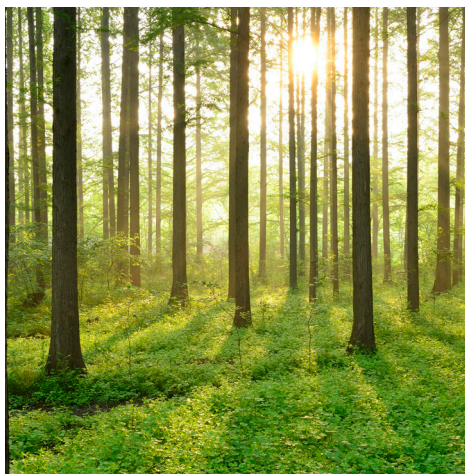


DIGIGRID – DIGITALISERADE OCH RESURSEFFEKTIVA ELNÄT

RAPPORT 2022:895



DigiGrid – Digitaliserade och resurseffektiva elnät

ELHAM KALHORI, JESPER WERNESKOG, JOHANNA BARR, ANNA WOLF

ISBN 978-91-7673-895-5 | © Energiforsk november 2022

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

Förord

Projektet DigiGrid – Digitaliserade och resurseffektiva elnät tillhör programmet Elnätens digitalisering och IT-säkerhet och syftar till att ge förbättra förståelsen var det är lämpligt att ansluta laddstationer, solel och andra nya resurser, samt kunna nyttja efterfrågefleksibilitet på ett optimalt sätt. Digitaliseringen kan bidra genom ökad resurseffektivitet inom planering, drift och underhåll. Projektet vill sprida den kunskap som finns om digitalisering och se till att alla nätbolag får bättre förutsättningar för omställningen.

Elham Kalhori på Power Circle AB har varit projektledare, och hon har samarbetat med Jesper Wernesko, Johanna Barr och Anna Wolf, även de från Power Circle. Anna Wolf har även bidragit med intern kvalitetsgranskning av rapporten.

I referensgruppen har ingått:

- Adam Nilsson/Olle Bergström, Jämtkraft
- Anders Åkesson, Karlstads El- och Stadsnät
- Andreas Vikström/Håkan Skarrie, Krafringen
- Bo Hallberg, Pratexo
- Dan-Eric Archer, CheckWatt
- David Åkerman/Per Hansson, Hitachi
- Emil Rehnstedt, Gävle Energi/Energidataföreningen
- Erling Gustafsson, Addsecure
- Henrik Wallström, REARQ
- Joachim Lindborg, Ngenic
- Johan Persson, Siemens
- Linda-Maria Wadman, Plexigrid
- Stephan Stålered, Ellevio.

Utöver de företag som representeras genom referensgruppen har följande företag bidragit till projektet:

Halmstads Energi och Miljö Nät, Jönköping Energi Nät, Eksjö Elnät, Lerum Energi, Södra Hallands Kraft, Göteborg Energi Nät, Ale El, Värnamo Energi, Landskrona Energi, Bergs Tingslags Elektriska, Tranås Energi, Dala Energi, Västervik Miljö & Energi, Hedemora Elnät, Sjöbo Elnät, E.ON Energidistribution, SEOM, Sandviken Energi Elnät, Mellersta Skånes Kraft, Mjölby Kraftnät, Trelleborgs Elnät, Öresundskraft, Borlänge Energi Elnät, Härjeåns Nät, Herrljunga Elektriska, Sundsvall Elnät, Mälarenergi Elnät, Affärsverken Karlskrona, Vattenfall Eldistribution, Upplands Energi, Microsoft.

Stort tack också till programstyrelsen för programmet som består av ledamöterna:

- Kristina Nilsson, Ellevio (ordförande)
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Hampus Bergquist, Svenska kraftnät
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi

- Teddy Hjelm/Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi (Elinorr)
- Torbjörn Solver, Mälarenergi (vice ordförande)
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Adam Nilsson/Thorsten Handler/Olle Bergström, Jämtkraft
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft
- Johan Örnberg, Umeå Energi Elnät
- Peter Ols, Tekniska Verken i Linköping
- Jesper Bjärvall, Karlskoga Energi
- Peter Addicksson, HEM
- Malin Wallenberg, VB Energi
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden
- Katarina Porath, ABB
- Björn Ållebrand, Trafikverket
- Patrik Björnström, Sveriges Ingenjörer (Miljöfonden)
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige (adjungerad)

Energiforsk framför ett stort tack för värdefulla insatser till samtliga intressenter:

Ellevio	Luleå Energi Elnät	Bergs Tingslags
Vattenfall	Hitachi Energy	Elektriska
Eldistribution	ABB	Blåsjön Nät
Svenska kraftnät	Trafikverket	Härjeåns Nät
Göteborg Energi	Sveriges ingenjörer	Sandviken Energi Nät
Mälarenergi Elnät	(MF)	Sundsvall Elnät
Öresundskraft Elnät	Forumet Swedish	Dala Energi Elnät
Tekniska Verken i	Smartgrid	Elektra Nät
Linköping	Teknikföretagen	Gävle Energi
Skellefteå Kraft Elnät	Exeri	Hamra
Umeå Energi Elnät	Evado	Besparingsskog
Jämtkraft Elnät	Huawei Sverige	Hofors Elverk
Elinorr ekonomisk	Borlänge Energi	Härnösand Elnät
förening	Nacka Energi	Ljusdal Elnät
Eskilstuna Strängnäs	Västerbergslagens	Malungs Elnät
E&M	Elnät	Söderhamn Elnät
Karlstads El- och	PiteEnergi	Åsele Elnät
Stadsnät	Södra Hallands	Årsunda Kraft &
Borås Elnät	Kraftförening	Belysningsfören
Halmstad E&M Nät	Karlskoga Elnät	Övik Energi Nät

Stockholm i november 2022

Susanne Stjernfeldt

Sammanfattning

Den pågående elektrifieringen och energiomställningen går snabbt framåt. Det är svårt att fastslå var den faktiska elförbrukningen landar i framtiden, men det vi med säkerhet vet är att elektrifieringen medför en markant ökning av konsumtionsbehovet. Detta ställer nya krav på våra elnät. Med nya kunder i elnäten och högre elanvändning är resurseffektivitet avgörande för att minimera behovet av att vänta på tidskrävande nätutbyggnad. Elnätsföretagen är också i behov av bättre insyn i sina nät för att förstå var nya anslutningar är lämpliga, och hur befintlig kapacitet kan användas på bästa sätt.

Digitalisering av elnäten är ett viktigt verktyg för att kunna realisera den potential som finns i redan idag tillgängliga elnätsresurser – och samtidigt effektivisera drift och underhåll av näten, genom t.ex. ökad styrning och automatisering. Samtidigt saknas en enhetlig definition av begreppet "digitaliserade elnät", och en slutsats som dragits utifrån de studier som legat till grund för denna rapport är att många elnätsföretag idag vet att de behöver digitalisera sina elnät, men ännu känner sig osäkra på vad detta innebär och vilka lösningar och områden de ska prioritera.

En grundläggande förutsättning för att lyckas med digitaliseringsåtgärder är att elnätsföretagen har en god förståelse för åtgärderna och vad som motiverar dem. Enligt resultaten från denna studie är åtgärder som minimerar avbrottstider, åtgärder som underlättar för kund, samt åtgärder som underlättar drift- och underhållsarbete prioriterade av elnätsbolagen och pådrivande för digitaliseringen. Andra drivkrafter som nämns är bättre kännedom om nätet, driftoptimering, långsiktig nätplanering och prediktivt underhåll. När representanter för elnätsföretagen fått ange vilka områden som är av intresse för dem visar majoriteten dock stort eller mycket stort intresse för de flesta användningsområden som identifierats.

De resurser som i denna studie identifierats som kritiska för att företagen ska kunna uppfylla de långsiktiga nyttorna med digitalisering är kompetens (elkraftteknisk kompetens, IT- och digitaliseringskompetenser, och framför allt kombinerade elkrafts- och IT-kompetenser), personal (mätinsamlingspersonal, IT-resurser för säkerhet, kommunikation, AI, m.m., och allmänt ospecificerat personalbehov), tillgång till bra systemstöd, samt tid och pengar. Även bra samarbeten med externa bolag lyfts fram som en lösning. Andra kompetenser som nämns är att kunna strukturera och analysera strömmade data, samt installatörer som kan nya mätare och kommunikationsutrustning. Här står elnätsbolagen inför en utmaning för att attrahera dessa kompetenser och yrkesroller till sin verksamhet.

Från fallstudier, intervjuer och rundabordssamtal som genomförts i denna studie framgår det också att det är resurskrävande och komplext att påbörja ett digitaliseringsarbete. De största hindren för digitalisering som identifierats i denna studie är brist på resurser i form av både tid, personal och kunskap, efterföljt av säkerhetsaspekter.

Nyckelord

Digitalisering, smarta elnät, standardisering, resurseffektivitet, fjärrstyrning, nätplanering, efterfrågefleksibilitet, digital tvilling

Summary

The ongoing energy transition is progressing rapidly. It is difficult to determine the future size of actual electricity consumption, but what we know for sure is that electrification will lead to a significant increase in the need for consumption. This causes new demands on our power grids. With new customers and higher power consumption, resource efficiency is essential to minimize the need of time-consuming grid expansion projects. Power grid companies also need better insight into their grids, to understand where new connections are appropriate, and how existing grid capacity can be used in the best way possible.

Digitalization of power grids is an important tool for realizing the potential that already exists in today's grid resources – and for streamlining operation and maintenance of the grids, through e.g., increased automation and control. At the same time, there is a lack of a uniform definition of the term “digitalized power grids”, and a conclusion that has been drawn from the studies of this report is that many power grid companies today know that they need to digitalize their grids but remain unsure of what this means, and which solutions should be prioritized.

A fundamental prerequisite for successful digitalization is that the grid companies have a good understanding of the measures available. According to the results of this study, measures that minimize outage times, measures that facilitate customer experience and measures that facilitate operation and maintenance are prioritized by the grid companies. Therefore, these measures can also be regarded as drivers for power grid digitalization. Other drivers mentioned by the companies that have participated in this study are better knowledge and insight into the grid network, operation optimization, long-term grid planning and predictive maintenance. However, the representatives of the grid companies that have participated in the study show great interest in most of the areas of use that have been identified.

The resources identified in this study as critical for the companies to be able to fulfill the long-term benefits of digitalization are competences in electric power systems and IT, staff, access to relevant systems, as well as time and financial resources. Good collaborations with external companies are also highlighted as a solution. From the case studies, interviews and round table discussions carried out as part of this study, it also appears that a digitalization initiative is a resource-intensive and complex process for a grid company. The largest obstacles for digitalization identified in this study are lack of resources (time, personnel, and knowledge), followed by security aspects.

Innehåll

Introduktion	9
Rapportöversikt	10
Avgränsningar	10
1 Utmaningar och brister i dagens elnät	11
2 Digitaliserade och resurseffektiva elnät	13
2.1 Vad innebär digitaliserade elnät?	13
2.2 Möjligheter och hinder	14
2.3 Pådrivande regelverk och standarder	16
2.3.1 Nya funktionskrav för elmätare	17
2.3.2 NIS-direktivet och NIS 2	17
2.3.3 Relevanta standarder	18
3 Hur digitaliserade är elnätsföretagen idag?	20
3.1 Vilka nyttor ser elnätsföretagen med digitaliseringen?	23
3.2 Identifierade kundnyttor	25
3.3 Datainsamling och behov för analys	25
4 Studier av användningsfall	28
4.1 Fjärrstyrning av nätet för att förkorta avbrottstider för kunder	28
4.1.1 Behov av data och utrustning	29
4.1.2 Förutsättningar och utmaningar	30
4.1.3 Vidare utvecklingsmöjligheter för uppkopplade nätstationer	31
4.2 Efterfrågeflexibilitet från värmepumpar i distributionsnätet	31
4.2.1 Behov av data och utrustning	32
4.2.2 Förutsättningar och utmaningar	34
4.2.3 Vidare utvecklingsmöjligheter för smart styrning av värmepumpar	35
4.3 Planering av nätutbyggnad med hjälp av digital tvilling	35
4.3.1 Vad är en digital tvilling?	36
4.3.2 Behov av data och utrustning	36
4.3.3 Förutsättningar och utmaningar	37
4.3.4 Vidare utvecklingsmöjligheter för digitala tvillingar	38
5 Slutsatser	40
Referenser	43

Introduktion

Den pågående elektrifieringen och energiomställningen går snabbt framåt. Med nya kunder i elnätet och högre elanvändning är resurseffektivitet avgörande för att minimera behovet av att vänta på tidskrävande nätutbyggnad. Elnätsföretagen är också i behov av bättre insyn i sina nät för att förstå var nya anslutningar är lämpliga, och hur befintlig kapacitet kan användas på bästa sätt. Digitalisering av elnäten är ett viktigt verktyg för att kunna realisera den potential som finns i redan idag tillgängliga elnätsresurser – och samtidigt effektivisera drift och underhåll av näten, genom t.ex. ökad styrning och automatisering.

Flera studier och utredningar som gjorts visar på digitaliseringens nyttor när det kommer till planering och beslut, underhåll och drift, samt för att utnyttja nya typer av tjänster i elsystemet – men utvecklingen går snabbt framåt, och det samlade kunskapsläget är svårt att sammanfatta och sprida till de intressenter som ska omsätta kunskapen när elnätet utvecklas. Det finns också en stor variation när det kommer till hur väl elnätsföretagen har tagit till sig av befintlig kunskap, och börjat arbeta med digitalisering som ett verktyg för att klara av elsystemets omställning.

Syftet med den här rapporten är att säkerställa att den kunskap som finns kring digitaliseringens nyttor kommer elnätsföretagen till godo, och skapar värde för hela systemet. Målen är att adressera identifierade kunskapsgap på området genom att

- på ett övergripande plan beskriva nyttorna med digitalisering, samt vad som krävs konkret för att uppnå dem
- kartlägga hur långt elnätsföretagen kommit i sitt digitaliseringsarbete
- beskriva vilka hinder och incitament som finns för digitaliserade elnät.

För att uppfylla dessa mål har olika metoder använts. För att identifiera nyttor med digitaliserade elnät, och ta reda på hur kunskapsläget ser ut hos intressenterna idag, har ett rundabordssamtal och två kunskapsseminarier genomförts. För att kartlägga hur långt elnätsföretagen kommit med digitaliseringen – och undersöka vilka nyttor som motiverar insatserna samt vilka hinder som företagen står inför – har en enkätstudie genomförts. För att gå djupare in på tre olika användarfall som identifierats som viktiga för elnätsföretagen har fallstudier med intervjuer gjorts för att besvara frågan om vad som krävs konkret – i termer av hårdvara, mjukvara och mätvärden – för att uppnå nyttorna. Utöver dessa metoder har kompletterande skrivbordsstudier genomförts. För att få inspel på resultaten har referensgruppsmöten genomförts under arbetets gång.

