

Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Förord

Smarta elnät används ofta som ett samlingsbegrepp för att beskriva framtidens elnät och handlar både om ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar för reglering och marknadsdesign. Med smartare tekniska lösningar och affärsmodeller möjliggör smarta elnät att flexibiliteten i elsystemet kan utnyttjas mer och effektivare, både i produktions- och användarledet.

Ei:s uppdrag är att arbeta för väl fungerande energimarknader. Som en följd av EU:s reviderade elmarknadsdirektiv stärks Ei:s roll kopplat till smarta elnät. Ei ska i enlighet med det nya elmarknadsdirektivet övervaka och utvärdera utvecklingen av det smarta elnätet med utgångspunkt i olika indikatorer. Ei har analyserat vilka indikatorer som är lämpliga för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige. I den här rapporten beskrivs resultatet av den analysen.

Eskilstuna, maj 2021



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Johanna Rosenlind
Analytiker/projektledare

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Inledning	7
1.1 Det svenska elnätet	7
1.2 Vad är smarta elnät?	8
1.3 Elmarknadsdirektivet om smarta elnät.....	10
1.4 Fokusområden för utvecklingen av smarta elnät	11
1.5 Syfte och avgränsningar	16
1.6 Dialog med elmarknadens aktörer	17
1.7 Rapportens innehåll.....	18
2 Analys för framtagande av egenskaper för indikatorer för smarta elnät	19
2.1 Referensmaterial om indikatorer för utvecklingen av smarta elnät	19
2.2 Analysperspektiv för indikatorerna	21
2.3 Selektionsprocessen för indikatorerna	22
2.4 Övergripande kategorisering av indikatorerna	24
3 Indikatorer för smarta elnät	26
3.1 Indikatorer för utvärdering av smarta elnät	26
3.2 Indikatorer som är lämpliga för framtida utredning	46
3.3 Sammanfattning av indikatorer för att beskriva utvecklingen av smarta elnät.....	52
4 Hur förhåller sig indikatorerna till varandra?	54
4.1 Elnätsföretagen behöver kontinuerligt revidera valet av smart teknik och det påverkar vilka indikatorer som bör användas	54
4.2 Alla indikatorer behövs för att ge en rättvis bild av smarta elnätsutvecklingen	55
4.3 Utvärderingen av smarta elnät med hjälp av indikatorer	58
5 Slutsatser	60
Bilaga 1 – Lista med indikatorer	62
Bilaga 2 – Lista med förkortningar	71

Sammanfattning

För att möjliggöra omställningen av energisystemet behöver elnäten förändras och moderniseras. Smarta elnät används ofta som ett samlingsbegrepp för att beskriva framtidens elnät. Begreppet handlar både om ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar för reglering och marknadsdesign i syfte att möjliggöra energiomställningen.

Smarta elnät är inget självändamål utan ska ses som ett verktyg för att skapa nytta för elkunderna och för samhället i stort. Smarta elnät kan bidra till integreringen av förnyelsebar energi, ökad energieffektivitet och ett mer motståndskraftigt och tillförlitligt elnät.

Som en följd av EU:s reviderade elmarknadsdirektiv stärks Ei:s roll kopplat till smarta elnät. Ei ska i enlighet med artikel 59 i elmarknadsdirektivet övervaka och utvärdera utvecklingen av det smarta elnätet med utgångspunkt i en begränsad uppsättning indikatorer. Ei ska också vartannat år offentliggöra en nationell rapport med rekommendationer kopplade till smarta elnät.

Ei har sammanställt indikatorer från tidigare studier och därefter använt ett antal analysperspektiv för att välja ut en begränsad uppsättning indikatorer. Ei har därefter kommit fram till att följande indikatorer är lämpliga att använda för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige, i enlighet med artikel 59 i elmarknadsdirektivet:

- Leveranssäkerhetsindikatorer avseende exempelvis frekvensen av och längden på strömavbrott
- Andelen nätförluster
- Medellastfaktor
- Utnyttjningsgrad
- Lokalt installerad produktion
- Acceptansgräns för förnybara energikällor
- Spänningskvalitetsindikatorer
- Transformatorstationernas automationsgrad
- Användningen av flexibilitetstjänster

- Elektrifiering av transportsektorn
- Total kapacitet av anslutet energilagrar
- Användningen av dynamisk belastningsbarhet
- Nyttjandegraden av transformatorer

Vissa av ovanstående punkter är grupper av indikatorer, exempelvis leveranssäkerhetsindikatorerna, spänningsskvalitetsindikatorer samt indikatorer för användning av flexibilitet. I rapporten definieras varje indikator. Listan av indikatorer består både av helt nya indikatorer som Ei inte har samlat in tidigare och av indikatorer som Ei redan idag samlar in.

Ei bedömer att kombinationen av utvalda indikatorer sammantaget ger en heltäckande och rättvis bild av utvecklingen av smarta elnät. Många av indikatorerna är intressanta att följa och analysera var för sig, men framförallt kompletterar de varandra på ett sätt som möjliggör en bra helhetsanalys av utvecklingen. Ett indikatorvärde för ett enskilt år ger inte en heltäckande bild, utan den sammanvägda bilden av förändringen i respektive indikatorvärde över tid ger den bästa beskrivningen av förändringen i systemet. Det är därför lämpligt att se till indikatorernas utveckling över tid för att på ett bra sätt kunna övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät. Indikatorerna har ofta ett ömsesidigt beroende och samvarierar i viss mån. En analys av detta finns i rapporten.

I rapporten beskrivs också ett antal indikatorer som Ei bedömer är intressanta att titta vidare på men av olika skäl inte är relevanta att samla in i nuläget. Det kan exempelvis bero på att insatsen för rapportering bedöms för omfattande, att området som indikatorn beskriver inte är tillräckligt utvecklat ännu eller att det inte varit möjligt att identifiera en tillräckligt bra definition. Detta avser exempelvis indikatorer för resiliens och för digital utveckling.

För att Ei ska kunna övervaka utvecklingen av smarta elnätet med utgångspunkt i de indikatorer som beskrivs i rapporten krävs att det införs en skyldighet för elnätsföretagen att rapportera in fler uppgifter till Ei än vad som görs idag. Ei har i rapporten *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter* (Ei R2020:02) föreslagit att det införs en skyldighet för elnätsföretag att lämna uppgifter till Ei om utvecklingen av ett smart elnät. Ei har inom ramen för den här analysen beaktat tillgängligheten i uppgifterna men vi har inte på djupet analyserat de konsekvenser som en sådan rapportering skulle medföra.

1 Inledning

I det här kapitlet beskrivs bakgrunden till arbetet med indikatorer för smarta elnät. Vi beskriver vad ett smart elnät är och vad det kan bidra till. Vi beskriver också de avgränsningar som gjorts i analysen samt rapportens disposition.

1.1 Det svenska elnätet

Det svenska elnätet kan delas in i transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) äger och driver transmissionsnätet som transporterar el från stora elproducenter vidare till regionnäten. Regionnäten transporterar elen vidare till lokalnäten och ibland direkt till kunder med stor förbrukning och lokalnäten distribuerar elen till elkunderna. Totalt finns cirka 170 elnätsföretag i Sverige.

Elnätsföretag måste ha tillstånd från Ei för att bygga eller använda elledningar. Sådana tillstånd kallas för nätkoncession. Det finns två typer av nätkoncessioner, nätkoncession för linje och nätkoncession för område. Nätkoncession för område ger elnätsföretaget rätt och skyldighet att bedriva nätverksamhet inom ett geografiskt område upp till en viss spänningsnivå. Endast ett företag får inneha nätkoncession för område på en geografisk yta. Nätkoncession för linje ges för varje enskild kraftledning, oftast på högre spänningsnivåer.

Ei beslutar också om intäktsramar för elnätsföretagen. I regleringen av intäktsramarna används begreppet redovisningsenheter. En redovisningsenhet är vanligtvis ett nätområde som är geografiskt sammanhängande, men är i vissa fall uppdelat på olika geografiska områden. Redovisningsenheter för lokalnät (REL) avser nät som främst omfattas av nätkoncession för område. Redovisningsenheter för regionnät (RER) avser nät med nätkoncession för linje med en spänning under 220 kV och som inte tillhör ett lokalnät.

Transmissionsnätet definieras enligt ellagen som ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kV eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Transmissionsnätsföretag definieras som den som innehar nätkoncession för ledning som ingår i ett transmissionsnät. Svenska kraftnät är det enda transmissionsnätsföretaget i Sverige.

1.2 Vad är smarta elnät?

Det pågår en omställning av energisystemet. Andelen variabel elproduktion i form av vind- och solkraft samt småskalig distribuerad elproduktion ökar. På användarsidan sker en elektrifiering av transporter och industrier. Samtidigt växer Sverige med nya bostäder och verksamheter som ska anslutas till elnätet som följd. Dessa förändringar skapar både utmaningar och nya möjligheter för energisystemet.

För att möjliggöra omställningen av energisystemet behöver elnäten förändras och moderniseras. Smarta elnät används ofta som ett samlingsbegrepp för att beskriva framtidens elnät. Det finns flera definitioner av begreppet. Nedan redogörs för ett antal definitioner, vilka tillsammans ger en bild av vad smarta elnät är.

Inom EU-kommissionens tematiska plattform för energi beskrivs smarta elnät som¹ "ett elnät som på ett kostnadseffektivt sätt kan integrera alla de anslutna användarnas beteenden och handlingar, inklusive producenter och konsumenter samt de som både producerar och konsumerar, för att säkerställa ett ekonomiskt lönsamt och hållbart kraftsystem med låga förluster och hög kvalitet, försörjningstrygghet och säkerhet."

Inom standardiseringsorganet Internationella elektrotekniska kommissionen (IEC) definieras smarta elnät som² "elsystem som utnyttjar informations- och styrteknik, distribuerad databehandling samt tillhörande givare och styrutrustning för att integrera beteenden och handlingar hos användare och andra intressenter samt att effektivt tillhandahålla en hållbar, ekonomisk och tillförlitlig elförsörjning."

Internationella energirådet (IEA) definierar smart elnätsteknik som³ ett "elsystem som använder digital teknik för att övervaka och hantera överföringen av elektricitet från alla genereringskällor för att möta den variabla efterfrågan på el från slutanvändare. Sådana system har en förmåga att koordinera efterfrågan och kapaciteten hos alla generatorer, systemoperatörer, slutanvändare och elmarknadsintressenter på ett sådant vis att det kan optimera användning och drift av tillgångar, och i processen, minimera både kostnader och miljömässig påverkan samtidigt som man bevarar systemtillförlitlighet, motståndskraft i systemet samt systemstabilitet."

¹ Förf. översättning av definition. Länk: <https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/smart-grids>, 2020-02-04.

² Förf. översättning av definition. Länk: <https://web.archive.org/web/20130602083645/http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-13>, 2020-02-04.

³ Förf. översättning av definition. Länk: http://swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/social_costs_and_benefits_of_smart_grid_technologies.pdf, 2020-02-04.

Forum för smarta elnät, som inrättades av regeringen för perioden 2016–2019, skrev⁴ att ”smarta elnät ger producenter och elanvändare nya möjligheter att aktivt bidra till ett hållbart system som använder energin smartare. En ökad digitalisering och nya tekniska lösningar är en del av det smarta energisystemet. Men en lika stor del är nya affärsmodeller och nya aktörer på marknaden.”

Forum för smarta elnät såg smartare elnät som en möjliggörare för:

- integrering av förnybar elproduktion, även småskalig
- minskad energianvändning
- flexibilitet som jämnar ut belastningen i elnätet
- elkunder att bli aktiva deltagare på elmarknaden.

Nedan listas teknikområden för smarta elnät som Forum för smarta elnät har tagit fram⁵:

- Integrering av förnybar och decentraliserad produktion
- Teknik för förbättrad transmission
- Teknik för förbättrad distribution
- Realtidsövervakning och styrning av elnät
- Kundsystem för efterfrågefleksibilitet och energieffektivisering
- Avancerad mätinfrastruktur
- Lagring och laddning för elfordon
- Integrering av informations- och kommunikationsteknik (IKT)
- Cybersäkerhet

Det finns således inte en enhetlig definition av begreppet smarta elnät. De flesta definitioner är ändå överensstämmande i att smarta elnät handlar om både ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar för reglering och marknadsdesign. Med smartare tekniska lösningar och affärsmodeller möjliggör smarta elnät att flexibiliteten i elsystemet kan utnyttjas mer och effektivare, både i produktions- och användarledet. Ur ett kundperspektiv är den mest framträdande nyttan av smarta elnät att kunden kan öka sitt inflytande och göra fler aktiva val på marknaden.

⁴ Websida Forum för smarta elnät, länk: <http://swedishsmartgrid.se/varfor-smarta-elnat/>, 2020-02-13

⁵ Smarta nät i Sverige - Kartläggning av projekt inom smarta elnät, Forum för smarta elnät, 2020.

Ei har ett regeringsuppdrag som syftar till att utvärdera kostnader och nyttor med smarta elnät. Det uppdraget rapporterades den 31 maj till regeringen.

1.3 Elmarknadsdirektivet om smarta elnät

Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 om gemensamma regler för el (elmarknadsdirektivet) innehåller gemensamma regler för produktion, överföring och leverans av el. Målet är att uppnå en konkurrensutsatt och effektiv europeisk elmarknad som ska leda till bättre priser och en säkrad och tryggad elförsörjning inom EU.

I artikel 59 i elmarknadsdirektivet beskrivs tillsynsmyndigheternas uppgifter och befogenheter. Där framgår bland annat att tillsynsmyndigheten har följande uppgift:

Övervaka och utvärdera resultatet hos systemansvariga för överförings- och distributionssystemen i förhållande till utvecklingen av ett smart nät som främjar energieffektivitet och integreringen av energi från förnybara energikällor utifrån en begränsad uppsättning indikatorer, och offentliggöra en nationell rapport vartannat år, med rekommendationer.

Av skäl 51 i elmarknadsdirektivet framgår att utvecklingen av smarta elnät kan uppmuntra till decentraliserad produktion och energieffektivitet:

Medlemsstaterna bör uppmuntra en modernisering av distributionsnät, exempelvis genom införande av smarta nät, som bör vara uppbyggda på ett sätt som uppmuntrar decentraliserad produktion och energieffektivitet.

Enligt skäl 83 i direktivet bör tillsynsmyndigheten säkerställa att systemansvariga för överförings- och distributionssystem gör sitt elnät mer motståndskraftigt och flexibelt. I skälet nämns också ett antal förmågor som är viktiga att övervaka hos de systemansvariga:

Tillsynsmyndigheter bör säkerställa att systemansvariga för överförings- och distributionssystem vidtar lämpliga åtgärder för att göra sitt nätverk mer motståndskraftigt och flexibelt. I det avseendet bör de övervaka dessa systemansvarigas resultat på grundval av indikatorer såsom förmågan hos de systemansvariga för överförings- och distributionssystem att driva ledningar enligt en dynamisk rankning av ledningar, utvecklingen av fjärrövervakning och realtidskontroller av omformarstationer, den minskade nätförlusten och frekvensen av och längden på strömavbrott.

Elmarknadsdirektivet (EU) 2019/944 är ännu inte genomfört i svensk lagstiftning. Ei har lämnat förslag på hur bestämmelserna i direktivet kan genomföras i rapporten *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter* (Ei R2020:02). Ei föreslår i rapporten att det införs en skyldighet för elnätsföretag att lämna uppgifter till Ei om utvecklingen av ett smart elnät.

1.4 Fokusområden för utvecklingen av smarta elnät

Ei har identifierat följande fokusområden för utvecklingen av smarta elnät:

- Energiomställning – integrering av förnybara energikällor, elektrifiering av transporter samt industriella processer
- Energieffektivitet – effektivt utnyttjande och effektiv drift av elnätet
- Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät

De tre fokusområdena är framtagna utifrån det som framgår av artikel 59 och skäl 83 i elmarknadsdirektivet. Områdena är visualiserade i Figur 1.

Figur 1 Utvecklingen av smarta elnät kan bidra till energiomställningen, ökad energieffektivitet samt mer motståndskraftiga och tillförlitliga elnät.



För att bidra till energiomställningen, energieffektivitet samt motståndskraftiga och tillförlitliga elnät behöver elnätsföretagen kontinuerligt arbeta med smart elnätsteknik utifrån de behov som finns i elnätet. Det är starkt förknippat med teknikutvecklingen och därigenom vad som är möjligt att åstadkomma. De förändringar som sker hos elnätsföretagen och i energisystemet pekar på behovet av att kontinuerligt se över de indikatorer som används för utvärderingen.

Energiomställning – Integrering av förnybara energikällor, elektrifiering av transporter samt industriella processer

Elsystemets förmåga att integrera el från förnybara energikällor är avgörande för att nå Sveriges mål att elproduktionen ska vara 100 procent förnybar till 2040 och EU:s mål om att bli klimatneutralt 2050, det vill säga ha ett nettonollutsläpp av växthusgaser.

För att upprätthålla balansen i ett elnät med stor andel elproduktion från förnybara energikällor krävs flexibilitet. Med smartare tekniska lösningar och affärsmodeller möjliggör smarta elnät att flexibiliteten i elsystemet kan utnyttjas mer och effektivare, både i produktions- och användarledet.

Traditionellt har den enda möjligheten att lagra elenergi i större skala varit i form av vattenkraft. Den ökade mängden el från förnybar energi innebär att det inte längre är möjligt att styra elproduktionen efter den konsumtion som råder. Elen produceras istället när omständigheterna tillåter, exempelvis när solen lyser eller när vinden blåser. Det här innebär stora utmaningar för elsystemet och elnätet.

Utvecklingen av smarta elnät gör det möjligt att kunden blir aktivare i sin energianvändning, exempelvis genom att ha tillgång till egna förbrukningsdata eller genom att äga en produktionsanläggning som svarar på behov från elnätet. Detta ökar flexibiliteten i elsystemet.

Arbetet för att nå energi- och klimatmålen kommer att medföra elektrifiering av transporter och industriella processer som tidigare varit beroende av fossila bränslen. Enligt scenarier som Energimyndigheten tagit fram kan elanvändningen år 2050 uppgå till 243-375 TWh per år⁶. Under 2020 uppgick elanvändningen till 134 TWh⁷. Elektrifieringen av transporter innebär en omfattande utbyggnad av laddinfrastruktur för både tunga och lätta fordon. Under 2018 ökade antalet laddbara fordon i trafiken med 52 procent i Sverige⁸. Smarta elnät inkluderar tekniska lösningar som kan flytta laster, exempelvis smart laddning av elfordon eller lastförflyttning av konsumtion från industriella processer. Båda dessa lösningar kan användas för att undvika flaskhalsar och att jämna ut elöverföringen.

Energieffektivitet – effektivt utnyttjande av elnätet och effektiv drift

Med energieffektivitet avses i den här rapporten ett effektivt utnyttjande av elnätet. På kort sikt innebär ett effektivt nätutnyttjande att använda befintliga nätresurser så effektivt som möjligt. På lång sikt innebär det att minimera samhällets kostnader för att tillgodose efterfrågan på el. I det ligger maximal användning av nätets komponenter, effektiv nätutbyggnad, minimering av nätförluster och en effektiv drift av nätet.

Det svenska elsystemet har traditionellt karaktäriserats av en elnätsutbyggnad där nya kunder kunnat anslutas och elnätet kontinuerligt förstärkts för att matcha en trolig utveckling av överföringsbehovet. En utveckling med mer decentraliserad elproduktion, förändrade konsumtionsmönster och en mer omfattande elektrifiering har medfört att elnätsföretagen istället i allt högre grad behöver planera med exempelvis flexibilitetsresurser.

Av Sveriges lokal- och regionnät är cirka 60 procent av nätkomponenterna driftsatta före år 2000⁹. Elnätet genomgick en stor expansion för 40–50 år sedan. Figur 2 och 3 visar åldersfördelningen för lokal- och regionnäten samt för transmissionsnätet. Med en ökande ålder på elnätet, i kombination med att mängden decentraliserad elproduktion ökar, ökar även nätförluster och risken för

⁶ Energimyndigheten, ET 2016:04 "Fyra framtider – Energisystemet efter 2020", Sverige, 2016.

