
Elmarknadsråd 2014-09-23

Svenska Kraftnät, Sundbyberg



Dagordning

1. Dagordningen fastställs
2. Föregående mötesanteckningar
3. Nyttjandeavtalet - krav på realtidsdata *Oskar Sämfors*
4. Förändrad nättariff 2016 *Anna Guldbrand*
5. Effektreservsupphandlingen *Zarah Andersson*
6. Status i NBS-projektet *Robert Thelander*
7. Avräkningsfrågor *Tania Pinzon*

LUNCH ca 12.30

-
- | | |
|--|--|
| 8. Information och input från Nord Pool Spot | <i>Stig Åhman</i> |
| 9. REMIT – Status i implementation | <i>Björn Klasman, Energi-
marknadsinspektionen</i> |
| 10. Hasle pilotprojekt | <i>Rebecca Nilsson</i> |
| 11. Balansansvarsavtalet | <i>Rebecca Nilsson</i> |
| 12. Status i Europaarbete | <i>Christina Simon</i> |
| 13. Övriga frågor | |

Utökad insamling av realtidsmätvärden

Marknadsråd 2014-09-23

Oskar Sämfors



SVENSKA
KRAFTNÄT

Begreppet *realtidsmätvärde*

- > Mätvärde som anger en storhets värde **"just nu"**, t. ex. en produktionsanläggningens momentana produktion i megawatt.
- > Inte att förväxlas med timvärden (som används i avräkningen) som visar total energi alt. medeleffekt under aktuell timme.

Svenska kraftnäts operativa uppdrag

Under krav på driftsäkerhet och effektivitet:

- > I samverkan med övriga nordiska stamnätsoperatörer **balansera det nordiska kraftsystemet**
- > **Överföra kraft** på det svenska stamnätet

Avgörande parametrar

Balanshållning / Frekvensreglering

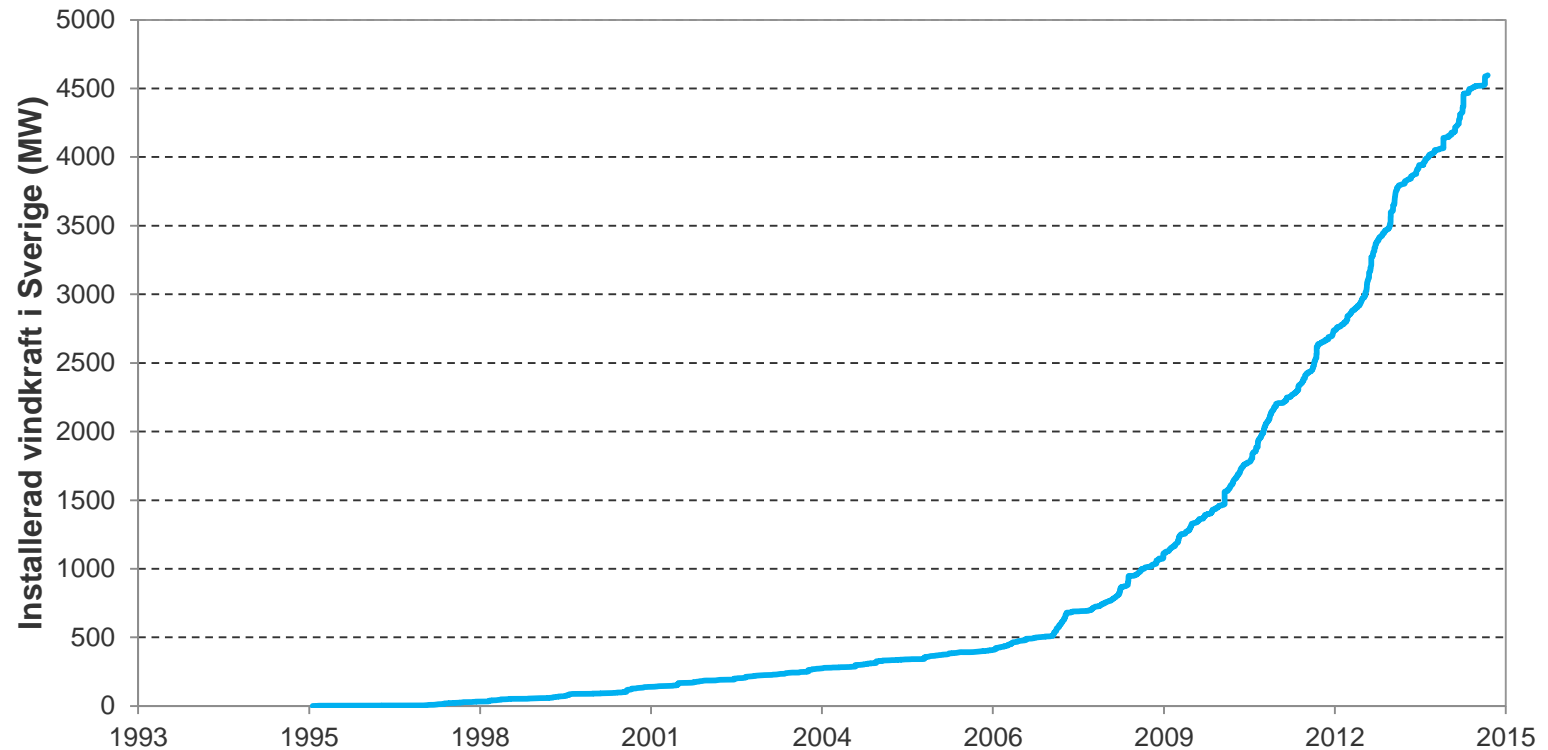
- > Frekvensen bestäms av differensen mellan **aktuell produktion och förbrukning**

Kraftöverföring

- > Stamnätets momentana överföringskapacitet bestäms till stor del av **hur produktionen i nätet körs** vid aktuellt tillfälle

Tiderna förändras

- Andelen osäker (endast prognostiserbar) produktion ökar



Befintlig hantering av osäkerhet

- Kraftsystemet körs med marginaler

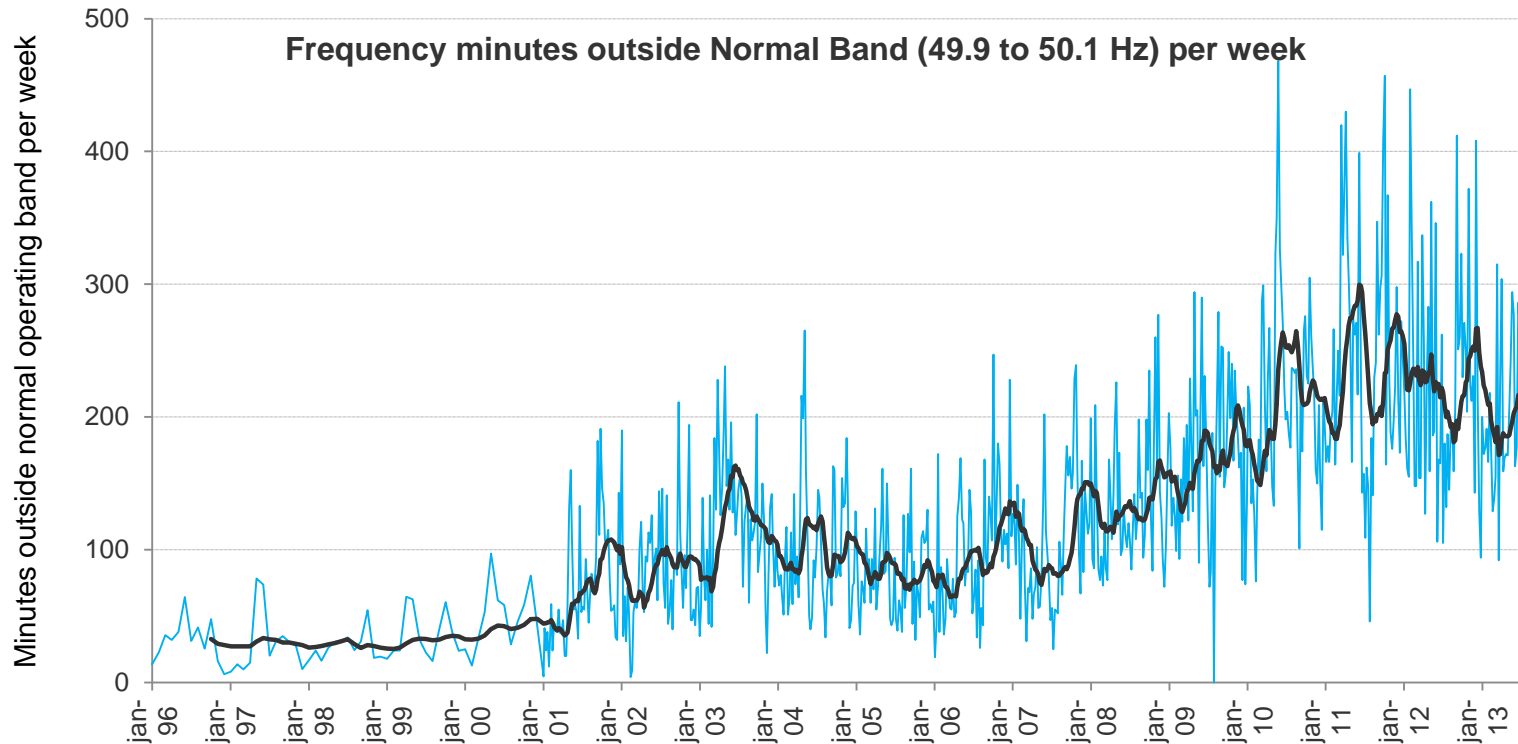
Balanshållning / Frekvensreglering

> Produktionskapacitet säkras i form av reserver

Beräkning av aktuell överföringsförmåga

> Osäkerhet i underlaget till beräkningar (avsaknad av mätvärden) hanteras med hjälp av kapacitetsmarginaler

Allt svårare att upprätthålla driftsäkerheten med befintliga hjälpmedel



Realtidsmätvärden

- Information om nuläge reducerar osäkerhet

> Följa och förutsäga trender i produktion och förbrukning

> Förbättrad frekvenskvalitet (driftsäkerhet)

