

---

# Elmarknadsråd 2013-09-24

Vattenfall AB i Solna



---

# Dagordning

1. Dagordningen fastställs

2. Förändringar i Balansansvarsavtalet

*Rebecca Nilsson*

3. Effektreserven

> Årets upphandling av effektreserv

*Rebecca Nilsson*

> Översyn av effektreserven

*Anna Guldbrand*

4. Nättariffen

*Anna Guldbrand*

> Nättariffen 2014

> Översyn av nättariffen inför 2016

5. Info från Nord Pool Spot

*Stig Åhman*

6. Avräkningsfrågor

*Tania Pinzon*

LUNCH inkl besök i kontrollrum (ca 12:30 – 13:30)

---

---

# Dagordning forts.

7. Avgifter för anslutningar till stamnätet
8. Status i pågående europaarbete
  - > Status i framtagandet av europeiska nätkoder
  - > Status NWE-regionens marknadskopplingsprojekt
9. Övriga frågor
10. Kommande möten

*Magnus Danielsson*

*Christina Simón*

---

# Balansansvarsavtalet

Elmarknadsrådet 24 september 2013

Rebecca Nilsson



SVENSKA  
KRAFTNÄT

---

# Dagordning

1. Tidplan
2. Remissvar med beslut
3. Övriga remissvar med kommentar
4. Preliminära avgifter

# Tidplan

<b>21 Maj</b>	<b>28 Maj</b>	<b>30 Juni</b>	<b>30 Aug.</b>	<b>16 Sep.</b>	<b>24 Sep.</b>
EMR – preliminära ändringar presenteras	<b>Avtal på remiss</b>	Remissvar inkomna	<b>Preliminära avgifter publicerade</b>	<b>Uppdaterad bilaga effektreservavgiften</b>	EMR – Slutliga ändringar presenteras

<b>30 Sep</b>	<b>31 Okt.</b>	<b>31 Okt.</b>	<b>16 Nov.</b>	<b>1 Jan. 2014</b>	<b>1 Februari 2014</b>
Avgifter till beslut av Svenska Kraftnäts Styrelse	<b>Varsel och uppsägning av avtal</b>	<b>Uppdaterad bilaga avgifter</b>	Avgift Effektreserv	Avgifter övriga	<b>Nytt avtal träder i kraft</b>

---

# Ändringar på remiss

1. Ny avtalsmall och justeringar i huvuddelen
2. Ändrade definitioner
3. Reglerkraftmarknaden
  1. Införande av FRR-A (ny bilaga)
  2. Ändring av tidpunkt för att lämna bud till primärregleringshandeln
  3. Elektronisk rapportering av produktionsflytt vid timskarvar

---

# Inkomna remissvar.

- > 5 st remissvar inkom (28 maj – 31 juni)
  - > Vattenfall
  - > Fortum
  - > Eon
  - > Svensk Energi
  - > Statkraft



---

# 1. Ändringar i huvudelen

- > Riktlinjer- samma namn på hemsida som i avtalet
- > Balansansvar per elområde
- > Ingen SvK-logga
- > Ny avtalsmall
- > Hänvisning till ny bilaga (FRR-A)
  
- > Inkomna remissvar: -
  
- > **Beslut: De remissade ändringarna införs i avtalet**

---

## 2. Ändring av definitioner

- > FCR (primärreglering)
  - > FCR-N (FNR)
  - > FCR-D (FDR)
- > FRR (sekundärreglering)
  - > FRR-A (LFC)
  - > FRR-M (bud på RKM)
- > Inkomna remissvar: -
- > **Beslut: De remissade ändringarna införs i avtalet**

---

## 3. Ändringar på RKM

- > Ny bilaga FRR-A
- > Ändring av tidpunkt för D-1 handel (FCR - Primärreglering)
- > Elektronisk rapportering av produktionsflytt vid timskarvar
- > Inkomna remissvar:
  - > 2 st instanser önskar 6h block vid handel med FRR-A.
    - Maxlängd på blocken kommer inte att ändras, 3h block nödvändiga för att öka flexibiliteten och minska kostnaderna vid Svenska Kraftnäts veckoupphandlingar
  - > 1 st instans anser att en flytt av tidpunkt för handel med FCR (D-1) försvårar för aktörerna att lämna bud
    - Nödvändigt att flytta tidpunkten för att möjliggöra handel med Statnett och därigenom hålla nere kostnaderna för Svenska Kraftnäts reservhandel.

*forts nästa sida...*

---

# Forts. ändringar på RKM

- > 2 st instanser anser att kravet på produktionsflytt vid tidskiften frångår likavärdesprincipen och att det drabbar stora aktörer
    - Kravet gäller alla balansansvariga men endast om produktionsförändringen är större än 200 MW
  - > 1 st instans anser att kravet på produktionsflytt bör utredas ytterligare då det innebär att möjliga bud till RKM minskar.
    - En uppföljning/analys av kravet på produktionsflytt kommer att göras.
- > **Beslut: De remissade ändringarna införs i avtalet**

---

## 5. Övriga remissvar

- > 1 st instans anser att gate closure 45 min innan drifttimmen bör ändras till precis innan drifttimmen och att det är i linje med kommande nätkoder. En ändring skulle medföra fler bud på RKM.
- Inget fastställt i nätkoderna ännu. Svenska Kraftnät är medvetna om att gate closure 45 min försvårar för aktörerna vid planering och inlämning av bud men menar att 30-45 minuter gate closure är nödvändig för att Svenska Kraftnät på ett bra sätt kunna planera inför kommande driftimme.

---

# Forts. övriga remissvar

- > 1 st instans att texten om ”vinst vid aktivering av effektreserven” bör kompletteras med hur eventuellt överskjutande belopp ska hanteras.
- Svenska Kraftnät kommer att använda ett sådant högst osannolikt överskott till effektreserven eller andra åtgärder mot effektbrist. Svenska Kraftnät anser inte att det behöver skrivas in i avtalet.

---

## Forts. övriga remissvar

- > 2 st instanser anser att "affärsmässigt i balans" bör förtydligas och 1 st instans anser att exemplifiering "missbruk av balanstjänsten" bör tas bort.
- "Affärsmässigt i balans" kommer inte att förtydligas men Svenska Kraftnät ser just nu över vad som kan göras för att om möjligt komma till rätta med de stora obalanserna hos vissa företagen. I NBS-projektet kommer även en gemensam syn på obalanser vara nödvändig.
- Utdrag från avsnitt 8 i huvuddelen "Ett exempel på missbruk av balanstjänsten är att medvetet eller systematiskt ha stor obalans". Exemplifieringen kommer att finnas kvar då företag som ingår balansansvarsavtalet förbinder sig att planera sig i balans inför den kommande drifttimmen.

---

# Forts. övriga remissvar

- > 2 st instanser pekar på bristande logik mellan bortkopplingspris och pristaket på RKM.
- Svenska Kraftnät kommer att se över prisnivåerna.
- I avtalet står idag att bortkopplingspriset sätts till det högsta av bortkopplingspris och uppregleringspris. Pristaket på RKM är idag harmoniserat med övriga Norden och kan inte ändras utan samsyn.



---

## Forts. övriga remissvar

- > 2 st instanser anser att framförhållningen på avgiftshöjningarna ej är tillräcklig och 1 st instans anser att balanskraftavgiften bör höjas ytterligare
- Framförhållningen är i år fyra månader jämfört med tidigare år då höjningarna aviserat med två månaders varsel. Det är svårt för Svenska Kraftnät att beräkna kommande avgifter utan historik därav aviseras förändrade avgifter tidigast under augusti månad.

---

# Avgifter

- > Produktionsenergiavgiften
  - > Höjs från 0,80 SEK/MWh till 1,00 SEK/MWh
- > Förbrukningsenergiavgiften
  - > Höjs från 1,60 SEK/MWh till 2,00 SEK/MWh
- > Balanskraftavgiften
  - > Höjs från 2,50 SEK/MWh till 4,50 SEK/MWh

Orsak till höjning: Fortsatt höga kostnader för systemtjänster

---

---

# Forts. avgifter

- > Effektreservavgiften

- > Sänks från 9,25 SEK/MWh till 6,75 SEK/MWh

Orsak till sänkning: Årets upphandlade volym mindre (i enlighet med förordningen).

---

# Avgiftshistorik

Avgifterna i SEK/MWh

År	Produktion	Förbrukning	Balanskraft	Effektreserv
2009	0,45	0,90	1,00	3,75
2010	0,50	1,00	1,00	4,25
2011 april	0,55	1,10	(1,00)	(6,00)
2011 nov.	0,65	1,30	1,00	6,00
2012	0,80	1,60	2,50	9,25
2013	1,00	2,00	4,50	6,75

2009 infördes två pris på produktion och en pris på förbrukning  
2011 var första året med tillsvidareavtal

---



---

# Effektreserven

Elmarknadsrådet 24 september 2013

Rebecca Nilsson, Marknadsdesign



---

# Förordningen om effektreserv (2010:2004)

Maximal storlek och minsta andel förbrukningsreduktion till år 2020

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

Andelen som skapas genom avtal om minskad elförbrukning får dock vara mindre, om det saknas förutsättningar för sådana avtal med hänsyn till de anbud som har lämnats eller om det annars finns särskilda skäl.