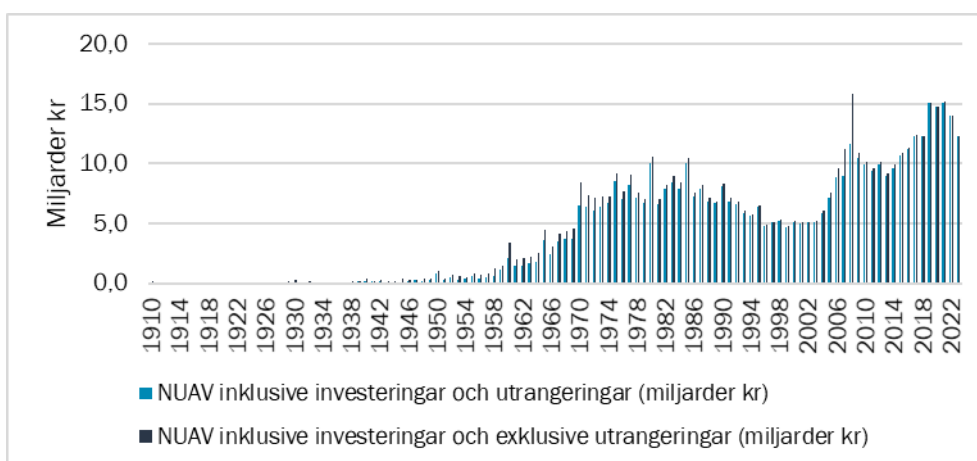
⁷ Ekonomifakta om elanvändning, länk: <https://www.ekonomifakta.se/fakta/energi/energibalans-i-sverige/elanvandning/>, 21-04-21.

⁸ Elbilsläget 2018, "Power circle," Länk: <https://infogram.com/elbilslaget-2018-1h1749rjvkrq4zj?live>, 21-04-21

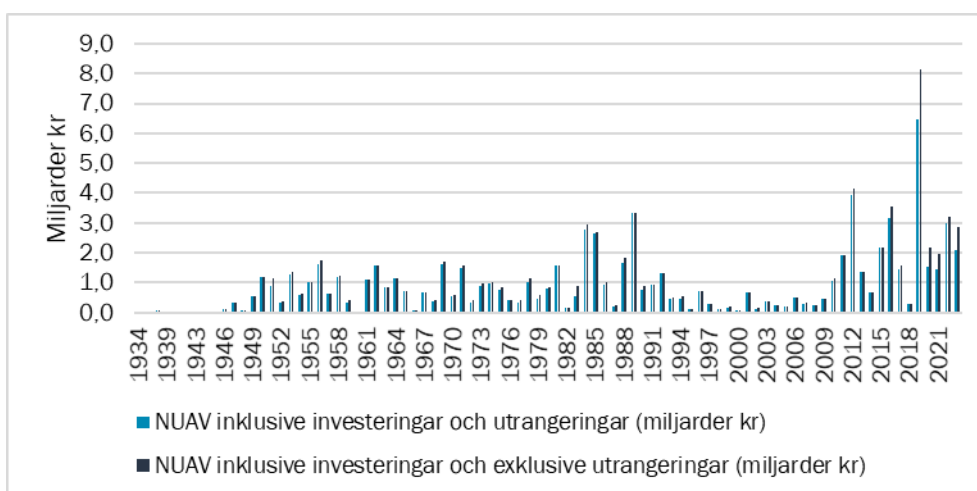
⁹ Beräknat utifrån Ei:s kapitalbasdata för lokal- och regionnäts samtliga driftsatta anläggningar per den 31 december 2018.

avbrott. Samtidigt finns möjligheten att frigöra ny kapacitet genom att investera i ny teknik som kan öka utnyttjandet av elnätet och samtidigt nyttja efterfrågefleksibiliteten. Det kan till exempel handla om att drifva ledningar med en dynamisk belastningsbarhet, införa reaktiv effektkompensering, kontrollera omformarstationer i realtid och samtidigt nyttja efterfrågefleksibilitet. Detta möjliggör att elnätet används mer effektivt utan att äventyra systemstabiliteten. Konsekvensen av att näten nyttjas mer effektivt blir att nätförstärkningar kan skjutas till framtiden och fler elanvändare kan anslutas till det befintliga elnätet. Observera att detta inte går emot principen att bygga elnät med en viss överkapacitet, vilket kan vara samhällsekonomiskt försvarbart i och med långa ledtider för investeringar samt den miljöpåverkan som en ledning innebär.

Figur 2 Nuanskaffningsvärde (NUAV) för lokal- och regionnät för tidsperioden 1910–2023. Fram till 2018 avses faktiska värden, för åren 2019–2023 avses prognoser. Värdena är i 2018 års prisnivå.



Figur 3 Nuanskaffningsvärde (NUAV) för transmissionsnät för tidsperioden 1934–2023. Fram till 2018 avses faktiska värden, för åren 2019–2023 avses prognoser. Värdena är i 2018 års prisnivå.



Ett av de svenska energi- och klimatmålen är att energianvändningen ska vara 50 procent effektivare 2030 jämfört med 2005¹⁰. Begreppet energianvändning avser för det svenska elnätet både förbrukning av elenergi och överföring av elenergi i transmissions- och distributionsnäten. Det förstnämnda innebär en minskad energiintensitet¹¹ och att elektrifieringen av transportsektorn och industrin sker enligt energieffektiva principer, med andra ord så ska vi göra mer eller så mycket som möjligt med samma resurser. Den energianvändning som sker i överföringen av elenergi i transmissions- och distributionsnäten består av nätförluster.

För att hålla nätförlusterna på låga nivåer krävs en effektiv drift av elnäten. En hög automationsgrad i elnätet möjliggör en effektiv elnätsdrift. Det finns olika automationsgrader som går från övervakning och styrning till självständigt agerande system med avancerade beslutsstöd. Automation är en förutsättning för en snabbare respons från elnätet, lägre överföringsförluster och kortare avbrott för kunderna. En högre automationsgrad i elnätet kan innebära ett effektivare nätutnyttjande.

Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät

Dagens samhälle är beroende av el och den generella trenden med ökad elektrifiering gör att vi sannolikt kommer bli ännu mer beroende av el i framtiden¹². Det beror bland annat på fler elbilar, ett större behov av kylning på sommaren, en ökad mängd värmepumpar och att samhället blir mer högteknologiskt¹³. En väl fungerande elförsörjning är därför väsentlig för samhällets funktion och utveckling.

Ett motståndskraftigt och tillförlitligt elnät involverar systemstabilitet, leverans kvalitet samt cybersäkerhet.

Systemstabilitet

En viktig aspekt för ett motståndskraftigt elnät är systemstabilitet, det vill säga elnätets förmåga att stå emot störningar som exempelvis kan uppstå vid bortfall av produktion eller last. Systemstabilitet delas upp i frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och vinkelstabilitet. Med mer variabel elproduktion som är väderberoende, till exempel sol- och vindkraft, blir det mindre av den stabilitet i systemet som kraftvärme, vatten- och kärnkraft ger. Förändringen gör att elnätet

¹⁰ Energimyndigheten, "Sveriges energi- och klimatmål," 2019.

¹¹ Definieras som förhållandet mellan total energiförbrukning och bruttonationalprodukten.

¹² F. Landegren, J. Johansson och O. Samuelsson, *Quality of supply regulations versus societal priorities regarding electricity outage consequences: Case study in a Swedish context*, International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 26, 2019, länk: <https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2019.100307>, 2020-02-12.

¹³ H. Gerard, E. I. R. Puente och D. Six, *Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework*, Utilities Policy, vol. 50, 2018, länk: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.09.011>, 2020-02-12, s. 40-48.

behöver utformas efter de nya förutsättningarna och det finns ett behov av nya eller utvecklade systemtjänster (tjänster för att upprätthålla systemstabiliteten).¹⁴

En av utmaningarna med en högre andel variabel elproduktion som är väderberoende är minskad svängmassa, alltså en minskad mekanisk tröghet i kraftsystemets roterande delar. Svängmassa skapas av synkront anslutna generatorer och turbiner såsom vatten- och kärnkraft. Vindkraft och solkraft är inte anslutna via synkronmaskiner som är direktkopplade till elsystemet och bidrar därför inte till systemets svängmassa utan speciella lösningar. En lägre svängmassa i systemet gör att störningar får ett större genomslag, vilket skapar ett behov av snabbare frekvenssvar. Ett sätt att begränsa störningar till följd av mindre svängmassa är tillföra så kallad syntetisk svängmassa genom exempelvis vindkraftsmoduler anslutna via effektomriktare eller energilager anslutna via frekvensomriktare.¹⁵

Leveranskvalitet

Överföringen av el ska enligt ellagen vara av god kvalitet. Elavbrott medför höga kostnader för samhället. Vissa kunder är känsliga för avbrott oavsett längd (som exempelvis kan kräva dyra omstarter), medan andra är mer känsliga för långa avbrott (som till exempel kan leda till förstörda kylvaror). När näringsliv och andra sektorer i samhället drabbas av elavbrott påverkas samhällsekonomi på olika sätt genom direkta och indirekta kostnader.

Energiomställningen med en högre andel variabel elproduktion som är väderberoende och en förändrad elkonsumtion kan innebära att leveranskvaliteten påverkas. Leveranskvalitet används i denna rapport som ett samlingsbegrepp för leveranssäkerhet och spänningskvalitet. Med leveranssäkerhet avses att el överförs till elanvändaren utan avbrott. Spänningskvalitet omfattar andra typer av störningar och variationer i spänning vid en leveranspunkt, alltså alla spänningsstörningar förutom korta och långa avbrott. Det är viktigt att beakta leveranskvaliteten vid bedömningen av ett smart elnät.

Smarta elnätlösningar kan göra elnätet mer motståndskraftigt mot störningar. Ett uppkopplat nät med fler sensorer, smarta elmätare och automatisk styrning möjliggör även för en högre spänningskvalitet. Övervakning, kontroll och automation är en förutsättning för ett motståndskraftigt elnät.¹⁶ Smart elnätsteknik ger även möjligheten att använda diagnostikdata för att bestämma optimal

¹⁴ Energimyndigheten, *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem – Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar*, ER 2018:16, 2018, s. 27–28.

¹⁵ Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), *Svängmassa i elsystemet - En underlagsstudie*, IVA, 2016, <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvael-svangmassa-c.pdf>, hämtad 2020-02-12, s. 8.

¹⁶ B. Dupont, L. Meeus och R. Belmans, *Measuring the "Smartness" of the electricity grid*, IEEE Xplore, 2010, s. 4-5.

tidpunkt för utbyte av komponenter som antingen nått sin tekniska livslängd eller som kan flyttas någon annanstans i elnätet. Ett sådant utbyte minimerar risken för incidenter relaterat till komponentfel.

En av Ei:s uppgifter är att granska om elnätsföretagens överföring av el på kort och lång sikt är av god kvalitet. För bedömningen av kvalitetsincitamentet i intäktsramsregleringen används indikatorerna *AIT*¹⁷ (effektviktad medelavbrottstid) och *AIF*¹⁸ (effektviktad medelavbrottsfrekvens) för både aviserade och oaviserade avbrott. För lokalnät används därutöver indikatorn *CEMI*¹⁹ (andelen kunder med minst fyra avbrott per år) som under vissa förutsättningar har en dämpande effekt på justeringen av intäktsramen. Ei publicerar årligen en rapport om leveranssäkerheten i Sveriges elnät²⁰. I rapporten följer vi bland annat upp det genomsnittliga antalet avbrott (*SAIFI*²¹) och den genomsnittliga medelavbrottstiden (*SAIDI*²²) på elavbrott i Sverige. Frekvensen av och längden på elavbrott finns med i skäl 83 i elmarknadsdirektivet som indikatorer för tillsynsmyndigheten att övervaka.

Cybersäkerhet

Smarta elnätstekniker kan påverka cybersäkerheten på olika sätt. Det ökande antalet digitalt anslutna apparater som interagerar med kontrollsystem ökar stadigt, vilket å ena sidan ökar risken för potentiella attacktytor genom att skapa nya ingångar till systemet. I energinätverk ingår mer och mer digitala gränssnitt till olika aktörer utanför energisystemets gränser. Å andra sidan så kan smarta elnätstekniker öka motståndskraften genom att bidra med observerbarhet i elnätet samt styrenheter som kan möjliggöra upptäckten av störningar, snabbare återställning och flexiblare drift.²³

1.5 Syfte och avgränsningar

Syftet med den här rapporten är att analysera indikatorer som är lämpliga för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige. Analysen omfattar både uppgifter som Ei redan idag samlar in från elnätsföretagen och uppgifter som Ei inte har tillgång till.

¹⁷ Eng. *Average Interruption Time*

¹⁸ Eng. *Average Interruption Frequency*

¹⁹ Eng. *Customers Experiencing Multiple Interruptions*

²⁰ Ei R2020:08 Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2019 - Statistik och analys av elavbrott, 2020.

²¹ Eng. *System Average Interruption Frequency Index*

²² Eng. *System Average Interruption Duration Index*

²³ United States Department of Energy, *Smart Grid System Report – 2018 Report to Congress*, U.S.

Department of Energy, 2018, länk:

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/02/f59/Smart%20Grid%20System%20Report%20November%202018_1.pdf, 2020-02-14, s. 65.

För att Ei ska kunna övervaka utvecklingen av smarta elnät med utgångspunkt i de indikatorer som beskrivs i rapporten krävs att det införs en skyldighet för elnätsföretagen att rapportera in fler uppgifter till Ei än vad som rapporteras in idag. Ei har inom ramen för den här analysen beaktat tillgängligheten i uppgifterna men vi har inte på djupet analyserat de konsekvenser som en sådan rapportering skulle medföra.

Vi har valt att inte utvärdera införandet av smarta elmätare. Smarta elmätare beskrivs ofta som en grundförutsättning vid införandet av smarta elnätstekniker. Regeringen har beslutat om funktionskrav för elmätare som gäller från den 1 januari 2025. Elnätsföretagen ska byta ut alla elmätare som inte uppfyller kraven fram till dess. En indikator som beskriver införandet av smarta mätare skulle därför endast vara relevant fram till 2025.

Indikatorerna bedömer inte heller kostnadseffektiviteten i de lösningar elnätsföretagen väljer. Fokus i uppföljningen av smarta elnät är inte att utvärdera kostnadseffektiviteten i olika lösningar, ge incitament till valet av specifika tekniker eller åtgärder utan endast se till utvecklingen av smarta elnät och dess eventuella effekter.

Analysen har slutligen avgränsats från att följa utvecklingen av nättariffer eftersom Ei har ett pågående föreskriftsarbete om utformningen av tariffer för effektivt nätutnyttjande.

1.6 Dialog med elmarknadens aktörer

Ei har genomfört ett antal möten med en extern referensgrupp. I referensgruppen har representanter från Ellevio, Energiforsk, Energiföretagen Sverige, Eon Energidistribution, Hitachi ABB Power Grids, Mälarenergi elnät, Power Circle, Svenska kraftnät, Umeå Energi, Vattenfall Eldistribution, och Öresundskraft deltagit. De deltagande elnätsföretagen har över hälften av alla Sveriges elkunder i sina nät. Totalt har fem möten hållits med referensgruppen. Utöver dessa har även ett antal bilaterala möten genomförts.

Under projektets gång har en konsultutredning genomförts. WSP Sverige AB har genomfört en utredning benämnd *Framtidssäkring av smarta elnätsindikatorer*. Rapporten överlämnades till Ei den 11 juli 2020 och finns att läsa på ei.se²⁴. Syftet med utredningen var att identifiera och definiera indikatorer som kan vara lämpliga att använda för att följa utvecklingen av smarta elnät. Utredningen syftade även till att säkerställa att indikatorerna är framtidssäkrade, det vill säga

²⁴ Länk till WSP:s rapport *Framtidssäkring av smarta elnätsindikatorer*, länk: <https://www.ei.se/om-oss/projekt/pagaende/indikatorer-for-smarta-elnat/indikatorer-for-smarta-elnat/2020-07-31-framtidsakring-av-smarta-elnatsindikatorer>, 21-04-21

har förmågan att kunna hantera den framtida utvecklingen av energisystemet, och att de fångar upp relevanta trender.

Elmarknadens aktörer har under arbetet både lämnat egna förslag på indikatorer och kommenterat de indikatorer som Ei presenterat.

Vi har haft en projektsida på www.ei.se där aktörer kunnat lämna skriftliga synpunkter till projektgruppen.

1.7 Rapportens innehåll

Rapporten är disponerad enligt följande upplägg:

Kapitel 2 beskriver tillvägagångssättet och viktiga ställningstaganden i Ei:s analys avseende valet av indikatorer för smarta elnät.

Kapitel 3 beskriver resultatet av Ei:s analys vad gäller indikatorer som är lämpliga för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät. I kapitlet beskrivs både indikatorer som redan samlas in av Ei och indikatorer som förutsätter att nya uppgifter samlas in. Kapitlet beskriver också andra indikatorer som analyserats men som vi av olika anledningar inte avser gå vidare med i nuläget.

Kapitel 4 beskriver hur de olika indikatorerna förhåller sig till varandra.

Kapitel 5 beskriver slutsatser. Kapitlet redogör även för kvarstående frågeställningar.

2 Analys för framtagande av egenskaper för indikatorer för smarta elnät

I det här kapitlet beskriver vi hur vi gått tillväga i analysen av indikatorerna. Vi inleder med att beskriva det referensmaterial som har använts i arbetet med indikatorerna. Därefter beskriver vi de analysperspektiv som använts i analysen och urvalet av indikatorer. Kapitlet avslutas med att redogöra för en kategorisering för indikatorerna och hur kategorierna förhåller sig till varandra.

I flera delar i den här texten exemplifieras indikatorer som presenteras i kommande kapitlet 3. Dessa exempel togs fram mot en avvägning att göra texten mer förståelig för läsaren.

2.1 Referensmaterial om indikatorer för utvecklingen av smarta elnät

Ei har tagit del av ett antal tidigare arbeten om indikatorer för smarta elnät. Syftet med att titta på tidigare arbeten har varit att identifiera indikatorer att utgå ifrån samt att få en utgångspunkt i utvärdering och kategorisering av indikatorerna.

Referensmaterialet som har använts för att göra en sammanställning av indikatorer för smarta elnät är följande.

- Rapport från CEER²⁵ som beskriver övergripande regulatoriska tillämpningar avseende utvecklingen av smarta elnät. Rapporten beskriver implementationsplaner för utvecklingen av smarta elnät, kostnads- och nyttoanalyser av demonstrationsprojekt, prestationsorienterade indikatorer samt incitamentsplaner som involverar effekter från utvecklingen av smarta elnät.
- Studie av Dupont et.al.²⁶ som beskriver en metod för att beskriva smartheten i elsystemet. Ramverket består av sex karakteristika med tillhörande indikatorer. Artikeln har använts för att bidra till listan med indikatorer.

²⁵ Council of European Energy Regulators (CEER), February 2014, CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation"), C13-EQS-57-04

²⁶ B. Dupont, R. Belmans, L. Meeus, Juli 2010, Measuring the smartness of the electricity grid, OI: 10.1109/EEM.2010.5558673, IEEE Xplore.

- Studie av Li et.al.²⁷ som presenterar en metod för att vikta olika indikatorer mot varandra i syfte att åstadkomma ett enhetligt mått över utvecklingen av smarta elnät. Indexeringssystematiken möjliggör en kvantifierbar utvärdering av utvecklingen av smarta elnät. Rapporten har använts för att kontrollera att alla delar av det smarta elnätet täcks in i analysen och för att bygga vidare på vår samling av indikatorer.
- T&D Europes²⁸ förslag på angreppssätt för att utvärdera utvecklingen av ett smart elnät med hjälp av indikatorer. I förslaget som är framtaget av tillverkare presenteras ett antal indikatorer för smarta elnät som har kategoriserats utifrån om de är av relevans för lokalnätsföretag eller transmissionsnätsföretag samt fyra syften som identifierats med indikatorer för smarta elnät. De fyra syftena är kostnadseffektivitet, energiomställning, leveranssäkerhet och möjliggörande för alla aktörer att delta. Ett exempel på en indikator är andelen nätstationer som automatiskt kan övervakas och kontrolleras i realtid.
- Cedec, E-DSO, Eurelectric och GEODE²⁹ har tillsammans tagit fram en rapport i syfte att föreslå en rimlig mängd indikatorer som kan användas för att följa elnätsföretags förmåga avseende utveckling av smarta elnät. Rapporten har utgångspunkten i elmarknadsdirektivets artikel 59 och är tillsammans med T&D Europes rapport de enda referensmaterialen som adresserar den här frågan. Rapporten har använts för att bidra till listan över indikatorer. Definitionerna av indikatorerna som föreslås i rapporten är på en hög detaljnivå, men rapporten uppmanar till att anpassa indikatorerna till det nationella sammanhanget.