> Bättre underlag till beräkning av aktuella överföringsgränser

> Mindre marginaler → Effektivare utnyttjande av stamnätet

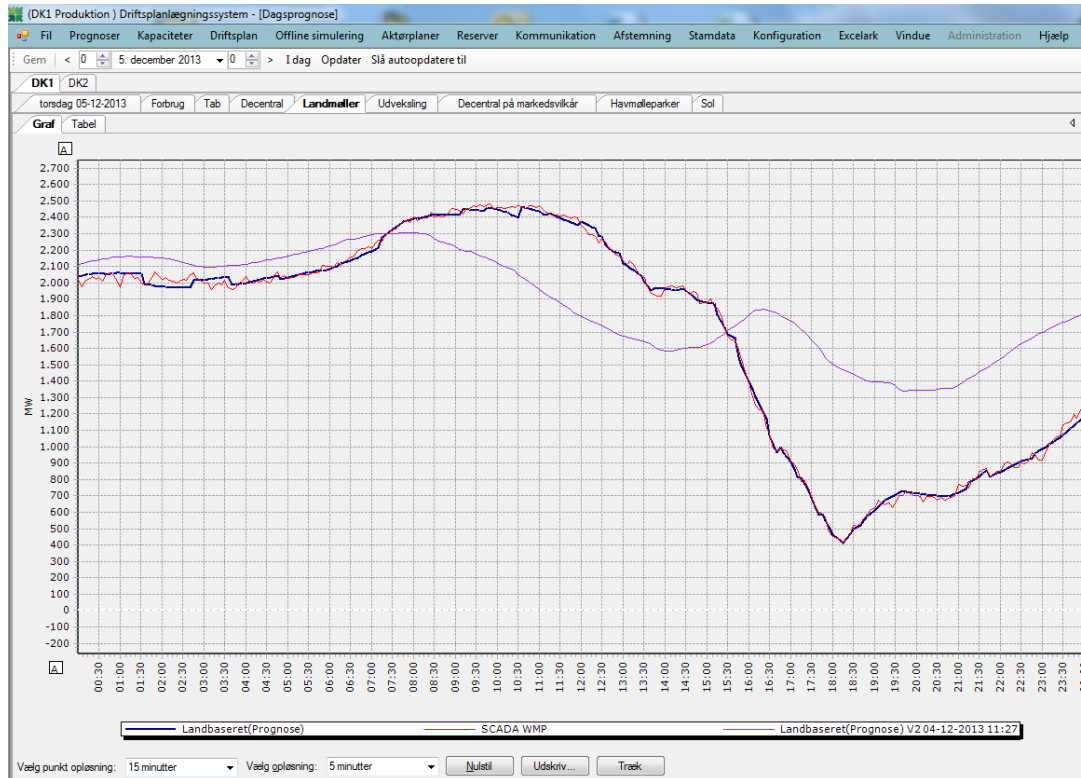
Sker i dag på frivillig basis → **Formalisering absolut nödvändig**

> Säkerställa att vi får tillgång till samtliga nödvändiga mätvärden

> Säkerställa effektivitet, tillgänglighet och kvalitet

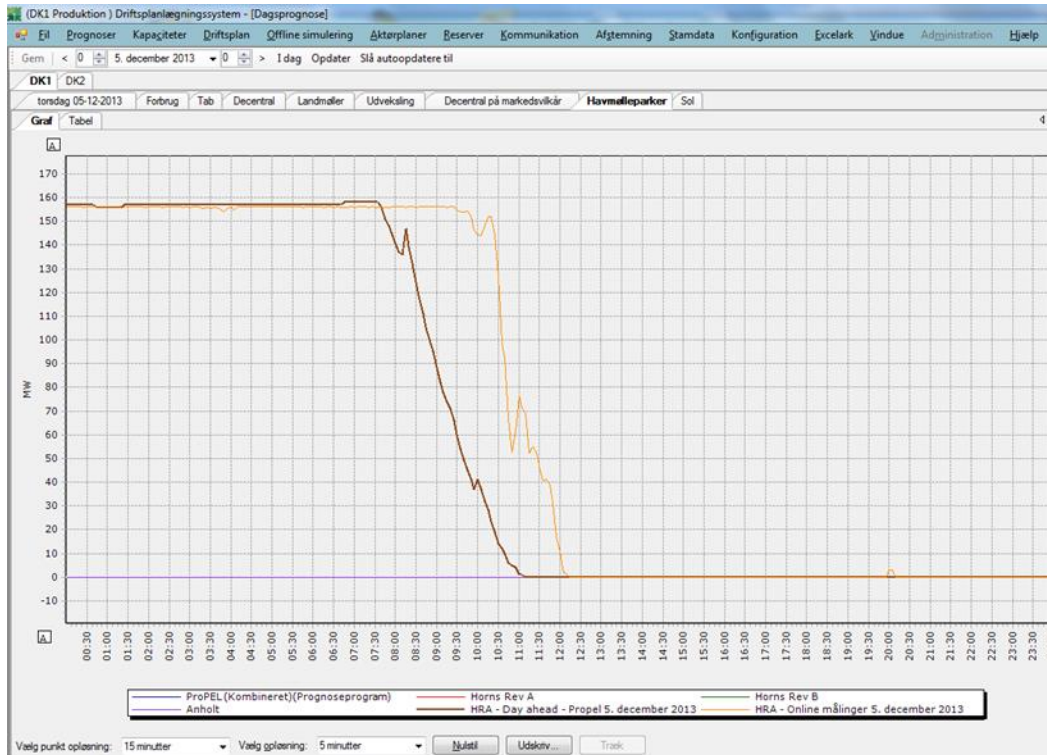
Stormen Sven

- Landbaserad vindkraft i Danmark



Stormen Sven

- Havsbaserad vindkraft i Danmark



Vägval

- > Större marginaler? – Acceptera osäkerhet
- > Utökad realtidsmätning? – Reducera osäkerhet
- > **Vår bedömning är att det är effektivare att mäta!**
 - > Nödvändig infrastruktur till stor del redan på plats hos nätbolagen och hos SvK
 - > Nätbolagen har egen nytta av mätvärden
 - > Bättre underlag/data gynnar forskning och utveckling (ex. smart grid)

Åtgärdsplan

Kort sikt:

- > Konsekvensanalys (pågår) – Vad innebär en utökad insamling av mätvärden för berörda parter?
- > Arbete i referensgrupp med berörda aktörer – Hur samlar vi in mätvärden på bästa sätt?

Lång och ännu längre sikt:

- > Införande av ändring i nyttjandeavtalet
- > Ändring av lagstiftning / Införande av nätkoder

> Frågor?

Nyttjandeavtalet 2016

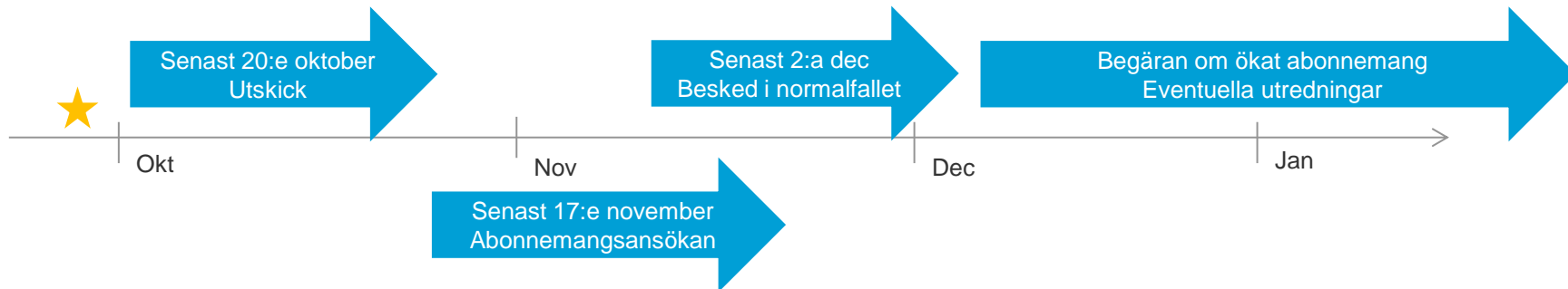
Elmarknadsråd 140923



SVENSKA
KRAFTNÄT

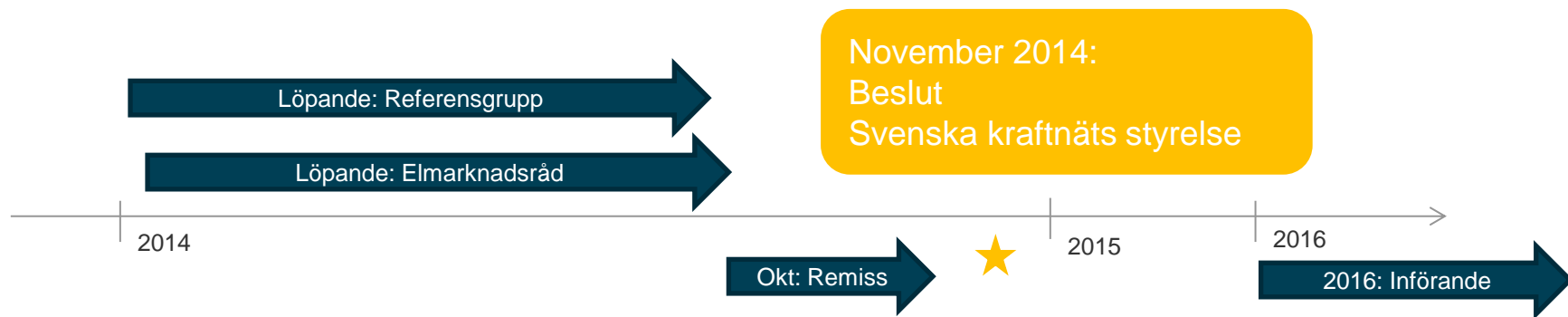
Tariffnivåer och abonnemang 2015

Fastslås imorgon:
Oförändrad effektavgift
Sänkt förlustkraftpris
Oförändrade förlustkoefficienter



Nyttjandeavtalet 2016

Process och samråd



Tillfälliga abonnemang debiteras baserat på utfall

- > Tillfälliga abonnemang tecknas för enstaka vecka
- > Begäran om tillfälliga abonnemang anmäls till Svenska kraftnät senast timmen innan abonnemangets början och omfattar tiden fram till 24:00 abonnemangets sista dygn
- > För tillfälliga abonnemang debiteras dels en avgift motsvarande 1/200 av årlig effektavgift per abonnerad vecka och dels en utfallsbaserad avgift motsvarande 1/500 av årlig effektavgift per nyttjad kWh

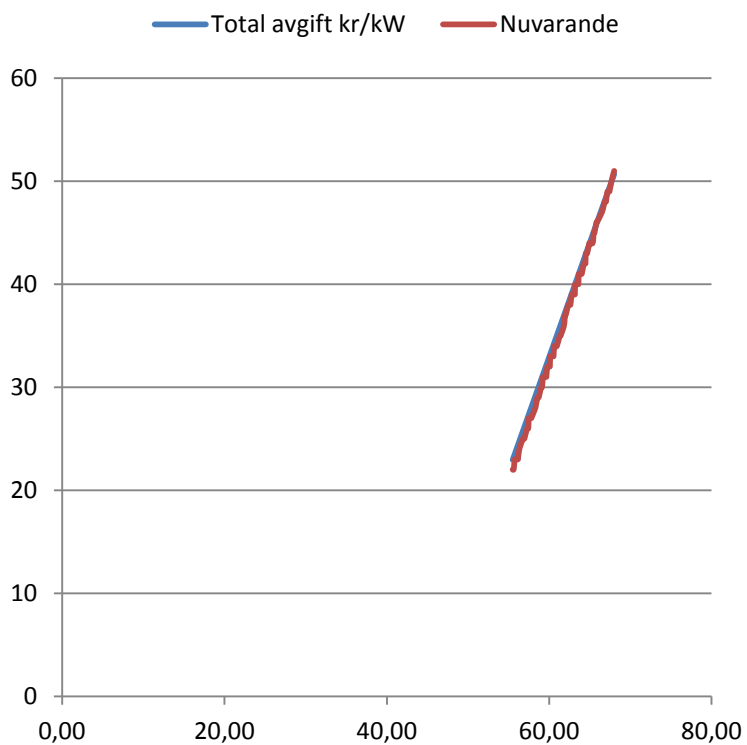
Abonnemangsöverskridanden debiteras med lägre avgift för de två första timmarna

