

Teknisk analys

## Konsekvensutredning avseende Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2022:XX) om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät

### Allmänt

Denna konsekvensutredning avser Energimarknadsinspektionens (Ei:s) föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2022:XX) om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät.

Föreskrifterna har tagits för att uppfylla artikel 59.1 l i elmarknadsdirektivet<sup>1</sup>. I enlighet med denna artikel ska Ei övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät med utgångspunkt i olika indikatorer. Ei ska också vartannat år, offentliggöra en rapport med rekommendationer inom detta område.

Konsekvensutredningen har tagits fram i enlighet med förordningen (2007:1244) om konsekvensutredning vid regelgivning.

Arbetet med föreskrifterna finns dokumenterat i ett ärende med ärendenummer 2021-100511.

### Bakgrund

Elmarknadsdirektivet ska ha implementerats i nationell lagstiftning 1 januari 2021. I syfte att säkerställa att dessa föreskrifter kan beslutas så snart Ei fått bemyndigande har därför arbetet med föreskrifterna behövt ske parallellt med detta.

Förslaget till föreskrifterna utgår från bestämmelser som ännu inte är beslutade av Riksdagen. I Regeringens proposition 2021/22:153 Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet, föreslås att "*Regeringen eller*

---

<sup>1</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätföretag att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet". Lagändringarna föreslås träda i kraft den 1 juli 2022. Bemyndigande till Ei förväntas ges på förordningsnivå.

Ei har enligt förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen ett övergripande ansvar att arbeta för väl fungerande energimarknader och är nätmyndighet enligt ellagen (1997:857).

Nedan beskrivs det svenska elnätets uppbyggnad, elmarknadsdirektivets skrivningar, vad ett smart elnät är samt den förstudie som legat till grund för de remitterade föreskrifterna (föreskrifterna).

#### Om elnätet

Elnätet transporterar el från elproducenter till hushåll och företag. Elnätet delas in i transmissionsnät (överföringssystem) och distributionsnät (i Sverige även kallat regionnät och lokalnät). Affärsverket Svenska kraftnät förvaltar och driver transmissionsnätet som distribuerar el från stora elproducenter vidare till regionnäten. Regionnäten distribuerar elen vidare till lokalnät och ibland direkt till kunder med stor förbrukning och lokalnäten distribuerar elen till elkunder inom ett visst geografiskt område. Totalt finns cirka 170 nätföretag i Sverige.

Ett nätföretag måste ha tillstånd (koncession) för att bygga och driva starkströmsledningar. Det finns två typer av nätkoncessioner, nätkoncession för linje och nätkoncession för område.

Nätföretag lämnar in uppgifter till Ei utifrån deras redovisningsenhet. En redovisningsenhet är vanligtvis ett nätområde som är geografiskt sammanhängande, men är i vissa fall uppdelat på olika geografiska områden. Redovisningsenheter för lokalnät (REL) avser nät som främst omfattas av nätkoncession för område. Redovisningsenheter för regionnät (RER) avser nät med nätkoncession för linje och som inte tillhör ett lokalnät eller transmissionsnät.

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

nätkoncession för ledning som ingår i ett transmissionsnät. Svenska kraftnät är det transmissionsnätsföretaget i Sverige.

#### **Elmarknadsdirektivet om smarta elnät**

Elmarknadsdirektivet innehåller gemensamma regler för produktion, överföring och leverans av el. Målet är att uppnå en konkurrensutsatt och effektiv europeisk elmarknad som ska leda till bättre priser och en säkrad och tryggad elförsörjning inom EU.

I artikel 59.1 l i elmarknadsdirektivet beskrivs tillsynsmyndigheternas uppgifter och befogenheter. Där framgår bland annat att tillsynsmyndigheten har följande uppgift:

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

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

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

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

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

### Vad är smarta elnät?

Det finns inte en enhetlig definition av begreppet smarta elnät<sup>2</sup> men de flesta definitioner är ändå överensstämmande i att smarta elnät handlar om både ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar för reglering och marknadsdesign. Med smartare tekniska lösningar och affärsmodeller möjliggör smarta elnät att flexibiliteten i elsystemet kan utnyttjas mer och effektivare, både i produktions- och användarledet. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är smarta elnät i vid mening sådana som tillgodoser efterfrågan på ett mer kostnadseffektivt sätt. Ur ett kundperspektiv är den mest framträdande nyttan av dessa tillämpningar att kundens kostnader för el och överföring av el minskar jämfört med en situation utan. De föreskrifter som föreslås är dock inte inriktade på att utvärdera och följa upp resultatet hos systemansvariga i detta avseende. I stället är föreskriften avgränsad till nätföretagens resultat avseende utvecklingen av smarta nät och de effekter detta kan ha på det svenska elnätet i form av parametrar såsom effektivt nätutnyttjande, tillförlitlighet och resiliens samt överföringskapacitet. Konsekvensanalysen belyser kostnadsmässiga och andra konsekvenser för att åstadkomma den utvärdering och uppföljning som krävs.

### Förstudien om indikatorer för smarta elnät

Under 2019–2021 utförde Ei en förstudie<sup>3</sup> där det analyserades vilka indikatorer som kan anses lämpliga för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät i Sverige. I denna förstudie deltog en referensgrupp med representanter från branschen.

I förstudien identifierades tre fokusområden för utvecklingen av smarta elnät vilka baserades på artikel 59 och skäl 83 i elmarknadsdirektivet:

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

---

<sup>2</sup> EU-kommissionens tematiska plattform för energi <https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/smart-grids>, 2020-02-04. Standardiseringsorgan Internationella elektrotekniska kommissionen (IEC) <https://web.archive.org/web/20130602083645/http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-13>, 2020-02-04. Internationella energirådet (IEA) [http://swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/social\\_costs\\_and\\_benefits\\_of\\_smart\\_grid\\_technologies.pdf](http://swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/social_costs_and_benefits_of_smart_grid_technologies.pdf), 2020-02-04. Forum för smarta elnät, länk: <http://swedishsmartgrid.se/varfor-smarta-elnat/>, 2020-02-13

<sup>3</sup> EI R2021:07 Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät

- Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät.

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

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

Traditionellt har den enda möjligheten att lagra elenergi i större skala varit i form av vattenkraft. Den ökade mängden el från förnybar energi innebär att det inte längre i samma utsträckning som förr är möjligt att styra elproduktionen efter den konsumtion som råder. Elen produceras i stället när omständigheterna tillåter, exempelvis när solen lyser eller när vinden blåser. Dessutom förändras kundernas roll där många nu går från att vara traditionella konsumenter till att även producera el själva, så kallade prosumenter. Det innebär stora utmaningar för elsystemet och elnätet då ny och ökad elnätsproblematik uppstår. Elnätet behöver därför nyttja smart elnätsteknik i större utsträckning i syfte att hantera de förändringar som sker i elsystemet.

Arbetet för att nå energi- och klimatmålen medför elektrifiering av transporter och industriella processer som tidigare varit beroende av fossila bränslen. År 2050 kan elanvändningen uppgå till 170–234 TWh per år<sup>4</sup> enligt scenarier som Energimyndigheten tagit fram. Under 2020 uppgick elanvändningen till 134 TWh.<sup>5</sup> Elektrifieringen av transportsektorn innebär en omfattande utbyggnad av laddinfrastruktur för både tunga och lätta fordon. Under 2021 ökade antalet laddbara fordon i trafiken med 64 procent och det finns numera över 300 000 laddbara fordon i Sverige.<sup>6</sup> Ett ökat effektbehov kommer leda till ökade problem med kapacitetsbrist på både lokal-, regional- och nationell nivå samtidigt som det kan leda till ökade spänningsvariationer och medföra behov av effektivare nätutnyttjande. Smarta elnät inkluderar tekniska lösningar som kan förflytta laster i tiden, till exempel smart laddning av elfordon, lastförflyttning av konsumtion

---

<sup>4</sup> Energimyndigheten, ER 2021:6 "Scenarier över Sveriges energisystem 2020", Sverige, 2021.

<sup>5</sup> Ekonomifakta om elanvändning, länk: <https://www.ekonomifakta.se/fakta/energi/energibalans-i-sverige/elanvandning/>, 21-04-21.

<sup>6</sup> Power Circle, länk: [Milstolpen 300 000 laddbara fordon passerades vid årsskiftet \(powercircle.org\)](https://www.powercircle.org/), 22-01-31

från industriella processer eller energilagring. Detta kan bidra till att undvika till exempel flaskhalsar i elnätet samt skapa ett jämnare effektbehov.

#### ***Energieffektivitet – effektivt utnyttjande av elnätet och effektiv drift***

Med energieffektivitet avses i dessa föreskrifter ett effektivt utnyttjande av elnätet. Detta innefattar maximalt utnyttjande av nätets komponenter, effektiv nätutbyggnad, minimering av nätförluster och en effektiv drift av nätet.

Det svenska elsystemet har traditionellt karaktäriserats av en elnätsutbyggnad där nya kunder kunnat anslutas och elnätet kontinuerligt förstärkts för att matcha en trolig utveckling av överföringsbehovet. En utveckling med mer decentraliserad elproduktion, förändrade konsumtionsmönster och en växande elektrifiering av samhället har medfört att nätföretagen i stället i allt högre grad behöver inkludera till exempel flexibilitetsresurser i planeringen av sin verksamhet.

Av Sveriges lokal- och regionnät är cirka 60 procent av nätkomponenterna driftsatta före år 2000.<sup>7</sup> Elnätet genomgick en stor expansion för 40–50 år sedan. Med en ökande ålder på elnätet, i kombination med att mängden decentraliserad elproduktion ökar, ökar även nätförluster och risken för avbrott. Samtidigt finns möjligheten att frigöra kapacitet genom att investera i ny teknik som kan bidra till effektivare utnyttjande av elnätet och samtidigt förverkliga potentialen för efterfrågefleksibilitet. Det kan till exempel handla om att driva ledningar med en dynamisk belastningsbarhet, införa reaktiv effektkompensering eller att kontrollera omformarstationer i realtid. Detta möjliggör att elnätet kan användas mer effektivt utan att äventyra systemstabiliteten. Konsekvensen av att elnätet nyttjas mer effektivt blir att nätförstärkningar kan skjutas in i framtiden och fler elanvändare kan anslutas till det befintliga elnätet. Observera att detta inte går emot principen att bygga elnät med en viss överkapacitet, även om det medför långa ledtider samt en omfattande miljöpåverkan.

Ett av de svenska energi- och klimatmålen är att energianvändningen ska vara 50 procent effektivare 2030 jämfört med 2005.<sup>8</sup> Begreppet energianvändning avser för det svenska elnätet både förbrukning och överföring av elenergi i transmissions- och distributionsnäten. En effektivare energianvändning innebär en minskad energiintensitet<sup>9</sup> och att elektrifieringen av transportsektorn och industrin sker

---

<sup>7</sup> Beräknat utifrån Ei:s kapitalbasdata för lokal- och regionnäts samtliga driftsatta anläggningar per den 31 december 2018.

<sup>8</sup> Energimyndigheten, "Sveriges energi- och klimatmål," 2019.

<sup>9</sup> Definieras som förhållandet mellan total energiförbrukning och bruttonationalprodukten.

enligt energieffektiva principer. Med andra ord ska de effektiviseringar som är motiverade för att nå målet genomföras med hänsyn tagen till de kostnader som åtgärderna innebär. Den energianvändning som sker i överföringen av elenergi i transmissions- och distributionsnäten består av nätförluster.

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

#### **Motståndskraftigt och tillförlitligt elnät**

Dagens samhälle är beroende av el och den generella trenden med ökad elektrifiering gör att vi sannolikt kommer bli ännu mer beroende av el i framtiden.<sup>10</sup> Det beror bland annat på fler elbilar, ett större behov av kylning på sommaren, en ökad mängd värmepumpar och att samhället blir mer högteknologiskt.<sup>11</sup> En väl fungerande elförsörjning är därför väsentlig för samhällets funktion och utveckling.

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

#### **Systemstabilitet**

En viktig aspekt för ett motståndskraftigt elnät är systemstabilitet. Det vill säga elnätets förmåga att stå emot störningar som till exempel kan uppstå vid bortfall av produktion eller last. Systemstabilitet delas upp i frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och vinkelstabilitet. Med en ökad andel variabel elproduktion, genom till exempel sol- och vindkraft, reduceras den stabilitet i systemet som kraftvärme samt vatten- och kärnkraft bidrar med. Förändringen gör att elnätet

---

<sup>10</sup> F. Landegren, J. Johansson och O. Samuelsson, *Quality of supply regulations versus societal priorities regarding electricity outage consequences: Case study in a Swedish context*, International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 26, 2019, länk: <https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2019.100307>, 2020-02-12.

