

Türkiye ve Avrupa Elektrik Sistemlerinin Senkron Paralel Bağlantısı ve Kısıtlılık Yönetimi: Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi

Synchronous Parallel Connection of the Turkish and European Electricity Systems and Congestion Management: Flow Based Coordinated Auction Methodology

Hakkı Özata¹, Musa Aydın²

¹Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
hozata@epdk.org.tr

²Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Selçuk Üniversitesi
aydin@selcuk.edu.tr

Özet

Elektrik üretim ve tüketim birimlerinin serbest olarak enerji alışverişleri yapması bazen hat kapasiteleri tarafından kısıtlanır. Enerji iletim hatlarında meydana gelen bu kısıtlar ise her zaman elektrik enerjisi birim maliyetlerini yükseltir, amaçlanan rekabetçi serbest piyasa ortamı sağlanamaz ve bazı üreticilerin haksız kazanç sağlamasına neden olabilir. Bu da elektrik enerjisinin topluma maliyetini artırır. Hat kısıtlamalarının söz konusu olduğu enterkonekte hatlarda çeşitli kısıtlılık düzenleme metotları uygulanır ve enerji alışveriş programları buna göre belirlenir. Piyasa tabanlı kısıtlılık metotlarından Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Metodunun, enterkonekte hatlardaki fiziksel yük akışını esas alması ve piyasa katılımcısına daha çok ekonomik sinyaller vermesi nedeniyle Avrupa'da ve ülkemizin de içinde yer aldığı Güneydoğu Avrupa Bölgesi'nde teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir olduğu belirlenmiştir. Bu makalede 2010 yılı yaz puant dönemine ait Güneydoğu Avrupa (SEE) ülkelerinin elektrik sistemleri ile birlikte Türkiye elektrik sisteminin modeli referans alınarak yük akış duyarlılıklarını belirleyen Güç Transfer Dağıtım Faktörleri (GTDF) matrisleri hesaplanmıştır. Örnek kapasite ihale teklifleri üzerinden mali uzlaştırma (clearing) prosedürü uygulanarak sistem marjinal fiyatları ve İletim Sistem İşletmecilerine (TSO) ödenecek kısıt gelirleri belirlenmiştir. Makalede ayrıca 18 Eylül 2010 tarihinde gerçekleşen Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısının Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki enterkonekte sınır hatlarındaki yük akışlarına ve bölgedeki mevcut şebeke kısıtları üzerindeki etkisi de incelenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Piyasaları, Elektrik Piyasalarında Kısıt Yönetimi, Kapasite Tahsisi, Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi, Türkiye Elektrik Sistemi.

Abstract

The free trade of energy between electricity suppliers and consumers is sometimes constrained by the transmission congestions. The constraints in the transmission lines increase the unit cost of electrical energy, the target competitive market can't be maintained and some of the producers may obtain unfair return which increases the cost of electricity for the society. Various congestion regulation methods are applied for the congested interconnection capacity and the energy exchange programs are determined accordingly. As it considers the physical flows in the interconnection lines and gives more economical signals to the market players, Flow Based Coordinated Auction Method which is one of the market based congestion methods is recognized as technically and economically applicable in Europe and South East Europe which also includes Turkey. In this paper, Power Transfer Distribution Factors (PTDF) matrices which determine the power flows sensitivities by using the models of Turkish and South East European electricity systems in 2010 summer peak period are calculated. The congestions revenues and system marginal prices are determined by applying the financial clearing procedure based on the sample auction bids. Furthermore, in this study, also the effects of synchronized parallel connection of Turkish system to the European electricity system (ENTSO-E) which was realized on 18th September, 2010, on the load flows in interconnection lines and the existing network congestions in South East Europe has been analyzed.

Keywords: Electricity Markets, Congestion Management in Electricity Markets, Capacity Allocation, Flow Based Coordinated Auction Method, Turkish Electricity System.

1. Giriş

Bir bölgede ihtiyaç duyulan elektrik enerjisi miktarının o bölgedeki elektrik enerjisi üretim miktarı ile sistemin diğer noktalarından bölgeye aktarılacak elektrik enerjisi miktarının toplamından fazla olduğu (tüketim fazlalığı) veya bir bölgede gerçekleşmesi istenilen elektrik enerjisi üretim miktarının o bölgedeki elektrik enerjisi tüketim miktarı ile bölgeden sistemin diğer noktalarına aktarılacak elektrik enerjisi miktarının toplamından fazla olduğu durumlarda (üretim fazlalığı) sistemde kısıt vardır. Elektrik enerjisi açığı olan bir bölgeye sistemden aktarılacak miktarın açığı kapatamayacağı veya elektrik enerjisi fazlası olan bir bölgeden sistemin diğer noktalarına aktarılacak miktarın, fazlalığın tamamını gideremeyeceği durumlarda sistemde kısıt yaşanması kaçınılmazdır.

