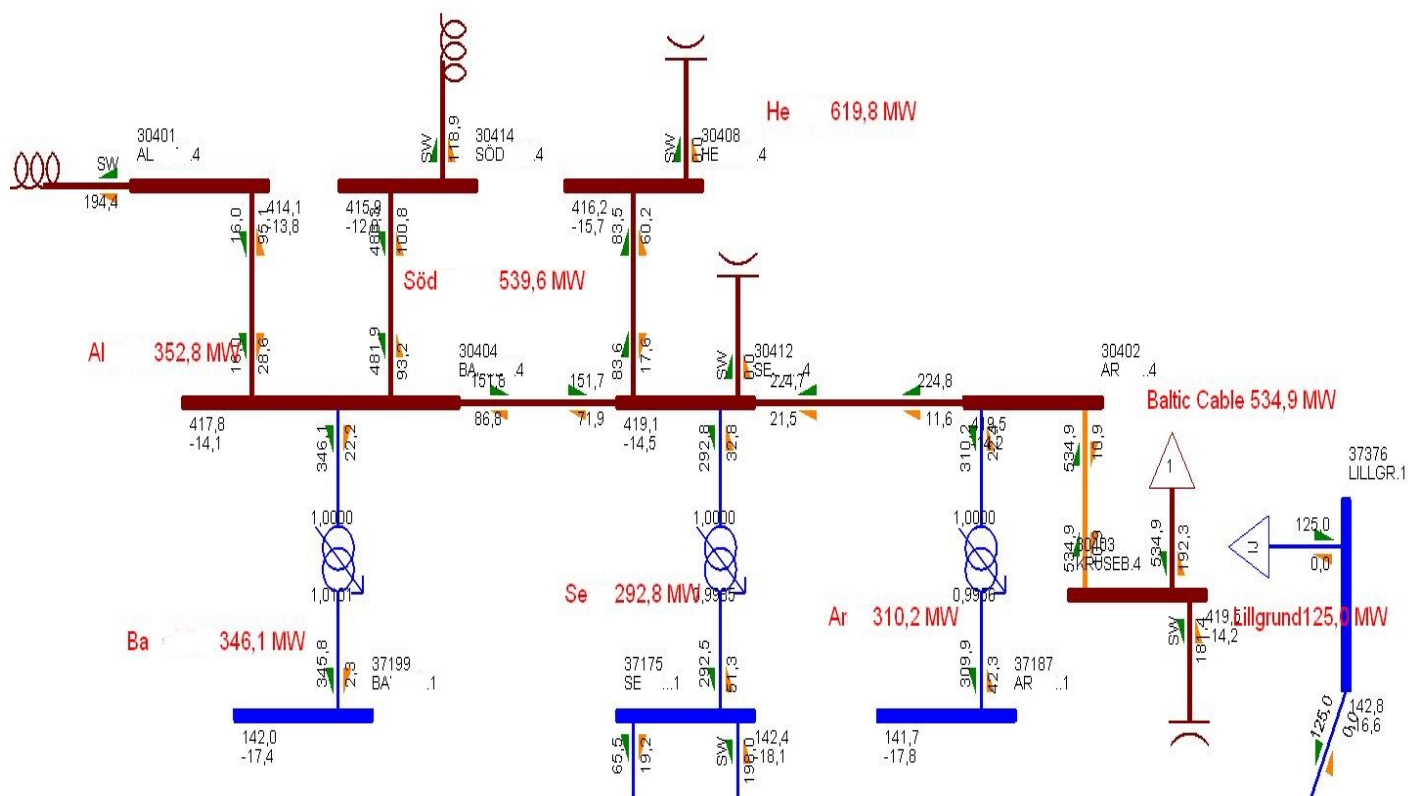
3.4.5 Exempel 1



Figur 32 – Effektuttaget med estimat hämtat från januari 2013



Figur 33 – Effektuttag med estimat från januari 2013 och full import via Baltic Cable



Figur 34 – Lillgrund levererar 125 MW rakt in i 130 kV-systemet

3.4.6 Analys 1

I exempel 1 redovisas beräkningar gjorda med estimat från januari 2013. Lasten är alltid högre på vinterhalvåret vilket kan ses i figuren där uttagen från stamnätet i de olika punkterna ligger tämligen högt. (Detta kan jämföras med exempel 2 nedan där estimat från juli 2012 har använts).

I figur 32 visas uttaget i de olika stationerna då det varken finns vindkraftsproduktion eller utbyte med andra länder via HVDC.

I figur 33 visas uttaget då det sker 534,9 MW import via Baltic Cable. Ett antal intressanta fenomen kan iakttas:

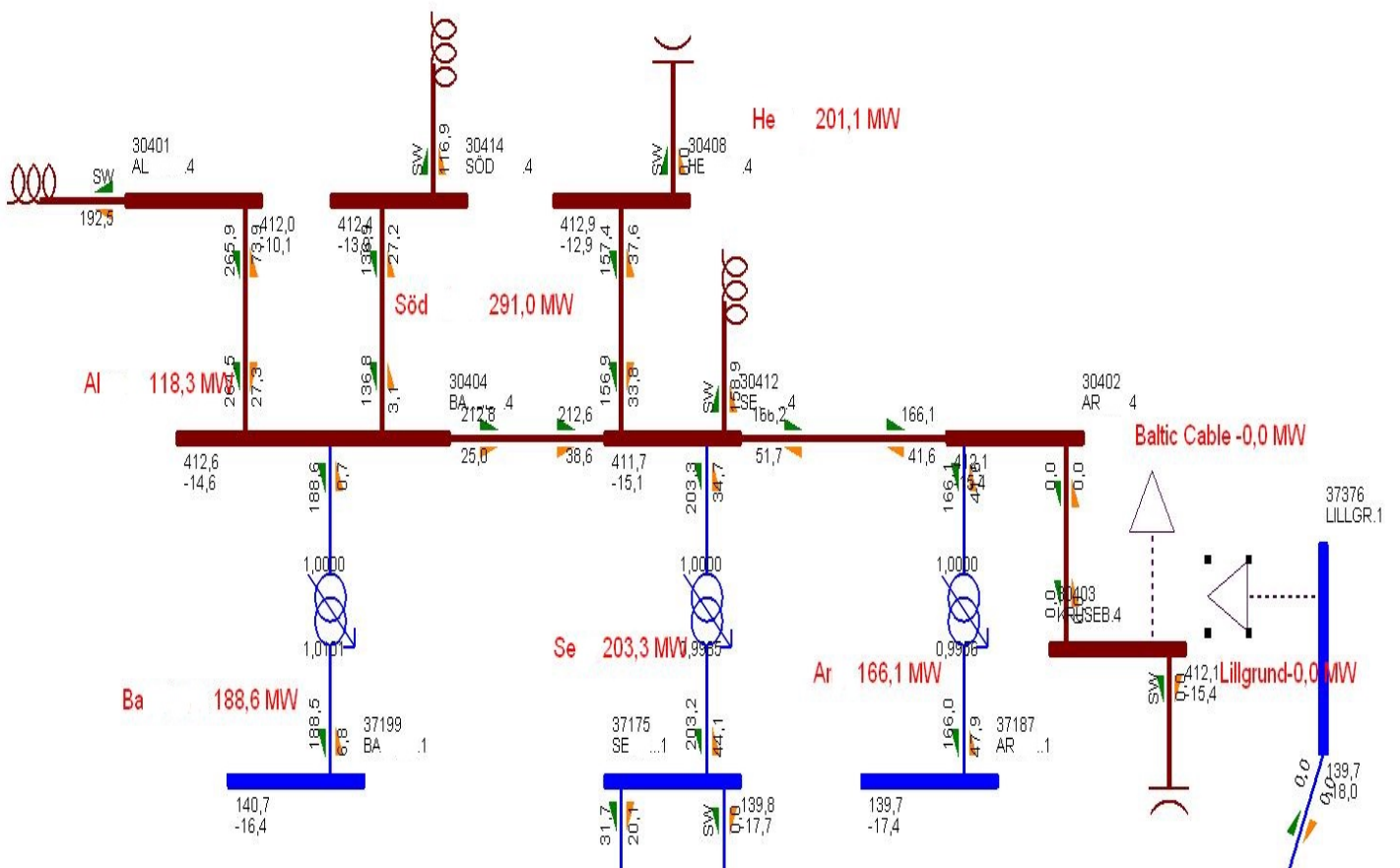
- I. Uttaget i station Ar har ökat.
- II. Uttaget i station Se har ökat.
- III. Uttagen i resterande stationer har minskat.

Uttagen i de stationer som ligger nära Baltic Cable geografiskt får ökat effektuttag från det svenska stamnätet eftersom det ”trycks ned” mer effekt vilket kan ses i figurer ovan. För de

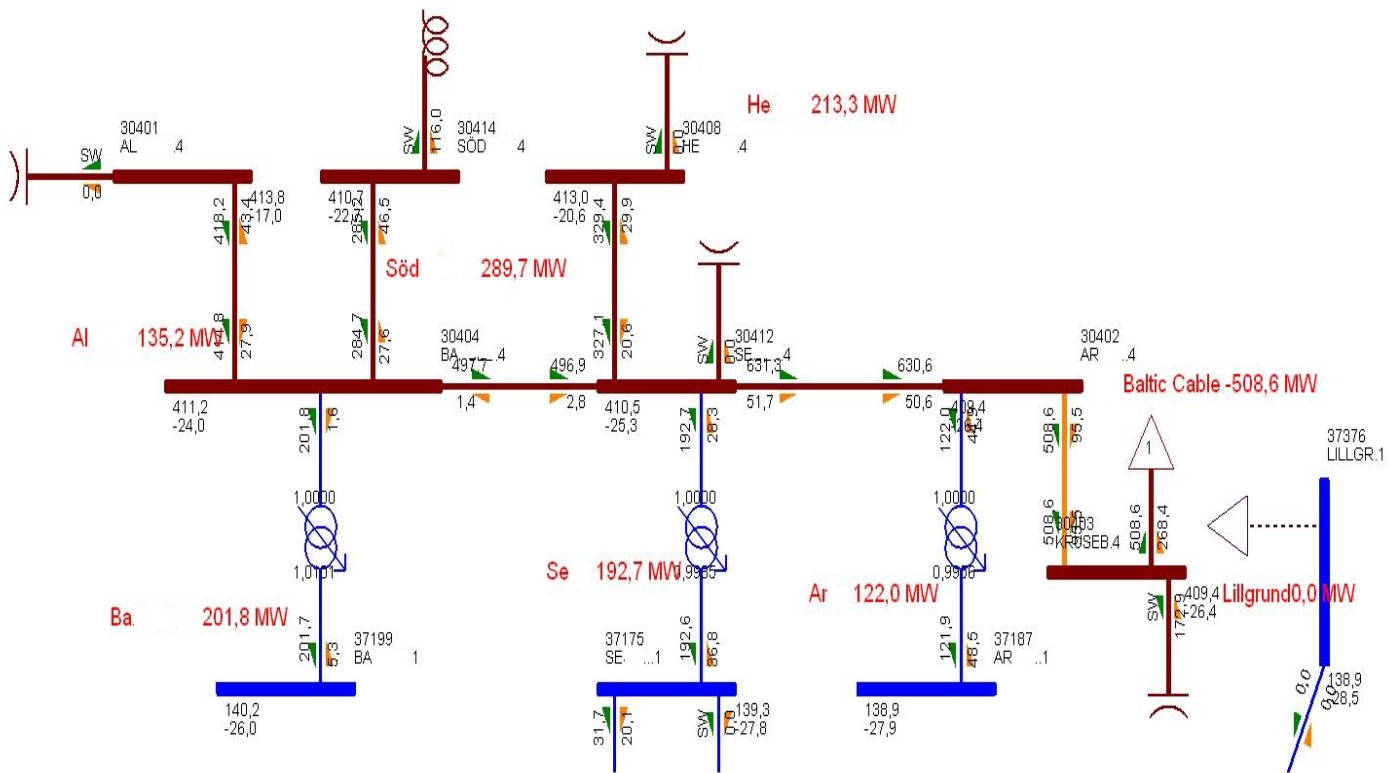
resterande stationerna, som ligger längre bort, gäller det istället att mer effekt överförs ”bakvägen” via 130 kV- nätet och därmed minskar dessa stationer sitt effektuttag. Det gäller att stationer längre bort får mindre påverkan, vilket är naturligt på grund av det är ett maskat nät. Det är svårt att bestämma exakt vilken överföring som sker i underliggande nät då denna påverkas av många parametrar. Det är dock tydligt att Baltic Cable påverkar uttaget ur stamnätet.

I figur 34 levererar Lillgrund 125 MW rakt in i 130 kV – systemet och mer effekt transiteras direkt via regionnätet, vilket gör att effektbehovet från stamnätet minskar. Effektuttaget från stamnätet har minskat i alla noder, påverkan avtar med avståndet från Lillgrund.

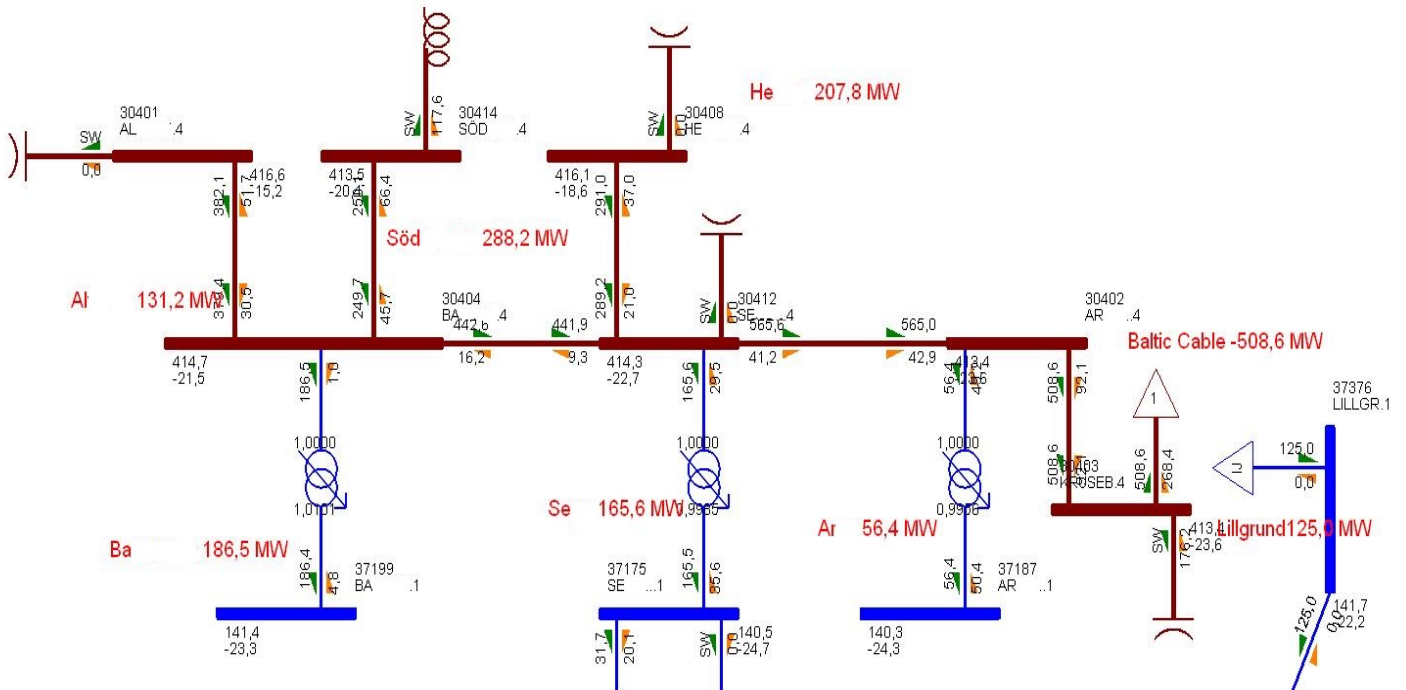
3.4.7 Exempel 2



Figur 35 – Effektuttag med estimat från juli 2012



Figur 36 – Effektuttag med estimat från juli 2012 och full export på Baltic Cable



Figur 37 - Lillgrund levererar 125 MW

3.4.8 Analys 2

I exempel 2 redovisas effektlöden med estimat från juli 2012. Uttagen i de olika noderna är avsevärt mindre i jämförelse med exempel 1, vilket är naturligt eftersom lasten är mindre på sommarhalvåret.

I figur 35 visas effektlöden då det inte finns effekttutbyte med andra länder, det finns inte heller någon vindkraftsproduktion.

I figur 36 visas effektlöden då det sker 508,6 MW export via Baltic Cable och ingen vindkraftsproduktion. Uttaget från stamnätet har minskat i Ar och Se, i Söd är det i stort sett oförändrat. Detta kompenseras av ett högre uttag i de andra uttagspunkterna, ett ökat uttag iaktas i Ba, Al och He för att sedan överföras via underliggande nät till de stationer som minskat sitt uttag från stamnätet.

Det är återigen svårt att bestämma exakt vilken överföring som sker i underliggande nät då denna påverkas av många parametrar.

I figur 37 levererar Lillgrund återigen 125 MW till 130 kV – nätet och effekttuttaget minskar i uttagspunkterna.

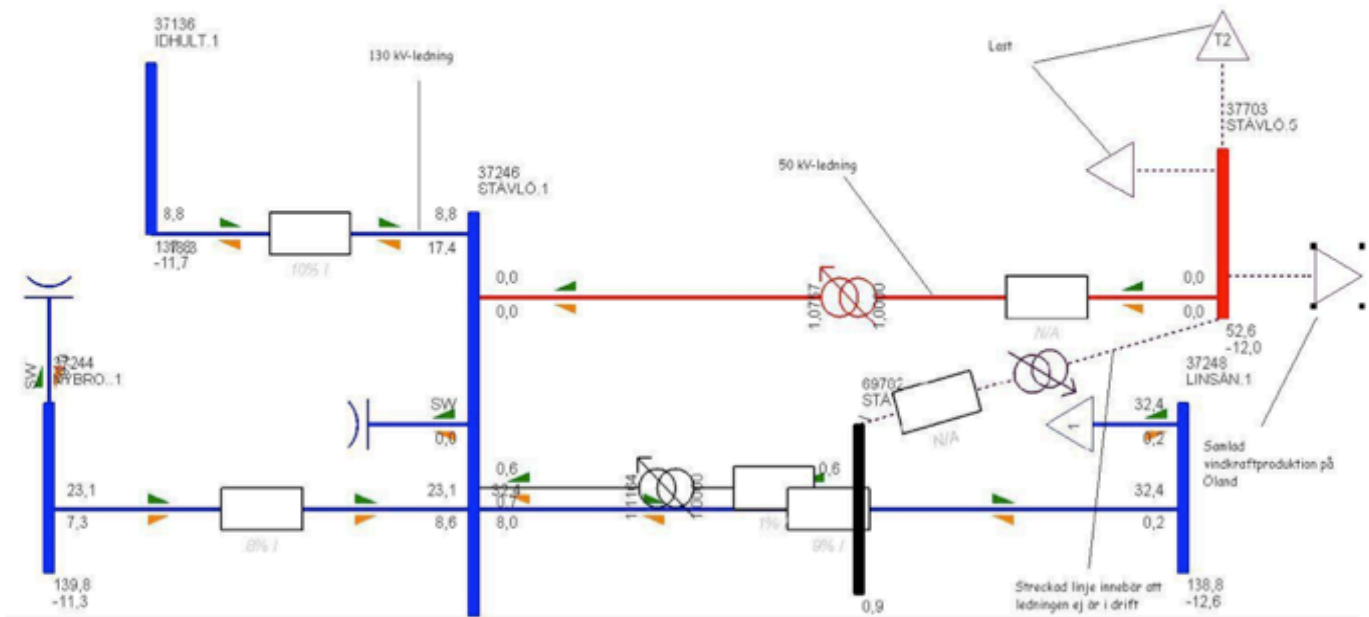
3.5 Scenario 4: Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar

3.5.1 Inledning

Att ledningar blir överbelastade är ett växande problem i det moderna elkraftsystemet och beror bland annat på att en stor andel produktion ansluts i nät som inte riktigt är avsedda för detta. Överbelastning av ledningar kan även bero på avbrott, både planerade och oplanerade, och flaskhalsar. Fokus i exempel nedan kommer att ligga på överbelastning orsakad av havsbaserad vindkraftsproduktion. I PSS/E modellen, som redovisas nedan, har relevanta bussar och noder valts ut för att illustrera problematiken.

3.5.2 PSS/E modellen

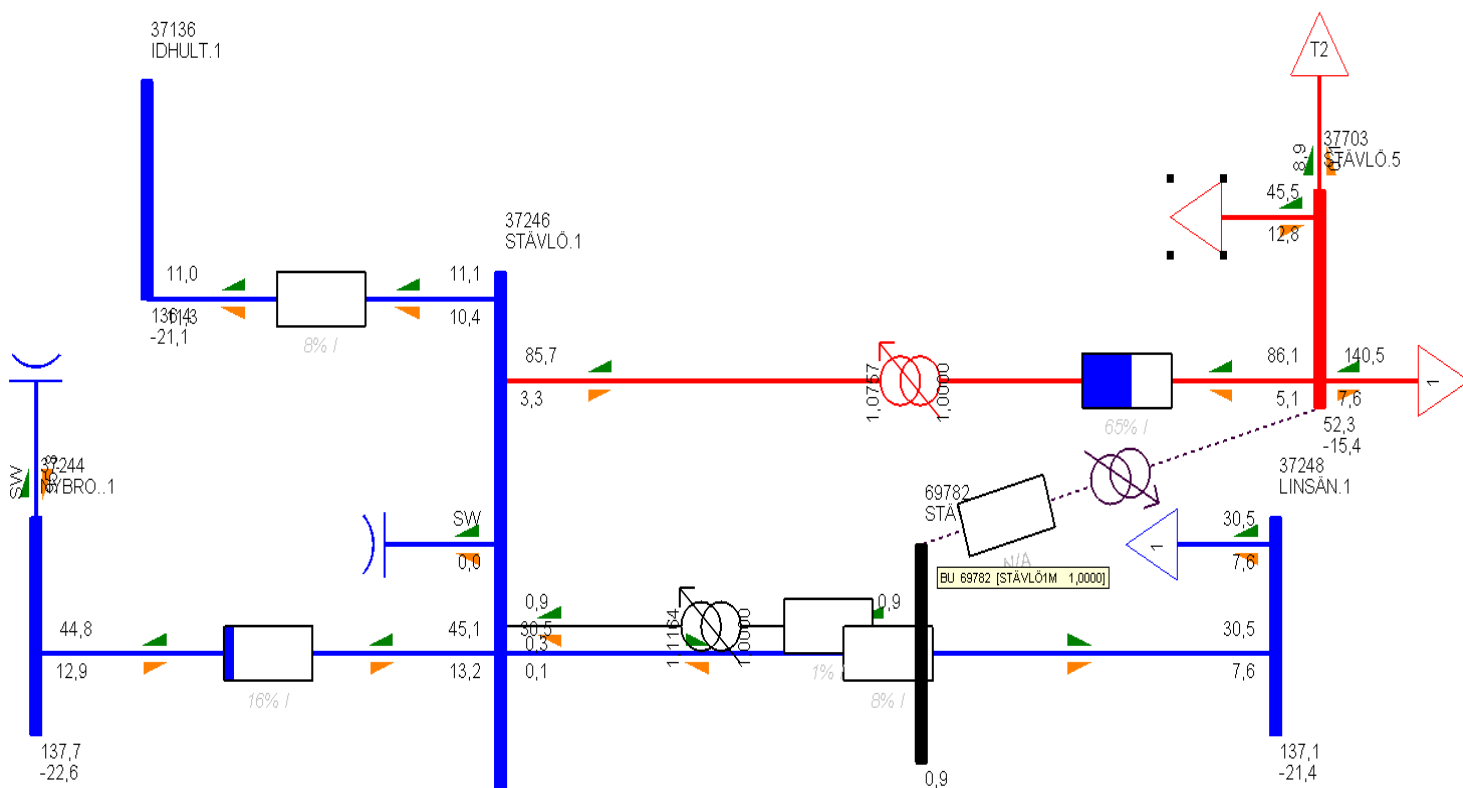
PSS/E modellen som valts för att belysa detta problem kan ses i figur 38. Modellen är inte överstämmande med hur det verkliga nätet ser ut, utan har förenklats för att underlätta förståelsen. Vi ska i detta exempel bortse från att Öland är en semesterö och har sin största last på sommaren och behandla den som en generell ö. Den röda 50 kv – ledningen är den ledning som framför allt ska studeras.



Figur 38 - PSS/E modell för Scenario 4

3.5.3 Exempel 1

I det första exemplet skall vinterlast betraktas och ovanstående modell laddas med värden en blåsig dag från vintern 2013. Stävlö tar emot den fiktiva vindkraftsproduktionen på 140,5 MW.



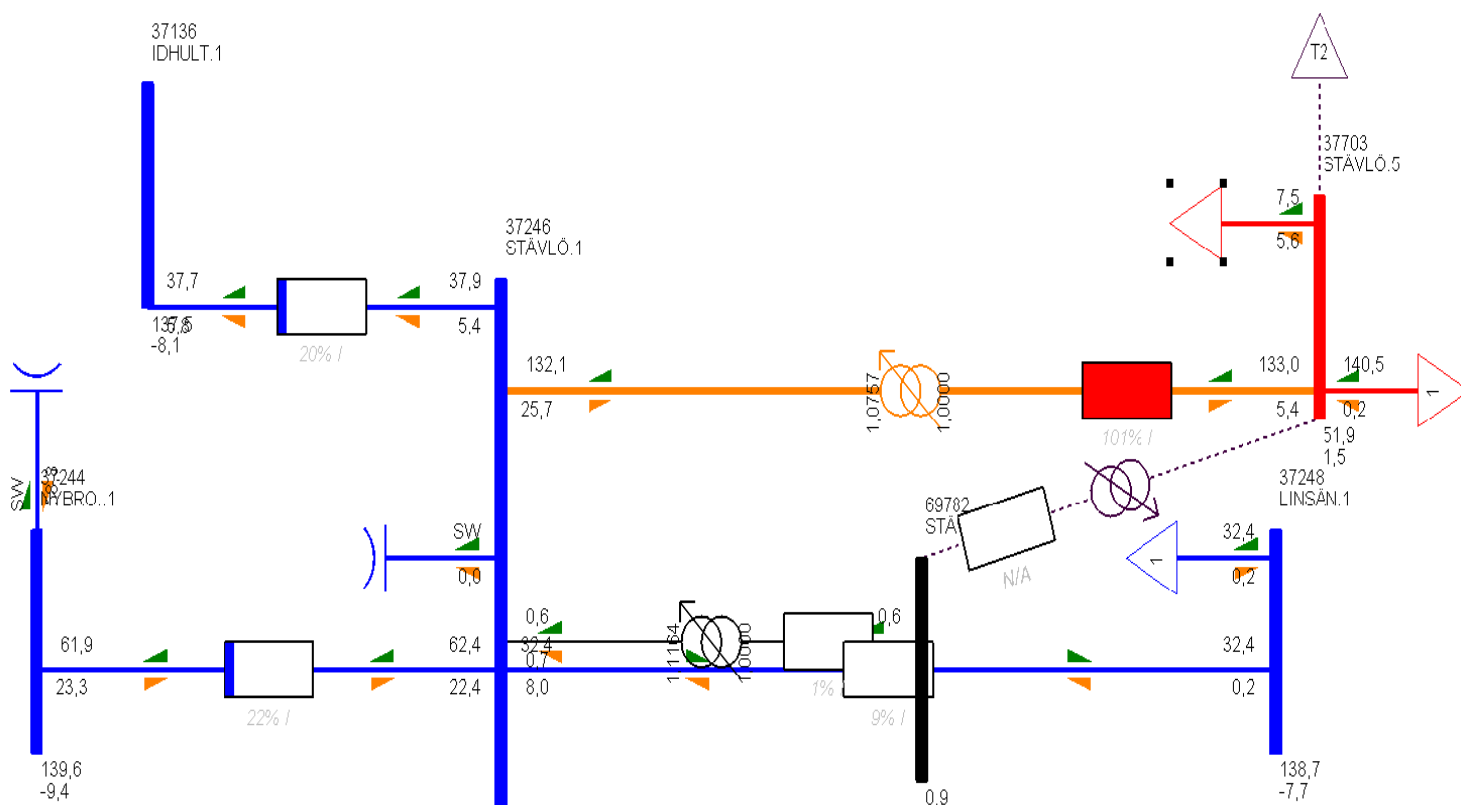
Figur 39 – Vinterlast med full vindkraftsproduktion

3.5.4 Analys 1

Figur 39 visar att vindkraftverk levererar full produktion på 140,5 MW till Stävlö. Eftersom det är vintertid, är lasten hög och effektbehov finns i både T2 och T3 i figur som tillsammans drar 54,4 MW och resterande effekt transporteras vidare ut i nätet via 50 kV-ledningen som är belastad till ungefär 65 % av sin totala kapacitet, risken för att ledningen ska överbelastas är därmed liten. Den kalla vinterluften hjälper till att kyla ner ledningen vilket ger ökad överföringsförmåga och minskar risken för att ledningen ska överbelastas.

