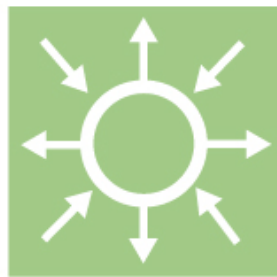


Nätnytta från vindkraft

Elforsk rapport 07:42



Morten Hemmingsson
Daniel Karlsson

10-2007

Nätnytta från vindkraft

Elforsk rapport 07:42

Morten Hemmingsson
Daniel Karlsson

10-2007

Förord

Föreliggande studie behandlar nätnytta av vindkraft ur ett producent- och nätägarperspektiv. I rapporten beskrivs hur nätnytta kan beräknas med avseende på förluster respektive energiavgifter. I studien har även möjligheten till schablonisering för beräkning av nätnytta undersökts.

Projektet har genomförts av Daniel Karlsson och Morten Hemmingsson, Gothia Power inom ramen för det svenska vindkraftforskningsprogrammet "Vindforsk-II" som Vindforsk projekt nr V-135. Programmet finansieras av ABB Corporate Research, EBL-Kompetanse, E.ON Vind Sverige, E.ON Elnät, Falkenberg Energi, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstad Energi, Luleå Energi Elnät, Lunds Energi, Skellefteå Kraft, Statens Energimyndighet, Svenska Kraftnät, Tekniska Verken i Linköping, Umeå Energi Elnät, Varberg Energi, Vattenfall och Öresundskraft.

Värdefulla synpunkter har lämnats av projektets referensgrupp: Anna Bergek, Linköpings universitet, Anders Richert, Svensk Energi, Matz Thapper, Svensk Energi, Per-Olof Nilsson, Vattenfall Eldistribution, Dan Andersson, E.ON Nät samt Örjan Hedblom, Svensk vindkraftförening. Lennart Söder, KTH har varit adjungerad till referensgruppen.

Stockholm oktober 2007

Sara Hallert

El- och värmeproduktion

Sammanfattning

Föreliggande rapport behandlar beräkning av nätnytta från vindkraft i lokal- och regionnät. För att kunna beräkna nätnytta måste nätnytta först definieras. Olika värderingsgrunder för nätnytta diskuteras och ett lägsta krav, baserat på ellagen, definieras. En metod för att beräkna nätnytta baserat på definitionen tas fram varvid det konstateras att 1) nätförlusterna påverkas av lokal generering, och 2) de energirelaterade avgifterna till ovanliggande nät påverkas. Det konstateras också att effektdimensioneringen, för mindre områden inte påverkas av generering från lokal vindkraft. Den framtagna metoden kräver stora mängder indata för nät, last och generering. Då dessa data oftast inte finns diskuteras även förenklingar. Vid förenkling blir det av yttersta vikt att kunna bestämma om ett kraftverk generellt bidrar till minskning av nätförluster eller inte. Denna bedömning får göras på grundval av kraftverkets storlek, förväntade produktion och lokalisering i nätet. Minskning av nätförluster kan bara förekomma om något effektförflöde i nätet minskar vid förekomst av generering jämfört med när det inte förekommer lokal generering. Detta krav är dock inte i sig tillräckligt utan närmare undersökning måste vidtas för varje fall.

Summary

This paper reports the results from a project aiming at developing methods to evaluate the network performance improvements due to embedded wind power generation in power consumption dominated distribution systems. The project summarizes the existing methods and evaluates these methods on some "typical grids". Finally a method is developed, which can be used by all grid companies in order to get a common method for determining grid value. It is concluded in the paper that 1) the local network losses are affected by the embedded generation, and that 2) the local network company does not have to pay the transportation fee to the supplying grid company for the energy produced locally. It is also concluded that the local dimensioning power value of wind power is zero, i.e. it is not possible to adjust the dimension of either the local grid capacity, or the subscribed peak power demand from the supplying grid, with respect to the local wind power availability. It is also concluded that loss reduction in the local network only exists in the lines between the point of connection to the supplying grid and the wind power installation, as long as the power flow in these lines does not exceed two times the flow without the wind power generation.

Innehåll

1	Nätnytta av vindkraft	1
1.1	Definitioner	1
2	Vad är nätnytta?	4
3	Lagar och förordningar	5
3.1	Ellagen (1997:857) 3:e kapitlet [2]	5
3.2	Ellagen (1997:857) 4:e kapitlet	5
3.3	Elförordning (1994:1250) [3]	6
4	Krav från nätägare	8
4.1	Svenska Kraftnät	8
4.2	Systemoperatörer i andra länder	10
4.2.1	Danmark	10
4.2.2	Tyskland	12
5	Värderingsgrunder för nätnytta	15
5.1	Flicker	15
5.2	Störningsbekämpning	15
5.3	Spänningsreglering	15
5.4	Nätförluster	15
5.5	Felströmmar	18
5.6	Frekvensreglering	18
5.7	Tillgänglighet	18
5.8	Nätadministration	18
5.9	Slutsatser	19
6	Tariffer	20
6.1	Stamnät	20
6.2	Regionnät	20
6.3	Lokalnät	21
6.4	Ersättning	21
7	Beräkning av nätnytta	22
7.1	Definitioner	22
7.2	Beräkning	22
7.2.1	Förlustminskning	23
7.2.2	Minskad energiavgift	23
7.2.3	Maskat nät	24
7.3	Indata	24
8	Metodens uppförande	26
8.1	Låg produktion	28
8.2	Hög produktion	29
8.3	Högre produktion	30
8.4	Kommentarer	32
9	Resultat	33
9.1	System 1	33
9.1.1	Alla maskiner i drift	34
9.1.2	En stor maskin ur drift (maskin 1)	37
9.1.3	Två maskiner ur drift (maskin 1 och maskin 3)	39
9.1.4	Två maskiner ur drift (maskin 1 och maskin 5)	41

9.2	System 2	43
9.2.1	Alla maskiner i drift	43
9.2.2	En maskin ur drift	45
9.2.3	Radiellt liggande generatorer	47
9.3	Kommentarer	50
10	Schablonisering	51
11	Beräkning av nätnytta	55
11.1	Beräkning av förlustnytta	55
11.2	Beräkning av energitransportnytta	56
11.3	Beräkning av monetär ersättning	56
12	Slutsatser	57
A	Referenser	60
B	Slutsatser från [1]	62
B.1	Sammanställning av vindkraftens effektvärde	62
B.2	Marknadens effektvärde för vindkraft	64
C	Flödesschema för nyttoberäkning	66

1 Nätnytta av vindkraft

Föreliggande rapport behandlar nätnytta av vindkraft. Då det handlar om nytta för produktion kommer rapporten framförallt att behandla nätnytta från vindkraft ur ett producent- och nätägarperspektiv.

Vindkraft är inte någon enhetlig energikälla. Spännvidden är stor både vad gäller effekt, från hundratalet kW till 1000MW för stora havsbaserade anläggningar. Likaså finns det olika tekniklösningar för konstruktion av vindkraftverk. Båda dessa faktorer påverkar "nätnyttan".

Nätbolagen ska idag ersätta produktionsanläggningar för den nytta anläggningen gör i nätet anläggningen är ansluten till. Detta omfattar minskade förluster i nätet och minskade avgifter till överliggande nät. Enligt lagen ska ersättningen bero på när inmatning sker. Eftersom förlusterna är beroende på var inmatning sker måste hänsyn även tas till nätets topologi.

Första delen av rapporten behandlar nyttobegreppet, krav och värderingsgrunder. Utifrån detta definieras nätnytta så att den kan beräknas. Hänsyn har här inte tagits till vilka indata som krävs eller hur komplex metoden för att beräkna nätnytta blir. Det viktiga är att metoden är objektiv. Efter detta tas en metod för att beräkna nätnytta fram och provas på olika nät. Nätnyttans känslighet för driftläge och nättopologi studeras. Den rent objektiva metoden har mycket stora krav på nätdata, lastdata och produktionsdata. Ett problem idag är att tidsupplösningen på delar av mätvärdena är låg, detta gäller framförallt för last. Upplösningen kan idag vara 1 år, från och med 2009-07-01 blir den 1 månad men det är ändå långt jämfört med en timme. Ett annat problem är att få fram minskningen i energiförlust som en produktionsanläggning ger upphov till. Det säger sig själv att denna inte går att mäta utan måste räknas ut. För dessa beräkningar krävs stora mängder data i form av belastningsdata med tillräcklig tidsupplösning, samt även nätdata. Eftersom den föreslagna metoden blir svår att implementera studeras slutligen hur en schablon för nätnytta skulle kunna konstrueras. Utgångspunkten för en schablon är att den ska klara sig med de data som finns tillgängliga idag. Om man jämför den objektiva metoden och en schablon kan man säga att den objektiva metoden börjar underifrån med data och räknar sig fram. Schablonen kommer ovanifrån med de data som finns tillgängliga. En rättvis schablon för nät som blandar konsumtion och produktion är svår att åstadkomma eftersom det blir kritiskt när och var konsumtion respektive produktion sker. I ett nät med enbart konsumtion kan man medelvärdesbilda över alla enheter eftersom de alla bidrar på samma sätt. Detta går inte för system med både produktion och konsumtion då det genom att observera systemet utifrån inte går att avgöra hur förlusterna har förändrat sig beroende på exempelvis lokal produktion.

1.1 Definitioner

För att lättare kunna jämföra olika egenskaper hos kraftverk har nedanstående definitioner anammats från [1].

En vanlig situation är att man har ett befintligt kraftsystem och att man studerar värdet av ett nytt kraftverk i detta system. De olika typerna av värden som ett kraftverk kan ha ur det totala systemets synvinkel är då:

1. **Driftkostnadsvärde** är det nya kraftverkets förmåga att minska driftkostnaderna i det befintliga systemet. Om man bygger ett nytt kraftverk så kommer detta kraftverk att tillföra energi till systemet. Vid given elförbrukning så minskar produktionen i andra kraftverk. Detta medför minskad driftkostnad i det befintliga systemet tack vare det nya kraftverket.
2. **Effektleveransvärde** är det nya kraftverkets förmåga att öka leveranssäkerheten för effekt. I det befintliga systemet finns det alltid en viss risk (normalt mycket liten) att totalt tillgänglig produktionskapacitet är lägre än den effekt som efterfrågas. När detta inträffar så måste vissa kunder kopplas bort. Om man i detta system tillför ett nytt kraftverk så finns det en viss möjlighet att färre kunder måste kopplas bort eftersom produktionskapaciteten i systemet ökar. Detta innebär att leveranssäkerheten för effekt ökar tack vare det nya kraftverket.
3. **Energileveransvärde** är det nya kraftverkets förmåga att öka leveranssäkerheten för energi. Antag att man har ett befintligt kraftsystem med en stor andel vattenkraft. Vattenkraftens produktionsförmåga är mycket starkt kopplad till nederbördens storlek. Eftersom denna varierar mellan olika år, kommer också vattenkraftens produktionsförmåga att variera mellan olika år. Vid mycket låg tillrinning finns det då en risk att det befintliga produktionssystemets energiproduktion inte räcker till att leverera den efterfrågade energimängden. Detta innebär då att vissa kunder måste kopplas bort för att få ner energiåtgången. Om man i detta system tillför ett nytt kraftverk så finns det självfallet en viss möjlighet att färre kunder måste kopplas bort eftersom energileveransförmågan i systemet ökar. Detta innebär att leveranssäkerheten för energi ökar tack vare det nya kraftverket.
4. **Regleringsvärde** är det nya kraftverkets möjlighet att kunna följa efterfrågan. I kraftsystemet finns ett behov av en kontinuerlig reglering eftersom kraftsystemets totala produktion kontinuerligt måste vara lika med total konsumtion inklusive förluster. Eftersom elförbrukningen varierar kontinuerligt måste också produktionen variera kontinuerligt. Olika kraftverkstyper har olika regleringsmöjligheter vilket också medför olika regleringsvärden. Detta värde kan i princip vara negativt om det nya kraftverket orsakar ett ökat reglerbehov.
5. **Förlustminskningsvärde** dvs det nya kraftverkets förmåga att minska nätförlusterna i kraftsystemet. All effektöverföring orsakar förluster. Ju längre effekten överförs, desto högre blir förlusterna, om allt annat är lika. Den totala storleken och fördelningen av förlusterna orsakade av ett nytt kraftverk blir då beroende på var det nya kraftverket är placerat i nätet. Detta innebär att det nya kraftverket får ett visst mervärde som står i proportion till dess förmåga att

minska förlusterna. Det bör noteras att detta värde kan vara negativt om det nya kraftverket orsakar ökade förluster.

6. **Nätinvesteringsvärde** är det nya kraftverkets förmåga att minska behovet av investeringar i kraftnätet. Antag att man minskar belastningen på en viss nät-del genom att lokal produktion gör att behovet av kraftöverföring minskar. Om elförbrukningen ökar så innebär detta att man inte behöver bygga ut nätet lika mycket pga den lokala produktionen. Detta är då ett mervärde av den lokala produktionen. Även detta värde kan vara negativt om det nya kraftverket orsakar nyinvesteringar istället för att minska behovet av transmissionskapacitet.

Energivärde är den möjlighet som ett kraftverk har att minska driftkostnaderna i kraftsystemet. Detta innebär att detta värde inkluderar driftkostnadsvärdet och förlustminskningsvärdet (punkt 1 och 5) enligt ovan. Ett nytt kraftverks energivärde är alltså lika med dess möjlighet att minska energiförlusterna (5) i systemet och energiproduktionen i de andra kraftverken (1).

Effektvärde är den möjlighet som ett kraftverk har att minska behovet av investeringar i kraftsystemet. Detta värde inkluderar alltså effektleveransvärdet, energileveransvärde, och nätinvesteringsvärdet (punkt 2, 3 och 6) enligt ovan. Ett nytt kraftverks effektvärde är alltså lika med dess förmåga att minska behovet av investeringar för att trygga leveranssäkerheten (2 och 3) samt dess förmåga att minska behovet av nätinvesteringar (6).

Till dessa värden bör man även lägga något som beskriver kostnaden för att administrera kraftverket i det nät det sitter, en **nät driftskostnad**. Denna kostnad skulle kunna ingå i driftskostnadsvärdet men då driftskostnadsvärdet framförallt berör kostnad för primär- och förlustenergi tas den upp separat. Kostnader som kan tänkas ingå i nät driftskostnaden är nätadministrativa kostnader som avläsning och fakturering, men även det merarbete som uppstår vid driftomläggningar för nät med blandad distribution och produktion. Detta kan vara i form av kontroll för att se om vissa kraftverk måste tas ur drift, reläskydd ställas om, etc. Med många kraftverk med olika ägare blir det dessutom en ökad administration för att kunna göra underhåll.

Av de uppräknade egenskaperna är det framförallt punkt 5 och 6 som kan kopplas till nätnytta. De andra punkterna är mer relaterade till produktion och systemdrift.

2 Vad är nätnytta?

nytta 1 subs. gagn, fördel 2 verb gagna, löna sig, tjäna till

Nätnytta är på något vis den nytta man har av elnätet jämfört med om det inte hade funnits. Det finns minst tre intressenter i sammanhanget som alla kan ha olika syn på "nytta".

- **Konsument:** För konsumenten kan nyttan sägas vara möjligheten att kunna få el utan att stå för produktion och transport själv. El är en vara man köper.
- **Producent:** För producenten är nätet en nödvändighet då man annars inte kan sälja sin produkt, el, på ett enkelt sätt.
- **Nätägare:** Nyttan med ett nät för nätägaren är svår att mäta med samma måttstock som används för konsument och producent. Medan konsument och producent handlar med varan energi står nätägaren för tjänsten transport av energi. Nyttan blir då att kunna göra avkastning på (monopol)tjänsten transport av el. Givet att priserna för anslutning och transport är fasta blir nätägarens intresse att minska förlusterna i nätet samt att ha ett så litet nät som möjligt.

Nu är nätet inte bara ett nät utan det kan delas upp i transmissions-, region- och lokalnät vilka alla kan ha olika ägare. Att kvantifiera nyttan av de olika näten och deras förhållande till varandra bör på något sätt ingå i nätnytta. Slutligen formar nät, produktion och konsumtion ett system. För att systemet ska fungera krävs exempelvis frekvensreglering vilket skulle kunna benämnas systemnytta.

Skillnaden på nätnytta och systemnytta skulle då vara att nätnytta är den "nytta" nätet tillhandahåller åt produktion och konsumtion medan systemnytta är den "nytta" konsumtion och framförallt produktion tillhandahåller åt näten och därigenom varandra.

Ytterligare en fråga är vad som ska ingå i "nytta"? Betalar man för nytta eller är det något som tillhandahålls utöver vad man kan förvänta sig? Kan det som föreskrivs i lagar och förordningar räknas till nytta? Energi kan med detta inte hänföras till nätnytta då det finns en marknad för det. Reglerkraft och störningsreserv kan kanske hänföras till systemnytta då alla lär ha nytta av stabil frekvens. Om något är systemnytta eller en handelsvara kan vara svårt att avgöra då det visserligen är fritt för alla att sälja exempelvis reglerkraft och störningsreserv men det finns bara en köpare, den systemansvarige.

Vad som måste ingå i nätnytta definieras i ellagen, se avsnitt 3.1 och [2]. Det innebär att nytta kan definieras olika i olika länder eller helt saknas. I Danmark finns till exempel ingen ersättning till produktionsägare för minskade förluster i anslutande nät.

3 Lagar och förordningar

3.1 Ellagen (1997:857) 3:e kapitlet [2]

Ersättning vid inmatning av el

15 § Innehavare av en produktionsanläggning har rätt till ersättning av den nätkoncessionshavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten.

Ersättningen skall motsvara

1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och
2. värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.

Regeringen får meddela närmare föreskrifter om beräkningen av ersättningen enligt första stycket. Tvister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2002:121).

3.2 Ellagen (1997:857) 4:e kapitlet

Allmänt om nättariffer

1 § Nättariffer skall vara utformade så, att nätkoncessionshavarens samlade intäkter från nätverksamheten är skäliga i förhållande till dels de objektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamheten, dels nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.

Nättariffer skall vara objektiva och icke-diskriminerande.

Vid utformandet av nättariffer för överföring av el skall särskilt beaktas antalet anslutningspunkter, anslutningspunkternas geografiska läge, mängden överförd energi och abonnerad effekt och kostnaderna för överliggande nät samt kvaliteten på överföringen av el.

Vid utformandet av nättariff för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät skall särskilt beaktas anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om utformningen av nättariffer. Lag (2005:404).

Särskilt om nättariffer för område

3 § Nättariffer för område, utom engångsavgift för anslutning, får inte utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen.

Om ett eller flera områden slås samman helt eller delvis skall en enhetlig nättariff för det nya området börja tillämpas senast tre år efter sammanslagningen. Lag (1998:1651).

Särskilt om nättariffer för linje

5 § På en ledning som omfattas av en nätkoncession för linje och där spänningen understiger 220 kilovolt (regionledning), får inte nättariffen, utom engångsavgift för anslutning, på varje spänningsnivå utformas med hänsyn till var en uttagpunkt är belägen i förhållande till ledningens anslutning till annan nätkoncessionshavares ledning som omfattas av nätkoncession för linje.

Tillstånd till avvikelse från vad som anges i första stycket får meddelas i enlighet med 6 §.

Nättariffen för en elektrisk anläggning som tar ut el direkt från en transformator på en regionledning skall utformas med utgångspunkt i nättariffen för spänningsnivån omedelbart före transformatorn med ett skäligt tillägg för nedtransformeringen. Lag (2002:653).

Märk att det i första stycket står **uttagpunkt** och inte anslutningspunkt. Det innebär att avgift för uttag måste vara lika. Avgift för inmatning får däremot bero på var i nätet inmatning sker.

Särskilt om nättariffer för mindre produktionsanläggningar

10 § En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt skall för överföring av el betala endast den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Innehavaren skall dessutom betala engångsavgift för anslutning.

Om flera sådana anläggningar som är belägna i närheten av varandra gemensamt matar in el på ledningsnätet, skall anläggningarna betraktas som separata anläggningar vid tillämpningen av denna paragraf.

Twister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress. Lag (2002:121).

3.3 Elförordning (1994:1250) [3]

Beräkning av viss ersättning

11 § Ersättning enligt 3 kap. 15 § första stycket ellagen (1997:857) skall beräknas enligt följande.

Värdet under 1 skall beräknas utifrån den minskning av energiförlusterna i nätkoncessionshavarens ledningsnät som uppstår på grund av att anläggningen matar in el på nätet och ersättas i förhållande till mängden inmatad el samt till när denna inmatning sker. Vid beräkning av värdet under 2 skall följande bedömningsgrunder beaktas.

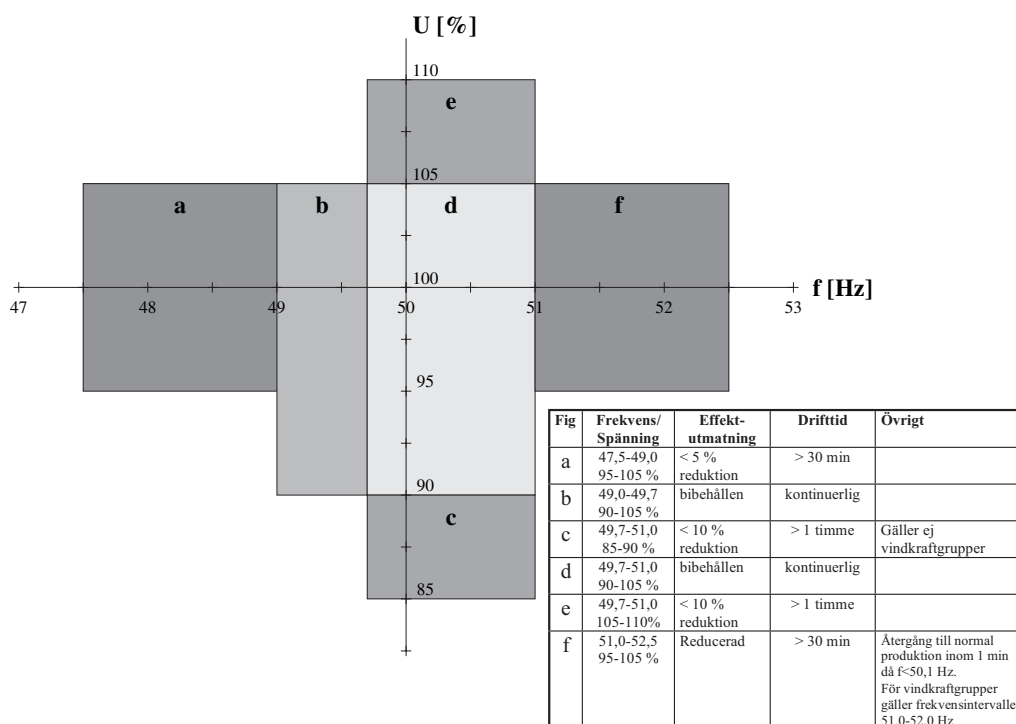
- a) Produktionsanläggningens effektleveransförmåga.
- b) Produktionsanläggningens driftsäkerhet och den överenskommelse som kan finnas mellan nätkoncessionshavaren och anläggningshavaren om när produktionsanläggningen planeras vara i drift.
- c) Mängden inmatad elektrisk energi samt när denna inmatning sker. Förordning (1997:863).

4 Krav från nätägare

Ett kraftverk måste uppfylla vissa krav för att få anslutas till nätet. Detta för att inte äventyra nätets driftssäkerhet. Kraven skiljer sig beroende på kraftverkets storlek och ibland även beroende på primärenergi. Här redovisas kort kraven från systemansvarig myndighet i Sverige samt i Danmark och delar av Tyskland. Regionala och lokala nätägaren kan ha andra och/eller kompletterande krav. För en sammanfattning av flera nätoperatörers krav se [4].

4.1 Svenska Kraftnät

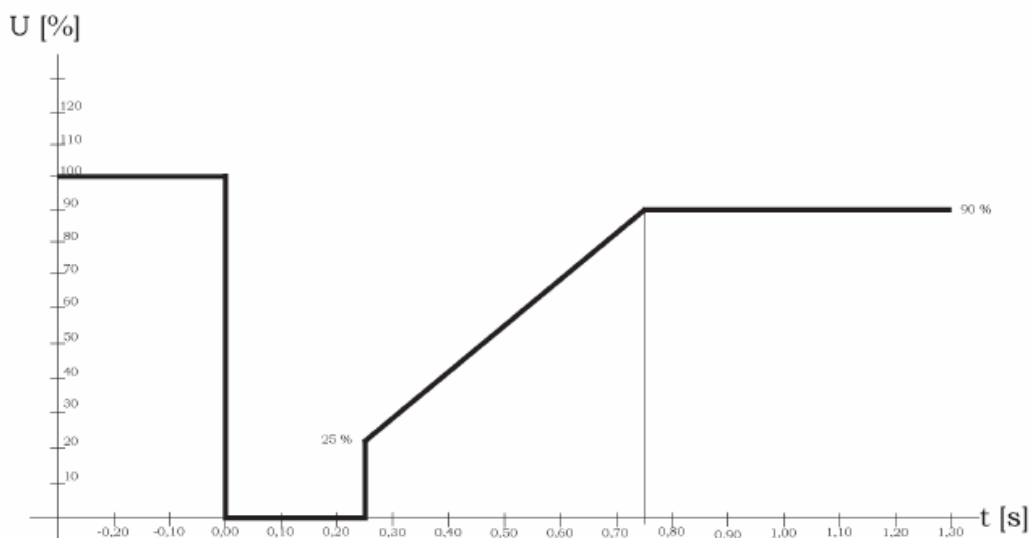
De svenska kraven är uppställda av Affärsverket svenska kraftnät (SvK) och återfinns i [5]. Produktionsanläggningar delas in i tre storleksklasser: 1,5-25MW, 25-50MW för vattenkraft 25-100MW för övriga kraftslag och över 50MW (100MW). I kraven skiljer man även på vind-, vatten-, värme- och gasturbinkraft.