Bir sistemde yaşanan kısıtlar geçici veya yapısal nedenlere dayalı olabilirler. Sistemde teknik arızalar, belirli piyasa koşulları veya bakım/revizyon amacıyla hizmet dışı olan hatlar nedeniyle geçici kısıtlar yaşanabilir. Bu tür kısıtlar, yapısal sorunlardan kaynaklanırlarına göre çok daha az ve kısa süreli görülürler. Yapısal nedenlerden kaynaklanan kısıtlar ise, şebekenin mevcut kapasitesi veya ihtiyaç duyulan bölgelerde yapılan yerel elektrik üretiminin yeterli gelmemesi ile ilgilidir ve uzun süreli olarak görülürler. Bu iki kısıt türünü birbirinden ayırmak çoğu zaman kolay değildir. Ancak, kısıtların hem yaşandığı anda giderilebilmesi hem de uzun süreli kalıcı çözümlerin getirilebilmesi için kısıtların gerekçelerini iyi analiz etmek ve uygulanacak kısıt yönetimi metodunu bu analizlerin sonucuna göre belirlemek gerekir [1].

Avrupa elektrik piyasasında artan nükleer ve kömür kaynaklı üretim kapasitesi ile dominant doğalgaz çevrim ve petrole dayalı termik santrallerden kaynaklı ülkeler arasındaki üretim fiyatlarında kayda değer farklılıklar vardır. Bu fiyat farklılıkları, birbirine enterekte olarak bağlanmış ülkeler veya elektrik sistemleri arasında sürekli artan güç alışverişlerine neden olmaktadır. Ayrıca sınır ötesi iletim kapasite sınırlamaları, daha verimli ticari alışverişlerin gerçekleşmesinin önünde en ciddi engellemeyi oluşturmaktadır [2].

Güneydoğu Avrupa (SEE) bölgesinde elektrik enerjisi ticaret hacmi gittikçe artmaktadır. Ülkeler arasındaki bağlantı (entereksiyon) hatları, önceleri acil durumlar ve büyük üretim arızalarında ülkeler arasında yardımlaşma amaçlı tesis edilmişler ancak piyasaların serbestleşmesi sonrası artan enerji ticareti ile birlikte daha da önemli hale gelmişlerdir. Bu kapsamda yapılan çalışmalar incelendiğinde Vukasovic ve Skuletic'in makalesinde Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi ve PTDF matrisinin çeşitli hesaplama metodları incelenmiştir. Makalede ayrıca Karadağ-Arnavutluk sınırında örnek PTDF matris hesaplaması yapılmıştır [3].

Pils, makalesinde, Güneydoğu Avrupa'da koordineli sınır ötesi kısıtlılık yönetimi (Koordineli İhale) konusundaki gelişmeleri incelemiştir [4].

Bu çalışmada 2010 yılı yaz puant (maksimum yük) koşullarında Türkiye elektrik sisteminin gerçek şebeke modeli Güneydoğu Avrupa bölgesindeki şebeke modelleri ile birleştirilerek ilk defa yapılan bu çalışma ile Türkiye Elektrik

Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısı ile Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki mevcut hat yüklenmeleri ve kısıtlılıkların büyük oranda azaldığı yapılan analizlerle tespit edilmiştir.

2. Koordineli İhale Yöntemi

Son zamanlarda Kıta Avrupa ve ülkemizin de içinde yer aldığı Güneydoğu Avrupa Elektrik Piyasasında kullanılmak üzere Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale (Flow Based Coordinated Auction) metodolojisi geliştirilmeye çalışılmaktadır.

European Transmission System Operators (ETSO), yük akışı tabanlı yapılan kapasite tahsislerini, enerji ve sınır ötesi hat kapasite ihalelerinin merkezi bir kuruluş tarafından optimize edilen ulusal üstü (supra-national) bir yaklaşım olarak nitelendirmiştir. Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Metodu (Flow Based Coordinated Auction) ya da kısaca Koordineli İhale Metodunda herhangi bir enterekte hatta tüm yük akışlarının etkisi, hattın belirlenen fiziksel kapasitesinin üzerinde ise MW başına en düşük kısıtlılık bedeli teklifinden başlayarak tekliflerin hat kapasitesine sahip olma şansı azalmaktadır. Aslında yöntemin özünde ihale teklif setlerinin belirli sınırlamalar altında ihale edilen bölgesel transfer kapasitelerinin en yüksek piyasa değerini verecek şekilde kullanılmasına dayanır [5].

Bu metod Almanya, Polonya, Slovakya, Macaristan, Avusturya ve Slovenya'yı içerisine alan Central East Europe (CEE) bölgesinde uygulanmaya başlamıştır.

