

Ärende nr: 2025/4663

Datum: 2026-06-29

Nationell bedömning av elsystemets behov av flexibilitet

Flexibility Needs Assessment 2026 – FNA2026

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är en myndighet som utifrån ett samhällsbyggnadsperspektiv skapar förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, internationellt konkurrenskraftig, hållbar och trygg elförsörjning i Sverige.

Myndigheten har i uppdrag att förvalta, driva och utveckla transmissionsnätet så att samhällets behov av el möts i alla lägen, samt för utvecklingen av elmarknadens funktion.

Svenska kraftnät ansvarar dessutom för elberedskap, tillsyn samt för vägledning kring dammsäkerhet.

Mer information finns på svk.se

Version 1
Org. nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Inledning.....	10
1.1 Syfte och omfattning	11
1.2 Organisation och ansvarsfördelning inom det nationella FNA-arbetet.....	12
1.3 Definitionslista.....	15
2 Metodologiska aspekter	19
2.1 Datakällor.....	19
2.2 Val av målår	21
2.3 Modellansats	21
3 Scenarier och Antaganden	31
3.1 Scenarier för systemflexibilitetsbehov	31
3.2 Scenarier och beräkningar för DSO data	35
3.3 Förnybart integrationsmål	37
3.4 Portfölj av flexibilitetsresurser	39
3.5 Tekniska antaganden	40
4 Resultat av bedömning av flexibilitetsbehov	42
4.1 Systemflexibilitetsbehov	42
4.2 Behov av flexibilitet i distributionsnätet	76
4.3 Samlad syntes av flexibilitetsbehov	78
5 Marknadshinder och digitaliseringens bidrag	81
5.1 Respondenter	82
5.2 Avsaknad av regelverk för att möjliggöra marknadstillträde för nya och små aktörer	87
5.3 Brist på incitament och nödvändiga förutsättningar för att tillhandahålla flexibilitet	88
5.4 Krav som begränsar leverans av balanstjänster.....	95
5.5 Krav som begränsar åtgärder för kapacitetsbegränsningar.....	96
5.6 Komplexa, långa och diskriminerande administrativa processer	99

5.7	Brist på regulatoriska incitament för systemansvariga att överväga alternativ till elnätsutbyggnad	101
6	Slutsatser	104
6.1	Sammanfattande slutsatser	104
6.2	Nästa steg	106
	Bilaga 1 – Fördjupad analys av resultat för flexibilitetsbehov ...	108

Sammanfattning

Denna rapport redovisar Sveriges första nationella flexibilitetsbehovsbedömning (FNA 2026), genomförd enligt elmarknadsförordningen (EU) 2019/943 och den gemensamma europeiska FNA-metoden (FNAM). Arbetet utgör den första fullständiga tillämpningen av FNAM i Sverige och inom EU, vilket har betydelse både för resultatens tolkning och för de lärdomar som dragits.

Metod och genomförande

FNAM anger en stegvis process där den inledande fasen syftar till att fastställa nationella förutsättningar, såsom ansvarsfördelning, tidsplaner, målår och detaljeringsnivåer. I Sverige etablerades tidigt under denna första fas en gemensam FNA-arbetsgrupp bestående av Svenska kraftnät, representanter för systemansvariga för distributionssystem organiserade genom Energiföretagen Sverige AB, i samråd med Ei. FNA-arbetsgruppen har ansvarat för att ta fram överenskommelser om det nationella genomförandet av FNA, inklusive hur processen ska organiseras nationellt.

FNA 2026 är den första tillämpningen av metodiken och präglas därför av vissa avgränsningar:

- begränsad datatillgång
- behov av förenklingar i modellering och granularitet,
- exkludering av vissa komponenter (t.ex. transmissionsnät och vissa datatyper enligt artikel 13),
- begränsad analys av energivolymer i distributionsnäten.

Dessutom baseras analysen på ett begränsat antal väderår, vilket innebär att extrema vädersituationer inte fullt ut fångas. Resultaten ska därför tolkas som indikativa snarare än exakta prognoser.

Analysen omfattar målåren 2030 och 2035 och görs för två huvudsakliga kategorier:

- **systemflexibilitetsbehov**, som relaterar till elsystemets övergripande förmåga att hantera variationer i produktion och efterfrågan.
- **flexibilitetsbehov i distributionsnäten**, som avser hantering av lokala nätbegränsningar.

För analys av systemflexibilitetsbehov används data från ERAA 2025 (European Resource Adequacy Assessment). Analysen baseras på ERAA:s referensscenario, där framtida investeringar och resurser redan bedömts vara ekonomiskt lönsamma. Analysen kompletteras med nationella antaganden, exempelvis avseende residuallast och tekniska parametrar.

Analys av flexibilitetsbehov i distributionsnäten baseras på nätutvecklingsplaner för distributionsnät (DNDP). Både underlag från DNDP 2024 och från DNDP 2026 förekommer. Detta beror på att tidplanerna för DNDP och FNA inte är fullt synkroniserade. DSO har rapporterat behov av maximal flexibel effekt (MW), och inte fullständig information i energitermer (MWh) då denna data inte varit tillgänglig för samtliga DSO:er.

Analysresultat

Analysen visar att flexibilitetsbehoven i det svenska elsystemet ökar fram till 2035 och samtidigt blir mer strukturellt komplexa. Utvecklingen drivs av ett fåtal övergripande systemförändringar som tillsammans påverkar både energi- och effektbalansen i olika tidsskalor och geografiska områden.

Systemflexibilitetsbehov

De ökande flexibilitetsbehoven drivs främst av en ökad andel vind- och solkraft, ökande variationer i residuallast, större prognososäkerheter. Behoven varierar både över tid (timme, dygn, säsong) och geografiskt (mellan elområden), vilket innebär att olika typer av flexibilitetsresurser krävs för olika ändamål. Analysen identifierar följande huvudsakliga drivkrafter för systemflexibilitetsbehoven:

- **Ökande variabilitet i residuallast som grundläggande drivkraft**

En central drivkraft bakom det ökade flexibilitetsbehovet är den tilltagande variabiliteten i residuallasten, vilket leder till större och mer frekventa variationer i alla tidsskalor. Detta påverkar både behovet av kortsiktig balansering, rampning och hantering av överskottsproduktion.

- **Strukturella överskott från ökande variabel elproduktion**

Den växande andelen vind- och solkraft leder till återkommande överskottsperioder i systemet, vilket resulterar i ökande spill av förnybara energikällor, från cirka 3,7 TWh år 2030 till drygt 5 TWh år 2035. Spill uppstår främst i situationer med hög vindkraftsproduktion i kombination med låg efterfrågan. Överskotten är inte enbart kopplade till extrema

timmar utan uppträder återkommande över året, vilket indikerar ett strukturellt snarare än incidentbaserat flexibilitetsbehov. Trots dessa spillnivåer bedöms Sverige ha goda förutsättningar att uppfylla sina mål för förnybar integration.

- **Tilltagande uppreglerings- och rampningsbegränsningar**

Samtidigt som överskott ökar uppstår även ökande begränsningar i systemets uppregleringsförmåga. Dessa drivs av att många resurser redan nyttjas nära sin installerade kapacitet i referensscenariot, vilket reducerar kvarvarande flexibilitetsmarginaler. Detta leder till ett mer koncentrerat och effektintensivt behov av uppreglering och rampning, särskilt i SE3 och SE4.

- **Ökad geografisk koncentration av flexibilitetsbehov**

Flexibilitetsbehoven blir samtidigt mer geografiskt koncentrerade. SE3 framstår som det mest systemkritiska området sett till både överskott, rampning och kortsiktiga obalanser, medan SE1 generellt uppvisar lägre och mer kortvariga behov. Detta indikerar att framtida flexibilitetslösningar i högre grad behöver vara geografiskt differentierade.

- **Kortsiktiga behov präglas av ökad frekvens snarare än varaktighet**

De kortsiktiga flexibilitetsbehoven ökar i frekvens mellan 2030 och 2035, medan varaktigheten förblir relativt stabil. Detta indikerar ett mer kontinuerligt behov av balansering snarare än längre störningsperioder. Sammantaget visar analysen att dagens resurser i stor utsträckning klarar de kortsiktiga behov, men att ytterligare resurser behövs för att hantera mer frekventa situationer. Behoven uppstår för korta tidsperioder, ca 2 timmar och är koncentrerade till vinterperioder,

Flexibilitetsbehov i distributionsnäten

Flexibilitetsbehoven i distributionsnäten ökar mellan 2030 och 2035, särskilt:

- nedregleringsbehov under sommar,
- uppregleringsbehov under vinter.

Behoven är störst i SE3 och drivs till stor del av hög produktion från förnybara energikällor. En betydande andel av nedregleringsbehovet (ca 52 % år 2030 och 71 % år 2035) är kopplat till RES produktion.

Till skillnad från systemanalysen redovisas inga ej täckta behov, då dessa antas kunna hanteras genom flexibilitet eller nätåtgärder.

Marknadshinder och digitalisering

Analysen av marknadshinder för flexibilitet samt digitaliseringens bidrag (FNAM artikel 15) visar fyra övergripande utmaningar:

- Otydligt regelverk
Skapar osäkerhet och olika tillämpning mellan aktörer.
- Brist på samordning och harmonisering
Mellan TSO, DSO och olika marknader.
- Otillräckliga ekonomiska incitament
Särskilt i intäktsregleringen.
- Brist på långsiktighet
Aktörer efterfrågar stabila affärsvillkor och längre avtal för investeringar.

Digitalisering lyfts som en viktig möjliggörare, särskilt:

- standardiserat datautbyte,
- bättre tillgång till data,
- förbättrad koordinering mellan marknader och nätnivåer.

Samtidigt är analysen mindre robust än övriga delar av FNA, eftersom den bygger på enkätdata och inte på modellering.

Samlad bedömning

FNA 2026 visar att:

- flexibilitetsbehoven ökar och blir mer komplexa,
- behoven varierar mellan tidsskalor och geografiska områden,
- olika flexibilitetsresurser behövs för olika typer av behov,
- befintliga resurser räcker i många fall – men inte fullt ut,
- FNA identifierar behov som inte fångas i ERAA analysen.

Samtidigt präglas resultaten av:

- variation i DSO data och metoder,
- begränsningar i datatillgång,
- behov av metodutveckling.

Nästa steg

Nationellt

- Starta arbetet med FNA 2028 tidigt.
- Vidareutveckla analys- och modellförmåga.
- Förbättra datakvalitet och harmonisering, särskilt för DSO-data.
- Fördjupa analysen av marknadshinder och digitalisering.
- Fortsätta samverkan mellan TSO, DSO och tillsynsmyndighet.

Europeiskt

- Säkerställa att uppdateringar av FNAM beslutas i god tid.
- Fortsätta harmonisering och erfarenhetsutbyte inom ENTSO E.

Slutsats

FNA 2026 utgör ett viktigt första steg i att systematiskt analysera flexibilitetsbehov i elsystemet.

Sammanfattningsvis har FNA 2026 etablerat en strukturerad metod för att analysera flexibilitetsbehov i enlighet med artikel 19e, men fortsatt utveckling krävs för att öka precision, harmonisering och operativ relevans.

1 Inledning

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (Elmarknadsförordningen)¹ reglerar² att medlemsstaterna vartannat år ska genomföra en nationell bedömning av elsystemets behov av flexibilitet (Flexibility Needs Assessment, FNA). Kravet syftar till att skapa förutsättningar för ett kostnadseffektivt genomförande av unionens energi- och klimatmål samt att underlätta integrationen av en ökande andel variabel elproduktion.

Ett elsystem med en hög andel variabel elproduktion medför ökade behov av resurser som kan anpassa produktion, konsumtion eller överföring över tid. Flexibilitet kan bidra till att upprätthålla balansen i elsystemet, minska nätbegränsningar och effektivisera användningen av befintlig nätinfrastruktur. FNA ska därför ge ett underlag för att identifiera omfattningen av det framtida behovet av fossilfri flexibilitet i elsystemet.

Resultatet av analysen ska utgöra underlag för medlemsstaternas fastställande av vägledande nationella mål för icke-fossil flexibilitet³. Resultaten kan även användas för att identifiera marknadshinder och digitaliseringens bidrag för flexibilitetsresurser samt för att bedöma behov av förändringar i marknadsutformning, nätutveckling och andra styrmedel.

För att säkerställa en enhetlig tillämpning inom unionen har en gemensam europeisk metodik för flexibilitetsbehovsbedömning (Flexibility Needs Assessment Methodology, FNAM)⁴ tagits fram och beslutats av Acer. Metodiken anger vilka uppgifter som ska samlas in, hur analyserna ska genomföras och vilka principer som ska tillämpas vid bedömningen av olika flexibilitetsresursers förmåga att möta identifierade behov. Därigenom möjliggörs jämförbarhet mellan medlemsstaternas bedömningar samtidigt som underlag skapas för en samlad bedömning av flexibilitetsbehoven på unionsnivå.

Denna rapport utgår från FNAM och redovisar genomförandet och resultat av FNA avseende Sverige år 2026. I rapporten ingår redovisning

¹ [Europaparlamentets och rådets förordning \(EU\) 2019/943 om den inre marknaden för el](#), ändrad genom [Europaparlamentets och rådets förordning \(EU\) 2024/1747 av den 13 juni 2024 om ändring av förordningarna \(EU\) 2019/942 och \(EU\) 2019/943 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad](#)

² Elmarknadsförordningen Artikel 19e

³ Elmarknadsförordningen Artikel 19f

⁴ [Flexibility needs assessment methodology 2025](#)

av de vägvalen gjorts baserat på metodiken. Såväl FNA 2026 som den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen ERAA 2025 utgör rekommenderad läsning för att kunna ta till sig innehållet i rapporten.

1.1 Syfte och omfattning

Syftet med denna rapport är att redovisa FNA 2026, det vill säga 2026 års nationella bedömning av Sveriges behov av flexibilitet i elsystemet i enlighet med Elmarknadsförordningen artikel 19e och med FNA artikel 1. FNA 2026 omfattar två huvudsakliga kategorier av flexibilitetsbehov:

- **systemflexibilitetsbehov**
- **flexibilitetsbehov i distributionsnäten**

Systemflexibilitetsbehov omfattar behov kopplade till integration av förnybar elproduktion, rampningsbehov samt kortsiktiga behov av flexibilitet. Systemflexibilitetsbehoven analyseras på elområdesnivå och avser den samlade förmågan i elsystemet att hantera variationer i produktion och förbrukning. Analysen omfattar en utvärdering av olika typer av flexibilitetsbehov för att möjliggöra integration av förnybar elproduktion i linje med uppsatta mål med ett tidsperspektiv om minst 5–10 år.

De nätrelaterade flexibilitetsbehoven avser flexibilitet för att hantera begränsningar i nätens kapacitet och tillgänglighet, och ska belysa var i nätstrukturen behoven uppstår. Flexibilitetsbehov i distributionsnät beskriver ett prognositerat behov av flexibilitet. Flexibilitetsbehovet har bedömts som maximal flexibel effekt som behöver finnas tillgänglig för att säkerställa att elnätet klarar elnätets operationella överföringsgränser mot överliggande elnät. För vissa distributionsnät har även fysiska operationella överföringsgränser i eget elnät tagits med i bedömningen. Behovet behöver inte realiseras i upp- eller nedreglering. Flexibilitetsbehovet i rapporten kan variera beroende av väder, underhåll, elpriser, affärsmodeller och kommande reglering.

Bedömning av nätrelaterade flexibilitetsbehov i transmissionsnäten är inte ett obligatoriskt moment i FNA, och en sådan bedömning ställer också krav på omfattande metodutveckling hos Svenska kraftnät, vilket inte varit genomförbart inom tidsfristerna för denna FNA. Mot bakgrund av detta har inte en bedömning av flexibilitetsbehov i transmissionsnät genomförts för denna redovisning. Ambitionen är att en sådan bedömning ska genomföras i FNA 2028.

FNAM omfattar även underlag för att bedöma **marknadsmässiga hinder för flexibilitet samt vilken betydelse digitalisering har för att tillgängliggöra flexibilitetsresurser**. Detta innebär att FNA utöver att identifiera tekniska behov, även ska belysa förutsättningarna för att flexibilitetsresurser faktiskt ska kunna bidra i elsystemet.

FNAM innehåller vidare **vägledande kriterier** för hur olika typer av flexibilitetsresurser ska bedömas utifrån deras förmåga att möta identifierade behov. Syftet är att skapa en gemensam grund för att bedöma hur olika resurser kan bidra till ett mer robust och effektivt elsystem.

Rapporten beskriver vilka datakategorier som ligger till grund för genomförda analyser samt de bedömningsprinciper som används för att värdera olika flexibilitetsresursers förmåga att möta identifierade behov. Där så är relevant behandlas även hinder för flexibilitetens utveckling och möjliga åtgärder för att förbättra förutsättningarna för ett effektivt nyttjande av flexibilitet i det svenska elsystemet.

1.2 Organisation och ansvarsfördelning inom det nationella FNA-arbetet

Enligt Elmarknadsförordningen och FNA omfattar processen tre huvudsakliga roller: systemansvarig för överföringssystem (TSO), systemansvarig för distributionssystem⁵ (DSO) samt en utpekad myndighet eller enhet. TSO:er och DSO:er ansvarar för att ta fram nödvändiga data och analyser, medan den utpekade enheten ansvarar för att sammanställa underlagen och anta den nationella FNA-rapporten, i nära samverkan med den nationella tillsynsmyndigheten. Den nationella tillsynsmyndigheten ska också godkänna FNA-rapporten, i de fall det är en utpekad enhet som antar rapporten.

I Sverige är Svenska kraftnät den enda TSO:n, och Svenska kraftnät har även utsetts att fullgöra rollen som utpekad enhet⁶. DSO:er ansvarar för underlag från sina respektive nät. Energimarknadsinspektionen (Ei) är nationell tillsynsmyndighet och har deltagit löpande i processen, inklusive

⁵ Begreppet distributionsnätsföretag används i Ellagen (1997:857), vilken upphör att gälla 2027-01-01. Begreppet systemansvarig för distributionssystem används i Elmarknadsförordningen och även framgent i svensk rätt i och med att Elmarknadslagen (2026:1281) träder i kraft 2027-01-01

⁶ Förordning med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät, SFS2025-782, 14§ 2.

i dialog om centrala ställningstaganden och relevanta delar av genomförandet.

I Sverige etablerades tidigt under hösten 2025 en gemensam FNA-arbetsgrupp bestående av Svenska kraftnät, representanter för DSO organiserade genom Energiföretagen Sverige AB, i samråd med Ei. Följande DSO deltog i FNA-arbetsgruppen: Vattenfall Eldistribution AB, E.ON Energidistribution AB, Ellevio AB, Göteborgs Energi Nät AB och Kraftringen Nät AB. FNA-arbetsgruppen har ansvarat för att ta fram överenskommelser om det nationella genomförandet av FNA och även aktivt bidragit med synpunkter vid framtagande av denna rapport. Synpunkter har hämtats in löpande från Ei.

FNAM anger en stegvis process där den inledande fasen syftar till att fastställa nationella förutsättningar, såsom ansvarsfördelning, tidsplaner, målår och detaljeringsnivåer. I denna första fas har berörda aktörer kommit överens om hur genomförandet ska ske i Sverige, inklusive hur processen ska organiseras nationellt⁷.

Figur 1 nedan visar den tidsplan som fastställdes för den nationella processen, inklusive centrala milstolpar för datainsamling, analys och rapportering. Eftersom den av Acer beslutade metodiken nu tillämpas för första gången har Svenska kraftnät i dialog med övriga FNA-arbetsgruppen tagit ställning till hur metoden kan anpassas till svenska förhållanden. I dessa ställningstagande har fokus varit att uppnå syftet med FNA på ett ändamålsenligt sätt. Detta har i vissa fall inneburit förenklingar, inklusive anpassningar avseende detaljeringsnivå och granularitet, för att säkerställa en genomförbar process vid denna första tillämpning av FNA. De nationella avvägningarna som har gjorts redovisas i rapporten.

Under arbetets gång har FNA-arbetsgruppen genomfört informationsinsatser för att nå ut till samtliga DSO:er i Sverige, och i viss mån till övriga elmarknadsaktörer. Dessa har planerats gemensamt med FNA-arbetsgruppen. Energiföretagen Sverige har ansvarat för ett flertal webinarier, och Ei har via exempelvis nyhetsbrev informerat om processen och skyldigheten att bidra med information.

Ansvarsfördelningen i genomförandefasen har följt strukturen för FNA. Svenska kraftnät har, i egenskap av TSO, ansvarat för analysen av

⁷ Överenskommelse avseende genomförande av Flexibilitetsbehovsanalys i Sverige 2026

systemövergripande flexibilitetsbehov (FNAM artikel 7–10) samt för sammanställning, kvalitetssäkring och vidare bearbetning av inkommet underlag i enlighet med FNAM artikel 14 och 16. Svenska kraftnät har även ansvarat för insamling och analys av information avseende marknadsmässiga hinder och digitaliseringens betydelse i enlighet med FNAM artikel 15, med stöd av FNA-arbetsgruppen. DSO:er och andra aktörer i branschen har tillhandahållit data via en enkätstudie.

Avseende datainsamling för flexibilitetsbehov i distributionsnäten (FNAM artikel 6 och 11), har DSO:erna ansvarat för att ta fram och till Svenska kraftnät leverera underlag för sina respektive nätområden. Inför datainsamlingen, för att möjliggöra bedömning av begränsning mot överliggande nät, har Svenska kraftnät delat indikation om framtida kapacitet i anslutningspunkter till regionnäten, och regionnäts-DSO:er delat indikation om framtida kapacitet i anslutningspunkter till lokalnäts-DSO:er. Datainsamling och analys har organiserats enligt följande: Lokalnäts-DSO:er har levererat data, information och analyser till sin överliggande regionnäts-DSO, dvs. det regionnät som lokalnätet är anslutet till. Regionnäts-DSO har därefter aggregerat underlag från berörda lokalnäts-DSO tillsammans med egna analyser och vidarebefordrat den samlade informationen till Svenska kraftnät. Detta arbetssätt har möjliggjort en effektiv konsolidering av data samtidigt som ansvaret för datakvalitet för DSO:ernas nätbehov har kvarstått hos respektive DSO.

Avseende FNA-rapporten ska, enligt överenskommelsen avseende genomförande av FNA i Sverige 2026, innehåll och slutsatser stämmas av med DSO innan dessa slutgiltigt sammanställs i FNA-rapporten, och i de fall Svenska kraftnät och DSO kommer fram till olika slutsatser ska detta kunna framgå av FNA-rapporten. Svenska kraftnät har ansvarat för att analysera och dra slutsatser av insamlad information. FNA-arbetsgruppen har bidragit i framtagandet av FNA-rapportens innehåll, och representanter från Ei har löpande lämnat synpunkter på rapporten.

	Dec 2025	Jan 2025	Feb 2025	Mar 2025	Apr 2025	Maj 2025	Jun 2025	Jul 2025
Rapport utkast	rapport struktur					rapport utkast	rapport utkast	slut-rapport
Data utbyte Flexibilitetsbehov i distributionsnäten		Indikation om kapacitet i anslutningspunkter till underliggande nät		DSO levererar flexibilitetsbehov till SvK				
Marknads hinder och digitaliseringens bidrag	Utskick av enkät	Sista svarsdag enkät	Diskussion, innehåll och slutsatser					

Figur 1. Tidsplan för rapport utkast (i grön), för DSO/TSO data utbyte (i blå) och för analys av marknads hinder och digitalisering (i gul)

1.3 Definitionslista

DNDP – Distribution Network Development Plan, distributionsnätsutvecklingsplan

DSO – Systemansvarig för distributionssystem

ERAA – European Resource Adequacy Assessment, den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet i enlighet med Elmarknadsförordningen artikel 23.

EVA – Economic Viability Assessment, ERAA:s lönsamhetsbedömningen. Modellering steg i ERAA där tekniker i framtida scenarier analyseras avseende ekonomisk lönsamhet, vilket kan leda till att teknologier inkluderas eller exkluderas innan den efterföljande elmarknadssimuleringen (economic dispatch).

Efterbearbetningsmetoden – post-processing approach som beskrivs i FNAM artikel 7.3(a)

FNA – bedömningen av flexibilitetsbehov, enligt Elmarknadsförordningen Art 19e

FNAM – FNA-metoden beslutad av Acer den 25 juli 2025 i enlighet med Elmarknadsförordningen Art 19e.6

LOLE – Loss of Load Expectation, som anger hur ofta effektbrist i medeltal förväntas uppstå i minst ett svenskt elområde, jämförs med tillförlitlighetsnormen

Lokala marknader för flexibilitetstjänster – hantering av "congestion issues and voltage issues" hos såväl DSO som TSO. Lokala marknader för

flexibilitetstjänster existerar idag hos vissa DSO:er, och är också möjliga på TSO-nivån inom ett elhandelsområde. På en lokal marknad kan marknadsbaserad anskaffning ske genom produkter eller upphandling.

MTU – Market time unit, tidsteg i elmarknadssimuleringsdata. I denna studie används 1 MTU = 1 timme.

Nedåtriktat flexibilitetsbehov – avser de behov vars lösning kräver antingen minskad produktion eller ökad förbrukning.

NEKP - nationella energi- och klimatplan

Must-run – avser de lägsta produktionsnivåer som vissa kraftslag behöver upprätthålla

RES – "Renewable energy sources", förnybara energikällor. I denna rapport avser RES vindkraft, solkraft och vattenkraft, vilka utgör grunden för analyserna av RES-integration och RES-spill. Vid beräkning av RES-mål används däremot definitionen enligt förnybartdirektivet, vilket även omfattar elproduktion från biokraft och avfallskraft.

RES-mål / Förnybart mål inom elsektorn – det nationella referensmålet för förnybara energikällor inom elsektorn som hämtas eller härleds från den senaste NEKP eller annat relevant officiellt nationellt dokument som överensstämmer med den senaste NEKP, i enlighet med FNAM artikel 8.7. RES-målet uttrycks antingen som en förnybar energivolym i absoluta termer eller som en andel av förnybar energiproduktion i relativa termer av den totala elefterfrågan. I denna rapport baseras RES-målet på definitionen i förnybartdirektivet och omfattar därmed elproduktion från vindkraft, solkraft, vattenkraft, biokraft och avfallskraft.

RES-integrationsmål / Förnybart integrationsmål – den minsta andelen förnybar elproduktion som behöver integreras i elsystemet för att målet för förnybart inom elsektorn ska uppnås, eller, ekvivalent den maximala mängd RES-spill som kan uppstå utan att målet för förnybart inom elsektorn underskrids.

RES-integrationsbehov / Förnybart integrationsbehov – avser den mängd flexibilitet som krävs för att medlemsstaten ska uppnå sitt RES-integrationsmål.

RES-spill / Spill av RES – avses FNAM "RES-Curtailment", innebär att begränsa produktionen eller överföringen av förnybar energi av systemdriftsskäl eller nätkapacitetsskäl. På systemnivå, beräknat vid de tillfällen då den tillgängliga väderberoende resursen kunde ha lett till

högre produktion än vad den faktiskt disponerades enligt elmarknadsmodellen. På nätnivå, beräknat utifrån data från DSO:er och finjusteringsprocessen.

Residuallast – den återstående last som behöver hanteras av planerbara resurser i elsystemet efter att icke-planerbar produktion och så kallad must-run-produktion har beaktats. Residuallasten definieras därmed som skillnaden mellan elanvändning och summan av icke-planerbar produktion samt must-run-produktion.

Residuallastvariabilitet – Mått på hur residuallasten varierar över olika tidsupplösningar (timvis, daglig och säsongsmässig nivå) enligt artikel 8.5 i FNAM. Variabiliteten beräknas som summan av absoluta avvikelser mellan residuallasten och medelvärden på nästa grövre tidsnivå, exempelvis mellan timvisa värden och dygnsmedelvärden samt mellan dygnsvärden och veckomedelvärden. Indikatorn används för att beskriva hur ”jämna” eller volatila residuallasten är över tid och för att representera flexibilitetsbehov på motsvarande tidsnivåer.

Residuallastvariationer – Mått på förändringen i residuallast mellan två på varandra följande MTU:er, i enlighet med artikel 9.1 i FNAM. Indikatorn beräknas som skillnaden i residuallast mellan efterföljande MTU och uttrycks i MW per timme. Den fångar hur snabbt residuallasten förändras över tid och används för att beskriva kortsiktiga variationer i systembalansen samt det momentana flexibilitetsbehovet.

Kvarvarande rampmarginal – Återstående förmåga att hantera ytterligare förändringar i nettoeffekt över tid utan att överskrida tekniska begränsningar i nätet eller systemet. Exempelvis olika produktionsslags tekniska förmåga att reglera upp eller ned utöver redan disponerad produktion samt möjligheten att öka import eller export via förbindelser till angränsande elområden.

Kvarvarande kortsiktiga marginaler – Återstående förmåga att hantera kortsiktiga förändringar i nettoeffekt inom tidsramen från dagenföre- till balansmarknaden och omfattar både kvarvarande rampmarginaler och aktiverbar flexibilitet från reserver (FRR). I denna analys motsvarar indikatorn summan av kvarvarande rampmarginaler och FRR, eftersom ingen ytterligare uppdelning av marknadstidsfönster har tillämpats.

TSO – Systemansvarig för överföringssystem

URN – Icke-täckta rampningsbehov (Uncovered Ramping Needs).

Definierad som den mängd variation i residuallast, som överstiger den samlade rampningsförmågan hos tillgängliga flexibilitetsresurser.

USTN – Icke-täckta kortsiktiga flexibilitetsbehov (Uncovered Short-Term Needs). Definierad som den mängd prognosfel av residuallasten som överstiger den samlade rampningsförmågan hos tillgängliga flexibilitetsresurser.

2 Metodologiska aspekter

Detta kapitel beskriver det metodologiska ramverk som ligger till grund för den genomförda bedömningen av flexibilitetsbehov, och säkerställer överensstämmelse med FNA-metodologin. Inledningsvis specificeras de datakällor som används, inklusive den valda rapporten som primärt indataunderlag. Därefter anges de målår som beaktas i simuleringarna. Avsnittet modellansats redogör för de analytiska metoder som används för att beräkna flexibilitetsbehovet. Tillsammans utgör dessa delar det metodologiska ramverket för att utvärdera det nationella flexibilitetsbehovet.

2.1 Datakällor

I enlighet med artikel 6.4 i FNAM har den senaste europeiska resurstillräcklighetsbedömningen, ERAA 2025⁸, valts som indata för analysen av systemflexibilitetsbehov, då detta var den senaste tillgängliga europeiska resurstillräcklighetsbedömningen vid tidpunkten för FNA-2026 genomförande. ERAA analyserar resurstillräcklighet på europeisk nivå, det vill säga om produktion, efterfrågan och flexibilitetsresurser är tillräckliga i framtida scenarier för att uppfylla tillförlitlighetsnormen. Samtliga indata som används för beräkningen av systembehoven inom FNA hämtas från ERAA 2025. En fullständig förteckning över dessa indata återfinns i bilaga 1 till FNAM. I de fall andra datakällor används anges detta uttryckligen i rapporten.

ERAA och FNA har inga överlappande syften, är istället komplementära analyser. Medan ERAA fokuserar på resurstillräcklighet på europeisk nivå⁹ använder FNA resultaten från ERAA som underlag för beräkning av systemflexibilitetsbehovsindikatorer. De ERAA-resultat som används inom FNA hämtas från elmarknadssimuleringarna efter genomförd lönsamhetsbedömningen (EVA, Economic Viability Assessment). EVA är det modellsteg inom ERAA där teknologier i framtida scenarier bedöms utifrån ekonomisk lönsamhet, vilket kan leda till att resurser inkluderas eller exkluderas innan de slutliga elmarknadssimuleringarna genomförs.

⁸ ERAA 2025

⁹ huvudresultatet i ERAA är LOLE (loss of load expectation) och ENS (energy not served) per elområde/land och målår, , vilka används för att bedöma om tillförlitlighetsnormen uppfylls.

Dataunderlaget som DSO:er rapporterat till Svenska kraftnät ska utgå ifrån distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner (DNDP), i enlighet med artikel 6.6 och 6.7 i FNAM. Både underlaget för de kommande nätutvecklingsplanerna (DNDP 2026, som i Sverige kommer att vara färdigställda i december 2026) och underlaget från de senaste nätutvecklingsplanerna (DNDP 2024) har kunnat användas. Enligt DSO:erna har övervägande DNDP 2026 använts för dataunderlaget. Anledningen till att dataunderlaget kan utgå från DNDP 2026 eller DNDP 2024 är för att dataunderlaget ska baseras på de mest aktuella och relevanta tillgängliga underlagen för respektive nätområde, och därmed ge en ändamålsenlig grund för bedömningen av flexibilitetsbehoven.

Utvärdering av marknadshinder och digitaliseringens bidrag enligt FNAM artikel 15 baseras på datainsamling via en enkät ställd till nätägare och andra elmarknadsaktörer. Nätägare informerades om att enkäten var obligatorisk att besvara, för andra elmarknadsaktörer var enkäten frivillig att besvara. Enkäten distribuerades på Svenska kraftnäts hemsida, och Energiföretagen Sverige och Ei informerades om enkäten via nyhetsbrev. Enkätfrågorna har utformats av FNA-arbetsgruppen för att samla in underlag för de barriärer som anges i artikel 15 i FNAM. Efter att Svenska kraftnät genomfört datainsamlingen enligt artikel 15 publicerade Acer i mars 2026 en rekommendation för datainsamlingen av de olika barriärerna¹⁰. Acer:s rekommendation är både specifik och omfattande i jämförelse med utformningen av artikel 15 i FNAM. För att inkludera de indikatorer som presenterades i metoden hade den påbörjade datainsamlingen behövt kompletteras med en mer omfattande datainsamling. Eftersom enkätstudien redan var utförd och analysarbetet långt framskridet har rekommendationen inte följts till fullo. Acer:s rekommendation kommer att vara utgångspunkt vid datainsamling för FNA 2028.

Svaren har samlats in och sammanställts av Svenska kraftnät. Både utformning av enkätstudien och analys av svaren har genomförts av Svenska kraftnät, med hjälp av FNA-arbetsgruppen. Synpunkter har hämtats in löpande från Ei.

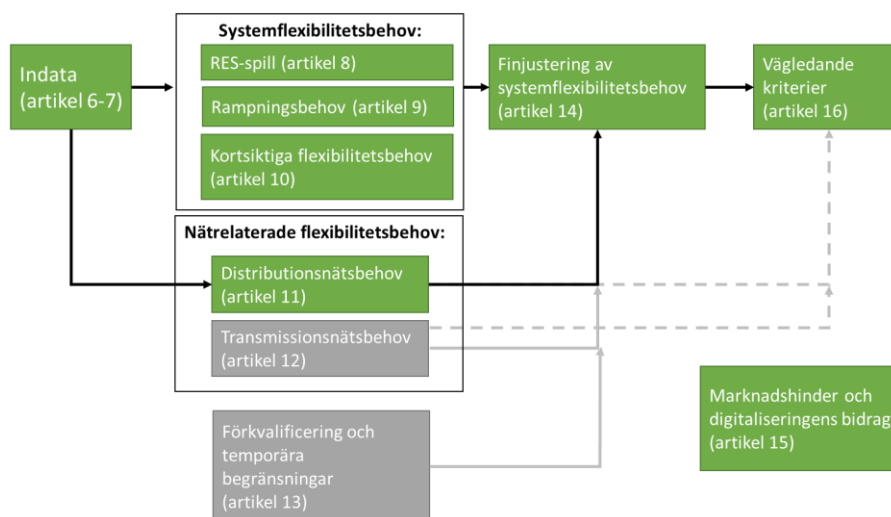
¹⁰ [ACER Recommendation 01-2026 on NRAs' reporting on barriers to non-fossil flexibility](#)

2.2 Val av målår

Vid fastställandet av gemensamma målår för den svenska tillämpningen utgick Svenska kraftnät och DSO:er från metodikens krav avseende analys av flexibilitetsbehov för en period om minst 5–10 år framåt, samt från kravet på att inkludera minst två målår under den första genomförandecykeln. Målåren behövde dessutom vara förenliga med de år för vilka ERAA-resultat finns tillgängliga. Mot denna bakgrund valdes målåren 2030 och 2035. Valet av dessa målår möjliggör en analys som uppfyller metodikens tidshorisont samtidigt som det säkerställer konsekvens med ERAA.

2.3 Modellansats

Analysen omfattar de obligatoriska delar av FNA som är tillämpliga för denna första FNA, med undantag för delar där metodiken medger valfrihet eller där genomförande inte bedömts möjlig till följd av begränsad metodutveckling eller begränsad tillgång till data. En sammanställning av implementerade och icke implementerade delar av FNA återges i Figur 2. I efterföljande avsnitt beskrivs även implementeringsgraden för respektive del, inklusive eventuella metoanpassningar, förenklingar och avgränsningar som tillämpats inom ramen för metodiken.



Figur 2. Sammanställning FNA process samt av implementerade (i grön) och icke implementerade (i grå) delar av FNA inom FNA 2026

2.3.1 Övergripande avgränsningar

2.3.1.1 Övergripande avgränsningar systemflexibilitetsbehov

För att kvantifiera systemflexibilitetsbehov används den i FNA artikel 7.3(a) definierade *post-processing*-metoden (i denna rapport benämnd efterbearbetningsmetoden), i stället för den modellbaserade metod som också beskrivs i FNA artikel 7.3(b).

Samtliga tre indikatorerna för systemflexibilitetsbehov, RES-spill, rampningsbehov respektive kortsiktiga flexibilitetsbehov, har analyserats. Indikatorerna har analyserats var för sig. Indikatorerna rampningsbehov och kortsiktiga flexibilitetsbehov redovisas fullt ut enligt metodkraven i FNA artikel 9 och 10. Det ytterligare nedregleringsbehov av RES-spill som icke täckta rampningsbehov och kortsiktiga flexibilitetsbehov skulle kunna ge upphov till har däremot, i enlighet med FNA artikel 8.3 sista meningen, exkluderats i denna första FNA. Indikatorn RES-spill bedöms på grund av detta kunna underskatta behoven.

2.3.1.2 Övergripande avgränsningar nätrelaterade flexibilitetsbehov

Analysen av nätrelaterade flexibilitetsbehov har genomförts i enlighet med artikel 11 i FNA. I detta avseende har ett avsteg från metodiken gjorts avseende att DSO:er inte rapporterat fullständig kvantifiering av nätrelaterade flexibilitetsbehov i form av energivolymer (MWh). FNA-arbetsgruppen identifierade att det skulle krävas en omfattande utveckling hos DSO:er för att kunna ta fram informationen vilket inte var genomförbart inom tidsramen för FNA 2026. För att säkerställa dataunderlag med tillräcklig kvalitet från samtliga DSO:er har det istället varit obligatoriskt för DSO att rapportera effekt (MW) tillsammans med skäl för varje flexibilitetsbehov (fördefinierade kategorier kopplade till olika systemtillstånd).

Analysen av nätrelaterade flexibilitetsbehov i distributionsnät omfattar inte:

- anslutningar med en förbrukning över 50 MW (då dessa antas vara representerade i ERAA och i analysen av systemflexibilitet)
- effekter av framtida marknadsdesign, affärsmodeller eller kundbeteenden (t.ex. effekttariffer eller explicit kundflexibilitet),
- sammanlagringseffekter mellan olika flexibilitetskällor.

Vidare har tekniska begränsningar i maskade regionnät (t.ex. komplexa flöden i 130 kV-nät) i huvudsak avgränsats bort, då dessa kräver mer avancerad modellering än vad som omfattas av analysen. Detta innebär

sammantaget att det faktiska flexibilitetsbehovet i regionnäten potentiellt underskattas.

Beräkningar av nätrelaterade flexibilitetsbehov i transmissionsnät är inte obligatoriskt enligt artikel 12 i FNAM. Mot bakgrund av detta, samt ett behov av ytterligare metodutveckling för att kunna genomföra sådana beräkningar, ingår inte beräkningar av nätrelaterade flexibilitetsbehov i transmissionsnät i underlaget till FNA 2026.

2.3.1.3 Övergripande avgränsningar förkvalificering och temporära begränsningar

Data relaterat till förkvalificering till elnätet och nyttjandet av temporära begränsningar enligt FNAM artikel 13 har inte ingått i underlaget för FNA 2026. Skälet är att datan inte finns tillgänglig då det avtal om förkvalificering till nätet och fastställandet av temporära begränsningar som ska tas fram utifrån artikel 182 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO GL), ännu inte är på plats. Avtalet beräknas vara på plats under första halvåret 2027. Data kopplat till dessa delar kommer att ingå i FNA för 2028. Avsaknaden av dessa data innebär att eventuella finjusteringar av systembehovsindikatorerna enligt FNAM artikel 14, inte har kunnat beaktas i denna analys. Resultaten kan därmed i viss mån underskatta flexibilitetsbehoven på samtliga indikatorer.

2.3.1.4 Övergripande avgränsningar vägledande kriterier

Analysen av vägledande kriterier har genomförts i enlighet med artikel 16 i FNAM, med undantag för artikel 16.4. FNA-arbetsgruppen identifierade att det skulle krävas en omfattande utveckling hos DSO:er för att kunna ta fram informationen vilket inte var genomförbart inom tidsramen för FNA 2026. DSO:er har inte har rapporterat uppdelning i tidsblock och/eller representativa dagar till TSO. För att säkerställa dataunderlag med tillräcklig kvalitet från samtliga DSO:er har det istället varit obligatoriskt för DSO att rapportera skäl för varje flexibilitetsbehov (se avsnitt 2.3.1.2).

2.3.2 Modellering av systemflexibilitetsbehov

I enlighet med processen för FNA som beskrivs i Figur 2 utgör insamling av indata steg 1 i analysen av systemflexibilitetsbehov. Eftersom efterbearbetningsmetoden¹¹, enligt FNAM Art. 7.1 och 7.3(a), har valts

¹¹ "Post-processing approach"

baseras FNA på färdigt resultat från ERAA. Dessa resultat utgör elmarknadssimuleringar omfattar timvisa tidsserier per elområde för bland annat elproduktion uppdelad på kraftslag, förbrukning, flexibla resurser samt överföringar mellan elområden. Inga ytterligare elmarknadssimuleringar eller scenarier har genomförts av svenska kraftnät.

Steg 2 utgörs av beräkningen av de tre systembehovsindikatorerna baserat på ERAA-tidsserierna. I anslutning till detta steg kan indikatorerna, i de fall sådan data finns tillgänglig, justeras med kompletterande information avseende nätrelaterade flexibilitetsbehov. Detta steg avser en finjustering av indikatorerna och tillämpas endast i den utsträckning relevant underlag finns tillgängligt samt i de fall de nätrelaterade behoven enligt FNAM artikel 14 bedöms vara väsentliga. FNAM artikel 14 anger hur nätrelaterade flexibilitetsbehov ska beaktas i förhållande till de systemövergripande indikatorerna, i syfte att säkerställa att varken lokala eller systemnivåmässiga behov underskattas.

Steg 3 består av analysen av de framtagna indikatorerna, där de viktigaste resultaten utgörs av de icke-täckta behoven. Det är dessa icke-täckta behov som analyseras vidare mot de vägledande kriterierna för att bedöma vilka typer av resurser som kan bidra till att möta dem. För indikatorn avseende RES-spill kompletteras analysen med kvantitativa beräkningar av ytterligare resurser som potentiellt kan minska de identifierade behoven. För indikatorerna om ramping och kortsiktig flexibilitet genomförs däremot en kvalitativ bedömning av vilka resurser som kan bidra till att täcka de identifierade behoven.

2.3.2.1 Väderår

Analysen baseras, i enlighet med FNAM Art. 6.5, på samma väderscenarier som används inom ERAA:s lönsamhetsbedömningssteg (EVA). Det motsvarar tre väderscenarier för ERAA 2025, väderscenierna 23, 27 och 35¹². Antalet väderscenarier/väderår kan påverka resultaten av analysen då produktion och efterfrågan i ERAA är starkt väderberoende, särskilt genom temperatur (som påverkar last) samt vind-, sol- och vattenproduktion. Ett begränsat urval om tre väderår medför en risk att extrema eller mindre sannolika vädersituationer inte ingår, och därmed att

¹² European Resource Adequacy Assessment 2025, Annex 1 – Input Data & Assumptions, avsnitt 3

väderscenarier med potentiellt högre flexibilitetsbehov inte inkluderas i analysen.

2.3.2.2 Metod för att beräkna ytterligare flexibilitetsresurser

Enligt FNAM artikel 8.10 ska en analys för att uppskatta nyttan av att tillföra ytterligare flexibilitetsresurser genomföras i de fall beräkningar av RES-integrationsbehov enligt artikel 8 visar på icke-täckta behov.

Analysen har genomförts baserat på efterbearbetning av modellresultat från ERAA 2025, i samband med FNAM artikel 7.3(a), där tidsserier för residuallast och RES-spill används för att återspegla bidraget av flexibla resurser. Utifrån dessa har de återstående behoven av RES-integration kvantifierats och översatts till ett motsvarande behov av hypotetiska flexibilitetsresurser.

De hypotetiska flexibilitetsresurserna har modellerats med antagandet om en marginalkostnad om 0 €/MWh. Detta speglar en metodansats där flexibilitetsresurserna, om de hade inkluderats i den ursprungliga ERAA-simuleringen, skulle ha aktiverats i alla situationer där de bidrar till att reducera RES-spill. I den efterföljande simuleringen absorberar resurserna således överskottsproduktion vid tillfällena med RES-spill och levererar energi i efterföljande perioder.

För att säkerställa teknisk neutralitet mellan kraftslag, i samband med FNAM artikel 8.10, har flexibilitetsresurserna karakteriserats utifrån generiska parametrar: effekt (MW), energikapacitet (MWh) och verkningsgrad. Vidare har ett brett spektrum av energi-till-effekt-förhållanden analyserats (2 till 200 timmar), med representativa verkningsgrader, för att fånga olika typer av flexibilitetsteknologier.

I modelleringen beaktas relevanta tekniska begränsningar, inklusive effektbegränsningar, energikapacitet och lagringsnivå över tid. Detta möjliggör en konsistent kvantifiering av hur ytterligare flexibilitet skulle kunna bidra till att minska kvarstående RES-spill och därigenom öka graden av RES-integration i systemet.

2.3.2.3 Gränsöverskridande flexibilitet

Gränsöverskridande flexibilitet mellan elområden beaktas genom de underliggande ERAA-simuleringarna, där handel mellan elområden och tillgänglig överföringskapacitet modelleras explicit. De tidsserier som används för analysen återspeglar därmed tillgänglig flexibilitet från angränsande elområden.