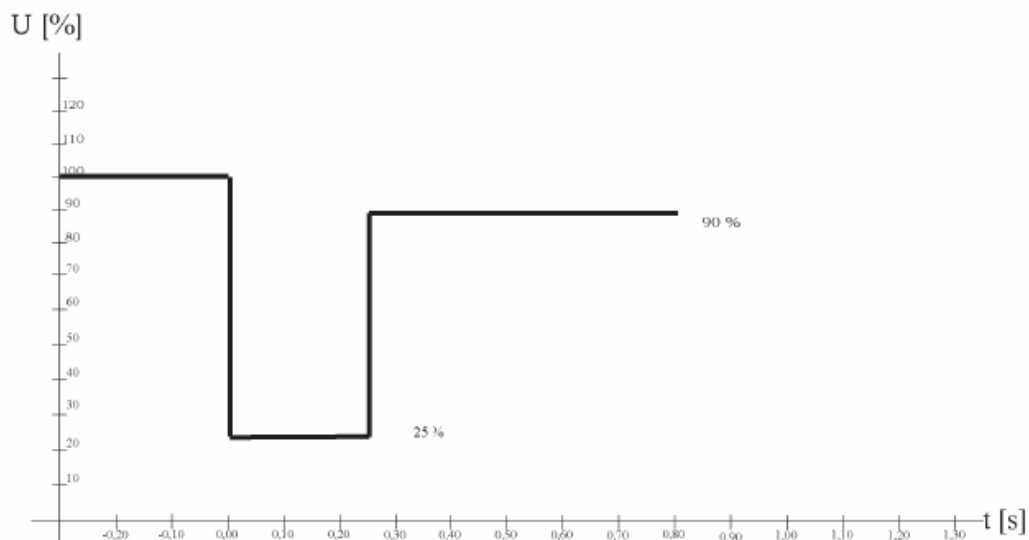
Figur 1 Krav en vindkraftanläggning över 1,5MW måste uppfylla för att få anslutas till det svenska nätet, från [5].

De stationära kraven på en vindkraftanläggning framgår av

Figur 1. Vindkraft behöver till skillnad från övriga produktionsslag inte kunna bidra med reaktiv effekt till nätet. Det måste dock vara möjligt att begränsa den maximala produktionen på direktiv från systemansvarig. Förutom de statiska kraven måste produktionsanläggningar klara närbelägna fel i det maskade stamnätet utan att bli fränkopplade från nätet. Spänningsprofiler avseende en eller flera faser för olika stora produktionsanläggningar framgår ur Figur 2 och Figur 3.



Figur 2 Spänningsprofil i det maskade stamnätet som en större anläggning (>100 MW) måste uthärda utan att kopplas från nätet, från [5].



Figur 3 Spänningsprofil i det maskade stamnätet som mindre och medelstora anläggningar (1,5-100 MW) måste uthärda utan att kopplas från nätet, från [5].

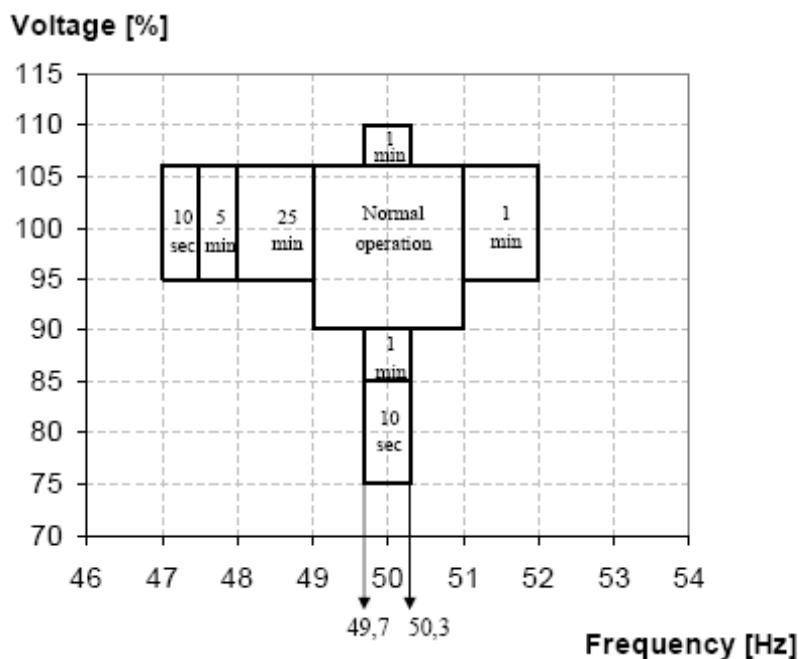
Spänningsnivåerna är relaterade till generatorns spänning, aggregattransformatorns omsättning och spänningsfall över transformatorn. Beräkningen av spänningsnivåerna skiljer sig för olika produktionsslag.

4.2 Systemoperatörer i andra länder

Anslutningsvillkor skiljer sig mellan länder beroende på bland annat nätstruktur och typ och mängd av produktionsanläggningar.

4.2.1 Danmark

I Danmark har man delat upp kraven för vindkraftanläggningar beroende på anslutningsspänning [6, 7]. Grundkraven liknar de svenska där det finns specificerat hur länge en anläggning ska kunna vara i drift vid olika spännings- och frekvensförhållanden (Figur 4). Samt vilken spänningsprofil ett verk eller grupp av verk ska kunna uthärda utan att koppla ifrån (Figur 5).

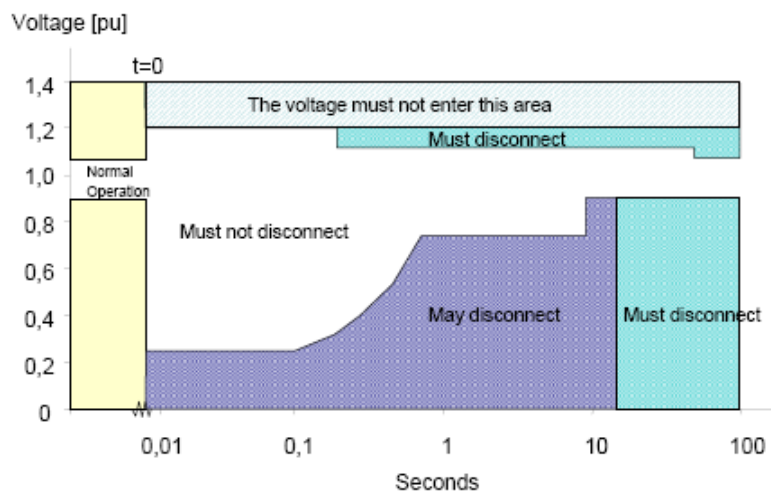


Figur 4 Krav som en vindkraftanläggning ansluten till spänning under 100kV måste uppfylla för att få anslutas till det danska nätet, från [7].

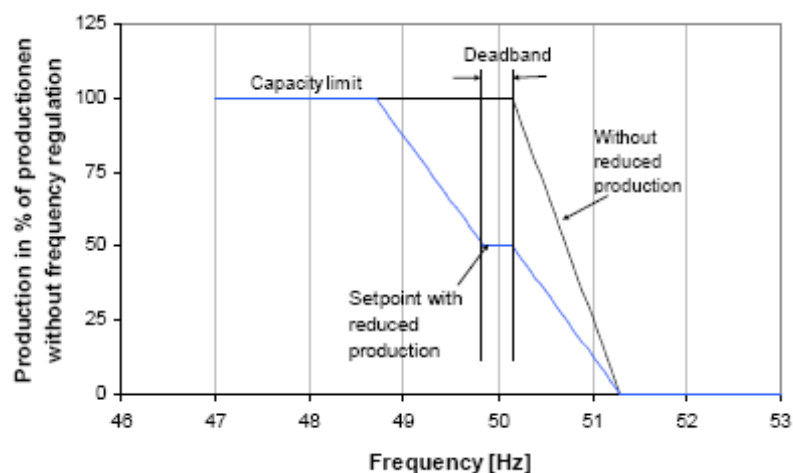
En skillnad mot de svenska kraven förutom formen på områdena är att spänningen räknas på nersidan av aggregattransformatorn. Vissa krav är dessutom villkorade av vindkraftverkets tekniklösning.

Vad som skiljer mycket mot de svenska reglerna är kraven på reglerbarhet av aktiv (Figur 6) och reaktiv effekt (Figur 7). Vindkraftverken *ska* kunna ställas om till att bidra med primärreglering och har även ett krav på hur mycket reaktiv effekt de ska kunna leverera.

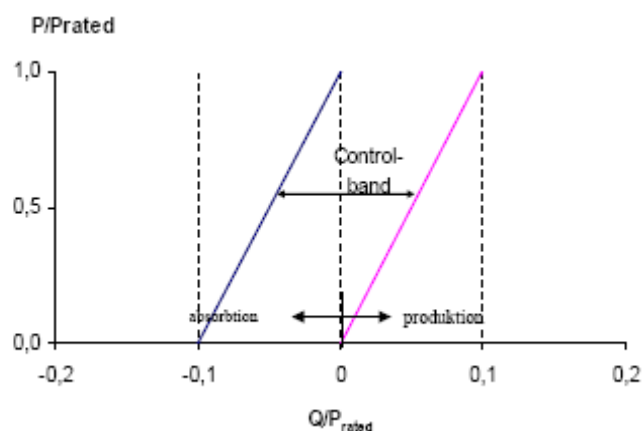
Vid anslutning till spänning över 100kV är de statiska kraven mer stringent preciserade i kV (Figur 8).



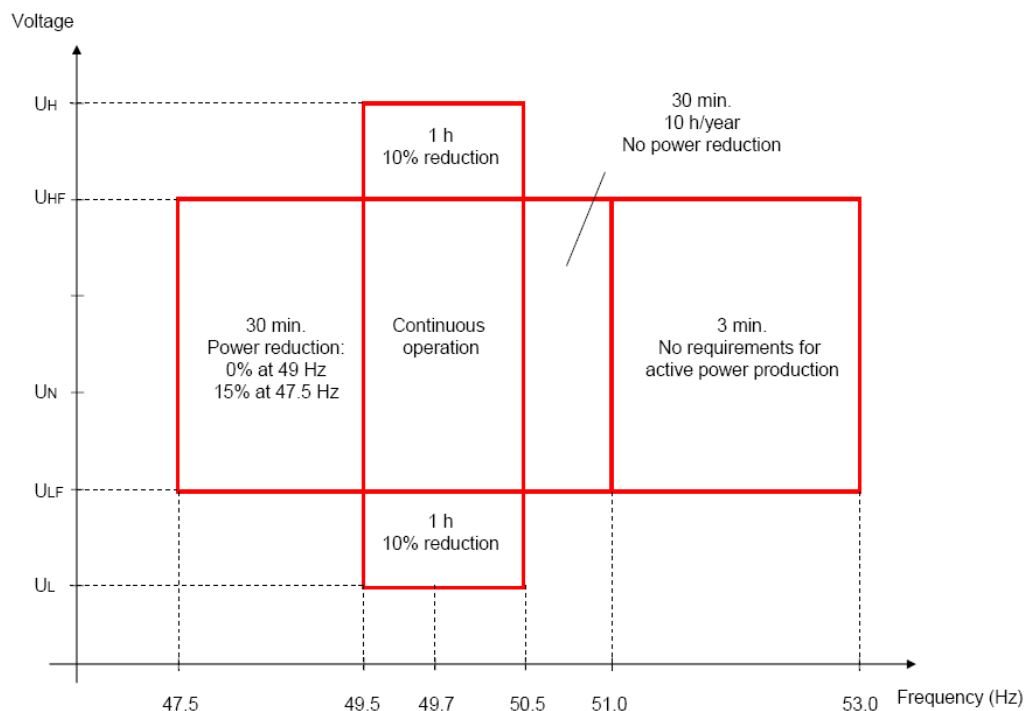
Figur 5 Spänningsprofil som en anläggning ansluten till spänning under 100kV måste uthärda för att få anslutas till det danska nätet, från [7].



Figur 6 Krav på produktion av aktiv effekt i vindkraftverk som ska anslutas till danska nätet [6, 7].



Figur 7 Krav på produktion av reaktiv effekt på vindkraftverk som ska anslutas till danska nätet [6, 7].



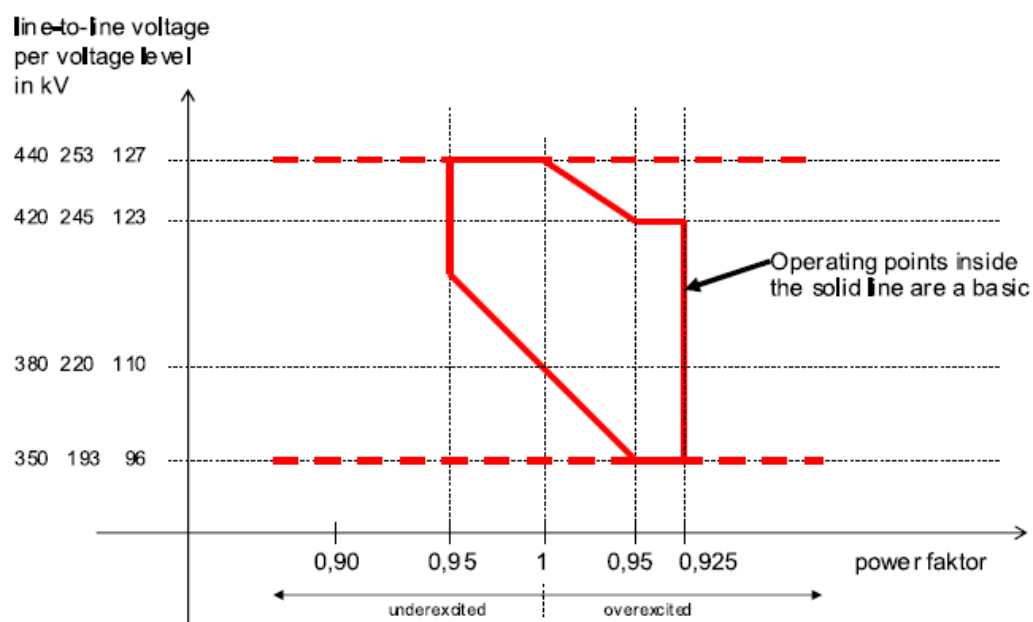
Nominal voltage, U_N	Lower voltage limit, U_L	Lower voltage limit for full-load range, U_{LF}	Upper voltage limit for full-load range, U_{HF}	Upper voltage limit, U_H
400 kV	320 kV	360 kV	420 kV	440 kV
150 kV	135 kV	146 kV	170 kV	180 kV
132 kV	119 kV	125 kV	145 kV	155 kV

Figur 8 Krav som en vindkraftanläggning ansluten till spänning över 100kV måste uppfylla för att få anslutas till det danska nätet, från [6].

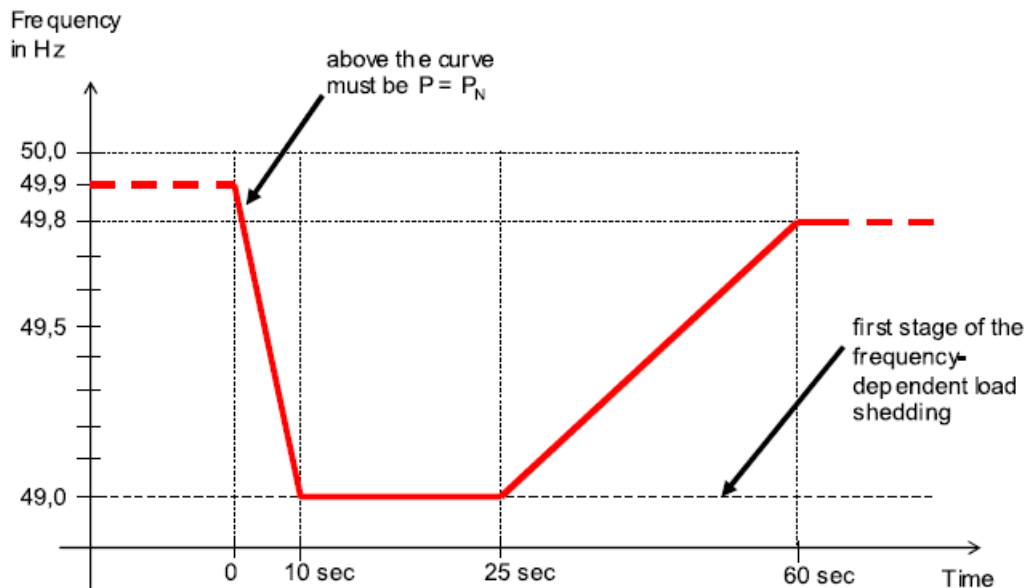
4.2.2 Tyskland

I Tyskland finns flera systemansvariga. Följande är taget från [8] och gäller för E.ON Netz GmbH. E.ON gör skillnad på typ av generering, olika krav gäller för direktanslutna synkronmaskiner och annan generering. E.ON har detaljerade krav vad gäller reaktiv effekt eller spänningsreglering (Figur 9) och förutom de vanliga kraven på arbetsområde och spänningsprofil även en frekvensprofil, se Figur 10.

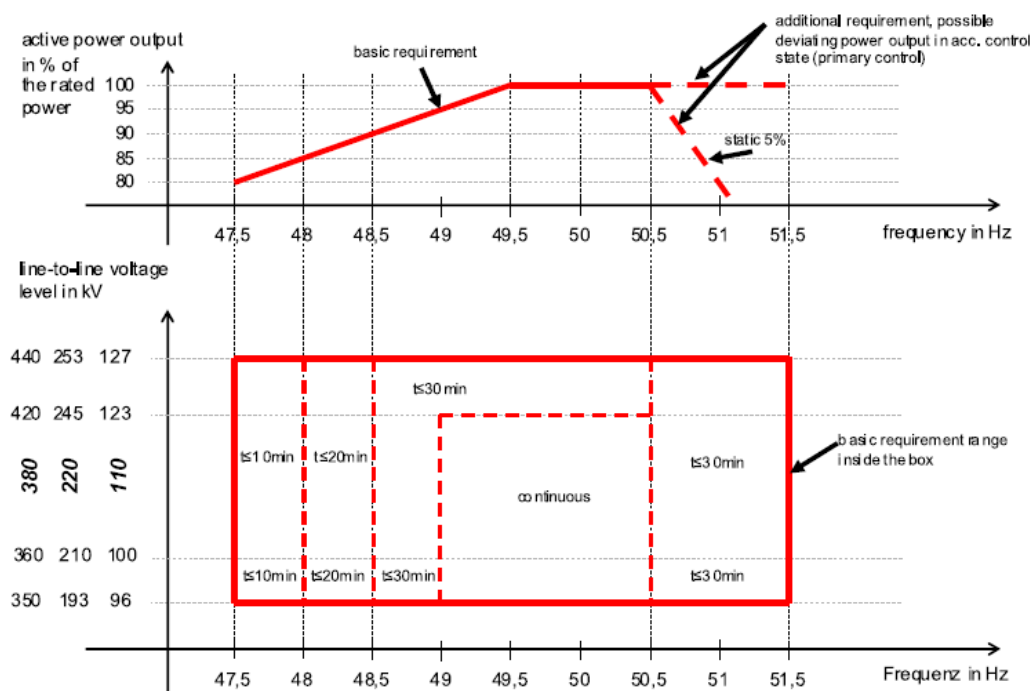
Vad gäller reglering av aktiv effekt finns ett krav på att denna ska kunna ges ett maxvärde samt att den ska kunna regleras ner automatiskt vid hög frekvens, se Figur 11. Vidare gäller att kraftverk större än 100MW ska kunna drivas i ödrift, detta gäller även vindkraftanläggningar även om dispens kan ges.



Figur 9 Krav på reaktiv produktionsförmåga för vindkraftverk anslutna till E.ON Netz, från [8]



Figur 10 Frekvensprofil som ett vindkraftverk anslutet till E.ON Netz måste uppfylla, från [8].



Figur 11 Krav på vindkraftanläggning för att få anslutas till E.ON Netz, från [8].

5 Värderingsgrunder för nätnytta

Med grund i de tidigare avsnitten kan vi nu undersöka ett antal fenomen och tjänster och se efter om de ska klassificeras som nätnytta, systemnytta eller om de faller utanför nyttobegreppet. Problem och en del av deras lösningar i områden med hög andel vindkraft diskuteras i [9].

5.1 Flicker

Olika tekniker bidrar olika mycket till flicker. Teknik som genererar mycket flicker kan kräva nätförstärkning för att inte orsaka problem i ett nät som har både produktion och distribution [10]. Hög flickernivå kan ses som negativ nätnytta.

5.2 Störningsbekämpning

Ett kraftverk med fulleffektomriktare kan vara behjälpligt med ett antal olika tjänster såsom övertonsfiltrering och symmetrering. Då dessa insatser minskar förluster i nätet bör de ses som nätnytta.

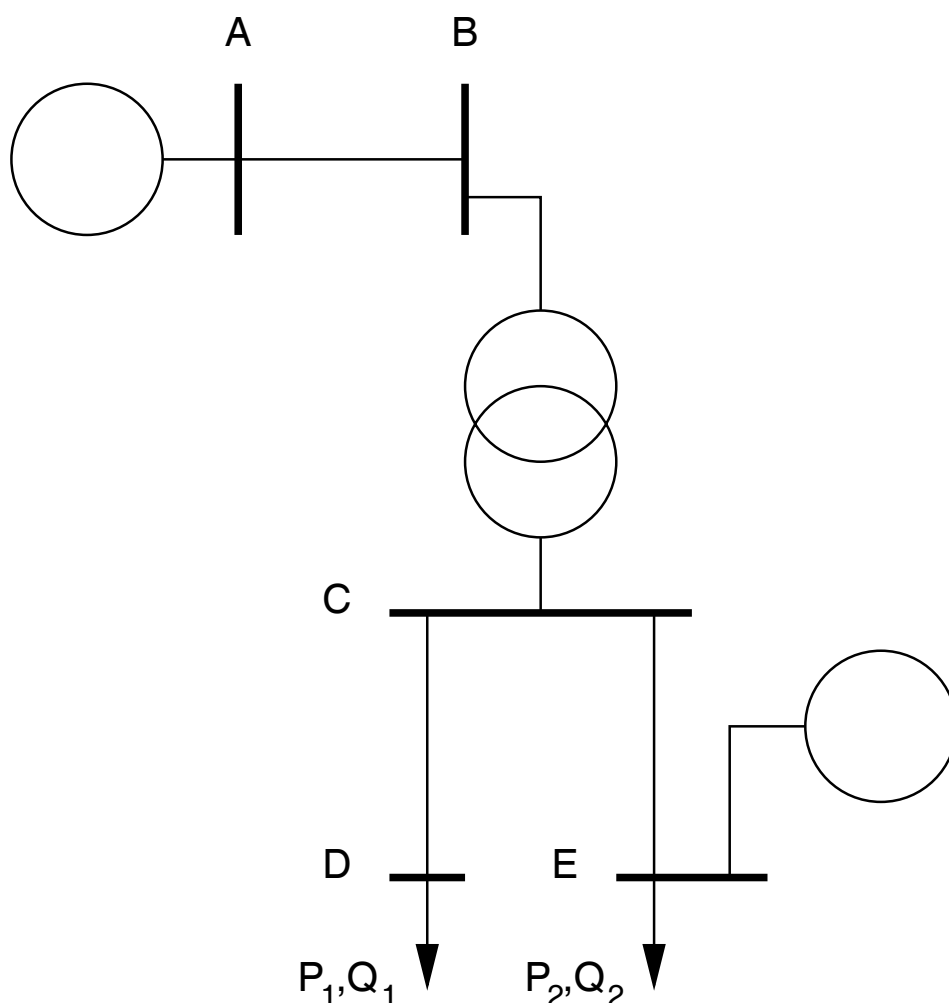
5.3 Spänningsreglering

Beroende på teknik kan vindkraftverk bidra till spänningsreglering/reaktiv effektbalans. Moderna vindkraftverk har goda möjligheter att bidra till spänningsregleringen [11]. Det bör rimligen ligga i både nätägares och produktionsägares intresse att hålla spänningen så hög som möjligt för att minska förluster i nät och generering. Enligt [5] behöver inte vindkraft bidra med reaktiv effekt. Det finns inte heller någon marknad för reaktiv effekt eftersom den inte låter sig transporteras utan stora förluster. Tillhandahållande av spänningsreglering skulle kunna vara nätnytta eller skötas via avtal.

5.4 Nätförluster

Nätförluster ska enligt ellagen upphandlas av nätägaren. Om en ny produktionsanläggning ger minskade förluster har *produktionsägaren* rätt till ersättning. Det är dock inte alltid uppenbart hur förändringarna blir, i både [1] och [12] visas att förlusterna i nätet dit produktionen är ansluten ökar medan den minskar i överliggande nät. Ett område med produktionsunderskott där uttag av aktiv effekt (P_1 , P_2) och reaktiv effekt (Q_1 , Q_2) sker på två olika ställen kan schematiskt visas som i Figur 12. Det är uppenbart att ledningsförlusterna (undantaget anslutningsledningen för produktion vid E och ledningen C,D) kommer att minska så länge den lokala produktionen vid E är mindre än P_2 . Om $P_2 < P_1$ kommer förlusterna i systemet C,D,E att minska ända till produktionen vid E har nått P_2 . Vid en produktion av $2P_2$ transporteras lika mycket effekt på ledningen C-E som utan produktion vid E. Skillnaden är att effekten på ledningen C-E har bytt riktning. Förlusterna i

systemet C,D,E bör nu vara i samma storleksordning som om produktion vid E inte hade funnits. Ytterligare ökad produktion kommer att öka förlusterna i systemet C,D,E till ett värde som är högre än utan produktion. Förlusterna i matande system, A,B, kommer dock hela tiden att minska. Vid produktion över $2P_2$ beror de totala förlusterna på hur förlusterna på ledning C-E ökar jämfört med hur fort förlusterna på ledning A-B minskar. Generering i ett område med produktionsunderskott bör leda till en minskad energiavgift till överliggande nät. Vad gäller effektavgift så anses i bland annat [1] att vindkraft har ett effektvärde, om än lågt. Detta baseras dock på all vindkraft i landet. För ett koncessionsområde är effektvärdet sannolikt mycket lägre. Nätmyndigheten har i [13] angett 3 % av märkeffekt som ett riktvärde men har för beräkningar använt 0 som effektvärde för vindkraft inom ett koncessionsområde.

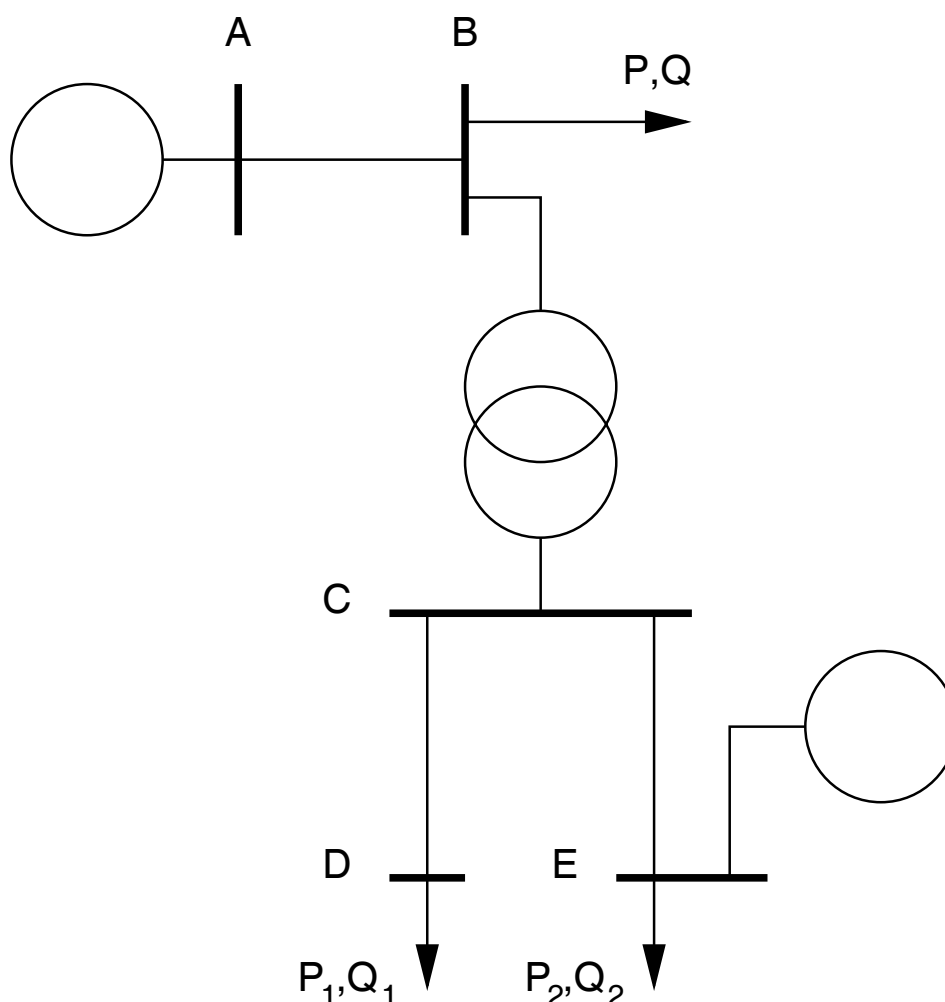


Figur 12 Område med produktionsunderskott och lokal generering.

För de effektrelaterade avgifterna kan man resonera ekonomiskt eller tekniskt. Ekonomiskt gäller att effektabonnamanget skulle kunna minskas och att nätägaren får betala straffavgift till överliggande nät vid effekttuttag större än abonnemangsgränsen. Detta bygger dock på att det går att ta ut större effekt än abonnerad från ovanliggande nät. Sett ur det strikt ekonomiska

perspektivet kan vindkraft ha ett effektivvärde men bara under förutsättning att överuttag är möjligt. För att vara på den säkra sidan har det antagits att överuttag inte är möjligt, reducering av effektagift till överliggande nät är då inte möjlig.

I ett område med produktionsöverskott, Figur 13, beror beteendet vid lokal generering på om den lokala genereringen ersätter annan produktion eller om den befintliga produktionen är oförändrad och används för konsumtion på annat ställe eller export. För systemet C,D,E gäller samma analys som för området med produktionsunderskott. Det som skiljer är förluster i systemet A-B och vidare export från B. Vid oförändrad export är analysen likadan som för systemet med produktionsunderskott ($P, Q = 0, 0$). Vid ökad export kommer förlusterna i systemet A-B att vara oförändrade. För systemet C,D,E gäller återigen samma analys som tidigare. Exportförlusterna kommer att vara monotont ökande för all produktion vid E. De totala förlusterna beror då på förhållandet mellan förlustminskningen i systemet C,D,E (för produktion mindre än $2P_2$) och förlustökningen i exportförbindelsen.



Figur 13 Område med produktionsöverskott och lokal generering.

5.5 Felströmmar

En följd av att introducera generering i lokalnätet är att felströmmarna ökar. I ett system enligt Figur 12 kan förstärkning behövas mellan E och C men även neråt från E och från C ner mot D och vidare. Med produktionsenheter på flera ställen ökar komplexiteten i såväl nätdimensionering som inställning av skydd.

5.6 Frekvensreglering

Enligt [1] har vindkraft ett effektvärde men inget regleringsvärde förutom på säsongsbas. I [14] finns en sammanfattning av olika metoder för att beräkna tilläggsbehov av reglerkraft vid ökad vindkraftutbyggnad. Resultatet är att en ökad utbyggnad av vindkraft leder till ett ökat behov av reglerkraft. I [11] hävdas däremot att både störningsreserv och sekundärreglering kan tillhandahållas av vindkraftgrupper. Som argumenterats tidigare är frekvensreglering snarast att hänföra till systemnytta, det finns dessutom en marknad för både reglerkraft och störningsreserv.

Under förutsättning att vindkraft byggs ut i områden med produktionsunderskott kan man få vissa bieffekter. En bieffekt av att använda vindkraft för regleringsändamål är ett ökat transmissionsbehov jämfört med om vindkraften hade producerat så mycket som möjligt. Detta eftersom en del vind "spills" för att ge reglermöjlighet. Den lägre produktionen påverkar i sin tur nätförlusterna. Om vindkraft inte används för reglering kommer ändå det ökade behovet av reglerkraft att kräva att det finns ledig transmissionskapacitet.

Det ökade behovet av transmissionskapacitet kan betraktas som negativ nätnytta. Om det är ett reellt problem är osäkert.

5.7 Tillgänglighet

Många nät är utrustade med automatisk återinkoppling efter fel. I nät med luftledning är endast 10-15% av felen kvarstående, resterande fel är alltså borta vid återinkoppling. Med generering i nätet finns uppenbar risk för skada på utrustning om återinkoppling sker mot ett spänningssatt osynkroniserat nät. För att lösa detta får man antingen ha synkroniseringsmöjlighet, ordentlig önätsdetektering, fjärrutlösning av vindkraft eller avstå från automatisk återinkoppling.

5.8 Nätadministration

Även om det går bra att ansluta produktion vid normaldrift kan problem uppkomma vid driftomläggning eller reservdrift [15]. Att kontrollera alla ingående komponenter i ett nät som blandar produktion och distribution kan bli ett mycket omfattande arbete där man kan behöva kontrollera felströmmar och skyddsinställningar. Eventuellt behöver produktionen begränsas genom att vissa verk inte tillåts producera. Det administrativa arbetet, utöver beräkningar, i form av kontakter med ett flertal produktionsägare kan bli omfattande. Ett extremfall är små produktionsenheter såsom värmepannor för ett normalt hus som också kan producera el. Nätadministration är alltid en

kostnad eller negativ nätnytta, storleken beror däremot framför allt på nätets topologi.

5.9 Slutsatser

Det är till stora delar inte primärkällan, vind, som har betydelse för nätnytta utan faktorer såsom:

- Vilken teknik som används (t.ex. fastvarvtal eller fulleffektomriktare)
- Typ av nät (dominerande konsumtion eller produktion)
- Anslutning (samlad i grupper, spritt i distributionsnät eller långt ut i distribution)

Dessa faktorer påverkar alla det som vanligtvis kallas nätnytta. Ett annat sätt att se det är att nät dimensioneras av effekt och även om vindkraft har ett effektvärde är detta värde i sig inte beroende av att primärkällan är vind.

6 Tariffer

Alla kunder till en nätägare betalar avgifter eller tariffer för att använda nätet. Avgifterna beror dels på den största effekt man kan tänkas behöva utnyttja, en mera vanligt förekommande högsta effekt och en avgift för överförd energi. Tariffen ska på något sätt avspeglar kundernas nytta och nätägarens kostnader. Då antalet producenter av el, är mycket mindre än antalet konsumenter har det varit svårt att få fram uppgifter om vad som gäller för produktionsanslutning.

6.1 Stamnät

Affärsverket svenska kraftnät ansluter både produktion och konsumtion. Deras tariffer baseras på om kunden är producent eller konsument och på det geografiska läget. En producent i ett område med produktionsöverskott får betala en högre effektagift än en konsument i ett område med produktionsöverskott. På samma sätt får en producent i ett område med produktionsunderskott betala en lägre effektagift än en konsument i samma område. Detta ska på något sätt spegla hur nätet måste byggas för att kunna överföra effekt. När det gäller energikostnaden är det så att en konsument i ett område med produktionsöverskott eller en producent i ett område med produktionsunderskott kan få betalt för sin energitransport. En producent i ett område med produktionsöverskott eller en konsument i ett område med produktionsunderskott får däremot betala för energitransporten. Detta ska spegla hur de marginella förlusterna i nätet ändras vid inkoppling av produktion eller konsumtion på olika ställen.

Grunden för att detta ska vara någorlunda lätt att genomföra är att det går att definiera områden med produktionsöverskott respektive produktionsunderskott (kan vara tidsberoende). I det svenska stamnätet transporteras effekten i princip alltid söderut (sid 11 i [16]) vilket underlättar arbetet med att definiera områden. För områden med vindkraft kan effektriktningen komma att byta tecken ofta [1] vilket kan göra definitionen av produktions- eller konsumtionsområde svårare.

Att använda samma metodik för lokalnät och till viss del regionnät är inte tillåtet enligt 4kap i ellagen.

Olika prissättningsmodeller för transmissionsnät diskuteras bland annat i [17, 18]. Detta är principdiskussioner och tar inte hänsyn till lagkrav. I [19] diskuteras nätnyttomodellens inverkan på tariffer.

6.2 Regionnät

På regionnätetsnivå gäller att tariff för uttagsabonnemang ska vara oberoende av geografisk lokalisering medan inmatningsabonnemang kan vara individuella. Varje kundkategori (inmatning, uttag) ska bära sin del av kostnaderna för nät och för anslutning till överliggande nät. Uttagskunder (lokalnät) köper energi och brukar därför behöva komma i kontakt med

stamnätet. Utrustning för anslutning till stamnätet och uttagstariffer ska därför fördelas mellan uttagskunderna. För inmatningskunder där den inmatade energin nyttiggörs inom det egna nätet blir det aldrig aktuellt med energiexport till stamnätet. Utrustning för anslutning till stamnätet behövs inte och inmatningsabonnemang mot stamnätet behövs inte heller. Utrustning för anslutning till stamnätet ska därför inte bekostas av dessa inmatningskunder. Besvärligheter uppstår när inmatning sker ibland (ska alla producenter dela på kostnaderna) och när det inte finns någon klart definierad riktning på energitransporten (vem utnyttjar vad och hur mycket). Vid prissättning blir det då av yttersta vikt att definiera hur stor andel av varje komponent som varje kund utnyttjar. Vid kanalprissättning görs detta för varje inmatningskund, för nät med många inmatningskunder innebär detta ett avsevärt jobb. För uttagskunder ska den totala kostnaden medelvärdesbildas över alla kunder. Medelvärdesbildning kan även ske för inmatningskunder om nätbolaget vill ha den typen av tariff.

För kanalprissättning är en stor del av arbetet med att definiera nätnytta redan gjort varför det verkar konstigt att göra i princip samma arbete en gång till.

6.3 Lokalnät

På lokalnätsnivå ska alla tariffer vara oberoende av geografiskt läge, det vill säga kanaltariff är inte tillåten. Precis som för regionnät ska varje kundkategori stå för sin del av kostnader för utrustning och avgifter till ovanliggande nät. Om exempelvis produktionen alltid är mindre än konsumtionen i nätet behövs inget inmatningsabonnemang på ovanliggande nät. Producenterna är (energimässigt) inte heller beroende av anslutning mot ovanliggande nät. Kostnaden för denna utrustning får då uttagskunderna stå för.

6.4 Ersättning

Hur ersättning för produktion sker idag varierar från bolag till bolag. Störst skillnad verkar finnas i hur effekt ersätts. Effektersättning betalas oftast bara ut under höglasttid. Vattenfall har en ersättning som baseras på det 20:e lägsta effektinmatningsvärdet under respektive månad. Fortum har en ersättning i (öre/kWh) för energi upp till ett visst värde per månad. För båda gäller att ersättningen blir markant högre om man kan garantera en viss effektproduktion. För energiersättning verkar de flesta anse att den inmatade energin nyttiggörs i närmaste nätstation.

7 Beräkning av nätnytta

I detta avsnitt beskrivs hur nätnytta kan beräknas när man tar hänsyn till hur förlustförändring i nätet ändras vid produktion i nätet samt hur importen förändras med produktion i nätet. Detta måste enligt ellagen ingå i nätnytta.

7.1 Definitioner

Nätnytta består av:

1. Förlustminskningar i det nät till vilket produktionsenheten är anslutet.
2. Minskning av effekttariff till ovanliggande nät.
3. Minskning av energiavgift till ovanliggande nät.

Om produktionen skulle orsaka ökade förluster i nätet produktionen är ansluten till anses nätnytta vara noll. De ökade förlustkostnaderna får tas ut som ökad tariff för anslutningen. Energiavgiften för överliggande nät bör dock minska då mindre energi tas från överliggande nät, detta ska också avspeglas i tariffen för anslutning. Om produktionen blir så stor att utmatning sker på överliggande nät föreligger ingen nätnytta i det överliggande nätet då begreppet nätnytta enbart gäller energi från produktion och inte från nät. Ersättningen får styras via tariffer.

Inga övriga aspekter på nätnytta såsom dimensioneringskrav på nätet, flicker mm tas med i den följande beräkningen.

Följande beräkningsgång tar enbart hänsyn till energi och förluster. Reducering av effekttariff på grund av vindkraft är möjlig [1, 13] men minskningen är liten. Eftersom minskningen är liten och mycket besvärlig att beräkna sätter vi effektnytta till 0 för vindkraft inom ett mätområde, samma sak har gjorts i [13].

Nätnytta borde även kunna föreligga mellan nät och nät, och inte bara mellan produktion och nät. Lagen tar dock bara upp produktion som källa för nätnytta.

7.2 Beräkning

Principerna för beräkning av nätnytta med avseende på förluster och med avseende på energiavgift är liknande. Skillnaden består i att alla kraftverk inte behöver bidra till minskade förluster medan alla kraftverk bidrar med energi. Till att börja med antar vi att det finns timmätning på alla objekt. Vad som är ett objekt styrs av hur produktionen är ansluten. Ett objekt kan vara allt från ett enstaka abonnemang till en radial i ett lokalnät eller ett helt lokalnät för regionnätberäkningar.

Beräkningsgången redovisas först för lokalnät (radiellt). Utökning får sedan ske för regionnät (maskat).

7.2.1 Förlustminskning

För varje timme

1. Beräkna förluster i nätet med aktuell produktion.
För varje produktionsenhet
 - Ta bort produktionsenheten och beräkna förlusterna i nätet
2. Ta bort samtliga produktionsenheter och beräkna förlusterna i nätet
3. Fördela skillnaden i förlust mellan fallet ingen produktion och aktuellt driftfall i proportion till varje enhets andel.
 - Enkelt om det för alla produktionsenheter gäller att ökad produktion minskar förlusterna (vid aktuellt driftfall).
 - Om några produktionsanläggningar ökar förlusterna (totala förlusten minskar när produktionsenheten tas ur drift) korrigeras beräkningarna enligt.
 1. När förlusterna med all produktion är mindre än utan produktion
 - o Identifiera de produktionsanläggningar som ökar förlusterna
 - o Fördela skillnaden i förlust mellan aktuellt driftfall och fallet ingen produktion i proportion till varje enhets andel för de enheter som minskar förlusterna. Produktionsenheter som ökar förlusterna får inte vara med och dela på förlustminskningen.
 - Specialfall kan inträffa då varje enhet för sig minskar förlusterna då den tas ur drift men förlusterna med alla enheter i drift är ändå mindre än förlusterna med alla enheter ur drift. Ingen produktionsenhet kan då tillskrivas någon nätnytta och den totala förlustnyttan blir noll.
 2. När förlusterna med all produktion är större än utan produktion
 - o I detta fall föreligger ingen förlustnytta.
 - Om alla enheter bidrar till ökade förluster föreligger ingen nätnytta i det egna nätet

Ovanstående beräkning ger förlustminskningsvärdet för den betraktade timmen för var och en av produktionsenheterna i området.

7.2.2 Minskad energiavgift

För varje timme

1. Mät inmatad energi från överliggande nät.
För varje produktionsenhet
 - Ta bort produktionsenheten och beräkna förändringen i inmatad energi
2. Ta bort samtliga produktionsenheter och beräkna inmatad energi

3. Fördela skillnaden i inmatad energi från överliggande nät i proportion till varje enhets andel.

Resonemanget bygger på att man befinner sig i ett område med produktionsunderskott och att man inte producerar något till överliggande nät. Om ett konsumtionsområde ibland är nettoproducent av energi till överliggande nät kan ett inmatningsabonnemang behövas utöver det uttagsabonnemang som redan finns. Vid anslutning i områden med produktionsöverskott får man både på region- och lokalnät betalt från överliggande nät för förbrukad energi. Lokal produktion kan visserligen minska förlusterna i det egna nätet men med detta minskar också ersättningen från överliggande nät då mindre energi tas från det överliggande nätet. Nätnyttan får då en negativ del som får läggas på tariffen.

7.2.3 Maskat nät

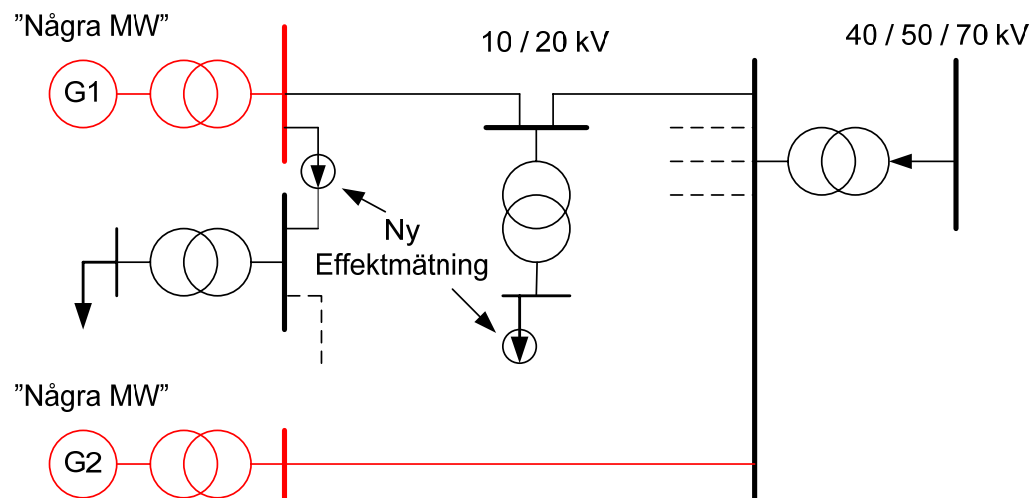
För maskat nät tillkommer:

1. Bestäm fördelningen mellan de olika inmatningspunkterna när man tar bort produktionsenheter. Detta kräver kännedom om ovanliggande nät men kan eventuellt baseras på kortslutningseffekten i respektive inmatningspunkt.
2. Verifiera att det går att ta bort all produktion och fortfarande försörja området.

Beräkning av förlustminskning kan göras på samma sätt som för radiella nät. Vad gäller energiavgiften kan den vara olika för de olika anslutningspunkterna. Därför måste varje producents del av varje anslutningspunkt fördelas ut. Samma princip som tidigare bör kunna användas men effektförändringen för varje anslutningspunkt får studeras istället för den totala förändringen.

7.3 Indata

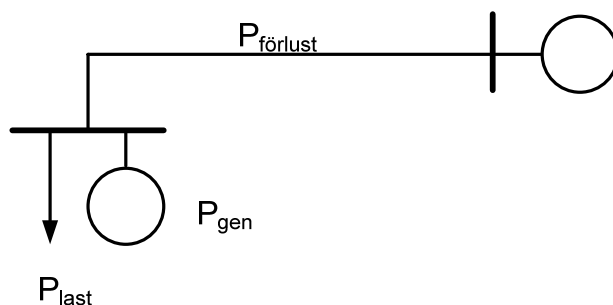
För att kunna genomföra beräkningarna behövs nätdata och timmätning från inmatning, produktion och konsumtion. Av detta finns nätdata och timmätning av inmatning och produktion. Timmätning av konsumtion finns på vissa ställen men inte säkert på alla. Ett alternativ är då att ta aktuell energitillförsel till området och fördela ut den på kunderna efter årsenergiförbrukning. I radiella nät behöver dessutom beräkningar bara genomföras för de radialer som har produktion. I ett radiellt nät kan en del av nätmodellen ersättas med mätningar. Det gäller de delar som är opåverkade av den nya produktionen såsom underliggande delar och radialer utan produktion, se Figur 14.



Figur 14 Exempel på distributionsnät med extra effektmätning för att inte behöva fullständiga nätdata vid beräkning av nätnytta.

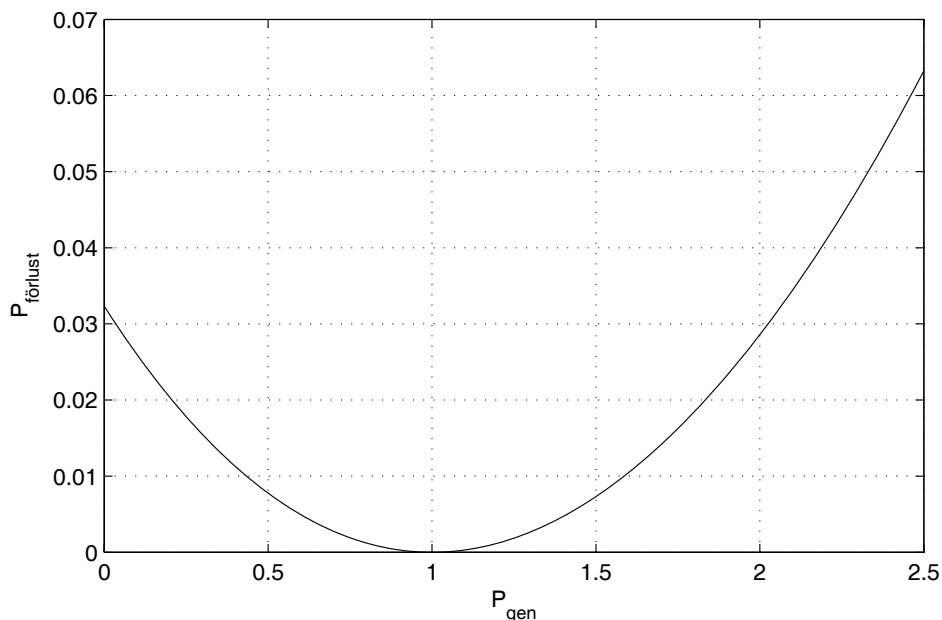
8 Metodens uppförande

I detta avsnitt undersöks den föreslagna metodens uppförande vid olika produktionsnivåer i ett system. Det är framförallt nätförlusternas uppförande som studeras då dessa är besvärligare att handskas med än förändring av import (förändring i energiavgift till ovanliggande nät). Ett enkelt system med last och lokal generering syns i Figur 15.



Figur 15 System med last och lokal generering.

Med konstant last ($P_{last}=1.0$) och med genereringen varierande $0 < P_{gen} < 2.5$ får man ledningsförluster ($P_{förlust}$) enligt Figur 16. Anledningen till att kurvan inte är symmetrisk kring $P_{gen}=1$ är att spänningen vid lasten varierar med produktionen eftersom det inte sker någon produktion av reaktiv effekt i generatoren i detta exempel.



Figur 16 Överföringsförluster för systemet i Figur 15 när $P_{last}=1$ och P_{gen} varierar från 0 till 2.5.

När P_{gen} ökar minskar ledningsförlusterna så länge $P_{\text{gen}} < P_{\text{last}} = 1.0$. Denna minskning är det som kallas förlustnytta. För $1 < P_{\text{gen}} < 2.05$ är ledningsförlusterna fortfarande mindre än utan generering. Skillnaden är att ledningsförlusterna nu ökar med ökande generering. När $P_{\text{gen}} > 2.05$ blir ledningsförlusterna större än utan generering och det finns inte längre någon förlustnytta. Skillnaden i detta sätt att beräkna nytta och marginalnytta är att marginalnyttan, som är lutningen på förlustkurvan, är störst när genereringen är 0 för att sedan minska och upphöra när genereringen är lika stor som lasten. Med den föreslagna metoden är förlustnyttan nära 0 när produktion är liten och *störst* när genereringen är lika stor som lasten. Förlustnyttan upphör inte förrän förlusterna med generering är lika stora som när det inte finns generering i systemet. Med flera generatorer kan resultaten bli tankeväckande. Antag att genereringen P_{gen} består av tre delar på 0.5 vardera, totalt 1.5. Enligt Figur 16 minskar förlusterna när en enhet tas ur drift, det vill säga enheten bidrar inte till förlustnyttan. Eftersom detta görs för en enhet i taget blir resultatet att ingen enhet bidrar till förlustnytta. Trots det är förlusterna vid en produktion på 1.5 lägre än förlusterna utan lokal produktion i systemet. Från ett liknande resonemang med två enheter en på 1.0 och en på 0.5 framgår också att en stor enhet kan tilldelas all förlustnytta. Likaså kan en stor enhet omöjliggöra förlustnytta för någon annan enhet. Ett resultat måste bli att produktionsenheter som ligger "nära" varandra måste behandlas som en enhet, svårigheter kommer att föreligga i att bestämma vad som är "nära".

I de exempel som följer studeras hur nätförlusterna förändras när två olika produktionskällor varieras (system ungefär som maskin 5 och 6 i Figur 21). Resultatet illustreras dels i figur dels i tabell. I tabellen presenteras importer, förluster samt förändring i import och förlust dels för aktuell produktion (basfall), dels för referensfall där produktionen för alla studerade enheter är 0. Metoden väljer ut de produktionskällor som anses bidra till förlustminskningen, dvs med en förlustnytta större än 0. Dessutom särredovisas resultatet för varje produktionsenhet. För produktionsenheterna redovisas även de med "nätnyttan" viktade resultaten för förändring av import och förlust.

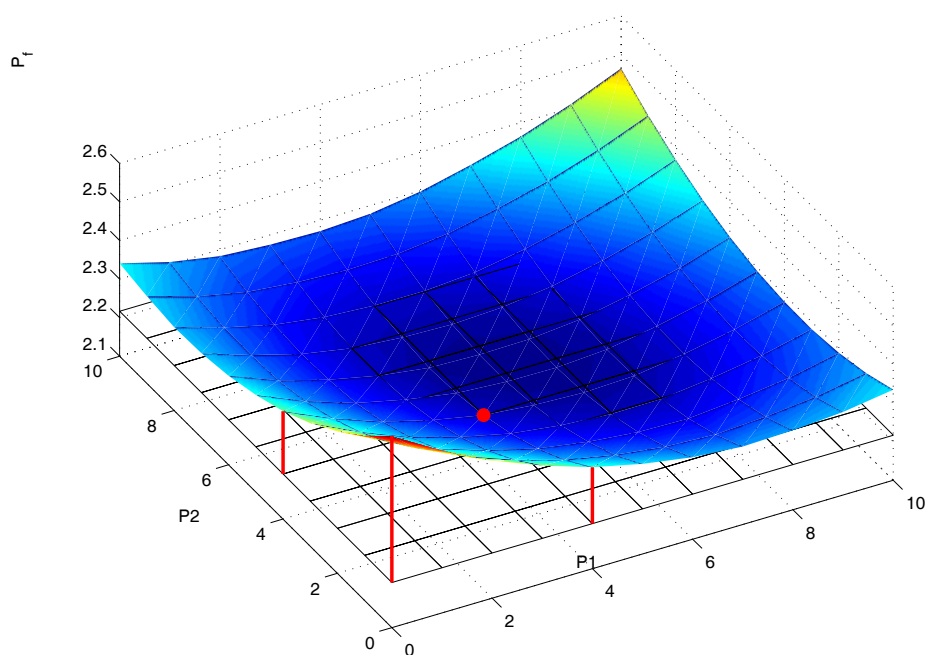
Förklaring till tabeller:

- För alla fall, aktuell produktion (basfall), referensfall (utan produktion) samt med en maskin i taget ur drift redovisas för varje fall import till nätet samt korresponderande nätförluster.
- För Basfall och reffall redovisas hur mycket som produceras i området (alltid 0 för reffall) i kolumnen P_{gen} . För de enskilda maskinerna visas hur mycket produktion som tas bort från basfall (maskinens storlek), därför är detta tal negativt för produktionsenheter.
- ΔImport och $\Delta\text{Förlust}$ visar förändringen i import och förlust för respektive fall jämfört med basfallet. För reffall ska dessa tal subtraheras från import respektive förlust för att få värdena för basfallet. För de enskilda produktionsenheterna anges hur mycket importen respektive förlusterna ökar när den aktuella enheten tas ur produktion.

- Summan, Σ , anger summan av ΔImport respektive $\Delta\text{Förlust}$ för de enskilda produktionsenheterna. För $\Delta\text{Förlust}$ räknas endast de värden där en förlustökning sker när produktion tas bort.
- Energiviktning och förlustviktning är absolutvärdena ΔImport respektive $\Delta\text{Förlust}$ för referensfallet delat med summorna i punkten ovan.
- NNimport och NNförlust är värdena från ΔImport och $\Delta\text{Förlust}$ skalat med energiviktningen (NNförlust) respektive förlustviktningen (NNförlust).

8.1 Låg produktion

Vid låg produktion minskar nätförlusterna med ökad produktion och båda produktionskällorna bidrar till minskningen. Ur Tabell 1 framgår att den totala förändringen är större än summan av delarna, eftersom importen minskar med 8.37 MW vid en produktion av 8 MW.



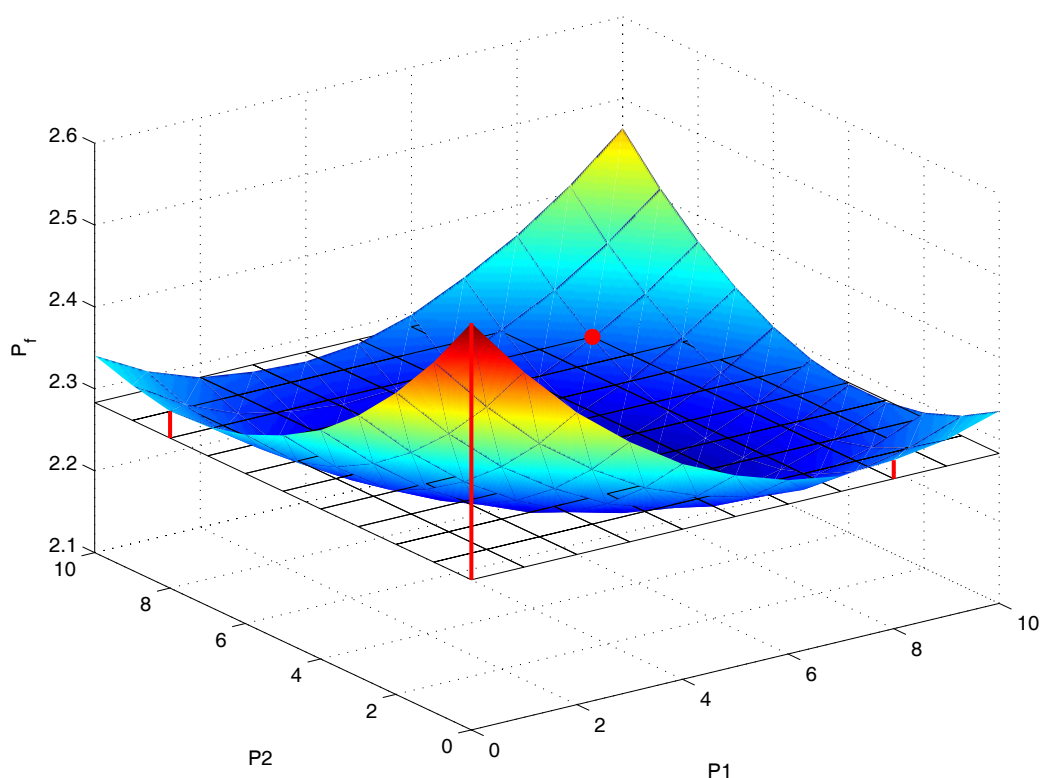
Figur 17 Förlustförändring vid produktion av 4+4 MW.

	Import	Förlust	Pgen	ΔImport	$\Delta\text{Förlust}$	NNimport	NNFörlust
Basfall	77.0264	2.2218	8				
Reffall	85.3973	2.5951	0	8.3709	0.3733		
maskin 5	81.1647	2.3612	-4	4.1384	0.1394	4.1743	0.1728
maskin 6	81.1869	2.3835	-4	4.1605	0.1617	4.1966	0.2005
Σ				8.2989	0.3011		
energiviktning	1.0087						
förlustviktning	1.2396						

Tabell 1 Förlust- och energinytta vid produktion av 4+4 MW.

8.2 Hög produktion

Vid en produktion av 8+8 MW är förlusterna fortfarande mindre än om inget produceras i området. Förlusterna ökar nu emellertid om produktionen fortsätter att öka, se Figur 18. För att förlustnytta ska kunna tillgodoräknas krävs att det är en enhet på mer än 7 MW som kopplas ifrån. För mindre enheter kommer förlusterna att minska när enheten tas ur drift (förlustytan är under planet i Figur 18, planet visar förlusten för basfall). I Tabell 3 framgår resultatet om en av anläggningarna ersätts med två på 4 MW vardera. Förlustreduceringsnytta kommer nu enbart från den största enheten som något orättvist får äran av all förlustminskning.



Figur 18 Förlustförändring vid produktion av 8+8 MW.

	Import	Förlust	Pgen	Δ Import	Δ Förlust	NNImport	NNFörlust
Basfall	69.0876	2.2815	16				
refall	85.3973	2.5951	0	16.31	0.3136		
Maskin 5	77.1085	2.3041	-8	8.021	0.0225	8.1448	0.1084
Maskin 6	77.1283	2.3242	-8	8.0408	0.0427	8.1649	0.2052
Σ				16.0617	0.0652		
energiviktning	1.0154						
förlustviktning	4.8098						

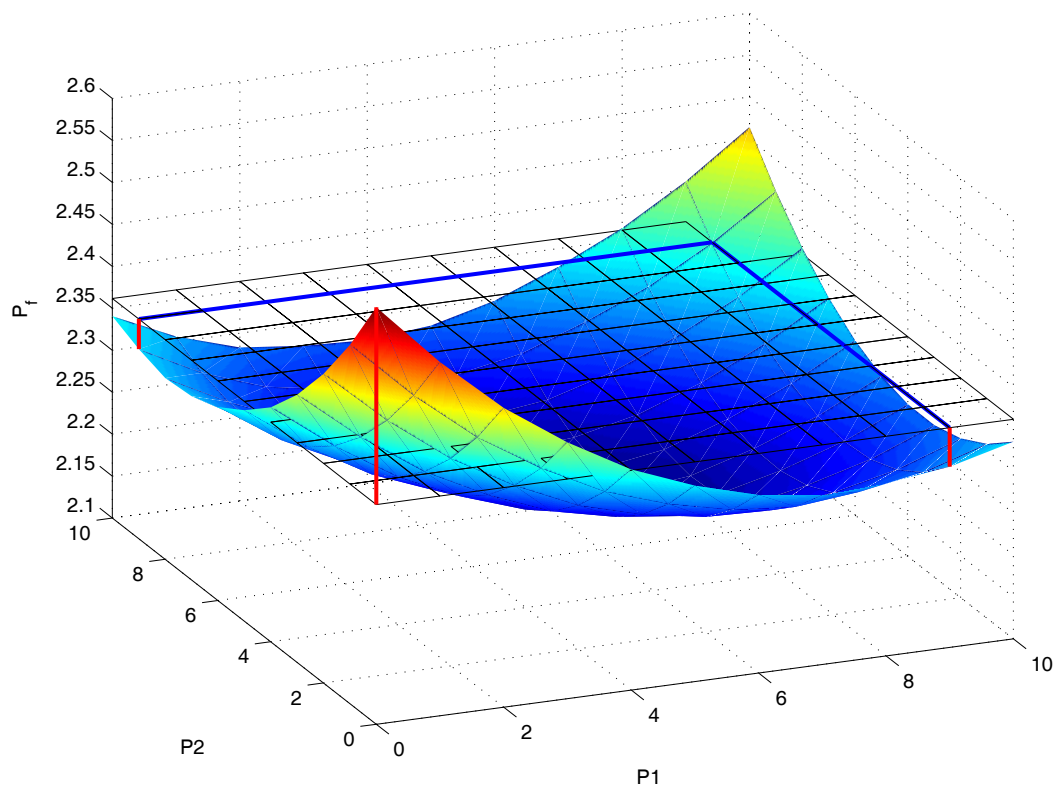
Tabell 2 Förlust- och energinytta vid produktion av 8+8 MW.

	Import	Förlust	Pgen	Δ Import	Δ Förlust	NNImport	NNFörlust
Basfall	69.0876	2.2815	16				
Reffall	85.3973	2.5951	0	16.31	0.3136		
Maskin 4	73.0547	2.2493	-4	3.9672	-0.0322	4.0503	0
Maskin 5	73.0547	2.2493	-4	3.9672	-0.0322	4.0503	0
Maskin 6	77.1283	2.3242	-8	8.0408	0.0427	8.2092	0.3136
Σ				15.9751	0.0427		
energiviktning	1.0209						
förlustviktning	7.3509						

Tabell 3 Förlust- och energinytta vid produktion av 8 + (4+4) MW.

8.3 Högre produktion

Vid ännu högre produktion kan fenomen som det i Figur 19 inträffa.



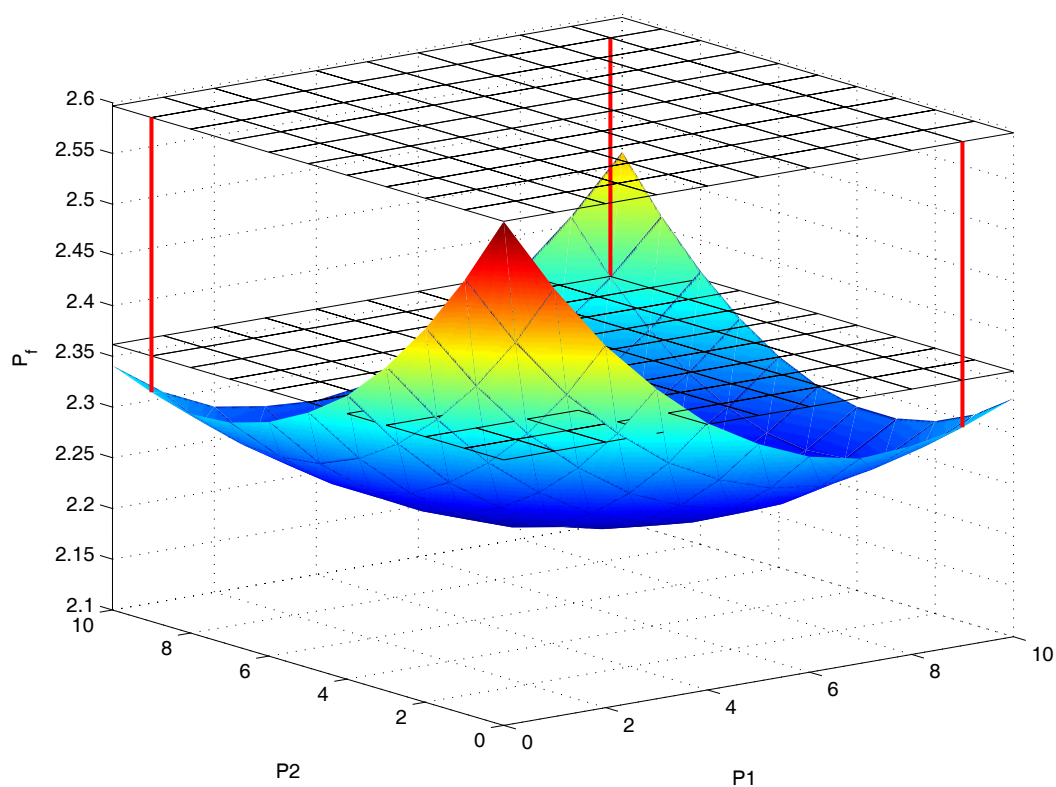
Figur 19 Förlustförändring vid produktion av 9+9 MW.

Här minskar förlusterna när någon av produktionskällorna tas ur produktion. Om däremot båda källorna tas ur produktion så ökar förlusterna. Resultatet blir att förlustminskningen inte tillfaller någon produktionsägare utan istället tillfaller nätägaren.

	Import	Förlust	Pgen	Δ Import	Δ Förlust	NNImport	NNFörlust
Basfall	67.1662	2.36	18				
refall	85.3973	2.5951	0	18.231	0.2351		
maskin 5	76.1183	2.3136	-9	8.9521	-0.0464	9.1054	0
maskin 6	76.1382	2.334	-9	8.972	-0.026	9.1257	0
Σ				17.9241	*****		
energiviktning	1.0171						
förlustviktning	0						

Tabell 4 Förlust- och energinytta vid produktion av 9+9 MW. Referens är aktuell produktion (9+9 MW, basfall).

Ett sätt att komma runt detta kan vara att utgå från att ingen produktion sker i området och räkna på förbättringen som varje produktionsenhet ger. Man får då resultat som i Figur 20 och Tabell 5. Om den tidigare metoden gynnade stora enheter på bekostnad av små så gynnas nu små produktionsenheter på bekostnad av stora.



Figur 20 Förlustförändring vid produktion av 9+9 MW. Det övre planet visar förlusterna vid en produktion på 0+0 MW. Det undre planet visar förlusterna vid en produktion av 9+9 MW.

	Import	Förlust	Pgen	ΔImport	ΔFörlust	NNImport	NNFörlust
Basfall	67.1662	2.36	18	-18.231	-0.2351		
refall	85.3973	2.5951	0				
maskin 5	76.1285	2.3242	9	-9.2687	-0.2709	-9.1051	-0.113
maskin 6	76.1073	2.3025	9	-9.29	-0.2926	-9.126	-0.1221
Σ				-18.559	-0.5634		
energiviktning	0.9823						
förlustviktning	0.4172						

Tabell 5 Förlust- och energinytta vid produktion av 9+9 MW. Referens är ingen produktion (0+0 MW, reffall).

8.4 Kommentarer

En metod för beräkning av nätnytta för ett område har studerats med avseende på nätförluster och förändring av energiimport till området. Metoden tenderar till att överskatta förlustnyttan från stora enheter på bekostnad av små enheter när enheterna ligger nära varandra. Genom byte av referenspunkt, från aktuell produktion till ingen produktion, kan detta ofta undvikas, men små enheter tenderar då att gynnas på bekostnad av stora då enheterna ligger nära varandra. För energinytten syns inga större skillnader, oberoende av val av referenspunkt.

Metodens beroende på val av referenspunkt beror på att man studerar två olika saker. Med aktuell produktion som referens studeras hur bortfallet av en enhet påverkar systemet. Med ingen produktion som referens studeras hur tillägg av en enhet påverkar systemet. Eftersom referensen i det senare fallet är ingen produktion tas heller ingen hänsyn till hur olika enheter påverkar varandra. Med flera produktionsenheter i drift bör referenspunkten aktuell produktion ge ett mer rättvisande resultat.

För att få trovärdiga resultat måste lastflödena lösas bra. Dels måste de vara noggranna, dels bör diskreta regleringrepp såsom manövrering av lindningskopplare och manövrering av shunt-element stämma överens med driftpraxis. Detta kan framförallt bli ett problem när referensfallet alla produktionsenheter ur drift ska beräknas. För stora nät är det kanske inte möjligt med den driftläggning som råder för beräkningstillfället.

För beräkning av förlustnyttan är det viktigt att kunna beräkna nätförluster noggrant. Troligtvis är en beräkning av de aktiva förlusterna som $P_{förlust} = RI^2$ mer noggrann än en beräkning enligt $P_{in} - P_{ut}$. Detta kräver dock att strömmarna kan erhållas utan subtraktion av värden som är i stort sett lika (i detta fall spänningar).

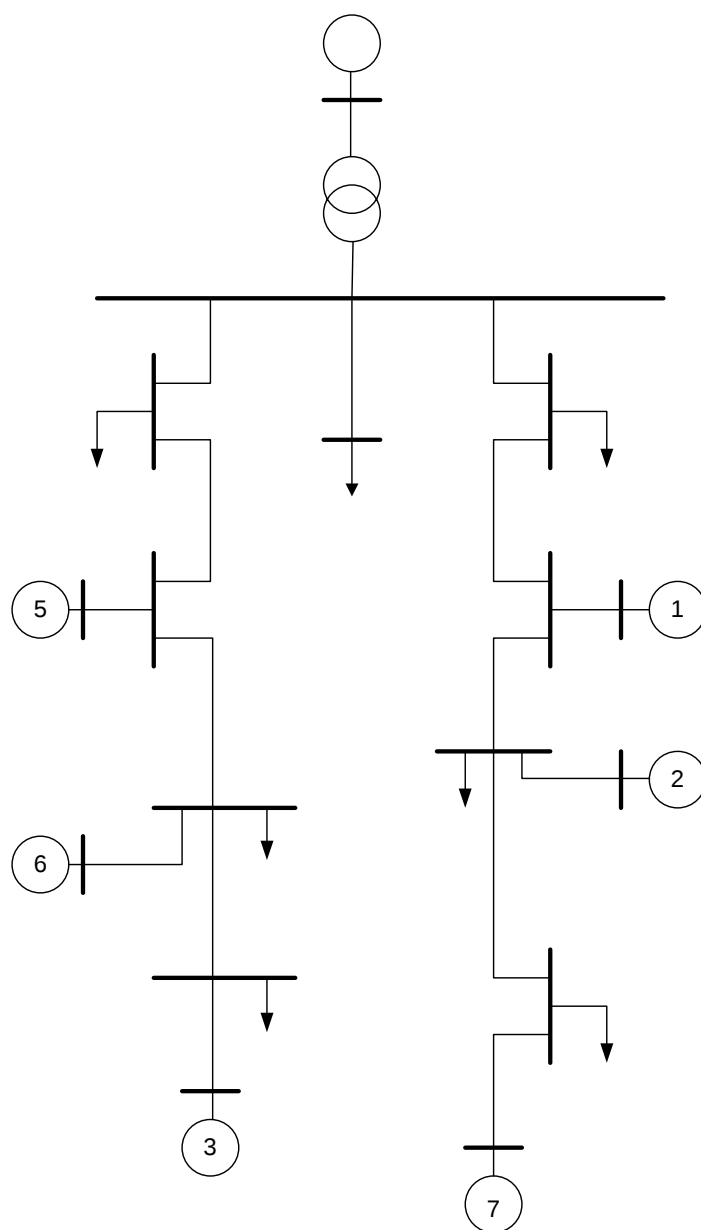
9 Resultat

Den föreslagna metoden studeras här på två olika system, båda med ett antal vindkraftverk i olika storlekar. I exemplen har produktionen varierats från 10 % till 100 % av maximal generering i steg om 10 %-enheter. Alla produktionsenheter har ändrats samtidigt, detta ska illustrera hur vindförändringar i ett område (lika över hela området) påverkar nätnyttan. För att kunna jämföra resultaten för de olika anläggningarna med varandra har förlustnyttan (effekt) och energinyttan (energi) för varje kraftverk normerats med aktuell produktion (effekt). Energinyttan bör då ligga kring ett. Ett värde större än ett indikerar att produktionsenheten minskar importen med mer än vad den själv producerar. Detta betyder att förlustbilden i nätet har blivit förändrad. Ett värde på energinyttan mindre än ett innebär att produktionsenheten minskar importen med mindre än vad enheten producerar. Detta kan ofta härledas till ökade förluster i nätet som produktionsenheten är ansluten till. Som referens har använts både aktuell produktion och ingen produktion.

För att få perspektiv på resultaten kan ersättningen för minskade förluster beräknas i kronor. Vi antar att förlustenergi kostar 40 öre/kWh. Ersättningen för minskad överföring från ovanliggande nät beror på tariffen till ovanliggande nät vilken i sin tur beror på spänningsnivå, var nätet är anslutet geografiskt och andra faktorer.

9.1 System 1

Detta är ett ganska stort system. Effektförhållandet mellan största och minsta produktionsenhet i systemet är ca 20ggr. Totalt installerad produktion är i paritet med den studerade konsumtionen. Nätförlusterna utan produktion är drygt 3 % av lasten för det studerade fallet. Av produktionsenheterna är enhet 1 och 2 störst. Totalt finns 7 produktionsenheter i systemet men maskin 4 och maskin 5 har slagits samman till en större ekvivalent för att undvika att mindre maskiner som sitter nära varandra missgynnas. Produktionsenheterna sitter "i" nätet (inte radiellt anslutna) och är relativt väl spridda över nätområdet. En skiss över var produktionen i området är belägen finns i Figur 21.

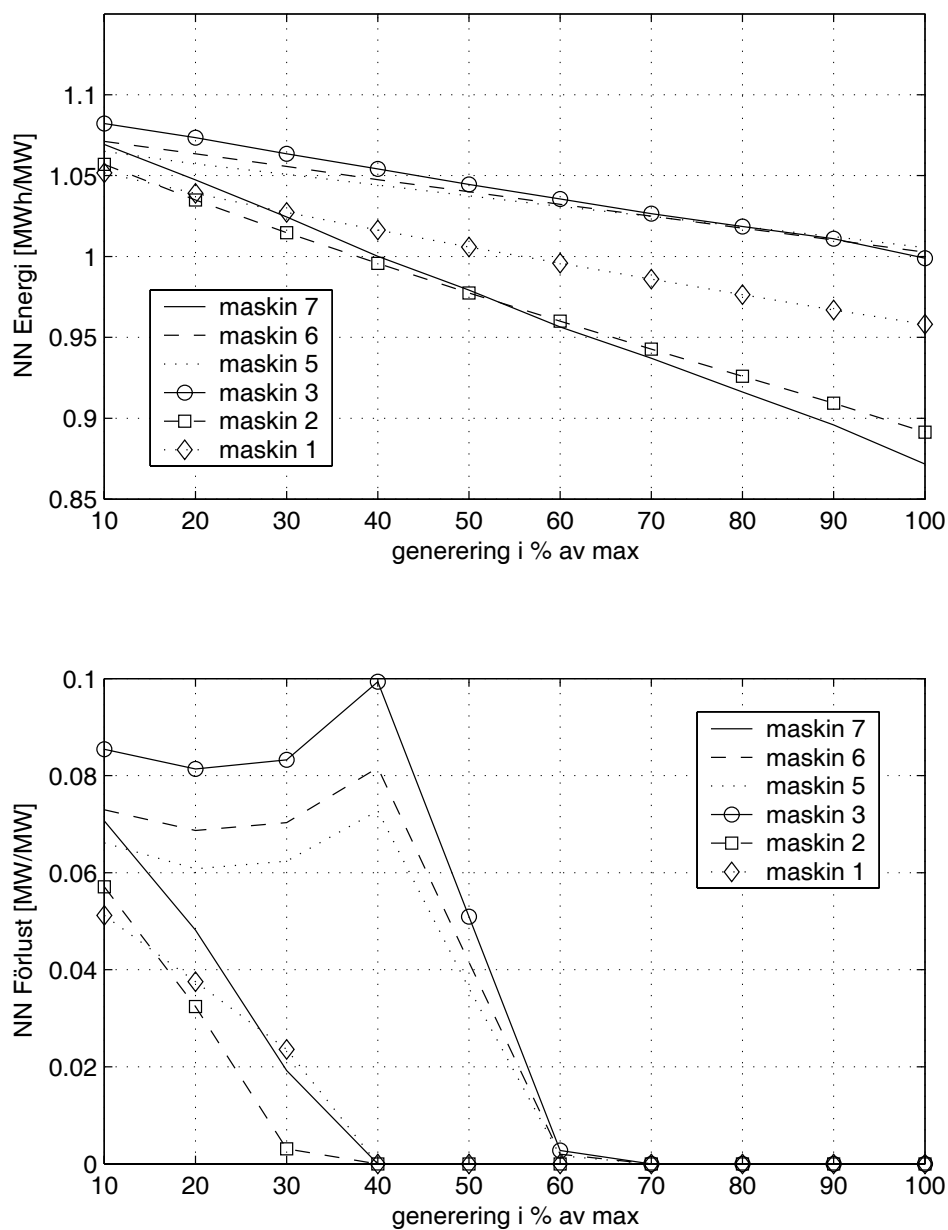


Figur 21 Schematisk skiss av system 1.

9.1.1 Alla maskiner i drift

Med alla maskiner i drift dominerar den stora produktionen från maskin 1 beteendet så att mindre närliggande maskiner inte levererar någon nytta vid produktion över 40 % även om maskin 1 gör nytta upp till 50 % av maxproduktion. Den kraftiga ökningen av förlustnyttan för maskin 3,5,6 vid en produktion på 40 % (undre bild i Figur 22) beror på att förlustminskningen nu fördelas på färre maskiner trots att den absoluta förluständringen inte behöver vara särskilt stor. Jämför detta med undre bilden i Figur 23 där ingen produktion har använts som referens. Alla maskiner får då dela på en

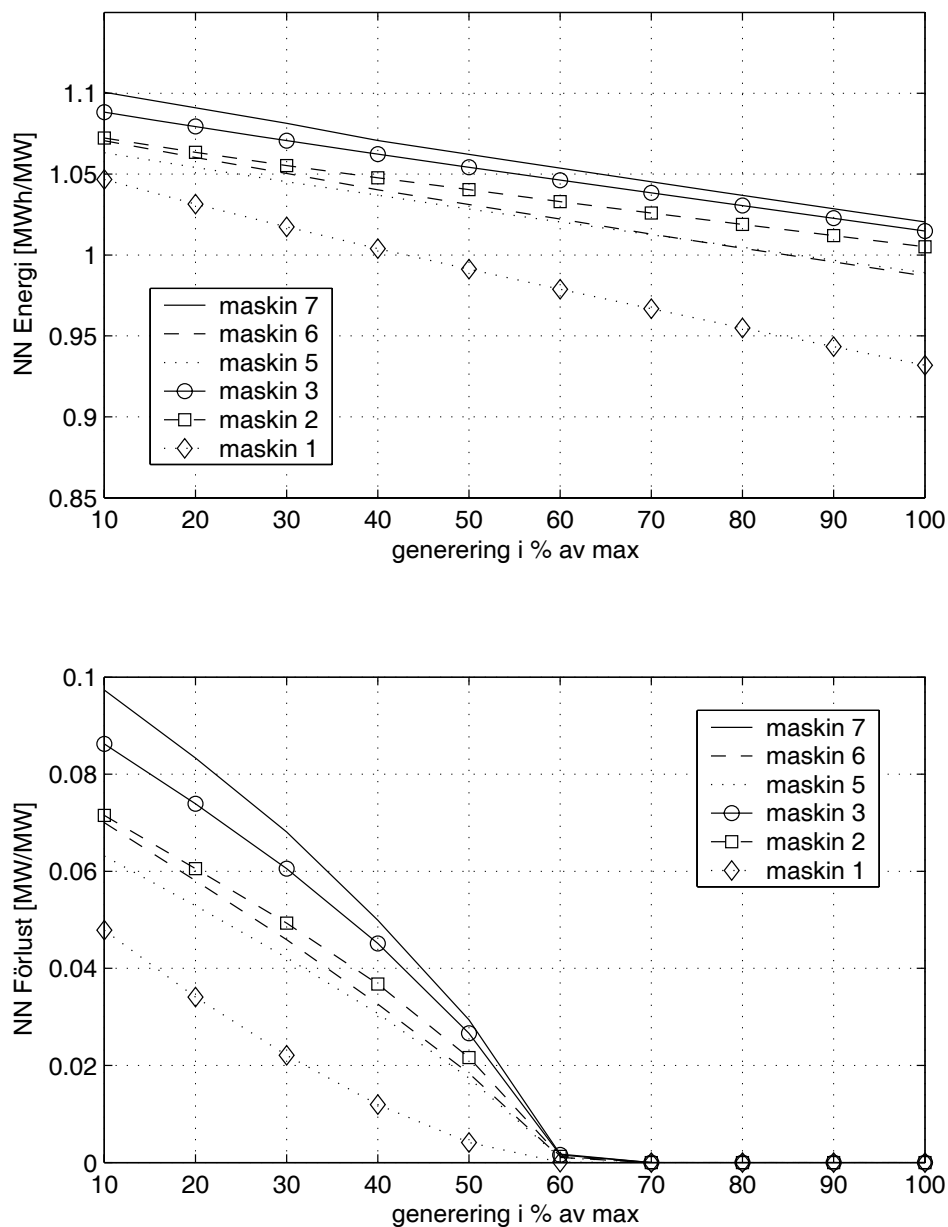
eventuell förlustminskning. Vid lite mer än 60 % av maxproduktion är förlusterna större än utan produktion.



Figur 22 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är aktuell produktion. Alla maskiner är i drift.

Med förlustenergi för 40 öre/kWh uppgår värdet för förlustminskningen för maskin 7 vid 30 % generering till $0.02 \cdot 0.40 = 0.008$ SEK/kWh. Maxeffekten

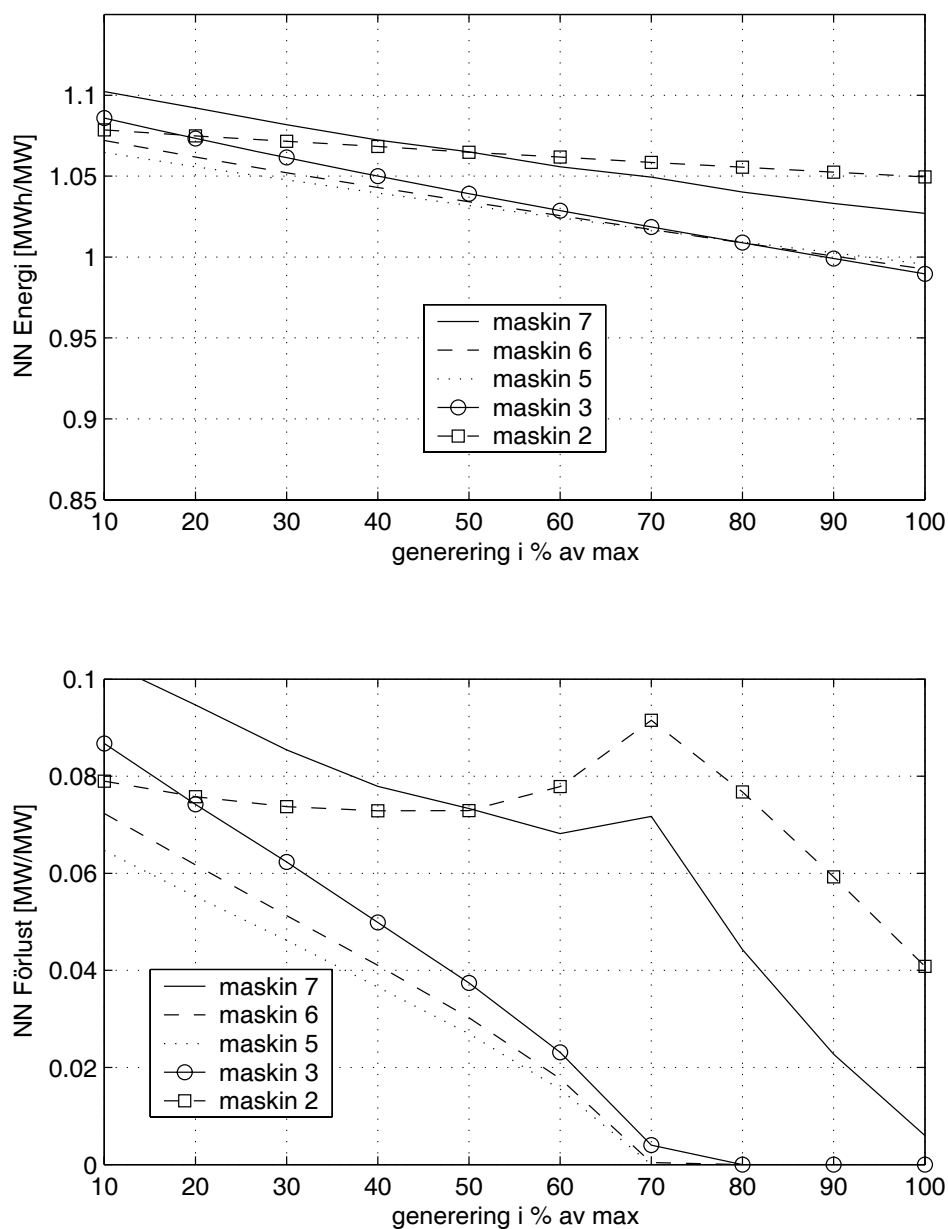
för maskin 7 är 3 MW så förlustnyttan för en timmes produktion blir $3000 \cdot 0.30 \cdot 0.02 \cdot 0.4 = 7.2$ SEK/timme. Högsta ersättning i detta fall är uppenbarligen 4 öre/kWh, maskin 3 vid 40 % produktion.



Figur 23 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är ingen produktion. Alla maskiner är i drift.

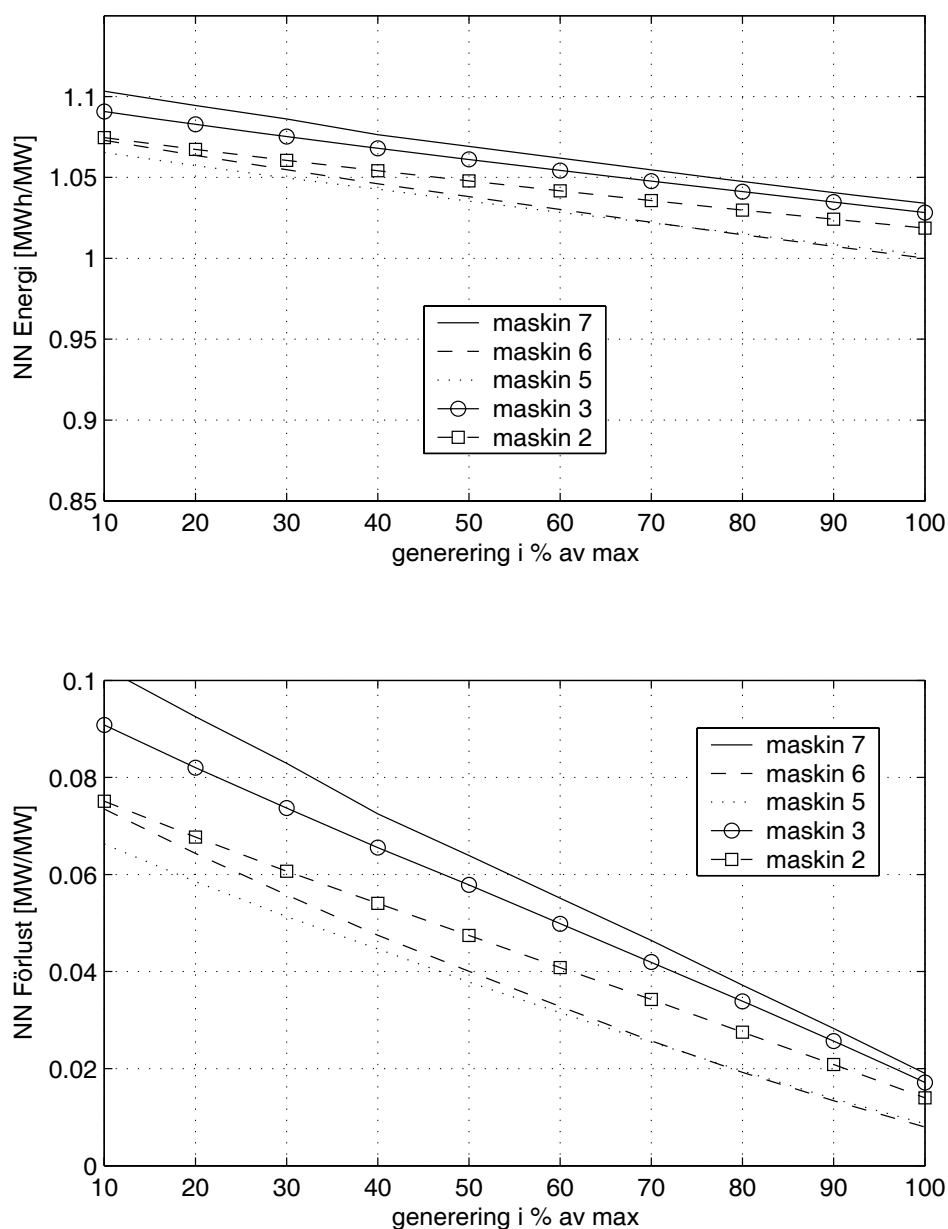
9.1.2 En stor maskin ur drift (maskin 1)

Med en stor produktionsenhet ur drift ändras bilden för både energinytta och förlustnytta. Nästan alla produktionsenheter bidrar nu till energinytta upp till maximal produktion. Likaså flyttas gränsen för förlustnytta till en högre produktionsnivå.



Figur 24 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är aktuell produktion. Maskin 1 är ur drift.

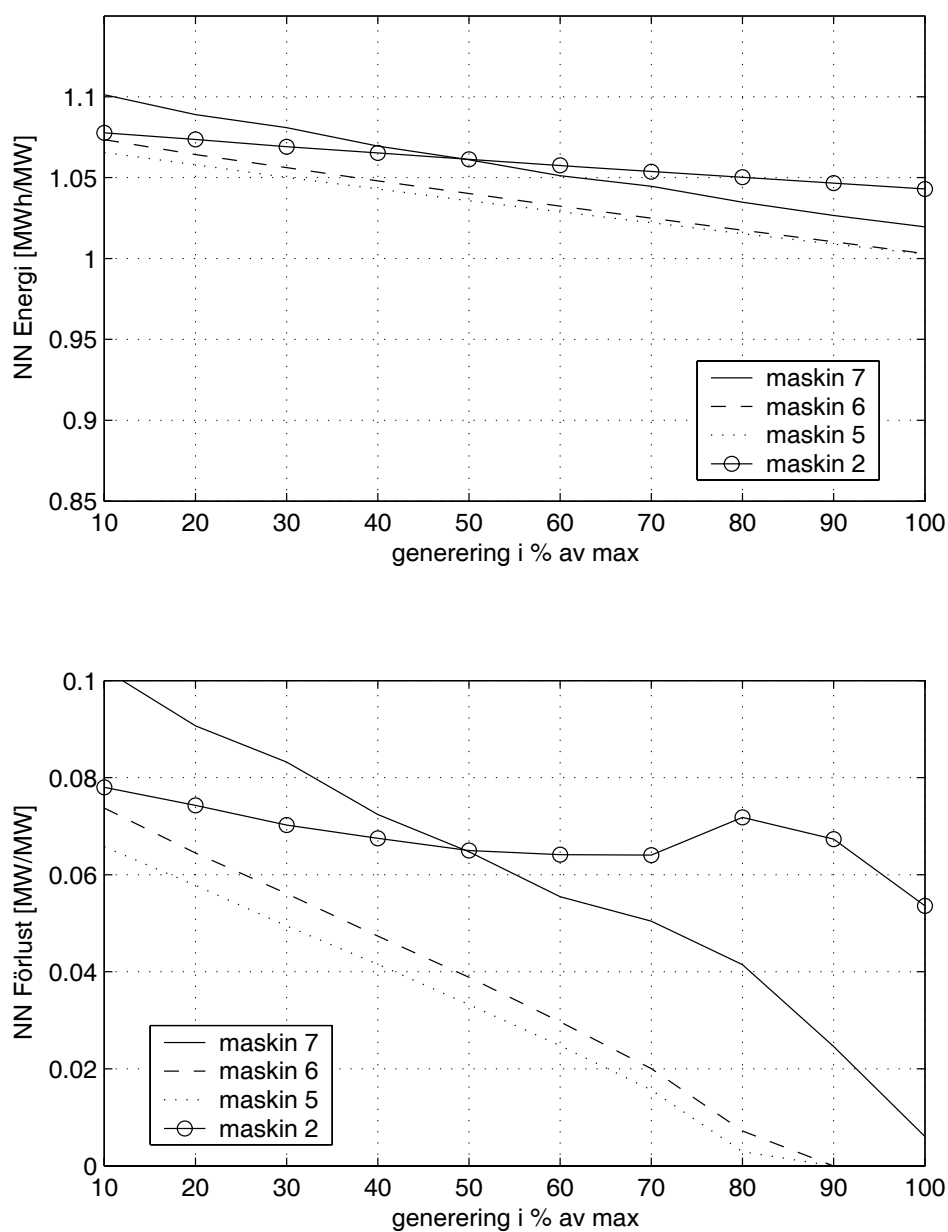
I Figur 24 syns för maskin 3,5,6 att förlustnyttan minskar ungefär lika mycket som produktionen ökar. För maskin 3 syns att förlustersättningen vid 30 % produktion ($0.3 \cdot 0.06 = 0.18$) är större än vid 60 % produktion ($0.6 \cdot 0.02 = 0.12$).



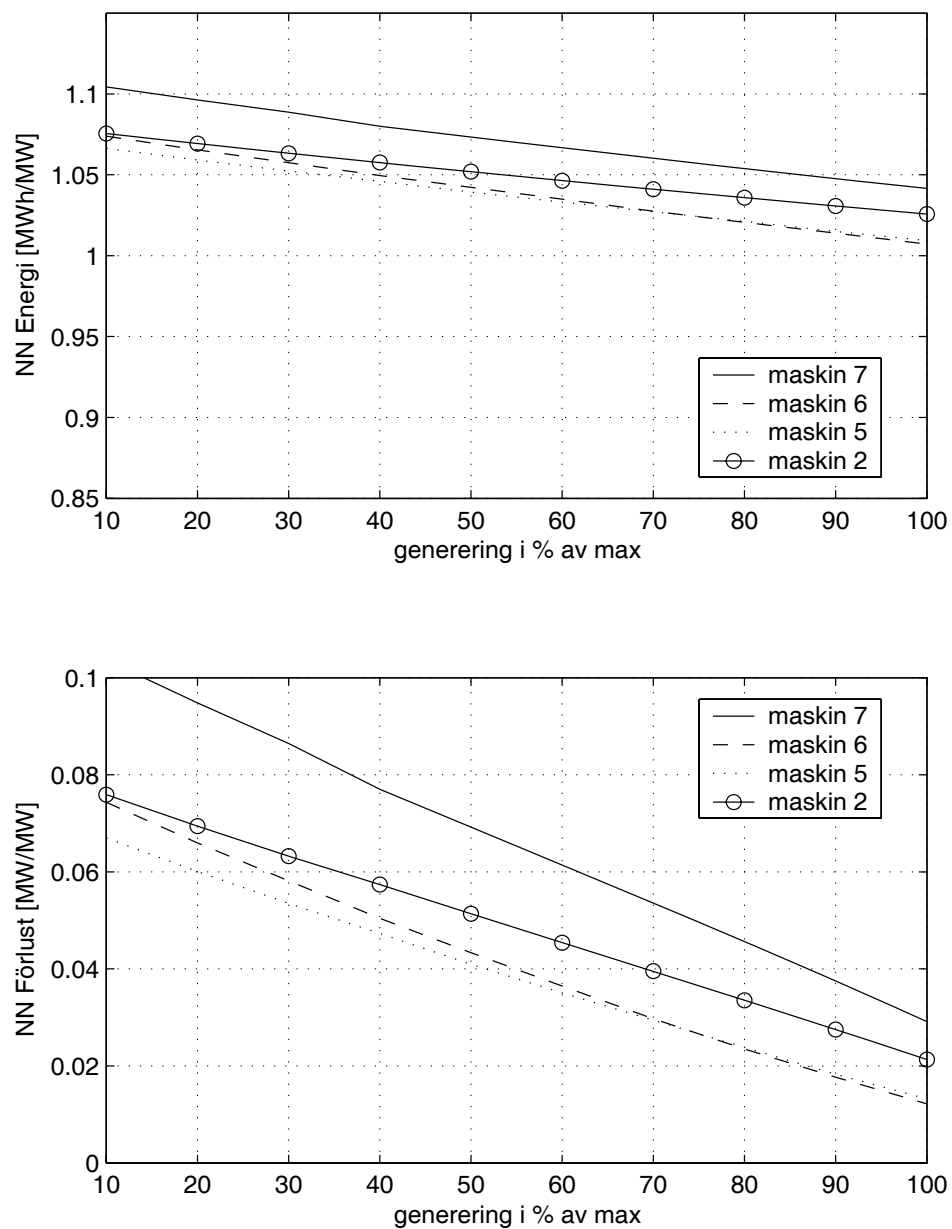
Figur 25 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är ingen produktion. Maskin 1 är ur drift.