Bütünleşmiş ve merkezi bir elektrik piyasası olmayan ve oldukça girift bir yapıya sahip olan Avrupa elektrik sistemi ve piyasasında kısıtlılıkları çözmek için en uygun çözüm mekanizması Koordineli İhale Yöntemidir. Koordineli İhale Yönteminin başarılı bir şekilde yürütülebilmesi, İletim Sistemi İşletmecileri arasındaki sıkı işbirliğine bağlıdır. Sistem topolojisi (modeli) en iyi ve doğru bir şekilde oluşturulmalıdır. Topoloji bilinmeksizin yük akışlarının hesaplanması da mümkün değildir [6].

Bu metotta temel yaklaşım, iki veya daha çok bölge arasındaki yük akışının diğer enterekte hatların fiziksel yük akışlarında ne oranda bir değişme olduğunu belirleyen Yük Akış Dağılım Faktörlerini dikkate almaktadır. PTDF matrisleri genellikle yüzdesel (%) olarak hesaplanır. PTDF matrisleri kullanılarak ticari akışlar gerçek fiziksel akışlara dönüştürülmektedir. Buna göre Net Transfer Kapasitesi (NTC) programı yerine kullanılabilir hat kapasitesi (Border Capacity) olarak tanımlanan yük akışlarındaki fiziksel sınırlamalar göz önüne alınmaktadır.

Koordineli İhale metodu şebekedeki ve entereksiyon bağlantılarındaki fiziksel yük akışlarını PTDF matrisleri aracılığıyla daha hassas olarak belirlediği için Net Transfer Kapasitesini esas alan yöntemlere göre daha güvenilir ve sürdürülebilir bir sistem işletmesinin yapılmasını sağlar. Böylece piyasa oyuncularına daha güçlü ve güvenilir bir ekonomik sinyal verilmiş olacaktır. Ayrıca sınırlı şebeke kapasitesini maksimum verimde ve dolulukta kullanılmak, elektrik enerjisinin üretim maliyetlerinin daha düşük olmasını ve dolayısıyla ekonomik refahın artmasını sağlar.

3. Power Transfer Distribution Factor (PTDF)

PTDF matrisleri, herhangi bir İletim Sistemi İşletmecisi (Transmission System Operator -TSO)'dan diğer TSO'ya elektrik enerjisi transferi yapıldığında tüm sınır TSO'lar arasındaki enterkonneksiyon hatlarındaki (her iki yöndeki) yük akışlarına etkisini gösterir. PTDF matrisleri her bir sınır için enterkonneksiyon hatları için toplu olarak belirlenir. Hesaplamalarda DC yük akışı kullanılmaktadır.

Yapılan yük akış analizi sonucunda sınır hattındaki yük akışlarındaki değişim o sınır için PTDF'yi gösterir.

$$PTDF_i^{A \rightarrow B} [\%] = \frac{\Delta P_i [MW]}{100 [MW]} \equiv \Delta P_i [\%] \quad (1)$$

Burada ΔP TSO A'dan (kaynak TSO) TSO B'ye (hedef TSO) aktarılan güç değişim miktarı, ΔP_i ise i .nci sınır hattındaki güç değişim miktarıdır [7].

PTDF matrisleri Koordineli İhaleye katılan komşu ve komşu olmayan tüm TSO'lar arasındaki mümkün olan güç alışverişleri için hesaplanır. Teorik olarak PTDF'ler $\Delta P=1$ kW hassasiyetinde hesaplanır.

Bu çalışma kapsamında elde edilen modellere bağlı olarak yapılan yük akış analizleri neticesinde Yunanistan TSO'su olan HTSO için elde edilen sayısal matris Tablo 1'deki gibidir.

Tablo 1: HTSO (Yunanistan) için PTDF matrisi

		PTDF MATRİSİ														
		SINIRLAR														
Program - Sınır	from to	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	
		TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	
HTSO	EPCG	PTDF %	-9,9	-16,7	-42,8	-0,2	58,5	10,9	-21,8	-19,7	-42,8	-20,6	-24,6	19,9	12,7	-12,7
	EMS	PTDF %	-30,5	-10,8	-37,0	-3,2	7,2	-10,1	17,7	-10,5	-37,0	-38,5	-32,1	13,7	17,2	-17,2
	NOS	PTDF %	-11,9	-15,2	-40,8	-1,5	29,3	35,1	45,2	-15,9	-40,8	-26,6	-27,4	17,4	14,4	-14,4
	MEPSO	PTDF %	-1,2	-5,5	12,1	-2,4	-2,8	0,3	-0,9	-1,9	-87,9	-2,3	-4,7	4,3	3,1	-3,1
	HTSO	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	ATSO	PTDF %	-5,0	-12,7	-31,7	26,9	17,5	4,9	-10,6	28,1	-31,7	-10,6	-15,2	45,0	8,1	-8,1
	ESO	PTDF %	6,7	15,1	-21,1	-2,6	1,5	-2,5	6,8	-5,3	-21,1	13,9	-31,0	7,9	40,0	-40,0
	TEL	PTDF %	17,5	5,5	-31,4	-3,0	5,5	-4,2	14,0	-8,5	-31,4	-62,6	-36,2	11,5	20,9	-20,9