Målgruppen för rapporten är i första hand elnätsföretag. I andra hand riktar sig rapporten brett mot elbranschen, samt relevanta beslutsfattare.

RAPPORTÖVERSIKT

Denna rapport är uppdelad i fem kapitel. I det första kapitlet ges en bakgrund till utmaningar och brister i dagens elnät, och hur förutsättningarna förändras vid övergången till framtidens elsystem. I det andra kapitlet formuleras en definition av vad digitaliserade elnät kan innebära, dessutom beskrivs vilka möjligheter som digitaliserade elnät för med sig och vilka hinder som kan uppstå. I det tredje kapitlet presenteras resultat från den enkätstudie som under sommaren 2022 kartlagt hur svenska elnätsföretag arbetar med digitalisering. I det fjärde kapitlet presenteras tre olika fallstudier som undersöker specifika användarfall som genom projektet identifierats som intressanta nyttor för elnätsföretagen. I det femte kapitlet diskuteras slutsatser från projektets olika studier.

AVGRÄNSNINGAR

Fokus ligger på mätdata, hårdvara och mjukvara som kan bidra till datadrivna beslut i nätverksamheten, för nyttor som exempelvis handel med flexibilitet samt proaktiv drift och underhåll för robusta och flexibla elnät. Specifika utvecklingsfrågor kopplade till tekniker som t.ex. molntjänster, blockkedjor och AI omfattas inte – inte heller frågor som rör affärsmodeller, kundincitament eller samhällsekonomiska beräkningar.

1 Utmaningar och brister i dagens elnät

De svenska lokal- och regionnäten – distributionsnäten – ägs och förvaltas idag av cirka 170 elnätsföretag, varav 129 av dessa är kommunala bolag. Tillsammans med Svenska kraftnät – som äger och förvaltar det svenska transmissionsnätet – ansvarar dessa företag för drift och utveckling av de svenska elnäten. Under 1960–1970-talet genomgick den svenska elnätsstrukturen en stor expansion; som resultat av detta är 70 procent av dagens nätkomponenter äldre än 20 år, och 37 procent är äldre än 38 år [1]. En massiv investeringspuckel väntar därmed nätägarna när det nu har blivit dags att rusta upp elnäten, och då nätsinvesteringarna har ett livscykelperspektiv på 40 år – eller mer – innebär detta att de elnät som byggs idag ställs inför nya krav för att kunna tillgodose behoven i framtidens elsystem, och undkomma framtida inläsnings-effekter.

I Energimyndighetens kortsiktsprognos från 2022 [2] beskrivs vindkraftsproduktionen öka från 28 TWh 2020 till 47 TWh 2024. Även solelproduktionen förväntas uppgå till 3 TWh 2024. Sammantaget förväntas den totala svenska elproduktionen öka stadigt under tidsperioden: från 2020 års 160 TWh till 184 TWh 2024. Under samma tidsperiod förväntas industrisektorns energianvändning öka med 7 TWh, men osäkerheterna är stora mot prognosperiodens slut – då flera stora elintensiva projekt väntas, och prognosen enbart tar hänsyn till redan tillståndsbemyndade projekt. Ytterligare 8 TWh konsumtion förväntas tillkomma om alla tillstånd för idag kända nyetableringar godkänns. I detta utökade prognosfall skulle industrins totala energianvändning motsvara 151 TWh år 2024, enligt Energimyndigheten.

På samma sätt som det är svårt att med säkerhet sia om den kortsiktiga ökningen av produktion och konsumtion är det svårt att säga exakt hur stora de långsiktiga kraftflödena blir. I Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan för 2022-2031 [3] antas landets elanvändning i ett högförbrukningsscenario landa på 290 TWh år 2045; samtidigt påpekas det i samma rapport att ytterligare planer på industrielektrifiering tillkommit sedan prognosens framtagande – och myndighetens tidigare prognos, som togs fram bara två år tidigare, antog ett högsta scenario om 180 TWh förbrukning år 2040. Det är svårt att fastslå var den faktiska elförbrukningen landar, men det vi med säkerhet vet är att elektrifieringen medför en markant ökning av konsumtionsbehovet. Detta ställer nya krav på våra elnät.

Medan elsystemet tidigare har varit baserat på högre grad flexibilitet i produktionen, där produktionen har anpassats efter förbrukarsidans efterfrågan på el, går framtidens elsystem mot ett scenario med övervägande andel variabel förnybar elproduktion. Den framtida elproduktionen kommer även att till större del produceras lokalt distribuerat och i mindre skala, till skillnad mot den historiska centraliserade produktionen. Detta medför konsekvenser för distributionsnäten, då de traditionellt har byggts enligt antagandet om att

kraftflödet rör sig i en och samma riktning: från högre spänningsnivåer och nedåt genom nätet. Med ökande lokal produktion, där produktionsanläggningarna i högre grad är kopplade till lågspänningsnätet, förändras förutsättningarna, och vid tillfällen kan nettoflödet i nätet komma att byta riktning [4].

Även lasterna förändras i sin karaktär: en ökande andel enfasiga anslutningar av belastningsobjekt, såsom hushållsapparater, ökar asymmetrin i näten; hushållsapparater och belysning har även förändrad lastkaraktär med avseende på reaktiv effekt; effektfaktorn och övertonsinnehållet ökar till följd av att allt fler motorer ansluts via omriktare; belastningsobjekt ansluts i större utsträckning via olika typer av nätaggregat, med eller utan transformator; och laddinfrastruktur och solceller blir allt vanligare i nätet [5].

Utöver utmaningarna förknippade med förändrade lastkaraktärer och produktionsmönster finns det också direkta problem och brister kopplade till dagens elnät. Dessa handlar bland annat om frekvenshållning och lokal kapacitetsbrist på alla nätnivåer. Kapacitetsbristen när det kommer till effektuttag för konsumtion är som störst i Stockholm, Uppsala, Mälardalen, sydvästra Skåne, och på sikt Göteborg; i Västernorrland, Jämtland och övriga delar av Skåne råder även kapacitetsbrist när det kommer till inmatning från produktion till elnätet [6]. Traditionellt har den vanligaste lösningen för att öka nätkapaciteten gått ut på att bygga ut elnätet med fler kablar. I dagens elsystem finns det andra möjligheter, som är mer resurseffektiva. Aktivering av efterfrågefleksibilitet och styrning av flexibla resurser – såsom värmepumpar, batterier och elbilsaddare – är exempel på lösningar som främjar maximalt utnyttjande av de befintliga näten.

Styrningen kan ske manuellt, men för att realisera den fulla potentialen i flexibla resurser krävs större tillgång till automatiserade processer – och ett digitaliserat elsystem, där nätägarna har god insikt i sina nät. Prognostisering av kraftflöden – från realtidsupplösning till långsiktsprognoiser – är också exempel på lösningar som bidrar till ett resurseffektivt nätutnyttjande, och att de investeringar som görs på nätutbyggnad bidrar till systemnytta. Även här bidrar ett digitaliserat elnät, med större tillgång till mätdata – och kunskap om hur datan kan förvaltas – till att prognosverktyg och nätmodeller på bästa sätt kommer elnätsföretagen till godo.

I Energiforsk-rapporten *Framtidens nätstation* från 2018 [5] beskriver författarna att det huvudsakliga problemet för flertalet av dagens elnätsföretag är informationsbrist: " [...] att man helt saknar information om förhållandena mellan utgående fack i fördelningsstationen (mellanspänningsnivå) och kundanslutningspunkter (dels på mellanspänningsnivå, dels på lågspänning)". I rapporten beskrivs det hur nätägarna har kommit olika långt i utvecklingen, och att mognadsgraden samt inställningen till ny teknik varierar. Informationsbristen i verksamheterna leder till brist på möjligheter att övervaka och värdera nätförluster, dess lokalisering samt orsak; brist på möjligheter att koordinera aktuella energi- och effektlöden till den dokumenterade kopplingsbilden i nätet; att nätövervakningen och feldetekteringen blir beroende av nätkundernas informationslämning; samt ökade risker för följdfel och förvärrade skador till följd av svagheter som kunde ha påträffats och åtgärdats tidigare om informationsinhämtningen skulle ha fungerat bättre.

2 Digitaliserade och resurseffektiva elnät

Många studier och utredningar som gjorts på digitaliserade elnät visar på digitaliseringens nyttor när det kommer till planering och beslut, underhåll och drift, samt för att nyttja nya typer av tjänster. Men vad innebär egentligen "digitaliserade elnät", vilka möjligheter för de med sig, och vilka faktorer driver på utvecklingen?

2.1 VAD INNEBÄR DIGITALISERADE ELNÄT?

I arbetet med denna rapport har arbetsgruppen flertalet gånger sökt definitioner för vad som menas med begreppet "digitaliserade elnät". I en enkätstudie som under sommaren 2022 skickades ut till 120 elnätsföretag inleddes därför frågebatteriet med frågan om begreppets innebörd. Utifrån de 34 inkomna svaren om hur representanterna i fritext skulle definiera vad digitaliserade elnät innebär kan tre återkommande kategorier, eller nivåer för digitalisering, identifieras:

- i. Elnät som både kan lämna ut och ta emot information (såsom mätvärden, styr signaler, information om driftlägen, etc.) digitalt.
- ii. Att informationen kan tillhandahållas i ett ständigt flöde, med realtidsupplösning på datan som yttersta mål.
- iii. Att nätet och dess olika stationer går att styra på distans när åtgärder ska vidtas.

Utöver dessa tre identifierade kategorier, som beskriver det digitaliserade nätets definierande *funktioner*, lyfts ett antal tematiska områden, som kan betraktas som *nyttor*. Här nämns elnät som tillåter:

- Mätning, övervakning, fjärrstyrning och kontroll
- Automation, självstyrning, självläkning
- (Beslutsstöd för) optimerad planering, drift och underhåll
- Kundnyttor och -tjänster (som t.ex. information till kunder från smarta mätare)
- Energiomställning och elektrifiering.

Flera svarande lyfter också begreppet smarta elnät som en synonym definition av digitaliserade elnät; smarta elnät är dock inte ett begrepp med en fastslagen definition. Begreppet smarta elnät innefattar dock ofta ett elnät som möjliggör ett tvåvägsflöde av elektricitet och data, med digital kommunikationsteknologi som gör det möjligt att upptäcka och reagera på förändringar i användningen och andra problem som uppstår i nätet. Ett smart elnät kan också definieras som integrationen av ett eldistributionsnät och ett informationsnät, med målet att säkerställa en intelligent elöverföring som kan säkerställa ett hållbart och pålitligt kraftsystem, med låga förluster och hög kvalitet och säkerhet på utbudet [7]. I begreppet ingår ibland också antagandet om en självläkande förmåga. Ett vanligt antagande om smarta elnät är också att dessa elnät möjliggör för elnätskunder att bli mer aktiva aktörer.

Genom projektets gång – vid intervjuer till fallstudier, rundabordssamtal, skrivbordsstudier, kunskapsseminarier och i möten med referensgrupp – har

distinktionen mellan *digitalisering* och *datorisering* också framhåvts flertalet gånger. I denna distinktion syftar datorisering på skiftet från användandet av analog till digital teknik för att utföra existerande processer, medan digitalisering syftar på den transformativa effekt som datoriseringen möjliggör – det vill säga, de förändringar i beteenden och förväntningar som uppstår i ett samhälle där digital teknik används i allt större utsträckning. Applicerat på elnätsföretagens verksamheter kan ett elnät vars komponenter i allt högre grad blir digitala och uppkopplade betraktas som ett datoriserat elnät, medan den verksamhetsutveckling som följer – där nyttorna som man vill uppnå med datoriseringen införlivas, och besluten fattas baserat på datadrivna processer och underlag – kan betraktas som digitaliserad nätverksamhet.

2.2 MÖJLIGHETER OCH HINDER

Vid de referensgruppsmöten, intervjuer, rundabordssamtal och kunskapsseminarier som genomförts inom projektet har flertalet möjligheter och nyttor med digitalisering lyfts fram av deltagarna. De medverkande aktörerna har bland annat poängterat att det är viktigt att framhäva att digitaliseringen medför nyttor för flera aktörer, både för elnätsföretagen och för externa aktörer i elnäten – såsom solkraftsprojektörer som vill hitta nya platser att bygga på, tjänsteleverantörer som arbetar med efterfrågefleksibilitet, med flera. Andra nyttor som lyfts av de medverkande intressenterna är möjligheten till snabbare anslutningsprocesser (t.ex. genom att elnätsföretagen med hjälp av digitaliseringsåtgärder får bättre insyn i sina nät och tillgänglig kapacitet, samt snabbare kan analysera och besvara anslutningsförfrågningar), framtagandet av kapacitetskartor och prognosverktyg för långsiktig nätplanering, möjlighet till förbättring av spänningsprofiler i nät med solceller genom att använda smarta omriktare, samt ökad förmåga till energieffektivisering (genom identifiering och minskande av förluster, samt identifiering av optimal nätkonfiguration).

Dessutom lyfts nyttor som går in på elnätsföretagens verksamhetsstruktur och -kultur. Här nämns bl.a. möjligheter för elnätsföretagen att bli mer aktiva beställare av flexibilitet när tillgänglig kapacitet på bättre sätt kan synliggöras, samt möjligheter för elnätsföretagen att börja arbeta mer med prediktivt underhåll kontra underhåll vid störning och avbrott. I de samtal som uppstått genom projektets olika mötesaktiviteter har det också poängterats att det finns två aspekter med digitalisering som behöver framhåvas: dels de nyttor som kan uppnås genom övergången till ett datoriserat system, dels den innovation som kan spöras genom digitalisering av systemet. För att kunna realisera den senare aspekten behöver man – utöver att tillämpa digitaliseringsåtgärder – titta på elnätsföretagens incitamentsstrukturer, då dessa företag traditionellt inte är byggda för att jobba med innovation. En fråga som uppstått relaterat till detta är hur man kan jobba med digitalisering i företag som är hårt reglerade, och styrda av sin intäktsram.

