



دانشگاه تهران
پردیس دانشکده های فنی
دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر



تحلیل سیستم های انرژی الکتریکی ۱

دکتر محمدزاده و دکتر صنایع پسند

پروژه نهایی

سروش مس فروش مشهد

ش.د: ۸۱۰۱۹۸۴۷۲

بهمین ° °

چکیده

در این تمرین کامپیوتری هدف ما این است که با استفاده از دانشی که در درس کسب کردیم، با روند بهره‌برداری از یک شبکه قدرت آشنا شویم، برای این کار ابتدا پارامترهای خطوط انتقال را برای دو سطح ولتاژ متداول ایران یعنی $400KV$ و $230KV$ حساب کرده و سپس با استفاده از آن‌ها مساله پخش بار و چالش‌های آن را برای شبکه داده شده در قسمت سوم پروژه بررسی می‌کنیم.

محاسبه کد مد نظر برای سوالات

$$ID = \text{Rem} \left(\frac{810198472}{3} \right) = 1$$

لذا در بخش اول از برج $T2G60$ در بخش دوم از برج $KDT60$ استفاده شده است و همچنین به سوالات ** پاسخ داده شده است.

۱ سطح انتقال ۴۰۰KV

۱.۱ تحلیل به کمک MATLAB

ابتدا برای هادی‌های فاز داریم:

۱.۱.۱ محاسبه X ها

در این قسمت به سادگی به صورت زیر عمل می‌کنیم:

$$\begin{aligned} X_1 &= -7/95m, & X_2 &= -9/95m, & X_3 &= -7/95m \\ X_4 &= 7/95m, & X_5 &= 9/95m, & X_6 &= 7/95m \end{aligned}$$

۲.۱.۱ محاسبه Y_{tower}

در این قسمت برای محاسبه Y_{tower} باید دقت کنیم که تعریف آن چیست، برای محاسبه آن ارتفاع مقره باید از آن کاسته شود یعنی Y_{tower} برای هر هادی در واقع ارتفاع Crossarm دکل تا زمین منهای ارتفاع مقره هست.

$$\begin{cases} Y_{tower_{p1,4}} = 9/2 + 8/3 + 3 + 14/5 - 3/3 = 31/7m \\ Y_{tower_{p2,5}} = Y_{tower_{p1,4}} - 9/2 = 22/5m \\ Y_{tower_{p3,6}} = Y_{tower_{p2,5}} - 8/3 = 14/2m \end{cases}$$

پس به صورت مختصر و مفید داریم:

$$Y_{tower_{p1,4}} = 31/7m, \quad Y_{tower_{p2,5}} = 22/5, \quad Y_{tower_{p3,6}} = 14/2m$$

۳.۱.۱ محاسبه Y_{min}

تفاوت این پارامتر با Y_{tower} لحاظ کردن Sag می‌باشد، به این صورت که داریم:

$$Y_{min} = Y_{tower} - Sag$$

با توجه به ویدیو آموزشی که در اختیار قرار گرفت، $Sag = 5m$ لذا داریم:

$$Y_{min_{p_1, \varphi}} = 26.7m, \quad Y_{min_{p_2, \delta}} = 17.5, \quad Y_{min_{p_3, \epsilon}} = 9.2m$$

حال به انجام محاسبات برای هادی های شیلد می پردازیم:

۴.۱.۱ محاسبه ها

در این قسمت به سادگی به صورت زیر عمل می کنیم:

$$X_1 = -6m, \quad X_2 = 6m$$

۵.۱.۱ محاسبه Y_{tower}

در این قسمت باید دقت ویژه داشته باشیم که هادی های شیلد مقرر ندارند و نیازی به کم کردن ۳/۳ در این قسمت نمی باشد.

$$Y_{tower_{g_1, \varphi}} = 41.8m$$

۶.۱.۱ محاسبه Y_{min}

با توجه به ویدیو آموزشی که در اختیار قرار گرفت، $Sag = 5m$ لذا داریم:

$$Y_{min_{g_1, \varphi}} = 36.8m,$$

حال به محاسبه سایر موارد برای هادی های فاز می پردازیم:

۷.۱.۱ محاسبه دیگر پارامترهای هادی های فاز

معرفی $\frac{T}{D}$

مطابق ویدیو آموزشی این مقدار به صورت زیر به دست می آید.

$$\frac{T}{D} = \frac{\text{Conductor radius}}{\text{Full diameter}}$$

با مراجعه به Datasheet که در اختیار ما گذاشته برای هادی Martin داریم:

$$Overall\ diameter = 3.616\text{cm}, \quad \frac{T}{D} = \frac{\frac{3.616}{2}}{3.616 + 1.205} = 0.375$$

$$GMR = re^{\frac{-1}{4}} = \frac{3.616}{2} e^{\frac{-1}{4}} = 1.4081\text{cm}, \quad DC\ resistance = 0.4238 \frac{\Omega}{km}$$

۸.۱.۱ محاسبه دیگر پارامترهای هادی‌های شیلد

با توجه صورت پروژه خواهیم داشت:

$$Overall\ diameter = 1.2\text{cm}, \quad \frac{T}{D} = \frac{r}{2r} = 0.5$$

$$GMR = re^{\frac{-1}{4}} = \frac{1.2}{2} e^{\frac{-1}{4}} = 0.4673\text{cm}, \quad DC\ resistance = 4 \frac{\Omega}{km}$$

۹.۱.۱ نتایج شبیه‌سازی

The screenshot shows the 'Line Constant Tool' interface with the following data:

General

- Units: metric
- Frequency (Hz): 50
- Ground resistivity (ohm.m): 100
- Comments: PSA_Project_810198472, 400kV Part

Line Geometry

Number of phase conductors (bundles): 6

| Conductor | Phase | X (m) | Y tower (m) | Y min (m) | Cond. type |
|-----------|-------|---------|-------------|-----------|------------|
| p1 | 1 | -7.9500 | 31.7000 | 26.7000 | 1 |
| p2 | 2 | -9.9500 | 22.5000 | 17.5000 | 1 |
| p3 | 3 | -7.9500 | 14.2000 | 9.2000 | 1 |
| p4 | 3 | 7.9500 | 31.7000 | 26.7000 | 1 |
| p5 | 2 | 9.9500 | 22.5000 | 17.5000 | 1 |
| p6 | 1 | 7.9500 | 14.2000 | 9.2000 | 1 |

Number of ground wires (bundles): 2

| Conductor | Phase | X (m) | Y tower (m) | Y min (m) | Cond. type |
|-----------|-------|-------|-------------|-----------|------------|
| g1 | 0 | -6 | 41.8000 | 36.8000 | 2 |
| g2 | 0 | 6 | 41.8000 | 36.8000 | 2 |

Conductor and Bundle Characteristics

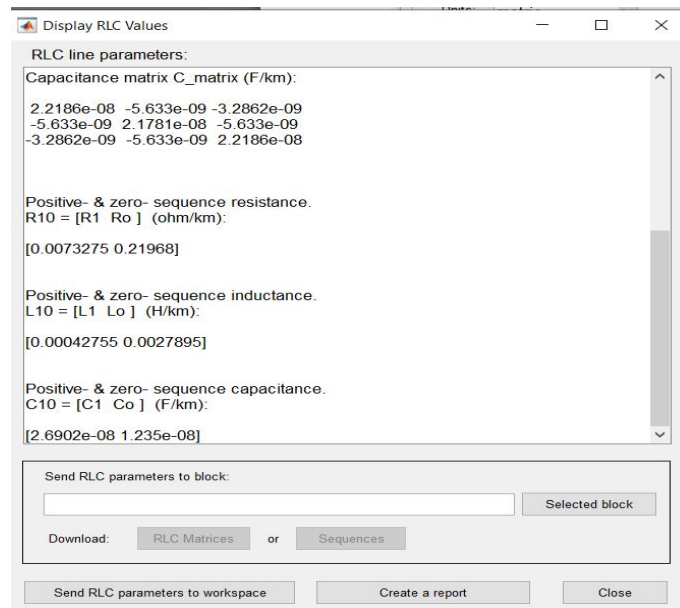
Number of conductor types: 2

Conductor internal inductance evaluated from: Geometric Mean Radius (GMR) ☒ Include conductor skin effect

| Conductor (bundle) type | Conductor outside diameter (cm) | Conductor T/D ratio | Conductor GMR (cm) | Conductor DC resistance (Ohm/km) | Conductor relative permeability | Number of conductors per bundle | Bundle diameter (cm) | Angle of conductor 1 (degrees) |
|-------------------------|---------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| 1 | 3.6160 | 0.3750 | 1.4081 | 0.0424 | 1 | 3 | 45 | 30 |
| 2 | 1.2000 | 0.5000 | 0.4673 | 4 | 1 | 1 | 0 | 0 |

Buttons: Load typical data, Load user data, Save, Compute RLC line parameters, Help, Close

شکل ۱: MATLAB GUI to calculate RLC parameters



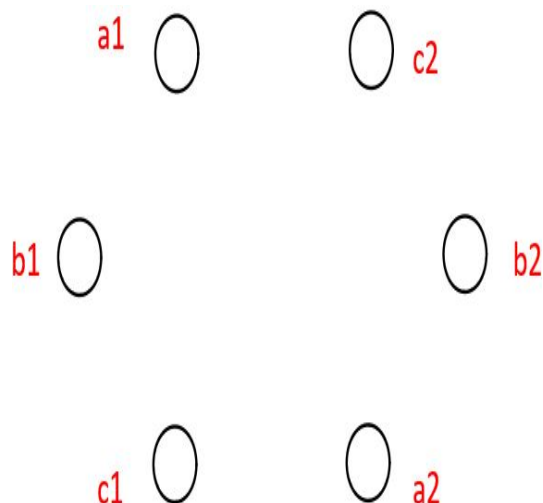
شکل ۲: RLC Parameter outputs

در این پروژه صرفاً مقادیر Positive Sequence برای ما مهم می‌باشد لذا خواهیم داشت:

$$\begin{cases} R = 0.0073275 \frac{\Omega}{km} \\ L = 0.00042755 \frac{H}{km} \\ C = 2.6902 \times 10^{-8} \frac{F}{km} \end{cases}$$

۲.۱ تحلیل دستی

در این قسمت برای بررسی صحت محاسبات نرم‌افزاری به صورت دستی نیز به محاسبه خواهیم پرداخت. مطابق مطالب درسی برای خطوط سه فاز دومیاده به حل مساله خواهیم پرداخت.



