

NBM Referansegruppemøte

30. mai 2023



Dagens agenda

Tid	Hva	Hvem	Materiale
09:30	Velkommen, agenda og referat	Alle	x
09:35	Produksjonsplaner	L. Fosse	x
10:00	15 min kapasitetsmarkeder	L. Fosse	x
10:20	Ubalanseprising – innspill til notat	C. Seem, alle	x
10:40	Prising av planlagt aktivering i MARI	L. Fosse	x

15 min produksjonsplaner

Lars Olav Fosse

Statnett



Det grønne taktskiftet

Dagens situasjon

- Fos § 8a, 1. og 3. ledd:
 - Konesjonær skal for hvert budområde rapportere til systemansvarlig egen produksjonsplan med tilhørende regulerstyrke og tilgjengelig reserve (for stasjon/stasjonsgruppe). (...)
 - Konesjonær plikter å følge innmeldt produksjonsplan.
- Konesjonær (balanseansvarlig) skal rapportere nettoverdier (målt på generatorklemme – eget forbruk).
- I utgangspunktet skal det sendes planer for all produksjon fordelt på stasjonsgruppe. For større anlegg over 50 MVA er det tilleggskrav (plan per aggregat, statikkinnstilling i % per aggregat og aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat (P_{max})). Kan sendes enten med time- eller kvartersverdier kl 16 D-1, låses 45 min før driftstimen.
- Sendes med EDIFACT DELFOR, kvittering med APERAK via SMTP (e-post).
- Sendes videre til eSett som sammenligner med faktisk produksjon på budområdenivå.
- Brukes i systemdrifta for prognosere både balanse og flaskehalser.
- Etter overgang til én-pris inngår ikke lenger produksjonsplaner i underlaget for balanseavregningen.

Status i våre naboland

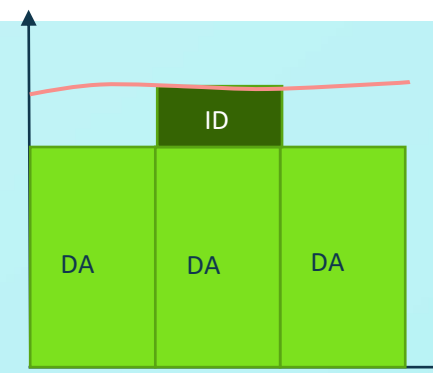
- Finland:
 - Krav om 15 min produksjonsplaner fra 22. mai 2023 samtidig med at eSett avregner hvert kvarter.
 - De balanseansvarlige kan starte å sende 15 min verdier allerede 24. april for å sikre en smidig overgang.
 - Sendes via ECP/EDX.
- Sverige:
 - Lik situasjon som i Norge. Ennå ingen beslutning om når man vil kreve 15 min produksjonsplaner, men de balanseansvarlige kan allerede i dag sende planer per 15 eller 60 min.
 - Ikke noe krav om 15 min planer før tidligst 1. november når Svk vil rapportere 15 min verdier til eSett.
 - Sendes via EDIFACT DELFOR som i Norge.
- Danmark:
 - Krav om å levere produksjonsplan for alle anlegg større enn 10 MW. For mindre anlegg leveres det sumverdi. Har også egne krav for sol og vind.
 - Sendes via ECP/EDX.
 - Sender ikke videre produksjonsplaner (dekker kun en andel av produksjonen) til eSett.

Landsentralens behov for produksjonsplaner

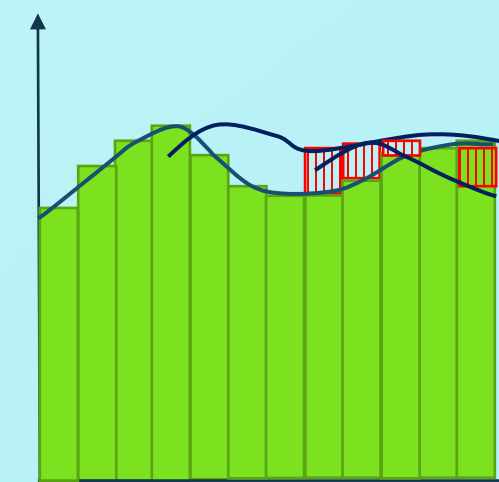
- Landssentralen bruker produksjonsplaner både til å planlegge balanseringsvolum ved timeskift (på områdenivå i NOIS) og til å håndtere interne flaskehals.
 - Eksempel flaskehals: I et nett med full kapasitet ser operatøren at en generator skal regulere opp produksjonen 50 MW. Da må operatøren bestille en tilsvarende nedregulering.
- Med automatisering av systemdrifta blir produksjonsplaner minst like sentrale som i dag:
 - Input i ubalanseprognosen
 - Input i ABOT for flaskehalsbehandling
- Landssentralen har i utgangspunktet behov for å kjenne til alle produksjonsplaner som er input til deres modeller. Retningslinjene for fos §8a kan imidlertid bli tydeligere her – skal det være en nedre grense for når det skal rapporteres? Lavere grense for når tilleggskrav gjelder?
 - Bruke inndeling av produksjonsenheter i RfG / Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet?
 - Eksempelvis rapportering for alle kategorier og tilleggskrav for kategori C og D
- En mulig endring:
 - Produksjonsplan basert på forpliktelsene i energimarkedene kl 16 D-1 og frem til T-45 min
 - Prognosert produksjon kl 16 D-1 og frem til driftskvarteret