- > Vid abonnemangsöverskridande som inte sker inom ramen för tillfälliga abonnemang ska Kunden erlägga en avgift motsvarande 1/500 av den årliga effektavgiften
- > Från och med tredje timmen av översskridande under ett och samma dygn ska en avgift om 1/50 kr av den årliga effektavgiften istället erläggas

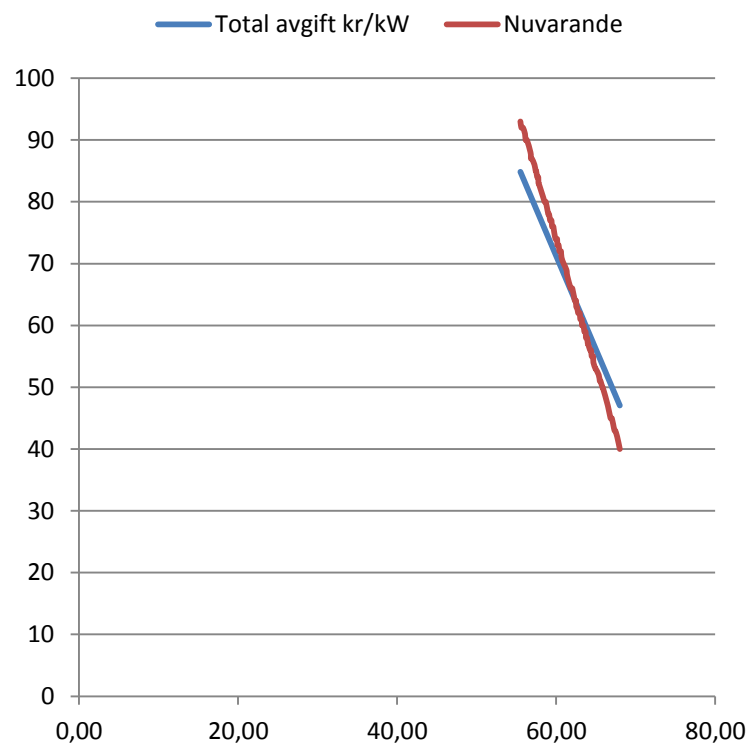
Geografisk differentiering av effektavgiften fortsatt linjär

- > Förändrad linjäritet baserad på flödesanalyser
- > Förändringen ger en något lägre differentiering för uttagskunder och närmast oförändrat för inmatningskunder jämfört med idag
- > Med den nya linjäriteten tydliggörs vilken del av effekttariffen som ska ändras och hur, vid förändrad total effektavgift
- > Den geografiska differentieringen har också justerats (minskats) med avseende på elområdesindelningen

Inmatning



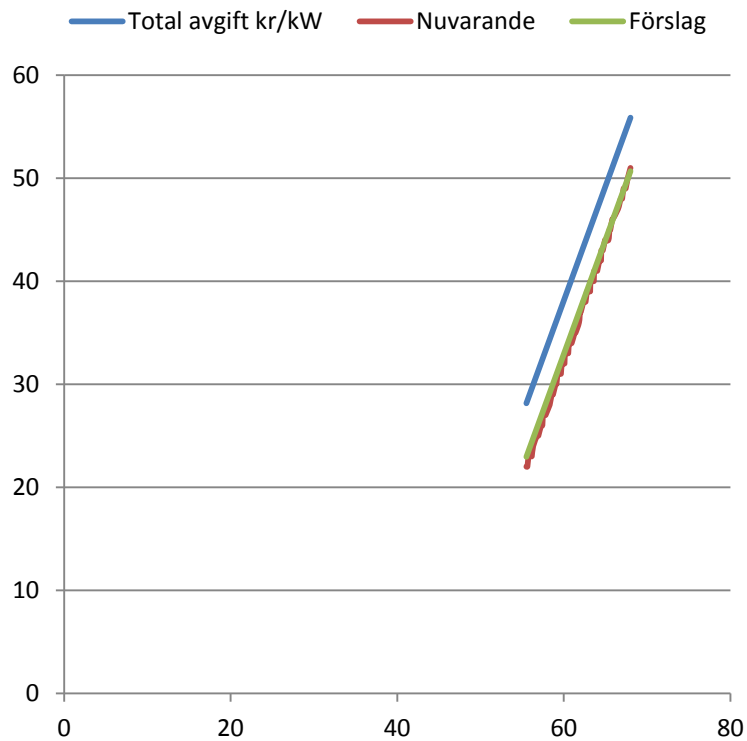
Uttag



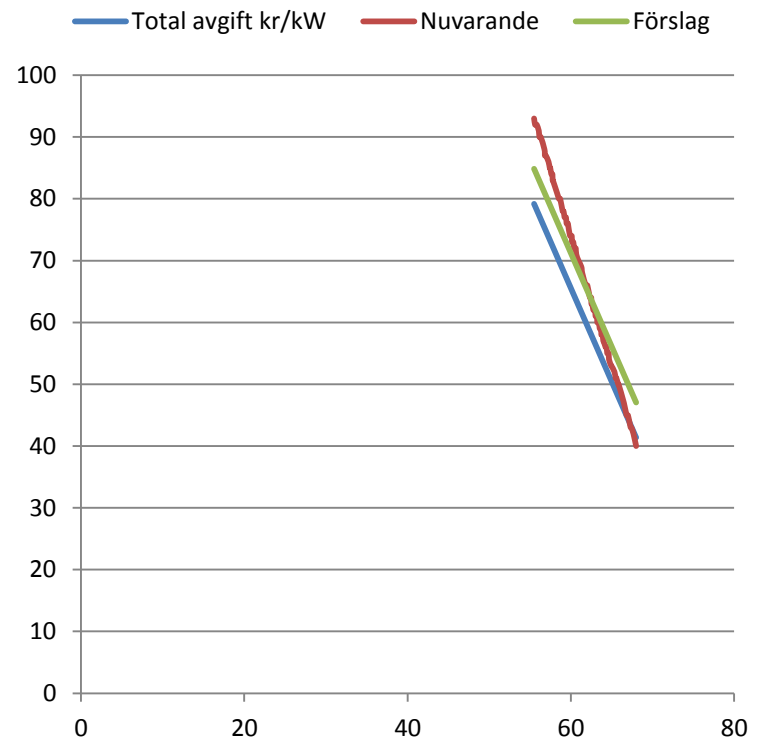
Fortsatt långsam utjämning av kostnadsfördelning mellan uttags- och inmatningskunder

- > Idag bekostar uttagskunder ca 67 % och inmatningskunder ca 33 % av totala effektintäkter
- > En utjämning av kostnadsfördelningen ska ske långsamt, med enstaka procentenhets omfördelning per år
- > Utjämningen följer svenskt och europeiskt regelverk om maximalt tillåtna producenttariffer

Inmatning



Uttag



Fortsatt fast förlustkraftpris och förlustkoefficienter

- > Svenska kraftnät fortsätter tills vidare med fast förlustkraftpris och finansiell handel av elterminer
- > Svenska kraftnät fortsätter att nyttja förlustkoefficienter för beräkning av energiavgifter
- > Omräkning av koefficienter ska ske varje år och fem års historiska värden ska användas som underlag för beräkningar.

Ingen reaktiv effektavräkning i nyttjandeavtalet

- > Någon reaktiv effektkomponent ska inte heller i fortsättningen inkluderas i stamnätstariff och avräkning

Förtydliganden i allmänna avtalsvillkor 2015

Effektreserven

Elmarknadsrådet 23 september 2014

Zarah Andersson, Marknadsdesign



Effektreserven 2013/2014

Aktiviteter under vintern 2013/2014

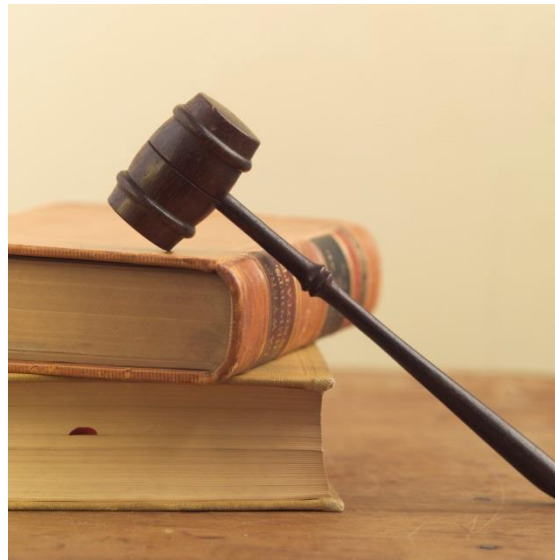
- > **Ingen aktivering**
- > Ändrad beredskapstid för Karlshamn 1 och 2
 - > 2h beredskap
 - > Karlshamn 1
 - > 1 dygn
 - > Karlshamn 2
 - > 3 dygn

Återbetalning

43 000 000 kronor

Effektreserven 2014/2015

Lag (2003:436) om effektreserv



Lagen om effektreserv slutar gälla 16 mars 2020.

Förordning (2010:2004) om effektreserv



Förordningen talar om hur fördelningen ser ut över åren.

Förordningen om effektreserv (2010:2004)

Maximal storlek och minsta andel förbrukningsreduktion till år 2020

Vinter	Max volym, MW	Minsta volym förbrukning, MW
2011/12 – 2012/13	1750	(25%)
2013/14 – 2014/15	1500	(50%)
2015/16 – 2016/17	1000	(75%)
2017/18 – 2019/20	750	(100%)

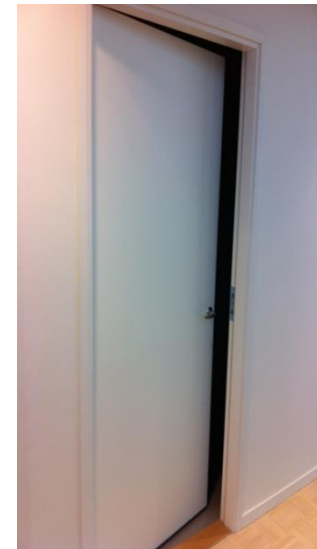


Förordningen om effektreserv (2010:2004)

Maximal storlek och minsta andel förbrukningsreduktion till år 2020

NY FÖRORDNING från 1 juni!