شکل ۳: Three phase two way

۱.۲.۱ محاسبه GMD

با توجه به یک سری قیود هندسی ساده داریم:

$$\begin{aligned}
 D_{a_1 b_1} &= \sqrt{9/2^2 + 2^2} = 9/4149m, & D_{a_1 b_2} &= \sqrt{9/2^2 + 17/9^2} = 20/1259m \\
 D_{a_2 b_1} &= \sqrt{17/9^2 + 8/3^2} = 19/7307m, & D_{a_2 b_2} &= \sqrt{8/3^2 + 2^2} = 8/5376m \\
 D_{a_1 c_1} &= 17/5m, & D_{a_1 c_2} &= 15/9m \\
 D_{a_2 c_1} &= 15/9m, & D_{a_2 c_2} &= 17/5m \\
 D_{b_1 c_1} &= \sqrt{8/3^2 + 2^2} = 8/5376m, & D_{b_1 c_2} &= \sqrt{17/9^2 + 9/2^2} = 20/1259m \\
 D_{b_2 c_1} &= \sqrt{8/3^2 + 17/9^2} = 19/7307m, & D_{b_2 c_2} &= \sqrt{9/2^2 + 2^2} = 9/4149m
 \end{aligned}$$

حال خواهیم داشت:

$$D_{AB} = \sqrt[3]{D_{a_1b_1}D_{a_1b_2}D_{a_2b_1}D_{a_2b_2}} = \sqrt[3]{9/4149 \times 20/1259 \times 19/7307 \times 8/5376} = 13/3663m$$

$$D_{AC} = \sqrt[3]{D_{a_1c_1}D_{a_1c_2}D_{a_2c_1}D_{a_2c_2}} = \sqrt[3]{17/5 \times 15/9 \times 15/9 \times 17/5} = 16/6808m$$

$$D_{BC} = \sqrt[3]{D_{b_1c_1}D_{b_1c_2}D_{b_2c_1}D_{b_2c_2}} = \sqrt[3]{8/5376 \times 20/1259 \times 19/7307 \times 9/4149} = 13/3663m$$

پس در نهایت خواهیم داشت:

$$GMD = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}} = \sqrt[3]{13/3663^2 \times 16/6808} = 15/3906m$$

۲.۲.۱ محاسبه GMR_L

مطابق با آموخته‌های درسی خواهیم داشت:

$$D_S^b = \sqrt[3]{D_S d^3} = \sqrt[3]{0/45^2 \times 1/4081 \times 10^{-2}} = 0/1418m$$

حال خواهیم داشت:

$$D_{a_1a_2} = \sqrt{17/5^2 + 15/9^2} = 23/6444m, \quad D_{b_1b_2} = 19/9$$

$$D_{c_1c_2} = \sqrt{17/5^2 + 15/9^2} = 23/6444m$$

در ادامه مشخص داریم که:

$$D_{SA} = \sqrt{D_S^b D_{a_1a_2}} = \sqrt{0/1418 \times 23/6444} = 1/831m$$

$$D_{SB} = \sqrt{D_S^b D_{b_1b_2}} = \sqrt{0/1418 \times 19/9} = 1/6798m$$

$$D_{SC} = \sqrt{D_S^b D_{c_1c_2}} = \sqrt{0/1418 \times 23/6444} = 1/831m$$

پس می‌توان نوشت:

$$GMR_L = \sqrt[3]{D_{SA}D_{SB}D_{SC}} = \sqrt[3]{1/831^2 \times 1/6798} = 1/7791m$$

حال با استفاده از فرمول اندوکتانس خواهیم داشت:

$$\begin{aligned} L &= 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{GMD}{GMR_L}\right) = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{15/3906}{1/7791}\right) = 0/000000431529863 \frac{H}{m} \\ &= 0/000431529863 \frac{H}{km} \end{aligned}$$

مشاهده می‌شود که با تقریب خیلی خوبی این مقدار با محاسبات نرم‌افزاری ما تطابق دارد.

۳.۲.۱ محاسبه GMR_C

مطابق با آموخته‌های درسی خواهیم داشت:

$$r^b = \sqrt[3]{rd^2} = \sqrt[3]{\frac{0.03616}{2} \times 0.45^2} = 0.1541m$$

حال خواهیم داشت:

$$r_A = \sqrt{r^b D_{a_1 a_2}} = \sqrt{0.1541 \times 23.6444} = 1.9088m$$

$$r_B = \sqrt{r^b D_{b_1 b_2}} = \sqrt{0.1541 \times 19.9} = 1.7512m$$

$$r_C = \sqrt{r^b D_{c_1 c_2}} = \sqrt{0.1541 \times 23.6444} = 1.9088m$$

پس می‌توان نوشت:

$$GMR_C = \sqrt[3]{r_A r_B r_C} = \sqrt[3]{1.9088^2 \times 1.7512} = 1.8548m$$

حال با استفاده از فرمول کاپاسیتانس خواهیم داشت:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{GMD}{GMR_C}\right)} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{153906}{18548}\right)} = 2.6279165 \times 10^{-11} \frac{F}{m} = 2.6279165 \times 10^{-8} \frac{F}{km}$$

مشاهده می‌شود که با تقریب خیلی خوبی این مقدار با محاسبات نرم‌افزاری ما تطابق دارد.

۲ سطح انتقال ۲۳۰KV

۱.۲ تحلیل به کمک MATLAB

ابتدا برای هادی‌های فاز داریم:

۱.۱.۲ محاسبه X ها

در این قسمت به سادگی به صورت زیر عمل می‌کنیم:

$$X_1 = -5.15m, \quad X_2 = -7.3m, \quad X_3 = -5.8m$$

$$X_4 = 5.55m, \quad X_5 = 7.65m, \quad X_6 = 6.15m$$

۲.۱.۲ محاسبه Y_{tower}

$$\begin{cases} Y_{tower_{p_1, \varphi}} = 6/4 + 6 + 3 + 13/5 - 2/9 \cdot 8 = 25/992m \\ Y_{tower_{p_2, \delta}} = Y_{tower_{p_1, \varphi}} - 6/4 = 19/592m \\ Y_{tower_{p_3, \epsilon}} = Y_{tower_{p_2, \delta}} - 6 = 13/592m \end{cases}$$

پس به صورت مختصر و مفید داریم:

$$Y_{tower_{p_1, \varphi}} = 25/992m, \quad Y_{tower_{p_2, \delta}} = 19/592m, \quad Y_{tower_{p_3, \epsilon}} = 13/592m$$

۳.۱.۲ محاسبه Y_{min}

تفاوت این پارامتر با Y_{tower} لحاظ کردن Sag می باشد، به این صورت که داریم:

$$Y_{min} = Y_{tower} - Sag$$

با توجه به ویدیو آموزشی که در اختیار قرار گرفت. $Sag = 5m$ لذا داریم:

$$Y_{min_{p_1, \varphi}} = 20/992m, \quad Y_{min_{p_2, \delta}} = 14/592, \quad Y_{min_{p_3, \epsilon}} = 8/592m$$

حال به انجام محاسبات برای هادی های شیلد می پردازیم:

۴.۱.۲ محاسبه X ها

در این قسمت به سادگی به صورت زیر عمل می کنیم:

$$X_1 = -3/0 \cdot 225m, \quad X_2 = 3/0 \cdot 225m$$

۵.۱.۲ محاسبه Y_{tower}

در این قسمت باید دقت ویژه داشته باشیم که هادی های شیلد مقرر ندارند و نیازی به کم کردن $2/9 \cdot 8$ در این قسمت نمی باشد.

$$Y_{tower_{g_1, \varphi}} = 35/9m$$

۶.۱.۲ محاسبه Y_{min}

با توجه به ویدیو آموزشی که در اختیار قرار گرفت. $Sag = 5m$ لذا داریم:

$$Y_{ming_{1,2}} = 30.8m,$$

حال به محاسبه سایر موارد برای هادی‌های فاز می‌پردازیم:

۷.۱.۲ محاسبه دیگر پارامترهای هادی‌های فاز

با مراجعه به Datasheet که در اختیار ما گذاشته برای هادی Cardinal داریم:

$$Overall\ diameter = 37.39cm, \quad \frac{T}{D} = \frac{\frac{37.39}{2}}{37.39 + 17.13} = 0.375$$

$$GMR = re^{\frac{-1}{r}} = \frac{37.39}{2} e^{\frac{-1}{r}} = 11.834cm, \quad DC\ resistance = 0.5973 \frac{\Omega}{km}$$

۸.۱.۲ محاسبه دیگر پارامترهای هادی‌های شیلد

با توجه صورت پروژه خواهیم داشت:

$$Overall\ diameter = 12cm, \quad \frac{T}{D} = \frac{r}{2r} = 0.5$$

$$GMR = re^{\frac{-1}{r}} = \frac{12}{2} e^{\frac{-1}{r}} = 0.4673cm, \quad DC\ resistance = 4 \frac{\Omega}{km}$$

۹.۱.۲ نتایج شبیه‌سازی

Powergui Compute RLC Line Parameters Tool. model: DefaultLineParameters.mat

General

Units:

Frequency (Hz):

Ground resistivity (ohm.m):

Comments:
PSA_Project_810198472
230KV Part

Line Geometry

Number of phase conductors (bundles):

| Conductor | Phase | X (m) | Y tower (m) | Y min (m) | Cond. type |
|-----------|-------|---------|-------------|-----------|------------|
| p1 | 1 | -5.1500 | 25.9920 | 20.9920 | 1 |
| p2 | 2 | -7.3100 | 19.5920 | 14.5920 | 1 |
| p3 | 3 | -5.8000 | 13.5920 | 8.5920 | 1 |
| p4 | 3 | 5.5500 | 25.9920 | 20.9920 | 1 |
| p5 | 2 | 7.6500 | 19.5920 | 14.5920 | 1 |
| p6 | 1 | 6.1500 | 13.5920 | 8.5920 | 1 |

Number of ground wires (bundles):

| Conductor | Phase | X (m) | Y tower (m) | Y min (m) | Cond. type |
|-----------|-------|---------|-------------|-----------|------------|
| g1 | 0 | -3.0023 | 35.9000 | 30.9000 | 2 |
| g2 | 0 | 3.0023 | 35.9000 | 30.9000 | 2 |

Conductor and Bundle Characteristics

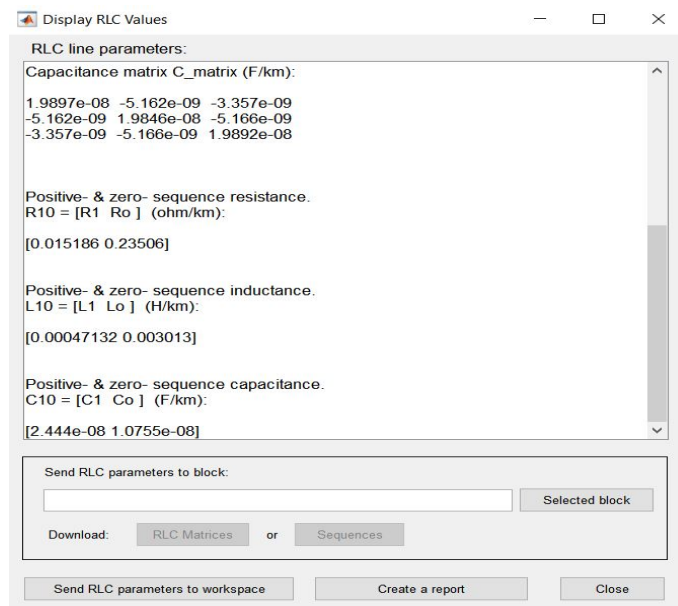
Number of conductor types:

Conductor internal inductance evaluated from: ☒ Include conductor skin effect

| Conductor (bundle) type | Conductor outside diameter (cm) | Conductor T/D ratio | Conductor GMR (cm) | Conductor DC resistance (Ohm/km) | Conductor relative permeability | Number of conductors per bundle | Bundle diameter (cm) | Angle of conductor 1 (degrees) |
|-------------------------|---------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| 1 | 3.0390 | 0.3750 | 1.1834 | 0.0597 | 1 | 2 | 30 | 0 |
| 2 | 1.2000 | 0.5000 | 0.4673 | 4 | 1 | 1 | 0 | 0 |

Load typical data Load user data Save Compute RLC line parameters Help Close

شکل ۴: MATLAB GUI to calculate RLC parameters



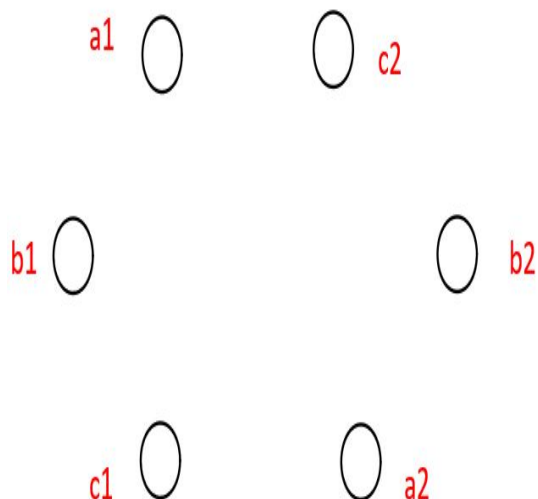
شکل ۵: RLC Parameter outputs

در این پروژه صرفاً مقادیر Positive Sequence برای ما مهم می‌باشد لذا خواهیم داشت:

$$\begin{cases} R = 0.015186 \frac{\Omega}{km} \\ L = 0.00047132 \frac{H}{km} \\ C = 2.444 \times 10^{-8} \frac{F}{km} \end{cases}$$

۲.۲ تحلیل دستی

در این قسمت برای بررسی صحت محاسبات نرم‌افزاری به صورت دستی نیز به محاسبه خواهیم پرداخت. مطابق مطالب درسی برای خطوط سه فاز دومیاده به حل مساله خواهیم پرداخت.



شکل ۶: Three phase two way

۱.۲.۲ محاسبه GMD

با توجه به یک سری قیود هندسی ساده داریم:

$$\begin{aligned}
 D_{a_1 b_1} &= \sqrt{6/4^2 + 2/15^2} = 6/7515m, & D_{a_1 b_2} &= \sqrt{6/4^2 + 12/8^2} = 14/3108m \\
 D_{a_2 b_1} &= \sqrt{6^2 + 13/45^2} = 14/7276m, & D_{a_2 b_2} &= \sqrt{6^2 + 1/5^2} = 6/1847m \\
 D_{a_1 c_1} &= \sqrt{12/4^2 + 0/65^2} = 12/4170m, & D_{a_1 c_2} &= 10/7m \\
 D_{a_2 c_1} &= 11/95m, & D_{a_2 c_2} &= \sqrt{12/4^2 + 0/6^2} = 12/4145m \\
 D_{b_1 c_1} &= \sqrt{6^2 + 1/5^2} = 6/1847m, & D_{b_1 c_2} &= \sqrt{6/4^2 + 12/8^2} = 14/3556m \\
 D_{b_2 c_1} &= \sqrt{6^2 + 13/45^2} = 14/7276m, & D_{b_2 c_2} &= \sqrt{6/4^2 + 1/5^2} = 6/5734m
 \end{aligned}$$

حال خواهیم داشت:

$$D_{AB} = \sqrt[3]{D_{a_1b_1}D_{a_1b_2}D_{a_2b_1}D_{a_2b_2}} = \sqrt[3]{6/7515 \times 14/3108 \times 14/7276 \times 6/1847} = 9/6856m$$

$$D_{AC} = \sqrt[3]{D_{a_1c_1}D_{a_1c_2}D_{a_2c_1}D_{a_2c_2}} = \sqrt[3]{12/4170 \times 10/7 \times 11/95 \times 12/4145} = 11/8488m$$

$$D_{BC} = \sqrt[3]{D_{b_1c_1}D_{b_1c_2}D_{b_2c_1}D_{b_2c_2}} = \sqrt[3]{6/1847 \times 14/3556 \times 14/7276 \times 6/5734} = 9/6287m$$

پس در نهایت خواهیم داشت:

$$GMD = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}} = \sqrt[3]{9/6856 \times 11/8488 \times 9/6287} = 10/3385m$$

۲.۲.۲ محاسبه GMR_L

مطابق با آموخته‌های درسی خواهیم داشت:

$$D_S^b = \sqrt{D_S d} = \sqrt{0/3 \times 1/1834 \times 10^{-2}} = 0/0596m$$

حال خواهیم داشت:

$$D_{a_1a_2} = \sqrt{12/4^2 + 11/3^2} = 16/7765m, \quad D_{b_1b_2} = 14/95m$$

$$D_{c_1c_2} = \sqrt{12/4^2 + 11/35^2} = 16/8102m$$

در ادامه مشخص داریم که:

$$D_{SA} = \sqrt{D_S^b D_{a_1a_2}} = \sqrt{0/0596 \times 16/7765} = 0/9999m$$

$$D_{SB} = \sqrt{D_S^b D_{b_1b_2}} = \sqrt{0/0596 \times 14/95} = 0/9439m$$

$$D_{SC} = \sqrt{D_S^b D_{c_1c_2}} = \sqrt{0/0596 \times 16/8102} = 1/0009m$$

پس می‌توان نوشت:

$$GMR_L = \sqrt[3]{D_{SA}D_{SB}D_{SC}} = \sqrt[3]{0/9999 \times 0/9439 \times 1/0009} = 0/9812m$$

حال با استفاده از فرمول اندوکتانس خواهیم داشت:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{GMD}{GMR_L}\right) = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{10/3385}{0/9812}\right) = 0/0000004709707515 \frac{H}{m}$$

$$= 0/0004709707515 \frac{H}{km}$$

مشاهده می‌شود که با تقریب خیلی خوبی این مقدار با محاسبات نرم‌افزاری ما تطابق دارد.

۳.۲.۲ محاسبه GMR_C

مطابق با آموخته‌های درسی خواهیم داشت:

$$r^b = \sqrt{rd} = \sqrt{\frac{0.3039}{2} \times 0.3} = 0.675m$$

حال خواهیم داشت:

$$r_A = \sqrt{r^b D_{a_1 a_2}} = \sqrt{0.675 \times 16.7765} = 1.0641m$$

$$r_B = \sqrt{r^b D_{b_1 b_2}} = \sqrt{0.675 \times 14.95} = 1.0046m$$

$$r_C = \sqrt{r^b D_{c_1 c_2}} = \sqrt{0.675 \times 16.8102} = 1.0652m$$

پس می‌توان نوشت:

$$GMR_C = \sqrt[3]{r_A r_B r_C} = \sqrt[3]{1.0641 \times 1.0046m \times 1.0652} = 1.0442m$$

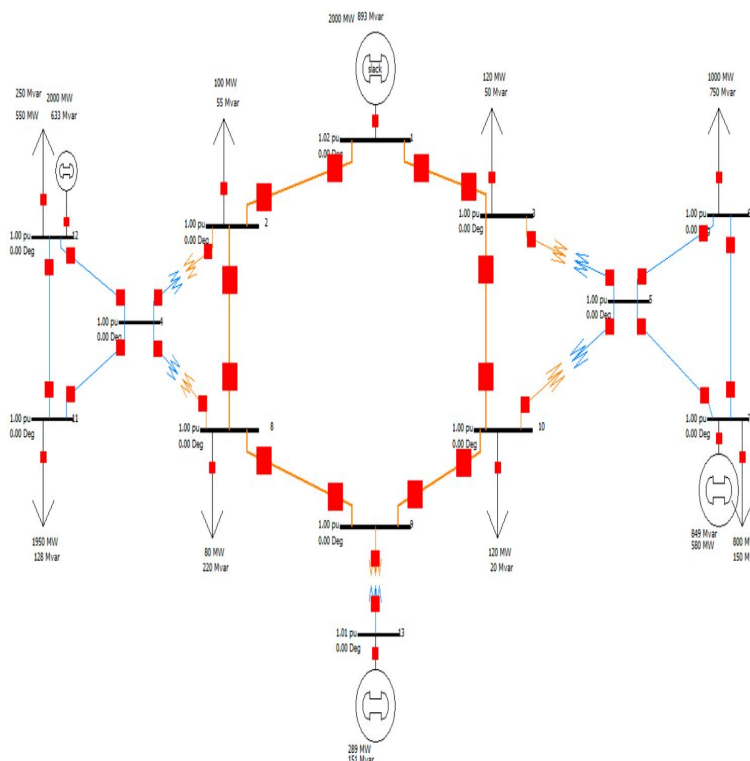
حال با استفاده از فرمول کاپاسیتانس خواهیم داشت:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{GMD}{GMR_C}\right)} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{1.3285}{1.0442}\right)} = 2.425438976 \times 10^{-11} \frac{F}{m} = 2.425438976 \times 10^{-8} \frac{F}{km}$$

مشاهده می‌شود که با تقریب خیلی خوبی این مقدار با محاسبات نرم‌افزاری ما تطابق دارد.

۳ مساله پخش بار

در این قسمت شبکه قدرت ارائه شده در مساله را در نرم افزار Power world با توجه به ویدیوهای آموزشی تشکیل می دهیم. تصویری از آن به صورت زیر ارائه می گردد.