Även inom studerad litteratur, såsom [3], [5] och [8] presenteras nyttor och möjligheter med digitalisering av elnäten. Den nya digitala tekniken – i form av datorisering, artificiell intelligens, machine learning och självlärande system – ökar möjligheterna till optimering och förbättrad styrning i elsystemet. Exempelvis kan

detta bidra till förbättrad förmåga att prognostisera elförbrukningen hos slutkonsumenterna. När den nya digitala tekniken blir billigare möjliggörs även en ökad potential till efterfrågeflexibilitet, då flexibla resurser blir lättare att styra. Genom digitalisering blir apparater, maskiner och anläggningar mer intelligenta – så även elnäten. Digitaliserade elnät möjliggör också ett mer effektivt utnyttjande av den befintliga nätinfrastrukturen, vilket kan minska investeringsbehovet – och därmed ledtiderna – för nätutbyggnad. Nya digitala tekniker möjliggör även högre grad av sektorskoppling [8]. Utöver aspekter av resurseffektivitet bidrar också digitaliserade elnät till ökad leveranssäkerhet när elsystemet får mindre marginaler och ökad komplexitet.

IT har varit ett verktyg för att klara utmaningar i kraftsystemet sedan åtminstone 50 år tillbaka. Nu pågår den andra digitaliseringsvågen i systemet – för att hantera ökande volatilitet, ökande konsumtion, variabel produktion och kapacitetsutmaningar. Dessa utmaningar kan avhjälpas med effektivisering och automatisering av operativa processer. Även samverkan på nordisk och europeisk nivå är viktig för mer effektiv elöverföring mellan länder, vilket leder oss mot nya IT-lösningar som kan hantera och bearbeta data om kraftsystemet. I sin systemutvecklingsplan för 2022–2031 beskriver Svenska kraftnät att "Tillgång till fullständiga och korrekta data är den viktigaste förutsättningen för att kunna ge en riktig bild av kraftsystemets tillstånd nu och i framtiden. Genom en accelererad digital utveckling ska vi klara energiomställningen med bibehållen driftsäkerhet i kraftsystemet" [3].

I samma systemutvecklingsplan beskrivs digitaliseringsområdet ha utvecklats till ett område att betrakta som en del av den systemansvariga tillsynsmyndighetens kärnuppgift, och digitalisering uppges vara en förutsättning för energiomställningen samt för att "praktiskt ordna samspelet mellan fler aktörer och nya typer av digitaliserade anläggningar, stödtjänster och marknadslösningar i ett mer komplext sammanhängande europeiskt kraftsystem" (*ibid.*). Även tillit mellan elsystemets aktörer och förvaltning av data uppges vara avgörande för att tillgodose de krav som finns för automatisering, informationsdelning samt informations- och cybersäkerhet.

Samtidigt som data behöver förvaltas för att tillgodose god informationssäkerhet lyfter Svenska kraftnät emellertid också behovet av öppna data som kan finnas tillgängliga för både nya och gamla aktörer som verkar inom systemet, för att främja utvecklingen av nya lösningar och stödtjänster. Detta är också en aspekt som flertalet gånger lyfts vid de möten och samtal som genomförts inom ramen för framtagandet av denna rapport: att det är viktigt med rättvis information, och att det finns ett stort behov av data som kan vara publik. De medverkande i samtalen lyfter klassificering av data som en första lösning för att på lättare sätt kunna identifiera data som inte utgör en säkerhetsrisk vid informationsdelning. Systemen för databaserna är också en viktig fråga, och elnätsföretagen som ska förvalta datan behöver tillgång till effektiva verktyg för att filtrera, sortera och hämta ut rätt data.

Svenska kraftnäts behov av digital utveckling inom den egna verksamheten är uppdelade i sex huvudsakliga fokusområden, där de tre första beskrivs under samlingsrubriken *Digitalisering för kraftsystemets utveckling*:

- **Digitala anläggningar** (med fokus på mätning och kommunikation, modernisering och standardisering av kommunikations- och automatiseringssystem, samt installation av sensorer för ökad kapacitet och tillgänglighet)
- **Effektivt beslutsstöd och automatisering** (med fokus på verktyg som ger realtidsinformation över kraftsystemet samt rekommendationer för åtgärder vid störningar, anpassning av verksamhetsprocesser utifrån nya regelverk, samt utveckling av digitala lösningar för t.ex. underhållsoptimering, anskaffning, förvaltning och effektiv dimensionering)
- **Internationella plattformar** (med fokus på utveckling av harmoniserade standarder och regelverk, framtagandet av en modell för drift och förvaltning av gemensamma plattformar, samt deltagande i internationella utvecklingsprojekt för lösningar som även uppfyller nationella krav).

De tre återstående fokusområdena beskrivs under rubriken *Förutsättning och möjliggörare för digitalisering*, och inkluderar:

- **Datadriven verksamhet** (med fokus på framtagandet av en etablerad struktur för informationshantering, datautbyte mellan kraftsystemets aktörer via standardiserade protokoll, samt tillgång till korrekta och fullständiga data för hela kraftsystemet)
- **Framtidsanpassad IT-leverans** (med fokus på prioritering utifrån aspekter som verksamhetsnytta och resurser/kompetens för att möta identifierade behov)
- **Hög IT-driftsäkerhet och kontinuitet** (med fokus på utveckling för att uppfylla krav i ny lagstiftning, utveckling av lösningar för att möta en förhöjd hotbild, samt säkerställande av kontinuitet i verksamhet vid fall av otillgänglighet av digitala lösningar) [3].

Dessa kategorier, med undantag från den punkt som fokuserar på internationellt samarbete, kan betraktas som viktiga fokusområden även för digitaliseringen av distributionsnäten.

Vid projektets dialogtillfällen återkommer perspektiv om att det är lätt att identifiera nyttor med digitalisering, men att det är svårt att veta hur man ska gå till väga eller var digitaliseringsresan ska börja. En referensgruppsdeltagare lyfter vid ett möte att "alla har börjat digitalisera, men det är lite som att kasta pil på en dartboard – det finns inte någon snitslad bana". En annan referensgruppsdeltagare lyfter aspekten av att det är relativt enkelt att få till pilotprojekt som undersöker digitalisering, men svårare att få gehör från ledningsgruppsnivå för implementering av långsiktiga investeringar. Detta medför att man i slutändan inte sällan står med ett delvis datoriserat elnät och stora mängder tillgängliga data, men låg digitaliseringsgrad i verksamheten.

2.3 PÅDRIVANDE REGELVERK OCH STANDARDER

I Energiforsk-rapporten *Digitalisering för efterfrågeflexibilitet* [9] lyfter författarna att "Ju mer digitaliserat ett system blir, desto viktigare blir det att utrustning och aktörer som ingår i systemet på ett harmoniserat sätt kan kommunicera med

varandra.”. Av samma anledning kan standarder betraktas som pådrivande faktorer, nödvändiga för digitaliseringens realisering. Samtidigt som det finns ett behov av standarder på området kan dock för tidig standardisering innebära inlåsningar i lösningar som inte fungerar för alla. På samma sätt kan vissa regelverk driva på digitaliseringen, samtidigt som andra regelverk kan hindra den.

I detta avsnitt lyfts de regelverk och standarder som genom skrivbordsstudier, intervjuer och referensgruppsmöten identifierats som pådrivande för digitaliseringen.

2.3.1 Nya funktionskrav för elmätare

I juni 2018 beslutade regeringen om förändringar i ellagen (1997:857). Förändringarna avsåg införandet av nya funktionskrav för elmätare, vilket ska bidra till att stärka kundernas ställning på elmarknaden, möjliggöra en utvecklad marknad för energitjänster, samt utveckla möjligheterna till effektiv och stabil drift av elnäten. Funktionskraven inkluderar krav om utökade mätdata – att elmätarna ska klara av timavmätning – samt att mätarna ska ha ett kundgränssnitt som möjliggör för kunderna att ta del av mätdata [10]. Det är elnätsföretagen som ansvarar för installationen av de nya smarta elmätarna, som ska vara på plats senast den 1 januari 2025.

2.3.2 NIS-direktivet och NIS 2

NIS – The Directive on security of network and information systems, på svenska ”åtgärder för en hög gemensam nivå på säkerhet i nätverks- och informationssystem i hela unionen” – är ett EU-direktiv som ställer krav på informationssäkerhet i offentliga nätverk och IT-system inom EU [11]. Direktivet innebär i svensk reglering krav på informationssäkerhet och incidentrapportering, och omfattar enligt MSB:s föreskrift 2021:9 [12] leverantörer av samhällsviktiga tjänster – såsom bl.a. digital infrastruktur och energi – samt vissa digitala tjänster. Leverantörerna kan utgöras av både privata och offentliga aktörer, och det är aktörerna själva som ansvarar för att identifiera om de omfattas av regleringen – och i sådant fall anmäla sig till rätt tillsynsmyndighet. För leverantörer av samhällsviktiga tjänster inom energisektorn är Energimyndigheten ansvarig tillsynsmyndighet [13].

Föreskrifterna för nätverk och informationssystem inom energisektorn innefattar riskanalys och säkerhetsåtgärder, enligt STEMFS 2021:3 [14]. Enligt föreskrifterna ska leverantörerna analysera sina nätverk och informationssystem, och i de fall där underleverantörer anlitas för att leverera de samhällsviktiga tjänsterna ska även underleverantörernas nätverk och informationssystem analyseras. Utöver krav om riskanalys ska leverantörerna även uppfylla angivna informationssäkerhetskrav, upprätta en systemförteckning över IT och OT, skydda sina nätverk och informationssystem genom en rad säkerhetsåtgärder, arbeta för att förebygga incidenter samt minimera följderna av eventuella incidenter.

I december 2020 presenterade EU-kommissionen ett förslag om det så kallade NIS 2 (ibland kallat NIS 2.0): ett nytt NIS-direktiv som ska ersätta det tidigare direktivet. Syftet med justeringen av direktivet är att öka detaljeringsgraden

gällande informationssäkerhetsåtgärder för att möta nya säkerhetsbehov. NIS 2 innebär också att fler aktörer kommer träffas av föreskrifterna – inom energisektorn kommer t.ex. leverantörer av fjärrvärme, kyla och vätgas att beröras [15]. Det nya förslaget förväntas godkännas formellt under hösten 2022, därefter har EU-medlemsstaterna 21 månader på sig att omsätta direktivet i nationell reglering.

2.3.3 Relevanta standarder

I detta avsnitt ges en överblick över vanliga standarder som används som en del i digitalisering av elnät och därmed är relevanta för rapportens fokusområde. Informationen som presenteras i tabell 1 är till största del baserad på [9], samt på referenser som anges i tabellen.

Flera av standarderna, såsom IEC 60870, IEC 61850, IEC 62351, IEC 62325, IEC 61970, IEC 61968 och IEC 61850-7-420, utvecklas inom IEC TC 57 (teknisk kommitté 57). Kommittén har till uppdrag att utarbeta internationella standarder för styrutrustning och system för kraftsystem, inklusive EMS:er (Energy Management Systems), SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), distributionsautomation, teleskydd och tillhörande informationsutbyte som används vid planering, drift och underhåll av kraftsystem [16].

Tabell 1: Exempel på standarder som är relevanta för digitalisering av elnät.

Standard	Beskrivning
IEC 61850	Internationell standard för interoperabilitet och kommunikation mellan intelligenta elektroniska enheter (IED:er) i kraftsystemstationer [17].
IEC 60870–5	Internationell protokollstandard för telekontroll, teleskydd och andra telekommunikationsfunktioner för elkraftsystem [18].
IEC 62351	Internationell standard utvecklad för att hantera data och informationssäkerhet för TC 57-serien av protokoll. De olika säkerhetsmålen för standarden inkluderar autentisering av dataöverföring, förhindrande av avlyssning och uppspelning, samt intrångsdetektering [19].
IEC 62325	Internationell standard som definierar ramverket för kommunikation mellan olika aktörer och energimarknader [9].

Standard	Beskrivning
IEC 61850-7-420	Internationell standard som definierar IEC 61850-informationsmodellerna som används vid informationsutbyte med distribuerade energiresurser (DER:er) [20].
IEC 61970	Internationell standard som definierar applikationsprogrammeringsgränssnitt (API) för EMS:er [9].
IEC 61968	Internationell standard som definierar datautbyte mellan elektriska distributionssystem [9].
CIM	Common Information Model: möjliggör datautbyte mellan mjukvara i elnätet [9].
ISO/IEC 27 001	Certifierbar standard för ledningssystem för informations- och cybersäkerhet [21].

3 Hur digitaliserade är elnätsföretagen idag?

För att kartlägga elnätsföretagens kunskap om digitalisering har Power Circle inom ramen för detta projekt genomfört en enkätstudie som skickats ut till 120 elnätsföretag under sommaren 2022. Från dessa mottagare inkom 34 enkätsvar¹. I detta kapitel presenteras resultat och analys baserad på de inkomna enkätsvaren.

Bland företagen som representeras bland de svarande förvaltas följande typer av elnät:

- Lokalnät: 94%
- Regionnät: 20%
- Stadsnät: 50%
- Landsbygdsnät: 56%
- Annat: 3%.

På frågan om hur många kunder som är anslutna till företags elnät uppgav de svarande:

- <5 000: 3%
- 5 001–10 000: 15%
- 10 001–20 000: 24%
- 20 001–30 000: 15%
- 30 001–60 000: 26%
- >60 001: 18%

På frågan om i vilket stadiet av digitalisering som det representerade elnätsföretaget befinner sig i svarade 21% att företaget befinner sig i en orienteringsfas, 65% uppgav att företaget har inlett satsningar för digitalisering, och 14% uppgav att digitaliseringsåtgärder ligger till grund för beslut som tas inom verksamheten. Ingen av de svarande uppgav att företaget inte arbetar aktivt med digitalisering.

När de svarande i fritext ombads beskriva vilka delar av nätet som digitaliserats i dagsläget beskrev en majoritet att komponenter digitaliserats: här nämndes framför allt digitalisering av mätare hos kunder, samt digitalisering av mottagningsstationer, fördelningsstationer, nätstationer och kopplingsstationer. Övervakning och möjlighet till mätinsamling (med allt lägre tidsupplösning), dokumentation och fjärrstyrning beskrevs som effekter som möjliggjorts av de digitaliserade komponenterna – även avbrottshantering och rapportering, framtagandet av effektprognos och GIS-kartor, samt mätning av elkvalitet i mottagningsstationer uppgavs som nyttor som kunnat realiserats av digitaliseringsåtgärderna. Av svaren att döma har mellanspänningsnätet varit digitaliserat till större grad, medan lågspänningsnätet digitaliseras allt eftersom.

¹ De svarande elnätsföretagen representerar tillsammans cirka 40% av Sveriges totala antal abonnemang i uttagspunkt, enligt Ei:s öppna data från 2020.

Några svarande nämnde också digitaliserad kundkommunikation som svar på denna fråga.

