



## Implementation of low voltage express feeder (LVEF) to reduce of no-load losses of distribution transformers which suffer high seasonal load deviation

Osman Bülent Tör<sup>1\*</sup>, Mahmut Erkut Cebeci<sup>1</sup>, Naile Kaş<sup>1</sup>, Melih Göktepe<sup>2</sup>, Emrah Kalkan<sup>2</sup>, Seyit Cem Yılmaz<sup>2</sup>, Aşkın Gündoğdu<sup>3</sup>, Ali Nezih Güven<sup>4</sup>

<sup>1</sup>EPRA Engineering, Procurement, Research and Analysis, Hacettepe Teknokent, Safir Bloklar, Beytepe, Çankaya, Ankara, 06800, Turkey

<sup>2</sup>Başkent Electric Distribution Co., Ankara, Turkey

<sup>3</sup>Toroslar Electric Distribution Co., Adana, Turkey

<sup>4</sup>Middle East Technical University, Faculty of Electrical-Electronics Engineering, Ankara, Turkey

### Highlights:

- Reduction of transformer losses
- Prioritization indices
- Pilot implementation

### Keywords:

- Seasonal loading,
- transformer losses,
- low voltage express feeder

### Article Info:

Received: 25.01.2017

Accepted: 25.12.2017

### DOI:

10.17341/gazimmfd.416400

### Acknowledgement:

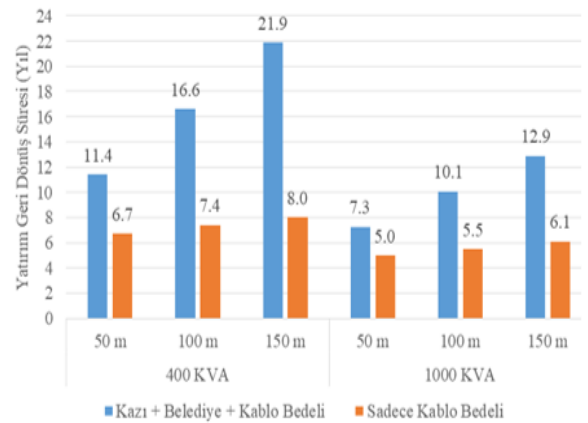
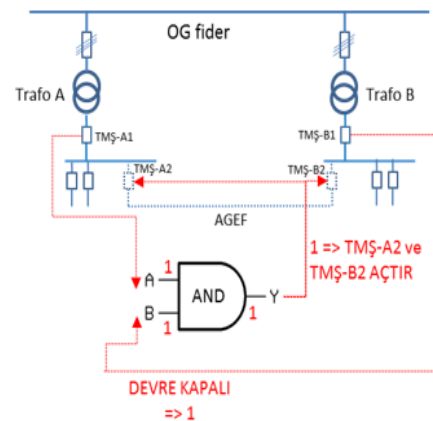
Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca (EPDK) tarafından desteklenen Temmuz 2015 dönemi "Yazlık bölgelerinde transformatörlerin boşa kayıplarını minimize etmek için AG ekspres fider uygulama teknik ekonomik analiz projesi".

### Correspondence:

Author: Osman Bülent Tör  
e-mail: osman.tor@epra.com.tr  
phone: +90 312 299 2527

### Graphical/Tabular Abstract

Fig. A presents the principle of LVEF and interlock mechanism which is designed to avoid parallel operation of the transformers through the LVEF for safety concerns. Fig. B summarizes the factors that affect payback time of the LVEF implementation. Cost of digging and payment to municipality are prevailing among the other costs.



**Figure A.** Principle of LVEF and interlock mechanism **Figure B.** Factors that affect payback time of LVEF

**Purpose:** To reduce off-season technical losses of transformers located at the regions dominated by summerhouses along the Mediterranean Coast.

### Theory and Methods:

LVEF implementation is based on the concept of connecting close by transformer couples through an LVEF cable, which enables supply of total loads of the transformers by only one transformer during off seasons. It is important to avoid parallel operation of the transformers through the LVEF for safety concerns.

### Results:

An interlocking system is designed for this aim in the study. Voltage drop and technical loss analysis are performed with DIgSILENT PowerFactory™ software in the scope of technical analysis. The most prevailing transformer couples for the LVEF implementation are determined based on a priority criterion. A pilot LVEF implementation is performed satisfactorily

### Conclusion:

The most prevailing factors in the feasibility of the proposed methodology are; (1) digging cost for AGEF; (2) Payment to the municipality for the digging; (3) distance between the AGEF transformer couples; (3) capacity and capacity factor of the transformers.



## Alçak gerilim ekspres fider uygulaması ile sezonsal yüklenme farkları yüksek olan dağıtım transformatörlerin boşa kayıplarının azaltılması

Osman Bülent Tör<sup>1\*</sup>, Mahmut Erkut Cebeci<sup>1</sup>, Naile Kaş<sup>1</sup>, Melih Göktepe<sup>2</sup>, Emrah Kalkan<sup>2</sup>, Seyit Cem Yılmaz<sup>2</sup>, Aşkın Gündoğdu<sup>3</sup>, Ali Nezih Güven<sup>4</sup>

<sup>1</sup>EPRA Elektrik Enerji, Hacettepe Teknokent, Safir Bloklar, Hacettepe, Beytepe, Ankara, 06800, Türkiye

<sup>2</sup>Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş., Ankara, Türkiye

<sup>3</sup>Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş., Adana, Türkiye

<sup>4</sup>Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, Ankara, Türkiye

### ÖNEÇİKANLAR

- Transformatör kayıplarının azaltılması
- Önceliklendirme göstergeleri
- Pilot uygulama

#### Makale Bilgileri

Geliş: 25.01.2017

Kabul: 25.12.2017

#### DOI:

10.17341/gazimmfd.416400

#### Anahtar Kelimeler:

Sezonsal yüklenme,  
transformatör kayıpları,  
alçak gerilim ekspres fider,  
enerji verimliliği

#### ÖZET

Bu çalışmada, Akdeniz’de kıyısı olan işletmelerde yazlıkların yoğun olduğu bölgelerde, yaz sezonu puant yüklenme seviyelerine göre kapasiteleri seçilen dağıtım transformatörlerin, sezon harici dönemlerdeki teknik kayıplarının minimize edilmesine yönelik tasarlanan alçak gerilim ekspres fider (AGEF) uygulamasının teknik-ekonomik fizibilite analizleri ve sahada pilot uygulaması açıklanmıştır. AGEF uygulaması, birbirine yakın iki dağıtım transformatörünün AG ana baralarının kablo ile birbirine bağlanması suretiyle, transformatörlerden biri devre dışı iken diğer transformatör üzerinden her iki transformatörün de yüklerinin beslenmesi prensibine dayanır. Uygulamada önemli olan husus, güvenlik nedeniyle transformatörlerin AGEF üzerinden paralel çalışmasının önlenmesidir. Çalışmada bu amaçla bir kilitleme mekanizması da tasarlanmıştır. Teknik analizler kapsamındaki gerilim düşümü ve teknik kayıp analizleri DİgSILENT PowerFactory™ şebeke analiz yazılımı ile gerçekleştirilmiştir. AGEF uygulamasında öne çıkan transformatörler önceliklendirme göstergeleri ile belirlenmiştir. Elde edilen bulgular ışığında, Akdeniz Bölgesinde elektrik dağıtım faaliyeti gösteren Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.’nin (EDAS) sorumluluk bölgesinde bulunan Karataş İlçesinde, yazlıkların yoğun olduğu ve dolayısıyla sezonsal yükün büyük ölçüde değişiklik gösterdiği bir bölgede pilot uygulama gerçekleştirilmiştir.

## Implementation of low voltage express feeder (LVEF) to reduce of no-load losses of distribution transformers which suffer high seasonal load deviation

### HIGHLIGHTS

- Reduction of transformer losses
- Prioritization indices
- Pilot implementation

#### Article Info

Received: 25.01.2017

Accepted: 25.12.2017

#### DOI:

10.17341/gazimmfd.416400

#### Keywords:

Seasonal loading,  
transformer losses,  
low voltage express feeder,  
energy efficiency

#### ABSTRACT

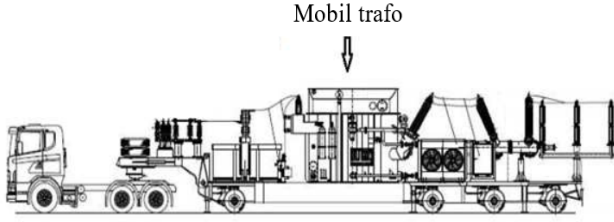
This study presents design, technical and economic feasibility analysis, and on-site implementation of low voltage express feeder (LVEF) implementation, which is aimed to reduce off-season technical losses of transformers located at the regions dominated by summerhouses along the Mediterranean Coast. Capacities of such transformers are generally determined considering peak demand during summer season. LVEF implementation is based on the concept of connecting close by transformer couples through an LVEF cable, which enables supply of total loads of the transformers by only one transformer during off seasons. It is important to avoid parallel operation of the transformers through the LVEF for safety concerns during implementation. An interlocking system is designed for this aim in the study. Voltage drop and technical loss analysis are performed with DİgSILENT PowerFactory™ software in the scope of technical analysis. The most prevailing transformer couples for the LVEF implementation are determined based on a priority criterion. A pilot LVEF implementation is performed satisfactorily at Karataş province. Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş. is the distribution company responsible from the region which includes many summerhouses, and therefore suffers significant seasonal load deviation.