Vinter	Max volym, MW	Minsta volym förbrukning
2011/12 – 2012/13	1750	-(25%)
2013/14 – 2014/15	1500	(25%)
2015/16 – 2016/17	1000	(25%)
2017/18 – 2019/20	750	(25%)

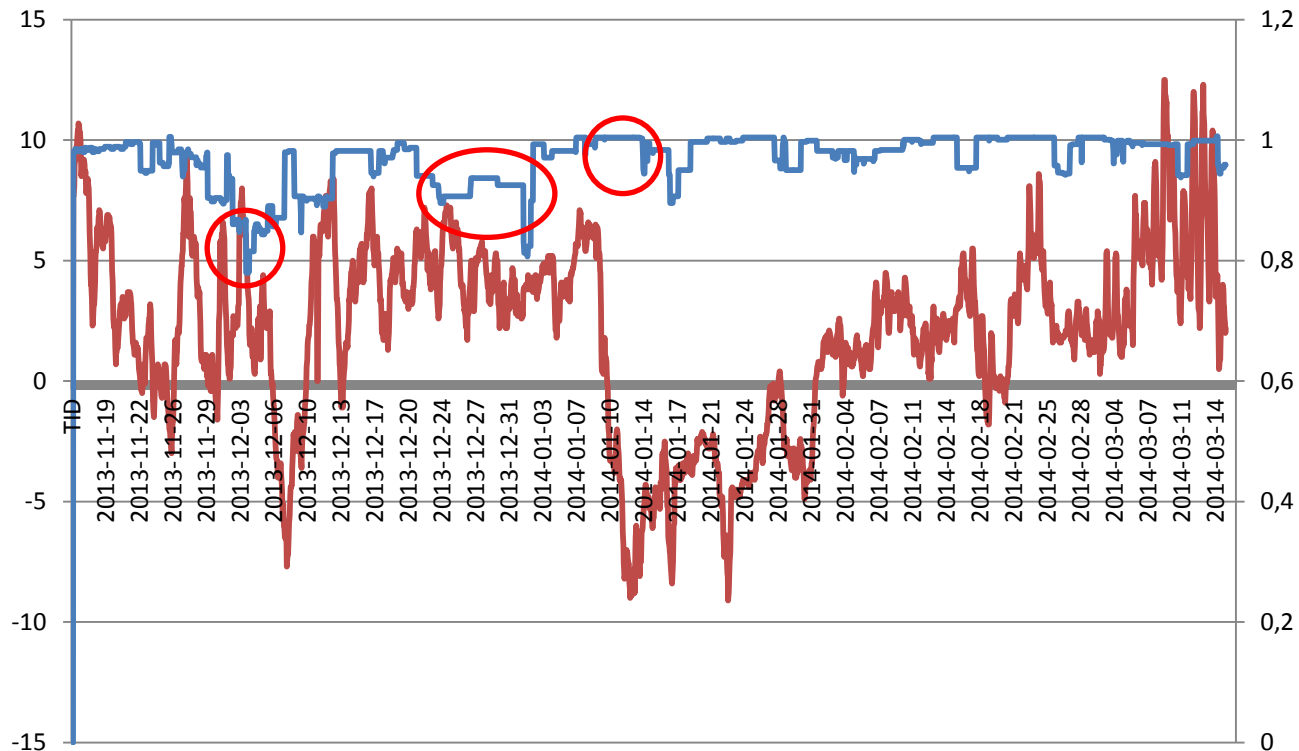


Förbrukningsreduktion - Ändringar

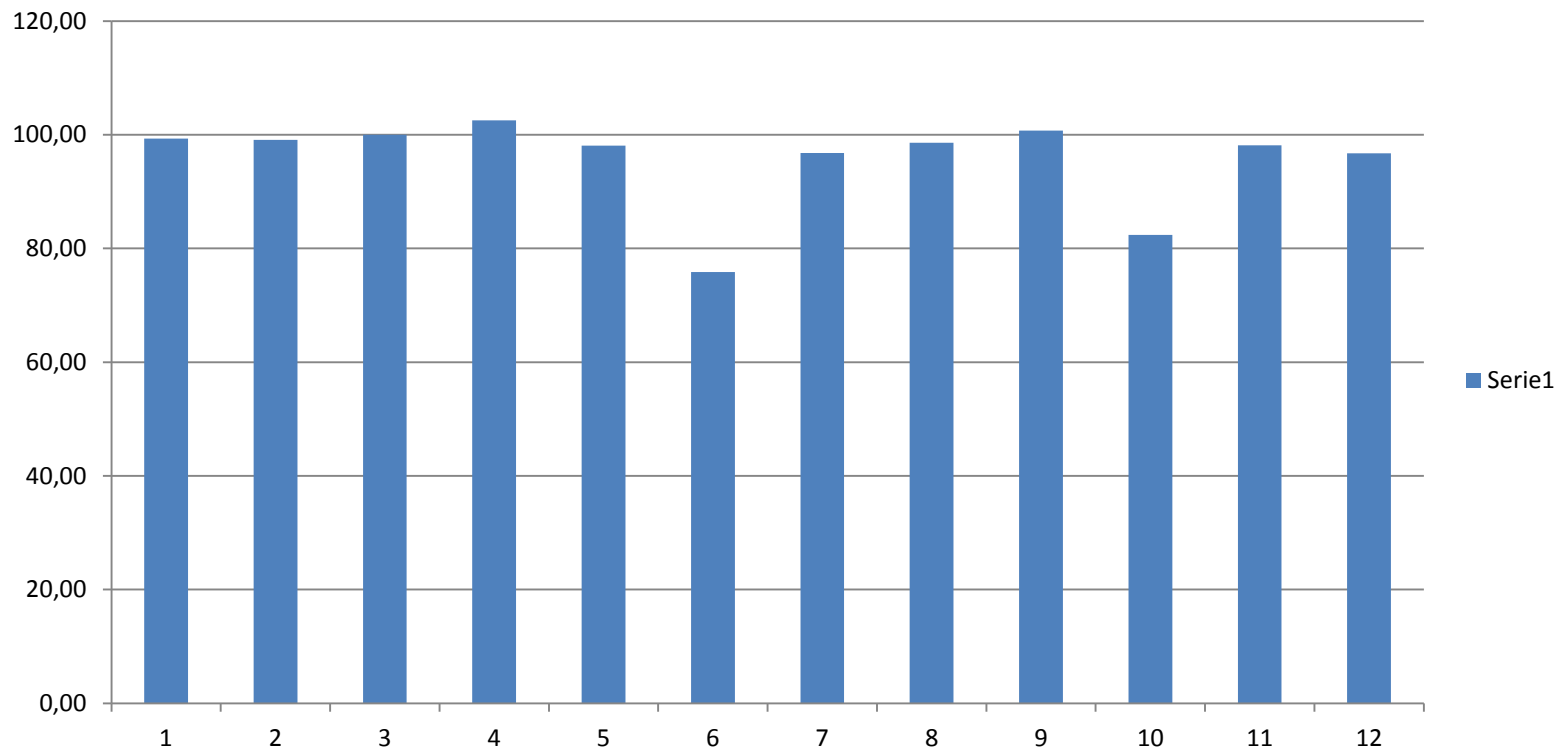
§9 Tillgänglighet och start

Resursägaren ska tillse att underhåll, service och liknande sker så att Effektresursen upprätthåller en starttillgänglighet på Reglerkraftmarknaden utifrån den lämnade effekten under Avtalsperioden på minst 95% (inklusive testkörning samt eventuellt planerat underhåll och exklusive tillåten otillgänglighet).

Tillgänglighet reduktion under avtalstiden



Reduktionstillgänglighet per företag 2013/2014



Förbrukningsreduktion - Ändringar

§14 Administrativ ersättning

Om Effektresursen inte är tillgänglig till 95% under Avtalsperioden enligt villkoren i detta avtal, görs en reduktion av den Administrativa ersättningen efter Avtalsperiodens slut. Reduktionen ska utgöra andelen ej tillåten otillgänglig tid i förhållande till Avtalsperiodens längd multiplicerad med den totalt utbetalda Administrativa ersättningen för Avtalsperioden.

Förbrukningsreduktion - Ändringar

§12 Utebliven effektreduktion

Skulle en Aktivering av Effektresurs som Svenska kraftnät begärt inte gå att genomföra fullt ut, utan att Resursägaren enligt § 9 har anmält att Effektresursen är otillgänglig, ska Resursägaren till Svenska kraftnät betala en ersättning motsvarande 2000 SEK/MWh för icke reducerad energi. Ersättningen till Svenska kraftnät (för icke reducerad energi) utgår för högst två timmar per beordrad start. Den icke levererade energin beräknas utifrån den av Svenska kraftnät beordrade effekten.

Produktion - Ändringar

Förfrågningsunderlaget

Förfoga över anläggning för produktion ansluten till det svenska elnätet som ej används som reservkraft för annan elkraftsproduktion eller störningsreserv i distributionsnät.

Produktion - Ändringar

§5 Verifiering av provkörning

Effektresursen ska vara verifierad genom provkörning med erbjuden effekt vid något tillfälle under perioden 2014-05-01 – 2014-11-15. Om sådan verifiering under denna tid ej skett reduceras den fasta ersättningen för Avtalsperioden med 25 %.

Upphandling av effektreserv 2014/2015

- > Anbudsinbjudan skickades ut den 24 mars
- > Anbudstiden gick ut den 12 maj
- > 3 st företag lade anbud för elproduktion
- > 10 st företag lade anbud för förbrukningsreduktion

TOTALT

$$1400 + 766 = 2166 \text{ MW}$$

Upphandlad effektreserv 2014/2015

- > Elproduktion

- > Vattenfall AB, 520 MW

- > Mälarenergi AB, 200 MW

Totalt 720 MW

Upphandlad effektreserv 2014/2015

- > AB Sandvik Materials Technology, 22 MW
- > AV Reserveffekt AB, 77 MW
- > Befesa Scandust AB, 18 MW
- > Göteborg Energi DinEl AB, 25 MW
- > INEOS Sverige AB, 30 MW
- > Rottneros Bruk AB, 27 MW
- > Storaenso AB, 230 MW
- > Vattenfall AB, 80 MW
- > Modity Energy Trading AB, 17 MW
- > Holmens Bruk AB, 100 MW

Totalt 626 MW

Årets effektreserv

MW			Kostnad	SEK/MW
720	SUMMA PRODUKTION		52 440 000,00	
626	SUMMA REDUKTION		45 747 792,00	
1346	TOTAL EEFFEKTRESERV		98 187 792,00	72 948

Utfall - Upphandling 2014/2015

- > Fast kostnad för effektreserven

98,1 Mkr (113,5 Mkr)

- > Varav kostnaden för produktionsdelen är 52,4 Mkr (66,4 Mkr)

- > Varav kostnaden för förbrukningsreduktion är 45,7 Mkr (47,1 Mkr)

- > Kostnad per upphandlad effekt

- > Produktion 72 833 SEK/MW (69 328 SEK/MW)

- > Förbrukning 73 079 SEK/MW (88 684 SEK/MW)

Förändring över åren som gått

> Fast kostnad per upphandlad effekt

Typ av resurs	År 07/08	År 08/09	År 09/10	År 10/11	År 11/12	År 12/13	År 13/14	År 14/15
Produktion [SEK/MW]	35 244	35 244	35 249	52 946	85 534	84 685	69 328	72 833
Reduktion [SEK/MW]	49 862	49 136	39 804	37 124	58 327	67 671	88 684	73 079
Total kostnad [SEK/MW]	59 306	41 222	36 752	48 070	79 828	80 092	76 230	72 948

Vad händer i höst?