Ovanstående referensmaterial har använts för att sammanställa en lista med cirka 240 indikatorer. Flera av indikatorerna i listan är snarlika eller dubbelempplar. Listan på indikatorer finns i bilaga 1 tillsammans med en hänvisning till det referensmaterial som de kommer ifrån. Utöver ovan har även en intern publicerad rapport använts som referensmaterial.

Listan på indikatorer innehåller även indikatorer som Ei samlar in idag. Dessa indikatorer har analyserats på samma vis som de andra indikatorerna.

²⁷ J. Li, T. Li, L. Han, November 2018, Research on the Evaluation Model of a Smart Grid Development Level Based on Differentiation of Development Demand, Sustainability 2018, 10, 4047, doi:10.3390/su10114047 www.mdpi.com/journal/sustainability.

²⁸ Ei fick i november 2019 ta del av ett utkast av rapporten A smartness indicator for grids: Increasing transparency on the ability of electrical grids to support the energy transition – Proposal by T&D Europe som tagits fram av The European Association of the Electricity Transmission and Distribution Equipment and Services Industry (T&D Europe).

²⁹ Smart grid key performance indicators: A DSO perspective, 2021. Länk: http://www.cedec.com/files/default/20210322_SGI_Report_DSO_Only_final.pdf, 2021-04-07.

2.2 Analysperspektiv för indikatorerna

Ei har använt sig av ett antal analysperspektiv för att analysera indikatorerna i syfte att identifiera en begränsad uppsättning indikatorer för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i enlighet med elmarknadsdirektivet. Analysperspektiven har även använts för att beskriva indikatorerna på ett enhetligt sätt. Analysperspektiven har sammanställts från tidigare genomförda studier samt viktiga perspektiv som har varit viktiga i den bedömning som genomförts.

Relevans beskriver om indikatorn har en betydelse för utvecklingen av smarta elnät.

Publicerbarhet beskriver om indikatorn innehåller någon information som är säkerhetsklassad eller sekretessbelagd. Perspektivet beskriver möjligheten för Ei att ta emot uppgifter om indikatorn från elnätsföretagen. Ei avser inte samla in information som är säkerhetsklassad. Perspektivet beskriver även vilka möjligheter Ei har att publicera indikatorn eller slutsatser baserade på indikatorn.

Mätbarhet/beräkningsbarhet beskriver om indikatorn kan mätas och/eller beräknas på ett enkelt och reproducerbart sätt för olika elnät. Ei:s bedömning är att kvantitativa indikatorer är att föredra, men även kvalitativa indikatorer som bedömts vara relevanta för utvecklingen av smarta elnät har undersökts.

Påverkbarhet beskriver om elnätsföretagen kan påverka indikatorn, antingen helt eller delvis. Elnätsföretagen har i vissa fall data som är värdefulla för att beskriva utvecklingen av smarta elnät med avseende på tredjepartsaktörer och som är värdefulla för att få en helhetsbild av utvecklingen av smarta elnät på nationell nivå. Även indikatorer som elnätsföretagen inte kan påverka eller enbart delvis kan påverka kan vara relevanta för att övervaka utvecklingen av smarta elnät. Generellt är elnätsföretagens möjlighet att påverka indikatorerna inom kategorin *förutsättningar* låg, medan den ofta är högre inom kategorin *prestation*.

Teknikneutralitet beskriver om indikatorn är formulerad på ett sätt som innebär för- eller nackdelar för en viss teknisk lösning eller är begränsad till vissa tekniska lösningar. Ei vill undvika att använda indikatorer som mäter eller förutsätter användandet av specifika tekniska lösningar. Det är dock viktigt att skilja mellan tekniska lösningar och tekniska funktioner när indikatorn utvärderas med avseende på teknikneutralitet. En indikator som beskriver den tekniska funktionen är teknikneutral men en indikator som beskriver en teknisk lösning inte är det.

Tillgänglighet beskriver hur tillgängliga data är för att sammanställa indikatorn. Detta kan översättas till hur stor insats som krävs av elnätsföretagen för att lämna in uppgifter om indikatorn.

Representativitet beskriver hur indikatorn beror av geografisk utbredning inom redovisningsenheten. Vissa indikatorer påvisar förekomsten av särskilda företeelser, exempelvis förekomsten av Vehicle to Grid (V2G), där delar av kundkollektivet kan nyttja funktionaliteten, men inte kundkollektivet som helhet. Omvänt så kan viss utveckling ge en systemnytta som indirekt kan tillfalla den enskilda kunden. Det är ett exempel på en indikator som har en lägre representativitet. Ett annat exempel är *antalet transformatorstationer med en viss funktionalitet* som har en lägre representativitet än *andelen transformatorstationer med en viss funktionalitet*. Indikatorer med en låg representativitet kan vara av betydelse för att beskriva utvecklingen av smarta elnät.

Framtidsutveckling beskriver hur indikatorn kan tänkas förändras eller utvecklas över tid. Det är bra om de indikatorer som är relevanta i den rådande kontexten för att beskriva utvecklingen av smarta elnät tillåts förändras över tid för att fortsätta låta indikatorerna vara relevanta när elnätet förändras.

Ovanstående analysperspektiv har tillämpats på indikatorerna i olika omgångar. I nästa avsnitt beskrivs hur analysperspektiven har tillämpats i en selektionsprocess för att begränsa mängden indikatorer till en mer hanterbar mängd att bearbeta vidare.

2.3 Selektionsprocessen för indikatorerna

Ei:s analys har utgått från de cirka 240 indikatorer som tagits fram med hjälp av referensmaterialet som beskrivs i avsnitt 2.1. Indikatorerna har bearbetats med hjälp av analysperspektiven för att dels begränsa mängden av indikatorer, dels beskriva indikatorerna i sammanhanget av utvecklingen av smarta elnätet i det svenska elnätet.

I ett första steg har indikatorerna analyserats med hjälp av analysperspektiven relevans och publicerbarhet. Att indikatorerna är relevanta och möjliga att publicera har bedömts vara en förutsättning för att indikatorerna ska kunna användas för att övervaka och utvärdera utvecklingen i enlighet med elmarknadsdirektivet. Är indikatorn inte relevant, varken för nätanvändaren eller för samhället i stort utifrån utvecklingen av smarta elnät, är kostnaden för insamling inte försvarbar. Är indikatorn inte publicerbar, exempelvis på grund av att den innehåller sekretessbelagd eller säkerhetsklassad information, kan den inte användas för rapporten som Ei ska publicera vartannat år i enlighet med direktivet. Efter det här inledande steget har ungefär hälften av det initiala antalet indikatorer funnits kvar för ytterligare bearbetning.

I nästa steg har resterande analysperspektiv analyserats, det vill säga mätbarhet/beräkningsbarhet, påverkbarhet, teknikneutralitet, tillgänglighet och

representativitet. Analysperspektivet framtidsutveckling har främst använts för att beskriva trolig utveckling för indikatorn och har tillämpats i ett senare skede.

Utgångspunkten för analysperspektivet mätbarhet/beräkningsbarhet är att svårigheter i att mäta och/eller beräkna en indikator på ett liknande sätt mellan olika elnät innebär en begränsning i möjligheten att göra en analys på aggregerad nivå av den indikatorn för Sveriges alla elnätsföretag. Ei har därför föredragit kvantitativa indikatorer framför kvalitativa, även om det inte alltid varit möjligt. I de fall det har varit svårt att formulera en kvantitativ indikator men indikatorn är särskilt viktig för syftet med utvecklingen av smarta elnät har den kvalitativa indikatorn setts som en tillräckligt bra kompromiss.

Analysperspektivet påverkbarhet har en signifikant betydelse i de fall då en indikator skulle ha en direkt inverkan på elnätsföretagens ekonomiska verksamhet, exempelvis i fallet med indikatorer för incitamenten i intäktsramsregleringen. Om indikatorn enbart ska användas för att följa utvecklingen av smarta elnät är det inte fullt så betydande att elnätsföretaget har fullständig rådighet över indikatorns utveckling över tid. Dessutom finns relevanta, sekundära effekter av utvecklingen av smarta elnät som är viktiga för att få en helhetsbild av utvecklingen på nationell nivå. Ta exemplet indikatorerna *användning av flexibilitetstjänster*. I det fallet kan elnätsföretagen hypotetiskt sett påverka värdet på indikatorn genom att mer frekvent använda flexibilitetstjänster. Det behöver däremot vägas samman mot det specifika elnätsföretagets behov av flexibilitetstjänster samt hur välutvecklad flexibilitetsmarknaden är. Däremot representerar indikatorn en betydande aspekt avseende användningen av flexibilitet och säger en del om utvecklingen av smarta elnät utifrån ett nationellt perspektiv.

Analysperspektivet teknikneutralitet innebär att indikatorn kan beskriva en funktionalitet för elnätet, men den ska inte beskriva den specifika tekniska lösningen för att åstadkomma den funktionaliteten. Under arbetets gång har referensgruppen uttryckt att skäl 83 frångår den teknikneutrala principen som råder för effektiva regelverk genom att peka på lösningar för att driva ledningar enligt en dynamisk rankning av ledningar, samt utvecklingen av fjärrövervakning och realtidskontroller av omformarstationer. Ei:s inställning är att indikatorer för att följa dessa tekniska funktioner är teknikneutrala, då direktivet inte pekar ut hur eller med vilka tekniska lösningar den dynamiska rankningen ska åstadkommas.

Analysperspektivet tillgänglighet har undersökts i dialog med referensgruppen, där Ei bland annat tillfrågat elnätsföretagen hur tillgängliga data för inrapportering av indikatorerna är. Om insamlingen av data bedömts vara alltför komplicerad, exempelvis för att det kräver omfattande utrustning eller innebär en omfattande mängd data, har indikatorn inte valts ut, alternativt gjorts om för att

möjliggöra för en enklare insamling om det är möjligt att hitta en alternativ definition som uppfyller samma syfte. Dagens situation kan dock förändras med teknikutveckling, exempelvis via nya sätt att mäta eller med nya insamlingssystem. Något som har påtalats av referensgruppen är att elmätare som uppfyller funktionskraven leder till enklare datainsamling i flera fall.

Analysperspektivet representativitet blir relevant när Ei ska ge rekommendationer baserat på insamlade indikatorer och påverkar inte selektionsprocessen som sådan. Däremot har definitionen av indikatorn valts för att vara så representativ som möjligt.

Ei har flera gånger behövt gå tillbaka för att söka upp ett alternativt uttryck eller ett nytt perspektiv för en indikator. Vi har under arbetet också bevakat att det inte finns två indikatorer som säger samma saker eller har onödigt mycket överlapp. I steget därefter har de indikatorer som valts ut bearbetats ytterligare genom att vi tagit fram entydiga definitioner som passar för det svenska elnätet.

2.4 Övergripande kategorisering av indikatorerna

Ei har sorterat indikatorerna i kategorierna *förutsättning*, *användning* och *prestation*. Se Figur 4.

Förutsättning

Inom kategorin *förutsättning* finns de indikatorer som återspeglar den potential som finns i systemet avseende smart elnätsteknik. Det kan också avse faktorer som elnätsföretaget inte kan styra över, såsom elektrifiering av transportsektorn, men som ställer krav på elnätet, eller sådant som kan påverkas genom att nyttja smarta elnätslösningar. Exempel på sådana indikatorer är installerad kapacitet av produktion eller lagring, förekomsten av laddinfrastruktur för elfordon och V2G. Den sistnämnda innebär att elfordon laddas från elnätet, men också att de kan ge tillbaka energi till elnätet för att exempelvis avhjälpa en flaskhals i elnätet.

Användning

Inom kategorin *användning* finns de indikatorer som återspeglar ett utnyttjande av smart elnätsteknik eller användning av traditionell elnätsteknik på ett sådant sätt som möjliggör integrering av förnybar elproduktion, minskad energianvändning, flexibilitet som jämnar ut belastningen i elnätet eller att elkunder kan bli aktiva deltagare på elmarknaden. Det kan exempelvis vara indikatorer som följer användning av flexibilitetstjänster.

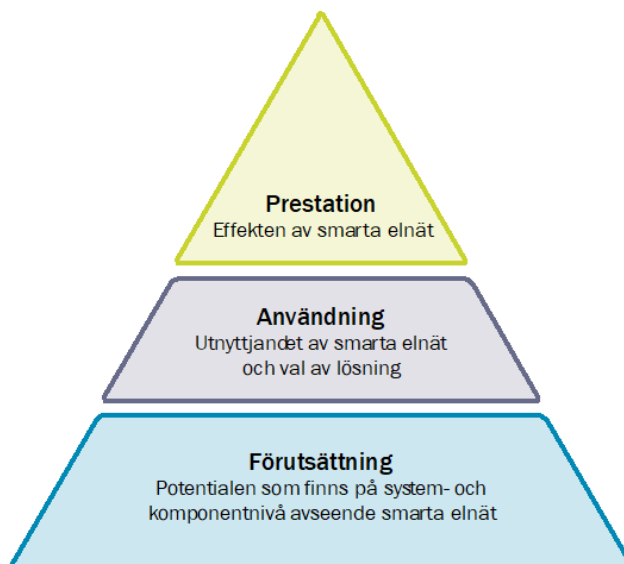
Prestation

Inom kategorin *prestation* finns de indikatorer som återspeglar effekten av smart elnätsteknik³⁰ på en mer övergripande nivå. Dessa indikatorer är mer output-orienterade än indikatorerna inom kategorierna förutsättning och användning genom att de följer upp effekten från utvecklingen av smarta elnät. Det kan exempelvis vara indikatorer som följer upp leveranssäkerheten för överföringen av el och vilken spänningskvalitet den överföringen har.

Indikatorerna och kategoriseringen

Observera att vissa indikatorer inte har en självklar hemvist i en kategori. Det är definitionen tillsammans med tillämpningen av indikatorn som avgör vilken kategori som den sorteras i.

Figur 4 Övergripande kategorisering av smarta elnätsindikatorer.



Utvecklingen av smarta elnät är inte ett självändamål. Införandet av smarta elnätstekniker ska stödja de fokusområden som beskrivs i kapitel 1. Att införa fler smarta elnätstekniker är inte alltid bättre, om de inte införs för att stödja det övergripande behovet. Hur mycket som är installerat i elnätet av en smart elnätsteknik behöver betraktas tillsammans med hur väl det enskilda elnätet uppfyller sitt uppdrag.

Indikatorer som beskriver *användning* behöver kompletteras med indikatorer om *förutsättningar* och *prestation* för att skapa en helhetsbild av utvecklingen av smarta elnät. Med hjälp av en enskild indikator, eller en enskild kategori av indikatorer, är det svårt att säga något om helheten. Det är med andra ord genom alla tre kategorier som den helhetsbilden kan skapas.

³⁰ Observera att effekten inte enbart beror på införandet av smart elnätsteknik utan inbegriper även alla andra val som elnätsföretaget gör. Det härstudien syftar till att utvärdera systemansvarigas resultat avseende utvecklingen av smarta elnät.

3 Indikatorer för smarta elnät

I det här kapitlet redovisas resultatet av Ei:s analys av indikatorer för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige. I kapitlet beskrivs både indikatorer som redan samlas in av Ei och indikatorer som förutsätter att nya uppgifter samlas in. Kapitlet beskriver också andra indikatorer som analyserats men som vi av olika anledningar inte avser gå vidare med i nuläget. I slutet av kapitlet återfinns en sammanfattande lista med alla indikatorer.

Indikatorerna för utvärderingen av utvecklingen av smarta elnät bör samlas in per redovisningsenhet. Detta för att möjliggöra jämförelse samt dra slutsatser i relation till andra insamlade indikatorer och utvärdera enskilda elnätsföretags förmåga.

3.1 Indikatorer för utvärdering av smarta elnät

Det här avsnittet går igenom indikatorer som Ei samlar in idag och indikatorer som Ei behöver samla in för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät.

Indikatorer som samlas in av Ei idag

Ei samlar in ekonomiska och tekniska uppgifter från elnätsföretagen. Uppgifterna används bland annat i arbetet med att besluta elnätsföretagens intäktsramar och i tillsynen av leveranssäkerheten i elnäten. Flera av dessa uppgifter kan också användas för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät. De uppgifter som är relevanta för utvecklingen av smarta elnät och som vi redan samlar in idag, samlas in i den så kallade avbrottsrapporteringen och i den särskilda rapporten – teknisk data, som är en del av årsrapporten som lämnas in av elnätsföretagen.

Avbrottsrapporteringen görs enligt Ei:s föreskrifter (EIFS 2015:4) om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leveranssäkerheten i elnäten.

Avbrottsrapporteringen innefattar en årlig rapportering av uppgifter gällande elavbrott, förbrukning, produktion, maxtimeffekt samt ett antal kategoriserande variabler för respektive anläggningspunkt³¹ inom en redovisningsenhet.

Uppgifterna används bland annat för tillsyn av leveranssäkerheten i elnäten, justering av elnätsföretagens intäktsramar med avseende på kvalitet³² och för sammanställning av diverse statistik och rapporter. Rapporteringen avser lokal- och regionnät och rapporteras per redovisningsenhet. Till kvalitetsincitamentet i

³¹ Samlad benämning för inmatnings- och uttagspunkter samt de punkter som utgör både inmatnings- och uttagspunkt.

³² Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2019:4) om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram

intäktsramsregleringen rapporterar transmissionsnätsföretaget in uppgifter för bedömningen av leveranssäkerheten i nätet både inför tillsynsperioden och vid avstämningen.

Rapporteringen av tekniska data i särskilda rapporten görs enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2012:4) om redovisning av nätverksamhet. Särskilda rapporten – teknisk data har ett flertal poster som är relevanta för arbetet med indikatorer för smarta elnät. Uppgifterna i den särskilda rapporten används i arbetet med elnätsföretagens intäktsramar och till statistik.

Nedan beskrivs de uppgifter som Ei samlar in redan idag som kan användas för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät.

Leveranssäkerhetsindikatorer

Det är viktigt att ett smart elnät bland annat har hög leveranssäkerhet. Det är därför relevant att ha indikatorer som mäter leveranssäkerheten i nätet. Detta kan göras med exempelvis indikatorerna *SAIDI*³³ och *SAIFI*³⁴ som mäter medelavbrottstiden per kund och år respektive genomsnittliga antalet avbrott per kund och år. Det följer även av skäl 83 i elmarknadsdirektivet att frekvensen av och längden på elavbrott ska övervakas av tillsynsmyndigheten. För lokalnät är det vanligast att använda *SAIDI* och *SAIFI* medan man för region- och transmissionsnät oftast använder de effektviktade leveranssäkerhetsindikatorerna *AIT*³⁵ och *AIF*³⁶.

De uppgifter som elnätsföretagen rapporterar in i avbrottsrapporteringen avseende antal och längd på avbrott kan användas för beräkning av leveranssäkerhetsindikatorer. Därtill kan uppgifter om energiförbrukning i avbrottsrapporteringen användas för att beräkna effektviktade leveranssäkerhetsindikatorer. *MAIFI*³⁷, *CAIDI*³⁸, *CEMIX*³⁹ är andra leveranssäkerhetsindikatorer som kan beräknas med hjälp av uppgifter från avbrottsrapporteringen och som kan användas för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät.