\*Sorumlu Yazar/Corresponding Author: osman.tor@epra.com.tr / Tel: +90 312 299 2527

## 1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Elektrik tüketimi, tüketici profiline göre yıllık, aylık, haftalık ve günlük değişimlere sahiptir. Yük profilleri, mesai saatleri, resmî tatiller, sıcaklık ve güneşlilik gibi etkenlere bağlı olarak açığa çıkar. Meskenlerde tüketim dalgalanmaları sanayi ve ticari abonelere göre daha fazladır [1]. Sezonsal olarak tüketimin değişkenliği farklı sebeplere bağlı olabilir. Örneğin, tarımsal sulama amaçlı elektrik tüketimi sulama ihtiyacına bağlı olarak mevsimsel değişkenlik gösterir ve yaz aylarında önemli miktarda artar.

Sezonluk yüklerin yüksek oranlarda değiştiği bölgelerde mobil merkez uygulamaları ile geçici çözümlerde bulunulduğu anlaşılmaktadır. Mobil platform üzerine entegre edilen trafoya ait tüm ekipmanların uygun koruma derecesini sağlayacak şekilde metal mahfaza içerisine alınmış olan mobil trafolar genellikle doğal afetler nedeniyle zarar gören dağıtım sistemine en kısa sürede enerji vermek için, küçük şantiyelerin enerji ihtiyacını geçici olarak çözmek, festival ve gösteri alanlarında belirli süreli olan enerji ihtiyaçlarını karşılamak için kullanılmaktadır (Şekil 1).



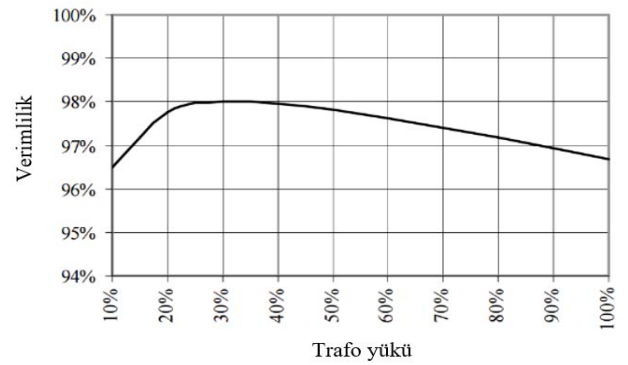
Şekil 1. Mobil trafo örneği (Mobile transformer example)

Doğal afetler ve acil durumların yanı sıra sezonluk yük artışlarında da mobil trafoların kullanımı değerlendirilmektedir. Bahsi geçen tarıma dayalı arazilerde de belli periyotlarla sulama, hasat ya da depolama gibi dönemlerde olan ciddi yük artışlarının mobil trafolarla çözümü söz konusudur [2].

Yaz aylarında soğutma ihtiyacı nedeniyle kullanılan klimalar yaz dönemi elektrik tüketimini ciddi miktarda artırmaktadır. Havaaların ısınması ve tatil sezonu ile beraber yazlıkların kullanımı da yazlık bölgelerde tüketimi önemli ölçüde artıran bir nedendir. Yazlık bölgelerde sezon dışı dönemlerde tüketimler oldukça azalsa da mevcut aboneler, aydınlatma, güvenlik gibi sebeplerle trafolar çalışır durumdadır. Trafoların enerjili oldukları her an trafo kayıpları da mevcuttur. Toplam kayıplar ve tüketim arasındaki ilişki doğrusal olmayıp, trafonun doluluk oranına göre kayıpların yüzdesi de değişmektedir. Bu da bahsi geçen yazlık bölgelerde sezon ve sezon dışı dönemde kayıpların incelenmesini gerektirmektedir.

Transformatörler elektrik sisteminin en verimli bileşenlerinden biri olmasına rağmen sayıca olan

üstünlüklerinden dolayı sistem kayıpları içinde önem arz etmektedir [3, 4]. Transformatör kayıpları, boşa kayıplar ve yükte kayıplar olarak iki ana başlıkta toplanmaktadır. Boşa kayıplar tüketimden bağımsız olmasına rağmen, yükte kayıplar (bakır kayıpları) akımın karesiyle orantılı olarak arttığından, %40 yüklenme seviyelerinin altında boşa kayıplar daha baskın olmaktadır [5]. Şekil 2’de 2007 yılından sonra imal edilen 75 KVA bir transformatörün sağlanması gereken minimum verimlilik değerinin yüklenme oranı ile nasıl değiştiği gösterilmektedir [6]. Transformatör verimlilikleri yüklenme, ortam sıcaklığı, transformatör tipi, yaşı, üretici firma, kullanım koşulları gibi etmenlere göre değişmektedir.



Şekil 2. 2007 yılından sonra imal edilen kuru tip, 75 KVA üç-faz transformatörün sağlanması gereken minimum verimlilik eğrisi (Minimum efficiency curve of a 75 kVA dry-type distribution transformer which is manufactured after 2007)

Tablo 1’de görüldüğü üzere, transformatörlerin kapasiteleri arttıkça sağlanması gereken minimum verimlilik değerleri de artış göstermektedir [7]. Tabloda verilen verimlilik değerleri kuru tip transformatörler için %35 yüklenme ve 75°C koşullarındaki yükte kayıplar ve 20°C’deki koşullarındaki boşa kayıplar dikkate alınarak hesaplanan minimum verimlilik oranlarıdır. Gelişen teknolojiyle beraber transformatörlerin verimlilikleri ve dolayısıyla da sağlanması gereken minimum verimlilik değerleri artış göstermektedir [7, 8]. Tabloda gösterildiği gibi, 2016 yılından sonra imal edilen 75 KVA bir transformatörün minimum verimlilik değeri %98’den %98,74’e yükselmiştir.

Dağıtım transformatörlerin kapasiteleri belirlenirken puant yük göz önüne alınmaktadır [9]. Sezonsal yüklenme farkı yüksek olan bölgelerdeki dağıtım transformatörlerinin yıllık kapasite faktörü genellikle %40’ın oldukça altında gerçekleşmekte ve yıllık transformatör kayıplarında boşa kayıplar baskın hale gelmektedir. Bu çalışmada, toplam teknik kayıpların azaltılması suretiyle enerji verimliliğini artırmak amacıyla, sezonsal yüklenmesi yüksek olan ve birbirine yakın konumlanan iki adet transformatörden birinin- düşük yüklenme sezonlarında- devre dışı bırakılması ve bu transformatörün yüklerinin, iki transformatörün arasında çekilecek olan bir alçak gerilim ekspres fider (AGEF) üzerinden beslenmesi prensibine dayanan bir

uygulamanın tasarımı ve sahada pilot uygulaması açıklanmıştır. Çalışma kapsamında sezonsal yük farklarının yüksek olduğu Toroslar EDAŞ'ın sorumluluk alanına giren yazlık bölgelerdeki transformatörlerin konumları ve yüklenme seviyeleri incelenmiştir. Bu bölgelerde yaz dönemlerinde sıcaklıkların artmasıyla klima kullanımlarının çok yüksek seviyelere çıkması ve tatil dönemlerinde yazlıkların kullanılmaya başlanması gibi sebeplerden ötürü sezonsal tüketim artışları yaşanmaktadır. Böyle bölgelerde,

yaz puant yüklenme koşulları göz önüne alınarak kapasiteleri belirlenen transformatörlerin yıllık teknik kayıplarında boşa kayıplar öne çıkmaktadır. Toroslar EDAŞ; Adana, Osmaniye, Gaziantep, Mersin, Kilis ve Hatay illerini kapsamakta ve 7,7 milyon kişinin elektrik dağıtımına erişimini sağlamaktadır. Şekil 3'te Toroslar EDAŞ dağıtım sorumluluk bölgesi harita üzerinde gösterilmiştir [10]. Sezonsal yüklenme farklarına örnek olarak, Toroslar EDAŞ'a ait Mersin İşletmesi sınırlarındaki Erdemli

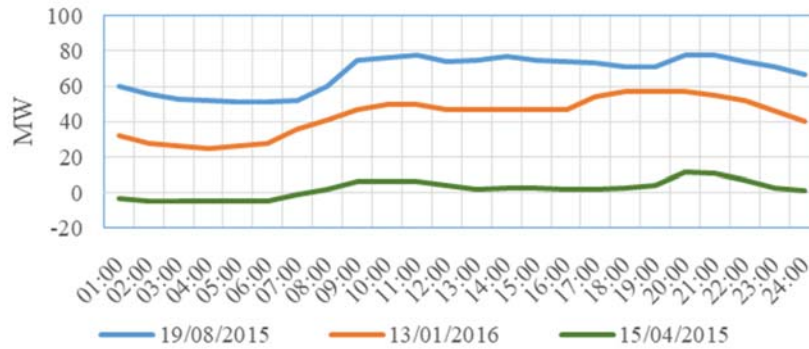
**Tablo 1.** 2007 ve 2016 yılları sonrası imal edilen kuru tip üç-faz transformatörlerin sağlaması gereken minimum verimlilik değerleri