---

# Upphandling av effektreserv 2013/2014

- > Anbudsinbjudan skickades ut den 25 mars
- > Anbudstiden gick ut den 13 maj
- > 4 st företag lade anbud för elproduktion
- > 10 st företag lade anbud för förbrukningsreduktion



---

# Upphandling av effektreserv 2013/2014

- > Elproduktion
  - > Forsmarks Kraftgrupp AB
  - > Vattenfall AB
  - > Mälarenergi AB
  - > Karlshamn Kraft AB

---

# Upphandling av effektreserv 2013/2014

- > Förbrukningsreducering
  - > AV Reserveffekt AB (aggregator)
  - > Befesa Scandust AB
  - > Göteborg Energi DinEl AB (aggregator)
  - > Holmen AB
  - > Höganäs Sweden AB
  - > INEOS Sverige AB
  - > AB Sandvik Materials Technology
  - > Rottneros Bruk AB
  - > Stora Enso AB
  - > Vattenfall AB (aggregator)

---

# Antagna bud - elproduktion

- > Forsmarks Kraftgrupp, Gunnarsbo – 38 MW
- > Karlshamn Kraft, block 1 och block 2 – 660 MW
- > Vattenfall Stenungsund, block 3 – 260 MW

Totalt: 958 MW

---

# Antagna bud - förbrukningsreduktion

- > AB Sandvik Materials Technology – 22 MW
- > AV Reserveffekt AB – 88 MW
- > Befesa Scandust AB – 18 MW
- > Göteborg Energi DinEL AB – 25 MW
- > Höganäs Sweden AB – 25 MW
- > INEOS Sverige AB – 30 MW
- > Rottneros Bruk AB – 27 MW
- > Vattenfall AB – 56 MW
- > Stora Enso AB – 240 MW

**Totalt 531 MW**

---

---

# Utfall - Upphandling 2013/2014

- > Elproduktion 958 MW (1255 MW)
- > Förbrukningsreduktion 531 MW (464 MW)

**Totalt 1489 MW (1719 MW)**

---

# Utfall - Upphandling 2013/2014

- > Fast kostnad för effektreserven

113,5 Mkr (137,7 Mkr)

- > Varav kostnaden för produktionsdelen är 66,4 Mkr (106,3 Mkr)

- > Varav kostnaden för förbrukningsreduktion är 47,1 Mkr (31,4 Mkr)

- > Kostnad per upphandlad effekt

- > Produktion 69 328 SEK/MW (84 685 SEK/MW)

- > Förbrukning 88 684 SEK/MW (67 671 SEK/MW)

---

# Förändring över åren som gått

## > 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
Produktion [SEK/MW]	35 244	35 244	35 249	52 946	85 534	84 685	69 328
Reduktion [SEK/MW]	49 862	49 136	39 804	37 124	58 327	67 671	88 684
Total kostnad [SEK/MW]	59 306	41 222	36 752	48 070	79 828	80 092	76 230

Tack för att ni  
lyssnade!





---

# Effektreservsutredning

En uppföljning och analys av avvecklingen av den svenska effektreserven

Anna Guldbrand



SVENSKA  
KRAFTNÄT

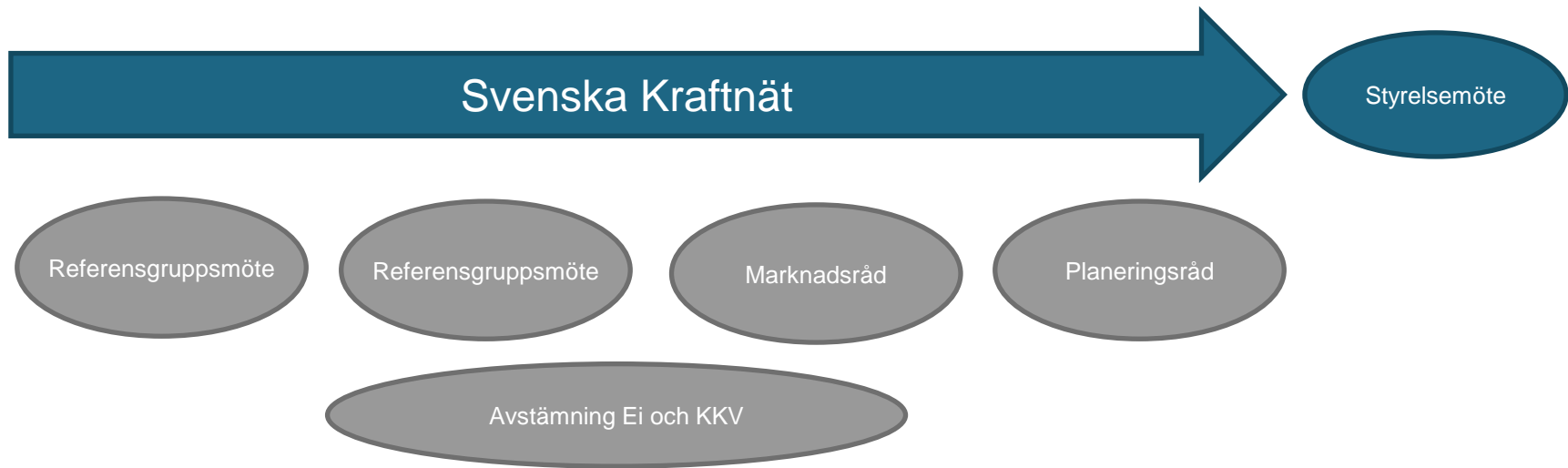
---

# Uppdraget

- > Regeringen gav den 20 december 2012 följande uppdrag till Svenska Kraftnät:
- > *”Lagen (2003:436) om effektreserv upphör att gälla i mars 2020. Avsikten är att en successiv övergång till en marknadslösning ska ske genom en stegvis nedtrappning av effektreservens storlek, som ska minska från 2 000 MW till 750 MW innan effektreserven helt avskaffas (se prop. 2009/10:113). Under denna utfasningsperiod kommer också den andel av effektreserven som utgörs av efterfrågefleksibilitet att öka från 25 procent till att under de sista tre åren utgöra 100 procent av effektreserven.*
- > *Affärsverket svenska kraftnät ska utifrån situationen de senaste vintrarna och hur effektreserven har använts följa upp och analysera utvecklandet av effektreserven. I analysen ska även hänsyn tas till fortsatt integrering med andra länder, ökad intern transmissionskapacitet, förbrukarfleksibilitet och mer volatil produktion i systemet. I uppdraget ingår också att uppdatera och utvärdera de fakta som låg till grund för beslutet att fasa ut effektreserven till 2020.”*

