
Elmarknadsråd 2014-05-20

Svenska Kraftnät, Sundbyberg



Dagordning

1. Dagordningen fastställs
2. Generatorkoden (RfG) *Anders Danell*
3. Transparensförordningen *Therese Erixsson/
Carolina Tengqvist*
4. Reservering av kapacitet för utbyte av reserver *Rebecca Nilsson*
5. Balansansvarsavtal – förändrade avgifter *Erik Forsén*
6. Profilkompensation *Erik Forsén*

LUNCH ca 12.30

Dagordning

7. Avräkningsfrågor

Erik Forsén

8. Nättariffen

Anna Guldbrand

9. Second auction - marknadskonsultation

Mårten Bergman

10. Information från Nord Pool Spot

Stig Åhman

11. Övriga frågor

12. Kommande möten

Nätkoderna status 2014-05-20

Anders Danell, Nätutveckling



SVENSKA
KRAFTNÄT

Var är vi i (EU) tidplanen? Operational codes

- > Operational Security har passerat ACER och kommittéförfarandet förväntas starta under våren
- > Operational Planning har passerat ACER och kommittéförfarandet väntas starta under våren
- > Load Frequency Control har passerat ACER och kommittéförfarandet startar?

Ny NC

- > Emergency and Restoration handläggs på SvK inom Elberedskapsverksamheten

Vad händer på hemmaplan?

- > Regeringskansliet håller precis på att sammanställa Sveriges synpunkter på Rfg
- > SvK har internt startat ett projekt för strukturerad analys och genomgång av hur implementering av samtliga koder påverkar vår verksamhet

Vad händer härnäst?

- > Mycket är upp till hur kommittéförfarandet utvecklar sig. Tidplaner och NC ändras ständigt så det är svårt överblicka hur processen ser ut framöver.
- > EU-val 25 maj (parlamentet), påverkan?

Styrning av produktion – typ A

0,8 kW – 1,5 MW

- > Produktionsanläggningen skall stänga av inom 5 s efter signal från nätbolaget.
- > Nätbolaget specificerar tekniska krav för nödvändig utrustning.
- > TSO:n skall definiera kravbild för automatisk inkoppling.
- > Automatisk inkoppling är tillåten så länge inte nätbolag tillsammans med TSO bestämt annorlunda

Styrning av produktion – typ B

1,5 MW – 10 MW

- > Produktionsanläggningen skall vara utrustad med ett gränssnitt som gör det möjligt att sänka uteffekten såsom specificerats av nätbolag och/eller TSO.
- > Nätbolaget har rätt att specificera tekniska krav för fjärrstyrning av anläggningen.

Styrning av produktion – typ C

10 MW – 30 MW

- > Börvärdet för aktiv produktion skall kunna ändras av anläggningsägaren efter instruktion från nätägaren och/eller TSO:n.
- > Nätägaren eller TSO:n skall specificera inom vilket tidsintervall förändringen måste vara genomförd.
- > TSO:n skall precisera toleransgräns för inställningsvärden.

Styrning av produktion – typ D

>30 MW

- > Fasning av anläggning utförs av anläggningsinnehavaren efter tillstånd från nätägaren

Kommissionens förordning 543/2013

Elmarknadsrådet 2014-05-20

Therese Erixon



Kommissionens förordning 543/2013

- > Kommissionens förordning 543/2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaden – ”transparensförordningen”
- > Trädde i kraft 5 juli 2013
- > Artikel 4.1 ska börja tillämpas 18 månader efter förordningens ikraftträdande
- > En central plattform ska inrättas av Entso för el och vara i drift 5 januari 2015

Fortsättning

- > Förordningen har 18 artiklar, varav artikel 6-17 beskriver vad som ska publiceras.
- > Entso för el har utarbeta en manual som exempelvis anger standardiserade sätt och format för datakommunikation och utbyte samt en klassificering av de produktionstyper som avses i artiklarna 14.1, 15.1, 16.1. Den här manualen kommer vara tillgänglig för allmänheten.
 - > Publiceras på ENTSO-E:s hemsida inom kort

Vilka ställs det krav på

- > Entso för el
- > TSO:er
- > Uppgiftstillhandahållare – eng. data provider/service provider (Svk, NPS)
- > Primärägare (Produktionsenheter, produktionsanläggningar, DSO:er, förbrukningsenheter, TSO:er, Elbörser, aktörer på balansmarknaden)
- > De nationella tillsynsmyndigheterna (Energimarknadsinspektionen)

NPS

De nordiska TSO:erna har tecknat avtal med NPS för att de ska agera som "Service Provider" och skicka följande information vidare till den centrala plattformen:

- > Otillgänglighet (art 7, 10, 15)
- > Kapaciteter (art 11.1a)
- > Veckovis genomsnittlig fyllnadsmängd för vattenmagasin (16.1d)
- > Uppgifter där de själva är primärägare

NPS kommer att vidta den utveckling som är nödvändig för att uppfylla krav i transparensförordningen och förfarandemanualen.

Tillgänglighet av information

Artikel	Avsändare till plattform	Primärägare av data	Svk har nödvändig data
6. Information om totalförbrukning	Svk	Producenter och DSO:er	✓
7. Information avseende otillgängligheter av förbrukningsenheter	NPS	Förbrukningsenheter	
8. Prognosmarginal för påföljande år	Svk	Producenter och DSO:er	✓
9. Överföringsinfrastrukturen	Svk	Svk	✓
10. Information avseende otillgängligheten av överföringsinfrastruktur	NPS	Svk	
11. Information avseende uppskattningen och erbjudandet av kapacitet mellan elområden	Svk och NPS	Svk och NPS	✓
12. Information avseende användningen av kapacitet mellan elområden	Svk och NPS	Svk och NPS	✓
13. Information avseende årgärder för hantering av överbelastning	Svk	Svk	✓
14. Produktionsprognos	Svk	Producenter	X
15. Information avseende otillgängligheten av produktionsenheter och produktionsanläggningar	NPS	Producenter	
16. Faktisk produktion	Svk och NPS	Producenter	X
17. Balans	Svk	Svk och aktörer på balansmarknaden	✓