<sup>11</sup> H. Gerard, E. I. R. Puente och D. Six, *Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework*, Utilities Policy, vol. 50, 2018, länk: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.09.011>, 2020-02-12, s. 40-48.

behöver utformas efter de nya förutsättningarna och det finns ett behov av nya eller utvecklade systemtjänster för att upprätthålla systemstabiliteten.<sup>12</sup>

En av utmaningarna med en ökad andel intermittent elproduktion är minskad svängmassa, alltså en minskad mekanisk tröghet i kraftsystemets roterande delar. Svängmassa skapas av synkront anslutna generatorer och turbiner såsom vatten- och kärnkraft. Vindkraft och solkraft är inte anslutna via synkronmaskiner som är direktkopplade till elsystemet och bidrar därför inte till systemets svängmassa utan speciella lösningar. En lägre svängmassa i systemet gör att störningar får ett större genomslag, vilket skapar ett behov av snabbare frekvenssvar. Ett sätt att begränsa störningar till följd av mindre svängmassa är att tillföra så kallad syntetisk svängmassa genom exempelvis vindkraftsmoduler anslutna via effektomriktare eller energilager anslutna via frekvensomriktare.<sup>13</sup>

#### **Leveranskvalitet**

Överföringen av el ska enligt ellagen vara av god kvalitet. Elavbrott medför höga kostnader för samhället. Vissa kunder är känsliga för avbrott oavsett längd (som exempelvis kan kräva dyra omstarter), medan andra är mer känsliga för långa avbrott (som till exempel kan leda till förstörda kylvaror).

Energiomställningen med en högre andel variabel elproduktion och en förändrad elkonsumention kan innebära att leveranskvaliteten påverkas. Leveranskvalitet används i dessa föreskrifter som ett samlingsbegrepp för leveranssäkerhet och spänningskvalitet. Med leveranssäkerhet avses att el överförs till elanvändaren utan avbrott. Elavbrott kan ske av flera olika anledningar, där den vanligaste orsaken är trädpåfall över ledningar.<sup>14</sup> Överbelastning av nätets komponenter är en annan orsak till elavbrott, där skyddsutrustning löser ut som en följd av överbelastning i syfte att skydda komponenterna från att gå sönder. Med en ökad effektefterfrågan på elnätet riskerar överbelastning av elnätets komponenter i framtiden bli allt vanligare, vilket i sin tur kan innebära en ökad risk för avbrott. Spänningskvalitet omfattar andra typer av störningar, såsom variationer i spänning vid en leveranspunkt, alltså alla spänningsstörningar förutom korta och långa avbrott. Variabel elproduktion påverkar spänningskvaliteten i elnätet vilket

---

<sup>12</sup> Energimyndigheten, *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem – Delrapport 1: Framtidens elsystem och Sveriges förutsättningar*, ER 2018:16, 2018, s. 27–28.

<sup>13</sup> Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), *Svängmassa i elsystemet – En underlagsstudie*, IVA, 2016, <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvael-svangmassa-c.pdf>, hämtad 2020-02-12, s. 8.

<sup>14</sup> [Tillsyn avseende leveranssäkerheten i elnäten \(ei.se\)](https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvael-svangmassa-c.pdf)



kan medföra att livslängden hos kundernas anläggningar förkortas eller att industriprocesser stoppas. Det är viktigt att beakta leveranskvaliteten vid bedömningen av ett smart elnät.

Smarta elnätslösningar kan göra elnätet mer motståndskraftigt mot störningar. Ett uppkopplat nät med fler sensorer, smarta elmätare och automatisk styrning möjliggör även för en högre spänningskvalitet. Övervakning, kontroll och automation är en förutsättning för ett motståndskraftigt elnät. Smart elnätsteknik ger även möjligheten att använda diagnostikdata för att bestämma optimal tidpunkt för utbyte av komponenter som antingen nått sin tekniska livslängd eller som kan flyttas någon annanstans i elnätet. Ett sådant utbyte minimerar risken för incidenter relaterat till komponentfel.

En av Ei:s uppgifter är att granska huruvida nätföretagens överföring av el på kort och lång sikt är av god kvalitet. Ei publicerar årligen en rapport om leveranssäkerheten i Sveriges elnät.<sup>15</sup> I rapporten följer Ei bland annat upp det genomsnittliga antalet avbrott (SAIFI)<sup>16</sup> och den genomsnittliga medelavbrottstiden (SAIDI)<sup>17</sup> för elavbrott i Sverige. Frekvensen av och längden på elavbrott finns med i skäl 83 i elmarknadsdirektivet som indikatorer för tillsynsmyndigheten att övervaka.

#### **Cybersäkerhet**

Smarta elnätstekniker kan påverka cybersäkerheten på olika sätt. Det ökande antalet digitalt anslutna apparater som interagerar med kontrollsystem ökar stadigt, vilket ökar risken för potentiella attacktyper genom att skapa nya ingångar till systemet. I energinätverk ingår mer och mer digitala gränssnitt till olika aktörer utanför energisystemets gränser. Å andra sidan så kan smarta elnätstekniker öka motståndskraften genom att bidra med observerbarhet i elnätet samt styrenheter som kan möjliggöra upptäckten av störningar, snabbare återställning och flexiblere drift.<sup>18</sup>

---

<sup>15</sup> Ei R2021:11 Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2020 - Statistik och analys av elavbrott, 2021.

<sup>16</sup> Eng. *System Average Interruption Frequency Index*

<sup>17</sup> Eng. *System Average Interruption Duration Index*

<sup>18</sup> United States Department of Energy, *Smart Grid System Report – 2018 Report to Congress*, U.S.

Department of Energy, 2018, länk:

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

### **Identifiering av indikatorer och kategorisering**

Utifrån de tre nämnda fokusområdena identifierades i förstudien 13 grupper av indikatorer som ansågs lämpliga att samla in samt att sammanställa i syfte att kunna följa upp resultaten hos systemansvariga för överförings- och distributionssystemen med avseende på utvecklingen av smarta elnät och att vartannat år sammanställa en rapport med rekommendationer. Indikatorerna består av en eller flera uppgifter som nätföretagen enligt förstudien bör rapportera in och kategoriseras utifrån tre kategorier: *förutsättning*, *användning* och *prestation*. Kategorin *förutsättning* täcker in de indikatorer som återspeglar den potential som finns i systemet avseende smart elnätsteknik. Kategorin *användning* återger de indikatorer som återspeglar ett utnyttjande av smart elnätsteknik eller användning av traditionell elnätsteknik på ett smart sätt. Kategorin *prestation* återspeglar effekten av smart elnätsteknik på en övergripande nivå och följer upp effekten från utvecklingen av smarta elnät.

Dessa tre kategorier är starkt sammanlänkade och indikatorer inom olika kategorier påverkar varandra. Alla kategorier är därför viktiga för att skapa en helhetsbild av utvecklingen av smarta elnät. Med hjälp av en enskild indikator, eller en enskild kategori av indikatorer, är det svårt att dra några slutsatser om det smarta elnätets utveckling och således krävs indikatorer från alla tre kategorier för att skapa en helhetsbild. De indikatorer som identifierades i förstudien redovisas i Tabell 1 nedan, där respektive kategori är angiven och det efterföljande tecknet indikerar vilken förändring av indikatorn (ökning eller minskning) över tid som är positiv för elnätet. Notera att tabellen innehåller 15 indikatorer, detta då *Antalet laddstolpar* och *Förekomsten av Vehicle to Grid* tillsammans utgör indikatorn *Elektrifiering av transportsektorn*, samt att *Nyttjandegraden av transformatorer – utjämning* och *Nyttjandegraden av transformatorer – kapacitetsutnyttjande* tillsammans utgör indikatorn *Nyttjandegraden av transformatorer*.

Tabell 1 De indikatorer som i förstudien identifierats som lämpliga i syfte att följa utvecklingen av smarta elnät.

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

Många av de rekommenderade indikatorerna är beroende av varandra. Till exempel kan det antas att en låg grad av automation i elnätet föranleder ett större behov av flexibilitet i systemet, eller att en förbättrad spänningskvalitet kan leda till en ökad acceptansgräns för förnybara energikällor i elnätet. Det senare är ett bra exempel på hur en förändring av en indikator i kategorin *prestation* påverkar en indikator i kategorin *förutsättning* och den växelverkan som finns mellan indikatorerna och deras kategorisering. Hur det smarta elnätet presterar avgör således elnätets förutsättningar. Elnätets förutsättningar påverkar i sin tur användningen av smart elnätsteknik och användningen av smart elnätsteknik påverkar vidare hur elnätet presterar.

I Figur 1 nedan ses den samverkansanalys av indikatorerna som genomfördes i förstudien. Där ses hur en förändring i en specifik indikator påverkar förutsättningarna för de övriga indikatorerna. Indikatorerna är markerade med (+) eller (-), där (+) innebär att en ökning av indikatorn visar på att elnätet blivit smartare och (-) innebär att en minskning av indikatorn visar på att elnätet blivit smartare. Till exempel visar minskade nätförluster på att elnätet blivit smartare, även om det innebär att indikatorvärdet minskar. Därför markeras indikatorn för nätförluster med (-). En mer utjämnad belastning visar även den på att elnätet

blivit smartare, vilket innebär en ökad utnyttjningsgrad eller en ökad medellastfaktor, vilka därav är markerade med (+). Symbolen i respektive cell i figuren indikerar om en för elnätet positiv förändring av indikatorn leder till en positiv (+) eller negativ (-) förändring för elnätet med avseende på förutsättningen för övriga indikatorer. Om cellen saknar symbol innebär det att en förändring av indikatorn inte har en direkt påverkan i någon riktning eller enbart en marginell påverkan på förutsättningen för indikatorn. Till exempel ses att ett ökat antal laddstolpar är positivt för elnätet med avseende på förutsättningarna för lokalt installerad produktion, men negativt för elnätet med avseende på förutsättningen för spänningskvalitet och andelen nätförluster.

Figur 1 Illustration över den samverkansanalys som genomfördes i förstudien.

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

Förstudien har visat att det inte finns någon av de föreslagna indikatorerna som inte har en helt unik samverkan med de andra indikatorerna. Varje indikator har en unik förmåga att fånga upp en särskild företeelse i elnätet, vilket belyser vikten av att ta hänsyn till ett antal indikatorer då utvecklingen av smarta elnät ska analyseras.

### **Föreslagna indikatorer**

Nedan redovisas de indikatorer som förstudien identifierat som lämpliga för att efterleva elmarknadsdirektivet artikel 59.1 l, men som inte samlas in eller sammanställs av Ei idag. Några av indikatorerna har i arbetet med föreskrifterna getts nya namn, dessa anges i parentes efter det ursprungliga namnet. En indikator består av en eller flera uppgifter som redovisas av nätföretagen eller inhämtas från annan källa.

#### ***Transformatorstationernas automationsgrad (Automationsgrad av elnätets stationer)***

I elmarknadsdirektivet, skäl 83, föreslås att utvecklingen av smarta elnät ska följas upp genom en indikator som bedömer utvecklingen av fjärrövervakning och realtidskontroller av omformarstationer. Denna indikator ämnar göra det. Utifrån ett tekniskt perspektiv handlar smarta elnätstekniker ofta om att nyttja IT- och kommunikationsteknik samt avancerad mätning, övervakning och styrning. Transformatorstationer är viktiga knutpunkter då de utgör gränspunkter för de olika spänningsnivåerna i elnätet. Med ett i framtiden ökat elenergibehov kommer ökade krav på drift av elnäten vad gäller transformering av el. Automation är en förutsättning för en snabbare respons från elnätet, lägre överföringsförluster och kortare avbrott för kunderna. Detta gäller inte enbart transformatorstationerna. En högre automationsgrad i elnätets samtliga stationer kan innebära ett effektivare nätutnyttjande och minskade samt kortade avbrott. Automationsgraden i elnätets stationer är därför relevant vid en utvärdering av utvecklingen av smarta elnät. Automationsgraden i elnätets stationer betraktas utifrån en tregradig skala med mätning, styrning och fullskalig självreglering med avseende på ström och spänning. Indikatorn följer upp fokusområdena energieffektivitet och motståndskraftigt och tillförlitligt elnät. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar en smartare användning av elnätet. Indikatorn motsvarar den i förstudien identifierade indikatorn *Transformatorstationernas automationsgrad*.

#### ***Användningen av dynamisk belastningsbarhet***

Traditionella distributionssystem har varit företrädesvis passiva med centralt placerad generering, vars energi flödar från transmissionsnätet ner till lägre spänningsnivåer. Med tillskottet av distribuerad produktion på alla spänningsnivåer uppstår ett behov hos nätföretaget att aktivt hantera flödena i elnätet, något som transmissionsnätsföretaget gör redan idag. I elmarknadsdirektivet, skäl 83, nämns dynamisk belastningsbarhet som en av de tekniker som kan ligga till grund för utvärderingen av utvecklingen för smarta elnät. Dynamisk belastningsbarhet innebär att man på ett effektivare sätt utnyttjar en lednings kapacitet genom att kontinuerligt bedöma ledningens

överföringskapacitet genom att till exempel ta hänsyn till parametrar såsom vindhastighet och temperatur. Tekniken främjar ett bättre nyttjande av dagens och framtidens elnät. Indikatorn följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar en smartare användning av elnätet.

#### ***Spänningskvalitetsindikatorer (Spänningskvalitet)***

Energiomställningen innebär mer omfattande utmaningar för spänningskvaliteten i elnäten. Detta beror bland annat på integrationen av förnybara energikällor som innebär mer varierande inmatning på elnätet samt att produktionsenheterna är kraftelektronikanslutna. Den varierande inmatningen ställer högre krav på flexibilitet i elnätet, exempelvis genom efterfrågefleksibilitet. Vidare kommer även elektrifieringen av bland annat fordonsflottan och den svenska industrin medföra en ökad effektefterfrågan med nya förbrukningsmönster, vilket även det kommer bidra till nya utmaningar gällande spänningskvalitet. Därför är det av vikt att bevaka och följa utvecklingen av nätstyrkan, det vill säga elnätets förmåga att motstå spänningsförändringar vid variation i konsumtion och produktion av elektrisk energi. Indikatorn följer upp fokusområdet energiomställning samt motståndskraftigt och tillförlitligt elnät. Ett minskat värde på indikatorn över tid indikerar ett positivt resultat avseende ett smartare elnät.

#### ***Användningen av flexibilitetstjänster***

Flexibilitetstjänster har utmålats som en möjlig problemlösare för flera av elnätets växande problemområden. Flexibilitetstjänster kan bland annat bidra till att lösa elnätsproblem såsom frekvenshållning, effekt- och kapacitetsbrist samt bidra till minskade nätförluster för nätföretagen. Användandet av flexibilitet är därför en central del i utvecklingen för smarta elnät och det kan antas att flexibilitetstjänster är ett område inom vilket nätföretagens intressen och investeringar i framtiden kommer öka. Indikatorn följer upp fokusområdena energieffektivitet och energiomställningen. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar en smartare användning av elnätet.

#### ***Elektrifiering av transportsektorn***

I framtiden förväntas transportsektorn till stor del elektrifieras för att möta de utmålade klimatmålen. Detta kommer föranleda ett ökat behov av laddinfrastruktur, med ett ökat effektuttag och kapacitetsbehov som följd. Det kommer leda till ökade krav på distribution av el, varför smarta lösningar kommer krävas för att reducera de negativa effekter som kan uppstå i form av kapacitetsbrist, frekvenshållning och spänningskvalitet.

För smarta elnät bidrar elektrifieringen av transportsektorn även med möjligheter i form av last som skulle kunna styras för att till exempel uppnå en jämnare belastning på nätet eller avhjälpa kapacitetsbrister. Laddningen av elfordon kan ske antingen i form av traditionell laddning utan hänsyn till elnätet, smart laddning där laddningen tar hänsyn till tillgänglig kapacitet eller elpris eller som Vehicle to Grid (V2G) där elfordonet kan användas som ett energilager och vid behov mata in el på elnätet. Ei har i sin förstudie bedömt att förekomsten av V2G är något som nätföretagen sannolikt känner till. Ei har därför i förstudien ansett det lämpligt att följa upp indikatorn *Elektrifiering av transportsektorn*. Indikatorn följer upp fokusområdena energiomställning samt energieffektivitet. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar bättre förutsättningar för ett smartare elnät.

#### **Total kapacitet av anslutet energilager**

Det svenska elnätet präglas idag av kapacitetsbrist. Med en i framtiden ökad effektefterfrågan riskerar överföringsproblem som redan idag finns på både lokal-, region- och transmissionsnätetsnivå, att växa och nya flaskhalsar riskerar att uppstå. Av den anledningen är det viktigt att elektrisk energi kan lagras och sedan tillföras efter behov. Ei anser det därför lämpligt att ta med en indikator som mäter utvecklingen för den totala kapaciteten av anslutet energilager. Enligt regeringens förslag till Lag om ändring i ellagen (1997:857)<sup>19</sup> ska ett nätföretag enligt 3 kap. 39 § inte få äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringensanläggning. Dock ska regeringen enligt 3 kap. 40 § ges möjlighet att meddela föreskrifter om att nätmyndigheten får bevilja dispens i enskilda fall från förbudet i 39 §. Sådana undantag ska till exempel kunna ges i de fall att energilagringensanläggningen är en helt integrerad nätkomponent. Detta under förutsättning att ingen annan aktör medgetts rätt att äga, utveckla, förvalta eller driva sådan anläggning eller att ingen aktör kan tillhandahålla tjänsten till en rimlig kostnad och i rätt tid, samt att energilagringensanläggningen ska vara nödvändig för att nätföretaget ska kunna fullgöra sina skyldigheter enligt elmarknadsdirektivet när det gäller en effektiv, tillförlitlig och säker drift av elnätet, och anläggningarna får inte användas för att köpa eller sälja el på elmarknaderna. Indikatorerna följer upp fokusområdena energiomställning samt energieffektivitet. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar bättre förutsättningar för ett smartare elnät.

#### **Nyttjandegraden av transformatorer**

Till skillnad från lokal- och regionnätetsföretagen rapporterar Svenska kraftnät inte in indikatorn *utnyttjningsgrad* till Ei. Ei bedömer att det är relevant att ha en

---

<sup>19</sup> Prop. 2021/22:153.

likvärdig indikator även på transmissionsnätets nivå för att kunna bedöma hur jämn belastningen på denna elnätets nivå är över tid. Smart elnätsteknik kan användas för att jämna ut belastningen, men kan även användas för att utöka kapacitetsutnyttjandet när så är lämpligt. Ei ser det därför som relevant att följa kapacitetsutnyttjandet av transmissionsnätets transformatorer. Indikatorerna följer upp samtliga fokusområden för smarta elnät. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar ett positivt resultat avseende ett smartare elnät.

#### **Acceptansgräns för förnybara energikällor**

En ökad andel förnybara och variabla energikällor föranleder behovet av flexibilitet i nätet, men det leder även till utmaningar vad gäller spänningskvaliteten i elnätet. Det är därför viktigt att undersöka hur möjligheten för integrering av förnybara energikällor ser ut i elnätet. Indikatorn anger hur mycket kapacitet från förnybara energikällor som kan anslutas till elnätet och följer upp fokusområdena energiomställning och energieffektivitet. Denna indikator kommer att beräknas utifrån två andra indikatorer, *spänningskvalitet* och indikatorn *andelen nätförluster*. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar ett positivt resultat avseende ett smartare elnät.

### **Problem- och målformulering**

Elmarknadsdirektivet artikel 59.1 l fastställer att tillsynsmyndigheten ska ha följande uppgifter:

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

För att Ei ska kunna fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 l i elmarknadsdirektivet krävs det att Ei har tillgång till lämpliga indikatorer och att dessa redovisas regelbundet. Redan idag redovisar nätföretagen en rad uppgifter till Ei, men i den förstudie som genomförts har insamling av ytterligare indikatorer rekommenderats.

Ei har utrett vilken kombination av indikatorer som får anses nödvändiga och i detalj bedömt konsekvenserna av det förslag till föreskrifter som rekommenderas.



## Sammanställning av undersökta alternativ

I Tabell 2 nedan redovisas en sammanställning av de undersökta alternativen och de indikatorer som övervägts vid utformningen av föreskrifterna. I avsnittet "Hur indikatorerna ska användas" förklaras hur indikatorerna ska användas för att sammanställa den nationella rapport med rekommendationer som ska offentliggöras vartannat år enligt artikel 59.1 l. I avsnittet "Nollalternativet – idag insamlade indikatorer" beskrivs hur direktivet efterlevs i det fall att inga ytterligare indikatorer skulle samlas in. I avsnittet "Alternativa lösningar med indikatorer utöver vad som samlas in idag" beskrivs de undersökta alternativ till utformning av föreskrifter som bedömts otillräckliga. I avsnittet "Beskrivning av förslaget" beskrivs det alternativ till föreskrifter som Ei rekommenderar. Detta är även det förslag vars konsekvenser sedan i detalj beskrivs.

Tabell 2. Undersökta alternativ till föreskrifter och ingående indikatorer.

Indikator	Noll-alternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Föreslagna föreskrifter
Automationsgrad av elnätets stationer	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår	Ingår
Användningen av dynamisk belastningsbarhet	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår	Ingår
Spänningskvalitet	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår
Användning av Flexibilitetstjänster	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår
Elektrifiering av transportsektorn	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår ej
Total kapacitet av anslutet energilager	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår
Nyttjandegraden av transformatorer	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår	Ingår
Nättariffer	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår
Icke-levererad energi från lokala energikällor	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej
Indikatorer för digital utveckling (IT-system och cybersäkerhet)	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej
Indikator för att följa utvecklingen av gränssnitt mellan lokal-, region- och transmissionsnät	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej
Kunder som har avtal med aggregator	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej
Utnyttjningsgrad systemnivå	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej
Indikator för resiliens	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej
Kvaliteten i prognosen för distribuerad produktion och konsumtion	Ingår ej	Ingår ej	Ingår ej	Ingår	Ingår ej

### Hur indikatorerna ska användas

Syftet med insamlingen av indikatorer är att utvärdera och följa resultaten hos systemansvariga för överförings- och distributionssystemen med avseende på utvecklingen av smarta elnät samt att vartannat år offentliggöra en nationell rapport med rekommendationer. Varje elnät är unikt och har olika förutsättningar

och behov av smart elnätsteknik. Utvecklingen av smarta elnät ska inte vara ett självändamål, utan syftet ska vara att säkerställa ett motståndskraftigt och flexibelt nät som främjar energieffektivitet och integreringen av energi från förnybara energikällor. Vilka rekommendationer som ska lämnas kommer således variera för de olika nätföretagen och även med tiden.

De slutsatser och rekommendationer som kommer att lämnas behöver utgå från ett antal indikatorer. Till exempel kan ett elnät ha många laddstolpar installerade samtidigt som nätföretaget redovisar en stor andel förnybar elproduktion och en relativt hög automationsgrad av elnätets stationer. Utan att sätta detta i relation till andra indikatorer som spänningskvalitet eller leveranssäkerhet går det inte att bedöma om denna automationsgrad bör anses tillräcklig eller inte. För ett nätföretag kan automationsgraden vara tillräcklig, medan den för ett annat nätföretag bör anses otillräcklig. Detta beror också på andra opåverkbara faktorer såsom antal anslutna elanvändare, förbrukningsmönster hos dessa och elnätets topografi. På samma sätt behöver inte en hög grad av flexibilitetstjänster eller tidsdifferentierade nättariffer per automatik innebära till exempel en god medellastfaktor eller hög utnyttjningsgrad. Rekommendationerna kommer alltså att baseras på de förutsättningar som kan finnas inom olika elnät och bero av ett komplext samband mellan många mer eller mindre påverkbara faktorer.

### Nollalternativet – idag insamlade indikatorer

Alla medlemsstater i EU ska implementera elmarknadsdirektivet som trädde i kraft i januari 2020. Implementeringen i nationell lagstiftning ska ha skett senast den 1 januari 2021. Sverige har ännu inte genomfört implementering av artikel 59.1 1 och det är därför av vikt att införlivandet av artikeln sker snarast möjligt. Nollalternativet är att inte meddela nya föreskrifter om en utökad insamling av indikatorer och att fortsätta samla in de indikatorer som Ei redan samlar in idag. De indikatorer som rekommenderas i förstudien för att övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät och som samlas in idag är *Leveranssäkerhetsindikatorer*, *Andelen nätförluster*, *Medellastfaktorn*, *Utnyttjningsgrad* samt *Lokalt installerad produktion*.

Indikatorn *Leveranssäkerhetsindikatorer* sammanställs utifrån data i den så kallade avbrottsrapporteringen<sup>20</sup>, där nätföretagen rapporterar antal och längd på

---

<sup>20</sup> Reglerad enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leveranssäkerheten i elnäten (EIFS 2015:4).

elavbrott. Exempel på dessa indikatorer är genomsnittligt antal långa avbrott per kund och år (SAIFI), genomsnittlig avbrottstid för årets alla långa avbrott per kund och år (SAIDI) och effektviktad medelavbrottstid (AIT). Ett ökat värde på indikatorn *Leveranssäkerhetsindikatorer* över tid indikerar en positiv förändring för elsystemet. Utifrån den särskilda rapporten – teknisk data<sup>21</sup>, kan indikatorerna *Andelen nätförluster*, *Medellastfaktorn* och *Utnyttjningsgrad* hämtas eller sammanställas. *Andelen nätförluster* beräknas som nätföretagets nätförluster normerat med inmatad energi där ett minskat värde på indikatorn över tid indikerar en positiv förändring för elsystemet. *Medellastfaktorn* anger hur jämnt fördelad lasten i genomsnitt är mot överliggande nät per dygn över året, där ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar en positiv förändring för elsystemet. *Utnyttjningsgraden* anger kvoten mellan årsmedeleffekten och belastningen under de fyra högst belastade timmarna för året, där ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar en positiv förändring för elsystemet. Indikatorn *Lokalt installerad produktion* utgörs av inmatad energi uppdelat på olika produktionsanläggningars storlek samt antal och sammanställs utifrån data från både avbrottsrapporteringen och den särskilda rapporten. Ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar en positiv förändring för elsystemet.

Enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet ska resultaten hos systemansvariga för överförings- och distributionssystemen övervakas och utvärderas i förhållande till utvecklingen av ett smart nät som främjar energieffektivitet och integrering av energi från förnybara energikällor utifrån en begränsad uppsättning indikatorer. Enligt den förstudie som genomförts med rekommendationer om vilka indikatorer som anses nödvändiga har de indikatorer som finns tillgängliga idag bedömts otillräckliga för att uppfylla kraven enligt direktivet. Den samverkansanalys som presenterats i förstudien, se Figur 1, visar att en för elnätet positiv förändring i en idag tillgänglig indikatorer kan medföra en för elnätet negativ förändring av en annan, idag ej inrapporterad, indikator. Det innebär att en utvärdering av det smarta elnätets utveckling utifrån enbart de idag tillgängliga indikatorerna enligt Ei inte är tillräcklig för att uppfylla direktivets krav. Fyra av de idag insamlade indikatorerna återfinns i kategorin *prestation* och en i kategorin *förutsättning* medan ingen indikator återfinns i kategorin *användning*. Även om *Andelen nätförluster*, *Medellastfaktorn* och *Utnyttjningsgrad* till viss grad kan användas för att bedöma energieffektiviteten i det smarta elnätet kan dessa inte ensamt användas för att lämna rekommendationer i det avseendet, då de inte säger något om den typ av

---

<sup>21</sup> Reglerad enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om redovisning av nätverksamhet (EIFS 2012:4).

teknik som tillämpas eller på vilken nivå i elnätet. Inte heller indikerar de förutsättningarna för en ökad energieffektivitet i nätet. Vad gäller integrering av energi från förnybara källor kan indikatorn *Lokalt installerad produktion* till viss del användas, men inte heller denna ger en tillräcklig bild av läget. Indikatorn visar hur mycket energi som matats in och hur många abonnemang för produktion som finns, men säger inget om förutsättningarna i nätet för ytterligare inmatning av energi från förnybara energikällor eller vilka effekter en ökad andel förnybar energi kan ha på elnätet. Vidare kommer analysen och de rekommendationer som ska lämnas utifrån dessa idag tillgängliga indikatorer därför inte kunna säga något om i vilken omfattning smart elnätsteknik nyttjas eller om användningen av traditionell elnätsteknik på ett smart sätt, samt att analysen av potentialen i systemet angående elnätsteknik riskerar bli otillräcklig.

Även skäl 51 i elmarknadsdirektivet stödjer att de indikatorer som samlas in idag inte är tillräckliga, då skäl 51 anger att medlemsstaterna bör uppmuntra att smarta elnät byggs på ett sådant sätt som leder till decentraliserad produktion och energieffektivitet. Det är Ei:s bedömning att de rekommendationer som ska lämnas genom en nationell rapport vartannat år därför inte kan lämnas utan tillgång till ytterligare indikatorer. Enligt skäl 83 i elmarknadsdirektivet ska tillsynsmyndigheten även säkerställa att elnäten blir mer motståndskraftiga och flexibla. Indikatorn *Leveranssäkerhetsindikatorer* kan till viss del nyttjas för att bedöma hur väl nätet presterar vad gäller motståndskraft, men säger inget om de förutsättning som finns eller vilken teknik som används idag. Ingen av de indikatorer som nämnts kan heller indikera något om flexibiliteten i elnätet. Vidare anges även i skäl 83 exempel på lämpliga indikatorer i syfte att uppfylla skälet. Utöver minskade nätförluster och frekvens av och längden på strömavbrott, vilka båda täcks in av indikatorerna *Nätförluster* och *Leveranssäkerhetsindikatorer*, nämns att driva ledningar genom dynamisk rankning samt utveckling av fjärrövervakning och realtidskontroller av omformarstationer. Indikatorer som idag inte kan utvärderas utan att ytterligare uppgifter begärs in från nätföretagen.

Ei bedömer att de indikatorer som redan idag finns tillgängliga inte är tillräckliga i syfte att övervaka och utvärdera systemansvariga för överförings- och distributionssystemen med avseende på utvecklingen av smarta elnät. Utvecklingen av smarta elnät är komplex och beror av många olika faktorer som inte enbart täcks in av de idag tillgängliga indikatorerna. Dessa indikatorer bidrar inte heller till möjligheten att bedöma elnätets komponenters förmåga att samarbeta, genom kommunikation dessa emellan eller genom att ta hänsyn till externa faktorer såsom efterfrågan, temperatur, fel i anläggningar eller andra

anläggningars funktion. De indikatorer som finns tillgängliga idag bedöms därför inte ge en tillräckligt god bild av utvecklingen av smarta elnät för att kravet i direktivets artikel 59.1 l ska kunna anses uppfyllt.

Ei ska enligt artikel 59.1 l vartannat år även offentliggöra en nationell rapport, med rekommendationer kopplade till smarta elnät. Att inte utöka insamlingen av indikatorer skulle innebära att relevanta rekommendationer inte kan lämnas. Det skulle innebära att Ei inte kan uppfylla sitt uppdrag enligt artikel 59.1 l i elmarknadsdirektivet.

### Alternativa lösningar - förslag som Ei valt att inte gå vidare med

I den förstudie som genomfördes identifierades 13 indikatorer som lämpliga för utvärdering av utvecklingen av smarta elnät, varav fem indikatorer redan idag samlas in eller sammanställs av Ei. Ei har i arbetet med föreskrifterna undersökt vilka av dessa indikatorer som är nödvändiga, samt om de är tillräckliga, i syfte att uppfylla elmarknadsdirektivets artikel 59.1 l.

I arbetet att ta fram förslag till föreskrifter har Ei övervägt och förkastat tre alternativa utformningar. Dessa redogörs för nedan. Vid utformning och bedömning av alternativen har i första skedet efterlevnad av elmarknadsdirektivets artikel 51.1 tagits i beaktning, i det senare skedet har kostnaderna beaktats. I arbetet med föreskrifterna har en referensgrupp ombetts att lämna kostnadsuppskattningar av inrapportering av indikatorerna. Från referensgruppens svar har det inte framgått någon indikator som entydigt är kostnadsdrivande och således borde exkluderas av den anledningen. De kostnadsuppgifter som lämnats redovisas för under avsnittet Ekonomiska konsekvenser där kostnaderna även omräknats till kostnader för elanvändarna.

#### Alternativ lösning 1

Ett alternativ som Ei har undersökt är att komplettera de indikatorer som samlas in eller sammanställs av Ei idag med att föreskriva om inrapportering av de ytterligare två indikatorer som nämns i elmarknadsdirektivets skäl 83. Detta innefattar indikatorer gällande nätföretagens förmåga att driva ledningar enligt en dynamisk rankning av ledningar samt utvecklingen av fjärrövervakning och realtidskontroller av omformarstationer. Ei har valt att benämna dessa indikatorer *Användningen av dynamisk belastningsbarhet* respektive *Automationsgrad av elnätets stationer*. Jämfört med nollalternativet skulle detta innebära att större kunskap kan fås om utnyttjandet av smart elnätsteknik eller användning av traditionell

elnätsteknik på ett smart sätt och att utvecklingen av smarta elnät bättre kan bedömas i detta avseende. Som argumenterats för i nollalternativet är dock sammansättningen av elnätet komplex och det finns många ytterligare faktorer att ta hänsyn till, speciellt då det gäller utvecklingen av smarta elnät. Genom alternativ 1 riskerar viktiga trender i det smarta elnätets utveckling gå förlorad.

Som tidigare nämnts anger artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet att resultaten hos systemansvariga för överförings- och distributionssystemen med avseende på utvecklingen av smarta elnät som främjar energieffektivitet och integrering av energi från förnybara energikällor bör övervakas och utvärderas. Skäl 51 anger även att medlemsstaterna bör uppmuntra en modernisering av distributionsnäten, till exempelvis genom införande av smarta elnät och att dessa bör vara uppbyggda på ett sätt som uppmuntrar decentraliserad produktion och energieffektivitet. Det är därför viktigt att även närmre kunna analysera hur möjligheten för integrering av förnybara energikällor ser ut i elnätet och inte enbart var produktionen idag sker. De i detta alternativ föreslagna indikatorer bidrar inte till att beskriva förutsättningarna och potentialen för anslutning av förnybara energikällor. En ökad andel förnybara och variabla energikällor kommer dessutom leda till utmaningar vad gäller spänningskvaliteten i elnätet. Därför kommer elnätets förmåga att motstå spänningsförändringar vid variation i konsumtion och produktion av elektrisk energi, den så kallade nätstyrkan, vara viktig i framtidens elnät. Ingen av de i alternativet föreslagna indikatorerna följer upp nätstyrkan och elnätets förmåga att motstå spänningsvariationer. Ett sätt att möjliggöra ytterligare inmatning av förnybara energikällor och reducera de negativa konsekvenser som kan uppstå för elnätet är genom energilagring samt flexibel användning, såsom flexibilitetstjänster eller genom tidsdifferentierade nättariffer. Efterfrågefleksibilitet ses av många som en viktig lösning för flera av problemen i dagens elnät och kan bidra med frekvenshållning samt att avhjälpa kapacitetsbrist och effektbrist. Efterfrågefleksibilitet har även potential att bidra till minskade nätförluster.

När det gäller energieffektivitet kan flera av de indikatorer som samlas in eller sammanställs redan idag nyttjas för att bedöma hur effektivt näten nyttjas på lokal- och regionnätetsnivå. Dock saknas indikatorer som beskriver utnyttjningsgraden av transmissionsnätet, varför även detta bör följas upp i närmre detalj.

Syftet med insamling av indikatorerna är att efterleva kravet i artikel 59.1 om att övervaka och utvärdera resultatet i förhållande till utvecklingen av ett smart elnät utifrån en begränsad uppsättning indikatorer och vartannat år sammanställa en rapport med rekommendationer. Ei anser att detta alternativ inte är tillräckligt

omfattande för att efterleva det kravet. För att rekommendationer ska kunna lämnas genom rapporten är det dessutom nödvändigt att ytterligare indikatorer finns tillgängliga vid analys av det smarta elnätets utveckling. Alternativ lösning 1 är således inte ett alternativ till föreskrifterna.

### Alternativ lösning 2

Ei har även bedömt möjligheten att föreskriva om inrapportering av indikatorer enligt den rekommendation som lämnades i förstudien till föreskrifterna. Detta skulle utöver de indikatorer som samlas in eller sammanställs idag medföra att nätföretagen skulle föreskrivas att rapportera in indikatorerna *Användningen av dynamisk belastningsbarhet, Automationsgrad av elnätets stationer, Spänningskvalitet, Användningen av flexibilitetstjänster, Elektrifiering av transportsektorn, Total kapacitet av anslutet energilager och Nyttjandegraden av transformatorer*. Vidare skulle då indikatorn *Acceptansgräns för förnybara energikällor* kunna beräknas. Detta vore ett mer lämpligt alternativ än alternativ lösning 1 då det i större utsträckning skulle säkerställa efterlevnaden av elmarknadsdirektivets artikel 59.1 l samt skäl 51 och 83. Genom detta förslag skulle utvecklingen av smarta elnät som främjar både energieffektivitet och integreringen av energi från förnybara energikällor kunna analyseras på ett bättre sätt än i alternativ lösning 1, då det i högre grad täcker in de fenomen och parametrar som tidigare argumenterats för. På så vis skulle en bättre analys av utvecklingen av smarta elnät kunna genomföras och rekommendationer lämnas i den nationella rapport som ska offentliggöras vartannat år.

Genom denna utökade insamling av indikatorer kan förutsättningarna och potentialen för anslutning av förnybara källor analyseras, bland annat tack vare ökad information om nätstyrkan och elnätets förmåga att motstå spänningsvariationer. Vidare kommer en större kunskap om kapaciteten för energilager samt flexibilitet i nätet skapas, vilket både underlättar en integrering av förnybara energikällor och kan medföra andra positiva konsekvenser. Genom de föreslagna indikatorerna skapas även en större kunskap om hur effektivt transmissionsnätet nyttjas och således skapas en bättre bild av energieffektiviteten i hela det svenska elnätet. Alternativet skulle innebära att Ei får större kunskap om de parametrar i elnätet som möjliggör decentraliserad produktion och energieffektivitet och på så vis till hög grad efterleva skäl 51. På så vis kan rekommendationer som driver denna utveckling lämnas. Vidare täcker förslaget, liksom alternativ lösning 1, även in de indikatorer som föreslås i skäl 83.

I både förstudien och i arbetet med denna föreslagna föreskrift har dock vid flertalet tillfällen påpekats att nätföretagen inte har kännedom om sådana uppgifter som avsetts med indikatorn *Elektrifiering av transportsektorn*. Antalet laddpunkter har sedan tidigare bedömts kunna inhämtas från externa källor, såsom Energimyndigheten, och behöver därför inte föreskrivas om. I förstudien har det föreslagits att förekomsten av V2G ska rapporteras in av nätföretagen. Den referensgrupp som ingått i arbetet med föreskrifterna har påtalat att nätföretagen inte har någon kännedom om detta. Det finns idag inga skyldigheter för en elleverantör att, vid ingående av avtal om inmatning av energi mellan en kund och elleverantör, till nätföretaget redovisa för källan av den inmatade energin. Ei bedömer därför att nätföretagen inte kan förväntas ha dokumenterad information om detta och att inrapporteringen av denna indikator av denna anledning blir godtycklig. Det anses därför olämpligt att föreskriva nätföretagen en inrapporteringsskyldighet ur denna synpunkt. Vidare kan det argumenteras att den analys som skulle genomföras baserad på inrapporterade uppgifter skulle sakna värde till följd av den godtyckliga karaktären av denna data.

I den förstudie som genomfördes inför arbetet med denna föreskrift analyserades inte potentialen eller nyttan med en eventuell indikator rörande nättariffer. Detta avgränsades från förstudien då det parallellt med förstudien pågick ett föreskriftsarbete om utformningen av tariffer för effektivt nätutnyttjande<sup>22</sup>. Tidsdifferentierade nättariffer kan komma att ha en viktig roll i främjandet av effektivt nätutnyttjande i framtiden genom att skapa incitament till elanvändare att vara flexibel i sin elförbrukning. Tidsdifferentierade nättariffer kan bidra till att elnätskunderna förskjuter eller minskar sin elförbrukning från tidpunkter då belastningen på elnätet är hög till tidpunkter då belastningen är lägre. På så vis kan en jämnare belastning på elnätet uppstå och problem såsom effekt och kapacitetsbrist reduceras. Att inte samla in denna indikator bedöms innebära att ett viktigt utvecklingsområde inom smarta elnät går obevakat och av denna anledning anser Ei att det även bör föreskrivas om inrapportering av denna indikator.

Ei bedömer således att alternativ lösning 2 inte är tillräcklig för att efterleva elmarknadsdirektivets artikel 59.1 l.

---

<sup>22</sup> [Tariffutformning för ett effektivt utnyttjande av elnätet - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#)



### Alternativ lösning 3

I förstudien till föreskriftsarbetet nämns ytterligare sju indikatorer som hittills inte tagits upp i denna konsekvensutredning då de i förstudien inte bedömts relevanta att införa i nuläget. Anledningen är att fenomenen som indikatorerna beskriver inte förekommer idag eller att indikatorn bedöms innebära en alltför omfattande insats för inrapportering. Dessa indikatorer har i stället bedömts som lämpliga för framtida utredningar och utgörs av *Icke-levererad energi från lokala energikällor*, *Indikatorer för digital utveckling (IT-system och cybersäkerhet)*, *Indikator för att följa utvecklingen av gränssnitt mellan lokal-, region- och transmissionsnät*, *Kunder som har avtal med aggregator*, *Utnyttjningsgrad systemnivå*, *Indikator för resiliens* samt *Kvaliteten i prognosen för distribuerad produktion och konsumtion*. En alternativ lösning till föreskrifterna hade således varit att utöka dessa föreskrifter med inrapporteringsskyldighet av dessa ytterligare sju indikatorer. Att införa dessa indikatorer idag hade dock inte fyllt något syfte utan i stället medfört ytterligare betungande uppgifter för nätföretagen i form av inrapportering av fler indikatorer än vad som anses nödvändigt i syfte att uppfylla kravet i elmarknadsdirektivets artikel 59.1 l. Detta skulle medföra att artikel 59.1 l inte uppfylls på ett kostnadseffektivt sätt. Ei anser därför att alternativ lösning 3 inte är ett lämpligt alternativ.

### Beskrivning av föreslagna föreskrifter

Efter noga övervägning har Ei funnit att inrapporteringsskyldighet av sju nya indikatorer behövs för att myndigheten ska kunna efterleva sina skyldigheter enligt elmarknadsdirektivet artikel 59.1 l. De föreslagna föreskrifterna innebär inrapportering av totalt 42 uppgifter för lokalnätsföretagen, 43 uppgifter för regionnätsföretagen samt 47 uppgifter för transmissionsnätsföretaget. Förslaget beskrivs mer i detalj i följande avsnitt.

#### Indikatorer som beskriver utvecklingen av det smarta elnätet

För att myndigheten ska kunna efterleva elmarknadsdirektivet artikel 59.1 l behöver en skyldighet för nätföretagen att inrapportera sju nya indikatorer föreskrivas. Ei bedömer att de idag tillgängliga indikatorer som nämnts i denna konsekvensutredning, i kombination med de nya föreslagna indikatorerna, vore tillräckliga för att efterleva myndighetens ansvar med avseende på artikel 59.1 l. Ett indikatorvärde för ett enskilt år kan inte ensamt användas för att bedöma utvecklingen av smarta elnät. I stället krävs en kombination av de utvalda indikatorerna och att dessa indikatorer kan följas över tid för att på ett tillräckligt sätt kunna övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät. Indikatorerna har

ofta ett ömsesidigt beroende av varandra och samvarierar i viss mån. Ei har funnit föreskrifterna som det mest ändamålsenliga förslaget i syfte att efterleva elmarknadsdirektivets artikel 59.1 l.

Ei har kommit fram till att följande indikatorer tillsammans beskriver utvecklingen av det smarta elnätet:

- Leveranssäkerhetsindikatorer (samlas in av Ei idag)
- Andelen nätförluster (samlas in av Ei idag)
- Medellastfaktor (samlas in av Ei idag)
- Utnyttjningsgrad (samlas in av Ei idag)
- Lokalt installerad produktion (samlas in av Ei idag)
- Acceptansgräns för förnybara energikällor (beräknas, behöver inte samlas in)
- Elektrifiering av transportsektorn (hämtas in från externa källor, behöver inte samlas in)
- Spänningskvalitet
- Automationsgrad av elnätets stationer
- Användningen av flexibilitetstjänster
- Total kapacitet av anslutet energilager
- Användningen av dynamisk belastningsbarhet
- Nyttjandegraden av transformatorer
- Nättariffer

De indikatorer för vilka inrapporteringsskyldighet behöver föreskrivas är *Spänningskvalitet, Automationsgrad av elnätets stationer, Användningen av flexibilitetstjänster, Total kapacitet av anslutet energilager, Användningen av dynamisk belastningsbarhet, Nyttjandegraden av transformatorer samt Nättariffer*. Nättariffer har inte föreslagits i förstudien och beskrivs därför närmre nedan.

#### **Nättariffer**

Nätföretag har varit företrädevis passiva när det gäller att ta fram nättariffer som är utformade efter elnätets belastning och dess variation. Genom att

tidsdifferentiera en eller flera avgiftskomponenter i tariffen skapas incitament för elnätskunderna att förskjuta eller minska sin elförbrukning från tidpunkter då belastningen på elnätet är hög till tidpunkter då belastningen är lägre. En sådan tariff kan utformas med avseende på både effekt eller energi och kan differentieras i olika omfattningar såsom intra-dag, säsongsviss eller med critical-peak pricing. Tidsdifferentierade nättariffer kan på så vis bidra till en jämnare belastning på elnätet och att lösa problem som till exempel effekt- och kapacitetsbrist. Ei anser det därför relevant att följa utvecklingen av tidsdifferentierade nättariffer. Indikatorn följer upp fokusområdena energiomställning samt energieffektivitet och ett ökat värde på indikatorn över tid indikerar ett positivt resultat avseende ett smartare elnät.

### Föreslagen föreskrift

Förutsatt att Ei får bemyndigande om att meddela föreskrifter om skyldighet för nätföretag att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet föreslår Ei att följande föreskrifter meddelas.

I ingressen till föreskriften anges en hänvisning till Ei:s bemyndigande om att meddela föreskriften.

### **Kapitel 1. Inledande bestämmelser**

Kapitlet handlar om inledande bestämmelser angående rapporteringen. Det anger exempelvis vilka som är skyldiga att redovisa och när uppgifterna ska lämnas in till Ei.

1 § *I dessa föreskrifter och allmänna råd ges bestämmelser om skyldigheten för nätföretag att rapportera uppgifter för övervakning av utvecklingen av smarta elnät enligt artikel 59.1 i i Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU, enligt xx ellagen (1997:857) och enligt xx § i förordning (xxxx:xxx).*

2 § *Nätföretag som har nätkoncession för område eller linje den 31 december det år uppgifterna avser ska rapportera enligt dessa föreskrifter.*

*För nätföretag som har nätkoncession för område ska redovisningen enligt dessa föreskrifter ske för varje område för sig. Om flera nätkoncessioner för område utan en lägsta tillåten spänning redovisas samlat enligt 3 kap. 51§ ellagen, ska dessa anses utgöra en redovisningsenhet och redovisningen avser enheten.*

3 § *Om särskilda skäl föreligger kan Energimarknadsinspektionen på begäran av nätkoncessionshavaren medge undantag enligt dessa föreskrifter.*

### **Kapitel 2. Definitioner**

Kapitlet handlar om definitioner som är specifika för dessa föreskrifter, såsom automatiserad dynamisk belastningsbarhet och energilager.

1 § *Utöver de definitioner som följer av ellagen avses i denna föreskrift med*

*Automatiserad dynamisk belastningsbarhet – ett system som automatiserat mäter och beräknar den maximala belastning en ledningssträcka klarar av och opererar denna ledningssträcka utifrån den informationen.*

*Energilager – en energilagransanläggning, med en energibärare, till vilken elektrisk energi kan konverteras, lagras och konverteras tillbaka igen samt energilagransanläggning där lagring av elektrisk energi kan ske utan konvertering.*

*Flexibilitetstjänster – sådana flexibilitetstjänster som anges och upphandlas enligt artikel 32.1 i Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU.*

*Tidsdifferentierad nättariff - sådan nättariff där någon avgiftskomponent varierar med tiden, exempelvis tid på dygnet, veckodag, säsong, högsta timmedeleffekt eller liknande.*

### **Kapitel 3. Rapportering av uppgifter**

Kapitlet anger generella regler angående rapporteringen, såsom när uppgifterna ska lämnas in till Ei och vilka övriga uppgifter som bör redovisas.

1 § *Rapportering av uppgifterna i dessa föreskrifter ska ske en gång per år senast den 31 mars avseende föregående kalenderår. Samtliga uppgifter ska avse sådana uppgifter som gäller per den 31 december föregående kalenderår.*

2 § *Vid rapportering av uppgifter ska nätföretaget även ange vilket kalenderår som uppgifterna avser, nätföretagets organisationsnummer, postadress och postnummer samt redovisningsidentitet.*

### **Kapitel 4. Uppgifter som nätföretag ska redovisa för områdeskoncession**

Kapitlet anger de specifika uppgifter som lokalnätetsföretag ska redovisa per indikator.

1§ Uppgifter om nätstyrka

*Andel anläggningspunkter som har en förimpedans över 0,5 Ohm respektive över 1,0 Ohm.*

*Allmänna råd*

*Andel kan baseras i beräknade eller uppmätta värde för förimpedans.*

Ei definierar vad som avses med god spänningskvalitet i Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2013:1) om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet. Begreppet nätstyrka däremot beskriver ett elnätets förmåga att stå emot spänningsförändringar vid variationer i konsumtion och produktion. Förimpedansen är en elektrisk egenskap i elnätet som används till att dimensionera area och längd för elektriska ledare och säkringar. I sin tur ger den en indikation om risken att anläggningspunkten uppvisar spänningskvalitetsproblem. En svag nätstyrka innebär en större sannolikhet för spänningskvalitetsproblem och det används som ansats för indikatorn för spänningskvalitet.

2 - 6 §§ Anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn om automationsgrad av elnätets stationer. För bedömning av den här indikatorn ska nätföretag lämna uppgifter enligt nedan:

2 § Uppgifter om utrustning för mätning

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

- a. Inkommande och/eller utgående ström.*
- b. Transformerad ström.*
- c. Inkommande och/eller utgående spänning.*
- d. Transformerad spänning.*

3 § Uppgifter om andel transformatorstationer som har kontinuerlig och centralt kommunicerad mätning av jordfel och kortslutningsström.

4 § Uppgifter om automatisk spänningsreglering

1. *Andel transformatorstationer med automatiserad spänningsreglering.*

2. *Andel transformatorstationer med spänningsreglerutrustning manövrerbara från driftcentralen.*

5 § *Uppgifter om fjärrstyrning*

*Andel stationer med kopplingsutrustning manövrerbara från driftcentralen.*

6 § *Uppgifter om automatisk omsektionering*

*Andel stationer med automatiserad omsektionering.*

*Allmänna råd*

*Exempel på elnätets stationer är nätstationer, fördelningsstationer, kopplingsstationer eller annan typ av station för vilka uppgifter efterfrågas.*

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

Indikatorn för automationsgrad av elnätets stationer är relevant med avseende på sin viktiga roll att följa en betydande teknisk funktion.

7 och 8 §§ anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn användning av flexibilitetstjänster. För bedömning av den här indikatorn ska nätföretagen lämna in uppgifter relaterade till nätföretagens flexibilitetstjänster via marknad och om nätföretagen upphandlar dessa tjänster via bilaterala avtal enligt nedan

7 § *Uppgifter om flexibilitetstjänster via marknad.*

1. *Antal avrop för uppreglering från en marknad.*
2. *Storlek på avropade effekter för uppreglering från en marknad [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*

3. *Antal avrop för nedreglering från en marknad*
4. *Storlek på avropade effekter för nedreglering från en marknad [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärdet på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*

8 § *Uppgifter om upphandlade flexibilitetstjänster via bilaterala avtal vilka inte redovisas i 7 §.*

1. *Antal bilaterala avtal med förbrukare.*
2. *Antal avrop för bilaterala avtal med förbrukare under året.*
3. *Storlek på avtalade effekter med förbrukare [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avtalade effekten*
  - b. *Medelvärdet på de avtalade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avtalade effekten*
4. *Storlek på avrop från avtal med förbrukare [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärdet på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*
5. *Antal bilaterala avtal med producenter.*
6. *Antal avrop för bilaterala avtal med producenter.*
7. *Storlek på avtalade effekter med producenter [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avtalade effekten*
  - b. *Medelvärdet på de avtalade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avtalade effekten*
8. *Storlek på avrop från avtal med producenter [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärdet på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*

#### *Allmänna råd*

*Om nätföretaget har ett avtal med tredje part så ska förbrukare eller producenter som ingår i det avtalet inte räknas som avtalsparter om inte nätföretaget har separata avtal med dessa.*

Mängden variabel elproduktion såsom sol- och vindkraft ökar och kommer sannolikt fortsätta att öka framöver. Detta medför att elproduktionen inte kan anpassas efter konsumtionen på samma sätt som tidigare när mängden planerbar

produktion var större. Ett sätt att lösa detta är att använda flexibilitet. Användandet av flexibilitet är därför en central del i utvecklingen för smarta elnät.