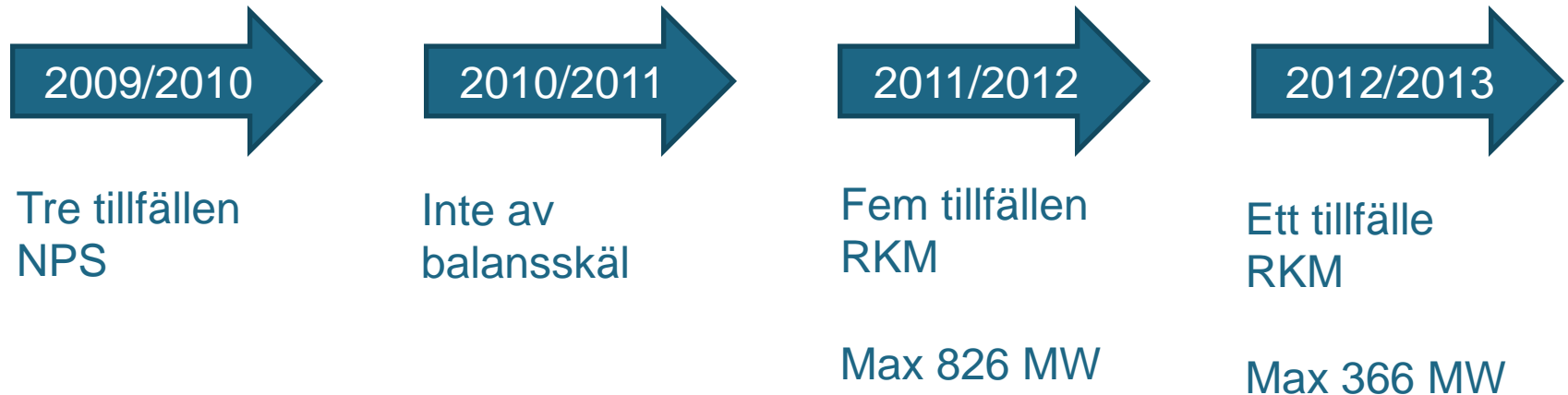
---

# Arbetets genomförande



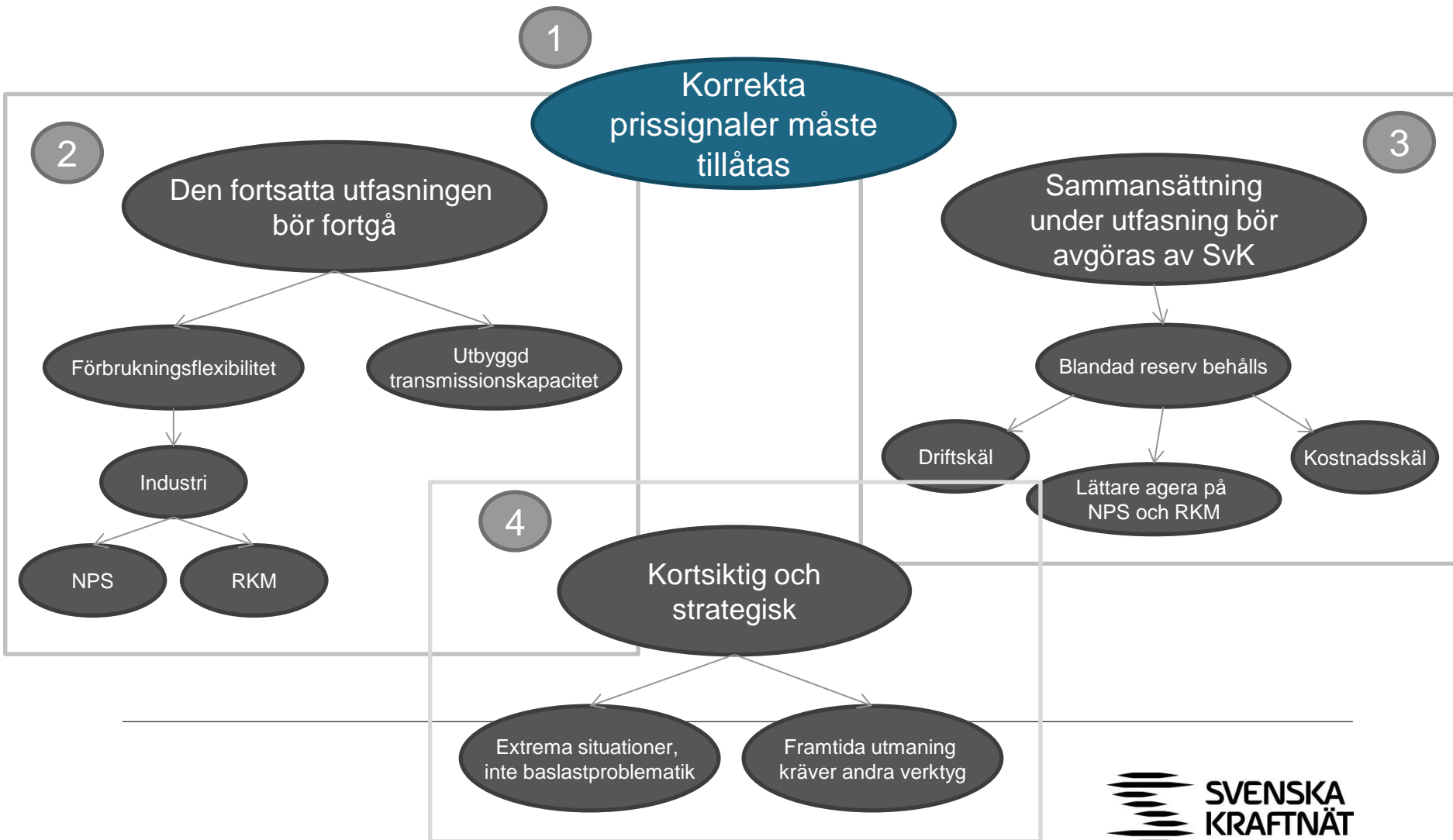
---

# Effektreservens användning



- 
- > Klokt att inte omedelbart avveckla effektreserven!
  - > Bör fortsatt utfasning fortgå?