Artikel 14

Produktionsprognos

1. För sina kontrollområden ska de systemansvariga för överföringssystemen beräkna och tillhandahålla följande information till Entso för el:

a) Summan av **installerad produktionskapacitet** (MW) för alla existerande produktionsenheter som uppgår till eller överskrider **1 MW** installerad produktionskapacitet, per **produktionstyp**.

b) Information om produktionsanläggningar (existerande och planerad) med en **installerad produktionskapacitet** som uppgår till eller överskrider **100 MW**. Denna information ska innehålla

- enhetens namn,
- installerad produktionskapacitet (MW),
- platsen,
- nivå på spänningsförbindelsen,
- elområdet,
- produktionstyp.

Artikel 16

Faktisk produktion

1. För sina kontrollområden ska de systemansvariga för överföringssystemen beräkna och tillhandahålla följande information till Entso för el:
 - a) Faktisk produktionsmängd (MW) per marknadstidsenhet och per produktionsenhet för **100 MW** eller mer installerad produktionskapacitet.
 - b) Aggregerad produktionsmängd per marknadstidsenhet och per produktionstyp.

Data som saknas föreslås sändas till Svenska kraftnät

Svenska kraftnät saknar (uppdaterad) information om:

- > installerade produktionskapacitet för produktionsenheter $\geq 1\text{MW}$
- > vilket "huvudbränsle" produktionsanläggningen använder
- > faktisk produktion för produktionsenheter $\geq 100\text{MW}$

Mer detaljerad indelning av produktionstyper

Production Type

Type Number	Class	Sub-Class	Complete Term
1	Biomass		Biomass
2	Fossil	Brown coal/Lignite	Fossil Brown coal/Lignite
3	Fossil	Coal-derived gas	Fossil Coal-derived gas
4	Fossil	Gas	Fossil Gas
5	Fossil	Hard coal	Fossil Hard coal
6	Fossil	Oil	Fossil Oil
7	Fossil	Oil shale	Fossil Oil shale
8	Fossil	Peat	Fossil Peat
9	Geothermal		Geothermal
10	Hydro	Pumped Storage	Hydro Pumped Storage
11	Hydro	Run-of-river	Hydro Run-of-river and poundage
12	Hydro	Water Reservoir	Hydro Water Reservoir
13	Marine		Marine
14	Nuclear		Nuclear
15	Other renewable		Other renewable
16	Solar		Solar
17	Waste		Waste
18	Wind	Offshore	Wind Offshore
19	Wind	Onshore	Wind Onshore
20	Other non-renewable		Other

Förslag på insamling av data

Samtliga ägare av produktionsenheter (≥ 1 MW) ska fylla i ett excel-ark som kommer finnas på www.svk.se/Drift-och-marknad/Internationellt/ och skicka in det till Svenska kraftnät senast 30 september.

- > Observera att kraven ser olika ut beroende på storleken på anläggningen. Särskilda krav gäller för produktionsanläggningar och produktionsenheter större än 100 MW.
- > Ska uppdateras årligen. Svenska kraftnät tar tacksamt emot rekommendation om hur uppdateringen kan ske så smidigt som möjligt framöver (läs 2015 och framåt)

Separat diskussion med produktionsägare för produktionsenheter ≥ 100 MW där realtidsdata saknas.

Föreslagen lösning för att uppfylla art 16 – Faktisk produktion

16.1a) utifrån inkomna realtidsvärden beräknas timmedelvärden för respektive enhet $\geq 100\text{MW}$

16.1b) en kombination av faktiska och estimerade värden som aggregeras ihop per produktionstyp (under diskussion)

Information som har/ska gå ut till aktörer

- > Svk, Ei och Svensk energi har publicerat en nyhet om Transparensförordningen på respektive webbsidor.
- > Svk har mailat de aktörer med produktionsenheter större än 100 MW.
- > Svk och Ei kommer inom kort lägga ut information på webben. Aktörer kan läsa mer där och det beskrivs hur de ska skicka in information som saknas.
- > Svensk energi kommer skicka ut informationsbrev till sina medlemmar och uppmana dem att gå in på webbsidorna

Sammanfattning

- > Förordningen har trätt i kraft och ska börja tillämpas den 5 jan 2015.
- > Svenska kraftnät och Nord Pool Spot kommer att skicka vidare informationen till plattformen.
- > Mycket information finns redan – men inte allt!
- > Inom kort kommer information på

www.svk.se/Drift-och-marknad/Internationellt/

Frågor ?

Kontakt:
Therese Erixon
010-4758435
therese.erixon@svk.se



Reservering av överföringskapacitet för utbyte automatiska reserver

Elmarknadsråd 20 maj 2014

Rebecca Nilsson 010-475 81 88

Agenda

- > Bakgrund
- > Hasleprojektet
- > Metod och kriterium
- > Analysresultat
- > Sammanfattning

Bakgrund

- > Balanskoden NCEB
 - > Optimalt utnyttjande av CZC (Cross zonal capacity) för Balancing Services
 - > Balanskoden öppnar upp för antingen reservation eller för probabilistisk approach
- > Nordisk marknad för FCR och FRR-A
 - > Ökad driftsäkerhet, geografisk spridning av reserver
 - > Ökad konkurrens → Minskade TSO kostnader

Hasle-projektet

- > Bilateralt projekt mellan Svenska kraftnät och Statnett
- > Analysera marknadspåverkan av kapacitetsreservation
- > Se på möjligheterna att starta upp ett pilotprojekt
 - > Preliminärt 18 september-14 november 2014
- > Pilot ska godkännas av regulatorerna (NVE/Ei)

