

IV.1 Introduction

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant les techniques métras heuristiques dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour les problèmes complexes. Le présent chapitre est consacré au calcul de la circulation des puissances et l'écoulement de puissance optimal par les algorithmes suivants :

1. Algorithme de la circulation des puissances par la méthode de Newton Raphson (N-R).
2. Algorithme de la circulation des puissances par la méthode de découplée rapide ou fast decoupled Load (FDL).
3. l'écoulement de puissance optimal par les algorithmes suivants :
  - Algorithme d'optimisation par la méthode des colonies des fourmis.
  - Algorithme d'optimisation par la méthode des Essaims des Particules.
  - Algorithme d'optimisation par la méthode des algorithmes génétiques.
  - Algorithme d'optimisation par la méthode des colonies artificielles des abeilles.

Les tests seront effectués sur des réseaux électriques de petites et moyennes échelles.

Ces algorithmes ont été développés dans l'environnement MATLAB version 7.10.

L'objectif de ce chapitre est la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal avec pertes et sans pertes par les méthodes d'optimisation avancées qui consiste à trouver le minimum du cout de production de l'énergie électrique générée par les générateurs.

L'application consiste à connaitre au moyen de la simulation avant tout la répartition optimale des puissances sur les générateurs du réseau afin de minimiser les pertes et obtenir un faible coût de production.

Le problème de l'écoulement de puissance optimal consiste à trouver le minimum de la fonction objective suivante :

$$\text{Min cout} = f(P_{Gi})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min}F(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^{ng} f_i = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \\ \text{sous:} \\ g(x): \sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} - (P_D + P_L) = 0 \\ \text{et} \\ h(x): P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \end{array} \right.$$

IV.2 Calcul de la circulation des puissances du réseau d'étude :

En première lieu, on effectue le calcul de la circulation des puissances transmises sur les lignes électriques sans le contrôle de la tension, ensuite avec le contrôle de la tension pour obtenir le plan de tension et le plan de puissances et déterminer les pertes actives et réactives dans le réseau électrique.

IV.2.1 Réseau test 5 nœuds

Pour le calcul de l'écoulement des puissances, notre choix a porté sur un réseau électrique pris comme test ieee-5 bus, avec 2 centrales électriques de production et 7 lignes. Le nœud contrôlé en tension est le nœud 2. Les données du réseau sont indiquées à l'annexe.

IV.2.1.1 Résultats de circulation de puissance par la méthode Newton Raphson

IV.2.1.1.1 Réseau 5 nœuds non contrôlé en tension

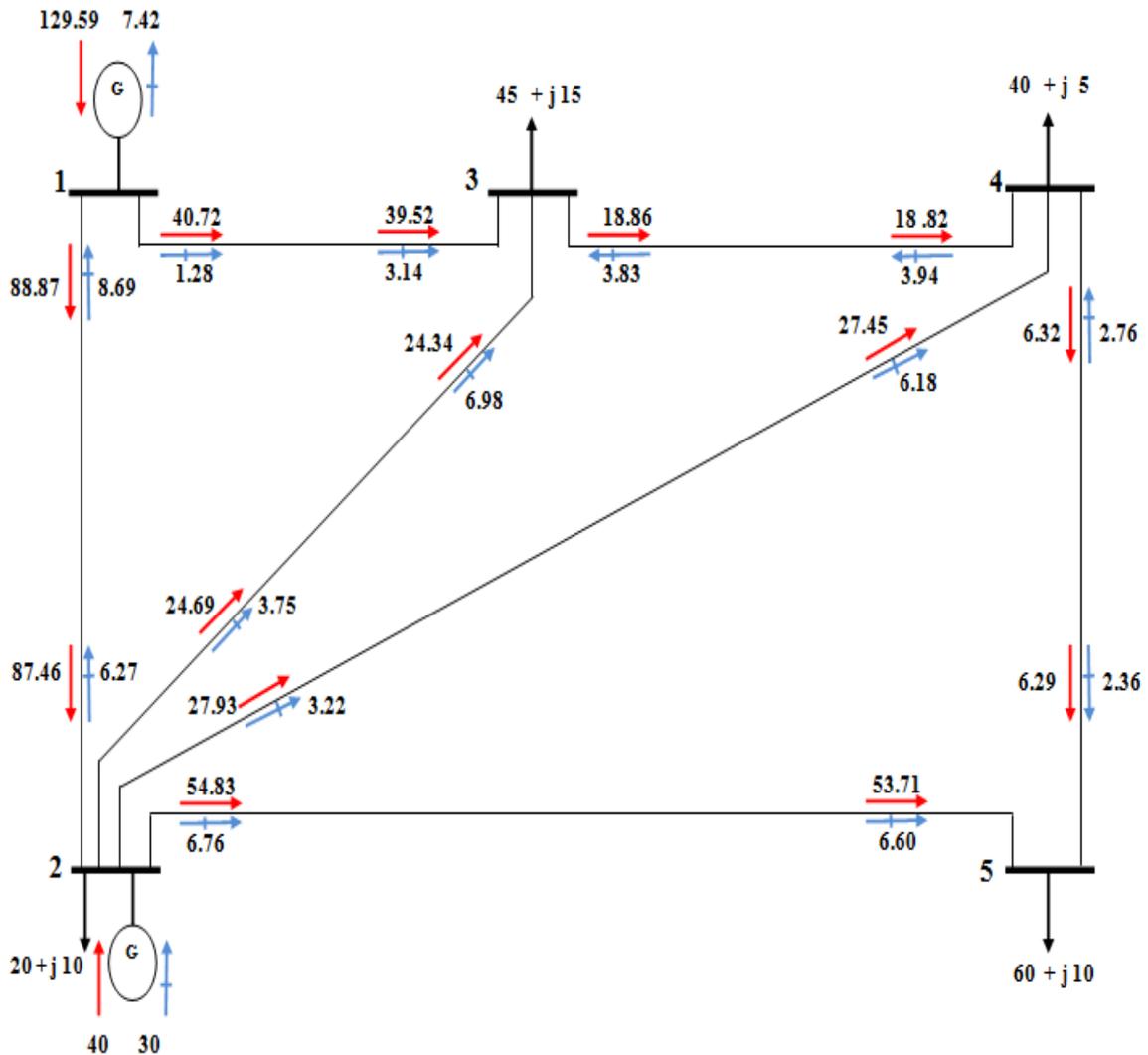


Fig. IV. 1:Le schéma du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Tableau. IV. 1: Le plan de tension du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Module $ V_i $ (pu)	Angle $i$ (radian)	Module $ V_i $ (kV)	Angle $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0.0000	233.2	0.00000	5
2	1.04744	-0.0490	230.4363	-2.80635	
3	1.02418	-0.0872	225.3186	-4.99697	
4	1.02357	-0.0930	225.1846	-5.32914	
5	1.01794	-0.1073	223.9461	-6.15026	

Tableau. IV. 2 : Le plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Branches $S_{ij}$	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches $S_{ji}$	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	88.86382	-8.5794	2-1	-87.45337	6.14865	1.41045	-2.4383
1-3	40.72301	1.1583	3-1	-39.53106	-3.01386	1.19196	-1.85547
2-3	24.69432	3.5464	3-2	-24.34280	-5.20216	0.35152	-3.23757
2-4	27.93612	2.9619	2-4	27.93612	2.96197	0.44134	-2.96560
2-5	54.822293	7.3429	5-2	-53.69768	-7.16712	1.12525	0.17577
3-4	18.87386	-5.2021	4-3	-18.83825	3.21235	0.03560	-1.98981
4-5	6.33303	-2.2847	5-4	-6.30232	-2.83279	0.03071	-5.11758

- Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 3: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	4.58683 (MW)
QL	-17.42109 (MVAR)

IV.2.1.1.2 Réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

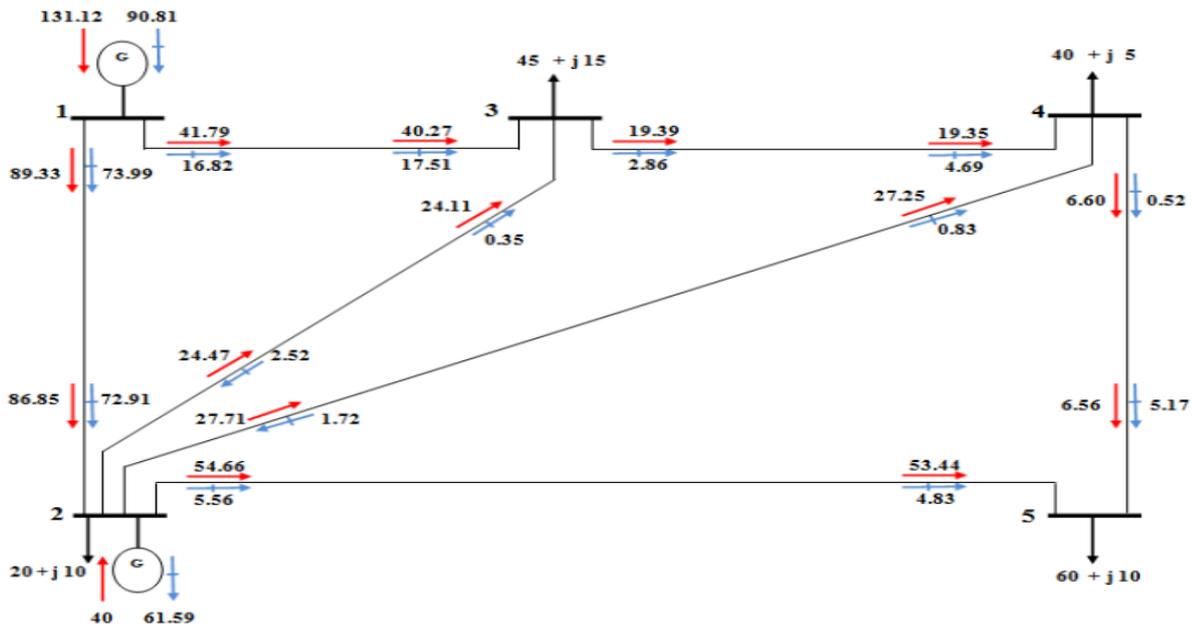


Fig. IV. 2:Le schéma du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Tableau. IV. 4:Le plan de du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Module $ V_i $ (pu)	Angle $\theta_i$ (radian)	Module $ V_i $ (kV)	Angle $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0.0000	233.200	0.0000	5
2	1.00000	-0.0360	220.000	-2.06123	
3	0.98725	-0.0809	217.1943	-4.63669	
4	0.98413	-0.0865	216.5090	-4.95702	
5	0.97170	-0.1006	213.7731	-5.76495	

Tableau. IV. 5: Le plan de circulation de du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Branches $S_{ij}$	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches $S_{ji}$	puissances actives transitée (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	89.33138	73.99518	2-1	-86.84551	-72.90839	2.48587	1.08680
1-3	41.79085	16.82034	3-1	-40.27302	-17.51250	1.51783	-0.69216
2-3	24.47266	-2.51849	3-2	-24.11315	-0.35230	0.35951	-2.87079
2-4	27.71300	-1.72391	4-2	-27.25215	-0.83056	0.46085	-2.55448
2-5	54.65985	5.55794	5-2	-53.44485	-4.82921	1.21501	0.72873
3-4	19.38618	2.86480	4-3	-19.34611	-4.68775	0.04007	-1.82296
4-5	6.59825	0.51832	5-4	-6.55515	-5.17079	0.04310	-4.65247

- Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 6: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	6.12223 (MW)
QL	-10.77734 (MVAR)

**IV.2.1.2 Résultats de circulation de par la méthode découplée rapide**

**IV.2.1.2.1 Réseau du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.**

Tableau. IV. 7: Le plan de tension du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Module  Vi  (pu)	Angle θi (radian)	Module  Vi  (kV)	Angle θi (degré)	Nombre d'itérations
1	1.06000	0	233.2	0.000	5
2	1.0474	-0.0490	230.4363	-2.8063	
3	1.0242	-0.0872	225.3186	-4.9970	
4	1.0263	-0.0930	225.1846	-5.3291	
5	1.0179	-0.1073	223.9461	-6.1503	

Tableau. IV. 8: plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Branches Sij	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Branches Sji	puissances actives transitées (MW)	Puissances réactives transitées (MVAR)	Pertes actives transitées (MW)	Pertes Réactives transitées (MVAR)
1-2	88.86378	-8.57948	2-1	-87.45333	6.14865	1.41045	-2.43083
1-3	40.72301	1.15839	3-1	-39.53106	-3.01386	1.19196	-1.85547
2-3	24.69433	3.54641	3-2	-24.34281	-6.78398	0.35152	-3.23757
2-4	27.93613	2.96197	4-2	-27.49479	-5.92757	0.44134	-2.96560
2-5	54.82295	7.34297	5-2	-53.69770	-7.16720	1.12525	0.17577
3-4	18.87386	-5.20216	4-3	-18.83825	3.21235	0.03560	-1.98981
4-5	6.33303	-2.28478	5-4	-6.30232	-2.83279	0.03071	-5.11758

- Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 9: Les pertes totales dans les lignes du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales (actives et réactives)	
PL	4.58683 (MW)
QL	-17.42108 (MVAR)

IV.2.1.2.2 Réseau 5 nœuds contrôlé en tension

Tableau. IV. 10: plan de tension du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Module $ V_i $ (pu)	Angle $\theta_i$ (radian)	Module $ V_i $ (kV)	Angle $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1.0600	0.0000	233.2000	0.0000	5
2	1.000	-0.0360	220.0000	-2.0612	
3	0.9872	-0.0809	217.1943	-4.6367	
4	0.9841	-0.0865	216.5090	-4.9570	
5	0.9717	-0.1006	213.7731	-5.7650	

Tableau. IV. 11: plan de circulation de puissance du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Branche Sij	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Branche Sji	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Pertes active transitée (MW)	Pertes Réactive transitée (MVAR)
1-2	89.33138	73.99518	2-1	-86.84551	-72.90839	2.48587	1.08680
1-3	41.79085	16.82033	3-1	-40.27302	-17.51249	1.51783	-0.69217
2-3	24.4726	-2.5185	3-2	-24.1131	-0.3522	0.3595	-2.8707
2-4	27.7130	-1.7239	4-2	-27.2521	-0.8305	0.4608	-2.5544
2-5	54.6598	5.5579	5-2	-53.4448	-4.8291	1.2150	0.7287
3-4	19.3861	2.8647	4-3	-19.3461	-4.6877	0.0400	-1.8229
4-5	6.5982	0.5183	5-4	-6.5551	-5.1707	0.0431	-4.6524

- Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 12: Pertes totales dans la ligne du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	6.12223 (MW)
QL	-10.77734 (MVAR)

### IV.2.1.3 Interprétation et discussion des résultats

#### **Ecoulement de puissance du réseau 5 nœuds non contrôlé en tension.**

Nous avons observé que la ligne de la transmission qui connecte les deux jeux de barres du générateur a un transit des puissances actives et réactive : 88.86 MW, et 8.58 MVAR partent Au Nœud 1, et 87.45 MW et 6.14 MVAR arrivent vers le Nœud 2. C'est aussi la ligne de la transmission qui subit la plus haute perte de la puissance active (1.4 MW). Les pertes actives sur le réseau sont 4.58 MW. Les conditions de fonctionnement demandent une grande quantité de génération de la puissance réactive par le générateur relié au Nœud 1 (90.81MVAR). Cette quantité est bien en excès de la puissance réactive tirée par les charges du système (40MVAR). Le générateur du Nœud 2 tire une puissance réactive supplémentaire dans le réseau (61.59MVAR).