Ett fåtal svarande belyste distinktionen mellan digitalisering och datorisering. En svarande skrev att "Även om delar [av nätet] hanterar digital information, så skulle jag inte påstå att någon del är digitaliserad". En annan skrev att "Eftersom jag anser att ett digitaliserat nät handlar mer om verksamheten så är frågan svår [att besvara], men i grunden har vi digitala stödsystem som sträcker sig från 130 kV till 10 kV och nätstationer, lågspänningsnätet har lite eller inga stöd förutom när det kommer till kundmätarna". Andra svarande fokuserade inte på att beskriva komponenters digitaliseringsgrad, utan gick i stället in på vad de digitaliserade komponenterna kunnat resultera i när det kommer till digitala processer. En svarande uppgav att "Data från våra smarta mätare ligger till grund för våra elnätsberäkningar, vi kan se om beräkningar stämmer överens med verklig last". En annan svarande nämnde att det pågår diverse FoU-projekt för analys av befintliga timdata från mätare. Några svarande nämnde också ett fokus på synkronisering av befintliga databassystem och driftstödsystem kopplade till smarta mätare.

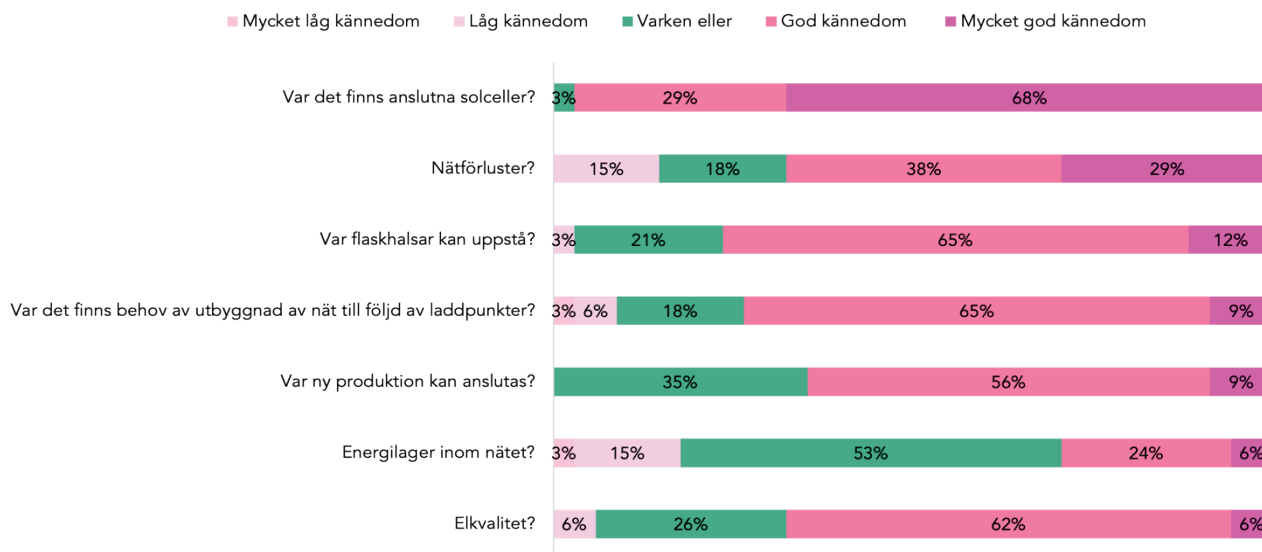
På frågan gällande om det finns digitaliseringslösningar som prioriteras, och varför, fokuserade majoriteten av de svarande på att beskriva åtgärder som minimerar avbrottstider, åtgärder som underlättar för kund, samt åtgärder som underlättar drift- och underhållsarbete. Ett stort flertal svarande beskrev också mätarbyte hos kunder, vilket motiveras av det lagstadgade funktionskravet för elmätare, samt maximering av nyttan från mätarna genom t.ex. analys av insamlade mätvärden. Gällande maximering av nyttan från smarta elmätare och tillhörande IKT-system (informations- och kommunikationstekniksystem) skrev en respondent att "Skälet är att vi vill minimera mängden extra mätinstrument och sensorer i elnätet. Vi tror att beräkningskapacitet och algoritmer kan utnyttjas bättre med data från redan befintliga mätpunkter. Nya mätpunkter bör undvikas om det går, dels på grund av investeringskostnad, dels på grund av driftskostnader med återkommande kontroll, kalibrering och reparation."

Mätning av elkvalitet och uppkopplad felindikering framkom också ett flertal gånger bland svaren, liksom prioritet på SCADA- och mätsystem. Utöver dessa svar fanns det exempel som förekom endast en gång. Här beskrevs t.ex. utveckling av flexibilitetsmarknader och de behov som kommer med detta, som exempelvis användning av olika datakällor för att göra prognoser; utveckling av GIS-kartsystem; utveckling av lösningar som bidrar till ökad transparens gällande vilken aktuell kapacitet som finns i företags elnät, samt automatisering av beräkningar för nätutvecklingsplaner; utveckling av analysverktyg för mätdata från företags anläggningar; automation för att möta framtida behov och komplexa nät; fokus på landsbygdsnät; och digitaliseringslösningar som möjliggör ett bättre utnyttjande av elnätet.

I enkäten fick de svarande representanterna i en flervälsfråga ange vilka som varit/är de största utmaningarna för elnätsföretagen inom de områden där digitaliseringsåtgärder påbörjats. I fallande rangordning svarade representanterna:

- Brist på tidsresurser (76,4%)
- Brist på personella resurser (61,7%)
- Brist på kunskap/kompetens (50%)
- Säkerhetsaspekter (44%)
- Brist på kunskap om vilken kompetens som saknas (38%)
- Omfattande åtgärder i förhållande till skapat värde (32%)
- Val av hårdvara (32%)
- Val av mjukvara (32%)
- Brist på kommunikation/samarbeten internt inom organisationen (20,5%)
- Brist på ekonomiska resurser (20,5%)
- Investeringskostnader (20,5%)
- Målkonflikter (17,6%)
- Regulatoriska aspekter (17,6%)
- Brist på kommunikation/samarbeten med externa parter (11,7%)
- Motstånd till förändring inom organisationen (11,7%)
- Annat (9%)
- Brist på stöd från ledningen (3%).

“Baserat på nuvarande förutsättningar: Hur bra kännedom har ni idag om ert elnät, sett till aspekter som...”



Figur 1: Enkät svar om hur bra kännedom elnätsföretagen har om sina elnät.

För att bilda en uppfattning om hur bra insyn elnätsföretagen har i sina nät fick de svarande skatta sin kännedom sett till olika angivna aspekter. Av svaren att döma, visualiserade i figur 1, har elnätsföretagen god kännedom om var det finns anslutna solceller i nätet. Företagen har också förhållandevis god kännedom om var flaskhalsar kan uppstå, var det finns behov av utbyggnad av nät till följd av laddpunkter, elkvalitet, var ny produktion kan anslutas. Större osäkerhet råder när det kommer till insikt i nätförluster och energilager inom nätet.

3.1 VILKA NYTTOR SER ELNÄTSFÖRETAGEN MED DIGITALISERINGEN?

När elnätsföretagen i fritext ombads svara gällande vilka kortsiktiga nyttor de ser med digitaliseringen kunde ett antal tematiska kategorier identifieras bland svaren:

- Ökad kunskap om och förståelse för elnätet (8 svar)
- Minskade avbrottstider (8 svar)
- Bättre beslutsunderlag (5 svar)
- Bättre kontroll och övervakning av elnätet (3 svar)
- Ökad kapacitet/utnyttjade av elnätet (3 svar)
- Förbättrad kundupplevelse/kundnöjdhet (3 svar)
- Effektivare arbete (3 svar).

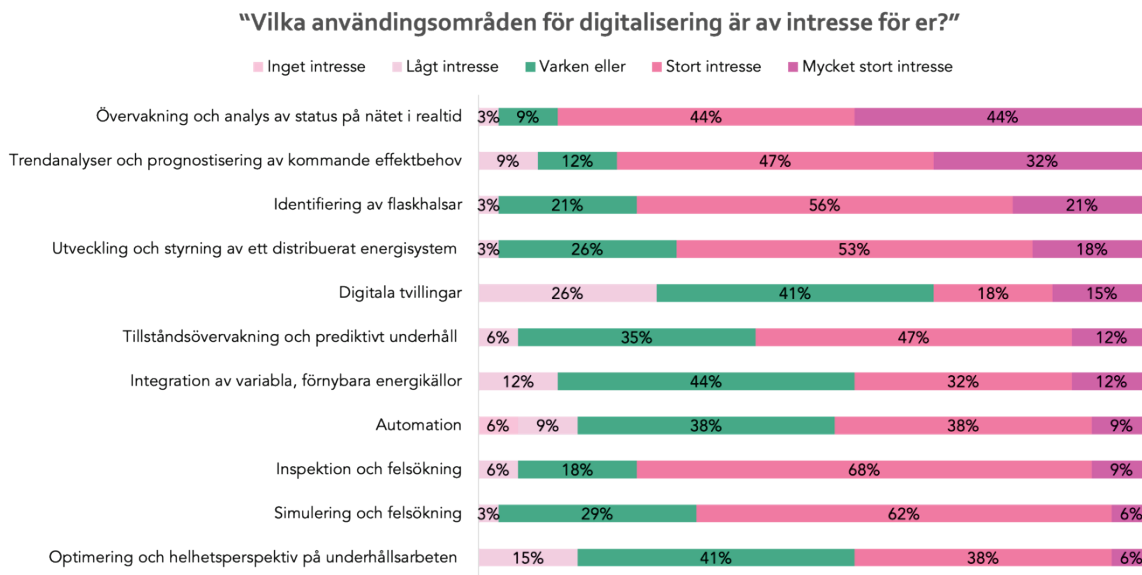
När de svarande representanterna i en flervälsfråga ombads svara vilka av följande resultat som varit mål för företagets digitaliseringsåtgärder svarade representanterna [i fallande rangordning]:

- Minska avbrottstider (85%)
- Undvika avbrott (73,5%)
- Maximering av nyttan av information från smarta mätare (73,5%)
- Automatiserad fellokalisering och återuppbyggnad av nätet (61,7%)
- Använda övergripande kontrollfunktioner för hela nätet (38%)
- Maximering av nätutnyttjandet (38%)
- Effektivt underhåll (35%)
- Full interaktion med IEDs (Intelligent Electronic Devices) i stationerna (35%)
- Minimering av nätförluster (17,6%)
- Säkra balans mellan variabel produktion, kopplingsbara laster och energilager (11,7%)
- Optimera begräsning/återställning av produktion utifrån nätbelastningsförmåga (11,7%)
- Annat (3%)

De svarande företagen fick också rangordna fyra angivna nyttor som företagen prioriterar främst med sina digitaliseringsåtgärder. På första plats hamnade "Ökad tillförlitlighet och tillgänglighet", därefter "Förbättrad automation och kommunikation", sedan "Ökad lönsamhet" och sist "Förbättrad integration av förnybart".

För att få en inblick i vilka områden av digitalisering som är av intresse för elnätsföretagen fick de svarande skatta sitt intresse för olika angivna användningsområden. Av svaren att döma, visualiserade i figur 2, har elnätsföretagen stort intresse av övervakning och analys av status på nätet i realtid, trendanalyser och prognostisering av kommande effektbehov, inspektion och felsökning, identifiering av flaskhalsar, samt simulering och felsökning. Intresset är också förhållandevis högt när det kommer till utveckling och styrning av ett distribuerat energisystem, tillståndsovervakning och prediktivt underhåll, integration av variabla, förnybara energikällor, automation samt optimering och helhetsperspektiv på underhållsarbeten. Lägst intresse finns för digitala tvillingar,

vilket är intressant då digitala tvillingar kan vara verktyg för att tillgodose högre rankade nyttor. Ett exempel på detta beskrivs närmare i kapitel 4.3.



Figur 2: Enkät svar om vilka användningsområden för digitalisering som är av intresse för elnätsföretagen.

När elnätsföretagen i enkäten ombads ange vilka långsiktiga nyttor de ser med digitaliseringen framkom likheter med de kortsiktiga nyttorna, men med något annorlunda viktat fokus. De tematiska kategorierna som kan identifieras här är:

- Bättre beslutsunderlag och verktyg för nätplanering (16 svar)
- Minskade avbrottstider (11 svar)
- Ökad kundnytta (4 svar)
- Effektivare nätutnyttjande (6 svar)
- Bättre övervakning, kontroll och säkerhet (5 svar)
- Ökad kvalitet (ospecificerad kvalitet) (5 svar)
- Förbättrade arbetsprocesser (2 svar)
- Ökad lönsamhet och lägre kostnader (2 svar).

Bland de fritextsvar som kategoriserats in under ”bättre beslutsunderlag och verktyg för nätplanering” framkommer flera svar som indikerar att de svarande betraktar digitalisering av elnäten som ett verktyg för att få tillgång till mätvärden och information om vad som händer i nätet, som sedan kan ligga till grund för beslutsunderlag för framtida beslut inom verksamheterna. Här lyftes perspektiv som ”Bättre övervakning medför bättre framförhållning för beslut om var elnätet behöver byggas om”, samt att kunskap om nya laster och produktion och kunskap om var flaskhalsar finns i nätet leder till bättre underbyggda långsiktiga beslut och möjlighet att göra rätt prioriteringar vid investeringar och ombyggnationer. Även möjlighet att göra mer träffsäkra prognoser baserat på trenddata inför investeringar, att ”kunna agera tidigare på mer kortsiktiga trender i den operativa nätdriften” och att ”kunna simulera nät drift för att såväl förutse som öva på olika driftscenarion” lyftes fram som nyttor.

På frågan om vilka resurser som är kritiska för att företagen ska kunna uppfylla de långsiktiga nyttorna framhävdes kompetens (elkraftteknisk kompetens, IT- och digitaliseringskompetenser, och framför allt kombinerade elkrafts- och IT-kompetenser), personal (mätinsamlingspersonal, IT-resurser för säkerhet, kommunikation, AI, m.m., elingenjörer samt allmänt ospecificerat personalbehov), tillgång till bra systemstöd, samt tid och pengar. Även bra samarbeten med externa bolag lyftes fram som en lösning. En svarande belyste också förmågan att bedöma vad som ska och inte ska digitaliseras, kopplat till risker, som en nödvändig resurs: ” [...] Om den digitala lösningen utgör plan A, så behövs en icke-digital plan B. Digital teknik är ju i behov av strömförsörjning, vilket gör att vi kan bygga in olämpliga ömsesidiga beroenden mellan elkraft och IKT.”.