شکل ۷: The power network

پارامترهای مورد نیاز برای خط $400KV$ به صورت زیر ارائه می گردد.

$$R = 0.0073243 \frac{\Omega}{km}, \quad X = \omega L = 2\pi \times 50 \times 0.00042755 = 0.1343 \frac{Ohms}{km}$$

$$B = \omega C = 2\pi \times 2.6902 \times 10^{-8} = 8.4515 \frac{Mhos}{km}$$

پارامترهای مورد نیاز برای خط 230KV به صورت زیر ارائه می‌گردد.

$$R = 0.15186 \frac{\Omega}{\text{km}}, \quad X = \omega L = 2\pi \times 50 \times 0.00047132 = 0.1481 \frac{\text{Ohms}}{\text{km}}$$

$$B = \omega C = 2\pi \times 2.444 \times 10^{-8} = 7.6781 \frac{\text{Mhos}}{\text{km}}$$

شکل ۸: 230KV transmission line

Line Per Unit Impedance Calculator

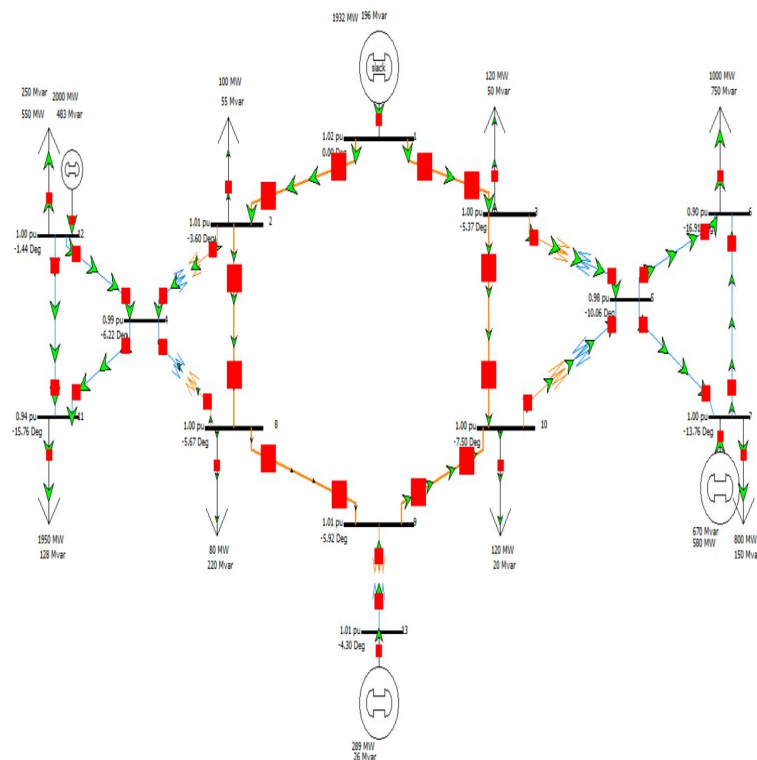
| Actual Impedance and Current Limits | | Line Length | Per Unit Impedance and MVA Limits | |
|---|----------------------------|---|-----------------------------------|----------|
| R (Ohms/km) | 0.007327 | 200.000 km | R (pu) | 0.000902 |
| X (Ohms/km) | 0.134299 | When changing convert: <input checked="" type="radio"/> PU/MVA ---> <input type="radio"/> <--- Electrical | X (pu) | 0.016661 |
| B (Mhos/km) | 8.451501 $\times 10^{-6}$ | | B (pu) | 2.714759 |
| G (Mhos/km) | -0.000001 $\times 10^{-6}$ | | G (pu) | 0.000563 |
| Limit A (Amps) | 0.000 | Length Units <input type="radio"/> miles <input checked="" type="radio"/> kilometers | Limit A (MVA) | 0.000 |
| Limit B (Amps) | 0.000 | System Base Values | Limit B (MVA) | 0.000 |
| Limit C (Amps) | 0.000 | Power Base (MVA) 100.0000 | Limit C (MVA) | 0.000 |
| Limit D (Amps) | 0.000 | Voltage Base (kV) 400.000 | Limit D (MVA) | 0.000 |
| Limit E (Amps) | 0.000 | Impedance Base (Ohms) 1600.00 | Limit E (MVA) | 0.000 |
| Limit F (Amps) | 0.000 | Admittance Base (Mhos) 0.000625000 | Limit F (MVA) | 0.000 |
| Limit G (Amps) | 0.000 | | Limit G (MVA) | 0.000 |
| Limit H (Amps) | 0.000 | | Limit H (MVA) | 0.000 |
| Conductor Type None Specified | | | | |
| Tower Configuration None Specified | | | | |
| Calculate PU Impedances From Conductor Type and Tower Configuration | | | | |
| OK | | | Help | Cancel |

شکل ۹: 400KV transmission line

۱.۳ پرسش‌ها

۱.۱.۳ الف

گام به گام موارد خواسته شده را پس از شبیه‌سازی به دست می‌آوریم.



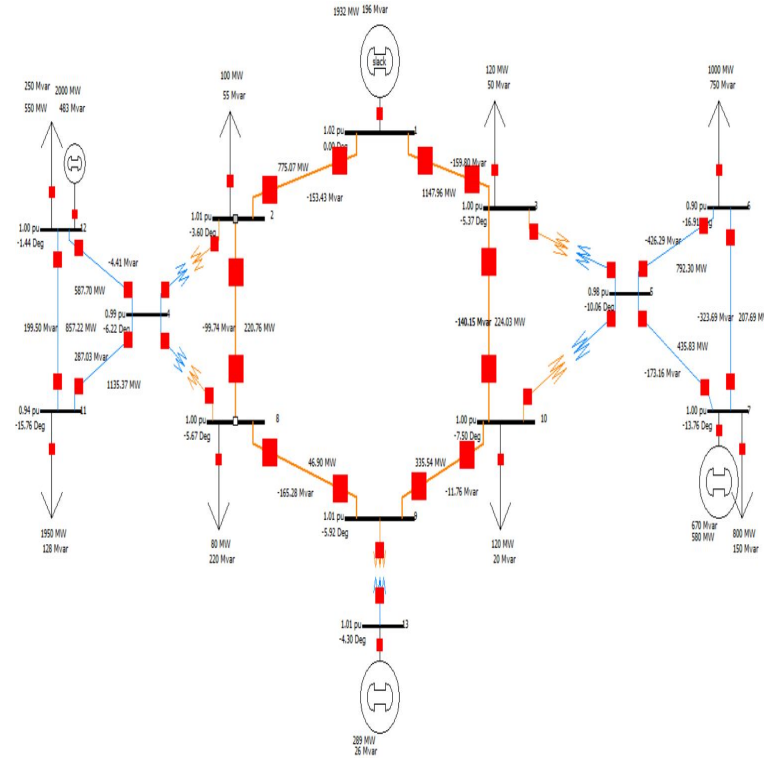
شکل ۱۰: The power network after simulation

ولتاژ تمامی باس‌ها

مقادیر به صورت زیر عرضه می‌شوند:

$$\begin{aligned}
 V_1 &= 1.02 \angle 0, & V_2 &= 1.01 \angle -3.6, & V_3 &= 1.0 \angle -5.37 \\
 V_4 &= 0.99 \angle -6.22, & V_5 &= 0.98 \angle -10.06, & V_6 &= 0.9 \angle -15.9 \\
 V_7 &= 1 \angle -15.76, & V_8 &= 1 \angle -5.67, & V_9 &= 1.01 \angle -7.50 \\
 V_{10} &= 1 \angle -5.52, & V_{11} &= 0.94 \angle -15.76, & V_{12} &= 1.0 \angle -13.76 \\
 V_{13} &= 1.01 \angle -4.30
 \end{aligned}$$

توان عبوری از خطوط
مقادیر هم روی شکل و هم به صورت مکتوب عرضه خواهند شد.



شکل ۱۱: The power network after simulation

$$\begin{aligned}
 S_{12} &= 775.07 \text{ MW} - j153.43 \text{ MVAR}, & S_{21} &= -775.07 \text{ MW} + j153.43 \text{ MVAR} \\
 S_{13} &= 1147.96 \text{ MW} - j159.80 \text{ MVAR}, & S_{31} &= -1147.96 \text{ MW} + j159.80 \text{ MVAR} \\
 S_{28} &= 220.76 \text{ MW} - j99.74 \text{ MVAR}, & S_{82} &= -220.76 \text{ MW} + j99.74 \text{ MVAR} \\
 S_{89} &= 46.90 \text{ MW} - j165.28 \text{ MVAR}, & S_{98} &= -46.90 \text{ MW} + j165.28 \text{ MVAR} \\
 S_{910} &= 335.54 \text{ MW} - j11.76 \text{ MVAR}, & S_{109} &= -335.54 \text{ MW} + j11.76 \text{ MVAR}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_{۳۱۰} &= ۲۲۴/۰۳ MW - j۱۴۰/۱۵ MVAR, & S_{۱۰۳} &= -۲۲۴/۰۳ MW + j۱۴۰/۱۵ MVAR \\
S_{۱۲۴} &= ۵۸۰/۷۰ MW - j۴/۴۱ MVAR, & S_{۲۴۱} &= -۵۸۰/۷۰ MW + j۴/۴۱ MVAR \\
S_{۴۱۱} &= ۱۱۳۵/۳۷ MW + j۲۸۷/۰۳ MVAR, & S_{۱۱۴} &= -۱۱۳۵/۳۷ MW - j۲۸۷/۰۳ MVAR \\
S_{۱۲۱۱} &= ۸۵۷/۲۲ MW + j۱۹۹/۵ MVAR, & S_{۱۱۱۲} &= -۸۵۷/۲۲ MW - j۱۹۹/۵ MVAR \\
S_{۷۶} &= ۲۰۷/۶۹ MW - j۳۲۳/۶۹ MVAR, & S_{۶۷} &= -۲۰۷/۶۹ MW + j۳۲۳/۶۹ MVAR \\
S_{۵۷} &= ۴۳۵/۸۳ MW - j۱۷۳/۱۶ MVAR, & S_{۷۵} &= -۴۳۵/۸۳ MW + j۱۷۳/۱۶ MVAR \\
S_{۵۶} &= ۷۹۲/۳ MW - j۴۲۶/۲۹ MVAR, & S_{۶۵} &= -۷۹۲/۳ MW + j۴۲۶/۲۹ MVAR
\end{aligned}$$

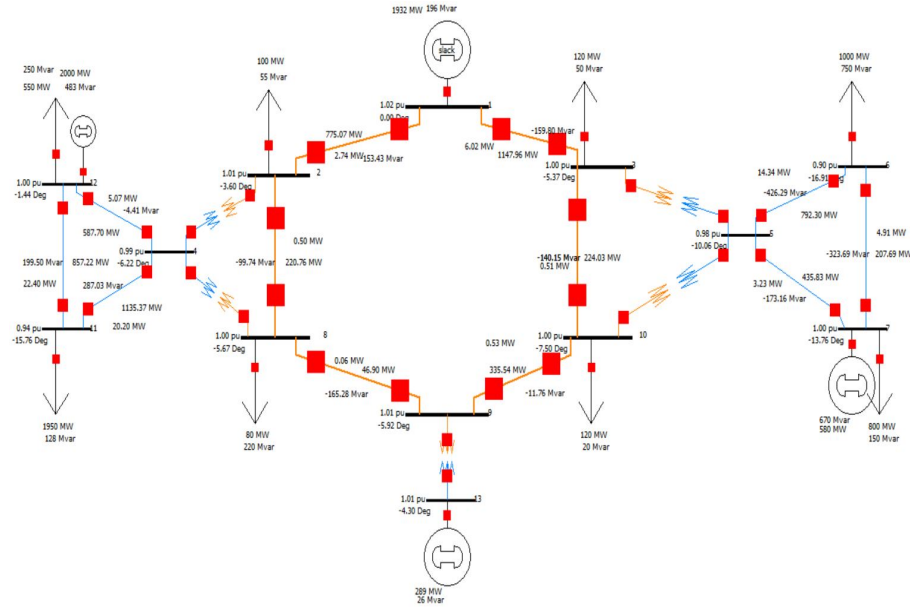
دقت ویژه شود که علامت های مثبت و منفی معرف جهت شارش و حرکت توان ها می باشد و همچنین طبق آموخته های درسی می دانیم که (در صورت بی تلف بودن):

$$S_{ij} + S_{ji} = ۰$$

دقت ویژه

دقت ویژه شود که تلفات در ادامه مورد بررسی قرار گرفته است و بدیهی است که در واقعیت توان های S_{ij} و S_{ji} یکسان نمی باشد.

