

Risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät

Stefan Bengtlars
Emma Lidén



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ängströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

Risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät

Risk and Vulnerability Analyses for Smart Grids

Stefan Bengtlars och Emma Lidén

The electrical grid needs to be changed in the future in order to manage more distributed and renewable generation and to make it possible for electricity consumers to be more active and aware of their electricity consumption. This future grid is usually referred to as a smart grid. With the transition to a smart grid, new challenges occur. One method to determine those challenges is to perform risk and vulnerability analyses. In Stockholm, the new urban district Stockholm Royal Seaport is built and the electricity grid in the area is formed into a smart grid. Responsible for constructing the smart grid is Fortum. The purpose of this master thesis has been to develop a method for risk and vulnerability analyses for smart grids. To achieve the purpose, the following questions have been answered:

- What are the risks and challenges in a smart grid?
- What do current methods for risk and vulnerability analyses for electricity networks look like?
- How can a method be developed for risk and vulnerability analyses for smart grids?
- What are the risks in the smart grid in Stockholm Royal Seaport?

Electricity companies perform risk and vulnerability analyses for their electrical networks regarding delivery security. The risks are divided into five different categories and to obtain a functioning method for risk and vulnerability analyses for smart grids an additional category has been added. This category is called information security and includes risks related to information and communication technology.

The method has been tested on the intended grid in Stockholm Royal Seaport. The most important risks that have been identified in the smart grid are integration of new components and systems, cooperation between participants, lack of information management and interruption in communication network.

Handledare: Joar Johansson
Ämnesgranskare: Joakim Widén
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS12 007

Populärvetenskaplig sammanfattning

Dagens elnät kommer att behöva förändras för att kunna hantera mer småskalig förnybar elproduktion och göra det möjligt för elkonsumenter att vara mer aktiva och styra sin elförbrukning. Detta framtida nät brukar kallas för ett smart elnät. I och med övergången till ett smart elnät uppstår andra och nya utmaningar än vad som finns i det traditionella elnätet och ett sätt att ta reda på vilka risker som finns är att genomföra risk- och sårbarhetsanalyser. I Stockholm byggs den nya stadsdelen Norra Djurgårdsstaden som har en stark miljöprofil. Fortum ansvarar för utbyggnaden av elnätet i stadsdelen som utformas enligt ett smart elnät.

Syftet med examensarbetet är att kartlägga risker och problem med smarta elnät generellt för att sedan kunna utveckla en metod för risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät. Metoden har sedan tillämpats på det tänkta elnätet i Norra Djurgårdsstaden. Examensarbetet har avgränsats genom att undersöka det smarta elnätet på distributionsnivå. Det har även avgränsats genom att fokusera på de tekniker i ett smart elnät som är aktuella i utbyggnadens inledande faser och alltså inte ta med alla tekniker som kan ingå i ett smart elnät.

I examensarbetet framkommer att de risker som generellt finns för smarta elnät handlar om informationshantering, datasäkerhet, användarnas beteenden, underhåll av nätet samt lönsamheten.

Fortum utför redan risk- och sårbarhetsanalyser för deras elnät på distributionsnivå och då med avseende på leveranssäkerhet. I examensarbetet har Fortums befintliga metod för risk- och sårbarhetsanalyser undersökts och tillämpats på det tänkta elnätet i Norra Djurgårdsstaden för att se hur den fungerade. Metoden fungerade bra och därför kompletteras den i detta examensarbete så att den även ska passa för smarta elnät. I den befintliga metoden delas riskerna in i riskkategorierna anläggningsteknik, enstaka anläggningsobjekt, nätstruktur, organisation och arbetsprocesser samt övrigt. För att komplettera metoden har ytterligare en kategori lagts till som kallas för informationssäkerhet. Denna kategori innefattar sådana risker som inte direkt kan kopplas till leveranssäkerhet men som har med informationsöverföring och kommunikationskomponenter att göra.

Vid tillämpning av metoden på det tänkta elnätet i Norra Djurgårdsstaden var de viktigaste riskerna som identifierades integrering av nya komponenter och system, felhantering av information, samarbete internt/externt, fel på viktig nod i kommunikationsnät samt obehörig avlyssning och förändring av information. Genom att vara medveten och planera för att minska sårbarheten som dessa risker medför är det möjligt att öka leveranssäkerheten än mer vid en övergång till ett smart elnät.

Innehållsförteckning

1 Inledning	4
1.1 Syfte och frågeställningar	5
1.2 Metod	5
1.3 Avgränsningar	5
1.4 Disposition	6
2 Bakgrund	7
2.1 Det svenska kraftsystemet	7
2.1.1 Elnätets uppbyggnad	7
2.1.2 Prissättning	8
2.1.3 Aktörer	8
2.1.4 Fortum som energibolag	8
2.1.5 Leveranssäkerhet	10
2.2 Övergången till smarta elnät	11
2.2.1 Definition av smarta elnät	11
2.2.2 Det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden	12
2.3 Risk- och sårbarhetsanalyser	13
2.3.1 Riskidentifiering	14
2.3.2 Riskanalys	14
2.3.3 Riskutvärdering	15
2.3.4 Förmågebedömning och sårbarhetsanalys	16
3 Smarta elnät	17
3.1 Utbyggnaden av smarta elnät	17
3.1.1 Informations- och kommunikationsteknik	17
3.1.2 Förnybar och distribuerad generering	18
3.1.3 Drift av distributionsnätet	19
3.1.4 Infrastruktur med smarta elmätare	19
3.1.5 Laddning av elbilar	20
3.1.6 Efterfrågestyrning	20
3.2 Utmaningar i smarta elnät	20
3.2.1 Kommunikation	21
3.2.2 Användare	21
3.2.3 Underhåll	22
3.2.4 Elkvalitet	22
3.2.5 Förändring av nätstruktur	23
3.2.6 Övrigt	23
4 Risk- och sårbarhetsanalyser för elnät	24
4.1 Risk- och sårbarhetsanalyser med avseende på leveranssäkerhet	24
4.1.1 Arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser på Fortum	26
4.2 Befintlig metod på Norra Djurgårdsstaden	27
4.2.1 Exempel på riskvärdering för en skadehändelse	29
4.2.2 Resultat av genomgång med befintlig metod	30
4.3 Risk- och sårbarhetsanalys för elektronisk kommunikation	33
4.3.1 Identifierade risker och hot enligt Post- och telestyrelsen	34

5 Komplettering av befintlig metod	37
5.1 Metod för risk- och sårbarhetsanalys för smarta elnät	37
5.1.1 Anläggningsteknik	37
5.1.2 Enstaka anläggningsobjekt	38
5.1.3 Nätstruktur	38
5.1.4 Organisation och arbetsprocesser	39
5.1.5 Informationssäkerhet	39
5.1.6 Övrigt	41
5.1.7 Övergripande risker	42
5.2 Tillvägagångssätt vid riskbedömning av ett smart elnät	42
5.2.1 Riskidentifiering för ett smart elnät	43
5.2.2 Riskanalys och riskutvärdering för ett smart elnät	46
5.3 Tillämpning av metod på Norra Djurgårdsstaden	46
5.3.1 Övergripande risker i Norra Djurgårdsstaden	50
5.3.2 Resultat av tillämpningen för Norra Djurgårdsstaden	52
6 Diskussion	54
6.1 Utmaningar i smarta elnät	55
6.2 Metod för risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät	58
7 Sammanfattande slutsatser	60
7.1 Risker och problem i smarta elnät	60
7.2 Befintliga risk- och sårbarhetsanalyser för elnät	61
7.3 Metod för utförandet av risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät	61
7.4 Utmaningar för det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden	62
8 Referenser	64
9 Bilaga 1	70

Begreppslista

Fördelningsstation	Vid en fördelningsstation transformeras spänningen ner från regionnäten till lokalnäten.
Last	En glödlampa är ett exempel på en elektrisk last och är den del av en elektrisk krets där nyttoeffekten utvecklas. När ordet last nämns är det efterfrågan eller effektbehovet för en viss del av elnätet som menas till exempel en lägenhet eller en elbil.
Lokalnät	Distribuerar elenergin från regionnät till elanvändare. Spänningsnivåerna för lokalnät ligger på 230 V upp till cirka 40 kV.
Nätkoncession	Område eller linje där endast en nättaktör har ett legalt monopol att bedriva elnätsverksamhet. Nätkoncession kan beviljas för ett geografiskt område eller en linje. Det är Energimarknadsinspektionen som prövar och meddelar tillstånd för lokal-, region- och stamnät.
Nätstation	I en nätstation transformeras högspänning ner till en lägre spänning för att kunna distribuera elkraft för industrier och hushåll.
Nättariff	Avgift som nätägaren tar ut för inmatningen och uttaget av effekt och energi på elnätet.
Regionnät	Elnät med spänningsnivåer på 130 kV ner till cirka 40 kV. Näten ägs och förvaltas av elnätsbolag samt knyter lokalnät och vissa större elkunder till stamnätet.
Servis	Servisen är den sista anslutningspunkten och där elnätsbolagets ansvar över elleveransen slutar.
Servisledning	Servisledning är den sista ledning som går från till exempel ett kabelskåp till en kunds mätarskåp eller elrum.
Stamnät	Drivs av Svenska Kraftnät med spänningsnivåer på 400 kV och 220 kV.

1 Inledning

Arbetet med att minska koldioxidutsläppen är en stor utmaning i Europa och samtidigt ökar energiförbrukningen i regionen (Europeiska kommissionen, 2009). För att reducera koldioxidutsläppen kommer en allt större del av energin som används behöva vara i form av elektrisk energi och komma från förnybara energikällor så att EU:s mål om bland annat minskade utsläpp av växthusgaser kan uppnås (Miljödepartementet, 2008). Det traditionella elnätet är anpassat efter en stor centraliserad elproduktion där elektricitet transporteras i en riktning, från de stora kraftverken till distributionsnät och elanvändare. I Sverige står vatten- och kärnkraft för den största delen av elproduktionen men vid stor förbrukning måste el importeras eller reservkraft sättas in i form av gas- och oljedrivna kraftverk vilket leder till stora koldioxidutsläpp (Energimyndigheten, 2011).

Elförbrukningen i Sverige är ojämnt fördelad över året och dagen med större förbrukning på vintern och ett par effekttoppar varje dag. Elnäten måste byggas för att klara av dessa toppar trots att elförbrukningen till största del ligger på en mycket lägre nivå. Ju högre effekttopparna är desto mer energi behövs dessutom från fossila bränslen då den koldioxidsnåla energin inte räcker till. Om effekttopparna kunde minskas och belastningen jämnas ut skulle både användningen av fossila bränslen kunna minskas och nätens utbyggnad skulle kunna senareläggas. För att kunna jämna ut förbrukningen måste konsumenterna själva välja att flytta sina aktiviteter till andra tider. Med nya krav på fler förnybara energikällor, en decentraliserad elproduktion och effektivare elanvändning ställs nya krav på vårt elnät. Därför måste elnätet utvecklas och det är vad som brukar kallas för övergången till smarta elnät. Detta nät ska underlätta en ökad introduktion av förnybar elproduktion, reducera effekttoppar, förbättra incitamenten till effektivare elanvändning och skapa förutsättningar för aktivare elkunder (Bollen, 2010).

Norra Djurgårdsstaden i Stockholm är en ny stadsdel som håller på att utvecklas med visionen att bli en hållbar stadsdel i världsklass. Fortum är en av de drivande aktörerna i ett smart elnätprojekt och håller på att utveckla framtidens elnät i stadsmiljö som ska byggas i området (Fortum, 2011d). Det smarta elnätet innefattar teknik- och informationslösningar och ska anpassas till nya marknadsregler. Systemet ska göra så att energi utnyttjas på ett hållbart och smart sätt. Lösningarna inkluderar ett ökat användande av förnyelsebara energikällor, energieffektiva och aktiva byggnader, minskade utsläpp i hamnen, infrastruktur som underlättar användandet av elfordon samt kontroll av produktion och konsumtion (Fortum, 2011e).

I och med införandet av de nya lösningar som finns i smarta elnät kan nya risker tänkas uppkomma då elnätet kommer att se ut och utnyttjas på ett annat sätt än idag. Risk- och sårbarhetsanalyser utförs för att förutse och förebygga de hot, risker och sårbarheter som finns i ett system (Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, 2009). Elnätsbolag ska varje år utföra risk- och sårbarhetsanalyser för elnät under 220 kV med

avseende på leveranssäkerhet (EIFS 2010:3) och skulle även kunna användas för att studera och analysera risker i ett smart elnät.

1.1 Syfte och frågeställningar

Syftet med examensarbetet är att kartlägga risker och problem med smarta elnät generellt för att sedan kunna utveckla en metod för risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät. Denna metod ska sedan tillämpas på det nya elnätet i Norra Djurgårdsstaden. För att uppfylla syftet kommer följande frågeställningar att besvaras:

- Vilka risker och problem finns i ett smart elnät?
- Hur ser befintliga metoder för risk- och sårbarhetsanalyser för elnät ut?
- Hur kan en metod utformas för risk- och sårbarhetsanalyser i ett smart elnät?
- Vilka risker tillkommer i det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden?

1.2 Metod

För att besvara frågeställningarna har flera metoder använts. Litteratur inom områdena smarta elnät och risk- och sårbarhetsanalyser har lästs för att få en förståelse för ämnena. Intervjuer har gjorts med kunniga personer, främst inom Fortum, som är eller har varit delaktiga i arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser och smarta elnät. Utöver de intervjuade personerna på Fortum har intervjuer utförts med Anders Petersson, överinspektör på Elsäkerhetsverket, och Jani Valtari, projektledare för Smart Grids and Energy Markets. Intervjuerna har dels varit formella med öppna intervjufrågor medan andra har varit informella där kunniga personer tillfrågats specifika frågor. Vid de informella intervjuerna med experter med lång erfarenhet inom olika områden har information kommit fram som har varit svårt att hitta i dokument. Utöver litteraturstudier och intervjuer har även två workshops genomförts. Under dessa har det diskuterats vilka risker som en övergång till ett smart elnät kan innebära. Vid de två tillfällena bjöds flertalet personer in men alla kunde inte närvara och det kunde därför inte helt styras över vilka som deltog.

1.3 Avgränsningar

I examensarbetet undersöks nätet på distributionsnivå, det vill säga hur det ser ut i lokalnäten. Norra Djurgårdsstaden är ett område som kommer att byggas under en lång tid och olika tekniska komponenter kommer successivt att införas. Exempelvis kommer inte batteribanker och utnyttjandet av elbilars batterier för strömförsörjning att finnas med i ett första steg, därför har vi valt att endast ta upp dessa delar mycket kortfattat. Däremot beskrivs laddning av elbilar mer ingående då de ställer stora krav på elnätet om de kraftig ökar i antal. I Norra Djurgårdsstaden kommer det att finnas solceller anslutna till fastigheter och det är därför dessa nämns i denna rapport och inte andra möjliga kraftslag för distribuerad elproduktion som skulle kunna ingå i ett smart elnät. Risk- och

sårbarhetsanalyser innehåller många steg och i det här examensarbetet har fokus varit på att identifiera och beskriva riskerna samt att ta reda på deras konsekvenser.

1.4 Disposition

I kapitel 2 ges en bakgrund till elnätets uppbyggnad, begreppet smarta elnät samt risk- och sårbarhetsanalyser. Därefter förklaras smarta elnät närmre i kapitel 3, dels de tekniker som ingår i utbyggnaden, dels vilka utmaningar detta för med sig. I kapitel 3 besvaras därmed den första frågeställningen, vilka risker och problem som finns i ett smart elnät. I kapitel 4 besvaras den andra frågeställningen, hur de befintliga risk- och sårbarhetsanalyserna ser ut för elnät. Där testas hur den metod som redan används på Fortum fungerar på det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden. Sedan undersöks vilka risker som finns för elektronisk kommunikation enligt Post- och telestyrelsen då detta är en viktig del i ett smart elnät. I kapitel 5 besvaras den tredje frågeställningen genom att den nya metoden för risk- och sårbarhetsanalys för smarta elnät utformas. I samma kapitel undersöks även vilka risker som tillkommer i det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden genom att metoden tillämpas, vilket är den sista frågeställningen. I kapitel 6 diskuteras resultaten och i kapitel 7 ges sammanfattande slutsatser utifrån resultaten.

2 Bakgrund

I följande kapitel ges först en bakgrund till det svenska kraftsystemet och Fortums roll i detta. Sedan beskrivs begreppet smarta elnät och utbyggnaden av det i stadsdelen Norra Djurgårdsstaden. Till sist beskrivs hur risk- och sårbarhetsanalyser går till och vilka moment som ingår i dem.

2.1 Det svenska kraftsystemet

I Sverige står kärnkraft och vattenkraft för cirka 90 % av den svenska elproduktionen. Elproduktionen från vattenkraften varierar beroende på nederbörden och under torrår produceras nedåt 50 TWh medan våtår kan ge upp emot 75 TWh. De tio kärnkraftsreaktorerna finns lokaliserade i Forsmark, Ringhals och Oskarshamn och kan producera 65 - 70 TWh. Övrig elproduktion står vindkraften och värmekraften för. Ett värmekraftverk producerar endast el där bränslet kan vara fossilt eller ett biobränsle medan ett kraftvärmeverk även producerar fjärrvärme. Den totala elproduktionen i Sverige varierar årsvis men ligger runt 145 TWh (Svensk Energi, 2011). Det svenska elnätet är sammankopplat med elnäten i Norge, Finland, Danmark, Tyskland och Polen vilket möjliggör import och export av el när det är underskott alternativt överskott i det svenska kraftsystemet.

I Sverige finns det cirka 1 800 stycken vattenkraftverk och de med störst installerad effekt finns i norra Sverige (Svensk Energi, 2011). Kärnkraftsreaktorerna finns i mellersta Sverige medan förbrukarna finns i södra och mellersta Sverige. Detta gör att det finns ett produktionsöverskott av el i norra Sverige medan det i söder finns ett produktionsunderskott.

2.1.1 Elnätets uppbyggnad

Det svenska elnätet är uppdelat i tre olika nivåer, stamnät, regionnät och lokalnät vilka definieras beroende på deras spänningsnivå. Högsta spänningsnivån har stamnäten på 400 kV och 220 kV. De ägs och drivs av Svenska Kraftnät och binder samman produktionsanläggningar med förbrukare över långa avstånd. Den höga spänningen används för att minska förlusterna vid de långa transporterna. Svenska Kraftnät är även balansansvariga vilket innebär att de ser till att hålla en jämn frekvens på $50 \pm 0,1$ Hz i det svenska elnätet genom att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning (Svenska Kraftnät, 2011).

Från stamnäten transformeras spänningen ner för att övergå i regionnät där spänningsnivån ligger mellan 40 kV och 130 kV. Överföringssträckorna är kortare än hos stamnätet och vid fördelningsstationer transformeras spänningen ner till lägre nivåer för att övergå i lokalnät. Regionnäten kan även förse kunder med högre energibehov, som industrier, med högspänning. Regionnäten ägs av det elnätsbolag som har

nätkoncession i området och de tre stora elnätbolagen Fortum, Vattenfall och E.ON äger den större delen av regionnäten i Sverige (Svenska Kraftnät, 2012).

Lokalnät har en spänningsnivå som är lägre än 40 kV och kallas även för distributionsnät. Vissa kunder i lokalnätet är mellanspänningskunder och ansluts direkt från en fördelningsstation med en spänningsnivå på 11 kV, 22 kV eller 33 kV. För lågspänningskunder transformeras spänningen ner ytterligare i nätstationer till 0,4 kV.

2.1.2 Prissättning

Det svenska kraftsystemet är sammankopplat i en nordisk elmarknad där elpriset bestäms på den nordiska elbörsen Nord Pool. Elbörsen består av två delar, en finansiell- och en fysisk marknad. På den finansiella marknaden handlas det med terminer, vilket är ett kontrakt över rätten att köpa eller sälja en viss mängd energi över en viss period till ett bestämt pris. Terminerna går att handla upp till sex år i förväg innan leverans och kontrakten övergår till en fysisk marknad dagen innan leverans. Uppgörelserna leder till att ett så kallat spotpris sätts på marginalen mellan utbudet och efterfrågan. Detta spotpris sätts klockan 12 dagen före leverans och därefter går det att handla på en elbasmarknad och en reglermarknad fram till en timme innan leveranstimmen startar. På grund av överföringsbegränsningarna i elnätet mellan förbrukare och elproducenter är Sverige sedan november 2011 uppdelat i fyra elområden där elpriset områdena emellan kan skilja på grund av en obalans mellan produktion och förbrukning (Svensk Energi, 2011).

2.1.3 Aktörer

1996 avreglerades den svenska elmarknaden och nya konkurrensregler infördes med handel och produktion av el. Det är därför möjligt för 5,2 miljoner konsumenter att fritt välja mellan olika elhandelsbolag som agerar på den svenska elmarknaden (Svensk Energi, 2011). Däremot är elnätverksamheten ett reglerat monopol och idag ägs elnätet i Sverige av 164 stycken elnätbolag. Varje företag har inom sitt geografiska område ensamrätt att tillhandahålla elnätet till kunderna, ett så kallat koncessionsområde. Många av elnätbolagen är lokala och finns endast på ett geografiskt område medan de tre större elnätbolagen, Fortum, Vattenfall och E.ON, är verksamma i flera delar av landet (Bollen, 2010).

2.1.4 Fortum som energibolag

Fortum producerar, distribuerar och säljer både el, värme och kyla. Energibolaget bedriver även serviceverksamhet som fokuserar på drift av kraftverk och energieffektiviseringstjänster. Fortums elnät har cirka 870 000 abonnenter i Sverige och är därmed störst i Sverige. De har nätkoncession på flera platser i landet, se de gröna områdena i figur 1 (Fortum, 2011c).



Figur 1: Fortums koncessionsområden i Sverige till vänster och Stockholmsområdet till höger (Fortum, 2011c).