4. Uzlaştırma

N adet ülke/TSO ve I adet enterkonneksiyondan (sınır) oluşan bir elektrik sistemi düşünülün. Her bir $z \in I$ enterkonneksiyonu belirli bir kullanılabilir hat kapasitesi $[ABC]$ ile sınırlıdır. Modellenen bölge içerisinde enerji transferinin gerçekleşeceği, $x(x \in N)$ herhangi bir kaynak ülke/TSO, $y(y \in N)$ herhangi bir hedef ülke/TSO, ihale teklif fiyatı $p[b(x, y)]$ ve ihale teklif miktarı $P[b(x, y)]$ olarak gösterilmek üzere B adet ihale (bid) teklifinden oluşan bir set olduğu varsayalım. Clearing (uzlaştırma) işlemi sonucunda her bir teklif için kabul edilen teklif miktarı (accepted amount- $P_{acc}[b(x, y)]$) belirlenir. Elektrik sistemi (şebekesi) PTDF matrisleri ile temsil edilir. $PTDF(x, y, z)$ matrisleri aslında bölgedeki tüm x (kaynak ülke/TSO) - y (hedef ülke/TSO) çifti kombinasyonları için her bir $z \in I$ enterkonneksiyonundaki yük (güç) akışlarının ihale teklif

miktarlarına (hacimlerine) etkisini gösterir. Buna göre optimizasyon problemi aşağıdaki gibi lineer denklem seti şeklinde yazılabilir [9].

$$\max\{\sum_{b(x,y) \in B} \{p[b(x,y)]\} \times P_{acc}[b(x,y)]\} \dots (2)$$

$$P_{acc}[b(x,y)] \leq P[b(x,y)] \quad \forall b(x,y) \in B \quad (3)$$

$$P_{acc}[b(x,y)] \geq 0 \quad \forall b(x,y) \in B \quad (4)$$

$$\sum_{x,y \in N} \{PTDF(x,y,z) \times \sum_{b(x,y) \in B} \{P_{acc}[b(x,y)]\}\} \leq ABC(z) \quad \forall z \in I \quad (5)$$

Uzlaştırma işlemi sonucunda uzlaştırmaya esas nihai fiyat, kısıta uğrayan hat kapasitesi için marjinal fiyat (MCP) olarak da isimlendirilir, yani kısıta neden olan en son tamamen ya da kısmen kabul edilen teklifin fiyatıdır. Kompleks ve girift yapıdaki şebekelerde marjinal fiyatların hesaplanması çok önemlidir. Kabul edilen ihale tekliflerinden elde edilen ücretler $c(x, y)$, elektrik sistemindeki kısıtlılıkların giderilmesi amacıyla kullanılır. İhale sonucunda kabul edilen güç ($P_{acc}[b(x, y)]$) için elde edilen toplam gelir (R), kısıta uğrayan sınır için PTDF değerleriyle belirlenen her bir teklife ait teklif miktarıyla marjinal fiyatın çarpımı şeklinde belirlenir.

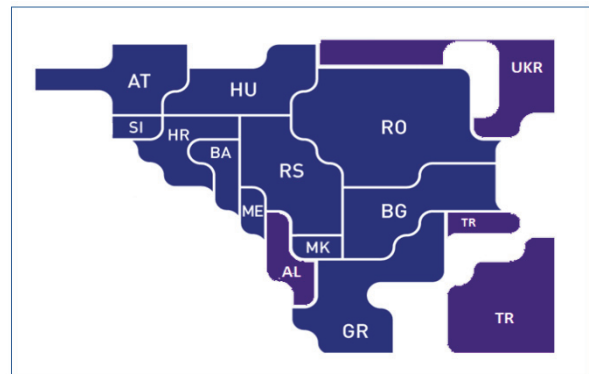
$$c(x, y, z) = P_{acc}[b(x, y)] \times MCP(z) \quad \forall x, y \in N, \forall z \in I \quad (6)$$

$$R = \sum_z [c(x, y, z)] \quad \forall b(x, y) \in B \quad (7)$$

5. Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Metodolojisi

Çalışma kapsamında koordineli ihale uygulaması için referans alınan zaman dilimi, yaz puantının gerçekleştiği 18 Ağustos 2010 Çarşamba günü saat 10:30 (Central East Time-CET)'dur.