³³ Eng. *System Average Interruption Duration Index*

³⁴ Eng. *System Average Interruption Frequency Index*

³⁵ Eng. *Average Interruption Time*

³⁶ Eng. *Average Interruption Frequency*

³⁷ Eng. *Momentary Average Interruption Frequency Index*

³⁸ Eng. *Customer Average Interruption Duration Index*

³⁹ Eng. *Customers Experiencing Multiple Interruptions*

Uppgifterna i avbrottsrapporteringen gör det möjligt att beräkna leveranssäkerhetsindikatorerna per redovisningsenhet. De kan även beräknas för olika kundkategorier och för olika kundtäthet⁴⁰, samt på kommunal nivå.

Indikatorer för *leveranssäkerhet* följer upp fokusområdet motståndskraftigt och tillförlitligt elnät och kategoriseras som *prestation*.

Definition av indikatorerna för leveranssäkerhet (REL och RER från avbrottsrapporteringen):

För REL:

- SAIFI – Genomsnittligt antal långa avbrott per kund och år
- SAIDI - Genomsnittlig avbrottstid för årets alla långa avbrott per kund och år
- MAIFI – Medelavbrottsfrekvens för korta avbrott (upp till 3 minuter) för anslutna kunder
- CAIDI – Genomsnittlig avbrottstid för en kund
- CEMIX – Andel kunder som har haft X eller fler långa avbrott
- AIT*– Effektivtad medelavbrottstid
- AIF – Effektivtad medelavbrottsfrekvens

För RER:

- AIT *– Effektivtad medelavbrottstid
- AIF* – Effektivtad medelavbrottsfrekvens

*Svenska kraftnät skickar in uppgifter till Ei för beräkning av AIT och AIF till kvalitetsjusteringen i intäktsramsregleringen.

Avseende analysperspektiven så är *leveranssäkerhetsindikatorerna* **relevanta** eftersom det är viktigt att ett smart elnät bland annat har hög leveranssäkerhet. De har god **mätbarhet/beräkningsbarhet** eftersom elnätsföretagen redan idag rapporterar in data till Ei för beräkning av indikatorerna. De har även god **publicerbarhet** då det är indikatorer som Ei redan idag publicerar. Elnätsföretagen har stora möjligheter att **påverka** indikatorerna då de ansvarar för driften och underhållet av elnätet, även om det ibland inträffar händelser som är utanför deras kontroll. Indikatorerna mäter utfallet gällande avbrott och säger ingenting om hur avbrotten kan minskas och är därför **teknikneutrala**. Indikatorerna har god

⁴⁰ För att beräkna kundtäthet behövs förutom antal anläggningspunkter från avbrottsrapporten även uppgifter om ledningslängd från särskilda rapporten – teknisk data

representativitet eftersom de kan tas fram på olika nivåer i elnätet till exempel på kommunal nivå och även som ett medel för hela redovisningsenheten.

Andelen nätförluster

Av skäl 83 i elmarknadsdirektivet följer att minskade nätförluster bör övervakas av tillsynsmyndigheten. Elnätsföretagens nätförluster och mängden inmatad energi samlas in i den särskilda rapporten. Nätförluster normerat med mängden inmatad energi används i intäktsramsregleringen för att ge incitament till nätföretagen att minska nätförlusterna över tid. Indikatorn *andelen nätförluster* i förhållande till inmatad energi är lämplig att använda för utvärderingen av utvecklingen av smarta elnät.

Indikatorn *andelen nätförluster* följer upp samtliga fokusområden och kategoriseras som *prestation*.

Definition av indikatorn andelen nätförluster (REL, RER och Svenska kraftnät från särskilda rapporten):

- Nätförlusterna dividerat med den totala inmatade energin i redovisningsområdet.

Ei bedömer att *andelen nätförluster* är en **relevant** indikator att följa eftersom ett smart elnät behöver vara effektivt och därmed ha låga nätförluster. Den har god **mätbarhet/beräkningsbarhet** eftersom elnätsföretagen redan idag rapporterar in data till Ei för beräkning av indikatorn. Den har även god **publicerbarhet** då det är en indikator som Ei redan idag publicerar. Indikatorn mäter utfallet för andelen nätförluster och säger ingenting om hur nätförlusterna kan minskas och är därför **teknikneutral**. Den har också god **påverkbarhet** och **representativitet**.

Medellastfaktorn

Medellastfaktorn är en indikator som ger ett mått på hur jämnt fördelad lasten i genomsnitt är mot överliggande nät per dygn över året (en kvot mellan medeltimeeffekt och maxtimeffekt). Ett effektivt utnyttjande av elnätet kan uppnås genom att jämna ut belastningen på nätet och kapa effekttoppar. Därigenom kan kapaciteten i nätet öka, vilket kan leda till ökad möjlighet att ansluta exempelvis mer förnybar energi eller fler uttagskunder utan att investera i mer kapacitet. Vid en jämnare belastning reduceras också nätförlusterna. En utjämnad belastning och en reducering av effekttoppar kan dessutom medföra sänkta kostnader för överliggande nät och för ersättning vid inmatning av el.

Medellastfaktorn används i intäktsramsregleringen för att ge elnätsföretag incitament att jämna ut belastningen mot överliggande nät. Indikatorn är lämplig

för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät då lastutjämning är en av de betydande nyttorna med smarta elnät.

Indikatorn *medellastfaktorn* följer upp fokusområdet energieffektivitet och kategoriseras som *prestation*.

Definition av indikatorn medellastfaktor (REL, RER och Svenska kraftnät från särskilda rapporten):

Medellastfaktorn definieras och beräknas genom följande steg:

Summerat timeeffektuttag: Absolutbeloppet av den sammanlagda medeleffekten i elnätets gränspunkter under en timme. Om det finns fler än en gränspunkt i nätkoncessionshavarens nät, summeras medeleffekten under en timme i samtliga gränspunkter innan absolutbeloppet beräknas.

Dygnsmaxeffekt: Det högsta summerade timeeffektuttaget under ett dygn.

Dygnsmedeleffekt: Medelvärde av de summerade timeeffektuttagen under ett dygn.

Dygnslastfaktor: Kvoten mellan dygnsmedeleffekt och dygnsmaxeffekt under samma dygn.

Medellastfaktor: Medelvärde av samtliga dygnslastfaktorer under året.

Ei bedömer att *medellastfaktorn* är en **relevant** indikator att följa eftersom ett smart elnät behöver vara effektivt vilket kan uppnås med en jämnare belastning. Den har god **mätbarhet/beräkningsbarhet** och **publicerbarhet** då det är en indikator som redan idag samlas in och publiceras av Ei. Indikatorn mäter utfallet för jämn belastning och säger ingenting om hur det ska uppnås och den är därför **teknikneutral**. Elnätsföretagen kan **påverka** indikatorn genom bland annat att ha en god planering för driften av nätet. Den har även god **representativitet** eftersom det är ett värde som kan jämföras mot andra elnätsföretag.

Utnyttjningsgrad

Utnyttjningsgrad är i likhet med medellastfaktorn ett mått på hur jämn belastningen är i elnätet. Men istället för att titta på kvoten mellan medel- och maxtimeeffekter över dygnen så ser indikatorn till hela året, det vill säga kvoten mellan årsmedeleffekten och belastningen under de fyra högst belastade timmarna för året.

De största kostnaderna som beror av belastningstoppar beror av maxeffekten, vilken elnätets kapacitet behöver dimensioneras efter. Medellastfaktorn ser visserligen till utjämning även av den högsta belastningen för året, men fokuserar

på utjämning i allmänhet under årets samtliga dygn. Att jämna ut belastningen i allmänhet kommer framförallt att leda till minskade nätförluster, men kan även ge nyttor så som att kunna ansluta mer förnybar produktion. De två indikatorerna ger olika vikt till utjämning vid olika tidpunkter och bedöms komplettera varandra väl, då en utjämnad belastning har olika effekt och nytta beroende på när denna sker. Indikatorn är lämplig att använda för att följa utvecklingen av smarta elnät.

Indikatorn *utnyttjningsgrad* följer upp fokusområdet energieffektivitet och kategoriseras som *prestation*.

Definition av indikatorn utnyttjningsgraden (REL och RER från särskilda rapporten):

Ei definierar och beräknar *Utnyttjningsgraden* genom följande steg:

Summerat timeffektuttag: Absolutbeloppet av den sammanlagda medeleffekten i elnätets gränspunkter under en timme. Om det finns fler än en gränspunkt i nätkoncessionshavarens nät, summeras medeleffekten under en timme i samtliga gränspunkter innan absolutbeloppet beräknas.

Dygnsmaxeffekt: Det högsta summerade timeffektuttaget under ett dygn.

Dygnsmedeleffekt: Medelvärdet av de summerade timeffektuttagen under ett dygn.

Utnyttjningsgrad: Kvoten mellan medelvärdet av samtliga dygnsmedeleffekter och medelvärdet av de fyra högsta dygnsmaxeffekterna under ett kalenderår. Vid beräkning av *utnyttjningsgraden*, ska gränspunkter där elnätsföretaget ansvarar för mätning inte ingå i beräkningen.

Ei bedömer att *utnyttjningsgraden* är en **relevant** indikator att följa eftersom ett smart elnät behöver vara effektivt vilket kan uppnås med en jämnare belastning. Den har god **mätbarhet/beräkningsbarhet, publicerbarhet och representativitet**. Indikatorn mäter utfallet för jämn belastning och säger ingenting om hur det ska uppnås och den är därför **teknikneutral**. Elnätsföretagen kan **påverka** indikatorn genom bland annat att ha en god planering för driften av nätet.

Lokalt installerad produktion

I samband med energiomställningen kommer de centralt placerade produktionsanläggningarna i högre grad att ersättas med lokalt distribuerade produktionsanläggningar.

I dialog med elnätsföretagen som medverkade i referensgruppen har indikatorn lokalt installerad förnybar produktion definierats som installerad effekt av lokal förnybar produktion⁴¹ inom redovisningsenheten [MW] för REL och RER.

De elnätsföretag som medverkade i referensgruppen har uppgett att data delvis eller helt finns tillgänglig. En förklaring till att den bara delvis finns tillgänglig är att det inte finns en kategorisering av energikällan, vilket gör att det kan råda osäkerhet om energikällan är förnybar eller inte. Elnätsföretagen bedömde dock att de bör kunna identifiera de icke förnybara energiproducenterna eftersom de bör vara begränsade till antalet.

Ett elnätsföretag påpekade att det i vissa fall kan finnas brister i dokumentationen kring ansluten effekt, och att högsta levererade timmedeleffekt under året borde fungera som installerad effekt när uppgift saknas. Det framfördes även att elnätsföretaget endast ser den inrapporterade effekten och att den kanske inte är anläggningens totala effekt. Ett exempel som gavs är att solceller i normala fall har en likströmseffekt som är cirka 20 procent högre än växelströmseffekten som är det elnätsföretaget oftast har uppgifter om.

Den särskilda rapporten ger information om energi från lokal produktion uppdelat på olika produktionsanläggningsstorlekar och i avbrottrapporteringen finns information om inmatad energi och kundkategori för respektive anläggningspunkt (kund). Utifrån denna information kan en uppskattning göras gällande den lokala förnybara produktionen för de olika näten.

Ei bedömer att det är tillräckligt att ha information om den inmatade energin för olika kunder och storlek på produktionsanläggningar och att ingen mer information behöver samlas in från elnätsföretagen berörande lokalt installerad förnybar effekt. Indikatorn blir istället inmatad energi uppdelat på olika produktionsanläggningars storlek samt antal.

Indikatorn visar på utvecklingen av den förnybara elproduktionen i elnätet. Ensamt ger indikatorn inte fullständig information om utvecklingen av smarta elnät eftersom lokalt ansluten småskalig produktion kan finnas även om utvecklingen inom smarta elnät inte går framåt. Däremot ger indikatorn en bild av behoven, utmaningarna och även möjligheterna i nätet. Indikatorn i kombination med de andra indikatorerna bidrar till bilden över utvecklingen av smarta elnät.

⁴¹ Förtydliganden är att lokal produktion avser den produktion som är ansluten till redovisningsenheten. Lokalt installerade produktionsanläggningar är decentraliserade produktionsanläggningar, i motsats till centraliserade produktionsanläggningar. Indikatorn avser inte att skatta effekten hos de produktionsanläggningar som är anslutna till överföringsnätet (region- och transmissionsnätet), den avser enbart förnybara energikällor. Förnybara energikällor är vindkraft, solenergi, vattenkraft, havsenergi, geotermisk energi, biomassa och biodrivmedel. Ei anser att en sådan indikator bör normeras med maximalt överförd effekt.

Indikatorn kategoriseras som *förutsättning* och följer upp fokusområdet energiomställning.

Definition av indikatorerna lokalt installerad produktion (REL, RER och Svenska kraftnät från särskilda rapporten):

- REL, RER och Svenska kraftnät: Totalt antal abonnemang för inmatning från produktionsanläggningar anslutna till redovisningsenheten oavsett storlek på produktionsanläggningen inklusive småskaliga elproduktionsanläggningar och mikroproduktionsanläggningar. [Antal]
- REL: Varav antal abonnemang för inmatning från småskaliga elproduktionsanläggningar (inklusive mikroproduktionsanläggningar) anslutna till redovisningsenheten som har en nominell spänning på högst 1 000 volt (det vill säga lågspänning). [Antal]
- REL: Varav antal abonnemang för inmatning från småskaliga elproduktionsanläggningar (inklusive mikroproduktionsanläggningar) anslutna till redovisningsenheten som har en nominell spänning över 1 000 volt (det vill säga högspänning). [Antal]
- REL: Varav inmatad energi från elproduktionsanläggningar anslutna till redovisningsenheten (oavsett storlek på produktionsanläggning) [MWh].
- REL: Varav inmatad energi från småskaliga elproduktionsanläggningar till redovisningsenheten [MWh].
- REL: Varav inmatad energi från mikroproduktionsanläggningar till redovisningsenheten [MWh].
- RER och Svenska kraftnät: Varav antal abonnemang för inmatning från småskaliga produktionsanläggningar. [Antal]
- RER och Svenska kraftnät: Varav inmatad energi till redovisningsenheten från lokala elproduktionsanläggningar anslutna till redovisningsenheten (oavsett storlek på produktionsanläggning) [MWh].
- RER och Svenska kraftnät: Varav inmatad energi till redovisningsenheten från småskaliga elproduktionsanläggningar [MWh].

Förtydliganden:

Småskalig elproduktionsanläggning definieras som en anläggning med en effekt på högst 1 500 kW.

Mikroproduktionsanläggningar definieras som en elproduktionsanläggning med en effekt på högst 43,5 kW.

Ei bedömer att *indikatorerna för lokalt installerad produktion* är **relevanta** för att följa energiomställningen med mer lokalt distribuerade produktionsanläggningar. De har god **mätbarhet/beräkningsbarhet** och **publicerbarhet** då det är indikatorer som redan idag samlas in och publiceras av Ei. Elnätsföretagen kan främja installationen av lokal produktion och indikatorerna är därmed **påverkbara**. De har god **teknikneutralitet** eftersom det inte är ett specifikt teknikslag för produktionen. Den har god **representativitet** i kombination med andra uppgifter som samlas in av Ei. Indikatorerna kan till exempel normaliseras med totala antalet abonnemang för uttag från särskilda rapporten eller totala antalet anläggningspunkter från avbrottsrapporteringen samt den totala inmatade energin från särskilda rapporten.

Uppgifter för normering och som ger kontext till elnätsföretagets förutsättningar

Det finns uppgifter i avbrottsrapporteringen och särskilda rapporten – teknisk data som kan användas för normering av olika slag för indikatorerna för att göra dem mer jämförbara mellan olika redovisningsenheter. Uppgifterna kan även användas för att ge kontext till elnätsföretagens förutsättningar i utvärderingen av utvecklingen av smarta elnät.

I avbrottsrapporteringen kan till exempel antalet kunder, totala mängder uttagen och inmatad energi användas för normeringar. Det finns även information om kundtyp för respektive anläggningspunkt vilket kan användas för att få en bild av vilka kundtyper som finns inom en specifik redovisningsenhet elnät. Antalet anläggningspunkter kan användas för normering av indikatorerna lokalt installerad produktion, användningen av flexibilitetstjänster och användningen av dynamisk belastningsbarhet.

I särskilda rapporten – teknisk data⁴² har följande uppgifter identifierats för normering av indikatorerna som presenteras i denna rapport:

- ledningslängder fördelat på spänningsnivå och teknikval (kabel, isolerad och oisolerad luftledning): *användningen av dynamisk belastningsbarhet*
- antal nätstationer (enbart för lokalnät): *användningen av dynamisk belastningsbarhet*
- antal abonnemang i uttagpunkt fördelat på hög- och lågspänning: *lokalt installerad produktion, användningen av flexibilitetstjänster och användningen av dynamisk belastningsbarhet*

⁴² Definitioner för uppgifterna kan skilja mellan lokalnät, regionnät och transmissionsnät. För definitioner se handboken "Handbok för rapportering av elnätsverksamhet - Årsrapport", länk: https://www.ei.se/Documents/2020-2021/Publikationer/Handbocker_och_intyg/Handbok%20f%c3%b6r%20rapportering%20av%20eln%c3%a4tsverksamhet.pdf, 21-04-21

- antal abonnemang för inmatning från produktionsanläggningar: *användningen av flexibilitetstjänster*
- sammanlagd abonnerad effekt i nätet: *användningen av flexibilitetstjänster och total kapacitet av anslutet energilager*
- maximalt inmatad effekt i nätet: *användningen av flexibilitetstjänster och total kapacitet av anslutet energilager*
- total inmatad energi: *andelen nätförluster och lokalt installerad produktion*

Utöver att uppgifterna ovan kan användas för normering av indikatorerna kan de även användas för att ge kontext till ett elnätsföretags förutsättningar inom redovisningsenheten. Följande uppgifter i särskilda rapporten – teknisk data kan också ge kontext till ett elnätsföretags förutsättningar:

- totalt installerad transformatoreffekt i nätstationer (enbart för lokalnät)
- antal abonnemang i gränspunkt
- uttagen energi (uppdelat på lågspänning, högspänning och till gränspunkter för lokalnät, uppdelat på olika spänningsnivåer för regionnät)

Indikatorer som behöver samlas in av Ei för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät

I det här avsnittet presenteras ett antal indikatorer som Ei bedömer är lämpliga för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät och som förutsätter att Ei samlar in nya uppgifter från elnätsföretagen.

Acceptansgräns för förnybara energikällor

Acceptansgränsen⁴³ för förnybara energikällor anger hur mycket kapacitet från förnybara energikällor som kan anslutas till elnätet. Som nämnts tidigare är ett av fokusområdena med införandet av smarta elnät just integrering av el från förnybara energikällor. Det är därför viktigt att undersöka hur möjligheten för integrering av förnybara energikällor ser ut i elnätet.

Indikatorn följer upp fokusområdena energiomställning och energieffektivitet och kategoriseras som *prestation*.

Acceptansgräns för förnybara energikällor finns beskrivet i artikeln *Performance indicators for quantifying the ability of the grid to host renewable electricity production*⁴⁴. I

⁴³ Eng. *hosting capacity*

⁴⁴ O. Lennerhag, G. Pinares, M. Bollen, G. Foskolos, och T. Gafurov, Performance indicators for quantifying the ability of the grid to host renewable electricity production, CIRED, 2017, Länk: http://cired.net/publications/cired2017/pdfs/CIRED2017_0178_final.pdf, 21-04-21

artikeln beskrivs att följande information är nödvändig för att estimeras acceptansgränsen:

- överbelastning och spänningshöjningar
- nätförluster
- snabba spänningsändringar
- spänningsändringar i tidsintervallet 1 sekund–10 minuter⁴⁵
- spänningsobalanser
- övertoner, mellantoner och supratoner
- antalet händelser med kvalitetsbrister avseende spänningskvalitet.