# Slutsatser



---

# Stamnätstariff 2014 Tarifföversyn 2016

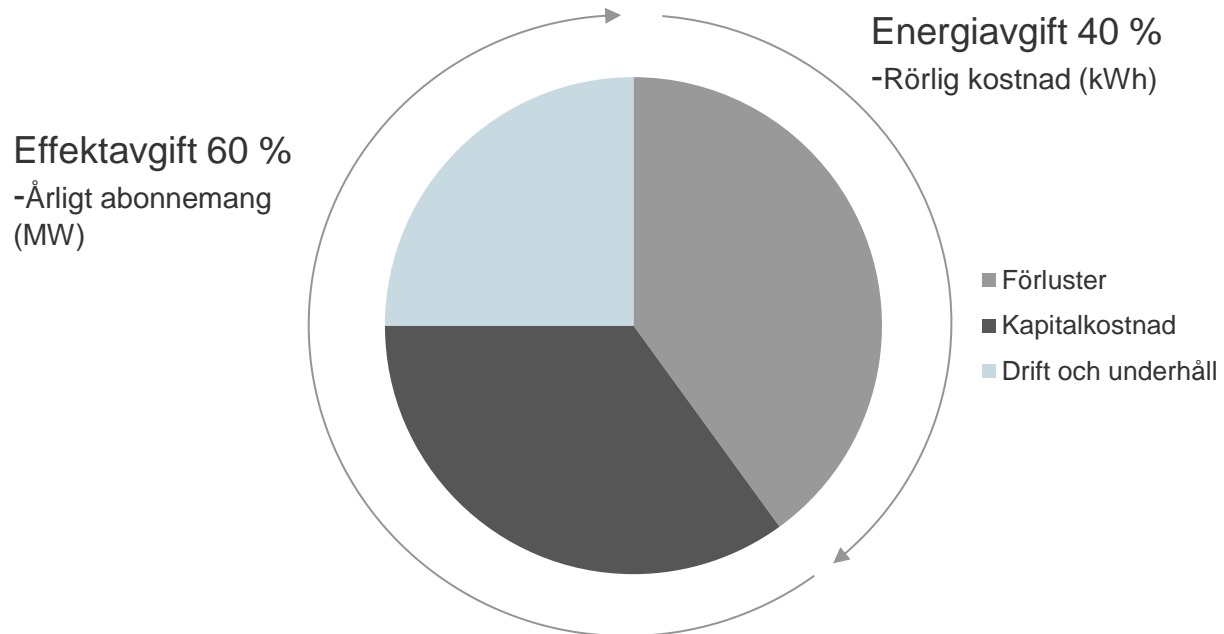
Anna Guldbbrand



SVENSKA  
KRAFTNÄT

---

# Stamnätstariff 2014

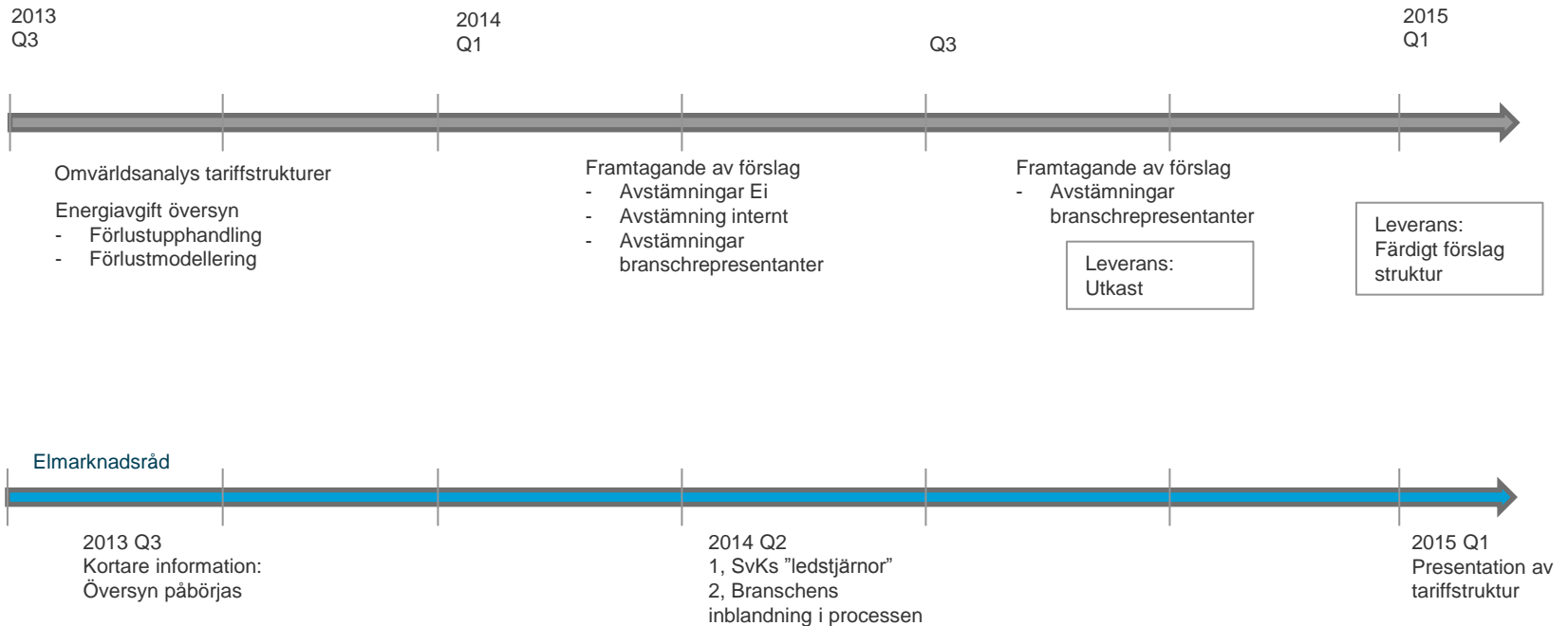




# Prislista

ANSLUTNINGSPUNKT	EFFEKTAVGIFT		ELOMRÅDE	ENERGIAVGIFT	
	[SEK/kW]	[SEK/kW]		[%]	[SEK/MWh]
	INMATNING	UTTAG		FÖRLUST- KOEFFICIENT	ENERGIAVGIFT
Ajaure	45	51	2	7	22,12
Alvesta	25	87	4	-5	-16,4
Aros	31	76	3	-2	-6,4
Arrie	22	93	4	-6	-19,68
Avesta	33	73	3	-1	-3,2
Bandsjö	38	64	2	3	9,48
Barkeryd	27	84	3	-4	-12,8
Barsebäck	23	92	4	-6	-19,68
Beckomberga	31	77	3	-2	-6,4
Blaiken	45	51	2	6	18,96
Blåsjön	43	54	2	7	22,12
Boländerna	31	76	3	-2	-6,4
Borgvik	31	77	3	-2	-6,4
Botkyrka	31	77	3	-3	-9,6
Breared	25	87	4	-5	-16,4
Bredåker	32	74	3	-1	-3,2

# Tarifföversyn 2016



---

# AVRÄKNINGSFRÅGOR

Elmarknadsrådet 24 september 2013

Tania Pinzón

---

# INNEHÅLL

- > Uppföljning balanskraft – nya index
- > Kundundersökning

---

# UPPFÖLJNING BALANSKRAFT

- > SvK kommer att lägga stort fokus på uppföljning av obalanser framöver.
  - > Utredning och analys, vad ska mätas? Vilka gränsvärden? Anonymitet?
  - > Kontinuerlig uppföljning. SvK kontaktar via telefon, brev och kallar till möte vid behov.
- > Nya obalansindex väntas introduceras 1/1 2014

---

# Index/KPI

- > Introduktion av Produktionsbalanskraftindex samt gränsvärden för vad som är acceptabelt.
- > Olika alternativ för Förbrukningsbalanskraft utreds. Införa gränsvärde för vad som är acceptabelt.
  - > Nuvarande förbrukningsbalansindex
  - > Justerat förbrukningsbalansindex med hänsyn till omsättningen (förbrukning och produktion)
  - > Ev ett tredje alternativ
- > Fortsatt uppföljning av Regleravgifter

---

# Gränsvärden

Analys av vilken typ eller vilka typer av gränsvärden som borde användas:

- > Maxgräns för avvikelser i procent per månad
- > Maxgräns för avvikelser i volym per månad

---

# Tidplan

- > 28/10 SvK skickar ut detaljerat förslag till elmarknadsråd och deltagare i avräkningsforum
- > 12/11 Aktörer lämnar kommentarer
- > 26/11 Förslaget diskuteras vidare på elmarknadsrådet
- > 1/1 De nya indexen introduceras och publiceras löpande på SvKs hemsida