5.1. Modellenen bölge



Şekil 1: Güneydoğu Avrupa'da modellenen bölge

Koordineli İhale uygulaması için modellenen bölge, Güneydoğu Avrupa'daki ülke/TSO'lar: Türkiye (TR/TEİAŞ),

Bulgaristan (BG/ESO), Yunanistan (GR/HTSO), Romanya (RO/TEL), Ukrayna (UKR/UKR), Macaristan (HU/MAVIR), Sırbistan (RS/EMS), Karadağ (ME/EPCG), Makedonya (MK/MEPSO), Arnavutluk (AL/ATSO), Bosna-Hersek (BA/NOS), Avusturya (AT/APG), Hırvatistan (HR/HEP) ve Slovenya (SI/ELES) olmak üzere 14 adet ülkeyi/TSO'yu kapsayan bölgedir (Şekil 1). Yük akış analizleri için Siemens PTI tarafından geliştirilen Power System Simulator for Engineering (PSS-E) programı kullanılmıştır.

5.2. Durum-1: Türkiye Elektrik Sisteminin (TEİAŞ) Modele Dahil Edilmediği Durum

Birinci durumda, Güneydoğu Avrupa bölgesinde TEİAŞ (Türkiye) elektrik sisteminin modele dahil edilmediği durum ele alınmıştır. Tablo-2'de bu durum için ihale teklif setleri yer almaktadır [8].

Tablo-2: Durum-1 için ihale teklifleri

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktar (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)
1	TEL	HTSO	A	90	14,88
2	TEL	EMS	B	40	12,65
3	EMS	MEPSO	B	60	12,65
4	MEPSO	HTSO	B	40	12,65
5	ESO	HTSO	B	20	11,16
6	TEL	MEPSO	A	20	11,16
7	TEL	MEPSO	A	20	8,93
8	EMS	NOS	B	50	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95
10	TEL	HTSO	C	120	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20
12	ESO	HTSO	C	20	3,72
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23
15	NOS	ATSO	C	100	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22
17	EMS	HTSO	C	100	0,15
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07

Elde edilen sonuçlar aşağıda yer almaktadır.

5.2.1. Temel durum yük akışları

TEİAŞ sisteminin modele dahil edilmediği durumda elde edilen temel durum yük akışları Tablo-3'de verilmektedir.

Tablo-3: Durum-1 için temel durum yük akışları

SEE	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO
	MW	-29,3	-401,1	356,2	0,4	70,5	220,4	-371,4	82,6	92,5	470,7	548,5	98,4

Tablo-3'de her bir ülke/TSO arasındaki enterkoneksiyon hatlarındaki temel durum (ülkeler arasında elektrik enerjisi transferi yapılmadığı durum) güç (yük) akışları görülmektedir.

5.2.2. İhale Sonuçları

TEİAŞ sisteminin modele dahil edilmediği durum için elde edilen temel durum yük akışları Tablo-4'de verilmektedir.

Tablo-4: Durum-1 için ihale sonuçları

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktar (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)	Kabul edilen güç (MW)	Marjinal Clearing fiyatı (€/MWh)
1	TEL	HTSO	A	90	14,88	90,00	5,35
2	TEL	EMS	B	40	12,65	40,00	7,84
3	EMS	MEPSO	B	60	12,65	60,00	1,63
4	MEPSO	HTSO	B	40	12,65	40,00	1,63
5	ESO	HTSO	B	20	11,16	20,00	9,72
6	TEL	MEPSO	A	20	11,16	20,00	5,95
7	TEL	MEPSO	A	20	8,93	20,00	5,95
8	EMS	NOS	B	50	7,44	28,82	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95	7,67	5,95
10	TEL	HTSO	C	120	5,35	120,00	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20	0,00	13,13
12	ESO	HTSO	C	20	3,72	0,00	0,00
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72	10,00	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23	0,00	0,00
15	NOS	ATSO	C	100	1,11	100,00	0,99
16	NOS	EPCG	C	50	0,22	0,00	0,00
17	EMS	HTSO	C	100	0,15	0,00	0,00
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07	0,00	0,00

Tablo-4'de ihale tekliflerinden (turuncu renk ile işaretli olan);

11 nolu teklif- ESO'dan EMS'ye 50 MW,

12 nolu teklif- ESO'dan HTSO'ya 20 MW,

14 nolu teklif- EMS'den EPCG'ye 20 MW ,

16 nolu teklif- NOS'dan EPCG'ye 50 MW,

17 nolu teklif- EMS'den HTSO'ya 100 MW

18 nolu teklif- EMS'den MEPSO'ya 50 MW'lık

teklifler kabul edilmemiştir.