TABELL 11-1: INNDELING AV PRODUKSJONSENHETER.

Type	Grenser
A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{maks} < 1,5 \text{ MW}$
B	$1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$
C	$10 \text{ MW} \leq P_{maks} < 30 \text{ MW}$
D	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ eller tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$



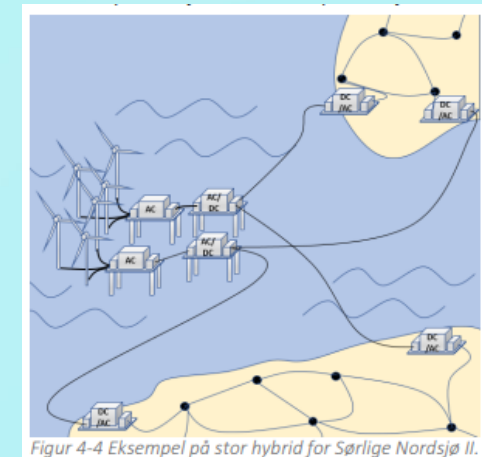
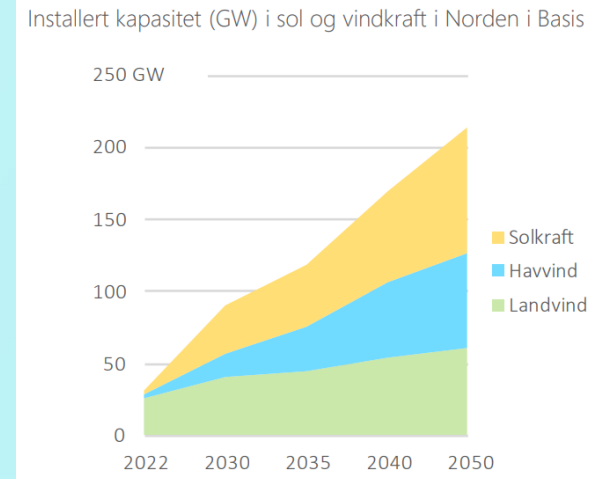
Viktig for Landssentralen å kjenne til justering i plan ved handel i intradag (ID)



Også viktig å kjenne til endret prognose for produksjon for å kjenne til avvik fra plan etter energimarkedene

Produksjonsplaner fra fremtidens kraftsystem

- Det regelverket vi utformer nå må håndtere:
 - Automatisert drift 15 min tidsoppløsning
 - Mye høyere andel uregulerbar kraft som sol og vind
 - Store havvindparker knyttet til et europeisk havnett
 - Stort innslag av produksjon bak forbrukspunkt (solkraft)
 - Kombinasjon sol og batterier
 - Mange relativt store solanlegg bak forbrukspunkt



Innspill fra referansegruppa

- Fire spørsmål sendt til NBM/15 min MTU referansegruppe.
- Disse aktørene mener det er naturlig å gå over til 15 min produksjonsplaner samtidig med overgang til 15 min ubalansepris og 15 min MTU i et eller flere energimarkeder. Det er fra det tidspunkt forpliktede aktørene varierer mellom kvarter.
- Ønsker overgang til ECP/EDX siden dette allerede benyttes for mFRR-bud, men kan være aktuelt å beholde EDIFACT for aktører som ikke er i dette markedet. Arbeidet med å konvertere sendingene bør imidlertid ikke undervurderes, ref. overgang til CIM-format i transisjonsperioden, og varsels i god tid i forveien.
 - Det er ca. 70 BRPer i Norge i dag og flere av disse BRPer bruker andre aktører (tjenesteyter) til å sende inn produksjonsplaner.
 - Dersom det blir et krav om at det skal brukes ECP/EDX må Statnett klargjøre for at innsending av produksjonsplaner fremdeles kan tjenesteutsettes. Da må tjenesteyter kunne merke produksjonsplansending med avsender (BRP) og at sendingen fra ett og samme ECP-ende punkt må være mulig, samtidig, for flere BRPer.
 - Eventuelt at man tilbyr å fortsette med EDIFACT.
- Dersom det skal stilles krav om rapportering av planer for kraftstasjoner med lavere installert ytelse enn i dag, må dette begrunnes i reelle driftsmessige forbedringer.
- Foretrekker at Statnett distribuerer produksjonsplaner videre til DSO.

Blir trolig samtidig eller kort tid før

Del av program for å fase ut EDIFACT

Dialog med bransjen, forslag sendes på høring

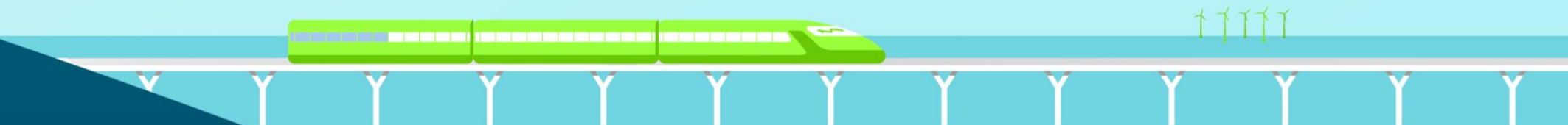
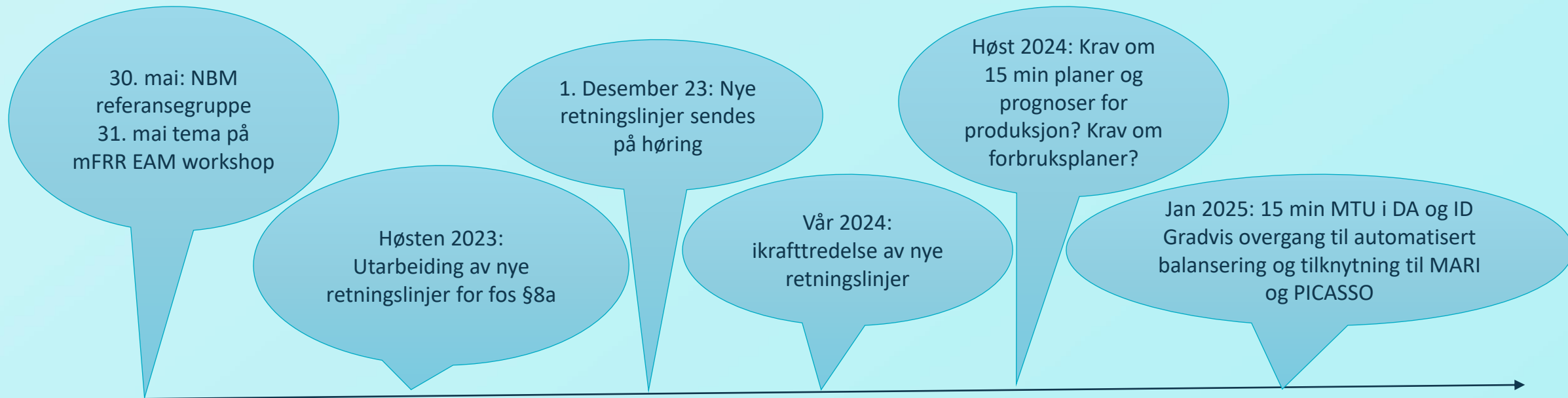
Dialog med RME om løsning og rolle



Oppsummering

- Krav om rapportering av 15 min produksjonsplaner vil foreslås innført enten samtidig eller noe før overgang til 15 min tidsoppløsning i energimarkedene.
- Andre endringer som kan bli sendt på høring:
 - Nedre grense for samlet installert ytelse som utløser krav om å rapportere produksjonsplaner
 - Lavere grense for tilleggskrav (plan per aggregat, statikkinnstilling i % per aggregat og aktuell maksimal tilgjengelig produksjon per aggregat (Pmax))
 - Rapportering av prognosert produksjon i tillegg til produksjonsplan iht. forpliktelser i day ahead og intradag.
 - Krav om at produksjonsprognoser skal oppdateres helt inn til driftstimen
 - Vi kan vurdere ytterligere rapporteringskrav for å gi bedre prognoser – forbruk? Solprognoser fra DSO?

Tidsplan



15 min kapasitetsmarkeder

Lars Olav Fosse



Juridisk bakgrunn

- Artikkel 3.4: The validity period of bids from standard balancing capacity products shall be **equal to the day-ahead market time unit or be a multiple of the day-ahead market time unit.**
- Artikkel 4.3: The cross-zonal capacity allocated to the exchange of aFRR balancing (...) shall be taken into account as previously allocated cross-zonal capacity for **the day-ahead timeframe (...).**
- Artikkel 6.1: The initial forecasted market value of cross-zonal capacity used for the exchange of energy, defined for each direction, for each bidding zone border and for each day-ahead market time unit, shall be:
 - equal to the positive market spread for each **day-ahead market time unit** of the reference day for the direction of the positive market spread; or (...)