#### **Ecoulement de puissance du réseau 5 nœuds contrôlé en tension.**

Nous n'avons observé que la ligne de la transmission qui connecte les deux jeux de barres du générateur a un transit des puissances actives et réactive : 89.33MW et 73.99MVAR partent au Nœud 1 et 86.85MW et 72.91MVAR arrivent à vers le nœud 2. C'est aussi la ligne de la transmission qui subit la plus haute perte de la puissance active (2.5 MW). La perte du système de la puissance active est 6.12MW. Les conditions de fonctionnement demandent une grande quantité de génération de la puissance réactive par le générateur relié à nœud 1 (90.81MVAR). Cette quantité est bien en excès de la puissance réactive tirée par les charges du système (40MVAR). Le générateur au nœud 2 tire une puissance réactive supplémentaire dans le réseau (61.59MVAR).

#### **Interprétation des résultats**

- L'écoulement de puissances dans la fig. IV.2 est plus important sur la ligne de transmission connectée entre les deux nœuds générateurs (entre le nœud1 et 2). Cette ligne de transmission est aussi celle qui présente des pertes en puissance active les plus élevées puisque transitant les puissances les plus élevées.
- Le générateur du nœud 1 de la fig. IV.2 fournit une quantité supérieure à la demande totale de puissance réactive du réseau. Le générateur du nœud 2 absorbe l'excédent de puissance réactive du réseau et joue alors le rôle d'un compensateur synchrone.
- Les pertes de puissance active dans le cas où la tension du nœud 2 est réglée à 1pu sont plus élevées que dans le cas où la tension n'était pas contrôlée. Ceci s'explique par le fait que dans le second cas la chute de tension entre les nœuds 1et 2 de tensions respectives  $V_1=1.06pu$  et  $V_2=1pu$  est plus importante que dans le premier cas où on avait  $V_1=1.06pu$  et  $V_2=1.047$ .

Dans les deux cas, les pertes de puissance réactive sont négatives ce qui indique que le réseau est sous chargé.

IV.2.2 Réseau test 30 nœuds

Pour l'application de notre travail, le choix a porté sur le réseau électrique ieee-30 bus avec 6 centrales électriques de production et 41 lignes. Les nœuds contrôlés en tension sont les nœuds 2, 3, 5, 11, 13 et un nœud bilan c'est le nœud 1 et les autres sont des nœuds de charge. Les données de notre réseau sont mentionnées sur l'Annexe.

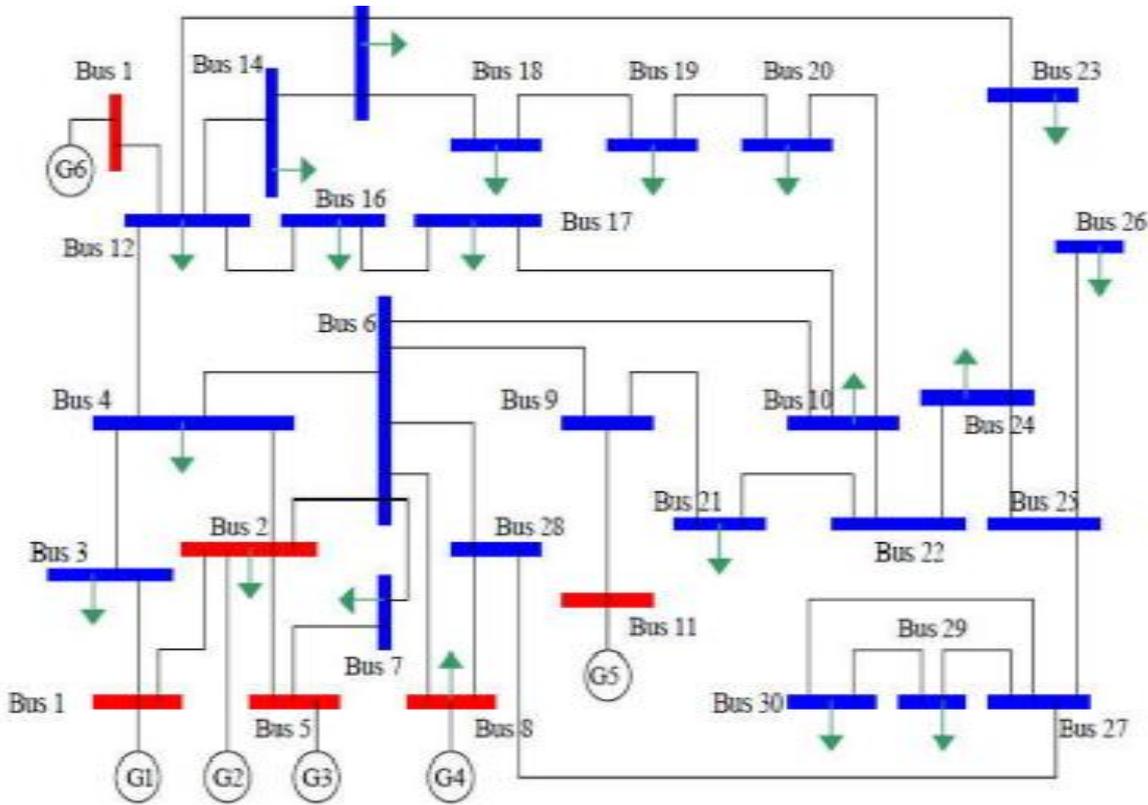


Fig. IV. 3: Le schéma du réseau ieee-30 bus.

IV.2.2.1 Résultats de circulation de puissance par la méthode Newton Raphson

IV.2.2.1.1 Réseau 30 nœuds non contrôlé en tension

Tableau. IV. 13: Le plan de tension du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Module $ V_i $ (pu)	Angle $\theta_i$ (radian)	Module $ V_i $ (kV)	Angle $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1,0600	0.0000	233,2	0	7
2	0,9705	-0,0828	213,5135	-4,74490	
3	0,9339	-0,1332	205,4687	-7,63349	
4	0,9061	-0,1616	199,3461	-9,26179	
5	0,8672	-0,2599	190,7978	-14,8949	
6	0,8835	-0,1948	194,3871	-11,1647	
7	0,8683	-0,2340	191,0280	-13,4096	
8	0,8686	-0,2076	191,1068	-11,8974	
9	0,8381	-0,2739	184,3947	-15,6958	

10	0,8164	-0,3191	179,6153	-18,2874
11	0,8381	-0,2739	184,3947	-15,6958
12	0,8320	-0,3052	183,0392	-17,4914
13	0,8320	-0,3052	183,0392	-17,4914
14	0,8128	-0,3294	178,8253	-18,8774
15	0,8072	-0,3309	177,6034	-18,9599
16	0,8162	-0,3189	179,5753	-18,2731
17	0,8095	-0,3250	178,1029	-18,6248
18	0,7947	-0,3469	174,8355	-19,8760
19	0,7913	-0,3508	174,0945	-20,1036
20	0,7965	-0,3445	175,2471	-19,7407
21	0,8008	-0,3314	176,1815	-18,9915
22	0,8016	-0,3309	176,3612	-18,9593
23	0,7946	-0,3390	174,8119	-19,4258
24	0,7885	-0,3398	173,4727	-19,4710
25	0,8069	-0,3322	177,5215	-19,0393
26	0,7843	-0,3440	172,5604	-19,7136
27	0,8293	-0,3201	182,4552	-18,3419
28	0,8778	-0,2101	193,1250	-12,0401
29	0,8041	-0,3531	176,9106	-20,2351
30	0,7895	-0,3773	173,7095	-21,6185

Tableau. IV. 14: Le plan de circulation de puissance du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension.

Branche Sij	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Branche Sji	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Pertes active transitée (MW)	Pertes Réactive transitée (MVAR)
1-2	184.5489	103.5369	2-1	-176.6813	-90.8809	7.8676	12.6559
1-3	84.7247	51.6207	3-1	-80.5663	-42.7251	4.1584	8.8955
2-4	47.1199	18.6246	4-2	-45.4810	-20.1177	1.6389	-1.4931
3-4	78.1663	41.5251	4-3	-76.9714	-39.5168	1.1948	2.0083
2-5	83.6694	33.3245	5-2	-79.4656	-79.4656	4.2038	10.580
2-6	64.1919	26.2317	6-2	-61.1040	-61.1040	3.0878	2.9272
4-6	72.6992	28.7662	6-4	-71.8070	-71.8071	0.8921	1.6623
5-7	-14.7344	3.7441	7-5	14.8842	-6.4388	0.1498	0.1498
6-7	38.1907	3.4076	7-6	-37.6842	-4.4611	0.5064	-1.0534
6-8	29.9304	29.9304	8-6	-29.7117	-22.8789	0.2187	-0.6161
9-6	-28.1279	-17.1895	6-9	28.1279	20.4069	0.0000	3.2174
6-10	16.0875	11.6715	10-6	-16.0875	-8.8582	0.0000	2.8133
9-11	0.0000	0.0000	11-9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9-10	28.1279	17.1895	10-9	-28.1279	-15.4880	0.0000	1.7015
12-4	-42.1532	-21.0571	4-12	42.1532	29.2683	0.0000	8.2112

12-13	0.0000	0.0000	13-12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12-14	7.6539	2.6228	14-12	-7.5375	-2.3808	0.1164	0.2420
12-15	16.9269	7.3404	15-12	-16.6014	-6.6991	0.3255	0.6412
12-16	6.3722	3.5938	16-12	-6.2992	-3.4402	0.0730	0.1536
14-15	1.3375	0.7808	15-14	-1.3295	-0.7735	0.0080	0.0072
16-17	2.7992	1.6402	17-16	-2.7861	-1.6097	0.0130	0.0305
15-18	5.6364	1.9181	18-15	-5.5781	-1.7992	0.0583	0.1188
18-19	2.3781	0.8992	19-18	-2.3715	-0.8860	0.0065	0.0132
19-20	-7.1284	-2.5139	20-19	7.1594	2.5760	0.0310	0.0620
10-20	9.5045	3.5998	20-10	-9.3594	-3.2760	0.1450	0.3238
10-17	6.2415	4.2626	17-10	-6.2138	-4.1902	0.0277	0.0724
10-21	15.3490	9.9478	21-10	-15.1743	-9.5719	0.1746	0.3759
10-22	7.3204	4.5358	22-10	-7.2395	-4.3690	0.0808	0.1667
21-22	-2.3256	-1.6280	22-21	2.3270	1.6310	0.0014	0.0029
15-23	4.0944	3.0546	23-15	-4.0544	-2.9737	0.0400	0.0808
22-24	4.9124	2.7380	24-22	-4.8558	-2.6499	0.0566	0.0881
23-24	0.8544	1.3737	24-23	-0.8489	-1.3625	0.0054	0.0111
24-25	-2.9951	-2.6875	25-24	3.0442	2.7732	0.0491	0.0857
25-26	3.5725	2.4083	26-25	-3.5000	-2.3000	0.0725	0.1083
25-27	-6.6167	-5.1816	27-25	6.7353	5.4080	0.1185	0.2263
28-27	20.1799	11.8620	27-28	-20.1799	-9.0462	0.0000	2.8157
27-29	6.2614	1.8066	29-27	-6.1257	-1.5502	0.1357	0.2564
27-30	7.1831	1.8315	30-27	-6.9273	-1.3500	0.2558	0.4815
29-30	3.7257	0.6502	30-29	-3.6726	-0.5499	0.0530	0.1002
8-28	-0.2882	-7.1211	28-8	0.3011	0.6336	0.0128	-6.4874
6-28	20.5744	-7.3405	28-6	-20.4810	-12.4956	0.0933	-19.836

- Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 15: Les pertes totales dans les lignes du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	25.87373 (MW)
QL	28.95764 (MVAR)

IV.2.2.1.2 Réseaux 30 nœuds contrôlé on tension

Tableau. IV. 16: Le plan de tension du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Module  Vi  (pu)	Angle $\theta_i$ (radian)	Module  Vi  ( kv )	Angle $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1.0600	0,0000	233,2000	0.0000	7
2	1.0430	-0,0956	229,4600	-5.4795	
3	1.0302	-0,1416	226,6571	-8.1165	
4	1.0225	-0,1705	224,9490	-9.7742	
5	1.0100	-0,2499	222,2000	-14.3224	
6	1.0176	-0,1996	223,8780	-11.4404	
7	1.0076	-0,2297	221,6905	-13.1658	
8	1.0100	-0,2105	222,2000	-12.0629	
9	1.0274	-0,2552	226,0305	-14.6272	
10	1.0049	-0,2850	221,0986	-16.3331	
11	1.0820	-0,2552	238,0400	-14.6272	
12	1.0289	-0,2774	226,3681	-15.8991	
13	1.0710	-0,2774	235,6200	-15.8991	
14	1.0118	-0,2933	222,5961	-16.8065	
15	1.0055	-0,2936	221,2135	-16.8256	
16	1.0114	-0,2856	222,5213	-16.3662	
17	1.0014	-0,2891	220,3162	-16.5642	
18	0.9927	-0,3036	218,4040	-17.3968	
19	0.9884	-0,3059	217,4548	-17.5318	
20	0.9917	-0,3018	218,1886	-17.2925	
21	0.9918	-0,2932	218,2124	-16.7993	
22	0.9923	-0,2928	218,3200	-16.7795	
23	0.9906	-0,2985	217,9388	-17.1074	
24	0.9794	-0,2986	215,4807	-17.1135	
25	0.9822	-0,2929	216,0907	-16.7833	
26	0.9639	-0,3007	212,0570	-17.2341	
27	0.9928	-0,2844	218,4277	-16.2946	
28	1.0183	-0,2118	224,0264	-12.1365	
29	0.9723	-0,3072	213,9142	-17.6027	
30	0.9604	-0,3236	211,3043	-18.5435	

Tableau. IV. 17: Le plan de circulation de puissance du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Branche Sij	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Branche Sji	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Pertes active transitée (MW)	Pertes Réactive transitée (MVAR)
1-2	177.2400	-24.9900	2-1	-171.8099	29.5754	5.4300	4.5854
1-3	83.8555	-2.1212	3-1	-81.0243	4.8065	2.8311	2.6853
2-4	45.6664	45.6664	4-2	-44.5732	0.4332	1.0931	-4.5194
3-4	78.6243	-6.0065	4-3	-77.8523	6.4533	0.7720	0.4468
2-5	82.6176	-0.5406	5-2	-79.6490	4.2009	2.9685	3.6603
2-6	61.8259	-6.1775	6-2	-59.7820	4.4380	2.0438	-1.7395
4-6	70.9760	-8.2561	6-4	-70.3965	8.3992	0.5794	0.1430
5-7	-14.5509	5.8844	7-5	14.6750	-9.7239	0.1240	-3.8395
6-7	37.8443	-1.1763	7-6	-37.4750	-1.1760	0.3693	-2.3523
6-8	29.5016	9.2637	8-6	-29.3887	-10.7186	0.1129	-1.4549
9-6	-27.9435	5.6100	6-9	27.9435	-4.0093	-0.0000	1.6006
6-10	15.6883	2.9825	10-6	-15.6883	-1.6132	0.0000	1.3692
9-11	0.0000	-26.9640	11-9	-0.0000	28.3967	0.0000	1.4326
9-10	27.9435	21.3540	10-9	-27.9435	-20.0651	0.0000	1.2888
12-4	-43.8495	4.9386	4-12	43.8495	-0.2303	-0.0000	4.7082
12-13	0.0000	-30.9081	13-12	-0.0000	32.1714	0.0000	1.2632
12-14	7.9448	3.1231	14-12	-7.8601	-2.9469	0.0847	0.1761
12-15	17.7039	9.6038	15-12	-17.4503	-9.1042	0.2536	0.4996
12-16	7.0007	5.7425	16-12	-6.9275	-5.5886	0.0731	0.1538
14-15	1.6601	1.3469	15-14	-1.6502	-1.3380	0.0098	0.0089
16-17	3.4275	3.7886	17-16	-3.4065	-3.7394	0.0210	0.0492
15-18	6.0038	2.9510	18-15	-5.9563	-2.8543	0.0475	0.0967
18-19	2.7563	1.9543	19-18	-2.7489	-1.9393	0.0074	0.0149
19-20	-6.7510	-1.4606	20-19	6.7676	1.4938	0.0166	0.0332
10-20	9.0487	2.3749	20-10	-8.9676	-2.1938	0.0811	0.1811
10-17	5.6049	2.0905	17-10	-5.5934	-2.0606	0.0114	0.0299
10-21	15.6490	10.3763	21-10	-15.5275	-10.1149	0.1214	0.2614
10-22	7.5291	4.8365	22-10	-7.4715	-4.7177	0.0576	0.1188
21-22	-1.9724	-1.0850	22-21	1.9730	1.0862	0.0006	0.0012
15-23	4.8967	4.9912	23-15	-4.8483	-4.8935	0.0483	0.0976
22-24	5.4984	3.6314	24-22	-5.4477	-3.5525	0.0507	0.0789
23-24	1.6483	3.2935	24-23	-1.6301	-3.2562	0.0182	0.0373
24-25	-1.6221	0.1087	25-24	1.6272	-0.0996	0.0051	0.0090
25-26	3.5480	2.3717	26-25	-3.5000	-2.3000	0.0480	0.0717
25-27	-5.1753	-2.2720	27-25	5.2115	2.3411	0.0361	0.0691
28-27	18.5123	7.2160	27-28	-18.5123	-5.7084	0.0000	1.5076
27-29	6.1982	1.6848	29-27	-6.1062	-1.5110	0.0919	0.1738
27-30	7.1026	1.6823	30-27	-6.9295	-1.3566	0.1730	0.3257
29-30	3.7062	0.6110	30-29	-3.6704	-0.5433	0.0358	0.0358
8-28	-0.6112	-8.3636	28-8	0.6214	-0.4084	0.0102	-8.7720
6-28	19.2007	-19.8977	28-6	-19.1338	-6.8075	0.0669	-26.7053

- Les pertes totales dans les lignes

Tableau. IV. 18: Les pertes totales dans les lignes du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	17.69558(MW)
QL	-22.13541(MVAR)

**IV.2.2.2 Résultats de Circulation de puissance par la méthode découplée rapide**

**IV.2.2.2.1 Réseau 30 nœuds non contrôlé en tension**

Tableau. IV. 19: Le plan de tension du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension.