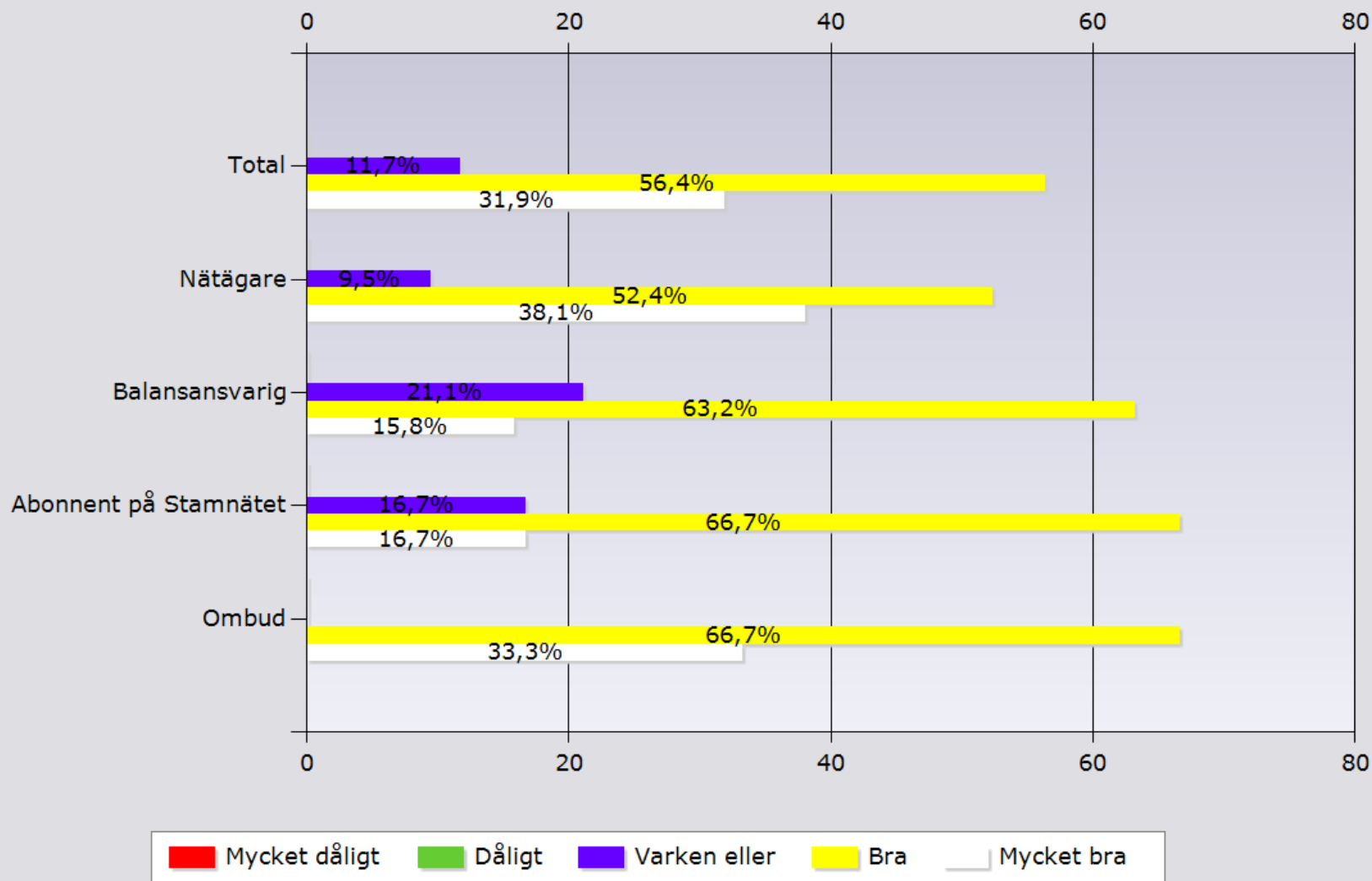


---

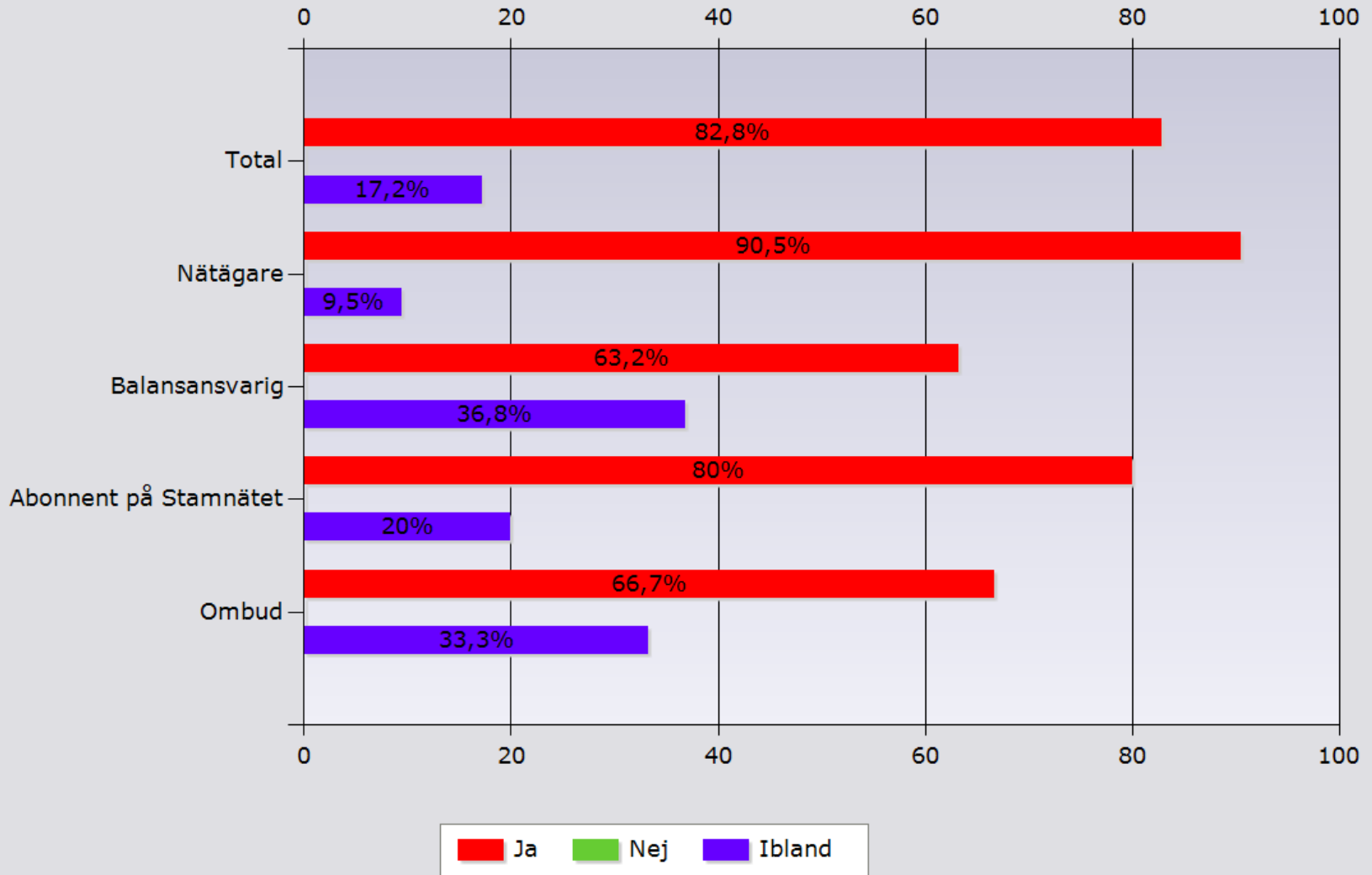
# KUNDUNDERSÖKNING

- > Marknadsstöd gick ut med en kundenkät för några veckor sedan med syfte att:
  - > undersöka hur vårt kundstöd uppfattas av abonnenter på stamnätet, nätägare, ombud och balansansvariga.
  - > Identifiera svagheter och de områden vi ska förbättra
  - > få in nya idéer
- > Svarsfrekvens 51,4 % (112)
- > Genomgång av resultat pågår och åtgärdsplan ska formuleras
- > Här följer ett urval av frågor och svar

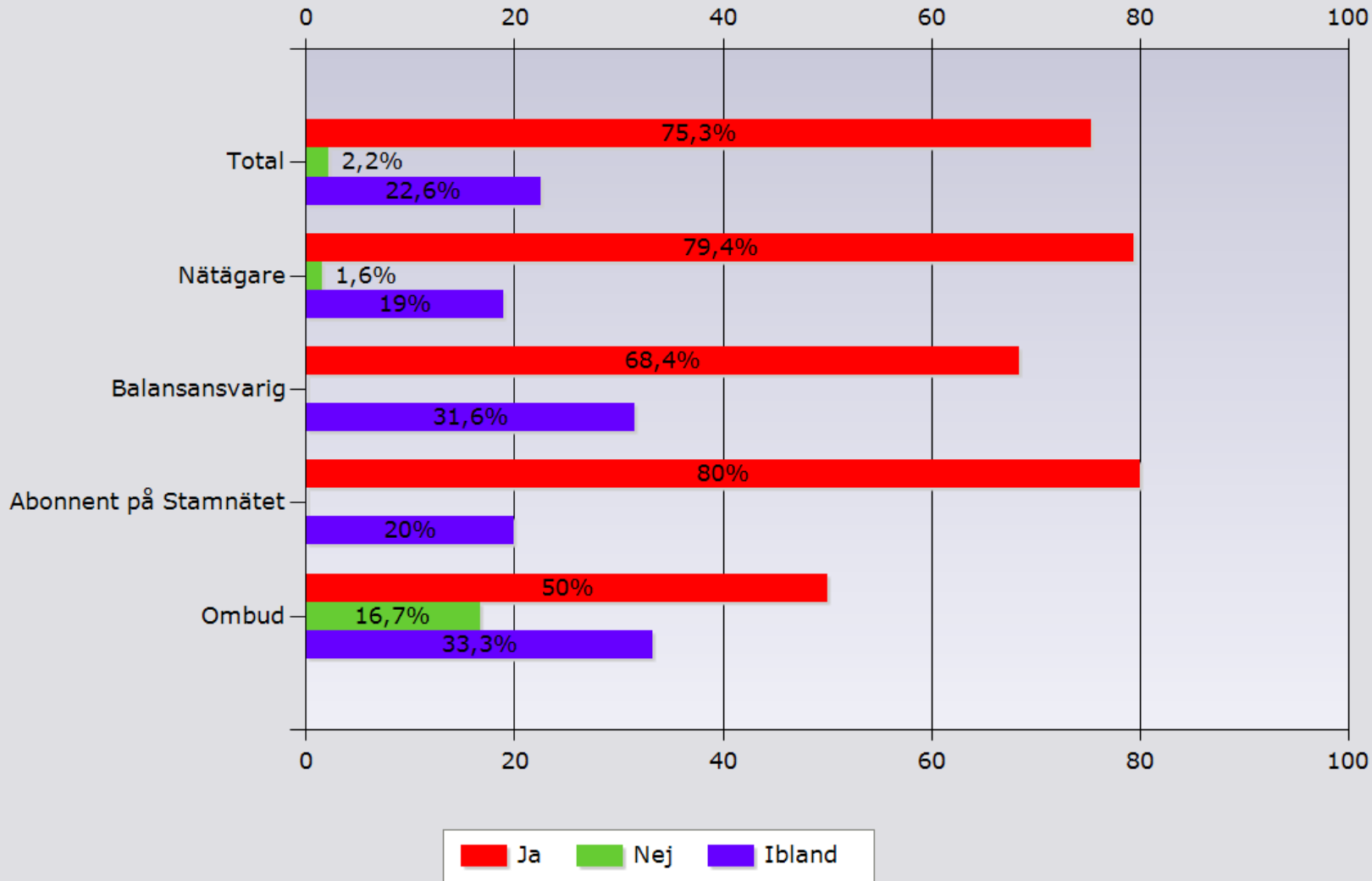
## Hur tycker du att du blir bemött?



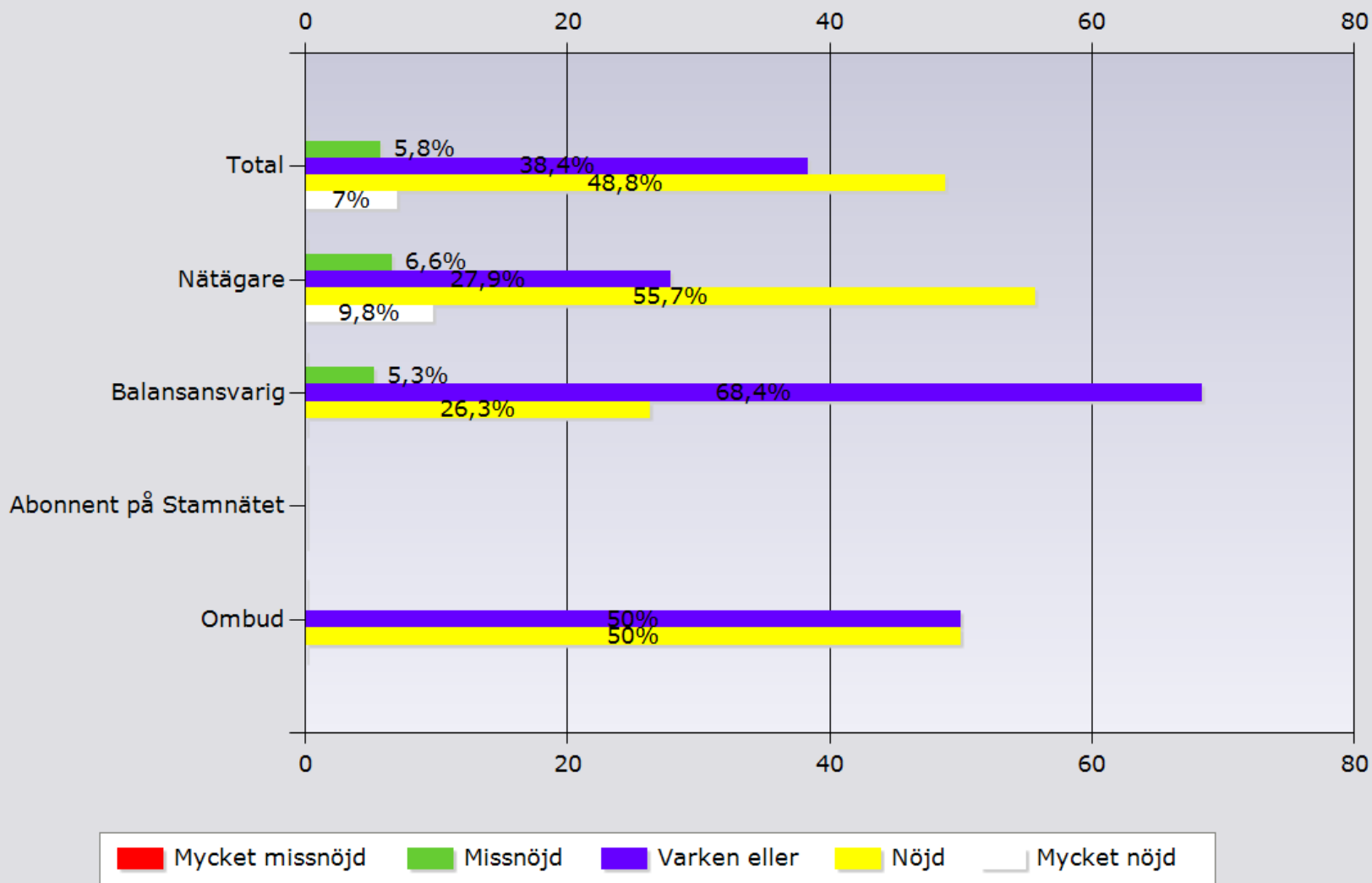
## Kan vi hjälpa dig med din fråga/frågor?