3.5.5 Exempel 2

I exempel 2 skall motsvarande scenario betraktas en varm och blåsig sommardag 2012. Stävlö tar även i detta exempel emot den fiktiva vindkraftsproduktionen från Öland på 140,5 MW.



Figur 40 – Lastflöden med estimat från sommarhalvåret, Stävlö tar emot 140,5 MW

3.5.6 Analys 2

Figur 40 visar att 50 kV-ledningen är belastad över sin maximala förmåga på grund av att den inte kan ta emot den vindkraftsproduktion som kommer från Öland. Detta har sin grund i att effektbehovet är mycket mindre på sommaren, vilket kan ses i T3 som endast drar 7,5 MW. På vinterhalvåret kyls ledningarna av den kalla luften vilket bidrar till ökad överföringsförmåga, detta är givetvis inte fallet på sommarhalvåret. Ovanstående två faktorer är de största anledningarna till att problem med överbelastningar, orsakade av vindkraftsproduktion, främst är ett problem på sommarhalvåret.

För att avlasta ledningen kan det i ovanstående fall göras tre saker:

1. Styra ner produktionen från vindkraftverken, om möjlighet till detta finns.
2. Frånkoppla vindkraftparken.
3. Koppla till den streckade 10 kV – ledningen för att fördela effekten.

4. Situation Awareness och Smart Grid Control Center (SGCC)

Kapitlet ger läsaren en introduktion till begreppet Situation Awareness och beskriver sedan uppbyggnaden av det nya beslutsstödsystemet Smart Grid Control Center (SGCC)

4.1 Vad är Situation Awareness?

SA innebär en medvetenhet kring händelser i omgivningen, att på ett korrekt sätt ansamla information från händelser och förstå vad information innebär både nu och i framtiden. Den formella engelska definitionen lyder: "The perception of the elements in the environment within a volume of time and space, the comprehension of their meaning, and projection of their status in the future" [5, s13].

Definitionen kan brytas ned i tre nivåer:

1. Att uppfatta element i omgivningen
2. Förståelse för den aktuella situationen
3. Att upprätta prognos för framtida uppträdande



Figur 41 – Tre SA Nivåer

4.2 SA nivåer

4.2.1 Nivå 1 SA: Att uppfatta element i omgivningen

Nivå 1 SA innebär att på ett korrekt sätt uppfatta element i omgivningen. Status, attribut och dynamik är vanliga parametrar i ett system för vilka tolkning och analys är nödvändiga. Nivå 1 SA ser som regel inte likadan ut för olika yrkesgrupper[5, s14]. En bilförare måste hela tiden vara medveten om andra bilar i trafiken, huruvida det är rött eller grönt ljus osv. En person som arbetar som en operatör i en driftcentral behöver oftast inte bry sig om trafiken men viktiga element i det här fallet kan vara spänningsnivå och status på ledningar.



Erfarenhet tillsammans med utbildning är de två enskilt största faktorerna som avgör en individs förmåga att på ett korrekt sätt uppfatta element i omgivningen. Uppfattning kan ske genom att se, lyssna och känna[5, s14]. Det finns ett flertal faktorer som påverkar uppfattningsförmågan, till det bättre men även till det sämre i vissa fall. Stora datamängder presenterade på olika datorskärmar på ett oorganiserat sätt kan försvåra uppgiften medan samma datamängder presenterade på ett korrekt sätt kan göra uppgiften lättare att hantera. SA nivå 1 handlar till stor del om att presentera stora mängder data på ett lättförståeligt sätt.

4.2.2 Nivå 2 SA: Förståelse för den aktuella situationen

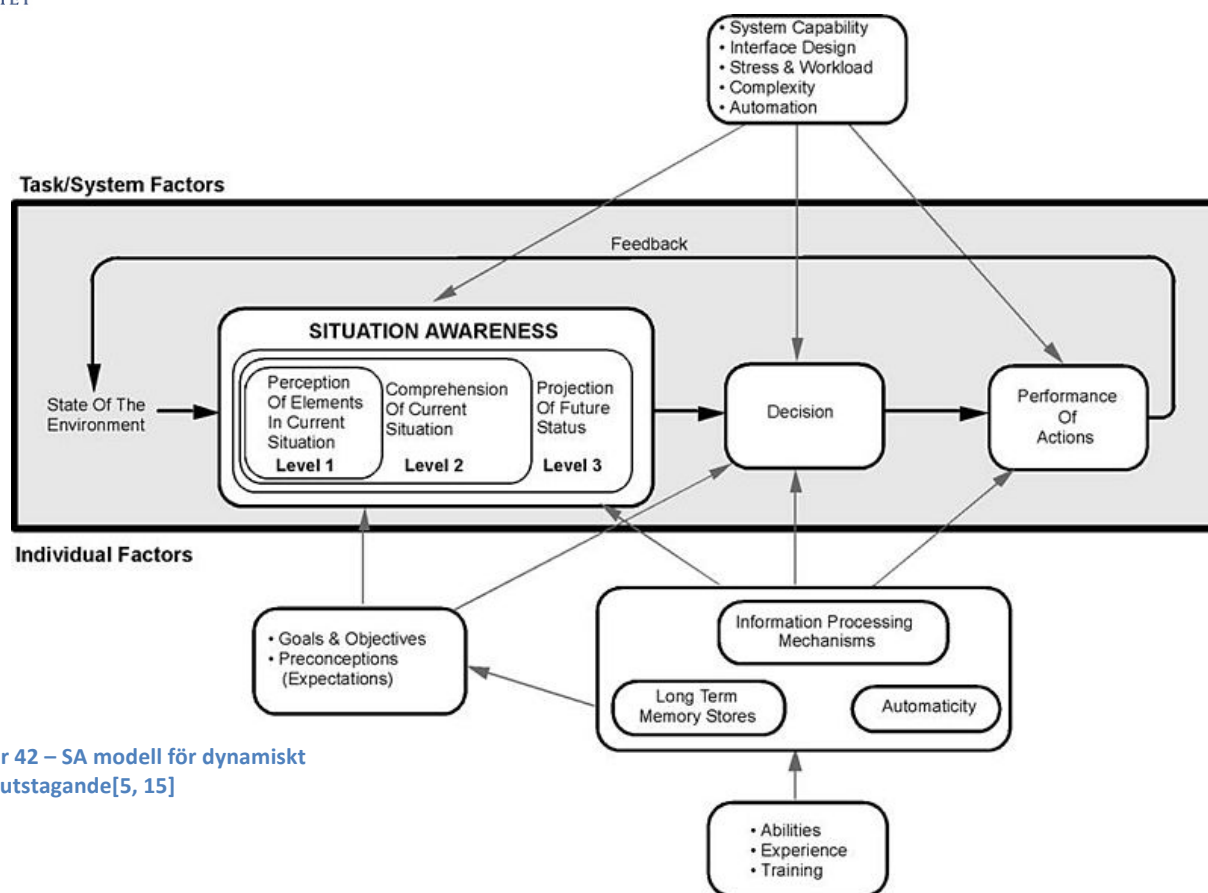
På den andra SA nivån ska den aktuella situationen förstås utifrån den insamlade informationen från nivå 1. Detta görs genom att jämföra den insamlade informationen med uppsatta mål för den specifika uppgiften[5, s16].

En operatör i en driftcentral för el har upptäckt att spänningen är för låg i en nod i systemet. Ett uppsatt mål som finns i operatörens verksamhet är att minimera förluster och då vet operatören att åtgärd för att höja spänningen är nödvändig. Operatören har då utifrån insamlad information vidtagit åtgärd i enighet med uppsatta mål. Även på Nivå 2 SA gäller att erfarenhet och utbildning är mycket viktiga faktorer. Nivå 2 SA bygger på att den insamlade informationen från nivå 1 SA är korrekt[5, s17]. Tidsaspekten är en mycket viktig del av *Nivå 2 SA*, Operatörer vill ofta veta hur lång tid som kvarstår innan ett beslut måste fattas samt kvarstående tid till någon specifik händelse.

4.2.3 Nivå 3 SA: Att upprätta prognos för framtida uppförande

När information insamlats i nivå 1 SA och jämförts med uppsatta mål i nivå 2 SA så utgörs nivå 3 SA av förmågan att göra en prognos för framtida uppträdande. Nivå 3 SA kan endast utföras av en person som har god förståelse för den aktuella situationen och goda kunskaper och färdigheter i det aktuella systemet[5, s18].

Operatören vet att om åtgärd inte tas för att höja spänningen i noden med låg spänning så kommer förlusterna och därmed kostnaderna att öka. En erfaren operatör vet också att lasten ökar vid specifika tidpunkter varje dag och kan i förväg vidta åtgärder som motverkar de spänningsfall i systemet som lastökningarna ger upphov till. Även i *Nivå 3 SA* är tidsaspekten av stor vikt, vilket också är naturligt då prognoser av framtiden ska upprättas.



Figur 42 – SA modell för dynamiskt beslutstagande[5, 15]

4.3 SA Demoner

Med begreppet demoner menas faktorer som försvårar förmågan att upprätthålla god Situation Awareness. Fokus i den här texten kommer att läggas på de demoner som påverkar förmågan att vara situationsmedveten inom kraftsystemdriften. Dessa är huvudsakligen[6]:

1. Uppmärksamhet
2. Stora datamängder
3. Automation

4.3.1 Uppmärksamhet

Information som presenteras för operatörer är ofta överväldigande. Mätvärden och komponenter blinkar, ändrar färger och försvinner beroende på kraftsystemets status. Om detta inte är designat på ett smart sätt kan mindre prioriterade händelser uppmärksamma operatören mer än prioriterade händelser.

SA Demonen uppmärksamhet kan även innebära att operatören är upptagen med en viktig arbetsuppgift, t.ex. abonnemangshantering, samtidigt som andra viktiga arbetsuppgifter kräver



uppmärksamhet samtidigt. I ett allt mer dynamiskt elkraftsystem kommer detta problem att öka ytterligare.

4.3.2 Stora datamängder

Hantering av stora datamängder är vanligt inom många yrkeskategorier och speciellt inom kraftsystemdrift. Utmaningen inom kraftsystemdrift är att hålla spänning och frekvens inom tillåtna förutbestämda intervaller för att på ett säkert sätt kunna leverera elenergi till kunder. Operatörer utsätts i samband med detta för en stor mängd mätvärden som kontinuerligt ska kontrolleras. Mängden data är vid allt för många tillfällen så stor att allting inte hinner registreras. Detta medför en negativ inverkan på situationsmedvetenheten enligt nivå 1 SA. En individs förmåga att registrera inkommande data kan ses i termer av bandbredd. Det finns en förutbestämd bandbredd inom vilken information kan tas in utan att riskera att missa något. Bandbredden är inte möjlig att ändra, men det går att ändra hastigheten med vilken information inkommer[5, s36].

4.3.3 Automation

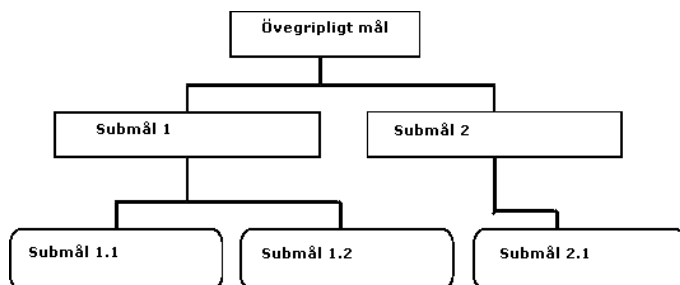
Automatik kan i flera fall underlätta arbete för operatörer men kan i vissa fall leda till en minskad Situation Awareness[5, s40]. För att automatik ska underlätta så är det viktigt att operatörerna förstår vad automatiken styr och hur detta styrs. Detta är viktigt främst av två anledningar:

- I. Operatören måste ha kunskap att identifiera när automatiken inte utför den funktionen som den är tänkt att utföra.
- II. Operatören måste kunna ta över automatikens uppgifter.

En väl utbildad operatör med förståelse för såväl kraftsystemet som dess automatik utgör ingen risk för minskad Situation Awareness. En god praxis vad gäller design av automation är att systemet ska meddela operatören att en händelse ska inträffa, varefter operatören godkänner detta med ett enkelt knapptryck. På så sätt är operatören fortfarande medveten en eventuell koppling som sker automatiskt.

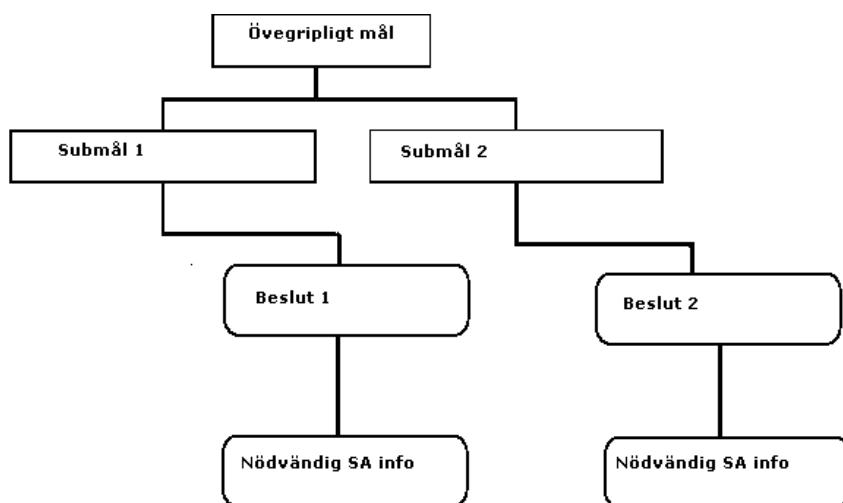
4.4 Goal Directed Task Analysis (GDTA)

För att kunna skapa system som stöder SA måste man först veta vad ”stödja SA” innebär inom de olika yrkeskategorierna, för att få en klar bild av detta tar man fram GDTA som är en kognitiv analysmodell som stöder SA. En kognitiv analysmodell används för att förstå uppgifter som kräver mycket kognitiv aktivitet från användaren, som till exempel beslutstagande och problemlösning. I en kognitiv analysmodell ingår att identifiera de påverkande parametrarna för en given uppgift. GDTA är yrkesspecifik vilket innebär att en GDTA inte kan appliceras inom flera olika områden. Den består huvudsakligen av tre komponenter: mål, beslut och information. För en operatör, måste det finnas klara uppsatta mål som eftersträvas, utifrån dessa mål skall beslut fattas med hjälp av information som presenteras. Genom en korrekt utformad GDTA kan användarvänliga system som stöder SA designas[5, s63]. Följande generella struktur kan tillämpas för målbeskrivning:



Figur 43 - GDTA struktur

Den generella strukturen övergår senare i en mer detaljerad struktur där varje block i detalj analyseras utifrån målsättning, beslut och information. GDTA skall identifiera vilken information som behövs för att rätt beslut skall tas i enighet med gällande mål.



Figur 44 - Detaljerad GDTA struktur

En mer

Detaljerad relation mellan mål, beslut och information kan ses i figur ovan. Blocket ”nödvändig SA info” avser att information kring beslut och mål skall uppfattas, förstås och analyseras enligt de tre nivåerna av SA som tidigare beskrivits.

Genom intervjuer med erfarna operatörer kan en GDTA tas fram. Intervjuernas syfte är att identifiera mål, beslut och nödvändig information som sedan kombinerat med dokumenterade fakta och riktlinjer skall vara grunden till en initial GDTA. Då en slutlig GDTA har fastställts kan ett system som stöder SA utformas.

4.5 Att designa ett system som stöder SA

Situation Awareness hos en operatör beror till stor del på den information som presenteras. Det gäller att avgöra hur mycket information som kan presenteras i det korta tidsintervall som finns, vilka förutsättningar den ger operatören att fatta beslut samt hur väl informationen stämmer överens med gällande målsättningar enligt de tre nivåer av SA som presenterats tidigare[5, s79]. Nedan följer tre generella principer för att designa system som stöder SA:

1. Organisera information kring aktuella mål

Den presenterade information ska vara organiserad kring de övergripande målen, dvs. informationen som presenteras ska direkt svara på de frågor som är associerade med ett mål[5,s79]. I de fall där det finns gemensam information för flera mål, ska denna presenteras tidigt av systemet för att uppnå *global SA* och den information som är specifik för de enskilda målen kan presenteras senare av systemet och kallas för *Lokal SA*.

2. Presentera färdig information (nivå 2 SA)

Operatörer är ofta stressade, detta i kombination med att de utsätts för enorma datamängder varje dag gör att deras förmåga att motta information är försämrad vilket inte är bra ur SA synpunkt. Detta innebär att de behöver största möjliga hjälp från systemet vilket till exempel kan fås genom att systemet levererar färdig data till operatören. Med färdig data menas att systemet, med grund i lågnivå data, redan har gjort de nödvändiga beräkningarna och operatören kan utnyttja det data direkt. Då data på lägre nivå hade presenterats hade det krävt ytterligare uträkningar vilket hade belastat operatören mer[5, s79].

3. Prognos för framtida uppträdande (nivå 3 SA)

Att uppföra prognoser för framtida uppträdande är en mycket komplex uppgift. Detta kräver, som tidigare nämnts, mycket kunskap och erfarenhet från operatören i fråga. Att få veta hur ett system ska bete sig, bara några timmar framåt, är av mycket stor hjälp och gör att

operatören får tid på sig att förbereda sig och att agera. Prognosen behöver inte 100 % rätt för att det ska vara av stor nytta, vilket givetvis är en fördel. Den presenterade informationen om framtida uppförande ska också vara organiserad kring de övergripande målen[5, s81].

4.6 Smart Grid Control Center (SGCC)

4.6.1 Inledning

Med anledning av energiomställningen är behovet av att kunna ”se in i framtiden” större än tidigare. Vindkraft och andra förnyelsebara energikällor samt import/export via HVDC-länkar gör att ett tidigare relativt förutsägbart och lätthanterligt elnät har utvecklats till ett mycket komplext dynamiskt system med stora fluktuationer gällande produktion och last.

Key impacts



*Intermittent generation
(wind, solar power)
with low predictability*



*Massive growth of
cross-border trade
and transits*



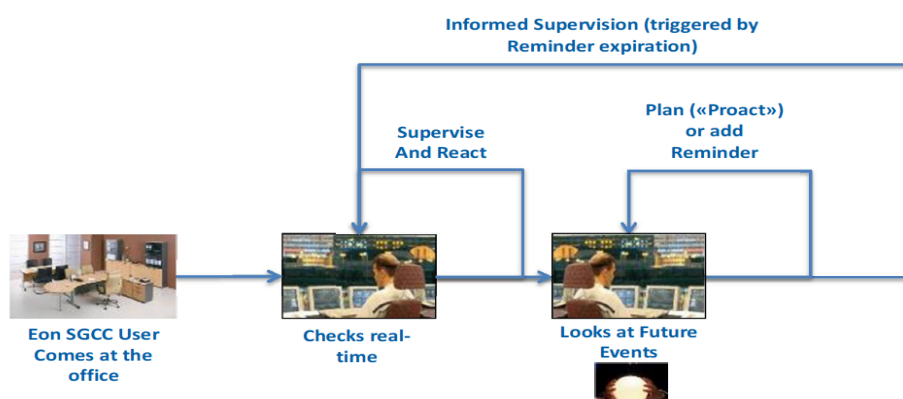
*Generation allocation
close to real-time and
continuously changing*

Figur 45 - Varför SGCC behövs.

Detta har gjort driftoperatörernas uppgift svårare och kraven på deras ”Situation Awareness” har ökat. E.ON har identifierat behovet av ett Smart Grid Control Center (SGCC). SGCC ska med fokus i fyra scenarion:

- Optimal driftläggning av transformatorer
- Optimal reaktiv- och spänningshållning
- Optimal hantering av abonnemangsproblematik genom Demand-response
- Begränsningar, överföringskapacitet

göra prognoser för framtida beteende samt ge förslag på åtgärder för att ge driftoperatörerna tid att på bästa sätt uppföra en optimal handlingsplan för situationer som kan uppstå. I ett

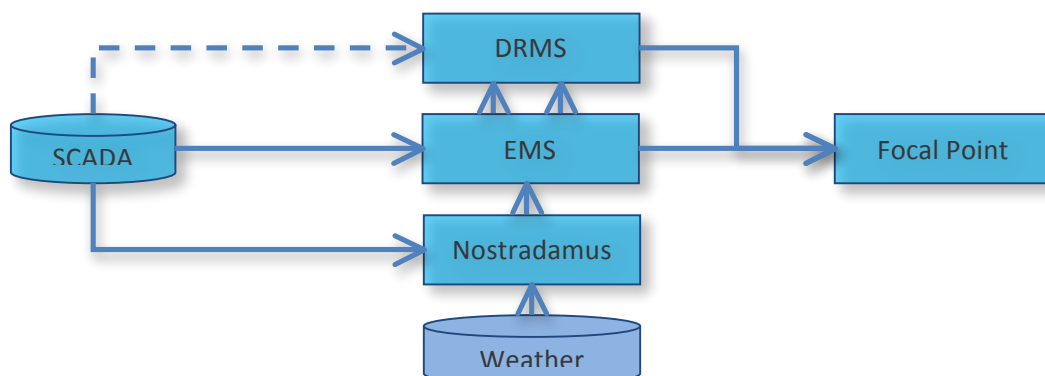


Figur 46 – Flödesschema vid användning av SGCC

första skede kommer SGCC endast att implementeras på det södra regionnätet.

4.6.2 Uppbyggnad

Smart Grid Control Center (SGCC) är ett komplext system där data läses in och bearbetas på många platser och kräver ett samarbete mellan individuella system. Den principiella strukturen för SGCC kommer att beskrivas nedan i form av ett blockschema där varje block kort kommer att presenteras.



Figur 47 - Blockschema för SGCC

4.6.2.1 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Distribution Management System (DMS)

SCADA/DMS systemet heter Network Manager och används av driftoperatörer för att övervaka, reglera och optimera elnätets prestanda. Övervakning och reglering är funktioner som tillhör SCADA. Systemet består av en databas som tar emot signalerna (mätvärden på aktuella spänningar, effektlöden osv.), en databas som lagrar alla historiska värden (UDW) samt bildskärmar för att presentera informationen för driftoperatörer och andra intressenter.

Network Manager har använts av E.ON Elnät under många år och utgör i sig inget nytt men i kombination med Nostradamus, EMS, UDW och Focalpoint byggs SGCC upp kring systemet. Nedan visas bilder som illustrerar hur Network Manager ser ut vid uppstart samt hur spänningar och effektlöden presenteras i "transmissionsöversikten"



Figur 48 - Uppstart av Network Manager

4.6.2.2 Energy Management System (EMS)

EMS är ett system av verktyg som hjälper operatören att övervaka, reglera och optimera elnätets prestanda. EMS funktionen står för intelligensen i systemet och utgörs bland annat av:

- SNP- Telemetry snapshot
- SAR- Status and analog retrieval
- BTM- Bad topology detection
- NMB- Network model builder
- BSK- Bus scheduler
- SE- State estimator



4.6.2.3 Utility Data Warehouse (UDW)

UDW är en databas där värden från Network Manager kan sparas, regler för vilka värden som ska sparas och hur länge kan definieras i systemet, och därefter uppdateras UDW i realtid i takt med att nya värden kommer in till Network Manager från SCADA-systemet [10].

4.6.2.4 Nostradamus

Artificiella neuronnät är en samling självlärande algoritmer, Nostradamus är ett exempel på en sådan algoritm. Algoritmer av denna typ kan mycket ofta klara problem som är svåra att lösa med konventionella metoder och används därför i mycket komplexa fall. Några exempel på tillämpningsområden är: mönsterigenkänning, prognoser och signalbearbetning. Artificiella neuronnät måste tränas innan de kan användas. Träning sker genom inmatning av historiska data[11].

Nostradamus är ett prognosverktyg och har möjlighet att upprätta prognoser för framtida laster och generering (t.ex. från vindkraft) och kommer att förses med historiska lastdata så att den lär sig de olika mönster som lasten följer och som till exempel är beroende av: tidpunkt, väder och säsong. Med anledning av den allt större integrationen av vindkraft i kraftsystemet så kommer Nostradamus att laddas med både historiska väderdata och kommande väderprognoser. Nostradamus har, genom en speciell viktfunktion, möjlighet att sammanfoga det den har lärt sig från historiska data med ny information, vilket bidrar till kontinuerlig upplärning[12].

4.6.2.5 DRMS

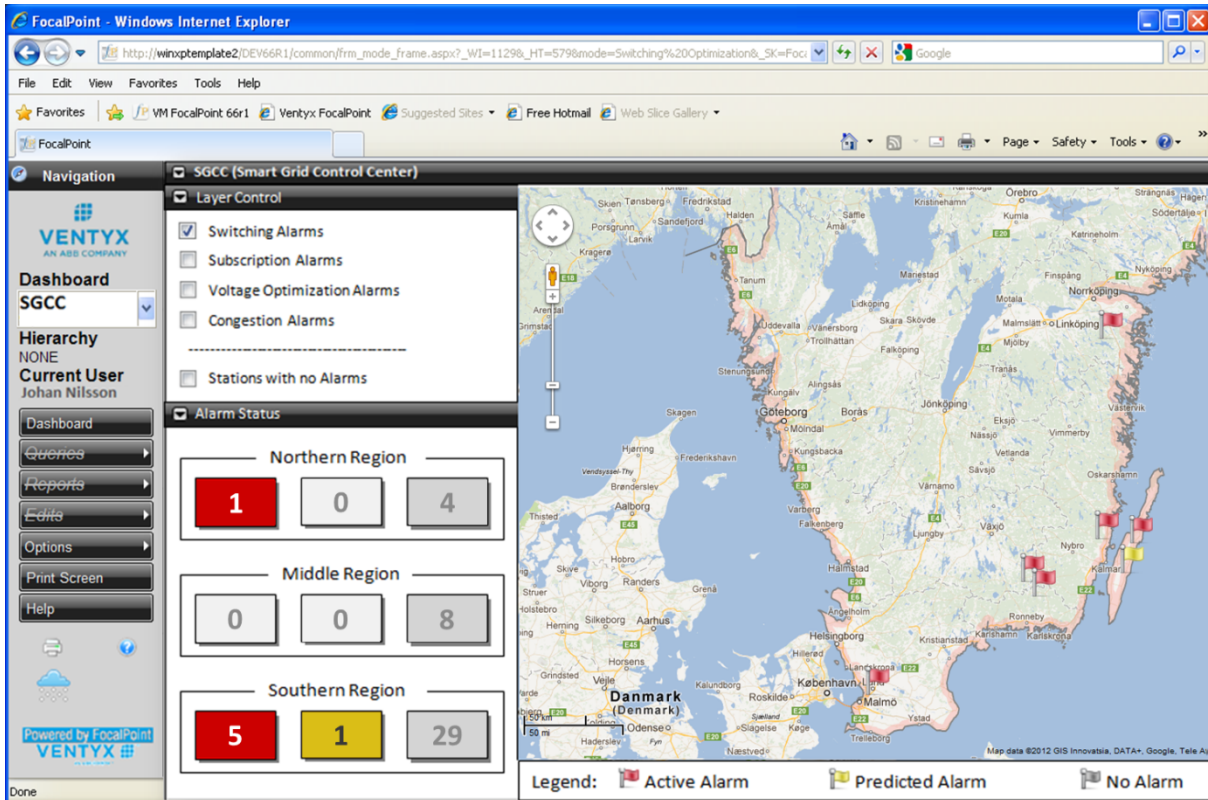
DRMS blocket i figur 47 har möjlighet att hantera Demand-Response funktionerna i SGCC.

4.6.2.6 DE400

I DE400 ritas elnätet upp, programmet ger användaren möjlighet att med hjälp av grafiskt användargränssnitt på ett enkelt sätt rita upp nätet samt ange parametrar för till exempel ledningar och komponenter[13]. Detta fungerar sedan som ett gränssnitt till SCADA/DMS systemet Network Manager.

4.6.2.7 Focalpoint

Focalpoint utgör gränssnittet till SGCC och kommer därmed att presentera den samlade informationen från SGCC.