Nœuds	Module  Vi  (pu)	Angle θi (radian)	Module  Vi  ( kv )	Angle θi (degré)	Nombre d'itérations
1	1,0600	0,0000	233,2000	0,0000	7
2	0,9566	-0,0806	210,4666	-4,6212	
3	0,9170	-0,1322	201,7475	-7,5775	
4	0,8865	-0,1610	195,0417	-9,2247	
5	0,8420	-0,2641	185,2475	-15,1316	
6	0,8583	-0,1949	188,8333	-11,1669	
7	0,8419	-0,2361	185,2222	-13,5308	
8	0,8410	-0,2079	185,0367	-11,9125	
9	0,8472	-0,2773	186,3834	-15,8892	
10	0,8369	-0,3213	184,1379	-18,4091	
11	0,8472	-0,2773	186,3834	-15,8892	
12	0,8387	-0,3041	184,5210	-17,4265	
13	0,8387	-0,3041	184,5210	-17,4265	
14	0,8217	-0,3279	180,7928	-18,7912	
15	0,8182	-0,3304	180,0049	-18,9321	
16	0,8289	-0,3191	182,3679	-18,2869	
17	0,8278	-0,3264	182,1352	-18,7036	
18	0,8093	-0,3466	178,0552	-19,8594	
19	0,8080	-0,3508	177,7808	-20,1023	
20	0,8143	-0,3450	179,1470	-19,7676	
21	0,8217	-0,3331	180,7912	-19,0894	
22	0,8225	-0,3327	180,9658	-19,0624	
23	0,8099	-0,3395	178,1972	-19,4563	
24	0,8096	-0,3420	178,1291	-19,5960	
25	0,8230	-0,3310	181,0625	-18,9650	
26	0,8008	-0,3422	176,1946	-19,6105	
27	0,8420	-0,3171	185,2459	-18,1685	
28	0,8466	-0,2092	186,2573	-11,9910	
29	0,8172	-0,3491	179,7990	-20,0033	
30	0,8029	-0,3724	176,6539	-21,3418	

Tableau. IV. 20 : Le plan de circulation de puissance du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension.

Branche Sij	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Branche Sji	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Pertes active transitée (MW)	Pertes Réactive transitée (MVAR)
1-2	186.7874	130.8895	2-1	-177.7638	-109.248	9.0236	21.6413
1-3	85.2265	63.3182	3-1	-80.5728	-48.2582	4.6536	15.0600
2-4	47.2853	22.9897	4-2	-45.5136	-20.7209	1.7717	2.2688
3-4	78.1728	47.0582	4-3	-76.8608	-43.9743	1.3120	3.0838
2-5	84.1209	40.1826	5-2	-79.5575	-24.4054	4.5633	15.7772
2-6	64.6575	33.3757	6-2	-61.2220	-26.0401	3.4355	7.3356
4-6	73.8652	39.9018	6-4	-72.7938	-36.8596	1.0714	3.0422
5-7	-14.6424	5.4054	7-5	14.8058	-6.4394	0.1634	-1.0339
6-7	38.1441	4.8850	7-6	-37.6058	-4.4605	0.5383	0.4245
6-8	30.0334	26.5013	8-6	-29.7692	-26.2265	0.2641	0.2748
9-6	-28.7814	-3.3490	6-9	28.7814	5.7821	-0.0000	2.4331
6-10	16.2888	4.3256	10-6	-16.2888	-2.1820	0.0000	2.1435
9-11	0.0000	0.0000	11-9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9-10	0.0000	0.0000	10-9	-28.3421	-7.1430	0.0000	1.3414
12-4	-41.4369	-12.6969	4-12	41.4369	19.5319	-0.0000	6.8350
12-13	0.0000	0.0000	13-12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12-14	7.4092	2.0663	14-12	-7.3057	-1.8511	0.1035	0.2152
12-15	16.3973	5.0607	15-12	-16.1201	-4.5148	0.2771	0.5458
12-16	5.9026	1.3632	16-12	-5.8533	-1.2595	0.0493	0.1036
14-15	1.1058	0.2511	15-14	-1.1016	-0.2473	0.0042	0.0038
16-17	2.3533	-0.5404	17-16	-2.3463	0.5568	0.0069	0.0163
15-18	5.2823	0.7714	18-15	-5.2368	-0.6784	0.0455	0.0930
18-19	2.0368	-0.2215	19-18	-2.0327	0.2298	0.0040	0.0082
19-20	-7.4672	-3.6298	20-19	7.5031	3.7016	0.0358	0.0717
10-20	9.8634	4.7594	20-10	-9.7031	-4.4016	0.1602	0.3578
10-17	6.6936	6.4612	17-10	-6.6536	-6.3568	0.0400	0.1044
10-21	15.4885	9.8680	21-10	-15.3210	-9.5074	0.1675	0.3606
10-22	7.4129	4.4856	22-10	-7.3350	-4.3249	0.0779	0.1606
21-22	-2.1790	-1.6925	22-21	2.1803	1.6951	0.0013	0.0026
15-23	3.7393	1.4907	23-15	-3.7151	-1.4418	0.0242	0.0489
22-24	5.1547	2.6297	24-22	-5.0978	-2.5411	0.0569	0.0885
23-24	0.5151	-0.1581	24-23	-0.5145	0.1593	0.0005	0.0012
24-25	-3.0876	-1.4992	25-24	3.1215	1.5583	0.0338	0.0591
25-26	3.5698	2.4039	26-25	-3.5000	-2.3000	0.0698	0.1039
25-27	-6.6913	-3.9622	27-25	6.7889	4.1486	0.0975	0.1863
28-27	19.3717	2.0282	27-28	-19.3717	0.0677	0.0000	2.0959
27-29	6.2550	1.7942	29-27	-6.1237	-1.5462	0.1312	0.2480
27-30	7.1749	1.8163	30-27	-6.9275	-1.3507	0.2473	0.4656
29-30	3.7237	0.6462	30-29	-3.6724	-0.5493	0.0513	0.0969
8-28	-0.2307	-3.7734	28-8	0.2353	0.7403	0.0046	-3.0331
6-28	20.5796	10.6187	28-6	-20.4542	-11.1190	0.1254	-0.5003

- Les pertes totales dans les lignes du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension..

Tableau. IV. 21:Les pertes totales dans les lignes du réseau 30 nœuds non contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	28.6140 (MW)
QL	68.0077 (MVAR)

**IV.2.2.2 Réseau 30 nœuds contrôlé en tension**

Tableau. IV. 22:plan de tension du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Nœuds	Module  Vi  (pu)	Angle $\theta_i$ (radian)	Module  Vi  ( kv )	Angle $\theta_i$ (degré)	Nombre d'itérations
1	1,0600	0,0000	233,2000	0,0000	7
2	1,0430	-0,0958	229,4600	-5,4918	
3	1,0255	-0,1402	225,6307	-8,0360	
4	1,0178	-0,1692	223,9174	-9,6971	
5	1,0100	-0,2510	222,2000	-14,3814	
6	1,0119	-0,1989	222,6274	-11,4009	
7	1,0033	-0,2295	220,7435	-13,1514	
8	1,0100	-0,2116	222,2000	-12,1260	
9	1,0473	-0,2554	230,4260	-14,6383	
10	1,0404	-0,2840	228,9077	-16,2774	
11	1,0820	-0,2554	238,0400	-14,6383	
12	1,0417	-0,2712	229,1730	-15,5416	
13	1,0710	-0,2712	235,6200	-15,5416	
14	1,0281	-0,2868	226,2024	-16,4367	
15	1,0251	-0,2887	225,5413	-16,5426	
16	1,0339	-0,2817	227,4629	-16,1403	
17	1,0331	-0,2871	227,2939	-16,4496	
18	1,0183	-0,2994	224,0324	-17,1574	
19	1,0174	-0,3024	223,8346	-17,3266	
20	1,0224	-0,2988	224,9290	-17,1233	
21	1,0280	-0,2918	226,1758	-16,7209	
22	1,0286	-0,2915	226,2960	-16,7055	
23	1,0180	-0,2952	223,9790	-16,9175	
24	1,0170	-0,2978	223,7591	-17,0627	
25	1,0191	-0,2896	224,2133	-16,5933	
26	1,0014	-0,2968	220,3237	-17,0102	
27	1,0289	-0,2799	226,3701	-16,0397	
28	1,0072	-0,2100	221,5977	-12,0336	
29	1,0092	-0,3011	222,0323	-17,2558	
30	0,9978	-0,3164	219,5233	-18,1283	

Tableau. IV. 23: plan de circulation de puissance du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Branche Sij	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Branche Sji	puissance active transitée (MW)	Puissance réactive transitée (MVAR)	Pertes active transitée (MW)	Pertes Réactive transitée (MVAR)
1-2	177.6216	-22.1116	2-1	-172.1678	32.6063	5.4537	10.4947
1-3	83.3102	2.8314	3-1	-80.5076	4.2139	2.8026	7.0453
2-4	45.4276	-0.1357	4-2	-44.3445	-0.4713	1.0831	-0.6070
3-4	78.1076	-5.4139	4-3	-77.3389	6.7442	0.76872	1.3302
2-5	83.0371	1.6998	5-2	-80.0385	6.4923	2.9985	8.1921
2-6	62.0030	-0.9129	6-2	-59.9491	3.1960	2.0538	2.2831
4-6	72.4469	-5.7749	6-4	-71.8407	6.9567	0.6061	1.1818
5-7	-14.161	10.5409	7-5	14.3123	-12.2277	0.1509	-1.6868
6-7	37.4788	-1.9282	7-6	-37.1123	1.3277	0.3665	-0.6004
6-8	29.75913	-4.0873	8-6	-29.6538	3.5361	0.1053	-0.5512
9-6	-28.7767	18.6631	6-9	28.7767	-16.4326	0.0000	2.2305
6-10	16.0980	-4.5101	10-6	-16.0980	6.0276	0.0000	1.5175
9-11	-0.0000	-17.4275	11-9	0.0000	18.0033	0.0000	0.5758
9-10	28.3375	6.9765	10-9	-28.3375	-6.1225	0.0000	0.8540
12-4	-42.1736	11.8737	4-12	42.1736	-7.3450	0.0000	4.5286
12-13	0.0000	-21.8043	13-12	-0.0000	22.4177	-0.0000	0.6133
12-14	7.4766	1.9511	14-12	-7.4088	-1.8103	0.0677	0.1408
12-15	16.7488	4.8094	15-12	-16.5636	-4.4445	0.1852	0.364
12-16	6.2110	1.1508	16-12	-6.1763	-1.0777	0.0347	0.0730
14-15	1.2088	0.2102	15-14	-1.2057	-0.2074	0.0031	0.0028
16-17	2.6763	-0.7222	17-16	-2.6704	0.7361	0.0059	0.0138
15-18	5.4167	0.5927	18-15	-5.3865	-0.5310	0.0302	0.0617
18-19	2.1865	-0.3689	19-18	-2.1834	0.3750	0.0030	0.0061
19-20	-7.3165	-3.7750	20-19	7.3387	3.8196	0.0222	0.0445
10-20	9.6385	4.7423	20-10	-9.5387	-4.5196	0.0997	0.2227
10-17	6.3547	6.6016	17-10	-6.3296	-6.5361	0.0251	0.0655
10-21	15.7003	9.9983	21-10	-15.5889	-9.7586	0.1113	0.2397
10-22	7.5622	4.5923	22-10	-7.5097	-4.4839	0.0525	0.1083
21-22	-1.9110	-1.4413	22-21	1.9116	1.4426	0.0006	0.0012
15-23	4.1525	1.5593	23-15	-4.1338	-1.5215	0.0187	0.0378
22-24	5.5980	3.0413	24-22	-5.5539	-2.9726	0.0441	0.0686
23-24	0.9338	-0.0784	24-23	-0.9327	0.0807	0.0011	0.0022
24-25	-2.2133	0.6400	25-24	2.2230	-0.6231	0.0096	0.0168
25-26	3.5446	2.3664	26-25	-3.5000	-2.3000	0.0446	0.0664
25-27	-5.7676	-1.7432	27-25	5.8058	1.8162	0.0382	0.0729
28-27	18.2850	-4.8781	27-28	-18.2850	6.2760	0.0000	1.3978
27-29	6.1885	1.6661	29-27	-6.1032	-1.5050	0.0852	0.1611
27-30	7.0902	1.6595	30-27	-6.9298	-1.3575	0.1603	0.3018
29-30	3.7032	0.6050	30-29	-3.6701	-0.5423	0.0331	0.0626
8-28	-0.3461	-0.6899	28-8	0.3476	-3.6596	0.0014	-4.3496
6-28	19.4960	1.8442	28-6	-19.4323	-2.9433	0.0637	-1.0990

- Les pertes totales dans les lignes du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Tableau. IV. 24: Les pertes totales dans la ligne du réseau 30 nœuds contrôlé en tension.

Les pertes totales (active et réactive)	
PL	17.5319 (MW)
QL	9.7779 (MVAR)

### IV.2.2.3 Interprétation et discussion des résultats

#### Écoulement de puissance IEEE-30 bus avec nœuds PQ

Nous avons observé que la ligne de la transmission qui connecte les deux jeux barre 1 et 2 : 186.78 MW, et 130.88 MVAR partent Au Nœud 1, et 177.76 MW et 109.24 MVAR arrivent à Vers le Nœud 2. C'est aussi la ligne de la transmission qui subit la plus haute perte de la puissance active (7.86 MW). La perte du système de la puissance active est 28.61 MW.

#### Écoulement de puissance IEEE-30 bus avec nœuds PV

Nous avons observé que la ligne de la transmission qui connecte les deux jeux barre du générateur: 177.62 MW, et 22.11 MVAR partent Au Nœud 1, et 172.16 MW et 32.60 MVAR arrivent à Vers le Nœud 2. C'est aussi la ligne de la transmission qui subit la plus haute perte de la puissance active (5.43 MW). La perte du système de la puissance active est 17.53 MW.

