



**TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM ŞEBEKESİNE VSC TABANLI BİR HVDC
HATTIN ENTEGRASYONU VE SİSTEMİN KARARLILIK ANALİZLERİ**

Merden YEŞİL

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

ARALIK 2018

Merden YEŞİL tarafından hazırlanan “TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM ŞEBEKESİNE VSC TABANLI BİR HVDC HATTIN ENTEGRASYONU VE SİSTEMİN KARARLILIK ANALİZLERİ” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Gazi Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Doç. Dr. Erdal IRMAK

Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Gazi Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.



Başkan: Prof. Dr. Ramazan BAYINDIR

Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Gazi Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.



Üye: Doç. Dr. Ahmet ÖNEN

Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Abdullah Gül Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.



Tez Savunma Tarihi: 31/12/2018

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

.....
Prof. Dr. Sena YAŞYERLİ
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
 - Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
 - Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
 - Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
 - Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,
- bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Merden YEŞİL

31/12/2018

TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM ŞEBEKESİNE VSC TABANLI BİR HVDC HATTIN ENTEGRASYONU VE SİSTEMİN KARARLILIK ANALİZLERİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Merden YEŞİL

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Aralık 2018

ÖZET

Dünyanın geri kalanında olduğu gibi, ülkemizde de hem üretim, hem de tüketim açısından sürekli değişen elektrik enerjisi profili nedeniyle mevcut elektrik şebekesi geliştirilmek zorunda kalınmaktadır. Bu da iletim sistemini giderek daha karmaşık hale getirmektedir. Özellikle tüketim bölgelerinden uzakta bulunan yenilenebilir enerjiye dayalı santraller, iletim sisteminde açısal kararlılık ve gerilim kararlılığı ile ilgili sorunlara neden olmaktadır. Çalışmada, elektrik enerjisi profilindeki son gelişmeler ve bu gelişmelerin yukarıda özetlenen mevcut şebeke üzerindeki etkilerinden hareketle güç sistemlerinde kararlılık konuları üzerinde durulmuştur. Bu bağlamda, hatların gerilim kararlılığı, açısal kararlılığı ve güç aktarma kapasitesi ayrı ayrı ele alınmıştır. Çalışma kapsamında Türkiye'nin hem 400 kV hem de 154 kV enterkonnekte şebeke modelleri kullanılmıştır. Analizler ulusal elektrik şebekesinin tümü üzerinden yapılmış olsa da, bazı kritik bölgeler özellikle ele alınarak incelenmiştir. Örnek çalışma olarak, temel durum (n) ve n-1, n-2 kısıtlılıkları ile ilgili bazı önemli testler, kritik bir dönem olan feyezan dönemine ait (Nisan-2016) bir veri seti kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Böylece mevcut iletim sistem ile ilgili sorunlar ortaya çıkarılmıştır. Daha sonra, incelenen bölgedeki yerel üretimlerin yoğun olduğu bir baradan tüketimin yoğun olduğu başka bir baraya yüksek miktarda yük taşıyabilmek için bir VSC-HVDC (gerilim kaynaklı dönüştürücü kullanan yüksek gerilim doğru akım) iletim hattı önerilmiş ve modellenmiştir. Sonuçlar, önerilen HVDC hattın mevcut şebekeye eklenmesinin, tüm sistemin açısal ve gerilim kararlılığını ve iletim hatlarının güç aktarma kapasitesini önemli ölçüde iyileştireceğini göstermektedir.

Bilim Kodu : 90513
Anahtar Kelimeler : Yüksek gerilimli doğru akım (HVDC), enerji iletimi, gerilim kararlılığı, açısal kararlılık, iletim kapasitesi
Sayfa Adedi : 248
Danışman : Doç. Dr. Erdal IRMAK

INTEGRATION OF A VSC-BASED HVDC LINE TO TURKISH ELECTRICITY TRANSMISSION NETWORK AND SYSTEM STABILITY ANALYSIS

(M. Sc. Thesis)

Merden YESIL

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

December 2018

ABSTRACT

Due to continuously changing electrical energy profile in terms of generation and consumption, electrical power grid of our country has to be improved as in the rest of the World and that causes our transmission network to become increasingly complex. Especially, renewable energy power plants that are built far away from regions with heavy energy consumption, cause problems related to angular and voltage stability in the transmission system. In this study, taking recent developments about electrical energy profile and their aforementioned effects on the electrical network into consideration, stability issues in power systems are examined. In this context, voltage stability, angular stability and power transfer capability of transmission lines are investigated individually. Both of 400 kV and 154 kV interconnected network models of Turkey are utilized. Although the analyses are carried out on the entire national electrical network model, some critical regions are examined specifically. As a case study, some important tests about base case (n) and n-1, n-2 contingencies are performed using a data set belonging to a critical flood-period (April-2016). Thus, problems pertaining to the transmission network have been found out. Afterwards, to be able to transfer a high amount of power from a bus with heavy local power generation to another with high power consumption, construction of a VSC-HVDC (voltage source converter based high voltage direct current) transmission line is proposed and modeled. Results show that adding the proposed HVDC line to the transmission network will significantly improve the angular and voltage stability of the whole system and the power transfer capacity of the transmission lines.

Science Code : 90513

Key Words : High voltage direct current (HVDC), power transmission, voltage stability, angular stability, transmission capacity

Page Number : 248

Supervisor : Assoc. Prof. Dr. Erdal IRMAK

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca yardımlarını esirgemeyen ve katkılarıyla beni yönlendiren danışman hocam Doç. Dr. Erdal Irmak'a, TEİAŞ'ta görevli değerli çalışma arkadaşlarıma, her zaman bana destek olan ve beni hiçbir zaman yalnız bırakmayan eşim Sevinç, oğlum Çınar, kızım Defne ve tüm aileme teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	x
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xxvi
1. GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ VE TEZ ÇALIŞMASINDA ELE ALINAN BÖLGENİN ÖNEMİ	7
2.1. Enterkonnekte Şebeke.....	7
2.2. Feyezan Dönemi	10
2.3. Tez Çalışmasında İncelenen Kritik Bölge	13
3. HVDC.....	19
3.1. HVDC Tarihi, Gelişimi ve Uygulamalar	20
3.2. HVDC ve HVAC Avantajları ve Dezavantajları	27
3.3. HVDC Tipleri	33
3.3.1. Sırt - sırta (back to back) HVDC sistemler	33
3.3.2. Tek kutuplu (monopolar) HVDC sistemler	34
3.3.3. İki kutuplu (bipolar) HVDC sistemler	34
3.3.4. Çok terminalli HVDC sistemi.....	35
3.4. HVDC çevirici teknolojisi	36
3.4.1. Hat komütasyonlu dönüştürücüler (LCC).....	36
3.4.2. Gerilim kaynaklı dönüştürücüler (VSC).....	39

	Sayfa
3.5. VSC-HVDC'nin Tasarımı ve Çalışma Prensibi	45
3.5.1. VSC-HVDC çalışma prensibi	45
3.5.2. VSC-HVDC bileşenleri	47
4. MEVCUT SİSTEMİN N, N-1 VE N-2 YÜK AKIŞ ANALİZİ	51
4.1. Senaryo-1 (n-1 durumu).....	54
4.1.1. Açısallık.....	57
4.1.2. Gerilim kararlılığı	61
4.1.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı	65
4.1.4. Her bir bara için açısallık	68
4.1.5. Her bir bara için gerilim kararlılığı	76
4.1.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi	81
4.2. Senaryo-2 (n-2 durumu).....	85
4.2.1. Açısallık.....	87
4.2.2. Gerilim kararlılığı	92
4.2.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı	95
4.2.4. Her bir bara için açısallık	99
4.2.5. Her bir bara için gerilim kararlılığı	108
4.2.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi	113
5. VSC TABANLI HVDC EKLENEN SİSTEMDEN N, N-1 VE N-2 YÜK AKIŞ ANALİZLERİ	117
5.1. PSS-E ile VSC-HVDC Modellenmesi.....	118
5.2. Senaryo-3 (n-1 durumu).....	119
5.2.1. Açısallık.....	121
5.2.2. Gerilim kararlılığı	127
5.2.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı	131

	Sayfa
5.2.4. Her bir bara için açısal kararlılık	135
5.2.5. Her bir bara için gerilim kararlılığı	141
5.2.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi	144
5.3. Senaryo-4 (n-2 durumu).....	148
5.3.1. Açısal kararlılık.....	150
5.3.2. Gerilim kararlılığı	156
5.3.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı	160
5.3.4. Her bir bara için açısal kararlılık	164
5.3.5. Her bir bara için gerilim kararlılığı	171
5.3.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi	175
6. MEVCUT SİSTEM İLE HVDC EKLENMİŞ SİSTEMİN KARŞILAŞTIRMASI.....	181
6.1. Senaryo-1 ve Senaryo-3'ün karşılaştırılması (n-1 durumu)	182
6.1.1. Her bir bara için açısal kararlılık	182
6.1.2. Her bir bara için gerilim kararlılığı	193
6.1.3. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi	199
6.2. Senaryo-2 ve Senaryo-4'ün karşılaştırılması (n-2 durumu)	205
6.2.1. Her bir bara için açısal kararlılık	205
6.2.2. Her bir bara için gerilim kararlılığı	216
6.2.3. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi	223
7. SONUÇ VE ÖNERİLER	231
KAYNAKLAR	235
ÖZGEÇMİŞ	247

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Trafo merkezlerinin gerilim seviyesine göre dağılımı.....	7
Çizelge 2.2. İletim hatları karakteristikleri ve uzunlukları	7
Çizelge 2.3. 2017 sonu itibariyle yakıt cinslerine göre kurulu güç	8
Çizelge 3.1. Klasik HVDC ve VSC-HVDC'nin karşılaştırılması tablosu	44
Çizelge 4.1. Mevcut sistem için n-1 (Senaryo-1) analizi argüman tablosu	55
Çizelge 4.2. Mevcut sistem için n-1 (Senaryo-1) analizi akış diyagramı	56
Çizelge 4.3. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için bara açılış değerleri	58
Çizelge 4.4. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için baralar arası açılış farkları ...	59
Çizelge 4.5. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için bara gerilimleri	62
Çizelge 4.6. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için iletim hat yüklenmeleri....	66
Çizelge 4.7. Mevcut sistem için n-2 (Senaryo-2) analizi argüman tablosu	88
Çizelge 4.8. Mevcut sistem için n-2 (Senaryo-2) analizi akış diyagramı	86
Çizelge 4.9. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara açılış değerleri	87
Çizelge 4.10. Mevcut sistemde n-2 durumu (Senaryo-2) için baralar arası açılış farkları .	92
Çizelge 4.11. Mevcut sistemde n-2 durumu (Senaryo-2) için bara gerilimleri	92
Çizelge 4.12. Mevcut sistemde n-2 durumu (Senaryo-2) için iletim hat yüklenmeleri..	96
Çizelge 5.1. Önerilen VSC-HVDC iletim hattının parametreleri	119
Çizelge 5.2. HVDC eklenmiş sistem için n-1 (Senaryo-3) analizi argüman tablosu.....	119
Çizelge 5.3. HVDC eklenmiş sistem için n-1 (Senaryo-3) analizi akış diyagramı.....	120
Çizelge 5.4. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara açılış değerleri	122
Çizelge 5.5. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumu (Senaryo-3) baralar arası açılış farkları.....	123
Çizelge 5.6. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara gerilim değerleri	128

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.7. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) iletim hat yüklenmeleri	132
Çizelge 5.8. HVDC eklenmiş sistemde n-2 (Senaryo-4) analizi argüman tablosu.....	148
Çizelge 5.9. HVDC eklenmiş sistemde n-2 (Senaryo-4) analizi akış diyagramı.....	149
Çizelge 5.10. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara açılış değerleri	150
Çizelge 5.11. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumu (Senaryo-4) baralar arası açılış farkları	153
Çizelge 5.12. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara gerilim değerleri	156
Çizelge 5.13. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) iletim hat yüklenmeleri	160
Çizelge 6.1. n-1 durumu için bara güç açılış değerlerinin karşılaştırılması	183
Çizelge 6.2. n-1 durumu için kritik baralar arası güç açılış değerlerinin karşılaştırılması.	183
Çizelge 6.3. n-1 durumu için bara gerilim değerlerinin karşılaştırılması	193
Çizelge 6.4. n-1 durumu için iletim hat yüklenmelerinin karşılaştırılması.....	199
Çizelge 6.5. n-2 durumu için bara güç açılış değerlerinin karşılaştırılması	205
Çizelge 6.6. n-2 durumu için kritik baralar arası güç açılış değerlerinin karşılaştırılması.	206
Çizelge 6.7. n-2 durumu için bara gerilim değerlerinin karşılaştırılması	217
Çizelge 6.8. n-2 durumu için iletim hat yüklenmelerinin karşılaştırılması.....	224

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün son 5 yıldaki değişimi	8
Şekil 2.2. 2017'nin ilk çeyreği itibariyle yakıt cinslerine göre kurulu gücün dağılımı..	9
Şekil 2.3. ENTSO-E iletim haritası.....	10
Şekil 2.4. 2001-2018 yılları arasındaki kurulu güç dağılım değişimi.....	11
Şekil 2.5. 2015 yılı Dengeleme Güç Piyasası YAT talimat miktarı	12
Şekil 2.6. 2015 yılı YAT talimatlarının nedenlerine göre miktar dağılımı.....	13
Şekil 2.7. İncelenen kritik bölgeye ait 400kV hat durumu	14
Şekil 2.8. İncelenen bölgedeki kurulu santral tablosu	15
Şekil 2.9. Türkiye - Gürcistan arası ana iletim güzergâhı.....	16
Şekil 2.10. Nisan 2016'e ait bölgeler arası arz- talep durumu.....	16
Şekil 3.1. Küresel HVDC kapasitesindeki büyüme	21
Şekil 3.2. ± 800 kV, 6000 MW çok terminalli HVDC projesi	22
Şekil 3.3. Hindistan'daki ± 800 kV, 6000 MW çok terminalli HVDC projesi.....	22
Şekil 3.4. Yun-Guang ± 800 kV DC iletim sisteminin tipik iki kutuplu konfigürasyonu.	23
Şekil 3.5. Çin'de Yun-Guang arasındaki HVDC iletim projesi.....	23
Şekil 3.6. Almanya Kuzey - Güney koridorunda planlanan HVDC projeleri	24
Şekil 3.7. Fransa - İspanya arası HVDC projesi	25
Şekil 3.8. İngiltere - Hollanda arası HVDC projesi	25
Şekil 3.9. Siemens tarafından devreye alınan HVDC projeleri	26
Şekil 3.10. ABB tarafından devreye alınan HVDC projeler.....	26
Şekil 3.11. Enerji kayıplarının HVAC ve HVDC için karşılaştırılması	29
Şekil 3.12. Taşıma kapasitelerinin HVAC ve HVDC için karşılaştırılması	30
Şekil 3.13. HVDC sistem parçalarının maliyet dağılımı	32

Şekil	Sayfa
Şekil 3.14. AC ve DC iletim için iletim mesafelerine göre maliyet durumu.....	33
Şekil 3.15. Sırt – sırta (back to back) hvdc topoloji.....	33
Şekil 3.16. Tek kutuplu (monopolar) topoloji	34
Şekil 3.17. İki kutuplu (bipolar) topoloji	34
Şekil 3.18. Çok terminalli HVDC’nin seri ve paralel topolojileri	35
Şekil 3.19. HVDC bağlantı türleri	36
Şekil 3.20. LCC iletim sistemi.....	37
Şekil 3.21. 6 darbeleri doğrultucu köprüsü kullanılan LCC yapılandırması	38
Şekil 3.22. 12 darbeleri doğrultucu köprüsü kullanılarak LCC yapılandırması	38
Şekil 3.23. VSC'ye dayanan HVDC sisteminin yapısı	39
Şekil 3.24. VSC'nin kapasite eğrisi.....	41
Şekil 3.25. Üç fazlı iki seviyeli VSC yapısı.....	45
Şekil 3.26. VSC-HVDC sisteminin temel konfigürasyonu	45
Şekil 3.27. Basitleştirilmiş VSC devre şeması.....	46
Şekil 3.28. İki seviyeli doğrultucu yapısı.....	48
Şekil 3.29. Üç seviyeli doğrultucu yapısı	48
Şekil 4.1. İncelenen 400kV bara ve 400kV iletim hatların harita üzerinde gösterimi....	52
Şekil 4.2. Yük akış analizi için PSS/E programında seçim ayarları	52
Şekil 4.3. Feyezan senaryosundaki enterkonnekte şebeke gerilim değerleri.....	53
Şekil 4.4. Feyezan senaryosundaki enterkonnekte şebeke bara güç açıları	54
Şekil 4.5. Feyezan senaryosundaki enterkonnekte şebeke hat yüklenmeleri.....	54
Şekil 4.6. Mevcut sistem kurgulanan n-1 (Senaryo-1) analizi senaryosu.....	56
Şekil 4.7. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara açıları.....	58
Şekil 4.8. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) baralar arası aç farkları	59

Şekil	Sayfa
Şekil 4.9. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları.....	60
Şekil 4.10. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları.....	60
Şekil 4.11. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası bara güç açıları	61
Şekil 4.12. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları.....	61
Şekil 4.13. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara gerilim değişimleri	63
Şekil 4.14. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	64
Şekil 4.15. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	64
Şekil 4.16. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	64
Şekil 4.17. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	65
Şekil 4.18. n-1 durumu (Senaryo-1) için iletim hatlarının yüklenmeleri.....	66
Şekil 4.19. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu.....	67
Şekil 4.20. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu	67
Şekil 4.21. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu	68
Şekil 4.22. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu	68
Şekil 4.23. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-1'in aç değişimi	69
Şekil 4.24. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-2'nin aç değişimi	70
Şekil 4.25. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-3'ün aç değişimi	70
Şekil 4.26. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-4'ün aç değişimi	71
Şekil 4.27. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-5'in aç değişimi	71
Şekil 4.28. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-6'nın aç değişimi	72
Şekil 4.29 Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-7'nin aç değişimi	72
Şekil 4.30. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-8'in aç değişimi	73

Şekil	Sayfa
Şekil 4.31. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara2 - bara7 arasındaki açı fark değişimi.....	74
Şekil 4.32. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara5 - bara7 arasındaki açı fark değişimi.....	74
Şekil 4.33. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara3 - bara7 arasındaki açı fark değişimi.....	75
Şekil 4.34. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara6 - bara7 arasındaki açı fark değişimi.....	75
Şekil 4.35. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara6 – bara8 arasındaki açı fark değişimi.....	76
Şekil 4.36. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-1'in gerilim değişimi.....	77
Şekil 4.37. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-2'nin gerilim değişimi.....	77
Şekil 4.38. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-3'ün gerilim değişimi.....	78
Şekil 4.39. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-4'ün gerilim değişimi.....	78
Şekil 4.40. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-5'in gerilim değişimi.....	79
Şekil 4.41. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-6'nın gerilim değişimi.....	79
Şekil 4.42. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-7'nin gerilim değişim.....	80
Şekil 4.43. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-8'in gerilim değişimi.....	80
Şekil 4.44. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-1'in yüklenme değişimi	81
Şekil 4.45. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-2'nin yüklenme değişimi	82
Şekil 4.46. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-3'ün yüklenme değişimi.....	83
Şekil 4.47. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-4'ün yüklenme değişimi.....	83
Şekil 4.48. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-5'in yüklenme değişimi	84
Şekil 4.49. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-6'nın yüklenme değişimi	84
Şekil 4.50. Mevcut sistem kurgulanan n-2 (Senaryo-2) analizi senaryosu.....	86
Şekil 4.51. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara açıları.....	88
Şekil 4.52. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları.....	89

Şekil	Sayfa
Şekil 4.53. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları.....	89
Şekil 4.54. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası bara güç açıları.....	90
Şekil 4.55. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları	90
Şekil 4.56. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-5) sonrası bara güç açıları.....	90
Şekil 4.57. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) baralar arası aç farkları	91
Şekil 4.58. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara gerilim değişimleri	93
Şekil 4.59. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	94
Şekil 4.60. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	94
Şekil 4.61. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	94
Şekil 4.62. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	95
Şekil 4.63. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	95
Şekil 4.64. n-2 durumu (Senaryo-2) için iletim hat yüklenmeleri	96
Şekil 4.65. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu.....	97
Şekil 4.66. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu	97
Şekil 4.67. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu	98
Şekil 4.68. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu	98
Şekil 4.69. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası hatlardaki yük durumu	98
Şekil 4.70. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-1'in aç değişimi	99
Şekil 4.71. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-2'nin aç değişimi	100
Şekil 4.72. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-3'ün aç değişimi	100
Şekil 4.73. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-4'ün aç değişimi	101

Şekil	Sayfa
Şekil 4.74. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-5'in açılı değişimi	102
Şekil 4.75. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-6'nın açılı değişimi	103
Şekil 4.76. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-7'nin açılı değişimi	103
Şekil 4.77. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-8'in açılı değişimi	104
Şekil 4.78. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara2 - bara7 arasındaki açılı fark değişimi.....	105
Şekil 4.79. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara5 - bara7 arasındaki açılı fark değişimi.....	106
Şekil 4.80. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara3 - bara7 arasındaki açılı fark değişimi.....	106
Şekil 4.81. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara - bara7 arasındaki açılı fark değişimi.....	107
Şekil 4.82. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara6 – bara8 arasındaki açılı fark değişimi.....	107
Şekil 4.83. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-1'in gerilim değişimi.....	108
Şekil 4.84. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-2'nin gerilim değişimi.....	109
Şekil 4.85. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-3'ün gerilim değişimi.....	110
Şekil 4.86. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-4'ün gerilim değişimi.....	110
Şekil 4.87. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-5'in gerilim değişimi.....	111
Şekil 4.88. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-6'nın gerilim değişimi.....	111
Şekil 4.89. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-7'nin gerilim değişimi.....	112
Şekil 4.90. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-8'in gerilim değişimi.....	112
Şekil 4.91. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-1'in yüklenme değişimi	113
Şekil 4.92. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-2'nin yüklenme değişimi	114
Şekil 4.93. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-3'ün yüklenme değişimi.....	114
Şekil 4.94. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-4'ün yüklenme değişimi.....	115
Şekil 4.95. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-5'in yüklenme değişimi	115

Şekil	Sayfa
Şekil 4.96. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-6'nın yüklenme değişimi	116
Şekil 5.1. Mevcut sisteme eklenen VSC-HVDC hattının harita üzerinde gösterimi	117
Şekil 5.2. VSC-HVDC iletim hattının PSS-E model parametreleri.....	118
Şekil 5.3. HVDC eklenmiş sistem kurgulanan n-1 (Senaryo-3) analizi senaryosu	120
Şekil 5.4. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara açıları	123
Şekil 5.5. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) baralar arası açı farkları.....	124
Şekil 5.6. İlk koşul için bara güç açıları.....	125
Şekil 5.7. HVDC entegrasyonu sonrası bara güç açıları.....	125
Şekil 5.8. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları.....	126
Şekil 5.9. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları.....	126
Şekil 5.10. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası bara güç açıları	126
Şekil 5.11. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları.....	127
Şekil 5.12. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara gerilim değişimleri	128
Şekil 5.13. İlk koşul koşullarında Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	129
Şekil 5.14. HVDC entegrasyonu sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	129
Şekil 5.15. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	130
Şekil 5.16. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	130
Şekil 5.17. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	130
Şekil 5.18. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili.....	131
Şekil 5.19. n-1 durumu (Senaryo-3) için iletim hatlarının yüklenmeleri.....	132
Şekil 5.20. İlk koşul durumunda hatlardaki yük durumu.....	133

Şekil	Sayfa
Şekil 5.21. HVDC entegrasyonu sonrası hatlardaki yük durumu	133
Şekil 5.22. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu	133
Şekil 5.23. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu	134
Şekil 5.24. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu	134
Şekil 5.25. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu	134
Şekil 5.26. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-1'in açı değişimi	135
Şekil 5.27. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-2'nin açı değişimi	135
Şekil 5.28. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-3'ün açı değişimi	136
Şekil 5.29. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-4'ün açı değişimi	136
Şekil 5.30. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-5'in açı değişimi	136
Şekil 5.31. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-6'nın açı değişimi	137
Şekil 5.32. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-7'nin açı değişimi	137
Şekil 5.33. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-8'in açı değişimi	138
Şekil 5.34. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara2 - bara7 arasındaki açı fark değişimi	138
Şekil 5.35. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara5 – bara7 arasındaki açı fark değişimi	139
Şekil 5.36. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara3 – bara7 arasındaki açı fark değişimi	139
Şekil 5.37. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara6 – bara7 arasındaki açı fark değişimi	140

Şekil	Sayfa
Şekil 5.38. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara6 – bara8 arasındaki açılış fark değişimi	140
Şekil 5.39. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-1'in gerilim değişimi.....	141
Şekil 5.40. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-2'nin gerilim değişimi.....	142
Şekil 5.41. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-3'ün gerilim değişimi.....	142
Şekil 5.42. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-4'ün gerilim değişimi.....	142
Şekil 5.43. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-5'in gerilim değişimi.....	143
Şekil 5.44. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-6'nın gerilim değişimi.....	143
Şekil 5.45. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-7'nin gerilim değişimi.....	144
Şekil 5.46. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-8'in gerilim değişimi.....	144
Şekil 5.47. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-1'in yüklenme değişimi	145
Şekil 5.48. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-2'nin yüklenme değişimi	146
Şekil 5.49. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-3'ün yüklenme değişimi.....	146
Şekil 5.50. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-4'ün yüklenme değişimi.....	147
Şekil 5.51. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-5'in yüklenme değişimi	147
Şekil 5.52. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-6'nın yüklenme değişimi	147
Şekil 5.53. HVDC eklenmiş sistem kurgulanan n-2 (Senaryo-4) analizi senaryosu	149
Şekil 5.54. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara açıları	151
Şekil 5.55. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) baralar arası açılış farkları.....	152
Şekil 5.56. İlk koşul için bara güç açıları.....	154
Şekil 5.57. HVDC entegrasyonu sonrası bara güç açıları.....	154
Şekil 5.58. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları.....	154
Şekil 5.59. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları.....	155
Şekil 5.60. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası bara güç açıları.....	155

Şekil	Sayfa
Şekil 5.61. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları	155
Şekil 5.62. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-5) sonrası bara güç açıları.....	156
Şekil 5.63. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara gerilim değişimleri	157
Şekil 5.64. İlk koşul (normal işletme) koşullarında Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	158
Şekil 5.65. HVDC entegrasyonu sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	158
Şekil 5.66. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	158
Şekil 5.67. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	159
Şekil 5.68. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	159
Şekil 5.69. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	159
Şekil 5.70. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili	160
Şekil 5.71. n-2 durumu (Senaryo-4) için iletim hatlarının yüklenmeleri.....	161
Şekil 5.72. İlk koşul durumunda hatlardaki yük durumu.....	162
Şekil 5.73. HVDC entegrasyonu sonrası hatlardaki yük durumu	162
Şekil 5.74. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu.....	162
Şekil 5.75. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu	163
Şekil 5.76. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu	163
Şekil 5.77. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu	163
Şekil 5.78. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası hatlardaki yük durumu	164
Şekil 5.79. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-1'in açılı değişimi	164

Şekil	Sayfa
Şekil 5.80. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-2'nin açılı değişimi	165
Şekil 5.81. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-3'ün açılı değişimi	165
Şekil 5.82. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-4'ün açılı değişimi	166
Şekil 5.83. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-5'in açılı değişimi	166
Şekil 5.84. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-6'nın açılı değişimi	167
Şekil 5.85. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-7'nin açılı değişimi	167
Şekil 5.86. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-8'in açılı değişimi	168
Şekil 5.87. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara2 - bara7 arasındaki açılı fark değişimi	168
Şekil 5.88. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara5 - bara7 arasındaki açılı fark değişimi	169
Şekil 5.89. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara3 – bara7 arasındaki açılı fark değişimi	169
Şekil 5.90. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara6 – bara7 arasındaki açılı fark değişimi	170
Şekil 5.91. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara6 – bara8 arasındaki açılı fark değişimi	170
Şekil 5.92. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-1'in gerilim değişimi.....	171
Şekil 5.93. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-2'nin gerilim değişimi.....	172
Şekil 5.94. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-3'ün gerilim değişimi.....	172
Şekil 5.95. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-4'ün gerilim değişimi.....	173
Şekil 5.96. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-5'in gerilim değişimi.....	173
Şekil 5.97. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-6'nın gerilim değişimi.....	174

Şekil	Sayfa
Şekil 5.98. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-7'nin gerilim değişimi.....	174
Şekil 5.99. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-8'in gerilim değişimi.....	175
Şekil 5.100. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-1'in yüklenme değişimi	176
Şekil 5.101. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-2'nin yüklenme değişimi	177
Şekil 5.102. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-3'ün yüklenme değişimi.....	177
Şekil 5.103. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-4'ün yüklenme değişimi.....	178
Şekil 5.104. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-5'in yüklenme değişimi	178
Şekil 5.105. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-6'nın yüklenme değişim.....	179
Şekil 6.1. İncelenen 400kV bara ve 400kV iletim hatların harita üzerinde gösterimi....	181
Şekil 6.2. n-1 durum senaryosu için bara-1'in açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	184
Şekil 6.3. n-1 durum senaryosu için bara-2'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	185
Şekil 6.4. n-1 durum senaryosu için bara-3'ün açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	185
Şekil 6.5. n-1 durum senaryosu için bara-4'ün açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	186
Şekil 6.6. n-1 durum senaryosu için bara-5'in açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	186
Şekil 6.7. n-1 durum senaryosu için bara-6'nın açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	187
Şekil 6.8. n-1 durum senaryosu için bara-7'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	187
Şekil 6.9. n-1 durum senaryosu için bara-8'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	188
Şekil 6.10. n-1 durum senaryosu için bara2 – bara7 açısal değişimleri.....	189
Şekil 6.11. n-1 durum senaryosu için bara5 – bara7 açısal değişimleri.....	189
Şekil 6.12. n-1 durum senaryosu için bara3 – bara7 açısal değişimleri.....	190
Şekil 6.13. n-1 durum senaryosu için bara6 – bara7 açısal değişimleri.....	190
Şekil 6.14. n-1 durum senaryosu için bara6 – bara8 açısal değişimleri.....	191
Şekil 6.15. Enterkonnekte şebekenin n-1 için açısal kararlılık durumu	192
Şekil 6.16. n-1 durum senaryosu için bara-1 gerilim değişimleri.....	194

Şekil	Sayfa
Şekil 6.17. n-1 durum senaryosu için bara-2 gerilim değişimleri.....	194
Şekil 6.18. n-1 durum senaryosu için bara-3 gerilim değişimleri.....	195
Şekil 6.19. n-1 durum senaryosu için bara-4 gerilim değişimleri.....	195
Şekil 6.20. n-1 durum senaryosu için bara-5 gerilim değişimleri.....	196
Şekil 6.21. n-1 durum senaryosu için bara-6 gerilim değişimleri.....	196
Şekil 6.22. n-1 durum senaryosu için bara-7 gerilim değişimleri.....	197
Şekil 6.23. n-1 durum senaryosu için bara-8 gerilim değişimleri.....	197
Şekil 6.24. Sistemin n-1 durumu için gerilim kararlılık durumu	198
Şekil 6.25. n-1 durum senaryosu için hat-1'in yüklenme değişimleri	200
Şekil 6.26. n-1 durum senaryosu için hat-2'in yüklenme değişimleri	201
Şekil 6.27. n-1 durum senaryosu için hat-3'ün yüklenme değişimleri	202
Şekil 6.28. n-1 durum senaryosu için hat-4'ün yüklenme değişimleri	202
Şekil 6.29. n-1 durum senaryosu için hat-5'in yüklenme değişimleri	203
Şekil 6.30. n-1 durum senaryosu için hat-6'nın yüklenme değişimleri	203
Şekil 6.31. n-1 durumu için hat yüklenmeleri.....	204
Şekil 6.32. n-2 durum senaryosu için bara-1'in açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	206
Şekil 6.33. n-2 durum senaryosu için bara-2'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması....	207
Şekil 6.34. n-2 durum senaryosu için bara-3'ün açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	207
Şekil 6.35. n-2 durum senaryosu için bara-4'ün açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	208
Şekil 6.36. n-2 durum senaryosu için bara-5'in açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	208
Şekil 6.37. n-2 durum senaryosu için bara-6'nın açı değişimlerinin karşılaştırılması....	209
Şekil 6.38. n-2 durum senaryosu için bara-7'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması....	210
Şekil 6.39. n-2 durum senaryosu için bara-8'in açı değişimlerinin karşılaştırılması.....	210
Şekil 6.40. n-2 durum senaryosu için bara2 – bara7 açısai değişimleri.....	211

Şekil	Sayfa
Şekil 6.41. n-2 durum senaryosu için bara5 – bara7 açısal değişimleri.....	212
Şekil 6.42. n-2 durum senaryosu için bara3 – bara7 açısal değişimleri.....	213
Şekil 6.43. n-2 durum senaryosu için bara6 – bara7 açısal değişimleri.....	213
Şekil 6.44. n-2 durum senaryosu için bara6 – bara8 açısal değişimleri.....	214
Şekil 6.45. Sistemin n-2 durum senaryosu için açısal kararlılık durumu	215
Şekil 6.46. n-2 durum senaryosu için bara-1 gerilim değişimleri.....	217
Şekil 6.47. n-2 durum senaryosu için bara-2 gerilim değişimleri.....	218
Şekil 6.48. n-2 durum senaryosu için bara-3 gerilim değişimleri.....	218
Şekil 6.49. n-2 durum senaryosu için bara-4 gerilim değişimleri.....	219
Şekil 6.50. n-2 durum senaryosu için bara-5 gerilim değişimleri.....	219
Şekil 6.51. n-2 durum senaryosu için bara-6 gerilim değişimleri.....	220
Şekil 6.52. n-2 durum senaryosu için bara-7 gerilim değişimleri.....	220
Şekil 6.53. n-2 durum senaryosu için bara-8 gerilim değişimleri.....	221
Şekil 6.54. Sistemin n-2 durumunda gerilim kararlılık durumu	222
Şekil 6.55. n-2 durum senaryosu için hat-1'in yüklenme değişimleri	224
Şekil 6.56. n-2 durum senaryosu için hat-2'nin yüklenme değişimleri	225
Şekil 6.57. n-2 durum senaryosu için hat-3'ün yüklenme değişimleri	226
Şekil 6.58. n-2 durum senaryosu için hat-4'ün yüklenme değişimleri	226
Şekil 6.59. n-2 durum senaryosu için hat-5'in yüklenme değişimleri	227
Şekil 6.60. n-2 durum senaryosu için hat-6'nın yüklenme değişimleri	227
Şekil 6.61. n-2 durumu için hat yüklenmeleri.....	228

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler

Açıklamalar

P	Aktif Güç
Q	Reaktif Güç
δ	Gerilim Faz Açısı
V	Gerilim

Kısaltmalar

Açıklamalar

AC	Alternatif Akım
DC	Doğru Akım
ENTSO-E	Avrupa Şebekeleri Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	Elektrik Piyasası İşletme Anonim Şirketi
HVDC	Yüksek Gerilim Doğru Akım
HVAC	Yüksek Gerilim Alternatif Akım
LCC	Hat Komütasyonlu Dönüştürücü
MMC	Çoklu Modüler Dönüştürücü
MTDC	Çoklu Terminal Doğru Akım
PWM	Güç Darbe Modülasyonu
SPS	Özel Koruma Sistem
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TM	Trafo Merkezi
VSC	Gerilim Kaynaklı Dönüştürücü
YAT	Yük Atma

1. GİRİŞ

Nüfus artışına, ekonomik büyümeye, gelişen sosyal yaşama, kentleşmeye ve endüstriyel büyümeye paralel olarak dünyadaki elektrik enerjisine talepte her geçen gün artmaktadır. Özellikle gelişmekte olan ülkeler, artan bu talebin karşılanması amacıyla yoğun bir şekilde elektrik üretim santralleri tesis ederek mevcut kurulu güçlerini arttırmaktadırlar [1]. Bununla birlikte üretilen enerjinin tüketim bölgelerine aktarılması için yeni iletim hatları ve trafo merkezleri tesis edilmektedir.

İnsan hayatının her aşamasında yer alan elektrik enerjisinin sürekli ve kesintisiz bir şekilde son kullanıcılara ulaştırılması günümüzün en önemli problemlerinden biridir. Arz ve talebin hızla artması, güç sistemlerinin ana omurgası olan iletim sisteminin işletilmesinde ve yönetilmesinde zorlukları da beraberinde getirmektedir [2]. Bu yüzden iletim sistemi gün geçtikçe daha karmaşık hale gelmektedir. Bu durum çevresel etkilerinin yanı sıra enerji arz güvenliği ile ilgili kaygılar doğurmakta ve Dünya üzerinde birçok ülkenin enerji politikasında değişikliğe giderek yenilenebilir kaynak bazlı yatırımların hız kazanmasına neden olmaktadır [3].

Artan talep ve çevresel faktörlerden dolayı Dünya genelinde arz-talep dengesini sağlamak için alternatif enerji kaynakları kullanılmaktadır. Son on yılda özellikle rüzgâr ve güneşten sağlanan elektrik üretiminde yoğun bir artış yaşanmaktadır. Yenilenebilir kaynakların genel olarak tüketimin düşük ve yerleşimin az olduğu yerlerde olmasından dolayı üretilen elektriğin iletim şebekesi ile tüketimin yoğun olduğu bölgelere ulaştırılması son yılların en önemli iletim problemlerinin başında gelmektedir.

Türkiye'nin jeopolitik konumundan dolayı farklı bölgelerde farklı kaynaklar aracılığı ile elektrik üretimi yapılmaktadır. Kömür yataklarının yoğun olduğu bölgelerde termik santraller ve su kaynaklarının yoğun olduğu Doğu Karadeniz, Doğu Anadolu, Güney Doğu Anadolu ve Akdeniz bölgesinde hidroelektrik santraller ile üretim yapılmaktadır. Ülkemizde doğalgaz kaynaklarının yeterli olmaması ve doğalgazın elektrik üretimindeki payının %30'larda olması nedeniyle enerjide dışa bağımlılık fazladır. Son yıllarda, Türkiye'nin enerji konusunda dışa bağımlılığını azaltabilmek için yenilenebilir enerji kaynaklarının verimli ve etkin kullanılmasına dönük çalışmalar hız kazanmıştır. Hidrolik potansiyelin

fazla olduğu özellikle Çoruh ve Doğu Karadeniz havzalarında birçok mikro-hes kurulmuş olup bu kritik bölgelerde yaklaşık 5.100MW kurulu güç oluşmuştur. Bu yoğunlukla birçok santralin aynı bölgede kurulmuş olması beraberinde işletme zorluklarını da getirmiştir. Özellikle bu bölgelerde tüketimin fazla olmaması nedeniyle üretimin, tüketimin yoğunlaştığı batı bölgelerine taşınması zaruri hale gelmiştir. Mevcut iletim hatlarıyla bu derece artan yoğun üretimi taşımak sistemde gerilim, açısız ve hat yüklenme kararsızlıklarına yol açmaktadır.

Güç sistemlerinde kararlılık mevcut elektrik şebekelerinin sürekli olarak karmaşıklaşması ile birlikte daha da önem kazanmıştır. Bir güç sisteminin işletilmesinde ve kararlılığının sağlanmasında en önemli etkenlerden birisi güç açısının kontrol altında tutulabilmesidir. Açısız kararlılık; sürekli durum kararlılığı (steady state stability), geçici durumu kararlılığı (transient stability) ve osilasyon kararlılığı (oscillatory stability) olarak üç temel alanda ele alınmaktadır [4]. Elektrik şebekelerinin işletilmesinde, açısız kararlılık kadar önemli bir diğer konu ise sistemdeki gerilim kararlılığıdır. Gerilim kararlılığı, güç sistemlerindeki bütün baraların gerilimlerinin normal işletme durumunda ve herhangi bir bozunum sonrasında kabul edilebilir sınırlarda kalabilme yeteneği olarak ifade edilebilir [2]. Açısız kararlılık ve gerilim kararlılığı kadar önemli başka bir diğer konu ise sistemdeki iletim hatlarının termal kapasitelerinin yüklenme durumlarıdır. Bir iletim sisteminde iletim hatlarının normal koşullarda termal yüklenme kapasitelerinin üzerinde veya kapasite değerinin sınır değerine yakın değerlerde yüklenmesi istenmeyen bir durumdur. Özellikle termal kapasite sınırı üstünde veya sınıra yakın değerlerde yüklü olan bir sistemde, kritik bir iletim hattında oluşabilecek arıza, yüklenme durumundan dolayı kaskat arızalara neden olabilir.

Elektrik iletim sistemlerinin planlaması, tesisi ve işletmesi için endüstriyel ve ticari uygulamalar açısından çeşitli mühendislik ve analiz çalışmalarına ihtiyaç duyulmaktadır. Güç sistemlerinde hem planlama hem de işletme açısından kısıtlılık, optimum yüklenme, yük akışı analizi etütleri gibi etütler yapılarak sistem arz güvenliği, üretim-tüketim dengesizliği gibi konular ele alınmaktadır. Özellikle yük akışı analizi şebekenin mevcut durumunu görmek ve gelecekte yaşanabilecek sorunları önceden çözümleyebilmek için olmasının yanında elektrik sisteminin kalitesini belirleyebilmek için temel bir araçtır. Güç akışı analizinin şebekedeki ilerleyen zamanlarda meydana gelebilecek iletim kısıtlarının ve gerilim problemlerinin tespiti, yatırım planlamasının en ideal şekilde yapılabilmesi gibi

şebeke kalitesini etkileyebilecek birçok kullanım alanı mevcuttur. Özellikle sürekli büyüyen elektrik şebekelerinin doğru yatırım planlamalarının yapılabilmesi ve işletme güvenliğinin sağlanabilmesi için sistem kararlılık analizlerinin yapılması gerekmektedir. Ayrıca geniş bir alana yayılmış büyük sistemlerin analizlerinin yapılması oldukça karmaşık hesaplamalarla yapılmaktadır. Bu nedenle günümüzde güç sistemlerinde meydana gelebilecek problemlerin analizlerinin yapılabilmesi için bilgisayar programları geliştirilmiştir. Bu programlar üzerinde güç sistemlerinin modellemeleri yapılarak istenilen analizler kolaylıkla yapılabilmektedir [2].

Değişken arz-talep dengesinden dolayı sürekli yeni teknolojilere ihtiyaç duyulmaktadır. Özellikle iletim şebekelerinin daha yüksek gerilim seviyelerine taşınması ve buna bağlı olarak yüksek gerilim seviyeli teçhizatların üretimi için ARGE çalışmalarında bir artış meydana gelmiştir. Bu yüzden günümüzde hali hazırda kullanılan gerilim seviyelerinin üstünde gerilim seviyelerine sahip Yüksek Gerilimli Doğru Akım (High Voltage Direct Current - HVDC) iletim hatlarının uygulanmasına yönelik artan bir ilgi vardır. Ana sebep, değişen üretim kaynaklarının profili, tüketici merkezlerine yakın mesafedeki kaynakların çoğunun şimdiye kadar kullanılmış olması, çevre kirliliği ve karbon salınımdan dolayı artan temiz ve yenilenebilir enerji talebini karşılamak için şehirlere uzak bölgelerde hidroelektrik, rüzgâr ve diğer yenilenebilir üretim tesislerinin inşa edilmesidir. Bu yüzden uzun mesafelere yüksek miktarda güç iletimi için verimli ve güçlü bir sistem topolojisine ihtiyaç vardır. Bu sebeplerden dolayı Dünya’da farklı bölgelerde farklı teknolojilerin uygulanmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Örneğin Afrika’da, Inga’nın bulunduğu bölgedeki Kongo Nehri havzasında enerji üretim potansiyeli oldukça fazla olduğundan gelecek yıllarda bu üretimin büyük bir kısmının Güney Afrika’ya iletilmesi planlanmaktadır [5,6]. Çin’de ülkenin batısında bulunan büyük güçlü hidrolik enerji kaynaklarının doğu ve güneyinde bulunan sanayileşmiş bölgelere iletilmesi gerekmektedir [7,8]. Hindistan’da ülkenin kuzeydoğu bölgesindeki Bramaputra nehri havzasında üretilen hidroelektrik enerjisinin, enerjinin gerekli olduğu ülkenin güney kesimine aktarılması gerekmektedir [9]. Brezilya’da yüksek kapasiteli hidroelektrik kaynakları Amazon bölgesinde iken enerji tüketici merkezleri ülkenin doğu kıyısında bulunmaktadır [10]. Buna benzer sorunlara karşı bir çok ülke HVDC sistemi şebekelerine entegre ederek çözüm üretmektedir. Geçmişte gerçekleştirilen çeşitli araştırmalarda ortak sonuç, büyük güç ve uzun mesafelerde yüksek gerilim seviyeli HVDC kullanılmasının en ekonomik olduğudur [11,12].

Literatürde HVDC iletim sistemlerini konu edinen farklı alanlarda pek çok çalışma yer almaktadır. HVDC iletim hatlarının mevcut AC şebekelere entegrasyonu [13,14], şebeke kararlılığına etkileri [15], açısal kararlılık etkileri [16], gerilim kararlılığına etkileri [17,18], şebekeye dinamik kararlılık etkileri [19], kontrol ve işletme [20-25], şebeke güvenirliliği ve gelişimine etkileri [26,27], HVDC'nin güç sistemi sorunlarının çözümüne etkileri [28], büyük kapasiteli deniz üstü rüzgâr santral bağlantılarında kullanımı ve ekonomikliği [29], zayıf güç sistemlerine etkileri [30], sürekli durum analizleri [31], küçük sinyal kararlılığına etkileri [32], VSC-HVDC modellenmesi [33], uzun mesafeli büyük güç transferleri [34], şebeke içi uygulama için lokasyon belirleme [35], dağıtım seviyesinde uygulanabilirliği [36] gibi birçok konuda çalışmalar yapılmıştır. Benzer şekilde Türkiye'de de şebekeye hibrid HVDC uygulaması [37], Türkiye – Gürcistan arasındaki sırt-sırta HVDC bağlantı koruma şeması ve kontrolü [38], iletim hatlarının verimliliğine HVDC'nin muhtemel etkileri [39], harmonik analizi [40], HVDC iletim sistemlerinin farklı metotlar ile kontrolü [40-43], HVDC ve HVAC iletim sistemlerinin karşılaştırılması [44] ve deniz üstü rüzgâr santrallerinin HVDC ile şebekeye bağlanması [45,46] konuları üzerine akademik çalışmalar yapılmıştır.

Bu tez çalışmasında öncelikle güç sistemlerinde en önemli unsurlardan biri olan kararlılık durumları üzerine HVDC iletim hattının etkileri ele alınmıştır. Gerilim kararlılığı, açısal kararlılık ve hat yüklenme kararlılıkları ayrı ayrı incelenmiştir. Yapılan analiz çalışmalarında, Türkiye şebekesinin 400kV enterkonnekte modeli ve 154kV şebeke modeli kullanılmış ve analiz işlemleri bu şebeke modeli üzerinde yapılmıştır. Analizler 2016 yılı feyezan dönemine ait bir veri seti üzerinden yapılmıştır. Bu veriler ile hem mevcut sistemden hem de HVDC eklenen sistemde n , $n-1$ ve $n-2$ yük akış analizleri yapılmıştır. Çalışmalarda feyezan döneminde iletim şebekesinde meydana gelen gerilim, açısal ve yüklenme kararsızlıklarını azaltabilmek amacıyla Gerilim Kaynak Dönüştürücülü Yüksek Gerilimli Doğru Akım (Voltage Source Converter High Voltage Direct Current – VSC HVDC) iletim hattı eklenmesinin etkileri ele alınmıştır. İletim şebekesinde yoğun hidroelektrik santral üretiminin olduğu 400kV bir trafo merkezinden, tüketimin yoğun olduğu batıdaki bir tüketim trafo merkezine VSC-HVDC iletim hattı eklenmiştir. Eklenen VSC-HVDC iletim hat güzergâhı için doğu - batı arasındaki mevcut 400kV şebeke güzergâhları üzerinden mesafe hesabı yapılmış ve buna göre parametreler belirlenmiştir. Tasarım için kullanılan güzergâh yaklaşık 850km'dir. Mevcut şebekeye entegre edilen VSC-HVDC hattın 1000MW aktif güç taşıması hedeflenmiştir.

Tezin ikinci bölümünde, Türkiye elektrik şebekesinin genel durumu, arz-talep değişimleri, kurulu güç durumu, iletim şebekesi hakkında bilgiler yer almaktadır. Üçüncü bölümde HVDC teknolojisinin tarihçesi, mevcut durumu, çeşitleri, VSC tabanlı HVDC teknolojisi, bileşenleri yer almaktadır. Dördüncü bölümde mevcut şebekenin 2016 bahar – feyezan durumu için n , $n-1$ ve $n-2$ durumları Siemens PSS-E programı ile etüt edilmiştir. Şebekede açısızlık, gerilim kararsızlığı ve iletim kısıtı yaşanabilecek bara ve hatlar incelenmiş olup bunlara ait durumlar yorumlanmıştır. Beşinci bölümde mevcut şebekenin 2016 bahar feyezan durumu üzerine VSC-HVDC eklenmiş, veri seti üzerinden n , $n-1$ ve $n-2$ durumları PSS-E programı ile etüt edilmiştir. Altıncı bölümde ise dördüncü ve beşinci bölümdeki analizlerin sonuçları karşılaştırmalı olarak değerlendirilip yorumlanmıştır. Yedinci bölümde ise sonuçlar ele alınmış ve bazı önerilerde bulunulmuştur.

2. TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ VE TEZ ÇALIŞMASINDA ELE ALINAN BÖLGENİN ÖNEMİ

2.1. Enterkonnekte Şebeke

Türkiye gün geçtikçe büyüyen ve genişleyen bir elektrik alt yapısına sahiptir. Her yıl artan elektrik talebini karşılamak için arz artışı yaşanmaktadır. Artan arz ve talep karşısında elektrik sisteminin de hızlı bir şekilde yenilenmesi ve genişlemesi gerekmektedir. Çizelge 2.1’de 2018 Temmuz itibari ile gerilim seviyelerine göre Türkiye iletim şebekesindeki trafo merkezi sayıları yer alırken Çizelge 2.2’de ise iletim hatlarının gerilim seviyelerine göre adet ve uzunlukları yer almaktadır.

Çizelge 2.1. Trafo merkezlerinin gerilim seviyesine göre dağılımı

	Gerilim Seviyesi (kV)			Toplam
	400	154	66	
Trafo Merkezi Sayısı	115	595	11	715

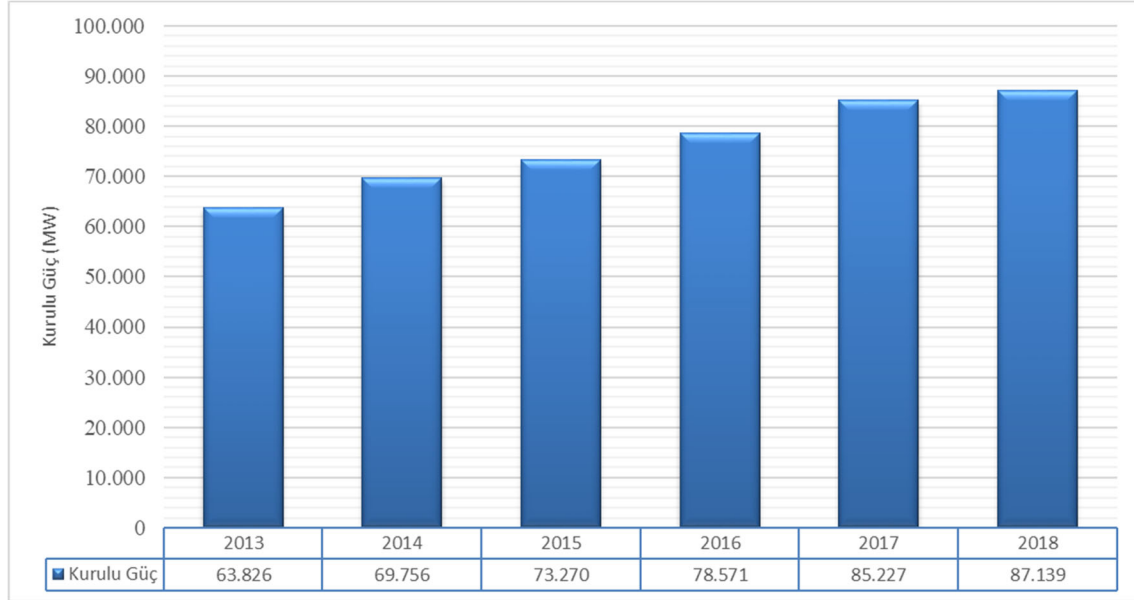
Çizelge 2.2. İletim hatları karakteristikleri ve uzunlukları

	Gerilim Seviyesi (kV)			Toplam
	400	154	66	
Elektrik İletim Hattı Sayısı	275	1.635	15	1.925
Elektrik İletim Hattı uzunluğu (km)	22.348	43.518	112	66.978

Son on yılda elektrik şebekesinde üretim, tüketim ve kurulu güçte büyük değişim yaşanmıştır. Tezde 2016 ilkbaharına (Nisan) ait sistem durumu kullanılmıştır. Bunun için bu bölümde 2015 yılına ait bazı sistem bilgilerine yer verilmiştir. 2015 yılı sonunda Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü bir önceki yıla göre %5,2 artışla 73.270 MW olarak gerçekleşmiştir. Termik santrallarda 101 MW, hidrolik santrallarda 2.224 MW, jeotermal santrallerde 219 MW, rüzgâr santrallerinde 873 MW ve güneş santrallerinde ise 208 MW artış ile toplam 3.626 MW artış sağlanmıştır.

Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü son beş yılda yaklaşık % 34 artmıştır. Şekil 2.1’de detaylı olarak son beş yıldaki kurulu güç görülmektedir. Şekilden anlaşılabacağı üzere her yıl

kurulu güçte bir artış mevcuttur. Çizelge 2.3’de ise 2017 yılı sonuna ait yakıt cinslerine göre kurulu güçler ve santral sayısı yer almaktadır. Son yıllarda artan kurulu gücün çoğunluğu yenilebilir enerji üzerinedir. Bu tür kaynakların üretim profilinin değişken ve tahminin zor olması nedeni ile mevcut sistem işletmeciliği her yıl daha da zorlaşmaktadır.



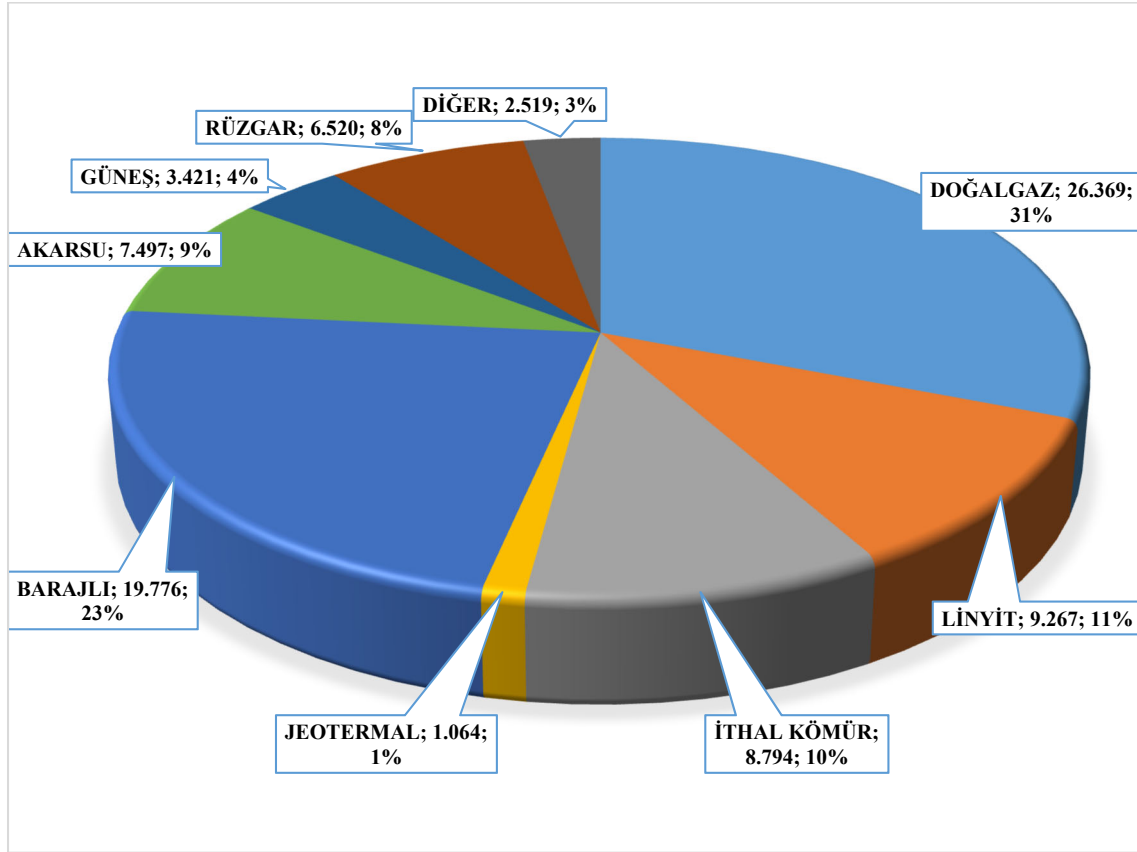
Şekil 2.1. Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün son 5 yıldaki değişimi [47]

Çizelge 2.3. 2017 sonu itibariyle yakıt cinslerine göre kurulu güç [47]

Yakıt Türü	Kurulu Güç (MW)	Santral Sayısı
Doğalgaz	26.369	292
Linyit	9.267	47
İthal Kömür	8.794	13
Jeotermal	1.064	40
Barajlı HES	19.776	119
Akarsu	7.497	514
Güneş	3.421	2.910
Rüzgâr	6.520	212
Diğer	2.519	191
Toplam(MW)	85.227	4.338

Türkiye, 2017’nin son çeyreği itibariyle toplam 85.227 MW’lık bir kurulu güce sahiptir. Mevcut kurulu gücün yakıt cinslerine göre dağılımı Şekil 2.2’de yer almaktadır. Şekilden de

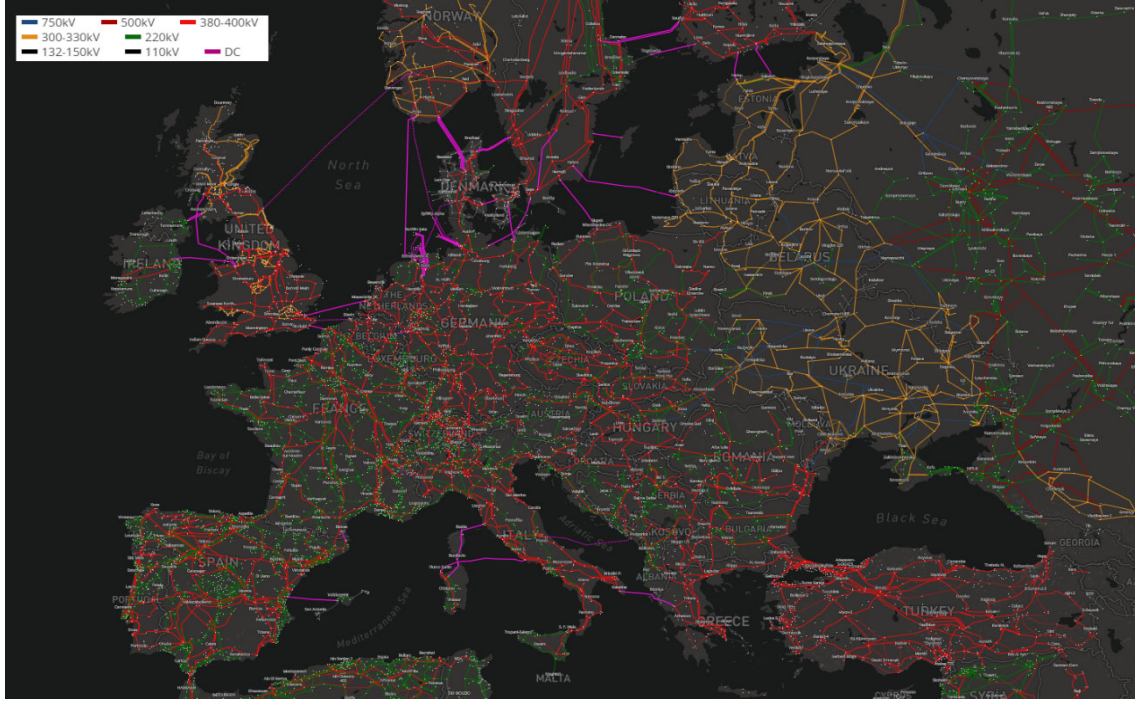
görüldüğü üzere kurulu güçteki ilk üç pay sırası ile doğalgaz, barajlı hidrolik ve yerli kömüre aittir.



Şekil 2.2. 2017'nin son çeyreği itibariyle yakıt cinslerine göre kurulu gücün dağılımı [47]

TEİAŞ, Yük Tevzi Merkezleri vasıtasıyla SCADA sistemini kullanarak elektrik şebekesi üzerinde izleme, kontrol ve yönetme görevini yapmaktadır. Türkiye elektrik iletim sistemi; Milli Yük Tevzi Merkezi ve Acil Durum Kontrol Merkezinin yanında Ankara, İstanbul, Adapazarı, İzmir, Antalya, Adana, Elazığ, Erzurum ve Samsunda bulunan 9 adet yük tevzi merkezleri aracılığıyla izlenip yönetilmektedir [48].

Türkiye elektrik sistemi Avrupa elektrik sistemi ile 400kV seviyesinde iki adet Bulgaristan ve bir adet Yunanistan olmak üzere üç hat ile bağlantılı olup ortak frekansta işletilmektedir. Şekil 2.3'te Avrupa Enterkonnekte Sistemi (ENTSO-E) haritası yer almaktadır [49].



Şekil 2.3. ENTSO-E iletim haritası [49]

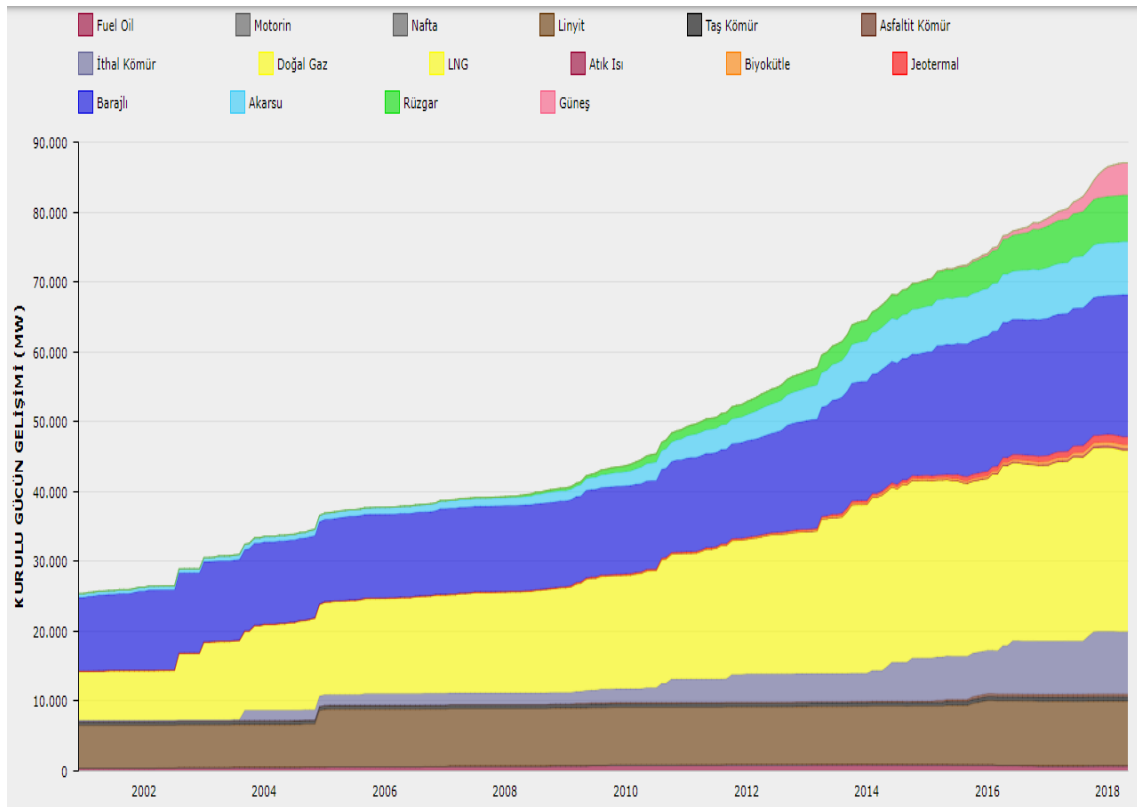
2.2. Feyezan Dönemi

Feyezan dönemi ülkemizde yağışların bol olduğu, karların eriyip, suların dere yataklarına karıştığı genellikle 15 Mart – 15 Haziran dönemini kapsayan süreçtir. Bu dönemde ülkemizde Doğu Karadeniz, Doğu Anadolu, Güney Doğu Anadolu ve Seyhan bölgelerinde su debilerinde aşırı bir artış meydana gelmektedir. Bu bölgelerde rezervuarlı ve rezervuarsız birçok HES bulunmaktadır. Bu santraller debilerdeki artıştan dolayı bu dönemde tam kapasite üretim yapmayı planlamaktadır. Özellikle üretimi plansız olan rezervuarsız santrallerin aynı anda tam kapasite üretim yapmak istemesi ve su durumuna göre sürekli giriş- çıkış yapması sistem işletmeciliği açısından çok büyük sorun yaratmaktadır. Mevcut hatlar bu santrallerin hepsinin bir arada üretim yapmasından kaynaklanan üretimi taşıyacak kapasitede değildir.

Özellikle bu bölgelerde yeterli tüketim olmadığı için yoğun üretimi iletim hatları ile batıdaki tüketim noktalarına taşıma zorunluğu meydana gelmiştir. Türkiye Doğu-Batı ekseninde uzun bir ülke olduğu için bu kadar yoğun bir üretimi taşımak çok güçtür. Bu üretim taşıma olayı sistemde hem açılal hem gerilim hem de hat yüklenme kararsızlığına yol açmaktadır. Bu yüzden feyezan dönemi sistem işletmecisi için çok önemli bir dönemdir. Bu dönemde herhangi bir arızaya veya sistem çökmesine (black-out) neden olmamak ve bu dönemi

sorunsuz geçirmek için geçmiş dönem verilerinin çok iyi incelenip ona göre strateji planlarının geliştirilmesi gerekmektedir.

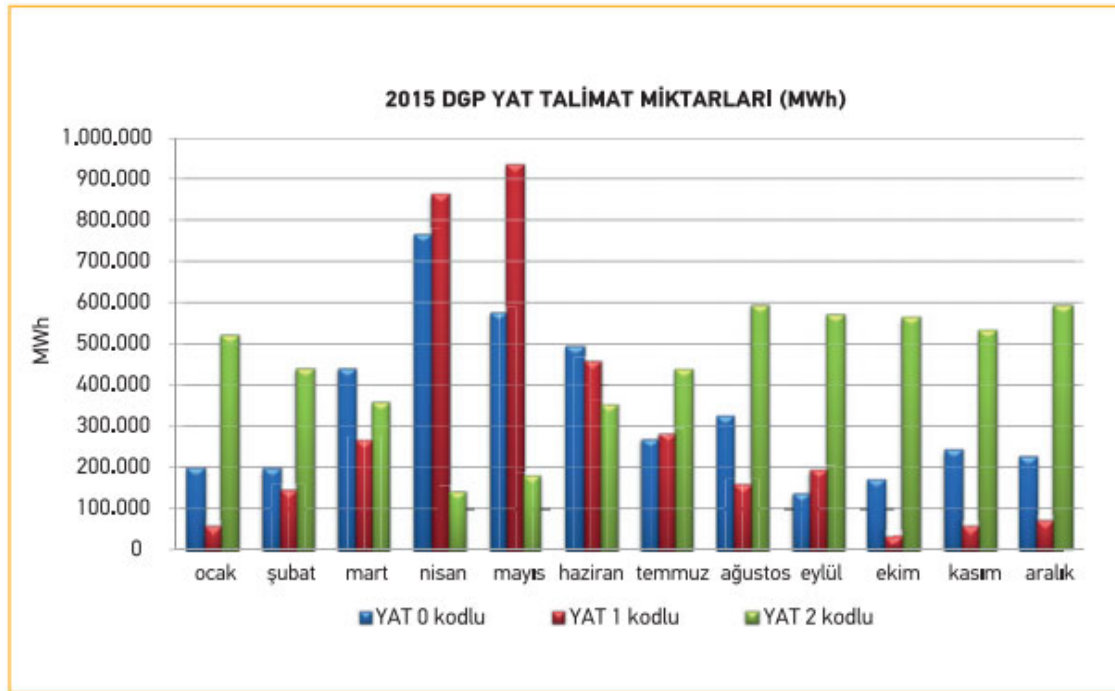
Şekil 2.4'te 2001 – 2018 yılları arasında ülkemizdeki kaynaklara göre kurulu gücün değişimine ait veriler yer almaktadır. Akarsu tipli hidroelektrik santrallerine ait kurulu güç 2001 yılında 550MW iken, 2006'da 1.074MW, 2011'de 3.277MW ve 2016'da ise 6.947MW ve 2018'de 7.607 MW'a çıkmıştır. Son 17 yılda bu akarsu tipli kaynaklara dayalı kurulu güç yaklaşık 14 katına yükselmiştir. Bu artış beraberinde mevsimsel üretim dengesizliğini de doğurmuştur.



Şekil 2.4. 2001-2018 yılları arasındaki kurulu güç dağılım değişimi [48]

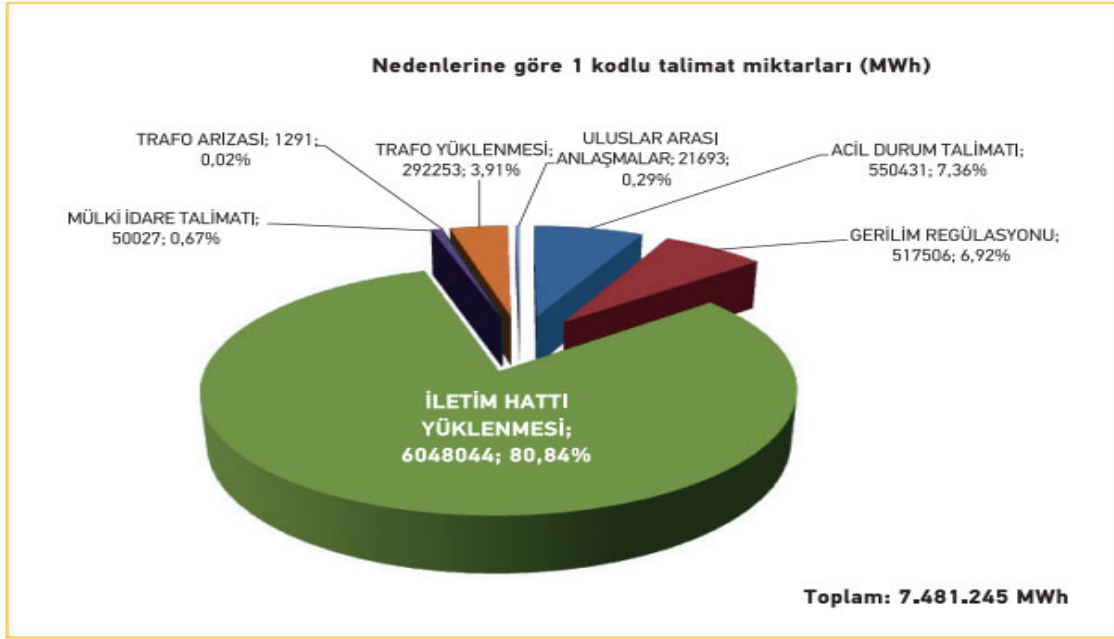
Tezde incelenen Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgesinde son yıllarda çok fazla akarsu tipi hidroelektrik santral kurulmuştur. Feyezan döneminde bu santrallerin tam kapasite üretim yapması ile bölgede çok fazla arz-talep dengesizliği oluşmakta ve oluşan bu talep fazlası enerji iletim hatları aracılığı ile tüketimin fazla olduğu Adapazarı ve İkitelli bölgelerine ulaştırılmaktadır. Bu üretim taşınması genelde 400kV AC iletim hatlarıyla yapılmaktadır. Bu iletim esnasında hem güç kayıpları hem de işletim kararsızlıklar oluşmaktadır.

Sistemde bahar aylarında incelenen bu bölgelerde oluşan fazla üretimi kısıtlamak için santrallere 1 kodlu yük atma (YAT) talimatları verilmekte ve sistemin kararlılık sınırları içinde işletilmesi sağlanmaktadır. Fakat bu 1 kodlu kısıtlar sisteme ekonomik olarak ek maliyet getirmektedir. Şekil 2.5'te 2015 yılına ait aylara göre değişen yat talimatlarının miktarları verilmiştir. Tablodan anlaşılacağı gibi feyezan dönemlerinde özellikle Nisan ve Mayıs aylarında fazla üretimi mevcut AC iletim hatları ile iletememekten kaynaklanan 1 kodlu YAT talimatlarında çok artış olduğu görülmektedir.



Şekil 2.5. 2015 yılı Dengeleme Güç Piyasası YAT talimat miktarı [50]

Şekil 2.6'da ise 2015 yılında TEİAŞ tarafından Dengeleme Güç Piyasası'nın (DGP) işletmesi esnasında verilen 1 kodlu talimatların içerik nedenleri ve yüzdeleri detaylı bir şekilde verilmiştir. Görüldüğü üzere verilen 1 kodlu YAT talimatlarının %80.84'lük kısmını 'iletim hattı yüklenmesi' etiketi oluşturmaktadır. Bu kısıtların önemli bir kısmı da feyezan döneminde iletim hatlarının yüklenmesinden dolayı meydana gelmektedir. Bu derece büyük bir kısıt sistemde AC iletim hatlarına alternatif DC hatlara olan ihtiyacın bir göstergesidir.



Şekil 2.6. 2015 yılı YAT talimatlarının nedenlerine göre dağılımı [50]

2.3. Tez Çalışmasında İncelenen Kritik Bölge

Tezde Türkiye elektrik sisteminden Doğu Karadeniz, Doğu Anadolu, Adapazarı ve İkitelli bölgelerine ait bazı üretim ve tüketim baraları seçilmiştir. VSC-HVDC tasarımı için Adapazarı ve Tirebolu trafo merkezleri seçilmiştir. Tirebolu trafo merkezinin seçilme nedeni hem 154kV hem de OG'deki yoğun nehir tipi hes üretimlerinin bu trafo merkezinden şebekeye ulaşmasıdır. Adapazarı trafo merkezinin seçilme nedeni ise bölgedeki sanayiye dayalı yoğun tüketim talebinin olduğu bir trafo merkezi olmasıdır. Ayrıca çok sayıda 400kV iletim hattı bağlantısı ile Türkiye iletim sisteminde Doğu-Batı bloğu arasında güçlü ve köprü konumundaki bir trafo merkezidir. Bu nedenlerden dolayı HVDC tasarımı için bu iki trafo merkezi seçilmiştir. Ayrıca üçüncü bölümde detaylıca ele alınan HVDC tasarımı için optimum uzaklık ve farklı kriterler de göz önünde bulundurularak bu baralar seçilmiştir. Tezde özellikle açısız kararlılığı ve gerilim kararlılığını daha iyi inceleyebilmek için üretimin yoğun, tüketimin daha az olduğu Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu'da yer alan önemli trafo merkezleri ve 400kV enerji iletim hatları incelenmiştir. Doğu Anadolu'ya ait üç, Karadeniz'e ait üç, Adapazarı bölgesine ait bir ve İkitelli bölgesine ait bir bara olmak üzere toplam sekiz bara detaylı ele alınmıştır. Bu baralarının birbirleri ile irtibatlı iletim hatlarının 2016 yılına ait farklı zamanlardaki durumları Siemens PSS-E programı ile modellenip sistemdeki yük akışları, gerilim kararlılık durumu, sistem açısız kararlılığı ve hatların farklı tarihlerdeki yüklenme durumları detaylıca incelenmiştir.

Şekil 2.7’de tezde ele alınan kritik bölgedeki mevcut 400kV şebekeyi gösteren harita yer almaktadır. Kritik bölgedeki mevcut 400kV sistemin tek ring ve birçok uzun hattan oluştuğu görülmektedir.

Şekil 2.8 tezde incelenen Doğu Anadolu ve Karadeniz bölgesindeki santrallerin kurulu olduğu yerleri göstermektedir. Şekilden anlaşılacağı üzere bu bölgelerde nehir tipi hidroelektrik santral kurulu gücü yüksektir. Nehir tipi santrallerin su biriktirme havuzları genelde küçüktür. Bu tip santraller bahar mevsimlerinde fazla miktarda gelen suyu depolayamadıkları için o esnada enerjiye çevirmek zorundadırlar. Bu yüzden üretim programlarını çok önceden ayarlayabilme kabiliyetleri zayıftır. Genellikle mevcut saatte gelen su durumuna göre üretim yaparlar. Bu da gün içinde oluşabilecek dengesiz üretime neden olmaktadır.



Şekil 2.7. İncelenen kritik bölgeye ait 400kV hat durumu [47]



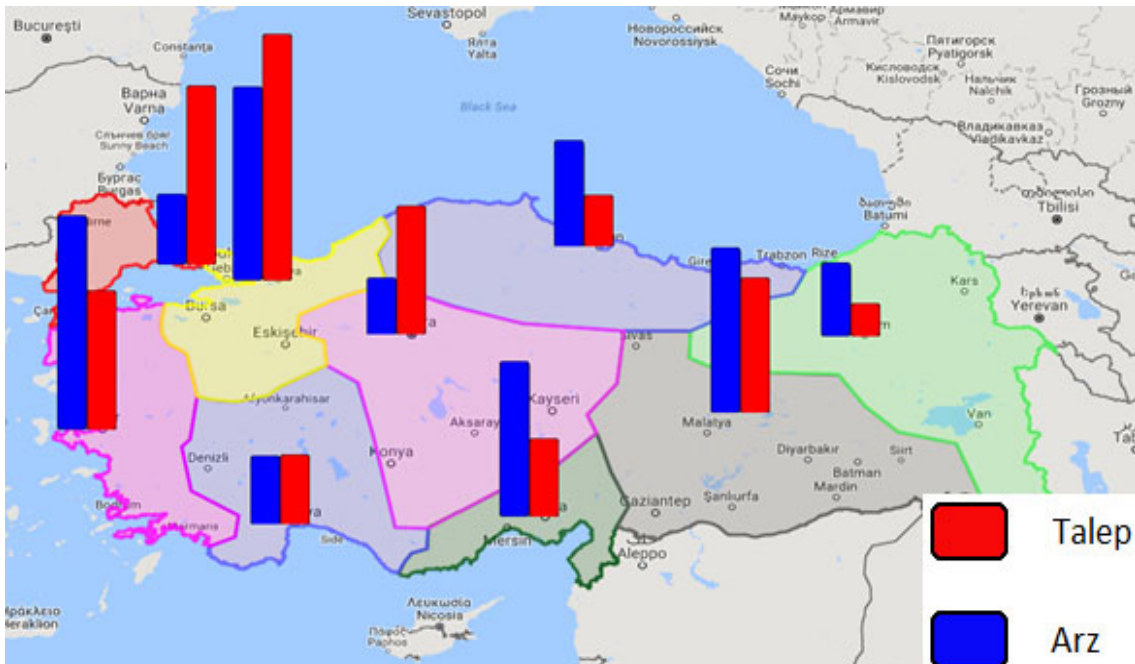
Şekil 2.8. İncelenen bölgedeki kurulu santral tablosu [47]

Ayrıca incelenen bölgede 400kV Borçka- Ahıska (Gürcistan) bağlantısının da önemi vardır. 2016 yılı itibari ile 350MW enerji ithalatı yapılmaktadır. Hali hazırda Şekil 2.9’da görüldüğü gibi incelenen bölgede sırt-sırta (back to back) bağlantı sistemi ile HVDC iletim mevcuttur. Bu sistem tamamen Gürcistan sınırları içinde olup DC istasyonlar Gürcistan tarafından işletilmektedir. Ülkemizin Avrupa Enterkonnekte Sistemi (ENTSO-E) içinde yer almasından dolayı, bu sistem içinde olmayan Gürcistan ile enerji alışverişinin enterkonnekte bağlantısız sırt-sırta HVDC iletim sistemi aracılığıyla sağlaması zorunda kalmıştır. Bu konuda Özgür Tanıdır’a ait tez çalışmasında [38] mevcut sırt-sırta sistem detaylı olarak ele alınmıştır. Türkiye ve Gürcistan arasındaki ikili anlaşmalar gereği hali hazırdaki 350MW’lık enerji alışverişinin ilerleyen yıllarda 1.050MW’a ulaşması planlanmaktadır [38]. Artan bu transferin bölgedeki fazla üretime ek olarak oluşturacağı üretim fazlalığı bu bölgeden tüketimin fazla olduğu Adapazarı bölgesine HVDC iletim hattının gerekliliğini daha da artırmaktadır.



Şekil 2.9. Türkiye - Gürcistan arası ana iletim güzergâhı [38]

Şekil 2.10’da ise Nisan 2016’da bir güne ait bölgeler arası arz talep durumu yer almaktadır. İncelenen günde Samsun YTM bölgesinde arz 3.105MW iken talep 1.525 MW’dır. Erzurum YTM bölgesinde ise arz 3.000MW iken talep 980MW’dır. Toplam iki bölgede arzın talepten fazla olan kısmı yaklaşık 3.600MW’dır. Bu fazla üretim tüketimin fazla olduğu Adapazarı ve İkitelli bölgelerine irtibat enerji iletim hatları ile taşınmak zorunda kalmıştır. Ayrıca taşınabilecek miktardan fazla olan kısım ise 1 kodlu YAT talimatı verilerek üretilmemiştir.



Şekil 2.10. Nisan 2016’ya ait bölgeler arası arz- talep durumu [47]

Bu bölümde verilen bilgiler ve yapılan analizler sonucunda Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu'daki özellikle bahar aylarında oluşan fazla üretimi tüketimin fazla olduğu Adapazarı ve İkitelli bölgesine HVDC iletim hattı aracılığı ile taşımak gereksinimi vardır. Bu iletim hattının sisteme eklenmesi ile hem sistem işletmeciliği açısından kararlı işletmenin sağlanması hem de fazla üretimden kaynaklanan talimatlar aracılığı ile oluşan ekonomik yükün azaltılması amaçlanmaktadır.

3. HVDC

Alternatif Akım (Alternative Current-AC) ile Doğru Akım (Direct Current-DC) iletim arasında bir seçim yapma kararı, 1880'lerde elektrik enerjisi üretiminin başlangıcına dayanır. Akımların savaşı olarak adlandırılan bu dönemde, elektrik enerjisi dağıtımı için DC'yi ortaya atan Thomas Edison ile AC'nin savunucuları Westinghouse ve Nikola Tesla farklı fikirler ortaya koymuşlardır. O dönem AC trafoların kolay dönüştürme avantajı sayesinde AC tercihi bir adım önde olmuştur. Aynı zaman içinde DC iletim, yüksek gerilim seviyesine ulaşabilme kapasitesine sahip olmadığından yüksek iletim kayıplarına neden olmaktadır [20,51,52].

İlk elektrik generatörü doğru akım generatörüdür. Bundan dolayı ilk elektrik iletim hattı DC ile inşa edilmiştir. DC'nin ilk başlardaki üstünlüğüne rağmen zamanla AC kullanımı artarak DC'nin önüne geçmiştir. Bunun nedeni 1880 ve 1890'larda çok fazlı devreler, AC'de kullanılan trafolardaki teknolojik ilerlemeler ve indüksiyon motorlarıdır [53]. Güç sistemleri üzerine güç elektroniği teknolojisi etkinliğinin artışı, yüksek gerilim, yüksek güç, tam kontrollü yarı iletken teknolojilerinin ilerlemesi sayesinde olmuştur [54].

DC gerilim uygulamaları 1910'larda cıvalı ark doğrultucuları, tristör yarı iletken ekipmanları ve son zamanlarda Yalıtılmış Kapılı İki Kutuplu Transistör'lerin (Insulated Gate Bipolar Transistor - IGBT) gelişimi ile mümkün hale gelmiştir. Yarı iletken ekipmanların gelişiminin devamlılığı ve güç oranlarının artışı daha yüksek gerilimlere ulaşılmasını mümkün kılmıştır. Şimdilerde iletim sistemi için güç ve gerilim limitleri bu tür cihazların güç ve gerilim oranları tarafından belirlenmektedir. HVDC sistemlerde üç faz AC güç bir istasyon aracılığı ile DC güce dönüştürülüp ve sonrasında bir DC iletim hattı ile iletilip tekrar bir istasyon aracılığı ile üç fazlı AC güce dönüştürülmektedir [55].

AC sistem son yüz yıldır hem bireysel hem de ticari tüketici açısından elektrik iletimi için tercih edilen küresel platformdur. Ama Yüksek Gerilim Alternatif Akım (High Voltage Alternative Current-HVAC) iletim sisteminin iletim kapasitesinin az olması, uzak mesafe uygulamalarının kısıtlı olması ve farklı frekanstaki iki AC güç sisteminin direk bağlanmasının imkânsızlığı gibi bazı kısıtları vardır. Akıllı bir şebeke inşası için gereksinimler ve farklı enerji üretim kaynaklarının kullanılmaya başlaması ile birlikte,

HVDC'nin mevcut AC sisteme bir destek olarak geleneksel pozisyonun ötesinde bir ilerleme göstermesi beklenmektedir [56].

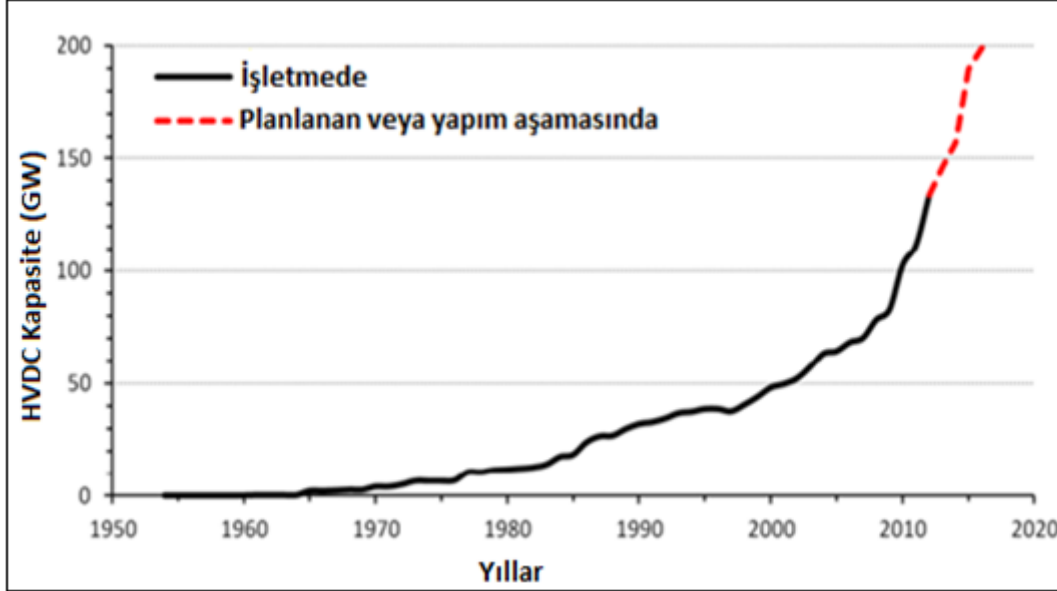
HVDC kıtalar arası deniz altı elektrik iletimi ve asenkron AC şebekelerin uluslararası bağlantıları için yaygın bir metottur. Sistem etkinliğine katkısı, kararlı iletim ve kontrol edilebilirlik kapasitesi ile avantaj sağlayan bir uygulamadır. HVDC uzun mesafelere yüksek güç transferi için kullanılan bir teknolojidir. Düşük elektriksel kayıplar ile çok uzun mesafelere büyük miktarda enerji taşıyabilme yeteneğine sahiptir [57]. Bu özelliği rüzgâr, güneş, hidroelektrik gibi yenilenebilir enerjilerden kaynaklanan uzak mesafelere enerji taşınması probleminin üstesinden gelebilmek için onu kilit bir teknoloji yapmaktadır. Çünkü yenilenebilir kaynaklar tüketimin fazla olduğu yoğun nüfuslu yerlere nadir olarak yakın bulunmaktadır. Bu yüzden Türkiye gibi şebeke yapısı olan, hidroelektrik ve diğer yenilenebilir kaynaklı üretiminin tüketimin zayıf olduğu bölgelerde yoğun olduğu ülkelerde bu yenilenebilir kaynaklardan sağlanan üretimin sisteme entegrasyonu için HVDC kritik teknolojidir.

3.1. HVDC Tarihi, Gelişimi ve Uygulamalar

İlk ticari deniz altı HVDC enerji iletim hattının kuruluşunun üzerinden 60 yıl geçmiştir. Baltık denizinde İsveç'ten Gotland adasına elektrik iletmek için cıvalı ark dönüştürücülerin ve büyük güçte taşıma kapasiteli yüksek gerilim kablolarının kullanıldığı bir projedir. 25 yıldan fazla süredir, Dr. Uno Lamm ve ekibi 1954'te Gotland hattının devreye alınmasını neticelendiren bir çalışma olan HVDC iletimin zorluklarının üzerinden gelmek için önceden keşfedilmeyen alanlarda çalışmalar yapmıştır. Bu tarihten itibaren dünya etrafında 170'den fazla HVDC projesi gerçekleştirilmiştir. Bu sayede yoğun enerji ihtiyacının olduğu yerlere uzak mesafelerden fazla enerjinin taşınabilmesi sağlanmıştır.

Klasik HVDC iletim sistemi teknolojisi günümüzde kullanılan son teknolojik uygulamalara ulaşıncaya kadar uzun yıllardır kullanılan bir teknolojidir. Gotland'da 20MW kapasiteli 100kV iletim hattından, Çin'de 800kV gerilim seviyesinde 8.000MW kapasiteye sahip Hami-Zhengzhou HVDC iletim hattına kadar birçok proje devreye alınmıştır. Teknolojik gelişmeler sonucunda 3.000 km üstünde mesafelere 10GW yükün düşük kayıp ile taşınabildiği Hat Komütasyonlu Dönüştürücü (Line Commutated Converter - LCC) gibi teknolojiler geliştirilmiştir [58].

HVDC iletim hatlarının dünya genelinde sağladığı taşıma kapasitesinin yıllara göre değişimi Şekil 3.1’de yer almaktadır.



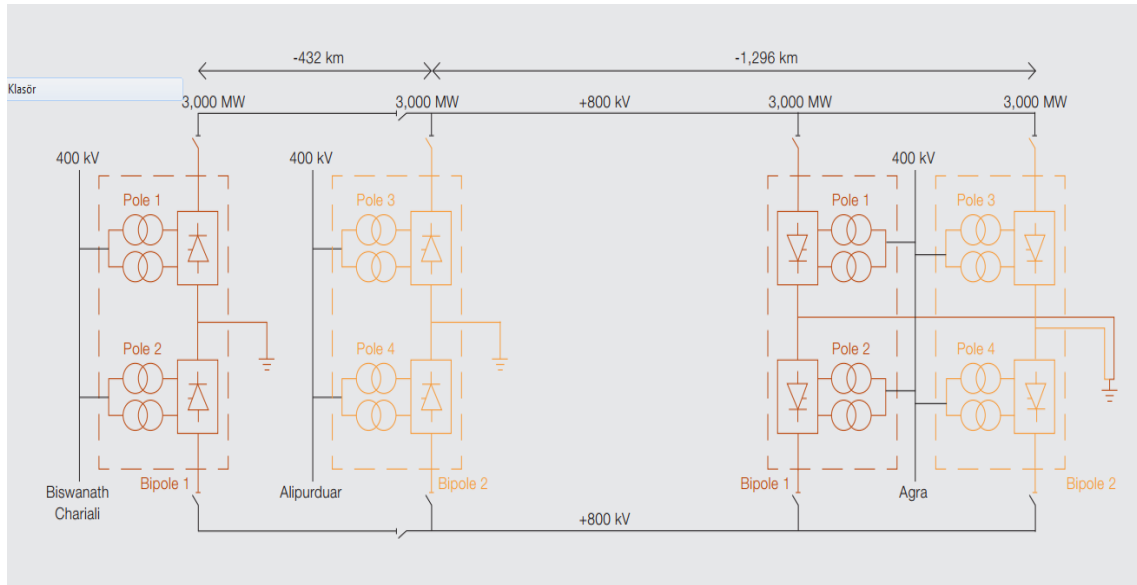
Şekil 3.1. Küresel HVDC kapasitesindeki büyüme [59]

Ana ilerlemeler 1990’ların sonunda ABB firmasının HVDC Light teknolojisini tanıttığı zaman meydana gelmiştir. Tamamlanmış birçok proje ile birlikte, IGBT dayalı yarı iletken ve katı polimer yalıtım ile ilerleyen kablo teknolojiyle paralel gelişiminin sayesinde HVDC uygulama sayısında artış meydana gelmiştir. HVDC Light’ın özelliklerinden en önemlileri AC sisteme kolay entegrasyon, etkin reaktif güç desteği ve doğrudan kalkınmadır (Black-start) [58].

Günümüzde HVDC bağlantıların birçoğu noktadan noktaya (point to point) bağlantı yapısındadır. Teknolojik ilerlemeler ve şebeke gereksinimleri doğrultusunda ilerleyen zamanlarda DC bağlantıların mevcut AC bağlantılarda olduğu gibi ağ yapısında olması hedeflenmektedir. Bu sayede yük dengeleme, artan yenilenebilir üretimin sisteme adaptasyonu, iletim kayıplarının azaltılması ve uluslararası enerji ticaretinin yanı sıra sistem güvenilirliğini optimize edilebilmesi amaçlanmaktadır. Son zamanlarda ABB, Alstom ve Siemens gibi firmalar HVDC’nin gelişimi için birçok çözüm geliştirmektedir [58].

Özellikle son yıllarda dünyada HVDC iletim üzerine birçok uygulama gerçekleştirilmiştir. Bu bölümde uygulamalardan bazıları detaylı olarak ele alınacaktır. Hindistan’da Biswanath

Chariali – Kishanganj - Agra bölgeleri arasında Şekil 3.2’de detayı ve Şekil 3.3’te konumları görülen $\pm 800\text{kV}$ gerilim seviyesinde 6.000 MW kapasiteli çok terminalli HVDC projesi gerçekleştirilmiştir. Hindistan’da kuzeydoğu ve Sikkim bölgesi büyük hidroelektrik potansiyele sahiptir ve bölgeden kuzey, batı ve güneydoğu bölgeleri gibi yoğun tüketimi olan bölgelere 50.000 MW’dan fazla enerjinin transfer gereksinimi tahmin edilmektedir. Belirtilen bölgeler arasında 1.700 km’den fazla mesafe vardır. Yüksek güçte enerjinin uzak mesafelere taşınma gereksinimi bu uygulamayı gerekli kılmıştır [60-63].



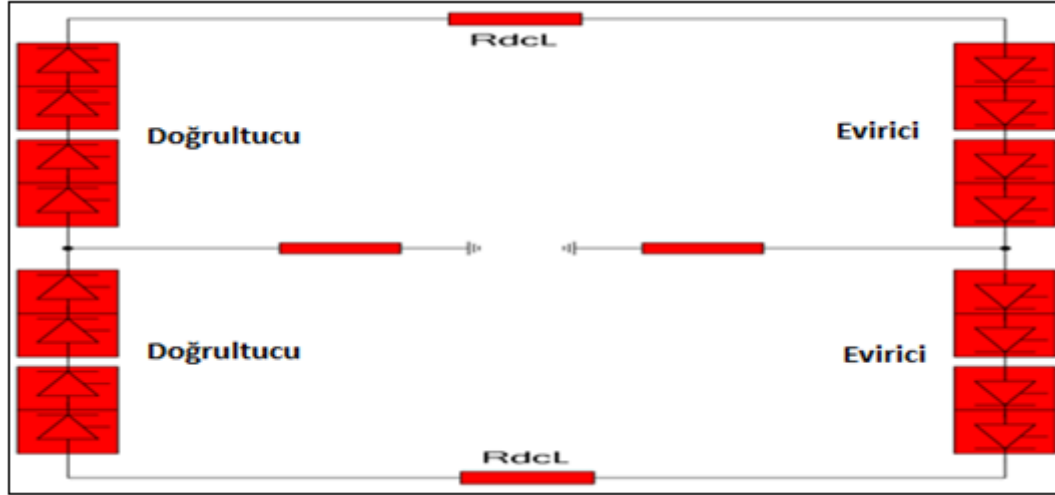
Şekil 3.2. $\pm 800\text{kV}$, 6.000 MW kapasiteli çok terminalli HVDC projesi



Şekil 3.3. Hindistan’daki $\pm 800\text{kV}$, 6.000 MW çok terminalli HVDC projesi

Çin’de Yun-Guang’da Şekil 3.4’te yapısı ve Şekil 3.5’te proje detayları görülen $\pm 800\text{kV}$ HVDC iletim projesi yürütülmektedir. Bu projenin güç iletim kapasitesi 5.000MW ve hattın uzunluğu 1.418 km’dir. Normal güç akışı Yun’dan Guang’a doğrudur. Fakat bu proje

sayesinde yük akışı tersine çevrilebilir olmuştur [64]. Özellikle VSC tabanlı Şanghay- Nanhui $\pm 30\text{kV}/20\text{MW}$ proje [65], Guangdong'da üç terminalli $160\text{kV}/200\text{MW}$ proje [66], Zhejiang'daki beş terminalli $200\text{kV}/1000\text{MW}$ proje [67], Dalian'de $320\text{kV}/1000\text{MW}$ proje [68], Xiamen'de $320\text{kV}/1000\text{MW}$ proje [69,70] gibi birçok başarılı uygulamalar vardır.



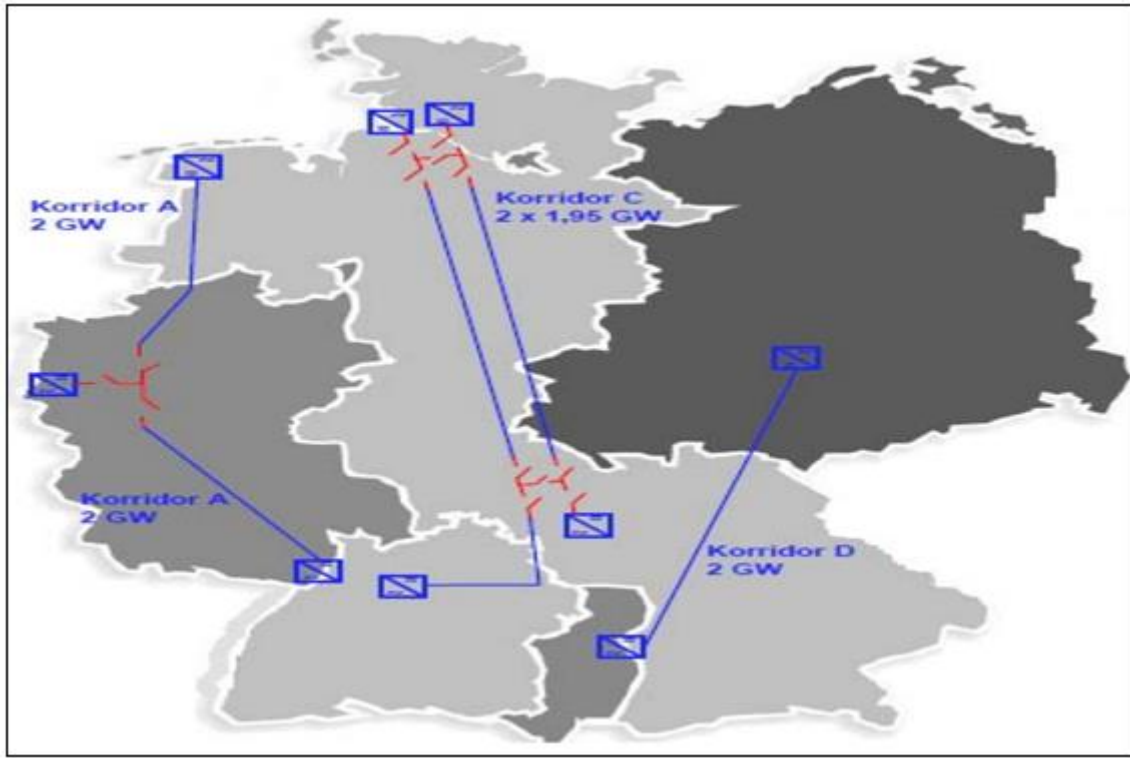
Şekil 3.4. Yun-Guang $\pm 800\text{kV}$ DC iletim sisteminin tipik iki kutuplu konfigürasyonu



Şekil 3.5. Çin'de Yun-Guang arasındaki HVDC iletim projesi

Kuzey Amerika'da yapım aşamasında veya planlama aşamasında olan yaklaşık olarak on adet yeni proje vardır. Bununla birlikte küresel olarak planlanan birçok proje vardır [71].

Almanya’da yürütülen dört adet karasal Gerilim Kaynaklı Dönüştürücü (Voltage Source Converter – VSC) tabanlı HVDC projesi yer almaktadır. Projelerin ilk koridor etabı yapım aşamasında diğer üç proje ise yatırım sürecindedir. Son yıllarda kuzeyde artan rüzgâr üretimini tüketimin yüksek olduğu güney bölgelerine taşımak için HVDC koridor çözümleri üretilmiştir. 2022 için tüm projenin devreye alınması planlanmaktadır. Şekil 3.6’da da görüldüğü gibi toplamda dört iletim hattı ile yaklaşık 8.000MW güç transferi yapılması planlanmaktadır [72]. Almanya ile Danimarka arasında 172km uzunluğunda 400kV gerilim seviyesinde ve 600MW yük taşıma kapasiteli Kontek HVDC bağlantısı ticari olarak kullanılmaktadır [73].



Şekil 3.6. Almanya Kuzey – Güney koridorunda planlanan HVDC projeleri

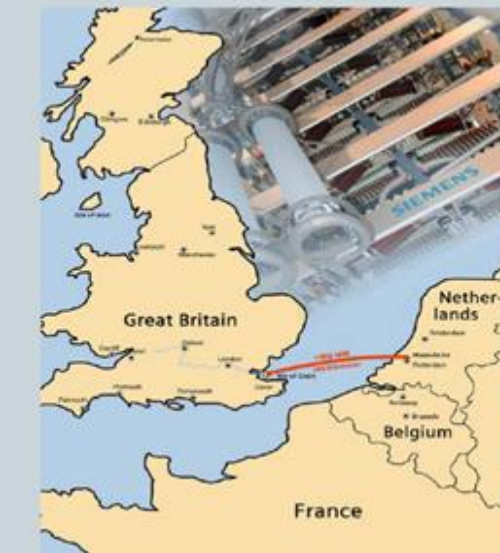
Proje detayları Şekil 3.7’de yer alan İspanya – Fransa arasında enterkonneksiyon bağlantısını HVDC ile güçlendirme amacı ile 320kV DC ve 400kV AC seviyesinde, IGBT yarı iletken teknoloji ile Fransa’nın Baixas istasyonundan İspanya’nın Santa Llogaia istasyonuna 56 km yer altı kablo projesi sürdürülmektedir [74].

Müşteri	INELFE (RTE VE REE)
Proje ismi	INELFE
Konum	Baixas , Fransa Santa Llogaia, İspanya
Güç oranı	2 x 1000 MW
Bağlantı Tipi	HVDC PLUS
Gerilim Seviyesi	320kV DC , 400 kV AC
Mesafe	65 km yer altı kablosu
Yarı iletken teknolojisi	IGBT



Şekil 3.7. Fransa - İspanya arası HVDC projesi

Şekil 3.8’de proje detayları yer alan İngiltere - Hollanda arasındaki deniz altı 200km mesafeli 1.000MW taşıma kapasiteli İki Kutuplu (Bipolar) Klasik HVDC projesi gerçekleştirilmiştir [75]. İngiltere – İskoçya arasında [76] ve İngiltere şebekesinde planlanan ve üzerinde etüt çalışmaları yapılan birçok HVDC projesi mevcuttur [77].

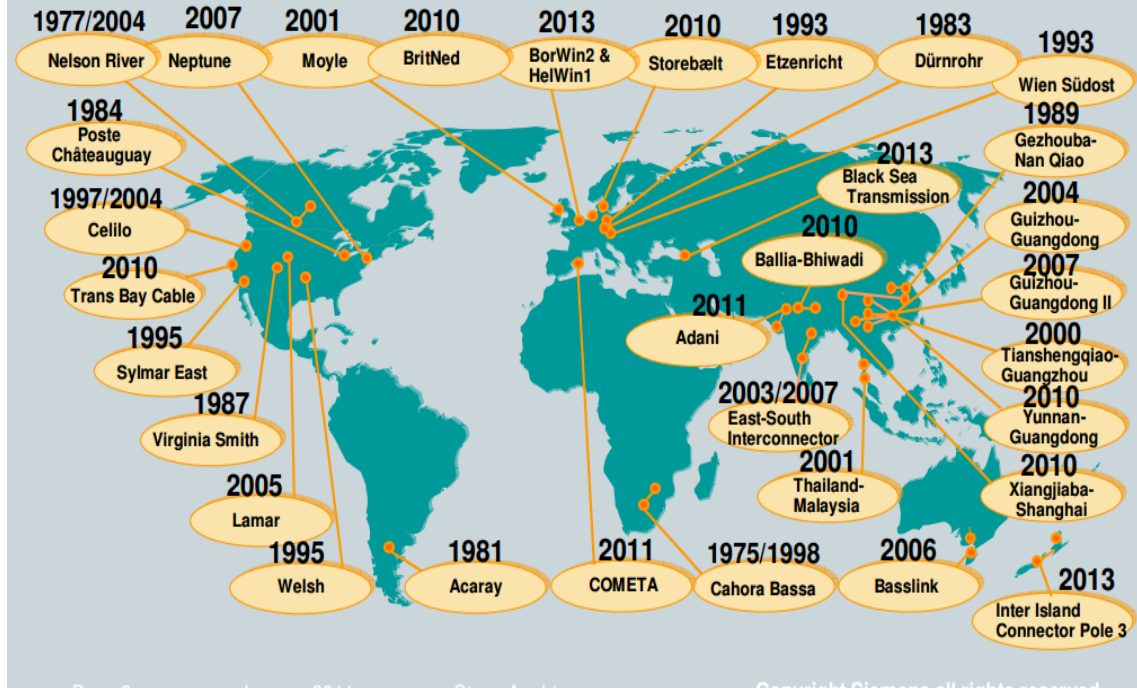


Müşteri	BritNed Development Ltd
Proje ismi	BritNed
Konum	Isle of Grain, UK Maasvlakte, NL
Güç oranı	1000 MW
Bağlantı Tipi	HVDC Klasik Bipolar
Gerilim Seviyesi	320kV DC , 400 kV AC
Mesafe	200 km deniz altı kablosu
Yarı iletken teknolojisi	LTT 8 kV

Şekil 3.8. İngiltere - Hollanda arası HVDC projesi

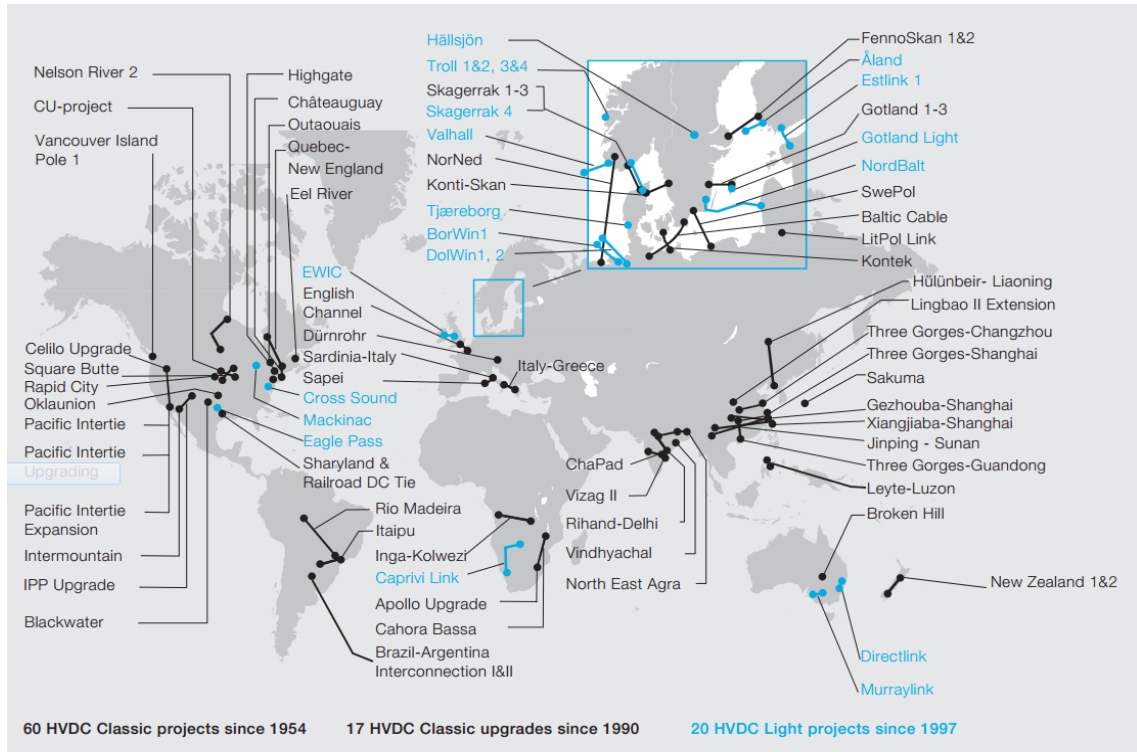
Siemens tarafından dünya genelinde devreye alınmış birçok HVDC projesi yer almaktadır.

Şekil 3.9’da son otuz yılda devreye alınan projeler yer almaktadır.



Şekil 3.9. Siemens tarafından devreye alınan HVDC projeleri [78]

Aynı şekilde ABB tarafından dünya genelinde devreye alınmış 120’den fazla HVDC projesi yer almaktadır. ABB tarafından devreye alınan projeler Şekil 3.10’de yer almaktadır.



Şekil 3.10. ABB tarafından devreye alınan HVDC projeler [79]

3.2. HVDC ve HVAC Avantajları – Dezavantajları

HVDC iletim sistemi yüksek kapasite güç taşımanın en yeni metodu olarak düşünülmektedir. Bu yüzden yakın gelecekte ana AC yüksek gerilim iletim sistemi ile daha yaygın entegrasyon hedeflenmektedir. HVDC sistem AC sisteme göre daha fazla işletmesel esneklik sağladığından gelecek şebeke tasarımları için bu konuda birçok araştırma yapılmaktadır [80].

HVDC teknolojisi belli iletim uygulamaları için özellikle bu uygulamanın tercih edilmesine neden olan bazı özelliklere sahiptir. Uzun mesafede güç aktarımı, asenkron uluslararası bağlantı ve uzun deniz kablo geçişleri için daha avantajlı bir sistem olarak görülmektedir. Küresel olarak uygulanan veya projelendirme aşamasında olan projelerin sayısı son zamanlarda artış göstermektedir. Bu durum, gelişen bu teknolojiye ilginin arttığının bir göstergesidir. Yeni dönüştürücü tasarımlar ile yer altı, deniz üstü (offshore), artan üretim gereksinimi için ekonomik yedek ve gerilim kararlılığı uygulamaları gibi farklı uygulamalar yapılmıştır. Bu artan farklı uygulama alanları HVDC iletimin son zamanlardaki gelişimine katkı sağlamıştır [81-84].

HVDC iletim sisteminin HVAC üzerinde belli avantajları vardır. Daha az korona kaybına sahiptir, kurulum için daha az materyal gereklidir ve gerilim düşüşü daha azdır. Kule ve hat maliyetleri, izolatör, kablo ve iletken maliyetleri daha düşüktür. Bu yüzden HVAC'den maliyet açısından daha ekonomiktir. En önemlisi, yüzey etkisi, di-elektrik kayıpları, endüktans ve dalgalanma, haberleşme sinyal parazitleri, senkronizasyon ve kararlılık problemleri HVDC iletim sisteminde yoktur [85].

Kulesi ile birlikte bir DC havai iletim hat, elektrik iletiminin aynı seviyede olduğu bir eşdeğer AC hattın dizaynından uzunluk birim maliyeti için daha az maliyet ile dizayn edilebilir. Ama hat sonu DC dönüştürücü istasyonlarının maliyeti AC hat sonu istasyonlarının maliyetlerinden çok fazladır. Bu yüzden kritik bir mesafenin üzerinde DC iletim hattının maliyeti AC iletim hattının maliyetinden daha avantajlıdır. DC iletim hattı denk bir AC iletim hattından daha az yer kaplamaktadır ve bu yüzden daha az çevresel etkisi vardır. AC yerine DC olmasının elektriksel ve manyetik alan açısından avantajı vardır. DC iletim hatlarının farklı çevresel avantajları da vardır.

İletim hattı denizaltı veya yeraltı kablosu ise maliyet için kritik mesafe havai hatlardan çok daha azdır. 50 km'yi aşan AC kablo sistemlerini uygulamak pek pratik değildir fakat DC kablo iletim sistemleri yüzlerce kilometre mesafe için uygulanır ve 600 km mesafe veya daha fazla uzunluk için DC kablo uygulaması uygun olabilir.

Bazı AC şebeke sistemleri, ülkeler arası coğrafi mesafeler oldukça kısa olmasına rağmen, komşu şebekelerle senkron değildir. Bu örnek Japonya da mevcuttur, ülkenin yarısı 60Hz frekansa sahipken, diğer kısımlar 50Hz şebeke frekansına sahiptir. Bu türlü bir sistemde iki farklı frekanstaki şebekeler arasında elektrik alışverişini direk AC metotlar ile yaparak iki sistemi birbirine direk bağlamak imkânsızdır. Böyle bir durumda DC istasyonlar aracılığı ile farklı frekansa sahip AC sistemler arasında gerekli enerji transferi yapılabilir [85].

Üç fazlı alternatif akım, elektrik iletim şirketlerinin büyük çoğunluğunun tüm dünyada kullandığı sistemdir. Belirli bir durumda güç iletmek için AC yerine HVDC'nin seçilmesinin ardında birçok farklı neden vardır. Aşağıda bazı uygulamalar için HVDC çözümünün HVAC'ye göre daha uygun bir seçim olmasına neden olan bazı özellikler ele alınmıştır.

Yatırım Maliyeti

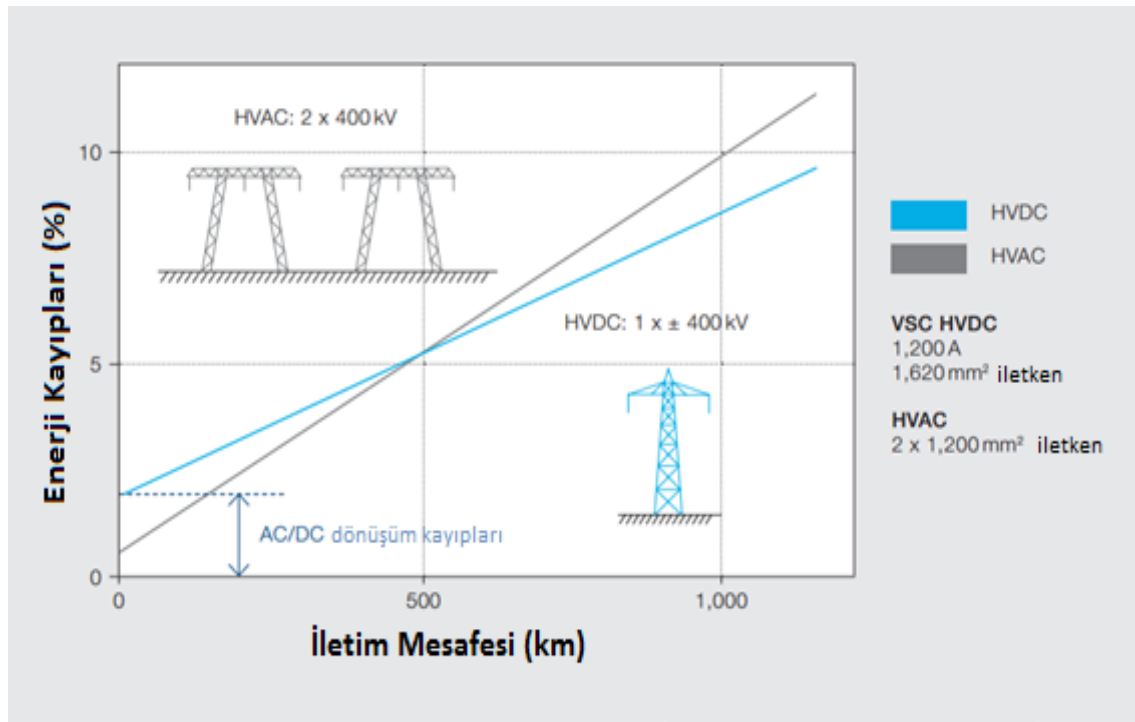
Bir noktadan diğerine bir hattan aktarılması gereken aynı güç miktarı olduğu düşünülürse, DC bağlantısı ile çözüm daha ucuzdur. HVDC sisteminin bir dezavantaj noktası bağlantı istasyonlarının HVAC'den daha pahalı olmasıdır. Çünkü HVDC sistemde AC gerilimi DC gerilime sonrasında DC gerilimi tekrar AC gerilime dönüştürme zorunluluğu vardır. Öte yandan HVDC iletim hatlarının maliyetleri (havai hatlar ve kablolar) ve boyuttan dolayı arazi gereksinimleri azdır. Diğer bir yönü ise işletme ve bakım maliyetlerinin daha düşük olmasıdır. HVDC sistemin maliyeti ihtiyaç duyulan nominal güç, iletim mesafesi, iletim tipi ve voltaj seviyesi gibi birçok veriye dayalıdır. Örneğin gerilim seviyesi düştüğünde fiyat düşer, bu nedenle dağıtım şebekelerinde toplam maliyet iletim şebekesinden daha düşüktür [86-89].

Uzun mesafe deniz altı geçişleri

HVDC'de deniz altı kablo bağlantıları için mesafe sınırlaması yoktur. AC kablo iletiminde ise kablolarının büyük kapasitif etkilerinden dolayı oluşan reaktif güç akışı iletim mesafesini sınırlar. HVDC uzun mesafeli deniz altı geçişleri için mevcut tek teknik alternatiftir [90,91].

Daha düşük kayıplar

HVDC'de elektriksel kayıplar HVAC'ye göre daha küçüktür. HVDC'de AC sistemden farklı olarak dönüştürücü kayıpları mevcuttur. Bu dönüştürücü kayıpları her bir istasyonda iletilen gücün sadece yaklaşık % 0,6'sı kadar olduğu için, toplam HVDC iletim kayıpları neredeyse tüm durumlarda AC'nin kayıplarından daha düşük olmaktadır. HVDC kablolarının kayıpları AC kablolardan daha düşüktür. Kayıplar arasında karşılaştırma Şekil 3.11'de görülmektedir. HVAC'de HVDC ile aynı miktarda gücü taşımak için daha büyük kesitli iletken gerekmektedir. Bu da hat kayıplarının artmasına neden olmaktadır [92,93].



Şekil 3.11. Enerji kayıplarının HVAC ve HVDC için karşılaştırılması [58]

Asenkron bağlantı

Kararlılık nedenlerinden dolayı iki AC şebekeyi bağlamak bazen zor veya imkânsızdır. Bu gibi durumlarda, HVDC iki şebeke arasında bir enerji alışverişi yapmanın tek yoludur. Farklı

nominal frekanslara sahip şebekeler arasındaki bağlantı ise HVDC bağlantılar ile yapılır ve bu mümkün olan tek çözümdür. Türkiye – Gürcistan arasındaki bağlantı asenkron HVDC bağlantıya bir örnektir [94].

Küçük kule boyutları

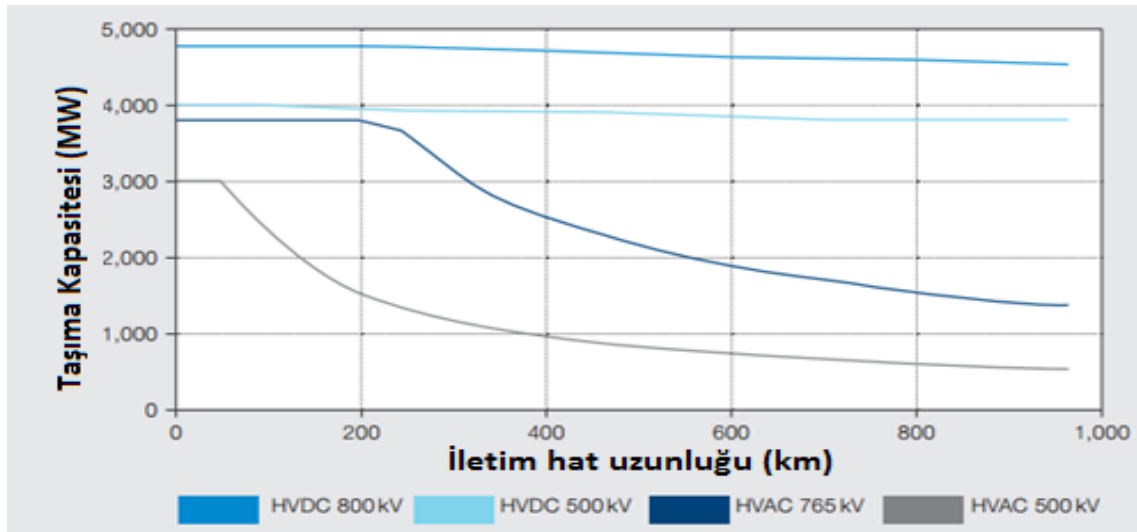
Aynı güç transferi için gerilim seviyesi aynı olan DC bir iletim hattına ait kulelerin AC iletim hattı kuleleri ile karşılaştırıldığında daha küçük olması muhtemeldir. Ayrıca AC için üç iletken gerek varken DC hat için iki iletken ihtiyacı vardır. Bu yüzden hem elektrik hem de mekanik ekipmanlardan dolayı daha küçük bir direk gerektirir [95,96].

Kontrol edilebilirlik

HVDC bağlantısında aktif gücün kontrolü AC bağlantıya göre kolaydır. Bu teknolojinin temel avantajlarından biri olarak görülmektedir. [97,98].

Taşıma kapasitesi

HVDC’de İletim hattında reaktif kayıp olmadığı için aynı kesit iletkeninde daha fazla enerji taşınabilir. Bu yüzden AC ve DC iletim sistemlerinin taşıma kapasiteleri farklıdır [99]. Farklı gerilim seviyelerine ait iletim hatlarının taşıma kapasiteleri Şekil 3.12’de yer almaktadır.



Şekil 3.12. Taşıma kapasitelerinin HVAC ve HVDC için karşılaştırılması [58]

Toprak dönüşünün kullanım imkânı

HVDC iletim sisteminde tek kutuplu DC bağlantıda olduğu gibi toprak dönüşü özellikle denizaltı geçişlerinde kullanılabilir. Ayrıca tek devre iki kutuplu (bipolar) DC bağlantıda bir iletken de olan arıza durumunda, diğer iletken toprak dönüşü ile güç azaltarak işletmeye devam edeceği için AC iletim hattı ile karşılaştırıldığında daha güvenilirdir. Aynı uzunluktaki iletim hatları için toprak direnci empedansı DC’de AC’ye göre daha azdır. Çünkü DC daha geniş ve derin bir alana yayılır. Aslında DC’de toprak direnci hattın uzunluğundan ziyade neredeyse tamamen hattın iki taraf sonundaki toprak elektrot direncine bağlıdır. Ama toprak dönüşünün bazı dezavantajları bulunmaktadır. Toprak akımı gömülen metallerin elektrolit korozyonuna ve sinyallerin engellenmesine, tehlike adım ve dokunma potansiyeline neden olabilir [100-102].