مجموع تلفات اکتیو شبکه
مقادیر هم روی شکل و هم به صورت مکتوب عرضه خواهند شد.



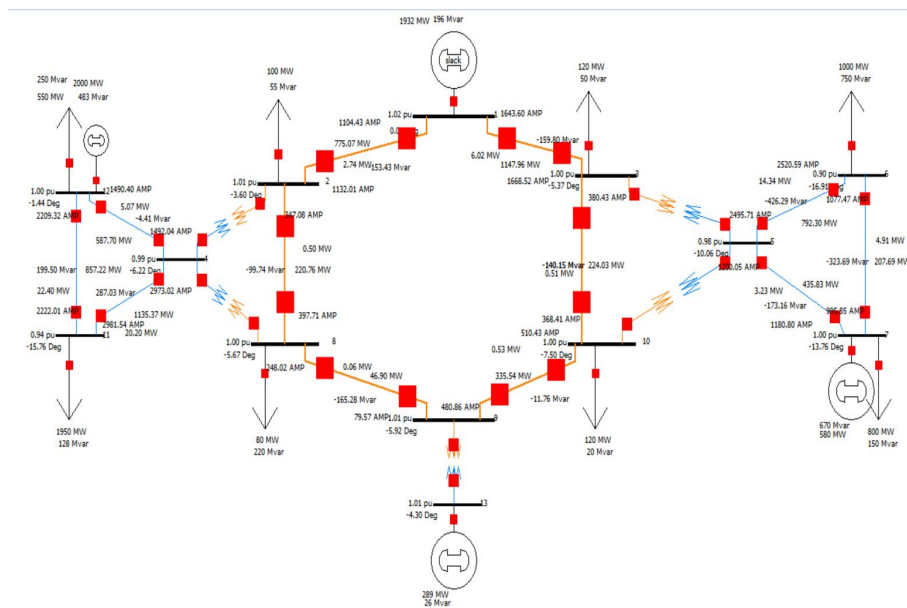
شکل ۱۲: The power network after simulation

$$\begin{aligned}
 P_{L_{12}} &= 274 \text{ MW}, & P_{L_{13}} &= 602 \text{ MW}, & P_{L_{18}} &= 0.5 \text{ MW}, & P_{L_{19}} &= 0.6 \text{ MW} \\
 P_{L_{910}} &= 0.52 \text{ MW}, & P_{L_{110}} &= 0.51 \text{ MW}, & P_{L_{112}} &= 507 \text{ MW}, & P_{L_{111}} &= 2020 \text{ MW} \\
 P_{L_{1111}} &= 224 \text{ MW}, & P_{L_{112}} &= 491 \text{ MW}, & P_{L_{113}} &= 323 \text{ MW}, & P_{L_{114}} &= 1424 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

پس در نهایت خواهیم داشت:

$$P_{Loss_{Tot}} = \sum P_{ij} = 804 \text{ MW}$$

جریان ابتدا و انتهای خطوط و دلیل تفاوت مقادیر آنها
مقادیر هم روی شکل و هم به صورت مکتوب عرضه خواهند شد.



شکل ۱۳: The power network after simulation

$$I_{12Start} = 1104.43A, \quad I_{12End} = 1132.01A$$

$$I_{13Start} = 1643.60A, \quad I_{13End} = 1668.52A$$

$$I_{28Start} = 347.08A, \quad I_{28End} = 397.71A$$

$$I_{89Start} = 248.54A, \quad I_{89End} = 79.57A$$

$$I_{91Start} = 480.86A, \quad I_{91End} = 510.43A$$

$$I_{31Start} = 380.43A, \quad I_{31End} = 324.03A$$

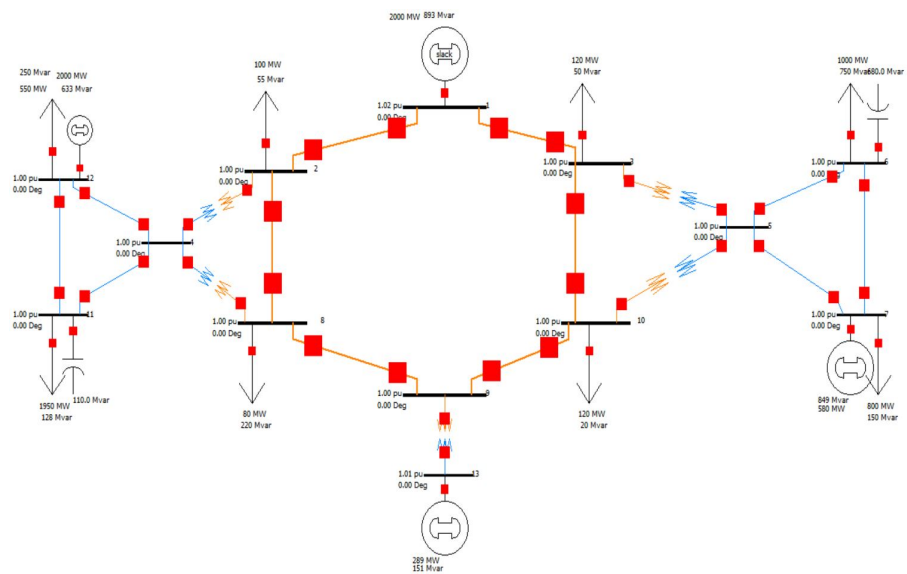
$$\begin{aligned}
I_{124Start} &= 1490/40 A, & I_{124End} &= 1492/04 A \\
I_{411Start} &= 2973/02 A, & I_{411End} &= 2981/54 A \\
I_{1211Start} &= 2209/32 A, & I_{1211End} &= 2222/01 A \\
I_{V6Start} &= 995/85 A, & I_{V6End} &= 1077/47 A \\
I_{5VStart} &= 1200/05 A, & I_{5VEnd} &= 1180/80 A \\
I_{56Start} &= 2495/71 A, & I_{56End} &= 2520/59 A
\end{aligned}$$

با توجه به مطالبی که در درس آموختیم می‌توانیم استدلال نماییم که علت تفاوت جریان ابتدا و انتهای هر خط به وجود ظرفیت خازنی خط مربوط است، زیرا این ظرفیت خازنی باعث ایجاد جریان شارژ خازنی شده که باعث تفاوت بین جریان ابتدا و انتهای خط می‌شود، همچنین به خاطر داریم که جریان شارژ از رابطه $j\omega CV$ به دست می‌آید.

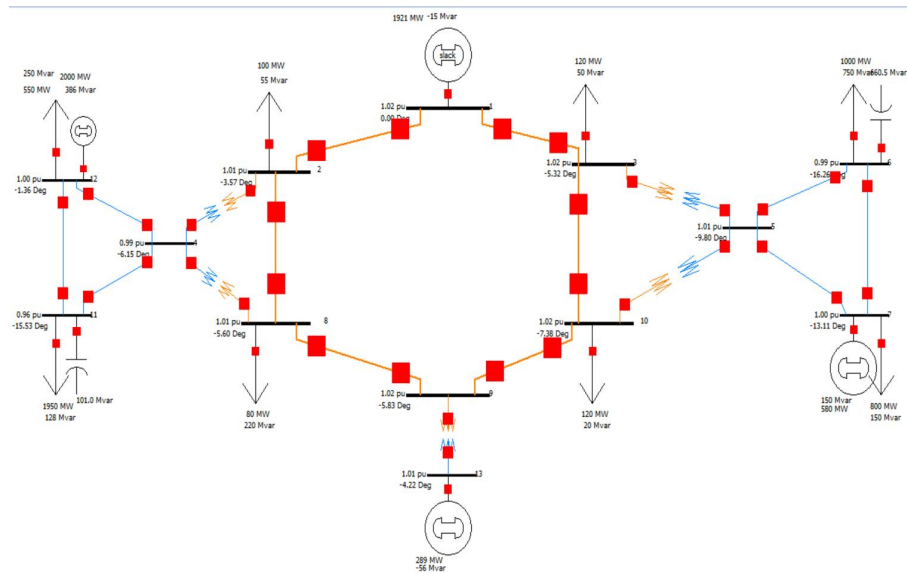
۲.۱.۳ ب

با توجه به این که ولتاژ شین‌ها باید در بازه ۰ تا ۱۰ پیرونیت باشد، با دقت نظر به شبیه‌سازی که انجام دادیم متوجه می‌شویم که دو شین ۶ و ۱۱ با ولتاژهای $|V_{11}| = 0.94 p.u$ ، $|V_6| = 0.9 p.u$ در محدوده دلخواه ما نیستند، پیشنهاد من اضافه کردن خازن به عنوان جبران ساز می‌باشد، دقت شود که از جبران‌ساز موازی استفاده می‌کنیم که همانگونه که در درس آموختیم از این نوع جبران ساز می‌توان جهت بهبود ولتاژ استفاده کرد. نتایج را در ادامه خواهیم دید.