3.2 IDENTIFIERADE KUNDNYTTOR

På frågan gällande huruvida elnätsföretagen idag får in önskemål/krav från kunderna som ställer krav på att elnätet är digitaliserat svarade 32% ja och 68% nej. Bland de respondenter som svarade ja angavs önskemål som gällde möjligheter att ta del av individuell status på driftstörningar, anslutningsprocesser och effektprognoser; omgående besked vid anslutningsförfrågningar genom hemsida; realtidsinformation om förbrukning och annan information från smarta mätare, samt hur kunden själv kan stötta och påverka när det blir kapacitetsbrist i nätet; GIS-kartor och kapacitetskartor över tillgänglig kapacitet i nätet, vilket uppges vara praktiskt svårt att tillhandahålla; tjänster som berör mätinsamling och fjärrstyrning, störningsautomatik och laststyrning; mer automation och snabbare återgång efter störningar. Dessutom nämndes önskemål om leveranssäkerhet, spänningskvalitet och anslutningskrav som kräver högre upplösning av tidsserier och belastningshistorik samt systemlösningar för mätning, insamling, lagring och analys av data. Även önskemål om villkorade tariffer, det vill säga villkorade abonnemang där elnätsföretaget kan strypa effektuttaget vid behov, framkom.

På frågan gällande vilka av dessa önskemål som nätägarna anser är viktigast för kunderna och nätföretagen att prioritera och utveckla svarade respondenterna: snabb information gällande avbrott, samt individuell avbrottsshantering; övervakning och analys av status på nätet i realtid; snabb handläggning av anslutningsförfrågningar så att kunders elektrifiering inte hindras, samt möjlighet att ansluta kunder med bibehållen leveranssäkerhet och spänningskvalitet; frågeställningar som frigör kapacitet i nätet, samt information till kunder om hur de kan påverka sin inverkan på nätkapaciteten; tillgång till villkorade tariffer; information från smarta mätare; automation.

3.3 DATAINSAMLING OCH BEHOV FÖR ANALYS

I en flervalsfråga fick de svarande representanterna för elnätsföretagen uppge vilken typ av data som samlas in:

- Larmsignaler (100%)
- Aktiv effekt (97%)
- Reaktiv effekt (94%)
- Fasström per fas (91%)

- Huvudspänning (91%)
- Fasspänning per fas (85%)
- Energi kWh (82%)
- Neutralström (67,6%)
- Skenbar effekt (64,7%)
- THD (THDi och THDu) (55,8%)
- Transformatortemperaturer (53%)
- Effektfaktor (47%)
- Annat (11,7%)

De vanligaste metoderna för datainsamling uppgavs vara fiberkommunikation (94%), mobilkommunikation (73,5%) och radiokommunikation (73,5%). 6% av de svarande uppgav att data hämtas lokalt, och 12% uppgav annan insamlingsmetod (signalkabel eller satellit). På frågan om hur insamlade data används uppgav 85% att data sparas, 56% uppgav att data analyseras, och 70% uppgav att data används som beslutsunderlag.

På frågan gällande vilken sorts kunskap eller kompetens som behövs för att kunna analysera och fatta beslut baserat på insamlade data framkom ett generellt kompetensbehov bland svaren. Dels beskrevs kompetenser som riktar in sig på helhetssyn på nätet och analysförmåga, dels beskrevs ett behov av förståelse för data och insamlade värden, samt kunskap som möjliggör kvalitetsgranskning av data. En svarande beskrev ett behov av "En väl underbyggd genomgång av vilken sorts data som kan göra vilken nytta för t.ex. projektörer och driftledare". En annan poängterade "Förståelse för de insamlade värdena och vad som påverkar deras förändringar". Framför allt framhövdes behovet av mixade kompetenser: "Mångsidig, både teknisk och ekonomisk kompetens", "[...] kompetens inom teknik, elkraft, dataanalys, datahantering samt effektiv digitalisering av olika processer", "Verksamhetsnära IT-kompetens gällande möjliga mjukvarulösningar för datasammanställning/analys". En svarande framhävde särskilt att det behövs en mix av kompetenser, men att domänkunskapen framför allt behöver ligga inom elkraftsystem: "Traditionell elkraftskompetens med viss programmeringskunskap. Det är med andra ord bättre med någon som har djup domänkunskap inom elkraft men är måttlig som programmerare, än någon som har djup kunskap inom digitalisering [och/eller] programmering men inte vet tillräckligt mycket om elkraft."

Flera svarande nämnde också olika yrkesroller som kan betraktas som nödvändiga för att kunna analysera och fatta beslut på insamlade data inom verksamheten. Här nämndes elingenjörer, driftingenjörer, planeringsingenjörer och systemutvecklare. Behovet av beslutstöd och tillgängliggörande av data nämndes också som nycklar för att kunna förvalta insamlade data på bättre sätt. Bland svar som förekom endast en gång nämndes AI som ett hjälpmedel, och en svarande uppgav att kompetens för dataanalys är något som företaget gärna köper in som tjänst.

På frågan om det finns data som företagen samlar in, men som inte används i dagsläget, svarade 85% ja och 15% nej. När respondenterna frågades om vad som behöver komma på plats för att insamlade data ska kunna användas fokuserade majoriteten av svaren på systemstöd för visualisering och analys. Ett av svaren i denna kategori lyfte också att den stora mängden av mätdatapunkter kräver

automatiserad datahantering och analysförmåga. Ett annat av svaren poängterade att företaget först behöver säkra sitt egentliga analysbehov, och därefter ta fram nya analyser och verktyg som sammanställer data. Utöver systemstöd framhövdes behov av tid, kompetens, "en ny generation personal", behov av ospecificerade resurser, samt behov av data av god kvalitet. Ett svar poängterade också att vissa data kan loggas för att analyseras vid ett senare skede, t.ex. vid förändringar i systemet.

I enkäten fick företagen också frågan om det finns data som de vill samla in, men inte *kan* samla in i dagsläget. På denna fråga svarade 56% ja, och 44% nej. På den följande frågan, om vad som hindrar företagen från att samla in datan i dagsläget, samt vilken data det handlar om, framkom det av svaren att det bl.a. finns möjlighet till mer omfattande datainsamling från de nya smarta elmätarna. Annan data som saknas uppgavs vara " [...] en mer heltäckande ström- och spänningsmätning, och i vissa fall även effekt". Hinder för insamlingen av denna data uppgavs vara brist på system och kommunikationsvägar som kan hantera datan, gammal utrustning, IT-säkerhet, samt brist på kunskap och tid. Dessutom fokuserade några svar på kostnader kontra nytta; en svarande skrev att "Det finns möjlighet till insamling av mer data från de nya elmätarna men i dagsläget saknas värde av att samla in all denna data, i förhållande till kostnad för att validera och spara den datan".

4 Studier av användningsfall

För tre olika användningsfall där digitaliseringen kan skapa värde för elnätsföretagen har konkreta behov i form av hårdvara, mjukvara och mätvärden längs värdekedjan kartlagts. Med värdekedjan menas behoven hos alla inblandade aktörer, samt på de olika nivåerna i nätet. De studerade användningsfallen har valts ut i samverkan med referensgrupp, samt medverkande intressenter till projektet.

4.1 FJÄRRSTYRNING AV NÄTET FÖR ATT FÖRKORTA AVBROTTSTIDER FÖR KUNDER

I det här fallet² tar vi del av erfarenheter från Ellevio kring hur de har arbetat med digitalisering av nätstationer med huvudsyfte att förkorta avbrottsstatistiken för kunder.

Historiskt har Ellevio arbetat reaktivt med avbrottshantering, då kunskapen om driftsituationen i olika delar av nätet har varit låg. I praktiken har driftverksamheten agerat som en ordermottagare, som vid inkommande rapport om strömlöshet i delar av nätet behövt åka ut i fält för att identifiera felet. Den främsta metoden för att sänka den genomsnittliga avbrottstiden för årets alla långa avbrott per kund och år (SAIDI) [22] har därför varit att kablifiera nätet.

Idag pågår arbete med att transformera verksamheten för att öka effektiviteten och proaktiviteten, samt för att hantera de kommande utmaningarna med exempelvis ökande andel solceller och elbilsladdning. Med hjälp av digitaliseringsåtgärder i elnätet möjliggörs insamling av data, och därmed tillgängliggörs mycket kunskap om situationen i elnätet. För sitt arbete med att digitalisera mellanspänningsnätet har Ellevio tagit fram ett digitaliseringsprogram, och den största drivkraften för programmet är just att förbättra avbrottsstatistiken för kunderna i nätet.

I dagsläget går det att avgöra på vilken slinga ett fel har inträffat, och det är möjligt att matematiskt hitta troliga felpunkter, men personal behöver fortfarande åka ut för att koppla om strömmen manuellt. Det kan t.ex. ta två timmar för en tekniker att ta sig till platsen för felet, men bara 15 minuter för att koppla om och därefter starta reparation av felet. Målet för Ellevio är att kunna koppla om strömmen på distans, och därigenom förkorta avbrottstiden avsevärt för alla som inte är direkt drabbade av felet, med resultatet att både genomsnittlig tid för långa avbrott per kund och år (CAIDI) och genomsnittligt antal långa avbrott per kund och år (SAIFI) förbättras.

En viktig möjliggörare för digitaliseringsprogrammet har varit den justering som genomfördes i regleringen den 1 januari 2020. I denna justering ändrades den regulatoriska livslängden på styrutrustning på sekundärsidan i intäktsregleringen,

² Innehållet i detta avsnitt baserats huvudsakligen på intervjuer som genomförts med Stephan Stålered, Ellevio (2022-05-31 och 2022-09-19), samt på en presentation från webbinariet SamspeL Arena (2020-06-02) [https://www.youtube.com/watch?v=OIQgW_uBmuU&t=4052s].

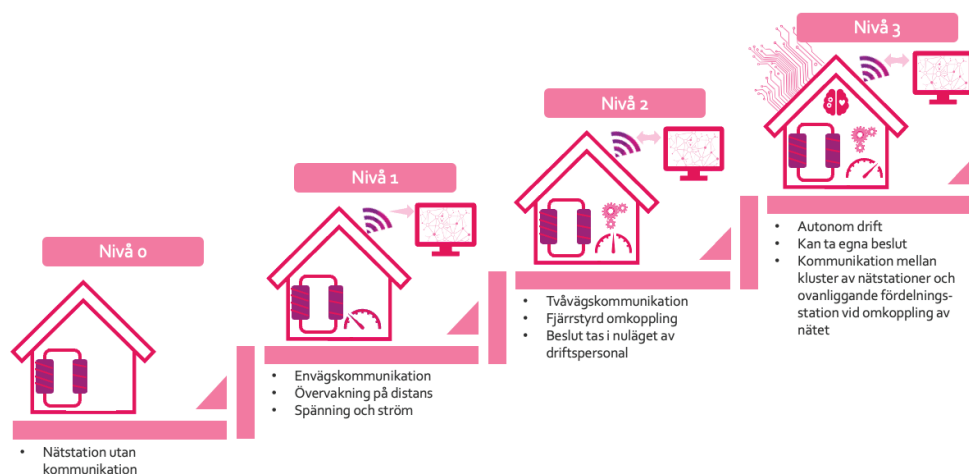
från 40 till 15 år. Då denna justering överensstämmer bättre med utrustningens verkliga livslängd gör ändringen det möjligt att räkna hem investeringarna.

4.1.1 Behov av data och utrustning

Kärnan i Ellevios digitaliseringsprogram är en modernisering av nätstationerna i mellanspänningsnätet – för att öka graden av observerbarhet, manövrerbarhet och automatik. Fram till år 2030 ska Ellevio uppgradera 30–40%, motsvarande cirka 7000, av företagets nätstationer. Arbetet har bland annat tagit sin utgångspunkt i Energiforsk-rapporten Framtidens nätstation [5], i vilken det gjorts en klassificering av nätstationer med olika funktionalitet i kategorier som benämns som "brons", "silver", "guld" och "platina".

Brons innebär en modern och driftsäker nätstation men utan kommunikation. Silver innebär att nätstationen har sensorer och mätutrustning som skickar data till driftcentralen för övervakning, men saknar möjlighet till fjärrmanövrering. För att uppnå silver är kontinuerlig mätning av spänning och ström på varje fas ett minimum. Guld innebär att nätstationen har tvåvägskommunikation med en hög grad av både mät- och styrbarhet, t.ex. kan omkoppling göras på distans vid avbrott. Den högsta nivån, platina, innebär en autonom nätstation som har en hög grad av distribuerad funktionalitet och intelligens, och som alltså kan fatta egna beslut utifrån driftläget. Vid ett avbrott kan nätstationen själv koppla om nätet och spänningssätta delar som inte är direkt drabbade av felet.

Utifrån kategorierna som beskrivs ovan har Ellevio gjort en anpassad kategorisering av nätstationer med olika digitaliseringsnivåer som benämns som 0, 1, 2 och 3. Dessa presenteras visuellt i figur 3.



Figur 3: Schematisk beskrivning av Ellevios klassificering av nätstationer.

Nivå 0 motsvarar en vanlig nätstation utan kommunikationsutrustning. För att uppfylla nivå 1 inhämtas information från lågspänningsnätet i form av ström och

spänningar, och det finns envägs kommunikation via IP-protokoll som möjliggör övervakning på distans. På den här nivån är det möjligt att beräkna felströmmar och identifiera var ett fel har uppstått. Därefter kan servicepersonal skickas till platsen.

Vid nivå 2 byggs funktionalitet på – med tvåvägs kommunikation, frånskiljare och omkopplingsautomatik, samt viss skyddsmekanism. Med hjälp av kortslutningsströmmar och stödsystem kan driftoperatörer på effektivt sätt koppla om nätet på distans, för att kunder som inte är direkt drabbade av ett fel ska återfå strömmen. Mjukvaran ger driftpersonalen rekommendationer om hur de kan koppla om nätet, vilket sedan kan göras på tre minuter. Målet är att när organisationen och tekniken har mognat, så ska omkopplingen ske automatiskt med hjälp av analysverktyg.

Ellevio har sedan slagit samman funktionaliteterna i ”guld” och ”platina” till sin egen nivå 3. I dessa nätstationer installeras reläskydd och mjukvara som möjliggör att nätstationerna tar egna beslut. För att tekniken ska fungera behövs ett kluster av nätstationer med samma teknik, och en väl fungerande kommunikation med överliggande station (fördelningsstation). När ett fel uppstår kan nätstationerna kommunicera med varandra för att koppla bort felet och koppla om nätet. För att detta ska ske effektivt krävs fiber- eller 5G-anslutning med en fördröjning på max 5–10 millisekunder.