Kısa devre akımlarını sınırlama

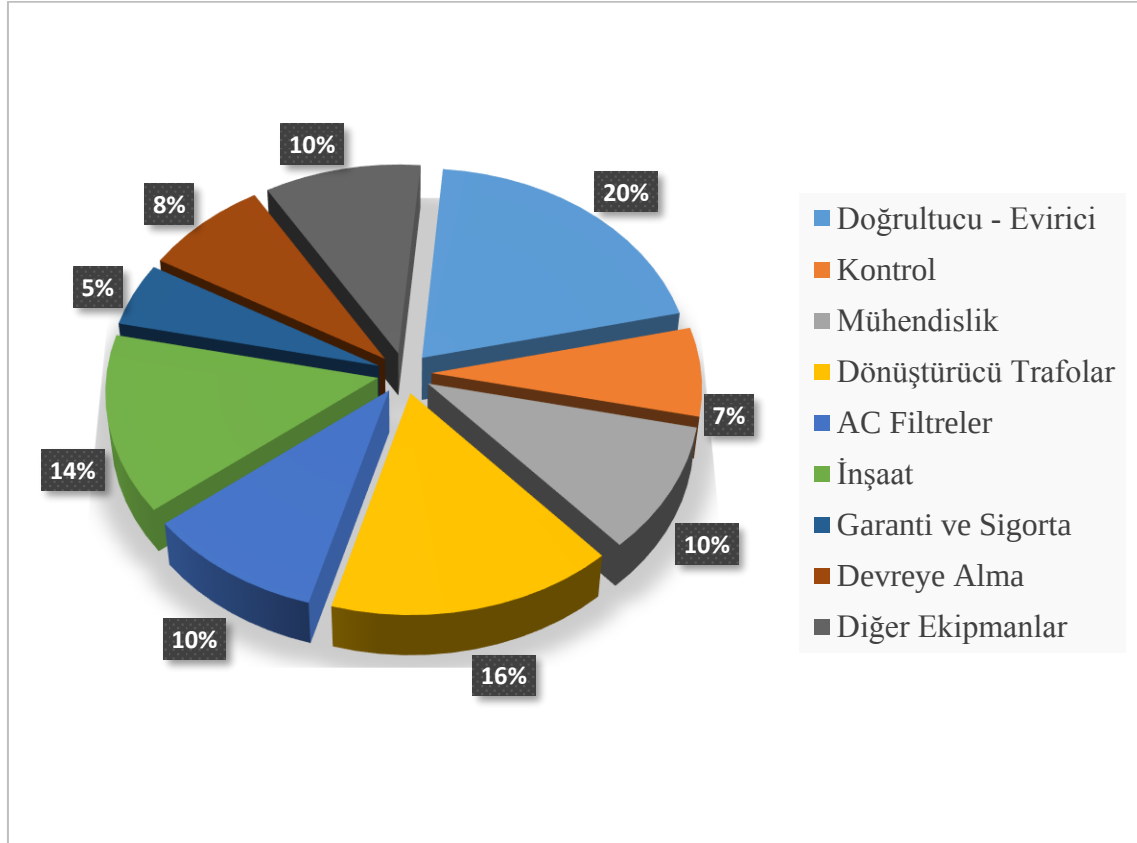
Bir HVDC iletimi birbirine bağlı AC sisteminin kısa devre akımına katkıda bulunmaz [103].

Çevresel faktörler

Mevcut enerji santrallerinin daha verimli kullanılması yüksek kalitede enerji iletim olanakları sayesinde arttırılabilir. İletim hatlarının kapladığı alan göz önüne alındığında HVDC hattın alan maliyeti bir AC hattın ki kadar yüksek değildir. Bu durum görsel etkiyi de azaltır. HVDC sistemde dönüştürücü istasyonları için dikkate alınması gereken işitilebilir ses, görsel etki, elektromanyetik uyumluluk ve tek kutuplu (monopolar) uygulamada zemin veya deniz dönüş yolunun kullanımı gibi çevresel konular önemlidir. Genel olarak HVDC sisteminin herhangi bir çevreyle yüksek düzeyde uyumlu olduğu ve günümüzde çevresel açıdan önemli herhangi bir konuda soruna yol açmadan sisteme entegre edilebileceği söylenebilir [104,106].

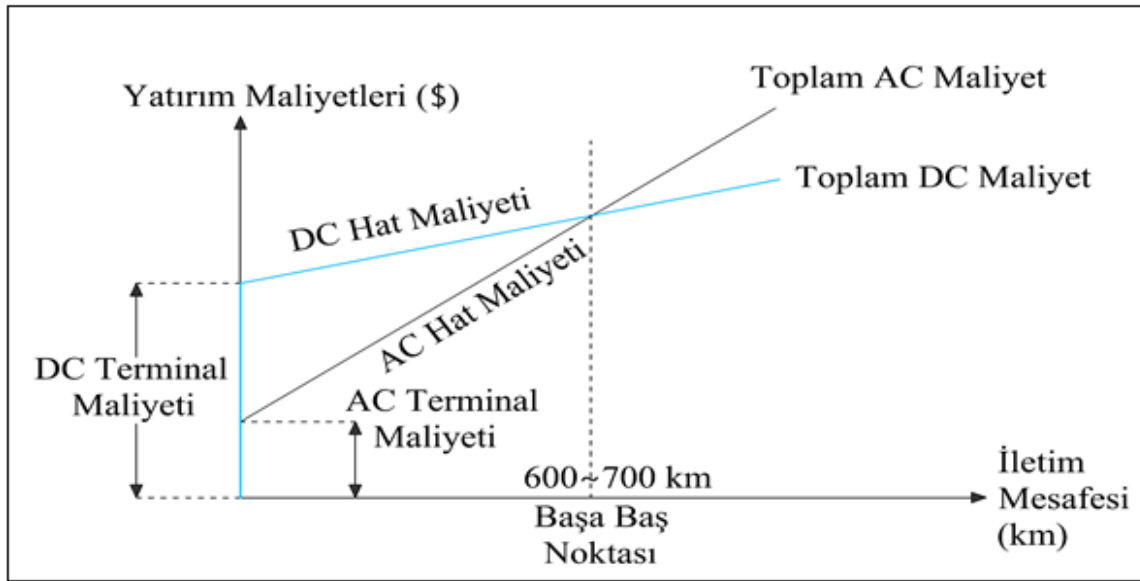
HVAC ve HVDC sisteminin maliyetlerinin aynı olduğu yere “kırılma mesafesi” ya da “baş baş noktası” denir. Kırılma mesafesi değeri, deniz hattı kablolarında (genelde yaklaşık 50 km) havai hat iletiminden çok daha küçüktür. Bunun nedeni denizaltı kablosu ile hattın soğutulmasının daha verimli olmasıdır. İletkenin aynı kesit alanına sahip olduğu düşünülürse, denizaltı kablosunda daha büyük bir akım yoğunluğu kullanmak mümkündür.

Genel olarak bu mesafe iletim, farklı komütasyon teknikleri, filtrelerin çeşitliliği, transformatörler gibi çeşitli faktörlere bağlıdır. Şekil 3.13'te HVDC sistem parçalarının toplam maliyet üzerindeki dağılımı görülmektedir.



Şekil 3.13. HVDC sistem parçalarının maliyet dağılımı [107]

HVDC sistem maliyeti normalde yüksek olduğu için büyük miktarda enerji iletimi için tasarlanmıştır. Bunun nedeni filtreler, kapasitörler, dönüştürücüler ve diğer yardımcı ekipmanların gerekliliğidir. Şekil 3.14'te verilen grafikte iletim hattının ve kayıpların maliyetini göz önünde bulunduran DC sistem ile AC sistemin karşılaştırılması görülmektedir. Bir yüksek gerilim hattı için maliyet baş başa noktası yaklaşık 700 km'dir. Baş başa noktasından önce AC sistemi kullanmak ekonomik iken bu mesafeden sonra DC sistemi kullanmak daha uygundur [108]. Bu kritik mesafenin belirlenmesini etkileyen faktörlere ait detaylar Şekil 3.14'te yer almaktadır.



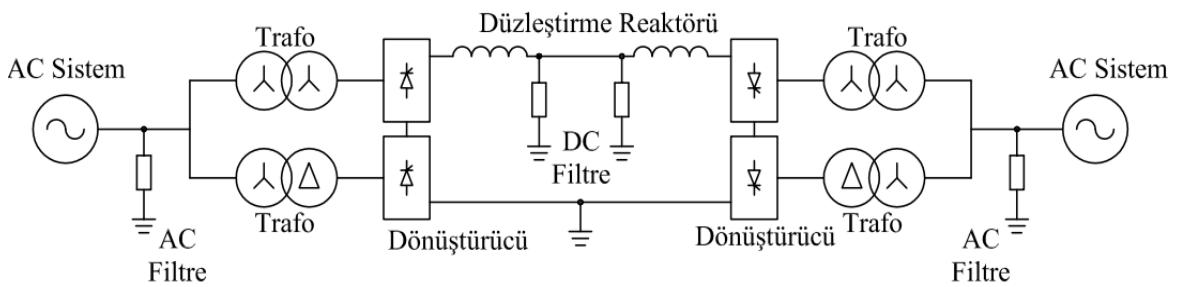
Şekil 3.14. AC ve DC iletim için iletim mesafelerine göre maliyet durumu [24]

3.3. HVDC Tipleri

Dönüştürücü istasyonların fonksiyonuna ve konumuna bağlı olarak, HVDC sistemlerinin çeşitli konfigürasyonları tanımlanabilir. Uygulamalarında dört farklı tip vardır. Bu bölümde kısaca bu dört tipin detayları ele alınacaktır.

3.3.1. Sırt - sırta (back to back) HVDC sistemler

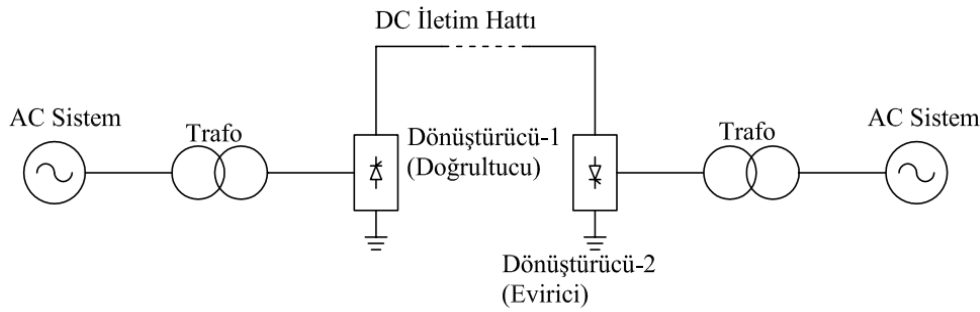
Bu uygulamada, iki dönüştürücü istasyon aynı yerde bulunur ve kısa mesafeli bir DC bağlantısı ile güç iletimine izin verilmektedir. Sırt-sırta konfigürasyonu Şekil 3.15'te gösterildiği gibi yakınında bulunan iki dönüştürücü istasyona sahiptir. Bu yapılandırmada bir iletim hattı kullanılmaz. Sırt-sırta istasyonlar AC sistemlerini aynı veya farklı nominal frekanslarla bağlamak için kullanılır [109-111].



Şekil 3.15. Sırt – sırta (back to back) HVDC topoloji

3.3.2. Tek kutuplu (monopolar) HVDC sistemler

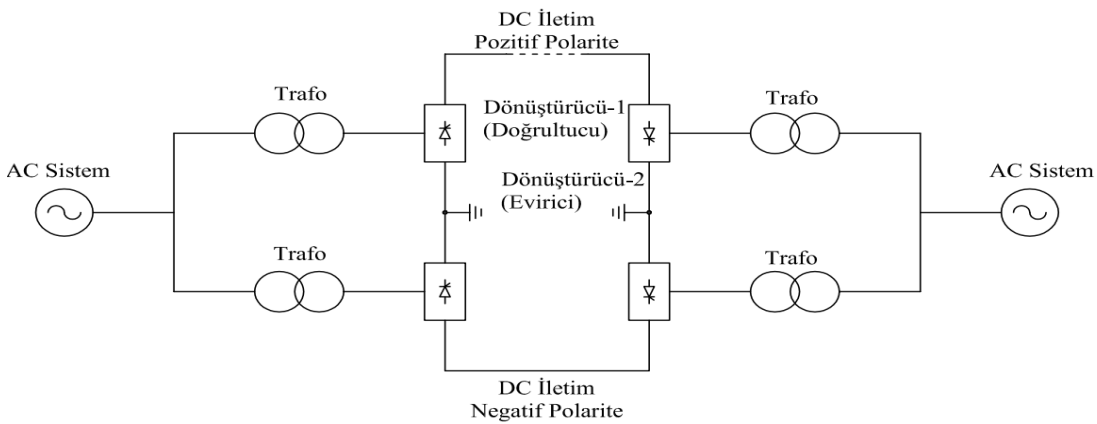
Tek kutuplu (monopolar) HVDC konfigürasyonu Şekil 3.16’da gösterildiği gibi iki dönüştürücüyü birbirine bağlamak için tek bir hat kullanır. Güç iletimi için pozitif veya negatif DC gerilimi kullanılabilir. Her dönüştürücünün ikinci terminali toprak bağlantılıdır. Dönüş akımının yolu toprak veya denizden geçebilir ya da iki terminal arasındaki geri dönüş akımı için kullanılan metalik bir iletken olabilir [109,112].



Şekil 3.16. Tek kutuplu (monopolar) topoloji

3.3.3. İki kutuplu (bipolar) HVDC sistemler

Çift kutuplu konfigürasyon HVDC iletiminde en sık kullanılan topolojidir [113]. Pozitif ve negatif potansiyelde bir çift iletken kullanır. İletim hattı maliyetinin artması nedeniyle tek kutupludan daha pahalı bir topolojidir ancak tek kutuplu konfigürasyonuna göre birçok avantajı vardır. Şekil 3.17’de iki kutuplu HVDC topolojisi görülmektedir.

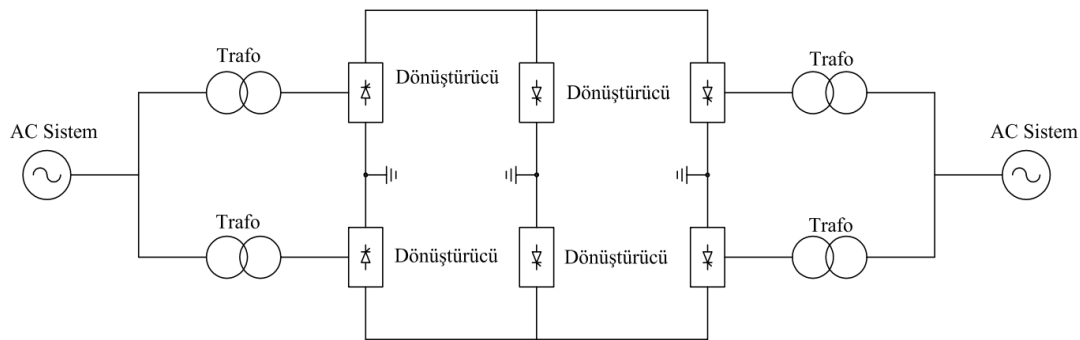


Şekil 3.17. İki kutuplu (bipolar) topoloji

HVDC sistemin havai iletimde kullanıldığı en yaygın yapısı iki kutuplu uygulamadır. Aslında iki kutuplu sistem iki adet tek kutuplu sistemin birleşimidir. Böyle bir sistemin avantajı, kutuplardan birinin herhangi bir sebeple hizmet dışı kalması durumunda diğer kutbun enerjiyi iletmeye devam edebilmesidir. Başka bir deyişle, her sistem, toprak geri dönüşü olan bağımsız bir sistem olarak tek başına çalışabilir. Biri pozitif biri negatif olduğu için her iki kutbun da eşit akımlara sahip olması durumunda toprak akımı teorik olarak sıfırdır veya uygulamada % 1'lik bir fark bulunur. İki kutuplu bağlantı, biri pozitif diğeri negatif kutuplu olmak üzere iki iletken içerir. Her terminal DC tarafında seri olarak eşit değerde iki takım dönüştürücüye sahiptir. İki dönüştürücü seti arasındaki bağlantı bir veya iki uçta kısa bir elektrot hattı kullanılarak topraklanır. Bir dönüştürücünün arızalı olması durumunda DC hattın birisi uygun anahtarlama yapılarak metal dönüşü olarak geçici olarak kullanılabilir [114,115].

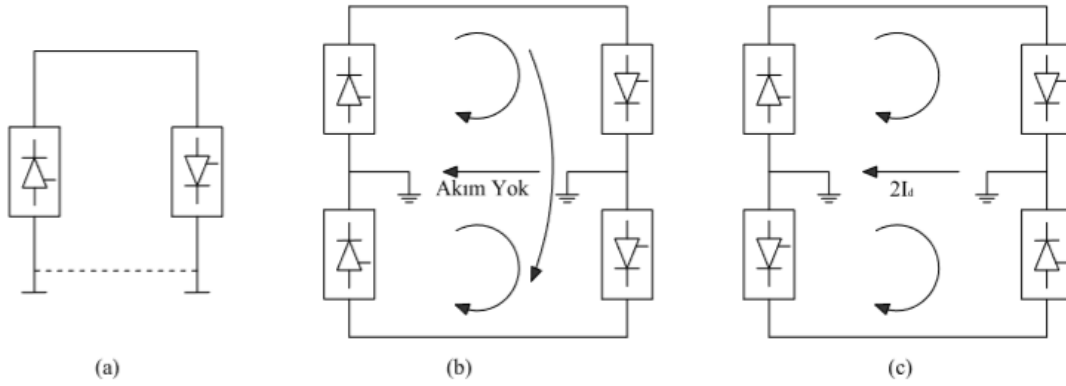
3.3.4. Çok terminalli HVDC sistemi

Çok terminalli HVDC sistemi üç veya daha fazla dönüştürücü istasyonu birbirine bağlamaktadır ve birden çok AC sistemi birbirine bağlama olanağı sağlayabilir. Farklı uygulamalar için farklı şekillerde düzenlenebilir. Seri olarak bağlanırsa akım bir dönüştürücü ile kontrol edilir ve tüm sistem için aynı olur. Daha sonrasında DC voltaj değiştirilerek güç diğer dönüştürücülerde kontrol edilmektedir. Sistem paralel bağlanırsa bir dönüştürücü gerilimi kontrol eder iken diğer dönüştürücüler akımı değiştirerek gücü kontrol etmektedir [20]. Bir seri ve paralel konfigürasyon ile hibrid yapılandırma olarak da kullanılabilir. Şekil 3.18 her iki yapılandırmayı da göstermektedir.



Şekil 3.18. Çok terminalli HVDC'nin seri ve paralel topolojileri

Şekil 3.19’da üç farklı bağlantı tipi içinde bağlantı şemaları yer almaktadır.



Şekil 3.19. HVDC bağlantı türleri: (a) tek kutuplu bağlantı (b) iki kutuplu bağlantı (c) çok kutuplu bağlantı

3.4. HVDC Dönüştürücü Teknolojisi

Dönüştürücü AC gerilimi DC gerilimine ve DC gerilimi ise AC gerilime dönüştürmekten, doğru ve etkin bir güç iletimini gerçekleştirmekten sorumlu olduğu için HVDC iletim sisteminin en önemli parçasıdır. Dönüştürücü içerisinde kontrol, sistemin doğru dinamik tepki vermesini sağlamaktadır. Tristörün ve tam kontrollü yarı iletken teknolojilerin hızla gelişmesi HVDC iletiminin son yılların en popüler araştırma ve geliştirme alanı olmasına neden olmuştur. Dönüştürücü teknolojisi olarak iki adet ana teknoloji yer almaktadır.

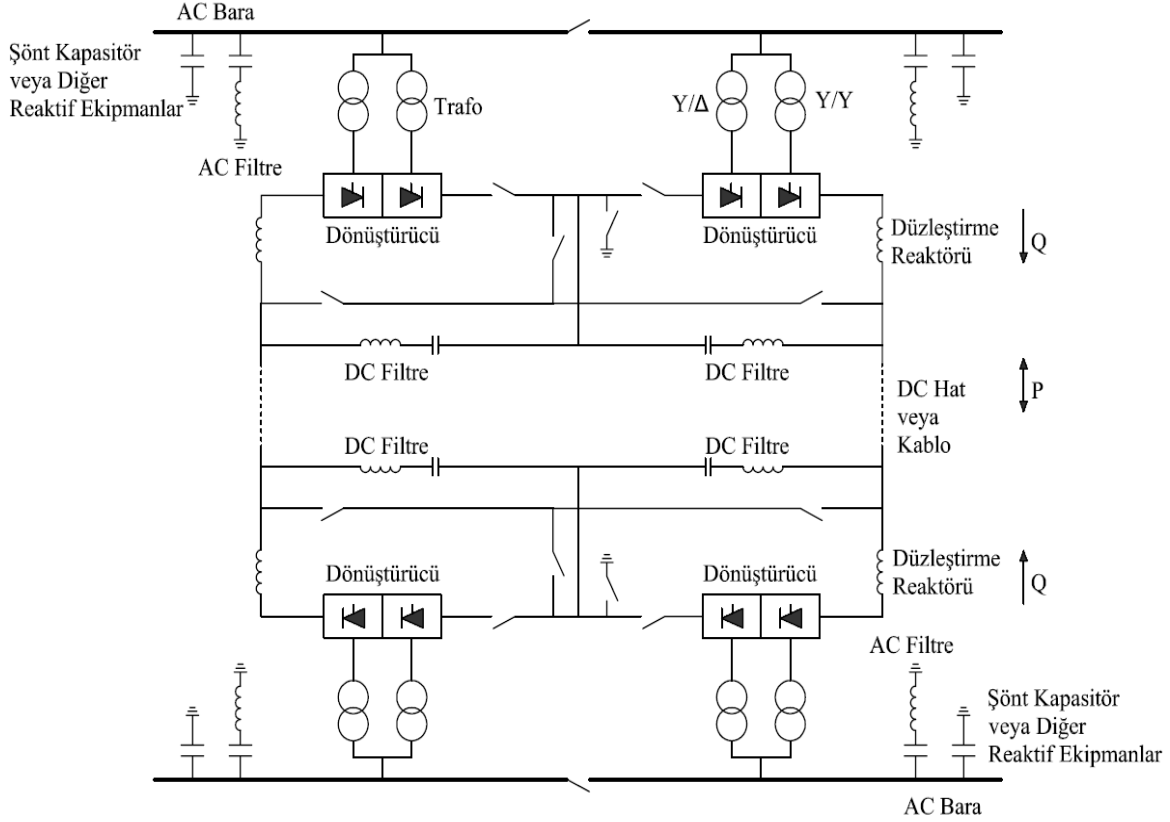
3.4.1. Hat komütasyonlu dönüştürücüler (Line Commutated Converter - LCC)

LCC dönüştürücülerin kararlı çalışması AC voltaja bağlıdır. Bu dönüştürücüler belirlenen bir gerilime göre ideal olarak 0 ila π radyan arasındaki akım fazını geciktirerek çalıştırılır. Bu nedenle akım her zaman gerilimin gerisinde kalır ve daima reaktif gücü emer [115].

Komütasyon işlemi, esas olarak AC tarafında $12n \pm 1$ derece harmonikler de önemli bir harmonik akımı üretir. Dolayısıyla harmonik bozulmayı azaltmak için geniş bir AC filtre gereklidir. Filtre reaktif güç kompanzasyonu sağlamak ve düşük frekanslı harmonikleri filtrelemek için temel frekansta kapasitiftir. Bu yüksek kapasitans, bazı dinamik koşullarda örneğin arıza giderme sırasında aşırı gerilime neden olabilir [116,117].

Tipik olarak bir LCC iletimi AC şebekesinde bir ortak bağlantı noktasına, kararlı çalışmayı sağlamak için HVDC'nin en az 2.5 katı bir kısa devre gücü ile bağlanmalıdır [89].

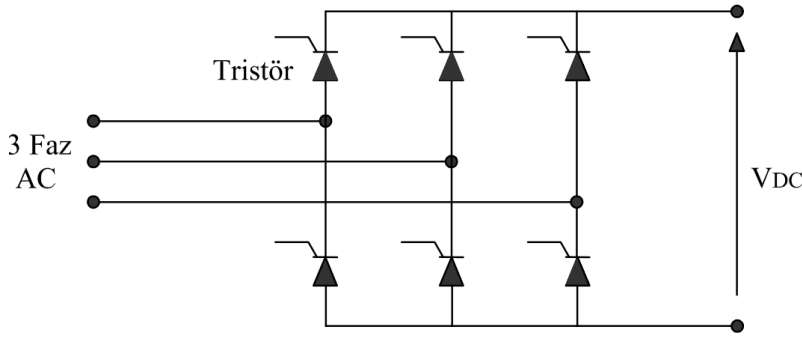
Dönüştürücünün temel konfigürasyonunun tristörler tarafından oluşturulan Graetz Köprüsü olarak da bilinen altı darbeli bir köprü dönüştürücüsü ile oluşturulduğu bir LCC iletim sistemi Şekil 3.20'de yer almaktadır.



Şekil 3.20. LCC iletim sistemi [118]

Köprüler, karşı fazdaki iki transformatörün oluşturduğu harmonik bozulmayı azaltmak için Y-Y konfigürasyonlu ve Y-Δ konfigürasyonlu transformatörler vasıtasıyla AC şebekeye ayrı ayrı bağlanır. DC gerilimde meydana gelen dalgalanmayı azaltmak için de bir DC filtre mevcuttur. Uzun menzilli yüksek güç iletiminde LCC kullanan HVDC dönüştürücülerde kontrol eksikliği nedeniyle, ilk kurulan LCC tabanlı HVDC sistemlerde cıva arklı dönüştürücüler kullanılmıştır. Cıva arklı dönüştürücüler yüksek bakım ihtiyacı duyduğu için 1970'lerden sonra tristörler kullanılmaya başlanmıştır [117,119].

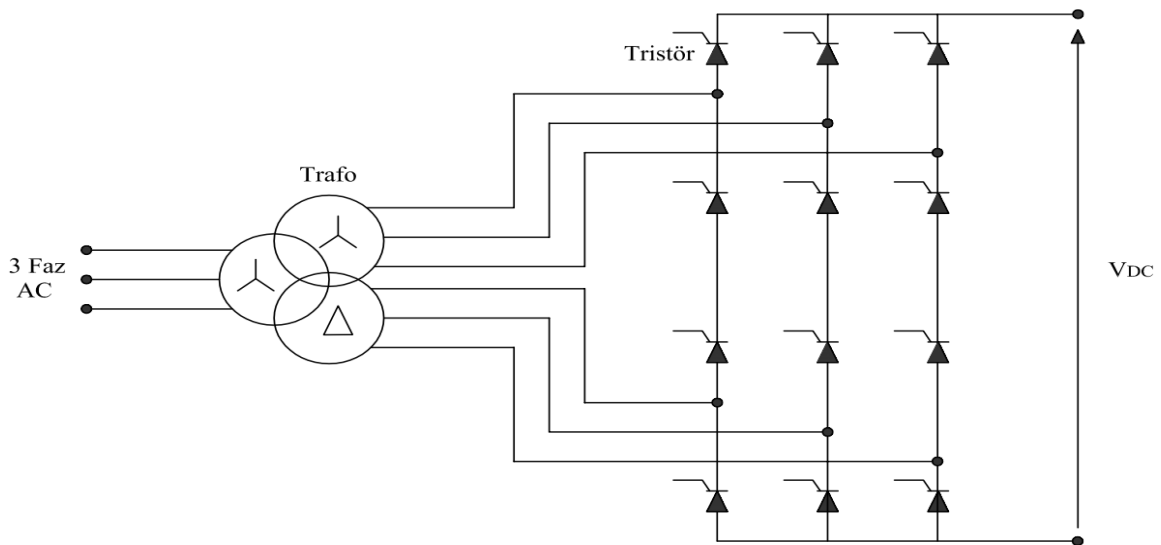
Şekil 3.21'de bir AC terminali DC terminale bağlayan üç fazlı bir sistem için altı adet güç elektroniği anahtarını içeren ve LCC'nin temel konfigürasyonunda kullanılan altı darbeli doğrultucu görülmektedir.



Şekil 3.21. 6 darbeleri doğrultucu köprüsü kullanılan LCC yapılandırması

Bununla birlikte, bu konfigürasyon hem AC hem de DC tarafında yüksek miktarda harmonik içerir. Bu nedenle çoğu uygulamada, iki adet altı darbeleri doğrultucu DC tarafında seri bağlandığında on iki darbeleri doğrultucu konfigürasyonu kullanılır. Bu konfigürasyonda, AC tarafı Şekil 3.22’de gösterildiği gibi delta ve yıldız bağlantılı bir transformatörün sekonder tarafından sağlanan iki parçaya ayrılmıştır. Bu yöntem sayesinde delta ve yıldız bağlantılı sargılar arasında 30° ’lik faz farkı oluşur. Bu faz farkı önemli ölçüde düşük harmonik sağlar. Daha az harmonik bozulmadan dolayı on iki darbeleri doğrultucu LCC tabanlı HVDC dönüştürücülerde standart çözüm olarak görülmektedir [117,120].

Norveç elektrik şebekesi (300kV AC gerilim) ile Hollanda elektrik şebekesi (400kV AC gerilim) arasında 580 km’lik bir mesafe için LCC tabanlı HVDC dönüştürücüleri ile en uzun denizaltı kablolarını birbirine bağlayan NorNed projesini gerçekleştirmiştir. HVDC hattının her iki ucunda bulunan dönüştürücüler için $\pm 450\text{kV}$ ile çalışan 12 darbeleri dönüştürücü konfigürasyon kullanılmıştır [113].

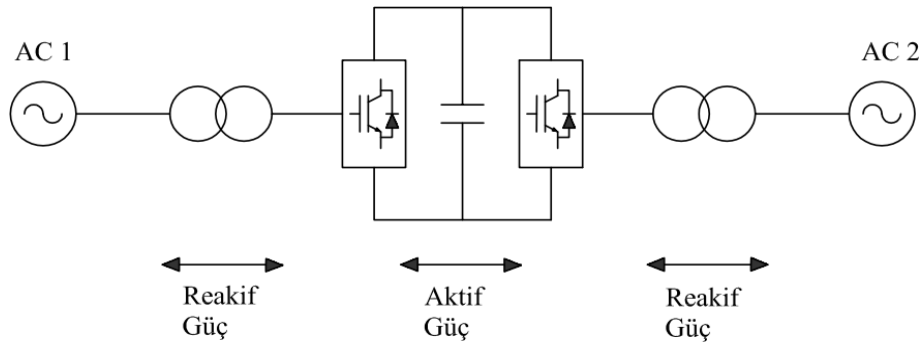


Şekil 3.22. 12 darbeleri doğrultucu köprüsü kullanılarak LCC yapılandırması

3.4.2. Gerilim kaynaklı dönüştürücü (Voltage Source Converter - VSC)

HVDC uygulamaları için IGBT kullanan klasik VSC 1997 yılında ABB konsepti HVDC Light [58] tarafından tanıtılmıştır. VSC dönüştürücü teknolojisinde kendinden komütasyonlu bir dönüştürücü tasarlamak için, hem açma hem de kapatma da kontrol edilebilen Kapıdan Söndürmeli (Gate Turn Off -GTO) tristörler veya Yalıtılmış Kapılı Çift Kutuplu Transistör (IGBT) kullanılmıştır. IGBT'ler sınırlı gerilim engelleme özelliğine sahip olduklarından, iki seviyeli ve üç seviyeli VSC'lerde seri olarak bağlanması gereklidir. Her bir yarıiletken de gerilimi sınırlamak için seri bağlı IGBT'ler kesinlikle aynı anda değiştirilmelidir [121-123].

VSC tabanlı ilk HVDC projesi 1997'de Hellsjön ve İsveç Grangesberg arasındaki 3 MW güç iletimi için 10kV gerilim seviyesi ile çalışan 10 km'lik bir HVDC bağlantısı vasıtasıyla gerçekleştirilmiştir [124]. ABB tarafından gerçekleştirilen bu deneysel projeden sonra VSC tabanlı HVDC dönüştürücüler daha yüksek güçler, uzaklıklar ve gerilim seviyeleri için inşa edilmeye başlanmıştır. Şekil 3.23'te Sırt-sırt (back to back) VSC tabanlı bir HVDC sistemi yer almaktadır.



Şekil 3.23. VSC'ye dayanan HVDC sisteminin yapısı

VSC tabanlı HVDC şemasında doğrultucu ve evirici olarak çalışan iki dönüştürücü bulunur. Bu dönüştürücülerde, yüksek blokaj gerilimi sağlamak için çok sayıda transistör seri bağlanmıştır. IGBT modülleri, dört katmanlı operasyonu sürdürmek için anti-paralel diyotları içerir. Kontrol ve soğutma ekipmanları güç elektronik modüllerinin içinde bulunur ve bu da nakliye ve montaj kolaylığı sağlamaktadır. AC tarafında sıradan transformatörler dönüşüm için uygun gerilim seviyesini ayarlamak için kullanılır. DC tarafındaki kapasitörler

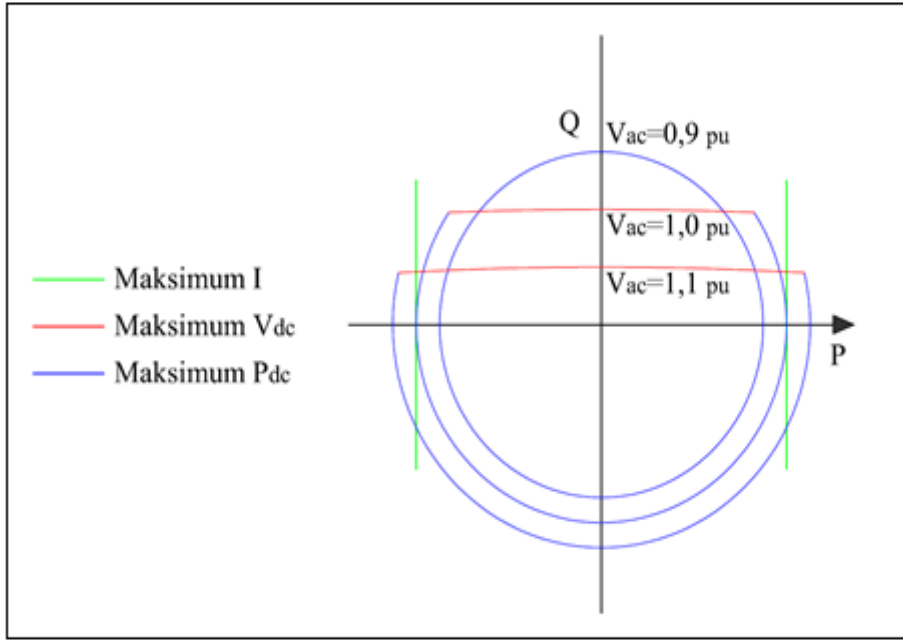
güç akışı kontrolü için enerji depolayabilir ve ayrıca DC harmonik filtreleme sağlayabilir [98].

VSC teknolojisi LCC'ye göre yeni bir DC iletim sistemi teknolojisidir. VSC tam kontrol edilebilen IGBT'lerden oluşur ve istenen gerilim dalga formunu oluşturmak için Darbe Genlik Modülasyonu (Pulse Width Modulation - PWM) kullanılır. PWM ile herhangi bir dalga formu, herhangi bir faz açısı ve temel frekans bileşeninin büyüklüğü yaratmak mümkündür. Bu yüksek kontrol edilebilirlik geniş bir uygulama yelpazesine olanak sağlar [89]. İstenen ve uygulanan dalga formu arasındaki fark, filtrelenmesi gereken istenmeyen bir bozulmadır. VSC tabanlı HVDC uygulamalarının pek çok avantajının yanı sıra, PWM yönteminden kaynaklanan yüksek anahtarlama frekansı nedeniyle dönüştürücünün yüksek anahtarlama kayıpları bu sistemlerin ana dezavantajıdır.

VSC tabanlı HVDC sistemlerinde kullanılan dönüştürücüler iki seviyeli veya çok seviyeli olmak üzere farklı topolojilerde olabilir. Tam kontrollü yarı iletken teknolojilerin geliştirilmesi, önemli voltaj düzeylerine ulaştıktan sonra bu teknolojinin ilerlemesini mümkün kılınmıştır. Aslında, mümkün olan maksimum kapasiteler esasen cihazların bugün ki eriştiği teknoloji ile sınırlıdır.

IGBT'ler genellikle bir PWM tarafından üretilen bir geçit sinyali ile anahtarlanırlar. IGBT'ler gerilime ve akıma tek bir yönde dayanırlar. Bu nedenle her iki yönde de akım iletimini sağlamak için bir diyot anti-paralel bağlanır. Dönüştürücü tipik olarak yaklaşık 1kHz'lik bir anahtarlama frekansı ile çalıştırılır ve düşük seviyeli harmonikler ortadan kaldırmak için anahtarlanır. Böylece, LCC yumuşatma filtresinin tersine, sadece yüksek dereceli harmonikler için bir filtre gerekir. [20,125,126]

AC şebeke bakış açısından VSC, kontrol sistemi tarafından belirlenen bir genlik ve faz açısı ile eşdeğer bir gerilim kaynağı olarak görülür. VSC iletim sisteminin kapasite eğrisini sınırlayan üç faktör vardır. Birincisi sınır IGBT'ler arasında izin verilen maksimum akımdır. İkinci sınır maksimum DC gerilim seviyesidir. Son olarak, üçüncü sınır ise esasen içinden geçen maksimum DC akımına bağlı olan DC kablusunun termal taşıma kapasitesi ve aktif güç kapasitesidir. Şekil 3.24'te, VCS kapasite eğrisi gösterilmektedir. [20,127]



Şekil 3.24. VSC'nin kapasite eğrisi [128]

AC şebekesiyle olan aktif güç alışverişi, çoğunlukla üretilen gerilimin faz açısı tarafından kontrol edilmektedir. Reaktif güç ise üretilen gerilimin büyüklüğü aracılığıyla kontrol edilmektedir. Bu nedenle reaktif güç değişimi farklı dönüştürücülerden bağımsız olarak kontrol edilebilir.

Aktif ve reaktif güç eşitlikleri 3.1 ve 3.2 ile tanımlanmaktadır.

$$P = \frac{u_r \cdot u_s \cdot \sin \delta}{X_r} \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{u_s \cdot (u_s - u_r \cdot \cos \delta)}{X_r} \quad (3.2)$$

Burada u_r yük barası, u_s üretim barası, δ faz açısı ve X_r seri reaktör reaktansdır. Gerilim kaynaklı dönüştürücüler kontrol edilebilir bir gerilim kaynağı olarak düşünülebilir. AC sistem bakış açısından VSC, aktif ve reaktif gücü anında kontrol edebilen kütlesiz senkron bir makine gibi davranır. Ayrıca, aktif ve reaktif güç akışını bağımsız olarak kontrol etme yeteneğine de sahiptir. Çünkü üretilen çıkış gerilimi bara gerilimine göre herhangi bir açıda ve genlikte sentezlenebilir [129,130]

Gerilim dalga formunun geliştirilmesi ve güç anahtarlama kayıplarının azaltılması ihtiyacı, çok seviyeli dönüştürücülerin geliştirilmesine yol açmıştır. Bir dönüştürme etabına daha fazla anahtarlama seviyesi eklendiğinde, gerilim dalga biçimi sinüzoidal frekansa daha özdeş olmalıdır. Teorik olarak, ne kadar yüksek seviye sayısı dâhil edilirse, o kadar daha iyi dalga biçimi elde edilir. Flying kapasitör ve diyot kenetlemeli dönüştürücü gibi farklı çok seviyeli topolojiler mevcuttur. [122] ve [131]'de iki çevirici ayrıntılı olarak açıklanmıştır. Bu topolojiler arasında bir karşılaştırma [132]'da bulunabilir.

Klasik HVDC (LCC) iletimine göre VSC'nin başlıca avantajları ve dezavantajları şunlardır: [133-143]

- VSC'de aktif ve reaktif güç bağımsız olarak kontrol edilebilir. LCC'nin AC şebekeden reaktif güç ihtiyacı vardır.
- Otomatik komütasyonlu cihazların kullanılması sayesinde VSC'deki komütasyon hatası riski azaltılırken klasik dönüştürücülerin tetiklenmesi için bir AC gerilimin olması gerekir.
- Dönüştürücü kontrolörleri bağımsız çalıştığı için dönüştürücüler arasında ayrıca bir iletişim VSC iletiminde gerekli değildir.
- LCC'de ikiden büyük kısa devre oranına (SCR) sahip daha güçlü bir şebeke gerekirken, VSC zayıf şebekelerde çalışabilir.
- VSC, LCC kurulum alanının tipik olarak % 50 - 60'ı kadar daha kompakt bir kurulum alanına ihtiyaç duyar. LCC'de ise hacimli filtreler ve kapasitör tankları nedeniyle, dönüştürücü istasyonu oluşturmak için geniş alanlar ve yatırım maliyeti gerektirmektedir.
- VSC, LCC dönüştürücülerden daha yüksek kayıplara sahiptir.
- VSC önemsiz derecede bir harmonik bozulmaya sahiptir ve çoğu durumda filtreler gerektirmez. LCC'de ise üretilen harmonikleri ortadan kaldırmak için hem AC hem de DC tarafında filtreler gerekmektedir.
- VSC mevcut IGBT cihazları tarafından sağlanan sınırlı aşırı yük kapasitesine sahipken, LCC ise yüksek güçlü tristör cihazları tarafından sağlanan daha iyi bir kapasiteye sahiptir.
- LCC'de AC gerilim seviyesini DC gerilime göre ayarlamak için sekonder tarafında hem delta hem de yıldız bağlantılarına sahip özel dönüştürücü transformatörlere ihtiyaç duymaktadır.

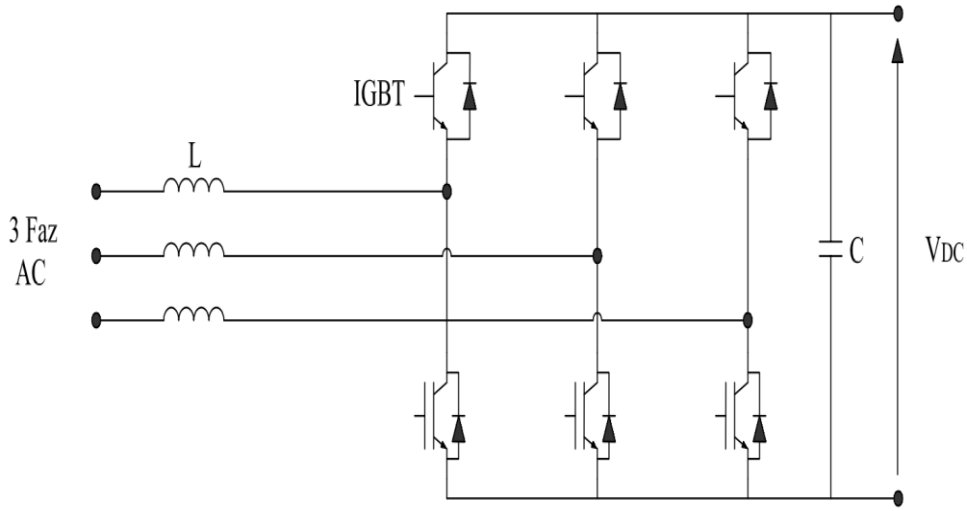
- LCC’de aktif güç kompanzasyonu gereklidir. Çünkü dönüştürücüler iletilen DC gücün reaktif gücünün % 50-60'ını tüketmektedir. Bu nedenle kapasitör banklarına ihtiyaç duyulur.
- LCC’de DC akım sadece bir yöndedir ve bu da güç akışının tersine çevrilmesini zorlaştırır. LCC’de güç akışı yönünün tersine çevrilmesi, terminal geriliminin polaritesini tersine çevirerek sağlanır. VSC ise DC gerilim polaritesini sabit tutar. Böylece güç akışının yönü, güç akışının hızlı bir şekilde ters çevrilmesini sağlayan akım yönü tarafından kontrol edilir.
- LCC’de güç ve DC akımın büyüklükleri terminal gerilim farkıyla kontrol edilir.
- VSC tamamen kontrol edilen güç elektronik cihazları sayesinde ilk kalkınma(black-start) yeteneğine sahipler ve AC şebekesinden bağımsız olarak çalışabilmektedir.
- VSC güç kontrolü açısından birçok avantaj getiren PWM kullanılmaktadır.
- VSC’de aktif ve reaktif güç, akımın doğrudan ve karesel bileşenlerini ayrıştırarak bağımsız olarak kontrol edilebilir. Bu nedenle reaktif güç LCC'ye kıyasla iletilen DC güçten bağımsızdır.
- VSC’de hacimsel kapasitör grupları aracılığı ile dönüştürücü istasyonda talebe bağlı olarak reaktif güç üretebilir veya tüketebilir.
- VSC kompakt boyutları onların offshore şebekeler ve rüzgâr çiftliklerinin açık deniz platformlarıyla ara bağlantısına uygun hale getirir.
- VSC’de azalan uygulama mühendisliği ile karmaşık çalışma ve sistem desteği olmaksızın şebekeleri bağlamak mümkün olabilir.
- VSC daha yüksek güç kontrolü ve kolay bir güç yönü dönüşümü nedeniyle, çok terminalli HVDC uygulamaları için idealdir.
- VSC istasyonları, LCC sistemleri için tasarlanmış özel transformatörler yerine daha basit ve daha sıradan normal transformatörleri kullanabilir.

Çizelge 3.1. Klasik HVDC (LCC) ve VSC-HVDC'nin karşılaştırma tablosu

Klasik HVDC	VSC-HVDC
Hat komütasyonlu	Kendiliğinden yön değiştiren
Sadece aktif gücü kontrol eder	Aktif ve reaktif gücü bağımsız olarak kontrol etme
Gerilimin polaritesi ile güç yönünü kontrol eder	Akımın polaritesi ile güç yönünü kontrol eder
Sınırlı güç akış yönü değiştirme kabiliyeti	Güç akış yönü değiştirme neredeyse ani
Güçlü bir AC şebekesi gerektirir	Zayıf bir AC şebekesinde uygulanabilir
Çoklu terminal DC yapılandırmaları için uygun değil	Çoklu terminal DC yapılandırmaları için uygun
Reaktif güç desteğine ihtiyacı var	İhtiyaca bağlı olarak reaktif güç enjekte veya absorbe edebilir
Mevcut AC gerilimine ihtiyaç duyar	Kendiliğinden kalkınabilme (black start) kabiliyeti
Dönüşüm kayıpları yaklaşık % 0.5	Dönüşüm kayıpları yaklaşık % 1

PWM'nin yüksek anahtarlama frekansından kaynaklanan anahtarlama kayıplarına ek olarak, yüksek DC gerilimleri elde etmek için seri bağlı IGBT'lerin sayısının artırılması gerektiğinden dolayı iki seviyeli dönüştürücüler anahtarlama için gelişmiş devrelere ihtiyaç duymaktadır.

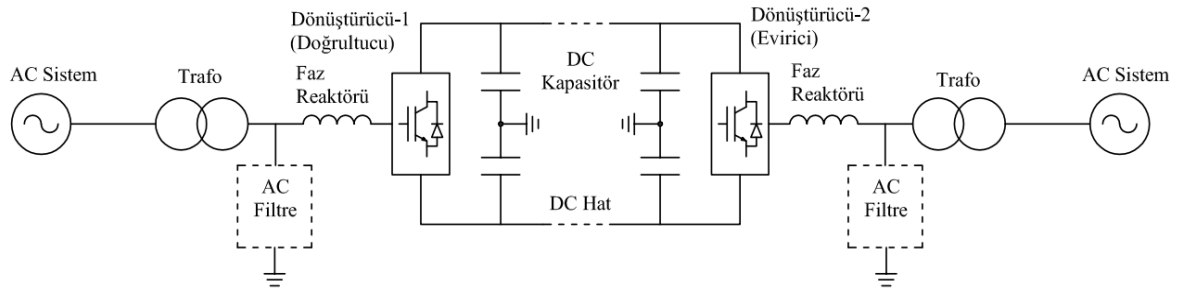
Yapısı Şekil 3.25'te görülen iki seviyeli dönüştürücüler kullanan VSC tabanlı HVDC projeleri arasında Estlink iletim sistemi bulunmaktadır. LCC ve VSC teknolojileri arasında bir rekabet sonrasında bu projede VSC bakım ve yatırım maliyetleri, kayıplar, aşırı yük kapasitesi ve kurulum süresi dikkate alındığında daha uygun bir çözüm olarak belirlenmiştir. Estlink iletim sistemi 2007 yılından bu yana sırasıyla 330kV ve 400kV AC gerilimle çalışan Estonya ve Finlandiya'yı birbirine bağlayan 105 km'lik HVDC bağlantısı, 150kV gerilim ve 350 MW nominal güçte çalışmaktadır [144].



Şekil 3.25. Üç fazlı iki seviyeli VSC yapısı

3.5. VSC-HVDC'nin Tasarımı ve Çalışma Prensibi

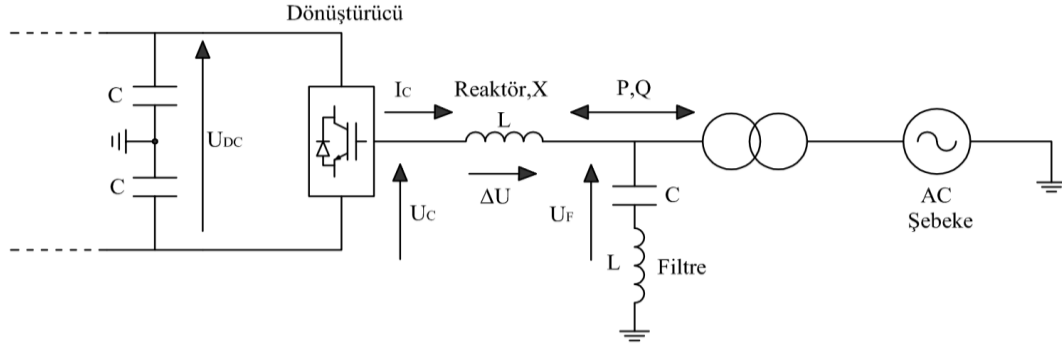
Bu bölümde, Şekil 3.26'da gösterilen VSC tabanlı HVDC sistemin istasyon bileşenlerinin tasarımı ve çalışma prensibi detaylı bir şekilde ele alınmıştır.



Şekil 3.26. VSC-HVDC sisteminin temel konfigürasyonu

3.5.1. VSC-HVDC çalışma prensibi

VSC-HVDC'nin temel çalışması, Şekil 3.27'de gösterildiği gibi bir AC şebekesine bağlı bir gerilim kaynağı dönüştürücü hesaba katılarak açıklanabilir.



Şekil 3.27. Basitleştirilmiş VSC devre şeması

Dönüştürücü genlik, faz ve frekansı bağımsız olarak kontrol edilebilen eşdeğer bir gerilim kaynağı olarak düşünülebilir. Böylece VSC köprüsü, anlık faz gerilimi ($\hat{u}$) olan ve çok hızlı kontrol edilebilir senkron bir makine olarak görülebilir.

$$\hat{u} = \frac{1}{2} u_{dc} M \sin(\omega_e t + \delta) + \text{harmonics} \quad (3.3)$$

Eşitlik 3.3'te M modüle edici dalga ve taşıyıcı dalganın tepe değeri, ω_e temel frekans ve δ çıkış geriliminin faz kaymasıdır.

Değişkenler M ve δ AC sisteminin temel frekans gerilimine göre gerilim genliği ve faz kaymasının herhangi bir kombinasyonunu elde etmek için bağımsız olarak ayarlanabilir. Böylece reaktör (X) boyunca gerilim düşüşü Δv , aktif ve reaktif güç akışlarını kontrol etmek için değiştirilebilir.

Dönüştürücü ile AC sistemi arasındaki aktif güç akışı, dönüştürücü tarafından üretilen temel frekans gerilimi ile AC filtresi arasındaki gerilim arasındaki faz açısı kontrol edilerek değiştirilebilir. Filtre bara gerilimini referans olarak almaktadır ve bir reaktör kayıpları ihmal edilir ise dönüştürücüden AC sistemine güç aktarımı Eşitlik 3.4'te gibi gerçekleşir.

$$P = \frac{|v| \cdot |u| \cdot \sin \delta}{X} \quad (3.4)$$

Reaktif güç akışı, dönüştürücü ve filtre gerilimi arasındaki fark ile belirlenir. Reaktif güç akışı şu şekilde hesaplanır:

$$Q = \frac{|v| \cdot (|v| - |u| \cdot \cos \delta)}{X} \quad (3.5)$$

AC tarafındaki etkin güç akışı kayıpların göz ardı edildiği kararlı bir durumda DC tarafından iletilen etkin güce eşittir. İki dönüştürücüden biri aktarılan etkin gücü kontrol eder iken diğer dönüştürücü doğrudan gerilimi kontrol etmektedir. Dönüştürücü tarafından üretilen/tüketilen reaktif güç AC gerilimi ve/veya reaktif güç enjeksiyonlarını kontrol edecek şekilde ayarlanır.

3.5.2. VSC-HVDC bileşenleri

VSC-HVDC'nin çalışma prensibini anlamak için sistemin bileşenlerinin anlaşılması önemlidir. Şekil 3.27'de dönüştürücüler, faz reaktörleri, transformatörler, DC kapasitörler, AC filtreler ve DC kablolar ile tipik bir VSC-HVDC sistemini görülmektedir. Bu bileşenler aşağıdaki bölümlerde daha ayrıntılı olarak açıklanmaktadır.

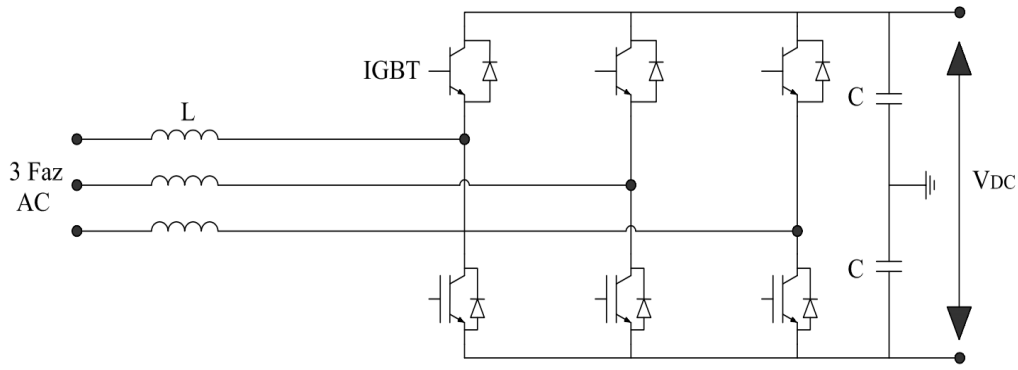
Dönüştürücü

Dönüştürücü, VSC-HVDC sisteminin en önemli bileşenidir ve bir doğrultucu olarak çalışırken gücü AC tarafından DC tarafına aktarmak veya evirici olarak çalışır iken ise AC tarafına güç enjekte etmek için kullanılır. İstenen dalga formu oluşturmak için PWM kullanır.

Modülasyon indeksi M , şu şekilde tanımlanır:

$$M = \frac{v_{ctrl}}{v_{tri}} \quad (3.6)$$

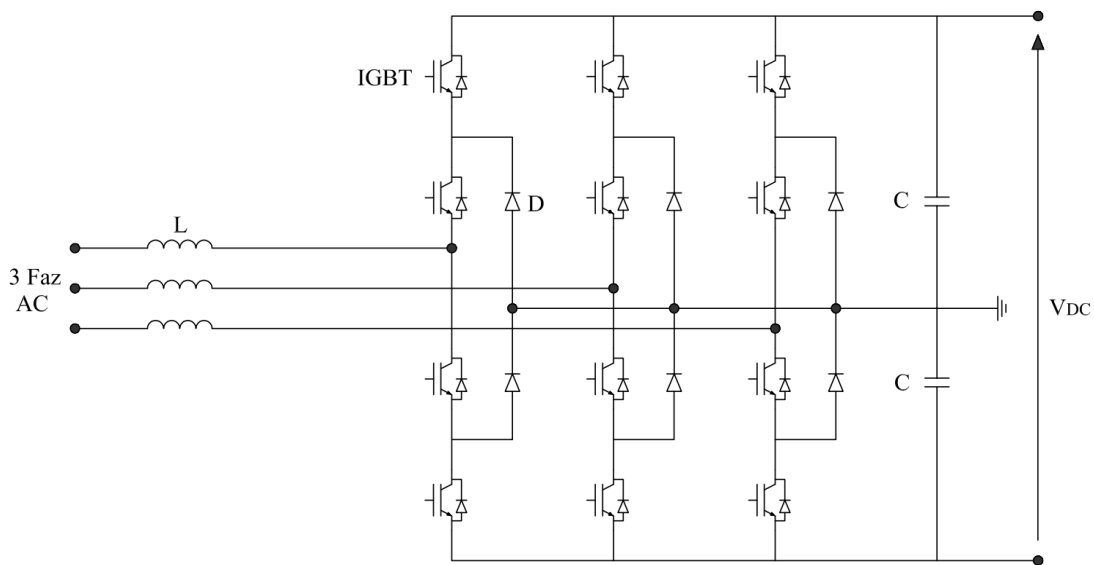
Burada v_{ctrl} kontrol geriliminin genliği ve v_{tri} üçgen dalganın genliğidir. Dönüştürücüler VSC sisteminde IGBT yarı iletkenleridir ve birkaç farklı konfigürasyonda düzenlenebilirler. En basit konfigürasyon, altı darbeli doğrultucudan oluşan iki seviyeli konfigürasyondur. Şekil 3.28'de iki seviyeli doğrultucu yapısı yer almaktadır.



Şekil 3.28. İki seviyeli doğrultucu yapısı

İki seviyeli yapı her fazda $+U_{DC}$ ve $-U_{DC}$ olmak üzere iki çıkış gerilimi üretebilir [63]. İki seviyeli yapının temel avantajları basitliği ve DC kapasitörlerin boyutunun küçük olmasıdır. İki seviyeli dönüştürücünün temel dezavantajı ise elde edilen AC dalga formunun yüksek bir harmonik içeriğine sahip olmasıdır. Harmoniklerin daha yüksek frekanslarda görünmesi ve filtrelemeyi kolaylaştırmak için anahtarlama frekansı arttırılabilirken, bu durum anahtarlama kayıplarında artışa neden olmaktadır [145].

Şekil 3.29'da üç seviyeli (12 darbeleri) doğrultucu köprüsü gösterilmektedir. Bu yapıda AC gerilim dalga formu çoklu ara gerilim seviyeleri vasıtasıyla üretilir. Bu durum düşük kayıplar, daha yüksek güç yoğunluğu ve daha düşük harmonik içeriğine sahip bir dalga formu da dâhil olmak üzere, iki seviyeli köprüye göre birçok avantaj sağlayacaktır [145].



Şekil 3.29. Üç seviyeli doğrultucu yapısı

Transformatör

Transformatör AC şebeke ile dönüştürücüyü birbirine bağlamaktadır. Transformatörün ana amacı gerilim seviyesini dönüştürücü için uygun bir seviyeye dönüştürmektir [146]. Gerilimi uygun bir seviyeye dönüştürmenin yanı sıra, transformatör şebeke geriliminin kademe değiştiricisi ile ayarlanmasına yardımcı olabilir.

Faz reaktörü

Faz reaktörünün çeşitli kullanım alanları vardır. Bunlar aktif ve reaktif güç akışını düzenlemektir. Aynı zamanda faz reaktörü dönüştürücünün anahtarlanmasından kaynaklanan yüksek frekans harmonikleri azaltmak için bir AC filtresi olarak işlev görür [115]. Ayrıca bir arıza olması durumunda kısa devre akımını da sınırlar.

DC hatlar

HVDC sistemde kullanılan DC iletim hatları havai hatlar veya kablolar olabilir. Çevre etkisi ve sistemin güvenilirliği de dâhil olmak üzere bu iki tip arasında seçim yapılmasını etkileyen birkaç faktör vardır. Genel olarak kablolar, arıza riskini ve çevresel etkileri azaltmak için kullanılır [147].

DC kapasitör

DC kapasitör, dönüştürücülerin anahtarlanması sırasında sabit DC gerilimi korumak için gereklidir. Ortalama DC gerilimini kontrol etmek için kapasitör, AC ve DC tarafları arasında aktif güç alışverişiyle şarj edilebilir veya boşaltılabilir [148]. Kapasitör boyutunun seçimi, ne kadar dalgalanmanın kabul edilebilir olduğuna ve dinamik performansa bağlıdır. Büyük bir kapasitör gerilim değişiklikleri sırasında tepki süresi arttıkça dalgalanmayı düzeltecektir. Bunun yerine küçük bir kapasitörün seçilmesi daha fazla dalgalanmaya yol açabilir ancak tepki süresinin kısalmasına neden olur [149].

AC filtreler

AC filtreler istenmeyen harmonikleri filtrelemek için kullanılır. Faz reaktörü ile birlikte

alçak geçiren filtrenin bir parçasını oluştururlar. AC filtrelerinin amacı mümkün olduğu kadar az harmoniğin AC sisteme girmesini sağlamaktır [118].

AC sistemindeki harmonikler aşırı ısınma, kayıp, iletişim hattındaki parazit, komitasyon hatası, rezonansa bağlı aşırı gerilim ve kontrol sistemindeki kararsızlıklara neden olur. PWM tekniği harmonik içeriği büyük oranda düşürdüğünden, VSC'ye dâhil olan filtreler klasik HVDC'ye kıyasla daha ucuzdur. AC filtreler yüksek geçiren filtre görevi görür ve transformatör ile dönüştürücü arasına bağlanır [150].

AC gerilim çıkışı IGBT'lerin anahtarlamasından türetilmiş harmonik bileşenleri içerir. Bu harmonikler AC sistemde salınmalarının ve AC sistem ekipmanlarının düzgün çalışmamasına neden olabilmektedir. Bu yüksek dereceli harmonikleri azaltmak için yüksek geçiren filtreler sisteme monte edilmiştir. VSC sisteminde dönüştürücünün kendisi tarafından tüketilen herhangi bir reaktif gücü telafi etmeye gerek yoktur. AC tarafındaki akım harmonikleri doğrudan PWM frekansı ile ilgilidir. Akımdaki düşük harmoniklerin miktarı azdır. Bu nedenle bu tür dönüştürücülerdeki filtrelerin miktarı klasik HVDC ile karşılaştırıldığında önemli ölçüde azdır [151,152].

Tezde Gerilim Kaynaklı Dönüştürücü teknolojisinin seçilmesinin ana nedenleri;

- Değişen yük akış durumuna göre iletim hattının çift yönlü kullanılabilmesi,
- Dönüştürücü istasyonlarının yer aldığı bölgelerden kaynaklı olarak gerilim kararlılığı için aktif ve reaktif gücü bağımsız olarak kontrol edilebilme yeteneği,
- Olası bölgesel çökmelere karşı kendinden kalkınabilme özelliği (black start),
- Daha esnek kontrol edilebilirliktir.

4.2. Senaryo-2 (n-2 durumu)

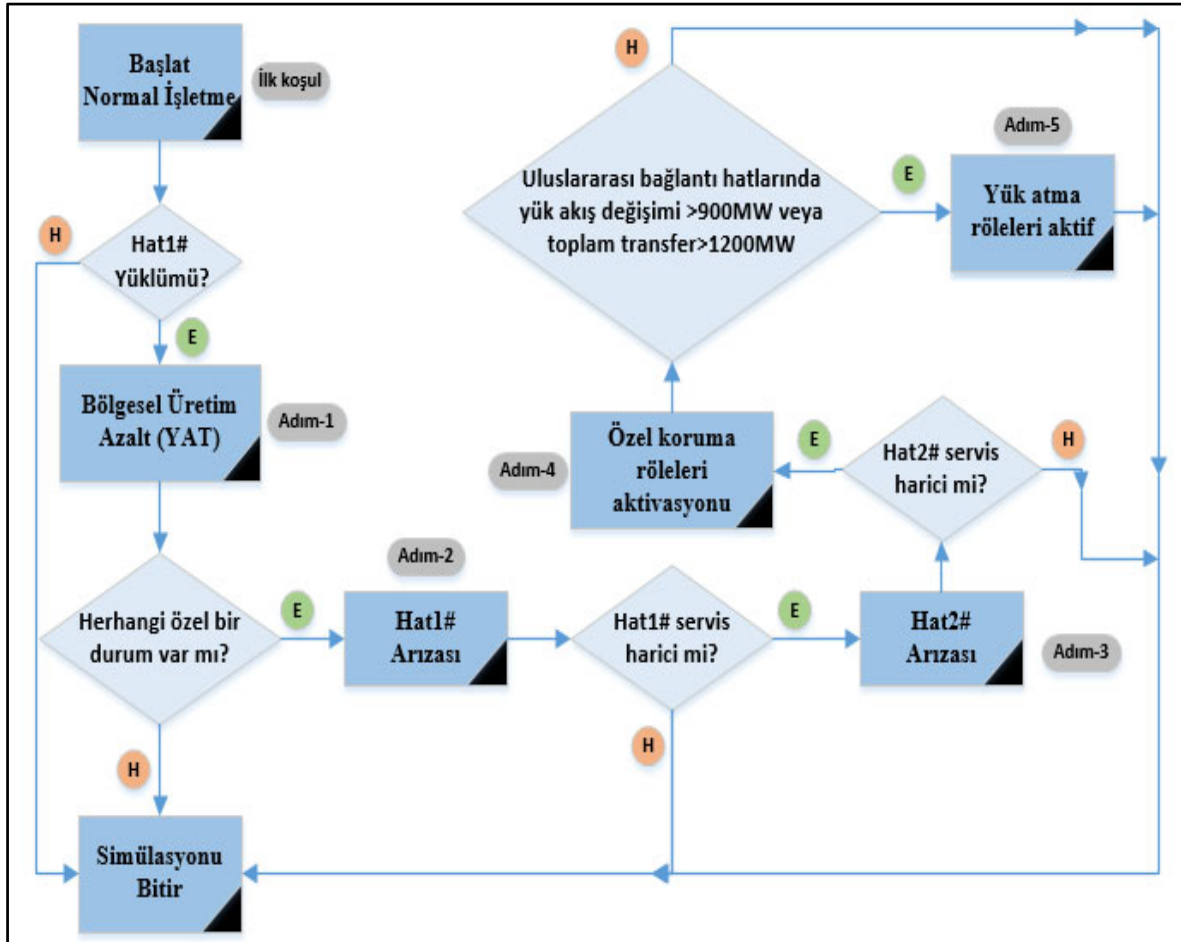
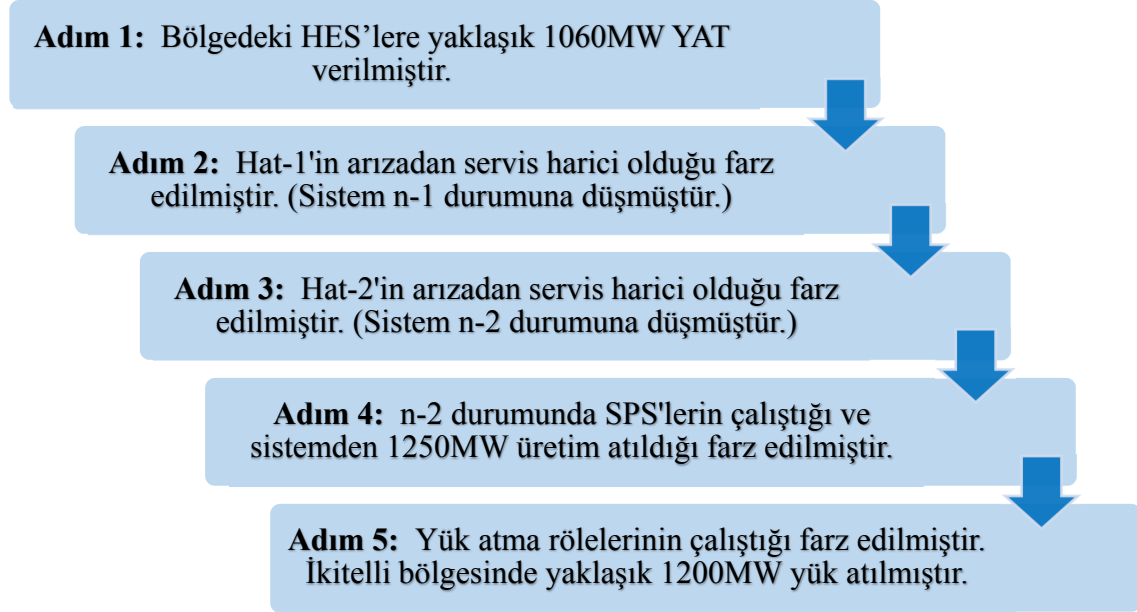
Feyazan senaryosunun n-2 kriteri için tasarlanmış olan Senaryo-2 için yapılan tüm analizler tablolar halinde değerlendirilmiştir. Alt bölümlerde bu senaryoya ait açısız kararlılık, gerilim kararlılığı ve incelenen hatlar için hatların yüklenme durumları detaylı olarak ele alınmıştır.

Senaryo-2 yani mevcut sistem için n-2 durum analizi ve senaryo detayları Çizelge 4.7 ve Çizelge 4.8’de yer almaktadır. Senaryo-2’nin akış diyagramı Şekil 4.50’de yer almaktadır.

Çizelge 4.7. Mevcut sistem için n-2 (Senaryo-2) analizi argüman tablosu

Teçhizat	Feyazan Senaryo (İlk Koşul)	Senaryo 2 (n-2 durumu)				
		Adım-1	Adım-2	Adım-3	Adım-4	Adım-5
Hat-1	Aktif	Aktif	Trip	Trip	Trip	Trip
Hat-2	Aktif	Aktif	Aktif	Trip	Trip	Trip
Hat-3	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-4	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-5	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-6	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
YAT Kısıtı	Pasif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
SPS	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif	Aktif
Yük Atma Röleleri	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif
HVDC	Yok	Yok	Yok	Yok	Yok	Yok

Çizelge 4.8 Mevcut sistem için n-2 (Senaryo-2) analizi akış diyagramı



Şekil 4.50. Mevcut sistem kurgulanan n-2 (Senaryo-2) analizi senaryosu

4.2.1. Açısal kararlılık

Senaryo-2 için yapılan açısal kararlık analiz sonuçları Çizelge 4.9’da yer almaktadır. İncelenen baralar için Senaryo-2’ye ait argümanlara göre açısal değişimin grafiği Şekil 4.51’de yer almaktadır Şekil 4.51’deki grafik detaylı bir şekilde incelenirse ilk koşul durumunda açısal farkların çok yüksek olduğu görülmektedir.

Çizelge 4.9. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara aç değeri

Senaryo Adı	Bara açıları (°)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	38,20	50,70	56,00	69,70	75,30	64,60	-20,10	-10,50
Adım-1 (YAT talimatı)	29,10	37,30	39,90	48,40	51,90	46,40	-20,80	-10,90
Adım-2 (hat-1 arızası)	14,90	81,20	56,70	71,90	79,50	83,90	-23,60	-13,90
Adım-3 (hat-2 arızası)	75,70	71,30	151,30	92,80	95,90	80,70	5,40	15,70
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	5,00	50,90	15,10	52,90	53,90	52,90	-29,70	-20,00
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	13,80	59,10	22,50	60,90	61,90	61,00	-15,40	-8,70

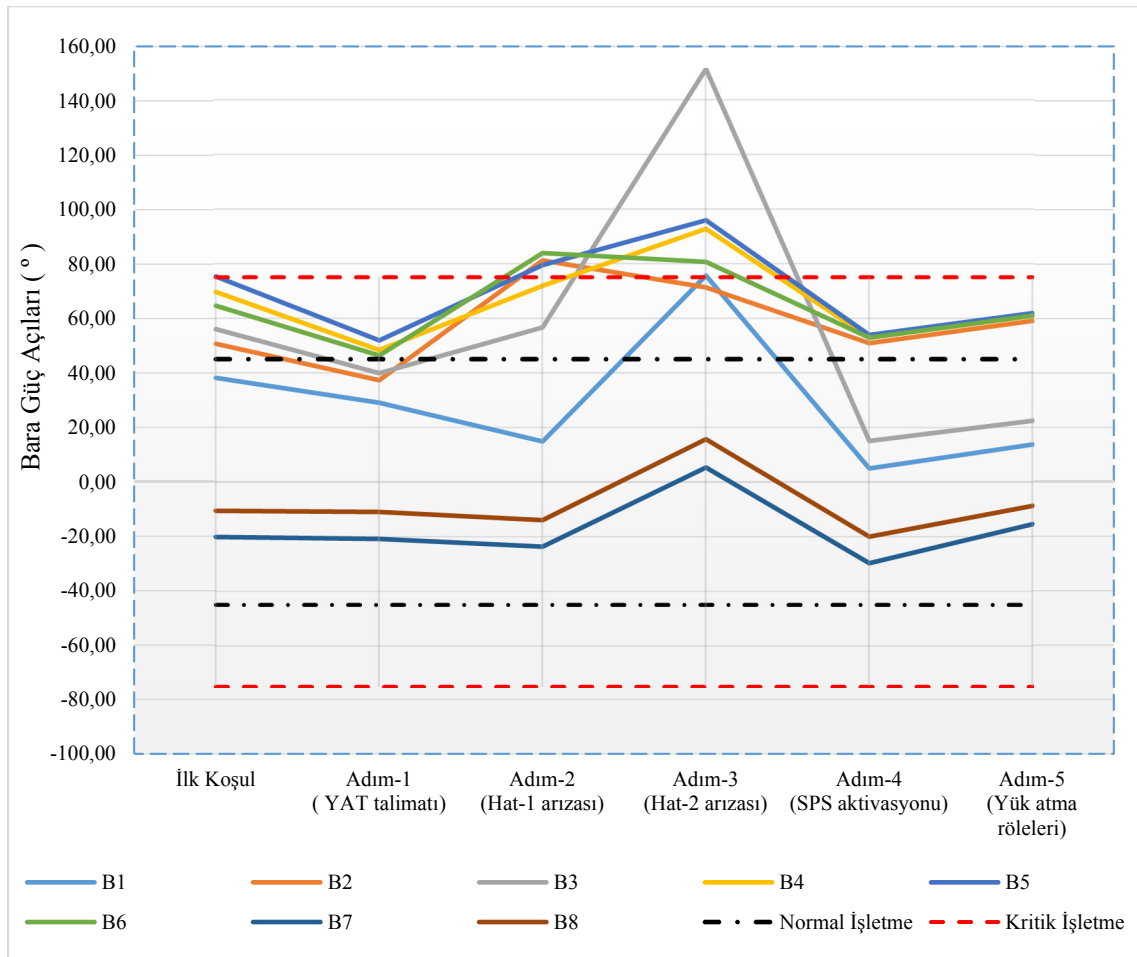
Şekil 4.51’den anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşul durumunda bara-5 güvenli sistem işletmesi için belirlenen 75° üzerinde bir açıya sahiptir. Adım-1’de sistem işletmecisinin mevcut argümanı olan YAT argümanı kullanılarak Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgelerinden yaklaşık 1060 MW üretim azaltılmış, üretim açığını dengelemek için diğer bölgelerden üretim arttırılmıştır. Bu argüman sonucunda açısal kararlılık Adım-1’de bariz bir şekilde iyileşmiştir.

Adım-2’de hat-1’in arızadan servis harici olduğu varsayılmıştır. Şekil 4.51’den çıkarılacağı üzere hat-1’in arızadan açması üzerinde incelenen çoğu bara da açısal kararsızlık meydana gelmiştir. Özellikle bara-2, bara-5 ve bara-6’da 75° üzerinde açısal fark meydana gelmiştir.

Adım-3’te hat-2’nin arızadan servis harici olduğu varsayılmıştır. Şekil 4.51’de hat-2 arızası ile incelenen çoğu barada güç açıları çok yükseldiği gözlenmiştir. Özellikle bara-3 kritik işletme değerlerinin çok üzerinde bir açıya ulaşmıştır. Bara-3’ün bu açısal değişim sonucunda boşalması ve baraya ait tüm fiderleri açtırması olasılığı fazladır. Bu gibi hızlı

kararlılık bozulması sonucunda diğer baraların nasıl etkileneceğini statik analizde kestirmek mümkün değildir. Birbirini tetikleyen bu arızalar sonucunda kısmi çöküş ya da daha büyük bir kaskat arıza olması muhtemeldir.

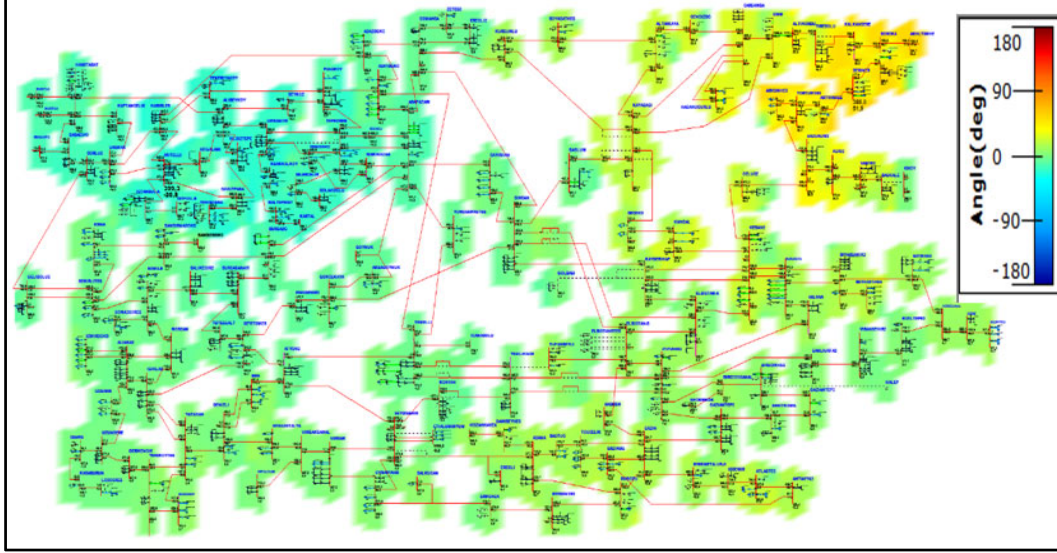
Adım-4'te arıza sonrasında SPS devreye girerek belirlenen santrallerden toplamda 950MW üretim kaybına yol açtığı varsayılmıştır. Adım-5'te ise bir önceki senaryoda kaybedilen üretimi telafi etmek ve sistemde meydana gelen dengesizliği sönmölemek için yük atma rölelerinin devreye girdiği ve yaklaşık 820 MW yük attığı varsayılmıştır. Bu iki adım sonucunda incelenen baralardaki açılal kararlılık arıza öncesindeki değerler mertebesine dönmüştür.



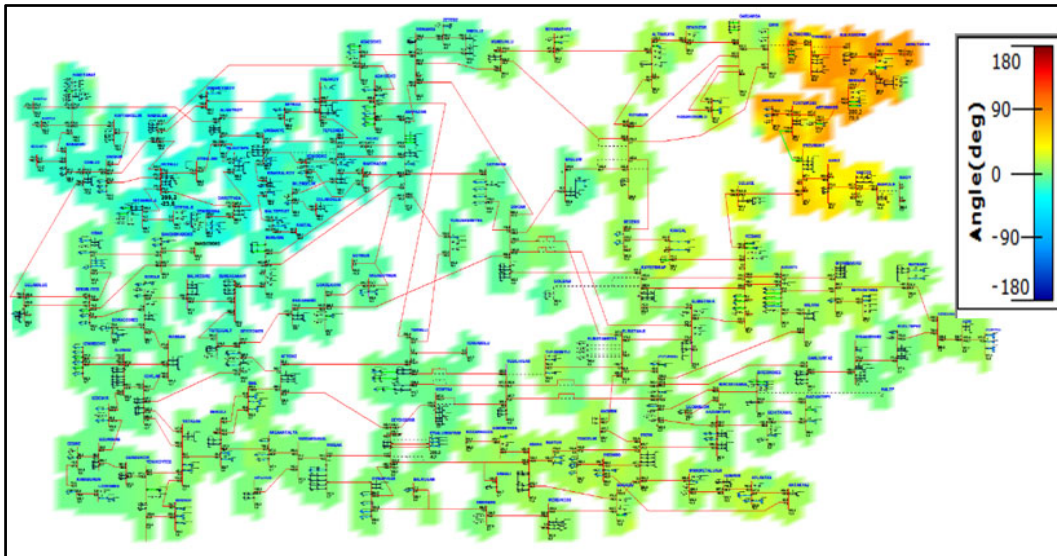
Şekil 4.51. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara açıları

Şekil 4.52'de Adım-1, Şekil 4.53'te Adım-2, Şekil 4.54'te Adım-3 ve Şekil 4.5'te Adım-4 ve Şekil 4.56'da ise Adım-5 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait güç açısı durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-1'de Doğu Karadeniz ile Batı

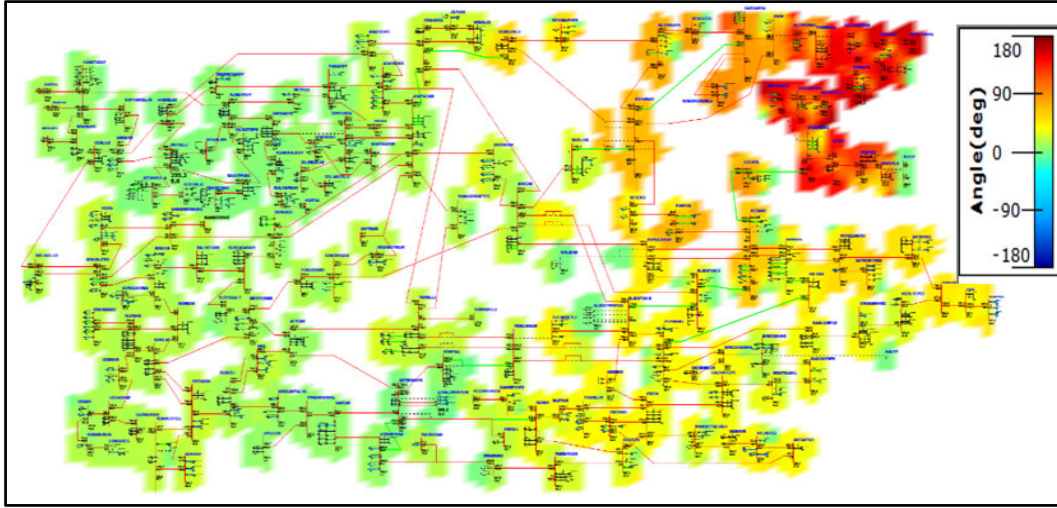
Trakya arasında güç açısı farkı mevcuttur. Adım-2’de hat-1 arızası ile beraber açı farkı önemli derece artmıştır. Adım-3 ise hat-2 arızası ile beraber açı farkı kabul edilemeyecek seviyelere gelmiştir. Adım-4 ve Adım-5’te sırası ile SPS ile yük atma röleleri devreye girerek artan açı farkı Adım-1’deki seviyelerden yüksek durumda kalmıştır.



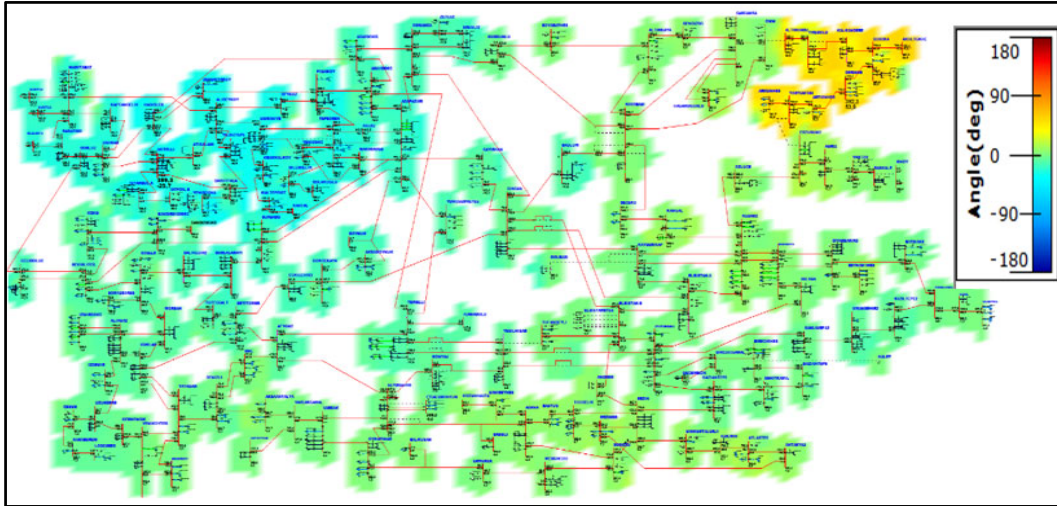
Şekil 4.52. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları



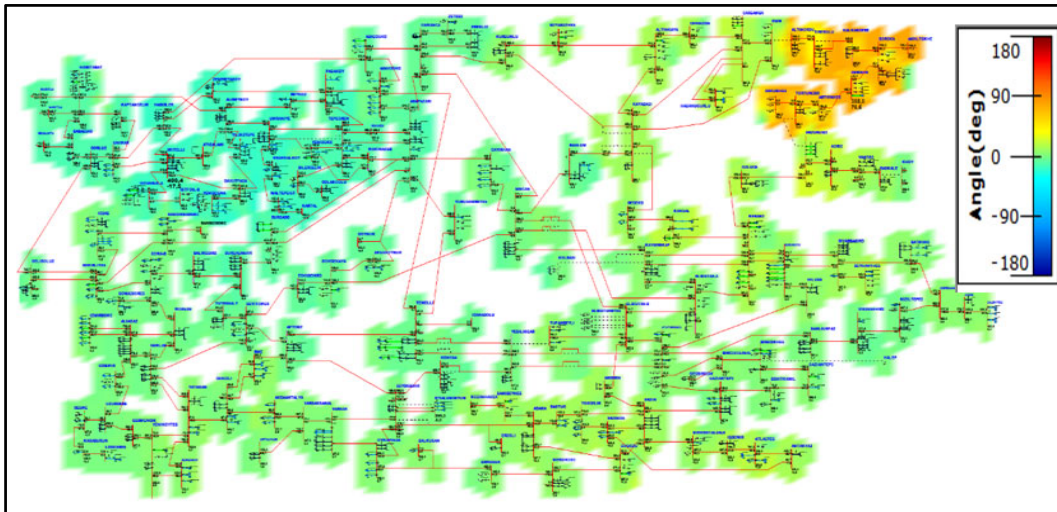
Şekil 4.53. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları



Şekil 4.54. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası bara güç açıları



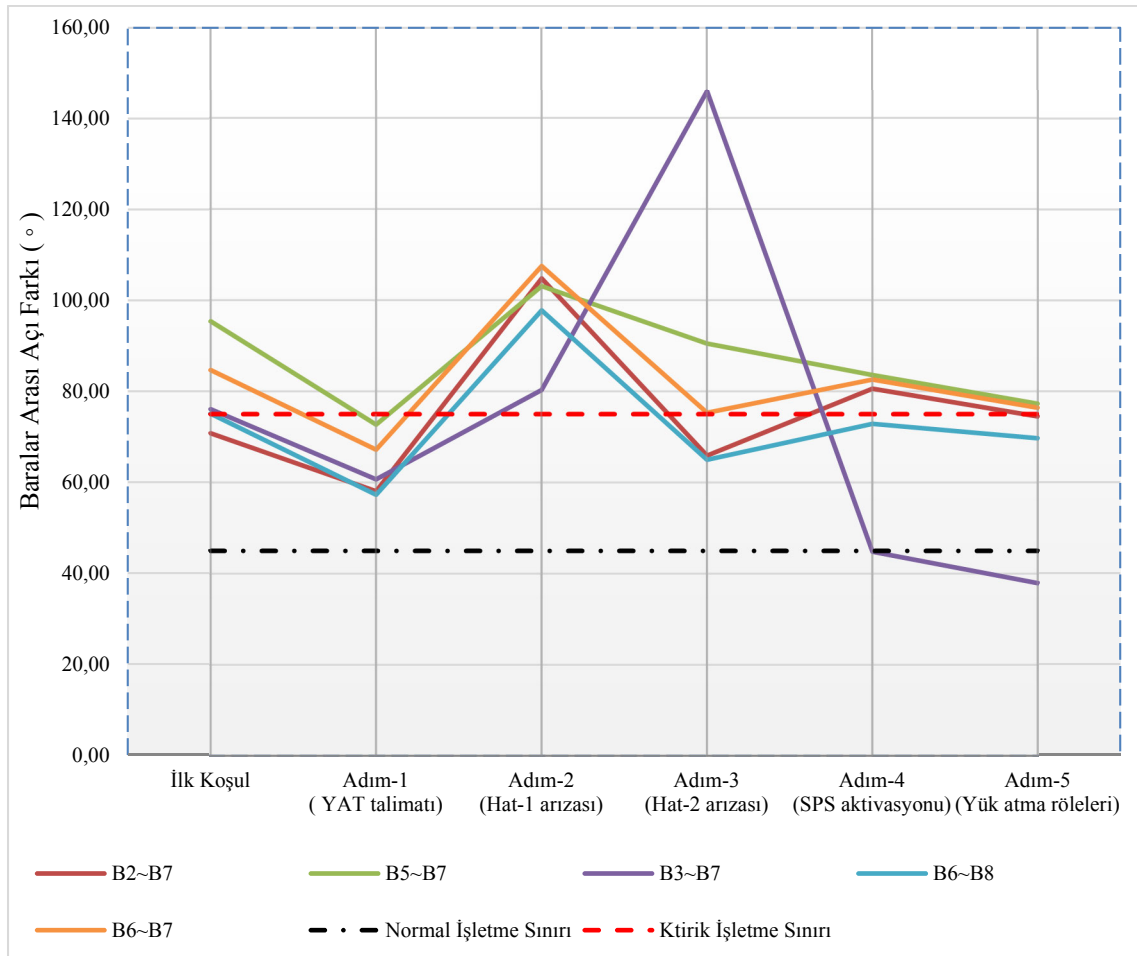
Şekil 4.55. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları



Şekil 4.56. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-5) sonrası bara güç açıları

Çizelge 4.10 ve Şekil 4.57’de ise Senaryo-2 esnasında belirlenen baralar arasındaki açısal farkın değişimleri yer almaktadır. Şekil 4.57’de Senaryo-2’ye ait ilk koşul durumunda belirlenen baralar arasında gerçekleşen açısal fark istenmeyen seviyelerdedir. Adım-1’de YAT argümanı ile bu farklar kritik işletme koşulları altına çekilmiştir. Adım-2’de hat-1 arızası ile beraber incelenen baralar arası açısal fark kritik işletme değerlerinin çok üzerine çıkmıştır.

Adım-3’te ikinci arıza ile beraber özellikle Bara3 - bara7 baraları arasındaki açı farkı anlık olarak 140° üzerine çıkmıştır. Bu açı farkı çok kısa sürede olsa sistemde nasıl bir eyleme yol açacağı ve başka hatlarında bu ani durum değişiminden etkilenerek kaskat bir arıza silsilesine yok açıp açmayacağını kestirmek pek mümkün değildir. Adım-4’te SPS ve Adım-5’te yük atma rölelerinin art arda devreye girmesi ile beraber incelenen baralardaki açısal fark kritik işletme koşulları sınırları içerisine çekilmiştir.



Şekil 4.57. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) baralar arası açı farkları

Çizelge 4.10. Mevcut sistemde n-2 durumu (Senaryo-2) için baralar arası açı farkları

Senaryo Adı	Baralar arası açı farkları (°)				
	B2~B7	B5~B7	B3~B7	B6~B8	B6~B7
İlk koşul	70,80	95,40	76,10	75,10	84,70
Adım-1 (YAT talimatı)	58,10	72,70	60,70	57,30	67,20
Adım-2 (hat-1 arızası)	104,80	103,10	80,30	97,80	107,50
Adım-3 (hat-2 arızası)	65,90	90,50	145,90	65,00	75,30
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	80,60	83,60	44,80	72,90	82,60
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	74,50	77,30	37,90	69,70	76,40

4.2.2. Gerilim kararlılığı

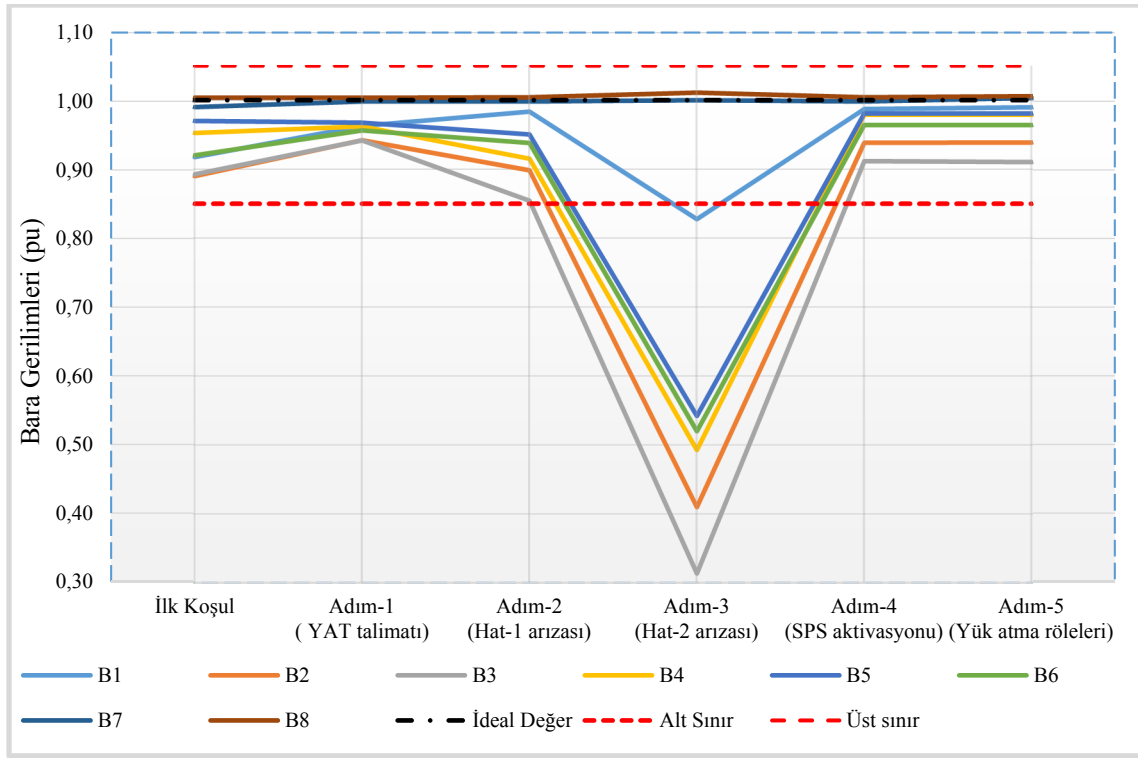
Senaryo-2 için yapılan analizler sonucu elde edilen gerilim değerleri Çizelge 4.11’de yer almaktadır. Çizelge 4.11 ve Şekil 4.58’den anlaşılacağı üzere ilk koşul durumunda tüm baraların gerilimleri alt ve üst sınırlar içerisinde. Adım-1’de YAT argümanı ile birlikte çoğu baranın gerilimleri normal işletme koşullarına daha fazla yaklaşmıştır. Adım-2’de hat-1’in arızadan servis harici olması sonucu baraların gerilimlerinde önemli ölçüde dalgalanma gözlenmiştir. Özellikle bara-2 ve bara-3 gerilimleri alt işletme sınırlarına yaklaşmıştır.

Çizelge 4.11. Mevcut sistemde n-2 durumu (Senaryo-2) için bara gerilimleri

Senaryo Adı	Bara gerilimleri (pu)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	0,92	0,89	0,89	0,95	0,97	0,92	0,99	1,00
Adım-1 (YAT talimatı)	0,96	0,94	0,94	0,96	0,97	0,96	1,00	1,00
Adım-2 (hat-1 arızası)	0,98	0,90	0,85	0,92	0,95	0,94	1,00	1,00
Adım-3 (hat-2 arızası)	0,83	0,41	0,31	0,49	0,54	0,52	1,00	1,01
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	0,99	0,94	0,91	0,98	0,98	0,96	1,00	1,00
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	0,99	0,94	0,91	0,98	0,98	0,96	1,00	1,01

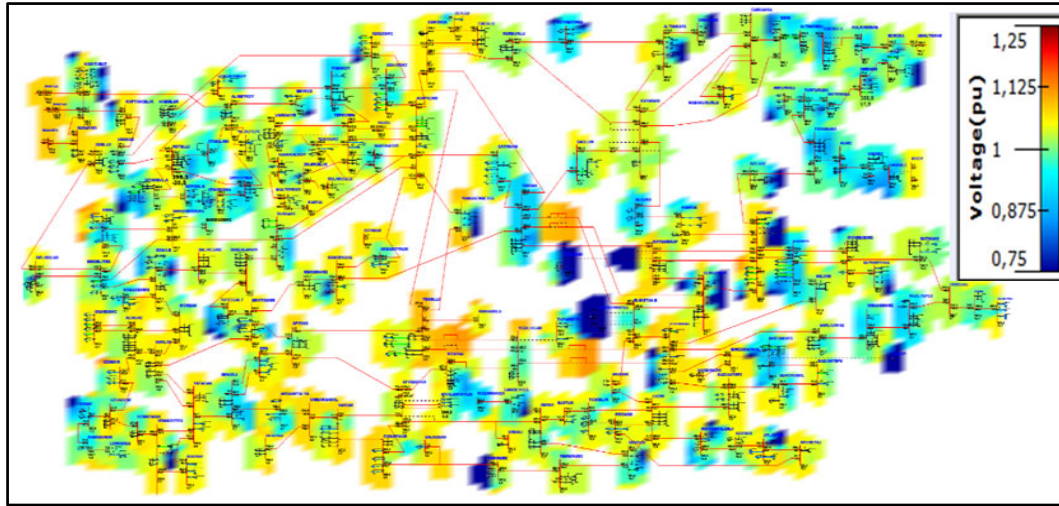
Adım-3’te hat-2’nin arızalanması ile birlikte sistemde büyük gerilim düşümleri meydana gelmiştir. Aynı açısal kararlılıkta olduğu gibi kısa süreliğine de olsa gerilimler istenmeyen

seviyelere düşmüştür. Böyle art arda bir arıza sonucunda bu düzeydeki gerilim değerlerinde sistemin tepkisi kestirilememektedir. Böyle ani gerilim dalgalanmaları sonucunda bara korumalar çalışarak birçok barayı servis harici edip daha büyük arızalara yok açabilir. Adım-4'te SPS ve Adım-5'te yük atma rölelerin eylemlerinin art arda gerçekleşmesi ile incelenen baralardaki gerilim profilleri normal işletme şartlarına dönmüştür. Genel itibari ile Senaryo-2 yani iki hattın peş peşe arızadan açtığı ve sistemin n-2 duruma düştüğü durumda çok fazla gerilim kararsızlığı meydana gelmektedir. Özellikle ikinci hat açtıktan sonra sistemde ciddi gerilim düşümü olmaktadır. Bu gibi durumlar sistemi komple etkileyebilir ve sistemi geri dönüşü olmayacak kritik duruma getirebilmektedir.

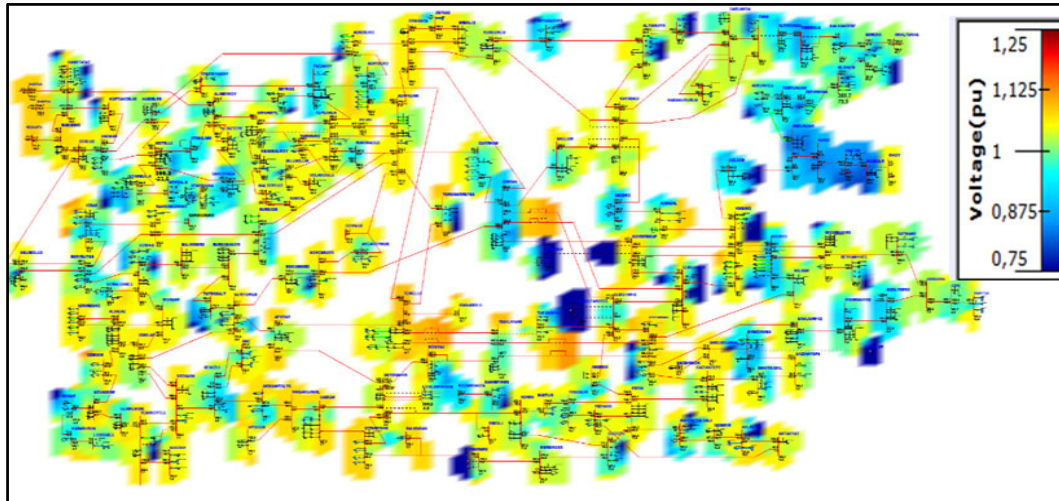


Şekil 4.58. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara gerilim değişimleri

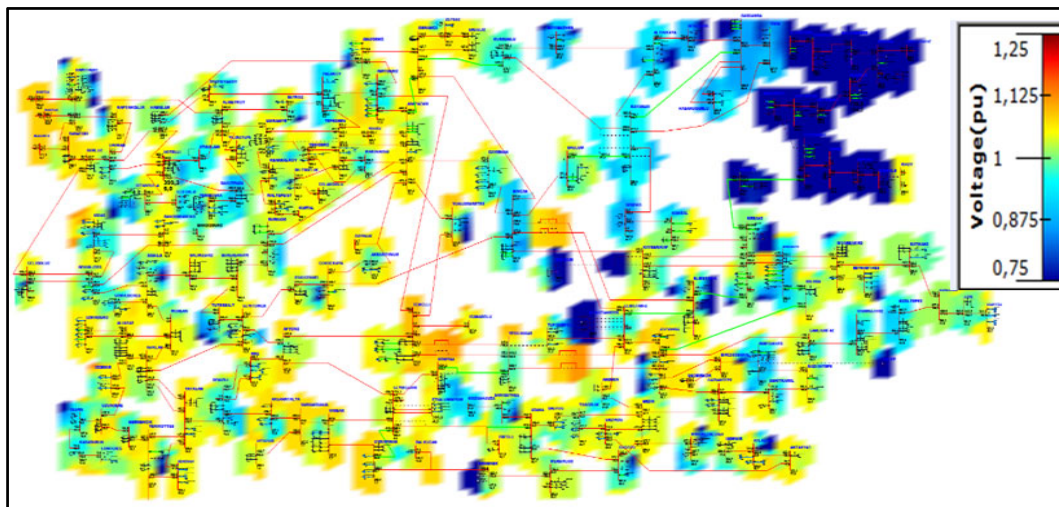
Şekil 4.59'da Adım-1, Şekil 4.60'da Adım-2, Şekil 4.61'de Adım-3, Şekil 4.62'de Adım-4 ve Şekil 4.63'te ise Adım-5 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait gerilim durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-2'de hat-1 arızasından sonra arızaya yakın baralarda gerilim düşümü gözlenmiştir. Adım-3'te ise hat-2 arızasından sonra arızaların yaşandığı Doğu Anadolu bölgesinde kritik seviyede gerilim düşümü yaşanmıştır. Yaşanan bu kritik gerilim ve açığı kararsızlığı bölgede kısmi şebeke çökmesinin kaçınılmaz olduğunun bir göstergesidir. Diğer senaryolarda gerilim profilleri birbirine yakın gözlenmiştir.



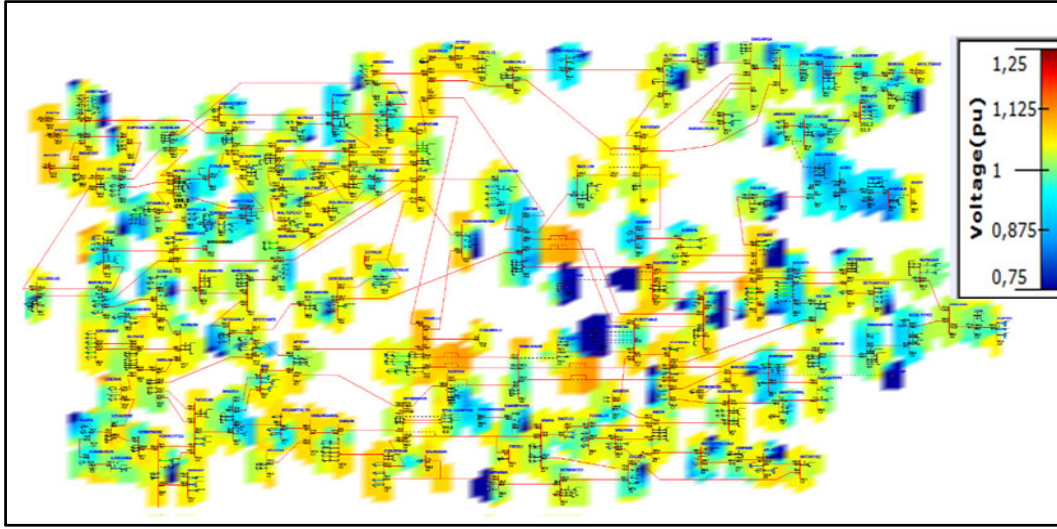
Şekil 4.59. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



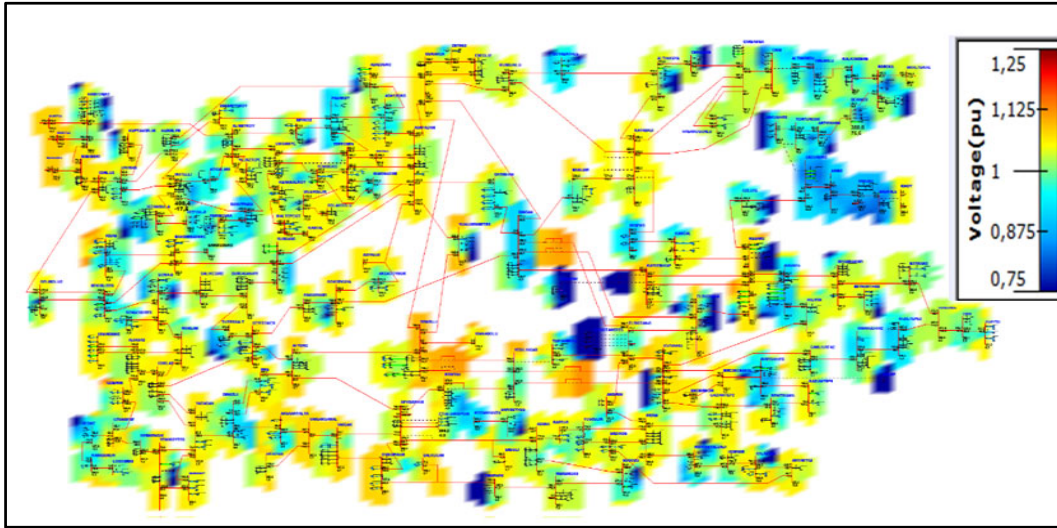
Şekil 4.60. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 4.61. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 4.62. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 4.63. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili

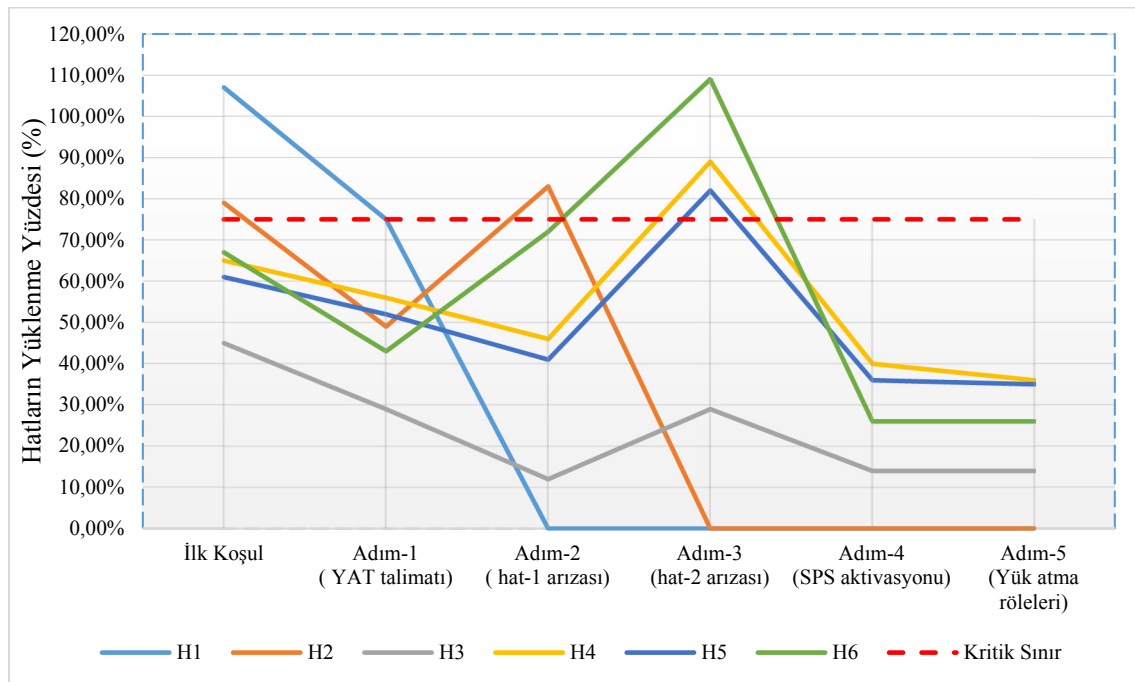
4.2.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı

Senaryo-2 için incelenen 6 adet 400kV iletim hattının yüklenme değişimleri Çizelge 4.12’de yer almaktadır. Bu değişimlerin grafiksel gösterimi Şekil 4.64’te mevcuttur. Tablo ve grafiklerden anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-1 ve hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. Özellikle hat-1 kritik bir değerde yani %100’den fazla yüklüdür. Ani olarak bu yüklenmelere müsaade edilebilir iken iletim hatlarının uzun süreli bu derece yüklü gitmesi sistemin kararlı işletmesi için bir risktir.

Çizelge 4.12. Mevcut sistemde n-2 durumu (Senaryo-2) için iletim hat yüklenmeleri

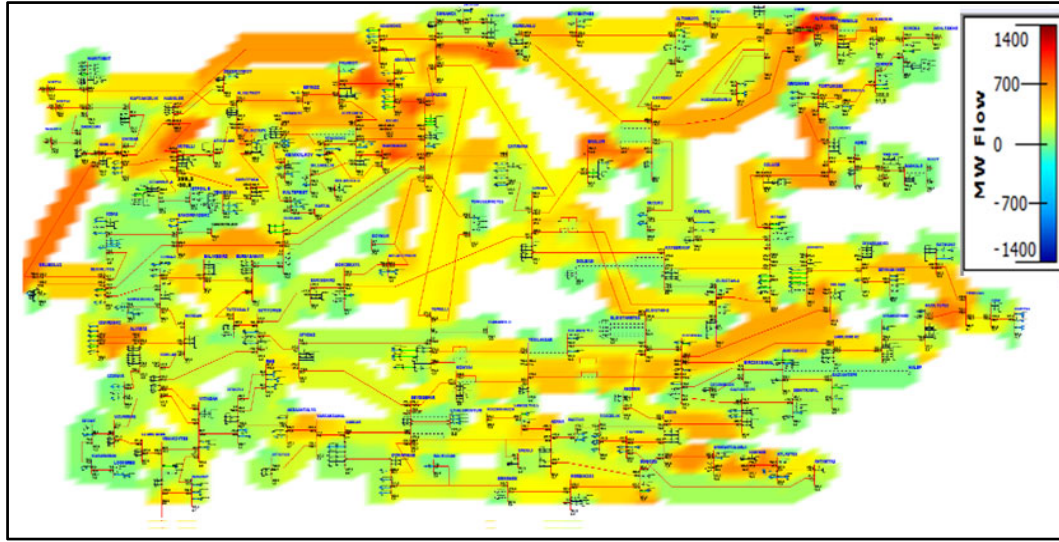
Senaryo Adı	Hatların yüklenmeleri					
	H1	H2	H3	H4	H5	H6
İlk durum	107,00%	79,00%	45,00%	65,00%	61,00%	67,00%
Adım-1 (YAT talimatı)	75,00%	49,00%	29,00%	56,00%	52,00%	43,00%
Adım-2 (hat-1 arızası)	0,00%	83,00%	12,00%	46,00%	41,00%	72,00%
Adım-3 (hat-2 arızası)	0,00%	0,00%	29,00%	89,00%	82,00%	109,00%
Adım-4 SPS aktivasyonu)	0,00%	0,00%	14,00%	40,00%	36,00%	26,00%
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	0,00%	0,00%	14,00%	36,00%	35,00%	26,00%

Adım-1’de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-1’in yükü nominal işletme sınırına, hat-2’nin yükü ise nominal işletme sınırlarının altına çekilmiştir. Adım-2’de hat-1’in arızadan açması ile birlikte hat-2 tekrar nominal işletme sınırları üzerine hat-6’da nominal işletme sınırlarına yakın bir değere yüklenmiştir. Adım-3’te ikinci hattın arızadan açması ile birlikte hat-4 ve hat-5 normal işletme sınırlarının üzerine çıkmıştır. Hat-6 ise %100’ün üzerinde yüklenerek her an açma yapabileceği kritik eşik üzerinde seyretmektedir. Sırası ile Adım-4’te SPS ile üretim ve Adım-5’te yük atma röleleri aracılığı ile tüketim atılmıştır. Bu eylemler sonucunda hat-6’nin yükü nominal işletme sınırları altına düşmüştür.

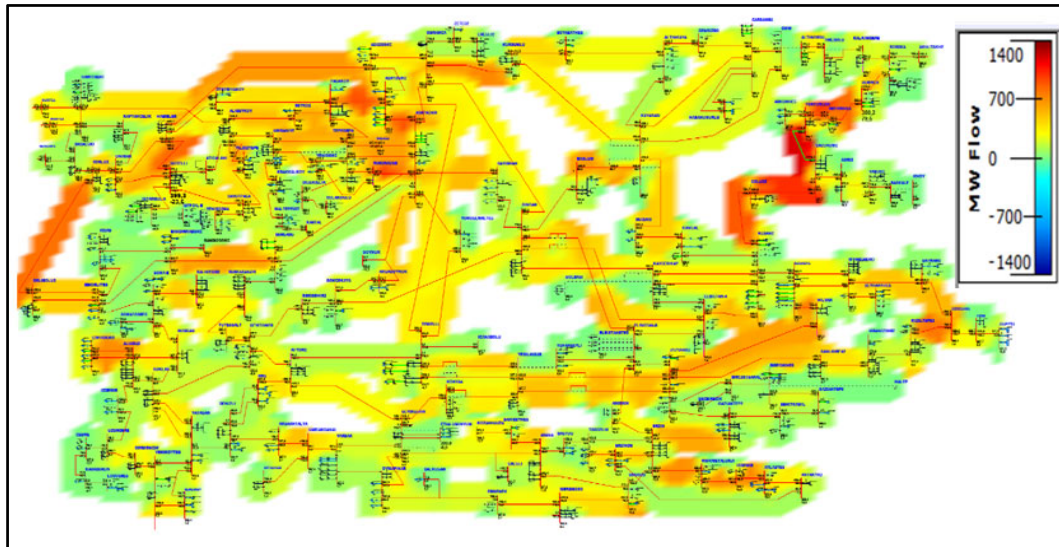


Şekil 4.64. n-2 durumu (Senaryo-2) için iletim hat yüklenmeleri

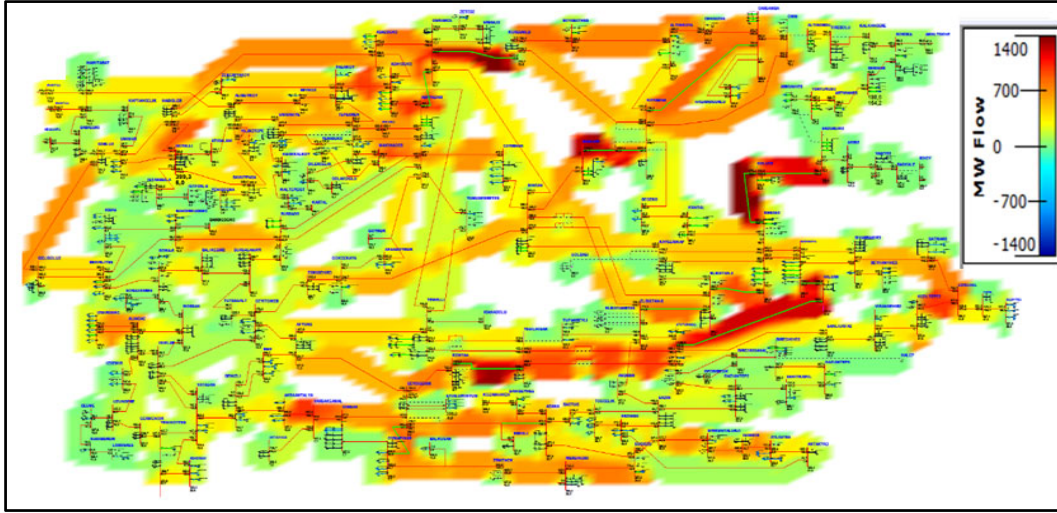
Şekil 4.65'te Adım-1, Şekil 4.66'da Adım-2, Şekil 4.67'de Adım-3, Şekil 4.68'de Adım-4 ve Şekil 4.69'da ise Adım-5 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait iletim hatlarının yüklenme durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-2'de hat-1 arızasından sonra incelenen bölgenin diğer irtibat hattının ve o hatta komşu hatların aşırı yüklendiği gözlenmiştir. Adım-3'te ise hat-2 arızasından sonra ise Türkiye geneli birçok kritik irtibat hatlarında aşırı yüklenme gözlenmiştir. Bu senaryonun akabinde birçok iletim hattının güç salınımindan açması ve sistemde büyük arızaların ve kısmi sistem çökmesinin yaşanması kaçınılmazdır. Diğer senaryolarda iletim hatlarının yüklenme profilleri birbirine yakın gözlenmiştir.



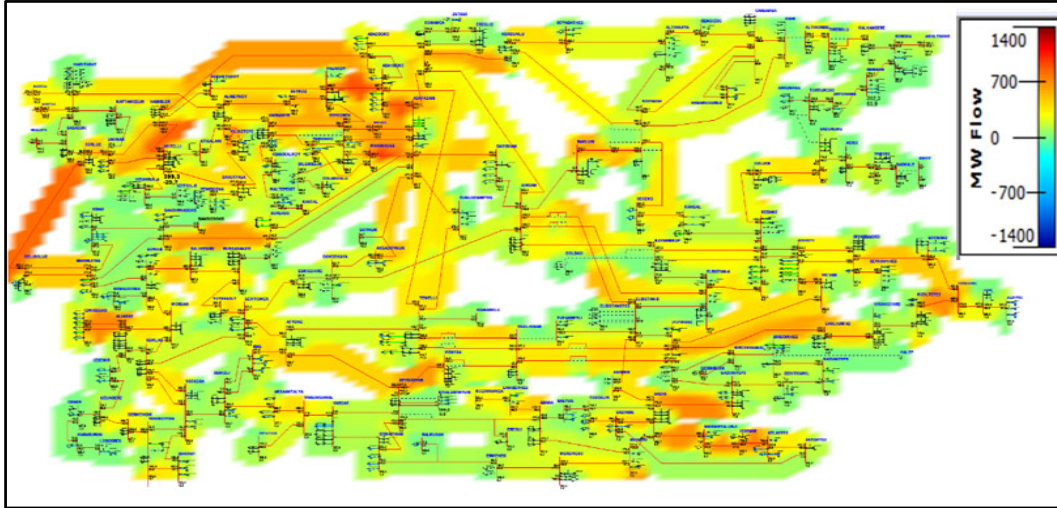
Şekil 4.65. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu



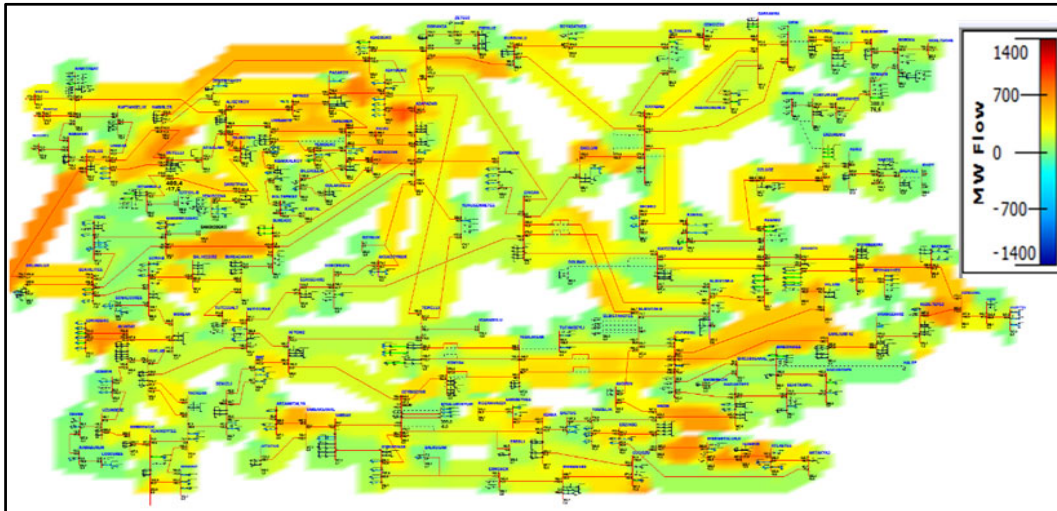
Şekil 4.66. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 4.67. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 4.68. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu

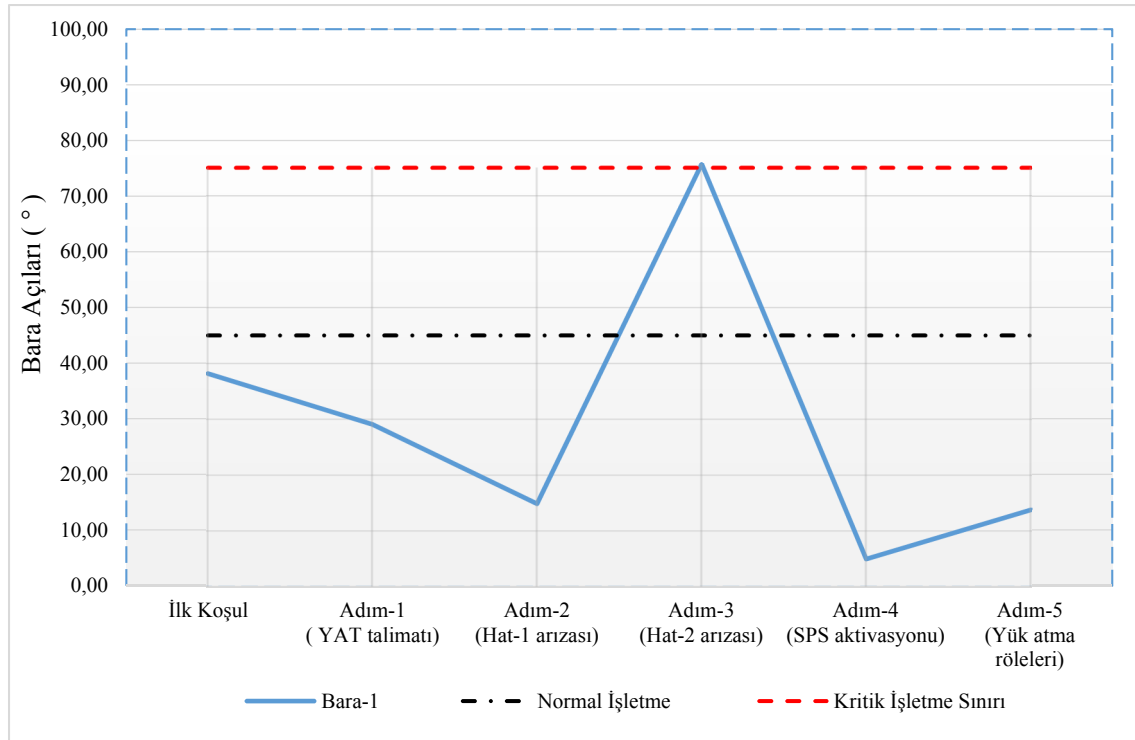


Şekil 4.69. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası hatlardaki yük durumu

4.2.4. Her bir bara için açısız kararlılık

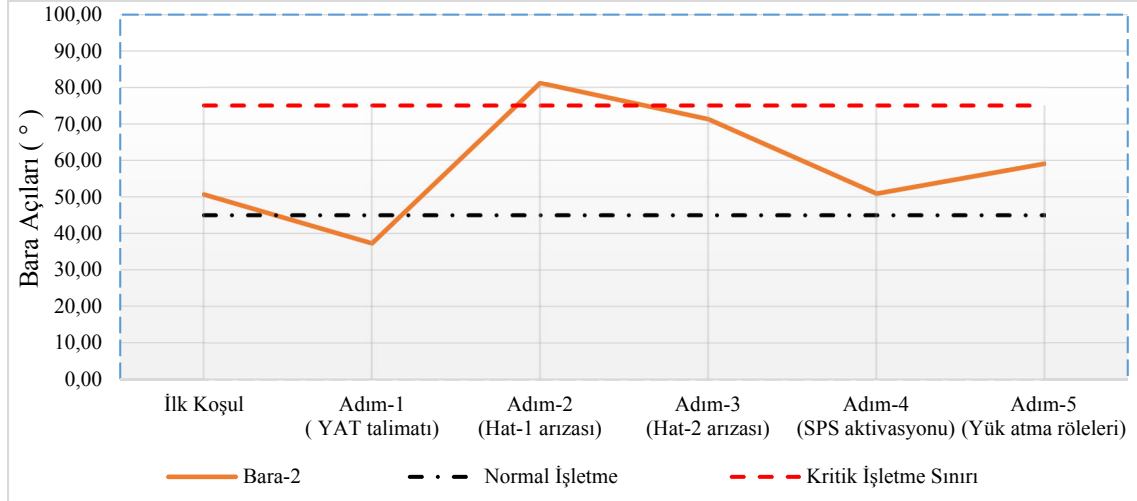
Bu bölümde Senaryo-2’de gerçekleşen açısız değişimlerin daha detaylı anlaşılabilmesi için baralar ayrı ayrı ele alınmıştır. Her baraya ait açısız değişim yorumlanmıştır.