## Får du svar inom en rimlig tid?



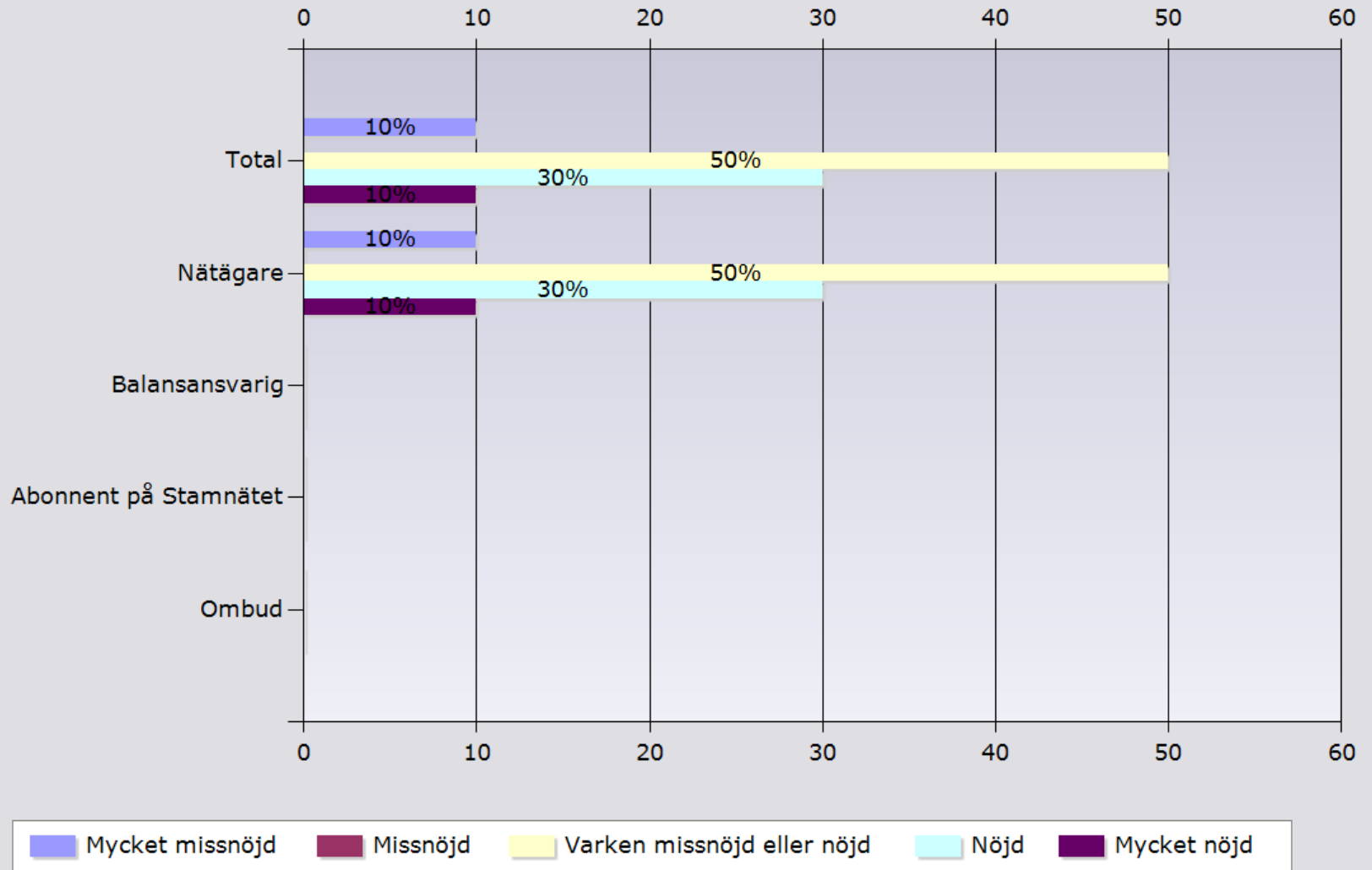
## Hur nöjd är du med återrapporteringen?



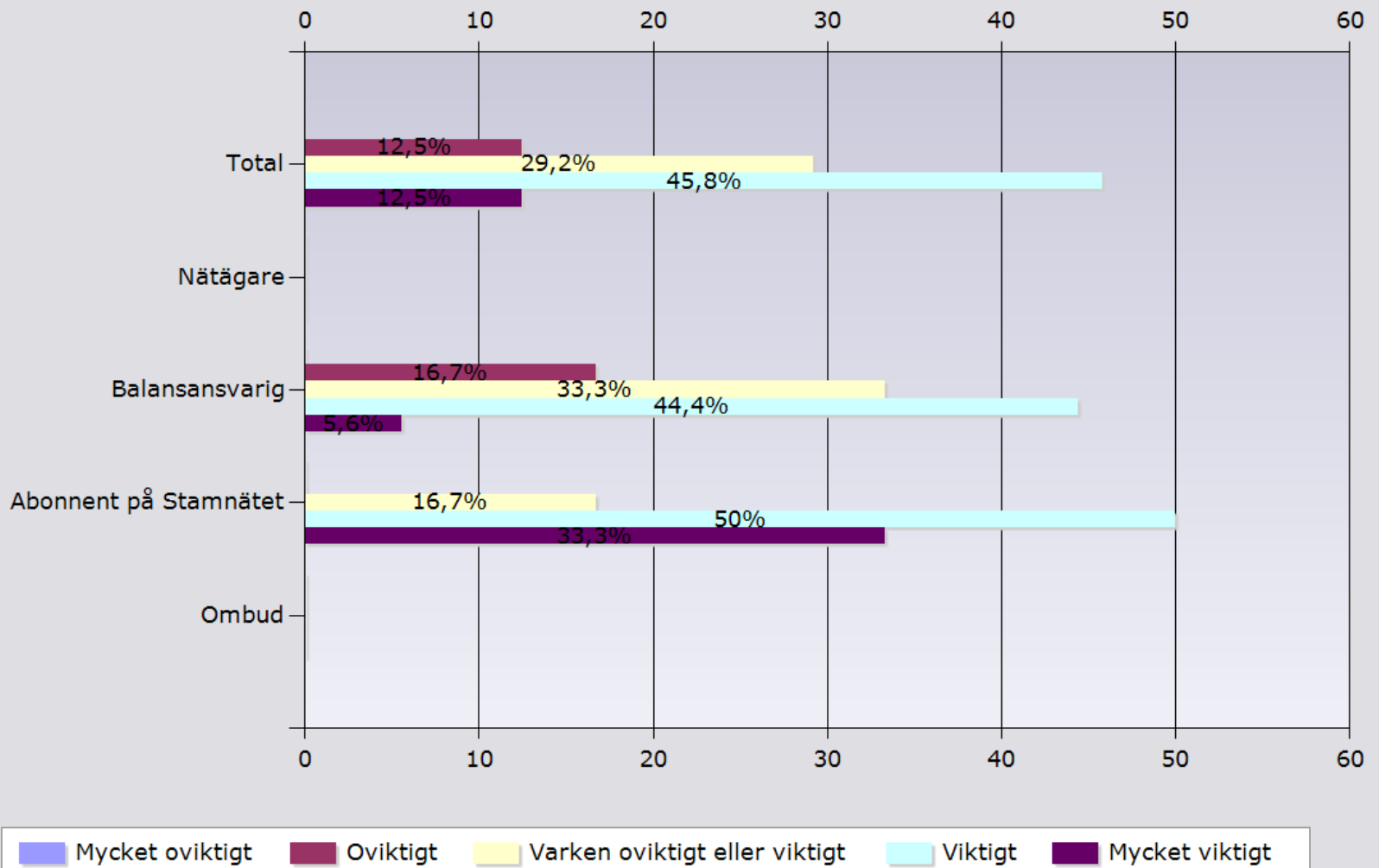
## Hur nöjd är du med Mimer?