Methodology for a list of standard products for balancing capacity for frequency restoration reserves and replacement reserves
in accordance with Article 25(2) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

17 June 2020

Methodology on the application of the Nordic CCR market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic LFC Block

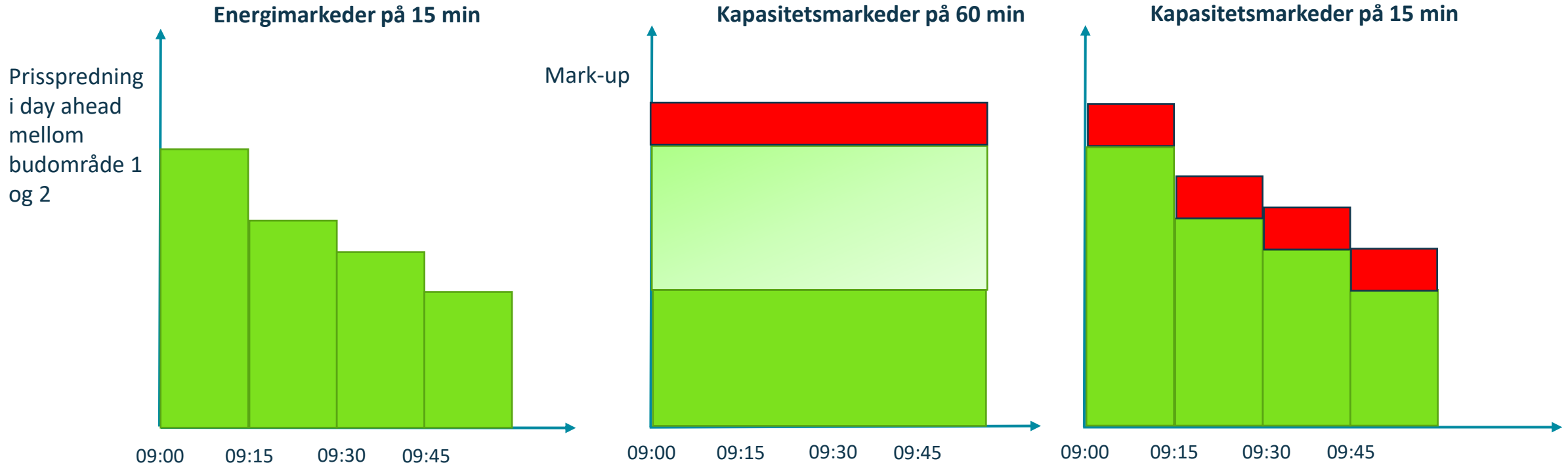
in accordance with Article 38(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR

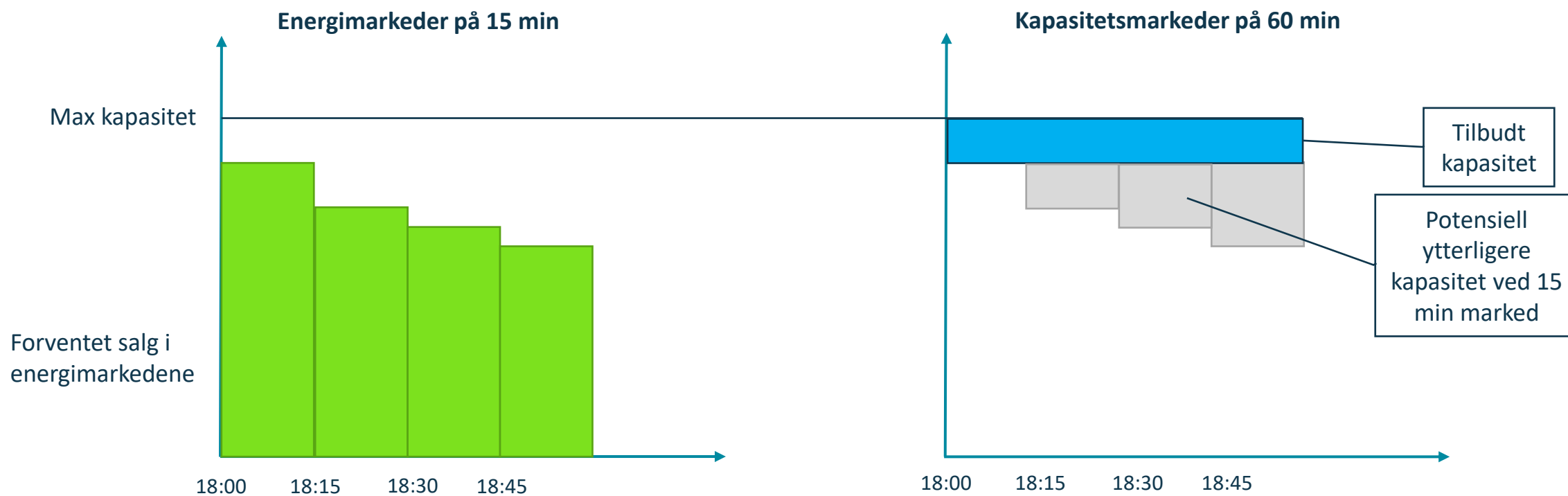
in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