Figur 49 – Focalpoint, Gränssnittet för SGCC

4.6.2.8 SGCC i framtiden

SGCC kommer till en början att testköras inom de fyra scenariona och sedan utvärderas tillsammans med Ventyx. Skulle utvärderingen uppvisa goda resultat finns all anledning att undersöka huruvida det är möjligt att implementera hela nätet i SGCC. En komplett nätmodell i SGCC ända ner på distributionsnivå skulle medföra många fördelar, inte minst genom scenario 4 där alla ledningar bör kunna övervakas enligt beskrivning i kapitel 6. Optimal reaktiv- och spänningshållning börjar bli ett problem även på lägre spänningsnivåer på grund den ökande anslutningen av intermittent elproduktion där SGCC hade varit till stor hjälp genom sin förmåga att upprätta framtida prognoser. I framtiden kan det ställas krav på att DSO ska hjälpa till med frekvensreglering och framtida prognoser gällande elproduktion från vindkraft och solkraft hade varit till stor hjälp. Det kan i framtiden även vara tal om en sammanslagning av WS500 och SGCC för ökad effektivitet. En sammanslagning hade kunnat innebära en utökad automatik som ger SGCC möjlighet att utifrån prognoser på laster och generering automatiskt styra WS500 i prediktivt syfte för optimal drift av elnätet.

5. Kraftsystemdrift på E.ON Elnät Sverige AB

Kapitlet ger inledningsvis en introduktion till E.ON och fortsätter sedan med en genomgång av de fyra scenarierna ur ett Situation Awareness perspektiv. Detta arbete har utförts i samarbete med driftcentralen och fokus kommer härnäst ligga uteslutet på denna.

5.1 E.ON

E.ON är världens största privatägda energikoncern med 35 miljoner kunder och med en omsättning på ca 600 miljarder SEK. På företaget finns drygt 90 000 medarbetare globalt. Huvudkontoret ligger i Düsseldorf i Tyskland och företaget är noterat på Frankfurtsbörsen.

5.1.2 E.ON Sverige AB

E.ON Sverige AB omsätter 41 miljarder SEK och har ca 4200 medarbetare som arbetar med bland annat el, värme, naturgas och gasol. Huvudkontoret finns beläget i Malmö.

5.1.3 E.ON Elnät Sverige AB

E.ON Elnät Sverige AB är Sveriges största nätägare med ledningar som sträcker sig 130 000 km över landet. Bolaget har över 1 miljon kunder och ca 650 anställda. Tidigare fanns det totalt nio driftcentraler i Sverige men effektivisering och översyn har gjort att det nu finns två, från vilka nätet övervakas och styrs.

5.2 Driftcentralen

I driftcentralen sitter totalt 23 driftoperatörer, som jobbar i treskift, vars uppgift är att övervaka E.ON Elnäts högspänningsnät 8760 timmar om året. I övervakningen ingår bland annat att kontrollera spänningsnivåer, belastning av transformatorer, uppföljning av rapporterade fel och planerade avbrott. Driftcentralen är uppdelat i olika övervakningsbord efter spänningsnivå och geografisk del. Vid normaldrift övervakar två operatörer regionnätet, två övervakar lokalnätet och en dispatcher jobbar med felavhjälpning. Nedan följer en beskrivning av arbetsuppgifterna vid de olika borden där huvudpunkten sedan blir beskrivning och analys av regionnätdriften utifrån ”de fyra scenarierna” ur ett ”Situation Awareness” perspektiv.

5.2.1 Dispatcher (Felavhjälpning)

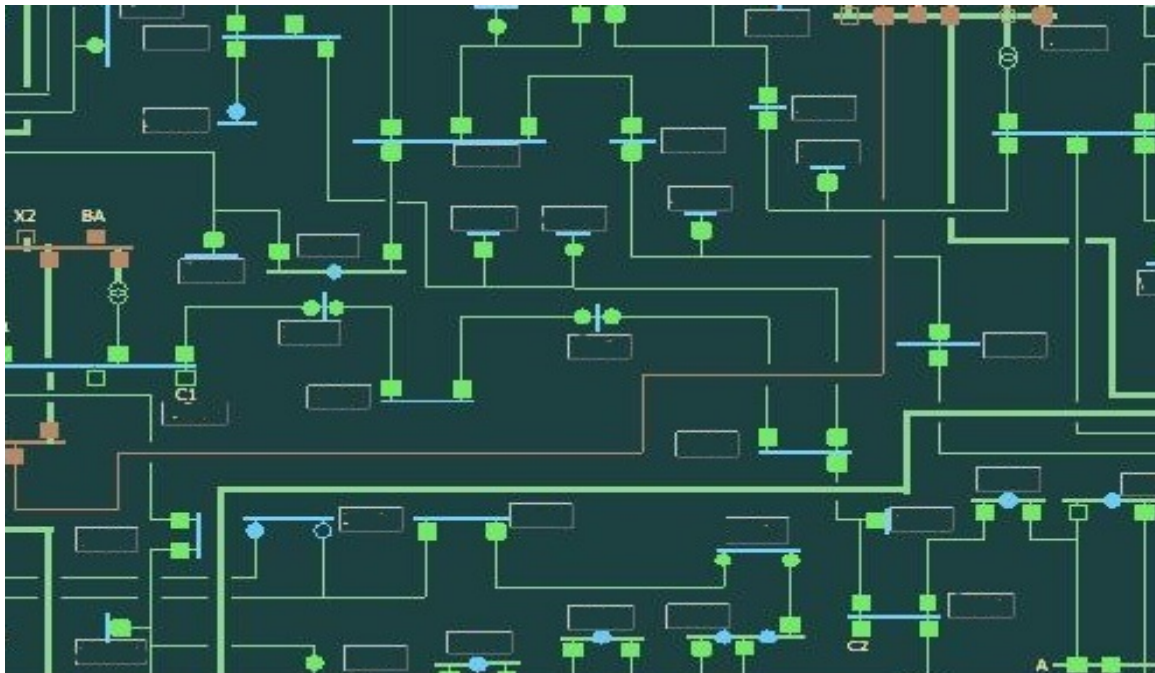
I avdelningen för felavhjälpning ingår att ekonomiskt följa upp E.ON:s entreprenörer när det gäller felavhjälpningsinsatser. Dispatcher utgör en del av felavhjälpningsavdelningen och har som uppgift att utveckla beställarrollen samt att agera kontaktpunkt mot övriga delar av organisationen. Avdelningen ska också stödja driftenheten i övrigt när det gäller kontakten med entreprenörerna, de ska också ständigt jobba för att utveckla och förbättra avtalen mot entreprenörerna. Felavhjälpning administrerar även E.ON Elnäts reservkraftaggregat.

5.2.2 Lokalnätdrift

Lokalnätet (LK) kallas också för distributionsnät och har spänningar < 33 kV. Att övervaka och reagera på fel och störningar samt driftorderhantering utgör typiska uppgifter för lokalnätoperatörer och det sker mycket kontakt med entreprenörer och andra driftcentraler. Lokalnätdrift skiljer sig från regionnätdrift när det gäller spänningsreglering. Att reglera spänning i någon större skala är inte nödvändig eftersom det inte finns reaktorer kopplade till lokalnätet och säsongkoppling tillämpas på de kondensatorbatterier som finns, vidare är majoriteten av de lindningskopplare som finns inställda på automatik vilket gör att lokalnätet anpassar sig efter överliggande nät. Det är vid till exempel ett fel på LK-automatiken som manuell stegring av lindningskopplare sker. I och med introduktionen av mer intermittent produktion, ofta ansluten till lokalnät, kommer driften av lokalnätet att kompliceras ytterligare.

5.2.3 Regionnätdrift

Övervakningen av regionnätet har högsta prioritet, det är mycket maskat (se figur nedan) och tätt sammankopplat med det svenska stamnätet vilket innebär ett nära samarbete med Svenska Kraftnät. Driftcentralen har som uppgift att övervaka och styra det södra och det norra regionnätet där spänningsreglering, driftorderhantering och övervakning av abonnemang är vanliga arbetsuppgifter. Figur 50 är hämtad ur E.ON Elnäts driftprogram WS500 och visar en del av 130 kV regionnätet i söder.



Figur 50 – Delar av 130 kV regionnät i södra Sverige

5.3 ”De fyra scenariona”

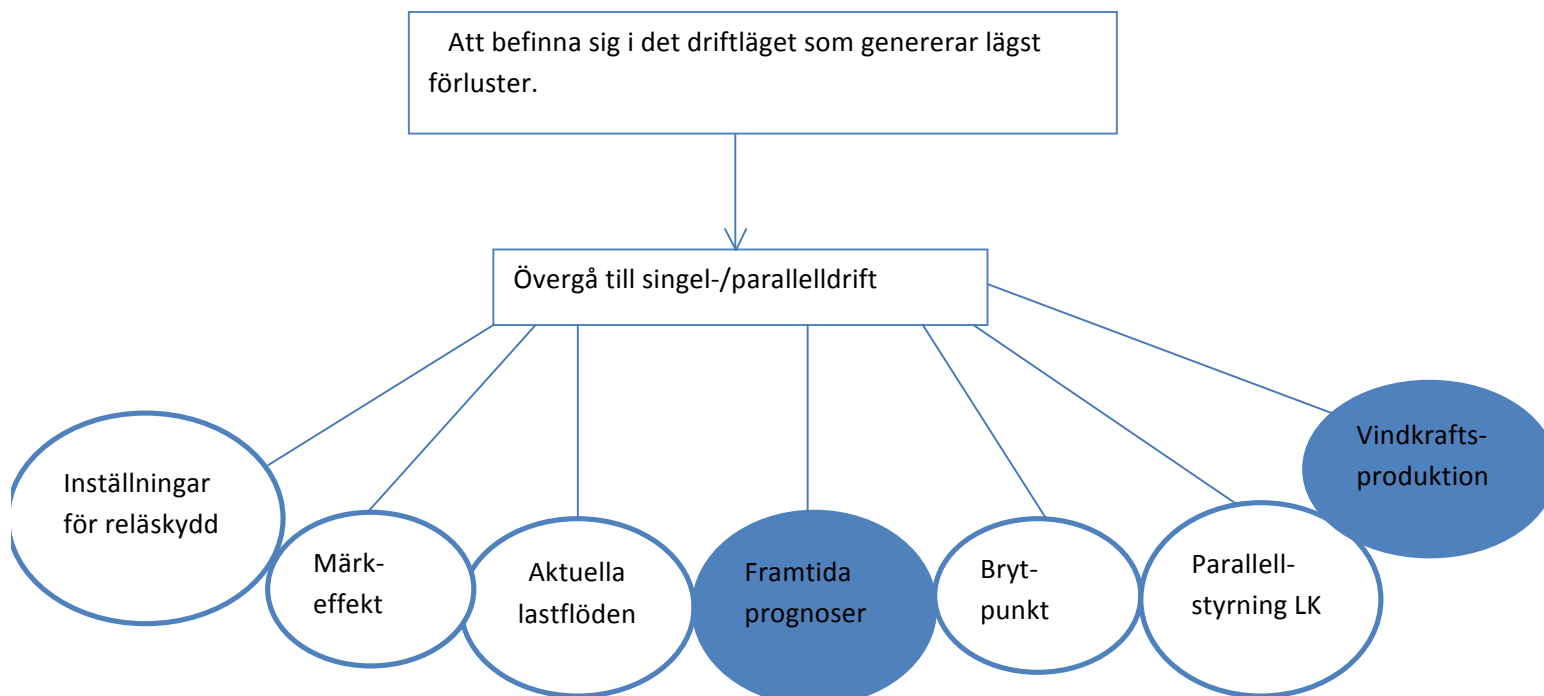
Goal Directed Task Analysis (GDTA) har för varje scenario tagits fram i samband med intervjuer och observationer av erfarna driftoperatörer på E.ON Elnät. En stor del i

en god Situation Awareness är samverkan mellan operatören och systemet, i varje GDTA finns ett block som heter *nödvändig SA info* som fastställer vilken information operatören behöver för att ta ett beslut kring varje scenario. *Nödvändig SA info* förklaras och jämförs sedan med information presenterad av driftsystemet, för att bestämma den nuvarande graden av Situation Awareness. I avsnitt ”SA höjande åtgärder” presenteras åtgärder och rutiner för att uppnå ökad Situation Awareness. Läsaren rekommenderas att ha kapitel ”Situation Awareness och SGCC” i färskt minne vid genomgång av detta avsnitt.

5.4 Scenario 1: Optimal driftläggning av transformatorer(Singel/Parallell)

Scenario 1 behandlar som bekant singel- och parallelldrift av transformatorer och nedan presenteras Goal Directed Task Analysis (GDTA).

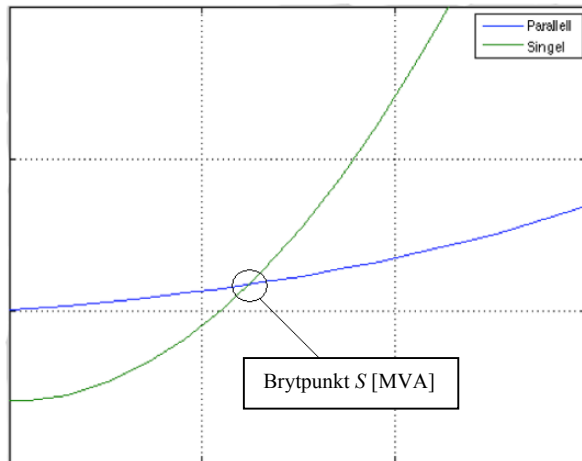
5.4.1 Goal directed Task Analysis (GDTA) för scenario 1



Aktuella lastflöden: Mätvärde för att informera operatören om aktuella lastflöden.

Märkeffekt: Mätvärde för att ange den maximala kontinuerliga effekt som transformatorn får utsättas för.

Brytpunkt: Anger vid vilken last S det är optimalt att skifta driftläge. Vid laster lägre än S är det optimalt att tillämpa singeldrift, vid laster högre än S är det optimalt att tillämpa parallelldrift enligt graf nedan.



Figur 51 - Brytpunktskaraktäristik

Parallellstyrning av LK: Möjlighet till parallellstyrning av LK-automatiken är en förutsättning för att parallelldrift av transformatorer skall vara aktuellt. Då denna automatik inte finns kan lindningskopplare hos de båda transformatorerna motverka varandra, till exempel kan den ena lindningskopplaren stega upp för att höja spänningen, varefter den andra lindningskopplaren känner av för hög spänning och stegar ned. Detta ger upphov till ett reaktivt flöde mellan transformatorerna.

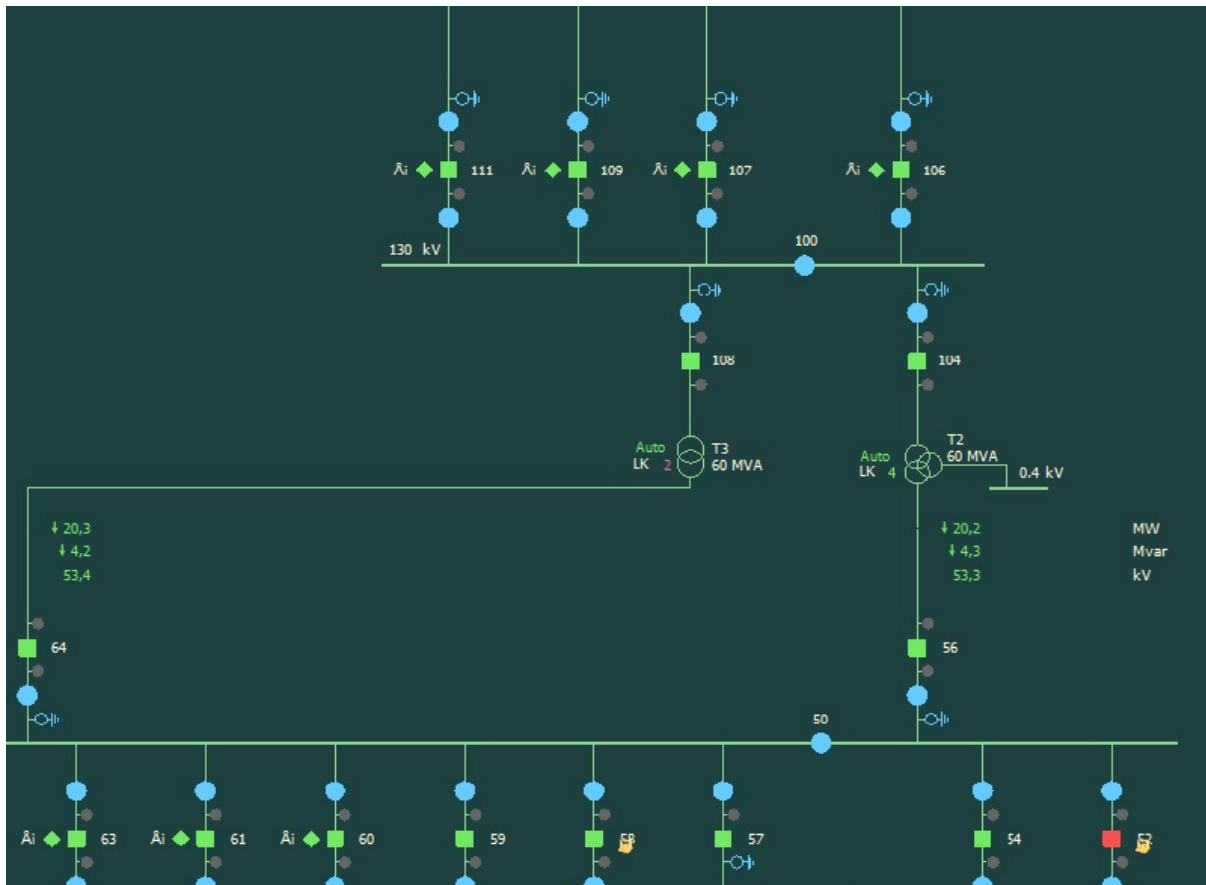
Inställningar för reläskydd: Omkoppling mellan singel- och parallelldrift ändrar kortslutningseffekten. Vid omkoppling från singeldrift till parallelldrift halveras kortslutningseffekten om transformatorerna har samma märkeffekt. Det är viktigt att kontrollera om reläskydden är inställda för att klara detta.

Framtida prognoser: Att med hjälp av väderprognoser och andra hjälpmedel fastställa ungefärliga framtida lastflöden för en tid framöver och på så sätt utöka det tidsfönster som finns för beslut.

Vindkraftsproduktion: Vindkraftsproduktion i stor skala med anslutning i många olika noder i nätet kommer leda till ett nät som svänger snabbt, det finns inte längre två säsonger utan lokal ”sommarlast” kan uppstå på vinterhalvåret och tvärtom. Se beräkningar i kapitel ”Drift av kraftsystemet” för mer information.

5.4.2 WS500 som ett SA stödjande system

Ett exempel på hur det kan se ut i en station där det är möjligt att tillämpa både singel- och parallell drift kan ses i figur 52 nedan.



Figur 52 - Station möjlighet till både singel - och parallell drift finns

I stationen ovan finns transformatorerna T2 och T3, där båda har en märkeffekt på 60 MVA. Brytpunkten är beräknad till 35,3 MVA. Då bilden togs var lasten ca 40 MVA, vilket innebär att parallell drift av transformatorer T2 och T3 är att föredra. I ovanstående bild finns endast information om aktuell last samt information om märkeffekt för transformatorer. Information om brytpunkt, reläskyddsinställningar, parallellstyrning av LK och information om framtida lastflöden saknas. Det framgår inte vilken av transformatorerna som ska användas vid singel drift om detta skulle bli aktuellt.

Figur 53 visar en sammanställning av stationer i södra Sverige där möjlighet till singel/parallell drift finns. I bilden kan operatören snabbt navigera till den station som är av intresse genom att klicka på stationsnamnet. Bilden ger information om aktuell last, märkeffekt samt nuvarande kopplingsläge i stationerna. Övrig information (enl. ovan) saknas.



Figur 53 - Stationer där möjlighet till singel/paralleldrif av transformatorer finns

5.4.3 SA Demoner

- I. Tidigare gjordes omkopplingar säsongvis (normalt två gånger per år)
- II. Avdelning Driftplanering (nu systemdrift) meddelade driftcentralen när omkoppling skulle ske.

Ovanstående två faktorer leder till en naturlig brist på uppmärksamhet, både från operatören och från systemet, och framträder som en tydlig *SA Demon*. Figur 52 och figur 53 är inga bilder som operatören normalt tittar på i "viloläge" utan det är bilder som finns djupare in i systemet. Det finns inte heller någon indikering i larmlistan om fel driftläge. I detta scenario ser vi redan en brist på nivå 1 SA: Att uppfatta element i omgivningen eftersom systemet inte presenterar de parametrar som efterfrågas i GDTA.

5.4.5 SA höjande åtgärder/ rutiner

Arbetet har infattat framtagandet av brytpunkter för de stationer där singel/paralleldrif av transformatorer är möjligt i syd enligt figur 53. Brytpunkterna bör kunna implementeras som en del i den figuren för att operatören snabbt ska få en inblick i aktuell last i förhållande till brytpunkt. Bilden bör också indikera vilken av transformatorerna som ska användas i



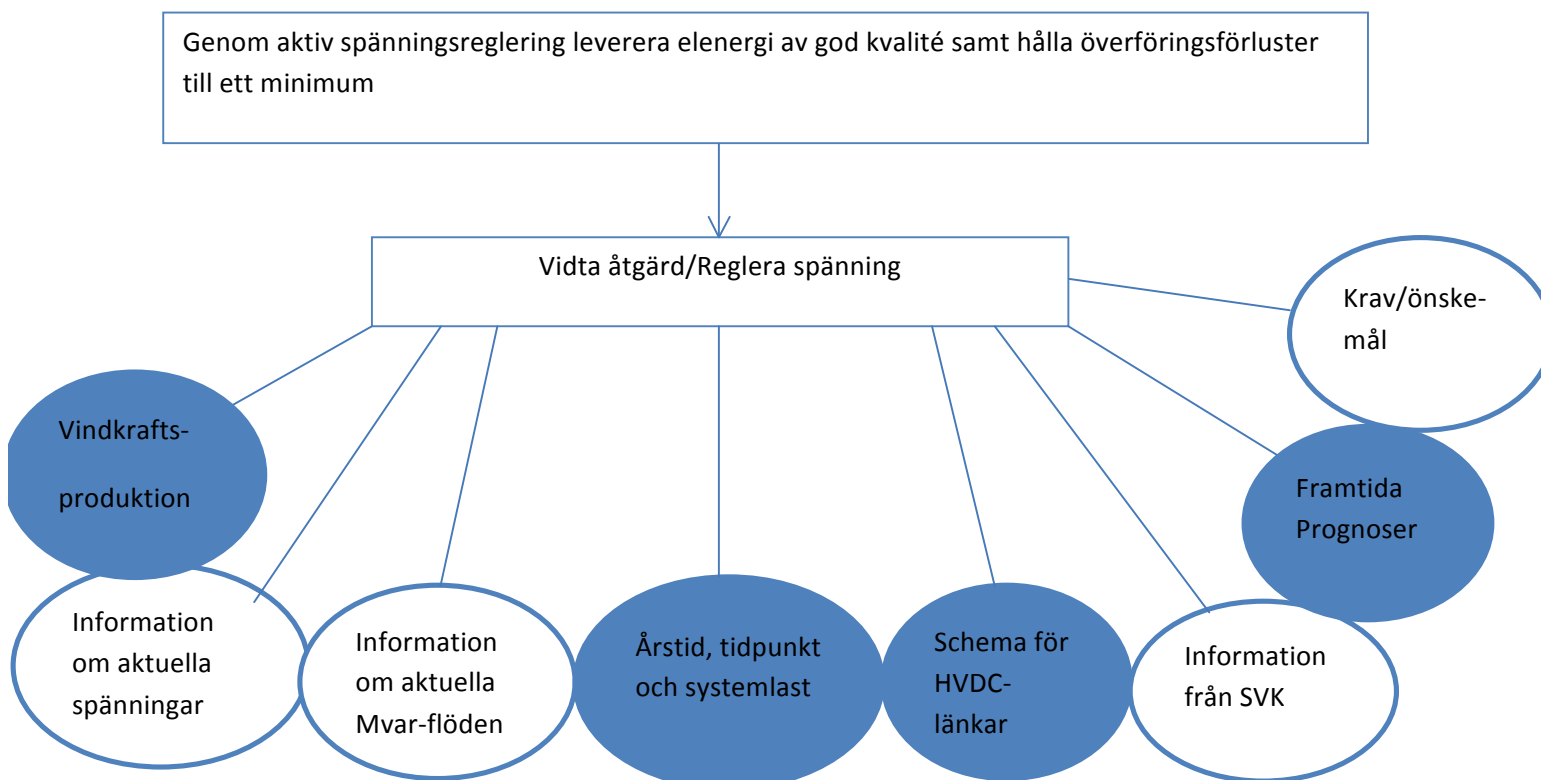
singeldrift. Mätvärde för last ska presenteras som summan av lasten över de enskilda transformatorerna, i de fall där stationen tillämpar paralleldrift, i enighet med god SA praxis. Brytpunkten ska larma efter att fel driftläge tillämpats en längre tid för att undvika frekventa omkopplingar. Ett system, designat på ett SA orienterat sätt, underlättar för operatören.

I framtiden kan en automatik som sköter singel/parallell drift av transformatorer vara aktuell. Systemet ska dock informera operatören innan en omkoppling sker för ökad Situation Awareness.

5.5 Scenario 2: Optimal reaktiv- och spänningshållning

Scenario 2 behandlar optimal reaktiv- och spänningshållning genom reglering. I normal drift skall spänningen på 130 kV - nätet ligga i intervallet 138-140 kV. Vissa stationer har speciella krav på sig gällande spänning vilket gör att spänningen vid dessa stationer kan ligga något lägre (1-2 kV lägre).

5.5.1 Goal Directed Task Analysis (GDTA) för scenario 2



Vidta åtgärd/reglera spänning:

Driftoperatörer kan påverka spänningen enligt följande:

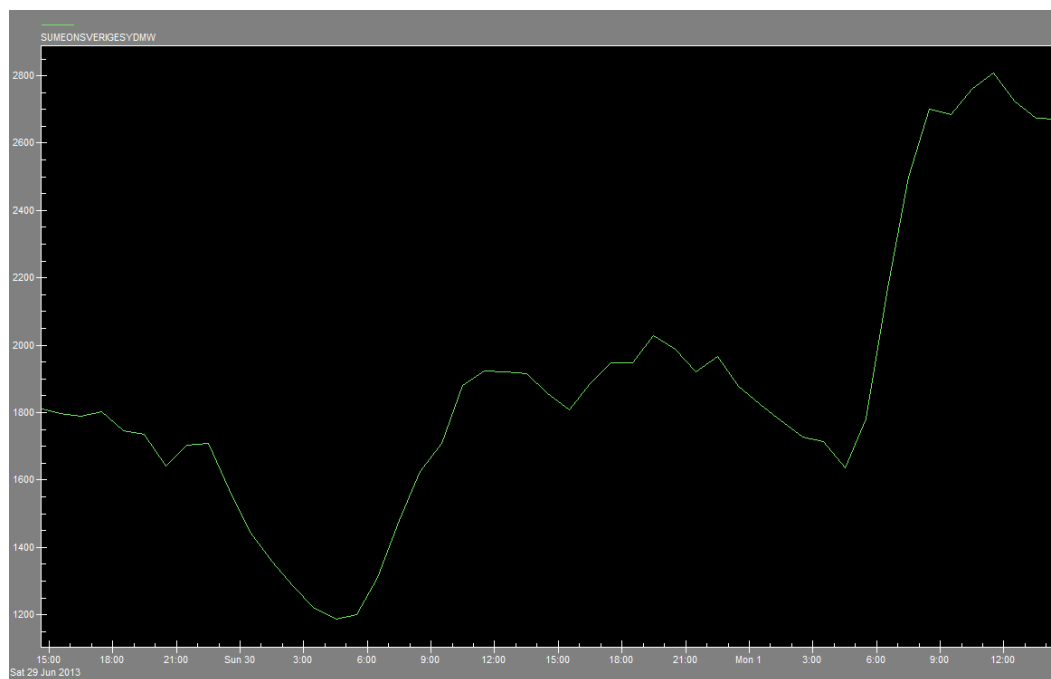
- Kondensatorbatterier
Spänningen ökar vid tillkoppling av kondensatorbatterier på grund av att systemet tillförs reaktiv effekt. Kondensatorbatterier finns i olika storlekar och strategiskt utspridda i systemet för att nå en så optimal påverkan på spänningen som möjligt. Kondensatorbatteriers till- och frånkoppling sköts från driftcentralen.
- Reaktorer
Reaktorer används för att sänka spänningen genom konsumtion av reaktiv effekt. Det är Svenska Kraftnät som styr till- och frånkoppling av reaktorer. Eftersom dessa har en stor påverkan även på E.ON Elnäts: regionnät så sker till- och frånkoppling av reaktorer i samråd med E.ON Elnät.
- Lindningskopplare (LK)
Spänningen kan även påverkas genom transformatorernas lindningskopplare, den påverkas nu inte sekundärt genom produktion eller konsumtion av reaktiv effekt utan primärt genom att direkt ändra spänningsomsättningen på transformatorn. Hur mycket spänningen påverkas av varje steg beror på transformatorn men ligger typiskt kring 1,5 %. Det finns normalt två lägen för lindningskopplare:
 - Läge Hand innebär en manuell reglering där driftoperatören är ansvarig för att hålla uppsikt över spänningen och därefter öka eller minska antalet lindningsvarv.
 - Läge Auto betyder att det finns en automatik som styr antalet lindningsvarv efter aktuell spänning.