Şekil 4.70 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-1’in açısız değişimi görülmektedir. Adım-3 durumu hariç diğer adımlarda bara-1 için herhangi bir açısız kararsızlık gözlemlenmemiştir. Fakat Adım-3’te hat-2 arızası ile birlikte bara-1’in güç açısı 75° olan kritik işletme sınırına gelmiştir.



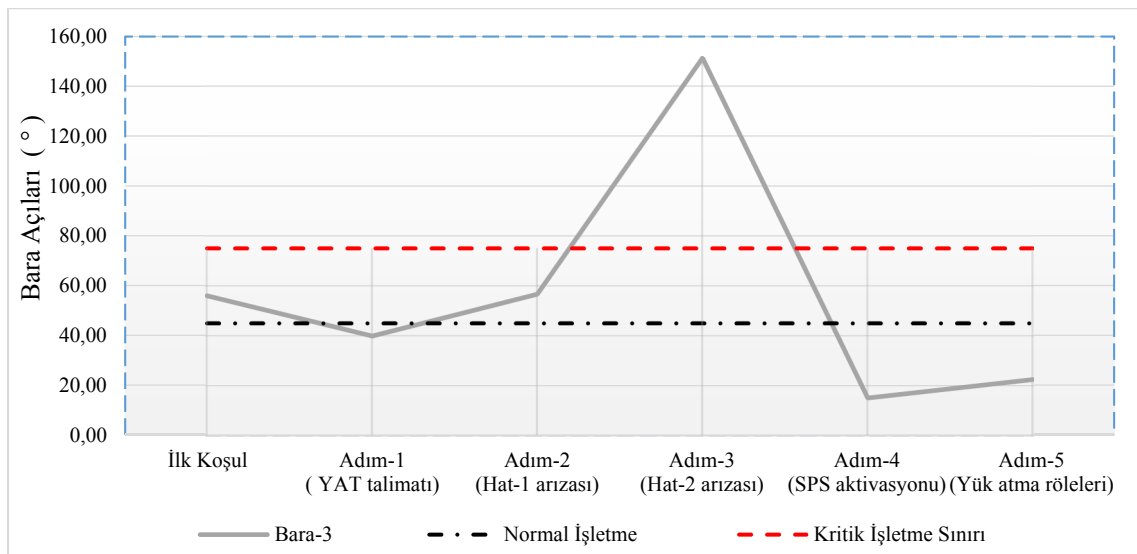
Şekil 4.70. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-1’in açı değişimi

Şekil 4.71 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-2’nin açısız değişimi görülmektedir. Hat-1’in arızadan açtığı Adım-2 ve hat-2’nin arızadan açtığı Adım-3 durumu hariç diğer adımlarda bara-2 için herhangi bir açısız kararsızlık gözlemlenmemektedir. Adım-2 ve Adım-3’te hat-1 ve hat-2 arızası ile birlikte bara-2’nin güç açısı kritik işletme sınırına gelmiştir. Fakat daha sonraki adımlar olan Adım-4’te üretimi atma ve Adım-5’te tüketim atma sonucunda bara-2 açısı kritik işletme sınırları altına düşmüştür.

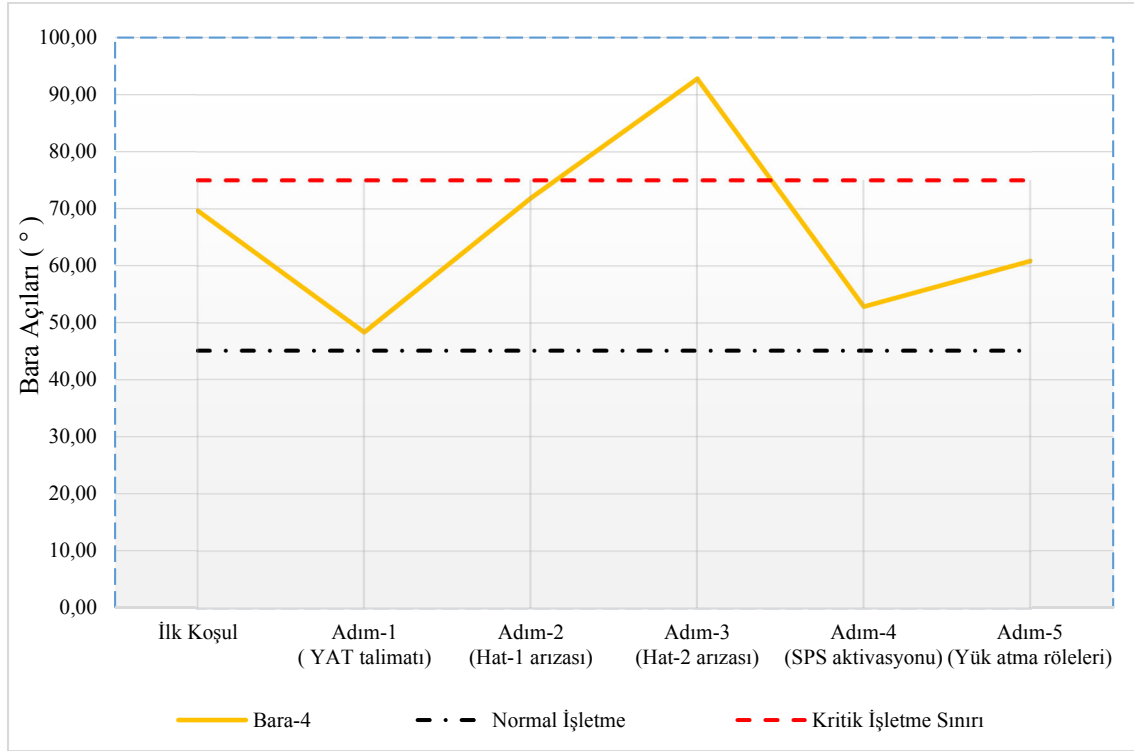


Şekil 4.71. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-2'nin açı değişimi

Şekil 4.72 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-3'ün ve Şekil 4.73'de bara-4'ün açısal değişimi görülmektedir. Adım-3 hariç diğer adımlarda bara-3 için herhangi bir açısal kararsızlık görülmemektedir. Fakat Adım-3'te hat-2 arızası ile birlikte bara-3 ve bara-4 açısı kritik işletme sınırının çok üzerine çıkmıştır. Bu baralardaki açısal kararsızlık baralara bağlı üretim tesislerinde kararsızlığa yol açıp santrallerin servis harici olmasına neden olabilir. Bu derece büyük bir açısal kararsızlık esnasında bu baraların boşalıp sıfırlaması muhtemeldir. Sonraki adımlar olan Adım-4'te üretim ve Adım-5'te tüketim atılması ile bara-3 ve bara-4 güç açısı normal işletme sınırları altına düşmüştür. Bara-3 ve bara-4 için sistem n-2 durumuna düştüğü Adım-3 dışında açısal bir sorun gözükmemektedir. Fakat Adım-3'teki durum ise kestirilemeyecek olumsuz sonuçlara neden olacak seviyelerdedir.

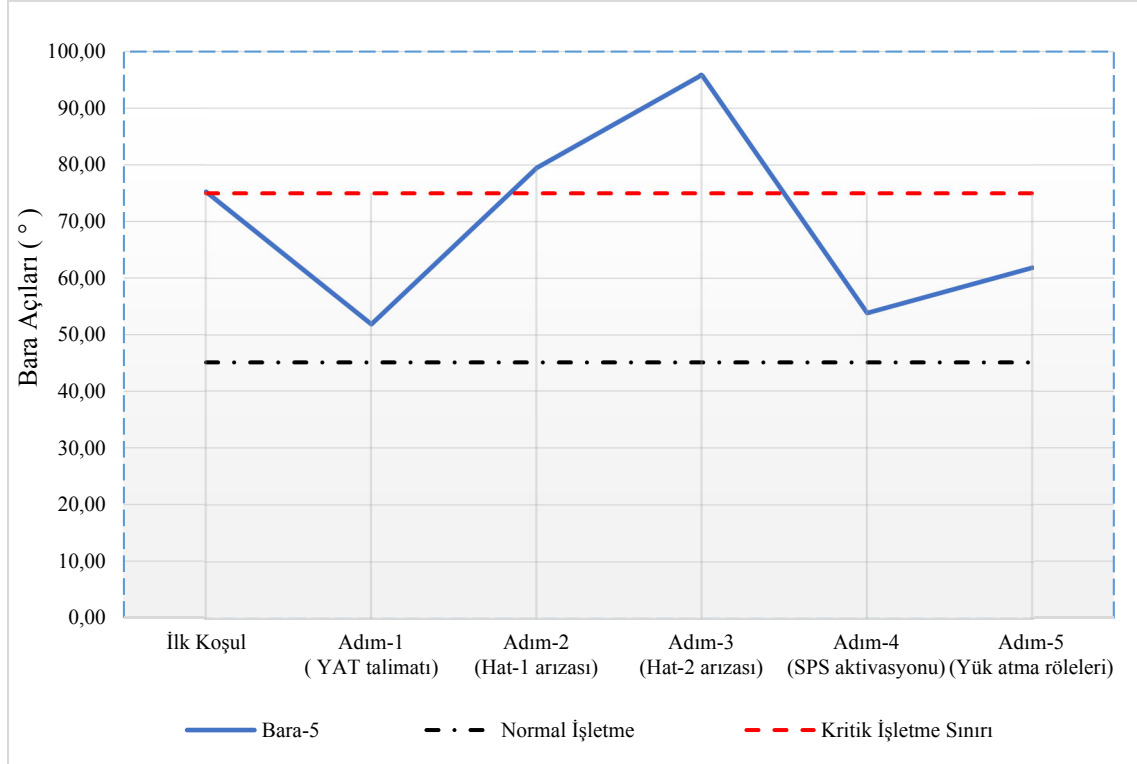


Şekil 4.72. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-3'ün açı değişimi



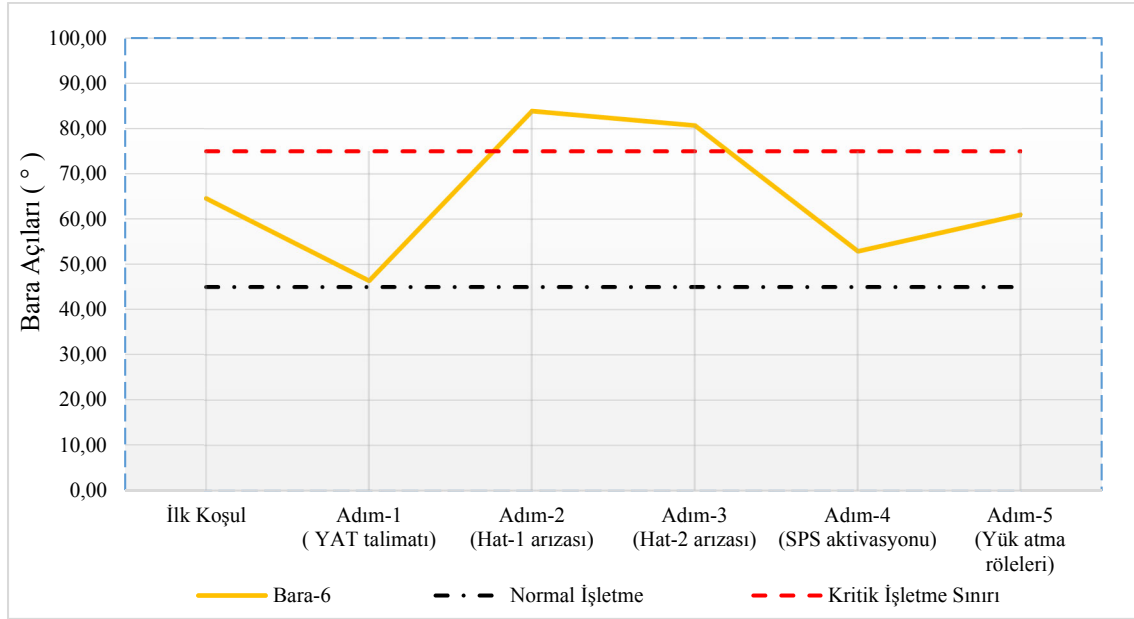
Şekil 4.73. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-4'ün açışımı

Senaryo-2 için Şekil 4.74'te incelendiğinde bara-5'in açısal değişimi görülmektedir. Adım-2 ve Adım-3 durumu hariç diğer senaryolarda bara-5 için herhangi bir açısal kararsızlık görülmemektedir. Fakat Adım-2'de hat-1 arızası ve Adım-3'te hat-2 arızası ile birlikte bara-5 açısı kritik işletme sınırının çok üzerine çıkmıştır. Bu baradaki açısal kararsızlık bara-2 ve bara-3'te değinildiği gibi baraya bağlı üretim tesislerinde kararsızlığa yol açıp santrallerin servis harici olmasına neden olabilir. Bu derece büyük açısal kararsızlık durumunda baranın tamamen servis harici olması muhtemeldir. Sonraki senaryolar olan Adım-4'te üretim ve Adım-5'te tüketim atılmasıyla bara-5 açısı normal işletme sınırları altına düşmüştür.



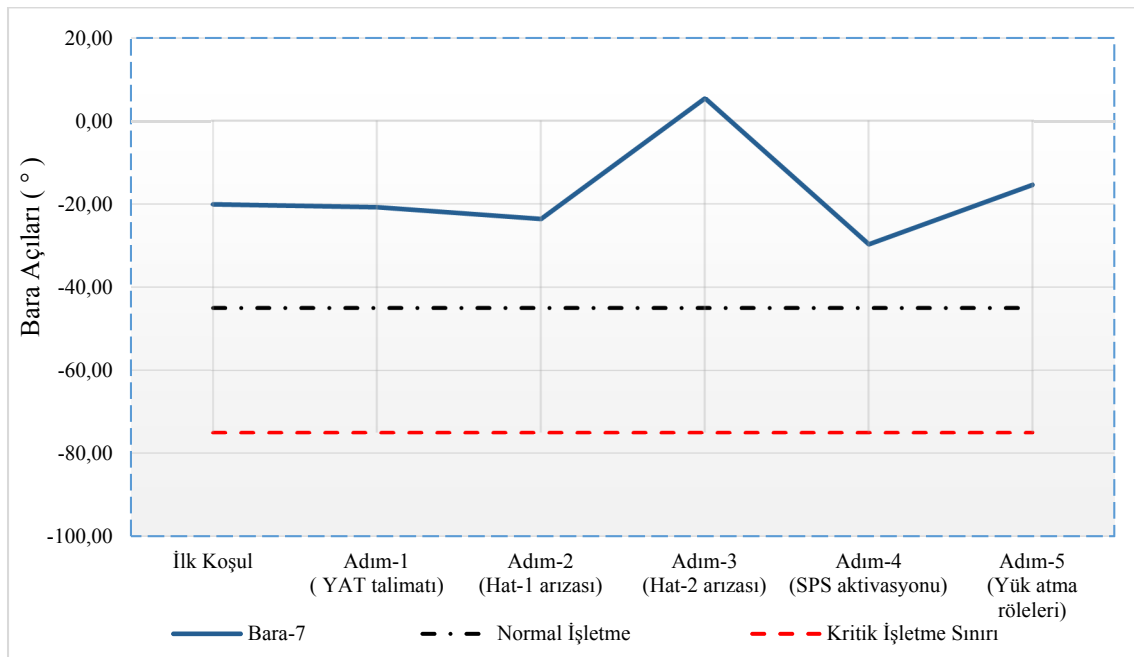
Şekil 4.74. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-5'in açı değişimi

Şekil 4.75 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-6'nın açısal değişimi görülmektedir. Aynı bara-5'te olduğu gibi Adım-2 ve Adım-3 durumu hariç diğer senaryolarda bara-6 için herhangi bir açısal kararsızlık görülmemektedir. Adım-2'de hat-1 arızası ve Adım-3'te hat-2 arızası ile birlikte bara-6 açısı kritik işletme sınırının çok üzerine çıkmıştır. Özellikle baraya yakınlığı nedeniyle hat-1 arızası bara-6'yı çok fazla etkilemiş ve ani olarak açısal kararsızlığa neden olmuştur. Hemen peşine hat-2 arızası ile birlikte bu açısal kararsızlık aynı şekilde devam etmiştir. Bu iki durumda da güç açısı 80° üzerinde seyrettiği için bara-6'nın bu ani değişime karşılık arızaya geçip boşalması yani enerjisiz kalması çok büyük bir ihtimaldir.

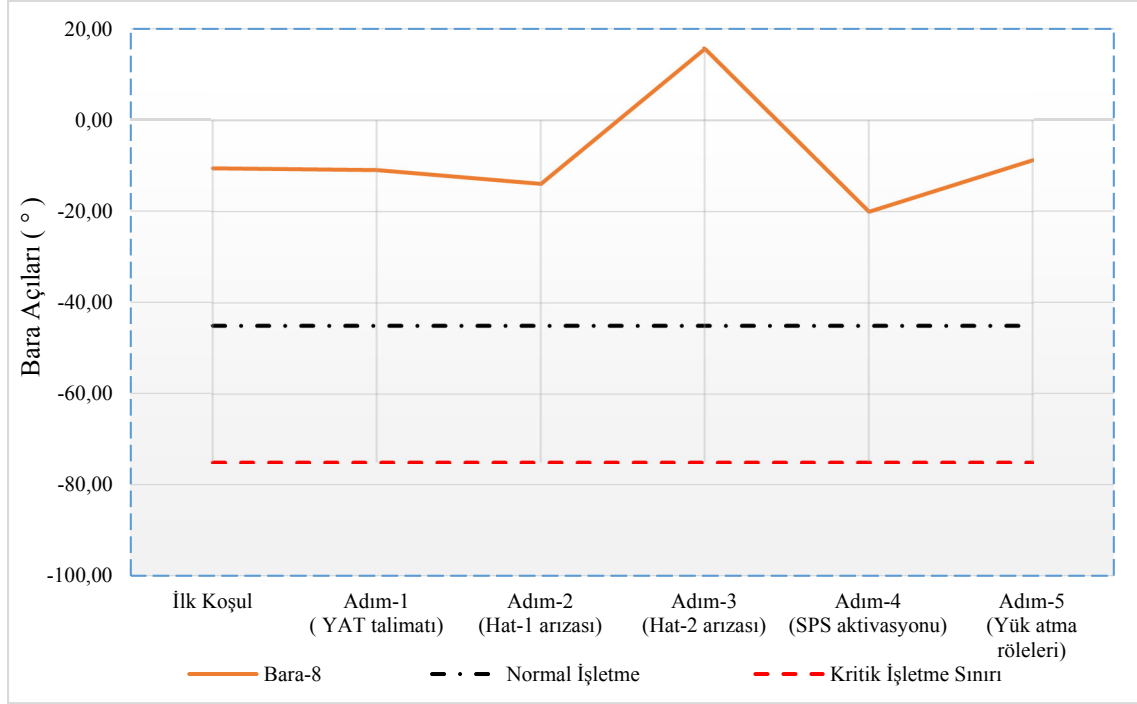


Şekil 4.75. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-6'nın açı değişimi

Şekil 4.76 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-7'nin, Şekil 4.77 incelendiğinde ise bara-8'in açısal değişimi görülmektedir. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda herhangi bir kritik açısal değişim gözlenmemektedir. Bu baraların güç açılarına bakıldığında referans noktasının diğer tarafında kaldığı için açılar – (eksi) değerlidir. Bu iki barada normal işletme sınırları altındadır. Sadece sistemin n-2 durumuna düştüğü Adım-3'te bir açısal değişim gözlenmiştir.

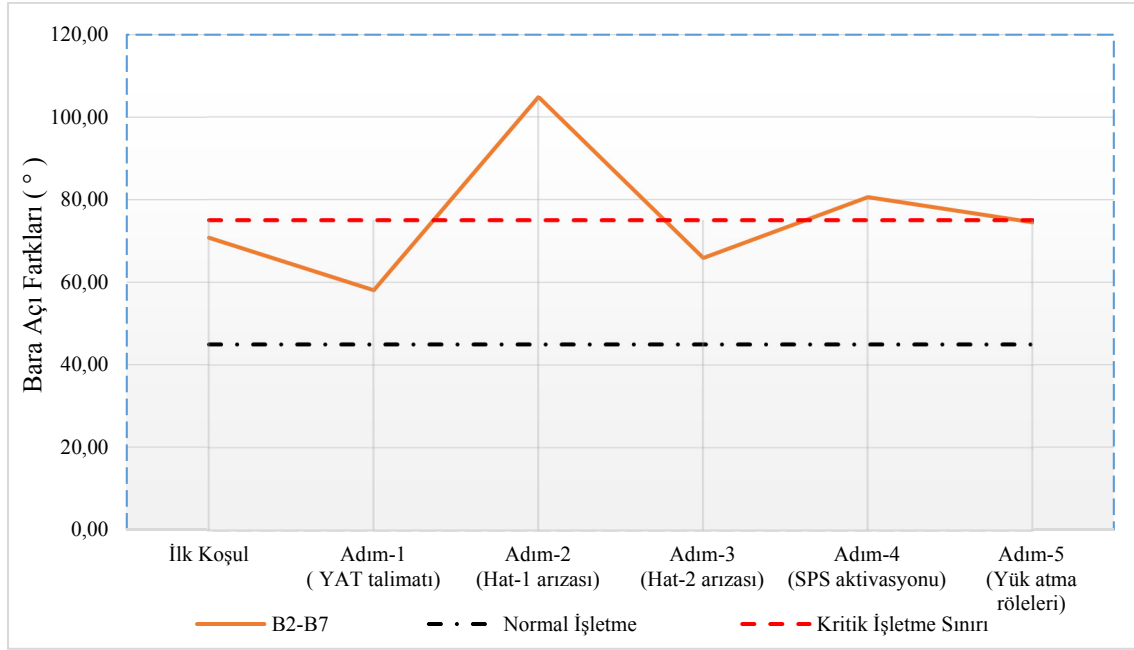


Şekil 4.76. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-7'nin açı değişimi



Şekil 4.77. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-8'in açılı değişimi

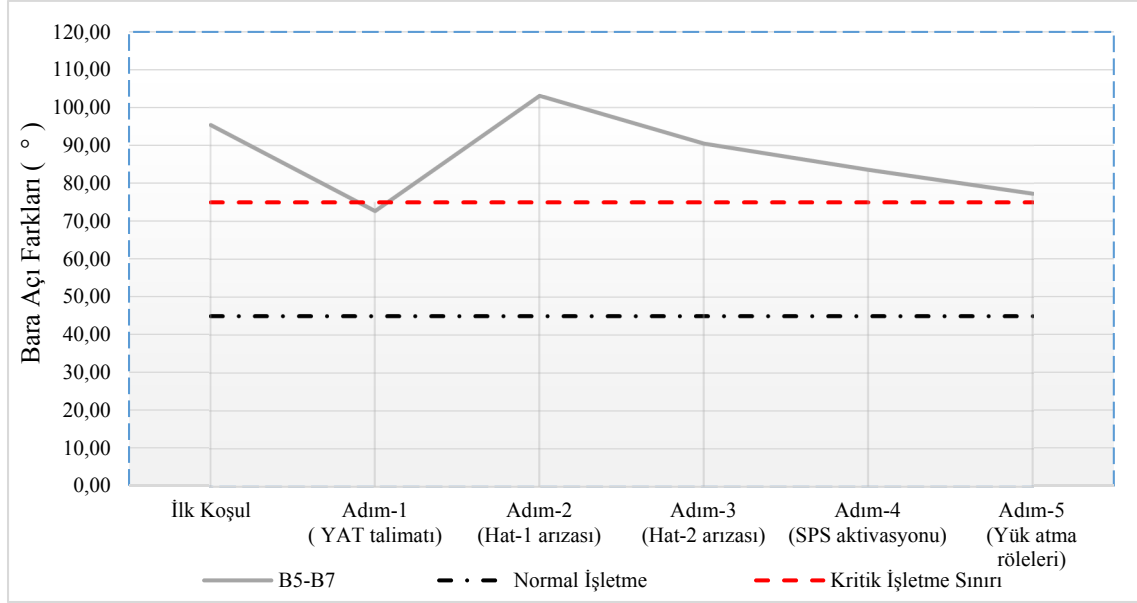
Şekil 4.78 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-2 ve bara-7 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Adım-2 ve Adım-4 durumları hariç diğer adımlarda bu baralar arasındaki açı farkı kritik işletme koşulları altındadır. Adım-2'de hat-1 arızası ile birlikte açılı farkı kritik işletme sınırının çok üzerine çıkmıştır. Bu baralar arasındaki bu açısal fark baralar arasındaki iletim hatlarının çok yüklü ve kararsız olduğunu göstermektedir. Bu derece büyük açısal fark durumunda baralar arasındaki iletim hatlarının açmasına ya da açık ise kapamanın mümkün olmamasına neden olabilir. Grafik dikkatli incelendiğinde önceki bara açılı grafiklerinde baraların kendi açılılarına olumlu katkı sağlayan Adım-4 yani üretimin atıldığı senaryo bu iki bara arasındaki açısal farkı olumsuz etkilemiştir. Bunun temel neden bu senaryoda çalışan SPS'ler sonucunda atılan üretimin iki barada farklı miktarda olmasının ve bu iki bara arasında üretim dengesizliğinin olduğunun göstergesidir. Adım-5'te tüketim atılması ile bu baralar arasındaki açı farkı kritik işletme sınırına düşmüştür.



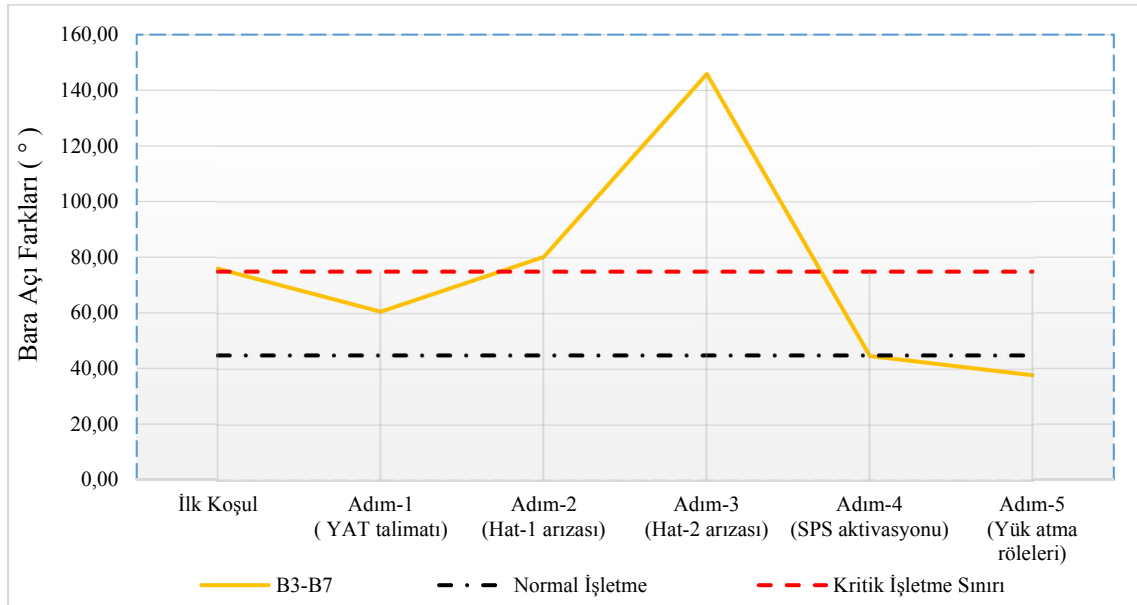
Şekil 4.78. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara2 - bara7 arasındaki açı fark değişimi

Şekil 4.79 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-5 ve bara-7 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılabileceği üzere bu iki bara arasındaki açısal fark YAT argümanının kullanıldığı Adım-1 hariç kritik işletme sınırları üzerindedir. Bu iki bara Türkiye'nin en doğu ve en batısı arasındaki iki adet 400kV referans baradır. Bu baralar arasındaki açı farkı ülkenin genel iletim sistemi durumunun bir göstergesidir. Özellikle bu iki bara arasındaki açı farkı ülkenin genelindeki üretim – tüketim dengesizliğinin, üretilen enerjinin tüketilmek için başka baralara taşındığının ve iletim hatlarının ne derece riskli bir şekilde yüklü olduğunun göstergesidir. Bu nedenlerden dolayı tezde incelenen bahar dönemine ait bu senaryoların çoğunda bu iki bara arasındaki açı farkı hep kritik işletme sınırının üzerinde seyretmiştir.

Şekil 4.80 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-3 ve bara-7 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılabileceği üzere bu iki bara arasındaki açısal fark sistemin n-1 duruma düştüğü yani hat-1 arızasının olduğu Adım-2 ve n-2 durumuna düştüğü yani hat-2'nin arızalandığı Adım-3'te kritik işletme sınırları üzerindedir. Özellikle Adım-3'te bu iki bara arasındaki açısal fark çok yüksektir. Bu iki barada aynı bara-5 ve bara-7 arasındaki durum ilişkisi gibi Türkiye'nin en doğu ve en batısı arasındaki 2 adet 400kV referans baralardır. Bara-3 Doğu Anadolu bölgesindeki önemli bir geçiş barasıdır. Aynı şekilde bara-7 ise Trakya bölgesinde güçlü bir tüketim barasıdır.

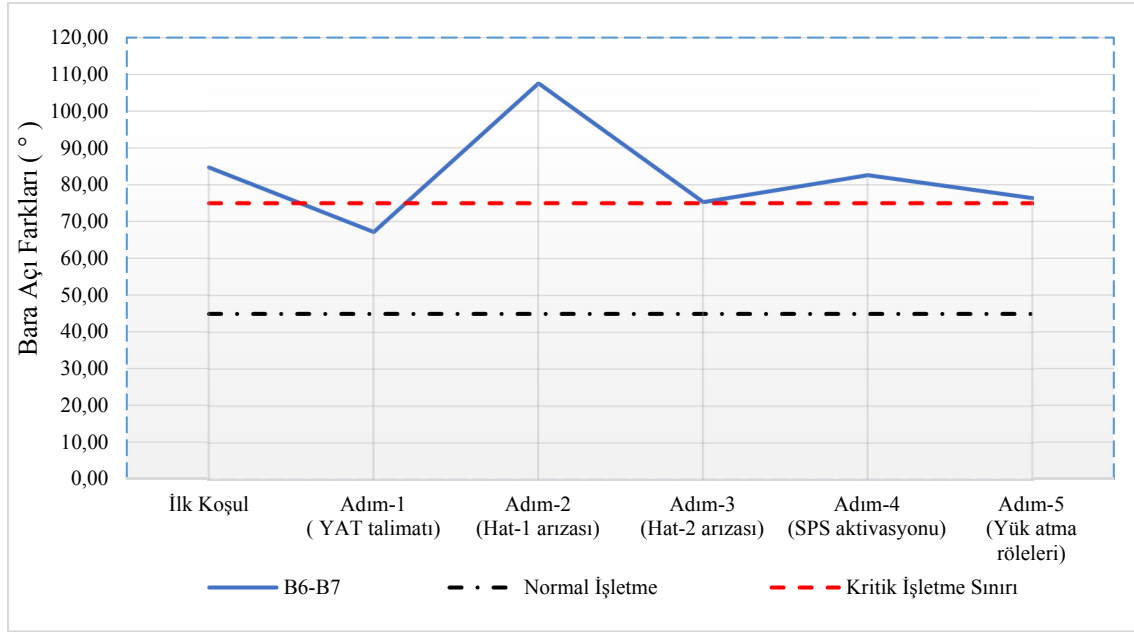


Şekil 4.79. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara5 - bara7 arasındaki açı fark değişimi



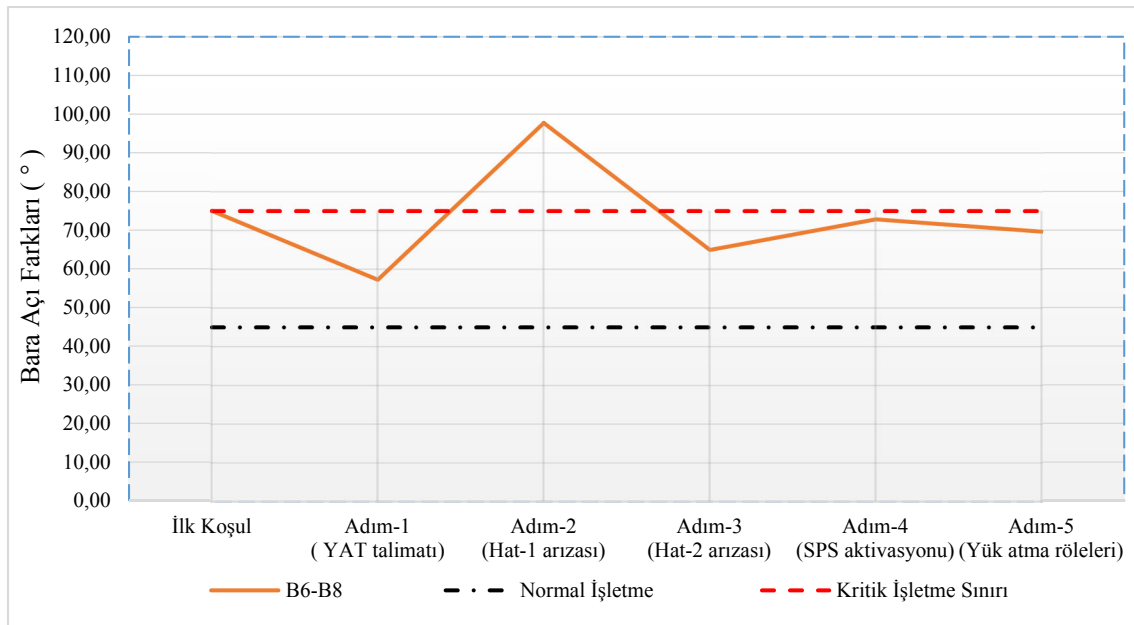
Şekil 4.80. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara3 - bara7 arasındaki açı fark değişimi

Şekil 4.81 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-6 ve bara-7 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılacağı üzere bu iki bara arasındaki açısal fark YAT argümanının kullanıldığı Adım-1 hariç hep kritik işletme sınırları üzerindedir. Bu baralar arasındaki fark Adım-2'de yani hat-1 arıza durumunda en kritik duruma gelmiştir. Bunun nedeni ise bara-6'nın hat-1'in baralarından birine komşu olması ve yakınlıktan dolayı arızadan çok etkilenmesidir.



Şekil 4.81. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara - bara7 arasındaki açı fark değişimi

Şekil 4.82 incelendiğinde Senaryo-2 için bara-6 ve bara-8 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılabacağı üzere bu iki bara arasındaki açısal fark Adım-2’de kritik işletme değerleri üzerine çıkmıştır. Bu iki bara tezde önerilen VSC tabanlı HVDC iletim hattının tasarlanmasının planlandığı iki baradır. Bu açıdan bu iki bara arasında ki açısal farkın incelenmesi ayrı bir önem arz etmektedir.

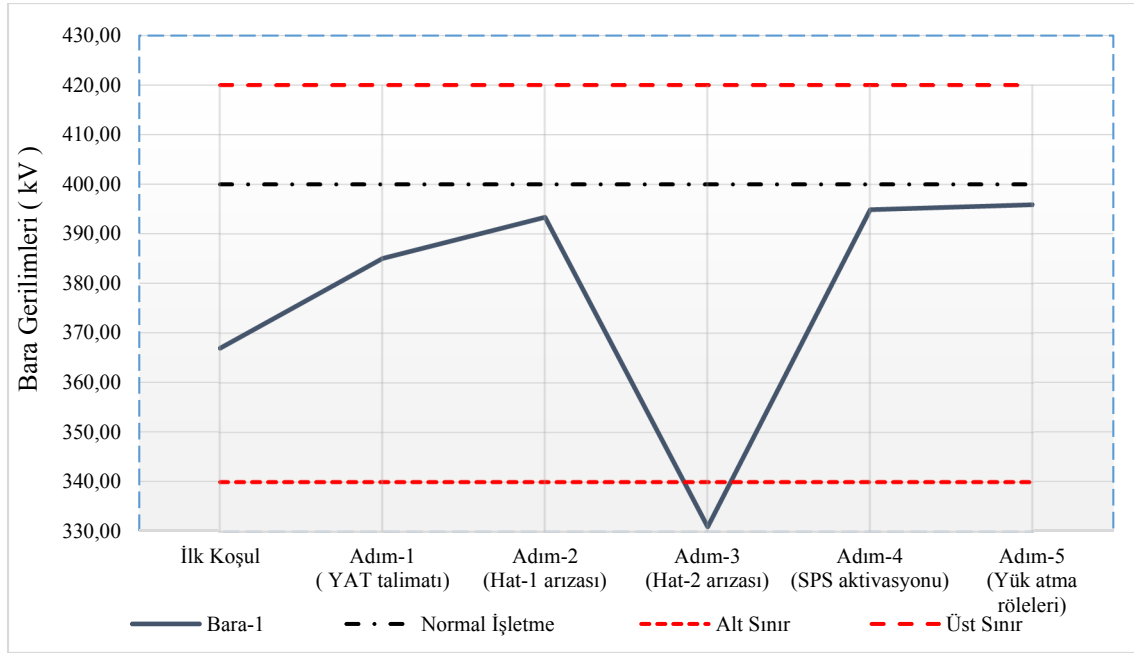


Şekil 4.82. Mevcut sistemde n-2 durumunda (Senaryo-2) bara6 – bara8 arasındaki açı fark değişimi

4.2.5. Her bir bara için gerilim kararlılığı

Bu bölümde incelenen baralardaki gerilim değişimi her bara için daha detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Senaryo-2'nin alt bölümlerindeki tüm adımlardaki farklar incelenmiş ve önemli değişikliklerin görüldüğü alt senaryolar yorumlanmıştır. Arıza durumlarında kısa süreliğine gerilim düşümleri veya yükselmeleri tolere edilebilir bir durum iken uzun süreli gerilim düşümü veya yükselmeleri riskli bir durumdur.

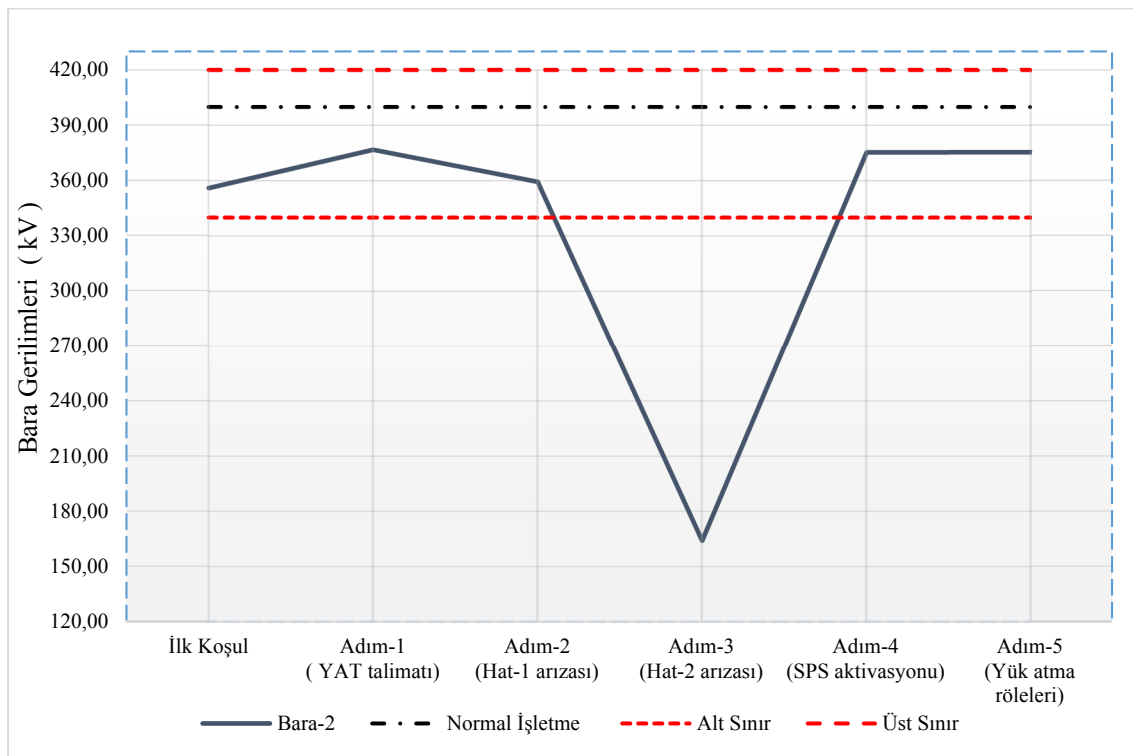
Şekil 4.83'te Senaryo-2 için bara-1'in gerilim değişim grafiği yer almaktadır. Adım-3 haricindeki diğer senaryolarda bara-1 gerilim normal işletme gerilimine yakındır. Adım-3'te hat-2 arızası sonucunda sistem n-2 duruma düştüğü durumda bara-1 gerilimi anlık olarak alt gerilim sınırının altına düşmüştür. Adım-4 SPS ile kritik bölgelerden üretim atma ve Adım-5 yük atma röleleri ile tüketim atma sonucunda bara-1 gerilimi normal işletme gerilim sınırlarına yakın bir gerilime dönmüştür.



Şekil 4.83. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-1'in gerilim değişimi

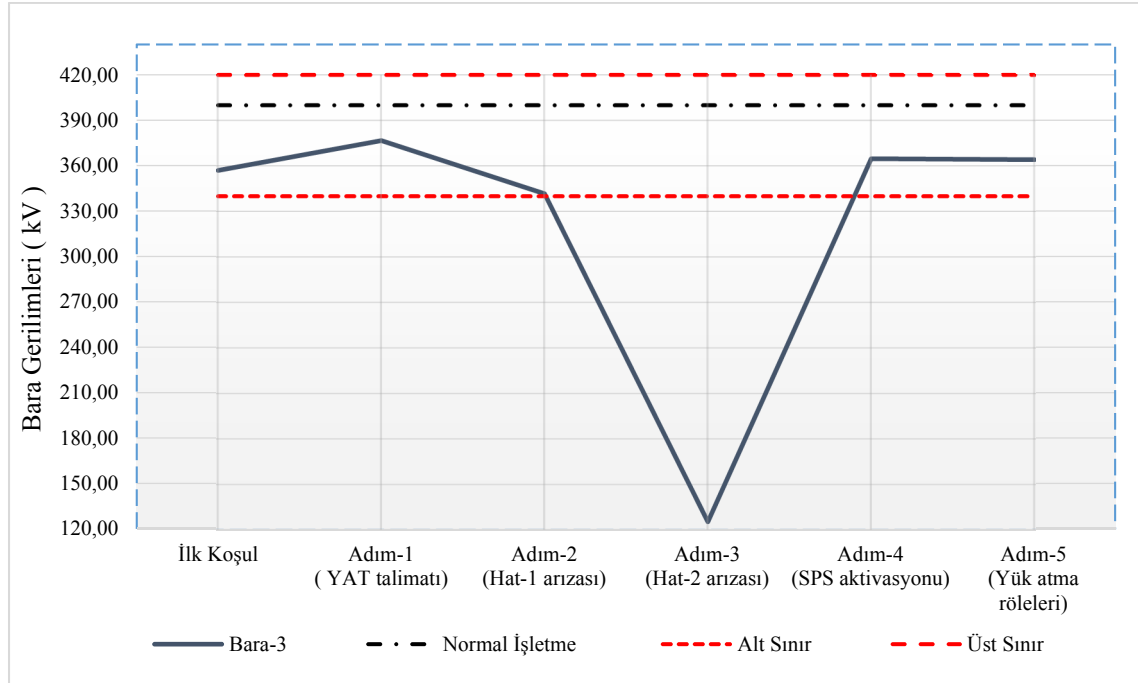
Şekil 4.84'te Senaryo-2 için bara-2'nin gerilim değişim grafiği yer almaktadır. Adım-3 haricindeki diğer senaryolarda bara-2 gerilim normal işletme gerilimine yakındır. Adım-3'te hat-2 arızası sonucunda sistem n-2 duruma düştüğü durumda bara-2 geriliminde çok büyük bir çöküş meydana gelmiştir. Bu çöküşün çok büyük olmasından dolayı kısa süreliğine de olsa barada bir belirsizlik ve kararsızlık meydana gelmesi kaçınılmazdır. Bu derece büyük

bir gerilim düşümü baranın alçak gerilim ve orta gerilim bağlantılarında ki üretim ve tüketim fiderlerinde büyük bir gerilim dalgalanmasına yol açabilir. Eğer baraya bağlı bir üretim santrali veya yüksek tüketimli bir sanayi fideri var ise oluşan bu kararsızlık bu tesisleri etkilemesi kaçınılmazdır. Hem büyük çaplı üretim hem de tüketim tesislerinin olduğu baralarda böyle bir gerilim dalgalanması sonucunda ne tür arızaların yaşanabileceğini kestirmek pek mümkün değildir.

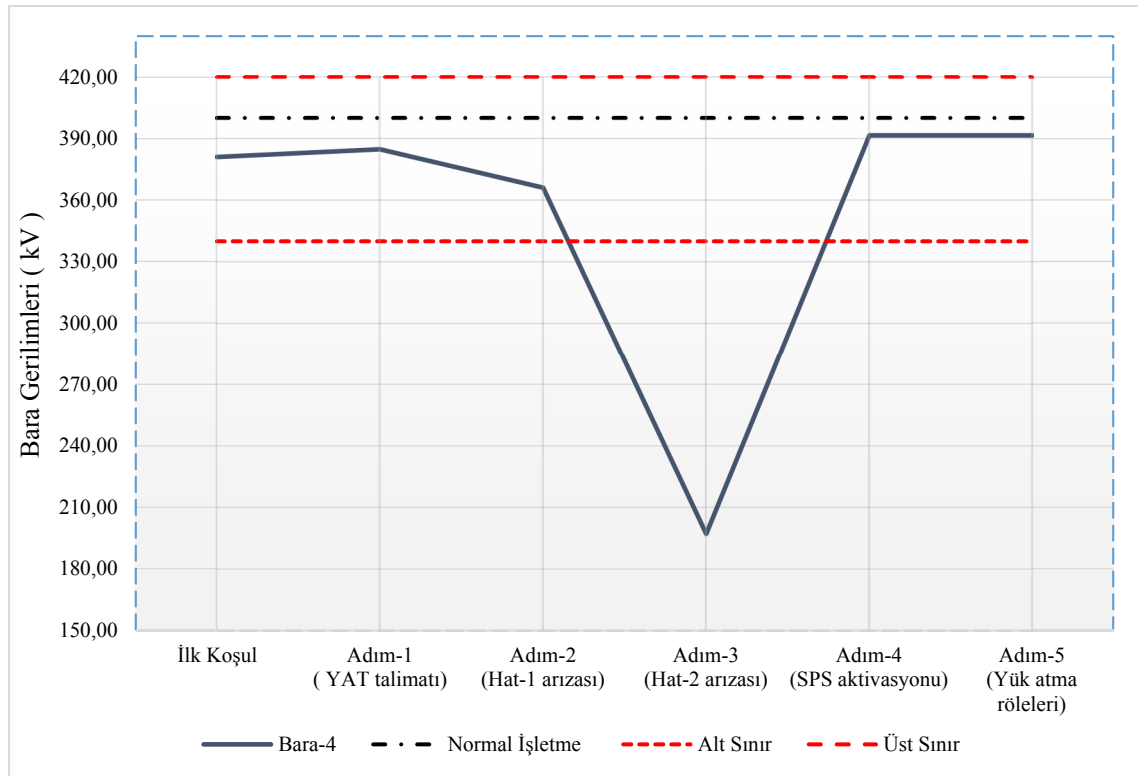


Şekil 4.84. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-2'nin gerilim değişimi

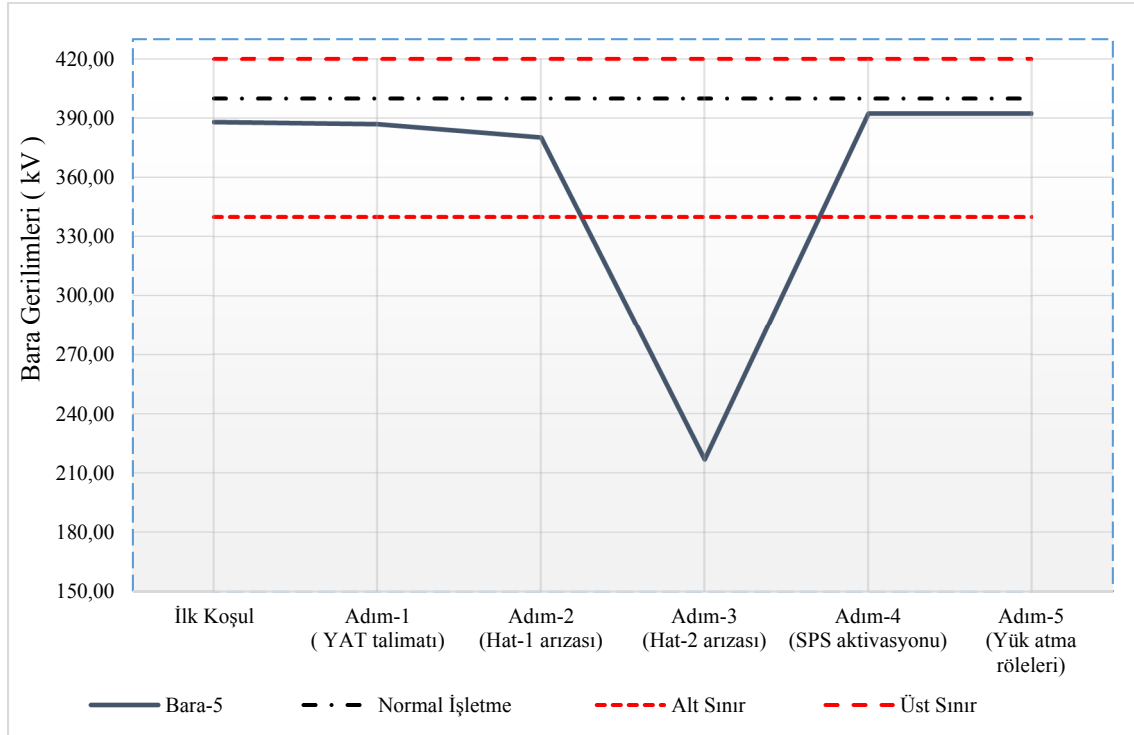
Senaryo-2 için Şekil 4.85'te bara-3'ün gerilim değişim grafiği yer almaktadır. Adım-2'de hat-1 arızası ile bara-3 alt sınır gerilimine gelmiştir. Adım-3'te hat-2 arızası ile gerilim alt sınırın çok altına düşmüştür ve bara-3'te büyük bir gerilim çökmesi olmuştur. Bu çöküşün çok büyük olmasından dolayı kısa süreliğine de olsa barada bir belirsizlik ve kararsızlık olmuştur. Bara-2'de olduğu gibi bu derece büyük bir gerilim düşmesi baranın alçak gerilim ve orta gerilim bağlantılarında ki üretim ve tüketim fiderlerin de büyük bir gerilim dalgalanmasına yol açabilir. Tezde yapılan analizler statik analiz olduğu için gerçek durumda bu kadar bir gerilim düşümünden sonra bu baranın serviste kalması çok küçük bir ihtimaldir. Bu derece bir gerilim düşümünde bara salınımdan dolayı boşalarak enerjisiz kalabilir. Aynı durum Şekil 4.86, Şekil 4.87 ve Şekil 4.88'den anlaşılacağı üzere bara-4, bara-5 ve bara-6 içinde geçerlidir.



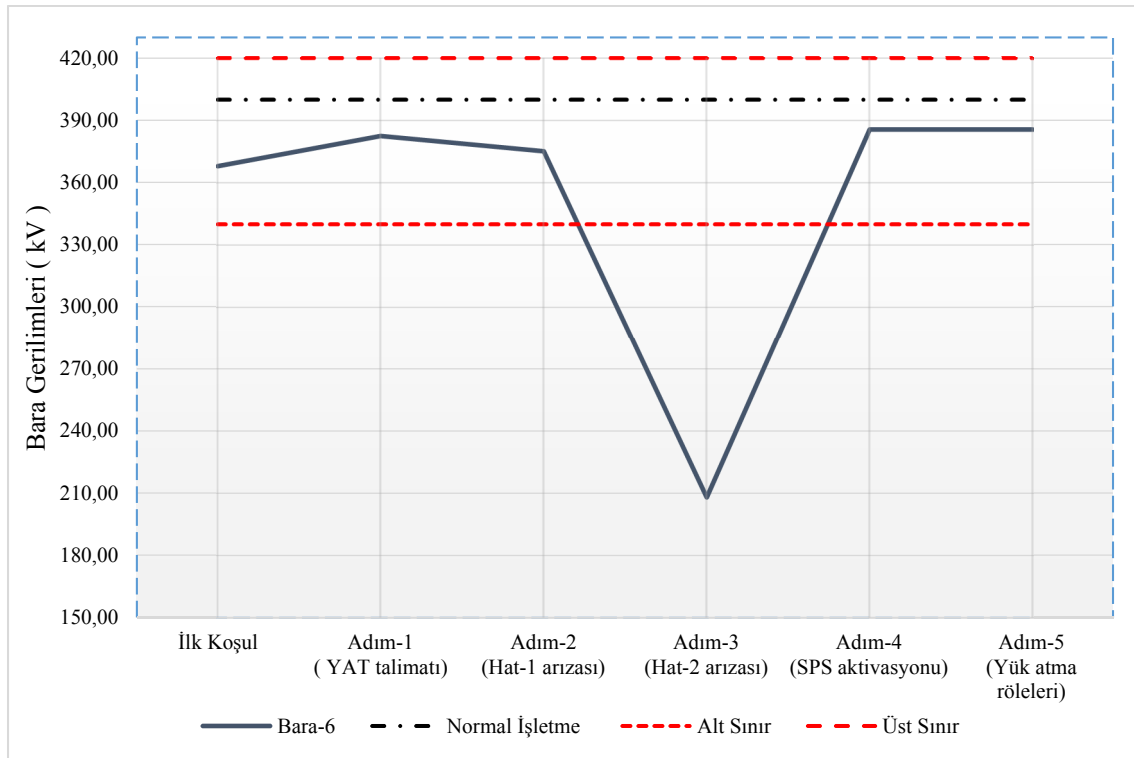
Şekil 4.85. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-3'ün gerilim değişimi



Şekil 4.86. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-4'ün gerilim değişimi



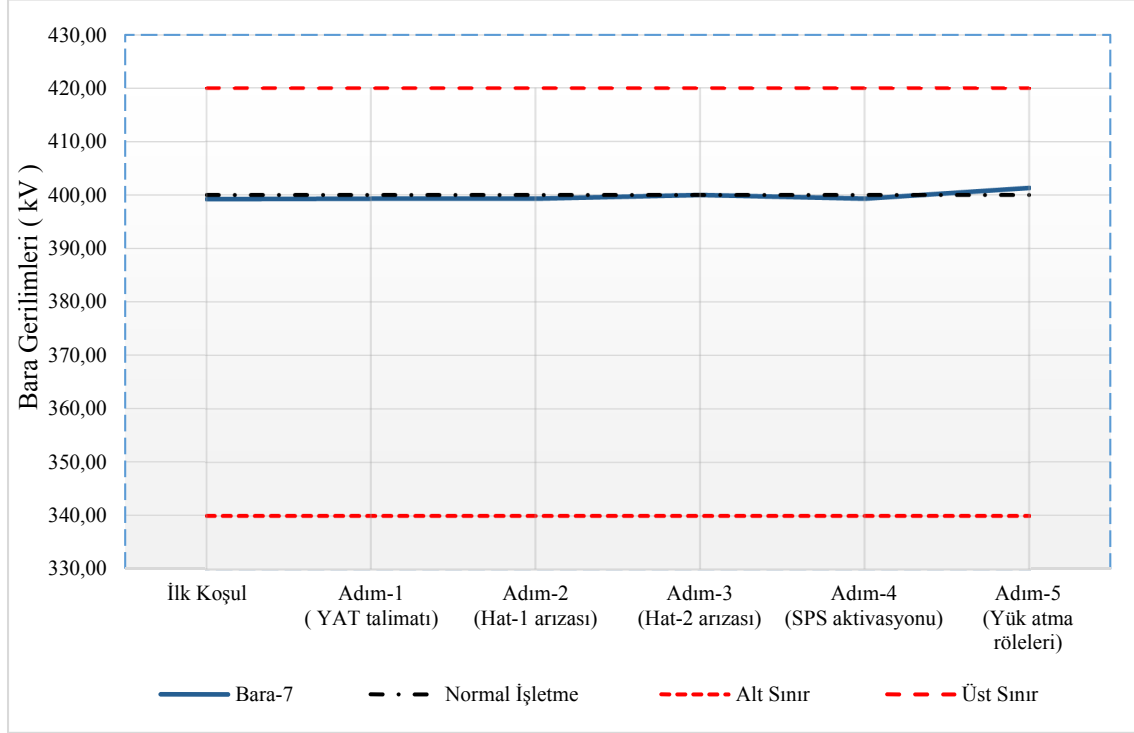
Şekil 4.87. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-5'in gerilim değişimi



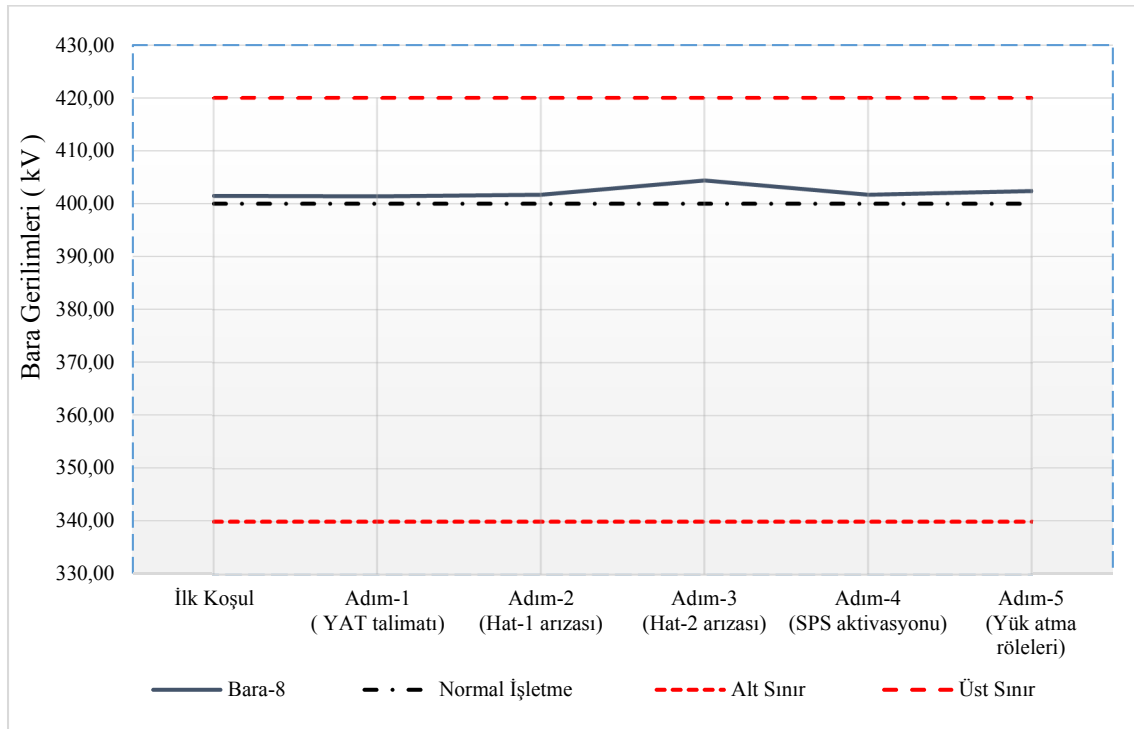
Şekil 4.88. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-6'nın gerilim değişimi

Şekil 4.89'da Senaryo-2 için bara-7'nin ve Şekil 4.90'da bara-8'in gerilim değişim grafiği yer almaktadır. Bu iki bara tezde ele alınan kritik bölgeye uzak baralar olduğu için hem hat-

1 hem de hat-2 arızalarında ve diğer adımlarda gerilim açısından pek bir değişiklik göstermemiştir.



Şekil 4.89. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-7'nin gerilim değişimi

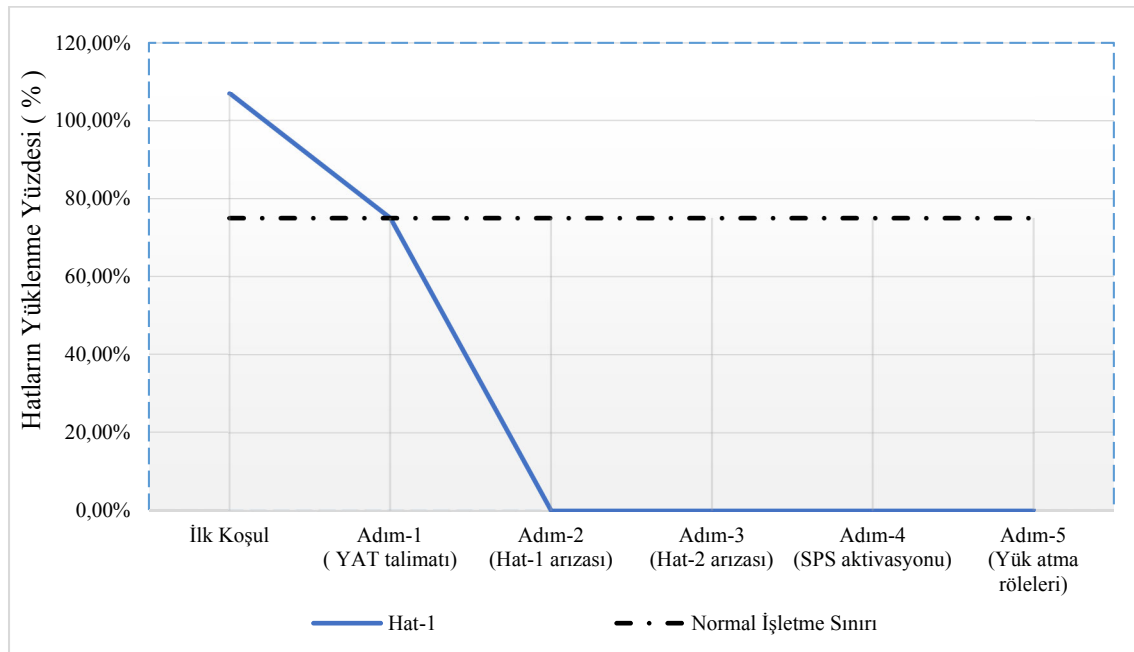


Şekil 4.90. n-2 durumunda (Senaryo-2) bara-8'in gerilim değişimi

4.2.6. İletim hatların bağımsız yüklenme durumunun incelenmesi

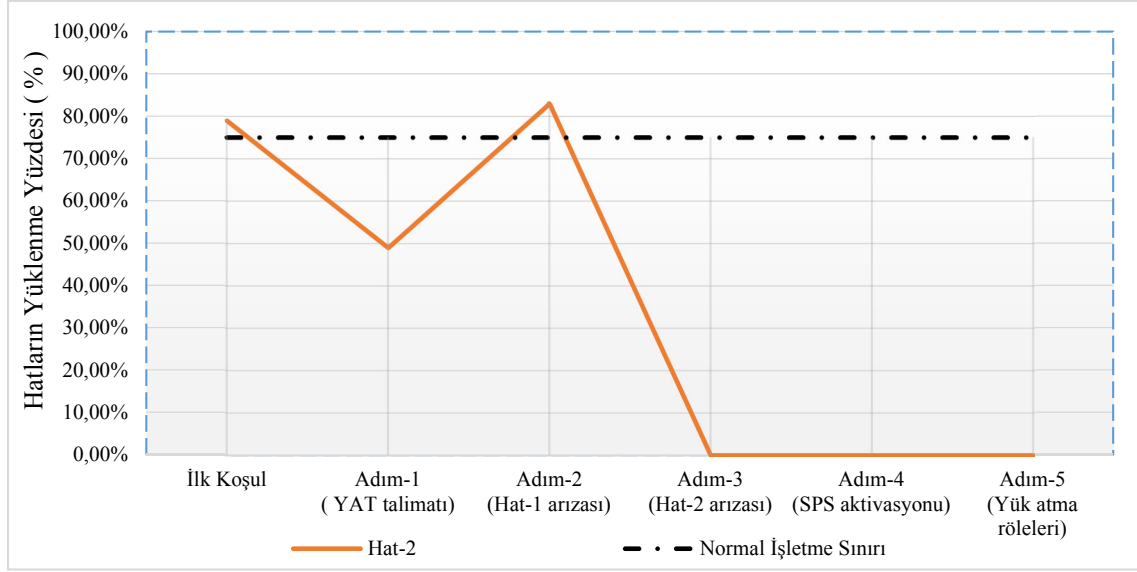
Senaryo-2 için her adım sonucunda incelenen 6 adet 400kV iletim hattının yüklenme değişimlerini gösteren grafikler ayrıntılı olarak incelenmiş ve değişikliklerin gözlemlendiği adımlar analiz edilmiştir.

Şekil 4.91’de Senaryo-2 için hat-1’nin yüklenme değişimi görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşulda hat-1 %100’ün üzerinde yüklüdür. Adım-1’de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-1’in yükü normal işletme sınırının altına çekilmiştir. Adım-2’de hat-1’in arızadan servis harici olduğu adım için hat-1’in yükü sıfır olmuştur. Bundan sonraki tüm alt senaryolarda hat-1 servis harici olduğu için yüksüzdür.



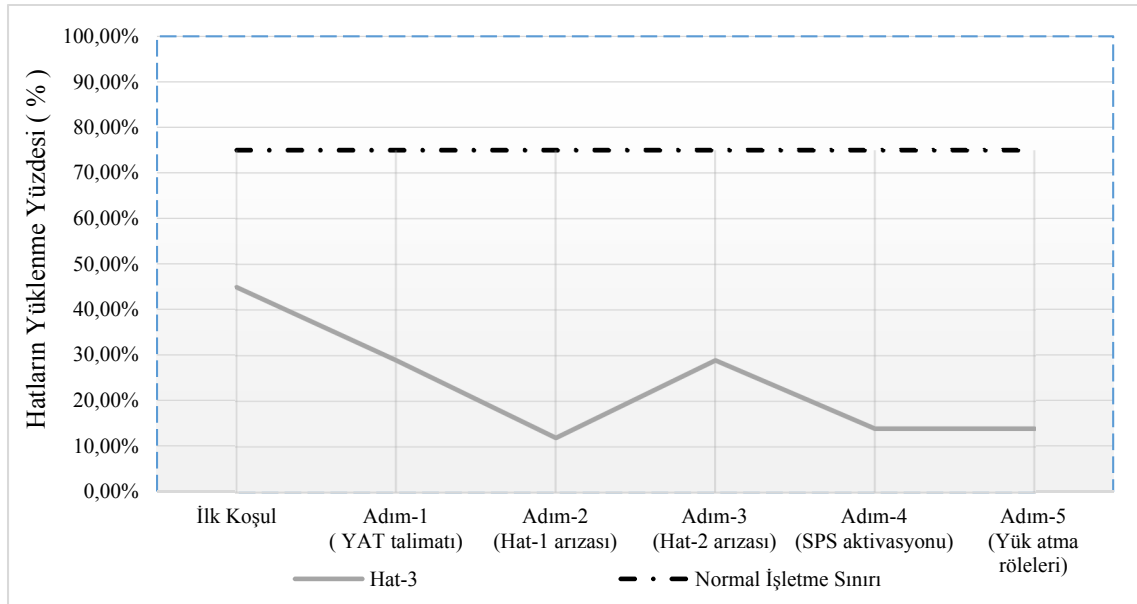
Şekil 4.91. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-1’in yüklenme değişimi

Şekil 4.92’de Senaryo-2 için hat-2’nin yüklenme değişimini görülmektedir. Grafikten anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşulda hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. Adım-1’de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-2’in yükü normal işletme sınırının altına çekilmiştir. Adım-2’de hat-1’in arızadan sonra hat-2 yükü tekrar normal işletme sınırları üzerine çıkmıştır. Adım-3’te hat-2’nin arızadan servis harici olduğu farz edildiği için hat-2’nin yükü sıfır olmuştur. Bundan sonra ki alt senaryolar olan Adım-4 ve Adım-5’te de hat-2’in yükü sıfırdır.



Şekil 4.92. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-2'nin yüklenme değişimi

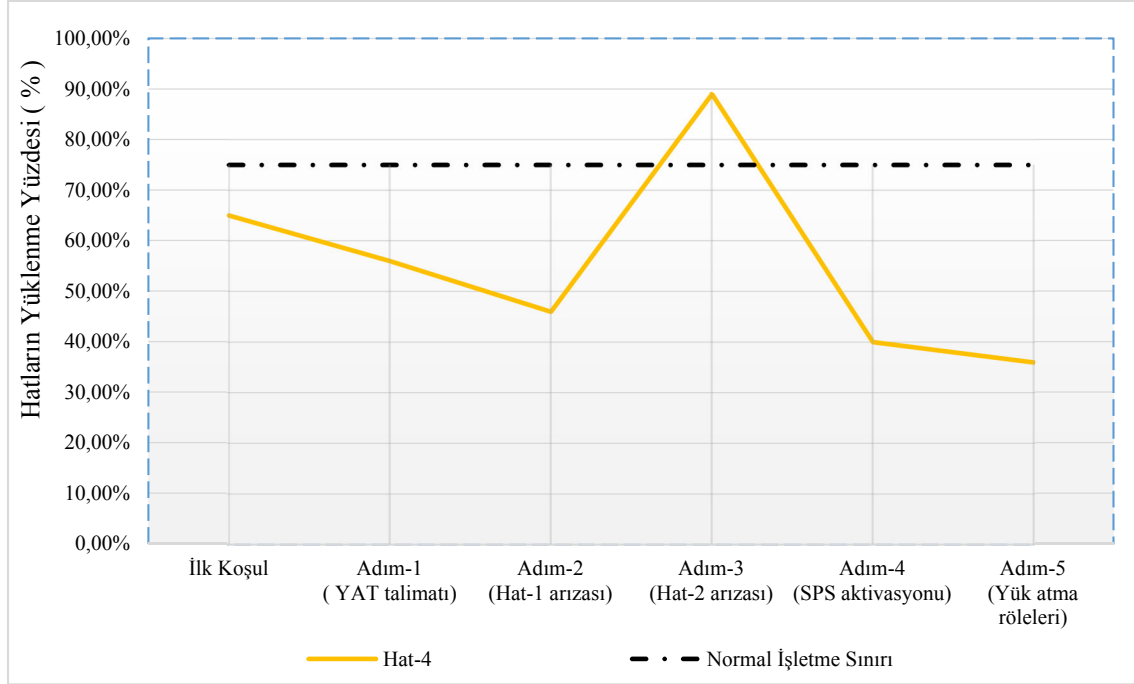
Şekil 4.93'te Senaryo-2 için hat-3'ün yüklenme değişimini görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere hat-3'ün yükü bütün alt senaryolarda normal işletme sınırlarının hep altındadır. Hat-3, hat-1 ve hat-2'nin arasında bir bölgedeki iletim hattı olduğu için arızalardan fazla etkilenmemiştir.



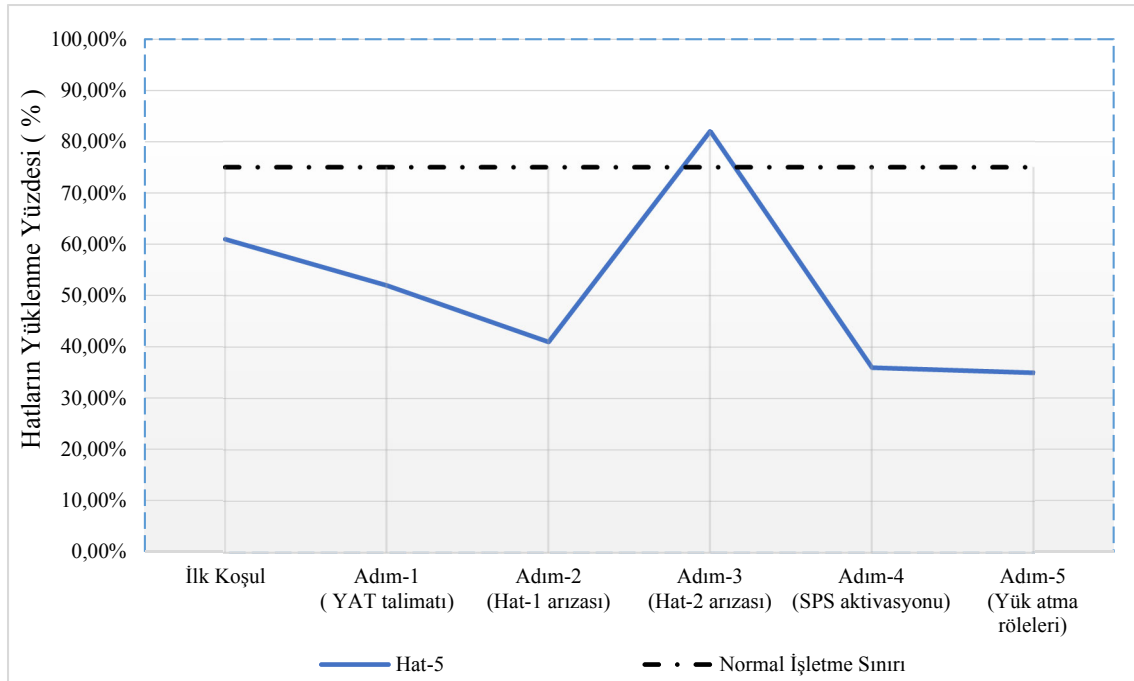
Şekil 4.93. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-3'ün yüklenme değişimi

Şekil 4.94'te Senaryo-2 için hat-4'ün, Şekil 4.95'te hat-5'in ve Şekil 4.96'da hat-6'nın yüklenme değişimleri görülmektedir. Grafiklerden anlaşılacağı üzere her üç hatta da Adım-3'te yani hat-2 arızası sonucunda sistemin n-2 durumuna düştüğü durumda kritik işletme

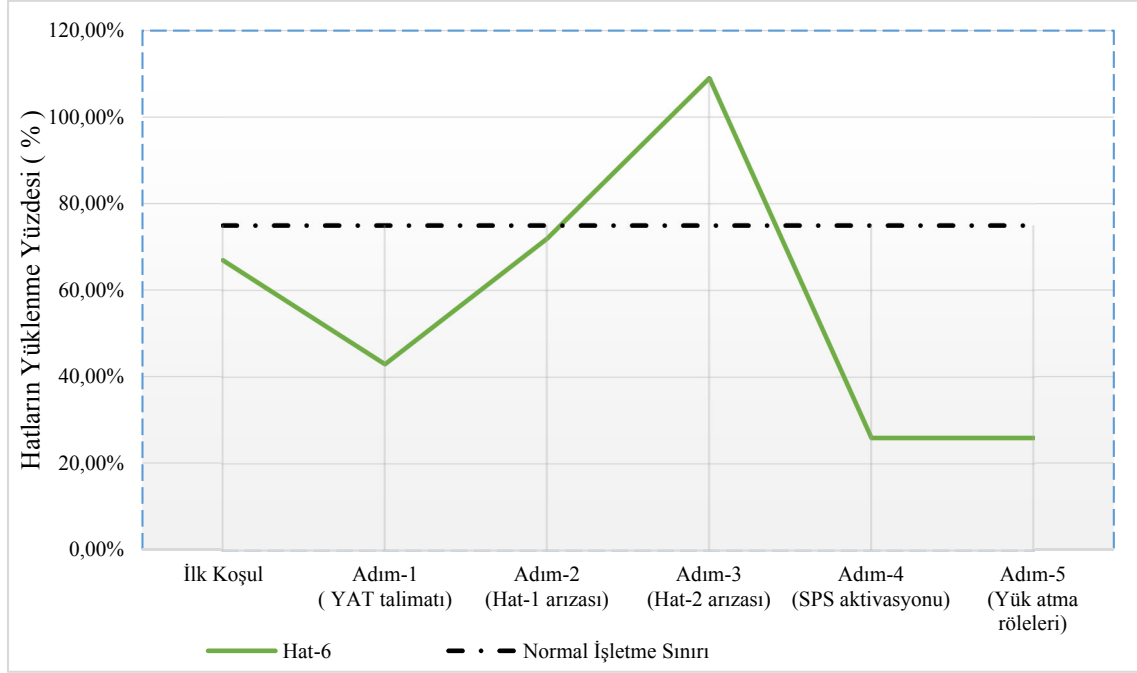
sınırının üzerinde yüklenmiştir. Özellikle hat-4 termik kapasitesinin %100'ün den fazla yüklenmiştir. Peş peşe gelen bu arızalar sonucunda hat-6'nın bu ani yük değişimleri ve aşırı yüklenme sonucunda arızadan açması muhtemeldir. Bu gibi bir durumda sistemde oluşan arıza akımı ve dalgalanma diğer hatlarında arızadan açmasını tetikleyebilir.



Şekil 4.94. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-4'ün yüklenme değişimi



Şekil 4.95. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-5'in yüklenme değişimi



Şekil 4.96. n-2 durumunda (Senaryo-2) hat-6'nın yüklenme değişimi

Daha öncede değinildiği gibi bir güç sisteminde sadece termal kapasite tek başına bir gösterge değildir. Güç sisteminde meydana gelen bir kararsızlık sonucunda iletim hatları beklenmedik bir şekilde servis harici olabilir. Bundan dolayı istisnai durumlar hariç hatların yükünü normal işletme sınırları altında götürmek oluşabilecek kaskat arızaların engellenmesi için alınacak önlemlerden biridir. Bir iletim hattının yük durumunu analiz ederken sadece incelenen hatta bakmak yeterli olmayabilir. Bu tür analizlerde çevre hatların yük durumu, bölgenin üretim–tüketim denge durumu, açısızlık durumu ve gerilim kararlılığının göz önüne alınması gereklidir.

4. MEVCUT SİSTEMİN N, N-1 VE N-2 YÜK AKIŞ ANALİZİ

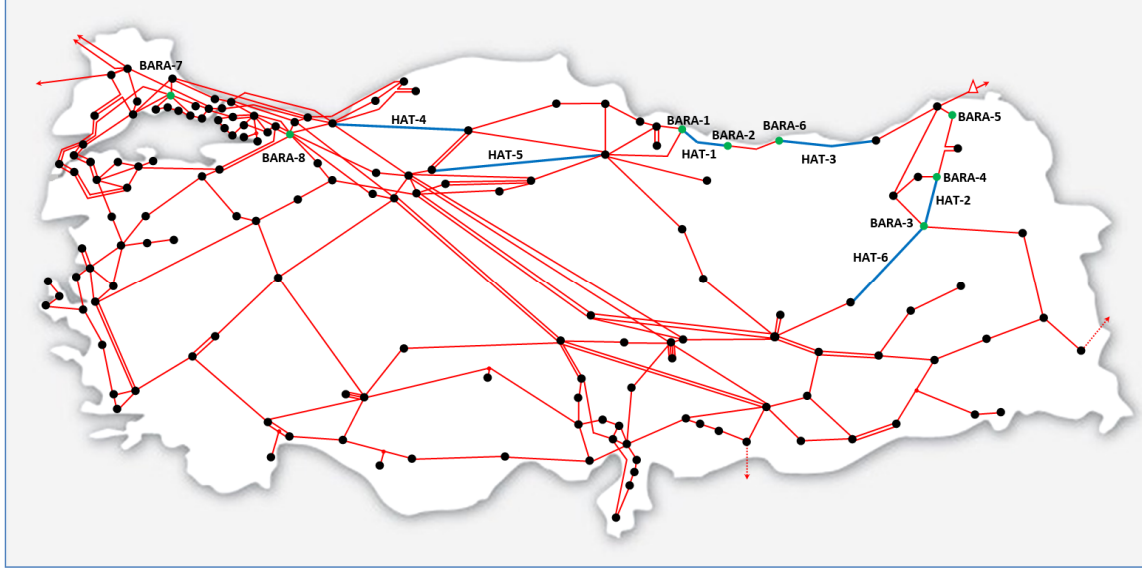
Bu bölümde Türkiye enterkonnekte iletim sistemine ait Nisan 2016'daki sistem verileri kullanılmıştır. Bu veri modeli analizlerde ilk koşul durumu olarak adlandırılmıştır. Analizlerde mevcut sisteme ek olarak herhangi bir argüman eklenmemiştir. Bu bölümde oluşturulan Feyezan senaryosu üzerinden sistemin statik analizi yapılmıştır. Mevcut sistem üzerinden statik analiz yapılırken, n-1 için Senaryo-1, n-2 için Senaryo-2 durumları kurgulanmıştır. Kurgulanan senaryo durumları için;

- Açısallık kararlılık analizi,
- Gerilim kararlılığı analizi,
- İletim hatlarının yüklenme kararlılığı analizi,
- Her bara için açısallık kararlılık analizi,
- Her bara için gerilim kararlılığı analizi,
- İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının analizi yapılmıştır.

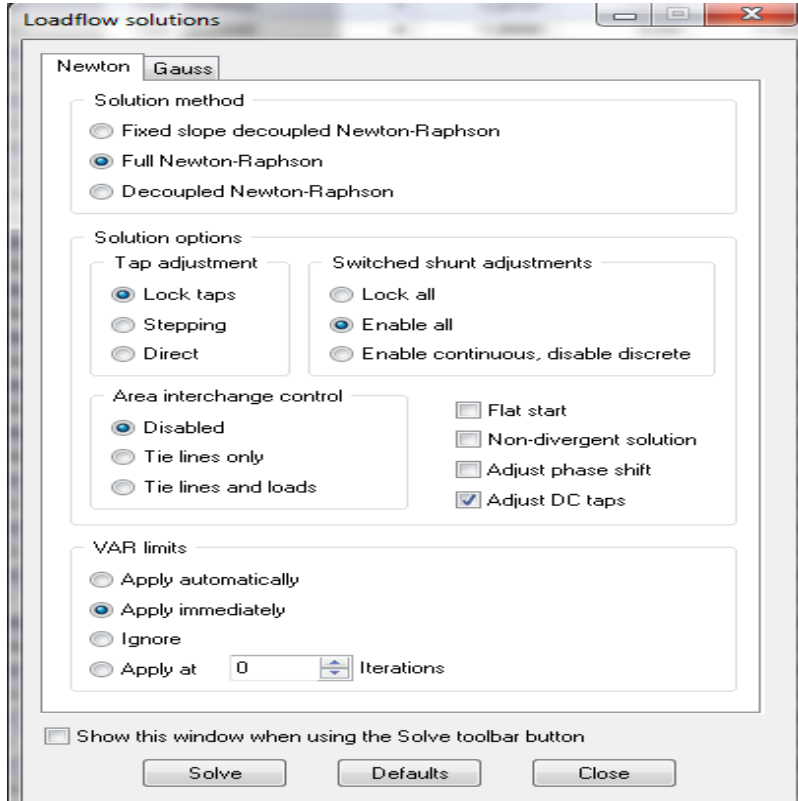
Mevcut sistem modeli üzerinde 'Feyezan Senaryosu' yani ilk koşul durumuna göre n, n-1 ve n-2 analizlerinde Siemens PSS-E programı kullanılmıştır. Analizde 6 adet 400kV iletim hattı ve 8 adet 400kV bara detaylı incelenmiştir. İncelenen bara ve iletim hatlarının yerleri Şekil 4.1'de görülmektedir. Bu seçilen baralardan bara-1, bara-2 ve bara-6 Doğu Karadeniz bölgesini Batı Karadeniz'e bağlayan çok önemli hatların yer aldığı baralardır. Bara-3, bara-4 ve bara-5 ise Doğu Anadolu bölgesini Doğu Karadeniz ve Güney Doğu Anadolu bölgesine bağlayan önemli iletim hatlarının bulunduğu baralardır. Bara-7 açısallık kararlılık için referans olarak seçilen Türkiye şebekesinin Avrupa şebekesine bağlandığı baralara yakın bir baradır. Bara-8 ise yoğun elektrik tüketiminin olduğu Adapazarı bölgesindeki HVDC hat tasarımının önerildiği baralardan birisidir.

AC sistem analizinde mevcut sistemin kararlı işletme argümanları olan Yük Atma (YAT), Özel Koruma Sistemleri (Special Protection Systems - SPS) ve yük atma röleleri (tüketim azaltma) algoritmaları da dikkate alınmıştır. Analizlerde Siemens PSS/E programında yük akış çözüm metodu olarak "Full Newton-Raphson" kullanılmıştır. Analizde gerilim kontrolü için kademe değiştiricilerin sabit ayarlar modu seçilmiştir. Siemens PSS/E programında yük analizi esnasında seçilen ayarlar Şekil 4.2'de yer almaktadır. Bu ayarlar PSS/E programına ait temel ayarlardır. Analizde çözüm opsiyonlarından kademe ayarları sabit ve sönt ekipmanlar değiştirilebilir seçeneği seçilmiştir. Frekans kontrolü için alan kontrol modu

pasiftir. Çözüm ayar yönteminde her adımdan sonra gerilim ayarı kontrolü için her adımda önceki tüm adımlardaki gerilimleri dikkate alan “Sadece DC kademe ayarlanabilir” opsiyonu seçilmiştir. Gerilim limitlerini dikkate alarak çözüm üretecek opsiyon olan hemen uygula özelliği seçilmiştir.



Şekil 4.1. İncelenen 400kV bara ve 400kV iletim hatların harita üzerinde gösterimi



Şekil 4.2. Yük akış analizi için PSS/E programında seçim ayarları

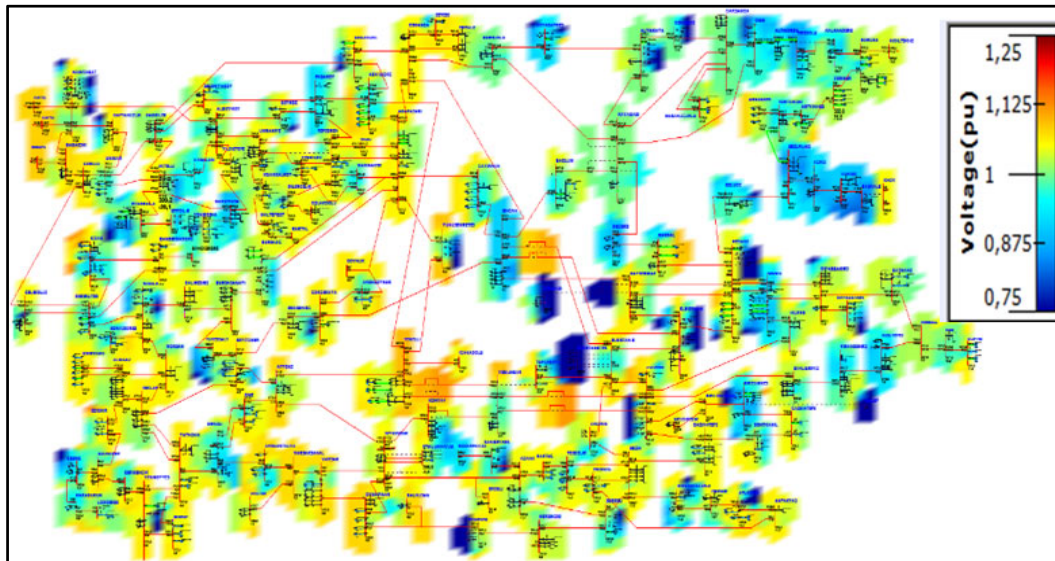
Feyezan Durum Senaryosu(İlk koşul durumu)

Çalışmada Feyezan senaryosu olarak adlandırılan ve analiz edilen tüm senaryolarda (Senaryo-1, Senaryo-2, Senaryo-3 ve Senaryo-4) ilk koşul olarak kullanılan şebekeye ait 12/04/2016 saat 11.00 verileri modellenmiştir. Bu durum üzerinden o gün için incelenen bölgede tam üretme kapasitesi sahip ama üretimi kısıtlanan santrallerin tam kapasite ürettiği farz edilerek revize edilmiştir.

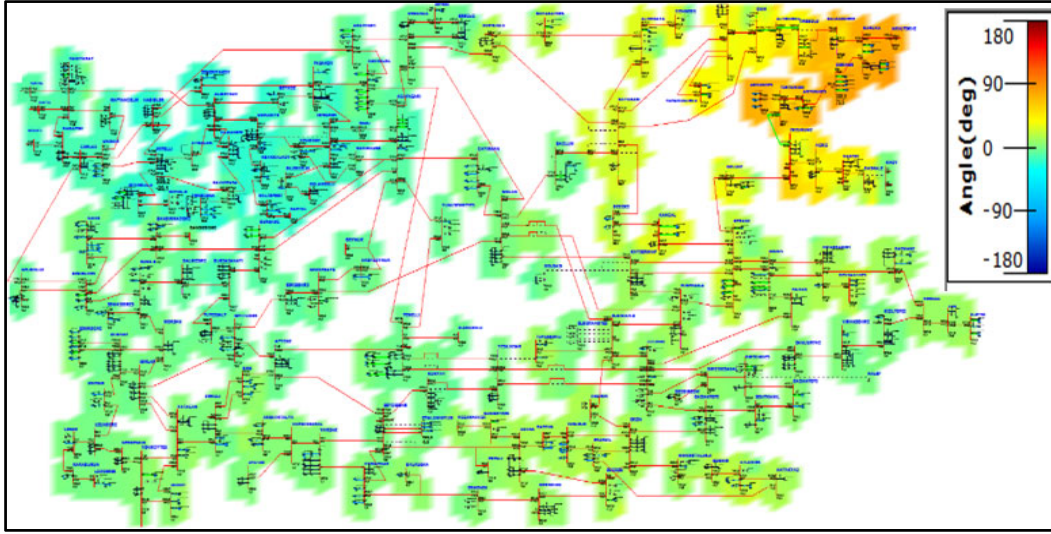
Şekil 4.3'te feyezana durum senaryosunda 400kV Türkiye iletim sistemindeki bara gerilim durumları yer almaktadır. Şekilden anlaşılacağı üzere bu senaryo için sistemde bir gerilim kararsızlığı gözlenmektedir. Özellikle Doğu Anadolu bölgesinde gerilim kararsızlığı yüksektir.

Feyezan durum senaryosunda 400kV Türkiye iletim sistemindeki bara güç açıları durumları Şekil 4.4'te mevcuttur. Bu senaryoda Türkiye iletim sisteminin doğusu ile batısı arasındaki güç açısı değerlerinde belirgin bir fark gözlenmiştir.

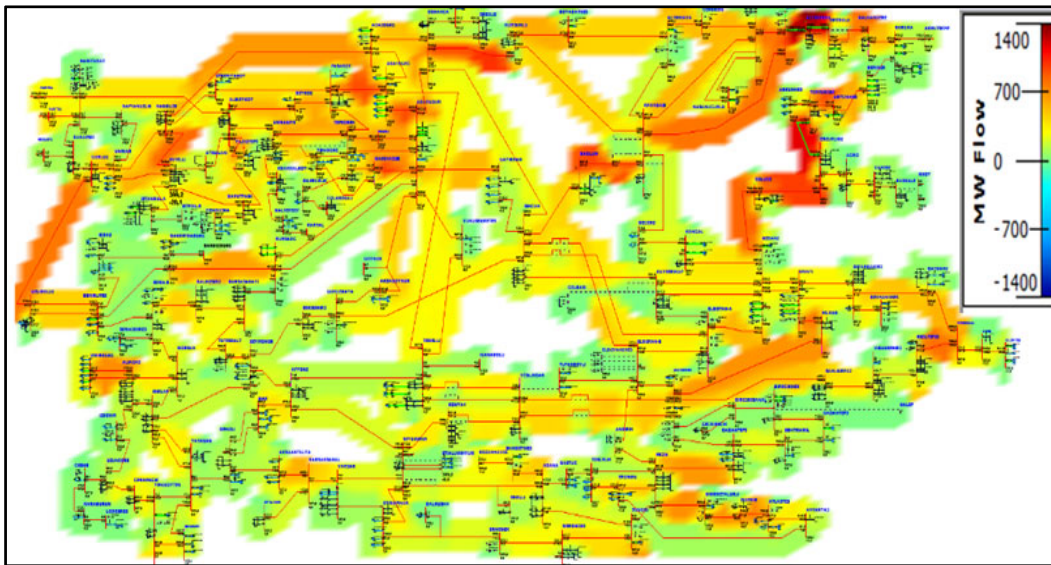
Şekil 4.5'te feyezana durum senaryosunda 400kV Türkiye iletim sistemindeki iletim hatlarındaki yük durumları yer almaktadır. Grafikten anlaşılacağı üzere bu senaryo için iletim hatlarında özellikle incelenen Doğu Anadolu ve Doğu Karadeniz bölgesinde kritik hatlarda aşırı bir yüklenme gözlenmiştir.



Şekil 4.3. Feyezan senaryosundaki enterkonnekte şebeke gerilim değerleri



Şekil 4.4. Feyezan senaryosundaki enterkonnekte şebeke bara güç açıları



Şekil 4.5. Feyezan senaryosundaki enterkonnekte şebeke hat yüklenmeleri

4.1. Senaryo-1 (n-1 durumu)

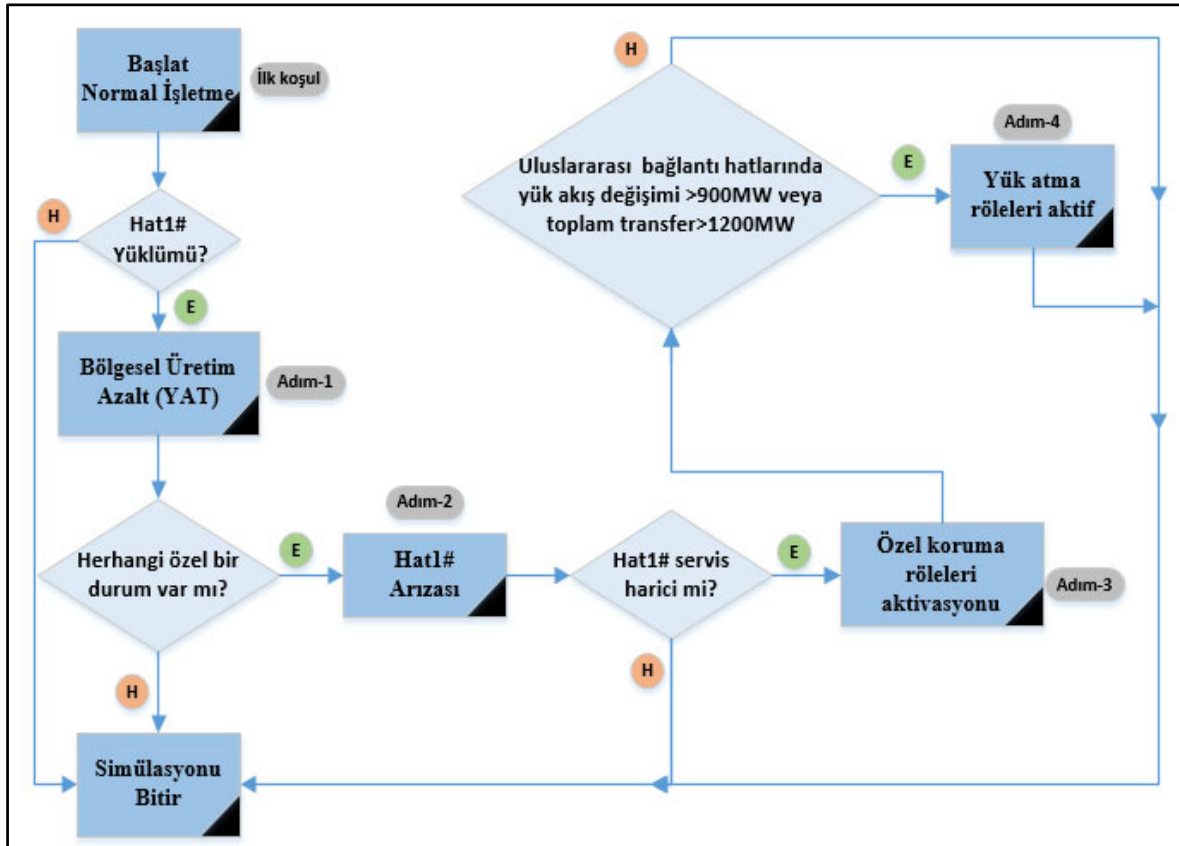
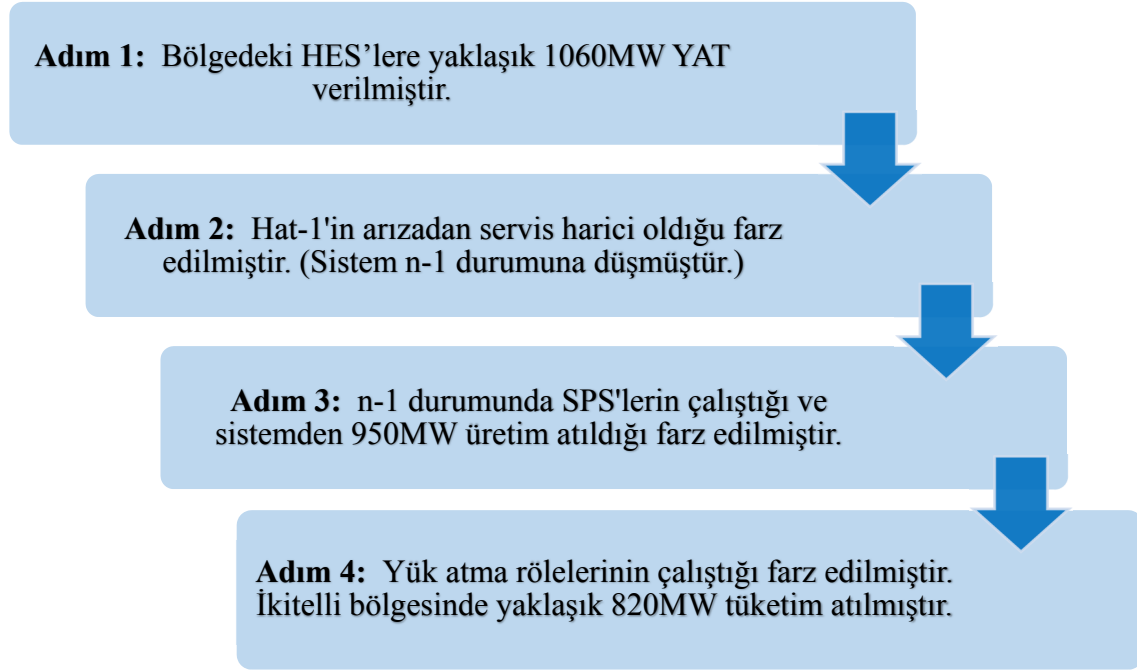
Mevcut sistemin n-1 durumu için tasarlanmış senaryosu olan Senaryo-1 için yapılan tüm analizler bu bölümde değerlendirilmiştir. Senaryo-1 için n-1 durum analizi ve senaryo detayları Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2’de yer almaktadır. Senaryo-1’in akış diyagramı Şekil 4.6’da verilmiştir.

Çizelge 4.1. Mevcut sistem için n-1 (Senaryo-1) analizi argüman tablosu

Teçhizat	Feyezan Senaryosu (İlk koşul)	Senaryo 1 (n-1 durumu)			
		Adım-1	Adım-2	Adım-3	Adım-4
Hat-1	Aktif	Aktif	Trip	Trip	Trip
Hat-2	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-3	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-4	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-5	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-6	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
YAT Kısıtı	Pasif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
SPS	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif	Aktif
Yük Atma Röleleri	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif
HVDC	Yok	Yok	Yok	Yok	Yok

Tezde incelemek için seçilen 6 bara feyezan için kritik olarak belirlenen bölgededir. 1 adet bara İkitelli bölgesinde 1 adet bara ise Adapazarı bölgesindedir. Sistemin açılal durumunu daha iyi inceleyebilmek için Türkiye elektrik sisteminin en batısındaki baralardan biri seçilmiştir. Seçilen iletim hatlarında 4 tanesi feyezan için kritik olan bölge içinden seçilmiştir. 2 adet iletim hattı ise bu dönemde doğu - batı yönünde üretim taşınmasında çok önemli olan irtibat hatlarıdır.

Çizelge 4.2 Mevcut sistem için n-1 (Senaryo-1) analizi akış diyagramı



Şekil 4.6. Mevcut sistem kurgulanan n-1 (Senaryo-1) analizi senaryosu

4.1.1. Açısal kararlılık

Senaryo-1 için yapılan açısal kararlılık analiz sonuçları Çizelge 4.3'te yer almaktadır. İncelenen baralar için Senaryo-1'e ait adımlar uygulandıktan sonra bara açıları Şekil 4.7'de verilmiştir. Şekil 4.7'de görüldüğü gibi İlk koşulda bara-5 güvenli sistem işletmesi için belirlenen 75° üzerinde bir açığa sahiptir.

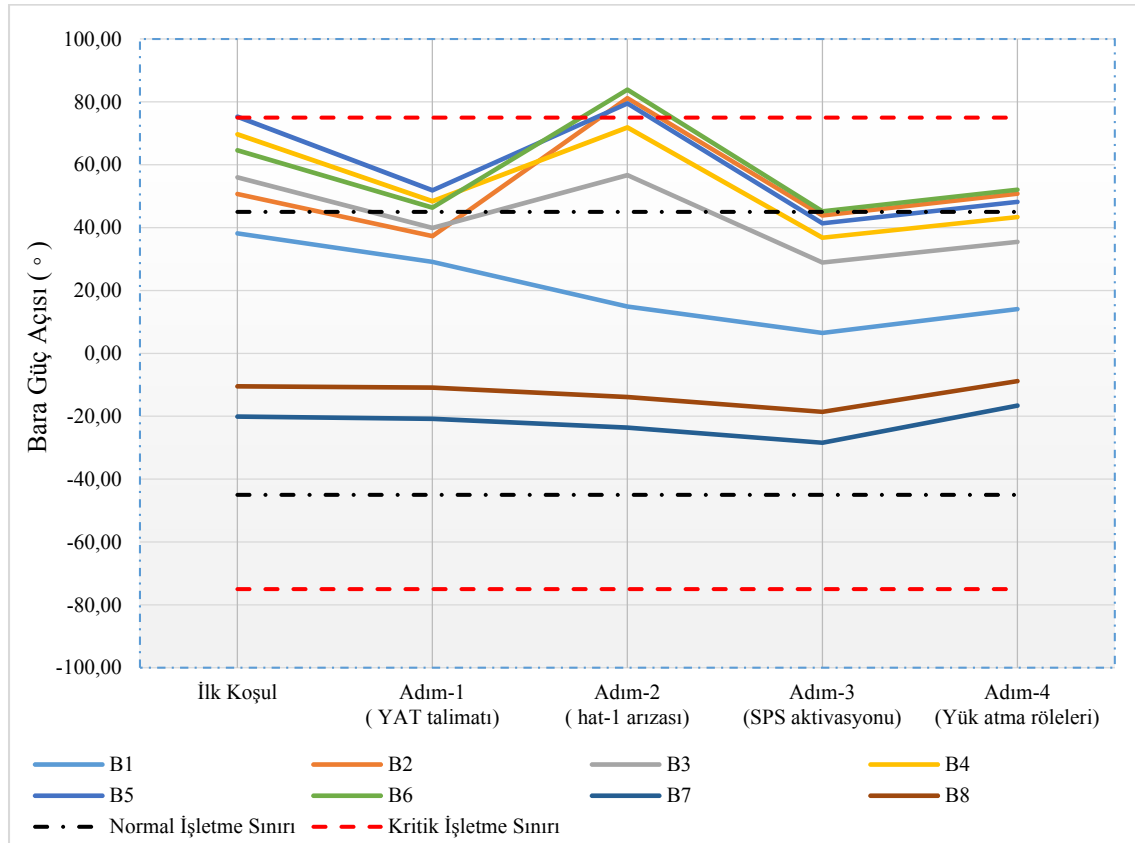
Adım-1'de sistem işletmecisinin mevcut argümanı olan Yük Atma (YAT) argümanı kullanılarak Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgelerinden yaklaşık 1060 MW üretim azaltılmış, üretim açığını dengelemek için diğer bölgelerden üretim arttırılmıştır. Bu argüman sonucunda açısal kararlılık Adım-1'de bariz bir şekilde İlk koşula göre daha kararlı seviyelere gelmiştir.

Adım-2'de hat-1'in arızadan servis harici olduğu varsayılmıştır. Hat-1'in arızadan açması üzerine incelenen çoğu bara da açısal kararsızlık meydana gelmiştir. Özellikle bara-2, bara-5 ve bara-6'da 75° üzerinde açısal kararlılık mevcuttur.

Adım-3'te arıza sonrasında Özel Koruma Sistemi (SPS)'in devreye girerek belirlenen santrallerden toplamda 950MW üretim kaybına yol açtığı varsayılmıştır. Adım-4'te ise bir önceki senaryoda kaybedilen üretimi telafi etmek ve sistemde meydana gelen dengesizliği sönmölemek için yük atma rölelerinin devreye girdiği ve yaklaşık 820 MW tüketim attığı varsayılmıştır. Bu iki adım sonucunda incelenen baralardaki açısal kararsızlık arıza öncesindeki değerler mertebesine dönmüştür. Tasarlanan bu senaryoda Adım-3 ve Adım-4'teki algoritmalar tamamen otomatik olup arıza sonrasında saniyeler içinde gerçekleşmektedir. Adım-1'deki argüman olan YAT argümanı ise Dengeleme Güç Piyasası (DGP) yönetmeliğine göre maksimum 15 dakika içerisinde gerçekleşmektedir. Adım-1'den sonraki senaryolar çok kısa bir süre içinde peş peşe gerçekleşen olaylar zinciridir.

Çizelge 4.3. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için bara aç değeri

Bara Kodu	Bara açları (°)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	38,2	50,7	56	69,7	75,3	64,6	-20,1	-10,5
Adım-1 (YAT talimatı)	29,1	37,3	39,9	48,4	51,9	46,4	-20,8	-10,9
Adım-2 (hat-1 arızası)	14,9	81,2	56,7	71,9	79,5	83,9	-23,6	-13,9
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	6,5	43,9	28,9	36,8	41,4	45,2	-28,4	-18,6
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	14,1	50,8	35,5	43,4	48,2	52,1	-16,6	-8,8



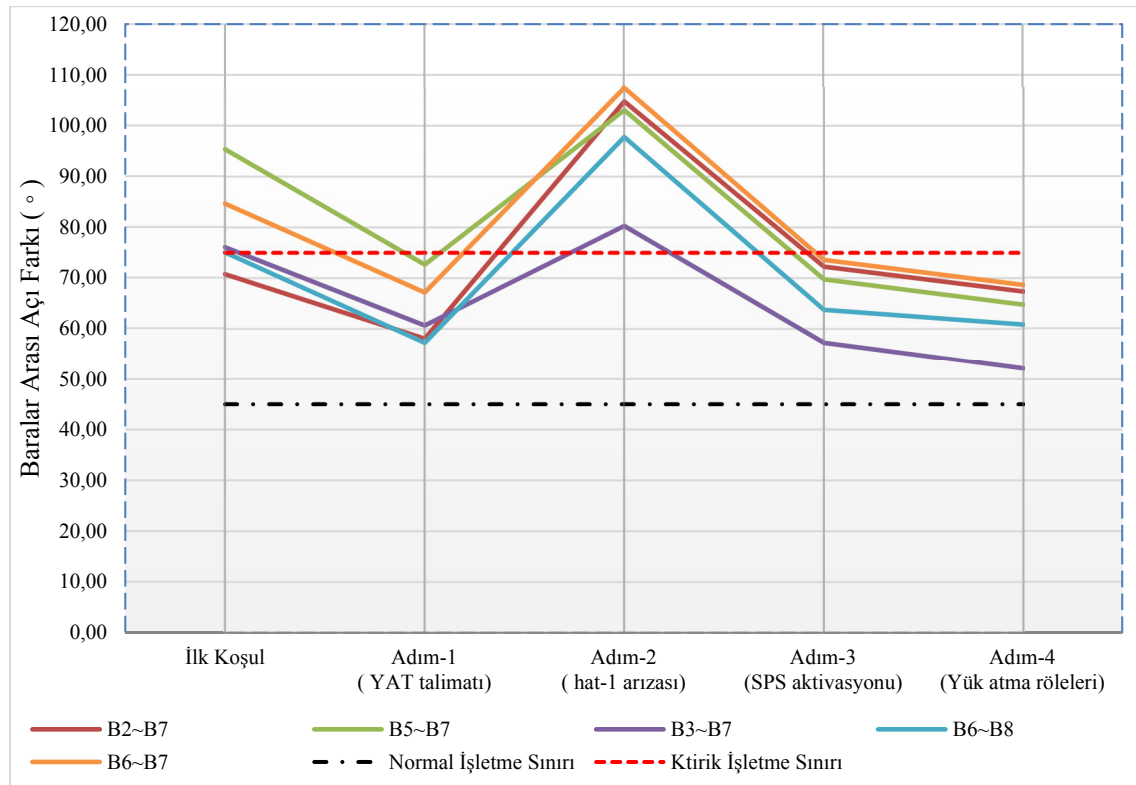
Şekil 4.7. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara açları

Çizelge 4.4 ve Şekil 4.8’de Senaryo-1 adımlarında meydana gelen baralar arası açılal fark değışimleri yer almaktadır. Güvenli sistem işletmeciliği için komşu iki bara arasındaki açılal fark ne kadar az olur ise arıza durumunda o iki bara arasındaki iletim hattını tekrar devreye almak o kadar rahat olur. Ülke şebekesindeki uzak baralar arasındaki açılal fark ise

şebekenin ne kadar çok yük taşıdığının bir göstergesidir. Bir iletim şebekesinde istenen durum hatların en az yükte olması ve uzak noktalar arasındaki açının düşük olmasıdır.

Çizelge 4.4. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için baralar arası açı farkları

Bara Kodu	Baralar arası açı farkları (°)				
	B2-B7	B5-B7	B3-B7	B6-B8	B6-B7
İlk koşul	70,8	95,4	76,1	75,1	84,7
Adım-1 (YAT talimatı)	58,1	72,7	60,7	57,3	67,2
Adım-2 (hat-1 arızası)	104,8	103,1	80,3	97,8	107,5
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	72,3	69,8	57,3	63,8	73,6
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	67,4	64,8	52,1	60,9	68,7

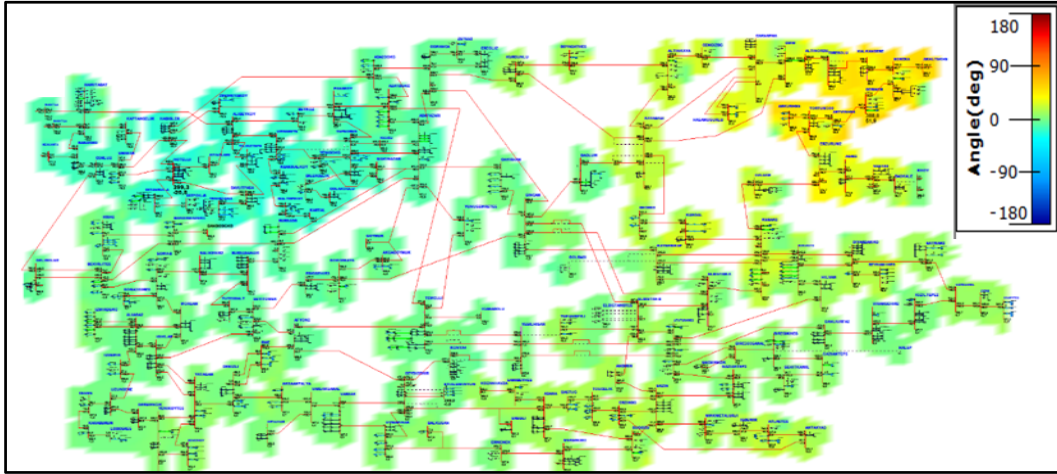


Şekil 4.8. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) baralar arası açı farkları

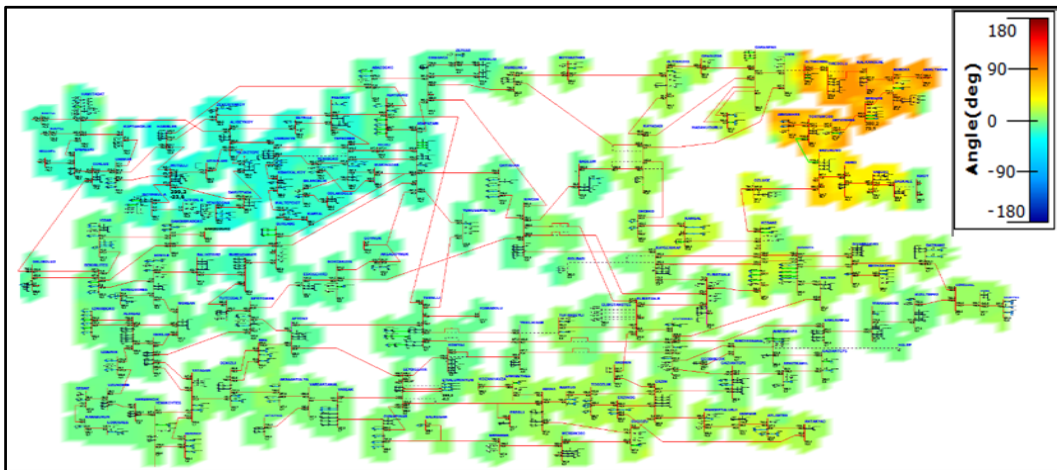
Türkiye gibi doğu – batı yönünde uzun coğrafi yapılarıdaki iletim şebekelerinde açı hem çok önemlidir hem de risk teşkil etmektedir. Şekil 4.8’den anlaşılacağı üzere feyezan durumunda yani İlk koşulda özellikle bara5 - bara7 ve bara6 - bara7 arasındaki açısal fark istenmeyen

seviyelerdedir. Adım-1’de YAT argümanı ile bu farklar kritik işletme koşulları altına çekilmiştir. Adım-2’de arıza ile beraber incelenen baralar arası açısal fark kritik işletme değerlerinin çok üzerine çıkmıştır. Adım-3’te SPS ve Adım-4’te yük atma röleleri (tüketim azaltma) art arda devreye girmesi ile beraber incelenen baralardaki açısal fark normal işletme koşulları sınırları içerisine çekilmiştir.

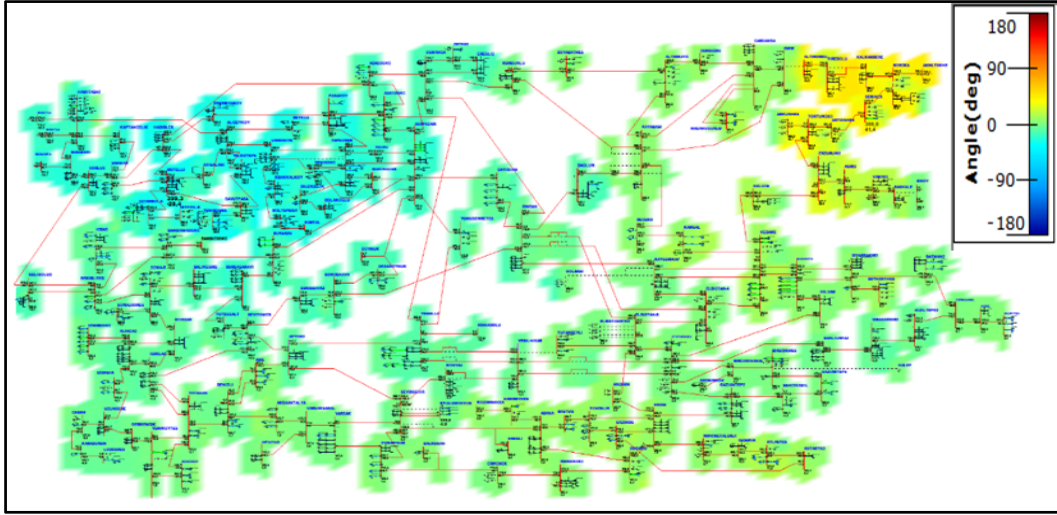
Şekil 4.9’da Adım-1, Şekil 4.10’da Adım-2, Şekil 4.11’de Adım-3 ve Şekil 4.12’de ise Adım-4 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait güç açısı durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-1’de Doğu Karadeniz ile Batı Trakya arasında güç açısı farkı mevcuttur. Adım-2’de hat-1 arızası ile beraber açı farkı önemli derece artmıştır. Adım-3 ve Adım-4’te sırası ile SPS ile yük atma röleleri devreye girerek artan açı farkının tekrar Adım-1’deki seviyelere geldiği görülmüştür.



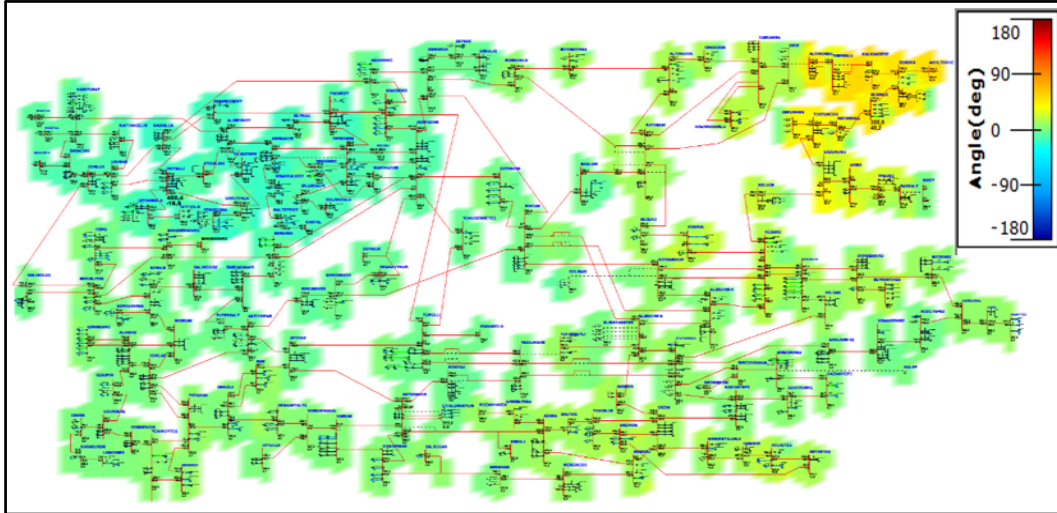
Şekil 4.9. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları



Şekil 4.10. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları



Şekil 4.11. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası bara güç açıları



Şekil 4.12. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları

4.1.2. Gerilim kararlılığı

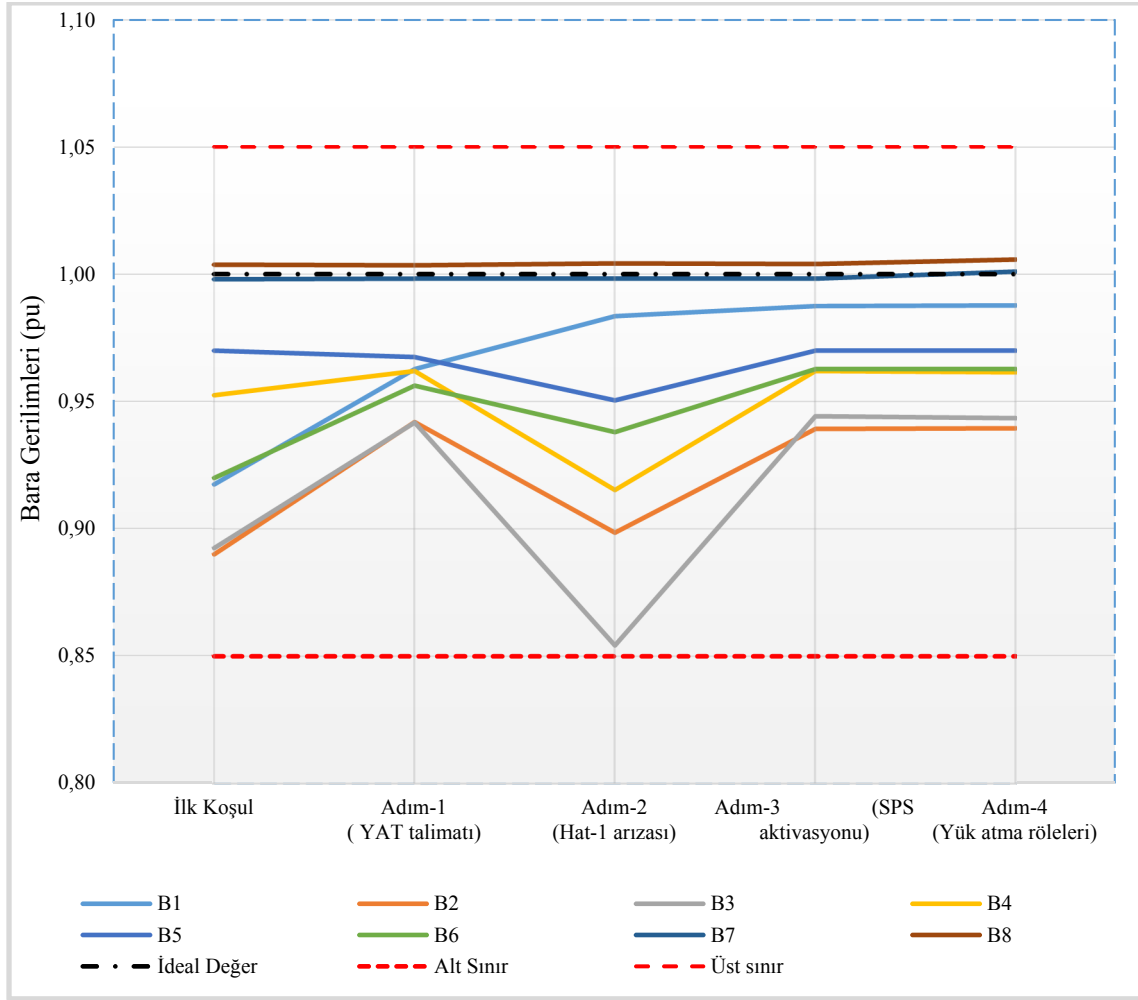
Elektrik şebekelerinin işletilmesinde, açısal kararlılık kadar önemli bir diğer konu ise sistemdeki gerilim kararlılığıdır. Bu çalışmada ele alınan Türkiye iletim şebekesine ilişkin yönetmelikler gereği 400kV iletim hattında bir baranın minimum gerilim değeri 340kV, maksimum gerilim değeri ise 420kV olarak belirlenmiştir. Bu değerler dışında sistemi sürekli işletmek hem teçhizatlar açısından hem de sistemin kararlılığı açısından risktir. Ani bir arıza durumunda baralardaki gerilimler bu değerlerin altına düşebilir ya da üstüne çıkabilir. Fakat kalıcı arızalara neden olmamak için bu değerleri en kısa zamanda kabul edilebilir sınırlar içine çekmek çok önemlidir.

Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için yapılan analizler sonucu elde edilen gerilim değerleri Çizelge 4.5'te yer almaktadır. Çizelge 4.5 ve Şekil 4.13'ten anlaşılabacağı üzere feyezan senaryosunda yani İlk koşul durumunda tüm baraların gerilimleri alt ve üst sınırlar içerisinde. Adım-1'de YAT argümanı ile birlikte çoğu baranın gerilimleri daha fazla normal işletme koşullarına yaklaşmıştır. Adım-2'de hat-1'in arıza sonrasında servis harici olması sonucunda baraların gerilimlerinde önemli ölçüde dalgalanma gözlenmiştir. Özellikle bara-2 ve bara-3'te gerilimler alt işletme sınırlarına yaklaşmıştır. Adım-3'te SPS ve Adım-4'te yük atma rölelerin art ardına gerçekleşmesi ile incelenen baralardaki gerilim profilleri normal işletme şartlarına gelmiştir.

Çizelge 4.5. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için bara gerilimleri

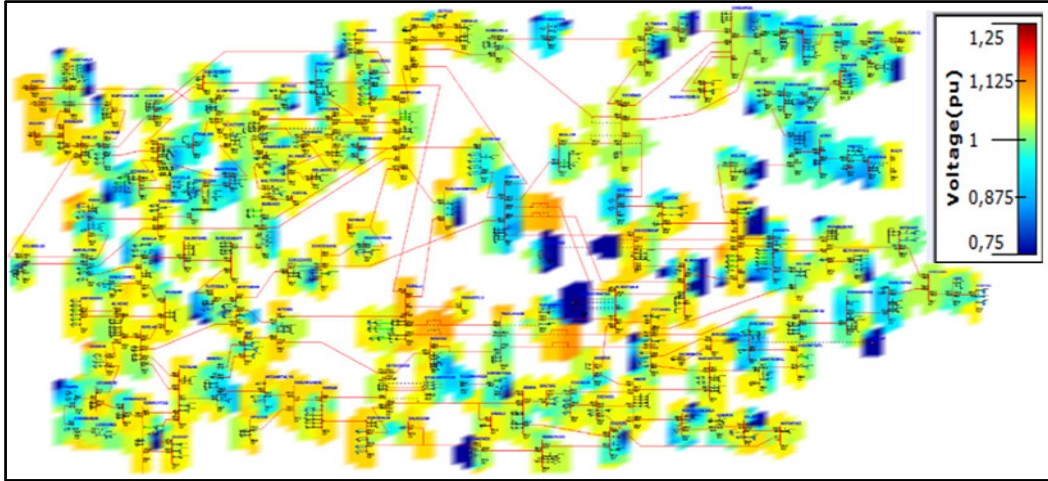
Senaryo-1	Bara gerilimleri (pu)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	0,92	0,89	0,89	0,95	0,97	0,92	1,00	1,00
Adım-1 (YAT talimatı)	0,96	0,94	0,94	0,96	0,97	0,96	1,00	1,00
Adım-2 (Hat-1 arızası)	0,98	0,90	0,85	0,92	0,95	0,94	1,00	1,00
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	0,99	0,94	0,94	0,96	0,97	0,96	1,00	1,00
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	0,99	0,94	0,94	0,96	0,97	0,96	1,00	1,01

Genel itibari ile Senaryo-1 yani bir hattın arızadan açarak sistemin n-1 duruma düştüğü bu senaryo için çok fazla bir gerilim kararsızlığı meydana gelmediği analiz edilmiştir. Sadece hat arızasının gerçekleştiği Adım-2'de bara-3 için kısa süreliğine de olsa bir gerilim düşümü meydana gelmiştir.