Nätföretagens användande av flexibilitetstjänster ska ske enligt artikel 31 i elmarknadsdirektivet. I till exempel artikel 31.6 anges att "Om en systemansvarig för distributionssystemet är ansvarig för att upphandla de produkter och tjänster som behövs för distributionssystemets effektiva, tillförlitliga och säkra drift ska de regler som den systemansvarige för distributionssystemet antar för detta ändamål vara objektiva, transparenta och icke-diskriminerande samt utvecklas i samordning med systemansvariga för överföringssystem och andra berörda marknadsaktörer." Vidare anges i artikel 31.7 att "Vid utförandet av de uppgifter som avses i punkt 6 ska den systemansvarige för distributionssystemet upphandla de icke frekvensrelaterade stödtjänster som behövs för systemet i enlighet med transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden, såvida inte tillsynsmyndigheten har bedömt att det marknadsbaserade tillhandahållandet av icke frekvensrelaterade stödtjänster är ekonomiskt ineffektivt och beviljat ett undantag. Skyldigheten att upphandla icke frekvensrelaterade stödtjänster gäller inte för helt integrerade nätkomponenter." Även artikel 31.8 refererar till hur dessa flexibilitetstjänster ska upphandlas "Upphandlingen av de produkter och tjänster som avses i punkt 6 ska säkerställa faktiskt deltagande av alla kvalificerade marknadsaktörer, inklusive marknadsaktörer som erbjuder energi från förnybara energikällor, marknadsaktörer som deltar i efterfrågefleksibilitet, aktörer som driver energilagringsanläggningar och marknadsaktörer som deltar i aggregering, i synnerhet genom att omfatta krav på att tillsynsmyndigheterna och de systemansvariga för distributionssystemen i nära samarbete med alla marknadsaktörer, däribland de systemansvariga för överföringssystemen, fastställer tekniska krav för deltagande på dessa marknader på grundval av de tekniska egenskaperna för dessa marknader och kapaciteten hos alla marknadsaktörer." Dessa flexibilitetstjänster är för närvarande under en utvecklingsfas hos distributionsnätföretag. Traditionellt, när nätföretag har behövt dessa tjänster, har de upphandlat dessa via bilaterala avtal och dessa återfinns hos ett antal nätföretag. Därför efterfrågas även uppgifter om dessa tjänster i dessa föreskrifter.

Att följa utvecklingen för användandet av flexibilitetstjänster kan ge en bild av hur mycket reglerbar produktion och flexibel konsumtion som finns inom ett område, och hur väl nätföretagen använder sig av flexibilitetstjänster för att till exempel styra mot en jämnare belastning eller en ekonomisk optimering exempelvis genom minskade nätförluster i elnäten.





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

Indikatorerna för användningen av flexibilitetstjänster är relevanta för utvecklingen av smarta elnät då flexibilitet har en betydande roll i det framtida elsystemet.

9 § anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn total kapacitet av anslutet energilager.

9 § *Uppgifter om total kapacitet av anslutet energilager inom redovisningsenheten [kW]*

1. *Som ägs av nätföretagen.*
2. *Som ägs av en tredje part. Energilager direkt anslutet till elnätet och övriga energilager ska redovisas separat.*

*Allmänna råd*

*Uppgifter om övriga energilager avser sådana som nätföretaget har kännedom om.*

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

Indikatorn total kapacitet av anslutet energilager är relevant för utvecklingen av smarta elnät då den skattar förekomsten av en flexibilitetsresurs i elnätet.

10 - 12 §§ anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn nättariffer

Nätföretagen ska svara på frågan om de applicerar tidsdifferentierad nättariff om svaret är ja, ska de ange andel kunder som har tidsdifferentierad samt redogöra för dessa tidsdifferentierade nättariffer.

10 § *Uppgift om nätföretaget tillämpar någon typ tidsdifferentierad nättariff.*

11 § *Om nätföretaget tillämpar någon typ tidsdifferentierad nättariff ska andelen kunder som har tidsdifferentierad nättariff anges. Kunder med en säkring om högst 63 A och övriga kunder ska redovisas separat.*

12 § *En redogörelse ska lämnas för vilka typer av tidsdifferentierade nättariffer som nätföretaget tillämpar. Av redogörelsen ska det framgå vilka komponenter som respektive tidsdifferentierad nättariff består av och hur de tillämpas.*

Energiomställningen kommer medföra en ökad elkonsumtion, vilket kan leda till flaskhalsar eller kapacitetsbrist i elnätet. Ett sätt att hantera dessa utan att investera i traditionella anläggningar är genom nättariffer. Tidsdifferentierad nättariff är en nättariff där avgifterna varierar beroende på när under dygnet eller året kunderna tar ut effekten eller konsumerar el. En sådan nättariff har vissa avgifter som är högre när elnätet är högt belastat än när det är lågt belastat, vilket kan stimulera kunder att flytta sitt effektuttag och elkonsumtion från högt belastade timmar till lågt belastade timmar.

Indikatorn nättariffer är relevant för utvecklingen av smarta elnät då nättariffer har en betydande roll i det framtida elsystemet.

#### **Kapitel 5. Uppgifter som nätföretag med regionledningar och systemansvarig för överföringssystem ska redovisa**

Kapitlet anger de specifika uppgifter som nätföretag med regionledningar och systemansvarig för överföringssystem ska redovisa per indikator.

1-5 §§ Anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn om automationsgrad av elnätets stationer.

1 § *Uppgifter om utrustning för mätning.*

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

- a. *Inkommande och/eller utgående ström.*
- b. *Transformerad ström.*
- c. *Inkommande och/eller utgående spänning.*
- d. *Transformerad spänning.*
- e. *skydd med aktiv och reaktiv (PQ)-mätning och/eller längsdifferentialskydd.*

2 § *Uppgifter om fjärravlästa reläskydd*

1. *Antal fjärravlästa reläskydd varifrån störningsinformation kan hämtas.*
2. *Andel fjärravlästa reläskydd varifrån störningsinformation kan hämtas.*

3 § *Uppgifter om automatisk spänningsreglering*

1. *Andel transformatorstationer med automatiserad spänningsreglering.*
2. *Andel transformatorstationer med spänningsreglerutrustning manövrerbara från driftcentralen.*

4 § *Uppgifter om fjärrstyrning*

*Andel stationer med kopplingsutrustning manövrerbara från driftcentralen.*

5 § *Uppgifter om automatisk omsektionering*

*Andel stationer med automatiserad omsektionering.*

*Allmänna råd*

*Exempel på elnätets stationer är nätstationer, fördelningsstationer, kopplingsstationer eller annan typ av station för vilka uppgifter efterfrågas.*

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

Indikatorn för automationsgrad av elnätets stationer är relevant med avseende på sin viktiga roll att följa en betydande teknisk funktion.

6 och 7 §§ anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn *användningen av flexibilitetstjänster*. För bedömning av den här indikatorn ska nätföretagen lämna in uppgifter relaterade till nätföretagens flexibilitetstjänster via marknad och om nätföretag upphandlar dessa tjänster via bilaterala avtal enligt nedan.

6 § *Uppgifter om flexibilitetstjänster via marknad.*

1. *Antal avrop för uppreglering från en marknad.*
2. *Storlek på avropade effekter för uppreglering från en marknad [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*
3. *Antal avrop för nedreglering från en marknad.*
4. *Storlek på avropade effekter för nedreglering från en marknad [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*

7 §            *Uppgifter om upphandlade flexibilitetstjänster via bilaterala avtal vilka inte redovisas i 6 §.*

1. *Antal bilaterala avtal med förbrukare.*
2. *Antal avrop för bilaterala avtal med förbrukare under året.*
3. *Storlek på avtalade effekter med förbrukare [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avtalade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avtalade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avtalade effekten*
4. *Storlek på avrop från avtal med förbrukare [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*
5. *Antal bilaterala avtal med producenter.*
6. *Antal avrop för bilaterala avtal med producenter.*
7. *Storlek på avtalade effekter med producenter [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avtalade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avtalade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avtalade effekten*
8. *Storlek på avrop från avtal med producenter [MW]*
  - a. *Värdet på den lägsta avropade effekten*
  - b. *Medelvärde på de avropade effekterna*
  - c. *Värdet på den högsta avropade effekten*

*Allmänna råd*

*Om nätföretaget har ett avtal med tredje part så ska förbrukarna eller producenterna som ingår i det avtalet inte räknas som avtalsparter om inte nätföretaget har separata avtal med dessa.*

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

Nätföretagens användande av flexibilitetstjänster ska ske enligt artikel 31 i elmarknadsdirektivet, som beskrivs under kapitel 4 ovan.

8 § anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikator total kapacitet av anslutet energilager.

8 § *Uppgifter om total kapacitet av anslutet energilager inom redovisningsenheten [kW]*

1. *Som ägs av nätföretagen.*
2. *Som ägs av en tredje part. Energilager direkt anslutet till elnätet och övriga energilager ska redovisas separat.*

*Allmänna råd*

*Uppgifter om övriga energilager avser sådana som nätföretaget har kännedom om.*

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

Indikatorn total kapacitet av anslutet energilager är relevant för utvecklingen av smarta elnät då den skattar förekomsten av en flexibilitetsresurs i elnätet.

9 och 10 § anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn användningen av dynamisk belastningsbarhet.

9 § *Uppgifter om antal ledningssträckor med automatiserad dynamisk belastningsbarhet.*

10 § *Uppgifter om aggregerad längd på ledningssträckor med automatiserad dynamisk belastningsbarhet [km].*

Den ökade effektefterfrågan kommer att leda till ökat behov av överföringskapacitet. Det finns möjlighet att frigöra ökad kapacitet i befintliga elnäten genom att investera i ny teknik som kan öka utnyttjandet av elnätet. En av dessa tekniker är till exempel att driva ledningar med en dynamisk belastningsbarhet. Dynamisk belastningsbarhet innebär att ett system automatiserat mäter och beräknar den maximala belastning en ledningssträcka klarar av och driver denna ledningssträcka utifrån den informationen. På så vis kan mer överföringskapacitet frigöras än med traditionella metoder.

Dynamisk belastningsbarhet nämns i skäl 83 som en av de tekniker som kan ligga till grund för utvärderingen av utvecklingen för smarta elnät. Indikatorn för användningen av dynamisk belastningsbarhet syftar till att följa upp utvecklingen av sådan teknik.

11 - 13 §§ anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn nättariffer

Nätföretagen ska svara på frågan om de applicerar tidsdifferentierad nättariff. Om svaret är ja ska de ange andel kunder som har tidsdifferentierad nättariff samt redogöra för nättariffernas utformning.

11 § *Uppgift om nätföretaget tillämpar någon typ tidsdifferentierad nättariff.*

12 § *Om nätföretaget tillämpar någon typ tidsdifferentierad nättariff ska andel kunder som har tidsdifferentierad nättariff anges.*

13 § *En redogörelse ska lämnas för vilka typer av tidsdifferentierade nättariffer som nätföretaget tillämpar. Av redogörelsen ska det framgå vilka komponenter som respektive tidsdifferentierad nättariff består av och hur de tillämpas.*

Energiomställningen kommer medföra en ökad elkonsumtion, vilket kan leda till flaskhalsar eller kapacitetsbrist i elnätet. Ett sätt att hantera dessa utan att investera i traditionella anläggningar är genom nättariffer. Tidsdifferentierad nättariff är en nättariff där avgifterna varierar beroende på när under dygnet eller året kunderna tar ut effekten eller konsumerar el. En sådan nättariff har vissa avgifter som är högre när elnätet är högt belastat än när det är lågt belastat, vilket kan stimulera kunder att flytta sitt effektuttag och elkonsumtion från högt belastade timmar till lågt belastade timmar.

Indikatorn nättariffer är relevant för utvecklingen av smarta elnät då nättariffer har en betydande roll i det framtida elsystemet.

**Kapitel 6. Särskilda uppgifter som systemansvarig för överföringssystem ska redovisa**

Kapitlet anger särskilda uppgifter som systemansvarig för överföringssystem ska redovisa.

1 och 2 §§ anger vilka uppgifter nätföretagen ska redovisa för bedömning av indikatorn nyttjandegraden av transformatorer.

1 § *Uppgifter om transformatorernas utjämnning:*

1. *Medelvärdet för kvoterna mellan medeleffekten och maxeffekten för respektive transformator under ett kalenderår.*
2. *Standardavvikelsen för kvoterna mellan medeleffekten och maxeffekten för respektive transformator under ett kalenderår.*

2 § *Uppgifter om transformatorernas kapacitetsutnyttjande:*

1. *Medelvärdet för kvoterna mellan maxeffekten och installerad kapacitet för respektive transformator under ett kalenderår.*
2. *Standardavvikelsen för kvoterna mellan maxeffekten och installerad kapacitet för respektive transformator under ett kalenderår.*

Indikatorn visar hur jämn belastningen i transformatorerna är över tid. Smart elnätsteknik kan användas för att jämna ut belastningen, men kan även användas för att utöka kapacitetsutnyttjandet när så är lämpligt. Ei ser det därför som relevant att följa kapacitetsutnyttjandet av transmissionsnätets transformatorer.

**Ikraftträdande**

Avslutningsvis i föreskriften anges datum för ikraftträdande och när den ska tillämpas.

*Dessa föreskrifter och allmänna råd träder i kraft den 1 januari 2023 och ska tillämpas första gången på rapportering av uppgifter för det kalenderår som börjar den 1 januari 2023.*

**Finansiering**

De ökade kostnader som kan uppstå för nätföretagen till följd av förslaget kommer att finansieras via elnätsföretagens nättariffer. Det kommer leda till direkta

kostnader för kunderna genom en ökad överföringsavgift för den el som kunderna förbrukar.