5 August 2020

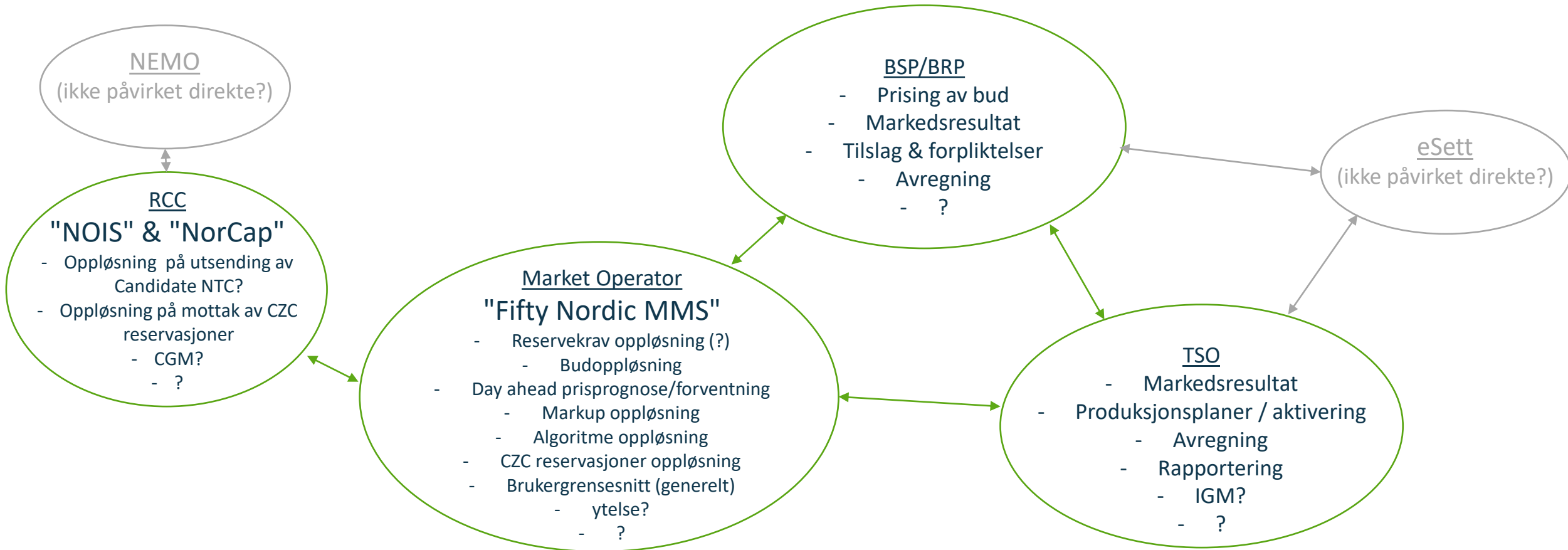
Metode for å prise kapasitet



Hvordan by inn kapasitet?



I tilfelle overgang til 15min kapasitetsmarkeder vil mange IT systemer påvirkes, f.eks...:



Fremtidig ubalansepris

Cecilie Seem, alle



Felles overgang til 15 min i alle markeder

Lars Olav Fosse

Statnett

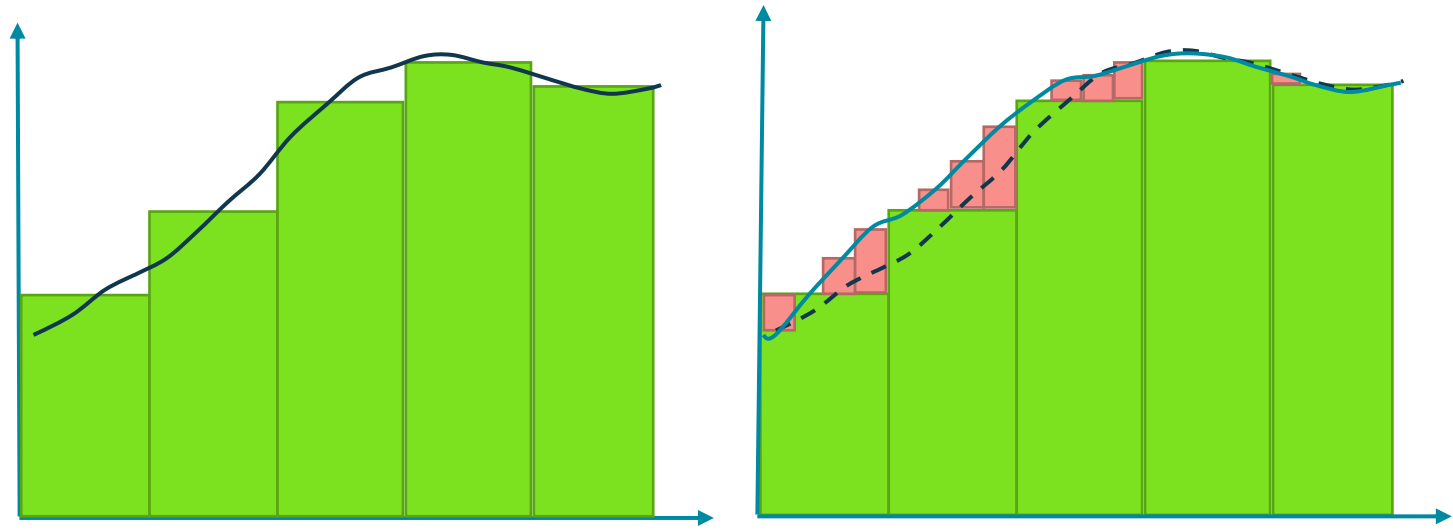


Det grønne taktskiftet

Mulig felles overgang til 15 min ID og DA markeder

- Europeisk go-live for 15 min day ahead marked 1. kvartal 2025
 - Trolig krevende med cross matching mellom 15 og 60 min produkter
 - Krevende tidsplan for mFRR EAM
- Risikoreduserende tiltak: Omgå avhengigheten mellom automatisert systemdrift og overgang til 15 min energimarkeder
 - Vil medføre restriksjoner for å sikre en forsvarlig systemdrift
- Vil bety at alle energimarkedene vil gå over til 15 min (tilnærmet) samtidig – minimering av periode med restriksjoner
 - Fordeler? Ulemper?

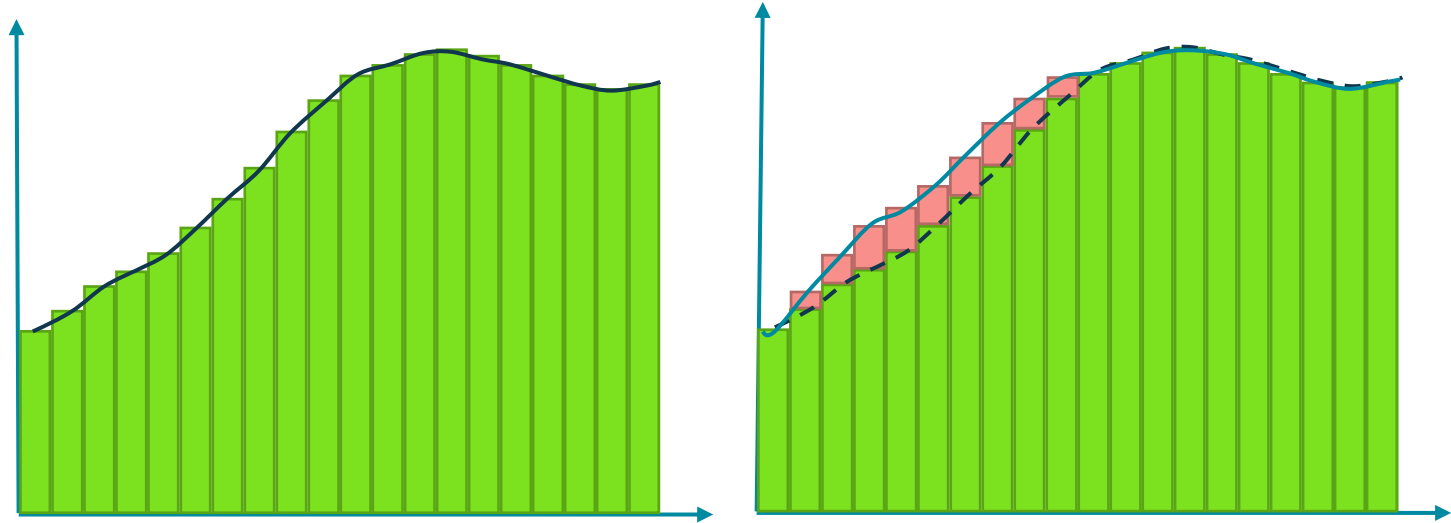
Day ahead på 60 min, intradag på 15 min



Sort strek: Første prognose

Blå strek: Justert prognose

Alle energimarkeder på 15 min



Prising av planlagt aktivering, MARI

Lars Olav Fosse

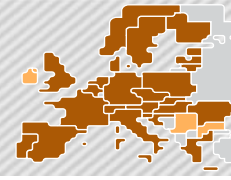
Statnett

Det grønne takskiftet

A stylized illustration of a house with solar panels on the roof, set against a dark blue background with rolling hills and trees.