Ve yine Tablo-2'deki teklifler arasından (Tablo-4'de mor renk ile işaretli olan)

8 nolu teklif- EMS'den NOS'a 50 MW teklifin 28,82 MW'ı,

9 nolu teklif- TEL'den MEPSO'ya 10 MW'lık teklifin 7,67 MW'ı kısmi olarak kabul edilmiştir.

5.2.3. Yük Akışları ve Sınır Hat Kapasiteleri

TEİAŞ sisteminin modele dahil edilmediği durum için elde edilen sınır hat kapasiteleri ve yük akışları Tablo-5'de verilmektedir.

Tablo-5: Durum-1 için yük akışları ve sınır hat kapasiteleri

SINIR	Forward		Reverse	
	Yük Akışı	Kapasite	Yük Akışı	Kapasite
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
EMS_TEL	71,31	212,00	-91,63	222,00
EMS_ESO	16,50	211,00	-44,00	-44,00
EMS_MEPSO	243,01	307,00	-13,71	-207,00
EMS_ATSO	48,34	76,00	-0,45	-5,00
EMS_EPCG	39,73	98,00	-48,52	-112,00
EMS_NOS	33,00	33,00	-49,81	-117,00
EPCG_NOS	18,28	180,00	-134,00	-134,00
EPCG_ATSO	91,00	91,00	-8,75	-29,00
MEPSO_HTSO	186,49	240,00	-87,19	-296,00
TEL_ESO	247,00	247,00	-35,39	-479,00
ESO_HTSO	255,80	394,00	0,00	-228,00
HTSO_ATSO	33,55	114,00	-68,45	-103,00

5.2.4. Kısıtlar

Tablo-5'de verilen sınır hat kapasitelerine göre yük akışları incelendiğinde, TEİAŞ sisteminin modele dahil edilmediği durumda oluşan kısıtlılıkların

Forward yönde

- EMS – NOS
- EPCG-ATSO
- TEL-ESO

Reverse yönünde

- ESO – EMS (EMS-ESO'nun tersi yönünde)
- NOS-EPCG (EPCG-NOS'un tersi yönünde)

sınırlarında meydana geldiği görülmektedir.

5.3. Durum-2: Türkiye Elektrik Sisteminin (TEİAŞ) Modele Dahil Edildiği Durum

İkinci durumda, Güneydoğu Avrupa bölgesindeki ülkelere ilave olarak TEİAŞ (Türkiye) elektrik sisteminin de modele dahil edildiği durum ele alınmıştır. Tablo 6'da bu durum için ihale teklif setleri yer almaktadır. Burada Durum-1'deki tekliflerden farklı olarak son iki ihale teklifinin (TEİAŞ-HTSO ve TEİAŞ-MEPSO) ilave edilmesi ile Türkiye'den (TEİAŞ) Yunanistan'a (HTSO) 150 MW Türkiye'den (TEİAŞ) Makedonya'ya (MEPSO) 80 MW elektrik enerjisi transferinin (ihracat) gerçekleşmesidir. Burada Tablo-2'deki (Durum-1) Yunanistan'a (HTSO) diğer ülkelerden yapılan 390 MW'lık elektrik enerjisi transferinden (ihracat) 150 MW'ı Türkiye'den yapılacağı için diğer ülkelerden yapılacak ihracat miktarı 240 MW'a düşürülmüştür. Yine aynı şekilde

Makedonya'ya (MEPSO) diğer ülkelerden yapılan 170 MW'lık elektrik enerjisi transferinden (ihracat) 80 MW'ı Türkiye'den yapılacağı için diğer ülkelerden yapılacak ihracat miktarı 90 MW'a düşürülmüştür. Diğer teklifler ise Tablo-2 ile aynıdır [8].

Tablo-6: Durum-2 için ihale teklifleri

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)
1	TEL	HTSO	A	30	14,88
2	TEL	EMS	B	40	12,65
3	EMS	MEPSO	B	5	12,65
4	MEPSO	HTSO	B	30	12,65
5	ESO	HTSO	B	20	11,16
6	TEL	MEPSO	A	5	11,16
7	TEL	MEPSO	A	10	8,93
8	EMS	NOS	B	50	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95
10	TEL	HTSO	C	80	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20
12	ESO	HTSO	C	20	3,72
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23
15	NOS	ATSO	C	100	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22
17	EMS	HTSO	C	60	0,15
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07
19	TEİAŞ	HTSO	D	150	10,50
20	TEİAŞ	MEPSO	E	80	9,00

5.3.1. Temel durum yük akışları

Durum-2 için elde edilen temel durum yük akışları Tablo-7'de verilmektedir.

Tablo-7: Durum-2 için temel durum yük akışları

SEE+TR	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEİAŞ	TEİAŞ
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO
	MW	1,8	-348,9	174,7	-12,9	105,9	209,4	-293,5	40,2	-89,1	435,6	302,1	153,6	-252,9	484,2

Tablo-7'de her bir ülke/TSO arasındaki enterkonneksiyon hatlarındaki temel durum (ülkeler arasında elektrik enerjisi transferi yapılmadığı durum) güç (yük) akışları görülmektedir.