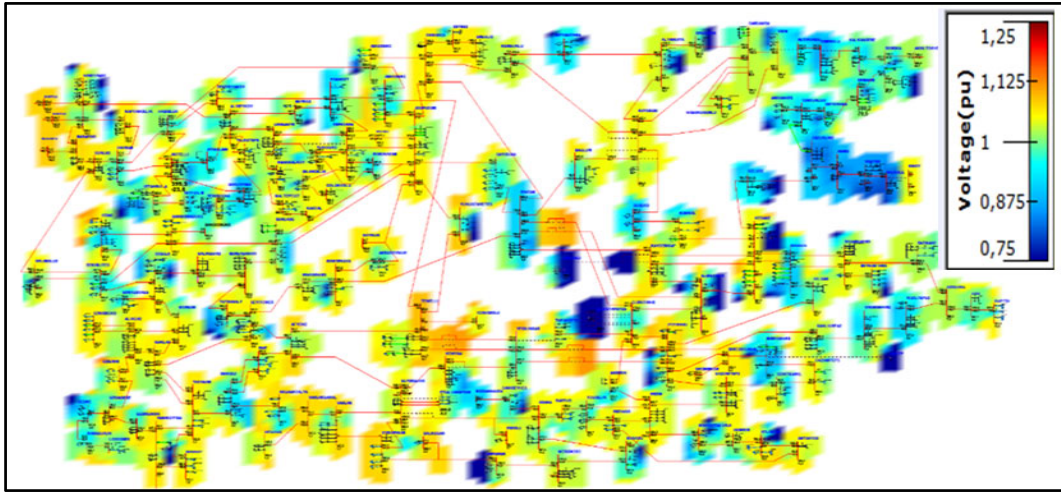


Şekil 4.13. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara gerilim değişimleri

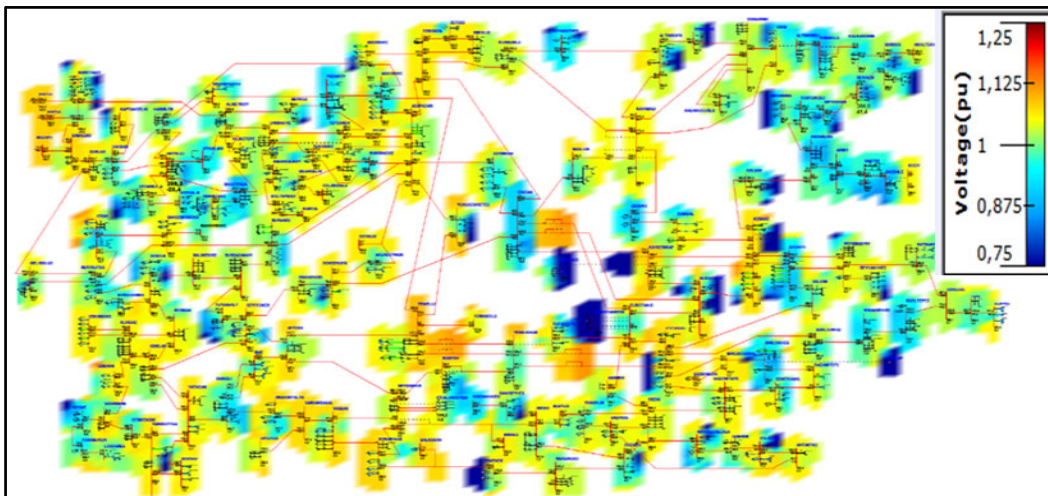
Şekil 4.14'te Adım-1, Şekil 4.15'te Adım-2, Şekil 4.16'da Adım-3 ve Şekil 4.17'de ise Adım-4 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait gerilim durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-2'de hat-1 arızasından sonra arızaya yakın baralarda gerilim düşümü gözlenmiştir. Diğer senaryolarda gerilim profilleri birbirine yakındır.



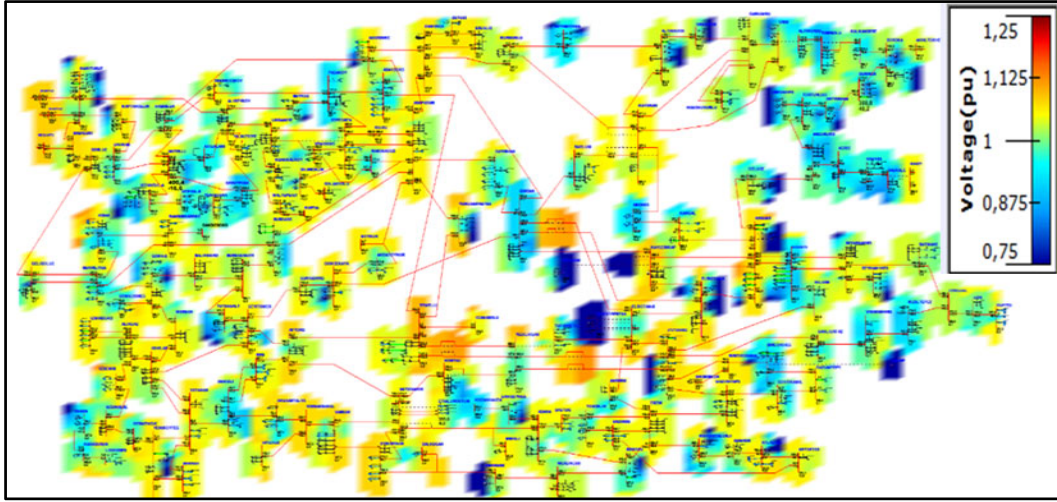
Şekil 4.14. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 4.15. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 4.16. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 4.17. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili

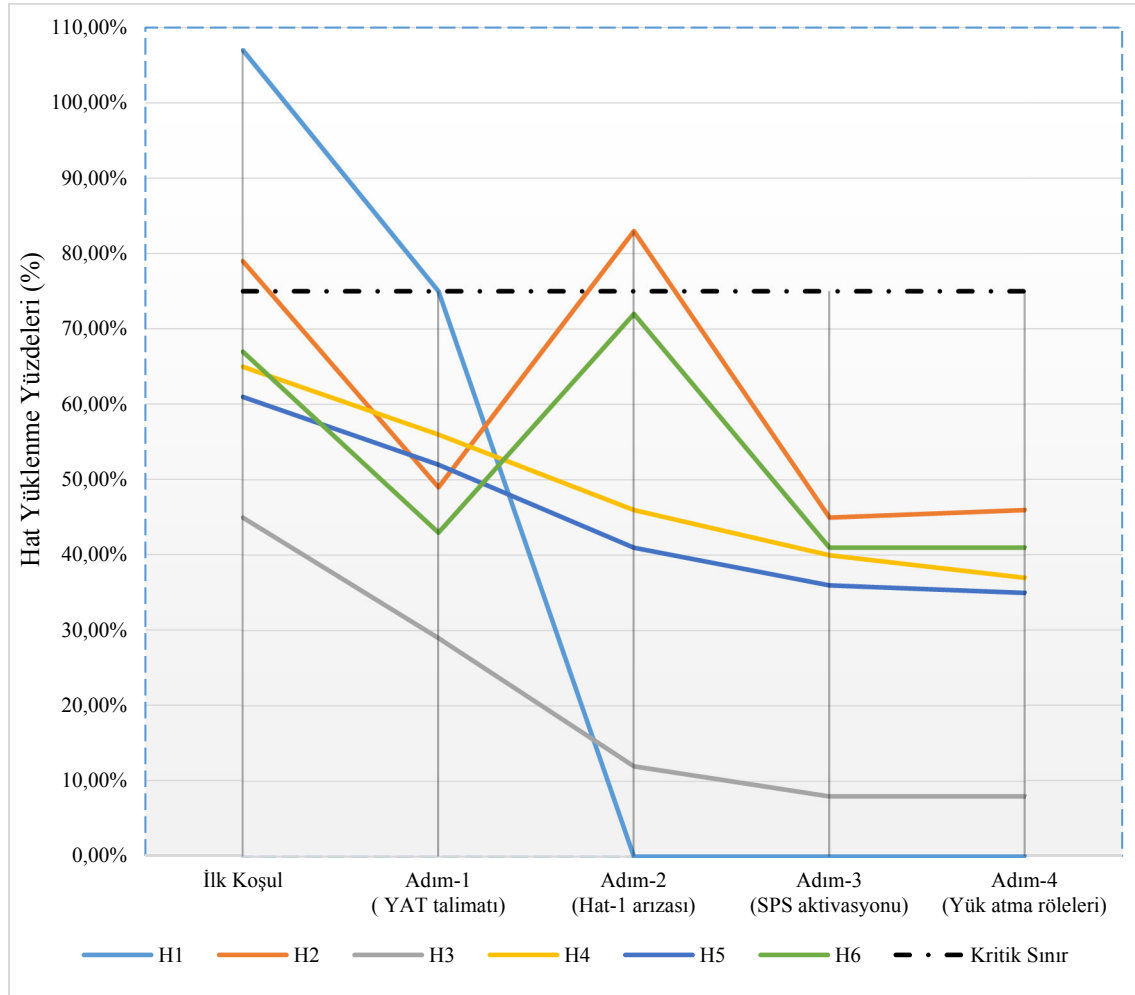
4.1.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı

Elektrik şebekelerinin işletilmesinde açısal kararlılık ve gerilim kararlılığı kadar önemli bir diğer konu ise sistemdeki iletim hatlarının termal kapasite yüklülük durumlarıdır. Bir iletim sisteminde hatların normal koşullarda termal yüklenme kapasitelerinin üzerinde veya sınır değere yakın değerlerde yüklenmesi istenmeyen bir durumdur. Böyle bir durumda kritik bir hatta oluşacak arıza kaskat arızalara neden olabilir. Türkiye iletim sisteminde iletim hatlarının termal kapasitesinin %75'ine kadar yüklenmesi normal işletme koşulları olarak değerlendirilmektedir.

Senaryo-1 için incelenen 6 adet 400kV iletim hattının yüklenme değişimleri Çizelge 4.6'da yer almaktadır. Değişimlerin grafiksel gösterimi Şekil 4.18'de verilmiştir. Çizelge ve şekilden anlaşılacağı üzere Senaryo-1 için ilk koşul durumunda hat-1 ve hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. Ani olarak bu yüklenmelere müsaade edilebilir iken iletim hatlarının uzun süreli bu derece yüklü gitmesi sistemin kararlı işletilmesi için bir risk oluşturmaktadır. Adım-1'de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-1'in yükü nominal işletme sınırına, hat-2'nin yükü ise nominal işletme sınırlarının altına çekilmiştir. Adım-2'de hat-1'in arızadan servis harici olması ile birlikte hat-2 tekrar nominal işletme sınırları üzerine hat-6'da nominal işletme sınırlarına yakın bir değere yüklenmiştir. Sırası ile Adım-3'te SPS ile üretim atma ve Adım-4'te yük atma röleleri aracılığı ile tüketim atılmıştır. Bu eylemler sonucunda hat-2'nin yükü nominal işletme sınırları altına düşmüştür.

Çizelge 4.6. Mevcut sistemde n-1 durumu (Senaryo-1) için iletim hat yüklenmeleri

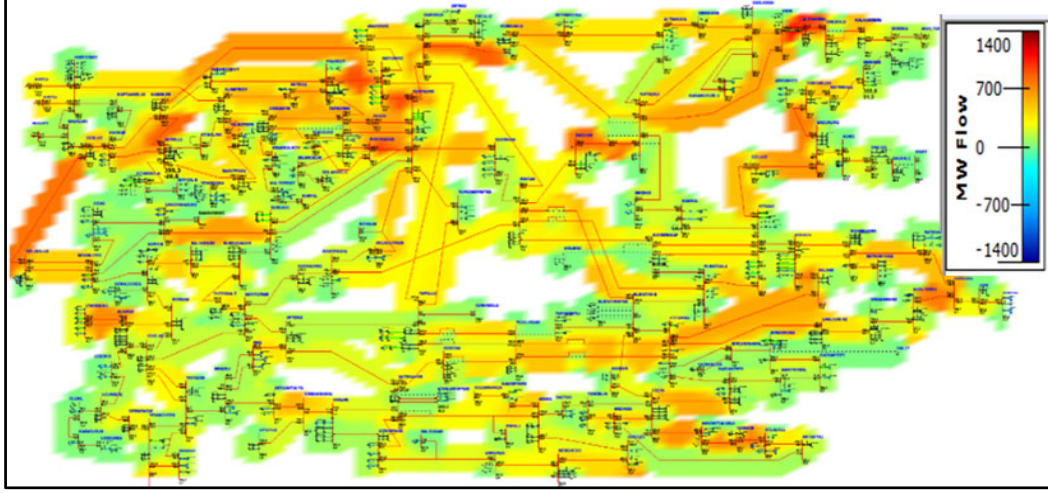
Senaryo Adı	Hatların yüklenmeleri					
	H1	H2	H3	H4	H5	H6
İlk durum	107,00%	79,00%	45,00%	65,00%	61,00%	67,00%
Adım-1 (YAT talimatı)	75,00%	49,00%	29,00%	56,00%	52,00%	43,00%
Adım-2 (Hat-1 arızası)	0,00%	83,00%	12,00%	46,00%	41,00%	72,00%
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	0,00%	45,00%	8,00%	40,00%	36,00%	41,00%
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	0,00%	46,00%	8,00%	37,00%	35,00%	41,00%



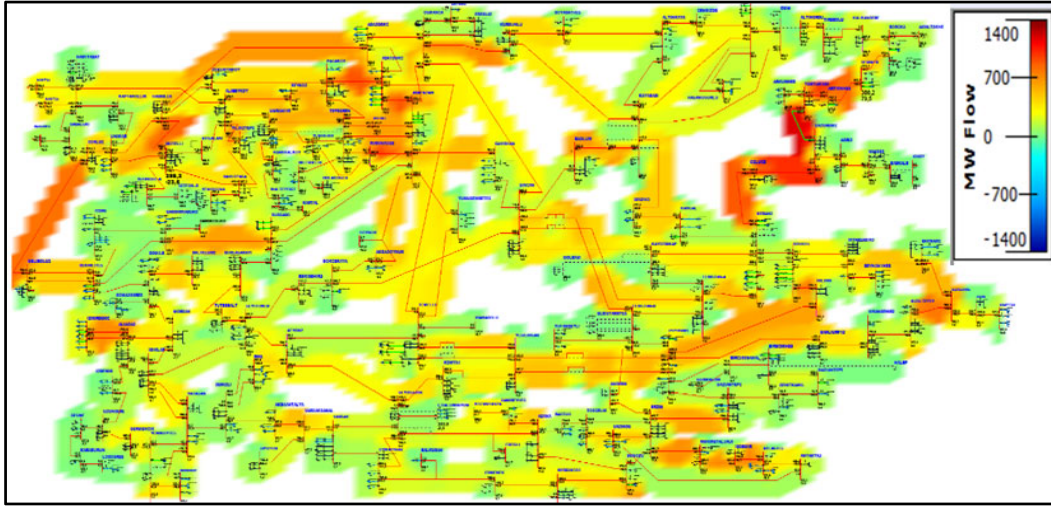
Şekil 4.18. n-1 durumu (Senaryo-1) için iletim hatlarının yüklenmeleri

Şekil 4.19’da Adım-1, Şekil 4.20’de Adım-2, Şekil 4.21’de Adım-3 ve Şekil 4.22’de ise Adım-4 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait iletim hatlarının yüklenme durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-2’de hat-1 arızasından sonra incelenen

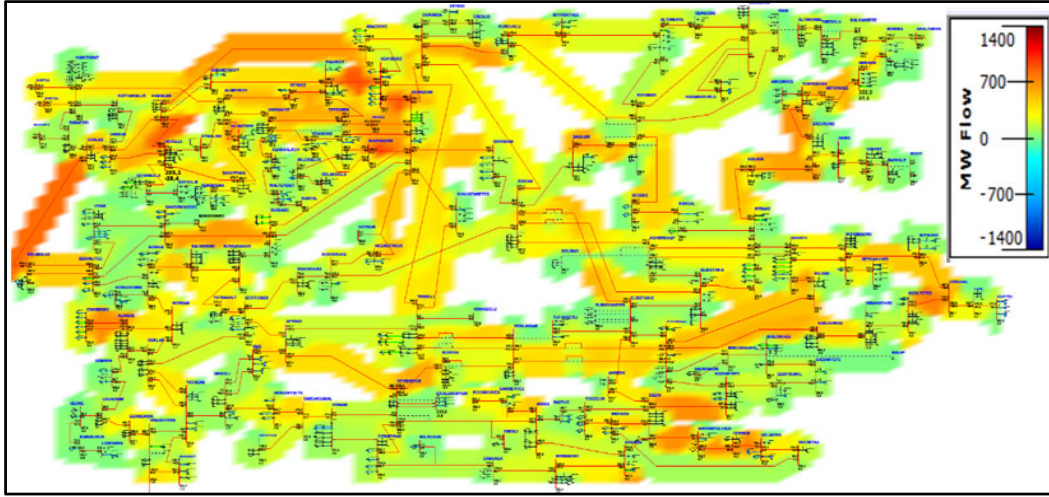
bölgenin diğer irtibat hattı ve o hatta komşu hatları aşırı yüklendiği gözlenmiştir. Diğer senaryolarda iletim hatlarının yüklenme profilleri birbirine yakındır.



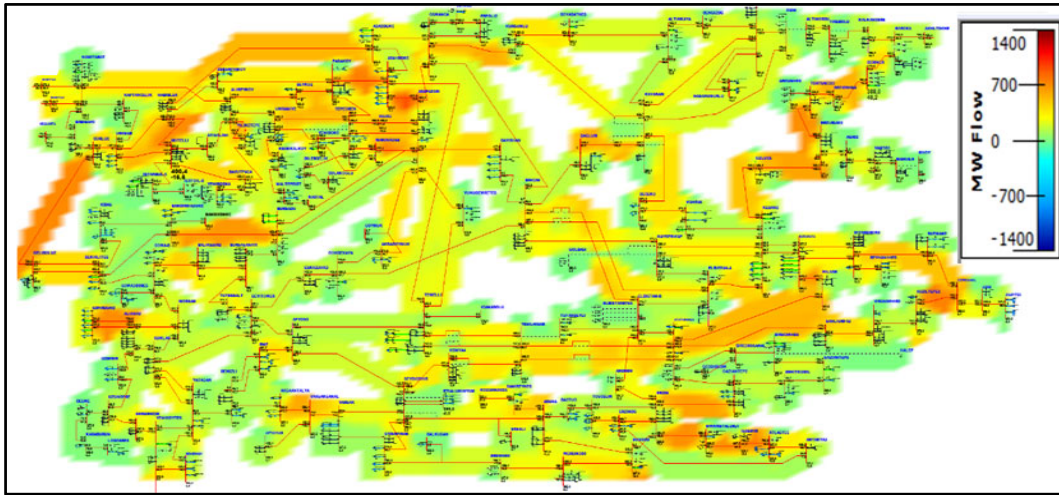
Şekil 4.19. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 4.20. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 4.21. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu

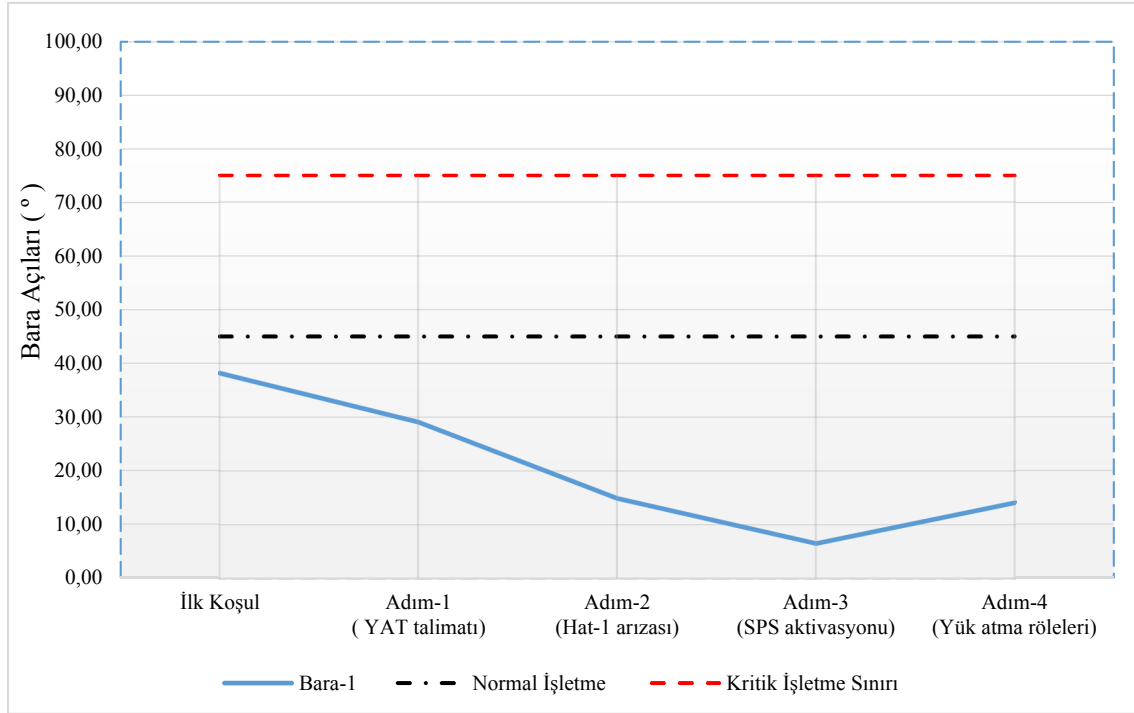


Şekil 4.22. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu

4.1.4. Her bir bara için açısıl kararlılık

Senaryo-1’de gerçekleşen açısıl değişimlerin daha detaylı anlaşılabilmesi için bu bölümde baralar ayrı ayrı ele alınmıştır. Her baraya ait açısıl değişim analiz edilmiştir.

Senaryo-1 için bara-1’in açısıl değişimi Şekil 4.23’te görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere bara-1’de Senaryo-1 için herhangi bir açısıl kararsızlık gözlenmemiştir.

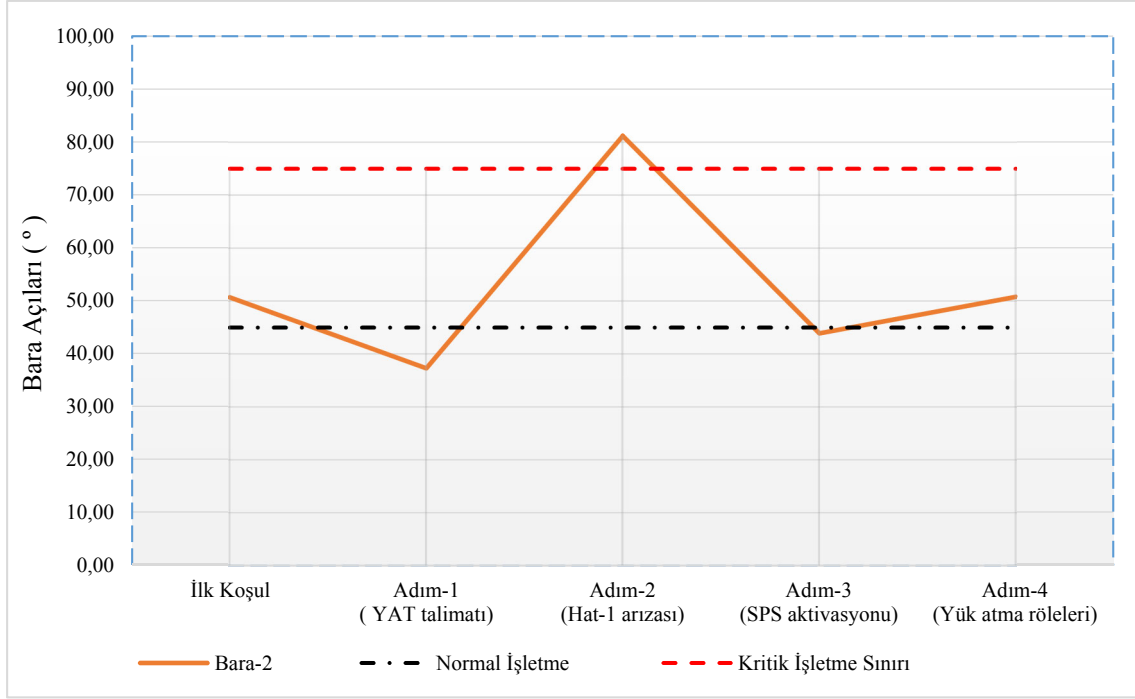


Şekil 4.23. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-1'in açı değişimi

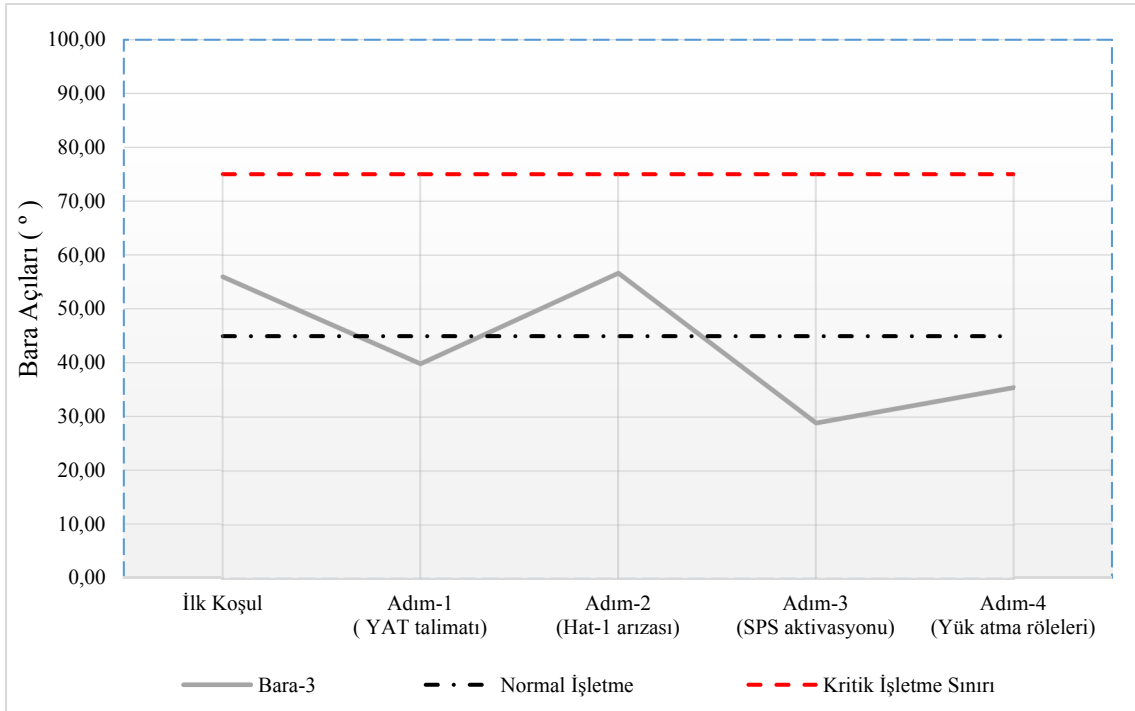
Senaryo-1 için bara-2'nin açısal değişimi Şekil 4.24'te görülmektedir. Hat-1'in arızadan açtığı Adım-2 hariç diğer senaryolarda bara-2 için herhangi bir açısal kararsızlık görünmemektedir. Fakat Adım-2'de hat-1 arızasıyla birlikte bara-2 açısı 75° olan kritik işletme sınırının üzerine çıkmıştır. Fakat daha sonraki senaryolar olan Adım-3'te üretim atarak ve Adım-4'te tüketim atıldıktan sonra bara-2 açısı kritik işletme sınırları altına düşmüştür.

Senaryo-1 için Şekil 4.25'te bara-3'ün, Şekil 4.26'da bara-4'ün açısal değişimi görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere bara-3 ve bara-4'te herhangi bir açısal kararsızlık gözlemlenmemiştir.

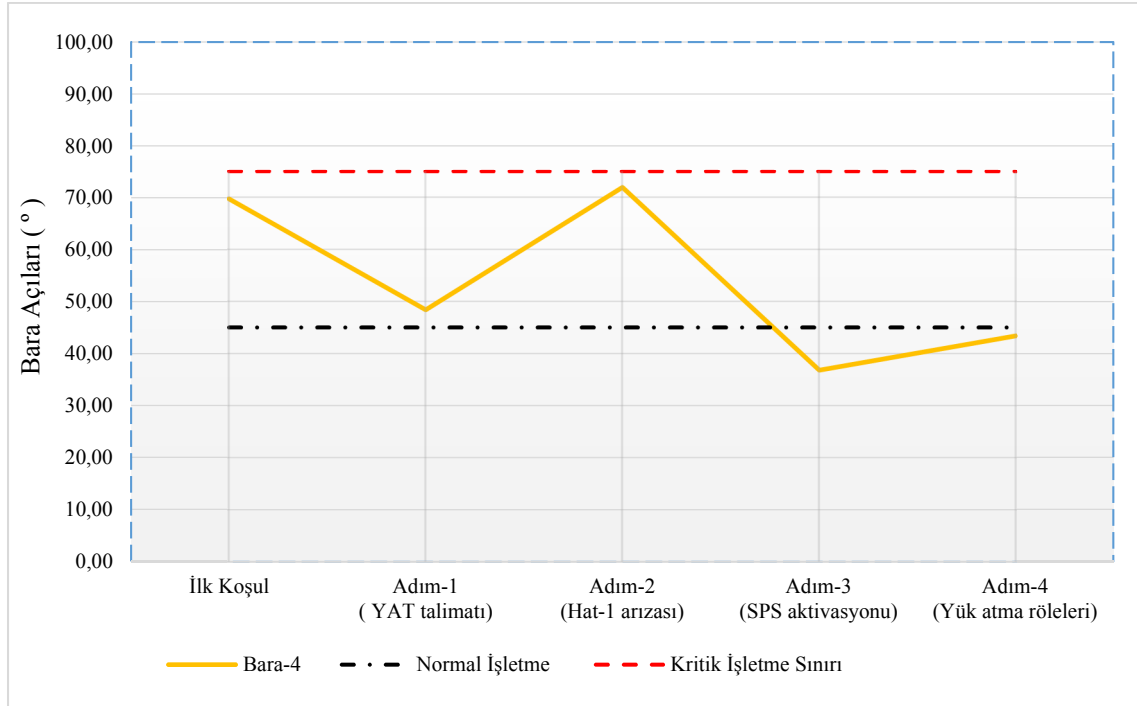
Şekil 4.27'de Senaryo-1 için bara-5'in ve Şekil 4.28'de bara-6'nın açısal değişimi görülmektedir. Feyezan senaryosu yani İlk koşul durumu ve Adım-2 hariç diğer senaryolarda bara-5 ve bara-6 için herhangi bir açısal kararsızlık görünmemektedir. Fakat hem ilk koşulda hem de Adım-2'de hat-1 arızasıyla birlikte bu baralardaki açı kritik işletme sınırının üzerindedir. Sonraki senaryolar olan Adım-3'te üretim ve Adım-4'te tüketim atıldıktan sonra baralardaki açı normal işletme sınırları altına düşmüştür.



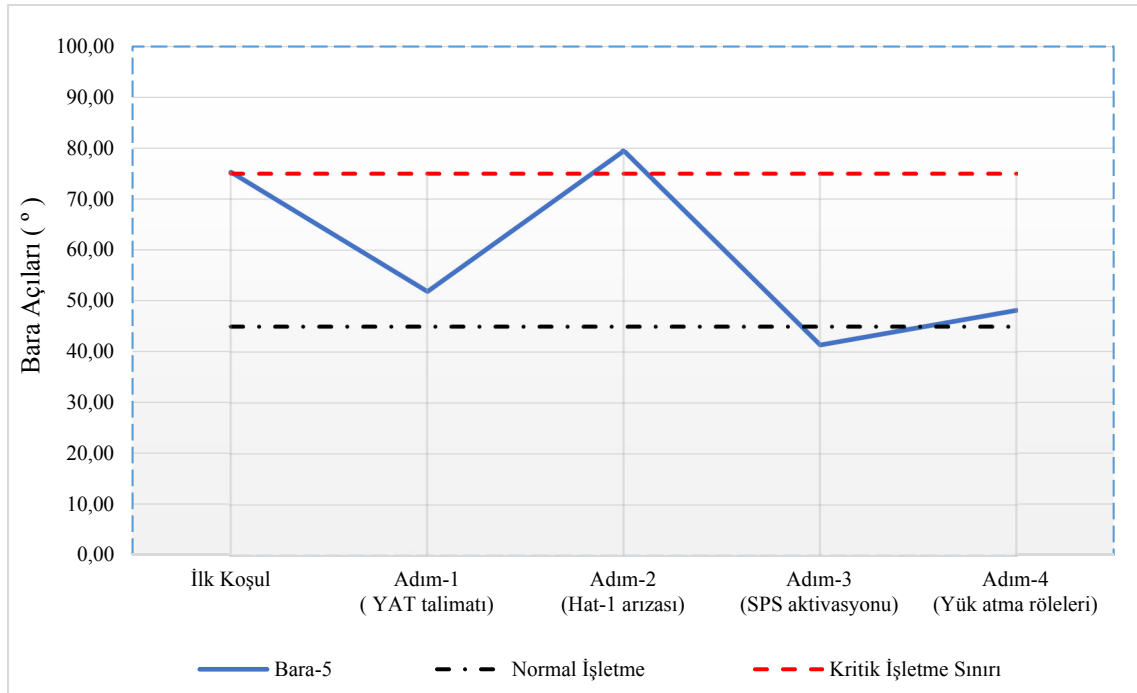
Şekil 4.24. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-2'nin açı değişimi



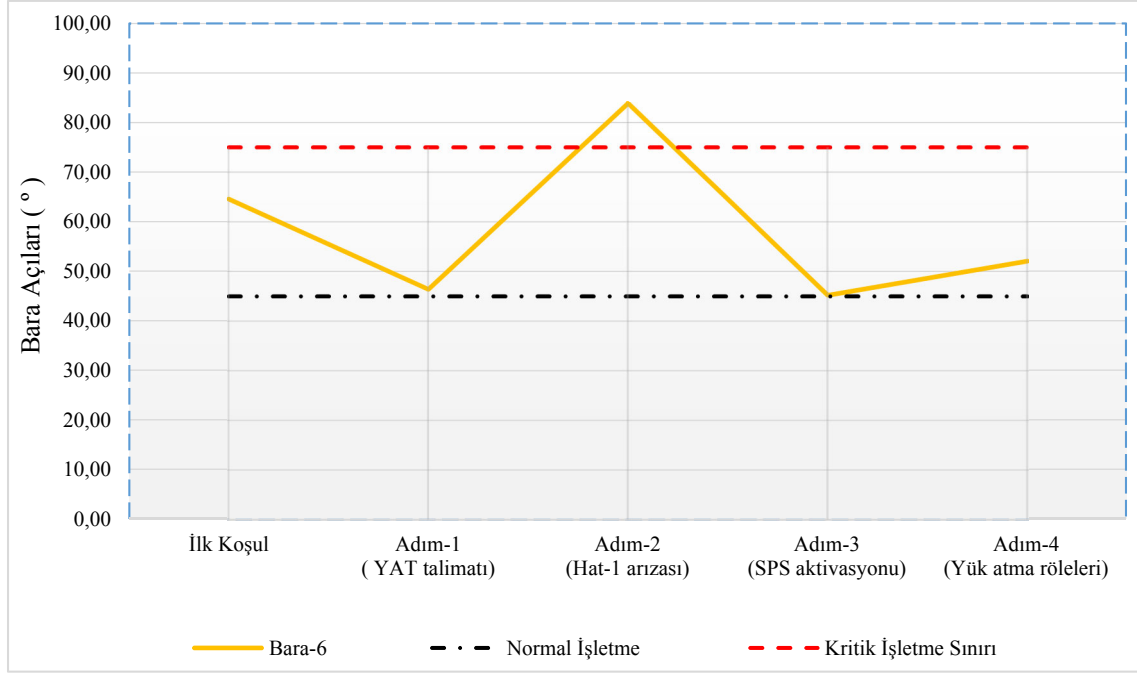
Şekil 4.25. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-3'ün açı değişimi



Şekil 4.26. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-4'ün açılı değişimi

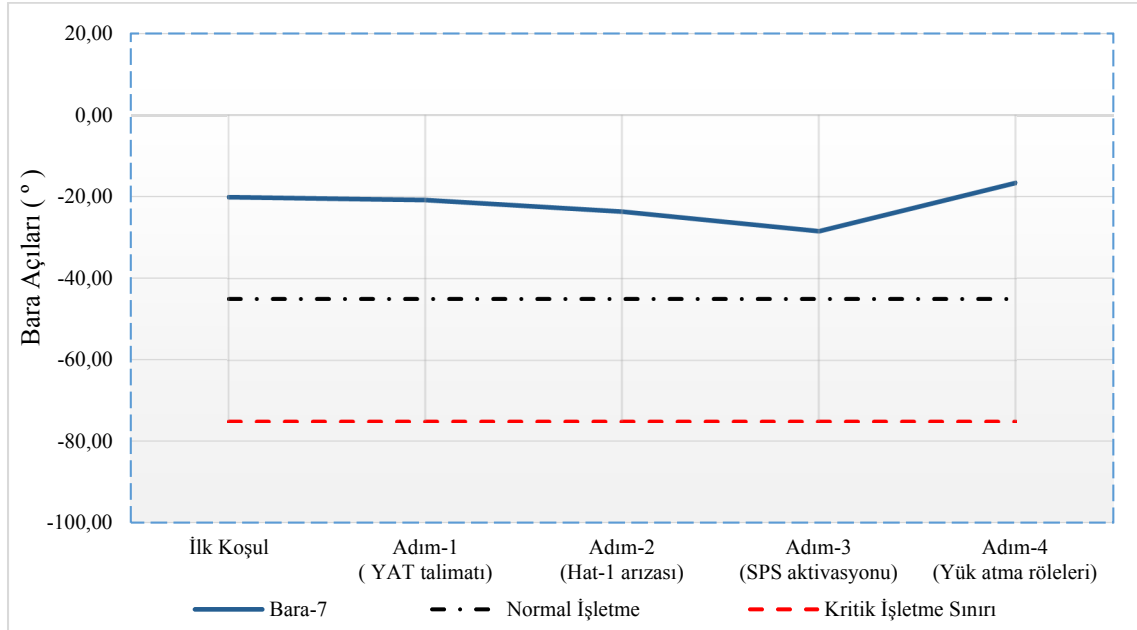


Şekil 4.27. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-5'in açılı değişimi

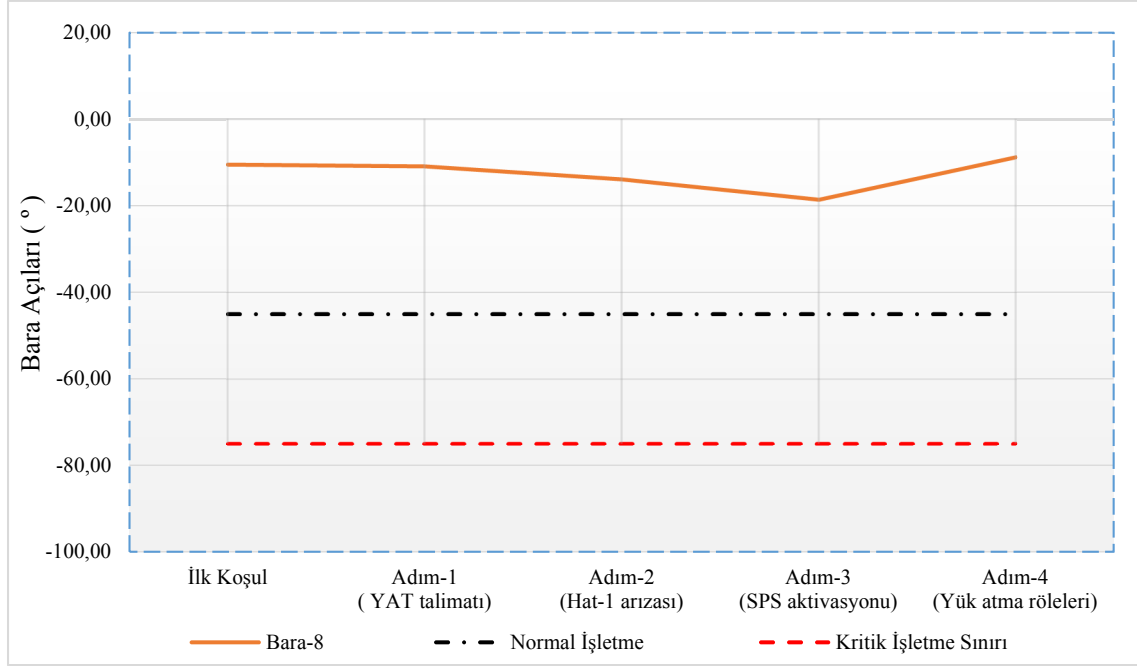


Şekil 4.28. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-6'nın aç değişimi

Senaryo-1 için Şekil 4.29'da bara-7'nin ve Şekil 4.30'da bara-8'in aç değişimi görülmektedir. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda herhangi bir kritik açısal değişim gözlenmemektedir. Bu baraların güç açılarına bakıldığında referans noktasının diğer tarafında kaldığı için açılar – (eksi) değerlidir.



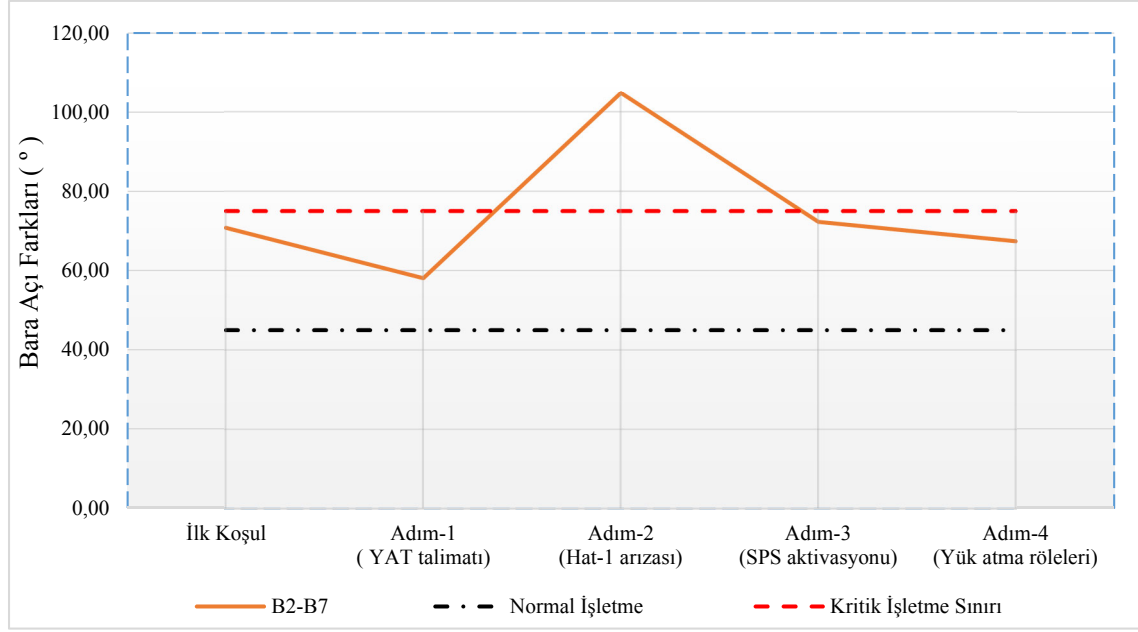
Şekil 4.29 Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-7'nin aç değişimi



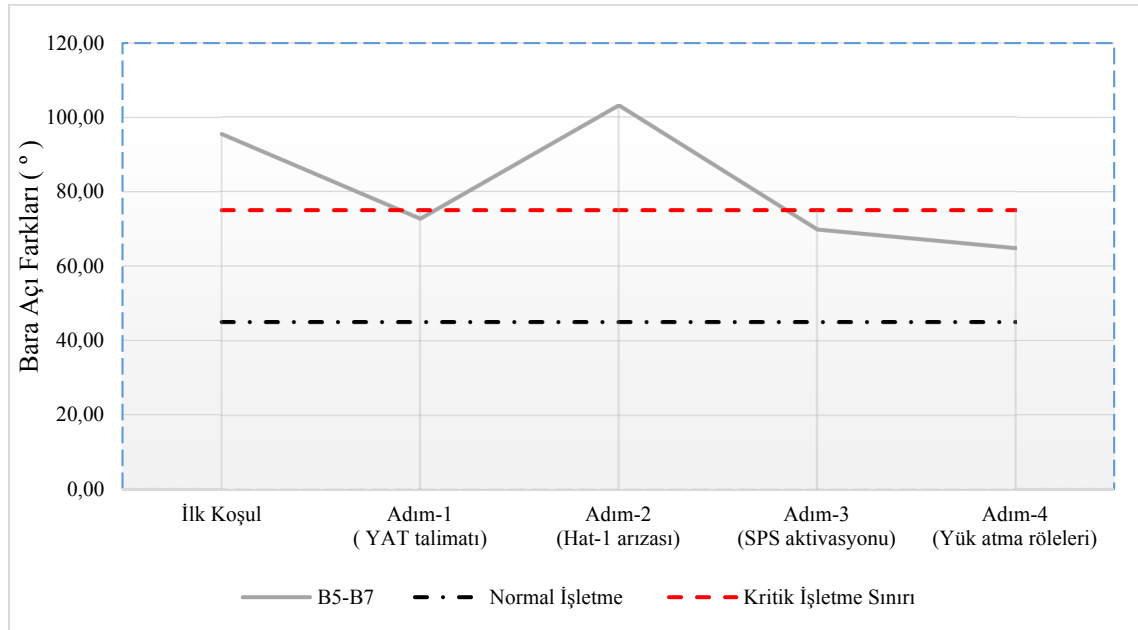
Şekil 4.30 Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-8'in açısı değişimi

Normal işletme koşullarında özellikle komşu iki bara arasındaki açısal farkın yüksek olması riskli bir durumdur. Yüksek açı farklı iki komşu bara arasında oluşabilecek bir arızadan sonra bu hattı tekrar kapamak açı farkından dolayı mümkün olmayabilir.

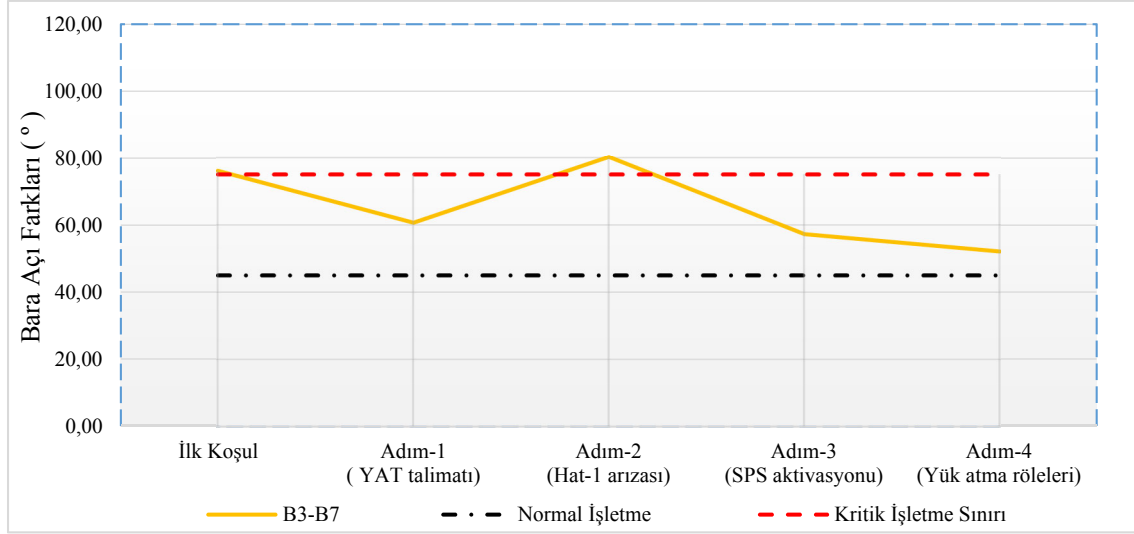
Şekil 4.31, Şekil 4.32, Şekil 4.33, Şekil 4.34 ve Şekil 4.35 incelendiğinde Senaryo-1 için sırasıyla bara 2-7, bara 5-7, bara 3-7, bara 6-7 ve bara 6-8 arasındaki açı fark değişimleri görülmektedir. İncelenen tüm baralar arası açı farkları kritik seviyeler altında kalmıştır. Adım-2 durumu hariç diğer senaryolarda bu baralar arasındaki açı farkı kritik işletme koşulları altındadır. Fakat Adım-2'de hat-1 arızası ile birlikte açı farkı kritik işletme sınırının çok üzerine çıkmıştır. Fakat daha sonraki senaryolar olan Adım-3'te üretim atılması ve Adım-4 'de tüketim atılmasıyla bara-2 açısı kritik işletme sınırları altına düşmüştür.



Şekil 4.31. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara2 - bara7 arasındaki açı fark değişimi

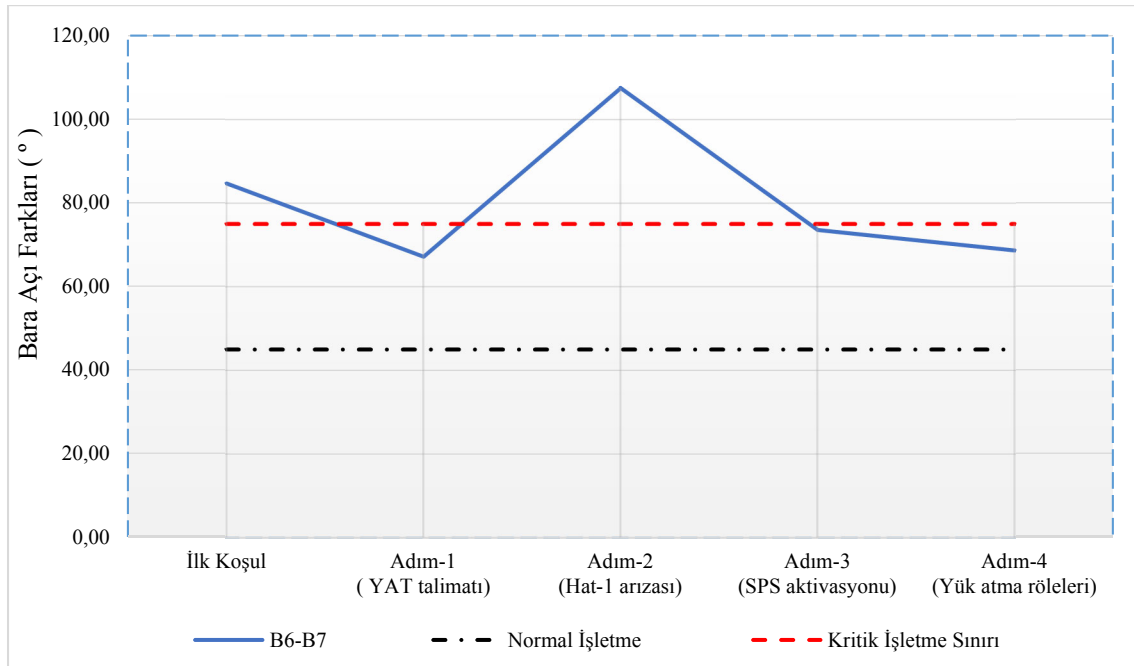


Şekil 4.32. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara5 - bara7 arasındaki açı fark değişimi



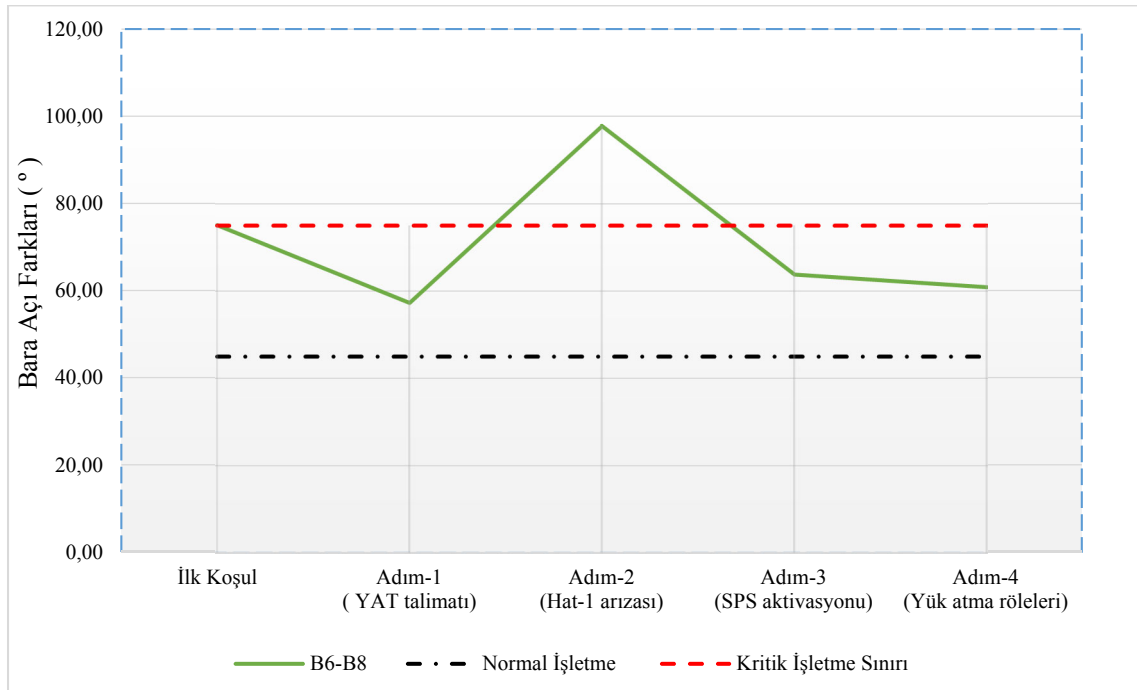
Şekil 4.33. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara3 - bara7 arasındaki açı fark değişimi

Şekil 4.35 incelendiğinde Senaryo-1 için bara-6 ve bara-7 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılabileceği üzere bu iki bara arasındaki açısal fark YAT argümanının kullanıldığı Adım-1 ve tüketimin atıldığı Adım-4 hariç hep kırık işletme sınırları üzerindedir. Bu baralar arasındaki fark Adım-2 için hat-1 arıza durumunda diğer baralar arasındaki açı farklarına göre en kritik durumda olan baralardır. Bunun nedeni ise bara-6'nın hat-1'in baralarından birine komşu olmasıdır.



Şekil 4.34. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara6 - bara7 arasındaki açı fark değişimi

Şekil 4.36 incelendiğinde Senaryo-1 için bara-6 ve bara-8 arasındaki açısal fark değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılabacağı üzere bu iki bara arasındaki açısal fark Adım-2’de kritik işletme değerleri üzerine çıkmıştır. Bu iki bara bu tezde önerilen VSC tabanlı HVDC iletim hattının tasarlanmasının planlandığı iki baradır. Bu açıdan bu iki bara arasındaki açısal farkın incelenmesi ayrı bir önem arz etmektedir. Adım-2’de hat-1 arızası ile açısal kararlılığın bozulduğu ve kritik açı farkının aştığı grafikten anlaşılmaktadır.



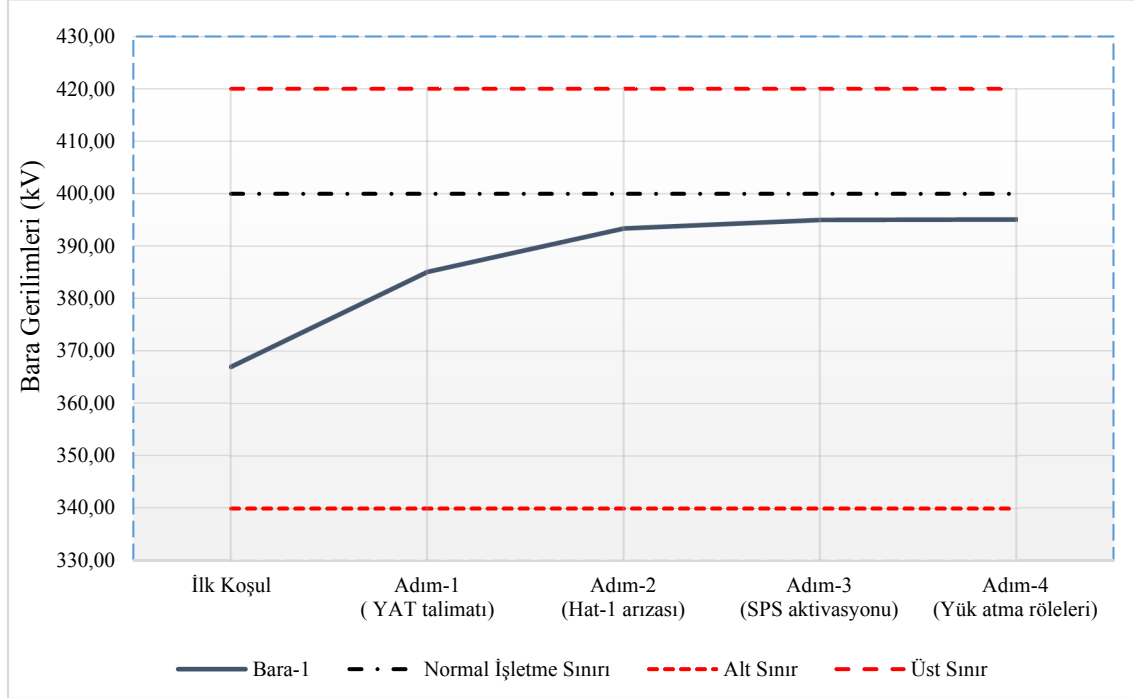
Şekil 4.35. Mevcut sistemde n-1 durumunda (Senaryo-1) bara6 - bara8 arasındaki açı fark değişimi

4.1.5. Her bir bara için gerilim kararlılığı

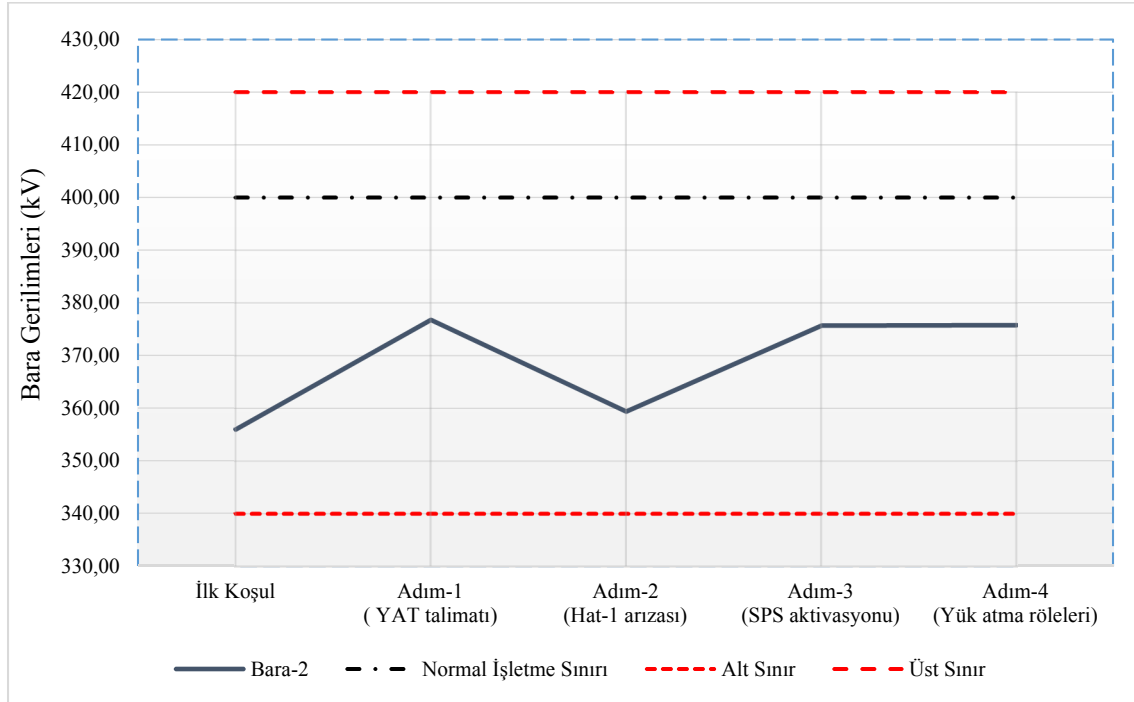
Baralardaki gerilim değişimi her bir bara için ayrı olmak üzere daha detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Senaryo-1’in her adımının icrasından sonra oluşan farklar incelenmiş ve önemli değişikliklerin görüldüğü adımlar analiz edilmiştir. Arıza durumlarında kısa süreliğine gerilim düşümleri veya yükselmeleri tolere edilebilir bir durum iken uzun süreli gerilim düşümü veya yükselmeleri riskli bir durumdur.

Senaryo-1 için Şekil 4.36’da bara-1’in, Şekil 4.37’de bara-2’nin, Şekil 4.38’de bara-3’ün, Şekil 4.39’da bara-4’ün, Şekil 4.40’da bara-5’in ve Şekil 4.41’de bara-6’nın gerilim

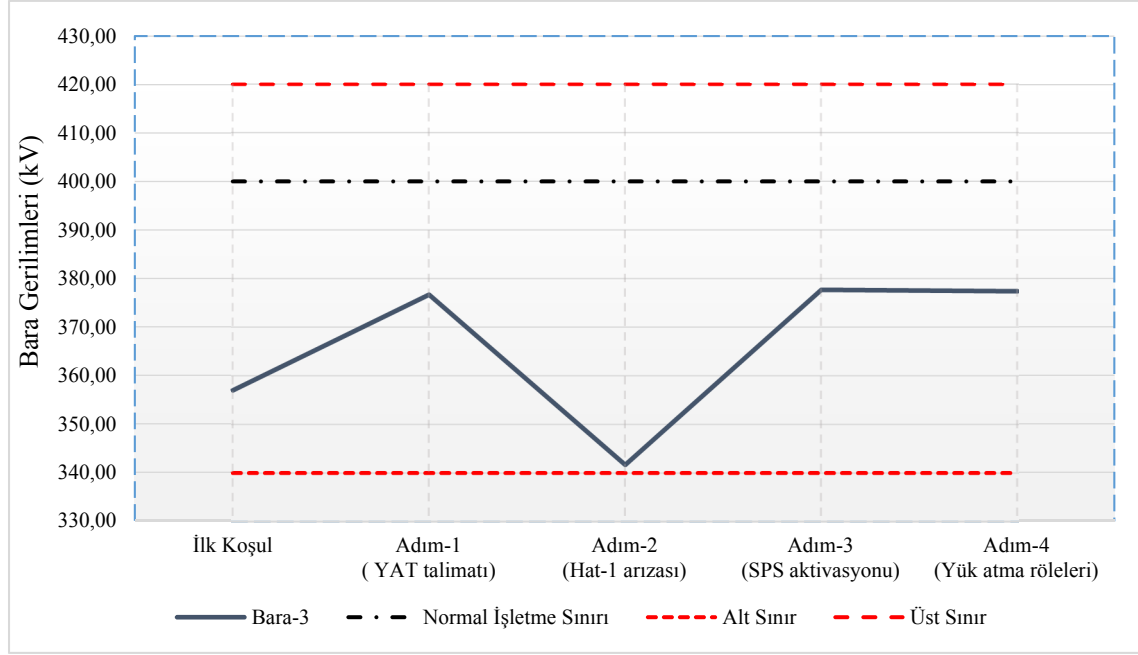
değişimlerine ait grafikler yer almaktadır. Grafiklerden anlaşılacağı üzere Senaryo-1 durumunda baralarda herhangi bir gerilim kararsızlığı söz konusu değildir.



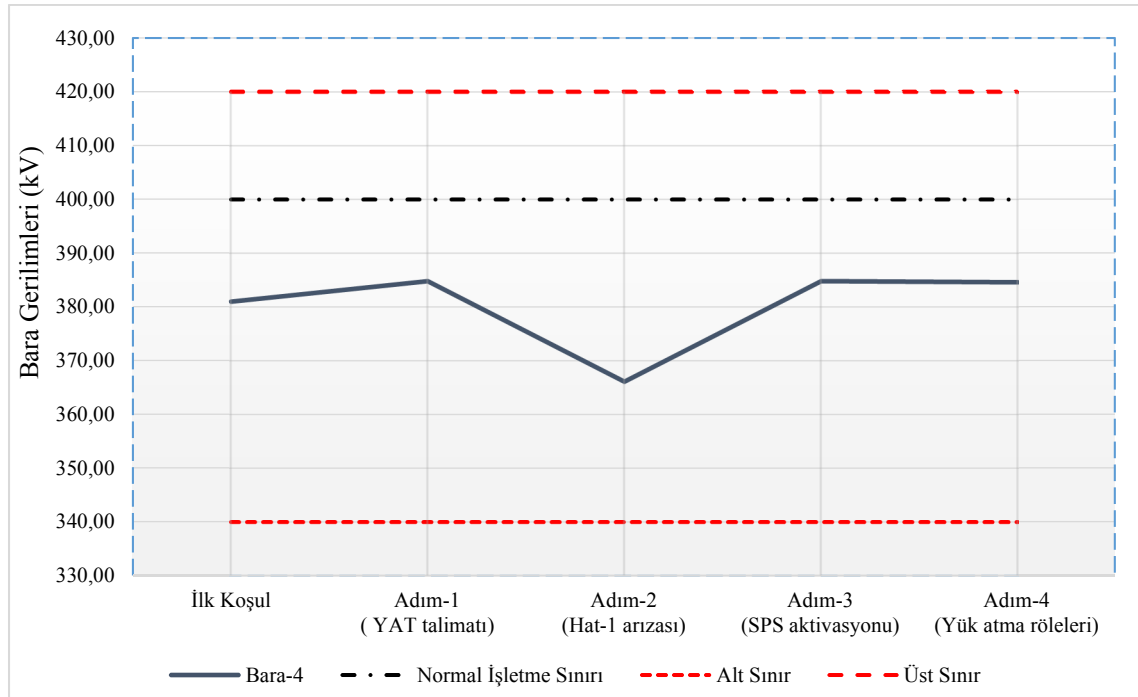
Şekil 4.36. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-1'in gerilim değişimi



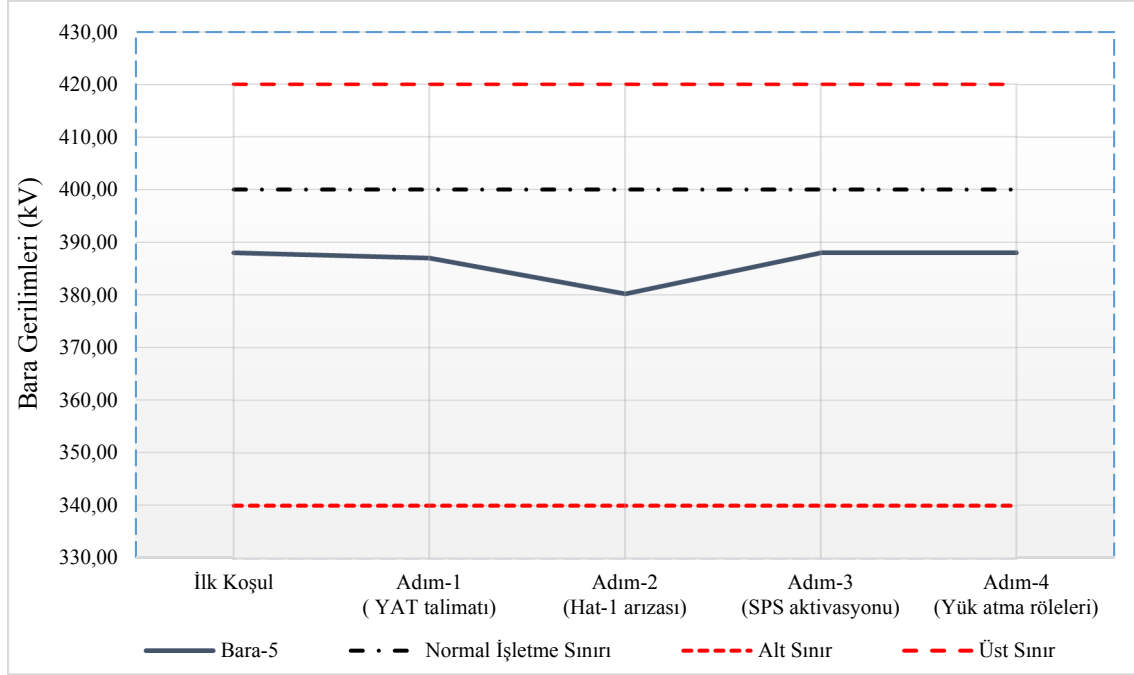
Şekil 4.37. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-2'nin gerilim değişimi



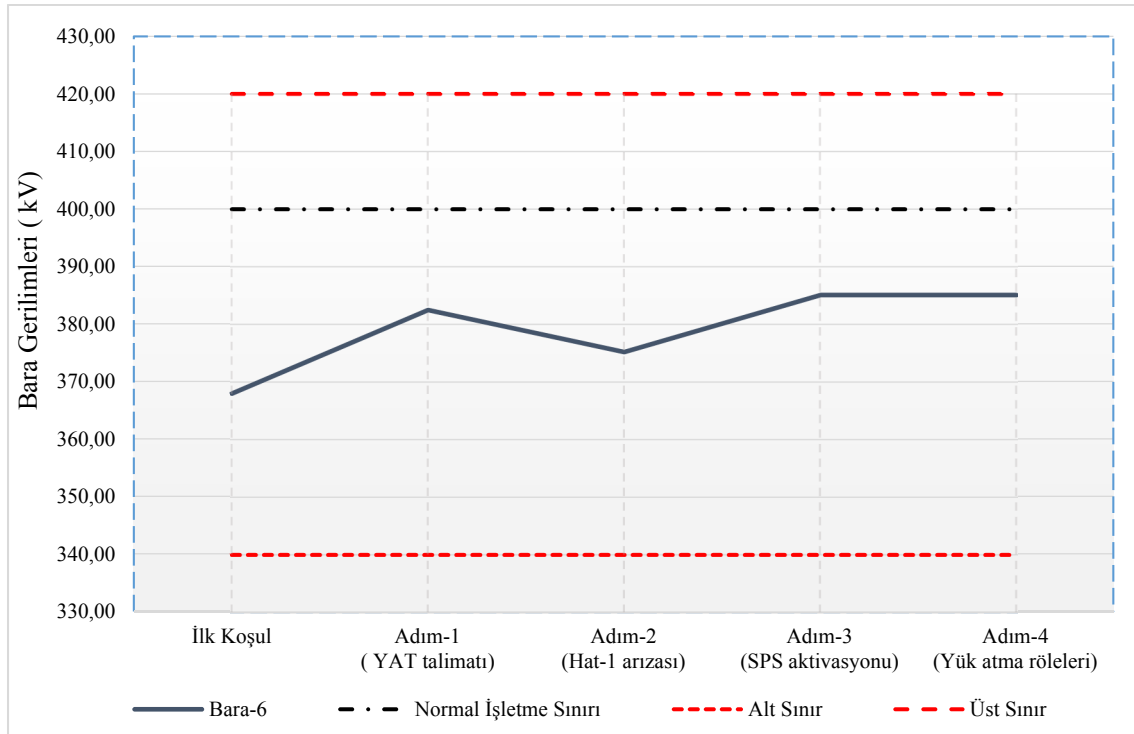
Şekil 4.38. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-3'ün gerilim değişimi



Şekil 4.39. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-4'ün gerilim değişimi

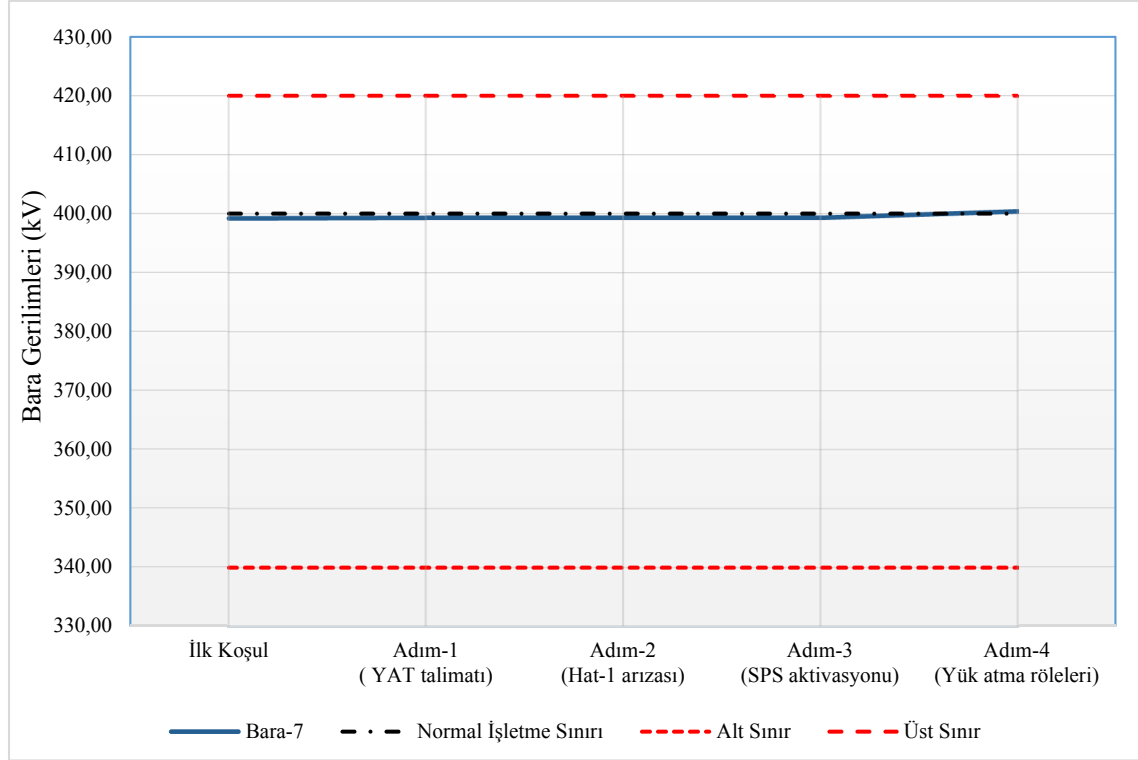


Şekil 4.40. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-5'in gerilim değişimi

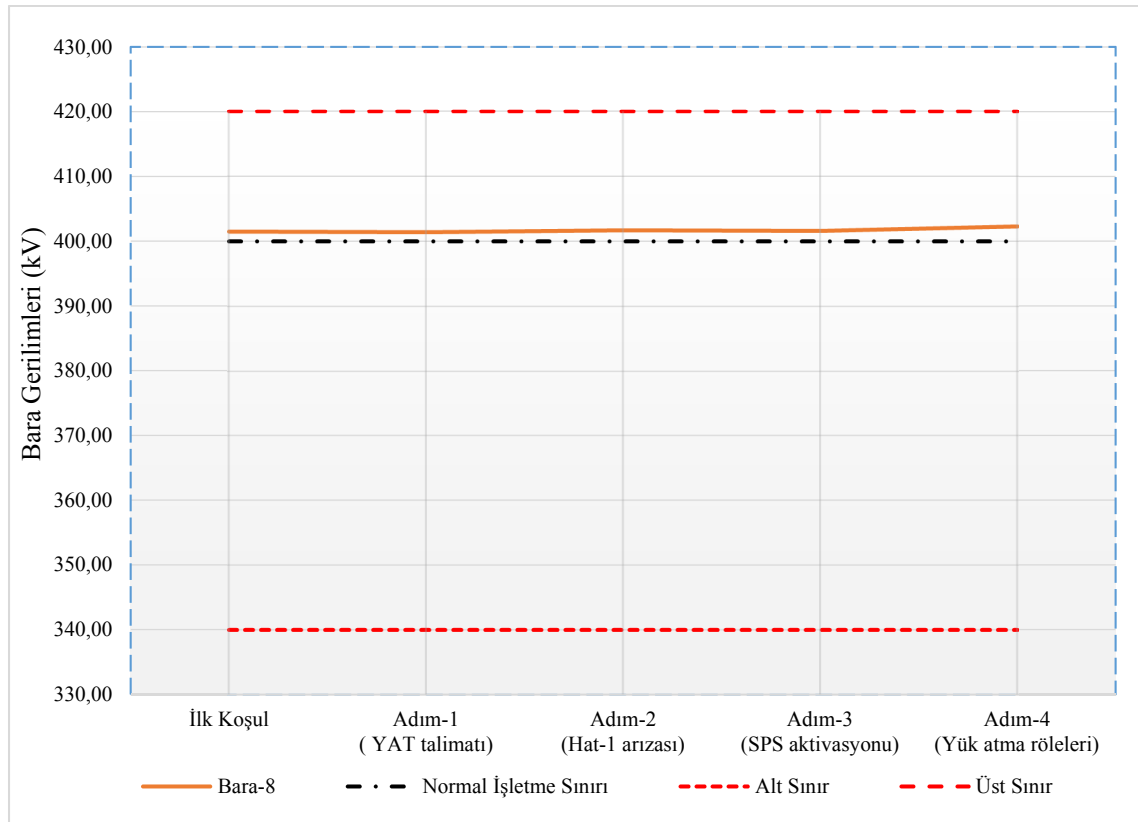


Şekil 4.41. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-6'nın gerilim değişimi

Şekil 4.42'de Senaryo-1 için bara-7'nin ve Şekil 4.43'te bara-8'in gerilim değişim grafiği yer almaktadır. Bu iki bara da tezde incelenen kritik bölgelere uzak baralar olduğu için hat-1 arızasında ve diğer adımlarda gerilim açısından pek bir değişiklik meydana gelmemiştir.



Şekil 4.42. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-7'nin gerilim değişim

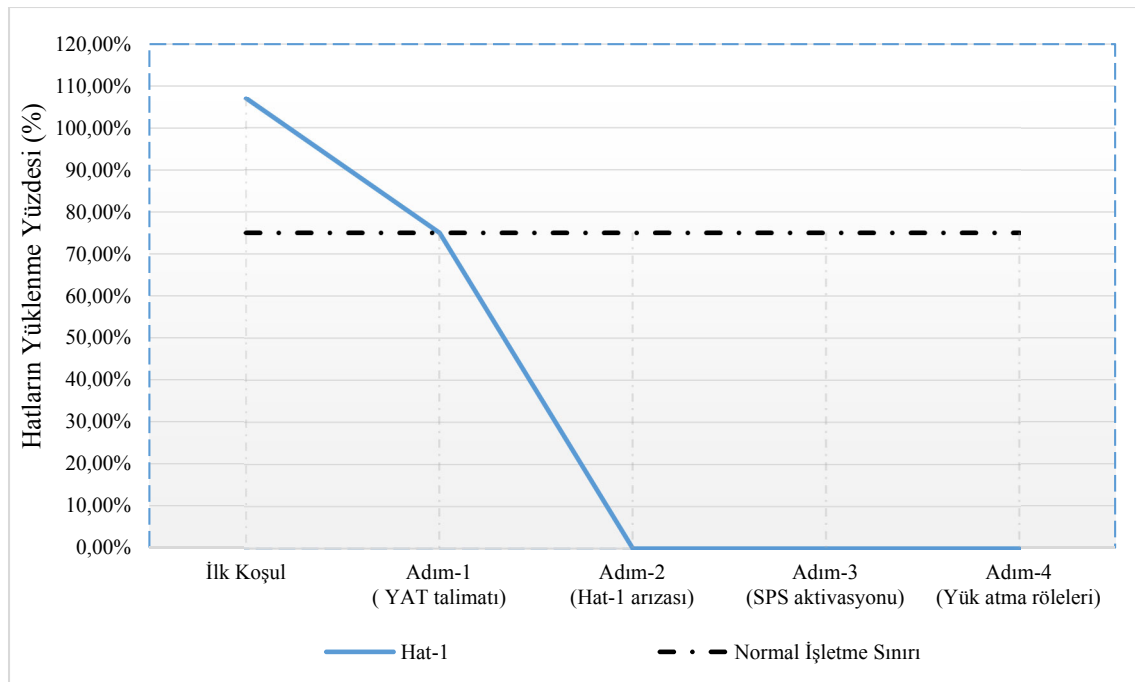


Şekil 4.43. n-1 durumunda (Senaryo-1) bara-8'in gerilim değişimi

4.1.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumunun incelenmesi

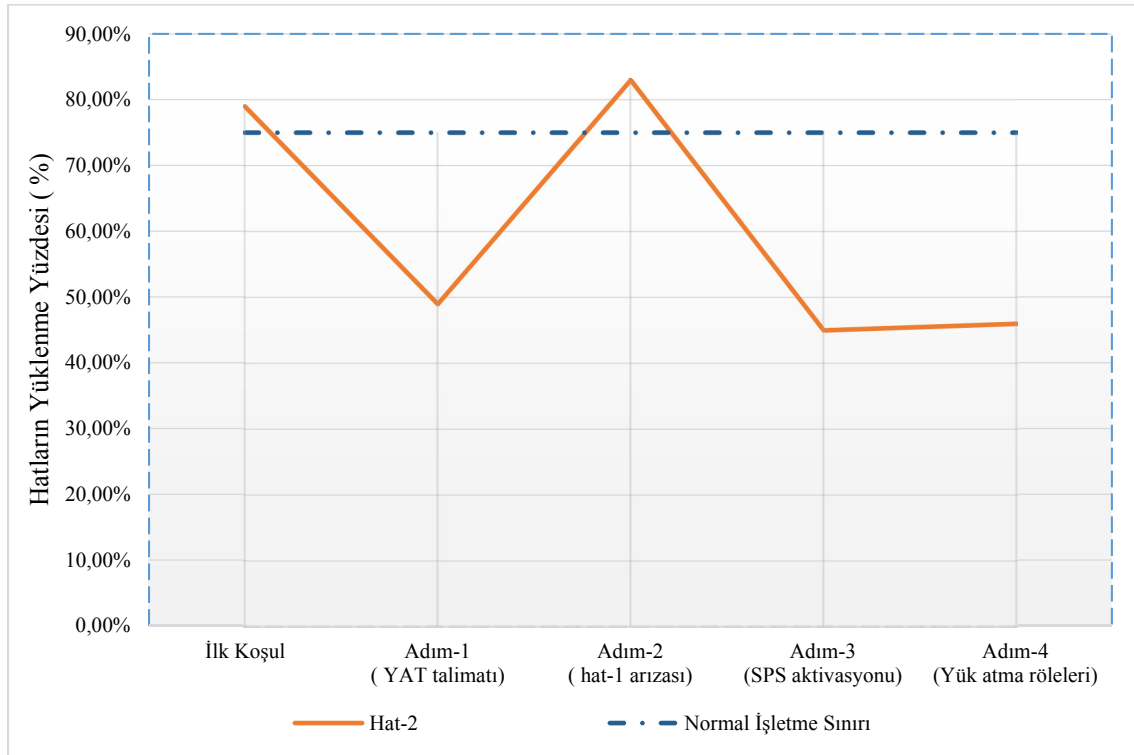
Bu bölümde Senaryo-1’de yer alan her adım sonucunda incelenen 6 adet 400kV iletim hattının yüklenmelerinde meydana gelen değişimleri gösteren grafikler ayrıntılı olarak incelenmiş ve değişikliklerin gözlemlendiği adımlar analiz edilmiştir. Bir iletim hattının normal işletme durumunda iken müsaade edilen yüklenme oranı hattın taşıma kapasitesinin %75’dir. Bu değerinin üzerinde yüklenme durumu pek istenmeyen bir işletme durumudur. Çünkü komşu bir hattın ya da yakın bir hattın arızadan açma ihtimali vardır. Böyle bir durumda tam kapasiteye yakın yüklü olan bir hattın kapasitesini aşıp aşırı akımdan açma ihtimali yüksektir. Kısa süreli olarak bir hattı termal kapasitesinin üzerinde yani %100’ün üzerinde yüklemek mümkündür. Fakat bu yüklülük durumunun uzun süre olması riskli ve istenemeyen bir durumdur. Böyle bir durum ile uzun süreli sistem işletmeciliği yapmak mümkün değildir.

Şekil 4.44’te Senaryo-1 için hat-1’in yüklenme değişimi görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere ilk koşulda hat-1 %100’ün üzerinde yüklüdür. Adım-1’de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-1’in yükü normal işletme sınırına çekilmiştir. Adım-2’de hat-1 arızadan servis harici olduğu için yükü bundan sonraki adımlarda sıfır olmuştur. Bundan sonraki tüm alt senaryolarda hat-1 servis harici olduğu için yüksüzdür.



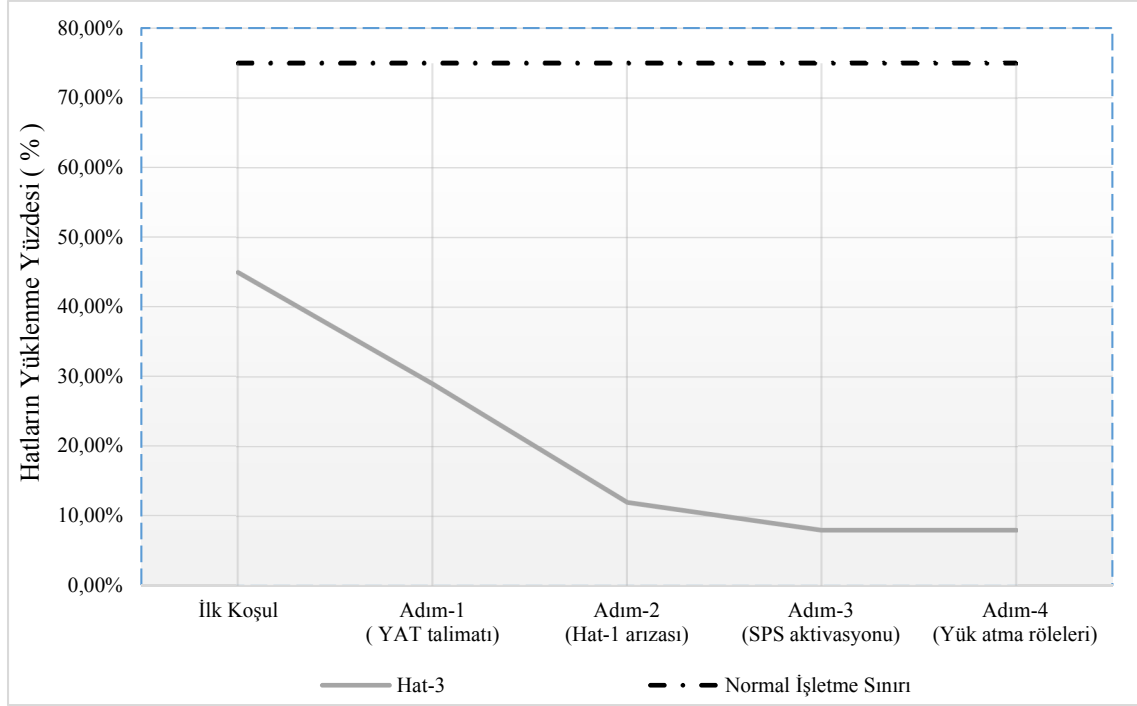
Şekil 4.44. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-1’in yüklenme değişimi

Şekil 4.45'te Senaryo-1 için hat-2'nin yüklenme değişimi görülmektedir. Grafikten anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. Adım-1'de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-2'nin yükü normal işletme sınırının altına çekilmiştir. Adım-2'de hat-1'in arızasından sonra hat-2'nin yükü tekrar normal işletme sınırları üzerine çıkmıştır. Adım-3'te SPS'ler aracılığı ile üretim ve Adım-4'te yük atma röleleri aracılığı ile tüketim atıldıktan sonra hat-2 yükü normal işletme sınırının altına çekilmiştir.

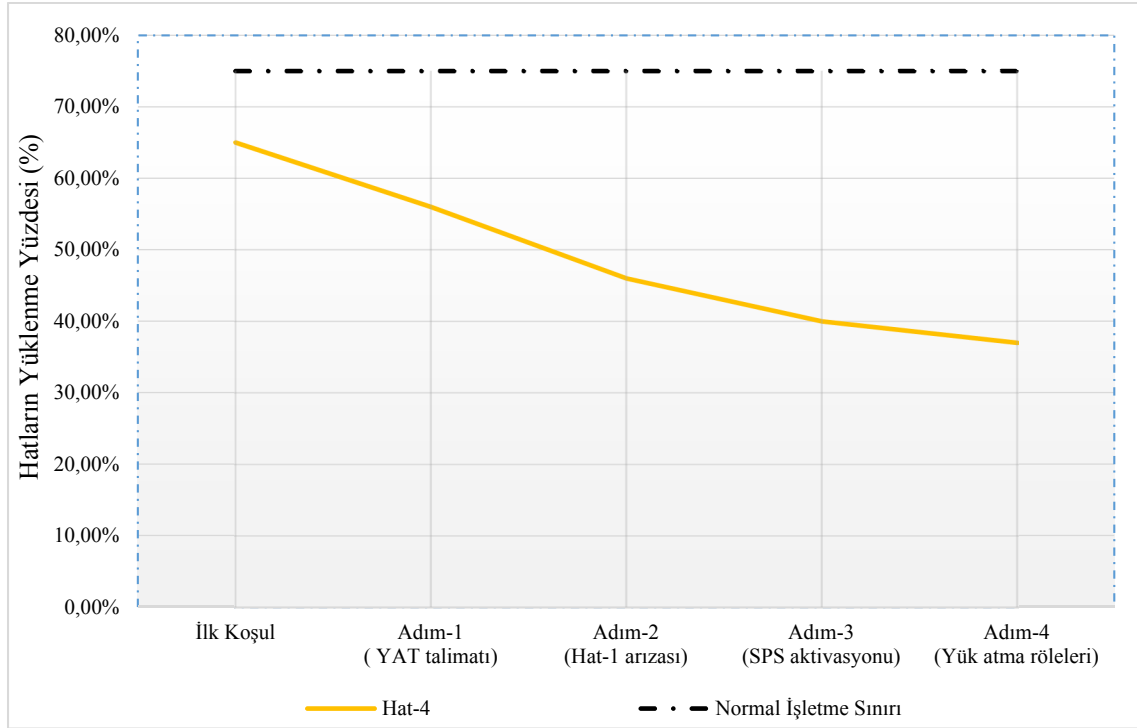


Şekil 4.45. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-2'nin yüklenme değişimi

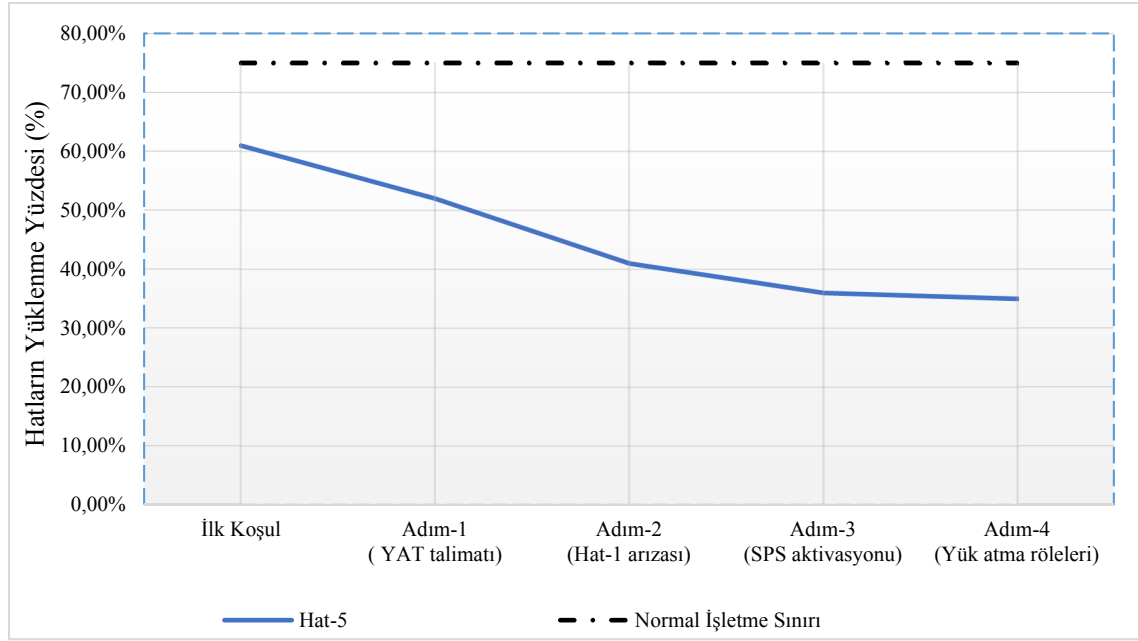
Şekil 4.46'da Senaryo-1 için hat-3'ün, Şekil 4.47'de hat-4'ün ve Şekil 4.48'de hat-5'in yüklenme yüzde değişimleri görülmektedir. Grafiklerden de anlaşılacağı üzere her üç hat içinde tüm senaryolarda herhangi bir normal işletme sınırı üzerinde yüklenme mevcut değildir.



Şekil 4.46. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-3'ün yüklenme değişimi

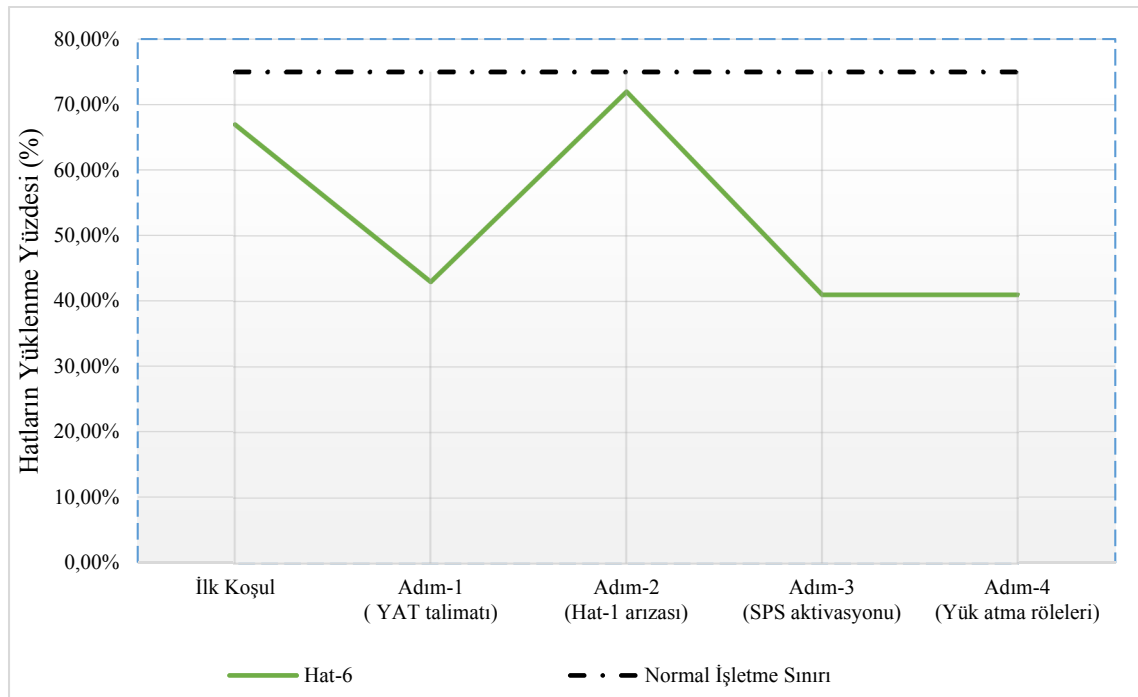


Şekil 4.47. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-4'ün yüklenme değişimi



Şekil 4.48. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-5'in yüklenme değişimi

Şekil 4.49'da Senaryo-1 için hat-6'nın yüklenme değişimleri görülmektedir. Adım-1'de YAT argümanı kullanılarak hattın yükü düşürülmüştür. Adım-2'de hat-1'in arızası ile hattın yükü tekrar normal işletme sınırlarına yaklaşmıştır. Sonrasında Adım-3'te SPS'ler aracılığı ile üretim ve Adım-4'te ise yük atma röleleri aracılığı ile tüketim atıldıktan sonra hattın yükü düşmüştür.



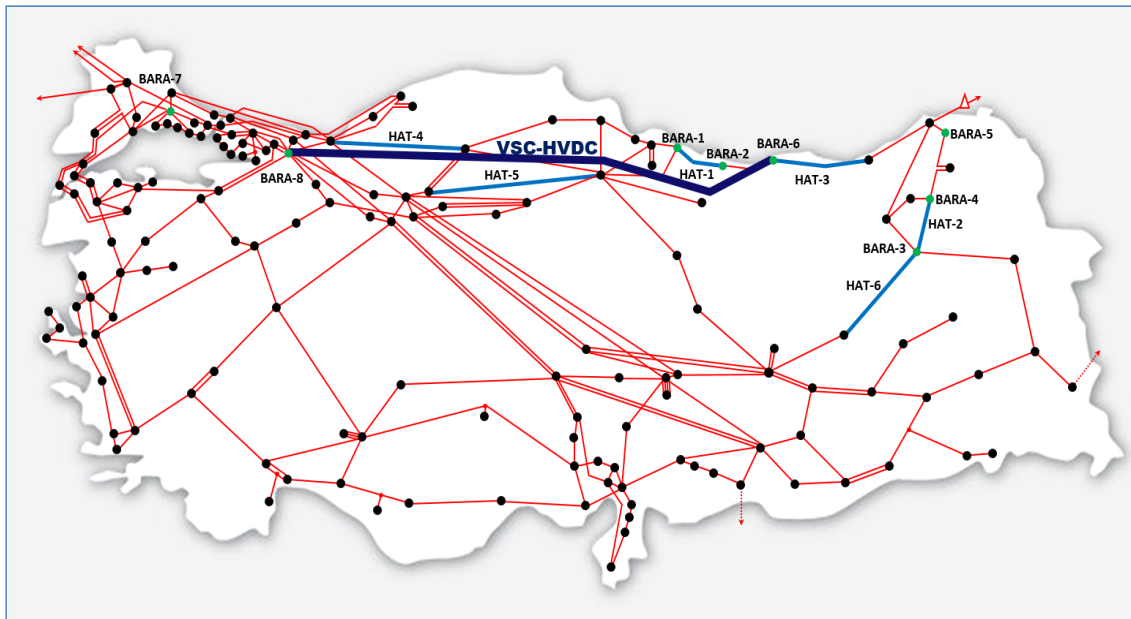
Şekil 4.49. n-1 durumunda (Senaryo-1) hat-6'nın yüklenme değişimi

5. VSC TABANLI HVDC EKLENMİŞ SİSTEMDE N, N-1 VE N-2 YÜK AKIŞ ANALİZLERİ

Bu bölümde, 4.Bölümde analizi yapılan bara ve hatlara ilave olarak bir tane VSC HVDC hattın eklenmesi durumunda oluşan yeni sistemin n, n -1 ve n -2 yük akış analizlerinin yapılması amaçlanmaktadır. Bu kapsamda mevcut sisteme ilave olarak 400kV Tirebolu TM ile 400kV Adapazarı TM arasına 1000MW yük taşıma kapasitesine sahip VSC HVDC iletim hattı eklenmiştir. VSC HVDC iletim hattının eklenmesi durumunda, 4.Bölümde verilen senaryolar üzerinden sistemin statik analizi yapılmıştır. Statik analiz yapılırken, n-1 için Senaryo-3, n -2 için Senaryo-4 durumları kurgulanmıştır. Kurgulanan senaryo durumları için mevcut sistemde olduğu gibi;

- Açısall kararlılık analizi,
- Gerilim kararlılığı analizi,
- İletim hatlarının yüklenme kararlılığı analizi,
- Her bara için açısall kararlılık analizi,
- Her bara için gerilim kararlılığı analizi,
- İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının analizi yapılmıştır.

İncelenen baralar ve hatlar ile birlikte tezin asıl hedefi olan VSC tabanlı HVDC hattı Şekil 5.1’de yer almaktadır.



Şekil 5.1. Mevcut sisteme eklenen VSC-HVDC hattının harita üzerinde gösterimi

Bu baralardan Tirebolu TM'nin seçilme nedeni yoğun bir üretimin yapıldığı bara olmasıdır. Adapazarı TM'nin seçilme nedeni ise bölgede yoğun tüketimin olmasının yanı sıra Trakya bölgesine birçok bağlantının olduğu bir bara olmasıdır.

5.1. PSS-E ile VSC-HVDC Modellenmesi

Yapılan çalışmalarda analiz programı olarak Siemens PSS/E kullanılmıştır. HVDC iletim hat modeli programa ait VSC-HVDC tasarım modülü kullanılarak eklenmiş ve 400kV Tirebolu TM'den 400kV Adapazarı TM arasına VSC tabanlı HVDC modellenmiştir. Modelde kullanılan bazı parametreler ve modelleme modülüne ait detay bilgiler Şekil 5.2'de yer almaktadır. Tasarımda iki dönüştürücü istasyondan bir tarafta gerilim kontrol diğer tarafta ise güç kontrol modeli seçilmiştir. Hat aktif olarak sabit 1000MW yük taşıyacak şekilde tasarlanmıştır. İletken karakteristiği olarak 1272MCM AC iletim hattı seçilerek buna ilişkin bazı parametreler belirlenmiştir. Burada R_{dc} değeri literatür incelenerek km başına $0,02\Omega$ alınmıştır. Modellemede DC dönüştürücü istasyonlarından biri için aktif güç kontrol modu seçilir iken diğer dönüştürücüde gerilim kontrol modu seçilmiştir. AC kontrol tipi için ise her iki istasyonda da gerilim kontrol modu seçilmiştir. Çizelge 5.1'de önerilen VSC tabanlı HVDC iletim hattının parametreleri yer almaktadır.

VSC DC Line Data Record

Power Flow

Line Data
Line Name: HAT-1
Control Mode: In-service (Blocked by Solution)
Rdc (ohms): 14,000

Owner Data
Owner: 1, 0, 0, 0 (Select...)
Fraction: 1,000, 1,000, 1,000, 1,000

Converter 1 Data
Bus Number: 1 (TIREBOLU 380,00)
DC Control Type: MW
AC Control Mode: Voltage
AC Current Rating (A): 0,0
PWR Weighting Frac: 1,000
RMPCT(%): 100,0
DC Setpoint (MW): -1000,0
AC Setpoint (pu): 1,0500
MVA Rating: 0,0
Max Q (Mvar): 9999,0
Remote Bus Number: 0
A Loss (kW): 0,0
B Loss (kW/A): 0,00
Min Conv. Loss (kW): 0,0
Min Q (Mvar): -9999,0

Converter 2 Data
Bus Number: 2 (ADAPAZARI 380,00)
DC Control Type: kV
AC Control Mode: Voltage
AC Current Rating (A): 2000,0
PWR Weighting Frac: 1,000
RMPCT(%): 100,0
DC Setpoint (kV): 395,0
AC Setpoint (pu): 1,0500
MVA Rating: 0,0
Max Q (Mvar): 9999,0
Remote Bus Number: 0
A Loss (kW): 0,0
B Loss (kW/A): 0,00
Min Conv. Loss (kW): 0,0
Min Q (Mvar): -9999,0

Şekil 5.2. VSC-HVDC iletim hattının PSS-E model parametreleri

Çizelge 5.1 Önerilen VSC-HVDC iletim hattının parametreleri

Özellik	
Tip	Gerilim Kaynaklı Dönüştürücü HVDC
Uzunluk (km)	700
Aktif Güç Kapasitesi (MW)	1.000
R_{dc} (ohms)	14
Kesit (MCM)	1272
AC Kontrol Tipi	Gerilim Kontrol (her iki tarafta)
DC Kontrol Tipi	Aktif Güç Kontrol (Tirebolu TM) Gerilim Kontrol (Adapazarı TM)

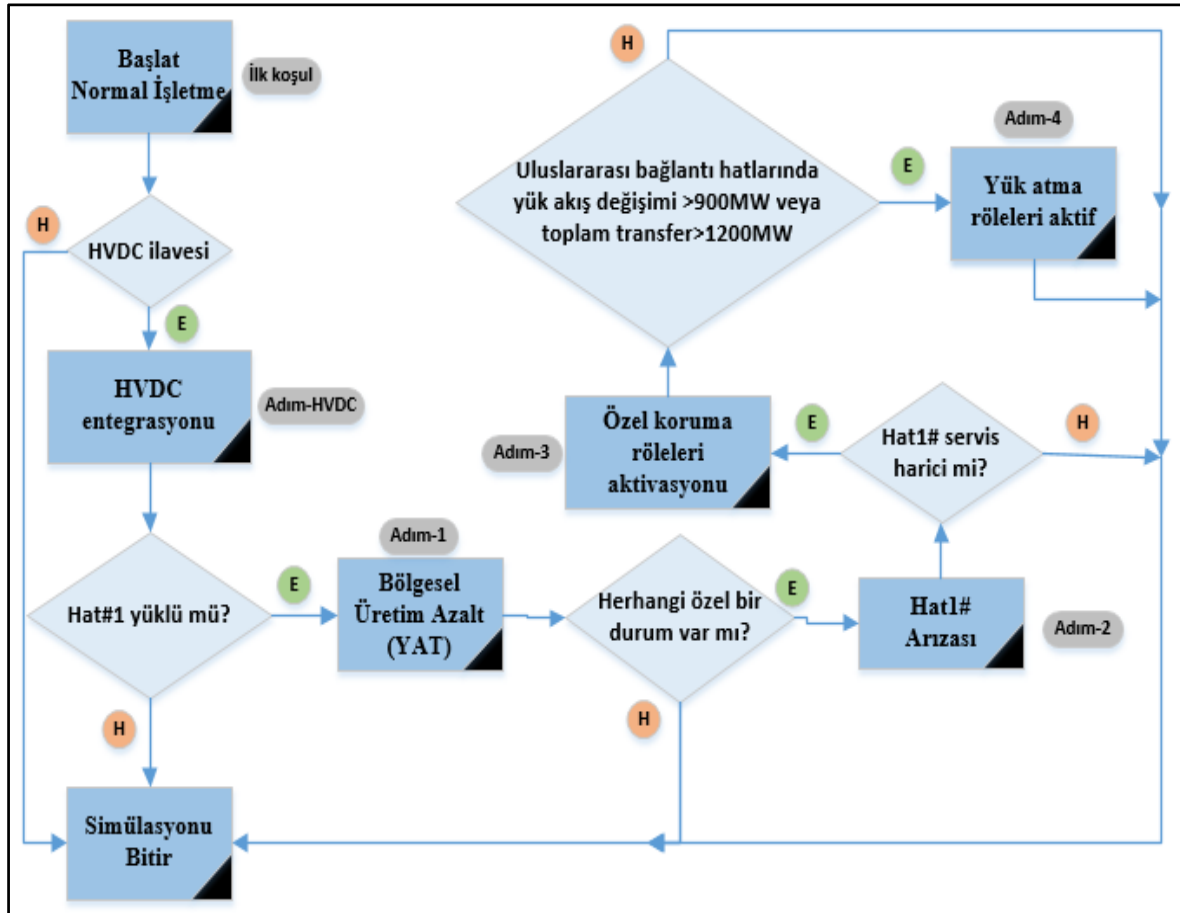
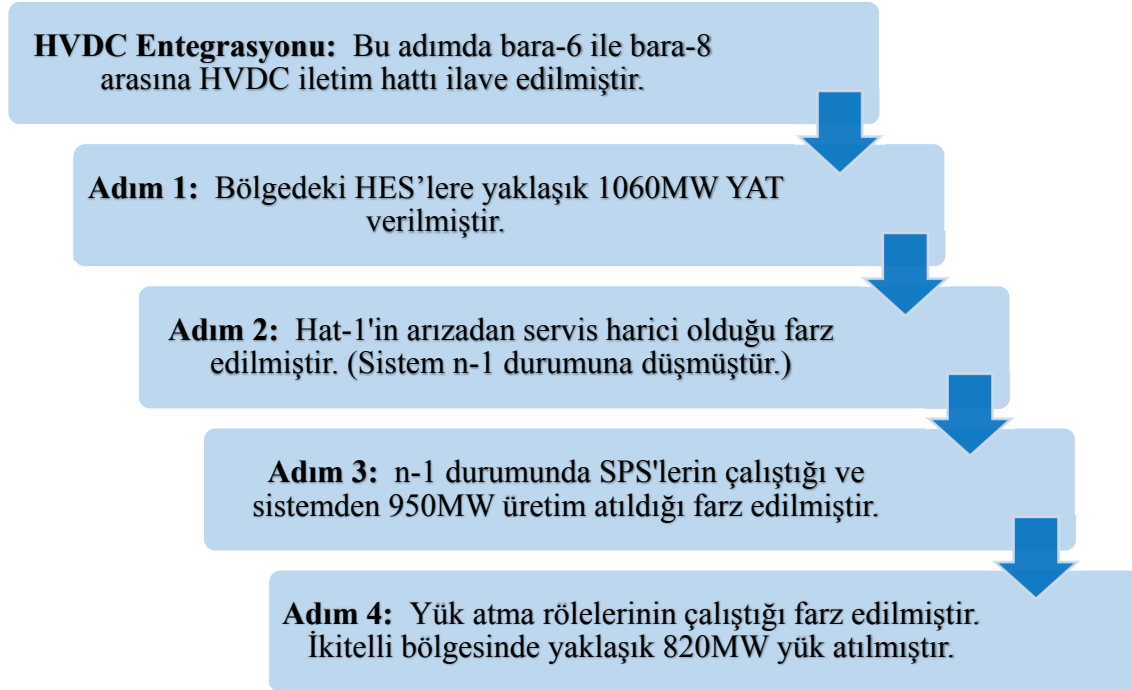
5.2. Senaryo-3 (n-1 durumu)

Senaryo-3 yani HVDC hat eklenmiş sistem için n-1 durum analizi ve senaryo detayları Çizelge 5.2 ve Çizelge 5.3'te yer almaktadır. Senaryo-3'ün akış diyagramı Şekil 5.3'te yer almaktadır.

Çizelge 5.2. HVDC eklenmiş sistem için n-1 (Senaryo-3) analizi argüman tablosu

		Senaryo 3 (n-1 durumu)				
Teçhizat	İlk koşul (Normal İşletme)	HVDC Entegrasyonu	Adım-1	Adım-2	Adım-3	Adım-4
Hat-1	Aktif	Aktif	Aktif	Trip	Trip	Trip
Hat-2	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-3	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-4	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-5	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-6	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
YAT Kısıtı	Pasif	Pasif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
SPS	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif	Aktif
Yük Atma Röleleri	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif
HVDC	Yok	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif

Çizelge 5.3 HVDC eklenmiş sistem için n-1 (Senaryo-3) analizi akış diyagramı



Şekil 5.3. HVDC eklenmiş sistem kurgulanan n-1 (Senaryo-3) analizi senaryosu

5.2.1. Açısal kararlılık

Senaryo-3 için yapılan açısal kararlılık analiz sonuçları Çizelge 5.4'te yer almaktadır. Bara açısı değişimlerine ait grafiksel gösterim Şekil 5.4'te mevcuttur.

Senaryo-3 için İlk koşul adımında Şekil 5.4'te görüleceği üzere açısal farklar çok yüksektir. Bu adımda bara-5 güvenli sistem işletmesi için belirlenen 75° üzerinde bir açığa sahiptir. Genel işletme koşullarında sistemde doğu ile batı yönündeki açısal farkın 75° üzerinde olması istenen bir durum değildir. Ani arıza durumunda yani geçici rejim durumunda bu değer 75° üzerinde çıkarsa dahi mevcut kararlılık için kullanılabilir argümanlar vasıtası ile bu değer kısa sürede kritik değerin altına düşürülmesi gerekmektedir. Uzun süreli yüksek açı farkı ile sistemi işletmek risk teşkil etmektedir.

HVDC entegrasyonu adımında ise belirlenen iki bara arasına 1000MW aktif yük taşıma kapasitesine sahip VSC tabanlı HVDC iletim hattı eklenmiştir. Görüldüğü üzere tüm baralarda açılar düşmüş ve büyük bir açısal kararlılık artışı olmuştur.

Adım-1'de sistem işletmecisinin mevcut argümanı olan YAT argümanı kullanılarak Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgelerinden yaklaşık 1060 MW üretim azaltılmış ve azaltmadan kaynaklanan açığı dengelemek için diğer bölgelerden üretim arttırılmıştır. Şekil 5.4'te görüldüğü üzere bu argüman sonucunda açısal kararlılık Adım-1'de bariz bir şekilde iyileşmiştir.

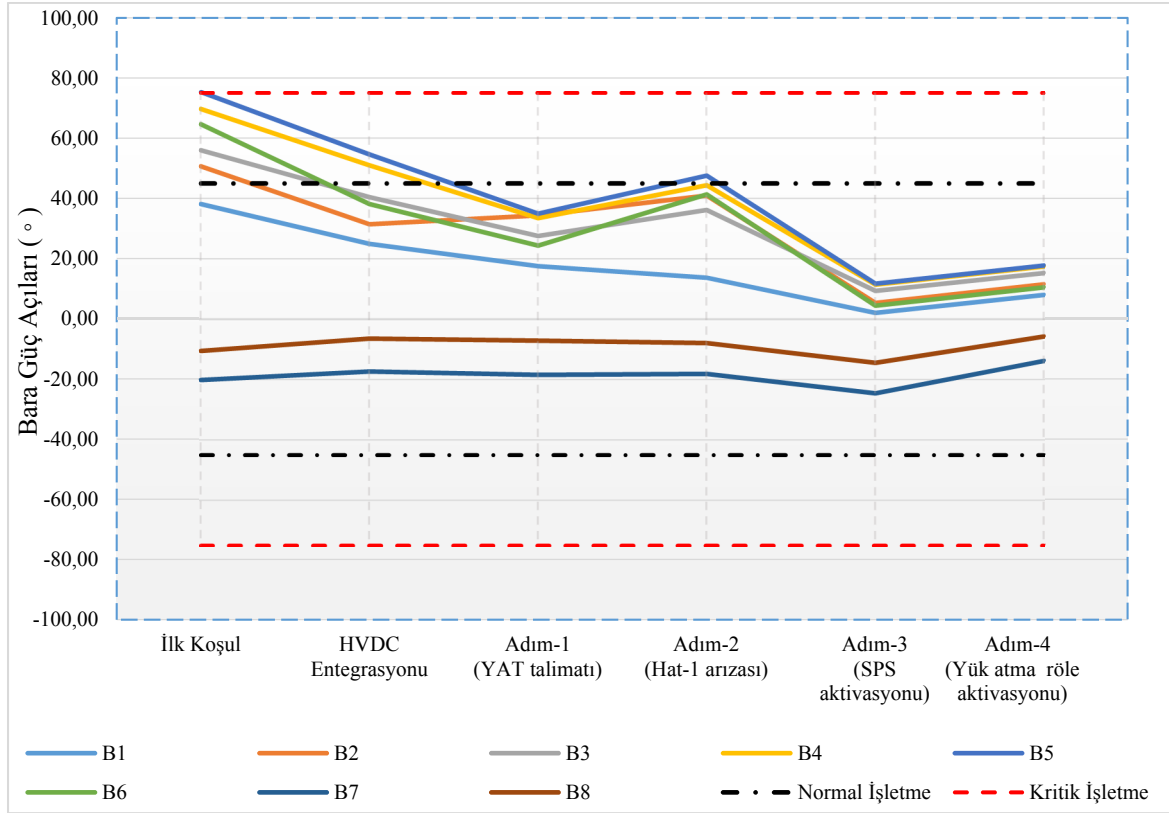
Adım-2'de hat-1'in arızadan servis harici olduğu varsayılmıştır. Hat-1'in açması üzerine incelenen çoğu bara da açısal kararsızlık meydana gelmiştir. Fakat Senaryo-1'de olduğu gibi bu kararsızlık kritik işletme sınırlarını geçmemiştir. Senaryo-1'e ait aynı alt senaryo incelendiğinde bazı baraların 75° üzerinde güç açısına ulaşmaktadır. Özellikle n-1 durumunun meydana geldiği bu senaryoda belirlenen baralar arasına eklenecek bir HVDC iletim hattının açısal anlamda ne kadar fayda sağlayacağı aşîkârdır.

Adım-3'te hat-1 arızası sonrasında Özel Kuruma Sistemi(SPS)'nin devreye girerek belirlenen santrallerden toplamda 950MW üretim attığı varsayılmıştır. Adım-4'te ise bir önceki senaryoda kaybedilen üretimi telafi etmek ve sistemde meydana gelen dengesizliği sönmölemek için yük atma rölelerinin devreye girip yaklaşık 820 MW yük attığı yani

tüketim azaltıldığı varsayılmıştır. Bu iki senaryo sonucunda Çizelge 5.4 ve Şekil 5.4'ten görüldüğü üzere incelenen baralardaki açısal fark arıza öncesindeki değerler mertebesine dönmüştür. Tasarlanan bu senaryoda ki Adım-3 ve Adım-4'teki algoritmalar tamamen otomatik olup arıza sonrasında saniyeler içinde gerçekleşmektedir. Diğer senaryolarda olduğu gibi Senaryo-3 Adım-1'deki argüman olan YAT argümanı ise Dengeleme Güç Piyasası yönetmeliğine göre maksimum 15 dakika içinde gerçekleşmektedir. Adım-1'den sonraki senaryolar çok kısa bir süre içinde peş peşe gerçekleşen olaylar zinciridir.

Çizelge 5.4. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara aç değeri

Bara Kodu	Bara açıları (°)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	38,2	50,7	56,0	69,7	75,3	64,6	-20,1	-10,5
HVDC Entegrasyonu	25,0	31,5	40,5	51,0	54,6	38,2	-17,3	-6,4
Adım-1 (YAT talimatı)	17,6	34,4	27,6	33,5	35,0	24,4	-18,4	-7,1
Adım-2 (hat-1 arızası)	13,8	41,0	36,2	44,4	47,6	41,4	-18,1	-7,9
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	2,1	5,4	9,4	11,5	11,8	4,5	-24,5	-14,4
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	8,1	11,6	15,3	17,5	17,8	10,6	-13,8	-5,7

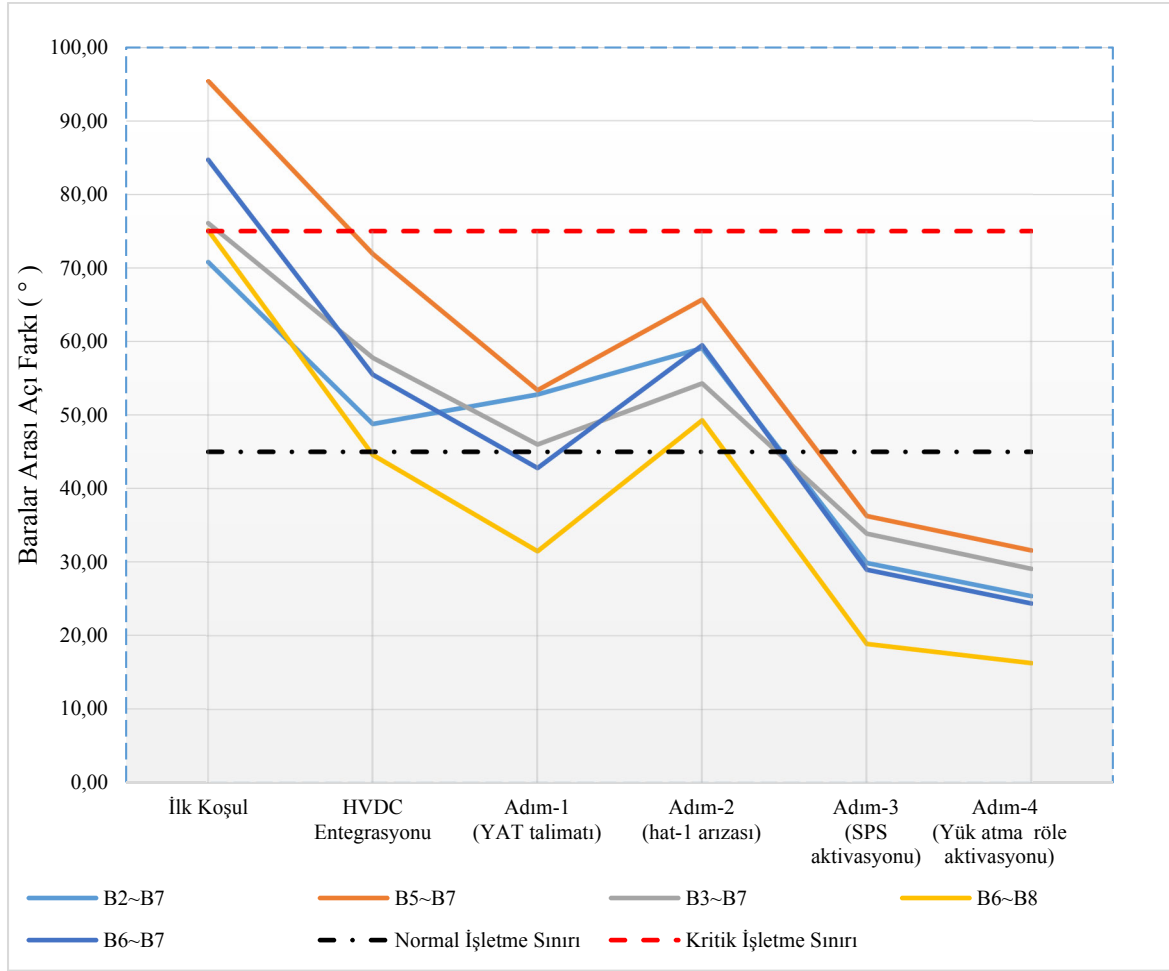


Şekil 5.4. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara açıları

Çizelge 5.5 ve Şekil 5.5'te ise Senaryo-3 esnasında belirlenen baralar arasında gerçekleşen açısal farkın değişimleri yer almaktadır. Daha önce de vurgulandığı gibi güvenli sistem işletmeciliği için komşu iki bara arasındaki açısal fark ne kadar az olur ise arıza durumunda bu iki bara arasındaki iletim hattının tekrar devreye alınması o kadar kolay olur.