På lägre spänningsnivåer ligger transformatorerna som regel i lindningskopplarläge Auto. Detta innebär att transformatorn alltid strävar efter att hålla rätt spänningsnivå genom att aktivt ändra antalet lindningskopplargesteg efter aktuell belastning. Om spänningen på det överliggande nätet är stabil så fungerar allting utmärkt.

Systemtransformatorerna, dvs. transformatorer mellan 400 kV-nätet och 130 kV-nätet ligger som regel i lindningskopplarläge Hand med vissa undantag. Genom att dessa ligger i Hand kan kondensatorbatterier kopplas till och från utan problem med spänningssprång. Detta medför dock att driftoperatörer måste var mer aktiva och ha bättre uppsikt över spänningar eftersom de inte får hjälp av automatik.

Systemet indikerar inte effekten av en koppling/reglering med kondensatorbatterier, reaktorer, lindningskopplare. Detta utgör normalt inte ett problem för erfarna operatörer eftersom de kan bilda sig en uppfattning av vilken påverkan kopplingen/regleringen får, detta är dock inte en självklarhet hos yngre operatörer, varför hjälp av systemet är önskvärt.

Årstid, tidpunkt och systemlast: Spänningen följer lasten, om lasten ökar minskar spänningen och tvärtom. Figur 54 visar systemlastens variation över 48 h.



Figur 54 - Systemlastens variation över 48 h

Schema för HVDC-länkar: Spänningen påverkas av HVDC-länkarna. Likriktarstationerna som finns kopplade till HVDC-länkarna konsumerar mycket reaktiv effekt vid effektöverföring. Om motsvarande reaktiva effekt inte tillförs lokalt så kommer den dras från systemet vilket leder till lägre spänningar. Det är precis av den anledningen som det alltid förekommer lokal effektkompensering vid HVDC-länkar.

Vindkraftsproduktion: Vindkraftsproduktion höjer spänningen främst i den noden där anslutningen finns. Produktion ansluten till det starka 130 kV-nätet påverkar inte spänningen nämnvärt i omgivningen. På lägre spänningsnivåer kan detta dock utgöra ett problem.

Information om aktuella spänningar och Mvar-flöden i systemet: En förutsättning för att kunna ta beslut kring spänningsreglering är information om nuvarande situation.

Information från SVK: Det är Svenska Kraftnät som hanterar till-och fränkoppling av reaktorer. Detta måste göras i samråd med E.ON Elnät(enl. ovan). Svenska Kraftnät bestämmer även om:

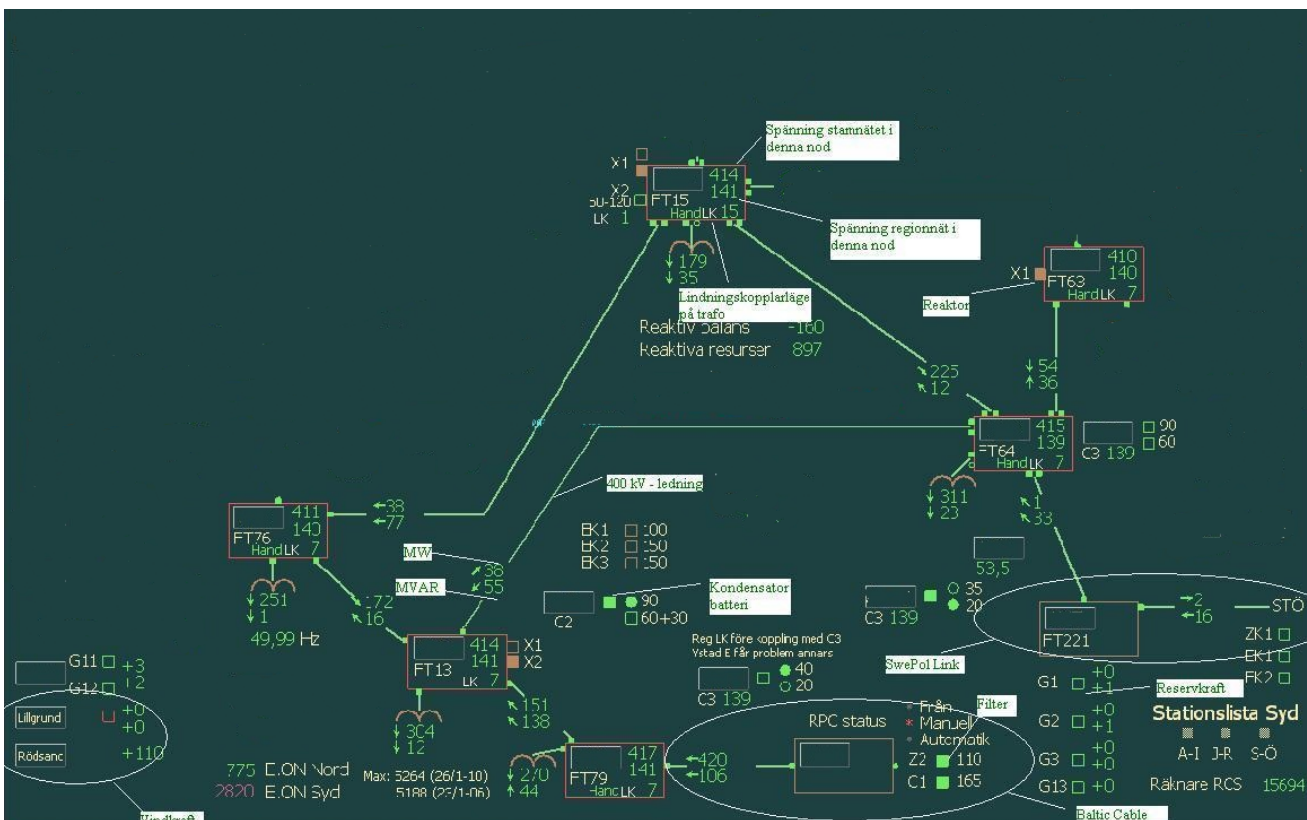
- I. normal spänningsreglering ska tillämpas
- II. omvänd spänningsreglering ska tillämpas(Se bilaga B)

Krav/önskemål gällande spänning: I till exempel station Mörarp finns anslutning mot Danmark med underdimensionerade kablar vilket leder till begränsning på maximal spänning.

Framtida prognoser: Att med hjälp av väderprognoser och andra hjälpmedel fastställa ungefärliga framtida lastflöden för en tid framöver och på så sätt utöka det tidsfönster som finns för beslut.

5.5.2 WS500 som ett SA stödande system

I figur 55 nedan presenteras ”transmissionsöversikten” i WS500, här sköts huvudparten av spänningsregleringen i söder. För att det ska bli mer överskådligt, har bilden förenklats och endast relevanta nätdelar har tagits med. I bilden har kondensatorbatterier, reaktorer, MW, MVAR, HVDC-länkar, vindkraft, reservkraft, kärnkraftsanslutning och spänningar märkts ut.



Figur 55 – Förenklad bild av Transmissionsöversikt i södra Sverige

Driftoperatörer kan påverka spänningen på många olika sätt. I figur 55 ges information om:

- ✓ Nuvarande spänningar
- ✓ Nuvarande systemlast
- ✓ Status på kondensatorbatterier och reaktorer
- ✓ Status och överföring på HVDC-länkar
- ✓ LK-värde samt om LK är i Hand eller Auto
- ✓ Lastflöden
- ✓ MVAR-flöden

I figur 55 ges även information om vindkraftsproduktion från Lillgrund. Lillgrund ägs av Vattenfall men är ansluten till E.ON Elnäts regionnät i söder. Övrig information om vindkraftsproduktion i södra regionnätet hämtas i figur 56.

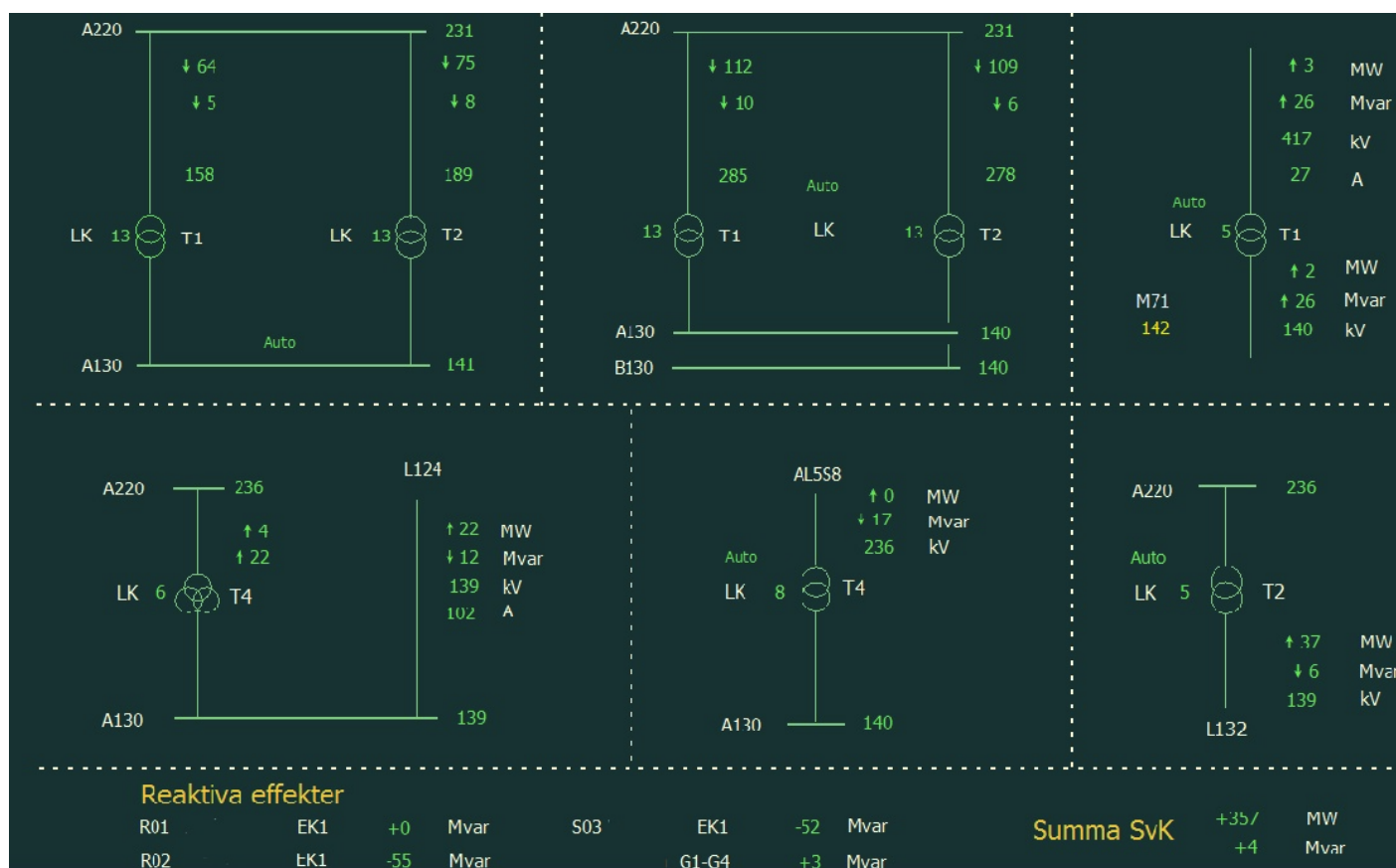
Almänt	Reaktivt flöde		Vindkraft Syd Regionnät			Vindkraft Syd Lokalhät	Summeringar	Produktionsbegränsningar Nord			
Regionnät						Regionnät					
	Fack	MW(max)	MW	Mvar	kV		Fack	MW(max)	MW	Mvar	kV
	345, 346 o 347	39,5	+8,1	+3,3	32,7		23 o 24	20	+2,0	+0,8	
	253	10,25	+0,2	+0,6	21,5		114 o 115	140	+10,6	+6,6	136,6
	706	110	+0,0	+0,0	140,5		H01	10	+1,2	+0,0	10,6
	L350 o L359	8	+1,1	+0,1	10,6		15 o 27	11,2	+0,7	+0,2	
	L838	4	+1,1	+0,0	10,7		13	5	+0,4	+0,3	
	L856	4,2	+0,6	+0,2	10,6		T1-30 o T2-30	123,7	+19,8	-0,3	32,4
	911	7	+2,1	-0,2	10,6		4	??	+1,6	+0,0	33,0
	60	12	+0,1	+0,4	51,2		22 o 23	10	+1,3	+0,9	21,9
	38	10,8	+0,2	+0,0	0,0		343 - 347	50	+3,8	+2,5	32,3
	27	10	-0,1	+0,5	32,3		15	4	+0,1	+0,1	
	348 o 352	50	+0,1	-0,1	0,0		51	16	+1,4	+0,0	53,0
	T1-20	16	+0,1	+0,3	21,9		245	10	+0,2	+0,8	21,6
	22	38	+0,8	+2,0	21,8		241, 242 o 258	21	+0,3	+1,6	
	21	20	+3,3	+1,4	21,6		15	10	+0,2	-0,4	21,7
	23	26	+5,1	+0,0	10,3		15	6	+0,2	-0,1	21,3
	T2-130	22,5	+1,5	-0,2	139,7		254 o 255	8	+0,7	+0,2	21,3
	347	16	+1,3	+0,0	32,3		17	6	+0,2	+0,1	
	22	7,2	+0,2	+0,8	21,7		T1-20	14 (26)	+0,2	+0,9	21,9
	T1-30	18	+2,1	-0,0	32,9		14	4	+0,5	+0,4	
	51	10	+0,4	+0,4	54,0		T1+T2	27,2	+2,3	+0,8	
	253	9,2	+0,7	+0,4	21,4						
	51	10	-0,0	-0,7	51,7		Summa regionnät		+76,2	+24,8	

Figur 56 - Vindkraftsproduktion i södra regionnätet

Regionnätet i söder är mycket komplext och spänningen påverkas av många parametrar vilket gör optimal spänningsreglering till en svår uppgift. En hel del av den i GDTA fastställda informationen presenteras av systemet och ger därmed operatören möjlighet att uppfylla *Nivå 1 SA: Att uppfatta element i omgivningen.*

Systemet indikerar inte effekten av en åtgärd, dvs. operatören får ingen information om hur mycket en viss åtgärd påverkar. Som exempel kan nämnas en tillkoppling av kondensatorbatteriet i Se, erfarna medarbetare har en uppfattning om hur mycket spänningen kommer att höjas i området, men detta behöver inte vara en självklarhet för yngre medarbetare.

I figur 57 redovisas spänningsregleringsbilden för E.ON Elnäts norra regionnät.



Figur 57- Spänningsreglering i det norra regionnätet

Spänningsregleringen i norr är inte lika komplex som den i söder, vilket kan ses i figur 57 ovan. Alla transformatorer utom en är i LK-läge Auto och det norra regionnätet sköter i stort sett sig självt. Det finns möjlighet att reglera via kondensatorbatteri.

5.5.3 SA Demoner

- I. Driftorderhantering och felavhjälpning (Uppmärksamhet)
- II. Larmlistan (Stora datamängder)
- III. Erhållen information gällande effektöverföring via HVDC-länkar
- IV. Norrland (Automation)

I en driftoperatörs dagliga arbete ingår driftorderhantering, dvs. planerade avbrott av ledningar och komponenter. Under vissa perioder kan driftorderarbete och felavhjälpning uppta större delar av arbetsdagen och som en naturlig konsekvens av detta tas *uppmärksamhet* från spänningsregleringen. I den av systemet presenterade larmlistan uppträder ännu en SA demon, *stora datamängder*, där operatören måste urskilja viktiga alarm mot mindre viktiga alarm vilket tar tid. Larmlistan kan ses i figur 58.

WS500 1 Network Manager 5.4 PS-system Console: 56 Server: srv98401(Online) User: A24110@PIT.ELD - [alarms_power_system Window 1]

2013-07-02 12:36:58

Power System Alarms

Larm Kraftsystem 1469/16/1455/0 Fryst Sida 41 (41) Auto-scrolling

Tid	U	P	D	M	C	H	Meddelande
2013-07-02 11:34:20							NMY 10 Runsten 7 Ai-automatik Ur drift
11:39:52							TS23 NPKT/Reaktorfel Larm
11:42:21							R01 Gran 130 L9 SSE Minne Signal
11:42:21							R01 Gran 130 L9 SSE Fel
11:46:12							BKRD 400 T3-400 T3-400-A-F-S Blockerad
11:46:24							BKRD T3 LK Begränsad Larm b
11:54:58							M400 20 223 223-s 00-läge
11:56:15							R01 Gran 130 L7 SSE Minne Signal
12:02:15							BKRD 130 T3-130 T3-130-F-S Från b
12:02:52							FHM Grind/Dörr Öppen
12:04:01							FORA Fel avstämningautomatik Larm
12:04:10							BKRD Närbekontroll Larm b
12:07:46							MRP 130 MRP-TEG2 142 kv In i GR4HÖG zon 138.00 kv värde:138.23 b
12:07:55							BKRD 130 T3-130 F-S Block Blockerad b
12:09:20							MRP 130 MRP-TEG1 145 kv In i GR4HÖG zon 138.00 kv värde:138.23 b
12:13:20							00F41 T84 Spänningsreglering Hand
12:13:27							00F41 T91 Spänningsreglering Hand
12:13:49							00F41 T91 NX Auto/Hand Hand
12:13:53							00F41 T84 NX Auto/Hand Hand
12:19:02							ATBG 20 T2-20 kv In i GR3HÖG zon 21.80 kv värde:21.82
12:19:14							00F41 130 00F3 50462 kv In i GR3LAG zon 134.00 kv värde:133.99
12:19:30							00F1 130 00F3 50163 kv In i GR3LAG zon 135.00 kv värde:134.96
12:20:26							00F41 130 00F3 50462 kv In i GR3LAG zon 134.00 kv värde:133.99
12:21:30							00F41 130 00F3 50462 kv In i GR3LAG zon 134.00 kv värde:133.99
12:23:30							00F41 130 00F3 50462 kv In i GR3LAG zon 134.00 kv värde:133.99
12:25:47							00F41 130 00F3 50462 kv In i GR3LAG zon 134.00 kv värde:133.99
12:26:30							Trångför Avställt reläskydd Signal
12:26:50							Trångför 130 L127 Ai-automatik 00-läge
12:27:42							00F1 130 00F3 50163 kv In i GR3LAG zon 135.00 kv värde:134.88
12:28:31							Felsamtal nummer 829108 Skapat
12:29:29							BBYS T1 Spänningsautomatik Auto
12:31:16							M400 6 612 612-LF Slutet
12:31:55							00F2 10 00F4 10231 kv In i GR3HÖG zon 11.20 kv värde:11.26
12:35:22							GAT F16-2472 Statuskontroll
12:35:37							MRP 130 Skena A kv In i GR4HÖG zon 139.00 kv värde:139.10
12:36:07							d83 Lis Jordfel 110V Ls Larm b

Figur 58 - Larmlista

Körplanen för Baltic Cable kan ändras flertalet gånger per dag och information om detta kommer till driftcentralen via e-mail. Det är inte alltid som detta uppmärksammas direkt på grund av att operatörerna är upptagna med andra arbetsuppgifter och som följd kan spänningen påverkas på ett icke önskat sätt.

I norrlandsnätet ligger nästintill alla systemtransformatorer i LK-läge Auto enligt figur 57 och nätet är i stort sett autonomt, varför mindre vakenhet ägnas åt det nätet och SA demonen *automation* framträder. Norrlandsnätet övervakades tidigare från en annan driftcentral men flyttades hit för ungefär två år sen, detta medför att nätet fortfarande är relativt okänt och nytt.

5.5.4 SA höjande åtgärder/rutiner

Rutiner för överlämnande av körplanen för Baltic Cable till driftcentralen bör ses över. En indikering i systemet om ändrad körplan är önskvärd. Signifikansen av detta kommer öka med det ökade utbytet mellan länder via HVDC.

Att låta systemet räkna ut påverkan av en given koppling/reglering skulle till stor hjälp för framför allt yngre operatörer i syfte att hjälpa de med *Nivå 3 SA: Att upprätta prognos för framtida uppträdande*.

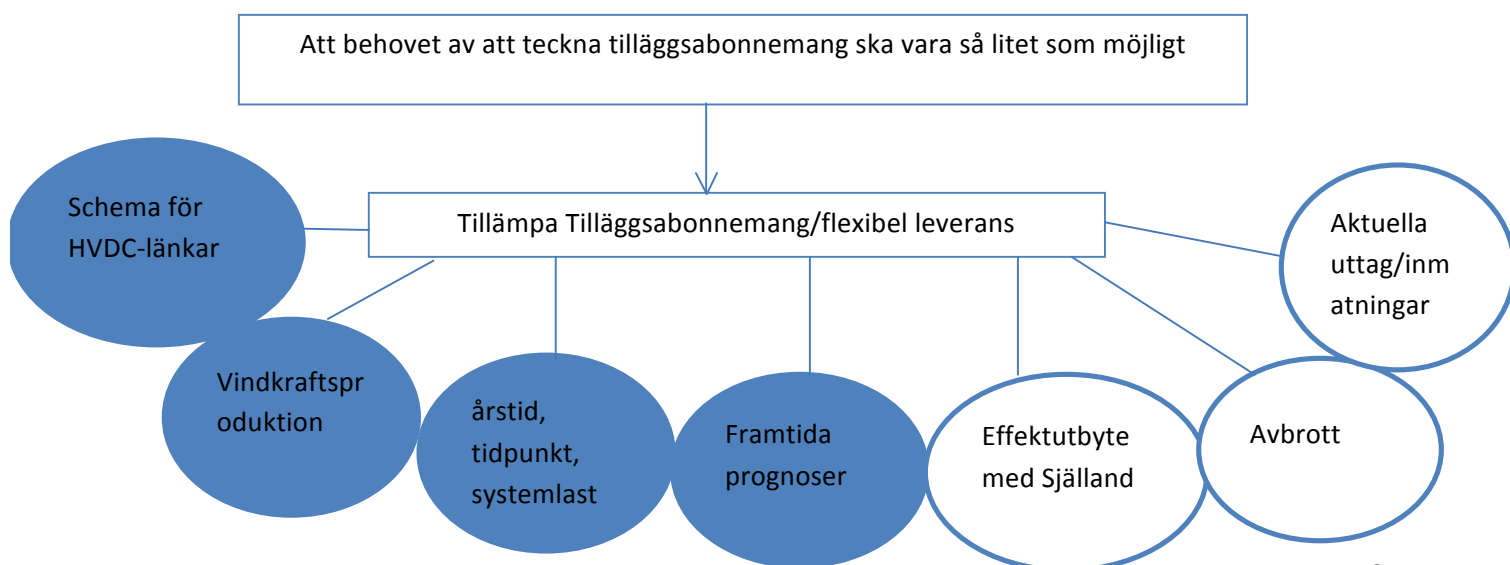
Spännings-nivåer bör presenteras som avståndet till respektive max- och min gräns för att operatören fort ska kunna bilda sig en uppfattning om var spänningen ligger i det accepterade intervallet och när åtgärd ska vidtas enligt *SA designprincip 2: Att presentera färdig information*. Detta är viktigt för att kraven på spänningsnivå skiljer sig mellan olika områden och det är inte säkert att alla är införstådda med vilka spänningsnivåer som gäller i de olika områdena.

Operatörer torde bli mer delaktiga i norrlandsnätet för att förtrycka SA demonen *Automation*. Detta kan åstadkommas genom att införa rutiner för att spänningsregleringsbilden för Norrland ska övervakas i "viloläge".

5.6 Scenario 3: Optimal hantering av abonnemangsproblematik och Demand-Response

Scenario 3 behandlar abonnemangsproblematiken och hur denna ska hanteras optimalt. Fokus ligger på abonnemangshantering i södra Sverige, men även den norra abonnemangshantering kommer att nämnas.

5.6.1 Goal Directed Task Analysis för scenario 3



Schema för HVDC-länkar: Abonnemangen påverkas av HVDC-länkarna, varför det är viktigt för operatören att veta hur dessa ska köras i samband med abonnemangsfrågor. Full import på Baltic Cable innebär ett ökat effektuttag från stamnätet i Ar och Se, se kapitel ”Drift av kraftsystemet” för detaljerat genomgång av hur olika uttagspunkter påverkas av Baltic Cable.

Vindkraftsproduktion: Effektproduktion från vindkraft med anslutning till 130 kV-nätet eller underliggande nät minskar effektbehovet och därmed effektuttaget från stamnätet. Vid abonnemangshantering ska alltid aktuell och framtida vindkraftsproduktion tas i beaktning.

Årstid, tidpunkt och systemlast: Abonnemangsproblematiken finns nästan uteslutande på vinterhalvåret eftersom abonnemangen tecknas utifrån vinterlast. Systemlasten beror direkt på tidpunkt och väder, en överkörning en solig morgon i mars löser ofta sig själv utan behov av att teckna tilläggsabonnemang pga.

- I. Solinstrålning minskar uppvärmningsbehovet och därmed effektbehovet
- II. Systemlasten är alltid som högst på morgonen då alla industrier startar och sjunker succesivt under dagen. Se figur 54.

Framtida prognoser: Att med hjälp av väderprognoser, schema för HVDC-länkar, framtida planerade avbrott etc. och andra hjälpmedel fastställa ungefärliga framtida uttag/inmatningar för en tid framöver och på så sätt utöka det tidsfönster som finns för beslut.

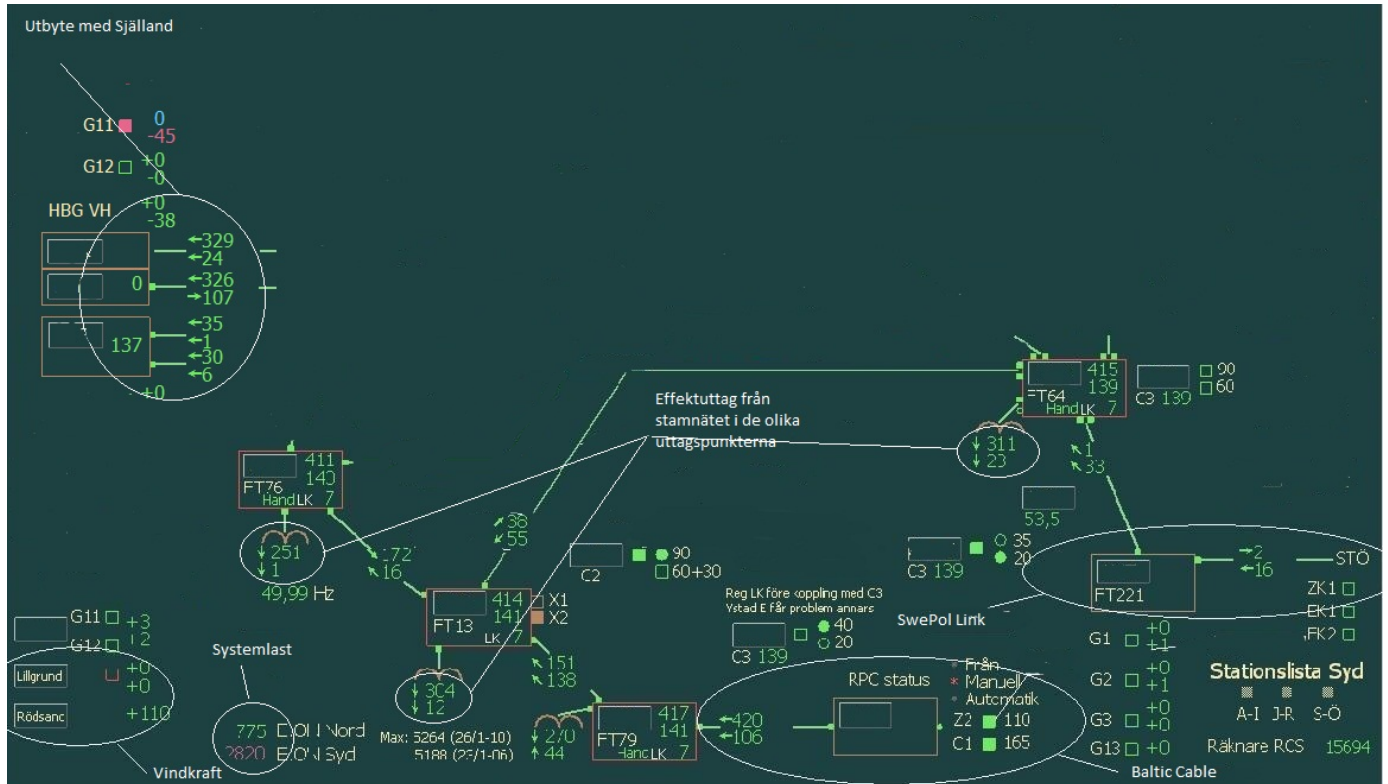
Effektutbyte med Själland: E.ON Elnäts regionnät i söder är sammankopplat med Själland. Export minskar effektransporten i 130 kV-nätet och ökar effektuttaget från stamnätet, för import från Själland gäller det omvända.