(Minimum efficiency curve of dry-type three-phase distribution transformers which are manufactured after 2007 and 2016)

KVA	1 Ocak 2007'den itibaren üretilen transformatörler (%)	1 Ocak 2016'dan itibaren üretilen transformatörler (%)
15	97,00	97,89
30	97,50	98,23
45	97,90	98,40
75	98,00	98,60
112,5	98,20	98,74
150	98,30	98,83
225	98,50	98,94
300	98,60	99,02
500	98,70	99,14
750	98,80	99,23
1000	98,90	99,28



**Şekil 3.** Toroslar EDAŞ dağıtım bölgesi (Toroslar DISCO service region)



**Şekil 4.** Erdemli TM 2015 günlük yük eğrileri (Erdemli transformer substation daily load curves)

Transformatör Merkezinin (TM), kış, yaz ve bahar aylarında tipik günlük yüklenme eğrileri Şekil 4'te verilmiştir. Bölgede mevsimlik tüketim miktarlarındaki önemli ölçüdeki fark göze çarpmaktadır. Birçok yazlık sitenin de bulunduğu bu bölgede, dağıtım transformatörlerinin kapasiteleri yaz puant yükü göz önüne alınarak belirlenmektedir. Sezon sonu tüketimlerin düşmesiyle beraber gerek TM'nin gerekse de bölgedeki dağıtım transformatörlerinin yüklenme seviyeleri oldukça düşmektedir. Literatür taraması ve araştırmaları sonucu, sezonsal yüklenme farkının yüksek olduğu bölgelerde toplam teknik kaybı azaltmak için AGEF ve benzeri bir uygulamaya rastlanmamıştır. Sezonsal tüketim farklarına yönelik farklı besleme alternatiflerine yönelik çalışmalar ve uygulamalar olsa da bunlar fider düzeyindedir [11]. AGEF benzeri bir uygulama aynı merkezde bulunan güç transformatörleri için yüksek gerilim seviyesinde tasarlanmıştır [12]. Dolayısıyla, AGEF uygulamasının özgün bir uygulama olduğu değerlendirilmektedir. Böyle bir uygulamada en önemli hususlardan biri, dağıtım transformatörlerinin AGEF üzerinden paralel çalışma riskinin göz önüne alınması gerektiğidir. Transformatörlerin paralel çalıştırılması ile ilgili kriterler literatürde detaylı bir şekilde yer almaktadır [13-15]. Kriterler sağlansa bile, güvenlik sebebiyle dağıtım transformatörleri genellikle paralel çalıştırılmazlar [16]. AGEF uygulamasında transformatörlerin paralel çalışmalarını önlemek için özel bir kilitleme mekanizması tasarlanmış ve başarılı bir şekilde sahada uygulanmıştır.

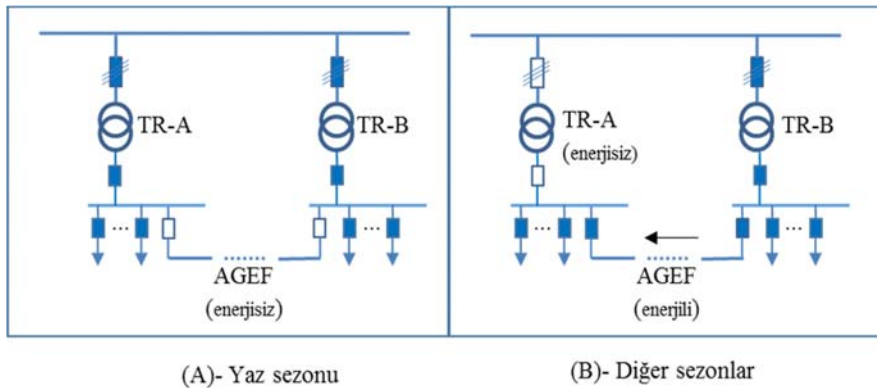
Çalışmanın 2. bölümünde AGEF kavramsal tasarımı açıklanmıştır. AGEF potansiyel uygulama noktalarının tespiti için gerçekleştirilen saha çalışmaları ve en uygun transformatör çiftlerinin belirlenmesi için kullanılan önceliklendirme yöntemi 3. Bölümde yer almaktadır. 4. Bölümde, AGEF uygulamasında öne çıkan transformatör çifti için sahadan ölçülen ölçümlere dayalı gerçekleştirilen teknik-ekonomik analizler yer almaktadır. Teknik analizler; yük akışı, gerilim düşümü ve yıllık teknik kayıp analizleridir. Bu analizler DIGSILENT PowerFactory™ yazılımı ile gerçekleştirilmiştir. Ekonomik analizler ise yatırım maliyeti ve yatırımın geri dönüş süresi analizleridir. En uygun noktada gerçekleştirilen AGEF saha pilot uygulamasına ait detaylar 5. Bölümde, çalışmada elde edilen sonuçlar ise 6. Bölümde açıklanmıştır.

## 2. AGEF KAVRAMSAL TASARIMI (AGEF CONCEPTUAL DESIGN)

AGEF kavramsal tasarımı Şekil 5'te gösterilmiştir. Şekilde de gösterildiği gibi AGEF; birbirine yakın olan ve aralarında AGEF bağlantısı olan transformatörler, yaz sezonu gibi yüklerin yüksek olduğu dönemlerde kendi yüklerini ayrı ayrı beslerken (AGEF devre dışı), sezon harici yüklerin düşük olduğu dönemlerde, transformatörlerden biri devre harici bırakılıp, bu transformatörün yüklerinin AGEF üzerinden diğer transformatör tarafından beslenmesi prensibine dayanmaktadır. Böylece, sezonsal yüklenme farkının yüksek olduğu bölgeleri besleyen transformatörlerin yıllık teknik kayıplarında öne çıkan boşa transformatör kayıplarının azaltılması suretiyle verimliliğin artırılması hedeflenmiştir. Burada önemli olan, transformatörlerin toplam teknik kaybındaki azalma ile AGEF üzerindeki ilave teknik kayıpların kıyaslamasının yapılmasıdır.

AGEF uygulamasında dikkat edilmesi gereken hususlardan birisi, transformatörlerin AGEF üzerinden paralel çalışmasının önlenmesi gerektiğidir. Dağıtım transformatörlerinin paralel çalıştırılması teorik olarak mümkün olmakla birlikte, koruma ve güvenlik endişeleri nedeniyle pratikte uygulanmamaktadır. Bu nedenle, AGEF uygulaması yapılacak olan transformatörlerin AG şebeke üzerinden paralel çalışmasını önlemek amacıyla, transformatörlerin AG çıkış termik manyetik şalterleri (TMS) ile AGEF bağlantı TMS'leri arasında bir kilitleme mekanizması tasarlanmış olup, prensip şeması Şekil 6'da gösterilmiştir.

Kilitleme mekanizmasının çalışma prensibi şu şekildedir. AGEF uygulaması yapılacak olan transformatörlerin ana çıkış TMS'lerinin (Şekil 6'da TMS-A1 ve TMS-B1) yardımcı kontaklarından alınan açık/kapalı sinyalleri, yardımcı röleler üzerinden AGEF bağlantı TMS'lerinin (Şekil 6'da TMS-A2 ve TMS-B2) açtırma bobinlerine taşınmaktadır. Eğer TMS-A1 ve TMS-B1 aynı anda kapalı ise (transformatörlerin paralel çalışma koşulu), TMS-A2 ve TMS-B2'nin açtırma bobinleri enerjilenmekte ve AGEF'i her iki uçtan devre dışı bırakmaktadır. Kilitleme mekanizmasının devre şeması Şekil 7'de gösterilmiştir. Şekilde de gösterildiği gibi kilitleme devresi yedeklidir.