Föreskriften fastställer sju nya indikatorer. Dessa uppgifter kan inhämtas från nätföretagens system såsom NIS<sup>23</sup>-, drift- eller nätberäkningssystem men även från deras kundsystem.

För de nätföretag som har dokumenterat sina anläggningar digitalt kommer förslaget inte att innebära någon större arbetsbelastning. I det fall att uppgifter saknas i systemen kommer nätföretagen behöva åka ut på plats för att kontrollera anläggningen och sedan föra in data i sina system. Nätföretagen kommer också att behöva lägga ett antal timmar på att kvalitetssäkra uppgifterna innan de skickas in till Ei.

Vid det första rapporteringstillfället kommer nätföretagen att behöva bygga ett rapporteringsverktyg eller uppdatera deras rapporteringsgenerator för inhämtning av efterfrågade uppgifter. Detta kan medföra interna och externa kostnader i form av systemkostnader.

För lokalnätsföretagen har initialkostnaderna för framtagning av indikatorerna uppskattats till ett intervall mellan 44 000 kronor och 3 123 000 kronor per lokalnätsföretag. Det motsvarar en kostnadsökning under ett år på mellan 0,0003 öre/kWh och 0,016 öre/kWh för lokalnätsföretagens kunder. För regionnätsföretagen har dessa kostnader uppskattats till 57 600 kronor och 2 213 000 kronor per regionnätsföretag. Det motsvarar en kostnadsökning under ett år på mellan 0,00006 öre/kWh och 0,00512 öre/kWh för regionnätsföretagens kunder.

Angående de årligen återkommande kostnaderna har lokalnätsföretagen uppskattat dessa kostnader till ett intervall mellan 45 000 kronor och 317 000 kronor per lokalnätsföretag. Det skulle motsvara en kostnadsökning på mellan 0,0004 öre/kWh och 0,0023 öre/kWh för lokalnätsföretagens kunder. För regionnätsföretagen har dessa kostnader uppskattats till mellan 46 400 kronor och 233 000 kronor per regionnätsföretag. Det motsvarar en kostnadsökning på mellan 0,00005 öre/kWh och 0,00054 öre/kWh för regionnätsföretagens kunder.

---

<sup>23</sup> NIS – nätinformationssystem



För Ei:s del innebär insamlandet av de nya indikatorer som föreskrivs att ett initialt IT-baserat utvecklingsarbete behöver göras för att uppdatera det nuvarande systemet för inrapportering från nätföretag. Utvecklingskostnaden uppskattas till cirka en halv miljon kronor.

Utöver utvecklingskostnader kommer också personella resurser, internt och externt, tas i anspråk för att testa systemet under 2022 innan den första rapporteringen i mars 2024. När de nya reglerna trätt i kraft kommer interna resurser också att krävas för administration och kontrollgranskning av uppgifterna. Dessa resurser uppskattas till cirka 160 timmar fördelade mellan en administrator och en analytiker vilket ger en kostnad på cirka 60 000 kr/år<sup>24</sup>.

## Rättsliga förutsättningar

### Bemyndiganden som myndighetens beslutanderätt grundar sig på

Förslaget till föreskrifterna utgår från bestämmelser som ännu inte är beslutade av Riksdagen. I Regeringens proposition 2021/22:153 Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet<sup>25</sup>, föreslås att "*Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätföretag att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet*". Lagändringarna föreslås träda i kraft den 1 juli 2022. Bemyndigande till Ei förväntas ges på förordningsnivå.

Elmarknadsdirektivet ska ha implementerats i nationell lagstiftning 1 januari 2021. I syfte att säkerställa att dessa föreskrifter kan beslutas så snart bemyndigande finns på plats har därför arbetet med föreskrifterna behövt ske parallellt med detta.

### Överensstämmelse med EU-regler

Ei gör bedömningen att den föreslagna föreskriften överensstämmer med de skyldigheter som följer av Sveriges medlemskap i Europeiska unionen. Elmarknadsdirektivet innehåller gemensamma regler för produktion, överföring och leverans av el där målet är att uppnå en konkurrensutsatt och effektiv

---

<sup>24</sup> Månadslön för administratör 30 000kr, för en analytiker 40 000kr \* semesterpåslag 12% \* arbetsgivaravgift 31,4% samt overheadkostnader 25% = Månadskostnad administratör 50 520 kr, månadskostnad analytiker 67 360 kr. Kostnad för 0,5 månadsarbetskraft: (25 260 kr + 67 360 kr) \* 0,5 månad = 58 940 kr

européisk elmarknad som ska leda till bättre priser och en säkrad och tryggad elförsörjning inom EU. Enligt elmarknadsdirektivet, artikel 59.1 l, ska Ei övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät med utgångspunkt hos de systemansvariga för överförings- och distributionssystem. Detta ska ske genom en begränsad uppsättning indikatorer och sammanställas i en offentlig rapport vartannat år, med rekommendationer. Vidare anger skäl 51 i elmarknadsdirektivet att unionens medlemsstater bör uppmontra en modernisering av distributionsnät, vilket möjliggör decentraliserad produktion och energieffektivitet, genom till exempel införandet av smarta elnät. Skäl 83 i elmarknadsdirektivet anger även att tillsynsmyndigheten bör säkerställa att åtgärder vidtas från systemansvariga för överförings- och distributionssystem i syfte att säkerställa att deras nätverk blir mer motståndskraftigt och flexibelt. Däri innefattas att övervaka förmågan att driva ledningar genom en dynamisk rankning av dessa, utvecklingen av omformarstationer vad gäller fjärrövervakning och realtidskontroll, minskade nätförluster samt utsträckningen av strömavbrott. Föreskrifterna har tagit hänsyn till denna artikel och dessa skäl och Ei bedömer att föreskriften väl överensstämmer med dessa direktiv.

## **Ekonomiska konsekvenser**

### **Konsekvenser för företag**

I detta avsnitt redogörs för vilka företag som berörs av föreskrifterna och konsekvenserna av dessa.

### **Berörda företag**

Dessa föreskrifter berör samtliga av Sveriges ca 170 nätföretag. Dessa utgörs av lokal-, region- och transmissionsnätsföretag.

Storleken på nätföretagen varierar från små ekonomiska föreningar med ett tiotal kunder upp till stora företag med flera hundratusen kunder. Ett medelvärde av antal kunder per nätföretag uppgår till cirka 31 000 kunder och medianvärdet uppgår till cirka 10 000 kunder. Det finns tre stora nätföretag<sup>26</sup> med cirka 3 miljoner kunder i Sverige.

### **Påverkan på företagens kostnader och verksamhet**

Ei bedömer att inrapporteringskyldigheten enligt föreslagna föreskrifter kommer medföra kostnader för nätföretagen. Uppgifterna ska rapporteras en gång per år.

---

<sup>26</sup> E.ON Energidistribution AB, Ellevio AB och Vattenfall Eldistribution AB

Första året kan vara betungade då nätföretagen kan behöva bygga in rapportgeneratorer och eventuell uppdatering av deras IT-system i det fall att vissa uppgifter skulle saknas. Därefter bör rapporteringen kunna ske mer rutinmässigt. De aktuella uppgifter som ska rapporteras har nätföretagen normalt tillgängliga i sina egna system. De kostnader som kan uppkomma är administrativa och det kan förekomma IT-kostnader vid det första inrapporteringstillfället.

Den referensgrupp som har varit kopplad till förstudien och föreskriftsarbetet har bidragit med uppskattningar av de kostnader som kan uppstå i samband med inrapportering enligt föreskrifterna. Dessa kostnader redogörs för nedan, fördelat per indikator. De sammanvägda kostnaderna och påverkan på nätföretagens kunder redogörs för i avsnittet *Konsekvenser för kunder*.

#### **Spänningskvalitet**

Uppgifter för indikatorn spänningskvalitet kommer att påverka lokalnätsföretagen. Uppgifterna bör kunna hämtas från nätföretagens beräkningsprogram. Ett sådant program borde finnas hos alla nätföretag, därför bedömer Ei att utföra en beräkning i systemet och att ta fram en rapport om begärda uppgifter inte är speciellt betungade för nätföretagen. Små nätföretag kan i vissa fall sakna ett sådant program och måste då anlita konsulter för att utföra en sådan beräkning.

Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en initialkostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00001 öre/kWh och 0,00513 öre/kWh under det år som de initialkostnaderna uppstår.

#### **Automationsgrad av elnätets stationer**

Inrapportering av indikatorn kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. Svenska nätföretag har en hög digitaliseringsgrad. Beroende på hur väl nätföretag har dokumenterat sina anläggningar borde framtagning av dessa uppgifter inte vara speciellt betungande. Däremot kan det finnas behov av en rapportgenerator eller en uppdatering av befintlig rapportgenerator.

Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en initialkostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00017 öre/kWh och 0,00359 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår. Regionnätsföretagen har uppskattat initialkostnaderna till ett intervall

som motsvarar 0,00003 öre/kWh och 0,00162 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår.

**Användningen av flexibilitetstjänster**

Inrapportering av indikatorn kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. De nätföretag som använder flexibilitetstjänster är de som ska lämna in uppgifter. Dessa uppgifter finns i nätföretagens affärs- och driftsystem. Ei bedömer att framtagning av dessa uppgifter från nätföretagens system inte är speciellt betungande men nätföretagen kan behöva bygga in en rapportgenerator i sina system.

Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en initialkostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00011 öre/kWh och 0,00666 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår. Regionnätsföretagen har uppskattat initialkostnaderna till ett intervall som motsvarar 0,00002 öre/kWh och 0,00301 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår.

**Total kapacitet av anslutet energilager**

Inrapportering av indikatorn kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. Inrapporteringen gäller energilager som antingen ägs av nätföretagen själva eller som ägs av en tredje part. De som ägs av tredje part kan vara direkt anslutna till elnätet eller vara sådana energilager som nätföretaget har avtalat om. Ei bedömer att det inte är borde vara särskilt betungade att ta fram dessa uppgifter men nätföretagen kan behöva bygga in en rapportgenerator i sina system.

Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en initialkostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00001 öre/kWh och 0,00051 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår. Regionnätsföretagen har uppskattat initialkostnaderna till ett intervall som motsvarar 0,000001 öre/kWh och 0,00023 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår.

**Användningen av dynamisk belastningsbarhet**

Inrapporteringen kommer att påverka region- och transmissionsnätsföretag. Enheter med dynamisk belastningsbarhet borde finnas dokumenterade i företagets driftsystem. Referensgruppen har indikerat att tidsåtgången för framtagande av data och beräkning av indikatorer, samt rapportering för området uppskattas till omkring 8 timmar.

Regionnätetsföretagen har uppskattat initialkostnaderna till ett intervall som motsvarar 0,00001 öre/kWh och 0,00025 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår.

#### **Nyttjandegraden av transformatorer**

Inrapporteringen kommer att påverka transmissionsnätetsföretaget. Enligt det underlag som Svenska kraftnät tagit fram i samband med arbetet med förstudien till föreskrifterna kommer en engångskostnad om 24 000 kr uppstå. Mot bakgrund av den stora mängd energi som årligen överförs i transmissionsnätet bedömer Ei denna kostnadspåverkan på Svenska kraftnäts verksamhet som försumbar, och väljer därför att inte redovisa denna per levererad kWh.

#### **Tidsdifferentierade nättariffer**

Inrapporteringen kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätetsföretag. Uppgifter för indikatorn finns i nätföretagens kund- och affärssystem. Ei bedömer att det inte är särskilt betungande att ta fram dessa uppgifter eftersom dessa uppgifter finns hos alla nätföretag i syfte att korrekt kunna debitera sina kunder. Ei begär även årligen in tariffrapporter<sup>27</sup> från nätföretagen och företagen bör således ha rutiner i detta avseende. Däremot kan nätföretagen behöva bygga en rapportgenerator i sina system.

Lokalnätetsföretagen har uppskattat kostnaderna för framtagning av den här indikatorn. De har angett en initialkostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00001 öre/kWh och 0,00052 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår. Regionnätetsföretagen har uppskattat initialkostnaderna till ett intervall som motsvarar 0,000001 öre/kWh och 0,00001 öre/kWh under det år som initialkostnaderna uppstår.

#### **Administrativa kostnader**

Förslaget medför administrativa årliga kostnader för nätföretagen. Innan nätföretagen kan rapportera in uppgifterna till Ei måste uppgifterna läggas upp i inrapporteringsverktyget. Antal uppgifter som nätföretagen ska rapportera kan variera. Detta beror på att vissa uppgifter handlar om tekniker eller processer som inte alla nätföretag använder.

---

<sup>27</sup> [Handbok för rapportering av elnätsavgifter \(ei.se\)](#)

I Ei:s inrapporteringsverktyg har nätföretagen registrerade användare som rapporterar in årsrapporten (särskilda rapporten). Ei antar att samma användare kommer rapportera in de nya uppgifterna enligt föreslagna föreskrifter.

De administrativa kostnaderna kopplade till inrapportering av indikatorerna kommer uppstå i samband med att uppgifterna först ska tas fram, samt i samband med inrapportering av dessa till Ei. De årligen återkommande kostnaderna redogörs för respektive indikator nedan.

#### **Spänningskvalitet**

Uppgifter för indikatorn spänningskvalitet kommer att påverka lokalnätsföretagen. Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00004 öre/kWh och 0,00051 öre/kWh.

#### **Automationsgrad av elnätets stationer**

Inrapportering av indikatorn kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00009 öre/kWh och 0,00036 öre/kWh. Regionnätsföretagen har uppskattat en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00001 öre/kWh och 0,00016 öre/kWh.

#### **Användningen av flexibilitetstjänster**

Inrapportering av indikatorn kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00021 öre/kWh och 0,00067 öre/kWh. Regionnätsföretagen har uppskattat en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00003 öre/kWh och 0,0003 öre/kWh.

#### **Total kapacitet av anslutet energilagrar**

Inrapportering av indikatorn kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för inrapportering av den här indikatorn. De har angett en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00002 öre/kWh och 0,00026 öre/kWh. Regionnätsföretagen har uppskattat en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,000002 öre/kWh och 0,00002 öre/kWh.

***Användningen av dynamisk belastningsbarhet***

Inrapporteringen kommer att påverka region- och transmissionsnätsföretag. Regionnätsföretagen har uppskattat en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,000002 öre/kWh och 0,00005 öre/kWh.

***Nyttjandegraden av transformatorer***

Inrapporteringen kommer att påverka transmissionsnätsföretaget. Svenska kraftnät har uppskattat en tidsåtgång för inrapportering på cirka en timme, vilket motsvarar en kostnad på ca 1 000 kr. Mot bakgrund av den stora mängd energi som årligen överförs i transmissionsnätet bedömer Ei denna kostnadspåverkan på Svenska kraftnäts verksamhet som försumbar, och väljer därför att inte redovisa denna per levererad kWh.

***Tidsdifferentierade nättariffer***

Inrapporteringen kommer att påverka lokal-, region- och transmissionsnätsföretag. Lokalnätsföretagen har uppskattat kostnaderna för framtagning av den här indikatorn. De har angett en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00002 öre/kWh och 0,00078 öre/kWh. Regionnätsföretagen har uppskattat en årligen återkommande kostnad inom ett intervall som motsvarar 0,00005 öre/kWh och 0,00054 öre/kWh.

***Påverkan på konkurrensförhållanden***

Ei bedömer att påverkan på konkurrensförhållanden för nätföretagen är mycket liten. Orsaken är att nätföretagen bedriver geografisk monopolverksamhet. Det innebär att endast ett nätföretag kan bedriva verksamhet för ett geografiskt avgränsat område och att en elnätskund inte kan välja vilket nätföretag som ska distribuera elen till kundens anläggning. En ökad kostnad för nätföretagen, vilket kan leda till ökade kostnader för företagets kunder, kommer således inte leda till att konkurrensförhållandena mellan nätföretagen påverkas.

Föreskrifterna har inte heller någon konkurrenspåverkan för tillverkare av elnätsteknik eller elnätsanläggningar. Föreskrifterna fastställer inte vilken teknik ett elnät ska byggas med utan samlar endast in uppgifter för vissa anläggningar och vissa funktioner som dessa anläggningar har.

För större industrier kan en ökad kostnad uppstå till följd av en ökad överföringsavgift. Ei bedömer dock att denna kostnad är relativ till företagens elförbrukning och att detta således bör ha minimal inverkan på företagets konkurrensförhållanden. Det är även rimligt att anta att konkurrerande företag inom samma bransch nyttjar samma energikälla i sin verksamhet. För företag inom

industrier där man till stor del beror av el som energikälla bör således samtliga företag påverkas i liknande utsträckning sett till företagens storlek och konkurrensförhållandena förbli opåverkade.

#### ***Annan påverkan på företag***

Ei bedömer att de nya bestämmelserna inte kommer att påverka nätföretagen i annat avseende än vad som nämnts under övriga punkter.

#### ***Särskild hänsyn till små företag***

Särskild hänsyn har inte tagits till små företag. Föreskrifterna gäller för alla nätföretag, vilket är en förutsättning för att kunna uppfylla kravet enligt artikel 59.1 i i elmarknadsdirektivet om att följa utvecklingen av smarta elnät. Spridningen av storlek på nätföretagen är i Sverige stor och det finns små nätföretag med endast några tusen kunder. För dessa företag kan inrapporteringen av föreskrivna indikatorer leda till en relativt större kostnadsökning än för större företag i det fall att företagen har mindre välutvecklade IT-system vilka kan anpassas för att klara av inrapporteringen. För dessa små företag kan det därför även förekomma ett större behov av administrativt arbete då dessa indikatorer i högre utsträckning kan behöva inrapporteras manuellt.

#### ***Konsekvenser för offentlig sektor***

Ei bedömer att kommuner och landsting inte har någon direkt påverkan av föreskrifterna. Vissa kommuner kan påverkas indirekt om de är ägare av ett nätföretag som behöver rapportera in uppgifterna enligt föreskriften. Föreskriften förväntas inte ha ytterligare påverkan för statlig sektor än de kostnader och det arbetet som tillkommer för Ei vilket redogjorts i tidigare avsnitt. Ei:s budget för utvecklingen av IT-arbetet till följd av denna föreskriftsändring är budgeterat till en halv miljon kronor.

#### ***Konsekvenser för kunder***

Ei bedömer att kunderna påverkas eftersom den föreslagna föreskriften kommer leda till ökade kostnader för nätföretagen. Dessa kostnader kommer att ingå i nätföretagens intäktsram förutsatt att Ei bedömer dessa kostnader som rimliga, effektiva och proportionella. Nätföretagen kommer då kunna täcka in dessa kostnader genom att öka sina intäkter i form av den nättariff som kunderna betalar.

Baserat på det kostnadsunderlag som lokalnätsföretagen har lämnat in kan initialkostnaderna kopplade till inrapporteringen komma att hamna inom



intervallet 44 000 kronor till 3 123 000 kronor per lokalnätsföretag. Om det beloppet skulle fördelas mellan lokalnätsföretagens kunder och täckas in under ett år skulle det innebära en kostnadsökning på mellan 0,0003 öre/kWh och 0,016 öre/kWh för kunderna under det året. För en typisk lägenhetskund skulle detta innebära en tillfällig kostnadsökning på 0,6 – 32 öre<sup>28</sup> det året, medan det för en typisk villakund skulle innebära en tillfällig kostnadsökning på 4,8 – 256 öre<sup>29</sup> det året. Vidare har lokalnätsföretagen bedömt att de årligen återkommande kostnaderna i samband med inrapporteringen kan komma att uppgå till ett intervall mellan 45 000 kronor och 317 000 kronor per lokalnätsföretag. Det skulle innebära en kostnadsökning på mellan 0,0004 öre/kWh och 0,0023 öre/kWh för lokalnätsföretagens kunder. För en typisk lägenhetskund skulle detta innebära en kostnadsökning på 0,8 – 4,6 öre/år<sup>30</sup>, medan det för en typisk villakund skulle innebära en kostnadsökning på 6,4 – 36,8 öre/år<sup>31</sup>.

Regionnätsföretagen har uppskattat att initialkostnaderna för inrapporteringen kan komma att uppgå till mellan 57 600 kronor och 2 213 000 kronor per regionnätsföretag. Om det beloppet skulle fördelas mellan regionnätsföretagens kunder och täckas in under ett år skulle det innebära en kostnadsökning på mellan 0,00006 öre/kWh och 0,00512 öre/kWh för kunderna under det året. För en större elkrävande industri skulle detta innebära en tillfällig kostnadsökning på 3 – 256 kronor<sup>32</sup> det året. De årligen återkommande kostnaderna har av regionnätsföretagen angetts kunna komma att uppgå till mellan 46 400 kronor och 233 000 kronor per regionnätsföretag. Det skulle motsvara en kostnadsökning på mellan 0,00005 öre/kWh och 0,00054 öre/kWh för regionnätsföretagens kunder. För en större elkrävande industri skulle detta innebära en kostnadsökning på 2,5 – 27 kr/år.<sup>33</sup>

---

<sup>28</sup> Typisk förbrukning för lägenhetskund 2 000 kWh \* ökad kostnad 0,0003 - 0,016 öre/kWh = 0,6 – 32 öre

<sup>29</sup> Typisk förbrukning för villakund 16 000 kWh \* ökad kostnad 0,0003 - 0,016 öre/kWh = 4,8 – 256 öre

<sup>30</sup> Typisk förbrukning för lägenhetskund 2 000 kWh/år \* ökad kostnad 0,0004 - 0,0023 öre/kWh = 0,8 – 4,6 öre/år

<sup>31</sup> Typisk förbrukning för villakund 16 000 kWh/år \* ökad kostnad 0,0004 - 0,0023 öre/kWh = 6,4 – 36,8 öre/år

<sup>32</sup> Förbrukning för större industri 5 GWh \* ökad kostnad 0,00006 - 0,00512 öre/kWh = 300 – 25 600 öre = 3 – 256 kr

<sup>33</sup> Förbrukning för större industri 5 GWh/år \* ökad kostnad 0,00005 - 0,00054 öre/kWh = 250 – 2 700 öre/år = 2,5 – 27 kr/år

## Miljömässiga konsekvenser

Ei bedömer att det inte uppstår någon direkt miljömässig påverkan. En indirekt positiv effekt kan dock uppstå om inrapportering av indikatorerna indirekt leder till att nätföretagen uppmuntras till att utveckla smartare elnät. Exempelvis kan en sådan utveckling medföra att det inte i samma utsträckning kommer behöva genomföras onödiga investeringar i elnätet vilka kan kräva naturresurser vid utvinning av metaller, resurser för tillverkning av anläggningar, transporter för att utforska anläggningar till byggplats och miljöpåverkan när anläggningar utrangeras. Vidare kan i den nationella rapport som ska publiceras vartannat år även sådana faktorer beaktas då rekommendationer lämnas. Detta ligger dock utanför avgränsningen för denna konsekvensutredning.

## Sociala konsekvenser

De sociala konsekvenserna som dessa föreskrifter bidrar till bedöms vara små. Vissa positiva effekter kan dock uppstå indirekt. Inrapporteringen av indikatorer kan bli en bidragande orsak till att driva på utvecklingen av smarta elnät, vilket i sig kan möjliggöra en minskning av antal elavbrott och avbrottsstid. Det kan medföra en ökad trygghet och tillförlitlighet hos kunder vad gäller elförsörjningen. Ett smartare elnät kan även leda till ökade möjligheter för elnätskunderna att aktivt eller passivt i större utsträckning agera flexibelt med sin elförbrukning.

## Ikraftträdande och informationsinsatser

I föreskrifterna föreslås att bestämmelserna ska träda i kraft den 1 januari 2023. Första inrapporteringstillfälle föreslås då ske 2024, då uppgifter för år 2023 ska redovisas.

Information kommer att finnas på Ei:s webbplats, [www.ei.se](http://www.ei.se) direkt efter att föreskriften är beslutad. Utöver det kommer Ei att hålla två webinarium under andra halvan av 2022 där myndigheten informerar om föreskriften och nätföretagen ges möjlighet att ställa frågor och få detaljerad information om inrapporteringsverktyget.

Till inrapporteringsverktyget kommer det finnas en handbok som beskriver hur inrapporteringen i systemet ska gå till. Nätföretagen kommer också att ha tillgång till förstudien genom Ei:s rapport om Indikatorer för smarta elnät (Ei R2021:07). Ovanstående informationsinsatser samt datum för första inrapportering kommer enligt Ei att ge nätföretagen tillräcklig tid för att organisera sin inrapportering.

## Samråd

I arbetet med dessa föreskrifter och tillhörande konsekvensutredning har en extern referensgrupp rådfrågats. I referensgruppen har representanter från Ellevio, Energiföretagen Sverige, Eon Energidistribution, Hitachi ABB Power Grids, Mälarenergi elnät, Power Circle, Umeå Energi, Vattenfall Eldistribution, och Öresundskraft ingått.

Ei har hållit tre digitala möten med referensgruppen, där representanterna har rådfrågats samt getts möjlighet att lämna synpunkter på de indikatorer som Ei bedömt lämpliga att föreskriva inrapporteringskyldighet om. Referensgruppen har även getts möjlighet att inkomma med kommentarer skriftligen. Ei har även frågat referensgruppen om hur stora kostnader de uppskattar att införandet av föreskrifterna kommer att medföra. Under mötena har flera frågor diskuterats, bland annat lämpligheten av indikatorerna och dess definitioner.

Förslaget till föreskrifterna samt denna konsekvensutredning skickas nu till 6 utvalda remissinstanser och publiceras i samband med remissen på Ei:s webbsida. Remisstiden är tre veckor. Ei kommer därefter att ta hänsyn till inkomna remissvar.

## Uppföljning

Denna föreskrift kommer följas upp med ett intervall om tre år. En faktor som påverkar utvecklingen av smarta elnät är teknik. Teknik är ett ständigt föränderligt område där utvecklingen kan gå fort och nya tekniska lösningar snabbt kan uppstå. Dessa kan förändra förutsättningarna för uppfyllnad av elmarknadsdirektivets artikel 59.1 l genom dessa föreskrifter. Att ständigt utvärdera de uppgifter som nätföretagen föreskrivs att inrapportera är därför av stor vikt.

## Kontaktpersoner

Herlita Bobadilla Robles, [herlita.bobadilla-robles@ei.se](mailto:herlita.bobadilla-robles@ei.se), 016-16 27 75

Niklas Ahlm, [niklas.ahlm@ei.se](mailto:niklas.ahlm@ei.se), 016-542 91 21