Avbrott: Planerade/oplanerade avbrott påverkar abonnemangen. Ett avbrott på en systemtransformator stoppar effektuttaget i den uttagspunkten men ökar uttaget i närliggande uttagspunkter. Överkörningar orsakade av avbrott på stamnätet utfärdar Svenska Kraftnät dispens för.

Nuvarande abonnemang och aktuellt uttag/inmatning: Att veta gällande abonnemangsgränser och aktuellt uttag/inmatning är givna förutsättningar för att kunna ta beslut.

För abonnemang som är på gränsen till överkörning kan transformatorernas LK-värde manipuleras för att uppnå en liten ändring i effektflöden. Då abonnemanget i till exempel Ba är i farozonen kan LK-värdet stegas ner ett steg i Ba och stegas upp ett steg i den närliggande stationen Se och på så sätt öka effektflödet till Se. I vissa fall går det att göra omkopplingar i systemet i syfte att hantera abonnemangsproblematik.

5.6.2 WS500 som ett SA stödjande system



Figur 59 – Relevanta delar av transmissionsöversikt för scenario 3

I figur 59 visas relevanta delar av transmissionsöversikten för södra Sverige där följande

- ✓ Information om nuvarande effektöverföring via HVDC-länkarna
- ✓ Vindkraftsproduktion från Lillgrund
- ✓ Effekttuttag från stamnätet
- ✓ Information om effekttutbyte med Själland



För att få information om gällande årsabonnemang och nuvarande uttag/inmatning klickar vi oss vidare till ”Terminalövervakning”

Terminalövervakning

Mom.	Energipulser		Övre	Undre	Uttag (+)/Inmatning (-)
	Uttag	Inmatning			
	244	253	0	< 300 >	< 0 > 300/0
	1	0	0	< 330 >	< 0 > 330/0
	245	0	0	< 630 >	< 0 > 630/0
	161	161		< 275 >	< 0 > 275/0
	349	354		< 380 >	< 0 > 335/0
	158	160		< 298 >	< 0 > 298/0
	0				
	266	259		< 490 >	< 0 > 490/0
	138	138	0	< 235 >	< 0 > 235/0
	172	173		< 315 >	< 0 > 315/0
	0	0		< 190 >	< 0 > 190/0
	441	443		< 505 >	< 0 > 505/0
	82	0		< 112 >	< 0 > 112/0
	-9	0	0	< 11 >	< 0 > 11/0
	104	0		< 150 >	< 0 > 150/0
	0	0	0	< 180 >	< -180 > 60/-180

Figur 60 - Terminalövervakning i södra Sverige

Terminalövervakning nord

Mom.	Energipulser		Övre	Undre	Uttag (+)/Inmatning (-)
	Uttag	Inmatning			
	43	0		< 205 >	< 0 > 205/0
	254	0		< 255 >	< 0 > 255/0
	150	0		< 165 >	< 0 > 165/0
	-73	0	0	< 2 >	< -229 > 2/-229
	-52	0	2	< 1 >	< -65 > 1/-65
	-21	0	0	< 45 >	< -136 > 45/-136
	-80	0	77	< 25 >	< -90 > 25/-90
	-38	0	0	< 12 >	< -167 > 12/-167
	0	0	0*)	1 >	< -44 > 1/-44

Figur 61 - Terminalövervakning i norra Sverige

I figur 60 och figur 61 visas terminalövervakningen för södra Sverige och norra Sverige respektive. Den första kolumnen ”Mom.” åskådliggör det nuvarande uttaget/inmatningen för operatören. I kolumnerna ”Övre” och ”Undre” adderas eventuellt tilläggsabonnemang till det ordinarie årsabonnemanget och redovisas. I den sista kolumnen redovisas ordinarie årsabonnemang där + indikerar uttagsabonnemang och – indikerar inmatningsabonnemang.

Transmissionsöversikten ger endast information om hur mycket effekt som Lillgrund producerar vilket ger en fingervisning om det aktuella vindläget, för en fullständig bild bör även figur 56 beaktas.

5.6.3 SA Demoner

- I. Mycket information inhämtas från olika platser (Stora datamängder)
- II. Abonnemangsproblematiken är tidskrävande (Uppmärksamhet)
- III. Driftorderhantering och felavhjälpning (Uppmärksamhet)

Majoriteten av den information som GDTA kräver finns i systemet, men måste inhämtas från en del olika platser vilket försvårar processen (*Nivå 1 SA: Att uppfatta element i omgivningen*). I detta scenario ligger dock den största svårigheten på *Nivå 3 SA: Att göra en prognos för framtida uppträdande* då operatören måste ta hänsyn till en rad olika faktorer enligt beskrivning ovan. Vindkraftsproduktion har en stor påverkan på detta scenario, det är mycket svårt att prognosera effektproduktion från vindkraft och SA brist uppträder. Att hantera abonnemangsproblematik optimalt är en tidskrävande process och eftersom den nästan uteslutet finns på vinterhalvåret, då de flesta störningar uppträder, är operatörer mycket stressade och hinner inte alltid hantera abonnemangen optimalt.

5.6.4 SA höjande åtgärder/rutiner

Figur 60 och figur 61 visar terminalövervakning för söder respektive norr. I figuren presenteras nuvarande effektuttag/effektinmatning samt gällande årsabonnemang med och utan tilläggsabonnemang. Operatören måste själv räkna ut skillnaden, vilket kan verka som en trivial uppgift. Man måste ha i åtanke att när stress och enorma datamängder hanteras så blir de simplaste uppgifterna väldigt svåra och operatören måste få hjälp av systemet enligt SA design princip: 2. *Presentera färdig information*. Terminalövervakning för norr och söder bör presenteras i samma bild.

På grund av vindkraftsproduktionen påtagliga påverkan på scenario 3 torde mer information kring vindkraftsproduktion presenteras i transmissionsöversikten enligt den 1:a SA designprincipen 1. *Organisera information kring aktuella mål*. Det är redan nu av intresse att veta hur mycket intermittent produktion som finns i systemet i förhållande till total produktion

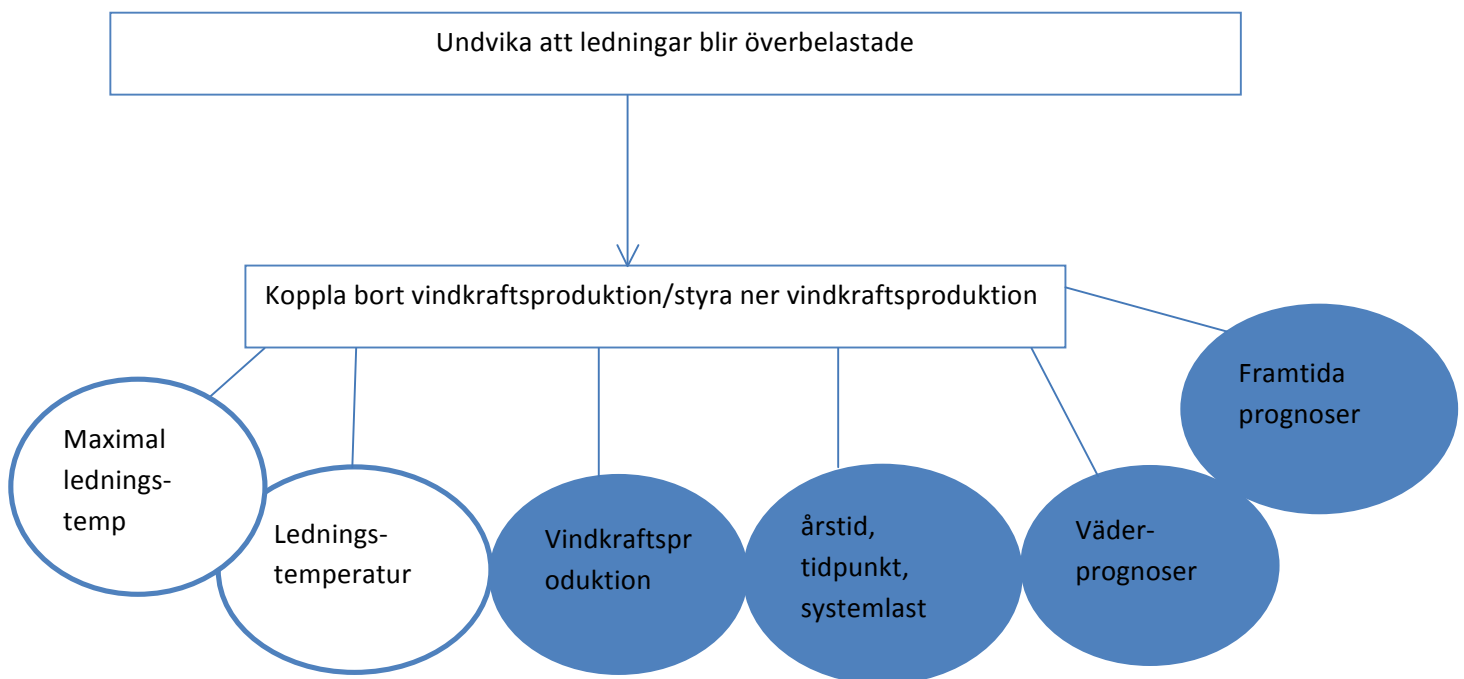
för att kunna förbereda sig på kommande händelser. Om andelen intermittent produktion är hög, ca 40-50%, (inte realistiskt idag!) och prognoser säger att vinden ska avta så måste åtgärder vidtas.

Väderinformation bör finnas mer tillgänglig med nutida information samt prognoser.

5.7 Scenario 4: Överföringskapacitet, produktionsbegränsningar

Scenario 4 behandlar överbelastning av ledningar, orsakat främst av vindkraftsanslutning i svaga nät. Vindkraftsproduktion på Öland kommer att användas som exempel.

5.7.1 Goal Directed Task Analysis för scenario 4



Koppla bort vindkraftsproduktion/styra ner vindkraftsproduktion: Allt mer vindkraft ansluts ute till havs där näten ofta är svaga och ofta inte dimensionerade för att ta emot den mängden effekt. Om den, från vindkraftparken, levererade effekten är för hög för ledningen att hantera så finns det två alternativ:

- I. Koppla bort vindkraftsproduktionen helt.
- II. Anpassa vindkraftsproduktionen efter ledningens kapacitet och styra ner efter behov.

Det första alternativet är inte önskvärt eftersom all produktion går förlorad, även om det är så att ledningen bara precis är överbelastad. Det andra alternativet är att gradvis styra ner produktionen efter ledningens kapacitet och är givetvis mer fördelaktigt.

Årstid, tidpunkt och systemlast: Överbelastning av ledningar på grund av ansluten vindkraftsproduktion är ofta ett större problem på sommarhalvåret än på vinterhalvåret. Ledningar bort från vindkraftsskenan belastas inte lika hårt då lasten är högre på vindkraftsskenan. På vintern kyler även den kalla luften ned ledningen. Se beräkningar i kapitel ”De fyra scenarierna i PSS/E” för mer detaljerad information.

Vindkraftsproduktion: Det är på grund av vindkraftsproduktionen som ledningen riskerar att bli överbelastad, så information om denna är en förutsättning.

Maximal ledningstemperatur: Ledningstemperatur används som ett mått på överföringskapaciteten. Det är från grundläggande fysik känt att föremål vidgas vid uppvärmning, denna princip gäller även för ledningar. Det finns en korrelation mellan ledningstemperatur och nedhäng, där det finns begräsning för hur mycket en ledning får hänga ned och därmed fås en begräsning på ledningens överföringskapacitet.

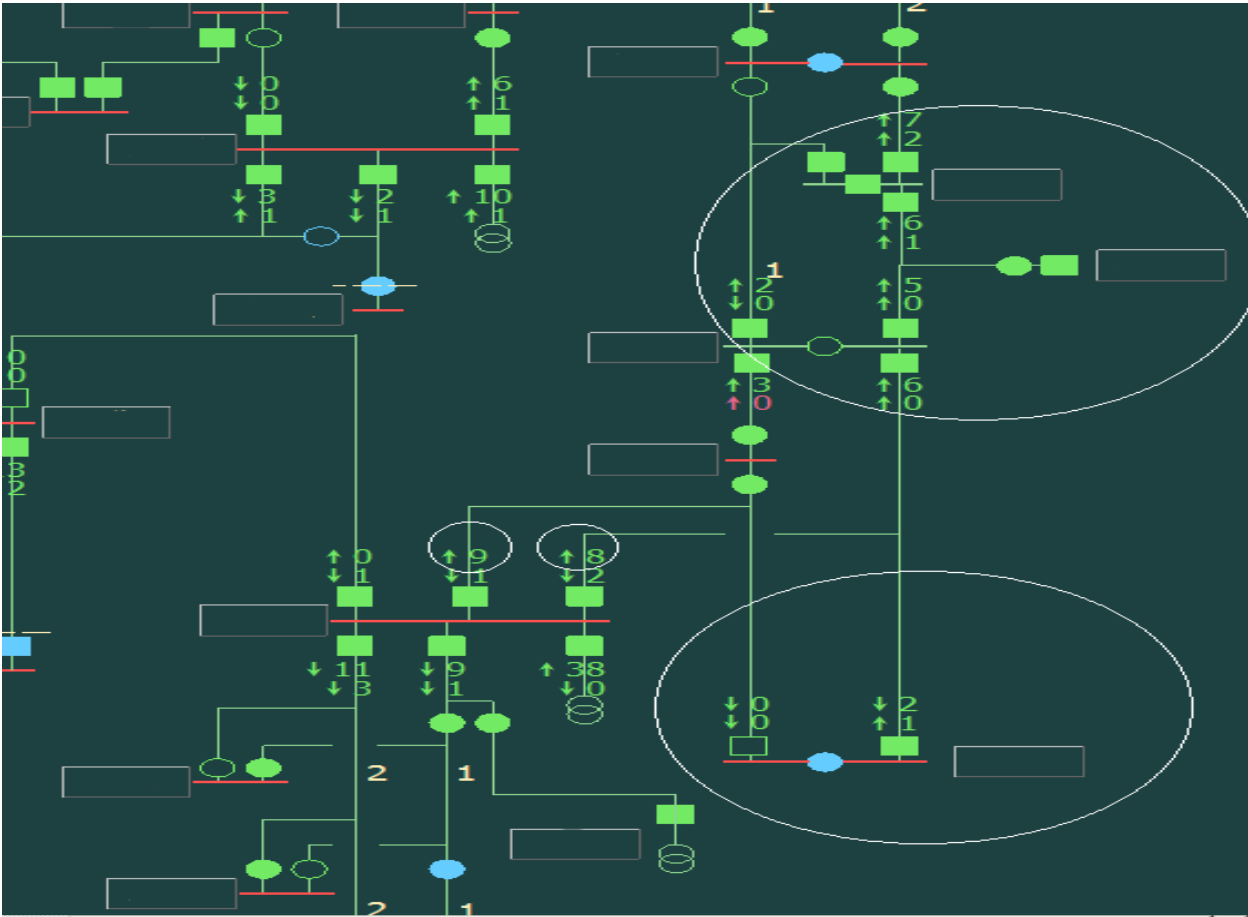
Ledningstemperatur: Ett mätvärde för att upplysa operatören om nuvarande temperatur.

Väderprognoser: Väderprognoser är av stor vikt i detta scenario då operatören kan få information om kommande vind och temperatur och kan på så sätt vidta åtgärder eller vara beredd på att det kan vara tal om en nedstyrning inom en snar framtid.

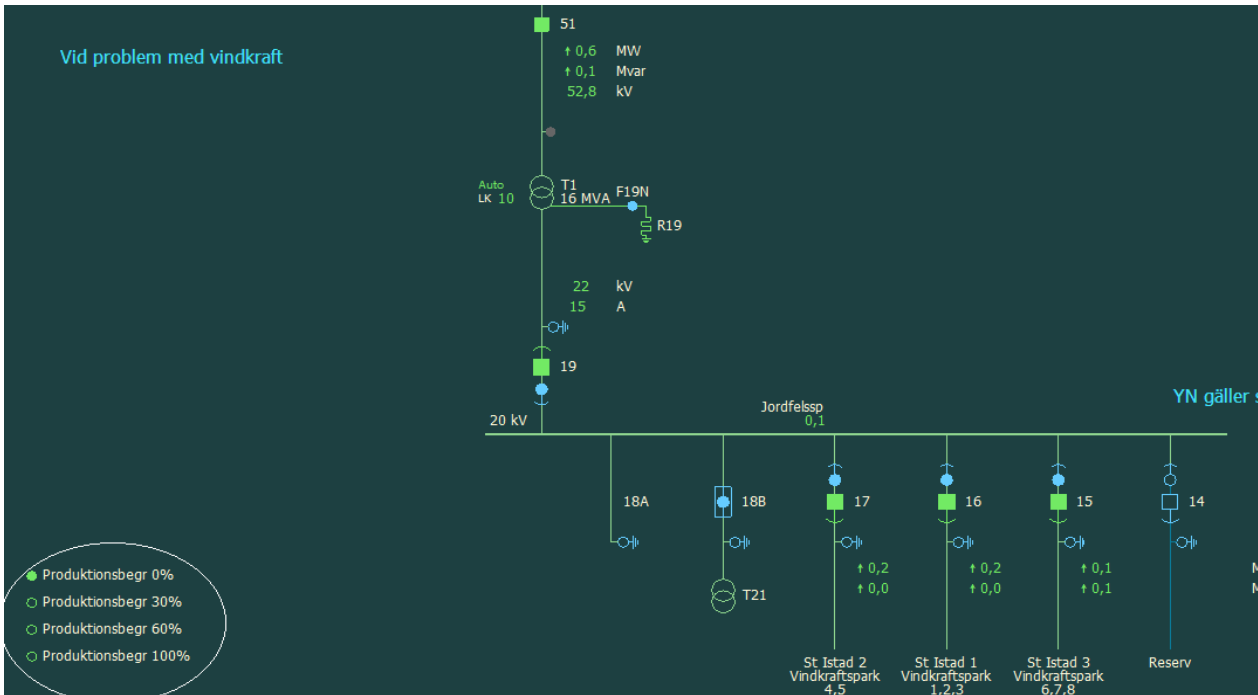
Framtida prognoser: Att med hjälp av väderprognoser fastställa ungefärliga framtida värden på ledningstemperatur.

5.7.2 WS500 som ett SA stödjande system

I figur 62 kan delar av E.ON Elnäts 50 kV-regionnät i södra Sverige ses. Områden med vindkraftsproduktion ansluten har ringats in i bilden. Då en ledning är på väg att bli överbelastad ändras MW-mätvärdet färg, först till gult för att varna operatören och sedan till rött. Efter en tid så löser ledningen ut och ändras då också färg. Informationen om ledningars kapacitet fås genom att se information för MW-mätvärdet, där det finns en inställd övre gräns.

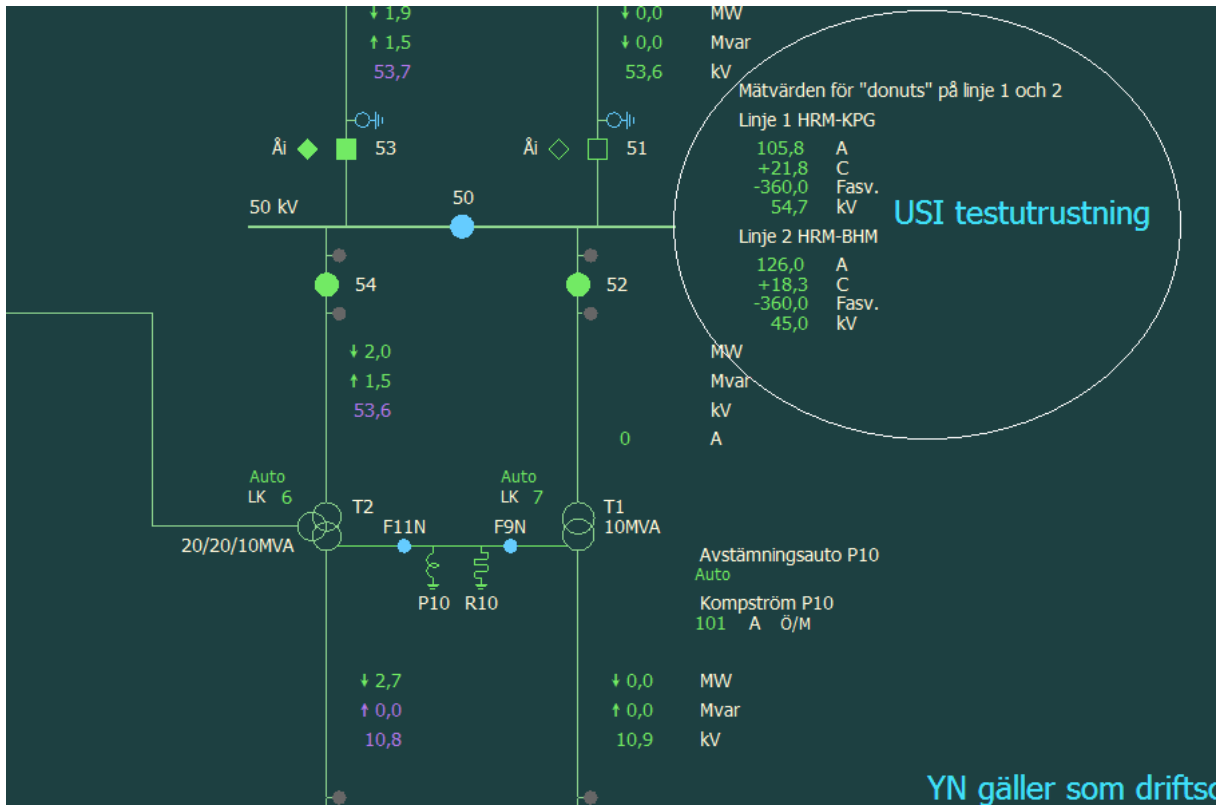


Figur 62 - Översiktsbild över delar av 50 kV-systemet i södra Sverige med områden där det förekommer vindkraftsproduktion inringade



Figur 63 - Station med möjlighet till produktionsbegränsning

Figur 63 visar en station där det finns möjlighet att införa produktionsbegränsning på vindkraftparken, om risk för överbelastning skulle uppstå.



Figur 64 - Station som utgör teststation för det nya systemet "Dynamic Line Rating (DLR)"

Stationen i figur 64 utgör teststation för det nya systemet "Dynamic Line Rating (DLR)" där ledningstemperatur och ström ska mätas enligt figuren. Informationen ska sedan användas för att avgöra ledningens nuvarande belastning. Mer om detta i kapitel "De fyra scenarion och SGCC".



5.7.3 SA Demoner

- I. Systemet uppmärksammar inte operatören på risk för överbelastning på ett tillräckligt sätt (uppmärksamhet)
- II. Larm om överbelastning av ledningar tenderar att försvinna ” i massan” i larmlistan (stora datamängder)

Regionnätoperatörer tittar normalt sett på transmissionsöversikten (figur 55) och larmlistan (figur 58) i ”viloläge”. Den resterande skärmen används i vissa fall till spänningsreglering i Norrland och i andra fall till att titta på stationsbilder. I transmissionsöversikten ges ingen information om ledningars belastning i Ölandsområdet. I larmlistan kommer information om höga MW- värden (se inringade mätvärden i figur 62) men med stress och några andra faktorer är denna enkel att missa. Överbelastning på grund av anslutande vindkraftsproduktion är ett relativt nytt problem som tagit fart de senaste åren och som konsekvens av detta har en god Situation Awareness inte uppnåtts ännu och vi ser brister på *Nivå 1 SA: Att uppfatta element.*

5.7.4 SA höjande åtgärder/rutiner

För att lyfta graden av Situation Awareness måste systemet presentera information i enighet med GDTA för detta scenario (*Designprincip 1: Presentera information kring aktuella mål*). Informationen måste i någon skala presenteras på de bilder som operatörer tittar på i ”viloläge” för att de ska göras uppmärksamma på nuvarande/kommande problem. En lösning kan vara att implementera ett cirkeldiagram för varje ledning som endast visar sig när ledningen är belastad till ett förutbestämt värde. På detta sätt utsätter man inte operatören för onödig information men uppmärksammar operatören för när risk finns.

Överbelastning av ledningar är ett växande problem och klara rutiner för hantering av dessa måste utarbetas. God praxis är att bilda sig en uppfattning av kommande systemlast samt titta på väderprognoser och göra en riskbedömning i de områden där det är aktuellt (*Nivå 3 SA: Göra prognos för framtida uppträdande*). I de fall där risken bedöms som övergripande ska kontinuerlig uppföljning ske.

5.8 Avslutande kommentarer

Det råder ingen tvekan om att ett tidigare statiskt elnät idag är mycket dynamiskt och utvecklingen pågår fortfarande. SA brister har konstaterats i ovanstående fyra scenarion där många brister redan sker på *Nivå 1 SA: Att uppfatta element*. I GDTA för de fyra scenarion kan följande viktiga gemensamma nämnare identifieras:

- I. *Vindkraft*
- II. *Effektutbyte med andra länder*
- III. *Framtida prognoser*
- IV. *Systemlast*
- V. *Väderprognoser*

I inledningen beskrevs den ökande andelen intermittent produktion som problematisk då den leder till ett mycket oförutsägbart elnät, detta syns tydligt i ovanstående GDTA:s där alla innehåller information kring vindkraft. En lösning för att effektivt kunna implementera den intermittenta produktionen är ett ökat effektutbyte mellan länder, även detta kan ses i ovanstående GDTA:s. Operatörer är vidare medvetna om att en prognos för framtiden skulle vara av stor hjälp för att öka Situation Awareness.

Ovanstående information är viktig för alla scenarion ska därmed presenteras tidigt av systemet i syfte att upprätthålla en god Situation Awareness. Den information som är mer specifik för varje scenario ska också presenteras men behovet av dessa tidigt, är inte lika övergripande som ovan.

Tre övergripande SA demoner kan igenkännas:

- I. *Uppmärksamhet*
 - I scenario 1 och scenario 4 är graden av Situation Awareness låg, detta har sin grund i att systemet inte presenterar tillräcklig information för operatören. Scenario 1 och scenario 4 är ”nya” scenarion, med detta menas att problematik kring dessa scenarion inte har funnits tidigare, och brister i uppmärksamhet finns både i systemet och hos operatörer.
 - I scenario 2 och scenario 3 finns en stor del av informationen tillgänglig, men utspridd på olika platser i systemet. Det är inte alltid som operatörerna vet att information finns. Dessa två scenarion är mycket tidskrävande och kräver mycket omtanke innan handling. Operatörer som är upptagna med felavhjälpning och driftorderhantering har inte alltid tid att disponera till scenario 2 och scenario 3.
- II. *Stora datamängder*
 - Operatörer processerar varje dag enorma datamängder, i larmlistan samlas alla larm oberoende av karaktär och i stressade situationer är det mycket svårt att urskilja viktiga larm mot mindre viktiga larm.
- III. *Automation*



- I dagsläget är automation inom de fyra scenarion ett begränsat problem, det kan tydligast ses i spänningsregleringen i Norrland där de flesta lindningskopplarna ligger i Auto och på så sätt relegerar spänningen. Operatörer är inte vana vid att själva behöva reglera spänningen, och SA demon *automation* uppträder, den kommer att bli ett större problem framöver, vilket beskrivs i nästkommande kapitel.

Det är viktigt att dessa SA demoner förtrycks, genom att följa de SA principer som finns.

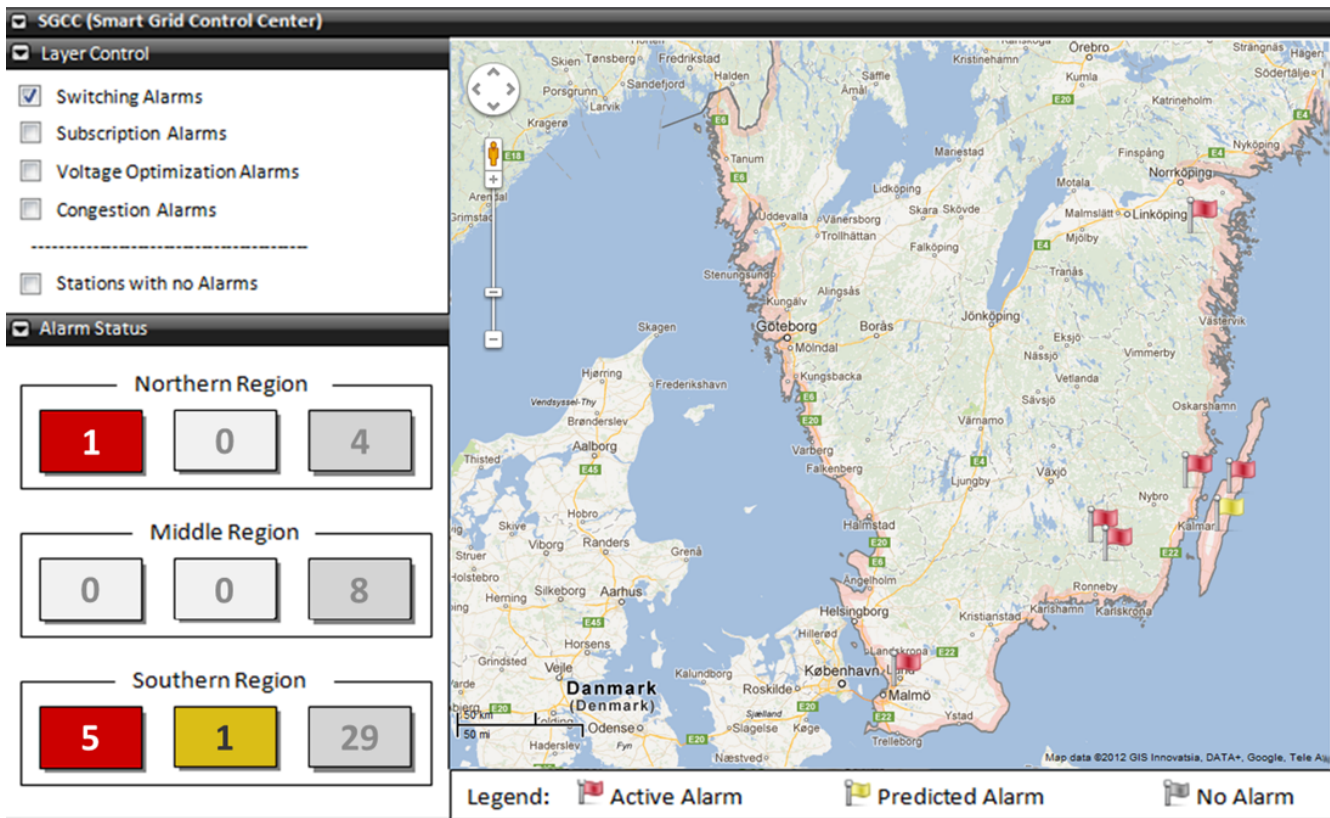
6. De fyra scenariona och SGCC

I kapitel 6 analyseras den demo av SGCC som finns tillgänglig under examensarbetet ur ett Situation Awareness perspektiv.

6.1 Inledning

I föregående kapitel presenterades en genomgång av varje scenario, ur ett Situation Awareness perspektiv, i driftsystemet WS500. I detta kapitel ska motsvarande genomgång redovisas men i det nya systemet Smart Grid Control Center (SGCC). I skrivande stund är endast en demo av SGCC tillgänglig, varför det ska hållas i åtanke att den färdiga produkten kan innehålla diverse ändringar, förbättringar och tillägg etc. Tanken är att SGCC till största del inte ska köras av de ordinarie operatörerna, utan den nybildade gruppen Systemdrift ska fungera som operatörer. Läsaren rekommenderas att ha kapitel ”Kraftsystemdrift på E.ON” i färskt minne då referenser kommer att göras till det kapitlet.

6.1.1 SGCC



Figur 65 - Översiktsbild över södra Sverige med larm för optimal driftläggning av transformatorer aktiverat

Figur 65 visar en översiktsbild över södra Sverige där larm för optimal driftläggning av transformatorer är inringade. Bilden ger en bra och snabb översikt där operatören genast får en uppfattning för nuvarande och kommande larm. Flaggorna i bilden representerar larm, där rött indikerar ett aktivt larm, gult indikerar ett framtida larm och grått innebär att det inte finns

något larm nu och det finns heller ingen misstanke om framtida larm inom det inställda tidsspannet. Larmen redovisas både grafiskt i kartan och som numeriska värden i boxarna till vänster i figuren.

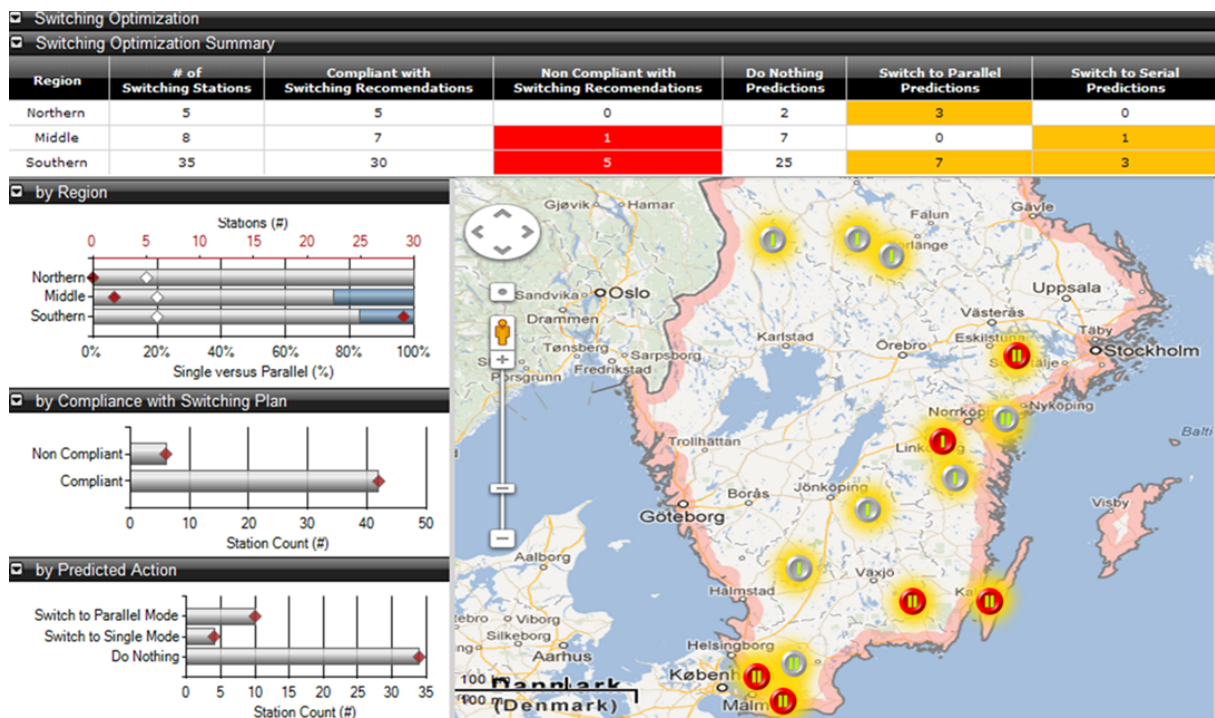
I syfte att uppnå en god Situation Awareness är det önskvärt att i översiktsskärmen ha den information som är gemensam för de fyra GDTA, dvs. information kring:

- *Vindkraftsproduktion*, hur mycket effektproduktion från vindkraft det för närvarande finns, hur stor del utgör den av den totala produktionen samt prognoser för framtida produktion.
- *Effektutbyte med angränsande länder*, Information kring nuvarande och kommande effektutbyten med angränsande länder.
- *Systemlast*, både nuvarande och kommande.
- *Väder*

6.2 Scenario 1: Optimal driftläggning av transformatorer(Singel-Parallell)

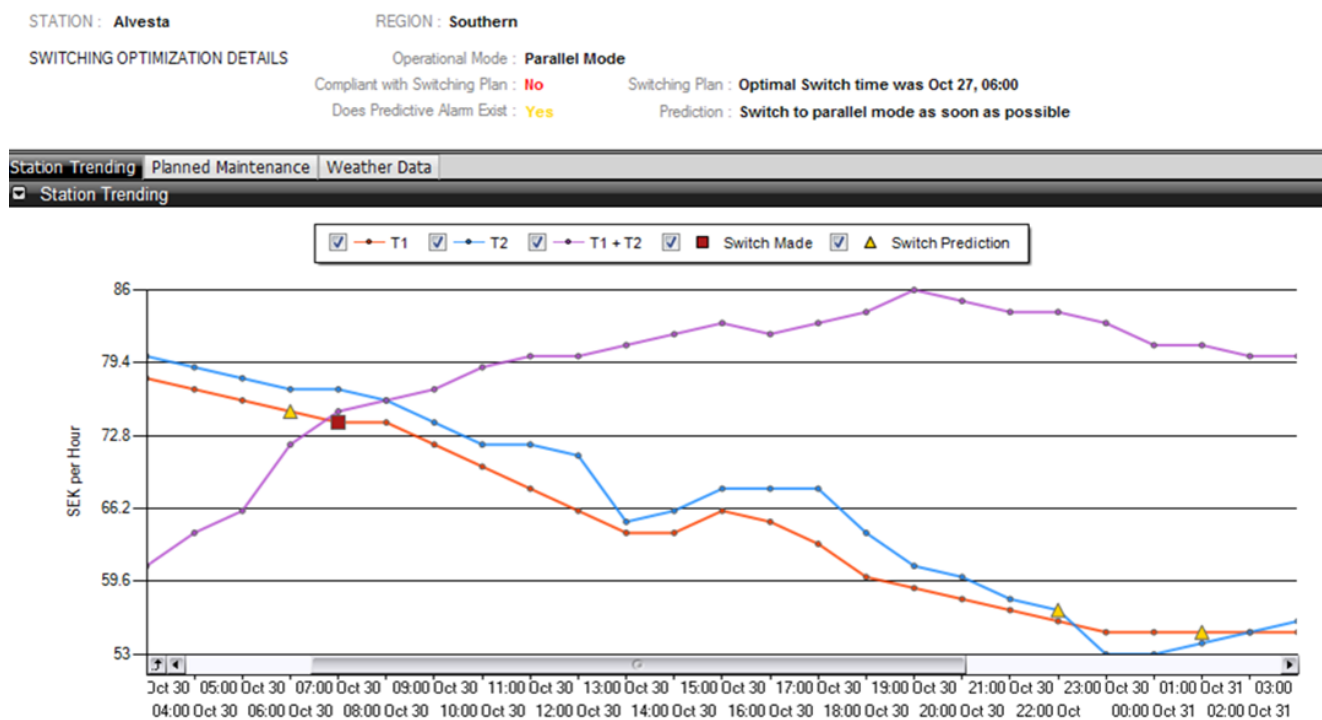
I föregående kapitel fastställdes det att graden av Situation Awareness var låg i detta scenario. Anledningen till detta var naturlig, och hade sin grund i att det tidigare nästan uteslutet gjordes säsongsbaserade kopplingar (2 ggr per år). Detta gjorde i sin tur att systemet (WS500) inte riktigt var anpassat för att på ett bra sätt leverera nödvändig information till operatören.

6.2.1 SGCC som ett SA stödjande system



Figur 66 - Översikt över södra Sverige där stationer med möjlighet till singel/paralleldrif finns

I figur 66 visas en översiktsbild över södra Sverige där stationer med möjlighet till singel/paralleldrift finns utmärkta. Ett streck betyder att singeldrift för närvarande tillämpas i stationen, och två streck indikerar paralleldrift. Att stationen är röd innebär att nuvarande driftläggning är felaktigt, grått indikerar att driftläggningen är riktig. Den gula markeringen runt stationerna upplyser operatören om att en omläggning kan vara aktuell under de kommande sex timmarna. Ytterligare information ges av systemet i diagram och i siffor.



Figur 67 – Förlustkurvor för T1, T2 och T1+T2

Figur 67 visar en graf över optimal driftläggning i station Al. Graferna i figuren är inte rätt, dessa ska se ut enligt figur från förra kapitlet, men det är inte viktigt här utan det viktiga är vilken information som presenteras och hur. Operatören får information om förlustkostnader associerade med de båda driftläggningarna där de gula trianglarna indikerar när det är optimalt att byta driftläge. Den röda symbolen visar när driftomläggningen utfördes.

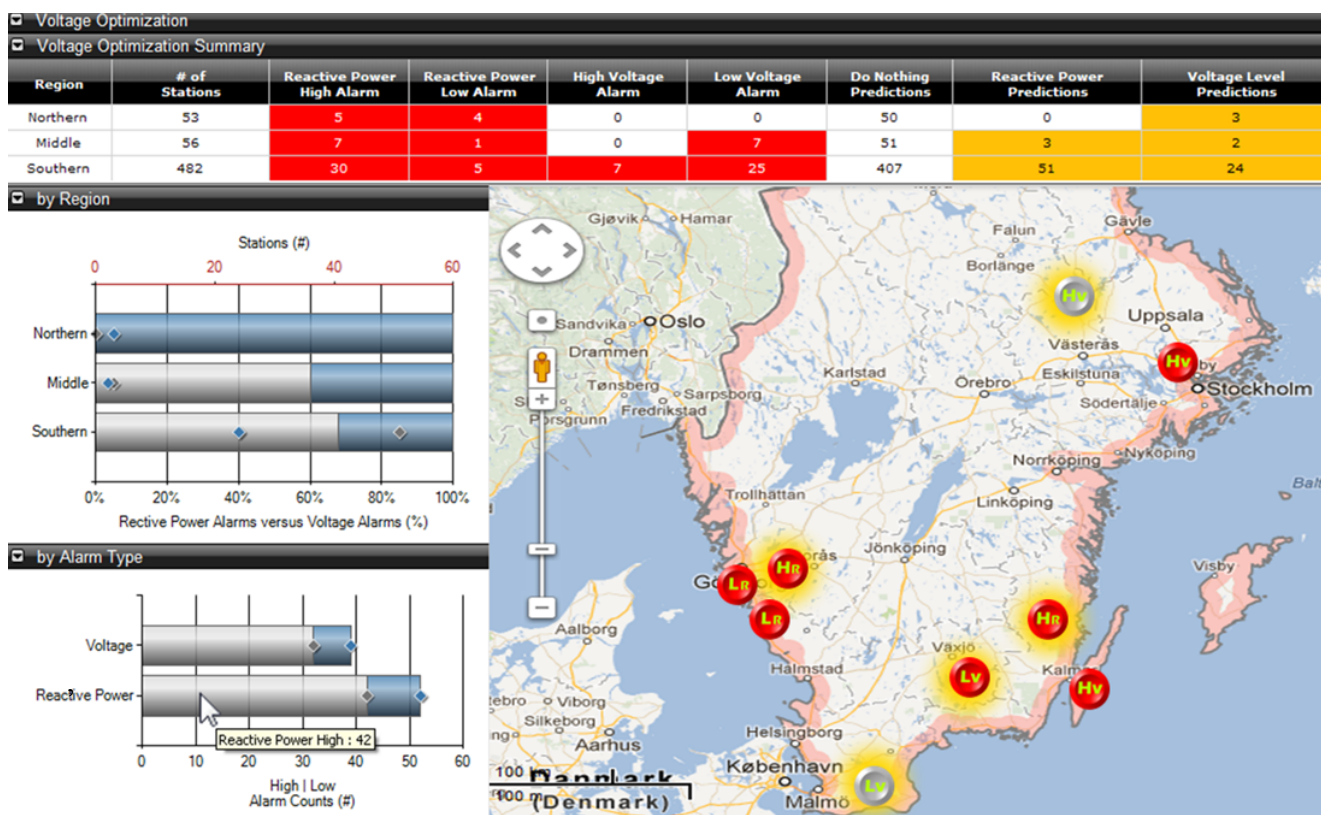
6.2.2 SA

Den information som figurerna ovan presenterar gör att graden av Situation Awareness ökar avsevärt. Operatören får snabbt information om nuvarande driftläggning, blir uppmärksam på när fel driftläge tillämpas och SGCC informerar även om att fel driftläge prognoseras. Väl inne i stationen får operatören information om brytpunkt och aktuella förlustkostnader förknippade med de båda driftläggningarna. Operatören får följande information:

- ✓ Aktuella lastflöden omräknade till förlustkostnader per timme
- ✓ Brytpunkt
- ✓ Framtida lastflöden omräknade till förlustkostnader per timme

SGCC presenterar med andra ord en stor del av den information som efterfrågas i GDTA. För att singel/paralleldrift ska vara möjligt måste transformatorerna stödja parallellstyrning av LK och reläskydden måste vara inställda på att klara den förändring av korslutningseffekten som omkopplingen innebär. De stationer som är tänkta att vara med i detta scenario uppfyller dessa krav.

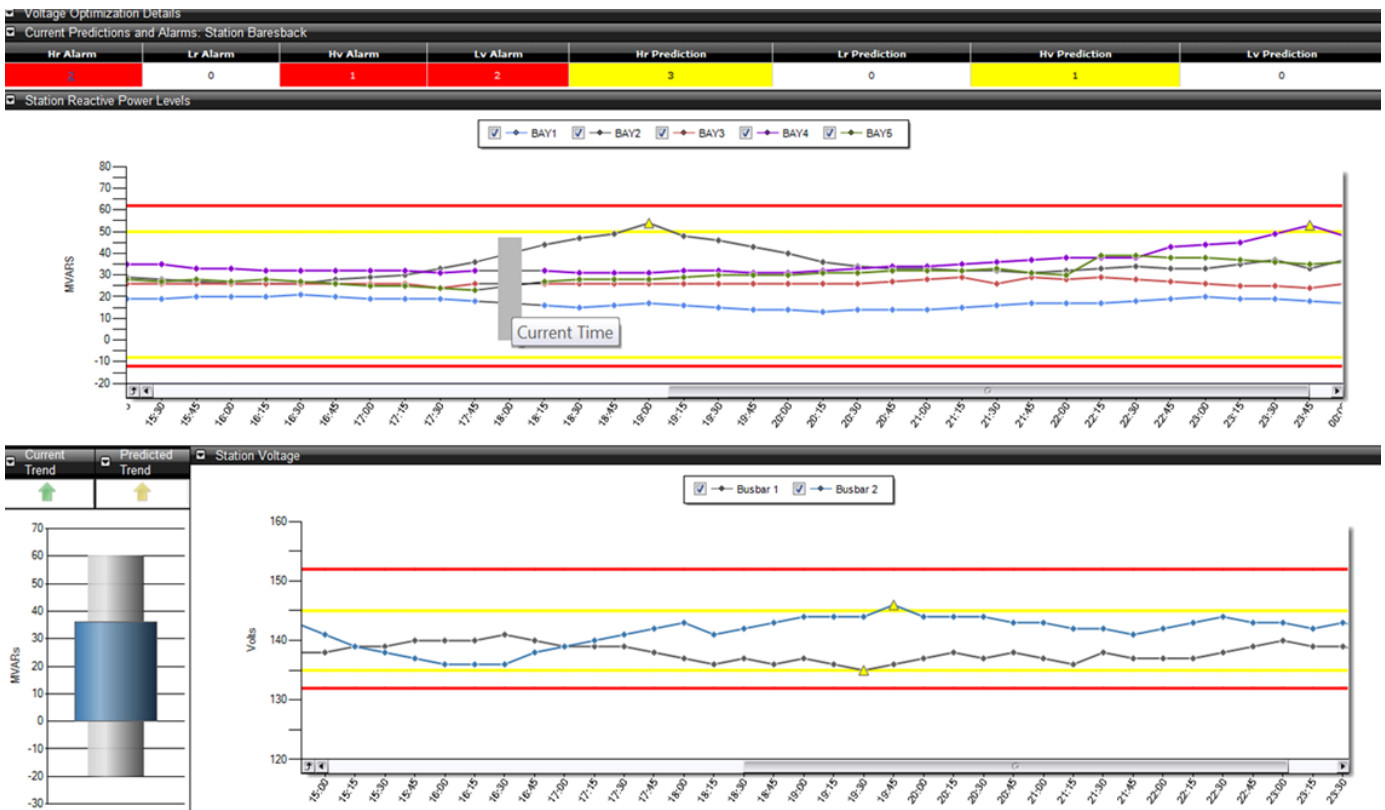
6.3 Scenario 2: Optimal reaktiv- och spänningshållning



Figur 68 - Översiktsbild över spänningar och reaktiv effekt i södra och mellersta Sverige

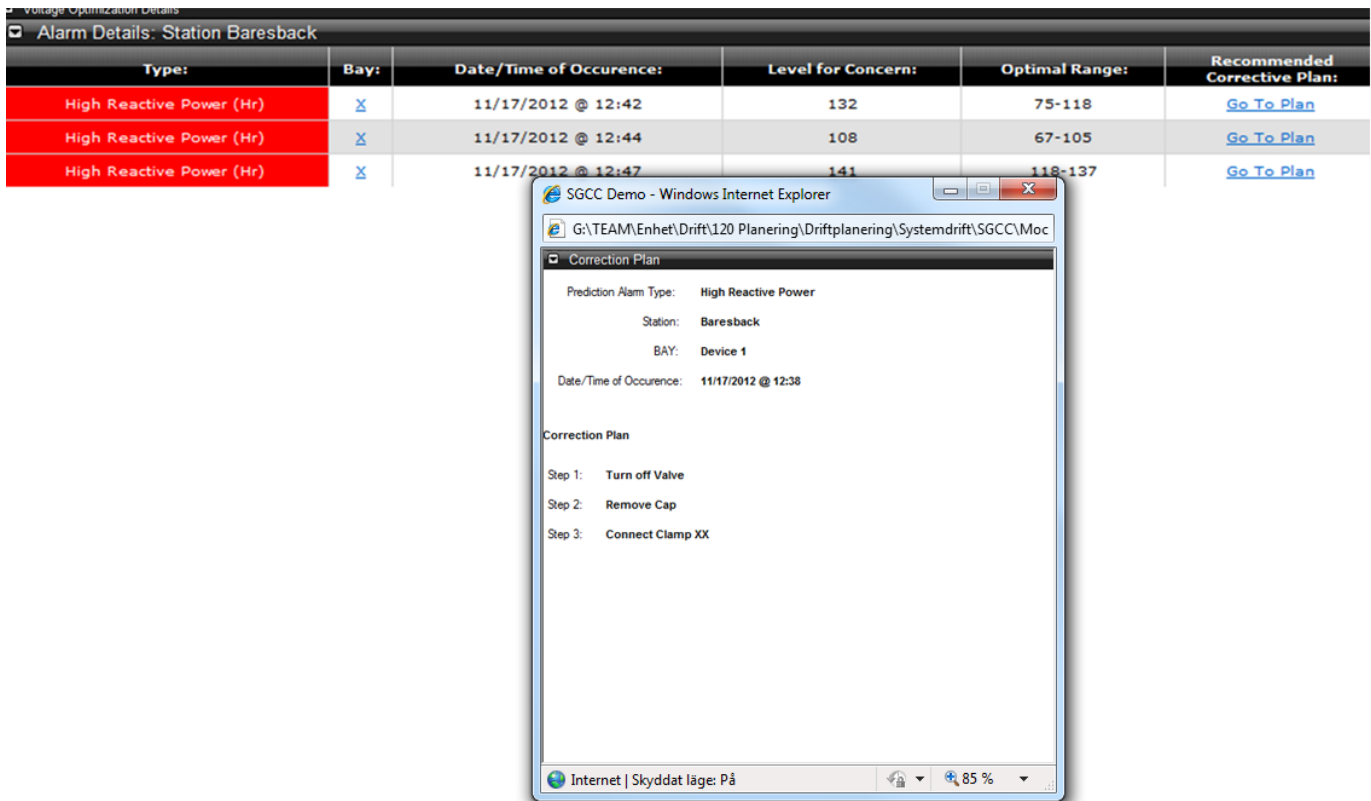
Figur 68 visar översiktsskärmen för hantering av spänningar och reaktiv effekt där *HR* står för *High reactive power*, *LR* står för *Low reactive power*, *HV* står för *High voltage* och *LV* står för *Low voltage*. Som i ovanstående scenario indikerar rött ett aktivt larm, grått betyder att det inte finns något larm och den gula markeringen anger att en förändring kan komma att ske under de kommande sex timmarna. Systemet presenterar information för operatören som gör denne uppmärksam på:

- I. Aktiva larm, både larm som rör spänningar och reaktiv effekt
- II. Prognoser om kommande larm
- III. Geografisk position för larmen
- IV. Diverse statistik



Figur 69 – Stationsbild för Barsebäck med nuvarande och kommande spänningar och reaktiva

En stationsbild för Barsebäck kan ses i figur 69. Systemet presenterar nuvarande och kommande spänningar och reaktiva flöden. Trianglar i systemet indikerar vid vilken tidpunkt som spänningar och reaktiva flöden kommer gå utanför de accepterade intervallen. Informationen ges både grafiskt och numeriskt. För att få mer information om ett visst larm kan operatören gå vidare in i systemet, till exempel kan mer detaljerad information samt handlingsplan erhållas för larm om hög reaktiv effekt vilket visas i figur 70.



Figur 70 - Detaljerad information om ett larm för hög reaktiv effekt samt rekommenderad handlingsplan

6.3.1 SA

SGCC använder den nödvändiga information som fastställdes i GDTA för scenario 2 för att upprätta prognoser för framtida beteende och för att sedan föreslå åtgärder när det finns risk för spänningar och reaktiva flöden som är utanför godtagna intervall. Förslag på åtgärder är kopplingar med kondensatorbatterier, reaktorer och reglering med lindningskopplare.

Systemdrift kommer att fungera som operatörer, men bara i SGCC dvs. de kommer inte hantera driftorder eller felavhjälpning och *uppmärksamhet*, som tidigare inrättats som en SA demon, kommer att förbättras avsevärt. Figurer 68-70 illustrerar hur larmen kommer att presenteras i SGCC där det är betydligt lättare att urskilja larm och agera på de, risken för att ”larm försvinner i massan” är mindre och operatörer utsätts för mindre *datamängder* vilket är en bidragande orsak till högre SA.

De ingående parametrar (se GDTA för scenario 2) som SGCC baserar sina prognoser och beräkningar på redovisas inte för operatören, vilket innebär att en hel del händer ”bakom kulisserna” och det är egentligen bara resultatet och förslag på åtgärder som redovisas för

operatören. Detta leder till att en form av SA demonen *automation* uppträder och kan endast motarbetas genom att operatören har en gedigen förståelse för vilka parametrar som används och hur samt att systemet låter operatören vara med på så mycket som möjligt i processen. Det är också av den anledningen som gemensamma parametrar för de fyra scenarion bör presenteras i översiktsskärmen (figur 65).

I figur 68 bör reaktiva resurser finnas med för att operatören direkt ska kunna se hur mycket reaktiva resurser som finns/ansöks och fastställa vilka åtgärder som bör tas.

6.4 Scenario 3: Optimal hantering av abonnemangsproblematiken



Figur 71 - Terminalövervakning i SGCC

Figur 71 illustrerar terminalövervakningen i SGCC, den är uppdelad i södra och norra Sverige. Den grå ”innersta” stapeln motsvarar det ordinarie årsabonnemanget, där + indikerar ett uttagsabonnemang och – indikerar ett inmatningsabonnemang. En del stationer har både uttagsabonnemang och inmatningsabonnemang. Bilden upplyser operatören om nuvarande alarm (röda staplar) samt kommande prognoserade alarm (gula staplar). Vid nyttjande av tilläggsabonnemang redovisas detta i form av en röd tilläggsstapel i slutet på de ordinarie grå staplarna, vilket till exempel kan ses i station Ny.



Figur 72 - Stationsbild för Nässjö

En detaljerad stationsbild för Nässjö visas i figur 72. Systemet informerar operatören om:

- ✓ Ordinarie abonnemang
- ✓ Eventuellt tilläggsabonnemang
- ✓ Nuvarande uttag/inmatning
- ✓ Prognoserade uttag/inmatning
- ✓ Historiska uttag/inmatning

GDTA för scenario 3 (Se kapitel "Kraftsystemdrift på E.ON") konstaterade bland annat att väderdata och avbrottsinformation var av central betydelse för detta scenario. I figur 72 ovan finns det två flikar "Maintenance log" och "Weather data" som verkar presentera precis detta. Eftersom detta bara är en Demo så är flikarna inte klickbara, varför detta inte kan bekräftas.

6.4.1 Demand-Response

Demand-Response är definierat som möjligheten att styra kundernas effektanvändning för att reducera de effekttoppar som vanligtvis uppstår vid specifika tider och på så sätt hjälpa systemet vid höglast och hålla elpriserna nere.

E.ON Elnät kommer att lansera en tjänst ”Flexibel leverans” i samband med SGCC och scenario 3 för att undvika överuttag av effekt från stamnätet i södra Sverige. I skrivande stund har avtal uppförts med fyra kunder och ytterligare två är på väg in. Tjänsten innebär att E.ON Elnät har rätt att begränsa kundens effektuttag ur överföringsanläggningen vid särskilda situationer som kan vara underhållsarbeten, störningar eller brister i överföringskapacitet. Flexibel leverans innebär en reducerad tariff för kunden som kompensation för anpassbarheten. E.ON Elnät har ingen egen styrutrustning och kan inte styra över kundens uttag utan styrning sker via ett gemensamt Excel dokument där E.ON Elnät går in och skickar ut signaler om begränsning. Om kunden skulle ignorera styrsignalen debiteras den en straffavgift som är i paritet med straffavgiften för överkörning från SVK.

6.4.2 SA

Terminalövervakningen i SGCC (figur 71) presenterar i stort sett samma information terminalövervakningen i WS500 (se kapitel ”Kraftsystemdrift på E.ON Elnät”) men med två viktiga skillnader:

- I. Terminalövervakningen för södra och norra Sverige kan ses i samma bild.
- II. Systemet ger framtida prognoser.

Att terminalövervakningen för hela Sverige kan ses i en bild höjer graden av SA och förtrycker SA demonen *uppmärksamhet*. Den andra viktiga skillnaden är SGCC:s förmåga att hjälpa operatören med *SA Nivå 3: Att upprätta prognos för framtida uppträdande*, som har identifierats som den mest komplexa nivån.

I figur 72 presenteras mer detaljerad information kring varje station där operatören får en del av den information som efterfrågades i GDTA för scenario 3. En brist är dock att systemet inte presenterar skillnaden nuvarande abonnemang(ordinarie årsabonnemang + ev. tilläggsabonnemang) och nuvarande uttag/inmatning enligt *SA designprincip 2: Presentera färdig information*, men det är lätt att åtgärda.

I figur 71 finns utrymme att presentera den information som är viktig för detta scenario enligt GDTA.

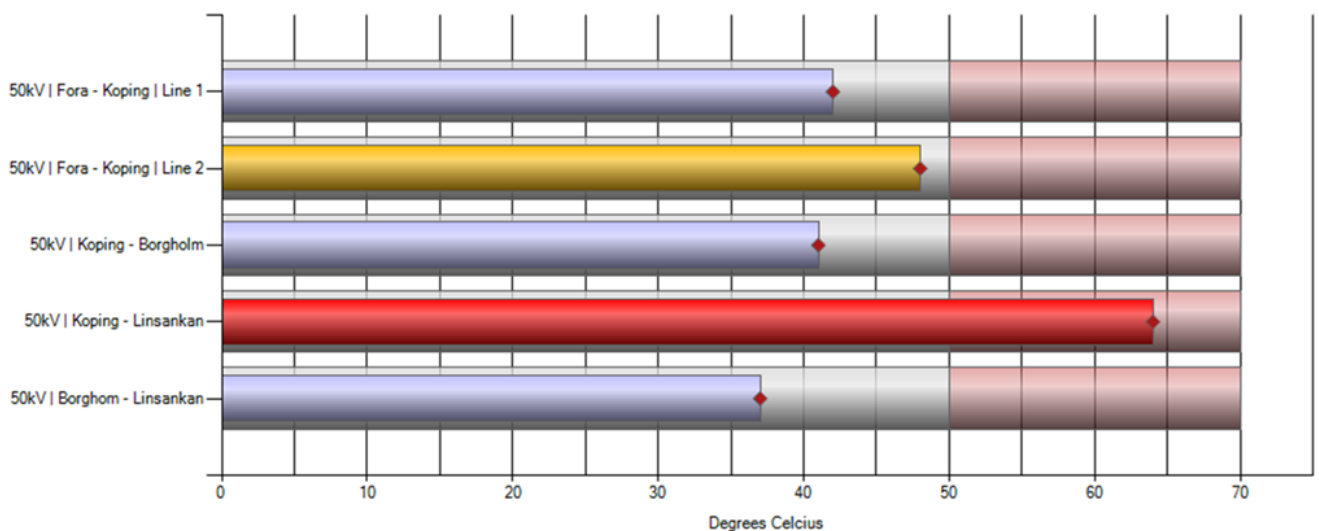
I föregående kapitel ”Kraftsystemdrift på E.ON Elnät” konstaterades det att abonnemangshantering är en mycket tidskrävande uppgift, och med anledning av detta



uppträder SA demonen *uppmärksamhet*, precis som i scenario 2 förtrycks detta av att det är systemdrift som kör SGCC där deras tid endast läggs på dessa fyra scenarion.

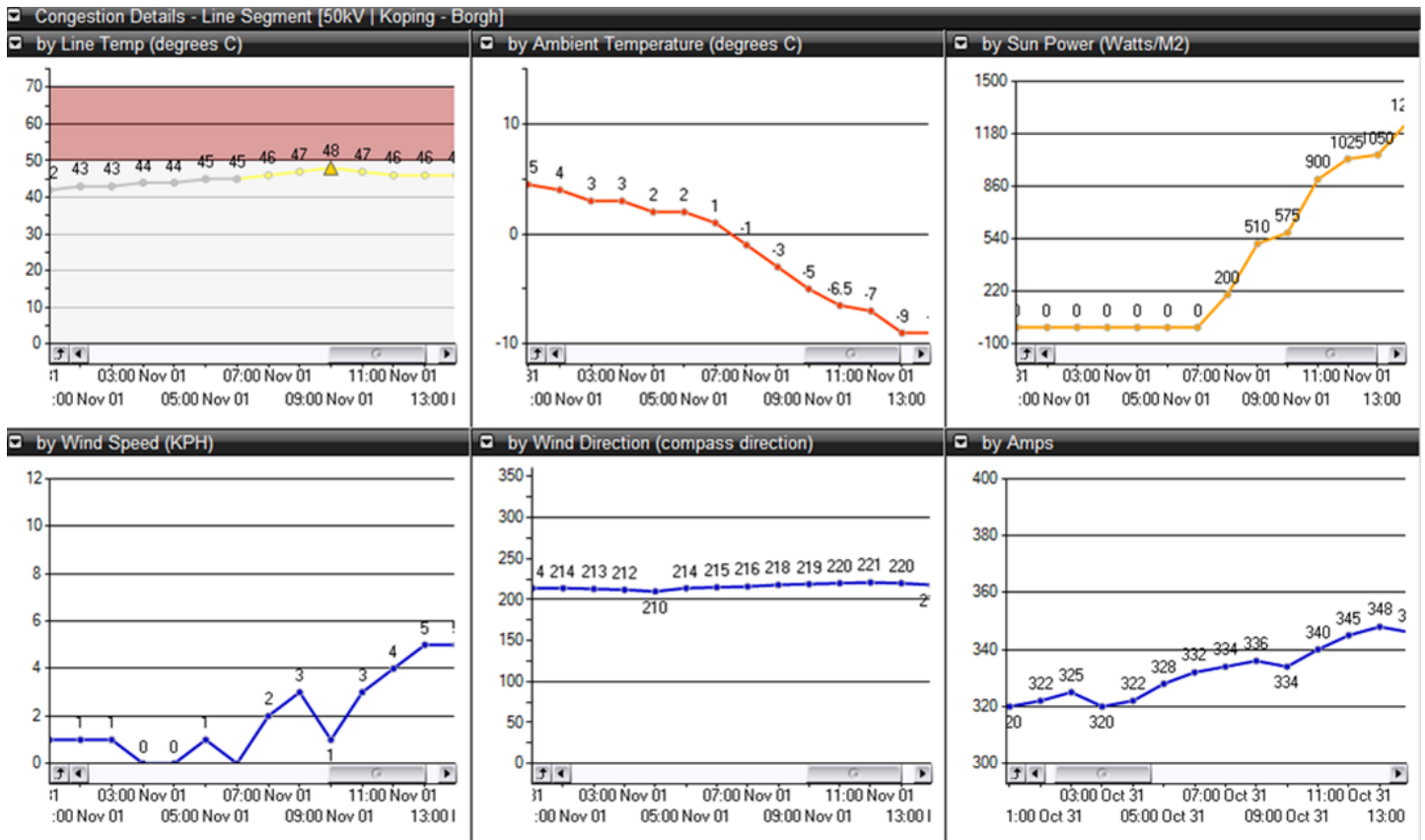
6.5 Scenario 4 Överföringskapacitet, begränsningar

Line Segment	Line Temp (degrees C)	Line Amps	Ambient Temp. (Degrees C)	Wind Speed (K per H)	Wind Direction (360 degrees)	Sun Power (watts per M sq)
50kV Fora - Koping Line 1	42	320	-3	2	227	576
50kV Fora - Koping Line 2	48	445	-7	7	220	500
50kV Koping - Borgholm	41	213	0	14	223	678
50kV Koping - Linsankan	64	486	2	5	218	435
50kV Borgholm - Linsankan	37	278	-2	9	200	567



Figur 73 - Övervakning av ledningskapacitet i Ölandsområdet

Den presenterade information i figur 73 gör att operatören snabbt får en god överblick över hur belastade ledningarna är samt om det finns risk för framtida överbelastning. Röd stapel innebär att ledningen för närvarande är överbelastad och åtgärd borde vidtas, gul stapel indikerar att systemet har prognoserat en överbelastning inom de kommande sex timmarna. Systemet presenterar även information om nuvarande ström genom ledningen, temperaturen i omgivningen, vindhastighet, vindriktning och solinstrålning. Operatören kan även gå in i varje delsträcka och erhålla grafer och prognoser vilket kan ses i figur 74. Att inkludera maximal tillåten belastning i Ampere [A] i bilden och sedan låta systemet räkna ut nuvarande belastning i % av max belastning, förslagsvis någonstans på staplarna, hade ökat Situation Awereness ytterligare.



Figur 74 - Prognoser och grafer för ledningssegementet

Operatören får information om historiska, nuvarande och kommande:

- ✓ Ledningstemperatur
- ✓ Ledningsström
- ✓ Solinstrålning
- ✓ Vindhastighet
- ✓ Vindriktning
- ✓ Omgivningstemperatur

Graferna är tydliga och det är lätt att förstå nuvarande situation och framtida situationer. Precis som i ovanstående scenarion så varnar systemet operatören för framtida överbelastningar i form av gula trianglar.

6.5.1 SA

De SA demoner som identifierades i samband med detta scenario är:

- I. Systemet uppmärksammar inte operatören på risker för överbelastning på ett tillräckligt sätt (*uppmärksamhet*)
- II. Larm om överbelastningar tenderar att försvinna ”i massan” i larmlistan (*stora datamängder*)

Figur 73 ger operatören en snabb överblick över nuvarande situation och skulle några risker upptäckas kan figur 74 analyseras där ytterligare information och grafer presenteras, detta i kombination med att systemet presenterar den information som GDTA för scenario 4 kräver (enligt *designprincip 1: Organisera information kring aktuella mål*) gör att graden av Situation Awareness har ökat markant. Denna typ av ledningsövervakning bör implementeras i hela systemet. I översikt bilden (figur 65) redovisas endast larm kopplade till de fyra scenarion vilket gör att risken för att larm försvinner ”i massan” minskar avsevärt.

6.6 Avslutande kommentarer

SGCC som ett SA stödjande system har presenterats för de fyra scenarion ovan och följande slutsatser kan dras:

- I översikt bilden för SGCC (figur 65) bör de parametrar som är gemensamma för de fyra GDTA presenteras för att stödja *Global SA*. Dessa är:
 - I. Vindkraftsproduktion
 - II. Effektutbyte med andra länder (uppdelat på HVDC och HVAC)
 - III. Systemlast, både nuvarande och kommande
 - IV. Väderinformation
- Översikt bilden redovisar endast larm som är kopplade till de fyra scenarion, detta gör det lättare för operatören att upptäcka larm
- Systemdriftgruppen kommer att fungera som operatörer för SGCC, men bara för SGCC, dvs. de kommer inte arbeta med driftorderhantering eller felavhjälpning.
- SGCC bidrar till en god Situation Awareness i scenario 1 och scenario 4 på ett helt annat sätt än tidigare. Systemet rekommenderar handlingar men redovisar också de parametrar som systemet har baserat sitt beslut på, detta gör att operatören kan göra en rimlighetskontroll.
- I scenario 2 och scenario 3 presenterar SGCC färdiga resultat, till exempel indikerar systemet att det är för hög spänning i en nod och ger förslag på åtgärd, utan att redovisa de parametrar som systemet tog hänsyn till vid uträkningen. Detta är i och för sig i enighet med *SA Designprincip 2: Presentera färdig information* men det är mycket svårt för operatören att göra en rimlighetskontroll och därför torde mer information presenteras i till exempel figur 68 där utrymme för detta ges. Detta kan

leda till att operatören ”slutar tänka” själv och endast följer de direktiv som SGCC ger.

Det har i detta kapitel konstaterats att SGCC följer majoriteten av de principer som gäller för att designa ett system. I de fyra scenarion har man identifierat områden med potential för förbättring och delat upp SGCC så att varje scenario kan behandlas för sig. I varje scenario presenteras information som bara är relevant för det scenariot (*Designprincip 1: Organisera information kring aktuella mål*). SGCC hjälper operatören med *Nivå 3 SA: Att upprätta prognos för framtida uppträdande* vilket leder till ökad Situation Awareness.

SGCC förtrycker *SA demonen uppmärksamhet* på följande sätt:

- I. Systemdrift ska fungera som operatörer och deras enda fokus ska vara SGCC och de fyra scenarion som ingår.
- II. Översiktsskärmen innehåller endast information och larm kring de fyra scenarion och påkallar operatörens uppmärksamhet vid problem eller risk för problem. I de efterföljande nivåerna kan varje scenario studeras separat. Detta gör även att *SA demonen stora datamängder* förtrycks.

I samband med SGCC så kommer *SA demonen automation* att framträda i allt större grad. Det blir då viktigare att involvera operatören i så många steg som möjligt. I scenario 1 och scenario 4, där det på sikt kan bli tal om att automatisera processerna är det extra viktigt att systemet gör operatören uppmärksam på att en förändring håller på att ske.

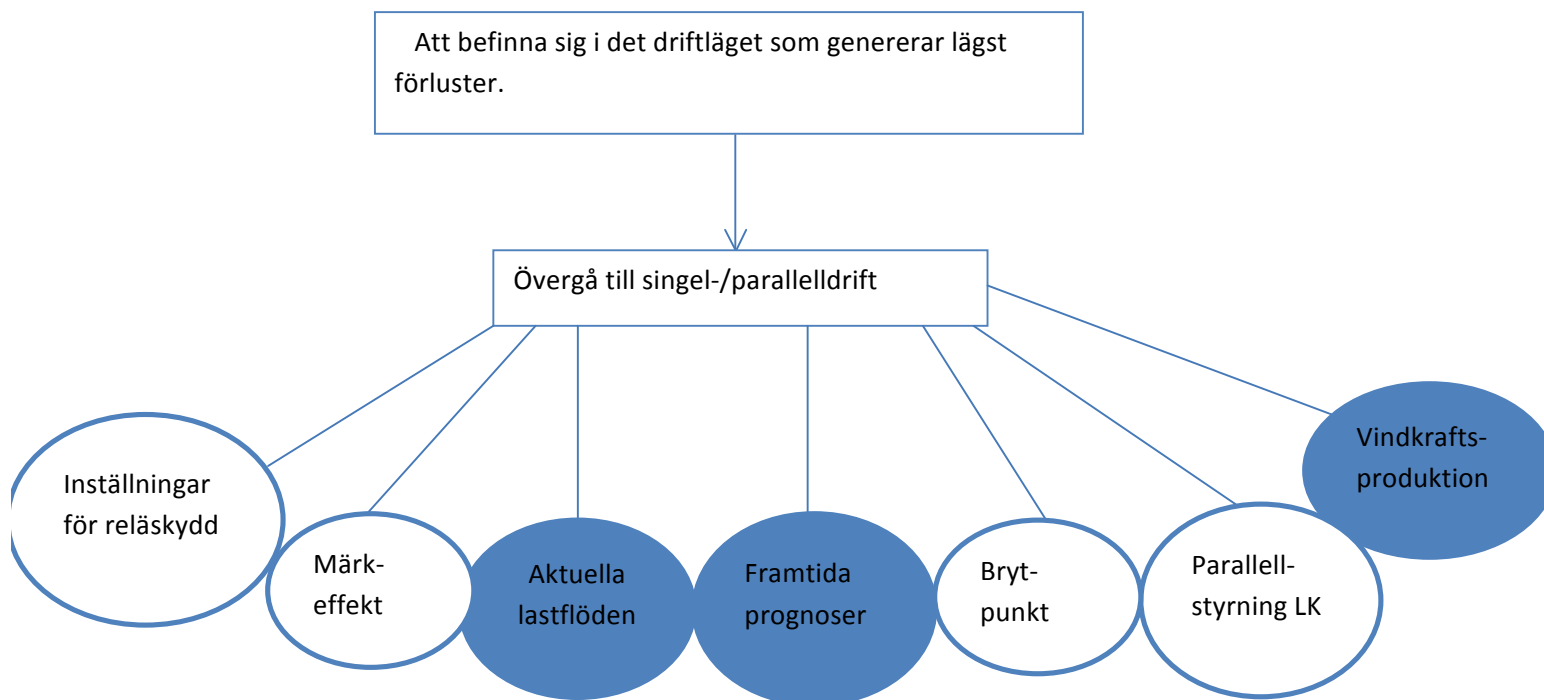
7. Resultat, diskussion och slutsats

7.1 Resultat

7.1.1 Scenario 1 Optimal driftläggning av transformatorer (Singel/Parallell)

För scenario 1 fastställdes följande *nödvändiga SA info*: aktuella lastflöden, brytpunkt, vindkraftsproduktion, märkeffekt, framtida prognoser, inställningar för reläskydd och parallellstyrning av LK. Utifrån denna information ska operatören fatta ett beslut huruvida det är bäst, ur ett driftkostnadsperspektiv, att tillämpa singel- eller parallelldrift av transformatorer. Detta sammanfattas i nedanstående GDTA och i tabell 1 som illustrerar vilken information som det nuvarande driftsystemet WS500 tillhandahåller och vilken information SGCC kommer att tillhandahålla. SGCC kommer inte explicit att redovisa information om inställningar för reläskydd och parallellstyrning av LK men alla de stationer med tillhörande transformatorer som ska implementeras i SGCC uppfyller de krav som finns kring detta och finns beskrivet i kapitel 5 och 6. En stor del av den efterfrågade informationen saknas i WS500 men redovisas på ett bra sätt i SGCC.

7.1.1.1 GDTA





Tabell 1 - Presenterad information i WS500 och SGCC för scenario 1

Nödvändig information	WS500	SGCC
Aktuella lastflöden	●	●
Brytpunkt		●
Vindkraftsproduktion	●	
Märkeffekt	●	●
Framtida prognoser		●
Inställningar för reläskydd		●
Parallellstyrning av LK		●

7.1.1.2 SA Demoner

WS500 uppmärksammar inte operatören på stationer där fel driftläge tillämpas och SA demonen *Uppmärksamhet* framträder.

7.1.1.3 SA höjande åtgärder/rutiner

- I. Brytpunkter för aktuella stationer bör kunna implementeras i figur 53 i WS500.
- II. Mätvärde för last i figur 53 ska presenteras som summan av lasten över de enskilda transformatorerna, i de fall där stationen tillämpar parallelldrift. Systemet ska även indikera vilken transformator som ska köras i singeldrift.
- III. Brytpunkter ska larma efter att fel driftläge har tillämpats en viss förutbestämd tid för att undvika frekventa omkopplingar.

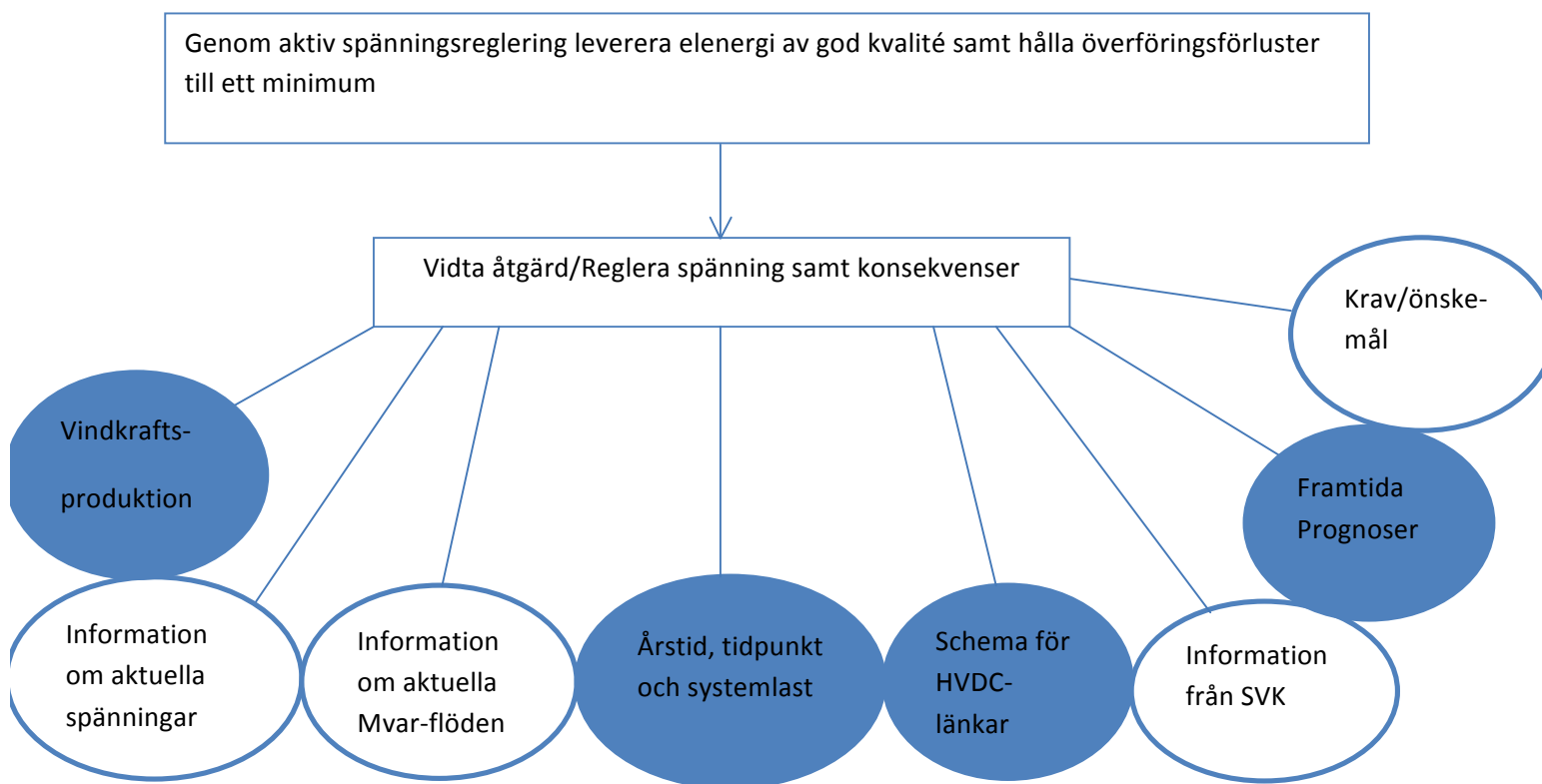
7.1.1.4 SGCC

SGCC presenterar en stor del av den information som krävs i GDTA. Situation Awareness ökar signifikant genom att operatören får larm om att fel driftläge tillämpas, information om brytpunkter samt framtida prognoser. De stationer som är med i detta scenario uppfyller de krav på inställningar på reläskydd som föreligger samt att parallellstyrning av LK måste finnas.

7.1.2 Scenario 2 Optimal reaktiv- och spänningshållning

För scenario 2 fastställdes följande *nödvändiga SA info*: aktuella spänningar, aktuella Mvar-flöden, vindkraftsproduktion, årstid, tidpunkt, systemlast, framtida prognoser, information från SVK, krav/önskemål, schema för HVDC-länkar. Det är således ett flertal parametrar driftoperatörer ska beakta vid beslut om åtgärd ska vidtas för att bibehålla/uppnå optimal reaktiv- och spänningshållning och gör detta till ett icke trivialt problem. Driftoperatörer är även beroende av utomstående information från SVK. Nedan presenteras GDTA som sammanfattar den *nödvändiga SA info* som krävs och tabell 2 illustrerar vilken information som presenteras i WS500 och vilken information som SGCC kommer att presentera. WS500 presenterar en stor del av den efterfrågade informationen, men bistår inte med framtida prognoser. SGCC använder den *nödvändiga SA info* men redovisar inte explicit de ingående parametrarna.

7.1.2.1 GDTA



Tabell 2 - Presenterad information i WS500 och SGCC för scenario 2

Nödvändig information	WS500	SGCC
Aktuella spänningar	●	●
Aktuella Mvar-flöden	●	●
Vindkraftsproduktion	●	
Årstid, tidpunkt, systemlast	●	
Framtida prognoser		●
Information från SVK	●	
Krav/önskemål	●	
Schema för HVDC-länkar		

7.1.2.2 SA Demoner

- I. Driftorderhantering och felavhjälpning (Uppmärksamhet).
- II. Larmlistan (Stora datamängder).
- III. Erhållen information gällande effektöverföring via HVDC-länkar.
- IV. Norrland (Automation).

7.1.2.3 SA höjande åtgärder/rutiner

- I. Indikering i systemet när körplanen för HVDC-länkarna ändras.
- II. Att låta systemet räkna ut effekten av en koppling, t.ex. spänningsökning i olika noder vid tillkoppling av kondensatorbatteri.
- III. Spänningsnivåer bör presenteras som avståndet till respektive max- och min gräns för att operatören fort ska kunna bilda sig en uppfattning om var i intervallet som spänningen ligger. Detta är viktigt för att kraven på spänningsnivå skiljer sig mellan olika områden.
- IV. Rutiner för att spänningsregleringsbilden i Norrland ska övervakas i ”viloläge” bör införskaffas.

7.1.2.4 SGCC

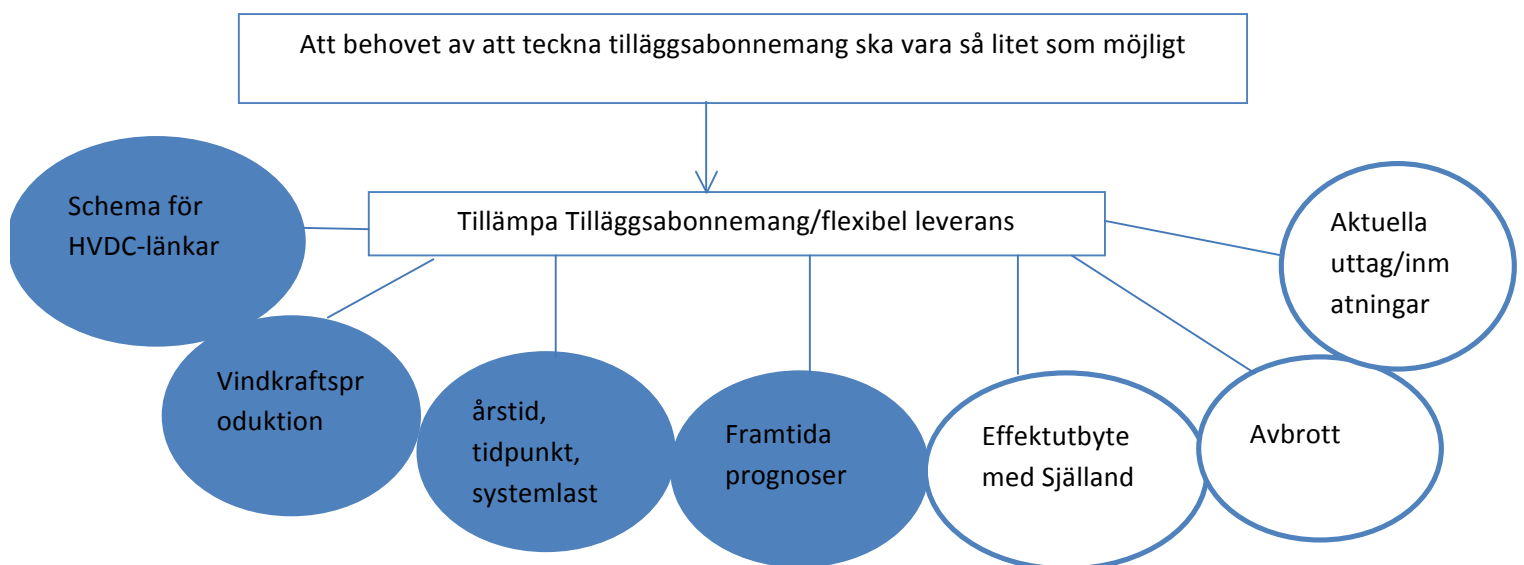
I översiktsbilden för scenario 2 (figur 68) i SGCC uppmärksammar systemet operatören om var det föreligger spänningar och reaktiva effektnivåer utanför det accepterade intervallet samt prognoser om var detta kan ske. Systemet ger däremot ingen information om hur höga/låga spänningar och reaktiva effektnivåer det rör sig om. För att erhålla information om detta måste operatören gå ner på stationsnivå där denne även kan få hjälp med

handlingsplaner. SGCC gör en stor del av jobbet utan att redovisa för de ingående parametrar som används, det är därmed svårt att snabbt göra en rimlighetskoll och mycket tilltro sätts till systemets förmåga att räkna rätt. I ovanstående tabell kan det upplevas som att det saknas mycket *nödvändig SA info* i SGCC men systemet tar hänsyn till dessa vid beräkningar, de redovisas däremot inte explicit. Genom att i t.ex. figur 68 redovisa information från GDTA kan och följa de SA höjande åtgärderna/rutinerna kan detta förbättras.