### Interprétation et discussion des résultats

- Les résultats d'écoulement de puissances montrent que la ligne de transmission connectée entre les deux nœuds générateurs (entre le nœud1 et 2). Cette ligne de transmission est aussi celle qui présente des pertes en puissance active les plus élevées puisque transitant les puissances les plus élevées.
- Les pertes de puissance active dans le cas où la tension du nœud 2 est réglée à 1.043 pu sont plus élevées que dans le cas où la tension à était pas contrôlée. Ceci s'explique par le fait que dans le second cas la chute de tension entre les nœuds 1 et 2 de tensions respectives  $V_1=1.06\text{pu}$  et  $V_2= 0.97\text{pu}$  est plus importante que dans le premier cas où on avait  $V_1=1.06\text{pu}$  et  $V_2=1.043$ .

### IV.2.3 Comparaison

La méthode découplée rapide (FDL) effectue le même temps d'exécution que celle de Newton Raphson pour les très petits réseaux. Cependant, elle devient plus rapide pour les grands réseaux et pour les tolérances habituelles.

**IV.2.4 L'écoulement de puissance optimal par les méthodes d'optimisation avancées:**

Dans cette partie on applique les techniques d'optimisation avancées tels que l'algorithme génétique (GA), les essaims de particules (PSO) et les nouvelles méthodes d'optimisation des colonies d'abeilles (ABC) et les colonies de fourmis (ACO) pour la résolution du problème de dispatching économique statique.

**IV.2.4.1 Optimisation l'écoulement de puissance optimale sans pertes**

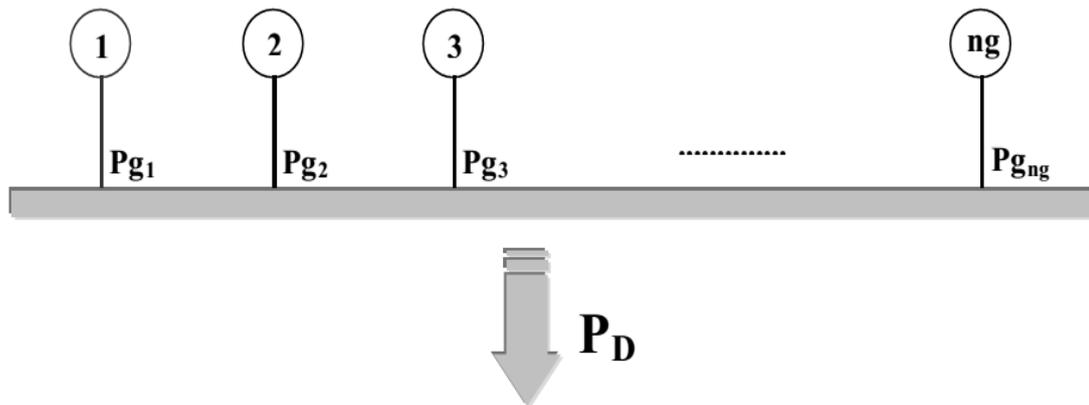


Fig. IV.1 : Le schéma représentatif du dispatching économique sans pertes.

**IV.2.4.1.1 Application au réseau 5 nœuds**

Tableau. IV. 25: Les résultats de l'OPF du réseau 5 nœuds sans pertes par ACO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itération
1	101.429	435.720	724.386	2
2	63.571	288.665		

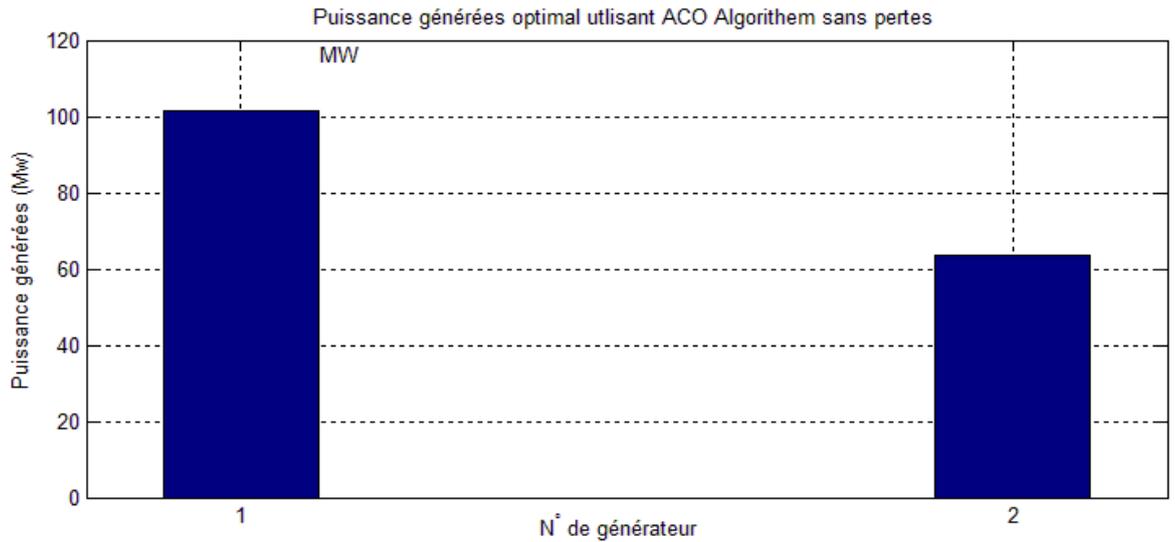


Fig. IV. 4: La puissance générée optimal de réseau 5 neuds sans pertes en fonction de N° de générateur par ACO.

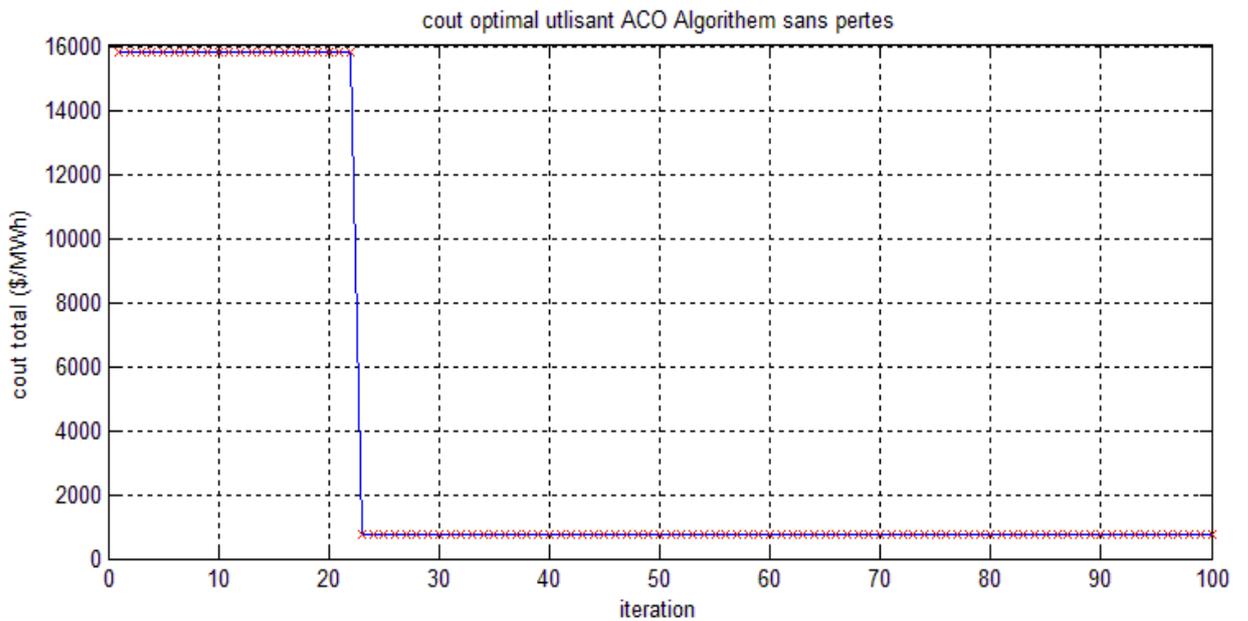


Fig. IV. 5 : Le cout total optimal de production de réseau 5 neuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par ACO.

Tableau. IV. 26: Les résultats de l'OPF du réseau 5 nœuds sans pertes par PSO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itération
1	100.86	433.441	724.388	72
2	64.1402	290.946		

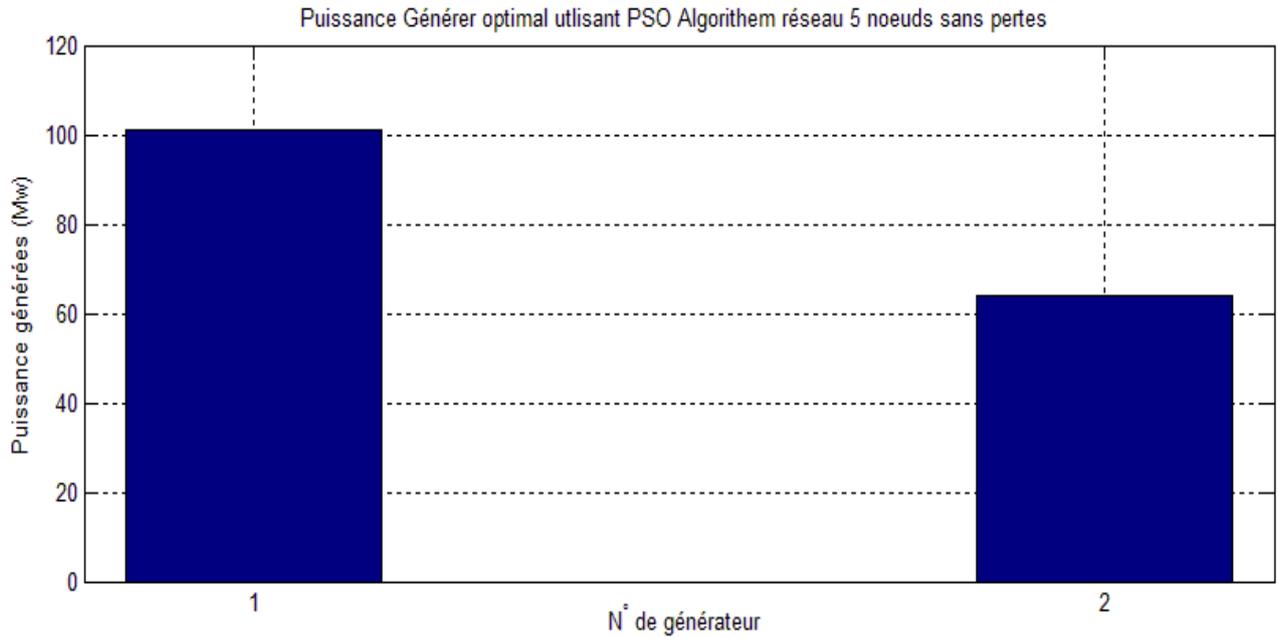


Fig. IV. 6 : La puissance générée optimal de réseau 5 noeuds sans pertes en fonction de N° de générateur par PSO.

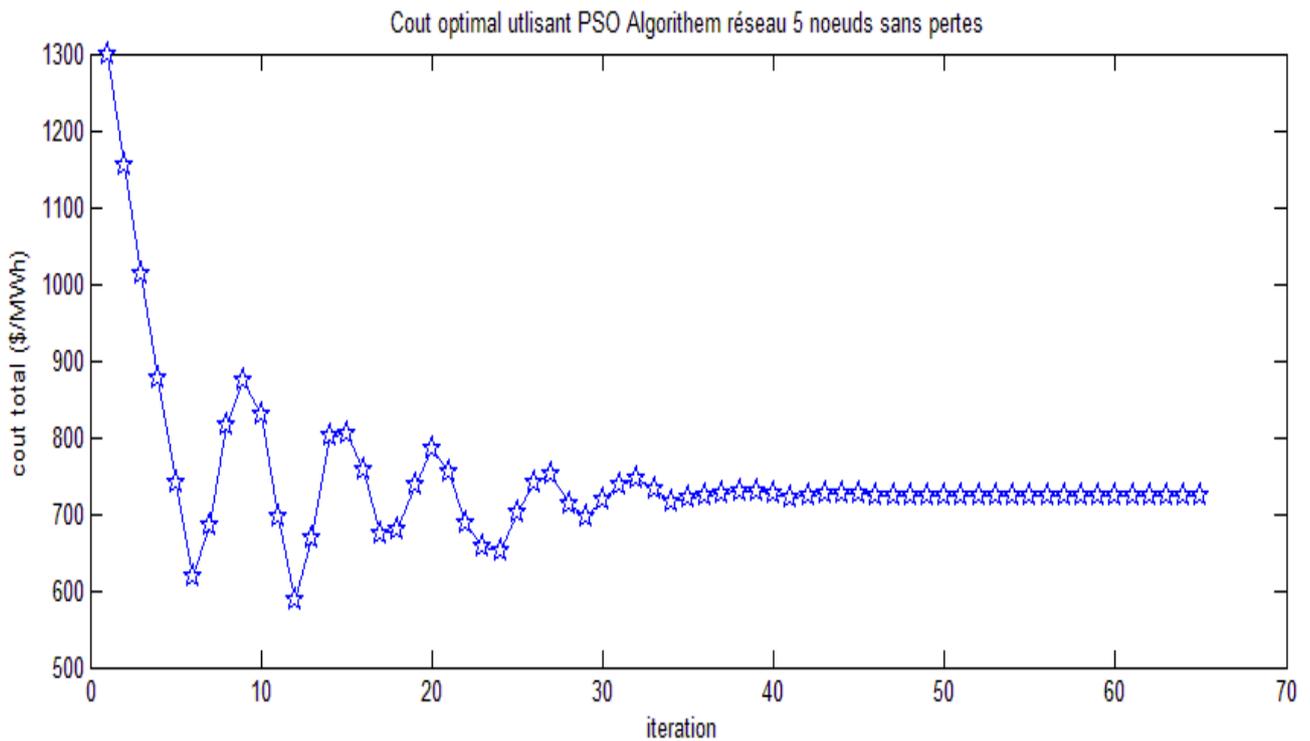


Fig. IV. 7: Le cout total optimal de production de réseau 5 noeuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par PSO.