I september 2022 påbörjas installationen av tre smarta nätstationer i veckan, och efter årsskiftet 2022/2023 är målet att påbörja tre om dagen. Nästa fas i digitaliseringsprogrammet innefattar att analysera informationen och börja arbeta prediktivt med exempelvis underhåll, vilket kommer påbörjas under 2023. För att kunna hantera och utnyttja insamlade data på bästa sätt arbetar Ellevio dessutom med att utveckla en ny homogen kommunikationsinfrastruktur³. Målet är att plattformen för kommunikationen ska vara i drift 2026.

4.1.2 Förutsättningar och utmaningar

En stor utmaning har varit att avgöra vilka nätstationer som ska digitaliseras, och till vilken nivå. För att göra detta har Ellevio först digitaliserat dokumentationen från varje nätstation och korregerat identifierade fel. Därefter har man avgjort vad som ska göras med respektive station. För varje nätstation finns det två frågor som behöver besvaras: ”Ska nätstationen uppgraderas, och i så fall till vilken nivå?” samt ”Ska nätstationen bytas ut helt, eller kan den befintliga stationen moderniseras?”

För att besvara den första frågan har Ellevio utvecklat en metodik baserad på Energimarknadsinspektionens Intäktsram *Kvalitetsincitament för avbrott*. Metodiken tar hänsyn till nyttan som en uppgradering till en viss nivå innebär för det berörda kundkollektivet. Beslutet om huruvida en nätstation ska bytas ut eller moderniseras beror bl.a. på ålder, ledigt utrymme, antal felmeddelanden och skicket på anläggningen. Till följd av den stora ålderskillnaden på nätstationerna måste hänsyn också tas till om hårdvaran som finns i nätstationen är kompatibel

³ Kommunikationen är utformad enligt IEC 60870-5-104, (IEC-104).

med utrustningen som krävs för att uppgradera den till rätt nivå. Detta innebär att Ellevio behöver tillämpa olika lösningar beroende på anläggning.

Nästa stora utmaning för Ellevio är att ta vara på all data som tillgängliggörs, och integrera den i organisationens arbetsprocesser. Hinder som har lyfts genom arbetet är att dels överkomma det mentala hindret kring att människor inte vill ta till sig ny teknik, och att det är ett stort arbete att ställa om arbetsprocesser. Dessutom behövs det ny kompetens i form av personal som kan arbeta med realtidsdata och utveckla de digitala systemen, samt personal som kan installera och underhålla den nya tekniken. Framöver kommer det också finnas ett behov av att frigöra arbetskraft som kan arbeta med nya utmaningar, såsom påverkan på nätet av mikroproduktion.

Slutligen kan den nya kommunikationen med nätstationerna utgöra en säkerhetsrisk. Ellevio följer NIS-direktivet samt relevanta IEC-standarder som gäller för driftövervakning, kommunikation och cybersäkerhet. Vid nybyggnation av nätstationer är det inte några problem att uppfylla nuvarande säkerhetskrav. Den stora utmaningen här ligger i att uppgradera all utrustning som redan finns i nätet.

4.1.3 Vidare utvecklingsmöjligheter för uppkopplade nätstationer

Ellevios digitaliseringsprogram fokuserar brett på tillförlitlighet och tillgänglighet, ökad lönsamhet, automation och kommunikation samt möjligheten att öka integrationen av förnybar elproduktion. Slutmålet år 2030 är att Ellevio kan fatta faktabaserade beslut utifrån aktuell information, och samtidigt utnyttja algoritmer för att förbättra underhållspraxis och kapitalförvaltning. En bonus av att ha gått igenom alla nätstationer är att dessutom att informationen nu finns digitaliserad, och att fel som kan ha uppstått identifierats.

Ett delmål för digitaliseringsprogrammet är att olika arbetsområden – såsom felsökning och reparation, drift och övervakning, samt analys och nätoptimering – som idag arbetar åtskilt ska integreras med varandra. Exempelvis kommer driftsdata tillsammans med AI eller ML-baserad analys kunna förvarna personalen inom felsökning och reparation innan problemen uppstår. Ett annat exempel är att ökad kunskap om situationen i nätet förbättrar möjligheten att använda flexibilitet genom flexibilitetsmarknader eller villkorade avtal.

4.2 EFTERFRÅGEFLEXIBILITET FRÅN VÄRMEPUMPAR I DISTRIBUTIONSNÄTET

I det här fallet⁴ tar vi del av erfarenheter från Upplands Energi och Ngenic, som använder styrning av värmepumpar för att kapa effekttoppar i lokalnätet. För att belysa hur graden av digitalisering hos elnätsbolaget varierar, beroende på hur lokal flexibilitet aktiveras, har vi även tagit del av erfarenheter från Ellevio som är köpare av flexibilitet på den lokala flexibilitetsmarknaden sthlmflex. I detta fall

⁴ Innehållet i detta avsnitt baserats huvudsakligen på intervjuer som genomförts med Joachim Lindborg, Ngenic (2022-08-19), Håkan Österlund, Upplands Energi (2022-09-16), samt Bengt Johansson, Ellevio (2022-09-19).

beskriver vi inte de digitala lösningar som använts för att skapa själva marknadsplatserna för lokal flexibilitet.

Med ett ökat behov av el och effekt från elektrifiering och befolkningsökning finns det risk att kapaciteten i elnätet inte räcker till under årets alla timmar. Genom att efterfrågefleksibilitet hos kunder i nätet aktiveras kan effekttoppar kapas. Motivationen kan vara nätets tekniska begränsningar, eller att elnätsföretaget riskerar att övertrassera abonnemanget mot överliggande nät. Efterfrågefleksibilitet har dessutom potential att användas som ett verktyg i nätplaneringen framöver. Ett av de primära syftena med de nätutvecklingsplaner som elnätsbolagen ska göra är att "skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster som behövs på medellång och lång sikt" [23]. I augusti 2022 kom ett regeringsuppdrag om att främja av flexibilitet i elsystemet för att underlätta elektrifiering samt gynna elkunder [24].

I Upplands Energis lokalnät har Ngenic installerat smart styrning av värmepumpar hos omkring 500 hushåll. Flexibiliteten från värmepumparna har använts för att kapa effekttoppar när Upplands Energi har riskerat att övertrassera abonnemanget mot regionnätet, som ägs av Vattenfall Eldistribution. För kunderna har den smarta styrningen resulterat i en ökad komfort och viss energieffektivisering. Den smarta styrningen av värmepumpar installerades i huvudsak inom ramen för projektet KlokEl som pågick under 2014–2017, men den smarta styrningen är nu en ordinarie tjänst hos Upplands Energi [25]. KlokEl följdes av projektet VäxEl under 2017–2019, där även styrning av elbilsaddare, solceller och batterilager implementerades. Under VäxEl användes även flexibiliteten från värmepumparna av Ngenic på den lokala flexibilitetsmarknaden CoordiNet [26].

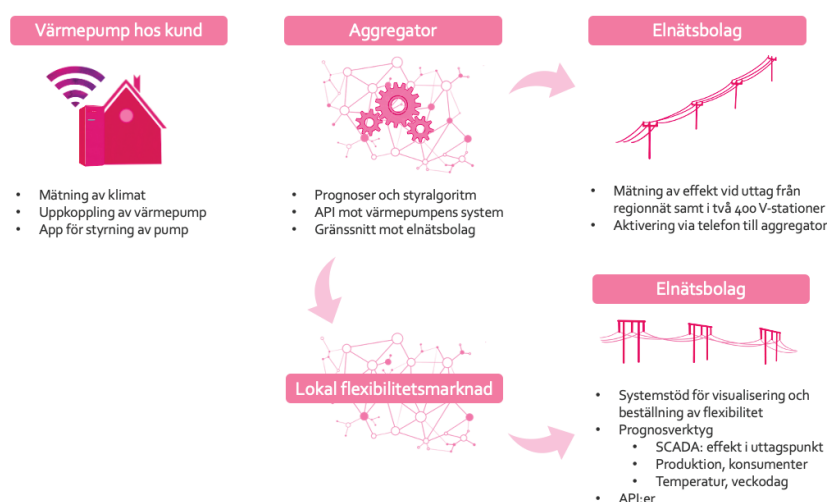
Ellevio driver tillsammans med Svenska kraftnät och Vattenfall Eldistribution FoU-projektet sthlmflex som är en flexibilitetsmarknad i Storstockholm, där Ellevio också är en av köparna av flexibilitet. Målet med etableringen av flexibilitetsmarknaden är i dagsläget att frigöra kapacitet mellan region- och transmissionsnät, men på sikt förväntas marknaden kunna bidra till att även minska flaskhalsar mellan områdets region- och lokalnät. Marknadsoperatör för sthlmflex är den oberoende tredjepartsaktören NODES [27].

4.2.1 Behov av data och utrustning

För att en värmepump ska kunna användas för lokal flexibilitet behöver den vara uppkopplad mot internet; dels för att dela data, dels för att kunna ta emot styr signaler från den applikation som används för att styra värmepumpen. Värmepumpen kan styras av både aggregator och av hushållet själv. Nya värmepumpar är ofta uppkopplade med tillhörande app för visualisering och styrning, medan äldre värmepumpar behöver kopplas upp. Mätning av inomhus- och utomhusklimatet behövs även för att kunna optimera inomhustemperaturen tillsammans med el- och effektförbrukningen, se figur 4. Vilken mätdata som behöver samlas in varierar beroende på syfte.

Det centrala systemet i värdekedjan är aggregatorns mjukvara med algoritmer, som baserat på data på temperatur, solinstrålning, luftfuktighet, elpris och behov

av effektflexibilitet beräknar prognoser för – och optimerar styrningen av – varje värmepumps energianvändning. Aggregatorn styr värmepumpen genom en egen applikation eller via ett API mot värmepumpens medföljande app, eller – i det fall där värmepumpen ingår i ett större fastighetssystem – mot relevant BMS (Building Management System). I dagsläget finns det inte något standardiserat kommunikationsprotokoll för vare sig värmepumpar eller BMS:er.



Figur 4: Schematisk beskrivning av styrning av värmepump hos kund för flexibilitet i distributionsnätet, genom antingen bilateral aktivering av flexibilitet eller köp av flexibilitet via lokal flexibilitetsmarknad.

Bilateral aktivering av flexibilitet

Graden av digitalisering hos elnätsbolagen – för att dels veta när de behöver aktivera flexibilitet, dels för själva aktiveringen – varierar. För Upplands Energi har fokus legat på anslutningen mot regionnätet, och där samlas effektvärden från Vattenfall Eldistributions debiteringsmätare för att följa effektuttaget. I projektet VäxEl installerades dessutom realtidsmätning på två 400 V-stationer, för att följa och verifiera effekten av styrningen.

Upplands Energi har inte utvecklat något databaserat prognosverktyg för att aktivera flexibiliteten, utan har använt driftpersonalens erfarenhet tillsammans med väderprognoser för att avgöra när det funnits risk för att övertrassera abonnemanget mot överliggande nät. Även Ngenics mätdata och algoritmer används som stöd i beslut för tidpunkt av styrning. Aktiveringen sker via telefonsamtal till Ngenic cirka ett dygn innan själva styrningen. Under de år som projekten KlokEl och VäxEl har varit i gång har Upplands Energi avropat flexibilitet cirka 20 gånger, varav tio gånger har varit för att testa funktionerna i CoordiNet.

Köp av flexibilitet via lokal flexibilitetsmarknad

För ett elnätsbolag som är delaktigt på en lokal flexibilitetsmarknad är kraven på digitalisering högre. Där behövs ett prognosverktyg för att veta när flexibilitet ska aktiveras, samt ett systemstöd för att lägga order för flexibilitet på marknaden.

Ellevio – som både drivit marknaden sthlmflex och köpt flexibilitet på densamma – har använt sig av verktyget SWITCH, som utvecklats av E.ON, för att visualisera effektbehovet i nätet, samt att för att lägga beställningar på flexibilitetsmarknaden.

Ellevio har sedan tidigare utvecklat ett eget prognosverktyg som – baserat på SCADA-data över effektuttag från stamnätet, prognoser från producenter och stora konsumenter i nätet, samt information om väder och veckodag – skapar prognoser över effektbehovet i regionnätet. Detta prognosverktyg har integrerats med SWITCH via ett API. Ellevio har byggt upp API:er mot både SWITCH och NODES för att hantera, leverera och hämta mätdata.

Digitaliseringsarbetet för att kunna köpa flexibilitet via en lokal flexibilitetsmarknad har även innefattat arbete med informationsklassning, för att säkerställa att informationen om enskilda konsumenter inte sprids. Inom projektet sthlmflex har dessutom en standard baserad på CIM (Common Information Model) skapats, för begrepp som uppkommer vid erbjudande, avrop och uppföljning av flexibilitetstjänster [28].

4.2.2 Förutsättningar och utmaningar

Det finns flera incitament som behöver stärkas för att få elnätsföretagen att använda flexibilitet i högre grad. Upplands Energi har t.ex. ett abonnemang på 60 MW från Vattenfall Eldistribution, och i just detta fall finns ännu inte någon teknisk kapacitetsbegränsning. Antal tillfällen då det finns risk att överskrida abonnemanget är dessutom i dagsläget relativt få, och avgiften då detta sker är inte tillräcklig hög. Tillsammans minskar dessa faktorer drivkraften för att investera i mer avancerade system för aktivering av flexibilitet.

Att avropen är för få för att skapa lönsamhet för värdekedjans alla aktörer gäller även i de projekt där lokala flexibilitetsmarknader testas. För att skapa högre ekonomiska incitament behöver flexibilitet användas som del av nätplaneringen, och därmed är det viktigt att detta premieras tydligare i intäktsregleringen. Lönsamheten påverkar även möjligheten att knyta till sig nya kunder. Hittills har drivkraften hos kunderna varit främst hållbarhetsrelaterade, och möjligheten att vara en god samhällsaktör har bidragit, något som dock har förändrats i och med de höga elpriserna under den senaste säsongen.

Tekniskt sett är standarder en genomgående utmaning. Hos aggregatorerna finns det en utmaning i att det inte finns någon standard för kommunikation med värmepumpar eller BMS:er. Detta begränsar skalbarheten för aktörerna, som måste utveckla olika API:er till ett växande antal aktörer som erbjuder uppkopplade värmepumpar, samtidigt som antalet kunder växer. Detta kan jämföras med elbilsladdning, där OCPP (Open Charge Point Protocol) är en inofficiell standard för kommunikation mellan laddbox och styrsystem som majoriteten av laddboxtillverkarna använder. I projektet VäxEl användes OpenADR (Open Automatic Demand Response), en öppen standard med fördelen att den kan användas för olika typer av resurser, såsom värmepumpar, laddboxar och solceller.