Framtagen metod för reservation

- > Värde av överföringskapacitet för reserver jämförs med värde av överföringskapacitet för spot marknaden
- > Innevarande veckas spotpriser används som prognos för kommande vecka
 - > Inkluderar en marginal för att ge fördel elspot
 - > Inkluderar interna priser NO
- > Svenska och norska budkurvor för FRR-A jämförs

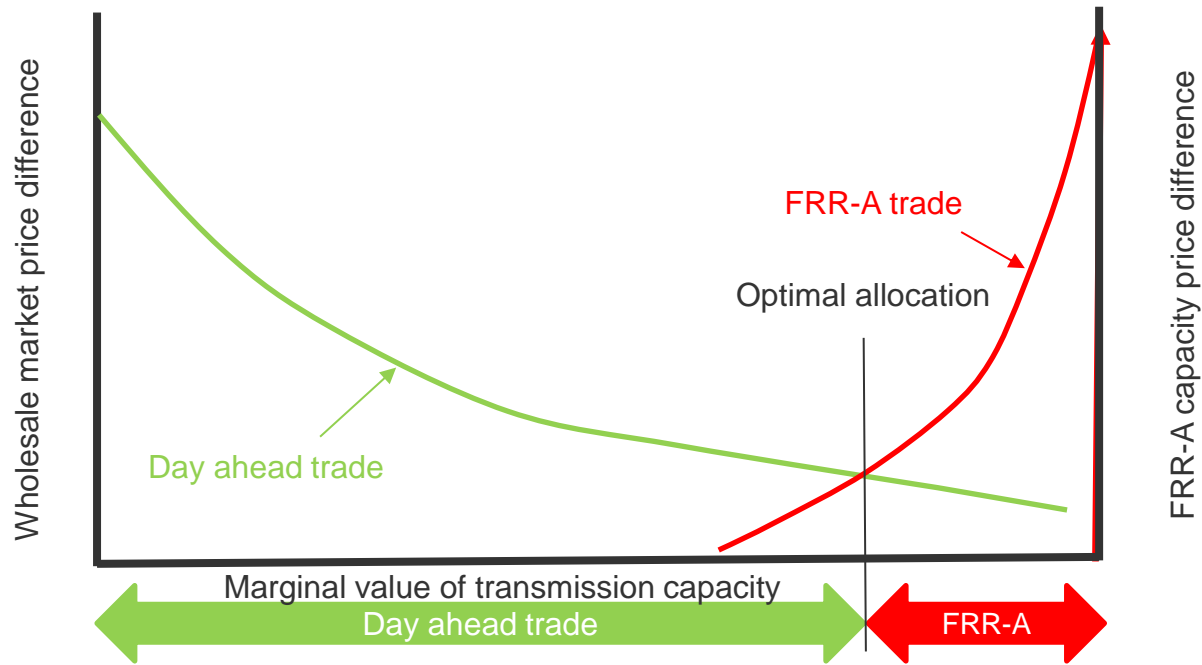
Metod - Kriterier

- > Kriterier som innebär att reservering ej utförs om visst värde uppnås
 - > Tillgänglig kapacitet
 - > Förbrukning/temperatur
 - > Tillgänglig kärnkraft

Extra hänsyn under piloten

- > Max 25 % av nationellt krav aktuellt för utväxling
- > Piloten ej aktuell under effektreservsperioden
 - > Om ej lösning på NPS turorning vid risk för avkortning

Risk averse approach in Hasle pilot – Metoden för optimering av användandet av överföringskapacitet.



Grön linje = Värdet på DA-kapaciteten ökar med minskad prisskillnad

Röd linje = Värdet på FRR-A minskar med minskad prisskillnad

(Bild lånad från ENTSO-E)

Analysresultat - prispåverkan

- > Låg prispåverkan vid reservation 50 MW om prinsnivån under 60 EUR/MWh
- > Medel 0,07 EUR/MWh påverkan om prinsnivån under 60 EUR/MWh i SE3
- > Kapaciteter:
 - > 40% av tiden utnyttjas överföringskapaciteten fullt ut på något av snitten NO1/SE3, NO2/NO1 eller NO5/NO1
 - > 20% av tiden är det mindre än 20 MW ledig överföringskapacitet mellan NO1/SE3 (historiska kapaciteter från 2013)

Analysresultat – värdet av att utbyta reserver

- > Förutsättningar för backtesting av framtagen metod
 - > Period: November 2011 till april 2014
 - > FRR-A budkurvor framtagna från prisnivåer under vårveckor 2014 med antagande att priset har samma variationsmönster som årskurvor för FCR
- > Resultat
 - > Värdet av reservationen beräknas som skillnaden mellan värdet av FRR-A kapacitet och värdet av kapaciteten på Elspot. Det vill säga den samhällsekonomiska nyttan av reservationen.
 - > Reservationen innebär en positiv nytta på reservkraftmarknaden
 - > Reservationen innebär minskad nytta på spotmarknaden
 - > Värdet beräknas som skillnaden mellan dessa det vill säga "nettonyttan"
 - > Det totala värdet för två och ett halvt år enligt vald metod och backtesting är 2,5 miljoner EUR

Sammanfattning

- > Analyserat marknadspåverkan av reservering av överföringskapacitet
- > Pilotperiod för att utvärdera framtagna metod och se på möjligheter med att reservera överföringskapacitet för utbyte av automatiska reserver

Avgifter för Balansansvariga företag

Elmarknadsråd 2014-05-20

Erik Forsén, Marknadsavdelningen



SVENSKA
KRAFTNÄT

Bakgrund

- > Resultat 2013 (Systemansvar för el): -192 mnkr
- > Ökade kostnader för primärreglering
- > Prognostiserat negativt resultat 2014
- > Justering av avgiftsnivåer från 1 augusti 2014