Prisnivåer från ERAA-simuleringarna har därutöver använts för att approximera begränsningar i marknadslikviditet. I enlighet med FNAM artikel 9.3€ och 10.3(c), som medger att marknadslikviditetsbegränsningar kan beaktas under extrema prisperioder, har ett antagande införts där möjligheten att i sådana situationer tillgodogöra sig flexibilitet via import/export reduceras; Den tillgängliga installerade överföringskapaciteten sätts till noll under perioder med extrema prisnivåer. Antagandet motiveras av att dessa perioder typiskt sammanfaller med ansträngda systemförhållanden, där marginalerna för ytterligare gränsöverskridande utbyte bedöms vara starkt begränsade.

2.3.2.4 Prognosfel

Enligt FNAM artikel 10.1 ska de kortsiktiga flexibilitetsbehoven beräknas utifrån extrema prognosfel för residuallasten. Extrema prognosfel är definierade i FNAM som 0,1- respektive 99,9-percentilen i prognosfelens sannolikhetsfördelning, där 0,1-percentilen motsvarar avvikelser i nedregleringsriktning och 99,9-percentilen motsvarar avvikelser i uppregleringsriktning. Metoden för att ta fram dessa extrema prognosfel består av tre huvudsteg: (1) uppskattning av historiska prognosfel, (2) uppskalning av dessa till framtida systemförhållanden och (3) anpassning av prognosfelen till relevanta systemtillstånd i ERAA. Prognosfelen representerar osäkerheten mellan förväntad och faktisk residuallast och utgör därmed grunden för beräkningen av de kortsiktiga flexibilitetsbehoven. Detta avsnitt beskriver metodiken enligt dessa tre steg.

Steg 1: Historiska prognosfel

Prognosfel för residuallast definieras som skillnaden mellan dagen före-prognos och observerat utfall i realtid. För att estimeras dessa analyseras prognosfel för last, vindkraft och solkraft separat, eftersom osäkerheten i residuallasten drivs av prognososäkerheten i dessa tre komponenter. De komponentvisa prognosfelen kombineras därefter till det samlade prognosfelet för residuallast. Beräkningen baseras på jämförelser mellan historiska dagen-före prognoser för last, vindkraft och solkraft för åren 2023—2025 med motsvarande faktiska utfall från avräkningsdata. Ingen ytterligare uppdelning har gjorts avseende tidsupplösning eller separata flexibilitetskomponenter, utan analysen avser enbart det samlade prognosfelet definierat som skillnaden mellan dagen före-prognos och observerat utfall i realtid.

Tidsserier av historiska dagen-före-prognoser har tagits fram av Svenska kraftnät genom att simulera prognoskörningar med den information som

fanns tillgänglig vid respektive prognostillfälle (klockan 10 lokal tid inför dagen före-marknaden), baserat på högupplösta väderprognoser från Sverige och Norge. Dessa har därefter jämförts med motsvarande faktiska utfall från avräkningsdata från eSett¹³, som i jämförelsen representerar slutligt fastställda realtidsvolymen på elmarknaden. Jämförelsen ger ett resultat i form av historiska prognosfelsserier.

Då förenklade modeller har använts i framtagningen jämfört med operativ drift har prognosfelen justerats genom en efterkalibrering motsvarande 10 procents reduktion, i syfte att bättre spegla faktisk prognosprecision.

Steg 2: Uppskalning till framtida systemförhållanden

För att översätta historiska prognosfelen till FNA-analysens målfår skalas de historiska prognosfelserierna till framtida systemförhållanden enligt ERAA-scenariot (antagen utveckling av installerad kapacitet för vind och sol samt genomsnittliga lastnivåer). Detta görs eftersom de historiska prognosfelen speglar historiska systemförhållanden, medan ERAA-scenariot för 2030 och 2035 innehåller förändrade nivåer av installerad vind- och solkraftskapacitet samt last.

Skalningen resulterar i projekterade prognosfelsserier samt motsvarande projekterade residuallastserier, konsistenta med de framtida systemförhållanden som analyseras inom FNA. Dessa utgör tillsammans indata till den efterföljande analysen där prognosfelen relateras till specifika systemtillstånd i ERAA.

En linjär skalningsmetod används, utan explicita antaganden om förbättrad precision över tid. Detta motiveras av att ökande andel väderberoende produktion tenderar att öka prognosfel, samtidigt som förbättrade prognosmetoder förväntas motverka denna effekt, vilket sammantaget antas ta ut varandra.

Steg 3: Anpassning till systemtillstånd i ERAA

De uppskalade prognosfelserierna och motsvarande projicerade residuallastserier från steg 2 grupperas därefter i så kallade residuallastintervall baserade på nivåer i residuallasten från ERAA-resultaten. Detta steg utgör en anpassning enligt FNAM artikel 10.4(a) och syftar till att säkerställa att prognosfelen utvärderas under konsistenta systemtillstånd.

¹³ eSett | Nordic Imbalance Settlement | We settle, together!

Eftersom de uppskalade prognosfelsekvenserna härstammar från historiska data och därmed inte i sig är direkt kopplade till de systemförhållanden som representeras i ERAA-simuleringarna, genomförs en matchning mellan de två datasetten. Detta innebär att prognosfel endast utvärderas för de observationer där motsvarande nivå av residuallast överensstämmer med respektive intervall i ERAA-resultaten. Syftet med denna matchning är att säkerställa att prognosfelens sannolikhetsfördelning villkoras på systemtillstånd, så att extrema värden beräknas för jämförbara driftlägen i elsystemet.

Inom varje residuallastintervall beräknas 0,1- respektive 99,9-percentilen av prognosfelet. Dessa percentiler representerar extrema men plausibla prognosfel i negativ (nedreglering) respektive positiv (uppreglering) riktning och används för att karakterisera de kortsiktiga flexibilitetsbehov som uppstår under respektive systemtillstånd. På detta sätt erhålls P0,1- och P99,9-värden som beskriver hur de extrema prognosfelen varierar med residuallastnivå.

2.3.3 Nätrelaterade flexibilitetsbehov i distributionsnät

Analysen av nätrelaterade flexibilitetsbehov har genomförts i enlighet med artikel 11 i F NAM med avgränsningar som anges i avsnitt 2.3.1.2. DSO:er har uppskattat flexibilitetsbehovet som den maximala flexibla effekt (MW) som krävs för att:

- upprätthålla interna operationella överföringsgränser¹⁴ i distributionsnätet, samt
- inte överskrida abonnemang mot överliggande elnät.

Resultat redovisas som summerade lokala maximala effektbehov (MW) per målår (2030 och 2035), i enlighet med artikel 11.2 i F NAM.

2.3.3.1 Omfattning och granularitet

De rapporterade uppgifterna avser aggregerade behov per säsong, målår och elområde. För att möjliggöra en harmoniserad bedömning av flexibilitetsbehov, givet svenska DSO:ers heterogena struktur (stor variation mellan DSO:er avseende storlek, antal kunder,

¹⁴ Den operationella överföringsgränsen bestäms av respektive elnätsbolag och motsvarar nivån till vilken man maximalt tillåter sig belasta anläggningsdelen (F NAM definierar inte hur den operationella gränsen ska definieras, men t.ex. kan hänsyn tas till N-1-säkerhet, avbrottsmöjligheter)

spänningsnivåer, samt region- och lokalnät) har följande granularitet tillämpats:

- **Tidsmässig granularitet:**
Säsongvis upplösning (vinter: november–mars; sommar: april–oktober), med möjlighet till komplettering med information per månad.
Representativa tidsperioder har valts för att återspegla återkommande driftsituationer med hög belastning i näten (såsom hög last under vinterperioden, perioder med hög lokal produktion från variabla förnybara energikällor och tillfälliga driftbegränsningar vid underhåll och omkopplingar i elnätet). Detta bedöms ge en representativ beskrivning av distributionsnätets flexibilitetsbehov på aggregerad nivå i enlighet med FNAM artikel 11.4, givet tillgänglig data.
- **Spatial granularitet:**
Aggregering av uppgifter på elområdesnivå.
- **Spänningsgranularitet:**
Aggregering av uppgifter till högsta relevanta distributionsnätetsnivå (130–220 kV).

2.3.3.2 Nedåtriktat flexibilitetsbehov kopplat till RES

DSO:erna har, i enlighet med FNAM artikel 11.7, tillhandahållit information om andelen nedåtriktat flexibilitetsbehov relaterat till begränsning av produktion från förnybara energikällor (RES). Dessa uppgifter redovisas separat i den samlade DSO-datan, som aggregerade bruttovärden (andel i %) i relation till totalt flexibilitetsbehov (i MW).

Effekter av framtida marknadsrespons eller kundflexibilitet har inte beaktats vid bedömningen av nedåtriktat flexibilitetsbehov kopplat till RES.

De nationella andelarna av RES-relaterat nedåtriktat flexibilitetsbehov redovisas i avsnitt 4.2.

2.3.3.3 Omvandling till tidsserier

För att säkerställa konsistens med de timupplösta systemflexibilitetsanalyserna behöver DSO-data med lägre tidsupplösning omvandlas till timupplösta tidsserier. Detta görs i enlighet med FNAM artikel 14.7(b), som anger att data med lägre tidsmässig granularitet ska

fördelas över tiden på ett sätt som är konsistent med relevanta ERAA systemförhållanden, särskilt variationer i förnybar produktion och last.

Eftersom DSO-data avser säsongsvisa volymer för nedåtriktad flexibilitetsbehov kopplat till hög RES-produktion (dvs. RES-spill), genomförs en tidsmässig disaggregering till timnivå. I detta sammanhang definieras "hög RES-produktion" som situationer där den sammanlagda produktionen från vind- och solkraft överstiger 40 procent av den installerade kapaciteten i respektive ERAA-scenario.

Syftet med omvandlingen är att konstruera en DSO-baserad tidsserie för RES-spill (nedåtriktad flexibilitetsbehov) med timupplösning, som kan jämföras med motsvarande systemnivåresultat från ERAA. Omvandlingen sker genom att de rapporterade volymerna fördelas över tid i två steg:

- Fördelning mellan säsonger baserat på systemnivådata för vind- och solproduktion från ERAA-scenarierna för respektive målår och elområde.
- Fördelning inom varje säsong till dygns- och timnivå baserat på motsvarande systemnivåprofiler för vind- och solproduktion.

Metoden innebär att högre värden av RES-relaterad produktion i ERAA leder till proportionellt högre allokering av DSO-rapporterad RES-spill, vilket säkerställer att tidsserierna speglar variationer i underliggande systemförhållanden. Resultatet utgör en timupplöst tidsserie för DSO-rapporterat RES-spill, vilken därefter används för jämförelse (och eventuell finjustering) mot motsvarande RES-spill som erhålls från ERAA-beräkningarna på systemnivå.

2.3.4 Finjustering av systemflexibilitetsbehov

För att avgöra behovet av att i enlighet med FNAM artikel 14.1 finjustera RES-integrationsbehovet i förhållande till RES-spill i distributionsnätet tillämpas kriteriet i artikel 14.3(b) i FNAM. Enligt detta är kriteriet för när finjustering ska genomföras om det årliga RES-spillet i distributionsnäten, summerat för respektive elområde, överstiger 10 procent av motsvarande RES-spill enligt ERAA. DSO-tidsserier har därför jämförts med ERAA-uppskattningar av RES-spill på systemnivå i syfte att identifiera om kriteriet för finjustering är uppfyllt per elområde och målår. Finjusteringen tillämpas endast i de fall där kriteriet är uppfyllt. Kriteriet uppfylls för SE3 (2030 och 2035) samt SE4 (2030); en fullständig redovisning av resultat och tillämpning återges i avsnitt 4.1.1.2.

3 Scenarier och Antaganden

3.1 Scenarier för systemflexibilitetsbehov

3.1.1 ERAA:s elmarknadsmodell resultat

Scenariot som används för beräkning av systemets flexibilitetsbehov är, i enlighet med artikel 7.1 i FNAM, ERAA 2025:s referensscenario efter genomförd EVA¹⁵, med underliggande data tillämpade direkt i analysen. Genom EVA-processen har potentiella investeringar i produktion och flexibilitetsresurser redan utvärderats utifrån ekonomisk lönsamhet och, där de bedömts vara kostnadseffektiva, inkluderats i scenariot. Det analyserade scenariot representerar därmed ett framtida elsystem med faktiskt utbyggda resurser snarare än en teoretisk potential för ytterligare utbyggnad.

Det valda ERAA scenariot redovisas per elområde och per kategori/kraftslag i Tabell 1 avseende tillgänglig kapacitet och i Tabell 2 avseende energi. Tabellerna redovisar resultat från elmarknadssimuleringar i ERAA. Resultaten uttrycks i GW respektive TWh, och utgör medelvärden för de väderscenarier som valts ut för FNA-studien.

¹⁵ EVA i ERAA används för att bedöma kostnadseffektiviteten för olika teknologier genom att avgöra om investeringar i produktion och flexibilitetsresurser är ekonomiskt motiverade inom respektive scenario, innan dessa inkluderas i den efterföljande elmarknadssimuleringen. EVA metodiken förklaras i detalj i denna rapport: [European Resource Adequacy Assessment 2025](#)

Tabell 1. ERAA 2025-tillgänglig kapacitet (GW) i SE1-SE4 och Sverige (SE) per kategorier/kraftslag som ingår i referensscenariot.

Kategori (GW)	2030					2035				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Elektrolysörer	8	0	0	0	8	15,5	0	0	0	14
Batterier ¹⁶	<----- 0,05 ----->				0,2	<----- 0,05 ----->				0,2
Efterfrågefex. ¹⁷	0,3	0,4	4	0,6	5,4	1,1	0,9	5,4	1	8,5
Vattenkraft	5,4	7,6	2,3	0,2	16	5,4	7,6	2,3	0,2	16
Kärnkraft	0	0	7	0	7	0	0	8	0	8
Vindkraft land	4,6	8	5	2,5	20	5,8	9	6	2,8	24
Vindkraft hav	0	0	0,03	0,4	0,5	0	0	1	1,2	2,3
Solkraft	0,3	0,5	4,2	1,7	7	0,7	0,8	6	2,5	10
Kraftvärme ¹⁸	0,2	0,8	2,4	0,7	4	0,2	0,8	2,2	0,7	4
Övrig termisk ¹⁹	0	0	0,2	0	0,2	0	0	0,2	0	0,2
Import ^{20,21}	6	1,5	8,8	7,3	11	6	2,2	12	7,2	12
Export ^{21, 21}	5,6	13	8,5	5,3	13	5	13	7,6	5,3	14

Tabell 2. ERAA 2025-resultat för produktion, förbrukning i SE1-SE4 och Sverige. Avrundat till närmaste TWh siffra.

Kategori (TWh)	2030					2035				
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Total förbrukning	48	18	94	26	186	68	24	119	27	238
Allm. förbrukning	25	18	94	26	162	33	24	119	27	203
Batteriförbrukning	0	0,03	0,09	0,1	0,22	0	0,04	0,11	0,14	0,3
Elektrolysörer	23	0	0	0	23	35	0	0	0	35
Total produktion	34	67	101	20	223	38	67	106	25	237
Batteri prod.	0	0,02	0,08	0,1	0,2	0	0,04	0,1	0,13	0,27
Vattenkraft	21	39	13	2	74	21	37	13	2	74
Kärnkraft	0	0	48	0	48	0	0	44	0	44
Vindkraft land	12	21	14	8	55	15	23	18	9	65
Vindkraft hav	0	0	0,14	2	2	0	0	5	6	10
Solkraft	0,2	0,4	4	2	6	0,5	0,7	5	2	7
Kraftvärme	2	7	21	6	36	2	7	20	6	34
Övrig termisk	0	0	0,07	0	0,07	0	0	0,06	0	0,06
Efterfrågefex	0,3	0,1	0,7	0,2	1,2	0,3	0,1	0,8	0,2	1,4

I Tabell 2 redovisas *allmän förbrukning*, vilket avser den förbrukning som används som indata till ERAA, och *total förbrukning*, vilket avser det resultat som ERAA genererar efter batterier och elektrolysörer har

¹⁶ Batterilager installerade effekten uppgår till 0,2 GW på nationell nivå, uppdelat i 50 MW per elområde, och är oförändrad mellan 2030 och 2035. Motsvarande energilagringsskapacitet uppgår till 1,4 GWh år 2030 och 2,0 GWh år 2035, fördelat på SE1-SE4. I GWh, enligt följande: 2030 (SE1 = 0,004, SE2 = 0,094, SE3 = 0,692, SE4 = 0,697) och 2035 (SE1 = 0,02, SE2 = 0,128, SE3 = 1,1, SE4 = 0,753).

¹⁷ Inom ERAA rapporterades endast den så kallat explicit efterfrågefexibilitet.

¹⁸ Består av biomassa och avfall

¹⁹ Består av naturgaskraftverk

²⁰ Avser aggregerad överföringskapacitet från (import) / till (export) andra elområden (inom Sverige och utlandet).

²¹ Kapaciteterna baseras på flödesbaserade kapacitetsberäkningar (FB-domäner) från de nordiska TSO:erna till ERAA och utgör inte en enkel summa av installerade förbindelser, utan är härledda från marknadssimulerade nettopositioner.

optimerats i elmarknadsmodellen. Total förbrukning är en summering av allmän förbrukning och förbrukning från batterier och elektrolysörer. För att i FNA-analysen undvika dubbelräkning av flexibilitet från resurser som beaktats i ERAA:s modellresultat för total förbrukning, används därför *allmän förbrukning* som grund för efterföljande parametrar i FNA-analysen. För ytterligare information och fullständig scenariobeskrivning hänvisas till ERAA 2025-rapporten²² samt det offentligt tillgängliga datasetet.

3.1.2 Residuallasten

Residuallasten beskriver den återstående last som behöver hanteras av planerbara resurser i elsystemet efter att icke-planerbar produktion och så kallad *must-run*-produktion har beaktats. Med planerbar produktion avses främst kraftvärme och vatten- och kärnkraft, med icke-planerbar produktion avses främst vind- och solkraft, medan *must-run* avser de lägsta produktionsnivåer som vissa kraftslag, såsom kraftvärmeverk och kärnkraft, behöver upprätthålla till följd av tekniska begränsningar i utrustning, eller i kraftvärmens fall, kopplingen till värmelast.

Elsystemets flexibilitet kan i stort beskrivas som förmågan att kontinuerligt balansera variationer i residuallasten. En positiv residuallast innebär ett underskott i systemet, där ytterligare planerbar produktion, flexibilitet eller import krävs för att möta efterfrågan. En negativ residuallast innebär i stället ett överskott, där produktionen överstiger efterfrågan och systemet blir beroende av export, lagring eller nedreglering för att undvika bortkoppling av produktion.

Residuallast är en central parameter i analysen av samtliga tre indikatorer (RES-integrationsbehov, rampningsbehov respektive kortsiktiga flexibilitetsbehov) för systemflexibilitetsbehovet inom FNA. Residuallasten är dock inte ett explicit resultat från ERAA, utan behöver härledas av respektive TSO för FNA utifrån nationella förutsättningar och gemensamma principer som tagits fram inom ENTSO-E. Det innebär att residuallasten inte beräknas i ERAA, utan fastställs separat av respektive TSO baserat på dessa gemensamma principer och nationella antaganden.

I enlighet med gemensamma principer inom ENTSO-E baseras residuallasten på indata till ERAA och inte på modellresultat. För Sveriges del innebär detta att residuallasten som analyseras i FNA utgår från

²² [ERAA 2025](#)

allmän förbrukning samt potentiell produktion från vind- och solkraft, det vill säga den produktion som teoretiskt hade kunnat produceras givet rådande väderförhållanden i respektive vädersscenario²³. Nivåerna för must-run baseras på antaganden avseende andel av den installerade effekten som utgör en fast lägsta produktionsnivå för kraftslagen vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme och övrig termisk produktion. En mer detaljerad beskrivning av must-run antaganden återfinns i avsnitt 3.5.

Tabell 3 ger en översikt av beräkningen av residuallasten i denna FNA-studie. Tabellen redovisar även överskott och underskott kopplade till residuallasten, där dessa tillsammans summerar till den redovisade residuallasten. Tabellen visar att residuallasten är nettopositiv i samtliga elområden utom SE2, vilket innebär att SE2 uppvisar ett överskott medan övriga elområden uppvisar underskott. SE3 utmärker sig som det elområde med det mest uttalade underskottet. Skillnaden mellan totalnivåerna i Tabell 2 och Must-run-nivåerna i Tabell 3 representerar den del av teknologin som är reglerbar.

Tabell 3. Översikt över Residuallasten och hur den sammasätts för FNA studien. Avrundat till närmaste TWh siffra.

	2030					2035				
Kategori (TWh)	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Allm. förbrukning	25	18	94	26	162	33	24	119	27	203
Total RES produktion	12	22	18	12	63	15	24	28	17	84
Vindkraft	11,7	21	14	11	57	14,5	23	23	15	76
Solkraft	0,3	1	4	1	6	0,5	1	5	2	8
Total must-run produktion	5	13	45	2	65	5	14	50	1	69
Vattenkraft	4	11	4	0	22	4	12	4	0	21
Termisk ²⁴	1	2	41	2	43	1	2	46	1	48
Residuallast²⁵	8	-17	31	12	35	13	-14	41	9	50
Överskott	-1	-18	0	0	-5	-1	-15	0	-1	-4
Underskott	9	0	31	12	40	14	1	41	10	54

²³ Dessa potentiella produktioner är hämtade från PECD-data kopplade till ERAA-studien.

²⁴ Består av Kärnkraft + Kraftvärme + Övrig termisk

²⁵ Allmän förbrukning minus total RES produktion minus total must-run produktion

3.2 Scenarier och beräkningar för DSO data

3.2.1 Datakällor och scenarier

Indata för beräkning av distributionsnätens flexibilitetsbehov baseras primärt på DSO:ernas pågående nätutvecklingsplaner (DNNDP 2026). Där dessa ännu inte varit fullt tillgängliga eller kompletta har de senast fastställda planerna (DNNDP 2024) använts som kompletterande underlag.

Underlaget representerar därmed den mest aktuella, tillgängliga och konsistenta uppsättningen scenarier från DSO:ernas långsiktiga nätplanering, med justeringar för aggregering och harmonisering inom FNA-metodologin.

Nätutvecklingsplanerna omfattar scenariobaserade analyser av både uppåt- och nedåtriktade flexibilitetsbehov i distributionsnäten. Behoven har identifierats utifrån nätens förmåga att hantera:

- prognoser för produktions- och förbrukningsutveckling,
- anslutning av ny produktion och förbrukning,
- abonnemangsgränser mot överliggande nät,
- interna nätbegränsningar.

I vissa fall har analyserna även inkluderat driftrelaterade aspekter såsom väderförhållanden, planerat underhåll och temporära driftsituationer. Schablonantaganden förekommer, exempelvis för nyanslutning av sol- och vindkraft.

3.2.2 Anpassning till FNA-målår

För anpassning till FNA-rapportens målår har DSO:er tillämpat följande approximationer:

- perioden 2027–2031 i DNNDP används som approximation för målåret 2030,
- perioden 2032–2036 i DNNDP används som approximation för målåret 2035.

3.2.3 Beräkningsmetoder

Beräkningarna av flexibilitetsbehov i distributionsnät bygger på driftsgränser i anslutningspunkter mot överliggande elnät. För lokalnät avser detta anslutningspunkter mot regionnät, och för regionnät

anslutningspunkter mot transmissionsnätet. I vissa fall har DSO:er även inkluderat interna nätbegränsningar i beräkningarna.

Driftgränser i anslutningspunkterna mot överliggande elnät baseras på historiska nivåer (maxeffekt år 2025), prognostiserad effektutveckling, och indikativa uppgifter om framtida kapacitet från överliggande nät inom ramen för FNA-arbetet. De indikativa kapacitetsuppgifterna har använts för att säkerställa konsistens mellan nätnivåer och för att undvika överskattning av flexibilitetsbehov genom dubbelräkning.

Beräkningsmetoder skiljer sig åt mellan nätbolagen. Vissa lokalnätsbolag har räknat med några eller alla interna nätbegränsningar, andra har enbart beaktat kapacitet från överliggande nät. Vissa regionnätsbolag har genomfört beräkningar av fysiska begränsningar i regionnätet, vissa har beaktat planerat underhåll och driftsituationer, och vissa har använt schablonantaganden, till exempel relaterat till flexibel effekt hos tillkommande sol- och vindproduktion. Skillnader i metodval innebär att de rapporterade flexibilitetsbehoven varierar mellan olika regionnätsområden, vilket återspeglas som variationer mellan elområden.

3.2.4 Tolkning av resultat

De rapporterade flexibilitetsbehoven i distributionsnät representerar prognostiserade bruttobehov av tillgänglig flexibilitet under givna antaganden om nät, efterfrågan och produktion. Behoven speglar inte nödvändigtvis faktisk aktivering av flexibilitet, utan anger snarare den kapacitet som behöver finnas tillgänglig. Det finns flera olika typer av åtgärder som kan tillgodose behoven, såsom aktivering av flexibilitetstjänster (upp- eller nedreglering), nätoperationella åtgärder (t.ex. omkopplingar), nätinvesteringar eller förstärkningar och justering av abonnemangsnivåer. Hur behovet realiserar beror på utveckling av marknadsförutsättningar, tekniska lösningar och regulatoriska ramverk.

Tolkningen av resultaten påverkas av flera centrala metodval och avgränsningar:

- att analysen huvudsakligen baseras på effekt (MW) och inte energivolymer (MWh),
- att stora förbrukare (>50 MW) exkluderas,
- att interna nätbegränsningar och beräkningsmetoder varierar mellan DSO:er, särskilt i regionnät,
- att vissa tekniska begränsningar i maskade nät inte fullt ut beaktas,

- att framtida utveckling av kundflexibilitet, marknadsdesign och affärsmodeller endast i begränsad utsträckning inkluderas.

Dessa faktorer innebär att resultaten bör ses som en indikativ och jämförbar nivå snarare än en exakt prognos, och att variationer mellan elområden delvis återspeglar metodskillnader och datatillgång snarare än enbart faktiska skillnader i behov.

Slutligen är behoven tillståndsberoende och kan variera över tid beroende på exempelvis väderförhållanden, produktionsmix, driftlägen och planerade underhållsåtgärder. Resultaten ska därför tolkas som en strukturerad uppskattning av flexibilitetsbehov under ett spektrum av sannolika framtida systemförhållanden.

3.3 Förnybart integrationsmål

I enlighet med artikel 8.7 i FNAM ska ett referensmål för andelen RES i elsystemet fastställas (RES-mål). RES-målet ska vara baserat på nationella energi- och klimatplan (NEKP)²⁶ eller andra officiella nationella källor, eller i förekommande fall härleda ett approximationsvärde enligt fastställd metodik. Att fastställa ett RES-mål utgör ett nödvändigt metodsteg i FNA-ramverket. RES-målet fungerar som ett underlag för beräkningen av systemets flexibilitetsbehov, och är nödvändig för att kunna fastställa RES-integrationsbehovsindikatorn.

Sverige har i senaste NEKP inget explicit nationellt mål för RES inom elsektorn. Relevanta uppgifter återfinns dock i NEKP tabell 32 där Energimyndighetens långsiktiga scenarier redovisas. Scenarierna anger en andel RES om 81 % år 2030 och 82 % år 2035. Andelarna är beräknade i enlighet med förnybartdirektivet och omfattar elproduktion från vind-, sol-, vatten-, biokraft samt avfallkraft, uttryckt som andel av total elanvändning. Dessa scenarier utgör det referensunderlag som används i denna FNA-analys, som basfallet för mål för andelen förnybar energi (RES-mål) inom elsektorn.

Sedan NEKP publicerades har Energimyndigheten tagit fram mer uppdaterade långsiktiga scenarier²⁷, där andelen förnybar elproduktion år 2030 bedöms uppgå till cirka 90–95 procent av elanvändningen. Utöver basfallet för RES-mål inom elsektorn inkluderas därför i denna rapport

²⁶ [sveriges-uppdaterade-nationella-energi--och-klimatplan-for-2021-2030.pdf](#).

²⁷ [Energimyndigheten](#)

även ett känslighetsfall som speglar dessa högre nivåer. Känslighetsfallet baseras på intervallet från Energimyndighetens 2030-scenariot, där 90 procent tillämpas för mååret 2030 och 95 procent för mååret 2035.

Utifrån dessa två fall har ett RES-integrationsmål härletts i enlighet med artikel 8.8 i FNAM. RES-integrationsmålet motsvarar den mängd förnybar elproduktion som minst behöver integreras i elsystemet för att RES-målet inom elsektorn ska uppnås. Ekvivalent kan RES-integrationsmålet uttryckas som den maximala mängd RES-spill som kan tillåtas utan att RES-målet inom elsektorn underskrids.

I Tabell 4 redovisas beräkningar där allmän förbrukning från ERAA referensscenariot (A) används som referensförbrukning. Genom att applicera andelarna (B) motsvarande RES-mål inom elsektorn (bas- och känslighetsfallen) beräknas (C) det årliga RES-integrationsmålet, dvs. den mängd förnybar elproduktion som krävs för att uppnå målnivåerna. RES-integrationsmålet kan även uttryckas som den maximala mängd RES-spill som är förenlig med målet. I tabellen jämförs (C) med (D), dvs. den förnybara elproduktion som redan integreras i ERAA-scenariot. Skillnaden mellan (D) och (C), redovisad som (E), motsvarar därmed samma RES-integrationsmål uttryckt som utrymmet mellan målnivån och den i scenariot redan integrerade förnybara elproduktionen.

Tabell 4. Härledning av målet för RES-integration, dvs den maximala mängd RES-spill som är förenlig med målet för bafallet mål (BAS) respektive känslighetsfallet (HÖG).

	2030		2035	
(A) Allmän förbrukning (TWh)	162		203	
(D) Total förnybart i ERAA (TWh)²⁸	171		189	
Vattenkraft	73,4		73,4	
Vindkraft	55,3		75	
Solkraft	7,9		8,6	
bio- & avfallkraft	36,1		34,1	
	BAS²⁹	HÖG³⁰	BAS	HÖG
(B) Mål för RES inom elsektorn (%)	81	90	82	95
(C) RES-integrationsmålet (TWh)	131	145	166	193
(E) Skillnad mellan (D) och (C) (TWh)	40	26	23	-4

Ett positivt värde för (E) indikerar att det finns ett överskott i förhållande till RES-målet inom elsektorn, dvs. att den förnybara elproduktionen i scenariot överstiger den nivå som krävs för att uppfylla målet. Detta ska

²⁸ Beräknad enligt förnybartdirektivet: vind + sol + biomassa + avfall

²⁹ Från Tabell 32 i NEKP

³⁰ Från STEM:s nya långsiktiga scenarier

inte tolkas som att motsvarande mängd RES nödvändigtvis kommer att spillas, utan endast som att målnivån uppnås med marginal. Ett negativt värde innebär att RES-målet inte uppnås, vilket indikerar ett behov av ökad integration av förnybar elproduktion, och därmed minska RES-spill, för att nå målnivån.

Av Tabell 4 framgår att Sverige, som redan idag har en hög andel förnybar och fossilfri elproduktion, i ERAA-scenariot täcker en stor del av sin förbrukning med förnybar energi och även uppfyller RES-målet i basfallet (BAS) för både 2030 och 2035. I känslighetsfallet (HÖG) uppfylls RES-målet för 2030, men inte för 2035. I känslighetsfallet finns ett behov av ytterligare cirka 4 TWh förnybar elproduktion för att målnivån ska uppnås år 2035.

3.4 Portfölj av flexibilitetsresurser

I FNA-analysen görs en åtskillnad mellan befintliga resurser i ERAA-scenariot och ytterligare flexibilitet som krävs för att möta de identifierade flexibilitetsbehoven.

De befintliga resurserna utgörs av den icke-fossila produktions- och flexibilitetsportfölj som redan ingår i ERAA-scenariot (se Tabell 1 och Tabell 2). Dessa resurser – inklusive exempelvis produktion, lagring, efterfrågefleksibilitet och överföringskapacitet – beaktas implicit i beräkningen av systemets flexibilitetsbehov, eftersom deras drift och begränsningar redan ingår i modelleringen av residuallast och rampningsförmåga.

De indikatorer som presenteras i denna rapport avser dock de icke-täckta behoven, det vill säga den återstående flexibilitet som kvarstår även efter att befintliga resurser har utnyttjats inom ramen för scenariot. För att analysera hur dessa behov kan mötas studeras därför *ytterligare* flexibilitetsresurser, vilket motsvarar ny eller utökad kapacitet utöver det som redan ingår i ERAA-scenariot.

I enlighet med FNAM (artikel 8.10 och artikel 16.1) karakteriseras dessa ytterligare resurser på ett teknikneutralt sätt med hjälp av energi-till-effekt-förhållande (E/P), och verkningsgrad. Detta möjliggör en generell beskrivning av olika flexibilitetsteknologier såsom lagring, efterfrågefleksibilitet och andra icke-fossila resurser, utan att binda analysen till specifika tekniska lösningar.

De E/P-konfigurationer som används i analysen representerar olika tidsmässiga flexibilitetsbehov – från kortvarig till långvarig flexibilitet – och ska tolkas som en teknikneutral parametrering snarare än som specifika investeringsförslag. E/P-förhållandet beskriver därmed inte en enskild teknisk egenskap, utan den tidsmässiga flexibiliteten hos en resurs, där samma intervall kan uppnås av olika typer av resurser såsom lagring, termisk produktion, efterfrågefleksibilitet eller överföringsförbindelser beroende på driftsätt och systemroll.

Tabell 5 sammanfattar analyserade E/P-kombinationer samt deras tolkning i termer av tidsmässig flexibilitet (från timvis till säsongvis). Tabellen redovisar även representativa verkningsgrader för respektive intervall baserat på typiska teknologier inom dessa tidskategorier. Flera olika tekniker kan uppfylla de E/P-intervall och verkningsgrader som anges i Tabell 5, och den faktiska klassificeringen beror även på hur resurserna antas drivas i systemet. Tabellen ska därför tolkas som en teknikneutral parameterisering av möjliga flexibilitetskaraktistika.

Tabell 5. Specifikationer av studerade flexibilitetsresurser.

Flexibilitetskategori	E/P (timme)	Eff
Kortvarig flexibilitet (timvis) ³¹	2, 4	90%
Timvis → daglig ³²	8	85%
Daglig ³³	20	80%
Daglig → Veckovis ³⁴	50, 100	45%
Långvarig / säsongsmässig flexibilitet	200	45%

3.5 Tekniska antaganden

För beräkningen av residuallasten samt indikatorerna för rampningsbehov och behov av kortsiktig flexibilitet krävs tekniska antaganden för de olika kraftslagen. Detta omfattar antaganden om minimala stabila produktionsnivåer (must-run-begränsningar), minsta upp- och nedtider samt rampningsförmåga, det vill säga hur snabbt produktionen kan ökas eller minskas. Antagandena har huvudsakligen hämtats från de tekniska

³¹ EASE_TD_Electrochemical_NaNiCl2.pdf

³² Technology Data for Energy storage (<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage>)

³³ An Overview of the Design and Optimized Operation of Vanadium Redox Flow Batteries for Durations in the Range of 4–24 Hours

³⁴ Hydrogen storage in caverns – “2035 is effectively tomorrow”

parametrarna i ERAA. Eftersom ERAA inte tillhandahåller samtliga parametrar för alla teknologier som är relevanta för det svenska elsystemet har vissa antaganden kompletterats med andra relevant källor för att säkerställa en heltäckande representation av samtliga teknologier i analysen. De antaganden som används för respektive teknologi, tillsammans med tillhörande källhänvisningar, redovisas i Tabell 6 nedan.

Utöver de tekniskspecifika parametrar som redovisas i Tabell 6 tillämpas även följande övergripande antaganden i analysen. Regleringsförmågan för oplanerbar förnybar produktion (vind- och solkraft) antas vara noll i uppregleringsriktning, men fullt tillgänglig i nedregleringsriktning. Detta bedöms vara ett rimligt antagande eftersom produktionen begränsas av den tillgängliga väderberoende resursen, vilket innebär att ytterligare uppreglering normalt inte är möjlig medan nedreglering kan ske genom produktionsreduktion. Elektrolysörer och efterfrågefleksibilitet antas vara fullt flexibla, men endast i de timmar då de är aktiverade i ERAA marknadssimulering. Om den modellerade användningen är noll antas ingen flexibilitet vara tillgänglig från dessa resurser.

Samtliga antaganden som beskrivs i detta avsnitt tillämpas främst vid beräkningarna av kvarvarande rampmarginaler och kvarvarande kortsiktiga marginaler i avsnitt 4.1.2.2 respektive 4.1.3.2.

Tabell 6. Teknikantaganden per teknologi, där $P_{\max}$ representerar installerad kapacitet

Teknologi	Min. produktion (% $P_{\max}$)	Min. upptid (timmar)	Min. nedtid (timmar)	Rampningshastighet (% $P_{\max}$/timme)
Kärnkraft ^{35,36,37}	60	12	12	3
Naturgas kombicycle ^{35,38}	40	2	2	100
Gasturbin ^{35,38}	20	1	1	100
Vattenkraft ³⁹	*	-	-	100
Kraftvärme (avfall) ^{38,37}	20	3	3	58
Kraftvärme (biomassa) ^{38,37}	20	3	3	58
Batterier ³⁷	*	-	-	100
HVDC länk ⁴⁰	-	-	-	100

* Miniminivån varierar med lagringsnivån som hämtas från ERAA och redovisas därför inte som ett enskilt tabellvärde.

³⁵ ERAA Technical Constraints

³⁶ Analys av hur kärnkraft drivs i dagsläget enligt historisk Nordpool/avräkningsdata

³⁷ [flexibility_delrapport_1.pdf](#)

³⁸ Danish Tech data: [Technology Data for Generation of Electricity and District Heating](#)

³⁹ Andrew Blakers et al 2021 Prog. Energy 3 022003: [A review of pumped hydro energy storage](#)

⁴⁰ Uppgifter från driften/kontrollrummet, SvK

4 Resultat av bedömning av flexibilitetsbehov

4.1 Systemflexibilitetsbehov

Detta avsnitt redovisar systemflexibilitetsbehoven över relevanta tidshorisonter – timvis, dygnsvis och säsongsmässigt. Resultaten presenteras med en uppdelning mellan täckta och icke-täckta behov för de tre delindikatorer som tillsammans utgör systemets flexibilitetsbehov, nämligen RES-integrationsbehov, rampningsbehov och kortsiktiga flexibilitetsbehov, i enlighet med artiklarna 8–10 i FNAM. Dessa tre indikatorer beskriver olika och separata aspekter av elsystemets flexibilitet och ska inte tolkas som additiva komponenter av ett gemensamt behov.

- **RES-integrationsbehovet** avser den mängden flexibilitet som krävs för att integrera mer RES i systemet och uppnå det RES-integrationsmål som definierats i avsnitt 3.3, och utgör i huvudsak ett nedåtriktat flexibilitetsbehov.
- **Rampningsbehovet** representerar den flexibilitet som krävs för att hantera den förväntade variationen i residuallasten med beaktande av tekniska begränsningar hos tillgängliga flexibla produktionsresurser, och avser främst uppåtriktade behov.
- **Kortsiktiga flexibilitetsbehov** avser den flexibilitet som krävs för att hantera oväntade variationer i efterfrågan och RES-produktion, det vill säga prognosfel, och avser främst uppåtriktade behov.

Gemensamt för samtliga indikatorer är att först beräknas ett brutto- eller totalbehov av flexibilitet. Detta behov jämförs därefter med tillgängliga befintliga resurser i respektive ERAA-scenario. Den del av totalbehovet som inte kan mötas definieras som icke-täckt behov, vilket utgör huvudresultatet för varje indikator. I ett sista steg analyseras även vilka ytterligare resurser som skulle krävas för att täcka dessa återstående icke-täckta behov.

Samtliga resultat avseende systemflexibilitetsbehov baseras på omfattande tidsseriedata och utgör därmed en statistisk analys av systemets flexibilitetsbehov. I enlighet med FNAM omfattar detta även mer detaljerade statistiska mått såsom sannolikhetsfördelningar och korrelationer, vilka redovisas i sin helhet i Bilaga 1, där även fullständiga FNAM-baserade resultat per svenskt elområde presenteras.

I detta avsnitt redovisas huvudsakligen tre sammanfattande statistiska mått på nationell nivå för Sverige: medelvärde, median (50 percentilen) och 95 percentilen. Medelvärdet representerar det genomsnittliga behovet över tid, medan medianen ger ett mått på det behov som inträffar oftast. 95 percentilen visar hur stora behov som kan uppstå i mer extrema men fortfarande plausibla situationer och används därmed som ett dimensionerande mått för att undvika systematisk överdimensionering, som skulle kunna uppstå om maximala värden användes. Skillnaden mellan medelvärde och median ger dessutom en indikation på i vilken utsträckning resultaten påverkas av extrema observationer.

4.1.1 RES-integrationsbehov

Detta avsnitt omfattar både bedömningen av RES-integrationsbehov enligt FNAM artikel 8 och bedömningen av flexibilitetsresurser enligt artikel 16 för att möta dessa behov. Behovs- och resursperspektivet analyseras därmed parallellt i rapportstrukturen, där analysen av flexibilitetsresurser utgår från de RES-integrationsbehov som identifieras och karakteriseras i respektive steg.

Analysen av behovsperspektivet följer FNAM artikel 8.4 och 8.5 och baseras på en analys av tidsserier för residuallast och RES-spill över relevanta tidshorisonter. I avsnitt 4.1.1.1 analyseras variabiliteten i residuallasten och i avsnitt 4.1.1.2 karakteriseras⁴¹ det RES-spill som uppstår i scenariot. Resultaten används därefter för att identifiera och kvantifiera eventuella icke-täckta RES-integrationsbehov (avsnitt 4.1.1.3).

Analysen av resursperspektivet omfattar både de flexibilitetsresurser som redan ingår i ERAA-scenariot och ytterligare resurser som kan krävas för att möta icke-täckta behov. Bidraget från de befintliga resurserna i ERAA-scenariot analyseras i avsnitt 4.1.1.1, medan behovet av ytterligare flexibilitetsresurser utöver ERAA-scenariot, men som skulle krävas för att reducera det icke-täckta behovet, analyseras i avsnitt 4.1.1.4.

De följande underavsnitten redovisar resultaten från respektive del av analysen.

⁴¹ Med karakterisering menas det som beskrivs i FNAM artikel 8.4 och 8.5, där tidsserier för residuallast och RES-spill analyseras med avseende på bland annat energimängd, varaktighet, sannolikhetsfördelningar, korrelationer samt variationer över tim-, dygns- och säsongsperspektiv.

4.1.1.1 Karakterisering av Residuallast

Residuallasten karakteriseras med avseende på variabilitet på timvis, daglig och säsongsmässig nivå. Variabiliteten beräknas som summan av absoluta avvikelser mellan residuallasten och medelvärden på nästa grövre tidsnivå, exempelvis mellan timvärden och dygnsmedelvärdet respektive mellan dygnsvärden och veckomedelvärdet⁴². Dessa indikatorer används för att representera flexibilitetsbehovet på motsvarande tidsnivåer.

Respektive indikator kan tolkas som ett mått på den flexibilitet som krävs för att hantera variationer på olika tidsaggregeringsnivåer. Den timvisa indikatorn avser variationer mellan timmar inom ett dygn, den dagliga indikatorn avser variationer mellan dygn inom en vecka, och den säsongsmässiga indikatorn avser variationer mellan månader inom ett år. Indikatorerna kan vidare tolkas som ett direkt mått på systemets flexibilitetsbehov uttryckt i energitermer (TWh), där summan av absoluta avvikelser motsvarar den energimängd som krävs för att utjämna variationer i residuallasten relativt respektive medelnivå.

Tabell 7 redovisar resultaten av residuallast-variationerna i Sverige för åren 2030 och 2035. Av tabellen framgår att variationerna i residuallasten är större år 2035 än år 2030, och att de dagliga variationerna är större jämfört med övriga tidsupplösningar. Resultaten för samtliga svenska elområden är i stort sett likartade med resultaten för Sverige som helhet, med undantag för SE3, där de säsongsmässiga variationerna i residuallasten är de största jämfört med övriga tidsupplösningar. Detta kan förklaras av att SE3 är ett elområde med förhållandevis högre andel förbrukning jämfört med lokal reglerbar produktion och därför ett stort beroende av överföring från andra områden, vilket gör residuallasten mer känslig för säsongsmässiga variationer i efterfrågan, tillrinning till vattenkraft samt överföringsbegränsningar.

⁴² Den *timvisa* indikatorn beräknas som summan av absoluta variationer mellan den timvisa residuallasten och dess dygnsmedelvärde. Den *dagliga* indikatorn beräknas som summan av absoluta variationer mellan den dagliga residuallasten och veckomedelvärdet. Den *säsongsmässiga* indikatorn beräknas som summan av absoluta variationer mellan månadsvisa residuallastvärden och årsmedelvärdet

Tabell 7. Variabilitet i residuallast på timvis, dygnvis och säsongsvi nivå i Sverige (SE) samt SE1-SE4, 2030 och 2035.

	Timvis (TWh)		Daglig (TWh)		Säsongsvi (TWh)	
	2030	2035	2030	2030	2030	2035
SE	6,96	8,68	9,95	12,45	8,73	10,78
SE1	1,61	2,07	2,66	3,41	1,39	1,81
SE2	2,84	3,10	4,55	4,96	2,85	2,90
SE3	3,59	4,56	3,63	5,07	6,35	7,57
SE4	1,66	2,28	2,29	3,14	1,6	1,74

Analysen ovan avser variabiliteten i residuallasten enligt sin definition i avsnitt 3.1.2, baserad enbart på den allmänna förbrukningen, den potentiella produktionen från vind- och solkraft samt antagna must-run-resurser. Denna representation utgör därmed en baslinje för systemets variabilitet och beskriver det underliggande variationsmönstret i elsystemet utan hänsyn till bidrag från övriga befintliga flexibilitetsresurser.

ERAA-scenarierna innehåller ett antal icke-fossila flexibilitetsresurser som enligt artikel 19e(2)(b) i elmarknadsförordningen ska beaktas i bedömningen av deras potential att möta flexibilitetsbehoven, inklusive efterfrågefexibilitet, batterier, elektrolysörer samt överföringskapacitet mellan elområden. Dessa resurser analyseras i detta steg utifrån deras potentiella bidrag till att reducera variabiliteten i residuallasten.

Analysen kvantifierar hur respektive resurs bidrar till att jämna ut residuallasten på tim-, dygns- och säsongsnivå, genom att reducera variationerna i den underliggande baslinjen (Tabell 7). Resultaten per resurs och elområde redovisas i Bilaga 1.

