

SYNTES AV ELTARIFFER

RAPPORT 2015:170



Syntes av eltariffer

Simulering och analys av ett flertal tariffmodeller ur ett
kostnadsperspektiv

JAKOB HELBRINK, SWECO
MAGNUS LINDÉN, SWECO
MARTIN NILSSON, SWECO
MIKAEL ANDERSSON, SWECO

ISBN 978-7673-170-3 | © 2015 ENERGIFORSK

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Detta projekt behandlar fokusområdet Tariffer, affärsmodeller och kundincitament inom programmet Smarta Elnät. Projektet baseras på ett simuleringsarbete som har tidigare gjorts inom Elforsk (numera Energiforsk) där mätdata har varit en nyckel i kunskapsuppbyggnaden. Projektet studerar hur olika tariffkonstruktioner påverkar det ekonomiska flödet (nätbolagens intäkter, kundernas kostnad), samt försöker skapa förståelse på hur det kan påverka energiflödet i elnät. Som utgångspunkt har förslag på ny tariffstruktur, som Svensk Energi har tagit fram, använts. Därtill har varianter på tariffkonstruktioner använts för att skapa kunskap om olika tariffkonstruktioners påverkan.

Magnus Lindén från Sweco Energuide har varit projektledare för projektet. Stort tack också till referensgruppen, som på ett mycket välförtjänt sätt har bidragit till projektet:

- Lennart Andersson, Upplandsenergi
- Paul Göransson, Ellevio
- Alexander Johannesson, Krafringen
- Hans G Johansson, E.ON
- Emil Rehnstedt, Gävle Energi
- Daniel Storholm, Mälarenergi
- Thorstein Watne, Vattenfall.com
- Christer Wiik, EEM
- Kristina Östman, EI
- Anders Pettersson, Svensk Energi
- Joachim Lindborg, SUST

Programmets Smart Grids programstyrelse består av följande ledamöter:
Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution AB (ordförande)

- Göran Ericsson, Svenska kraftnät (vice ordförande)
- Patrik Björnström, Sveriges ingenjörer (miljöfonden)
- Fredrik Hartman, Ellevio AB
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi AB
- Torbjörn Solver, Mälarenergi AB
- Susann Persson, Jämtkraft AB
- Anders Höglund, Öresundskraft AB
- Johan Wennerholm, Umeå Energi Elnät AB
- Peter Addicksson, HEM AB
- Henric Johansson, Jönköping Energi AB
- Claudio Marchetti, ABB AB
- Hannes Schmied, NCC AB
- Björn Ållebrand, Trafikverket
- Matz Tapper, Svensk Energi (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

- Sveriges Ingenjörer, Miljöfonden
- Vattenfall Eldistribution AB
- Ellevio AB
- Svenska Kraftnät
- Göteborg Energi AB
- Elinorr ekonomisk förening
- Mälarenergi Elnät AB
- Krafringen Nät AB
- Jämtkraft AB
- Umeå Energi Elnät AB
- Öresundskraft AB
- Karlstads Elnät AB
- Jönköping Energi Nät AB
- Halmstad Energi & Miljö Nät AB
- Falu Elnät AB
- Borås Elnät AB
- AB Borlänge Energi
- C4 Elnät AB
- Luleå Energi AB
- ABB AB
- Elsäkerhetsverket
- Akademiska Hus
- NKT Cables AB
- NCC Construction Sverige AB
- Trafikverket

Stockholm i oktober 2015

Susanne Olausson

Energiforsk AB

Programområde Elnät, Vindkraft och Sol

Sammanfattning

Det pågår och har under en tid pågått flera parallella diskussioner om nödvändiga förändringar i de tariffer som används för lågspänningskunder avseende utnyttjande av de lokala elnäten i Sverige.

Drivkraften för diskussionerna är främst de förändringar i kraftsystemet som har börjat göra sig gällande under de senare åren. Dessa förändringar utgörs främst av en ökad andel intermittent förnyelsebar el i produktionsmixen, vilket kommer att ställa högre krav på såväl elhandel som eldistribution. Därtill diskuteras en tanke som bygger på att kunder kan bidra i arbetet med energieffektivisering genom att förändra sin uttagsprofil och på så sätt delta i omställningen för att skapa en jämnare last i de lokala elnäten och på så sätt minska överföringsförlusterna och säkerställa resurseffektivitet; näten kan dimensioneras för lägre effektöverföring om lasten är jämnare.

Några elnätsbolag har redan infört nya tariffmodeller och många andra befinner sig i startgroparna. Att införa en ny tariffmodell är ett stort beslut och bra beslutsunderlag är viktigt. Felaktiga nivåer på nya tariffmodeller kan leda till uteblivna intäkter likväl som ökade kostnader för kunderna. Samtidigt riskerar det att blir stora intäktsvariationer till följd av olika klimatår för olika tariffstrukturer. Nätbolagens intäkter är reglerade och tariffnivåerna går alltid att justera. Varje förändring skall dock kommuniceras till kunden och innebär extra arbete för nätägarna och kan av kunden uppfattas som negativt.

Kostnadsfördelningen på elnät varierar för olika kundgrupper och tariffer. En effekttariff gynnar de kunder som har relativt lågt maximalt uttag i förhållande till energianvändningen, samtidigt som en tidsdifferentierad energiavgift ger incitament till att använda elektricitet under perioder då lasten i nätet är lägre (med andra ord när den tillgängliga kapaciteten är större). Olika kundgrupper gynnas annorlunda av dessa två övergripande tariffstrukturer, och det kan diskuteras vilken av de två tariffstrukturerna som ger bäst incitament. Troligt är att optimal tariffstruktur skiljer åt för olika nät och kundgrupper. Uppenbart är att olika kundgrupper har olika preferenser (och potential att ändra förbrukningsmönster). Istället för att hamna i en diskussion om vilken tariff som är mest gynnsam för vilken typ av kund, så bör snarare kostnadsriktigheten vara drivande. Istället för att tala om "gynnsamma" tariffstrukturer, så bör det talas om mer eller mindre kostnadsdrivande elanvändningsmönster.

Detta projekt har antagit utmaningen på ett nytt sätt och utgått från faktisk uppmätt konsumtionsdata per timme från nästan 200 000 kunder under en period på tre år. Projektet har "räknat om" den ekonomiska historien och på så sätt skapat ny förståelse för vad alternativa tariffmodeller kan komma att innebära avseende intäkter/kostnader, dels på aggregerad nivå och dels för olika kundgrupper. Både ur perspektiven "allt annat lika", synvinkeln att förändringen i energisystemet accelererar och mängden elbilar och mikroproduktion ökar, likväl som att den tekniska utvecklingen möjliggör utökad automatisk laststyrning för större delar av kundkollektivet.

Hittillsvarande diskussioner har ofta handlat om att byta från säkringstariffer till en ny tariffmodell. Det som blivit tydligt i detta projekt är att en större systemnytta rimligen skulle uppnås om angreppssättet vid införande av nya tariffer istället skulle vara att erbjuda en "palett" av tariffer, för att säkerställa att alla kundtyper får möjlighet att välja "rätt" tariff och därmed incitament att genomföra åtgärder som leder till mikrob sparingar, som samtidigt gynnar nätet och kollektivet såväl kort- som långsiktigt.

Värt att nämna i sammanhanget är att det då skapas dialog mellan kund och nätbolag. Den tariffstruktur som lämpar sig bäst för en enskild kund är den som ger incitament och stimulans för åtgärder som leder till ökad kundnöjdhet samtidigt som den gynnar kollektivet. Ökad kundnöjdhet är troligen tätt sammanflätad med ekonomisk besparing, men kunderna kan även ha andra drivkrafter. Kritiskt är att varje tariffstruktur som erbjuds är kostnadsriktig, vilket då säkerställer finansiering av den eventuella "besparingen" för varje kund. För varje minskad krona i kostnad mot slutkund, så minskar kostnaderna för nätbolaget. Vissa kunder har möjlighet att minska effektuttaget under enskilda timmar under året, medan andra har möjlighet att energieffektivisera. Dessa två kundtyper bör få olika tariffstrukturer ("incitament") för att säkerställa att en viss åtgärd genomförs. Därför föreslås det att tariffmodeller utformas för att passa olika kundkategorier och att kunderna ges möjlighet att välja vilken tariffstruktur som önskas, i likhet med det som några nätbolag idag redan erbjuder i form av både en tidsdifferentierad och en icke tidsdifferentierad överföringsavgift till den säkringsbaserade tariffen.

Vidare så är kategorisering och differentiering efter säkringsstorlek missvisande och bör principiellt förändras. När timdata analyseras blir det uppenbart att vissa kunder subventionerar kollektivet genom att ha samma kostnad som övriga kunder inom säkringskategorin, även om de belastar nätet på ett sådant vis att det inte driver lika stora kostnader för nätbolaget. Historiskt har detta varit en god approximation till kostnadsriktighet med tanke på avsaknaden av timmätvärde, men med dagens teknik och mätning bör denna kategorisering ersättas av en mer kostnadsriktig differentiering mellan kundgrupper. Säkringsabonnemang kan generellt översättas till en option att belasta nätet med motsvarande effekt, oberoende av när i tiden detta sker. Detta är inte kostnadseffektivt genom att det dels ger dåliga incitament till kunder och dels för att kunder inte uppdaterar sin säkringsstorlek i takt med att deras behov minskar. En enkel analys av mätvärden visar att merparten av kunderna är översäkrade.

Att ta fram och erbjuda en palett av tariffer skulle definitivt ge en mer komplex bild för kunderna och nätbolagen, men valfriheten kvarstår fortfarande. För de kunder som inte önskar att byta tariff uppstår ingen direkt skillnad, medan för de som gärna byter tariff för att få rätt incitament och agerar därefter (läs minskad elnätskostnad) så finns tariffen tillgänglig. Nätbolagen har möjlighet att med sin kunskap om elnätet och kraftsystemet komponera rätt tariffer och incitament, samt informera kunden om dess möjligheter. I en eventuell framtida elhandlarcentrisk modell skulle elhandlarna (eller en energitjänsteaktör) kunna överta rådgivningsrollen och då även kombinera elnätskostnaderna med krafthandelskostnaderna

och på så sätt skapa ett bättre och mer skräddarsytt erbjudande till kunderna, samtidigt som elnätets behov tillgodoses.

Om kraven på enkelhet och överskådlighet upplevs utgöra hinder för att introducera en palett av tariffer, anser författarna att en tariff som inkluderar tidsaspekten och effektaspekten för att ge kostnader utifrån faktisk belastning är det mest kostnadsriktiga alternativet. Säkringsabonnemanget kan i sådana fall behållas och fungera som "anvisningstariffen" samtidigt som den i egenskap av energitariff kan erbjuda incitament till de kundtyper som endast motiveras av energieffektivisering.

Summary

For some time, several parallel discussions regarding the use of the local distribution-grids and necessary changes in the DSO-tariffs for low-voltage customers, have been taking place.

The main driver for these discussions are the changes in the power system which have started to have an impact over the last few years. These changes are primarily characterised by an increased share of renewable intermittent electricity production, which will be more demanding for the electricity-supplier and DSOs. In addition to this, the idea of activating the customers and making them contribute to the process of making the system more energy-efficient by altering their load-profile, is discussed. This is presumed to result in a more evenly distributed load in the distribution grids and consequently reducing the losses and maximizing the resource efficiency; a more evenly distributed load in the distribution network allows the grid to be dimensioned for lower loads.

Some DSOs have already taken the step to introduce new tariffs and many others are on their way of doing so. The implementation of a new tariff-model is a big step and proper information for decision-making is crucial. If the new tariff is not cost-reflective it could lead to loss of revenue for DSOs as well as increased costs for customers. There is also a risk for increased variations in revenue for different tariffs due to climate-conditions. The revenue of the DSO is regulated and cost-levels in the tariff are always adjustable. But every single change ought to be communicated to the customer, resulting in extra work for the DSOs, and can also be perceived as negative by the customer.

The cost-distribution for the grid-service varies with the type of customer and tariff. A power-based tariff favours customers with a relatively low maximum peak load in comparison energy use, while a time-differentiated energy-tariff promotes the use of electricity at times when the aggregated load-level in the grid is lower (in others words when there is more capacity available). Different types of customers experiences varying incentives from these two general tariff-types, and it can be debated which one of the two tariff-structures which yields the most optimal incentives. Most likely, the optimal tariff-structure differs from grid to grid and between types of customers. It is obvious that different customer types have varying preferences (and potential to alter their consumption-pattern). So instead of ending in a discussion of which tariff is most suitable for which customer, the cost-reflectiveness should be the aim. Rather than speaking of "favouring" tariff-structures, the scope of discussion should instead be to which extent the consumption-pattern is increasing the costs for the DSO.

This project have taken on the challenge in a novel fashion and started from real hourly consumption data from almost 200 000 customers during a period of three years. The project have "recalculated" the economic history and by this created new understanding of how alternate tariff-models can affect costs/revenues, partly on an aggregated level and partly for different types of customers. Both from the perspectives "ceteris paribus" (everything else alike), that the change in the energy-system will accelerate with increasing influx of electric cars and PV-

systems, as well as that the technical development facilitates automatic load control for a larger share of the customers.

Previous discussions have often dealt with swapping from fuse-tariffs to one new tariff-model. What has become clear during the project is that the system can benefit more if the approach when implementing new tariffs rather is to offer a “palette” of tariffs, to make sure that all types of customers gets the opportunity to choose the “right” tariff and is therefore presented with the proper incentive to perform cost-saving actions, at the same time as it benefits the grid and the whole collective of customers.

Worth mentioning in the context is that this results in increased dialogue between the customer and DSO. The tariff-structure with suits a single customer the best is the one that yields incentives and stimulus for actions leading to increased customer satisfaction at the same time as it benefits all customers. Increased customer satisfaction is probably tightly entwined with economic savings, but the customers can also have other drivers. That every single tariff-structured offered to the customers is cost-reflective is key, since it ascertains funding for the eventual “savings” for each customer. For all the savings counting towards the final cost for the customer, the costs for the DSO are reduced equally as much. Some customers have the opportunity to reduce the use of power while others have prerequisites more suitable for energy-efficiency. These two types of customers ought to be given different tariffs (“incentives”) to make sure that actions are performed. It is therefore suggested that tariff-models are shaped to suit different types of customers and that the customers is presented with the freedom of choice to elect the desired tariff, in resemblance with what some DSOs currently are doing when offering a time-differentiated at the same time as a non-time-differentiated energy-cost for the fuse-based tariff.

Furthermore, categorizing and differentiating the customers based on fuse-size is misleading and should in principle be changed. When hourly data is analysed it becomes clear that some customers subsidises the whole collective of customers by having the same costs as the rest of the customers of the same type, even though they use electricity in a way that leads comparably less strain on the grid and costs for the DSO. This has historically been a decent approximation of cost-reflectiveness in the absence of hourly measured consumption-data, but with today’s technology this categorization should be replaced by a more cost-reflective differentiation of customers. Fuse-tariffs can generally be perceived as “paying for the option of putting the corresponding strain on the grid, disregarding the temporal aspect”. This is not cost-effective partly due to the poor incentives it gives to customers and partly due to the fact that customers does not update their fuse-size as their need is reduced. A simple analysis of consumption data shows that the vast majority of customers have a larger fuse than they need.

To develop a palette of tariffs would definitely give the customers and DSOs a more complex picture, but the freedom of choice still remains. Customers who doesn’t wish to change their tariff doesn’t experience any difference, but for the ones who readily wish to do so to receive the incentives and acts accordingly (read reduced costs for the grid-service) the tariff is available. With their knowledge of the electrical grid and power system, the DSO’s have the opportunity to compose

corrects tariffs and incentives while also informing the customers of their options. In a possible future supplier-centric model the electricity suppliers (or an energy-service actor) could assume the role of counselling the customer and also put together tailor-made offers combining the grid- and supplier-costs which makes sure the needs of the grid are satisfied.

If the demand for simplicity and lucidity is perceived to pose an obstacle for introducing a palette of tariffs, the authors consider the use of a tariff which includes the time- and power-aspects to present the customer with costs based on actual use, as the most cost-reflective alternative. In this case, the fuse-tariff can be kept and function as the tariff customers receive when no choice is made, at the same time as it, in the capacity of being an energy-tariff, presents the customers which are only motivated by energy-efficiency with incentives.

Innehåll

1	Inledning och uppdraget	1
1.1	Läsanvisning och Målgrupp	3
1.2	Disposition	4
2	Modell	5
2.1	Big Data – historien	5
2.2	Modellverktyg	5
2.3	Insamlad data	5
2.3.1	Analys av mottaget data-underlag	6
2.3.2	Kategorier och typiska lastkurvor	7
3	Tariffalternativ	10
3.1	Skälighet, objektivitet och icke-diskriminering	10
3.2	Val av enhetspris och fördelning mellan fasta och rörliga kostnader	13
3.3	Undersökta tariffer	13
3.3.1	Säkringsabonnemang (Referenstariff)	14
3.3.2	Svensk energi (Effekttariff)	14
3.3.3	Svensk energi med TOU (Tidsdifferentierad effekt- och energitariff)	15
3.3.4	Elinorr (Månadsvis effekttariff)	17
3.3.5	TOU (Tidsdifferentierad energitariff, eng. Time-of-use)	18
3.3.6	CPP (Spetlasttariff, eng. Critical peak pricing)	19
3.3.7	Sammanfattning av undersökta tariffer	21
4	Simuleringsalternativ	23
4.1	REF (Referensfall)	23
4.2	EV (Elbilar)	23
4.3	PV (Decentraliserad solelsproduktion)	25
4.4	DR (Efterfrågefleksibilitet, eng. demand response)	27
4.5	Elbilar, solceller samt efterfrågefleksibilitet (ALL)	28
5	Resultat -Kundens kostnader	29
5.1	Referensscenario - REF	29
5.2	Resultat per scenario	32
5.2.1	PV (Decentraliserad solelsproduktion)	32
5.2.2	EV (Elbilar)	34
5.2.3	DR (Efterfrågefleksibilitet)	35
5.2.4	ALL (EV+PV+DR)	37
5.3	Tariffernas kostnadsegenskaper med avseende på Säsong och klimat	38
5.4	Kategorisering av kunder – tidsaspekten är kritisk	40
6	Resultat – Nätbolagets kostnader för förluster	42
6.1	Relevans	42
6.2	Tariffernas inverkan på mängden belastningsförluster	42

	6.2.1 Räkneexempel på förluster och potential	43
7	Resultat – Nätbolagets kostnader för överliggande nät	45
	7.1 Relevans	45
	7.1.1 Koppling mellan abonnerad effekt och nättariffen	45
8	Slutsats & diskussion	47
9	Att använda resultatet	50
10	Förslag på framtida arbete	51
11	Källor	53

1 Inledning och uppdraget

Dagens energisystem står inför stora förändringar och krav gällande minskad energianvändning, reducerade utsläpp av växthusgaser och högre andel förnyelsebar produktion. Kraven är både nationella likväl som internationella som bland annat drivs från EU-håll. Dessa krav konkretiseras i vad som brukar benämnas som 20/20/20 - målen. Den resulterande trenden i Sverige är bland annat att intermittent decentraliserad förnyelsebar elproduktion byggs ut, vilket ställer högre krav på flexibilitet inom energisystemet. Enligt Svensk Energis konsumentbarometer, Elmätaren, överväger en av fem svenska hushåll att investera i egen elproduktion de närmaste fem åren i form av solceller på taket eller egna mindre vindkraftverk (Svensk energi, 2014). Detta kombinerat med en framtid med fler elbilar gör att elkunder behöver stimuleras till att i större utsträckning använda el på ett sådant vis att hänsyn tas till elsystemets totala belastning och tillgängliga produktionskapacitet.

Till följd av detta uppkommer frågor kring hur denna stimulans av elkunderna kan ske. Ett alternativ är att skapa ekonomiska incitament genom elnätstariffen, något som flertalet svenska nätbolag redan har börjat undersöka möjligheterna med. De har därför börjat ta fram och erbjuda andra tariffstrukturer än den traditionella energi- och säkringsbaserade till fördel för exempelvis effektbaserade eller tidsdifferentierade tariffer, d.v.s. elnätstariffer som varierar med belastningen respektive tiden på dygnet. Elinorr (en sammanslutning av några elnätsbolag i norra Sverige) har exempelvis arbetat fram en ny tariffstruktur och Svensk energi har för närvarande en arbetsgrupp som arbetar med frågor kring hur nya tariffer ska utformas. Nyligen fick Energimarknadsinspektionen i uppdrag av regeringen att utreda hur den samhällsekonomiska effektiviteten på elmarknaden kan förbättras genom ökad efterfrågefleksibilitet, en frågeställning som är nära knuten vilka incitament kunden upplever genom tariffen.

Inom NEPP (North European Power Perspectives) har frågan behandlats på uppdrag av Samordningsrådet för smarta elnät (NEPP, 2014). Utanför Sverige är frågan minst lika aktuell. NordREG genomför den 5 november 2015 ett seminarium kring tariffer. Finsk Energiindustri har varit delfinansiär i ett projekt utfört av Lappeenranta University of Technology där nya tariffkonstruktioner diskuterats och på europeisk nivå har frågeställningen behandlats inom Eurelectric (Den europeiska elindustrins branschorganisation), GEODE (De europeiska nätbolagens branschorganisation) och ACER (Den europeiska myndigheten för tillsyn och utveckling av energimarknaderna) (Eurelectric, 2013; ACER, 2015).

Kunskapen kring hur dessa nya tariffkonstruktioner påverkar nätbolag och dess kunder är knapphändig och behöver utforskas mer. Ur ett kundperspektiv är det också av vikt att tarifferna är rättvisa och transparenta, vilket talar för en framtida harmonisering av utformningen. Med bakgrund i detta har Energiforsk gett Sweco Energiguide i uppdrag att ur en ekonomisk synvinkel analysera hur:

- Förändringar i elnätstariffen påverkar nätbolag och deras kunder
- Förändrat beteende hos kunder (elbilar, solceller eller beteendeförändring med anledning av ex en ny tidsdifferentierad tariff) påverkar dels kunderna själva, dels intäkterna för nätbolagen.

Målet med projektet är att sammanställa timupplöst förbrukningsdata för ett större antal elkunder. Detta ger möjlighet att undersöka om en fiktiv nätägars årsintäkt varierar mellan olika tariffmodeller, och i sådana fall på vilka sätt. Kommer intäktströmmarna att variera i storlek mellan årets månader och skiljer sig de åt mellan olika kundgrupper? Hur förändras bilden när förändringar äger rum i omvärlden, såsom att fler köper elbilar, installerar solceller på sina tak eller med hjälp av ny teknik kan bli mer flexibla i sin efterfrågan på el? Det ges också möjlighet att studera förändringar på kundnivå, exempelvis om kostnaden inom kundgrupper varierar mindre eller mer än tidigare och om vissa individer berörs extra mycket.

Till sin hjälp har Sweco Energuide haft en referensgrupp bestående av representanter från flertalet aktörer inom elbranschen, se nedan. Referensgruppen har fungerat som stöd för projektgruppen och bland annat påverkat valet av de tariffer som undersökts.

Lennart Andersson, Upplandsenergi,
 Paul Göransson, Ellevio
 Alexander Johannesson, Krafringen
 Hans G. Johansson, E.ON
 Joachim Lindborg, Sust
 Emil Rehnstedt, Gävle Energi
 Daniel Storholm, Mälarenergi
 Thorstein Watne, Vattenfall
 Christer Wiik, Eskilstuna energi och miljö
 Linda Werther, Energimarknadsinspektionen
 Kristina Östman, Energimarknadsinspektionen
 Anders Pettersson, Svensk energi
 Susanne Olausson, Energiforsk

Sweco's arbetsgrupp har bestått av:

Martin Nilsson, konsult
 Jakob Helbrink, senior konsult
 Mikael Andersson, nätexpert
 Magnus Lindén, senior konsult (projektledning)

1.1 LÄSANVISNING OCH MÅLGRUPP

Rapporten riktar sig i huvudsak till intressenter inom energiföretag, tillverkare och konsulter, politiker och beslutsfattare. Nätbolag bör finna rapporten särskilt intressant, speciellt om de själva funderar på att reformera sina tariffer.

En läsare med goda förkunskaper och begränsad tid att avvara kan med fördel fokusera på kapitel 5-8. Om funderingar uppstår kring tariffernas eller scenarierna utformning går det att göra tillbakablickar till korrelerande kapitel. Om läsaren har begränsad förkunskap kring vad som bör beaktas när en tariff utformas rekommenderas avsnitt 3.1.

1.2 DISPOSITION

I figuren nedan är rapportens disposition presenterad.



2 Modell

I detta kapitel beskrivs det först hur tillgängligheten av mätdata har ökat och vilken betydelse det har. Sedan avhandlas det hur branschens mätdata kan hanteras för analys och vilket verktyg för detta som har använts inom ramen för projektet. Slutligen ges en redogörelse över de data projektet haft tillgång till och hur den datamodell som har skapats med hjälp av detta ser ut. Två olika modeller har formulerats och implementerats; tariffanalys samt förlustberäkning.

2.1 BIG DATA – HISTORIEN

I takt med teknikutvecklingen och regulatoriska krav på elmätare ökar tillgången på mätvärden med timupplösning inom branschen. Bestämmelsen från år 2012 om att användare som har tecknat upp sig på ett elhandelsavtal som kräver timmätning har rätt få en mätare som klarar detta installerad utan extra kostnad av nätägaren (Ei, 2014a) har haft betydelse för utvecklingen. Energimarknadsinspektionen har även tagit fram funktionskrav för elmätare som förväntas leda till att mängden data som går att extrahera blir ännu större.

Alla dessa data går att använda för kunskapsuppbyggnad och analys av vitt skilda frågeställningar, men är till sin natur ofta ostrukturerad och varierad. Detta tillsammans med själva omfattningen av data är den centrala utmaningen med vad som brukar benämnas Big Data. Sweco har tidigare utfört ett flertal projekt där Big Data har spelat en viktig roll, se exempelvis Elforsk rapporterna Framtida krav på elnätet och Prismodeller för egenproduktion av el samt en del av utredningen Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system för EU-kommissionen. Big Data har även använts av Sweco i en utredning kring just elnätstariffer, utförd på uppdrag av Energimarknadsinspektionen (Ek, 2013).

2.2 MODELLVERKTYG

För att kombinera och samköra de stora mängderna data av typer genom olika scenarier har programvaran Lavastorm Analytics Engine använts. Denna programvara är speciellt anpassad för att hantera och analysera stora mängder data och är ett välbekant verktyg för Sweco's projektmedlemmar.

2.3 INSAMLAD DATA

Projektet har haft tillgång till konsumtionsdata per timme och kund från nätbolagen Mälarenergi och Kraftringens kunder. Dataunderlaget omfattar cirka 75 000 stycken av Mälarenergis och ungefär 114 000 stycken av Kraftringens lågspänningskunder under perioden 2012-2014. Mängden data är anmärkningsvärt stor och med en överslagsberäkning ($\text{antal kunder} \times \text{antal timmar per år} \times \text{antal år}$) framgår det att analysen bygger på drygt 5 miljarder rader data (330 GB data).

Utöver konsumtionsdata så har data och information om distributionsförluster analyserats och relationen mellan belastning och förluster har approximerats.

2.3.1 Analys av mottaget data-underlag

Data från anslutningarna delades upp efter säkringsstorlek (16 A, 20 A, 25 A, 35 A, 50 A och 63 A) och lägenheter sorterades för sig, härnäst benämnt *kundgrupper*. Efter att anslutningar som saknade kundgrupp (464 stycken för Mälarenergi och 939 stycken för Kraftringen) sållats bort omfattar all data en årsenergivolym på 1 236 GWh (832 GWh Kraftringen och 404 GWh för Mälarenergi år 2014) där fördelningen av energi mellan kundgrupperna går att beskåda i tabell 1 nedan. Vidare sorterades anläggningar med ett maximalt effektuttag som översteg 150 % av det teoretiska maxuttaget (med avseende på säkringsstorlek) bort, ca 1000 stycken per nätområde.

Tabell 1 – Fördelning av kunder på säkringsstorlek och respektive kundkategoris användning av den totala använda energin.

Nätbolag		LGH	16A	20A	25A	35A	50A	63A
Mälarenergi	Andel kunder per kategori (%)	57	20	13	7	1	1	1
	Andel av energi	22	23	25	15	5	4	7
Kraftringen	Antal kunder per kategori (%)	45	30	17	5	2	1	1
	Andel av energi (%)	13	30	31	12	5	4	5

Genom att vidare jämföra kundernas maximala effektuttag med deras teoretisk maximala går att göra sig en bild av hur kundgrupperna utnyttjar sin säkringsstorlek. I Diagram 1 nedan ser vi spridningen på kundernas maximala effektanvändning inom respektive kundgrupp.

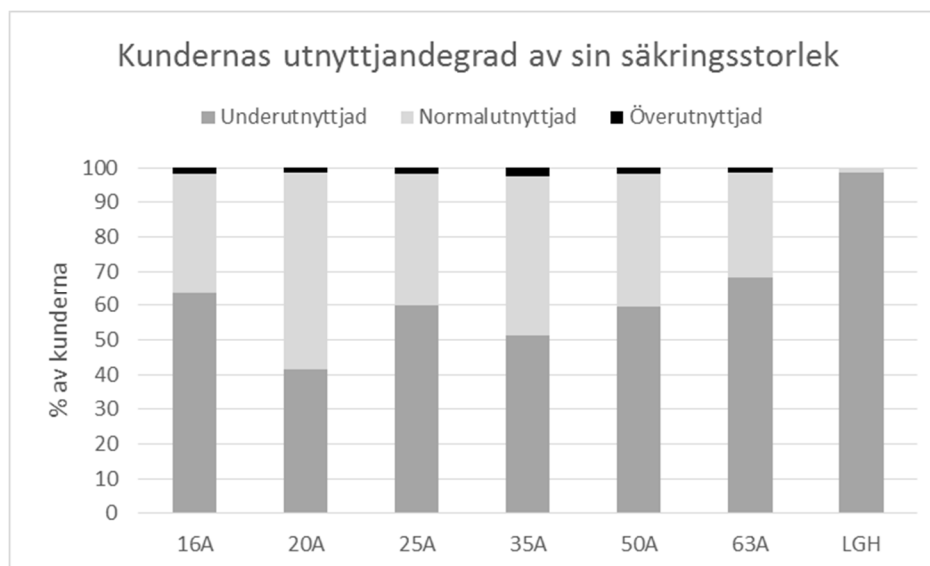


Diagram 1 – Spridning av samtliga kunders utnyttjandegrad av sin säkringsstorlek under ett givet år och uppdelat på kundkategori. Om kunden har ett årligt maximalt effektuttag som överstiger 100 % av deras teoretisk maximala betecknas de som överutnyttjare. Om de istället har ett årligt maximalt effektuttag som understiger 50 % av deras teoretiskt maximala benämns de som underutnyttjare. Resterande kunder som placerar sig däremellan ses som normalutnyttjare.

Som det kan ses i Diagram 1 ovan är det relativt få kunder som använder mer än sitt teoretisk maximala effektuttag, däremot är det förhållandevis många som inte utnyttjar sin säkring fullt ut.

2.3.2 Kategorier och typiska lastkurvor

Traditionellt så brukar kategorisering av typkunder ske efter säkringsstorlek (t.ex. 16A, 20A, etc.). Detta är en naturlig indelning, som självfallet kan göras ännu finare (eluppvärmt hus 20A, värmepump 20A, kommersiell byggnad 63A, industri 63A, etc.). I vår studie så gör vi inte denna kategorisering, utan fokuserar snarare på de olika "säkringskategorierna" som riktmärke, och sedan ytterligare indelat på typ av kund (elbilskund 20A, elbilskund 35A, solcellskund 20A, efterfrågefleksibilitetskund 20A, etc.). Alltså särskiljs det inte (såvida inte specifika kundtidsserier analyseras och beskrivs) inom respektive kategori, utan analysen avser säkringsstorlek samt typ av scenario (t.ex. EV, PV och/eller DR).

De olika säkringskategorierna har mer eller mindre typiska förbrukningsmönster, varför vissa säkringsnivåer inte presenteras och analyseras explicit i olika figurer och tabeller. Detta är för att resultatet och analysen skall bli mer överskådligt, då samma slutsatser kan dras för kundgrupperna som inte presenteras explicit. Aggregeringen kan ses i tabellen nedan.

Tabell 2 – Gruppering av säkringsnivåer för att underlätta grafisk framställning vid analys.

Kategori	Slås samman med	Benämns vid behov som
16A 20A	16 A+20 A	20 A
25A	25 A	25 A
35A 50A 63A	35 A+50 A+63 A	63 A
LGH	LGH	LGH

Tabellen ovan baserar sig på en enkel analys av korrelationen mellan de genomsnittliga förbrukningsprofilerna för "typkunden" för respektive säkringskategori. Se korrelationen mellan olika kundkategorier i tabellen nedan.

Tabell 3 - Korrelation mellan olika kundgrupper. 100 % betyder att de är 100 % lika (m a p genomsnittlig förbrukning per kund per veckodag och timme). Desto högre korrelation, desto mer lik är kategorierna m a p variation och säsongvariation (inom dygnet och vecka). Energivolymen bortses det ifrån i tabellen nedan.

	16A	20A	25A	35A	50A	63A	LGH
16A	100.0%	99.5%	82.5%	18.3%	31.2%	31.4%	75.4%
20A	-	100.0%	83.5%	20.4%	33.7%	34.0%	76.6%
25A	-	-	100.0%	66.7%	77.2%	76.1%	85.1%
35A	-	-	-	100.0%	97.1%	97.7%	42.2%
50A	-	-	-	-	100.0%	99.0%	58.6%
63A	-	-	-	-	-	100.0%	54.8%
LGH	-	-	-	-	-	-	100.0%

De olika typkurvorna för samtliga säkringskategorierna skiljer sig åt något. Generellt så skiljer sig (givetvis) lastnivåerna åt, där högre säkringsnivå betyder en högre nivå på lastkurvan. Även variation skiljer åt mellan de olika kundkategorierna, där de högre säkringsnivåerna 35-63A har tydligare markerade veckodagar och därtill högre last på vardagar.

Typkurvor för respektive scenario (elbilar, solceller, efterfrågefleksibilitet) kommer att variera beroende på sammanlagring.

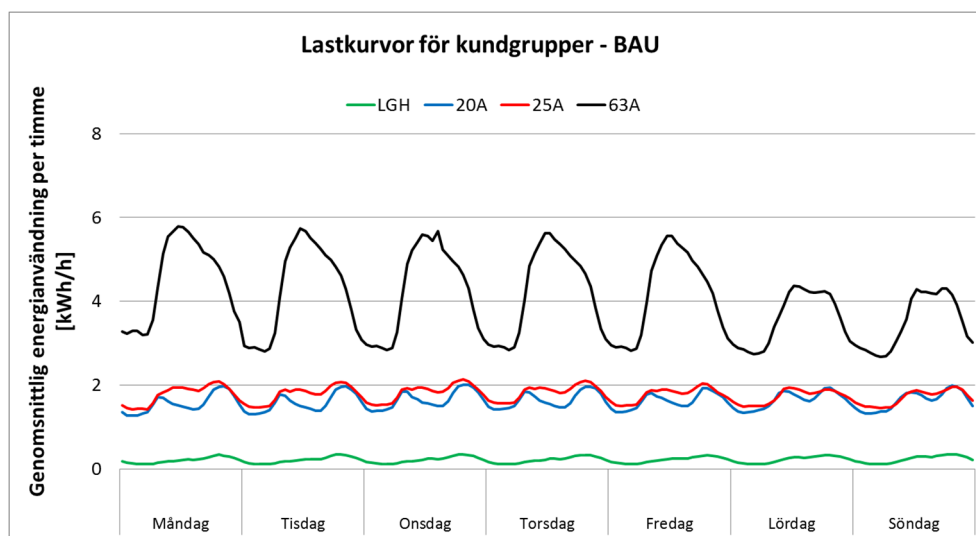


Diagram 2 - Respektive kundgrupps genomsnittliga lastkurva under en exempelvecka. Notera att kundgrupperna LGH och 63 A har förhållandevis högre volatilitet i förbrukning mellan dag och natt jämfört med kundgrupperna 20 A och 25 A.

I figuren ovan kan man se att kategorin 63 A har en tydlig skillnad i effektuttag mellan dag och natt samt att det finns en väsentlig andel "baslast". Detta förbrukningsmönster förklaras med att denna kundgrupp innehåller många kontors- och industrikunder som i huvudsak bedriver verksamhet under dagtid. Kategorin 25 A har ett generellt sett lägre effektuttag jämfört med 63 A och att man även kan urskilja två olika toppar under dagtid; en under morgonen och en på kvällen. För segmentet 20 A är den generella belastningsnivån ganska lik den för

25 A, men här syns kvälls- och morgontopparna ännu tydligare. För både 20 A och 25 A finns det en baslast som sannolikt utgörs av bostadsuppvärmning.

Lägenhetskunderna har inte en lika framträdande baslast, vilket indikerar att de inte använder sig av el-uppvärmning. Lägenhetskunderna uppvisar också en skillnad i belastning mellan dag- och natt men det är främst kvällstoppen som är framträdande.

Över året så varierar energiförbrukningen för olika typer av kunder. Lägenhetskunder och kommersiella kunder (typiskt 35, 50, 63A) har mindre säsongsvariation än privatpersoner med säkring 16-25A. Typiskt för 16-25A är att de har eluppvärmning, vilket då (givetvis) leder till en större säsongsvariation över året jämfört med lägenheter och större kommersiella lokaler som ofta har alternativa uppvärmningskällor. Se diagrammet nedan för illustration över säsongsvariationen per säkringskategori över året.

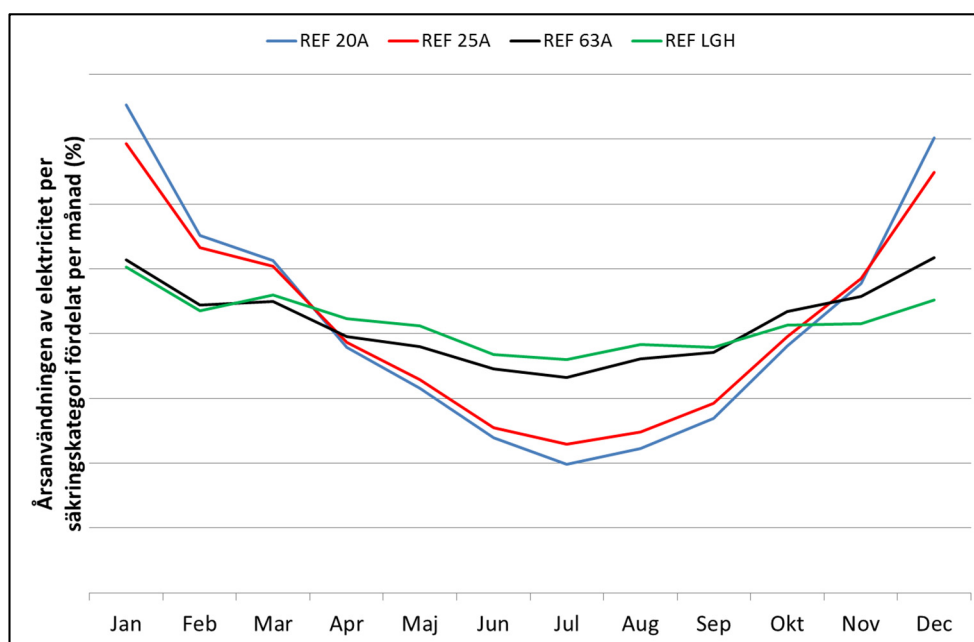


Diagram 3 - Säsongsvariationen över energiförbrukningen för olika säkringskategorier fördelat per månad. Det kan ses att lägenhet och 63A har mindre säsongsvariation än 20 och 25 A. Observera att 16A är snarlik 20 & 25A, och att 35 & 50A är snarlik 63A.

3 Tariffalternativ

Inom ramen för rapporten har sex olika tariffkonstruktioner analyserats, vars utseende och prisnivåer presenteras i detta kapitel och i slutet av kapitlet finns en sammanfattning av alla undersökta tariffer. Men först ges läsaren en genomgång av vilka formella krav som ställs på utformningen av elnätstariffer genom Ellagen.

3.1 SKÄLIGHET, OBJEKTIVITET OCH ICKE-DISKRIMINERING

Då elnätsföretagen agerar på en naturlig monopolmarknad är deras intäkter reglerade. Enligt Ellagen ska avgiften som nätbolag tar ut av sina kunder genom tariffen vara skälig, objektiv och icke-diskriminerande. Skäligheten är kopplad till den av tillsynsmyndigheten (EI) bestämda intäktsram som styr hur mycket betalt de får ta av sina kunder. Icke-diskriminering och objektivitet är enligt prop. 2004/05: 62 s. 228 kopplat till att:

"Avgifterna får vara olika mellan olika kundkategorier men de olika avgiftsnivåerna måste någorlunda reflektera de kostnader som nätföretaget har för respektive kundkategori. Något osakligt gynnande av en kundkategori på bekostnad av en annan kategori får alltså inte förekomma."

En viktig del i ovanstående citat är det som berör hur tariffen ska relatera till nätbolagets egna kostnader, dvs. dess kostnadsriktighet. Med andra ord innebär kostnadsriktighet att kundens kostnader ska spegla kostnaderna på resurserna de använder. Nätbolagets kostnadsfördelning mellan fasta och rörliga kostnader ska också ge avtryck i storleksförhållandet mellan kundens fasta och rörliga kostnader. Detta är tänkt att tydliggöra för kunden vilket beteende som leder till lägre kostnader samtidigt som det leder till en rättvis fördelning av nätets totala kostnader. Genom att analysera kostnaderna för de två nätbolag som studiens dataunderlag kommer från går det att göra sig en bild av hur kostnadsposterna förhåller sig till varandra. I Diagram 4 nedan ser vi att förhållandet mellan kostnadsposterna är snarlika för de två nätbolagen. Kapitalkostnaderna utgör cirka hälften av totalkostnaden, abonnerad effekt från överliggande nät cirka en fjärdedel, administration en åttondel och ersättning av förlust-el en sextondel.

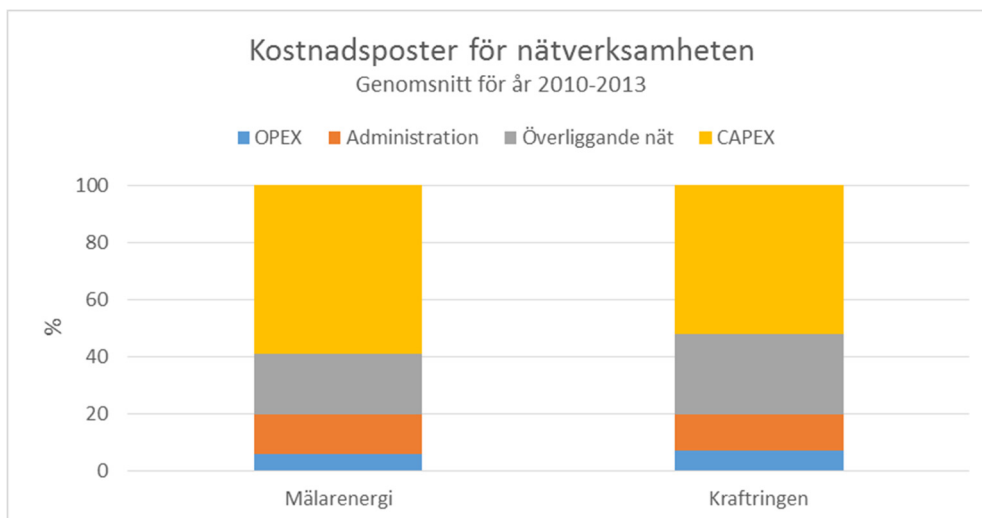


Diagram 4 – Storleksförhållande mellan kostnadsposter för de två nätbolag vars förbrukningsdata studien bygger på. OPEX (eng. operational expenditures) omfattar kostnader för nätförluster och CAPEX (eng. capital expenditures) har beräknats genom att summera alla intäkter och sedan subtrahera kostnadsposterna Administration, Överliggande nät och OPEX. Observera att de olika kostnadsposterna är att betrakta som indikativa. Källa: Ei (2014b)

Kostnaden för kapital är i huvudsak relaterad till vilken effekt som nätet är dimensionerat för att kunna överföra. Kapitalkostnaden kan ses som ett uttryck på den långsiktiga marginalkostnaden för nätet medan de kostnader som nätbolaget har gentemot det överliggande nätet (fasta och effektberoende) är en mer kortsiktig marginalkostnad på effektsidan. Likväl den dimensionerande effekten som kostnaden för överliggande nät uppstår under höglast på vintern, därför bör en kostnadsriktig effektagift vara tidsdifferentierad så att det kostar mer att använda effekt under höglasttid jämfört med låglasttid.

Kostnaden för att köpa in förlust-el och energiavgiften mot det överliggande nätet är även de mer kortsiktiga marginalkostnaderna och bör lämpligast påföras kundkollektivet genom en tidsdifferentierad energiavgift. Administrationskostnaderna kan ses som en fast kostnad som är kopplad till antalet kunder och fakturering av dessa samt kundtjänst. Därför är den inte beroende av kundens förbrukningsmönster och bör därför avbildas som en fast kostnad i kundens tariff.

För att sammanfatta ovanstående resonemang kring vilka poster en kostnadsriktig tariff bör ha och samtidigt koppla an till nätbolagens kostnader för att avgöra vilken vikt varje kostnadspost bör ha mot den totala enhetskostnaden, kan tabellen nedan studeras.

Typ	Fast kostnad	Tidsdifferentierad energikostnad	Tidsdifferentierad effektkostnad
Motsvarar nätbolagets kostnader för	Administration	Nätförluster	Kapital och överliggande nät
Struktur i tariffen	SEK/månad	Tidsdifferentierad mellan höglast och låglast med <u>lägre kostnad under låglast</u> , öre/kWh.	Tidsdifferentierad mellan höglast och låglast med <u>lägre kostnad under låglast</u> , SEK/kW på månadsbasis.
Del av totala enhetskostnaden	15 %	5 %	80 %

Tabell 4. Beskrivning av de övergripande kostnadsposterna i en kostnadsriktig tariff.

Det är en utmaning att erbjuda en tariffstruktur som är både kostnadsriktig och ger uppnåbara incitament för alla typer av kunder. Exempelvis kan en tariff med enbart en energikomponent ge tydligare incitament för kundkategorin gatubelysning som i praktiken bara kan energieffektivisera, inte förflytta laster. Omvänt ger en energikomponent inte lika bra incitament som en effektkomponent för en kund vars enda last är laddning av en elbil då elbilen alltid kommer behöva lika mycket el men kan laddas långsammare med en lägre effekt.

För att undersöka vilka möjligheter som finns att erbjuda olika tariffer till olika kunder är tolkning av ordet *kundkategori* av stor vikt. Som nämnts ovan stipulerar Ellagen att avgifterna får vara olika mellan kundkategorier och att avgiftsnivåerna bör spegla nätbolagets kostnader för respektive kunderkategori. Det ges ingen exakt definition på begreppet kundkategori, så det tycks vara ganska fritt fram för ett nätbolag att definiera kundkategorier så länge de behandlas skäligt, objektivt och icke-diskriminerande. Vidare stipuleras det i prop. 2004/05: 62 s. 229 att:

"Inom varje kundkategori skall sedan den principiella utformningen av tariffen vara likadan för alla kunder om det inte finns objektiva faktorer som talar för något annat."

En följd av detta är att nätbolag i dagsläget erbjuder kunden skilda tariffer beroende på geografi och att flera erbjuder mer än ett tariffalternativ.

I Sverige är säkringsabonnemanget den vanligast förekommande tarifftypen för lågspänningskunder, dels är den lätt att förstå för kunderna och dels enkel för nätbolaget att debitera efter med hänsyn till de mätdata som historiskt sett funnits tillgänglig. Kostnaderna i säkringstariffen är också differentierade efter säkringsstorlek (dvs. det maximalt tillåtna effektuttaget) vilket är ett led mot kostnadsriktighet. Denna kategorisering ger god mening eftersom det historiskt inte har funnits möjlighet att härleda när i tiden en given lågspänningskund gjort av med vilken effekt. Med dagens möjlighet till timmätning så är detta möjligt.

3.2 VAL AV ENHETSPRIS OCH FÖRDELNING MELLAN FASTA OCH RÖRLIGA KOSTNADER

I samråd med referensgruppen beslutades att ett enhetspris på 40 öre/kWh var lämpligt. Ambitionen var också att kundernas årliga totalkostnad skulle utgöras av 40 % fast kostnad och 60 % rörlig kostnad för att ge kunderna goda incitament till att anpassa sig efter tariffen samtidigt som nätbolagens intäktssäkerhet bibehålls. Både energiavgift (öre/kWh) och effektagift (kr/kW) räknas i detta sammanhang som rörliga kostnader.

För att konstruera tariffer med tidigare nämnda fördelning mellan fasta och rörliga kostnader anpassades först ett befintligt säkringsabonnemang till önskad karaktär. Därefter användes samma fasta kostnad till samtliga tariffer och den rörliga delens utseende anpassades efter varje tariffkonstruktion.

Enhetspriset för lägenhetskunder har justerats ner något genom att differentiera de fasta kostnaderna och effektagifterna. Detta motiveras utifrån det faktum att lägenhetskunder i någon mån balanserar ut varandras belastning i fastighetens gemensamma anslutning till nätbolagets distributionsnät. Ur nätbolagets perspektiv kan dessa småkunder alltså ses som en enskild större kund och debiteras därefter.

Den observante har noterat att den fasta delen av tariffernas kostnad är större än vad den ska vara enligt Diagram 4, detta kan förklaras primärt genom optionen att belasta nätet med en given belastning. I någon mån kan även intäktvariation spela in; för att gardera sig mot exempelvis cykliska variationer i intäkterna som orsakas av vädervariationer sätts därför den fasta kostnaden högre än vad som tidigare fastställts som kostnadsriktigt. Konsekvensen kan annars bli att nätbolagets intäkter varierar mer, och att det i sin tur får genomslag på kundens kostnad som kommer börja fluktuera mer. Slutligen går det även att motivera att de fasta kostnadskomponenterna i nätbolagets abonnemang mot överliggande nät är att betrakta som fasta.

När tarifferna konstrueras vägs både kort- och långsiktiga kostnader in, men att finna en balans mellan dessa är utmanande. De långsiktiga kostnaderna är viktiga då de utgör en betydande del av nätbolagets totala kostnader (primärt kapitalkostnader), men samtidigt är den kortsiktiga kostnadstäckningen viktig och utgör en betydlig del av totalkostnaderna.

3.3 UNDERSÖKTA TARIFFER

I detta avsnitt redogörs för de undersökta tariffernas konstruktion och den absoluta fördelningen mellan fast och rörlig kostnad. Totalt har sex olika tariffer byggts upp. Det är utmanande att konstruera en tariff som ger en fördelning på 40 % fasta och 60 % rörliga kostnader för samtliga kundkategorier utan att differentiera priserna mellan kundkategorierna. Det är en balansgång mellan att nå målsättningen om 40/60 fasta/rörliga kostnader för samtliga kunder på samma gång som tarifferna blir överskådliga och rättvisande. Siffror som presenteras i denna rapport är exklusive moms.

3.3.1 Säkringsabonnemang (Referenstariff)

Antalet lågspänningskunder med säkringsabonnemang utgör i Sverige en övervägande majoritet och fungerar därför som referensfall i denna rapport. Denna tariff har typiskt en fast årlig kostnad som ökar i takt med större säkringsstorlek samt en energiavgift, se Tabell 5 nedan.

Tabell 5 – Priskomponenter och -nivåer för säkringsabonnemanget.

	LGH	16 A	20 A	25 A	35 A	50 A	63 A
Fast kostnad (SEK/år)	500	1056	1478	1846	2528	3632	4896
Energiavgift (öre/kWh)	23	23	23	23	23	23	23

Det enda direkta incitamentet som kunder med säkringsabonnemang har är att minimera sin energianvändning, bortsett från att gå ned i säkringsstorlek. Det spelar dock ingen roll när på dygnet eller året som energin används. Som kan ses i Diagram 5 nedan kommer lägenhetskunder att uppleva något högre kostnader än resterande kundsegment.

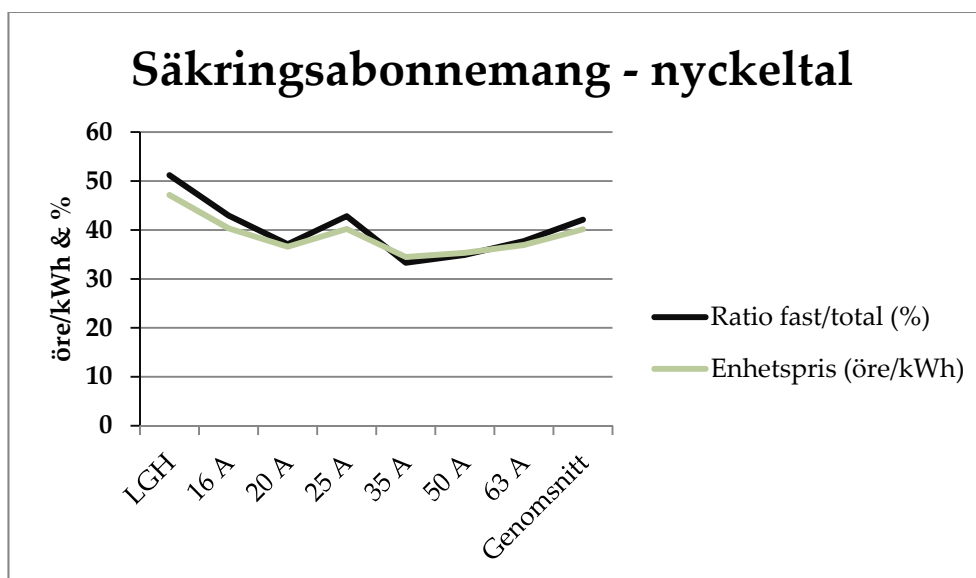


Diagram 5 – Nyckeltal för säkringsabonnemanget. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna.

3.3.2 Svensk energi (Effekttariff)

I likhet med säkringsabonnemanget har effekttariffen en fast årlig kostnad och en energiavgift per kWh. Men som kan ses i

Tabell 6 nedan innehåller effekttariffen också en kostnad för det högsta effektuttaget varje månad.

Tabell 6 - Priskomponenter och -nivåer för effekttariffen.

	LGH	16 A	20 A	25 A	35 A	50 A	63 A
Fast kostnad (SEK/år)	500	1550	1550	1550	1550	1550	1550
Energiavgift (öre/kWh)	15	15	15	15	15	15	15
Effektavgift (SEK/kW och månad)	7	15	15	15	15	15	15

Med effekttariffen ges incitament för kunden att uppvisa en helt platt effektförbrukning samtidigt som energianvändningen minimeras. Kunder som har en hög temporär användning kommer att uppleva ganska höga kostnader även om deras energianvändning är låg. I Diagram 6 nedan ses att lägenheter och 16 A-kunder har något högre enhetspris än andra kundkategorier, något som kan förklaras med deras relativt sett stora skillnad i effektbehov under dygnet (se Diagram 2), samt höga fasta kostnad i förhållande till energivolymer.

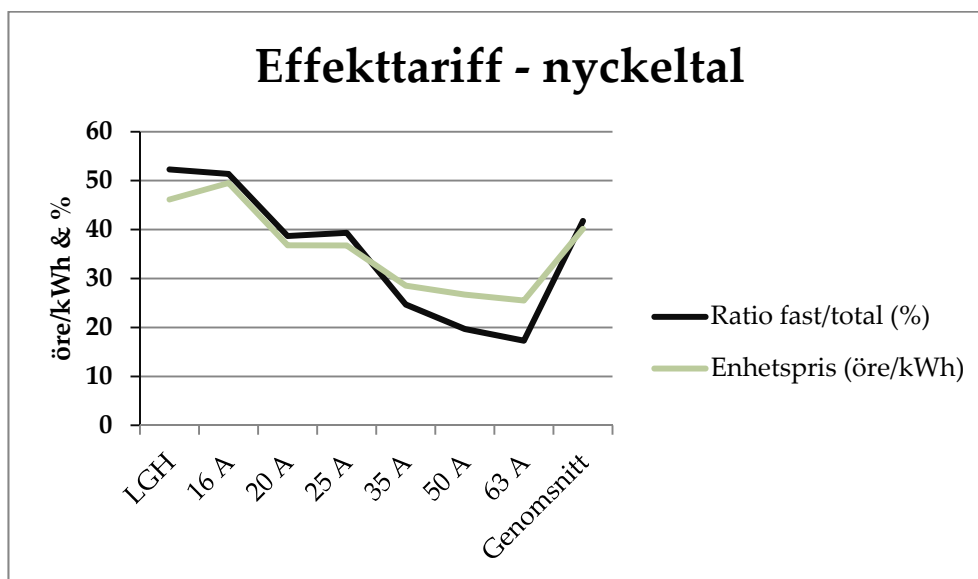


Diagram 6 - Nyckeltal för effekttariffen. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna.

3.3.3 Svensk energi med TOU (Tidsdifferentierad effekt- och energitariff)

Den tidsdifferentierade effekt- och energitariffen har en fast en fast årlig kostnad och avgift för det högsta månatliga effektuttaget. Tariffen inkluderar också en energiavgift per kWh som ändrar prisnivå beroende på om elen förbrukas under traditionell höglast-tid eller låglast-tid. Höglast definieras som vardagar mellan kl 06-22 under november t.o.m. mars medan övrig tid ses som låglast. Tidsperioderna som definierar hög- och låglast är samma som exempelvis Vattenfall och Ellevio använder sig av för sina respektive tidstariffer. I Vattenfalls och Ellevios tidstariffer är skillnaden i pris mellan hög- och låglast ungefär en faktor 4, något som har strävt efter (men inte fullt uppnått då skillnaden är en faktor 3) för den *tidsdifferentierade energitariffen*, se tabell 6 nedan. Att just Ellevios och Vattenfalls

tidstariff fungerar som utgångspunkt motiveras med att de är stora aktörer med många kunder på den svenska marknaden.

Tabell 7 - Priskomponenter och -nivåer för den tidsdifferentierade effekt- och energitariffen.

	LGH	16 A	20 A	25 A	35 A	50 A	63 A
Fast kostnad (SEK/år)	500	1 550	1 550	1 550	1 550	1 550	1 550
Energiavgift låglast (öre/kWh)	9	9	9	9	9	9	9
Energiavgift höglast (öre/kWh)	26	26	26	26	26	26	26
Effektavgift (SEK/kW och månad)	8	20	20	20	20	20	20

Kunder som har en tidsdifferentierad effekt- och energitariff stimuleras till en kombination av att förbruka konstant effekt under dygnets timmar och att förlägga sin konsumtion till låglasttimmar. Vilken kombination som är mest fördelaktig ur kundens synvinkel beror på prisnivåerna i tariffen, i detta fall utgör förflyttning av energi till låglast-timmar ett större incitament. I likhet med den rena effekttariffen går det i Diagram 7 nedan att utläsa att lägenheter och 16 A-kunder har något högre enhetspris än andra kundkategorier. Detta förklaras med deras relativt sett stora skillnad i effektbehov i förhållande till förbrukad energi jämfört med de andra kundkategorierna (se Diagram 2), att deras förbrukning främst sker under höglasttimmar samt höga fasta kostnader i förhållande till energivolymer.

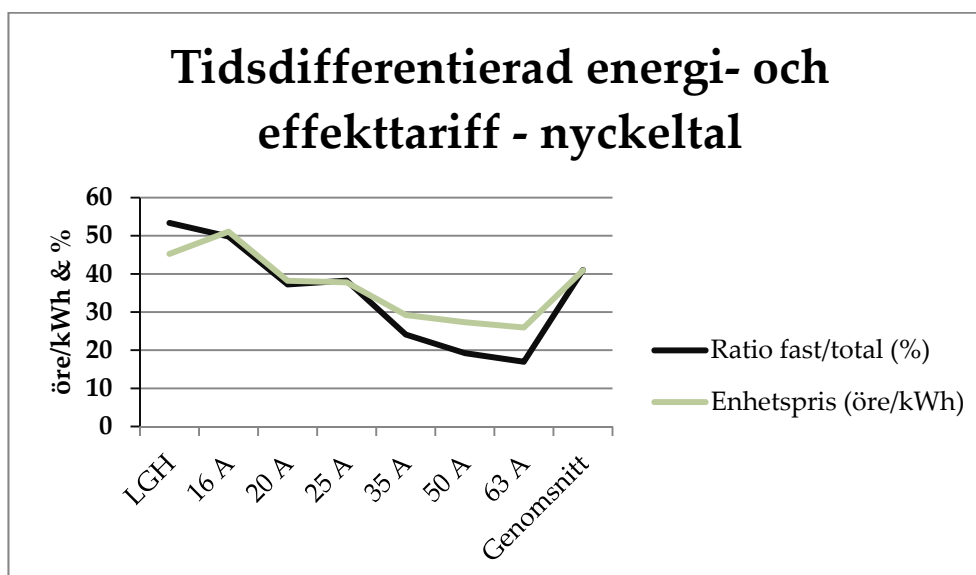


Diagram 7 - Nyckeltal för den tidsdifferentierade effekt- och energitariffen. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna.

3.3.4 Elinorr (Månadsvis effekttariff)

Den månadsvisa effekttariffen är den enda av de undersökta tarifferna som saknar energiavgift, istället utgörs prismodellen av en fast kostnad tillsammans med en effektagift vars storlek varierar på månadsbasis. Storleken på effektagiften ska spegla elnätets belastningsnivå under samma månad och bestäms genom att se på belastningen under de två närmast föregående kalenderåren. Detta leder till att effektagiften generellt sett är högre under vintermånaderna samt att effektagiften under en given månad varierar från år till år om nätbolagets månadsvisa kostnader förändras. I Diagram 8 nedan redogörs tariffens kostnadskomponenter och prisnivåer.

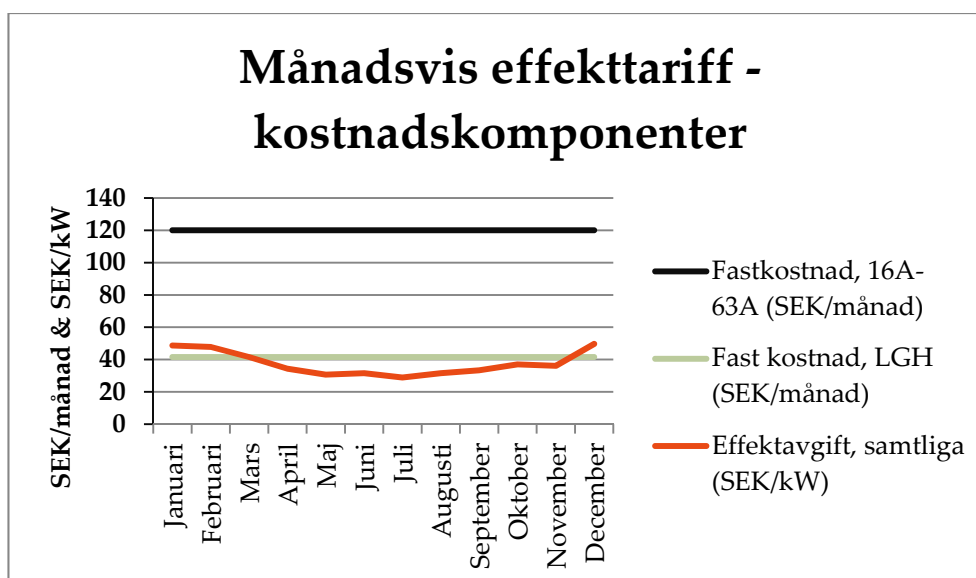


Diagram 8 - Priskomponenter och -nivåer för den månadsvisa effekttariffen.

Den månadsvisa effekttariffen stimulerar i första hand till en helt jämn effektförbrukning, dvs. minimera det maximala effektuttaget. Sedan är den speciell på så vis att den i andra hand uppmuntrar till att minska belastningen när nätområdet upplever som högst belastning, då detta leder till att prisnivån sänks till samma månad nästkommande år. Denna dynamiska påverkan bedöms ge liten effekt för en enskild elanvändare kortsiktigt.

Enhetspriset för lägenhetskunder högre än för andra kunder, se Diagram 9 nedan, vilket främst beror på att deras effektuttag är stort i förhållande till energiuttaget.

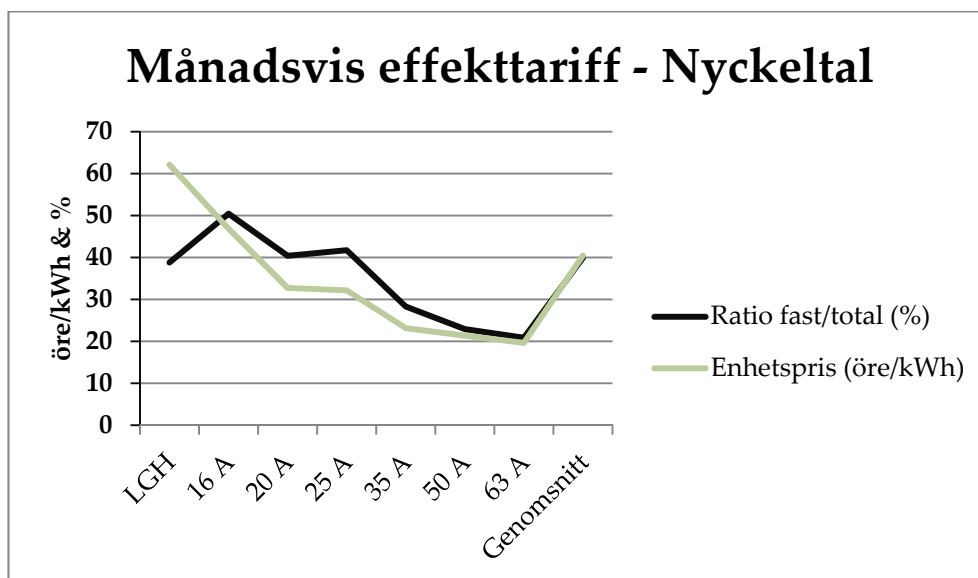


Diagram 9 - Nyckeltal för den månadsvisa effekttariffen. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna.

3.3.5 TOU (Tidsdifferentierad energitariff, eng. Time-of-use)

I den tidsdifferentierade energitariffen ingår en fast årlig kostnad samt en energiavgift vars prisnivå varierar enligt samma principer som den tidsdifferentierade effekt- och energitariffen, alltså att höglast definieras som vardagar mellan kl 06-22 under november t.o.m. mars medan övrig tid ses som låglast. Se Tabell 8 nedan för tariffens prisnivåer och kostnadskomponenter. Även här har inspiration avseende tider för och prisskillnad mellan hög- respektive låglast hämtats från Vattenfalls tidstariff (Vattenfall, 2015).

Tabell 8 - Priskomponenter och -nivåer för den tidsdifferentierade energitariffen.

	LGH	16 A	20 A	25 A	35 A	50 A	63 A
Fast kostnad (SEK/år)	500	1056	1478	1846	2528	3632	4896
Energiavgift LL (öre/kWh)	14	14	14	14	14	14	14
Energiavgift HL (öre/kWh)	51	51	51	51	51	51	51

Denna tariff uppmanar kunden att minimera sin energianvändning och förlägga all sin förbrukning till timmar som betecknas som låglast. Då tariffen saknar en effektkomponent samt att den fasta kostnaden har differentierats mellan kundgrupperna syns inte samma tydliga variation i enhetspris som i ovan beskrivna tariffer.

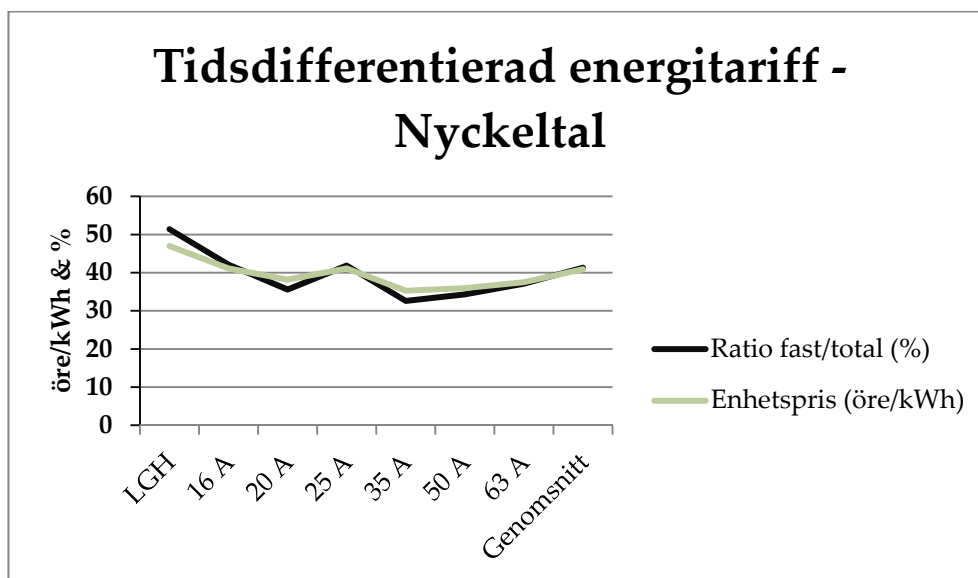


Diagram 10 - Nyckeltal för den tidsdifferentierade energitariffen. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna.

3.3.6 CPP (Spetslasttariff, eng. Critical peak pricing)

I en spetslasttariff prissätts vissa tidsperioder (dagar eller timmar) mycket högre än andra baserat på systemets momentana behov. Det går att konstruera en spetslasttariff på många olika sätt så därför har arkitekturen från en redan befintlig spetslasttariff använts. I avsaknaden av svenska alternativ har det franska energibolaget EDF's tariff *Tempo* fungerat som utgångspunkt (EDF, 2015).

Den konstruerade spetslasttariffen tilldelar varje dygn under året en färgkod: röd, vit eller blå. Röda dagar är dyrast och infaller 22 gånger om året, vita är något billigare och infaller 43 gånger medan resterande dygn är blåa och har det lästa priset. Kostnadsförhållandet mellan färgkoderna kan ses i Tabell 9 nedan.

Tabell 9 - Spetslasttariffens viktningsfaktorer för röda, vita och blåa dagar under hög- respektive låglast.

	Röd	Vit	Blå
Viktningsfaktor HL	4,92	2,19	1,09
Viktningsfaktor LL	0,55	0,55	0,55

Tariffen differentierar även mellan hög- och låglast på samma vis som för tidigare nämnda tariffer i denna rapport; höglast äger rum vardagar kl 06-22 under november t.o.m. mars och övrig tid definieras som låglast. Dock skiljer sig förhållandet i prisnivå mellan hög- och låglast något från de tidigare tillämpningarna, se Tabell 10 nedan.

Tabell 10 - Priskomponenter och -nivåer för spetslasttariffen.

	LGH	16 A	20 A	25 A	35 A	50 A	63 A
Fast kostnad (SEK/år)	500	1550	1550	1550	1550	1550	1550
Energiavgift (öre/kWh)	22	22	22	22	22	22	22

Röda dagar kan endast inträffa under höglasttid medan vita dagar endast har restriktionen att de inte får infalla under söndagar. Sammanlagt finns alltså sex olika prislägen i denna tariff där det högsta priset är nio gånger högre än det lägsta. Vad gäller tiderna för hög- respektive låglast har inspiration hämtats från Vattenfalls tidstariff (Vattenfall, 2015).

Det noteras att denna tariff ursprungligen är anpassad för både eldistribution och elhandel. Men då huvudsyftet med rapporten inte är att ta fram de exakta prisnivåerna i varje tariff utan snarare vilken inverkan de olika övergripande tariffkonstruktionerna har, görs bedömningen att användandet av EDFs Tempo fungerar i detta sammanhang.

I Diagram 11 nedan ses att lägenheter och 16 A-kunder får betala ett högre enhetspris. Orsaken är dessa kundgruppers förhållandevis stora andel förbrukning under traditionella höglast-timmar, i kombination med hög fast kostnad i förhållande till energivolymer. För att nå en så låg kostnad som möjligt med spetslasttariffen stimuleras kunder till att förlägga sin förbrukning under traditionella låglast-timmar, alternativt energieffektivisera under höglasttimmar. Att minska energianvändningen ger också en generellt sett lägre kostnad för kunden.

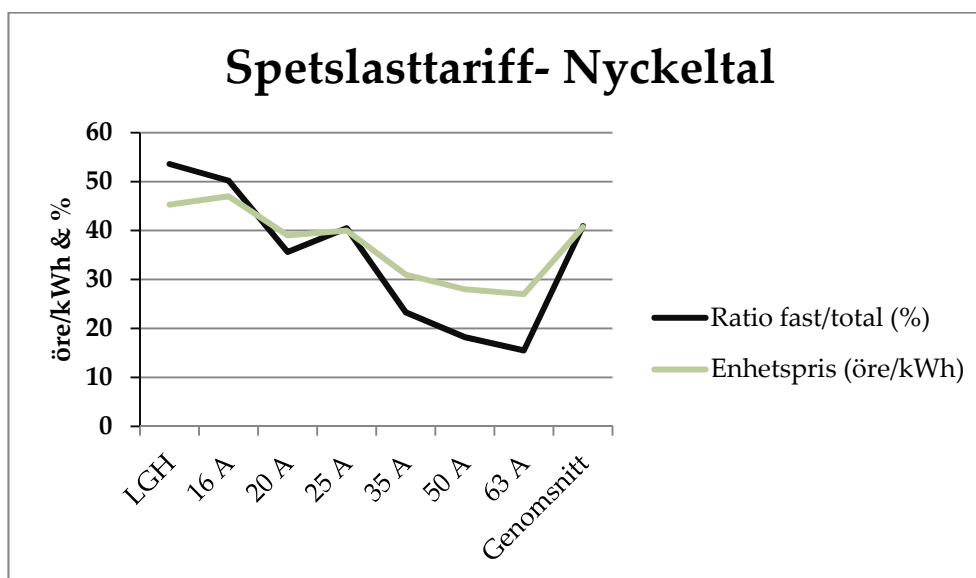


Diagram 11 - Nyckeltal för spetslasttariffen. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna.

3.3.7 Sammanfattning av undersökta tariffer

De övergripande egenskaperna hos varje undersökt tariff kan ses i Tabell 11 nedan. Alla tariffer har en fast kostnad och någon form av rörlig kostnad, dvs. energi- och/eller effektkostnad. Spetslasttariffen har utöver detta också en dynamisk kostnadskomponent.

Tabell 11 – Sammanfattning av de undersökta tariffernas kostnadskomponenter och om dessa är dynamiska.

	Fast kostnad (SEK/år)	Energiavgift (öre/kWh)	Effektavgift (SEK/kW)	Varierande kostnadskomponenter ("dynamisk")
Säkringsabonnemang	Ja	Ja	Nej	Nej
Effekttariff	Ja	Ja	Ja	Nej
Tidsdifferentierad energi- och effekttariff	Ja	Ja, tids-differentierad	Ja	Nej
Månadsvis effekttariff	Ja	Nej	Ja, på månadsbasis	Ja, per månad och varierar från år till år
Tidsdifferentierad energitariff	Ja	Ja, tids-differentierad	Nej	Nej
Spetslasttariff	Ja	Ja, tids-differentierad	Nej	Ja

Vid utformandet av prisnivåerna i tarifferna var målet att nå ett enhetspris på 40 öre/kWh samt en fördelning mellan 40 % fasta kostnader och 60 % rörliga kostnader. Utfallet av detta för varje tariff kan ses i Diagram 12 nedan.

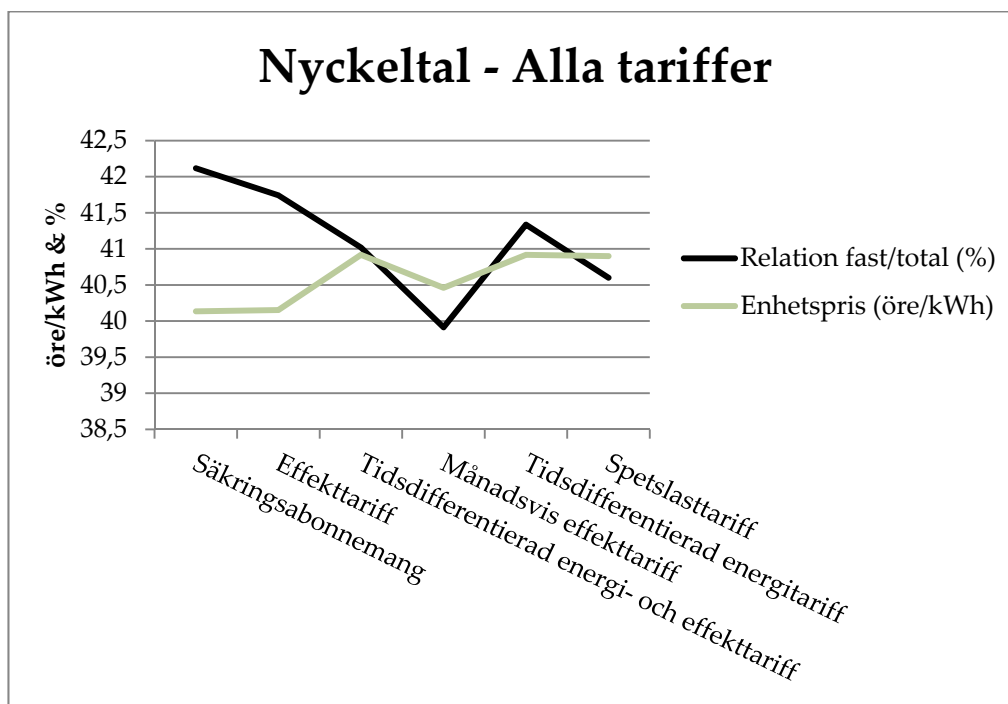


Diagram 12 - En sammanställning av nyckeltalen för samtliga undersökta tariffer. "Ratio fast/total" anger hur stor andelen fasta kostnader är av de totala kostnaderna och med "enhetspris" avses den totala kostnad som kunden upplever per kWh.

4 Simuleringsalternativ

För att undersöka tariffernas inverkan på nätbolagens intäkter och abonnenternas kostnader under olika förutsättningar i omvärlden har tre olika förändrings-scenarier samt ett referensfall simulerats. Dels har ett normalfall skapats (REF) men också ett där det antas att mängden elbilar i fordonsflottan är stor (EV). Även ett scenario när kunderna producerar en betydande mängd solel (PV) samt ett annat där det antas att kunderna har en viss flexibilitet i sin efterfrågan på el (DR) har ställts upp. Även ett scenario där elbilar, solceller och efterfrågefleksibilitet kombineras har simulerats (ALL).

4.1 REF (REFERENSFALL)

I normalfallet simuleras tarifferna med ursprunglig kunddata för att se vilken påverkan tarifferna skulle ha på nätbolagens och kundernas kostnader i dagsläget utan att några förändringar i förbrukningen sker. I Diagram 13 nedan kan varaktighetsprofilen för samma urval av kunder som resultatet bygger på ses. Ett fåtal timmar under året har en mycket högre aggregerad timlast och driver nätbolagets kostnad för effektöverföringen mot överliggande nät. Utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv bör därför en tariff designas så att den skapar stora drivkrafter för kunden att anpassa (minska) sin förbrukning under just dessa timmar.

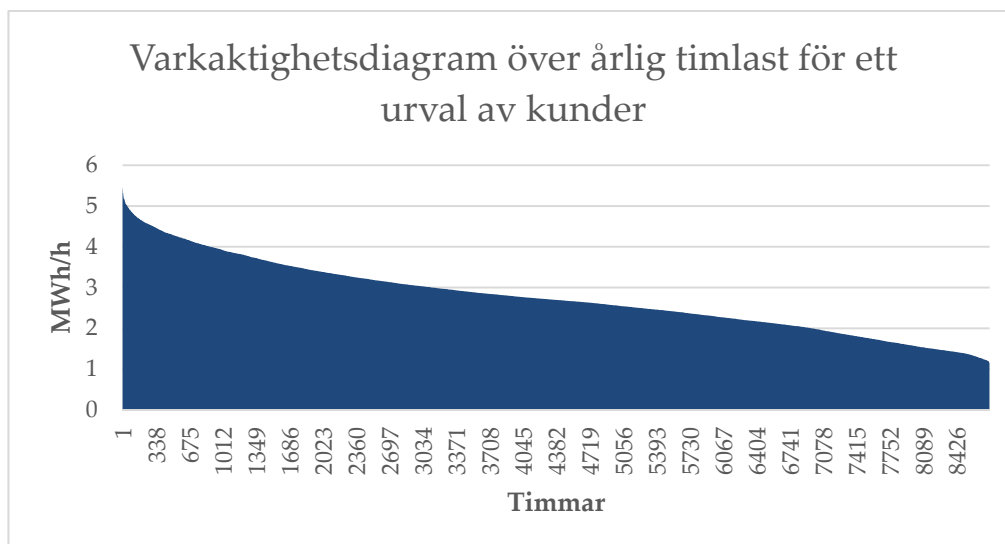


Diagram 13 – Ett varaktighetsdiagram för den aggregerade timlasten för ett urval av kunder. Under ett fåtal timmar under året är den aggregerade lasten mycket högre än andra timmar.

4.2 EV (ELBILAR)

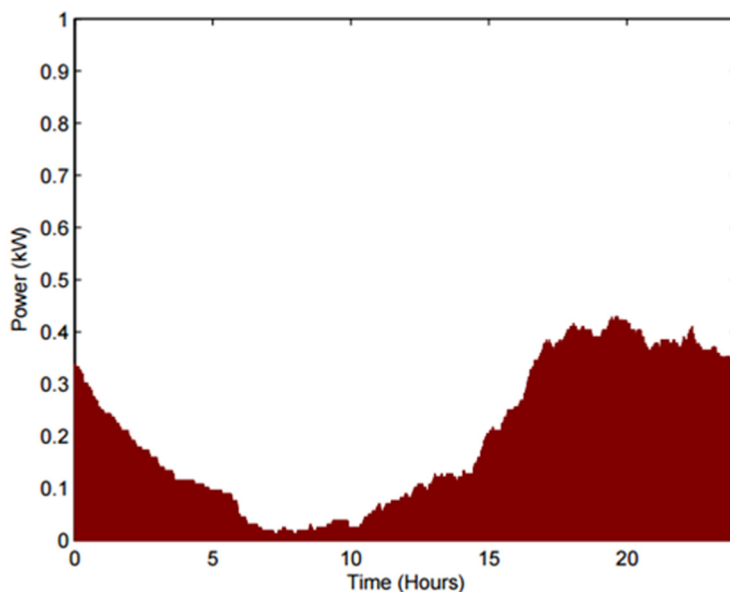
I framtiden talar trenden för att andelen elbilar kommer att öka i den svenska fordonsflottan (Energimyndigheten, 2009; Power Circle, 2015). Därför är det intressant att undersöka hur en stor mängd elbilar kan påverka utfallet från de undersökta tarifferna. I detta scenario antas det därför att 50 % av de kunder som äger en bil inom varje kundgrupp byter ut sin bil mot en eldriven bil, dock

exkluderas lägenhetskunder då det är osannolikt att de kommer ladda sin elbil genom lägenhetsuttaget.

För att kunna skapa laddserier för elbilarna behöver det göras ett par antaganden kring fordonens prestanda samt förarnas körvanor. Storleken på elbilens batteri sätts till 20 kWh och elförbrukningen till 1 kWh/mil, vilket motsvarar det för en Nissan Leaf från år 2013 (Williams, 2013). Laddeffekten antas vara 3,3 kW, alltså strax under vad som erhålls för ett 230V/16A-uttag. Ägarna av elbil kommer att köra i genomsnitt lika mycket som en vanlig personbilsägare, dvs. 3,3 mil/dag (Trafikanalys, 2015), oavsett säsong.

Som ägare av en elbil laddar man oftast bilen hemma, men en del av laddningen kommer äga rum vid arbetet eller offentliga laddstationer. I detta scenario görs antagandet att 70 % av laddningen sker vid hushållet och räknas mot kundernas elförbrukning.

Varje elbil får en unik tidsserie genom att skatta vilka timmar på dygnet som laddning sker. Sannolikheten för att laddning inträffar under en given timme är kopplat till höjden på staplarna Figur 1 nedan som är hämtat från Grahn, Munkhammar, Widén, Alvehag och Söder (2013). En modell som slumpar fram unika tidsserier implementerades, och totalt 10 000 stycken olika tidsserier genererades.



Figur 1 – Sannolikheten att laddning med elbil ska ske under en given timme på dygnet. Kurvan bygger på antagandet att en elbil laddar med en effekt på 2,3 kW, så om värdet på kurvan är 0,23 kW en viss timme innebär det att sannolikheten för att laddning sker denna timme en slumpmässig dag är 10 %. Figuren kommer ursprungligen från Grahn, Munkhammar, Widén, Alvehag och Söder (2013).