Şekil 5. AGEF kavramsal tasarımı (LVEF conceptual design)



Toroslar EDAŞ sınırları içerisinde Akdenize kıyısı olan ve yazlık ağırlıklı olan bazı bölgelerde saha incelemeleri gerçekleştirilmiştir. Sezon dışı olan 2016 yılı şubat ayında yapılan bu incelemelerde, yazlık bölgeleri besleyen ve birbirine yakın olan transformatörler belirlenmiş ve kış aylarındaki puant yükleri ölçülmüştür. Şekil 8’de de gösterildiği gibi, bazı transformatörlerin kış aylarında kapasitelerinin %5’inin bile altında yüklendiği gözlenmiştir. Bu kriterler göz önüne alınarak seçilen transformatör çiftleri (ÖG) önceliklendirme göstergeleri Eş. 1 ile birlikte Tablo

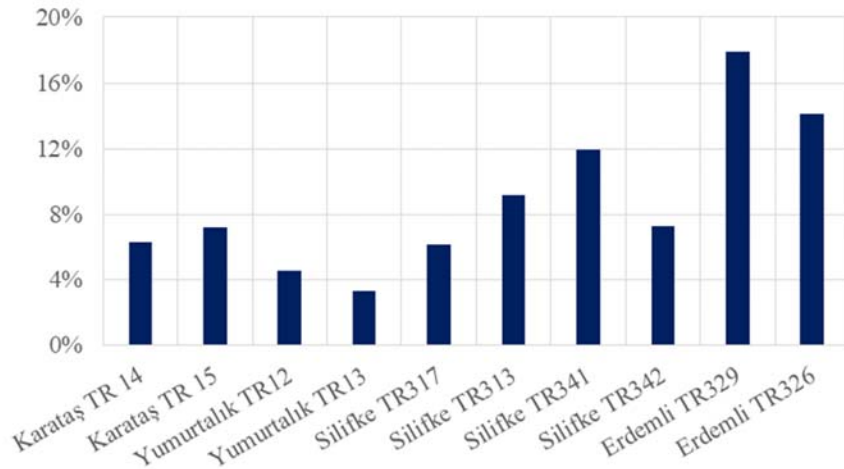
3’te verilmiştir. AGEF uygulaması için aday transformatörler çiftleri belirlenirken, önceliklendirme göstergesi görece yüksek olacak şekilde, aşağıdaki kriterler göz önüne alınmıştır:

- Sezonluk yüklenme miktarları arasında yüksek fark (yazlık bölgelerindeki transformatörler),
- Transformatörlerin birbirilerine olan mesafesi (maksimum 200 metre),
- Kapasitesi yüksek olan transformatörler ( $\geq 400\text{kVA}$ ),

**Tablo 2.** TMS kilitleme mekanizmasının devreye gireceği senaryolar (Scenarios in which interlocking system is in operation)

AA- A1	TMS- A1	TMS- A2	AA- B1	TMS- B1	TMS- B2	TRA	TRB	AGEF	DURUM
1	1	1	1	1	1	enerjili	enerjili	devrede	
1	1	1	1	1	0	enerjili	enerjili	TMS-A2 KAPALI	
1	1	1	0	1	1	enerjili	devre dışı, AG bara kapalı	devrede	
1	1	1	0	1	0	enerjili	devre dışı, AG bara kapalı	TMS-A2 KAPALI	
1	1	0	1	1	1	enerjili	enerjili	TMS-B2 KAPALI	
1	1	0	1	1	0	enerjili	enerjili	devre dışı	TMS
1	1	0	0	1	1	enerjili	devre dışı, AG bara kapalı	TMS-B2 KAPALI	kilitleme
1	1	0	0	1	0	enerjili	devre dışı, AG bara kapalı	devre dışı	devreye girer
0	1	1	1	1	1	devre dışı, AG bara kapalı	enerjili	devrede	
0	1	1	1	1	0	devre dışı, AG bara kapalı	enerjili	TMS-A2 KAPALI	
0	1	0	1	1	1	devre dışı, AG bara kapalı	enerjili	TMS-B2 KAPALI	
0	1	0	1	1	0	devre dışı, AG bara kapalı	enerjili	devre dışı	

1: anahtar kapalı; 0: anahtar açık.



**Şekil 8.** AGEF uygulaması için aday olarak belirlenen transformatörlerin sezon dışı puant yükleri (Şubat 2016) (Peak loadings of candidate transformer couples for LVEF implementation (February 2016)).

**Tablo 3.** AGEF pilot uygulaması için aday olarak belirlenen transformatörler çiftleri ve önceliklendirme göstergeleri  
(The candidate pilot transformer couples for LVEF implementation and their priority indexes)

Transformatör kapasitesi (kVA)		TR-A ve TR-B arası mesafe (m) (Mesafe <sub>TRA&amp;TRB</sub> )	Sezon harici transformatör puant yükü (kVA)		Önceliklendirme Göstergesi (ÖG)
Kapasite <sub>TRA</sub>	Kapasite <sub>TRB</sub>		KışPuant <sub>TRA</sub>	KışPuant <sub>TRB</sub>	
400	400	90	12	3	0,59
400	800	200	14	17	0,19
1250	1000	220	56	108	0,06
400	1000	250	58	88	0,04
400	400	300	60	50	0,02
400	400	100	198	157	0,02
630	630	200	340	208	0,01

- AGEF kablo çekimi için bir kamusallaştırma ihtiyacı olmayan yerler.

$$\text{ÖG} = (\text{Kapasite}_{\text{TRA}} + \text{Kapasite}_{\text{TRB}}) / [(\text{KışPuant}_{\text{TRA}} + \text{KışPuant}_{\text{TRB}}) * \text{Mesafe}_{\text{TRA \& TRB}}] \quad (1)$$

ÖG değeri en yüksek olan transformatör çifti Adana'nın Karataş ilçesinde yazlık bölgeleri beslemektedir. Toroslar EDAŞ tarafından TR14 ve TR15 olarak adlandırılan bu transformatörlerin aralarındaki kablaj mesafesi yaklaşık 90 metredir (Şekil 9). Pilot trafo çifti olarak seçilen Karataş TR14-15 trafo çiftinin etiket bilgileri aşağıda Şekil 10'da verildiği gibidir.

**Şekil 9.** Karataş TR14 ve TR15'in coğrafi lokasyonları  
(Geographical locations of Karataş TR14 and TR15 transformers)

AGEF uygulamasının fizibilitesi için gerekli teknik analizlerde kullanmak için ilk önce transformatörlere otomatik sayaç okuma sistemi (OSOS) takılmış ve transformatörlerin yükleri ve gerilimleri 15 dakikalık çözünürlükte kaydedilmiştir. Ölçümler Nisan 2016- Aralık 2016 ayları arasında gerçekleştirilmiş olup, yılın kalan ayları için, kış aylarında sahadan ölçülen puant yüklenme miktarları ve OSOS sisteminde gözlenen profil göz önüne alınarak varsayımlarda bulunulmuş ve transformatörlerin yıllık yüklenme profilleri çıkartılmıştır. OSOS sistemindeki

arıza nedeniyle bazı saatlerde ölçümlerin alınmamasından dolayı tespit edilen veri eksiklikleri için, ölçüm alınmayan periyottaki ortalama güç değerleri göz önüne alınmıştır. Bu hesaplama için detaylar Tablo 4'te, eksik veriler için yapılan hesaplamalara ait örnekler ise Tablo 5'te gösterilmiştir.

**Tablo 4.** 15 dakikalık ortalama yüklenme hesaplamaları  
(Calculations of 15 minutes average loading level)

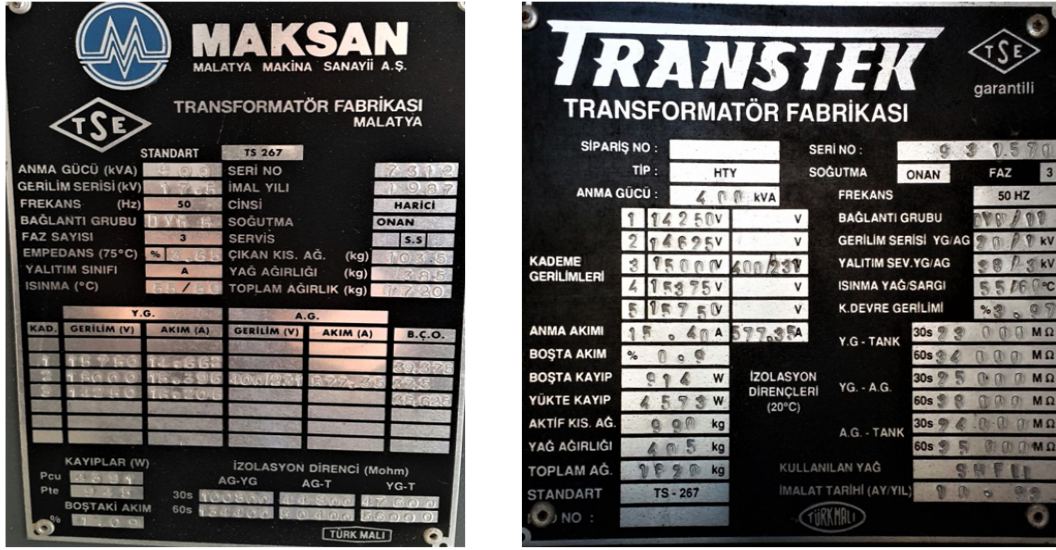
Tarih	Enerji (kWh)	T: delta (saat)	Enerji Farkı (kWh)	Ortalama Güç (kW-15 dakika)
14.04.2016 15.30	1,08			
14.04.2016 15.45	4,08	0,25	3	12,00
14.04.2016 16.00	7,08	0,25	3	12,00
14.04.2016 16.15	9,96	0,25	2,88	11,52
14.04.2016 16.30	...	...	...	...

**Tablo 5.** TR14ölçüm alınmayan dönemlerdeki ortalama güç değerlerinin hesaplamaları (TR 14- Calculation of average loadings for the missing measurement periods).