5.3.2. İhale Sonuçları

Tablo-8: Durum-2 için ihale sonuçları

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)	Kabul edilen güç (MW)	Marjinal Clearing fiyatı (€/MW)
1	TEL	HTSO	A	30	14,88	30,00	5,35
2	TEL	EMS	B	40	12,65	40,00	7,98
3	EMS	MEPSO	B	5	12,65	5,00	1,71
4	MEPSO	HTSO	B	30	12,65	30,00	1,33
5	ESO	HTSO	B	20	11,16	20,00	3,03
6	TEL	MEPSO	A	5	11,16	5,00	5,66
7	TEL	MEPSO	A	10	8,93	10,00	5,66
8	EMS	NOS	B	50	7,44	46,04	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95	10,00	5,66
10	TEL	HTSO	C	80	5,35	80,00	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20	23,59	5,20
12	ESO	HTSO	C	20	3,72	20,00	3,03
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72	10,00	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23	0,00	0,00
15	NOS	ATSO	C	100	1,11	100,00	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22	0,00	0,00
17	EMS	HTSO	C	80	0,15	0,00	0,00
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07	0,00	0,00
19	TEİAŞ	HTSO	D	150	10,50	150,00	8,34
20	TEİAŞ	MEPSO	E	80	9,00	80,00	9,00

Tablo-8'de ihale tekliflerinden (turuncu renk ile işaretli olan);

14 nolu teklif- EMS'den EPCG'ye 20 MW ,

16 nolu teklif- NOS'dan EPCG'ye 50 MW,

17 nolu teklif- EMS'den HTSO'ya 60 MW

18 nolu teklif- EMS'den MEPSO'ya 50 MW'lık

teklifler kabul edilmemiştir.

Ve yine Tablo-6'daki teklifler arasından (Tablo-8'de mor renk ile işaretli olan)

8 nolu teklif- EMS'den NOS'a 50 MW teklifin 46,04 MW'ı,

11 nolu teklif- ESO'dan EMS'ye 50 MW'lık teklifin 23,59 MW'ı kısmi olarak kabul edilmiştir.

5.3.3. Yük Akışları ve Sınır Hat Kapasiteleri

Durum-2 için elde edilen yük akışları ve sınır hat kapasiteleri Tablo-9'da verilmektedir.

Tablo-9: Durum-2 için sınır hat kapasiteleri ve yük akışları

SINIR	Forward		Reverse	
	Yük akışı [MW]	Kapasite [MW]	Yük akışı [MW]	Kapasite [MW]
EMS_TEL	57,17	197,00	-76,18	-223,00
EMS_ESO	14,52	206,00	-46,00	-46,00
EMS_MEPSO	159,56	350,00	-17,88	-151,00
EMS_ATSO	41,07	82,00	-0,79	-2,00
EMS_EPCG	40,28	95,00	-37,87	-125,00
EMS_NOS	32,00	32,00	-52,03	-115,00
EPCG_NOS	20,95	163,00	-154,00	-154,00
EPCG_ATSO	77,57	103,00	-9,84	-19,00
MEPSO_HTSO	121,80	283,00	-120,12	-240,00
TEL_ESO	168,24	261,00	-56,37	-447,00
ESO_HTSO	158,06	448,00	-0,55	-174,00
HTSO_ATSO	35,72	99,00	-43,73	-118,00
TEİAŞ_ESO	93,10	407,00	-85,91	-398,00
TEİAŞ_HTSO	222,81	250,00	0,00	-492,00

5.3.4. Kısıtlar

Tablo-9'da verilen sınır hat kapasitelerine göre yük akışları incelendiğinde, TEİAŞ sisteminin modele dahil edilmediği durumda oluşan kısıtlılıkların

Forward yönde

- EMS – NOS

Reverse yönünde ise

- ESO – EMS (EMS-ESO'nun tersi yönünde)
- NOS-EPCG (EPCG-NOS'un tersi yönünde)

sınırlarında meydana geldiği görülmektedir.

6. Sonuçlar

Elektrik sistem modelleri oluşturulurken 2010 yılı Ağustos ayı yaz puant değerleri esas alınmıştır. Çünkü yıl içerisinde en yüksek elektrik tüketimi (pik yük) yaz mevsimindeki puant döneminde gerçekleşmektedir. Dolayısıyla üretim ve tüketimin maksimum olduğu bu dönemde elde edilen yük akışları ve oluşan kısıtlar açısından daha gerçekçi sonuçlar vermesi açısından önemlidir.