Çizelge 5.5. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumu (Senaryo-3) baralar arası açı farkları

Bara Kodu	Baralar arası açı farkları (°)				
	B2-B7	B5-B7	B3-B7	B6-B8	B6-B7
İlk koşul	70,8	95,4	76,1	75,1	84,7
HVDC Entegrasyonu	48,8	71,9	57,8	44,6	55,5
Adım-1 (YAT talimatı)	52,8	53,4	46,0	31,5	42,8
Adım-2 (hat-1 arızası)	59,1	65,7	54,3	49,3	59,5
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	29,9	36,3	33,9	18,9	29,0
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	25,4	31,6	29,1	16,3	24,4

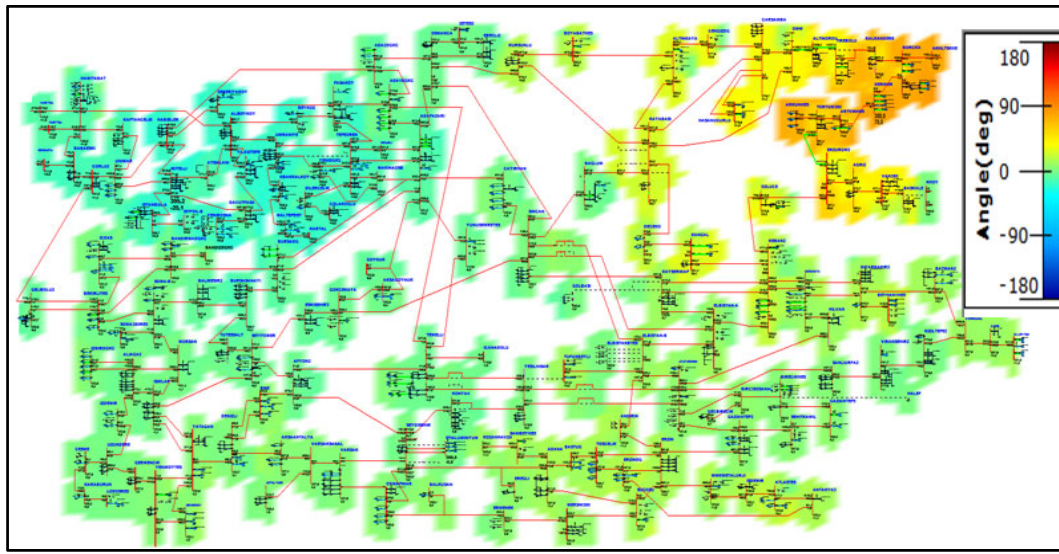


Şekil 5.5. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) baralar arası açıl farkları

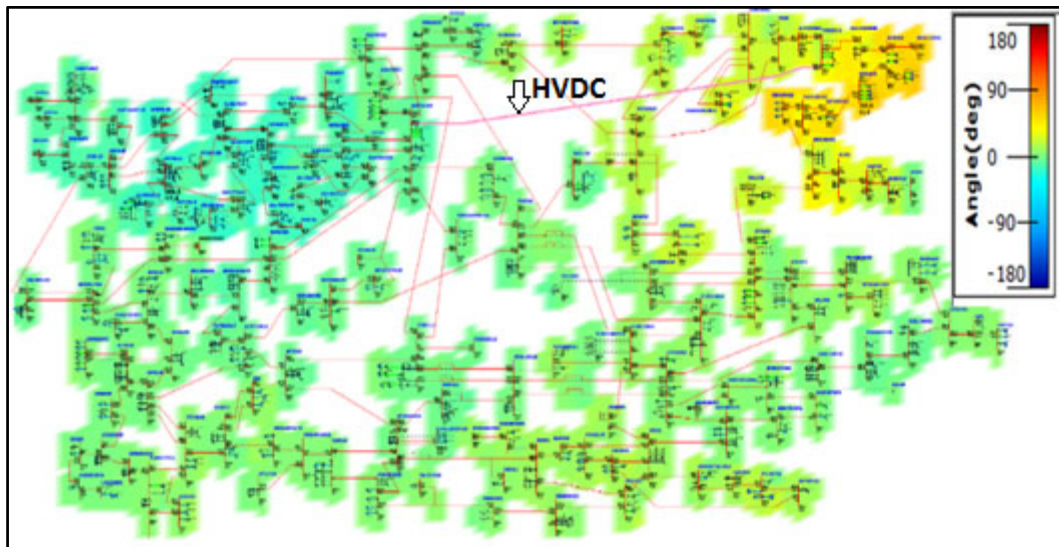
Elektrik şebekesindeki uzak baralar arasındaki açısal fark ise şebekenin ne kadar çok yük taşıdığının bir göstergesidir. Bir iletim şebekesinde istenen durum hatların en az yükte olması ve uzak noktalar arasındaki açının düşük olmasıdır. Türkiye gibi doğu – batı yönünde uzun coğrafi yapılarıdaki iletim şebekelerinde açı hem çok önem hem de risk teşkil etmektedir. Şekil 5.6’ dan anlaşılacağı üzere feyzan senaryosunda yani ilk koşul durumunda özellikle Bara5-Bara7 ve Bara6-Bara7 arasındaki açısal fark istenmeyen seviyelerdedir.

HVDC hattın eklendiği HVDC Entegrasyonu adımı ile bu baralar arasındaki açısal fark düşmüştür. Bundan sonraki Senaryo-3’e ait hiçbir alt senaryoda açısal kararsızlık gözlenmemiştir. Adım-1’de YAT argümanı ile açısal kararlılık iyileşmiştir. Adım-2’de hat-1 arızası ile beraber incelenen baralar arası açısal fark kritik işletme değerlerinin yine altında kalmıştır. Adım-3’te SPS ve Adım-4’te yük atma argümanlarının peş peşe devreye girmesi ile beraber incelenen baralardaki açısal fark normal işletme koşulları sınırları altında kalmaya devam etmiştir.

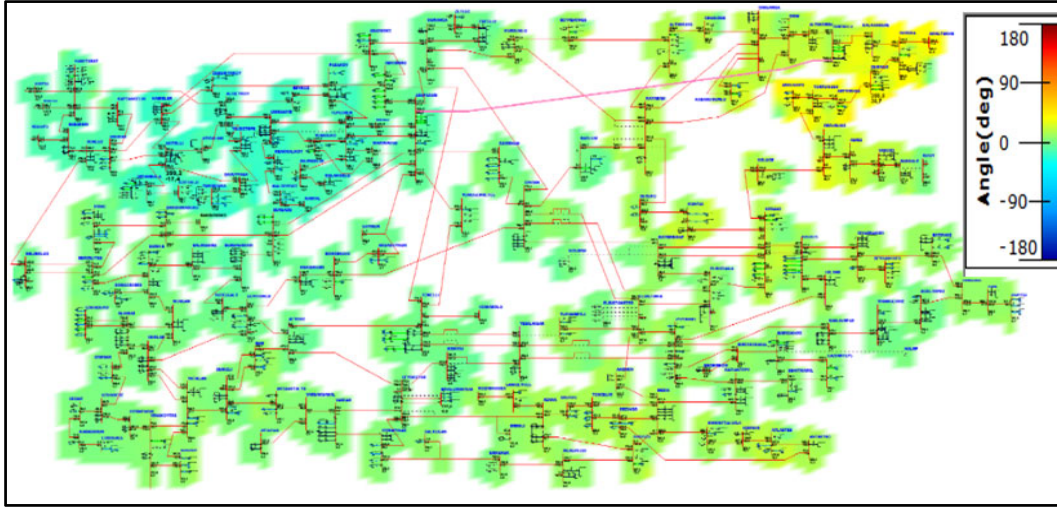
Şekil 5.6'da İlk koşul, Şekil 5.7'de HVDC entegrasyonu, Şekil 5.8'de Adım-1, Şekil 5.9'da Adım-2, Şekil 5.10'da Adım-3 ve Şekil 5.11'de ise Adım-4 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait güç açı durumları yer almaktadır. Şekillerden anlaşıldığı üzere ilk koşul durumunda çok yüksek olan açısal farklar HVDC Entegrasyonu adımıyla yani HVDC hat eklenmesiyle ve Adım-1'de ise YAT ile Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu'da üretim azaltılarak düşürülmüştür. Adım-2'de hat-1 arızası ile beraber açı farkı önemli derece artmıştır. Adım-3 ve Adım-4'te sırası ile SPS ve yük atma röleleri devreye girerek artan açı farkını tekrar Adım-1'deki seviyelerden daha iyi bir noktaya getirdiği görülmüştür.



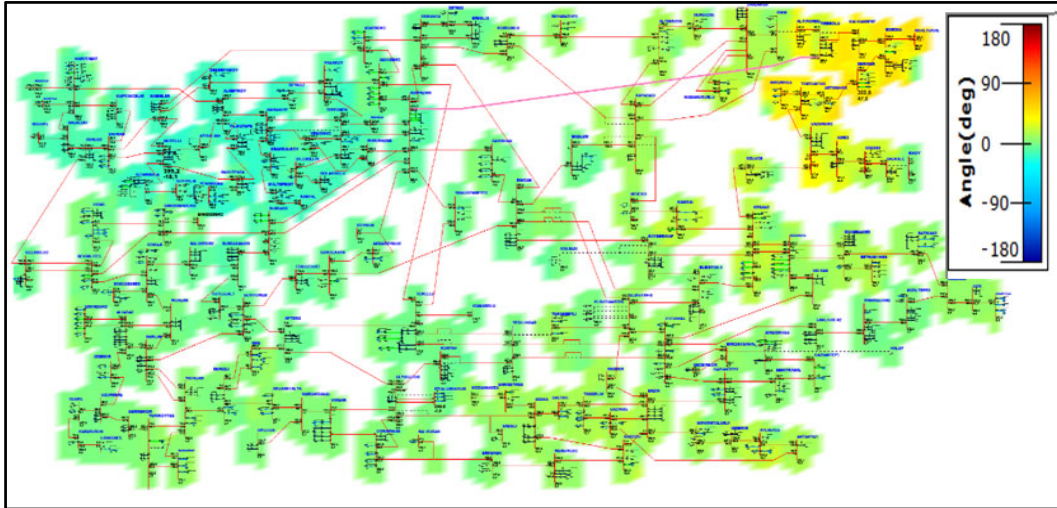
Şekil 5.6. İlk koşul için bara güç açıları



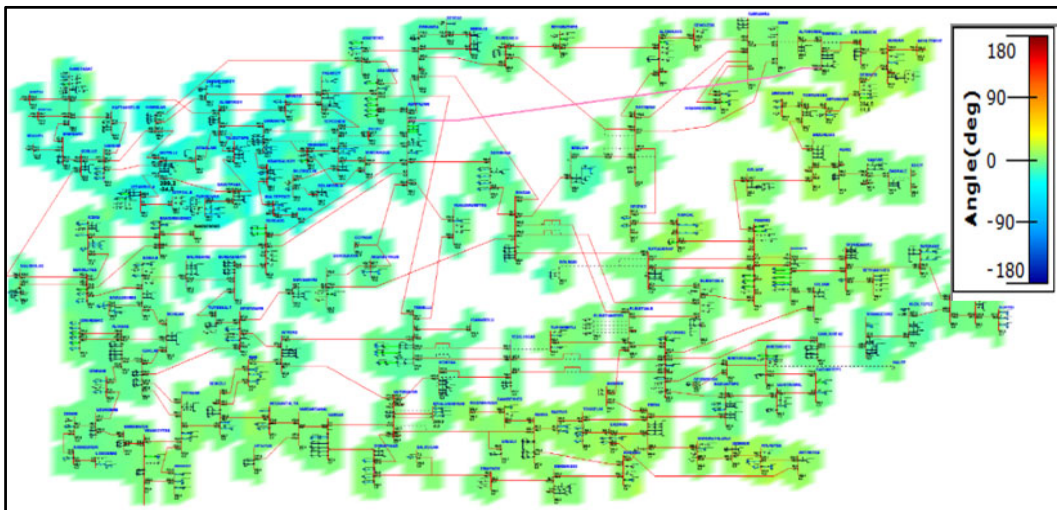
Şekil 5.7. HVDC entegrasyonu sonrası bara güç açıları



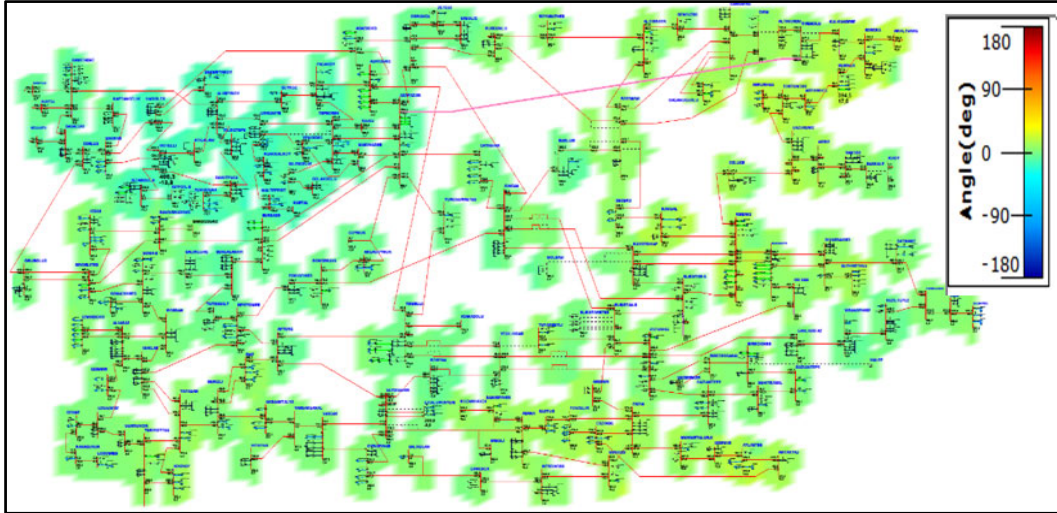
Şekil 5.8. YAT talimatı (Adım-1) sonrası bara güç açıları



Şekil 5.9. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları



Şekil 5.10. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası bara güç açıları



Şekil 5.11. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları

5.2.2. Gerilim kararlılığı

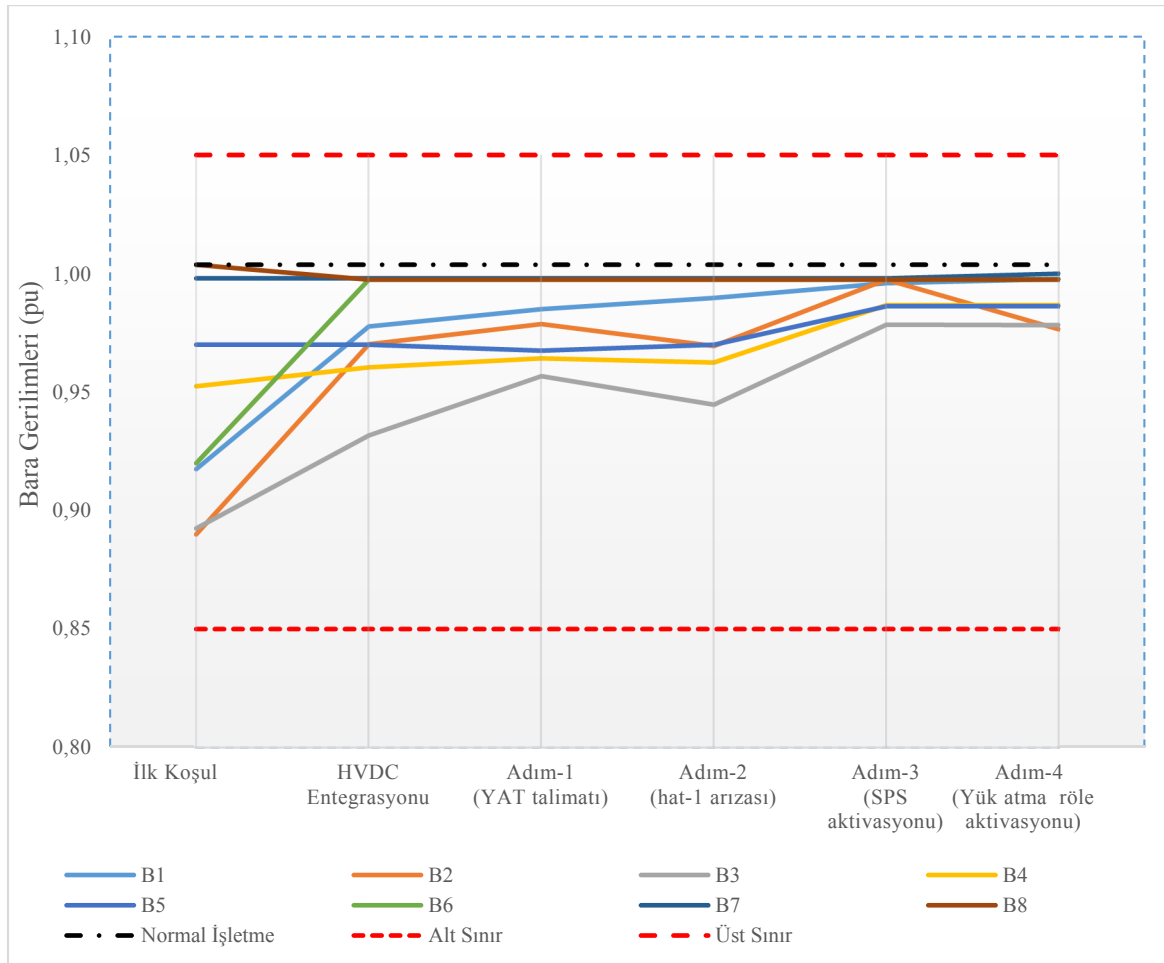
Çizelge 5.6’da Senaryo-3 için yapılan analizler sonucu elde edilen gerilim değerleri yer almaktadır. Daha önceki bölümde değinildiği gibi elektrik şebeke yönetmeliği gereği 400kV iletim hattında bir baranın minimum gerilim değeri 340kV, maksimum gerilim değeri ise 420kV olarak belirlenmiştir. Bu değerler dışında sistemi sürekli işletmek hem teçhizatlar açısından hem de sistemin kararlılığı açısından risk taşımaktadır. Ani bir arıza durumunda baralardaki gerilimler bu değerlerin altına düşebilir ya da üstüne çıkabilir. Fakat kalıcı arızalara neden olmamak için sınırlar dışına çıkan bu değerleri mevcut argümanlar ile saniyeler içinde işletme sınırları içine çekmek çok önemlidir.

Çizelge 5.6 ve Şekil 5.12’den anlaşılabacağı üzere feyezan senaryosunda incelenen baraların gerilimleri alt ve üst sınırlar içerisindedir. Fakat genel itibari ile normal işletme gerilimden çok uzak alt sınıra yakındır. HVDC entegrasyonu ile gerilimler normal işletme gerilimlerine bir hayli yaklaşmıştır. Adım-1’de YAT argümanı ile birlikte çoğu baranın gerilimleri daha fazla normal işletme koşullarına yaklaşmıştır. Adım-2’de hat-1’in arızalanması sonucu baraların gerilimlerinde ufak bir dalgalanma gözlenmiştir. Özellikle bara-3’te önemli bir değişiklik gözlenmiştir. Fakat HVDC’nin olmadığı Senaryo-1’deki gibi ciddi bir salınım gözlenmemiştir. Adım-3’te SPS ve Adım-4’te yük atma rölelerin işlevlerinin art ardına devreye girmesi ile baralardaki gerilim profilleri normal işletme şartlarında seyretmiştir.

Çizelge 5.6. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara gerilim değerleri

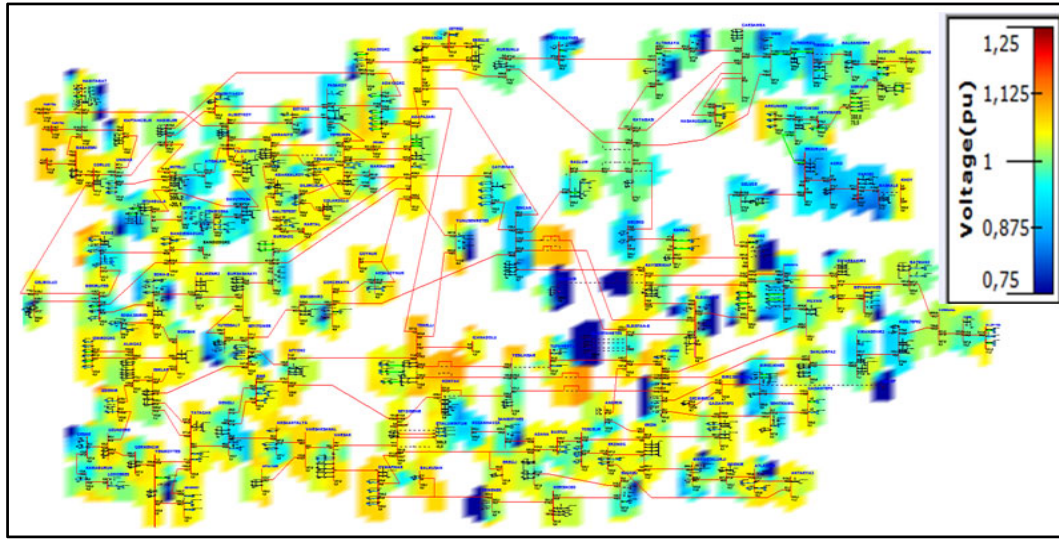
Senaryo Adı	Bara gerilimleri (pu)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	0,92	0,89	0,89	0,95	0,97	0,92	1,00	1,00
HVDC Entegrasyonu	0,98	0,97	0,93	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00
Adım-1 (YAT talimatı)	0,99	0,98	0,96	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00
Adım-2 (hat-1 arızası)	0,99	0,97	0,94	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	1,00	1,00	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	1,00	0,98	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00

Genel itibariyle sistemde HVDC'nin olduğu ve sistemin n-1 duruma düştüğü bu senaryoda herhangi bir gerilim kararsızlığı gözlenmemiştir. Aynı senaryonun HVDC'siz modeli olan Senaryo-1'e göre Senaryo-3'te çok daha kararlı bir gerilim profili gözlenmiştir.

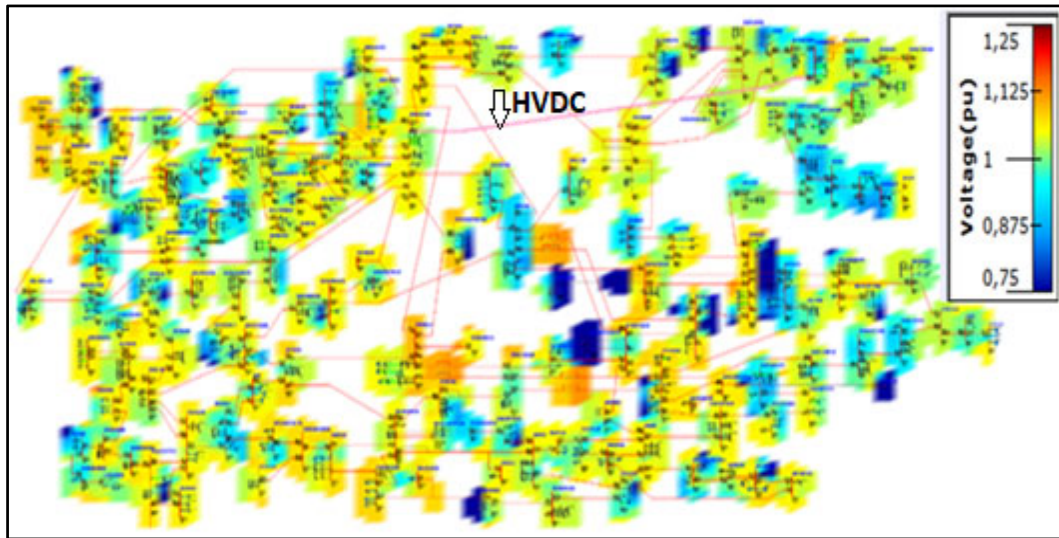


Şekil 5.12. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara gerilim değişimleri

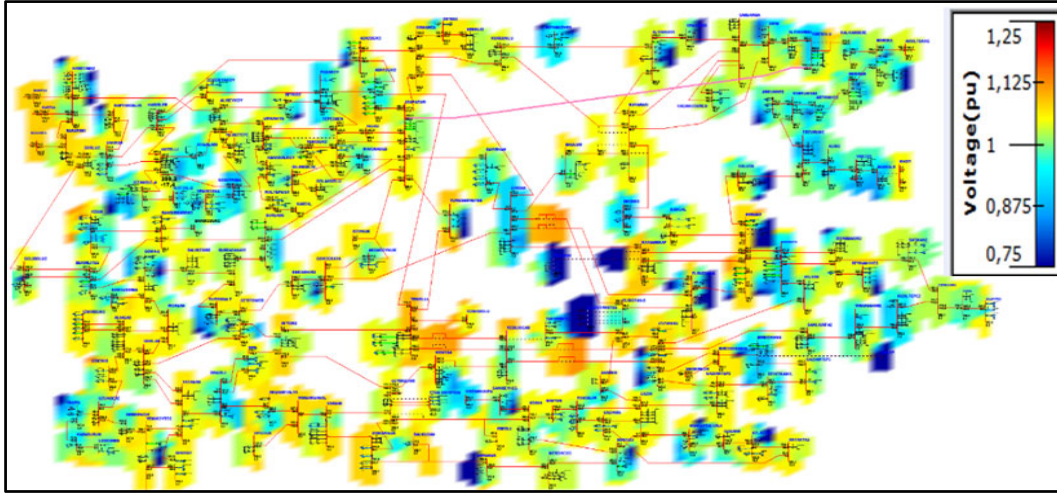
Şekil 5.13'te ilk koşul, Şekil 5.14'te HVDC entegrasyon, Şekil 5.15'te Adım-1, Şekil 5.16'da Adım-2 ve Şekil 5.17'de Adım-3 ve Şekil 5.18'de ise Adım-4 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait gerilim durumları yer almaktadır. Senaryo-3'te gerilim kararlılığının çok yüksek olduğu gözlenmektedir. Şekil 5.16'dan anlaşılabacağı üzere Adım-2'de hat-1 arızasından sonra arızaya yakın baralarda gerilim düşümü gözlenmiştir. Diğer senaryolarda gerilim profilleri birbirine yakın gözlenmiştir.



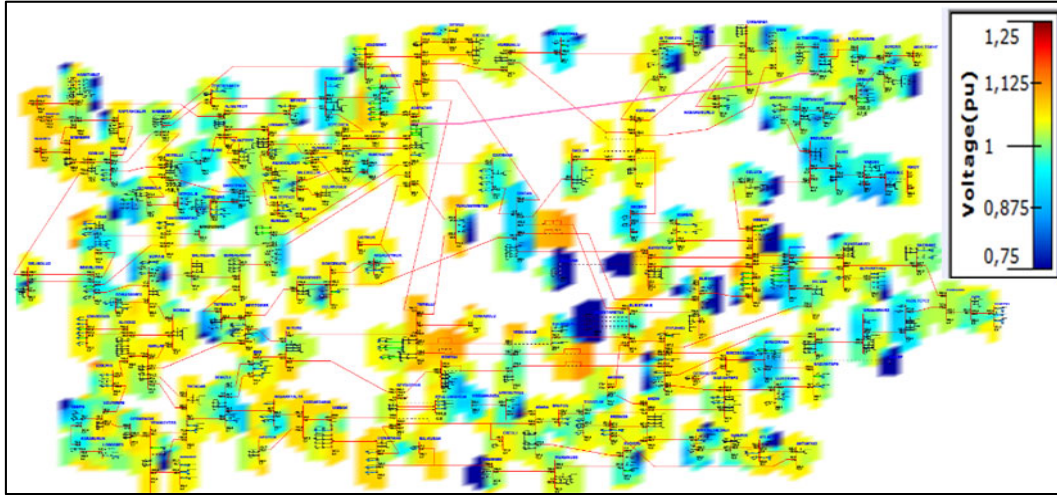
Şekil 5.13. İlk koşul durumunda Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



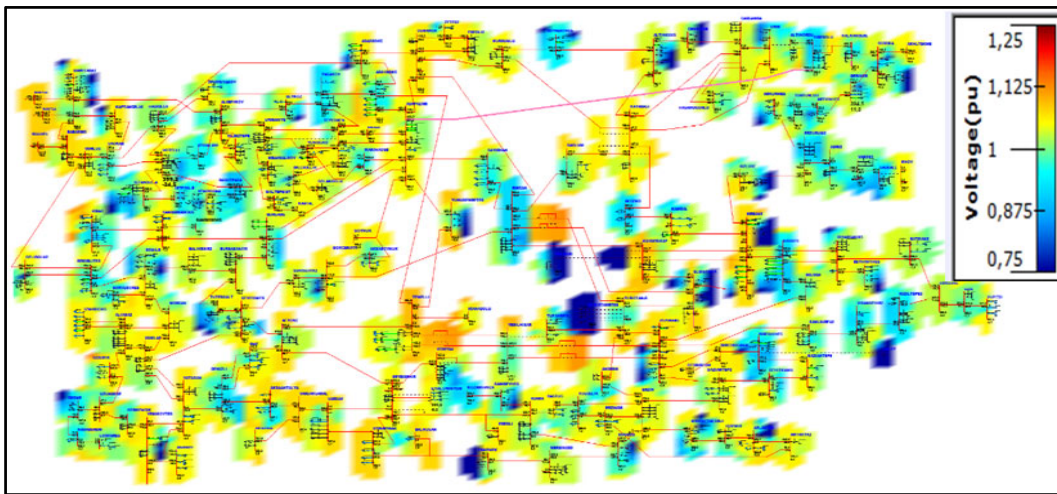
Şekil 5.14. HVDC entegrasyonu sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



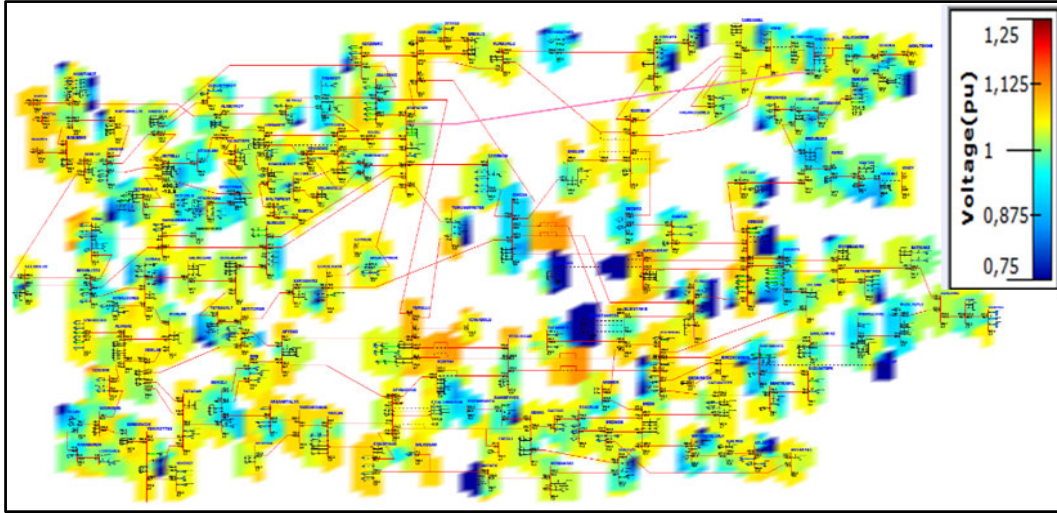
Şekil 5.15. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 5.16. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 5.17. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 5.18. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili

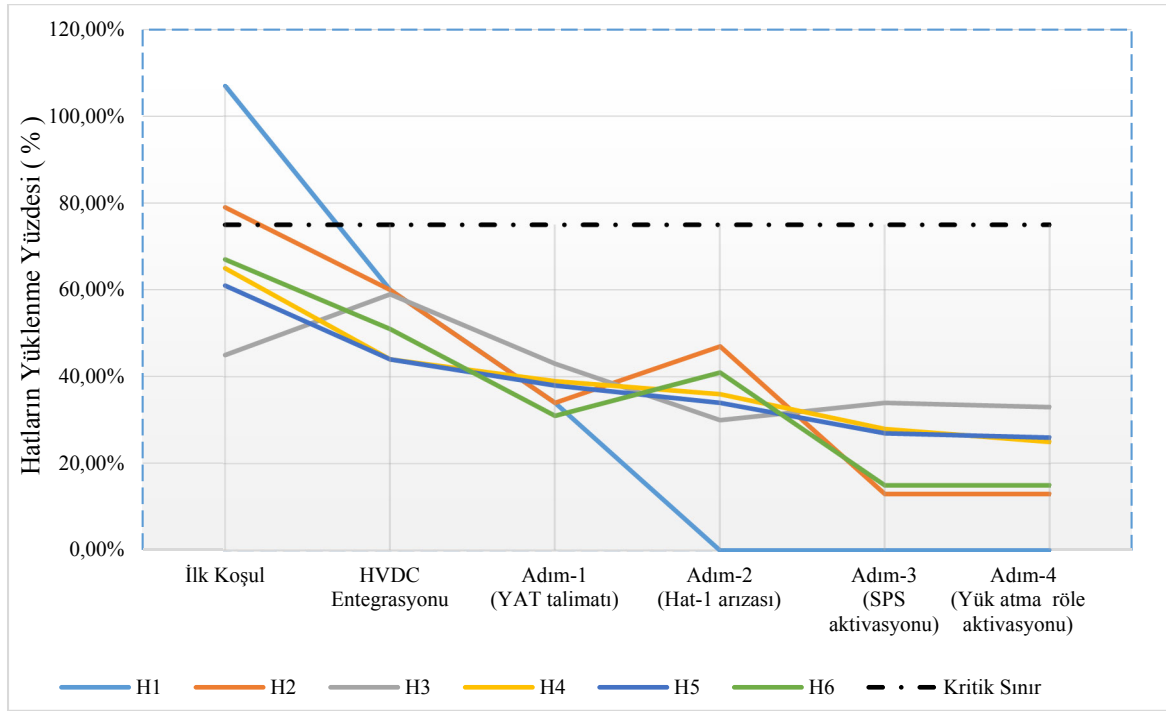
5.2.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı

Senaryo-3 için incelenen 6 adet 400kV iletim hatlarının yüklenmelerindeki değişimler Çizelge 5.7’de yer almaktadır. Değişimlerin grafiksel gösterimi ise Şekil 5.19’da yer almaktadır. Tablo ve grafiklerden anlaşılacağı üzere feyzan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-1 ve hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. Ani olarak bu yüklenmelere müsaade edilebilir iken iletim hatlarının uzun süreli bu derece yüklü gitmesi sistemin kararlı işletmesi için bir risk oluşturmaktadır. HVDC entegrasyonu ile bu yükler normal işletme sınırının altına çekilmiştir.

Adım-1’de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hatların yükleri daha da aşağı çekilmiştir. Adım-2’de hat-1’in arızadan açması ile birlikte hatlar yüklenmiş fakat hiçbiri normal işletme sınırlarının üzerine çıkmamıştır. Sırası ile Adım-3’te SPS ile üretim ve Adım-4’te yük atma röleleri aracılığı ile tüketim atılmıştır. Bu eylemler sonucunda hatların yükü tekrar arıza öncesine dönmüştür.

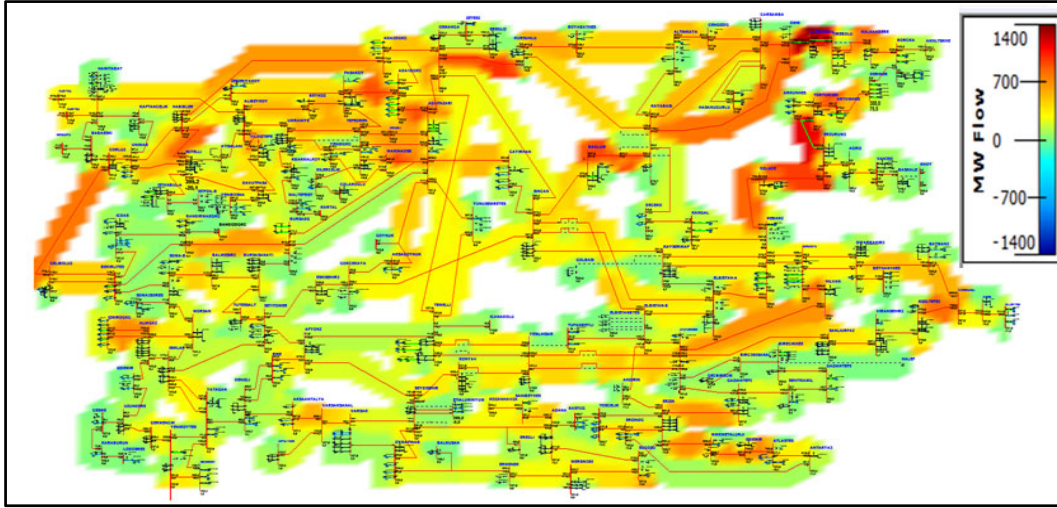
Çizelge 5.7. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) iletim hat yüklenmeleri

Senaryo Adı	Hatların yüklenmeleri					
	H1	H2	H3	H4	H5	H6
İlk durum	107,00%	79,00%	45,00%	65,00%	61,00%	67,00%
HVDC Entegrasyonu	60,00%	60,00%	59,00%	44,00%	44,00%	51,00%
Adım-1 (YAT talimatı)	34,00%	34,00%	43,00%	39,00%	38,00%	31,00%
Adım-2 (hat-1 arızası)	0,00%	47,00%	30,00%	36,00%	34,00%	41,00%
Adım-3 (SPS aktivasyonu)	0,00%	13,00%	34,00%	28,00%	27,00%	15,00%
Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	0,00%	13,00%	33,00%	25,00%	26,00%	15,00%

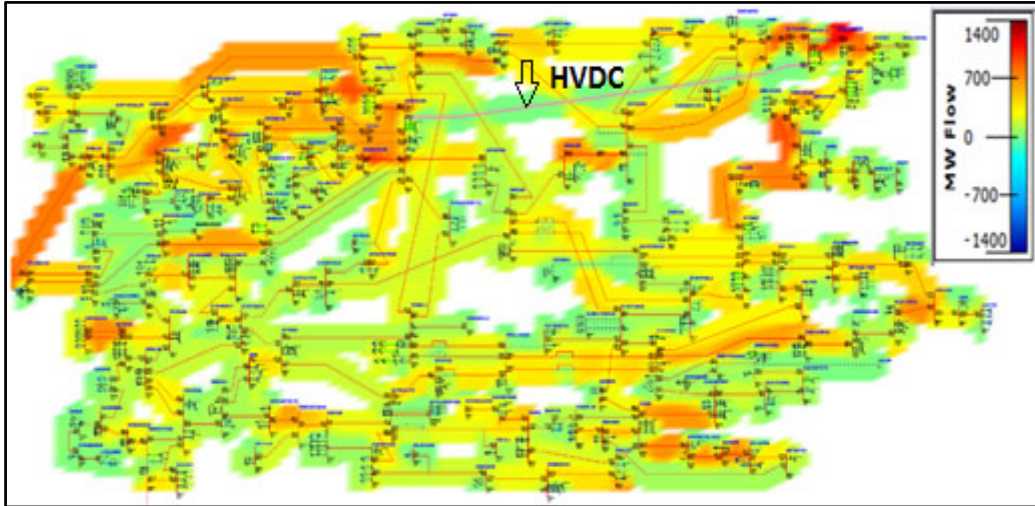


Şekil 5.19. n-1 durumu (Senaryo-3) için iletim hatlarının yüklenmeleri

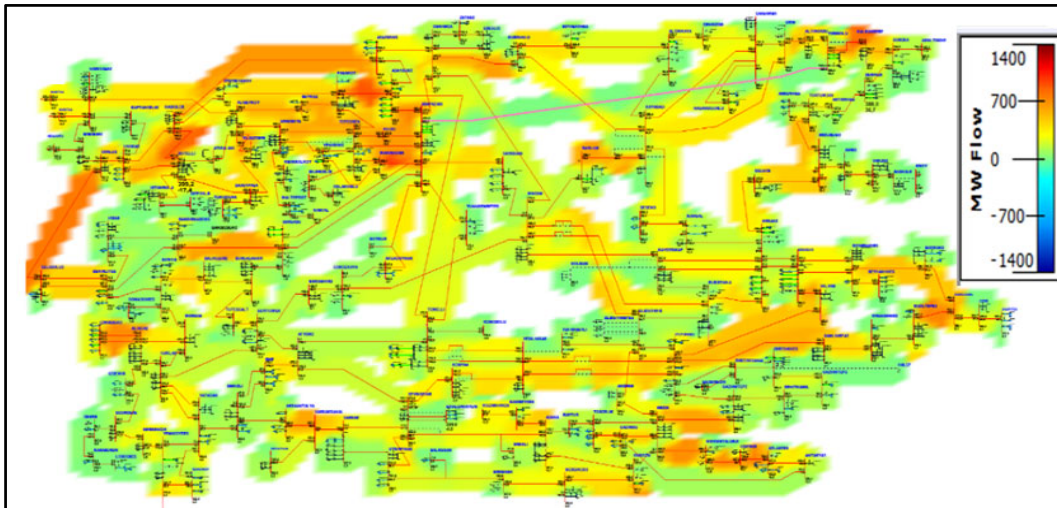
Şekil 5.20’de İlk koşul, Şekil 5.21’de HVDC Entegrasyonu, Şekil 5.22’de Adım-1, Şekil 5.23’te Adım-2, Şekil 5.24’te Adım-3 ve Şekil 5.25’te ise Adım-4 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait iletim hatlarının yüklenme durumları yer almaktadır. Şekil 5.20 ve Şekil 5.21 ayrıntılı incelendiğinde mevcut sisteme eklenen HVDC iletim hattı, kritik bölgedeki bazı iletim hatlarının yüklenmelerini azaltmış ve bölgeler arası irtibat hatlarının yüklenme oranını düşürmüştür. Adım-2’de hat-1 arızasından sonra incelenen bölgenin diğer irtibat hattının ve o hatta komşu hatların aşırı yüklendiği gözlenmiştir. Diğer adımlarda iletim hatlarının yüklenme profilleri birbirine yakın gözlenmiştir.



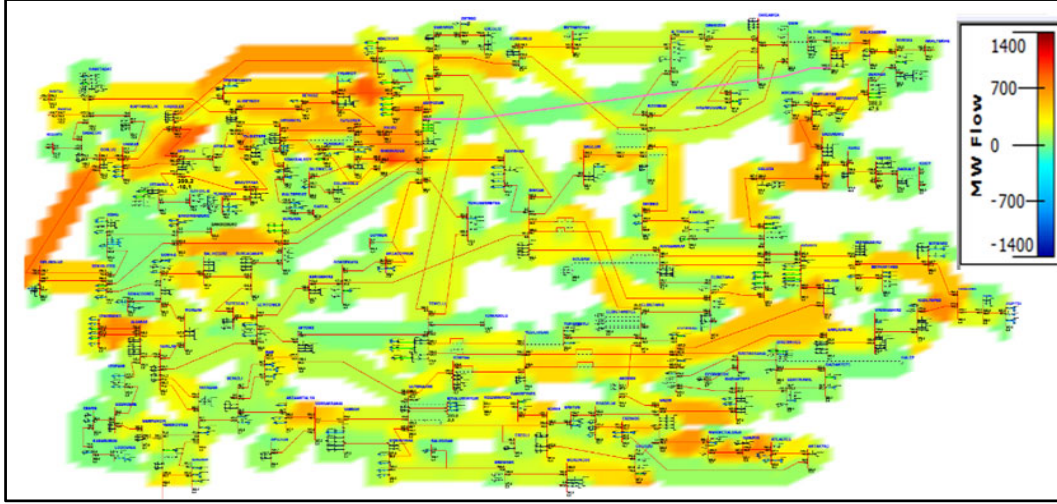
Şekil 5.20. İlk koşul durumunda hatlardaki yük durumu



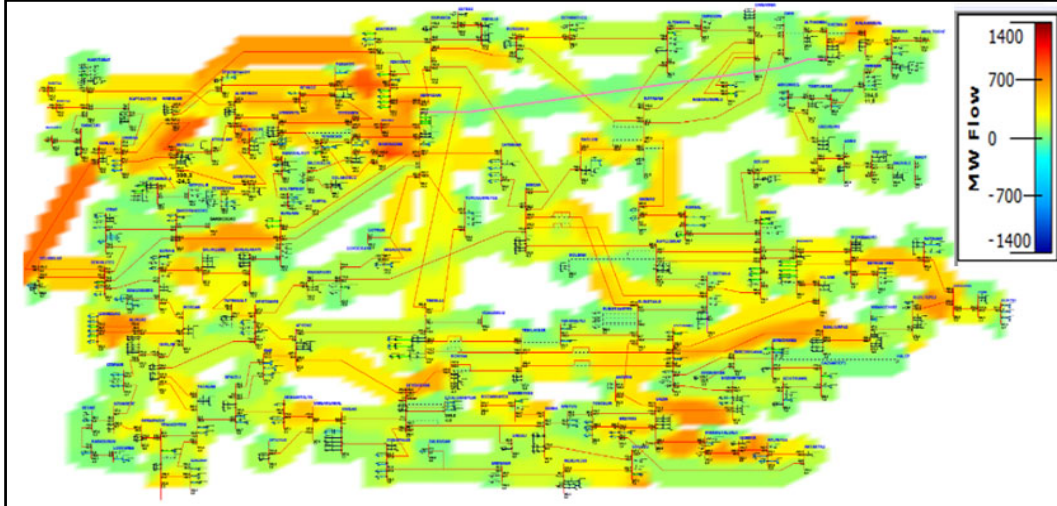
Şekil 5.21. HVDC entegrasyonu sonrası hatlardaki yük durumu



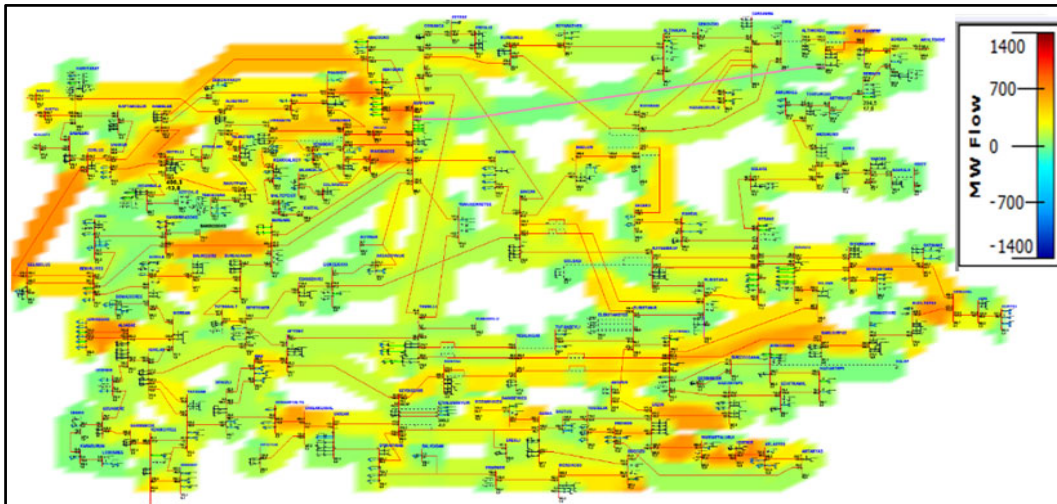
Şekil 5.22. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 5.23. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 5.24. SPS aktivasyonu (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu

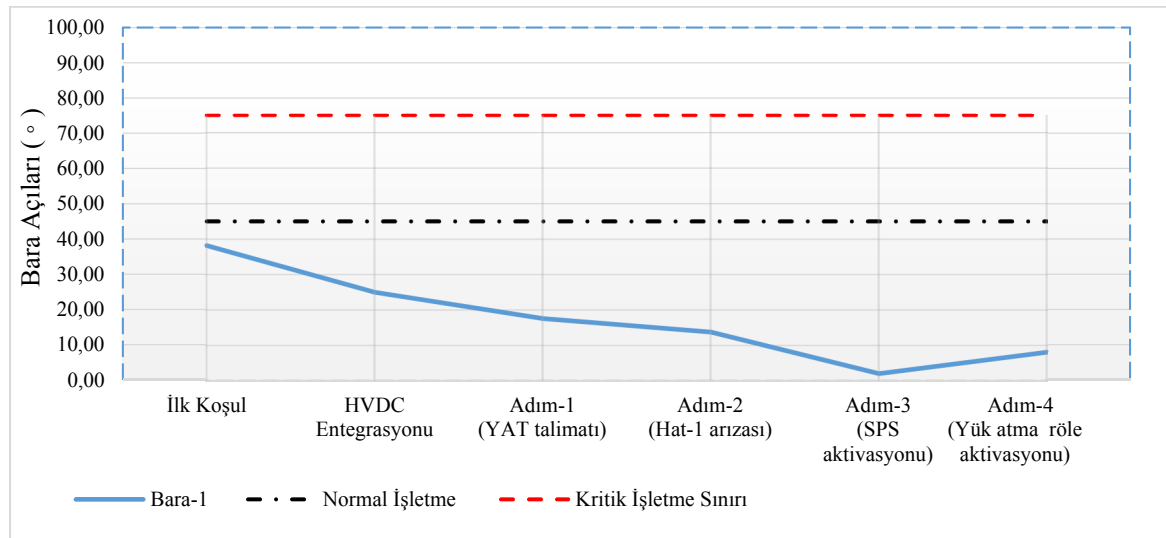


Şekil 5.25. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu

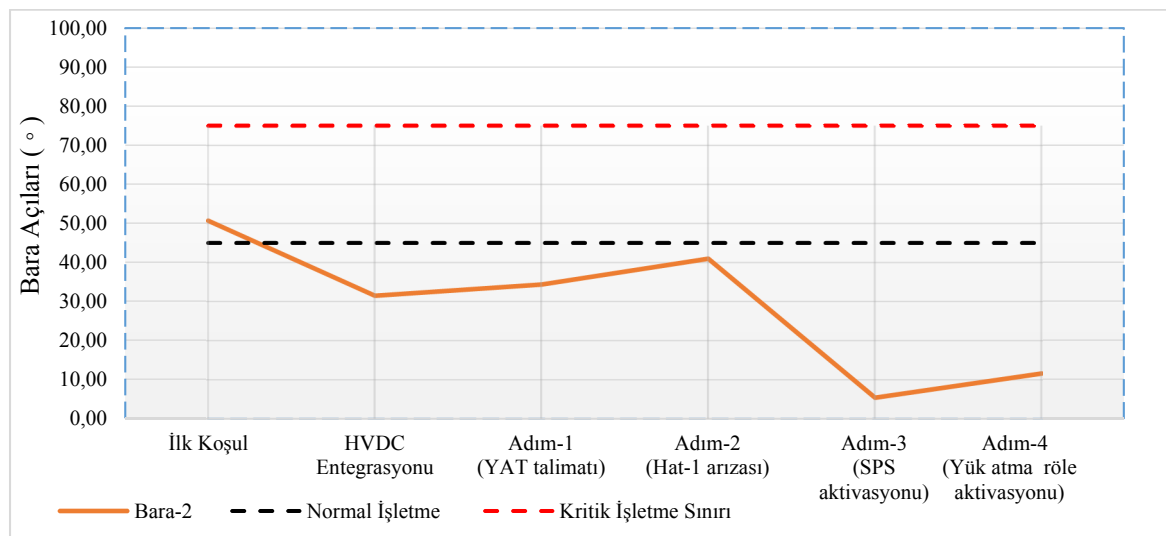
5.2.4. Her bara için açısal kararlılık

Senaryo-3'te gerçekleşen açısal değişimlerinin daha detaylı anlaşılabilmesi için bu bölümde her bir bara ayrı ayrı ele değerlendirilmiş olup her baraya ait açısal değişim analiz edilmiştir.

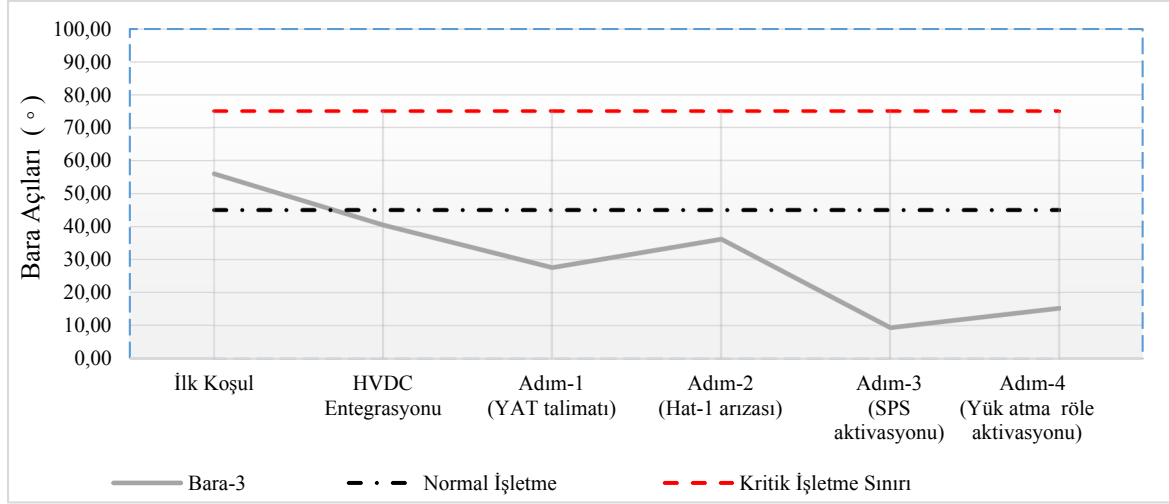
Şekil 5.26'da bara-1, Şekil 5.27'de bara-2, Şekil 5.28'de bara-3, Şekil 5.29'da bara-4, Şekil 5.30'da bara-5 ve Şekil 5.31'de bara-6'ya ait Senaryo-3 için açı değişimleri yer almaktadır. Tüm şekillerden anlaşılacağı üzere Senaryo-3'te herhangi bir açısal kararsızlık gözlenmemiştir. Sadece hat-1'in arızadan açtığı Adım-2'de bara açılarında bir yükselme gözlenmiştir.



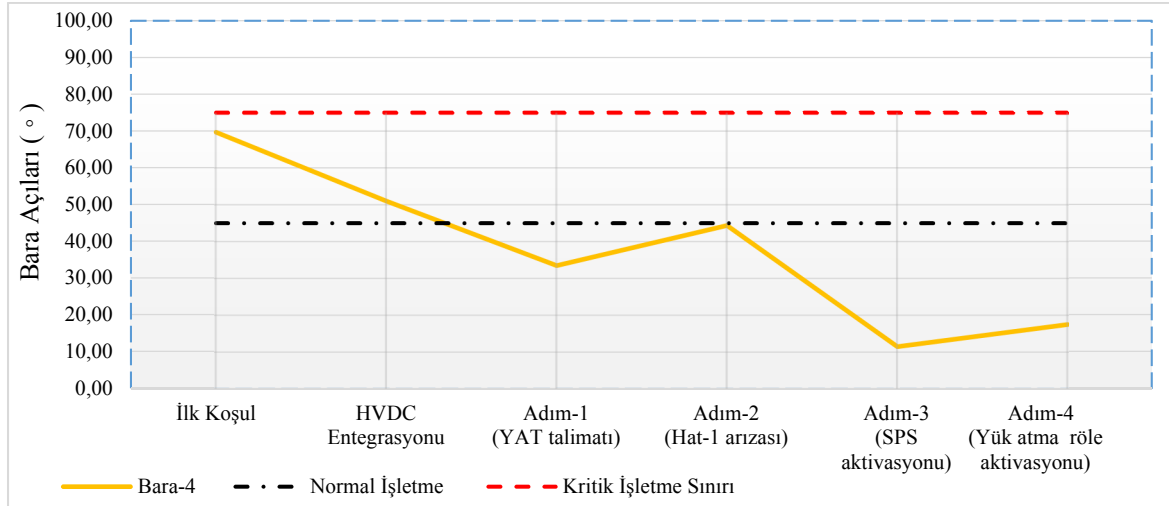
Şekil 5.26. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-1'in açı değişimi



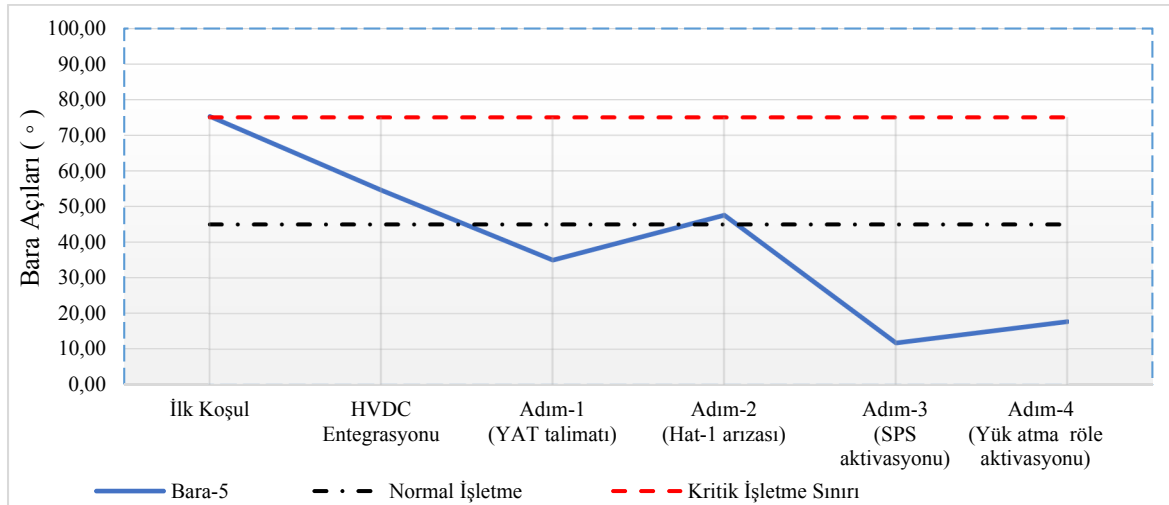
Şekil 5.27. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-2'nin açı değişimi



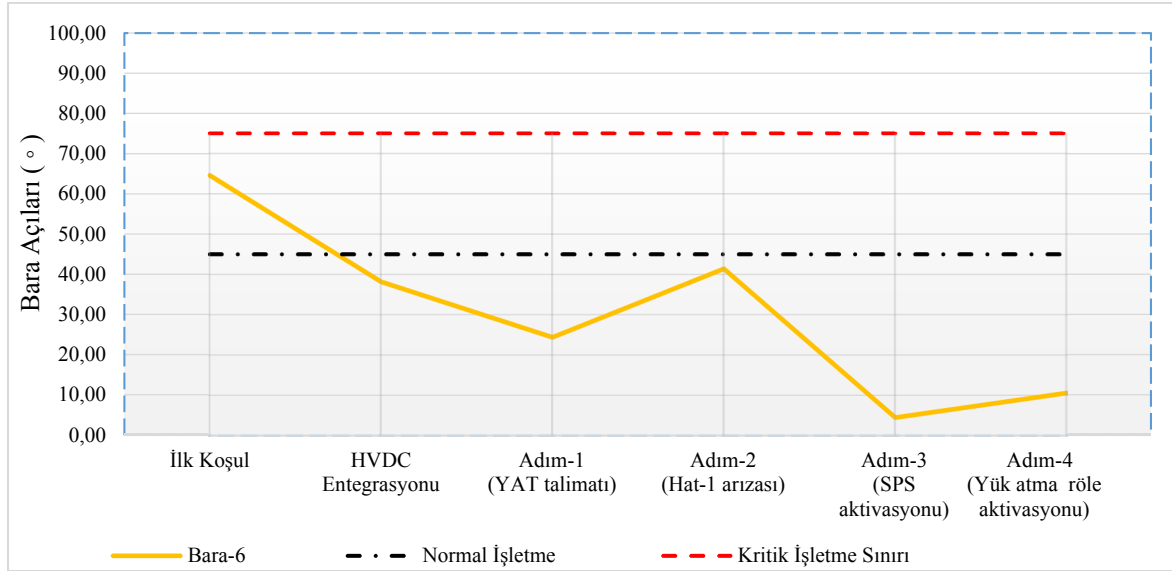
Şekil 5.28. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-3'ün açı değişimi



Şekil 5.29. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-4'ün açı değişimi

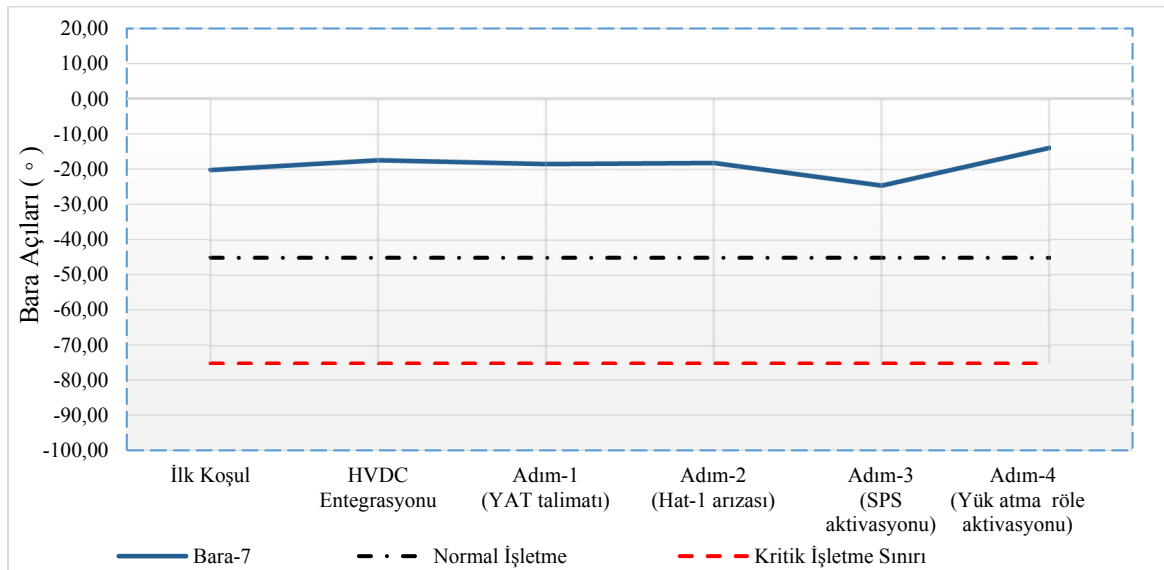


Şekil 5.30. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-5'in açı değişimi

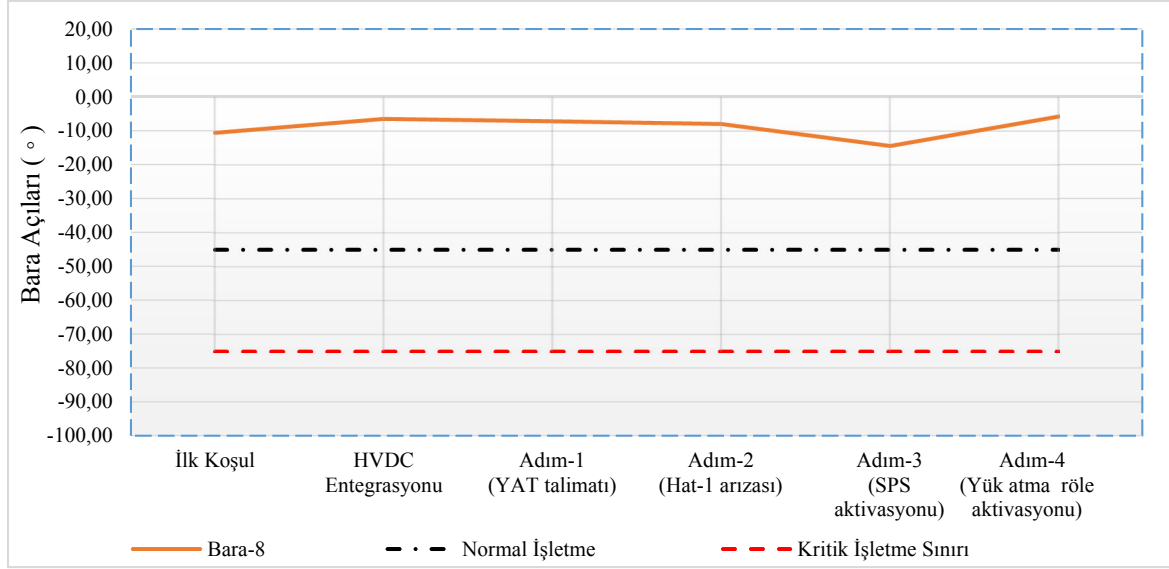


Şekil 5.31. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-6'nın açı değişimi

Şekil 5.32 incelendiğinde Senaryo-3 için bara-7'nin, Şekil 5.33 incelendiğinde ise bara-8'in açısal değişimi görülmektedir. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için herhangi bir kritik açısal değişim gözlenmemektedir. Bu baraların güç açılarına bakıldığında referans noktasının diğer tarafında kaldığı için açılar - (eksi) değerlidir. Bu iki barada da açılar normal işletme sınırları altındadır. Sadece sistemin n-1 durumuna düştüğü Adım-2'de bir açısal değişim gözlenmektedir.

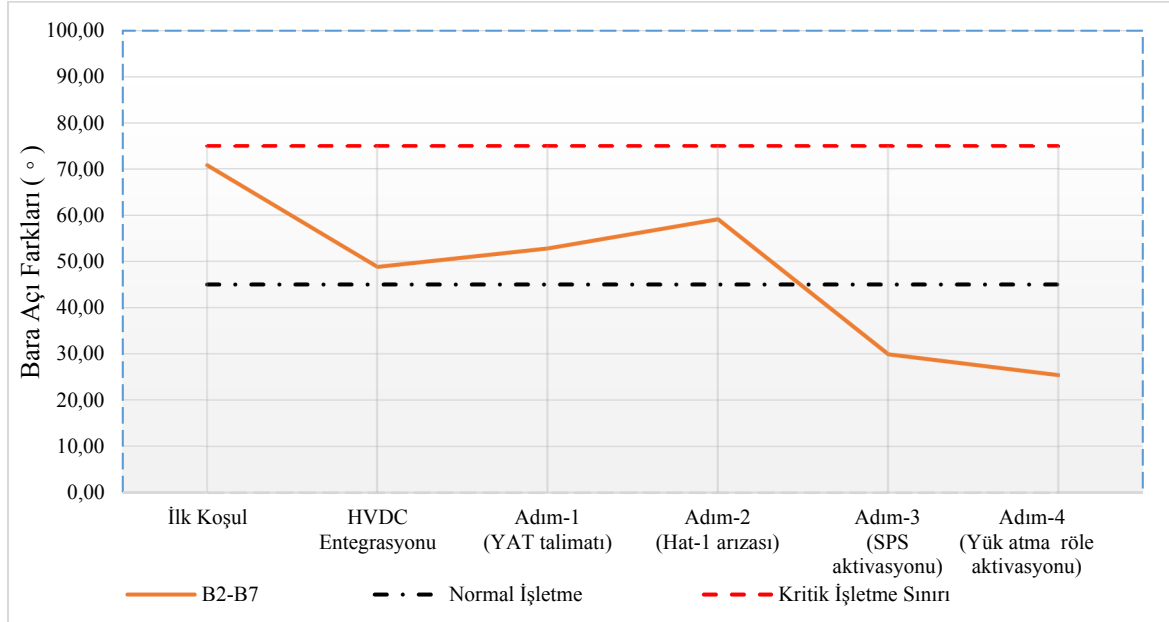


Şekil 5.32. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-7'nin açı değişimi

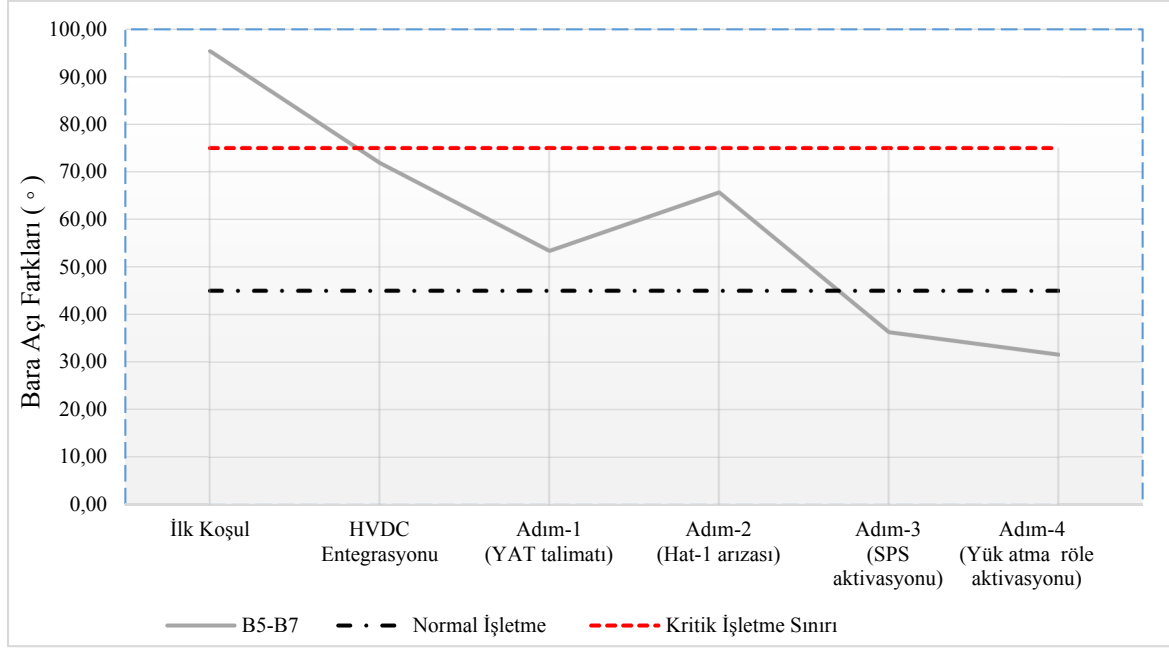


Şekil 5.33. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-8'in açı değişimi

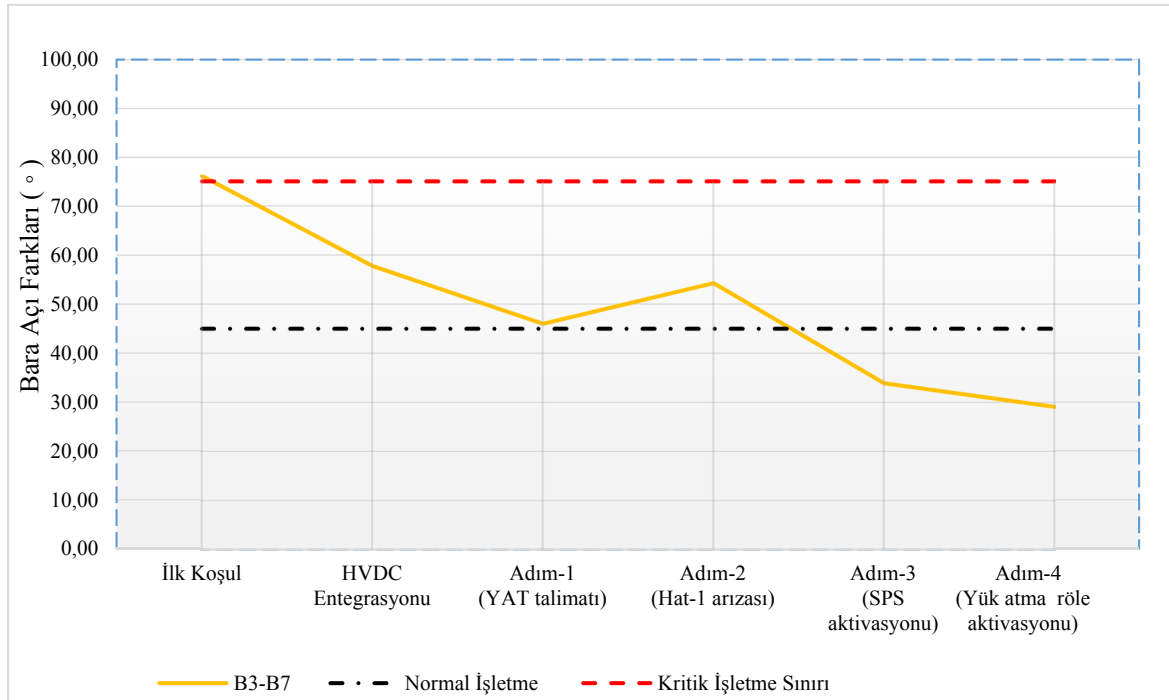
Şekil 5.34, Şekil 5.35, Şekil 5.36, Şekil 5.37 ve Şekil 5.38 incelendiğinde Senaryo-3 için sırasıyla bara 2-7, bara 5-7, bara 3-7, bara 6-7 ve bara 6-8 arasındaki açı fark değişimleri görülmektedir. İncelenen tüm baralar arası açı farkları kritik seviyeler altında kalmıştır.



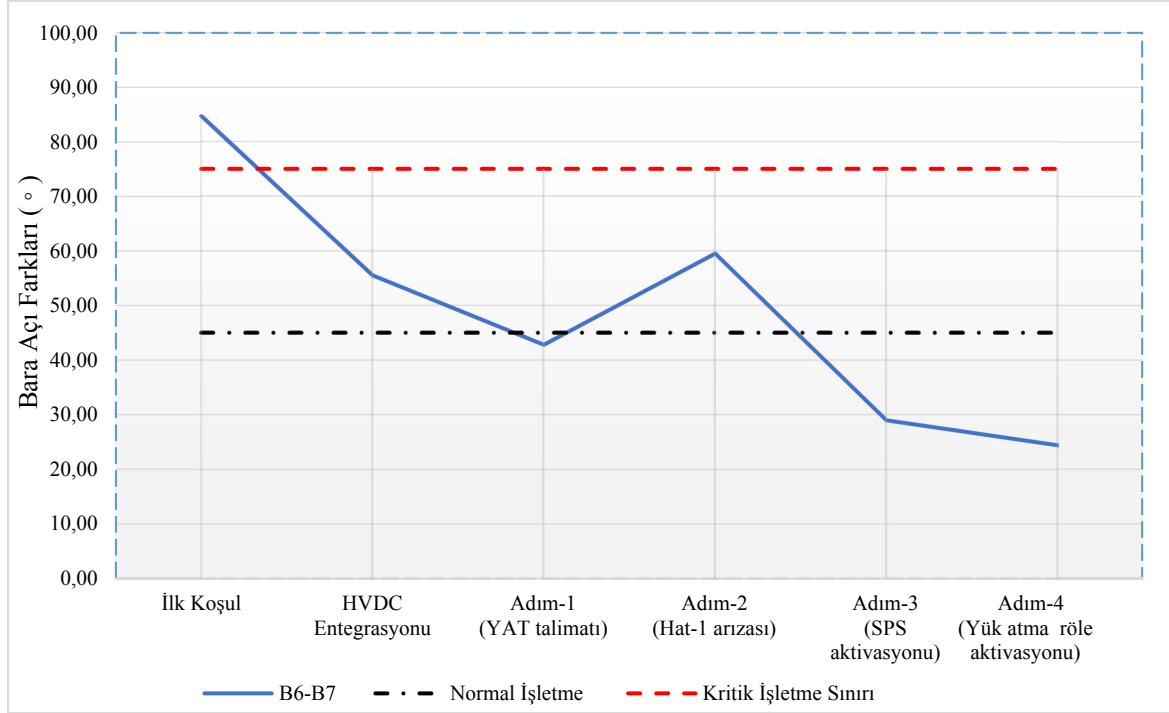
Şekil 5.34. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara2 - bara7 arasındaki açı fark değişimi



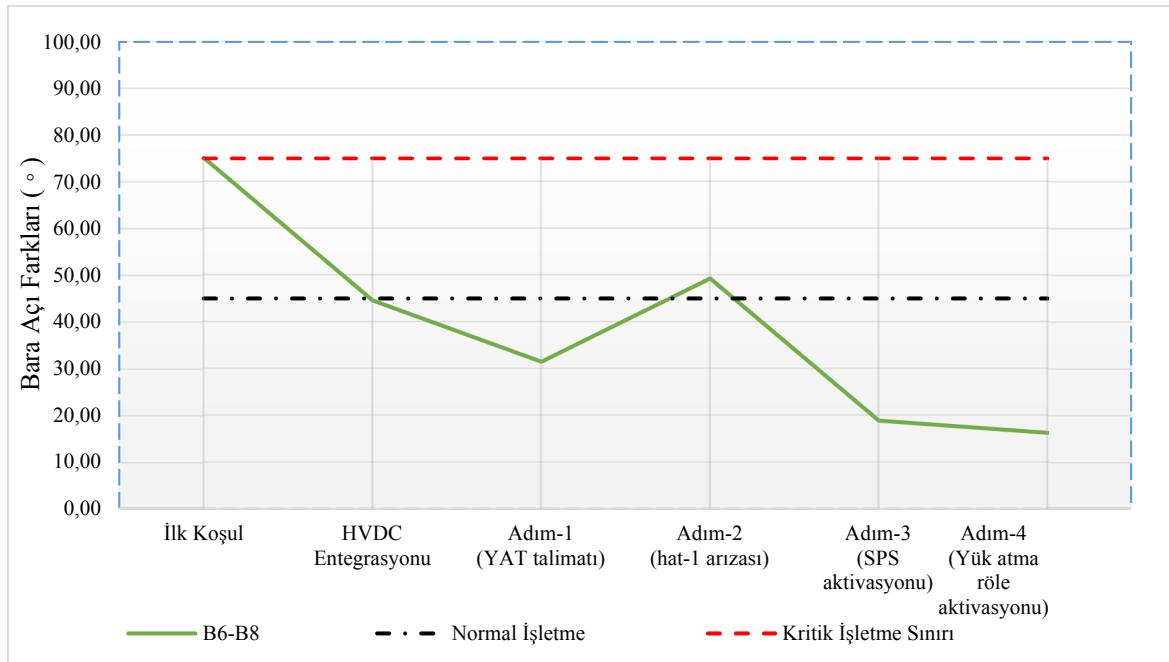
Şekil 5.35. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara5 – bara7 arasındaki açı fark değişimi



Şekil 5.36. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara3 – bara7 arasındaki açı fark değişimi



Şekil 5.37. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara6 – bara7 arasındaki açı fark değişimi

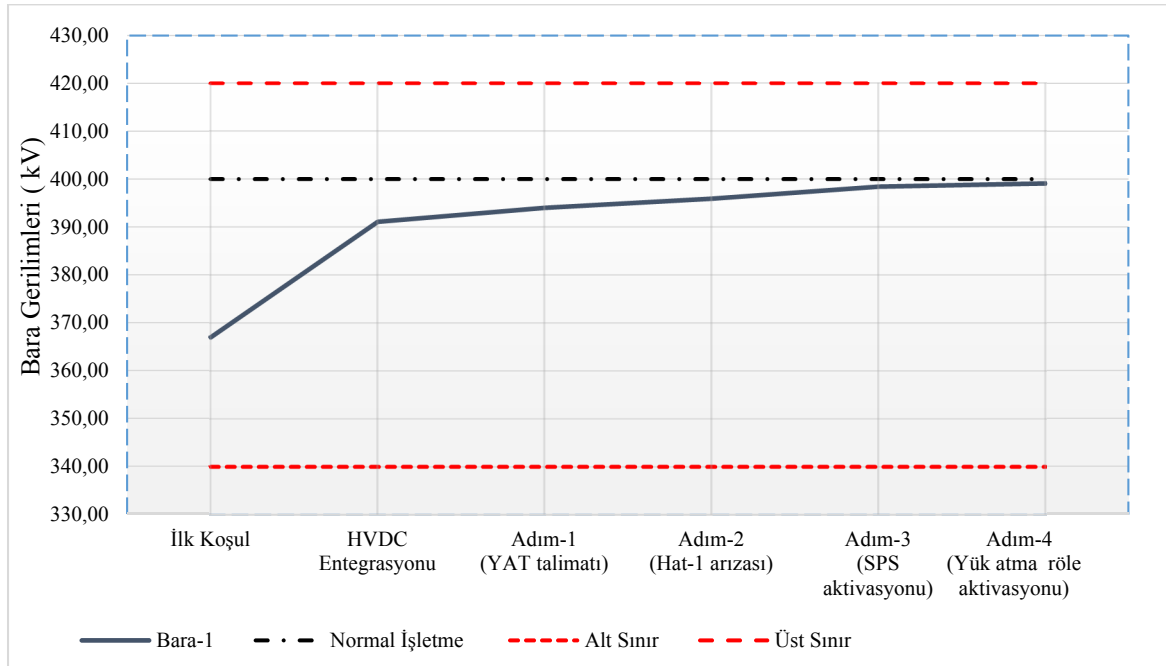


Şekil 5.38. HVDC eklenmiş sistemde n-1 durumunda (Senaryo-3) bara6 – bara8 arasındaki açı fark değişimi

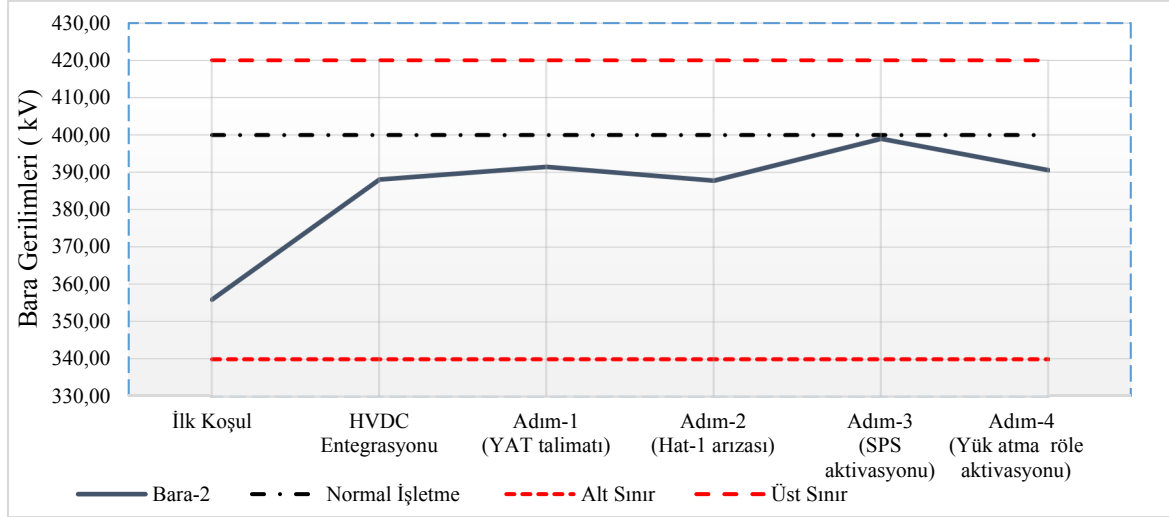
5.2.5. Her bara için gerilim kararlılığı

İncelenen baralardaki gerilim değişimi her bir bara için ayrı olmak üzere daha detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Senaryo-3'ün alt bölümlerindeki tüm senaryolardaki farklar incelenmiş ve önemli değişikliklerin görüldüğü alt senaryolar yorumlanmıştır. Arıza durumlarında kısa süreliğine gerilim düşümleri olmuştur. Fakat Senaryo-3 için tüm adımlarda 0,90 ve 1,05 pu limitleri dışında gerilim görülmemektedir.

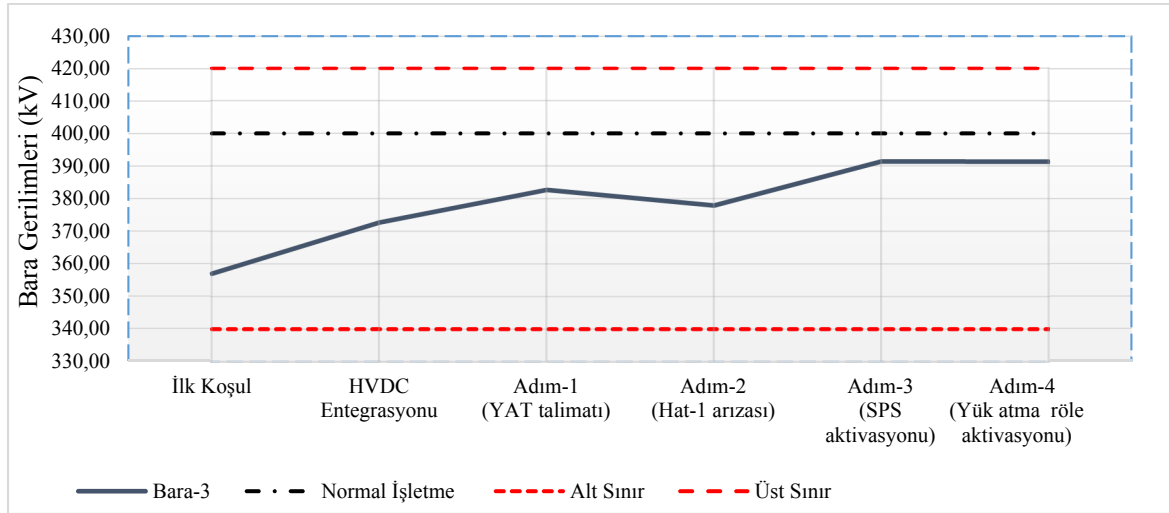
Şekil 5.39'da bara-1'in, Şekil 5.40'da bara-2'nin, Şekil 5.41'de bara-3'ün, Şekil 5.42'de bara-4'ün, Şekil 5.43'te bara-5'in, Şekil 5.44'te bara-6'nın Senaryo-3 için gerilim değişim grafikleri yer almaktadır. Grafiklerden anlaşılacağı üzere Senaryo-3 durumunda bu baralarda herhangi bir gerilim kararsızlığı söz konusu değildir. Sadece normal işletme sınırları içinde küçük gerilim değişimleri olmuştur.



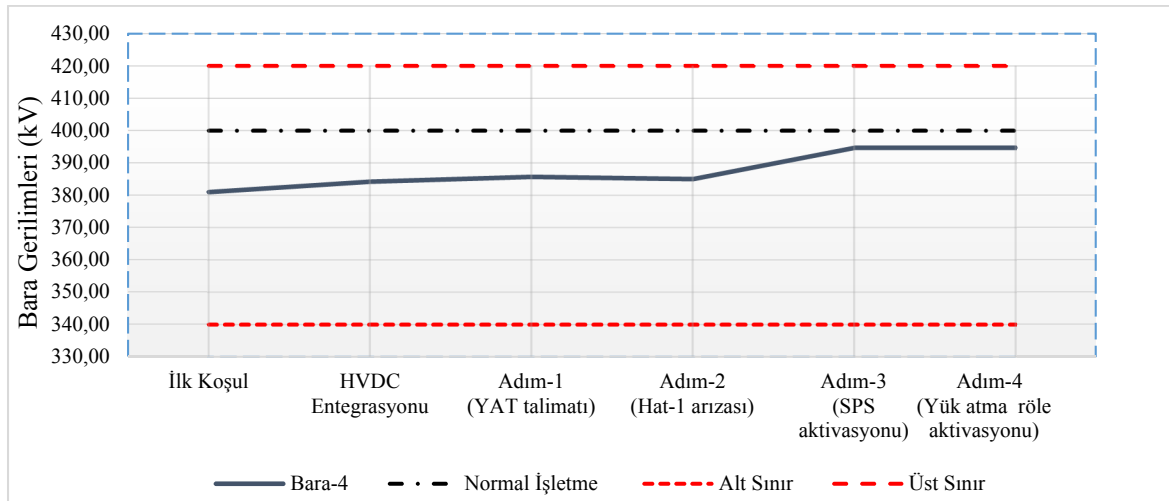
Şekil 5.39. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-1'in gerilim değişimi



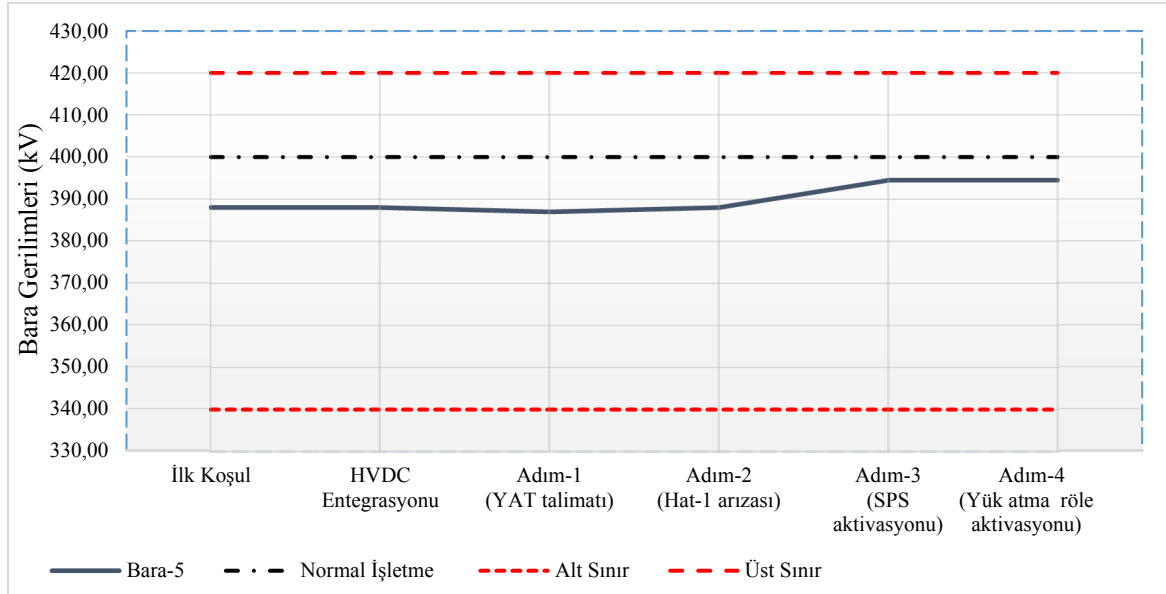
Şekil 5.40. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-2'nin gerilim değişimi



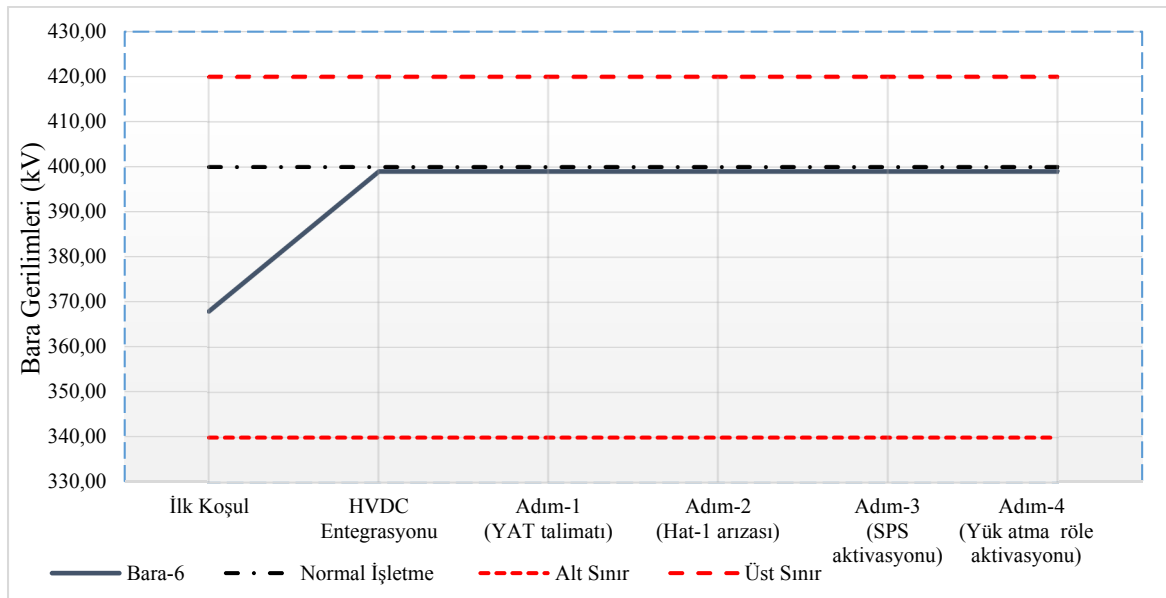
Şekil 5.41. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-3'ün gerilim değişimi



Şekil 5.42. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-4'ün gerilim değişimi

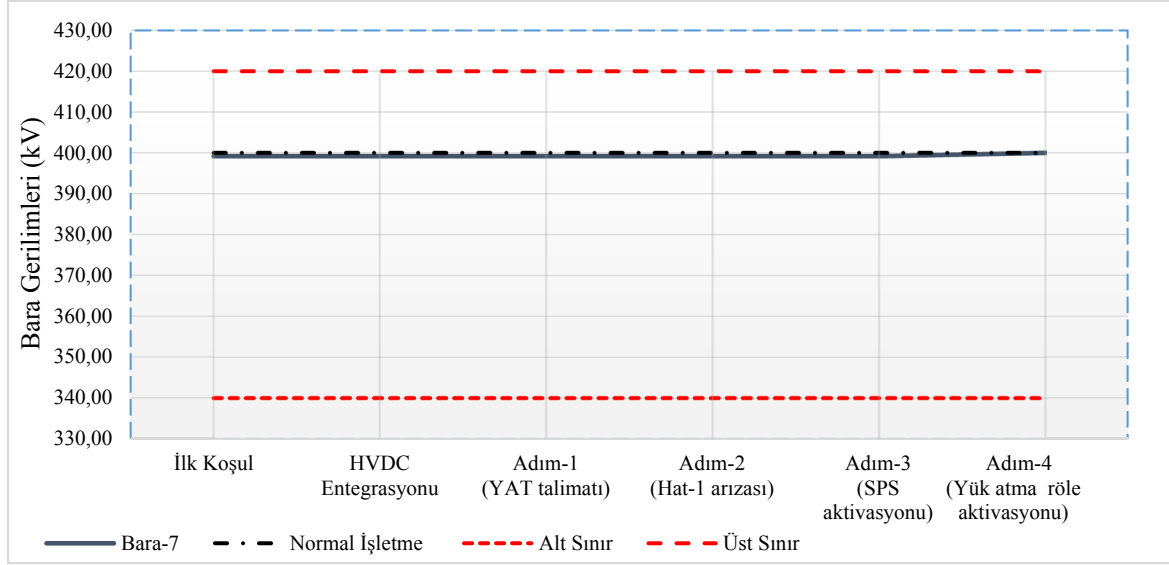


Şekil 5.43. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-5'in gerilim değişimi

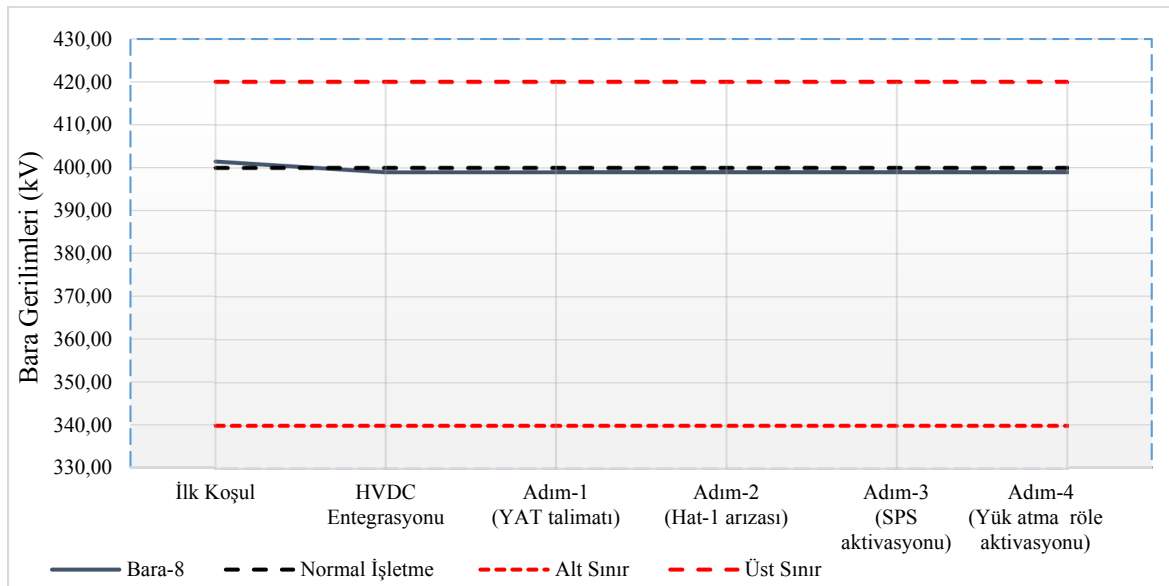


Şekil 5.44. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-6'nın gerilim değişimi

Şekil 5.45'te Senaryo-3 için bara-7'nin ve Şekil 5.46'de ise bara-8'in gerilim değişim grafiği yer almaktadır. İncelenen bu iki bara incelenen kritik bölgelerden lokasyon olarak çok uzak olduğu için Senaryo-3'teki değişim bu baralarda gerilim açısından bir değişikliğe neden olmamıştır.



Şekil 5.45. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-7'nin gerilim değişimi



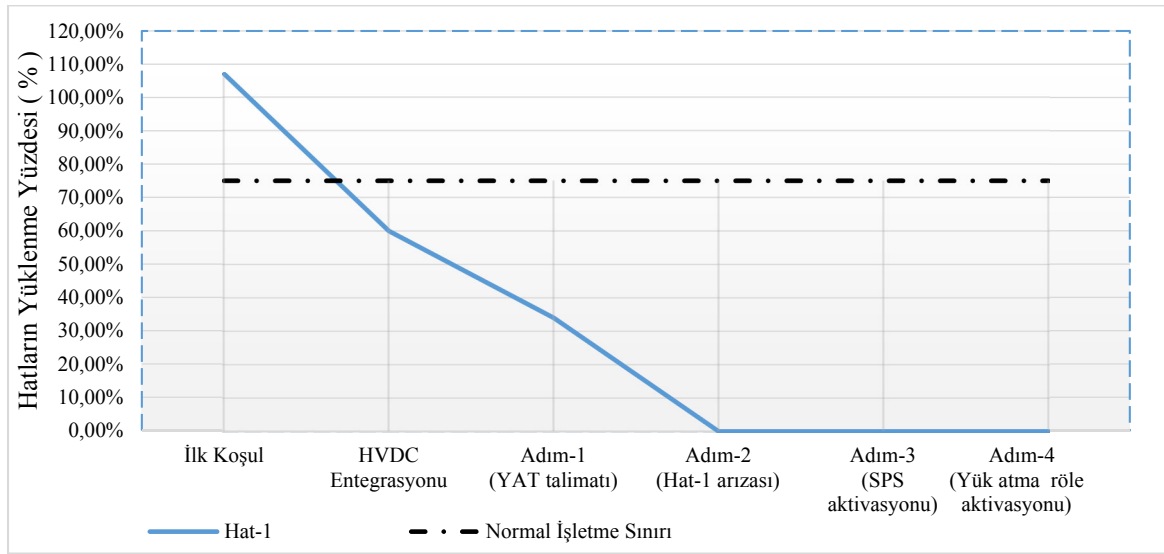
Şekil 5.46. n-1 durumunda (Senaryo-3) bara-8'in gerilim değişimi

5.2.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi

Bu bölümde Senaryo-3 için incelenen 6 adet 400kV iletim hattının her farklı alt senaryo için yüklenme değişimlerini gösteren grafikler ayrıntılı olarak incelenmiş ve değişikliklerin gözlemlendiği adımlar yorumlanmıştır. Senaryo-3 ait tüm alt senaryolarda iletim hatların yüklenmeleri açısından herhangi bir kritik durum gözlenmemiştir.

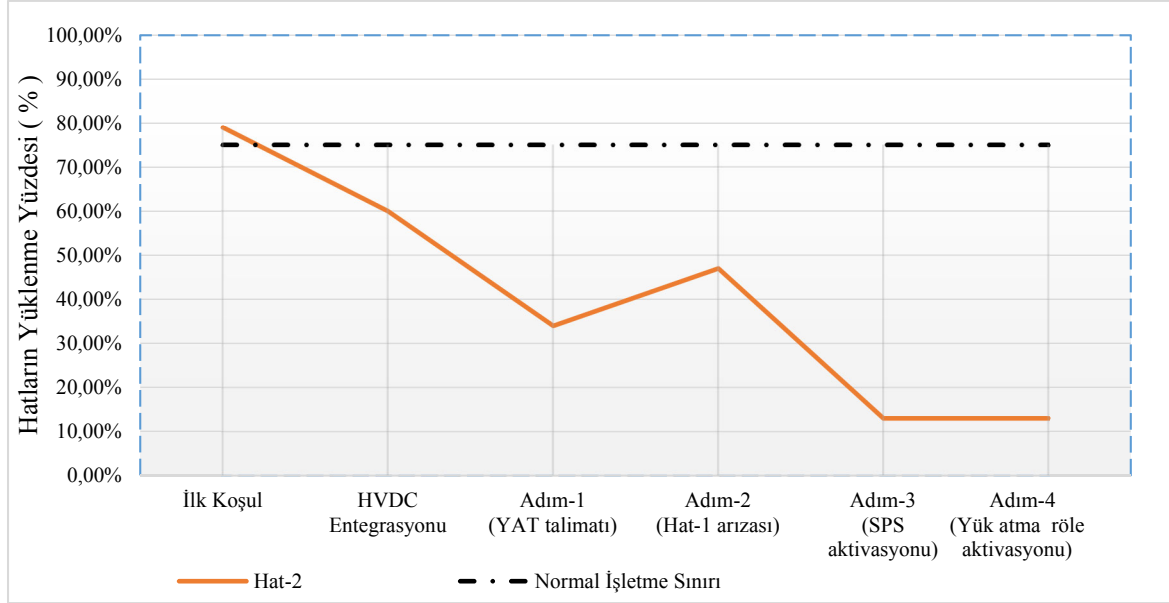
Şekil 5.47'de Senaryo-3 için hat-1'in yüklenme değişimini görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-1 %100'ün üzerinde

yüklüdür. HVDC entegrasyon adımı mevcut sisteme HVDC eklenmesi ile hat-1'in yükü normal işletme sınırının altına düşmüştür. Adım-1'de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-1'in yükü %35'lere düşmüştür. Adım-2'de incelenen bölge için önemli bir bağlantı hattı olan hat-1'in senaryo gereği arızadan servis harici olmasından sonra hat-1'in yükü sıfır olmuştur. Bundan sonraki tüm alt senaryolarda hat-1 servis harici olduğu için yüksüzdür.



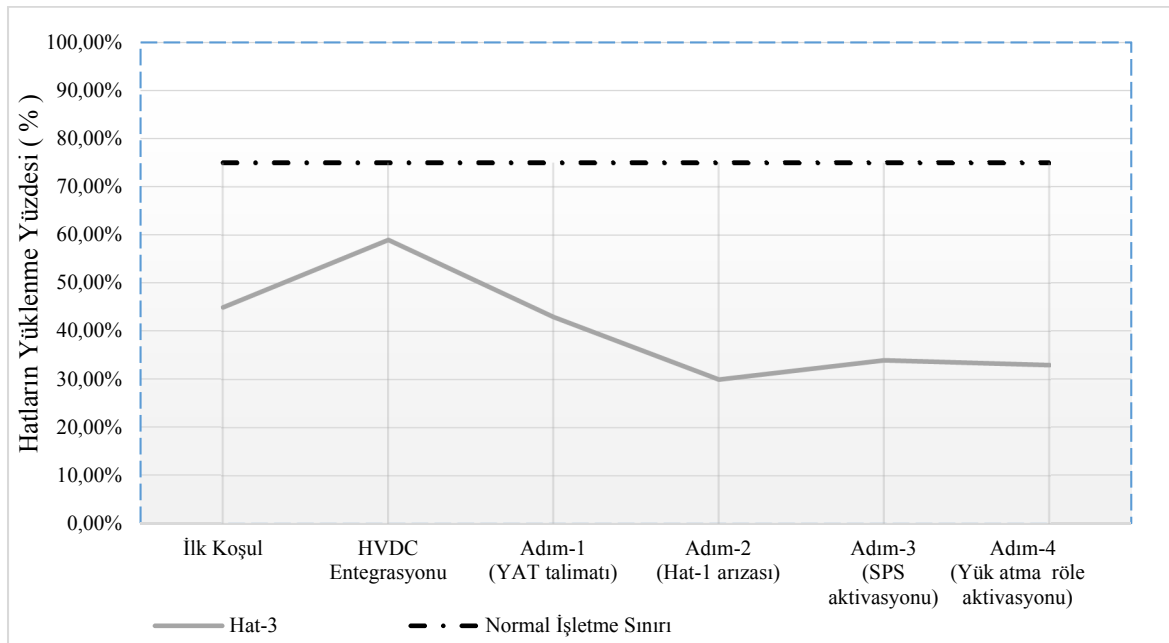
Şekil 5.47. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-1'in yüklenme değişimi

Şekil 5.48'de Senaryo-3 için hat-2'nin yüklenme değişimini görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere feyzan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. HVDC entegrasyonu ile hat-2'nin yükü normal işletme sınırının altına düşmüştür. Adım-1'de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-2'nin yükü normal işletme sınırının çok altına çekilmiştir. Adım-2'de hat-1 arızasından sonra hat-2 yükü bir önceki senaryoya göre yüksektir fakat yine de normal işletme sınırları altında kalmıştır. Adım-3'te SPS'ler aracılığı ile üretim ve Adım-4'te yük atma röleleri aracılığı ile tüketim atılarak hat-2 yükü çok daha alt seviyelere çekilmiştir.

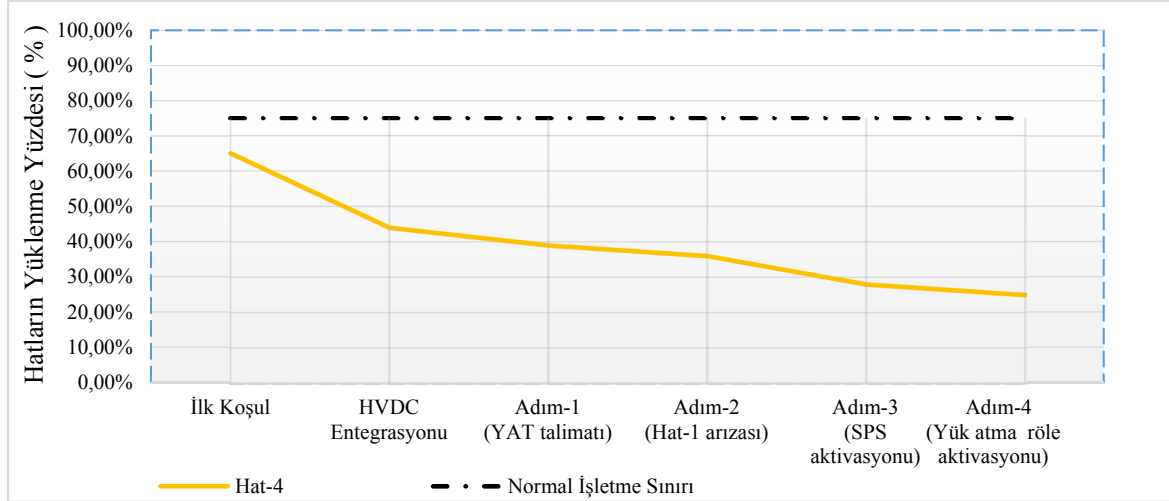


Şekil 5.48. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-2'nin yüklenme değişimi

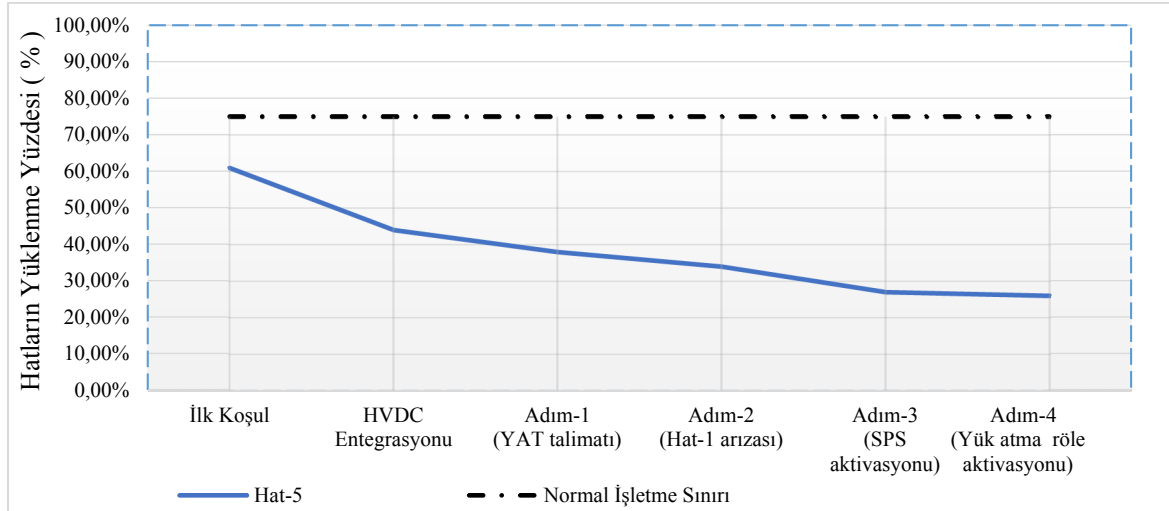
Şekil 5.49'da Senaryo-3 için hat-3'ün, Şekil 5.50'de hat-4'ün, Şekil 5.51'de hat-5'in ve Şekil 5.52'de hat-6'nın yüklenme değişimleri görülmektedir. Grafiklerden de anlaşılacağı üzere her dört hatta da tüm adımlarda normal işletme sınırı üzerinde bir yüklenme mevcut değildir.



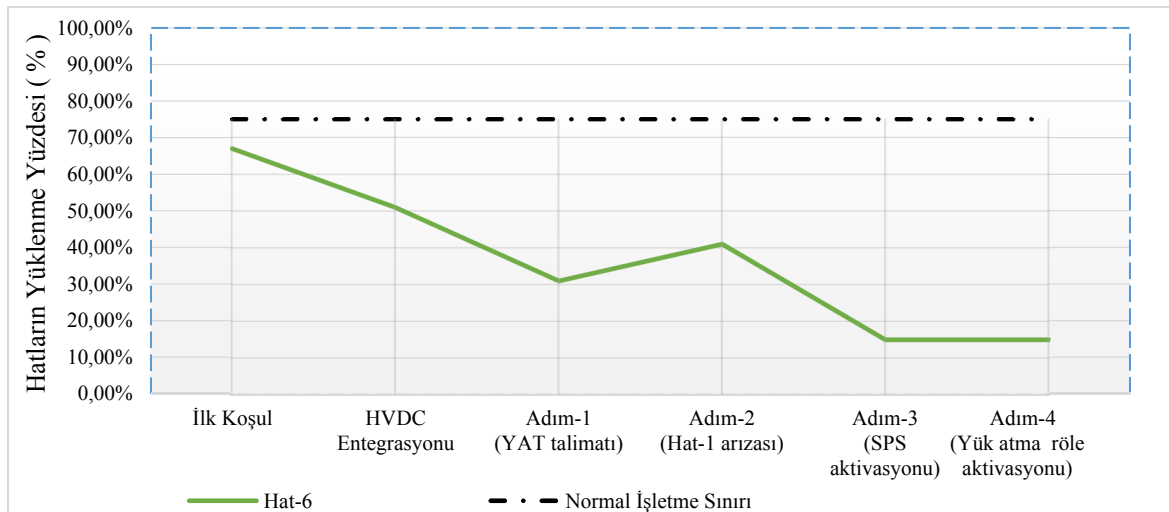
Şekil 5.49. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-3'ün yüklenme değişimi



Şekil 5.50. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-4'ün yüklenme değişimi



Şekil 5.51. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-5'in yüklenme değişimi



Şekil 5.52. n-1 durumunda (Senaryo-3) hat-6'nın yüklenme değişimi

5.3. Senaryo-4 (n-2 durumu)

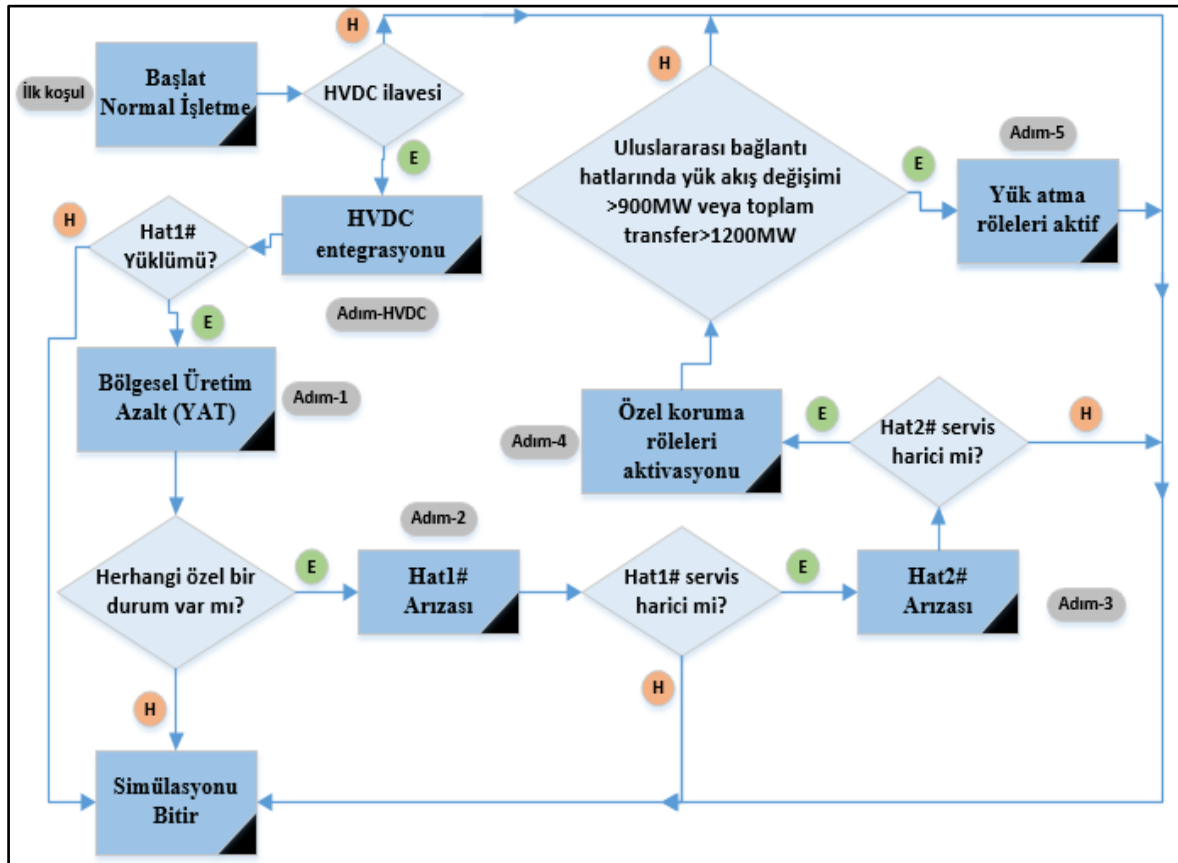
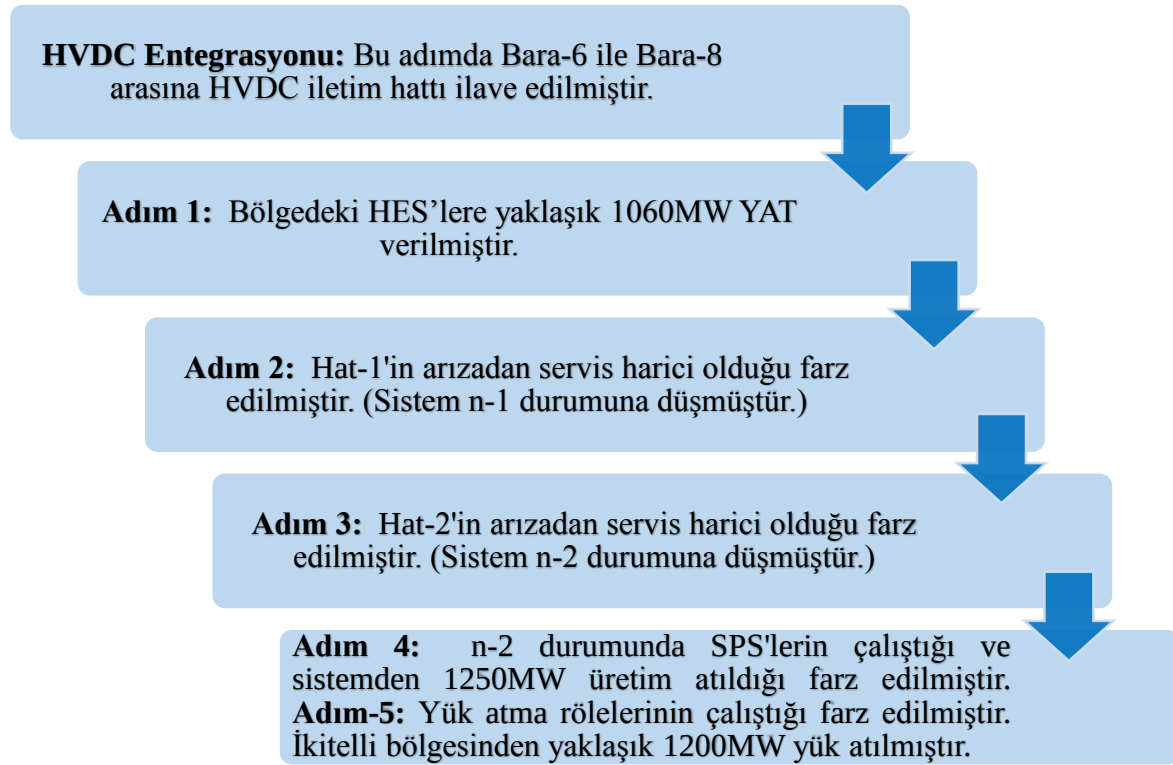
Bu bölümde mevcut sisteme HVDC eklenmiş ve n-2 durumu için senaryo edilmiş olan Senaryo-4 için yapılan analizler yer almaktadır. Alt bölümlerde bu senaryoya ait açısıl kararlılık, gerilim kararlılığı ve incelenen hatlar için yüklenme durumları detaylı olarak ele alınmıştır.

Senaryo-4 yani HVDC hat eklemiş sistem için n-2 durum analizi ve senaryo detayları Çizelge 5.3 ve Çizelge 5.4'te yer almaktadır. Senaryo-4'ün akış diyagramı Şekil 5.53'te yer almaktadır.

Çizelge 5.8. HVDC eklenmiş sistem için n-2 (Senaryo-4) analizi argüman tablosu

		Senaryo 4 (n-2 durumu)					
Teçhizat	İlk koşul	HVDC Entegrasyonu	Adım-1	Adım-2	Adım-3	Adım-4	Adım-5
Hat-1	Aktif	Aktif	Aktif	Trip	Trip	Trip	Trip
Hat-2	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Trip	Trip	Trip
Hat-3	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-4	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-5	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
Hat-6	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
YAT Kısıtı	Pasif	Pasif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif
SPS	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif	Aktif
Yük Atma Röleleri	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Pasif	Aktif
HVDC	Yok	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif	Aktif

Çizelge 5.9 HVDC eklenmiş sistem için n-2 (Senaryo-4) analizi akış diyagramı



Şekil 5.53. HVDC eklenmiş sistem kurgulanan n-2 (Senaryo-4) analizi senaryosu

5.3.1. Açısal kararlılık

Çizelge 5.10’da Senaryo-4 için yapılan açısal kararlılık analiz sonuçları yer almaktadır. Şekil 5.54’te incelenen baralar için Senaryo-4’e ait argümanlara göre açı değişimlerinin grafiği yer almaktadır. Grafikten görüleceği üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşul durumunda açı farklar çok yüksektir.

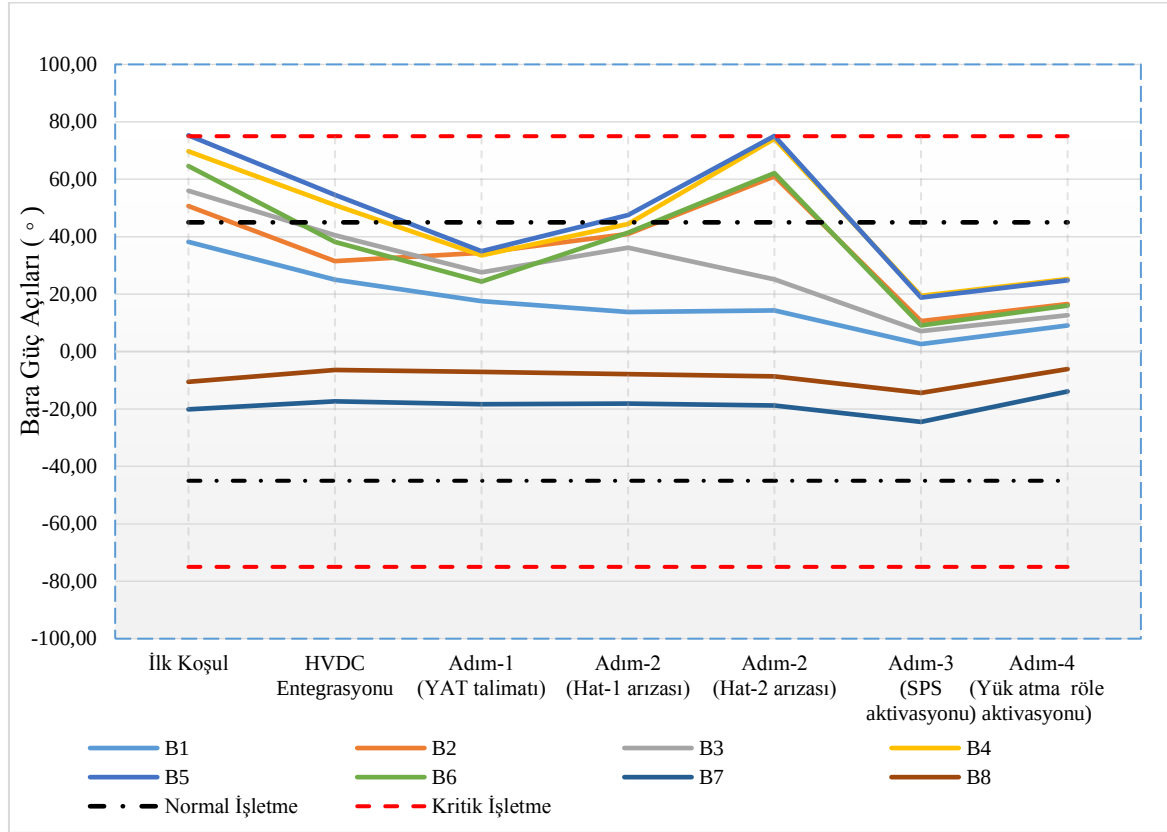
Çizelge 5.10. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara aç değeri

Bara Kodu	Bara açları (°)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	38,2	50,7	56,0	69,7	75,3	64,6	-20,1	-10,5
HVDC Entegrasyonu	25,0	31,5	40,5	51,0	54,6	38,2	-17,3	-6,4
Adım-1 (YAT talimatı)	17,6	34,4	27,6	33,5	35,0	24,4	-18,4	-7,1
Adım-2 (hat-1 arızası)	13,8	41,0	36,2	44,4	47,6	41,4	-18,1	-7,9
Adım-3 (hat-2 arızası)	14,3	61,0	25,1	74,1	75,1	62,2	-18,8	-8,6
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	2,6	10,6	7,1	19,4	18,8	9,1	-24,5	-14,4
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	9,1	16,6	12,7	25,3	24,8	16	-13,9	-6,1

Şekil 5.54’ten anlaşılacağı üzere ilk koşul durumunda bara-5 güvenli sistem işletmesi için belirlenen 75° üzerinde bir açya sahiptir. HVDC entegrasyon adımı VSC tabanlı HVDC iletim hattının mevcut sisteme eklenmesinden sonra tüm açılar kritik işletme seviyesinin altına inmiştir.

Adım-1’de sistem işletmecisinin mevcut argümanı olan YAT argümanı kullanılarak Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgelerinden yaklaşık 1060 MW üretim azaltılmış ve bu azaltmadan kaynaklanan üretim açığını dengelemek için diğer bölgelerden üretim artırılmıştır. Bölgesel üretim azaltılması sonucunda açısal kararlılık Adım-1’de bariz bir şekilde iyileşmiştir. Adım-2’de hat-1’in arızadan servis harici olduğu varsayılmıştır. Hat-1’in varsayıldığı gibi arızadan servis harici olması üzerine çoğu bara da açısal değişim meydana gelmiştir. Adım-3’te hat-2’nin arızadan servis harici olduğu varsayılmıştır. Bu durumda çoğu barada güç açılarının yükseldiği gözlenmiştir. Fakat Senaryo-2’nin aksine

Senaryo-4'te sistem n-2 durumuna düşmesine rağmen hiçbir baradaki aç ı kritik işletme seviyesini geçmemiştir.