9.1.3 Två maskiner ur drift (maskin 1 och maskin 3)

Med två maskiner ur drift ändras framförallt förlustbilden jämfört med tidigare. Den lägre totala produktionen möjliggör också att fler produktionsenheter kan vara "nyttiga" vid högre produktion.



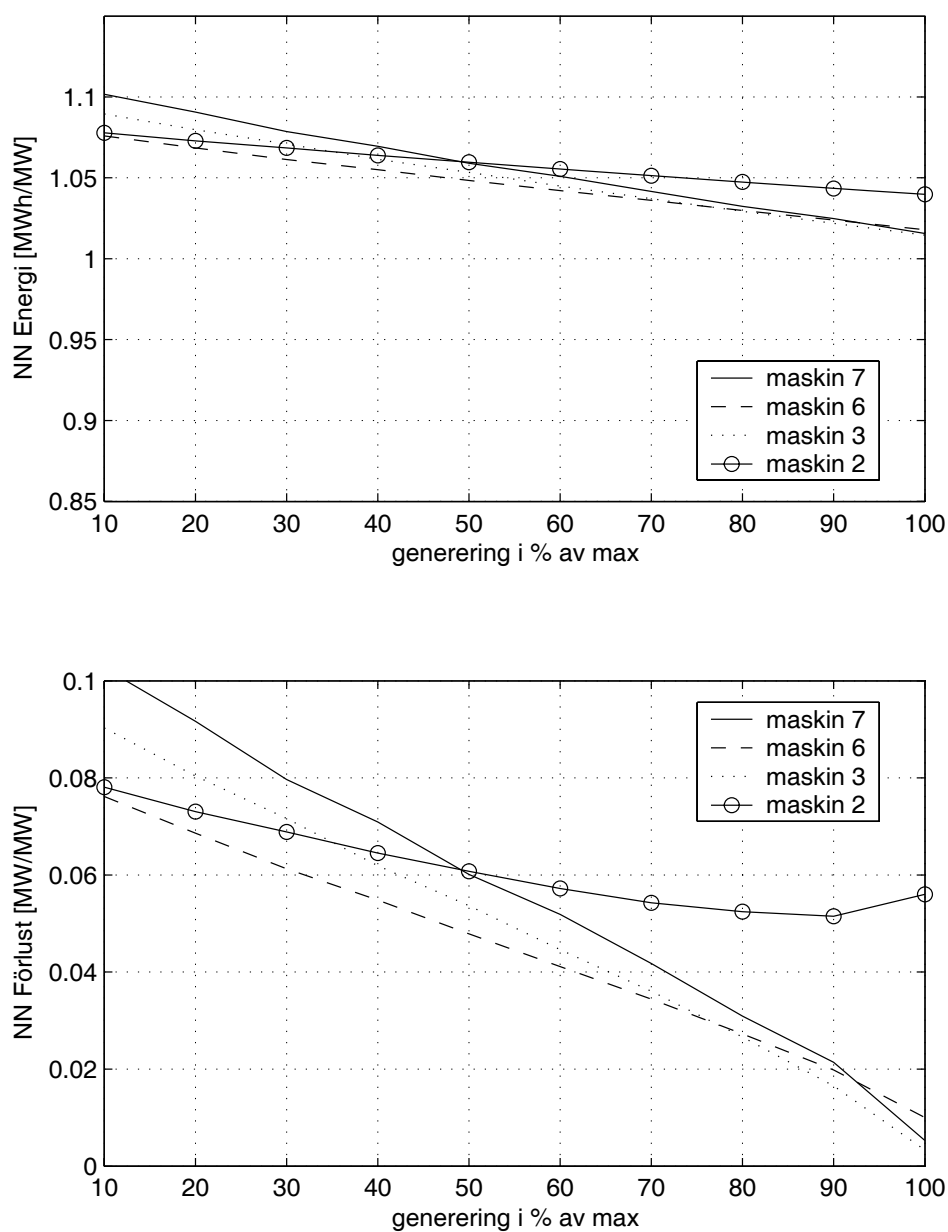
Figur 26 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är aktuell produktion. Maskin 1 och maskin 3 är ur drift.



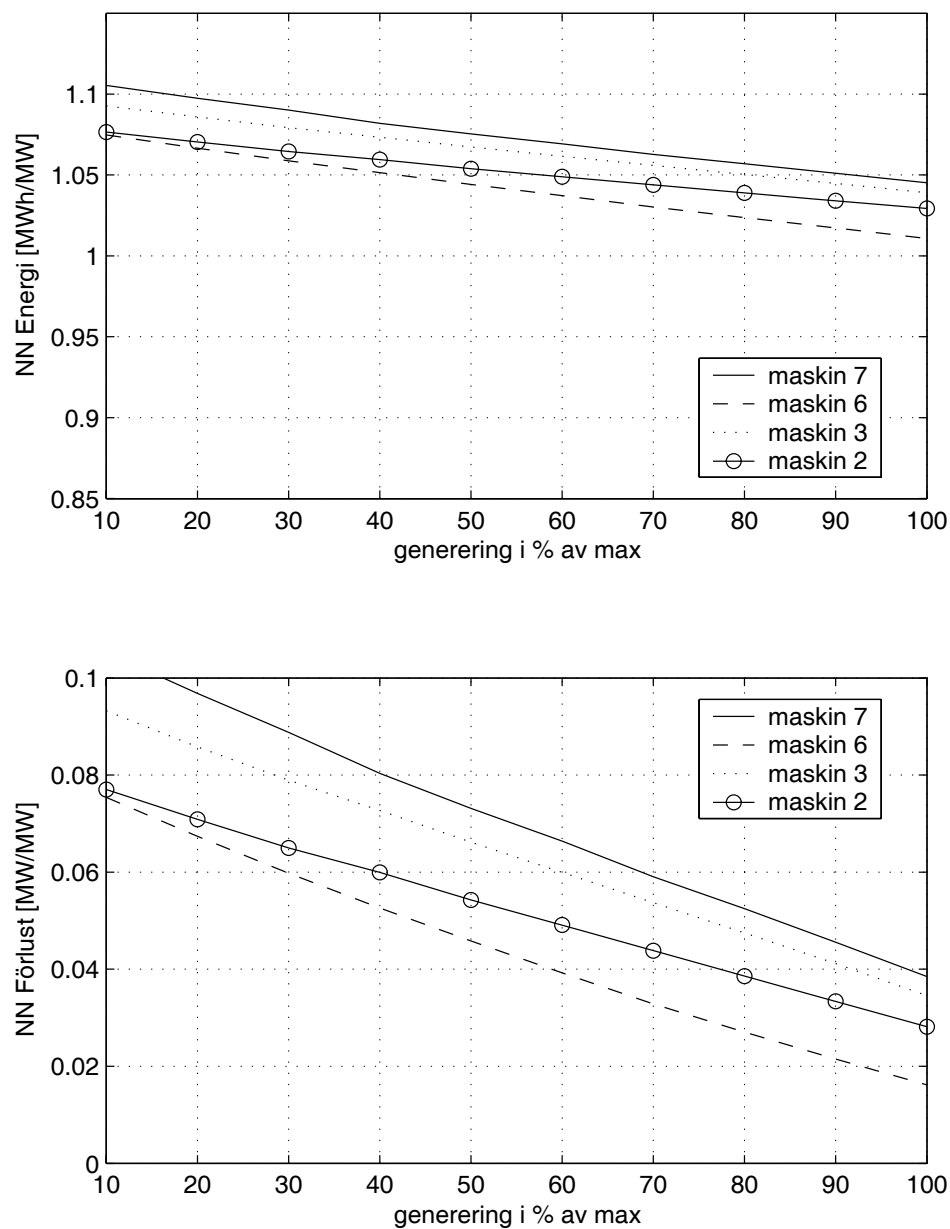
Figur 27 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är ingen produktion. Maskin 1 och maskin 3 är ur drift.

9.1.4 Två maskiner ur drift (maskin 1 och maskin 5)

Med ett annat val av vilka produktionsenheter som är i drift förändras nyttan igen. Maskin 3 har såväl annan maximal produktion som annat geografiskt läge jämfört med maskin 5 (jfr 9.1.3). Skillnaden är störst för maskin 6.



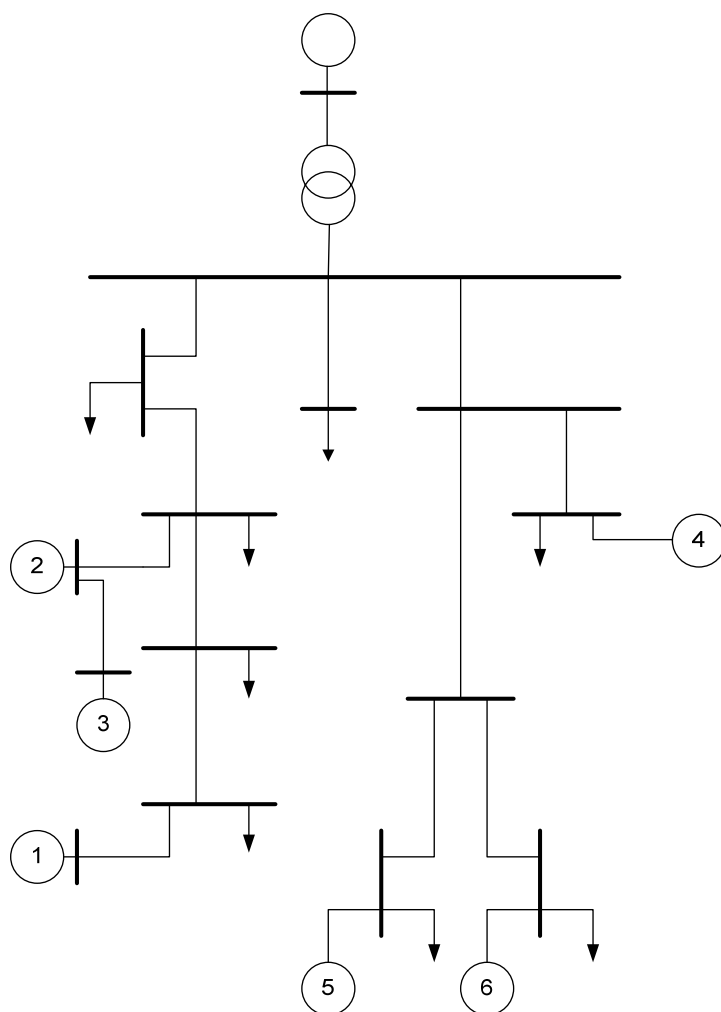
Figur 28 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är aktuell produktion. Maskin 1 och maskin 5 är ur drift.



Figur 29 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 1. Referens är ingen produktion. Maskin 1 och maskin 5 är ur drift.

9.2 System 2

Detta system är mindre än system 1 och har annorlunda topologi. Tre av produktionsenheterna ligger utefter en egen radiell förbindelse med en mindre del av systemets totala last. De övriga tre enheterna ligger spridda i resten av systemet. Totalt installerad generering är cirka 2/3 av den studerade lasten. Av den totalt installerade genereringen står maskin 4 för omkring hälften, den tillhör de maskiner som ligger kring en egen radiell matning (lasten i denna radial är mycket liten jämfört med resten av systemet). De övriga enheterna är jämnstora med undantag av maskin 3 som är mycket liten. Nätförlusterna utan produktion är för det studerade fallet är cirka 1 % av lasten.

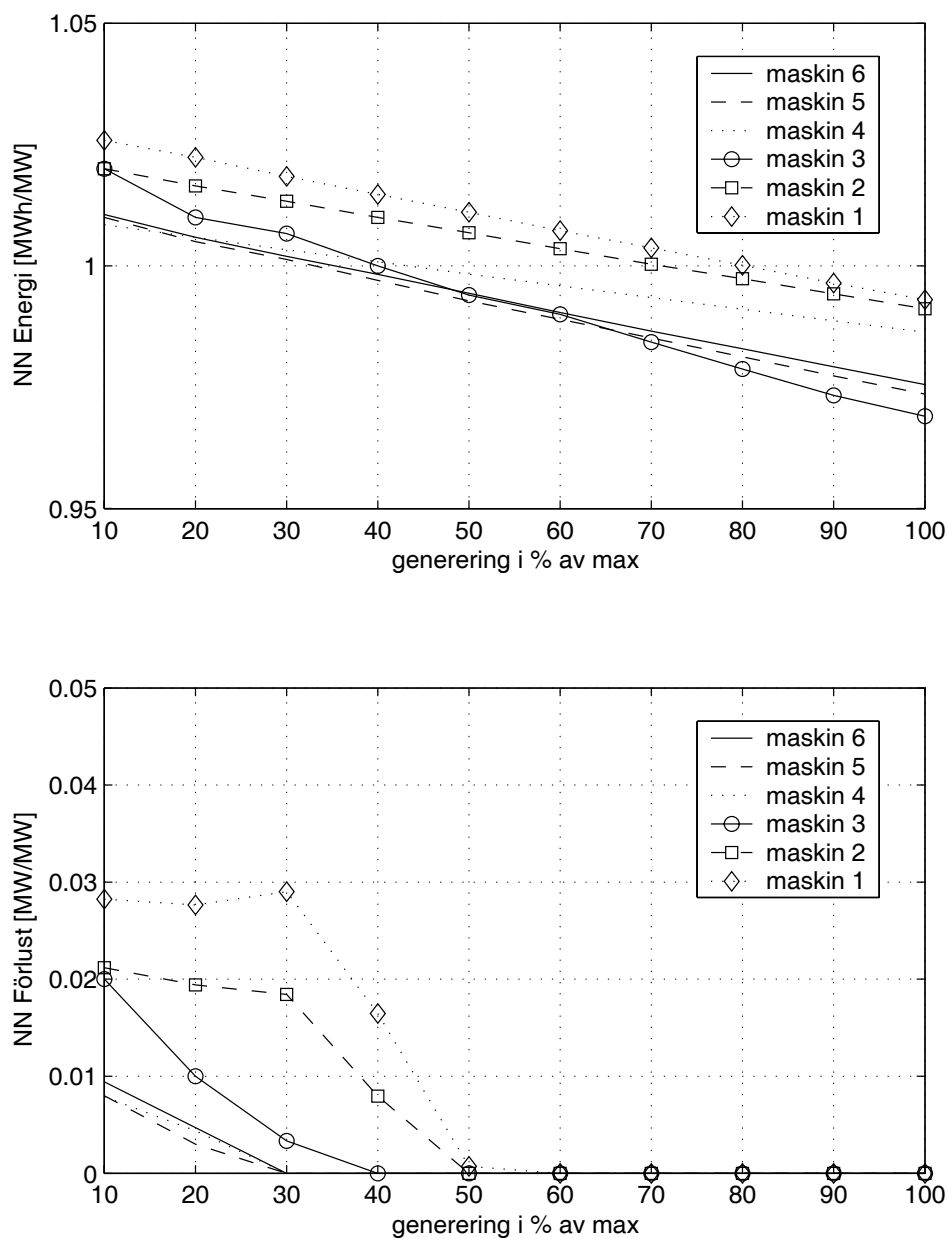


Figur 30 Schematisk skiss av system 2.

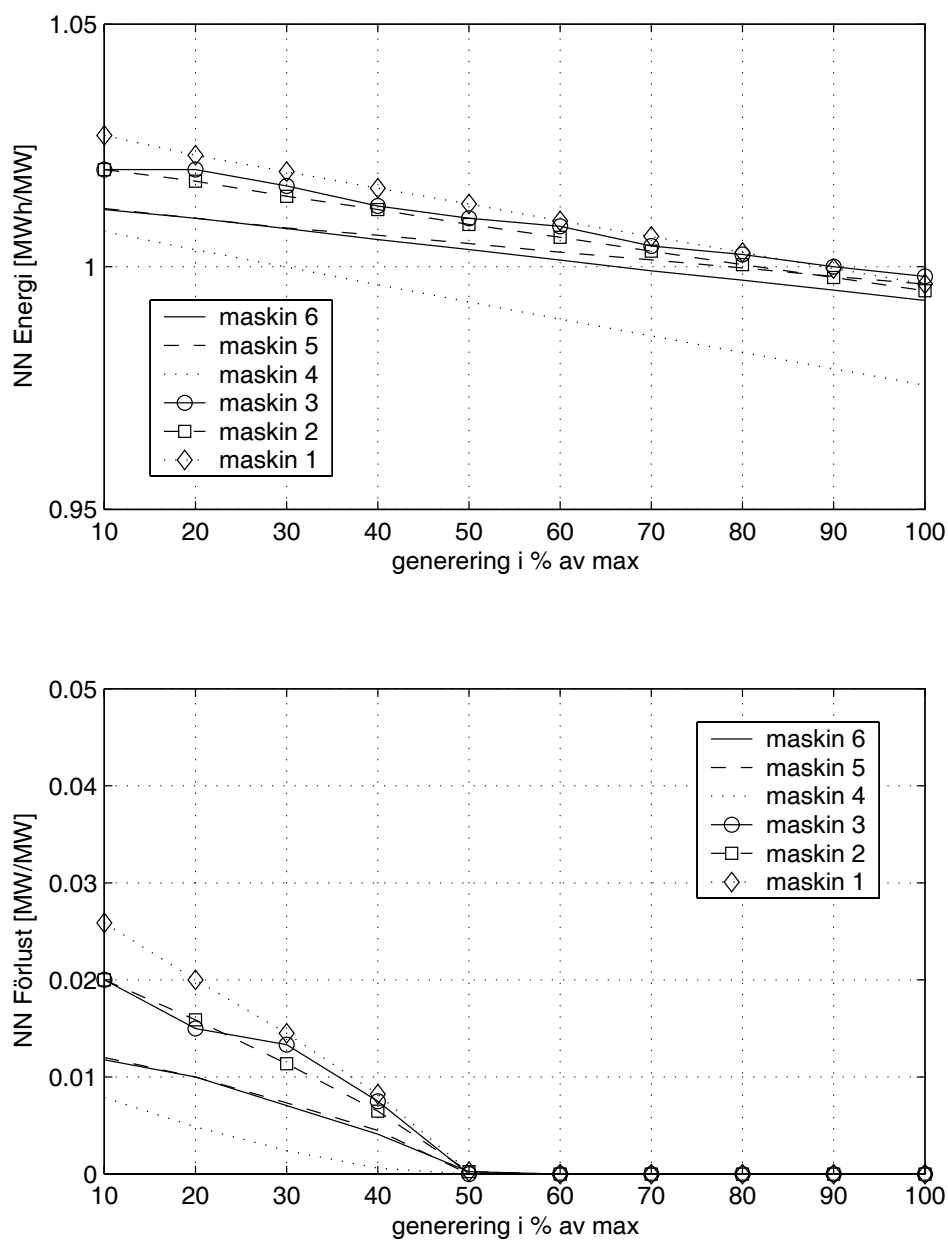
9.2.1 Alla maskiner i drift

Med alla maskiner i drift upphör förlustnyttan redan vid 30 % av maxproduktion för maskin 4,5,6 (undre bild Figur 31). Förlustnyttan i detta system är betydligt lägre än i system 1 och energinyttan rör sig inom ett mer begränsat intervall.

Förlustnyttan är betydligt lägre än för system 1. Som mest når den upp till 0.03, maskin 1 vid 30 % produktion i Figur 31. Med 40 öre/kWh blir det 1.2 öre/kWh i förlustersättning. Då maskinen är på 850 kW maxeffekt blir den totala ersättningen vid 30 % produktion:
 $850 \cdot 0.3 \cdot 0.03 \cdot 0.4 = 3.06$ SEK/timme.



Figur 31 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 2. Referens är aktuell produktion. Alla maskiner är i drift.

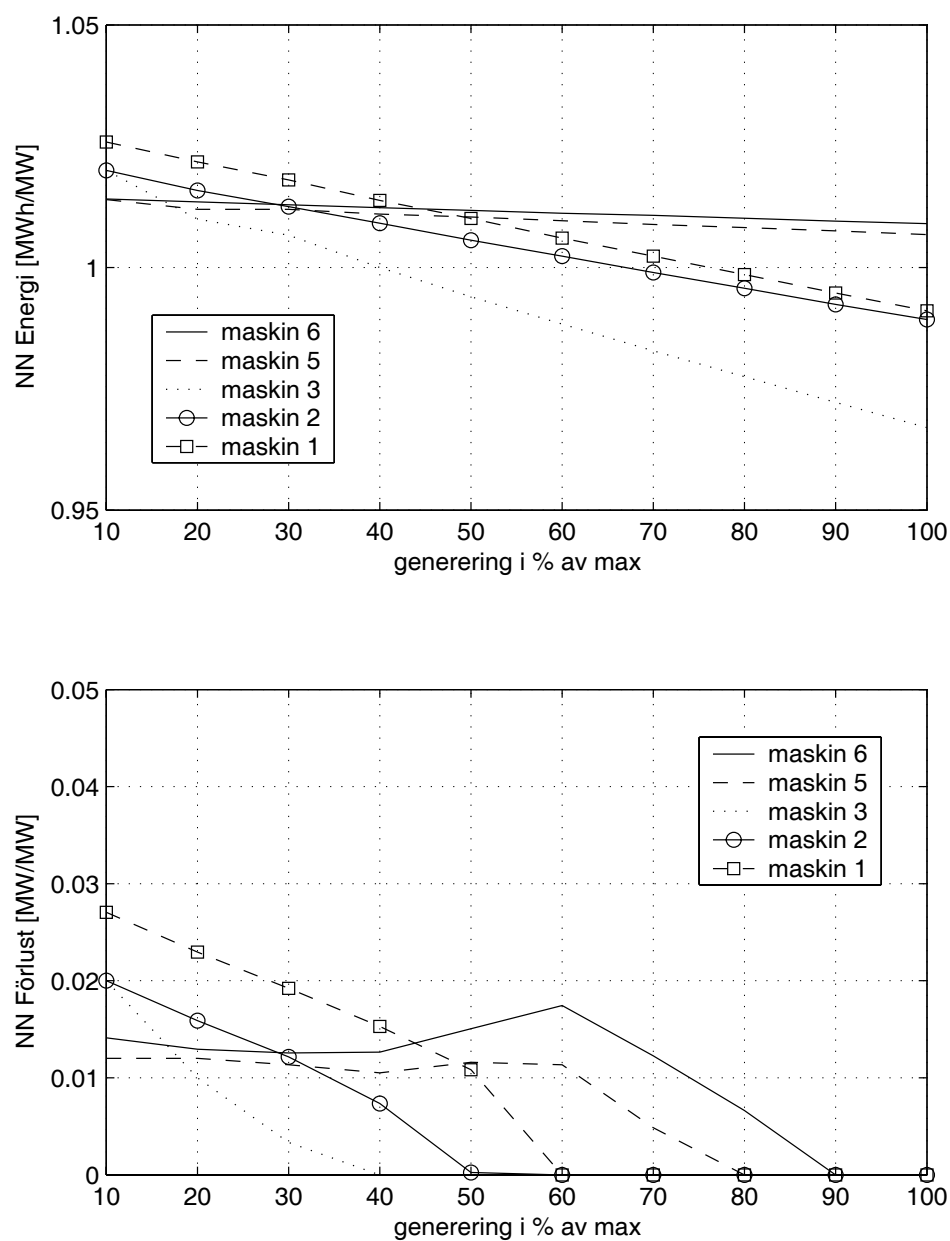


Figur 32 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 2. Referens är ingen produktion. Alla maskiner är i drift.

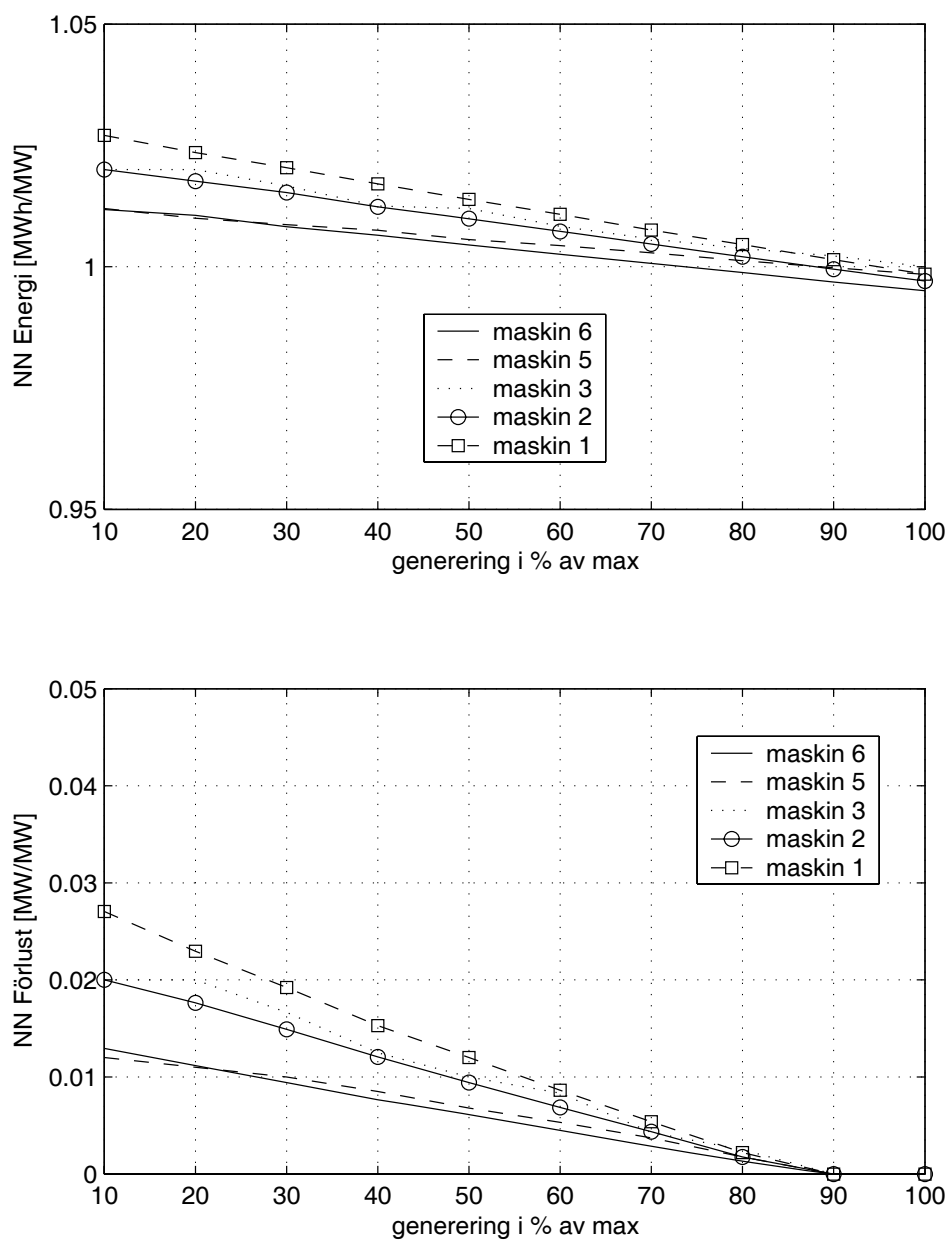
9.2.2 En maskin ur drift

Med maskin 4 ur drift ses en markant förändring i förlustnytta för maskin 5 och maskin 6 när man använder aktuell produktion som referens. Intressant

att se är också att energinyttan för maskin 6 och maskin 5 är i princip konstant (övre bild Figur 33).



Figur 33 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 2. Referens är aktuell produktion. Maskin 4 är ur drift.

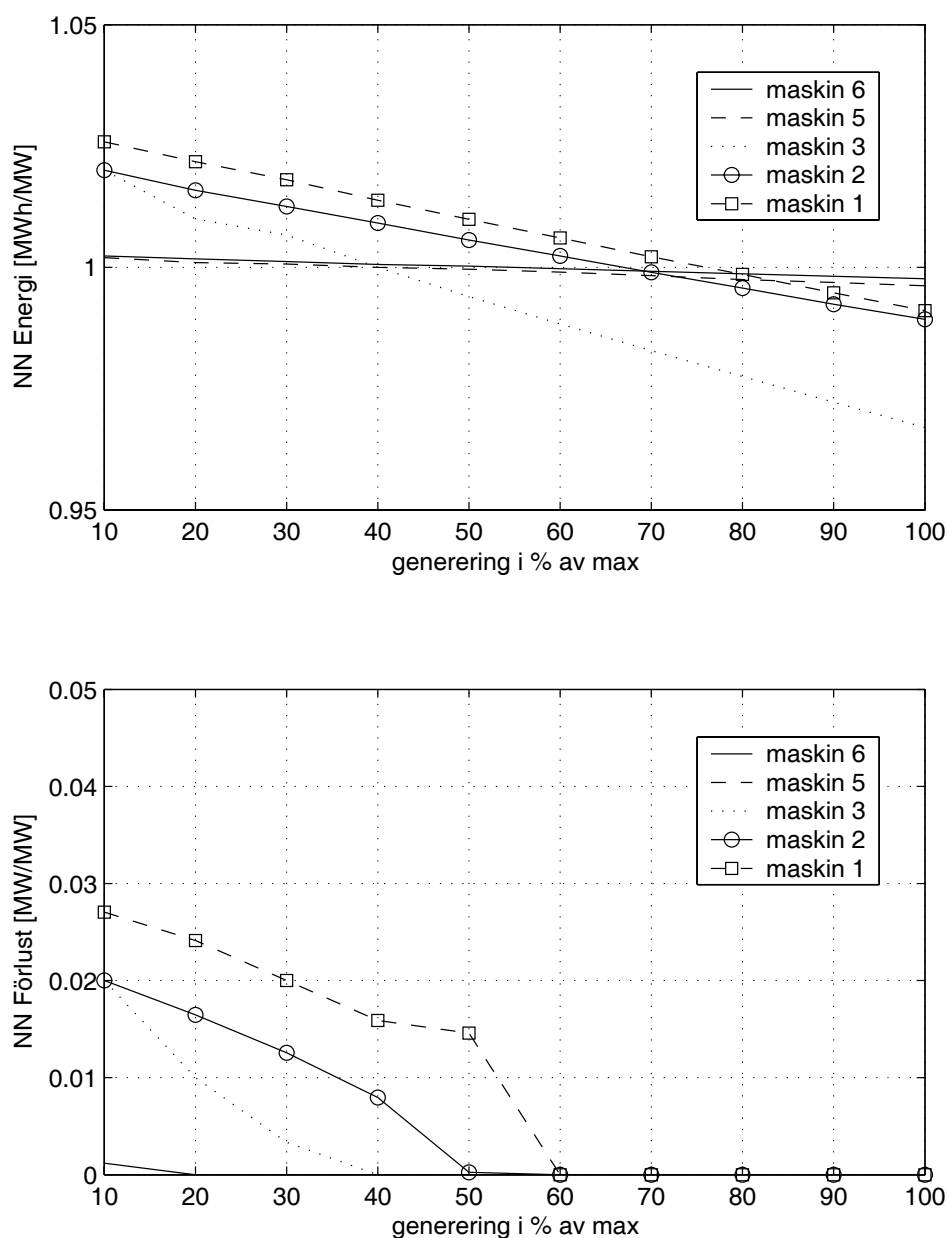


Figur 34 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 2. Referens är ingen produktion. Maskin 4 är ur drift.

9.2.3 Radiellt liggande generatorer

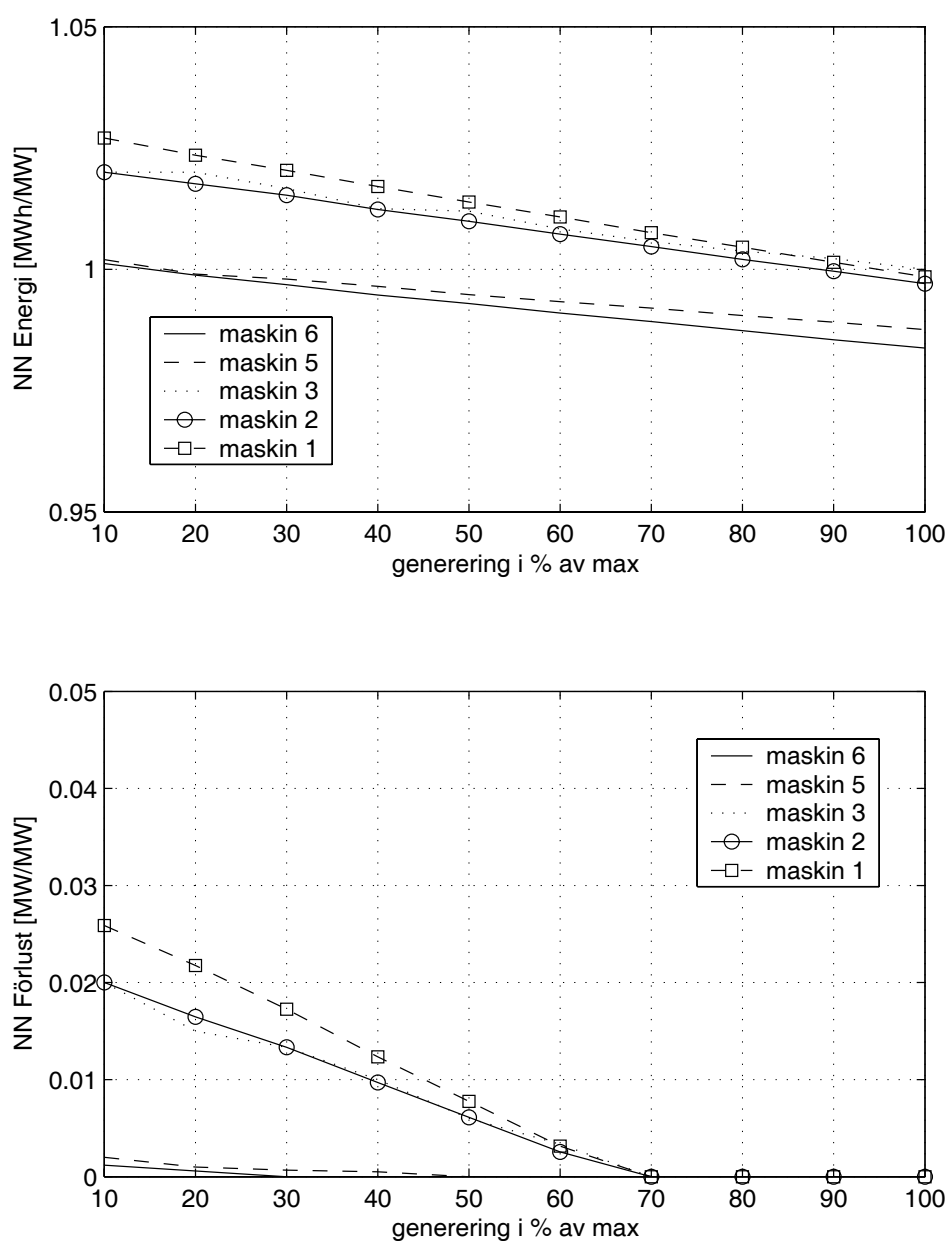
Lasterna som fanns på den radiella ledningen mot maskin 5,6 togs bort för att undersöka hur maskiner som ligger radiellt anslutna påverkas. Något

förvånande ser man att det finns en förlustnytta för maskin 5,6 vid låg produktion. Detta kan bero på att någon last inte har blivit bortkopplad, eller att förluster orsakade av reaktiv-ström vid olastad ledning minskar. Det kan också bero på noggrannheten i beräkningen av förlusterna.



Figur 35 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 2 med maskin 4 ur drift och med maskin 5 och 6 liggande på en egen radiell anslutning. Referens är aktuell produktion.

Intressant att notera är att energinyttan med aktuell produktion som referens (Figur 35) är nära ett för maskin 5,6 över hela produktionsintervallet. Med ingen produktion som referens minskar energinyttan med ökad produktion, Figur 36.



Figur 36 Energi- och förlustbaserad nätnytta för var och en av enheterna i system 2 med maskin 4 ur drift och med maskin 5 och 6 liggande på en egen radiell anslutning. Referens är ingen produktion.

9.3 Kommentarer

Generellt syns att energinytta avtar i princip linjärt med ökad produktion, oberoende av referenspunktsval. Att energinyttan avtar med produktionen beror på att förlusterna ändras relativt sett mer vid förändring i produktion än produktionen själv (som är linjär). Om vi återigen betraktar systemet i Figur 15 ser man att den så länge genereringen är mindre än ett så avtar förlusterna. Det innebär att för produktion mindre än 1 minskar importen med lika mycket som produceras lokalt. Eftersom även förlusterna minskar behöver inte lika mycket förlusteffekt importeras vilket gör att energinyttan blir större än ett. För produktion större än ett måste man betrakta de totala förlusterna vilka kan vara som i Figur 16 plus förluster för övriga delar i systemet (ej utritade). När produktionen nu ökar bortom ett förbrukas en del lokalt och resten av produktionen skickas upp i systemet. På grund av förlusterna kommer mindre effekt fram än vad som matas in och energinyttan blir då mindre än ett.

Förlustnytta påverkas betydligt mer av referenspunktsval än energinytta. Det beror på man med olika val av referenspunkt tittar på förbättring eller försämring. Vid aktuell produktion som referens ser man efter hur mycket sämre allt blir om man tar bort en enhet. När referensen är att det inte finns någon produktion studeras istället hur mycket bättre allt blir när man lägger till en enhet. Eftersom många system kan bli bättre av en enskild produktionsenhet får man ett överoptimistiskt resultat eftersom enheterna var för sig bidrar mer än vad summan av enheterna gör. Ett annat resultat är att förlustnyttan för alla produktionsenheter ofta upphör samtidigt, nämligen när nätförlusterna blir större än vad de är utan produktion. När man använder aktuell produktion som referens blir förlustnyttan "mindre predikterbar". Det beror på att om förlusterna minskar när en produktionsenhet tas bort får den enheten inte vara med och dela på den totala förändringen. I extremfallet verkar inte någon enhet bidra individuellt trots att förlusterna är mindre med alla enheter i drift än med alla enheter ur drift, se Figur 19.

En del av de märkliga resultaten kan förklaras av att det är ett helt nät som har studerats. För radiella nät bör resultaten bli mer intuitiva om beräkningar görs för varje radial. För maskade nät går inte detta utan man får vara medveten om vad som kan inträffa beroende på de val som görs. En förbättring som kan göras är att betrakta enheter som ligger nära varandra som en större enhet.

10 Schablonisering

Då beräkningarna i tidigare avsnitt kräver nätmodell och last (över tiden) är det av intresse och se om det går att göra schabloner för beräkning av nätnytta. Beroende på tolkning av lagen där det står att den ska bero på när inmatning sker (avsnitt 3.3, Elförordning (1994:1250) [3]) som tidigare framgått är det också av vikt att veta var inmatning sker då förlustnyttan är starkt beroende av inmatningspunkt. Det för förlustnyttan största problemet är att uppskatta "värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät" (Ellagen (1997:857) 3:e kapitlet [2], avsnitt 3.1). Detta eftersom denna förlustminskning inte finns tillgänglig utan måste beräknas utifrån nät- och lastdata.

För att komma ett steg närmare att finna vad som är nyttigt inför vi följande definitioner:

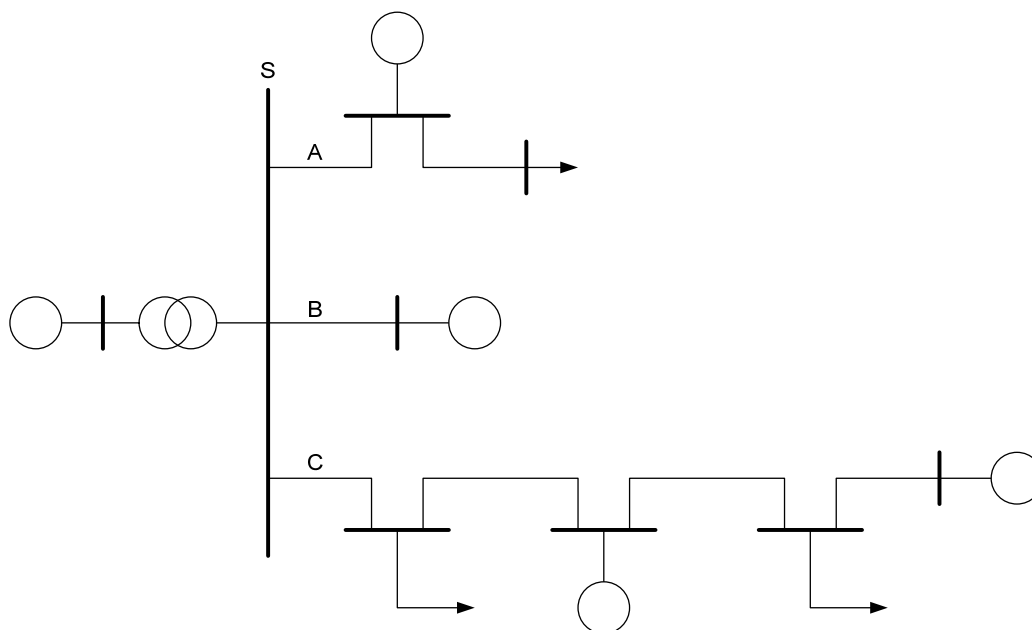
W_{import}	Energi importerad till mätområdet
$W_{konsumtion}$	Energi konsumerad av lasterna i mätområdet
$W_{pnyttig}$	Energi producerad i mätområdet som minskar förlusterna
$W_{ponyttig}$	Energi producerad i mätområdet som inte minskar förlusterna
$W_{förlust} = W_{import} + W_{pnyttig} + W_{ponyttig} - W_{konsumtion}$	Energiförlusterna i mätområdet

Vi definierar också balanspunkten för ett kraftverk som den punkt där all effekt som produceras i ett kraftverk har konsumerats av last (eller överliggande nät), balanspunkten kan enbart flytta sig uppåt i ett nät. I tariffsammanhang är balanspunkten statisk och det ställe dit effekten kan nå som längst. Här är det istället av intresse att se hur punkten förflyttar sig med aktuell driftssituation och vi kallar den för den dynamiska balanspunkten.

Med hjälp av typfallen i Figur 37 kan vi nu studera hur dynamisk balanspunkt och nytta beror av varandra. Förutsättningen för resonemanget är att mätområdet är ett konsumtionsområde.

- A. För anslutning av ett kraftverk enligt fall A minskar nätförlusterna så länge konsumtionen längst ute vid A är större än produktionen. Den dynamiska balanspunkten ligger då vid skenan till kraftverket. Vid ytterligare ökning av produktionen flyttar den dynamiska balanspunkten upp till skenan S. Så länge förlusterna på ledningen från kraftverket till S är mindre med produktion än utan produktion föreligger förlustnytta. När förlusterna på ledningen från kraftverket till S är större med produktion än utan produktion kan kraftverket fortfarande bidra med förlustnytta om ökningen i ledningsförlust är mindre än minskningen i transformatorförluster. Detta förutsätter naturligtvis att transformatorn ingår i det nät för vilket förluster ska beaktas.

- B. Ett kraftverk som ansluts enligt alternativ B kommer alltid att ha sin dynamiska balanspunkt vid S. Precis som i fallet A gäller att minskningen i transformatorförlust måste vara större än ledningsförlusterna från kraftverket till S om det ska finnas någon förlustnytta.
- C. För kraftverket längst till vänster i alternativ C föreligger förlustnytta åtminstone så länge som ledningsförlusterna mellan den första lasten och det första kraftverket inte är större än utan kraftverket i drift. Vid ytterligare ökad produktion gäller minskningen i förlust från S till den första lasten måste vara större än förlustökningen mellan första lasten och första kraftverket. Beroende på ledningsparametrar kan förlustnyttan upphöra redan när den dynamiska balanspunkten ligger vid den första lasten. För det högra kraftverket kan den dynamiska balanspunkten inte hamna längre ner i systemet än vid den andra lasten. Trots detta är det inte säkert att det finns någon förlustnytta. Ett exempel är om balanspunkten (den statiska) för det högra kraftverket är vid lasten längst till höger. Om denna last normalt är stor kan förlusterna uppåt i systemet vara små vid låglast. Förlusterna från kraftverket och upp till lasten kan då vara större än förlustminskning i nätet ovanför lasten, förlustnyttan blir då noll.



Figur 37 Distributionsnät med generering ansluten på olika sätt, A,B,C.

Om den dynamiska balanspunkten ligger ovanför kraftverket går det inte med säkerhet att säga om produktionen är nyttig eller inte. Denna inskränkning ger ett mycket konservativt krav på systemet. För fallet A är det samma sak som marginalnyttan i Figur 16. För fall B har det redan konstaterats att det inte föreligger någon nytta. I fallet C är det svårt att relatera dynamisk balanspunkt och nytta till varandra eftersom förlusterna på flera ledningar måste beaktas. För kraftverket närmast S kommer marginalnyttan att bli noll vid en produktion där den dynamiska balanspunkten ligger vid lasten

närmast S. För kraftverket längst från S går det inte att uttala sig om nytta utan att känna systemet närmare.

I tariffsammanhang brukar man fördela kostnader utifrån hur stor andel av något man behöver/ger upphov till. För nätförluster kan vi då definiera

$$(1) \quad \rho = \frac{W_{\text{förlust}}}{W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} + W_{\text{nyttig}}} ; \text{där}$$

$W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} + W_{\text{nyttig}}$ = totalt transporterad energi. Ersättning för minskade förluster bör stå i proportion till inmatad energi och kan uttryckas som:

$$W_{\text{ponyttig}} \cdot \rho \cdot k \cdot [\text{förlustpris}]$$

k är en viktningsfaktor som bör vara kring ett. Anledningen till att ha k är att ρ kan vara liten. När det exempelvis bara finns nyttig produktion blir förlusterna mindre men nämnaren i uttrycket för ρ större, värdet av hela uttrycket blir mindre än utan den nyttiga produktionen. Värt att komma ihåg är att detta är för ersättning, i tariffen ingår en del som är kostnad för förluster. Finns å andra sidan mycket onyttig produktion blir förlusterna större. Då kostnaden för förlust finns i tariffen och är lika för alla (på lokalnätetsnivå) bör kanske även här ersättningen för nyttig produktion ökas. Ett specialfall är att säga att den nyttiga produktionen får lika stor ersättning som kostnaden är för de andra källorna, de andra källorna ska dessutom stå för hela förlustkostnaden, dvs

$$(2) \quad \rho \cdot k \cdot (W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} - W_{\text{nyttig}}) = W_{\text{förlust}} ; \text{ varvid}$$

$$(3) \quad k = \frac{W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} + W_{\text{nyttig}}}{W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} - W_{\text{nyttig}}}$$

Uppenbarligen blir det konstiga resultat om den nyttiga energin börjar bli lika stor som den onyttiga energin plus konsumerad energi (division med 0). Förutsättningen har varit att det rör sig om ett konsumtionsområde. Med nyttig energiproduktion större än energikonsumtion plus onyttig energiproduktion rör det sig inte längre om ett konsumtionsområde.

Man observerar att med ovanstående definition av förlustnytta på grund av generering finns det även en förlustnytta av last. Detta är kanske inte helt uppenbart men beror på att förlustminskning på grund av produktion i ett område kräver att det finns last i området. Finns ingen last kan man inte få motriktade effektflöden som tar ut varandra.

Vad är då nyttig produktion? Nyttig produktion kan vara när den producerade energin har nyttiggjorts nära kraftverket under en avläsningsperiod för konsumtion (avläsning ska ske månadsvis från 2009-07-01). Hänsyn tas här inte till att produktion och konsumtion varierar över dygnet. Nyttig produktion kan med en större beräkningsinsats beräknas per timme. Det som inte är timmätt (last och förluster) delas ut på lasten efter lastens andel av totalförbrukningen per avläsningsperiod. Om produktionen nyttiggörs nära kraftverket är det nyttigt. Mängden indata är lika stor som när man räknar över en avläsningsperiod men beräkningsinsatsen blir större. Resultatet ska

också bli mer rättvisande då hänsyn tas till om produktion och konsumtion sker samtidigt eller inte.

11 Beräkning av nätnytta

För vindkraft delar vi upp ersättningen för nätnytta i två delar: ersättning för minskade förluster respektive ersättning för minskad energitransport i ovanliggande nät.

11.1 Beräkning av förlustnyttan

Ersättning för minskade nätförluster till följd av lokal produktion baseras på en beräkning av förlustnyttan, för respektive produktionsenhet, enligt nedan.

1. Dela in produktionsenheterna, inom det betraktade mätområdet, i enheter som minskar nätförlusterna, respektive enheter som inte minskar nätförlusterna.
2. Ta reda på total energikonsumtion och totala energiförluster i området under en specifik avräkningsperiod.
3. Beräkna förlustnyttan, per produktionsenhet, uttryckt som ett energimått, för alla produktionsenheter inom mätområdet, som minskar förlusterna, såsom (k valt enligt (3)):

$$W_{\text{förlustnyttan},i} = \frac{W_{\text{förlust}}}{W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} - W_{\text{pnyttig}}} \cdot W_{\text{pnyttig},i}; \text{ där}$$

$W_{\text{förlustnyttan},i}$ = förlustnyttan för produktionsenhet i inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden;

$W_{\text{pnyttig},i}$ = den totala energiproduktionen för den nyttiga produktionsenheten i , inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden;

$W_{\text{förlust}}$ = den totala förlustenergin inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden;

W_{kons} = den totala energikonsumtionen (exklusive förluster) inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden;

W_{ponyttig} = den totala energiproduktionen för produktionsenheter, som inte bidrar till att minska nätförlusterna, inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden; och

W_{pnyttig} = den totala energiproduktionen för produktionsenheter, som bidrar till att minska nätförlusterna, inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden.

Märk att förlustnyttan, uttryckt som ett energimått, är mindre än den verkliga förlustminskningsenergin om man jämför fallen aktuell produktion och ingen produktion. Detta eftersom minskningen även beror på belastningens storlek. Med en större last finns större potential för förlustminskning.

När det gäller att bestämma vilka produktionsenheter som bidrar till förlustnyttan och vilka som inte gör det, kan följande tumregler tillämpas:

1. Produktionsenheter, som är radiellt anslutna till matande transformatorstation, med förhållandevis lite last på den egna radialen, bidrar inte till förlustnytta.
2. Produktionsenheter, som är anslutna "ute i distributionssystemet", med en dynamisk balanspunkt som större delen av tiden ligger mellan produktionsenheten och matande transformatorstation, bidrar till förlustnyttan.
3. Gränsfall blir föremål för diskussion och klassificering i samråd mellan inblandade parter.

11.2 Beräkning av energitransportnytta

Den minskade energiimporten från överliggande nät kan avräknas direkt mot vad respektive produktionsenhet har producerat. Man kan också tänka sig att produktionsenheter som minskar nätförlusterna får extra ersättning för att förlusterna inte måste importeras. Produktionsenheter som inte minskar nätförlusterna minskar importen, men inte lika mycket som de producerar. För produktionsenheter som minskar nätförlusterna kan man använda sig av $W_{\text{förlustnytta},i}$, enligt ovan, och säga att minskningen i import är:

$$W_{\text{transportnytta},i} = W_{\text{ponyttig},i} + W_{\text{förlustnytta},i}$$

På samma sätt får man då att minskningen i import från de enheter som inte minskar nätförlusterna är:

$$W_{\text{transportnytta},j} = W_{\text{ponyttig},j} - \frac{W_{\text{förlust}}}{W_{\text{kons}} + W_{\text{ponyttig}} - W_{\text{ponyttig}}} \cdot W_{\text{ponyttig},j}; \text{ där}$$

$W_{\text{ponyttig},j}$ = den totala energiproduktionen för den, ur förlustminskningssynpunkt, onyttiga, produktionsenheten j , inom det betraktade mätområdet under den specifika avräkningsperioden.

11.3 Beräkning av monetär ersättning

Den monetära ersättningen beräknas utifrån de energirelaterade kostnader nätägaren har. Dessa är kostnad för förlustenergi i nätet och energiavgift till ovanliggande nät.

1. För förlustnytta blir ersättningen för varje produktionsenhet: $W_{\text{förlustnytta},i}$ * kostnad för nätägarens kostnad för förlustenergi. De produktionsenheter som inte bidrar till minskade nätförluster har inte del av förlustnyttan. Kostnad för förluster orsakade av en produktionsenhet ska ingå i tariffen för produktionsenheten.
2. För transportnytta blir ersättningen för varje produktionsenhet: $W_{\text{transportnytta},j}$ * energikostnad för ovanliggande nät. Eftersom energikostnad till ovanliggande nät är tidsberoende måste även ersättningen till produktionsägare bli tidsberoende. Om hänsyn ska tas till förändrade förluster måste förlustnyttan beräknas över samma tidsperioder (eller kortare) som energiavgiften.

12 Slutsatser

Nätnytta från produktion är något som definieras utifrån gällande lagar och förordningar. I Sverige finns det lagkrav på att ägare av produktionsanläggningar ska få ersättning från den nätägare respektive produktionsanläggning är ansluten till. Ersättningen ska baseras på minskade förluster i nätet som produktionsenheten är ansluten till och nätägarens minskade avgifter till kringliggande nät som möjliggörs av att produktionsenheten finns i nätet. Eftersom lagar är olika i olika länder behöver nätnytta inte finnas (Danmark), alternativt kan de ha helt andra grunder beroende på vad man politiskt vill åstadkomma inom energisektorn i just det landet. Föreliggande rapport har betraktat nätnytta ur svenskt perspektiv.

Att beräkna nyttan av generering i ett nät har flera aspekter. Här har studerats hur nätförluster och förändring i energiimport från kringliggande områden påverkas av att generering baserad på vind tillkommer i ett nät dominerat av konsumtion. Ersättning för minskade effektrelaterade kostnader har inte studerats. Detta är baserat på att vindkraft inom ett, geografiskt begränsat (mätområde), område inte antas kunna minska behovet av abonnerad effekt. När det gäller de effektrelaterade avgifterna kan man resonera ekonomiskt eller tekniskt. Ekonomiskt gäller att effektabonnemanget skulle kunna minskas och att nätägaren får betala straffavgift till överliggande nät vid effekttuttag större än abonnemangsgränsen. Detta bygger dock på att det går att ta ut större effekt än abonnerad från ovanliggande nät. Sett ur det strikt ekonomiska perspektivet kan vindkraft ha ett effektvärde men bara under förutsättning att överuttag är möjligt. För att vara på den säkra sidan har det antagits att överuttag inte är möjligt, reducering av effektaavgift till överliggande nät är då inte möjlig.

Lagen säger att ersättning ska lämnas för den nytta ett kraftverk gör i nätet genom att producera el och mata in den. Detta får tolkas som att jämförelse måste göras med hur förhållandena hade varit om kraftverket inte hade funnits. Enda sättet att få reda på hur förhållandena hade varit utan kraftverket är att göra nätberäkningar med och utan kraftverket med. För att kunna göra rättvisande beräkningar krävs data för alla delar som kan påverka nätnyttan dvs. produktionsdata, konsumtionsdata och nätdata. Tidsupplösningen för last- och produktionsdata måste också vara relativt hög (timmar) då nätnytta inte behöver vara något statiskt utan förändrar sig med driftsituationen. Att konstruera en schablon är svårt då olika nät har olika egenskaper bland annat beroende på hur de är byggda, var generering och last finns i förhållande till varandra och om de drivs radiellt eller maskat. Ytterligare en anledning till att en schablon är svår att åstadkomma är att en del av ersättningen ska baseras på "värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät". Denna minskning är inte direkt mätbar utan måste beräknas.

Beräkningar visar att produktionsenheters bidrag till minskade nätförluster är störst vid låg generering (minskade energiförluster i nätet per producerad kWh). Vid nominell generering kan nätförlusterna i mätområdet bli större än

utan generering i mätområdet. Återigen beror detta på driftfallet. Produktionsenheterna har väsentligt större möjlighet att minska nätförlusterna en kall vinterdag än en ljummen sommarnatt eftersom det en kall vinterdag med mycket last finns större potential för förbättring. Den produktion som vid ett driftfall kan ge en markant minskning av nätförlusterna kan vid ett annat driftfall ge ökade nätförluster. Av beräkningarna har också framgått att närbelägna kraftverk bör behandlas som ett kraftverk om det är möjligt. Anledningen till detta är att marginaleffekterna kan bli mycket märkbara om man betraktar flera små kraftverk eller ett stort kraftverk (med samma effekt som summan av de små). Det kan bli så att små kraftverk räknade var för sig inte bidrar till förlustminskning medan däremot summan av kraftverken gör det. Detta gäller om man tittar på absolut nytta. Fenomenet kommer troligen inte att uppträda om man istället betraktar marginalnytta. Ett annat fenomen som kan uppträda är att förlusterna i en del av det studerade nätet ökar fortare än vad förlusterna minskar i en annan del av nätet. Resultatet blir att det inte föreligger någon total förlustminskning inom det studerade nätet. Ersättning för minskade nätförluster kan då bli svåra att motivera trots att minskning har skett i en del av nätet. Att bryta ner ett mätområde i mindre delar går om man har data för beräkningar men kan vara svårt att utföra med schablon. Det är dessutom oklart vad lagen säger om ett sådant fall.

Vid konstruktion av en schablon måste man veta om en produktionsenhet bidrar till att minska nätförlusterna eller inte. En produktionsenhet som bidrar till minskade nätförluster kallas härefter nyttig. För att få en fungerande schablon är det av yttersta vikt att kunna säga om en produktionsenhet är nyttig eller inte. Som tidigare beskrivits varierar nyttan med driftläget vilket i sin tur varierar över tiden. Om det krävs att en produktionsenhet alltid måste vara nyttig blir kraven på anläggningens lokalisering och effekt mycket konservativa. För radiellt byggda nät finns det ett par typfall där man klart kan säga om en produktionsenhet kommer att bidra till minskning av nätförluster eller inte. Det finns också ett antal fall som måste studeras individuellt. I ett maskat nät blir analysen betydligt svårare då förhållandena kan ändras på många fler sätt under drift. Eftersom ett strikt krav på att alltid vara nyttig blir mycket konservativt bör man modifiera kravet till att vara nyttig större delen av tiden. Detta kan kräva individuella studier av såväl produktionsvariation för produktionsenheten som variation i närbelägen last.

Den föreslagna beräkningsmetoden såväl som den föreslagna schablonen ger nyttan som energi. Ersättningen till produktionsägare utgår dock inte som energi utan som monetär ersättning. Energiavgift till ovanliggande nät varierar med tidpunkt (sommar-vinter, höglast-låglast) denna del av ersättningen bör därför också variera på samma sätt. Ersättning för minskade förluster ska på något sätt spegla nätägarens kostnad för nätförluster. Detta inkluderar energipris och transportkostnaden för att få förlustenergin transporterad fram till nätet. En ytterligare faktor som kan påverka ersättningens storlek är om det finns olika abonnemangsformer för inmatning. För uttag finns det ibland möjlighet att välja mellan en högre fast avgift med lägre rörlig energiavgift eller lägre fast avgift med högre rörlig energiavgift. Om denna typ av abonnemang även finns för inmatning blir det ytterligare en komplicerande omständighet. Att generellt gå från energi till monetär

ersättning måste utgå från hur tarifferna är konstruerade i det aktuella området.

Det mesta av det som har berörts gäller minskning av nätförluster. Detta är dock bara en del av ersättningen där den andra utgörs av minskade energiavgifter till överliggande nät. I norra Sverige får man betalt för att ta ut energi medan det kostar att mata in energi. I södra Sverige är det tvärtom. Det innebär att vid produktion i norra Sverige minskar det lokala energiuttaget. Nätägaren får således minskade intäkter från energiavgifter från ovanliggande nät och det föreligger därför inte någon energinytta. I södra Sverige ska produktionsägarna bli ersatta för minskade energiavgifter med ökad produktion. Om produktionen blir så stor att ett område övergår från att vara ett konsumtionsområde till att vara ett produktionsområde kan ersättningen bli ännu större eftersom nätägaren kan få betalt från överliggande nät vid inmatning. För att få mata in energi till överliggande nät krävs ett inmatningsabonnemang. Kostnaden för detta abonnemang får de lokala produktionsenheterna stå för.

Sammanfattningsvis kan sägas att beräkning av nätnytta är en komplicerad och mångfacetterad uppgift. Att få en korrekt beräkning av den nytta en produktionsenhet gör kräver både mycket data och goda insikter om det studerade systemet.

A Referenser

- [1] Lennart Söder. *Vindkraftens effektivvärde*. Elforsk rapport, 97:27. Elforsk, Stockholm, 1997.
- [2] Ellag (1997:857). I: *SFS 2006:926*.
- [3] Elförordning (1994:1250). I: *SFS 2006:1138*.
- [4] Willi Christiansen och David T. Johnsen. Analysis of requirements in selected grid codes. Teknisk rapport, Ørsted•DTU, Section of Electric power Engineering, Technical University of Denmark (DTU), 2006.
- [5] Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar. I: *Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling*, SvKFS 2005:2.
- [6] Vindmøller tilsluttet net med spændinger over 100kV. Teknisk forskrift 3.2.5. Elkraft System, Eltra, 2004.
- [7] Vindmøller tilsluttet net med spændinger under 100 kV. Teknisk forskrift 3.2.6. Elkraft System, Eltra, 2004.
- [8] Grid code - high and extra high voltage. E.ON Netz, 2006.
- [9] Lennart Söder, Lutz Hofmann, Antje Orths, Hannele Holttinen, Yih huei Wan och Aidan Tuohy. Experience from wind integration in some high penetration areas. *Energy Conversion, IEEE Transaction on*, 22(1):4–12, March 2007.
- [10] Åke Larsson och Richard Larsson. *Sammanlagring av flicker från vindkraftverk*. Elforsk rapport, 05:16. Elforsk, Stockholm, 2005.
- [11] Jörgen Svensson och Anders Johnsson. *Information structures for wind power plant operation and market interaction*. Elforsk rapport, 03:26. Elforsk, Stockholm, 2003.
- [12] Dan Andersson, Andreas Petersson, Evert Agneholm och Daniel Karlsson. Kriegers Flak 640 MW off-shore wind power grid connection & real project case study. *Energy Conversion, IEEE Transaction on*, 22(1):79–85, March 2007.
- [13] Skälig ersättning till innehavare av produktionsanläggning. Energimarknadsinspektionen, <http://www.energimarknadsinspektionen.se/upload/PMersattningnat.pdf>, Jan 2001.
- [14] Urban Axelsson, Viktoria Neimane, Robin Murray och Elforsk. *4000 MW wind power in Sweden : impact on regulation and reserve requirements*. Elforsk rapport, 05:19. Elforsk, Stockholm, 2005.

- [15] Fredrik Norlund och Ulf Moberg. Anslutning av vindkraft i Sveg. Nummer 130/2005/AN00 i SvK N-299. 2005.
- [16] Stefan Arnborg. Övergripande förutsättningar för storskalig utbyggnad av vindkraft i havs- och fjällområden. 2002.
- [17] D. Shirmohammadi, X.V. Filho, B. Gorenstin och M.V.P. Pereira. Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11(2):1002–1008, May 1996.
- [18] D. Shirmohammadi, C. Rajagopalan, E.R. Alward och C.L. Thomas. Cost of transmission transactions: an introduction. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 6(4):1546–1560, Nov. 1991.
- [19] T. Solver och L. Soder. Optimal distribution tariffs in presence of flexible customers in deregulated markets. I: *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, band 4, s 8pp.Vol.4, 23-26 June 2003.

B Slutsatser från [1]

Följande är direkt från [1]

- Vindkraften har ett effektvärde såväl för de reglerade nätbolagen som för aktörerna på elhandelsmarknaden.
- Vindkraften har en möjlighet att minska förlusterna i näten jämfört med andra kraftkällor.
- Regionnätstarifferna bör vara marginalkostnadsbaserade för att vindkraftägarna ska få en korrekt ersättning när ersättningen baseras på minskade tariffkostnader för lokalnätsägaren.
- Det finns ett behov av att utreda hur investeringar i framför allt region- och lokal nät bör göras, vilka krav som skall ställas på leveranssäkerhet, elkvalitet etc. Först när detta är klart strukturerat finns det en möjlighet att avgöra hur vindkraften påverkar nätinvesteringarna.

B.1 Sammanställning av vindkraftens effektvärde

Här sammanfattas de värden som vindkraften tillför till kraftsystemet.

Driftkostnadsvärdet avser vindkraftens förmåga att minska driftkostnaderna i det befintliga systemet. Detta värde är inte ett effektvärde och har här ej studerats närmare.

Effektleveransvärdet avser vindkraftens förmåga att öka leveranssäkerheten för effekt i systemet. Om man inte bygger vindkraft måste annan kraft byggas för att klara detta. I appendix G visas att en installation av 2682 MW vindkraft (6.3 TWh/år), har ett effektleveransvärde om 520-650 MW motsvarande 19-24% av installerad effekt. Detta värde är ett effektvärde.

Energileveransvärde avser vindkraftens förmåga att öka leveranssäkerheten för energi, alternativt minska risken för mycket höga priser. I appendix H finns ett exempel på energileveransvärdet för 2682 MW (6.25 TWh/år) vindkraft. Detta värde var 653-668 MW. Som jämförelse kan nämnas att man måste investera i 2005 MW vattenkraft (7.9 TWh/år) för att få samma energileveransvärde. Detta värde kan betraktas som ett effektvärde.

Regleringsvärdet avser vindkraftens förmåga att kunna följa förbrukningsvariationerna. Regleringsvärdet kan delas upp i olika delar beroende på vilket tidsperspektiv som avses.

Primärregleringsvärdet avser vindkraftens förmåga att hjälpa till att hålla balans mellan produktion och konsumtion från sekund till sekund. Detta värde är negativt för vindkraften eftersom vindkraften ökar variationerna. I [51, 53] finns ett exempel med en vindkraftinstallation om 3530 MW motsvarande ca 9.5 TWh/år. Denna mängd vindkraft

orsakar ett extra behov av primär regleringsreserv som är < 10 MW, dvs marginellt.

Sekundärregleringsvärdet avser vindkraftens förmåga att hjälpa till att hålla balans mellan produktion och konsumtion från sekundskala upp till en timme. Detta värde är negativt för vindkraften eftersom variationerna ökar. I [52] finns ett exempel med en vindkraftinstallation om 3530 MW motsvarande ca 9.5 TWh/år. Denna mängd vindkraft orsakar ett extra behov av sekundär regleringsreserv som maximalt är i storleksordningen 230 MW. Detta (negativa) värde kan betraktas både som effekt- och energivärde. Huruvida detta ökade behov förorsakar några kostnader har inte studerats.

Dygnsregleringsvärdet avser vindkraftens förmåga att hjälpa till att hålla balans mellan produktion och konsumtion från 1 timme upp till 24 timmar. Detta värde är negativt för vindkraften eftersom dygnsvariationerna ökar. Detta kan i sin tur minska effektiviteten i vattenkraftssystemet. Slutsatsen i [54] är att vid 2-2.5 TWh vindenergi per år påverkas inte verkningsgraden i det svenska vattenkraftssystemet. Vid 45 TWh vindenergi måste den installerade mängden vindkraft öka med ca 1% för att kompensera för den minskade verkningsgraden i vattenkraftssystemet. Vid 6.5-7.5 TWh vindenergi/år ökar denna siffra till 1.2% men denna siffra måste verifieras med mer omfattande simuleringar. Om försämrad verkningsgrad i vattenkraftssystemet kompenseras genom investeringar i mer vindkraft kan detta värde betraktas som ett (negativt) effekt värde.

Veckoregleringsvärdet avser vindkraftens förmåga att hjälpa till att hålla balans mellan produktion och konsumtion från 24 timmar upp till 1 vecka. Detta värde är negativt för vindkraften eftersom veckovariationerna ökar. Det är troligen dock relativt lågt eftersom mycket av vindkraftens variationer under veckan redan behandlats under dygnsregleringen.

Säsongsregleringsvärdet avser vindkraftens förmåga att hjälpa till att hålla balans mellan produktion och konsumtion från 1 vecka upp till 1 år. Vindkraftens säsongsregleringsvärde är positivt till skillnad från de hittills nämnda regleringsvärdena eftersom vinden har ett årsmönster som liknar elförbrukningens. Denna typ av värde kommer oftast in i de modeller som används för att uppskatta vindkraftens driftkostnadsvärde. Det är därmed närmast att betraktas som ett energivärde.

Flerårsregleringsvärdet avser vindkraftens möjlighet att hålla en produktionsnivå mellan åren som är likartad med lastens variation. Detta värde blir i praktiken nära kopplat till energileveransvärdet, dvs ett effektvärde.

Förlustminskningsvärdet avser vindkraftens möjlighet att minska energiförlusterna i transmissions- och distributionssystemet. Detta värde kan vara negativt om vindkraften orsakar förluster. I appendix I visas ett exempel där 90 GWh vindkraft på Gotland minskar förlusterna med 2.4 GWh (2.7%) jämfört med om produktionen istället skett i ett kraftverk i Karlshamn.

Jämfört med en vattenkraftutbyggnad (Gardikforsen) ger den gotländska vindkraften en minskning av förlusterna med 10.8 GWh (12%). Detta värde kan snarast ses som ett energivärde. Om färre kraftverk behöver byggas tack vare en förlustminskning är dock detta värde även ett effektvärde.

Nätinvesteringsvärdet avser vindkraftens möjlighet att minska investeringarna i kraftnätet. I appendix J (i [1]) finns ett exempel där nätinvesteringsvärdet på marknaden studeras. I exemplet visas att 43MW vindkraft på Gotland med vissa antaganden har ett nätinvesteringsvärde om 7 kr/kW,år. Detta värde avser nätinvesteringsvärdet i regionnätet och transmissionsnätet. Nätinvesteringsvärdet avseende lokalnätet ingår ej. Detta värde är att betrakta som ett effektvärde.

B.2 Marknadens effektvärde för vindkraft

Här sammanfattas marknadens värdering av vindkraftens effektvärde.

Driftkostnadsvärdet på marknaden är idag beroende av vem som köper vindkraftproduktionen. I princip fastställs priset efter den alternativa produktion som finns tillgänglig på marknaden. Detta värde betraktas här inte som ett effektvärde.

Effektleveransvärdet på marknaden ingår i de avtal som tecknas för elförsäljning mellan vindkraftägaren och den som köper vindenergin. Det är svårt att avgöra om detta effektvärde har något värde och hur stort det i så fall är.

Energileveransvärdet på marknaden innebär i princip att vindkraften skulle få mer betalt under år med höga kraftpriser än under år med låga kraftpriser. Om detta verkligen är fallet beror på hur avtalen skrivs mellan vindkraftproducenten och den som köper energin. Detta är ett effektvärde men det är oklart hur detta värderas på marknaden.

Regleringsvärdet delas här upp på samma sätt som tidigare.

Primärregleringsvärdet är negativt men i praktiken en mycket marginell kostnad vilken på marknaden betalas av samtliga balansansvariga.

Sekundärregleringsvärdet för vindkraften är negativt och ingår i den avgiften man betalar till den som är balansansvarig för vindkraftproduktionen.

Dygnsregleringsvärdet för vindkraften är negativt och det blir den balansansvarige för vindkraftproduktionen som får ta denna kostnad. Som framgår av slutet på avsnitt 3.4.3 bör dock denna kostnad vara mycket liten med dagens vindkraft. Om detta faktiskt gäller på dagens marknad har inte varit möjligt att studera inom detta projekt.

Veckoregleringsvärdet för vindkraften är negativt men är av samma principiella natur som dygnsregleringsvärdet.

Säsongsregleringsvärdet för vindkraften är positivt. Enligt en specialmotivering till 10 § elhandelslagen [42] bör ersättningen från leveranskoncessionär utformas med hänsyn till när under året inmatning sker. Detta innebär att vindkraftägaren skall få ersättning

för säsongsregleringsvärdet på elmarknaden. Om detta verkligen är fallet har inte studerats inom detta projekt.

Flerårsregleringsvärdet kan på elmarknaden snarast betraktas som likvärdigt med energileveransvärdet.

Förlustminskningsvärdet för vindkraften kan vara negativt eller positivt. Om nätförlusterna minskas i lokalnätet, så ska vindkraftägaren få ersättning för detta. Om däremot nätförlusterna ökar i lokalnätet, så betalas denna kostnad av lokalnätsägaren, eller snarare av övriga kunder hos lokalnätsägaren. Om nätförlusterna minskar i ovanliggande nät så får vindkraftägaren betalt för detta enligt tariffen eftersom mindre energi behöver transporteras på det ovanliggande nätet. Huruvida detta verkligen avspeglar en kostnadsminskning beror på om den nätägaren bygger sin tariff på marginalförluster. Om denna tariff bygger på marginalförluster så blir det vindkraftägaren som får betalt för förlustminskningen. Om tariffen istället bygger på t ex medelförluster blir det även ovanliggande näts kunder som tjänar på vindkraftproduktionen.

Nätinvesteringsvärdet för vindkraft i lokalnätet behandlas på följande sätt: Lokalnätsägarens utgifter vid anslutning av vindkraftverk måste täckas av en engångsavgift från vindkraftägaren. Någon årlig effektagift för överföringen på lokalnätet får däremot inte tas ut. Reducerade nätkostnader i överliggande nät pga vindkraft i lokalnätet skall krediteras vindkraftägaren enligt tariffen för ovanliggande nät. I appendix J finns ett exempel där nätinvesteringsvärdet på marknaden studeras. I exemplet visas att 43 MW vindkraft på Gotland med vissa antaganden kan minska tariffen till ovanliggande nät med 7 kr/kW,år. Huruvida detta "marknadsvärde" av nätinvesteringsvärdet verkligen avspeglar några kostnadsminskningar har inte studerats. Det bör dock påpekas att motsvarande gäller om effektförbrukningen i ett område ökar: Tariffkostnaden ökar då men det är inte alltid som detta motsvarar några ökade kostnader för ovanliggande nätbolag.

C Flödesschema för nyttoberäkning