## Hur nöjd är du med Mimer?

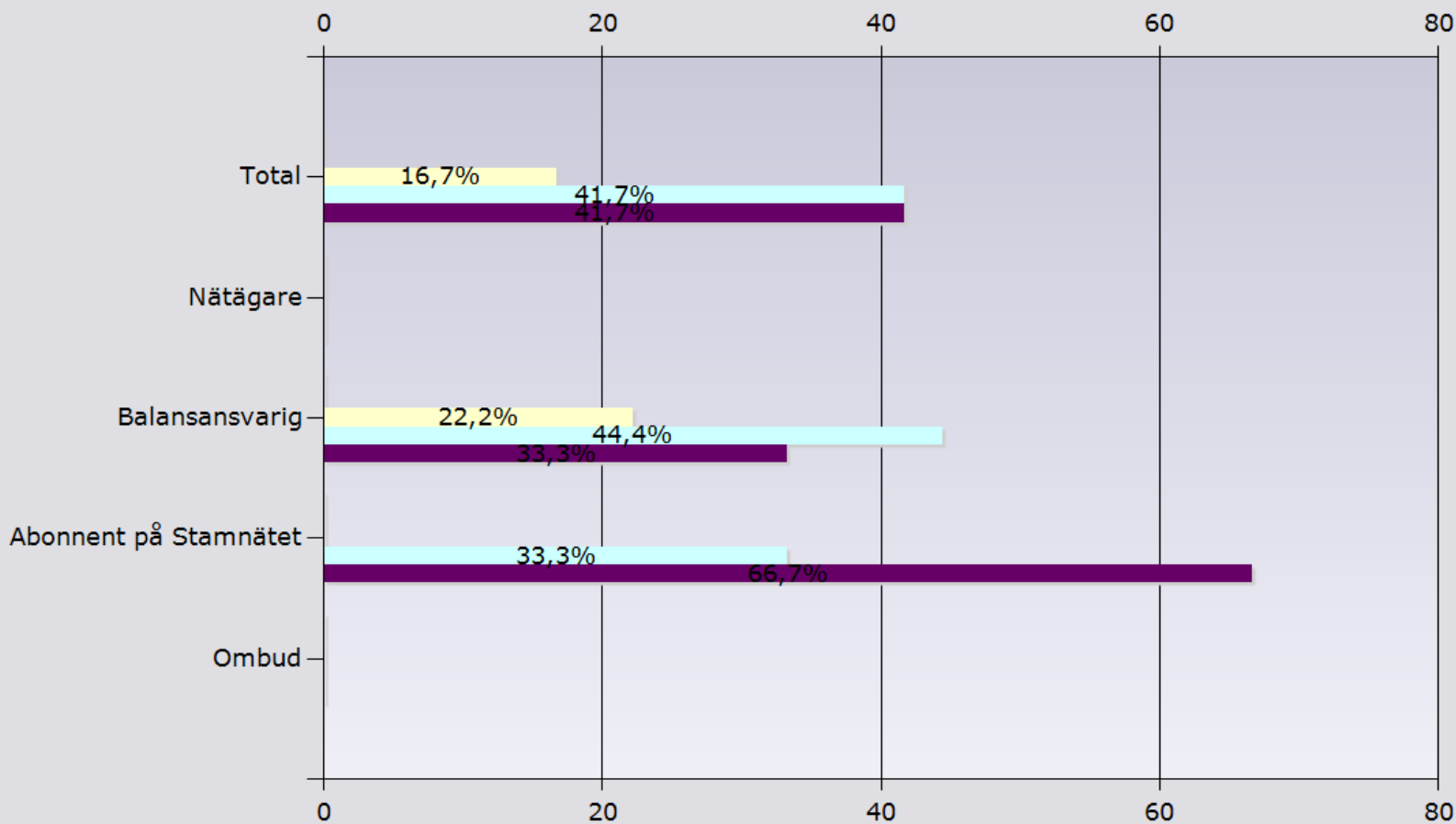


## Hur viktigt är det att fakturan kommer på utsatt dag enligt tider för avräkning?





## Hur bra tycker du att fakturan stämmer?



Stämmer inte alls   Stämmer inte   Varken eller   Stämmer bra   Stämmer mycket bra

---

# Fokus i avräkningen framöver på...

- > Bemötande och svar inom rimlig tid
- > Få till en bra kvittenshantering i Generis
- > Förbättra funktionaliteten och stabiliteten i Mimer
- > Bättre information på våra hemsidor: SvK, Edielportalen och Mimer

---

# Avgifter för anslutningar till stamnätet - Beräkning av anslutningsavgift, uppdatering

Magnus Danielsson, Nätutveckling



SVENSKA  
KRAFTNÄT

---

# Bakgrund

- > Förslag på förändringar av hur anslutningsavgiften beräknas presenterat tidigare i Elmarknads och Planeringsrådet
- > Förslaget har också diskuterats med Energi- marknadsinspektionen
- > Synpunkterna har lett till ändringar i förslaget
- > Nya förslaget presenteras för beslut i SvK styrelse 30 september

---

# Kort repetition

- > Behov att slå fast hur anslutningsavgiften beräknas
  - > Många anslutningar framöver ger behov av tydliga rutiner
- > Vad är en anslutning?
  - > Ny punkt men också ökning av kapacitet i befintlig anslutning
- > Vägledning för anslutning
  - > Beskriver processen

---

# Anslutningsavgiften

- > Grundprincip:
  - > Elmarknadskollektivet ska inte finansiera åtgärder där nytta tillfaller en enskild aktör
  - > Anslutningsavgiften tas ut för de åtgärder som är nödvändiga för anslutningen och som SvK inte skulle genomfört annars
- > Ska täcka kostnaderna som uppstår hos Svenska Kraftnät till följd av anslutningen

---

# Förändringar mot tidigare förslag

Ändringar på två punkter:

- > Hantering av beräkning av förtida investering
- > Hantering av ev. nytta för övriga aktörer på elmarknaden
  - > Nyttovärden som uppstår till följd av åtgärder i nätet som är nödvändiga i samband med en anslutning
  - > Nyttovärden kan vara både positiva och negativa

---

# Förtida investering

- > Tidigare förslag beräknade SvK:s merkostnad utifrån
  - > Kostnaden för tidigareläggning av en reinvestering
  - > Kostnaden för en förtida avskrivning av den gamla anläggning
- > Nu ändrat till att beräknas som skillnaden i nuvärde mellan
  - > Kostnaden för alla kommande tidigarelagda förnyelser
  - > Kostnaden alla kommande förnyelser enligt ursprunglig plan



---

# Förtida investering

- > Vad avses med förtida?
- > Utgår från att anläggningen skulle förnyats senare om anslutningen inte genomförts
  - > Antingen vid en konkret planerad tidpunkt
  - > eller efter en beräknad kvarvarande brukbarhetstid hos anläggningen
- > Beräkning av brukbarhetstid inte fastställd
  - > men utgår sannolikt från elverksföreningens principer

---

# Nyttovärden för alla aktörer

- > Tidigare förslag var att reducera anslutningsavgiften med 5 års nyttovärden
  - > Osäkerhet i beräkningar och framtida förändringar motiverade en kortare kalkyltid
- > Negativa nyttovärden lades dock inte till anslutningsavgiften
- > Detta är dock inte en neutral och rättvis hantering av kollektivet kontra anslutande part

---

# Nyttovärden för alla aktörer

- > Två alternativ för att uppnå neutral hantering
  - > Beräkna anslutningsavgiften både med positiva och negativa nyttovärden
  - > Beräkna anslutningsavgiften utan att ta hänsyn till nyttovärden
- > Svårt att på ett transparent och tillförlitligt sätt beräkna konkreta ekonomiska nyttovärden
  - > Anslutningsavgiften ska täcka de faktiska och skäliga kostnader som anslutningen orsakar

---

# Nyttovärden för alla aktörer

- > Med hänsyn till att...
  - > Anslutningsavgifterna ska behandla alla aktörer neutralt och rättvist
  - > Anslutningsavgifterna ska vara skäliga och täcka faktiska kostnader
  - > Det är svårt att transparent och tillförlitligt påvisa konkreta ekonomiska effekter för övriga aktörer av de åtgärder som behövs för anslutningen
- > är det inte motiverat att ta hänsyn till nyttovärdena för övriga aktörer vid beräkning av anslutningsavgiften

---

# Anslutningsavgiftens princip

- > Avgiften blir därför de direkta investeringskostnaderna

*eller*

- > de kostnader som uppstår till följd av förtida investeringar
- > Tas inte ut för generella investeringar i nätet med syfte att öka överföringskapaciteten
  - > Ny kapacitet i snitten eller till utlandet

---

# Status för ENTSO- E:s Nätkoder inom marknadsområdet

- CACM,
- Balanskoden
- Forward Capacity Allocation
- FEDT

Elmarknadsrådet

2013-09-24

Christina Simón



# Network code Capacity Allocation Congestion Management (CACM)

KOM:s uppdrag 27 sept 2011

ENTSO-E:s förslag till kod till 27 sept 2012

ACER:s rekommendation 19 mars 2013

KOM:s förslag till kod -beslutsprocess höst 2013

## Hänt sen sist:

- Fortsatta möten ENTSO-E, KOM och ACER...