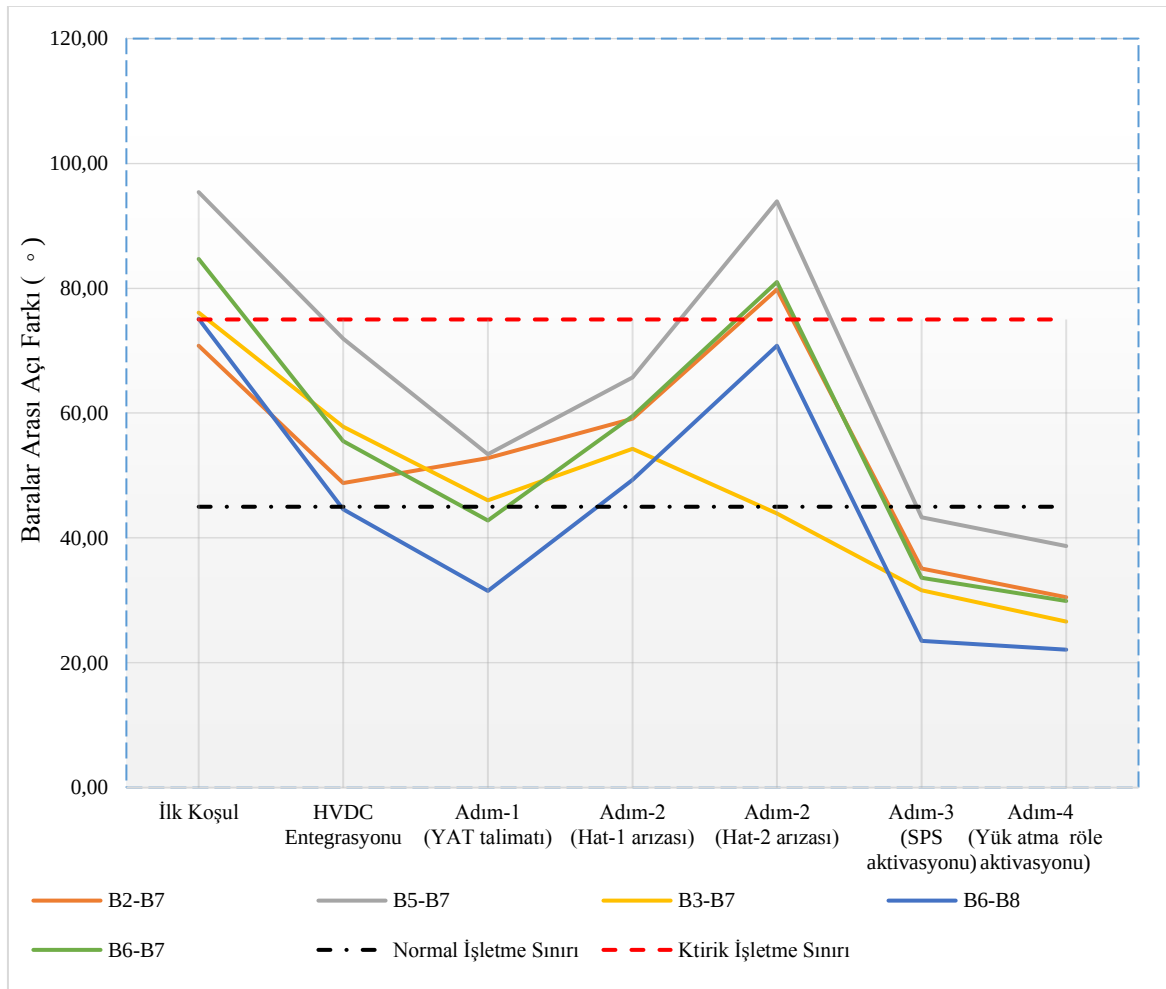


Şekil 5.54. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara aç ıları

Adım-4'te arıza sonrasında Özel Koruma Sistemi (SPS) devreye girerek belirlenen santrallerden toplamda 1250MW üretim attığı varsayılmıştır. Adım-5'te ise bir önceki senaryoda kaybedilen üretimi telafi etmek ve sistemde meydana gelen dengesizliği sö nümlemek için yük atma rölelerinin devreye girerek yaklaşık 1200 MW yük attığı varsayılmıştır. Bu iki adım sistem güvenliği için geliştirilen ve kullanılan klasik uygulamalar olduğu için Senaryo-2'teki uygulama ile bire bir aynıdır. Adım-4 ve Adım-5 sonrasında Çizelge 5.10 ve Şekil 5.54'ten görüldüğü üzere incelenen baralardaki aç ı değerleri arıza ö ncesindeki değerler mertebesine dö nmüştür. Tasarlanan bu senaryodaki Adım-4 ve Adım-5'teki algoritmalar tamamen otomatik olup arıza sonrasında saniyeler içinde gerçekleşmektedir. Adım-2'deki argüman olan YAT argümanı ise Dengeleme Güç Piyasası yönetmeliğine göre maksimum 15 dakika içinde gerçekleşmektedir. Yani Adım-1'den sonraki senaryolar çok kısa bir süre içinde peş peşe gerçekleşen olaylar zinciridir. Bu grafiklerden anlaşılacağı üzere mevcut sisteme eklenen HVDC hat ile sistem n-2 durumuna

düşmüş olsa yani iki hat peş peşe arıza yapsa dahi incelenen hiçbir barada belirlenen limitler dışında bir açı gözlenmemiştir.

Senaryo-4 için belirlenen baralar arasında gerçekleşen açısal fark değişimleri Çizelge 5.11 ve Şekil 5.55'te yer almaktadır. İlk koşul durumunda özellikle B5-B7 ve B6-B7 arasındaki açısal fark istenmeyen seviyelerdedir. HVDC entegrasyonu adımı ile bu açısal farklar kritik işletme değerlerinin altına çekilmiştir. Adım-1'de YAT argümanı ile bu farklar daha da aşağı çekilmiştir. Adım-2'de hat-1 arızası ile beraber incelenen baralar arası açısal farklarda yükselme meydana gelmiştir. Adım-3'te hat-2 arızası ile beraber özellikle bara-5 ve bara-7 arasındaki açı farkı anlık olarak 90° üzerinde çıkmıştır. Fakat bu kararsızlıklar Senaryo-2'deki durumun yani HVDC olmayan mevcut şebekedeki n-2 durumunun çok altındadır. Adım-4'te SPS ve Adım-5'te yük atma argümanlarının peş peşe devreye girmesi ile beraber incelenen baralardaki açısal fark kritik işletme koşul sınırları altına çekilmiştir.



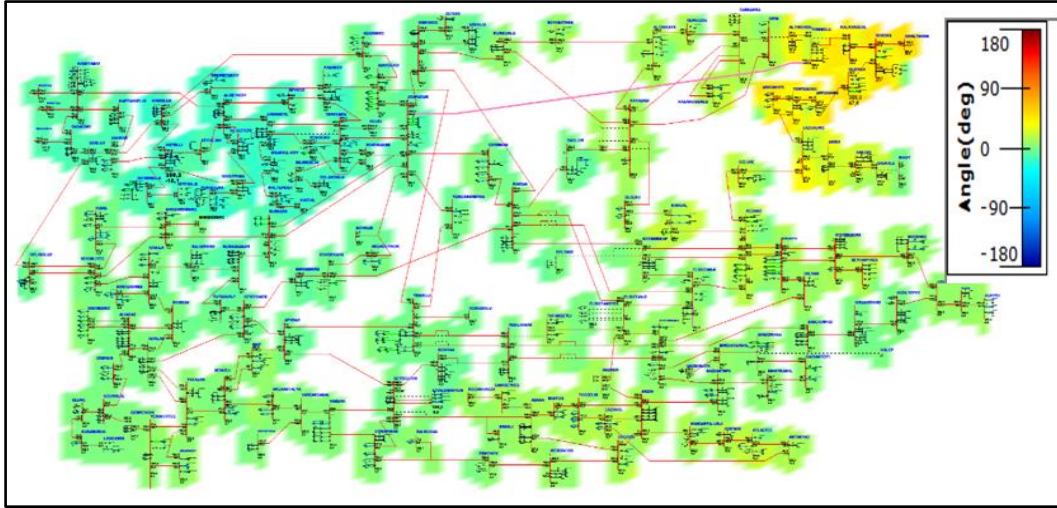
Şekil 5.55. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) baralar arası açı farkları

Çizelge 5.11. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) baralar arası açı farkları

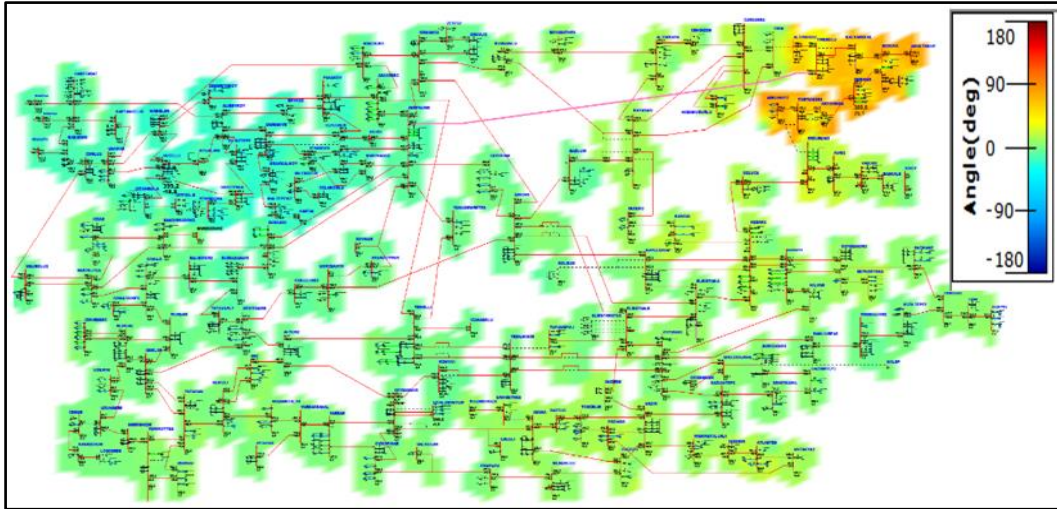
Senaryo Adı	Baralar arası açı farkları (°)				
	B2-B7	B5-B7	B3-B7	B6-B8	B6-B7
İlk koşul	70,8	95,4	76,1	75,1	84,7
HVDC Entegrasyonu	48,8	71,9	57,8	44,6	55,5
Adım-1 (YAT talimatı)	52,8	53,4	46,0	31,5	42,8
Adım-2 (hat-1 arızası)	59,1	65,7	54,3	49,3	59,5
Adım-3 (hat-2 arızası)	79,8	93,9	43,9	70,8	81,0
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	35,1	43,3	31,6	23,5	33,6
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	30,5	38,7	26,6	22,1	29,9

Şekil 5.56’da İlk koşul durumu, Şekil 5.57’de HVDC entegrasyonu, Şekil 5.58’de Adım-1, Şekil 5.59’da Adım-2, Şekil 5.60’da Adım-3, Şekil 5.61’de Adım-4 ve Şekil 5.62’de ise Adım-5 için Türkiye 400kV iletim şebekesine ait güç açı durumları yer almaktadır. Şekillerde görüldüğü üzere ilk koşul durumunda çok yüksek olan açısal farklar HVDC entegrasyonu adımı yani HVDC hattın eklenmesi ve Adım-1’de YAT ile Doğu Karadeniz ve Doğu Anadolu’da üretimin azaltılması ile düşürülmüştür.

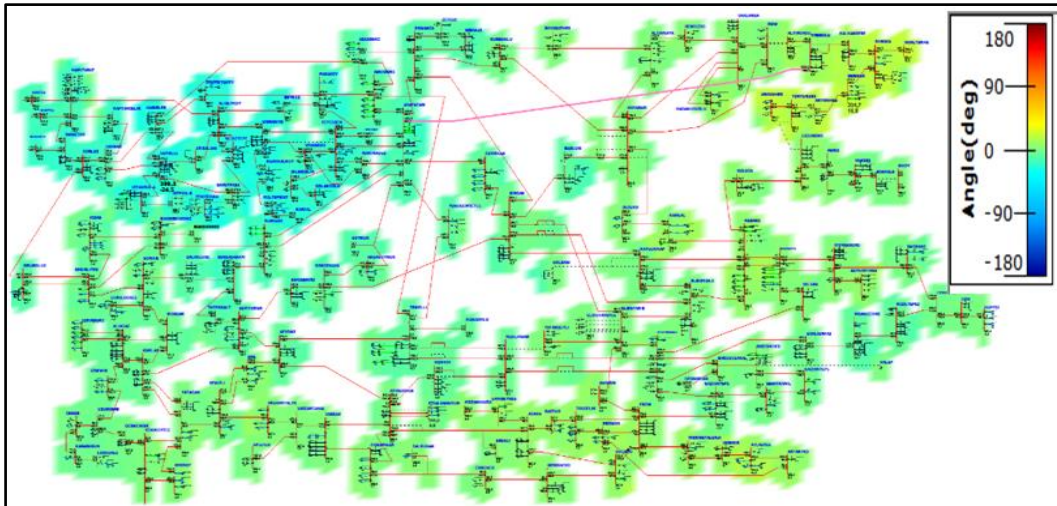
Adım-2’de hat-1 arızası ile beraber açı farkı artmıştır. Ardından Adım-3 ile hat-2 arızasından sonra açı farkı önemli derece artmıştır. Adım-4 ve Adım-5’te sırası ile SPS ile yük atma röleleri devreye girerek artan açı farkının tekrar Adım-1’deki seviyelerinden daha iyi bir noktaya gelmesini sağladığı görülmüştür.



Şekil 5.59. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası bara güç açıları



Şekil 5.60. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası bara güç açıları



Şekil 5.61. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası bara güç açıları



Şekil 5.62. Yük atma röleleri aktivasyonu (Adım-5) sonrası bara güç açıları

5.3.2. Gerilim kararlılığı

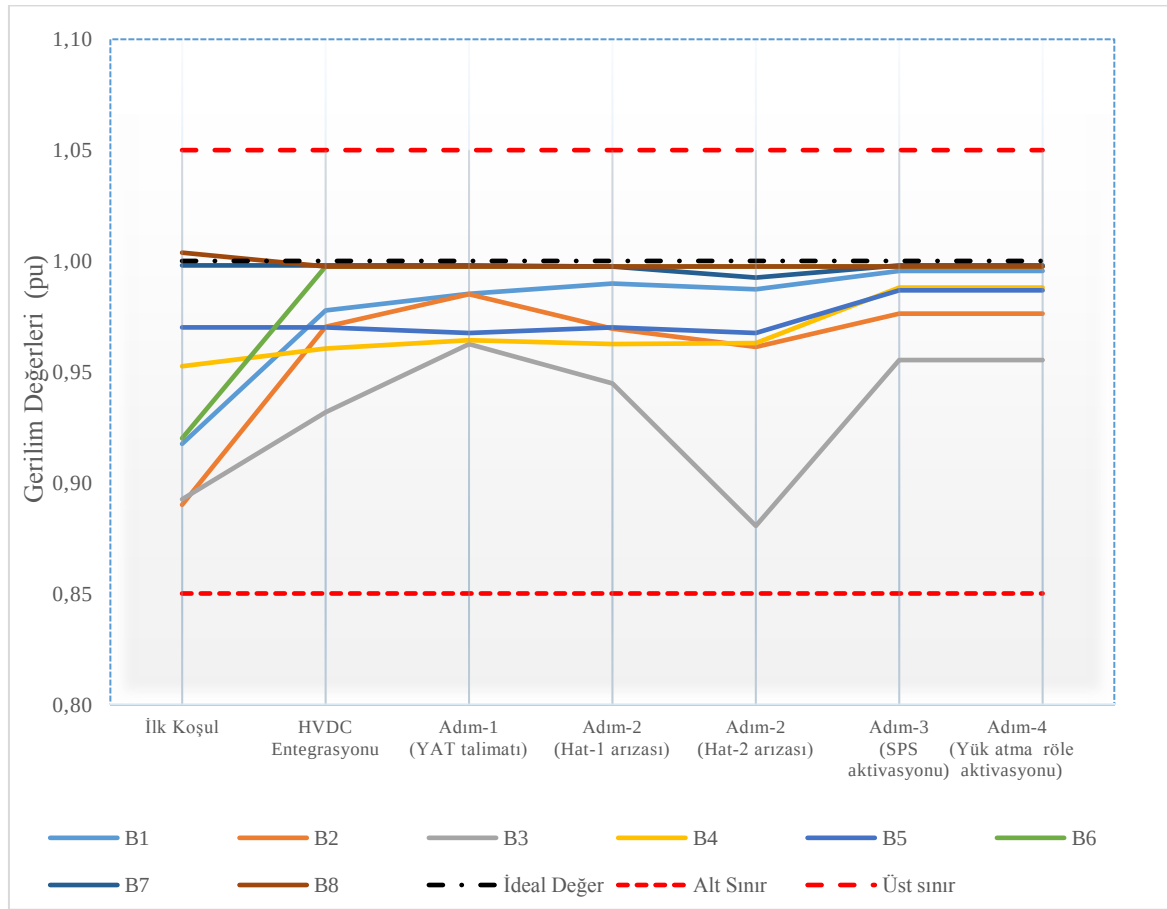
Çizelge 5.12’de Senaryo-4 için yapılan analizler sonucu elde edilen gerilim değerleri yer almaktadır. Çizelge 5.12 ve Şekil 5.63’ten anlaşılacağı üzere ilk koşul durumunda tüm baraların gerilimleri alt ve üst sınırlar içerisindeydir. HVDC entegrasyon adımı ve Adım-1’de YAT argümanı ile birlikte çoğu baranın gerilimleri normal işletme koşullarına daha da yaklaşmıştır.

Çizelge 5.12. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara gerilim değerleri

Senaryo Adı	Bara gerilimleri (pu)							
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
İlk koşul	0,92	0,89	0,89	0,95	0,97	0,92	1,00	1,00
HVDC Entegrasyonu	0,98	0,97	0,93	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00
Adım-1 (YAT talimatı)	0,99	0,99	0,96	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00
Adım-2 (hat-1 arızası)	0,99	0,97	0,94	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00
Adım-3 (hat-2 arızası)	0,99	0,96	0,88	0,96	0,97	1,00	0,99	1,00
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	1,00	0,98	0,96	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	1,00	0,98	0,96	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00

Adım-2’de hat-1’in arızadan açması sonucunda baraların gerilimlerinde dalgalanma gözlenmiştir. Adım-3’te hat-2’nin arızadan açması ile sadece bara-3’te ciddi gerilim düşümü

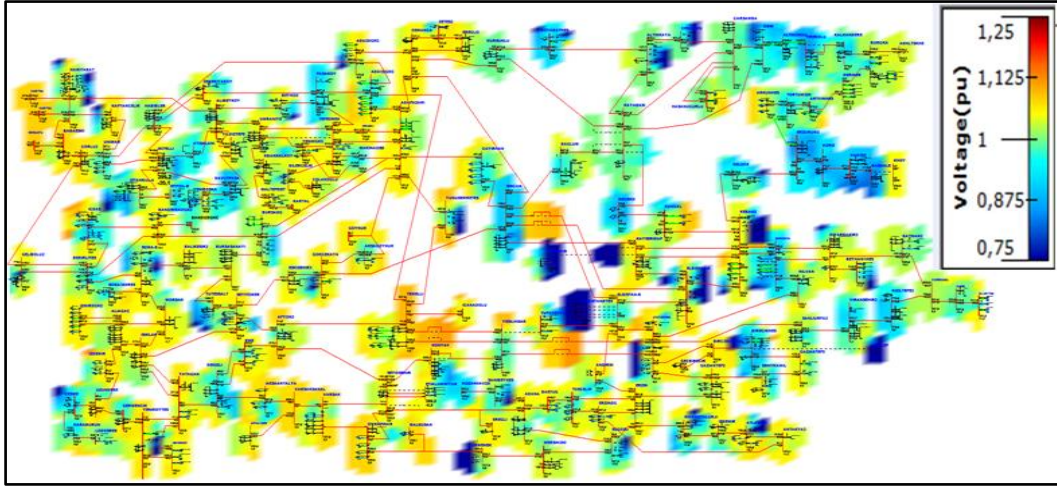
meydana gelmiştir. Fakat aynı durumda Senaryo-2’de çok daha fazla gerilim kararsızlığı meydana gelmişti. Adım-4’te SPS ve Adım-5’te yük atma rölelerinin art ardına devreye girmesi ile incelenen baralardaki gerilim profilleri normal işletme şartlarına gelmiştir. Genel itibari ile iki hattın peş peşe arızadan açarak sistemin n-2 duruma Senaryo-4 durumu için sadece bir barada gerilim düşümü gözlenmiştir. Onun dışında Senaryo-2’nin aksine çok daha kararlı bir gerilim profili gözlenmiştir.



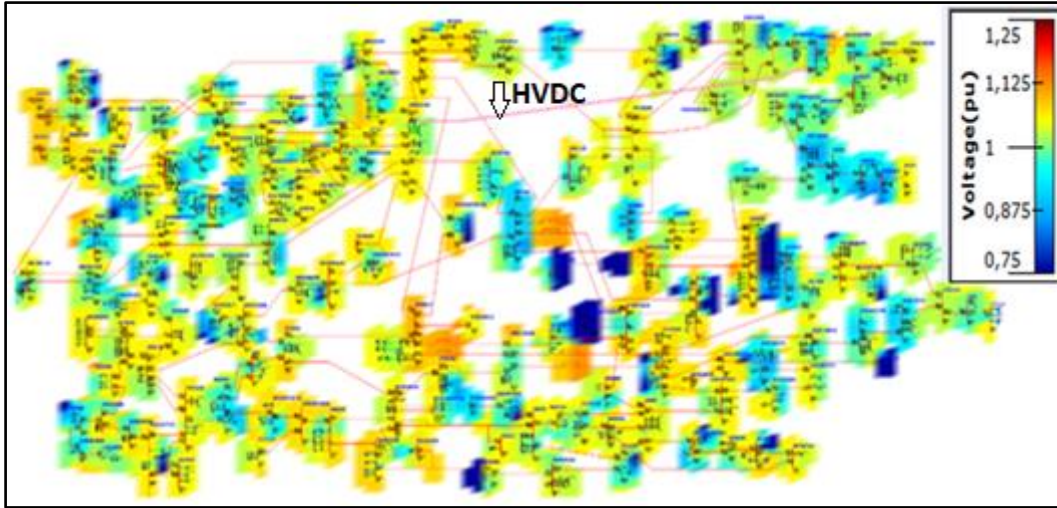
Şekil 5.63. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara gerilim değişimleri

Şekil 5.64’te İlk koşul, Şekil 5.65’te HVDC entegrasyonu, Şekil 5.66’da Adım-1, Şekil 5.67’de Adım-2, Şekil 5.68’de Adım-3, Şekil 5.69’da Adım-4 ve Şekil 5.70’de ise Adım-5 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait gerilim durumları yer almaktadır.

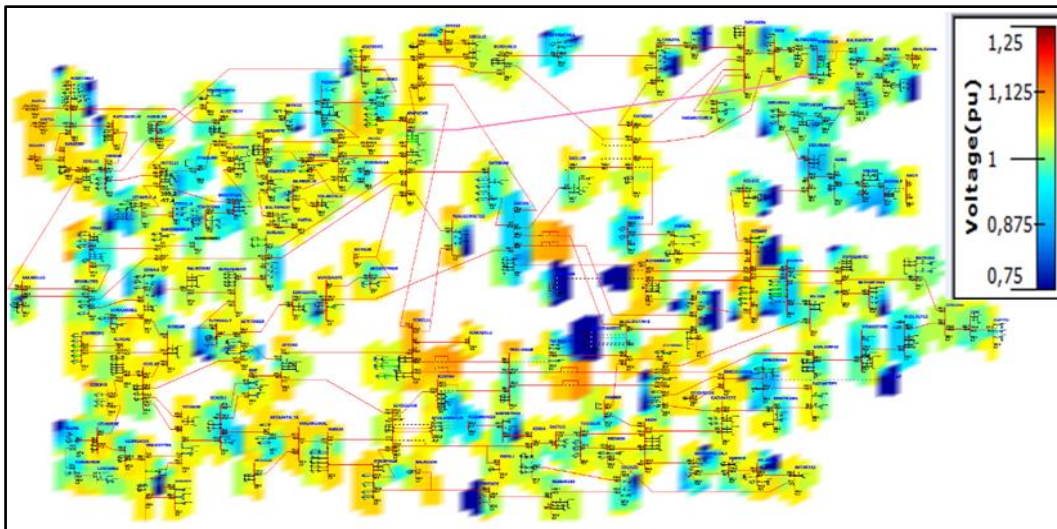
Şekil 5.65 ve Şekil 5.66’da gerilim kararlılığının yüksek olduğu gözlenmektedir. Diğer şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-2’de hat-1 ve Adım-3’te hat-2 arızasından sonra arızaya yakın baralarda gerilim düşümü ve kararsızlık gözlenmiştir. Diğer senaryolarda gerilim profilleri birbirine yakın gözlenmiştir.



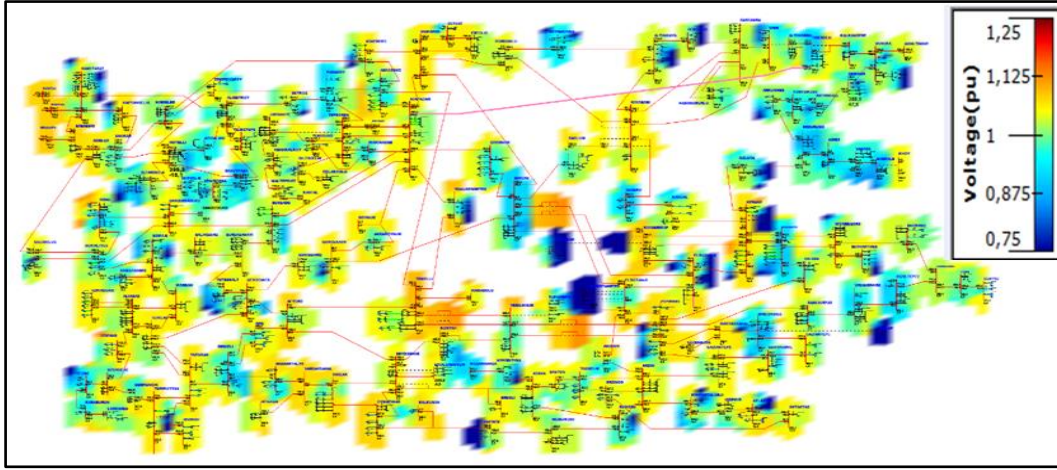
Şekil 5.64. İlk koşul durumunda Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



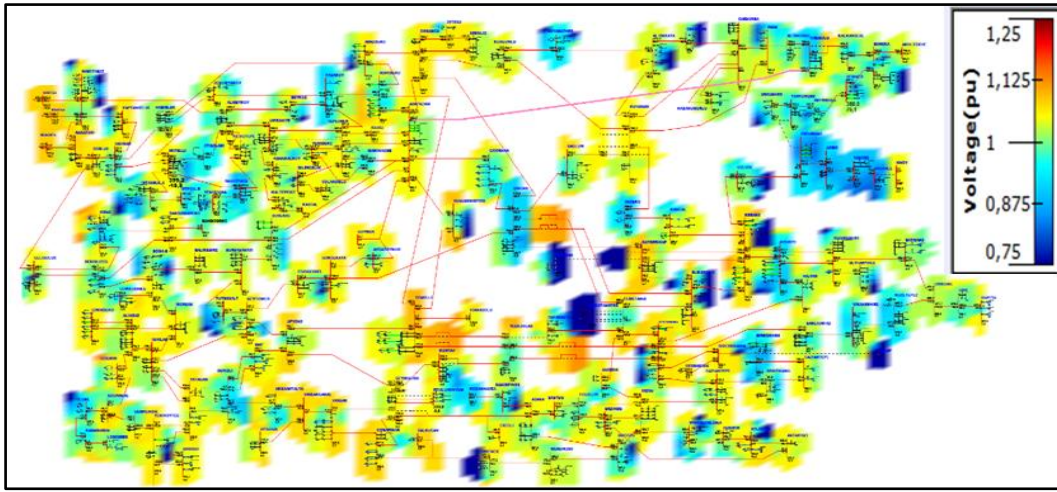
Şekil 5.65. HVDC entegrasyonu sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



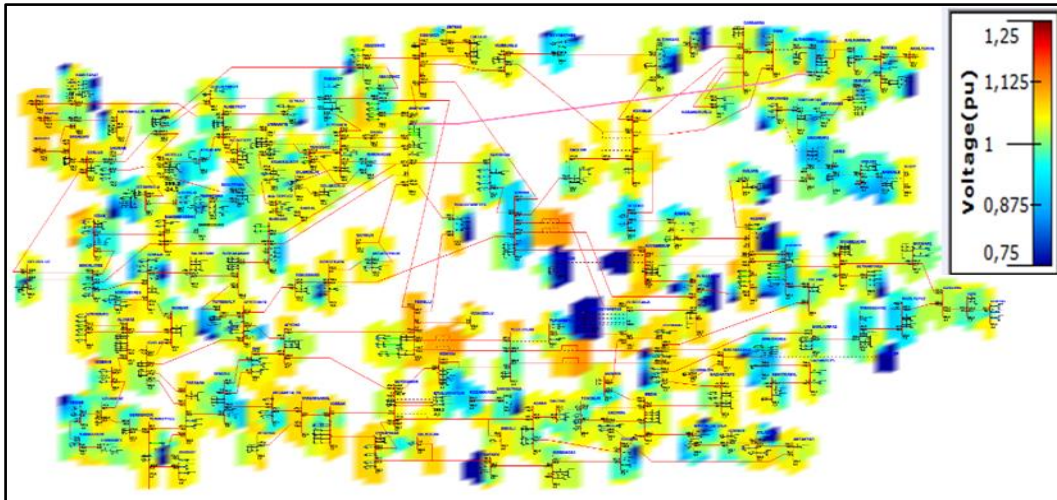
Şekil 5.66. YAT talimatı (Adım-1) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



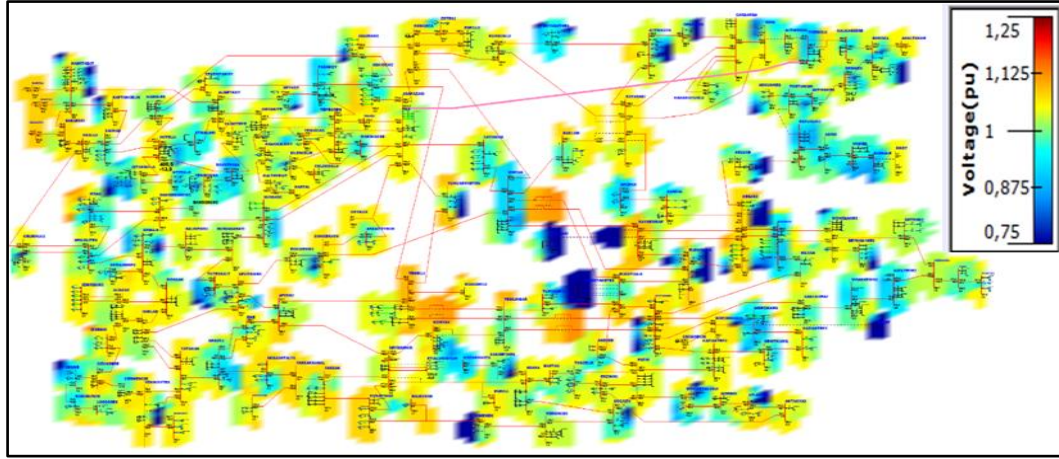
Şekil 5.67. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 5.68. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



Şekil 5.69. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili



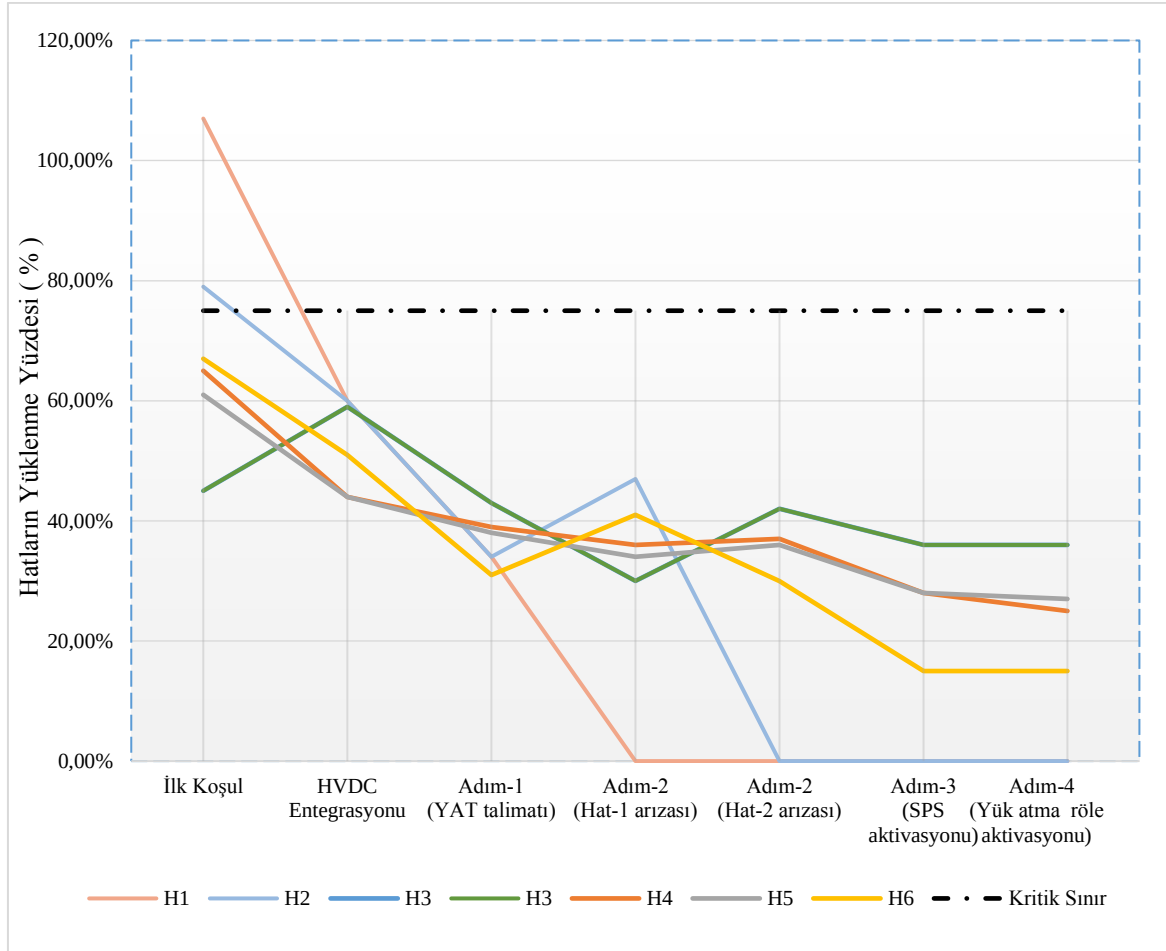
Şekil 5.70. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası Türkiye enterkonnekte şebekesi gerilim profili

5.3.3. İletim hatlarının yüklenme kararlılığı

Senaryo-4 için incelenen 6 adet 400kV iletim hatlarının yüklenme değişimleri Çizelge 5.13'te yer almaktadır. Değişimlerin grafiksel gösterimi Şekil 5.71'de mevcuttur. Çizelge ve şekilden anlaşılabileceği üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-1 ve hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. Özellikle hat-1 kritik bir değerde yani %100'den fazla yüklüdür. Ani olarak bu yüklenmelere müsaade edilebilir iken uzun süreli olarak iletim hatlarının bu derece yüklü gitmesi sistemin kararlı işletmesi için bir risk oluşturmaktadır. Mevcut sisteme HVDC entegrasyonu ile bu yüklenmeler normal işletme sınırları altına çekilmiştir. Adım-1'de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hatların yükü daha da aşağı çekilmiştir. Diğer tüm senaryolara bakıldığında incelenen hatların yükü her durumda normal işletme sınırlarının altındadır.

Çizelge 5.13. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) iletim hat yüklenmeleri

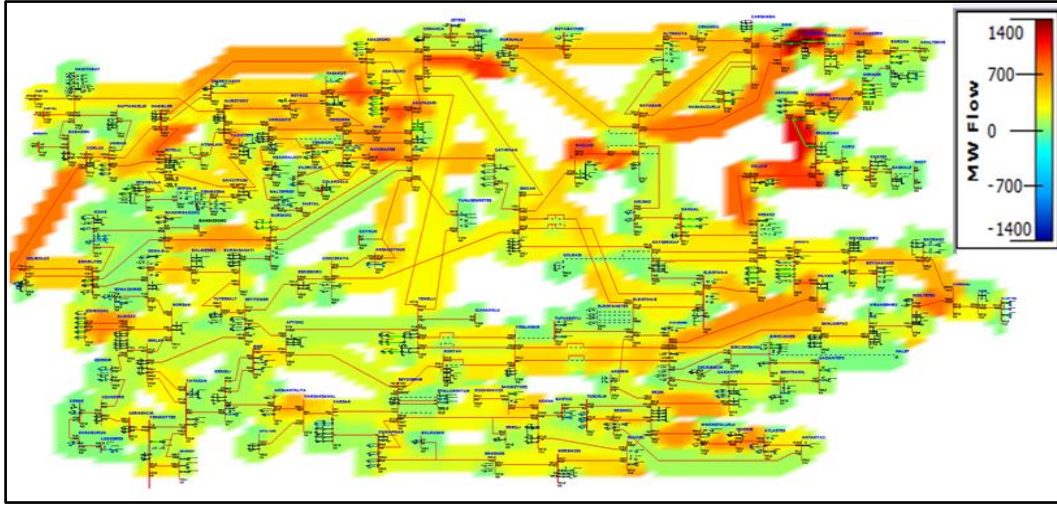
Senaryo Adı	Hatların yüklenmeleri					
	H1	H2	H3	H4	H5	H6
İlk durum	107,00%	79,00%	45,00%	65,00%	61,00%	67,00%
HVDC Entegrasyonu	60,00%	60,00%	59,00%	44,00%	44,00%	51,00%
Adım-1 (YAT talimatı)	34,00%	34,00%	43,00%	39,00%	38,00%	31,00%
Adım-2 (hat-1 arızası)	Trip	47,00%	30,00%	36,00%	34,00%	41,00%
Adım-3 (hat-2 arızası)	Trip	Trip	42,00%	37,00%	36,00%	30,00%
Adım-4 (SPS aktivasyonu)	Trip	Trip	36,00%	28,00%	28,00%	15,00%
Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	Trip	Trip	36,00%	25,00%	27,00%	15,00%



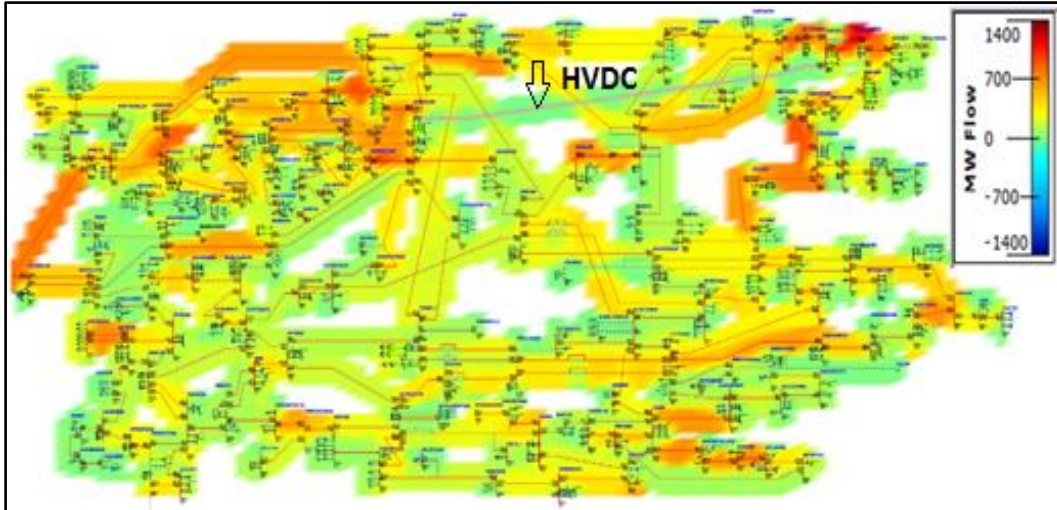
Şekil 5.71. n-2 durumu (Senaryo-4) için iletim hatlarının yüklenmeleri

Şekil 5.72'e İlk koşul, Şekil 5.73'te HVDC entegrasyonu, Şekil 5.74'te Adım-1, Şekil 5.75'te Adım-2, Şekil 5.76'da Adım-3, Şekil 5.77'de ise Adım-4 ve Şekil 5.78'de ise Adım-5 için tüm Türkiye 400kV iletim şebekesine ait hatlarının yüklenme durumları yer almaktadır.

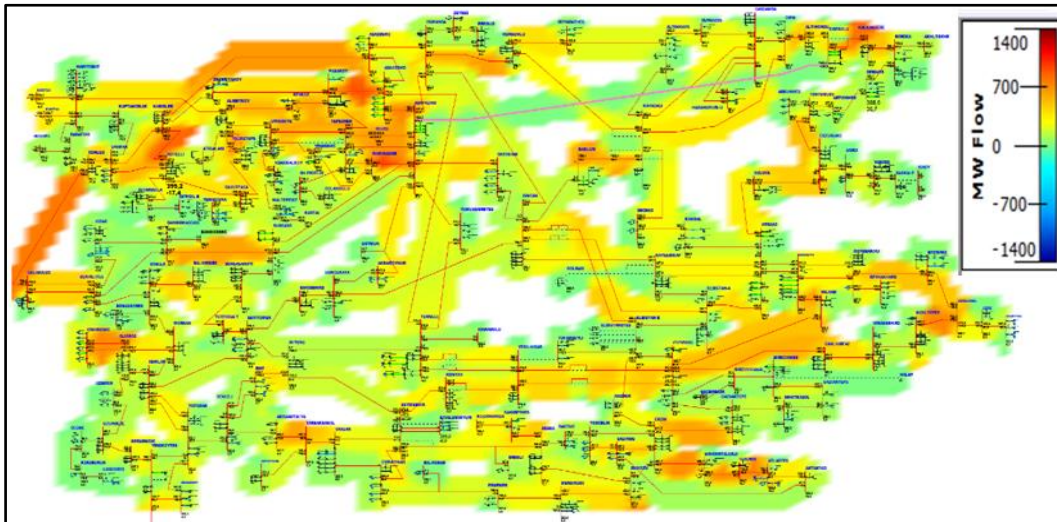
Şekil 5.75 ve Şekil 5.76 arasındaki fark ayrıntılı incelendiğinde mevcut sisteme eklenen HVDC iletim hattı, incelenen bölgedeki bazı kritik iletim hatlarının yüklenmelerini azaltmış ve bölgeler arası irtibat hatlarının yüklenme oranını düşürmüştür. Diğer şekillerden anlaşıldığı üzere Adım-2'de hat-1 ve Adım-3'te hat-2 arızasından sonra incelenen bölgenin irtibat hatlarının ve o hatlara komşu hatların aşırı yüklendiği gözlenmiştir. Diğer adımlarda iletim hatlarının yüklenme profilleri birbirine yakın gözlenmiştir.



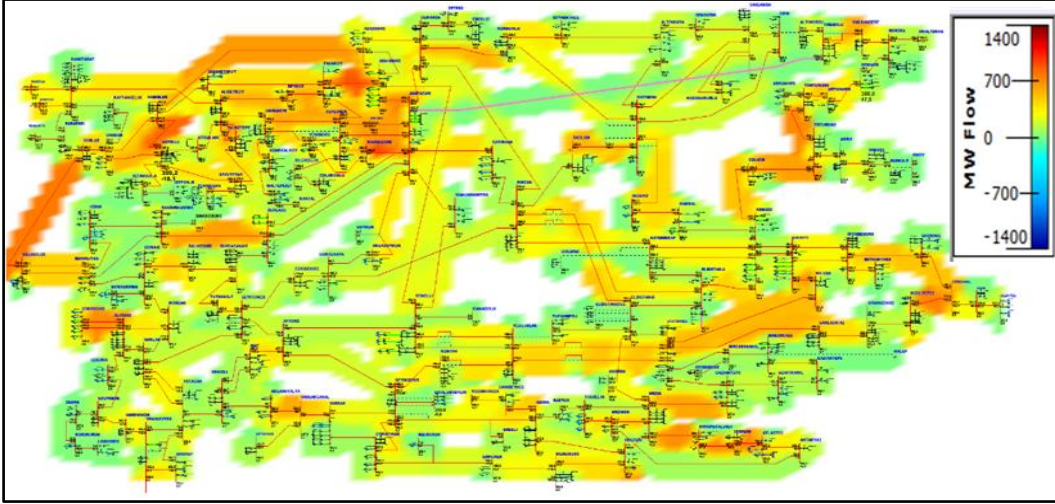
Şekil 5.72. İlk koşul durumunda hatlardaki yük durumu



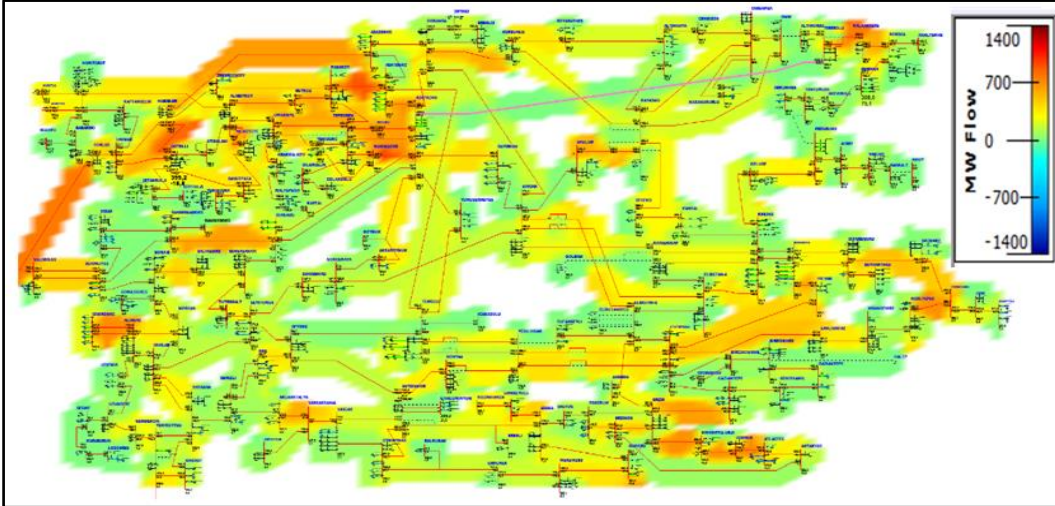
Şekil 5.73. HVDC entegrasyonu sonrası hatlardaki yük durumu



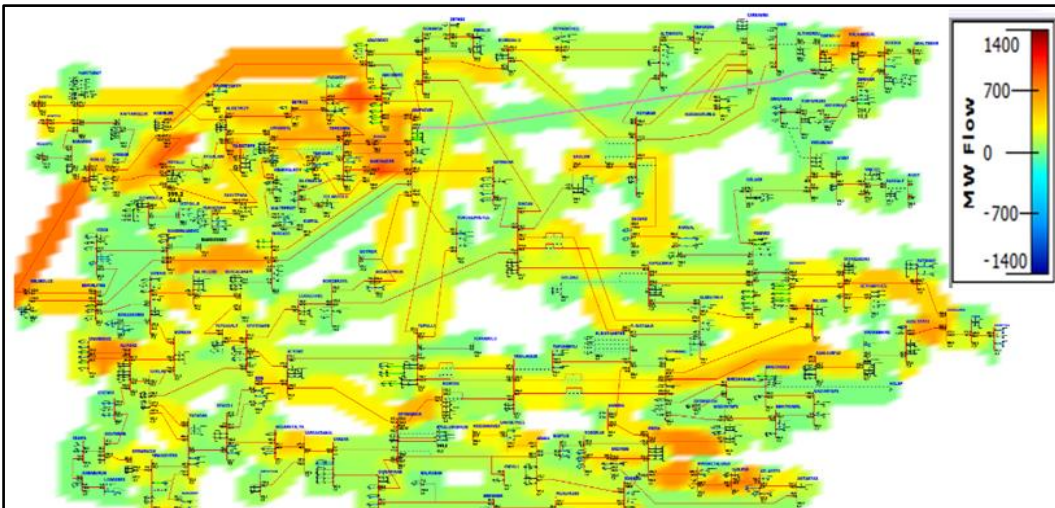
Şekil 5.74. YAT talimatları (Adım-1) sonrası hatlardaki yük durumu



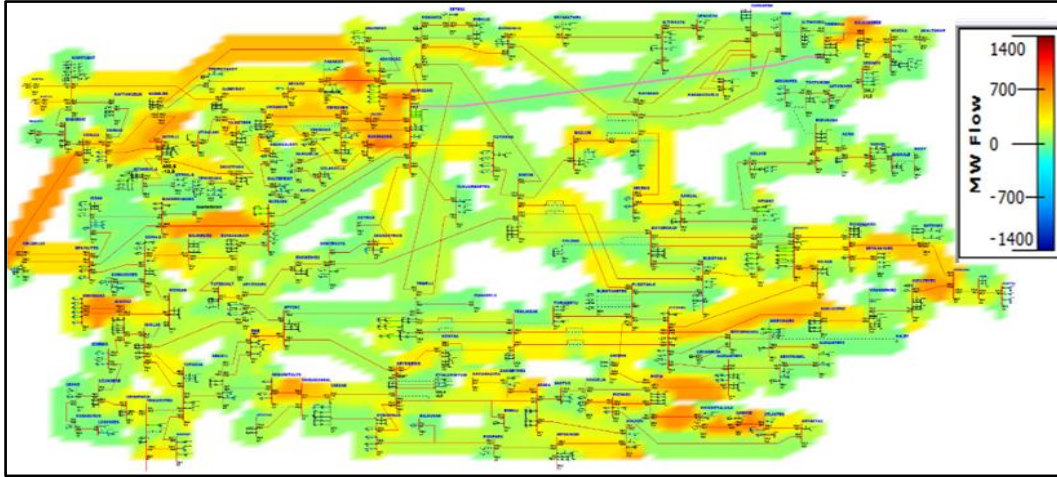
Şekil 5.75. Hat-1 arızası (Adım-2) sonrası hatlardaki yük durumu



Şekil 5.76. Hat-2 arızası (Adım-3) sonrası hatlardaki yük durumu



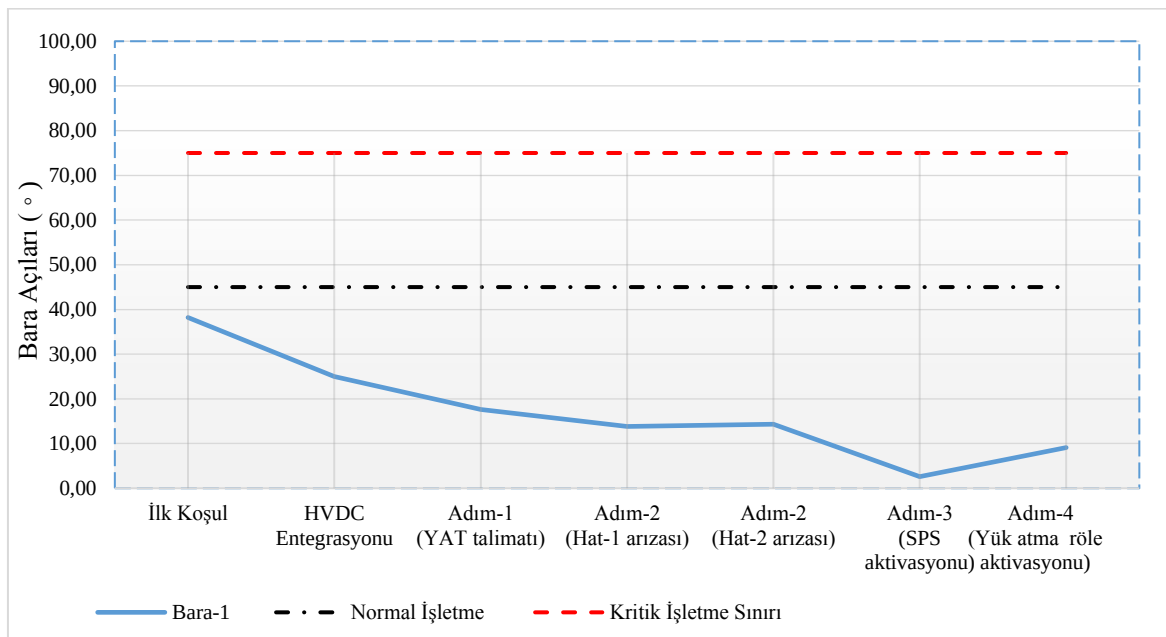
Şekil 5.77. SPS aktivasyonu (Adım-4) sonrası hatlardaki yük durumu



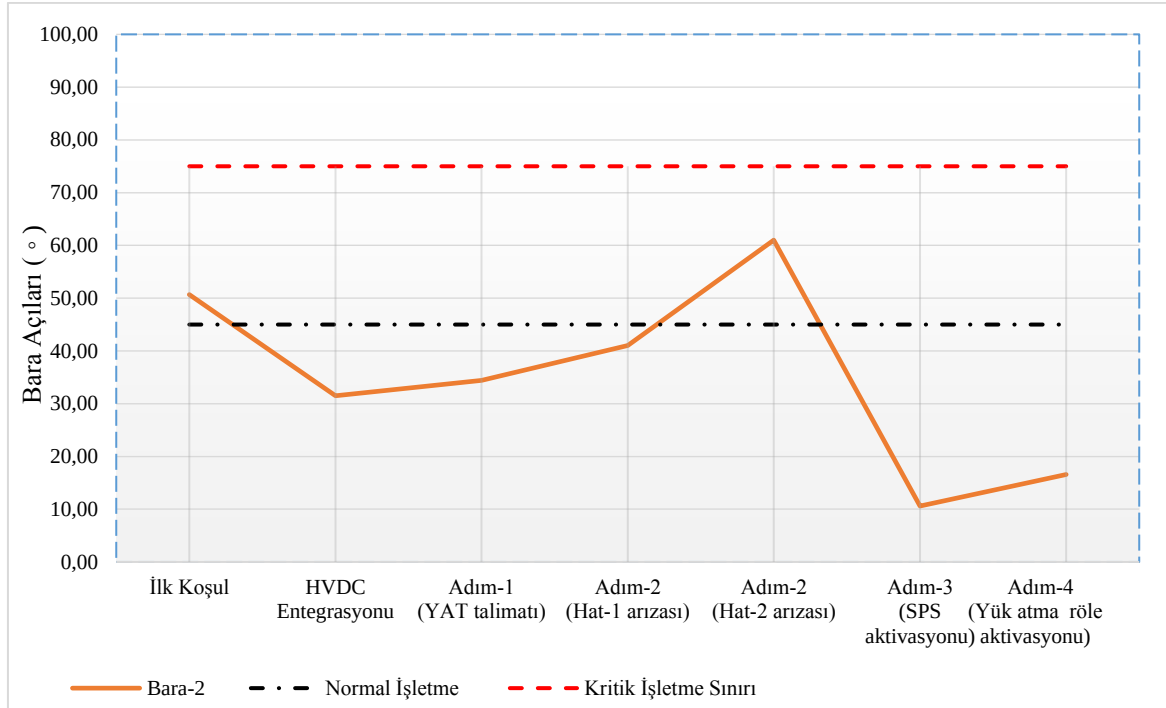
Şekil 5.78. Yük atma rölelerinin aktivasyonu (Adım-5) sonrası hatlardaki yük durumu

5.3.4. Her bara için açısal kararlılık

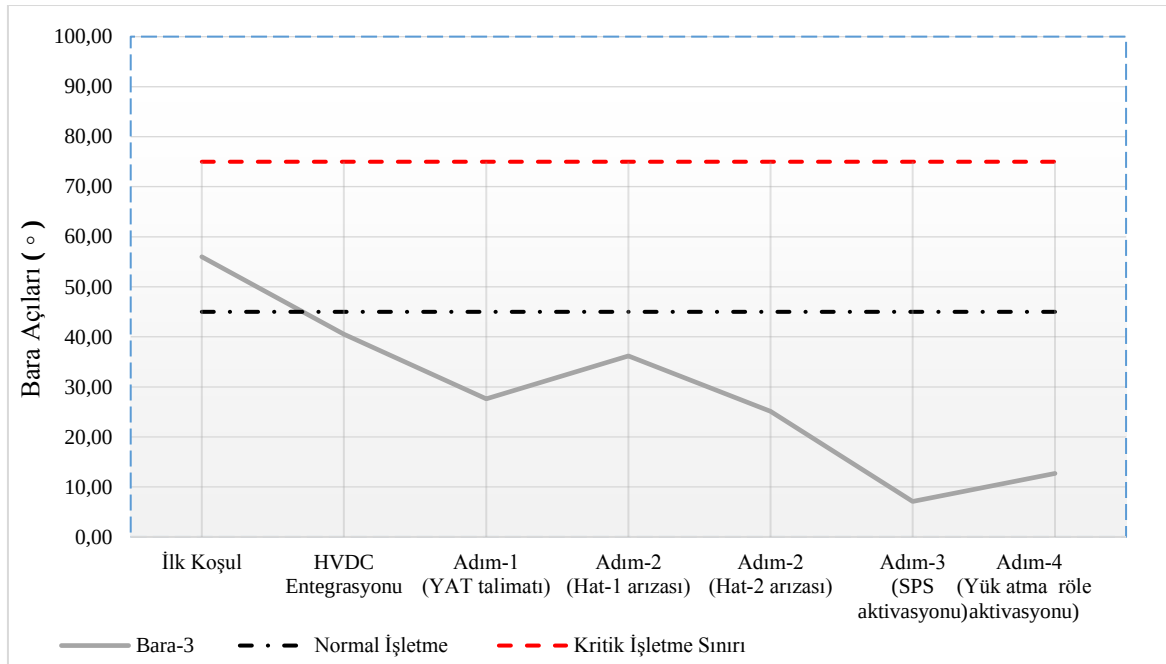
Senaryo-4'te gerçekleşen açısal değişimler daha detaylı anlaşılabilmesi için incelenen her bir bara bu bölümde ayrı ayrı ele alınmıştır. Her baraya ait açısal değişimler analiz edilmiştir. Şekil 5.79'da bara-1, Şekil 5.80'de bara-2, Şekil 5.81'de bara-3, Şekil 5.82'de bara-4, Şekil 5.83'te bara-5 ve Şekil 5.84'te bara-6'ya ait Senaryo-4 için açısal değişimler görülmektedir. Senaryo-4'e ait tüm adımlar incelendiğinde baralarda herhangi bir açısal kararsızlık gözlenmemiştir. Adım-3 yani sistemin n-2 durumuna düştüğü durumda açılarda bir yükselme görülmüştür. Bara-4 ve bara-5'te Adım-3'te açılar kritik işletme sınırına gelmiştir.



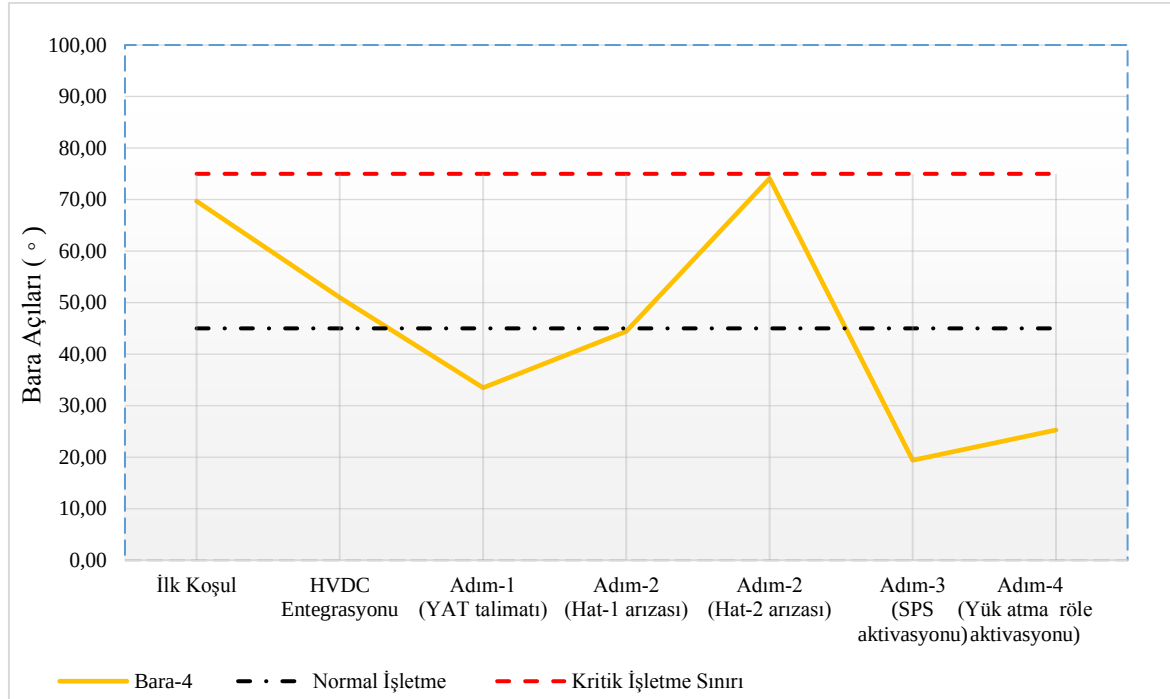
Şekil 5.79. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-1'in açı değişimi



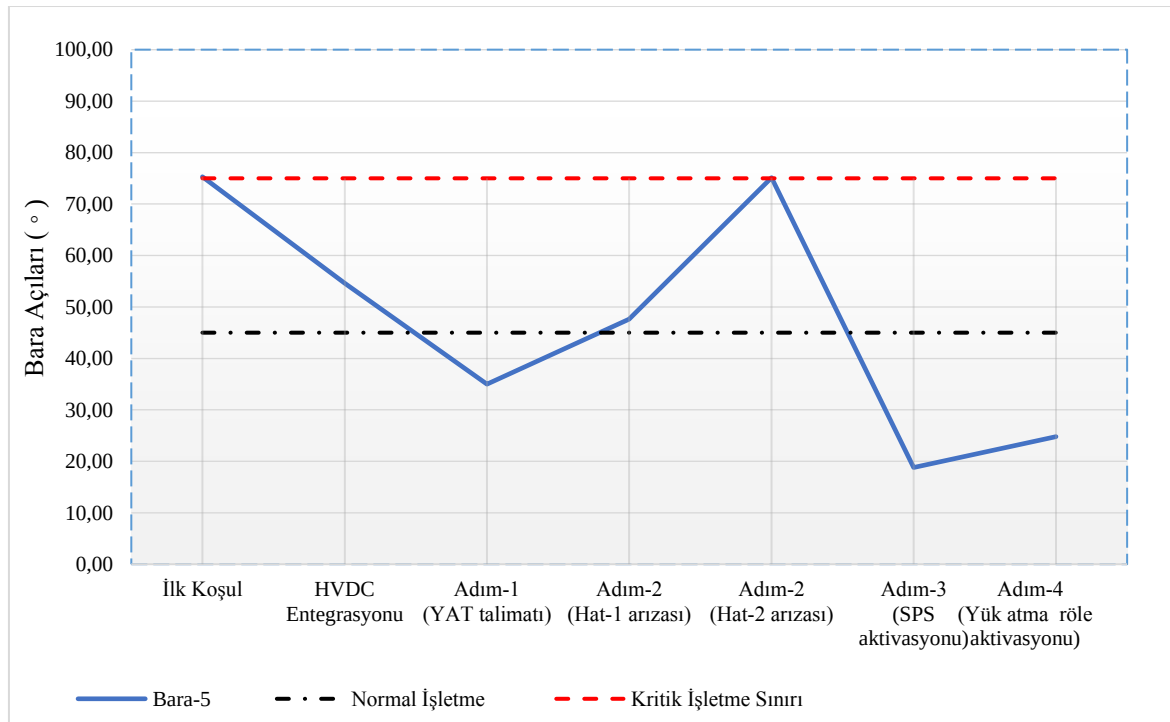
Şekil 5.80. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-2'nin açı değişimi



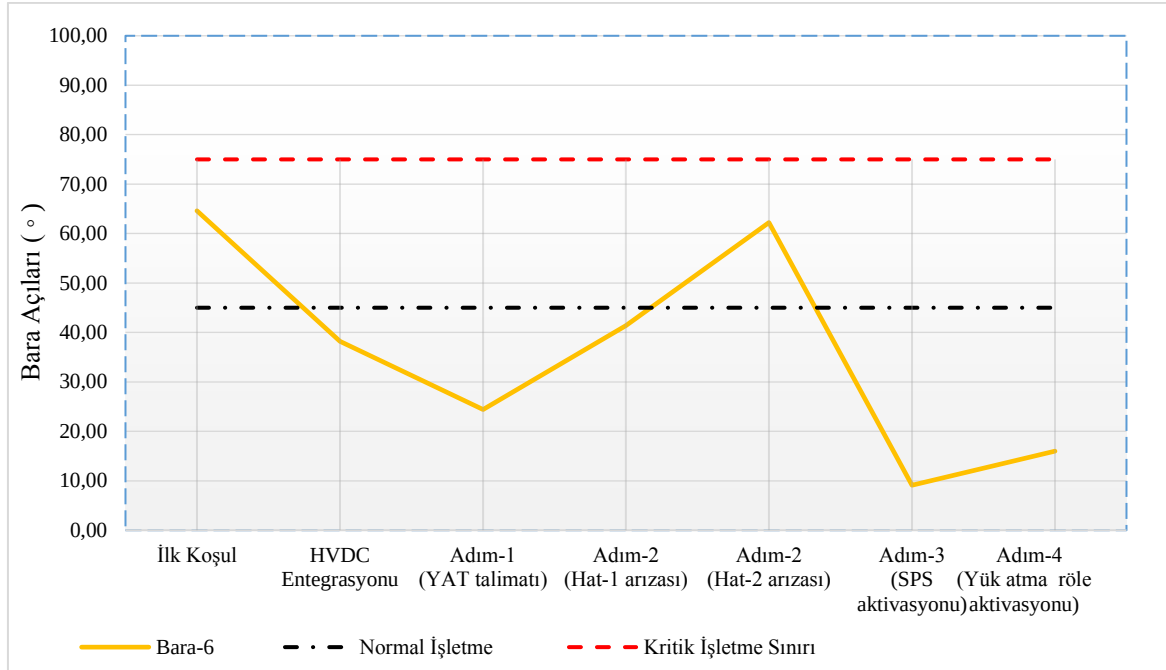
Şekil 5.81. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-3'ün açı değişimi



Şekil 5.82. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-4'ün açı değişimi

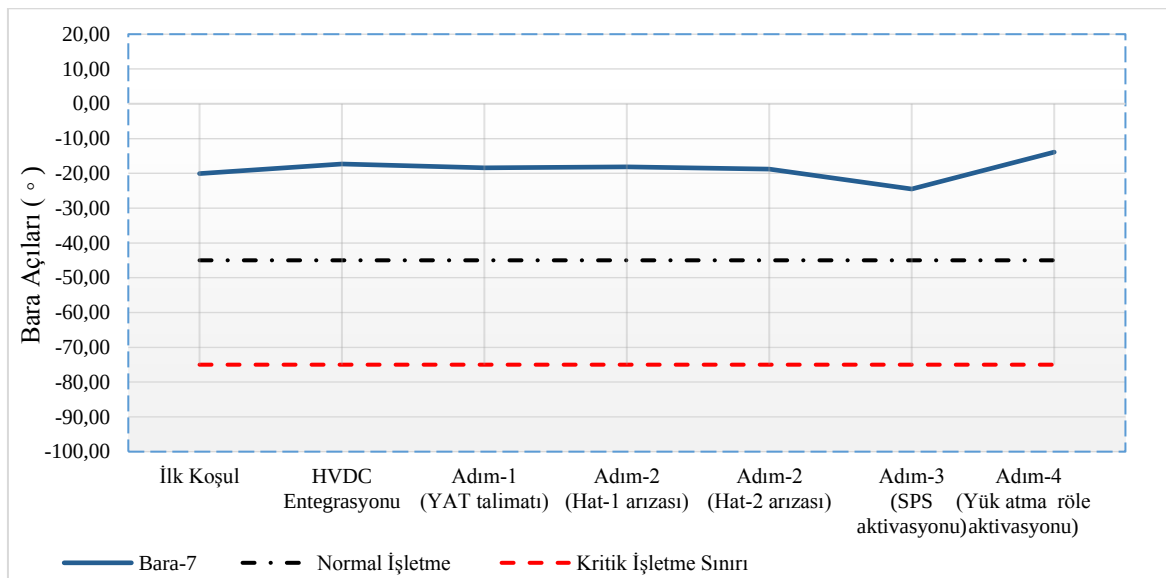


Şekil 5.83. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-5'in açı değişimi

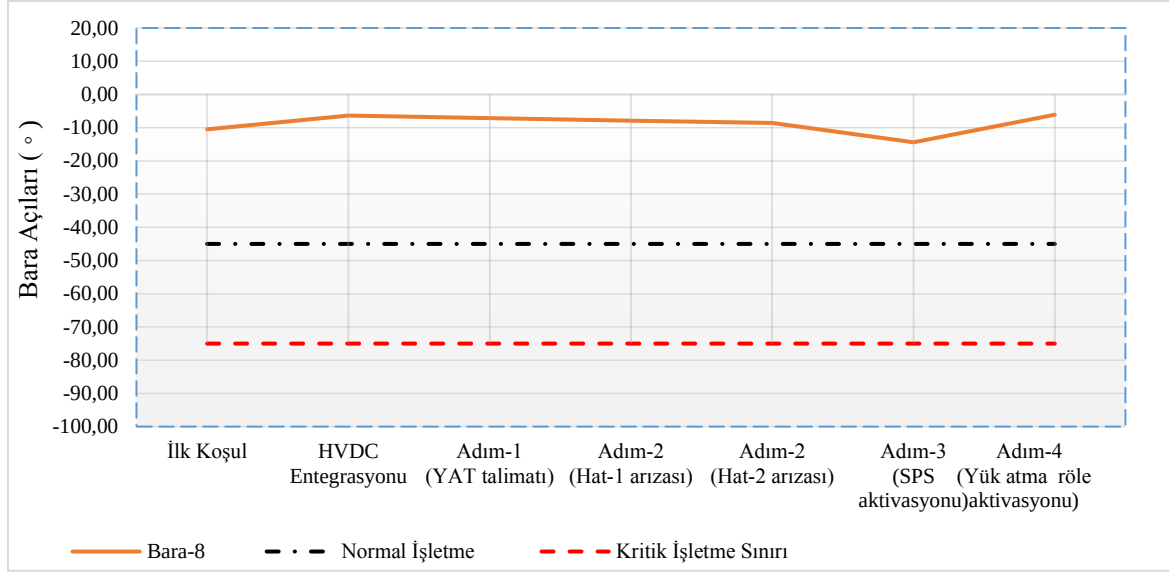


Şekil 5.84. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-6'nın açı değişimi

Şekil 5.85'te Senaryo-4 için bara-7'ye, Şekil 5.86'da bara-8'e ait açısal değişimler görülmektedir. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda diğer senaryolarda olduğu gibi herhangi bir kritik açısal değişim mevcut değildir. Bu baraların güç açılarına bakıldığında referans noktanın diğer tarafında kaldığı için açılar - (eksi) değerlidir.

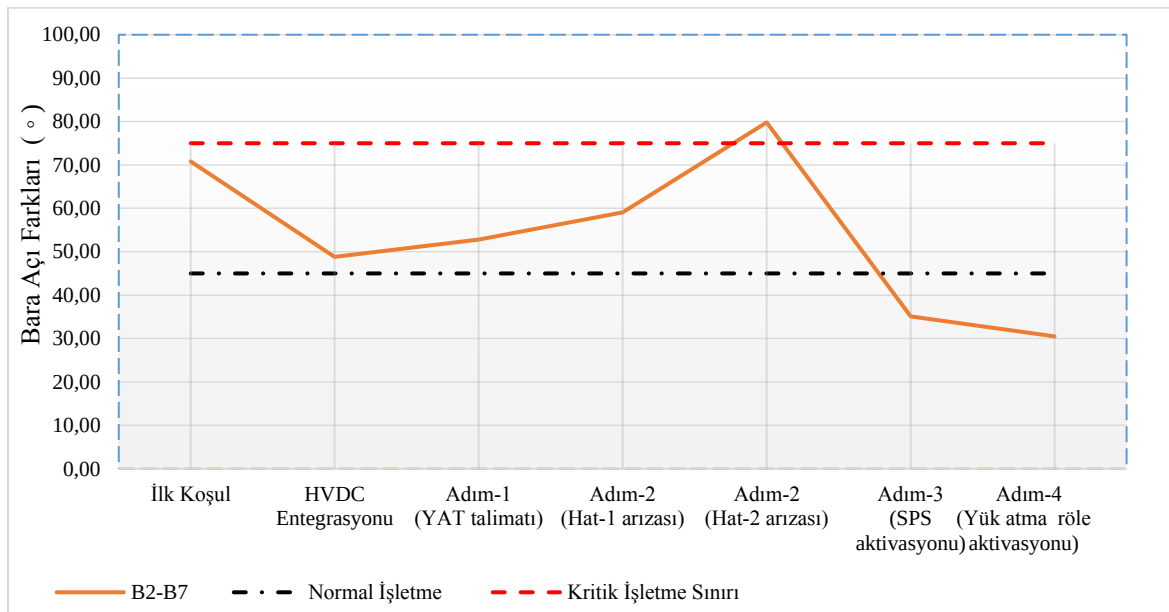


Şekil 5.85. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-7'nin açı değişimi

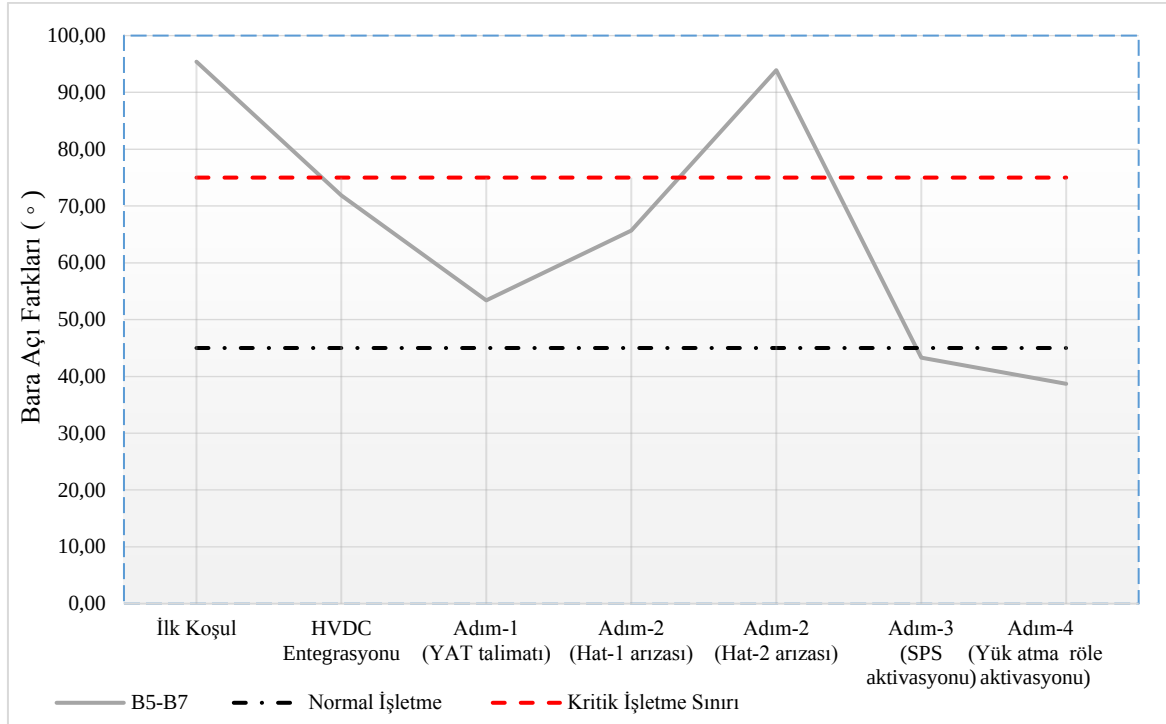


Şekil 5.86. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-8'in açı değişimi

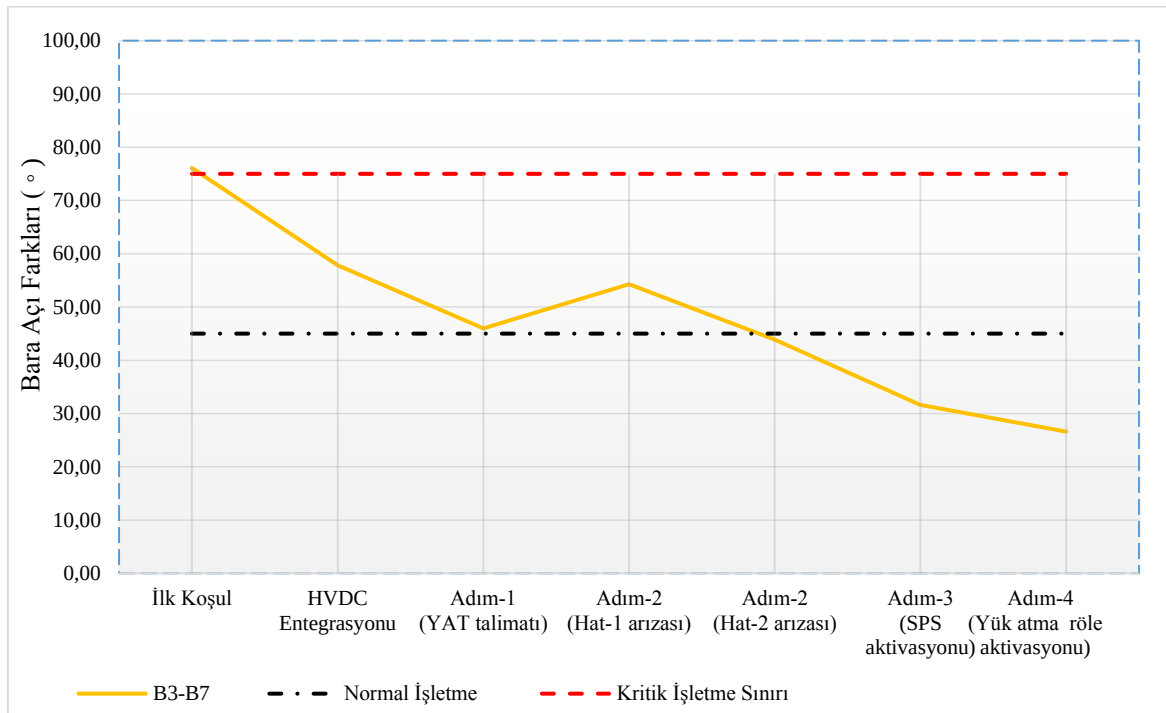
Şekil 5.87'de Senaryo-4 için bara-2 ve bara-7, Şekil 5.88'de bara-5 ve bara-7, Şekil 5.89'da bara-3 ve bara-7, Şekil 5.90'da bara-6 ve bara-7 ve Şekil 5.91'de bara-6 ve bara-8 arasındaki açısal farkların değişimi görülmektedir. Bara2 - bara7, bara5 - bara7, bara6 - bara7 ve bara6 - bara8 arasında Adım-3'te yani sistemin n-2 durumunda olduğu adımda açısal farklar kritik işletme seviyesinin üzerine çıkmıştır. Diğer tüm adımlarda sistem normal işletme seviyelerindedir. Bara3 - bara7 arasındaki açısal farkın tüm adımlarda kritik işletme sınırları altında olduğu anlaşılmaktadır.



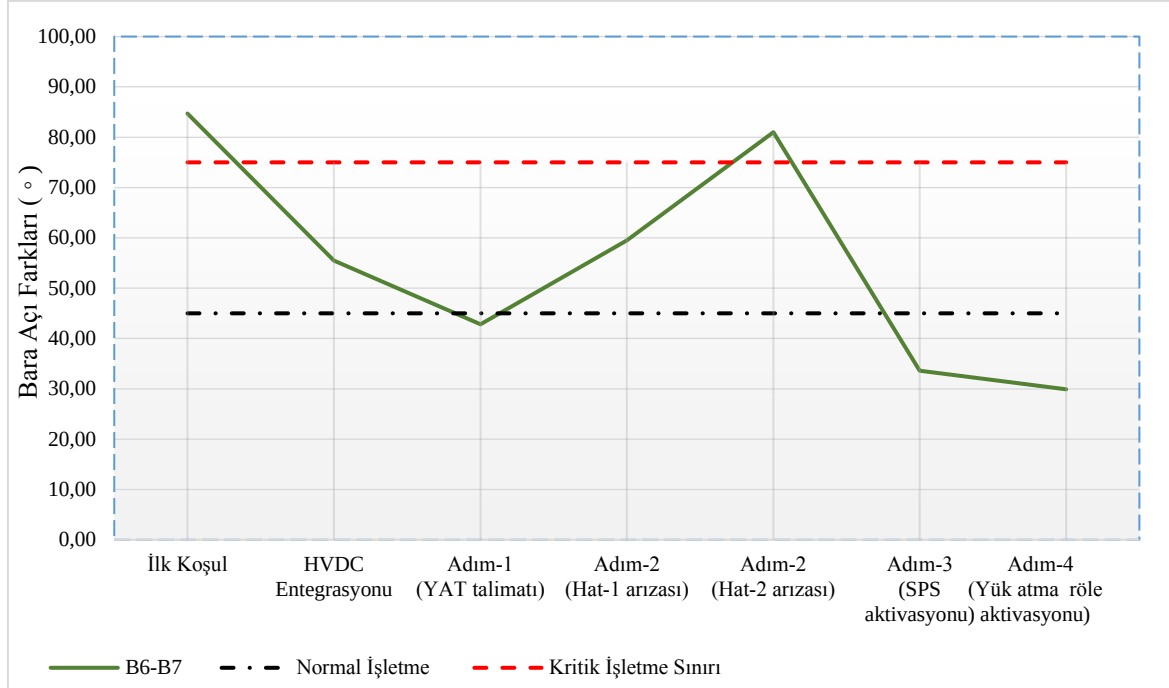
Şekil 5.87. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara2 - bara7 arasındaki açı fark değişimi



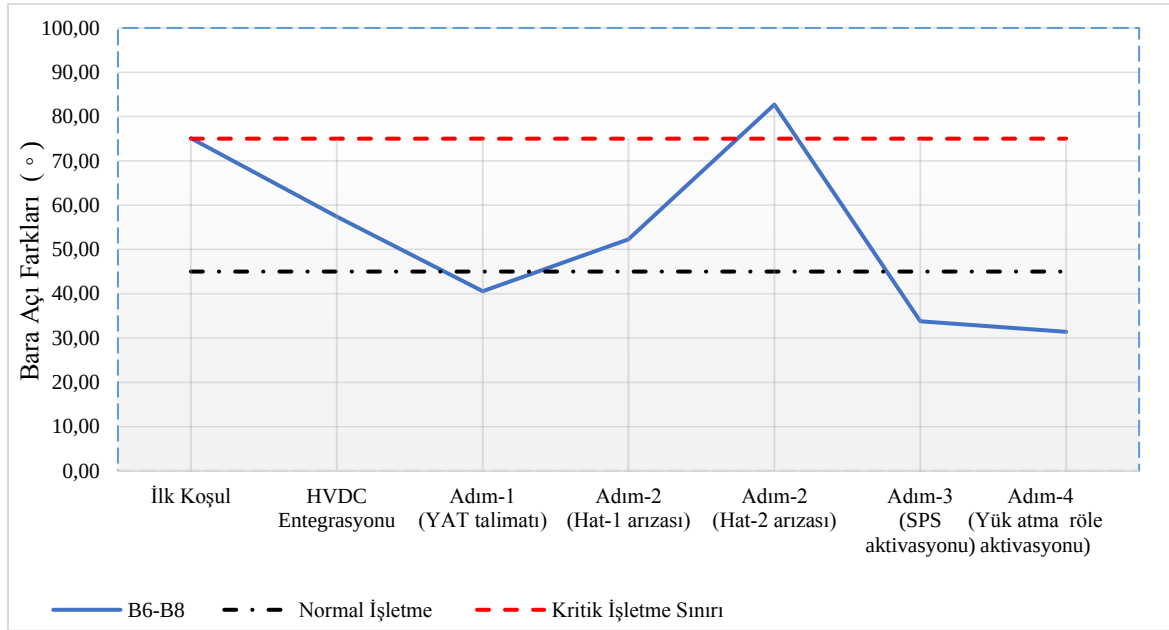
Şekil 5.88. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara5 - bara7 arasındaki açı fark değişimi



Şekil 5.89. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara3 – bara7 arasındaki açı fark değişimi



Şekil 5.90. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara6 – bara7 arasındaki açı fark değişimi



Şekil 5.91. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumunda (Senaryo-4) bara6 – bara8 arasındaki açı fark değişimi

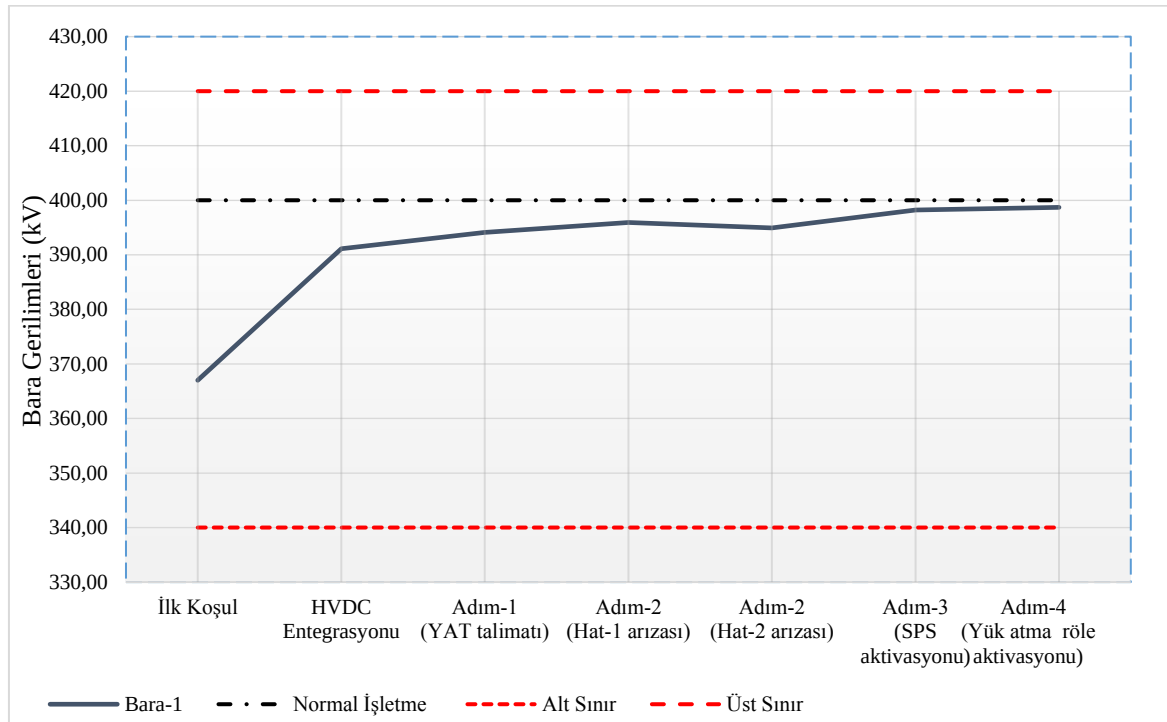
Genel itibariyle Senaryo-4'te Adım-3 durumlarında yani n-2 şartlarında sistemde açısal bir kararsızlık yoktur. Senaryo-2'deki büyük açısal kararsızlıklar Senaryo-4'te mevcut değildir. Tüm açısal değişime ait grafikler incelendiğinde ilk koşul durumlarında açısal kararsızlık çok yüksek iken VSC tabanlı HVDC hattın mevcut sisteme eklendiği HVDC entegrasyon

adımından sonra açısal kararlılıkta önemli derecede iyileşme gözlenmiştir. Genel itibarıyla Senaryo-2'ye göre sistem açısal olarak çok daha karardır.

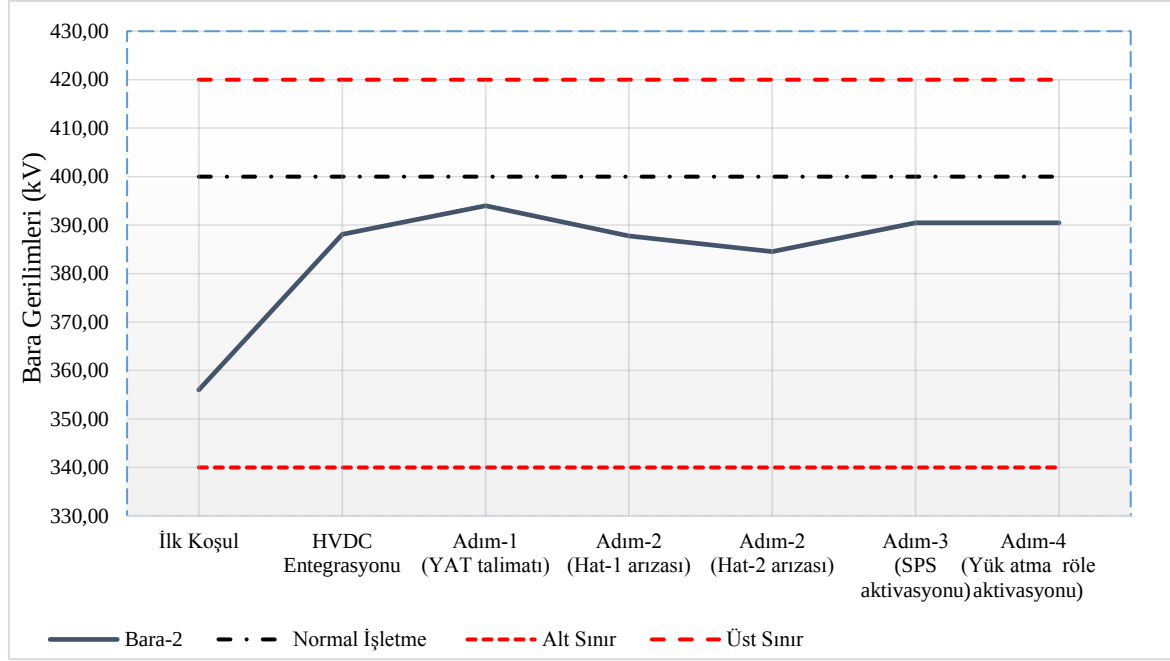
5.3.5. Her bara için gerilim kararlılığı

Bu bölümde incelenen baralardaki gerilim değişimi incelenen her bara için ayrı ayrı olmak üzere daha detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Senaryo-4'ün alt bölümlerindeki tüm adımlardaki farklar incelenmiş ve önemli değişikliklerin görüldüğü alt senaryolar yorumlanmıştır.

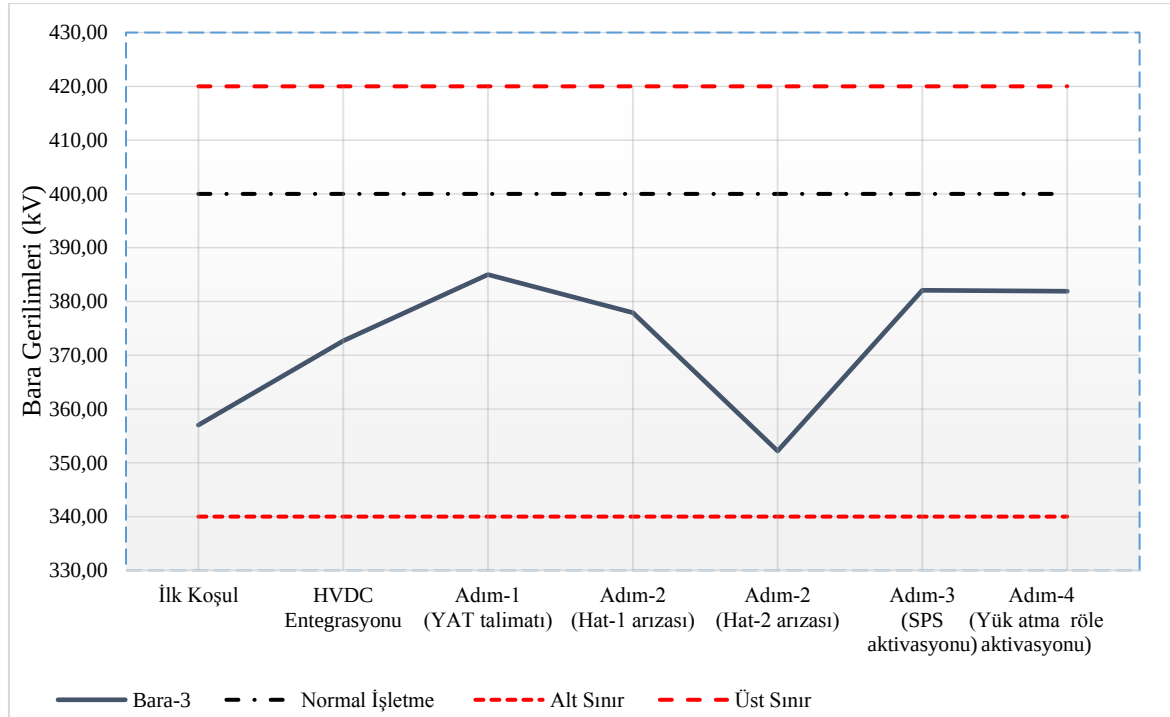
Şekil 5.92'de Senaryo-4 için bara-1, Şekil 5.93'te bara-2, Şekil 5.94'te bara-3, Şekil 5.95'te bara-4, Şekil 5.96'da bara-5 ve Şekil 5.97'de bara-6'ya ait gerilim değişimlerini yer almaktadır. Bara-3'te sadece Adım-3'te bir gerilim düşümü olmuştur. Diğer tüm alt senaryolarda incelenen baralarda herhangi bir gerilim kararsızlığı mevcut değildir.



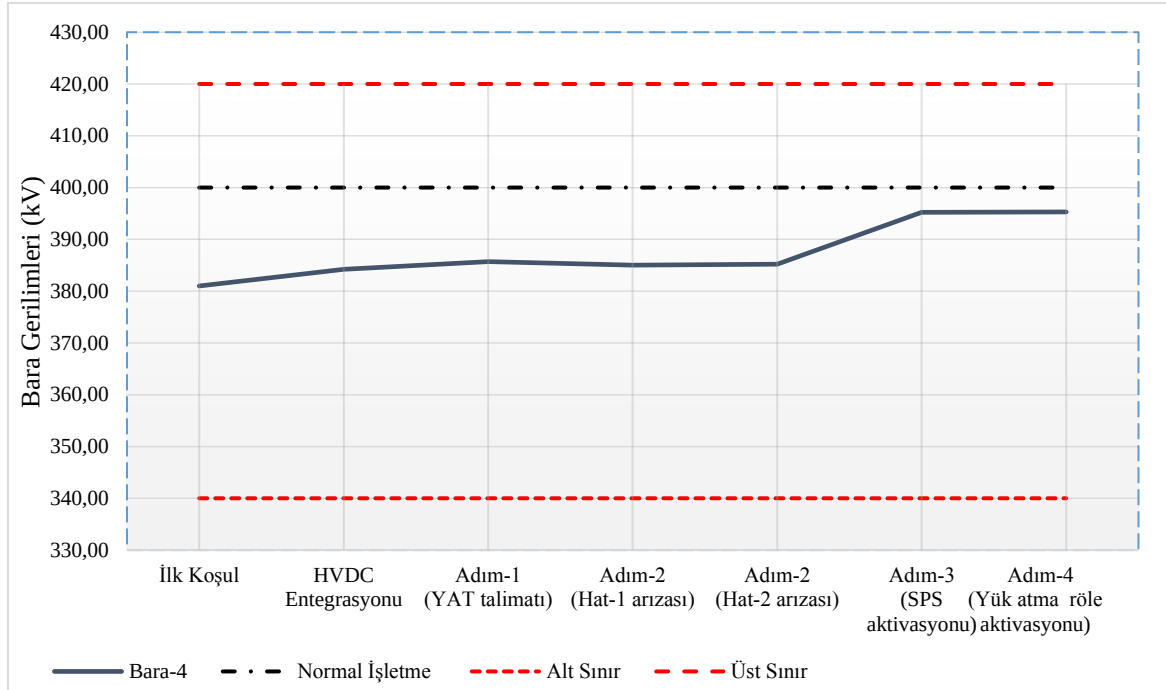
Şekil 5.92. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-1'in gerilim değişimi



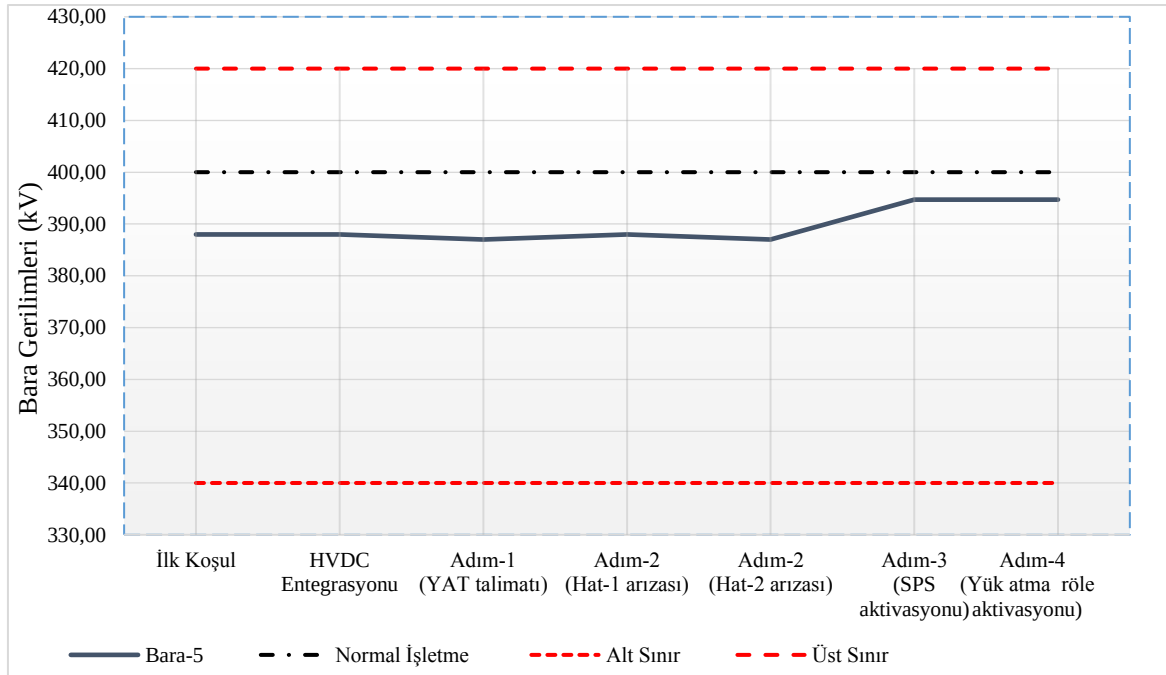
Şekil 5.93. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-2'nin gerilim değişimi



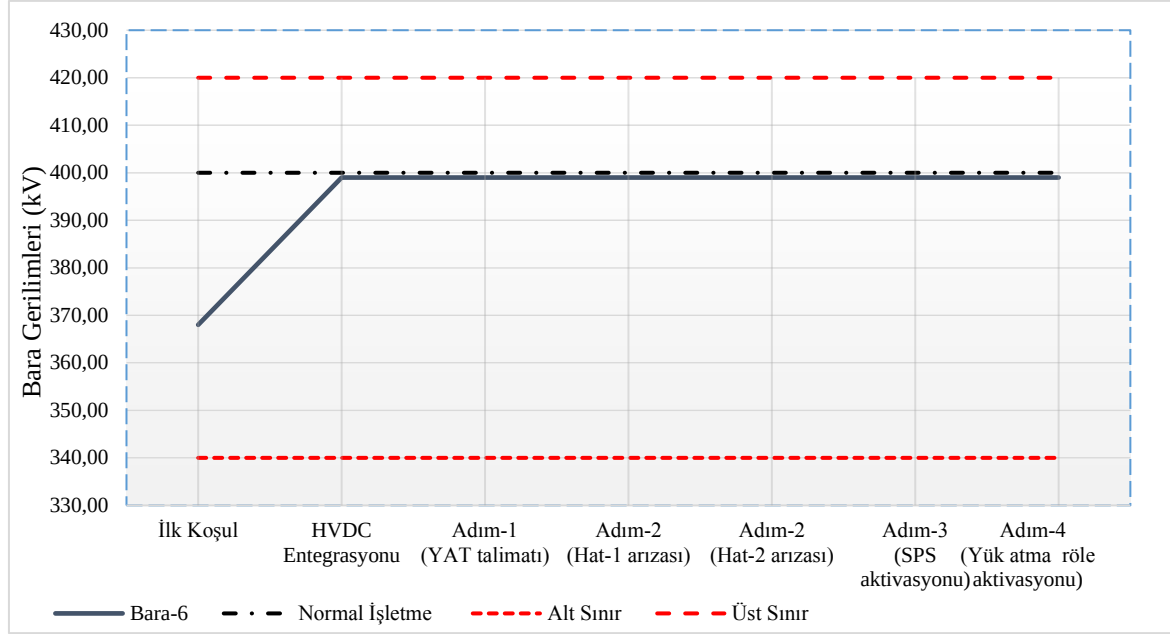
Şekil 5.94. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-3'ün gerilim değişimi



Şekil 5.95. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-4'ün gerilim değişimi

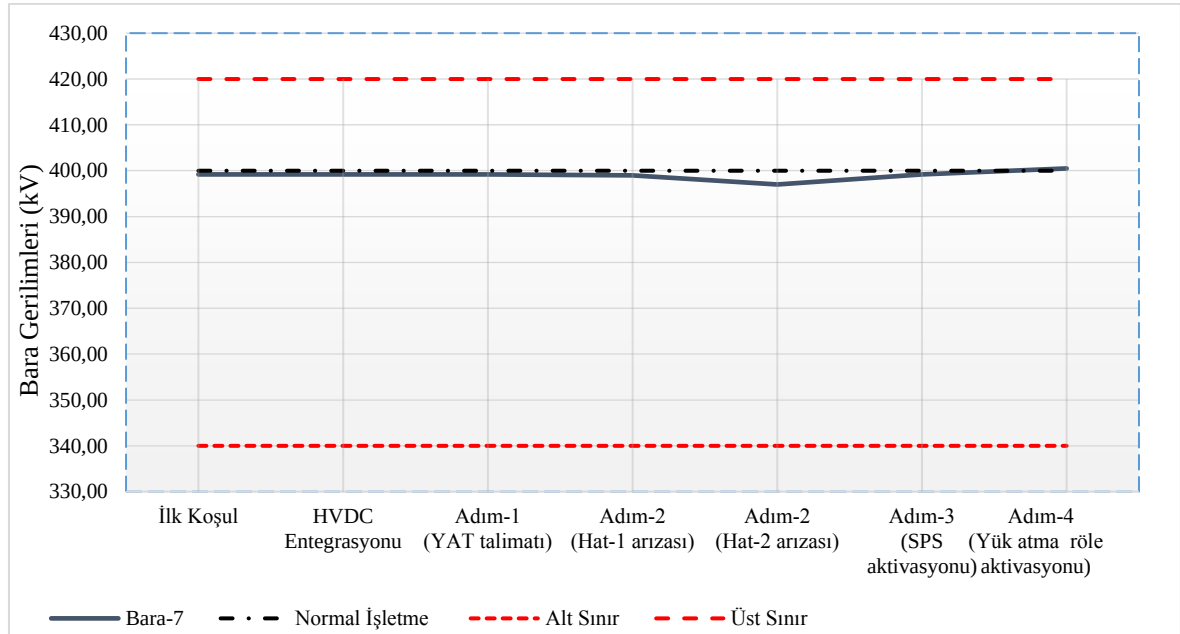


Şekil 5.96. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-5'in gerilim değişimi

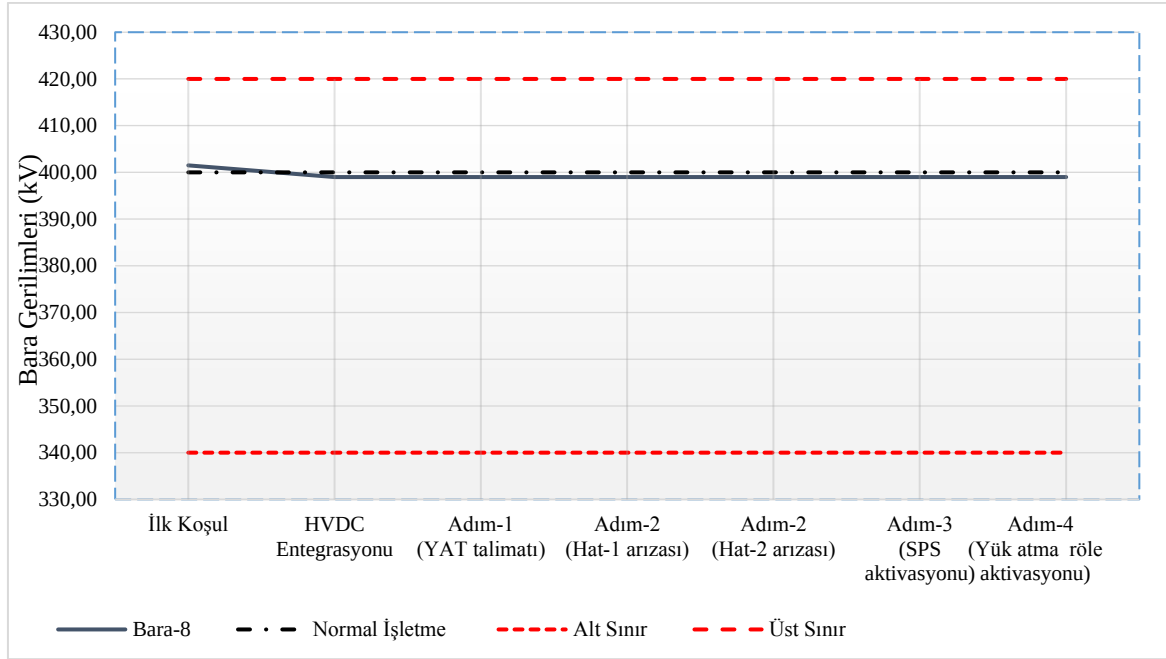


Şekil 5.97. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-6'nın gerilim değişimi

Şekil 5.98'de bara-7'ye ve Şekil 5.99'da ise bara-8'e ait gerilim değişimleri yer almaktadır. Daha önceki bölümlerde değinildiği gibi bu iki bara feyezan bölgesine çok uzak baralar olduğu için ciddi bir gerilim değişimi yoktur.



Şekil 5.98. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-7'nin gerilim değişimi



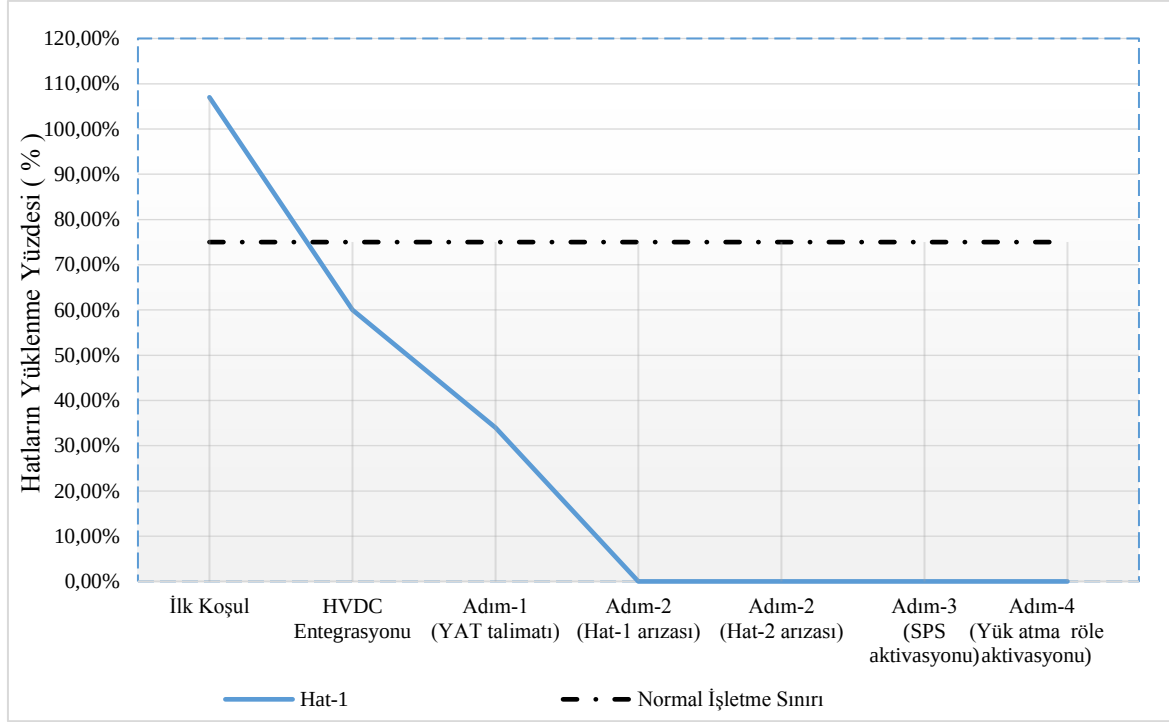
Şekil 5.99. n-2 durumunda (Senaryo-4) bara-8'in gerilim değişimi

Bu bölüm hakkında genel bir değerlendirme yapıldığında herhangi gerilim kararsızlığı gözlenmemiştir. Tüm alt senaryolarda daha kararlı bir gerilim profili gözlenmiştir. Senaryo-2'deki büyük gerilim dalgalanması ve gerilim çökmeleri HVDC iletim hattının mevcut sisteme eklendiği Senaryo-4'te mevcut değildir.

5.3.6. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi

Bu bölümde Senaryo-4 için incelenen 6 adet 400kV iletim hattının her farklı alt senaryo için yüklenmelerini gösteren grafikler ayrıntılı olarak incelenmiş ve değişikliklerin gözlemlendiği adımlar yorumlanmıştır.

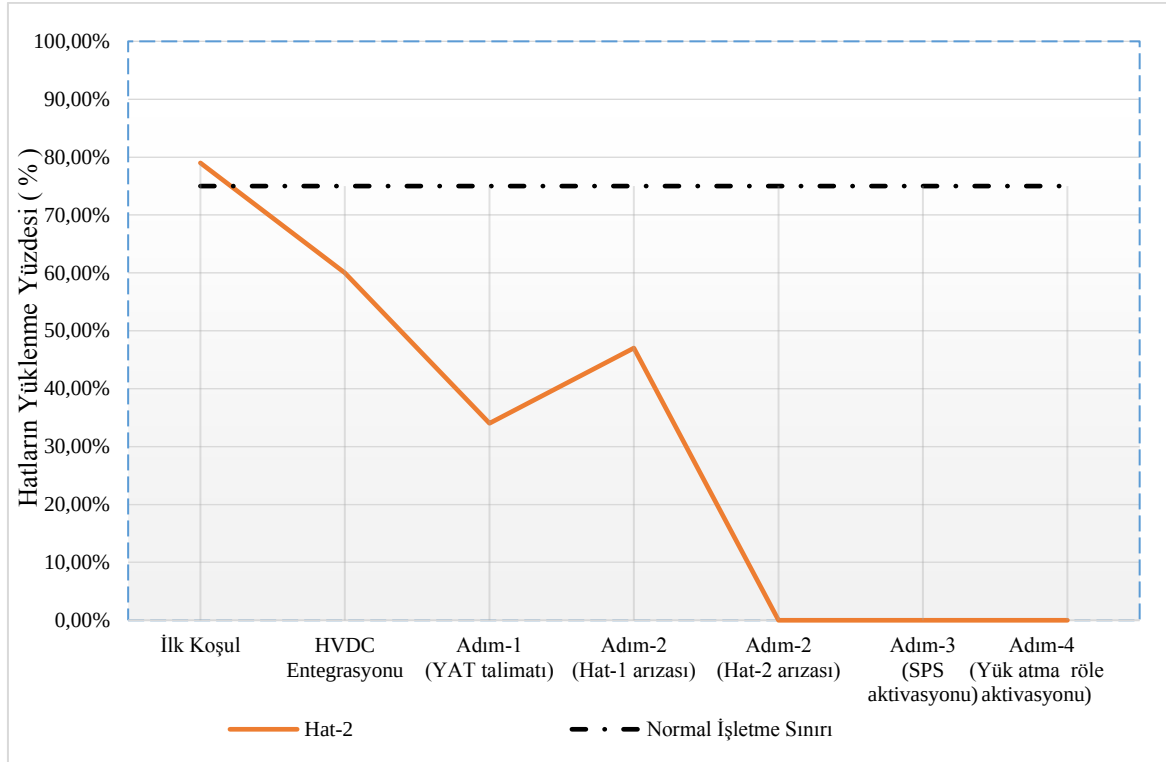
Şekil 5.100'de Senaryo-4 için hat-1'in yüklenme değişimi görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere feyzan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-1 %100'ün üzerinde yüklüdür. Sisteme HVDC ilavesinin olduğu HVDC entegrasyon adımı ile hat-1'in yüklenmesi normal işletme sınırları altına düşürülmüştür. Adım-1'de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-1'in yükü daha da düşürülmüştür. Adım-2'de hat-1'in arızadan servis harici olduğu varsayıldığı için hat-1'in yükü 0 olmuştur. Adım-2'den sonraki adımlarda hat-1 servis harici olduğu için yüksüzdür.



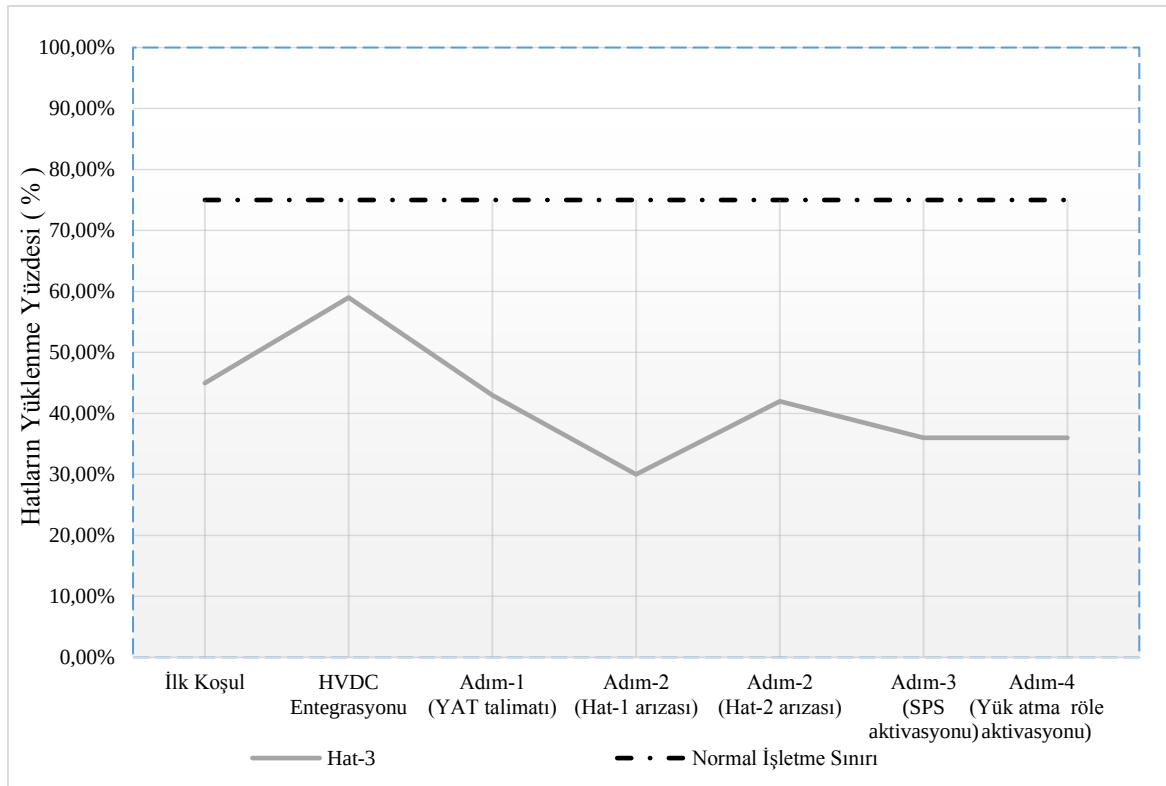
Şekil 5.100. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-1'in yüklenme değişimi

Şekil 5.101'de Senaryo-4 için hat-2'nin yüklenme değişimini görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere feyezan senaryosunda yani ilk koşul durumunda hat-2 normal işletme sınırlarının üzerinde yüklüdür. HVDC entegrasyonu ile hat-2'nin yüklenmesi normal işletme sınırları altına düşürülmüştür. Adım-1'de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-2'nin yükü daha da aşağı çekilmiştir. Adım-2'de hat-1'in arızadan açmasından sonra hat-2 yükü tekrar artmıştır. Adım-3'te hat-2'nin arızadan servis harici olduğu farz edildiği için hat-2'nin yükü sıfır olmuştur. Hat-2 Adım-3'ten sonra servis harici olduğu için Adım-4 ve Adım-5'te de hat-2'nin yükü sıfırdır.

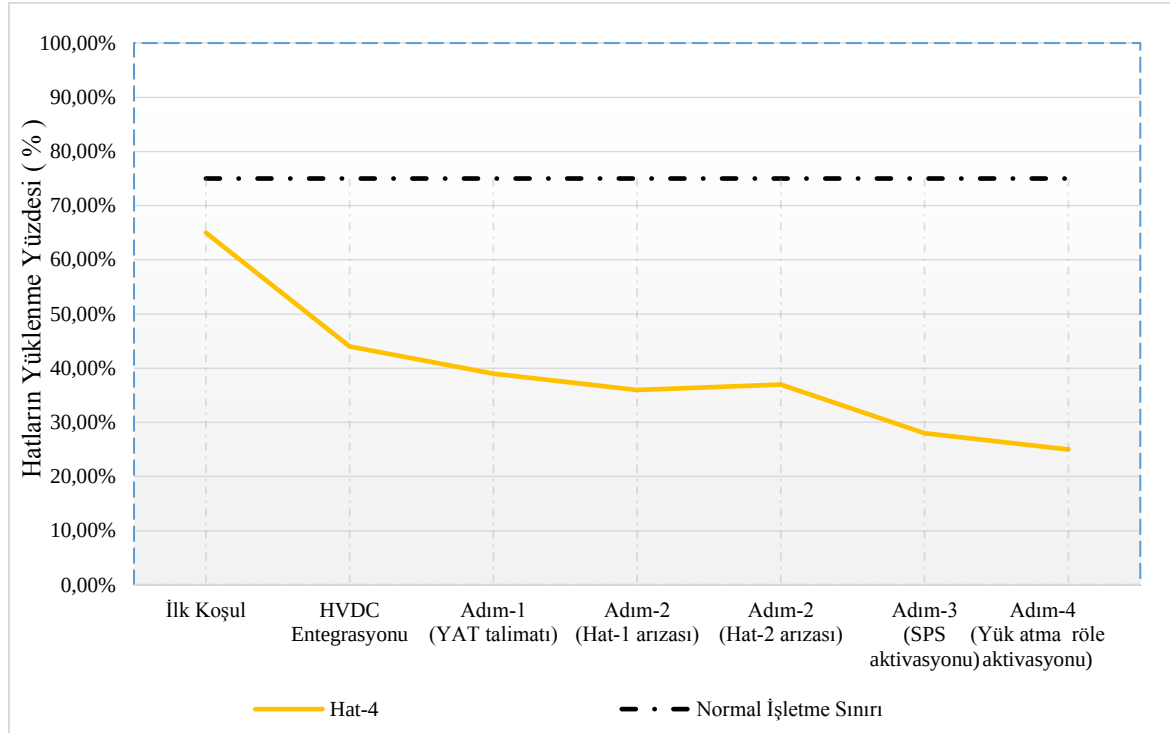
Şekil 5.102'de Senaryo-4 için hat-3'ün, Şekil 5.103'te hat-4'ün, Şekil 5.104'te hat-5'in ve Şekil 5.105'te hat-6'nın yüklenme değişimlerini görülmektedir. Grafikten de anlaşılacağı üzere incelenen dört hatta Senaryo-4'ün tüm adımlarında normal işletme sınırlarının altında yüklüdür.



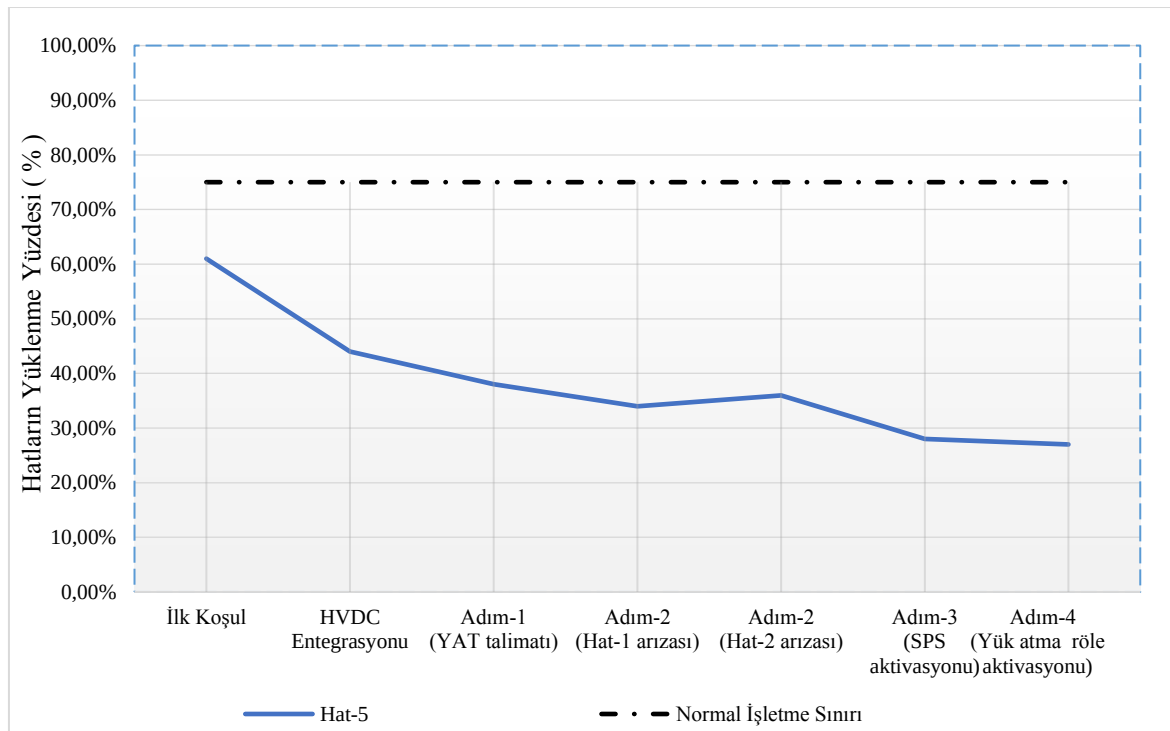
Şekil 5.101. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-2'nin yüklenme değişimi



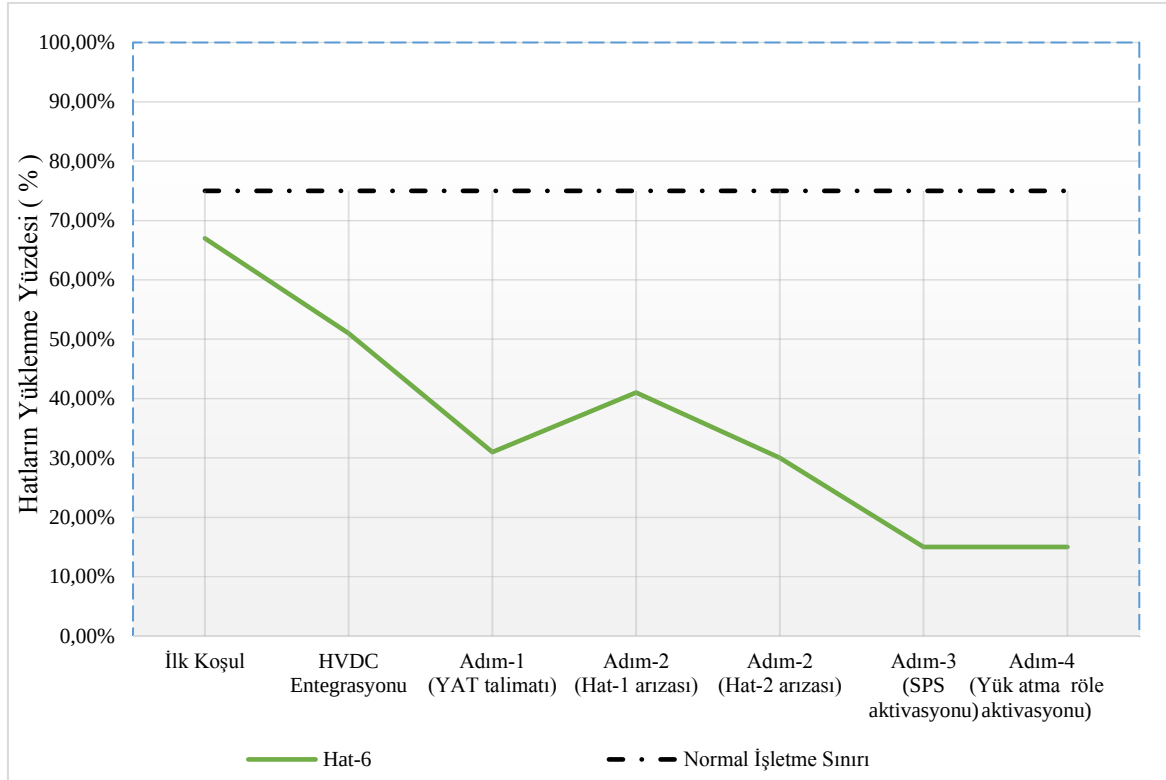
Şekil 5.102. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-3'ün yüklenme değişimi



Şekil 5.103. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-4'ün yüklenme değişimi



Şekil 5.104. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-5'in yüklenme değişimi



Şekil 5.105. n-2 durumunda (Senaryo-4) hat-6'nın yüklenme değişim

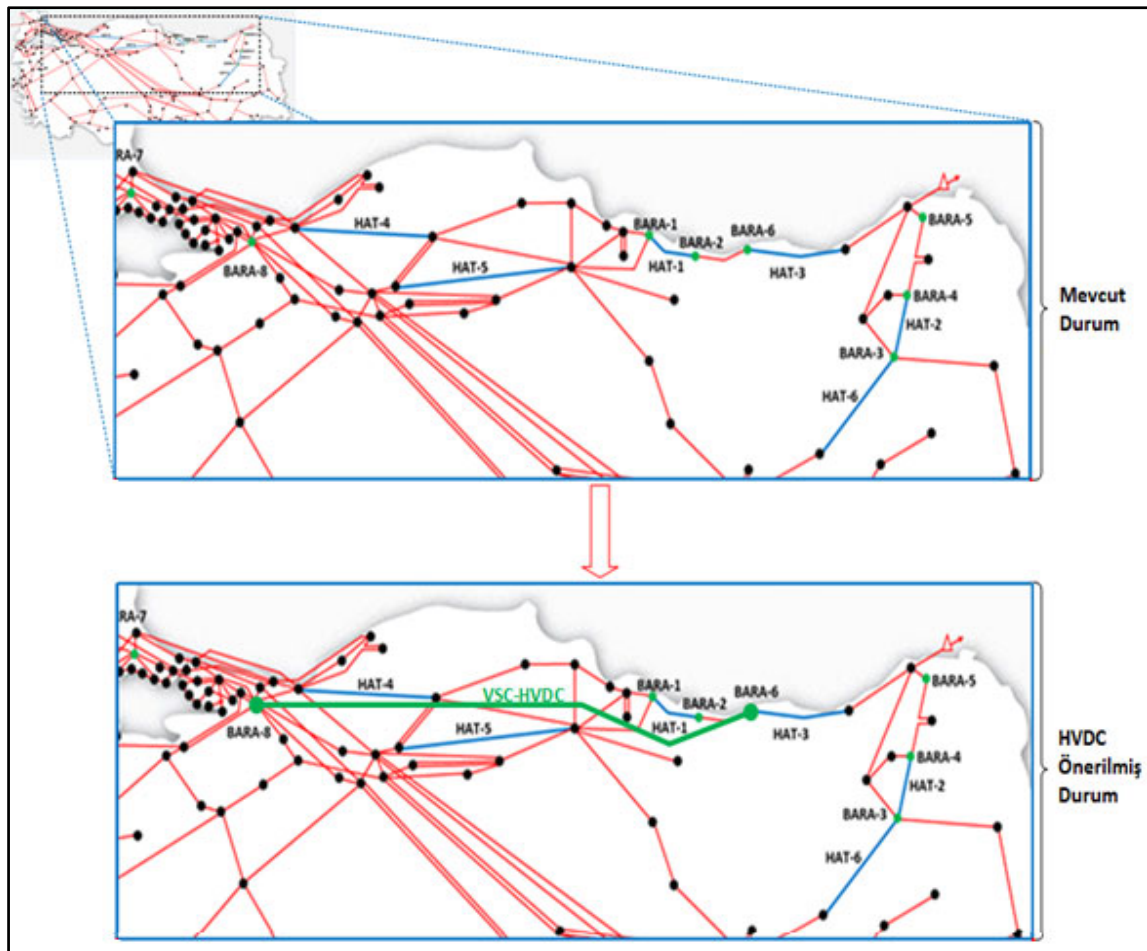
Senaryo-4 hat yüklenme durumları incelendiğinde genel olarak herhangi bir yüklenme kararsızlığı gözlenmemiştir. Senaryo-4'ün tüm adımlarında şebekede kararlı bir hat yüklenme profili gözlenmiştir. Senaryo-2'de birçok adımda görülen yüklenme dengesizliği HVDC iletim hattının mevcut şebekeye eklendiği Senaryo-4'te gözlenmemiştir.

5. bölümde mevcut sisteme VSC HVDC hat eklenmesi sonucunda yapılan n-1 analizi (Senaryo-3) ve n-2 analizi (Senaryo-4) sonucunda enterkonnekte şebekeye seçilen lokasyonlar arasında eklenecek bir hattın açısıl, gerilim ve iletim hatlarının yüklülük durumu açısından katkı sağlayacağı görülmektedir. Özellikle geçici durum kararlılığı açısından feyzan döneminde yüklü işletilen bir iletim hattının arızalanması sonucunda, arızanın diğer iletim hatlarını kısa sürede etkileyip trip etmesi veya arıza sırasında oluşacak bir güç salınımının arızaya yakın generatörleri etkileyerek servis harici etmesi muhtemeldir. Bu gibi durumlarda geçici kararsızlık sistemde kalıcı kararsızlıklara neden olabilir.

Bu bölümde önerilen HVDC hattın sisteme eklenmesinin etkileri, bir sonraki bölümde karşılaştırmalı olarak detaylı bir biçimde ele alınmıştır.

6. MEVCUT SİSTEM İLE HVDC EKLENMİŞ SİSTEMİN KARŞILAŞTIRMASI

Tezin bu bölümünde 4. bölümdeki mevcut sistemin ve 5. bölümdeki VSC tabanlı HVDC eklenmiş sistemin analizlerinin detaylı olarak karşılaştırması yer almaktadır. Aynı senaryoların iki farklı durumu olan Senaryo-1 ile Senaryo-3 ve Senaryo-2 ile Senaryo-4 karşılaştırılmış ve detaylar grafiklere göre yorumlanmıştır. Bu grafikler neticesinde tezin ana odak noktası olan ve mevcut sisteme eklenmesi önerilen HVDC iletim hattının açılmal kararlılık, gerilim kararlılığı ve iletim hatlarının yüklenmelerine etkileri daha kolay bir şekilde ortaya konacaktır. Şekil 6.1’den de görüleceği üzere tezde ele alınan bölge Türkiye iletim şebekesi için kritik öneme sahiptir. Çünkü özellikle yıl içerisinde feyezan dönemi gibi bazı dönemlerde bu bölgedeki hatlar aşırı yüklenmektedir.



Şekil 6.1 İncelenen 400kV bara ve 400kV iletim hatlarının harita üzerinde gösterimi

Çalışmada ele alınan güç sistemi bölgesinde özellikle bara-6 yoğun bir üretime sahipken bara-8 ise yoğun bir tüketime sahiptir. Bu nedenle önerilen HVDC iletim hattı için bu iki bara bağlantı noktaları olarak seçilmiştir.

Çalışmada Senaryo-1 ve Senaryo-3 için ilk koşul adımı sistemin normal işletme durumunu, Adım-1 YAT talimatının uygulanmasını, Adım-2 hat-1 arızasını, Adım-3 SPS aktivasyonunu ve Adım-4 ise yük atma rölelerinin aktivasyonunu ifade etmektedir. Senaryo-2 ve Senaryo-4 için ilk koşul adımı sistemin normal işletme durumunu, Adım-1 YAT talimatının uygulanmasını, Adım-2 hat-1 arızasını, Adım-3 hat-2 arızasını, Adım-4 SPS aktivasyonunu ve Adım-5 ise yük atma rölelerinin aktivasyonunu ifade etmektedir.

6.1. Senaryo-1 ve Senaryo-3'ün Karşılaştırılması (n-1 durumu)

Bu bölümde Senaryo-1 yani HVDC'nin olmadığı mevcut sistemin n-1 durumunun analizi ile Senaryo-3 yani mevcut sisteme VSC tabanlı HVDC iletim hattının eklendiği sistemin n-1 analizi karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma ile HVDC tasarımının sistem üzerindeki etkisi gözlenmiştir.

6.1.1. Her bir bara için açısal kararlılık

Çalışmada öncelikle Senaryo-3 ilk koşul durumuna, Senaryo-1 ilk koşul durumundan farklı olarak HVDC hat eklenmiştir. Bu sebepten iki durum için ilk koşul verileri farklıdır. Bu farklılık sonucunda diğer tüm adımlarda farklılıklar meydana gelmiş ve mevcut sisteme HVDC hat eklemenin meydana getireceği açısal farklar analiz edilmiştir.

Hem mevcut sisteme hem de önerilen HVDC hat eklendikten sonra elde edilen sisteme ait açısal kararlılık analizi sonuçları Çizelge 6.1'de verilmiştir. Her ne kadar incelenen güç sisteminde tüm baraların açıları önemli olsa da özellikle bu baralar arasında bazıları kritik öneme sahiptir. Bu baralardan bara-5 ve bara-7 seçilen bölgedeki birbirine en uzak mesafede olan referans baralardır. Öte yandan bara-6 ve bara-8 ise önerilen HVDC sisteminin terminal baralarıdır. Bara-2 senaryo gereği arızanın olduğu bara olup bara-3 ise bölgenin önemli bir irtibat barasıdır. Bu nedenle bu baralar ile diğer baralar arasındaki güç aç farkları özel olarak analiz edilmiş olup sonuçlar Çizelge 6.2'de verilmiştir.

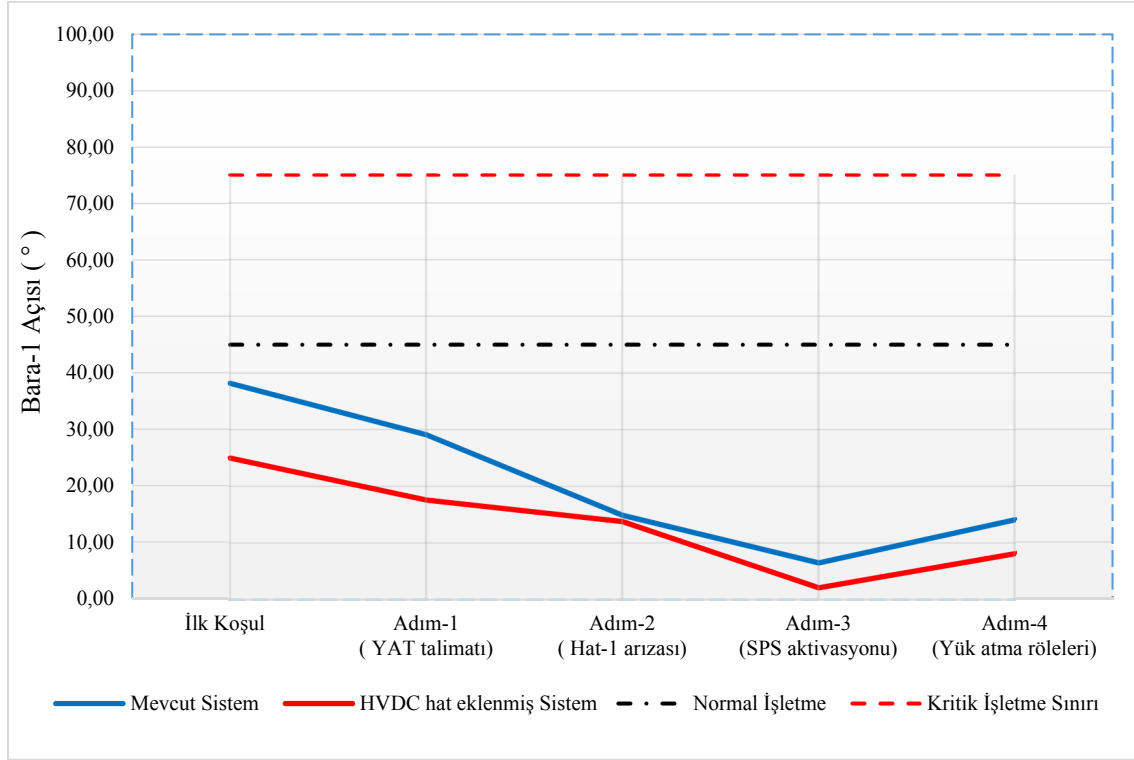
Çizelge 6.1 n-1 durumu için bara güç açısı değerlerinin karşılaştırılması

Bara Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (SPS aktivasyonu)		Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
B1	38,2	25,0	29,1	17,6	14,9	13,8	6,5	2,1	14,1	8,1
B2	50,7	31,5	37,3	34,4	81,2	41,0	43,9	5,4	50,8	11,6
B3	56,0	40,5	39,9	27,6	56,7	36,2	28,9	9,4	35,5	15,3
B4	69,7	51,0	48,4	33,5	71,9	44,4	36,8	11,5	43,4	17,5
B5	75,3	54,6	51,9	35,0	79,5	47,6	41,4	11,8	48,2	17,8
B6	64,6	38,2	46,4	24,4	83,9	41,4	45,2	4,5	52,1	10,6
B7	-20,1	-17,3	-20,8	-18,4	-23,6	-18,1	-28,4	-24,5	-16,6	-13,8
B8	-10,5	-6,4	-10,9	-7,1	-13,9	-7,9	-18,6	-14,4	-8,8	-5,7

Çizelge 6.2. n-1 durumu için kritik baralar arası güç açısı değerlerinin karşılaştırılması

Bara Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (SPS aktivasyonu)		Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
B2-B7	70,8	48,8	58,1	52,8	104,8	59,1	72,3	29,9	67,4	25,4
B5-B7	95,4	71,9	72,7	53,4	103,1	65,7	69,8	36,3	64,8	31,6
B3-B7	76,1	57,8	60,7	46,0	80,3	54,3	57,3	33,9	52,1	29,1
B6-B8	75,1	44,6	57,3	31,5	97,8	49,3	63,8	18,9	60,9	16,3
B6-B7	84,7	55,5	67,2	42,8	107,5	59,5	73,6	29,0	68,7	24,4

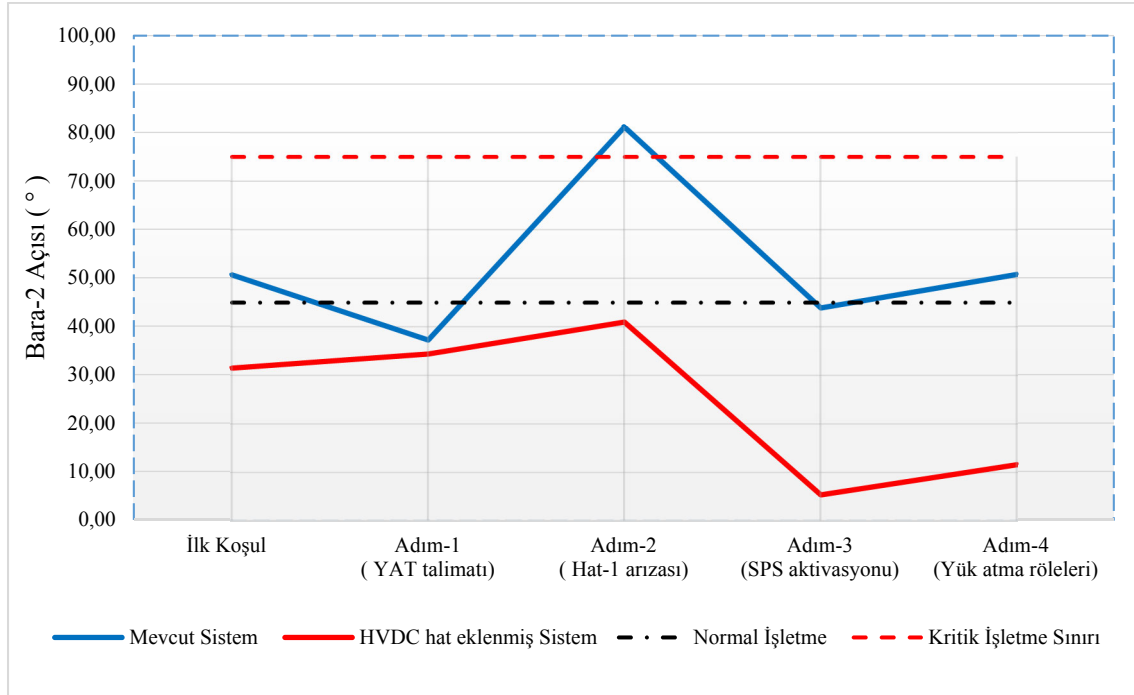
Şekil 6.2 incelendiğinde bara-1 için hem mevcut sistemin n-1 durumu olan Senaryo-1 hem de mevcut sisteme HVDC hat eklenmiş sistem olan Senaryo-3'te açısal bir kararsızlık gözlenmemiştir. Her iki senaryo içinde bara-1'in açısı normal işletme sınırlarındadır.



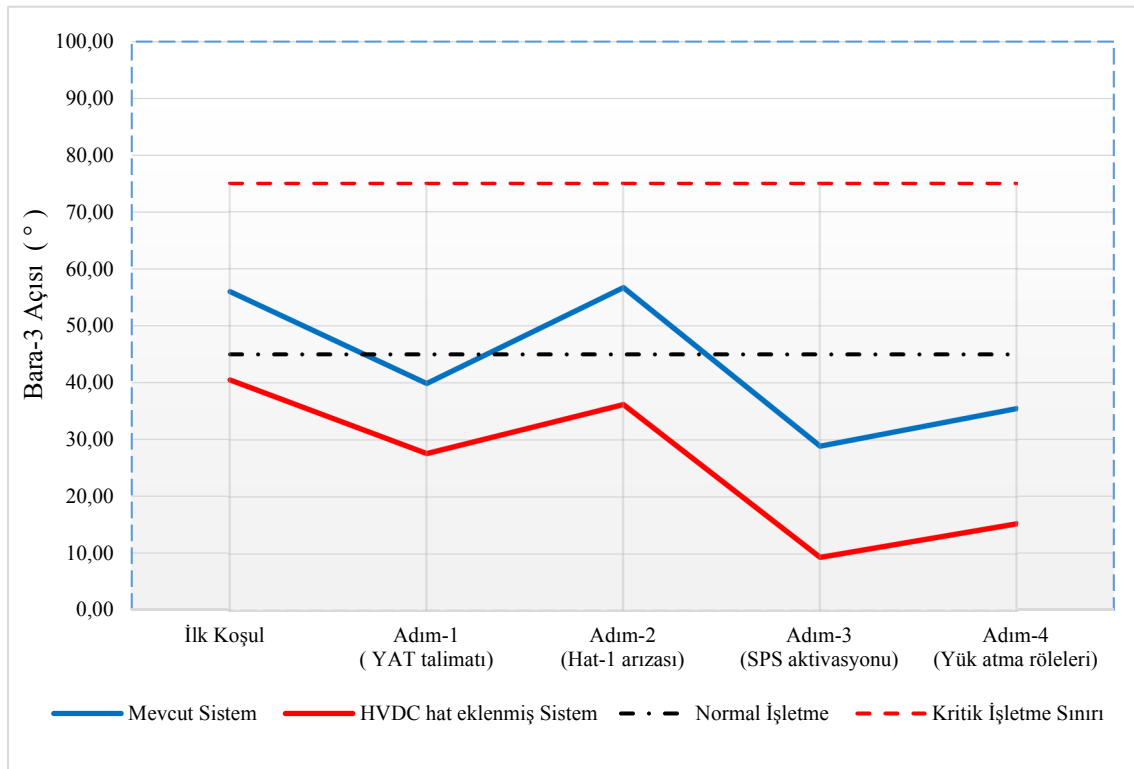
Şekil 6.2. n-1 durum senaryosu için bara-1'in açısal değişimlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.3'te bara-2, Şekil 6.6'da bara-5 ve Şekil 6.7'de bara-6'ya ait Senaryo-1 ve Senaryo-3 için açı değişimlerinin karşılaştırılması yer almaktadır. İncelenen üç bara içinde mevcut sistem için Adım-2'de yani hat-1 arızasından sonra bara-2 açısı kritik işletme değerinin üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistem için Adım-2'de bu değer normal işletme seviyelerindedir. Mevcut sistemde Adım-3'teki ani açı kararsızlığının başka arızaları tetikleme olasılığı yüksektir. Aynı durum HVDC hat eklenmiş sistemin hiçbir alt senaryosunda gözlenmemiştir.

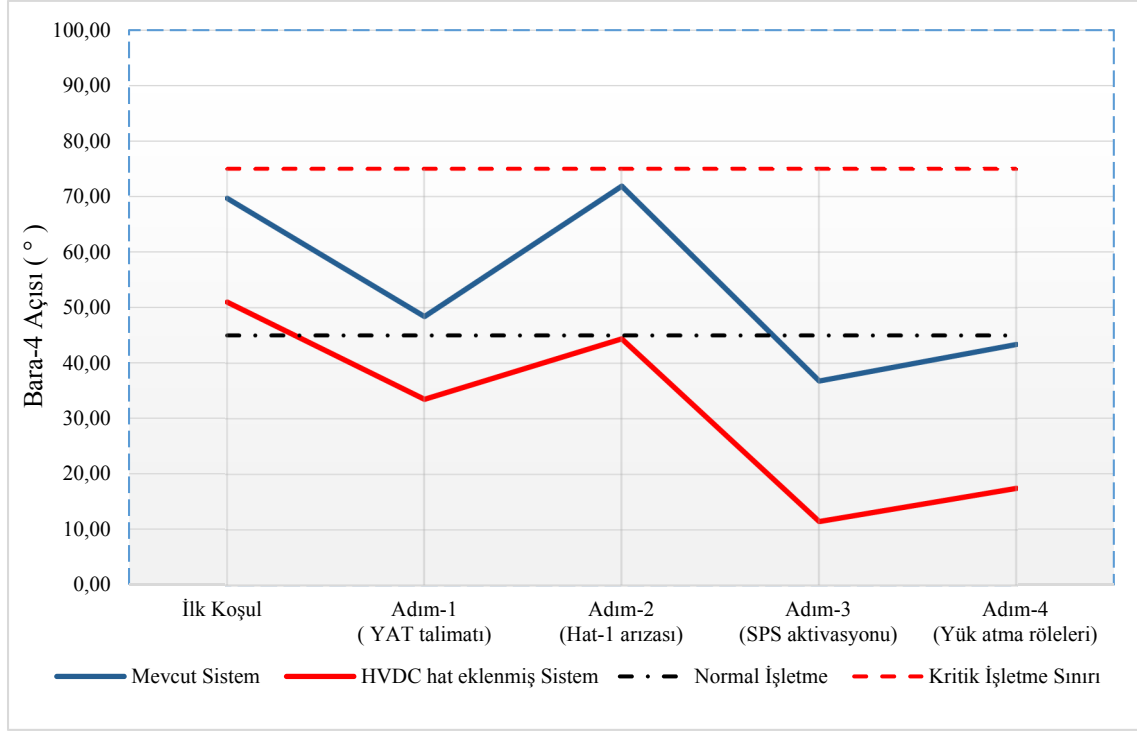
Şekil 6.4'te bara-3 ve Şekil 6.5'te bara-4'e ait n-1 durumları için açı değişimleri yer almaktadır. Her iki senaryo içinde tüm alt adımlarda bara-3 ve bara-4 açıları kritik işletme sınırının altındadır. HVDC hat eklenmiş sistemdeki bara-3 ve bara-4 açıları her adımda mevcut sisteme göre daha kararlıdır.



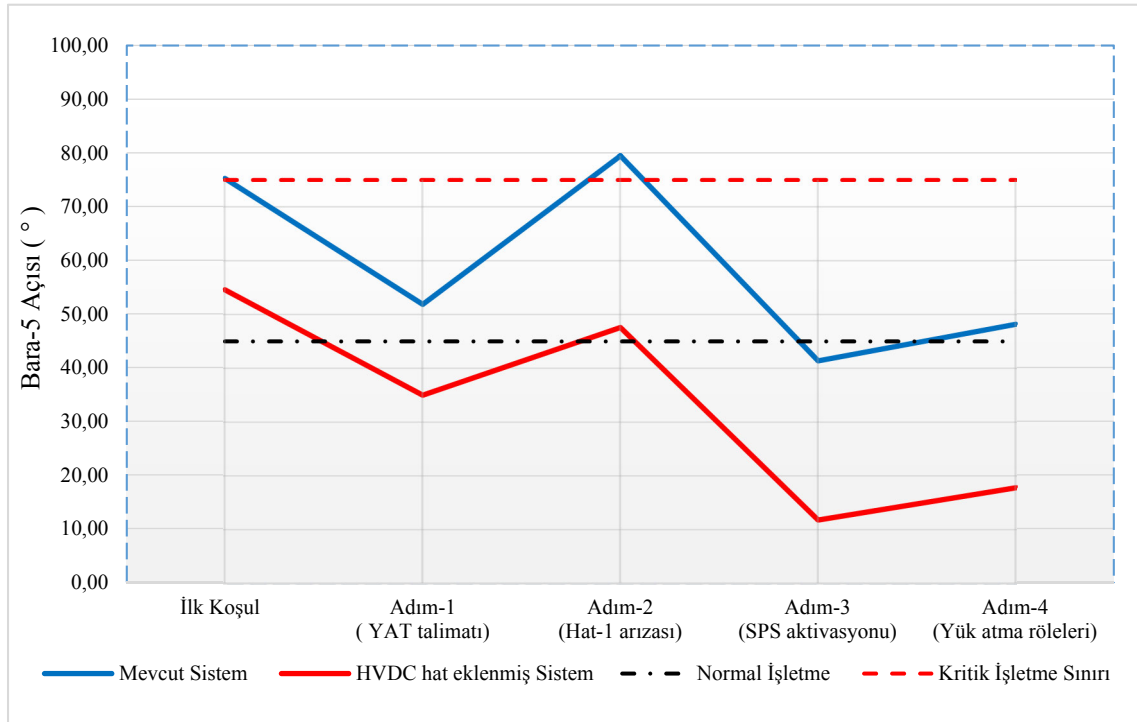
Şekil 6.3. n-1 durum senaryosu için bara-2'nin açısal değişimlerinin karşılaştırılması



Şekil 6.4. n-1 durum senaryosu için bara-3'ün açısal değişimlerinin karşılaştırılması

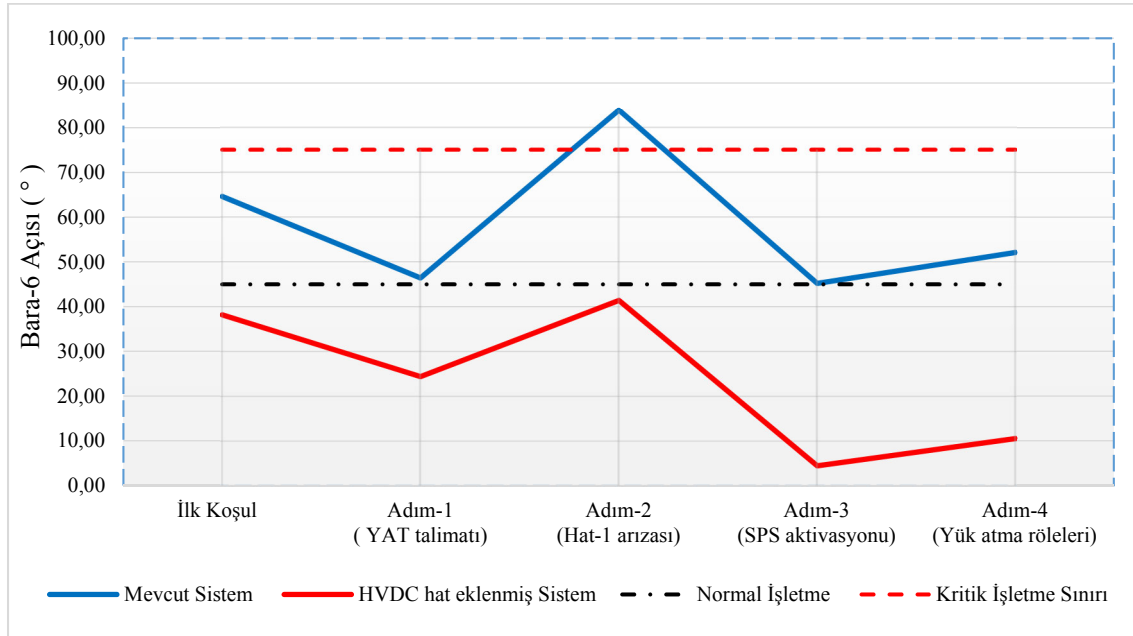


Şekil 6.5. n-1 durum senaryosu için bara-4'ün açısal değişimlerinin karşılaştırılması

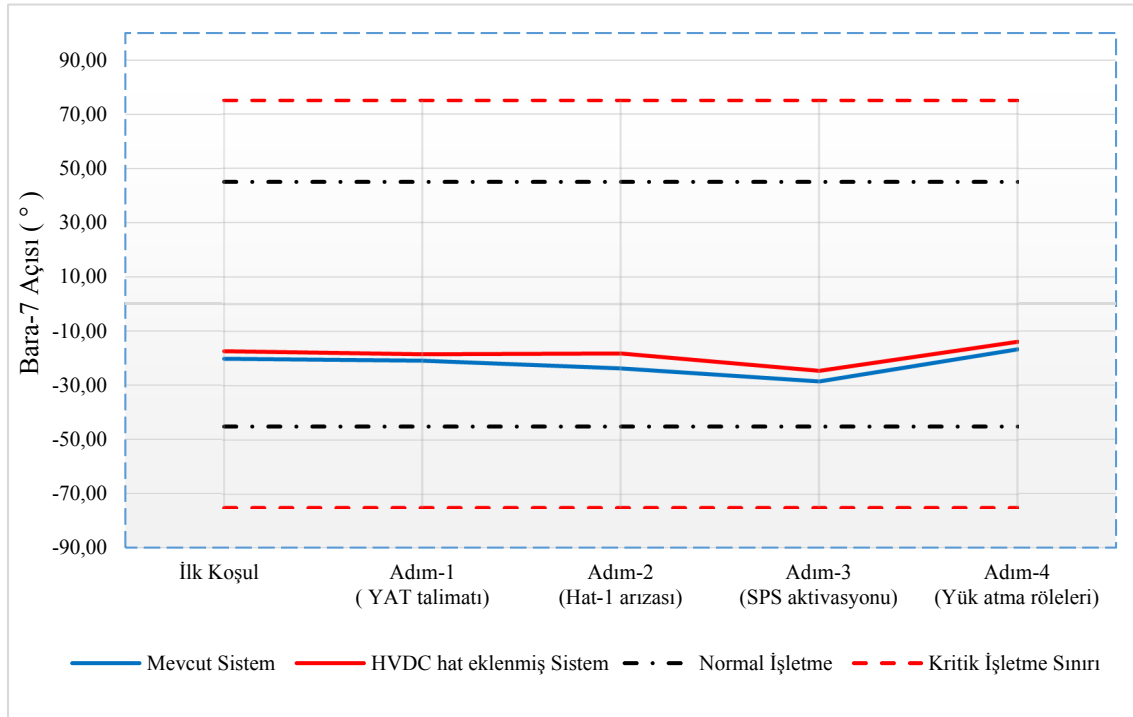


Şekil 6.6. n-1 durum senaryosu için bara-5'in açısal değişimlerinin karşılaştırılması

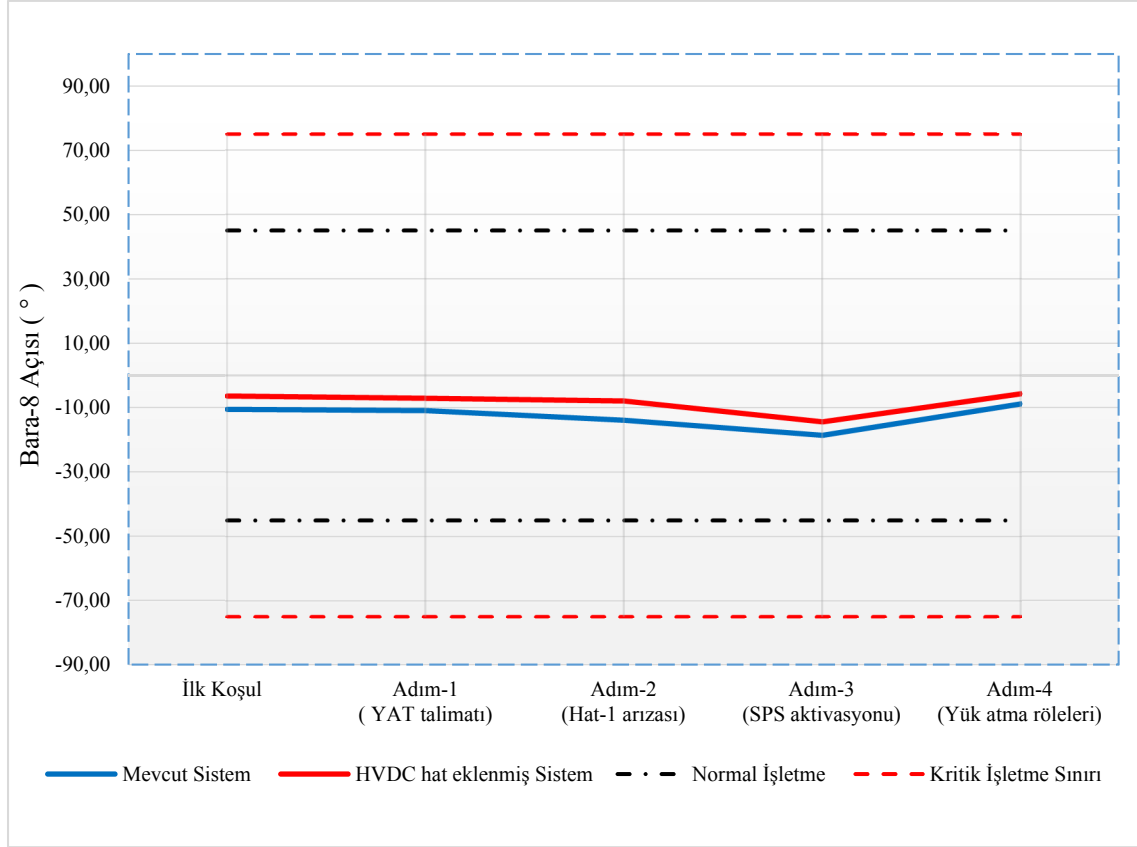
Şekil 6.8 incelendiğinde bara-7, Şekil 6.9 incelendiğinde ise bara-8 için açısal karşılaştırma değerleri yer almaktadır. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda her iki senaryo içinde herhangi bir kritik açısal değişim meydana gelmemiştir.



Şekil 6.7. n-1 durum senaryosu için bara-6'nın açısal değişimlerinin karşılaştırılması

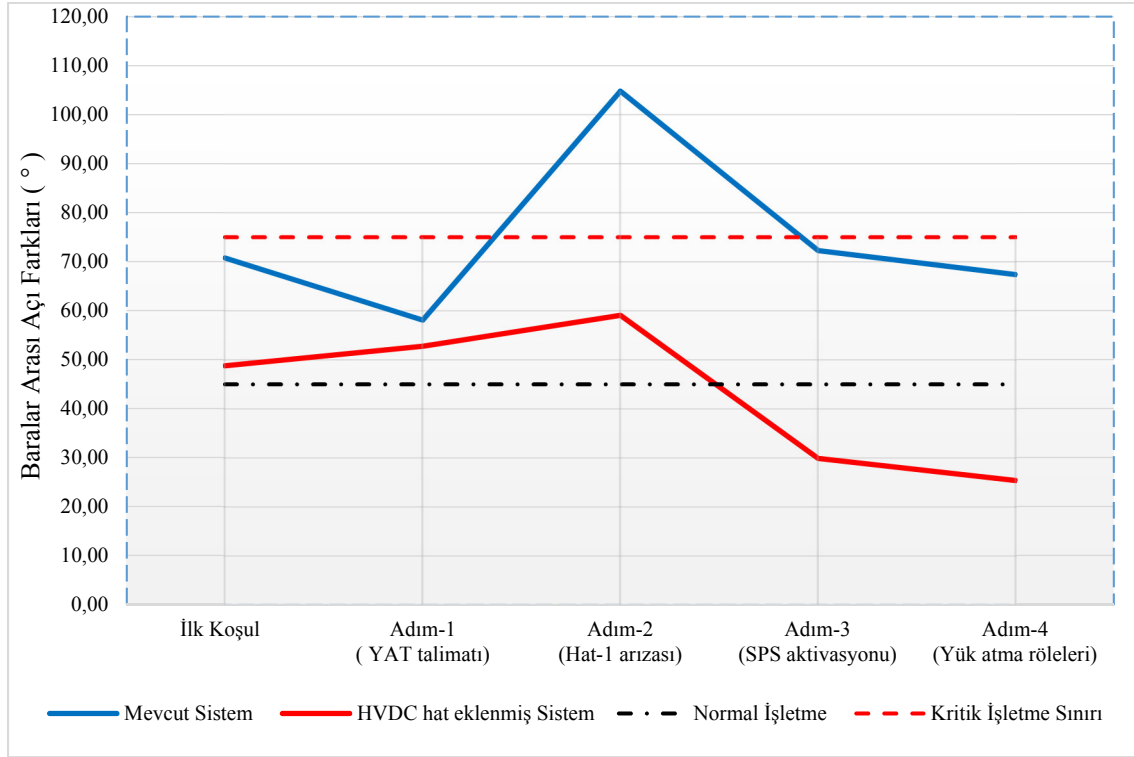


Şekil 6.8. n-1 durum senaryosu için bara-7'nin açısal değişimlerinin karşılaştırılması

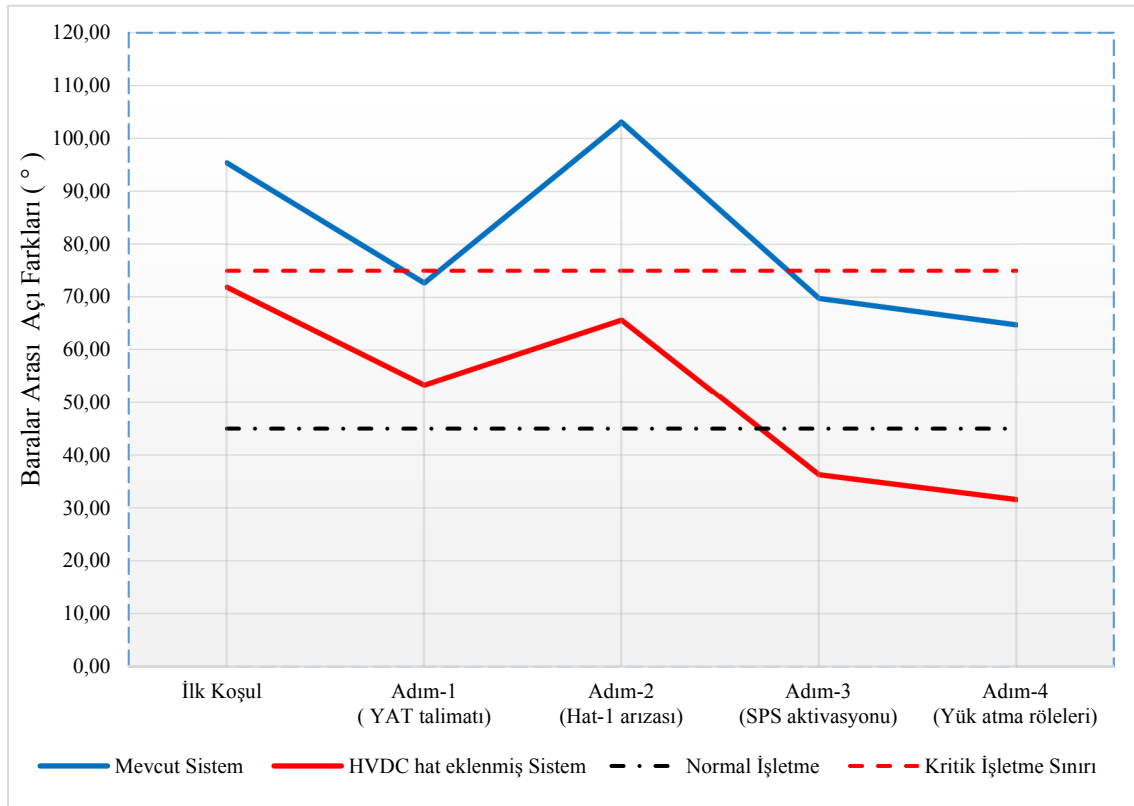


Şekil 6.9. n-1 durum senaryosu için bara-8'in açısal değişimlerinin karşılaştırılması

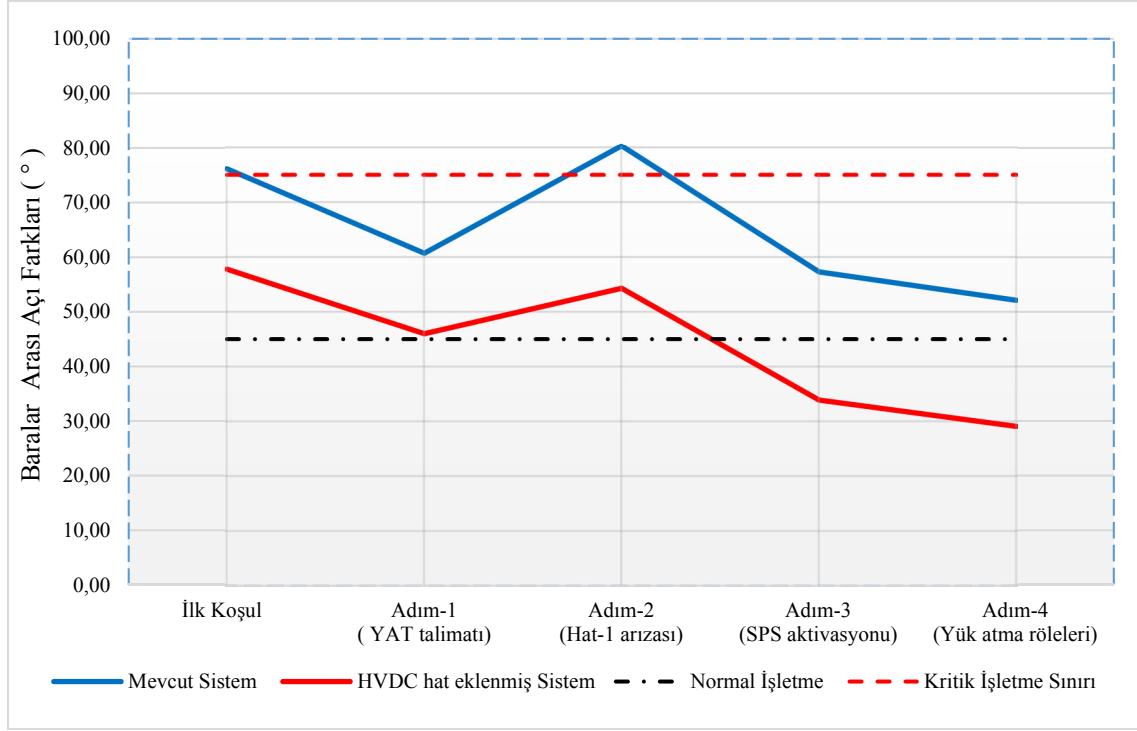
Şekil 6.10'da bara-2 ve bara-7, Şekil 6.11'de bara-5 ve bara-7, Şekil 6.12'de bara-3 ve bara-7, Şekil 6.13'te bara-6 ve bara-7 ve Şekil 6.14'te bara-6 ve bara-8 arasındaki açısal fark karşılaştırma değerleri yer almaktadır. Grafiklerde görüldüğü üzere mevcut sistem için Adım-2'de hat-1 arızasından sonra analiz edilen baralar arası açı farkı kritik işletme değerinin üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistem için Adım-2'de bu değerler normal işletme seviyelerindedir. Mevcut sistemde Adım-3'teki ani açı kararsızlığının başka arızaları tetikleme olasılığı yüksektir. Bara-2 ve bara-7 ile bara-5 ve bara-7 arasında 100° , Bara-3 ve bara-7, bara-6 ve bara-7 ile bara-6 ve bara-8 arasında 75° üzerinde olan bu açı farkının büyük salımın ve kararsızlık sonucunda kaskat arızalara neden olma ihtimali yüksektir. Aynı durum HVDC hat eklenmiş sistemin hiçbir alt senaryosunda meydana gelmemiştir. Bu grafikten sisteme HVDC hat eklenmesinin açısal kararlılığa olumlu katkısının olacağı açıkça görülmektedir.



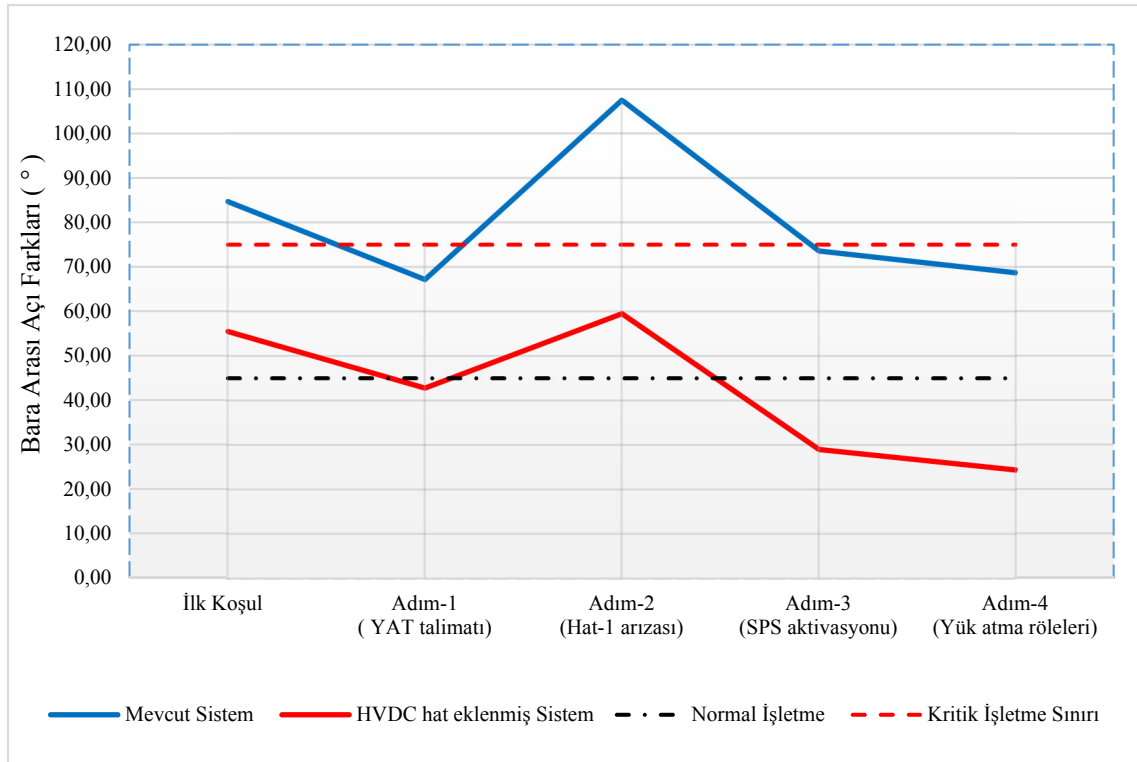
Şekil 6.10. n-1 durum senaryosu için bara2 - bara7 açısal değişimleri



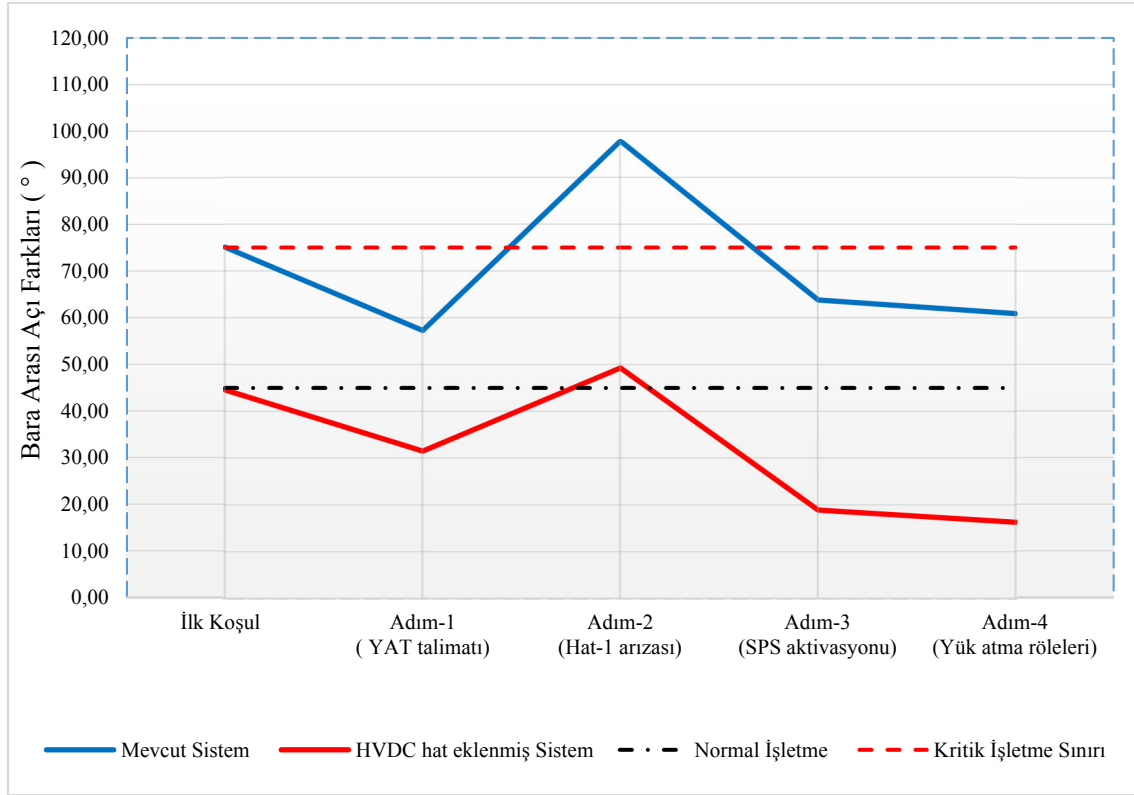
Şekil 6.11. n-1 durum senaryosu için bara5 - bara7 açısal değişimleri



Şekil 6.12. n-1 durum senaryosu için bara3 - bara7 açısal değişimleri



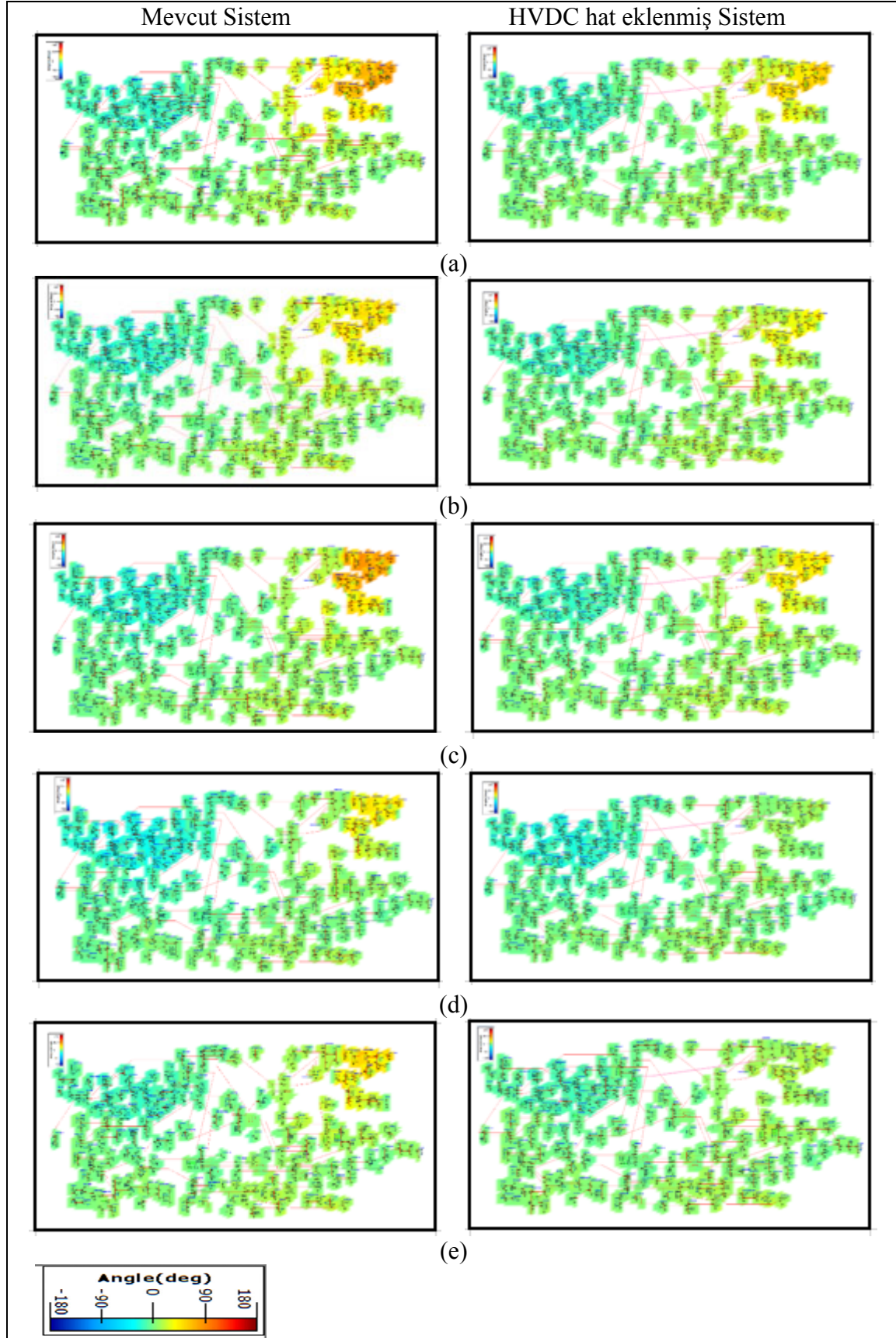
Şekil 6.13. n-1 durum senaryosu için bara6 - bara7 açısal değişimleri



Şekil 6.14. n-1 durum senaryosu için bara6 - bara8 açısal değişimleri

Bu bölümdeki analizler özetlendiğinde genel itibarı ile mevcut sistemin n-1 durumu olan Senaryo-1’de özellikle hat-1’in arızadan açtığı Adım-2’de açı ve gerilim kararsızlığı ile iletim hatlarında kritik sınır üzerinde yüklenme gözlenir iken VSC tabanlı HVDC modelinin dâhil edildiği Senaryo-3’te açısal bir kararsızlık gözlenmemiştir. Bu karşılaştırmadan mevcut sisteme dâhil edilecek bir HVDC hattın n-1 durumu için sisteme olumlu katkı sağlayacağı anlaşılmaktadır. Özellikle doğu - batı yönünde çok fazla yük taşıyan iletim hattına sahip olan Türkiye şebekesinin, açısal kararlılık anlamında böyle bir DC hatla daha kararlı olacağı düşünülmektedir.

Daha önceki bölümlerde detaylı bir şekilde izah edilen tüm senaryo adımlarının açısal kararlılık için Türkiye elektrik iletim şebekesi üzerindeki etkilerini gösterir karşılaştırmalı grafikler Şekil 6.15’te verilmiştir. Bu şekildeki sonuçlar da HVDC entegrasyonunun kurgulanan senaryonun tüm adımları için önemli katkılar sağlayacağını doğrulamaktadır.



Şekil 6.15 Enterkonnekte şebekenin n-1 için açısal kararlılık durumu (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası (d) Adım-3: SPS aktivasyonu (e) Adım-4: yük atma

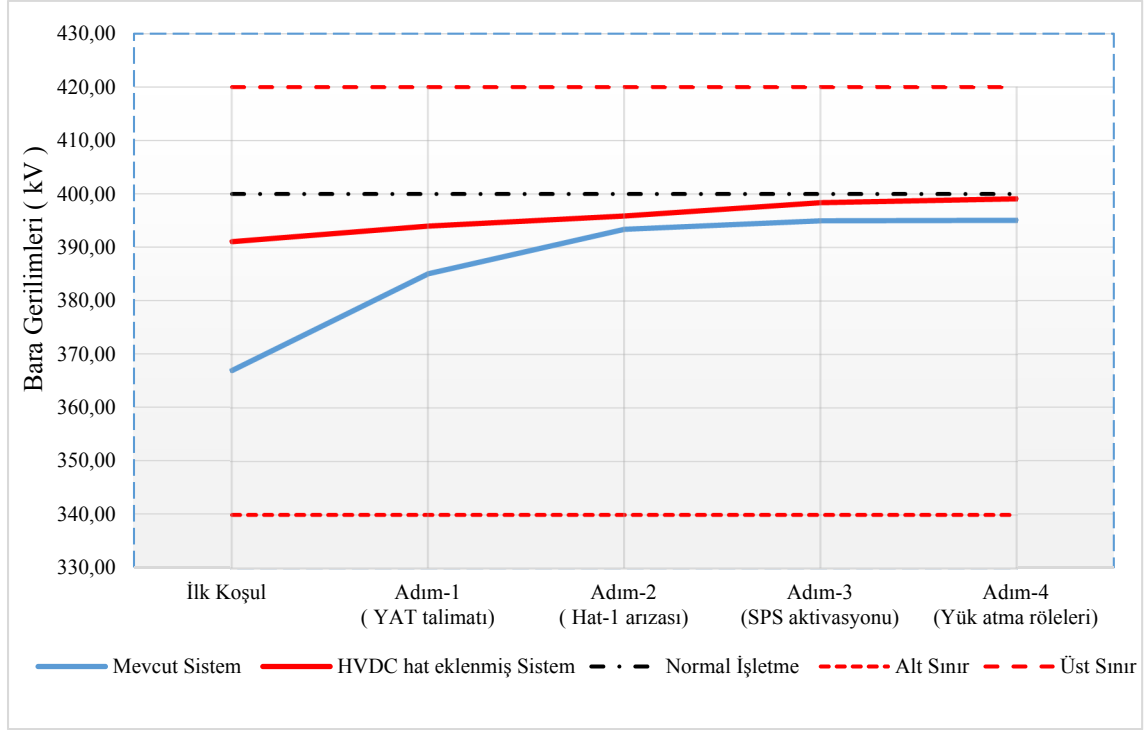
6.1.2. Her bir bara için gerilim kararlılığı

Çizelge 6.3'te hem mevcut sisteme ait hem de HVDC hat eklenmiş sisteme ait n-1 durumu için oluşturulan senaryolar sonucunda tezde ele alınan kritik baralara ait gerilim değerleri karşılaştırmalı olarak yer almaktadır.

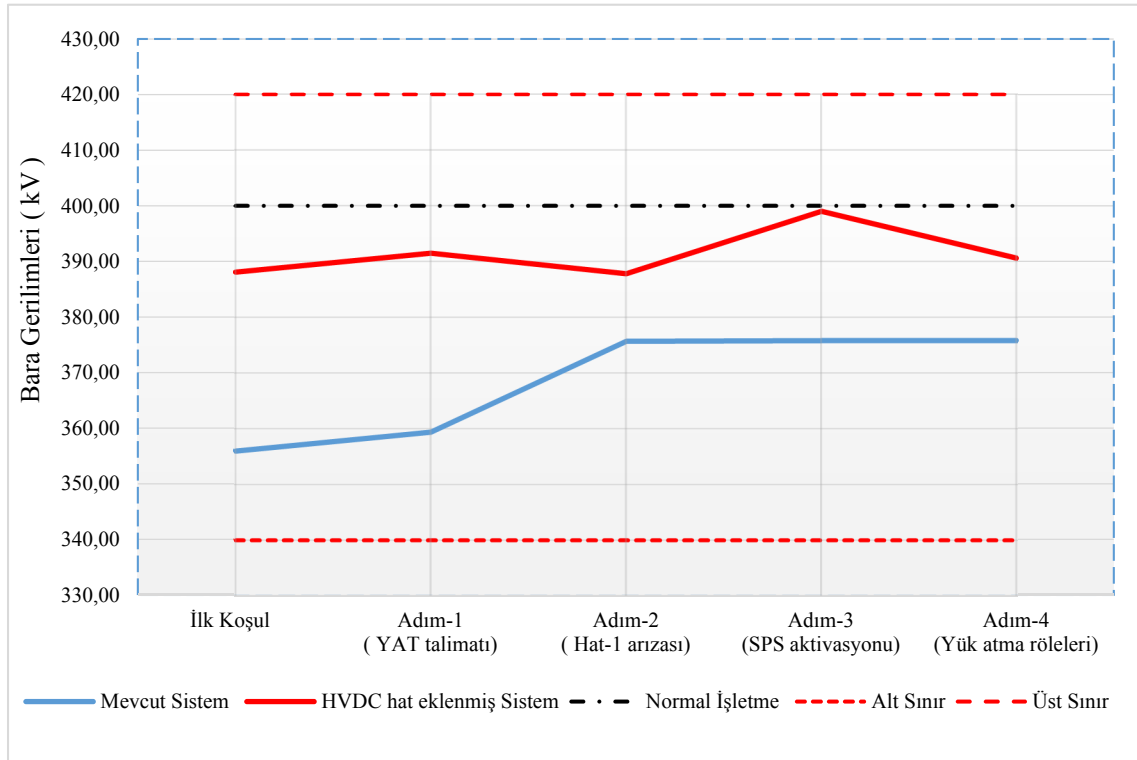
Çizelge 6.3 n-1 durumu için bara gerilim değerlerinin karşılaştırılması

Bara Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (SPS aktivasyonu)		Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
B1	0,92	0,98	0,96	0,99	0,98	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00
B2	0,89	0,97	0,94	0,98	0,90	0,97	0,94	1,00	0,94	0,98
B3	0,89	0,93	0,94	0,96	0,85	0,94	0,94	0,98	0,94	0,98
B4	0,95	0,96	0,96	0,96	0,92	0,96	0,96	0,99	0,96	0,99
B5	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,97	0,97	0,99	0,97	0,99
B6	0,92	1,00	0,96	1,00	0,94	1,00	0,96	1,00	0,96	1,00
B7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
B8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00

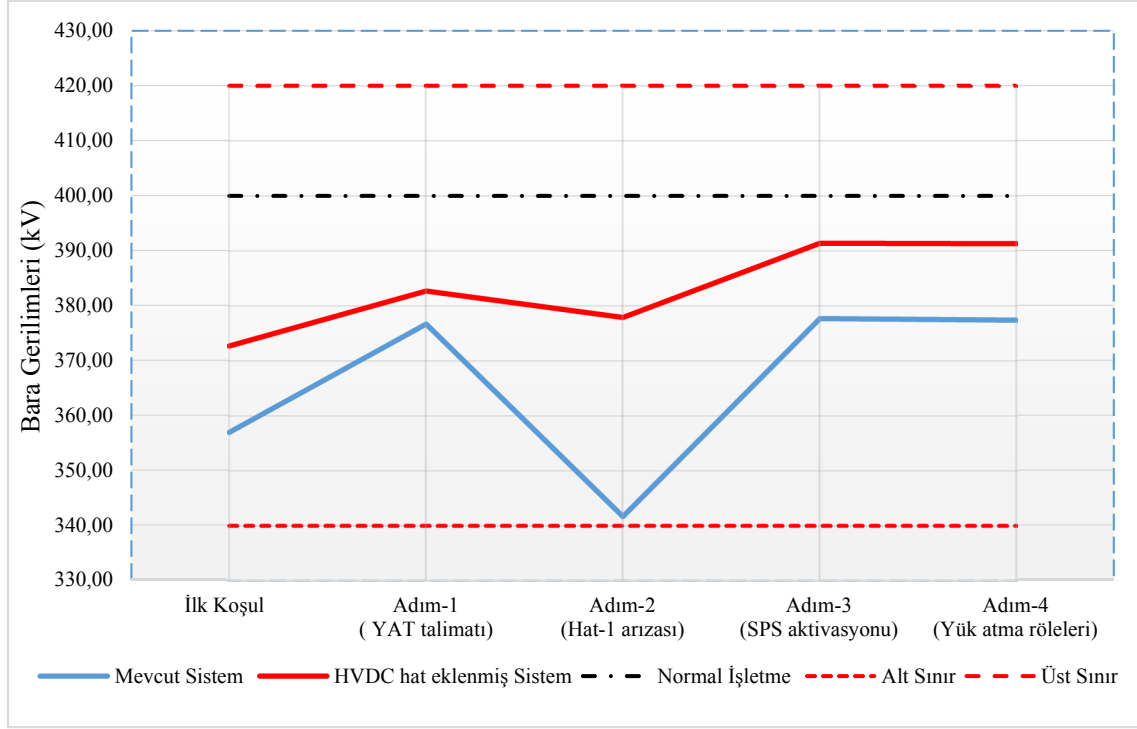
Şekil 6.16'da bara-1, Şekil 6.17'de bara-2, Şekil 6.18'de bara-3, Şekil 6.19'da bara-4, Şekil 6.20'de bara-5 ve Şekil 6.21'de bara-6'ya ait n-1 durumları için gerilim değişimlerinin grafikleri yer almaktadır. Her iki senaryonun tüm adımlarında baralarda bir gerilim kararsızlığı mevcut değildir. Fakat HVDC hat eklenmiş sistemde mevcut sisteme göre daha kararlı bir gerilim söz konusudur.



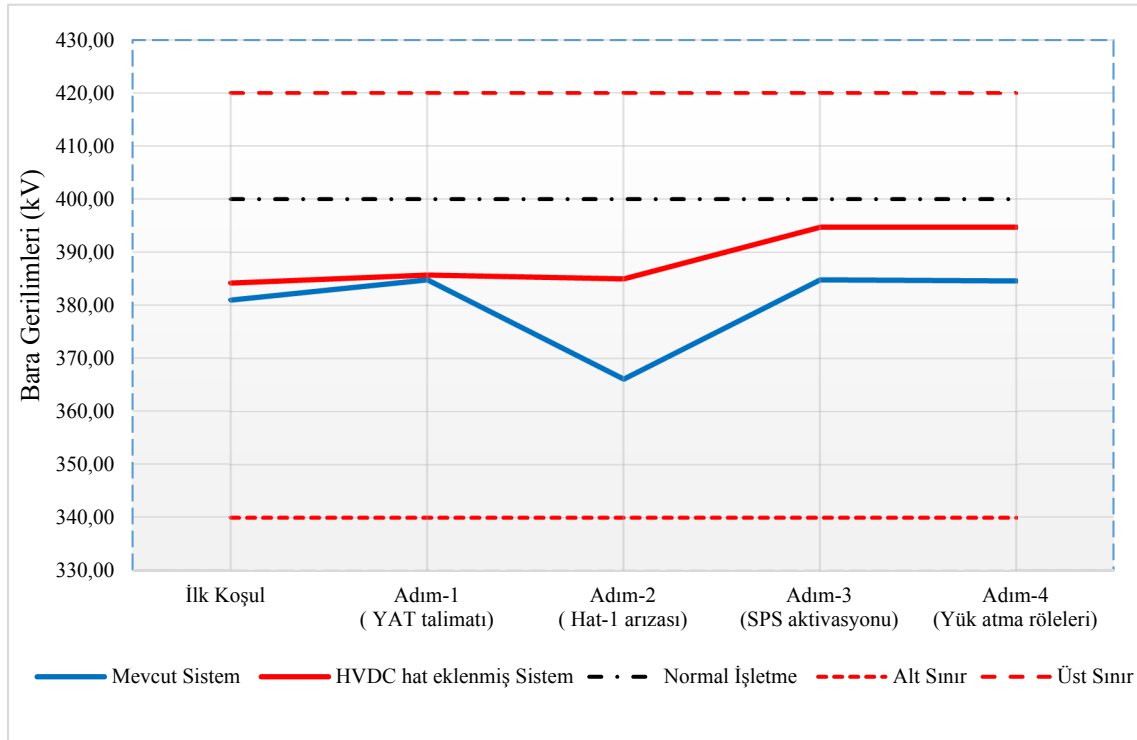
Şekil 6.16. n-1 durum senaryosu için bara-1 gerilim değişimleri



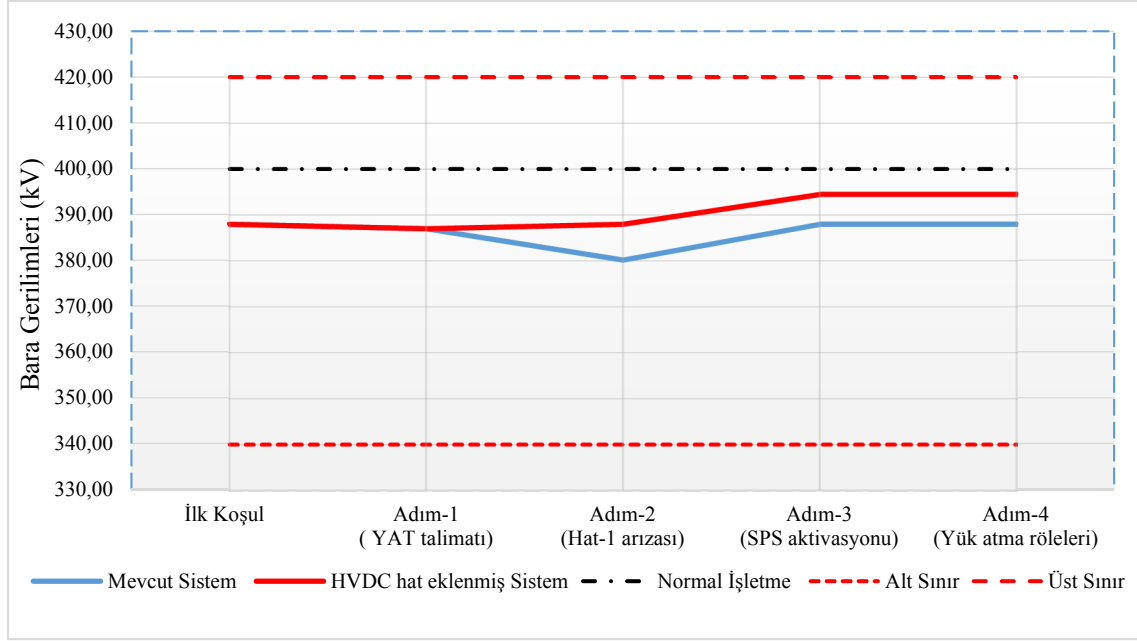
Şekil 6.17. n-1 durum senaryosu için bara-2 gerilim değişimleri



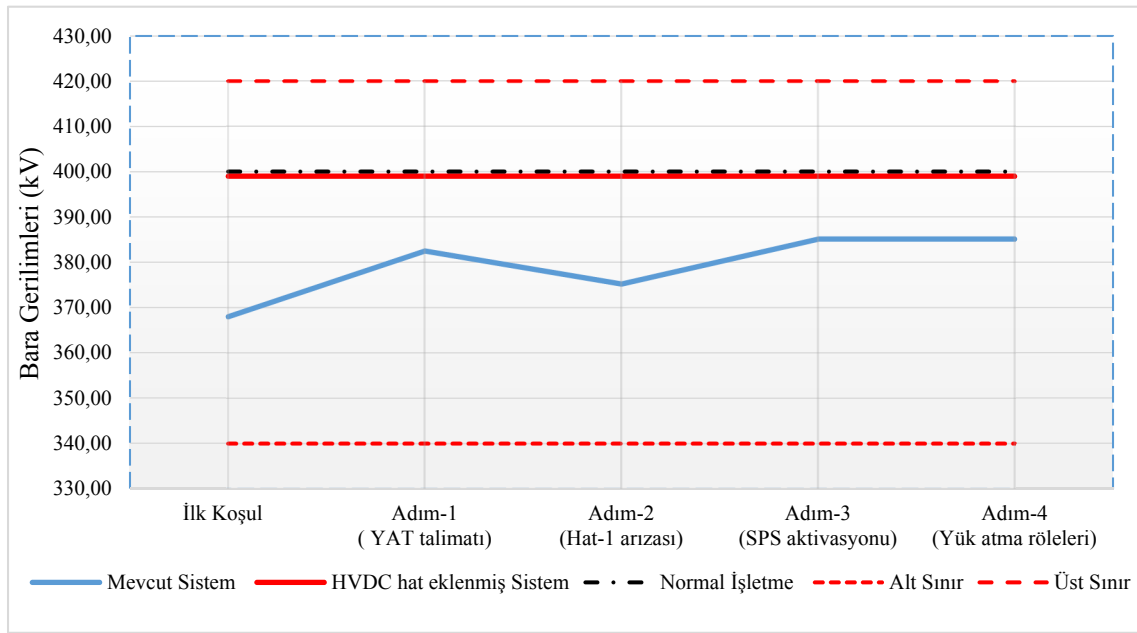
Şekil 6.18. n-1 durum senaryosu için bara-3 gerilim değişimleri



Şekil 6.19. n-1 durum senaryosu için bara-4 gerilim değişimleri

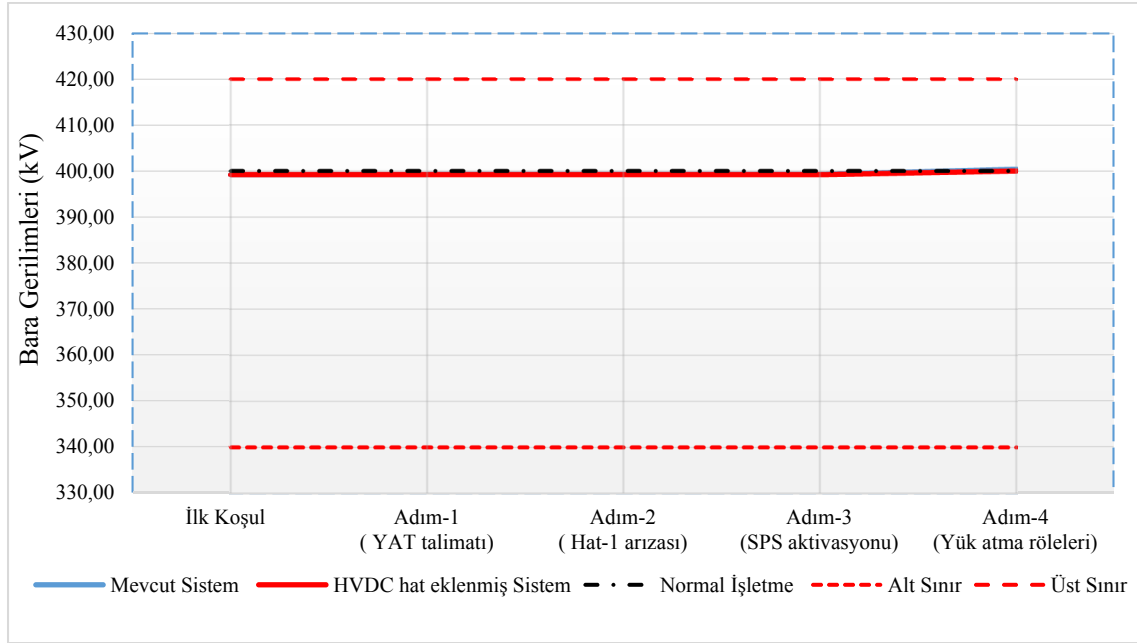


Şekil 6.20. n-1 durum senaryosu için bara-5 gerilim değişimleri

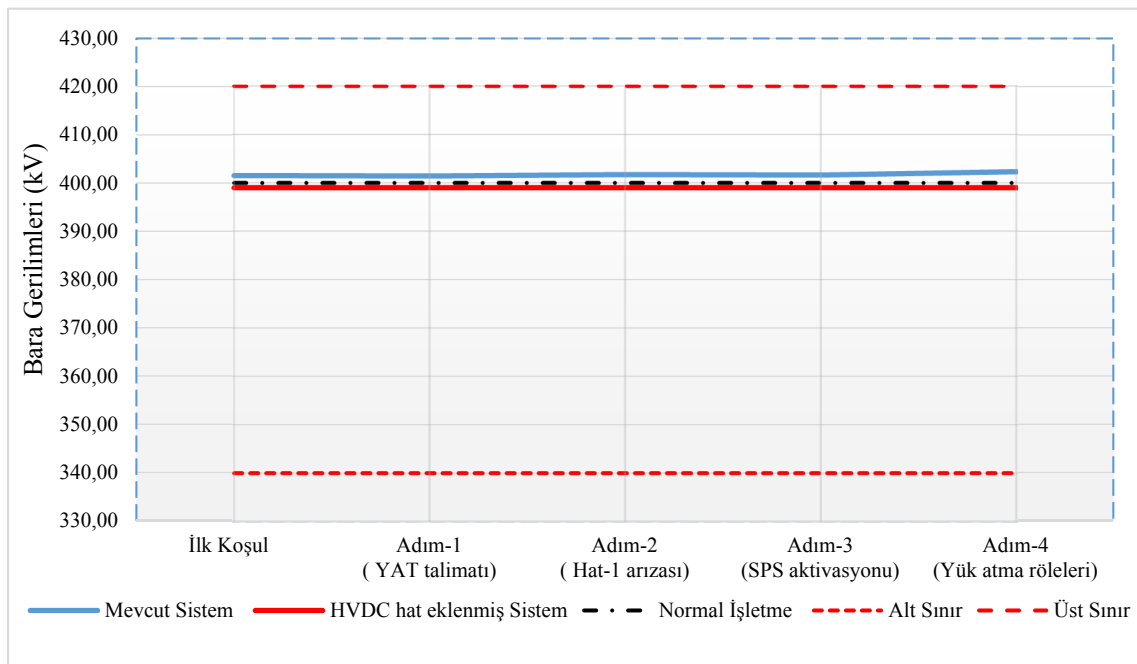


Şekil 6.21. n-1 durum senaryosu için bara-6 gerilim değişimleri

Şekil 6.22 incelendiğinde bara-7 ve Şekil 6.23 incelendiğinde ise bara-8 için Senaryo-1 ve Senaryo-3 koşullarında gerilim değişimleri değerleri yer almaktadır. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda her iki senaryo içinde herhangi bir kritik gerilim değişimi mevcut değildir.

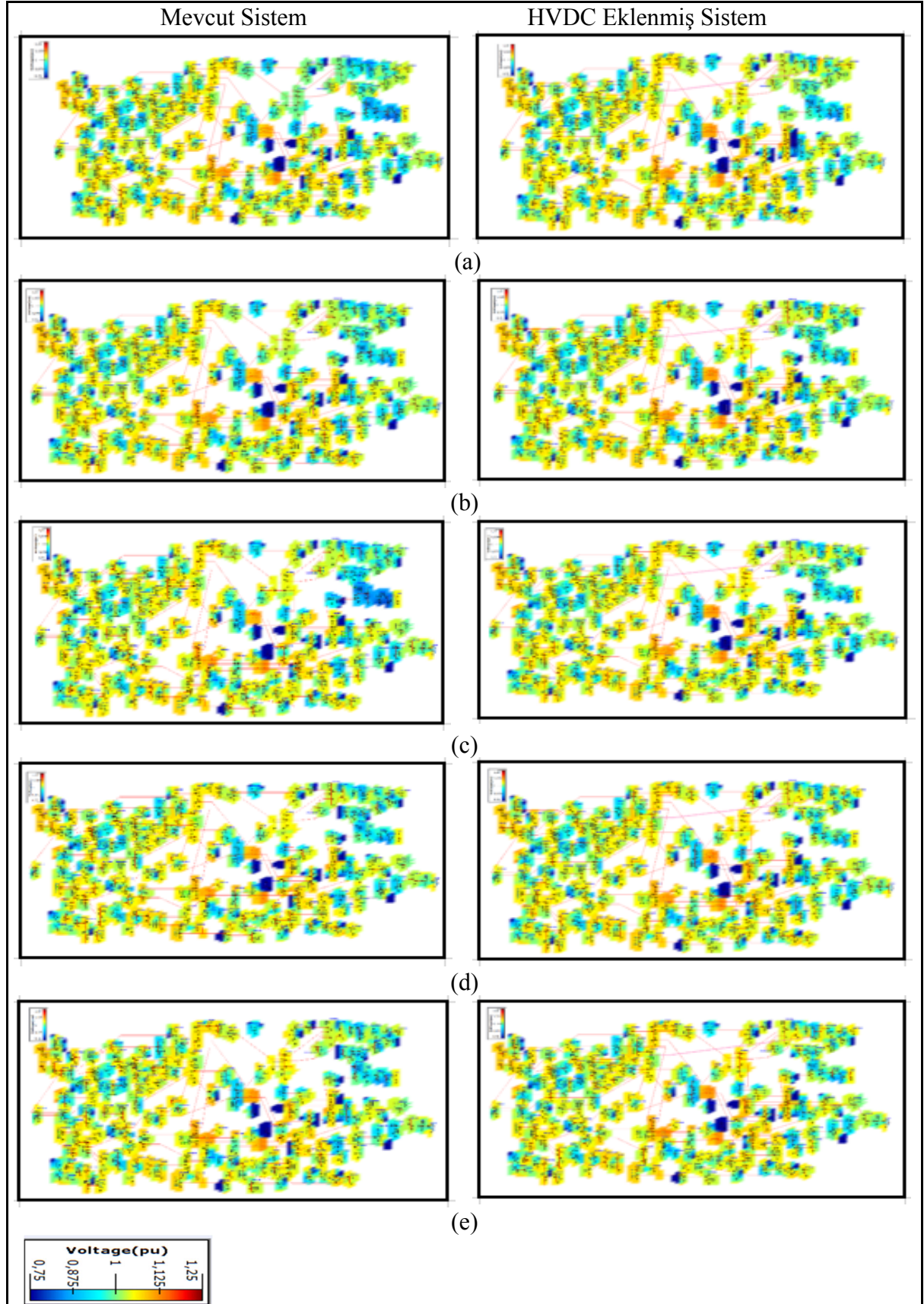


Şekil 6.22. n-1 durum senaryosu için bara-7 gerilim değişimleri



Şekil 6.23. n-1 durum senaryosu için bara-8 gerilim değişimleri

Yukarıda detaylı bir şekilde izah edilen tüm senaryo adımlarının gerilim kararlılığı açısından Türkiye elektrik iletim şebekesi üzerindeki etkilerini gösterir detaylı grafikler Şekil 6.24'te verilmiştir. Bu şekildeki sonuçlar da HVDC entegrasyonunun kurgulanan senaryonun tüm adımları için HVDC'nin olmadığı kurguya göre daha iyi olduğunu doğrulamaktadır



Şekil 6.24. n-1 durumu için gerilim kararlılık durumu (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası (d) Adım-3: SPS aktivasyonu (e) Adım-4: yük atma

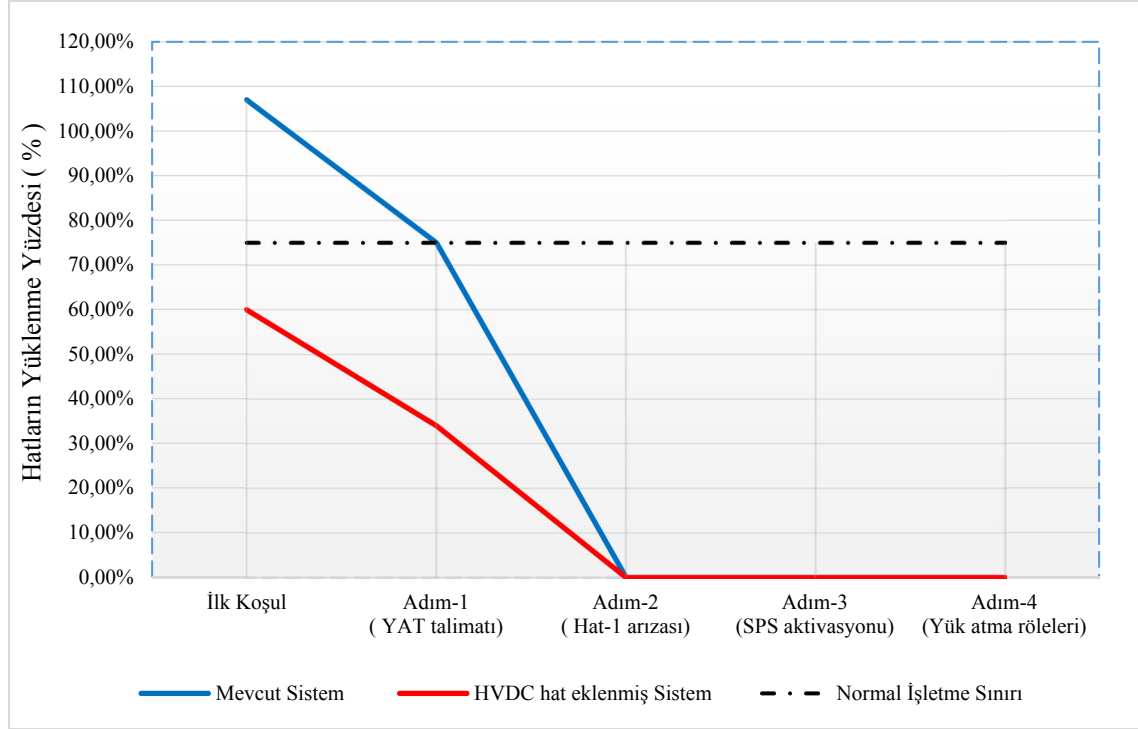
6.1.3. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi

Çizelge 6.4'te hem mevcut sisteme ait hem de HVDC hat eklenmiş sisteme ait n-1 durumu için oluşturulan senaryolar sonucunda tezde ele alınan kritik iletim hatlarına ait yüklenme yüzdeleri karşılaştırmalı olarak yer almaktadır.

Çizelge 6.4 n-1 durumu için iletim hat yüklenmelerinin karşılaştırması

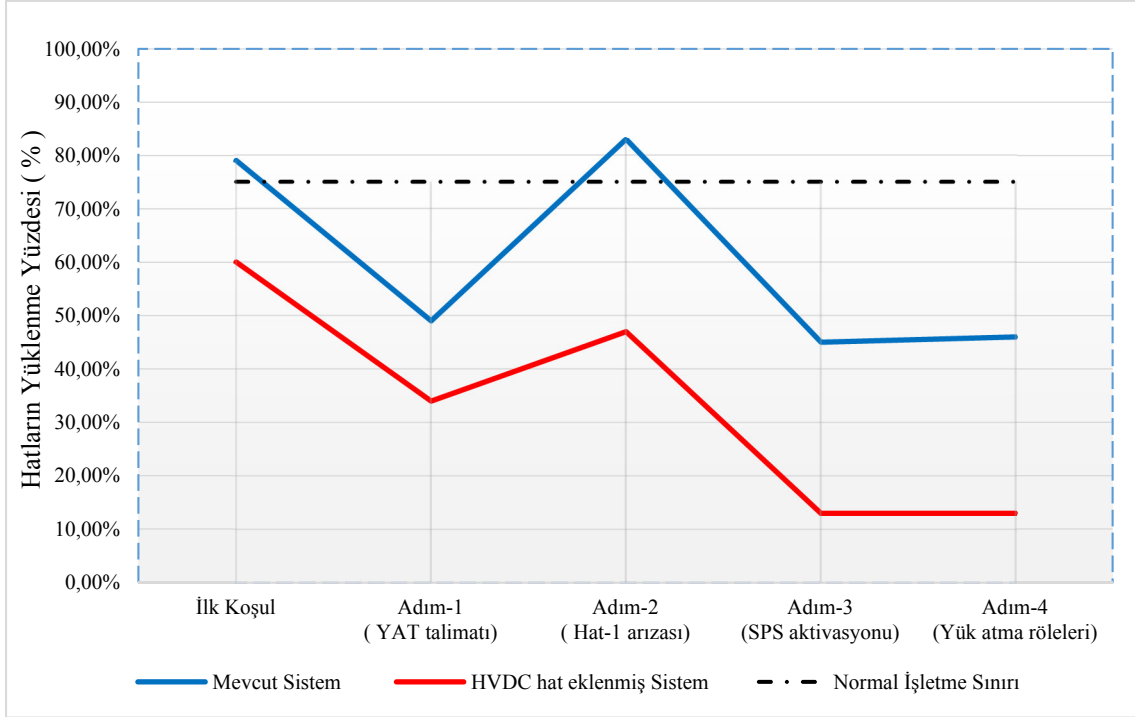
Hat Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (SPS aktivasyonu)		Adım-4 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
H1	107,00%	60.00%	75,00%	34.00%	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip
H2	79,00%	60.00%	49,00%	34.00%	83,00%	47.00%	45,00%	13.00%	46,00%	13.00%
H3	45,00%	59.00%	29,00%	43.00%	12,00%	30.00%	8,00%	34.00%	8,00%	33.00%
H4	65,00%	44.00%	56,00%	39.00%	46,00%	36.00%	40,00%	28.00%	37,00%	25.00%
H5	61,00%	44.00%	52,00%	38.00%	41,00%	34.00%	36,00%	27.00%	35,00%	26.00%
H6	67,00%	51.00%	43,00%	31.00%	72,00%	41.00%	41,00%	15.00%	41,00%	15.00%

Şekil 6.25'te hat-1'in yüklenme durumlarının karşılaştırılması yer almaktadır. Mevcut sistem için hat-1 yükü ilk koşul durumunda işletme sınırı üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistemde HVDC ilavesinin olduğu ilk koşul durumunda ise normal işletme sınırları altına çekilmiştir. HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-1'de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-1'in yükü %35'lere düşmüş iken mevcut sistemde bu oran ancak Adım-1'de elde edilmiştir. Hem HVDC hat eklenmiş sistem hem de mevcut sistem için Adım-2 hat-1'in arızadan servis harici olduğu durumda hat-1'in yükü sıfır olmuştur. Bundan sonraki tüm alt senaryolarda hat-1 servis harici olduğu için yüksüzdür. Hat-1 bu senaryolar için arızalanan hat olarak kurgulandığı için bu hatta herhangi bir kararsızlık söz konusu değildir.



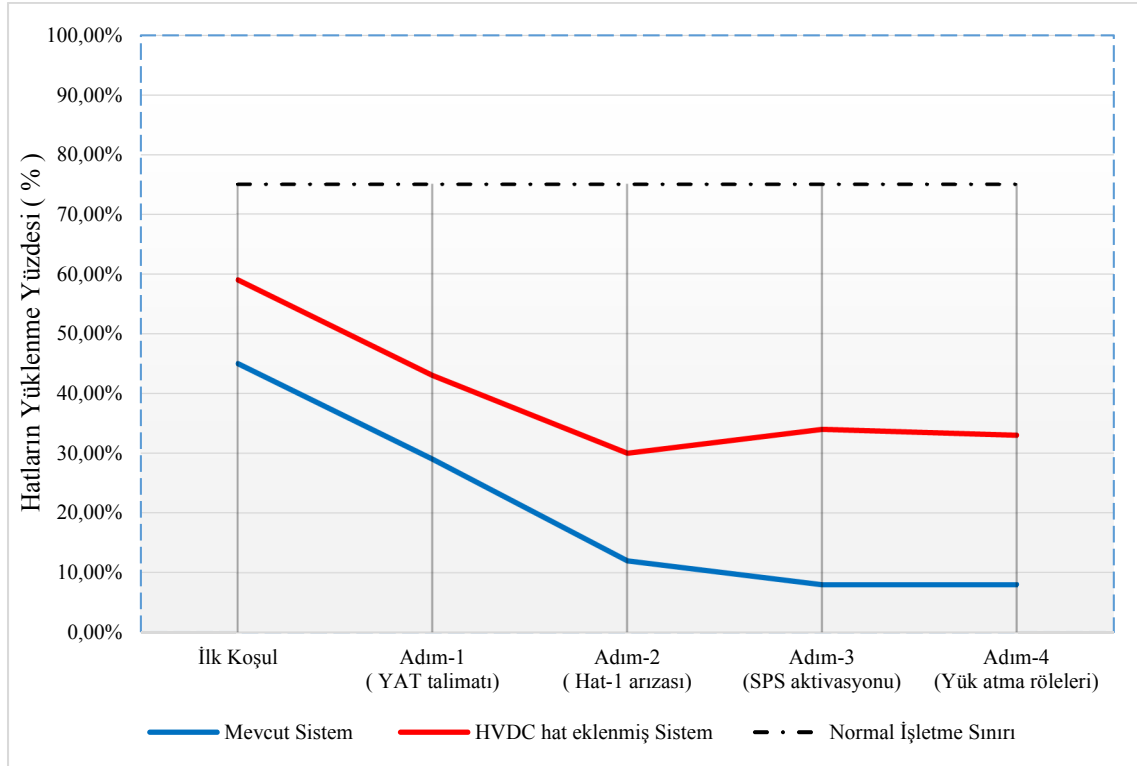
Şekil 6.25. n-1 durum senaryosu için hat-1'in yüklenme değişimleri

Hat-2'nin yüklenme durumlarının karşılaştırılması Şekil 6.26'da yer almaktadır. Mevcut sistem için hat-2 yükü ilk koşul durumunda işletme sınırı üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistemde HVDC'nin eklenmiş olduğu Senaryo-3'ün ilk koşul durumunda normal işletme sınırları altına çekilmiştir. HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-1'de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-2'nin yükü çok düşmüş iken mevcut sistemde Adım-1'de işletme sınırlarının altına çekilmiştir. HVDC hat eklenmiş sistemde hat-1 arızasının olduğu Adım-2'de hat-2 yükü normal işletme sınırları içinde kalırken mevcut sistemde normal işletme sınırları üzerinde çıkmıştır. Bu gibi bir yüklenme durumunda hattın ani olarak arızadan açması söz konusu olabilir. Bu grafikten anlaşıldığı üzere aynı iki senaryo üzerinde HVDC hat eklenmiş sistem mevcut sisteme göre hat-1'in arızasında hat-2'nin yüklenmesi açısından daha kararlı olduğu aşikârdır. Hat-2 için HVDC'nin katkısı Adım-2'de çok kritiktir. Mevcut sistemde hat-1 arızası sonucunda geçici kararsızlık peşinden kalıcı hat-2 arızasına neden olabilir.

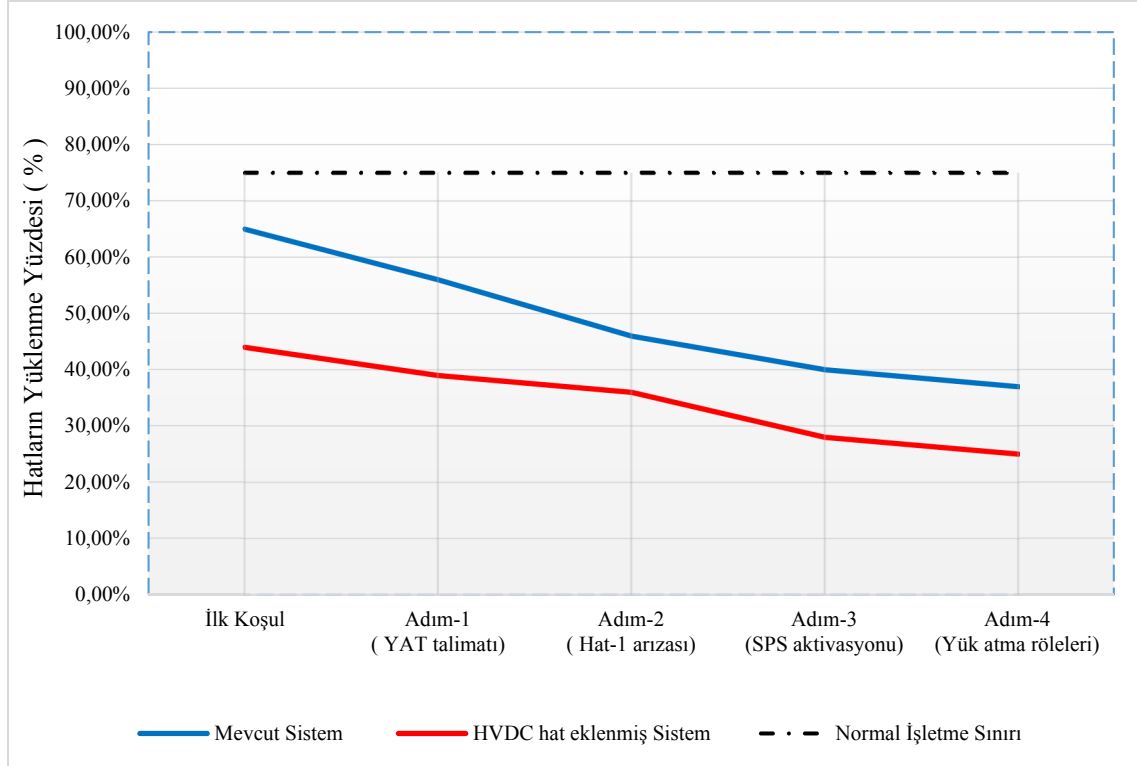


Şekil 6.26. n-1 durum senaryosu için hat-2'nin yüklenme değişimleri

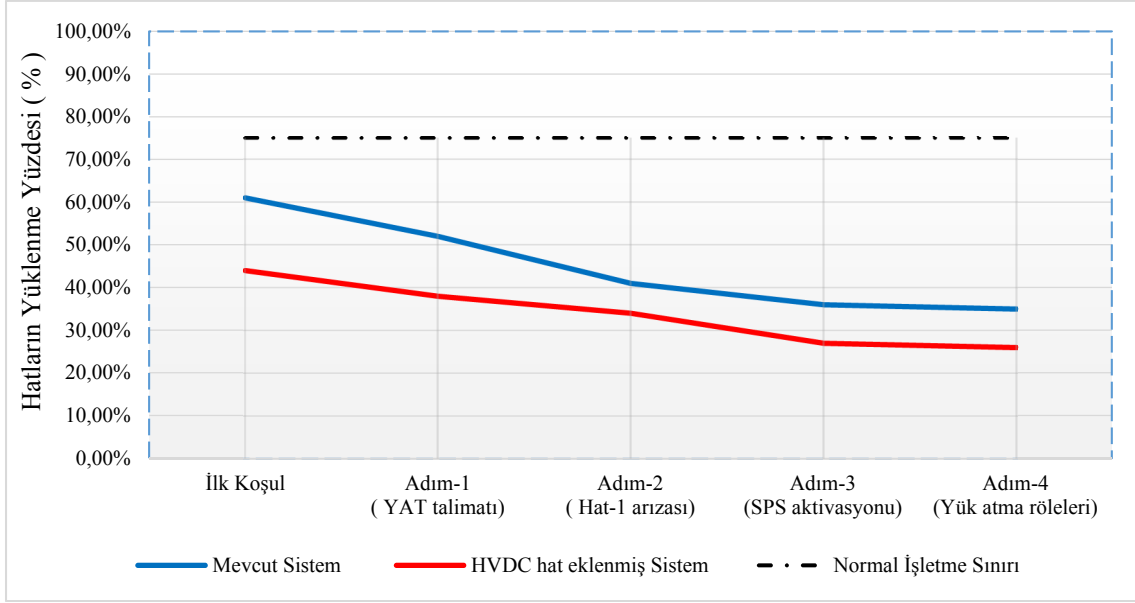
Senaryo-1 ve Senaryo-3 için Şekil 6.27'de hat-3'ün, Şekil 6.28 hat-4'ün, Şekil 6.29 hat-5'in ve Şekil 6.30'da ise hat-6'nın yüklenme değişimlerinin grafikleri yer almaktadır. Dört bara içinde iki senaryoda da herhangi bir yüklenme kararsızlığı mevcut değildir. Fakat HVDC hat eklenmiş sistemde mevcut sisteme göre dört hat içinde daha düşük bir yüklenme yüzdesi söz konusudur.



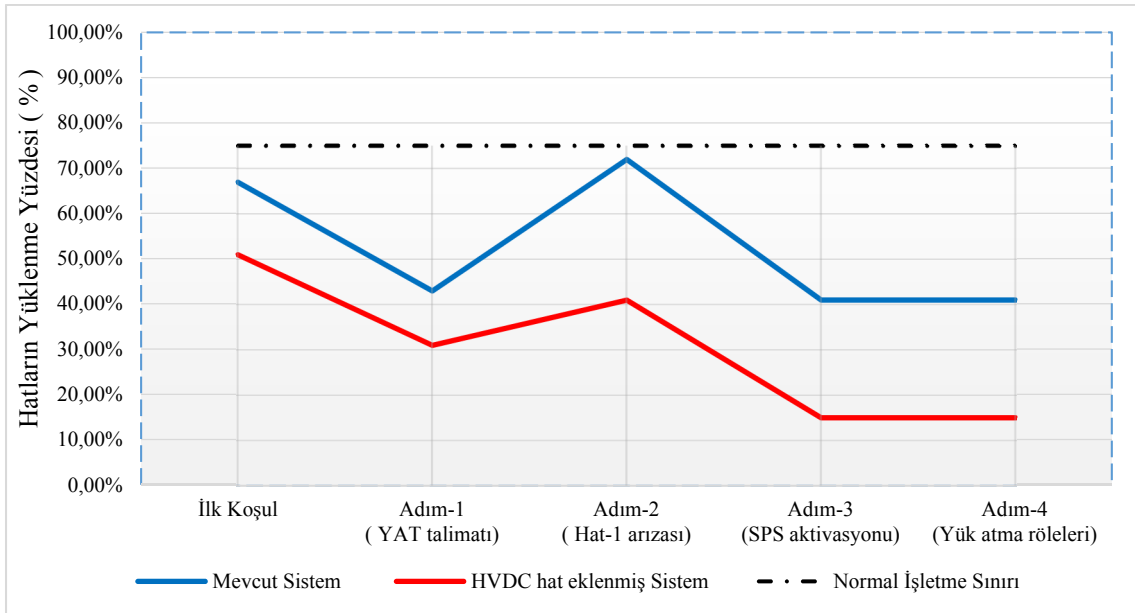
Şekil 6.27. n-1 durum senaryosu için hat-3'ün yüklenme değişimleri



Şekil 6.28. n-1 durum senaryosu için hat-4'ün yüklenme değişimleri

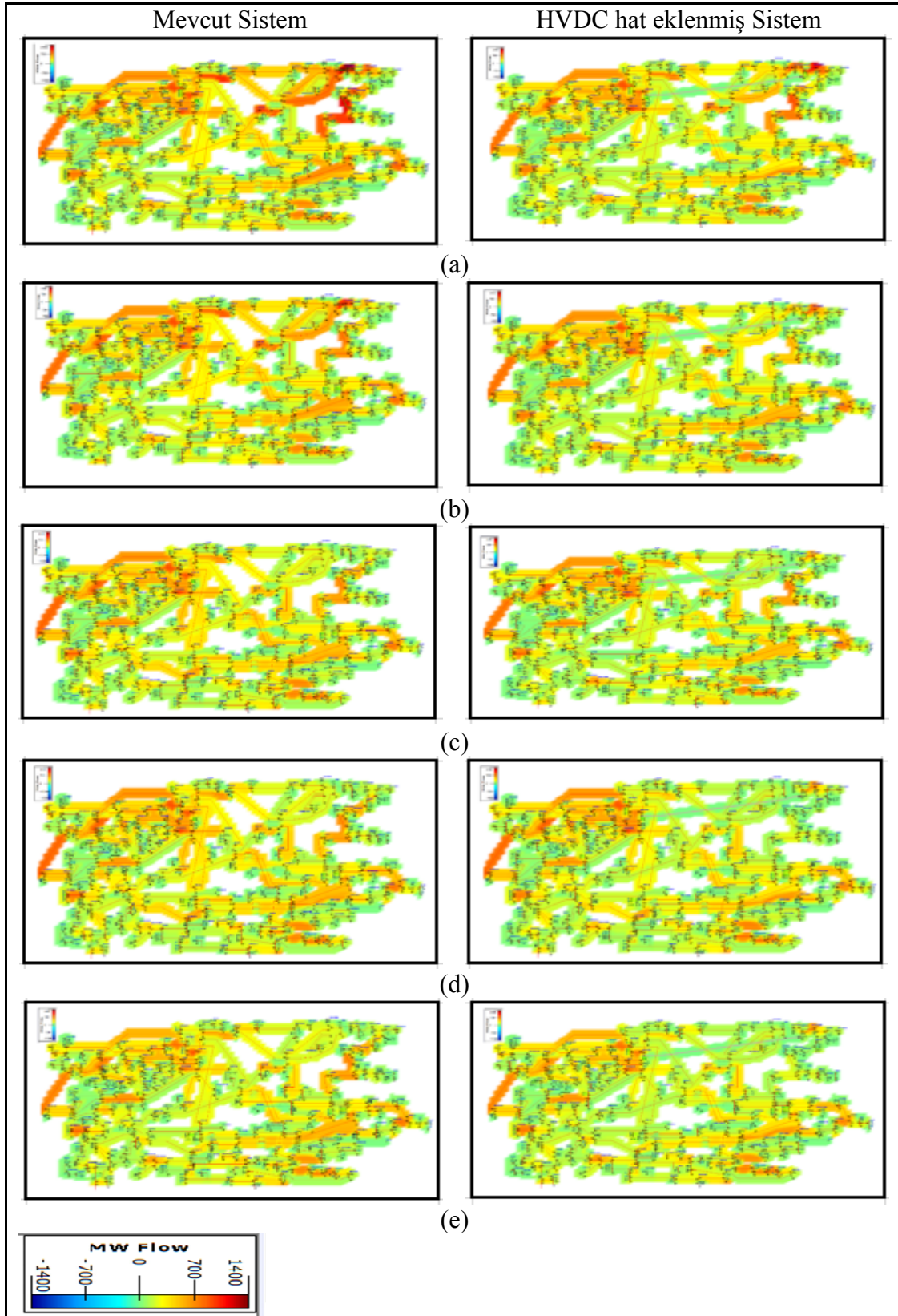


Şekil 6.29. n-1 durum senaryosu için hat-5'in yüklenme değişimleri



Şekil 6.30. n-1 durum senaryosu için hat-6'nın yüklenme değişimleri

Türkiye elektrik iletim şebekesinin n-1 durumuna geldiği senaryolar olan Senaryo-1 ve Senaryo-3'te uygulanan tüm adımların iletim hatlarının yüklenmelerine etkilerini Şekil 6.31'deki karşılaştırma grafiklerinde verilmiştir. Karşılaştırma grafiklerinden anlaşılabacağı üzere HVDC entegrasyonunun kurgulanan senaryonun tüm adımları için HVDC'nin olmadığı kurguya göre daha iyi olduğu doğrulanmaktadır.



Şekil 6.31. n-1 durumu için hat yüklenmeleri (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma (c) Adım-2: hat-1 arızası (d) Adım-3: SPS aktivasyonu (e) Adım-4: yük atma

6.2. Senaryo-2 ve Senaryo-4'ün Karşılaştırılması (n-2 durumu)

Bu bölümde Senaryo-2 mevcut sistemin n-2 durumunun analizi edildiği durum ile Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistemin n-2 durumu karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırma ile HVDC tasarımının sistem üzerindeki etkisi gözlenmiştir.

6.2.1. Her bir bara için açısal kararlılık

Senaryo-2 mevcut sistem ile Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistem için açısal kararlılık durumları Çizelge 6.5'te yer almaktadır. Her iki senaryo içinde baralar arası açısal fark ise Şekil 6.6'da yer almaktadır.

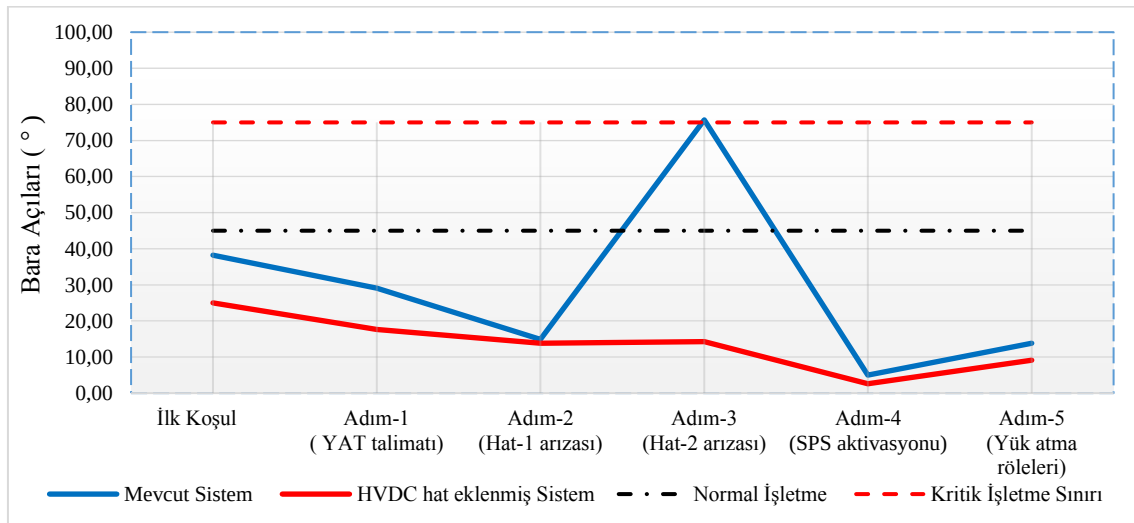
Çizelge 6.5 n-2 durumu için bara güç açısı değerlerinin karşılaştırılması

Bara Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (Hat-2 arızası)		Adım-4 (SPS aktivasyonu)		Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
B1	38,20	25,00	29,10	17,60	14,90	13,80	75,70	14,30	5,00	2,60	13,80	9,10
B2	50,70	31,50	37,30	34,40	81,20	41,00	71,30	61,00	50,90	10,60	59,10	16,60
B3	56,00	40,50	39,90	27,60	56,70	36,20	151,30	25,10	15,10	7,10	22,50	12,70
B4	69,70	51,00	48,40	33,50	71,90	44,40	92,80	74,10	52,90	19,40	60,90	25,30
B5	75,30	54,60	51,90	35,00	79,50	47,60	95,90	75,10	53,90	18,80	61,90	24,80
B6	64,60	38,20	46,40	24,40	83,90	41,40	80,70	62,20	52,90	9,10	61,00	16,00
B7	-20,10	-17,30	-20,80	-18,40	-23,60	-18,10	5,40	-18,80	-29,70	-24,50	-15,40	-13,90
B8	-10,50	-6,40	-10,90	-7,10	-13,90	-7,90	15,70	-8,60	-20,00	-14,40	-8,70	-6,10

Çizelge 6.6. n-2 durumu için kritik baralar arası güç aç değeri karşılaştırılması

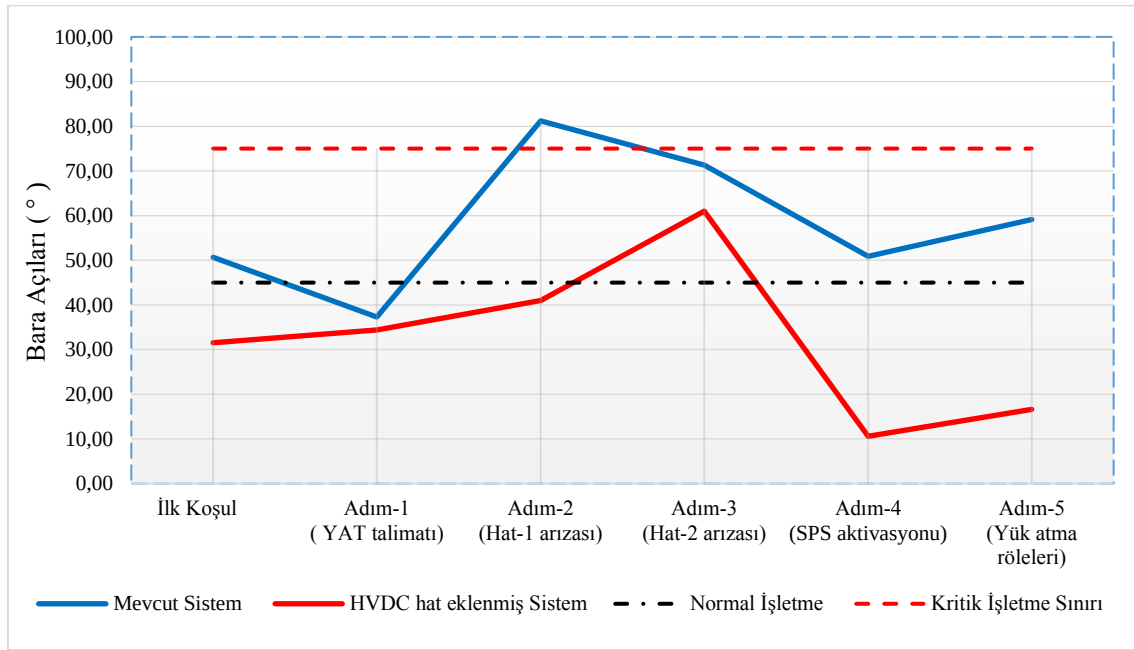
Bara Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (Hat-2 arızası)		Adım-4 (SPS aktivasyonu)		Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
B2-B7	70,80	48,80	58,10	52,80	104,80	59,10	65,90	79,80	80,60	35,10	74,50	30,50
B5-B7	95,40	71,90	72,70	53,40	103,10	65,70	90,50	93,90	83,60	43,30	77,30	38,70
B3-B7	76,10	57,80	60,70	46,00	80,30	54,30	145,90	43,90	44,80	31,60	37,90	26,60
B6-B8	75,10	57,40	57,30	40,60	97,80	52,30	65,00	82,70	72,90	33,80	69,70	31,40
B6-B7	84,70	55,50	67,20	42,80	107,50	59,50	75,30	81,00	82,60	33,60	76,40	29,90

Senaryo-2 mevcut sistem ve Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistem için Şekil 6.32’de bara-1 ve 6.34’te bara-3 için açısal kararlılık durumları yer almaktadır. Senaryo-2’de mevcut sistemde bara-1 ve bara-3 açıların Adım-3’te hat-1’in ve sonrasında Adım-4’te hat-2’nin açtığı ve sistemin n-2 durumuna geldiği durumda kritik işletme sınırının çok üzerine çıktığı gözlenmiştir. Aynı durum HVDC hat eklenmiş sistemde söz konusu değildir. HVDC hat eklenmiş sistemde bara-1 ve bara-3 açıları her alt senaryo için kritik işletme sınırları altındadır. Özellikle bara-3 mevcut sistemde n-2 durumunda 150° üzerinde bir açığa sahiptir. Bu derece yüksek bir açı durumunda arızanın ilk periyotlarında yani geçici kararsızlık esnasında baradaki ani yük akış değişimi ile bara korumalarının çalışması söz konusu olup baranın boşalması muhtemeldir.

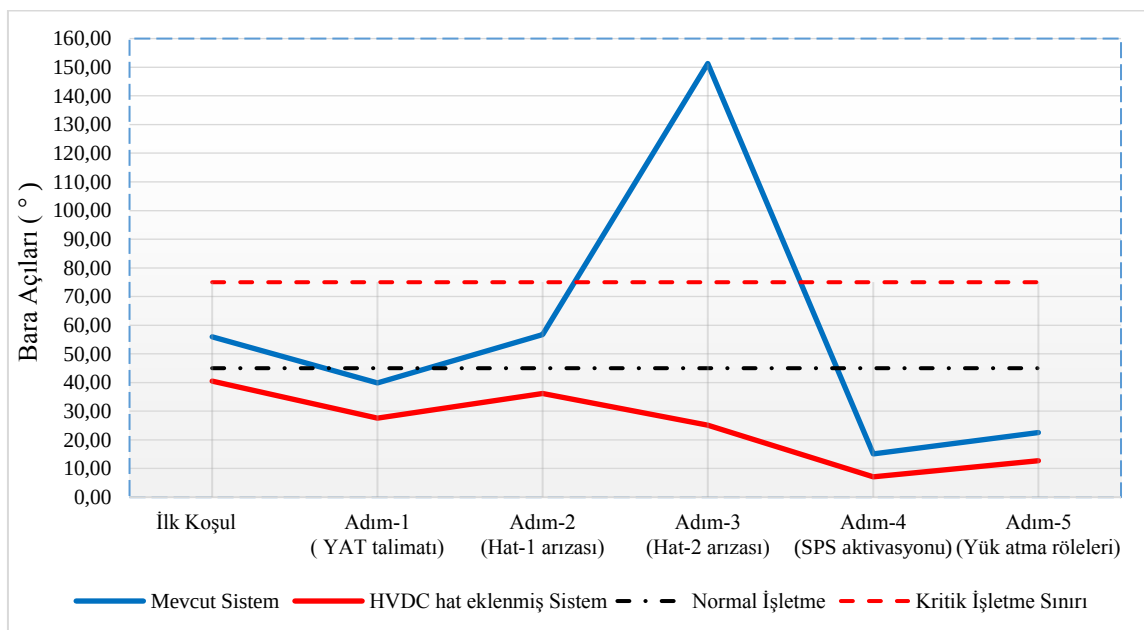


Şekil 6.32. n-2 durum senaryosu için bara-1'in açı değişimlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.33'te bara-2 için Senaryo-2 ile Senaryo-4 için açısal kararlılık durumları yer almaktadır. Mevcut durumda bara-2 güç açısının hat-1 açtığı ve sistemin n-1 durumuna geldiği durumda kritik işletme sınırının çok üzerinde ve hat-2'nin açtığı Adım-3'te ise kritik işletme sınırlarında olduğu gözlenmiştir. Aynı durum HVDC hat eklenmiş sistemde söz konusu değildir. HVDC hat eklenmiş sistemde bara-2 açısı durumu her alt senaryo için kritik işletme sınırları altındadır.

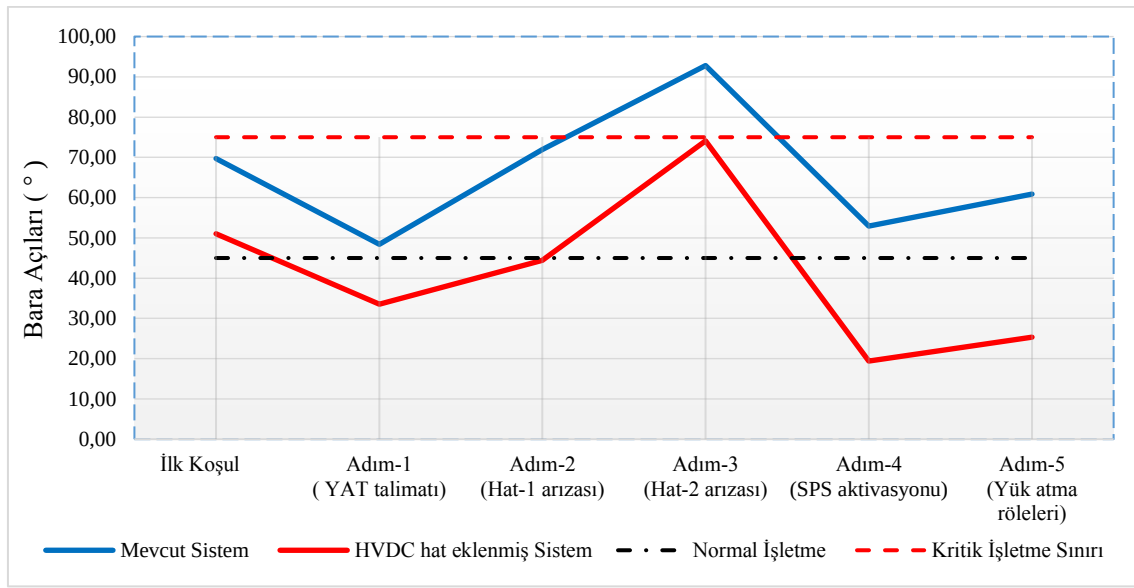


Şekil 6.33. n-2 durum senaryosu için bara-2'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması

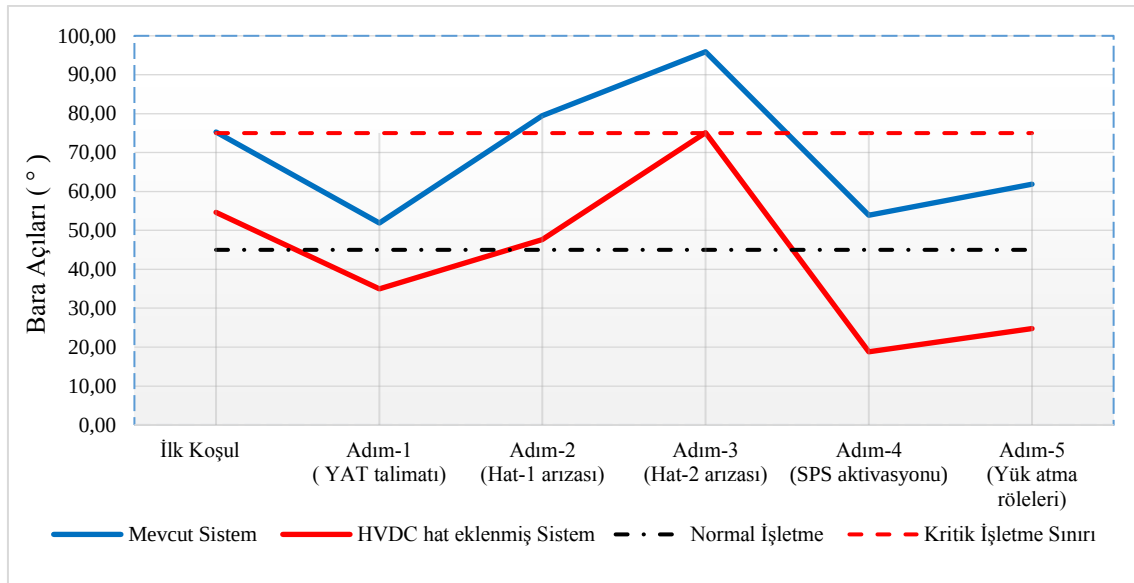


Şekil 6.34. n-2 durum senaryosu için bara-3'ün açı değişimlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.35'te bara-4 ve Şekil 6.36'da bara-5'e ait açısal kararlılık durumları yer almaktadır. Mevcut sistemde bara-4 ve bara-5 açıları hat-1 açtığı ve sistemin n-1 durumuna geldiği durumda kritik işletme sınırına geldiği ve hat-2'nin açtığı Adım-3'te ise kritik işletme sınırlarında çok üzerinde olduğu gözlenmiştir. Mevcut sistemde n-2 durumu bara-4 için riskli bir durumdur. Art arda oluşan iki arızadan sonra devam eden kaskat arızalar yaşanabilir. Aynı durum HVDC hat eklenmiş sistemde söz konusu değildir. HVDC hat eklenmiş sistemde bu bara açıları sadece Adım-3 sistem n-2 durumuna düştüğü durumda kritik işletme sınırına yaklaşmış fakat yine de sınırı aşmamıştır.

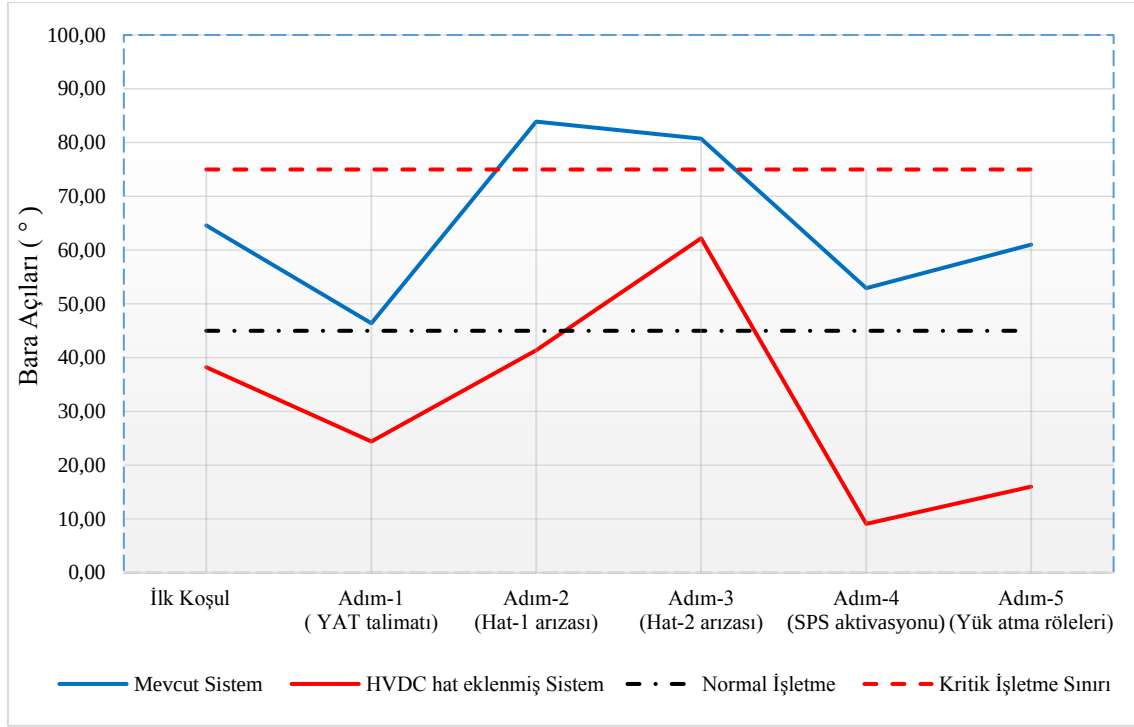


Şekil 6.35. n-2 durum senaryosu için bara-4'ün açı değişimlerinin karşılaştırılması



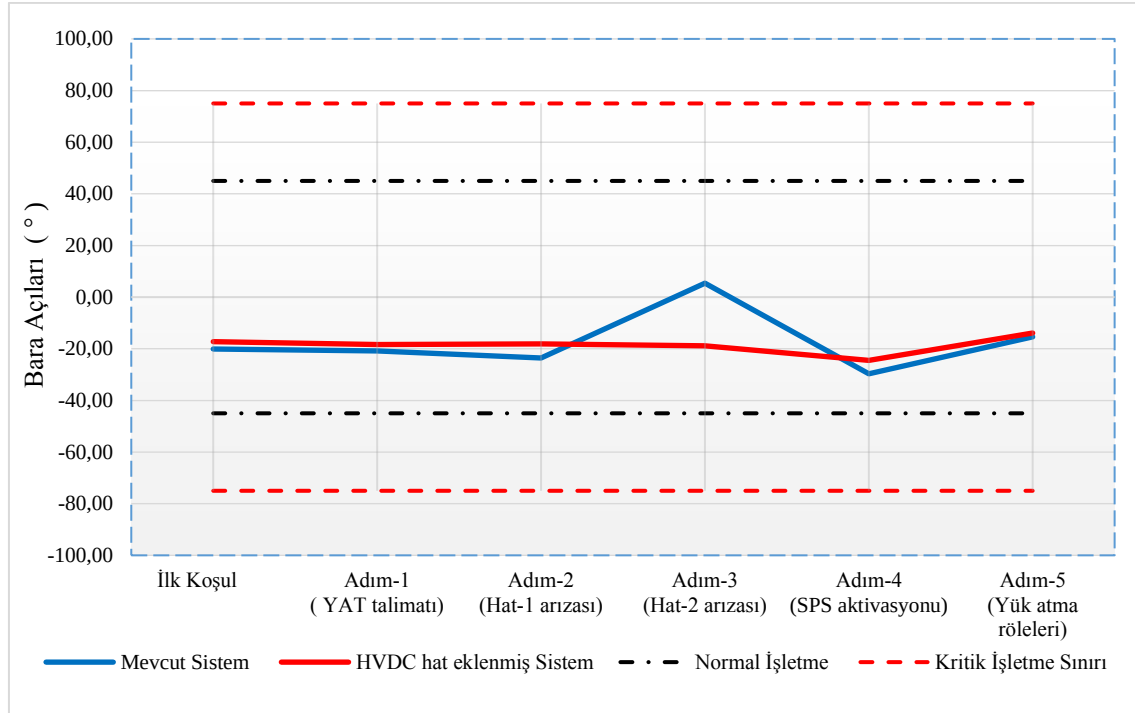
Şekil 6.36. n-2 durum senaryosu için bara-5'in açı değişimlerinin karşılaştırılması

Bara-6 için hem Senaryo-2 mevcut sistem hem de Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sisteme ait açılal kararlılık durumları Şekil 6.37’de yer almaktadır. Mevcut sistem için n-1 ve n-2 durumlarında açılar kritik işletme sınırları üzerindedir. Arızalar ne kadar hızlı bir birini takip etmiş olsa da bara-6 açısından açılal kararsızlığın devam ediyor olması bara-6’da yaşanabilecek bir geçici yada osilasyon kararsızlığı ile başka arızalara neden olabilir.