En kvantifiering av indikatorn behöver sammanväga flera företeelser i elnätet och det är inte självklart hur en sådan sammanvägning ska göras. Detta gör indikatorn komplex att entydigt bestämma för ett elnät. De försök som har gjorts att definiera indikatorn med hjälp av den tillgängliga kapaciteten i elnätet samt möjliga anslutningsförfrågningar har inte fallit väl ut. När vi funnit en definition som har varit praktiskt möjlig att samla in har definitionen varit för lokalt bunden för att säga något om acceptansgränsen i hela elnätet alternativt så har den data som behövs samlas in varit allför omfattande. Ei anser därför indikatorn *spänningskvalitet* i kombination med indikatorn *andelen nätförluster* istället kan användas för att ge en indikation om elnätets *acceptansgräns för förnybara energikällor*.

Spänningskvalitet

Energiomställningen innebär mer omfattande utmaningar för spänningskvaliteten i elnäten. Detta beror bland annat på integrationen av förnybara energikällor som innebär mer variabel inmatning på elnätet samt att produktionsenheterna är kraftelektronikanslutna. Den variabla inmatningen ställer högre krav på flexibilitet i elnätet, exempelvis genom efterfrågefleksibilitet. Att produktionsenheterna är kraftelektronikanslutna innebär att de inte längre bidrar till elnätets svängmassa och det ställer nya krav för att undvika obalanser i elnätet.

Ei definierar vad som avses med god spänningskvalitet i Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2013:1) om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet.

Begreppet nätstyrka beskriver ett elnäts förmåga att stå emot spänningsförändringar vid variationer i konsumtion och produktion. I lokalnätet

⁴⁵ Observera att detta inte är en standardiserad spänningskvalitetsparameter.

kan förimpedansen⁴⁶ i anläggningspunkten ge en indikation om anläggningspunktens nätstyrka. Förimpedansen är en elektrisk egenskap i elnätet som används till att dimensionera area och längd för elektriska ledare och säkringar. I sin tur ger den en indikation om risken att anläggningspunkten uppvisar spänningskvalitetsproblem. En svag nätstyrka innebär en större sannolikhet för spänningskvalitetsproblem och det används som ansats för indikatorn för *spänningskvalitet*.

Indikatorn *spänningskvalitet* följer upp fokusområdet energiomställning samt motståndskraftigt och tillförlitligt elnät. Indikatorn kategoriseras som *prestation*.

För transmissionsnät är en skattning av nätstyrkan med förimpedans inte lika lämplig då det är fler parametrar som påverkar spänningskvaliteten i transmissionsnätet. Vi har i nuläget därför inte identifierat någon indikator för spänningskvaliteten i transmissionsnätet.

Definition av indikatorn spänningskvalitet i lokal- och regionnäten (REL och RER):

- Andelen anläggningspunkter som har en förimpedans mellan 0,5 och 1,0 Ohm, respektive över 1,0 Ohm.

Definition av indikatorn spänningskvalitet i transmissionsnätet (Svenska kraftnät):

Behöver utredas vidare.

Avseende analysperspektiven så är indikatorn *spänningskvalitet* **relevant** att utvärdera i relation till utvecklingen av smarta elnät, av ovanstående skäl. Den har god **publicerbarhet** då den inte innebär publicering av några känsliga data för enskilda anläggningspunkter, utan sammanställs på aggregerad nivå. Den har god **mätbarhet/beräkningsbarhet**, då ett ställningstagande säger att vi helst tar emot uppmätta värden men att beräknade värden är fullgoda då dessa inte skulle vara tillgängliga. Den innebär fullständig **påverkbarhet** då elnätsföretaget har fullständig rådighet över dimensionering av elnätet vid utbyggnad. Den är **teknikneutral** då den inte avser en särskild teknisk lösning. Den har en god **representativitet** då den uttrycks som andel anläggningspunkter.

Framtidsutvecklingen av indikatorn påverkas av tillgången till mätningar av särskilda spänningskvalitetsparametrar. Om elnätsföretagen ersätter de nuvarande elmätarna med elmätare som registrerar särskilda spänningskvalitetsparametrar

⁴⁶ Övertonshalten i lågspänningsnätet – en studie i elkvalitet, Yvonne Ruwaida, examensarbete vid Luleå tekniska universitet, 2015, Länk: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1032100/FULLTEXT02>, 21-04-21

kan det på sikt bli aktuellt att sådana parametrar ersätter beräknad/uppmätt förimpedans.

Transformatorstationernas automationsgrad

Utifrån ett tekniskt perspektiv handlar smarta elnätstekniker ofta om att nyttja IT- och kommunikationsteknik samt avancerad mätning, övervakning och styrning. Transformatorstationerna är viktiga knutpunkter då de är gränspunkter för de olika spänningsnivåerna. Automationsgraden i transformatorstationen är relevant vid en utvärdering av utvecklingen av smarta elnät. Automationsgraden i transformatorstationerna betraktas utifrån en tregradig skala med mätning, styrning och fullskalig självreglering med avseende på ström och spänning.

Indikatorn om *transformatorstationernas automationsgrad* följer upp fokusområdena energieffektivitet och motståndskraftigt och tillförlitligt elnät och kategoriseras som *användning*.

Definition av indikatorn utrustning för mätning (REL, RER och Svenska kraftnät):

Andelen transformatorstationer som har kontinuerlig och centralt kommunicerad mätning med minst timvärden av:

- inkommande och/eller utgående ström (linjefack)
- transformerad ström
- inkommande och/eller utgående spänning (linjefack)
- transformerad spänning
- för lokalnät: jordfel och kortslutningsström (linjefack), för region- och transmissionsnät: skydd med aktiv och reaktiv (PQ)-mätning och/eller längsdifferentialskydd.

Definition av indikatorn fjärrstyrning (REL, RER och Svenska kraftnät):

- Andelen transformatorstationer med kopplingsutrustning manövrerbara från driftcentralen
- Andelen transformatorstationer med spänningsreglerutrustning manövrerbara från driftcentralen.

Definition av indikatorn automatisk omsektionering och spänningsreglering (REL, RER och Svenska kraftnät):

- Andelen transformatorstationer med automatiserad omsektionering
- Andelen transformatorstationer med automatiserad spänningsreglering.

Avseende analysperspektiven så är *indikatorn för transformatorstationernas automationsgrad* **relevant** med avseende på sin viktiga roll att följa en betydande teknisk funktion. Den har god **publicerbarhet** då den inte innebär känsliga data med geografisk koppling. Den har god **mätbarhet/beräkningsbarhet** då informationen finns tillgänglig i elnätsföretagens NIS-system. Elnätsföretagen har fullständig möjlighet att **påverka** indikatorn då de gör avvägningen att utrusta transformatorstationen med hänsyn till behovet i elnätet. Den har god **teknikneutralitet** då den avser att följa upp särskilda funktioner och inte specifika tekniska lösningar. Den har god **representativitet** för redovisningsenheten. Avseende **framtidsutveckling** kan det bli relevant att undersöka en utveckling som integrerar mot ANM (se *indikatorn för dynamisk belastningsbarhet*).

Användningen av flexibilitetstjänster

Mängden variabel elproduktion såsom sol- och vindkraft ökar och kommer sannolikt fortsätta att öka framöver. Detta medför att elproduktionen inte kan anpassas efter konsumtionen på samma sätt som tidigare när mängden planerbar produktion var större. Ett sätt att lösa detta är att använda flexibilitet. Användandet av flexibilitet är därför en central del i utvecklingen för smarta elnät.

Elnätsföretagens användande av flexibilitetstjänster kan ske via bilaterala avtal eller via upphandling av flexibilitetstjänster på en kapacitetsmarknad. Att följa utvecklingen för användandet av flexibilitetstjänster kan ge en bild av hur mycket planerbar produktion och flexibel konsumtion som finns inom ett område, och hur väl elnätsföretagen använder sig av flexibilitetstjänster för att till exempel styra mot en jämnare belastning eller minskade nätförluster i elnäten.

Enligt elmarknadsdirektivet ska elnätsföretagen visa den potential som finns för flexibilitet i det egna elnätet. Indikatorerna om *användningen av flexibilitetstjänster* kan jämföras med denna potential vid utvärderingen av utvecklingen av smarta elnät.

Indikatorerna följer upp fokusområdena energieffektivitet och energiomställningen och kategoriseras som *användning* (och har delvis koppling till *förutsättningar*).

Definition av indikatorerna flexibilitetstjänster via bilaterala avtal (REL, RER och Svenska kraftnät):

- Antalet aktiva bilaterala avtal med konsumenter eller tredje part under året [antal]
- Antalet avrop för bilaterala avtal med konsumenter eller tredje part under året [antal]
- Information om storlek på avtalade effekter med konsumenter eller tredje part under året (min, medel, max) [MW]
- Information om storlek på avrop från avtal med konsumenter eller tredje part under året (min, medel, max) [MW]
- Antalet aktiva bilaterala avtal med producenter eller tredje part under året [antal]
- Antalet avrop för bilaterala avtal med producenter eller tredje part under året [antal]
- Information om storlek på avtalade effekter med producenter eller tredje part under året (min, medel, max) [MW]
- Information om storlek på avrop från avtal med producenter eller tredje part under året (min, medel, max) [MW]
- Observera att om elnätsföretaget har ett avtal med tredje part så ska konsumenterna som ingår i det avtalet inte räknas som avtalsparter om inte elnätsföretaget har separata avtal med dessa.

Definition av indikatorerna flexibilitetstjänster via kapacitetsmarknad (REL, RER och Svenska kraftnät):

- Antalet avrop för uppreglering från en kapacitetsmarknad per år [antal]
- Information om storlek på avropade effekter för uppreglering från en kapacitetsmarknad (min, medel, max) [MW]
- Antalet avrop för nedreglering från en kapacitetsmarknad per år [antal]
- Information om storlek på avropade effekter för nedreglering från en kapacitetsmarknad (min, medel, max) [MW]

Avseende analysperspektiven så är indikatorerna för *användningen av flexibilitetstjänster* **relevanta** för utvecklingen av smarta elnät då flexibilitet har en betydande roll i det framtida elsystemet. De har god **publicerbarhet** då informationen inte innebär information som kan vara hämmande för marknadens

funktion, med andra ord informationen är inte några ekonomiska uppgifter. De har god **mätbarhet/beräkningsbarhet** då informationen kommer göras tillgänglig i elnätsföretagens system. Den har en förmodad god **tillgänglighet**⁴⁷.

Elnätsföretagen har fullständig **påverkbarhet** över deras behov av flexibilitet så länge som det finns flexibla konsumenter eller producenter i elnätet. Indikatorerna är **teknikneutrala** då de enbart pekar på tekniska funktioner och inte pekar på några specifika tekniska lösningar. Indikatorn har bristande **representativitet** då behovet av flexibilitet är starkt kopplat till lokala nätförutsättningar.

Elnätsföretagen kan jämföras mot varandra genom att normalisera indikatorerna med data som Ei redan samlar in, till exempel antalet anläggningspunkter från avbrottsrapporteringen, antalet abonnemang för uttag eller inmatning från särskilda rapporten samt nätets sammanlagda abonnerade effekt eller maximala inmatade effekten i särskilda rapporten. Mot bakgrund av den inställning som görs i Elmarknadsdirektivet att så mycket flexibilitet som möjligt tillhandahållas elnätsföretaget på ett marknadsmässigt vis, kan man förvänta sig att nyttjandet av bilaterala avtal kan minska i **framtiden**.

Elektrifiering av transportsektorn

I och med elektrifieringen av transportsektorn behöver elnätsföretagen anpassa sig efter nya förutsättningar. Ei ser det därför som lämpligt att ha med indikatorer för att följa utvecklingen av laddningspunkter i elnäten. Sådana indikatorer kan ge en indikation om hur elektrifieringen av transportsektorn utvecklas. För smarta elnät bidrar elektrifieringen av transportsektorn till ytterligare en last som kan styras för att uppnå exempelvis en jämnare belastning, eller andra liknande flexibilitetstjänster. Elektrifieringen av transportsektorn innebär en ökad mängd laddinfrastruktur vilket påverkar flödena i elnätet. En indikator som följer utvecklingen av mängden laddningspunkter är därför lämplig. Laddningen av elfordon kan förekomma i tre former; antingen i form av vanlig laddning som genomförs utan hänsyn till elnätet, smart laddning där laddningen anpassas efter den tillgängliga kapacitet som finns i anläggningspunkten, eller som Vehicle to Grid (V2G) där elfordonet kan anta funktionen av ett energilager som vid behov kan mata in el på elnätet. Elnätsföretagen har inte kännedom om förekomsten av smart laddning. Förekomsten av V2G är däremot något som elnätsföretaget med större sannolikhet känner till.

⁴⁷ Användandet av flexibilitetstjänster är idag liten eller obefintlig för vissa elnätsföretag, varpå estimering av tidsåtgång är svårt. De kostnader som lyfts för insamlingen av informationen berör systemkostnad, export från systemet och rapportering. Svar från referensgruppen indikerade tidsåtgången för dessa indikatorer kring spannet 26-46 h för framtagande av data och 4-12 h för inrapportering.

Ei ser att utvecklingen inom elektrifieringen av transportsektorn utgör en central del i utvecklingen för smarta elnät. Indikatorerna *antal laddningspunkter* och *förekomsten av V2G* är därför lämpliga att följa.

Indikatorerna följer upp fokusområdena energiomställning samt energieffektivitet och kategoriseras som *förutsättning*.

Definition av indikatorn antal laddningspunkter (nationell nivå):

Information kan inhämtas från extern källa*:

- Antal laddningspunkter. [Antal]

Förtydliganden:

Normal laddningspunkt avser en laddningspunkt där el kan överföras till ett elfordon med en effekt på högst 22 kW, med undantag för anordningar med en effekt på högst 3,7 kW, som har installerats i privata hushåll eller som inte i första hand är avsedda för laddning av elfordon.

Snabb laddningspunkt avser en laddningspunkt där el kan överföras till ett elfordon med en effekt på mer än 22 kW.

*Exakt definition kan skilja sig beroende på valet av extern källa.

Definition av indikatorn förekomsten av Vehicle to Grid (V2G) (REL och RER):

- Förekommer Vehicle to Grid (V2G) inom redovisningsenheten? [Ja/Nej]
- Om ja, i vilken omfattning?

Förtydliganden:

V2G syftar till att bilen kan mata ut el på elnätet utifrån ett behov i elsystemet.

Indikatorerna för elektrifiering av transportsektorn är **relevant** för utvecklingen av smarta elnät då elektrifieringen av transportsektorn är en av de betydande faktorerna som driver ett ökat effektuttag. De har god publicerbarhet då de inte innebär några känsliga personuppgifter eller säkerhetsklassad information. De har bristfällig till god **mätbarhet/beräkningsbarhet**. Elnätsföretagen har inte tillgång till den totala bilden av antalet och förekomsten av laddningspunkter, men information kan istället inhämtas från externa källor⁴⁸ på nationell nivå, samt att indikatorn *förekomsten av V2G avgränsas* till en ja/nej-fråga. De har bristfällig

⁴⁸ Ett exempel är databasen Nobil, där Energimyndigheten har ansvaret för Sveriges laddstationsdata.

påverkbarhet eftersom utvecklingen för elektrifieringen av transportsektorn ligger utanför elnätsföretagens påverkan. De har bristfällig **teknikneutralitet** eftersom indikatorerna mäter en viss typ av lösning. De har god **tillgänglighet**⁴⁹ då data antingen hämtas från nationella databaser samt att indikatorn för V2G avgränsas till en ja- och nej-fråga. De har lägre **representativitet** eftersom inte samtliga elnätstkunder kan nyttja funktionaliteten, även om kundkollektivet i sin helhet får nytta av det effektivare elnätet.

Total kapacitet av anslutet energilager

Med en ökad mängd decentraliserad produktion och nya förbrukningsmönster blir energilagring mer betydelsefull för elnäten. Ei anser det därför lämpligt att ta med en indikator som mäter utvecklingen för den totala kapaciteten av anslutet lager.

Indikatorerna följer upp fokusområdena energiomställning samt energieffektivitet och kategoriseras som *förutsättning*.

Definition av indikatorn total kapacitet av anslutet energilager (REL, RER och Svenska kraftnät):

- Total kapacitet av anslutet lager inom redovisningsenheten. [kW] Fördelat på det som ägs av elnätsföretagen och det som ägs av en tredje part.

Förtydliganden:

Indikatorn avgränsas till sådana lager som elnätsföretaget känner till.

Med lager avses energilager oavsett energibärare (till exempel vätgas och pumpekraft) till vilken elektrisk energi kan konverteras, lagras och konverteras tillbaka igen till elektrisk energi.

Indikatorn *total kapacitet av anslutet energilager* är **relevant** för utvecklingen av smarta elnät då den skattar förekomsten av en flexibilitetsresurs i elnätet. Den har god **publicerbarhet** då den inte innehåller information som är personuppgifter eller säkerhetsklassad information. Den har delvis bristfällig **mätbarhet/beräkningsbarhet** då elnätsföretagen inte alltid har tillgång till information om samtliga anslutna lager, men detta löses då indikatorn avgränsas till lager som elnätsföretaget känner till. Den har delvis bristfällig **påverkbarhet** eftersom elnätsföretaget bara kan styra över de lager som tillåts ägas av

⁴⁹ Utvecklingen av V2G är fortfarande i sin linda och det förkommer främst i pilotprojekt. Referensgruppen har indikerat detta, men även lyft att när sådan funktionalitet blir vanligare så bör elnätsföretagen rimligen ha koll på förekomsten i eget elnät. Information om effekt och/eller antal skulle kunna vara inkluderad i en framtida utveckling av indikatorn.

elnätsföretaget (vid ett marknadsmisslyckande). Den har god **tillgänglighet**⁵⁰ eftersom indikatorn avgränsas till de lager som elnätsföretaget känner till. Den har god **teknikneutralitet** då enbart avser funktionen energilagring. Den har god **representativitet** i kombination med andra uppgifter som samlas in av Ei, indikatorn kan till exempel normaliseras med nätets sammanlagda abonnerade effekt eller maximala inmatade effekten i särskilda rapporten.

Användningen av dynamisk belastningsbarhet

Traditionella distributionssystem har varit företrädevis passiva med centralt placerad generering, vars energi flödar från transmissionsnätet ner till lägre spänningsnivåer. Med tillskottet av distribuerad generering på alla spänningsnivåer uppstår ett behov hos elnätsföretaget att aktivt hantera flödena i elnätet, något som transmissionsnätsföretaget gör redan idag. Smarta elnätstekniker som exempelvis Active Network Management (ANM) -system möjliggör för det. Det är automatiserade styrsystem som hanterar produktion och belastning för specifika ändamål. Detta görs vanligtvis för att hålla systemparametrar inom förutbestämda gränser.

Dynamisk belastningsbarhet nämns i skäl 83 som en av de tekniker som kan ligga till grund för utvärderingen av utvecklingen för smarta elnät. En dynamisk rankning av ledningar är något som ingår i ett ANM-system. Indikatorerna för *användningen av dynamisk belastningsbarhet* syftar till att följa upp utvecklingen av sådan teknik.

Indikatorerna följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät och kategoriseras som *användning*.

Definition av indikatorer för användningen av dynamisk belastningsbarhet (RER och Svenska kraftnät):

- Antalet aktiva enheter med dynamisk belastningsbarhet [antal]
- Den totala längden på berörd ledning där det finns en DLR-enhet* [km]

*en DLR-enhet är en apparat som kontinuerligt mäter hur mycket kapacitet som ledningen klarar av i varje ögonblick och som rapporterar in den informationen till ett centralt driftsystem.

Indikatorerna för *användningen av dynamisk belastningsbarhet* är **relevant** för utvecklingen av smarta elnät. Den har god **publicerbarhet** då den inte innebär några känsliga personuppgifter och inte heller någon säkerhetsklassad

⁵⁰ Referensgruppen har indikerat att elnätsföretaget inte alltid har kännedom om samtlig information om lager som ägs av tredje part eller som finns innanför en kunds punkt för avläsning.

information. Den har god **mätbarhet/beräkningsbarhet**. Den har god **påverkbarhet** då elnätsföretaget inför den typen av lösning om det föreligger särskilda behov i elnätet. Den har god **teknikneutralitet** då indikatorn mäter en viss typ av teknisk funktion och inte teknisk lösning. Den har god **tillgänglighet**⁵¹ i dagsläget. Den har tillräckligt god **representativitet** eftersom indikatorerna ger en bild av nominella värden men som kan normaliseras med andra data som Ei har tillgång till exempelvis antalet abonnemang för uttag från särskilda rapporten eller antalet anläggningspunkter från avbrottsrapporteringen samt totala ledningslängden från särskilda rapporten. Avseende **framtidsutveckling** av indikatorn kan den utvecklas i en riktning mot ANM om elnätsutvecklingen går åt det hållet.