Verksamhetsgren systemansvar för el

- > Kostnader förknippade med frekvenshållning och driftsäkerhet
 - > Reserver
 - > Resurser på Svenska kraftnät
- > Intäkter genom balansavräkning och avgifter
 - > Avräkning produktionsbalanskraft ger intäkt (2-pris)
 - > Avgiftsstruktur harmoniserad inom Norden

Ny avgifter från 1 augusti 2014

- > Grundavgift för produktion 1,40 kr/MWh (1,00)
- > Grundavgift för förbrukning 2,80 kr/MWh (2,00)
- > Balanskraftavgift förbr.bal.kraft 4,50 kr/MWh (4,50)
- > Fast månadsavgift 1850 kr/mån (1850)
- > Avgiftsökning: 165 mnkr/år (68 mnkr 2014)
- > Svenska kraftnäts styrelse tar beslut 21 maj 2014

Kommentarer till avgiftshöjning

- > Svenska kraftnät gör negativt resultat 2014 trots höjning
- > Åtgärd: Dämpa stigande kostnader för reserver
- > Gemensam nordisk översyn av avgiftsstrukturen
- > Avgifter i nivå med kostnader 2015
- > En höjning 2015 kan inte uteslutas

Profilkompensation

Elmarknadsråd 2014-05-20

Erik Forsén

Innehåll

- > Schablonavräkning
- > Timavräknad schablonförbrukning
- > Profilirisk
- > Profilkompensation
- > Utvärdering av vald metod
- > Slutsatser

Schablonavräkning

- > Månadsmätt förbrukning
- > Balansavräkningen timmätt -> andelstal och förbrukningsprofil
- > Förbrukningsprofil rapporteras per nätområde av nätägare
- > Elhandlare handlar enligt förbrukningsprofil
- > Kvarkraftavräkning omfördelar skillnad mellan preliminär schablonleverans (prognos) och slutligt andelstal (uppmätt)

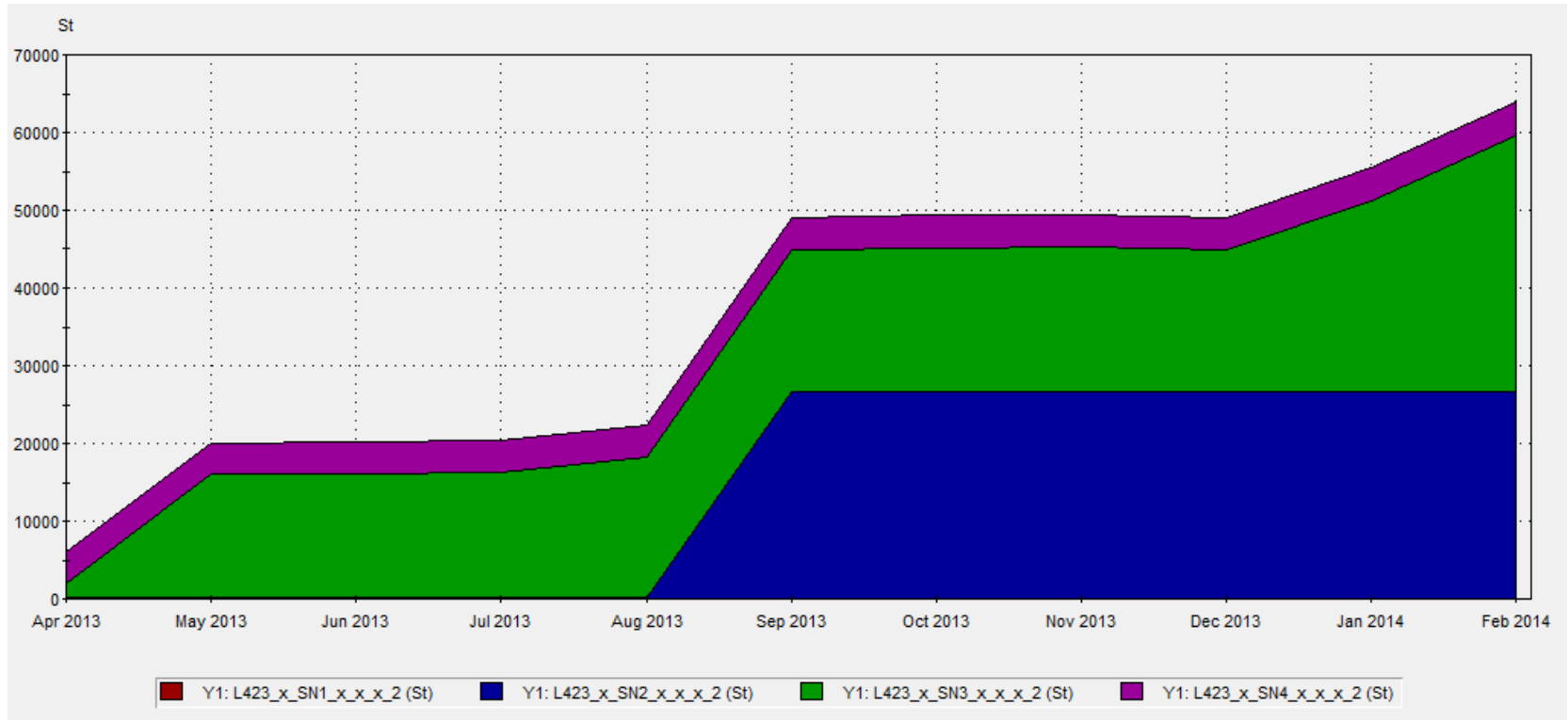
Månadsvis timmätning

- > Elanvändare har rätt till timmätning (timavräkning) (prop. 2011/12:98)
- > Nätägaren väljer avräkningsmetod
 - > Timavräknad med dygnsvis rapportering
 - > Schablonavräknad med månadsvis rapportering

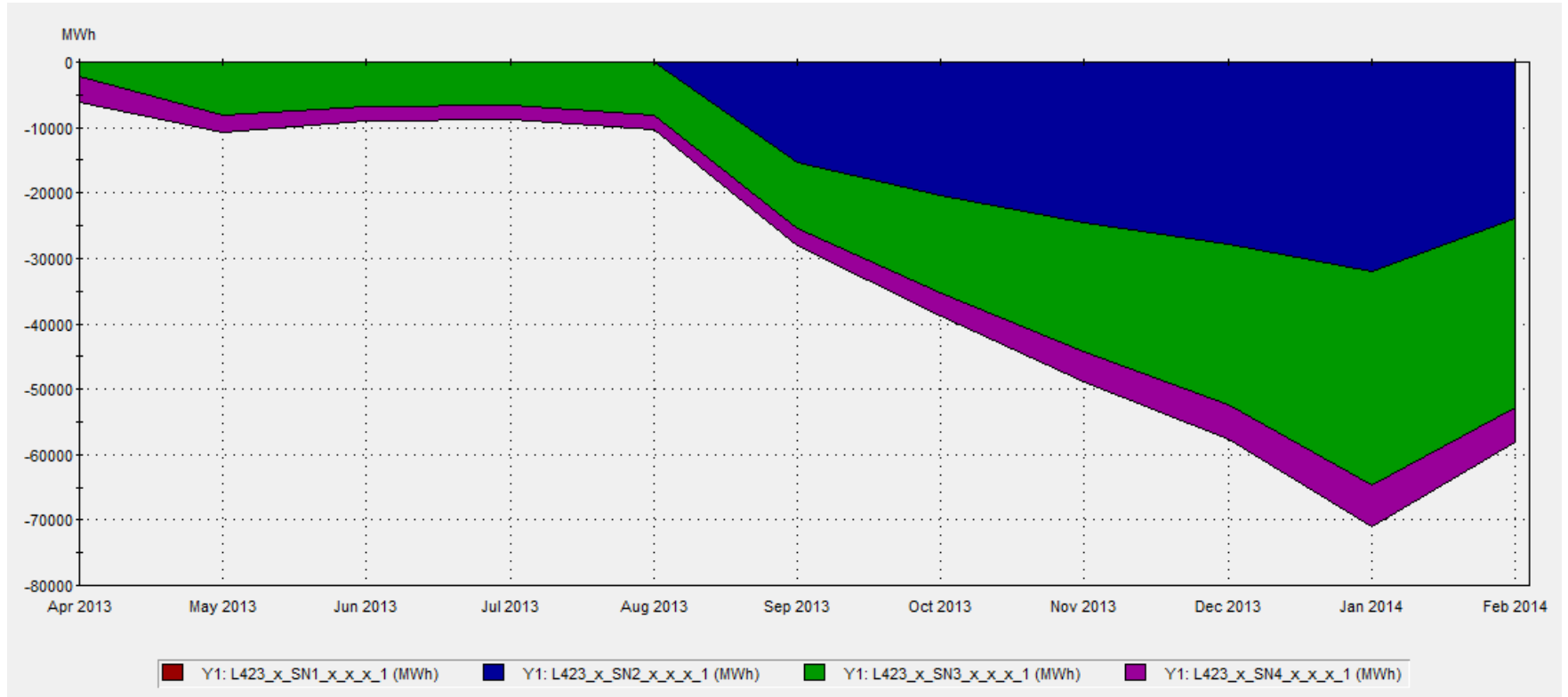
Schablonavräkning i siffror (feb 2014)

- > Total schablonavräkning
 - > 5,2 miljoner mätpunkter
 - > 4,7 TWh
- > Timmätt schablonavräkning
 - > 64 000 mätpunkter
 - > 58 GWh

Mätpunkter i Timmätt schablonavräkning

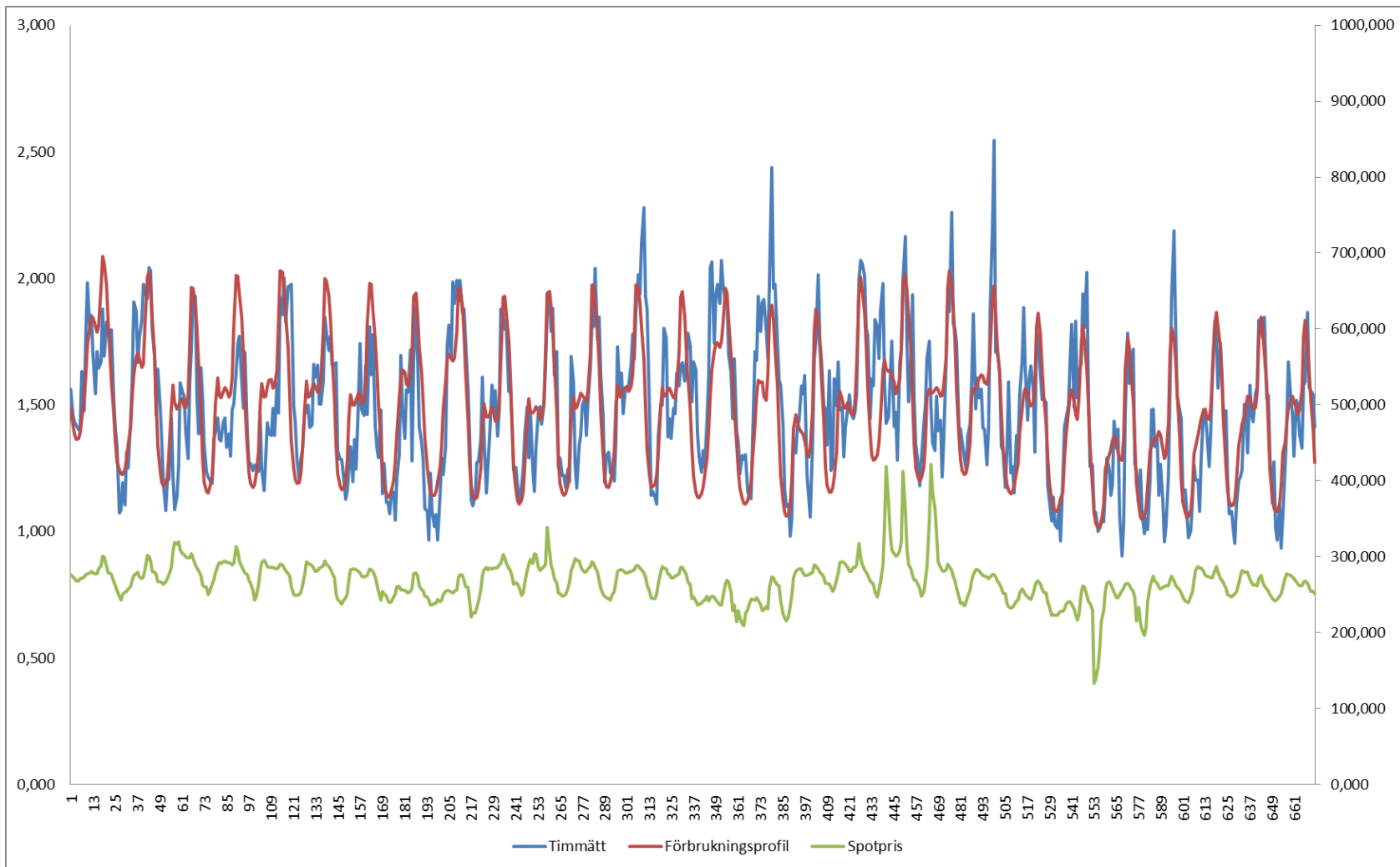


Energi i Timmätt schablonavräkning



Profilrisk

- > Elhandlare köper all schablonavräknad energi enligt förbrukningsprofil
- > Elhandlare säljer timmätt schablonavräknad energi enligt timförbrukning

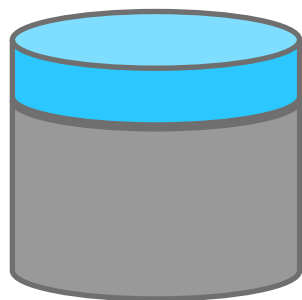


Profilkompensation

- > Elhandlare ska bli kompenserade för förlust orsakad av profilskillnad mellan förbrukningsprofil och timmätta schablonkunder
- > Infördes fullt ut 1 april 2013 av Svenska kraftnät
- > Svenska kraftnät kompenserar Balansansvariga företag
- > Kompensation sker per Elområde

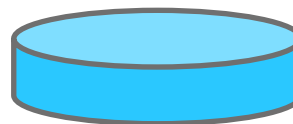
Profilkompensation

Inköpsvärde



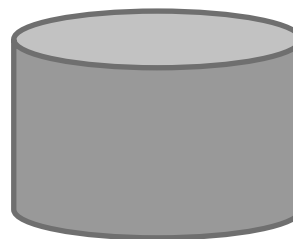
A

Försäljningsvärde



Spotpris

B



Elområdespris

C

Nätområdespris



Månadsmätt

Timmätt

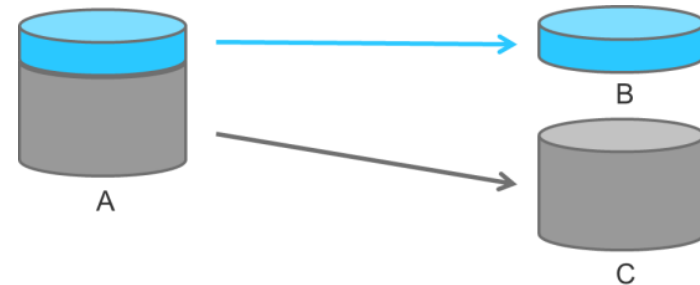
$$\text{Kompensation} = (B+C)-A$$

Kommentarer kring Profilkompensation per elområde

- > Avräkning per elområde skapar socialisering mellan nätområden
- > Socialiseringen blir en risk för Elhandlare
- > Inköp + kompensation gör att Elhandlare köper in månadsmått schablonleveras till elområdespris
- > Elhandlare tvingas sälja till månadsmått slutkund för elområdespris för att undvika kostnader

Utvärdering av Profilkompensation

- > april 2013 – februari 2014
hela Sverige
- > Värdeskillnad MTM per
nätområde: 160 000 kr
- > Profilkompensation per
elområde: 4 200 000 kr
- > Skillnad pga socialisering av
Månadsmätt schablon per
elområde



$$\text{Kompensation} = (B+C)-A$$

Profilkompensation sammanfattning

Nätområde

- > Ingen socialisering
- > 278 avräkningspriser
- > Elimineras profilrisk

Elområde

- > Socialisering
- > 4 avräkningspriser
- > Elimineras profilrisk

Slutsatser

- > Profilkompensation per elområde ger socialisering för Månadsmätt schablon
- > Elhandlares möjlighet att använda nätområdespris till Månadsmätt slutkund minskar
- > Slutkund kan välja att bli Timmätt
- > Fyra elområdespriser (viktat månadsmedel) i Sverige
- > Behåll avräkning per elområde