Ytterligare en utmaning som påverkar skalbarheten är de många olika gränssnitten mellan elnätsbolag och aggregator. Det finns i dagsläget ett antal olika lokala

flexibilitetsmarknader som fungerar på olika sätt, olika elnätbolag med elnätstariffer som på olika sätt ger incitament att styra effektuttaget, samt tester av olika typer av villkorade avtal. När det gäller lokala flexibilitetsmarknader behöver även prognosverktyg och metoder för att verifiera aktiverad flexibilitet (så kallade baseline-metoder) utvecklas vidare.

Slutligen finns det generellt sett också ett hinder i form av ovana och bristande kunskap hos elnätbolagen, samt en ovilja att avsätta resurser och ta ekonomiska risker för att arbeta med flexibilitet. Den bristande motivationen hänger dessutom ihop med de otillräckliga ekonomiska incitamenten som beskrivits ovan.

4.2.3 Vidare utvecklingsmöjligheter för smart styrning av värmepumpar

När väl möjligheten att vara flexibel är implementerad hos kund, kan denna flexibilitet dock användas för flera syften: att styra efter elpris, tillgänglig elnätskapacitet, samt för att leverera stödtjänster till Svenska kraftnät. Att delta på stödtjänstmarknaderna ger i dagsläget bättre intäkter än att de lokala flexibilitetsmarknaderna. Flera av stödtjänstmarknaderna ställer dock högre krav på mätupplösning och reaktionsförmåga än vad som behövs för lokal flexibilitet, och vissa av produkterna på marknaderna passar bättre för just värmepumpar än andra [29].

Att optimera effektanvändningen vid punkter *inom* lokalnätet, till exempel under en viss nätstation, skulle kunna effektivisera användningen av nätets kapacitet och kundernas resurser ytterligare. Detta ställer dock högre krav på mätning i nätstationer, och även på utvecklingen av affärsmodeller, marknader och/eller elnätstariffer.

4.3 PLANERING AV NÄTUTBYGGNAD MED HJÄLP AV DIGITAL TVILLING

I det här fallet⁵ tar vi del av erfarenheter från Öresundskraft, som tagit hjälp av Plexigrid för att implementera en digital tvilling med avsikt att optimera drift, planering och styrning av elnätet.

En utmaning för många lokala elnätbolag är det ökande behovet av el och effekt som kommer med befolkningsökning, tillsammans med elektrifieringen av transport och industri. Med nya konsumtionsmönster och distribuerade produktions- och lagringsresurser ökar också behovet av att optimera driften av elnätet. Dessutom ökar incitamenten för att använda flexibilitet som komplement till nätutbyggnad, bland annat genom krav i nätutvecklingsplanerna.

För Öresundskraft är en nuvarande utmaning att Helsingborgs kommun växer; det ska byggas ett nytt bostadsområde och sjukhus i staden, samtidigt som det tillkommer alltmer utbyggnad av billaddpooler och laddning för tunga fordon. Med anledning av den kapacitetproblematik som finns i nätet finns det en risk att uttaget mot överliggande nät inte kan utökas, och därför vill Öresundskraft öka kunskapen om situationen i sitt nät. För detta ändamål har företaget använt sig av

⁵ Innehållet i detta avsnitt baseras huvudsakligen på en intervju med Linda-Maria Wadman, Plexigrid, och Lillemor Högstöm, Öresundskraft (2022-09-02).

en digital tvilling. Digitala tvillingar kan användas för flera olika ändamål, men i det här fallet ligger huvudfokus på tre användningsområden:

- Att skapa förståelse för den nuvarande driftsituationen i nätet, och hur den har sett ut historiskt. Var finns det flaskhalsar? Var har gränsvärden överskridits? Och var har spänningsdippar inträffat?
- Att simulera nyanslutningar. Vad händer i nätet om nya kunder ansluts, eller om nuvarande kunder kopplas om?
- Att undersöka framtida kapacitetsbehov i den långsiktiga nätplaneringen.

4.3.1 Vad är en digital tvilling?

En digital tvilling kan beskrivas som klistret som binder samman de nya teknikerna och de operativa systemen i nätet. En digital tvilling består av tre saker: det fysiska systemet, en digital representation av det fysiska systemet och kontinuerlig tvåvägsöverföring av data mellan de båda systemen. För att en digital tvilling ska kunna utnyttjas effektivt av en organisation behövs kunskap om vilken hårdvara som krävs i det fysiska nätet för att uppfylla önskad funktion, hur hårdvaran kan kopplas upp, och hur data som behövs ska struktureras.

För att möjliggöra en digital tvilling av ett distributionsnätverk behöver de fysiska parametrarna som beskriver det fysiska systemet sammanställas i en matematisk modell, och i en topologisk databas. Parametrar som behövs är information om elledningar, noder, nätverksinfrastruktur, anslutna enheter och alla kontrollsystem. Det finns både statiska parametrar, såsom fysiska begränsningar, och parametrar som varierar frekvent, såsom aktiv och reaktiv effekt.

Det är viktigt att definiera länken mellan det fysiska systemet och den digitala kopian för att avgöra vilken data som ska samlas in. Detta beror på att det finns väldigt mycket data i elnätet, och det är inte möjligt att samla in exempelvis spänning och ström i alla delar av det. Däremot kan den digitala tvillingen göra uppskattningar baserade på hela nätet, om rätt indata används.

För att möjliggöra datadrivna beslut i elnät med hjälp av digitala tvillingar krävs vissa grundläggande funktioner. Data behöver samlas in från mätare och sensorer i det fysiska nätet, och därefter bearbetas för att sortera ut felaktiga värden samt kategoriseras. Därefter kan mätdata importeras till de matematiska modellerna som beskriver det dynamiska beteendet i nätet. Beroende på användningsområde behöver de matematiska modellerna därefter utföra beräkningar antingen i realtid, nästan realtid eller vid ett senare skede. Baserat på resultaten kan automatiska eller semiautomatiska beslut fattas. När besluten är fattade överförs informationen till det fysiska systemet, exempelvis gällande omkoppling av nätet. För att allt detta ska fungera bra krävs det en helhetssyn på cybersäkerhet för att integrerade system ska kunna arbeta utan ökade hot från externa attacker.

4.3.2 Behov av data och utrustning

Än så länge befinner sig Öresundskraft i ett teststadium, där den digitala tvillingen har implementerats i ett avgränsat bostadsområde i kommunen där det finns smarta mätare installerade hos kunder och mätutrustning i nätstationer. Målet är att på sikt konsolidera data på så hög nivå som möjligt, men i det första testet har

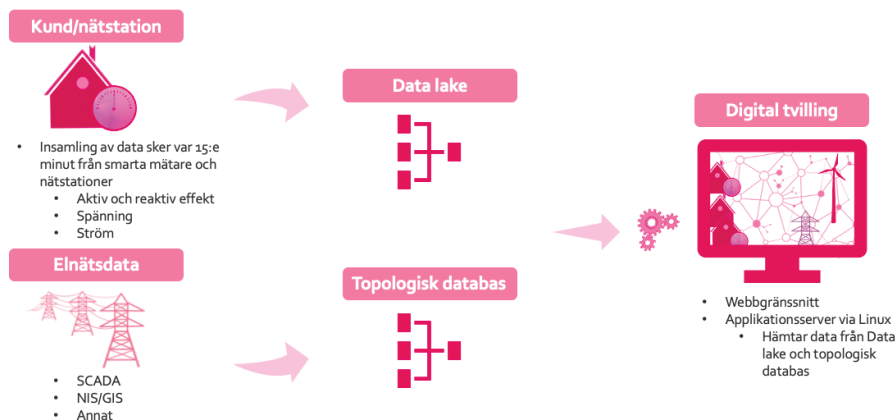
gränsen dragits vid nätstationer – därmed samlas data inte in på transformatornivå.

Ett minimikrav för att den digitala tvillingen ska fungera är insamling av mätvärden på aktiv och reaktiv effekt samt spänning och ström, som samlas in via smarta mätare och nätstationer. Om data från smarta mätare finns tillgänglig per fas kan även fasobalanser tas med i analysen. Insamling av data görs var 15:e minut. Data samlas in, valideras och struktureras i en så kallad "data lake" som används för att kontinuerligt uppdatera den digitala tvillingen, se figur 5. Det finns i dagsläget inte någon standard som måste användas för datainsamlingen, men det underlättar om CIM används.

För att skapa den digitala tvillingen av elnätet behövs även en topologisk databas, som används för att generera den digitala elnätsmodellen. Den topologiska databasen innehåller alla fysiska data från elnätets komponenter, såsom kapacitet i ledningar, kopplingspunkter och status på ställverk. Denna data samlas in från existerande system hos elnätsbolaget, såsom SCADA samt NIS (nätinformationssystem) och GIS. Framöver kan data komma att samlas in även från andra källor, exempelvis från tillgängliga flexibilitetsresurser.

Personalen på elnätsbolaget når den digitala tvillingen genom ett webbgränssnitt som tillåter dem att analysera nätet historiskt, i nutid och framtid.

Webbgränssnittet hämtar i sin tur information från en applikationsserver som genomför alla beräkningar, baserat på data i den topologiska databasen och i den digitala tvillingens "data lake".



Figur 5: Schematisk beskrivning av hur Öresundskrafts digitala tvilling är uppbyggd.

4.3.3 Förutsättningar och utmaningar

En grundläggande förutsättning för att lyckas med digitaliseringsåtgärden är att elnätsbolaget har en god förståelse för den och vad som motiverar den.

Öresundskrafts målsättning är att skapa ett effektivt och robust energisystem med hög leveranssäkerhet till kund, och företaget har i flera år arbetat för att förstå vilka

digitaliseringsåtgärder som behövs – och därmed vilken data som behövs – för att nå målet.

Den kompetens som behövt involverats från elnätsbolagets sida för att implementera den digitala tvillingen har varit den drifttekniska chefen, samt personal med kunskap om strukturering av data och utveckling av algoritmer för drift och prediktivt underhåll. Mycket tid har gått åt till att förstå datan och kategorisera den på rätt sätt i "data laken", då Öresundskraft tidigare inte har arbetat med strömmade data. Det finns i dagsläget ingen standard för hur detta ska göras, men det underlättar om CIM används.

Gällande vilka standarder och regelverk som är applicerbara vid etableringen av en digital tvilling beror detta på vilka funktioner som ska uppfyllas. Den största utmaningen för Öresundskraft har varit att säkerställa att lösningen är säker, och då särskilt med avseende på hur data hanteras och lagras – lokalt eller i ett moln. Inledningsvis lades ett stort arbete på att tolka lagar och regler för att förstå vad företaget i egenskap av elnätsbolag fick göra sett till dessa aspekter. Det visade sig att rådande säkerhetslagar gör det svårt att använda molnbaserade lösningar, och Öresundskraft valde därför en lokal så kallad "on premise"-lösning. En utmaning som uppstod som följd av detta var att designa och bygga ett system som möjliggjorde för Plexigrid att få tillgång till att arbeta med data på ett korrekt sätt, utan att den lämnade Öresundskrafts system.

Enligt information som framkommit vid intervjun för denna fallstudie, samt vid referensgruppsmöten, har man i Finland kommit längre på detta område, och det finns där nationella direktiv för hur företag ska gå till väga för att kunna använda sig av molnlösningar. I ett projekt finansierat av Vinnova undersöks just nu möjligheten till att bygga upp en standard för SCADA/NIS-arkitektur som går använda i privata moln i Sverige.

4.3.4 Vidare utvecklingsmöjligheter för digitala tvillingar

I den digitala tvillingen finns det möjlighet att göra mer avancerade analyser, men detta ställer också krav på insamling av mer data. Öresundskraft arbetar i nuläget med att förstå vilka fler nyttor som är relevanta för företaget att använda den digitala tvillingen till. En vidareutveckling är insamling av mätdata på varje fas från de smarta mäternas, för att möjliggöra analys av obalanser. En viktig lärdom från projektet är också att tänka över vilken data som behövs från de smarta mäternas. Öresundskraft insåg i efterhand att mäternas inte var konfigurerade för alla behov.

Information från olika aktörer och resurser, såsom aggregatorer och batterier, kan samlas in för att öka kunskapen om driftsituationen i nätet. Olika event från de smarta mäternas kan även samlas in för att förstå och hantera elkvalitet. Öresundskraft ser också en potential i att integrera fler applikationer som kan analysera data för att identifiera fel i nätet prediktivt, och integrera tekniker för omkoppling av elnätet vid avbrott.

Ytterligare en fördel med att implementera en digital tvilling är att fel i dokumentationen av nätet kan upptäckas, och datakvaliteten kan förbättras. Vid implementeringen byggs den matematiska modellen upp, och då kan avvikelser

mellan verkligheten och dokumentationen identifieras. Vid jämförelse mellan SCADA-mätningar och smarta mätningar kan även andra fel, såsom t.ex. elnätsstölder, identifieras.

En utmaning för elnätsbolagen i dagsläget är att de saknar kunskap om vilka resurser som finns bakom mätare hos kunder. Framöver kan troligtvis maskininlärning användas tillsammans med en digital tvilling för att lista ut vilka resurser som kunder har.

5 Slutsatser

Det är svårt att fastslå var den faktiska elförbrukningen landar i framtiden, men det vi med säkerhet vet är att elektrifieringen medför en markant ökning av konsumtionsbehovet. Detta ställer nya krav på våra elnät. Digitalisering av elnäten är ett viktigt verktyg för att kunna realisera den potential som finns i redan idag tillgängliga elnätsresurser, och samtidigt effektivisera drift och underhåll av näten genom utökad styrning och automatisering. Samtidigt saknas en enhetlig definition av begreppet "digitaliserade elnät", och det används ibland även synonymt med begreppet "smart elnät".

I denna studie har tre återkommande kategorier, eller nivåer för digitalisering, identifieras:

- i. Elnät som både kan lämna ut och ta emot information (såsom mätvärden, styrsignaler, information om driftlägen, etc.) digitalt.
- ii. Att informationen kan tillhandahållas i ett ständigt flöde, med realtidsupplösning på datan som yttersta mål.
- iii. Att nätet och dess olika stationer går att styra på distans när åtgärder ska vidtas.

Distinktionen mellan *digitalisering* och *datorisering* har också uppmärksamats i denna studie. I denna distinktion syftar datorisering på skiftet från användandet av analog till digital teknik för att utföra existerande processer, medan digitalisering syftar på den transformativa effekt som datoriseringen möjliggör – det vill säga de förändringar i beteenden och förväntningar som uppstår i ett samhälle där digital teknik används i allt större utsträckning. Applicerat på elnätsföretagen kan ett elnät vars komponenter i högre grad blir digitala och uppkopplade betraktas som ett datoriserat elnät, medan den verksamhetsutveckling som följer – när nyttorna som man vill uppnå med datoriseringen införlivas – kan betraktas som digitaliserad nätverksamhet.

Nyttor med digitaliserade elnät som identifierats i denna studie inkluderar bland annat:

- Mätning, övervakning, fjärrstyrning och kontroll
- Automation, självstyrning, självläkning
- Beslutsstöd för optimerad planering, drift och underhåll
- Kundnyttor och -tjänster
- Möjliggörande för energiomställning och elektrifiering
- Långsiktig nätplanering
- Energieffektivisering genom minskade förluster
- Ökad kapacitet/utnyttjande av elnätet.

Alla elnätsföretag som medverkat i denna studie genom att lämna in enkätsvar uppger att de på något sätt börjat arbeta med digitalisering. Hela 65% av alla svarande företag uppger att de inlett satsningar medan 21% uppger att de befinner sig i en orienteringsfas. En mindre andel, 14%, uppger att digitaliseringsåtgärder ligger till grund för beslut som tas inom verksamheten. Av svaren framgår det också att mellanspänningsnätet varit digitaliserat till större grad, medan

lågspänningsnätet digitaliseras långsammare. Givet tidigare resonemang om datorisering kontra digitalisering skulle man kunna betrakta de 14% som uppger att digitalisering ligger till grund för beslut inom verksamheten som digitaliserade, övriga jobbar just nu kanske mest med datorisering. En slutsats som dragits i projektet är också att många elnätsföretag vet att de behöver digitalisera sina elnät, men ännu känner sig osäkra på vad detta innebär och vilka lösningar och områden de ska prioritera.

En grundläggande förutsättning för att lyckas med digitaliseringsåtgärder är att elnätsföretagen har en god förståelse för åtgärderna och vad som motiverar dem. Enligt resultaten från denna studie är åtgärder som minimerar avbrottstider, åtgärder som underlättar för kund, samt åtgärder som underlättar drift- och underhållsarbete prioriterade av elnätsbolagen och pådrivande för digitaliseringen. Andra drivkrafter som nämns är bättre kännedom om nätet, driftoptimering, långsiktig nätplanering och prediktivt underhåll. När elnätsföretagen fått ange vilka områden som är av intresse för dem visar majoriteten dock stort eller mycket stort intresse för de flesta användningsområden som identifierats. Det område som företagen visar störst intresse för är *Övervakning och analys av status på nätet i realtid*, och den nyttan som prioriteras högst är *Ökad tillförlitlighet och tillgänglighet*. På lite längre sikt är dock *Bättre beslutsunderlag och verktyg för nätplanering* den nytta som de flesta elnätsbolag rangordnat högst.

För att realisera datoriseringen och digitaliseringen av elnäten finns flera pådrivande regelverk och standarder; bland annat de nya funktionskraven för elmätare, NIS-direktiven och ett antal standarder för kommunikation och informationsöverföring. Transparens, öppen och delad tillgång till data, samt cybersäkerhet är andra viktiga faktorer som driver digitaliseringen.

De resurser som i denna studie identifierats som kritiska för att företagen ska kunna uppfylla de långsiktiga nyttorna med digitalisering är kompetens (elkraftteknisk kompetens, IT- och digitaliseringskompetenser, och framför allt kombinerade elkrafts- och IT-kompetenser), personal (mätinsamlingspersonal, IT-resurser för säkerhet, kommunikation, AI, m.m., och allmänt ospecificerat personalbehov), tillgång till bra systemstöd, samt tid och pengar. Även bra samarbeten med externa bolag lyfts fram som en lösning. Flera svarande i enkätstudien nämner också olika yrkesroller som betraktas som nödvändiga för att kunna analysera och fatta beslut på insamlade data inom verksamheten. Här nämns elingenjörer, driftingenjörer, planeringsingenjörer och systemutvecklare. Andra kompetenser som nämns är att kunna strukturera och analysera strömmade data, samt installatörer som kan nya mätare och kommunikationsutrustning. Här står elnätsbolagen inför en utmaning för att attrahera dessa kompetenser och yrkesroller till sin verksamhet.

Hela 85% av företagen uppger i enkätstudien att det finns data som företagen samlar in, men som inte används i dagsläget. När respondenterna frågas om vad som behöver komma på plats för att insamlade data ska kunna användas fokuserar majoriteten av svaren på systemstöd för visualisering och analys. För att kunna analysera och fatta beslut baserat på insamlade data framkommer också ett generellt kompetensbehov i denna studie. Dels behövs kompetenser som riktar in sig på helhetssyn på nätet och analysförmåga, dels behövs ett behov av förståelse

för data och insamlade värden, samt kunskap som möjliggör kvalitetsgranskning av data. För att utnyttja data som samlas in samt arbeta med nya lösningar för elnätsplanering och drift in måste arbetssätt också förändras.

Från användarfall, intervjuer och rundabordssamtal som genomförts i denna studie framgår också att det är resurskrävande och komplext att påbörja ett digitaliseringsarbete. De största hindren för digitalisering som identifierats i denna studie är brist på resurser i form av både tid, personal och kunskap, efterföljt av säkerhetsaspekter. Kostnader anges som ett hinder av ca 20% av de svarande elnätsbolagen i enkätstudien, medan organisatoriska hinder, som identifierats som hinder i tidigare studier, kommer längre ned på listan bland av enkätstudien identifierade hinder.

En ytterligare utmaning som nämns är att tolka befintliga standarder samt att bristen på officiella standarder längs hela värdekedjan i vissa fall kan begränsa skalbarheten för exempelvis användandet av flexibilitet idag. Ett ytterligare hinder som identifierats är att det finns ett stort utbud av lösningar, både gällande kommunikationslösningar och IT-arkitektur, och det idag hos många elnätsföretag saknas insikt om vad som är best practice. För att öka incitamenten att digitalisera elnäten, och öka utnyttjandet av flexibilitet, behöver dessa incitament också premieras tydligare i intäktsregleringen.

Referenser

- [1] Nordling, Anna. *Sveriges framtida elnät. En delrapport*. Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2016.
<https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvael-sveriges-framtida-elnat.pdf> (Hämtad 2022-09-30).
- [2] Energimyndigheten. Ny prognos: Kraftig ökning av vindkraft, solel och elexport till 2024. *Energimyndigheten*. Senast uppdaterad 2022-03-14.
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2022/ny-prognos-kraftig-okning-av-vindkraft-solel-och-elexport-till-2024/> (Hämtad 2022-09-30).
- [3] Svenska kraftnät. *Systemutvecklingsplan 2022–2031. Vägen mot en dubblad elanvändning*. Sundbyberg: Svenska kraftnät, 2021.
https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf (Hämtad 2022-09-30).
- [4] Damsgaard, Niclas *et al.* *Framtida krav på elnäten*, Elforsk rapport 14:26. Stockholm: Elforsk, 2014.
<https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21176/framtida-krav-pa-elnaten-elforskrappport-14-26.pdf> (Hämtad 2022-09-30).
- [5] Sjöberg, Greger; Wämundson, Mikael och Karlsson, Daniel. *Framtidens nätstation*, Energiforsk rapport 2018:540. Stockholm: Energiforsk (2018).
<https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/25588/framtidens-natstation-energiforskrappport-2018-540.pdf> (Hämtad 2022-09-30).
- [6] Wiesner, Emma; Schumacher, Linda; Bergerlind, Johan och Cameron, David. *Elnätsutmaningen. En rapport till Svenskt Näringsliv*. Stockholm: Sweco (2019).
https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/9gly8p_elnatsutmaningen.pdf_1139044.html/Elntsutmaningen.pdf (Hämtad 2022-09-30).
- [7] ScienceDirect. Smart Grid. *ScienceDirect*. Senast uppdaterad 2022.
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/smart-grid> (Hämtad 2022-09-30).
- [8] NEPP. Digitaliseringen skapar nya möjligheter för energisektorn - en berättelse om en möjlig framtidsbild. *NEPP*. Februari 2019.
https://www.nepp.se/pdf/digitalisering_mojligheter.pdf (Hämtad 2022-09-30).
- [9] Zagerholm, David; Ackeby, Susanne och Wiig, Christopher. *Digitalisering för efterfrågeflexibilitet*, Energiforsk rapport 2021:737. Stockholm. Energiforsk (2021).
<https://energiforsk.se/media/29481/digitalisering-for-efterfrageflexibilitet-energiforskrappport-2021-737.pdf> (Hämtad 2022-09-30).
- [10] Miljödepartementet, Statsrådsberedningen. Nästa generation smarta elmätare kan introduceras i Sverige. *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 2019-01-20.
<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2018/06/nasta-generation-smarta-elmatare-kan-introducera-i-sverige/> (Hämtad 2022-09-30).

[11] Europaparlamentet, Europeiska unionens råd. Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2016/1148 av den 6 juli 2016 om åtgärder för en hög gemensam nivå på säkerhet i nätverks- och informationssystem i hela unionen. *Europeiska unionens officiella tidning*. 2016-07-19. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/ALL/?uri=CELEX:32016L1148> (Hämtad 2022-09-30).

[12] MSBFS 2021:9. *Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om anmälan och identifiering av leverantörer av samhällsviktiga tjänster*. <https://www.msb.se/siteassets/dokument/regler/forfattningar/msbfs-2021-9-anmalan-och-identifiering-av-leverantorer-av-samhallsviktiga-tjanster.pdf> (Hämtad 2022-09-30).

[13] Energimyndigheten. Säkerhet i nätverk och informationssystem (NIS). *Energimyndigheten*. Senast uppdaterad 2021-12-15. <https://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/informationssakerhet/> (Hämtad 2022-09-30).

[14] STEMFS 2021:3. *Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om riskanalys och säkerhetsåtgärder för nätverk och informationssystem inom energisektorn, även känd som NIS-föreskrifter*. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=183788> (Hämtad 2022-09-30).

[15] Energimyndigheten. Förslag till nytt NIS-direktiv - vad händer nu? *Energimyndigheten*. Senast uppdaterad 2022-07-11. <https://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/informationssakerhet/forslag-till-nytt-nis-direktiv--vad-hander-nu/> (Hämtad 2022-09-30).

[16] International Electrotechnical Commission (IEC). TC 57: Power systems management and associated information exchange. *IEC*. https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:714155817117136:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1273,25 (Hämtad 2022-09-30).

[17] iGrid T&D. IEC 61850 Substation Automation. *iGrid T&D*. <https://www.igrid-td.com/solutions/iec61850-substation-automation/> (Hämtad 2022-09-30).

[18] iGrid T&D. IEC 104 — IEC 60870-5-104. *iGrid T&D*. <https://www.igrid-td.com/smartguide/communicationprotocols/iec-60870-5-104/> (Hämtad 2022-09-30).

[19] iGrid T&D. IEC 62351. *iGrid T&D*. <https://www.igrid-td.com/smartguide/cybersecurity/IEC-62351/> (Hämtad 2022-09-30).

[20] IEC Webstore. IEC 61850-7-420:2021. *IEC Webstore*. 2021-10-13. <https://webstore.iec.ch/publication/34384> (Hämtad 2022-09-30).

[21] ISO. ISO/IEC 27001: Information security management. *ISO*. <https://www.iso.org/isoiec-27001-information-security.html> (Hämtad 2022-09-30).

[22] Wallnerström, Carl Johan; Dalheim, Maria och Seratelius, Mihai. *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2018. Statistik och analys av elavbrott*. Ei R2019:05. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen (2019). <https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cacf/1611643039262/Leverans>

s%C3%A4kerhet-i-Sveriges-eln%C3%A4t-2018-Ei-R2019-05.pdf (Hämtad 2022-09-30).

[23] Energimarknadsinspektionen. Nätutvecklingsplaner - vad är det och vad vet Ei just nu? *Energimarknadsinspektionen*. 2021-05-26. <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-05-26-natutvecklingsplaner---vad-ar-det-och-vad-vet-ei-just-nu> (Hämtad 2022-09-30).

[24] Infrastrukturdepartementet. Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem. *Regeringskansliet*. 2022-08-04. <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/08/uppdrag-att-framja-ett-mer-flexibelt-elsystem/> (Hämtad 2022-09-30).

[25] Sustainable Innovation. Nya samverkansmodeller på energimarknaden (#klok_el). *Sustainable Innovation*. https://sustainableinnovation.se/projekt/nya-samverkansmodeller-pa-energimarknaden-klok_el/ (Hämtad 2022-09-30).

[26] Energimyndigheten. Projektinformation. *Energimyndigheten*. <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/projektdatabas/sokresultat/?projectid=24364> (Hämtad 2022-09-30).

[27] Power Circle. *Lokala flexibilitetsmarknader*. Stockholm: Power Circle (2022). <https://powercircle.org/lokala-flexibilitetsmarknader-2022.pdf> (Hämtad 2022-09-30).

[28] Ruwaida, Yvonne; Westman Larsson, Magnus; Ersson, Lisbet och Schumacher, Linda. *Sthlmflex säsong 2*. Sundbyberg: Svenska kraftnät (2022). https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/220708-sthlmflex-rapport-vintern-2021_2022---final-8-juli-2022.pdf?t_id=qWowEhUA1rBRRNtzXdqH-w==&t_uuid=R44kQdcPT7+1xeMj7DWhtw&t_q=regionn%C3%A4t+herrljunga&t_tags=language:sv,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9&t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Media_OfficeDocument/_fd71f2cc-ec79-4824-ae74-e65589ef8f7f&t_hit.pos=136 (Hämtad 2022-09-30).

[29] Power Circle. *Stödtjänster från nya tekniker*. Stockholm: Power Circle (2019). <https://powercircle.org/wp-content/uploads/2020/06/stodtjanster.pdf> (Hämtad 2022-09-30).

DIGIGRID – DIGITALISERADE OCH RESURSEFFEKTIVA ELNÄT

Det är svårt att fastslå var den faktiska elförbrukningen landar i framtiden, men det vi med säkerhet vet är att elektrifieringen medför en markant ökning av elkonsumentens behov. Det ställer nya krav på våra elnät. Digitalisering av elnäten är ett viktigt verktyg för att kunna realisera den potential som finns i redan idag tillgängliga elnätsresurser – och samtidigt effektivisera drift och underhåll av näten, genom t.ex. ökad styrning och automatisering.

Enligt resultaten från den här studien är digitaliseringsåtgärder som minimerar avbrottstider, åtgärder som underlättar för kund, samt åtgärder som underlättar drift- och underhållsarbete prioriterade av elnätsbolagen – och därmed pådrivande för digitaliseringen. Andra drivkrafter framkommer är bättre kännedom om nätet, driftoptimering, långsiktig nätplanering och prediktivt underhåll.

För att företagen ska kunna uppfylla de långsiktiga nyttorna med digitalisering är kompetens, personal, tillgång till bra systemstöd, tid och pengar, de mest kritiska resurserna.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk