

Şebeke Tarifeleri

Bir EURELECTRIC Pozisyon Belgesi

Mart 2016

EUROLECTRIC, Avrupa'daki elektrik sektörünün sesidir.

Biz enerji üretimi, dağıtımı ve tedarikini yapan 3500'den fazla şirketi temsil ediyoruz.

Desteklediklerimiz:

2050 yılına kadar karbonsuz elektrik

Avrupa'nın elektriğini daha temiz hale getireceğimizi taahhüt ediyoruz. Bu hedefe ulaşabilmek için **bütün düşük karbonlu teknolojileri** kullanmalıyız: daha fazla yenilenebilir enerji ama aynı zamanda temiz kömür, gaz ve nükleer enerji. Akıllı şebekelerin gelişmesi ve **enerji verimliliğindeki** büyük bir artışla birlikte **ulaşım ve binalardaki** verimli elektrik teknolojileri, fosil yakıt tüketimini azaltmakta ve elektriğimizin daha sürdürülebilir halle gelmesinde önemli bir rol oynamaktadır.

Müşterilerimiz için rekabetçi güce sahip elektrik

Biz, iyi işleyen ve bozulmayan **enerji ve karbon piyasalarını**, elektrik üretiminin ve emisyonu maliyet etkin bir şekilde azaltmanın en iyi yolu olarak destekliyoruz. AB çapında entegre elektrik ve gaz piyasalarının olması, aynı zamanda müşterilerimize **serbestleşmenin tüm faydalarını** sunabilmemiz için hayati önem taşımaktadır: bu piyasalar, üretim kaynaklarının en iyi şekilde kullanılmasını sağlamakta, **arz güvenliğini** artırmakta, tüm AB'de rekabete olanak vermekte ve **müşteri seçeneğini** artırmaktadır.

Uyumlu bir yaklaşımla tüm Avrupa'da elektrik

Avrupa'nın enerji ve iklim sorunları, uyumsuz ulusal tedbirlerle değil, Avrupa - hatta dünya çapındaki- politikalarla çözülebilir. Bu tür politikalar birbiriyle ters düşmemeli, birbirlerini tamamlayıcı bir nitelikte olmalıdır: uyumlu ve entegre yaklaşımlar, maliyetleri düşürür. Bu, Avrupa'daki işletmeler ve tüketiciler için sürdürülebilir ve güvenilir elektrik arzını sağlayacak **etkili yatırımları** teşvik edecektir.

EURELECTRIC. Avrupa için Elektrik

Belge no: D/2016/12.105/10



KİLİT MESAJLAR

- Dağıtım Sistem Operatörleri (DSO), bir taraftan başarılı bir şekilde enerji dönüşümü sağlamada kilit önem taşıırken diğer taraftan da dağıtım şebekelerinin gelecekte daha akıllı şebekeler kavramına doğru gelişiminde dağıtım sistemi istikrarı, enerji kalitesi, teknik verimlilik ve maliyet etkinliğin sağlanması yoluyla tüm müşterilerine yüksek kalitede hizmet sağlamaya devam etmektedirler.
- Şebeke maliyetlerinin tam olarak ve zamanında geri kazanılması (işletme giderleri, amortisman ve yatırımın adil bir getirisi) DSO'ların görevlerini yerine getirebilmeleri için gerekli bir koşuldur. Bu amaçla, tüketim miktarlarındaki değişikliklerin DSO'ların gelirleri üstündeki etkisi ekonomik ve finansal olarak nötrale edilmiştir. Aksi takdirde bunlar, yatırımın sürdürülebilirliğini sektöre uğratabilir ve sermaye maliyetini artırabilir.
- Dağıtım şebeke tarifelerinin yapısı, özellikle de kapasite (€/kW) ve hacimsel (€/kWh) tarife bileşenleri arasındaki denge, bütün elektrik sistemi için önemli bir konudur.
- Tarifeler, aşağıdakileri de kapsayan etkin dağıtım altyapı hizmetlerine teşvik sağlayan fiyat sinyalleri aracılığıyla uzun vadede genel sistem verimliliğini teşvik etmelidir: Şebeke erişimi, garanti edilen güç emre amadeliği, enerjinin enjeksiyonu/ geri üretimi ve güç kalitesi.
- Daha çok kapasiteye-dayalı olan şebeke tarifeleri (özellikle düşük voltaj tüketicileri için), puant taleple bağlantılı daha yüksek şebeke maliyetleri yansıtmaktadır ve müşterilere onların puant yüklerini azaltacak teşvikler sağlamaktadır; böylece şebeke, daha verimli kullanılmış olmaktadır. Bu tarifeler, genel olarak enerjinin daha verimli kullanımı için daha iyi teşvikler sağlamaktadırlar.
- **Bunlar**, ayrıca, müşteri sınıfları arasında çapraz sübvansiyondan kaçınarak maliyetlerin farklı müşteri kategorileri arasında etkin ve adil bir şekilde dağıtılmasını sağlamalıdır.
- Enerji verimliliği ve talep katılımı, çeşitli araçlarla teşvik edilebilmektedir. Tarifelerin kapasite kısmındaki artış, şebeke tarifelerinin bu amaç için tamamlayıcı bir araç olarak kullanılmasına engel olmamak ve makul bir davranış sağlamak için teşviki güçlendirmektedir.
- **Time-of-use (ToU=Kullanım zamanlı)** şebeke tarifeleri, günün ya da yılın önceden tanımlanmış kısımlarında önceden tanımlanmış farklı fiyatlar ortaya koymaktadır. Bu tür fiyatlar, kapasiteye (güce) dayanarak oluşturulabilir, kullanılabilir ve sözleşmeye bağlanabilir. Bunlar şebekenin daha verimli kullanılmasını teşvik etmekte ve esnekliği desteklemektedirler, bunun yanı sıra da AB'nin enerji verimliliği ve aktif talep katılımı konularındaki amaçlarıyla uyumludurlar.
- Dinamik Şebeke Fiyatlandırma, dağıtım şebekesinin farklı durumlarının yerel olarak ve gerçek zamana daha yakın bir şekilde farklılaştırılmış fiyatlandırmaya yol açabileceğini varsaymaktadır. Bunun hane halkı düzeyindeki katma değerinin daha fazla araştırılması gerekmektedir çünkü dinamik fiyatlandırma, daha fazla karmaşa ve daha yüksek uygulama maliyetlerine yol açabilir ve bazı durumlarda tedarikçilerin tekliflerini etkileyebilir. DSO, tamamlayıcı bir şekilde şebeke tarifeleri aracılığıyla dolaylı olarak esnekliği teşvik ederek, gelecekte esnekliği ticari esneklik hizmeti sunucularından (yani tedarikçilerden ya da talep toptancılarından) temin edebilir.

İçindekiler

1. Önsöz.....	3
2. Şebeke Tarifesi Yapıları.....	4
3. Şebeke Maliyetini Geri Kazanımı.....	5
4. Adil Maliyet Dağıtımı	6
5. Şebekenin Verimli Kullanımı için Fiyat Sinyalleri	7
6. Şebeke Tarifeleri ve Talep katılımı	8
7. Şebeke Tarifeleri ve Enerji Verimliliği	9

1. Önsöz

Düşük voltajda dağıtım Şebeke tarifeleri¹ hâlâ, büyük ölçüde kullanılan enerjinin hacmine bağlıdır. Diğer yandan da altyapı maliyetleri, ağırlıklı olarak şebeke topolojisi ve kapasite tarafından belirlenmektedir.

Topluma gerekli hizmetleri sağlayan dağıtım şebekeleri, enerji sisteminin bel kemiği olarak görülmektedir. Dağıtım Sistem Operatörlerinin (DSOlar) elektrik sisteminde arz güvenliğini, yüksek kalite hizmeti ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları'nın (YEK) etkin entegrasyonunu, uygun Şebeke gelişimi ve işletimi aracılığıyla sağlamaları beklenmektedir.

DSO'lar düzenlenmiş doğal tekeller oldukları için düzenleyiciler, bunların izin verilen gelirlerinin işletim maliyetine, amortismanına ve varlıklarının adil getiri oranına dayalı olduğunu tahmin etmektedirler.

Maliyeti yansıtan bir tarife yapısı, izin verilen gelirlerin etkili toplanması için kilit unsurlardan biridir. Şebeke maliyetleri, çoğunlukla şebeke topolojisiyle belirlenmektedir. Şebekeden ne kadar miktarda güç ve enerji akabileceği de başka bir maliyet belirleyici unsurdur. Bu, daha çok puant talep olasılığı (kW olarak) ile ilişkilidir. Puant talebin gelişiminin aynı zamanda şebekenin gelecekteki yatırım, işletim ve bakım maliyetleri üzerinde de etkisi vardır. Diğer bir deyişle, puant talebi kontrol altında tutmak, uzun vadede maliyetleri kontrol altına almaya yardımcı olmaktadır.

Ancak AB'ye Üye Devletlerin çoğunda hane halkları ve küçük işletmeler için şebeke tarifeleri, hala çoğunlukla enerji hacimlerine (kWs olarak) dayalıdır. Tablo 1, hane halkları ve küçük sanayiler için şebeke tarifelerinin tarife bileşenleri bakımından nasıl oluşturulduğunu gösteriyor.

		%0	%0-25	%25-50	%50-75	%75-100	%100
Hane halkları	Enerji Ücretleri (%)	NL	ES, SE	NO	IE, IT, PL, PT, SK, SI	AT, CY, CZ, FR, DE, GB, GR, HU, LU, RO	
	Sabit + Kapasite Bileşeni (%)		AT, CY, CZ, FR, DE, GB, GR, HU, LU, RO	IE, IT, PL, PT, SK, SI	NO	ES, SE	NL
Küçük Sanayiler	Enerji ücretleri (%)	NL	IT, LU, ES,	AT, PL, SI,	CZ, FI, FR, HU, SE	CY, DE, GB, GR, SK	RO
	Sabit + Kapasite Bileşeni (%)	RO	CY, DE, GB, GR, SK	CZ, FI, FR, HU, SE	AT, PL, SI	IT, LU, ES	NL

Tablo 1: Avrupa'daki hane halklarının ve küçük sanayilerin güncel dağıtım şebeke tarifelerinin kilit unsurları
Kaynak: Dağıtım sistemleri için tarife belirleme üzerine çalışma, Avrupa Komisyonu (Enerji Genel Müdürlüğü), Ocak 2015

Müşteri sınıfları arasında adil bir maliyet dağıtımını sağlamak için dağıtım tarifelerinin daha fazla maliyet yansıtıcı nitelikte olması gerekmektedir. Bu çalışmada, hangi tarife yapısının ekonomik olarak verimli sistem kullanımı ve adil maliyet dağıtımına daha fazla katkıda bulunacağı anlatılmaktadır.

¹ Ulaştırma sistem tarifeleri, dağıtım, iletim ve dengeleme ücretlerini içermektedir (eğer bir piyasa faaliyeti değilse). Bu çalışmanın amaçları bakımından şebeke tarifeleri, dağıtım şebeke ücretleriyle örtüşmektedir.

2. Şebeke Tarifeleri Yapıları

Tarife yapısının sabit ve değişken maliyetlerinin farklı niteliklerini yansıtmaması gerekmektedir (fiili enerji kullanımına bağlı olarak).

Şebeke tarifelerindeki maliyetler, DSO görev ve sorumluluklarına bağlıdır. Şebeke tarifeleri genel olarak aşağıdaki doğrudan şebeke maliyetlerini içermektedir:

- Sermaye Giderleri: Şebeke hizmetlerini sağlamak için gerekli olan varlıklara yapılan yatırımlar sebebiyle oluşmuş masraflardır. Bu hizmetler genel olarak, hava hatları ve yeraltı kabloları (maliyet faktörleri olarak km, kVA ve voltaj düzeyi), trafo merkezleri (kVA ve voltaj düzeyi temelli), kontrol merkezleri, bilgi ve iletişim teknolojileri (ICT), ölçme sistemleri ve diğer varlıkları içermektedir. Sermaye maliyetleri ise amortisman ve malların getiri oranını içermektedir.
- İşletme giderleri:
 - Sistem hizmetleri ve bakımı da içeren hizmetler (bunlar km/ kVA/ voltaj seviyesi ile belirlenir)
 - Şebeke kayıplarının satın alınması (uygulanabildiği yerlerde kW's temellidir)
 - Müşteri hizmeti: sayaç okuma hizmetleri, faturalama ve diğer idari ve ticari maliyetler. Bu maliyetler, müşterilerin sayısına bağlıdır. Ancak bunlar çoğunlukla sabittir ve müşteri büyüklüğüne/ tüketime göre değişiklik göstermez.
 - Genel giderler: doğrudan şebekenin işletim ve bakımına bağlı olmayıp şebeke hizmeti sunumuyla ilişkili olan kurumsal maliyetler;

Tarifenin yapısı, sabit ve değişken maliyetlerin farklı niteliklerini temsil etmelidir (fiili enerji kullanımına bağlı olarak). Temel tarife yapısı, tek başına ya da kombinasyonlar halinde üç tür bileşeni içerebilir: hacimsel (€/kWh), kapasite temelli (€/kW), ve bağlantı başına (€/yıl). Bu her yaklaşım içinde de, sabit fiyatlar seçeneği, tüketime bağlılık süresi, toptan fiyata bağlılık vs''yi kapsayan farklı seçenekler bulunmaktadır. Tarife yapısının istenilen hedefler (gelir yeterliği, maliyeti yansıtılabilirlik, ekonomik verimlilik) ile nihai fiyat yapısı arasında, artan enerji verimliliğini ve talep katılımını tehlikeye atmadan, doğru bir denge kurması gerekmektedir.

Hacimsel tarifeler ile kapasite tarifelerinin karşılaştırılması

Hacimsel tarifeler, müşteriyi şebekeden alınan enerjinin toplam hacmine göre ücretlendirirken kapasite tarifeleri, sözleşmeyle belirlenmiş şebeke kapasitesi ya da kullanılan güce bağlıdır. Hacimsel tarifeler için ölçüm birimi genel olarak €/kWh; kapasite tarifeler içinse €/kW'dir.

Kullanım zamanlı tarifeler, Kritik Puant Fiyatlandırma (CCP) ve dinamik olarak dengelenmiş fiyatların karşılaştırılması

Kullanım Zamanlı (ToU) tarifeler, belirli zaman aralıkları için önceden belirlenmiş sabit tarifelerdir. Yani peak-shaving (arz ve tüketim noktalarındaki ani dalgalanmaları karşılama) ve kısıtlılık azaltmayı teşvik etmek amacıyla "puant saatler" için daha yüksek fiyatlandırma ve "puant-dışı saatler" için daha düşük fiyatlandırma yapılmaktadır. Kullanım zamanlı tarifeler, hacimsel ya da kapasite temelli olabilir veya bunların ikisinin karışımı olabilir. Kullanım zamanlı tarifeler, belli bir şebekedeki şebeke kullanımının geçmiş verilerine dayanmaktadır, ve gerçek zamanın ötesine sabitlenmiştir.

Kritik puant fiyatlandırma (CPP) kritik saatlerde önceden belirlenmiş şekilde daha yüksek fiyatlarda ücretlendirme yapar. Bu saatler, şebeke kapasitesi için daha yüksek talep düzeylerine cevap verecek şekilde gerçek zamana yakın olarak seçilmiş saatlerdir. Tebligat genellikle 1 ya da 2 gün öncesinden gönderilmektedir. Kritik süre, belirlenen tarifeyle ilgili olarak birkaç saat olabilir. Kritik süre, "devam eden kullanım süresi" zaman aralığı olarak da düşünülebilir.

Dinamik Şebeke fiyatlandırması kavramı, değişken şebeke kullanımı talebi ve değişken şebeke koşullarına uyum sağlamak için fiyatların kısa süreli ayarlanmasını önceden öngörmek demektir.(ör. şebeke darboğazı ya da kısıtlılığı).

3.Şebeke Maliyeti Geri Kazanımı

Dağıtım şebekesini işletmenin uzun dönem maliyeti çoğunlukla sabittir. Bu maliyetin niteliği, düzenleyiciler tarafından kabul edilmeli ve bunun sonucunda da DSO'lar için bu miktar tazmin edilmelidir.

Son yıllarda, pek çok Avrupa ülkesi, dağıtılmış enerji hacimlerinde kayda değer bir miktarda azalmayla karşı karşıya kalmışlardır. Tablo 2 bu ülkelerden birkaç örneği göstermektedir. Bu durumun esas nedeni, kendi kendine elektrik üreten tüketicilerin sayılarındaki artış, artan enerji verimliliği ve uzun süren ekonomik durgunluktur. Bu, DSO'ların izin verilen gelirlerini, genellikle ulusal düzenleyici rejimlerce belirlenmiş makul zaman aralıklarında geri kazanma becerilerini etkileyebilmektedir. Bu durum, zaman içinde tarifedeki muhtemel dalgalanmaların yanı sıra nakit akışı sorunlarına da yol açabilmektedir.

Ülke	Toplam Dağıtılmış Enerji (TWS) 2011	Toplam Dağıtılmış Enerji (TWS) 2014	Azalma (%)
CY	4,6	3,9	15,2
ES	278	259	6,8
DE*	510,6	495,9	2,9
DK	32,0	30,6	4,4
FI	60	59 (2013)	1,7
FR**	363	362	0,3
GR	45,7	42,6	6,8
IT	287	262,4	8,6
NO	118	115 (2013)	2,5
PT	47	44	6,4

*Sanayi öz tüketimi dahil değil; küçük çaplı üreticilerin öz tüketimi kısmen dâhil edilmiştir.

**Fransa için veriler, Fransa'nın dağıtılmış elektriğinin yaklaşık %95'ini idare eden ERDF'den (Avrupa Bölgesel Kalkınma Fonu) alınmıştır. Veriler, şebeke kayıplarını da içermektedir.

Tablo 2: Dağıtılmış enerji miktarının azaldığı AB ülkeleri
Kaynak: EURELECTRIC, Mart 2016

Finansal etki (nakit etkisi): DSO gelirlerinin toplanması, tüketilen ve dağıtılan enerjinin düzeyine bağlıdır ancak biraz gecikmeyle de olsa, izin verilen ve nakte çevrilmiş gelirler arasındaki uyumsuzluğu telafi edecek bir mekanizma bulunmaktadır.

Ekonomik etki: DSO gelirlerinin seviyesi, tüketilen ve dağıtılan enerjinin düzeyine bağlıdır ve bu nedenle, izin verilen ve fiili gelirler arasında yapısal ve sistematik bir uyumsuzluk bulunmaktadır.

Bazı Üye Devletler'de DSO'lar, ekonomik ve/ veya finansal sonuçların yanı sıra kontrol edemedikleri bir hacim riskiyle karşı karşıyadırlar. Bu etki, geçtiğimiz üç yıl içinde kaydedilmiştir ve önümüzdeki yıllarda bu etkinin devam etmesi hatta bazı ülkelerde artış göstermesi beklenmektedir. Genellikle, bir gecikmeyle uygulama sonrası gerçekleşen finansal açıklar (düşük enerji tüketiminden kaynaklanan düşük gelirlerin etkileri) için DSO'lara geri ödeme yapılır. Fakat DSO gelirinin tamamen tüketim hacimlerine dayalı olduğu durumlarda (örneğin, hiçbir hacim ayarlaması olmayan net fiyat tavanlarının olduğu durumlar) DSO, fiili olarak ekonomik açıdan etkiye açıktır. Tablo 3, bu durumu açıklamaktadır.

Toplam gelirlerin %'si	Son üç yıl içindeki finansal (nakit) etki	Son üç yıl içindeki ekonomik etki
< %0.5		DE
%0.5 - %5	AT, ES, FR, GR, LV, NL	DK*, PL, PT
%5 - %10	DE, IT, PT	

*Danimarka için, ekonomik etki, DSO'nun izin verilen gelirlerinin düzeyinin temin edilen enerji miktarına bağlı olması şeklinde anlaşılmaktadır.

Tablo 3: DSO'ların karşı karşıya kaldığı hacim riski
Kaynak: EURELECTRIC, 2016

Dağıtım maliyetlerinin niteliğini daha iyi yansıtan daha fazla kapasite temelli tarifeler, daha istikrarlı dağıtım gelirleri ve nakit akışları sağlayarak bu konuyu çözüme ulaştırmaya yardımcı olacaktır. Burada "kapasite temelli" ifadesi, sözleşmeye bağlı kapasite ya da güç, kullanılmış kapasiteyi (güç) ya da sadece sabit oranlara dayalı tarifeleri kapsayacaktır. Ayrıca izin verilen gelirlerin zamanında karşılanmasını sağlamak için, başka mekanizmaların devreye girmesi gerekmektedir:

- Tarifelerin hesap edildiği hacimlerin düzeyinin daha doğru bir tahminini yapabilmek için ve geçici bir süre için bile olsa dağıtım şirketlerinin yatırımlarını finanse etme ihtimallerini tehlikeye sokabilecek ilgili finansal açıklardan kaçınmak için kısa bir fiyatlandırma zaman aralığı² belirlenmelidir. Bu, düzenleyici zaman aralığının³ fiyatlandırma zaman aralığından önemli ölçüde daha uzun olamayacağı anlamına gelmemektedir.
- Her halükarda DSolar, ekonomik olarak tüketim hacimlerine maruz kalmamalıdır ve bu yüzden en azından, düşük hacimlerden kaynaklanan finansal açıkları için uygulama sonrasında geri ödeme almalıdırlar. Düzenleyici bir bakış açısına göre genel olarak, DSO gelirleri daha istikrarlı ve öngörülebilir maliyet faktörlerine endeksli olsaydı, daha uygun olurdu.

4. Adil Maliyet Dağıtımı

Adil ve ayrımcı olmayan bir tarife, şebeke kullanıcılarına dağıtım şebekesinden eşit garantili erişim gerektiren aynı özellikleri olan aynı fiyatları sunmalıdır ve genel anlamda toplum için en iyi ekonomik sonucu sağlayacak şekilde tasarlanmalıdır.

Şebeke tarifeleri, dağıtım maliyetlerini kullanıcılar arasında, yalnızca enerji hacmini ve kapasitesini değil kullanıcıların bireysel şebeke etkilerini de göz önünde bulundurarak adil bir şekilde dağıtılmalıdır ve verimli bir şebeke kullanımı için doğru sinyalleri göndermelidir. Tarife belirleme, şebekenin müşteri çeşitliliğinin yanı sıra sistem ücretlerinin bağlantısı ve kullanımı arasındaki bağlantıyı da yansıtmalıdır.

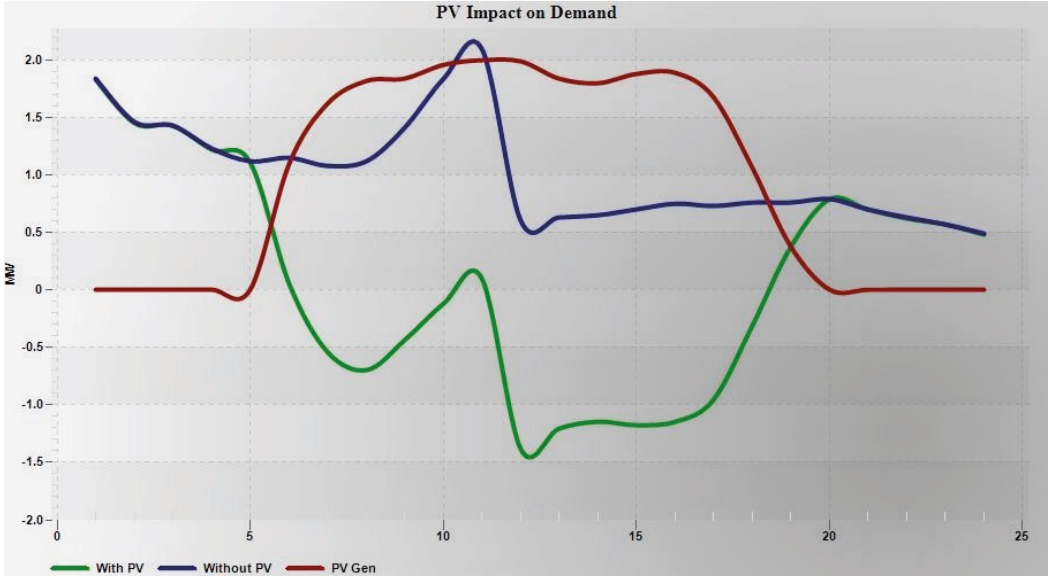
Kendi kendine elektrik enerjisi üretimi, şebeke tarafından dağıtılan elektrik miktarındaki mevcut azalmaya katkıda bulunan temel faktörlerden birisidir. Fakat elektriğin kendi kendine üretimi tek başına, şebeke geliştirme/ idaresinin maliyetlerini azaltmamaktadır. Aslında pek çok durumda, dağıtım şebekelerinin bağlantısı ile kullanımına ve bazen daha fazla şebeke genişletmeye gerek duyulması ayrıca otomasyon (özdevinim) yatırımında artış görülmesi sebebiyle bunun tam tersi gerçekleşmiştir,

Kendi kendilerine elektrik üreten tüketiciler de en az geleneksel müşteriler kadar şebekeye güvenilir bir erişime ihtiyaç duyarlar çünkü onlar da özellikle puant saatlerde şebekeyi kullanmaktadırlar.

Müşteriler, şebeke bağlantıları olduğu ve onun hizmetlerinden faydalandıkları sürece, maliyetlerine katkıda bulunmalıdırlar. Şekil 2, net olarak, genellikle FV'ye (fotovoltaik) dayalı kendi kendine üretimin olmadığı şartlarda, maksimum müşteri talebinin olduğu durumları göstermektedir.

² Fiyatlandırma zaman aralığı: bir fiyatlandırma programının geçerli olduğu süre, örn. 1 yıl.

³ Düzenleyici zaman aralığı: düzenleyici fiyat kontrolünün düzenleyici tarafından belirlenen uzunluğu, örn. 3-5 yıl ya da bazen daha fazla.



Şekil 2: Güneş enerjisiyle kendi kendine enerji üretiminin şebeke yükü üzerindeki etkisi
Kaynak: FV'nin Dağıtım Sistemi Voltaj Kontrolü üzerindeki Etkisi, DNV-GL, Ekim 2015

5. Şebekenin Verimli Kullanılması İçin Fiyat Sinyalleri

Şebeke tarifelerinin yapısı, verimli şebeke kullanımını teşvik edecek ölçüde yeterli fiyat sinyallerinin devreye sokulmasını sağlamalıdır.

Daha çok kapasite temelli lan şebeke tarifeleri (özellikle düşük voltaj müşterileri için), puant taleple ilişkili daha yüksek şebeke maliyetlerini yansıtmaktadır. Bu tarifeler, müşterilere puant yüklerini en uygun seviyeye düşürmeleri için teşvikler sunmakta ve böylece şebekenin daha verimli şekilde kullanılması sağlanmış olmaktadır. EURELECTRIC'e göre, daha çok kapasite temelli an tarifeler, maliyeti daha iyi yansıtabilmekte, ve DSO'lar için daha istikrarlı gelirler ve nakit akışları sağlamaktadırlar.

Daha iyi puant yük yönetiminin bir sonucu olarak, mevcut şebeke kapasitesine daha fazla yatırım, uzun vadede ertelenebilir ya da azaltılabilir. Bu durumun genel sistem maliyeti üzerinde elektrik müşterilerinin lehine olumlu bir etkisi olmaktadır.

Özellikle orta ya da yüksek voltajlı dağıtım hatlarına bağlı müşteriler için kullanım zamanlı (ToU) şebeke tarifelerinin olması durumunda, kapasite üstünde daha yüksek fiyat sinyalleri ve puant saatler dışındaki enerji tüketiminin transferi için ilgili teşvikler, müşterileri, puant talep düzeylerini azaltmaları konusunda teşvik edecektir. Hanehalkı düzeyinde kullanım zamanlı kapasite temelli tarifelerin etkileri, daha ayrıntılı incelenmelidir.

Bu aynı zamanda müşterileri, puant düzeylerini azaltmak için tüketim yönetimine yardımcı olacak enerji tasarruflu cihazları seçmeye teşvik edecektir.

6.Şebeke Tarifeleri ve Talep katılımı

Talep katılımı, çeşitli sayıda araçla teşvik edilebilir.⁴ Tarifenin kapasite kısmındaki artış, şebeke tarifelerinin bu amaç için tamamlayıcı bir araç olarak kullanılmasına engel olmaz.

Nihai tüketiciler (hane halkları ve iş yerleri) talep katılımı aracılığıyla, genel fiyat sinyallerine ya da spesifik taleplere bir tepki olarak elektrik tüketimlerini gönüllü olarak değiştirerek elektrik sistemine esneklik kazandırır; aynı zamanda da bunu yaparken bundan kendileri için de yarar sağlarlar. Esneklik hem manüel hem de otomatik eylemlerle sağlanabilir (üretimi ya da talebi başlatma, artırma, azaltma ya da durdurma). Avrupa Komisyonu'na göre Üye Devletler ve Ulusal Düzenleyici Kurumlar'ın (NRA), şebeke müşterilerinin sisteme⁵ esneklik getirmelerini teşvik edecek yenilikçi şebeke tarife yapıları temin etmeye çalışmaları gerekmektedir.

Piyasaya (değişken toptan fiyatlarından faydalanarak), sisteme (sıklıkla dengeleme gücü sağlama şeklinde) ve/ veya şebekeye esneklik sağlanabilmektedir. Yatırımı ertelemek ya da engellemek için DSO'lara sağlanan esneklik, daha küçük coğrafi bölgelerle sınırlı olduğu için temelde diğerlerinden farklı olacaktır.

DSO amaçları bakımından talep katılımı, yani yerel kısıtlılık yönetimi söz konusu olduğunda:

- Müşterilere, tüketimlerini değiştirmek için aşağıda belirtilen şebeke tarifeleriyle dolaylı olarak teşvik sağlanabilir.
- DSO'lar, ticari esneklik hizmetleri sunucularından esneklik piyasaları aracılığıyla bu hizmetleri satın alabilmektedirler (tedarikçiler ya da üçüncü şahıs talep toptancıları);

Daha çok kapasite temelli olan şebeke tarifeleri ayrıca, şebeke için iyi olan talep tarafı davranışını harekete geçirebilirken, kullanım zamanlı şebeke tarifeleri ise kapasite bileşenine uygulanabilmektedir. Akıllı sayaçlar (özellikle endüstriyel müşteriler için), önceden belirlenmiş zaman çizelgeleri için (puant/ puant dışı saatler) farklı kapasite şebeke tarifeleri kurmaya imkan vermektedir. Kapasite bileşeninin artması durumunda da, kullanım zamanlı şebeke tarifeleri uygulanabilmektedir. Daha büyük endüstriyel müşteriler, işletmeler ve hatta hane halkları (örneğin, Fransa'da 36 kVA'nın üstünde bağlanmış daha büyük müşteriler) için geleneksel sayaçlar konusunda durum zaten böyledir. Tablo 4'te, AB'ye Üye Devletlerde hali hazırda uygulanan kullanım zamanlı Şebeke tarifelerinden birkaç örnek gösterilmektedir.

Müşterinin Türü	Enerji Kullanım zamanlı Şebeke Tarifeleri	Kapasite Kullanım zamanlı şebeke tarifeleri
Hane halkı	AT, ES, FR, GR, LV, PL, PT	GR, (*)
Endüstriyel	AT, ES, FR, LV, PL, PT	ES, FR, PT**

*Hollanda, Aralık 2015 tarihinde hane halkları için kullanım zamanlı Kapasite Şebeke Tarifeleri üzerine pilot bir proje uyguladı. Bu belgenin yayınlanma tarihi itibarıyla, böyle tarifeleri uygulamak için tam ölçekli hiçbir plan bulunmamaktadır.

**Portekiz'de, yalnızca puant saatlere uygulanan bir kapasite bileşeni bulunmaktadır.

Tablo 4: Hane halkı ve/ veya endüstriyel kullanım zamanlı Kapasite ve/ veya Enerji Dağıtım Şebeke Tarifeleri olan AB ülkeleri

Kaynak: EURELECTRIC, 2016

⁴ Bkz. [Talep katılımına dair bilmek istediğiniz her şey](#), EURELECTRIC 2015.

⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Refined%20Recommendations_FINAL_clean.pdf

Talep taraflı katılım davranışını harekete geçiren farklı şebeke tarifleri seçenekleri, aşağıda ele alınmaktadır.

Orta (ya da yüksek) voltaj düzeylerinde, DSO'lar, şebekeyi optimize edici talep taraflı katılımı harekete geçirecek kapasite temelli ve kullanım zamanlı şebeke tarifeleri sunabilmektedirler. Böyle tarifeler, şebeke kısıtlamalarından kaçınmak için tüketimde değişiklik yapmayı amaçlamaktadırlar. Kullanım zamanlı tarifeler, kontrol edilebilir yükleri olan müşterilere, dağıtım şebekesinde beklenen puant saatlerde taleplerini azaltmaları yönünde teşvik sağlamaktadır.

Kritik Puant Fiyatlandırma (CCP) ile DSO'lar, kullanım zamanlı tarife ile karşılaştırıldığında talep katılımını harekete geçirmek için talep katılımına çok daha güçlü fiyat sinyalleri (kapasite bakımından ya da hacimsel) gönderebilmektedirler. Bunun sebebi, şebekenin kısıtlanma ihtimali daha yüksek olduğu durumlarda Kritik Puant Fiyatlandırma'nın (CPP) sınırlı sayıda güne uygulanmasıdır. Diğer taraftan kullanım zamanlı tarifenin zaman aralıkları, önceden uygulanmaktadır.

DSO'ların muhtemel şebeke darboğazlarını engellemeleri ve kısıtlılıkla başa çıkmaları için bazen Dinamik şebeke fiyatlandırma programları, bir seçenek olarak ele alınmaktadır. Ancak esneklik ya da kesintili komratlar gibi diğer ekonomik araçlar da tüketiciler, kendi kendine elektrik üreten tüketiciler ve diğer dağıtılmış enerji üreticileri tarafından esnekliği harekete geçirmek için daha etkili olabilir.

7.Şebeke Tarifeleri ve Enerji Verimliliği

Müşteriler için, perakende fiyatları ve şebeke ücretlerinin kombinasyonundan ortaya çıkan sistem ve enerji verimliliğine yönelik genel teşvik.

Şebeke tarifesini, nihai fiyatın yalnızca bir kısmıdır. Perakende fiyatları, genel fiyat sinyalini sağlar. Bu durum, bir kısmı enerji verimliliği, bir kısmı da kapasite (şebeke kapasitesi) verimliliği ile ilgili olan birkaç farklı fiyat sinyalinin net sonucudur.

Üretim maliyetleriyle ilgili nihai fiyatın kısmı genellikle hacimseldir ve ya enerji tüketimini azaltmak için ya da enerji tüketimini, üretim maliyetlerinin daha düşük olduğu zamanlara (kullanım zamanlı tarife- ToU) doğru çekmek amacıyla müşteriye gönderilen fiyat sinyaline katkıda bulunur.

Tüketiciler -özellikle hane halkı tüketiciler- dış sıcaklık, gün ışığı yoğunluğu ve süresi, gün ve hafta boyunca dinlenme ve faaliyet zamanı gibi kısa süreli dışsal faktörler sonucunda elektrik talep ederler. Ancak uzun vadede hane halkı tüketicileri, genellikle yeni ekipmana yatırım (ya da elektrikli ısıtma olması durumunda eve yalıtım yaptırmaya gibi önlemler alma) yoluyla elektrik kullanımının verimliliğini artıracak tercihlerde bulunabilmektedirler.

Kapasite fiyat sinyalinin artması tüketiciyi, tüketim düzeylerini dönüştürerek ya da azaltarak onların puant taleplerini azaltacak ekipman seçimleri yapmaya yönlendirecektir.

Genel olarak enerji verimliliği, tüketiciler tarafından kullanılan farklı enerji kaynaklarının genel verimliliği ve çevreye etkisi göz önünde bulundurularak toplam enerji tüketimini optimize eden ve azaltan bütüncül bir yaklaşımla ele alınmalıdır. Bu, bir enerji kaynağının örn. elektriğin daha az verimli (ve karbon yoğunluğu daha çok olan) başka bir enerji kaynağının yerine kullanılmasının arttığı anlamına bile gelebilmektedir. Daha yüksek elektrik tüketimi, eğer yakıtın değiştirilmesi sonucu gerçekleşirse, verimsizlik anlamına gelmemektedir. Nitekim bu, daha verimli bir enerjinin kullanımını teşvik etmek için alınan önlemlerden biri olarak görülmektedir. Aslında pek çok elektrikli cihaz (örn. ısı pompaları), diğer yakıtları kullanan cihazlardan daha verimlidir. Buna ek olarak, elektrikli vasıtaların sayısının artması, elektrik talebini artırırken, elektriğin fosil yakıtların yerini almasına neden olacaktır. Bu durumda, "enerji verimliliği" kavramını yalnızca enerji tüketimini azaltma şeklinde değil, aynı zamanda "enerjinin akıllıca kullanımı" şeklinde yeniden tanımlamak gerekecektir.

EURELECTRIC, tüm faaliyetlerinde aşağıdaki sürdürülebilir kalkınma değerlerinin uygulanmasını amaçlar.

Ekonomik Kalkınma

► Büyüme, katma değer, verimlilik

Çevre Liderliği

► Taahhüt, inovasyon, proaktiflik

Sosyal Sorumluluk

► Şeffaflık, etik, hesap verebilirlik



Elektrik Sanayii Birliđi- EURELECTRIC aisbl
Boulevard de l'Impératrice, 66 - Boite 2
B - 1000 Brussels • Belgium
Tel: + 32 2 515 10 00 • Fax: + 32 2 515 10 10
VAT: BE 0462 679 112 • www.eurelectric.org
EU Şeffaflık Kayıt No.: [4271427696-87](https://ec.europa.eu/transparency/regexp10/index.cfm?do=groupDetail.groupDetail&id=4271427696-87)



Elder

Mustafa Kemal Mah. Eskişehir Yolu 9. km
No: 266 Tepe Prime A Blok 3. Kat, D: 37-38
Çankaya - Ankara
T: +90 312 285 1135-36 • F: +90 312 285 1126
www.elder.org.tr • info@elder.org.tr

Network Tariffs

A EURELECTRIC Position Paper

March 2016

EURELECTRIC is the voice of the electricity industry in Europe.

We speak for more than 3,500 companies in power generation, distribution, and supply.

We Stand For:

Carbon-neutral electricity by 2050

We have committed to making Europe's electricity cleaner. To deliver, we need to make use of **all low-carbon technologies**: more renewables, but also clean coal and gas, and nuclear. Efficient electric technologies in **transport and buildings**, combined with the development of smart grids and a major push in **energy efficiency** play a key role in reducing fossil fuel consumption and making our electricity more sustainable.

Competitive electricity for our customers

We support well-functioning, distortion-free **energy and carbon markets** as the best way to produce electricity and reduce emissions cost-efficiently. Integrated EU-wide electricity and gas markets are also crucial to offer our customers the **full benefits of liberalisation**: they ensure the best use of generation resources, improve **security of supply**, allow full EU-wide competition, and increase **customer choice**.

Continent-wide electricity through a coherent European approach

Europe's energy and climate challenges can only be solved by **European – or even global – policies**, not incoherent national measures. Such policies should complement, not contradict each other: coherent and integrated approaches reduce costs. This will encourage **effective investment** to ensure a sustainable and reliable electricity supply for Europe's businesses and consumers.

EURELECTRIC. Electricity for Europe.

KEY MESSAGES

- DSOs are key in enabling a successful energy transition, while still providing a high-quality service to all customers through the distribution system stability, power quality, technical efficiency and cost effectiveness in the future evolution of distribution networks towards a smarter grid concept.
- Full and timely recovery of network costs (OPEX, depreciation and a fair return on investment) is a necessary condition for DSOs to fulfil their duties. To this end, the impact of variations in consumption volumes on DSOs revenues should be neutralised economically and financially, otherwise they can hamper the sustainability of investment and increase the cost of capital.
- The structure of the distribution network tariffs, and in particular the balance between the capacity (€/kW) and the volumetric (€/kWh) tariff components, is an important issue for the entire electricity system.
- Tariffs should encourage overall system efficiency in the long run through price signals incentivising efficient distribution infrastructure services provided, including: network access, guaranteed power availability, injection/withdrawal of energy and power quality.
- More capacity-based network tariffs (especially for low voltage consumers) reflect the higher network costs associated with peak demand and provide customers with incentives to reduce their peak load, resulting in a more efficient use of the network. They provide better incentives for a more efficient use of energy overall.
- They should also ensure an efficient and fair allocation of costs among different customer categories, avoiding cross-subsidisation between customer classes.
- Energy efficiency and demand response can be incentivised through a wide set of instruments. The increase in the capacity part of the tariff does not hinder the use of network tariffs as a complementary instrument for this purpose and reinforces the incentive for rational behaviour.
- Time-of-Use network tariffs charge different pre-defined prices at pre-defined times of the day or year. Such prices can be set up based on capacity (power), used or contracted. They incentivise a more efficient use of the network, support flexibility, and are compatible with EU objectives on energy efficiency and active demand response.
- Dynamic network pricing assumes that the different states of the distribution network can give rise to differential pricing locally and closer to real-time. Its added value at household level has to be further studied, as dynamic pricing can entail higher complexity and implementation costs and can have an impact on suppliers' offers in some cases. On a complementary basis to implicitly incentivizing flexibility via network tariffs, DSO can procure flexibility from commercial flexibility service providers (i.e. suppliers or aggregators) in the future.

Table of Contents

1. Foreword.....	3
2. Network Tariff Structures.....	4
3. Network Cost Recovery	5
4. Fair Cost Allocation	6
5. Price Signals for the Efficient Use of the Grid	7
6. Network Tariffs and Demand Response	8
7. Network Tariffs and Energy Efficiency	9

1. Foreword

Distribution network tariffs¹ in low voltage are still largely based on the volume of energy used, while infrastructure costs are mainly driven by the topology of the network and by capacity.

Distribution networks are considered the backbone of the power system, providing necessary services to society. Distribution System Operators (DSOs) are expected to ensure security of supply, high quality service and efficient integration of Renewable Energy Sources (RES) in the electricity system through appropriate network development and operation.

As DSOs are regulated natural monopolies, regulators estimate their allowed revenues based on operating cost, depreciation and a fair rate of return on their assets.

A cost reflective tariff structure is one of the key elements for the effective collection of allowed revenues. Network costs are largely driven by the topology of the network. How much power and energy can flow through the network is the other main cost driver, which is mostly related to the probability of peak demand (in kW). The evolution of peak demand also has an impact on the network's future investment, operation and maintenance costs. In other words, controlling peak demand will help control long-term costs.

However, for households and small businesses, network tariffs are still mainly based on energy volumes (in kWh) in the majority of EU Member States. Table 1 shows how network tariffs for households and small industrials are built up in terms of tariff components.

		0%	0-25%	25-50%	50-75%	75-100%	100%
Households	Energy Charge (%)	NL	ES, SE	NO	IE, IT, PL, PT, SK, SI	AT, CY, CZ, FR, DE, GB, GR, HU, LU, RO	
	Fixed + Capacity Component (%)		AT, CY, CZ, FR, DE, GB, GR, HU, LU, RO	IE, IT, PL, PT, SK, SI	NO	ES, SE	NL
Small Industrials	Energy Charge (%)	NL	IT, LU, ES,	AT, PL, SI,	CZ, FI, FR, HU, SE	CY, DE, GB, GR, SK	RO
	Fixed + Capacity Component (%)	RO	CY, DE, GB, GR, SK	CZ, FI, FR, HU, SE	AT, PL, SI	IT, LU, ES	NL

Table 1: Key elements of today's European distribution household and small industrials network tariffs
Source: Study on tariff design for distribution systems, European Commission (DG Energy), January 2015

In order to ensure fair cost allocation across customer classes, distribution tariffs should be more cost reflective. This paper explains which tariff structure design would better contribute to economically efficient system use and fair cost allocation.

¹ Transportation system tariffs include charges for distribution, transmission, and balancing (if not a market activity). For the purposes of this paper, network tariffs coincide with distribution network charges.

2. Network Tariff Structures

The tariff structure should reflect the different nature of fixed and variable costs (depending on actual energy use).

Costs included in network tariffs depend on DSO roles and responsibilities. Network tariffs generally include the following direct network costs:

- CAPEX: incurred due to investments in assets necessary to provide network services, generally including overhead lines and underground cables (km, kVA and voltage level as cost drivers), substations (kVA and voltage level-based), control centres, information and communications technologies (ICT), metering systems and other assets. Capital costs include depreciation and a rate of return on assets.
- OPEX:
 - Operations, including system services and maintenance (driven by km/kVA/voltage level);
 - Procurement of network losses (kWh-based, where applicable);
 - Customer service: metering services, invoicing, and other administrative and commercial costs. These costs depend on the number of consumers, but they are mostly fixed, regardless of customer size/consumption;
 - Overhead costs: corporate costs not directly linked to the operation and maintenance of the network, but associated with network service delivery;

The tariff structure should represent the different nature of fixed and variable costs (depending on actual energy use). The basic tariff structure can have three main types of components, either alone or in combination: volumetric (€/kWh), capacity-based (€/kW), and per connection (€/year). Within each approach, there are different options encompassing a choice of fixed prices, time of consumption dependence, wholesale price dependence, etc. Tariff structure should find the right balance between desired objectives (revenue adequacy, cost reflectiveness, economic efficiency) and the final price structure without jeopardising increasing energy efficiency and demand response.

Volumetric vs capacity tariffs

Volumetric tariffs charge consumers for the total volume of energy taken from the grid, while capacity tariffs depend on contracted grid capacity or used power. The measurement unit for volumetric tariffs is generally €/kWh, whereas for capacity tariffs it is €/kW.

ToU tariffs vs Critical Peak Pricing (CPP) vs dynamically cleared prices

Time-Of-Use (ToU) tariffs are predefined fixed tariffs for specific time intervals, i.e. higher 'on-peak' prices and lower 'off-peak' prices with the objective of incentivising peak shaving and congestion mitigation. ToU tariffs can be volumetric, capacity-based or a mix of both. ToU tariffs are fixed ahead of real time, based on historical data on grid use in a particular network (each month or year).

Critical peak pricing (CPP) charges pre-defined higher prices during critical hours, which are chosen close to real time, responding to higher demand levels for network capacity. Notification is usually made 1 to 2 days in advance. A critical period can last several hours, depending on tariff design. A critical period can be understood as a 'moving ToU' interval.

Dynamic network pricing is a concept envisaging the short-notice adjustment of prices to accommodate varying demand for network use and changing network conditions (e.g. grid bottlenecks or congestion).

3. Network Cost Recovery

The long-run cost of operating the distribution grid is mostly fixed. The nature of this cost should be recognised by regulators and DSOs must be compensated as a result

Recently, many European countries have been experiencing a significant reduction in distributed energy volumes. Table 2 shows a few examples from these countries. This is mainly due to the increase in the number of prosumers, increasing energy efficiency and a prolonged economic stagnation. This can impact the DSOs' ability to recover their allowed revenues within reasonable time periods, usually set by national regulatory regimes, which can lead to cash flow issues in addition to potential tariff fluctuations overtime.

Country	Total Distributed Energy (TWh) 2011	Total Distributed Energy (TWh) 2014	Decrease (%)
CY	4.6	3.9	15.2
ES	278	259	6.8
DE*	510.6	495.9	2.9
DK	32.0	30.6	4.4
FI	60	59 (2013)	1.7
FR**	363	362	0.3
GR	45.7	42.6	6.8
IT	287	262.4	8.6
NO	118	115 (2013)	2.5
PT	47	44	6.4

*Without industrial own consumption; own consumption of small-scale producers partially included.

**Data from France provided by ERDF, who manages about 95% of France's distributed electricity. The data includes network losses.

Table 2: EU countries with declining amounts of distributed energy
Source: EURELECTRIC, March 2016

<p>Financial (cash) exposure: the collection of DSO revenues depends on the level of consumed and distributed energy, but there is a mechanism to compensate, albeit with some delay, the mismatch between allowed and cashed revenues.</p> <p>Economic exposure: the level of DSO revenues depends on the level of consumed and distributed energy, so that there is a structural or systematic mismatch between allowed and actual revenues.</p>
--

In some Member States, DSOs bear a volume risk they cannot control, along with its economic and/or financial consequences. This effect was recorded in the last three years and is expected to continue in the coming years, and in some countries even increase. The DSO is generally refunded for financial deficits (the effects of lower revenues due to lower energy consumption) ex-post with a delay, but in cases where DSO revenue is entirely based on consumption volumes (for instance, in case of pure price caps with no volume adjustments), the DSO is fully exposed in actual economic terms. Table 3 illustrates this situation.

% of total revenues	Financial (cash) exposure over the last three years	Economic exposure over the last three years
< 0.5%		DE
0.5% - 5%	AT, ES, FR, GR, LV, NL	DK*, PL, PT
5% - 10%	DE, IT, PT	

*For Denmark, economic exposure is understood as the level of DSO allowed revenues depends on the delivered amount of energy.

Table 3: Volume risk borne by DSOs
Source: EURELECTRIC, 2016

More capacity-based tariffs, better reflecting the nature of distribution costs, would help address this issue by providing more stable distribution revenues and cash flows. Hereby, the term “capacity based” shall encompass tariffs that are based on contracted capacity or power, used capacity (power) or purely fixed rates. Moreover, to ensure the timely recovery of allowed revenues, other mechanisms should be put in place:

- A short pricing period² should be set up in order to arrive at a more accurate estimate of the level of volumes on which tariffs are calculated and to avoid relevant financial gaps that, even if temporary, can jeopardise the possibility for distribution companies to finance their investments. This does not imply that the regulatory period³ cannot be significantly longer than the pricing period.
- In any case, DSOs should not be economically exposed to consumption volumes and so they should, at the very least, be refunded ex-post for the financial deficits generated by lower volumes. In general, from a regulatory perspective it would be more appropriate if DSO revenues were indexed to more stable and predictable cost drivers.

4. Fair Cost Allocation

A fair and non-discriminatory tariff should present identical charges to grid users with identical characteristics requiring equal guaranteed access from the distribution network and should be designed to provide an optimal economic outcome for society in general.

Network tariffs should allocate distribution costs in a fair way among users, taking into account their individual grid impact, not only energy volume and capacity, and send the right signals for efficient grid usage. Tariff design should reflect the link between connection and use of system charges as well as network customer diversity.

Self-generated electricity is one of the major factors contributing to the current decrease in the amount of grid-distributed electricity. However, self-generation per se does not necessarily reduce grid development/management costs. In fact, in many cases the opposite is true due to the need for connection and use of the distribution grid and sometimes further network extension, as well as increased automation investment.

Prosumers are, in general, no less dependent on a reliable access to the grid than traditional customers, because they still use the grid, especially at peak hours.

As long as customers are connected to the grid and use its services, they should contribute to its costs. Figure 2 illustrates the situation where maximum customer demand in net terms occurs, typically when self-generation based on PV is not taking place.

² Pricing period: the time during which a pricing schedule is valid, e.g. 1 year.

³ Regulatory period: the length of the regulatory price control, which is decided by the regulator, e.g. 3-5 years or sometimes longer.

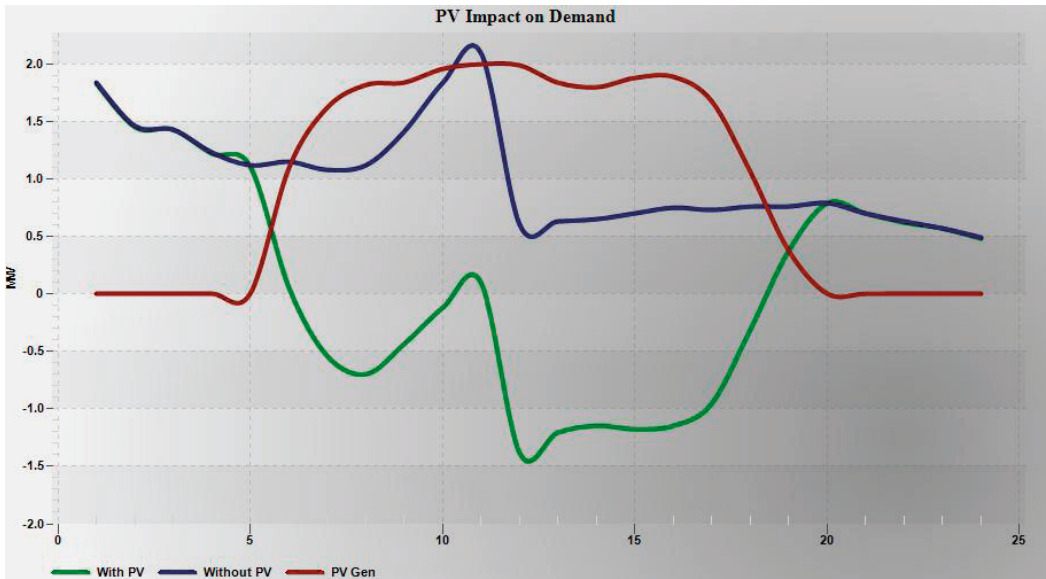


Figure 2: Solar self-generation impact on grid load
 Source: Impact of PV on Distribution System Voltage Control, DNV-GL, October 2015

5. Price Signals for the Efficient Use of the Grid

The structure of network tariffs should ensure that adequate price signals are put in place to incentivise the efficient grid use.

More capacity-based network tariffs (especially for low-voltage consumers) reflect the higher network costs associated with peak demand. They can provide customers with incentives to reduce their peak load to an optimal level, resulting in a more efficient use of the network. In EURELECTRIC’s view, more capacity-based tariffs result in better cost reflectiveness and more stable revenues and cash flows for DSOs.

As a result of better peak load management, further investment in available grid capacity can be deferred or reduced in the longer run, with a positive effect on overall system cost to the benefit of electricity customers.

Particularly in the presence of ToU network tariffs for consumers connected to medium or high voltage distribution lines, an increased price signal on capacity and associated incentives to transfer energy consumption out of peak hours would encourage consumers to moderate their peak demand levels. The effects of ToU capacity-based tariffs at household level must be explored further.

It would also incentivise consumers to choose energy saving appliances that can help consumption management in order to reduce peak levels.

6. Network Tariffs and Demand Response

Demand response can be incentivised through a wide set of instruments.⁴ The increase in the capacity part of the tariff does not hinder the use of network tariffs as a complementary instrument for this purpose.

Through demand response, final consumers (households or businesses) provide flexibility to the electricity system by voluntarily changing their electricity consumption in reaction to overall price signals or to specific requests, while simultaneously benefiting from doing so. Flexibility can be provided using either manual or automated actions (starting, increasing, decreasing or stopping generation or demand).

According to the European Commission, Member States and National Regulatory Authorities (NRAs) should work towards enabling innovative grid tariff structures that incentivise network customers to deliver flexibility to the system⁵.

Flexibility can be provided to the market (taking advantage of varying wholesale prices), to the system (often in the form of providing balancing power) and/or the grid. Flexibility provided to DSOs, in order to postpone or avoid investment, will have to be fundamentally different from the other two as it is limited to smaller geographical areas.

When it comes to demand response for DSO purposes, i.e. local congestion management:

- Customers can be incentivized to change their consumption implicitly by network tariffs as described below.
- DSOs can procure these services via flexibility markets from commercial flexibility services providers (suppliers or third party aggregators);

More capacity-based network tariffs can also activate demand-side behaviour that is good for the network, while ToU network tariffs can be applied to the capacity component. Smart meters (especially for industrial customers) allow setting different capacity network tariffs for predefined (peak/off-peak) time schedules. ToU network tariffs are still possible in the presence of an increased capacity component. This is already the case with traditional meters for larger industrial consumers, businesses or even households (in France, for example, for larger consumers connected above 36 kVA). Table 4 gives a few examples of already implemented ToU network tariffs in EU Member States.

Type of customer	Energy ToU Network Tariffs	Capacity ToU Network Tariffs
Household	AT, ES, FR, GR, LV, PL, PT	GR, (*)
Industrial	AT, ES, FR, LV, PL, PT	ES, FR, PT**

*The Netherlands completed a pilot project on ToU Capacity Network Tariffs for households in December 2015. At the time of publication, there are no full-scale plans to implement such tariffs.

**In Portugal, there is a capacity component that only applies to peak hours.

Table 4: EU countries with household and/or industrial ToU Capacity and/or Energy Distribution Network Tariffs
Source: EURELECTRIC, 2016

⁴ See [Everything you always wanted to know about demand response](#), EURELECTRIC 2015.

⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Refined%20Recommendations_FINAL_clean.pdf

Different options of network tariffs activating demand-side response behaviour are discussed below.

At medium (or high) voltage level, DSOs can offer capacity-based ToU network tariffs to activate grid-optimising demand-side response. Such tariffs are intended to shift consumption so as to avoid grid constraints. ToU tariffs give incentives to customers with controllable loads to reduce their demand during expected peaks in the distribution network.

With Critical Peak Pricing (CPP), DSOs can send much stronger price signals (either capacity or volumetric) to stimulate demand response than with ToU. This is because CPP applies to a limited number of days when the network has a higher probability of being constrained. ToU periods – on the other hand - are fixed in advance. A pilot project considering such a price scheme for industrial customers is currently being implemented in Portugal.

Dynamic network pricing schemes are sometimes discussed as an option for DSOs to tackle potential grid bottlenecks or manage congestion. However, other economic instruments such as flexibility or interruptibility contracts might be more effective to activate flexibility by consumers, prosumers and other distributed generators.

7. Network Tariffs and Energy Efficiency

For consumers, the overall incentive towards system and energy efficiency results from a combination of retail prices and network charges.

The network tariff is only one part of the final price. Retail prices provide the overall price signal, which is the net result of several different price signals, some related to energy efficiency and others related to (grid) capacity efficiency.

The fraction of the final price relating to production (generation) costs is mainly volumetric and contributes to the price signal sent to consumers either to reduce energy consumption or to shift it towards times in which generation costs are lower (ToU tariffs).

Consumers - households in particular - demand electricity as a result of external short-term drivers such as external temperature, daylight intensity and duration, time of rest and activity throughout the day and week. However, in the longer run, household consumers can make choices to increase the efficiency of their electricity use, typically through investment in new equipment (or home insulation measures in case of electric heating).

An increased capacity price signal would direct the consumer towards equipment choices that can moderate their peak demand either by shifting or reducing their level of consumption.

In general, energy efficiency should be addressed in a holistic approach that optimizes and reduces the total energy consumption taking into account the different overall efficiency and environmental impact of different sources of energy used by consumers. This can mean that the use of one source of energy, e.g. electricity even increases in order to replace another, less-efficient (and more carbon-intensive) source of energy. Higher electricity consumption does not mean inefficiency if it is a consequence of fuel switching, which indeed is considered one of the measures to promote a more efficient use of energy. In fact, many electric appliances (e.g. heat pumps) are more efficient than those using other fuels. Additionally, the increasing number of electric vehicles will raise electricity demand while replacing fossil fuels. In such case, it will be necessary to redefine the “energy efficiency” concept not only as reduction of energy consumption, but also as the “smart use of energy”.

EURELECTRIC pursues in all its activities the application of the following sustainable development values:

Economic Development

▶ Growth, added-value, efficiency

Environmental Leadership

▶ Commitment, innovation, pro-activeness

Social Responsibility

▶ Transparency, ethics, accountability



Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC aisbl
Boulevard de l'Impératrice, 66 – Boite 2
B - 1000 Brussels • Belgium
Tel: + 32 2 515 10 00 • Fax: + 32 2 515 10 10
VAT: BE 0462 679 112 • www.eurelectric.org
EU Transparency Register number: [4271427696-87](https://ec.europa.eu/transparency/regexp1/index.cfm?do=entity.entityDetail&entityId=4271427696-87)