Avräkningsfrågor

Elmarknadsråd 2014-05-20

Erik Forsén, Marknadsavdelningen

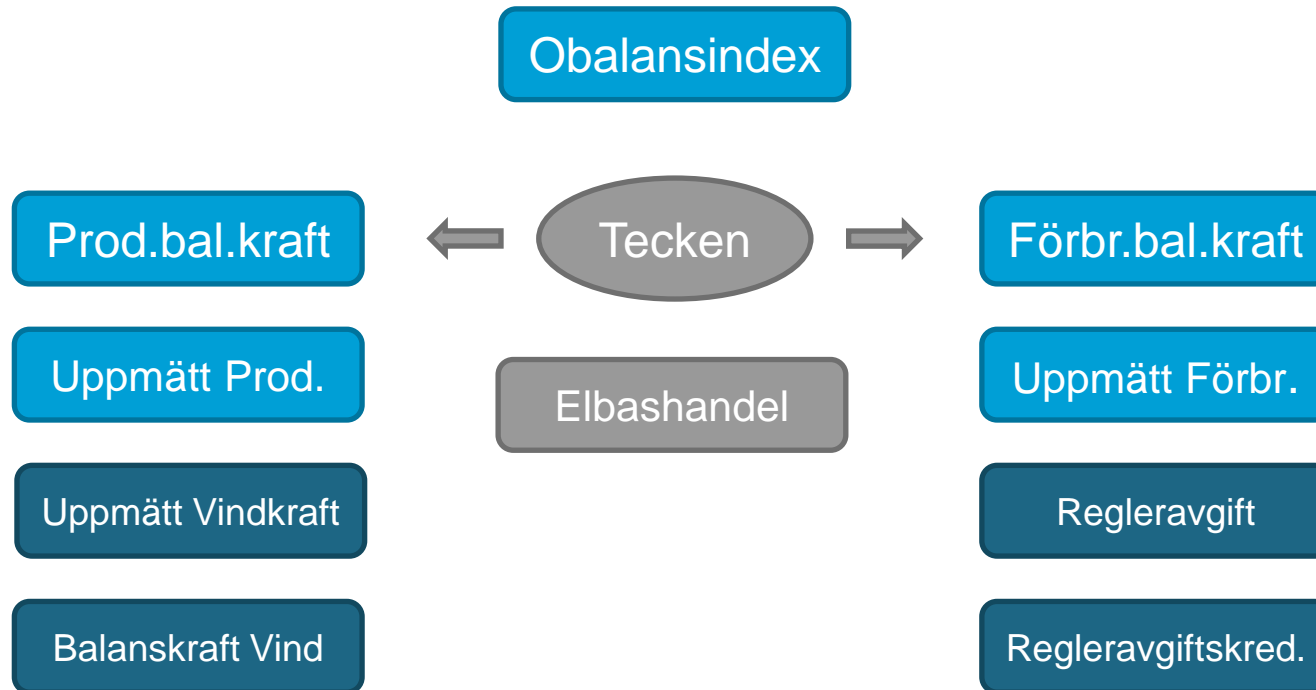
Nytt obalansindex 2014

- > Publicerat på www.svk.se
- > Kommunikation med balansansvariga
- > Svenska kraftnät sammanfattar och kommunicerar individuella resultat innan sommaren
- > Krav på förändring av resultat efter sommaren
- > Harmoniserat index i NBS 2016?

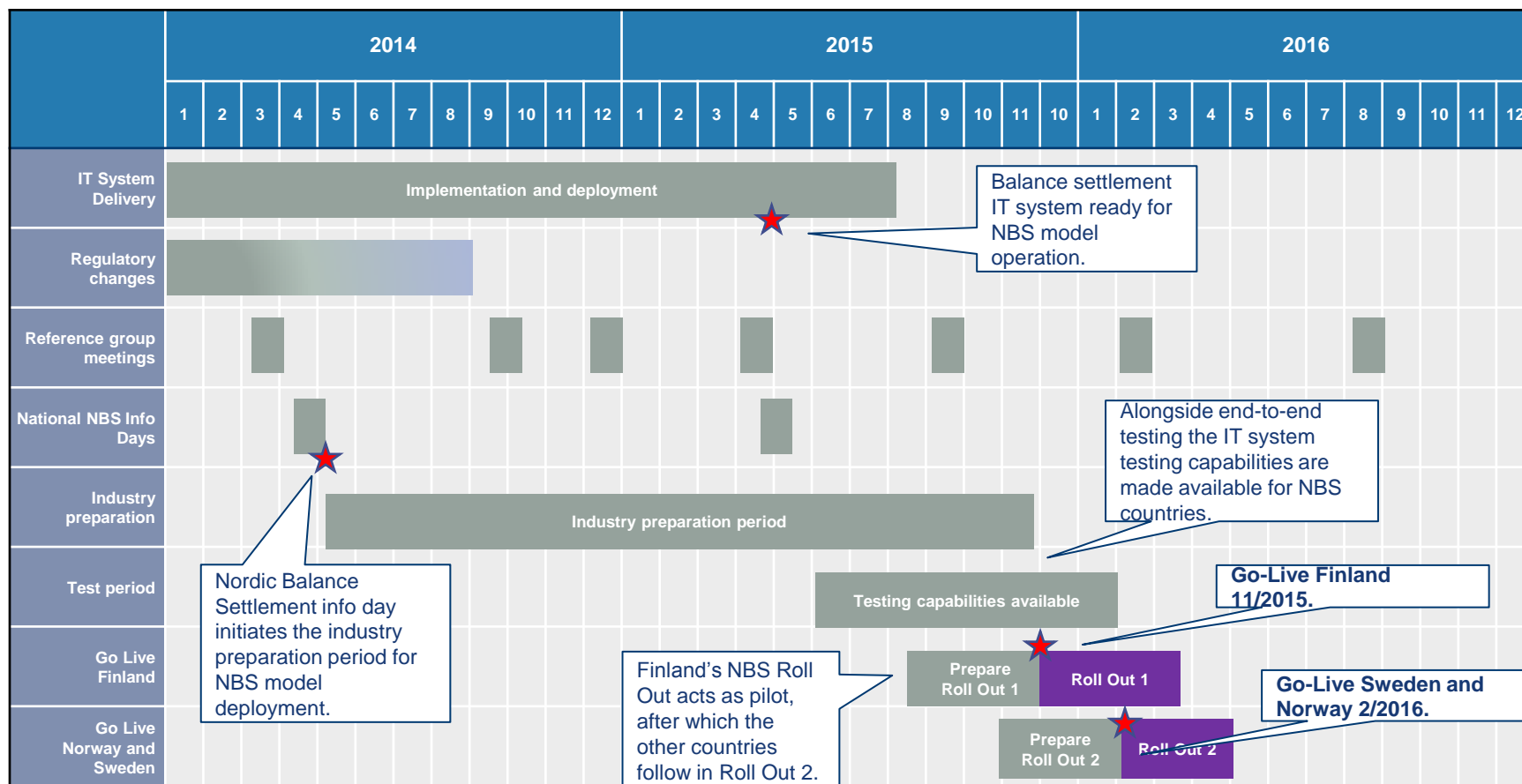
Resultat Q1 2014

		Grön	Gul	Röd	Totalt
januari	Totalt	71	20	11	102
februari	Totalt	78	14	9	101
mars	Totalt	73	21	8	102

Svenska kraftnäts analys av aktörer



Nordic balance settlement will become operative stepwise starting from 11/2015



The next steps of NBS project

- Market participants are invited to get familiar with the NBS details and start the preparations to join Nordic Balance Settlement
 - NBS handbook and The User Guide for XML documents for NBS provide grounds for preparations
 - Market participants can request clarifications and additional information from TSOs / Balance Settlement Departments or the NBS project organization (nbs@fingrid.fi)
 - The questions asked by the market participants are commonly answered and brought into knowledge of all market participants in the next versions of NBS Handbook
- The NBS commissioning plan will be prepared by the NBS project
 - the process for becoming eSett's customer
 - time schedule for testing the market participants' systems against the NBS system
 - the certification process that is need to join NBS
 - the commissioning plan will be published in the beginning of 2015

Nätтарiffen

Anna Guldbrand, Marknadsdesign



SVENSKA
KRAFTNÄT

Nätтарiffen 2015

- > Effektavgift

- > Inga strukturella förändringar

- > Energiavgift

- > Oförändrade förlustkoefficienter

- > Abonnemang

- > Nätet är trångt – alla ökningar kräver utredning – eventuellt beviljas ej till första januari

Pågående arbete 2016

- > Resultat/analys indikerar inte "tariffrevolution"
 - > Driftaspekter av stor vikt
- > Summaabonnemang för de områden med mest transit
 - > Baseras på existerande nätområden
 - > Svenska kraftnät utvärderar baserat på historiska mätvärden
- > Fortsatt utjämning mellan producenter och förbrukare
 - > Hänsyn tas till europeisk reglering
- > Analys av geografisk differentiering pågår

Tack!



SVENSKA
KRAFTNÄT

2nd auctions

Information om konceptet och kommande
marknadskonsultation

Mårten Bergman, Marknadsdesign

Elmarknadsrådet, 2014-05-20



SVENSKA
KRAFTNÄT

Vad är 2nd auctions?

- > Dagens ordning: Om pristak eller prisgolv nås hos Nord Pool Spot (NPS) kommer bud att bli avkortade
- > 2nd auctions för att undvika avkortning:
 - > 2nd auctions startas om ett budområde når pristaket (3000 €/MWh) eller prisgolvet (-500 €/MWh) i första auktionen
 - > Orderböckerna öppnas igen i ca 10 minuter
 - > Marknadsaktörerna har möjlighet att uppdatera och sända in nya bud
- > Möjliga begränsningar i 2nd auctions:
 - > Maxprissituation: endast ökning av sälj- eller minskning av köpbud tillåtna
 - > Minprissituation: endast minskning av sälj- och ökning av köpbud tillåtna

Varför 2nd auctions?

- > Ökat inslag av intermittent produktion ger fler timmar med extrema priser:
 - > 25 December 2012 nåddes priskolvat och det blev avkortning i DK 1 och 2 medan det samtidigt var full import från Tyskland
 - > 7 Juni 2013 pristaket nåddes och det blev avkortning i DK1
- > Detta har lett till en harmonisering av max/min priser inom Nordvästra Europa
- > 2nd auctions kan möjliggöra att inkludera bud som aldrig skulle skickats till NPS

Vilka processer finns det idag på NPS vid avkortning?

- > Vid minprissituation finns inga processer
- > Vid maxprissituation finns följande processer om avkortning uppstår i första auktionen:
 1. Konvertering av konvertibla blockbud till en timmes bud om sådana bud finns i de relevanta budområdet.
 2. Lägg in Effektreserven om det är avkortning i Sverige, Finland och/eller Litauen
 3. Om det är avkortning i ett budområde där importkapaciteten blivit reducerad av TSO:n, kontaktar NPS den relevanta TSO:n och frågar om överföringen kan öka med den efterfrågade volymen.
- > 2nd auctions skulle bli den fjärde processen

Vilka utmaningar finns det för implementering av 2nd auctions?

- > Inga hinder för implementering i minprissituationer
- > För maxprissituation:
 - > Nuvarande hantering innebär att effektreserven läggs in på marknad 0,1 €/MWh högre än det sista kommersiella budet
 - > Idag körs processerna sekventiellt, ej möjligt längre på grund av tidsbegränsningar → Processer måste köras simultant
- > Möjlig lösning för att hantera effektreserven om 2nd auctions implementeras
 1. Effektreserven bjuds in i andra auktionen till maxpris, 3000 €/MWh hos NPS
 2. Lokal implementering, t.ex. Endast i Danmark för att kunna behålla nuvarande hantering av Effektreserven i Sverige och Finland

Vad kommer konsultationen att omfatta?

- > Inkludera 2nd auctions som process hos NPS om ingen matchning sker vid minpris
- > Inkludera 2nd auctions som process hos NPS om ingen matchning sker vid maxpris, inklusive feedback om:
 - > Effektreservshantering ska ändras till att läggas in till maxpris eller behålla nuvarande design med +0,1 € över sista kommersiella bud
 - > 2nd auctions ska ske i alla budområden eller endast i de budområden som får avkortning
- > Konsultation innan semesterperioden hos Balansansvariga

Tack för er uppmärksamhet!

Frågor?

Marten.bergman@svk.se



SVENSKA
KRAFTNÄT