Sonuç olarak yapılan yük akış analizlerinden Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısı ile Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki kuzey-güney eksenli hat yüklenmeleri ve kısıtlılıkların Türkiye-Bulgaristan (TEİAŞ-ESO) ve Türkiye-Yunanistan (TEİAŞ-HTSO) enerji iletim hatlarının Net Transfer Kapasiteleri ölçüsünde büyük oranda azaldığı tespit edilmiştir.

Durum-1 ile Durum-2 arasındaki ihale sonrası net yük akışlarının karşılaştırılması Tablo-10'da verilmiştir. Buna göre Romanya-Bulgaristan (TEL-ESO), Bulgaristan-Yunanistan (ESO-HTSO), Karadağ-Arnavutluk (EPCG-ATSO), Sırbistan-Makedonya (EMS-MEPSO), Yunanistan-Arnavutluk (HTSO-ATSO) arasındaki yük akışlarının belirgin derecede azalmış olduğu görülmektedir. Ayrıca Makedonya-Yunanistan (MEPSO-HTSO) sınır hattındaki yük akışı sıfırlanmış olup elektrik enerjisi Türkiye-Yunanistan (TEİAŞ-HTSO) hattı üzerinden Yunanistan, Makedonya ve Arnavutluk yönüne doğru iletilmektedir.

Tablo-10. İhale sonrası net yük akışları karşılaştırması

SINIR	Case 1	Case 2	Değişim (%)
Bulgaristan (ESO)-Yunanistan (HTSO)	255,8	157,5	-38
Sırbistan (EMS)-Makedonya (MEPSO)	229,3	141,6	-38
Karadağ (EPCG)-Arnavutluk (ATSO)	82,2	67,7	-18
Romanya (TEL)-Bulgaristan (ESO)	211,6	111,8	-48
Makedonya (MEPSO)-Yunanistan (HTSO)	99,3	1,6	-98
Sırbistan (EMS)-Karadağ (EPCG)	-8,8	2,4	-127
Yunanistan (HTSO)-Arnavutluk (ATSO)	-34,9	-8	-77

Ayrıca Tablo-11'de ihale sonrası genel bir karşılaştırma yapılmıştır. Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısı ile Güneydoğu Avrupa bölgesindeki şebekenin fiziksel koşullarından kaynaklanan kısıtlı hat sayısında %40'lık bir azalma sağlanmış ve buna bağlı olarak da Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki TSO'ların gelirlerinde %33'lük bir azalma meydana gelmiştir. Buna karşılık ise ihale sonrası kabul edilen güç 556,5 MW'dan 659,3 MW'a çıkarak ticaret hacmi %18 artmıştır.

Tablo-11. Durum-1-Durum 2 karşılaştırması

	Case 1	Case 2	Değişim (%)
Kısıtlı hat sayısı	5	3	-40
Toplam TSO gelirleri (€)	2616,81	1751,32	-33
İhale teklifleri toplam güç (MW)	870	870	-
İhale sonrası kabul edilen güç (MW)	556,5	659,3	18

7. Vazgeçme

Yukarıda yer alan bilgilerin hiçbir şekilde resmi bağlayıcılığı yoktur.

8. Kaynaklar

- [1] Kölmek F., "Serbest Elektrik Piyasalarında Kısıt Yönetimi", Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara, 2009.
- [2] Genesi C., Marannino P., Montagna M., Rossi S., Siviero I., Zanellini F., "Cross Border Transmission Capacity Allocation by Multilateral Market Coupling", 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), 744-749, 2008.
- [3] Vukasovic M., Skuletic, S., "Implementation of Different Methods for PTDF Matrix Calculation in Flow-based Coordinated Auction", International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG, 791-795, 2007.
- [4] Pils M., "Development of Coordinated Cross-border Congestion Management in the SEE Region", Power&Energy Society General Meeting IEEE PES'09, 1-3.
- [5] "Regional Flow-based Allocations-State of Play", European Transmission System Operator –ETSO, 2007, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etsocongestion_management/ETSO_flow-based_allocation_final12Mar2007.pdf.
- [6] Purchala K., Meeus L., Belmans R., "Implementation Aspects of Coordinated Auctioning for Congestion Management", Power Tech Conference Proceedings IEEE, Bologna, 2003.
- [7] "Dry-run 2007 Coordinated Auctions in SEE Region", European Transmission System Operator. 2007.
- [8] Özata H., Aydın M., "Congestion Management in South East Europe (SEE) in Integration Process of Turkish and European Electricity Systems by Using Flow-based Coordinated Auction Methodology" 3rd World Conference on Information Technology, University of Barcelona, Barcelona, 14-16 November, 2012.
- [9] "Coordinated Auctioning: A Market Based Method for Transmission Capacity Allocation in Meshed Networks, European Transmission System Operator – ETSO, 2001.