Nyttjandegraden av transformatorer

Svenska kraftnät rapporterar i nuläget inte in indikatorn *utnyttjningsgrad* till Ei, till skillnad från lokal- och regionnätetsföretagen. Ei bedömer att det är relevant att ha en likvärdig indikator även på transmissionsnätetsnivå för att se hur jämn belastningen är över tid. Smart elnätsteknik kan användas för att jämna ut belastningen, men kan även användas för att utöka kapacitetsutnyttjandet när så är lämpligt. Ei ser det därför också som relevant att följa kapacitetsutnyttjandet av transmissionsnätets transformatorer.

Indikatorerna följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät och kategoriseras under *prestation*.

Definition av indikatorn nyttjandegraden av transformatorer (Svenska kraftnät):

- Utjämning - Medelvärde, samt standardavvikelsen, för kvoterna mellan medeleffekten och maxeffekten för respektive transformator under ett kalenderår [ett tal mellan 0 och 1, ger ett mått på hur jämn belastningen är]
- Kapacitetsutnyttjande - Medelvärde, samt standardavvikelsen, för kvoterna mellan maxeffekten och installerad kapacitet för respektive transformator under ett kalenderår [ett tal mellan 0 och 1, ger ett mått på kapacitetsutnyttjande]

Indikatorerna för *nyttjandegraden av transformatorer* är **relevant** för utvecklingen av smarta elnät. Den har god **publicerbarhet** då den inte innebär några känsliga personuppgifter eller säkerhetsklassad information. Den har god **mätbarhet**. Den

⁵¹ Referensgruppen har indikerat att det i dagsläget endast förekommer enstaka projekt för användande av dynamisk belastningsbarhet, men att användande av sådan teknik kan öka över tid om behovet finns. Tidsåtgången för framtagande av data och beräkning av indikatorer, samt rapportering för området uppskattas till omkring 8 timmar.

har god **tillgänglighet**⁵² för insamling. Den har begränsad **påverkbarhet** utifrån elnätsföretagens roll, visserligen så kan de påverka dimensioneringen av transformatorerna men belastningen i elnätet beror på belastningen från underliggande elnät. Den har god **teknikneutralitet**. Den har tillräcklig **representativitet**, då belastningen och kapacitetsutnyttjandet i transformatorer ser olika ut i olika delar av Sverige, därför kompletteras medelvärden med standardavvikelsen för att öka representativiteten.

3.2 Indikatorer som är lämpliga för framtida utredning

Vissa indikatorer som Ei har analyserat anses inte relevanta att införa i nuläget. Anledningen är att fenomenet som indikatorn beskriver inte förekommer idag eller att indikatorn bedöms innebära en alltför omfattande insats för inrapportering. Dessa indikatorer beskrivs i det här avsnittet.

Icke-levererad energi från lokala energikällor

Det finns flera anledningar till att energi från lokala energikällor inte kan levereras till kunderna, till exempel att finns begränsningar i överföringskapaciteten eller att det saknas last eller möjlighet till lagring.

Indikatorn *icke-levererad energi från lokala energikällor* avser att estimeras den mängd energi från förnybara och distribuerade produktionsanläggningar som inte gått att leverera som ett resultat av en flaskhals i elnätet. Den relaterar både till omdirigering⁵³ och elnätsföretagens behov av produktionsbegränsning.

I diskussionen med referensgruppen framkom att produktionsbegränsning via elektronisk styrsignal endast är möjligt på vindkraftsanläggningar anslutna till regionnätet. Produktionen kan begränsas i förhållande till installerad effekt, men tillämpas bara vid planerat arbete som kräver en produktionsbegränsning, exempelvis vid fränkoppling av vissa ledningssektioner eller arbeten i överliggande nät. Vid ett normalkopplat regionnät uppstår inte behovet av att styra ned effekt, varken vid hög- eller låglast. Därtill finns svårigheter med att estimeras hur mycket el som skulle ha producerats utan produktionsbegränsning, sådant kan enbart uppskattas utifrån en produktionsprofil.

Mot bakgrund av att det för närvarande är sällan som produktionsbegränsningar nyttjas bedömer Ei att indikatorn *icke-levererad energi från lokala energikällor* i nuläget inte är relevant för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät. Om produktionsbegränsningar blir mer vanligt förekommande i framtiden och att

⁵² Initiala beräkningar för inrapportering uppskattas av Svenska kraftnät till ungefär 48h (24h per indikator)

⁵³ Definerat enligt Europaparlamentets och rådets förordning 2019/943 om den inre marknaden för el.

detta hämmar integreringen av förnybara energikällor bör indikatorn utredas på nytt.

Indikatorer för digital utveckling (IT-system och cybersäkerhet)

Utvecklingen av smarta elnät bygger bland annat på utökad mätning, förståelse för mätdata och drift av elnäten utefter detta. Driften av elnäten kan skötas mer eller mindre automatiserat, beroende på hur mycket smarta elnätstekniker som finns i elnätet samt i vilken grad förståelse har byggts upp för mätdatat och den relaterade driften. Mängden uppkopplade smarta produkter medför möjligheter, men även sårbarheter kopplat till cybersäkerhet.

Utvecklingen av smarta elnät bygger på ett väl utvecklat och digitaliserat beslutsstöd som uppfyller en tillräcklig säkerhet för planering, hantering av mätvärden samt drift och underhåll av elnätet. IT-systemen behöver ha en hög grad av interoperabilitet som är förmågan av olika system att fungera tillsammans och kommunicera tillsammans, för att uppnå nyttor associerad med utvecklingen av smarta elnät.

Indikatorer som mäter mognadsgraden för den digitala utvecklingen är viktiga i en utvärdering av utvecklingen för smarta elnät. Inom den här studien har det inte gått att identifiera en modell som beskriver mognadsgraden av IT-system samt cybersäkerhet tillräckligt väl. Den här indikatorn behöver utredas vidare.

Indikator för att följa utvecklingen av gränssnitt mellan lokal-, region- och transmissionsnät

I rapporten *Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter* (Ei R2020:02) förslår Ei att systemansvariga för distributionssystem ska samarbeta med systemansvariga för överföringssystem så att de marknadsaktörer som är anslutna till deras nät faktiskt deltar på slutkunds-, grossist- och balansmarknaderna. Detta innebär ett omfattande datautbyte mellan parterna för att möjliggöra för marknadsaktörernas deltagande på elmarknaden.

I elmarknadsdirektivet finns även krav på att utvecklingen av elnätet ska genomföras med utgångspunkt i en bredare samverkan mellan systemansvariga än vad som sker i dagsläget i samband med framtagandet av så kallade nätutvecklingsplaner.

Både tillgängliggörandet av elmarknaden för marknadsaktörer samt krav på samverkan i samband med framtagandet av nätutvecklingsplaner pekar på ett tätare samarbete mellan lokal-, region- och transmissionsnätet än vad som förekommit tidigare. Det är ett utforskat territorium där pilotprojekt såsom

CoordiNet⁵⁴ och SthlmFlex⁵⁵ är banbrytande. För att hitta formerna för nätutvecklingsplanerna har Ei en annan egeninitierad studie som undersöker förutsättningarna för dessa.

Ei föreslår inte någon indikator för att följa utvecklingen av gränssnittet mellan lokal-, region- och transmissionsnät, dels för att det är ett utforskat område, dels för att det fortfarande är oklart vilken form nätutvecklingsplanerna antar.

Kunder som har avtal med aggregator

I dagens elsystem ser vi en ökad mängd variabel elproduktion så som vind- och solkraft vilket innebär att produktionen inte kan anpassas efter konsumtionen på samma sätt som tidigare när elnätet var uppbyggt av planerbar produktion. Ett sätt att lösa detta är att använda flexibilitet så att utbud och efterfrågan matchas. Det finns många mindre laster i Sverige som kan anpassa sin konsumtion och som genom aggregering via en aggregator kan agera på elmarknaden. Vi bedömer att det är av intresse att följa hur många kunder som har avtal med en aggregator för att få en uppfattning hur många kunder som deltar med efterfrågefleksibilitet på detta sätt.

Definition av indikatorn kunder som har avtal med aggregator (REL): Andelen kunder inom redovisningsenheten som har avtal med aggregator.

Förtydliganden: En aggregator är en marknadsaktör som kombinerar ett flertal kunders elanvändning eller elproduktion för försäljning, köp eller auktionering på organiserade energimarknader. Det finns ingen informationsplikt för kunder att informera elnätsföretaget.

I dialogen med elnätsföretagen uppgav de att de inte har tillgång till information om vilka kunder som har avtal med aggregator, eftersom det inte är något som kunderna är skyldiga att rapportera in till elnätsföretaget. Elnätsföretagen skulle kunna ta fram data för aggregatorerna de känner till men det säger inget om samtliga aggregatorer eller vilka kunder som nyttjar deras tjänster. Data kan komma att finnas tillgängliga via en framtida central informationshubb för elnätsföretagen.

Enligt ett elnätsföretag finns det inget självändamål i att veta vad det är för typ av kund. Det viktiga för elnätsföretaget är att kunna se vilken påverkan belastningen

⁵⁴ Länk till information om projektet på Energiforsks hemsida:
<https://energiforsk.se/program/coordinet/>, 2021-03-16.

⁵⁵ Länk till information om projektet på Vattenfalls hemsida:
<https://www.vattenfalleldistribution.se/vart-arbete/kapacitetsutmaningen/stockholm-flex/>, 2021-03-16.

har på elnätet och följa upp om de levererat det som avtalats samt att kunna väga olika alternativa lösningar mot varandra.

Ei anser att indikatorn inte bör samlas in eftersom elnätsföretagen inte har tillräckligt god tillgång till information om hur många kunder som har avtal med en aggregator. Ytterligare en anledning till att inte samla in indikatorn är att vi identifierat flera andra indikatorer som fångar upp flexibilitet, se kapitel 3.1.

Utnyttjningsgrad systemnivå

Det samlas redan in en indikator för *utnyttjningsgrad* inom ramen för Ei:s befintliga data. Syftet med den här indikatorn är att bidra med kompletterande information. Befintlig *utnyttjningsgrad* ser endast till belastning i gränspunkt mot överliggande nät. Att inkludera anslutna produktionsanläggningar inom en redovisningsenhet skulle ge ett mått på utnyttjningsgraden för det totala nätet och inte endast belastningen mot det överliggande nätet.

Definition av indikatorn utnyttjningsgrad systemnivå (REL): Indikatorn definieras som kvoten mellan medelvärdet av årets alla timmedeleffekter dividerat med årets högsta timmedeleffekt. Lokal produktion ska inkluderas i beräkning och inte endast belastning mot överliggande nät. [kW/kW]

Förtydliganden avser följande. Kvoten mellan medelvärdet av årets alla timmedeleffekter dividerat med årets högsta timmedeleffekt inom redovisningsenheten. Medelvärdet av årets alla timmedeleffekter är här medelvärdet av de summerade timeffektuttagen under året och årets högsta timmedeleffekt är det högsta summerade timeffektuttaget under året. Det summerade timeffektuttaget är absolutbeloppet av den sammanlagda medeleffekten i elnätets gränspunkter och anläggningspunkter med lokal produktion under en timme. Om det finns fler än en gränspunkt och anläggningspunkt med lokal produktion i nätkoncessionshavarens nät, summeras medeleffekten under en timme i samtliga gränspunkter och anläggningspunkter med lokal produktion innan absolutbeloppet beräknas. Vid beräkning av *utnyttjningsgraden* ska gränspunkter som koncessionshavaren är skyldig att mäta överförd energi och flöde i, enligt förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el, undantas från beräkningen av de ingående summerade timeffektuttagen.

Ei bedömer att det i dagsläget är tillräckligt med den information som samlas in via befintlig indikator för *utnyttjningsgraden* mot överliggande nät. Synpunkter från referensgruppen indikerade att det kan medföra tidskrävande arbete samt svårighet att förstå ytterligare definitioner för området. Ei bedömer att en utvärdering av utvecklingen för smarta elnät är möjlig redan med befintlig indikator som mäter utnyttjningsgraden och denna kompletterande indikator

behöver därför inte samlas in. En avvägning har även gjorts mot den arbetsinsats som krävs av elnätsföretagen, då utvärderingen ska göras med en lämplig begränsad mängd indikatorer.

Indikator för resiliens

Ett tillförlitligt elnät är en förutsättning för ett välfungerande samhälle. De förändringar som sker i elnätet på grund av energiomställningen kan påverka hur motståndskraftigt och robust elnätet är. Det är därför relevant att ha en indikator som följer hur många kunder som kan kopplas om vid störningar genom att mäta antalet transformatorstationer med alternativa matningsvägar.

Ei har undersökt möjligheten att ha en indikator för *resiliens* och fört en nära dialog med referensgruppen om hur en sådan indikator i så fall ska definieras. Ett förslag som undersöktes var andel transformatorstationer med möjlighet till alternativa matningsvägar inom redovisningsenheten (för lokalnät) och andel transformatorstationer som inte har möjlighet till fler matningsvägar inom redovisningsenheten (för regionnät).

I dialogen med referensgruppen framkom att indikatorn är tidskrävande att rapportera in speciellt på lokalnätsnivå eftersom informationen är svårtillgänglig och skulle kräva beräkningar på enskilda linjer. På regionnätsnivå ansågs indikatorn vara relativt enkel att sammanställa och därmed rapportera in, en anledning som angavs var att sådan information bland annat tas fram till elnätsföretagens arbete med risk- och sårbarhetsanalyser⁵⁶.

En kommentar gällande indikatorn på regionnätsnivå var att antal transformatorstationer med redundans från överliggande nät säger något om möjligheten att överföra el till underliggande nät, och inte direkt slutkunder som ofta är fallet för lokalnäten. Detta ger en indikation på de reserver som finns på regionnätsnivå för lokalnätet. En annan aspekt gällande regionnät är att de flesta transformatorstationerna på regionnätsnivå har denna typ av redundans och indikatorn därmed startar från en relativt hög nivå.

Indikatorn för *resiliens* är **relevant** för utvecklingen av smarta elnät. Den har god **publicerbarhet** då den inte innebär några känsliga personuppgifter eller säkerhetsklassad information, framförallt för att det inte finns någon geografisk information i indikatorn. Den har god **beräkningsbarhet** genom att dividera transformatorstationer med möjlighet till alternativa matningsvägar med totala antalet transformatorstationer, det sistnämnda är något som Ei samlar in från

⁵⁶ Elnätsföretagen skickar in risk- och sårbarhetsanalyser till Ei varje år i enlighet med Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2013:3) om risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner avseende leveranssäkerhet i elnäten.

nätföretagen idag. Den bedöms ha låg **tillgänglighet**⁵⁷ för lokalnät eftersom det krävs en stor insats från elnätsföretagen att ta fram data då de inte har data samlat för att kunna göra en sammanställning på ett effektivt sätt; samt god **representativitet**. För regionnätet samlas inte denna uppgift in. Den har god teknikneutralitet då den specificerar en teknisk funktion och inte en teknisk lösning.

Ei bedömer att indikatorn är relevant för att följa utvecklingen av smarta elnät men att den är för tidskrävande utifrån nuvarande förutsättningar för att väga upp nyttan med insamlingen.

Kvaliteten i prognosen för distribuerad produktion och konsumtion

Ett elnätsföretag behöver ha god kunskap om förväntade konsumtions- och produktionsmönster i sina nät. Att nätföretagens prognoser för produktion och konsumtionen håller hög kvalitet är viktigt för att exempelvis kunna nyttja flexibilitetsresurser och för att erbjuda och använda stödtjänster.

Flera elnätsföretag uppger att de delvis eller inte alls arbetar med prognoser. Ei gör bedömningen att prognoserna inte görs på ett entydigt vis i elnätsbranschen.

Avseende analysperspektiven så är indikatorn kvaliteten i prognosen för distribuerad generering och konsumtion **relevant** för att utvärdera utvecklingen av smarta elnät, av ovanstående skäl. Den har god **publicerbarhet** då den inte innebär några känsliga data avseende personuppgifter eller av säkerhetsmässiga skäl. Analysperspektivet **mätbarhet/beräkningsbarhet** innebär att indikatorn kan bestämmas på ett bra vis då den skulle kunna formuleras som en fråga med ett fritextsvar, exempelvis: genomförs prognostisering i dagsläget? Den har god **påverkbarhet** då elnätsföretagen genomför prognoser om deras verksamhet har behov av detta. Den är **teknikneutral** då den inte avser en tekniklösning. Den kan ha låg **representativitet** då förekomsten av prognostisering inte säger något om utbredningen av detta. Avseende **framtidsutveckling** kan man förmoda att andra aktörer blir involverade i prognostiseringen på sikt. Ett sådant tillvägagångssätt ställer högre krav på utbyte av information mellan aktörer för att elnätsföretaget ska ha en möjlighet att göra prognoser som vilar på förväntningar från anslutna aktörer och inte enbart historiska värden. En sådan prognostisering bygger på en gemensam prognostiseringsmodell för att uppnå maximal effektivitet, något som inte existerar idag.

⁵⁷ Elnätsföretagen uppskattade att det skulle ta cirka 20 timmar per fördelningsstation för lokalnäten och några dagar vid manuell hantering för regionnäten. Däremot kan det med framtida kommunikationssystem om cirka fem till tio år i kombination med nästa generations elmätare, vara möjligt att ta fram informationen mer tidseffektivt.

Ei bedömer att indikatorn är relevant för att följa utvecklingen av smarta elnät men att avsaknad av bra data och skillnader i tillvägagångssätt avseende prognostisering gör att nyttan med indikatorn anses begränsad i nuläget.

3.3 Sammanfattning av indikatorer för att beskriva utvecklingen av smarta elnät

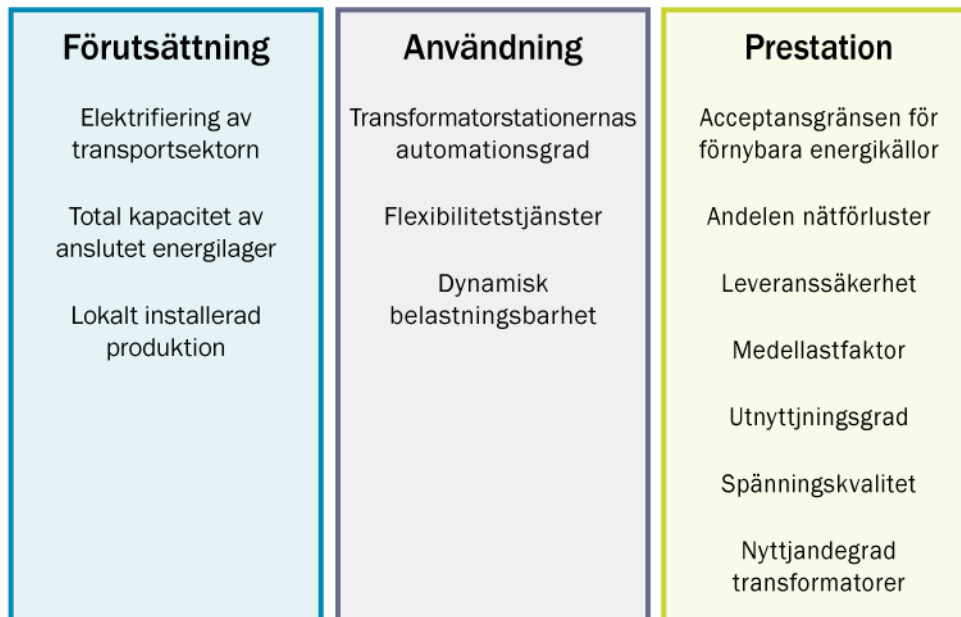
Följande indikatorer beskriver utvecklingen av det smarta elnätet:

- Leveranssäkerhetsindikatorer (samlas in av Ei idag)
- Andelen nätförluster (samlas in av Ei idag)
- Medellastfaktor (samlas in av Ei idag)
- Utnyttjningsgrad (samlas in av Ei idag)
- Lokalt installerad produktion (samlas in av Ei idag)
- Acceptansgräns för förnybara energikällor
- Spänningskvalitet
- Transformatorstationernas automationsgrad
- Användningen av flexibilitetstjänster
- Elektrifiering av transportsektorn
- Total kapacitet av anslutet energilager
- Användningen av dynamisk belastningsbarhet
- Nyttjandegraden av transformatorer

Ovanstående indikatorer är insorterade i kategorierna *förutsättning, användning och prestation* i Figur 5.

Följande indikatorer anses lämpliga för framtida utveckling: *Resiliens, Kvaliteten i prognosen för distribuerad produktion och konsumtion, Icke-levererad energi från lokala energikällor, Digital utveckling, och Utvecklingen av gränssnitt mellan lokal-, region- och transmissionsnät.*

Figur 5 Indikatorerna fördelade efter kategorisering förutsättning, användning och prestation.



4 Hur förhåller sig indikatorerna till varandra?

Smarta elnät är komplext och handlar om både ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar. För att utvärdera utvecklingen av smarta elnät behöver därför flera indikatorer användas. Många av indikatorerna som beskrivs i kapitel 3 är beroende av varandra. Till exempel kan man anta att ett elnät som har en lägre grad av automation, har ett större behov av flexibilitet för en effektiv drift. Dessa indikatorer behöver analyseras tillsammans med övriga indikatorer för att avgöra vad det innebär för utvecklingen av smarta elnät. I det här kapitlet beskrivs hur indikatorerna förhåller sig till varandra och att det är viktigt att se till en mängd indikatorer för att få en tillräckligt bra bild av utvecklingen av smarta elnät.

4.1 Elnätsföretagen behöver kontinuerligt revidera valet av smart teknik och det påverkar vilka indikatorer som bör användas

Indikatorerna delas in i kategorierna *förutsättning*, *användning* och *prestation*. Elnätsföretagets *förutsättningar* påverkar möjligheten att använda vissa lösningar inom kategorin *användning* samt behovet av sådana lösningar. Resultatet av de lösningar som används, i relation till nätets förutsättningar, följs upp av indikatorerna som finns inom kategorin *prestation*⁵⁸. En förändring i *prestation* kan i sin tur möjliggöra för nya *förutsättningar* för elnätsföretaget. Exempelvis kan en bättre spänningskvalitet leda till att elnätets acceptansgräns för förnybara energikällor ökar. Därigenom har elnätet en möjlighet att husera mer förnybar energi. Denna växelverkan mellan kategorierna illustreras i Figur 6.

Elnätsföretagen behöver kontinuerligt arbeta med valet av smart elnätsteknik för att hantera det behov som finns i det egna elnätet. Det är starkt förknippat med teknikutvecklingen och därigenom vad som är möjligt att åstadkomma. De förändringar som sker hos elnätsföretagen och i energisystemet pekar på behovet av att kontinuerligt se över de indikatorer som används för utvärderingen.

⁵⁸ Observera att samtliga effekter som har en påverkan på ett elnätsföretags indikatorer inom kategorin *prestation* mäts inte i de indikatorer som finns inom kategorierna *förutsättning* och *användning*.

Figur 6 Illustration för indikatorernas påverkan och behovet av att kontinuerligt se till förändringen och samverkan mellan indikatorerna över tid vid utvärdering av utvecklingen för smarta elnät.



4.2 Alla indikatorer behövs för att ge en rättvis bild av smarta elnätsutvecklingen

Indikatorerna samvarierar med varandra. Förändringen i indikatorvärden inom kategorierna *förutsättning* och *användning* kan påverka indikatorerna som följer upp ett elnätsföretags *prestation*. Samtidigt kan indikatorerna inom kategorin *prestation* påverka ett elnätsföretags *förutsättning*.

En förändring hos en indikator kan få positiv inverkan på vissa indikatorer, samtidigt som det kan få en negativ påverkan på andra indikatorer. Ett exempel på detta är att en ökad användning av flexibilitet kan medföra positiva effekter så som en utjämnad belastning (mätt i indikatorerna *utnyttjningsgrad* och *medellastfaktorn*), samtidigt som vissa aspekter av *spänningskvaliteten* kan försämrans då spänningsvariationer ökar som en följd av att produktion och konsumtion kopplas in/ur mer frekvent i de anslutningspunkter som har en svagare nätstyrka.

Det ömsesidiga beroendet för de indikatorer som presenteras i kapitel 3 finns illustrerat i Figur 7. Indikatorerna har nummerats med siffrorna 1–15, se Tabell 1. Samverkansanalysen visar om en indikator har en påverkan på en annan indikator. Analysen har utgått ifrån en positiv förändring av indikatorerna i kolumn 1, och hur detta påverkar indikatorerna på samma rad. Indikatorerna är markerade med (+) eller (-), där (+) innebär att en ökning av indikatorn är en positiv förändring eller en fördel för elsystemet och (-) innebär att en minskning av indikatorn är en positiv förändring eller fördel för elsystemet. Exempelvis är minskade nätförluster en positiv förändring, även om det innebär att indikatorvärdet minskar. Därför markeras indikatorn för nätförluster med (-). En mer utjämnad belastning är en

positiv förändring, vilket innebär en ökad utnyttjningsgrad eller en ökad medellastfaktor, vilka därav är markerade med (+). Symbolen i cellen i Figur 7 anger om en positiv förändring av indikatorn i kolumn 1 leder till en positiv (+) eller negativ (-) förändring av indikatorn på samma rad. Om rutan saknar symbol innebär det att en förändring av indikatorn i kolumn 1 inte har en direkt påverkan i någon riktning eller enbart en marginell påverkan på indikatorn på samma rad.

Observera att samverkansanalysen bygger på ett antal förenklingar om hur indikatorerna rent generellt samvarierar och ska inte ses som den absoluta sanningen i alla situationer.

Tabell 1 Övergripande beskrivning och numrering för de indikatorer som har ingått i samverkansanalysen som illustreras i Figur 7.

Kategori	Numrering	Indikator
Förutsättning	1	Total kapacitet av anslutet energilager (+)
Förutsättning	2	Antalet laddstolpar (Elektrifiering av transportsektorn) (+)
Förutsättning	3	Förekomsten av Vehicle to Grid (Elektrifiering av transportsektorn) (+)
Förutsättning	4	Lokalt installerad produktion
Användning	5	Transformatorstationernas automationsgrad (+)
Användning	6	Användning av Flexibilitetstjänster (+)
Användning	7	Användningen av dynamisk belastningsbarhet (+)
Prestation	8	Spänningskvalitet (-)
Prestation	9	Nyttjandegraden av transformatorer – utjämning (+)
Prestation	10	Nyttjandegraden av transformatorer – kapacitetsutnyttjande (+)
Prestation	11	Medellastfaktor (+)
Prestation	12	Andelen nätförluster (-)
Prestation	13	Utnyttjningsgrad (+)
Prestation	14	Leveranssäkerhet (+)
Prestation	15	Acceptansgräns (+)

Figur 7 Illustration över genomförd samverkansanalys för indikatorerna. Indikatorerna som motsvarar 1-15 framgår av Tabell 1. Observera att indikatorn acceptansgräns för förnybara energikällor nämns men markeras inte särskilt med avseende på indikatorerna för spänningskvalitet och andelen nätförluster.

		1+	2+	3+	4+	5+	6+	7+	8-	9+	10+	11+	12-	13+	14+	15+
Förutsättning	Total kapacitet av anslutet energilager	1+			+		+		+	+	-				+	+
	Antalet laddstolpar	2+			+				-				-			
	Förekomsten av Vehicle to Grid (Elektrifiering av transportsektorn)	3+	+				+									
	Lokalt installerad produktion	4+					+		-		-					-
Användning	Transformatorstationernas automationsgrad	5+							+							
	Användning av Flexibilitetstjänster	6+	+	+	+				+	+	+	+	+	+	+	+
	Användningen av dynamisk belastningsbarhet	7+	+							+	+	+	±	+		+
Prestation	Spänningskvalitet	8-			+											
	Nyttjandegraden av transformatorer - utjämning	9+	-	-							-		+	+		
	Nyttjandegraden av transformatorer - kapacitetsutnyttjande	10+	+	+						-			-	-		
	Medellastfaktor	11+	-	-	+					+	-		+	+		
	Andelen nätförluster	12-														
	Utnyttjningsgrad	13+	-	-						+	-	+	+			
	Leveranssäkerhet	14+														
Acceptansgräns	15+		+													

Samverkansanalysen⁵⁹ visar att det förekommer ett antal indikatorer som påverkas negativt samtidigt som andra indikatorer påverkas positivt av en viss typ av lösningar eller förutsättningar. Däremot finns det inga indikatorer som inte har en helt unik samverkan med de andra indikatorerna. Vi kan därför anta att varje indikator har en unik förmåga att fånga upp en särskild företeelse i elnätet. Detta visar på vikten av att ta hänsyn till en mängd indikatorer när utvecklingen för smarta elnät ska övervakas och utvärderas.

I Tabell 2 visas fokusområdena för respektive indikator.

⁵⁹ I samverkansanalysen förekommer det indikatorer som kan förändras i olika riktningar för en given förändring hos variabler, de riktningar som redovisas är de som Ei bedömer som mest troliga.

Tabell 2 Lista över vilka fokusområden indikatorerna följer upp.

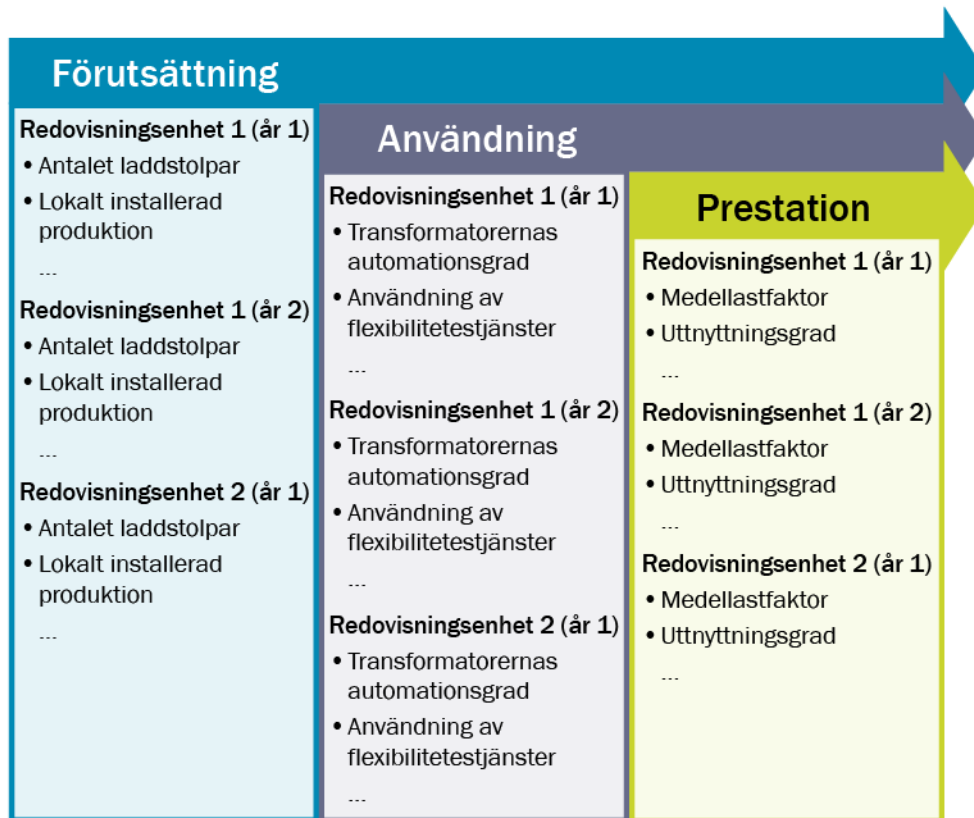
Indikator	Energilmställning	Energieffektivitet	Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät
Leveranssäkerhetsindikatorer			X
Andelen nätförluster	X	X	X
Medellastfaktor		X	
Utnyttjningsgrad		X	
Lokalt installerad produktion	X		
Acceptansgräns för förnybara energikällor	X	X	
Spänningskvalitet	X		X
Transformatorstationernas automationsgrad		X	X
Flexibilitetstjänster	X	X	
Elektrifiering av transportsektorn	X	X	
Total kapacitet av anslutet energilagrar	X	X	
Dynamisk belastningsbarhet	X	X	X
Nyttjandegrad transformatorer	X	X	X
Icke-levererad energi från lokala energikällor	X		

4.3 Utvärderingen av smarta elnät med hjälp av indikatorer

Utvecklingen av smarta elnät är komplex. För att indikatorerna ska kunna ge en bild av smarta elnätsutvecklingen behöver indikatorerna analyseras samlat och över tid. Utvärderingen av utvecklingen kan ske ur olika perspektiv, vilket ger fler dimensioner till analysen och ytterligare betonar helhetsbilden när utvecklingen av smarta elnät ska utvärderas med hjälp av indikatorerna. Utvärderingen kan till exempel göras per redovisningsenhet eller på nationell nivå. Samtliga dimensioner kan vara av relevans vid analys av data samt för att genomföra tillsynsmyndighetens uppgift att utvärdera resultatet hos systemansvariga avseende utvecklingen av smarta elnät.

Ansatsen för Ei:s utvärdering av utvecklingen av smarta elnät illustreras i Figur 8.

Figur 8 Ansatsen för E:s övervakning och utvärdering av smarta elnät utifrån indikatorer.



5 Slutsatser

Den här studien har utgått från elmarknadsdirektivets skrivelse om att utvärdera systemansvarigas resultat med avseende på utvecklingen av smarta elnät. Studien identifierar ett antal indikatorer; både sådana som Ei redan samlar in och helt nya indikatorer som behöver samlas in för att Ei ska kunna uppfylla uppdraget i sin helhet.

Ei:s utgångspunkt i arbetet med indikatorer har varit att smarta elnät ska ses som ett verktyg för att skapa nytta för elkunderna. Utvecklingen av ett smart elnät är med andra ord inte ett självändamål och det är inte alltid bättre med fler och mer smarta elnätstekniker, om de inte införs för att stödja det övergripande behovet som finns i nätet. Smarta elnät kan bidra till integreringen av förnyelsebar energi, ökad energieffektivitet och ett mer motståndskraftigt och tillförlitligt elnät.

I tabell 3 redovisas de indikatorer som Ei anser är lämpliga att använda för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige enlighet med artikel 59 i elmarknadsdirektivet. Av tabellen framgår även de uppgifter som krävs för att sammanställa indikatorerna. Uppgifterna är fördelade på lokalnät (REL), regionnät (RER) och transmissionsnät (Svenska kraftnät). De uppgifter som används för att normera indikatorerna, alltså skala om indikatorn för att möjliggöra jämförelser mellan olika elnät, finns inte med i tabellen som en särskild uppgift.

Tabell 3 Antalet uppgifter som Ei identifierat för varje indikator/grupp av indikatorer. Inom parentes är antalet uppgifter som Ei samlar in idag.

Indikator	REL	RER	Svenska kraftnät
Leveranssäkerhetsindikatorer	7 (7)	2 (2)	2 (2) ⁶⁰
Andelen nätförluster	2 (2)	2 (2)	2 (2)
Medellastfaktor	1 (1)	1 (1)	1 (1)
Utnyttjningsgrad	1 (1)	1 (1)	0
Lokalt installerad produktion	6 (6)	4 (4)	4 (4)
Acceptansgräns för förnybara energikällor ⁶¹	-	-	-
Spänningskvalitet	2 (0)	2 (0)	0
Transformatorstationernas automationsgrad	9 (0)	10 (0)	10 (0)
Användningen av flexibilitetstjänster	24 (0)	24 (0)	24 (0)
Elektrifiering av transportsektorn	2 (0)	2 (0)	0
Total kapacitet av anslutet energilager	2 (0)	2 (0)	2 (0)
Dynamisk belastningsbarhet	0	2 (0)	2 (0)
Nyttjandegrad transformatorer	0	0	2 (0)
Totalt antal redan inrapporterade datapunkter	16 (29%)	10 (19%)	9 (18%)
Totalt antal nya datapunkter	39 (71%)	42 (81%)	40 (82%)

Fokus i det här arbetet har legat på elnätsföretagens användning av smarta elnätstekniker. Indikatorer som beskriver *användning* behöver dock kompletteras med indikatorer om *förutsättningar* och *prestation* för att skapa en helhetsbild av utvecklingen av smarta elnät. Med hjälp av en enskild indikator, eller en enskild kategori av indikatorer, är det svårt att säga något om helheten. Indikatorer inom alla tre kategorier behövs därför för att skapa en helhetsbild av utvecklingen.

För att vissa indikatorer ska vara relevanta under en period av intensiv förändring av elsystemet är det viktigt att indikatorerna tillåts förändras över tid.

Det finns några frågeställningar som återstår att utreda. Det handlar till exempel om vilken indikator som är bäst lämpad för att följa upp spänningskvaliteten för transmissionsnät. Andra frågeställningar där det behövs ytterligare analys gäller lämpliga indikatorer för att beskriva elnätets motståndskraftighet, indikatorer för att följa den digitala utvecklingen samt indikatorer för att följa utvecklingen av gränssnittet mellan systemansvariga för lokal-, region- och transmissionsnät.

⁶⁰ Svenska kraftnät rapporterar in uppgifter för beräkning av leveranssäkerhetsindikatorerna AIT och AIF till kvalitetsincitamentet i intäktsramsregleringen både inför tillsynsperioden och vid avstämningen. Den inrapporteringen sker inte enligt bestämmelse i föreskrift, utan Ei begär in uppgifterna vid behov.

⁶¹ Indikatorn *acceptansgräns för förnybara energikällor* bestäms med hjälp av indikatorerna *spänningskvalitet* och *andelen nätförluster*.

Bilaga 1 – Lista med indikatorer

I tabellen nedan listas samtliga indikatorer som sammanställts utifrån det referensmaterial som beskrivs i kapitel 2. Observera att flera av indikatorerna är snarlika och/eller dubbelexemplar. Eftersom indikatorerna hämtats från engelskspråkiga källor är de på engelska. Observera att ett referensmaterial är ett internt projekt från 2012.

Det ska nämnas att vi inte går in på definitionen av indikatorerna och det gör inte heller referensmaterialet. Det kan göra att det finns ett tolkningsutrymme avseende information som finns i en indikator. De indikatorer som i slutändan väljs för att övervaka och utvärdera utvecklingen i enlighet med elmarknadsdirektivet behöver definieras tydligt för att entydighet ska råda avseende varje indikatorns innebörd.

Indikator	Referens
Level of losses in transmission and in distribution networks (absolute or percentage)	CEER rapport
Ratio between minimum and maximum electricity demand within a defined time	CEER rapport
Percentage utilisation (i.e. average loading) of electricity grid elements	CEER rapport
Measured satisfaction of grid users for the grid services they receive	CEER rapport
Time to connect a new user	CEER rapport
Congestion rents across interconnections (interconnectors)	CEER rapport
Impact of congestion on outcomes and prices of national/regional markets	CEER rapport
Societal benefit/cost ratio of a proposed infrastructure investment	CEER rapport
First connection charges for generators, consumers and those that do both	CEER rapport
Hosting capacity for distributed energy resources in distribution grids	CEER rapport
Allowable maximum injection of power without congestion risks in transmission grids	CEER rapport
Energy not withdrawn from renewable sources due to congestion and/or security risks	CEER rapport
Quantifies reduction of carbon dioxide emission	CEER rapport
Environmental impact of electricity grid infrastructure	CEER rapport
Grid tariffs for generators, consumers and those that do both	CEER rapport
Methods adopted to calculate charges and tariffs	CEER rapport
Ratio of reliably available generation capacity and peak supply	CEER rapport
Demand side participation in electricity markets and in energy efficiency measures	CEER rapport
Percentage of consumers on (volunteer) time-of-use / critical peak / real time dynamic pricing	CEER rapport
Measured modifications of electricity consumption after new (volunteer) pricing schemes	CEER rapport

Indikator	Referens
Percentage of users available to behave as interruptible load	CEER rapport
Percentage of load demand participating in market-like schemes for demand flexibility	CEER rapport
Percentage participation of users at lower voltage levels to ancillary services	CEER rapport
Share of electrical energy produced by renewable sources	CEER rapport
Ratio between interconnection capacity of one country/region and its electricity demand	CEER rapport
Exploitation of interconnection capacity	CEER rapport
Availability of network components (related to planned and unplanned maintenance) and its impact on network performances	CEER rapport
Actual availability of network capacity with respect to its standard value	CEER rapport
Power system stability performance	CEER rapport
Duration and frequency of interruptions per customer	CEER rapport
Voltage quality performance of electricity grids	CEER rapport
Overall welfare increase (i.e. always running the cheapest generators to supply the actual demand)	CEER rapport
Time for licensing/authorisation of a new electricity transmission infrastructure	CEER rapport
Time for construction (after authorisation) of a new transmission infrastructure	CEER rapport
Comprehensive line loss rate	Studie av Li et.al.
The index of the safe operation of information and communication system	Studie av Li et.al.
The number of information events	Studie av Li et.al.
The coverage of electricity information collection system	Studie av Li et.al.
The coverage of intelligent ammeter	Studie av Li et.al.
The cable coverage of backbone communication network	Studie av Li et.al.
The bandwidth capacity of communication transmission network platform	Studie av Li et.al.
The fiber coverage of 10 kV communication access network	Studie av Li et.al.
The rate of PFTTH ¹	Studie av Li et.al.
The coverage of SG-ERP ² system	Studie av Li et.al.
The automatic monitoring rate of information communication equipment	Studie av Li et.al.
The availability rate of information network	Studie av Li et.al.
The year-on-year growth rate of the grid's annual maximum load utilization	Studie av Li et.al.
The annual maximum load utilization	Studie av Li et.al.
The maximum load rate of power lines	Studie av Li et.al.
The annual average equivalent load rate of line operation	Studie av Li et.al.
The annual maximum load rate of main transformer	Studie av Li et.al.
The annual average equivalent load rate of main transformer operation	Studie av Li et.al.
The method of demand-side response to electricity prices	Studie av Li et.al.

¹ Förkortning för Power Fiber To The Home

² Förkortning för Smart Grid Enterprise Resource Planning

Indikator	Referens
The revenue of value-added services	Studie av Li et.al.
The floor area saved by smart substation	Studie av Li et.al.
The total capacity of flexible AC ³ transmission device	Studie av Li et.al.
The proportion of energy-saving wire	Studie av Li et.al.
The proportion of the lines applying condition monitoring technology	Studie av Li et.al.
The proportion of the lines applying intelligent inspection technology	Studie av Li et.al.
The proportion of smart substation	Studie av Li et.al.
The coverage of the patrol robot of substation	Studie av Li et.al.
The coverage of condition monitoring of transformer equipment	Studie av Li et.al.
The coverage of distribution automation	Studie av Li et.al.
The coverage of feeder automation	Studie av Li et.al.
Coverage of the command platform of power distribution repairs in a rush	Studie av Li et.al.
Coverage of distribution power automation terminal	Studie av Li et.al.
The coverage of provincial/prefecture (county) level smart grid dispatching control system	Studie av Li et.al.
The coverage of provincial/prefecture (county) level standby scheduling	Studie av Li et.al.
The coverage of dual access of dispatch data net	Studie av Li et.al.
The access rate of station terminal dispatch data network	Studie av Li et.al.
The capability of load monitoring and control	Studie av Li et.al.
The coverage of power service management platform	Studie av Li et.al.
The availability rate of business systems	Studie av Li et.al.
The power saved by demand-side management	Studie av Li et.al.
The proportion of electricity of implementing peak and valley time price	Studie av Li et.al.
The coverage of secondary security system	Studie av Li et.al.
The coverage of new energy power forecasting system	Studie av Li et.al.
The completion rate of wind and PV ⁴ power grid detection	Studie av Li et.al.
The depth of information disclosure	Studie av Li et.al.
The speed of information update	Studie av Li et.al.
The convenience of getting information	Studie av Li et.al.
The growth rate of electric quantity in electric power market transaction	Studie av Li et.al.
The scale and proportion of the direct power-purchase for the large user	Studie av Li et.al.
The completeness that all kinds of users access the standard system	Studie av Li et.al.
The proportion of distributed power installed capacity	Studie av Li et.al.
The proportion of renewable energy power generation	Studie av Li et.al.
Abandoned wind ratio	Studie av Li et.al.
The realization ratio of annual utilization hours of renewable energy	Studie av Li et.al.

³ Förkortning för Alternating Current

⁴ Förkortning för Photovoltaic

Indikator	Referens
Distributed power energy permeability	Studie av Li et.al.
The proportion of new energy installed capacity	Studie av Li et.al.
Air-quality index	Studie av Li et.al.
Carbon dioxide emissions per unit area	Studie av Li et.al.
Carbon intensity	Studie av Li et.al.
The utilization rate of electric vehicles	Studie av Li et.al.
The area density of city charge (change) power station	Studie av Li et.al.
The linear density of highway filling (change) power station	Studie av Li et.al.
The matching degree of electric vehicle and charger	Studie av Li et.al.
The electricity saved by demand-side management	Studie av Li et.al.
The proportion of electricity in the terminal energy consumption	Studie av Li et.al.
Power replacement ratio	Studie av Li et.al.
The realization rate of distributed generation forecast	Studie av Li et.al.
The proportion of clean energy production	Studie av Li et.al.
The evaluation index of quality service	Studie av Li et.al.
The application of disaster prevention and reduction technology	Studie av Li et.al.
The optical fiber coverage of substations (35 kV and above)	Studie av Li et.al.
The reliability of power supply (urban user)	Studie av Li et.al.
The reliability of power supply (rural user)	Studie av Li et.al.
The number of power transmission accident	Studie av Li et.al.
The number of power transformation accident	Studie av Li et.al.
The self-healing speed of the distribution network	Studie av Li et.al.
The self-healing rate of the distribution network	Studie av Li et.al.
The land disturbance area of unit quantity of electricity	Studie av Li et.al.
The recovery of electricity	Studie av Li et.al.
The fair coefficient of electricity consumption	Studie av Li et.al.
The investment in the open area of the grid business	Studie av Li et.al.
The area density of the interactive business hall	Studie av Li et.al.
The proportion of a type of load	Studie av Li et.al.
The proportion of secondary industry production GDP	Studie av Li et.al.
Load density	Studie av Li et.al.
Capacity-load ratio	Studie av Li et.al.
Urbanization rate	Studie av Li et.al.
Return on assets	Studie av Li et.al.
Overall labor productivity	Studie av Li et.al.
Electricity sale of unit assets	Studie av Li et.al.
Energy intensity	Studie av Li et.al.
Ratio of power generation and electricity	Studie av Li et.al.

Indikator	Referens
The proportion of electrical energy in terminal energy consumption	Studie av Li et.al.
Reasonable degree of utilization hours of power generation equipment	Studie av Li et.al.
Ratio of urban-rural power supply reliability	Studie av Li et.al.
Quality service evaluation index	Studie av Li et.al.
Per capita electricity consumption	Studie av Li et.al.
The proportion of tertiary industry production GDP	Studie av Li et.al.
The efficiency of transmission staff	Studie av Li et.al.
The efficiency of transformation staff	Studie av Li et.al.
The efficiency of urban distribution network staff	Studie av Li et.al.
Overall labor productivity	Studie av Li et.al.
Base to peak load ratio	Internt projekt från 2012
Demand side participation in electricity markets and in energy efficiency measures	Internt projekt från 2012
Increased Demand side participation	Internt projekt från 2012
Enabling energy efficiency by end users	Internt projekt från 2012
An optimal use of capital and assets	Internt projekt från 2012
Optimization of new equipment design resulting in best cost/benefit	Internt projekt från 2012
Faster speed of successful innovation against clear standards	Internt projekt från 2012
Availability of ancillary services across transmission and distribution grids	Internt projekt från 2012
Consumers are able to access their historic energy consumption information for free in a format that enables them to make like for like comparisons with deals available on the market.	Internt projekt från 2012
Physical grid related data are available in an accessible form	Internt projekt från 2012
Transparency of physical connection authorisation, requirements and charges	Internt projekt från 2012
New smart tariffs (energy prices) deliver tangible benefits to consumers or society in a progressive way	Internt projekt från 2012
Market design is compatible with the way the consumers use the grid	Internt projekt från 2012
Data ownership is clearly defined and data processes in place to allow for service providers to be active with customer consent	Internt projekt från 2012
Hosting capacity of EV ⁵	Internt projekt från 2012
Relation between power demand and market price for electricity	Internt projekt från 2012

⁵ Förkortning för Electric Vehicles

Indikator	Referens
Consumers can comprehend their actual energy consumption and receive, understand and act on free information they need / ask for	Internt projekt från 2012
Ability to participate in relevant energy market to purchase and/or sell electricity	Internt projekt från 2012
Coherent link is established between the energy prices and consumer behaviour	Internt projekt från 2012
Increased efficiency in preventive and emergency control	Internt projekt från 2012
Coordinated restoration after emergency	Internt projekt från 2012
Increase in coordinated operation between TSOs ⁶ and DSOs ⁷	Internt projekt från 2012
Ratio of reliably available generation capacity and peak demand	Internt projekt från 2012
Effective consumer complaint handling and redress. This includes clear lines of responsibility should things go wrong	Internt projekt från 2012
'Simple' and/or automated changes to consumers' energy consumption in reply to demand/response signals, are enabled	Internt projekt från 2012
Regulatory mechanisms exist, that ensure that these benefits are appropriately reflected in consumer bills and do not simply result in windfall profits for the industry	Internt projekt från 2012
Transparent, robust processes to assess whether the benefits of implementation exceed the costs in each area where roll-out is considered are in place, and a commitment to act on the findings is ensured by all involved parties	Internt projekt från 2012
Cost efficiency of the deployed solutions (capex + opex)	Internt projekt från 2012
Enabling of new business models and the development of innovative products and services	Internt projekt från 2012
The weighted average maturity level of interoperability realised among electricity system stakeholders	Studie av Dupont et.al.
Efficiency of generation facilities [energy output (MWh) / energy input (MWh)]	Studie av Dupont et.al.
Energy losses in transmission and distribution [MWh/year]	Studie av Dupont et.al.
Performance (bandwidth, response speed, availability, adaptability, ...) of the communication channels towards grid elements	Studie av Dupont et.al.
The compliance of electric power industries with European and international telecommunication standards and protocols.	Studie av Dupont et.al.
Yearly average and average peak capacity factor for a typical kilometer of transmission line (%-km per km)	Studie av Dupont et.al.
Yearly average and average peak distribution transformer capacity factor (%)	Studie av Dupont et.al.
Number (or percentage) of grid elements (substations, switches, ...) that can be remotely monitored and controlled in real-time	Studie av Dupont et.al.

⁶ Förkortning för Transmission System Operator

⁷ Förkortning för Distribution System Operator

Indikator	Referens
The percentage of substations possessing advanced measurement technology	Studie av Dupont et.al.
The number of applications supported by these various measurement technologies	Studie av Dupont et.al.
Percentage of substations applying automation technologies	Studie av Dupont et.al.
Total yearly retail sales volume for purchases of smart appliances [€]	Studie av Dupont et.al.
Percentage of kilometers of transmission circuits operated under dynamic line ratings [km]	Studie av Dupont et.al.
Yearly average transmission transfer capacity expansion due to the use of dynamic (versus fixed) line ratings [MW-km]	Studie av Dupont et.al.
Number of lines operated under dynamic line ratings	Studie av Dupont et.al.
Total SCADA ⁸ points shared per substation (ratio)	Studie av Dupont et.al.
Fraction of transmission-level synchrophasor measurement points shared multilaterally (%)	Studie av Dupont et.al.
Yearly average and peak generation capacity factor (%)	Studie av Dupont et.al.
Potential for direct electrical energy storage relative to daily demand for electrical energy [MWh/MWh]	Studie av Dupont et.al.
Indirect electrical energy storage through the use of heat pumps: time shift allowed for heating/cooling [h]	Studie av Dupont et.al.
Percentage of the charging capacity of the vehicles that can be controlled (versus the charging capacity of the vehicles or the total power capacity of the grid) [MW/MW]	Studie av Dupont et.al.
Percentage of the stored energy in vehicles that can be controlled (versus the available energy in the vehicles or the total energy consumption in the grid) [MWh/MWh]	Studie av Dupont et.al.
Number of customers served by ESCOs ⁹	Studie av Dupont et.al.
Number of additional energy services offered to the consumer	Studie av Dupont et.al.
Total electrical energy locally (decentralised) produced versus total electrical energy consumed [MWh/MWh]	Studie av Dupont et.al.
Amount of production generated by local, distributed generation (MW/MW)	Studie av Dupont et.al.
Minimal demand from grid (maximal own production) versus maximal demand from the grid (own production is zero) [MW/MW]	Studie av Dupont et.al.
The total number and percentage shares of on-road light-duty vehicles, comprising PHEVs ¹⁰	Studie av Dupont et.al.
Number of charging points that are provided to charge the vehicles	Studie av Dupont et.al.

⁸ Förkortning för Supervisory Control and Data Acquisition

⁹ Förkortning för Energy Service Company

¹⁰ Förkortning för Plug-in Hybrid Electric Vehicle

Indikator	Referens
Number of smart meters	Studie av Dupont et.al.
Percentage of total demand served by advanced meters	Studie av Dupont et.al.
Fraction of consumers contributing in DSM ¹¹ [%]	Studie av Dupont et.al.
Percentage of consumer load capacity participating in DSM [MW/MW]	Studie av Dupont et.al.
Potential for time shift (before start-up and during operation) [h]	Studie av Dupont et.al.
The fraction of customers served by RTP ¹² tariffs	Studie av Dupont et.al.
The fraction of load served by RTP tariffs	Studie av Dupont et.al.
Number of tariff plans available to end consumers	Studie av Dupont et.al.
Number of kWh that the consumer saves in comparison to the consumption before the energy service	Studie av Dupont et.al.
The number of customers offering flexibility to aggregators	Studie av Dupont et.al.
The flexibility that aggregators can offer to other market players [MWh]	Studie av Dupont et.al.
The time that aggregators can offer a certain flexibility [h]	Studie av Dupont et.al.
To what extent are storage and DG able to provide ancillary services as a percentage of the total offered ancillary services	Studie av Dupont et.al.
Percentage of storage and DG that can be modified vs. total storage and DG [MW/MW]	Studie av Dupont et.al.
Total load capacity in each consumer category that is actually or potentially modified by behaviours of smart appliances [MW]	Studie av Dupont et.al.
Fraction of time prosumer is net producer and consumer [h/h]	Studie av Dupont et.al.
The number of microgrids in operation	Studie av Dupont et.al.
The capacity of microgrids [MW]	Studie av Dupont et.al.
The total grid capacity of microgrids to the capacity of the entire grid [MW/MW]	Studie av Dupont et.al.
The percentage of customer complaints related to power quality problems (excluding outages)	Studie av Dupont et.al.
SAIDI represents the average number of minutes customers are interrupted each year [Minutes]	Studie av Dupont et.al.
SAIFI represents the total number of customer interruptions per customer for a particular electric supply system [Interruptions]	Studie av Dupont et.al.

¹¹ Förkortning för Demand Side Management

¹² Förkortning för Retail Price of Electricity

Indikator	Referens
CAIDI represents the average outage duration that a customer experiences [Minutes]	Studie av Dupont et.al.
MAIFI represents the total number of customer interruptions per customer lasting less than five minutes for a particular electric supply system [Interruptions]	Studie av Dupont et.al.
Amount of voltage variations in the grid [RMS ¹³]	Studie av Dupont et.al.
Time of a certain voltage variation [h]	Studie av Dupont et.al.
Range of frequencies [Hz] contracted and range of voltages [V] contracted	Studie av Dupont et.al.
The percentage of grid operators with standard distributed resource interconnection policies	Studie av Dupont et.al.
The average percentage of smart grid investment that can be recovered through rates or subsidies	Studie av Dupont et.al.
The percentage of smart grid investment covered by external financing	Studie av Dupont et.al.
Percentage of the grid connected to smart buildings (according to the Smartness indicator for buildings)	T&D Europe
Percentage of smart meters with building automation gateways installed	T&D Europe
Percentage of substations remotely monitored and controlled in realtime, itemised as transmission, HV ¹⁴ /MV ¹⁵ and MV/LV ¹⁶ substations	T&D Europe
Percentage of substations ready for predictive maintenance, itemised as before	T&D Europe
Percentage of energy efficient transformers	T&D Europe
Percentage of the number of lines operated under dynamic line ratings	T&D Europe
Asset health monitoring, supporting controlled, temporary overloading	T&D Europe
Percentage of networks prepared by local automation for remote reconfiguration through advanced distribution management systems	T&D Europe
Use of real-time dynamic security assessment on transmission level	T&D Europe
Flow-based allocation of interconnector capacity in market processes	T&D Europe
HVDC ¹⁷ lines embedded into the AC grid being able to influence load flow	T&D Europe
Fast (i.e. power electronics based) FACTS ¹⁸ , optionally including storage capabilities	T&D Europe
Smart distribution transformers with actuators or other equipment for distribution voltage control (e.g. line voltage regulators)	T&D Europe
Share of load under demand response programmes	T&D Europe
Number of micro- or nanogrids being able to operate autonomously during grid outages	T&D Europe

¹³ Förkortning för Root Mean Square

¹⁴ Förkortning för High Voltage

¹⁵ Förkortning för Medium Voltage

¹⁶ Förkortning för Low Voltage

¹⁷ Förkortning för High Voltage Direct Current

¹⁸ Förkortning för Flexible Alternating Current Transmission Systems

Bilaga 2 – Lista med förkortningar

Förkortning	Betydelse
AC	Alternating Current
AIF	Effektviktad medelavbrottsfrekvens
AIT	Effektviktad medelavbrottstid
ANM	Active Network Management
CAIDI	Genomsnittlig avbrottstid för en kund
CEDEC	European Federation of Local and Regional Energy Companies
CEER	Council of European Energy Regulators
CEMI4	Andelen kunder med minst 4 avbrott per år
CEMIX	Andelen kunder med minst X avbrott per år
DLR	Dynamic Line Rating
DSM	Demand Side Management
DSO	Distribution System Operators
E-DSO	European Distribution System Operators
Ei	Energimarknadsinspektionen
EIFS	Energimarknadsinspektionens författningssamling
ENTSO-e	European Network of Transmission System Operators
ESCO	Energy Service Company
EU	Europeiska Unionen
Eurelectric	Branschorganisation som representerar elindustrin på Europeisk nivå
EV	Electric Vehicle
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
GEODE	Europeiska oberoende distributionsföretag för el och olja
HV	High Voltage
HVDC	High-Voltage Direct Current
IEA	Internationella Energirådet
IEC	Internationella Elektrotekniska Kommissionen
IKT	Informations- och kommunikationsteknik
IT	Informationsteknik
kW	Kilo-Watt
LV	Low Voltage
MAIFI	Medelavbrottsfrekvens för korta avbrott (upp till 3 minuter) för anslutna kunder
MV	Medium Voltage
MW	Mega-Watt
MWh	Mega-Watt-hour

Förkortning	Betydelse
NIS	Network Information System
NUAV	Nuanskaffningsvärde
PFTTH	Power Fiber to the Home
PHEV	Plug-in Hybric Electric Vehicle
PV	Photovoltaic
REL	Redovisningsenheter för Lokalnät
RER	Redovisningsenheter för Regionnät
RMS	Root Mean Square
RPE	Retail Price of Electricity
SAIFI	Genomsnittligt antal långa avbrott per kund och år
SAIDI	Genomsnittlig avbrottsid för årets alla långa avbrott per kund och år
SCADA	Supervisory Control and Data Aquisition
SG-ERP	Smart Grid Enterprise Resource Planning
TSO	Transmission System Operator
V2G	Vehicle-to-Grid