به شین ۶ یک جبران‌ساز $680 MVAR$ و به شین ۱۱ یک جبران‌ساز $110 MVAR$ اضافه کردیم و دقت ویژه به خرج دادیم که این مقدار از توان راکتیو بار بیشتر نباشد وگرنه نتیجه چندان مطلوب نمی‌شود. شکل طرح قبل و پس از شبیه‌سازی به فرم زیر است:



شکل ۱۴: The power network before simulation



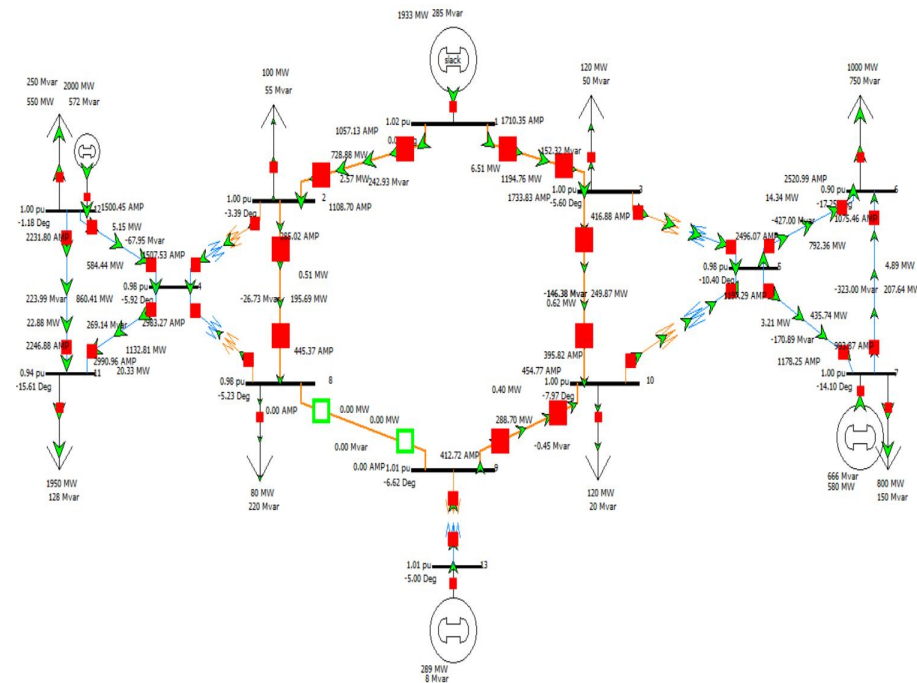
شکل ۱۵: The power network after simulation

$$V_6 = 0.994 - 16.26, \quad V_{11} = 0.964 - 15.53$$

۳.۱.۳ پ

خارج کردن خط ۸-۹

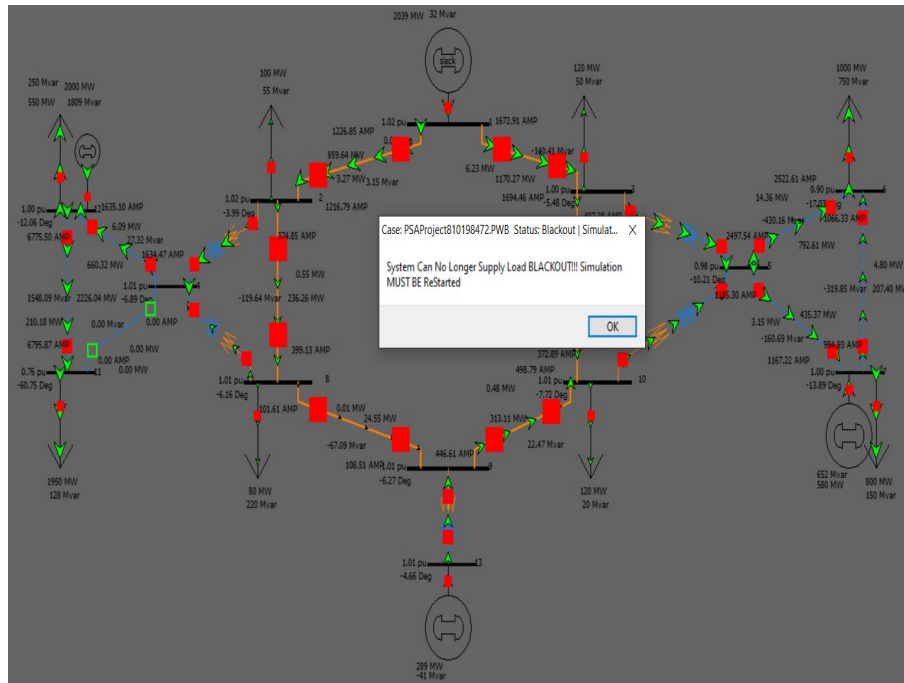
با حذف خط مذکور، مساله پخش بار دستخوش تغییر خواهد شد، نتیجه را برای شبکه اصلی ارائه می‌نماییم.



شکل ۱۶: The power network without line 8 – 9

مشاهده می‌کنیم که مقادیر ولتاژ شین‌ها، توان خطوط و سایر موارد دستخوش تغییر می‌شوند. مثلاً جریان ابتدا و انتهای خط ۹ – ۱۰ دستخوش تغییر می‌شود، همچنین ولتاژ شین‌های ۲ و ۸ نیز به عنوان نمونه تغییر می‌کند.

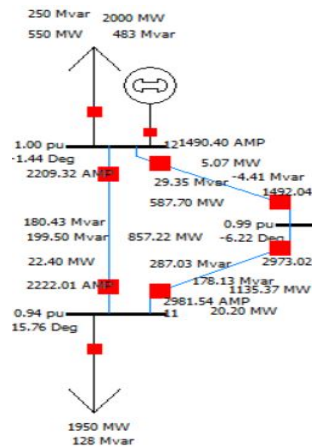
انتظار داریم خطی دارای بیشترین اثر بر شبکه باشد که در صورت خروج آن از شبکه Blackout داشته باشیم، با شبیه‌سازی پی می‌بریم که خط ۱۱ - ۴ موثرترین خط در شبکه هست.



۴.۱.۳ ت

برای هر ناحیه، مطابق با تقسیم بندی عرضه شده در صورت پروژه، توان اکتیو و راکتیو مصرفی و یا تولیدی در هر ناحیه را محاسبه می‌کنیم، برای این منظور، بارها و ژنراتورها و همچنین تلفات خطوط باید منظور شود، دقت ویژه می‌کنیم که برای ناحیه جنوبی تلفات ترانس هم مطرح است، مطابق شبیه‌سازی های پیشین برای هر ناحیه داریم:

ناحیه غربی
این ناحیه به صورت زیر است:



شکل ۱۸: The west region

$$P_{West} = P_{Gens} - P_{Loads} - P_{Lines} = 2000 - 550 - 1950 - 50.7 - 20.2 - 22.40$$

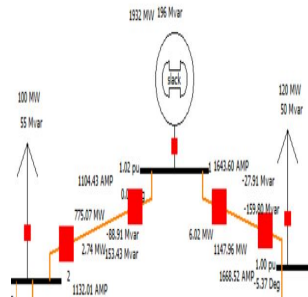
$$\rightarrow P_{West} = -547.69 MW$$

$$Q_{West} = Q_{Gens} - Q_{Loads} - Q_{Lines} = 483 - 250 - 128 - 29.35 - 178.13 - 180.43$$

$$\rightarrow Q_{West} = -282.91 MVAR$$

لذا می‌توان استنباط کرد که ناحیه غربی توان اکتیو و راکتیو مصرف می‌کند.

ناحیه شمالی
این ناحیه به صورت زیر است:



شکل ۱۹: The north region

$$P_{North} = P_{Gens} - P_{Loads} - P_{Lines} = 1932 - 100 - 120 - 602 - 274$$

$$\rightarrow P_{North} = 1703.24 MW$$

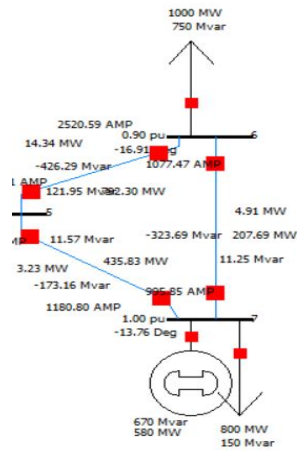
$$Q_{North} = Q_{Gens} - Q_{Loads} - Q_{Lines} = 196 - 50 - 55 + 2791 + 8891$$

$$\rightarrow Q_{North} = 20782 MVAR$$

لذا می‌توان استنباط کرد که ناحیه شمالی توان اکتیو و راکتیو تولید می‌کند.

ناحیه شرقی

این ناحیه به صورت زیر است:



شکل ۲۰: The east region

$$P_{East} = P_{Gens} - P_{Loads} - P_{Lines} = 580 - 800 - 1000 - 491 - 1434 - 323$$

$$\rightarrow P_{East} = -1242.48 MW$$

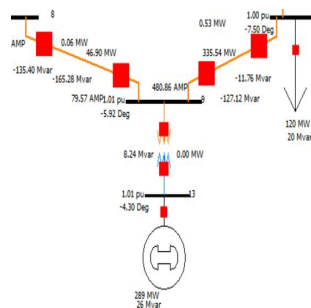
$$Q_{East} = Q_{Gens} - Q_{Loads} - Q_{Lines} = 670 - 150 - 750 - 1125 - 1157 - 1219.6$$

$$\rightarrow Q_{East} = -374.78 MVAR$$

لذا می‌توان استنباط کرد که ناحیه شرقی توان اکتیو و راکتیو مصرف می‌کند.

ناحیه جنوبی

این ناحیه به صورت زیر است:



شکل ۲۱: The south region

$$P_{South} = P_{Gens} - P_{Loads} - P_{Lines} - P_{Transformer} = 289 - 80 - 120 - 0.06 - 0.53 - 0$$

$$\rightarrow P_{South} = 88.41 MW$$

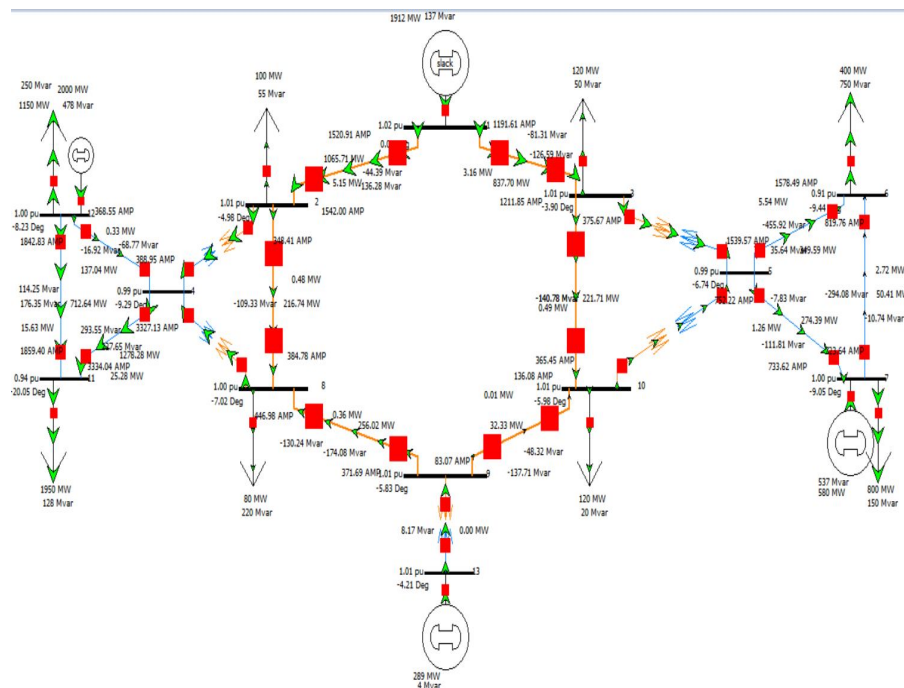
$$Q_{South} = Q_{Gens} - Q_{Loads} - Q_{Lines} - Q_{Transformer} = 26 - 220 - 20 + 135.4 + 127.12 - 8.24$$

$$\rightarrow Q_{South} = 40.28 MVAR$$

لذا می‌توان استنباط کرد که ناحیه جنوبی توان اکتیو و راکتیو تولید می‌کند.
 با توجه به نتایج عرضه شده می‌بینیم که ناحیه شمالی بیشترین تولید توان اکتیو و راکتیو را دارد و پس از آن ناحیه جنوبی قرار دارد.
 همچنین ناحیه شرقی بیشترین مصرف توان اکتیو و راکتیو را دارد و پس از آن ناحیه غربی قرار دارد.