## Issues:

- Kapacitetsberäkningar
- Tidpunkter för genomförande
- Intraday auktioner
- "All TSOs" vs ENTSO-E
- "All NRAs" vs ACER
- Styrning av börser (KOMs egna)
- Koppling till andra nätkoder

## Nästa steg:

- Diskussion av ett par punkter i beslutskommittén 26 sept

# Network code Forward Capacity Allocation



ACER:s  
Riktlinjer  
CACM 29 juli  
2011

KOM:s  
uppdrag 29  
sept 2012

Intressentdial  
og april- maj  
2013

ENTSO-E:s  
förslag till kod  
till ACER okt  
2013

## Hämt sen sist:

- Dialog med ACER och KOM
- synpunkter på firmness

## Issues:

- Firmness
- Samexistens av PTR/FTR och cfD
- Allokeringsregler





ACERs riktlinjer 18  
sept 2012

KOM:s uppdrag  
december 2012

Intressentdialog  
april- maj

Remittering av utkast  
av kod juni 2013

ENTSO-E:s förslag  
till kod 1 januari 2014  
till ACER

## Hämt sen sist:

- Coordinated Balancing Area (-s)
  - "BSP-TSO modellen" istf. TSO-TSO
  - Standardprodukter ...
- 
- Koden inte mer detaljerad än ACER:s riktlinjer kräver
  - Avräkningsperiod över 30 min kan tillåtas
  - TSO kan hålla störningsreserver efter godkännande av NRA
  - Stegvis genomförande
  - Beroende av andra nätkoder
  - Definitioner

---

# North Western Europe Marknadskoppling (NWE)

- Status Dagenförehandel
- Status Intradaghandeln

Elmarknadsrådet

2013-09-24

Christina Simón





# NWE Dagen före handel marknadskoppling

- Vägen mot ett marknadskopplat Europa
  - Nordiska marknaden 2000
  - Trilateral marknadskoppling (NE, BE, FR) 2006
  - EMMC volymkoppling Tyskland och Norden 2009
  - CWE marknadskoppling och Norden/Baltikum 2010
  - Koppling av GB och NL/CWE (Britned) 2011
  - NWE (GB, CWE, Nordic-Baltic, Poland) 2013
  - Europeisk priskoppling (ACERs Roadmap) 2014
- KOM, ACER och NRA:s övervakar processen
- ENTSO-E och EUROPEX koordinerar
- NWE TSO:s och börserna genomför
- Fokus: Förluster, hållpunkter och procedurer
- Testperiod under sommaren 2013 (SWE deltar)

## Intressentdialog:

- AESAG och NWE IG
- Konsultation genomförd med aktörer
- Stakeholder Forum



# Invitation to the North-Western Europe Price Coupling Stakeholder Forum

Dear Market Participant,

The North-Western Europe (NWE) Power Exchanges and Transmission System Operators are working on implementing an NWE Price Coupling Solution, to replace the current coupling mechanisms in Great Britain, Central Western Europe and the Nordic-Baltic regions.

The project partners are pleased to invite you to an information session on the NWE Price Coupling Solution, explaining both the solution and implementation planning.

Where:

Sheraton Heathrow Airport London Hotel's conference centre

When:

**14<sup>th</sup> June 2013** from 10:30 to 16:30 **London time** (Registration starting at 10:00)

Cost:

Attendance is free and includes both lunch and a drinks reception afterwards

RSVP:

Please register by sending your contact details by 7<sup>th</sup> June by e-mail to [anthony.autwal1@nationalgrid.com](mailto:anthony.autwal1@nationalgrid.com)

The attached agenda includes presentations covering detailed information on the project algorithm, procedures and timings as well as on further planning of the NWE Price Coupling project. After each presentation participants are encouraged to ask questions. Please feel free to send requests for particular topics you would like to see covered.

We look forward to welcoming you to London!

Yours sincerely,

On behalf of the NWE Project Parties,

Bente Hagem  
Co-Chair

Jean-François Conil-Lacoste  
Co-Chair



# NWE Intradaghandel marknadskoppling

- TSO och PXs tekniska kriterier för gemensam plattform för kapacitetshantering och matchning av bud
- Upphandling av systemleverantör pågår ...
  - Het fråga på Florens Forum 15-16 maj 2013
  - Acer förväntas ge slutlig rekommendation 30 juni 2013
- Gemensam implementation av plattformen
- Lokal implementation av de lokala handelssystem
- Tidpunkt för “go live” - ?

---

# Information kring prishantering i reglerkraftmarknaden

Presentation på Elmarknadsrådet 2013-09-24

*Karolina Näsholm*



**SVENSKA  
KRAFTNÄT**

# Balansreglering i Norden

- > Gemensam budstege (i ett nordiskt gemensamt TSO-system)
- > SvK och Statnett planerar tillsammans behovet av regleringar
- > Aktivering i prisordning, så länge inte flaskhalsar uppstår...

## Regelverk:

Nordiska Systemdriftavtalet:  
prissättning, publicering etc.

Svenska BA-avtalet:  
budgivning, avrop

*(Avtal med NPS angående vad som ska publiceras för TSO'erna)*

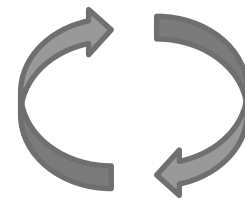
NOIS=Nordic Operational Information System

	Ti ck	Ear Mark	Accum ulated / Mv	Price / EUR	Price / SEK	Amount / MW	ELSP OT area	Balance	Special	bid unavaila ble	Power Plant
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	790	40,92	350	20	NO2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	770	40,92	350	5	NO4			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	765	40,28	345	16	NO2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	749	40,28	345	17	NO2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	732	40,28	345	50	NO5			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	682	40,28	345	65	NO1			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	617	40,28	345	104	NO1			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	513	39,64	339	20	NO2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	493	39,64	339	380	NO2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	113	39,00	334	30	NO5			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	83	38,56	330	43	SE2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	40	38,36	328	10	NO4			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	30	37,70	323	10	SE2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	20	37,39	320	10	SE2			<input type="checkbox"/>	
U	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	36,44	312	10	NO2			<input type="checkbox"/>	
D	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-10	35,70	306	-10	SE2	+++++		<input type="checkbox"/>	
o	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-30	34,47	295	-20	SE2	+++++		<input type="checkbox"/>	
w	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-40	33,88	290	-10	SE2	+++++		<input type="checkbox"/>	
n	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-100	33,88	290	-60	SE2	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-125	33,38	286	-25	DK2	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-147	33,25	285	-22	NO3	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-223	31,97	274	-76	NO3	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-263	31,97	274	-40	NO4	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-283	31,00	265	-20	FI	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-308	30,95	265	-25	DK2	+++++		<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-323	30,69	263	-15	NO5			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-333	30,69	263	-10	NO5			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-358	30,21	259	-25	DK2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-393	30,05	257	-35	NO5			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-417	30,05	257	-24	NO4			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-460	30,05	257	-43	NO4			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-485	29,50	252	-25	DK2			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-555	29,41	252	-70	NO4			<input type="checkbox"/>	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-572	29,41	252	-17	NO2			<input type="checkbox"/>	

---

# Prisberäkning

- > Efter drifttimmen utförs en prisberäkning i det gemensamma systemet. Hänsyn tas till regler kring flaskhalsar, specialregleringar etc. Pris fastställs för varje område.
  - >>> rk-priserna ska spegla de åtgärder som utförts pga aktörers obalans
- > Manuell kontroll, speciellt vid komplexa driftlägen med t ex flaskhalsar, samtidig upp- och nedreglering i olika områden etc.
- > Var TSO accepterar rk-pris för sina områden
  - >>>> klart att publicera...
- > MEN... kontroll av angränsande TSO:s område kan behövas
  - >>> behov av att justera regelverket, arbete pågår





---

# Publicering

- > Sändning från det gemensamma systemet till NPS och resp. hemmasystem
  
  - > Tidpunkt för sändning enligt Systemdriftavtal
    - acceptans senast 50 min efter drifttimmen för vidare publicering till NPS, >>> i praktiken 1 timme efter drifttimmen (i linje med kommande transparensförordning)
    - idag finns dock inget "tidigast"/"samtidigt" inskrivet*
  
  - > Vad kan fela?
    - NPS mottagande alt. själva publiceringen (ex 30 april)
    - Sändning från gemensamma systemet (ex 24 april)
    - Fördröjning av acceptans pga ansträngd driftsituation
  
  - > Alternativ för att informera?
    - "Operational message" på NPS
    - mail från SvK-Balanstjänst
    - (- egna informationskanaler på hemsida)
- } Kräver förstås vetskap om att fel inträffat