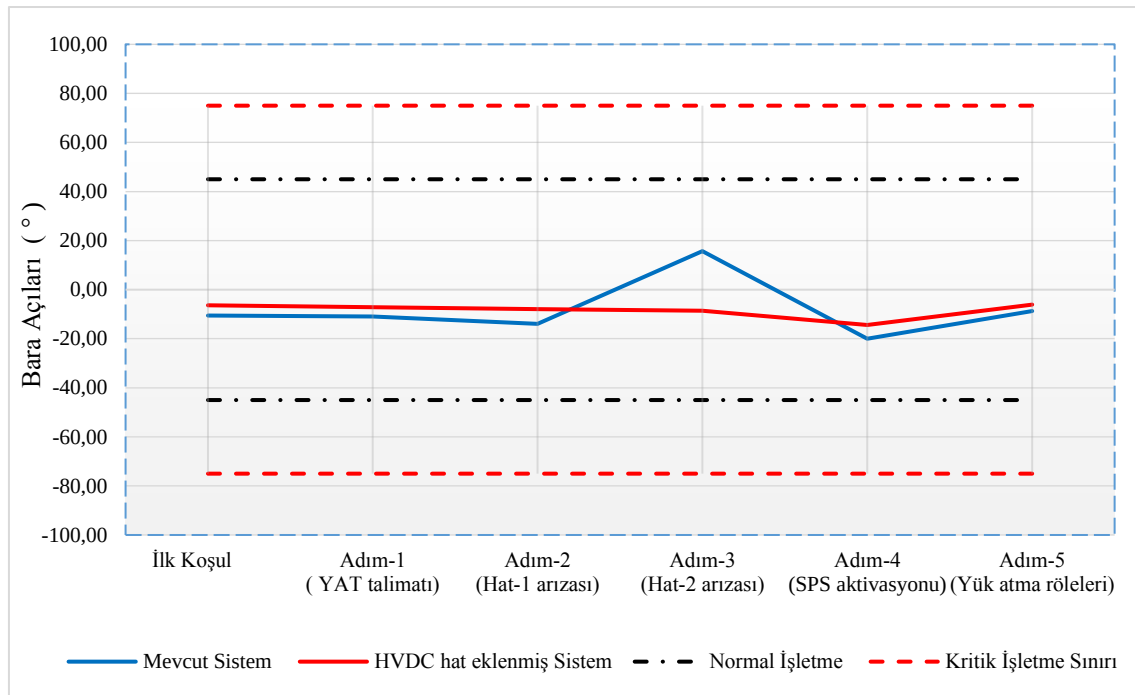


Şekil 6.37. n-2 durum senaryosu için bara-6’nın açı değışimlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.38 incelendiğinde bara-7 ve Şekil 6.39 incelendiğinde ise bara-8 için mevcut sistem ve HVDC hat eklenmiş sistem için açılal karşılaştırma değeri yer almaktadır. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda her iki senaryo içinde herhangi bir kritik açılal değışim gözlenmemektedir. Fakat mevcut sistem için hat-2’nin açtığı Adım-3’te bir açılal değışim gözlenmektedir. Bu da arıza ne kadar bu bölgeden uzakta olursa olsun bu iki hatta arıza olduğunda tüm Türkiye Elektrik şebekesinde büyük bir açılal kararsızlık oluşacağını göstermektedir.



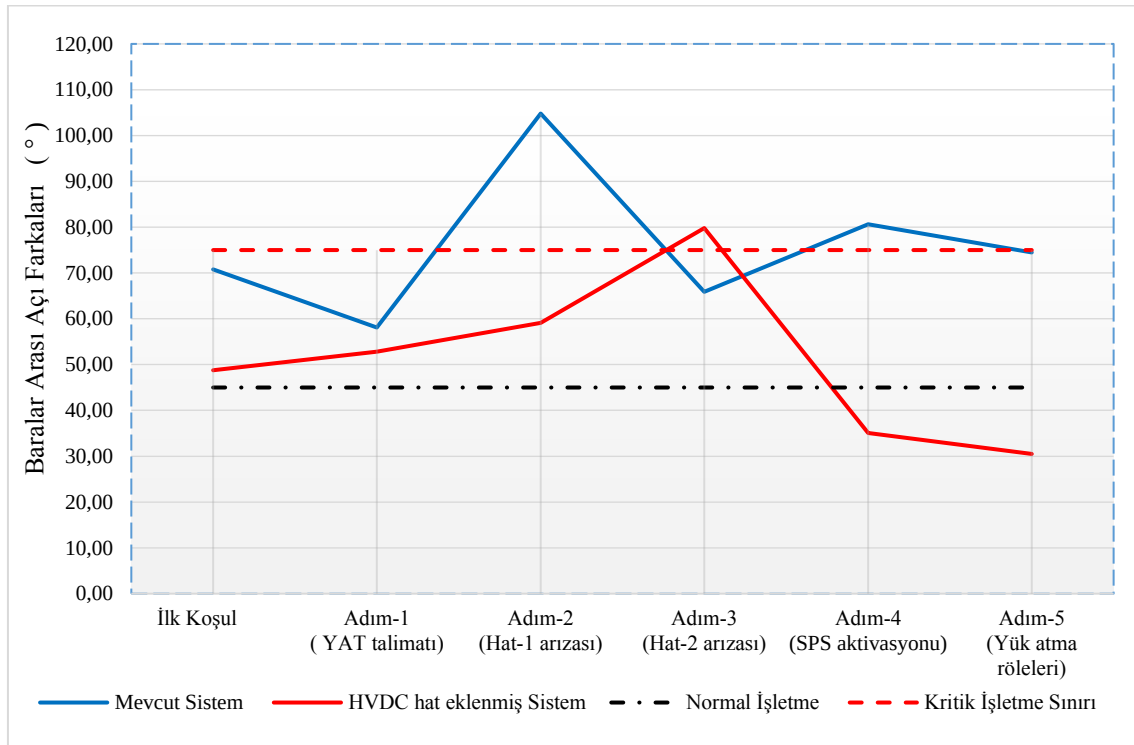
Şekil 6.38. n-2 durum senaryosu için bara-7'nin açı değişimlerinin karşılaştırılması



Şekil 6.39. n-2 durum senaryosu için bara-8'in açı değişimlerinin karşılaştırılması

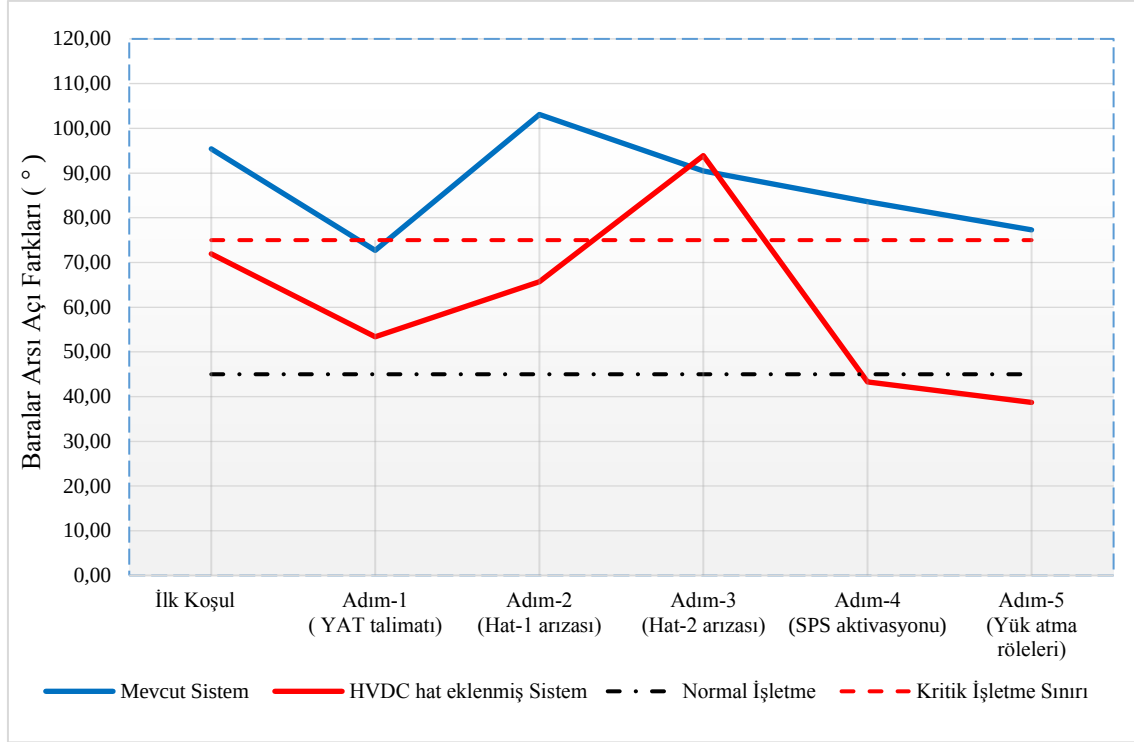
Bara-2 ve bara-7 arasındaki açısal fark karşılaştırma değerleri Şekil 6.40'da verilmiştir. Grafikte görüldüğü üzere mevcut sistem Adım-2'de hat-1 arızasından sonra bara-2 ve bara-7 arasındaki açı farkı kritik işletme değerinin çok üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-2'de bu değer normal işletme seviyelerindedir. Sistemin n-2 durumunda

olduğu Adım-3'te mevcut sistem kritik işletme sınırında bir güç açısı farkına sahip iken HVDC hat eklenmiş sistem kritik işletme sınırı üzerinde bir açı farkına sahiptir. Mevcut sistemde bu durum bir açısal kararsızlık ve risktir. Ayrıca incelenen bölgenin ana şebeke ile bağlantısı olan iki hatta açmış durumdadır. Yani incelenen sistem ada durumuna geçmiş ana şebekeden kopmuştur. Bu yüzden mevcut sistemde n-2 durumunda açısal kararsızlıktan sistem kurtulmuş gibi gözükmez. Aksine incelenen bölge kalan sistemden kopmuştur ve bir çöküş kaçınılmazdır. HVDC eklenmiş sistemde ise HVDC bağlantısı ile hat-1 ve hat-3 bağlantısına ek olarak incelenen bölge ile sistemin geri kalanı arasında üçüncü bir bağlantı hattı kurulmuş oldu. Bu yüzden sistem n-2 durumunda düşmüş olsa dahi incelenen bölge ana sistemden kopup ada moduna geçmedi. Böylece açısal fark artmasına rağmen sistem genel bütünlüğü sürdürüldü.



Şekil 6.40. n-2 durum senaryosu için bara2 - bara7 açısal değişimleri

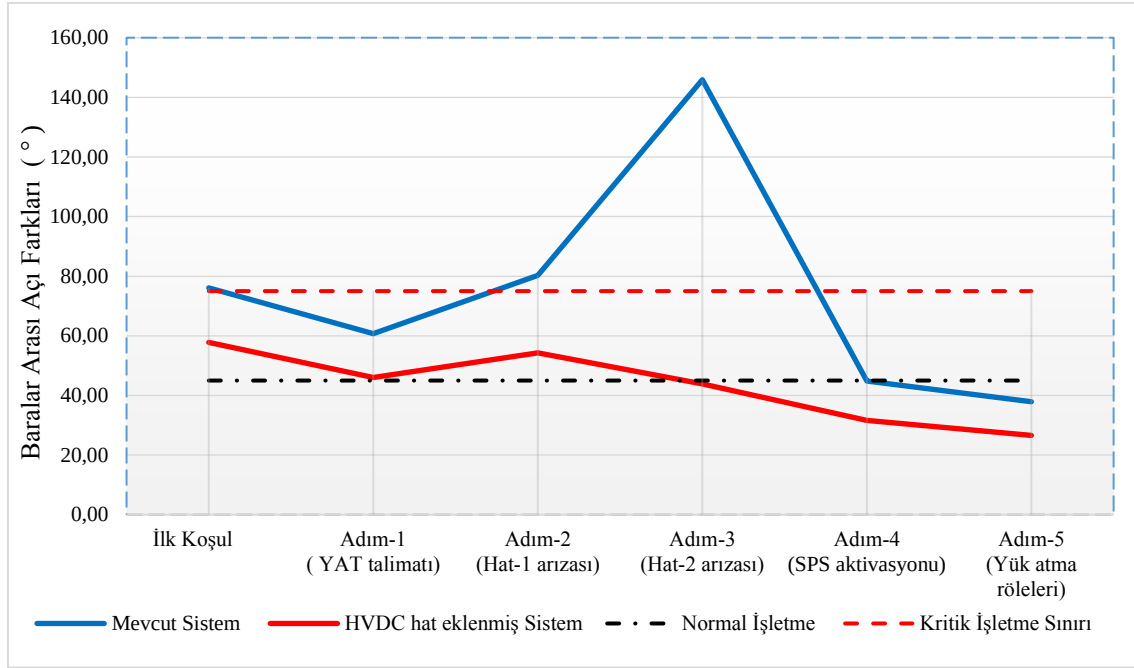
Senaryo-2 mevcut sistem ve Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistem için bara-5 ve bara-7 arasındaki açısal fark karşılaştırma değerleri Şekil 6.41'de yer almaktadır. Grafikte görüldüğü üzere mevcut sistemde Adım-2'de hat-1 arızasından sonra bara-2 ve bara-7 arasındaki açı farkı kritik işletme değerinin çok üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-2 de bu değer normal işletme seviyelerindedir. Her iki durum içinde sistemin n-2 durumunda olduğu Adım-3 senaryolarında ise kritik işletme sınırı üzerindedir.



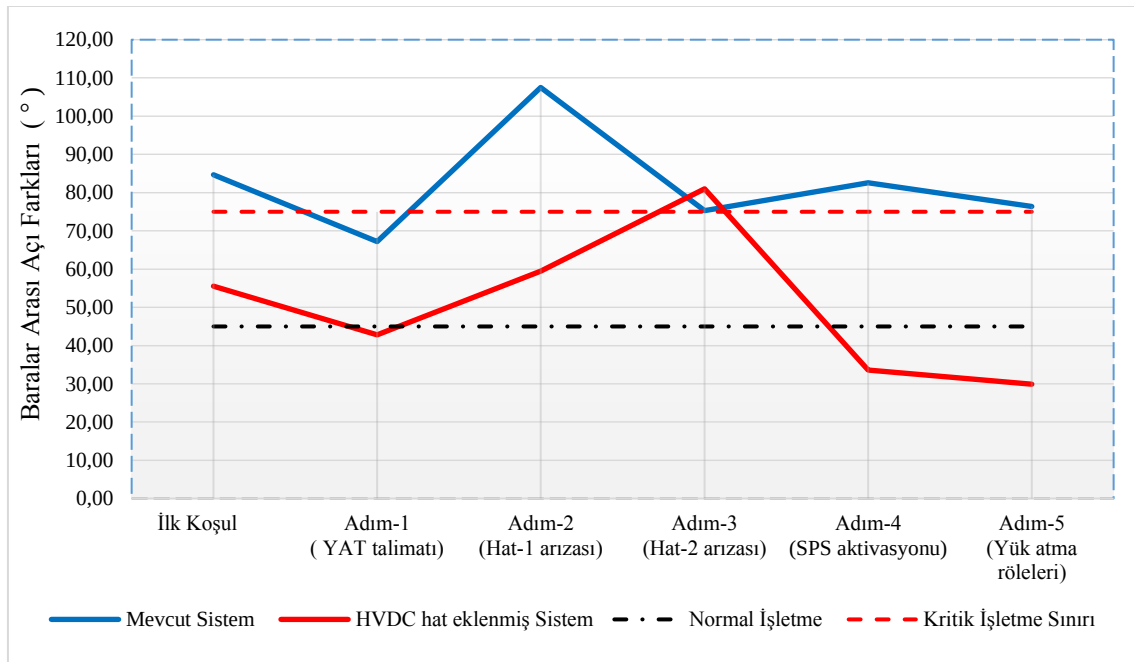
Şekil 6.41. n-2 durum senaryosu için bara5 - bara7 açısal değişimleri

Şekil 6.42’de Senaryo-2 ve Senaryo-4 için bara-3 ve bara-7 arasındaki açısal fark karşılaştırma değerleri yer almaktadır. Grafikte görüldüğü üzere mevcut sistemde Adım-2’de hat-1 arızasından sonra bara-3 ve bara-7 arasındaki açı farkı kritik işletme değerinin üzerinde iken sistem n-2 olduğu hat-2 arızası durumu olan Adım-3’te açı farkı normal işletmenin çok üzerindedir. Bu açı farkında başka bir arızayı tetikleme olayı çok yüksek bir ihtimaldir. Bu senaryo için HVDC hat eklenmiş sistemde tüm alt senaryolarında bara3 ve bara7 arasındaki açı farkı normal işletme değerlerindedir.

Şekil 6.43 incelendiğinde Senaryo-2 mevcut sistem ve Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistem için bara-6 ve bara-7 arasındaki açısal fark karşılaştırma değerleri yer almaktadır. Grafikte görüldüğü üzere mevcut sistemde Adım-2’de hat-1 arızasından sonra bara-6 ve bara-7 arasındaki açı farkı kritik işletme değerinin çok üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-2’de bu değer normal işletme seviyelerindedir. Her iki sistem içinde sistemin n-2 durumunda olduğu Adım-3’lerde ise kritik işletme sınırlarındadır.



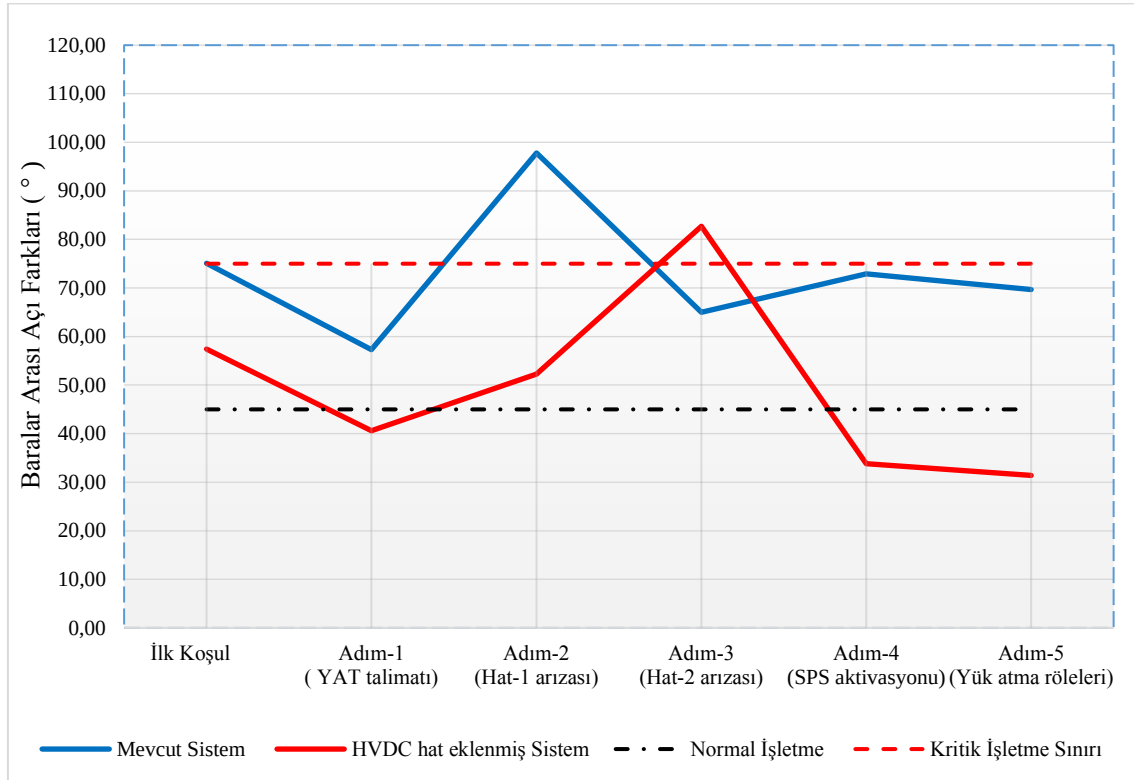
Şekil 6.42. n-2 durum senaryosu için bara3 - bara7 açısal değişimleri



Şekil 6.43. n-2 durum senaryosu için bara6 - bara7 açısal değişimleri

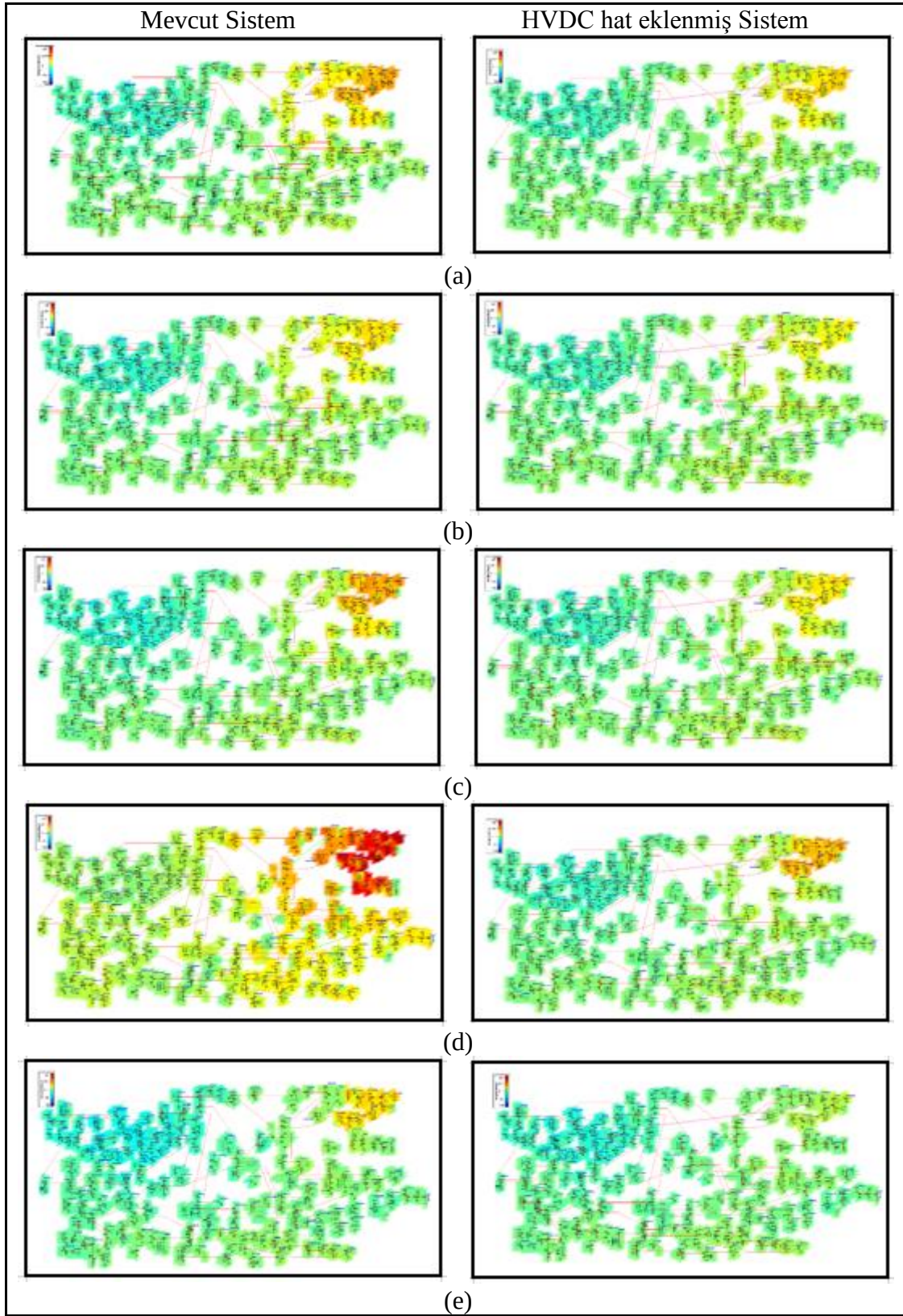
Şekil 6.44'te sistemin n-2 durumu senaryoları için bara-6 ve bara-8 arasındaki açısal fark karşılaştırma değerleri mevcuttur. Grafikten görüldüğü üzere mevcut sistemde Adım-2'de hat-1 arızasından sonra bara-6 ve bara-8 arasındaki açı farkı kritik işletme değerinin çok üzerinde iken HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-2'de bu değer normal işletme seviyelerindedir. Her iki sistem de n-2 durumunda olduğu Adım-3'lerde ise kritik işletme

sınırlarındadır. HVDC eklenmiş sistemde n-2 durumuna rağmen HVDC ile incelenen bölge ile sistemin geri kalanı arasındaki bağlantı kopmadığı için açı farkı yüksek olsa dahi sistem hala bütünlüğünü korumaktadır. Mevcut sistemde ise n-2 durumu ile incelenen bölge ile sistemin geri kalanını iki farklı bölge gibi olmuş sistem iki adaya ayrılmıştır. İncelenen bölge için n-2 durumu ile ada durumuna geçilmesi ile hem açısal kararsızlık hem de arz-talep dengesizliğinden dolayı frekans bozulması ve bölgesel çöküntü kaçınılmazdır.

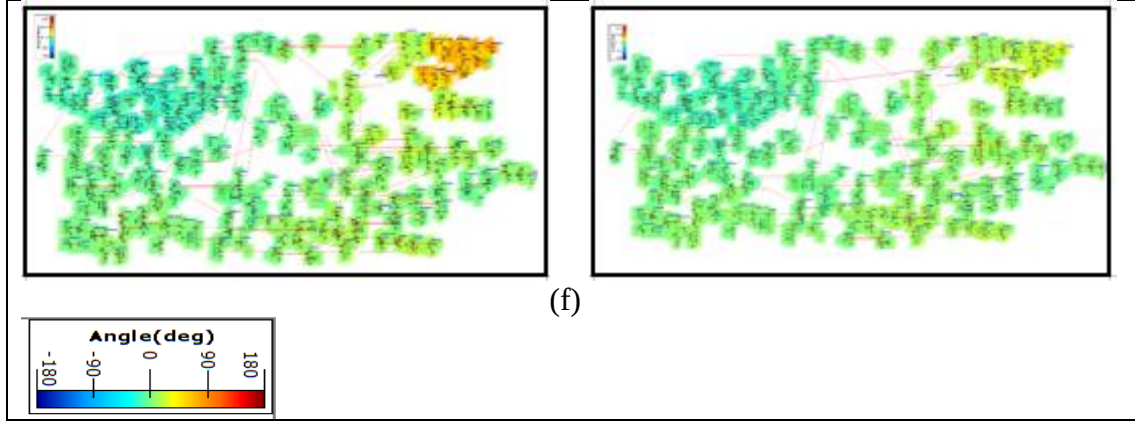


Şekil 6.44. n-2 durum senaryosu için bara6 - bara8 açısal değişimleri

Daha önceki bölümlerde detaylı bir şekilde izah edilen tüm senaryo adımlarının n-2 durumunda açısal kararlılık için Türkiye elektrik iletim şebekesi üzerindeki etkilerini gösterir karşılaştırmalı grafikler Şekil 6.45'te verilmiştir. Elde edilen karşılaştırma sonuçları ile HVDC entegrasyonunun kurgulanan senaryonun tüm adımları için önemli katkılar sağlayacağı doğrulanmaktadır.



Şekil 6.45. Sistemin n-2 durum senaryosu için açısal kararlılık durumu (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası, (d) Adım-3: hat-2 arızası, (e) Adım-4: SPS aktivasyonu, (f) Adım-5: yük atma rölelerinin aktivasyonu



Şekil 6.45. (devam) Sistemin n-2 durum senaryosu için açısal kararlılık durumu (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası, (d) Adım-3: hat-2 arızası, (e) Adım-4: SPS aktivasyonu, (f) Adım-5: yük atma rölelerinin aktivasyonu

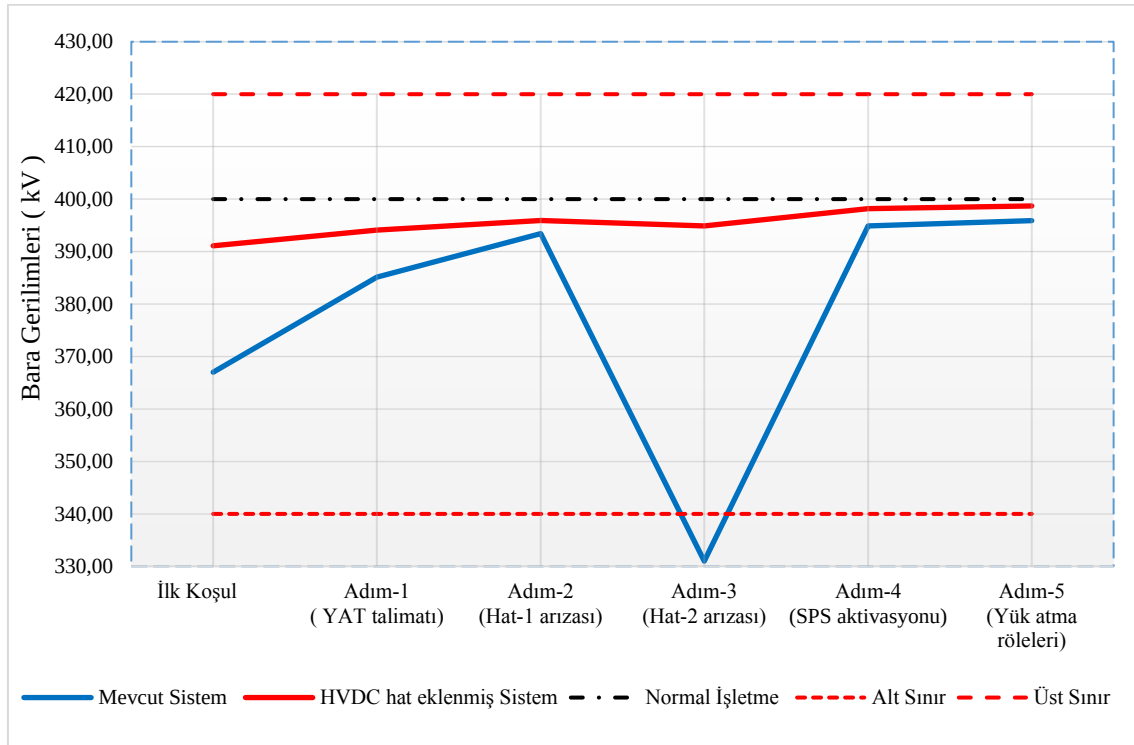
6.2.2. Her bir bara için gerilim kararlılığı

Çizelge 6.7’de hem mevcut sisteme ait hem de HVDC hat eklenmiş sisteme ait n-2 durumu için oluşturulan senaryolar sonucunda tezde ele alınan kritik baralara ait gerilim değerleri karşılaştırmalı olarak yer almaktadır.

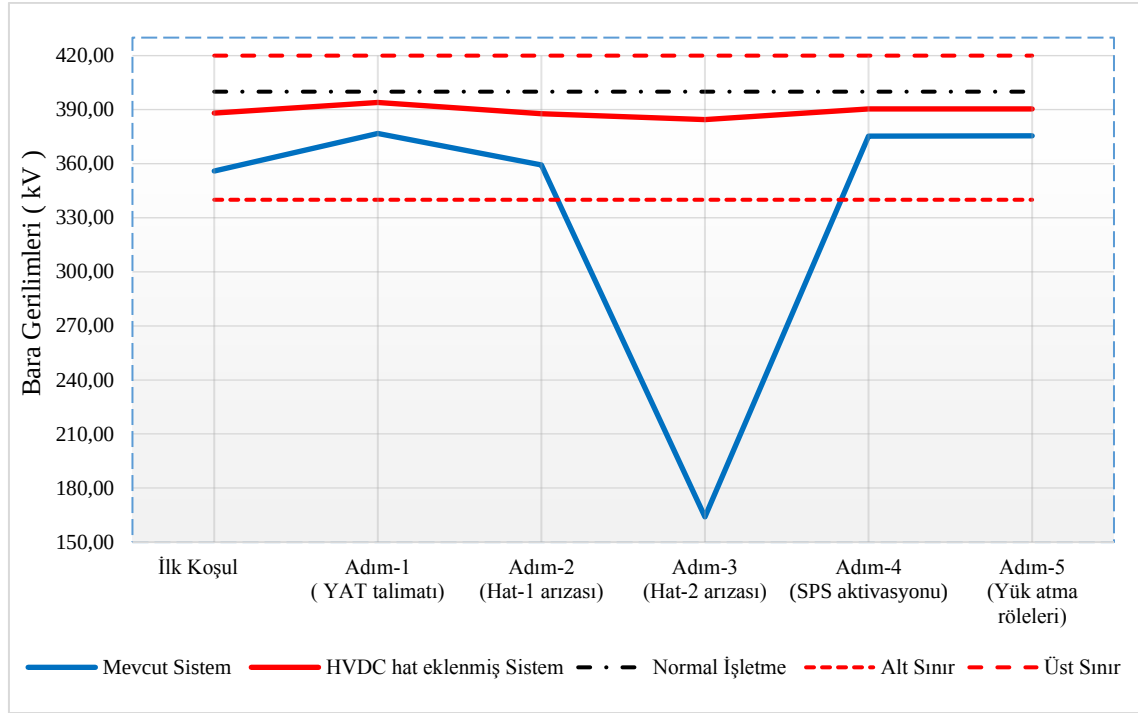
Şekil 6.46’da bara-1, Şekil 6.47’de bara-2, Şekil 6.48’de bara-3, Şekil 6.49’da bara-4, Şekil 6.50’de bara-5 ve Şekil 6.51’de bara-6’ya ait Senaryo-2 ve Senaryo-4 için gerilim değişim karşılaştırma grafikleri yer almaktadır. Mevcut sistemin n-2 senaryosu olan Senaryo-2’de iki hattın peş peşe servis harici olduğunun senaryo edildiği Adım-4’te bara gerilim değerlerinin alt sınırın altına düştüğü görülmektedir. HVDC hat eklenmiş sistemin n-2 durum senaryosu olan Senaryo-4’ün hiçbir adımında gerilim kararsızlığı görülmemiştir.

Çizelge 6.7 n-2 durumu için bara gerilim değerleri (pu)

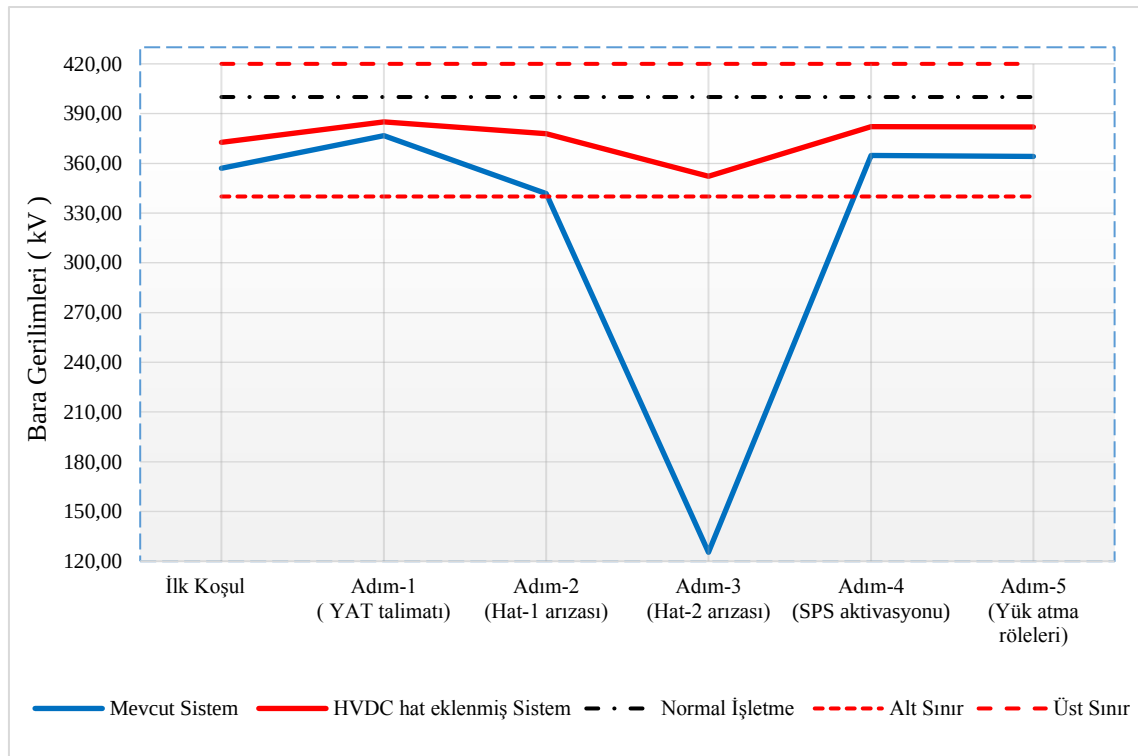
Bara Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (Hat-2 arızası)		Adım-4 (SPS aktivasyonu)		Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVD C Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
B1	0,92	0,98	0,96	0,99	0,98	0,99	0,83	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00
B2	0,89	0,97	0,94	0,99	0,90	0,97	0,41	0,96	0,94	0,98	0,94	0,98
B3	0,89	0,93	0,94	0,96	0,85	0,94	0,31	0,88	0,91	0,96	0,91	0,96
B4	0,95	0,96	0,96	0,96	0,92	0,96	0,49	0,96	0,98	0,99	0,98	0,99
B5	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,97	0,54	0,97	0,98	0,99	0,98	0,99
B6	0,92	1,00	0,96	1,00	0,94	1,00	0,52	1,00	0,96	1,00	0,96	1,00
B7	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
B8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00



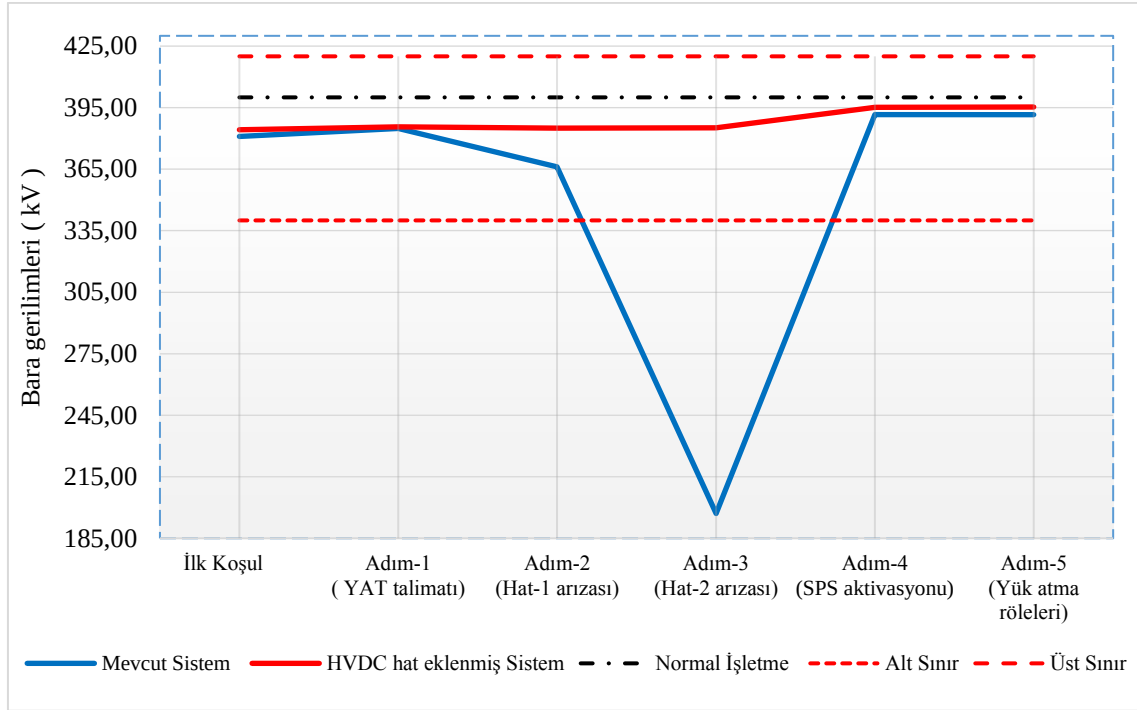
Şekil 6.46. n-2 durum senaryosu için bara-1 gerilim değişimleri



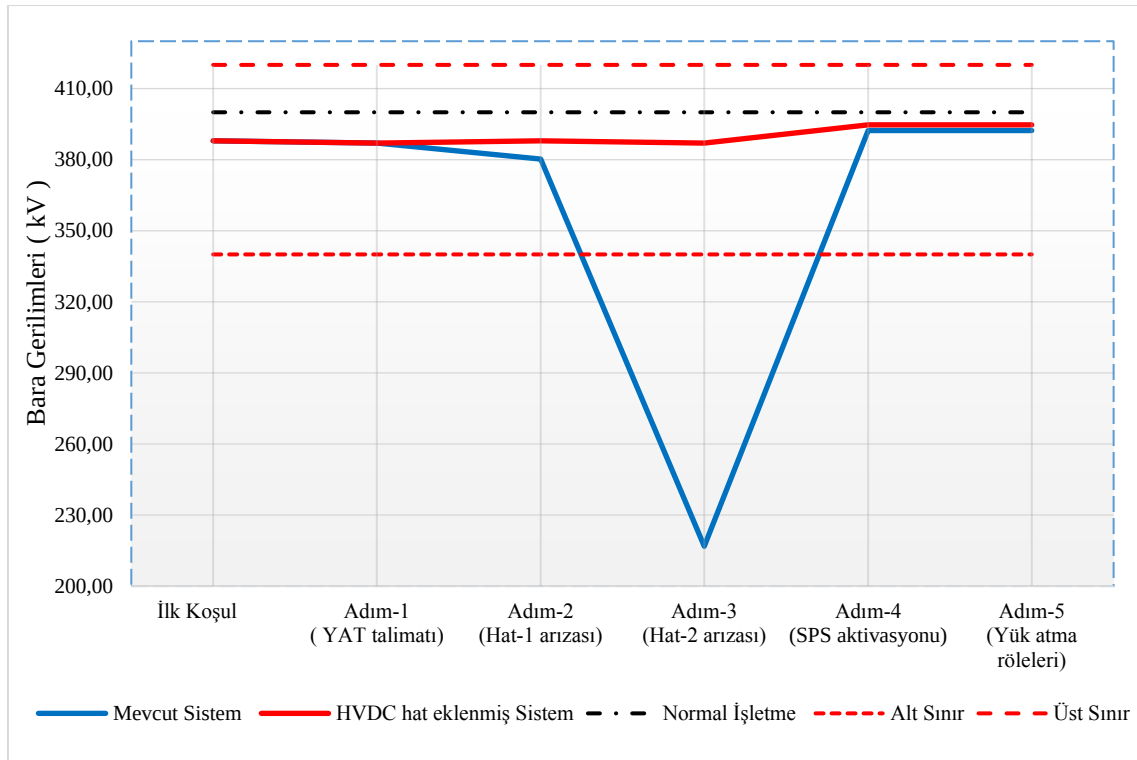
Şekil 6.47. n-2 durum senaryosu için bara-2 gerilim değişimleri



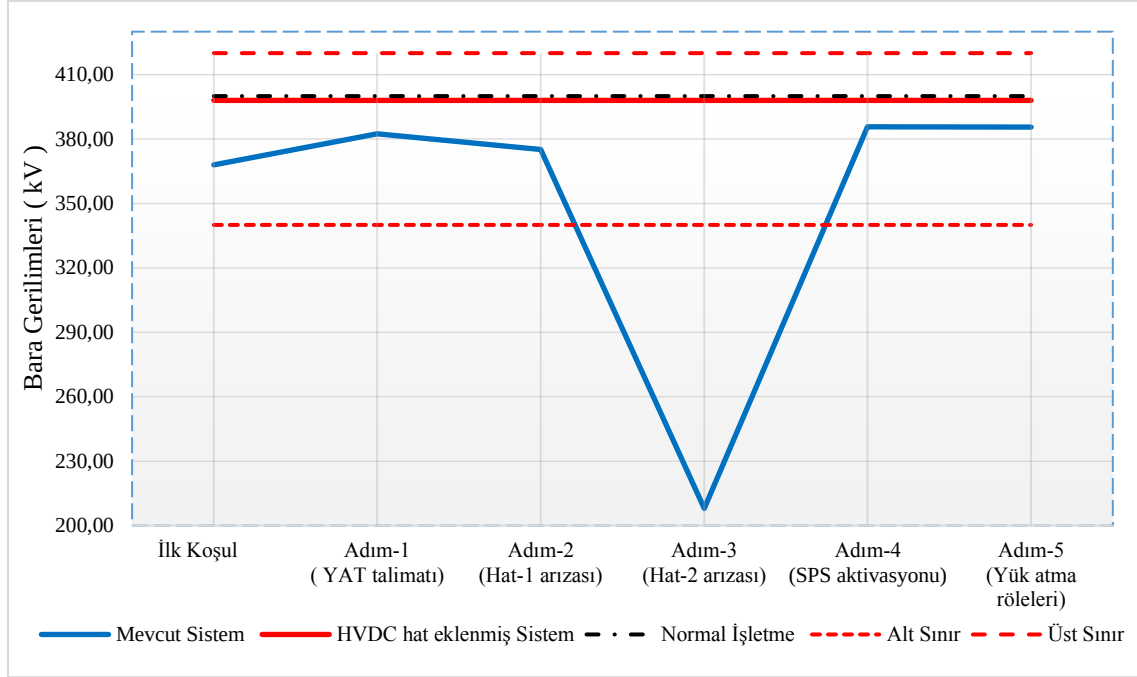
Şekil 6.48. n-2 durum senaryosu için bara-3 gerilim değişimleri



Şekil 6.49. n-2 durum senaryosu için bara-4 gerilim değişimleri

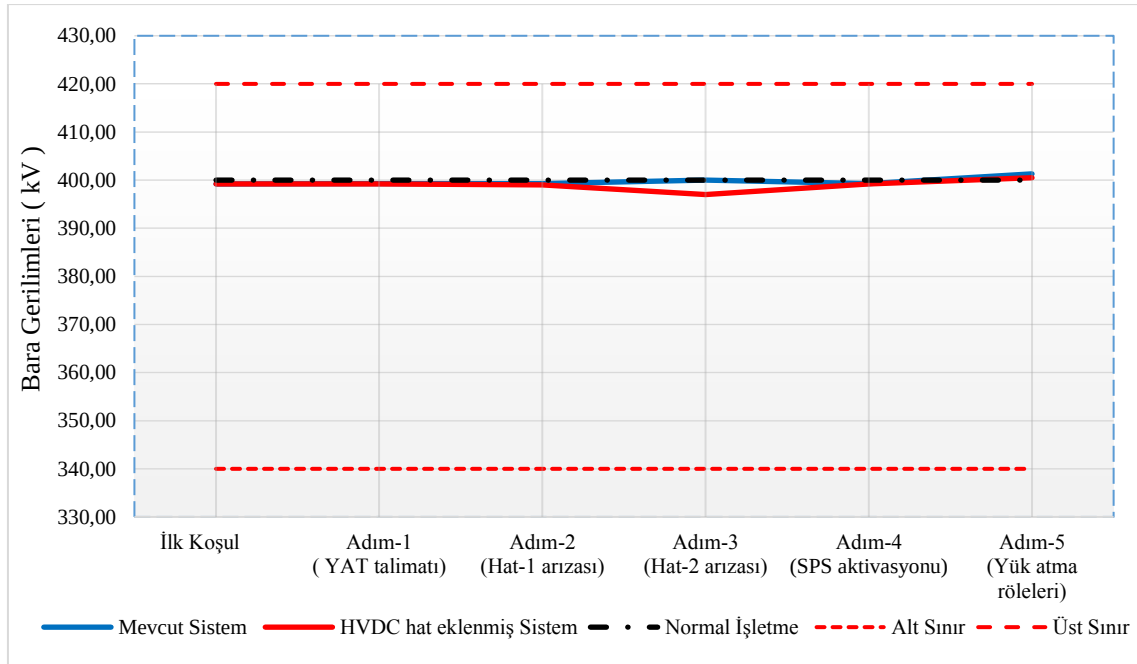


Şekil 6.50. n-2 durum senaryosu için bara-5 gerilim değişimleri

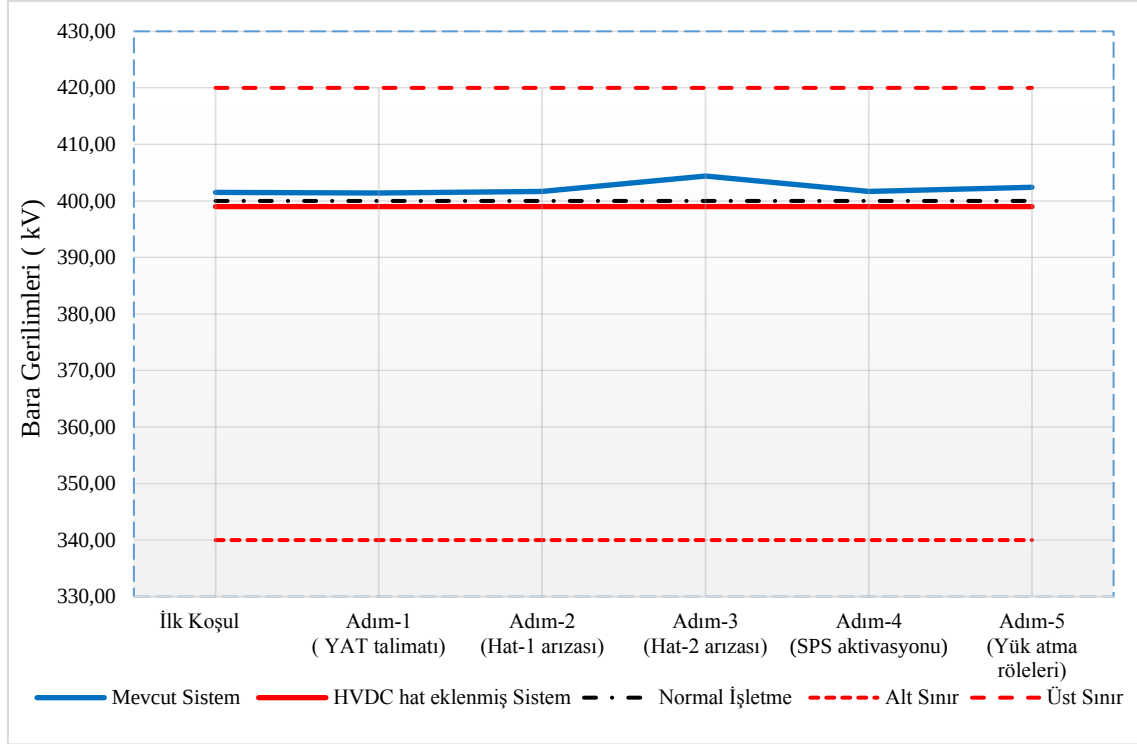


Şekil 6.51. n-2 durum senaryosu için bara-6 gerilim değişimleri

Şekil 6.52 incelendiğinde bara-7 ve Şekil 6.53 incelendiğinde ise bara-8 için n-2 durumu gerilim değişimleri değerleri yer almaktadır. Bu iki bara incelenen kritik bölgeye çok uzak baralar olduğu için bu baralarda her iki senaryo içinde herhangi bir kritik gerilim değişimi mevcut değildir.

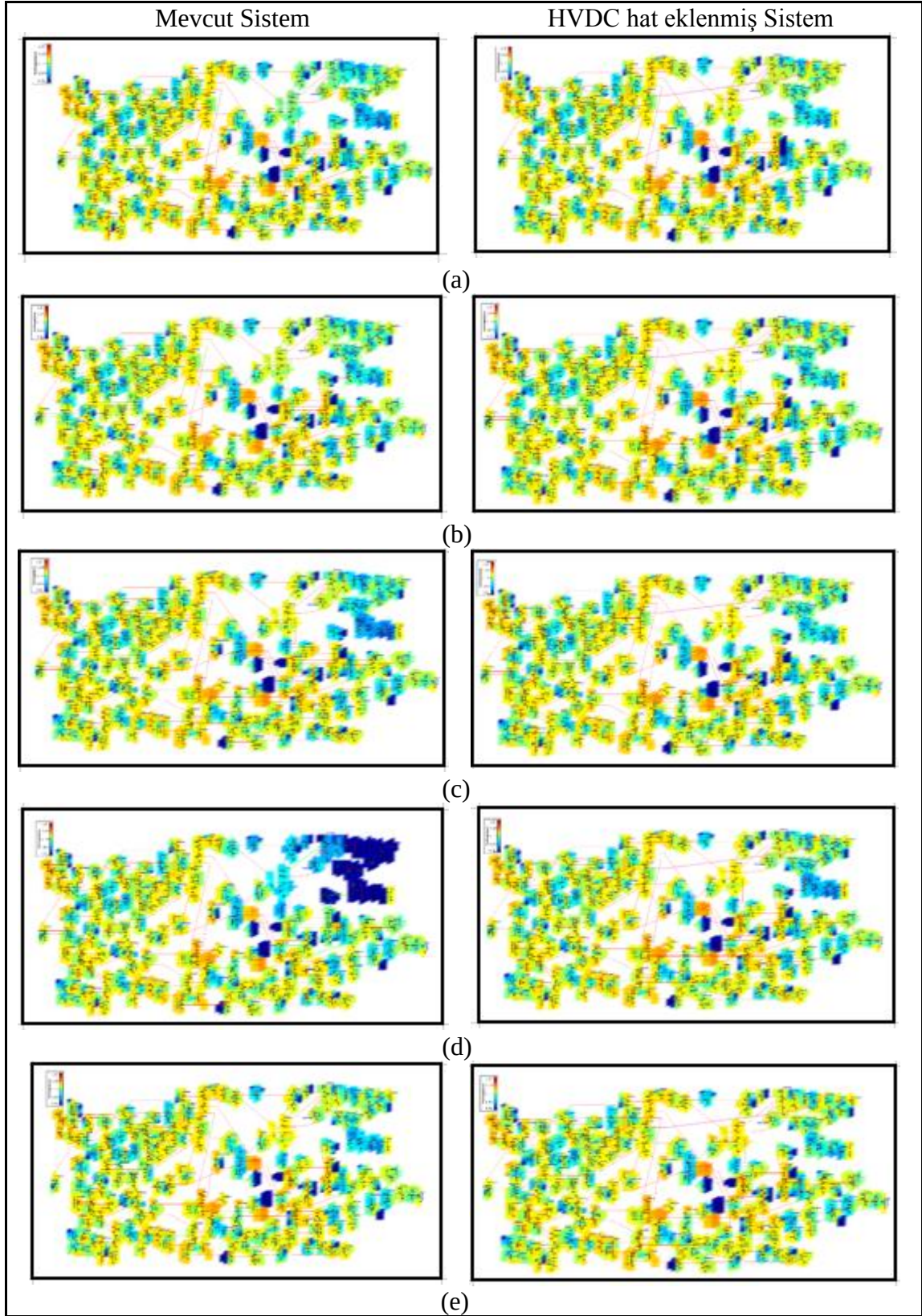


Şekil 6.52. n-2 durum senaryosu için bara-7 gerilim değişimleri

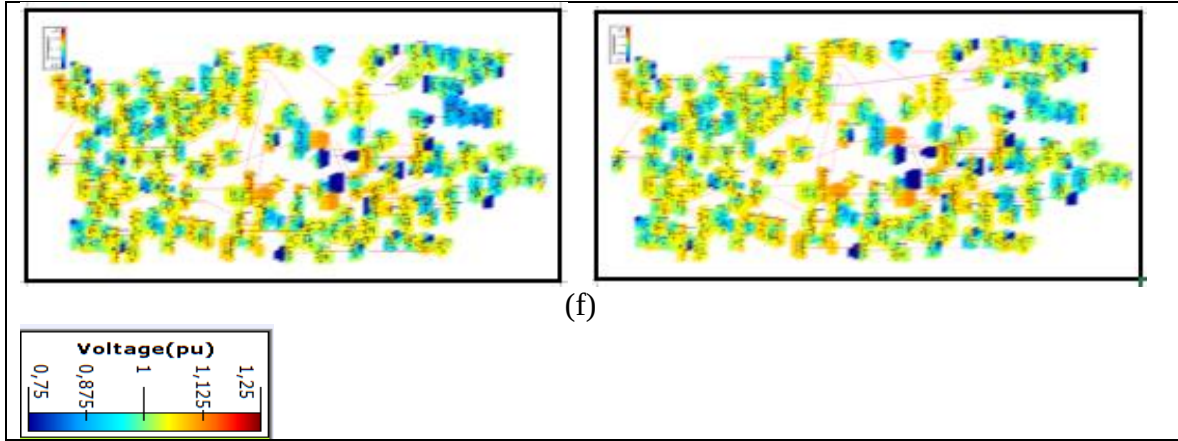


Şekil 6.53. n-2 durum senaryosu için bara-8 gerilim değişimleri

Gerilim kararlılığı açısından sistemin n-2 durumu için tüm senaryo adımlarının Türkiye elektrik iletim şebekesi üzerindeki etkilerini gösterir grafikler Şekil 6.54'te verilmiştir. Bu şekildeki sonuçlar, HVDC entegrasyonunun HVDC'nin olmadığı kurguya göre daha iyi olduğu doğrulamaktadır. Özellikle hat-2 arızasından sonra mevcut şebekede Doğu Anadolu bölgesinde gerilim çökmesinin yaşandığı Şekil 6.54'te görülmektedir. Bu tür büyük gerilim kararsızlıkları beraberinde daha alt gerilim seviyelerinde bara boşalmalarına ve dengesizliklere neden olabilir. Kısa süre içerisinde gerçekleşen bu sistem kararsızlıkları bölgesel oturmalar hatta genel sistem çökmesine yol açabilir.



Şekil 6.54. Sistemin n-2 durumunda gerilim kararlılık durumu (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası, (d) Adım-3: hat-2 arızası, (e) Adım- 4: SPS aktivasyonu, (f) Adım-5: yük atma



Şekil 6.54. (devam) Sistemin n-2 durumunda gerilim kararlılık durumu (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası, (d) Adım-3: hat-2 arızası, (e) Adım- 4: SPS aktivasyonu, (f) Adım-5: yük atma

6.2.3. İletim hatlarının bağımsız yüklenme durumlarının incelenmesi

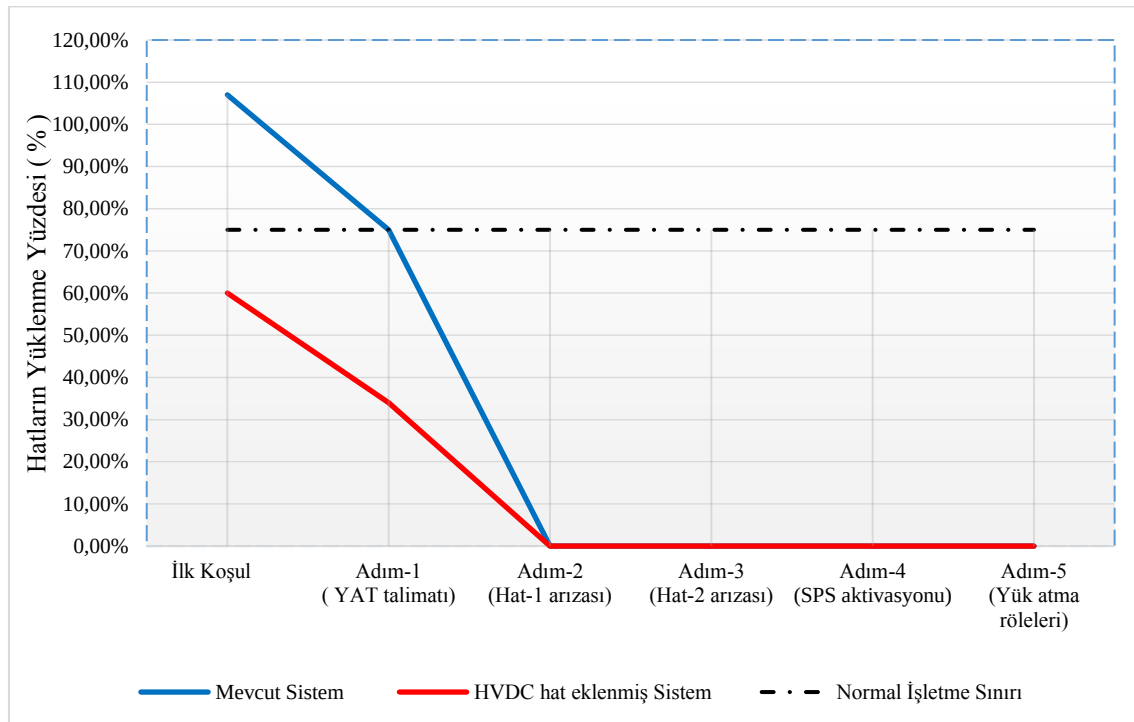
Bu bölümdeki grafiklerin hepsinde Bölüm 6.2.1 ve Bölüm 6.2.2’de olduğu gibi Senaryo-4 ilk koşul durumunda Senaryo-2 ilk koşul durumuna farklı olarak HVDC hat eklenmiştir. Bu yüzden iki durum için ilk koşul verileri farklıdır. Bu farklılık sonucunda diğer tüm alt senaryolarda durum farklılıkları meydana gelmiş ve böylece mevcut sisteme HVDC hat eklemenin incelenen iletim hatlarının yüklenmelerine etkileri gözlenmiştir.

Mevcut sisteme ve HVDC hat eklenmiş sisteme ait n-2 durumu için oluşturulan senaryolar sonucunda kritik iletim hatlarına ait yüklenme karşılaştırmalı olarak Çizelge 6.8’de yer almaktadır.

Şekil 6.55 incelendiğinde Senaryo-2 mevcut sistem ve Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistemde hat-1’in yüklenme durumlarının karşılaştırılması yer almaktadır. Şekil 6.55’ten anlaşılabacağı üzere mevcut sistemde ilk koşul durumunda işletme sınırlarının üzerinde yüklü iken HVDC hat eklenmiş sistemde ilk koşulda hat-1 yükü normal işletme sınırlarının altında yüküdür. HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-1’de YAT argümanının kullanılması ile birlikte hat-1’in yükü %35’lere düşmüş iken mevcut sistemde Adım-1’de bu oran ancak işletme sınırlarına çekilebilmiştir. Her iki sistem içinde Adım-2’de hat-1’in arızadan servis harici olduğu senaryo edildiği için hat-1’in yükü sıfır olmuştur. Bundan sonraki tüm alt senaryolarda hat-1 servis harici olduğu için yüksüzdür.

Çizelge 6.8 n-2 durumu için iletim hat yüklenmeleri

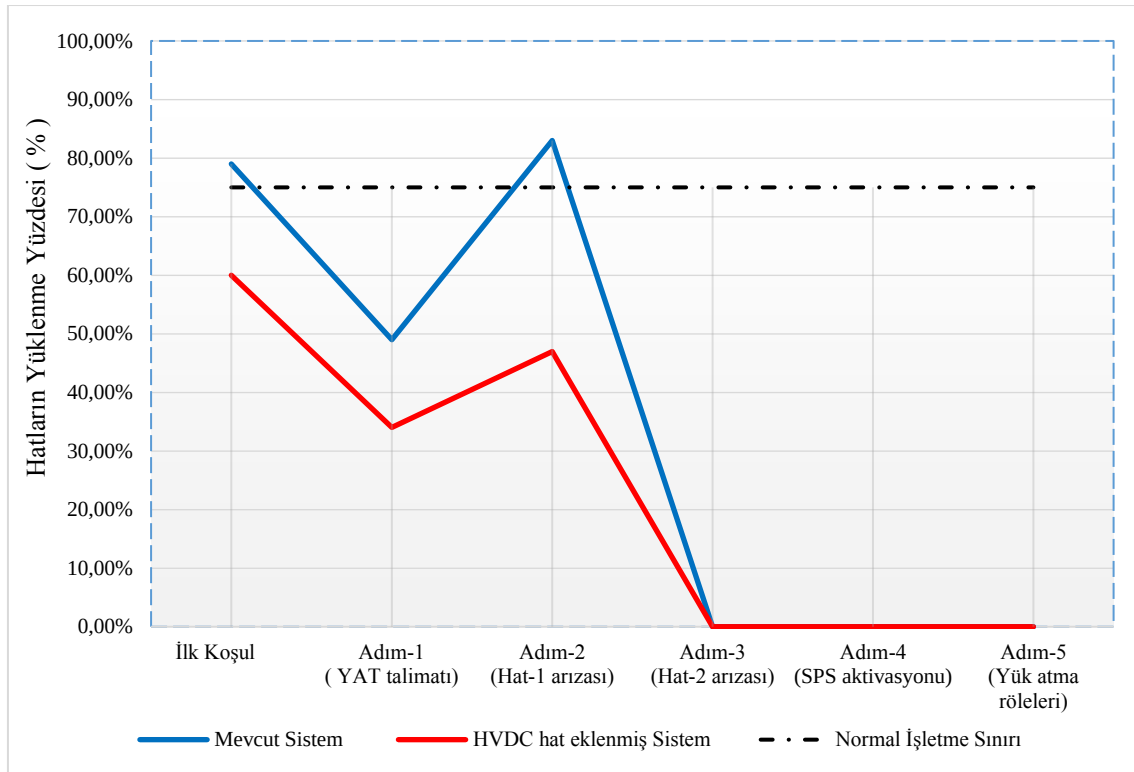
Hat Kodu	İlk Koşul		Adım-1 (YAT talimatı)		Adım-2 (Hat-1 arızası)		Adım-3 (Hat-2 arızası)		Adım-4 (SPS aktivasyonu)		Adım-5 (Yük atma röle aktivasyonu)	
	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var	HVDC Yok	HVDC Var
H1	107,00%	60,00%	75,00%	34,00%	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip
H2	79,00%	60,00%	49,00%	34,00%	83,00%	47,00%	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip
H3	45,00%	59,00%	29,00%	43,00%	12,00%	30,00%	29,00%	42,00%	14,00%	36,00%	14,00%	36,00%
H4	65,00%	44,00%	56,00%	39,00%	46,00%	36,00%	89,00%	37,00%	40,00%	28,00%	36,00%	25,00%
H5	61,00%	44,00%	52,00%	38,00%	41,00%	34,00%	82,00%	36,00%	36,00%	28,00%	35,00%	28,00%
H6	67,00%	51,00%	43,00%	31,00%	72,00%	41,00%	109,00%	30,00%	26,00%	15,00%	26,00%	15,00%



Şekil 6.55. n-2 durum senaryosu için hat-1'in yüklenme değişimleri

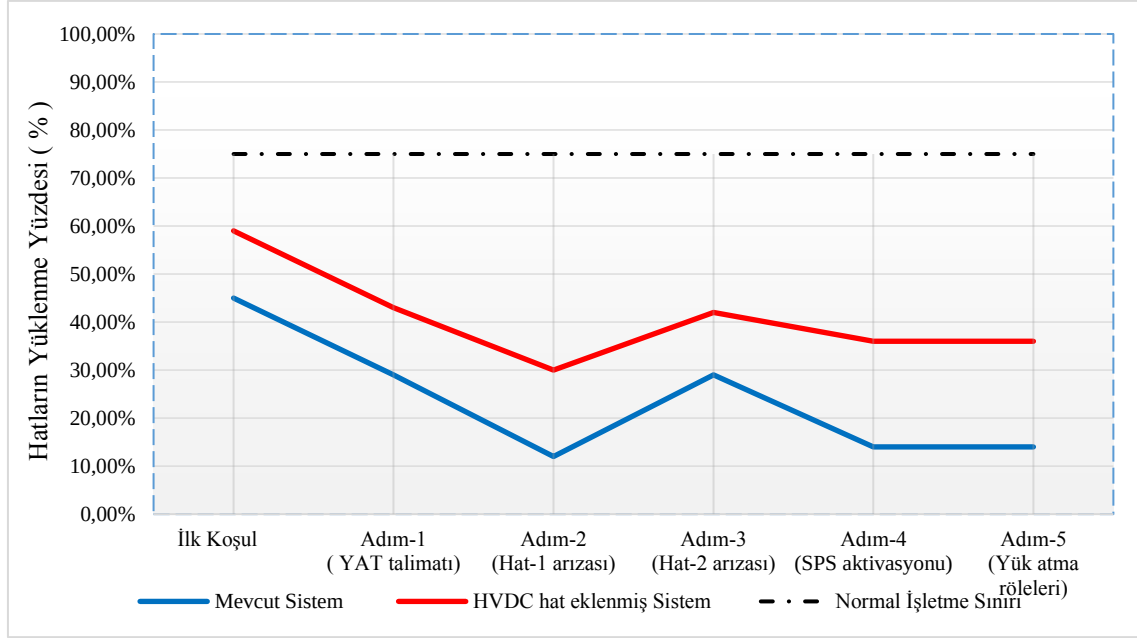
Şekil 6.56 incelendiğinde Senaryo-2 ve Senaryo-4 için hat-2'nin yüklenme durumlarının karşılaştırılması yer almaktadır. Şekilden anlaşılacağı üzere mevcut sistemde ilk koşul

durumunda işletme sınırlarının üzerinde yüklü iken HVDC hat eklenmiş sistemde ilk koşulda hat-1 yükü normal işletme sınırlarının altında yüküdür. HVDC hat eklenmiş sistemde Adım-1'de YAT argümanın kullanılması ile birlikte hat-1'in yükü %35'lere düşmüş iken mevcut sistemde bu oran işletme sınırlarının altına çekilmiştir. HVDC hat eklenmiş sistemde hat-1 arızasının olduğu Adım-2'de hat-2 yükü normal işletme sınırları içinde kalırken, mevcut sistemde ise hat-2 yükü normal işletme sınırları üzerine çıkmıştır. Bu gibi bir yüklenme durumunda hattın ani olarak arızadan açması söz konusu olabilir. Mevcut sistemde n-1 durumunda hat-2 yüklenmesi HVDC eklenmiş sisteme göre daha yüksektir.



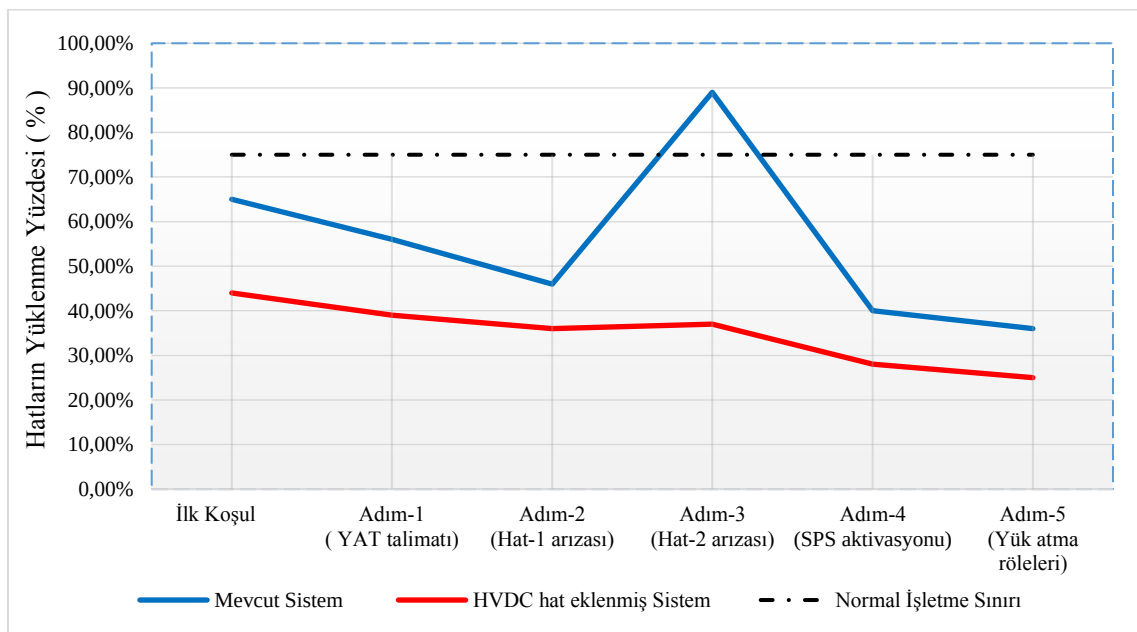
Şekil 6.56. n-2 durum senaryosu için hat-2'nin yüklenme değişimleri

Şekil 6.57 incelendiğinde Senaryo-2 ve Senaryo-4 için hat-3'ün yüklenme durumlarının karşılaştırılması mevcuttur. Her iki senaryo içinde hat-3'ün yüklenme yüzdesinde herhangi bir işletme sınır aşımı söz konusu değildir.

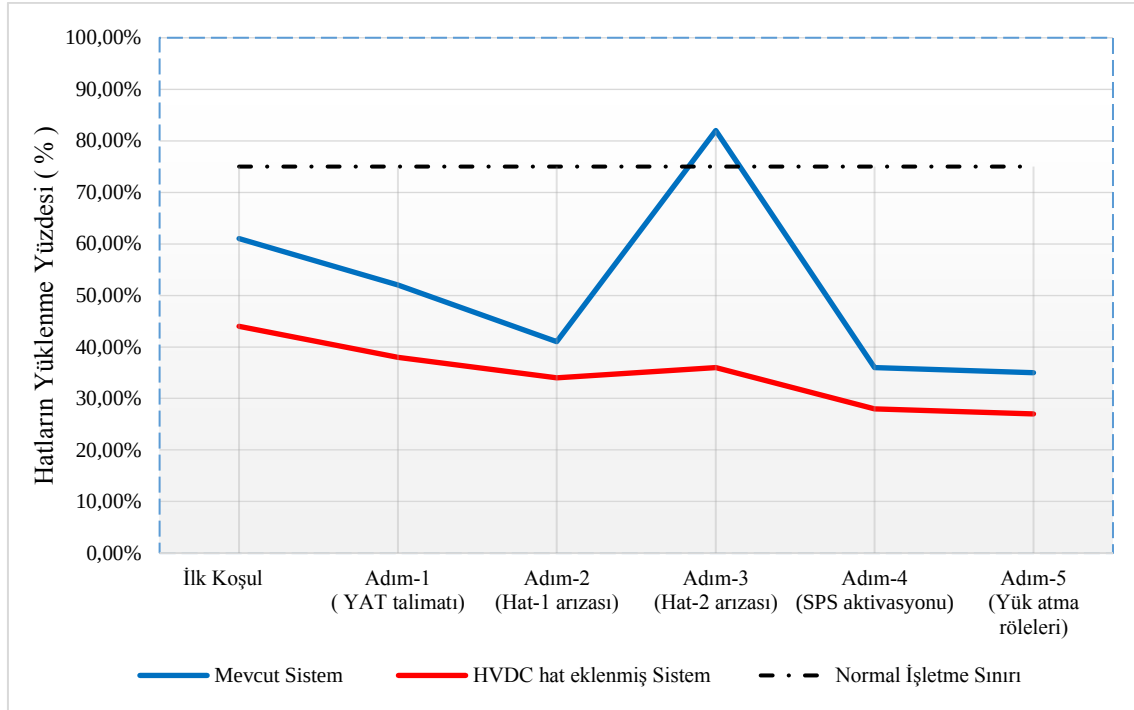


Şekil 6.57. n-2 durum senaryosu için hat-3'ün yüklenme değişimleri

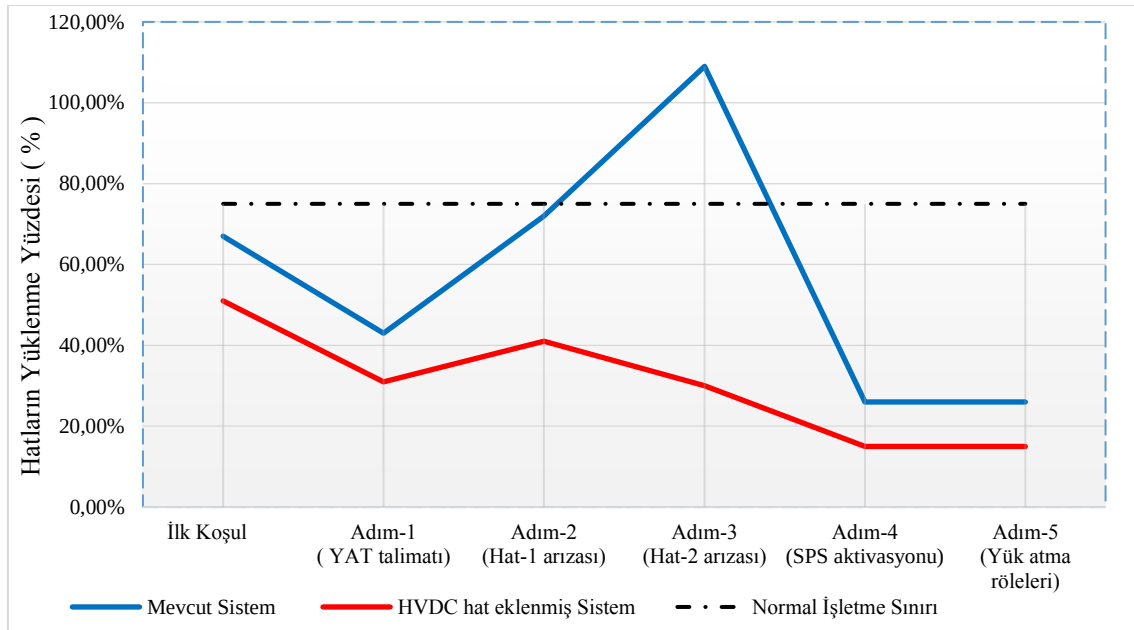
Şekil 6.58'de Senaryo-2 mevcut sistem ve Senaryo-4 HVDC hat eklenmiş sistem için hat-4'ün, Şekil 6.59'da hat-5'in ve Şekil 6.60'da ise hat-6'nın yüklenme değişimlerinin grafiği yer almaktadır. Grafiklerden anlaşılacağı üzere mevcut sistemde her iki senaryo içinde iki hattın peş peşe arıza yaptığı Adım-3'te hatların yükleri normal işletme sınırları üzerine çıkmıştır. Fakat HVDC hat eklenmiş sistemde aynı alt senaryonun karşılaştırma senaryosu olan Adım-3'te herhangi bir normal işletme sınırı üzerinde yüklenme gözlenmemiştir.



Şekil 6.58. n-2 durum senaryosu için hat-4'ün yüklenme değişimleri

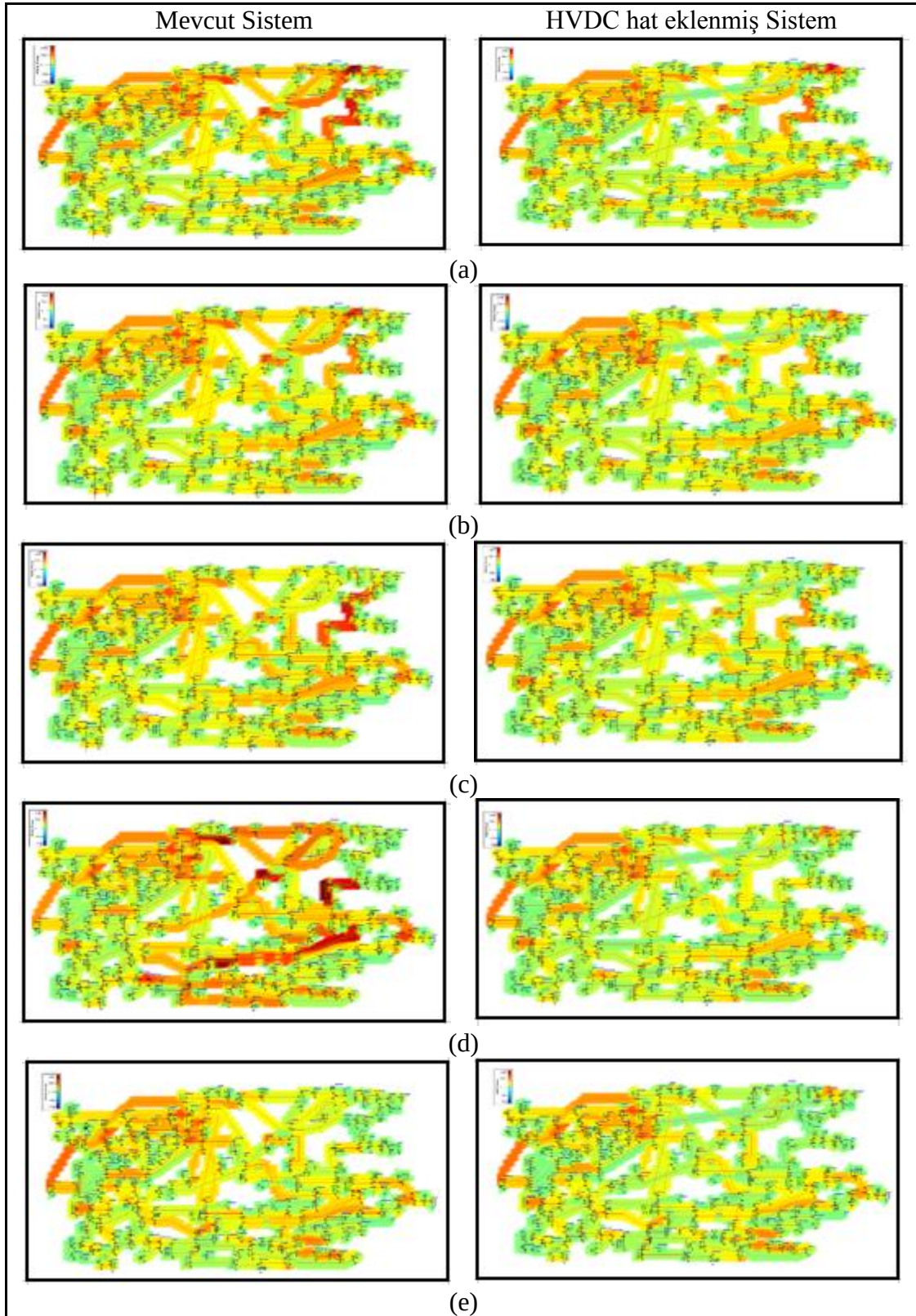


Şekil 6.59. n-2 durum senaryosu için hat-5'in yüklenme değişimleri

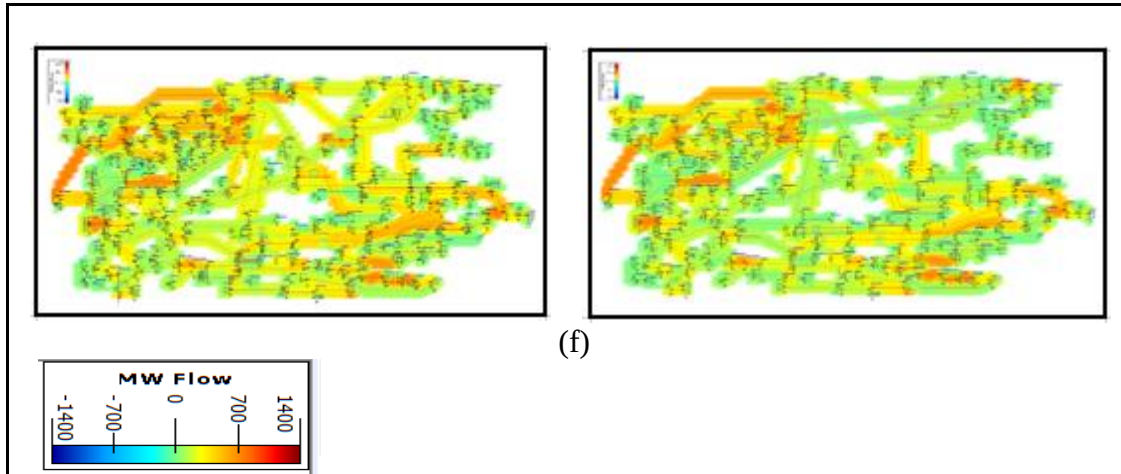


Şekil 6.60. n-2 durum senaryosu için hat-6'nın yüklenme değişimleri

Yukarıda detaylı bir şekilde izah edilen tüm senaryo adımlarının incelenen kritik iletim hat yüklenmeleri açısından Türkiye elektrik iletim şebekesi üzerindeki etkilerini gösterir detaylı grafikler Şekil 6.31'de verilmiştir. Bu şekildeki sonuçlar doğrultusunda iletim hatlarının yüklenmesi açısından HVDC entegrasyonunun kurgulanan senaryonun tüm adımları için HVDC'nin olmadığı kurguya göre daha iyi olduğu doğrulamaktadır.



Şekil 6.61. n-2 durumu için hat yüklenmeleri (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası, (d) Adım-3: hat-2 arızası, (e) Adım-4: SPS aktivasyonu, (f) Adım-5: yük atma



Şekil 6.61. (devam) n-2 durumu için hat yüklenmeleri (a) ilk koşullar, (b) Adım-1: üretim azaltma, (c) Adım-2: hat-1 arızası, (d) Adım-3: hat-2 arızası, (e) Adım-4: SPS aktivasyonu, (f) Adım-5: yük atma

Bu bölümde Senaryo-1 ve Senaryo-3 için yapılan karşılaştırmalar sonucunda sistem n-1 durumu için açısal, gerilim ve yüklenme durumu için herhangi birçok kritik sonuç elde edilmemiş iken Senaryo-2 ve Senaryo-4 karşılaştırılmasında n-2 durumu için mevcut sistemde çok fazla açısal kararsızlığın yaşandığı ve iletim hatlarının çok yüklendiği gözlenmiştir. Özellikle mevcut sistem için n-2 durumunda ele alınan bölgenin, sistemin geri kalanı ile iki ana bağlantısı kopması ile ada modunda kaldığı ve bunun sonucunda gerilim çökmesi yaşandığı, arz – talep dengesinin sağlamanın mümkün olmadığı anlaşılmaktadır. Böyle bir arıza durumunda ana şebekeden kopan bu sistemin müstakil frekansa kalması sonucunda bölgenin çökmesi kaçınılmazdır. Bu kopma sonucunda ana sisteminde kopan bu bölgede üretimin yüksek olmasında kaynaklı olarak ana sistemde büyük bir üretim kaybı ve frekans düşmesi yaşanacaktır. Bu gibi bir durumda tüm sistemin çökme olasılığı yüksektir. HVDC eklenmiş sistemde ise eklenen HVDC bağlantı ile sistem n-2 durumuna geçse bu bağlantı sayesinde sistem iki ayrı adaya ayrılmayacak ve bir bütün olarak işlemeye devam edecektir.

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Tüm dünyada artan enerji talebini karşılamak için alternatif kaynaklar üzerine yoğunlaşılması elektrik şebekelerinde de birçok değişiklere yol açmaktadır. Özellikle hızla yayılan temiz enerji politikası ile birlikte artan yenilenebilir enerji yatırımları ve buna bağlı olarak elektrik arzındaki yenilebilir enerji payında artış yaşanmıştır. Tezde de değinildiği üzere Türkiye’de yenilenebilir enerjiye dayalı üretim son yıllarda hızla artmaktadır. İlerleyen yıllarda özellikle iletim seviyesinde üretim yapması planlanan birçok güneş santralinin devreye alınması ve güneş enerjisinin toplam elektrik üretiminde rüzgâr ile birlikte büyük bir paya sahip olması beklenmektedir. Rüzgâra dayalı elektrik üretiminin ülkenin belli lokasyonlarında yer almasının elektrik şebekesinde de birçok sorunu getirmesi beklenmektedir. Özellikle çalışmada incelenen bölgede üretim tahminin zor yapılabildiği ve belli dönemlerde yüksek üretim kapasitesine sahip yoğun kanal tipli hidrolik santraller yer almaktadır. Bu tip santraller özellikle bahar dönemlerinde yoğun üretim yapmaktadır. Su depolama imkânlarının kısıtlılığından dolayı bu dönemde üretimlerini tam kapasite yapmak istemektedirler. Bu durumda şebekede iletim kısıtlarına ve sistem kararsızlıklarına neden olmaktadır. İlerleyen yıllarda hızla değişmesi beklenen elektrik arz kaynak tiplerinin şebekede getireceği iletim kısıtlarının, açısız kararsızlığı, gerilim kararsızlığının ve iletim hatlarının yüklülük durumlarının çözülmesi için şebekeye yeni iletim hatlarının ve yeni teknolojilerin dâhil edilmesi gerekecektir. Özellikle son yıllarda hızla gelişen teknoloji ile beraber birçok yeni nesil uygulamalar yer almaktadır. Bu yeni teknolojilerin gerçek uygulamaları ve akademik çalışmaları detaylı olarak incelenip elektrik şebekemize katkı sağlayıp sağlayamayacağı ve hangi teknolojik ürünün nerelerde kullanılabileceğinin belirlenmesi için mevcut güç sisteminin analiz programları ile detaylı olarak incelenmesi ve sistemin ihtiyaçlarının belirlenmesi gerekmektedir.

Son yıllarda Türkiye elektrik şebekesine dâhil olan birçok hidrolik santrali tezde ele alınan Doğu Anadolu ve Doğu Karadeniz bölgelerinde yer almaktadır. Bölgede artan bu kurulu güce karşılık tüketimde artış olmamıştır. Özellikle bahar aylarında barajlardaki yoğun su artışı beraberinde yoğun elektrik üretimine neden olmaktadır. Mevcut şebeke dönemsel olarak artan bu yoğun üretimi ihtiyaç duyulan bölgelere taşımak zorunda kalmaktadır. Bu da beraberinde şebekede açısız ve gerilim kararlılığı problemlerini getirmektedir. Bu dönemde iletim hatlarında aşırı yüklenmeler olmaktadır. Yüklenmeleri azaltmak, güvenli ve

sürdürülebilir şebeke yönetimi için sistem işletmecisi tarafından 1 kodlu YAT ve YAL talimatları verilmektedir. Piyasa fiyatından bağımsız olarak üreticinin teklif fiyatı üzerinden uzlaştırılan bu talimatlar sistem işletmecisine ek maliyet oluşturmaktadır.

31 Mart 2015'te Türkiye elektrik şebekesinde yaşanan sistem oturmasında da tezde ele alınan duruma benzer açısal ve gerilim kararsızlığı meydana gelmiştir. Aşırı yüklü iletim hatlarının kaskat olarak arızalarından kaynaklı bir sistem çökmesi yaşanmıştır. Benzer sistem oturmaları son yıllarda birçok elektrik şebekesinde meydana gelmiştir. Üretimdeki kaynak portföyünde hızlı değişim tüm şebekelerde benzer sorunlara neden olmaktadır. Elektrik şebekelerinde artan bu tip sorunlara karşı birçok teknolojik ürün piyasaya sürülmektedir. Bunların başında HVDC, tristör kontrollü seri kapasitörler, faz kaydırıcı transformatörler ve farklı esnek alternatif akım iletim sistemler gelmektedir. Bu gibi teknolojik ürünler şebekedeki yük akışını değiştirerek iletim kısıtı yaşanan bölgelerde alternatif yük akış yolları oluşturmaktadır. Böylece yaşanan açısal ve gerilim kararsızlıkları ile kritik ve aşırı yüklü iletim hatlarının yüklenmeleri azaltılmaktadır.

Bu çalışmada tüm dünyada kabul gören ve artan bir araştırma konusu olan HVDC iletim hatlarının ülkemiz şebekesinde kullanılması durumunda sistemde açısal ve gerilim kararlılığı ve iletim hatlarının yüklenme durumlarına ve iletim kısıtlarına çözüm üretebileceği ele alınmıştır. HVDC teknolojisinin detayları ve yapıları literatür taraması ile incelenmiştir. Ülkemiz elektrik sisteminin topolojisi ve karakteristiğine uygun olarak görülen Gerilim Kaynaklı Kontrol teknolojisine dayalı HVDC iletim hattının teknoloji ve kontrol açısından detayları incelenmiştir. Değişik yapıdaki HVDC uygulamalarının dünya üzerinde farklı elektrik şebekelerinde kullanımları ve bu uygulamaların gerekçeleri verilmiştir.

Literatür taramaları ve Türkiye şebekesinin ihtiyacı göz önüne alınarak çalışmada gerilim kontrollü çeviri teknolojisine sahip HVDC uygulaması seçilmiştir. Şebekede bölgeler arasında yüksek güçte enerji transferi gereksinimi, açısal kararlılığın giderilmesi, 700km üzerinde bir mesafe, gerektiğinde güç akış yönünü değiştirebilme ve yüksek kontrol edilebilirlik özellikleri nedeniyle bu seçim yapılmıştır.

Çalışmada Türkiye Elektrik İletim Sistemi modeli üzerinde Doğu Karadeniz bölgesinde güçlü bir üretim barasından Adapazarı bölgesindeki güçlü bir tüketim barasına bi-polar

tipinde ve gerilim kontrollü çevirici (VSC) teknolojisine sahip 1000MW aktif yük taşıma kapasiteli bir HVDC tasarımı ele alınmıştır. Sistemde bölgesel olarak kritik trafo merkezleri ve iletim hatları seçilerek değişen senaryo koşulları altında sistemin mevcut durumu, n-1 durumu ve n-2 durumunda şebekenin gerilim ve açısal kararlılığı ile iletim hatlarının yüklenme durumları incelenmiştir. Bu bağlamda hem HVDC'nin olmadığı mevcut sistem hem de önerilen HVDC hattın eklendiği sistem için ayrı ayrı analizler gerçekleştirilmiştir ve sonuçlar karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir.

Gerçekleştirilen analizler sonucuna göre aşağıdaki değerlendirmeler yapılmıştır;

- Türkiye elektrik sisteminin doğu ve batı bölgeleri arasındaki arz-talep durumu mevsimsel olarak farklılık göstermektedir. Bu durumu özellikle bahar dönemlerinde (feyezan) görmek mümkündür. Bu gibi mevsimsel değişimlerin şebekeyi açısal ve gerilim kararlılığı yönüyle etkilediği görülmüştür.
- Sisteme entegre edilecek bir HVDC hattın, incelenen bölgede yaşanabilecek bir iletim hattı arızasında sistemin açısal kararsızlığını azaltacağı gözlenmiştir.
- İncelenen bölgede yaşanabilecek bir iletim hattı arızasında normal durumda Doğu - Batı lokasyonunda azalacak transfer kapasitesi nedeniyle oluşacak arz-talep dengesizliği, HVDC iletim hat entegrasyonu sonucunda transferin bu hat üzerinden devamı sayesinde minimize edilmiş olacaktır.
- Feyezan dönemlerinde incelenen kritik ve yoğun üretimli bölgede oluşacak fazla üretimler HVDC iletim hattı aracılığı ile daha az kayıp ve daha az risk ile tüketimin yoğun olduğu bölgeye taşınmış olacaktır.
- HVDC iletim hattının sisteme entegrasyonu sonrasında incelenen bölgedeki birçok iletim hattının daha az yüklendiği ve bunun sonucunda sistemde iletim güvenliğinin artacağı gözlemlenmiştir.

Sonuç olarak, mevsimsel koşullara bağlı olarak enerjinin arz-talep yoğunluğu ve bölgesel arz-talep dengesi değişmektedir. Bu durumda ise geniş alana sahip iletim sistemlerinde uzak noktalar arasında açısal farklar oluşmakta ve kısmi olarak iletim hatlarının aşırı yüklenmelerine neden olmaktadır. Bu nedenle enerji üretim planlamalarının özellikle tüketimin yoğun olduğu bölgelere yapılması sistem işletmesini kolaylaştıracağı gibi sistemin güvenliğini de artıracaktır. Böylece uzun iletim hattı ve büyük güçlü trafo merkezlerinin tesis yatırımlarının kısmen azalması sağlanırken iletimden kaynaklı kayıpların da önüne geçilebilecektir. Ülke geneline homojen dağıtılamayan üretimin HVDC gibi son yıllarda öne

ıkan teknolojiler ile daha kolay taşınabilmesi gerekmektedir. Bu konuda statik analizlerin yanında dinamik analizlerin yapılp daha iyi sonuçların elde edilmesi gerekmektedir. Bu alanda ileri çalışmalarda HVDC iletim hattının dinamik sistem modeli ve etkileri üzerinde çalışmalara devam edilecektir.

KAYNAKLAR

1. Suharto, M.N., Hassan, M.Y., Abdullah M.P., Majid, M.S. and Hussin, F. (2011). *Optimal location of a new generating unit using particle swarm optimization*, Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2011 5th International, 77–82
2. Bayındır, R., Demirbaş, Ş., Irmak, E., Çetinkaya, Ü., Ova, A. ve Yeşil, M. (2016). *Effect of Renewable Energy Sources on the Power Systems*, Power Electronics and Motion Control Conference, Varna.
3. Özdemirci, E., Yeşil, M., Ova, A. ve Çetinkaya, Ü. (2016). *Mevsimsel Değişimlerin Türkiye Elektrik İletim Sistemi Üzerindeki Etkileri*. Güç Sistemleri Konferansı, İstanbul.
4. Electric Power Research Institute (EPRI) (2009). Power Systems Dynamics Tutorial
5. Naidoo P., Mbuere, B., Kelesitse, G., Ventura, J. and Musanda, M. (2005). *The Western Power Corridor Project - The Planning for Large Scale Hydro Electric Power Generation and Transmission across Southern Africa*, IEEE PES Inaugural Africa Conference, Durban, South Africa.
6. Bohn, S., Agsten, Marten, A.K., Westermann, D., Boie, I. and Ragwitz, M. (2014). *A Pan-European-North African HYDC Grid for Bulk Energy Transmission-A Model-based Analysis*, 2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference & Exposition
7. Qian, C., Yao, Z., Qi, G. and Chao, H. (2008) *Investigation on Applying HVDC Light to China Southern Power Grid*, Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 1718-1722
8. Huang, Y. and Xu, Z. (2004). Study on the pure DC transmission scheme for China's future power transmission from the West to the East, *Proc. 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2, 1459-1463
9. Baker, M.H., Ling, B., Wheeler, J.D., Gulati, R. and Yeung, R. (2002). *Building India's grid: An examination of the infrastructure benefits of HVDC transmission and how the experiences benefit China*, 2002 International Conference on Power System Technology Proceedings PowerCon, 42-47
10. MacLeod, N.M., Horwill, C., Bonchang, R.E., Castagna, D., Croce M. and Artenstein M. (2010). *A new 500MW back - to - back station to provide power exchange between Uruguay and Brazil*, 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), 1-5
11. Electric Power Research Institute (EPRI) (1985). HVDC Converter Stations for Voltages Above 600 kV, EL-3892, Project 2115-4, *Final report*
12. Cigré Working Group 14.32 (2002). *HVDC Converter Stations for Voltages Above ± 600 kV*
13. Brask, M. (2008). *Modelling Of The Power System of Gotland in PSS/E With Focus on Hvdc Light*, Master Thesis, ABB

14. Burger, N. and Tuson, P. (2005) *Analysis of a 1400km, 2000MW HVDC Link*, Energise SAIEE Journal
15. Endegnanew, A.G. (2017). *Stability Analysis of High Voltage Hybrid AC/DC Power Systems*, Doctoral Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Norway
16. Anglada, F.J.R. (2018). *Control of VSC-HVDC multi-terminal systems to improve angle stability in hybrid HVAC/HVDC electrical transmission systems*, Doctoral Thesis, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Spain
17. Kirik, M. (2009). *VSC-HVDC for Long-Term Voltage Stability Improvement*, Master Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
18. Azimoh, L.C. (2010). *Investigation Into Voltage and Angle Stability of A Hybrid Hvac-Hvdc Power Network*, Master Thesis, University of Cape Town, South Africa
19. Sahoo, M.B.K. (2014). *Dynamic Stability Improvement of Power System with VSC-HVDC Transmission*, Master Thesis, National Institute of Technology - Rourkela, India
20. Salas, A.B. (2013). *Operation, control and optimization of a meshed-hvdc system*, Master Thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, Spain
21. Haileselassie, T.M. (2012). *Control, Dynamics and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC Transmission Systems*, Doctoral Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Norway
22. Imhof, M.C (2015). *Voltage Source Converter Based HVDC – Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability*, Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
23. Nazari, M. (2014). *Control of DC voltage in Multi-Terminal HVDC Transmission (MTDC) Systems*, Master Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
24. Sari, H.I. (2016). *DC-DC Converters for Multi-terminal HVDC Systems Based on Modular Multilevel Converter*, Master Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Norway
25. Alexander, F. (2014). *Coordinated Control of Power Systems with HVDC Links*, Doctoral Thesis, Swiss Federal Institute of Technology Zürich, Switzerland
26. Kotb, O. (2018). *On Stability Enhancement in AC/DC Power Systems through Multi-terminal HVDC Controllers*, Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
27. Stenberg, N. (2013). *The Impact of HVDC Innovations on the Power Industry*, Master Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
28. Ridenour, D.K. (2015). *Examination of Power Systems Solutions Considering High Voltage Direct Current Transmission*, Master Thesis, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, USA

29. Lazaridis, L.P. (2005). *Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*, Master Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
30. Zhang, L. (2010). *Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems*, Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden
31. Yunus, K. (2014). *Steady state analysis of HVDC grid in the North Sea with offshore wind power plants*, Master Thesis, Chalmers University of Technology, Sweden
32. Azad, S.P. (2014). *Small-Signal Dynamic Stability Enhancement Of a DC-Segmented AC Power System*, Doctoral Thesis, University of Toronto, USA
33. Lennerhag, O. and Traff, V. (2013). *Modelling of VSC-HVDC for Slow Dynamic Studies*, Master Thesis, Chalmers University of Technology, Sweden
34. Li, J. (2009). *High Voltage Direct Current Transmission*, Master Thesis, Helsinki University of Technology, Finland
35. Shuai, J. (2012). *Placing of VSC-HVDC Lines in a Meshed AC-Network*, Master Thesis, Swiss Federal Institute of Technology Zürich, Switzerland
36. Giraneza, M. (2013). *High Voltage Direct Current (Hvdc) in Applications for Distributed Independent Power Providers*, Master Thesis, Cape Peninsula University of Technology, South Africa
37. Karaca, E. (2016). *Doğu Karadeniz Bölgesinin elektrik iletim şebekesinde hibrit HVDC uygulaması*, Yüksek Lisans Tezi, Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon
38. Tanıdır, Ö. (2014). *Desing of a special protection scheme and supplementary controls regarding hvdc back to back interconnection between Turkey and Georgia*, Master Thesis, METU, Ankara
39. Gürleroğlu, D. (2011). *Enerji iletim hatlarında verim artırımına yönelik HVDC sistemlerinin incelenmesi*, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul
40. Ayanoglu, Ş. (1996). *HVDC Enerji iletimi ve harmonik analizi*, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul
41. Karagöz, B. (1997). *HVDC Enerji iletim sistemlerinin kontrolü*, Yüksek Lisans Tezi, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli
42. Ölçer, E. (1998). *HVDC enerji iletim sistemlerinin bulanık mantıkla kontrolü*, Doktora Tezi, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli
43. Demirkıran, Ü. (2000). *HVDC enerji iletim sistemlerinin kontrolü*, Yüksek Lisans Tezi, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli
44. Zangana, S. (2016). *Comparison of HVDC and HVAC transmission systems*, Yüksek Lisans Tezi, Gaziantep Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Gaziantep

45. Ismail, A.I. (2018). *Design and control of an offshore wind farm connected to main grid with high voltage direct current transmission*, Yüksek Lisans Tezi, Gaziantep Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Gaziantep
46. Koroğlu. M.Ö. (2011). *Yüksek gerilim alternatif akım ve yüksek gerilim doğru akım şebeke bağlantılı denizüstü (Offshore) rüzgâr santrallerinin tasarım esasları*, Ege Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İzmir
47. İnternet: Yük Tevzi Bilgi Sistemi Raporları. URL:
http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fytbs.teias.gov.tr%2Fytb%2Ffrm_login.jsf&date=2018-11-14, Son Erişim Tarihi:14.11.2018.
48. Özen Demir, A. (2010). *Scada ve İstasyon Otomasyonunda Haberleşme,Standartlar ile Uygulamalar*, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 25-36.
49. İnternet: ENTSO-E website. URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.entsoe.eu&date=2018-11-13>, Son Erişim Tarihi: 13.11.2018.
50. İnternet: İnternet: 2015 Yılı Faaliyet Raporu.URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.teias.gov.tr%2Ftr%2Ffaaliyet-raporu&date=2018-11-13>, Son Erişim Tarihi: 13.11.2018.
51. Hammerstrom, D.J. (2007). *AC versus dc distribution systems-Did we get it right?*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1-5
52. Wang, P., Goel, L. and Choo, F.H. (2013). *Harmonizing AC and DC: a hybrid AC/DC future grid solution*, IEEE Power Energy Magazine 11, 76–83
53. Kimbark E.W. (1971). *Direct Current Transmission*, John Wiley & Sons Inc., 1, 1971
54. Hingorani N.G. (1996). *High-voltage DC transmission: a power electronics workhorse*, IEEE Spectrum, 33 no. 4, 63-72
55. A. Kalair, A., Abas, N. and Khan, N. (2016). *Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 1654-1673
56. İnternet: ABB, Why hvdc? URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fnew.abb.com%2Fsystems%2Fhvdc%2Fwhy-hvdc%2Feconomic-and-environmental-advantages&date=2018-11-14>, Son Erişim Tarihi: 14.11.2018.
57. Okba M.H., Saied M.H., Mostafa, M.Z and Abdel-Moneim, T.M. (2012). *High voltage direct current transmission - A review part I*, Energytech 2012 IEEE, 1 no. 7, 29-31
58. İnternet: ABB, HVDC-Light.URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fnew.abb.com%2Fsystems%2Fhvdc%2Fhvdc-light&date=2018-11-14>, Son Erişim Tarihi: 14.11.2018.

59. Working Group on HVDC and FACTS Bibliography and Records (2011). *HVDC Projects Listing*, Prepared for the DC and Flexible AC Transmission, Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee
60. Kamalapur, G.D., Sheelavant, V.R., Hyderabad, S., Pujar, A., Bakshi, S. and Patil, A. (2014). HVDC transmission in India, *IEEE Potentials*, 33, no.1, 22-27
61. Prasher, V.K., Kumar, D., Bartzsch, C., Hartmann, V. and Mukherjee, A. (2001). *Hvdc east-south interconnector in india: 2000 mw +/-500 kv*, Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, 78-83
62. Nagaraj, R. (2012). *Renewable energy based small hybrid power system for desalination applications in remote locations*, 2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE), 1-5
63. A. Tyagi, A. and Padiyar, K.R (2006). *Dynamic analysis and simulation of a VSC based back-to-back HVDC link*, 2006 India International Conference on Power Electronics, 232-238
64. Yang, Y., Yang, X., Qian, F., Li, L., Wu G. and Lin, S. (2010). *Effect of ± 800 kV Yun-Guang ultra HVDC transmission system on voltage profile in Guangdong power grid and corresponding enhancement measures*, Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT, Europe), Gothenburg, 11-13.
65. Weidong, Q. and Yingke, M. (2011). Overview of Shanghai Flexible HVDC Transmission Demonstration Project, *East China Electric Power*, 39, 07, 1137-1140
66. Weijia, L., Weizhen, S. and Jing, Z. (2016). Analysis of Typical Operating Modes of Zhoushan Multi-Terminal VSC-HVDC Pilot Project, *Power System Technology*, 40, 06, 1751-1756
67. Xinlei, C. (2016). Discussion on Dispatching Operating Strategy for Guangdong Nan'ao VSC-MTDC Transmission System, *Guangdong Electric Power*, 29, 07, 93-96,
68. Weichun, G., Hongqun, G. and Zhiyuan, H. (2012). Overview on Dalian Flexible HVDC Transmission Demonstration Project, *Northeast Electric Power Technology*, 31, 2, 1-4
69. Yuexi, Y., Zhiyuan, H. and Yang, Z. (2016). Control Mode and Operating Performance of Xiamen ± 320 kV VSC-HVDC Project, *Smart Grid*, 04, 03, 229-234
70. Guo, X., Deng, M. and Wang, K. (2016). Characteristics and performance of Xiamen VSC-HVDC transmission demonstration project, 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), 1-4
71. Bahrman, M. and Johnson, B. (2007). The ABCs of HVDC transmission Technologies, *Power and Energy Magazine IEEE*, 5, 2, 32-44
72. İnternet: Power Grid Development Plan 2025. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.netzentwicklungsplan.de&date=2018-11-14>, Son Erişim Tarihi: 14.11.2018

73. Wolff, C. And Elberling, T. (2000). The kontek HVDC link between Denmark and Germany, *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, 1, 572-574
74. Abdel-Moamen, M.A., Shaaban, S.A. and J. Francisco, J. (2017). *France-Spain HVDC Transmission System with Hybrid Modular Multilevel Converter and Alternate-Arm Converter*, IEEE International Conference on Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (IPACT), 1-6
75. Teeuwssen, S.P. and Rossel, R. (2010). *Dynamic Performance of the 1000 mw Britned Hvdc Interconnector Project*, Power and Energy Society General Meeting 2010 IEEE, 1-8
76. Giddani, O.A., Adam, G.P., Anaya-Lara, O., Burt, G. and Lo, K.L. (2010). *Potential benefits of decoupling the Scotland-England network using VSC-HVDC*, 9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), 1-5
77. Henderson, M., Bertagnolli, D. and Ramey, D. (2010). *Planning HVDC and FACTS in new England*, 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference, 1-3
78. İnternet: Siemens, Power transmission – hvdc. URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.energy.siemens.com%2Fnl%2Fen%2Fpower-transmission%2Fhvdc%2F&date=2018-11-14>,
 Son Erişim Tarihi: 14.11.2018.
79. İnternet: ABB, HVDC reference list. URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fnew.abb.com%2Fsystems%2Fhvdc%2Freferences%2F&date=2018-11-14>,
 Son Erişim Tarihi: 14.11.2018.
80. Haileselassie, T.M. (2008). *Control of multi-terminal VSC-HVDC systems*, Master's Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway
81. Alekseeva, N.D., Bubnova, A.V., Chudny, V.S. and Tikhodeev, N. N. (2002). *Reliability analysis and comparison of long-distance HVAC and HVDC power transmission lines*, Proceedings. International Conference on Power System Technology, 1, 275-279
82. Rahman, M., Rabbi, F., Islam, K. and Mahafugur Rahman, F.M. (2014). *HVDC over HVAC Power Transmission System: Fault Current Analysis and Effect Comparison*, 2014 International Conference on Electrical Engineering and Information & Communication Technology, 1-6
83. Jung, H. and Biletskiy, Y. (2009). *Evaluation and comparison of economical efficiency of HVDC and AC transmission*, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE 2009), 41-44
84. Hertem, D.V., Gomis-Bellmunt, O. and Liang, J. (2016). *Comparison of HVAC and HVDC technologies, HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*, Wiley-IEEE Press eBook Chapters
85. Behraves, V. and Abbaspour, N. (2012). New Comparison of HVDC and HVAC Transmission system, *International Journal of Engineering Innovation & Research*, 1, 3, 300-304

86. Maruvada, P.S (2008). *800kV HVDC transmission systems*, IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, 1-2
87. Oluwafemi E.O. and Innocent E. D. (2017). *Technical performance and cost analysis of a 600kV HVDC link on South Africa's EHV network*, 2017 IEEE PES PowerAfrica, 88-94
88. Bahrman, M.P. (2008). *HVDC Transmission Overview*, IEEE / PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 1-7
89. Andersen, B.R. (2006). *HVDC transmission-opportunities and challenges*, The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, 24-29
90. Haileselassie, T.M. and Uhlen, K. (2013). Power System Security in a Meshed North Sea HVDC Grid, *Proceedings of the IEEE*, 101, 978-990
91. Arrillaga, J. (1998). *High Voltage Direct Current Transmission*, 2nd Edition. London: The Institution of Electrical Engineers
92. May, T.W., Yeap, Y.M and Ukil, A. (2016). *Comparative Evaluation of Power Loss in HVAC and HVDC Transmission Systems*, 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON), 637-641
93. Cao, J., Du, W.J., Wang, H.F.F. and Bu, S.Q. (2013). Minimization of Transmission Loss in Meshed AC/DC Grids with VSC-MTDC Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, 3047-3055
94. Gencoglu, C., Tor, O.B. and Tanidir, O. (2011). *Technical feasibility analysis of the proposed 2×350 MW HVDC substation between georgia and turkey*, in Proc. 2011 North American Power Symposium, 1-6
95. Hu, B., Xie, K. and Tai, H.M. (2018). Reliability Evaluation and Weak Component Identification of $\pm 500\text{kV}$ HVDC Transmission Systems with Double-Circuit Lines on the Same Tower, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33, 1716-1726
96. Ahmed, F. and Mishra, R. (2015). *LCC HVDC bipoles configurations and their comparison with same and separate line*, 2015 Annual IEEE India Conference (INDICON), 1-6
97. Zhang, L.D., Harnefors, L. and Nee, H.P. (2010). Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters, *IEEE Transactions on Power Systems*, 25, 809-820
98. Flourentzou, N., Agelidis, V. and Demetriades, G. (2009). VSC-based HVDC power transmission systems: An overview, *IEEE Transactions Power Electronic*, 24, 592-602
99. Mbuli, M., Sithole, S. and Ngcobo, T. (2011). *Initial Results of investigations into Introducing New HVDC Injections into the Cape Network to Increase Transfer Capacity*, IEEE Africon '11, 13-15

100. B. Zhang, B., Zeng, R., He, J., Zhao, J., Li, X., Wang, Q. and Cui, X. (2008). Numerical analysis of potential distribution between ground electrodes of HVDC system considering the effect of deep earth layers, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2, 185-191
101. Pan, Z., Zhang, L. and Wang, X. (2016). HVDC ground return current modeling in AC systems considering mutual resistances, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31, 165-173
102. De Boeck, S., Tielens, P., Leterme, W. and Van Hertem, D. (2013). *Configurations and earthing of HVDC grids*, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 1-5
103. Wasserrab, A., Just, B. and Balzer, G. (2013). *Contribution of HVDC converters to the DC short circuit current*, Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities'. IEEE, 1-6
104. Yu, Z., He, J., Zeng, R., Zhang, B. and Chen, S. (2006). *Experimental Research on EMI of PLC System of ± 500 kV HVDC Converter Station*, Environmental Electromagnetics, The 2006 4th Asia-Pacific Conference on, 624-627
105. Z. Huiliang, Z., Fortin, S., Jinxi, M. and Dawalibi, F.P. (2006). *EM environmental evaluation of HVDC transmission lines*, Proceedings of the 4th Asia-Pacific Conference on Environmental Electromagnetics, 260-262
106. Maruvada, P.S. (2006). *Research activities on the environmental impact of AC and DC power transmission systems*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1
107. Russo, A. (2011). *Desing of a Power transformer and hvdc transmission system*, Master Thesis Università Degli Studi Di Padova Facoltà Di Ingegneria, Italy
108. Asplund, G., Astrom, U. and Lescale, V. (2006). *800 KV HVDC for transmission of large amount of power over very long distances*, International Conference on Power System Technology, 1-10
109. Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc.
110. Liu J., Yao, L., Wu, T., Guo, Y., Yuan A., He, C. (2010). *Application of Back-to-Back VSC-HVDC in Power Grids Synchronization Parallel Operation*, 2010 International Conference on Electrical and Control Engineering (ICECE), 3365-3368
111. Ding, H., Han, M.X., Chen, Q., Yin, W.Y., Liu, B.H. (2008). *Detailed modeling of China-Russia Heihe back-to-back HVDC project using PSCAD/EMTDC*, 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 1916-192
112. Zeng, R., Yu, Z., He, J., Zhang, B. And Niu, B. (2011). Study on Restraining DC Neutral Current of Transformer During HVDC Monopolar Operation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26, 2785-2791
113. Skog, J., Asten, H., Worzyk, T. and Andersrød, T. (2010). *Norned world's longest power cable*, CIGRE Session, Paris, France

114. Kihwele, S., Min, D., Kim, H.J. and Hur, K. (2012). *Modeling and analysis of bipolar HVDC interlink for Tanzania power grid*, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1-7
115. Ding, H., Wu, Y., Zhang, Y., Ma, Y. and Kuffel, R. (2016). *System stability analysis of Xiamen bipolar MMC-HVDC project*, 12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016), 1-6
116. Liu, H. And Sun, J. (2013). *DC terminal impedance modeling of LCC HVDC convert*, IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 1-8
117. Liu, H. and Sun, J. (2013). *Modeling and analysis of dc-link harmonic instability in LCC HVDC systems*, IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 1-9
118. Du, C. (2007). *VSC-HVDC for Industrial Power Systems. Doctoral Thesis, Energy and Environment Dept.*, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden
119. Xue, Y., Kong, D., Song, Z., Hamidi, V. and Zhang, X.P (2015). *Development of a Advanced LCC-HVDC Model for Transmission System*, AC and DC Power Transmission, 11th IET International Conference, 1-6
120. Kumar, K.S.S. and Devi, A.R. (2012). *Harmonic analysis of hybrid capacitor commutated converter in HVDC system*, 2012 IEEE Fifth Power India Conference, 1-6
121. Nabae, A., Takahashi, I. and Akagi, H. (1981). *A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter*, *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-17, 518–523
122. Asplund, G., Eriksson, K., Jiang, H., Lindberg, J., Palsson, R. And Svensson, K. (1998). *DC transmission based on voltage source converters*, Proceedings of CIGRE session
123. Schetler, F., Huang, H. and Christl N., *HVDC transmission system using voltage source converters design and applications*, Proceedings of 2000 IEEE PES summer meeting, 1, 715
124. İnternet: Eriksson, K., *Hvdc light and development of voltage source converters*, ABB review.URL:
<http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Flibrary.e.abb.com%2Fpublic%2F1f9325bfc027ca6dc1256fda004c8cbb%2FHVDC%2520Light%2520and%2520development%2520of%2520VSC.pdf&date=2018-11-14>, Son Erişim Tarihi: 14.11.2018.
125. Xu, L. and Agelidis, V.G. (2007). *VSC transmission system using Flying capacitor multilevel converters and Hybrid PWM control*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22, 693-702
126. Bahrman, M.P., Johansson, J.G. and Nilson, B.A. (2003). *Voltage source converter transmission technologies-the right fit for the application*, 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1840-1847

127. Zhu, J., Booth, C.D., Adam G. P., Roscoe, A.J. and Bright, C.G. (2013). Inertia emulation control strategy for VSC-HVDC transmission systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, 1277-1287
128. Latorre, H.F. (2011). *Modeling and Control of VSC-HVDC Transmissions*, Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Electric Power Systems Stockholm, Sweden
129. Rashid, M.H. (2001). *Power Electronics Handbook*, A Harcourt Science and Technology Company, Florida
130. Arrillaga, J. Liu, Y.H, Watson. N.R. (2007) *Flexible Power Transmission The HVDC Options*, John Wiley & Sons Ltd, England
131. Rodriguez, J., Lai, J. and Peng, F. (2002). Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 49, 724-738
132. Andersen, B.R., Xu, L. and Wong, K.T.G. (2001). *Topologies for vsc transmission*, Proc. 7th Int. Conf. AC-DC Power Transm., London, U.K., 298–304
133. Meah, K. and Ula, S. (2007). *Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1-5.
134. Okba, M.H., Saied, M.H., Mostafa, M.Z. and Abdel-Moneim, T.M. (2012). *High voltage direct current transmission - A review*, Part II-converter technologies, IEEE Energytech, 1-7
135. Shah, S., Hassan, R. and Sun, J. (2013). *HVDC transmission system architecture and control - a review*, 2013 IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 1-8
136. Oluwafemi E.O., Innocent, E.D. and Kamati, N.I.M. (2016). *A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications*, 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 1-7
137. Moharana, A., Varma, R.K. and Litzenberger, W.H. (2012). *Bibliography of HVDC transmission 2011: IEEE Working Group report*, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1-8.
138. RL Sellick, R.L. and Åkerberg, M. (2012). *Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme*, 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission ,1-6
139. Lee S.B., Kim, Y.H., Jung, E.H., Hong, S.P., Cho, D.S., Kim, S.Y., Son, S.H. and Lee, I.H. (2018). *Development of HVDC XLPE cable system for VSC and LCC*, 12th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials, 393-399

140. İnternet: Mukhedkar, R.A. Introduction to hvdc, lcc and vsc comparison, Alstom, URL: http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fsarienergy.org%2Foldsite%2FPageFiles%2FWhat_We_Do%2Factivities%2FHVDC_Training%2FPresentation%2FDay_7%2FIntroduction_to_HVDC_VSC_ALSTOM.pdf&date=2018-11-14, Son Erişim Tarihi: 14.11.2018.
141. Kim, C.K., Sood, V.K., Jang, G.S., Lim, S.J. and Lee, S.J. (2009). *HVDC transmission: power conversion applications in power systems*, John Wiley & Sons
142. Sousa, T., dos Santos, M.L., Jardini, J.A., Casolari, R.P. and Nicola, G.L.C. (2012). *An evaluation of the HVDC and HVAC transmission economic*, Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, 1-6.
143. Wang, H. and Redfern, M.A. (2010). *The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks*, 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010, 1-5
144. Ronström, L., Hoffstein, M., Pajo, R. and Lahtinen, M. (2007). *The estlink hvdc light transmission system*, CIGRE Regional Meeting on Security and Reliability of Electric Power Systems, Tallinn, Estonia
145. Mohan, N. and Undeland, T.M. (2007). *Power electronics: converters, applications, and design*, John Wiley & Sons
146. Bonilla C.C. and Tigga, S.M (2011). *Design and performance comparison of two-level and multilevel converters for HVDC applications*, Master's thesis, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden
147. Yang J., Zheng, J., Tang, G. and He, Z. (2010). Characteristics and recovery performance of VSC-HVDC DC transmission line fault, IEEE Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) Asia-Pacific, 1–4
148. Arrillaga, J., Liu, Y., Watson, N. and Murray, N. (2010). *Self-Commutating Converters for High Power Applications*, John Wiley & Sons
149. T. W. Shire, T.W. (2009). *VSC-HVDC based network reinforcement*, Master's thesis, Delft University of Technology, Delft, Netherlands
150. Dorantes, D.P., Morales, J.L.M. and Angeles, M.H. (2013). A filter design methodology of a vsc-hvdc system, Power Electronics and Computing (ROPEC) 2013 IEEE International Autumn Meeting, 1-6
151. Li, Y., Luo, L.F., Rüberg, S., Rehtanz, C., Yang, D.C. and Xu, J.Z. (2010). A class of new HVDC transmission modes improved by Inductive Filtering method, Power System Technology (POWERCON) 2010 International Conference , 1-7
152. Li, Y., Rehtanz, C., Yang, D.C., Ruberg, S. and Luo, L.F. (2010). Feasibility study on application of voltage source inductive filtering converter in HVDC-Light systems, 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 1-4

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : YEŞİL, Merden
 Uyuğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 20.08.1985, Kırşehir
 Medeni hali : Evli
 Telefon : 0 (532) 664 83 75
 Faks : 0 (312) 203 87 97
 e-mail : merden.yesil@teias.gov.tr



Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Yüksek lisans	Gazi Üniversitesi / Elektrik Elektronik Mühendisliği	Devam ediyor
Lisans	İstanbul Üniversitesi / Elektrik Elektronik Mühendisliği	2007
Lise	Hasan Ali Yücel Anadolu Öğretmen Lisesi	2003

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2011-Halen	TEİAŞ Genel Müdürlüğü	Başmühendis
2008-2011	Petlas A.Ş.	Proje Mühendisi
2007-2008	Metec A.Ş.	Proje Mühendisi

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

1. Irmak,E., Yeşil, M. (2018). *Design and Technical Analysis of VSC-HVDC Line Integration to Turkish Transmission System*, ECRES, İstanbul

2. Bayındır, R., Demirbaş, Ş., Irmak, E., Çetinkaya, Ü., Ova, A., Yeşil, M. (2016). *Effect of Renewable Energy Sources on the Power Systems*, Power Electronics and Motion Control Conference, Varna
3. Özdemirci, E., Yeşil, M., Ova, A., Çetinkaya, Ü. (2016). *Mevsimsel Değişimlerin Türkiye Elektrik İletim Sistemi Üzerindeki Etkiler*, Güç Sistemleri Konferansı, İstanbul
4. Bayındır, R., Demirbaş, Ş., Ova, A., Çetinkaya, Ü., Yeşil, M. (2016). *Stability Analysis of an Offshore Wind Farm Connected to Turkish Electricity Transmission System*, International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Birmingham.

Hobiler

Kitap, Sinema, Seyahat



GAZİ GELECEKTİR..