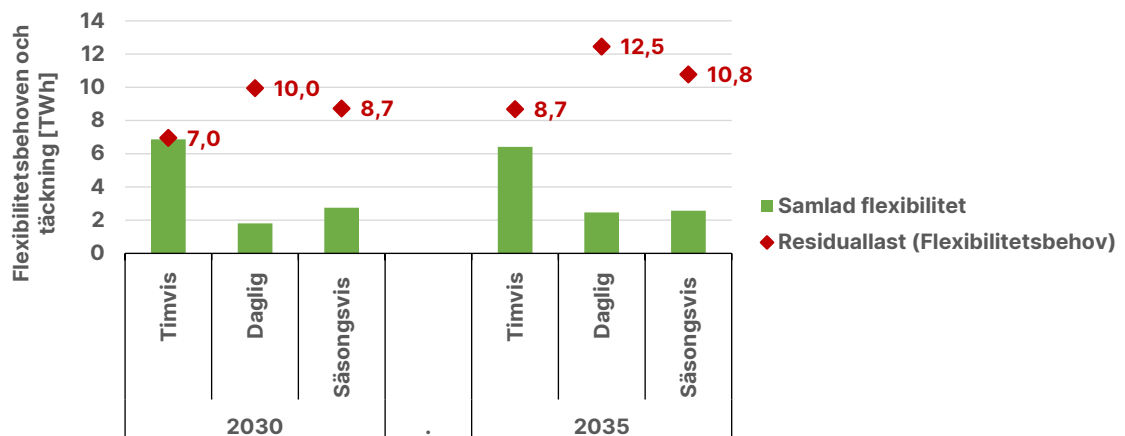
Figur 3 visar den samlade effekten av samtliga flexibilitetsresurser på nationell nivå (Sverige). I figuren representerar den röda punkten den ursprungliga variabiliteten i residuallasten, medan det gröna stapeldiagrammet visar den totala reduktion som uppnås när alla flexibilitetsresurser inkluderas.

Som framgår av figuren kan kombinationen av dessa resurser i hög grad möta den timvisa variationen i residuallasten, där nära 100 % av flexibilitetsbehovet täcks år 2030 (74%, år 2035). Däremot är bidraget betydligt lägre på dygnsnivå, där mindre än 20 % av flexibilitetsbehovet tillgodoses. Även för säsongsvariationer är bidraget begränsat och uppgår till cirka 24 % år 2035 och 30 % år 2030.

Resultaten visar tydligt att de analyserade resurserna är särskilt effektiva för att hantera kortsiktiga variationer i systemet, vilket främst beror på deras höga effektkapacitet och snabba respons. Detta gör dem väl lämpade för att balansera timvisa variationer i residuallasten. Den lägre täckningsgraden på dygns- och säsongsnivå är förväntad, då dessa resurser främst är anpassade för kortsiktiga variationer och har en begränsad roll i att hantera mer långvariga variationer. Detta är i linje med att säsongsvariationer kräver resurser med hög energikapacitet och lång varaktighet.

För elområdena observeras vissa skillnader jämfört med resultaten på nationell nivå. Särskilt SE3 och SE4 uppvisar ett avvikande mönster, där de analyserade resurserna bidrar i hög grad till att hantera dygns- och säsongsvariationer, men i låg grad till att hantera variationer på timnivå. Detta indikerar att flexibilitetsresursernas effekt är starkt beroende av både tidsskala och lokala systemförhållanden.

Sammantaget visar resultaten att den analyserade resursportföljen effektivt hanterar kortsiktiga variationer och även i viss utsträckning bidrar till att minska behov på dygns- och säsongsnivå, om än i mer begränsad omfattning.



Figur 3. Bidraget från samlad flexibilitet (gröna stablar) till att uppfylla flexibilitetsbehoven genom att reducera variationerna i residuallasten på tim-, dygns- och säsongsnivå i Sverige, 2030 och 2035. "Samlad flexibilitet" omfattar befintliga flexibla resurser i ERAA scenariot i kombination. "Residuallast (Flexibilitetsbehov)" kommer från Tabell 7 för SE.

4.1.1.2 Karakterisering av RES-spill efter finjustering

Enligt resultaten från ERAA 2025 förväntas RES-spill i Sverige öka från 3,43 TWh år 2030 till 4,55 TWh år 2035. Efter finjusteringsprocessen (enligt FNAM artikel 14.1), där distributionsnätets behov inkluderas i de

ursprungliga systembehoven (se avsnitt 2.3.4), ökar de motsvarande värdena till 3,66 TWh år 2030 respektive 5,22 TWh år 2035.

Finjusteringen baseras på ett kriterium där endast elområden och målår med DSO-rapporterade nivåer som överstiger en definierad tröskel (10-procentsgränsen) justeras. Resultaten visar att detta kriterium uppfylls för SE3 (både 2030 och 2035) samt SE4 (2030), medan övriga elområden ligger under tröskeln och därför behåller de ursprungliga ERAA-baserade resultaten. Detta innebär att SE1 och SE2 inte påverkas av finjusteringen, medan förändringarna i SE3 och SE4 driver även den nationella justeringen av RES-spillet.

Tabell 8 jämför RES-spillet före och efter finjustering, där DSO-data har inkluderats i systemdata. Tabellen visar att den totala ökningen i Sverige uppgår till cirka 7 procent år 2030 och 15 procent år 2035 jämfört med resultaten före finjusteringen, där SE3 står för den största delen av det tillkommande RES-spillet.

Tabell 8. Jämförelse mellan RES-spill före och efter finjustering.

	RES-spill före finjustering (TWh)		RES-spill efter finjustering (TWh)		Skillnad (%)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	3,43	4,55	3,66	5,22	7	15
SE1	1,35	1,58	1,35	1,58	0	0
SE2	1,85	2,28	1,85	2,25	0	0
SE3	0,18	0,2	0,37	0,86	106	330
SE4	0,05	0,5	0,09	0,5	80	0

För att sätta RES-spill nivåer i relation till den totala integrerade förnybara produktionen (se Tabell 2), uppgår den samlade produktionen från vatten-, vind- och solkraft till 137 TWh år 2030 och 156 TWh år 2035. Detta innebär att RES-spillet motsvarar cirka 2,7 % av den totala produktionen år 2030 och cirka 3,4 % år 2035 efter finjustering. Resten av detta avsnitt fokuserar på att presentera och analysera de finjusterade resultaten. Resultaten före finjustering redovisas i Bilaga 1 för att undvika dubbelrapportering av samma indikatorer.

Tabell 9 visar det årliga RES-spillet i Sverige och dess fördelning över elområdena för åren 2030 och 2035, uttryckt i total energi och antal timmar. För Sverige som helhet ökar både den totala mängden RES-spill och antalet timmar mellan 2030 och 2035. I SE1 uppvisas det högsta antalet timmar med RES-spill under båda åren. I SE2 återfinns den största andelen av den totala spillvolymen (50 % respektive 44 %), medan SE3 har lägst antal timmar. SE4 utmärker sig genom den största relativa ökningen

i spillvolym från 2030 till 2035 (cirka 5,5 gånger), samtidigt som antalet timmar minskar.

Tabell 9. Total RES-spill i Sverige och de fyra elområdena, för åren 2030 och 2035.

	Energi (TWh/år)		Timmar (tim/år)	
	2030	2035	2030	2035
SE	3,66	5,22	4434	4634
SE1	1,35	1,58	2868	3146
SE2	1,85	2,28	1558	1707
SE3	0,37	0,86	1269	1402
SE4	0,09	0,5	2467	1633

Den totala RES-spillvolymen analyseras vidare på finare tidsupplösning för att belysa dess variation över tid. Analysen omfattar Sverige samt respektive elområde och redovisar värdena för RES-spill (timvis, dygnsvis och säsongvis) över olika tidsupplösningar. Resultaten redovisas i Tabell 10. Samtliga indikatorer visar en ökning mellan 2030 och 2035, vilket indikerar en generellt tilltagande variabilitet i systemet.

Tabell 10. RES-spill i Sverige och de fyra elområdena uppdelat på olika tidsupplösningar (timvis, dygnsvis och säsongvis), för åren 2030 och 2035.

		Timvis (MW)		Dygnsvis (GWh/dygn)		Säsongvis (GWh/säsong)	
		2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	Medel	419	597	10	14	915	1304
	50:e	475	496	5,3	8	924	1267
	95:e	1222	1464	35	52	1043	1482
SE1	Medel	154	180	3,7	4,3	337	395
	50:e	496	490	3,5	4	334	383
	95:e	613	646	7,3	7,8	367	501
SE2	Medel	212	260	5,7	6,6	463	569
	50:e	1014	1045	3,4	3,3	489	574
	95:e	1683	1773	20,6	24,3	531	664
SE3	Medel	42	98	1,7	3,6	92	214
	50:e	379	411	0,6	0,8	99	250
	95:e	550	1408	7	19,5	132	324
SE4	Medel	10	57	0,3	1,5	22	124
	50:e	6	37	0,05	0,4	25	136
	95:e	74	966	1,3	6,9	34	197

SE2, i Tabell 10, uppvisar konsekvent de högsta värdena för RES-spill över samtliga tidsupplösningar, vilket tyder på att detta område kännetecknas av mer varaktiga och återkommande överskott. SE4 uppvisar i flera fall de högsta maximivärdena (se Bilaga 1), särskilt i den timvisa upplösningen år 2030, vilket indikerar att detta område i större utsträckning påverkas av kortvariga men intensiva topphändelser. Den mest markanta ökningen i medelvärde samt i 50:e och 95:e percentilen observeras i SE4, där

nivåerna mer än femdubblas. Detta pekar på en tilltagande variabilitet i systemet, där både typiska nivåer och toppnivåer ökar över tid.

Vidare analyseras RES-spilltidsserier genom en händelsebaserad ansats där den timvisa tidsserien grupperas i sammanhängande perioder med RES-spill. Dessa definieras som enskilda händelser och karakteriseras genom indikatorerna energi per händelse, varaktighet samt intervall mellan på varandra följande händelser, vilket tillsammans fångar frekvens och storlek hos enskilda RES-spillhändelser. Resultaten redovisas i Tabell 11 och omfattar 720 händelser år 2030 respektive 915 händelser år 2035.

Tabell 11. Värdena för medel, samt 50:e och 95:e percentilen för indikatorerna energi per händelse (GWh), varaktighet per händelse (timmar) och intervall mellan händelser (timmar) för RES-spill i Sverige (SE), för åren 2030 och 2035. Tabellen inkluderar även antal händelser per år.

SE	Antal händelse– 2030: 720 - Antal händelser 2035: 915					
	Energi (GWh)		Varaktighet (h)		Intervall (h)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Medel	5,1	5,7	6	5	7	5
50%	0,8	1	2	2	3	3
95%	20,3	22,3	26	19	22	19

Tabell 11 visar att RES-spillhändelserna i Sverige domineras av ett stort antal mindre händelser, medan ett fåtal större händelser driver upp de medelvärdena. Detta framgår av att medelvärdet i flera fall överstiger medianen (50:e percentilen). Detta indikerar att fördelningen påverkas av ett antal större spillhändelser som drar upp det genomsnittliga värdet, medan medianen bättre representerar en mer typisk händelse.

De typiska värdena i Tabell 11 (50:e percentilen) motsvarar korta händelser med en varaktighet på omkring 2 timmar och ett intervall mellan på varandra följande händelser på cirka 3 timmar, vilket visar att spillhändelserna i huvudsak är kortvariga och frekvent återkommande. Energimängden per händelse uppgår till i storleksordningen cirka 800 MWh år 2030 och 1000 MWh år 2035, motsvarande en ökning på omkring 25%, vilket med i stort sett oförändrad varaktighet innebär att även den genomsnittliga effektnivån per händelse ökar. Sammantaget indikerar detta ett ökande behov av att hantera både högre effektnivåer och energimängder, vilket förstärker flexibilitetsbehovet för RES-integration.

Vid en jämförelse mellan elområdena och Sverige som helhet (baserat på 50:e percentilen) framgår det att SE1 uppvisar ett mönster som i stort liknar det nationella resultatet. I SE2, SE3 och SE4 är däremot både händelsernas typiska varaktighet och det typiska tidsintervallet mellan på

varandra följande spillhändelser längre än på nationell nivå. Detta indikerar att RES-spill i dessa elområden generellt består av längre händelser som inträffar mer sällan jämfört med det nationella genomsnittet. Den längsta varaktigheten (7 timmar år 2030 och 6 timmar år 2035) och det längsta intervallet mellan händelser (19 timmar år 2030 och 17 timmar år 2035) återfinns i SE3, vilket ställer krav på flexibilitetsresurser med hög energikapacitet och uthållighet snarare än hög frekvens av aktivering.

RES-spill karakteriseras även genom en tids- och säsongsbaserad representation som belyser *när* under året och dygnet spill uppstår. Resultaten redovisas i detalj i Bilaga 1, där dygnsprofiler för olika säsonger, år och elområden presenteras. Analysen visar att RES-spill på nationellnivå i huvudsak uppträder under dagtid och når sitt maximum mellan kl. 9 och 15 under vår, sommar och höst. Under vinter är RES-spill mer jämfördelat över dygnet, men koncentreras i större utsträckning till nattliga timmar, med ett toppvärde runt cirka kl. 03. Detta sammanfaller med perioder av låg efterfrågan i systemet, då överskott – främst från vindproduktion – inte kan absorberas fullt ut, vilket blir särskilt tydligt år 2035 till följd av en högre andel vindkraft.

En korrelationsanalys mellan RES-spill och systemtillstånd (vind, sol och efterfrågan) genomförs också, i syfte att belysa *varför* spill av RES uppstår genom att identifiera de bakomliggande drivkrafterna. Resultaten redovisas i detalj i Bilaga 1, där sambandet mellan indikatorn RES-spill och olika systemtillstånd i Sverige presenteras. Analysen visar att det tydligaste sambandet återfinns mellan RES-spill och vindkraftsproduktion. För både 2030 och 2035 ökar det genomsnittliga RES-spillet med stigande utnyttjandegrad av vindkraft, vilket indikerar att hög vindproduktion är den främsta drivkraften bakom RES-spill i Sverige.

4.1.1.3 Icke-täckta RES-integrationsbehoven

FNAM definierar de icke-täckta RES-integrationsbehoven som den mängd RES-spill som inte ryms inom marginalen till RES-integrationsmålet, vilket har beräknats och redovisats i avsnitt 3.3. Resultaten visar att Sverige i ERAA-scenariot uppfyller RES-integrationsmålet för både 2030 och 2035 i basfallet. Detta innebär att den observerade nivån av RES-spill i scenariot ligger inom den tillåtna marginalen till målnivån, och därmed inte genererar några icke-täckta RES-integrationsbehov i dessa fall.

För känslighetsfallet 2035 framgår dock att det icke-täckta RES-integrationsbehovet nationellt är cirka 4 TWh (se avsnitt 3.3, Tabell 4). Givet att RES-spillet i scenariot uppgår till 5,22 TWh (se avsnitt 4.1.1.2,

Tabell 9) innebär detta att den maximalt tillåtna nivån av RES-spill nationellt i detta fall blir 1,22 TWh.

Det nationella icke-täckta RES-integrationsbehovet, om 4 TWh, och den maximalt tillåtna nivån av RES-spill nationellt, om 1,22 TWh, fördelas mellan elområdena i proportion till respektive områdes andel av det totala RES-spillet (se avsnitt 4.1.1.2, Tabell 9). Detta ger ett icke-täckt RES-integrationsbehov per elområde och en motsvarande maximalt tillåten nivå av RES-spill. Resultatet blir en tillåten spillnivå om 0,37 TWh i SE1, 0,53 TWh i SE2, 0,20 TWh i SE3 respektive 0,12 TWh i SE4.

De icke-täckta RES-integrationsbehoven i känslighetsfallet analyseras vidare i enlighet med FNAM artikeln 16.5. Eftersom dessa utgör en proportionell delmängd av det totala RES-spillet 2035 antas de följa samma tidsmässiga fördelning som det observerade RES-spillet under 2035. I Tabell 12 sammanställs antal timmar med icke-täckt RES-integrationsbehov och antal RES-spillhändelser år 2035 samt energivolym per dygn, säsong och timme (effekt), tillsammans med energimängd, varaktighet och intervall mellan RES-spillhändelser i Sverige och elområdena SE1–SE4.

Tabell 12. Sammanfattande indikatorer (enligt FNAM artikel 16.5) för identifierade icke-täckta RES-integrationsbehov i känslighetsfallet 2035. Värdena har härletts från resultaten i Tabell 9-Tabell 11.

		SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Antal timmar år 2035	-	3146	1707	1402	1633	4634
Effekt timvis (GWh/h)	Medel	0,18	0,26	0,1	0,06	0,6
	50:e	0,49	1,05	0,41	0,04	0,5
	95:e	0,65	1,77	1,41	0,97	1,5
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	4,3	6,6	3,6	1,5	14
	50:e	4	3,3	0,8	0,4	8
	95:e	7,8	24,3	19,5	6,9	52
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	395	569	214	124	1304
	50:e	383	574	250	136	1267
	95:e	501	664	324	197	1482
Total energi år 2035 (TWh)	-	1,21	1,75	0,65	0,38	4
Antal händelser år 2035	-	1362	258	120	207	915
Energi per händelse (GWh)	Medel	1,2	8,8	7,2	2,4	5,7
	50:e	0,7	2,7	1	0,1	1
	95:e	3,3	41,4	43	13,3	22,3
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	2	7	12	8	5
	50:e	2	3	6	6	2
	95:e	6	29	47	22	19
Intervall per händelse (timmar)	Medel	5	28	61	33	5
	50:e	3	7	17	16	3
	95:e	16	133	273	138	19

Tabell 12 visar att det icke-täckta RES-integrationsbehovet för Sverige förekommer under mer än 50 % av årets timmar, vilket indikerar ett omfattande och återkommande flexibilitetsbehov över året.

För att analysera tidsfördelningen används indikatorer baserade på tim-, dygns- och säsongsvis upplösning. För att möjliggöra jämförelse⁴³ relateras dessa till den totala energin år 2035 enligt Tabell 12 (4 TWh). När detta görs för Sverige framgår att medelvärdena är likartade mellan tidsupplösningarna. Medianvärdet är högst i säsongsvis upplösning, medan den 95:e percentilen är högst i dygnsvis upplösning. Detta indikerar att den centrala delen av fördelningen i större utsträckning är kopplad till längre tidsperioder, medan de högsta nivåerna av RES-spill främst drivs av variationer på dygnsnivå.

Analysen av händelsebaserade indikatorer visar att antalet RES-spillhändelser uppgår till 915 per år, motsvarande cirka 2 händelser per dag. Energin per händelse är 1–22 GWh, i samma storleksordning som den dygnsvisa energin, vilket indikerar att dygnsvis energi i stor utsträckning utgörs av ett begränsat antal separata händelser. Varaktigheten per händelse är 2–19 timmar och intervallet mellan händelser 3–19 timmar, vilket visar att spill uppträder som korta och återkommande perioder. Den totala energin år 2035 enligt Tabell 12 motsvarar i genomsnitt cirka 4,4 GWh per händelse, vilket ligger nära den observerade genomsnittliga energin per händelse (5,7 GWh) och bekräftar att den årliga energin i stor utsträckning kan förklaras av återkommande händelser.

SE1 uppvisar det högsta antalet spillhändelser samt den största tidsmässiga utbredningen (cirka 36 % av året). Detta drivs av många korta händelser, vilket även stöds av låga nivåer i energi och varaktighet samt de kortaste intervallen mellan händelser. Sammantaget kännetecknas SE1 av frekventa men korta och lågintensiva spillhändelser.

SE2 uppvisar högst nivåer i händelsebaserade indikatorer samt i vissa delar av den tidsbaserade fördelningen. Särskilt i den timvisa upplösningen ses SE2 dominera i både 50:e och 95:e percentilen, vilket visar att kortsiktiga variationer och toppnivåer i större utsträckning drivs av SE2 än av systemet som helhet. Inom händelsebaserade indikatorer är SE2 också dominerande vad gäller energi och varaktighet per händelse,

⁴³ Jämförelsen görs på en gemensam årsskala genom att respektive tidsupplösning omräknas till årliga ekvivalenter baserat på antalet timmar (8 760), dygn (365) och säsonger (4) per år

vilket innebär att spill i SE2 kännetecknas av högre intensitet och längre varaktighet per enskild händelse.

SE3 har det lägsta antalet spillhändelser och de längsta intervallen mellan händelser, vilket visar att spill förekommer mer sällan än i övriga elområden. När händelser inträffar kännetecknas de av den längsta varaktigheten bland elområdena.

SE4 uppvisar generellt de lägsta energinivåerna, vilket indikerar lägre total mängd spill. Samtidigt förekommer högre värden i de övre percentilerna, vilket visar att enstaka extrema händelser fortfarande förekommer. SE4 kännetecknas av relativt få händelser, men med längre varaktighet än nationell nivå.

Sammantaget visar elområdesanalysen att det icke-täckta RES-integrationsbehovet har en tydlig strukturell variation mellan elområden. Sverige som helhet dominerar i total volym, medan SE2 driver de högsta nivåerna i fördelningens svansar och uppvisar den mest uttalade kombinationen av hög intensitet och lång varaktighet per händelse. SE1 kännetecknas i stället av ett stort antal korta och tätt förekommande spillhändelser, medan SE3 och SE4 har lägre frekvens men längre varaktighet respektive lägre energinivåer med enstaka extrema utfall. Resultaten visar därmed att både nivå och tidsmässig struktur varierar markant mellan elområden, vilket innebär att olika typer av flexibilitetsbehov behöver beaktas beroende på geografisk kontext.

Indikatorerna från Tabell 12 används vidare som indata i analysen för flexibilitetsresurser i efterföljande avsnitt.

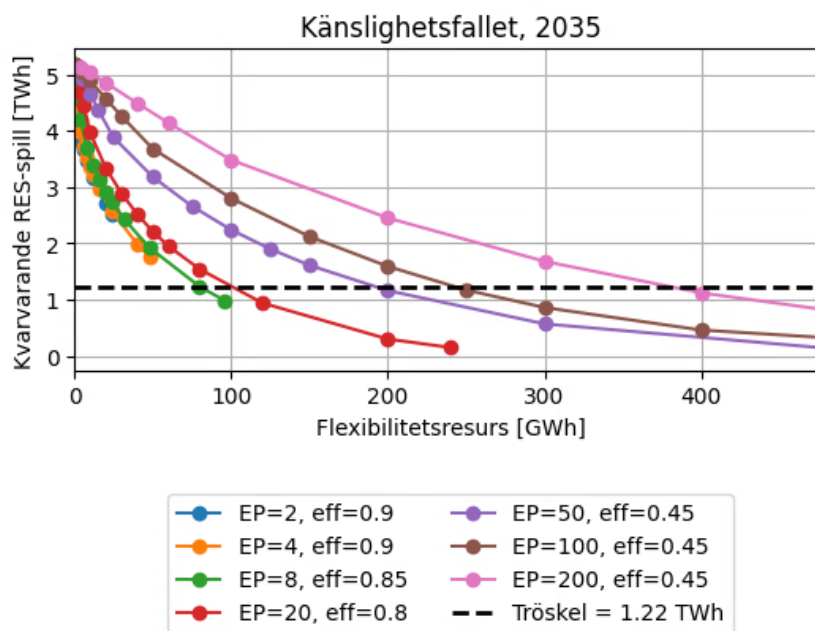
4.1.1.4 Flexibla resurser som krävs för att möta de icke-täckta RES-integrationsbehoven

De ytterligare flexibilitetsresurser (utöver de som ingår i ERAA-scenariot) som skulle krävas för att reducera de icke-täckta RES-integrationsbehoven för 2035 analyseras i enlighet med FNAM 16.6. Analysen omfattar både effekt (MW) och energi (GWh) av ytterligare flexibilitetsresurser.

För varje typ av flexibilitetsresurs definierad i avsnitt 3.4-Tabell 5 - med given varaktighet (E/P-kvot) och ve-kningsgrad - testas ett intervall av möjliga energistorlekar (GWh). För varje energinivå beräknas hur mycket RES-spill som återstår, vilket ger ett samband mellan installerad flexibilitetsvolym och kvarvarande RES-spill samt resursens förmåga att bidra till uppfyllandet av RES-integrationsmålet. Resurserna skiljer sig åt i

varaktighet – från korttidslagring (2 timmar) till säsongslagring (200 timmar) – samt i verkningsgrad, som varierar mellan 0,45 och 0,9.

Resultaten för Sverige nationellt presenteras här, medan resultaten per elområde redovisas i Bilaga 1. Figur 4 visar de beräknade sambanden där varje punkt motsvarar ett testat energiinnehåll (GWh) för en given resurstyp. Varje kurva representerar en specifik kombination av E/P-kvot och verkningsgrad. Genom att avläsa kurvorna vid målnivån för kvarvarande RES-spill (1,22 TWh) kan den erforderliga energistorleken (GWh) för respektive resurstyp bestämmas.



Figur 4. Kvarvarande RES-spill efter införande av flexibilitetsresurser [GWh] i känslighetsfallet – 2035.

I termer av energibehov (GWh) erhålls för respektive resurstyp den energistorlek som krävs för att nå målnivån enligt Figur 4. En flexibilitetsresurs med E/P-kvot på 8 timmar och verkningsgrad 0,85 kräver cirka 80 GWh för att nå målnivån, medan en resurs med 200 timmars E/P-kvot och 0,45 verkningsgrad kräver cirka 400 GWh. Även de analyserade E/P-kvoterna 20, 50 och 100 timmar uppnår målnivån, med erforderliga energistorlekar mellan dessa två ytterligheter. De kortaste varaktigheterna (E/P = 2 och 4 timmar) når däremot inte målnivån inom det analyserade energispektrumet, eftersom reduktionen av RES-spill avtar med ökande energikapacitet. Den fortsatta analysen fokuserar därför på E/P-kvoterna 8 respektive 200 timmar som representativa ytterfall bland de resurstyper som uppnår målnivån, för att illustrera skillnaden mellan kort- och långvarig flexibilitet.

Givet den definierade E/P-kvoten kan dessa energimängder direkt härledas till motsvarande installerad effekt (MW), vilket ger cirka 10 000 MW respektive 2 000 MW. Resultaten visar därför en tydlig dimensioneringsskillnad mellan resurstyper: kortvariga resurser är mer effektintensiva och utnyttjar energikapaciteten mer effektivt i förhållande till systemets behov, medan långvariga resurser kräver större energilager men är bättre anpassade för att hantera långvariga överskott och därmed uppnå samma reduktion av RES-spill.

När analysen bryts ner på elområdesnivå framträder dock en mer heterogen bild. SE2 och SE3 uppvisar betydligt högre energibehov än övriga områden även för samma E/P-konfiguration (ca 35 GWh av en resurs med E/P=4 och eff=0,9), vilket indikerar att spill där är mer omfattande och i vissa fall mer uthålligt. SE1 uppvisar däremot ett mycket begränsat behov, vilket ligger i linje med att spill där är frekvent men mindre intensivt.

Resultaten visar att val av flexibilitetsresurs innebär en tydlig avvägning mellan energi- och effektoptimering, där ingen enskild E/P-konfiguration samtidigt minimerar både installerad effekt och lagringskapacitet.

De föregående resultaten jämför resurstyper dimensionerade för att uppnå samma mål för kvarvarande RES-spill. Eftersom detta innebär olika installerad energikapacitet (80–400 GWh) speglar resultaten både skillnader i teknik och skillnader i dimensionering. För att isolera betydelsen av resursernas tekniska egenskaper analyseras därför de två representativa resurskonfigurationerna från föregående avsnitt – E/P-kvot 8 timmar (verkningsgrad 0,85) respektive 200 timmar (verkningsgrad 0,45) – vid en gemensam installerad energikapacitet på 80 GWh. Detta motsvarar en installerad effekt om cirka 10 000 MW respektive 400 MW. Vid denna dimensionering uppnår resursen med E/P-kvot 8 timmar målnivån för kvarvarande RES-spill, medan resursen med E/P-kvot 200 timmar inte gör det.

Tabell 13 redovisar det kvarvarande RES-spillet för de två resursalternativen vid denna gemensamma dimensionering. I tabellen jämförs indikatorerna energi och varaktighet per RES-spillhändelse före och efter införande av flexibilitetsresurserna, i syfte att utvärdera flexibilitetsresursernas roll i att reducera RES-spill.

Resultaten visar att en flexibilitetsresurs med 10 000 MW och 80 GWh (E/P = 8 timmar, verkningsgrad 0,85) kan reducera den genomsnittliga varaktigheten av RES-spill från cirka 5 timmar till omkring 1 timme och samtidigt eliminera median- och 95 percentilnivåerna för både energi och

varaktighet per händelse, vilket indikerar att de typiska spillhändelserna i praktiken elimineras. Kvarvarande bidrag i medelvärdena drivs främst av ett fåtal extrema händelser. Denna lösning innebär samtidigt ett mycket högt krav på installerad effekt.

En flexibilitetsresurs med 400 MW och 80 GWh (E/P = 200 timmar, verkningsgrad 0,45) uppnår inte den övergripande målnivån, men ger trots detta en tydlig reduktion i systemets spillkaraktistik, där medianvärdet för både energi per händelse reduceras till noll och medianvaraktigheten halveras jämfört med utgångsfallet. Även medelvärdena reduceras med omkring 50 %, vilket visar att långvariga resurser kan bidra till betydande förbättringar även utan att fullt eliminera spilltopparna.

Resultaten visar därmed att olika resurskaraktistika inte enbart påverkar möjligheten att nå en årlig målnivå, utan även hur spillfördelningen förändras på händelsenivå. Kortare resurser (E/P = 8 timmar) eliminerar i praktiken de typiska spillhändelserna men kräver samtidigt mycket hög installerad effekt, medan längre resurser (E/P = 200 timmar) ger en bredare men mer begränsad reduktion av spill utan att fullt eliminera topparna. Detta illustrerar en tydlig avvägning mellan reduktionseffektivitet och krav på installerad kapacitet.

Tabell 13. Sammanfattning av resultat per händelse för RES-spill i SE år 2035, före och efter införande av ytterligare flexibilitetsresurser (80 GWh, 10 000 MW, E/P=8 timmar, verkningsgrad=0,85) och (80 GWh, 400 MW, E/P=200 timmar, verkningsgrad=0,45).

2035						
SE	Energi per händelse (GWh)			Varaktighet per händelse (timmar)		
	Före	Efter flexibilitetsresurser		Före	Efter flexibilitetsresurser	
		E/P=8, eff=0,85	E/P=200, eff=0,45		E/P=8, eff=0,85	E/P=200, eff=0,45
Medel	5,7	1,3	2,9	5	1	2
50%	1	0	0	2	0	1
95%	22,3	0	7,7	19	0	11

4.1.2 Rampningsbehov

Rampningsbehov beskrivs i denna rapport som den mängd effekt per timme (MW/tim) som elsystemet behöver upp- eller nedreglering mellan två konsekutiva marknadstidsenheter (timmar) för att hantera variationer i residuallast och upprätthålla systemets effektbalans. I ett flexibilitetsperspektiv utgör detta indikatorn för den del av systemets kortsiktiga flexibilitetsbehov, vilket hanteras och tillgodoses inom intradags- och balansmarknadens tidshorisonter.

Variationer i residuallast delas upp i positiva och negativa förändringar för separat analys. En positiv variation av residuallast innebär ett ökat behov av uppreglering, medan en negativ förändring innebär ett behov av nedreglering. Avsnitt 4.1.2.1 beskriver dessa variationer över tid. För att hantera variationerna används kvarvarande rampmarginal, som beskriver elsystemets återstående förmåga att hantera ytterligare förändringar i nettoeffekt för varje timme utan att överskrida tekniska begränsningar i nät och resurser. Rampmarginal omfattar bland annat reglerförmåga utöver redan disponerad produktion samt möjligheter till ökad import eller export via förbindelser till angränsande elområden. I avsnitt 4.1.2.2 beskrivs den kvarvarande rampmarginalen.

FNAM definierar det icke-täckta rampningsbehovet som den mängd variation i residuallast, som överstiger den samlade kvarvarande rampningsförmågan hos tillgängliga resurser för varje timme. Detta icke-täckta behov utgör grunden för avsnitt 0 och dimensionerar analysen av vilka resurser som kan bidra till att täcka behovet i avsnitt 4.1.2.4. Indikatorn kompletterar därmed ERAA-analyser genom att synliggöra den operativa flexibilitet som inte fullt ut fångas i tillräcklighetsanalyser.

4.1.2.1 Karakterisering av variationer i residuallast

Tabell 14 visar att variationerna i residuallast ökar mellan 2030 och 2035 i både upp- och nedregleringsriktning. Ökningen syns såväl i genomsnittliga variationer som i högre percentiler, vilket indikerar att större förändringar i residuallast blir vanligare över tid. Utvecklingen är relativt likartad i båda riktningarna, även om de största variationerna återfinns i uppregleringsriktningen. Sammantaget tyder resultaten på ett ökat behov av flexibilitetsresurser som kan hantera större variationer i residuallast över tid i båda riktningar.

På elområdesnivå återfinns variationer i residuallast huvudsakligen i SE3, medan SE1 uppvisar lägst variationer. Detta indikerar att

flexibilitetsbehoven är geografiskt ojämnt fördelade och att SE3 spelar en mer central roll i systemets balans.

Tabell 14. Medelvärden, samt 50:e och 95:e percentiler av upp- och nedvariationer i residuallast [MW/hr] i Sverige, 2030 och 2035.

SE	Variationer i residuallast			
	uppregleringsriktning		nedregleringsriktning	
	2030	2035	2030	2035
Medel	270	390	270	389
50%	0	0	58	113
95%	1 288	1 584	1 049	1 447

Variationer i residuallast karakteriseras även genom en tids- och säsongsbaserad representation som belyser *när* under året och dygnet variationer i residuallast uppstår. Resultaten redovisas i detalj i Bilaga 1, där dygnsprofiler för olika säsonger, år och elområden presenteras.

Analysen visar att variationerna i residuallast är relativt okänsliga för säsong, där både storleksordning och dygnsmönster är likartade mellan årstiderna. Detta indikerar att de drivande faktorerna bakom variationerna i stor utsträckning är kopplade till strukturella förhållanden i elsystemet snarare än till enbart säsongsmissiga förändringar i produktion eller efterfrågan. Det faktum att både storleksordning och dygnsmönster är likartade mellan årstiderna tyder på att variationerna i residuallast i hög grad styrs av återkommande dygnscykler. SE3 och SE4 följer särskilt väl det nationella perspektivet, vilket indikerar att dessa elområden i stor utsträckning är representativa för systemets övergripande dynamik.

En korrelationsanalys mellan variationer i residuallast och systemtillstånd (vind, sol och efterfrågan) genomförs också, i syfte att belysa *varför* variationer i residuallast uppstår genom att identifiera de bakomliggande drivkrafterna. Resultaten redovisas i detalj i Bilaga 1. Analysen visar på nationell nivå att ökande vindkraftproduktion tenderar att medföra ökade variationer i båda riktningarna. Vidare observeras att negativa variationer i residuallast ökar med högre efterfrågan.

Sammanfattningsvis visar analysen att variationerna i residuallast ökar mellan 2030 och 2035 i båda regleringsriktningar, vilket indikerar ett växande behov av flexibilitetsresurser för att balansera systemet. Variationerna är störst i SE3 och relativt oberoende av säsong, vilket tyder på att de främst drivs av strukturella förhållanden i elsystemet. Analysen indikerar att ökad vindkraftproduktion bidrar till större

variationer i residuallast i båda riktningar, medan högre efterfrågan har ett visst samband med ökat nedregleringsbehov.

4.1.2.2 Karakterisering av kvarvarande rampmarginal

Med utgångspunkt i de tekniska antaganden som presenteras i avsnitt 0 karakteriseras de planerbara resursernas rampningsförmåga utifrån deras kvarvarande rampningsmarginaler. Det vill säga den ytterligare upp- eller nedreglering som de planerbara resurserna kan bidra med utöver den nivå som de disponeras till i ERAA-simuleringarna. I praktiken innebär detta att ERAA-resultaten kompletteras genom att en efterföljande konsistenskontroll genomförs där realistiska drifts- och rampningsbegränsningar för resurserna beaktas, vilka annars inte nödvändigtvis fullt ut representeras i ERAA-beräkningarna. Analysen av kvarvarande rampningsmarginaler omfattar överföringsförbindelser, produktionsanläggningar, batterier, efterfrågefleksibilitet och elektrolysörer, och avser samtliga installerade resurser i ERAA-scenariot.

Tabell 15 visar de tillgängliga rampningsmarginalerna, uppdelat per resurstyp, riktning (upp- respektive nedreglering) samt målår. Generellt är upp- och nedregleringsmarginalerna av samma storleksordning, men nedregleringsmarginalerna är systematiskt något högre. På aggregerad nivå innebär detta att den totala nedregleringsmarginalen är cirka 40% större än uppregleringsmarginalen. På teknologinivå uppvisar dock de flesta resurskategorier en liknande struktur med något större nedregleringsmarginal, med undantag för efterfrågefleksibilitet där uppregleringsmarginalen är högre. För efterfrågefleksibilitet är detta en följd av hur resursen representeras i ERAA, där aktivering sker genom lastreduktion, vilket motsvarar en uppregleringsåtgärd ur systemperspektiv. För sol- och vindkraft finns endast nedregleringsmarginaler, i enlighet med antagandena i avsnitt 3.5.

Den genomgående högre nedregleringsmarginalen förklaras dels av att uppreglering i större utsträckning redan är utnyttjad i ERAA-simuleringarna, vilket ger mindre kvarvarande marginal i denna riktning, dels av att uppreglering generellt är mer begränsad än nedreglering till följd av rampningsbegränsningar kopplade till anläggningarnas driftsbarhet, medan nedreglering i högre grad kvarstår som tillgänglig marginal.

Vidare är marginalerna i stort sett oförändrade mellan målåren 2030 och 2035. Detta indikerar att den ökade installerade kapaciteten i 2035 balanseras av motsvarande förändringar i efterfrågan, vilket ger en likartad relation mellan produktion och last i de två scenarierna.

Tabell 15. Tillgänglig rampningsförmåga per resurstyp, riktning och målår för Sverige.

SE		UPPREGLERING		NEDREGLERING	
Kategori (MW/hr)		2030	2035	2030	2035
Produktion	medel	3 377	3 451	16 706	18 871
	50:e	3 018	3 344	16 505	18 473
	95:e	10 100	10 233	22 404	26 117
Vattenkraft	medel	3 357	3 368	6 881	6 878
	50:e	3 008	3 273	7 171	6 940
	95:e	10 033	10 070	11 027	11 027
Sol- och Vindkraft	medel	0	0	7 257	9 565
	50:e	0	0	6 505	8 732
	95:e	0	0	15 091	19 136
Kärnkraft	medel	19	50	163	141
	50:e	0	0	209	242
	95:e	209	242	209	242
Kraftvärme och övrig termisk	medel	1	33	2 405	2 286
	50:e	0	0	2 400	2 284
	95:e	0	73	2 400	2 284
Batterier & Efterfrågeflex	medel	2 854	4 476	265	300
	50:e	5 132	8 053	200	200
	95:e	5 592	8 718	610	618
Elektrolysörer	medel	2 660	3 995	2 490	8 079
	50:e	1 874	3 584	1 406	9 120
	95:e	8 077	10 090	7 561	14 614
Överföring	medel	6 508	6 390	5 709	5 946
	50:e	6 805	5 688	5 671	6 049
	95:e	10 408	11 724	9 449	10 188
Total	medel	15 398	18 312	25 170	33 195
	50:e	15 004	18 801	24 847	34 307
	95:e	26 086	29 042	33 404	42 999

Resultaten i Tabell 15 visar att vattenkraften inom produktionsmixen står för den största delen av de tillgängliga rampningsresurserna både för upp- och nedreglering. En jämförelse med installerad kapacitet i Tabell 1-avsnitt 3.1.1 visar att cirka 24 % av den installerade effekten är tillgänglig för uppreglering och omkring 60 % för nedreglering, vilket gör vattenkraften till den viktigaste resursen för kortsiktig systembalansering. Kärnkraften uppvisar däremot mycket begränsade rampningsmarginaler i förhållande till installerad effekt i SE3, omkring 2 % för både upp- och nedreglering, vilket speglar dess roll som basproduktionskälla, där driftsättet är optimerat för stabil och kontinuerlig produktion snarare än flexibilitet. Kraftvärme och övrig termisk produktion uppvisar en liknande asymmetri som övriga produktionsslag, med betydligt större potential för nedreglering än uppreglering. Omkring 60 % av den installerade effekten är tillgänglig för nedreglering, medan endast cirka 4 % är tillgänglig för uppreglering, vilket indikerar att anläggningarna ofta redan drivs nära sin tillgängliga produktionsnivå eller begränsas av exempelvis driftsoptimering enligt värmebehov.

Sol- och vindkraft bidrar uteslutande med nedregleringsmarginaler, i enlighet med antagandena i avsnitt 3.5. Batterier uppvisar däremot en i stort sett symmetrisk fördelning mellan upp- och nedregleringsmarginaler, men deras bidrag till de totala rampningsmarginalerna är begränsat till följd av den relativt låga installerade kapaciteten i scenarierna. Efterfrågefleksibilitet uppvisar i stället större uppregleringsmarginaler än nedregleringsmarginaler eftersom aktivering representeras som lastreduktion i ERAA, vilket ur systemperspektiv motsvarar uppreglering.

Elektrolysörer uppvisar en avvikande utveckling mellan målåren. År 2030 motsvarar både upp- och nedregleringsmarginalerna cirka 30 % av installerad effekt, medan nedregleringsmarginalen år 2035 ökar till omkring 60 % av installerad effekt och blir nästan dubbelt så stor som uppregleringsmarginalen. Detta indikerar att elektrolysörer i ökande grad används för att absorbera överskottsel i systemet och därmed får en viktig roll i system med hög andel variabel förnybar produktion.

Motsvarande resultat som i Tabell 15, kompletterade med ytterligare statistik, redovisas för respektive elområde i Bilaga 1. Jämfört med installerad kapacitet (Tabell 1, avsnitt 3.1.1) framträder vissa regionala skillnader i de tillgängliga rampningsmarginalerna. SE2 uppvisar genomgående relativt höga rampningsmarginaler i förhållande till installerad effekt, jämfört med övriga elområden. SE4 uppvisar den största ökningen av de kvarvarande rampningsmarginalerna mellan 2030 och 2035, vilket speglar utvecklingen av resursmixen i området. SE3 utmärker sig däremot genom de lägsta kvarvarande rampningsmarginalerna i förhållande till installerad effekt, vilket indikerar mer begränsade möjligheter att tillhandahålla kortsiktig reglering jämfört med övriga elområden.

4.1.2.3 Icke-täckta rampningsbehoven

Avsnittet presenterar de icke-täckta rampningsbehoven. Då vissa flexibilitetsresurser saknar möjlighet till snabb uppreglering antas dessa kunna påbörja rampning en timme i förväg, enligt artikel 9.5 i FNAM. Tabell 16 visar de icke-täckta rampningsbehov i Sverige och underliggande elområden för åren 2030 och 2035, uttryckt i antal timmar och händelser. Tabellen avser enbart uppreglering, eftersom inga icke-täckta rampningsbehov identifieras i analysen.

De nationella resultaten utgör inte summan av resultaten för SE1–SE4. Detta har två huvudsakliga anledningar. Dels räknas samtidiga icke-täckta rampningsbehov i flera elområden endast en gång på nationell nivå. Dels

innebär den nationella aggregeringen att rampningsmarginaler betraktas samlat för hela Sverige, medan analyser på elområdesnivå begränsas av den geografiska fördelningen av produktion, last och flexibilitetsresurser mellan elområdena.

Generellt är icke-täckta rampningsbehov få till antalet händelser med endast fem händelser för båda målåren på nationell nivå och motsvarar totalt 8 respektive 6 timmar. På elområdesnivå minskar antalet timmar och händelser i SE1 och SE2 mellan 2030 och 2035, vilket tyder på att dessa områden får förbättrade lokala balansförutsättningar. SE4 och i synnerhet SE3 uppvisar för både antalet timmar och händelser en ökning under samma period. Detta kan kopplas till elområdenas höga efterfrågan i förhållande till deras kvarvarande rampningsmarginal vilket gör systemet mer känsligt för snabba förändringar i både produktion och efterfrågan. Detta understryker vikten av att analysera flexibilitetsbehov inte enbart på nationellnivå, utan även ur ett regionalt perspektiv för att identifiera potentiella flaskhalsar och behov av riktade åtgärder.

Tabell 16. Icke-täckta rampningsbehov i Sverige och dess fördelning över de fyra elområdena för åren 2030 och 2035, uttryckt i antal timmar och antal händelser. Resultaten som redovisas avser uppregleringsbehov.

	Timmar (timmar/år)		Antal händelser (#/år)	
	2030	2035	2030	2035
SE	8	6	5	5
SE1	18	7	8	5
SE2	19	13	11	11
SE3	122	158	101	145
SE4	12	25	10	21

De icke-täckta rampningsbehoven analyseras på händelsebasis, där en händelse definieras som sammanhängande timmar med icke-täckta rampningsbehov. Händelserna beskrivs utifrån kapacitetsbehov (MW/h), varaktighet (timmar) och intervall mellan händelser (timmar). Tabell 17 sammanfattar dessa indikatorer genom medelvärden och percentilvärden.

Det genomsnittliga och typiska upprampningsbehovet på nationell nivå ökar mellan 2030 och 2035. Samtidigt blir händelserna kortare och inträffar mer sällan. De högsta observerade icke-täckta upprampningsbehoven minskar, samtidigt som intervallet blir kortare. Analysen pekar alltså på ett system med färre, kortare och generellt mer effektintensiva händelser. Detta innebär att behovet av flexibilitet i högre grad kan komma att handla om att hantera snabba effektvariationer snarare än långvariga obalanser.

På elområdesnivå är det för båda målåren i SE3 som de största icke-täckta upprampningsbehoven observeras, med ett genomsnittligt behov på cirka 342 MW/tim (2030) respektive 434 MW/tim (2035), se Bilaga 1. Den genomsnittliga varaktigheten uppgår till omkring 1,2 respektive 1,1 timmar, vilket innebär att händelserna i båda fall ligger på ungefär en timmes nivå. Intervallet mellan händelser minskar från cirka 84 till 59 timmar, motsvarande en ökning från ungefär två till tre händelser per vecka, vilket indikerar en något högre förekomstfrekvens över tid.

Tabell 17. Medelvärdesamt 50:e och 95:e percentiler av händelser när icke-täckta upprampningsbehoven uppstår i Sverige, 2030 och 2035.