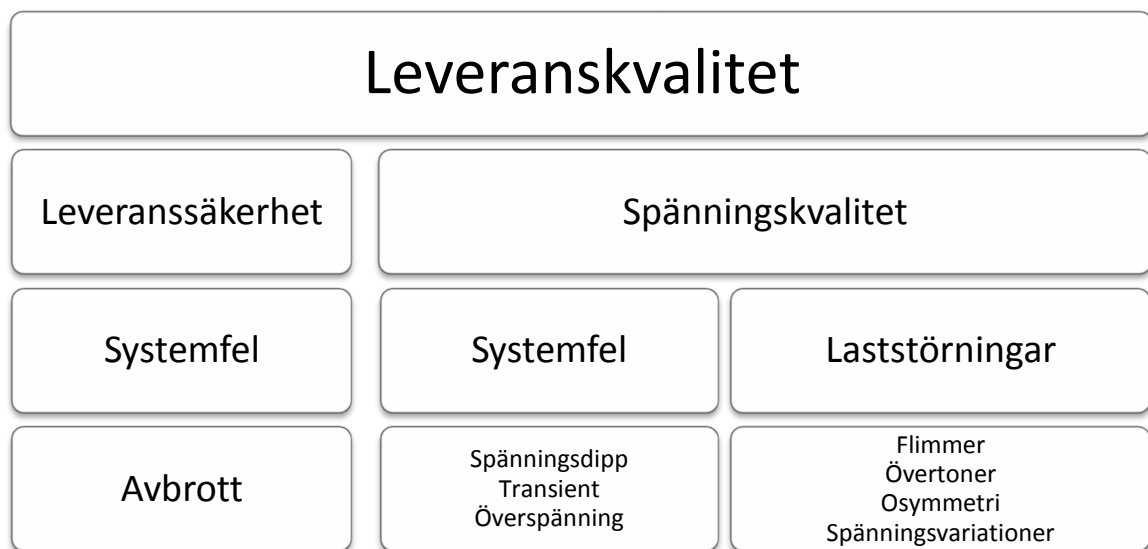
Flest abonnenter har Fortum i sitt koncessionsområde Stockholm med cirka 506 000 kunder och där har elnätet en unik struktur med hög tillförlitlighet. Den höga tillförlitligheten beror på att elnätet är utbyggt med en hög redundans och lokalnätet har en genomsnittlig avbrottstid på 19 minuter per kund och år. Ute i landsbygden är avbrottstiden mycket högre med 110 minuter per kund och år. Det går även att räkna på hur många avbrott en kund utsätts för per år och för Fortums nät är det 0,25 avbrott per kund och år i Stockholm, medan landsbygdsnäten har 1,3 avbrott per kund och år (Torstensson & Bollen, 2010). För landsbygdsnäten beror det större antalet avbrott på att de ofta är radiellt utformade. Detta innebär att alla kunder är påkopplade i en linje. Om det då blir fel på en kabel eller luftledning på ett ställe, faller alla kunder bort nedanför felet. Detta är inte fallet i Stockholm där de centrala delarna har dubbelkabelstruktur och nätstationer är lagda i slingor, vilket gör att om det blir fel på matningen till kund från ett håll finns det möjlighet att koppla om och mata nätstationen från ett annat håll. Många nätstationer är även utrustade med dubbla transformatorer där den ena ensam kan täcka hela den underliggande lasten för den andra transformatorn. Omkopplingen av detta sker ofta automatiskt vilket gör att avbrottstiden ligger på några sekunder (Eriksson, M. 2011).

Fortums lokalnät i Stockholm består av cirka 2 100 stycken nätstationer och dessa matar i sin tur cirka 24 700 stycken kabelskåp. Från varje kabelskåp går det en enskild kabel fram till kundens servis som är den sista anslutningspunkten där Fortums ansvar för elöverföringen tar slut. Förbrukningen för en abonnent mäts med en elmätare som avläses automatiskt varje månad (Selberg, 2012).

2.1.5 Leveranssäkerhet

En tillförlitlig elförsörjning är idag en viktig förutsättning för samhällets funktion och då teknik- och samhällsutvecklingen leder till mer högteknologi ökar beroendet av tillförlitliga elsystem. Strömavbrott är något som Sverige är relativt skonat från och idag är leveranssäkerheten i det svenska elnätet 99,99 % (Svensk Energi, 2010).

Leverans kvalitet är ett sammanfattande begrepp för elleveransens kvalitet och innefattar spänningskvalitet och leveranssäkerhet. Med leveranssäkerhet avses sannolikheten att el kan överföras till användaren utan avbrott. Spänningskvalitet anger hur spänningen får variera och hålla sig inom givna riktvärden vid en leveranspunkt. Ett mått på en god leverans kvalitet i elnätet är avsaknaden av störningar som ingår i begreppen i figur 2 (Torstensson & Bollen, 2010). Ett systemfel kan leda till både sämre spänningskvalitet i form av till exempel spänningsvariationer och till ett avbrott. I denna rapport är det systemfel som leder till avbrott som är av intresse.



Figur 2: Innebörd av begreppet leveranssäkerhet.

Fortum har idag en tillgänglighet på 99,98 % för sitt ledningsnät och målet är att ständigt öka den. Detta går att åstadkomma genom att minska sannolikheten för att avbrott sker genom till exempel isolering av luftledningar, nedgrävning av ledningar och breddning av ledningsgator. När väl ett avbrott har inträffat är det även viktigt att kunna ringa in var avbrottet har skett. Genom att installera fler fjärrstyrda fränkskiljare kan fel snabbare lokaliseras och det går snabbare att koppla på kunderna igen (Fortum, 2010). Den del av nätet som har störst andel avbrottstider återfinns på lokalnätets nivå och står för cirka 80% av kundavbrottstiden (Svensk Energi, 2008). Inom lokalnät skiljer sig även avbrottsstatistiken mellan tätortsnät och landsbygdsnät, där landsbygdsnäten har fler och längre avbrott jämfört med tätortsnäten (Fortum, 2010).

2.2 Övergången till smarta elnät

Elnätet är en viktig del i omställningen mot ett mer energieffektivt och uthålligt energisystem. Det innebär att elnätets funktion kommer att förändras och det kommer att ställas nya krav på ett framtida elnät. Det uthålliga energisystemet ska innehålla mer förnybar produktion, en elektrifierad transportsektor och energianvändningen hos elkunder ska vara mer flexibel och kunna styras. Denna förändring av energianvändningen ska åstadkommas genom att elkunder ska ges tydliga incitament för att aktivt agera på elmarknaden så att effekttoppar i elnätet reduceras (Bollen, 2010). Detta förändrade elnät benämns ofta som ett smart elnät.

2.2.1 Definition av smarta elnät

Begreppet smarta elnät är relativt nytt och det finns en mängd olika förklaringar och definitioner på vad det innebär. Många förklaringar är övergripande och handlar mer om syftet med smarta elnät medan andra är specifika och tar upp exakt vad de anser att ett smart elnät består av. I detta arbete har definitionen av det smarta elnätet utgått från European Technology Platform som definierar det smarta elnätet som ett intelligent elnät som integrerar aktiviteterna från alla elanvändare, både producenter och konsumenter, för att effektivt leverera hållbar, ekonomisk och säker elförsörjning (Europeiska kommissionen, 2006).

I Energimarknadsinspektionens rapport 2010:18 tas de vanligast förekommande teknikerna och egenskaperna upp, som räknas till det smarta elnätet. Dessa är:

- mer mätning, kommunikation och styrning, även på distributionsnivå,
- kraftelektronik,
- energilagring, både stor- och småskalig,
- avancerade nätautomations- och skyddssystem,
- styrning av mindre produktionsenheter, individuella enheter eller grupper av mindre enheter; styrning av större vind och solkraftanläggningar,
- möjlighet att lägga driftreserver på förbrukningssidan och hos mindre produktionsenheter,
- deltagande av flera aktörer (även småkunder) på elmarknaden och utveckling av marknader för systemtjänster.

Enligt Fortum innebär smarta elnät, ett nät där elen överförs både från stora produktionsanläggningar till konsumenter och från konsumenters distribuerade produktionsanläggningar ut på nätet. Allt ska ske i realtid och genom automatik ska nätet anpassas och korrigera sig själv. Ett smart elnät innebär även smarta lösningar med informations- och kommunikationsteknik som blir en del av elnätet (Fortum, 2012). I detta arbete tas exempel på de olika teknikerna och egenskaperna från

Energimarknadsinspektionen upp i arbetet med det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden.

De olika definitionerna på vad ett smart elnät är syftar till att försöka beskriva vilka förändringar som behövs i elnätet. Enligt Bollen (2010) ska det smarta elnätet göra dessa förändringar möjliga genom att:

- på ett kostnadseffektivt sätt underlätta introduktionen och utnyttjandet av förnybar elproduktion,
- leda till minskad energiförbrukning,
- bidra till effektreduktion vid effekttoppar,
- skapa förutsättningar för aktivare elkunder.

2.2.2 Det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden

Norra Djurgårdsstaden är en ny stadsdel som håller på att förverkligas vid och kring Värtahamnen, Hjorthagen, Frihamnen och Loudden i Stockholm. Stadsdelen har en tydlig miljöprofil och ska befästa Stockholms position som en ledande huvudstad i klimatarbetet och har fått stöd av Clinton Climate Initiative¹ (Stockholms stad, 2011).

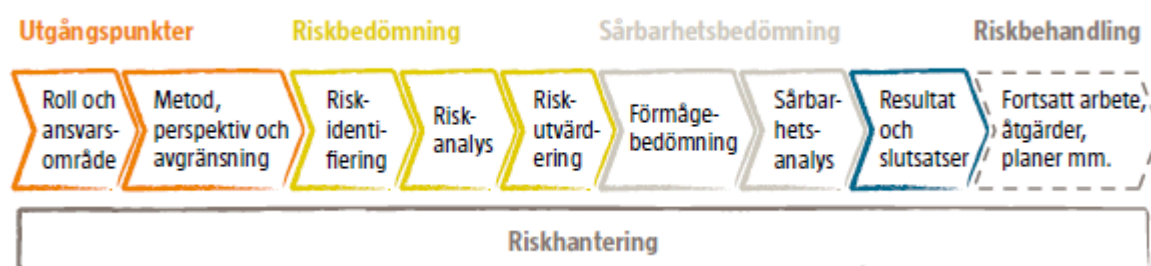
Stadsdelens miljöprofil består av fyra fokusområden vilka är effektiv energianvändning, miljöeffektiva transporter, lokala kretslopp och livsstilsfrågor. Fortum är delaktigt i de fyra fokusområdena och arbetar på olika nivåer för det hållbara stadsbyggandet, allt från en grundläggande nivå till nya innovationer och beteendeförändringar bland boende och företag i stadsdelen (Fortum, 2011d). Stadsdelen kommer att byggas i flera etapper och beräknas stå helt färdigt år 2030. Då kommer stadsdelen att ha 10 000 invånare och 30 000 kontorsplatser. Hamnområdet kommer att ha elektrifierats för att kunna hantera fler kryssningsfartyg och reguljär färjetrafik. Stadsdelen kommer även att få en ny spårvagnsförbindelse och Stockholms stad har en vision om att området ska vara fritt från fossila bränslen år 2030 (Stockholms Stad, 2009).

I stadsdelen finns det planer på att utforma elnätet som ett smart elnät med nya kommunikations- och tekniklösningar och det är Fortum som är ansvariga för att bygga detta. I och med de smarta energilösningarna kommer de boende i stadsdelen få möjligheter att i större utsträckning påverka sin elförbrukning. Dessutom kommer Fortum som elnätsbolag att genom mer mätdata från olika delar av nätet få en ökad förståelse för nätets belastningar vid olika tidpunkter. Informationen kan sedan användas för att optimera både drift och nätplanering i framtiden (Åslund, 2011).

¹ Clinton Climate Initiative är en del av Clinton Foundation vilka verkar för hållbara miljölösningar världen över (Clinton Climate Initiative, 2011).

2.3 Risk- och sårbarhetsanalyser

Risk- och sårbarhetsanalyser utförs för att minska sårbarheten i samhället och för att verksamheter ska vara bättre förberedda vid en kris. Genom att ta reda på var riskerna finns och hur de ser ut kan förebyggande åtgärder göras för att minimera antalet olyckor (Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, 2009). Risk- och sårbarhetsanalyser är en del av riskhanteringsprocessen, se figur 3, och där ingår även utgångspunkter och riskbehandling. Utgångspunkter vid riskhantering kan vara ansvarsområden och avgränsningar medan riskbehandling innefattar slutsatser och åtgärder (Eriksson m.fl. 2011).



Figur 3: Riskhanteringsprocessen (Eriksson m.fl. 2011).

En risk- och sårbarhetsanalys kan se ut på många olika sätt men en riskbedömning och en sårbarhetsbedömning bör alltid finnas med. Det finns olika typer av risker, vilka grovt kan delas in i tre kategorier beroende på hur frekvent de inträffar och hur stora konsekvenserna av händelsen blir. I Räddningsverkets rapport *Handbok för riskanalys* kallas kategorierna för deterministiska risker, slumpmässiga risker med relativt stora variationer samt katastrofer. I Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps rapport *Vägledning för risk- och sårbarhetsanalyser (2011)* kallas kategorierna istället för vardagshändelser, stora olyckor samt kriser och extraordinära händelser. Uppdelningen i de båda rapporterna överstämmer ändå med varandra och beskriver samma sorts risker. Nedan beskrivs uppdelningen enligt Myndigheten för samhällsskydd och beredskap.

Vardagshändelser är sådana händelser som sker relativt ofta men de får begränsade konsekvenser. Exempel på vardagshändelser kan vara att ett träd faller på en elledning. Det finns ofta mycket statistik på vardagshändelser eftersom de sker så pass frekvent och därför är det relativt enkelt att veta hur ofta de kan inträffa.

Stora olyckor sker inte lika ofta som vardagshändelser samtidigt som konsekvenserna av dessa är större. Stora olyckor är mycket olika varandra och sker slumpmässigt. Därför är de svårare att förutse men det kan ändå vara till hjälp att titta på haveriutredningar och på individuella olycksundersökningar. En stor olycka är till exempel ett fartyg som ankrar fast i en sjökabel som försörjer en ö, vilket leder till ett långt strömavbrott där reparationstiden är lång på grund av otillgänglighet.

Kriser och extraordinära händelser sker mycket sällan men får förödande konsekvenser. Exempel på detta är en kärnkraftsolycka eller ett enstaka fel som till exempel ställverksfelet i Hamra 1983 vilket gjorde att stora delar av Sverige blev strömlöst (Berglund, 2009). Dessa händelser är mycket svåra att förutse men analysarbete för kriser och extraordinära händelser kan ändå göras och kräver oftast kvalitativa riskanalyser.

Själva risk- och sårbarhetsanalysen innefattar alltså en riskbedömning och en sårbarhetsbedömning där ett antal delar ingår. Dessa delar är riskidentifiering, riskanalys och riskutvärdering som ingår i riskbedömningen samt förmågebedömning och sårbarhetsanalys som ingår i sårbarhetsbedömningen (Eriksson m.fl. 2011).

2.3.1 Riskidentifiering

Riskidentifieringen går ut på att försöka ta reda på vad som kan hända. Det handlar om att identifiera riskkällor och riskscenarier. Riskscenarier är vad som kan hända med en riskkälla. Ett exempel på en riskkälla är ett gasisolerat ställverk med den giftiga gasen SF₆ och ett exempel på ett riskscenario är ett utsläpp av denna gas (ABB, 2010). Som hjälp vid riskidentifieringen kan olika riskanalysmetoder användas. Metoderna handlar oftast om att på ett systematiskt sätt utgå från en beskrivning av systemet och kan beskrivas på ett strukturellt eller funktionellt sätt. Ett strukturellt tillvägagångssätt är till exempel att beskriva systemet utifrån vilka organisatoriska delar som finns i verksamheten medan det funktionella tillvägagångssättet kan vara att beskriva systemet utifrån den samhällsviktiga verksamheten. När riskerna identifierats är det lämpligt att kategorisera in dem i olika kategorier för att få en bättre överblick (Eriksson m.fl. 2011).

2.3.2 Riskanalys

Nästa steg är att göra en riskanalys. En riskanalys ska besvara tre frågor;

- Vad kan hända?
- Vad är sannolikheten för att det ska hända?
- Vad blir konsekvenserna om det händer?

Den första frågan besvaras delvis i riskidentifieringen men i analysfasen ska riskerna beskrivas tydligare. Sannolikheten för att en riskhändelse inträffar kan bedömas med flera metoder. De som lämpar sig bäst för risk- och sårbarhetsanalyser är de som görs med kvantitativa beskrivningar istället för alternativet som är kvalitativa beskrivningar där scenarier från två olika analyser inte går att jämföra. De kvantitativa beskrivningarna kan göras antingen med hjälp av en rankingskala och intervaller eller med hjälp av sannolikheter eller frekvenser. Med rankingskala och intervaller delas skalan in i ett antal klasser som har en kvantitativ innebörd. För att ange hur ofta scenarierna förväntas uppkomma delas skalan vanligtvis in i fem grupper: 1 gång per år,

1 gång på 10 år, 1 gång på 50 år, 1 gång på 100 år eller 1 gång på 1000 år (Davidsson m.fl. 2003). Med sannolikheter eller frekvenser är det vanligast att titta på hur många gånger en händelse förväntas ske per år och eftersom riskhändelser sker sällan blir de skattade frekvenserna ofta små. Används frekvenser eller sannolikheter är det lätt för andra aktörer att jämföra värdena med andra analyser. Det är viktigt att komma ihåg att även om analysen innehåller kvantifierade sannolikheter eller frekvenser är dessa fortfarande bara bedömningar och det går aldrig att fastställa vad som kommer att ske i framtiden. Hur bedömningarna kommit fram ska därför framgå i analysen så att osäkerheter kommer fram (Eriksson m.fl. 2011).

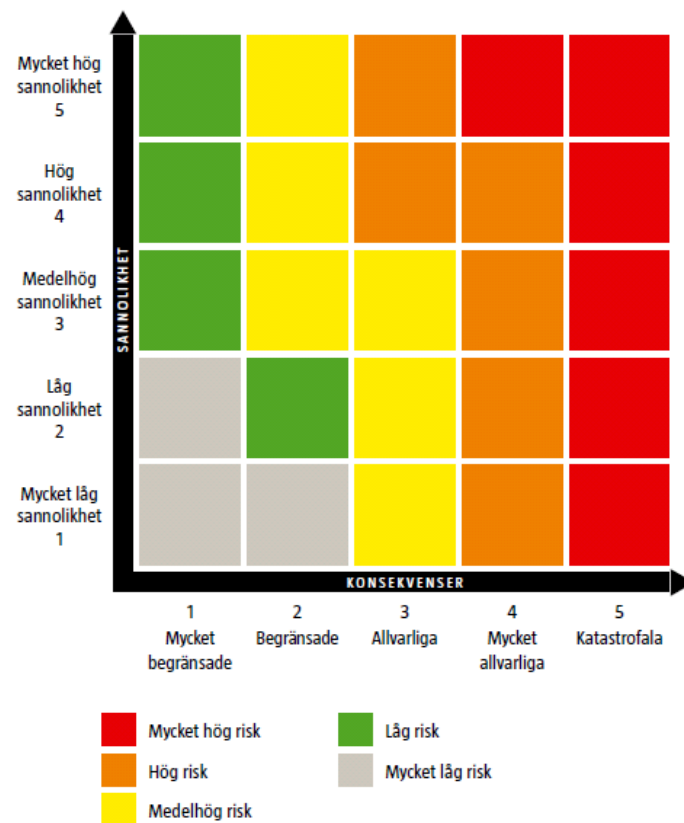
Att bedöma och beskriva konsekvenser av en inträffad risk kan också ske på olika sätt. På samma sätt som för sannolikhetsbedömningen kan även konsekvenserna beskrivas kvalitativt och kvantitativt. En kvalitativ beskrivning med hjälp av en rankingskala gör att konsekvenserna rangordnas så att de kan jämföras med varandra. Rangordningen kan till exempel vara att konsekvenserna klassas som "katastrofala", "mycket allvarliga", "allvarliga", "begränsande" eller "mycket begränsande". Om en kvantitativ beskrivning med rankingskala och intervaller istället görs kan konsekvenserna relateras till andra analysers konsekvenser. En rankingskala med intervall kan till exempel innehålla fem steg där konsekvenserna delas in i "inga avbrott", "avbrott i mindre än 5 h", "avbrott i 5 - 12 h", "avbrott i 13 - 24 h" och "avbrott i över 24 h". Konsekvenserna kan även beskrivas rent kvantitativt med till exempel hur mycket pengar som förlorats som ranking. Oavsett vilka metoder som används för att beskriva sannolikheter och konsekvenser bör resultatet sammanställas i en tabell där det framgår vilka riskerna är. För varje risk ska det även framgå vad sannolikheten och konsekvensen är (Eriksson m.fl. 2011).

2.3.3 Riskutvärdering

Nästa steg är att utvärdera hur allvarliga riskerna är vilket görs genom en analys för att bedöma om en risknivå är acceptabel eller inte. Värderingen leder till att det kan bestämmas vilka åtgärder som ska göras för att reducera riskerna vilket är ett av syftena med risk- och sårbarhetsanalyser. Alla åtgärder lönar sig inte att utföra på grund av ekonomiska skäl eller för att risken inte reduceras tillräckligt mycket om åtgärden genomförs. Därför är det lämpligt att visa hur de olika åtgärderna påverkar svaren på frågorna som besvaras i riskanalysen; "Vad kan hända?", "Hur sannolikt är det?" och "Vad blir konsekvenserna?". Vid riskutvärderingar är det vanligt att använda en så kallad riskmatris för bedömning av riskerna. Riskmatrisen består av två skalor där den ena visar sannolikheten för risken och den andra visar konsekvensen av risken.

Riskmatrisen kan se olika ut beroende på vilken sorts metod som har använts för bedömningen av sannolikhet och konsekvens. Med hjälp av riskmatrisen kan riskerna kategoriseras så att det bestäms om de är acceptabla eller inte, vilket ofta görs med hjälp av färger, se figur 4. Ofta står rött för en risk som inte är acceptabel och grönt för en risk som är acceptabel. Då risk- och sårbarhetsanalyser kan utföras i många olika områden

och sammanhang görs även indelningen av färger på olika sätt. Det är upp till aktören som utför risk- och sårbarhetsanalysen att göra indelningen så att det passar just det aktuella området. Av resultatet från riskutvärderingen går det sedan att prioritera vilka risker som först bör åtgärdas för att reducera sårbarheten i systemet (Wallnerström, 2011).



Figur 4: Exempel på riskmatrix (Eriksson m.fl. 2011).