Tableau. IV. 27: Les résultats de l'OPF du réseau ieee-5 bus sans pertes GA.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itération
1	101.4286	433.441	724.385	62
2	63.5714	290.946		

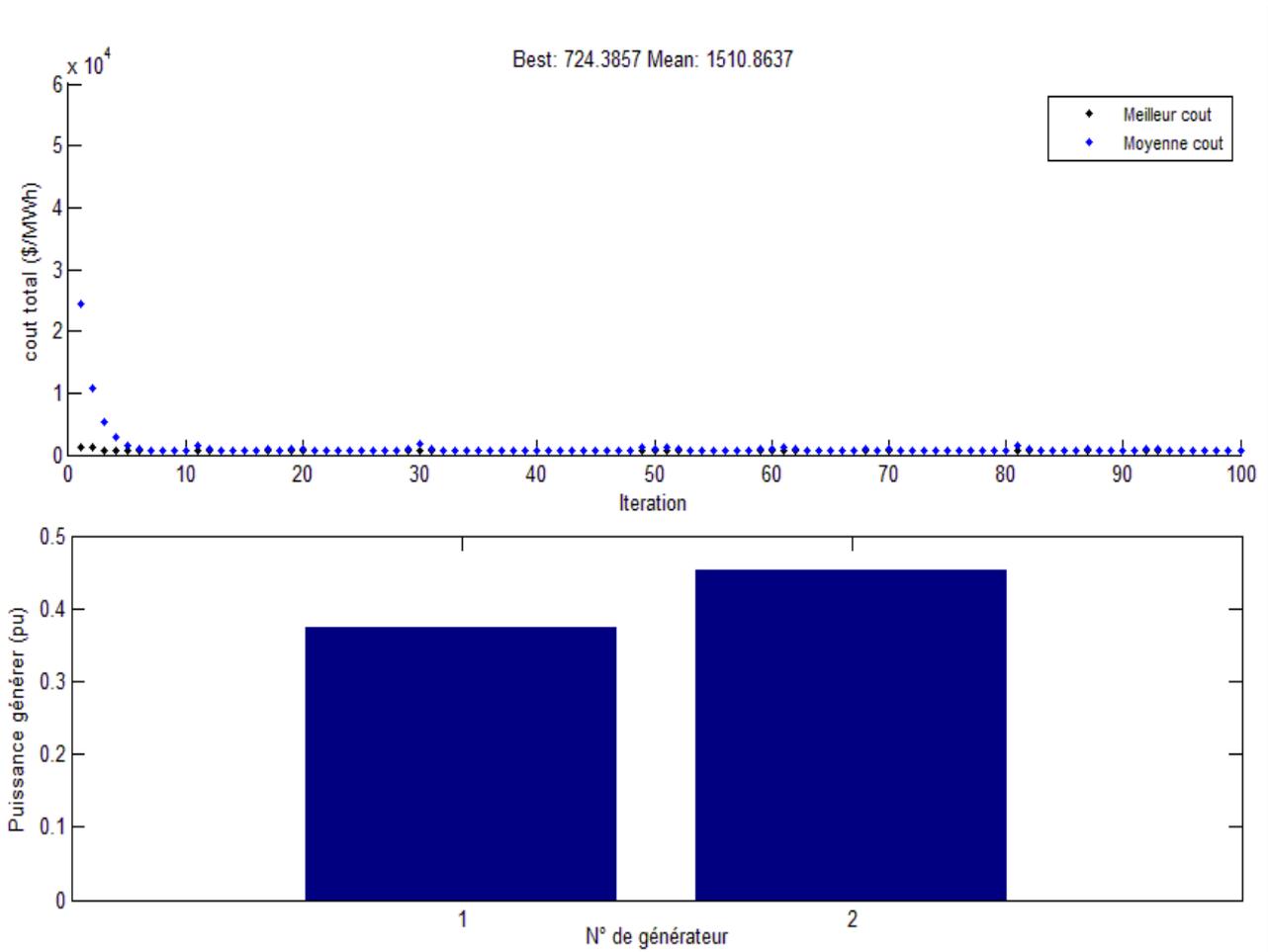


Fig. IV. 8: Le cout total optimal de production de réseau 5 neuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par GA.

Tableau. IV. 28 Les résultats de l'OPF du réseau 5 nœuds sans pertes par ABC.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itérations
1	101.4286	433.441	724.3857	2
2	63.5714	290.946		

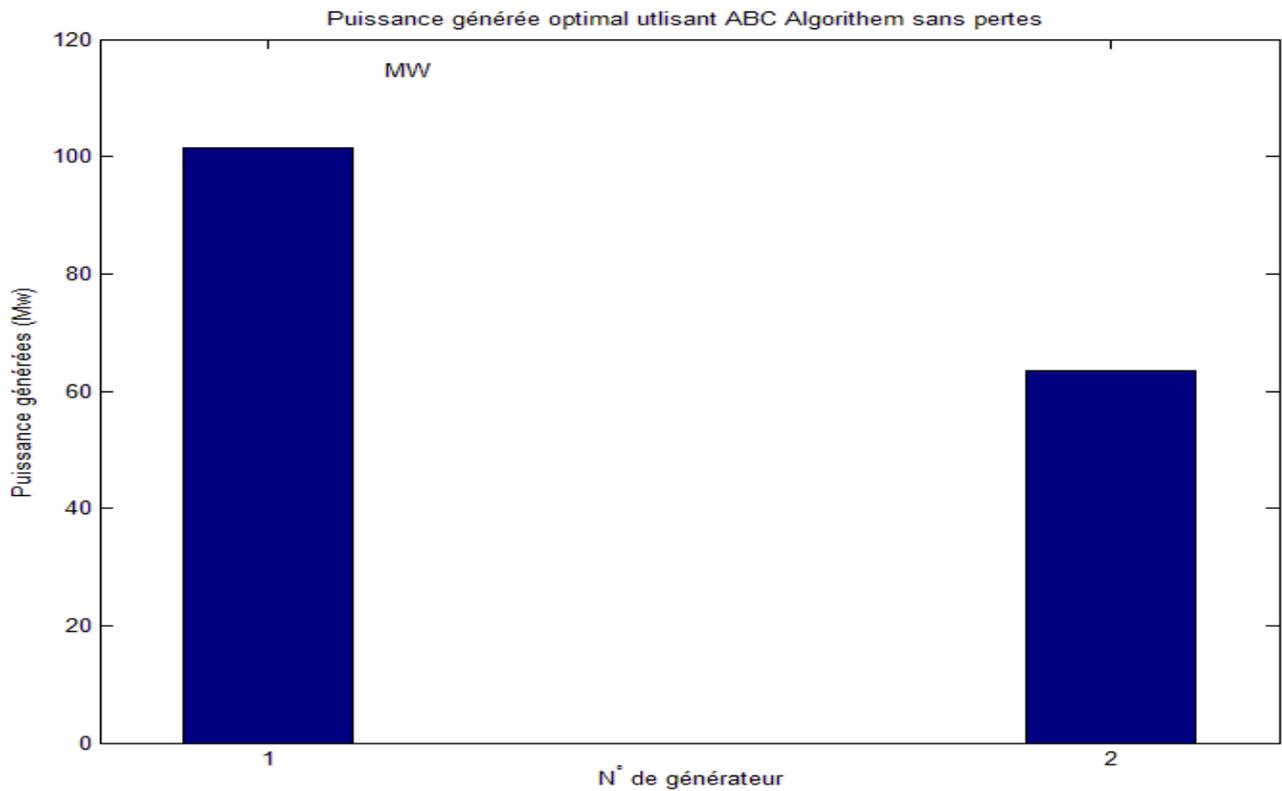


Fig. IV. 9: La puissance générée optimal de réseau 5 neuds sans pertes en fonction de N° de générateur par ABC.

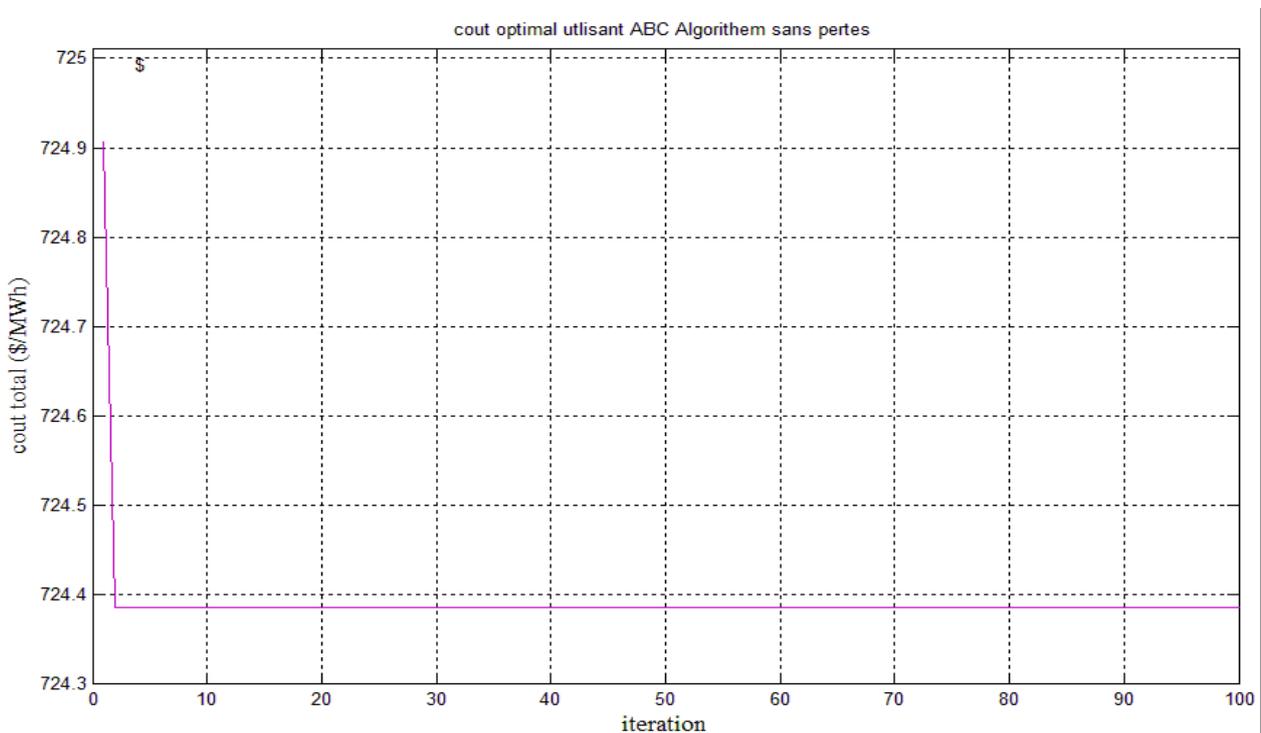


Fig. IV. 10 : Le cout total optimal de production de réseau 5 neuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par ABC.

**Comparaison des résultats de l’OPF obtenus par les différentes méthodes :**

Tableau. IV. 29: Comparaison des résultats de l’OPF obtenus par les différentes méthodes

P Générée	ACO	PSO	GA	ABC
Pg1	<b>101.429</b>	<b>100.86</b>	<b>101.4286</b>	<b>101.4286</b>
Pg2	<b>63.571</b>	<b>64.1402</b>	<b>63.5714</b>	<b>63.5714</b>
Cout	<b>724.3857</b>	<b>724.388</b>	<b>724.385</b>	<b>724.3857</b>
Temps	<b>3.416102 s</b>	<b>5.246875 s</b>	<b>3.361084 s</b>	<b>3.360025</b>

**Interprétation et discussion des résultats :**

- D’après les résultats de simulation on déduit que : La méthode GA est plus précise que les autres méthodes.
- Pour la méthode GA, tant que le nombre de particules augmente le résultat devient plus précis.
- Malgré le grand nombre d’itérations, la méthode GA possède un temps d’exécution plus réduit.

**IV.2.4.1.2 Application au réseau 30 nœuds**

Tableau. IV. 30: Les résultats de l’OPF du réseau 30 nœuds sans pertes par ACO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d’itération
<b>1</b>	185,4035	499.7082	767,6020	18
<b>2</b>	46,87219	120.4770		
<b>3</b>	19,12421	41.983		
<b>4</b>	10	33.334		
<b>5</b>	10	32.5		
<b>6</b>	12	39.6		

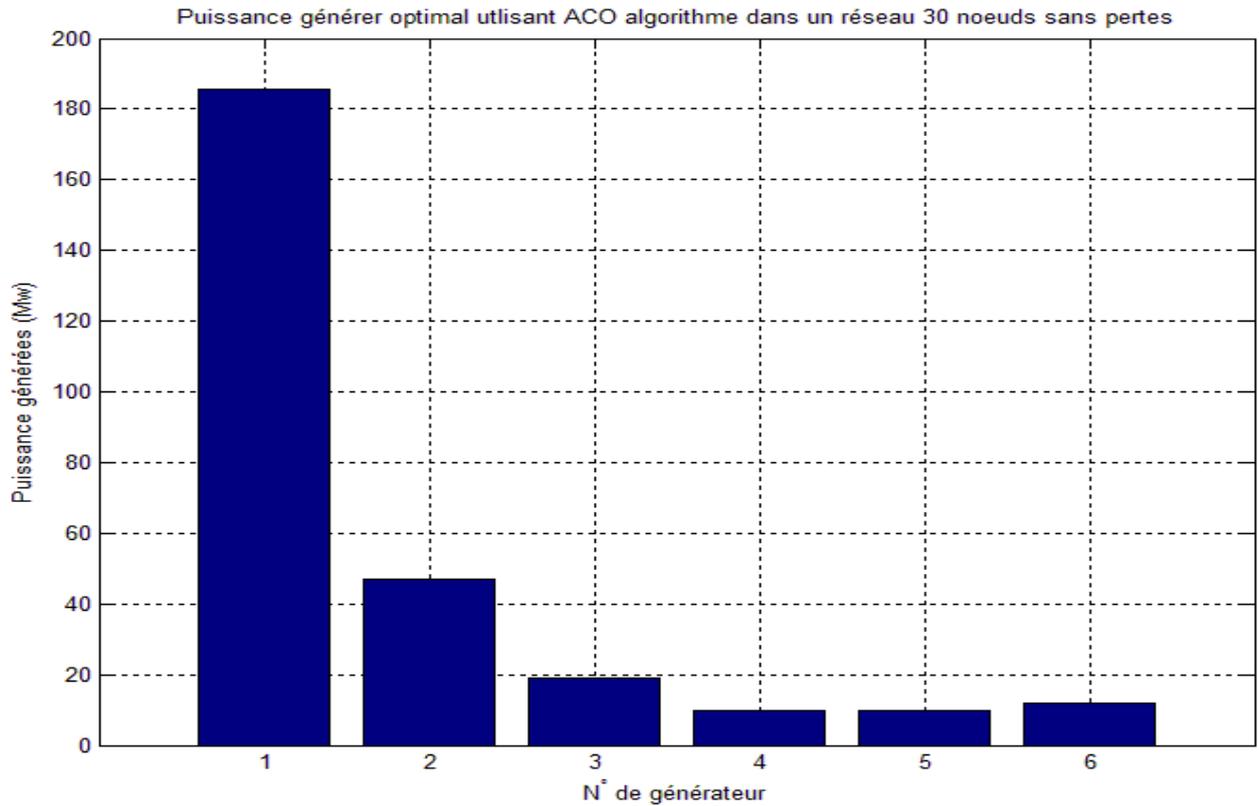


Fig. IV. 11 : La puissance générée optimale de réseau 30 noeuds sans pertes en fonction de N° de générateur par ACO.

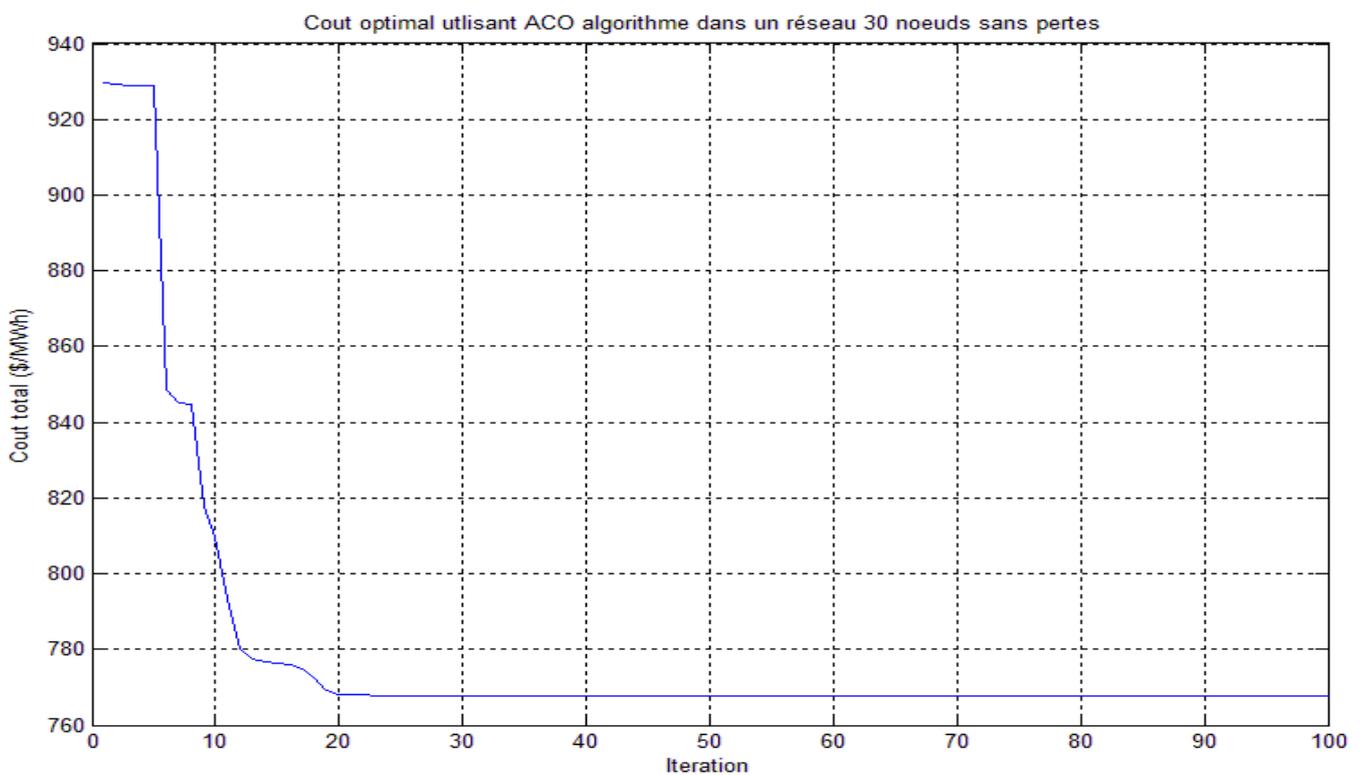


Fig. IV. 12 : Le coût total optimal de production de réseau 30 noeuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par ACO.