SE	Kapacitet (MW/tim)		Varaktighet (tim)		Intervall (tim)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Medel	630	765	1,7	1,1	976	1 227
50%	334	645	1	1	15	63
95%	1 905	1 689	4	2	6 933	6 295

I likhet med tidigare analyser studeras de icke-täckta rampningsbehoven genom tids- och säsongsbaserade profiler samt korrelationsanalyser mot olika systemtillstånd. Syftet är att identifiera när behoven uppstår och vilka faktorer som driver dem. Detaljerade resultat för samtliga målår och elområden redovisas i Bilaga 1.

Analysen visar att de icke-täckta uppregleringsbehoven främst uppstår under vinter och vår samt är koncentrerade till tidig morgon, eftermiddag och sen kväll. Mönstret är relativt konsistent mellan målår och elområden. SE3 uppvisar genomgående de högsta nivåerna, medan SE1 och SE2 har mer utdragna behov över dygnet. De höga nivåerna i SE3 indikerar att området ofta utgör en kritisk punkt i systemet till följd av hög efterfrågan i kombination med begränsad kvarvarande rampningsmarginal. Mönstret är relativt konsekvent mellan målår och elområden.

Korrelationsanalysen observerar inga tydliga samband mellan storleken på de icke-täckta upprampningsbehoven och nivåerna av vindkraft, solkraft eller efterfrågan. För SE3 observeras dock att uppregleringsbehov minskar med ökad solkraftproduktion samt ökar med stigande baslast upp till 60 procent för att sedan minska.

Sammanfattande indikatorer för de icke-täckta rampningsbehoven

Tabell 18 sammanfattar indikatorer för de identifierade icke-täckta upprampningsbehoven i enlighet med artikel 16.5 i FNAM. Tabellen omfattar både indikatorer som tidigare presenterats i avsnittet 4.1.2.3 (antal timmar med behov, antal händelser, varaktighet och intervall per

händelse samt genomsnittlig kapacitet per händelse) och kompletterande aggregerade indikatorer per timme, dygn och säsong (MW/tim). Syftet är att samla samtliga relevanta mått i en sammanhållen översikt.

Resultaten i Tabell 18 redovisas för Sverige och SE3, där SE3 genomgående framträder som det mest kritiska området med högst nivåer av icke-täckta behov i samtliga indikatorer i detta kapitel.

De rapporterade icke-täckta rampningsbehoven (MW/tim) återges både på händelsenivå och som tidsaggregat (timme, dygn och säsong), vilket belyser den tidsskala på vilken behoven uppstår. Eftersom händelserna i huvudsak har en varaktighet på omkring en timme blir skillnaderna mellan de olika tidsaggregationerna små, vilket innebär att tidsupplösningen i begränsad utsträckning påverkar dimensioneringsresultaten.

Tabell 18. Sammanfattande indikatorer (enligt FNAM artikel 16.5) för identifierade icke-täckta upprampningsbehov för Sverige och SE3. Tabellen sammanställer tidigare redovisade indikatorer (Tabell 16 & Tabell 17) samt kompletterar med aggregerade mått på tim-, dygns- och säsongsnivå. .

		SE		SE3	
		2030	2035	2030	2035
Antal timmar per år	-	8	6	122	158
Kapacitet timvis (MW/tim)	Medel	615	741	330	424
	50:e	389	646	255	341
	95:e	1 689	1 638	893	1 078
Kapacitet dygnsvis (MW/tim per dag)	Medel	517	646	298	413
	50:e	271	508	242	343
	95:e	1 726	1 890	1 033	1 278
Kapacitet säsongvis (MW/tim per säsong)	Medel	584	755	317	423
	50:e	419	573	257	331
	95:e	1 881	1 792	982	1 115
Antal händelser per år	-	5	5	101	145
Kapacitet per händelse (medel MW/tim per händelse)	Medel	630	765	343	434
	50:e	334	645	265	354
	95:e	1 905	1 689	884	1 092
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,7	1,1	1,2	1,1
	50:e	1	1	1	1
	95:e	4	2	2	2
Intervall per händelse (timmar)	Medel	976	1 227	84	59
	50:e	15	63	36	26
	95:e	6 933	6 295	276	208

4.1.2.4 Flexibla resurser som krävs för att möta de icke-täckta rampningsbehoven

Bedömningar nedan utgår endast från de icke-täckta rampningsbehoven som identifierats i Tabell 18. SE3 är i detta sammanhang det elområde som genomgående uppvisar de högsta nivåerna av icke-täckta behov,

både avseende antal händelser, kapacitetsnivåer och varaktighet. Elområdet utgör därmed det mest kritiska geografiska området i analysen och ligger till grund för den fortsatta bedömningen av möjliga flexibilitetsresurser. Korrelationsanalysen från SE3 visar dessutom att ökad produktion från installerad vindkraft sammanfaller med lägre icke-täckta rampningsbehov i området, vilket indikerar att delar av behovsbilden är kopplad till variabel produktion i området.

En central fråga är vilken andel av de icke-täckta upprampningsbehoven som ska täckas. Nyttan av varje ytterligare MW kapacitet avtar successivt, samtidigt som varje ökad täckningsgrad (dvs. extra percentil) kräver en icke-linjär ökning av resurser. För SE3 år 2035 krävs exempelvis ytterligare 453 MW installerad kapacitet för att öka täckningsgraden från den 75e till den 95e percentilen, medan ytterligare cirka 1 004 MW krävs för att nå full täckning av det maximala behovet.

Batterier bedöms vara en relevant teknik för att hantera de identifierade icke-täckta upprampningsbehoven. Den batterikapacitet som redan ingår i ERAA-scenariot uppgår till cirka 200 MW nationellt och cirka 50 MW i SE3. Dessa resurser är dock redan fullt representerade och utnyttjade inom scenariot, samtidigt som icke-täckta behov fortfarande kvarstår. För att täcka de återstående behoven i SE3 skulle detta innebära att den installerade batterikapaciteten i SE3 behöver öka till i storleksordningen omkring 470 MW (medelvärde för år 2035), motsvarande ungefär en fyrdubbling från dagens nivå i scenariot.

Gasturbiner kan utgöra ett alternativ för att hantera mer sällsynta men effektintensiva upprampningshändelser i SE3. Det bör dock noteras att gasturbiner inte omfattas av den fossilfria flexibilitetsportfölj som analyseras inom ramen för FNAM, men de inkluderas här eftersom sådan kapacitet redan finns installerad i elsystemet. Tekniken kännetecknas av hög start- och rampningsförmåga och lämpar sig därmed för kortvariga behov, då de identifierade händelserna typiskt varar några timmar och förekommer ett begränsat antal gånger per år. I detta sammanhang betraktas de därför främst som en befintlig reservresurs för extrema driftfall snarare än som en del av den långsiktiga flexibilitetsutvecklingen.

En annan möjlig åtgärd är att undersöka om den kvarvarande rampningsmarginalen för import kan ökas under timmar med icke-täckta rampningsbehov, exempelvis genom nätförstärkningar eller andra systemåtgärder. Eftersom förbindelserna mellan elområden har hög maximal överföringskapacitet kan även en begränsad ökning av den

tillgängliga rampningsmarginalen ge betydande effekt vid sådana händelser.

Efterfrågefleksibilitet kan i detta sammanhang bidra indirekt till att reducera de icke-täckta behoven, genom att sänka lasten och därigenom frigöra produktionskapacitet som annars är begränsad i sin uppregleringsförmåga. Den utgör därmed inte en direkt ersättning för rampningskapacitet, men kan i kombination med andra resurser bidra till att minska systemets samlade behov.

Generellt kan även andra flexibilitetsresurser såsom vattenkraft och planerbar fossilfri termisk produktion bidra till att reducera de icke-täckta upprampningsbehoven. Detta sker antingen genom att ytterligare tillgängliggöra redan installerad kapacitet eller genom nyinvesteringar som tillför nya effekt- och rampningsmarginaler. I detta perspektiv kan redan existerande resurser, såsom gasturbiner, utgöra en tillgänglig reservkapacitet för sällsynta driftfall, då denna kapacitet redan är installerad och därmed inte kräver ny utbyggnad, men samtidigt inte ingår i den långsiktiga flexibilitetsportföljen enligt FNAM.

För att ytterligare bedöma relevansen av de identifierade icke-täckta upprampningsbehoven analyseras dessa i relation till ERAA:s tillräcklighetsresultat med avseende på tidsmässig samförekomst med LOLE-perioder.

En fullständig simultanitet mellan dessa händelser skulle indikera att de icke-täckta upprampningsbehoven redan fångas inom ERAA:s tillräcklighetsbedömning. Avsaknad av simultanitet innebär däremot att de uppstår under andra driftförhållanden än de som driver LOLE i ERAA, vilket indikerar att FNA och ERAA är komplementära till varandra genom att belysa olika aspekter av elsystemets behov.

Analysen visar att de identifierade icke-täckta upprampningsbehoven i princip inte sammanfaller med de LOLE-perioder som identifieras i ERAA. Detta innebär inte att dessa händelser i sig skulle leda till LOLE, eftersom en sådan bedömning skulle kräva en fullständig tillräcklighetsanalys. Resultatet visar däremot att FNA identifierar driftförhållanden som inte fångas inom ERAA:s tillräcklighetsanalys och därmed utgör ett komplement till denna.

4.1.3 Kortsiktiga flexibilitetsbehov

Till skillnad från de två föregående indikatorerna för systemflexibilitetsbehov tar den kortsiktiga flexibilitetsindikatorn hänsyn till prognosfel i efterfrågan och RES-produktion. Medan indikatorerna för RES-integrationsbehov och rampningsbehov baseras på ERAA dagen före-marknadssimuleringar och därmed utgår från att prognoserna är "perfekta", fångar denna indikator det flexibilitetsbehov som uppstår när den faktiska utvecklingen avviker från prognosen. Indikatorn beskriver därmed de flexibilitetsbehov som behöver hanteras inom intradags- och balansmarknadens tidsramar. Den kompletterar därmed de antaganden om perfekta prognoser som används i ERAA.

I enlighet med FNAM artikel 10 analyseras dessa behov, samtidigt som de sätts i relation till flexibilitetsresurser enligt FNAM artikel 16 som kan bidra till att hantera behoven. Analysen är uppdelad i fyra steg: i 4.1.3.1 analyseras prognosfel i residuallasten, i 4.1.3.2 bedöms de kvarstående marginaler i systemet, där samtliga flexibilitetsresurser i ERAA-scenariot redan är inkluderade, i 4.1.3.3 kvantifieras och karakteriseras det icke-täckta kortsiktiga flexibilitetsbehovet, och i 4.1.3.4 analyseras vilka ytterligare flexibilitetsresurser som krävs för att möta detta behov.

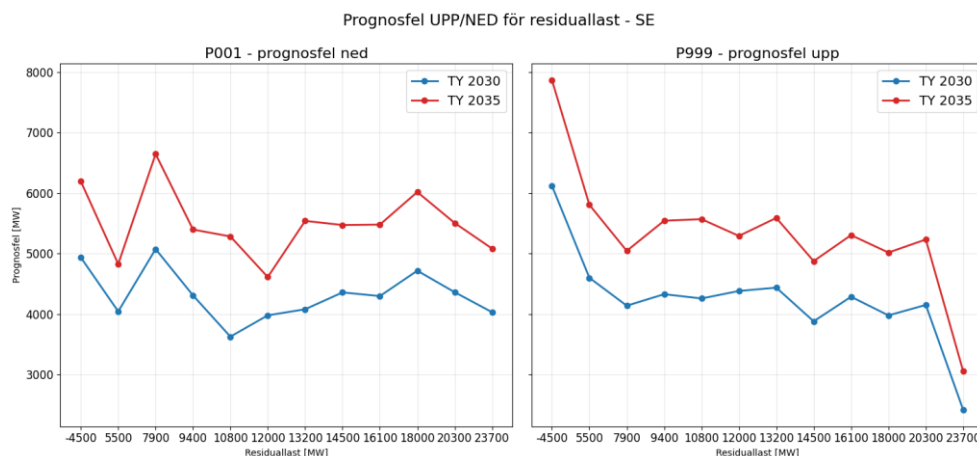
4.1.3.1 Karakterisering av kortsiktiga behov

Det första steget i analysen av kortsiktiga flexibilitetsbehov består i att karakterisera de projekterade prognosfelen enligt artikel 10.1 i FNAM. Metoden för framtagning och uppskalning av prognosfelsekvenserna har tidigare beskrivits i avsnitt 2.3.2.4.

Figur 5 visar prognosfelet i upp- och nedregleringsriktning som funktion av residuallast för mååren 2030 och 2035. Uppreglering motsvarar 99,9-percentilen av prognosfelet och nedreglering 0,1-percentilen, och tillsammans illustrerar de det totala behovet av kortsiktig flexibilitet i respektive riktning.

Resultaten visar att behovet av kortsiktig flexibilitet beror på nivån på residuallasten. Vid låg residuallast (vilket motsvarar hög RES-produktion eller låg efterfrågan) är behovet högt för uppreglering. Vid hög residuallast minskar flexibilitetsbehovet, särskilt för uppreglering, medan nedregleringsbehovet är mer stabilt över olika nivåer. Storleksordningen på prognosfelen framgår i figuren, där behov av uppreglering varierar mellan ca 2 400–7 900 MW medan nedreglering ligger i ett snävare spann ca 3 600–6 600 MW över de två mååren. Behovet är generellt större 2035 än 2030, vilket dock direkt beror på att prognosfelen har skalats

linjärt med installerad kapacitet inom respektive scenario (se avsnitt 2.3.2.4). Avseende elområden har SE2 största prognosfel uppåt och nedåt med ett spann mellan 800–5000 MW för prognosfel upp och 1500–3500 MW för prognosfel ned över båda målåren. SE4 har minsta prognosfel som ligger på nästan halva spannet av SE2.



Figur 5. Kortsiktiga flexibilitetsbehov, prognosfelet i MW, på riksnivå vid varierande residuallast för målåren 2030 och 2035, uttryckt som 0.1- och 99.9-percentiler av prognosfelen.

4.1.3.2 Karakterisering av kvarvarande kortsiktiga marginaler

På liknande sätt som för indikatorn för rampningsbehov (avsnitt 4.1.2.2) består det andra steget i analysen av kortsiktiga flexibilitetsbehov i att analysera planerbara resursers kvarvarande kortsiktiga flexibilitetsmarginaler, det vill säga deras förmåga att leverera ytterligare upp- och nedreglering utöver deras optimaldrift enligt ERAA-resultaten. Karakteriseringen av flexibilitetsmarginalerna är oberoende av vilken indikator som analyseras och motsvarar därför den som redan presenterats i avsnitt 4.1.2.2 Tabell 15, då dessa enligt studiens antaganden är identiska i denna tillämpning, eftersom båda indikatorerna baseras på samma marknadshorisont från dagenföre- till balansmarknaden och ingen ytterligare uppdelning av tidsfönster har tillämpats.

För de kortsiktiga flexibilitetsbehoven görs dock ett tillägg i enlighet med skälssats 13 i FNAM, där en del av behoven förutsätts kunna täckas av frekvensåterställningsreserver (FRR). Vid bedömningen av de kortsiktiga kvarvarande flexibilitetsmarginalerna beaktas därför, utöver de marginaler som redovisas i Tabell 15, även tillgänglig FRR-kapacitet. Denna kompletterande FRR-kapacitet redovisas i Tabell 19 och den totala tillgängliga rampningsförmågan är alltså totalen i Tabell 15 adderat med

Tabell 19, under antagandet att den redovisade FRR-kapaciteten nedan är tillgänglig vid varje tidpunkt.

Tabell 19. Tillgänglig FRR-kapacitet som beaktas vid bedömningen av kortsiktiga flexibilitetsmarginaler, för upp- och nedreglering, på nationell nivå och per elområde för målåren 2030 och 2035, enligt inrapporterade värden till ERAA 2025.

	FRR (MW)	
	2030	2035
SE	1001	1001
SE1	147	147
SE2	174	174
SE3	324	324
SE4	356	356

4.1.3.3 Icke-täckta kortsiktiga behov

Det tredje och sista steget i beräkningen av kortsiktiga flexibilitetsbehov är att härleda och karakterisera de icke-täckta kortsiktiga behoven, definierade i FNAM som skillnaden mellan de kortsiktiga flexibilitetsbehoven (avsnitt 4.1.3.1) och de kvarvarande kortsiktiga marginalerna (avsnitt 4.1.3.2). Detta avsnitt presenterar karakteriseringen av dessa icke-täckta behov.

Analysen identifierar både icke-täckta uppreglerings- och nedregleringsbehov. De icke-täckta nedregleringsbehoven återfinns huvudsakligen i elområdena SE1 och SE2 och redovisas i bilaga 1. I enlighet med det metodval som tillämpats inom ramen för FNAM artikel 8.3 har dessa behov inte slagits samman med indikatorn för RES-spill. Eftersom denna sammanslagning är frivillig enligt metodiken innebär detta att RES-spill-indikatorn i viss mån underskattar det samlade behovet av nedreglering. Mot denna bakgrund fokuserar den fortsatta analysen i detta avsnitt på de icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehoven.

Tabell 20 visar de icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehoven i Sverige och dess fördelning över de fyra elområdena för åren 2030 och 2035, uttryckt i antal timmar och antal händelser. Notera att icke-täckta kortsiktiga behov på nationell nivå inte är summan av de enskilda elområdena (SE1–SE4). Detta förklaras på samma sätt som i avsnitt 4.1.2.3, där det framgår att samtidiga icke-täckta behov i flera elområden endast räknas en gång på nationell nivå samt att flexibilitetsmarginalerna blir större till följd av aggregering till nationell nivå jämfört med enskilda elområden.

Samtliga indikatorer i Tabell 20 ökar från 2030 till 2035 för alla elområden förutom SE1. I SE1 minskar antalet timmar/år och antal händelser förblir nästan densamma. SE1 får alltså en regional förbättrad

balanseringsförmåga. SE3 sticker ut som det elområde med högsta antal icke-täckta timmar och händelser. En förklaring är den höga efterfrågan i SE3 och att differensen mellan efterfrågan och lokal produktion är låg, det är alltså lågt överskott av produktion särskilt 2035. Detta innebär att de timmar det finns stora prognosfel saknas de resurser som kan rampa upp och därmed uppstår stora icke-täckta flexbehov. SE4 har den mest negativa utvecklingen då antal timmar behovet inte täcks fördubblas från 2030 till 2035.

Tabell 20. Icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehov i Sverige och deras fördelning över de fyra elområdena för åren 2030 och 2035, uttryckt i antal timmar, antal händelser och total energi per år. Resultat för icke-täckta nedregleringsbehov redovisas i Bilaga 1.

	Timmar (timmar/år)		Antal händelser (#/år)		Total energi (GWh/år)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	119	173	62	97	147	282
SE1	273	214	122	123	171	119
SE2	481	566	118	144	597	806
SE3	987	1468	403	602	653	1426
SE4	436	992	164	298	144	526

De icke-täckta kortsiktiga behoven analyseras på händelsebasis, där en händelse definieras som sammanhängande timmar med icke-täckta kortsiktiga behov. Händelserna karakteriseras vidare med hjälp av indikatorerna genomsnittligt kapacitetsbehov per händelse (MW), genomsnittligt energibehov per händelse (MWh), varaktighet (timmar) samt intervall mellan händelser (timmar). Tabell 21 sammanfattar medelvärden, 50:e och 95:e percentilen för dessa indikatorer för Sverige.

Av Tabell 21 framgår att för medelfallet är både kapacitets- och energibehovet för händelserna större för 2035 än för 2030. Händelserna har ungefär lika lång varaktighet (cirka 2 timmar). Intervallen mellan händelserna blir däremot kortare 2035 och sker alltså oftare, från runt 1 gång per vecka 2030 till 2 gånger per vecka 2035. På elområdesnivå inträffar händelserna oftast i SE3, mellan 1–2 gånger per dag. Alla elområden har motsvarande utvecklingstrend från 2030 till 2035 som Sverige nationellt, med undantag för SE1 där storleken på de icke-täckta behoven blir mindre samt varaktigheten av dem blir kortare och sker mer sällan. För SE1 blir alltså det dimensionerade året 2030.

Tabell 21. Värdena för medel, samt 50:e och 95:e percentilen av händelser när icke-täckta kortsiktiga behoven uppstår, i Sverige, 2030 och 2035.

SE	Kapacitet (MW)		Energi (GWh)		Varaktighet (h)		Intervall (h)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Medel	1124	1493	2,4	2,9	1,9	1,7	129	83
50%	809	1314	1,3	1,8	1	1	18	20
95%	3086	3653	8,8	9,6	5	5	561	387

För Sverige är genomsnittet av storleken per händelse runt 1100 MW år 2030 och 1500 MW år 2035 vilket är större än händelserna i SE1, SE3 och SE4 där händelserna i genomsnitt ligger mellan 300 – 1000 MW över båda målåren. SE2 har det högsta genomsnittet för händelser på 1150 MW för 2030 och 1400 MW för 2035. SE2 uppvisar även längst varaktighet av händelser och även högst storlek på energi per händelse. Det är dock i SE3 som händelserna inträffar oftast om man betraktar medelfallet. Det bör noteras att medelfallet skiljer sig från medianen (50%) för samtliga elområden och särskilt när man betraktar hela Sverige, vilket innebär att enskilda längre intervall drar upp medelvärde. Medianen kan därför vara mer representativ för intervallen mellan händelserna. Sett till medianvärden ligger intervall mellan händelser, avseende båda målåren, för hela Sverige på runt 20 timmar (1 gång per dag) och även SE1 och SE2 har intervall i närheten av detta. Händelserna sker oftare i SE3 och SE4 och intervall ligger närmre 10 timmar, händelser sker alltså dubbelt så ofta (2 gånger per dag).

Det är även värt att notera att den mFRR-kapacitet som i praktiken avropas för uppreglering per elområde överstiger värdena i Tabell 19. Detta indikerar att de icke-täckta behoven kan vara något överskattade till följd av den metodologi som tillämpas i denna rapport, och att de i praktiken sannolikt hade varit lägre⁴⁴. Detta förstärks av att analysen baseras på mycket extrema prognosfel (99,9-percentilen för uppreglering), vilket i kombination med den observerade marginalen i FRR sannolikt leder till en hög uppskattning av behovsbilden jämfört med faktisk drift.

Från analysen av de icke-täckta kortsiktiga behoven genom tids- och säsongsbaserade profiler, som återfinns i Bilaga 1, framgår att de icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehoven huvudsakligen uppstår under vintern i samtliga elområden och är som störst i SE3. Under 2035, jämfört

⁴⁴ mFRR kapacitetsmarknad - mFRR Kapacitetsmarknad - Svenska Kraftnät Data Service

med 2030, ökar det icke-täckta flexibilitetsbehovet under vinter, höst och vår, med undantag för SE1 där det minskar. Det icke-täckta flexibilitetsbehovet är som störst mitt på dagen under vinter, höst och vår år 2035.

Korrelationsanalysen av de icke-täckta kortsiktiga behoven med olika systemtillstånd visar, på nationell nivå, att högre icke-täckta behov generellt sammanfaller med högre efterfrågan och lägre vindkraftsproduktion. På elområdesnivå återfinns dock de starkaste sambanden i SE1 och SE4, där korrelationerna går i motsatt riktning mot den nationella trenden: i SE1 ökar de icke-täckta behoven med ökad vindkraftsproduktion, medan de i SE4 minskar med ökad efterfrågan. Resultaten redovisas i detalj i Bilaga 1 för samtliga målår och elområden.

Sammanfattande indikatorer för de icke-täckta kortsiktiga behoven

Tabell 22 sammanfattar de identifierade icke-täckta kortsiktiga flexibilitetsbehoven i enlighet med artikel 16.5 i F NAM. För att beskriva behovens karaktär och omfattning redovisas antal timmar med behov, antal sammanhängande behovshändelser per år samt den icke-täckta effekten och energin på tim-, dygns- och säsongsnivå.

Majoriteten av indikatorerna visar på ökat kortsiktigt uppregleringsbehov från 2030 till 2035. Det blir fler timmar per år då behovet inte täcks och även storleken på behoven ökar både i medelfallet och topphändelser. Intervallet mellan händelserna blir kortare och de sker alltså oftare dock minskar varaktigheten något för medelfallet.

För att analysera tidsfördelningen används indikatorer baserade på tims-, dygns- och säsongsvis upplösning. För att möjliggöra jämförelse relateras dessa till den totala energin år 2030 och 2035 enligt Tabell 22 (147 GWh respektive 282 GWh). När detta görs för Sverige framgår att den centrala delen av fördelningen (medianen) i större utsträckning drivs av säsongsrelaterade behov, medan de högre värdena (95-percentilen), främst drivs av variationer på dygnsnivå. Detta innebär att även om den typiska behovsnivån är kopplad till längre tidsperioder, påverkas de mest extrema observationerna och därmed även medelvärdet i högre grad av dag-till-dag-variationer.

Tabell 22. Subindikatorer för identifierade kortsiktiga uppregleringsbehov enligt artikel 16.5 i FNAM.

SE		2030	2035
Antal timmar per år	-	119	173
Kapacitet timvis (MW)	Medel	1224	1622
	50:e	933	1486
	95:e	3086	3764
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	0,64	0,97
	50:e	0,14	0,26
	95:e	2,5	4,3
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	36	70
	50:e	33	82
	95:e	56	95
Total energi per år (GWh)	-	147	282
Antal händelser per år	-	62	97
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	1124	1493
	50:e	809	1314
	95:e	3086	3653
Energi per händelse (GWh)	Medel	2,4	2,9
	50:e	1,3	1,8
	95:e	8,8	9,6
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,9	1,7
	50:e	1	1
	95:e	5	5
Intervall per händelse (timmar)	Medel	129	83
	50:e	18	20
	95:e	561	387

4.1.3.4 Flexibla resurser som krävs för att möta de icke-täckta kortsiktiga behoven

Sammantaget indikerar resultaten att ytterligare resurser krävs för att tillgodose de kortsiktiga uppregleringsbehov som återstår år 2030 och 2035. Analysen visar att både SE2 och SE3 är dimensionerande ur olika perspektiv: SE2 i termer av kapacitets- och volymbehov, och SE3 i termer av antalet uppregleringshändelser.

SE2 kräver tillkommande kapacitet på cirka 1150 MW år 2030 och 1400 MW år 2035 för att täcka genomsnittliga händelser med icke-täckt kortsiktigt uppregleringsbehov, vilket drivs av hög andel installerad förnybar produktion och därmed större prognosfel i residuallasten. SE3 uppvisar i genomsnitt cirka 403 uppregleringshändelser per år (2030) och 602 per år (2035), vilket understryker den höga frekvensen av behov i detta elområde. För att täcka upp till 95:e percentilen krävs i SE2 ytterligare 1250 MW respektive 1500 MW. Dimensionering utifrån den

95:e percentilen kan dock innebära en mer konservativ ansats, eftersom extrema uppregleringsbehov sällan inträffar.

Detta operationaliseras i form av aktiveringsmönster där resurserna som behöver tillkomma i SE2 behöver aktiveras mellan 1–2 gånger per vecka med en varaktighet på 2–5 timmar, medan det i SE3 krävs resurser som kan aktiveras 1–2 gånger per dag med en varaktighet på cirka 3 timmar. För att täcka dessa icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehov är lämpliga nya flexibla resurser exempelvis större batterilager och efterfrågefleksibilitet.

Sett ur ett nationellt perspektiv, där elområdena samverkar via överföringskapacitet, minskar aktiveringsbehovet till cirka 62 händelser år 2030 och 97 händelser år 2035, med en genomsnittlig varaktighet på omkring 2 timmar och en frekvens på cirka 1–2 gånger per vecka. Detta belyser den betydande rollen av överföringsförmåga och systemintegration i att reducera det aggregerade flexibilitetsbehovet, där ökad rampningsmarginal för import, exempelvis genom nätförstärkningar, kan bidra till att ytterligare möta uppregleringsbehov.

Sammantaget bedöms efterfrågefleksibilitet, nätförstärkningar och batterilager kunna utgöra en lämplig kombination av flexibilitetsresurser. Med efterfrågefleksibilitet kan effekt snabbt frigöras vid behov genom att elanvändning tillfälligt minskas eller skjuts upp, ofta till lägre kostnad än ny produktionskapacitet. Men detta under förutsättning att tillräcklig flexibel last finns tillgänglig. Batterilager är kostnadseffektiva för flexibilitetsbehov på cirka 15 minuter till 4 timmar. De kan leverera snabb effekt och hantera kortvariga obalanser, samt delta i flera marknader vilket förbättrar deras ekonomi och minskar systemkostnaden. I ERAA 2025-scenariot är den installerade batterikapaciteten i SE2 50 MW. För att batterilager ensamt ska kunna möta det beräknade uppregleringsbehovet år 2030 skulle batterikapaciteten behöva byggas ut till cirka 23 gånger den antagna nivån.

Analysen av dagens mFRR upp-marknad (se bilaga 1) visar att det finns en betydande mängd förkvalificerad flexibilitet som i dagsläget inte utnyttjas fullt ut i avropade volymer⁴⁵. Jämfört med dagens aktiveringsnivåer motsvarar de identifierade icke-täckta uppregleringsbehoven år 2030 cirka 20 procent och år 2035 cirka 40

⁴⁵ Dock är det värt att notera att den förkvalificerade kapaciteten inte är tillgänglig till sin maximala nivå under alla timmar. För vattenkraft, exempelvis, beror detta på att produktionen begränsas av tillgången på vatten och behovet av att optimera vattenanvändningen över tid

procent av den energi som aktiverades i mFRR EAM under 2025. Detta indikerar att det framtida flexibilitetsbehovet i ökande grad kommer att kräva både en högre nyttjandegrad av befintlig förkvalificerad kapacitet och en successiv utbyggnad av ytterligare flexibla resurser.

Sammanfattningsvis finns således en redan existerande flexibilitetsbas inom balansmarknaden, men FNA-resultaten visar att denna inte är tillräcklig för att möta de ökande kortsiktiga uppregleringsbehoven under de kommande 5 till 10 åren, vilket pekar mot ett växande behov av kompletterande resurser såsom batterilager, efterfrågefleksibilitet, planerbar produktion och kortvariga gasturbiner. Gasturbiner finns redan som förkvalificerad resurs inom mFRR upp och kan vara särskilt relevanta i SE3, där antalet uppregleringshändelser är högre och behovet av snabb och sällan förekommande effekt är mer uttalat. De ses dock inte som en del av den långsiktiga fossilfria flexibilitetsportföljen enligt FNAM.

Detta innebär att de flexibla resurser som krävs för att möta de kvarvarande uppregleringsbehoven dels kan hämtas från den redan förkvalificerade mFRR-kapacitet som i dagsläget inte fullt utnyttjas, dels behöver kompletteras med ökad utbyggnad av exempelvis överföringskapacitet, batterilager, efterfrågefleksibilitet, planerbar produktion samt kortvariga gasturbiner. Vindkraft har historiskt främst bidragit med nedreglering, men resultaten indikerar att det är relevant att undersöka möjligheterna för vindkraft, eventuellt i kombination med batterilagring, att även bidra med uppreglering.

För att ytterligare sätta de identifierade icke-täckta kortsiktiga behoven i ett systemperspektiv analyseras de i relation till ERAA:s tillräcklighetsresultat med avseende på tidsmässig samförekomst med LOLE-perioder. Analysen följer samma metod som för uppramningsbehoven i avsnitt 4.1.2.4 ovan. Resultaten visar att de identifierade icke-täckta kortsiktiga behoven i praktiken inte sammanfaller med de LOLE-perioder som identifieras i ERAA. Detta indikerar att dessa behov uppträder under andra driftförhållanden än de som ligger till grund för ERAA:s tillräcklighetsbedömning och att de därmed belyser kompletterande aspekter av systemets behovsbild.

4.2 Behov av flexibilitet i distributionsnätet

Detta avsnitt redovisar flexibilitetsbehov kopplade till nätbegränsningar i syfte att hantera och åtgärda trängsel- och spänningsproblematik i distributionsnätet. Behovet av flexibilitet presenteras uppdelat per riktning (upp- respektive nedreglering) och per målår i enlighet med FNAM. Resultaten för distributionsnätet sammanfattas i Tabell 23 och Tabell 24 för målår 2030 respektive 2035. De redovisade behoven baseras på sammanställda svar från cirka 70 % av landets distributionsnätsägare inom ramen för deras nätutvecklingsplaner (DNDP), vilket innebär att resultaten representerar en majoritet av det nationella DSO-underlaget.

Generellt visar DSO-resultaten att flexibilitetsbehoven ökar mellan 2030 och 2035. Den mest uttalade ökningen observeras för sommarrelaterad nedreglering, där behovet i princip fördubblas, samt för vinterrelaterad uppreglering som ökar med cirka 1,5 gånger. Sett över elområdena är behoven som störst i SE3.

Bedömningen baseras på de flexibilitetsbehov som identifierats av berörda nätägare inom ramen för deras nätutvecklingsplaner (DNDP), och det har inte framkommit några indikationer på att dessa behov inte skulle kunna täckas av förväntat tillgängliga flexibilitetsresurser eller nätinvesteringar. Därmed redovisas ingen separat kvantifiering av ej täckta behov i detta avsnitt.

I enlighet med de uppgifter som rapporterats av distributionsnätsägarna avseende andelen RES-relaterat nedåtriktat flexibilitetsbehov (se avsnitt 2.3.3.2) redovisas denna andel i Tabell 23 och Tabell 24 inom parentes som andel av det totala nedåtriktade flexibilitetsbehovet. Av tabellerna framgår att andelen RES-relaterat nedåtriktat flexibilitetsbehov utgör en betydande del av det totala nedåtriktade flexibilitetsbehovet. På nationell nivå uppgår andelen RES-relaterat nedåtriktat flexibilitetsbehov till 52 % för 2030 och 71 % för 2035. Dessa andelar har vidare transformerats till tidsseriebaserade indata (se avsnitt 2.3.3.3) och ingår därmed i den finjustering (se avsnitt 2.3.4) som ligger till grund för de systembehov som analyseras i avsnitt 4.1.1.2. Av detta skäl analyseras de inte vidare i detta avsnitt, eftersom de redan ingår i den efterföljande systemanalysen.

Tabell 23. Flexibilitetsbehov i distributionsnäten för målår 2030, uppdelat per riktning, säsong samt redovisade skäl. Värdena anges i MW, och värden inom parentes avser andel begränsning av förnybar elproduktion (RES-spill) i procent.

Riktning	Säsong	Skäl	SE1	SE2	SE3	SE4	Total
Ned	Sommar	Annat skäl	0	0	0	13	2115 (63)
		Planerat underhåll	293	256	215	132 (100)	
		Soligt/Blåsig/Höga vattenflöden	215 (100)	74 (100)	916 (100)	1 (100)	
	Vinter	Annat skäl	0	0	5	13	517 (7)
		Längre kalla perioder	0	0	21 (33)	0	
		Planerat underhåll	203	203	42	0	
		Soligt/Blåsig/Höga vattenflöden	0	0	24 (100)	6 (100)	
Upp	Sommar	Annat skäl	0	2	125	13	148
		Längre varma perioder	0	0	2	0	
		Planerat underhåll	0	0	6	0	
	Vinter	Annat skäl	0	3	54	13	911
		Helgresdagar som infaller vid kallt väder	0	4	3	0	
		Längre kalla perioder	0	19	625	190	

Tabell 24. Flexibilitetsbehov i distributionsnäten för målår 2035, uppdelat per riktning, säsong samt redovisade skäl. Värdena anges i MW, och värden inom parentes avser andel begränsning av förnybar elproduktion (RES-spill) i procent.

Riktning	Säsong	Skäl	SE1	SE2	SE3	SE4	Total
Ned	Sommar	Annat skäl	0	0	0	13	4013 (80)
		Planerat underhåll	293	256	215	0	
		Soligt/Blåsig/Höga vattenflöden	393 (100)	237 (97)	2405 (100)	201 (100)	
	Vinter	Annat skäl	0	0	0	13	537 (2)
		Längre kalla perioder	0	0	28 (21)	0	
		Planerat underhåll	203	203	42	0	
		Soligt/Blåsig/Höga vattenflöden	0	0	42 (100)	6 (100)	
Upp	Sommar	Annat skäl	0	1	89	13	117
		Längre varma perioder	0	0	0	4	
		Planerat underhåll	0	0	6	0	
		Soligt/Blåsig/Höga vattenflöden	0	0	4	0	
	Vinter	Annat skäl	0	0	69	13	1314
		Helgresdagar som infaller vid kallt väder	0	6	0	0	
		Längre kalla perioder	0	27	910	289	

4.3 Samlad syntes av flexibilitetsbehov

Detta avsnitt sammanfattar resultaten från avsnitt 4.1 (systemflexibilitetsbehov) och 4.2 (behov av flexibilitet i distributionsnätet). Syntesen är strukturerad utifrån de tre systembehovsindikatorer som definieras i avsnitt 4.1 – RES-integrationsbehov, rampningsbehov och kortsiktiga flexibilitetsbehov – och lyfter fram de viktigaste resultaten inom respektive område.

De nätbaserade flexibilitetsbehoven som redovisas i avsnitt 4.2 har integrerats i systemanalysen genom finjusteringsprocessen och ingår därmed i de systemövergripande indikatorerna. De vägledande kriterierna har därmed tillämpats på de finjusterade flexibilitetsbehoven enligt FNAM artikel 14, där endast RES-integrationsbehovets komponenter har finjusterats med stöd av DSO-data. Rampningsbehov och kortsiktiga flexibilitetsbehov har inte varit föremål för motsvarande justering, mot bakgrund av att FNAM artikel 13 inte har implementerats i denna FNA 2026. Nedan presenteras de sammanfattade huvudbudskapen från syntesen i form av nyckelinsikter per systembehovsindikator.

RES-Integrationsbehov

- Variabiliteten i residuallasten ökar mellan målåren och leder till mer frekventa och djupare variationer på dygnsnivå, medan befintliga flexibilitetsresurser i ERAA främst hanterar timvisa variationer.
- RES-spill uppträder i mer än 50% av årets timmar på nationell nivå och uppvisar tydliga dygnsmonster, där medianhändelser drivs av säsongsoverskott och extrema värden av dygnsvariationer.
- RES-spill uppstår både dagtid (kl. 9–15) under vår- och höstperioder samt nattetid (kring kl. 03) under vintermånader och pekar på ett återkommande behov drivet av hög vindkraftproduktion i kombination med perioder av låg efterfrågan.
- Tydliga regionala skillnader observeras i RES-spill mellan elområden: SE1 kännetecknas av många korta och lågintensiva händelser, SE2 av högre intensitet och längre varaktighet, SE3 av längst varaktighet och störst energibehov, medan SE4 har färre men relativt långvariga händelser.
- Två RES-mål har analyserats för att bedöma RES-integrationsbehov: ett basfall baserat på NEKP (81 % år 2030, 82 % år 2035) samt ett känslighetsfall baserat på Energimyndighetens uppdaterade långsiktiga scenario (90 % år 2030, 95 % år 2035).
- I basfallet för RES-mål uppstår inga icke-täckta RES-integrationsbehov, medan känslighetsfallet ger icke-täckta behov

motsvarande cirka 4 TWh år 2035, vilket indikerar behov av ytterligare flexibilitetsresurser för att integrera det RES-spill som uppstår i analysen.

- För att hantera de icke-täckta behoven (~4 TWh år 2035 i känslighetsfallet) analyseras ytterligare flexibilitetsresurser med olika tekniska egenskaper: kortvariga resurser för frekventa variationer och långvariga resurser för ihållande överskott. Resultaten visar att en tydlig avvägning mellan energi och effekt och behov av en kombination av teknologier.

Rampningsbehov

- Residuallastvariationer ökar mellan målåren i båda riktningar, vilket indikerar ett generellt ökat behov av rampningsflexibilitet. Variationerna är störst i SE3 och minst i SE1 samt relativt oberoende av säsong. Drivande faktor är ökad vindkraft, medan ökad efterfrågan främst förstärker nedregleringsbehov.
- Kvarvarande rampmarginaler är generellt högre för nedreglering än för uppreglering, eftersom många resurser i ERAA-scenariot redan körs nära sin installerade kapacitet, vilket begränsar utrymme för uppregleringsförmågan. Vattenkraft utgör den viktigaste flexibilitetskällan, medan termisk produktion uppvisar tydlig nedregleringsdominans och batterier begränsas av låg installerad kapacitet men har bra teknisk förmåga i båda riktningar.
- Icke-täckta upprampningsbehov är få och förekommer endast för uppreglering (cirka fem händelser per år), med regionala skillnader där SE1 och SE2 minskar över tid medan SE3 och SE4 ökar. SE3 framstår därmed som det mest kritiska området ur ett behovs- och dimensioneringsperspektiv.
- Analysen av icke-täckta upprampningsbehov visar en tydlig avvägning i hur stor andel av behoven som ska täckas, där ytterligare kapacitet ger avtagande nytta samtidigt som kraven på installerad effekt ökar icke-linjärt. Dimensionering behöver därför balansera robusthet och resurseffektivitet.
- För att möta de icke-täckta upprampningsbehoven krävs både ett effektivt utnyttjande av befintliga rampningsmarginaler, exempelvis genom ökad överföringsförmåga, och tillkommande flexibilitetsresurser. Batterilager bedöms vara tekniskt väl lämpade för dessa behov, men att täcka hela behovet enbart med batterier skulle kräva en mycket omfattande utbyggnad – i SE3 motsvarande omkring nio gånger dagens installerade batterikapacitet i Sverige.

- Det finns ingen överlappning mellan de identifierade icke-täckta uppramningsbehoven och LOLE-timmarna i ERAA, vilket indikerar att dessa behov uppträder under andra driftförhållanden än de som fångas i tillräcklighetsanalysen.

Kortsiktiga flexibilitetsbehov

- Prognosfelen (totala kortsiktiga behov) har skalats linjärt med installerad kapacitet av sol, vind och efterfrågan inom respektive målår och därmed är högre i 2035 än 2030 till följd av ökad andel variabel produktion och last. SE2 uppvisar samtidigt de största prognosfelen i båda riktningar jämfört med övriga elområden.
- De icke-täckta kortsiktiga behoven ökar generellt mellan 2030 och 2035 i samtliga elområden utom SE1, där utvecklingen är stabil eller svagt förbättrad, vilket indikerar relativt förbättrade balanseringsförutsättningar i detta område.
- Nationellt ökar frekvensen av händelser med icke-täckta kortsiktiga behov från cirka en gång per vecka till omkring två gånger per vecka mellan 2030 och 2035, medan varaktigheten förblir stabil runt två timmar, vilket indikerar ett mer kontinuerligt flexibilitetsbehov i 2035.
- SE3 dominerar i antal händelser med icke-täckta kortsiktiga behov medan SE2 dominerar i kapacitet och energi per händelse, vilket gör dessa två elområden centrala ur olika systemperspektiv.
- De icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehoven är tydligt säsongskoncentrerat och uppträder främst under vinterperioder i samtliga elområden.
- De identifierade icke-täckta kortsiktiga behoven bedöms sannolikt vara överskattade eftersom de baseras på mycket höga prognosfel (99,9-percentil enligt F NAM:s ramverk) samt konservativa antaganden om kvarvarande kortsiktiga marginaler, där faktisk tillgänglig flexibilitet mFRR i balansmarknaden sannolikt är högre än den som används i studien.
- En del av behoven kan täckas genom ökat utnyttjande av redan förkvalificerad flexibilitet, men ytterligare resurser krävs, särskilt batterier, efterfrågefexibilitet.
- De identifierade icke-täckta kortsiktiga behoven sammanfaller inte med de LOLE-perioder som framkommer i ERAA, vilket indikerar att dessa behov uppstår under andra driftförhållanden än de som fångas i tillräcklighetsanalysen och därmed utgör en kompletterande dimension av systemets flexibilitetsutmaning.

5 Marknadshinder och digitaliseringens bidrag

Detta kapitel redovisar resultatet av den genomförda utvärderingen av marknadshinder för flexibilitet samt digitaliseringens bidrag, i enlighet med artikel 15 i FNAM.

FNAM artikel 15 anger att TSO och/eller DSO:er, där så är relevant, ska tillhandahålla underlag för följande barriärer för marknadsdeltagande:

- a) Avsaknad av regelverk för att möjliggöra marknadstillträde för nya och små aktörer
- b) Brist på incitament och nödvändiga förutsättningar för att tillhandahålla flexibilitet
- c) Krav som begränsar leverans av balanstjänster
- d) Krav som begränsar åtgärder för kapacitetsbegränsningar
- e) Komplexa, långa och diskriminerande administrativa processer
- f) Brist på regulatoriska incitament för systemansvariga att överväga alternativ till elnätsutbyggnad

Utvärdering inom ramen för FNA baseras på datainsamling via en enkät som distribuerats till samtliga DSO (begreppet nätföretag används i enkäten, och därför även i detta kapitel), och till övriga marknadsaktörer. De analyser som presenteras i detta kapitel utgår från dessa enkätsvar och ger en nulägesbild av upplevda hinder och möjligheter kopplade till flexibilitet och digitalisering.

Det bör samtidigt understrykas att det redan finns kunskapsunderlag inom området. FNA analysen ska därför ses som ett kompletterande bidrag, och resultaten bör tolkas i ljuset av tidigare och parallella studier. Särskilt relevant är följande rapporter och initiativ:

- Främjande av ett mer flexibelt elsystem⁴⁶ (särskilt deluppdrag 5),

⁴⁶ Ei R2023:18, Främjande av ett mer flexibelt elsystem, Deluppdrag 5

- Genomförandeplanen för förbättring av elmarknaden och dess uppföljning⁴⁷,
- ACER:s rapport Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response⁴⁸,
- Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader (LFM), genomförd av Sweco på uppdrag av Energimarknadsinspektionen⁴⁹.

Dessa rapporter innehåller analyser av marknadshinder, regulatoriska ramverk och digitaliseringens möjliggörande roll, och utgör ett viktigt komplement till de resultat som presenteras här.

Kapitlet är strukturerat enligt följande: I ett första avsnitt redogörs för de respondenter som genom enkätsvar lämnat den data vilken utvärderingen baseras på. Därefter presenteras en tematisk analys av identifierade hinder och utvecklingsområden, strukturerad i enlighet med kategorierna a)–f) i artikel 15 i FNAM.

Det har gjorts fler rapporter på ämnet flexibilitet och barriärer som kan läsas som komplement till denna rapport. Energimarknadsinspektionen har tillsammans med Svenska kraftnät, Energimyndigheten och styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac) skrivit en rapport om främjande av ett mer flexibelt elsystem, där det femte deluppdraget rör några av de barriärer som nämns i FNAM artikel 15.⁵⁰ Det finns också en genomförandeplan med åtgärder och tidsplan för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning och marknadsmisslyckanden som bidragit till att problem med resurstillräcklighet uppstått.⁵¹ Acer har även en rapport om barriärer⁵².