۵.۱.۳ ث

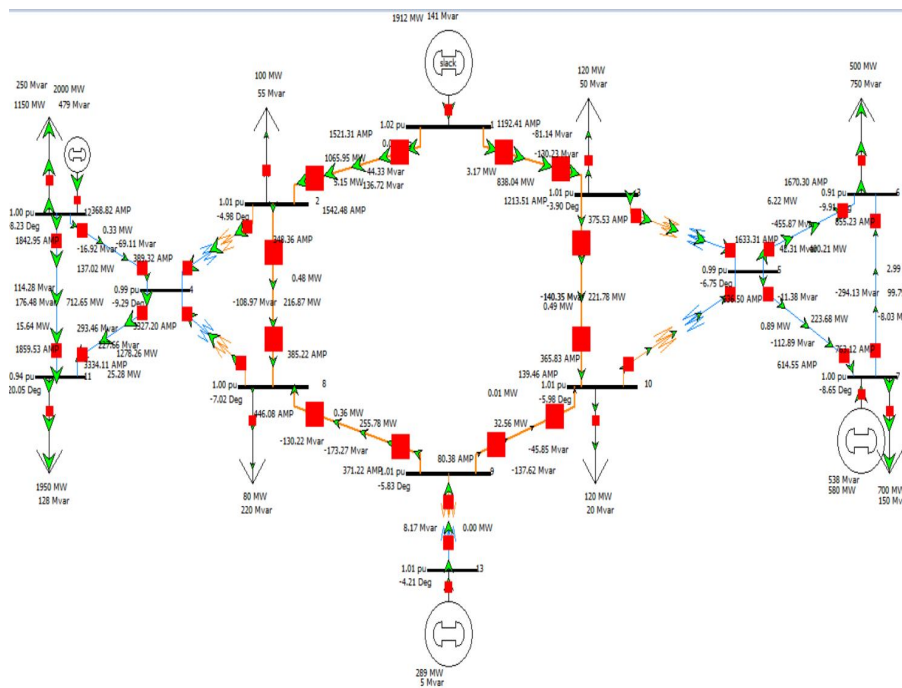
با توجه به مطلوب سوال، برای این که ناحیه شرقی ۶۰۰ مگاوات کاهش یابد از بار شین ۶، کم می‌کنیم تا بلکه اثری در ولتاژ بگذارد و آن را بهبود دهد، همچنین برای افزایش ۶۰۰ مگاواتی ناحیه غربی، به بار شین ۱۲، ۶۰۰ مگاوات اضافه می‌کنیم.



شکل ۲۲: Changing the powers

مشاهده می‌شود که خواسته سوال برآورده می‌شود و این کاهش و افزایش توان رخ می‌دهد همچنین برای شین، ۶ بهبود داریم.

به عنوان یک حالت دیگر توانی که در ناحیه شرقی اضافی می‌کنیم را بین شین‌های ۶ و ۷ تقسیم کنیم، در این حالت نیز به هدف خود می‌رسیم اما از نظر جریان خط و ولتاژ شین وضع بهتری داریم. همچنین از نظر توان می‌توان استنباط نمود که وضعیت بهتری داریم زیرا به نظر بنده با اعمال تغییرات گفته شده، چهار ناحیه غرب، شرق، شمال و جنوب از نظر توان، در وضعیت متعادل تری قرار می‌گیرند.



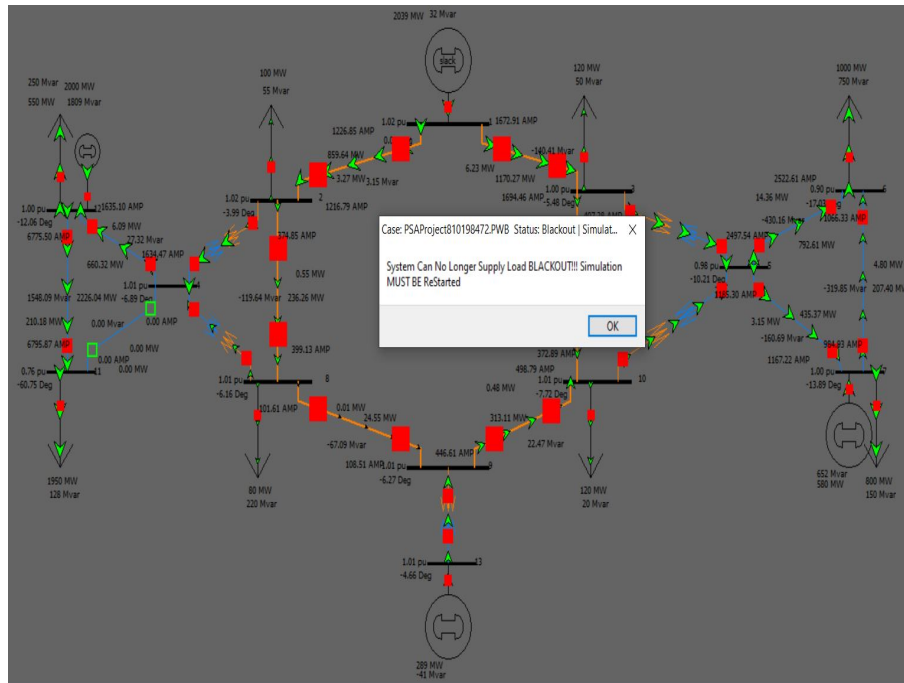
شکل ۲۳: Changing the powers

ملاحظه می‌کنیم که در این حالت از نظر جریان و ولتاژ شین در ناحیه شرقی وضعیت مطلوب‌تری داریم.

۶.۱.۳ ج

۱

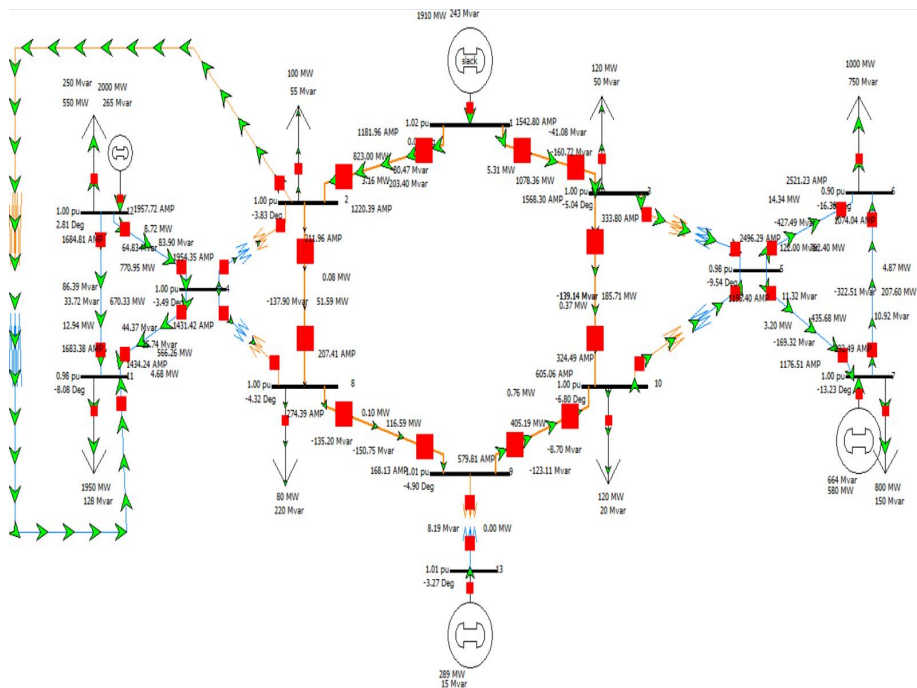
مطابق آنچه در قسمت‌های پیش داشتیم، با خروج خط ۱۱ - ۴ شبکه دچار Blackout می‌شود، پس این شبکه در حالت فعلی N-1 Contingency ندارد.



شکل ۲۴: No N-1-Contingency

۲

ایده‌ای که برای این قسمت به کار می‌بریم اضافه کردن یک ترانسفورماتور بین شین ۲ و ۱۱ می‌باشد، در این صورت معیار N-1 Contingency برای شبکه ما برقرار خواهد شد.



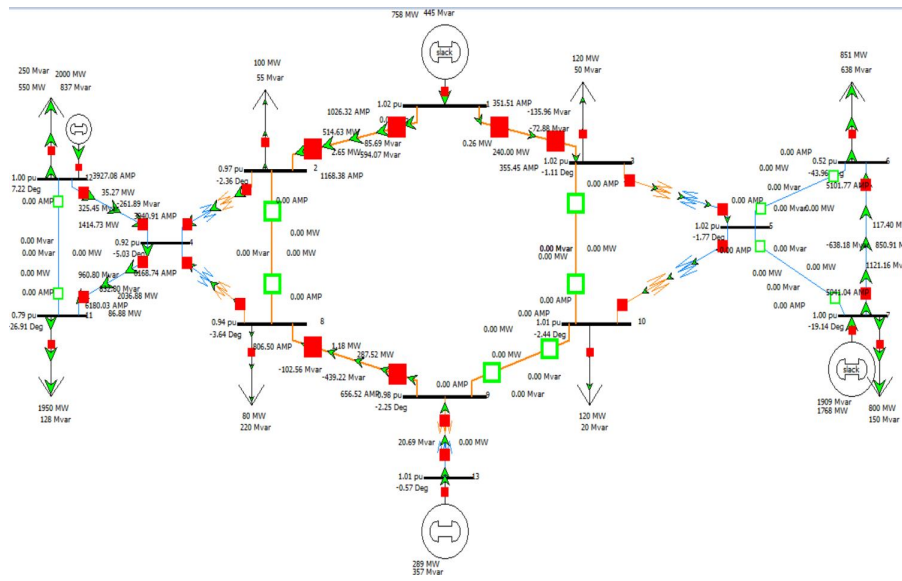
شکل ۲۵: Changed grid to have N-1-Contingency

دقت ویژه شود که ممکن هست با کارهایی مانند، وصل کردن دو خط بین شین های ۴ و ۱۱ نیز به نتیجه برسیم، اما به نظر بنده ایجاد یک لوپ روش قابل اطمینان تری است.