Tableau. IV. 31: Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds sans pertes par PSO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itération
1	180.892	484.49	768.238	84
2	48.5231	126.119		
3	21.9853	52.1949		
4	10	33.334		
5	10	32.5		
6	12	39.6		

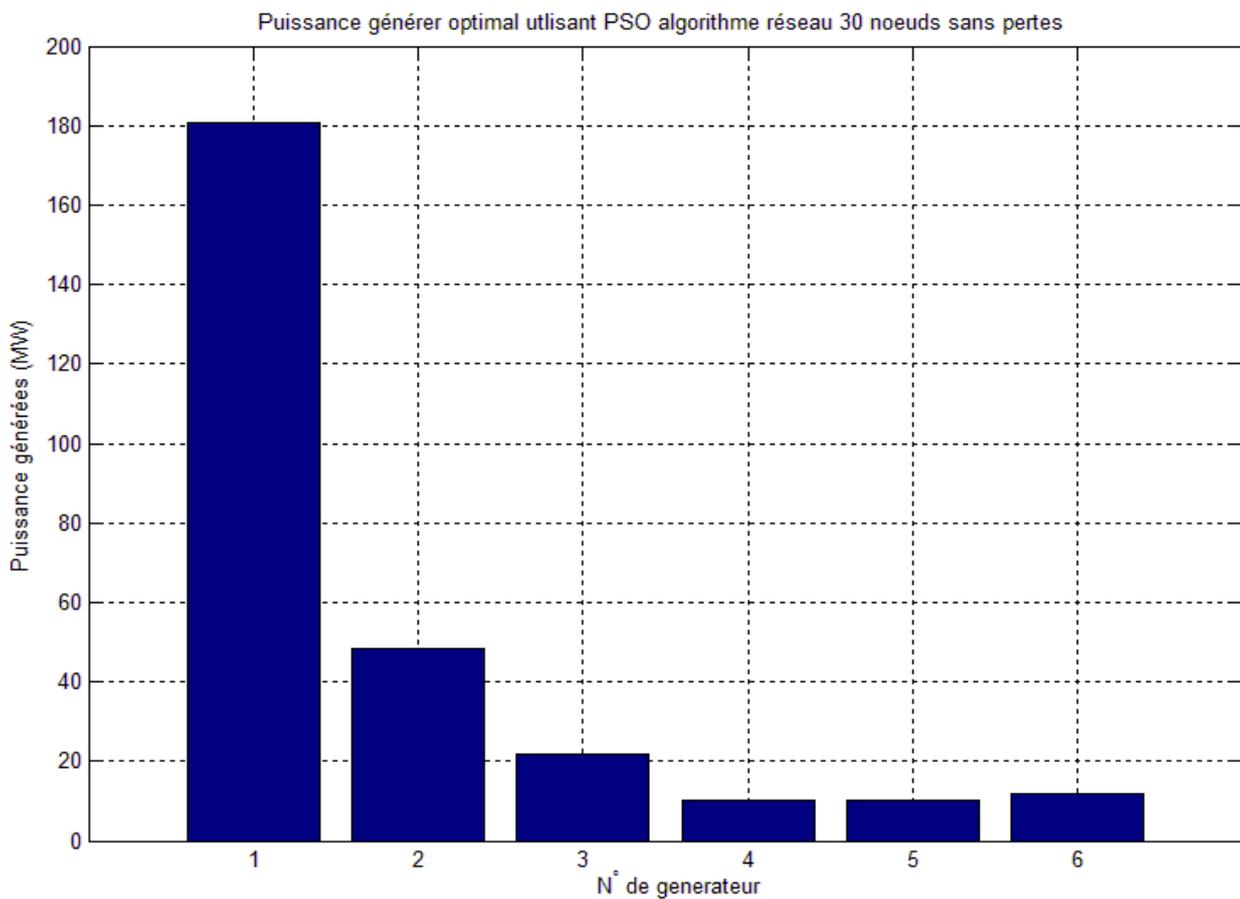


Fig. IV. 13: La puissance générée optimal de réseau 30 neouds sans pertes en fonction de N° de générateur par PSO

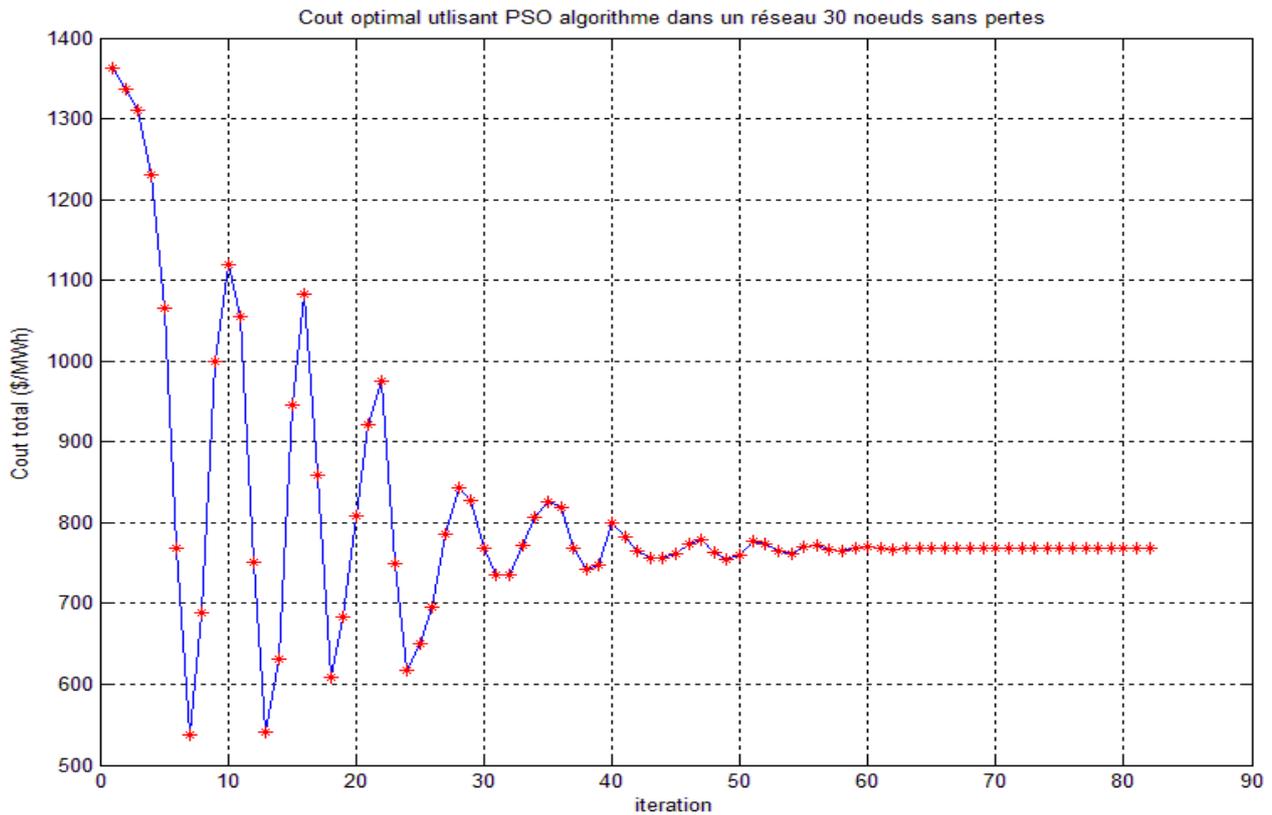


Fig. IV. 14: Le cout total optimal de production de réseau 30 neuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par PSO.

Tableau. IV. 32: Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds sans pertes par GA.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itération
1	180.1930	482,1466	769.1603	223
2	49.7759	130,4665		
3	16.6865	34,08895		
4	10.4725	34,95029		
5	12.0071	39,62556		
6	14.2650	47,88225		

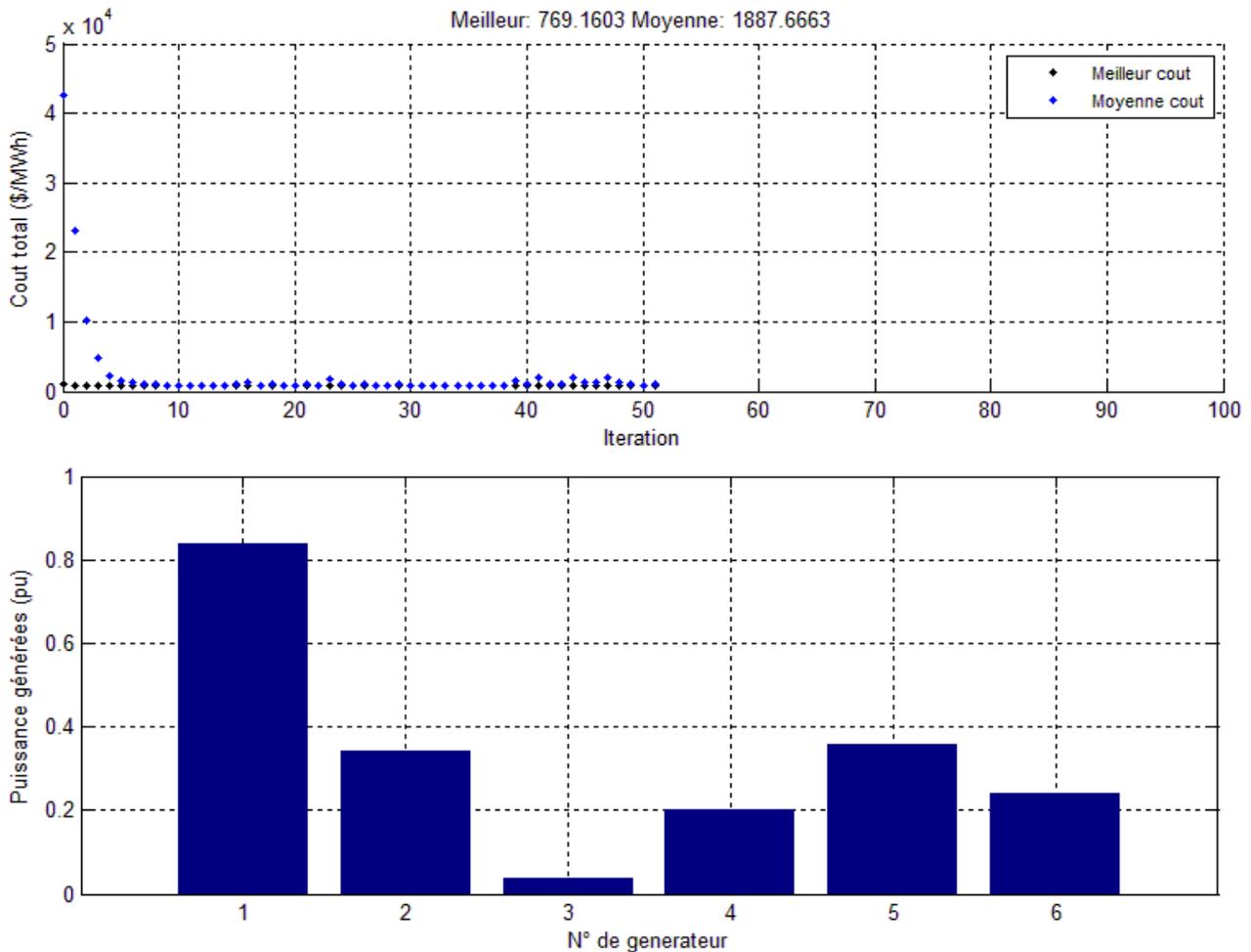


Fig. IV. 15: Le cout total optimal de production de réseau 30 neuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par GA.

Tableau. IV. 33: Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds sans pertes par ABC.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (\$/MWh)	Coût globale (\$/MWh)	Nombre d'itération
1	185,4034	499,7108	<b>767.5981</b>	<b>55</b>
2	46,87210	120,4735		
3	19,12440	41,98331		
4	10	33,33400		
5	10	32,50000		
6	12	39,60000		

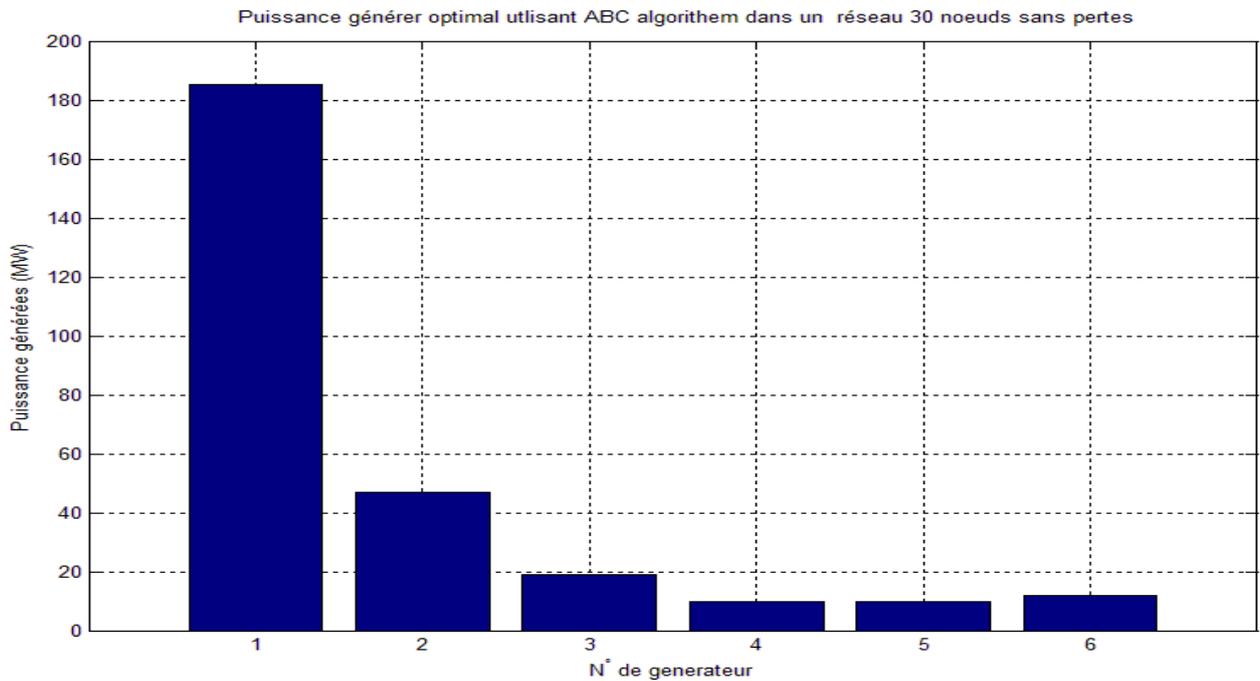


Fig. IV. 16: La puissance générée optimal de réseau 30 noeuds sans pertes en fonction de N° de générateur par ABC.

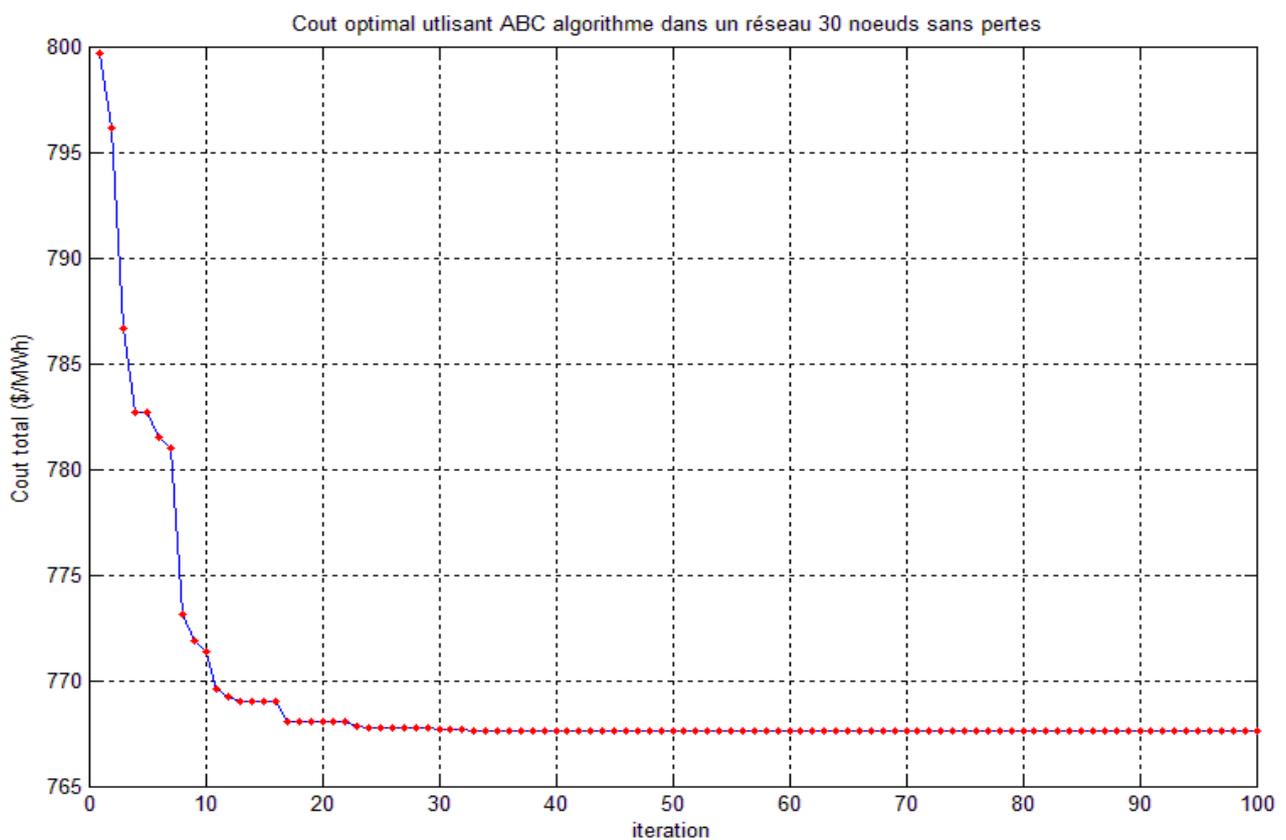


Fig. IV. 17: Le cout total optimal de production de réseau 30 noeuds sans pertes en fonction du nombre d'itération par ABC.

## IV.2.5 Optimisation l'écoulement de puissance optimale avec pertes

Tableau. IV. 34: Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds avec pertes par ACO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (\$/MWh)
1	176,2131	468,8676
2	48,37070	125,5939
3	20,86710	48,08184
4	22,78460	78,37956
5	12,44250	41,19789
6	12	39,60000
Totale	292,6780	801,7208
Pertes	9.2781	

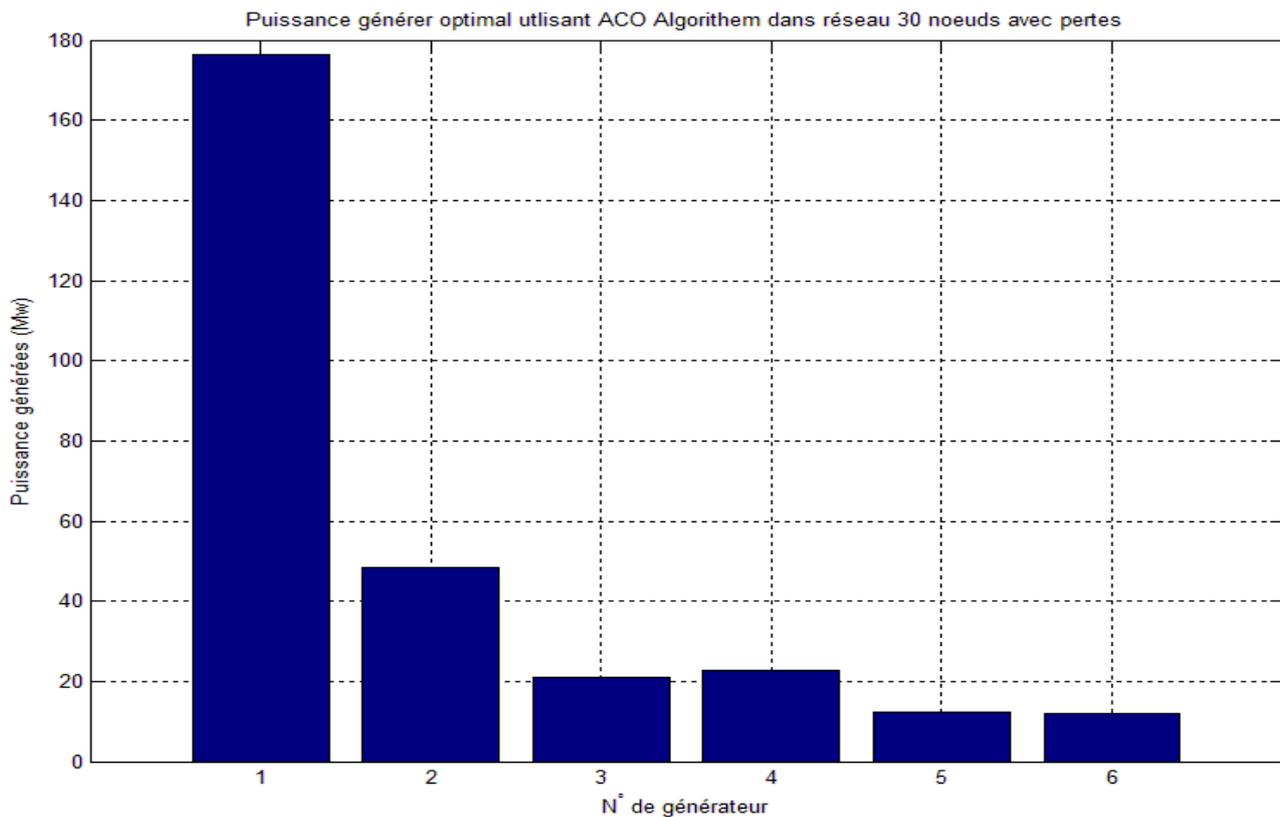


Fig. IV. 18: La puissance générée optimal de réseau 30 nœuds avec pertes en fonction de N° de générateur par ACO.

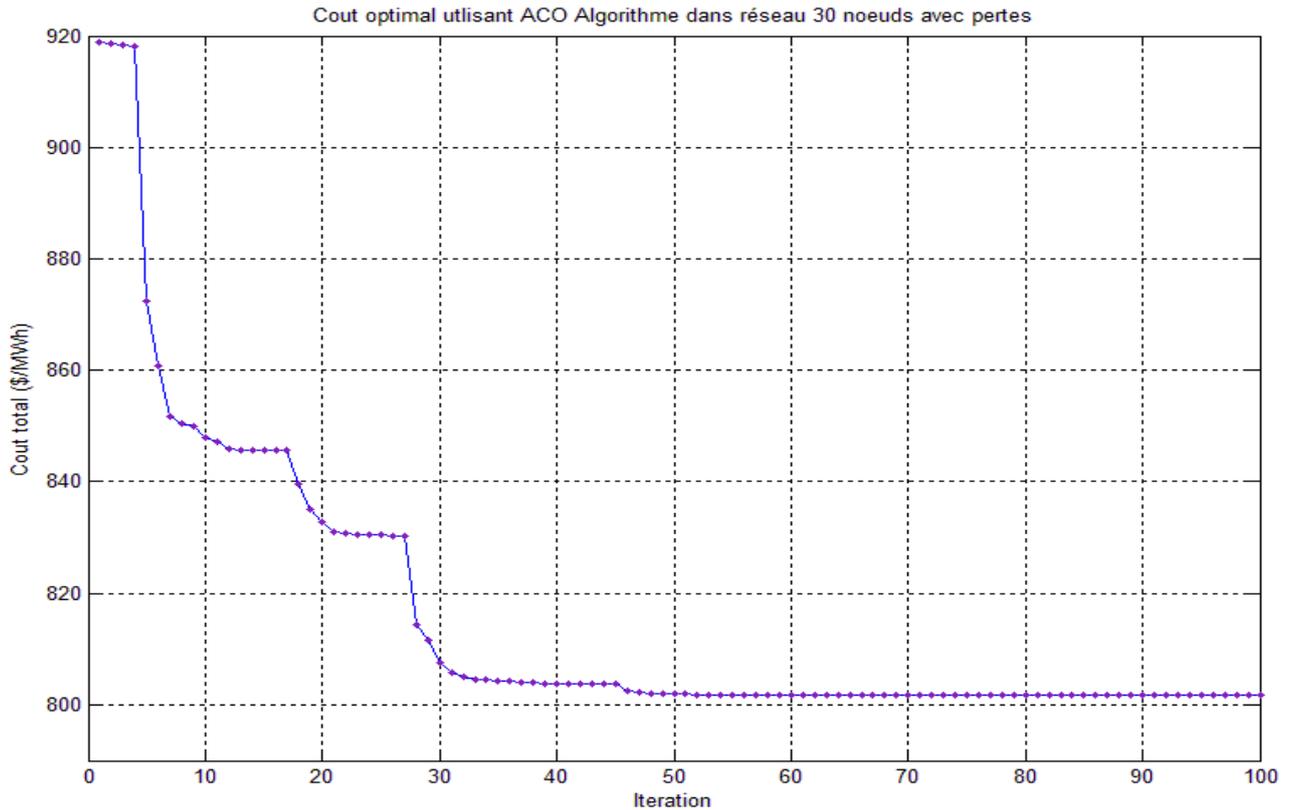


Fig. IV. 19 : Le cout total optimal de production de réseau 30 neuds avec pertes en fonction du nombre d'itération par ACO.

Tableau. IV. 35: Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds avec pertes par PSO.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (\$/MWh)
1	<b>171,6956</b>	<b>453,9391</b>
2	<b>52,31211</b>	<b>139,4359</b>
3	<b>23,22076</b>	<b>56,92101</b>
4	<b>18,31816</b>	<b>62,33258</b>
5	<b>13,57708</b>	<b>45,33967</b>
6	<b>13,42190</b>	<b>44,76938</b>
<b>Totale</b>	<b>292.546</b>	<b>802.738</b>
<b>Pertes</b>	<b>9.14566</b>	

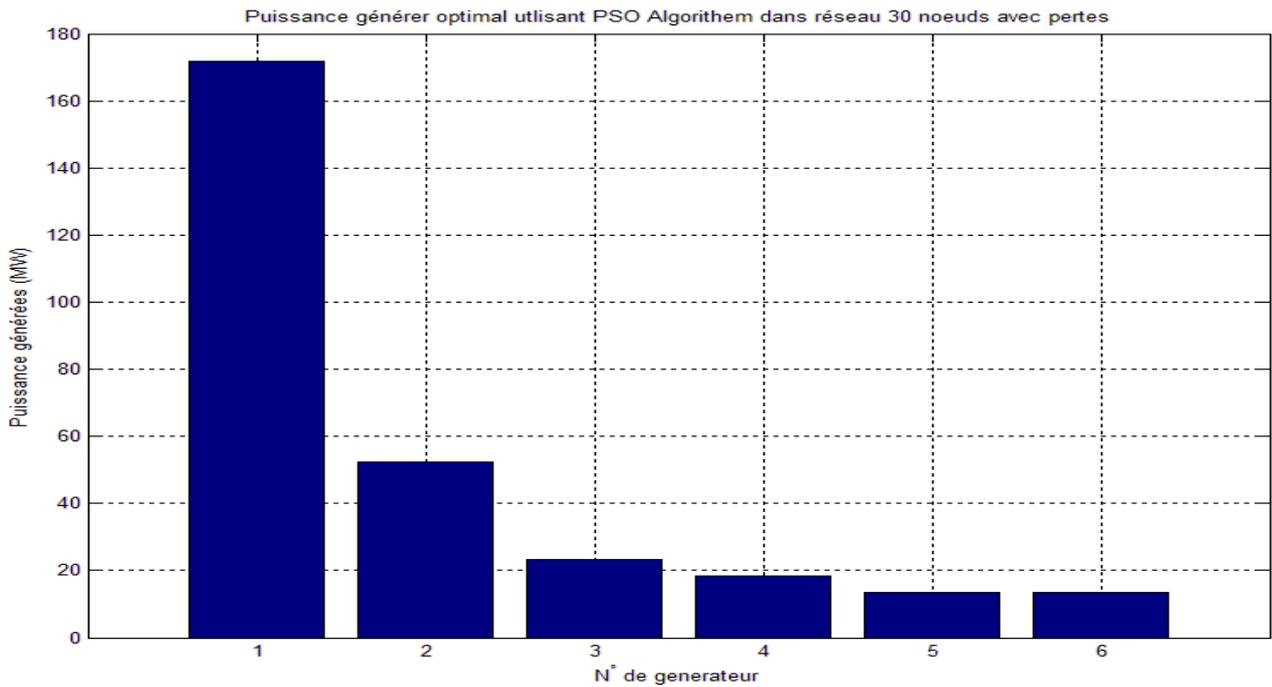


Fig. IV. 20: La puissance générée optimal de réseau 30 noeuds avec pertes en fonction de N° de générateur par PSO.

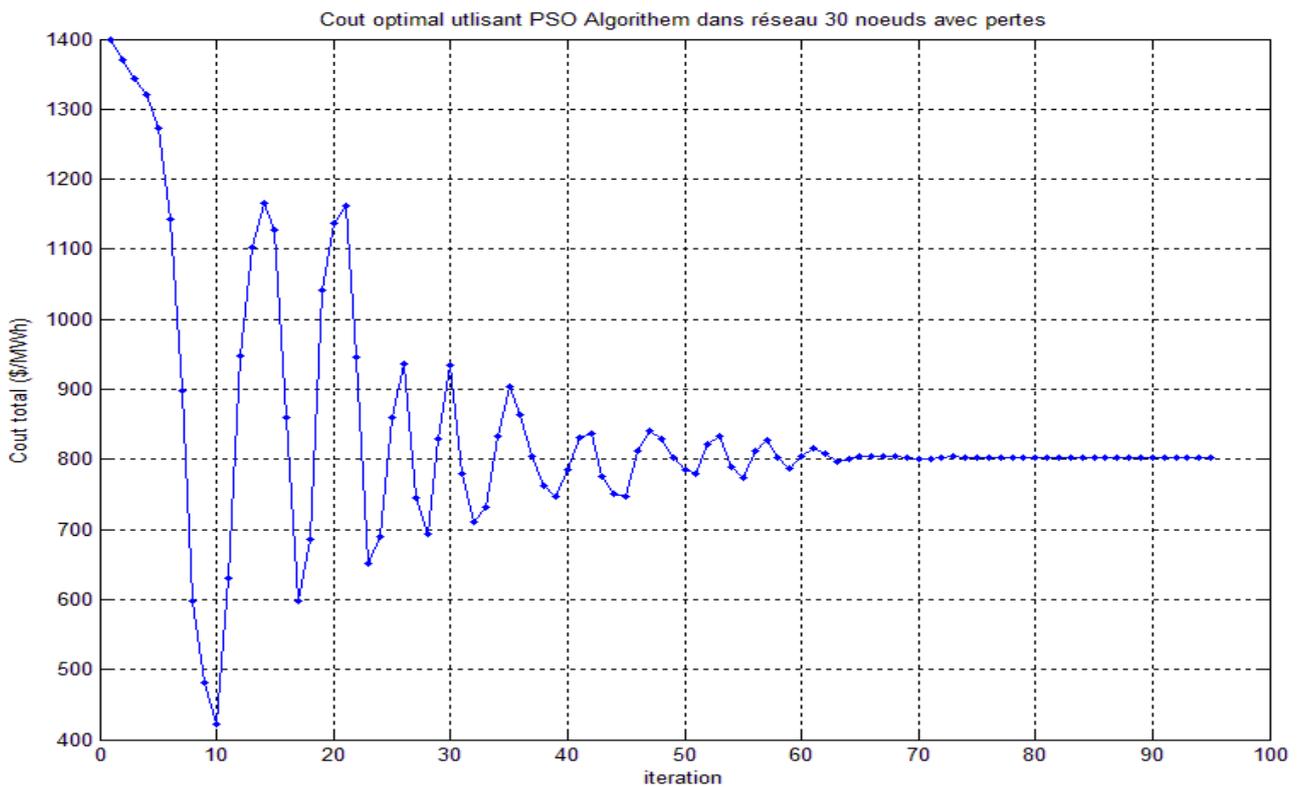


Fig. IV. 21: Le cout total optimal de production de réseau 30 noeuds avec pertes en fonction du nombre d'itération par PSO.

Tableau. IV. 36 : Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds avec pertes par GA.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (\$/MWh)
1	181.0137	442,790282427350
2	50.0580	133,835479680000
3	20.1058	49,4412171225000
4	15.4816	76,8564122785544
5	10.0000	54,5516598002500
6	12.0000	45,0610275422500
totale	292.1746	802.5359
pertes	8.7745	

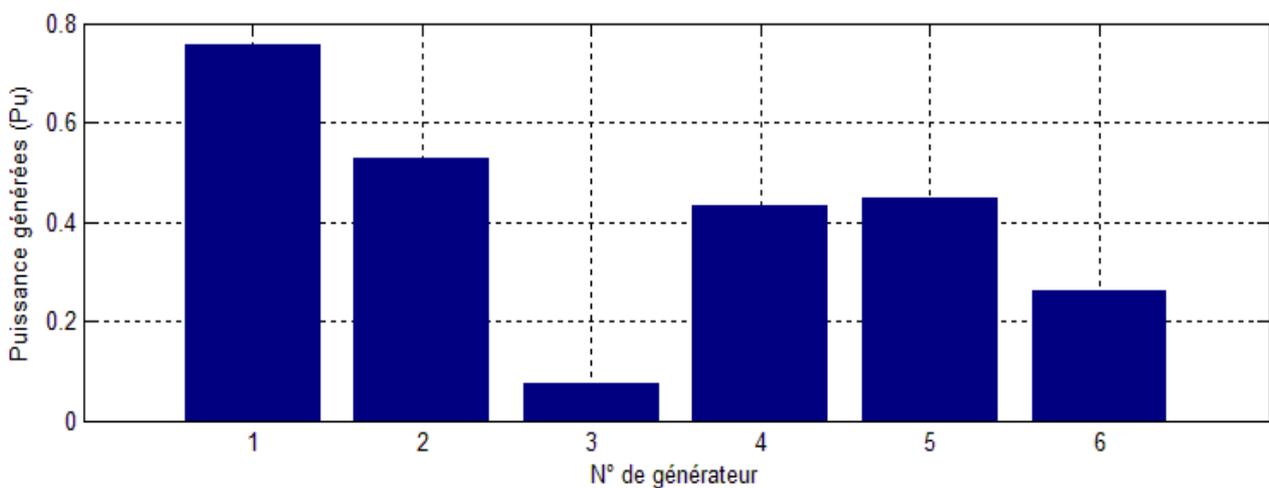
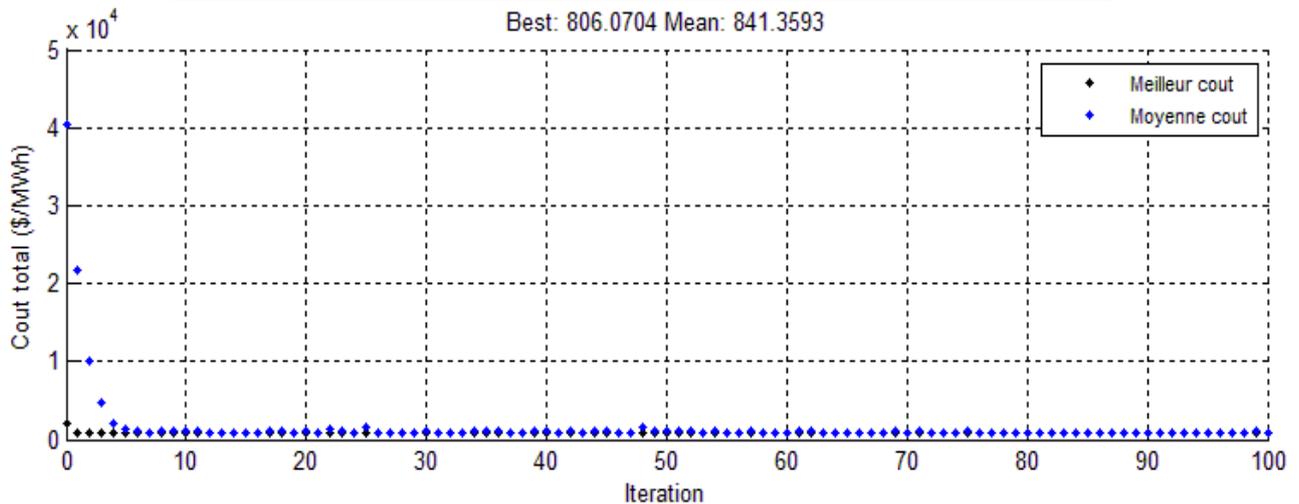


Fig. IV. 22: Le cout total optimal de production de réseau 30 neuds avec pertes en fonction du nombre d'itération par GA.

Tableau. IV. 37: Les résultats de l'OPF du réseau 30 nœuds avec pertes par ABC.

Centrales	Puissance optimale (MW)	Coût unitaire (\$/MWh)
1	176,2631	469,033751581038
2	48,38287	125,635912717175
3	20,87062	48,0944715225000
4	22,71298	78,1196922774600
5	12,45336	41,2373792890000
6	12	39,6000000000000
Totale	292.6830	801.7211
Pertes	9.2830	

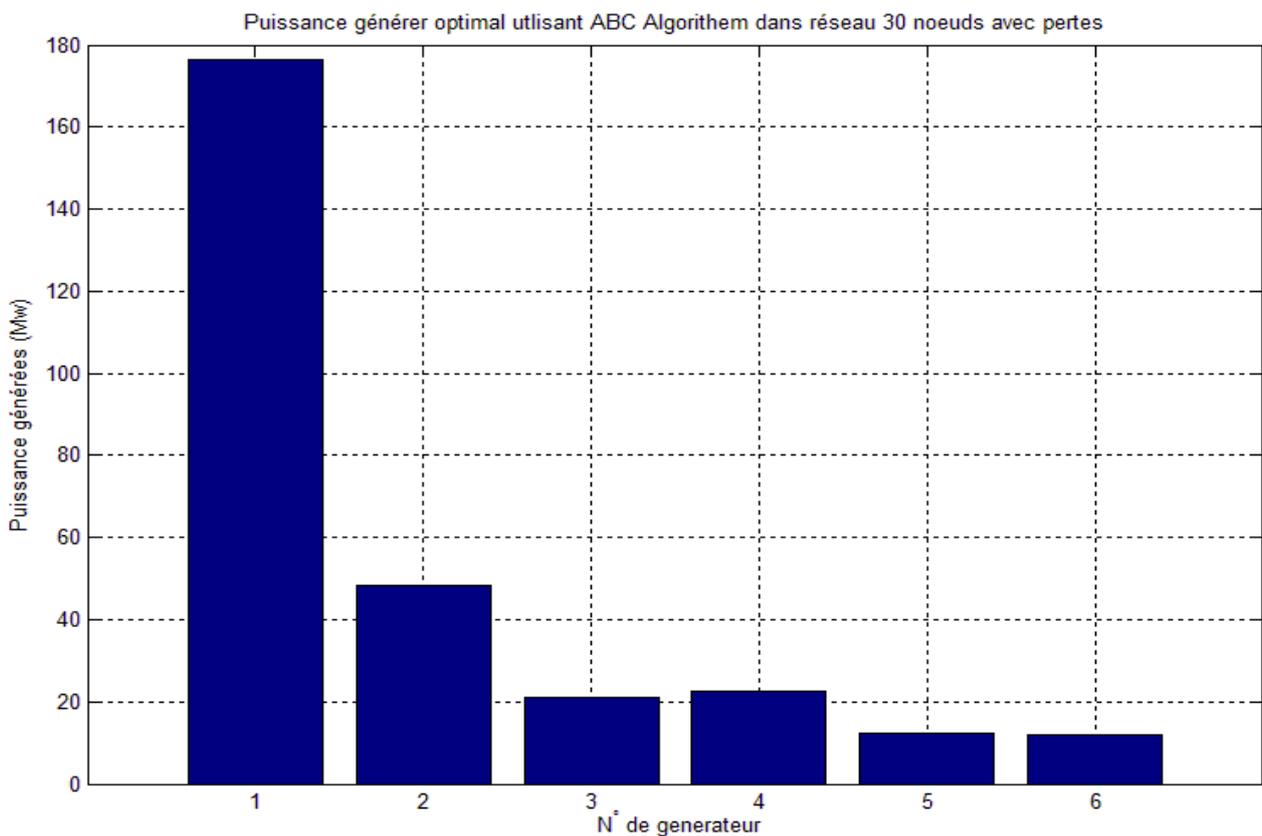


Fig. IV. 23 : La puissance générée optimal de réseau 30 neuds avec pertes en fonction de N° de générateur par ABC.

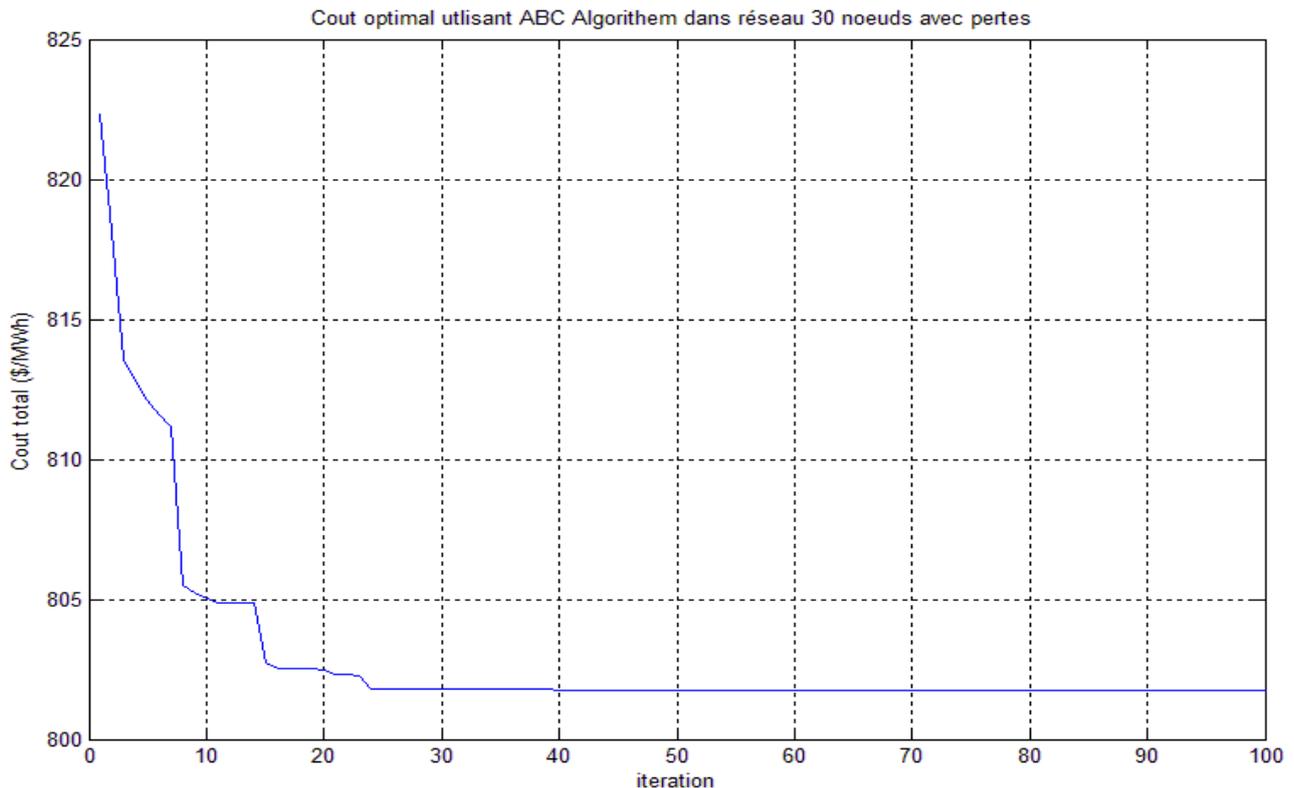


Fig. IV. 24: Le cout total optimal de production de réseau 30 noeuds avec pertes en fonction du nombre d'itération par ABC.

### Comparaison des résultats d'OPF de réseau 30 nœuds avec pertes

Tableau. IV. 38: Comparaison des résultats d'OPF de réseau 30 nœuds avec pertes.

	ACO	PSO	GA	ABC
Cout	801,7208	802.738	802.5359	801.7211
Pertes	9.2781	9.14566	8.7745	9.2830

### Interprétation et discussion des résultats

Les méthodes d'optimisation avancées utilisées montrent leur efficacité en traitant les problèmes complexes et en obtenant une solution approchée pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal. Les résultats obtenus sont acceptables et très proches par comparaison des différentes méthodes. La méthode Génétique Algorithme donne moins pertes égales à 8.7745 MW et un cout optimal de 802.5359 (\$/MWh) et une puissance optimale de 292.1746 MW par rapport les autres méthodes d'optimisation avancées.

### IV.3 Conclusion

Dans ce chapitre on a développé la résolution de l'écoulement de puissance par les deux méthodes Newton Raphson et la méthode découplée pour voir l'effet du contrôle en tension pour connaître les pertes sur les lignes. Concernant, la deuxième partie on a développé la résolution de l'écoulement de puissance optimal par la simulation des méthodes avancées sur les réseaux électriques 5noeuds et 30 noeuds.

Les résultats obtenus par la méthode des algorithmes génétiques sont plus performants et montrent leur efficacité par comparaison avec les autres méthodes développées.