- > Ny avgiftsstruktur
- > Dansk strategisk reserv

Frågor?

Tack för att ni lyssnade!

NBS – Nordic Balance Settlement

Elmarknadsrådet, 2014-09-23

Robert Thelander



Projektet "Nordic Balance Settlement" syftar till att minska inträdesbarriärerna på den nordiska marknaden samt öka konkurrensen

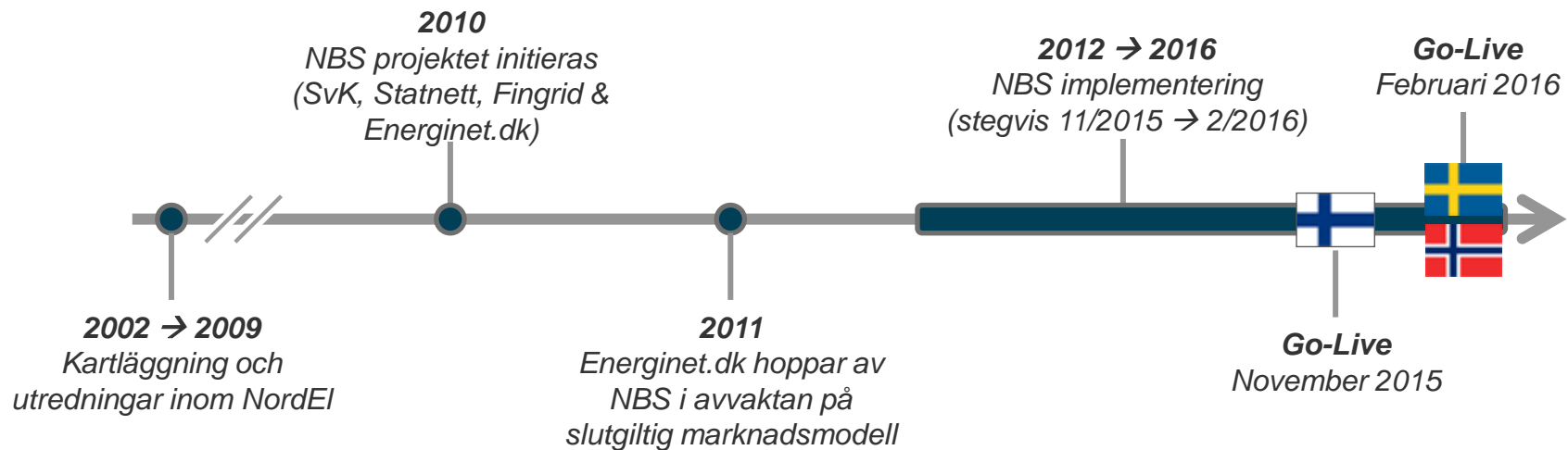
Syfte

- Skapa en gemensam nordisk balansavräkning där alla nordiska balansansvariga lyder under samma regelverk och konkurrerar på lika villkor
 - > minskar inträdesbarriärerna för att delta på nya marknader
 - > skapar förutsättningar för ökad konkurrens
 - > en viktig del av NordREG:s arbete med att utveckla en nordisk slutkundsmarknad.

Mål

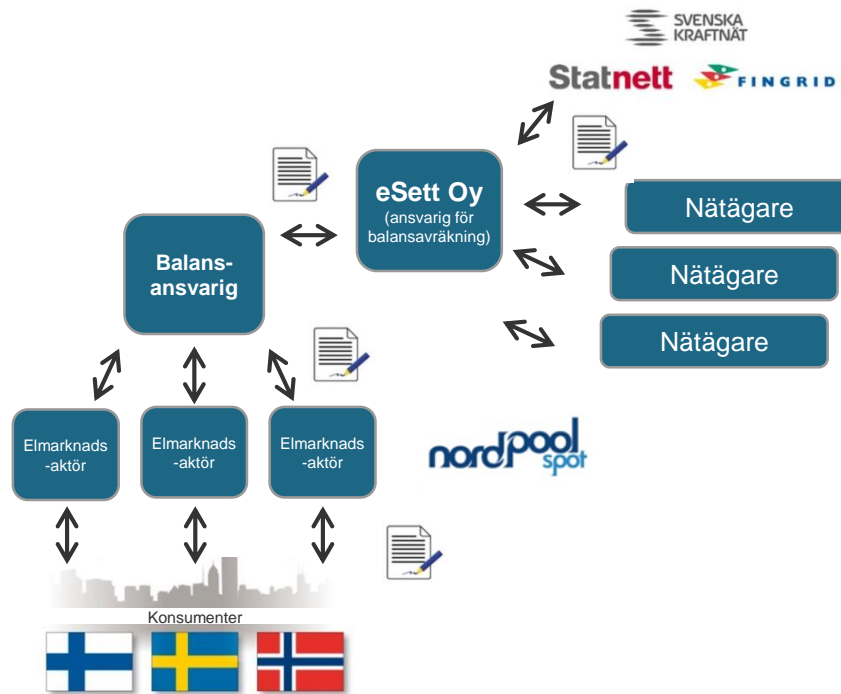
- Ett gemensamt bolag med ett gemensamt IT-system
 - > Ett gemensamt avräkningssystem
 - > Förenklad administration
 - > Långsiktiga kostnadsbesparingar

Kartläggning och harmonisering har pågått sedan 2002. Implementeringen initierades 2012 och kommer att pågå till februari 2016



Modellen innebär en centraliserad balansavräkning och rapportering där systemansvaret ligger kvar på respektive TSO

NBS modellen - Illustration



NBS modellen

- Centraliserad balansavräkning och rapportering
- En gemensam enhet bär det operativa ansvaret för balansavräkning & fakturering
- En kontaktväg för de balansansvariga.
- Gemensam informationsstruktur

Ansvarsfördelning

- Ingen förändring i systemansvar då detta kvarstår hos Svenska kraftnät
- eSetts ansvar begränsas av signerade avtal och de ekonomiska garantier som ställts. SvK tar över där eSetts ansvar slutar.

Flera beslut har fattats inom ramen för projektet och marknadens aktörer kommer att behöva anpassa sina system och processer

Projektuppdateringar

- Svks ståndpunkt är att kvarkraft skall beräknas av Svenska kraftnät men faktureras av det nybildade bolaget eSett. Beslut kring detta väntas under hösten 2014.
- Konvertering av befintligt kommunikationsformat (EDIFACT) till XML
 - XML är det enda format som kommer att stödjas av eSett
 - Det kommer att vara upp till varje marknadsaktör att säkerställa att man senast per februari 2016 har anpassat system och processer så att erforderlig kommunikation med eSett kan ske
- NBS Handbok
 - En ny version av NBS handboken har nyligen lanserats och finns tillgänglig på NBS hemsida ([NBS Handbook v1.1](#))
 - Flertalet uppdateringar och förtydliganden har inkluderats
- Systemtester
- Beräkning av säkerheter
- Plan för Go-Live

Implementeringen av NBS kommer att kräva ett tätt samarbete mellan marknadens aktörer, eSett samt tillgängliga IT leverantörer

Systemtester

- Testning av eSetts IT-system kommer att initieras i november 2014 tillsammans med frivilliga marknadsaktörer. Syftet är att redan i uppbyggnadsskedet kunna undvika stora fallgropar och ge återkoppling till projektteamet men likväl att förbereda marknadsaktörerna
- Testerna omfattar aktiviteter typiska för det kommande dagliga arbetet.
- Testningen inkluderar de underliggande systemen och integreringen av dessa gentemot testaktörerna "Online Service", "Information Service" samt "Messaging Service"
- Testning kommer att öppnas för samtliga aktörer april – oktober 2015

En ny modell för beräkning av säkerheter är under framtagande. Modellen kommer att innebära en dynamisk nivå på säkerheter

Beräkning av säkerheter

- Den nya modellen kommer att vara dynamisk, gemensam för samtliga aktörer och anpassad efter "normala" förhållanden. Vid behov kommer ytterligare åtgärder att vidtas.
- Beräkning av nivå på säkerheter kommer att ske utifrån den bedömda riskprofilen för respektive aktör
- Säkerheterna kommer att beräknas utifrån den balansansvariges exponering i samtliga tre länder där kravet i respektive land beräknas på nationella värden per elområde

$$\left(\frac{\sum_{i=1}^{N-3} (S_1 + S_2)}{3} \right) \times 3 + \frac{3}{7} \times (S_3 + V_1) \times P \times m_1$$

- Multiplikatorn m_1 samt införandet av tak- och minimivärden utreds i dagsläget

S_1 : Summan av samtliga avgifter; S_2 : Summan av fakturerade obalanser;

S_3 : Konsumtionsvolym; V : Bilateral handel och försäljningsvolym;

P : Reglerpris

Beräkningen av nivån på säkerheterna kommer att ske utifrån den bedömda riskprofilen för respektive aktör

Illustrering av riskprofil



1. Dagar som har fakturerats men ännu ej betalats
2. Dagar då det avräknade beloppet är känt eller fakturerat
3. Dagar som den balansansvariga varit aktiv men där balansen är okänd – Handel, produktionsplaner samt obalansjusteringar är kända
4. Dagar framåt i tiden då den balansansvarige kommer att vara aktiv men ingen information finns

Inför Go-Live kommer en plan att etableras för hur övergången från befintlig till ny avräkning skall hanteras

Plan för Go-Live

- Planen syftar till att utgöra ett stöd i implementeringen och således beskriva hur övergången från befintlig avräkning inom respektive TSO till ny avräkning genom eSett kommer att gå till
- Planen kommer bland annat att beskriva:
 - Hur testning av system och kommunikation kommer att ske
 - Hur eSett kommer att agera vid oförutsedda händelser
 - Hur man kommer i kontakt med "kundservice"
 - Ansvarsfördelning under övergångsperioden
- Samt inkludera en checklista (för marknadsaktörerna) inför Go-Live
- Planen kommer efter november 2015 att vidareutvecklas baserat på de lärdomar man har dragit från den finländska implementeringen

Svks fokus kommer fram till Go-Live att vara på att förbereda aktörerna på de kommande förändringarna samt anpassa den egna organisationen

Aktiviteter 2014 → 2016

- Förberedande aktiviteter inom Svenska Kraftnät
 - Etablering av nytt arbetssätt samt justering av interna processer
 - Uppdatering av IT-system och rapporteringsgränssnitt
 - Säkerställande att samtliga aktiviteter, kritiska för driftsättning, genomförs innan Go-Live

- Förberedande aktiviteter gentemot marknadens aktörer
 - Kontinuerlig dialog och uppdatering genom befintlig referensgrupp
 - Planering av driftsättning och hantering av övergångsperiod
 - Kontinuerlig uppdatering och förtydligande i NBS handboken
 - Utbildning / testning
 - Kommunikation

2014-09-23

64

NBS Projektet

Robert Thelander

robert.thelander@svk.se

+46 10 475 86 71



SVENSKA
KRAFTNÄT

AVRÄKNINGSINFO

Elmarknadsrådet 23/9 2014

Tania Pinzón



INNEHÅLL

PROFILKOMPENSATION

KUNDUNDERSÖKNINGAR

Balans- och stamnätsavräkning – Sept

Elcertifikat och ursprungsgarantier – Juni

PROFILKOMPENSATION

- > På EMR 20/5 presenterades den nuvarande profilkompensationen som sker på elområde samt alternativet att göra det per nätområde.
- > SvKs förslag var att behålla dagens profilkompensation. Enkelhet är viktigare än att undvika socialisering av timmätt månadsförbrukning per elområde.
 - > Profilkompensation per elområde: socialisering av månadsmätt förbrukning per elområde och 4 schablonavräkningspriser
 - > Profilkompensation per nätområde: socialisering av månadsmätt förbrukning per nätområde och 278 schablonavräkningspriser
- > Inga synpunkter har inkommit från EMR. Från avräkningsforum har två stöttande svar inkommit.
- > Svenska kraftnät behåller dagens metod för profilkompensation.

OM ENKÄTEN – BALANS & NÄT

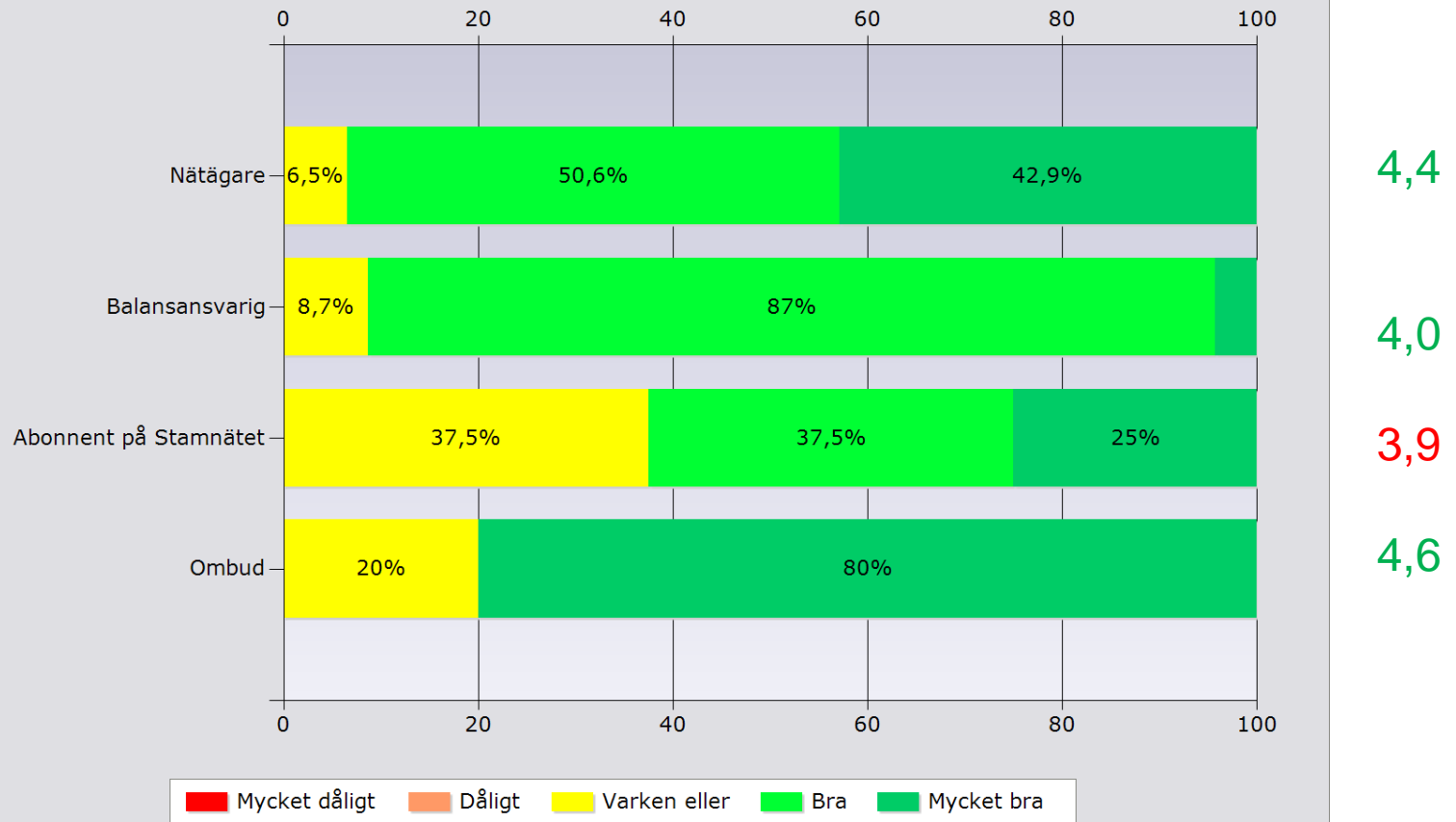
- > Årligen återkommande i september. Årets enkät har precis stängts.
- > Enkät riktas mot aktörsrollerna: abonnent på stamnätet, nätägare, ombud och balansansvarig.
- > Svarsfrekvens 56,3 % (51,4 % 2013)
- > Analys och åtgärdsplan kommer att formuleras under kommande veckor men ett urval av frågor och svar presenteras här.

VILKA HAR SVARAT?

Fördelning	Total (%)
Nätägare	68,4
Balansansvarig	19,7
Abonnent på Stamnätet	7,7
Ombud	4,3

Hur länge har du varit kund hos oss?	Nätägare	Balansansvarig	Abonnent på Stamnätet	Ombud
Mindre än ett år	0%	0%	0%	0%
1-3 år	1,2%	4,3%	11,1%	0%
4-6 år	3,8%	17,4%	33,3%	20%
7-9 år	5%	17,4%	0%	0%
10 år eller mer	90%	60,9%	55,6%	80%
Antal svarande	80	23	9	5

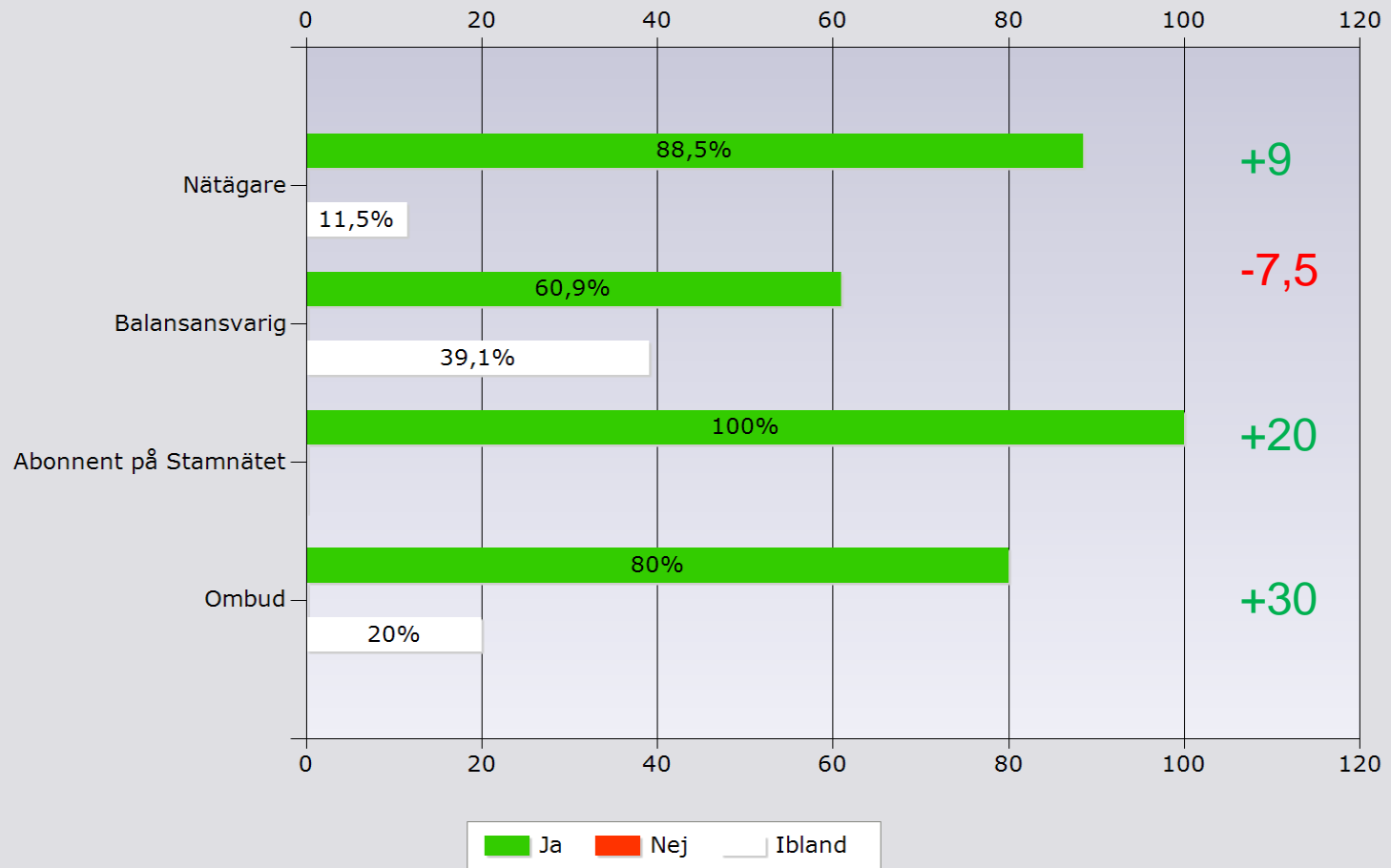
Hur tycker du att du blir bemött?