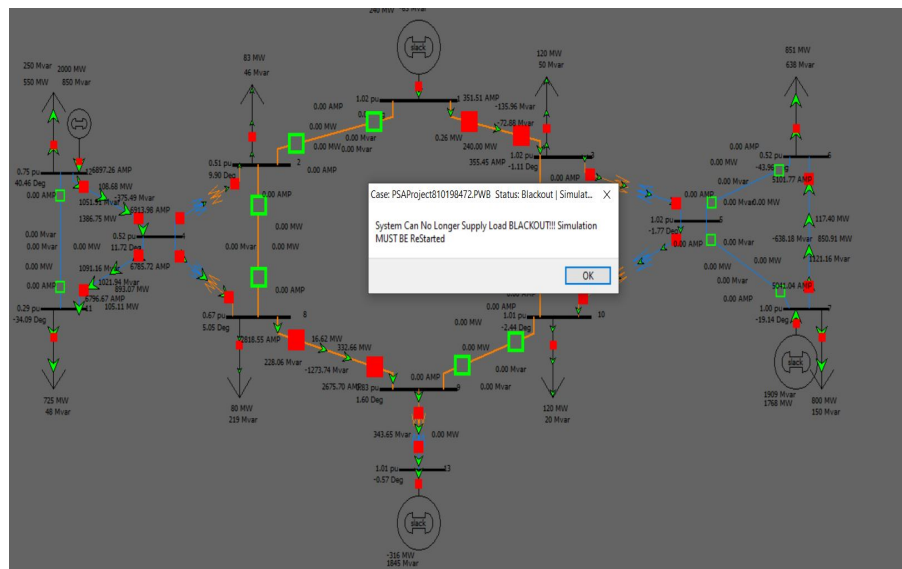
۳

در این قسمت با آزمون و خطا سعی می‌کنیم تعداد شین‌های قابل حذف جهت رخ ندادن Blackout مشخص نماییم.

دو حالت ممکن هست پیش بیاید، یک حالت این که با خارج کردن خط‌ها بارهای ما صفر نشوند، یکی هم این که بارها صفر بشوند، هر دو حالت را عرضه می‌کنیم.



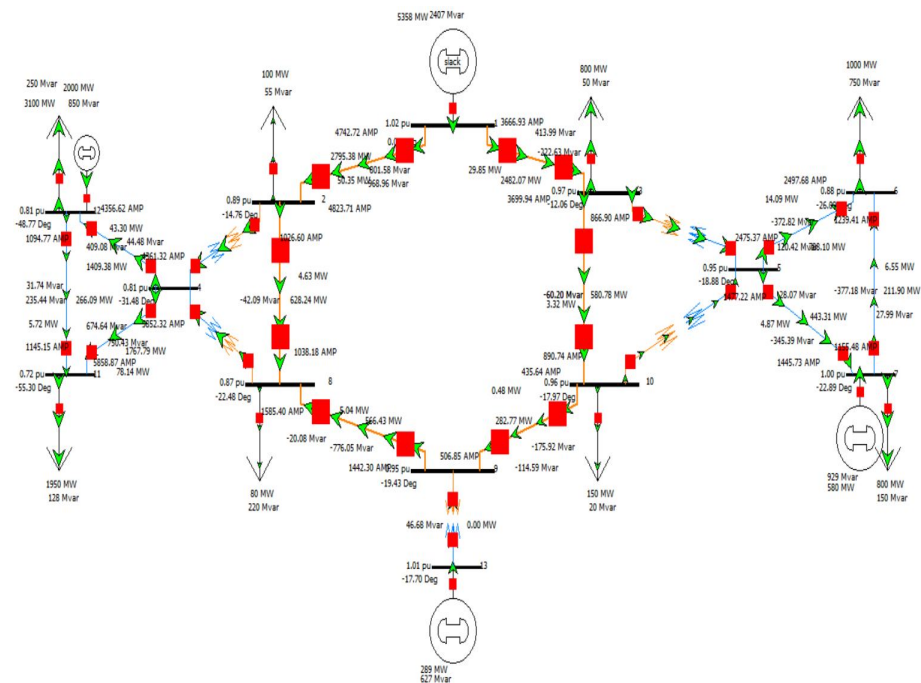
Maximum removals until blackout second state : شکل ۲۷



Maximum removals until blackout second state : شکل ۲۸

۷.۱.۳ ح

می‌دانیم که در خطوط انتقال توان اکتیو برای ما اهمیت بیشتری از توان راکتیو خواهد داشت، در این قسمت با آزمون و خطا و تغییر بار متصل به شین‌ها سعی نمودیم به حد ماکسیمم برسیم، با تغییر در توان اکتیو بارهای متصل به شین‌های شماره ۳، ۱۰ و ۱۲ به لبه مرز می‌رسیم، همچنین توان راکتیو شین ۷ را مقداری تغییر می‌دهیم، هرگونه تغییر دیگری دهیم شبکه دچار خاموشی می‌شود. در این صورت شبکه به صورت زیر عرضه می‌شود و مجموع توان‌های اکتیو و راکتیو باس‌ها به فرمت زیر است:

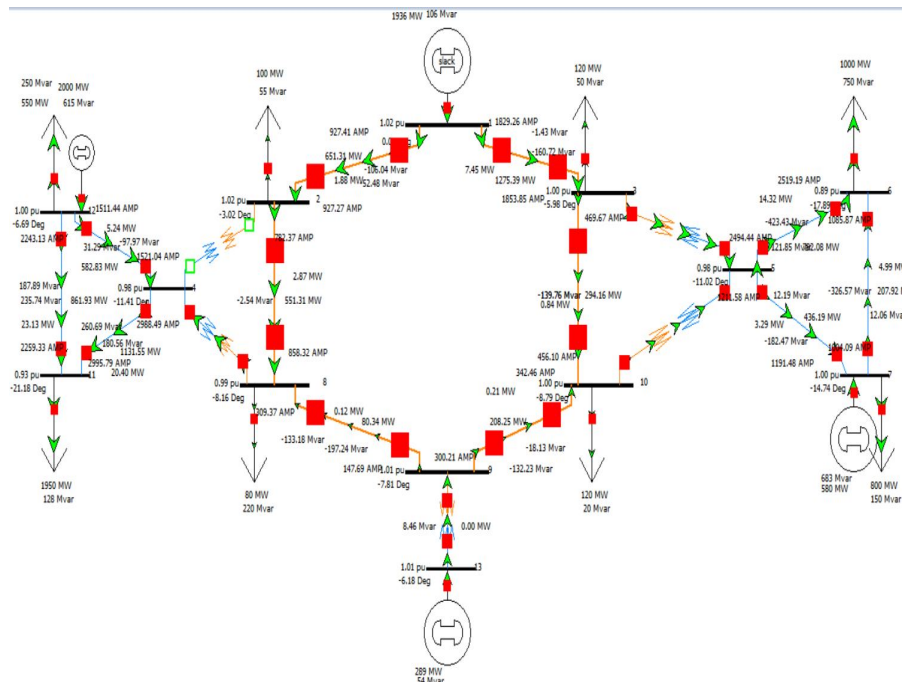


شکل ۲۹: Peak load values before blackout

$$P_{Delivered} = \sum P_{Loads} = 7980 \text{ MW}, \quad Q_{Delivered} = \sum Q_{Loads} = 1823 \text{ MVAR}$$

۸.۱.۳ ز

در این قسمت مطابق خواسته سوال ترانسفورماتور را از شبکه خارج می‌کنیم و شکل به صورت زیر عرضه می‌شود.

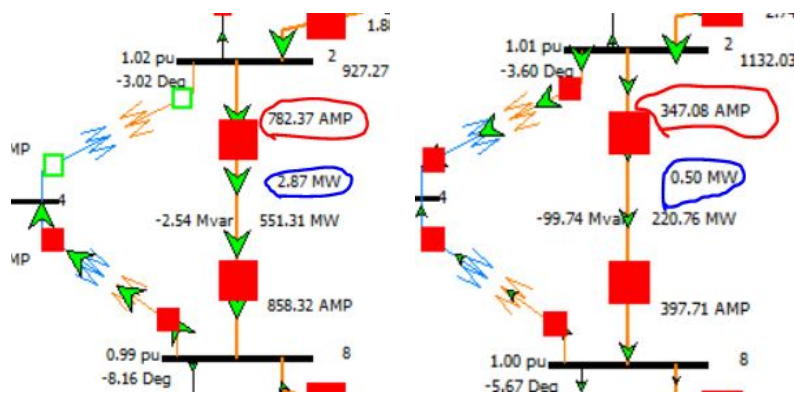


شکل ۳۰: Grid with removed transformer

برای پاسخ بهتر به این سوال شایسته است که مقداری درباره کاربرد ترانسفورماتور درباره خطوط انتقال بدانیم، می‌دانیم که اساس ترانس بر اساس افزایش و کاهش ولتاژ است، پس در خطوط انتقال هدف ما از استفاده از ترانس حفاظت از سیستم و همچنین کم کردن تلفات و کاهش جریان در خط انتقال انرژی است.

حال در این قسمت، وقتی ترانس ۴ - ۲ را از مدار خارج می‌کنیم یک جهش شدید در جریان خطوط در مجاورت آن داریم که باعث می‌شود، تلفات ما زیاده‌تر شود، همچنین حتی ممکن است خطوط توان تحمل این جریان بزرگ را نداشته باشند و آسیب شدیدی به شبکه وارد شود و دچار خرابی ادوات قدرت شود و یا در شرایط حاد ممکن است دچار خاموشی شویم که در این مثال خاص رخ نمی‌دهد.

برای اثبات ادعای خود، توجه شما را به جریان و تلفات یکی از خطوط نزدیکی ترانسفورماتور ۴-۲ پیش و پس از حذف آن از شبکه جلب می‌نمایم.



شکل ۳۱: Comparison of example line with and without the transformer

پایان