7.1.3 Scenario 3 Optimal hantering av abonnemangsproblematiken

För scenario 3 fastställdes följande *nödvändiga SA info*: aktuella uttag, aktuella inmatningar, vindkraftsproduktion, årstid, tidpunkt, systemlast, framtida prognoser, effektutbyte med Sjöland, avbrott, schema för HVDC-länkar. Även scenario 3 påverkas av flertalet parametrar och driftoperatörer är mycket beroende av information utifrån, till exempel från SVK. Att teckna tilläggsabonnemang är dyrt och ska i största mån undvikas, i de fall det inte går att undvika ska det göras så optimalt som möjligt med *nödvändig SA info* i beaktning. Nedanstående GDTA sammanfattar den *nödvändiga SA info* och tabell 3 illustrerar vilken information som presenteras av WS500 och vilken information som presenteras av SGCC. Båda systemen presenterar en stor del av den efterfrågade informationen, men den är mer centraliserad i SGCC (se kapitel 6). SGCC hjälper operatören med att upprätta prognoser för framtida beteende vilket är av stor vikt vid abonnemangshantering. I samband med SGCC lanseras även Demand-Response och kommer ytterligare underlätta hanteringen av abonnemangsproblematiken.

7.1.3.1 GDTA





Tabell 3 - Presenterad information i WS500 och SGCC för scenario 3

Nödvändig information	WS500	SGCC
Aktuella uttag	●	●
Aktuella inmatningar	●	●
Vindkraftsproduktion	●	●
Årstid, tidpunkt, systemlast	●	
Framtida prognoser		●
Effektutbyte med Själland	●	
Avbrott		●
Schema för HVDC-länkar		

7.1.3.2 SA Demoner

- I. Mycket information inhämtas från olika platser (Stora datamängder)
- II. Abonnemangsproblematiken är tidskrävande (Uppmärksamhet)
- III. Driftorderhantering och felavhjälpning (Uppmärksamhet).

7.1.3.3 SA höjande åtgärder

- I. Presentera terminalövervakning för söder och norr i samma bild.
- II. Presentera skillnaden mellan gällande abonnemang och nuvarande uttag/inmatning för operatören.
- III. Mer information kring vindkraftsproduktion bör presenteras tidigt i systemet.

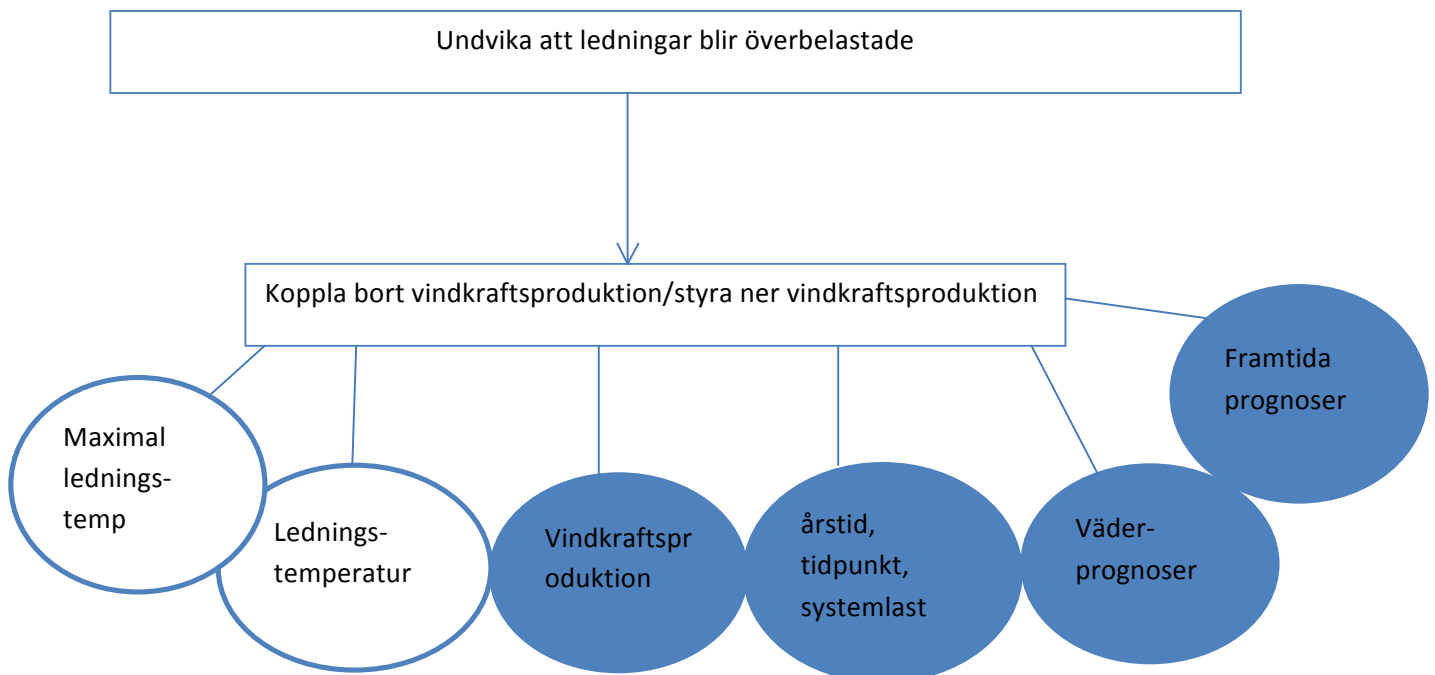
7.1.3.3 SGCC

SGCC presenterar terminalövervakning för södra och norra Sverige i samma bild och hjälper operatören med framtida prognoser, dvs. uppmärksammar operatören på om abonnemangsgränser kommer att överskridas och vilka åtgärder som kan tas för att förhindra detta. I SGCC demon som användes finns två icke klickbara flikar ”Maintenance log” och ”Weather data” som verkar presentera två mycket viktiga parametrar för operatören. I samband med detta scenario introduceras även Demand-Response med möjligheten att reglera lasten efter effektutgång, dvs. om abonnemangsgränser riskerar att överskridas kan E.ON Elnät skicka signaler till vissa kunder om att de måste sänka effektuttaget. En pilot av detta ska köras igång under hösten.

7.1.4 Scenario 4 Överbelastning, begräsningar

För scenario 4 fastställdes följande *nödvändiga SA info*: aktuell ledningstemperatur, maximal ledningstemperatur, vindkraftsproduktion, årstid, tidpunkt, systemlast, framtida prognoser, väderprognoser. För scenario 4 gäller att information kring väder, både nuvarande och prognoser, är mycket viktigt. Detta för överföringskapaciteten direkt påverkas av ledningstemperaturen, vilket finns beskrivet i kapitel 5. Nedanstående GDTA sammanfattar den efterfrågade informationen och tabell 4 illustrerar vilken information som presenteras av WS500 och SGCC respektive. I WS500 saknas en stor del av den efterfrågade informationen medan SGCC presenterar majoriteten av informationen på ett bra sätt.

7.1.4.1 GDTA



Tabell 4 - Presenterad information i WS500 och SGCC för scenario 4

Nödvändig information	WS500	SGCC
Aktuell ledningstemp.		●
Maximal ledningstemp.		●
Vindkraftsproduktion	●	●
Årstid, tidpunkt, systemlast	●	
Framtida prognoser		●
Väderprognoser		●

7.1.4.1 SA Demoner

- I. Systemet uppmärksammar inte operatören på risk för överbelastning på ett tillräckligt sätt (uppmärksamhet)
- II. Larm om överbelastning av ledningar tenderar att försvinna ” i massan ” i larmlistan (stora datamängder)

7.1.4.2 SA höjande åtgärder/rutiner

- I. Den av GDTA krävda informationen måste redovisas på bilder som operatören tittar på i ”viloläge”.
- II. Operatörer bör bli medvetna om att detta är ett växande problem och klara rutiner för hantering bör utarbetas. Detta kan till exempel vara att identifiera riskområden och kontinuerligt följa dessa och jämföra med kommande väderprognoser och andra parametrar.
- III. Implementering av ett cirkeldiagram för varje ledning som endast visar sig när ledningen är belastad till ett förutbestämt värde.

7.1.4.3 SGCC

Scenario 4 har på ett utmärkt sätt utarbetats i SGCC. Operatören får snabbt information om vilka ledningar som riskerar att överbelastas samt information kring alla de parametrar som GDTA fastställde, både nuvarande och framtida värden.

7.2 Diskussion

I kapitel 3 ”De fyra scenarierna i PSS/E” konstaterades det att den intermittenta produktionen i form av vindkraft har en stor påverkan på de fyra scenarierna och gör kraftsystemet mycket dynamiskt. Det finns inte längre två säsonger och säsongkopplingar kan inte tillämpas i samma utsträckning utan en mer aktiv kopplingsstrategi måste tillämpas. Abonnemangen påverkas i hög grad av vindkraftsproduktionen och det kommer att bli en stor utmaning att teckna korrekta framtida årsabonnemang. Havsbaserad vindkraftsproduktion, med anslutning till nät som inte är dimensionerade för detta, gör överbelastningar till en överhängande risk och produktionsbegränsningar i olika utsträckningar blir allt vanligare.

Det kommer att finnas ett större reglerbehov i det dynamiska kraftsystemet, där vindkraftsparker med spänningsregleringsmöjligheter är på ingång. HVDC-länkar av typ VSC



kommer även att kunna reglera spänningen. Demand-Response kommer att styra utbud och efterfrågan.

GDТА för de fyra scenariona har fastställt den nödvändiga SA informationen, följande parametrar har identifierats som gemensamma:

- I. Information kring vindkraftsproduktion
- II. Information kring effektutbyte med andra länder (både via HVDC och HVAC)
- III. Information kring systemlast
- IV. Väderinformation
- V. Prognoser för väder och ovanstående

I enighet med god SA praxis och för att stödja *global SA* ska ovanstående information presenteras i en översiktsbild, t.ex. i figur 65. Detta gör att operatören snabbt får en god överblick över de parametrar som påverkar de fyra scenariona. Den scenariospecifika informationen kan presenteras ett steg längre ned i systemet och därmed uppfylla kravet på *lokal SA*.

Det konstaterades i kapitel 5 att det finns en del brister i WS500:s sätt att presentera information, i scenario 2 och 3 finns den mesta informationen tillgänglig men utspridd på olika platser i systemet. I scenario 1 och 4 saknas en stor del nödvändig information. SA Demonerna *Uppmärksamhet* och *Stora datamängder* framträdde i hög grad.

SGCC systemet presenterar endast information relaterad till de fyra scenariona. Detta tillsammans med att avdelning Systemdrift ska fungera som operatörer gör att graden av Situation Awareness ökar eftersom de endast ska fokusera på de fyra scenarion och inga andra arbetsuppgifter. SGCC hjälper även operatören med *Nivå 3 SA: Att upprätta prognos för framtida uppträdande*, vilket givetvis bidrar till en god Situation Awareness. Att upprätta ett nytt beslutsstödsystem samt en separat grupp som övervakar detta är en nödvändighet i dagens komplexa elkraftsystem.

Det ska hållas i åtanke att endast en SGCC demo var tillgänglig när examensarbetet utfördes, varför den färdiga versionen säkert kommer att se lite annorlunda ut och innehålla diverse förbättringar. I kapitel 6 har dock ändå SA brister pekats ut och förbättringar har föreslagits.

Uppbyggnaden av scenario 1 och scenario 3 är, ur Situation Awareness perspektiv, bra uppbyggt i SGCC. Relevant information presenteras på ett bra sätt och operatören har även möjlighet att utföra rimlighetskontroller. I översiktsbilden för scenario 2 i SGCC finns utrymme för mer relevant information, t.ex. information från SVK och krav/önskemål gällande spänningar. Scenario 4 är utmärkt uppbyggt i SGCC och lämnar inget mer att önska. Operatören har en klar översikt över de ledningarna som finns och kan gå in på varje ledningssegment för mer detaljerad information. Rekommendation är att implementera detta på så många platser som möjligt i systemet.

Scenario 1 och scenario 4 passar utmärkt för implementering av automatik, dock måste försiktighetsgärder vidtas. Det är lätt att kunskap om de områden som sköts av automatik försämras eller försvinner helt. Operatören måste i alla lägen förstå vad automatiken gör och



ha kunskap att ta över automatikens uppgifter, detta för att förtrycka SA Demonen *Automation*. God SA design praxis säger att systemet ska varna operatören innan automatiken utför någon förändring, detta kan ske på ett så simpelt sätt som att en ruta kommer upp på skärmen och operatören måste trycka på OK. Detta gör att operatören är involverad och bidrar till ökad Situation Awareness.

Tidigare övervakade nio driftcentraler E.ON Elnäts nät i Sverige, idag övervakar två driftcentraler hela nätet och som en konsekvens av detta så övervakar färre operatörer ett större nät. Kompetensen hos operatörerna är nu mycket bredare och detaljkompetens kan tappas när det gäller specifika nätområden, att dela upp operatörer i lokalnätsoperatörer och regionnätsoperatörer kan till viss del motverka detta. En korrekt implementerad automation i framtiden av vissa arbetsuppgifter som till exempel de i scenario 1 kan öka Situation Awareness ytterligare. Det faktum att varje operatör har mer nät att övervaka tillsammans med att nätet blir mer komplext och dynamiskt gör god Situation Awareness svår att uppnå. Det är tydligt att intermittent produktion och effektöverföring har en stor roll och kommer att få en ännu större roll i framtiden, varför det är viktigt att detta regleras på ett bra sätt via Network Codes (NC).

7.3 *Slutsats*

Implementeringen av en större andel förnyelsebar produktion gör elkraftsystemet till ett mycket dynamiskt system, där beslutsförmågan kring de fyra scenariona påverkas av många parametrar enligt ovan presenterade GDTA:s. Det konstateras i detta arbete att det finns motiv att se över hur det nuvarande driftsystemet WS500 presenterar information i syfte att uppnå god Situation Awareness och kan ses som den första fasen i ett mer omfattande arbete. De efterföljande faserna innefattar att implementera de föreslagna ändringarna och sedan utvärdera vilken effekt de får på Situation Awareness. Smart Grid Control Center (SGCC) ökar i sin nuvarande form Situation Awareness signifikant och kommer säkerligen att påverka Situation Awareness ytterligare när en skarp version släpps. I framtiden bör hela det elnät som E.ON Elnät förfogar över implementeras i SGCC för optimal Situation Awareness.

7.4 *Förslag till vidare arbete*

Graden av Situation Awareness i samband med de fyra scenariona har fastställts i detta examensarbete. SA höjande åtgärder/rutiner har föreslagits och en naturlig fortsättning på detta arbete är att implementera dessa förändringar och utvärdera påverkan på Situation Awareness. Om det skulle visa sig att påverkan varit gynnsam kan Situation Awareness sedan utvidgas till att innefatta hela det nät som E.ON Elnät förfogar över och en liknande studie kan göras. Utvecklingen av förnyelsebar elproduktion genom vindkraft och solkraft är fortfarande i ett tidigt stadie och förväntas explodera inom den närmsta framtiden och med anledning av detta finns det motiv att fortsatt undersöka vilka möjligheter som finns att öka Situation Awareness. Fortsatt arbete kan innefatta att undersöka hur mycket och på vilket sätt automatik ska implementeras för att öka Situation Awareness och detta kan endast göras



genom trial and error i samarbete med driftoperatörer. Det bör även i framtiden undersökas huruvida SGCC fortsatt ska vara ett separat beslutsstödsystem eller kopplas ihop med ordinarie driftsystem för att till fullo dra nytta av alla fördelar, skulle det visa sig att SGCC bör kopplas ihop med ordinarie system bör det också undersökas om SGCC genom automatik ska styra WS500 baserat på prognoser om laster och generering.



8 Referenser

8.1 Litteraturförteckning

- [1] Alakula, M., Gertmar, L., Samuelsson, O. (2009): Elenergiteknik. Lund: Lunds Tekniska Högskola. 184 s.
- [2] Kundur, P. (1994): Power System Stability and Control. Palo Alto, CA: McGraw-Hill. 1176 s.
- [3] Andersson, L., Blondell, R., Hermansson, H. m.fl. (1997): Elkraftsystem 1. 2:a uppl. Kinna: Liber AB. 474 s.
- [4] Glover, J., Sharma, M., Overbye, T. (2008): Power System Analysis & Design. 5:e uppl. Stamford, CT: Cengage Learning. 828 s.
- [5] Endsley, M., Jones, D. (2012): Designing for Situation Awareness. 2:a uppl. Boca Raton, FL: CRC Press. 370 s.
- [6] E.S. Connors, M.R. Endley, L Jones, Situation Awareness in the Power Transmission and Distribution Industry, Santa Monica, CA: Proceedings of the 51st Annual Meeting of the Human Factors and Ergonomics Society, 2007.
- [7] Extremspänningsautomatik för shuntreaktorer och shuntkondensatorer. (2001-07-08). Hämtad: 2013-06-25 från: http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/TR2-090203/TR2-05-11-3_961115-C.pdf
- [8] Stamnätstariffen. (2012-11-05). Hämtad: 2013-07-15 från: <http://www.svk.se/Energimarknaden/EI/Stamnatet/Stamnatstariffen/>
- [9] <http://www.eon.se/privatkund/Produkter-och-priser/Elnat/Sakrare-elnat/Regionnat/>
- [10] Historian (Data Warehouse). Hämtad: 2013-07-02 från: <http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/c125739a0067cb49c1257026003c54bc.a.spx>
- [11] Neuronnätverk. Hämtad: 2013-07-08 från: <http://www.ne.se/lang/neuronn%C3%A4tverk>
- [12] Nostradamus. Hämtad: 2013-07-03 från: <http://www.ventyx.com/~media/files/brochures/nostradamus-data-sheet.ashx?download=1>
- [13] Graphical Data Engineering . Hämtad: 2013-07-02 från: <http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/c125739a0067cb49c1257026003c8a0e.a.spx>

Bilagor

A. Brytpunktsformel för scenario 1

Optimal driftläggning av transformatorer (singel/parallell)

Scenario ett behandlar optimal driftläggning av transformatorer i de olika stationerna. Det är ur förlustsynpunkt av intresse att veta när singeldrift är det bättre alternativet och när paralleldrift passar bättre. Generellt är efterfrågan på el större på vintern och mindre på sommaren vilket gör att man allmänt tillämpar paralleldrift under vintertid och singeldrift på sommartid. Den allt större andelen förnyelsebar energi som gör kraftsystemet oförutsägbart tillsammans med en strävan att minimera förluster i alla led gör att det är lämpligt att se över hur förlusterna uppstår och vilken driftläggning transformatorerna ska ha för optimal minimering av förluster.

En transformator har primärt två typer av förluster:

Tomgångsförlusterna är oberoende av lasten och uppkommer i kärnan på grund av järnförluster och betecknas vanligen med P_0 .

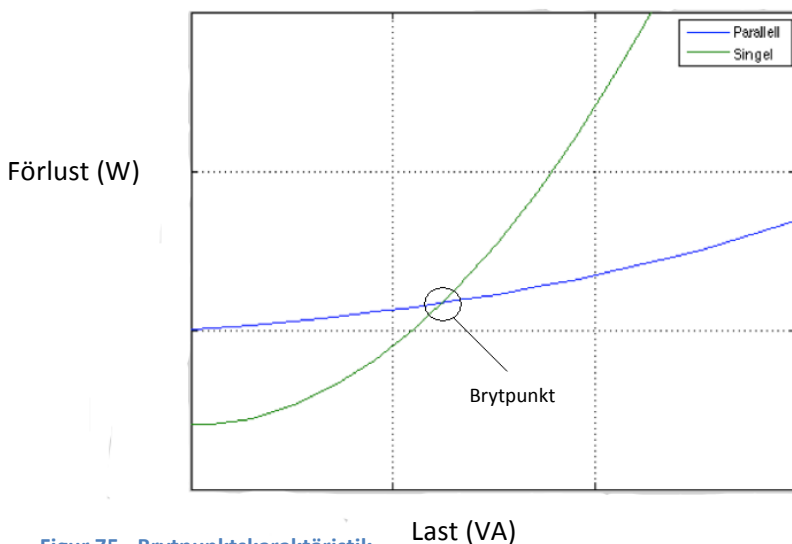
Belastningsförluster uppkommer som resistansförluster i lindningarna och har vanligen beteckningen P_k .

$P_k = \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 * P_{kN}$ där S betecknar den verkliga effekten genom transformatorn, S_N betecknar märkeffekten och P_{kN} betecknar belastningsförluster vid märkdrift.

Totala förluster i en transformator: $P_{tot} = P_0 + P_k = P_0 + \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 * P_{kN}$

Man vill hitta den effekt vid vilken förlusterna för båda driftlägena är lika. På så sätt vet man vilket driftläge som är optimalt vid den aktuella belastningen. Man vill alltså hitta brytpunkten: $P_{T1} + P_{T2} = P_T$

Grafen nedan visar förlustkurvor för de båda driftläggningarna.



För beräkning av brytpunkten i det generella fallet antas två transformatorer med olika märkeffekt och olika kortslutningsimpedans. Lastfördelningen för varje transformator kan härledas enligt:

$$S = S_1 + S_2$$

$$S_1 = S - S_2$$

$$\frac{S_1}{S_2} = \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)$$

$$S_2 = \frac{S_1}{\left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)}$$

$$S_2 = \frac{S_1}{\left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)} = [S_1 = S - S_2] = \frac{S}{\left(1 + \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)\right)}$$

$$S_1 = S - S_2 \quad (1)$$

$$S_2 = \frac{S}{\left(1 + \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)\right)} \quad (2)$$

Med de ovanstående uttrycken för lastfördelning samt totala transformatorförluster för en och för två parallellkopplade transformatorer ger:

$$P_{T1} + P_{T2} = P_T \rightarrow$$

$$\begin{aligned} P_{0N1} + P_{0N2} + \left(\frac{S - \frac{S}{\left(1 + \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)\right)}}{S_{n1}} \right)^2 * P_{kN1} + \left(\frac{\frac{S}{\left(1 + \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)\right)}}{S_{n2}} \right)^2 * P_{kN2} \\ = P_{0N} + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 * P_{kN} \end{aligned}$$

Med $A = 1 + \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)$ förenklas ovanstående uttryck till:

$$P_{0N1} + P_{0N2} + \left(\frac{S - \frac{S}{A}}{S_{n1}}\right)^2 * P_{kN1} + \left(\frac{\frac{S}{A}}{S_{n2}}\right)^2 * P_{kN2} = P_{0N} + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 * P_{kN}$$

↔

$$P_{0N1} + P_{0N2} + \left(\frac{S(A-1)}{A * S_{n1}}\right)^2 * P_{kN1} + \left(\frac{S}{A * S_{n2}}\right)^2 * P_{kN2} = P_{0N} + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 * P_{kN}$$

↔

$$P_{0N1} + P_{0N2} + S^2 \left(\frac{P_{kN1} * (A^2 - 2A + 1)}{(A * S_{n1})^2} + \frac{P_{kN2}}{(A * S_{n2})^2} \right) = P_{0N} + \frac{P_{kN} * S^2}{S_n^2}$$

↔

$$S^2 \left(\frac{P_{kN1} * (A^2 - 2A + 1)}{(A * S_{n1})^2} + \frac{P_{kN2}}{(A * S_{n2})^2} \right) - \frac{P_{kN} * S^2}{S_n^2} = P_{0N} - P_{0N1} - P_{0N2}$$

↔

$$S^2 \left(\frac{P_{kN1} * (A^2 - 2A + 1)}{(A * S_{n1})^2} + \frac{P_{kN2}}{(A * S_{n2})^2} - \frac{P_{kN}}{S_n^2} \right) = P_{0N} - P_{0N1} - P_{0N2}$$

$$S = \sqrt{\frac{P_{0N} - P_{0N1} - P_{0N2}}{\frac{P_{kN1}(A-1)^2}{(A * S_{n1})^2} + \frac{P_{kN2}}{(A * S_{n2})^2} - \frac{P_{kN}}{S_n^2}}}$$

där $A = 1 + \left(\frac{S_{n1}}{S_{n2}}\right) * \left(\frac{e_{k2}}{e_{k1}}\right)$

P_{0N} = Tomgångsförluster för den transformator som körs i singeldrift eller som är tänkt att köras i singeldrift.

P_{0N1} = Tomgångsförluster för T1.

P_{0N2} = Tomgångsförluster för T2.

S_n = Märkeffekt för den transformator som körs i singeldrift eller som är tänkt att köras i singeldrift.

S_{n1} = Märkeffekt för T1.

S_{n2} = Märkeffekt för T2.

P_{kN} = Belastningsförluster för den transformator som körs i singeldrift eller som är tänkt att köras i singeldrift.

P_{kN1} = Belastningsförluster för T1.

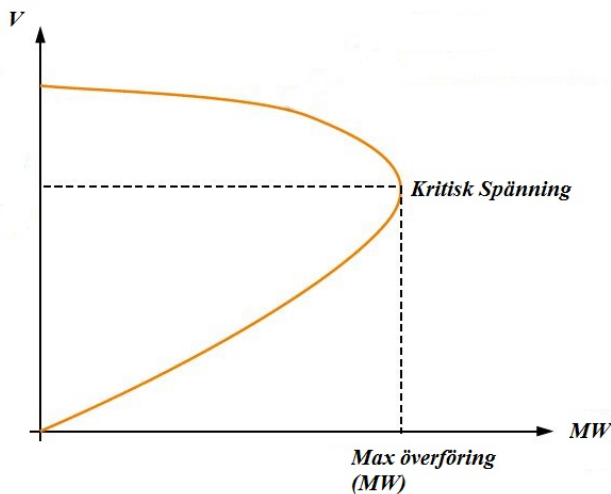
P_{kN2} = Belastningsförluster för T2.

e_{k1} = kortslutningsimpedans (%) för T1

e_{k2} = kortslutningsimpedans (%) för T2

B. Omvänd spänningsreglering

Vid vissa tillfällen vill Svenska Kraftnät tillämpa omvänd spänningsreglering vilket innebär att kondensatorbatterier och reaktorer är tillkopplade samtidigt. Sverige är uppdelat i fyra elområden, även kallade snitt. I varje snitt får en viss överföring av effekt ske, denna begränsas av hur mycket spänningen får sjunka utan att det sker en spänningskollaps.



Figur 39 - PV-diagram



Figur 38 - Elområden i Sverige

Överföringsförmågan för snitt 2 kan till exempel vara X MW (dvs. max överföring i PV-diagrammet ovan) vid ett givet tillfälle. Beräkningar utförda av Svenska Kraftnät visar att då omvänd spänningsreglering tillämpas så ökar överföringsförmågan i snittet med ett visst värde. Detta har sin grund i att spänningen påverkas snabbare i 400 kV-systemet än i 130 kV-systemet och reaktorerna fränkopplas därmed snabbare via extremspänningsautomatiken än kondensatorbatterierna. Svenska Kraftnät styr reaktorerna vilket ger de full kontroll på situationen, de har ingen möjlighet att reglera E.ON Elnäts kondensatorbatterier. En bättre spänningsstabilitet ger upphov till en högre överföringsförmåga.