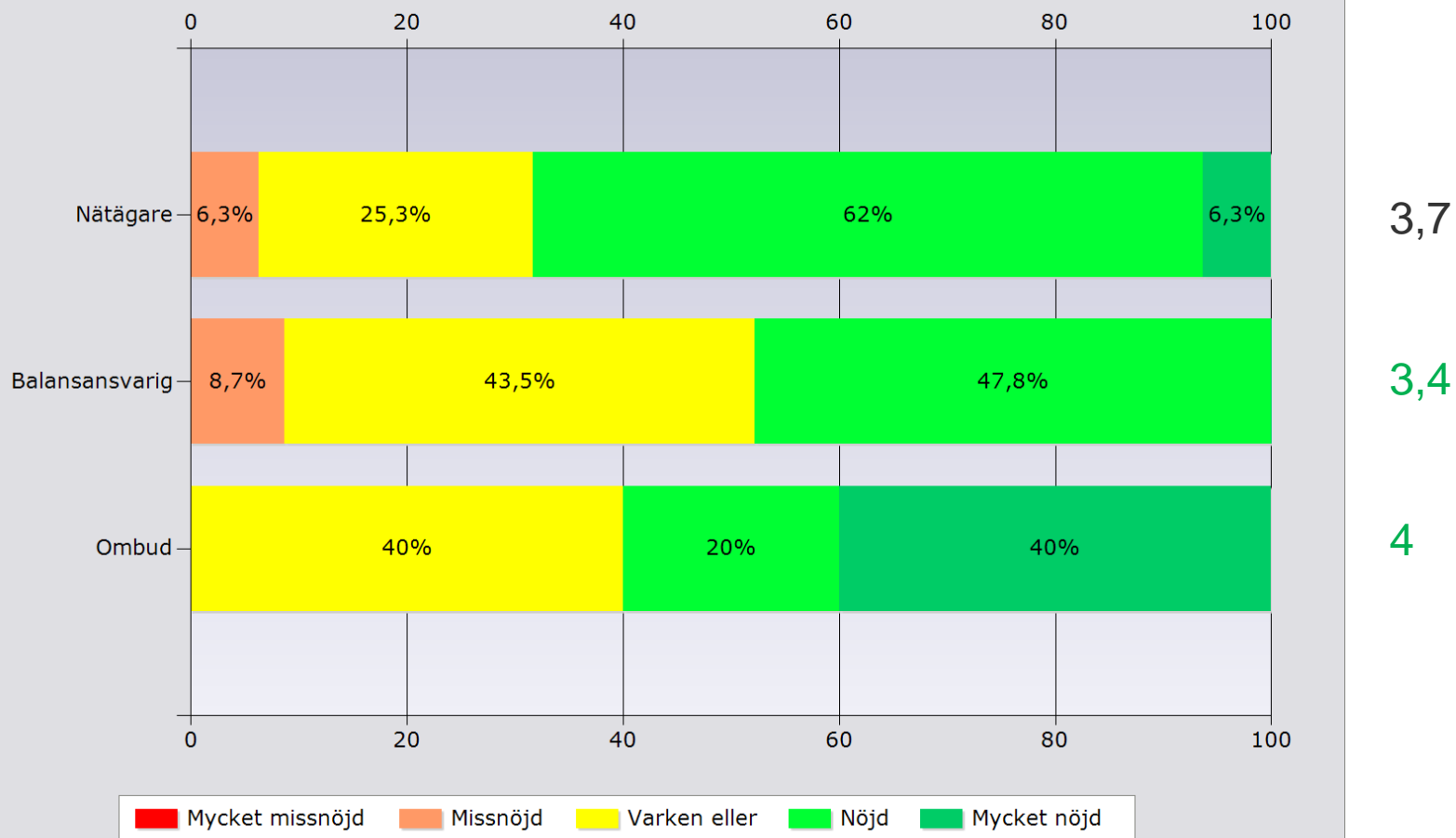
Kan vi hjälpa dig med din fråga/frågor?



Får du svar inom en rimlig tid?



Hur nöjd är du med återrapporteringen?



Hur nöjd är du med Mimer?



SAMMANFATTNING 2014

- > Avräkning har ett gott bemötande och det är relativt lätt att kontakta oss men utrymme för förbättring (BA)
- > Svar fås inom rimlig tid men utrymme för förbättring (BA/Ombud)
- > Kunderna får i allmänhet svar på sina frågor men utrymme för förbättring
- > Fakturorna stämmer bra
- > Svk:s återrapportering har förbättrats jmf med 2013 (BA/ombud) men bör förbättras (NÄ) då några kunder upplever att det finns eftersläpning.
- > Mimer får ett något högre betyg än 2013 men kräver ytterligare utveckling för att fungera tillfredsställande (BA)

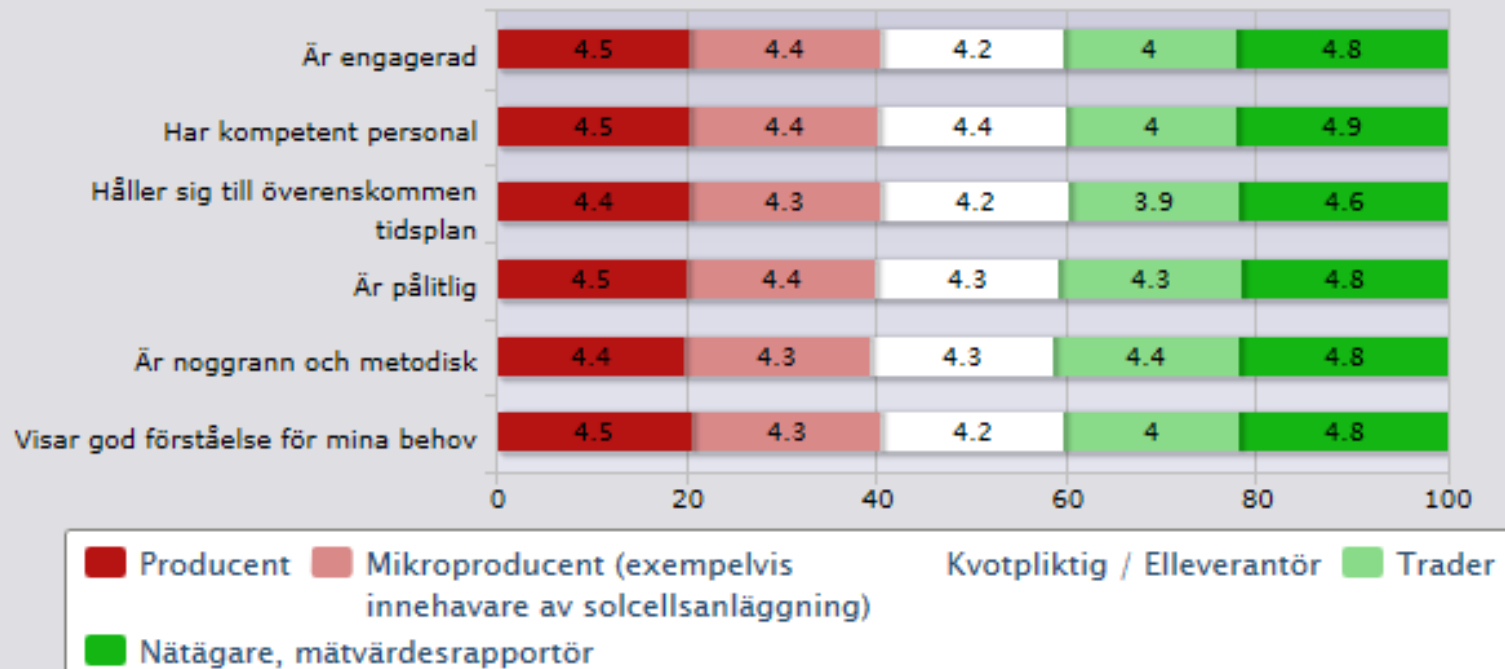
Fokus i avräkningen framöver på...

- > Publicera telefonbemanningstider och se över ärendehanteringens
- > Förbättra Mimer genom att byta inloggningslösning (ta bort bankid) och förbättra/öka funktionaliteten
- > Utvärdering och införande av ett första åtgärds paket för att komma till rätta med återrapporteringen, tex genom att korta perioden från 4 h till 0,5 h för utskick av prod och förb per timme och nätområde/snittområde/kontrollområde
- > Bättre information på våra hemsidor: Svk, Edielportalen och Mimer

OM ENKÄT – ELCERT & UG

- > Juni 2014 skickade enkät ut för första gången.
- > Skickades till alla användare/kontoansvariga i Cesar (2601).
Svarsfrekvens 32,5 %
- > Frågor om bemötande/support och specifika systemfrågor om Cesar beroende på vilken aktörsgrupp som aktören tillhör:
 - Kvotpliktig / Elleverantör
 - Mikroproducent
 - Nätägare, Mätvärdesrapportör
 - Producent
 - Trader

8. I vilken utsträckning instämmer du i följande påstående om Svenska kraftnäts personal?



SAMMANFATTNING 1(2)

- > Åtgärder för förbättrad verksamhet
- > Kundstöd skall bibehållas på samma utmärkta nivå
- > Tydliggör info om att det inte krävs Nordea bankid
- > Underlätta för dagliganvändare med anpassade funktioner – utveckling av Cesar med ex. API för utdrag av data, samt se över prestanda
- > Rensa bort sådant som inte används, dvs anpassa tillgängliga rapporter/funktioner efter den roll kunden har i systemet

SAMMANFATTNING 2(2)

- > Förbättrad kommunikation och utbildning genom att:
 - > Anpassa informationen på hemsidan till mikroproducenter (sällananvändare) samt samarbeta med Energimyndighet för att nå ut med riktad info i tidigare skede
 - > Överväga nyhetsbrev och riktade och anpassade nyhetsblad.
 - > Ta fram lathundar för Cesar (istället för tung användarmanual) till varje specifik aktörsgrupper
 - > Ev årlig utbildningsinsats, kurs för användare

8. Nord Pool Spot

9. REMIT – Status i implementation

Energimarknadsinspektionen

Ei:s arbete med REMIT-förordningen

- **Delta i ACER- och NRA-samarbete med implementering**
 - Rutiner för övervakning och kommunikation
 - Koordinering med ESMA m fl
 - Stöd till EU Kommissionen med genomförandeakterna
- **Intern implementering**
 - Samarbete inom Norden (NRAs och PX)
 - Ärendehantering, registrering



1. BESLUT
AV EU-KOMMISSIONEN



2. REGISTRERING
STARTAR



3. TRANSAKTIONSRAPPORTERING
STARTAR

Sista steget - genomförandeakterna

- **Genomförandeakterna förtydligar och preciserar**
 - Kan ej alterera det som redan står i förordningen
 - Endast precisera
- **Beslutsordning för genomförandeakterna**
 - Kommissionen utarbetar förslag
 - Medlemsstaterna (departementsnivå) diskuterar och röstar om innehållet i s k kommittémöten
 - Första informella (diskussion) mötet december 2013; Andra informella mötet 22 juli 2014; Beslutande(?) möte planeras till 3 oktober 2014
- **Ikraftträdande månadsskiftet oktober/november 2014**
 - 20 dagar efter publicering i Official Journal
- **Koppling mellan transaktionsrapportering och registrering**
 - Marknadsaktörer ska registrera sig
 - Marknadsaktörer är de personer (juridiska eller fysiska) som handlar i rapporteringspliktiga kontrakt

Några viktiga områden som diskuteras i kommittémötena

- Hur kravet på rapportering av kontrakt för större förbrukare (>600 GWh per år) ska se ut
 - Just nu är alla förbrukarkontrakt utom dem som är större än 600 GWh/år eller avser leverans till en anläggning som kan förbruka mer än 600 GWh/år undantagna rapportering
- Tröskelvärde för installerad effekt hos producenter
 - Just nu 10 MW (el) oavsett produktionsteknologi i "single production unit"
 - Motsvarande 20 MW (gas) i "single production facility"
 - Gäller så länge man inte handlar på "organised marketplaces"
- I viss mån diskuteras även definitionerna av samt tidsramarna för rapportering av standard resp icke-standard kontrakt (D+1 för standardkontrakt, D+30 för icke standard)
 - Koncerninterna transaktioner ska bara rapporteras på begäran

Registreringsprocessen har startat 1 september – transaktionsrapportering väntas start i april/maj 2015

- **Aktörerna följer en viss gång i registreringssystemet (CEREMP)**
 - Börja med att registrera dig som "ny användare" av systemet CEREMP
 - Registrera marknadsaktörer i CEREMP
 - Företagsuppgifter, kontaktpersoner, ägare/slutlig förmånstagare, rapporterande enhet
 - Registrera information om företagsstrukturen i CEREMP (Fas 2 förväntas starta i januari 2015): aktörer i samma koncern kopplas samman
 - Varje aktör får en unik identitet: ACER-kod
- **Transaktionsrapporteringen startar (förväntas starta april/maj 2015)**
 - Marknadsplatserna är skyldiga att rapportera. Detta gäller även mäklare eller andra handelsplattformar än Nord Pool och OMX. Bud ska också rapporteras
 - Icke-standardiserade forwardkontrakt ska rapporteras liksom fysiska kontrakt
 - Finansiella kontrakt som rapporteras under EMIR blir tillgängliga för ACER och NRA via Trade Repositories – också dessa kontrakt är märkta med ACER-kod



1. BESLUT AV
EU-KOMMISSIONEN



2. REGISTRERING STARTAR



3. TRANSAKTIONSRAPPORTERING
STARTAR

Hasle pilot

Rebecca Nilsson

2014-09-23



SVENSKA
KRAFTNÄT

Innehåll

- > Tidplan
- > Begränsning i piloten
- > Svar från regulatorn
- > Information till marknaden

-
- > Tidsperiod: 23 oktober – 18 december
 - > Utvärdering sker kontinuerligt
 - > Nytt beslut av regulatorn krävs för fortsättning

Begränsning

- > 1/3 av nationellt uppköp (29 MW av 85 MW)
- > Max 50 MW eller 5% av handelskapacitet i Halse
- > Ingen reservering om effektreserv aktiveras
- > Ingen reservering om prisnivå spot högre än 60 EUR/MWh
- > Minst 1000 MW ledig kapacitet i handelsriktningen SE3-NO1
- > Aktuella timmar för FRR-A uppköp V.40-51
 - > Timme 05-08
 - > Timme 17-21

Regulatorn

- > Ei - Skrivelse
 - > Inget anledning att vidta åtgärder
- > NVE – Ansökan
 - > Godkänd ansökan

Information till marknaden

- > Marknadsmeddelande minst 2 veckor innan start
- > Veckovis information om reserverad kapacitet via hemsida
- > Möte Svensk energi 17 september
 - > Mothandel
 - > Konsultation marknaden
 - > Prisprognoser

Balansansvarsavtalet

Rebecca Nilsson

2014-09-23



SVENSKA
KRAFTNÄT

Innehåll

- > Utredningar
- > Tidplan

-
- > Se över produktionsförflyttningskravet
 - > Se över bortkopplingspris vs. takpris RKM
 - > Utreda förändrade storlekskrav på Reglerobjekt
 - > Idag: 250 MW alt. aktiv på RKM
 - > (NBS)

Tidplan

2014	23 sep.	Höst/vinter	26 nov.	2015	Feb	Mars - maj	Sept.	16 nov
	EMR	Utredning	EMR		EMR Status pågående utred.	Remiss	EMR Slutliga förändringar	Ändringar i avtal

Status för "nätkoderna" inom marknadsområdet

- CACM
- Forward Capacity Allocation
- Electricity Balancing

Elmarknadsrådet

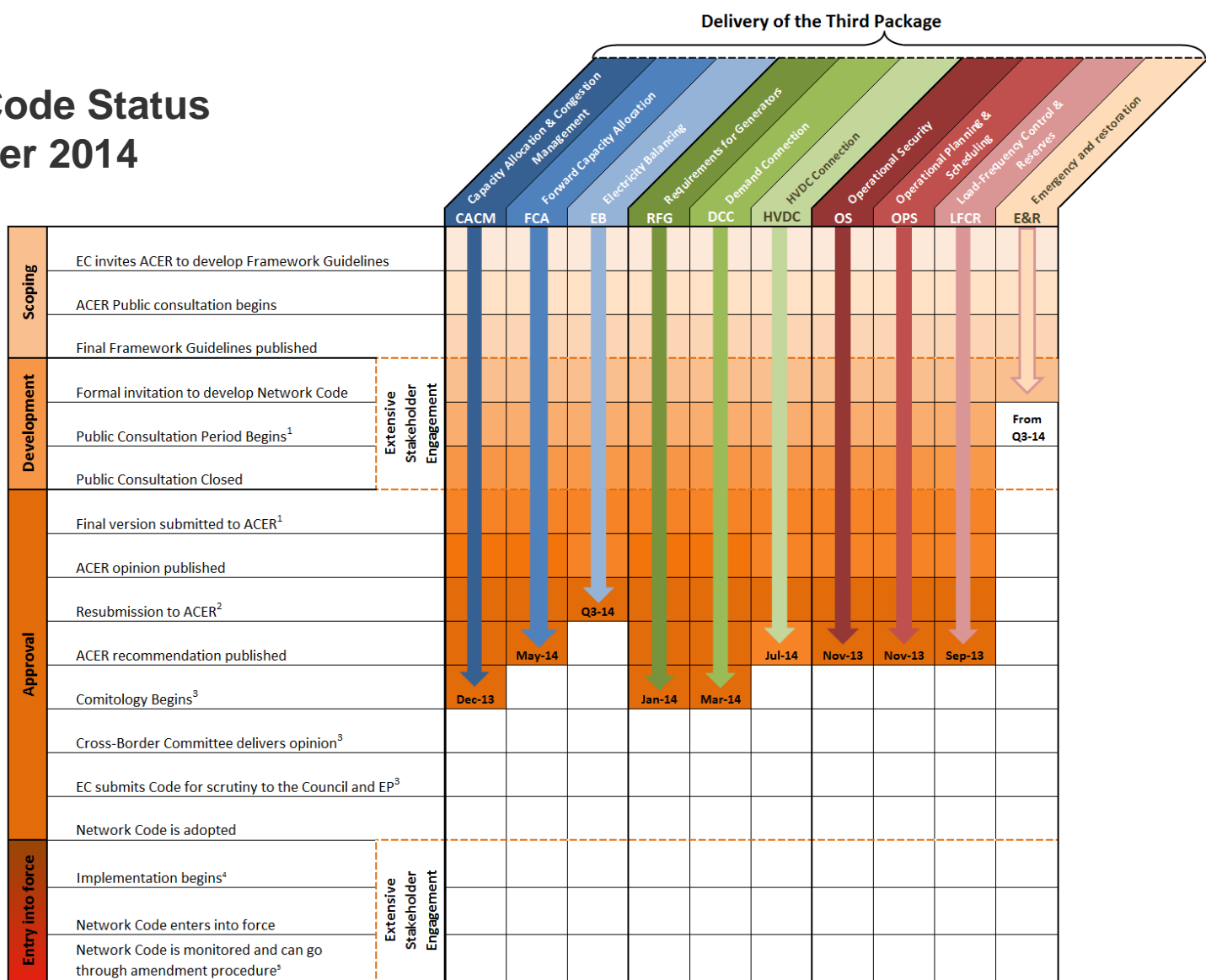
2014-09-23

Christina Simón



Network Code Status

- September 2014



Disclaimer: The purpose of this chart is to provide overall transparency of ENTSO-E's network code development. All forward-looking dates are provisional until confirmed. Stakeholders will be informed and invited to all confirmed events by means of official communication

- 1: In accordance with ENTSO-E's Network Code Development Process, an internal re/drafting and approval is done before public consultation and submission of the code to ACER.
- 2: In case ACER does not attach a recommendation to its opinion, ENTSO-E has the opportunity to resubmit the code
- 3: Changes in process may occur if the Regulatory Procedure with Scrutiny is replaced by the Delegated Acts Procedure for Network Codes validation
- 4: Some provisions are going through early implementation before this stage. Estimated implementation period vary from 18 months for NC OPS to 39 months for NC FCA. For NC EB, a 6 years phased introduction period is planned.
- 5: The amendment procedure is yet to be determined

Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (NC CACM)

- > Föremål för pågående kommitologiprocess
- > Kommissionen har lagt fram en ny version av **bindande riktlinjer**
- > Den nya versionen innehåller både substantiella och formella ändringar jämfört med tidigare version
 - > Adoption of terms and conditions or methodologies (Qualified Majority Voting) (Art 9)
 - > Governance elbörser och TSO:er (art 4, 5, 6, 7)
 - > Feasibility of delivery timelines (bl.a. art 14)
 - > Amendment process of the CACM GL and stakeholders forum
- > Nästa steg är möte i beslutandekommittén den 9 oktober 2014

Forward Capacity Allocation (NC FCA)

- > ENTSO-E har efter formella synpunkter från ACER överlämnat en ny version av förslag till nätkod för transmissionsrätter jämte ett beskrivande dokument
- > ACER har formellt rekommenderat till Kommissionen att anta ENTSO-E:s nya nätkod för vidare ev hantering
- > Frågor som diskuterats under vägen är:
 - > Tidsfrister för olika moment, NRA beslut, implementering av regler och produkter,
 - > Firmness,
 - > Antal handelsordningar/platser,
 - > Kriterier för undantag från kravet att ställa ut PTR/FTR
- > Nästa steg: Kommissionen har att välja att lägga fram lagförslag

Electricity Balancing (NC EB)

- > ENTSO-E har efter formella synpunkter från ACER överlämnat en ny version av förslag till nätkod för balansering jämte ett beskrivande dokument
- > ENTSO-E har valt att inte hörsamma ACER:s åsikter om:
 - > Implementationstiden – Inga absoluta datum för när den regionala och europeiska modellen ska implementeras
 - > TSO/BSP modellen - ACER vill än mer öppna upp för TSO:er att använda TSO-BSP-modellen
 - > Gemensamma reglerlistor - ACER vill minimera antalet reglerlistor. Koden tillåter en lista per produkt och tillåter optimering mellan flera listor.
 - > Reservation av överföringskapacitet - Koden innehåller inget krav på godkännande av regulatorer för enskild reservation
- > Nästa steg: ACER ska lämna en formell synpunkt och rekommendation till Kommissionen

Tack!

<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/>



SVENSKA
KRAFTNÄT