Bakgrunn

- I MARI (og Nordic LIBRA) er prisingsregelen slik at dersom siste aktiverte bud er fullt ut aktivert, vil prisen være lik midtprisen mellom dette budet og neste fullt delelige bud.
- Dette har gitt ekstreme prisutslag i særlig Tsjekkia og er nå endret for direkte aktivering
- For direkte aktivering er dette ganske rett fram siden det kun er bud i én retning, men for planlagt aktivering kan det aktiveres bud i begge retninger (counter activation).
- Hensikten med å ta dette opp i dag er primært å sjekke hvor stor problemstilling dette kan være i norsk kontekst.



Price determination multiple steps

1. Main problem (optimization problem 1)
 - UAB constraints enforce Lower/Upper Bounds on market clearing prices
 - Price rules for interconnectors shall be consistent with price rule between areas (no adverse flow, price convergence when border not congested)
2. XB flow minimization and Traded volume maximization (optimization problems 2-3)
 - No direct impact on prices
3. URBs minimization (optimization problems 4)
 - Marginal rejected bids and rejected elastic demands are considered in order to minimize the URBs the most in the money per uncongested area
 - **This step fix the price when there is no price indeterminacy**
4. Distance to price target minimization (optimization problem 5)

This steps defines the final market prices still respecting bounds defined in previous steps. Price targets are defined per **uncongested area**

Case 0 (current situation)

- Target prices defined as middle point between bounds from accepted and rejected marginals offer prices

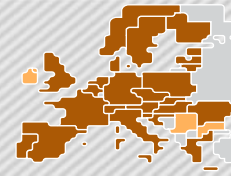
Case 1 (option 1)

- For SA: same as case 0
- For DA: Target prices defined to the most (resp. less) expective **accepted bids price** in upward (resp. downward) direction

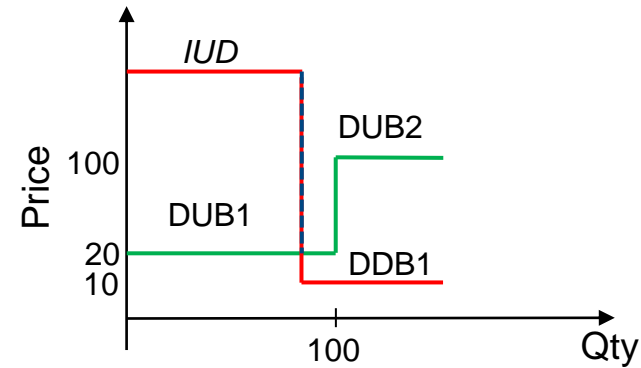
Case 2 (option 2)

- Target prices defined as middle point between bounds from accepted ~~and rejected marginals~~ offers prices
- This steps defines the final market prices still respecting bounds defined in previous steps.
- URBs are not taken into account in price target calculation **but are taken into account in the last step when calculating the MCP.**

Example 1



- Downward Bids / Upward demands
- Upward Bids / Downward Demands
- - - Price indeterminacy based on accepted bids



- UID: *Inelastic Upward Demand*, 80 MW
- DDB1: *Divisible Downward Bid*, 70 MW @10€/MWh
- DUB1: *Divisible Upward Bid*, 100 MW @20€/MWh
- DUB2: *Divisible Upward Bid*, 50 MW @100€/MWh

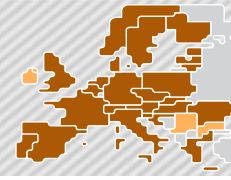
Market clearing price determination:

1. Main problem
 - DUB1 fully accepted ($MCP \geq 20\text{€/MWh}$)
2. XB flow minimization and Traded volume maximization
 - No impact on price
3. URBs minimization
 - DUB1 partially rejected and considered as a marginal rejected bid ($MCP \leq 20\text{€/MWh}$)
 - **MCP = 20 €/MWh**
4. Distance to price target minimization
 - No Impact