5.1 Respondenter

Utvärdering av marknadshinder och digitaliseringens bidrag enligt FNAM artikel 15 baseras på datainsamling via en enkät som distribuerats till samtliga nätagare, och till övriga marknadsaktörer. Totalt har 91 enkätsvar

⁴⁷ Ei R2025:14, Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion

⁴⁸ Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response | www.acer.europa.eu

⁴⁹ Kartläggning av lokala flexmarknader

⁵⁰ Ei R2023:18. Främjande av ett mer flexibelt elsystem. Deluppdrag 5. Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Swedac.

⁵¹ Ei R2025:14. Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion. Energimarknadsinspektionen.

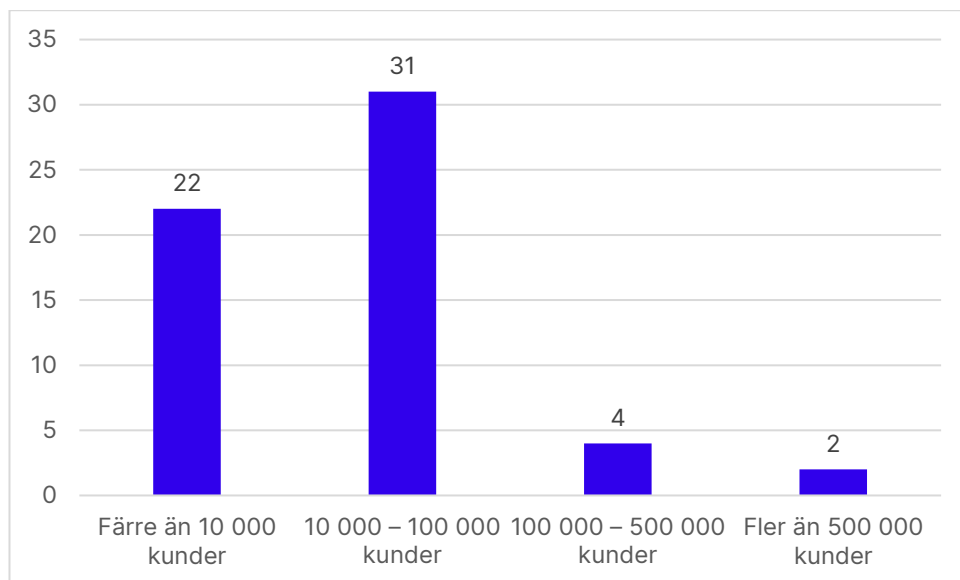
⁵² Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response, Acer

inkommit. Nätföretag med lokal nätsverksamhet och regional nätsverksamhet ombads att lämna separata svar för respektive verksamhet. Det bör också noteras att enkäten besvarats anonymt. Det är alltså inte möjligt att avgöra om ett enskilt nätföretag, eller en enskild aktör lämnat flera svar. De 91 inkomna svaren avser alltså inte nödvändigtvis svar från 91 olika aktörer.

Respondenterna är främst verksamma på lokalnätsnivå. Ungefär 80% av respondenterna anger att de har verksamhet som omfattar resurser, infrastruktur eller flexibilitet kopplat till lokalnät, 25% kopplat till regionnät och mindre än 10% till transmissionsnätet.

Av respondenterna är 60 nätföretag, varav 55 med lokal distribution (lokalnätsföretag) och 5 med regional distribution (regionnätsföretag).

Givet att det finns i storleksordningen 170 nätföretag i Sverige, varav 5 är regionnätsföretag, är svarsfrekvensen sett till alla nätföretag runt 35 % och svarsfrekvensen från regionnätsföretag 100 %. Nätföretag ombads ange hur många kunder nätföretaget ansluter. Svaren avseende storlek redovisas Figur 6. Givet att ungefär hälften av lokalnätsföretagen i Sverige har färre än 10 000 uttagspunkter, noteras att mindre nätföretag är underrepresenterade, medan större nätföretag är överrepresenterade, när det gäller svarsfrekvens.



Figur 6. Hur stort är nätbolaget? 59 aktörer besvarade frågan.

Det finns 31 respondenter i kategorin andra aktörer. Denna kategori omfattar olika typer av aktörer: leverantörer av balanstjänster, aggregatorer, BRP/BSP, olika industrier och datacenterutvecklare, ägare

av energilageranläggningar, teknikleverantör med mera. De fyra vanligaste typer/kategorier som andra aktörer har angivit är (i fallande ordning):

- leverantör av balanstjänster,
- ägare av en eller flera energilagransanläggningar eller ägare av en eller flera förbrukningsanläggningar, och
- leverantör av flexibilitet på en lokal marknad genom marknadsprodukter eller upphandling.

Det bör noteras att 31 respondenter endast utgör en liten andel av alla potentiella respondenter i kategorin andra aktörer. Enkätsvaren ska därför inte ses som en representativ återspeglning av erfarenheter hos samtliga elmarknadsaktörer som inte är nätföretag, däremot ger svaren en indikation på marknadshinder och möjligheter med digitalisering värda att utforska vidare.

5.1.1 Erfarenhet av regionala och lokala flexibilitetsmarknader – kategorin nätföretag

Nätföretag ombads att uppge om de har eller är aktiva på lokala eller regionala marknader för flexibilitetstjänster och hur dessa marknader är utformade. Syftet med frågorna var att samla in data om marknadsutformningen av lokala och regionala flexibilitetsmarknader i Sverige samt att bättre förstå respondenternas erfarenheter.

Erfarenheterna hos nätföretag i Sverige av att driva lokala eller regionala flexibilitetsmarknader är sammantaget begränsad., men det finns några nätföretag med pågående lokala flexibilitetsmarknader som samlar erfarenheter löpande. Två större demonstrationer, Stockholm Flex och Coordinet, har genomförts under vintern 2019/2020 till vintern 2024/2025. Vid framtagandet av denna rapport finns två etablerade program med lokala flexibilitetsmarknader. E.ON Eldistribution driver 11 marknader, Göteborg Energi Nät driver Effekthandel Väst tillsammans med Mölndal Energi Nät som består av två marknader. Utöver det finns några lokala flexibilitetsmarknader som drivs i mindre skala. En kartläggning av aktiva och avslutade lokala flexibilitetsmarknader går att läsa i en konsultrapport av Sweco, på uppdrag av Ei.⁵³

⁵³ Kartläggning av lokala flexmarknader, Sweco, 2025

Av nätföretagen i enkätstudien anger fyra respondenter att de har regionala/lokala marknader för flexibilitetstjänster idag. Betydligt mer utbrett är att nätföretagen använder sig av villkor i anslutningsavtal som möjliggör ändring eller begränsning av kunders inmatning eller uttag. Som jämförelse anger 30 (hälften) av nätföretagen att de har villkor i anslutningsavtal som möjliggör att de ändrar eller begränsar kundens inmatning eller uttag. De fyra nätföretag som angett att de har regionala/lokala marknader för flexibilitetstjänster idag har besvarat frågor avseende marknadernas utformning. Svaren redovisas i Tabell 25.

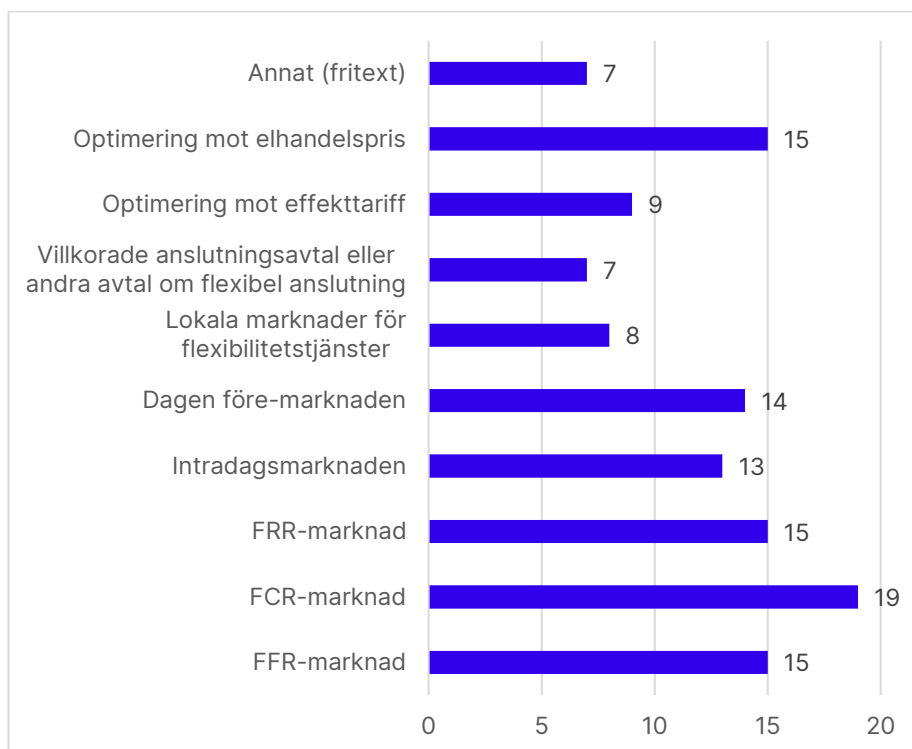
Tabell 25. Svar gällande marknadsutformning för de tre nätföretag med regionala/lokala marknader för flexibilitetstjänster. Enhet för tabellen är antal svar. Flera svarsalternativ var möjliga, fränsett vid JA/NEJ-fråga.

Fråga	Svarsalternativ och svar				
Gäller avtalen/buden längre än:	En Vecka	Ett dygn	En timma	En kvart	Ett år
	1	1	2	0	1
När sker upphandlingen /stänger budgivningen?	År innan leverans	Månader innan leverans	Veckor innan leverans	Dagar innan leverans	Timmar innan leverans
	1	1	2	3	2
Finns en fysisk förkvalificeringsprocess? (JA/NEJ)	JA	NEJ			
	2	1			
Hur snabb ska resursen vara?	Start under ett dygn	Starttid under 4 timmar	Starttid under 1 timme	Starttid under 15 min	Starttid under 2 sekunder
	1	0	3	0	0
Vilken uthållighet kravställs?	Över 24 timmar	Över 12 timmar	Över 1 timme	Över 15 minuter	
	0	0	3	0	
När sker avräkningen?	Dagen efter	Månaden efter	Senare	Annat	
	1	2	1	0	
Vilken dataöverföring kravställs?	Uppmätt aktiv effekt	Tillgänglighet			
	2	1			

5.1.2 Erfarenhet av regionala och lokala flexibilitetsmarknader – kategorin andra aktörer

Aktörer inom kategorin annan aktör ombads, för att möjliggöra analys av svaren utifrån respondenternas konkreta erfarenheter, uppge på vilket sätt de bidrar med flexibilitet. Samtliga respondenter inom kategorin besvarade frågan, se Figur 7.

Flest aktörer anger FCR-marknaden som sätt att bidra med flexibilitet, följt av FFR-, FRR-, Dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och optimering mot elhandelspris (elprisarbitrage). Optimering mot effekttariff, regionala/lokala marknader för flexibilitetstjänster och villkorade anslutningsavtal eller andra avtal om flexibel anslutning anges som mindre vanligt.



Figur 7. På vilket sätt bidrar ni med flexibilitet? Flera svarsalternativ möjliga. Samtliga respondenter inom kategorin annan aktör besvarade frågan.

Några av de aktörer som angav annat har angett att de bidrar med flexibilitet med mFRR, en aktör har angett med värmepumpar och kunders kvartspris och övriga har inte lämnat någon information i fritext.

5.2 Avsaknad av regelverk för att möjliggöra marknadstillträde för nya och små aktörer

Det går inte att, baserat på enkätsvaren och enkätens utformning, bedöma vilka specifika regler och lagar som saknas eller som upplevs som mest begränsande. Däremot går det att konstatera att många respondenter upplever systemoperatörers (nätföretag med lokal och regional distribution samt Svenska kraftnät) och Ei:s implementering/tolkning av lagar och regler som ett hinder.

På frågan vilka specifika regler eller lagar som upplevs som mest begränsande för att leverera flexibilitet anger 35 (39 %) av respondenterna implementering/tolkning av lagar och regler av systemoperatörer eller Ei.

I kategorin annan aktör uppger en majoritet av respondenterna att systemoperatörernas tolkning är det främsta regulatoriska hindret för att leverera flexibilitet, framförallt olika tolkning av regler avseende villkorade/flexibla avtal, tariffstrukturer och anslutning av produktion. Respondenterna i kategorin lokalnätsföretag anger istället Ei:s implementering och tolkning av lagar och regler som ett hinder. Det är framförallt otydligheter kring riktlinjer och regelverk för användning av villkorade avtal och flexibla avtal som anges som ett hinder för att erbjuda flexibilitet.

Flera respondenter lyfter i fritextsvar att det försvårar när systemoperatörer implementerar regelverket på olika sätt. Vissa nätföretag efterlyser också tydligare riktlinjer från Ei och tydligare regelverk. Några exempel på vad som lyfts som mest begränsande för att leverera flexibilitet är:

- Begränsningar och otydligheter i hur villkorade anslutningsavtal och flexibla anslutningsavtal får användas.
- Olika tariffstrukturer mellan nätföretag utgör ett hinder för anslutande parter.
- Flexibilitetstjänster är inte anpassade efter industrier och stora laster.
- Avsaknad av enhetlig implementering av RfG hos systemoperatörer, och otydlighet i tolkning av krav vid modernisering av befintliga anläggningar och efter revidering av RfG.

- Avsaknaden av oberoende BSP som ett hinder för främjande av flexibilitet.

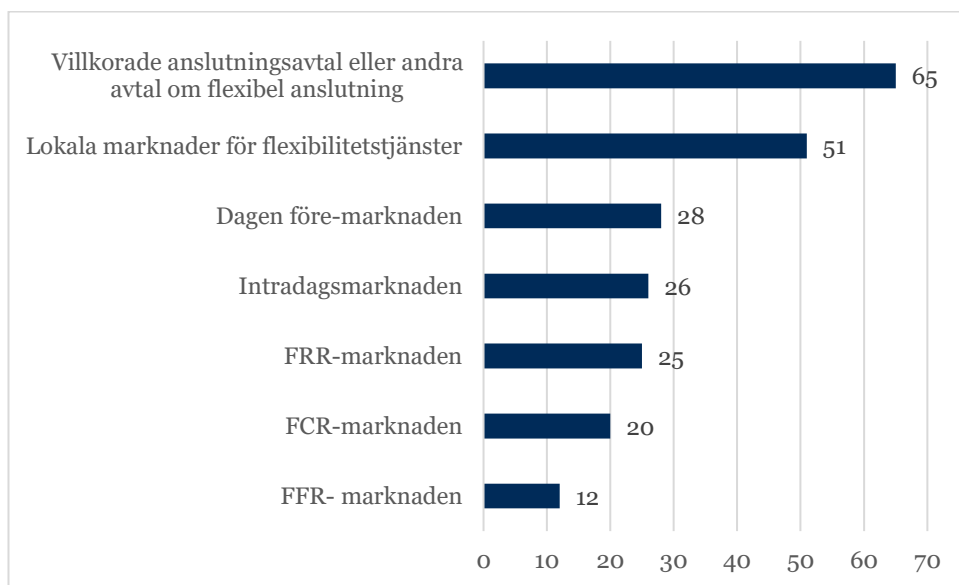
5.2.1 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen efter genomförd utvärdering av avsaknad av regelverk för att möjliggöra marknadstillträde för nya och små aktörer är:

- Det finns ett behov av en mer enhetlig och tydlig tolkning av regleringen (implementering av europeisk och svensk lagstiftning, nationella metoder och villkor, föreskrifter och även standarder) gällande flexibilitet i en svensk kontext.
- När det gäller villkorade/flexibla avtal finns också ett behov av att en reglering kommer på plats. Det insamlade underlaget ger inte underlag för en samlad bedömning av vilka lagar och regler, utöver avsaknad av regelverk för villkorade/flexibla avtal, som upplevs utgöra hinder för att leverera flexibilitet.
- Baserat på detta bör Svenska kraftnät, distributionsnätsföretag och Ei initiera ett arbete med att identifiera arbetssätt och processer för hur gemensamma, tydliga tolkningar av regelverk kan åstadkommas, samt vad som krävs för att åstadkomma en ändamålsenlig reglering avseende villkorade/flexibla avtal.
- Den kommande nätkoden för efterfrågefleksibilitet (NC DR) bedöms bidra till förbättrad reglering inom området. I vilken utsträckning detta är tillräckligt, och vilken ytterligare nationell reglering som behöver komma på plats, bör analyseras i detta arbete.

5.3 Brist på incitament och nödvändiga förutsättningar för att tillhandahålla flexibilitet

I Figur 8 presenteras vilka marknader och åtgärder respondenterna ser som viktiga för deras verksamhet framöver.



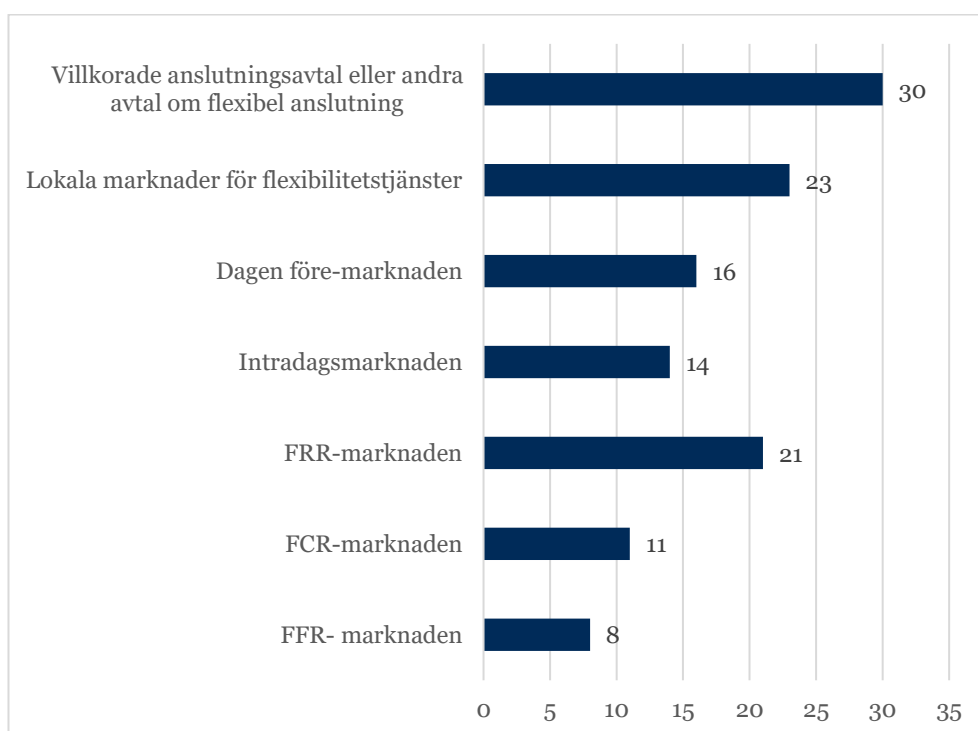
Figur 8. Vilka marknader/åtgärder ser ni som viktiga för er verksamhet framöver? Enheten är antal svar. Flera svarsalternativ möjliga. 85 av 91 respondenter besvarade frågan (93%).

De marknader och/eller åtgärder som nätföretagen anger som viktiga för sin verksamhet framöver är framförallt villkorade anslutningsavtal eller andra avtal om flexibel anslutning. Även respondenterna i kategorin annan aktör har i viss utsträckning angett att sådana avtal är viktigt för deras verksamhet framöver.

Respondenterna i kategorin annan aktör anger dock framförallt de olika marknaderna som viktiga för sin verksamhet framöver. De angivna svaren tolkas som att dessa aktörer vill ha ersättning för att erbjuda flexibilitet, och därför ser marknader och/eller åtgärder som ger avkastning som viktigast för deras verksamhet framöver.

5.3.1 Vilka marknader/åtgärder är utformade så att de ger incitament som är tillräckliga för att driva investeringar i flexibilitetslösningar?

I Figur 9 presenteras vilka marknader/åtgärder respondenterna bedömer vara utformade så att de ger incitament som är tillräckliga för att driva investeringar i flexibilitetslösningar.



Figur 9. Vilka marknader/åtgärder är utformade så att de ger incitament som är tillräckliga för att driva investeringar i flexibilitetslösningar? Enheten är antal svar. Flera svarsalternativ möjliga. 57 av 91 respondenter besvarade frågan (63%).

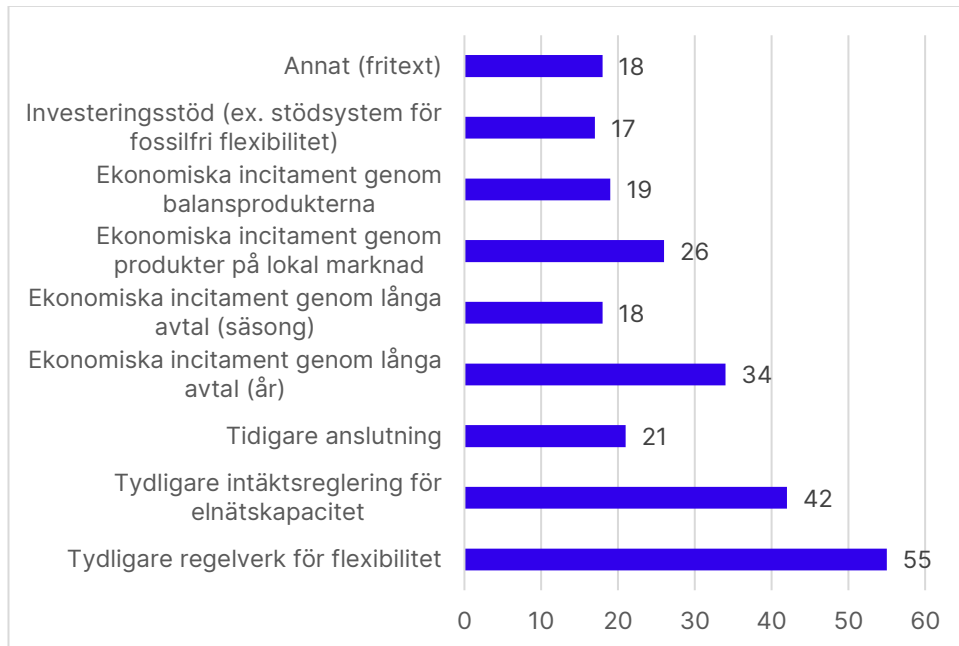
Nätföretag anser i första hand att villkorade avtal eller andra avtal om flexibel anslutning är åtgärder utformade så att de ger incitament som är tillräckliga för att driva investeringar i flexibilitetslösningar. I andra hand anser nätföretag att lokala marknader för flexibilitetstjänster kan driva investeringar i flexibilitetslösningar.

Andra aktörer anger främst FRR, dagen före-marknaden, och intradagsmarknaden. För andra aktörer är det alltså främst balans- och grossistmarknaderna som driver investeringar i flexibilitetslösningar, jämfört med villkorade avtal eller flexibla avtal och lokala flexibilitetsmarknader.

Av de 30 respondenter som anser att villkorade avtal ger incitament som är tillräckliga att driva investeringar i flexibilitetslösningar är 27 nätföretag och tre andra aktörer. En slutsats är därför att det finns en tydlig skillnad mellan nätföretag och andra aktörer i inställningen till incitament gällande villkorade avtal. Den generella uppfattningen bland andra aktörer, sett till enkätsvaren, verkar vara att villkorade avtal inte är ett tillräckligt incitament för att driva investeringar i flexibilitetslösningar.

5.3.2 Vad ser ni som viktigast för att det ska bli mera attraktivt att erbjuda flexibilitet i framtiden

Vad respondenter ser som viktigast för att det ska bli mera attraktivt att erbjuda flexibilitet i framtiden presenteras i figuren nedan.



Figur 10. Vad ser ni som viktigast för att det ska bli mera attraktivt att erbjuda flexibilitet i framtiden? Enheten är antal svar. Flera svarsalternativ kunde anges. 83 av 91 respondenter besvarade frågan (91%).

Om svaren analyseras separat för respondenterna nätföretag, respektive annan aktör, är de vanligaste svarsalternativen i fallande ordning:

Nätföretag:

- Tydligare regelverk för flexibilitet
- Ekonomiska incitament genom långa avtal (år eller säsong):
- Tydligare intäktsreglering för elnätscapacitet
- Ekonomiska incitament genom produkter på lokal marknad

Andra aktörer:

- Tydligare regelverk för flexibilitet.
- Ekonomiska incitament genom balansprodukterna.
- Ekonomiska incitament genom långa avtal (år)

Tydligare regelverk för flexibilitet anges vara viktigast för att det ska bli mer effektivt att erbjuda flexibilitet i framtiden av både nätföretag och

andra aktörer. Även ekonomiska incitament genom långa avtal är något som både nätföretag och andra aktörer anger som viktigt.

De fritextsvar som lämnades på frågan kan delas in i följande i sex behovs-områden:

1. **Behov av samordning, standardisering och harmonisering av marknader** för att minska komplexitet och sänka trösklar för deltagande samt för att möjliggöra totaloptimering av resurser och "value stacking" genom att flexibilitetsresurser kan delta på flera olika lokala flexibilitetsmarknader och stödtjänstmarknader.
2. **Behov av långsiktiga och förutsägbara spelregler** för att göra flexibilitet attraktivt och skapa en stabil marknad, så att aktörer vågar investera i teknik och processer.
3. **Behov av att undanröja hinder och säkerställa incitament för industrier att delta på marknader för att erbjuda flexibilitet.** Bland annat lyftes ett behov av att förtydliga regelverk och att anpassa flexibilitetsprodukter till industrins förutsättningar.
4. **Behov av att förtydliga lagstiftning avseende flexibla avtal**
5. **Behov av standardiserade IT-lösningar**
6. **Behov av tydligare incitament i intäktsregleringen.**

5.3.3 Standardiserat datautbyte

Nästan hälften av alla respondenter anser att det behövs ett standardiserat datautbyte nationellt. En majoritet anser därmed att det inte behövs, eller att de inte vet om det behövs. Av de respondenter som angett att det behövs ett standardiserat datautbyte har 26 lämnat fritextsvar. Dessa aktörer ombads beskriva för vilka processer det behövs nationellt för att kunna erbjuda flexibilitet. Ett urval av teman som lyfts i fritextsvar presenteras nedan.

- **Koordinering av resurser och utbyte av kunddata och kundinformation** mellan olika nätnivåer för kännedom om placering och påverkan på elnätet. Ett standardiserat datautbyte kan undvika oönskade driftsituationer och hjälpa nätägare med kundkännedom för att hantera normaldrift, driftomläggningar och störningar mot kund/överliggande nät/Svenska kraftnät.
- **Koordinering med villkorade avtal.** Standardiserat datautbyte kan underlätta koordinering mellan lokala flexibilitetsmarknader och villkorade anslutningsavtal.
- **Transparens och tillgång till data:** Standardiserat datautbyte (volym, villkor och flexibilitetsprodukter) är bra för transparens och tillgång till data.

- **Enhetlighet.** Tre respondenter nämner att standardisering och enhetlighet är viktigt
- **Effektivitet.** Ett standardiserat datautbyte underlättar för nätägare och leverantörer av flexibilitet att kunna tillhandahålla flexibilitet på ett effektivt sätt.
- Standardiserat datautbyte nationellt **underlättar kvalificering och deltagande i flera marknader.**

Det fanns även flera svar och teman som lyftes av enskilda respondenter. En respondent lyfte till exempel att likartade kommunikationsprotokoll för tariffer och andra standardiserade system skulle underlätta. En annan svarade att standardiserat datautbyte kan användas för prognosutbyte. En tredje respondent belyste att samtidigt som standardisering innebär fördelar, medför standardisering kostnader för implementering och riskerar att begränsa innovation.

5.3.4 Övrig information om regeringsuppdrag gällande standardiserat datautbyte

I ett regeringsuppdrag har Ei och Svenska kraftnät fått uppgiften att ta fram förslag till ett centralt datahanteringsverktyg (DHV)⁵⁴. Uppdraget anger att datahanteringsverktyget ska ha som utgångspunkt att förbättra möjligheterna att tillhandahålla flexibilitet på elmarknaden, och ett effektivt nätnyttjande genom förbättrad och förenklad tillgång till data över elanvändning och nätavgifter. Uppdraget nämner också den kommande kommissionsförordningen, nätkoden för efterfrågefleksibilitet (NC DR). Svenska kraftnät och Ei har med detta arbete påbörjat aktiviteter och utredningar för att förbereda ett centralt datahanteringsverktyg enligt enkätens och branschen önskan i området. Ett förslag på funktioner för ett sådant datahanteringssystem är presenterade för att inhämta synpunkter från branschen och det färdiga förslaget kommer att presenteras i september.

5.3.5 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen efter genomförd utvärdering av brist på incitament och nödvändiga förutsättningar för att tillhandahålla flexibilitet visar att det finns brister för att utveckla och nyttja flexibilitet, samt skillnader i hur olika aktörsgrupper värderar olika lösningar.

⁵⁴ Centralt datahanteringsverktyg för elmarknaden | Svenska kraftnät

Följande huvudslutsatser kan dras:

- Otydligt regelverk
Både nätföretag och andra aktörer lyfter behovet av tydligare och mer förutsägbara regelverk för flexibilitet som en grundförutsättning för att investeringar och deltagande ska komma till stånd.
- Skillnad i incitamentsbild mellan aktörer
Nätföretag ser villkorade anslutningsavtal som ett viktigt verktyg för flexibilitet. Andra aktörer ser främst marknadsbaserade intäktsmöjligheter (balansmarknader och grossistmarknader) som avgörande för investeringar i flexibilitetslösningar. Detta indikerar att olika aktörer bedömer incitament olika.
- Otillräckliga och otydliga ekonomiska incitament
För att flexibilitet ska kunna användas när det är samhällsekonomiskt motiverat bör flera aktörer bidra till att stärka ekonomiska incitament:
 - Reglerande myndigheter behöver utforma intäktsregleringen så att den ger nätföretag drivkrafter att använda flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad.
 - Marknadsaktörer och avtalsparter bör eftersträva att erbjuda långsiktiga och förutsägbara affärsvillkor för leverantörer av flexibilitetstjänster.
 - Systemansvariga och marknadsdesigners bör utveckla balansmarknaderna och lokala marknader för flexibilitet så att de ger tillräckliga ekonomiska möjligheter för andra aktörer att uppnå lönsamhet.
- Behov av samordning och harmonisering
Aktörer efterfrågar bättre samordning mellan marknader och produkter för att minska komplexitet och möjliggöra deltagande på flera marknader (s.k. value stacking).
- Digitalisering och datautbyte som möjliggörare är inte fullt utvecklat.
Ett standardiserat datautbyte lyfts som viktigt för effektivitet, transparens och koordinering mellan aktörer, även om synen på behovet varierar. Pågående initiativ, såsom utvecklingen av ett centralt datahanteringsverktyg, bedöms kunna vara ett viktigt steg i rätt riktning.

5.4 Krav som begränsar leverans av balanstjänster

Av de respondenter som har eller deltar på en flexibilitetsmarknad är det många som upplever hinder för dem eller anslutande aktörer att delta på eller tillhandahålla balanstjänster, framförallt rörande förkvalificering och marknadsdesign.

Tabell 26. Av de aktörer som svarade att det finns restriktioner eller administrativa krav som gör det svårt för er eller era anslutna aktörer att tillhandahålla balanstjänster gavs följande svar på vad det rör. Svarsfrekvensen var 31 aktörer.

Namn	Antal	%
Förkvalificering	17	55
Minsta storlek på bud	5	16
Möjlighet att aggregera	7	23
Marknadsdesign	16	52
Annat	8	26
Total	53	171

Flera nätföretag anger i fritextsvar osäkerheter kring aktivering av balanstjänster och deras påverkan på elkvalitet och driftsäkerhet. Till exempel anger en respondent att nätföretagen i dag saknar uppgifter om vilka aktörer som är kvalificerade att delta på stödtjänstmarknaden, vilket kan skapa oönskade driftsituationer för nätföretagen. Andra respondenter bland nätföretagen nämner också BSP/BRP-rollen, IT-kommunikation, samt relationen mellan balanstjänster och villkorade avtal. Dessa osäkerheter kan leda till administrativa hinder för nätföretag eller deras anslutna aktörer att tillhandahålla balanstjänster.

Kategorin andra aktörer anger i fritextsvar att realtidsrapportering medför hög upplösning och att kraven på LER-nivåerna (Limited Energy Reservoir) och regelverk kring dem är mycket begränsande.

Samtliga respondent-kategorier ser möjligheter att digitalisering kan bidra till att förenkla eller förbättra tillgången till balanstjänster. Däremot har det inte i enkätstudien utretts vidare vilka möjligheter som finns med digitalisering.

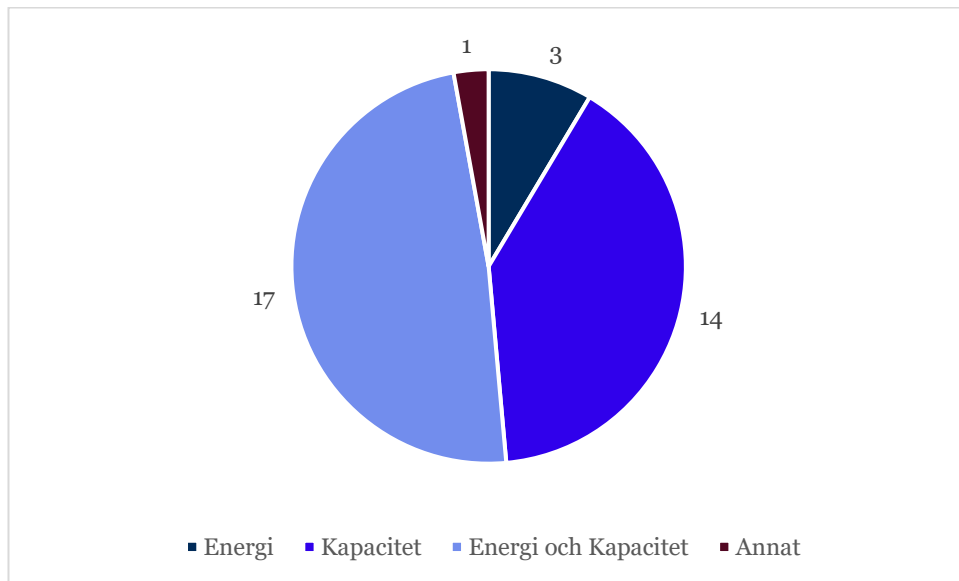
5.4.1 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen efter genomförd utvärdering av krav som begränsar leverans av balanstjänster är att det finns ett behov av att minska hinder genom att:

- Utveckla metoder och verktyg för att bättre bedöma påverkan på regional- och lokalnät vid aktivering av balanstjänster, för att minska osäkerheten och administrativa hinder. Det noteras att en viktig del i detta är att det avtal om förkvalificering till nätet och fastställandet av temporära begränsningar (artikel 182 i SO GL, se även avsnitt 2.3.1.3), vilket beräknas vara på plats under första halvåret 2027.
- Säkerställ att kraven vid förkvalificering är väl balanserade, så att kraven säkerställer driftsäkerhet utan att i onödan exkludera aktörer från att leverera balanstjänster.
- Utred digitala lösningar, i syfte att förbättra tillgången till balanstjänster genom att minska tekniska och administrativa hinder för deltagande.

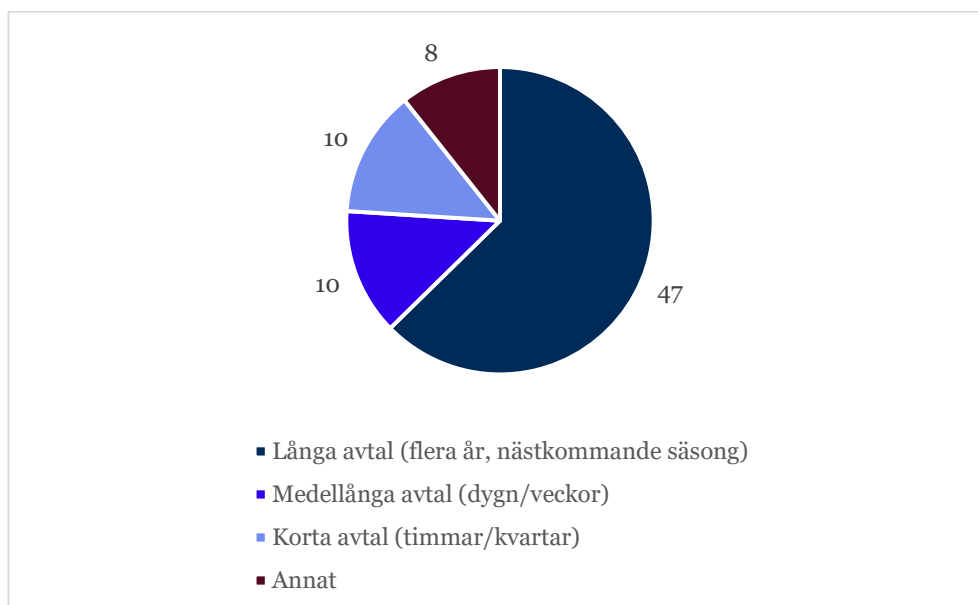
5.5 Krav som begränsar åtgärder för kapacitetsbegränsningar

Nätföretag fick frågan om de avser att etablera fler eller nya flexibilitetsmarknader. Av de 44 respondenter som besvarade frågan svarade 10 ja.



Figur 11. Vilken typ av produkter för congestion management ser ni som bäst lämpade? Flera svarsalternativ möjliga. Det är 32 respondenter som besvarat frågan som riktar sig till nätföretag angående produkter för congestion management.

Majoriteten av de nätföretag som besvarat frågan anser att både energi- och kapacitetsprodukter är bäst lämpade för hantering av överföringsbegränsningar (congestion management). Nästan lika många ansåg att kapacitetsprodukter är bäst lämpade. Den respondenten som svarade annat har angett spänningsreglering.



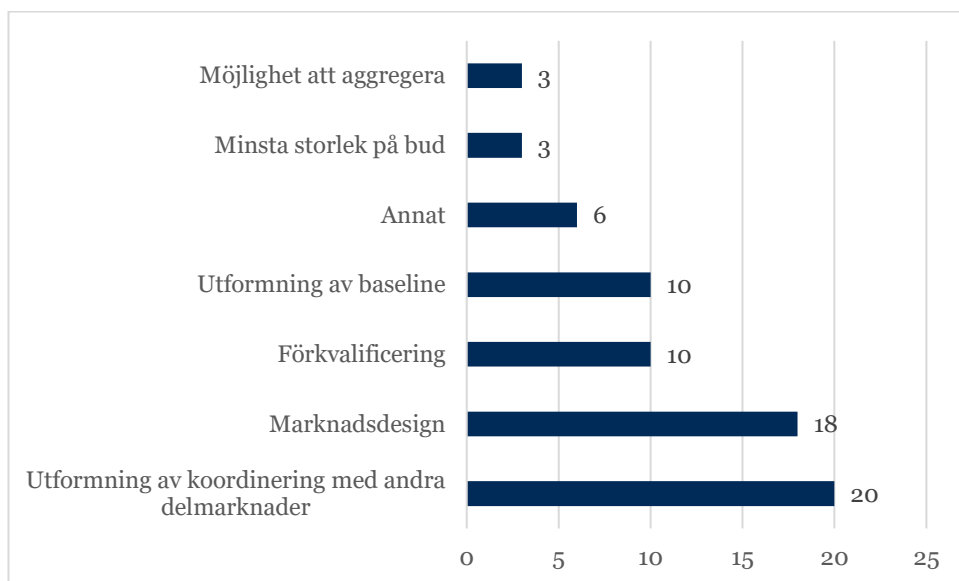
Figur 12. Vilka former av avtal föredrar ni? Ett svarsalternativ är möjligt. 75 respondenter har besvarat frågan.

Respondenter i alla kategorier fick besvara en fråga avseende vilka former av avtal de föredrar, avseende avtalslängd. 75 respondenter besvarade frågan. Den avtalsform som var mest populär bland respondenter är långa avtal över flera år eller nästkommande säsong, angavs av cirka 60 % av respondenterna (45 respondenter), se Figur 12.

Ungefär hälften av respondenterna anser att det finns restriktioner eller administrativa krav som gör det svårt för dem eller deras anslutna aktörer att tillhandahålla tjänster på lokala marknader för flexibilitetstjänster. De aktörer som är aktiva på eller har en flexibilitetsmarknad anger till en högre grad att det finns restriktioner eller administrativa krav, jämfört med de respondenter som inte har eller är aktiva på en flexibilitetsmarknad.

Respondenterna anger, avseende restriktioner eller administrativa krav, att det som gör det svårt att tillhandahålla tjänster på lokala marknader för flexibilitet är marknadsdesign och koordinering med andra marknader. Även förkvalificering och utformning av baseline anges av flera respondenter som hinder.

Fördelningen av svar för de 31 respondenter som besvarade frågan syns i Figur 13.



Figur 13. Finns det restriktioner eller administrativa krav som gör det svårt för er eller era anslutna aktörer att tillhandahålla tjänster på lokala marknader för flexibilitetstjänster? Om ja: rör det: (flera alternativ möjliga). 31 respondenter besvarade frågan, av de 31 respondenter som svarade ja på tidigare fråga.

5.5.1 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen efter genomförd utvärdering av krav som begränsar åtgärder för kapacitetsbegränsningar resulterar i följande behovsområden:

- Undersöka utformning av längre avtal, exempelvis fleråriga eller säsongsvisa avtal, i syfte att öka attraktionskraften och skapa stabila förutsättningar för aktörer att tillhandahålla flexibilitetstjänster.
- Utveckla och anpassa marknadsdesignen samt förbättra koordineringen mellan olika marknader, i syfte att minska hinder och möjliggöra ett ökat deltagande på lokala flexibilitetsmarknader.

5.6 Komplexa, långa och diskriminerande administrativa processer

24 respondenter i enkätstudien anger att de har eller har gått igenom en förkvalificeringsprocess. Vilka produkter de förkvalificerats för och hur lång tid förkvalificeringen tagit redovisas i Tabell 27.

Tabell 27. Har ni eller har ni gått igenom en förkvalificeringsprocess? Flera svarsalternativ möjliga. 24 respondenter besvarade frågan.

Förkvalificeringsprocess	Antal
mFRR	19
FCR	18
aFRR	6
Lokala marknadsprodukter	10
Upphandling för balansmarknaden	6
Total	59

Ett önskemål som uttrycks av några respondenter är att förkvalificeringsprocessen bör vara enhetlig mellan olika marknader för att minska komplexiteten och den administrativa bördan. Standardisering och harmonisering av marknadsutformningen lyftes för deltagande på Svenska kraftnäts balansmarknader och grossistmarknader, samt lokala och regionala flexibilitetsmarknader.

Respondenter i alla kategorier fick besvara en fråga avseende hur lång tid en förkvalificering tar. Resultaten presenteras i Tabell 28. 27 respondenter besvarade frågan. Flest respondenter svarade att tiden för förkvalificering är i storleksordningen månader. En andel respondenter anger så lång tid som år för förkvalificeringen. Ungefär lika många upplever att förkvalificeringen endast tar i storleksordningen veckor.

Tabell 28. Hur lång tid tar en förkvalificering? Flera svarsalternativ möjliga. 27 respondenter besvarade frågan.

Tid	Antal
Veckor	6
Månader	20
År	5
Total	31

En annan aspekt som belystes av flera aktörer tidigare i enkätstudien är att regelverket gällande flexibilitet är otydligt, se Figur 10. Detta leder till otydligheter för nätföretag vid implementering av regelverket, vilket i sin tur kan leda till ökad administration och komplexa processer för leverantörer av flexibilitet.

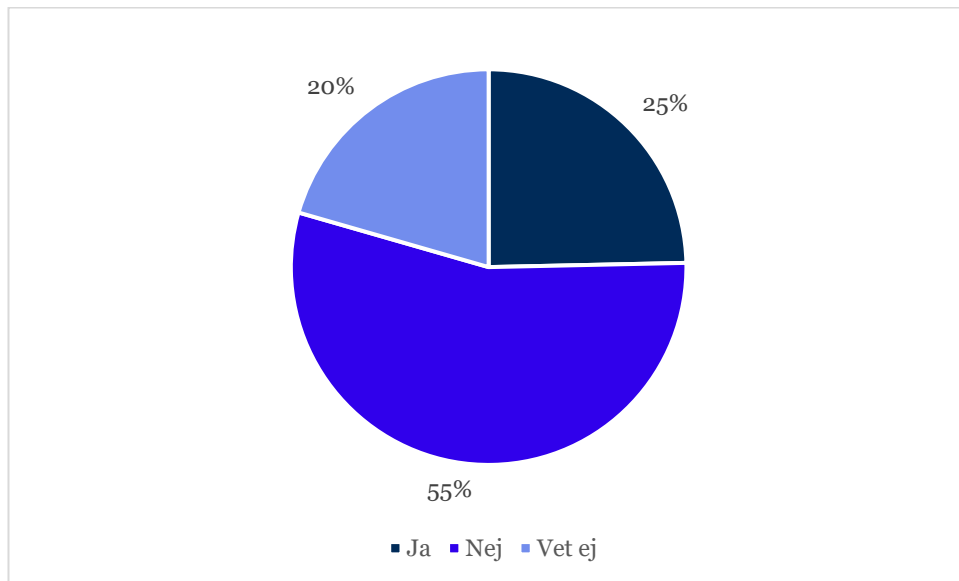
5.6.1 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen efter genomförd utvärdering av komplexa, långa och diskriminerande administrativa processer visar att förkvalificeringsprocesser idag upplevs som relativt komplexa, tidskrävande och delvis oenhetliga, vilket kan utgöra ett hinder för deltagande på flexibilitets- och balansmarknader.

- Ökad standardisering och harmonisering mellan olika marknader bedöms kunna minska både administrativ börda och trösklar för samtliga aktörer.
- Otydligheter i regelverket för flexibilitet bidrar till variation i tillämpning mellan aktörer, vilket i sin tur ökar den administrativa bördan och försvårar för leverantörer att delta.
- Det finns ett behov av att anpassa förkvalificeringsprocessernas omfattning till olika produkters karaktär. För enklare produkter bör nätägare säkerställa enkla och snabba processer, dagar till enstaka veckor, medan för mer komplexa och systemkritiska produkter krävs mer omfattande processer, där upp till ett halvår kan vara rimligt. Att respondenterna i störst utsträckning anger månader är väntat utifrån de max-tider för förkvalificering som sätts av regelverket. Tiden för en förkvalificeringsprocess ska däremot inte överstiga ett halvår, ens för förkvalificering av de mest komplexa produkterna.
- Nätägare behöver aktivt arbeta med att säkerställa administrativa processer där behov av kvalitetssäkra leveransen i förväg ställs mot risken vid utebliven leverans vid aktivering.

5.7 Brist på regulatoriska incitament för systemansvariga att överväga alternativ till elnätsutbyggnad

Mer än hälften av respondenterna anser att det inte finns tillräckliga incitament för nätföretag att överväga flexibilitetslösningar som alternativ istället för att bygga elnät.



Figur 14. Anser ni att det finns tillräckliga incitament för nätföretag att överväga flexibilitetslösningar som alternativ istället för att bygga elnät? 73 respondenter besvarade frågan.

Bristande incitament i intäktsreglering uppgavs som ett hinder av flera respondenter, både bland lokalnätsföretag och regionnätsföretag med och utan flexibilitetsmarknad.

De nätföretag som inte använder flexibilitet angav främst tre skäl.

- Behovet och möjligheterna med flexibilitet är inte tillräckligt stora i dagsläget, anges av 12 nätföretag.
- Bristande ersättning från intäktsreglering, anges av sex nätföretag.
- Höga investeringskostnader för att starta en lokal flexibilitetsmarknad på grund av en hög första tröskel både ekonomiskt och administrativt, anges av tre nätföretag. Här lyfts ett otydligt regelverk som en förklarande orsak av två av respondenterna och den tredje menar att det inte finns några återkommande flaskhalsområden, vilket innebär att det inte finns goda incitament att överväga flexibilitetslösningar.

Några lokalnätsföretag angav att de använder tariffen för sina kunder som en flexibilitetsåtgärd och att den kan vara tillräcklig för att möta de flexibilitetsbehov som finns.

5.7.1 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen efter genomförd utvärdering av brist på regulatoriska incitament för systemansvariga att överväga alternativ till elnätsutbyggnad är:

- Det finns behov av att i intäktsregleringen säkerställa att nätföretag har incitament att anskaffa flexibilitetsresurser som alternativ till elnätsutbyggnad när det är mest kostnadseffektivt.
- Regelverket kring flexibilitet behöver förtydligas i enlighet med vad som anges under ovan avsnitt.

6 Slutsatser

Arbetet med att ta fram FNA 2026 utgör den första fullständiga tillämpningen av FNA-metodologin enligt artikel 19e i elmarknadsförordningen och tillhörande FNAM. Genomförandet har varit omfattande och resurskrävande, men samtidigt gett viktiga insikter och etablerat en grund för fortsatt metod- och analysutveckling både nationellt och europeiskt.

6.1 Sammanfattande slutsatser

FNA-arbetet visar att:

- **Metodiken är komplex och resursintensiv**
FNAM ställer krav på omfattande analys, modellering och datainsamling. Inom ramen för FNA 2026 har det varit nödvändigt att tillämpa förenklingar och antaganden, vilket innebär att resultaten bör tolkas med beaktande av osäkerheter och i ljuset av ett bredare kunskapsunderlag.
- **Metodstödet är mer utvecklat för behovsanalysen än för resursanalysen**
FNAM specificerar i detalj hur flexibilitetsbehov ska identifieras och kvantifieras, medan analysen av lämpliga flexibilitetsresurser och deras kostnadseffektivitet endast beskrivs på en övergripande nivå. Detta medför att omfattande metodval behöver göras nationellt, trots att resultaten avses ligga till grund för jämförelser och prioriteringar. Ett mer utvecklat gemensamt metodstöd skulle därför kunna öka både transparensen och jämförbarheten mellan medlemsstaternas FNA-analyser.
- **Analysförmåga och datagrund behöver vidareutvecklas**
Betydande arbete har lagts på att bygga upp nationell analys- och beräkningsförmåga. Samtidigt har begränsningar i tid, verktyg och datatillgång gjort att vissa delar (inklusive icke-obligatoriska analyser) inte kunnat genomföras.
- **Första fullskaliga tillämpningen av FNAM har inneburit ett dynamiskt genomförande**
FNA 2026 utgör den första kompletta tillämpningen av FNAM enligt artikel 19e, vilket innebär att såväl systemansvariga aktörer som tillsynsmyndigheter och andra involverade parter har arbetat

inom ett nytt och under utveckling varande ramverk. Detta har medfört att genomförandet i flera delar har varit iterativt, där metodfrågor och tolkningar successivt har behövt förtydligas under processens gång. Erfarenheten pekar därmed på ett behov av tidig och tydligare methodsamordning inför kommande FNA-cykler för att öka effektivitet och förutsägbarhet i genomförandet.

- **Variation i DSO-data och metoder**

Frånvaron av en enhetlig modell för distributionsnäten innebär att flexibilitetsbehov uppskattas med olika metodik mellan DSO:er. Tidsförskjutningen mellan den nationella DNDP-processen och FNA-rapporteringen har också medfört att olika DSO:er baserat sina bedömningar på olika planeringsunderlag – antingen DNDP 2024 eller preliminärt material för DNDP 2026.

- **FNA ger en mer heltäckande bild av framtida flexibilitetsbehov**

Genom analys av RES-integrationsbehov, rampningsbehov och kortsiktiga flexibilitetsbehov har FNA 2026 identifierat både omfattning och karaktär på framtida flexibilitetsutmaningar. Analysen visar att Sverige i nuläget inte har något övergripande behov av ytterligare flexibilitet för att uppnå nationella mål för integration av förnybar elproduktion, medan rampningsbehoven är relativt begränsade och uppträder sällan. De mest omfattande identifierade behoven avser i stället den kortsiktiga driften, där ökade prognosfel och återkommande uppregleringsbehov pekar på ett växande behov av att både nyttja befintliga balansresurser mer effektivt och successivt utveckla ny flexibilitet. Resultaten ger därmed ett underlag för att dimensionera och prioritera framtida flexibilitetsåtgärder.

- **FNA kompletterar befintliga analyser (ex. ERAA)**

Trots gemensamma modellantaganden med ERAA belyser FNA andra driftförhållanden och flexibilitetsdimensioner, särskilt kopplat till kortsiktiga variationer och distributionsnätsnivån.

- **Analysen av marknadshinder.** Analysen enligt artikel 15 bygger på enkätsvar och aktörsperspektiv. Fyra övergripande hinder identifieras för flexibilitetens utveckling:

- Otydligt regelverk, skapar osäkerhet och olika implementering mellan nätföretag, vilket blir ett hinder för leverans och användning av flexibilitet.

- Behov av samarbete och harmonisering. Behov av samordning mellan TSO och DSO för att nyttja resurser till lokala tjänster och balanstjänster.
- Behov av att säkerställa tillräckliga incitament i intäktsregleringen för att DSO ska investera i flexibilitetslösningar.
- Behov av att långsiktiga och förutsägbara investeringsförutsättningar för att investera i flexibilitetslösningar, där långa avtal anges som ett centralt verktyg både av systemansvariga och flexibilitetsleverantörer.
- Digitalisering och datautbyte som möjliggörare är inte fullt utvecklat.

Sammantaget bör FNA 2026 ses som ett första steg i att systematiskt kartlägga flexibilitetsbehov, där resultaten ger indikativa nivåer och identifierar prioriterade utvecklingsområden, snarare än utgör ett ensamt beslutsunderlag.

6.2 Nästa steg

Mot bakgrund av ovanstående identifieras följande centrala utvecklingsområden inför kommande FNA-cykler:

Nationellt:

- Fortsätta samverkan mellan Svenska kraftnät och DSO i FNA-arbetsgruppen, i samråd med Ei.
- Påbörja arbetet med FNA 2028 i ett tidigt skede, för att möjliggöra längre ledtider för metodutveckling, datainsamling och analys.
- Vidareutveckla analys- och modellförmåga, inklusive verktyg och datahantering, för att möjliggöra mer detaljerade och heltäckande analyser, inklusive framtida obligatoriska delar av FNAM.
- Förbättra datakvalitet och harmonisering för DSO-underlag, inklusive koppling till DNDP-processerna.
- Stärka samordningen mellan TSO- och DSO-scenarier inför kommande FNA-cykler för att öka konsistensen mellan nationella och lokala planeringsantaganden.

- Med FNA 2026 etableras en första systematisk kartläggning av flexibilitetsbehoven. Resultaten kan utgöra en grund för fortsatt arbete med att operationalisera identifierade behov, inklusive ökad medvetenhet hos TSO och DSO samt successiv integrering i respektive nätutvecklingsplaner.
- Vidareutveckla metodiken för kommande FNA-cykler, inklusive ökad användning av egna elmarknadssimuleringar (hos TSO:n) för att stärka kopplingen mellan systembehov, kostnadseffektivitet och flexibilitetsresursval.
- Vidareutveckla angreppssättet för analys av marknadshinder och digitalisering, eventuellt som en mer fristående och fördjupad analys med anpassad metodik.
- Nästa steg efter denna FNA-rapport är fastställandet av ett vägledande nationellt mål för icke-fossil flexibilitet, där Ei är utpekad som ansvarig myndighet för att genomföra detta arbete baserat på FNA-resultaten.

Europeiskt:

- Säkerställa att eventuella uppdateringar av FNAM inför kommande cykler beslutas i god tid, för att möjliggöra nationell implementering och kapacitetsuppbyggnad.
- Fortsatt utveckling av gemensamma riktlinjer och tolkningar inom ENTSO-E, för att öka jämförbarhet och effektivitet i genomförandet mellan medlemsstater.

Sammanfattningsvis har FNA 2026 etablerat en strukturerad metod för att analysera flexibilitetsbehov i enlighet med artikel 19e, men fortsatt utveckling krävs för att öka precision, harmonisering och operativ relevans.

Bilaga 1 – Fördjupad analys av resultat för flexibilitetsbehov

Denna bilaga är avsedd att användas för att inkludera ytterligare detaljer som anses relevanta avseende resultaten från analysen av flexibilitetsbehov. Denna bilaga hänvisar till resultat av flexibilitetsbehov i enlighet med FNAM, artikel 8 (efter och före finjusteringsprocessen), samt artikel 9 och artikel 10.

Systembehov – RES integrationsbehov

Karakterisering av Residuallast

Variabilitet i residuallast på timvis, daglig och säsongsmässig nivå i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035.

	Timvis (TWh)		Daglig (TWh)		Säsongvis (TWh)	
	2030	2035	2030	2030	2030	2035
SE	6,96	8,68	9,95	12,45	8,73	10,78
SE1	1,61	2,07	2,66	3,41	1,39	1,81
SE2	2,84	3,10	4,55	4,96	2,85	2,90
SE3	3,59	4,56	3,63	5,07	6,35	7,57
SE4	1,66	2,28	2,29	3,14	1,6	1,74

Bidraget från utvalda resurser (som är befintliga flexibla resurser i ERAA scenariot), både var för sig och i kombination, till att uppfylla flexibilitetsbehoven genom att reducera variationerna i residuallasten på tim-, dygns- och säsongsnivå för Sverige samt för respektive elområde. Negativa värden i tabellerna innebär att den aktuella resursen bidrar till att minska variationerna i residuallasten, medan positiva värden indikerar motsatt effekt.

SE	Timvis (TWh)		Daglig (TWh)		Säsongvis (TWh)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Efterfrågeflex.	0,65	0,79	-0,024	-0,133	-0,02	-0,161
Batterier	-0,006	-0,007	-0,04	-0,054	-0,001	0
Elektrolysörer	-4,65	-6,92	-2,38	-2,87	-3,66	-3,49
Överföring	-5,87	4,97	1,69	2,91	1,42	1,39
Samlad flexibilitet (alla ovanstående resurser)	-6,86	-6,41	-1,81	-2,46	-2,75	-2,57

SE1	Timvis TWh)		Daglig (TWh)		Säsongvis (TWh)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Efterfrågeflex.	0,143	0,148	0	0	0	0
Batterier	0	0	0	0	0	0
Elektrolysörer	-1,41	-1,99	0,75	1,36	2,62	1,43
Överföring	15,7	28,6	4,2	5,2	4,9	3,2
Samlad flexibilitet (alla ovanstående resurser)	-0,86	0,13	0,3	-1,13	0,62	-0,23

SE2	Timvis TWh)		Daglig (TWh)		Säsongvis (TWh)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Efterfrågeflex.	0,06	0,07	-0,002	-0,01	0,002	-0,001
Batterier	-0,001	-0,002	-0,003	-0,003	0	0
Elektrolysörer	0	0	0	0	0	0
Överföring	-2,8	-3,1	0,07	-0,035	-0,23	-0,14
Samlad flexibilitet (alla ovanstående resurser)	-2,87	-3,08	0,064	-0,05	-0,232	-0,147

SE3	Timvis (TWh)		Daglig (TWh)		Säsongvis (TWh)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Efterfrågeflex.	0,37	0,47	-0,013	-0,075	-0,02	-0,13
Batterier	-0,002	-0,003	-0,02	-0,024	0	0
Elektrolysörer	0	0	0	0	0	0
Överföring	0,07	11,9	-1,4	-0,55	-2,05	-0,6
Samlad flexibilitet (alla ovanstående resurser)	0,31	12,5	-1,4	-0,65	-2,01	-0,7

SE4	Timvis (TWh)		Daglig (TWh)		Säsongvis (TWh)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Efterfrågeflex.	0,083	0,115	-0,002	-0,03	-0,003	-0,036
Batterier	-0,003	-0,003	-0,02	-0,03	0	-0,001
Elektrolysörer	0	0	0	0	0	0
Överföring	5,4	3,6	-2,1	-2,5	-1,5	-1,4
Samlad flexibilitet (alla ovanstående resurser)	5,5	3,7	-2,1	-2,6	-1,47	-1,43

Karakterisering av RES-spill efter finjustering

Detta avsnitt redovisar resultaten och analysen av RES-spill i enlighet med metodiken som beskrivs i avsnitt 4.1.1.2. Resultaten presenteras utifrån de indikatorer och den karakterisering av RES-spill som anges i FNAM artikel 8.4.

Total RES-spill

Total RES-spill, i energi, antal timmar och antal händelser, i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035.

	Energi (TWh)		Timmar (h)		Händelser (#)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	3,66	5,22	4434	4634	720	915
SE1	1,35	1,58	2868	3146	1088	1362
SE2	1,85	2,28	1558	1707	220	258
SE3	0,37	0,86	1269	1402	98	120
SE4	0,09	0,5	2467	1633	201	207

RES-spill uppdelat på olika tidsskalor

RES-spill i Sverige och de fyra elområdena uppdelat på olika tidsskalor, för åren 2030 och 2035.

		Timvis (MWh)		Dygnvis (GWh/dygn)		Säsongvis (GWh/säsong)	
		2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	Medel	419	597	10	14	915	1304
	Min	0	0	0	0	752	1166
	Max	5769	13 328	91	163	1058	1516
	5:e	54	205	0,3	1,2	774	1177
	50:e	475	496	5,3	8	924	1267
	95:e	1222	1464	35	52	1043	1482
SE1	Medel	154	180	3,7	4,3	337	395
	Min	0,12	0	0	0	309	298
	Max	717	717	12,5	11,7	371	514
	5:e	236	310	0,4	1,6	311	205
	50:e	496	490	3,5	4	334	383
	95:e	613	646	7,3	7,8	367	501
SE2	Medel	212	260	5,7	6,6	463	569
	Min	0	0,3	0	0	337	462
	Max	2724	9101	52,5	87,3	536	664
	5:e	119	118	0,1	0,1	358	466
	50:e	1014	1045	3,4	3,3	489	574
	95:e	1683	1773	20,6	24,3	531	664
SE3	Medel	42	98	1,7	3,6	92	214
	Min	0	0,9	0	0	39	27
	Max	1649	3604	15,9	40,2	132	331
	5:e	12	3	0	0	44	56
	50:e	379	411	0,6	0,8	99	250
	95:e	550	1408	7	19,5	132	324
SE4	Medel	10	57	0,3	1,5	22	124
	Min	0	0,1	0	0	2,4	24
	Max	2948	4487	4,8	17,4	35	202
	5:e	3	6	0	0	6	35
	50:e	6	37	0,05	0,4	25	136
	95:e	74	966	1,3	6,9	34	197

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande RES-spillhändelser.

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande RES-spillhändelser, Energi (TWh), Varaktighet (timmar) och intervall (timmar) per händelse i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, mååren 2030 och 2035.

	Energi per RES-spillhändelse (GWh)									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	5,1	5,7	1,2	1,2	8,4	8,8	3,8	7,2	0,4	2,4
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	277	285	29,8	25,2	121	164,3	54,4	81,1	18,8	71
5%	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0	0	0
25%	0,5	0,5	0,5	0,5	1,1	1	0,4	0,3	0	0
50%	0,8	1	0,7	0,7	3,9	2,7	1,2	1	0,1	0,1
75%	2,1	2,1	1,4	1,4	9,8	8,4	3,6	6,5	0,3	1,8
95%	20,3	22,3	3,9	3,3	34,8	41,4	19,2	43	2,2	13,3

	Varaktighet per RES-spillhändelse (timmar)									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	6	5	3	2	7	7	13	12	12	7,9
min	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
max	170	135	52	39	83	93	106	80	100	87
5%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25%	1	1	1	1	1	1	2	2	3	2
50%	2	2	2	2	4	3	7	6	7	6
75%	5	4	3	3	8	7	17	15	13	10
95%	26	19	8	6	23	29	48	47	48	22

	Intervall mellan RES-spillhändelser (timmar)									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	7	5	6	5	33	28	75	61	31	33
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	238	187	425	229	575	685	978	976	553	943
5%	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
25%	2	2	2	2	4	3	6	4	6	5
50%	3	3	3	3	10	7	19	17	16	16
75%	5	4	5	4	25	23	81	61	25	23
95%	22	19	20	16	143	133	347	273	116	138

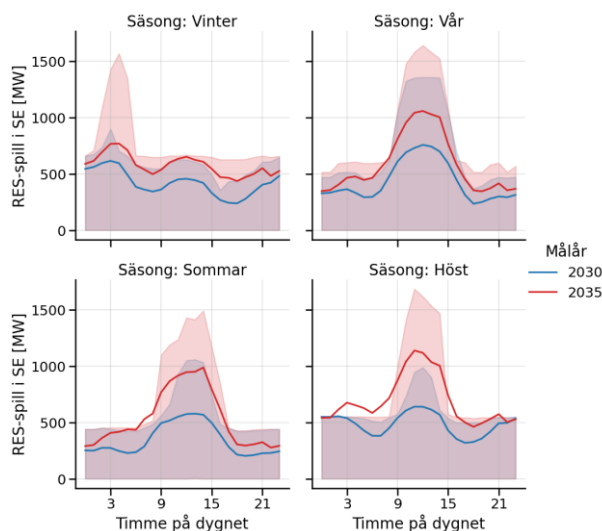
Dygnsprofilen för RES-spill under ett typiskt dygn

Dygnsprofilen för RES-spill under ett typiskt dygn för alla säsonger i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035. Figurerna nedan visar dygnsprofilen för RES-spill under ett typiskt dygn för olika säsonger i Sverige för målåren 2030 och 2035. Den heldragna linjen representerar medianvärdet (50:e percentilen), medan de skuggade områdena visar variationsintervallet mellan 25:e och 75:e percentilen, motsvarande 50 % av observationerna.

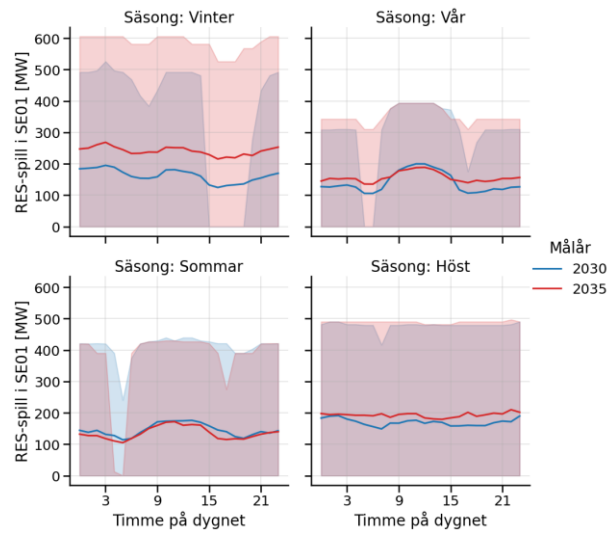
Figuren för Sverige visar att den högsta graden av RES-spill inträffar under dagtid och når sitt maximum mellan kl. 9 och 15 under våren, sommar och hösten. Vidare framgår att RES-spill år 2035 följer samma övergripande dygnsmönster som år 2030, men med en generellt högre nivå. Mönstret under vår, sommar och höst indikerar att spill i dessa säsonger i större utsträckning sammanfaller med timmar med låg efterfrågan. Under vinter är RES-spill mer jämfördelat över dygnet medan koncentreras RES-spill i större utsträckning till nattliga timmar med låg efterfrågan, med ett toppvärde runt cirka kl. 03.

Vid en jämförelse mellan elområdena och Sverige som helhet framgår tydliga regionala skillnader. SE1 kännetecknas av en jämnt fördelad dygnsprofil av RES-spill över samtliga säsonger. I SE2, SE3 och SE4 följer variationerna i huvudsak det nationella mönstret under vår, sommar och höst, medan vintermönstren avviker: SE2 ligger nära den nationella nivån, SE3 uppvisar en jämnare dygnsfördelning, och SE4 uppvisar ett mönster liknande övriga säsonger.

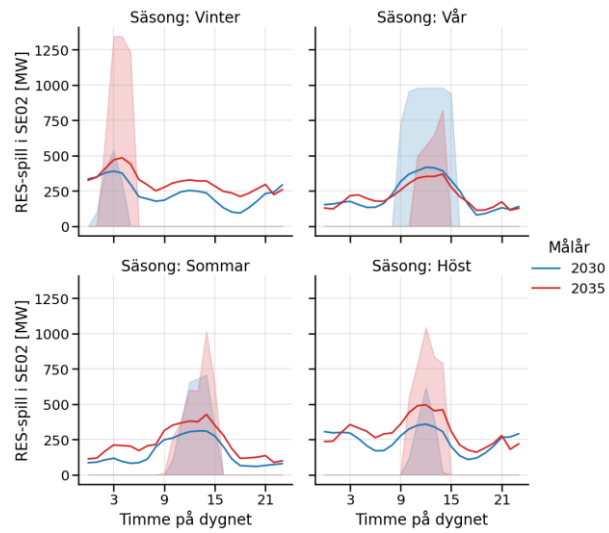
Sverige



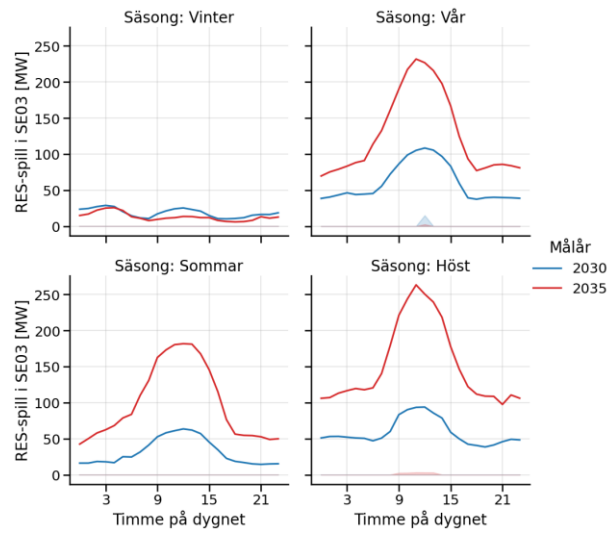
SE1



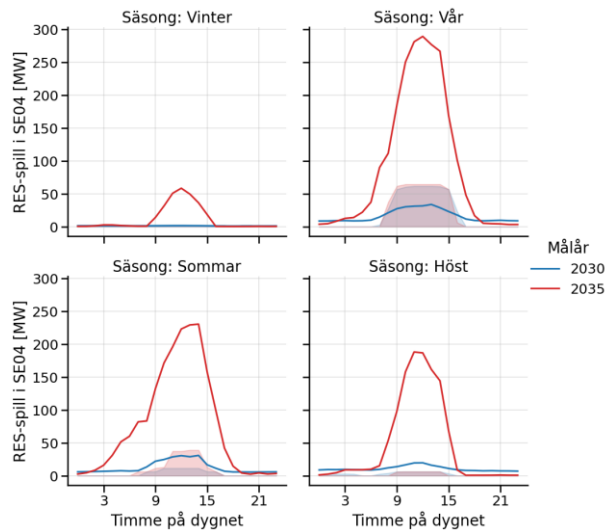
SE2



SE3



SE4



Korrelation mellan RES-spill och olika systemtillstånd.

Korrelation mellan RES-spill och olika systemtillstånd i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035. Figurerna nedan visar sambandet mellan indikatorn RES-spill och olika systemtillstånd (vind, sol och efterfrågan) i Sverige.

Figurer visar det genomsnittliga RES-spillet (MW) som funktion av normaliserade systemtillstånd, där respektive variabel har skalats med sin installerade kapacitet. Detta innebär att värdena uttrycks som utnyttjandegrad mellan 0 (låg nivå) och 1 (hög nivå). Observationer med mycket få datapunkter för en given utnyttjandegrad har filterats bort för att undvika att enstaka extrema och sällan förekommande fall påverkar resultaten. Tröskeln för borttagning har satts till 10% av årets observationer. Avsaknad av värden kan även bero på att inga RES-spillsituationer förekommer under vissa systemförhållanden.

Figuren för Sverige visar att det tydligaste sambandet återfinns mellan RES-spill och vindkraftsproduktion. För både 2030 och 2035 ökar det genomsnittliga RES-spillet med stigande utnyttjandegrad av vindkraft, vilket indikerar att hög vindproduktion är den främsta drivkraften bakom RES-spill i Sverige.

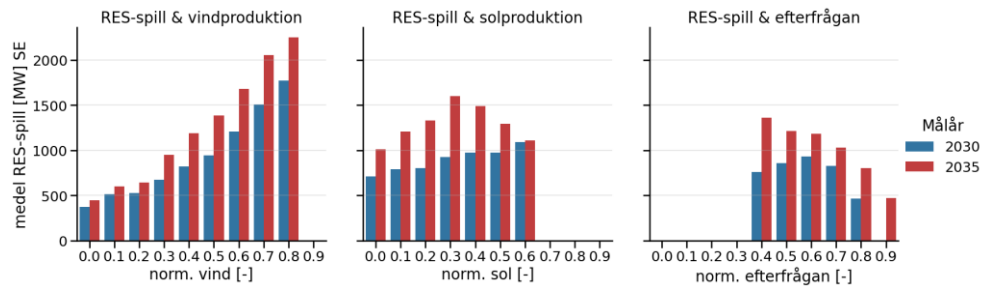
För solkraftsproduktion kan ett svagt samband observeras vid låga normaliserade nivåer av solproduktion (under 0,6). Vid dessa nivåer ökar RES-spillet med ökande solproduktion år 2030. År 2035 uppvisar sambandet ett något annorlunda mönster, där RES-spillet ökar upp till en nivå på cirka 0,3 för att därefter minska inom intervallet 0,3–0,6. Detta tyder på att solkraftens korrelation till RES-spill är begränsat och i hög

grad beroende av samverkan med andra systemfaktorer, såsom efterfrågan och vindproduktion.

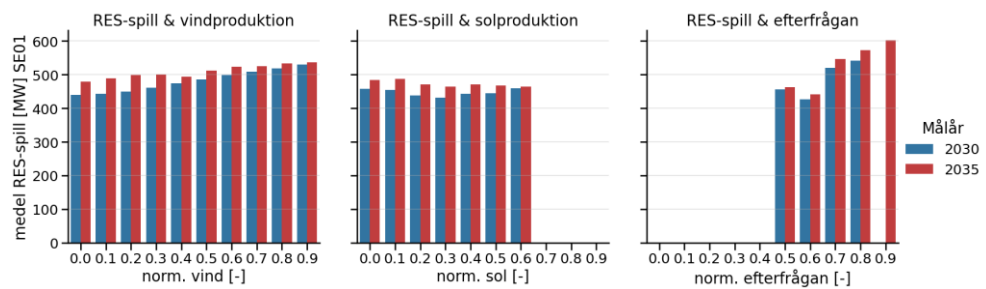
För efterfrågan kan ett samband observeras vid normaliserade nivåer över 0,4. År 2030 uppvisar sambandet ett icke-linjärt mönster, där RES-spillet ökar upp till en normaliserad efterfrågenivå kring 0,6 för att därefter minska inom intervallet 0,6–0,8. År 2035 ses istället en tydligare negativ relation, där RES-spillet minskar med ökande efterfrågan inom detta intervall. Detta indikerar att efterfrågans roll i att absorbera överskott stärks över tid, vilket är konsistent med ett elsystem med högre andel variabel produktion. Det icke-linjära sambandet år 2030 tyder däremot på att RES-spill i större utsträckning påverkas av andra faktorer, såsom samtidig vindproduktion eller nätbegränsningar, snarare än enbart efterfrågenivån.

Vid en jämförelse mellan elområdena och Sverige som helhet framgår att SE1 och SE2 uppvisar ett mönster som i stor utsträckning liknar det nationella, särskilt vad gäller korrelationen mellan RES-spill och vindproduktion, medan sambanden för solproduktion och efterfrågan är icke-linjära för både 2030 och 2035. För SE3 observeras icke-linjära samband mellan RES-spill och samtliga analyserade variabler (vindproduktion, solproduktion och efterfrågan) både år 2030 och 2035. SE4 uppvisar inte någon tydlig korrelation mellan RES-spill och vindproduktion, solproduktion eller efterfrågan år 2030, medan sambanden år 2035 uppvisar ett mer icke-linjärt beteende. Detta indikerar att drivkrafterna bakom RES-spill skiljer sig mellan elområden, där vissa områden uppvisar tydliga systematiska samband medan andra präglas av mer komplexa och icke-linjära relationer mellan produktion, efterfrågan och nätförhållanden.

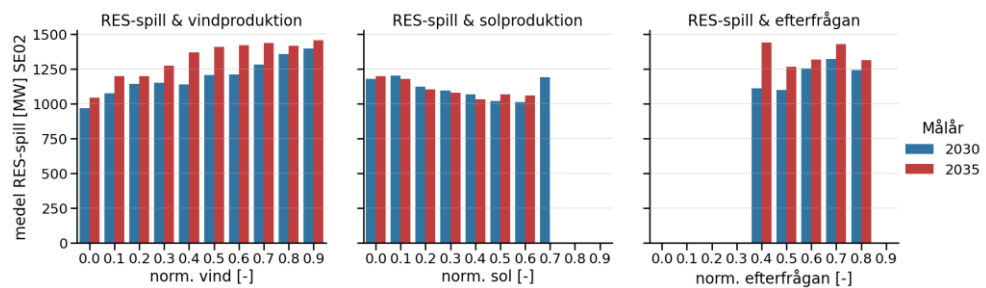
Sverige



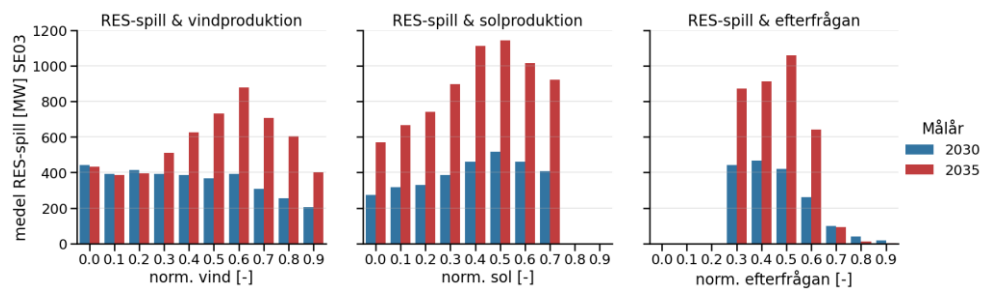
SE1



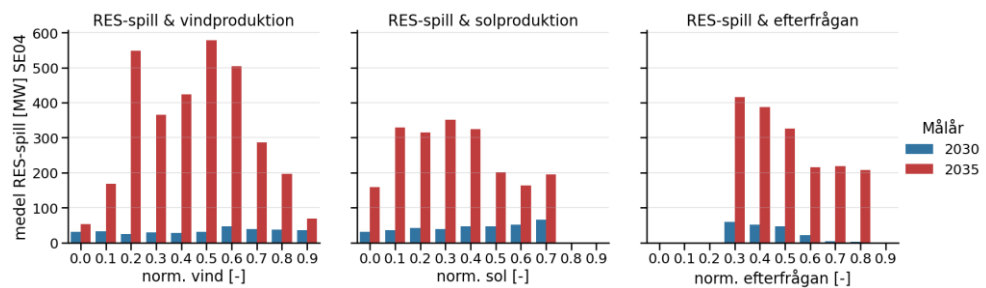
SE2



SE3

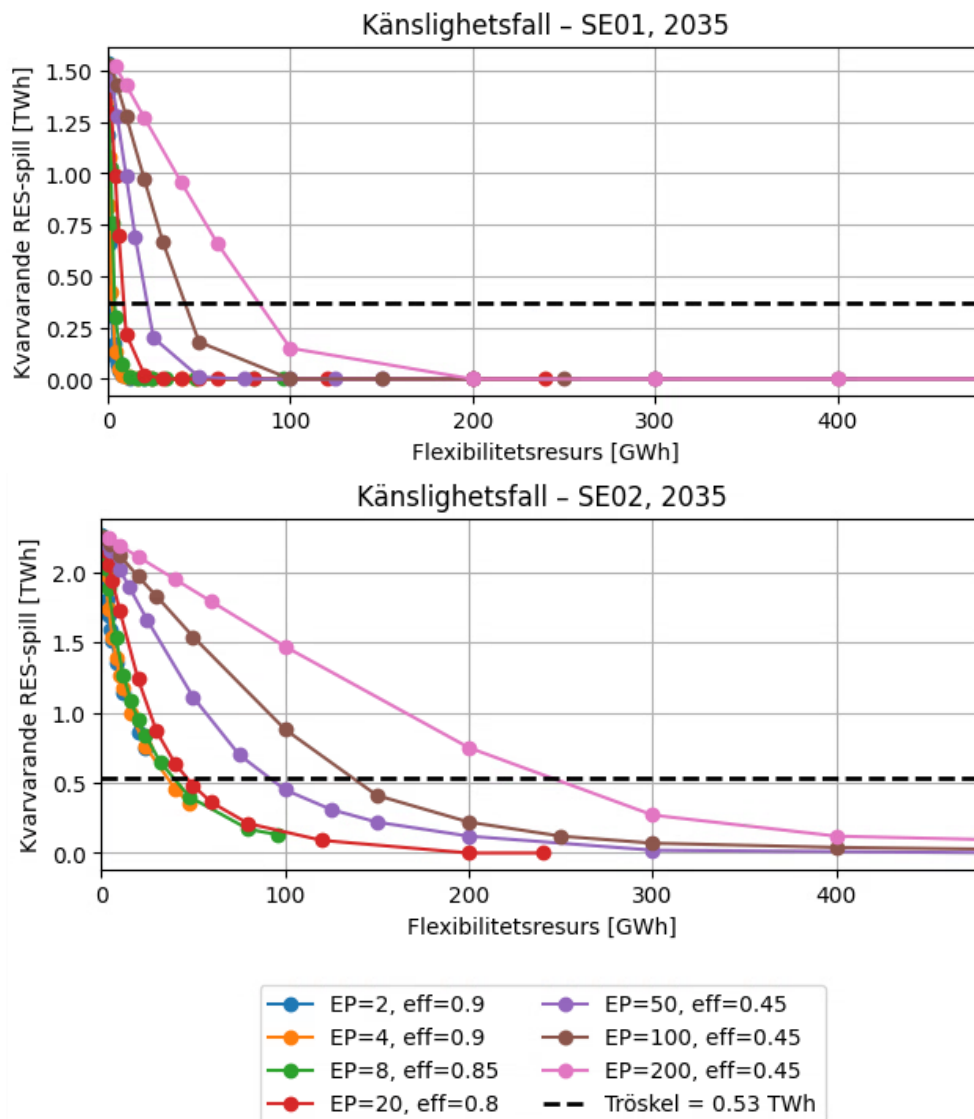


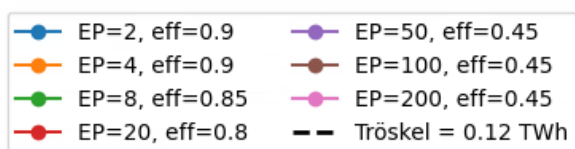
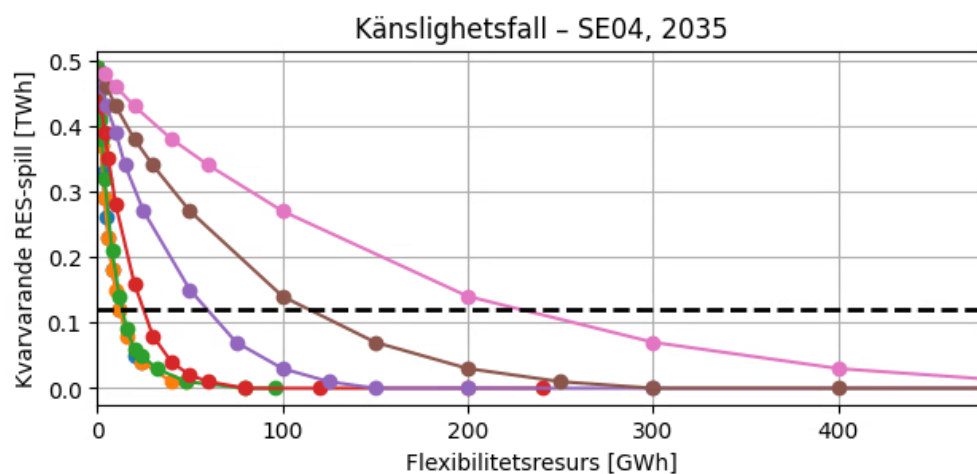
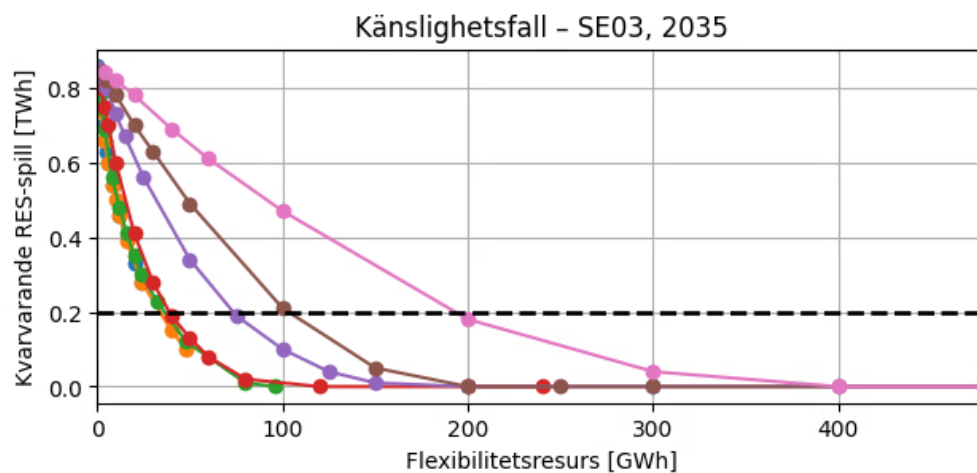
SE4



Flexibla resurser som krävs för att möta de icke-täckta RES-integrationsbehoven

Kvarvarande RES-spill efter införande av flexibilitetsresurser i elområdena SE1 – SE4 [GWh] i känslighetsfallet – 2035. På elområdesnivå skiljer sig behovet av flexibilitetsresurser tydligt. SE1 uppvisar ett mycket begränsat behov, där en flexibilitetsresurs med E/P = 4 timmar och en verkningsgrad på 0,9 i princip är tillräcklig. SE2 och SE3 uppvisar däremot de största behoven, med ungefär likartade nivåer på cirka 35 GWh för samma typ av resurs. SE4 uppvisar ett mellanstort behov, omkring 15 GWh, vilket placerar området mellan de övriga elområdena.





Karakterisering av RES-spill före finjustering

Eftersom finjusteringsprocessen endast påverkar SE3 (2030 och 2035), SE4 (endast 2030) och därmed Sverige (SE), visas endast dessa resultat i detta avsnitt. SE1 och SE2 är oförändrade av finjusteringsprocessen och har redan redovisats i avsnitt ovan.

Total RES-spill

Total RES-spill, i energi, antal timmar och antal händelser, i Sverige (SE), SE3 och SE4, 2030 och 2035.

	Energi (TWh)		Timmar (h)		Händelser (#)	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	3,43	4,55	4041	4477	819	975
SE3	0,18	0,2	425	449	66	108
SE4	0,05	0,5	1641	1633	215	207

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande RES-spillhändelser

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande RES-spillhändelser, Energi (TWh), Varaktighet (timmar) och intervall (timmar) per händelse i Sverige (SE), SE3 och SE4, mååren 2030 och 2035.

	Energi per RES-spillhändelse (GWh)					
	SE		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	4,2	4,7	2,7	1,8	0,2	2,4
min	0	0	0	0	0	0
max	212	281	47,6	39,1	15,9	71
5%	0,1	0,3	0,1	0,2	0	0
25%	0,5	0,5	0,4	0,4	0	0
50%	0,9	1	1,2	0,8	0	0,1
75%	2,1	2,2	2,7	2	0,1	1,8
95%	16,4	17,8	8,3	7,1	0,7	13,3

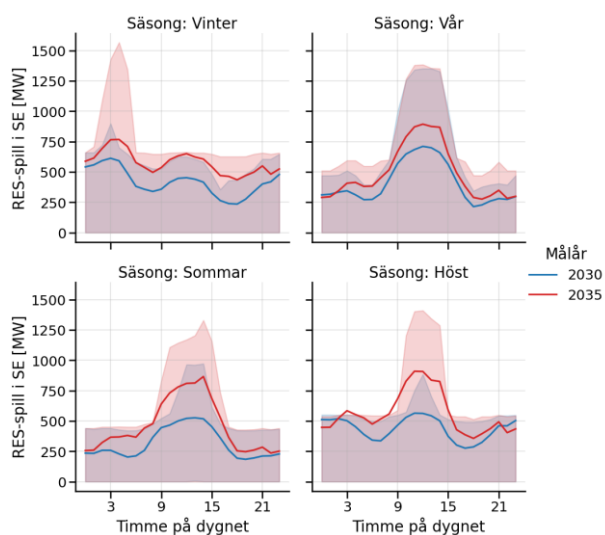
	Varaktighet per RES-spillhändelse (timmar)					
	SE		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	5	5	6	4	8	8
min	1	1	1	1	1	1
max	133	135	106	80	80	87
5%	1	1	1	1	1	1
25%	1	1	1	1	2	2
50%	2	2	3	2	6	6
75%	5	4	7	5	9	10
95%	17	16	20	14	24	22

	Intervall mellan RES-spillhändelser (timmar)					
	SE		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	7	5	90	62	32	33
min	0	0	0	0	0	0
max	258	187	4177	2993	732	943
5%	2	2	2	2	2	2
25%	2	2	3	2	4	5
50%	3	3	12	6	15	16
75%	5	4	42	23	21	23
95%	21	18	479	235	124	138

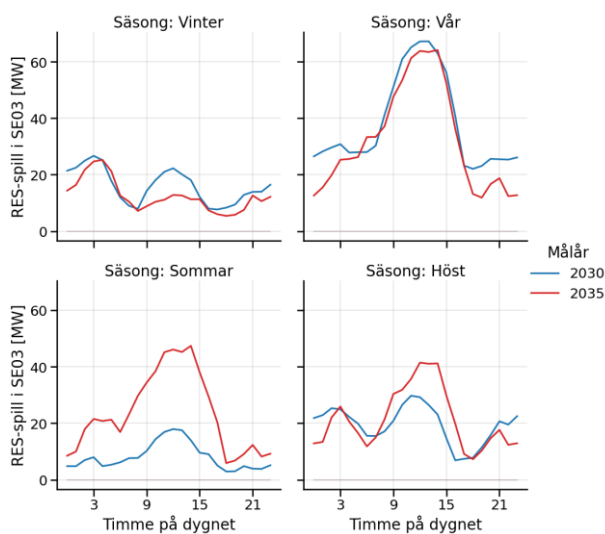
Dygnsprofilen för RES-spill

Dygnsprofilen för RES-spill under ett typiskt dygn för alla sasönger i Sverige (SE), SE3 och SE4, 2030 och 2035.

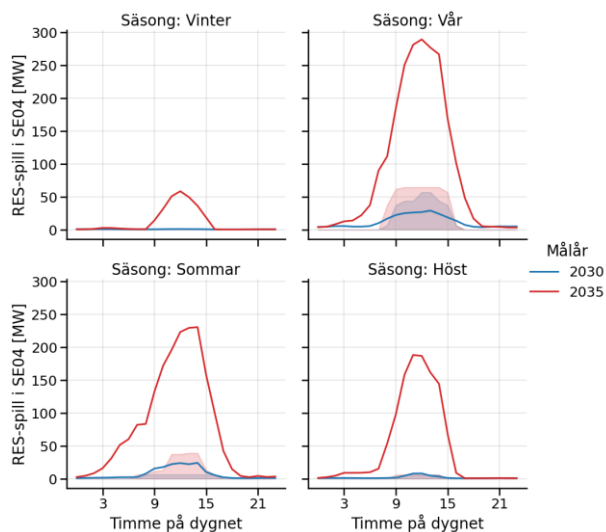
Sverige



SE3



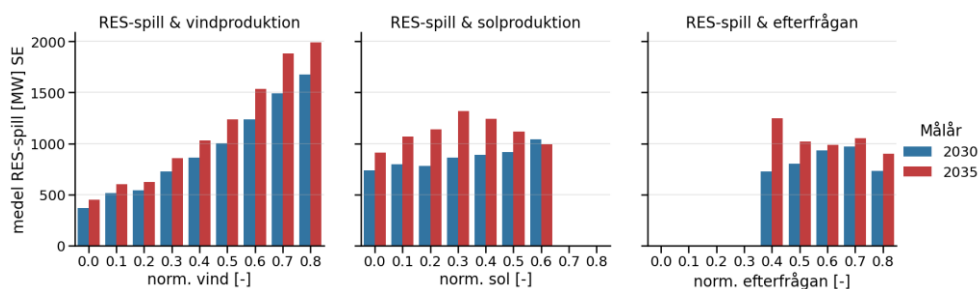
SE4



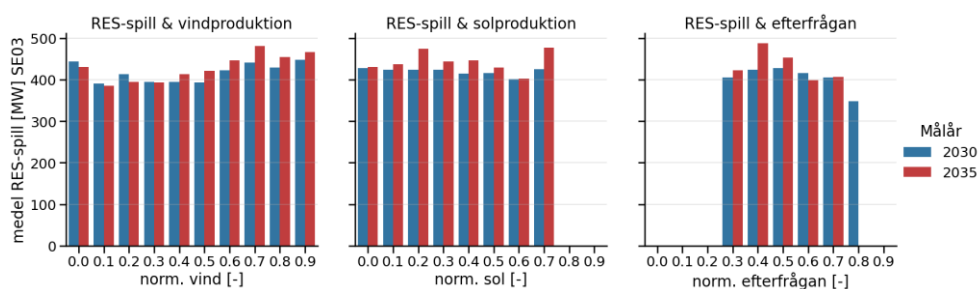
Korrelation mellan RES-spill och olika systemtillstånd

Korrelation mellan RES-spill och olika systemtillstånd i Sverige (SE), SE3 och SE4, 2030 och 2035.

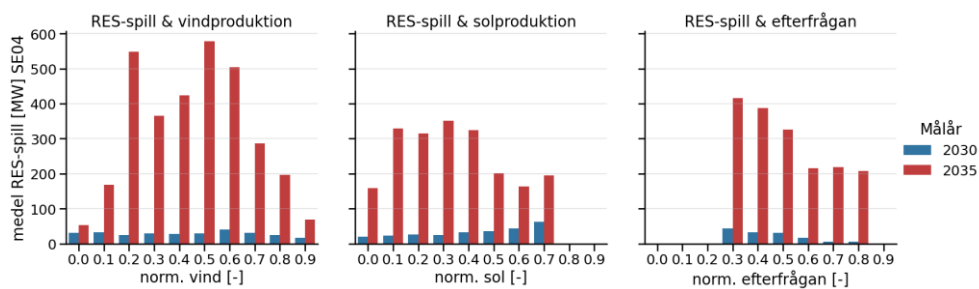
Sverige



SE3



SE4



Systembehov – Rampningsbehov

Karakterisering variationer i residuallast

Karakterisering av variationer i residuallast för medel-, minimum-, och maximumvärden samt relevanta percentiler på nationell- och elområdesnivå.

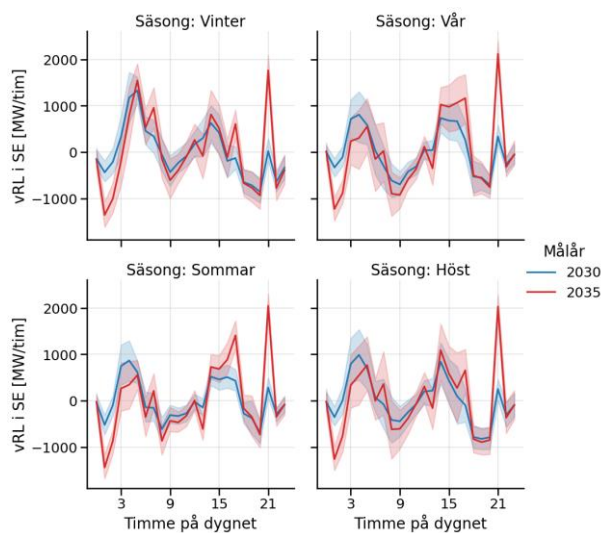
	Variationer i residuallast i uppregleringsriktning (GWh)									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	270	390	45	58	81	92	156	239	67	90
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	3 610	4365	1 026	1319	1 714	1 847	1 741	2 244	811	1 147
5%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
75%	403	587	64	86	115	133	214	342	108	130
95%	1 288	1 584	200	257	374	410	805	1 198	295	437

	Variationer i residuallast i nedregleringsriktning (GWh)									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	270	389	45	58	81	92	155	238	67	90
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	3 026	4 605	894	1 145	1 988	2 119	1 647	1 836	816	998
5%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50%	58	113	1	1	2	3	47	79	15	21
75%	452	679	62	83	109	128	253	426	115	154
95%	1 049	1 447	201	260	373	413	604	873	258	343

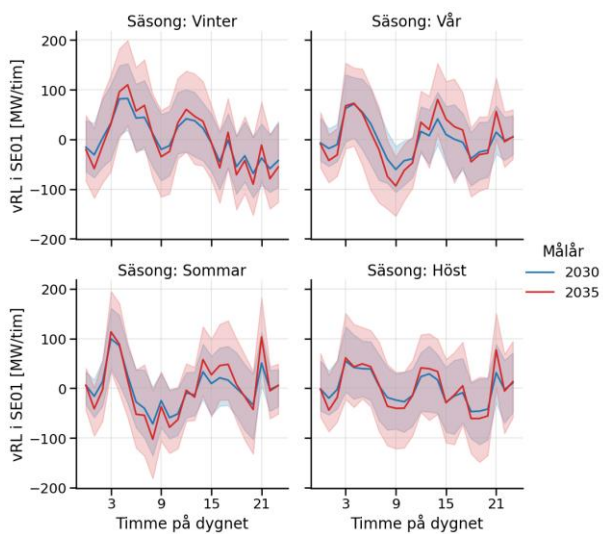
Figurer nedan visar dygnsprofilerna för variationer i residuallast för olika säsonger. Det framgår av figuren för Sverige att profilerna är relativt konsekventa på riksnivå oavsett säsong, med förhöjt uppregleringsbehov under kl. 3-9 samt kring kl. 17 och kl. 21. De högsta nedregleringsbehoven uppträder under kl. 0-3 samt kring och mellan kl. 19-20. Detta mönster är även representativt för SE3 och SE4, medan SE1 och SE2 uppvisar större variationer i dygnsprofilerna mellan säsongerna samt lägre medianvärden för residuallast variationer jämfört med SE3 och SE4. Därtill medför olika väderår ett större utfallsrum för samtliga säsonger för SE1 och SE2. SE3 är det elområde som uppvisar högst medianvärde för variationer i residuallast över samtliga årstider, vilket är särskilt tydligt i scenariot för 2035.

Dygnsprofilen för rampningsbehov (vRL) under ett typiskt dygn per säsong i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035:

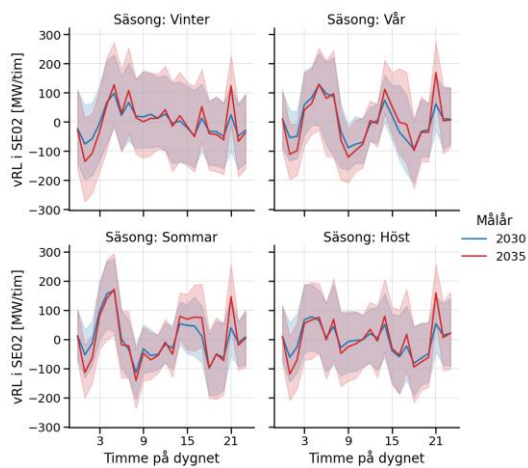
Sverige



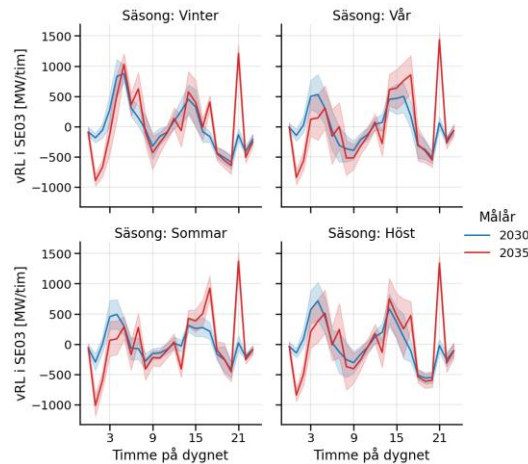
SE1



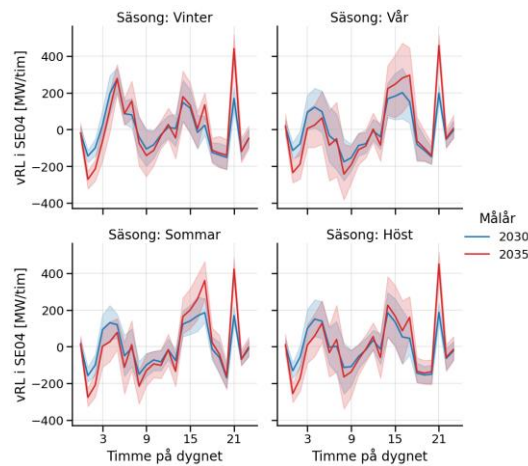
SE2



SE3



SE4



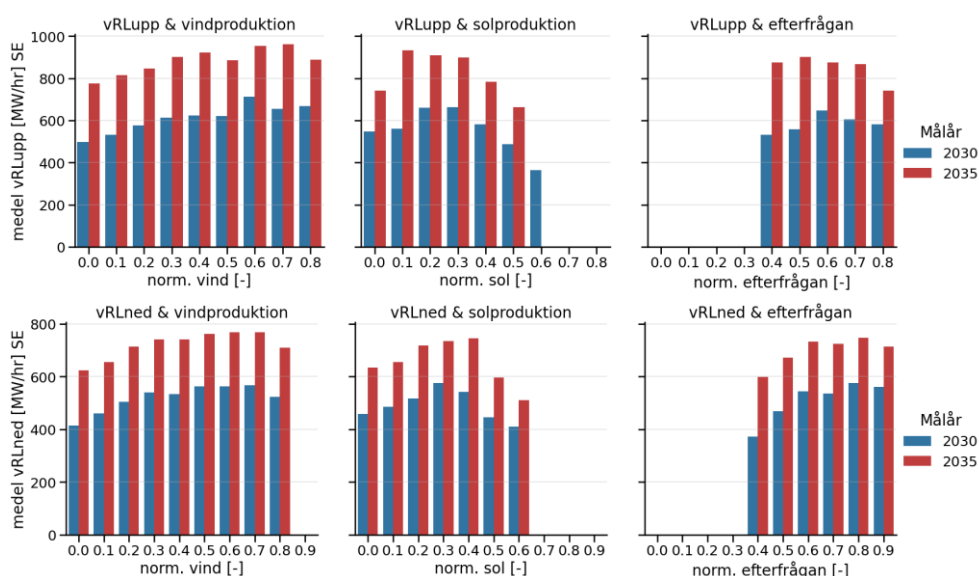
Figurerna nedan visar sambandet mellan indikatorn variationer i residuallast och olika systemtillstånd (vind, sol och efterfrågan) för både upp- och nedregleringsriktningar på nationell- och elområdesnivå för båda målåren.

För positiva variationer av residuallast (vRLupp) ses det tydligaste sambandet med solkraft, där ökad solproduktion successivt medför lägre positiva variationer i residuallast. Vindkraftsproduktion visar på nationell nivå ett svagt positivt samband med vRLupp, vilket indikerar ett något ökat uppregleringsbehov vid högre vindproduktion. Detta indikerar ett mer komplext förhållande som kan bero på snabba förändringar i vindproduktion eller en bristande samvariation med efterfrågan. På elområdesnivå observeras för SE1, SE2 och SE4 dessutom i varierande grad ett icke-linjärt samband mellan positiva variationer och vindkraft som först är positivt upp till cirka 70% av maximal produktion och därefter avtar. Inga entydiga samband noteras mellan vRLupp och ökad efterfrågan.

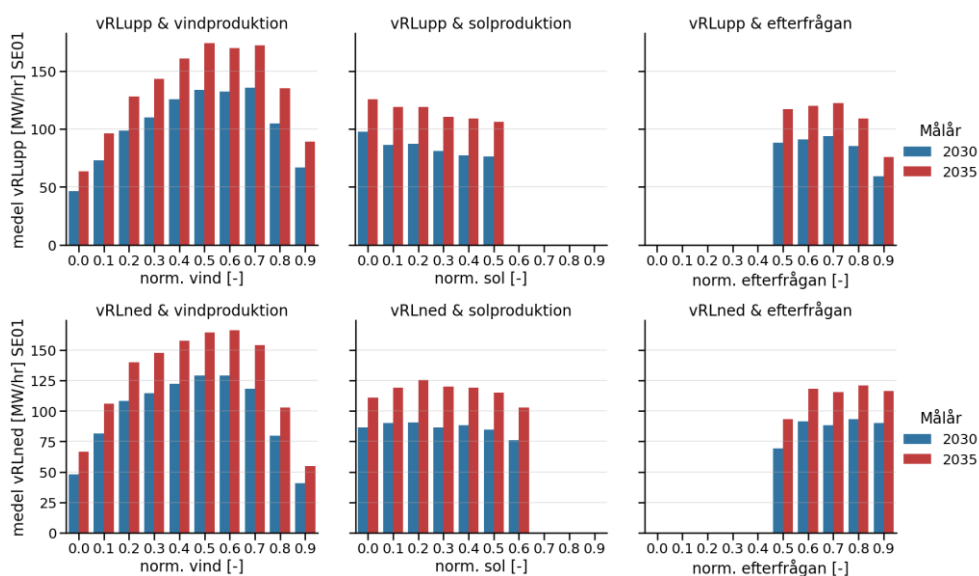
För negativa variationer i residuallast (vRLned) observeras samma korrelation med vindkraft som för vRLupp på både nationell- och elområdesnivå. Detta indikerar att vindkraftens påverkan på residuallastens variation är symmetrisk i den meningen att dess intermittens bidrar till variationer oavsett riktning på variationer i residuallast. Vidare observeras nedregleringsbehovet öka mellan medelhög till hög efterfrågan på såväl nationell- som elområdesnivå.

För solkraft observeras nedregleringsbehovet på nationell nivå öka upp till 30% av installerad kapacitet för att därefter minska. Samma mönster kan ses i SE3 och SE4 medan SE1 och SE2 ser minskat nedregleringsbehov när solkraftproduktionen blir högre

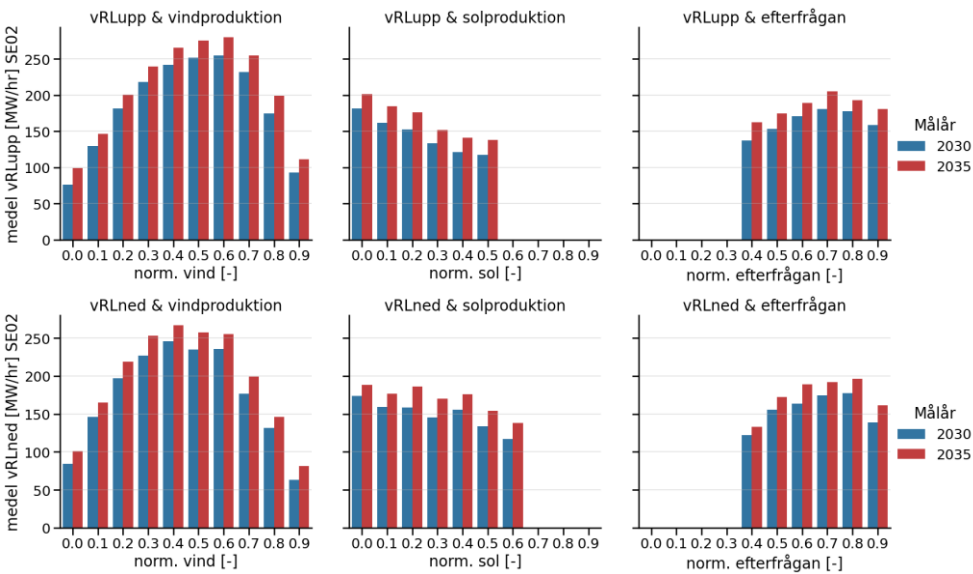
Sverige



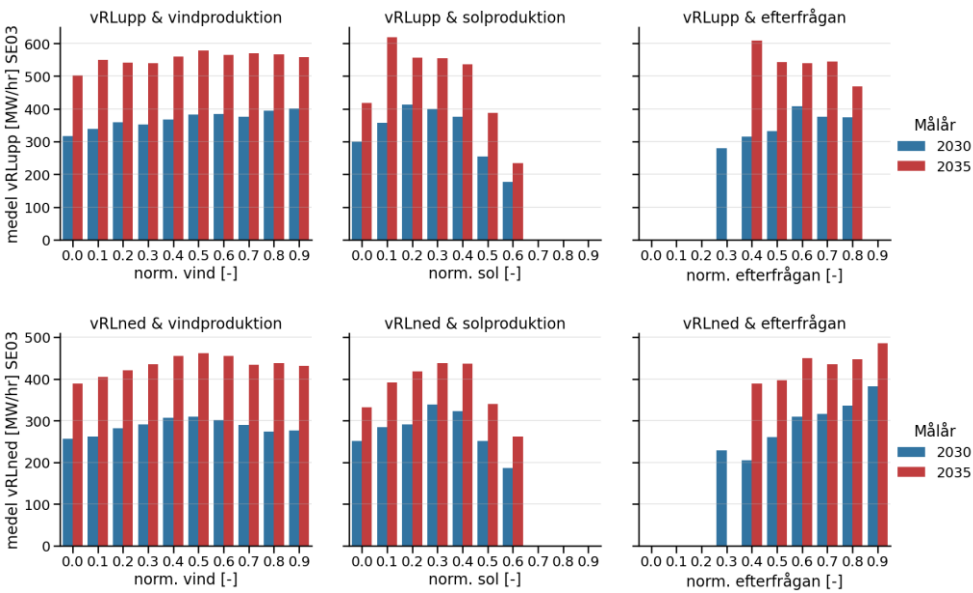
SE1



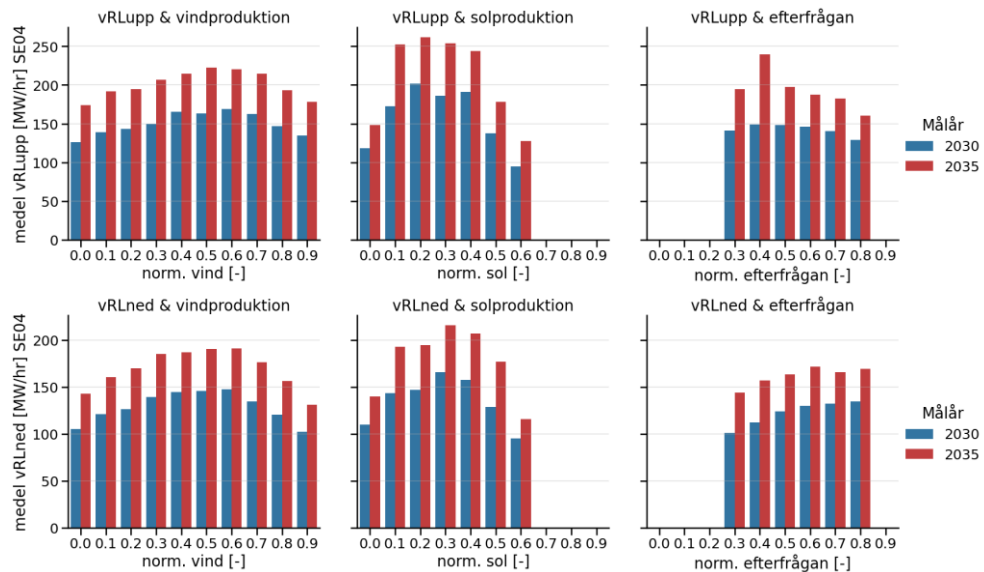
SE2



SE3



SE4



Karakterisering av kvarvarande rampmarginal

Karakterisering av kvarvarande rampningsmarginaler för medel-, minimi- och maximivärden, uppdelat per resurstyp, regleringsriktning och målår. Analysen genomförs separat på nationell nivå och elområdesnivå. Observera att kategorierna *Total* och *Produktion* inte motsvarar summan av respektive underkategorier, eftersom resursernas tillgängliga flexibilitet inte nödvändigtvis kan utnyttjas samtidigt.

På nationell nivå utgörs de tillgängliga rampningsmarginalerna huvudsakligen av överföringskapacitet och produktion, där vattenkraften står för den största delen av produktionsbidraget. Nedregleringsmarginalerna är generellt större än uppregeringsmarginalerna, med undantag för överföringskapacitet där uppregeringsförmågan är något högre. Skillnaderna mellan analysåren är små för både upp- och nedreglering. Att nedregleringsförmågan överstiger uppregeringsförmågan för produktion, både nationellt och på elområdesnivå, beror på att produktionsresurserna är ofta redan i drift och har därför begränsat utrymme att öka produktionen ytterligare, medan nedreglering i större utsträckning endast begränsas av tillgänglig ramphastighet och tekniska minimilaster.

I SE1 domineras de tillgängliga rampningsmarginalerna av vattenkraft och överföringskapacitet, medan termisk produktion och batterier endast bidrar marginellt. Vattenkraften står för den största delen av nedregleringsförmågan, medan överföringskapaciteten ger det största bidraget till uppregering.

I SE2 är den totala upp- och nedregleringsförmågan relativt balanserad under både 2030 och 2035, även om nedregleringsförmågan är något större. Vattenkraft och överföringskapacitet utgör de dominerande bidragen och har liknande omfattning i båda regleringsriktningarna. Den något högre nedregleringsförmågan förklaras främst av ett ytterligare bidrag från termisk kapacitet.

I SE3 är den totala regleringsförmågan större för nedreglering än för uppreglering under båda mååren. Utvecklingen mellan 2030 och 2035 är dessutom mer markant än i övriga elområden. Nedregleringsförmågan ökar samtidigt som uppregleringsförmågan minskar med omkring en tredjedel. Denna förändring förklaras huvudsakligen av att vattenkraftens bidrag till uppreglering i stort sett försvinner till 2035. Även överföringskapacitetens bidrag till uppreglering minskar, medan dess bidrag till nedreglering ökar. Sammantaget leder detta till en tydlig förskjutning mot större tillgänglig regleringsförmåga på nedsidan.

Regleringsförmågan i SE4 domineras av överföringskapacitet. Mellan 2030 och 2035 ökar överföringskapacitetens bidrag till uppreglering, samtidigt som bidraget till nedreglering minskar. Detta bidrar till att skillnaden mellan regleringsriktningarna minskar över tid. På produktionssidan bidrar vattenkraften till både upp- och nedreglering, medan kraftvärme och övrig termisk produktion får en större betydelse under 2035 jämfört med 2030.

Produktionskategorier i nedanstående tabeller kan också jämföras med motsvarande installerade kapaciteter i Tabell 1 i avsnitt 3.1.1. Jämförelsen mellan installerad kapacitet och tillgängliga rampningsmarginaler visar att vattenkraften har störst betydelse för regleringsförmågan i förhållande till sin installerade effekt. Kärnkraften bidrar endast i begränsad omfattning till rampningsmarginalerna trots en relativt stor installerad kapacitet i SE3. Kraftvärme och övrig termisk produktion står för en betydande del av nedregleringsförmågan, men bidrar i mindre utsträckning till uppreglering. På elområdesnivå är sambandet mellan installerad vattenkraftskapacitet och regleringsförmåga särskilt tydligt i SE1 och SE2, där vattenkraften står för merparten av de produktionsbaserade rampningsmarginalerna. I SE4 är den installerade reglerbara produktionskapaciteten mer begränsad, vilket innebär att regleringsförmågan i hög grad är beroende av överföringskapacitet. SE3 utmärker sig genom att den termiska produktionen bidrar relativt mycket till nedregleringsförmågan jämfört med övriga elområden.

SE		UPPREGLERING		NEDREGLERING	
Kategori (MW/hr)		2030	2035	2030	2035
Produktion	min	0	0	4 508	6 086
	medel	3 377	3 451	16 706	18 871
	max	12 983	14 076	30 272	35 780
	5:e	0	0	11 566	13 015
	50:e	3 018	3 344	16 505	18 473
	95:e	10 100	10 233	22 404	26 117
Vattenkraft	min	0	0	0	0
	medel	3 357	3 368	6 881	6 878
	max	12 983	13 053	11 503	11 503
	5:e	0	0	90	107
	50:e	3 008	3 273	7 171	6 940
	95:e	10 033	10 070	11 027	11 027
Sol- och Vindkraft	min	0	0	273	435
	medel	0	0	7 257	9 565
	max	0	0	22 336	27 424
	5:e	0	0	1 752	2 501
	50:e	0	0	6 505	8 732
	95:e	0	0	15 091	19 136
Kärnkraft	min	0	0	0	0
	medel	19	50	163	141
	max	209	242	209	242
	5:e	0	0	0	0
	50:e	0	0	209	242
	95:e	209	242	209	242
Kraftvärme och övrig termisk	min	0	0	2 023	0
	medel	1	33	2 405	2 286
	max	1 648	2 284	2 535	2 392
	5:e	0	0	2 400	2 284
	50:e	0	0	2 400	2 284
	95:e	0	73	2 400	2 284
Batterier & Efterfrågeflex	min	0	0	0	0
	medel	2 854	4 476	265	300
	max	5 662	8 788	5 218	8 208
	5:e	50	61	0	0
	50:e	5 132	8 053	200	200
	95:e	5 592	8 718	610	618
Electrolysörer	min	0	0	0	0
	medel	2 660	3 995	2 490	8 079
	max	8 077	13 662	8 077	15 503
	5:e	0	0	0	0
	50:e	1 874	3 584	1 406	9 120
	95:e	8 077	10 090	7 561	14 614
Överföring	min	0	0	0	0
	medel	6 508	6 390	5 709	5 946
	max	12 788	13 882	11 091	11 843
	5:e	1 629	1 292	1 991	1 766
	50:e	6 805	5 688	5 671	6 049
	95:e	10 408	11 724	9 449	10 188
Total	min	0	67	7 846	9 043
	medel	15 398	18 312	25 170	33 195
	max	35 107	42 269	44 664	57 405
	5:e	5 766	8 054	18 120	18 921
	50:e	15 004	18 801	24 847	34 307
	95:e	26 086	29 042	33 404	42 999

SE1		Uppreglering		Nedreglering	
Kategori (MW/hr)		2030	2035	2030	2035
Produktion	min	0	0	129	137
	medel	536	322	3 606	4 025
	max	4 581	4 589	8 510	9 905
	5:e	0	0	654	834
	50:e	0	0	4 086	4 226
	95:e	3 264	2 563	5 924	7 464
Vattenkraft	min	0	0	0	0
	medel	536	322	2 128	2 142
	max	4 581	4 589	4 263	4 263
	5:e	0	0	0	0
	50:e	0	0	2 838	3 092
	95:e	3 264	2 563	4 142	4 142
Sol- och Vindkraft	min	0	0	11	15
	medel	0	0	1 366	1 770
	max	0	0	4 389	5 711
	5:e	0	0	161	228
	50:e	0	0	1 051	1 369
	95:e	0	0	3 655	4 695
Kraftvärme och övrig termisk	min	0	0	112	112
	medel	0	0	112	112
	max	0	0	112	112
	5:e	0	0	112	112
	50:e	0	0	112	112
	95:e	0	0	112	112
Batterier & Efterfrågeflex	min	0	0	0	0
	medel	62	283	30	32
	max	348	1 173	348	1 173
	5:e	0	20	0	0
	50:e	4	20	0	0
	95:e	228	1 053	120	120
Electrolysörer	min	0	0	0	0
	medel	2 660	3 995	2 490	8 079
	max	8 077	13 662	8 077	15 503
	5:e	0	0	0	0
	50:e	1 874	3 584	1 406	9 120
	95:e	8 077	10 090	7 561	14 614
Överföring	min	0	0	0	0
	medel	3 441	3 515	526	116
	max	5 618	4 942	5 618	4 942
	5:e	597	256	0	0
	50:e	3 885	4 936	0	0
	95:e	5 618	4 942	2 652	828
Total	min	0	0	133	148
	medel	6 698	8 114	6 652	12 251
	max	18 093	19 657	19 905	23 965
	5:e	2 201	1 775	1 766	2 469
	50:e	5 672	8 237	6 228	13 023
	95:e	14 033	15 489	11 567	18 669

SE2		UPPREGLERING		NEDREGLERING	
Kategori (MW/hr)		2030	2035	2030	2035
Produktion	min	0	0	501	0
	medel	873	781	6 528	6 764
	max	6 645	6 638	13 742	14 457
	5:e	0	0	2 438	2 723
	50:e	0	0	6 529	6 675
	95:e	4 686	4 690	9 917	10 543
Vattenkraft	min	0	0	0	0
	medel	873	781	3 620	3 634
	max	6 645	6 638	5 728	5 728
	5:e	0	0	0	0
	50:e	0	0	4 747	4 775
	95:e	4 686	4 690	5 576	5 576
Sol- och Vindkraft	min	0	0	22	0
	medel	0	0	2 464	2 693
	max	0	0	7 936	8 718
	5:e	0	0	274	326
	50:e	0	0	1 852	2 045
	95:e	0	0	6 536	7 054
Kraftvärme och övrig termisk	min	0	0	0	0
	medel	0	1	443	437
	max	433	433	444	444
	5:e	0	0	444	444
	50:e	0	0	444	444
	95:e	0	0	444	444
Batterier & Efterfrågefex	min	0	0	0	0
	medel	133	268	33	38
	max	484	1 029	484	1 023
	5:e	0	0	0	0
	50:e	50	50	49	50
	95:e	434	979	100	100
Överföring	min	0	0	0	0
	medel	6 801	7 094	5 523	5 129
	max	12 600	12 600	12 600	12 600
	5:e	3 031	2 631	1 207	963
	50:e	6 892	7 300	5 622	5 176
	95:e	10 862	11 040	8 882	8 803
Total	min	0	0	631	0
	medel	7 806	8 144	12 084	11 931
	max	19 505	19 885	26 291	27 107
	5:e	3 568	3 358	3 823	3 918
	50:e	7 306	7 845	12 144	11 844
	95:e	13 970	14 351	18 802	19 349

SE3		UPPREGLERING		NEDREGLERING	
Kategori (MW/hr)		2030	2035	2030	2035
Produktion	min	0	0	1 658	2 150
	medel	34	63	4 926	5 894
	max	1 834	1 894	9 779	12 941
	5:e	0	0	3 173	3 316
	50:e	0	0	4 701	5 622
	95:e	209	242	7 358	9 284
Vattenkraft	min	0	0	0	0
	medel	15	13	1 251	1 251
	max	1 690	1 689	1 464	1 464
	5:e	0	0	310	100
	50:e	0	0	1 339	1 350
	95:e	0	0	1 442	1 442
Sol- och Vindkraft	min	0	0	18	29
	medel	0	0	2 088	3 198
	max	0	0	7 211	10 407
	5:e	0	0	296	511
	50:e	0	0	1 855	2 912
	95:e	0	0	4 535	6 671
Kärnkraft	min	0	0	0	0
	medel	19	50	163	141
	max	209	242	209	242
	5:e	0	0	0	0
	50:e	0	0	209	242
	95:e	209	242	209	242
Kraftvärme och övrig termisk	min	0	0	1 219	0
	medel	0	0	1 423	1 305
	max	641	1 103	1 553	1 410
	5:e	0	0	1 418	1 302
	50:e	0	0	1 418	1 302
	95:e	0	0	1 418	1 302
Batterier & Efterfrågeflex	min	0	0	0	0
	medel	1 079	1 445	101	119
	max	4 083	5 455	4 033	5 405
	5:e	0	0	0	0
	50:e	50	50	50	50
	95:e	3 793	5 165	336	340
Överföring	min	0	0	0	0
	medel	4 387	3 433	4 060	5 991
	max	8 536	7 627	8 536	7 627
	5:e	326	436	533	805
	50:e	5 060	3 308	3 279	7 270
	95:e	7 688	6 755	8 348	7 627
Total	min	0	0	2 626	2 833
	medel	5 499	4 942	9 087	12 004
	max	13 405	13 958	17 444	19 597
	5:e	612	778	4 740	6 439
	50:e	5 805	4 741	9 102	12 130
	95:e	10 816	10 610	13 583	16 148

SE4		UPPREGLERING		NEDREGLERING	
Kategori (MW/hr)		2030	2035	2030	2035
Produktion	min	0	0	502	0
	medel	2	4	1 940	2 488
	max	383	383	4 543	6 147
	5:e	0	0	773	846
	50:e	0	0	1 801	2 381
	95:e	0	0	3 433	4 397
Vattenkraft	min	0	0	0	0
	medel	2	2	176	176
	max	234	234	229	229
	5:e	0	0	0	0
	50:e	0	0	206	206
	95:e	0	0	229	229
Sol- och Vindkraft	min	0	0	0	0
	medel	0	0	1 339	1 905
	max	0	0	4 118	5 759
	5:e	0	0	134	203
	50:e	0	0	1 190	1 792
	95:e	0	0	2 841	3 883
Kraftvärme och övrig termisk	min	0	0	0	0
	medel	0	2	425	407
	max	383	383	426	426
	5:e	0	0	426	383
	50:e	0	0	426	426
	95:e	0	0	426	426
Batterier & Efterfrågeflex	min	0	0	0	0
	medel	185	272	45	51
	max	700	1 102	650	1 102
	5:e	0	0	0	0
	50:e	50	50	50	50
	95:e	630	1 032	107	120
Överföring	min	0	0	0	0
	medel	2 403	2 318	3 656	3 199
	max	5 255	5 262	5 258	5 263
	5:e	888	782	1 097	0
	50:e	2 536	2 446	3 942	3 731
	95:e	3 684	3 733	5 006	4 982
Total	min	0	0	694	50
	medel	2 590	2 595	5 641	5 739
	max	5 778	6 293	9 154	10 382
	5:e	985	839	3 659	3 146
	50:e	2 633	2 608	5 530	5 756
	95:e	3 974	4 196	7 890	8 079

Karakterisering av icke-täckta rampningsbehov (URN)

Total icke-täckta rampningsbehov

Inga icke-täckta nedregleringsbehov har observerats varpå endast uppregringsbehov beaktas.

Icke-täckta rampningsbehov, i antal timmar och händelser för uppregring, i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035.

	Timmar (timmar/år)		Antal händelser (#/år)	
	2030	2035	2030	2035
SE	8	6	5	5
SE1	18	7	8	5
SE2	19	13	11	11
SE3	122	158	101	145
SE4	12	25	10	21

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande icke-täckta rampningsbehov.

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande icke-täckta rampningsbehov, Kapacitet (MW/h), Varaktighet (timmar) och intervall (timmar) per upp reglerings händelse i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, mååren 2030 och 2035.

	Kapacitet (MW/h) URNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	630	765	56	68	83	137	342	434	133	162
min	4	1,5	0,9	0,07	2,2	0,5	0	0	0,4	0,1
max	1 905	2 074	434	576	474	751	1 465	2 096	536	642
5%	48	53	7	8	6	14	23	32	9	15
25%	162	369	20	24	25	52	123	158	43	74
50%	334	645	47	54	77	106	265	354	92	134
75%	1 014	1 145	73	82	110	183	500	639	189	215
95%	1 905	1 689	164	174	225	338	884	1 092	424	401

	Varaktighet (h) URNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	1,7	1,1	2	1,5	1,6	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2
min	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
max	5	3	7	4	6	4	5	4	4	4
5%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
75%	2	1	3	2	2	1	1	1	1	1
95%	4	2	5	4	4	2	2	2	2	2

	Intervall (h) URNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	976	1227	517	719	522	433	84	59	702	338
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	8 128	8 111	8 112	8 082	5 139	4 518	2448	911	5 765	2 473
5%	0	0	0	0	0	0	7	4	0	2
25%	6	7	2	2	6	76	23	12	8	28
50%	15	63	10	30	24	241	36	26	96	189
75%	189	683	114	309	524	575	85	73	1 161	459
95%	6 933	6 295	6 122	6 072	3 654	1 612	276	208	3 317	1 286

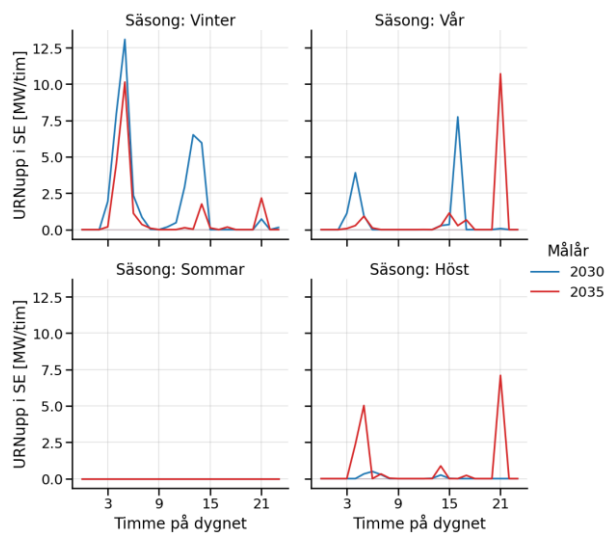
Dygnsprofilen för URNupp

Dygnsprofilen för URNupp under ett typiskt dygn för alla säsonger i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035.

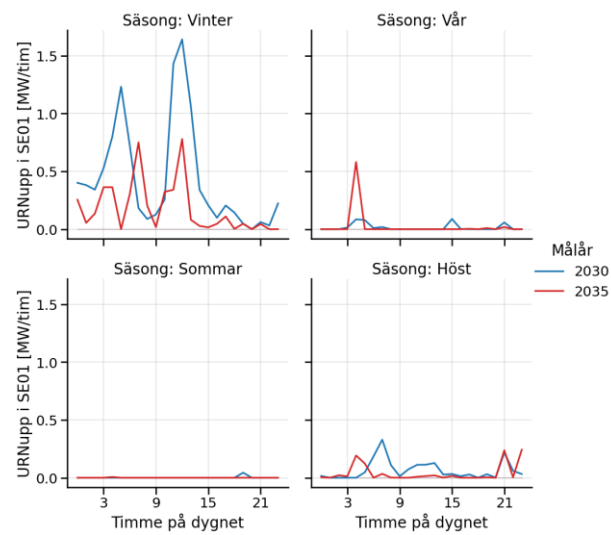
Figurerna nedan visar dygnsprofiler för icke-täckta uppregleringsbehov på riksnivå och per elområden för olika säsonger. Resultaten visar att behoven förekommer under specifika timmar på dygnet samt uppvisar en tydlig säsongsvariation. De lägsta nivåerna återfinns under sommaren och de högsta under vintern. Vår och höst ligger nivåmässigt mellan dessa årstider men uppvisar likartade tidsmässiga mönster över dygnet.

Det framgår att de icke-täckta uppregleringsbehoven i stor utsträckning sammanfaller med de timmar då variationerna i residuallast i uppregleringsriktningen är som störst, dvs under kl. 3-9 samt kring kl. 15-17 och kl. 21. Detta indikerar att de kvarvarande rampningsmarginalerna under dessa timmar är begränsade, vilket innebär att tillgängliga resurser redan är högt disponerade och endast har begränsad möjlighet att bidra med ytterligare uppreglering.

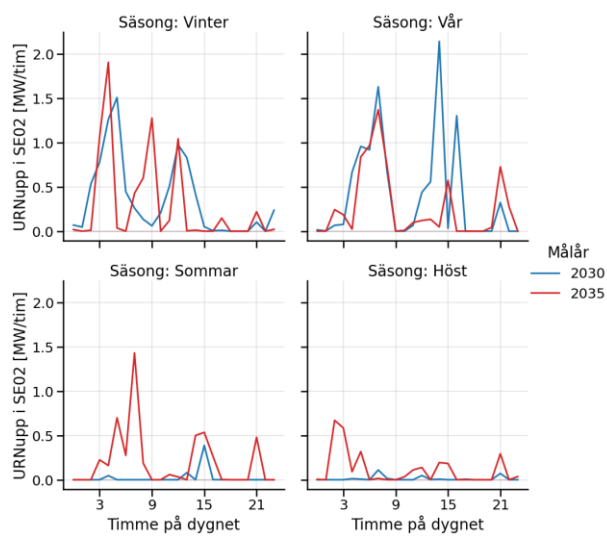
Sverige



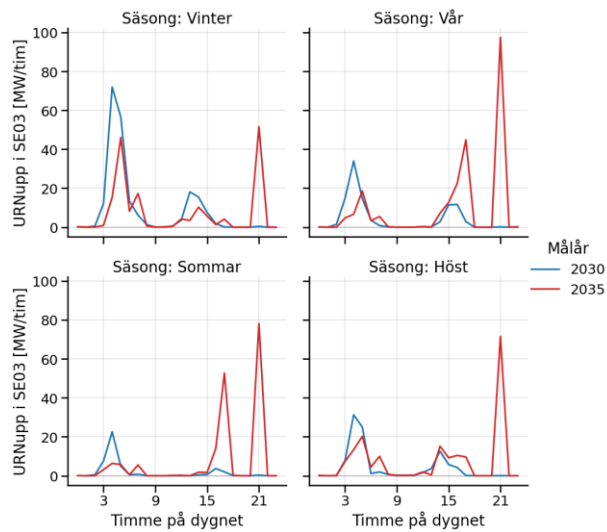
SE1



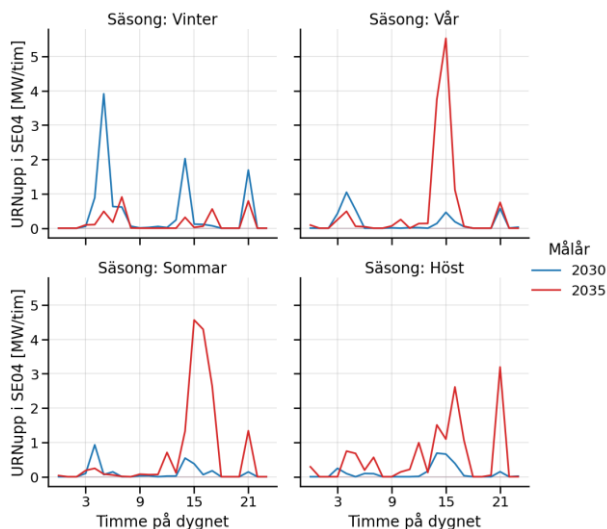
SE2



SE3



SE4

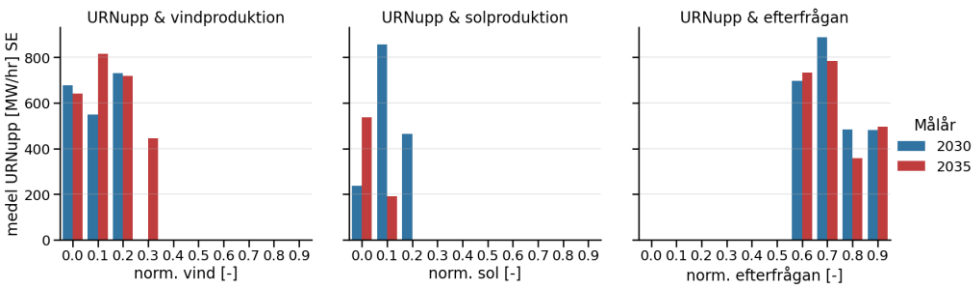


Korrelation mellan URNup och olika systemtillstånd

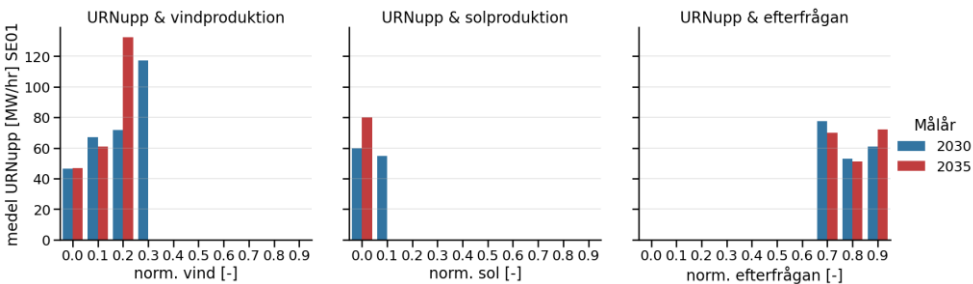
Korrelation mellan URNup och olika systemtillstånd i Sverige och underliggande elområden 2030 och 2035.

Figurerna nedan visar sambandet mellan icke-täckta uppregleringsbehov och olika systemtillstånd (vind, sol och efterfrågan). På nationell nivå observeras ingen korrelation mellan storleken på dessa behov och vare sig varierad efterfrågan, vind- eller solproduktionsnivåer. För SE3 observeras dock ett par samband. Icke-täckta uppregleringsbehov minskar med ökad produktion från solkraft samt följer ett icke-linjärt samband för efterfrågan där en ökning observeras upp till 60 procent av maxlast för att sedan minska.

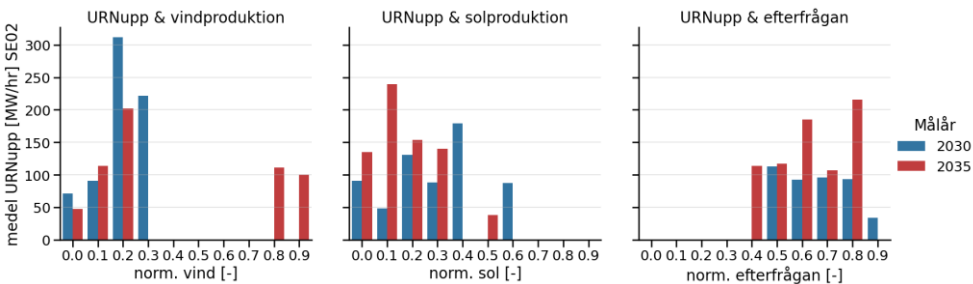
Sverige



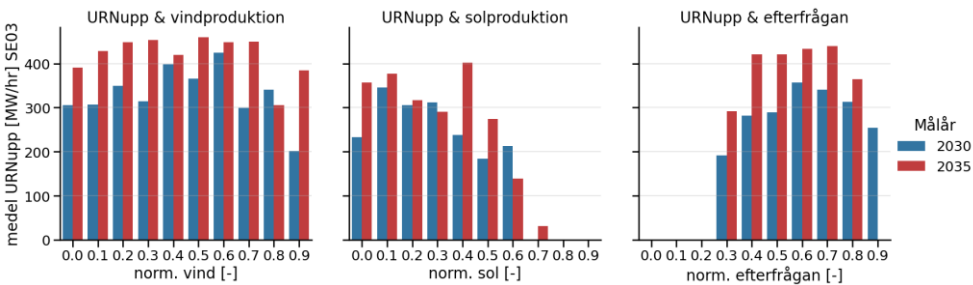
SE1



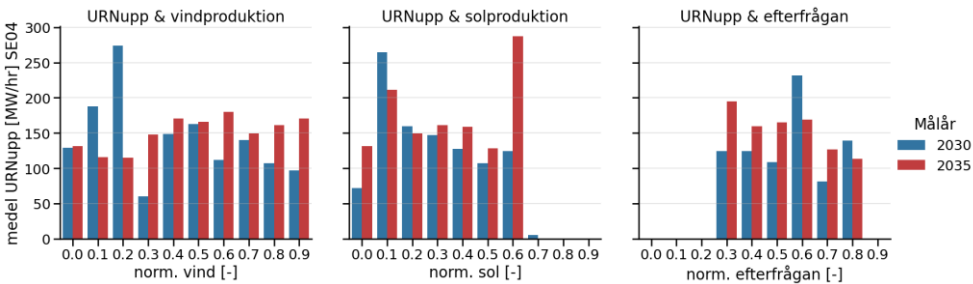
SE2



SE3



SE4



Icke-täckta upprampningsbehov enligt FNAM Artikel 16.5

Tabeller nedan beskriver subindikatorer för identifierade rampningsbehov enligt artikel 16.5 i FNAM: antal timmar med behov, antal händelser, varaktighet och intervall per händelse samt omfattning uttryckt som genomsnittlig kapacitet per händelse (MW/tim) och aggregerad rampningsnivå (MW/tim) per timme, dygn och säsong.

Eftersom inga händelser observeras ha en varaktighet över enstaka timmar anses endast timvis och kapaciteten per händelse vara av vara av relevans. Om dessutom varaktigheten per händelse närmar sig ett bör dessa också gå mot konvergens.

På nationell nivå ökar rampningsbehovet mellan målåren för det typiska- och medelvärde men är densamma för högre percentiler. Antalet händelser förblir densamma medan timmar med upprampningsbehov minskar något. Detta indikerar intensiva men kortvariga händelser, där flexibilitetsbehovet i högre grad drivs av effekt snarare än varaktighet.

I både SE1 och SE2 minskar antalet timmar med icke-täckta upprampningsbehov. Antalet händelser minskar i SE1, medan det är oförändrat i SE2. Samtidigt ökar kapacitetsbehoven per händelse i båda områdena, medan varaktigheten generellt minskar.

I kontrast ökar både antalet timmar och händelser i SE3 och SE4, med särskilt tydlig ökning i SE3 från en redan hög nivå. Kapacitetsbehoven per händelse ökar, samtidigt som varaktigheterna förblir oförändrade och intervallet mellan händelser minskar. Detta pekar på fler och tätare förekommande händelser, vilket tyder på ett mer dynamiskt och belastat system i dessa områden.

Sammantaget framträder SE3 som det mest framträdande för icke-täckta rampningsbehov, med både störst kapacitetbehov och antalet händelser som dessutom ökar mellan målåren. SE1 och SE2 uppvisar en utveckling mot färre men mer kapacitetintensiva händelser. SE4 intar en mellanposition, med ökat antal händelser och kapacitetbehov men mer begränsad omfattning än SE3.

SE		2030	2035
Antal timmar per år	-	8	6
Kapacitet timvis (MW/tim)	Medel	615	741
	50:e	389	646
	95:e	1 689	1 638
Kapacitet dygnsvis (MW/tim per dag)	Medel	517	646
	50:e	271	508
	95:e	1 726	1 890
Kapacitet säsongvis (MW/tim per säsong)	Medel	584	755
	50:e	419	573
	95:e	1 881	1 792
Antal händelser per år	-	5	5
Kapacitet per händelse (medel MW/tim per händelse)	Medel	630	765
	50:e	334	645
	95:e	1 905	1 689
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,7	1,1
	50:e	1	1
	95:e	4	2
Intervall per händelse (timmar)	Medel	976	1 227
	50:e	15	63
	95:e	6 933	6 295

SE1		2030	2035
Antal timmar per år	-	18	7
Kapacitet timvis (MW/tim)	Medel	62	66
	50:e	56	54
	95:e	154	180
Kapacitet dygnsvis (MW/tim per dag)	Medel	75	65
	50:e	46	38
	95:e	263	220
Kapacitet säsongvis (MW/tim per säsong)	Medel	84	97
	50:e	50	53
	95:e	177	466
Antal händelser per år	-	8	5
Kapacitet per händelse (medel MW/tim per händelse)	Medel	56	68
	50:e	47	57
	95:e	164	174
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	2	1,5
	50:e	1	1
	95:e	5	4
Intervall per händelse (timmar)	Medel	517	719
	50:e	10	30
	95:e	6 122	6 072

SE2		2030	2035
Antal timmar per år	-	19	13
Kapacitet timvis (MW/tim)	Medel	89	141
	50:e	66	118
	95:e	251	416
Kapacitet dygnsvis (MW/tim per dag)	Medel	82	132
	50:e	59	98
	95:e	307	417
Kapacitet säsongvis (MW/tim per säsong)	Medel	83	137
	50:e	81	116
	95:e	328	418
Antal händelser per år	-	11	11
Kapacitet per händelse (medel MW/tim per händelse)	Medel	83	137
	50:e	77	106
	95:e	225	338
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,6	1,2
	50:e	1	1
	95:e	4	2
Intervall per händelse (timmar)	Medel	522	433
	50:e	24	241
	95:e	3 654	1 612

SE3		2030	2035
Antal timmar per år	-	122	158
Kapacitet timvis (MW/tim)	Medel	330	424
	50:e	255	341
	95:e	893	1 078
Kapacitet dygnsvis (MW/tim per dag)	Medel	298	413
	50:e	242	343
	95:e	1 033	1 278
Kapacitet säsongvis (MW/tim per säsong)	Medel	317	423
	50:e	257	331
	95:e	982	1 115
Antal händelser per år	-	101	145
Kapacitet per händelse (medel MW/tim per händelse)	Medel	343	434
	50:e	265	354
	95:e	884	1 092
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,2	1,1
	50:e	1	1
	95:e	2	2
Intervall per händelse (timmar)	Medel	84	59
	50:e	36	26
	95:e	276	208

SE4		2030	2035
Antal timmar per år	-	12	25
Kapacitet timvis (MW/tim)	Medel	137	160
	50:e	91	128
	95:e	424	435
Kapacitet dygnsvis (MW/tim per dag)	Medel	114	145
	50:e	80	115
	95:e	412	462
Kapacitet säsongvis (MW/tim per säsong)	Medel	133	155
	50:e	84	130
	95:e	406	510
Antal händelser per år	-	10	21
Kapacitet per händelse (medel MW/tim per händelse)	Medel	133	162
	50:e	92	134
	95:e	424	401
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,2	1,2
	50:e	1	1
	95:e	2	2
Intervall per händelse (timmar)	Medel	702	338
	50:e	96	189
	95:e	3 317	1 286

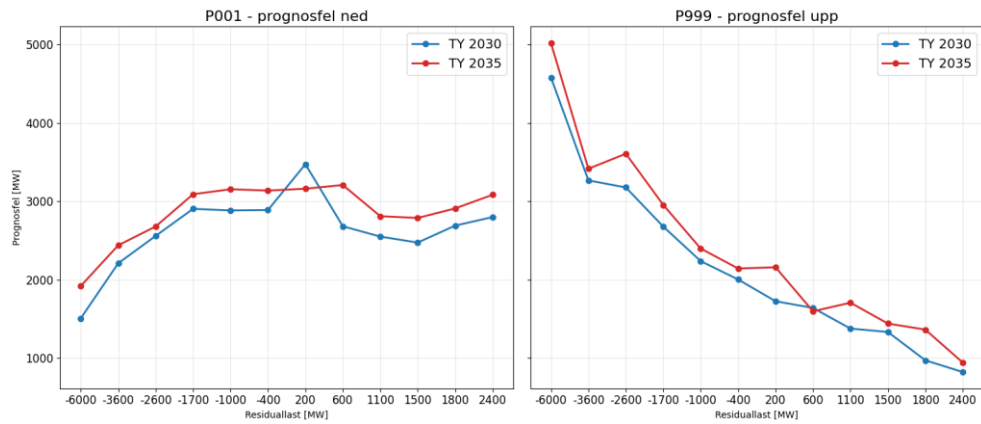
Systembehov – Kortsiktiga flexibilitetsbehov

Karakterisering av kortsiktiga behov

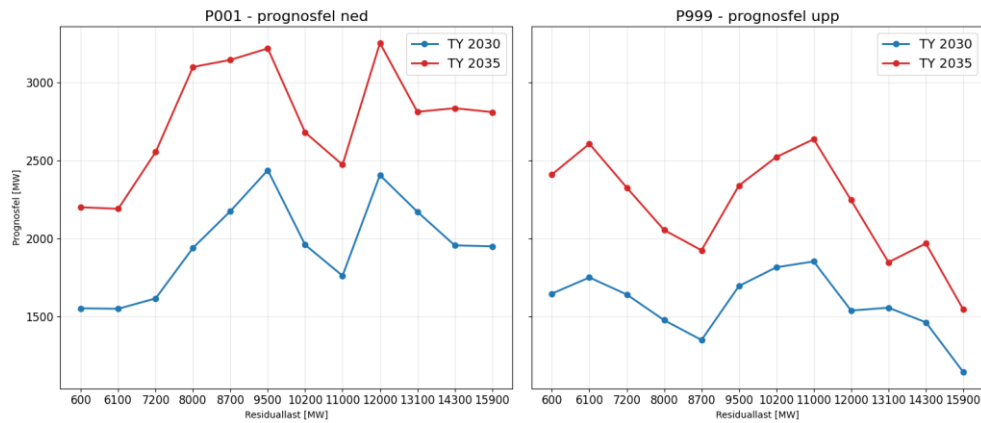
Detta kapitel belyser hur prognosfelet för residuallasten varierar med storleken på residuallasten i Sverige och dess elområden. I samtliga elområden minskar prognosfel upp med ökad residuallast. Trenden för prognosfel ned inte är lika stark men prognosfelet tenderar att öka med ökad residuallast. För SE1-SE3 så ökar prognosfelet ned initialt med ökande residuallast men minskar sedan vid högre nivåer av residuallast. I SE4 är istället prognosfel ned som störst vid högsta residuallastnivåer. Av alla elområden är det SE2 som har största prognosfel uppåt och nedåt på ett spann mellan 800–5000 MW för prognosfel upp och 1500–3500 MW för prognosfel ned över båda mål år.



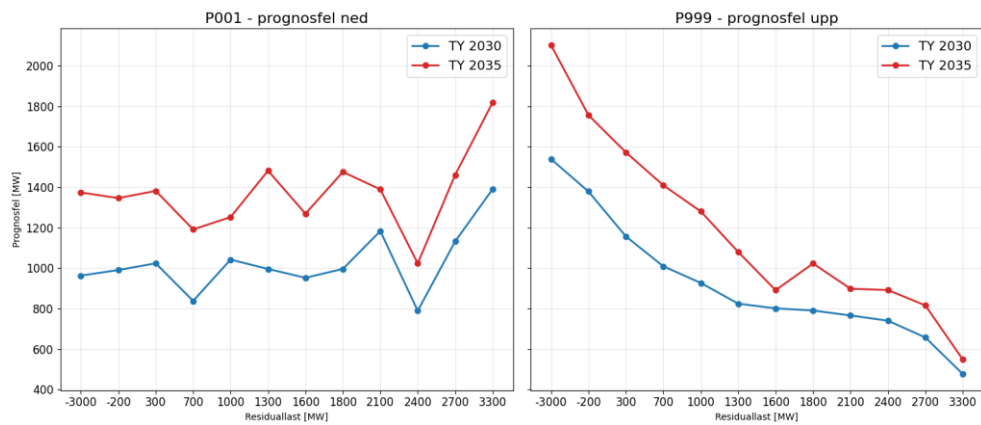
Prognosfel UPP/NED för residuallast - SE2



Prognosfel UPP/NED för residuallast - SE3



Prognosfel UPP/NED för residuallast - SE4



Karakterisering av icke-täckta kortsiktiga behov (USTN)

Total icke-täckta kortsiktiga behov

Total icke-täckta kortsiktiga behov, i antal timmar och antal händelser för upp- och nedreglering, i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035. Samtliga indikatorer ökar från 2030 till 2035 för alla elområden förutom SE1 för icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehov. Behoven i SE3 täcks sämst och det blir en kraftig ökning av antal timmar behoven inte täcks från 2030 till 2035. Det är dock SE4 som har den sämsta utvecklingen då antal timmar behovet inte täcks fördubblas från 2030 till 2035. Vidare finns det icke-täckta kortsiktiga nedregleringsbehov i SE1 och SE2 men det icke-täckta behovet förekommer färre timmar och därmed även mindre energibehov från 2030 till 2035.

	Timmar (timmar/år)				Antal händelser (#/år)			
	upp		ned		upp		ned	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
SE	119	173	0	0	62	97	0	0
SE1	273	214	385	246	122	123	229	184
SE2	481	566	260	214	118	144	76	90
SE3	987	1468	0	0	403	602	0	0
SE4	436	992	0	1	164	298	0	1

	Total energi (GWh/år)			
	upp		ned	
	2030	2035	2030	2035
SE	147	282	0	0
SE1	171	119	224	140
SE2	597	806	201	142
SE3	653	1426	0	0
SE4	144	526	0	0

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande icke-täckta kortsiktiga behov.

Sannolikhetsfördelning av tidsserierna för sammanhängande icke-täckta kortsiktiga behov, Kapacitet (MW/h), Energi (GWh), Varaktighet (timmar) och intervall (timmar) per upp- och nedreglerings händelse i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, mååren 2030 och 2035.

De icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehoven ökar generellt i omfattning mellan 2030 och 2035. Medelfallet minskar något för SE1 men även där ökar värdet för 95% vilket innebär att topphändelserna förvärras. Om man betraktar medelfallet för hela Sverige är kapaciteten på

händelserna större än för individuella elområden förutom SE2 som har störst storlek på icke-täckta behov i samma storleksordning som för hela Sverige. För Sverige är genomsnittet av storleken per händelse runt 1100 MW år 2030 och 1500 MW år 2035. SE2 har det högsta genomsnittet för händelser på 1150 MW för 2030 och 1400 MW för 2035. SE2 upplever även längst varaktighet av händelser och även högst storlek på energi per händelse. Det är dock i SE3 som händelserna inträffar oftast om man betraktar medelfallet. Det borde noteras att medelfallet skiljer sig från medianen (50%) för samtliga och elområden och särskilt när man betraktar hela Sverige vilket innebär att enskilda längre intervall drar upp medelvärdet. Medianen kan därför vara mer representativ för intervallen på händelserna. För hela Sverige ligger medianen på runt 20 h (1 gång per dag) och även SE1 och SE2 har intervall i närheten av detta. Händelserna sker oftare i SE3 och SE4 och medianen ligger närmre 10 h och sker alltså dubbelt så ofta (2 gånger per dag).

I SE1 och SE2 finns det även händelser med icke-täckta kortsiktiga nedregleringsbehov på runt 600 MW. Storleken och varaktigheten på dessa händelser minskar något från 2030 till 2035 men i SE1 förekommer de oftare 2035 än i 2030.

	Kapacitet (MW/h) USTNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	1124	1493	587	544	1153	1370	671	954	289	419
min	1	0,5	0,4	0,01	1	2,9	0,2	0,1	0,04	0,2
max	3506	5033	1951	2508	3575	4660	1528	2311	1182	1746
5%	72	118	61	29	185	370	109	130	27	33
25%	336	601	280	152	734	863	410	552	127	161
50%	809	1314	526	356	1171	1320	672	947	260	322
75%	1650	2205	799	765	1575	1810	925	1352	388	596
95%	3086	3653	1413	1777	2047	2520	1228	1801	719	1090

	Energi (GWh) USTNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	2,3	2,8	1,4	1	5	5,6	1,6	2,4	0,2	1,8
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	25,2	33	53,6	14,8	86,2	54,6	13,3	25,1	12,8	21,2
5%	0,07	0,1	0,06	0,03	0,2	0,5	0,1	0,2	0,03	0,04
25%	0,4	0,7	0,3	0,2	1,3	1,4	0,6	0,8	0,2	0,2
50%	1,3	1,8	0,8	0,5	2,9	2,9	1,2	1,6	0,5	0,8
75%	3	3,6	1,5	1,2	6	6,9	2,1	3,1	1,1	2,3
95%	8,8	9,6	4,8	3,7	17	19,1	4,7	7,1	3,2	7,1

	Varaktighet (h) USTNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	1,9	1,7	2,2	1,7	4,1	3,9	2,5	2,4	2,7	3,3
min	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
max	12	12	51	29	64	40	19	23	23	29
5%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50%	1	1	1	1	3	2	2	2	2	2
75%	2	2	2	2	5	5	3	3	3	5
95%	5	5	7	5	14	13	7	7	7	9

	Intervall (h) USTNupp									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	129	83	68	67	70	57	20	13	50	27
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	4906	1536	1684	1421	900	748	1019	508	1008	594
5%	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
25%	5	5	4	4	7	6	5	3	4	3
50%	18	20	16	17	26	23	9	6	14	13
75%	93	90	74	71	82	71	17	13	60	29
95%	561	387	287	304	287	237	78	47	216	105

	Kapacitet (MW) USTNned									
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	0	0	595	580	653	604	0	0	0	176
min	0	0	0,06	0,01	0,6	0,9	0	0	0	1,7
max	0	0	1676	2145	2648	2237	0	0	0	665
5%	0	0	67	25	77	67	0	0	0	12
25%	0	0	309	150	282	293	0	0	0	41
50%	0	0	516	447	589	531	0	0	0	117
75%	0	0	819	911	932	876	0	0	0	260
95%	0	0	1384	1591	1497	1333	0	0	0	443

Energi (GWh) USTNned										
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	0	0	1	0,8	2,6	1,6	0	0	0	0,32
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	0	0	10,4	8,8	33,9	16,5	0	0	0	3,9
5%	0	0	0,08	0,03	0,08	0,07	0	0	0	0,01
25%	0	0	0,4	0,2	0,5	0,4	0	0	0	0,04
50%	0	0	0,7	0,5	1,2	0,9	0	0	0	0,13
75%	0	0	1,3	1,1	3,3	1,8	0	0	0	0,32
95%	0	0	2,8	2	10	5,8	0	0	0	0,72

Varaktighet (h) USTNned										
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	0	0	1,7	1,3	3,4	2,4	0	0	0	1,3
min	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1
max	0	0	19	9	37	17	0	0	0	7
5%	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1
25%	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1
50%	0	0	1	1	2	2	0	0	0	1
75%	0	0	2	1	5	5	0	0	0	1
95%	0	0	4	3	9	9	0	0	0	2

Intervall (h) USTNned										
	SE		SE1		SE2		SE3		SE4	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
medel	0	0	36	45	95	83	0	0	0	326
min	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
max	0	0	3112	858	1794	2511	0	0	0	2090
5%	0	0	2	2	2	2	0	0	0	0
25%	0	0	3	4	3	4	0	0	0	0
50%	0	0	7	13	17	17	0	0	0	2
75%	0	0	26	51	105	76	0	0	0	233
95%	0	0	170	218	486	410	0	0	0	1476

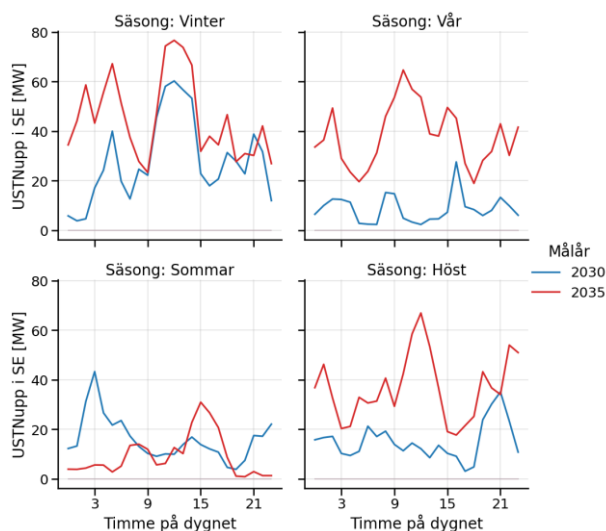
Dygnsprofilen för USTNupp:

Dygnsprofilen för USTNupp under ett typiskt dygn för alla säsonger i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035.

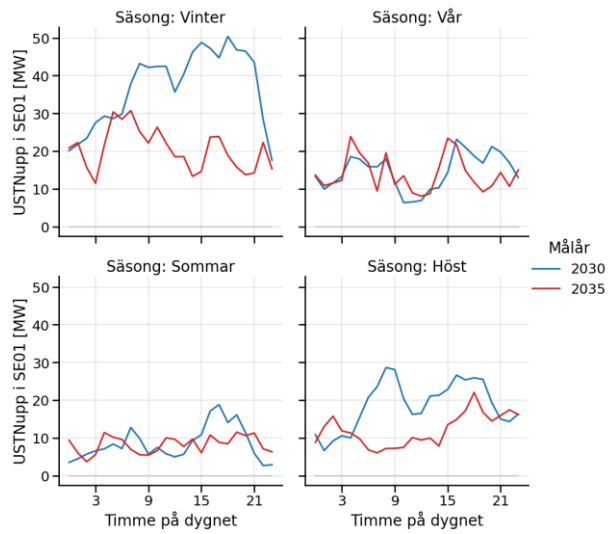
Figurer nedan visar på dygnsprofiler för icke-täckta kortsiktiga uppregleringsbehov för Sverige för olika årstider. Flexbehovet som inte täcks växer från 2030 till 2035 och behåller liknande dygnsprofil för vintern men ändrar sig för resterande årstider. Det icke-täckta flexbehovet är som störst under mitten av dagen både vinter, höst och vår under 2035. För 2030 är dygnsprofilen stabil under vår och höst och det icke-täckta flexbehovet blir något större på eftermiddagen. Under sommaren 2030 är flexbehovet som inte täcks störst kl 03 på morgonen medan den istället blir störst kl 15 på eftermiddagen år 2035.

Det icke-täckta flexbehovet i SE1 är stabilt under vår och sommar och följer samma mönster båda mååren och förblir även i samma storlek. Flexbehovet täcks dock lite bättre på slutet av dagen under dessa säsonger år 2035 jämfört med 2030. 2035 täcks flexbehovet betydligt bättre under höst och vinter jämfört med 2030 och dygnsprofilen blir också mer stabil. SE2 har liknande dygnsprofiler båda mååren men flexbehovet täcks sämre 2035. Detsamma gäller SE3. SE4 har väldigt platta dygnsprofiler för alla säsonger 2030 men 2035 är det tydligt att flexbehovet täcks som sämst under mitten av dygnet under sommarhalvåret.

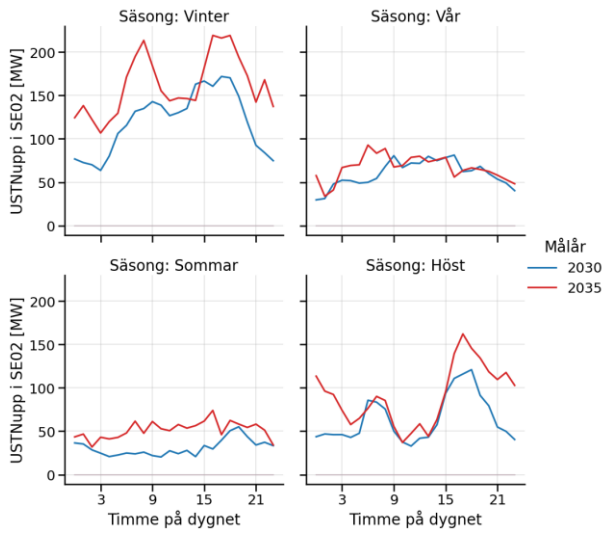
Sverige



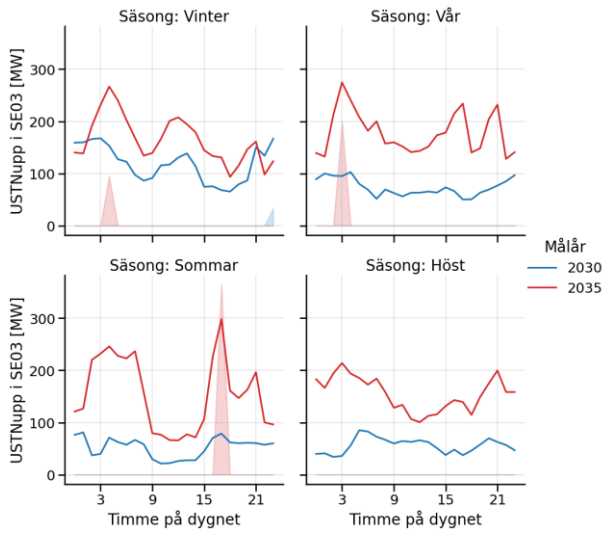
SE1



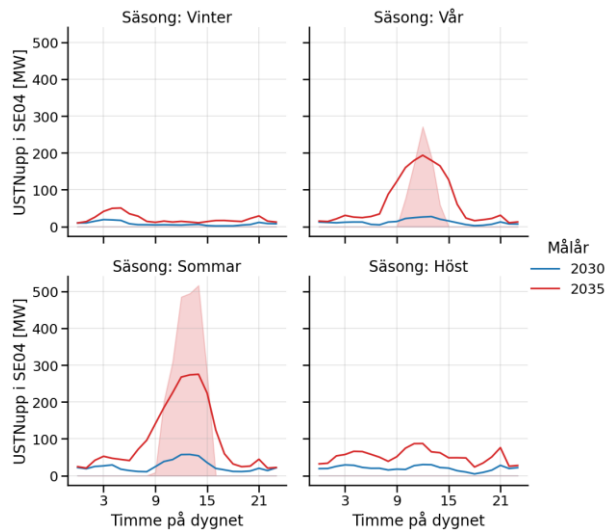
SE2



SE3



SE4

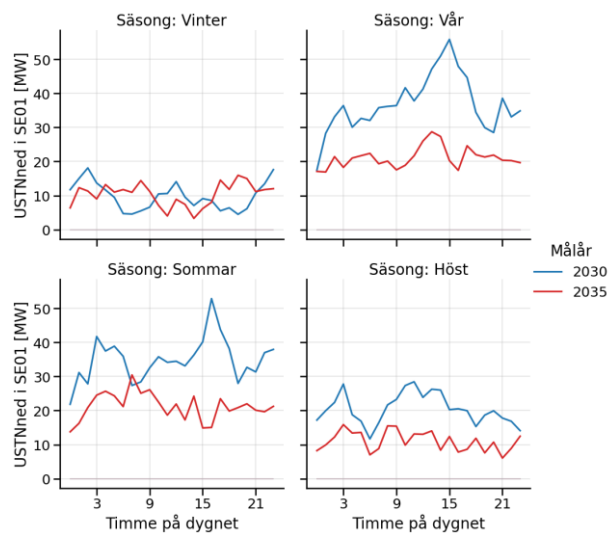


Dygnsprofilen för USTNned:

Dygnsprofilen för USTNned under ett typiskt dygn för alla säsonger i Sverige (SE), SE1, SE2, SE3 och SE4, 2030 och 2035.

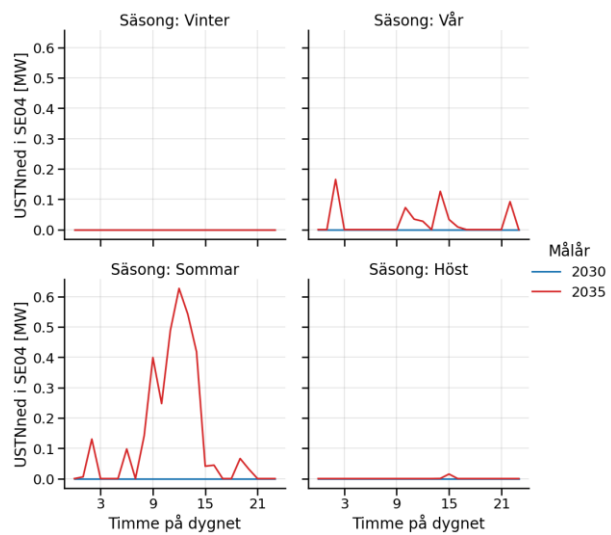
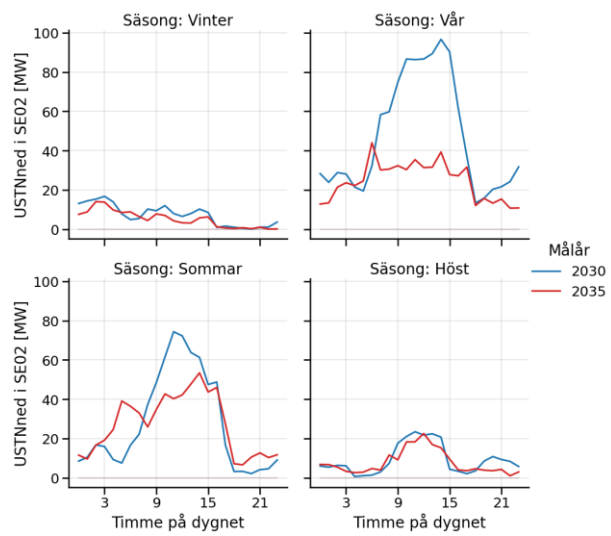
Nedregleringsbehovet som inte täcks är betydligt lägre än behovet för uppreglering och profilerna är väldigt liknande för alla elområden. Behovet som inte täcks är större under vår och sommar och behovet blir även mindre 2035.

SE1



SE2

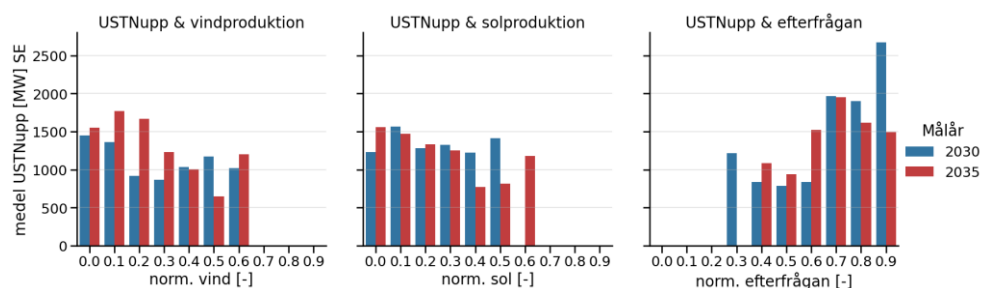
SE4



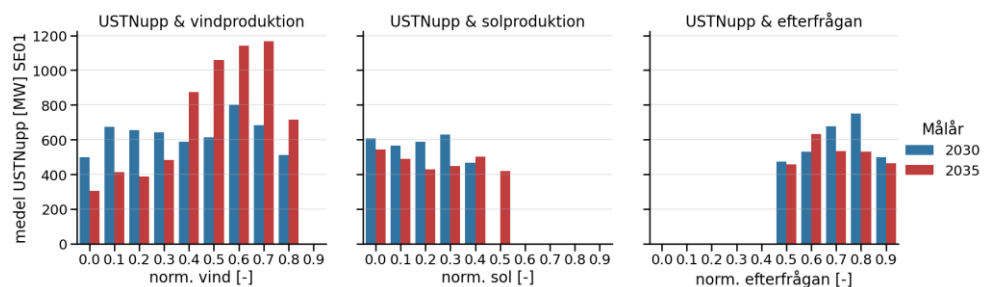
Korrelation mellan icke-täckta flexbehov för uppreglering och olika systemtillstånd:

Figurerna nedan visar sambandet mellan icke-täckta kortsiktiga flexibilitetsbehov och olika systemtillstånd. År 2030 ser vi en trend i Sverige av att när efterfrågan ökar, minskar först storleken på flexbehovet som inte täcks fram till 60% av efterfrågan. Sedan ökar det icke-täckta flexbehovet igen tillsammans med efterfrågan. För 2035 är det liknande trend men det icke-täckte flexbehovet sjunker vid de högsta nivåerna av efterfrågan. Det finns ingen tydlig korrelation mellan efterfrågan och icke-täckta kortsiktigt uppregleringsbehov på elområdesnivå för 2030. För 2035 minskar det icke-täckta behovet med ökad efterfrågan i samtliga elområden. Vid högre vindkraftsproduktion ökar storleken på icke-täckta flexbehov i samtliga elområden och trenden är tydligast för år 2035 men betraktas hela Sverige samtidigt är trenden istället negativ. Sambandet mellan solproduktion och icke-täckta flexbehov varierar mellan elområden. Både SE1 och SE3 har 2030 och 2035 ett negativt samband med ökande solproduktion, dvs att icke-täckta behovet för uppreglering minskar med ökande solproduktion medan det är tvärtom för SE2 och SE4.

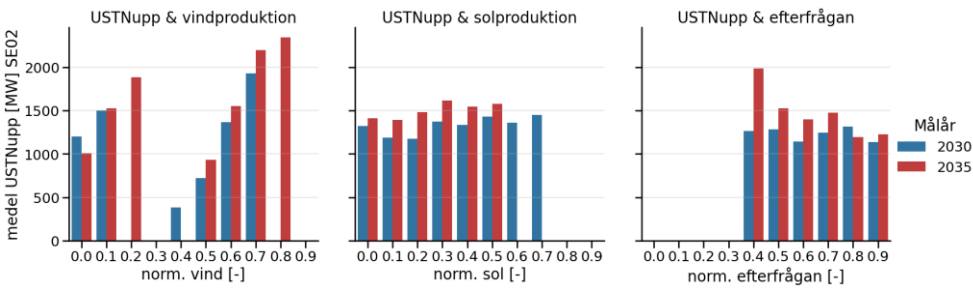
Sverige



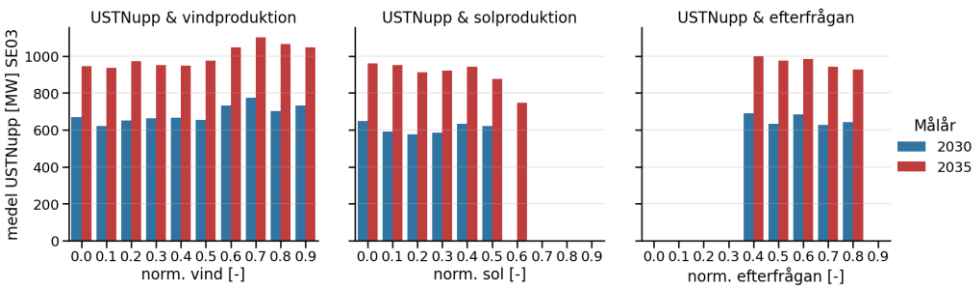
SE1



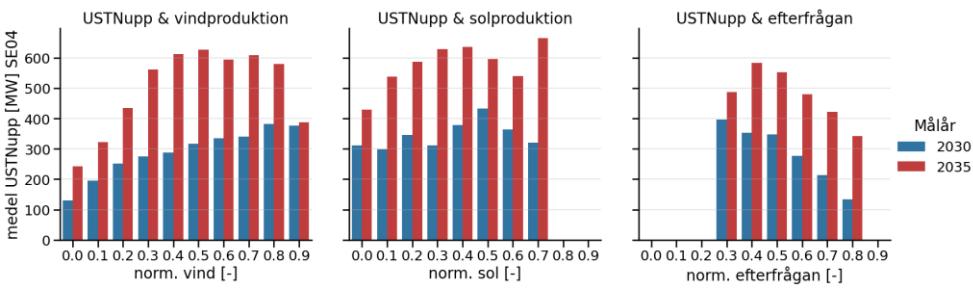
SE2



SE3



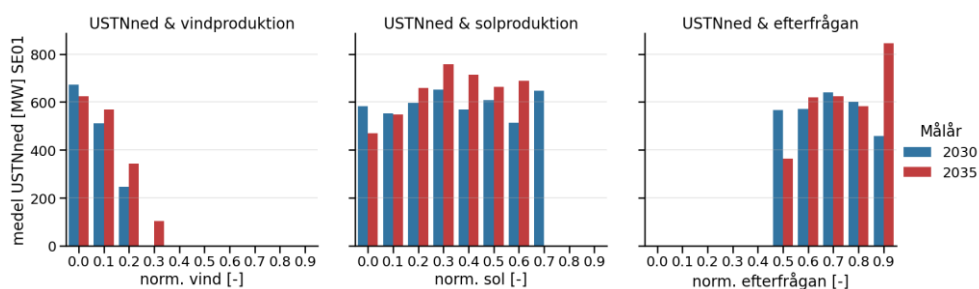
SE4



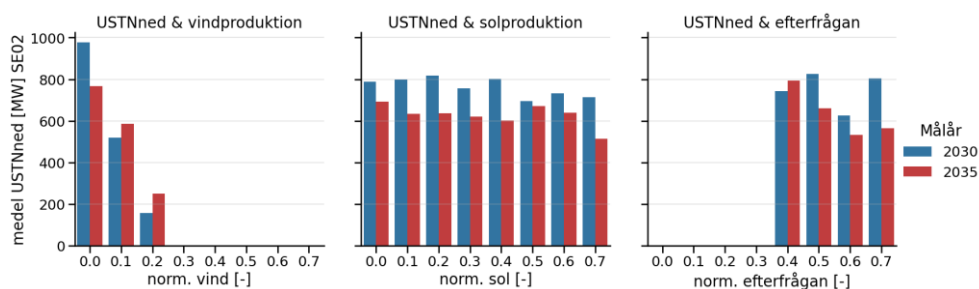
Korrelation mellan USTNned och olika systemtillstånd:

Det finns en tydlig trend på att det icke-täckta flexbehovet för nedreglering minskar med ökad vindproduktion i samtliga elområden och målår. Korrelationen med solproduktion är svagt positiv i SE1, det icke-täckta kortsiktiga nedregleringsbehovet ökar något med ökande solproduktion medan det i SE2 istället finns en negativ korrelation. Korrelationen till efterfrågan är inte lika tydlig förutom att det endast förekommer icke-täckta behov när det är minst 30% av efterfrågan.

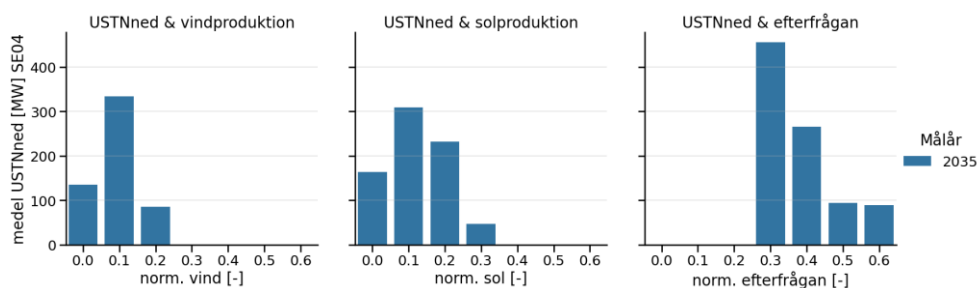
SE1



SE2



SE4



Icke-täckta uppregrerings kortsiktiga behov enligt Artikel 16.5

SE		2030	2035
Antal timmar per år	-	119	173
Kapacitet timvis (MW)	Medel	1224	1622
	50:e	933	1486
	95:e	3086	3764
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	0,64	0,97
	50:e	0,14	0,26
	95:e	2,5	4,3
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	36	70
	50:e	33	82
	95:e	56	95
Total energi per år (GWh)	-	147	282
Antal händelser per år	-	62	97
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	1124	1493
	50:e	809	1314
	95:e	3086	3653
Energi per händelse (GWh)	Medel	2,4	2,9
	50:e	1,3	1,8
	95:e	8,8	9,6
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,9	1,7
	50:e	1	1
	95:e	5	5
Intervall per händelse (timmar)	Medel	129	83
	50:e	18	20
	95:e	561	387

SE1		2030	2035
Antal timmar per år	-	273	214
Kapacitet timvis (MW)	Medel	623	554
	50:e	561	366
	95:e	1470	1791
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	0,57	0,4
	50:e	0,22	0,12
	95:e	2,22	1,64
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	42	29
	50:e	36	28
	95:e	73	41
Total energi per år (GWh)	-	171	119
Antal händelser per år	-	122	123
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	587	544
	50:e	526	356
	95:e	1413	1777
Energi per händelse (GWh)	Medel	1,4	1
	50:e	0,8	0,5
	95:e	4,8	3,7

Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	2,2	1,7
	50:e	1	1
	95:e	7	5
Intervall per händelse (timmar)	Medel	68	67
	50:e	16	17
	95:e	287	304

SE2		2030	2035
Antal timmar per år	-	481	566
Kapacitet timvis (MW)	Medel	1239	1464
	50:e	1206	1305
	95:e	2391	2868
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	2,2	2,8
	50:e	1,03	1,5
	95:e	8,12	9,6
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	149	201
	50:e	136	172
	95:e	238	324
Total energi per år (GWh)	-	597	806
Antal händelser per år	-	118	144
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	1153	1370
	50:e	1171	1320
	95:e	2047	2520
Energi per händelse (GWh)	Medel	5	5,6
	50:e	2,9	2,9
	95:e	17	19,1
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	4,1	3,9
	50:e	3	2
	95:e	14	13
Intervall per händelse (timmar)	Medel	70	57
	50:e	26	23
	95:e	287	237

SE3		2030	2035
Antal timmar per år	-	987	1468
Kapacitet timvis (MW)	Medel	660	971
	50:e	655	967
	95:e	1248	1867
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	1,8	3,9
	50:e	1,7	3,5
	95:e	4,3	8,2
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	163	356
	50:e	141	346
	95:e	239	387
Total energi per år (GWh)	-	653	1426

Antal händelser per år	-	403	602
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	671	954
	50:e	672	947
	95:e	1228	1801
Energi per händelse (GWh)	Medel	1,6	2,4
	50:e	1,2	1,6
	95:e	4,7	7,1
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	2,5	2,4
	50:e	2	2
	95:e	7	7
Intervall per händelse (timmar)	Medel	20	13
	50:e	9	6
	95:e	78	47

SE4		2030	2035
Antal timmar per år	-	436	992
Kapacitet timvis (MW)	Medel	329	530
	50:e	295	409
	95:e	868	1396
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	0,44	1,5
	50:e	0,24	1
	95:e	1,53	4,9
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	35	131
	50:e	35	131
	95:e	54	208
Total energi per år (GWh)	-	144	526
Antal händelser per år	-	164	298
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	289	419
	50:e	260	322
	95:e	719	1090
Energi per händelse (GWh)	Medel	0,2	1,8
	50:e	0,5	0,8
	95:e	3,2	7,1
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	2,7	3,3
	50:e	2	2
	95:e	7	9
Intervall per händelse (timmar)	Medel	50	27
	50:e	14	13
	95:e	216	105

Icke-täckta nedreglerings kortsiktiga behov enligt FNAM Artikel 16.5

SE1		2030	2035
Antal timmar per år	-	385	246
Kapacitet timvis (MW)	Medel	582	567
	50:e	503	413
	95:e	1387	1604
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	0,68	0,4
	50:e	0,43	0,3
	95:e	2,03	1,19
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	56	34
	50:e	60	35
	95:e	80	46
Total energi per år (GWh)	-	224	140
Antal händelser per år	-	229	184
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	595	580
	50:e	516	447
	95:e	1384	1591
Energi per händelse (GWh)	Medel	1	0,8
	50:e	0,7	0,5
	95:e	2,8	2
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	1,7	1,3
	50:e	1	1
	95:e	4	3
Intervall per händelse (timmar)	Medel	36	45
	50:e	7	13
	95:e	170	218

SE2		2030	2035
Antal timmar per år	-	260	214
Kapacitet timvis (MW)	Medel	773	662
	50:e	697	586
	95:e	1772	1486
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	1,2	0,6
	50:e	0,4	0,3
	95:e	4,6	3
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	50	35
	50:e	40	35
	95:e	98	59
Total energi per år (GWh)	-	201	142
Antal händelser per år	-	76	90
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	653	604
	50:e	589	531
	95:e	1497	1333
Energi per händelse (GWh)	Medel	2,6	1,6
	50:e	1,2	0,9
	95:e	10	5,8

Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	3,4	2,4
	50:e	2	2
	95:e	9	9
Intervall per händelse (timmar)	Medel	95	83
	50:e	17	17
	95:e	486	410

SE4		2030	2035
Antal timmar per år	-	0	1
Kapacitet timvis (MW)	Medel	0	241
	50:e	0	195
	95:e	0	584
Energi dygnvis (GWh/dag)	Medel	0	0,02
	50:e	0	0,01
	95:e	0	0,06
Energi säsongvis (GWh/säsong)	Medel	0	0
	50:e	0	0
	95:e	0	0
Total energi per år (GWh)	-	0	0
Antal händelser per år	-	0	1
Kapacitet per händelse (medel MW per händelse)	Medel	0	176
	50:e	0	117
	95:e	0	443
Energi per händelse (GWh)	Medel	0	0,32
	50:e	0	0,13
	95:e	0	0,72
Varaktighet per händelse (timmar)	Medel	0	1,3
	50:e	0	1
	95:e	0	2
Intervall per händelse (timmar)	Medel	0	326
	50:e	0	2
	95:e	0	1476

Flexibla resurser som krävs för att möta de icke-täckta kortsiktiga behoven

Dagens kapacitetsmarknad för mFRR Upp i respektive elområde har analyserats genom att studera max avropad storlek på kapacitet från första handelsdygnet (2023-10-18) till 2026-06-25 och förkvalificerad kapacitet för mFRR upp Q4 2025. Se tabellerna nedan.

Maxvärde på avropad kapacitet för mFRR upp i MW.⁵⁵

Elområde	mFRR upp (MW)
	Max avropad kapacitet
SE1	534
SE2	550
SE3	827
SE4	255

Förkvalificerad kapacitet för mFRR upp Q4 2025 (MW).⁵⁶

Resurs	mFRR upp förkvalificerad kapacitet (MW)
	Q4 2025
Vattenkraft	13 240
BESS	1190
Vindkraft	1100
DSR	820
CHP	480
Kärnkraft	100
Vindkraft + BESS	80
Total	17 010

Det syns i tabeller att endast en liten del av den förkvalificerade kapaciteten faktiskt avropas. Dock är det värt att notera att den förkvalificerade kapaciteten inte är tillgänglig till sin maximala nivå under alla timmar. För vattenkraft beror detta på att produktionen begränsas av tillgången på vatten och behovet av att optimera vattenanvändningen över tid.

⁵⁵ mFRR kapacitetsmarknad - mFRR Kapacitetsmarknad - Svenska Kraftnät Data Service

⁵⁶ [Balancing market outlook 2030](#)

Vidare aktiverades 763 GWh i mFRR EAM marknaden i Sverige under 2025. Majoriteten av detta aktiverades i SE1 (294 GWh) och SE2 (324 GWh) medan det aktiverades 119 GWh i SE3 och endast 26 GWh i SE4.⁵⁷

Den totala energin per år av icke-täckta uppregleringsbehov i Sverige är 2030 ca 20% och 2035 ca 40% av den totala energi som aktiverades i mFRR EAM marknaden 2025. Om man beaktar behovet som inte täcks på elområdes nivå är de icke-täckta behoven som tillkommer betydligt högre än vad som idag aktiveras i mFRR EAM i samtliga elområden vilket belyser att behovet av mFRR EAM kommer öka kraftigt.

⁵⁷ [Balancing market outlook 2030](#)