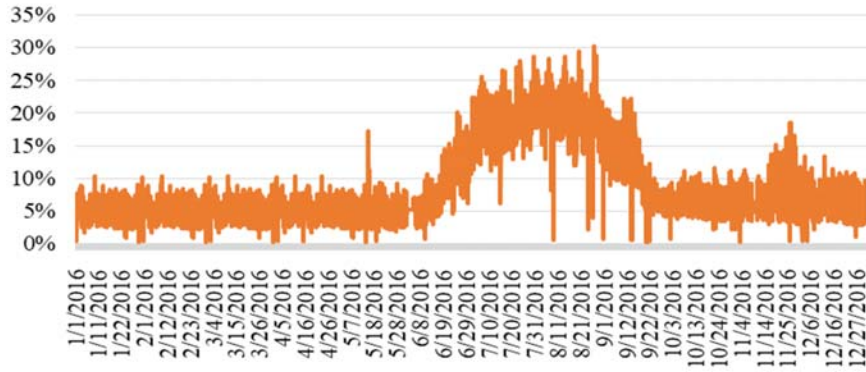
Tarih ve Saat	Enerji (kWh)	Ölçüm Periyodu (saat)	Ortalama Güç (kW)
04/05/2016 20:30	21041,28	0,25	64,00
04/05/2016 20:45	21058,88	0,25	70,40
05/05/2016 04:00	21377,28	7,25	43,92
05/05/2016 04:15	21386,24	0,25	35,84
05/05/2016 04:30	21394,88	0,25	34,56
...	...	...	...

Karataş TR14 ve TR15 yıllık yüklenme eğrileri sırasıyla Şekil 11 ve Şekil 12'de gösterilmiştir. Grafikler

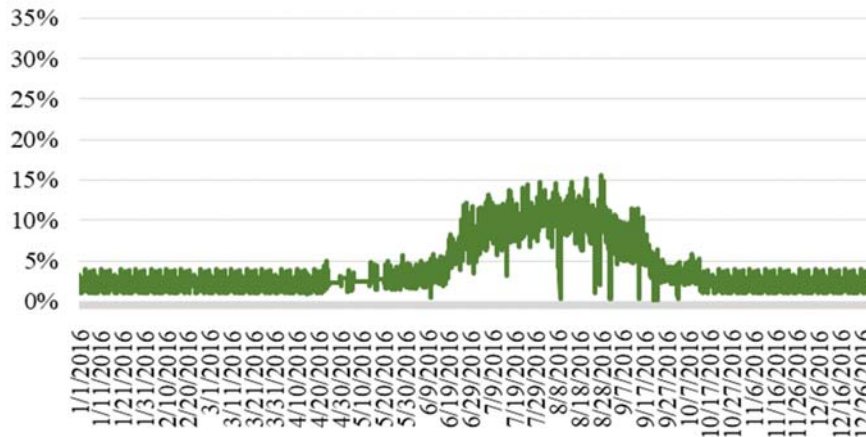




Şekil 10. Karataş TR14 ve TR15 trafolarının etiket bilgileri (Nameplates of TR14 and TR15)



Şekil 11. TR14 yıllık yüklenme profili (TR14 annual loading profile)



Şekil 12. TR15 yıllık yüklenme profili (TR15 annual loading profile)

incelendiğinde, transformatörlerin yüklenmelerinin 23 Nisan ve 19 Mayıs resmî tatil günlerinde önemli miktarda arttığı göze çarpmaktadır. Ayrıca, resmî tatil gibi özel günler ve yaz

sezonu dışında transformatörlerin ortalama yüklenmeleri %5 civarındadır. Bu durum, transformatörlerin AGEF uygulaması için oldukça uygun olduğunu göstermektedir.

#### 4. TEKNİK-EKONOMİK ANALİZLER (TECHNICAL-ECONOMICAL ANALYSIS)

AGEF pilot uygulama için seçilen TR14 ve TR15 transformatörleri için, bir önceki bölümde açıklanan yıllık yüklenme eğrileri ile teknik kayıp analizleri gerçekleştirilmiştir. Simülasyonlarda DIGSILENT PowerFactory™ şebeke analiz yazılımı kullanılmıştır. Teknik kayıp analizleri için öncelikli olarak trafoların etiket bilgileri göz önüne alınarak modelleme çalışması yapılmıştır. Şekil 13'te gösterildiği gibi, transformatör kapasitesi, gerilim çevrim oranı,  $uk$  değeri, boşa ve yükte kayıp verilerini içeren iki-sargılı transformatör modeli kullanılmıştır [17]. AGEF fideri modeli için ise birleştirilmiş

(lumped) kablo modeli kullanılmış olup, kablo modeli parametreleri Şekil 14'te verilmiştir.

Trafolardan sahada 15 dakikalık çözünürlükte yük ölçümleri alınarak, yıllık yüklenme profilleri oluşturulmuştur. Bu profiller ilgili trafolara yük profilleri olarak tanımlanmış ve 8760 saatlik yük akışı simülasyonları gerçekleştirilmiş ve yıllık teknik kayıplar hesaplanmıştır. Aynı model ve yük koşullarında, AG ekspres fider için ayrı bir senaryo oluşturularak, 8760 saatlik yük akışı simülasyonları tekrarlanarak, iki farklı senaryo için teknik kayıp sonuçları karşılaştırılmıştır. Teknik kayıp analiz sonuçları Şekil 15'te gösterilmiştir. Senaryo 1'de TR14 ve TR15 tüm yıl boyunca kendi yüklerini ayrı ayrı beslerken, Senaryo 2'de TR15'in

Şekil 13. Karataş TR14 2-sargılı transformatör modeli parametreleri (Two-winding transformer model parameters of Karataş TR14)

Şekil 14. AGEF kablo modeli parametreleri (Cable model parameters of AGEF)

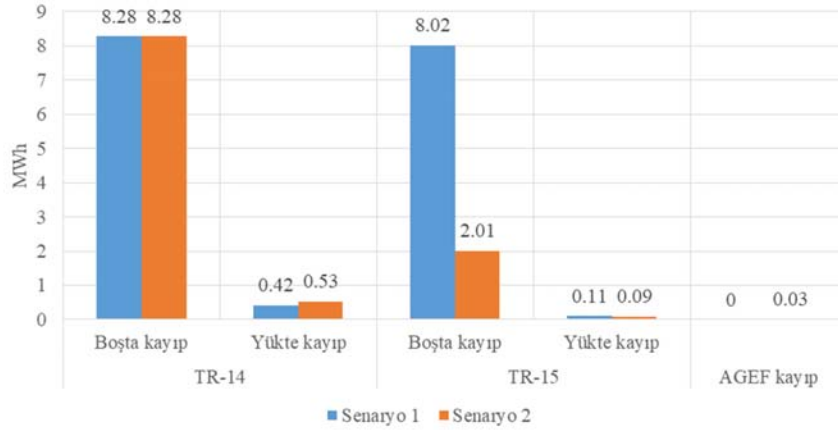
yaz sezonu (15 Haziran – 15 Eylül) haricinde yükleri TR14 tarafından AGEF üzerinden beslenmiştir. Analizlerde AGEF olarak 90 metrelik 3x240 mm<sup>2</sup> NAYY kablo kullanılmıştır.

Teknik kayıp analizlerine göre yıllık toplam kayıp Senaryo 1’de 16,84 MWh iken Senaryo 2’de bu değer 10,94 MWh’e düşmektedir. Yani, AGEF besleme düzeneği sayesinde yıllık kayıplarda 6 MWh’lik bir azalma gözlenmiştir. Bu farkın en büyük sebebi, yılın büyük bir çoğunluğunda enerjisiz olması nedeniyle TR15’in boşta kayıplarındaki azalmadır. Diğer yandan, sezon dışında (15 Eylül – 15 Haziran) AGEF devrede iken, Şekil 11 ve Şekil 12’de gösterilen yüklenme profilleri ile AGEF üzerinde gerçekleşen bakır kayıpları sadece 0,03 MWh’dir.

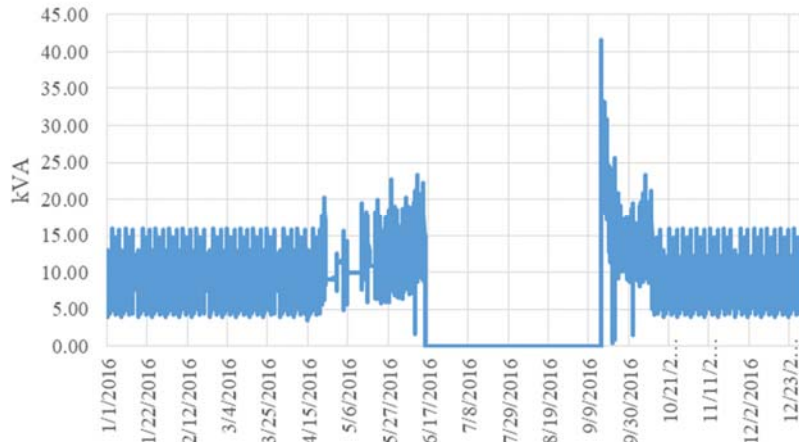
AGEF yıllık yüklenme profili Şekil 16’da gösterilmiştir. Sezon dışı dönemlerde AGEF devrede iken, AGEF üzerinde teknik kayıplar yaşanacaktır. Ancak birbirine yakın trafo çiftleri tercih edildiği (90 metre), AGEF olarak AG seviyesinde görece yüksek kesitli bir kablo (3x240 mm<sup>2</sup> NAYY) seçildiği ve AGEF’in devrede olacağı sezon dışı dönemlerdeki trafo yüklerinin oldukça düşük

gerçekleşmesinden dolayı, AGEF üzerindeki ilave kayıplara rağmen, toplam kayıplarda azalma olmaktadır. Dolayısıyla da toplam enerji verimliliğinde bir artış meydana gelmektedir.

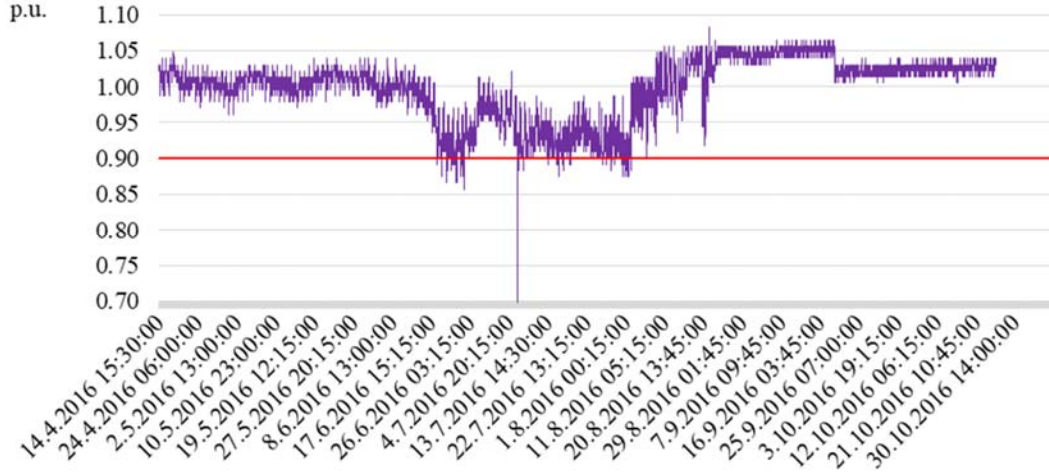
Pilot transformatörlere takılan OSOS üzerinden gerilim değerleri de ölçülmüştür. Şekil 17’de Karataş TR14’e ait gerilim grafiği verilmiştir (AGEF devre dışı iken). Gerilimin yaz aylarındaki en yoğun dönemlerde yüklerin artışıyla beraber 0,9 pu seviyelerinin altına düştüğü görülmektedir. Bununla birlikte, AGEF devre dışı iken sezonsal yük artışları nedeniyle yaşanan bu aşırı gerilim düşümü problemi bu çalışmanın konusu değildir. Bu çalışma açısından dikkat edilmesi gereken, AGEF’in devrede olduğu sezon dışı dönemdeki gerilim düşümleridir (15 Eylül- 15 Haziran arası 9 aylık dönem). AGEF üzerindeki gerilim düşümü analizlerinde AGEF ucundaki gerilim düşümünün oldukça düşük seviyelerde (<2%) olduğu hesaplanmıştır (Şekil 18). AGEF üzerindeki yıllık teknik kayıp analiz sonuçlarında da görüldüğü gibi, TR14 ve TR15’in sezon dışındaki yüklenme oranlarının oldukça düşük seviyelerde gerçekleşmesi bu sonucu doğurmuştur.



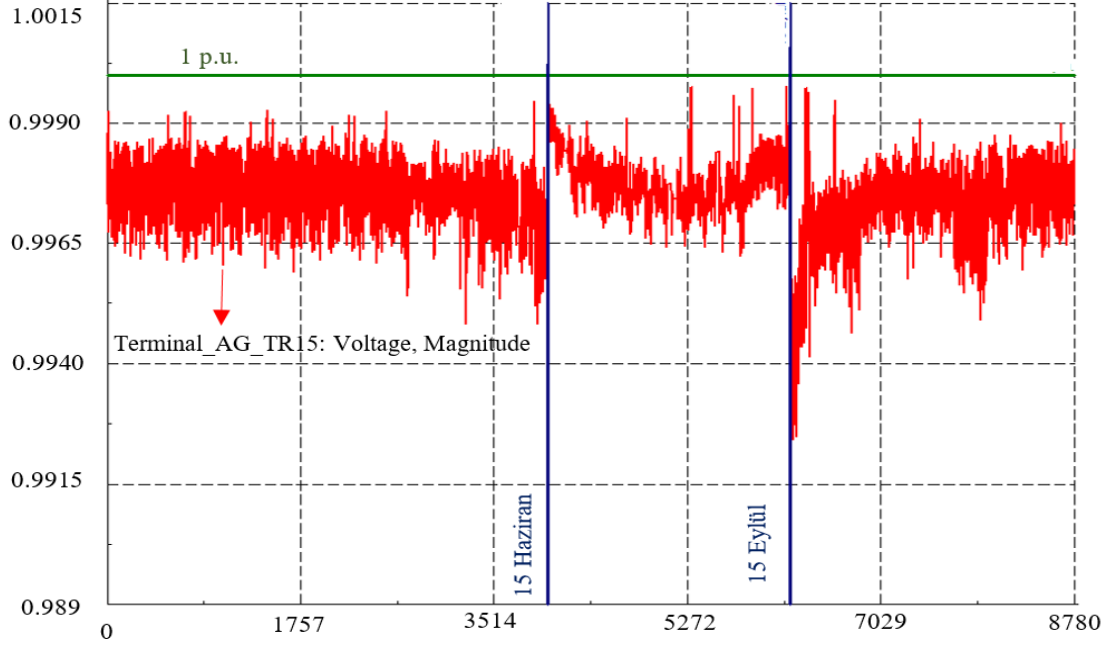
Şekil 15. Yıllık teknik kayıp analiz sonuçları özeti (Summary of annual technical loss analysis results)



Şekil 16. Analizlerde varsayılan TR14-TR15 arası AGEF yıllık yüklenme profili (Annual loading profile assumption of the LVEF between TR14 and TR15)



Şekil 17. TR14 gerilim grafiği (14 Nisan-8 Kasım) (TR14 voltage profile (14 April-8 November))



Şekil 18. AGEF ucundaki TR-15 AG bara gerilimi (Busbar voltage at the end of LVEF)

TR14 ve TR15 için gerçekleştirilen AGEF uygulaması yatırım maliyeti detayları Tablo 6'da özetlenmiştir. Göz önüne alınan AGEF yatırım maliyetleri; i) 90 m 3x240 mm<sup>2</sup> NAYY AGEF kablo ve 8x2,5 mm<sup>2</sup> sinyal kablosu (kilitleme mekanizması için), ii) kazı maliyeti, iii) 2 adet TMS (AGEF için), iv) 2 adet AGEF kilitleme mekanizması panosu ve v) kazı için belediyeye ödenen ücret. Tablodaki maliyetlere montaj bedelleri dahil olup, bu bedeller piyasadaki güncel fiyatlar göz önüne alınarak belirlenmiştir. Şekil 19'da gösterildiği gibi en göze çarpan maliyet unsuru belediyeye ödenen kazı bedelidir. Kablo için yapılan kazılarda belediyeler, kazı yapılacak zeminin özelliğine göre (asfalt, parke gibi), farklı miktarlarda ücretler talep etmektedir. Karataş TR14-TR15 arasındaki toplam mesafe yaklaşık 90

metre olup asfalt ile kaplıdır. Kazı maliyeti yaklaşık 6.380 TL iken, belediyeye ödenen ücret 15.500 TL'dir.

Tablo 6. Pilot AGEF uygulaması yatırım maliyeti detayları (Investment cost details of the LVEF pilot implementation)

Yatırım Unsuru	Bedel (TL)
90 m 3x240mm <sup>2</sup> NAYY kablo	2.430
90 m 3x2,5mm <sup>2</sup> sinyal kablosu	468
AGEF panoları (TR14 & TR15)	11.900
TMS (A2 & B2)	1.300
Kazı bedeli	6.380
Belediyeye ödenecek ücret	15.500
<b>Toplam</b>	<b>37.978</b>

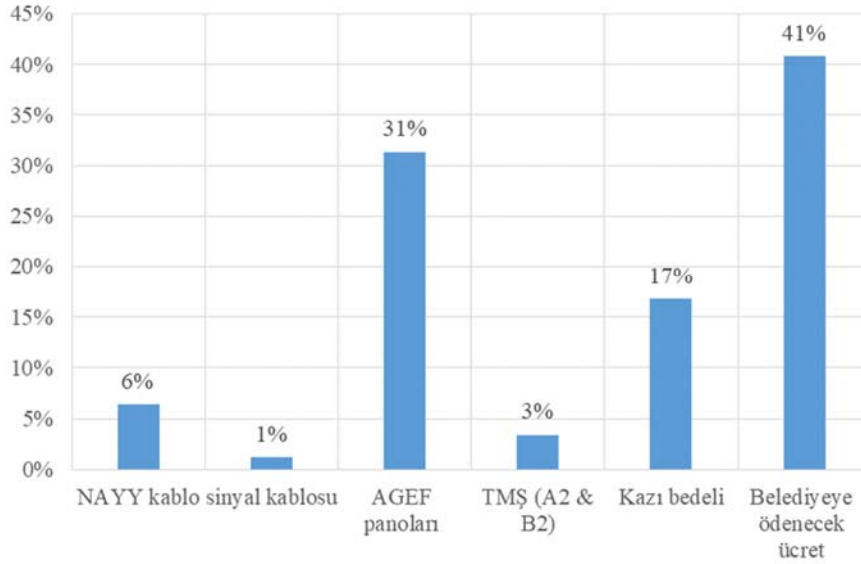
Toplam yatırım maliyeti ve teknik kaybın azalmasından kaynaklı elde edilecek kazanımları göz önüne alan yatırım geri dönüş süresi (YGDS) hesaplamaları Eş. 2 - Eş. 4'te verilmiştir. Toplam yatırım maliyetinin (TYM) toplam yıllık kazançta (TYK) oranı YGDS olarak tanımlanmıştır (Eş. 2). TYM bileşenleri; Toplam malzeme maliyeti ( $M_1$ ), kazı için belediyeye ödenen toplam tutar ( $M_2$ ) ve toplam kazı bedelidir ( $M_3$ ) (Eş. 3). TYK'nın bileşenleri; AGEF transformatör çiftlerinin mevcut durumdaki yıllık toplam yükte ( $P_b$ ) ve boşta ( $P_{cu}$ ) kayıpları, AGEF transformatör çiftlerinin AGEF uygulamasındaki yıllık toplam yükte ( $P_{b\_AGEF}$ ) ve boşta ( $P_{cu\_AGEF}$ ) kayıpları ve AGEF fider üzerindeki yıllık toplam kayıptır ( $P_{cu\_fider}$ ) (Eş. 4). TYK hesaplamasında kayıp enerjiye ödenen birim bedel (KBB) 0,40 TL/kWh varsayılmıştır.

$$YGDS = TYM / TYK \quad (2)$$

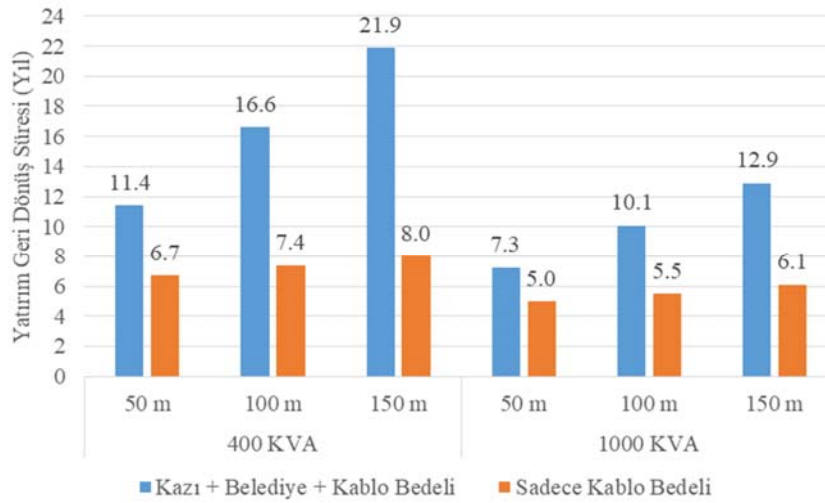
$$TYM = M_1 + M_2 + M_3 \quad (3)$$

$$TYK = [(P_b + P_{cu}) - (P_{b\_AGEF} + P_{cu\_AGEF} + P_{cu\_fider})] * KBB \quad (4)$$

Analiz sonuçlarına göre TR14 ve TR15 transformatörleri için AGEF uygulamasıyla elde edilen yıllık kazanç 2.400 TL olup, YGDS yaklaşık 15 senedir. YGDS'nin bu kadar yüksek olmasının sebebi, uygulamanın sonradan yapılmasına bağlı ortaya çıkan kazı ve izin maliyetleridir. Kazı bedeli ve belediyeye ödenen ücretler ihmal edilirse bu süre yedi yıla düşmektedir. TR14 ve TR15 için AGEF yatırım geri dönüş süresinin, transformatörün arasındaki mesafeye ve transformatörlerin kapasitelerine göre nasıl değiştiği Şekil 20'de gösterilmiştir (transformatörlerin yüklerinin değişmediği varsayımı ile). Bu sonuçlara göre AGEF yatırımının geri dönüş süresini en fazla etkileyen faktörler; i)



Şekil 19. Yatırım maliyeti yüzde kırınımları (Cost allocation in percentage)



Şekil 20. AGEF yatırım geri dönüş süresini etkileyen faktörler (Factors that affect payback time of AGEF)

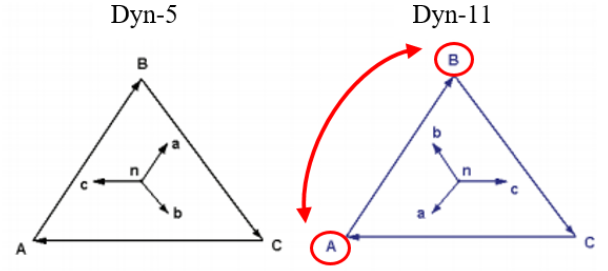
Kazı maliyeti ve belediyeye ödenen ücret, ii) transformatörlerin arasındaki mesafe, iii) transformatörlerin kapasiteleri ve yıllık yüklenme faktörleridir. Birbirine olan uzaklığı 50 metre olan 1000 kVA kapasiteli transformatörlerde yatırım geri dönüş süresi beş yıla kadar düşmektedir. Yani, AGEF kablusunun transformatörlerin OG bağlantısı ile birlikte gerçekleştirildiği durumda AGEF uygulaması çok daha kısa sürede kendini amorti etmektedir. Dolayısıyla, OG kablo için zaten kazı yapıldığı ve birbirine uzaklığı 100 metrenin altındaki durumlarda AGEF uygulaması önerilmektedir.

AGEF uygulamasındaki amaç trafoların yıllık toplam kayıplarını azaltmaktır. AGEF uygulamasının yapıldığı trafo çiftlerinin AG şebekesindeki (AGEF haricindeki) teknik kaybı değişmeyeceğinden, AGEF haricindeki AG şebeke analizlerde modellenmemiştir. Diğer yandan, AGEF uygulamasının OG şebekedeki teknik kayıplara etkisi ihmal edilecek seviyelerde beklendiği için, OG şebeke de analizlerde modellenmemiştir. Pilot aday trafo çiftleri arasında TR14 ve TR15 çifti, AGEF uygulamasının fizibilitesi açısından, önceliklendirme göstergesine göre, diğerlerine göre daha ön panda olduğu için, detaylı analizler ve saha pilot uygulaması için çalışmada bu trafo çifti seçilmiştir. Bununla birlikte, Şekil 20 analiz sonuçlarından görüleceği üzere, AGEF uygulamasının diğer pilot aday trafo çiftlerinde de teknik kayıplarda iyileşme sağladığı görülmektedir.

## 5. AGEF SAHA PİLOT UYGULAMASI (PILOT IMPLEMENTATION OF AGEF ON SITE)

Uygulamanın herhangi bir tehlikeli durum arzetmemesi için süreç boyunca ilgili dağıtım şirketi İş Sağlığı ve Güvenliği birimiyle değerlendirme toplantıları düzenlenmiş ve uygulamada teknik ve işletmesel açıdan tehlike oluşturabilecek durumlar tek tek değerlendirilmiştir. İş Sağlığı ve Güvenliği biriminin en fazla üzerinde durduğu husus, transformatörlerin paralel çalışmasının önlenmesi gerektiğidir. Her ne kadar AGEF uygulaması için Şekil 6 ve Şekil 7’de gösterilen kilitleme mekanizması tasarlanmış olsa da kilitleme mekanizmasında veya kilitleme mekanizmasının kumanda ettiği TMS açtırma bobinlerinde meydana gelebilecek bir arıza nedeniyle transformatörlerin AGEF üzerinden paralele alınma riski vardır. Böyle bir durumda transformatörlerin sağlıklı bir biçimde paralele girmesi için, bağlantı gruplarının eşit olması gerekir [13].

Karataş TR14 ve TR15 için yapılacak olan pilot uygulamada transformatörlerin bağlantı gruplarının sırasıyla Dyn-5 ve Dyn-11 olduğu anlaşılmıştır. Yani, AG fazlar arasında 180° faz farkı bulunmaktadır. Dolayısıyla, transformatörler AGEF üzerinden paralele alındığı takdirde kısa devre arızası oluşacaktır. Bu sorunu gidermek için Dyn11 bağlantı grubu olan TR15’in OG ve AG faz bağlantılarında Şekil 21’de gösterilen değiştirmeler yapılmış ve böylece her iki transformatörün AG fazları senkronize edilmiştir. TR15’e monte edilen AGEF panosu ve bağlantıları Şekil 22’de gösterilmiştir.



**Şekil 21.** Dyn11 bağlantı grubu olan transformatörün fazlarının Dyn5 bağlantı grubu olan transformatör ile senkronize edilmesi için gerekli bağlantı değişiklikleri (Requirement of connection re-arrangement in order to synchronize of Dyn11 type transformer with a Dyn5 type transformer)



**Şekil 22.** TR15’e monte edilen AGEF panosu ve bağlantıları (AGEF panel and connections installed at TR15)

## 7. SİMGELER (SYMBOLS)

AG	: Alçak gerilim (<1kV)
AGEF	: AG ekspres fider
DM	: OG dağıtım merkezi
DTM	: Dağıtım transformatör merkezi
EDAŞ	: Elektrik Dağıtım A.Ş.
$K_{TRA}$	: TRA transformatörünün kapasitesi (kVA)
$K_{TRB}$	: TRB transformatörünün kapasitesi (kVA)
$KP_{TRB}$	: TRB transformatörünün kış puant yükü (kVA)
$KP_{TRA}$	: TRA transformatörünün kış puant yükü (kVA)
$L_{TRA \& TRB}$	: TRA ve TRB arasındaki AGEF kablo mesafesi (m)
NAYY	: Alüminyum iletkenli alçak gerilim kablosu
OG	: Orta gerilim (1kV <OG <36kV)
OSOS	: Otomatik sayaç okuma sistemi
ÖG	: AGEF için potansiyel transformatör çiftlerinin önceliklendirme göstergesi
TM	: YG/OG transformatör merkezi
TMS	: Termik Manyetik Şalter
$P_b$	: AGEF transformatör çiftlerinin mevcut durumdaki yıllık toplam boşa kayıpları (kWh)

$P_{cu}$	: AGEF transformatör çiftlerinin mevcut durumdaki yıllık toplam yükte kayıpları (kWh)
$P_{b\_AGEF}$	: AGEF transformatör çiftlerinin AGEF uygulamasındaki yıllık toplam boşa kayıpları (kWh)
$P_{cu\_AGEF}$	: AGEF transformatör çiftlerinin AGEF uygulamasındaki yıllık toplam yükte kayıpları (kWh)
$P_{cu\_fider}$	: AGEF fider üzerindeki yıllık toplam kayıp (kWh)
$M_1$	: Toplam malzeme maliyeti (TL)
$M_2$	: Kazı için belediyeye ödenen toplam tutar (TL)
$M_3$	: Toplam kazı bedeli (TL)
$YGDS$	: Yatırımın geir dönüş süresi (yıl)
$TYM$	: Toplam yatırım maliyeti (TL)
$TYK$	: Toplam yıllık kazanç (TL/yıl)
$KBB$	: Kayıp enerjiye ödenen birim bedel (TL/MWh)

## 6. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Bu çalışmada yazlıklar gibi sezonsal yüklenme farklarının yüksek olduğu bölgelerde yer alan ve birbirine yakın konumlanmış olan dağıtım transformatörlerinin, sezon harici dönemlerde öne çıkan boşa teknik kayıplarının minimize edilmesine yönelik alçak gerilim ekspres fider (AGEF) uygulamasının tasarımı, teknik-ekonomik fizibilite analizleri ve sahada pilot bir uygulaması incelenmiştir. AGEF uygulamasının yatırım geri dönüş süresini en fazla etkileyen faktörler:

- Kazı maliyeti ve belediyeye ödenen ücretler,
- Transformatörlerin arasındaki mesafe,
- Transformatörlerin kapasiteleri ve yıllık yüklenme faktörleridir.

Transformatör çiftleri arasındaki mesafenin kısa olmasının, hem AGEF üzerindeki teknik kayıplar açısından, hem de kablo ve kazı maliyetleri açısından avantajları vardır. Boşa kayıplar transformatörlerin kapasiteleri ile birlikte artar. Sezon dönemindeki puant yüklenme koşullarına göre kapasitesi seçilen ve düşük sezon dışı yüklenme nedeniyle yıllık kapasite faktörü oldukça düşük olan birbirlerine yakın transformatör çiftleri AGEF uygulaması için en ideal transformatörlerdir. AGEF uygulaması, AGEF ve kilitleme mekanizması için gerekli sinyal kablosunun - transformatör çifti arasındaki OG bağlantısı ile birlikte - en başta çekildiği durumda, çok daha kısa sürede kendini amorti etmektedir.

İş sağlığı güvenliği nedeniyle AGEF uygulaması yapılacak transformatör çiftlerinin aynı OG fider üzerinden besleniyor olması önemlidir. AGEF uygulamasında transformatörlerin paralel çalışmasını önlemek için bir kilitleme mekanizmasına ihtiyaç vardır. Çalışma kapsamında bu amaçla tasarlanan kilitleme mekanizması sahada başarıyla uygulanmıştır. Bununla birlikte, kilitleme mekanizmasında veya kilitleme mekanizmasının kumanda ettiği TMS açtırma

bobinlerinde meydana gelebilecek bir arıza nedeniyle transformatörlerin AGEF üzerinden paralele alınma riski vardır. Böyle bir durumunda transformatörler paralele alınırken bir kısa devre arızası yaşanmaması için AGEF uygulaması yapılacak transformatörlerin bağlantı gruplarının aynı olmasına dikkat etmek gerekir.

## TEŞEKKÜR (ACKNOWLEDGEMENT)

Bu çalışma, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca (EPDK) Elektrik ve Doğalgaz Dağıtım Sektöründe araştırma ve geliştirme faaliyetlerini desteklemek amacı ile dağıtım faaliyetleri kapsamında verilen Ar-Ge bütçelerinin kullanılabilmesine ilişkin 28.04.2014 tarih ve 5036 sıra nolu Kurul Kararı ile belirlenen usule göre EPDK tarafından desteklenen Temmuz 2015 dönemi “Yazlık bölgelerinde transformatörlerin boşa kayıplarını minimize etmek için AG ekspres fider uygulama teknik ekonomik analiz projesi” kapsamında gerçekleştirilmiştir.

## KAYNAKLAR (REFERENCES)

1. Yalçın S., Yarımiş V., EİGM Bülteni, 1 (6), 3-4, 2015.
2. Vasconcellos A.B. *et al*, Proposal for Development of a Fragmented Mobile Substation for Treatment of Seasonal Loads, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ, 1-5, 2015.
3. Dabbagh E., Arzani A., Moravej Z., Loss Evaluation of Distribution Transformers in Iran's Electric Power System, IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, 2008.
4. Al-Badi A.H., Elmoudi A., Metwally I., Al-Wahaibi A., Al-Ajmi H., Al Bulushi M., Losses Reduction in Distribution Transformers, Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists, 2011.
5. Willis H.L., Power Distribution Planning Reference Book- Revised and Expanded, Marcel Dekker Inc., New York, A.B.D., 2004.
6. Harden K. D., Optimizing Energy Efficiency Standards for Low Voltage Distribution Transformers, MS Thesis, Purdue University, Mayıs 2011.
7. Nunn T., Ballard R., Higher Energy Efficiency Standards Coming from The Department of Energy for Distribution Transformers, IEEE Pulp and Paper Industry Technical Conference (PPIC), 1-7, 2013.
8. Code of Federal Regulations. Title 10: Energy, Part 431.192: Distribution Transformers/Definitions. <https://www.ecfr.gov/cgi-bin/ECFR?page=browse>, Erişim Tarihi Kasım 12, 2017.
9. Tör O.B., Cebeci M.E., Koç M., Güven A.N., Dynamic Optimization of Long Term Primary Electric Distribution Network Investments based on Planning Metrics, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 33 (1), 227-237, 2018.
10. TEDAŞ, Enerji Dağıtım Şirketleri Haritası. [http://www.tedas.gov.tr/#!/tedas\\_dagitim\\_sirketleri](http://www.tedas.gov.tr/#!/tedas_dagitim_sirketleri). Erişim Tarihi Aralık 15, 2016.

11. Chen C.S., Cho M.Y., Energy Loss Reduction by Critical Swithes, IEEE Transactions on Power Delivery, 8 (3), 1-3, 1993.
12. OFGEM. Making Britain's Energy Networks Better. [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/innovation\\_competitions\\_brochure\\_2014\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/11/innovation_competitions_brochure_2014_0.pdf), Erişim Tarihi Aralık 21, 2016.
13. Armar J., Principles of Transformers in Parallel Connection (part 2), Energy and Power, Nisan 2012.
14. Cowan J.M., Edmonson K.L., Preston L.L., Parallel Operation of Transformers with On-load Tap changers and Negative-Reactance-Compounding Control, Proc. of the Institution of Electrical Engineers, 111 (12), 2026-2040, 1964.
15. Sanlı M., Transformatör Testleri-1, Elektrik Mühendisleri Odası, Erişim Tarihi Nisan 10, 2016.
16. Macferran M. Parallel Operation of Transformers Whose Ratios of Transformation are Unequal, IEEE Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 49 (1), 125 – 131, 1930.
17. Gonzalez F.M., Rueda J.L., PowerFactory Applications for Power System Analysis, Springer, 2014.