2.3.4 Förmågebedömning och sårbarhetsanalys

Sårbarhetsbedömningens delar är alltså förmågebedömning och sårbarhetsanalys. Förmågebedömningen går ut på att värdera en verksamhets krishanteringsförmåga och förmågan att motstå allvarliga störningar. Detta görs med hjälp av olika indikatorer som säger vad som bör finnas i en kommun, ett landsting eller en myndighet som gör att krisberedskapsförmågan förbättras. Indikatorer är till exempel att det finns redundans i systemet och att det finns reservkraft (MSBFS 2010:7). Sårbarhetsanalysen är ett sätt att organisera och analysera kunskap och information om konsekvenserna (Svensk Energi, 2008). Syftet är att identifiera sårbarheter mer detaljerat än vad som görs i riskanalysen. Detta kan göras genom att analysera konsekvenserna av en viss händelse och hur organisationen hanterar, motstår och återhämtar sig från dessa (Eriksson m.fl. 2011).

3 Smarta elnät

I följande kapitel beskrivs först de delar som brukar anses ingå i utbyggnaden av smarta elnät och sedan beskrivs vilka utmaningar utbyggnaden av det nya nätet för med sig.

3.1 Utbyggnaden av smarta elnät

Strukturen i dagens elkraftssystem präglas av en centraliserad produktion och en hierarkisk transmission och distribution. Stora kraftverk producerar mängder av energi som via stamnät, regionnät och distributionsnät grenas ut till slutkonsumenten.

Kraftledningar är dimensionerade för hur mycket el de ska kunna leverera som mest, vilket innebär att elnätet måste anpassas för effekttoppar trots att förbrukningen oftast ligger på en mycket lägre nivå. Vid en övergång till ett smart elnät behöver de olika delarna i elkraftssystemet ändras och vissa kompletteras. Bland de tekniker och komponenter som ingår är några obeprövade och under utveckling medan andra är fullt utvecklade och redan implementerade (International Energy Agency, 2011). I följande avsnitt listas några av de tilltänkta teknikerna.

3.1.1 Informations- och kommunikationsteknik

Ett smart elnät kan ses som ett vanligt elnät med ett extra kommunikationslager där infrastrukturen för informations- och kommunikationsteknik (IKT) är en central del i utbyggnaden av det smarta elnätet. Genom en integrering av IKT-utrustning ska elsystemet lättare kunna gå från att i stort sett bara överföra el i en riktning, från stora produktionsanläggningar till passiva kunder, till en marknadsplattform för överföring av el och tjänster mellan olika nätanvändare. IKT-utrustning ska även göra det möjligt att mäta till exempel elkvaliteten, priset i realtid och koldioxidsutsläpp från aktuell elproduktionskälla. Dessutom kommer det att finnas information om hur kundernas elanvändning ser ut. Mätningen av elens egenskaper och användarnas beteendemönster gör det möjligt för energiaktörer att erbjuda kunder mervärdestjänster, som efterfrågestyrning, tillsammans med själva elen enligt kundens specifika önskemål och beroende på elnätets tillstånd. IKT-utrustningen är väl utvecklad och redo att integreras i elnätet (Europeiska kommissionen, 2011). Det ska kunna skicka information mellan till exempel användare och elnätsbolag om hur elanvändningen ser ut i realtid för att möjliggöra en effektivare energianvändning. Informationsöverföringen ska också vara till hjälp under ett strömavbrott (International Energy Agency, 2011). IKT innefattar ett antal delområden enligt Larsson och Ståhl (2011):

- Local Area Network (LAN) är ett lokalt nätverk för datakommunikation som oftast är begränsat till ett fåtal undernät och det är även begränsat till en byggnad eller en grupp av byggnader.
- Wide Area Network (WAN) används för att koppla ihop till exempel olika LAN. Ett WAN kan innefatta en region eller ett land. Internet är ett exempel på ett WAN.

- Field Area Network (FAN) är ett nätverksområde där intelligenta noder (exempelvis smarta elmätare) är installerade i ett geografiskt område för att kontrollera och övervaka processer. Ofta finns det även en central gateway för att noderna ska kunna övervakas och styras av tjänsteleverantörer.
- Home Area Network (HAN) används för kommunikation mellan digitala enheter i ett hem, vilket oftast är ett antal datorer och mobila enheter. HAN är ett lokalt nätverk begränsat till en bostad eller ett bostadsområde och kan ses som en förlängning innanför elmätaren. Hushållsapparater kan kopplas upp så att dessa kan regleras beroende på elpris och förbrukning.

3.1.2 Förnybar och distribuerad generering

Det finns flera anledningar till att utveckla den distribuerade genereringen samtidigt som det nya elnätet tar form. En anledning är att utnyttja möjligheten att utöka användningen av förnybara energikällor som till exempel sol- och vindkraft.

Distribuerad generering erbjuder även ett alternativ till de stora centraliserade kraftverken. I Sverige kan långa transmissionssträckor innebära en prisskillnad i och med de fyra elområdena vilket kan vara ett incitament för att öka elproduktionen på lokal nivå. Om de distribuerade energikällorna producerar ett överskott kan fler konsumenter även fungera som producenter och sälja sitt överskott från sin sol- eller vindkraftsanläggning. Idag är det dyrt att producera solel och därför lönar det sig ofta inte att sälja ut denna på det svenska elnätet men denna utbyggnad skulle kunna öka om priset blir tillräckligt gynnsamt (EPIA, 2011). Den installerade effekten på solcellsanläggningar som är anslutna till elnätet i Sverige är 11,4 MWp². Utbyggnaden i Sverige har ökat men vid en internationell jämförelse, med till exempel Italien eller Tyskland, är utbyggnaden försiktig. I Tyskland är den installerade effekten 17 300 MWp och i Italien 3 502 MWp (IEA PVPS, 2011).

En övergång från ett centraliserat elkraftsystem till ett system där en del av produktionen är decentraliserad innebär även nya utmaningar för elnätets uppbyggnad. Europeiska kommissionen (2011) menar att ett decentraliserat elsystem blir mindre känsligt och där produktionsanläggningarna bättre anpassas till storlek på lasten. Däremot finns det exempel från Tyskland på att utformningen av ett decentraliserat system även är känsligt. Tyskland har under många år kraftigt subventionerat solceller och har varit tvungna att förstärka distributionsnäten för att klara av solcellsutbyggnaden. Detta har resulterat i att frekvenshållningen i nätet har blivit påverkat av den stora andelen solcellsanläggningar. Produktionsanläggningar i lågspänningsnätet ska i Tyskland kopplas bort vid frekvens över 50,2 Hz men med en

² MWp – Mega Watt Peak, används för installerad effekt för solceller där effekten är uppmätt under standardiserade test.

sådan stor andel solceller i systemet måste växelriktarna utformas så att inte alla kopplas bort samtidigt, vilket skulle resultera i stora frekvenssvängningar (Boemer m.fl. 2011).

3.1.3 Drift av distributionsnätet

Automatisk avläsning och mätdatainsamling, av bland annat ström och spänning, på distributionsnivå i nät- och fördelningsstationer kan minska avbrott och reparationstider. Samtidigt kan spänningsnivån säkras och hantering av tillgänglig energi förbättras (International Energy Agency, 2011). Data på effekt- och informationsflöden ska finnas tillgängliga över hela nätet genom kommunikation och kontroll. Målet med detta är bland annat att optimera driften av nätet i stort och öka tillförlitligheten (Europeiska kommissionen, 2011).

Övervakning av elnätet sker i olika driftcentraler beroende på koncessionsområde och elnätsnivå. Svenska Kraftnät övervakar stamnätet och ser till att produktion och förbrukning är i balans. Regionnät och lokalnät övervakas av koncessionsägare och automatisk informationshämtning sker på höga spänningsnivåer. På lägre nivåer i elnätet som i till exempel nätstationer sker avläsningen manuellt en gång per år. Om ett fel inträffar skickar nätstationen ett larm till driftcentralen, vilka får skicka ut personal för att undersöka felet (Eriksson, M. 2011). Redan idag är det möjligt att fjärravläsa kundernas elmätare eftersom alla gamla elmätare är utbytta mot nya då elmätare måste läsas av minst en gång per månad.

3.1.4 Infrastruktur med smarta elmätare

Med så kallade smarta elmätare kan elförbrukningen hos kunden i princip avläsas i realtid. Sverige ligger i framkant när det gäller byte till de smarta elmätarna. Redan 2003 bestämdes det att alla elmätare skulle ha bytts ut senast i juli 2009 och att mätarna skulle avläsas månadsvis, istället för årsvis som tidigare (Europeiska kommissionen, 2011). De flesta av de nya elmätarna klarar dessutom av timvis avläsning och ett nytt lagförslag säger att alla elkonsumenter ska ha rätt till timvis avläsning om de så önskar. Lagen föreslås träda i kraft den 1 oktober 2012 (Svensk Energi, 2012). I och med övergången har elnätet moderniserats genom att i princip ingen manuell avläsning av elmätaren behöver ske, utan förbrukningen fjärravläses istället. Bytet till de smarta elmätarna möjliggör en tvåvägskommunikation och ett informationsflöde mellan kunder och elnätsbolag. Elanvändare kan få information om aktuellt elpris och förser elnätsbolagen får information om elkonsumtionen. De nya elmätarna möjliggör flera funktioner, till exempel realtidpris, möjligheten att lagra elkonsumtionsdata från enskilda kunder, förbättrad energistatistik från mer detaljerad lastinformation, förmågan att identifiera plats och storlek på ett strömavbrott, fjärrstyrning samt upptäckt av stöld och förluster. Det har satsats stort på smarta elmätare i Europa, utbyggnaden sker snabbt och tekniken är välutvecklad (International Energy Agency, 2011).

3.1.5 Laddning av elbilar

Elbilar kommer att ställa stora krav på elnätet, dels för att kunna klara av snabbladdning och dels för att det ska finnas informationssystem som kan optimera laddningen beroende på effektsituationen i resten av elkraftsystemet. Laddning av elbilar ska kunna göras så att laddningen sker när efterfrågan och då även priset är som lägst. Det finns även idéer om att laddade elbilar ska fungera som en batteribank och kunna mata ut el på nätet när behovet av el är stort (International Energy Agency, 2011). Infrastrukturen för laddning av elbilar kan ses som en förlängning av distributionsnätet men det är oklart vilken roll elnätsbolagen ska ha i utbyggnaden. Svårigheten med att bygga ut infrastruktur kring elbilar är att det är svårt att veta när och om en expansion av en elfordonsflotta kommer. Detta innebär att det är svårt att beräkna lönsamheten i en investering av infrastruktur (Europeiska kommissionen, 2011). Fortum har erfarenhet av snabbladdning av elbilar eftersom de sedan år 2000 har snabbladdningsstationer utplacerade i Stockholmsområdet. Totalt finns fem stycken snabbladdningsstationer (Ribrant, 2011).

3.1.6 Efterfrågestyrning

Efterfrågestyrning³ är en annan central del när elnäten byggs ut eftersom det möjliggör att elkunder aktivt medverkar på elmarknaden genom att ändra sin förbrukning. När tillgången på energi är låg ska elnätsbolagen kunna ha avtal med kunder som gör att de minskar sin förbrukning (Europeiska kommissionen, 2011). Efterfrågestyrning har två viktiga fördelar, dels att minska energiförbrukningen och dels att toppbelastningen kan minska genom att förbrukningen jämnas ut (Larsson & Ståhl, 2011).

En utmaning med efterfrågestyrningen är att få konsumenter med liten last motiverade att medverka då den ekonomiska vinsten eventuellt är för liten. För stora industrier och där det finns distribuerad generering är vinsten större. För små elkunder är det även svårt att förutsäga hur mycket de kan ändra sin last och hur flexibla de kan vara. Däremot kan erbjudandet eller kravet komma från marknadens sida där de genom till exempel prissignaler eller rabatter kan få flera kunder att minska lasten (Europeiska kommissionen, 2011).

3.2 Utmaningar i smarta elnät

Beroende på vilken nivå av elkraftsystemet som väljs att studera närmare finns det en rad tekniska utmaningar i och med övergången till ett smart elnät. Nedan beskrivs de utmaningar och funktioner som det smarta elnätet måste hantera för att kunna bibehålla en god leveranssäkerhet på lokalnätetsnivå.

³ Med efterfrågestyrning menas här detsamma som det engelska begreppet *Demand Response*.

3.2.1 Kommunikation

De olika delarna i elkraftsystem ska i det smarta elnätet kommunicera med varandra ännu mer än vad som sker i dagens befintliga elnät. För att detta ska vara möjligt finns en rad utmaningar i hur kommunikationsflödet ska vara designat. Informations- och kommunikationslösningarna kommer att förbättra tillförlitligheten och effektiviteten i elnätet men gör samtidigt att nya sårbarheter tillkommer som kan försämra reliabiliteten, till exempel genom dataintrång (International Energy Agency, 2011). Energibolagen kommer att ha tillgång till information och data om hushållens förbrukning och veta vilka mönster som det enskilda hushållet har. Denna information kan vara mycket känslig då det kan gå att utläsa till exempel om en familj är bortrest och vilka tider de är aktiva i hemmet. Därför måste informationen behandlas med försiktighet och användarna måste känna sig trygga med att informationen används på rätt sätt. Det måste kunna garanteras att informationen fortsätter att vara privat både när den överförs och när den lagras (Cisco Systems, 2009). Det finns en osäkerhet i vem som ska äga informationen och vem som ska ha tillträde till den. Olika aktörer kommer att behöva ha tillgång till valda delar av den information som finns. Detta ställer krav på att det finns olika verktyg och gränssnitt för aktörerna så att den övergripande informationen säkerhetsmässigt är skyddad (Valtari, 2011).

3.2.2 Användare

Många av fördelarna med ett smart elnät kräver att användarna, det vill säga elkunderna, blir medvetna om hur deras elanvändning ser ut och att de är beredda att ändra sitt beteende för att styra sin elförbrukning. Genom detta kan effektbehovet över dagen jämnas ut och nätets effektoppar kan undvikas. Användarna kan involveras på olika nivåer, till exempel genom att ha energidisplayer hemma där energianvändningen visualiseras och användarna direkt kan se hur de påverkar sin förbrukning (Nylén, 2011). De kan även låta elnätsbolagen styra deras förbrukning för att få bättre balans i systemet. För att få en användaracceptans måste det finnas incitament som gör att användarna ändrar beteende och att de ser tydliga fördelar med att vara aktiva. De måste själva få bestämma hur mycket de ska styras och veta vad de vinner på det. Risken är att användarna fortsätter att vara passiva och inte medverkar i det nya systemet (Europeiska kommissionen, 2011). Faktorer som kan tänkas påverka användarna är elpris, ekonomi, yrke, ålder och miljömedvetenhet.

Det finns olika tekniker och modeller för att få en kund att reagera och styra sin förbrukning men för en effektiv laststyrning av elnätet är det bäst om detta sker automatiskt. Idag är många funktioner i elnätet redan smarta i den bemärkelsen att de reagerar själva på fel och är programmerade att automatiskt svara på vissa fel. Utvidgningen av systemet kommer att innebära att ytterligare finesser läggs till i fråga om automatisk styrning med hjälp av överliggande IT-system. Dessa lagrar och skickar information till valda punkter i nätet där andra system kommer att svara på informationen (Nylén, 2011).

Automatisering av laststyrning skulle praktiskt kunna vara utformat så att kunden får välja olika prisnivåer när styrbar last ska stängas av eller sättas på vilket senare sker automatiskt beroende på vilken prisnivå som valts. En utmaning för detta system är att hantera en situation då flera kunder i ett område gör liknande val för att de får tillgång till samma information om prisnivåer och tidsspann för priset. I ett fall då samtliga reagerar på ett billigt elpris och ökar sin förbrukning samtidigt kan detta leda till ett elunderskott. Om kundens laststyrning beror på prissättning av el kommer systemet automatiskt att koppla bort lasten för att priset blivit högre och systemet är tillbaka på ruta ett. Utmaningen är alltså att utforma ett system som hanterar elpris och reglerar last på ett sådant sätt att en lagom mängd användare ändrar sin förbrukning så att systemet uppnår en jämn nivå och inte i sig självt ökar dalarna och topparna i systemet (Oberger, 2011). Det finns även system som är utformade så att kunden själv ska reagera och göra ett aktivt val om att öka eller minska sin förbrukning. Användarnas beteende ska då styras av att de vet hur deras momentana elförbrukning ser ut och vilket priset på el är, för att till exempel manuellt kunna sänka temperaturen några grader i en eluppvärmd villa under en period med högre elpris (Nylén, 2011). Om denna återkoppling inte fungerar kommer inte användarna att kunna göra något åt sin förbrukning.

3.2.3 Underhåll

Den utrustning som finns i ett smart elnät kräver underhåll och defekta komponenter kommer att behöva bytas ut precis som i ett traditionellt nät. Däremot kommer förutsättningarna inte att vara desamma för reparatörer då det kan finnas distribuerad produktion ansluten, vilket möjliggör ett omvänt flöde av elen i distributionsnätet. För att det ska vara säkert att arbeta och styra den distribuerade produktionen kommer nätet innehålla fler brytare, säkringar och mer kommunikationsutrustning. Reparatörer som utför underhåll måste även arbeta upp nya rutiner för personsäkerheten så att det går att arbeta säkert då till exempel en solcellsanläggning är ansluten (Petersson, 2011).

Idag blir arbete med spänning allt vanligare då detta minskar tiden för avbrott hos kund och är ofta ett bättre ekonomiskt alternativ. 20 % av allt underhåll som Fortum utför i Sverige är arbete med spänning. Risker för felhantering bland reparatörer måste även i ett smart elnät beaktas. Där är utmaningen att tillhandahålla all information som finns inbyggd i systemet så att en reparatör kan använda detta för att snabbt lokalisera fel och hitta omvända flöden (Fortum, 2009).

3.2.4 Elkvalitet

I ett väl fungerande elkraftsystem får anslutna kunder den förväntade spänningen, en stabil frekvens och upplever inga strömavbrott. Kunden saknar även kvalitetsbrister som transienter, övertoner, flimmer, fasförskjutningar och osymmetri. Att hålla en hög elkvalitet är en viktig del i ett elnät då ansluten elektronik blir känsligare för störningar av de slag som finns nämnda samt att vissa laster även stör och försämrar elkvaliteten i nätet (Larsson & Ståhl, 2011). Vid en utbyggnad till ett smart elnät kommer mer

elektronik samsas med varandra och det kommer att innebära en förhöjd risk då det finns utrustning som kan störa näraliggande utrustning. Ett exempel kan vara att solceller och vindkraft finns anslutna på distributionsnivå där de skickar ut transienter och andra övertoner som annan utrustning inte klarar av. För att klara av den nya strukturen i elkraftsystemet måste utrustning klara av både ledningsburna störningar som orsakas av nämnd intermittent kraft men även elektromagnetiska störningar som orsakas av omkringliggande utrustning (Petersson, 2011).

3.2.5 Förändring av nätstruktur

Strukturen på dagens elkraftsystem är inte utformat för en stor anslutning av mindre kraftproduktion på distributionsnätet. Detta gäller både hur dimensioneringen i nätet är utformat och hur lagstiftning och regelverk behandlar mikroproduktion (Lindahl m.fl. 2010). Det kommer även att krävas komponenter i nätet i form av säkringar, växelriktare och mätare som klarar av anslutning av solceller i distributionsnätet. När fler blir elproducenter måste det även säkerställas att standarder efterlevs för att skydda elnätet (Petersson, 2011).

3.2.6 Övrigt

Den initiala investeringskostnaden för att bygga ett smart elnät kan bli hög och det är en utmaning att motivera för elkonsumenten, som till sist är den som betalar för installationen av de tekniska komponenterna. Investeringen måste i slutändan bli en ekonomisk vinst och det är viktigt att alla delar i värdekedjan fungerar. Eftersom smarta elnät innefattar en mängd olika tekniker kan inte alla delar byggas upp samtidigt. Några av teknikerna är redan integrerade i systemet medan andra inte har börjat integreras än. Utbyggnaden sker stegvis och nätet kommer att uppgraderas allt eftersom nya tekniker integreras. De tekniska elkraftskomponenter som finns i det nuvarande elnätet kommer att samsas med komponenter från andra teknikområden. Att säkerställa att samtliga komponenter fungerar tillsammans är en stor utmaning (Valtari, 2011).

4 Risk- och sårbarhetsanalyser för elnät

I detta kapitel beskrivs inledningsvis, i avsnitt 4.1, de krav som finns på elnätsbolagen på att genomföra risk- och sårbarhetsanalyser, hur dessa bör utföras samt hur Fortums arbete med risk- och sårbarhetsanalyser ser ut. För att få en inblick i hur arbetet fungerar mer praktiskt tillämpas den metod Fortum använder sig av i avsnitt 4.2, på de första två etapperna som ska genomföras i Norra Djurgårdsstaden. I avsnitt 4.3 undersöks till sist vilka risker som finns för elektronisk kommunikation, enligt Post- och telestyrelsen, då detta område är en stor del i smarta elnät.

4.1 Risk- och sårbarhetsanalyser med avseende på leveranssäkerhet

Efter stormen Gudrun år 2005 gjordes en utredning som ledde till ändringar i ellagen. Ändringarna innebar bland annat att ett funktionskrav ställs på eldistributionsföretagen som säger att ett elavbrott inte får vara längre än 24 timmar och att om ett elavbrott överstiger 12 timmar ska avbrottsersättningar betalas ut till de drabbade kunderna (Energimyndigheten, 2009). Detta gäller för lastnivåer på 0-2 MW och för större lastnivåer gäller kortare avbrottstider. Ändringarna medförde även att nätbolagen varje år ska utföra en risk- och sårbarhetsanalys med avseende på leveranssäkerhet samt att de ska ta fram en åtgärdsplan för att undersöka var deras nät behöver stärkas och var riskerna finns. När elnätsbolagen arbetar med att ta fram risk- och sårbarhetsanalyser för leveranssäkerhet definieras en risk till en händelse som kan leda till ett strömavbrott som varar längre än 24 timmar (Svensk Energi, 2008). Energimarknadsinspektionen utreder även andra riktvärden för leveranssäkerhet som till exempel att det ska finnas en övre gräns för antalet strömavbrott en kund utsätts för under en viss tidsperiod (Energimarknadsinspektionen, 2009). Om och när detta införs är däremot ännu ej bestämt då utredningen inleddes 2010 och är ett pågående projekt (Energimarknadsinspektionen, 2011).

Från och med år 2011 ska elnätsbolagens risk- och sårbarhetsanalyser samt åtgärdsplaner uppdateras och rapporteras in till Energimarknadsinspektionen varje år. För att underlätta arbetet för elnätsbolagen har Energimarknadsinspektionen tagit fram föreskrifter och allmänna råd som finns i föreskriften EIFS 2010:3. Enligt denna föreskrift ska en risk- och sårbarhetsanalys innehålla fyra moment; kartläggning av nuläget, identifiering av riskkällor, uppskattning av risker och sårbarhet samt identifiering och prioritering av åtgärder som leder till minskad risk och sårbarhet. I rapporten *Risk- och sårbarhetsanalyser för elnät - vägledning för elnätsföretag* från Svensk Energi (2008) delas arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser in i tre faser; förberedelsefas, analysfas samt resultat och uppföljning. Enligt Myndigheten för samhällsskydd och beredskap är momenten som ingår i en risk- och sårbarhetsanalys riskidentifiering, riskanalys, riskutvärdering, förmågebedömning och sårbarhetsanalys, vilket beskrevs närmre i kapitel 2.3. Kartläggning av nuläget ligger däremot utanför

själva risk- och sårbarhetsanalysen men ingår ändå i riskhanteringsprocessen (Eriksson m.fl. 2011). För att tydligare få en uppfattning om hur de olika momenten benämns enligt de olika aktörerna finns en översikt i figur 5.

Myndigheten för samhällsskydd och beredskap	Energimarknadsinspektionen	Svensk Energi
• Riskidentifiering • Riskanalys • Riskutvärdering • Förmågebedömning • Sårbarhetsanalys	• Kartläggning av nuläget • Identifiering av riskkällor • Uppskattning av risker och sårbarheter • Identifiering och prioritering av åtgärder som leder till minskad risk och sårbarhet	• Förberedelsefas ○ Mål och avgränsningar ○ Nulägesanalys • Analysfas ○ Inventering och värdering av risker och sårbarheter ○ Prioritering av risker och sårbarheter ○ Förmågeanalys • Resultat och uppföljning

Figur 5: Risk- och sårbarhetsanalyser enligt Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, Energimarknadsinspektionen samt Svensk Energi.

Fortsättningsvis används de benämningar av momenten i risk- och sårbarhetsanalyser som de beskrivs av Myndigheten för samhällsskydd och beredskap.

Vid riskidentifieringen bör riskerna enligt EIFS 2010:3 delas in i fem kategorier: anläggningsteknik, enstaka anläggningsobjekt, nätstruktur, organisation och arbetsprocesser samt övrigt. Att dela in riskerna i kategorier är något som även Eriksson m.fl. (2011) rekommenderar. Det finns flera metoder för att identifiera risker men i Elforsks rapport 07:58 *Riskanalysmetod lokalnät - kartläggning och reduktion av risker i elnät* rekommenderas att en grovriskanalys genomförs. I en grovriskanalys tas det inte hänsyn till detaljer i det studerade systemet, utan istället fås en översiktlig bild över riskerna i systemet. Utifrån detta kan det sedan bedömas vilka risker som behöver analyseras ytterligare. Metoden är lättanvänd, ger en god översikt och ger ett bra underlag till hur arbetet ska fortsätta och vilka prioriteringar som ska göras (Kylefors m.fl. 2007). Där kan riskbilden ges av riskmatrisen med konsekvens på x-axeln och sannolikhet på y-axeln, jämför med figur 4. I vägledningen från Svensk Energi föreslås att x-axeln delas in i fyra konsekvenser; obetydliga, lindriga, allvarliga och oacceptabla samt att y-axeln på motsvarande sätt delas in i fyra sannolikheter; osannolikt, mindre sannolikt, möjligt och sannolikt (Svensk Energi, 2008). Sannolikheterna och konsekvenserna har alltså delats upp i fyra kategorier till skillnad från exemplet i figur 4 där de är uppdelade i fem kategorier.

Vilka konsekvenserna blir beror på de olika lastnivåerna som har olika krav på maximal avbrottstid enligt tabell 1. Sannolikheterna föreslås delas in enligt tabell 2.

Tabell 1: Förslag på indelning av konsekvenser (Svensk Energi, 2008).

Maximal avbrottstid	24 h	12 h	8 h	2 h
Lastnivå	< 2 MW	2-5 MW	5-20 MW	> 20 MW
Konsekvenser				
Obetydliga	2 h	1 h	1/4 h	1/6 h
Lindriga	4 h	2 h	1/2 h	1/4 h
Allvarliga	12 h	6 h	2 h	1 h
Oacceptabla	24 h	12 h	8 h	2 h

Tabell 2: Förslag på indelning av sannolikheter (Svensk Energi, 2008).

Sannolikhet	Inträffande
Osannolik	<1 gång per 100 år
Mindre sannolik	1 gång per 25-100 år
Möjlig	1 gång per 1-25 år
Sannolik	>1 gång per år

Beroende på vad riskerna får för sannolikheter och konsekvenser klassas de i kategorier vilket visualiseras med färger. Förslaget från Svensk Energi är att riskerna klassas som röda, gula eller gröna. De röda är sådana risker som bör åtgärdas omgående, de gula riskerna bör åtgärdas inom den närmaste tiden och de gröna accepteras och behöver inte åtgärdas. Riskerna bör sedan beskrivas separat i en numrerad lista där numren kan placeras i riskmatrisen för att ge en överblick över antalet risker i de olika prioriteringsgraderna.

4.1.1 Arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser på Fortum

På Fortum utförs risk- och sårbarhetsanalyserna med avseende på leveranssäkerhet enligt den vägledning som Svensk Energi har tagit fram från år 2008. Arbetet med dessa nya risk- och sårbarhetsanalyser, efter lagändringen, inleddes år 2009 genom att fyra workshops anordnades där representanter från bland annat nätplanering och driftcentralen deltog. På dessa workshops fick deltagarna komma med förslag på vilka risker de trodde kunde finnas inom respektive riskkategori. Efter insamlingsfasen gick

en projektgrupp igenom alla risker som kommit fram under workshopseminarierna. De genomförde grovanalyser och värderade riskerna med avseende på sannolikhet och konsekvens med hjälp av riskmatrisen. Baserat på grovanalysen tog projektgruppen sedan fram en åtgärdsplan för de risker som inträffar med hög sannolikhet och de risker som får tillräckligt stora konsekvenser när de inträffar. De nät som förvaltas, planeras och byggs i Stockholm av Fortums lokalnätsavdelning ingår i den grovriskanalys som utförs varje år. För att riskerna ska vara aktuella kompletteras och uppdateras listan med risker genom att workshops utförs var tredje år (Oberger, 2011).

4.2 Befintlig metod på Norra Djurgårdsstaden

Den grovriskanalys som Fortum tagit fram för leveranssäkerhet har gått igenom för de två första etapperna i Norra Djurgårdsstaden. Detta för att undersöka eventuella förändringar på sannolikheter och konsekvenser för skadehändelserna i den nya stadsdelen, samt för att undersöka hur väl den befintliga metoden fungerar applicerat på ett smart elnät.

Områdena som undersöktes var Norra 1 och Västra, nummer ett och två i figur 6, som vardera består av cirka 670 stycken respektive 1 200 stycken lägenheter. Första inflyttningen för Norra 1 planeras till år 2012 (Stockholms stad, 2011). I hela Norra Djurgårdsstaden kommer det att byggas ett flertal nya nätstationer och gamla kommer att uppgraderas men i denna analys studerades de två nätstationer som i första hand matar de två områdena Norra 1 och Västra. Dessa nätstationer har kapaciteten 2x0,8 MVA och 2x1 MVA. Systemgränsen för analysen sattes från utgående fack från fördelningsstation Gärdet med spänningsnivåerna 11 kV till servisen på fastigheterna i området med spänningsnivåerna 0,4 kV (Johansson, 2011).



Figur 6: Detaljplan över Hjorthagen med hela Norra Djurgårdsstaden inflikad (Stockholms stad, 2011).

I grovriskanalysen finns det 137 stycken eventuella skadehändelser som är kopplade till leveranssäkerhet. Samtliga av dessa granskades för det avgränsade området för att hitta eventuella sårbarheter. Första svårigheten var att uppskatta med vilken sannolikhet en händelse kan inträffa. För att underlätta uppskattningen har Fortum delat in sannolikheterna att en skadehändelse ska inträffa i fyra nivåer enligt förslaget från Svensk Energi, se tabell 2. Vid denna analys uppskattades sannolikheten för att en skadehändelse inträffar mestadels till samma sannolikhet som den tidigare expertgruppens men justerades då det krävdes.

Konsekvensmått för att kunna dela in ett inträffande av en skadehändelse var avbrottstid i timmar och storlek på kund. Storleken på kund var i detta fall fastigheterna i Norra 1 och Västra som matas från två nätstationer, vilka inte överstiger 2 MW. Konsekvensen för en skadehändelse kategoriserades i fyra olika nivåer, beroende på hur många timmar ett avbrott antas vara för den specifika skadehändelsen, enligt Svensk Energis indelning, se tabell 1. Efter att en skadehändelse hade tilldelats ett sannolikhetsvärde och ett konsekvensmått lades den in i riskmatrisen. Beroende på var i riskmatrisen skadehändelserna placerades kunde det sedan avgöras om de behövde åtgärdas eller inte. En oacceptabel risk med stor sannolikhet för att den inträffar bör åtgärdas medan en osannolik händelse med kort avbrottstid är en accepterad risk. På

detta sätt undersöktes samtliga skadehändelser i den befintliga metoden och kategoriserades om de var acceptabla eller inte.

4.2.1 Exempel på riskvärdering för en skadehändelse

För att visa hur riskvärderingen går till beskrivs nedan ett exempel på skadehändelse nummer 30: *kabelfel, på grund av avgrävning eller geologiska provborrningar*. För att utvärdera hur sannolikt det är att denna risk inträffar går det att titta på hur ofta sådana avbrott har skett tidigare och vad som påverkar sannolikheten för att det händer. För området Norra Djurgårdsstaden kommer elnätet vara kablifierat precis som Stockholms innerstad. Elnätet i Stockholms innerstad består av många kilometer kabel och i de ledningsgator som finns samsas elkablar med vattenrör, avlopp, fjärrvärme, fiberkablar och telekablar. Avgrävningar är något som förekommer relativt ofta vid vägbyggen, fastighetsbyggen eller då andra närliggande kablar ska repareras eller bytas ut. Detta kan bero på flera olika omständigheter som till exempel att kablarnas placering inte är utmärkta, att de ligger fel enligt ritningar eller rent slarv av grävmaskinisten vid grävning i ett kabelområde. Då avgrävningar är vanligt förekommande och det kommer att vara många byggnationer i det nya området en tid framöver sätts sannolikheten att en kabel grävs av till *möjlig*, det vill säga 1 per 5-25 år.

När väl en kabelavgrävning har skett uppskattas det vilken tid det tar för att lokalisera felet, åtgärda det och åter mata berörda kundanläggningar med ström. I Stockholm har lokalnätet ofta redundans där nätstationer ligger i slingor vilket möjliggör att det ibland går att mata ström från ett annat håll vilket medför korta strömbavbrott. När detta inte är fallet blir avbrottstiden längre och beror till exempel på fellokaliseringstid och svårigheten att ta sig fram till felet. Fördelen med Stockholm är att avstånden är relativt korta och att reservmaterial finns utplacerat i regionen. Tiden för att laga kabeln beror sedan på vilken sorts kabel som är avgrävd och hur mycket som behöver skarvas. Detta moment går däremot ofta snabbt för att kabeln redan är framgrävd på grund av avgrävningen. I de två områdena Norra 1 och Västra är de två nätstationerna byggda i en slinga och kan matas från flera håll. Området går snabbt att ta sig till för en reparatör som verkar i Stockholmsområdet och fellokaliseringen hjälps av att en signal skickas till driftcentralen. Avbrottstiden för en kundanläggning vid en kabelavgrävning uppskattas därför för Norra Djurgårdsstaden till 3-5 timmar.

Avbrottstiden vägs samman med storleken på kundanläggningen i effekt eller antal kunder som blir strömlösa. Ett bortfall av en hel nätstation, där samtliga kunder som är anslutna till den blir strömlösa, kräver för Norra Djurgårdsstaden speciella omständigheter. Dubbelkabelstrukturen gör att om en kabel grävs av mellan två nätstationer går det att mata nätstationen med den andra kabeln. Grävs båda kablarna av, till exempel på grund av att de ligger i samma schakt, går det att mata nätstationen från annat håll tack vare att nätstationerna ligger i en slinga (Fagerö, 2012). För kablar mellan en nätstation och ett kabelskåp saknas redundans och kunderna blir alltså

strömlösa om avgrävningen sker där. Den uppskattade avbrottstiden för att åtgärda felet av den avgrävda kabeln sammanvägt med antal kunder som blir strömlösa ger en konsekvens som kategoriseras som *lindrig*⁴. Slutligen placeras skadehändelsen *kabelfel på grund av avgrävning eller geologisk provborrning* in i riskmatrisen, se tabell 3. Riskindelningen som Fortum använder sig av är uppdelad enligt förslaget från Svensk Energi. Skadehändelsen har här placeras i ett grönt fält eftersom dess konsekvens är *lindrig* och sannolikheten är *möjlig*. Detta betyder att skadehändelsen anses vara en accepterad risk som inte behöver åtgärdas.

Tabell 3: Fortums riskmatris med aktuell accepterad risk markerad med X.

Konsekvenser	Obetydliga	Lindriga	Allvarliga	Oacceptabla
Sannolikhet				
Sannolik 1 per 1-5 år				
Möjlig 1 per 5-25 år		X		
Mindre sannolik 1 per 25-100 år				
Osannolik mindre än 1 per 100 år				

4.2.2 Resultat av genomgång med befintlig metod

Den grovriskanalys som Fortum nu använder är utformad så att den först övergripande studerar elnätets utformning och ger en riskbild över fem olika kategorier; anläggningsteknik, enstaka anläggningsobjekt, nätstruktur, organisation och arbetsprocesser samt övrigt. Detta ger en fingervisning om kritiska områden och kategorier som närmare behöver studeras för att kunna sätta in rätt åtgärder. Vid denna genomgång har sannolikheten att något inträffar, aldrig satts till kategorin *sannolik* utan som mest satts till *möjlig*. Vanligast är dock värden satta till de två lägsta sannolikhetsnivåerna för att något ska inträffa vilka är *mindre sannolik* och *osannolik*. Avbrottstiden varierar beroende på skadehändelse men överträder inte ellagens krav på högst 24 timmars elavbrott.

⁴ Ett avbrott som är längre än fyra timmar men mindre än tolv tillhör kategorin *lindrig*, se tabell 1.

Det är viktigt att belysa att grovriskanalysen som den nu ser ut används för att lokalisera risker i Fortums lokalnät i hela Sverige och granskar inte elnätet för en specifik stadsdel som Norra Djurgårdsstaden. Den är även utformad för ett traditionellt nät och tar inte hänsyn till nya komponenter och funktioner som tillkommer i ett smart elnät. Indelningen av vad som är en accepterad risk och inte är till för den risk- och sårbarhetsanalys som görs varje år för Fortums lokalnät och som sedan rapporteras in till Energimarknadsinspektionen. När denna indelning används på de två områdena i Norra Djurgårdsstaden blir skadehändelserna aldrig klassade som oacceptabla risker. Detta beror på att riskvärderingen är utformad för höga lastnivåer och Fortums lokalnät i hela Sverige.

Avsikten med genomgången av befintlig metod var att se hur riskerna ändras i och med övergången till det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden. Många risker var inaktuella på grund av nätstrukturen och behövde inte tas med, som till exempel *fel på oisolerade luftledning*ar och *sjökablar* då dessa inte förekommer i området. Avbrottstiderna för många skadehändelser är korta tack vare det speciella dubbelkabelsystemet i Stockholms elnät, där nätstationer matas med dubbla kablar och nätstationerna ligger förlagda i slingor med omkopplingsautomatik för eventuella fel. Det smarta elnätet innebär att nya teknik- och kommunikationslösningar införs vilket är en risk i sig självt men även kan påverka andra delar av nätet.

Visionen med ett smart utformat elnät är bland annat att ytterligare öka leveranssäkerheten och vid genomgången av riskerna från den befintliga metoden fanns det flera skadehändelser där sannolikheten minskade och/eller konsekvensen förbättrades tack vare nätets utformning. En stor del av skadehändelserna förblev oförändrade och i några av fallen ökade sannolikheten för att risken inträffar och/eller att konsekvensen blir värre i området. Nedan kommenteras några av de skadehändelser som förändras vid övergång till det smarta elnätet i Norra 1 och Västra.

Positiv förändring av skadehändelse

Skadehändelse nummer 11: **Fel på transformatorer < 50 år**. I de nätstationer som finns i området sitter transformatorerna i par och vid låg last finns det möjlighet att flytta över all last till en transformator. Vid hög last där båda transformatorerna krävs måste en reservtransformator kopplas in eller om det är möjligt leda om matningen från en annan nätstation.

Skadehändelse nummer 14: **Fel på MV PEX-kabel och LV kabel < 25 år**. Om en kabel får ligga ostörd är sannolikheten att den går sönder låg. Det kan komma att finnas utrustning för att säkerställa att allt står rätt till med en kabel, detta går att göra med till exempel temperaturmätning på kabel (Fagerö, 2011).

Skadehändelse nummer 39: **Enstaka fel pga överbelastning, t.ex. vid stark kyla**. Teoretiskt ska ett smart elnät jämma ut effektkurvan med hjälp av laststyrning. Genom

att även samla in mätvärden om kunders förbrukning i Norra Djurgårdsstaden går det att ställa prognoser som varnar i god tid innan en överbelastning sker.

Skadehändelse nummer 40: **Större antal fel pga. överbelastning, t.ex. vid stark kyla.** Se kommentar för skadehändelse 39.

Negativ förändring av skadehändelse

Skadehändelse nummer 25: **Fel på kabelskåp < 40 år.** Denna skadehändelse gavs en högre sannolikhet då dessa kommer att innehålla en rad nya komponenter och kommunikationslösningar. Mer utrustning ökar sannolikheten för att något inte fungerar och därför ändrades den till en högre sannolikhet.

Skadehändelse nummer 30: **Kabelfel, pga avgrävning, geologiska provborrningar.** I samma kabelgrav där elkablar finns förlagda kommer även kommunikationskablar i form av optokablar vara nedgrävda. Detta medför att kommunikationen mellan två punkter kan gå förlorad vid avgrävning. Norra Djurgårdsstaden är ett område där stora byggnationer kommer att pågå fram till 2030 vilket kan ses som att det finns risk för oavsiktliga avgrävningar även i framtiden. Detta liknar även skadehändelse nummer 87.

Skadehändelse nummer 87: **Redundanta kablar i samma kabelgrav.** I Stockholm är det dyrt att förlägga kablar i schakt och för att minska kostnader går det att lägga flera kablar i samma kabelgrav (Ledningskollen, 2012). Vid en avgrävning när kablar ligger i samma kabelgrav är sannolikheten låg att båda kablarna grävs av samtidigt, även om de ligger bredvid varandra (Johansson, 2012). Om det däremot inträffar är konsekvensen desto större eftersom redundansen i nätet då slås ut när flera kablar grävs av samtidigt. Idag finns signalkablar förlagda tillsammans med elkablar och om optokablar i framtiden även förläggs i samma grav kan det öka sårbarheten för informationshanteringen i nätet (Svenska Elnät, 2011).

Skadehändelse nummer 97: **Brister i kompetens hos egen personal och entreprenörer.** Detta är en skadehändelse som Fortum arbetar med fortgående men i ett smart elnät finns det flera aspekter som gör det viktigt att öka kompetensen bland personal och entreprenörer. Vid underhåll av till exempel nätstationer i ett smart elnät måste personalen ha kunskap om både de traditionella elkomponenterna och de nya kommunikationskomponenterna. Till exempel gör en ökning av distribuerad elproduktion att risken för att elen ska flöda åt "fel" håll blir större och där krävs en medvetenhet från reparatörer. Personalen behöver utbildas eftersom ny kunskap krävs. Ett alternativ är att ha olika personal till olika komponenter men då tillkommer problemet med vilka som ska ha tillgång till kabelskåp och nätstationer. Sannolikheten för bristande kunskap om komponenter ökar om personal byts ut ofta då kompetens går förlorad. Sannolikheten beror också på hur många nya komponenter som tillkommer.

Skadehändelse nummer 99: **Uteblivet eller otillräckligt underhåll.** Även detta arbetar Fortum med fortgående. I ett smart elnät finns det flera komponenter och utrustning som är beroende av varandra. Om en enskild komponent inte fungerar påverkar den ett större system vilket gör att skadehändelsen är viktig att beakta.

Skadehändelse nummer 102: **Nya processer som medför otydliga rutiner.** Smarta elnät kommer att innebära en mängd nya processer och därmed nya rutiner som ska utvecklas och arbetas in. Ett exempel är att hämtningen av information från elmätarna ska ske en gång per timme istället för en gång per månad vilket medför större krav på system som ska hantera informationen. Hur snabbt det går innan en ny process är en tydlig rutin är däremot svårare att avgöra.

Skadehändelse nummer 104: **Brister i kvalitetssäkring av komponenter.** De produkter som nu kommer att köpas in är i många fall nya och det är inte säkert att de är testade i fält under en längre tid. Vissa produkter kan ha funnits länge men har tidigare inte samverkat med andra produkter vilket är en potentiell risk.

Skadehändelse nummer 130: **Datahacker, attack av fjärrmanövrering.** Tanken är att det ska gå att fjärrmanövrera komponenter i Norra Djurgårdsstaden. Hur till exempel den trådlösa fjärrmanövrering sker eller om den görs med hjälp av fiber kommer att påverka sårbarheten för attacker på fjärrmanövreringen samt vilka säkerhetsprotokoll som används.

Skadehändelse nummer 131: **Snabb utbyggnad av nätet pga. t.ex. snabbt ökande elbilsanvändning.** I Norra 1 och Västra är antalet elbilar uppskattat till en elbil per fem lägenheter. Vid en högre elbilsanvändning kommer nätet att snabbt behöva byggas ut. Sannolikheten för att detta inträffar är dock låg men innebär stora konsekvenser om det skulle inträffa.

4.3 Risk- och sårbarhetsanalys för elektronisk kommunikation

Post- och telestyrelsens risk- och sårbarhetsanalys för elektronisk kommunikation har undersökts för att få reda på vilka risker som finns i detta område. I ett smart elnät har kommunikation en central roll och därför kan ett flertal av Post- och telestyrelsens slutsatser om sårbarheten i ett kommunikationsnät även gälla för ett smart elnät. Ett elektroniskt kommunikationsnät definieras enligt lagen om elektronisk kommunikation (LEK 2003:389) som ett:

...system för överföring och i tillämpliga fall utrustning för koppling eller dirigerings samt andra resurser som medger överföring av signaler, via tråd eller radiovågor, på optisk väg eller via andra elektromagnetiska överföringsmedier oberoende av vilken typ av information som överförs.

Post- och telestyrelsens risk- och sårbarhetsanalys för elektronisk kommunikation (2011) utförs med avseende på sektorns förmåga att stödja samhällsviktig verksamhet. De hot som kan störa samhällsviktig verksamhet har delats in i tre kategorier; naturligt förekommande hot, oavsiktliga hot och avsiktliga hot. Hoten har även delats in i olika typer som till exempel fysiska skador, elektromagnetiska eller termiska orsaker, obehörig hantering och tekniska fel. Det finns ett antal kritiska resurser för sektorn elektronisk kommunikation som måste fungera för att kommunikationsnät och -tjänster ska fungera. Inom varje kritisk resurs finns ett antal sårbarheter och nedan beskrivs de sårbarheter som även kan kopplas till ett smart elnät för de kritiska resurserna information, mjukvara, hårdvara och nätverk.

Information

Sårbarheten för information kopplas till dess känslighet i informationstillgångar, mot störningar och mot förändring av information.

Mjukvara

Fel kan uppstå i protokoll och mjukvara i förhållande till önskat beteende, vid uppgradering av mjukvara och när mjukvara inte är förenlig med annan mjuk- eller hårdvara. Komplexiteten hos mjukvara gör att sårbarheten ökar.

Hårdvara

För hårdvara är fel kopplade till begränsad kapacitet att överföra information och begränsad kapacitet att behandla information tillräckligt snabbt. En annan sårbarhet är åldrandet av komponenter och annan utrustning.

Nätverk

Till den kritiska resursen nätverk associeras sårbarheter som har med dess komplexitet att göra. Även här ökar en begränsad kapacitet sårbarheten. Andra faktorer som ökar sårbarheten är beroendet av synkronisering, att sammankopplingen med andra nät inte fungerar, ett stort beroende av uppgraderingar och automatiserade kontrollfunktioner.

Förutom kritiska resurser har sektorn elektronisk kommunikation även kritiska beroenden, varav ett beroende är elförsörjning. Vid driftstörningar, bristfällig redundans och manuell fränkoppling kan elektronisk kommunikation vara sårbart. Elförsörjningen räknas som en samhällsviktig verksamhet, och förväntas ställa högre krav på kommunikationsnät och -tjänster än de som finns reglerade i LEK. I avtal bör det ställas krav på till exempel tillgänglighet, redundans och skydd mot dataintrång (Post- och telestyrelsen, 2011).

4.3.1 Identifierade risker och hot enligt Post- och telestyrelsen

Post- och telestyrelsen har även kommit ut med rapporten *Robust elektronisk kommunikation - vägledning för användare vid anskaffning* där ett antal hot mot elektronisk kommunikation listas (Rafting, 2011). De hot som identifierats i denna

rapport samt de risker som identifierats i risk- och sårbarhetsanalysen för elektronisk kommunikation sammanställs nedan.

Kravställande

Att samhällsviktiga verksamheter inte analyserar sina beroenden till elektronisk kommunikation tillräckligt för att kunna ställa krav till tillhandahållarna ser Post- och telestyrelsen som en risk. Det är även viktigt att genomföra uppföljningar av leveranskvalitet.

Beroende av mobila kommunikationsnät

Långsiktigt är det allmänt ökade beroendet av mobila kommunikationsnät en risk. Dessa har generellt en kortare uthållighet mot elavbrott vilket leder till en ökad sårbarhet.

Avgrävningar

Avgrävningar av kommunikationsledningar är, som i elbranschen, en stor risk. På senare år har några av de mest omfattande avbrotten i elektronisk kommunikation orsakats av skador på kommunikationsnätet (Post- och telestyrelsen, 2011). För att minska antalet avgrävningar har Post- och telestyrelsen utvecklat webbtjänsten ledningskollen.se där de som utför grävarbeten och de som har någon form av infrastruktur i marken har tillgång till. En aktör som planerar att gräva, schakta eller spränga i ett område kan på ledningskollen.se få reda på vilka som har infrastruktur i marken i det berörda området. Det är frivilligt för ledningsägarna att vara med men om de är det får de besked när någon vill utföra ett grävningsarbete inom ett område där de har infrastruktur. Webbtjänsten har utvecklats sedan 2007 och fungerar i hela Sverige sedan december 2010 (Post- och telestyrelsen, 2010).

Obehörig avlyssning och dataattacker

Obehörig avlyssning eller förändring av information under överföring är en sårbarhet som många risker och hot kan kopplas till, som angrepp mot övervakningssystem (Rafting, 2011).

Elavbrott

Elektronisk kommunikations främsta beroende är kontinuerlig elförsörjning. Även korta avbrott kan ge oacceptabla konsekvenser och därför påverkas kommunikationsnätet även av periodvisa bortkopplingar.

Överbelastning

Vid hög efterfrågan riskerar kommunikationsnätet att överbelastas vilket kan leda till att samhällsviktig verksamhet inte kan kommunicera i den utsträckning som de behöver (Post- och telestyrelsen, 2011). Det finns även så kallad riktad överbelastning som är en tillgänglighetsförhindrande attack där avsiktlig överbelastning genomförs (Rafting, 2011).

Samverkan mellan sektorer

Post- och telestyrelsen pekar slutligen på vikten av samverkan med andra sektorer, till exempel elsektorn. Genom samverkan kan aktörerna genomföra gemensamma åtgärder för att minimera sårbarheter i systemen. Eftersom elsektorn och sektorn elektronisk kommunikation är starkt beroende av varandra finns det en avsikt att genomföra gemensamma övningar. Nationella telesamverkansgruppen är ett samarbetsforum för att vid extraordinära händelser stödja återställandet av den nationella infrastrukturen för elektronisk kommunikation. De samverkar också med elsektorn och länsstyrelser. Arbetet ska ske övergripande genom samverkan inom sektorn, sektorsövergripande samverkan, privat-offentlig samverkan och civil-militär samverkan (Post- och telestyrelsen, 2011).

5 Komplettering av befintlig metod

Vi anser att den befintliga metoden som används på Fortum för risk- och sårbarhetsanalyser fungerar bra och är välstrukturerad. Detta eftersom den systematiskt går igenom de olika kategorierna så att så många risker som möjligt kommer med i analysen. Metoden är välfungerande och därför har vi valt att använda den även för smarta elnät. De skadehändelser som redan finns i metoden är framtagna för det traditionella nätet men gäller fortfarande vid en utbyggnad av ett smart elnät. Det tillkommer en mängd risker i och med utbyggnaden av det nya nätet som måste tas hänsyn till. I följande avsnitt beskrivs de risker som tillkommer genom förklaringar av vad de innebär och vilka utmaningar som finns för respektive risk. Riskerna som tas upp är en sammanställning av det material som kommit fram under intervjuer, workshops och från litteratur inom området smarta elnät. I avsnitt 5.2 beskrivs ett tillvägagångssätt för hur fler risker än de som tas upp i 5.1 kan identifieras för smarta elnät. I avsnitt 5.3 tillämpas metoden på Norra Djurgårdsstaden.

5.1 Metod för risk- och sårbarhetsanalys för smarta elnät

I den befintliga metoden är riskerna kopplade till leveranssäkerhet, det vill säga att alla risker är sådana att om de inträffar leder de till elavbrott. Av de risker som tillkommer i ett smart elnät har de som kan påverka leveranssäkerheten lagts in i de befintliga kategorierna anläggningsteknik, enstaka anläggningsobjekt, nätstruktur, organisation och arbetsprocesser samt övrigt. Under inventeringen har även sådana risker som inte direkt kan kopplas till leveranssäkerhet identifierats. Dessa är, liksom risker i kategorin organisation och arbetsprocesser, sådana som påverkar leveranssäkerheten om de inte utförs på rätt sätt eller om rutiner för hantering av dessa frågor saknas. En viktig del i det smarta elnätet är informationshanteringen och för att belysa denna del extra har en ny kategori, utöver de befintliga kategorierna, lagts till som kallas för informationssäkerhet.

5.1.1 Anläggningsteknik

Fel på fjärrstyrning

I ett smart elnät ska stora delar av nätet kunna fjärrstyras. För att göra detta möjligt krävs det flera olika tekniker och delar som var för sig kan vara orsaken till att fjärrstyrningen inte fungerar (Fortum, 2009). Felen kan bestå av att rörliga och motordrivna delar inte fungerar när de väl ska användas. För att reducera risken för driftstörningar bör reservkraft, till exempel UPS⁵ vara installerad i en nätstation.

⁵ UPS - Uninterruptible Power Supply, på svenska avbrottsfri kraftförsörjning

Utrustning som störs av sin elektromagnetiska omgivning

Flera nya tekniska komponenter kommer att vara placerade nära varandra i hushåll, kabelskåp och nätstationer vilket ökar risken för att komponenterna störs av annan utrustning. De standarder som finns från Elsäkerhetsverket säkerställer att utrustning håller sig inom tillåtna värden men oavsiktliga störningar kan fortfarande förekomma. Detta ställer krav på att eventuell trådlös kommunikation mellan anläggningar och utrustning är elektromagnetiskt kompatibla (Elsäkerhetsverket, 2010).

5.1.2 Enstaka anläggningsobjekt

Fel på effektbrytare

I det smarta elnätet ingår flera avancerade nätautomations- och skyddssystem som till exempel effektbrytare (Bollen, 2010). Effektbrytare är en viktig komponent vid lastfrånskiljning som kontinuerligt mäter strömmen i ledarna och bryter strömmen vid fel. Den kan även sluta, föra och bryta ström under angiven tid och kan anpassas för olika belastningstyper (Voltimum, 2011). Risken som har att göra med en effektbrytare är om den är defekt när den väl ska användas. Om till exempel brytare i en nätstation inte kan bryta strömmen kommer säkringar på högre spänningsnivåer att bryta strömmen istället, vilket kan leda till att felet får ett större omfång än initialfelet.

UPS urladdad eller har inte tillräcklig kapacitet

En UPS ska fungera som tillfällig reservkraft när spänning inte kan levereras från den primära spänningskällan. I det traditionella elnätet förekommer dessa redan men för lokalnät används de sparsamt. Eftersom en UPS uppgift är att vara reservkraft gäller det att den har tillräcklig kapacitet när den väl ska användas. För att säkerställa detta går det med hjälp av intelligent batteriövervakning att erhålla batteriets status. Det som reducerar kapaciteten hos en UPS är om den används mer frekvent än vad den är dimensionerad för. Detta medför att batteriet inte hinner laddas upp tillräckligt mellan användningarna vilket i sin tur leder till att livslängden minskar (Taheri, 2011).

5.1.3 Nätstruktur

Omvänt effektlöde

Vid en stor utbyggnad av distribuerad generering kan det finnas risk för kapacitetsproblem eller bakmatning. Ett kapacitetsproblem som kan uppstå är då flera solcellsanläggningar integreras lokalt vilket leder till en oönskad högre spänning lokalt i elnätet. Vid en stor utbyggnad finns det även risk för ett omvänt effektlöde som inte är önskvärt (Widén m.fl. 2010). Detta kan eventuellt medföra att komponenter och säkringar i elnätet måste uppgraderas för att kunna klara av ett omvänt effektlöde.

5.1.4 Organisation och arbetsprocesser

Brist på kravställande vid avtal med aktörer inom informations- och kommunikationsbranschen

Krav måste ställas på till exempel telekomaktörer och IT-leverantörer för att säkerställa tillgänglighet, redundans och skydd mot dataintrång när avtal skrivs. I och med införandet av mer kommunikation i elnätet ökar beroendet mellan elsektorn och sektorn för elektronisk kommunikation (Rafting, 2011).

Förvaltning av systemet/installationen

Mjukvara är något som ständigt behöver uppdateras vilket till exempel kan bero på hårdare krav eller buggar i systemet som behöver åtgärdas (Volberda m.fl. 2011). Hur länge avtal binds med andra företag eller om Fortum själva råder över förvaltningen påverkar även riskvärderingen.

Samarbete internt/externt

Bilden av vad smarta elnät egentligen är och hur ett smart elnät ska byggas upp skiljer sig mellan olika aktörer vilket kan påverka samarbeten. Nya komponenter som inte är standardiserade kan försvåra samarbeten om de måste bytas ut och en ny leverantör med andra standarder väljs. I de smarta elnätsprojekt som nu byggs är flera aktörer inblandade och erfarenhet visar att kunskapsåterföring inom ett företag är svårt. Sådant som påverkar sannolikheten för att samarbeten inte fungerar är till exempel avsaknad av rutiner och olika standarder (Bollen, 2010).

5.1.5 Informationssäkerhet

Avgrävning av optokabel

Som tidigare nämnts har de mest omfattande avbrotten inom elektronisk kommunikation orsakats av skador på kommunikationsnätet. Detta är något som förekommer relativt frekvent och leder till stora konsekvenser. Att reparera en fiberkabel är ett arbetsmoment som kräver stor precision och tar lång tid beroende på hur många ledare som finns i kabeln och det kan krävas specialutrustning för att åtgärda felet (Ericsson NT, 2004). Ett sätt att minska problemet med avgrävningar skulle kunna vara att istället använda trådlös kommunikation men detta ger i sin tur nya risker, till exempel större risk för avlyssning av datatrafik.

Avsaknad av information på grund av överbelastning av kommunikationsnät

Om kommunikationsnätet är underdimensionerat riskerar det att överbelastas vid stor efterfrågan vilket kan leda till att kommunikationen inte fungerar som den ska. Överbelastning leder till lägre överföringskapacitet så att det blir fördröjningar för datatrafiken (Post- och telestyrelsen, 2011). Faktorer som kan tänkas påverka sannolikheten för att överbelastning inträffar är val av överföringsteknik och hur prioriteringen av datatrafiken ser ut när det finns flera användare i ett delat kommunikationsnät.

Avbrott i (mobilt) kommunikationsnät

Ett kommunikationsnät är beroende av strömförsörjning, likaså är elnätet beroende av att kommunikationen fungerar (Valtari, 2011). Beroendet av kommunikation för ett smart elnät gör att ett avbrott i kommunikationen även kan påverka strömförsörjningen. Om kommunikationen sker trådlöst, genom kopparkabel eller fiber finns det flera olika möjliga risker för avbrott. En risk som tidigare nämnts är till exempel avgrävning av en optokabel men om kommunikationen istället sköts trådlöst kan till exempel en nedblåst mobilmast vara orsak till att kommunikationsnätet ligger nere.

Fel på viktig nod i kommunikationsnätet

Beroendet av kommunikation är stort i ett smart elnät och för att kunna styra elnätet är det viktigt att information kan skickas och tas emot. Ett fel på en nod i kommunikationsnätet som saknar redundans eller som är extra känslig vid en störning kan innebära att styrningen av nätet förloras beroende på hur nätet är utformat och därför krävs det en robusthet⁶ i nätet (Rafting, 2011). En nedblåst mobilmast är ett exempel på en störning av kommunikationsnätet och andra fel som, kan inträffa och påverka kommunikationen är modem och servrar som ligger nere på grund av mjukvarufel eller strömavbrott.

Avsaknad av redundans för optokablar

Kommunikationen mellan olika anläggningsdelar är beroende av att optokablarna är intakta och att informationen vid sändning och mottagning fungerar. Ett fast kommunikationsnät utan redundans gör att sårbarheten ökar då en avgrävning eller ett annat fel på en optokabel direkt gör att kommunikationen slutar att fungera.

Felhantering av information

En stor del i övergången till smarta elnät är att information ska kunna samlas in från elanvändarna för att driften ska kunna optimeras. Därför kommer informationsflödet mellan elnätsbolag och elanvändare att öka. Olika aktörer kommer att behöva ta del av olika typer av data. Om hanteringen av informationen sker på fel sätt kan känslig data hamna hos fel aktör. Det bör vara tydligt vem som äger olika delar av informationen och vilka som ska få ha tillgång till den. En konsekvens av felhantering av information är att den personliga integriteten kan skadas och att fel data används vid beräkningar som ska optimera driften (Valtari, 2011).

Beroende av kommunikationsnät som ägs av annan aktör

Användningen av kommunikation i ett smart elnät är av stor vikt. Antingen kan ett elnätsbolag bygga upp egna kommunikationssystem eller köpa in sig på teleoperatörers

⁶ Med robusthet menas i detta sammanhang förmågan att motstå störningar och avbrott samt förmågan att minimera konsekvenserna om de ändå inträffar.

nät. Fördelen med att köpa in sig på annan operatör är att dela kostnader och utnyttja erfarenheter från branschen. Risken vid ett samarbete med andra aktörer har med organisation och arbetsprocesser att göra och där det är viktigt att se över vilka avtal som ingås mellan parterna och vilka krav som ska ställa (Valtari, 2011).

Elöverföringens beroende av informations- och kommunikationsteknik

Olika delar i elnätet kommer att skicka, ta emot och reagera på informationen som skickas. En lägenhet ska exempelvis kunna styra sin förbrukning med hjälp av prissignaler från aktuell produktion. Driftcentraler ska samla in information om belastningen vid till exempel en nätstation för att kunna optimera driften (Fortum, 2011a). En utmaning med detta större informationsflöde skulle kunna vara informationens tillförlitlighet. Om till exempel informationen som skickats inte är korrekt kanske en order till ett system aldrig verkställs och gör beroendet av information och kommunikation i det smarta elnätet till en belastning. Risken är i detta fall att ett elnät utformas så att någon del av elnätet är kritiskt beroende av just informations- och kommunikationsteknik vilket medför att elöverföring inte kan ske utan informationskanalerna.

Obehörig avlyssning och förändring av information

Styrenheter i smarta elnät kan vara sårbara för nätverksmaskar och obehörig avlyssning. I USA lyckades ett säkerhetskonsultbolag avlyssna informationen i digitala elmätare och manipulera dem. En elmätare ska registrera överförd energi och skicka informationen vidare, bland annat så att kunden kan faktureras. Är då information manipulerad kan elfakturan bli billigare för kunden medan elhandels- och elnätsbolaget förlorar intäkter. Sannolikheten för att obehörig avlyssning ska ske minskar när driftkritiska system i så stor utsträckning som möjligt tekniskt hålls separerade från servrar med koppling till internet (Larsson & Ståhl, 2011).

5.1.6 Övrigt

Integrering av nya komponenter och system

Integrering av olika system skapar ett beroende mellan systemen. När ett fel inträffar i ett system ökar även sannolikheten att fel påverkar närliggande system vilket sprider sig i så kallade kaskadeffekter (Smart Grid Interoperability Panel, 2010).

Kapacitetsbrist vid laddning av elbilar

Snabbladdning av elbilar kräver stora effekter men är begränsad på grund av att det endast finns ett visst antal laddningsstationer utplacerade. Även långsam laddning av elbilar kräver stora effekter men laststyrning ska göra så att de främst laddas när förbrukningen i elnätet är låg (Fortum, 2011b). Om styrningen av detta inte fungerar finns risken att alla elbilar laddas samtidigt. Detta kan leda till att skydd och säkringar går på grund av den plötsliga kapacitetsökningen, vilket beror på hur nätet är dimensionerat. Kapacitetsbriser kanske kan ses som något osannolikt men under den

kalla vintern 2009/2010 hade Fortum till exempel kapacitetsproblem i vissa delar av elnätet i Stockholm. Detta berodde på att kunder hade installerat värmepumpar för uppvärmning. Effektuttaget ökade kraftigt när det blev kallare än cirka -10 °C för att värmepumparna då stängdes av och husen gick över till enbart eluppvärmning. Detta gjorde att till exempel delar av elnätet i Bromma blev överbelastat och säkringar slog ifrån vilket ledde till längre strömavbrott (Brännlund, 2011).

5.1.7 Övergripande risker

Ett stort antal av de utmaningar som återfanns under arbetets gång är inte av den karaktären att de kan kopplas till en specifik skadehändelse. Utmaningarna är av en mer övergripande karaktär och kan kopplas till olika skeden av uppbyggnaden eller underhållet av ett smart elnät. De handlar om Fortums roll som elnätsbolag, lagändringar och regelverk, standarder för system och komponenter samt livslängden hos komponenterna. De övergripande utmaningarna diskuteras vidare i avsnitt 5.3.1 och i kapitel 6.

5.2 Tillvägagångssätt vid riskbedömning av ett smart elnät

En risk- och sårbarhetsanalys har till syfte att förebygga hot, risker och sårbarheter inom en specifik verksamhet. För elnätet görs dessa analyser för att minimera risken för avbrott genom att åtgärda identifierade sårbarheter. Ett smart elnät kommer att se annorlunda ut och utnyttjas på ett annat sätt än ett traditionellt elnät och därför är det viktigt att identifiera nya risker som tillkommer och som behöver tas hänsyn till. I figur 7 visas de steg som ingår i en riskbedömning och som beskrivs närmre i avsnitt 2.3.



Figur 7: Riskbedömningens tre steg enligt Myndigheten för samhällsskydd och beredskap

Ett förslag på hur riskidentifieringen kan gå till när risk- och sårbarhetsanalyser utförs på ett smart elnät beskrivs i avsnitt 5.2.1. Denna beskrivning ska ses som ett tillvägagångssätt när nya risker, utöver de som identifierats i avsnitt 5.1, ska tas fram. Hur de två andra stegen, riskanalys och riskutvärdering, ska gå till beskrivs i avsnitt 5.2.2.

5.2.1 Riskidentifiering för ett smart elnät

Vid identifiering av risker som berör ett smart elnät föreslås riskerna att delas in i de befintliga kategorierna från EIFS 2010:3:

- Anläggningsteknik
- Enstaka anläggningsobjekt
- Nätstruktur
- Organisation och arbetsprocesser

samt den nya kategorin

- Informationssäkerhet

Risker som är övergripande eller sådana som inte passar i någon av kategorierna placeras in i den sista kategorin

- Övrigt

De befintliga kategorierna täcker in de risker som har med leveranssäkerhet att göra. I informationssäkerhet täcks de risker in som har med informations- och kommunikationsöverföring att göra och som inte direkt kan kopplas till leveranssäkerhet. Nedan beskrivs vad som bör tänkas på inom varje kategori vid riskidentifiering för smarta elnät.

Anläggningsteknik

I kategorin anläggningsteknik återfinns risker som har direkt koppling till ledningskonstruktion och med detta avses till exempel oisolerade luftledningar, äldre PEX-kablar, oljekablar med risk för läckage, samförlagda ledningar i tunnlar, huvudmatning och reservmatning i gemensam ledningssträckning och sjökablar (Svensk Energi, 2008). De risker som tillkommer vid en övergång till ett smart elnät har till stora delar att göra med automation och styrningen av elnätet och kan kopplas till:

- Fjärrstyrning
- Reläskyddssystem
- Mätning och styrning av kraftkomponenter
- Nätautomation och skyddssystem

- Anslutning av distribuerad produktion
- Tillgång till eller möjlighet att ansluta reservkraft
- Utrustnings elektromagnetiska kompatibilitet

Enstaka anläggningsobjekt

Risker i enstaka anläggningsobjekt avser bland annat nätstationer, fördelningsstationer och mottagningsstationer. Dessa risker analyseras med avseende på teknik, ålder och brandrisker, förekomsten av ljusbågsvakter, utgående ledningars fördelning, enhetsreserver och enskilda känsliga komponenter (Svensk Energi, 2008). Stora delar av ett smart elnät kommer att bestå av redan existerande teknik men de komponenter som tillkommer bör analyseras i hur de kan åstadkomma ett elavbrott och exempel på dessa är:

- Kraftelektronik
- Energilagring och UPS
- Snabbladdningsstation för elbil
- RTU⁷-enheter och SCADA⁸-system

Nätstruktur

Nätstruktur avser främst risker relaterade till systemets komplexitet. Några exempel är enskilda punkter där fel kan orsaka stora konsekvenser, geografiska och meteorologiska förutsättningar och graden av redundans (Svensk Energi, 2008). Ett av syftena med att bygga ut ett smart elnät är att integrera förbrukarsidan och produktionssidan vilket gör att nätstrukturen skiljer sig från ett traditionellt centraliserat elnät till ett mer decentraliserat elnät.

- Effektflöden från distribuerad generering

Organisation och arbetsprocesser

Organisation och arbetsprocesser avser kompetens, rutiner och instruktioner. En övergång till ett smart elnät medför nya tjänster och system som måste underhållas (Svensk Energi, 2008). Riskerna som kan uppkomma i denna kategori kan vara svåra att länka till att just ett enskilt förfarande leder till ett elavbrott, men en utformning av tydliga riktlinjer och rutiner är centralt för att minska riskexponering.

- Förvaltning och underhåll
- Samarbeten med nya aktörer utanför elsektorn
- Olika standarder för system och komponenter

⁷ RTU - Remote Terminal Units

⁸ SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition

Informationssäkerhet

Även de risker som inte handlar om leveranssäkerhet är viktiga att ta i beaktande vid utbyggnaden av ett smart elnät. Det går till exempel att hävda att i ett smart elnät kan informationsöverföringen ses som en ny tjänst i sig och som även den ska levereras (Workshop 2, 2011). Därför är det viktigt att inventera risker som har med informationssäkerhet att göra och för att få med sådana risker har ytterligare en kategori lagts till som handlar om informationssäkerhet.

Risker i kategorin informationssäkerhet innefattar alla de risker som har med informationsöverföring att göra. Dessa skulle kunna motiveras att placeras in under de andra kategorierna, men eftersom ett inträffande av fel rörande kommunikation och informationshantering inte nödvändigtvis behöver påverka leveranssäkerheten, har dessa lagts i en egen kategori. Hanteringen av information är en väsentlig del i det smarta elnätet och berör delar som:

- Optokablar
- Trådlös kommunikation
- Beroende av leveranser från andra aktörer
- Utformning och användning av kommunikationsnät
- Belastning i kommunikationsnät
- Obehörig avlyssning och förändring av information
- Personlig integritet
- Felhantering av information
- Beroende av informations- och kommunikationsteknik

Övrigt

I kategorin övrigt placeras de risker som inte passar in i övriga kategorier. Vid inventeringen av risker för smarta elnät har det varit svårt att knyta vissa risker till just leveranssäkerhet. Detta beror dels på att det är svårt att uppskatta sannolikheten för ett inträffande av en skadehändelse för en komponent som ännu ej är byggd och dels för att stora delar av riskerna handlar om generella risker inom energisektorn. Exempel på risker som går att utveckla och titta närmare på är:

- Integrering av komponenter och system
- Elbilars roll i det smarta elnätet
- Kunder som blir prosumers⁹
- Fortums roll som elnätsbolag och lagändringar
- Deltagande av flera aktörer och utveckling av nya tjänster
- Ökad sårbarhet på grund av kortare livslängd hos komponenter

⁹ PROducer and conSUMER - kund är producent och förbrukare

- Incitament för att få kunder att agera
- Kunskapsbrist¹⁰

5.2.2 Riskanalys och riskutvärdering för ett smart elnät

I det andra steget i riskbedömningen ska det tydligt beskrivas vad de olika riskerna innebär och sedan ska sannolikhet och konsekvens bestämmas för varje risk. Eftersom smarta elnät fortfarande är i utvecklingsfasen blir bedömningen av sannolikheter hypotetisk då det ännu inte finns någon statistik på hur ofta fel inträffar. Om risker har identifierats som liknar fel i det traditionella nätet kan ändå kvalificerade gissningar göras. Experter och personer med lång erfarenhet inom el- och kommunikationsnät kan även vara till hjälp vid både bedömning av sannolikhet och konsekvens. I riskutvärderingen, det sista steget i riskbedömningen, ska de olika riskerna värderas med hjälp av riskmatrisen för att få fram om och i vilken ordning de ska åtgärdas.

5.3 Tillämpning av metod på Norra Djurgårdsstaden

I tillämpningen beskrivs de riskerna som sammanställdes i 5.1 men för Norra Djurgårdsstaden. Först beskrivs de specifika riskerna som kommit fram under arbetets gång och sedan de som är mer övergripande. Flera av etapperna i Norra Djurgårdsstaden är fortfarande i planeringsstadiet och är beroende av hur resultatet blir i de första etapperna. Eftersom utbyggnaden ännu inte är klar har riskerna beskrivits i den mån det är möjligt. Numret i parentesen är riskens identitet och börjar på nummer 138 då den befintliga metoden på Fortum redan har identifierat 137 risker. För riskvärderingen se bilaga 1.

Fel på fjärrstyrning (138)

I nätstationerna i Norra Djurgårdsstaden kommer olika komponenter, som brytare och transformatorer, att kunna övervakas och fjärrstyras. Informationen från komponenterna samlas i en RTU och det är via den övervakningen och styrningen sker. Fel på fjärrstyrning kan ske på olika nivåer. Dels om något är fel på komponenterna som ska agera vid fjärrstyrning och dels om något är fel i RTU:n så att den inte skickar ut några signaler till komponenterna (Fortum, 2011b).

Utrustning som störs av sin elektromagnetiska omgivning (139)

När mer elektronik kommer in i systemet ökar risken för störningar. Störningar kan både vara ledningsburna, som att intermitterent kraft skickar ut transienter, eller luftburna som orsakas av omkringliggande utrustning (Petersson, 2011). För att minska risken för störningar finns det standarder som ska följas, vilket görs vid utbyggnaden av Norra Djurgårdsstaden. Uppföljning och mätning av elektromagnetiska störningar är något

¹⁰ Ett stort hinder för utvecklingen, investering och användning av smarta elnät är enligt EI 2010:18 bristen på kunskap.

som vanligtvis inte görs, men skulle kunna följas upp bättre med hjälp av datainsamlingen från elnätet i Smart Grid Lab.

Fel på effektbrytare (140)

Effektbrytarna i Norra Djurgårdsstaden kommer att vara isolerade vilket begränsar risken för överhettning. För att kunna fjärrstyra effektbrytarna behövs motorer som styr manöverdon för till- och frånslag (Lindquist, 2003). Omkring 80-90 % av de fel som inträffar på brytare är relaterade till manöverdonen som består av mekaniska delar och om dessa är trasiga fungerar inte fjärrstyrningen (Taheri, 2011). Däremot ska effektbrytaren kunna bryta vid felströmmar och överspänningar och sannolikheten för att de inte gör det är låg.

UPS urladdad eller har inte tillräcklig kapacitet (141)

I de första etapperna kommer inte stora batteribankar att installeras eftersom de är dyra och fördelarna med att lagra överskottsenergi och använda senare som reservkraft spelar inte ut sin fulla rätt i ett robust tätortsnät som Stockholms elnät (Workshop 2, 2011). Däremot kommer mindre UPS:er att installeras med funktioner som ska öka tillförlitligheten. I de UPS:er som kommer att finnas i nätstationerna i Norra Djurgårdsstaden finns intelligent batteriövervakning som känner av om batterierna laddas ur. Det kommer även att utföras regelbundna batteritester bland annat för att se batteriets spänning och temperatur (Taheri, 2011).

Omvänt effektlöde (142)

Vid en kraftig utbyggnad av distribuerad elproduktion i Norra Djurgårdsstaden kommer effektlödet att kunna komma från ett annat håll än det traditionella. Riskerna med ett omvänt effektlöde är personskador vid underhåll av elnätet om den som reparerar inte är medveten om att det finns distribuerad generering ansluten och inte avlägsnar säkringarna både ovanför och nedanför underhållsarbetet. Omvända effektlöden är något som även kan skada komponenter och få allvarliga konsekvenser om inte skydd finns inbyggda mot bakmatning. Vid kabelbranden i Akallatunneln 2001, som ledde till ett långvarigt strömavbrott, var en av anledningarna till händelsen oönskad bakmatning från lågspänningsidan i en nätstation, som tillförde tillräcklig energi för att brand skulle uppstå. Lärdomar som drogs från kabelbranden 2001 gjorde att nätstationerna kopplas på andra sätt för att undvika att oönskad bakmatning kan uppstå (Energimyndigheten, 2005). I de första etapperna i Norra Djurgårdsstaden kommer solcellsutbyggnaden inte vara så kraftig utan solcellerna kommer endast att förse en del av fastighetens interna elbehov vilket minskar risken för oönskad bakmatning (Hjelm, 2011).

Brist på kravställande vid avtal med aktörer inom informations- och kommunikationsbranschen (143)

En risk är att Fortum inte ställer tillräckligt med krav på leverantörer vid utbyggnaden av det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden. I utvecklingen av nätet är det Ericsson som är leverantör av optonätet och den trådlösa kommunikationen (Fortum, 2011b). Då

utbyggnaden av nätet Norra Djurgårdsstaden är ett samarbetsprojekt ska lösningar hela tiden arbetas fram tillsammans med de andra aktörerna för att minska risken för fel och utforma så bra kravspecifikationer som möjligt.

Förvaltning av systemet/installationen (144)

Detta projekt är ett samarbete mellan flera aktörer men det är Fortum som i slutändan kommer att vara ansvarig för elleveransen. Förvaltning och underhåll av elnät är något som Fortum som elnätsbolag har stor erfarenhet av men har kommit upp som en risk på grund av införandet av ny teknik och nya komponenter. Detta är exempel på en risk som tillhör organisation och arbetsprocesser, som är svår att direkt koppla till leveranssäkerhet men måste finnas med i en risk- och sårbarhetsanalys enligt Energimarknadsinspektionen¹¹. Detta för att avsaknaden av rutiner vid underhåll kan leda till avbrott om komponenter inte fungerar som de ska på grund av bristfälligt underhåll, vilket då äventyrar leveranssäkerheten. Därför är det viktigt att i denna punkt dokumentera vilka åtgärder som bör göras för att nya komponenter ska få rätt underhåll och vilka komponenter som kräver bättre övervakning.

Samarbete internt/externt (145)

Utbyggnaden av Norra Djurgårdsstaden är ett stort projekt som pågår i många år och innefattar flera olika aktörer. I utbyggnaden av elnätet ingår bland annat Fortum, ABB, KTH och Ericsson. Sedan finns det ännu fler parter som levererar hushållsutrustning som ska kunna laststyras och är inblandade i det aktiva huset (Fortum, 2011a). Eftersom flera aktörer är inblandade i projektet är det oerhört viktigt att samarbetet mellan dem fungerar på ett tillfredsställande sätt.

Integrering av nya komponenter och system (146)

En av de större utmaningarna i övergången till ett smart elnät anses av flera vara integreringen av de tekniska komponenterna och systemen. Systemintegrationer måste testköras och olika system passar inte alltid ihop. När det gäller ny teknik och nya system är det vanligt att det till en början blir fel och det nya nätet i Norra Djurgårdsstaden kommer inte att vara ett undantag. Problemen finns framför allt när flera system ska kopplas ihop med varandra. Dels kommer det att ta tid att få ihop systemen och därefter kommer det att uppstå problem när de ska samköras (Workshop 1, 2011).

Kapacitetsbrist vid laddning av elbilar (147)

Även om Norra Djurgårdsstaden har en stark miljöprofil återstår det att se hur många elbilar som kommer att finnas i områdets fordonspark. Elbilsanvändningen spås ofta öka

¹¹ Samarbete internt/externt och brist på kravställande vid avtal med aktörer inom informations- och kommunikationsbranschen är också exempel på risker som är svåra att koppla till leveranssäkerhet men ska finnas med i en risk- och sårbarhetsanalys.

men det är svårt att se när en eventuell kraftig ökning kommer att ske. För de första testområdena, Norra 1 och Västra, där 170 lägenheter ingår beräknas antalet elbilar till en bil per fem lägenheter, alltså 34 stycken elbilar (Hjelm, 2012). I Sverige fanns det 190 stycken registrerade elbilar i slutet av 2010 och i Stockholmsområdet 45 stycken. De senaste tre åren har antalet nyregistrerade elbilar, exklusive elhybrider, endast ökat med cirka 30 fordon per år från 2008 till 2011 (Trafikanalys, 2011). Risken för kapacitetsbrist i Norra Djurgårdsstaden måste inom den närmaste framtiden ses som låg med tanke på den beräknade användningen och hur trenden hittills har varit för nyregistrerade elbilar. Dessutom ska laddningen av elbilarna styras med hjälp av Smart Grid Lab så att laddningen sker när det finns tillräcklig kapacitet (Hjelm, 2011).

Avgrävning av optokabel (148) och avsaknad av redundans för optokablar (152)

Vid avgrävning av en optokabel ska inte elförsörjningen påverkas då kommunikationsnätet ligger som ett lager ovanpå elnätet (Johansson, 2011). Däremot kommer informationsöverföring att tappas då det i ett första skede inte kommer att ske någon trådlös informationsöverföring. Beroende på var avgrävningen äger rum förloras en viss mängd information om nätet eller abonnenter men konsekvensen anses inte allvarlig då elförsörjningen inte är kritiskt beroende av optonätet och redundans för det saknas.

Avsaknad av information på grund av överbelastning av kommunikationsnät (149)

Risken att kommunikationsnätet i Norra Djurgårdsstaden skulle bli överbelastat anses som mycket liten då nätet byggs med stor kapacitet (Johansson, 2012).

Avbrott i (mobilt) kommunikationsnät (150)

I de två första etapperna i Norra Djurgårdsstaden kommer informationsöverföringen att ske via fiberoptik. Ett antal nätstationer kommer att utrustas med trådlös kommunikation av 4G för att samla in mätdata och larm men har inte tagits hänsyn till i denna analys då det ligger utanför analysens ramar (Johansson, 2012). Om ett trådlöst nät byggs upp i någon av de övriga etapperna får framtiden avgöra.

Fel på viktig nod i kommunikationsnätet (151)

I Norra Djurgårdsstaden kan Smart Grid Lab ses som en viktig nod i kommunikationsnätet eftersom den tar emot information från till exempel nätstationer. I den första etappen ska Smart Grid Lab bland annat samla in effektdata från valda delar av distributionsnätet. Smart Grid Lab ska även hantera efterfrågestyrningen medan övervakningen av nätet kommer att ske från driftcentralen i Karlstad och hanteras som det traditionella nätet.

En av fördelarna med ett smart elnät är att kunna senarelägga vidare utbyggnad av nätet då bland annat effekttoppar kan undvikas med hjälp av efterfrågestyrning. I Norra Djurgårdsstaden hanteras efterfrågestyrningen av Smart Grid Lab. Området kan idag ses som en forskning och utvecklingsplattform för smarta elnät där det ska testas och läras

för framtiden vilket innebär att även utan laststyrningen från Smart Grid Lab ska området klara av maximal förbrukning (Johansson, 2012).

Obehörig avlyssning och förändring av information (153)

I slutrapporten till förstudien *Norra Djurgårdsstaden - smart elnät i stadsmiljö*, nämns att en viktig del i de första etapperna är utmaningen att skydda användarnas data och data som styr elnätet. Oron ligger i att någon obehörig kan komma åt och förändra informationen på grund av att kommunikationssystemen i ett smart elnät kommer att vara nära integrerade med andra system och komponenter. Frågor som berör den personliga integriteten vid hantering av data och vem som äger informationen är något som ständigt återkommer som en risk. Risken går att reducera genom att bygga upp gränser mellan de olika systemen, i form av krypteringar och fysiska hinder (Smart Grid Interoperability Panel, 2010). Informationshantering är något som är viktigt i denna första testfas och stor vikt har lagts vid att utforma systemen så att abonnenters data skyddas och att frågor om den personliga integriteten skyddas (Workshop 2, 2011).

Beroende av kommunikationsnät som ägs av annan aktör (154)

Fortum äger kommunikationsnätet som byggs ut i Norra Djurgårdsstaden som är kopplad till elförsörjningen. Däremot kommer kommunikationen mellan områdena och Smart Grid Lab ske på hyrd fiber (Johansson, 2012). Detta ställer krav på vilka avtal som ingås mellan Fortum och företag som hyr ut kommunikationsnätet angående säkerhetsfrågor och kapacitetsbehov.

Elöverföringens beroende av informations- och kommunikationsteknik (155)

I det smarta elnätet ska informations- och kommunikationstekniken ligga som ett lager ovanpå det traditionella nätet (Ribrant, 2011). Lagret ska kunna skalas bort vid ett fel så att systemet blir mindre komplext. Om något blir fel i kommunikationsnätet ska därför inte elöverföringen påverkas vilket innebär att det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden inte är beroende av informations- och kommunikationstekniken (Workshop 1, 2011).

5.3.1 Övergripande risker i Norra Djurgårdsstaden

Norra Djurgårdsstaden är ett pilotprojekt och det finns flera utmaningar och risker i detta projekt som är av en mer övergripande karaktär.

Fortums roll som elnätsbolag

De övergripande risker som tillkommer i projektet för Fortum som elnätsbolag har bland annat med lönsamhet, kundförtroende och de specifika krav som finns på det nya området att göra.

Projekten i Norra Djurgårdsstaden finansieras av flera aktörer. Att investera i projektet och utbyggnaden av det smarta elnätet är en risk då det ännu inte går att säga hur återbetalningen ser ut för den investerade tekniken. Det handlar om ett pilotprojekt där

nya system testas och därför blir kostnaderna stora men det som testas måste fortfarande vara ekonomiskt försvarbart. Tekniken för att bygga ut ett smart elnät finns till stor del redan idag men det är kostnaderna som hämmar utbyggnaden. Övergången till ett smart elnät är något som i framtiden kanske är nödvändigt och då är redan investerad teknik och lärdomar från detta nyttiga för Fortum som elnätsbolag.

Utbyggnaden av området kring Norra Djurgårdsstaden har höga miljökrav från Stockholms stad och hårdare krav ställs på varje ny etapp som ska genomföras (Stockholms stad, 2011). Planeringen av området tar lång tid för Fortums del och därför är det viktigt att vara medveten om vilka krav som Stockholms stad kommer att ställa på Fortum några år framöver.

För att kunna utnyttja det smarta elnätets fulla potential med nättariffer som bestäms varje timme och för att kunna få ett större inslag av distribuerad produktion kommer det att krävas nya betalningsmodeller. Idag måste dispens sökas för vissa lösningar i ett smart elnät och hantering av skatteregler vid egen elproduktion.

Olika standarder för system och komponenter

I utbyggnaden kommer de standarder som finns att användas. Däremot pågår standardiseringen fortfarande parallellt med att företag utvecklar produkter. I Norra Djurgårdsstaden används bland annat IEC:s standard 61850 som gäller för kommunikation och automation i kraftanläggningar vilket ökar möjligheten att byta mellan olika leverantörer och senare kunna byta komponenter.

Ökad sårbarhet på grund av kortare livslängd hos komponenter

I det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden byggs ny teknik in som har kortare livslängd än de traditionella komponenterna. Med fler komponenter och med olika livslängd byggs en komplexitet in i nätet som ökar känsligheten. De känsligaste komponenterna är elektronikkomponenterna som av naturliga skäl har kortare livslängd då kraven på dem är höga. Hållbarheten hos dyrare komponenter är oftast bättre men frågan är om de håller tillräckligt mycket längre för att det ska vara lönsamt att investera i dem (Workshop 1, 2011).

Incitament för att kunden ska agera är ej tillräckliga

I ett smart elnät är det meningen att kunderna ska ändra sin förbrukning för att kapa lasttopparna. Vid laststyrning i Norra Djurgårdsstaden väljer kunden en förbrukningsprofil som senare automatiskt ändrar förbrukningen i hemmet beroende på elpris och koldioxidutsläpp. I den första testfasen är det 170 stycken lägenheter som deltar och hur många som väljer att förändra sin förbrukning återstår att se. En risk är att ingen kommer att minska sin förbrukning för att incitamenten inte är tillräckliga vilket dock är ett lika gott resultat som något annat resultat i detta testscenario (Workshop 2, 2011).

5.3.2 Resultat av tillämpningen för Norra Djurgårdsstaden

I den första genomgången av grovriskanalysen applicerat på Norra 1 och Västra fanns det många risker där sannolikheten för att de skulle inträffa minskade tack vare nätstrukturen och det framtida smarta elnätets funktioner. I denna tillämpning har istället fokus legat på nya risker som tillkommer i och med det smarta elnätet och vad som bör tas i beaktande vid utformningen av detta.

Till skillnad från den risk- och sårbarhetsanalys som Fortum gör varje år och skickar till Energimarknadsinspektionen, som till stor del bygger på erfarenheter från tidigare drift av elnätet och mynnar ut i åtgärder för att stärka leveranssäkerheten i nätet, handlar denna analys om potentiella risker. De komponenter, system och faktorer som kan påverka leveranssäkerheten negativt har beskrivits övergripande och har för det mesta inte beskrivits på detaljnivå då detta inte har varit möjligt.

För att tydligare kunna bedöma de olika riskerna placerades dessa in i riskmatrisen, se tabell 4. Indelningen är grov och ska ses som en fingervisning. I den befintliga metoden innebär den röda kategorin att riskerna ska åtgärdas omgående. Då nätet i Norra Djurgårdsstaden är under uppbyggnad bör riskerna i denna kategori här snarare ses som sådana som ska undersökas mer noggrant. De frågeställningar som riskerna belyser är något som Fortum redan aktivt arbetar med och detta har kommit fram under genomgången av riskerna i tillämpningen med personer på Fortum lokalnät. Den risken som har hamnat i det röda fältet: *integrering av nya komponenter och system (146)* är en risk som ständigt har återkommit som fråga angående utbyggnaden av det smarta elnätet. Även om det finns en klar bild av hur de olika delarna ska kopplas samman och vilka komponenter som ska ingå, är det viktigt att denna risk undersöks i vad som eventuellt kan leda till ett fel och vad en eventuell konsekvens blir om ett fel inträffar.

De risker som hamnar i det gula fältet består även de av övergripande frågor som berör organisation och arbetsprocesser samt omställningen till nya rutiner för drift och underhåll av ett smart elnät. Informationshantering finns även med i fråga om obehörig avlyssning av information och förändring av den.

Slutligen är de risker som placerats i det gröna fältet sådana som till stor del består av tekniska delar. Dessa risker går att jämföra med risker som finns i det traditionella elnätet och när utbyggnaden sker i Norra Djurgårdsstaden utformas elnätet med redundans och tekniska lösningar som minskar sannolikheten för strömbrott.

Tabell 4: Riskvärderingsmatris för tillämpning av risker i Norra Djurgårdsstaden, med identitetsnummer (för fullständig beskrivning se bilaga 1)

Konsekvenser	Obetydliga	Lindriga	Allvarliga	Oacceptabla
Sannolik 1 per 1-5 år	152		146	
Möjlig 1 per 5-25 år		138	145, 148, 151, 153	
Mindre sannolik 1 per 25-100 år	139	140, 143	150	142, 147
Osannolik mindre än 1 per 100 år	141, 154	144	149	155

Identitetsnumren börjar på 138 då det redan finns 137 risker identifierade och beskrivna i den befintliga metod som Fortum använder i arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser. För kort beskrivning av identitetsnummer se matrisen i tabell 5.

Tabell 5: Riskvärderingsmatris för tillämpning av risker i Norra Djurgårdsstaden med nyckelord för beskrivning av skadehändelse (för fullständig beskrivning se bilaga 1)

Konsekvenser	Obetydliga	Lindriga	Allvarliga	Oacceptabla
Sannolik 1 per 1-5 år	Avsaknad av redundans för optokablar		Integrering av komponenter & system	
Möjlig 1 per 5-25 år		Fel på fjärrstyrning	Samarbete, avgrävning, fel på viktig nod, obehörig avlyssning	
Mindre sannolik 1 per 25-100 år	Elektromagnetisk kompabilitet	Fel på effektbrytare, brist på kravställande	Avbrott i kommunikationsnät	Omvänt effektlöde, kapacitetsbrist pga. elbilar
Osannolik mindre än 1 per 100 år	Fel på UPS, beroende av annan aktörs kommunikationsnät	Förvaltning av systemet	Överbelastning i kommunikationsnät	Beroende av informations- & kommunikations- teknik

6 Diskussion

Det samhälle vi idag lever i är oerhört beroende av elektricitet och vid minsta avbrott blir det stora tidningsrubriker. Ett längre strömavbrott kostar samhället miljontals kronor och för elnätsbolagen höjs det ständigt röster på att de måste garantera säkrare elleveranser. Fortum arbetar kontinuerligt med att öka leveranssäkerheten i elnätet men ibland blir det ändå strömavbrott. När vinterstormarna Dagmar och Emil hade bedarrat i början av år 2012 var många elkunder ute i landet strömlösa och det tog lång tid för vissa kunder att få strömmen åter. I Stockholm klarade sig stora delar av nätet tack vare att det till största delen är kablificerat samt att stormarna inte nådde Stockholm med full styrka. Stockholms elnät utmärker sig från resten av landet och har en hög tillförlitlighet med avseende på elleverans med genomsnittlig avbrottstid på 19 minuter per kund och år. På landsbygden är avbrottstiden avsevärt högre med 110 minuter avbrottstid per kund och år (Torstensson & Bollen, 2010). Även om Stockholm har en låg avbrottstid inträffar strömavbrott ändå med jämna mellanrum. Till exempel inträffade ett fel i ett ställverk i Västertorp morgonen den 5 januari 2012 vilket ledde till att 23 000 av Fortums kunder blev strömlösa och stora delar av Stockholms tunnelbanetrafik stod stilla vilket drabbade många pendlare som skulle till jobbet. Felet kunde åtgärdas inom några timmar och kunderna kunde få tillbaka strömmen.

För att förebygga strömavbrott arbetar Fortum med risk- och sårbarhetsanalyser för att öka leveranssäkerheten i sitt elnät. I detta examensarbete har risk- och sårbarhetsanalyser använts som metodik för att undersöka utbyggnaden av ett nytt intelligentare elnät, det smarta elnätet.

Det smarta elnätet är en vision om ett elnät som bland annat leder till effektivare energianvändning, aktivare elkunder och ett större inslag av förnybar elproduktion. Det smarta elnät som Fortum har planer på att bygga vid den nya stadsdelen Norra Djurgårdsstaden i Stockholm har varit det område som undersökts i detta examensarbete. Målet med examensarbetet har varit att undersöka hur risker förändras vid en övergång från ett traditionellt nät till ett smart elnät.

Utmaningarna är många i det smarta elnätet och under arbetets gång har frågor angående risker och problem som finns i det smarta elnätet undersökts. Dessa har under arbetets gång snarare beskrivits som utmaningar för det smarta elnätet, då det smarta elnätet kan ses som ett naturligt steg och en utveckling av det traditionella elnätet (Valtari, 2011). Ett smart elnäts syfte är att minska de risker som finns i ett traditionellt elnät. De risker som uppkommer vid en utbyggnad mot ett smart elnät beror till stor del av att elnätet blir mer komplext genom att elnätet kommer att bestå av fler aktörer och system. Dessa ska i sin tur interagera med varandra vilket skapar fler kritiska beroenden.

6.1 Utmaningar i smarta elnät

Kommunikation

Kommunikationen i det smarta elnätet är av stor vikt och det går att säga att det smarta elnätet är ett traditionellt nät med ett extra kommunikationslager. Att bygga ut elnätet med ny informations- och kommunikationsteknik så att det blir intelligentare är möjligt då tekniken redan finns och övervakning av nätet sker redan idag på högre spänningsnivåer.

Ett stort orosmoln som uppkommer vid tal om smarta elnät är risken för att obehöriga ska kunna ta del av information, manipulera information eller fjärrstyra anläggningar. Detta beskrivs ofta populärt som dataattacker från hackers eller liknande. Risken för ett eventuellt dataintrång är ur ett samhälleligt perspektiv känsligare på region- och stamnätsnivå då det slår ut en större del av nätet jämfört med om det skulle ske på lägre spänningsnivåer. På lokalnätsnivå handlar det istället om personlig integritet och att upprätthålla ett förtroende mellan elnätsbolag och kunder. När kundernas vardagliga aktiviteter kan kartläggas måste de känna sig trygga med att informationen används av rätt aktörer på rätt sätt och att informationen inte går att få tag i utifrån. Beroende på om det smarta elnätet använder sig av ledningsburna eller trådlösa system ställer detta olika krav på säker informationshantering och utformning av olika gränssnitt för de aktörer som ska ha tillgång till informationen.

Olika standarder för system och komponenter

När komponenter ska kommunicera med varandra kan det uppstå problem beroende på olika fabrikat och hur dessa är kompatibla med varandra. Om komponenterna inte är standardiserade måste det finnas systemprotokoll som översätter informationen från ett system till ett annat. En avsaknad av standarder är i detta fall en risk som ständigt måste beaktas vid underhåll och byte av komponenter i en anläggning (Petersson, 2011). Den standarden som gäller för kommunikation i kraftanläggningar och som används för att stödja utbyggnaden av smarta elnät är serien IEC- 61850 (Bollen, 2010). Standarden täcker ett brett spektra från kommunikation och automatisering till integrering av system och komponenter från olika tillverkare (STRI, 2011). Denna standard är internationell och öppnar upp möjligheter att använda flera leverantörer och säkerställer möjligheten att byta ut komponenter från en tillverkare till en annan. Ett exempel på ett område där det tidigare har funnits olika standarder och till viss del fortfarande finns det, är tekniken för laddning av elbilar. Vid snabbbladdning av en elbil krävs stora effekter och för att klara detta finns det speciella laddningshandskar som passar till vissa elbilar. Den laddningshandsken som för tio år sedan var ledande är idag en föråldrad teknik och har bytts ut mot en ny modell. Vid utbyggnad av nya snabbbladdningsstationer är det därför en risk när beslut ska tas om vilken standard som ska följas eftersom det är osäkert hur länge denna standard kommer att gälla (Herbert, 2009). Den bilmodell som idag är ledande kanske inte är det om fem år och då kan det ställas andra krav på vilken effekt en laddningsstolpe eller laddningsstation ska ha.

Fortums roll som elnätsbolag och lagändringar

Vid en övergång till ett smart elnät finns det lagar och regler som ännu inte är anpassade till det smarta elnätet. Ett sådant exempel är timdebitering och installation av elmätare som ska klara av att rapportera förbrukningen varje timma. När regelverket tidigare ändrades till att elmätarna skulle börja läsas av en gång per månad, istället för en gång per år, var elnätsbolagen tvungna att byta ut de gamla elmätarna. Många elnätsbolag valde då att investera i elmätare som även klarade av timavräkning vilket var en investeringsrisk, då dessa var dyrare och regelverk kring timavräkning inte var utformade. Regelverket kring timdebitering är fortfarande inte färdigt och nu måste dispens ges för att kunna hantera timavräkning.¹²

Lönsamhetskrav och dyra investeringar i det smarta elnätet ställer också frågan vem det är som ska stå för investeringarna och hur kostnaderna ska spridas. Det kan till exempel vara svårt för Fortum att motivera en högre nätavgift för kunder på grund av att utrustning som köpts in är mycket dyrare än konventionell utrustning, trots en lägre elkostnad tack vare laststyrningen (Bollen, 2010). Tanken är ändå att den nya utrustningen som, till exempel smarta elmätare, ska kunna erbjuda nya möjligheter med tariffändringar för kunden och besparingsmöjligheter för elnätsbolaget (Badano m.fl. 2007). Detta gör att ett smart elnät på lång sikt kan leda till ett minskat behov av ytterligare investeringar för elnätsbolaget, då mer information samlas in om kundernas förbrukning och det går att senarelägga utbyggnader som måste göras på grund av kapacitetsbrist (Workshop 2, 2011). Detta påverkar elpriset hos kunden då tanken är att kostnaden för ett nät på en specifik plats minskar med ett smart elnät eftersom utbyggnaden annars sker enligt hur det värsta tänkbara scenariot ser ut.

Dessa exempel är i en mening mer ett hinder för utvecklingen av smarta elnät men går också att se som en risk på grund av att regelverk kan förändra förutsättningarna för det smarta elnätet. Osäkerhet kring till exempel regleringen av den svenska energimarknaden påverkar arbetet med att utforma betalningsmodeller och nättariffer som ska hantera distribuerad generering. Nuvarande lagstiftning och regelverk är i vissa fall inte anpassade till ett smart elnät och måste förändras för att möjliggöra en mer flexibel prissättning (Bergerland m.fl. 2011).

Hur väl den svenska elmarknaden är anpassad för att möjliggöra för konsumenter att tjäna på att ha egna solceller eller att minska förbrukning under en viss period är osäkert. I nuläget finns ingen bra lagstiftning för att sälja tillbaka el på nätet om en kund har egen produktion. De kunder som producerar mer än de förbrukar kan få ersättning av Fortum men lagstiftningen motsäger sig i dagsläget nettodebitering.

¹² Under examensarbetets gång fattades ett regeringsbeslut om att elnätsbolagen ska kunna erbjuda sina kunder timmätning.

Ökad sårbarhet på grund av kortare livslängd hos komponenter

Livslängden hos de komponenter som finns i elnätet har ofta en beräknad livslängd som beror på hur komponenten kommer att användas. Den tekniska livslängden för till exempel en ny transformator som sitter i en nätstation beräknas till 40-50 år (Tezelson, 2012). En jämn låg belastning ökar transformatorns livslängd medan variabler som kortslutningar, överspänningar, höga temperaturer och en last som kraftigt varierar över året minskar dess livslängd (Lindeberg, 2009). Men en transformator är inte den enda komponenten i en nätstation, utan det finns andra komponenter som har kortare livslängd och som kan komma att behöva bytas ut beroende på vilka krav som ställs på enskilda anläggningar. Ökade krav och mer utnyttjande av en komponent minskar dess livslängd. Detta är något som kommer att vara fallet vid en utbyggnad till ett smart elnät där även olika mjukvaror kommer att behöva byggas in för bättre övervakning. Dessa system kommer att behöva underhållas och mjukvara kommer att behöva uppdateras. Komponenter med kort livslängd som behöver uppdateras och kräver underhåll driver även kostnader (Volberda m.fl. 2011). Elektronik som finns i elnätet har till exempel ofta en naturligt kortare livslängd på cirka 10-15 år och måste därför bytas ut oftare än jämfört med en transformator som beräknas hålla i 40-50 år (Johansson, 2012).

Efterfrågestyrning

En av de stora utmaningarna i det smarta elnätet är att bygga upp system som gör att kunderna reagerar och förändrar sin förbrukning. De incitament som är aktuella i utvecklingen av smarta elnät, är att kund ska agera på elpriset och/eller koldioxidutsläpp (Fortum, 2011a). De lärdomar som Energimyndigheten (2010) har dragit från dagens elnät är att vid elbrist reagerar inte tillräckligt många elanvändare på ett plötsligt ökande elpris, som kan vara ett tecken på annalkande elbrist, vilket försvårar hanteringen av elbristen. Detta har sina förklaringar hur dagens elabonnemang ser ut, men generellt går det att säga att priselasticiteten hos svenska elkunder är låg och det krävs kraftiga prisförändringar för att förändra kunders förbrukning.

För att öka kunders vilja att förändra sin förbrukning kan lasstyrning ske automatiskt genom att kunder väljer ett program som huset ska anpassa sig till (Hjelm, 2011). En risk i ett sådant nät när all reglering sköts likadant i ett område är att alla reagerar likadant när de får ta del av samma information. Om samtliga kunder minskar eller ökar sin förbrukning samtidigt finns det risk för stora svängningar i nätet (Oberger, 2011).

Om lasstyrningen är utformad för att kunden ska ta ett aktivt beslut krävs det tydliga incitament för att kund ska reglera sin förbrukning till önskade nivåer vid obalans mellan produktion och förbrukning. Om kapaciteten i nätet är uppbyggt för att kunna laststyra blir det problem om kunder väljer att inte agera. Är elpriset för lågt kan en kund anse att den inte sparar tillräckligt på att förändra sin förbrukning och gör därför inte detta. Detsamma gäller för en kund som inte anser sig tillräckligt motiverad för att reglera sin koldioxidpåverkan.

Underhåll och felhantering

Med mer komponenter och nya teknikområden kommer behovet av underhåll att öka. Det kan bli så att många olika aktörer med olika kompetens behöver ha tillgång till exempel till nätstationer och kabelskåp. Det är en fördel om reparatörer har kompetensen att utföra underhåll på alla komponenter som ingår i smarta elnät, både de traditionella och de nya där mycket kommunikationsutrustning ingår. Krav på högre kompetens hos reparatörer gör att det finns färre personer som kan utföra arbetet vilket ökar kostnaderna för underhåll.

Att den distribuerade produktionen ska främjas gör även att risken ökar för ett omvänt flöde. Detta måste underhållspersonal vara medvetna om och veta hur de ska hantera en sådan situation vid reparationsarbeten.

Elkvalitet

För att hålla en god elkvalitet finns regler och standarder som måste följas. I framtidens elnät tillkommer fler komponenter som kan störas och skicka ut störningar vilket kan påverka elkvaliteten. Det svenska elnätet är idag väldigt robust och för området där det smarta elnätet byggs ut i Stockholmsområdet är elnätet väldigt starkt vilket reducerar inverkan av störningar. Däremot finns det erfarenheter och undersökningar från andra länder där störningar i nätet förekommer när en stor del distribuerad elproduktion tillkommer (Boemer m.fl. 2011). Elkvaliteten är inte något som undersökts i någon större utsträckning i detta examensarbete på grund av att standarder som finns följs och erfarenheter från bristande elkvalitet inte nämndes för Stockholms elnät.

Norra Djurgårdsstaden

Det har tidigare nämnts att Stockholm har en väldigt speciell elnätstruktur med hög redundans. Elnätet är i de centrala delarna uppbyggt med dubbelkabelsystem med omkopplingsautomatik, nätstationer ligger i slingor och i flera nätstationer finns det dubbla distributionstransformatorer. Detta innebär att det går att hävda att elnätet i Stockholm redan är smart då det klarar av att hantera vissa fel automatiskt och de nya komponenter som introduceras i byggandet av Norra Djurgårdsstaden endast är en uppgradering av ett elnät som redan är smart.

6.2 Metod för risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät

I detta arbete har ett förslag till en risk- och sårbarhetsanalys lagts fram som liknar den som görs för ett traditionellt nät. Det smarta elnätet är i en viss mening endast en utvidgning av det traditionella nätet och det som tillkommer är hantering av en stor mängd information och kommunikation. Idag utförs risk- och sårbarhetsanalys för att arbeta med att öka leveranssäkerheten i elnätet och det som kommit fram under arbetet med inventering av risker för ett smart elnät är att riskerna inte direkt är kopplade till leveranssäkerhet utan har mer med informationshantering att göra. Därför har en

ytterligare kategori som heter informationssäkerhet lagts till vid risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät. Detta är för att poängtera:

- Vilka risker uppkommer vid ökad informationshantering?
- Hur berör detta elkonsumenterna?
- Hur hanterar Fortum ett ökat informationsflöde?

I den nya metoden beskrivs även vilka sorters risker som kan tänkas tillkomma i ett smart elnät för varje kategori. Detta ska ses som en hjälp när nya risker ska identifieras men kommer inte att kunna täcka in alla risker som tillkommer vid utbyggnaden. Varken i den befintliga eller i den nya metoden tas det inte hänsyn till att en inträffad risk kan leda till ytterligare fel. Större avbrott beror ofta på att flera fel samverkar eller inträffar samtidigt men detta tar alltså ingen av metoderna hänsyn till. Riskkategorin *organisation och arbetsprocesser* innefattar i båda metoderna sådana risker som inte direkt kopplas till leveranssäkerhet. Detta visar på att det finns mycket som kan åtgärdas inom den egna organisationen för att förebygga att risker inträffar. Då det inte finns något smart elnät som är helt utbyggt än går det inte att säga vilka de största riskerna är. I kommande forskning och utvecklingsprojekt kommer fel att inträffa och det är egentligen meningen så att dessa fel upptäcks så tidigt som möjligt så att lärdom kan tas från detta och felen kan undvikas vid en större utbyggnad. Oavsett hur många risk- och sårbarhetsanalyser som utförs kommer det att uppstå en del problem vid en utbyggnad av smarta elnät då det är omöjligt att förutse allt som kan gå snett. Förhoppningsvis kan ändå många fel undvikas med hjälp av analyserna.

7 Sammanfattande slutsatser

I detta avslutande kapitel sammanfattas de slutsatser och resultat som kommit fram under arbetet uppdelat i de frågeställningar som ställdes i inledningen.

7.1 Risker och problem i smarta elnät

De utmaningar som identifierats för smarta elnät i allmänhet handlar om kommunikation, användare, underhåll och förändring av nätstruktur.

De utmaningar som finns inom kommunikation är främst informationshanteringen. Då datamängden som ska hanteras i ett smart elnät är mycket större än i ett traditionellt nät, då till exempel mätdata ska läsas av varje timme, ökar informationsflödet. I och med det ökade informationsflödet ökar även risken för dataintrång och att informationen förändras. Informationen kan vara känslig och måste hanteras med försiktighet så att det kan garanteras att den hanteras på rätt sätt. Det är också viktigt att tydliggöra vem som äger informationen och vem eller vilka som ska ha tillträde till den så att den inte sprids.

I ett smart elnät är det tänkt att elanvändarna ska bli mer aktiva. Trots att detta är en av tankarna i hur elnätet ska förändras blir det även en utmaning då användarna inte kan tvingas att bli aktiva. Utmaningen är att få användarna tillräckligt involverade i deras elförbrukning och att ge dem tydliga incitament så att de ändrar sina beteenden. Förhoppningen är att teknik som automationsutrustning kan underlätta för användarna att bli mer aktiva.

Att utföra underhåll i ett smart elnät kommer att kräva annan kompetens av reparatörerna än när underhåll utförs i dagens elnät. Till exempel kommer nätstationer att innehålla fler komponenter. Dessutom kommer det att finnas informations- och kommunikationskomponenter som inte funnits i distributionsnätet tidigare. I och med att den distribuerade elproduktionen ökar, så ökar även risken för ett omvänt flöde i distributionsnätet. Allt detta ställer högre krav på och medvetenhet från reparatörerna.

Det smarta elnätet ska göra det möjligt för användare att både producera och konsumera el på distributionsnivå, det vill säga vara prosumenter. Om däremot regelverk och lagstiftning som rör mikroproduktion inte fungerar på ett bra sätt är risken att den lokala produktionen hämmas.

En utveckling av elnätet är förmodligen nödvändig med tanke på den förändring av både produktion och konsumtion som vi ser i framtiden. Vissa delar av ett smart elnät drar ner kostnaderna medan andra delar ökar kostnaderna jämfört med ett traditionellt elnät. Det finns risk att framtidens krav på elnätet medför att elnätet kommer att kosta mer i framtiden, och det kan därför bli en utmaning att motivera detta för samhället och kunderna.

Då utbyggnaden av smarta elnät sker successivt, och alla tekniker inte kommer att integreras samtidigt, är det en utmaning att säkerställa att samtliga komponenter fungerar tillsammans.

7.2 Befintliga risk- och sårbarhetsanalyser för elnät

De befintliga risk- och sårbarhetsanalyser för elnätsbolag utförs med avseende på leveranssäkerhet. Detta innebär att de risker som identifieras är händelser som kan leda till strömvavbrott som varar i mer än 24 timmar. I en risk- och sårbarhetsanalys ska riskerna identifieras och sedan analyseras. När riskerna identifieras ska delas in i fem kategorier; anläggningsteknik, enstaka anläggningsobjekt, nätstruktur, organisation och arbetsprocesser samt övrigt. I analysarbetet ingår att ta fram sannolikheterna och konsekvenserna för riskerna. Sannolikheterna delas in i fyra kategorier, från att en risk är sannolik och inträffar mer än en gång per år, till att risken är osannolik och inträffar mer sällan än en gång per 100 år. Konsekvenserna av riskerna beror på hur långa avbrott de leder till och delas in i fyra kategorier obetydliga, lindriga, allvarliga och oacceptabla. Om en risk leder till ett avbrott som varar mindre än två timmar anses konsekvensen vara obetydlig. Den största konsekvensen, oacceptabel, får en risk som leder till ett avbrott som varar i mer än 24 timmar. När riskanalysen har utförts ska riskerna utvärderas för att se i vilken ordning de måste åtgärdas och hur de ska prioriteras. Detta kan göras med hjälp av riskmatrisen.

7.3 Metod för utförandet av risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät

Den befintliga metod som används på Fortum har kompletterats med ytterligare en riskkategori. Riskkategorin kallas för informationssäkerhet och innefattar sådana risker som inte direkt kan kopplas till leveranssäkerhet men som har med informationsöverföring och kommunikationskomponenter att göra. De risker som har identifierats med smarta elnät under arbetets gång har placerats in i de olika riskkategorierna. Riskerna listas nedan.

Anläggningsteknik

- Fel på fjärrstyrning
- Utrustning som störs av sin elektromagnetiska omgivning

Enstaka anläggningsobjekt

- Fel på effektbrytare
- UPS urladdad eller har inte tillräcklig kapacitet

Nätstruktur

- Omvänt effektflyde

Organisation och arbetsprocesser

- Brist på kravställande vid avtal med aktörer inom informations- och kommunikationsbranschen
- Förvaltning av systemet/installationen
- Samarbete internt/externt

Övrigt

- Integrering av nya komponenter och system
- Kapacitetsbrist vid laddning av elbilar

Informationssäkerhet

- Avgrävning av optokabel
- Avsaknad av information på grund av överbelastning av kommunikationsnät
- Avbrott i (mobilt) kommunikationsnät
- Fel på viktig nod i kommunikationsnätet
- Avsaknad av redundans för optokablar
- Felhantering av information
- Beroende av kommunikationsnät som ägs av annan aktör
- Elförsörjningen beroende av informations- och kommunikationsteknik
- Obehörig avlyssning och förändring av information

För att underlätta arbetet när nya risker ska identifieras har ett tillvägagångssätt för riskbedömningen tagits fram. Detta har tagits fram eftersom det smarta elnätet byggs ut och utvecklas successivt vilket innebär att nya risker kommer att tillkomma under senare skeden i utbyggnaden.

7.4 Utmaningar för det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden

Det elnät som byggs i Norra Djurgårdsstaden är ett första test på hur ett smart elnät i stadsmiljö ska kunna se ut. Frågorna som ska testas och besvaras är många både vad det gäller utformning och övervakning av elnätet, men även hur kunderna ska kunna agera och sedan hur de faktiskt agerar. De risker som tagits fram under arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser för smarta elnät tillämpades för Norra Djurgårdsstaden och de utmaningar som detta elnät står inför är av varierande karaktär. De flesta risker som gick igenom vid tillämpningen av metoden för Norra Djurgårdsstaden hamnade i de gröna områdena i riskmatrisen, det vill säga att de är sådana risker som kan accepteras och inga åtgärder utförs för dessa. Några av riskerna hamnade ändå i de gula och röda

riskkategorierna och det är dessa som bör undersökas vidare för att minska eventuella fel som kan leda till sämre leveranssäkerhet. Dessa var:

- Integrering av nya komponenter och system
- Felhantering av information
- Samarbete internt/externt
- Avgrävning av optokabel
- Fel på viktig nod i kommunikationsnät
- Obehörig avlyssning och förändring av information
- Omvänt effektflyde
- Avbrott i (mobilt) kommunikationsnät

En risk- och sårbarhetsanalys ska innehålla fem moment: riskidentifiering, riskanalys, riskutvärdering, förmågebedömning och sårbarhetsanalys. För det smarta elnätet i Norra Djurgårdsstaden har vikten lagts på att försöka identifiera riskkällor och därefter har en grov uppskattning gjorts av sannolikhet och konsekvens. De åtta risker som finns nämnda ovan ska tolkas som frågor som ska ställas av Fortum i hur arbetet görs för att minska risker i de olika moment som ingår i kategorierna. Utmaningarna med att bygga ett smart elnät är många och genom att proaktivt arbeta med riskerna som framkommit under tillämpningen går det att minska sårbarheten i det smarta elnätet. Slutligen är det värt att poängtera att även om utmaningarna är många genom att bygga ett smart elnät syftar det till att öka leveranssäkerheten i elnätet.

8 Referenser

Tryckta källor

- Badano, A., Fritz, P., Göransson A. & Lindén, M. (2007). *Timmätning för alla - nytta, regelverk och ekonomi*. Elforsk, rapport 07:62
- Bergerland, C., Faber, K. & Hansson, O. (2011). *Norra Djurgårdsstaden - nya marknadsmodeller för engagerade kunder*. Elforsk, rapport 40112
- Berglund, B. (2009). *Svarta svanar och högspänningsledningar - om försörjningstryggheten i det svenska elsystemet ur ett teknikhistoriskt perspektiv*. Uppsala universitet, tillgänglig online:
http://www.utn.uu.se/sts/cms/filarea/0901_Berglund.pdf (Hämtad 2012-01-12)
- Boemer, J.C., Burges, K., Zolotarev, P., Lehner, J., Wajant, P., Fürst, M., Brohm, R. & Kumm, T. (2011). *Overview of German grid issues and retrofit of photovoltaic power plants in Germany for the prevention of frequency stability problems in abnormal system conditions of the ENTSO-E region Continental Europe*. SIW
- Bollen, M. (2010). *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem - smarta mätare och intelligenta nät*. Energimarknadsinspektionen, EI R2010:18, tillgänglig online: <http://www.ei.se/Upload/Rapporter/EI/EIR201018.pdf> (Hämtad 2012-01-16)
- Brännlund, G. (2011). *Evaluation of two peak load forecasting methods used at Fortum*. KTH
- Davidsson, G., Haeffler, L., Ljungman, B. & Frantzich, H. (2003). *Handbok för riskanalys*. Räddningsverket, Karlstad: Elanders Tofters
- Energimarknadsinspektionen (2009). *Förstudie leveranskvalitet - delrapport 2 - riktvärden för långa avbrott*. Tillgänglig online:
http://www.ei.se/upload/Leveranskvalitet/Rapport_forstudie_Delrapport2_Riktvarden_avbrott.pdf (Hämtad 2012-01-12)
- Energimyndigheten (2005). *Elavbrott i Akalla – Kista*. Energimyndigheten, ER 2005:14
- Energimyndigheten (2009). *Funktionskrav inom elförsörjningen - ur branch- och elanvändarperspektiv*. Energimyndigheten, ER 2009:23
- Energimyndigheten (2010). *Trygg energiförsörjning - en översiktlig redovisning och analys av hot, risker och sårbarheter i energisystemet*. Energimyndigheten, ER 2010:38
- Ericsson NT (2004). *Kraftkabel handboken*.
- Eriksson, J., Juhl, A., Wikström, T. & Rinne, A. (2011). *Vägledning för risk- och sårbarhetsanalyser*. Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, MSB245, tillgänglig online:

- https://msb.se/Upload/Produkter_tjanster/Publikationer/MSB/MSB245_Vagledning_RSA.pdf (Hämtad 2012-01-15)
- Europeiska kommissionen (2006). *European smart grids technology platform - vision and strategy for Europe's electricity networks of the future*.
- Europeiska kommissionen (2009). *Assessment of energy technologies and systems (ASSETS)*. JRC 42187, tillgänglig online:
http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_reference_report_200907_fossil_fuel_electricity.pdf (Hämtad 2012-02-07)
- Europeiska kommissionen (2011). *Smart grid projects in Europe - lessons learned and current developments*. JRC 65215
- Fortum (2009). *Behovet av nätsäkerhet*. Tillgänglig online:
http://www.fortum.com/countries/se/sitecollectiondocuments/natrapport2009_2010webb.pdf (Hämtad 2012-01-12)
- Fortum (2011a). *Stockholm Royal Seaport - urban smart grid pre study*, Final report WP 1
- Fortum (2011b). *Stockholm Royal Seaport - urban smart grid pre study*, Final report WP 3
- Herbert, P. (2009). *Standardisering av laddningsteknik för eldrivna fordon - lägesrapport 2009-04-06*. Elforsk, rapport 09:46
- International Energy Agency (2011). *Technology roadmap - smart grids*. International Energy Agency, tillgänglig online:
http://www.iea.org/papers/2011/smartgrids_roadmap.pdf (Hämtad 2012-01-12)
- IEA PVPS (2011). *Trends in photovoltaic applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*. International Energy Agency, IEA-PVPS T1-20:2011
- Kylefors, M., Fredholm, L. & Sandström, C. (2007). *Risikanalysmetod lokalnät - kartläggning och reduktion av risker i elnät*. Elforsk, rapport 07:58
- Larsson, Ö. & Ståhl, B. (2011). *Smart ledning - drivkrafter och förutsättningar för utveckling av avancerade elnät*. Vinnova, VA 2011:01
- Lindahl, A., Bengtsson, M., Frisk, J. & Tapper, M. (2010). *Småskalig elproduktion för eget bruk*. Svensk Energi, tillgänglig online:
http://www.svenskenergi.se/upload/Vi%20arbetar%20med/Elproduktion/Mikroel/Filer/Mikroproduktion_rapport_bilagor2.pdf (Hämtad 2012-01-12)
- Lindeberg, A. (2009). *Mätning i nätstationer -nyttor och problem*. Göteborg Energi
- Lindquist, T. (2003). *State of the art rapport - Tillförlitlighetsmodellering av elnätskomponenter med hänsyn till effekten av underhåll och åldring*. KTH

- Nylén, P. (2011). *Möjligheter och hinder för laststyrning - fokus på privatkunder med eluppvärmning*. Elforsk, rapport 11:70
- Post- och telestyrelsen (2011). *Risk- och sårbarhetsanalys för sektorn elektronisk kommunikation*. Tillgänglig online:
<http://www.pts.se/upload/Rapporter/Internet/2011/rsa-ekomsektorn-2011.pdf>
 (Hämtad 2012-01-12)
- Rafting, A. (2011). *Robust elektronisk kommunikation - vägledning för användare vid anskaffning*. Post- och telestyrelsen, PTS-ER-2011:16
- Selberg, L. (2012) Internt dokument, Powerpoint
- Smart Grid Interoperability Panel (2010). *Introduction to NISTIR 7628 - guidelines for smart grid cyber security*.
- Svensk Energi (2008). *Risk- och sårbarhetsanalyser för elnät – vägledning för elnätsföretag*.
- Svensk Energi (2011). *Svensk Elmarknadshandbok*. Utgåva nr 11B rev 2, tillgänglig online:
http://www.svenskenergi.se/upload/Nyheter%20och%20press/Elmarknadshandbok_version_remiss1%20%282%29.pdf (Hämtad 2012-01-17)
- Svenska Kraftnät (2003) *Elavbrottet 23 september 2003 – händelser och åtgärder*. Tillgänglig online:
http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/Pdf/Rapporter/Rapport_avbrott_20030923_for_webb.pdf (Hämtad 2012-02-07)
- Taheri, A. (2011). *Underhållsindikatorer för proaktivt underhåll inom Norra Djurgårdsstaden*. KTH
- Torstensson D. & Bollen M. (2010). *Leveranssäkerhet i elnäten - statistik och analys av elavbrotten i de svenska elnäten 1998-2008*. Energimarknadsinspektionen, EI R2010:05
- Volberda, F., van Loon, S. & van Riet, M. (2011). Reengineering substation automation *Transmission & distribution world*, no. 8, tillgänglig online:
http://tdworld.com/substations/power_reengineering_substation_automation/
 (Hämtad 2012-02-10)
- Wallnerström, C. J. (2011). *On incentives affecting risk and asset management of power distribution*. KTH
- Widén, J., Wäckelgård, E., Paatero, J. & Lund, P. (2010). *Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaic systems*. Solar Energy 84
- Åslund, M. (2011). *Smarta nät ritar om elkartan*. Energivärlden 2

Webbsidor

- ABB (2010). *Svavelhexafluorid (SF6)*.
<http://www.abb.se/cawp/seabb361/931306cc1f321d98c12572520047a8ef.aspx>
(Hämtad 2012-01-02)
- Cisco Systems (2009). *Securing the Smart Grid*.
http://www.cisco.com/web/strategy/docs/energy/SmartGridSecurity_wp.pdf
(Hämtad 2012-02-11)
- Clinton Climate Initiative (2011). *Climate positive - Stockholm royal seaport*.
<http://www.clintonfoundation.org/what-we-do/clinton-climate-initiative/>
(Hämtad 2011-11-02)
- Elsäkerhetsverket (2010). *Elektromagnetiska störningar*.
www.elsakerhetsverket.se/sv/EMC (Hämtad 2011-12-27)
- Energimarknadsinspektionen (2011). *Leveranskvalitet och leveranssäkerhet*.
<http://www.ei.se/For-Energiforetag/El/Leveranskvalitet/> (Hämtad 2012-01-03)
- Energimyndigheten (2011). *Energiläget i siffror 2011*.
<http://energimyndigheten.se/Global/Statistik/Energil%C3%A4get/Energil%C3%A4get%20i%20siffror%202011.pdf> (Hämtad 2012-01-16)
- EPIA (2011). *Global market outlook for photovoltaics until 2015*. Bryssel, Belgien
- Fortum (2010). *Målet för Fortums SäkraNät-program är nått – halverade avbrottstider i landsbygdsnäten! - och vädersäkringen av elnäten fortsätter*,
pressmeddelande 2010-12-21 <http://media.fortum.se/2010/12/21/malet-for-fortums-sakranat-program-ar-natt-%E2%80%93-halverade-avbrottstider-i-landsbygdsnaten-och-vadersakringen-av-elnat-ens- fortsatter/> (Hämtad 2012-01-12)
- Fortum (2011c). *Verksamhet i Sverige*. <http://www.fortum.com/countries/se/om-fortum/om-koncernen/verksamhet-i-sverige/pages/default.aspx> (Hämtad 2012-01-16)
- Fortum (2011d). *Norra Djurgårdsstaden*. http://www.fortum.com/countries/se/om-fortum/miljo-och-samhalle/koldioxidsnalt-samhalle/forskning/norra_djurgardsstaden/pages/default.aspx (Hämtad 2012-01-23)
- Fortum (2011e). *Smarta elnät*. <http://www.fortum.com/countries/se/om-fortum/vara-projekt/smarta-elnat/pages/default.aspx> (Hämtad 2012-02-14)
- Fortum (2012). *Glossary*.
<http://www.fortum.com/en/sustainability/glossary/pages/default.aspx> (Hämtad 2012-02-29)
- Miljödepartementet (2008). *EU:s klimatarbete*. <http://www.regeringen.se/sb/d/8857>
(Hämtad 2012-02-14)

- Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (2009). *Risk- och sårbarhetsanalyser*.
<https://www.msb.se/sv/Forebyggande/Krisberedskapssystemet/Risk--och-sarbarhetsanalyser/> (Hämtad 2012-01-10)
- Post- och telestyrelsen (2010). *Så här fungerar tjänsten*.
https://www.ledningskollen.se/Svenska/Sa_har_fungerar_det (Hämtad 2012-01-12)
- Stockholms stad (2009). *Norra Djurgårdsstaden - Stockholm Royal Seaport*.
<http://www.stockholm.se/norradjurgardsstaden> (Hämtad 2012-01-23)
- Stockholms stad (2011). *Norra Djurgårdsstaden*. <http://www.stockholm.se/Fristaende-webbplatser/Fackforvaltningssajter/Exploateringskontoret/Ovriga-byggprojekt-i-innerstaden/Hjorthagen-Vartahamnen-Frihamnen-Loudden/> (Hämtad 2012-01-12)
- STRI (2011). *About IEC 61850 standard*.
<http://www.stri.se/index.pl?iid=11008&isa=Category> (Hämtad 2012-01-27)
- Svensk Energi (2010). *Pålitliga elleveranser i Sverige: "Nu har vi nått 99,99 procent!"*.
 Pressmeddelande 2010-10-08
<http://www.svenskenergi.se/upload/Nyheter%20och%20press/pressmeddelanden/2010/Pressmeddelande-101008-elavbrott.pdf> (Hämtad 2012-01-12)
- Svensk Energi (2012). *Branschen om timmätning: "Rätt inriktning - men för snabbt och för dyrt"*. Pressmeddelande 2012-02-16
<http://www.svenskenergi.se/sv/Aktuellt/Pressmeddelanden2/Pressmeddelande/> (Hämtad 2012-02-29)
- Svenska Kraftnät (2011). *Energimarknaden*.
<http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Sveriges-effektsituation/Frankoppling-av-elforbrukning-/> (Hämtad 2012-01-10)
- Svenska Kraftnät (2012). *Stamnätet*. <http://www.svk.se/Om-oss/Var-verksamhet/Stamnatet/> (Hämtad 2012-01-10)
- Trafikanalys (2011). Exceldokumentet *FORDON 2010 - Vehicle statistics 2010*.
 Hämtad via <http://www.trafa.se/Statistik/Vagtrafik/Fordon/> (Hämtad 2012-01-25)
- Voltimum (2011). *Effektbrytare*.
<http://www.voltimum.se/news/3651/elordlista.elordlistan/effektbrytare.html> (Hämtad 2011-12-29)

Lagar och föreskrifter

- EIFS 2010:3. *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner avseende leveranssäkerhet i elnäten*.
 Energimarknadsinspektionen

LEK 2003:389. *Lagen om elektronisk kommunikation.*

MSBFS 2010:7. *Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om statliga myndigheters risk- och sårbarhetsanalyser.* Myndigheten för samhällsskydd och beredskap

Personlig kommunikation

Eriksson, M. Fortum, 2011-10-18

Fagerö, L. Fortum, 2011-11-08, 2012-01-23

Hjelm, E. Fortum, 2011-11-18

Johansson, J. Fortum, 2011-10-06, 2012-01-26

Oberger, K. Fortum, 2011-09-30

Petersson, A. Överinspektör, Elsäkerhetsverket, 2011-10-12

Ribrant, J. Fortum, 2011-09-29

Svenska Elnät, besök vid kabelskåpsbyte, 2011-10-17

Valtari, J. Projektledare SGEM, Cleen, 2011-10-14

Workshop 1, 2011-11-21. Närvarande: Oberger, K., Ribrant, J., Johansson, J., Hjelm, E., Tezelson, J., Bengtlars, S. & Lidén, E.

Workshop 2, Halvtidspresentation 2011-12-05. Närvarande: Selberg, L., Naucier, C., Hansson, O., Oberger, K., Bergerland, C. Nilsson, L., Johansson, B., Ribrant, J., Johansson, J., Hjelm, E., Tezelson, J., Widén, J., Walla, T., Bengtlars, S. & Lidén, E.

9 Bilaga 1

Grovriskanalys

Riskvärdering

Nr	Skadehändelse	Kommentarer	S	K < 2 MW
----	---------------	-------------	---	-------------

Anläggningsteknik

138	Fel på fjärrstyrning	UPS, rörliga, motordrivna delar, fysisk påkoppling	3	2
139	Utrustning som störs av sin elektromagnetiska omgivning	Fler komponenter i KS och NS som kan störas. Risk för sämre elkvalitet (transienter, övertoner)	2	1

Enstaka anläggningsobjekt

140	Fel på effektbrytare		2	2
141	UPS urladdad eller har inte tillräcklig kapacitet		1	1

Nätstruktur

142	Omvänt effektförflöde		2	4
-----	-----------------------	--	---	---

Organisation och arbetsprocesser

143	Brist på kravställande vid avtal med aktörer inom informations- och kommunikationsbranschen	Krav bör ställas på t ex tillgänglighet, redundans och skydd mot dataintrång vid upphandling av IT-system	2	2
144	Förvaltning av systemet/installationen	Hårdvara/mjukvara, elnät, kommunikationsnät, underhåll	1	2
145	Samarbete internt/externt	Kravställande och uppföljning vid samarbeten mellan aktörer både internt	3	3

		och externt.		
--	--	--------------	--	--

Övrigt

146	Integrering av nya komponenter och system	Kommunikation mellan ICT-gränssnitt. Flera olika aktörer, fler kommunikationssystem. Det kommer att ta tid att få ihop systemen och sedan kommer det vara problem att samköra dem.	4	3
147	Kapacitetsbrist vid laddning av elbilar	Svårt att förutspå en "elbilsboom"	2	4

Informationssäkerhet

148	Avgrävning av optokabel		3	3
149	Avsaknad av information på grund av överbelastning av kommunikationsnät		1	3
150	Avbrott i (mobilt) kommunikationsnät	Leder ej till avbrott i elöverföring för tillfället	2	3
151	Fel på viktig nod i kommunikationsnätet		3	3
152	Avsaknad av redundans för optokablar	Leder till informationsbrist	4	1
153	Obehörig avlyssning och förändring av information	Hur denna risk ter sig och vad som blir konsekvenserna kan vara mycket olika. Korrupt data skickas. Både kund och elbolag kan påverkas.	3	3
154	Beroende av kommunikationsnät som ägs av annan aktör	Ej aktuellt i NDS, en fråga hur Fortum som organisation samarbetar med andra	1	1

		aktörer		
155	Elöverföringens beroende av informations- och kommunikationsteknik	Viktigt att utforma elnätet så att det ej är kritiskt beroende av informations- och kommunikationsteknik. I NDS är elnätet ej kritiskt beroende av detta.	1	4