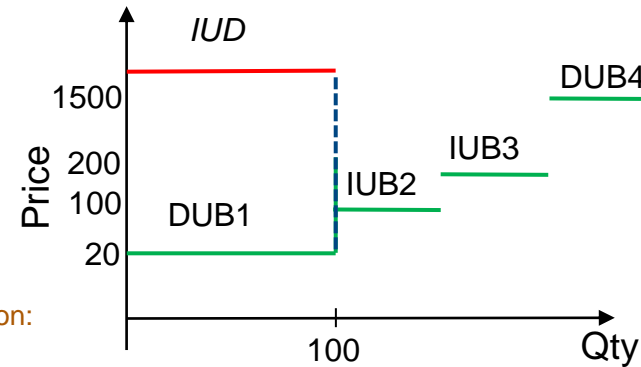
Case 3 (highest/lowest activated bid sets price, URBs are not taken into account)

- 3a: **MCP = 20 €/MWh**
- 3b: No counter activation
- 3c: No counter activation

Example 6b – Inelastic demand and Indivisible bids



- Downward Bids / Upward demands
- Upward Bids / Downward Demands
- - - Price indeterminacy based on accepted bids



IUD: *Inelastic Upward Demand*, 100 MW

DUB1: *Divisible Upward Bid*, 100 MW @20€/MWh

IUB2: *Indivisible Upward Bid*, 50 MW @100€/MWh

IUB3: *Indivisible Upward Bid*, 50 MW @200€/MWh

DUB4: *Divisible Upward Bid*, 50 MW @1500€/MWh

Market clearing price determination:

1. Main problem
 - DUB1 fully accepted (MCP \geq 20€/MWh)
2. XB flow minimization and Traded volume maximization
 - No impact on price
3. URBs minimization
 - IUB2 rejected because it is not divisible
 - IUB3 rejected because it is not divisible
 - DUB4 rejected and considered as a marginal rejected bid (MCP \leq 1500€/MWh)
4. Distance to price target minimization

Case 0 (taking into account URB)

- Price bounds are [20; 1500] \rightarrow price target is 760 €/MWh. **MCP = 760 €/MWh**

Case 2 (not taking into account URB in the price target, but minimizing URBs in the MCP calculation)

- Price bounds are [20; +inf] \rightarrow price target is 20 €/MWh (without URB considered in the price bounds)
- **MCP=20 €/MWh**

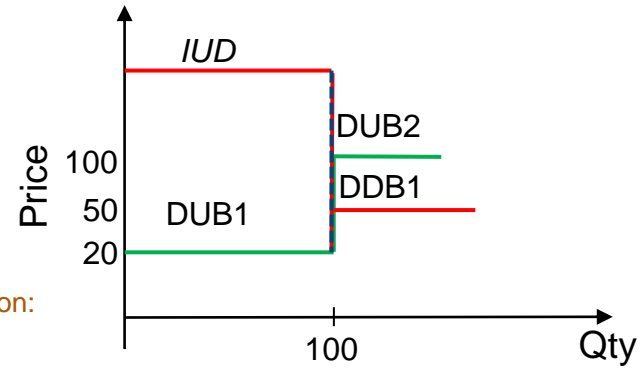
Case 3 (highest/lowest activated bid sets price, URBs are not taken into account)

- 3a: MCP = DUB1= **20 €/MWh**.
- 3b: No counter activation, (so price is **20 €/MWh**)
- 3c: No counter activation, (so price is **20 €/MWh**)

Example 7



- Downward Bids / Upward demands
- Upward Bids / Downward Demands
- - - Price indeterminacy based on accepted bids



- UID: Inelastic Upward Demand, 100 MW
- DDB1: Divisible Downward Bid, 100 MW @50€/MWh
- DUB1: Divisible Upward Bid, 100 MW @20€/MWh
- DUB2: Divisible Upward Bid, 50 MW @100€/MWh

Market clearing price determination:

1. Main problem
 - DUB1 fully accepted (MCP \geq 20€/MWh)
2. XB flow minimization and Traded volume maximization
 - No impact on price
3. URBs minimization
 - DDB1 rejected and considered as a marginal rejected bid (MCP \geq 50€/MWh)
 - DUB2 rejected and considered as a marginal rejected bid (MCP \leq 100€/MWh)
4. Distance to price target minimization

Case 0 (taking into account URB)

- Price bounds are [50; 100] \rightarrow price target is 75 €/MWh. **MCP = 75 €/MWh**

Case 2 (not taking into account URB in the price target, but minimizing URBs in the MCP calculation)

- Price bounds are [20; +inf] \rightarrow price target is 20 €/MWh (without URB considered in the price bounds)
- **MCP=50 €/MWh (URBs minimization)**

Case 3 (highest/lowest activated bid sets price, URBs are not taken into account)

- 3a: MCP = DUB1= **20 €/MWh**. DDB1 is ITM (in the money), but not activated \Rightarrow URB
- 3b: No counter activation (so price is **20 €/MWh**)
- 3c: No counter activation (so price is **20 €/MWh**)

DDB1 is ITM and should have been cleared (they are willing to buy up to 50€ and MCP is 20€ in 3a).