När den skattade elbilsladdningen adderas till förbrukningen för respektive kundgrupp fås utseendet i Diagram 14 nedan. Jämfört med referensfallet så ökar effekttilltaget under eftermiddag/kväll samt på natten. För många kundgrupper innebär detta att det maximala effekttilltaget blir större då laddningen av elbilen sammanfaller med den befintliga topplasten. Särskilt påtaglig blir denna påverkan

för kundgrupper som har en generellt sett lägre belastningsnivå till att börja med. Även för kundgrupperna 16-25 A sammanfaller laddningen av elbilen med den tidigare effekttoppen och bidrar till en ny topplast. Om förändringen för 63 A studeras ser man att samma trend finns, men att laddningen är något förskjuten gentemot den ursprungliga topplasten. Anledningen till detta är att något annorlunda antaganden har gjorts kring kundernas beteende av beräknings-tekniska skäl. Exempelvis förutsätts det att kunderna alltid laddar ett helt tomt batteri fram tills att det är fullt, vilket inte nödvändigtvis behöver vara fallet för de data som figuren ovan bygger på. Därför är en laddcykel längre i detta fall, och pågår därmed i större utsträckning under natten.

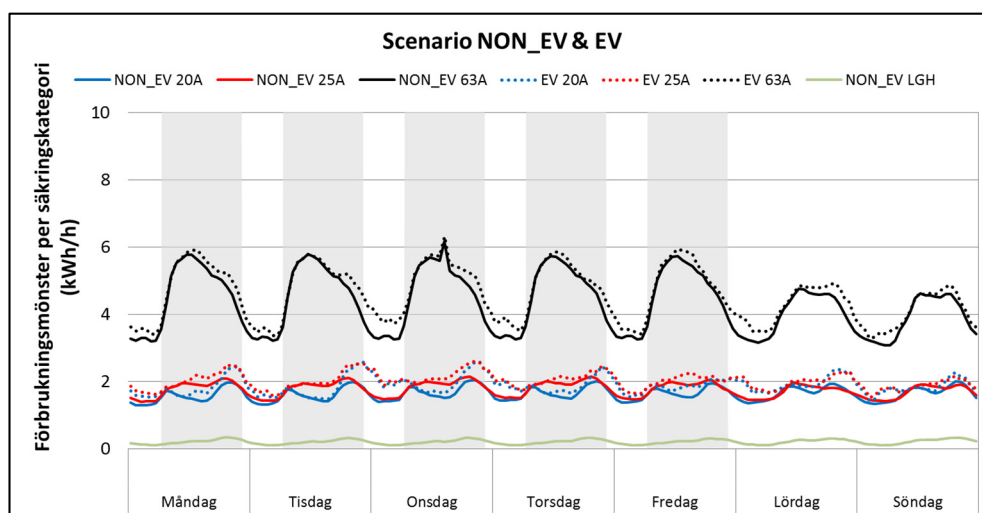


Diagram 14 – Schematisk bild över hur den genomsnittliga belastningen under en vecka skiljer sig för respektive kundgrupp om elbilar introduceras. Laddningen av elbilarna bidrar till att öka effektbehovet under eftermiddag/kväll fram till tidig morgon.

4.3 PV (DECENTRALISERAD SOLELSPRODUKTION)

Sett till den installerade effekten solen ser tekniken ut att vara på frammarsch i Sverige. Enligt Energimyndigheten (2014a) ökade den totala installerade effekten med cirka 30 MW mellan 2011-2013 för att landa på totalt 43 MW. Även om 30 MW inte är en särskilt stor siffra så motsvarade det en ökning med över 200 % under samma tidsperiod. Om trenden fortsätter kommer vi inom en snar framtid att se solelsanläggningar på var och vartannat hustak vilket gör det relevant att undersöka hur en betydande mängd lokalt producerad solen påverkar tariffernas ekonomiska utfall.

Ett antal antaganden och förenklingar har krävts för att få analysen genomförbar. För det första antas det att 50 % av kunderna inom varje kundgrupp har solceller, undantaget lägenhetskunder som i väldigt liten utsträckning har utrymme som krävs. Storleken på anläggningen ökar med kundgruppens. På så vis speglas de olika kundgruppernas varierande tillgång till takyta för installation av anläggningarna. Se Tabell 12 nedan för detaljer kring storleken på kundgruppernas solcellsmoduler. Fördelningen av solceller inom kundgrupperna sker slumpmässigt och lokala, mindre produktionsanläggningar antas utgöra en övervägande majoritet. I övrigt görs förenklingarna att alla paneler är helt

oskuggade och aldrig täckta av snö samt att deras verkningsgrad som funktion av temperatur försummas.

Tabell 12 – Storlek och levererad effekt för en solmodul hos de olika kundkategorierna. Antal fullasttimmar antogs vara ca 900 h/år.

	LGH	16 A	20 A	25 A	35 A	50 A	63 A
Modularea (m²)	n/a	13,2	19,8	33	33	33	66
Ca effekt per modul (kW_p)	n/a	2	3	5	5	5	10

Data för global och direkt solinstrålning för Lund samt Västerås hämtas från SMHI:s STRÅNG-databas och en systemverkningsgrad på 11 % antogs. Genom beräkningar erhålls den totala solinstrålningen mot panelerna under varje given timme under samma period som mätdata från kunderna, dvs. 2012-2014. Den totala solinstrålningen multipliceras sedan med systemverkningsgraden för att erhålla producerad eleffekt per kvadratmeter solcell.

För att validera resultatets trovärdighet säkerställs det att den producerade elen från varje kunds solmodul inte överstiger 70 % av deras årliga elförbrukning, dvs. alla potentiella nettoproducenter sällas bort. Om data erhållen från Kraftringen ses som statistisk representativ för hela Sverige kan också en överslagsberäkning göras för att undersöka antagandenas rimlighet. Med information om hur många procent av Sveriges lågspänningskunder som tillgänglig data omfattar går det att extrapolera den solelproduktionen till hela Sverige. Om detta görs kommer den årliga produktionen från solmodulerna att uppgå till cirka 4,5 TWh, vilket kan anses vara rimligt i förhållande till de 151 TWh el som enligt Energimyndigheten (2015) producerades år 2014.

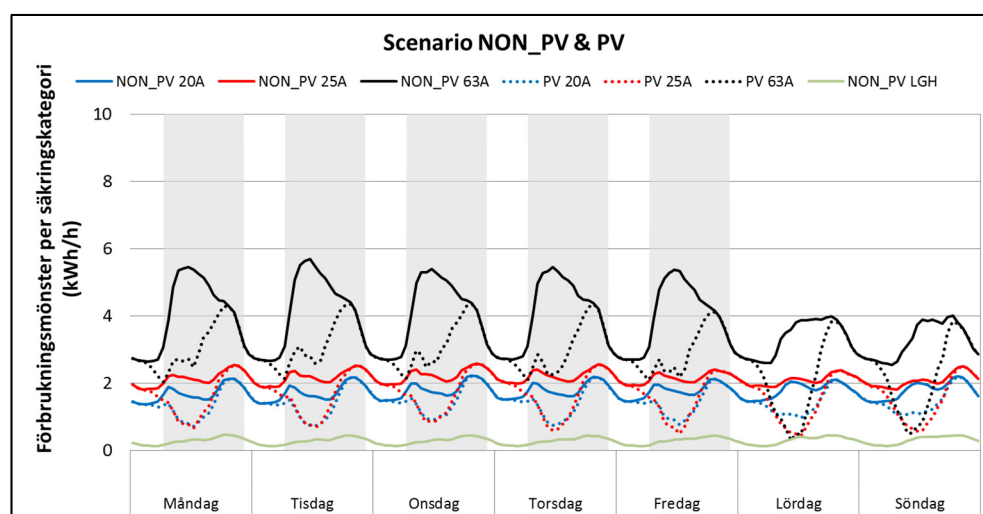


Diagram 15 - Alla kundgruppers genomsnittliga belastning under en vecka, med respektive utan solceller.

I diagrammet ovan ses att solmodulerna producerar el under dygnets ljusa timmar. Detta korrelerar mot när kundgruppen 63 A tidigare hade sina största effektuttag och på så vis kan de minska sina maximala effektuttag. Givetvis är denna verkan större under sommarmånaderna än under vinterhalvåret. För resterande kundgrupper påverkas inte det maximala effektuttaget på samma sätt då de har effekttoppar under timmar där solen inte lyser lika mycket. För samtliga kunder innebär solcellerna att mindre energi behöver köpas in under dagtid.

4.4 DR (EFTERFRÅGEFLEXIBILITET, ENG. DEMAND RESPONSE)

Om konsumenter ges möjlighet att minska sina kostnader för nättjänsten genom att anpassa sin användning efter tariffens olika prisnivåer, ligger det nära till hands att förvänta sig en viss förändring av deras användningsmönster. I detta scenario antas därför att 50 % av kunderna är efterfrågeflexibla.

Olika laster är olika svåra att flytta på i tiden och förutsättningarna kan variera kraftigt från kund till kund. Exempelvis har en villakund (16-20 A) möjlighet att förflytta större laster om de exempelvis har ett eldrivet uppvärmningssystem än vad en genomsnittlig villakund har. Men även den givna tariffstrukturen och kostnadsnivån kommer att påverka vad som är ett rimligt antagande, därför har förenklingen att alla kundtyper styr sin last enligt samma principer gjorts. Denna förenkling förväntas påverka resultatet i den utsträckningen att påverkan av efterfrågeflexibilitet blir mer homogen över kundsegmenten, något som inte ses som ett problem då det inte är de exakta förändringarna som är intressanta utan snarare trenderna.

Exempelvis om vi antar att tariffen är en effektbaserad tariff så kommer kunder att sträva efter att flytta last bort ifrån den timme (timmar) med dimensionerande effekten. I fallet med TOU så kommer kunder sträva efter att minska energiåtgången under timmarna då energiavgiften är högre mot timmar då energiavgiften är lägre. Då storleken på de energier som kunden flyttar är proportionell mot deras momentana förbrukning kommer de att flytta större laster under vintertid än under sommartid.

Nedan följer en kort beskrivning av hur efterfrågeflexibilitet är "simulerat" utifrån respektive tariffstruktur. Styrningen är samma för alla kundgrupper, och har simulerats för varje kund individuellt.

Tabell 13 – Efterfrågefleksibilitet för de olika tarifferna.

Tariff	Styrning
Säkringsabonnemang	Ingen.
Svensk energi	Den timme med högst förbrukning inom varje månad har reducerats med 10 %. De tre föregående och de tre efterföljande timmarna har maximalt motsvarande energi-volym lagts till (maximalt 1/6 per timme) den tidigare lasten, såvida inte lasten överstiger den ursprungliga lasten.
Svensk energi med TOU	Samma som ovan. Ytterligare styrning simulerades genom att energivolymer under höglast reducerades med 10 %, som lades på låglast.
Elinorr	Samma som Svensk energi. Då effektagiften är jämförelsevis större med Elinorr än för Svensk energi kan det tänkas att kunderna generellt kommer att ha incitament att styra undan större volymer med Elinorr, men denna egenskap har inte implementerats.
TOU	Styrning simulerades genom att energivolymer under höglast reducerades med 10 %, motsvarande energivolum lades på låglast.
CPP	Styrning simulerades genom att: Röda dagar: 20 % av energivolymer under höglast flyttades till låglast. Vita dagar: 10 % av energivolymer under höglast flyttades till låglast. Blåa dagar: 5 % av energivolymer under höglast flyttades till låglast.

En intressant frågeställning som denna rapport inte undersöker i detalj är vilken inverkan som en batteribank eller ackumulatortank skulle få på kundernas kostnader. Dessa energilager skulle användas av kunden för att reducera kostnaden genom att anpassa upp- och urladdning så att kostnaderna minimerades. I praktiken fås samma påverkan genom att simulera efterfrågefleksibilitet; kunden förlägger en större andel av elanvändningen till tider när priset är lågt och förbrukar mindre när priset är högt. Därför går det att se trenden för hur energilager påverkar kundens kostnad genom att studera resultatet från scenariot med efterfrågefleksibilitet.

4.5 ELBILAR, SOLCELLER SAMT EFTERFRÅGEFLEXIBILITET (ALL)

Som namnet antyder implementeras en kombination av elbilar, solceller och efterfrågefleksibilitet i detta scenario. De premisser som tidigare beskrivits inom respektive individuellt scenario gäller nu alla samtidigt; inom varje kundsegment har 50 % solceller, 50 % har elbilar och 50 % är efterfrågefleksibla. De kunder som är efterfrågefleksibla behöver nödvändigtvis inte ha en solpanel och elbil, utan statistiskt sett är 12,5 % av kunderna efterfrågefleksibla samtidigt som de har en elbil och solpanel (då $0,5 \times 0,5 \times 0,5 = 0,125$ dvs. 12,5 %).

För de fall när en kund både är efterfrågefleksibel och har en elbil adderas elbilens laddning på kundens lastkurva, sedan beräknas lastförflyttningen på denna resulterande lastprofil. Med andra ord särbehandlas inte elbilens laddning i simuleringarna.

5 Resultat -Kundens kostnader

I detta kapitel ges en översikt av hur kundgruppernas kostnader för tjänsten elnät förändras beroende på tariff och scenario. Först beskrivs tariffernas uppförande i referensscenario (REF) och sedan redogörs framtidsscenarierna var för sig. De underliggande orsakerna till trender och individuella egenskaper identifieras och diskuteras. Kapitlet avslutas med en analys av tariffernas säsong- och väder/klimatkänslighet.

5.1 REFERENSSCENARIO - REF

Om alla kunder debiteras enligt de tariffier som beskrivits tidigare i rapporten kommer storleken på nätbolagets intäkter från kundgrupperna att förändras jämfört med om de debiterades enligt en säkringstariff. Vissa kunder kommer att behöva betala mer medan andra kommer betala mindre. Läsaren bör ha med sig att det resultat som presenteras i detta avsnitt uteslutande är i relation till kostnaderna kunden skulle haft med en säkringstariff.

För resultat per kundgrupp och tariff, se diagram 16 nedan. Där finns primärt två generella skillnader mellan de olika tarifferna och kostnadsfördelning; TOU och övriga (SV_ENERGI_TOU, SV_ENERGI, ELINORR, CPP). De "övriga" tarifferna har samma fasta kostnader för kundgrupperna 16-63A, vilket gör att en större energivolym över året gynnas relativt säkerhetsabonnemanget som differentierar den fasta kostnaden mellan olika kundgrupper. Detta förklarar varför kostnaden blir högre för 16A relativt 63A, för de "övriga" tarifferna. I detta delkapitel så analyserar vi respektive tariff och kundkategori, samt redogör kortfattat varför resultaten ser ut som de gör. I analysen så klassificeras konsumenter utifrån tre huvudkategorier:

- **Privata kunder 16 och 20A, samt 25A.** Dessa karakteriseras primärt av att de har en relativt jämn last över dygnet, men med stor variation i energiförbrukning mellan sommar och vinterperioder. 25A gör typiskt av med något mer energi under höglast, men detta är relativt marginellt. Alla tre grupperna gör av med relativt mycket energi i förhållande till deras toppbelastning under året.
- **Lägenhetskunder.** Dessa kunder karakteriseras primärt av att de har en volatil last fördelat över dygnet, med relativt sett stor andel av energiförbrukningen under höglast. Lägenhetskunder använder energi relativt sett lika under året, med andra ord liten skillnad mellan energivolymer vinter och sommartid. Lägenhetskunder har stort effektuttag i förhållande till deras årsenergi.
- **Industriella och kommersiella kunder, 35-63A.** Dessa kunder karakteriseras primärt av att de har en volatil last fördelat över dygnet, med relativt sett stor andel av energiförbrukningen under höglast. 35-63A kunder använder energi relativt sett lika under året, med andra ord liten skillnad mellan energivolymer vinter och sommartid. Dessa kunder har litet effektuttag i förhållande till deras årsenergi.

Tidsdifferentierad energiavgift, TOU, är uppbyggd av dels en fast avgift som är identisk med säkringsabonnemanget, dels en rörlig tidsdifferentierad energiavgift som varierar mellan höglast och låglast. Inga skillnader kan förklara m h a den fasta avgiften eftersom den är identisk med säkringsabonnemanget. För energiavgiften så kommer den att resultera i två incitament som gynnar respektive missgynnar vissa typer av laster. Det är framför allt grupperna 20-25A som får betala mer i elnätavgift relativt övriga kundgrupper. Detta förklaras genom att dessa kundgrupper gör av med mer energi vintertid när energiavgiften är differentierad jämfört med 35-63A samt LGH. Även om 35-63A gör av med mer energi under höglasttid än låglasttid är säsongsvariationen dominerande för kostnads-fördelningen.

Svensk energi, SV_ENERGI, är uppbyggd utav tre olika kostnadskomponenter: fast avgift, en konstant effektagift som belastas med månadshögsta uppmätta timmedeleffekt samt en konstant energiavgift. Kostnadskomponenterna är identiska för alla kundgrupper med undantaget fast avgift som är lägre för lägenhetskunder (500 kr/år likt säkringsabonnemanget). Effektagiften är relativt liten i förhållande till energiavgiften vilket syns genom kostnaden för LGH. Energiavgiften är konstant över året, vilket gynnar de med stort energibehov under vinterhalvåret (16-25A). Desto större energivolymer som konsumeras under året, desto lägre blir den relativa kostnaden gentemot säkringsabonnemang (20A-63A i stigande ordning gynnas).

Svensk energi med tidsdifferentierad energiavgift, SV_ENERGI_TOU, är uppbyggd utav tre olika kostnadskomponenter: fast avgift, en konstant effektagift som belastas med månadshögsta uppmätta timmedeleffekt samt en tids-differentierad energiavgift. Kostnadskomponenterna är identiska för alla kundgrupper med undantaget fast avgift som är lägre för lägenhetskunder (500 kr/år likt säkringsabonnemanget). Effektagiften är relativt liten i förhållande till energiavgiften vilket syns genom kostnaden för LGH. Energiavgiften varierar under året, vilket missgynnar de med stort energibehov under vinterhalvåret (16-25A). Jämför direkt med SV_ENERGI för en jämförelse. Desto större energivolymer som konsumeras under året, desto lägre blir den relativa kostnaden gentemot säkringsabonnemang (20A-63A i stigande ordning gynnas) då den fasta kostnaden är den samma för 16-63A.

Effektagift som är differentierad per månad, ELINORR, är uppbyggd utav två olika kostnadskomponenter: fast avgift samt en differentierad effektagift som belastas med månadshögsta uppmätta timmedeleffekt. Kostnadskomponenterna är identiska för alla kundgrupper med undantaget fast avgift som är lägre för lägenhetskunder (500 kr/år likt säkringsabonnemanget). Effektagiften är relativt stor i förhållande till övriga (effektbaserade) tariffer vilket syns genom den höga kostnaden för LGH. Övriga kundgrupper gynnas på bekostnad av lägenhetskunderna.

”Critical Peak Pricing”, CPP, är uppbyggd utav två olika kostnadskomponenter: fast avgift samt en differentierad energiavgift beroende på vilken typ av dygn som avses och vilken tid på dygnet. Alla kostnadskomponenter är identiska för alla kundgrupper med undantaget fast avgift som är lägre för lägenhetskunder (500 kr/år likt säkringsabonnemanget). Det finns ingen effektagift. Övriga kund-

grupper gynnas på bekostnad av lägenhetskunderna. Den fasta kostnaden slår igenom för de olika kundgrupperna (undantaget LGH), och desto större årsenergi desto lägre blir kostnaden relativt säkringsabonnemanget. Skillnaden mellan övriga tariffer för kundgrupperna 35-63A (INDUSTRI) relativt 16-25A (HUSHÅLL) är intressant, då den relativa kostnadsökningen relativt exempelvis SV_ENERGI_TOU kan jämföras. SV_ENERGI_TOU har relativt sett större skillnad mellan HUSHÅLL och INDUSTRI. Skillnaden är fortfarande signifikant mellan INDUSTRI och HUSHÅLL, dock så verkar det som att dessa konvergerar. Orsaken till att kostnaden är högre för HUSHÅLL relativt INDUSTRI är primärt p g a energivolymer, men anledningen till att skillnaden är mindre mellan grupperna är att tidsdifferensen är mindre. INDUSTRI gör av med mer energi under höglåsttimmar än HUSHÅLL, vilket straffas hårdare i CPP än i SV_ENERGI_TOU.

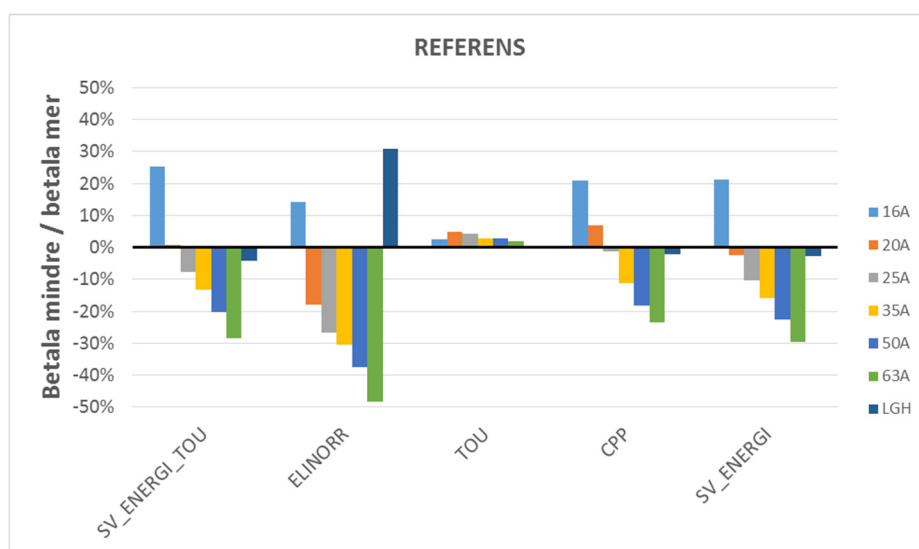


Diagram 16 - Kundgruppernas kostnader med de undersökta tarifferna jämfört med kostnaderna för ett säkringsabonnemang, uppdelat per tariff.

Resultaten som diskuterats i Diagram 16 kan ses sorterade efter kundgruppning, snarare än per tariftyp, i Diagram 17.

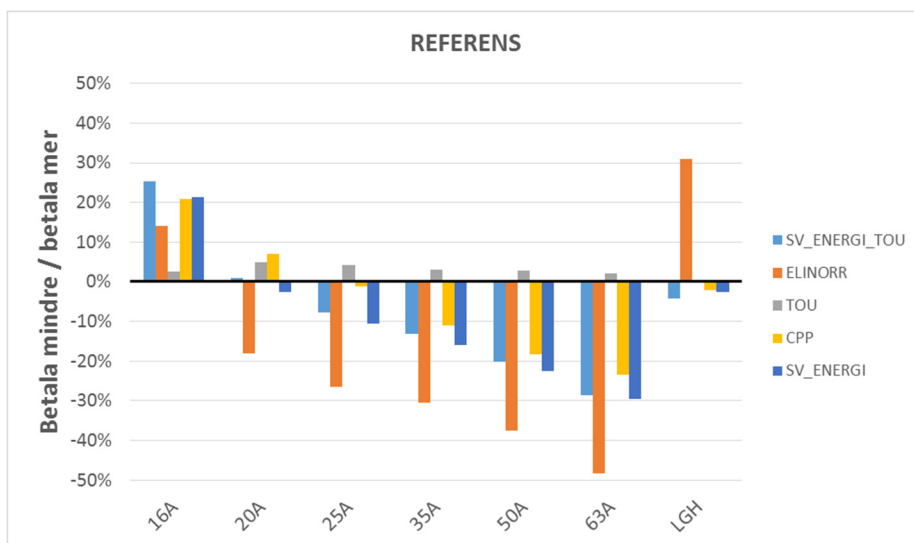


Diagram 17 - Kundgruppernas kostnader med de undersökta tarifferna jämfört med kostnaderna för ett säkringsabonnemang, uppdelat per kundgrupp.

5.2 RESULTAT PER SCENARIO

I följande avsnitt jämförs kundgruppernas kostnader med respektive tariff för referensscenariot och samma tariff i något av de förändringsscenarier som tagits fram.

5.2.1 PV (Decentraliserad solesproduktion)

I Diagram 18 nedan ser vi att alla kundkategorier får lägre kostnader om de installerar solceller, oavsett tariff. Då solmodulerna producerar begränsat med el under december-februari månad, de två månader på då året ELINORR har en effektkostnad som är cirka faktor två större än alla andra månader, blir kostnadsminskningen mindre med denna tariff. Utöver detta är ELINORR den enda tariff som saknar en energikomponent, vilket gör att kunden endast kan realisera kostnadsminskningar för en bråkdel av den el som solpanelen levererar, dvs. energin solpanelen levererar under timmen med högst effektuttag per månad. Vad som också kan ses är att störst kostnadsminskningar går att uppnå med säkringsabonnemanget då den rörliga kostnaden endast utgörs av en energiavgift som inte är tidsdifferentierad. Alla kWh som solpanelen producerar kan därmed kvittas till ett pris motsvarande hela den rörliga kostnaden. Resterande tariffer placerar sig däremellan med avseende på kostnadsminskning, till följd av att de har mer eller mindre tidsdifferentierade energikostnader och/eller effektagifter.

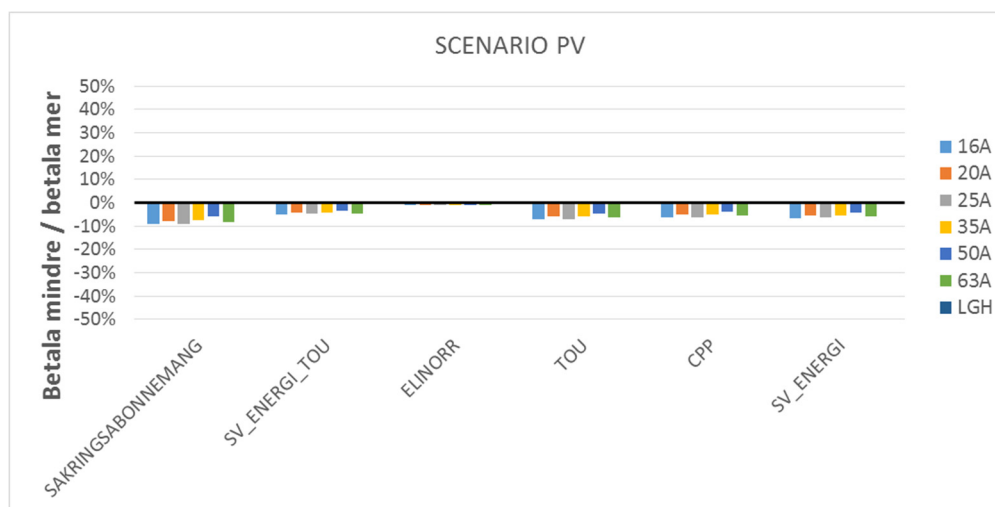


Diagram 18 - Tariffernas påverkan på den kostnadsförändring som installation av solceller ger respektive kundgrupp.

Då solmodulernas area har differentierats efter kundgruppens säkringsstorlek blir den procentuella skillnaden i kostnad ganska lika för alla segment, se Diagram 19 nedan. Detta föranleder att en större solmodul ger upphov till absolut sett större kostnadsminskningar.

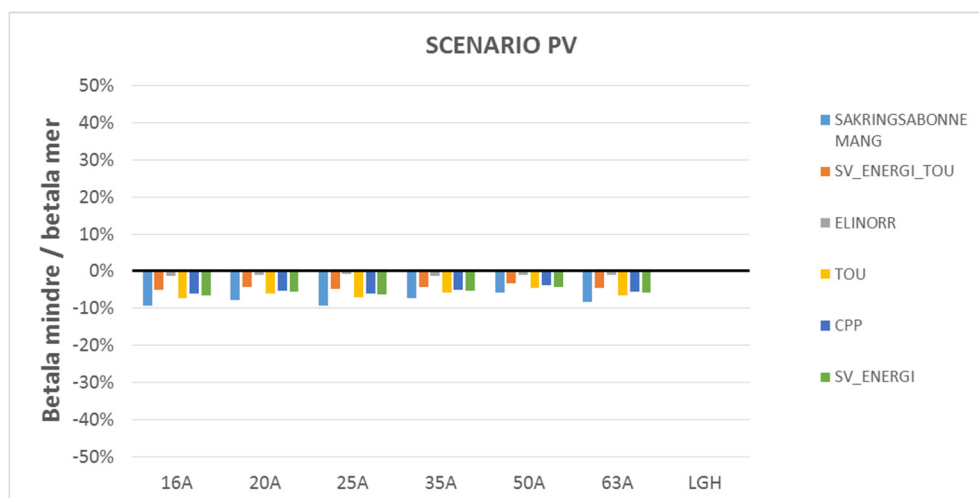


Diagram 19 - Kundgruppernas kostnadsförändring med solceller beroende på vald tariff.

Förutsatt att utbyggnaden av decentraliserad solel fortsätter kan vi i framtiden förvänta oss att oftare se produktion som överstiger konsumtion under delar av sommarhalvåret. Detta händer troligtvis redan nu på sina håll i landet och utgör en ytterligare utmaning för tariffen; hur ska kunden få betalt för den nätnytta som skapas genom att mata ut el om det bidrar till att reducera nettoflödet i nätet?

Produktionsanläggningar ersätts i dagsläget för den nätnytta de bidrar med, men dessa kunder har ett inmatningsabonnemang vilket i grund och botten är en annan typ av tariff. Dock bör samma tankesätt kunna appliceras på kunder som växlar

mellan att vara nettoförbrukare och nettoproducenter, vilket tidigare har behandlas av EI i rapporten *Elnätstariffer – behövs mer regler om avgifternas utformning?*. Allt hänger dock på hur lokalnätets och överliggande näts kostnader förändras, vilket kräver situationsspecifika undersökningar. Men generellt bör ersättningen tidsdifferentierats så att effektrelaterade nyttor uteslutande kan skapas under höglasttid. Den energirelaterade nyttan bör även den tidsdifferentieras, men ersättning bör utgå både under hög- och låglast då nätet har mer eller mindre förluster under alla tider på året. Proportionen mellan effekt och energiersättningen bör spegla förhållandet mellan nätbolagets kostnader för kapital + abonnerad effekt (effektrelaterade kostnader) respektive förlust-el (energirelaterade kostnader).

Men vad händer om nätbolagets kostnader istället ökar till följd av den lokala decentraliserade produktionen (när nettoflödet har vänt och nätet matar ut el mot det överliggande nätet)? Om det i framtiden är utmatningen under en solig och blåsig sommardag som är kostnadsdrivande för vissa nät bör tariffen spegla detta och exempelvis ha lägre kostnader för el- och effektförbrukning mitt på dagen och en tidsdifferentierad utmatningstariff som gör utmatning under dagens ljusa timmar dyrare än under natten. Det ska sägas att detta scenario ligger en bra bit in i framtiden om det ens kommer äga rum i Sverige då uppvärmningsbehovet under kalla vinterdagar är jämförelsevis stort mot vad som rimligen kan tänkas matas ut under en extremdag på sommaren.

5.2.2 EV (Elbilar)

Om kunderna börjar använda sig av elbilar kommer deras energi- och effektanvändning att stiga, vilket påverkar deras kostnader enligt diagram 18 nedan. Kostnadsökningen blir störst med ELINORR då elbilsladdningen ofta sammanfaller med den tidigare maxlasten och skapar nya effekttoppar, speciellt under kvällstid. Även om SV_ENERGI och SV_ENERGI_TOU också har en effektkomponent verkar inte kostnadsökningen bli fullt lika stor som med ELINORR, vilket bör ha att göra med att en del av den rörliga kostnaden i SV_ENERGI och SV_ENERGI_TOU är energibaserad. Genomslaget på kundens kostnad blir förhållandevis litet med TOU och CPP då en stor del av laddningen sker under nattetid, vilket alltid klassas som låglast i dessa tariffer.

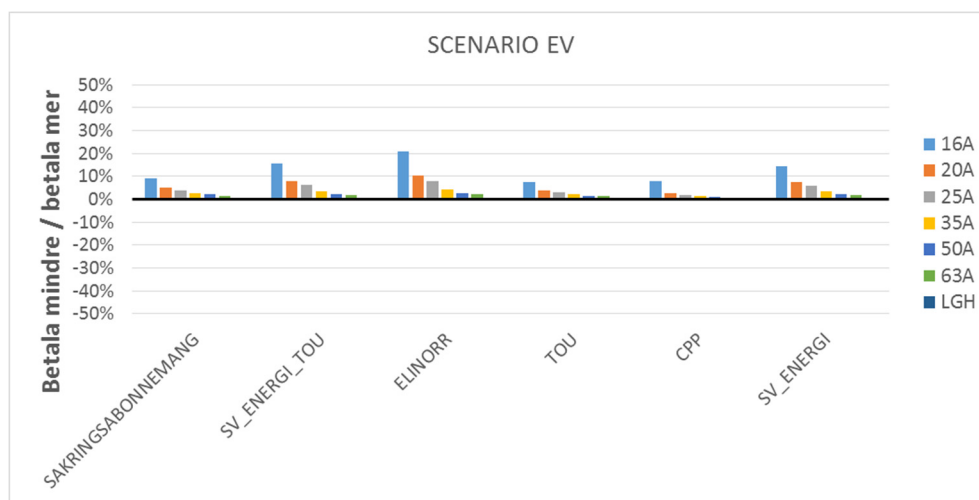


Diagram 20 - Tariffernas påverkan på den kostnadsförändring som användning av elbil ger respektive kundgrupp.

Till skillnad från scenariot med solceller har endast en elbil per kund antagits och som kan ses i Diagram 21 nedan fås därför resultatet att kundgrupper med mindre energianvändning upplever en större kostnadsökning då elbilen utgör en förhållandevis större förändring av lastprofilen. Detta blir särskilt tydligt genom att 16A-kunder får den största kostnadsökningen för samtliga tariffer.

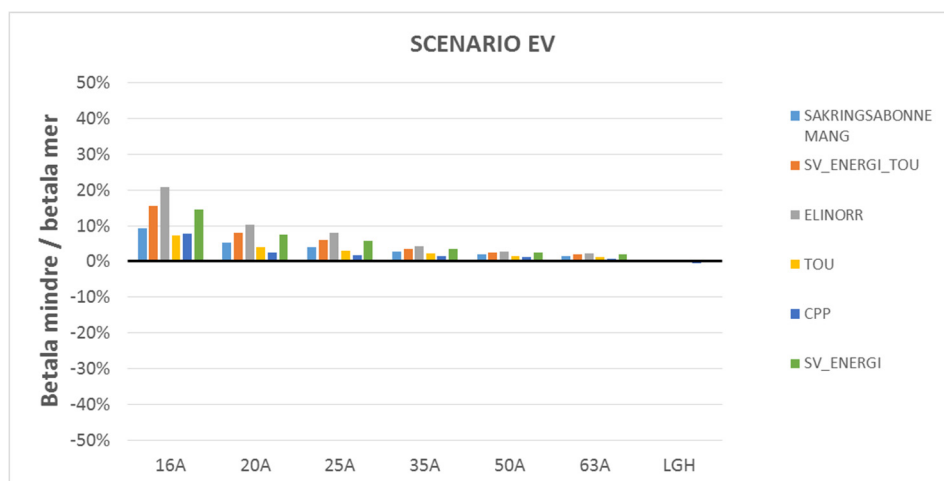


Diagram 21 - Kundgruppernas kostnadsförändring av att börja använda elbil beroende på vald tariff.

5.2.3 DR (Efterfrågefleksibilitet)

Om alla kunder får möjligheten att förflytta en del av sin förbrukning i tiden kommer de att kunna anpassa sin efterfrågan efter tariffens kostnadsstruktur och sänka sina kostnader. Som kan ses i Diagram 22 nedan är det ekonomiska incitamentet att anpassa sin förbrukning efter tariffen olika stort beroende på hur tariffen är uppbyggd. Undantaget är säkringsabonnemanget som med sin platta energikostnad inte ger något incitament alls till att förflytta last.

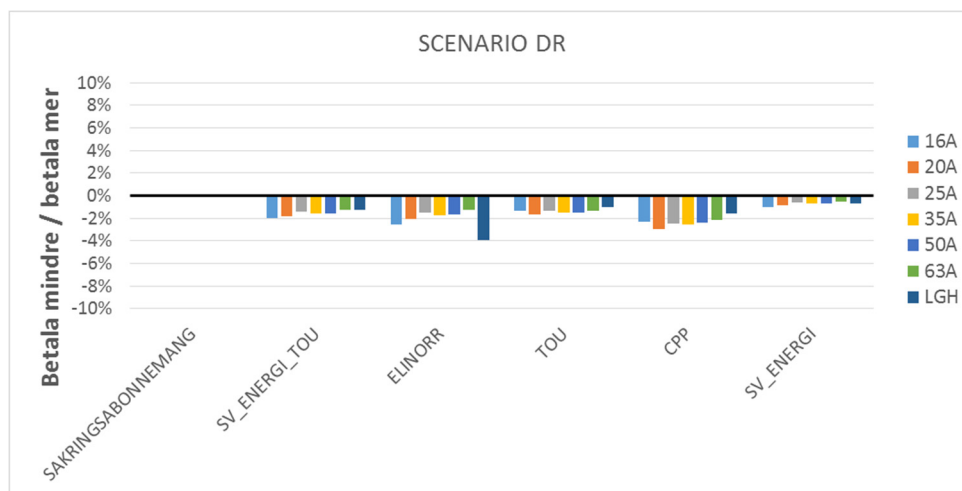


Diagram 22 - Tariffernas påverkan på kundernas kostnadsförändring om de blir efterfrågeflexibla.

Alla de resterande tarifferna ger kunden ett ekonomiskt incitament att flytta last och marginellt störst blir det för CPP. Detta kan kopplas till att CPP exponerar kunden för prisskillnader som är väsentligt mycket större än de andra tarifferna. För SV_ENERGI_TOU är det en prisskillnad på 17 öre och 37 öre för TOU medan det för CPP är hela 97 öre i prisskillnad mellan höglast under röda dagar och låglast. Även ELINORR ger stort incitament att flytta last, vad ELINORR och CPP har gemensamt är att de har stor variation i kostnad mellan timmar som det går att förflytta last mellan, större än de andra tarifferna. Större prisskillnader ger alltså större drivkrafter att förändra sin last. Att just lägenhetskunderna kan realisera så exceptionellt stora kostnadsminskningar med ELINORR kan tillskrivas deras spikiga last (dvs. deras maxeffekt är ofta beroende av en eller ett par enskilda timmar) i vilket avseende de skiljer sig från de andra kundgrupperna.

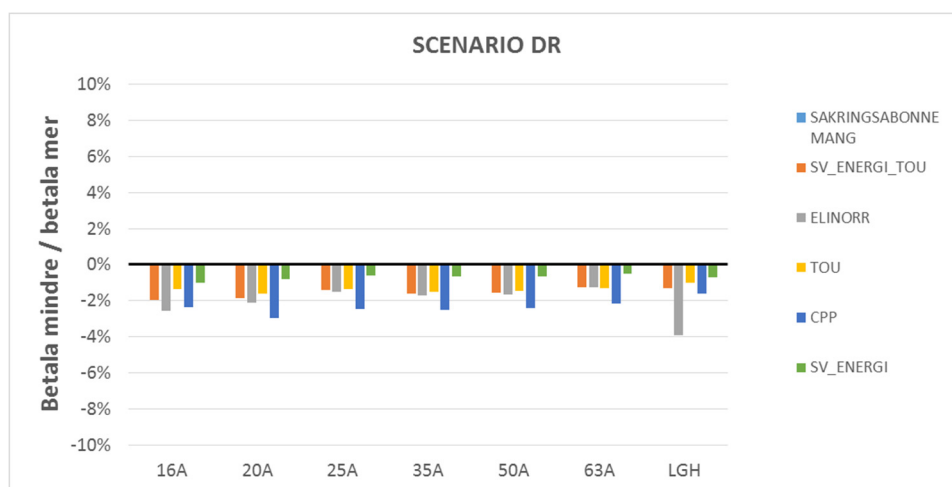


Diagram 23 - Hur olika tariffen påverkar varje kundgrupps möjlighet att förändra sina kostnader om de blir efterfrågeflexibla. Observera den mindre skalan på den vertikala axeln.

5.2.4 ALL (EV+PV+DR)

Om kunderna börjar använda både solceller och elbil samt blir efterfrågefleksibla förändras kostnaderna enligt Diagram 24 nedan. Det huvudsakliga mönstret som går att läsa ut är att det är stor variation mellan kundgrupper och tariffer. Scenariona slår med andra ord olika mycket för olika kunder. Läsaren ska undvika att tolka in allt för mycket i nedanstående diagram, då mycket står och faller på exakt hur scenariona har utformats jämfört med varandra, något som det inte har ägnats någon tid åt då rapporten inte strävar efter att sätta om de exakta förhållandena i framtiden.

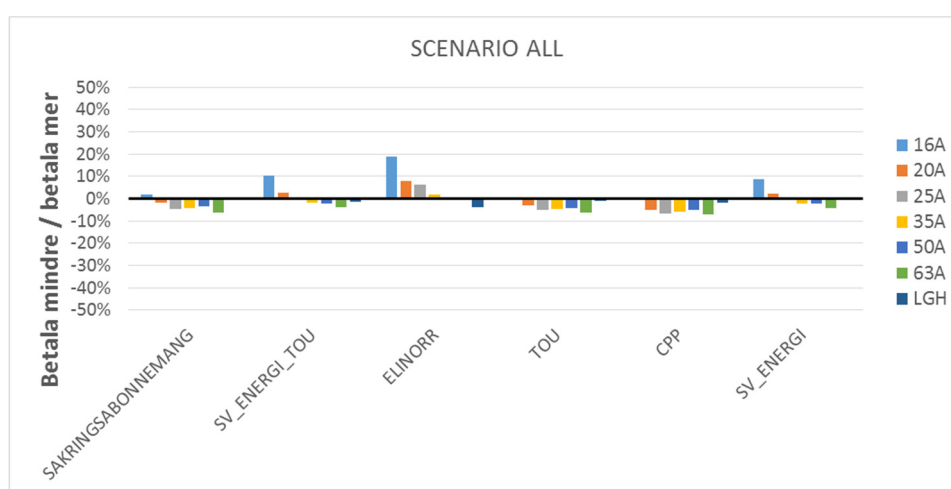


Diagram 24 - Kundernas kostnadsförändring om det börjar använda solceller och elbil samt blir efterfrågefleksibla.

Bortsett från lägenhetskunder (som inte har tilldelats varken elbil eller solpanel) så kan man i Diagram 25 nedan se en trend med att små förbrukare upplever kostnadsökningar medan större förbrukare erhåller minskade kostnader. Till stor del bör detta kunna tillskrivas elbilens avtagande relativa påverkan.

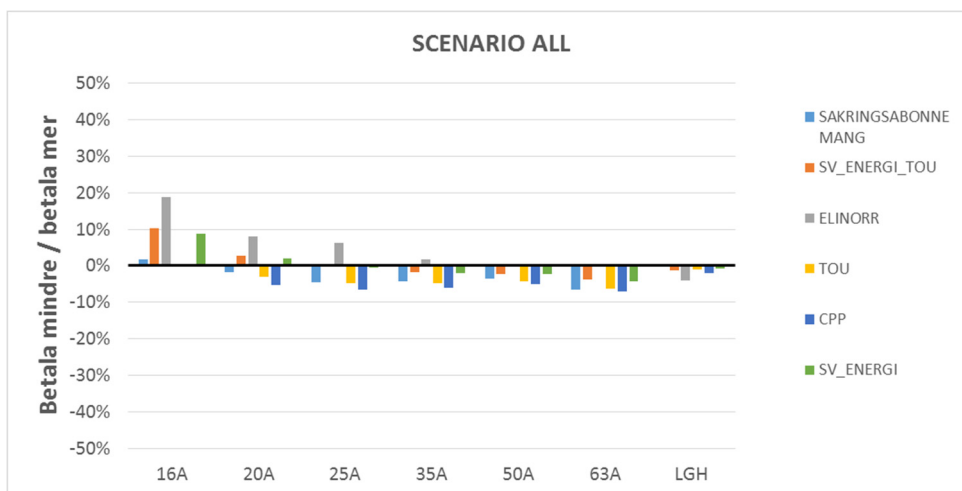


Diagram 25 - Hur valet av tariff påverkar kundernas kostnadsförändring i fallet när de skallar solceller och elbil samt blir efterfrågeflexibel.

5.3 TARIFFERNAS KOSTNADSEGENSKAPER MED AVSEENDE PÅ SÄSONG OCH KLIMAT

Ur ett kundperspektiv är det relevant att känna till hur kostnaderna med nättariffen förändras över årets säsonger. Och för ett nätbolag så kan det vara nyttigt att känna till hur intäkten fördelar sig över året, men även hur stor variation som förväntas uppkomma med olika tariffstrukturer till följd av olika klimatår.

Med ett säkringsabonnemang är den rörliga kostnaden kopplad till den använda volymen el, vilken kan förväntas stiga under vintertid till följd av framför allt ökat uppvärmningsbehov, men även till viss del p.g.a. belysningsbehov. Därför kommer kundens månatliga kostnad att vara högre under vinter- jämfört med sommarmånaderna. I Diagram 26 nedan kan läsaren betrakta hur kundkollektivets månatliga kostnader varierar över ett kalenderår per tariff.

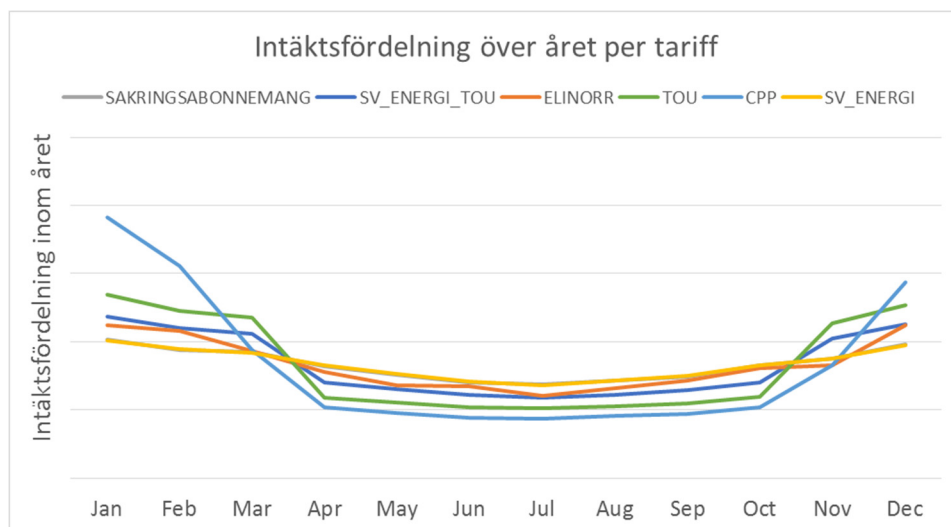


Diagram 26 - En jämförelse av kundkollektivets fördelning av de årliga kostnaderna på månadsbasis. Kundens månatliga kostnader är jämförelsevis högre under de kalla månaderna (vinter) jämfört med de varmare månaderna (sommar).

Som kan ses så finns en stark säsongsvariation mellan intäkter och kundkollektivets kostnader för nät. Vissa av tarifferna ger större säsongsvariation (CPP, TOU), medan andra är relativt jämnt fördelade över året (SV_ENERGI).

Kundkollektivets varierande kostnader med säkringsabonnemanget kan ensamt hänföras till att energibehovet varierar över året, medan andra effektbaserade och alternativa tariffstrukturer kan vara mer komplexa att härleda kostnaderna. Läsaren kan se att CPP och TOU är mest varierande och ger goda incitament för kunderna att vidta åtgärder när det är kallt ute, vilket också korrelerar mot de tidpunkter då nätet upplever som högst belastning (kostnadsdrivande). Generellt så varierar energivolymen mer mellan varma/kalla år än vad effekten gör. Något som är anmärkningsvärt är hur väl kundens kostnader med SV_ENERGI följer säkringsabonnemangets, trots effektagiften. Detta kan förklaras genom den energiavgift som dominerar i SV_ENERGI i likhet med säkringsabonnemanget.

Sett över kalenderår kan medeltemperaturen variera med rådande väder, vissa år är varmare och vissa år är kallare. Det påverkar energiuttaget och effektuttaget för kundkollektivet och därmed de totala kostnaderna, oberoende av vilken tariff som appliceras. Om årsmedeltemperaturen jämförs med de totala intäkterna med respektive tariff går det att göra en bedömning av hur klimatkänslig en given tariff är, vilket redogörs för i Diagram 27 nedan.

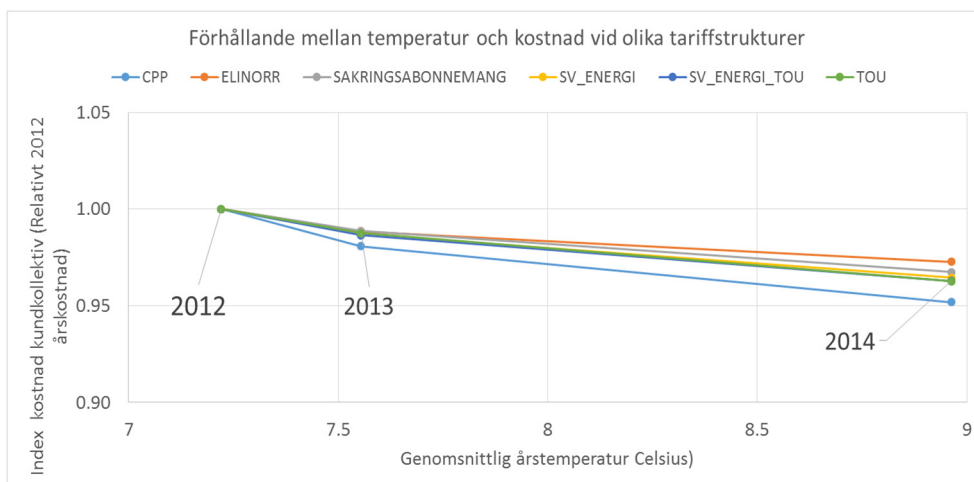


Diagram 27 - Relationen mellan genomsnittlig årstemperatur och totala kostnader per tariff för kundkollektivet. Det kallaste året är 2012, och det varmaste året var 2014. Kostnaderna är högst för 2012, och lägst för 2014.

Det kan ses att kostnaderna för olika tariffer är olika mycket beroende av temperatur och variation. Den tariff som verkar vara mest beroende utav temperatur baserat på resultaten är Spetslasttariffen (CPP), och den som har minst beroende av utetemperatur är månadsdifferentierad effekttariff (ELINORR). Generellt så kan CPP benämnas som en energitariff, medan ELINORR är en effektbaserad tariff. Resultaten stämmer väl med tumregeln att energin varierar mer än effekten till följd av olika klimatår. Enkelt förklarat så kan detta förklaras med att någon gång under avräkningsperioden så blir det tillräckligt kallt för att de flesta kunderna skall uppnå "typisk" effekt, och att längre kalla/varma perioder ger större utslag på energivolymer. Ytterligare en aspekt värd att nämna är att TOU har liknande korrelation med temperaturen än vad SV_ENERGI och SV_ENERGI_TOU, vilket indikerar att effektkomponenten av SV_ENERGI och SV_ENERGI_TOU är mindre dominerande än vad energiavgiften är, i enlighet med analysen under kapitel 5.15.1.

5.4 KATEGORISERING AV KUNDER – TIDSASPEKTEN ÄR KRITISK

Traditionellt sett har kunder kategoriserats och hanterats baserat på säkringsstorlek. Indirekt har detta inneburit en indelning av kunder utifrån optionen att belasta nätet med en given last – oberoende av när i tiden som belastningen sker. Avräkningen har varit på månads- eller årsbasis, och har då genomförts med energivolymer som grund för fakturering. Det har helt enkelt inte funnits möjlighet att härleda vilka kunder som belastar nätet med vilken last och vid vilken tidpunkt, förrän timmätarreformen.

Efter introduktionen av timmätning för slutkunder så ges nätägare möjligheten att fakturera kunder baserat på faktiskt uttag, samt när i tiden som belastningen sker. Detta möjliggör helt andra tariffer än tidigare, och kostnadsriktigheten kan ökas. När timdata analyseras per kund så blir det uppenbart att en given kund inte nödvändigtvis samvarierar med en annan kund i samma kategori, utan eventuellt

tvärtemot har en negativ korrelation mot kundkategorins (och nätets) aggregerade last.

Här följer ett exempel på två kunder som har negativ korrelation och vilka konsekvenser olika tariffer har på dessa kunder. Bägge kunderna härstammar från 50A säkringskategorin. Kund Y har en positiv korrelation med den övriga lasten i nätet, och är därmed en "typisk" kund. Kund X har däremot en negativ korrelation med övriga konsumenter i lokalnätet, vilket betyder att kund X konsumerar mestadels av energin under låglast (nattetid), och en mindre del av energin under dygnets ljusa timmar.

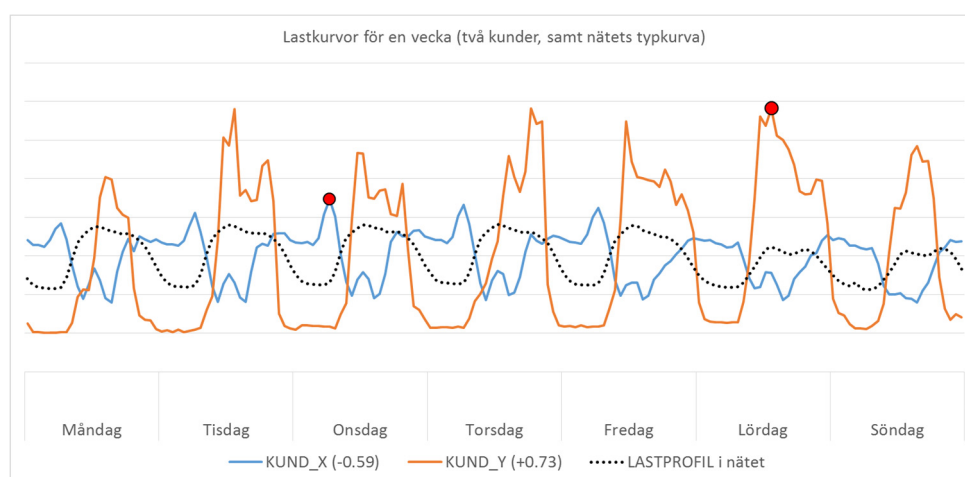


Diagram 28 - Förbrukning för en typvecka för kund X, Y samt aggregerad last i lokalnätet baserat på timmätdata. Det kan ses att kund X har en negativ korrelation med lastprofilen i nätet (mestadels av energiförbrukningen under låglast) och kund Y har en positiv korrelation med lastprofilen i nätet (gör av med mest energi under höglåsttimmar).

Olika tariffer ger olika incitament till kund X och Y. Tariffen Svensk energi har ingen tidsdimension, utan tittar enbart på det högsta effektuttaget på månadsbasis. Om vi applicerar en sådan tariff på kund X respektive Y så kommer X att reducera sitt maximala uttag (i nuläget sker det under natten mellan tisdag och onsdag), vilket i sig inte kommer att leda till minskad belastning i nätet eller mot överliggande nät. Snarare tvärtom, i fallet då lasten är flyttbar (exempelvis värmelast) så kommer det eventuellt att öka belastningen under höglåst eftersom detta då är gynnsamt för kund X. För kund Y så ger Svensk energi bättre incitament, eftersom kund Y kommer att sträva efter att minska uttaget under den högsta timmen (lördag kring kl 12.00) vilket delvis sammanfaller hög last i nätet. Värt att ta i beaktning här är att lördagen sannolikt inte kommer att sammanfalla med nätets topplast (vardag, dagtid, vintertid) vilket indikerar att svensk energi ger dåliga incitament även till kund Y, även om den fungerar bättre än för kund X.

Motsvarande resonemang kan appliceras för samtliga tariffer utan tidsdimension. Om tariffen istället har en tidsdimension skulle prissättningen i större utsträckning baseras på nätets aggregerade last, exempelvis inrikta sig på att prissätta kundens topplast under klassisk höglåsttid eller lasten under enskilda timmar då nätet som helhet upplever speciellt stor belastning.

6 Resultat – Nätbolagets kostnader för förluster

När den aggregerade förbrukningsprofilen förändras genom att laster adderas genom elbilar och solel eller förändras till följd av efterfrågefleksibilitet, kan vi förvänta oss att mängden förluster i nätet kommer att förändras. Detta kapitel redogör inledningsvis varför det är relevant att studera förluster och sedan hur de olika tarifferna och scenarierna påverkar förlusterna. Slutligen beskrivs de felkällor som kan ha påverkat resultatet.

6.1 RELEVANS

Enligt nuvarande intäktsreglering så ges det inga direkta incitament att minimera förluster för varken slutkund eller nätägare eftersom kostnaden är så-kallad pass-through. Men föreskriften *Vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram* (Ei, 2015a) beskriver hur implementeringen av EU:s energi-effektiviseringsdirektiv påverkar nätregleringen under nästkommande tillsynsperiod, år 2016-2019. Inom ramen för föreskriften finns ett ekonomiskt incitament som gör att nätbolag kommer att kunna tillgodoräkna sig en viss del av de kostnadsminskningar som görs i samband med att den procentuella mängden överföringsförluster i nätet minskas jämfört med tillsynsperioden 2012- 2015. I ekvation 1 nedan kan mekanismen som genererar nytta för nätägaren studeras. $B_{förl}$ betecknar incitamentet nätägaren kan erhålla, F står för energimängden förluster och E för den totala uttagna energin. $p_{förl}$ representerar priset på förluster som är baserat på samtliga nätägares kostnader för förluster under kommande tillsynsperiod och har satts till 0,455 tkr/MWh av EI. Slutligen står indexen A och B för de olika tillsynsperioderna, 2012-2015 respektive 2016-2019.

$$B_{förl} = \left(\frac{F_A}{E_A} - \frac{F_B}{E_B} \right) \times E_B \times p_{förl} \times 0,50 \text{ [SEK]} \quad (1)$$

Detta incitaments påverkan på nätbolagens ekonomi har tidigare undersökts av Nilsson & Samuelsson (2015) som fann att det resulterade i begränsade ekonomiska förtjänster. Hur väl kostnaden för förlustenergi avspeglas mellan de olika tarifferna är ändå en relevant aspekt att studera då alla incitament och effektiviseringar är viktiga, samtidigt som framtida förändringar i exempelvis incitamentets struktur kan äga rum. Med detta sagt så skall det även vägas mot *potentialen* för effektivisering, alltså hur många procent-enheter kan reduceras genom "optimal" lastprofil (helt platt lastkurva).

6.2 TARIFFERNAS INVERKAN PÅ MÄNGDEN BELASTNINGSFÖRLUSTER

De olika tarifferna ger mer eller mindre direkta incitament att ändra förbrukningsmönstret så att förluster minskas. Förluster kan härledas till flertalet olika källor; transformeringsförluster ("tomgångsförluster"), belastningsförluster, reaktiv effekt samt icke-tekniska förluster. Icke-tekniska förluster kan härstamma från felaktiga mätvärden, felkopplingar, ström-stöld, m.m. Sammanfattat innefattas det utav förbrukad elektricitet som aldrig faktureras.

Tidsdifferentierad energiavgift är den enklaste formen av tariff som ger incitament att revidera förbrukningsmönstret så att förlusterna minskas. Genom effekttariffen ges indirekta incitament att ändra förbrukningsmönstret till följd av att belastningsförlusterna är höga när effektuttaget är högt.

6.2.1 Räkneexempel på förluster och potential

Här följer ett beräkningsexempel som ämnar illustrera *potentialen* för minskning av belastningsförluster som en viss tariff kan påverka. Tomgångsförlusterna ingår inte i *potentialen*, men brukar inkluderas när förluster diskuteras. Uppenbarligen så kommer aldrig tomgångsförluster direkt att minska till följd av tariffstruktur eller efterfrågefleksibilitet, men om lasten jämnas ut i ett område kan transformatorer som är dimensionerade efter lägre belastning att användas, som också har mindre tomgångsförluster.

Vi antar att vi har ett visst distributionsnät, där totala förlusterna är (höga) 12,5% (Energimyndigheten, 2014). Vi antar även att förhållandet mellan tomgångsförluster och "rörliga" förluster är 0,27 (27 % av de totala förlusterna i distributionsnät är så-kallade tomgångsförluster) (Energimyndigheten, 2014b). Vidare antas förlusten vara kvadratisk relativ belastningen, samt att förlusterna under årets högsta timme är 40 ggr större än timmen med lägst förlust (lägst förbrukning).

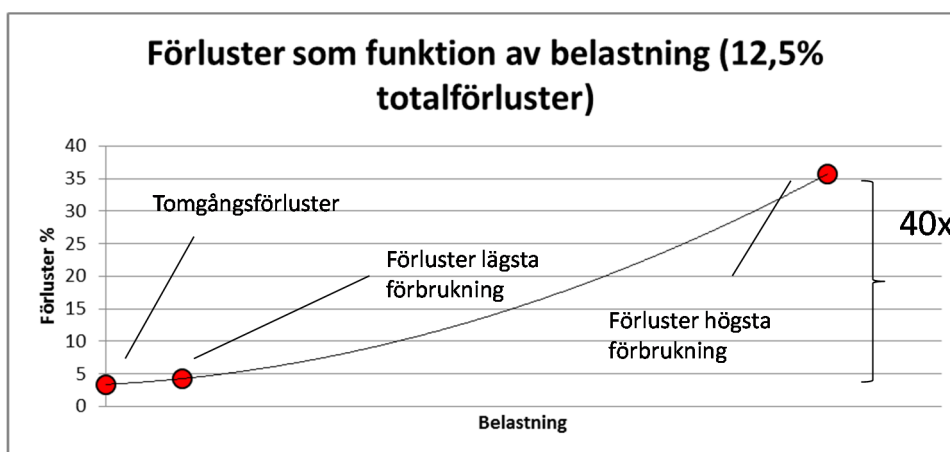


Diagram 29 – Förluster som funktion av belastning per timme. Den högsta belastningen har 40 gånger högre förluster än den lägsta timmen (högt antagande).

Oberoende av tariffstruktur och incitament så kan *potentialen* estimeras genom att ta vår antagna belastningskurva och beräkna de uppskattade förlusterna vid en konstant last under hela året. Då blir den totala förlusten 9,2 % (potentialen motsvarar då 3,3 p.e., eller 26 %) om samma matematiska samband gäller som tidigare. Denna siffra skall tolkas som mycket hypotetisk eftersom lasten mycket osannolikt kommer att vara konstant under årets alla timmar, utan snarare som en övre teoretisk gräns för att få en känsla för storheterna.

Om vi vidare antar att en förlust-kWh kostar 50 öre/kWh, då kommer besparingspotentialen för vårt fiktiva nät att hamna kring 1,65 öre/kWh. Denna siffra är att betrakta som hög, och indikerar potentialen snarare än den förväntade besparingen. Siffran indikerar även vad kostnadsnivån för tidsdifferentierad energiavgift (som skall ge incitament att ändra förbrukningsmönster så att förluster minskas) bör vara. Det kan nämnas att denna siffra är relativt låg (även när det är högt uppskattat) i förhållande till den totala nätkostnaden. Som beskrivs i kap 3.1 *Skälighet, objektivitet och icke-diskriminering* så utgör kostnaden för förluster cirka 5 % av nätbolagens totala intäktsram, där överslagskalkylen ovan indikerar att cirka 26 % av dessa går att effektivisera bort i bästa fall, vilket lämnar oss med en potential på maximalt 1,3 % av intäktsramen. Detta föranleder att ett beteende som leder till minskade belastningsförluster inte bör vara det som en tariff i första hand ämnar stimulera till.

7 Resultat – Nätbolagets kostnader för överliggande nät

När lasten förändras i nätet är det troligt att nätbolagets kostnader för överliggande nät kommer att förändras. Hur stor förändringen blir beror på en kombination av tariffen för regionnätet och hur lasten ändras. I likhet med föregående kapitel (6 - *Förluster*) inleds det med en närmare beskrivning av relevansen av att undersöka kostnaderna för överliggande nät.

7.1 RELEVANS

Som nämndes i föregående kapitel (6 - *Förluster*) har Ei tagit fram en föreskrift med namnet *Vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram* (Ei, 2015a). Utöver att beskriva ett incitament för att som nätbolag minska andelen förluster i ledningsnätet, så innehåller den även ett incitament relaterat till jämnare belastning. I ekvationen nedan beskrivs det hur incitamentet är utformat. B_{bel} betecknar det incitament nätägaren kan erhålla och Q_B står för lastfaktorn som beräknas genom att ta genomsnittet av kvoten mellan dygnets medellast och maxlast för alla dagar under hela tillsynsperioden. Kvoten K/E betecknar kostnaden för överliggande nät (K) per uttagen enhet energi (E). Slutligen representerar indexen A och B de två tillsynsperioderna, 2012-2015 respektive 2016-2019.

$$B_{bel} = Q_B \times \left(\frac{K_A}{E_A} - \frac{K_B}{E_B} \right) \times E_B \text{ [SEK]}$$

Vilken påverkan detta incitament har på nätbolagens ekonomi har tidigare undersökts av Nilsson & Samuleson (2015) som fann att det resulterade i en betydande ekonomisk nytta. Detta kan i förlängningen leda till att nätbolagets vinst blir större samtidigt som kundens kostnader blir lägre.

Om kostnadsbilden för överliggande nät kommer förändras på något vis är det på det hela taget bra om nätbolaget kan göras medveten på detta, så att intäkterna från kunderna kan anpassas därefter.

7.1.1 Koppling mellan abonnerad effekt och närtariffen

En faktor som har stor betydelse för hur den aggregerade maxlasten kan komma att förändras är vilken tariff kunden har genom att den kan påverka när kunden väljer att förbruka el. Då kundkollektivets aggregerade förbrukning är lika med lokalnätets effektuttag från sitt överliggande nät (och därmed styr vilken effekt lokalnätet behöver abonnera på), så kan en tariff som stimulerar till lägre effektuttag under de tidpunkter då nätet belastas som mest, leda till att lokalnätets kostnader för sitt effektabonnemang minskar.

Det som kostar pengar för lokalnätet är den effekt som förbrukas under de tidpunkterna på året då den aggregerade belastningen är som högst. Därmed bör man kunna förvänta sig störst påverkan på dessa effektuttag om kunden har en tariff som debiterar efter effektuttag, som med SV_ENERGI, SV_ENERGI_TOU,

ELINORR. Dock finns möjligheten att den individuella kundens månatliga effekttopp inte sammanfaller med nätets aggregerade effekttopp, vilket skulle ge fel styrsignal. Likaledes är det missvisande att debitera efter effekttuttag som sker under sommarhalvåret om dessa uttag inte driver några kostnader mot det överliggande nätet. Men om prissättningen är dynamisk med avseende på nätets momentana lastsituation, som med CPP, finns möjligheten att med större träffsäkerhet prissätta de effekttuttag som driver kostnader mot det överliggande nätet.

En komplicerande faktor är att inga två skilda lokalnät har exakt samma karaktär på lasten, och det påverkar vad som karaktäriserar en optimal tariff mot kund utifrån kostnad för överliggande nät. Vidare är förhållandena i det överliggande nätet minst lika viktiga; för ett regionnät i norra Sverige som generellt matar ut till stamnätet förefaller det logiskt att debitera lokalnäten efter inmatad effekt snarare än uttagen, medan det för ett regionnät i södra Sverige som istället generellt matas från stamnätet rimligen prissätter sin tariff efter lokalnätens uttag. Lokalnäts-tariffen är med andra ord direkt betingad av det lokala nätets lastsituation i förhållande till det överliggande nätets lastsituation.

I enlighet med kapitel 3.1 Skälighet, objektivitet och icke-diskriminering så utgör kostnader för abonnemang hos det överliggande nätet mellan 20-25 % av de totala kostnaderna för de två undersökta lokalnätet, nationellt sett är spridningen med största sannolikhet ännu större. Storleken den kostnadskomponent i lokalnätets tariff som kopplar an till kostnader mot det överliggande nätet, bör därför variera mellan olika lokalnät i den utsträckning som lokalnätets kostnader för dito varierar. Till poängen hör att denna kostnad utgör en betydlig större andel av de totala kostnaderna än vad belastningsförlusterna gör, så även kostnadsposten inte kan minskas till noll (då kan det inte finnas någon last i nätet) så bör potentialen vara större än för förluster.

8 Slutsats & diskussion

Resultaten från simuleringen varierar betydligt mellan olika tariffstrukturer och kundgrupper. Det som gynnar den ena kundgruppen, stjälper den andra. Utifrån resultatet verkar det inte finnas någon tariffstruktur som ger *rätt* incitament för samtliga årstider och kundgrupper, utan de har alla olika fördelar. Det är dock uppenbart att vissa tariffer ger bättre incitament än andra, medan de som är enklare uppbyggda ger en bättre översikt för kunderna. Transparens, förutsägbarhet och enkelhet är fördelar (eller nackdelar) för vissa av tarifferna som bör vägas in i analysen. Den trend som kan skönjas från resultaten är att det inte finns någon ensam tariffstruktur, av de analyserade tariffstrukturerna, som kan appliceras rakt av; det finns med andra ord inte en modell som passar samtliga kunder. Sannolikheten är stor att liknande variationer kan identifieras för Sveriges olika distributionsnät. Relaterat till detta är att hitta en fördelning som distribuerar kostnader på kundkollektivet på ett transparent, rättvist och kostnadsriktigt sätt. Utöver detta så skall tariffen vara begriplig och överskådlig för kunderna. I kombination med varandra är detta svårt, om inte omöjligt.

Direkta kostnadsposter som elnätskunder skall betala för är fasta, rörliga och administrativa kostnader. En grov indelning av de olika kostnadsposterna kan vara:

- ➔ Fasta kostnader (kortsiktigt) kan härledas till kapitalkostnad för elnätet och komponenter, kostnad mot överliggande nät, etc.
- ➔ Rörliga kostnader kan härledas till distributionsförluster, kostnad mot överliggande nät, etc.
- ➔ Rörliga kostnader (långsiktigt) m a p kapacitet kan härledas till kapitalbasen och nätinvesteringar,
- ➔ Administrativa kostnader kan kopplas till personalkostnader, underhåll som ej kopplas till belastning/överförd energivolym, etc.

Det kan (givetvis) diskuteras vilken nivå respektive kostnadspost skall ligga kring, och vad som är en rättvis/skälig nivå för olika kundkategorier. Vissa av nätbolagens kostnadsposter varierar med säsong, medan andra är oberoende av vilken last och säsong som råder. *Är det då rimligt att dessa säsongsberoende kostnadsposter skall representeras i nätkostnaden, eller är en enkelhet och fast avgift att föredra?*

Den traditionella kategoriseringen genom säkringsstorlek är förlegad i och med introduktionen av timmätning för lågspänningskunder. I nuläget är strukturen på säkringsabonnemang typiskt uppdelat med en fast kostnad som delvis inkluderar fasta kostnader (administration, etc.) och optionen att belasta nätet med en given effekt. Utöver detta så finns det en energikomponent som ofta är konstant. Desto större säkringsstorlek som en given kund har, desto högre är den fasta kostnaden. Oberoende av utfallet så är kostnaden baserat på optionen att belasta nätet, vilket ställer höga krav på kundens förmåga att följa upp och kartlägga den egna lasten och behovet för att inte överdebiteras. I analysen över hur stor andel av kunderna

som faktiskt använder hela säkringsstorleken under ett kalenderår så blev det uppenbart att merparten inte har rätt säkringsstorlek. Detta leder till ineffektivitet och skev kostnadsfördelning. Säkringsabonnemang gav god mening tidigare då det inte fanns möjlighet att följa upp vilken kund som belastat nätet med vilken last under höglast, men med timmätning så finns det ingen anledning till att behålla denna struktur. *Säkringsabonnemang anses förlegat, och bör ersättas med en effektbaserad tariff som ger kostnader utifrån faktisk belastning snarare än optionen att belasta nätet med en viss last.* Om enkelhet och överskådlighet är av specifikt intresse, och endast av dessa anledningar, så kan säkringsabonnemang eventuellt fylla ett visst behov.

En annan aspekt som saknas i olika tariffstrukturer är tidsdimensionen. Elnät och totalkostnaden är starkt driven av kapacitet och effekt, vilket kan härledas till den timmen som har högst belastning. Runt räknat står detta för ca 80 % av den totala kostnaden för ett typiskt lokalnät. Rimligen bör en tariff ta detta i beaktning, alltså hur ser nätets aggregerade last ut vid ett givet tillfälle. Annars riskerar tariffen att ge signaler (incitament) till kunder som förbrukar elektricitet under gynnsamma tillfällen att ändra sin konsumtion vilket ökar sammanlagringen med övriga konsumenter i nätet. Detta riskerar då att öka toppbelastningen vilket generar ytterligare kostnader för kollektivet.

En slutsats från studien är att elnätsbolagen skall sträva efter att erbjuda flera olika tariffer, för att säkerställa att elanvändningen och tariffen blir så rättvisande och effektiv som möjligt. För så länge som den tariff nätbolaget erbjuder kunderna är likadan inom varje kundkategori står det ingenstans något om hur många tariffvariationer som får erbjudas, så länge som samtliga erbjuds till alla kunder inom kundkategorin.

Genom att erbjuda flera olika tariffer så kan förutsättningarna för respektive kund tas i beaktning, och den holistiska effektiviteten säkerställas. En tarifftyp som är tidsdifferentierad och baserad på energi skall därför inkludera motsvarande kapacitetskostnad i den fasta kostnaden (i likhet med dagens säkringsabonnemang), och korrekt prissätta tidsdifferentieringen på energivolymer. Incitamenten för den tariffen kommer typiskt att vara relativt små jämfört med andra tarifftyper som är tidsdifferentierade och kapacitetsbaserade eftersom det är här merparten av nätbolagets kostnader återfinns (typiskt sett ca 80 % av totalkostnaden).

Ett konkret exempel på detta kan vara en 25A-kund med luftvärmepump. Denna typ av kund har möjlighet att styra värmelasten med ett par timmars förskjutning, vilket gör att en viss typ av tariffer lämpar sig bättre för att ge rätt incitament för styrning. En annan kundtyp, låt oss säga gatubelysning, har helt andra förutsättningar (läs obefintliga) för lastförflyttning, vilket indikerar att en sådan kundtyp istället skall ha en tariffstruktur som strävar efter energieffektivitet istället för att sänka maxlasten under en given timme (mestadels elförbrukning under låglasttimmar, vilket inte nödvändigtvis sammanfaller med övrig topplast i nätet). Denna "palett" av tariffer skall (givetvis) sträva efter att vara så balanserad som möjligt, d.v.s. en given tariff skall inte vara dyrare/billigare än någon annan tariffstruktur, utan ge *rätt* incitament att ändra beteendet så att det gynnar såväl slutkunden som kollektivet (elnätet). Genom att erbjuda flera olika tariffer så

skapas dialog med slutkunder, vilket också möjliggör för fler kunder att påverka deras elkostnader. Vidare så ges elhandlare möjlighet att kombinera olika erbjudande med olika tariffer, vilket då ökar sannolikheten att hitta balansen mellan de lokala (distributionsnätet) och centrala (elmarknaden) behoven.

Elhandel och eldistribution är separerade, och bör så förbli, vilket leder till risken att prissignalerna (incitament) kan gå skilda vägar. Vid dessa tillfällen ges tvetydiga signaler till slutkunden, som generellt är intresserad av totalkostnaden av elektricitet. Detta bör också vägas in i det slutgiltiga beslutet hur elnätsbolagen skall gå tillväga när de bestämmer vilken/vilka tariffstruktur(er) deras kunder skall faktureras. En utmaning kan vara att ge såväl kort- som långsiktiga incitament att använda elektricitet så effektivt som möjligt, samtidigt som de lokala (distributionsnätet) och centrala (elhandel) behoven får genomslag i totalpriset av elektricitet.

9 Att använda resultatet

Minst lika intressant som själva resultatet och slutsatserna är hur dessa kan användas för att skapa nytta.

- Resultatet kring kundgruppernas förändrade kostnader visar på att olika kunder kommer påverkas annorlunda vid ett byte av tariff, något som en nätägare därför bör informera kunden om.
- Genom beräkningar har det visats att nätbolag har möjlighet att nå större kostnadsminskningar om fokus läggs på att reducera kostnaden för det överliggande nätet jämfört med om resurser läggs på att minimera belastningsförluster. Dock talar det mesta för att ett arbete mot att reducera kostnaden för den ena av dessa kostnadsposter även får den andra att minska.
- De prisnivåer som har testats för respektive tarifferna och utfallet från dem ger nätbolag ett underlag som gagnar dem i deras egen prissättnings-procedur.
- Om ett nätbolag önskar ge sina kunder större incitament att förändra sin förbrukning är det uppenbart att olika kunder upplever bäst stimulans av olika tariffier. För att utnyttja den maximala potentialen med kundernas efterfrågefleksibilitet krävs därför en palett av tariffier.
- Energimarknadsinspektionen håller på att arbeta med ramarna för elnätstarifferna för förhandsregelringen 2016-2019. Detta projekt kan agera bra input för nätägars dialog med Energimarknadsinspektionen.

10 Förslag på framtida arbete

Med avstamp i rapportens slutsatser finns ett flertal intressanta spår som skulle vara intressant att studera mer i detalj.

- En metodik för att kategorisera kunder utifrån faktisk (i likhet med "kund X och kund Y" i rapporten) förbrukning. Denna kategorisering utgör grunden för vad en given kund bör ha för nätkostnader, baserat på hur elanvändningen fördelar sig och hur belastningen ser ut i kritiska delar av nätet (dimensionerande effekter).
- Skapa en analysmodell som på ett strömlinjeformat sätt kan avgöra vilka exakta prisnivåer som är lämpliga att sätta för respektive tariff givet nättyp och kundkollektiv. Om ett sådant verktyg blir publikt i den mån att det kan användas av kollektivet med nätbolag finns möjligheten att dels reducera deras gemensamma resursåtgång samtidigt som tarifferna harmoniseras mellan nätområden.
- Att skapa en tariff som ger kunden incitament att förändra sitt förbrukningsmönster till ett som medför lägre systemkostnader betyder inte att kunden kommer göra som man förväntar sig. Om deras priselasticitet är högre än de besparingar som tariffen medger uteblir den önskade effekten. Därför är det av intresse att djupare undersöka kundernas priselasticitet och hur den varierar inom kundkollektivet.
- För att maximera effekten av nya tariffer måste även tariffer för överliggande nät anpassas. Om ex regionnätstariffen är utformad på sådant sätt att den ger mycket små incitament att minska topplasten så påverkar detta möjligheten för en lokalnätsägare att skapa en bra tariff. Det samma gäller stamnätstariffen. Stamnätstariffen måste vara utformad så att regionnäten får rätt incitament att föra vidare till lokalnäten.
- Delvis relaterat till punkten ovan är att undersöka hur incitamenten från nättariffen kan samverka med lämpligt utformade elhandelsavtal. Vilken potential finns det för att paketera elhandel med elnät och vilka synergier kan uppstå och hur ska dessa elhandelsavtal se ut?
- En snarlik utredning som denna kan utföras för fjärrvärme- och gastariffer. I fjärrvärmebranschen finns exempelvis samma drivkraft för att påverka kunderna till ett jämnare uttag av värme då det kan minska behovet av fossil topplastproduktion vilket är gynnsamt både ur ett ekonomiskt och miljömässigt perspektiv.
- Risken med att i dagsläget avsätta resurser för att utveckla en palett av tariffer som bidrar till bättre kostnadsriktighet, är att det sker en sub-optimering. Om ett enskilt nätbolags kostnader för administrativa kostnader är avsevärt högre än branschgenomsnittet kommer den "kostnadsriktiga tariffen" även den vara dyrare än branschgenomsnittet. Bör inte första prioritet då vara att fastställa hur stora administrativa kostnader som det är skäligt för ett nätbolag att ha, dvs. närmare reglera hur stora kostnader som det är rimligt för ett nätbolag att belasta sina kunder för. Eventuella ineffektivitet från nätbolagets sida bör med andra ord inte spegla vad som är att betrakta som en kostnadsriktig tariff. Därför är det på sin plats att utreda vilka kostnader som det är skäligt för ett nätbolag att ha och hur dessa kan variera med hänsyn till belastningen i

lokalnätet och det överliggande nätet. Detta resonemang gäller för alla kostnadsposter i en elnätsverksamhet, men bör fokuseras kring de största kostnaderna.

- Om en tariff resulterar i att kunderna anpassar sin förbrukning efter de prissignaler som ges så att nätets kostnader blir lägre är det bra. Men i dagsläget saknar nätbolaget incitament för att sänka sina kostnader på detta vis. Från årsskiftet år 2016 införs dock en incitamentsstruktur där nätägaren kan tillgodogöras sig en del av de besparingar som görs på OPEX-poster, men för CAPEX (som är den största delen av intäktsramen) kommer incitament fortfarande att saknas för nätägaren. För att främja för så stora kostnadsminskningar för nätbolaget som möjligt (och i förlängningen för kundkollektivet) bör det undersökas hur "profit-sharing" ska gå till för minskning av nätbolagets totala kostnader.

11 Källor

- ACER (2015) *Acer workshop on electricity transmission tariff harmonization*, www.acer.europa.eu/Events/ACER-workshop-on-electricity-transmission-tariff-harmonisation/default.aspx [2015-08-20]
- EDF (2015) *Option Tempo*, Électricité de France, <http://residential.edf.com/energy-at-home/offers/electricity/tarif-bleu-56121.html> [2015-08-18]
- Ei (2014a) *Uppföljning av timmättningsreformen*, Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna
- Ei (2014b) *Särskilda rapporten - ekonomisk data*, http://www.ei.se/Documents/Publikationer/arsrapporter/el/sammanställningar_over_elnatsforetagens_arsrapporter_lokalnat/Sarskild_rapport_ekonomisk_data.xlsx [2015-10-07]
- Ei (2015) *Vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram*, Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna
- Ek, G (2013) *Efficiency of tariff design - Time-of-use tariffs for higher allocative efficiency*, Working paper 13-06-05, EWEPA XIII
- Energimyndigheten (2009) *Kunskapsunderlag angående marknaden för elfordon och laddhybrider*, ER 2009:20, Energimyndigheten, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2014a) *Uppföljning av utvecklingen för investeringar i solenergi*, ER 2014:29, Energimyndigheten, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2014b) *Energieffektiviseringspotentialen för infrastruktur för el och gas*, Energimyndigheten, Eskilstuna
- Energimyndigheten (2015) *2014 blev ännu ett år med låg energianvändning och stor elexport*, <https://www.energimyndigheten.se/Press/Pressmeddelanden/2014-blev-annu-ett-ar-med-lag-elanvandning-och-stor-ellexport/> [2015-08-24]
- E.ON (2014) *Elnätsabonnemang för regionnät - Syd*, E.ON, Malmö
- Eurelectric (2013) *Eurelectric recommends overhaul of European network tariff systems*, www.eurelectric.org/news/2013/eurelectric-recommends-overhaul-of-european-network-tariff-systems/ [2015-08-20]
- Fortum (2013) *Elnätspriser för område Stockholm-Lidingö-Täby, säkringsabonnemang*, Fortum Distribution, Stockholm
- Grahn, P., Munkhammar, J., Widén, J., Alvehag, K., Söder, L., *PHEV Home-Charging Model Based on Residential Activity Patterns*, IEEE Transactions on Power Systems 2013: 28; 2507-2515.
- Larsson, Ö (2010) *Ladda för nya marknader – Elbilens konsekvenser för elnät, elproduktionen och servicestrukturer*, Vinnova, Stockholm

- NEPP (2014) Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre,
www.nepp.se/pdf/Roller_regelverk%20aff%C3%A4rsmoell%20smartgrid%20Slutgiltig%20juli%202014.pdf [2015-08-20]
- Nilsson, M., Samuelsson, S. (2015) Energitjänst för efterfrågefleksibilitet – som leder till en effektivare elnätsanvändning, Linköpings universitet, Linköping
- Power Circle (2015) Över 8500 laddbara fordon i Sverige,
<http://powercircle.org/nyhet/8500-laddbara-fordon-sverige/> [2015-08-18]
- Svensk Energi (2014) Tjugo procent av husägarna överväger egen elproduktion,
www.svenskenergi.se/Pressrum/Pressmeddelanden/Elmataren-Tjugo-procent-av-husagarna-overvager-egen-elproduktion/ [2015-08-20]
- Trafikanalys (2015) Körsträckor för svenskregistrerade vägfordon, Trafikanalys, Stockholm
- Williams, T. (2013) Real World Test: 2013 Nissan LEAF Range vs 2012 Nissan LEAF Range (w/Video), <http://insideevs.com/real-world-test-2013-nissan-leaf-range-vs-2012-nissan-leaf-range/> [2015-08-31]

SYNTES AV ELTARIFFER

Det pågår förändringar i kraftsystemet som innebär att andelen intermittent och förnyelsebar el ökar i produktionsmixen vilket ställer nya krav på elhandel och eldistribution. Dessutom diskuteras hur kunder kan bidra till energieffektivisering genom att förändra sina uttag av el för att skapa en jämnare last i de lokala elnäten. Det skulle minska överföringsförlusterna och öka resurseffektiviteten, det vill säga näten kan dimensioneras för lägre effektöverföring om lasten är jämnare. Några bolag har redan infört nya tariffmodeller och andra är på väg, men det är ett beslut som kräver ett bra beslutsunderlag.

Här redovisas resultaten av ett simuleringsarbete som har studerat hur olika tariffkonstruktioner påverkar nätbolagens intäkter och kundernas kostnader. Forskningen ingår i programmet Smarta elnät och målet är att skapa förståelse för hur olika eltariffer kan påverka energiflödet i elnätet.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk