

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

Ziane Ismail

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Intitulé de la thèse :

Contribution à l'application de l'optimisation multi-objective par la méthode de recuit simulé au dispatching dynamique

Présentée devant le jury composé de :

Président	Pr. Gherbi Fatima Zohra	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Directeur de thèse	Pr. Benhamida Farid	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Examineur 1	Pr. Bouzeboudja Hamid	Professeur	USTO –ORAN
Examineur 2	Dr. Lakdja Fatiha	MCA	Université de Saida

Soutenue le : 25 / 01 / 2018

الملخص

يعتبر إنتاج الطاقة الكهربائية من أهم المجالات التي تحظى باهتمام الباحثين، وذلك من أجل توفير الطاقة الكهربائية للمستهلكين مع الوضع في عين الاعتبار تكلفة الإنتاج وبالأخص المواد الأولية المستعملة في الاحتراق (وقود، فحم، غاز... الخ).

لكن مع الاهتمام بالجانب الاقتصادي فقط -وهو التقليل من تكلفة الإنتاج- ظهر مشكل آخر وهو الانبعاثات الغازية الناتجة عن احتراق المواد الأولية في مراكز إنتاج الطاقة وأدى ذلك إلى ظهور الغازات الدفينة وتسبب ذلك في تغيير المناخ وتأثير ذلك على الغلاف الجوي.

لأجل ما سبق أصبح السعي وراء التقليل من الانبعاثات الغازية (التوجه البيئي) معاكسا للتقليل من تكلفة الإنتاج (التوجه الاقتصادي)، مما أدى إلى التفكير في التوفيق بين التوجهين البيئي والاقتصادي، فحاول الباحثون إيجاد حلّ متعدد للأهداف.

لهذا جاءت هذه الدراسة لتطبيق طرائق رياضية لنمذجة مراكز إنتاج الطاقة الكهربائية على الصعيدين الاقتصادي والبيئي، ثم تطبيق طرق مختلفة لتحسين الحلول الاقتصادية والبيئية.

ولقد استخدمنا في هذه الرسالة طريقة لإيجاد الحلول تسمى بـ "الانصهار المحاكي" أو "التخمير المحاكي" وهي طريقة استحدثت في سبعينيات القرن الماضي، وطبقناها على عدّة شبكات كهربائية مثل : شبكة ذات 3 وحدات، وشبكة ذات 6 وحدات. ولأجل تبيين قيمة هذه الطريقة، قارنا نتائج البحث مع أبحاث ماضية استخدمت طرقاً مختلفة.

بعد هذا العمل، وجدنا أنّ طريقة "الانصهار المحاكي" تعد طريقة جدّ ناجعة لإيجاد الحلول المرجوة على عكس بعض الطرق الكلاسيكية.

الكلمات المفتاحية: وحدات إنتاج الطاقة، التقسيم الاقتصادي للطاقة، الانبعاثات الغازية، طرق التحسين، التحسين متعدد الأهداف، "الانصهار المحاكي".

Abstract

The production of electrical energy is one of the most important areas of interest to researchers in order to provide electricity to consumers, taking into consideration the cost of production, especially the raw materials used in combustion (fuel, coal, gas, ... etc.).

But with interest in the economic aspect of reducing the cost of production, another problem has emerged: gas emissions from the combustion of the primary materials in energy production centers. This has led to the emergence of greenhouse gases, and this has caused climate change and its effect on the atmosphere.

The aim of reducing greenhouse gas emissions (environmental orientation) has been to counteract the production cost (economic orientation), which has led to the reflection of environmental and economic orientation. The researchers tried to find a multi-objective solution.

In this thesis, our study aims at applying mathematical methods for modeling economic and environmental power production centers and then applying ways to improve economic and environmental solutions.

In this thesis, we used a method of finding solutions which called "Simulated Annealing". This method was introduced in the 1970s, which we applied to several electrical networks such as a 3-unit network and a 6-unit network. In order to validate this method, we compared the results of our research with past researches that used different methods.

After this work, we found that the method of "simulation annealing" is a very useful way to find the desired solutions in contrast to some classical methods.

Index Terms: Power plants, Greenhouses, Economic emission dispatch, multi-objective optimization, Simulated Annealing.

1) Publications internationales

Année 2013

1. F. Benhamida, A. Graa, I. Ziane, S. Souag, Y. Salhi, "An effective GAMS optimization for Dynamic Economic Load Dispatch with Ramp Rate Limit», The Electronic International Journal Advanced Modeling and Optimization (AMO), vol. 15, n°2-2013, pp, 477-485, 2013, ISSN: 1841-4311.
(Indexed in *Zentralblatt MATH* and *Mathematical Reviews*)
2. F. Benhamida, I. Ziane, A. Graa, S. Souag, and B. Bouchiba, "Constrained Generation Allocation Using Quadratic Programming: Application to Algerian Electrical Network», International Journal of Advances in Power Systems (IJAPS) ", vol. 1, n°1, juin 2013, pp, 1-6, 2013, ISSN: 2335-1772.

Année 2014

3. Ismail ZIANE, Farid BENHAMIDA, Amel GRAA, "Simulated annealing optimization for multi-objective economic dispatch solution", Leonardo Journal of Sciences (LJS), Issue 25 (July-December), 2014 (13), p. 43-56, ISSN: 1583-0233.

Année 2015

4. Ziane Ismail, Benhamida Farid, Amel Graa, "Optimizing Weight Factors in Multi-Objective Simulated Annealing for Dynamic Economic/Emission Dispatch", WSEAS Transactions on Power Systems, Volume 10, pp. 89-96, 2015. ISSN: 2224-350X.

Année 2016

5. I. Ziane and F. Benhamida, Solving the Generation Scheduling with Cubic Fuel Cost Function using Simulated Annealing, International Journal of Energy, Information and Communications, Vol.7, Issue 2 (2016), pp.1-8
6. Ismail Ziane , Farid Benhamida, Amel Graa, Simulated annealing algorithm for combined economic and emission power dispatch using max/max price penalty factor, Neural Computing and Applications, pp 1-9, 2016
7. Ismail Ziane , Farid Benhamida, Amel Graa, Renewable Energy Impact in the Environmental /Economic Dispatch using Simulated Annealing Algorithm, ELECTROTEHNICĂ, ELECTRONICĂ, AUTOMATICĂ (EEA), vol. 64 (2016), nr. 2, pp.177-182.
8. Ismail Ziane, Farid Benhamida, Amel Graa, Economic/Emission Dispatch Problem With Valve-Point Effect, Rev. Roum. Sci. Techn.- Électrotechn. et Énerg., Vol. 61, 3, pp. 269-272, Bucarest, 2016.
<http://revue.elth.pub.ro/index.php?action=main&year=2016&issue=3>
9. Ismail ZIANE, Farid BENHAMIDA, Economic production with control pollution in thermal plants using simulated annealing optimization, Journal of Electrical Engineering Volume 16-2016 - Edition 3

Année 2017

10. Ziane Ismail, Benhamida Farid, Graa Ame, Simulated Annealing Optimization for Generation Scheduling with Cubic Fuel Cost Function, WSEAS Transactions on INFORMATION SCIENCE and APPLICATIONS, Volume 14, 2017, pp.64-69, ISSN: 2224-3402. <http://wseas.org/wseas/cms.action?id=15906>

2) Conferences

2-1) Conference Internationales

Année 2013

1. F. Benhamida, I. Ziane, S. Souag, A. Graa, B. Dehiba, "Solving Dynamic Economic Load Dispatch With Ramp Rate Limit Using Quadratic Programming", 45th North American Power Symposium (NAPS), 22-24 September 2013, Manhattan, KS, United state of America.
IEEE Conference Publications
2. F. Benhamida, I. Ziane, Y. Salhi, S. Souag, A. Graa, "An effective QP optimization method for Dynamic Economic Load Dispatch: Comparaison with GAMS", 1st International Conference On Electrical Energy And Systems, (ICEES 2013), 22-24 October 2013, Annaba, Algeria.
3. F. Benhamida, Y. Salhi, I. Ziane, S. Souag, R. Belhachem, A. Bendaoud, "A PSO Algorithm for the Economic Load Dispatch Including a Renewable Wind Energy", 3th International Conference on Systems and Control (ICSC'13), 29-31 October 2013, Alger, Algeria.
IEEE Conference Publications
4. F. Benhamida, I. Ziane, S. Souag, Y. Salhi, B. Dehiba, "A Quadratic Programming Optimization for Dynamic Economic Load Dispatch: Comparison with GAMS", 3th International Conference on Systems and Control (ICSC'13), 29-31 Octobre 2013, Alger, Algeria.

IEEE Conference Publications

5. Y. Salhi, F. Benhamida, B. Bouchiba, I. Ziane, S. Souag, "Economic Dispatch Problem Solution Including Wind Energy Using PSO", International Conference on Electrical Engineering (CIGE'2013), 17-19 Novembre 2013, Béchar. Algeria.
6. F. Benhamida, I. Ziane, B. Bouchiba, A. Graa, Y. Salhi, S. Souag, "Dynamic Economic Load Dispatch Optimization with Ramp Rate Limit Using GAMS-CONOPT Solver", International Conference on Electrical Engineering (CIGE'2013), 17-19 Novembre 2013, Béchar. Algeria.
7. Y. Salhi, F. Benhamida, B. Bouchiba, I. Ziane, "Particle Swarm Optimization for Solving the Economic Load Dispatch Including Wind Energy", International Conference on Electrical Engineering and Automatic Control, Setif, 24-26 November 2013 (ICEEAC'13), November 24-26, 2013, Setif, Algeria.

Année 2014

8. I. Ziane, F. Benhamida, Y. Salhi, "Environmental/economic dispatch solution using gams-conopt solver", the 7th international symposium on hydrocarbons and chemistry (ISHC7), 5-7 May, Boumerdes, Algeria .
9. B. Bouchiba, M. Dahbi, F. Benhamida, A. Hazzab, "PV-wind installation - powered rural zone family house in Bechar (Algeria)", 13th international conference on clean energy, June 8-12, 2014, Istanbul, Turkey.
10. I. Ziane, F. Benhamida, A. Graa, Y. Salhi and S. Souag, "Dynamic Economic Load Dispatch With Minimum Emission Using Quadratic Programming", 8th International Conference on Electrical Engineering, 16- 17 November 2014, Batna, Algeria.

Année 2015

11. I. Ziane, F. Benhamida, A. Graa, "Dynamic Economic Load dispatch Using Quadratic Programming: Application to Algerian Electrical Network", Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE 2015), 24-26 March, 2015, Algiers, Algeria.
 12. Y. Salhi, F. Benhamida, I. Ziane, A. Graa, "Generation Scheduling Problem Using Particle Swarm Optimization Algorithm and GAMS", The 2nd International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2015), 29-30 March 2015, Djelfa, Algeria.
 13. Y. Salhi, F. Benhamida, I. Ziane, A. Graa, "The Impact of Wind Energy in the Economic Dispatch Using Particle Swarm Optimization", The 2nd International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2015), 29-30 March 2015, Djelfa, Algeria.
 14. Ismail ZIANE, Amel Graa, Farid Benhamida, Yacine Salhi., "Environmental solution for large scale power systems using quadratic programming", The 2nd International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2015), 29-30 March 2015, Djelfa, Algeria.
 15. Ismail ZIANE, Farid Benhamida, Yacine Salhi, Amel Graa, "A Fast Solver for Dynamic Economic Load Dispatch With Minimum Emission Using Quadratic Programming", Proceedings of the 4th International Conference on Systems and Control (ICSC 2015), April 28-30, 2015, pp. 290-294, Sousse, Tunisia.
- IEEE Conference Publications**
16. Ismail ZIANE, Farid Benhamida, Yacine Salhi, Amel Graa, "Combined Dynamic Economic/Emission Dispatch Using Simulated Annealing Solution", Proceedings of the 4th International Conference on Systems and Control (ICSC 2015), April 28-30, 2015, pp. 302-309, Sousse, Tunisia.
- IEEE Conference Publications**
17. Slimane Souag, Farid Benhamida, Ismail Ziane, Amel Graa, Amar Tilmatine, "Load Bus Voltage Control using Fuzzy Logic Under N-1 Transmission Line Contingency", 47th North American Power Symposium (NAPS), October 4 - 6, 2015, Charlotte, NC, United state of America.
- IEEE Conference Publications**
18. Ismail Ziane, Amel Graa, Farid Benhamida, Yacine Salhi, Abdelber Bendaoud, "Multi-Objective Simulated Annealing for Dynamic Economic/Emission Dispatch", 47th North American Power Symposium (NAPS), October 4 - 6, 2015, Charlotte, NC, United state of America.
- IEEE Conference Publications**
19. Amel GRAA, Ismail ZIANE, Farid BENHAMIDA, "Forecasting Models of Energy Demand for Electricity Market: A Literature Review", 20th International Academic Conference, Madrid, October 6-9, 2015.
 20. Ziane Ismail, Benhamida Farid, And Graa Amel, "Combined Economic Emission Dispatch with Cubic Criterion Functions and Various Price Penalty Factors to Reduce SO₂, NO_x and CO₂ Gas Emissions", Proceeding of the 4th international conference on energy and environment technologies and equipment, Michigan State University, East Lansing, MI, USA; September 20-22, 2015
 21. L. Benameur, I. Ziane, F. Benhamida, A.Graa, "A Mathematical Model of Power System State Estimation for Power Flow Solution", 4th international conference on energy and environment technologies and equipment, Michigan State University, East Lansing, MI, USA; September 20-22, 2015
 22. Ismail Ziane, Farid Benhamida, Yacine Salhi and Amel Graa, "Pollution Control With Economic Optimization in Thermal Plants", International Conference on Automatic control, Telecommunications and Signals (ICATS15), Annaba - Algeria - November 16-18, 2015.
 23. Ismail Ziane, Farid Benhamida, Yacine Salhi and Amel Graa, "Combined Economic Power and Emission Dispatch by Price Penalty and Weighted factor Methods Using Simulated Annealing Optimization", The International Conference on Multiple Objective Programming and Goal Programming (MOPGP 2015), 13-15 December 2015, Tlemcen, Algeria.

24. Ismail Ziane, Farid Benhamida, Amel Graa and Yacine Salhi, "Wind Power Impact in the Environmental/Economic Dispatch", the 4th International Conference on Electrical Engineering - (ICEE'2015), 13-15 December 2015, Boumerdes, Algeria.
IEEE Conference Publications
25. Ismail Ziane, Farid Benhamida, Amel Graa and Yacine Salhi, "Combined Economic Emission Dispatch With New Price Penalty Factors", the 4th International Conference on Electrical Engineering - (ICEE'2015), 13-15 December 2015, Boumerdes, Algeria.
IEEE Conference Publications

Année 2017

26. Mohamed Ali-Dahmane, Farid Benhamida, Ismail Ziane and Yacine Salhi, "Load Flow Analysis and Optimal Capacitor Placement for Distribution System using ETAP", 1st Algerian Multi-Conference on Computer, Electrical and Electronic Engineering 2017, 23 - 27 April, 2017, USTHB, Algiers, Algeria.
27. Yacine Salhi, Ismail Ziane, Amel Graa and Farid Benhamida, "The Effect of Wind Energy Generation Inclusion on Electricity Market Problem", 1st Algerian Multi-Conference on Computer, Electrical and Electronic Engineering 2017, 23 - 27 April, 2017, USTHB, Algiers, Algeria.
28. Ismail Ziane, Amel Graa, Farid Benhamida and Yacine Salhi, "Bid-Based Dynamic Economic Dispatch with Wind Power Integration using Simulated Annealing", 1st Algerian Multi-Conference on Computer, Electrical and Electronic Engineering 2017, 23 - 27 April, 2017, USTHB, Algiers, Algeria.
29. Ismail Ziane, Farid Behamida and Amel Graa, "Unbalanced Three Phase Load Flow Solution with Wind Integration", 1st Algerian Multi-Conference on Computer, Electrical and Electronic Engineering 2017, 23 - 27 April, 2017, USTHB, Algiers, Algeria.

2-2) Conference Nationales

Année 2016

1. Ismail Ziane, Farid Benhamida Amel Graa and Yacine Salhi, "Simulated Annealing for Solving Bid-Based Dynamic Economic Power Load Dispatch", Journée doctorale de l'électrotechnique, Université Djillali Liabes, Sidi Bel abbes, 15 Décembre 2016.

3) Membre de projet de recherche

N°	Titre	Code	Grade	Occupation	Date d'effet	Durée
5	Projet de recherche CNEPRU, Optimisation technico-économique des réseaux d'énergie électrique	A01L07UN220120150003	Doctorant	Membre	01/01/2016	(04) année

Table des matières

Remerciement.....	i
Résumé.....	ii
Liste des publications et communications internationaux.....	iv
Table de matières.....	vii
Liste des Tableaux	xiii
Table des Figures.....	xvi
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 Les problèmes d'optimisation multiobjectifs.....	5
1.1 Introduction.....	5
1.2 Formulation mathématique d'un problème d'optimisation.....	5
1.2.1 Définitions Générales.....	6
1.2.2 Les contraintes.....	7
1.3 Un Problème multiobjectif.....	7
1.3.1 Variables de décision.....	7
1.3.2 La convexité.....	8
1.3.3 La dominance au sens de Pareto	9
1.4 Problématiques.....	11
1.4.1 Les techniques de résolution.....	12
4.1.1 La moyenne pondérée.....	12
4.1.2 Goal programming.....	12
4.1.3 La méthode ε -contrainte.....	12
1.5 Les méthodes d'Optimisation.....	13

1.5.1 Les méthodes déterministes.....	14
1.5.2 Méthodes Heuristiques.....	14
5.2.1 La méthode de Hooke et Jeeves.....	14
5.2.2 Méthode de Rosenborg (1960)	14
1.5.3 Méthodes Analytiques.....	15
5.3.1 Méthode de Newton–Raphson.....	15
1.5.4 Les méthodes d’optimisation stochastiques.....	15
1.5.5 Les méthodes métaheuristiques.....	16
5.5.1 L’algorithme génétique.....	16
5.5.2 Optimisation par Essaim de Particules.....	19
5.5.3 Colonie de Fourmis.....	21
5.5.4 L’algorithme de Harmony Search.....	22
1.6 Conclusion.....	23
Chapitre 2 Le recuit simulé : définition, implantation et validation.....	26
2.1 Introduction.....	26
2.2 Définition de recuit simulé.....	26
2.2.1 Les origines.....	26
2.2.2 L’analogie vers le recuit physique.....	27
2.3 Implémentation de recuit simulé.....	30
2.3.1 Paramètres de l'algorithme.....	30

2.3.2 Détermination de température initiale T_0	31
2.3.4 La décroissance de la température.....	32
2.3.5 La configuration de l'espace de recherche.....	32
2.3.6 Le schéma de recuit simulé.....	33
2.4 Validation de programme élaboré.....	33
2.4.1 Avantages et inconvénients.....	36
2.5 Conclusion	36
Chapitre 3 Les centrales thermiques : étude technique, économique et environnemental.....	39
3.1 Introduction.....	40
3.2 Étude technique.....	40
3.2.1 Turbine à gaz.....	40
3.2.1.1 Chambre de combustion.....	41
3.2.1.2 Les avantages et les inconvénients des turbines à gaz.....	42
3.2.2 Turbine à vapeur.....	43
3.2.3 Les alternateurs.....	44
3.2.4 Les combustibles dans les centrales thermiques.....	45
3.2.4.1 Le charbon.....	45
3.2.4.2 Le gaz de CH_4	46
3.2.4.3 Le fioul.....	47
3.2.5 Régulation et contrôle des turbines à gaz.....	47
3.3 Étude économique.....	48
3.4.1 Coûts de production.....	48
3.4.2 Localisation de la production d'électricité.....	49
3.4.3 Temps de réalisation et capacité des investissements.....	50

3.4.4 Dispatchabilité.....	50
3.5 Étude environnemental.....	51
3.5.1 Emission de CO ₂ dans les centrales thermiques.....	52
3.5.2 Emission de NO _x dans les centrales thermiques.....	54
3.5.2.1 L'impact sur l'environnement.....	54
3.5.3 Emission de SO ₂ dans les centrales thermiques.....	54
3.5.4 La pollution de l'eau.....	55
3.5.5 Technique de mesure des émissions.....	55
4.5.1 Mesure de la poussière par rétrodiffusion laser.....	56
4.5.2 Mesure par spectrométrie à absorption par résonance UV.....	57
4.5.3 Mesure par spectroscopie d'absorption atomique à effet Zeeman.....	58
3.6 Conclusion.....	59
Chapitre 4 Le dispatching économique : formulation et solution.....	61
4.1 Introduction.....	61
4.2 Le modèle mathématique de dispatching économique.....	62
4.2.1 Le courbe de coût du combustible.....	62
4.3 Méthodes de résolution de dispatching économique sans pertes.....	63
4.3.1. La méthode de Kuhn–Tucker	63
4.3.2 Fonction d Lagrange.....	65
4.3.3 La méthode du gradient.....	67
4.3.4. La méthode d'itération de Lambda.....	69
4.4. Le dispatching économique avec pertes.....	70
4.4.1 Dispatching économique avec des pertes constantes.....	70

4.4.2 Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissances générées.....	72
4.5 Le coût du combustible avec l'effet d'ouverture des vannes.....	75
4.6 Le modèle mathématique de dispatching environnemental.....	76
4.6.1 Le dispatching économique environnemental (DEE)	76
6.1.1 Le dispatching économique environnemental combiné.....	76
6.1.2 Le dispatching économique environnemental par La moyenne pondérée.....	78
4.7 Le dispatching dynamique.....	78
4.7.1 Diagramme de charge.....	79
4.8 Le dispatching économique dans un marché de l'électricité.....	80
4.9 Conclusion.....	81
Chapitre 5 Résultats et interprétations.....	82
5.1 Introduction.....	82
5.2 Le dispatching économique environnemental combiné par les facteurs de pénalité.....	84
5.2.1 Modèle quadratique.....	84
5.2.1.1 Système de 3 unités avec deux gazes.....	84
5.2.1.2 Système de 6 unités avec trois gazes.....	90
5.2.2 Modèle cubique.....	93
5.2.2.1 Système de 6 unités avec trois gazes.....	93
5.3 Le dispatching économique environnemental par La moyenne pondérée.....	102
5.3.1 Modèle quadratique.....	102
5.3.1.1 Système de 3 unités avec deux gazes.....	102
5.3.1.2 Système de 6 unités avec deux gazes.....	104
5.3.2 Modèle avec l'effet des vannes.....	109

5.4 Le dispatching économique dans un marché de l'électricité.....	112
5.4.1 Stratégie d'offres faibles des clients.....	112
5.4.2 Stratégie d'offres Moyennes des clients.....	113
5.4.3 Stratégie d'offres élevées des clients.....	114
5.5 Conclusion.....	116
Conclusion générale.....	119
Annexes.....	121
Bibliographié.....	125

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 Le recuit physique et le recuit simulé.....	29
Tableau 2.2 paramètres de contrôle de recuit simulé.....	34
Tableau 2.3 La solution optimale par la variation de α	36
Tableau 3.1 Émission polluants de la production d'électricité en fonction du combustible utilisé (en gramme par Kwh)	52
Tableau 5.1 Comparaison des résultats du dispatching économique de système de 3 unités.....	85
Tableau 5.2 Comparaison des résultats du SO ₂ de système de 3 unités.....	85
Tableau 5.3 Comparaison des résultats du NO ₂ de système de 3 unités.....	85
Tableau 5.4 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités.....	85
Tableau 5.5 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités (Max/Max).....	87
Tableau 5.6 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités (Min/Max).....	87
Tableau 5.7 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités (Moyenne).....	87
Tableau 5.8 Comparaison des résultats de système de 3 unités.....	87
Tableau 5.9 Comparaison des résultats de système de 3 unités (la solution combinée et la solution du coût de combustible).....	88
Tableau 5.10 Comparaison des résultats de système de 3 unités (la solution combinée et la solution de SO ₂).....	89
Tableau 5.11 Comparaison des résultats de système de 3 unités (la solution combinée et la solution de NO _x).....	89
Tableau 5.12 Comparaison des résultats de système de 6 unités (un objective unique).....	91
Tableau 5.13 Comparaison des résultats de système de 6 unités (Min/Max, Max/Max et Moyenne).....	91
Tableau 5.14 Résultats de dispatching dynamique combiné de système de 6 unités (Max/Max).....	92
Tableau 5.15 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-SO ₂) pour P _D =150 MW.....	93

Tableau 5.16 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-NO _x) pour P _D =150 MW.....	94
Tableau 5.17 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-CO ₂) pour P _D =150 MW.....	94
Tableau 5.18 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-SO ₂ -NO _x -CO ₂) pour P _D =150 MW.....	94
Tableau 5.19 Comparaison des résultats de dispatching dynamique combiné (CEED-SO ₂ -NO _x -CO ₂) pour P _D =150 MW.....	94
Tableau 5.20 Comparaison des résultats de coût de combustible pour le système de 6 unités.....	97
Tableau 5.21 Comparaison des résultats de l'émission de SO ₂ pour le système de 6 unités.....	98
Tableau 5.22 Comparaison des résultats de l'émission de NO _x pour le système de 6 unités.....	99
Tableau 5.23 Comparaison des résultats de l'émission de CO ₂ pour le système de 6 unités.....	100
Tableau 5.24 Comparaison des résultats de coût total pour le système de 6 unités.....	101
Tableau 5.25 La solution non-dominante pour le coût, l'émission de SO ₂ et l'émission de NO _x	102
Tableau 5.26 Les puissances générées avec les pertes.....	103
Tableau 5.25 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO _x	104
Tableau 5.26 Les puissances générées avec les pertes	104
Tableau 5.27 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO _x et l'émission de SO ₂	105
Tableau 5.28 Les puissance générées avec les pertes.....	105
Tableau 5.29 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO _x et l'émission de CO ₂	106
Tableau 5.30 La solution non-dominante pour l'émission de NO _x , l'émission de SO ₂ et l'émission de CO ₂	106
Tableau 5.31 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO _x , l'émission de SO ₂ et l'émission de CO ₂	107
Tableau 5.32 Les puissance générées avec les pertes.....	108
Tableau 5.33 Le coût minimal de combustible.....	109
Tableau 5.34 L'émission minimal de gaz.....	109

Tableau 5.35	Les solution non-dominants pour le coût et l'émission de gaz.....	109
Tableau 5.36	Les puissance générées avec les pertes.....	111
Tableau 5.37	Les résultats sous la stratégie d'offres faibles.....	113
Tableau 5.38	Les résultats sous la stratégie d'offres moyennes.....	114
Tableau 5.39	Les résultats sous la stratégie d'offres élevées.....	114
Tableau 5.40	Comparaison les résultats pour les trois stratégies.....	115

Liste des Figures

Figure 1.1 Les différents optimum.....	6
Figure 1.2 Définition de E , F et f	8
Figure 1.3 Exemples d'ensemble convexe et d'ensemble non convexe.....	8
Figure 1.4 Exemple de front de Pareto.....	10
Figure 1.5 Formes de surfaces de compromis dans le cas de deux objectifs.....	11
Figure 1.6 Quel mode de résolution choisir ?.....	11
Figure 1.7 Les méthodes déterministes Multi-objectifs.....	13
Figure 1.8 Les méthodes stochastiques.....	16
Figure 1.9 Organigramme L'algorithme génétique.....	17
Figure 1.10 Principe de déplacement d'un point de recherche par PSO.....	21
Figure 1.11 Faculté d'une colonie de fourmis de retrouver le chemin le plus court.....	22
Figure 1.12 Les harmonies de musique et la technique d'optimisation.....	23
Figure 2.1 Comparaison des techniques du recuit et de la trempe.....	29
Figure 2.2 Fonctionnement de l'algorithme de recuit simulé.....	31
Figure 2.3 Allure de la fonction.....	34
Figure 2.4 la solution optimale pour un refroidissement très rapide ($\alpha = 0.4$).....	35
Figure 2.5 la solution optimale pour un refroidissement moyenne ($\alpha = 0.7$).....	35
Figure 2.6 la solution optimale pour un refroidissement lent ($\alpha = 0.9$).....	35
Figure 3.1 Le fonctionnement d'une centrale thermique.....	39
Figure 3.2 La production mondiale d'électricité en 2013.....	40
Figure 3.2 Construction d'une turbine à gaz.....	41
Figure 3.3 fonctionnement d'une turbine à gaz.....	42
Figure 3.4 Centrale thermique à vapeur.....	43
Figure 3.5 Construction d'un turbo-alternateur.....	45
Figure 3.6 Le charbon pour la combustion.....	45
Figure 3.7 Coût marginal de production électrique française.....	49
Figure 3.8 La production d'électricité par l'énergie primaire au niveau mondial.....	50

Figure 3.9 Répartition des coûts d'investissement pour une centrale ETM flottante d'une puissance nette de 100 MW.....	51
Figure 3.10 Emission de CO ₂ par les centrales éclectiques dans quelques pays.....	53
Figure 3.11 Les places des mesures pour les émissions des gazes et de température.....	56
Figure 3.12 Mesure par rétrodiffusion laser.....	57
Figure 3.13 Mesure par Spectrométrie à absorption par résonance.....	58
Figure 3.14 Mesure par Spectroscopie d'absorption atomique à effet Zeeman.....	58
Figure 4.1 Les trios Types de courbe de coût du combustible.....	62
Figure 4.2 La méthode du gradient.....	68
Figure 4.3 L'effet d'ouverture des vannes.....	75
Figure 4.4 Diagramme de charge.....	79
Figure 5.1 Le coût total par chaque méthode.....	86
Figure 5.2 La puissance générée par chaque unité.....	86
Figure 5.3 Emission de SO ₂ pour chaque facteurs de pénalité.....	88
Figure 5.4 Emission de NO _x pour chaque facteurs de pénalité.....	88
Figure 5.5 La solution combinée avec l'émission de NO _x pour les 5 intervalles.....	89
Figure 5.6 Emission de NO _x pour les 4 cas (minimisation de cout, minimisation de SO ₂ , minimisation de NO _x , et la solution combinée).....	90
Figure 5.7 a Le coût de combustible pour chaque facteur de pénalité. b Emission de NO _x pour chaque facteur de pénalité. c Emission de SO ₂ pour chaque facteur de pénalité. d Emission de CO ₂ pour chaque facteur de pénalité.....	92
Figure 5.8 La solution de dispatching économique combiné avec les trios gaz (SO ₂ , NO _x , et CO ₂) pour facteur de pénalité.....	95
Figure 5.9 La puissance généré pour chaque unité avec chaque facteur de pénalité.....	95
Figure 5.10 Les émission des gaz par la solution de dispatching économique combiné (CEED-SO ₂ -NO _x -CO ₂) pour chaque facteur de pénalité.....	96
Figure 5.11 Les dispatchings économiques combinés pour chaque facteur de pénalité.....	96
Figure 5.12 Les dispatchings dymaiques combinés pour chaque facteur de pénalité.....	97
Figure 5.13 Le coût de combustible pour chaque méthode.....	98
Figure 5.14 L'émission de SO ₂ pour chaque méthode.	99
Figure 5.15 L'émission de NO _x pour chaque méthode.....	100

Figure 5.16 L'émission de CO ₂ pour chaque méthode.....	101
Figure 5.17 Le coût total pour chaque méthode.....	101
Figure 5.18 Le tridimensionnel de Pareto pour le coût, l'émission de SO ₂ et l'émission de NO _x	103
Figure 5.19 Le bidimensionnel de Pareto pour le coût, et l'émission de NO _x	104
Figure 5.20 a Le tridimensionnel de Pareto pour le coût, l'émission de NO _x et l'émission de SO ₂ . b Le tridimensionnel de Pareto pour le coût, l'émission de NO _x et l'émission de CO ₂ . c Le tridimensionnel de Pareto pour l'émission de NO _x , l'émission de SO ₂ et l'émission de CO ₂	107
Figure 5.21 Les puissances générées par chaque solution.....	108
Figure 5.22 Le bidimensionnel de Pareto pour le coût, et l'émission de gaz.....	110
Figure 5.23 Le coût, et l'émission de gaz par la variation des facteurs pondérées.....	111
Figure 5.24 Les puissances générées par la variation des facteurs pondérées.....	112
Figure 5.25 Les Résultats obtenus dans le cadre de diverse stratégie.....	115
Figure 5.26 Bénéfice social à la période 1 et période 2 dans le cadre de diverse stratégie.....	115
Figure 5.27 Comparaison des résultats de bénéfice social.....	116

Introduction générale

Introduction générale

1. Introduction

Le problème de dispatching économique est posé pour déterminer les niveaux de production des centrales électrique pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation avec la considération du coût de production. Le développement rapide de l'art de l'informatique numérique a maîtrisé ce problème en développant plusieurs algorithmes pour déterminer la quantité d'énergie qui peut être générée par le central et le transfert à travers chaque lien pour répondre aux exigences des consommateurs aussi économiquement que possible tout en respectant les contraintes du système pour toutes les stations.

Les autres objectifs sont la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'amélioration de la qualité de l'énergie, et l'efficacité du système et une fiabilité et une disponibilité élevée.

En général, les combustibles utilisés dans les centrales thermiques (charbon, mazout, gaz naturel ...) ont des effets négatifs sur l'environnement car ils produisent du dioxyde de carbone (CO_2), du dioxyde de soufre (SO_2) et de l'oxyde nitreux (NO_x), qui provoquent les effets toxiques.

L'amendement aérien en 1990 (objectifs révisés pour la période 2013–2020 après l'amendement du 8 décembre à Doha) qui impose la production d'énergie électrique à la réduction des émissions de SO_2 de 10 Millions de tonnes par ans et de NO_2 à 2 millions de tonnes par ans devrait obliger les producteurs à tenir compte de ces proportions dans l'engagement des unités de production d'énergie électrique et d'allocation optimale s'ils veulent atteindre ces objectifs.

La complexité des problèmes d'optimisation de dispatching économique dans un réseau électrique surtout avec la dérégulation du marché d'électricité et le développement de la

production décentralisée fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes d'optimisation compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques.

À côté mathématique, la résoudre un problème d'optimisation consiste à trouver la ou les meilleures solutions vérifiant un ensemble de contraintes et d'objectifs définis par l'utilisateur.

Pour déterminer si une solution est meilleure qu'une autre, il est nécessaire que le problème introduise un critère de comparaison. Ainsi, la meilleure solution, appelée aussi solution optimale, est la solution ayant obtenu la meilleure évaluation au regard du critère défini.

2. Les objectifs

Cette thèse s'inscrit dans le cadre de la résolution du problème multi-objectif de dispatching dynamique de l'énergie électrique en utilisant la méthode de recuit simulé.

Dans ce travail, pour résoudre le problème d'optimisation de dispatching économique, plusieurs méthodes métaheuristiques à population tels que les algorithmes génétiques, la stratégie évolutionnaire et l'optimisation par essaim de particules ont été comparée à la méthode utilisée.

Les contributions originales de cette thèse sont les suivantes :

- Nous avons utilisé la méthode de recuit simulé sur le problème de dispatching économique et environnementale.
- Nous avons proposé une solution combinée avec deux objectifs « économique » et « environnementale ».
- Nous avons appliquée deux critère pour combinée les fonctions d'objectifs. (**les facteurs de pénalité** et **les facteurs de poids**).
- Nous avons généralisé le problème en appliquant la même méthode pour résoudre le problème de dispatching économique dans un marché de l'électricité.

3. Plan de la thèse

Pour cela, nous avons structuré notre travail comme suit:

Le premier chapitre décrit la définition de l'optimisation multi-objective, et la résolution des problèmes d'optimisation.

Le deuxième chapitre concerne les études techniques, économiques et environnementales pour les centrales thermiques.

Le troisième chapitre est consacré à l'application et l'implémentation de l'algorithme du recuit simulé avec des exemples simples.

Dans le quatrième chapitre, la modélisation des problèmes de dispatching économique et environnemental dans un contexte du marché de l'électricité est détaillé.

Dans le dernier chapitre, les résultats de simulation suite à l'application de notre programme, utilisant le recuit simulé, sur quelques réseaux modèles. En suite, nous avons des comparaisons avec quelques méthodes d'optimisation pour valider notre travail.

En conclusion, nous tenterons de dégager les perspectives futures de ce travail sur la base des résultats trouvés, et sur la base des différents problèmes rencontrés et intéressants à être examinés de près.

Chapitre 1

Les problèmes d'optimisation multiobjectifs

Chapitre 1

Les problèmes d'optimisation multiobjectifs

1.1 Introduction

L'optimisation est un problème qui peut se poser simplement. Il s'agit de trouver le minimum, ou le maximum d'une fonction à plusieurs variables sur un certain domaine de définition, de l'étude de leur existence à leur détermination, en général par la mise en œuvre d'un algorithme et par suite d'un programme [1,2].

La résolution d'un problème d'optimisation est un problème complexe car de nombreux facteurs interviennent et interagissent entre eux. La méthode de base de l'optimisation est la méthode d'essai et d'erreurs, il s'agit de tester un certain nombre de solutions potentielles, jusqu'à l'obtention d'une solution adéquate. Les solutions inadéquates sont éliminées, jusqu'à ce qu'un essai se révèle satisfaisant [3].

1.2 Formulation mathématique d'un problème d'optimisation

Un problème d'optimisation (P) peut être formulé de façon générale comme suit :

$$(P) = \begin{cases} \max / \min f_{obj}(x) \in I \\ g_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, p \\ h_i(x) = 0, i = 1, \dots, q \\ x_{k \min} \leq x_k \leq x_{k \max} \end{cases} \quad (1.1)$$

Où :

✓ $f_{obj}(x) = f(x)$ est le critère à minimiser, souvent appelé *fonction objectif*.

x est un vecteur à n variables x_k qui représente les paramètres du problème à optimiser.

✓ $g_i(x) = G(x)$, $h_j(x) = H(x)$ représentent respectivement les *contraintes d'inégalité* et *d'égalité*.

- ✓ $x_{k\min}, x_{k\max}$, désignent les *contraintes de domaine*.
- ✓ i : est l'espace de recherche borné par les contraintes de domaine.

La solution d'un problème d'optimisation est alors donnée par un ensemble de paramètres x^* pour lesquels la fonction objectif présente une valeur minimale, en respectant les contraintes d'égalité, d'inégalité et de domaine.

1.2.1 Définitions Générales [4]

Fonction Objectif: Elle représente la fonction f que l'algorithme d'optimisation va devoir l'optimiser.

Variables de décision : Sont regroupées dans un vecteur, en faisant varier ce vecteur que l'on cherche un optimum de la fonction f .

Optimum Global : Un point x^* est un optimum global de la fonction f si

On a $f(x^*) - f(x)$ quelle que soit x tel que $x = x^*$ cette définition correspond au optimum global de la **figure I.1**.

Optimum Local : Un point x est un optimum local de la fonction f si et seulement si

$f(x^*) - f(x)$ quelle que soit x tel que $x \neq x^*$ et $x \in \nu(x^*)$ ou ν définit un voisinage de x^* .

Cette définition correspond à l'optimum local de la **figure I.1**.

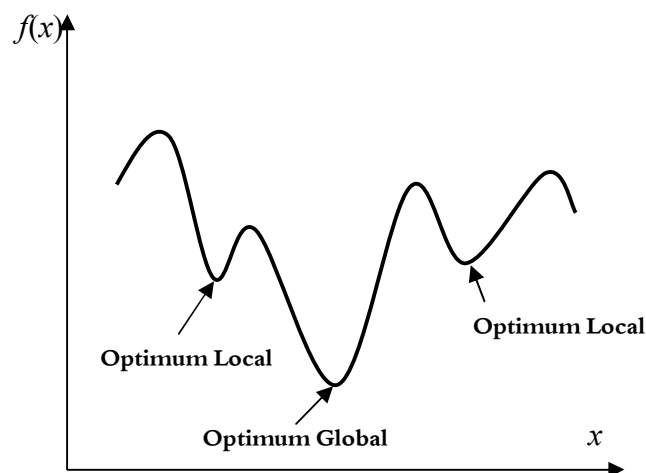


Figure 1.1 Les différents optimum.

1.2.2 Les contraintes [5]

Les contraintes doivent être prises en compte dans le problème d'optimisation. Il y a plusieurs choix pour le traitement des problèmes avec contraintes. On peut, pour des raisons de robustesse et de facilité de mise en œuvre, transformer un problème contraint en une suite de problèmes sans contrainte. Cette transformation s'effectue en ajoutant des pénalités à la fonction objective.

1.3 Un Problème multiobjectif

Un problème multiobjectif [6] peut être défini comme un problème dont on recherche l'action qui satisfait un ensemble de contraintes et optimise un vecteur de fonctions objectifs.

Par la suite, nous allons voir que les problèmes d'optimisation ont en général plusieurs solutions car la définition d'un optimum ne peut pas être établie dans les problèmes multiobjectifs.

1.3.1 Variables de décision [7]

Les m variables de décision sont les valeurs à choisir dans un problème d'optimisation. Ces valeurs sont notées $x_i, i \in \{1, \dots, m\}$. Le vecteur x de m variables de décision est représenté par $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$. Les vecteurs de variables de décision forment le vecteur X .

Les n fonctions objectifs à optimiser sont notées $f_i, i \in \{1, \dots, n\}$ et le vecteur f de n objectifs pour $x \in X$ est représenté par : $f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x))$.

Seul le cas de minimisation est traité sans perte de généralité : maximiser f_i revient à minimiser $-f_i$.

Les g contraintes limitent les valeurs que peuvent prendre les variables de décision. Elles sont notées $g_i(x), i \in \{1, \dots, p\}$.

Un problème d'optimisation multiobjectif est donc un triplet (X, f, g) qui consiste à minimiser $f(x)$ pour $x \in X$ sachant que $g(x) \leq 0$.

L'union des domaines de définition de chaque variable et les contraintes forment un ensemble E que nous appelons **l'ensemble des actions réalisables**.

Nous appellerons F **l'ensemble des objectifs réalisables**.

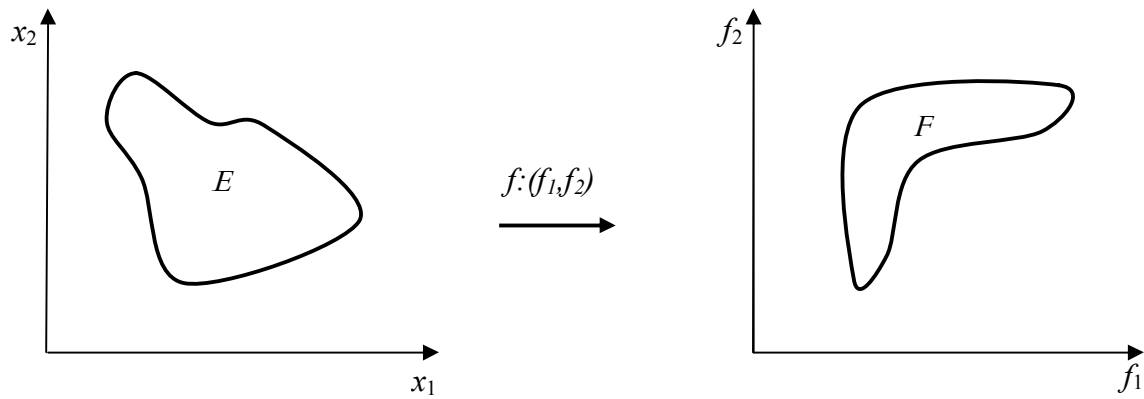


Figure 1.2 Définition de E , F et f .

1.3.2 La convexité

Un ensemble S est convexe si, étant donnés deux points distincts quelconques de cet ensemble, le segment qui relie ces deux points est contenu dans l'ensemble S .

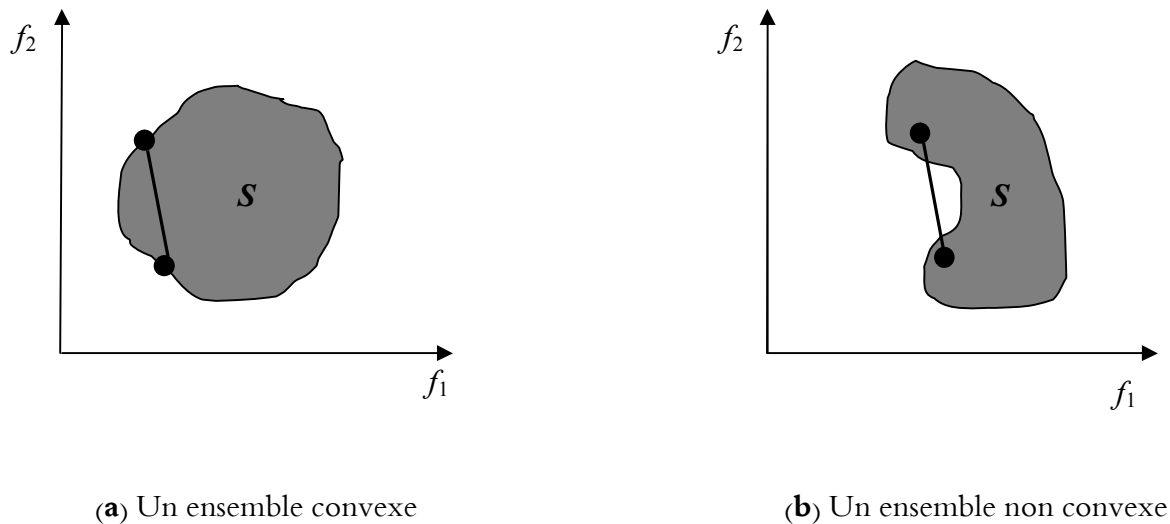


Figure 1.3 Exemples d'ensemble convexe et d'ensemble non convexe.

1.3.3 La dominance au sens de Pareto :

La recherche de la solution optimale pour un problème d'optimisation multiobjectif soulève quelques réflexions par rapport à la notion même de l'optimalité. En effet, il est impossible de trouver une solution optimale unique pour un problème multiobjectif, car il n'y a aucune combinaison des variables de décisions qui minimise (ou maximise) toutes les composantes du vecteur F simultanément. Les problèmes multiobjectifs ont en général un ensemble de solutions optimales dont les valeurs des fonctions sont en fait les meilleurs compromis possibles dans l'espace des fonctions objectif. Il faut donc utiliser une autre définition de la "meilleure solution", afin de déterminer exactement quelle solution peut être considérée meilleure par rapport à une autre. Le concept de "l'optimalité de Pareto" (Pareto, 1896) est ainsi utilisé pour établir une hiérarchie entre les solutions d'un problème multiobjectif en vue de déterminer si une solution appartient réellement à l'ensemble des meilleurs compromis [8,9].

Au XIX^{ème} siècle, *Vilfredo Pareto*, un mathématicien italien, formule le concept: « dans un problème multiobjectif, il existe un équilibre tel que l'on ne peut pas améliorer un critère sans détériorer au moins un des autres critères ». De manière à définir clairement et formellement cette notion, les relations $=$, $\leq$ et $<$ usuelles sont étendues aux vecteurs [10].

Soient u et v , deux vecteurs de même dimension,

$$\begin{aligned} u = v & \quad ssi \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, m\}, \quad u_i = v_i \\ u \leq v & \quad ssi \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, m\}, \quad u_i \leq v_i \\ u < v & \quad ssi \quad u < v \wedge u \neq v \end{aligned} \quad (1.2)$$

Lorsque nous avons résolu un problème d'optimisation multiobjectifs, nous allons obtenir une multitude de solutions. Seul un nombre restreint de ces solutions va nous intéresser. Pour qu'une solution soit intéressante, il faut qu'il existe une relation de dominance entre la solution considérée et les autres solutions, dans le sens suivant [11] :

On dit que le vecteur $\overline{x_1}$ domine le vecteur $\overline{x_2}$ si :

- $\bar{x}_1$ est au moins aussi bon $\bar{x}_2$ que dans tous les objectifs, et,
- $\bar{x}_1$ est strictement meilleur que $\bar{x}_2$ dans au moins un objectif.

$x < y$ si :

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, k\} : f_i(x) \leq f_i(y) \quad \text{and} \quad \exists i \in \{1, 2, \dots, k\} : f_i(x) < f_i(y) \quad (1.3)$$

Les solutions qui dominent les autres mais ne se dominent pas entre elles sont appelées solutions optimales au sens de Pareto (ou solutions non dominées). Dans cet ensemble de solutions, il existe deux définitions d'optimalité : l'optimalité locale et l'optimalité globale au sens de Pareto.

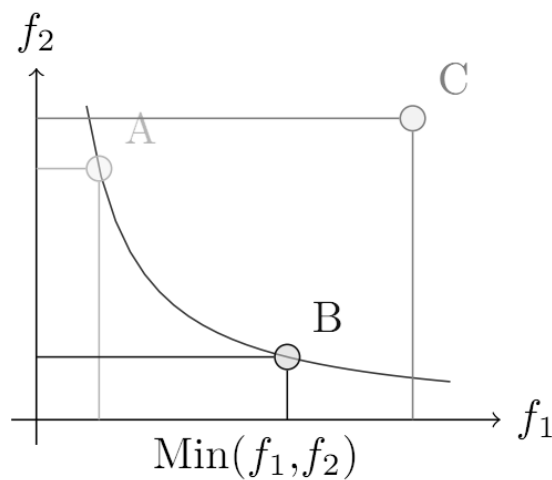
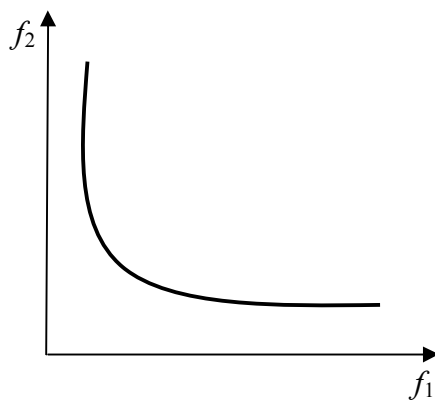
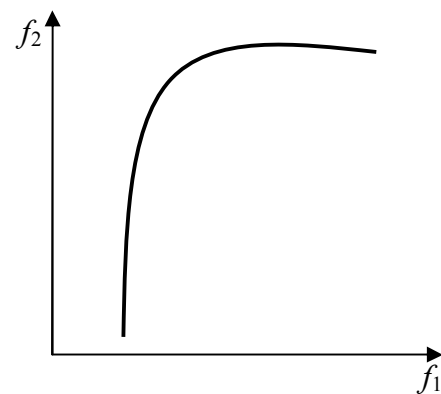


Figure 1.4 Exemple de front de Pareto.



(a) Minimiser f_1 minimiser f_2



(b) Minimiser f_1 maximiser f_2

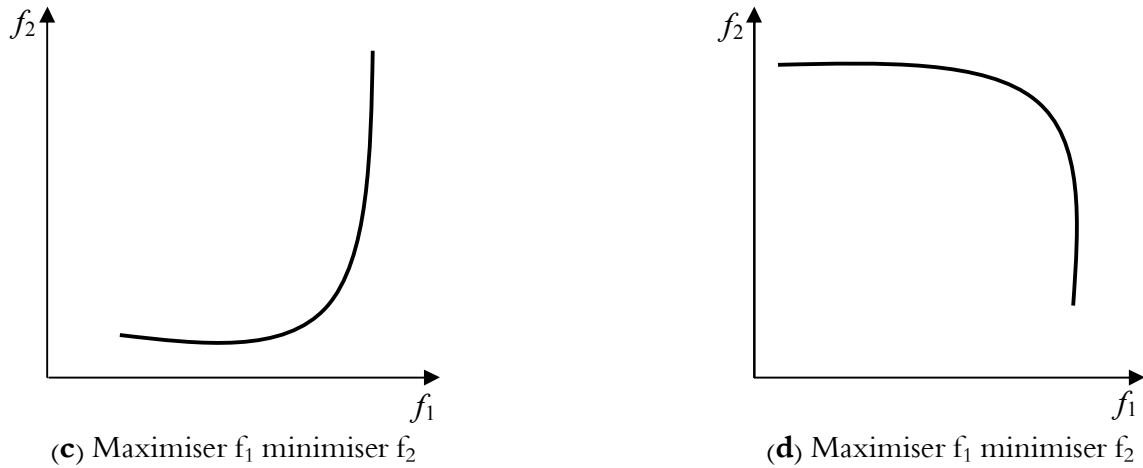


Figure 1.5 Formes de surfaces de compromis dans le cas de deux objectifs.

1.4 Problématiques [12]

La difficulté principale d'un problème multiobjectif est qu'il n'existe pas de définition de la solution optimale. Le décideur peut simplement exprimer le fait qu'une solution est préférable à une autre mais il n'existe pas une solution meilleure que toutes les autres.

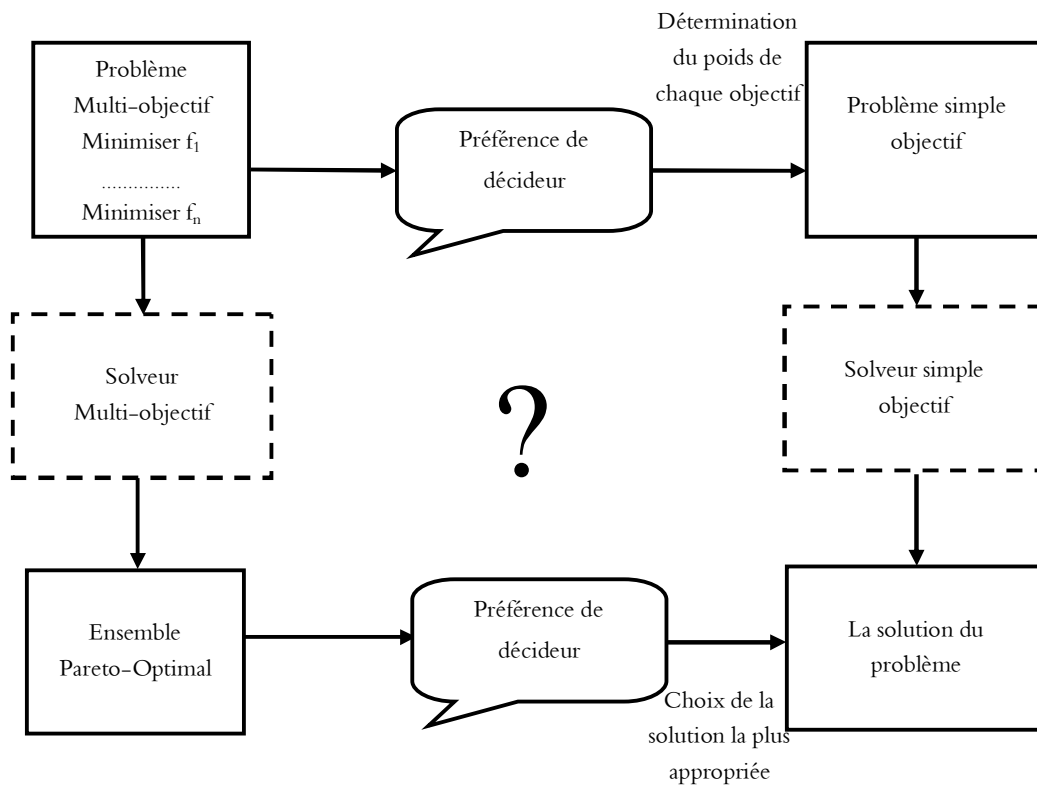


Figure 1.6 Quel mode de résolution choisir ?

1.4.1 Les techniques de résolution

4.1.1 La moyenne pondérée [13]

Cette méthode consiste à additionner tous les objectives en affectant à chacun d'eux un coefficient de poids. Ce coefficient représente l'importance relative que le décideur attribue à l'objectif. Cela modifie un problème multi-objectif en un problème simple objectif de la forme :

$$F_T(x) = \sum_{i=1}^n w_i f_i(x); w_i > 0, i = 1 \dots n \quad (1.4)$$

w_i représente le poids affecté au critère i et $\sum_{i=1}^n w_i = 1$.

4.1.2 Goal programming

Cette méthode a été introduite en 1955 par Charnes et al [14], et cette méthode est également appelée **target vector optimization** [15]. Le décideur fixe un but T_i à atteindre pour chaque objectif f_i . Ces valeurs sont ensuite ajoutées au problème comme des contraintes supplémentaires. La nouvelle fonction objectif est modifiée de façon à minimiser la somme des écarts entre les résultats et les buts à atteindre :

$$\min \sum_{i=1}^n |f_i(x) - T_i| \quad \text{avec} \quad x \in F \quad (1.5)$$

T_i représente la valeur à atteindre pour l' $i^{\text{ème}}$ objectif.

4.1.3 La méthode ϵ -contrainte

Cette méthode est basée sur la minimisation d'un objectif f_i en considérant que les autres objectifs f_j avec $j \neq i$ doivent être inférieure à une valeur ϵ_i en général, l'objectif choisi est celui que le décideur souhaite optimiser en priorité.

$$\text{Minimiser } f_i(x) \text{ avec } f_j(x) \leq \epsilon_j, \forall j \neq i \quad (1.6)$$

1.5 Les méthodes d'Optimisation

1.5.1 Les méthodes déterministes [16]

Cette famille de méthodes d'optimisation regroupe l'ensemble des techniques de résolution de problème n'utilisant pas de concept stochastique. Elles peuvent se diviser en deux classes principales :

- Les méthodes directes : Se servent d'hypothèses sur la fonction objective à optimiser. Par exemple, la fonction peut être continue et dérivable en tout point de l'espace de recherche. On peut ainsi calculer la direction de descente de la plus forte pente pour orienter la recherche.
- Les méthodes indirectes : Utilisent des principes mathématiques pour résoudre des systèmes d'équations linéaires, non linéaires, avec ou sans contraintes, etc. Une méthode directe très connue est la méthode du gradient, que nous allons voir plus en détail.

La **figure 1.7** présente les différentes méthodes d'optimisation déterministes.

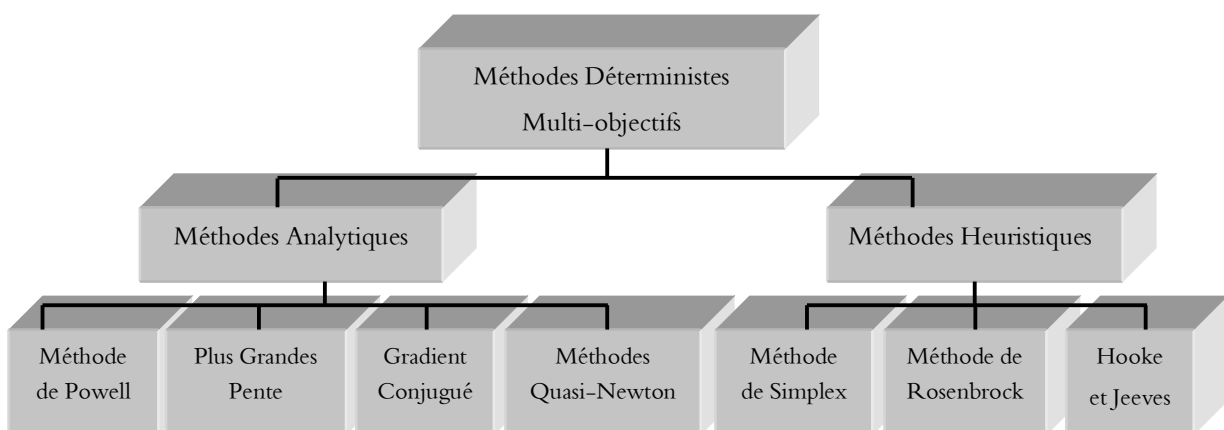


Figure 1.7 Les méthodes déterministes Multi-objectifs.

1.5.2 Méthodes Heuristiques

5.2.1 La méthode de Hooke et Jeeves

La méthode de Hooke et Jeeves (1960) appartient à la famille des méthodes directes car elle ne nécessite pas le calcul des dérivées de la fonction objectif. Chaque itération de cette méthode se décompose en deux étapes :

- une étape d'exploration qui consiste à se déplacer suivant les directions de base, de manière à améliorer la valeur de la fonction objectif.
- une étape de progression « Pattern Search Move » qui consiste à faire une projection suivant les deux derniers vecteurs ayant amélioré la fonction objectif.

La méthode converge rapidement quand la vallée est assez rectiligne mais plus lentement (voire pas du tout) quand elle se courbe. Lors de l'étape exploratoire, les variables sont toujours examinées dans un ordre figé. Cette méthode est donc mieux adaptée aux problèmes où les variables de décision sont indépendantes entre elles. Cependant l'étape d'exploration est tributaire des directions initiales [17].

5.2.2 Méthode de Rosenborg (1960)

La méthode de Rosenborg dite aussi « rotation de coordonnées » permet de rendre l'exploration indépendante des directions initiales. C'est une méthode itérative qui se décompose en deux étapes répétitives [1].

- Une étape d'exploration qui réalise des améliorations successives via des directions privilégiées, une étape globale qui permet de construire une nouvelle base dans la direction de deux sorties consécutives.
- La vitesse de convergence de la méthode dépend du choix de la base de départ. De plus, elle nécessite la reconstruction d'une nouvelle base à chaque itération ce qui rend la méthode coûteuse lorsque la dimension du vecteur des variables de décision est grande.

1.5.3 Méthodes Analytiques

5.2.3 Méthode de Newton–Raphson

Une méthode unidimensionnelle très connue est la méthode de Newton–Raphson. Celle-ci démarre d'un point initial x_0 et calcule le nouveau point par la relation :

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f'(x)}{f''(x)} \quad (1.7)$$

L'inconvénient principal de cette méthode est qu'elle nécessite une fonction objectif doublement dérivable, telle que $\forall x_k f''(x_k) > 0$. Elle est cependant particulièrement utile dans le cas de l'optimisation d'une fonction localement convexe.

5.2.4 Méthode Quasi–Newton [18]

Les méthodes de Quasi–Newton sont des méthodes d'ordre 1 qui tentent par des approximations successives à la méthode de Newton. Il s'agit de retrouver une approximation de la matrice Hessienne pour chaque itération sans calcul des dérivées seconde ni de l'inverse de cette dernière. Si on considère le développement en série de Taylor à l'ordre 1 du vecteur gradient défini dans le paragraphe précédant autour du point x_k :

$$g^{(k+1)} = g^{(k)} + H^{(k)}(x_{k+1} - x_k) \quad (1.8)$$

1.5.4 Les méthodes d'optimisation stochastiques [19]

Les méthodes stochastiques permettent alors d'étudier les comportements en moyenne, en modélisant de façon probabiliste les parties d'un système qu'on ne souhaite pas ou qu'on ne peut pas décrire en détails. Les méthodes stochastiques fournissent les outils nécessaires pour déduire les distributions de probabilités des grandeurs de sortie importantes, en fonction de celles des entrées et du modèle (déterministe ou non) du système. Elles permettent ensuite d'utiliser au mieux ces informations pour prendre des décisions appropriées.

La figure 1.8 présente les méthodes stochastiques les plus utilisées.

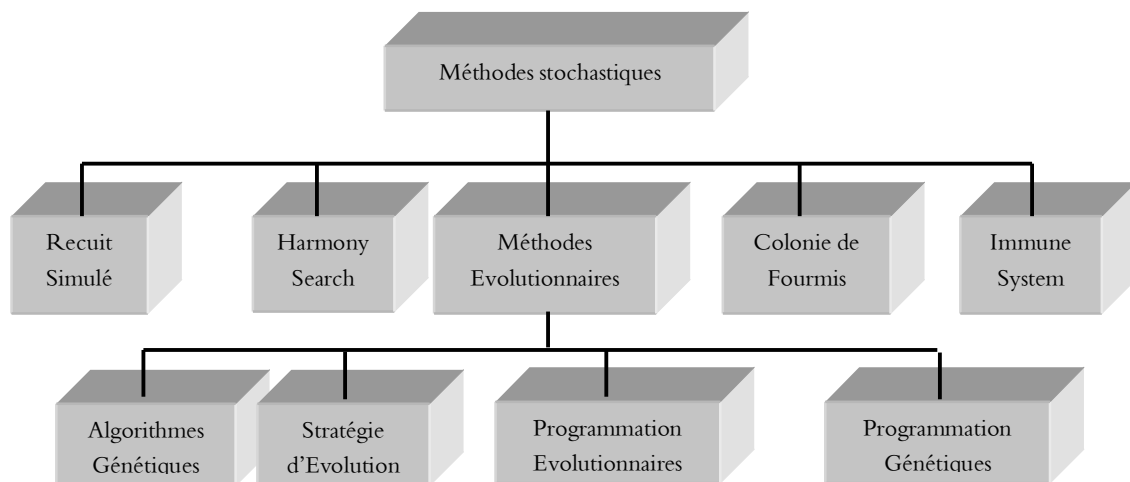


Figure 1.8 Les méthodes stochastiques.

1.5.5 Les méthodes métaheuristiques

Les métaheuristiques sont des algorithmes stochastiques, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Ils constituent des méthodes génériques pouvant traiter une large gamme de problèmes différents, sans nécessiter de changements profonds dans l'algorithme employé [20].

Les métaheuristiques constituent une classe de méthodes approchées adaptables à un très grand nombre de problèmes combinatoires et de problèmes d'affectation sous contraintes. Elles ont révélé leur grande efficacité pour fournir des solutions approchées de bonne qualité pour un grand nombre de problèmes d'optimisation classiques et d'applications réelles de grande taille. C'est pourquoi l'étude de ces méthodes est actuellement en plein développement [21].

5.5.1 L'algorithme génétique

Les algorithmes génétiques font partie de méthodes stochastiques. Ils ont été introduits par (J.Holland en 1975) [22]. En 1989, Goldberg a publié un livre de référence pour les algorithmes génétiques « Genetic algorithms in search, optimization and machine learning ». C'est à ce livre que nous devons la popularisation des algorithmes génétiques.

En effet, un Algorithme Génétique est un algorithme qui fait évoluer une population de solutions, sous l'action de règles précises: sélection élitiste et opérateurs génétiques (croisement, mutation), de façon à optimiser un comportement donné [23].

1. Constitution des algorithmes génétiques

a – Codage & décodage des données

Le codage utilisé est représenté sous forme de chaînes de bits conte contenant toute l'information nécessaire. Ce dernier nous permet de créer des opérateurs de croisement et de mutation qui n'engendrent que des individus admissibles. Toute chaîne binaire peut, donc, être décodée en une valeur entière x selon la règle suivante :

$$x = \sum_{i=1}^s \alpha_i 2^{i-1}, \alpha_i \in V = \{0,1\} \quad (1.9)$$

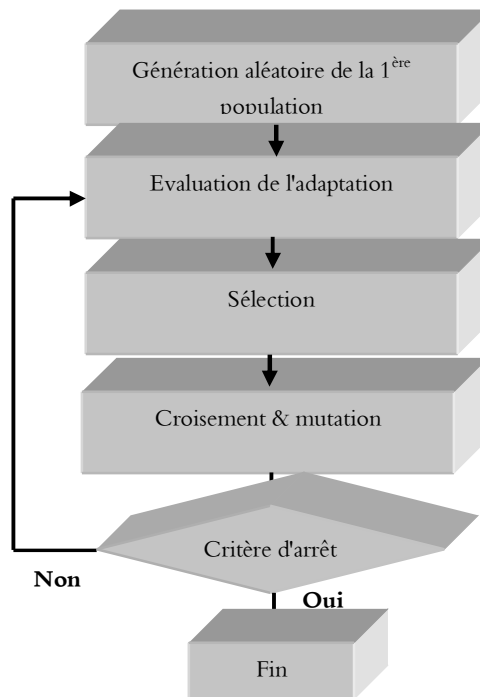


Figure 1.9 Organigramme L'algorithme génétique.

La transformation de la chaîne binaire en un nombre réel x peut, alors, s'effectuer comme suit:

$$x = x_{\min} + x' \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2^s - 1} \quad (1.10)$$

b – Opérateurs

Trois opérateurs jouent un rôle prépondérant dans la réussite possible d'un AG.

b1 – Opérateur de Sélection

Cet opérateur détermine la capacité de chaque individu à survivre dans la population et à se diffuser. La probabilité de survie d'un individu sera, directement, reliée à sa performance relative au sein de la population.

b2 – Opérateur

La population résultante de la sélection est divisée en 2 sous ensembles de taille identique. Chaque couple (P1, P2) formé par un membre provenant de chaque sous population participe à un croisement avec une probabilité donnée. La probabilité de croisement P_c est, souvent, supérieure à 60%. Le croisement permet la création de nouveaux individus. Il change l'information entre les chromosomes (individus) par le biais de leur combinaison.

b3 – Opérateur de mutation

Le rôle de cet opérateur est de modifier, aléatoirement, avec une certaine probabilité, la valeur d'un composant de l'individu. Dans le cas du codage binaire, chaque bit est remplacé selon une probabilité P_m par son complémentaire.

c – Fonction de performance

La fonction de performance ou d'adaptation mesure l'efficacité de chaque individu pour permettre à l'AG de faire évoluer la population dans un sens bénéfique pour la recherche de la meilleure solution. La fonction de performance doit pouvoir attribuer à chaque individu un indicateur positif représentant sa pertinence dans la population.

5.5.2 Optimisation par Essaim de Particules

La métaheuristique d'optimisation par essaim de particules (de l'anglais PSO: Particle Swarm Optimization) est la métaheuristique principale dans la classe des métaheuristicues basées sur l'intelligence par essaim. Elle a été proposée en 1995 par Kennedy et Eberhart [24] pour la résolution de problèmes continus.

Comme les algorithmes génétiques, PSO Démarre le processus d'optimisation par une population des solutions aléatoires qui se déplacent dans l'espace de recherche. La position de chaque particule est représentée par ses coordonnées suivant les deux axes XY et également par sa vitesse qui est exprimée par V_x (la vitesse suivant l'axe x) et V_y (la vitesse suivant l'axe y) [25].

Le déplacement de chaque particule dans l'espace de recherche, est basé sur sa position actuelle et la mise à jour de sa vitesse.

$$S_i^{k+1} = S_i^k + v_i^{k+1} \quad (1.11)$$

Tel que :

S_i^{k+1}, S_i^k : Position de la particule i à l'itération $k+1$ et k respectivement.

v_i^{k+1} : Vitesse de la particule i à l'itération $k+1$.

Chaque particule dans l'essaim, change sa vitesse suivant deux informations essentielles. Une, est liée à son expérience personnelle, qui est la meilleure position trouvée par la particule durant le processus de recherche ***pbest***. La deuxième information, concernant la meilleure position trouvée par les voisins (***lbest***) (ou par tout l'essaim, dans la version globale de l'algorithme ***gbest***). Cette information est obtenue à partir de la connaissance de la façon dont les autres agents ont exécuté leurs recherches.

Le principe de changement de la vitesse est défini par l'équation (1.12).

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + c_1rand_1 \times (pbest_i - S_i^k) + c_2rand_2 \times (gbest_i - S_i^k) \quad (1.12)$$

D'où :

- v_i^k : Vitesse de l'agent i à l'itération k ,
- w : Fonction de pondération,
- c_j : Facteurs de pondération,
- $rand$: Nombre aléatoire entre 0 et 1,
- S_i^k : Position actuelle d'agent i à l'itération k ,
- $pbest_i$: Meilleure position trouvée par la particule i jusqu'ici,
- $gbest_i$: Meilleure position trouvée par l'essaim jusqu'ici.

La fonction de pondération w est donnée par l'équation suivante:

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{iter_{\max}} \times iter \quad (1.13)$$

- $w_{\max}$: Poids initial.
- $w_{\min}$: Poids final.
- $iter_{\max}$: Nombre d'itérations maximum.
- $iter$: Itération courante.

La fonction de pondération w joue un rôle important dans la procédure de recherche. Elle garantit un équilibre entre la recherche locale et la recherche globale, un bon choix de cette fonction augmente l'efficacité de la méthode pour avoir une solution globale. L'expérience a montré que la diminution linéaire de la valeur de w de 0.9 à 0.4 au cours de la procédure de recherche donne des meilleurs résultats.

La figure 1.10 présente le principe de déplacement des particules dans l'espace de recherche à chaque itération.

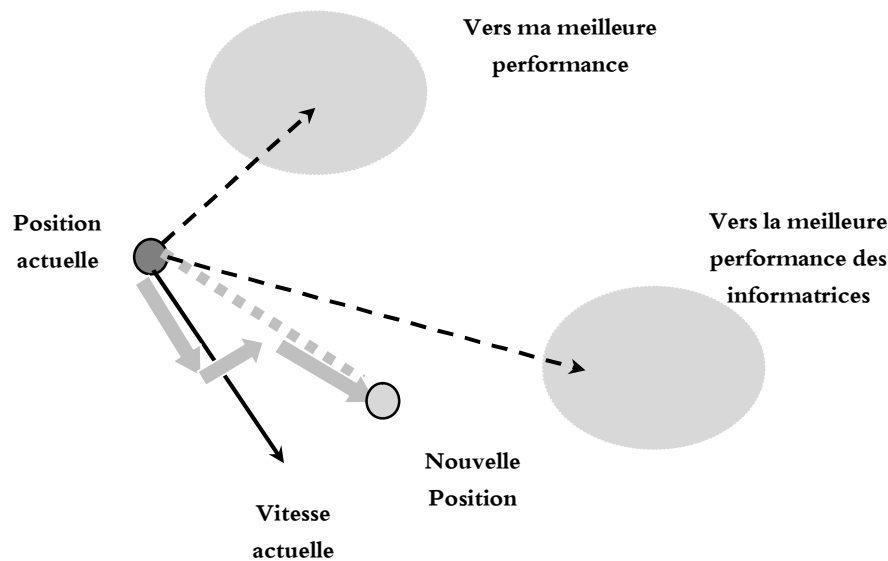


Figure 1.10 Principe de déplacement d'un point de recherche par PSO.

5.5.3 Colonie de Fourmis

Le principe de l'optimisation par colonies de fourmis est apparu au début des années 90. Il est dû aux chercheurs M. Dorigo, V. Maniezzo et A. Colormi qui expliquent leur théorie dans un article fondateur [26].

Les algorithmes de colonies de fourmis sont nés à la suite d'une constatation : les insectes sociaux en général, et les fourmis en particulier, résolvent naturellement des problèmes relativement complexes. Les biologistes ont étudié comment les fourmis arrivent à résoudre collectivement des problèmes trop complexes pour un seul individu, notamment les problèmes de choix lors de l'exploitation de sources de nourriture.

L'optimisation par colonies de fourmis s'inspire du comportement des fourmis lorsque celles-ci sont à la recherche de nourriture. Les fourmis en se déplaçant déposent des phéromones, substances olfactives et volatiles. Chaque fourmi se dirige en tenant compte des phéromones qui sont déposées par les autres membres de la colonie. Les fourmis choisissent leur

chemin de manière probabiliste. Comme les phéromones s'évaporent progressivement, le choix probabiliste que prend une fourmi pour choisir son chemin évolue continuellement [27].

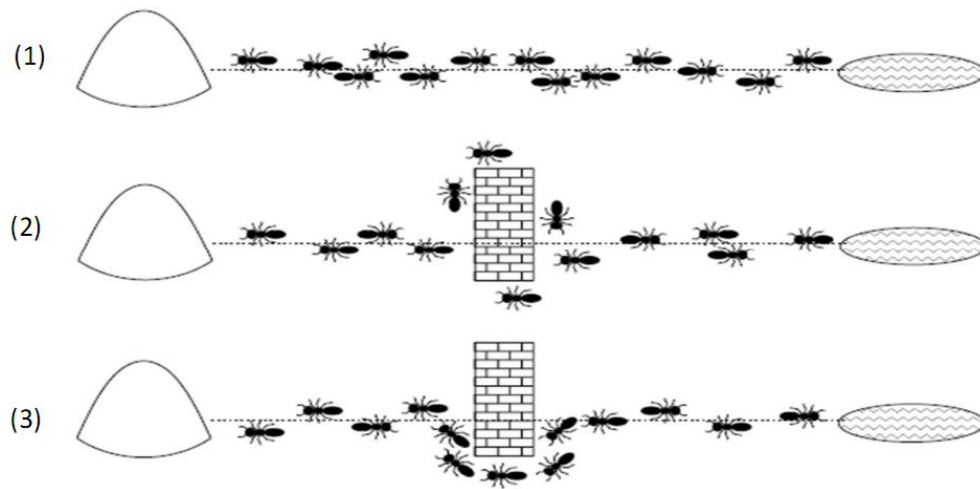


Figure 1.11 Faculté d'une colonie de fourmis de retrouver le chemin le plus court.

5.5.4 L'algorithme de Harmony Search [28]

Les exécutions musicales cherchent à trouver l'harmonie agréable (un état parfait) déterminé par une norme esthétique, juste comme le processus d'optimisation de trouver une solution globale d'une fonction objectif. Le lancement de chaque instrument musical détermine la qualité esthétique, conforme à la valeur de la fonction objective qui est déterminée par l'ensemble des valeurs assignées à chaque variable de décision.

Ce nouvel algorithme HS est basé sur les processus normaux d'exécution musicale qui se produisent quand un musicien cherche un meilleur état d'harmonie, comme pendant l'improvisation dans le jazz. La figure 1.12 montre les détails de l'analogie entre l'improvisation de musique et l'optimisation technique.

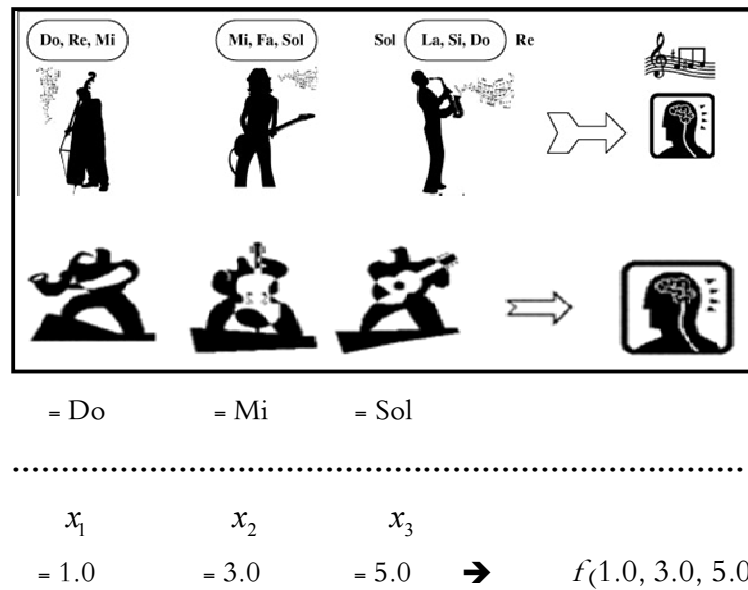


Figure 1.12 Les harmonies de musique et la technique d'optimisation.

1.6 Conclusion

L'optimisation multiobjectif porte au grand jour ce compromis et c'est aussi cela la difficulté de l'optimisation multiobjectif : un gène occasionné par un compromis difficile à réaliser. Il faut bien garder à l'esprit que l'optimisation multiobjectif ne traitera pas d'un coup de baguette magique ce compromis. Ce sera toujours au décideur de trancher et de choisir une solution plutôt qu'une autre. L'optimisation multiobjectif offre, cependant, des outils permettant d'aider le décideur à effectuer son choix.

Dans ce chapitre :

- nous avons présenté un aperçu sur les problèmes d'optimisation multiobjectifs et leur résolution par les méthodes d'optimisation classiques dans le cas possibles et avec les méthodes heuristiques, métaheuristiques et déterministes.
- Nous avons essayé de rassembler un état de l'art sur les problèmes d'optimisation multiobjectifs, tout en montrant la manière de définir un problème pareil, ses

contraintes, ses objectifs ainsi que les méthodes utilisées pour le résoudre tout en respectant le concept de Compromis et les frontières de Pareto.

Chapitre 2

Le recuit simulé : définition, implantation et validation

Chapitre 2

Le recuit simulé : définition, implantation et validation

2.1 Introduction

Le recuit simulé est un algorithme basé sur la recherche à voisinage (recherche locale). C'est un algorithme simple, facile à implémenter et à adapter à un grand nombre de problèmes : traitement d'image, sac à dos, voyageur de commerce, ordonnancement, etc. Comparé avec la recherche locale simple, le recuit simulé permet de se sauver du piège de l'optimum local et d'offrir des solutions de bonne qualité comme il présente une souplesse d'intégration des contraintes liées au problème traité. En revanche, cet algorithme dispose d'un nombre important de paramètres (température initiale, paramètres liés à la fonction d'ajustement de la température... etc.) à ajuster. En outre, le recuit simulé est un algorithme lent surtout avec les problèmes de grande taille. [29].

2.2 Définition de recuit simulé

2.2.1 Les origines :

La méthode du recuit simulé est une généralisation de la méthode Monte-Carlo qui a été introduite par Kirkpatrick al. en 1983[30], et indépendamment par Cerny en 1985 [31] à partir de l'algorithme de Metropolis [32] ; qui permet de décrire l'évolution d'un système thermodynamique [33].

L'algorithme de Metropolis permet de produire un échantillon de points suivant une distribution de probabilité dont on sait uniquement calculer la densité en un point x . Le taux

d'acceptation (la fraction des points x_i proposés qui est acceptée) est lié à « la température » T dans le cas du recuit simulé.

Dans l'algorithme de Metropolis, on part d'une configuration donnée, et on lui fait subir une modification aléatoire. Si cette modification fait diminuer la fonction objectif (ou énergie du système), elle est directement acceptée ; Sinon, elle n'est acceptée qu'avec une probabilité égale à $ex(\Delta E/T)$ (avec E =énergie, et T =température), cette règle est appelée critère de Metropolis [20] et son principe consiste à itérer les deux étapes suivantes :

- ✓ évaluer la variation d'énergie associée à une transition élémentaire aléatoire de l'état courant i , d'énergie E_i , vers un nouvel état j , d'énergie E_j : $\Delta E_{ij} = E_j - E_i$;
 - ✓ accepter la transition vers le nouvel état avec une probabilité P_{ij}
- où :

$$\begin{cases} P_{ij}(t) = 1 & \text{si } E_{ij} \leq 0 \\ P_{ij}(t) = e^{-\Delta E_{ij}/T} & \text{si } E_{ij} > 0 \end{cases} \quad (2.1)$$

2.2.2 L'analogie vers le recuit physique [34]

Le principe de fonctionnement s'inspire d'un processus d'amélioration de la qualité d'un métal solide par recherche d'un état d'énergie minimum correspondant à une structure stable de ce métal. L'état optimal correspondrait à une structure moléculaire régulière parfaite. En partant d'une température élevée où le métal serait liquide, on refroidit le métal progressivement en tentant de trouver le meilleur équilibre thermodynamique. Chaque niveau de température est maintenu jusqu'à obtention d'un équilibre. Dans ces phases de température constante, on peut passer par des états intermédiaires du métal non satisfaisants, mais conduisant à la longue à des états meilleurs.

L'analogie avec une méthode d'optimisation est trouvée en associant une solution à un état du métal, son équilibre thermodynamique étant la valeur de la fonction objectif de cette solution.

Passer d'un état de la structure du métal à un autre correspond à passer d'une solution à une solution voisine.

L'état liquide est obtenu en réchauffant le matériau. Dans ce cas, une configuration moléculaire C se voit affectée d'une probabilité d'apparition p qui dépend de sa propre énergie interne $E(C)$ et de la température T du métal. Cette probabilité dite de Boltzmann vaut :

$$P = \frac{e^{\left(-\frac{E(C_i)}{kT}\right)}}{\sum_{j \in U} e^{\left(-\frac{E(C_j)}{kT}\right)}} \quad (2.2)$$

avec :

k : la constante de Boltzmann,

T : température en degré Kelvin,

U : espace des configurations.

Le recuit consiste donc à élever la température pour que toutes les configurations deviennent équiprobables ($P \rightarrow I$ quand $T \rightarrow \infty$).

En refroidissant lentement la température, on favorise progressivement l'installation de configurations d'énergie $E(C_i)$ plus faibles qui garantissent un état plus stable. Les conditions de convergence dépendent surtout de la façon de « recuire » c'est-à-dire de la température initiale de réchauffement et de la loi de décroissance de celle-ci. Ce mécanisme peut donc être parfaitement simulé numériquement au profit du problème étudié. On contrôle alors un paramètre T analogue à la température de façon à atteindre un état final à coût faible, en permettant l'apparition de différents états avec la même distribution de probabilité que dans le recuit thermique.

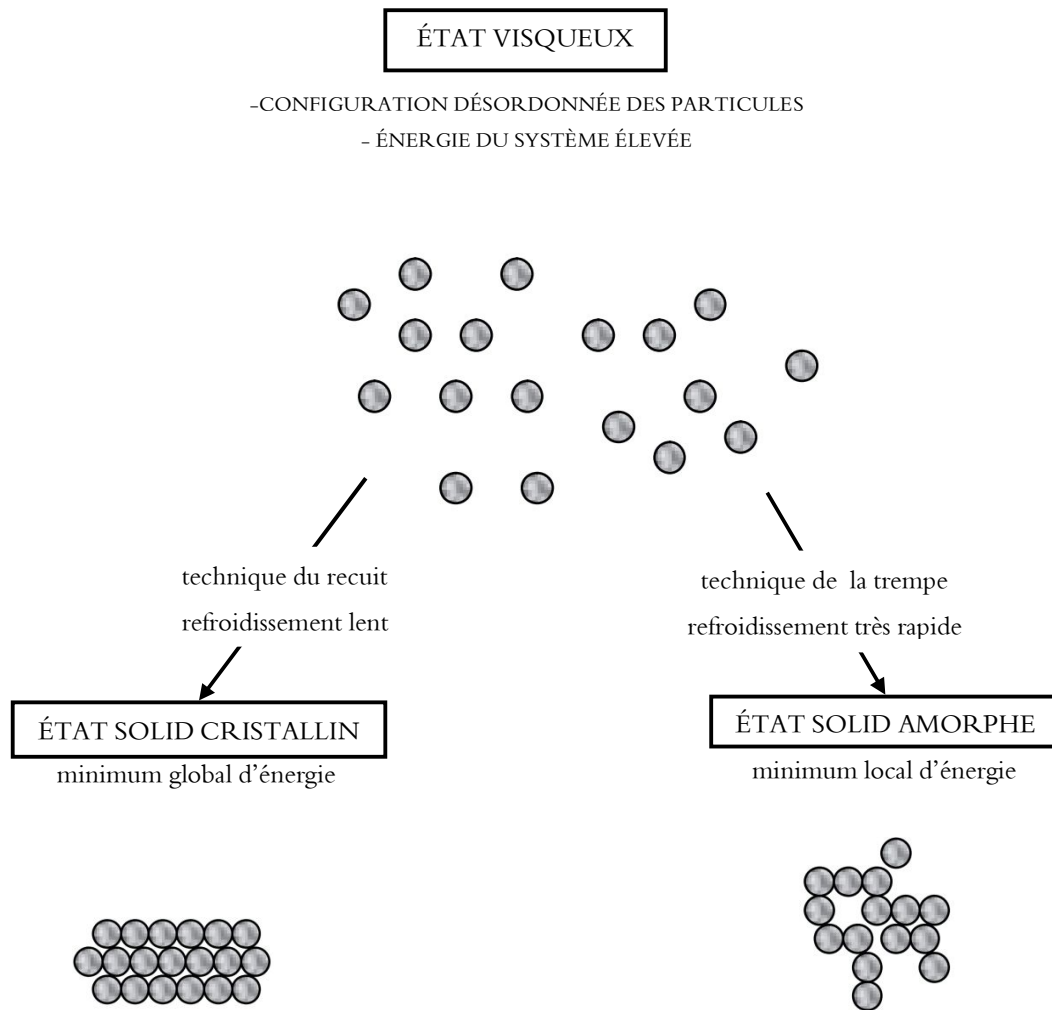


Figure 2.1 Comparaison des techniques du recuit et de la trempe.

Tableau 2.1 Le recuit physique et le recuit simulé.

métallurgie	optimisation
énergie	f
état amorphe	minimum local
état cristallin	minimum global
température	paramètre de contrôle
recuit physique	recuit simulé : recherche locale

2.3 Implémentation de recuit simulé

2.3.1 Paramètres de l'algorithme [35]

Lors de l'exposé de l'algorithme de recuit, apparaît un certain nombre de paramètres et de termes qu'il faut expliciter.

- **Température (T)** : la température varie au cours de la recherche : T est élevée au début, puis diminue et finit par tendre vers 0.
 - ✓ T élevée : tous les voisins ont à peu près la même probabilité d'être acceptés.
 - ✓ T faible : un mouvement qui dégrade la fonction de coût a une faible probabilité d'être choisi.
 - ✓ $T=0$: aucune dégradation de la fonction de coût n'est acceptée.
- **Équilibre statistique**: détermine le moment où l'on va changer de température, c'est à dire le nombre d'itérations que l'on va faire à la même température.
- **Gel du système**: signale la fin du traitement et correspond au fait qu'aucune transformation n'est plus acceptable. On peut choisir différentes approches, celle retenue pour le moment consiste à fixer par avance le nombre de paliers de température.

L'algorithme dans la figure 2.2 caractérise l'implantation classique du recuit simulé [36].

-
1. Engendrer une configuration initiale S_0 de $S : S \rightarrow S_0$
 2. Initialiser la température T en fonction du schéma de refroidissement
 3. Répéter
 4. Engendrer un voisin aléatoire S' de S
 5. Calculer $\Delta E = f(S') - f(S)$
 6. Si $\Delta E \leq 0$ Alors $S \rightarrow S'$
 7. Sinon accepter S' comme la nouvelle solution avec la probabilité $P(E, T) = e^{-\frac{\Delta E}{T}}$
 8. Fin si
 9. Mettre T à jour en fonction du schéma de refroidissement (réduire la température)
 10. Jusqu'à la fonction d'arrêt
 11. Retourner la meilleure configuration trouvée
-

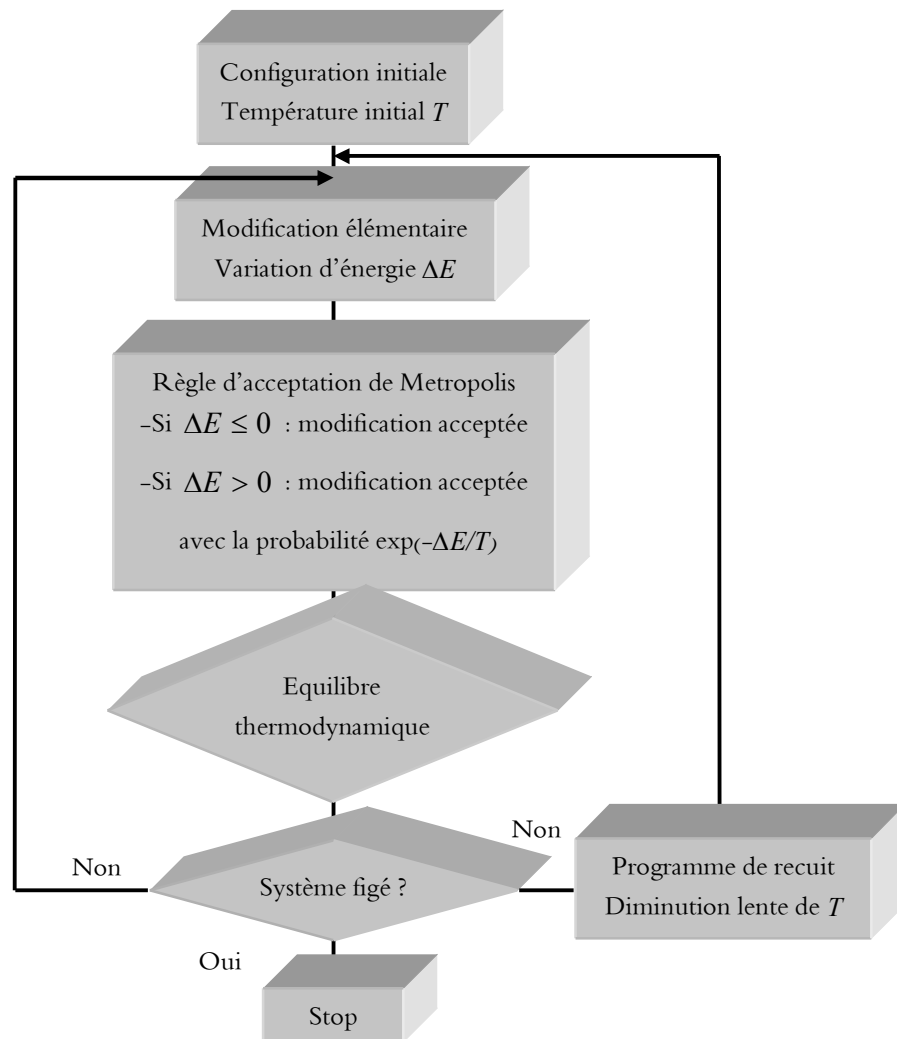


Figure 2.2 Fonctionnement de l'algorithme de recuit simulé.

2.3.2 Détermination de température initiale T_0

Pour le calcul de la température de départ, plusieurs méthodes ont été proposées [37]. Une des méthodes est basée sur l'observation de la variation moyenne de la fonction f . A partir d'une configuration initiale S_0 , un certain nombre de solutions S'_0 (environ 50 à 100) telles que $f(S'_0) > f(S_0)$ est tiré, ainsi la variation moyenne $\langle \Delta f \rangle$ est calculée.

La température initiale T_0 est calculée de façon à accepter au départ un certain pourcentage (p) de mouvements dégradant la fonction f . Pour une variation moyenne $\langle \Delta f \rangle$

de la fonction f autour de la configuration initiale S_0 , la valeur de p est de 50%. La valeur de T_0 est déduite de la relation suivante :

$$p = e^{\frac{-\langle \Delta f \rangle}{T_0}} \quad (2.3)$$

2.3.4 La décroissance de la température

Le réglage de la décroissance de la température est très important dans l'algorithme du recuit simulé.

Une forte décroissance de température risque de piéger l'algorithme dans un minimum local, alors qu'une faible décroissance au début du processus entraîne une convergence lente de l'algorithme. D'un point de vue théorique, la convergence théorique du recuit simulé inhomogène est assurée avec une loi logarithmique [38]:

$$T_i = \frac{\mu}{\log(1+i)} \quad (2.4)$$

où i est le nombre de paliers de température effectués, μ une constante positive égale à la profondeur maximale des minima locaux.

Malheureusement, cette règle induit un temps de calcul prohibitif. En pratique, la décroissance géométrique est souvent utilisée :

$$T_{i+1} = \alpha T_i \quad (2.5)$$

où α est une constante dans l'intervalle $[0,1]$.

En ce qui concerne le changement de température, le nombre de transformations au bout duquel la température est abaissée peut simplement être spécifié.

2.3.5 La configuration de l'espace de recherche

La configuration de l'espace joue un rôle fondamental dans la résolution des problèmes d'optimisation compliqués par le recuit simulé. Il possède une "topologie" générée par le concept de proximité entre deux configurations : la distance entre deux configurations représente le

nombre minimum de changements élémentaires qu'on a besoin pour passer d'une configuration à une autre.

2.3.6 Le schéma de recuit simulé

Deux approches sont possibles quant à la variation de la température :

1. Pour la première, on itère en gardant la température constante. Lorsque le système a atteint un équilibre thermodynamique (au bout d'un certain nombre de changements), on diminue la température du système. On parle alors de paliers de température.
2. La seconde approche fait baisser la température de façon continue. On peut alors imaginer toute sorte de loi de décroissance. La plus courante étant $T_{i+1} = \alpha T_i$ avec :
 $\alpha < 1$.

Dans les 2 cas, si la température a atteint un seuil assez bas, fixé au préalable, ou que le système devient figé, l'algorithme s'arrête.

2.4 Validation de programme élaboré

Des fonctions tests simples ont été choisies pour être optimisées par la méthode de recuit simulé présentée. La validation de programme est faite par rapport aux résultats théoriques connus pour chacune de ces fonctions (optimum global de la fonction et valeurs optimales du vecteur des variables). Les tests ont été opérés sur plusieurs fonctions.

A titre d'exemple, considérons le problème suivant :

$$\min F = 0.2 + x_1^2 + x_2^2 - 0.1\cos(6\pi x_1) - 0.1\cos(6\pi x_2) \quad (2.6)$$

avec :

$$-1 \leq x_1 \leq +1$$

$$-1 \leq x_2 \leq +1$$

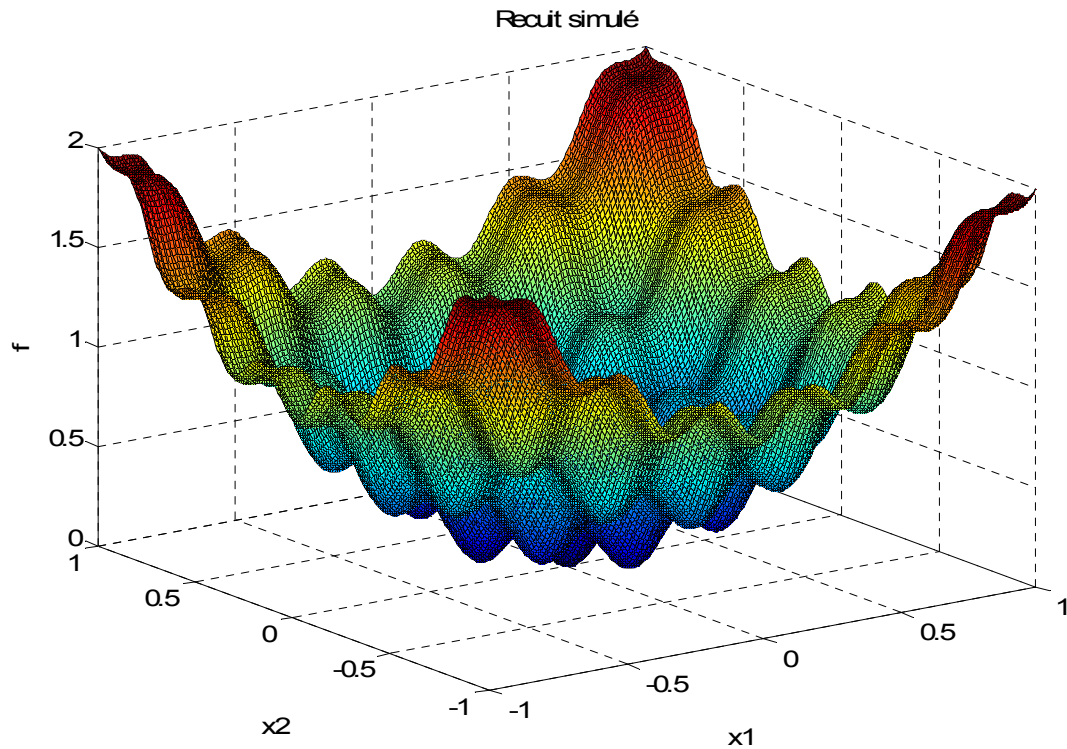


Figure 2.3 Allure de la fonction.

Pour optimiser cette fonction, les paramètres de contrôle de recuit simulé ont été ajustés d'une manière appropriée et sont récapitulés dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 paramètres de contrôle de recuit simulé.

Température initiale	Itération maximal	Température finale
10 C°	100	1e-10 C°

Pour analyser les résultats de simulation, nous avons procédé à de multiples tests en faisant varier, à travers l'exécution sur la fonction précédente, le paramètre " α " qui intervient dans l'algorithme (α représente le facteur de refroidissement).

Le programme élaboré a été testé et validé en faisant varier le facteur de refroidissement qui intervient dans notre algorithme. Le facteur de refroidissement a été varié dans le programme de recuit de simulé ($\alpha = 0.4$, $\alpha = 0.7$ et $\alpha = 0.9$).

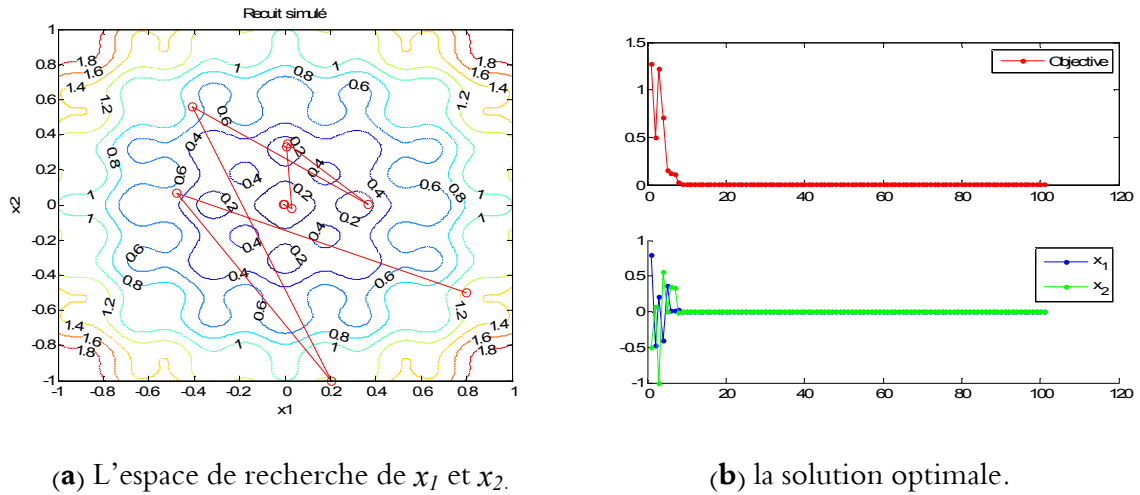


Figure 2.4 la solution optimale pour un refroidissement très rapide ($\alpha = 0.4$).

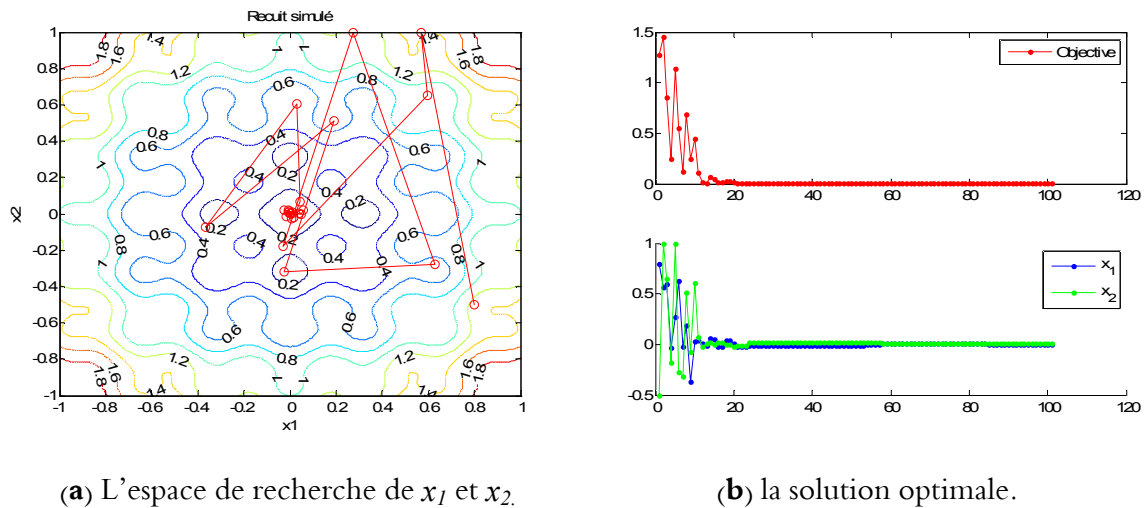


Figure 2.5 la solution optimale pour un refroidissement moyenne ($\alpha = 0.7$).

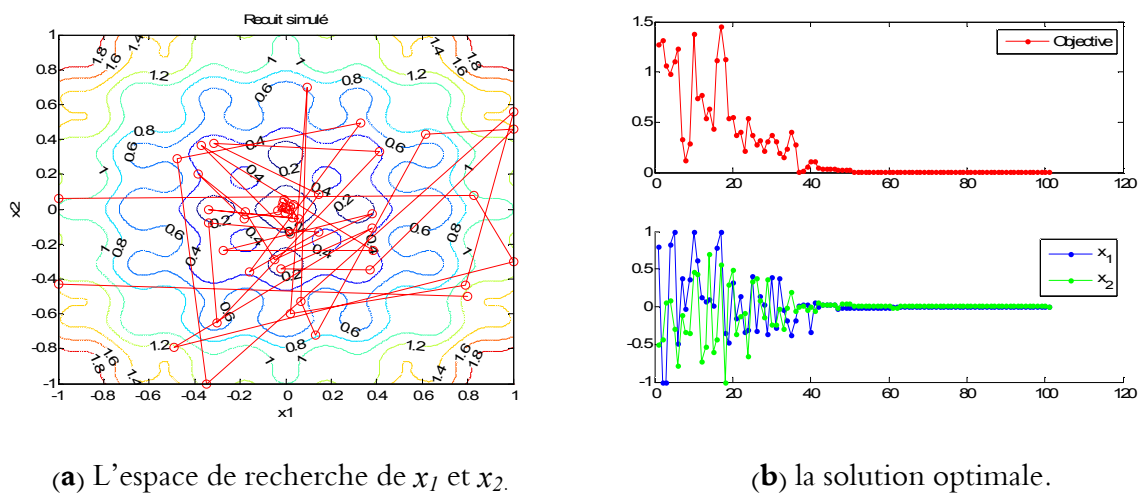


Figure 2.6 la solution optimale pour un refroidissement lent ($\alpha = 0.9$).

Le tableau 2.3 représente les résultats de la solution optimale pour chaque variation du facteur de refroidissement α .

Tableau 2.3 La solution optimale par la variation de α .

α	x_1	x_2	f
0.4	-0.0039668	0.0035071	0.00052589
0.7	0.00089998	0.0051023	0.00050336
0.9	0.0044369	0.0015478	0.00041417

Après le tableau 2.3, on note que l'augmentation de facteur de refroidissement donne une convergence vers des résultats satisfaisants (refroidissement lent).

2.4.1 Avantages et inconvénients [36,39]

Les méthodes de recuit simulé ont l'avantage d'être souples et rapidement implémentables lorsqu'on veut résoudre des problèmes d'optimisation combinatoire, le plus souvent de grande taille.

Les principaux inconvénients de recuit simulé résident dans le choix des nombreux paramètres, tels que la température initiale, la loi de décroissance de la température, les critères d'arrêt ou la longueur des paliers de température. Ces paramètres sont souvent choisis de manière empirique.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit la méthode de recuit simulé qui permet de résoudre un problème d'optimisation combinatoire.

Le passage de la théorie à la pratique est souvent difficile. L'implémentation de recuit simulé pose des problèmes insoupçonnables. Un des soucis, et sans doute pas le moindre, est la compétence informatique. Savoir programmer dans un langage informatique évolué (quel qu'il soit) est très important. Si on suppose que cette compétence est acquise, alors un autre problème apparaît : c'est le réglage des paramètres de control de recuit simulé.

La méthode de recuit simulé a été traduite à de programme. Le programme élaboré a été testé et validé sur plusieurs fonctions tests en faisant varier les différents paramètres de base qui interviennent dans notre algorithme. Les résultats obtenus ont prouvé la performance de recuit simulé.

Chapitre 3

Les centrales thermiques : étude technique, économique et environnemental

Chapitre 3

Les centrales thermiques : étude technique, économique et environnemental

3.1 Introduction

Une centrale thermique est une unité de production électrique qui tire son énergie d'une source de chaleur. Qu'elle soit obtenue de l'atome, des énergies fossiles, du soleil ou de la chaleur de la terre, ladite source servira le plus souvent à obtenir de la vapeur qui animera une turbine couplée à une génératrice. C'est le charbon qui fut utilisé comme source d'énergie dans la première centrale thermique mise en service par l'inventeur et industriel Thomas Edison en 1882 [40].

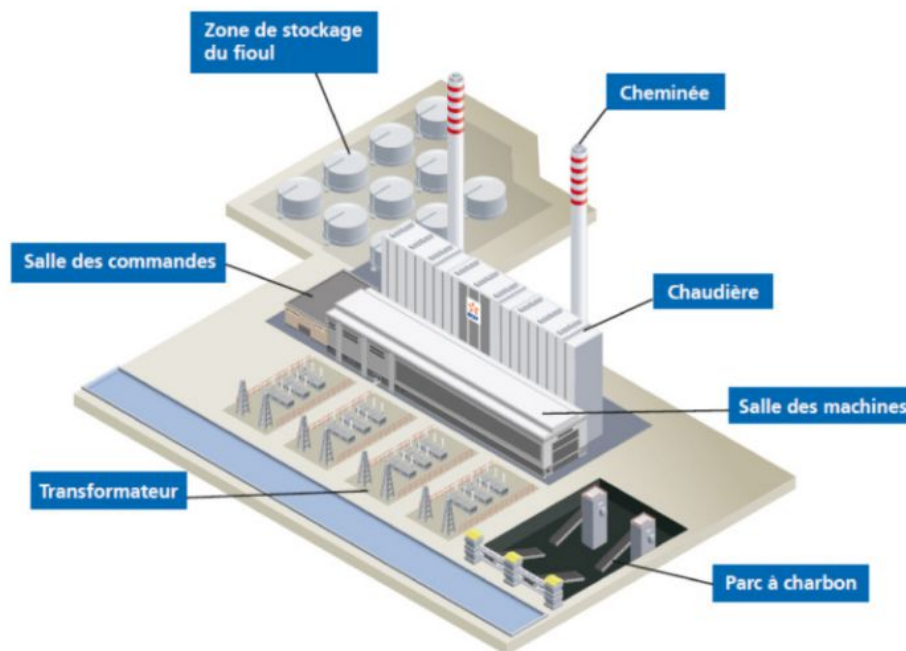


Figure 3.1 Le fonctionnement d'une centrale thermique [41].

La production mondiale d'électricité en 2013 a représenté un total de 23 405,7 TWh dont la majeure partie est issue du thermique à flamme essentiellement du fait du développement industriel de pays tels que la Chine qui dispose de grandes réserves de charbon. La centrale thermique est donc la 1ère source de production d'électricité [42].

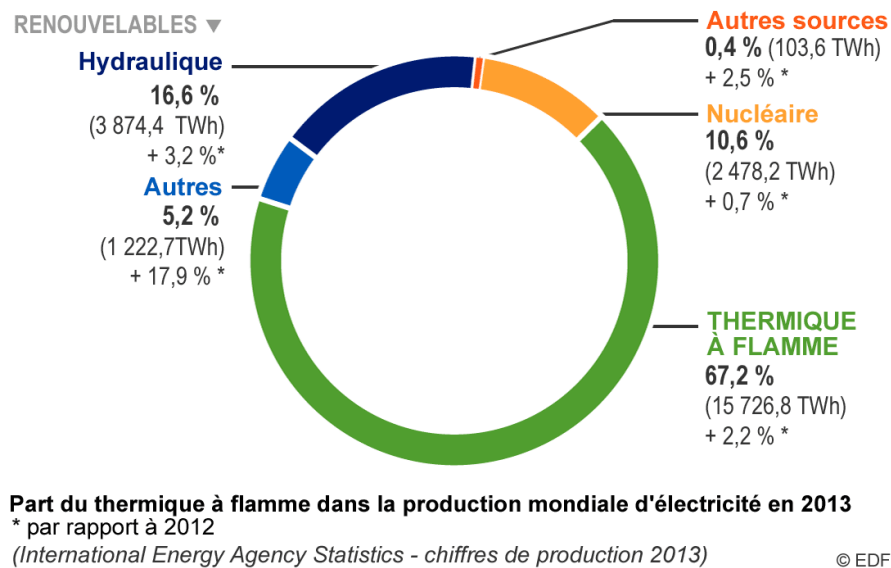


Figure 3.2 La production mondiale d'électricité en 2013 [42].

3.2 Étude technique

3.2.1 Turbine à gaz

Les turbines à gaz sont des groupes de force dont l'utilisation dans l'industrie des hydrocarbures est très répandue, compte tenu des puissances unitaires développées élevées, à de faciles adaptations, à des régimes variables des processus d'exploitation et à de modes de démontage en blocs qui permettent des périodes de fonctionnement entre réparations de plus en plus élargies [43].

Une turbine à gaz (dénomination historique, abrégée en TAG), appelée aussi turbine à combustion (TAC) ou parfois turbine à gaz de combustion (dénomination la plus précise), est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique sous la forme de la rotation d'un

arbre, directement à partir de l'énergie cinétique des gaz produits par la combustion d'un hydrocarbure (fioul, gaz combustible...) qui subissent une détente dans une turbine. Une turbine peut être à un arbre ou à deux arbres.

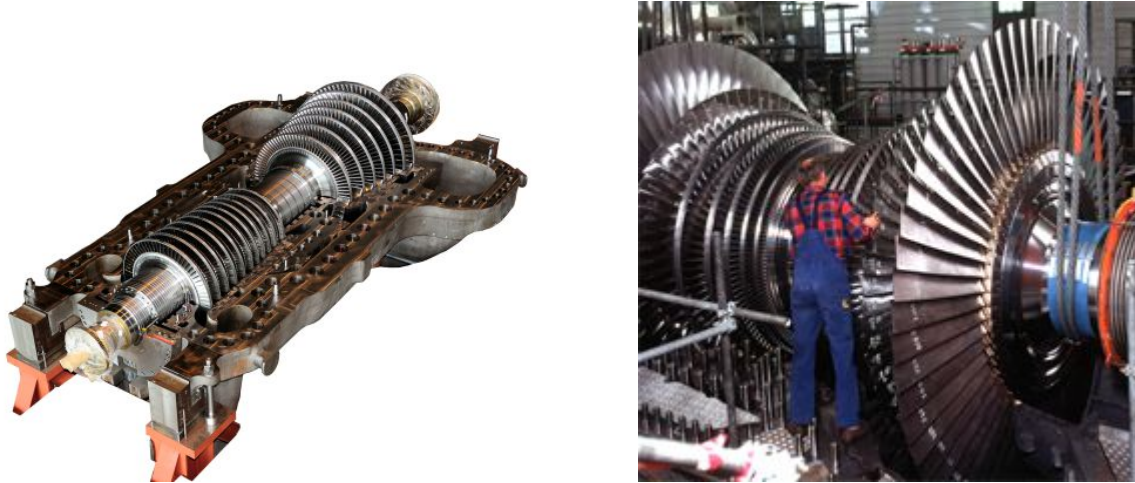


Figure 3.2 Construction d'une turbine à gaz.

3.2.1.1 Chambre de combustion [44]

La chambre de combustion est l'une des trois parties d'une turbine à gaz dans sa forme simple. C'est la zone dans laquelle un combustible gazeux ou liquide est injecté sous pression, puis brûlé avec l'air comprimé, avec un fort excès d'air afin de limiter la température des gaz d'échappement. Le rôle de la chambre de combustion est de convertir l'énergie chimique contenue dans le combustible en énergie thermique. Cette énergie peut ainsi être augmentée à travers la turbine pour produire la puissance requise pour entraîner le compresseur ainsi que celle nécessaire pour entraîner un générateur et produire de l'électricité.

Pour jouer ce rôle, la chambre de combustion sert à :

- mélanger l'air et le combustible ;
- allumer le mélange air-combustible grâce à des bougies ;
- contenir le mélange durant la combustion,
- assure la répartition de la température des gaz chauds à la sortie.

La chambre de combustion comprend plusieurs compartiments à savoir : une zone primaire, une zone secondaire, une zone de dilution, un ensemble varié de gicleurs et dispositif de gestion de transfert de chaleur.

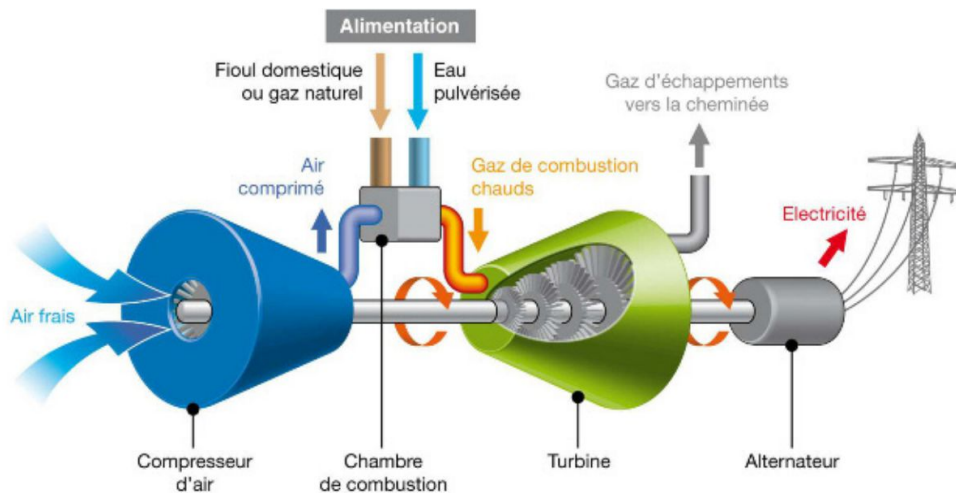


Figure 3.3 fonctionnement d'une turbine à gaz.

3.2.1.2 Les avantages et les inconvénients des turbines à gaz

✓ Les avantages

- Une puissance élevée dans un espace restreint;
- A l'exception de démarrage et arrêt, la puissance est produite d'une façon continue;
- Démarrage facile même à grand froid;
- Diversité de combustible pour le fonctionnement;
- Possibilité de fonctionnement à faible charge.

✓ Les inconvénients

- Temps de lancement beaucoup plus long (30 à 120 s pour une turbine).
- Rendement inférieur (28 à 33 %).
- Combustibles propres donc coûteux (les gaz brûlés se détendent directement dans la turbine)

- Performances dépendant des conditions extérieures (dégradées si T augmente ou si P diminue)

3.2.2 Turbine à vapeur

Les turbines à vapeur produisent de l'électricité en utilisant la vapeur produite par un générateur de vapeur alimentée par un combustible (charbon, gaz, uranium,...) pour faire entraîner une génératrice électrique [45].

Les centrales thermiques à vapeur brûlent du charbon, du pétrole ou du gaz pour vaporiser de l'eau. La vapeur ainsi produite se détend dans une turbine à vapeur qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité. Ces centrales sont caractérisées par un rendement moyen. Leur coût marginal dépend du prix du combustible utilisé et du rendement de la centrale [46]. Par rapport à l'ensemble des moyens de production, ce coût marginal est moyen. Ces centrales fonctionnent donc en semi-base, c'est-à-dire 2000 à 6000 h/an. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du gaz ou du pétrole peuvent se construire en deux à quatre ans suivant leur taille. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du charbon peuvent se construire en quatre à cinq ans suivant leur taille [47].

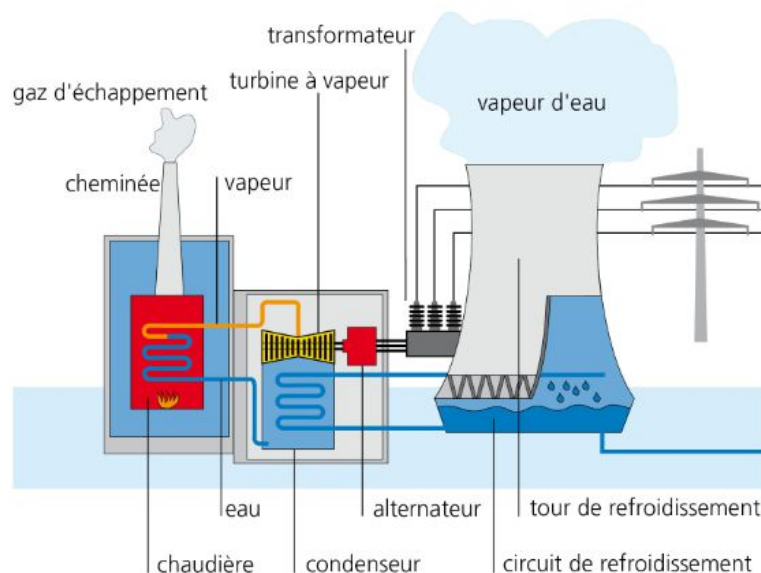


Figure 3.4 Centrale thermique à vapeur.

3.2.3 Les alternateurs

La machine synchrone est une machine réversible de conversion électro-mécanique. On la rencontre dans de nombreux dispositifs de conversion d'énergie aussi bien en production d'énergie électrique à partir d'énergie mécanique où elle porte le nom de génératrice synchrone lorsque la vitesse est variable (exemple éolien) ou d'alternateur lorsque sa vitesse est fixe (centrale thermique).

Le stator : est généralement constitué de trois enroulements triphasés répartis, tel que les forces électromotrices générées par la rotation du champ rotorique soient sinusoïdales où trapézoïdales [48].

Le rotor : Il est constitué d'un enroulement parcouru par un courant d'excitation I_e continu créant un champ magnétique $2p$ polaire. Il possède donc p paires de pôles.

On peut classer les alternateurs d'après le mode de construction utilisé pour la fabrication des rotors ; mais quelque soit le type utilisé, sa vitesse est constante ($n_s = \text{constante}$) [49].

Dans le cas des centrales thermiques, les alternateurs ont un entrefer constant, l'enroulement d'excitation étant placé dans des rainures longitudinales usinées sur un cylindre d'acier massif. Le rotor peut comporter plusieurs encoches, autrement dit les bobines peuvent être logées dans plusieurs encoches. Ce type de machines est utilisé surtout pour les grandes vitesses, donc elles ont 3, 2 ou 1 pair de pôles. Ces machines nécessitent un moteur d'entraînement rapide qui se spécifie par les turbines à vapeur dans les centrales thermiques par exemple ; ces machines génératrices de courant portent le nom de *turbo-alternateur* [49].

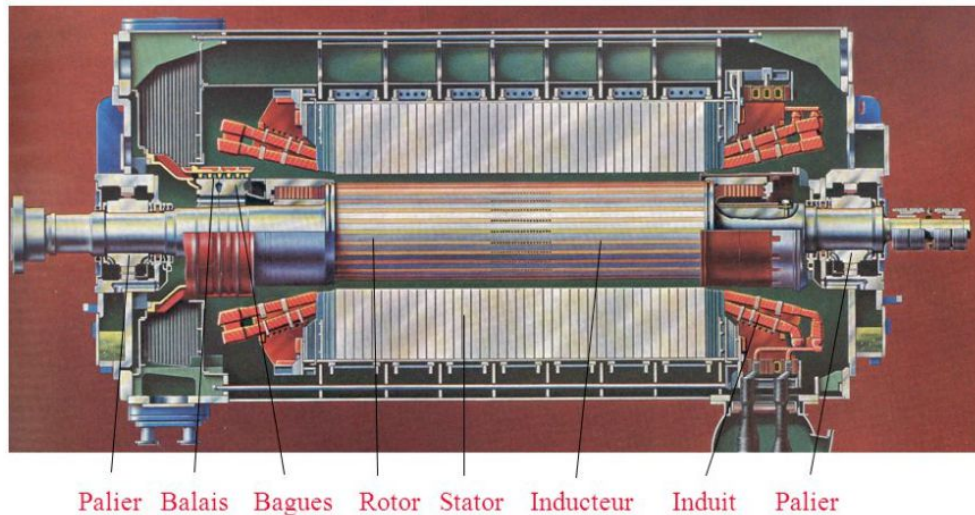


Figure 3.5 Construction d'un turbo-alternateur.

3.2.4 Les combustibles dans les centrales thermiques :

3.2.4.1 Le charbon [50]

Le charbon est un combustible fossile d'origine organique. Il est le résultat de la transformation de résidus de forêts enfouis dans le sol depuis près de 300 millions d'années (ère carbonifère). Par enfouissement, sous l'effet de la pression et de la température élevée dues à la profondeur, les végétaux ensevelis se sont décomposés puis transformés en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone : le charbon. Il existe plusieurs catégories de charbon qui dépendent de la teneur en carbone, en soufre et en eau.



Figure 3.6 Le charbon pour la combustion.

Après avoir été extrait, le charbon peut-être transformé en combustible pour alimenter une centrale thermique. Deux techniques peuvent alors être employées.

- **la combustion de poussière de charbon:** Le charbon est broyé, mis sous forme de petits morceaux afin de le réduire en poussière fine qui va servir de combustible. Une fois mélangée à l'air, cette poussière est injectée puis brûlée dans une chaudière à plus de 1 400°C. Cette combustion produit la chaleur nécessaire pour chauffer l'eau qui circule dans des tuyaux. Sous l'effet de la chaleur, l'eau se transforme en vapeur à haute pression et permet d'entraîner une turbine.
- **le lit fluidisé:** La technique du « lit fluidisé » peut également être utilisée : le charbon est simplement concassé et conduit à former un « lit » maintenu en sustentation par injection verticale d'air. Les particules de charbon brûlent en suspension et les poussières partiellement brûlées sont récupérées pour être ensuite réinjectées dans la chaudière. Cette technique permet donc d'obtenir une combustion totale à une température allant de 850 à 900°C, (au lieu de 1400°C dans une chaudière classique).

3.2.4.2 Le gaz de CH_4 [51]

Gaz sans couleur se composant de molécules de quatre atomes d'hydrogène et d'un atome de carbone. Le méthane est le constituant principal du gaz naturel, combustible d'origine fossile. Il est libéré dans l'atmosphère quand la matière organique se décompose dans des environnements avec de faibles niveaux d'oxygène. Il contribue fortement à l'effet de serre tandis que sa durée de vie dans l'atmosphère est de l'ordre de la décennie. Les sources naturelles incluent les terres marécageuses, les marais, les termites et les océans. Les sources synthétiques incluent l'exploitation et la brûlure du combustible fossile, les processus digestifs chez les ruminants tels que les bétails, le paddy de riz et les sites d'enfouissement des déchets. La plus grande partie du méthane émis est décomposé dans l'atmosphère par les réactions avec les radicaux d'hydroxyle (OH).

Depuis le début de la Révolution Industrielle, la concentration atmosphérique en méthane a plus que doublée, et a contribué à 20% à l'augmentation de l'effet de serre, en deuxième place seulement après le dioxyde de carbone.

3.2.4.3 Le fioul [52]

Le fioul est un combustible dérivé du pétrole, classé dans les ressources énergétiques fossiles, impliqué dans la pollution de l'air et l'effet de serre.

Le fioul est issu du raffinage du pétrole (fractions de C_{16} à C_{18} température de fusion entre 300°C et 400°C), il est très proche du gazole.

Son pouvoir calorifique inférieur (PCI) est d'environ 12 kilowatt heur par kilogramme (kWh/kg), c'est-à-dire qu'un kilogramme de fioul procure au mieux 12 kilowattheure d'énergie en brûlant.

3.2.5 Régulation et contrôle des turbines à gaz [53]

La turbine à gaz se prête très bien à une conduite automatisée. Le type de régulation dépend de l'utilisation de la turbine : turbocompresseur, turbopompe ou turboalternateur.

Dans tous les cas, la commande agit sur le débit de combustible, tout en surveillant qu'aucun seuil dangereux n'est atteint, parmi lesquels :

- ✓ vitesse de rotation maxi (2 seuils de vitesses différents si c'est une turbine à 2 arbres),
- ✓ température des gaz maxi, à l'entrée de la turbine BP,
- ✓ seuil de pompage du compresseur d'air,
- ✓ seuils liés aux auxiliaires ainsi que vibrations,
- ✓ seuils liés aux paramètres du procédé ou de l'alternateur.

Au démarrage, n'ayant pas d'air comburant, la turbine à gaz doit être démarrée par une machine auxiliaire (moteur électrique, pneumatique, hydraulique ou thermique) jusqu'à une vitesse suffisante, environ moitié de la vitesse nominale, pour que le compresseur soit opérationnel.

L'injection et l'allumage du combustible ont lieu à ce moment, puis la turbine s'auto-entretient, le démarreur est désaccouplé. La montée en puissance, rapide par rapport à une installation à vapeur, suit une rampe donnée par le constructeur.

3.3 Étude économique

Les caractéristiques technico-économiques des centrales thermiques sont déterminantes pour leur investissement. Quatre d'entre elles doivent être prises en compte pour l'investissement d'une centrale électrique en particulier : le coût, marginal et fixe, la localisation du moyen de production qui peut faire varier ces coûts, le temps de réalisation des ouvrages, la dispatchabilité, et la disponibilité [54].

3.4.1 Coûts de production [54, 55]

Deux caractéristiques économiques des moyens de production sont prises en compte pour l'investissement, le coût marginal de production et le coût d'investissement aussi appelé coût fixe.

Le coût marginal des moyens de production est fondamental pour la programmation de la production à court terme. En effet, c'est la caractéristique économique déterminante pour l'exploitation d'une centrale électrique existante. Le coût marginal de production est le coût d'une unité produite supplémentaire. Pour les centrales thermiques, c'est-à-dire pour la technologie la plus répandue, le coût marginal de production reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût du combustible pour produire une certaine puissance électrique est évalué d'après le prix du combustible et la consommation spécifique de chaleur de la centrale.

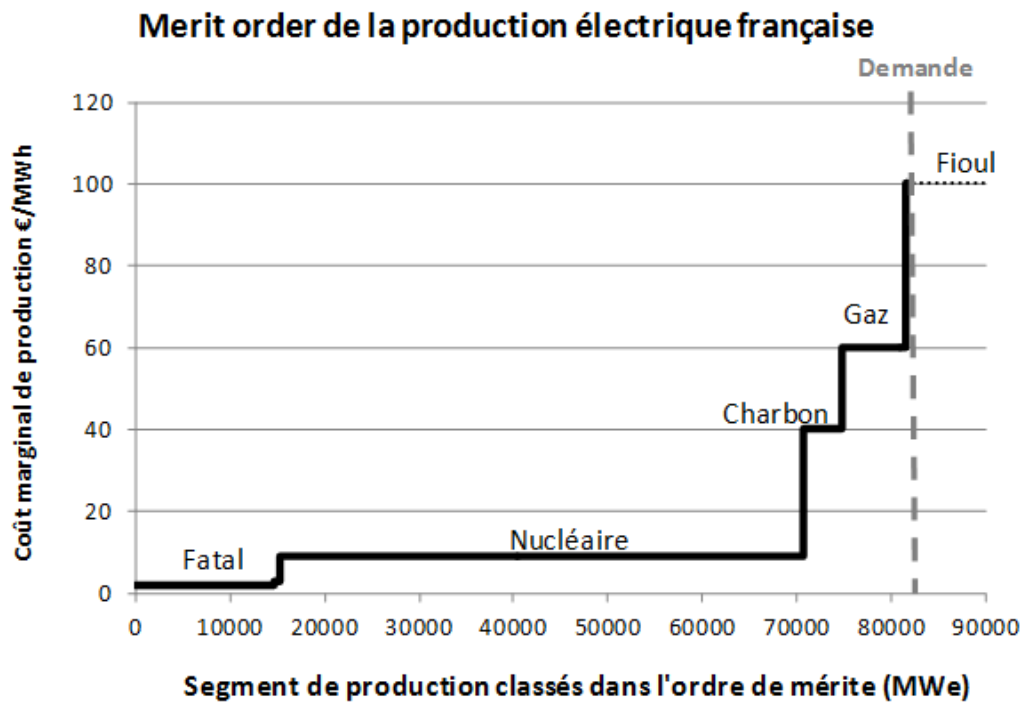


Figure 3.7 Coût marginal de production électrique française [56].

3.4.2 Localisation de la production d'électricité

Le coût de production, marginal et fixe, peut varier avec la localisation du moyen de production. Ainsi, l'accès à l'énergie primaire est un facteur important de la localisation d'une centrale. Le coût d'investissement pour une technologie de production donnée peut aussi varier suivant le lieu de localisation du moyen de production, toute chose étant égale par ailleurs. Le coût du terrain peut notamment accroître le coût d'investissement de production [54, 57].

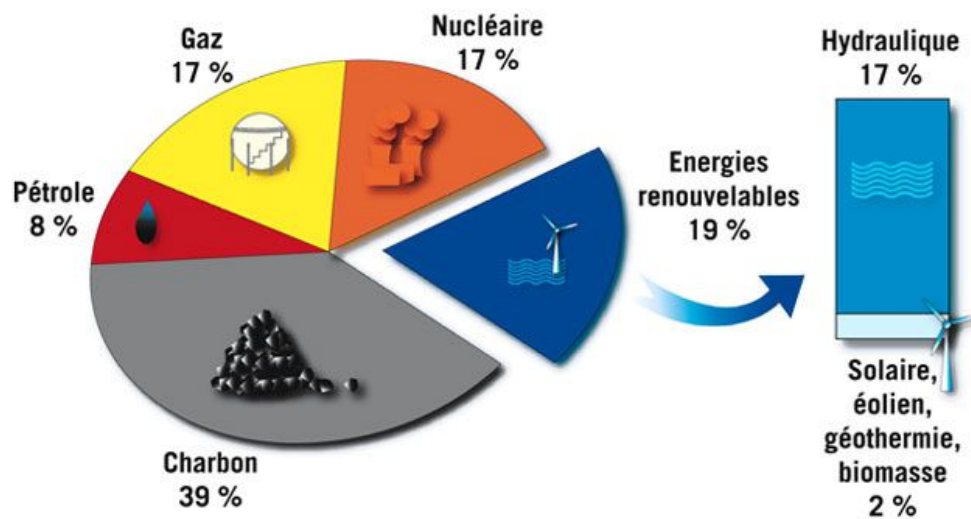


Figure 3.8 La production d'électricité par l'énergie primaire au niveau mondial [58].

3.4.3 Temps de réalisation et capacité des investissements

Deux autres grandeurs caractérisent les différents moyens de production, le temps de réalisation des investissements et le rapport « temps de réalisation sur capacité des centrales» [59].

La capacité des investissements en production est généralement standardisée. Cette capacité fixe la puissance maximale que la centrale de production pourra délivrer. Le temps de réalisation des centrales est un élément structurant de la coordination spatiale et temporelle des investissements en production et en réseau. C'est notamment la différence de dynamique d'investissement qui importe et le rapport entre la taille des investissements en production et leur temps de réalisation [54].

3.4.4 Dispatchabilité

La dispatchabilité des moyens de production renvoie au fait que la puissance produite par une centrale peut être contrôlée par le producteur. Dans ce cadre, on distingue généralement les moyens de production conventionnels thermiques et hydrauliques à réservoir, des moyens à production fatale.

L'exploitant de moyens de production conventionnels thermiques et hydrauliques à réservoir peut fixer la puissance produite. Ces moyens de production conventionnels sont dits dispatchables.

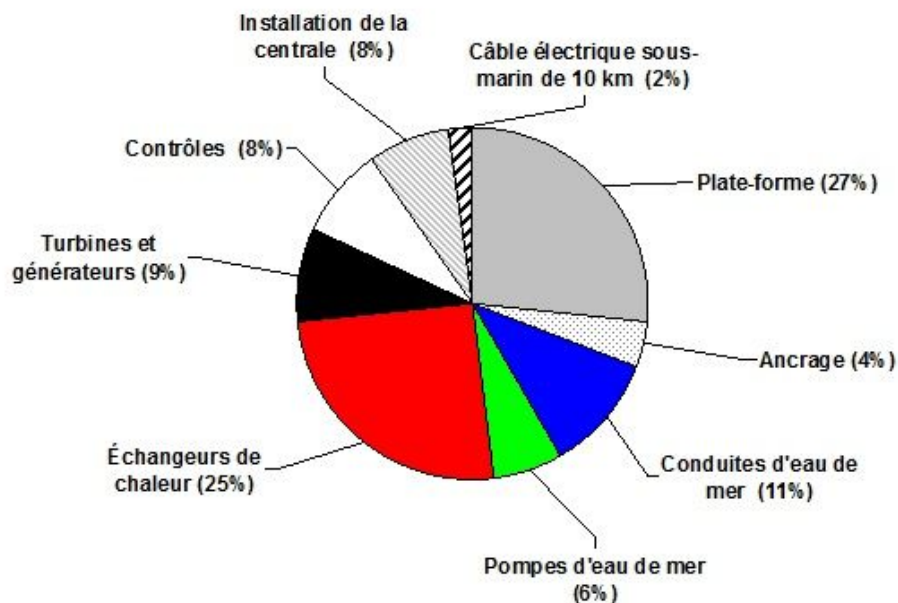


Figure 3.9 Répartition des coûts d'investissement pour une centrale ETM flottante d'une puissance nette de 100 MW [60]

3.5 Étude environnemental

Les centrales thermiques représentent d'importantes sources d'émissions atmosphériques pouvant altérer la qualité de l'air à l'échelle locale et régionale. La combustion de carburants dans les centrales thermiques émet du dioxyde de soufre (SO_2), des oxydes d'azote (NO_x), de l'oxyde de carbone (CO), du dioxyde de carbone (CO_2) et des particules (pouvant contenir des métaux en trace). Les quantités de chacune de ces substances dépendent du type et de la taille de l'installation, du type et de la qualité du carburant utilisé ainsi que de la façon dont celui-ci est brûlé. La dispersion de ces émissions et leur concentration au niveau du sol sont déterminées par une interaction complexe des caractéristiques physiques des cheminées, des propriétés physico-

chimiques des émissions, des conditions météorologiques de l'emplacement ou à proximité de celui-ci au moment où les émissions retombent sur les terres environnantes, des conditions topographiques du terrain sur lequel se trouve la centrale et des espaces avoisinants ainsi que de la nature des récepteurs.

Tableau 3.1 Émission polluants de la production d'électricité en fonction du combustible utilisé (en gramme par Kwh) [61].

	Charbon	Fioul	Gaz naturel
PM₁₀	0,17	0,13	Négligeable
SO_x	1,36	5,26	Négligeable
NO_x	2,22	1,20	0,71
CO₂	1085	866	433

3.5.1 Emission de CO₂ dans les centrales thermiques [62]

Les centrales thermiques alimentées au gaz naturel et au charbon constituent la principale cible car elles émettent à elles seules 40% des émissions mondiales de dioxyde de carbone d'origine anthropogénique. La part croissante du charbon au détriment du gaz naturel comme combustible impliquera que le secteur électrique émettra de plus en plus de CO₂.

L'accroissement des rendements thermiques va dans une certaine mesure collaborer à la diminution des rejets de CO₂ pour chaque kilowattheure produit. Mais il est nécessaire de concevoir, dans le même temps, des procédés permettant de réduire de façon significative les émissions de ce gaz à effet de serre.

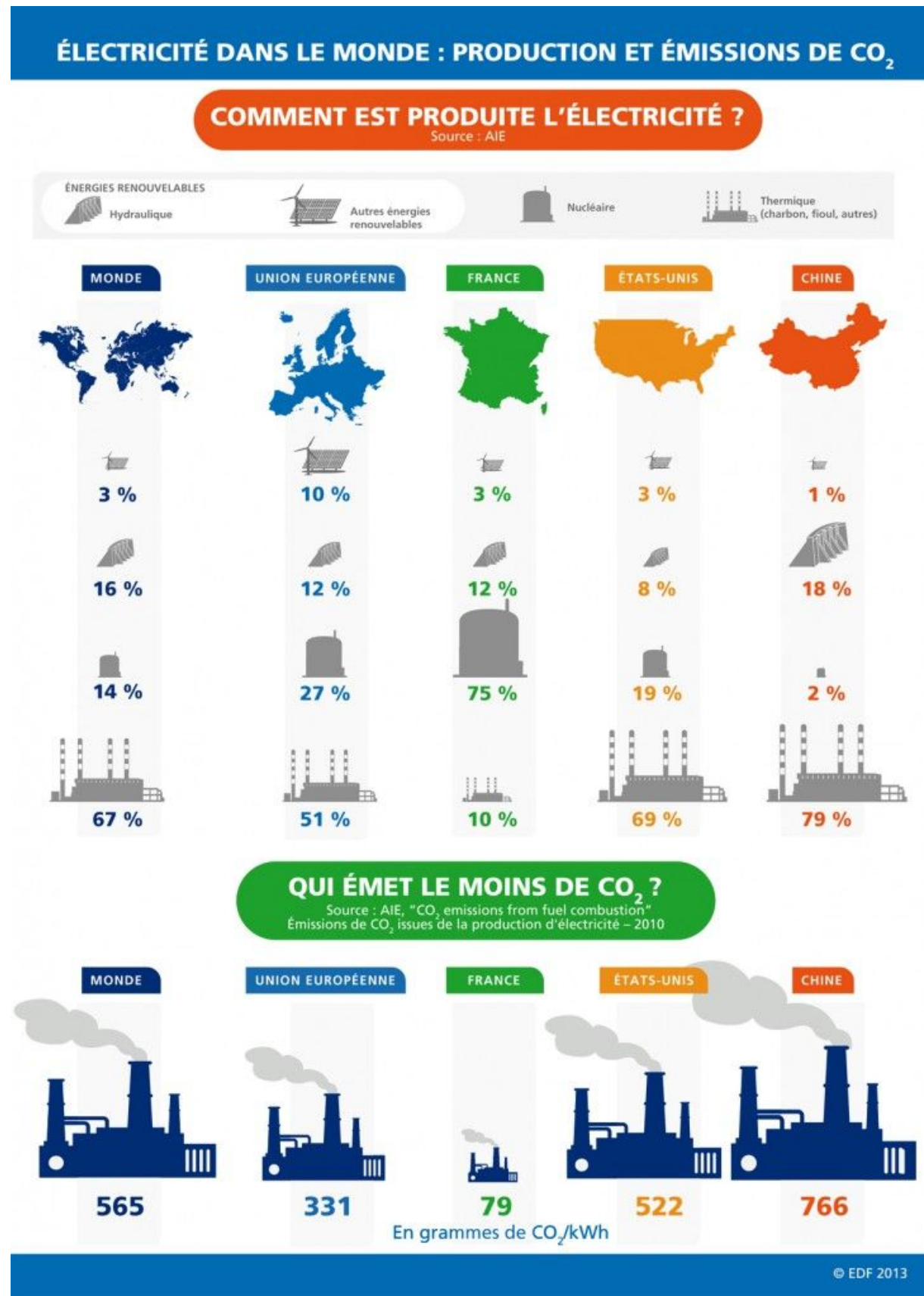


Figure 3.10 Emission de CO₂ par les centrales électriques dans quelques pays [63].

3.5.2 Emission de NO_x dans les centrales thermiques

Les NO_x sont principalement formés au cours de la combustion du charbon, du pétrole ou des hydrocarbures gazeux dans les moteurs des sources fixes (turbines, incinérateurs ...) ou des sources mobiles (voitures, camions, avions).

Environ 4,7 à 7 millions de tonnes par an (30 – 40% des émissions totales de N_2O) sont produites par l'activité humaine : synthèse d'acide adipique pour le Nylon 6,6, usines d'acide nitrique, combustions des carburants fossiles et de la biomasse, utilisation des engrais... [64].

La très grande quantité de NO_x générée par les centrales thermiques apparaît clairement de même que la forte contribution des véhicules à moteurs et des autres moyens de transport. Il faut remarquer que les sources naturelles ne représentent qu'une faible partie des NO_x formés, alors que les activités anthropogènes sont les sources principales d'émissions [65].

3.5.2.3 L'impact sur l'environnement

La déforestation de l'hémisphère nord par dépérissement des arbres est parmi les problèmes écologiques les plus actuels. Les pluies acides en sont certainement la cause la plus probable et la plus importante. Le pH des pluies acides est compris entre 4,5 et 5 (conséquence de la présence de SO_2 et de NO_2 dans l'atmosphère) alors que normalement il est compris entre 5 et 6. Les oxydes d'azote ont un rôle primordial dans la photochimie de la tropo et de la stratosphère

3.5.3 Emission de SO_2 dans les centrales thermiques

Le dioxyde de soufre (SO_2) provient principalement de la combustion de charbon et de fioul (centrales thermiques, installations de combustion industrielles et chauffage individuel). La nature émet également des produits soufrés (volcans) [66].

Le fuel et le charbon (combustibles fossiles) contiennent du soufre qui se transforme en dioxyde de soufre lors de leur combustion [67].

La concentration en soufre varie de quelques ppm dans le gaz naturel à quelques dixièmes de pourcent dans le diesel et le fuel léger et jusqu'à 0,5 à 5% dans les fuels lourds et dans le charbon. Les composés soufrés sont pyrolysés au cours de la phase de volatilisation, lors de la combustion du pétrole ou du charbon. Ils réagissent dans la phase gazeuse pour former majoritairement SO_2 et SO_3 .

La conversion des dérivés soufrés du pétrole en SO_2 est généralement importante (80 – 90%) et elle est relativement indépendante des conditions de combustion. Il faut remarquer que 1 à 4% de SO_2 se transforment en SO_3 qui est très réactif et fortement hygroscopique. SO_3 se combine avec l'eau pour donner l'acide sulfurique sous forme d'aérosol présent dans les brouillards.

3.5.4 La pollution de l'eau

Les rejets d'eau polluée provenant des centrales thermiques se composent le plus souvent d'eau de refroidissement relativement propre qui peut être recyclée ou déversée dans des étendues d'eau avec un minimum d'effets sur la qualité chimique de l'eau. Par contre, il importe d'examiner, lors de l'évaluation de projets de centrales pour lesquelles on envisage un système de refroidissement sans recirculation, les effets de la chaleur résiduelle sur la température de l'eau; la moindre augmentation de température risque de porter gravement atteinte à la faune et à la flore aquatique. Si d'autres effluents émis par des centrales thermiques sont en quantités plus faibles, ils risquent toutefois d'altérer gravement la qualité de l'eau. Les déversements de pétrole ont un impact négatif sur la qualité de l'eau près des centrales alimentées à ce combustible.

3.5.5 Technique de mesure des émissions [68]

De nombreux pays ont voté des lois visant à réduire durablement les émissions des gaz à effet de serre et légiféré sur l'émission de polluants. Ces réglementations (comme le congrès des nouveaux amendements au Clean Air Act en 1990) imposent les règles relatives à l'exploitation des installations et fixent les valeurs limites d'émission des polluants. Par ailleurs, d'autres

prescriptions précisent quelles techniques de mesure peuvent être employées pour la surveillance des émissions.

Le captage des gazes en post-combustion est une option envisageable à court terme. Le lavage de gaz par un solvant chimique ou physique est utilisé depuis de nombreuses années pour la production d'ammoniaque et la purification du gaz naturel. Un procédé de captage post-combustion peut être mis en application sur des centrales existantes sans modifications majeures du système de production électrique.

Dans la cheminée, les polluants HCl, HF, CO, NO_x (NO et NO₂), SO₂, NH₃, la poussière et les grandeurs de référence, telles que la vitesse des gaz, la pression, la température.

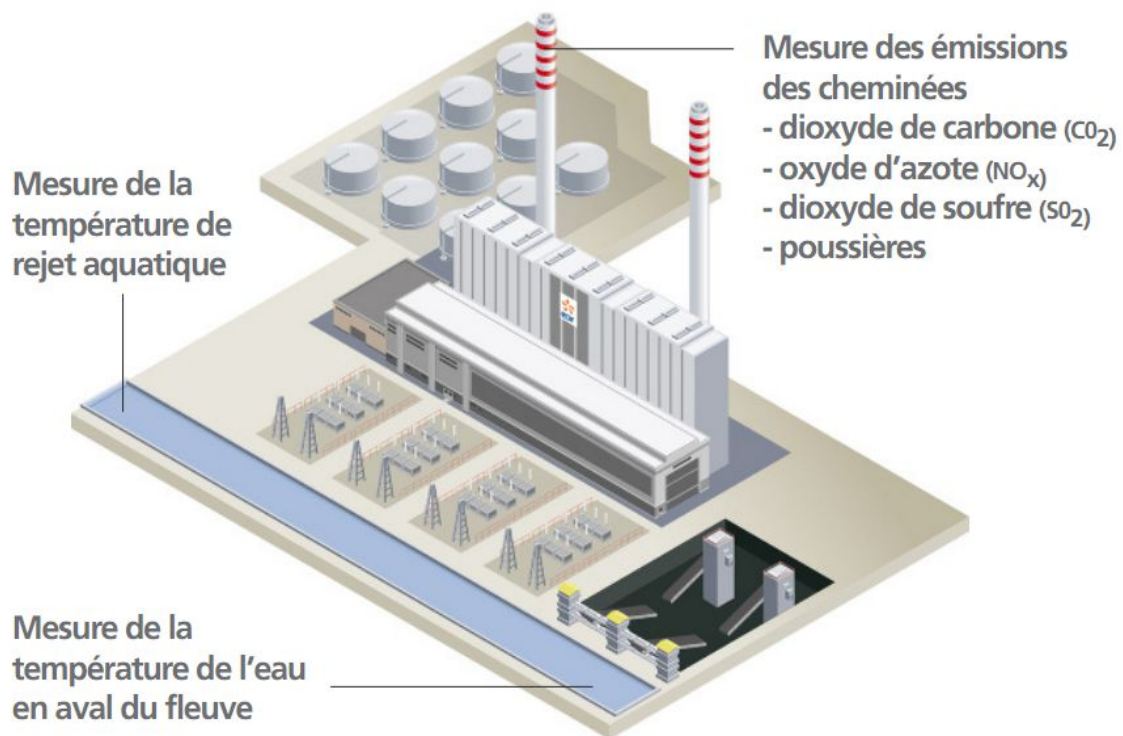


Figure 3.11 Les places des mesures pour les émissions des gazes et de température.

4.5.1 Mesure de la poussière par rétrodiffusion laser

Une diode laser émet une lumière modulée visible sur les particules de poussière dans les gaz à mesurer. Un détecteur ultra sensible mesure la lumière diffusée par les particules et

transmet le signal de mesure à une unité d'évaluation. La compensation du rayonnement ambiant et de la lumière ambiante, le contrôle automatique du point zéro et du point de référence et le contrôle de l'encrassement permettent d'obtenir des résultats de mesure stables et reproductibles.

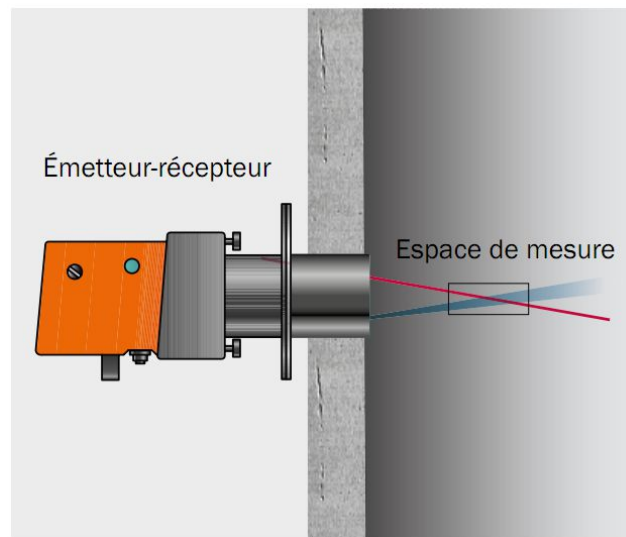


Figure 3.12 Mesure par rétrodiffusion laser

4.5.2 Mesure par spectrométrie à absorption par résonance UV

Le principe de mesure de la spectrométrie à absorption par résonance UV dans le photomètre extractif à froid. Elle repose sur le fait que de nombreux gaz présentent une caractéristique d'absorption spécifique dans le spectre de la lumière ultraviolette. Le gaz de mesure est donc exposé à la lumière ultraviolette. La sélection de la longueur d'onde et la mesure de l'absorption permettent de déterminer la concentration d'un composant gazeux. Ainsi, l'analyseur mesure les concentrations en gaz d'éléments tels que le NO_2 , le NH_3 , le SO_2 et le H_2S [69].

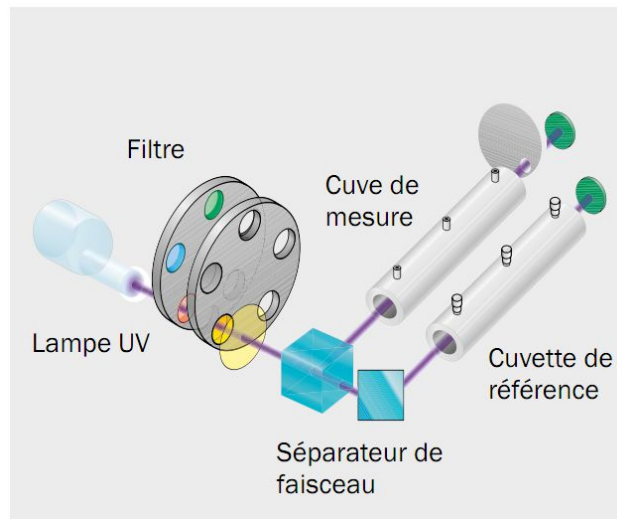


Figure 3.13 Mesure par Spectrométrie à absorption par résonance

4.5.3 Mesure par spectroscopie d'absorption atomique à effet Zeeman

Une lampe à décharge Hg diffuse un spectre spécifique à l'élément qui permet de réaliser des mesures de mercure particulièrement sensibles. Le champ magnétique créé autour de la lampe à décharge produit une longueur d'onde de référence supplémentaire (effet Zeeman) qui se trouve en-dehors de la plage d'absorption des atomes Hg. Ceci permet de compenser parfaitement les interférences et le vieillissement de la lampe ou l'encrassement [69].

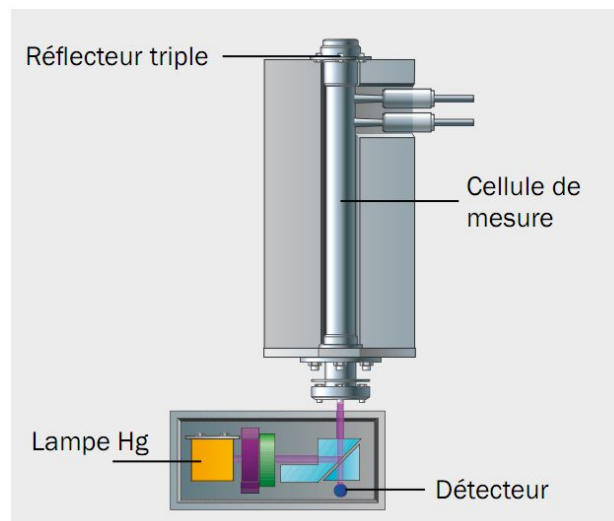


Figure 3.14 Mesure par Spectroscopie d'absorption atomique à effet Zeeman.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit l'étude technique, économique et environnementale des centrales thermiques. Pour l'étude technique, nous avons mentionné les différents types des centrales thermiques selon ses constructions, ses fonctionnements, et ses besoins pour les matières premières, puis nous avons expliqué la côté économique des centrales thermique tel que le cout des combustibles, le coût fixe, le coût marginal et la capacité des investissements.

Finalement, l'étude environnemental a été présentée et détaillé afin de connaître l' impact des émissions des gazes comme CO_2 , NO_x et SO_2 sur l' environnement, et dans autre part la pollution des eaux à cause de la refroidissement.

Chapitre 4

Le dispatching économique : formulation et solution

Chapitre 4

Le dispatching économique : formulation et solution

4.1 Introduction

Le problème de dispatching économique dans ces version statique et dynamique occupe dans nos jours une place déterminante dans la stratégie concurrentielle de l'entreprise, qui se trouve face à face à la libéralisation du secteur d'électricité donc face à une concurrence acharnée, soit pour les nouvelles restrictions liées à l'environnement qu'elle doit les respecter (la diminution du taux des gaz toxiques libérés dans l'atmosphère par les centrales de production) [70].

L'objectif principal de problème de dispatching économique dynamique est la minimisation du coût total du combustible, tout en satisfaisant les contraintes du système. Le coût du combustible d'une centrale thermique est souvent exprimé en fonction quadratique ou cubique de la puissance active des unités génératrices [71, 72].

Une nouvelle vision a été présentée comme une solution global avec la considération de tous les constraints (contraintes de charge, contraintes économiques, contraintes de fonctionnement et contrainte écologiques). Cette vision est appelée « l'optimisation multiobjectif au dispatching économique » et présentée par des méthodes et des algorithmes comme l'algorithme génétique (GA) [73], l'approche de récursive simple [74], les algorithmes évolutionnaires multiobjectifs (MOEA) [75], l'algorithme génétique retrouvée (RGA) [76], l'optimisation par l'essaim des particules (PSO) [77], l'optimisation par la Biogéographie basée (BBO)[78], l'évolution différentiel (DE) [79] , la colonie de Bee artificiel (ABC) [80],

l'algorithme de recherche gravitationnel (GSA) [81], l'optimisation par l'essaim des particules parallèles et synchronisés (PSPSO) [82], l'optimisation hybride par multi-essaim des particules (HMSO) [83], et la technique globale (GT) [84].

4.2 Le modèle mathématique de dispatching économique

4.2.1 Le courbe de coût du combustible

La caractéristique entrée – sortie d'une unité thermique est représentée par un graphe qui relie le taux du combustible à l'entrée (en Btu/h) avec la puissance électrique à la sortie (en MW) de l'unité [85].

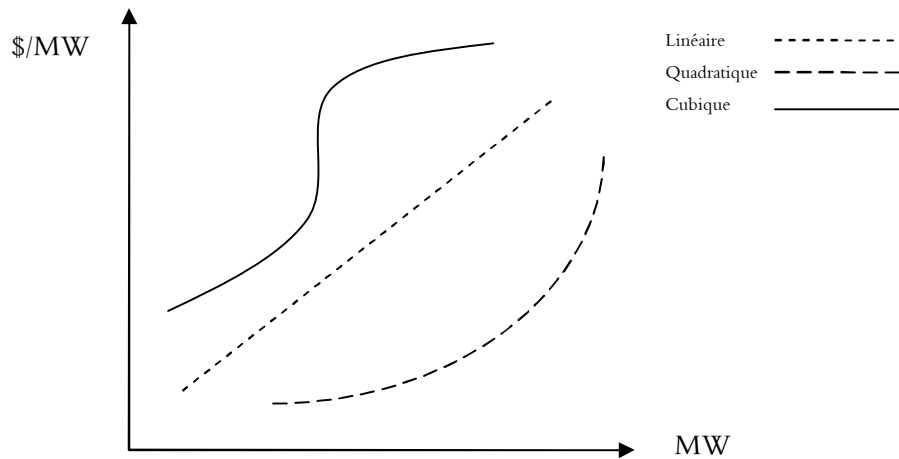


Figure 4.1 Les trois Types de courbe de coût du combustible.

- Fonction linéaire:

$$F_i(P_i) = a_i P_i + b_i \quad (4.1)$$

- Fonction quadratique:

$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (4.2)$$

- Fonction cubique:

$$F_i(P_i) = a_i P_i^3 + b_i P_i + c_i P_i^2 + d_i \quad (4.3)$$

4.3 Méthodes de résolution de dispatching économique sans pertes

La solution du dispatching économique est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation,

- le premier type utilise le gradient (fonction de Lagrange) comme : La méthode de Kuhn–Tucker et la méthode de gradient.
- Le deuxième type utilise les itérations (minimisation sans gradient) : la méthode d'itération de Lambda.

4.3.1. La méthode de Kuhn–Tucker [86]

On peut constater que le problème d'optimisation est non-linéaire et soumis à des contraintes d'égalité et d'inégalité. En effet, il faut que :

$$\sum_i P_{Gi} = D \quad (4.4)$$

et que :
$$P_i^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_i^{\max} \quad (4.5)$$

tel que :

P_{Gi} : La puissance générée dans la centrale i.

D : La puissance demandée.

$P_i^{\min}$: La puissance maximale générée dans la centrale i.

$P_i^{\max}$: La puissance minimale générée dans la centrale i.

La méthode de « Kuhn–Tucker » consiste à construire le *Lagrangien* qui tient compte des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité :

$$L(P_{Gi}, \lambda) = C + \lambda(D - \sum_i P_{Gi}) \quad (4.6)$$

$$L(x, \lambda, \beta) = f(x) + \lambda.h(x) + \sum_i \beta_i g_i(x)_L \quad (4.7)$$

$f(x) = C$ où est la *fonction à optimiser*,

$h(x) = D - \sum_i P_{Gi}$ est la *contrainte d'égalité* mis sous la forme $h(x) = 0$, et $g(x)$ sont les *contraintes d'inégalité* (équation (4.5)) mis sous la forme $g(x) \leq 0$.

Notre fonction à optimiser est bien entendu *le coût total* défini par :

$$C = \sum_i C_i(P_{Gi}) \quad (4.8)$$

avec :

$$C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (4.9)$$

Pour ensuite atteindre l'optimum, il suffit pour commencer de l'évaluer en négligeant les contraintes d'inégalité ($\beta_i = 0$). Si cet optimum vérifie les contraintes d'inégalité, il s'agit de la solution recherchée. Dans le cas contraire, on transforme certaines inégalités non-vérifiées en égalités (pour imposer ces inégalités à leurs limites) et on recalcule un nouvel optimum en tenant compte de ces nouvelles égalités. L'optimum sera atteint dès que toutes les contraintes d'inégalités seront vérifiées.

En effet, pour trouver le premier optimum des P_{Gi} (en négligeant donc les contraintes d'inégalité), il faut dériver notre Lagrangien en fonction des P_{Gi} et du coefficient de Lagrange λ , et annuler ces dérivées de sorte à obtenir les conditions sur l'optimum suivantes :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = D - \sum_i P_{Gi} = 0 \quad (4.11)$$

La dérivée $\frac{dC_i}{dP_{Gi}}$ est connue sous le nom de « coût incrémental ». Elle représente l'accroissement du coût correspondant à la production d'une unité de puissance supplémentaire.

Si on reprend la première condition, on peut calculer :

$$\lambda = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = b_i + 2c_i P_{Gi} \quad (4.12)$$

$$\Rightarrow P_{Gi} = \frac{(\lambda - b_i)}{2c_i} \quad (4.13)$$

En reprenant ensuite la seconde condition, on a :

$$D = \sum_i P_{Gi} = \sum_i \frac{(\lambda - b_i)}{2c_i} \quad (4.14)$$

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(\sum_i \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(D + \sum_i \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right) \quad (4.15)$$

L'expression (4.15) nous donne donc l'ensemble des P_{Gi} minimisant le coût total (contraintes d'inégalité négligées) et constituant notre premier optimum, n'est pas calculable dans le cas où ci est nul. Or ce coefficient pourrait être nul pour quelques centrales.

Nous arrivons donc à la conclusion que la méthode d'optimisation de « Kuhn-Tucker » n'est pas adaptée à tous les problèmes.

4.3.2 Fonction de Lagrange [87]

Afin d'établir les conditions nécessaires pour une valeur optimale de la fonction objective, on ajoute la contrainte à la fonction objective en multipliant la contrainte par un coefficient indéterminé. Cette nouvelle fonction objective est dite **fonction de Lagrange**.

$$L = C + \lambda \phi \quad (4.16)$$

Les conditions nécessaires pour une valeur optimale de la fonction objective sont :

1. Les premières dérivées de la fonction de Lagrange par rapport aux variables indépendantes correspondantes doivent être égales à zéro. Dans ce cas, il y a $N + 1$ variables, les N valeurs de puissance générée, P_n , plus le coefficient indéterminé de Lagrange λ .

2. La dérivée de la fonction de Lagrange par rapport au coefficient indéterminé régénère simplement l'équation de la contrainte d'égalité.

D'autre part les N équations qui résultent en dérivant partiellement la fonction de Lagrange par rapport aux puissances P_{Gi} , donne l'ensemble d'équations suivant :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad (4.17)$$

Ou :

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad (4.18)$$

La condition nécessaire pour l'existence d'un coût minimum pour le système de puissance thermique est que le coût marginal de toutes les unités soit égal à une certaine valeur indéterminée, λ . Bien sûr, à cette condition nécessaire on doit ajouter l'équation de la contrainte d'égalité (la somme des puissances générées doit être égale à la puissance demandée par la charge). En outre, il y a deux inégalités qui doivent être satisfaites pour chacune des unités. La puissance générée de chaque unité doit être supérieure ou égale à la puissance minimale admise, et aussi doit être inférieure ou égale à la puissance maximale admise.

Ces conditions et inégalités peuvent être récapitulées comme suivant :

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad N \text{ équations} \quad (4.19)$$

$$P_i^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_i^{\max} \quad 2N \text{ inégalités} \quad (4.20)$$

$$\sum_i P_{Gi} = D \quad 1 \text{ équation} \quad (4.21)$$

Quand on identifie les contraintes d'inégalité, donc les conditions nécessaires peuvent être augmentées légèrement comme illustré dans l'ensemble des équations suivant :

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad \text{pour} \quad P_{\min i} \leq P_{Gi} \leq P_{\max i} \quad (4.22)$$

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} \leq \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi} = P_{\max i} \quad (4.23)$$

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} \geq \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi} = P_{\min i} \quad (4.24)$$

4.3.3 La méthode du gradient [88]

Le problème consiste donc à trouver un minimum global de la fonction erreur E entre la fonction $f(t)$ et les points « target ». La méthode du gradient est l'une des principales méthodes pour déterminer cette région d'optimisation.

En effet, afin de minimiser une fonction à partir d'une solution approchée, le plus simple est de suivre la ligne de *plus grande pente*. D'un point de vue mathématique, la pente d'une fonction correspond à la dérivée de cette dernière. Si l'on se place dans le cadre d'une fonction ayant plusieurs paramètres, la dérivée devient un vecteur : le gradient de la fonction. Chaque élément de ce vecteur correspond alors à la dérivée partielle de la fonction selon l'un de ses paramètres.

Soit f une fonction (suffisamment dérivable) dont on recherche un minimum. La méthode du gradient construit une suite x_n qui doit en principe s'approcher du minimum. Pour cela, on part d'une valeur quelconque x_0 et l'on construit la suite :

$$x_{n+1} = x_n - \rho f'(x_n) \quad (4.25)$$

Où ρ est une valeur "bien" choisie réelle non nulle.

On a $f(x_{n+1}) = f(x_n - \rho f'(x_n)) \approx f(x_n) - (\rho f'(x_n))^2$ d'après le théorème des approximations finies si $\rho f'(x_n)$ est "suffisamment" petit.

On voit que, sous réserve de la correction de l'approximation, $f(x_{n+1})$ est inférieur à $f(x_n)$

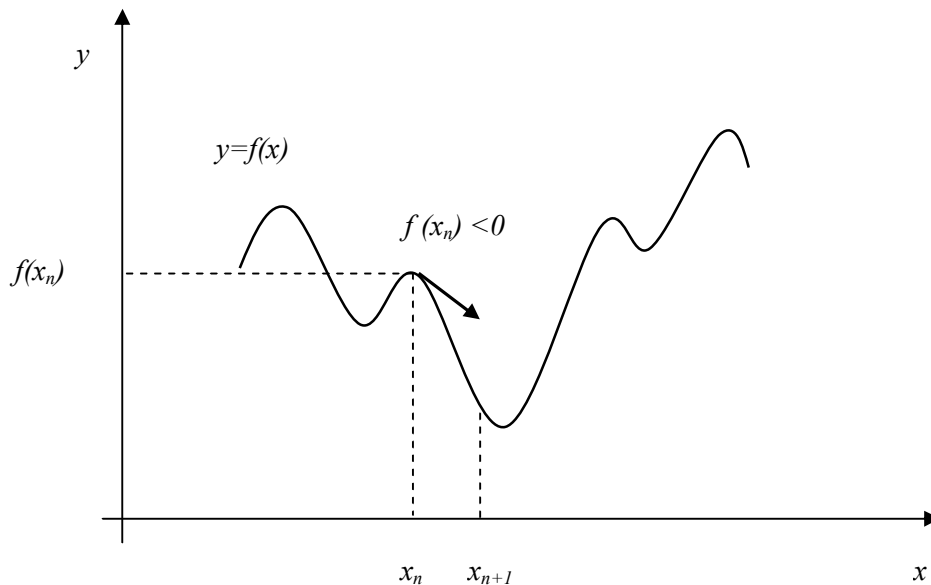


Figure 4.2 La méthode du gradient.

On remarque qu' x_{n+1} est d'autant plus éloigné de x_n que la pente de la courbe en x_n est grande. On peut décider d'arrêter l'itération lorsque cette pente est suffisamment faible (en dimension 2 par exemple, un minimum correspond à une *pente nulle*).

Appliquant la méthode du gradient au dispatching économique, la fonction d'objet sera :

$$\min C = \sum_{i=1}^N C_i(P_{Gi}) \quad (4.26)$$

La contrainte est la fonction de puissances actives :

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = D \quad (4.27)$$

Premièrement, on doit construire la fonction de Lagrange :

$$L = C + \lambda \left(D - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \right) = \sum_{i=1}^N C_i(P_{Gi}) + \lambda \left(D - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \right) \quad (4.28)$$

Le gradient de la fonction de Lagrange est :

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_{G1}} \\ \frac{\partial L}{\partial P_{G2}} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_{GN}} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial C_1(P_{G1})}{\partial P_{G1}} \\ \frac{\partial C_2(P_{G2})}{\partial P_{G2}} \\ \vdots \\ \frac{\partial C_N(P_{GN})}{\partial P_{GN}} \\ D - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Pour utiliser le gradient ∇L pour la solution du dispatching économique, les valeurs initiales $P_{G1}^0, P_{G2}^0, \dots, P_{GN}^0$ et λ^0 doivent être données. Les nouvelles valeurs seront calculées avec les équations suivantes : $x^1 = x^0 - \varepsilon \nabla L$.

4.3.4. La méthode d'itération de Lambda [89]

La méthode d'itération de Lambda est une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et trouver le dispatching économique optimal des générateurs.

Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : Gauss-Seidel et Newton – Raphson, Lambda itération n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante c'est-à-dire il n'y a pas une équation qui calcule la valeur suivante en fonction de la valeur précédente. La valeur suivante est prédéfinie par *intuition*, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu.

On va maintenant discuter comment trouver le dispatching économique optimal utilisant la méthode d'itération de Lambda.

- la méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur.

– la méthode commence avec des valeurs de λ en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optimale

On choisit λ^L et λ^H tel que :

$$\sum_{i=1}^M P_{Gi}(\lambda^L) - D < 0 \quad \text{et} \quad \sum_{i=1}^M P_{Gi}(\lambda^H) - D > 0 \quad (4.30)$$

On pose :

$$\lambda^M = \frac{\lambda^L + \lambda^H}{2} \quad (4.31)$$

Si :

$$\sum_{i=1}^M P_{Gi}(\lambda^M) - D > 0$$

On pose :

$$\lambda^H = \lambda^M$$

Si :

$$\sum_{i=1}^M P_{Gi}(\lambda^M) - D < 0$$

On pose

$$\lambda^L = \lambda^M$$

On refait le calcul jusqu'à

$$|\lambda^L - \lambda^M| > \varepsilon \quad (4.32)$$

D'où ε est la tolérance de convergence.

4.4 Le dispatching économique avec pertes

4.4.1 Dispatching économique avec des pertes constantes

Les pertes de puissances dans les lignes de transport varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et la charge. Ainsi, contrairement à celui sans perte, le dispatching économique avec perte tient compte de la topographie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un facteur de pénalité. La justification physique de ce

facteur de pénalité s'explique par le fait qu'à cause des pertes, il peut être plus intéressant de produire pour plus cher près du lieu de consommation que loin et pour moins cher. Le dispatching économique avec perte est un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale. Si on prend en considération les pertes de puissance constantes, on doit évaluer celles-ci et les inclure dans la demande.

$$\begin{aligned}
 F(x) : \sum_{i=1}^N C_i &= \sum_{i=1}^N a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \\
 g(x) : \sum_{i=1}^N P_{Gi} &= D + P_L \\
 h(x) : P_i^{\min} &\leq P_{Gi} \leq P_i^{\max}, i = 1, \dots, N
 \end{aligned} \tag{4.33}$$

L'équation résultante de l'optimisation:

$$\left\{ \begin{aligned}
 L &= F + \lambda \left(D + P_L - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \right) + \sum_{i=1}^N \mu_{i\max} (P_i^{\max} - P_{Gi}) + \sum_{i=1}^N \mu_{i\min} (P_{Gi} - P_i^{\min}) \\
 P_{Gi} &< P_i^{\max} \Rightarrow \mu_{i\max} &= 0 \\
 P_{Gi} &> P_i^{\min} \Rightarrow \mu_{i\min} &= 0
 \end{aligned} \right. \tag{4.34}$$

Les conditions nécessaires pour trouver le minimum sont:

$$\left\{ \begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} &= 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial \mu_{i\max}} &= P_{Gi} - P_i^{\max} = 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial \mu_{i\min}} &= P_{Gi} - P_i^{\min} = 0
 \end{aligned} \right. \tag{4.35}$$

Quand les limites du générateur ne sont pas satisfaites:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} &= 0 = \frac{\partial C}{\partial P_{Gi}} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} - 1 \right) \\
 \frac{\partial C}{\partial P_{Gi}} &= \frac{\partial}{\partial P_{Gi}} (f_1 + f_2 + \dots + f_N) = \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}}
 \end{aligned} \tag{4.36}$$

$$\bullet \quad \lambda = \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} = L_i \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} \quad (4.37)$$

Avec :

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \quad (4.38)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 = D + P_L - \sum_{i=1}^N P_{Gi}$$

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = D + P_L$$

et l'algorithme de résolution de problème qui a été utilisé dans le problème sans pertes peut être utilisé dans ce problème, seulement on va modifier la puissance générée comme suit:

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(\sum_{i=1}^N \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(D + P_L + \sum_{i=1}^N \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right) \quad (4.39)$$

4.4.2 Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissances générées

Dans les réseaux électriques réels les générateurs sont situés loin du centre de la charge électrique, alors les pertes de transport deviennent importantes.

On appelle ainsi une méthode d'usage courant dans certains réseaux dont la production est essentiellement thermique tels que les réseaux de l'Est des U.S.A. [90].

Elle a l'avantage d'être simple, mais elle repose sur des hypothèses qu'on ne peut considérer comme acceptables que dans les réseaux que l'on vient de définir et, même là, à condition d'être rectifiée plusieurs fois par jour.

L'idée de base c'est que les pertes étant une fonction quadratique des courants transités :

$$P_L = \sum r_{ij} I_{ij}^2 \quad (4.40)$$

Elles doivent être approximativement aussi une fonction quadratique des puissances produites, car les variations des modules des courants I s'écartent peu, en fonction des puissances actives P_i d'une loi linéaire de variation.

Une expression courante des pertes :

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{G1} & \cdots & \cdots & P_{GN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{11} & \cdots & \cdots & B_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{N1} & \cdots & \cdots & B_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ \vdots \\ \vdots \\ P_{GN} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_{10} & \cdots & \cdots & B_{N0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} + B_{00} \quad (4.41)$$

La forme la plus simple de ces pertes est:

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (4.42)$$

Une deuxième forme plus précise dite la formule de Kron est la suivante

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{j=1}^N B_{j0} P_{Gi} + B_{00} \quad (4.43)$$

B_{ij} : coefficient des pertes de la ligne ij .

B_{j0} : coefficient des pertes des impédances shunt liées au nœud i .

B_{00} : constante représentant les pertes du système lorsque la demande de la charge est nulle, les pertes résultantes des courants de ligne causés par le mouvement de la puissance réactive.

Le facteur de pénalité L_i est en fonction de l'accroissement de perte de transmission:

$$L_i = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right)^{-1} \quad (4.44)$$

Le minimum du coût est obtenu quand l'accroissement du coût de chaque centrale multipliée par son facteur de pénalité est le même pour toutes les centrales de production en service.

$$\begin{aligned}
 P_L &= \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{j=1}^N B_{j0} P_{Gi} + B_{00} \\
 \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} &= 2 \sum_{i=1}^N B_{ij} P_{Gj} + B_{0j} \\
 \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} &= b_i + 2c_i P_{Gi} \\
 \lambda &= \frac{\partial f_i}{\partial P_{Gi}} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = b_i + 2c_i P_{Gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^N B_{ij} P_{Gj} + B_{0j}
 \end{aligned} \tag{4.45}$$

On a :

$$\sum_{i=1}^N B_{ij} P_{Gi} = B_{ii} P_{Gi} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} P_{Gi} \tag{4.46}$$

On réarrange l'équation (II.44) on aura:

$$\left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_{Gi} + \sum_{i=1}^N B_{ij} P_{Gj} = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda} \right) \tag{4.47}$$

On peut écrire les équations sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \frac{c_1}{\lambda} + B_{11} & B_{11} & \cdots & B_{1N} \\ B_{21} & \frac{c_2}{\lambda} + B_{22} & \cdots & B_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{N1} & B_{N2} & \cdots & \frac{c_N}{\lambda} + B_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{GN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{b_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0N} - \frac{b_N}{\lambda} \end{bmatrix} \tag{4.48}$$

Si ces facteurs de pénalité sont calculés qu'une seule fois avant d'exécuter le dispatching en utilisant les informations prise de l'écoulement de puissance les solutions trouvées certes sont très proches de la solution optimale mais elles ne prennent pas vraiment avec exactitude l'effet des

pertes avec la variation de la puissance générée d'où l'intérêt de la mise à jour du calcul de coefficient **B** et le recalcul du dispatching jusqu'à ce que la variation de la puissance du jeu de barres de référence sera négligeable.

4.5 Le coût du combustible avec l'effet d'ouverture des vannes

D'habitude, les grandes centrales thermiques disposent de plusieurs vannes d'admission de vapeur, qui sont utilisées pour le contrôle de la puissance délivrée par l'unité. Chaque fois que l'on commence à ouvrir une vanne d'admission, on enregistre une augmentation soudaine des pertes et il en résulte alors des ondulations dans la courbe de coût du combustible. Avec l'ouverture graduelle de la vanne, ces pertes diminuent progressivement jusqu'à ce que la vanne soit complètement ouverte [91].

La figure 4.3 montre la courbe de coût typique d'une unité thermique avec cinq vannes d'admission de vapeur.

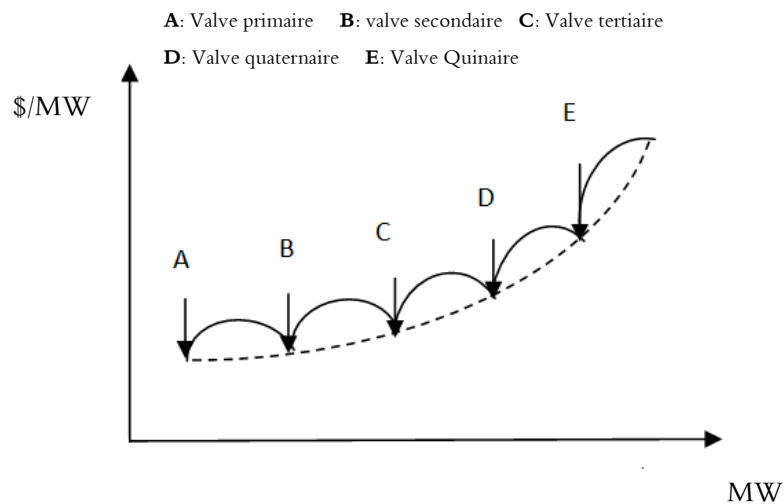


Figure 4.3 L'effet d'ouverture des vannes.

L'effet d'ouverture de vanne est souvent modélisé en ajoutant une composante sinusoïdale à la fonction quadratique de base [92].

$$F_i(P) = a_i P_i^2 + b_i P + c_i + |e_i \times \sin(f_i(P_{i\min} - P_i))| \quad (4.49)$$

Où a_i , b_i , c_i , e_i et f_i sont les coefficients de coût de l'unité génératrice i .

4.6 Le modèle mathématique de dispatching environnemental

La quantité des émissions des gaz toxiques peut être mathématiquement représentée comme fonction des puissances électriques générées.

- Fonction quadratique:

$$E_i(P_i) = \alpha_i P_i^2 + \beta_i P_i + \gamma_i \quad (4.50)$$

- Fonction cubique:

$$E_i(P_i) = \alpha_i P_i^3 + \beta_i P_i^2 + \gamma_i P_i + \sigma_i \quad (4.51)$$

- Fonction avec l'effet des vannes :

$$E_i(P_i) = \alpha_i P_i^2 + \beta_i P + \gamma_i + \eta_i \times \exp(\delta_i \times P_i) \quad (4.52)$$

4.6.1 Le dispatching économique environnemental (DEE)

6.1.1 Le dispatching économique environnemental combiné

Les gaz toxiques libérés par les unités thermiques dues aux combustibles fossiles telles que SO_2 , NO_x et CO_2 peuvent individuellement contribuer à la réduction des émissions mondiales par les équations suivantes [93] :

$$E_{\text{SO2}i}(P_i) = \alpha_{\text{SO2}i} P_i^3 + \beta_{\text{SO2}i} P_i^2 + \gamma_{\text{SO2}i} P_i + \sigma_{\text{SO2}i} \quad (4.53)$$

$$E_{\text{NOx}i}(P_i) = \alpha_{\text{NOx}i} P_i^3 + \beta_{\text{NOx}i} P_i^2 + \gamma_{\text{NOx}i} P_i + \sigma_{\text{NOx}i} \quad (4.54)$$

$$E_{\text{CO2}i}(P_i) = \alpha_{\text{CO2}i} P_i^3 + \beta_{\text{CO2}i} P_i^2 + \gamma_{\text{CO2}i} P_i + \sigma_{\text{CO2}i} \quad (4.55)$$

$$F_{Ti}(P_i) = F_i(P_i) + h_{\text{SO2}i} E_{\text{SO2}i}(P_i) + h_{\text{NOx}i} E_{\text{NOx}i}(P_i) + h_{\text{CO2}i} E_{\text{CO2}i}(P_i) \quad (4.56)$$

où h_{SO_2i} , h_{NO_xi} et h_{CO_2i} sont des facteurs de pénalité pour le SO_2 , NO_x et CO_2 , respectivement, mêlant les coûts d'émission avec les coûts de combustible fossile.

On dit qu'il y a plusieurs modèles pour les facteurs de pénalité, et on cite 3 modèles principaux [94] :

Max/Max :

Forme couramment utilisée pour le facteur de pénalité de prix h_i est le rapport entre le coût maximum de combustible fossile et d'émission maximum de générateur correspondant :

$$h_{SO_2i} = \frac{F_i(P_{Maxi})}{E_{SO_2i}(P_{Maxi})} \quad (4.57)$$

$$h_{NO_xi} = \frac{F_i(P_{Maxi})}{E_{NO_xi}(P_{Maxi})} \quad (4.58)$$

$$h_{CO_2i} = \frac{F_i(P_{Maxi})}{E_{CO_2i}(P_{Maxi})} \quad (4.59)$$

Min/Max :

Ce projet suggère un autre facteur de pénalité de prix "Min / Max" compte tenu du problème de répartition multi-objectifs. Elle est formulée comme suit:

$$h_{SO_2i} = \frac{F_i(P_{Mini})}{E_{SO_2i}(P_{Maxi})} \quad (4.60)$$

$$h_{NO_xi} = \frac{F_i(P_{Mini})}{E_{NO_xi}(P_{Maxi})} \quad (4.61)$$

$$h_{CO_2i} = \frac{F_i(P_{Mini})}{E_{CO_2i}(P_{Maxi})} \quad (4.62)$$

Moyenne :

Un autre facteur de pénalité est utilisé qui peut être calculée par la moyenne des prix "Max / Max" et "Min / Max" facteurs de pénalité proposées pour résoudre le problème multi-objectif dispatching économique comme suit:

$$h_{MoySO2i} = \frac{[F_i(P_{Maxi})/E_{SO2i}(P_{Maxi})] + [F_i(P_{Mini})/E_{SO2i}(P_{Maxi})]}{2} \quad (4.63)$$

$$h_{MoyNOxi} = \frac{[F_i(P_{Maxi})/E_{NOxi}(P_{Maxi})] + [F_i(P_{Mini})/E_{NOxi}(P_{Maxi})]}{2} \quad (4.64)$$

$$h_{MoyCO2i} = \frac{[F_i(P_{Maxi})/E_{CO2i}(P_{Maxi})] + [F_i(P_{Mini})/E_{CO2i}(P_{Maxi})]}{2} \quad (4.65)$$

6.1.2 Le dispatching économique environnemental par La moyenne pondérée

Le problème mentionné ci-dessus par l'optimisation multi-objectif peut être converti en un problème d'optimisation par un objectif unique [95] en introduisant des facteurs de moyenne pondérée comme suit:

$$F(x) = \sum_{i=1}^n w_i f_i(x) ; w_i > 0, i = 1 \dots n \quad (4.65)$$

$$P = [P_1, P_2, \dots, P_n]^T ; \min F = [F_F, F_{SO2}, F_{NOX}, F_{CO2}] \quad (4.66)$$

$$F_{Ti}(P_i) = w_1 F(P_i) + w_2 E_{SO2i}(P_i) + w_3 E_{NOxi}(P_i) + w_4 E_{CO2i}(P_i) \quad (4.67)$$

avec : $w_1 + w_2 + w_3 + w_4 = 1$

Où w_1 , w_2 , w_3 et w_4 sont facteurs de moyenne pondérée pour le coût, SO_2 , NO_x et de CO_2 , respectivement, mélangeant les coûts d'émission avec le coût de combustible fossile.

4.7 Le dispatching dynamique

Le dispatching économique dynamique (DED) est une extension du problème de dispatching économique qui vise à programmer les unités thermiques en service avec la demande de la charge prévue au cours d'une période de planification donnée à un coût d'exploitation minimum [96].

Le problème de dispatching économique dynamique est la minimisation de cout de production de N unité thermique sur une période de planification « T » donnée comme suite :

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N F_i(P_i^T) \quad (4.68)$$

On tient compte des contraintes suivantes:

➤ *Contrainte d'équilibre ou balance de puissance :*

La production totale dans un intervalle de temps « t » doit satisfaire la demande et les pertes de transport.

Cette contrainte est exprimée par :

$$\sum_{i=1}^N P_i^t - D_T - P_L^t = 0 \quad (4.69)$$

4.7.1 Diagramme de charge [97]

Le diagramme de charge est un des éléments essentiels utilisés par le dispatching national en vue de la gestion optimisée du parc des centrales de production. Il y a plusieurs types de diagramme de charge, la plupart donnent la puissance quart-horaire appelée ou l'énergie consommée en fonction soit de l'heure (figure 4.4), soit du jour soit du mois.

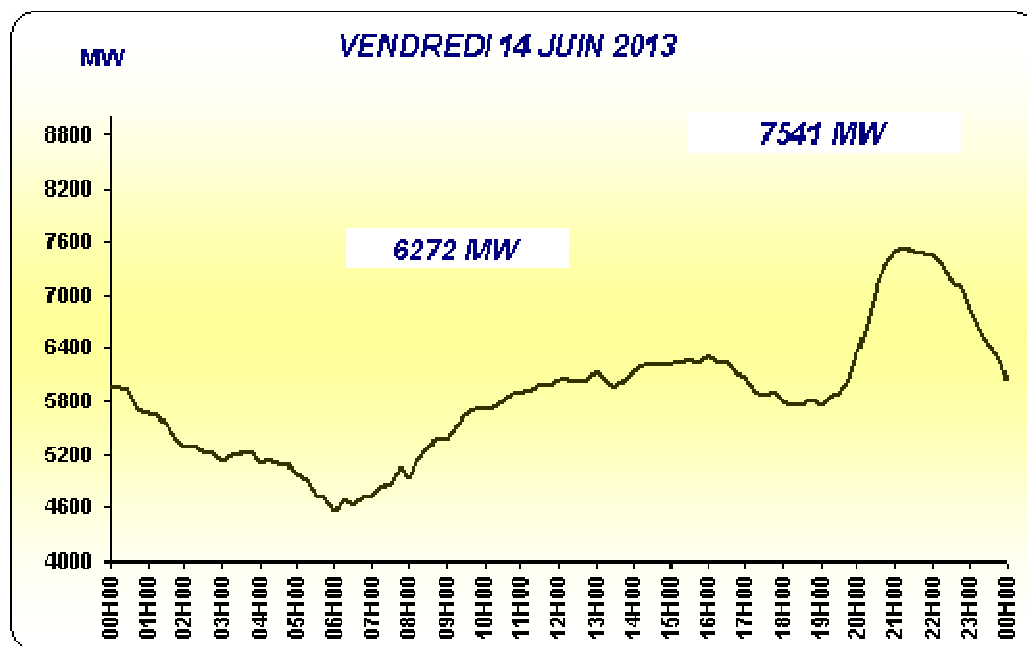


Figure 4.4 Diagramme de charge [98].

4.8 Le dispatching économique dans un marché de l'électricité

La dérégulation du marché de l'électricité va progressivement mettre fin à l'ancienne structure verticalement intégrée. Elle a impliqué une séparation entre la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, [99, 100]. Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, les prix devraient progressivement remplacer la planification centralisée et piloter les investissements décentralisés en capacité de production. Les prix jouent désormais un rôle fondamental. Ils sont censés renseigner les participants sur le moment, la quantité mais aussi le type d'unités qu'il faut construire, [101].

Le système d'enchères dans un marché de l'électricité peut être modélisé comme suivant [102] :

$$PF = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{j=1}^{N_c} BC_j(D_j^t) - \sum_{i=1}^{N_g} BG_i(P_i^t) \right] \quad (4.70)$$

Où :

N_c : le nombre des consommateurs.

N_g : le nombre des générateurs.

D_j^t : la quantité d'enchère de consommateur j à période t.

P_i^t : la quantité d'enchère de générateur i à période t.

BC_j : la fonction d'enchère soumis par le consommateur j.

BG_i : la fonction d'enchère soumis par le générateur i.

Le dispatching économique a été présenté par l'équation () :

$$BG_i(P_i^t) = a_{gi} (P_i^t)^2 + b_{gi} P_i^t + c_{gi} \quad (4.71)$$

La fonction d'enchère soumis par le consommateur peut être approchée pour être une fonction quadratique. Symboliquement, il est représenté sous la forme :

$$BC_i(D_i^t) = a_{ci} (D_i^t)^2 + b_{ci} D_i^t \quad (4.72)$$

et que :

$$D_{i \min}^t \leq D_i^t \leq D_{i \max}^t \quad (4.73)$$

$D_i^{\min}$: La demande minimale de consommateur i à période t .

$D_i^{\max}$: La demande maximale de consommateur i à période t .

4.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit la formulation et la solution de dispatching économique et environnementale.

Le dispatching économique dynamique est un problème d'optimisation complexe, dont l'importance augmente à mesure que la concurrence entre les compagnies de production d'électricité s'intensifie. Il est destiné à obtenir une répartition optimale de la production sur un intervalle de temps donné, entre les unités génératrices pour répondre à la demande de la charge.

Nous avons présenté la nouvelle vision de dispatching économique comme une solution global avec la considération de tous les constraints (contraintes de charge, contraintes économiques, contraintes de fonctionnement et contrainte écologiques).

Par une part complémentaire, nous avons présenté la solution de dispatching économique dans les systèmes des enchères ou bien le marché de l'électricité avec ses objectives.

Chapitre 5

Résultats et interprétations

Chapitre 5

Résultats et interprétations

5.1 Introduction

Les centrales thermiques modernes brûlent du charbon pulvérisé. Lors de la combustion, le charbon réagit avec l'oxygène pour former du dioxyde de carbone (CO_2). Sont également produits des oxydes d'azote (NO_x), de l'anhydride sulfureux (SO_2), des cendres volantes et plusieurs autres produits secondaires polluants dont certains radionucléides que contient le charbon [103].

La politique de l'énergie est réapparue comme un domaine majeur d'enquête pour la science politique après deux décennies de calme relatif. L'une des raisons en est la croissance de la demande en Chine et dans d'autres économies émergentes, qui a conduit les prix réels du pétrole brut à des niveaux non atteints depuis 1970 [104]. Une deuxième raison importante de l'intérêt croissant pour la politique de l'énergie est l'accent croissant des gouvernements sur le changement climatique, étant donné que la composante principale des émissions de gaz à effet de serre est la consommation de combustibles fossiles.

Donc, nous constatons qu'il ya beaucoup de politiques pour la production d'énergie en conformité avec les normes de l'économie et de l'environnement, et pour cela nous divisons ces politiques en trois points importants:

- **D'un point de vue purement économique** : c'est une politique pragmatique que veut un profit rapide sans tenir compte de la vulnérabilité environnementale ou sociale.

- **D'un point de vue purement environnemental** : c'est une politique humanitaire que veut terre sans effet de serre (un environnement propre) sans la considération du développement de l'économie
- **D'un point de vue mixte** : Après ce qui précède, les pouvoirs publics combinent généralement l'ensemble des mécanismes constituant la boîte à outils des politiques environnementales, ils procèdent souvent à un arbitrage entre ces différentes mesures. Il est effectivement rationnel de choisir les mesures qui, selon un bilan coûts-avantages, permettent d'optimiser le bien-être social. Dans ce cadre, le choix entre les différents mécanismes va résulter d'un rapprochement entre, d'un côté, leurs coûts respectifs de mise en place de fonctionnement, leurs bénéfices attendus en termes d'optimum social, et de l'autre, les solutions environnementales.

Pour le point mixte (économique et environnementale), les chercheurs posent des solutions comme:

La solution pratique :

Cette solution a été basée sur deux axes :

1. Installation des appareils et des séparateurs des gaz pour le recyclage.
2. Intégration des appareils qui produisent l'électricité par l'énergie renouvelable (solaire ou éolienne).

La solution mathématique:

Cette solution a été basée sur la modélisation des centrales électriques (le coût de combustible, le coût de maintenance et la sortie des émissions de gaz) par des équations mathématiques, et le développement des méthodes d'optimisation pour maximiser/minimiser l'objectif étudié.

Dans cette thèse, on va trouver la solution combinée par la 2^{ème} solution (mathématique) et modéliser les objectifs étudiés. Et comme des décideurs pour l'objectif important

(économique et environnemental), on va appliquer deux méthodes : l'optimisation par **facteurs de pénalité**, et l'optimisation par **la moyenne pondérée**.

Les paramètres de recuit simulé sont présentés par la suite :

Température initial	alpha	Max essai	Température final
10 C°	0.99	10000	1e-1 C°

Après les précédentes, nous avons appliqué aussi la méthode de recuit simulé dans un système de marché de l'électricité.

5.2 Le dispatching économique environnemental combiné par les facteurs de pénalité

Les facteurs de pénalité ont été utilisés pour la prise en compte des deux objectifs ou plus (économique et environnemental) à travers la fonction multi objectif.

Ces facteurs sont définis comme étant le rapport entre :

1. Le coût maximal et les émissions maximales de chaque générateur (Max/ Max).
2. Le coût minimal et les émissions maximales de chaque générateur (Min/ Max).
3. La moyenne entre les deux facteurs (Max/ Max) et (Min/ Max).

5.2.1 Modèle quadratique

Dans cette partie on va présenter tous les fonctions d'objectif par des équations quadratiques, et on va appliquer la méthode de recuit simulé sur deux réseaux :

- Réseau de 3 unités avec 2 types de gaz (SO₂ et NO_x).
- Réseau de 6 unités avec 3 types de gaz (NO_x, SO₂ et CO₂).

5.2.1.1 Système de 3 unités avec deux gaz :

Les coefficients de coût du générateur, les coefficients d'émission, les limites de production et les coefficients des pertes de 3 unités du système sont tirés par [105]. La solution de dispatching économique combiné pour le système à 3 unités est résolue en utilisant le recuit simulé lorsque la demande du système est de 850 [MW].

Tableau 5.1 Comparaison des résultats du dispatching économique de système de 3 unités.

	TS [105]	NSGA-II[106]	OBBO[107]	BBO[107]	BB_BC[108]	RS
P ₁	435.69	436.366	435.1981	435.1966	434.5152	435.1972
P ₂	298.828	298.187	299.9697	299.9723	300.7308	299.9632
P ₃	131.28	131.228	130.6604	130.6600	130.6044	130.6684
Pertes(MW)	15.798	15.781	15.8282	15.8289	15.8505	15.8288
Le coût de combustible (\$/h)	8344.598	8344.606	8344.5875	8344.5927	8344.5952	8344.5927
SO ₂ (ton/h)	9.02146	9.02083	9.021948	9.02195	9.02261	9.0220
NO _x (ton/h)	0.09863	0.09860	0.098686	0.098686	0.09871	0.0987

Le tableau 5.1 montre la répartition de la charge entre les générateurs comme la demande du système pour le coût minimum de production et les résultats obtenus par le recuit simulé sont comparés avec Tabu Search, NSGA-II¹, OBBO², BBO³ et BB_BC⁴.

Tableau 5.2 Comparaison des résultats du SO₂ de système de 3 unités.

	TS [105]	NSGA-II[106]	OBBO[107]	BBO[107]	BB_BC[108]	RS
P ₁	549.247	541.308	552.1113	552.1111	552.7414	552.1083
P ₂	234.582	223.249	219.4441	219.4441	219.0790	219.4484
P ₃	81.893	99.919	92.9597	92.96053	92.6958	92.9592
Pertes(MW)	15.722	14.476	14.5151	14.5158	14.5164	14.5159
Le coût de combustible (\$/h)	8403.485	8387.518	8396.4616	8396.4665	8397.023	8396.4800
SO ₂ (ton/h)	8.974	8.96655	8.965931	8.965937	8.965936	8.9659
NO _x (ton/h)	0.09740	0.09637	0.096817	0.096817	0.09684	0.0968

Tableau 5.3 Comparaison des résultats du NO₂ de système de 3 unités.

	TS [105]	NSGA-II[106]	OBBO[107]	BBO[107]	BB_BC[108]	RS
P ₁	502.914	505.81	508.5800	508.5813	508.291	508.5594
P ₂	254.294	252.951	250.4423	250.4433	250.600	250.4430
P ₃	108.592	106.023	105.7228	105.7212	105.854	105.7433
Pertes(MW)	15.8	14.784	14.7451	14.7459	14.747	14.7457
Le coût de combustible (\$/h)	8371.143	8363.627	8365.1088	8365.1146	8364.953	8365.1022
SO ₂ (ton/h)	8.874	8.96655	8.973662	8.973667	8.965936	8.9737
NO _x (ton/h)	0.0958	0.09593	0.095923	0.095923	0.09592	0.0959

Tableau 5.4 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités.

	NSGA-II[106]	OBBO[107]	BBO[107]	BB_BC[108]	RS
P ₁	496.328	507.11971	507.11954	442.893	442.1752
P ₂	260.426	251.64200	251.64262	305.503	305.8545
P ₃	108.144	106.00030	106.00042	117.546	117.9238
Pertes(MW)	14.898	14.76251	14.76258	15.94	15.9535
Le coût de combustible (\$/h)	8358.896	8364.30627	8364.31126	8345.813	8345.7469
SO ₂ (ton/h)	8.97870	8.974195	8.974201	9.01602	9.0166
NO _x (ton/h)	0.09599	0.0959248	0.0959248	0.09776	0.0978
Le coût total (\$/h)	31234.99029	31226.40958	31226.41898	25035.140	25035.1214

¹ Non-dominated Sorting Genetic Algorithm.² Oppositional Biogeography-Based Optimization.³ Biogeography-Based Optimization.⁴ Big Bang-Big Crunch.

Les résultats obtenus pour l'émission minimale de SO_2 sont présentés dans le tableau 5.2 et les résultats obtenus pour l'émission minimale de NO_x sont présentés dans le tableau 5.3. La meilleure solution de compromis pour les méthodes précédentes est présentée dans le tableau 5.4.

On note que le meilleur coût de combustible est obtenu par le recuit simulé (8344. 5927 \$ / h), la meilleure émission de SO_2 est de 8,9659 ton / h, la meilleure production d'émissions de NO_x est de 0,0959 ton / h. et la meilleure solution de compromis est 25035.1214 \$ / h.

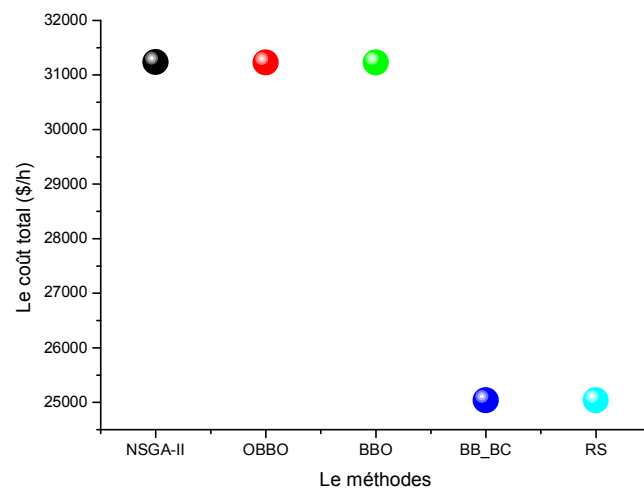


Figure 5.1 Le coût total par chaque méthode.

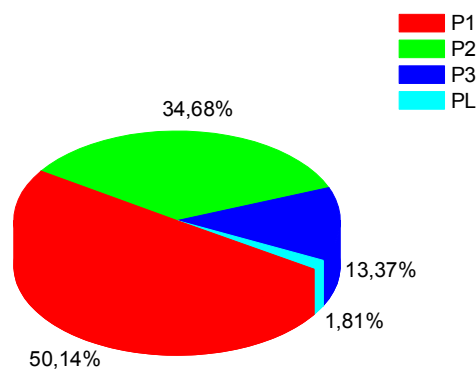


Figure 5.2 La puissance générée par chaque unité.

Le même système a été utilisé pour résoudre le problème de dispatching dynamique de génération en utilisant la méthode de RS proposée. La puissance requise pour les 5 intervalles sont donnée avec les résultats par le tableau 5.5.

Tableau 5.5 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités (Max/Max).

Demande	550	600	700	800	850
P ₁	307.1316	329.3203	374.0706	419.3435	442.1716
P ₂	160.3256	184.6109	233.1530	281.6375	305.8557
P ₃	88.6287	93.4374	103.1433	112.9646	117.9262
Pertes(MW)	6.0859	7.3685	10.3669	13.9456	15.9536
Le coût de combustible (\$/h)	5581.4797	6028.7083	6939.2481	7871.4467	8345.7465
SO ₂ (ton/h)	6.0071	6.4941	7.4855	8.5004	9.0166
NO _x (ton/h)	0.0880	0.0882	0.0902	0.0947	0.0978
Le coût total (\$/h)	18760.5958	19660.5278	21633.8869	23841.8787	25035.1214

Tableau 5.6 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités (Min/Max).

Demande	550	600	700	800	850
P ₁	297.8166	320.3985	365.9145	411.9024	435.0792
P ₂	166.9111	189.8446	235.6758	281.4606	304.3310
P ₃	91.4438	97.2144	108.8471	120.6021	126.5251
Pertes(MW)	6.1716	7.4574	10.4374	13.9651	15.9354
Le coût de combustible (\$/h)	5579.6607	6027.4533	6938.6103	7870.7391	8344.7479
SO ₂ (ton/h)	6.0136	6.5010	7.4925	8.5066	9.0223
NO _x (ton/h)	0.0881	0.0883	0.0906	0.0952	0.0985
Le coût total (\$/h)	9489.5798	10070.9167	11295.9982	12605.4117	13292.1702

Tableau 5.7 Comparaison des résultats du dispatching combiné de système de 3 unités (Moyenne).

Demande	550	600	700	800	850
P ₁	304.6979	327.0093	371.9969	417.5038	440.4460
P ₂	162.1333	186.0701	233.9175	281.6956	305.5663
P ₃	89.2763	94.3120	104.4714	114.7518	119.9370
Pertes(MW)	6.1075	7.3914	10.3857	13.9512	15.9493
Le coût de combustible (\$/h)	5580.9171	6028.3028	6939.0150	7871.1966	8345.4170
SO ₂ (ton/h)	6.0087	6.4958	7.4872	8.5018	9.0179
NO _x (ton/h)	0.0881	0.0882	0.0903	0.0948	0.0979
Le coût total (\$/h)	14125.6180	14866.2649	16465.6246	18224.6205	19164.8259

Tableau 5.8 Comparaison des résultats de système de 3 unités.

Demande	Max/Max	Min/Max	Moyenne
P ₁	442.1716	435.0792	440.4460
P ₂	305.8557	304.3310	305.5663
P ₃	117.9262	126.5251	119.9370
Pertes(MW)	15.9536	15.9354	15.9493
Le coût de combustible (\$/h)	8345.7465	8344.7479	8345.4170
SO ₂ (ton/h)	9.0166	9.0223	9.0179
NO _x (ton/h)	0.0978	0.0985	0.0979
Le coût total (\$/h)	25035.1214	13292.1702	19164.8259

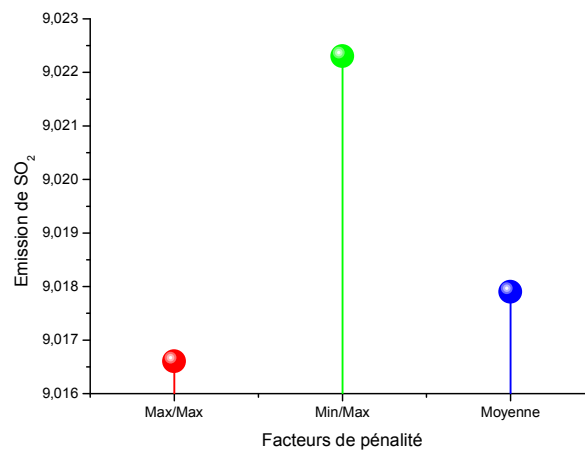


Figure 5.3 Emission de SO₂ pour chaque facteurs de pénalité.

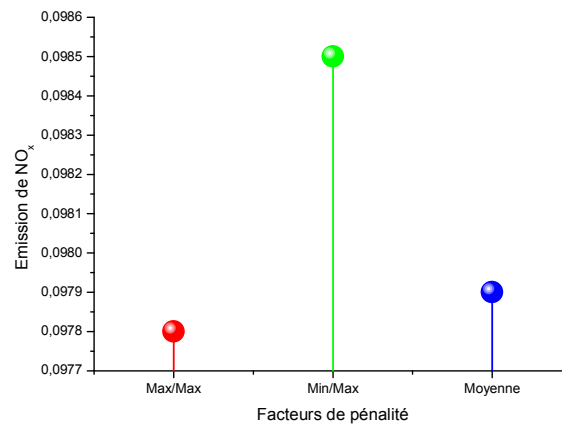


Figure 5.4 Emission de NO_x pour chaque facteurs de pénalité.

Le tableau 5.9 présente la variation en pourcentage entre la meilleure solution combinée et le meilleur coût du combustible pour les 5 intervalles.

Tableau 5.9 Comparaison des résultats de système de 3 unités (la solution combinée et la solution du coût de combustible).

Intervalle	P _D	Solution combinée			Solution de fuel			Pourcentage (%)		
		Coût	SO ₂	NO _x	Coût	SO ₂	NO _x	Coût	SO ₂	NO _x
1	550	5581.4799	6.0071	0.0880	5575.7533	6.0283	0.0889	0.1026	-0.3529	-1.0227
2	600	6028.7064	6.4941	0.0882	6024.9087	6.514	0.0889	0.0630	-0.3064	-0.7937
3	700	6939.248	7.4855	0.0902	6937.9036	7.5012	0.0909	0.0194	-0.2097	-0.7761
4	800	7871.4463	8.5004	0.0947	7870.6929	8.5097	0.0954	0.0096	-0.1094	-0.7392
5	850	8345.7467	9.0166	0.0978	8344.5927	9.0219	0.0987	0.0138	-0.0588	-0.9202

On note que les résultats de la meilleure solution combinée donnent les meilleures émissions de NO_x et de SO_2 .

Le tableau 5.10 présente la variation en pourcentage entre la meilleure solution combinée et la meilleure émission de SO_2 .

Tableau 5.10 Comparaison des résultats de système de 3 unités (la solution combinée et la solution de SO_2).

Intervalle	P_D	Solution combinée			Solution de SO_2			Pourcentage (%)		
		Coût	SO_2	NO_x	Coût	SO_2	NO_x	Coût	SO_2	NO_x
1	550	5581.4799	6.0071	0.0880	5621.4302	5.9771	0.0925	-0.7158	0.4994	-5.1136
2	600	6028.7064	6.4941	0.0882	6073.1566	6.4619	0.0922	-0.7373	0.4958	-4.5351
3	700	6939.248	7.4855	0.0902	6987.6191	7.4476	0.0922	-0.6971	0.5063	-2.2173
4	800	7871.4463	8.5004	0.0947	7921.8504	8.4545	0.0947	-0.6403	0.5400	0.0000
5	850	8345.7467	9.0166	0.0978	8396.4286	8.9659	0.0968	-0.6073	0.5623	1.0225

Le tableau 5.11 présente la variation en pourcentage entre la meilleure solution combinée et la meilleure émission de NO_x .

Tableau 5.11 Comparaison des résultats de système de 3 unités (la solution combinée et la solution de NO_x).

Intervalle	P_D	Solution combinée			Solution de NO_x			Pourcentage (%)		
		Coût	SO_2	NO_x	Coût	SO_2	NO_x	Coût	SO_2	NO_x
1	550	5581.4799	6.0071	0.0880	5583.1452	6.0061	0.0880	-0.0298	0.0166	0.0000
2	600	6028.7064	6.4941	0.0882	6033.0901	6.4862	0.0881	-0.0727	0.1216	0.1134
3	700	6939.248	7.4855	0.0902	6949.3417	7.4638	0.0897	-0.1455	0.2899	0.5543
4	800	7871.4463	8.5004	0.0947	7887.6146	8.4645	0.0933	-0.2054	0.4223	1.4784
5	850	8345.7467	9.0166	0.0978	8365.1352	8.9737	0.0959	-0.2323	0.4758	1.9427

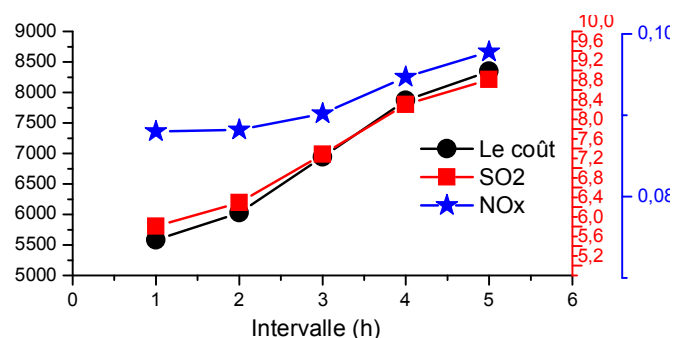


Figure 5.5 La solution combinée avec l'émission de NO_x pour les 5 intervalles

Pour la figure 5.5, l'axe noir présente le coût du combustible, l'axe bleu présente l'émission de NO_x et l'axe rouge présente l'émission de SO_2 pour les 5 intervalles.

D'après la figure 5.5, on note que l'augmentation de la demande augmente le coût du combustible et les émissions d'émission de gaz (SO_2 et NO_x).

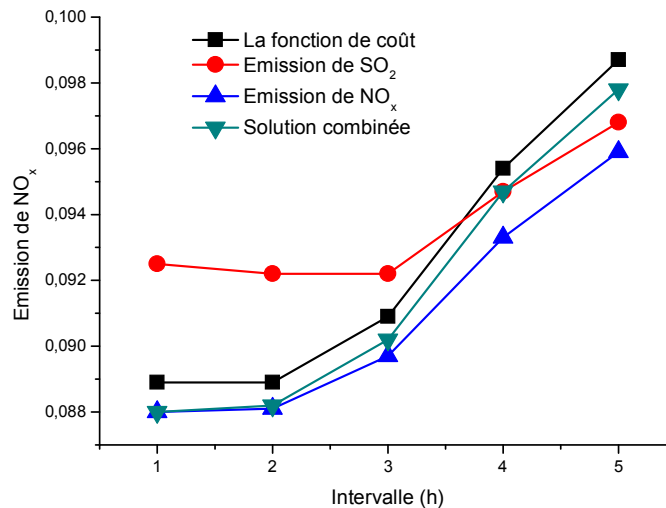


Figure 5.6 Emission de NO_x pour les 4 cas (minimisation de cout, minimisation de SO_2 , minimisation de NO_x , et la solution combinée).

D'après la figure 5.6, la meilleure solution combinée peut donner une meilleure production d'émission de NO_x minimum que le meilleur coût de combustible et les meilleures solutions d'émission de SO_2 .

5.2.1.2 Système de 6 unités avec trois gaz :

Dans cette étude, le système à 6 générateurs est analysé en tenant compte des quatre objectifs contradictoires: coût du combustible, émissions de NO_x , de SO_2 et de CO_2 . Les coefficients de coût des générateurs, les coefficients d'émission, les coefficients de perte et les limites de production de 6 unités sont pris à partir de [109] et la demande de charge est 1800 MW.

Le tableau 5.12 montre la répartition de la charge entre les générateurs en fonction de la demande du système pour le coût minimal, l'émission minimale de NO_x , l'émission minimale de SO_2 et l'émission minimale de CO_2 et les résultats obtenus par RS sont comparés à MBFA⁵.

Tableau 5.12 Comparaison des résultats de système de 6 unités (un objective unique).

	Le coût de combustible		NO_x		SO_2		CO_2	
	MBFA[109]	RT	MBFA[109]	RT	MBFA[109]	RT	MBFA[109]	RT
P_1	252.314	251.5019	198.536	195.4037	251.830	250.9682	246.1145927	249.4375
P_2	303.320	303.6470	211.814	215.4803	303.974	302.7547	338.3301668	334.0283
P_3	503.094	503.1659	538.274	536.1979	505.530	507.4539	379.5915598	393.4448
P_4	372.741	372.0385	327.091	329.1248	370.075	369.7931	398.9112072	383.3058
P_5	301.329	302.5767	476.825	479.4924	302.981	302.6213	338.3065614	345.6164
P_6	197.318	197.2907	195.130	192.5148	195.784	196.4407	241.222651	235.5642
Pertes (MW)	130.116	130.2207	147.670	148.2140	130.174	130.0322	142.4767373	141.3971
Le coût de combustible (\$/h)	18721.390	18719.5671	18950.609	18946.2843	18721.456	18719.6584	18807.918	18788.4499
NO_x (kg/h)	2298.434	2281.0807	2077.820	2070.1270	2294.712	2277.1692	2424.912	2361.6487
SO_2 (kg/h)	11222.989	11222.9923	11356.338	11356.5113	11222.956	11222.9376	11277.212	11266.5205
CO_2 (kg/h)	60522.875	60467.7010	66911.032	66939.3092	60576.573	60620.7713	58144.545	58066.3467

Dans ce cas, nous utilisons différents facteurs de pénalité pour trouver la solution optimale du dispatching économique combiné. Le tableau 5.12 présente les résultats de dispatching économique et des émissions combiné pour les trois types de facteur de pénalité.

Tableau 5.13 Comparaison des résultats de système de 6 unités (Min/Max, Max/Max et Moyenne).

	Min/Max	Max/Max	Moyenne
P_1	330,1809	305.2117	311,2888
P_2	323,6491	307.0493	311,5502
P_3	348,4853	376.5973	369,4331
P_4	354,8558	352.6860	353,6531
P_5	293,2048	328.3934	319,1087
P_6	290,0653	268.9508	274,1025
Pertes (MW)	140,4413	138.8885	139,1364
Le coût de combustible (\$/h)	18886,3718	18822.1997	18835,0813
NO_x (kg/h)	2593,7234	2426.3331	2466,0909
SO_2 (kg/h)	11325,9490	11286.8176	11294,7208
CO_2 (kg/h)	61780,1613	59681.5627	60073,0677

Les figures 5.7a, b, c et d présentent respectivement la convergence du coût du combustible, les émissions de NO_x , les émissions de SO_2 et les émissions de CO_2 avec différents facteurs de pénalité.

⁵ Multi-Objective Bacterial Foraging Optimization.

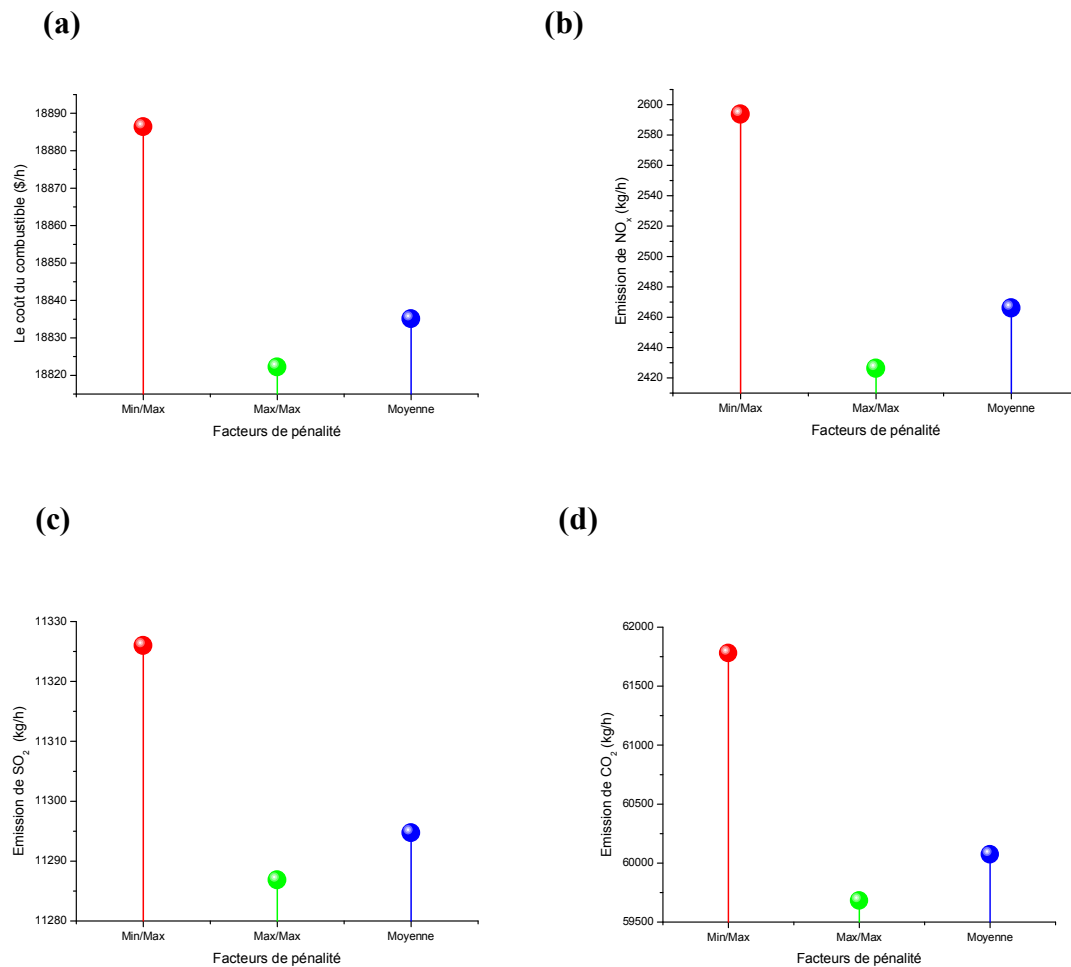


Figure 5.7 **a** Le coût de combustible pour chaque facteur de pénalité. **b** Emission de NO_x pour chaque facteur de pénalité. **c** Emission de SO₂ pour chaque facteur de pénalité. **d** Emission de CO₂ pour chaque facteur de pénalité.

D'après les figures, on peut noter que le meilleure dispatching économique combiné est obtenue en utilisant la pénalité de prix "Max / Max".

Tableau 5.14 Résultats de dispatching dynamique combiné de système de 6 unités (Max/Max).

	1800	1900	2300	2000	1850	1700
P ₁	305.2117	327.2003	417.1128	349.3785	316.1841	283.4146
P ₂	307.0493	325.1913	398.1937	343.3733	316.1155	288.9473
P ₃	376.5973	398.9193	492.9171	421.7017	387.7051	354.7092
P ₄	352.6860	375.0076	466.8220	397.5734	363.8117	330.6118
P ₅	328.3934	345.1752	413.0259	362.0263	336.7716	311.6824
P ₆	268.9508	284.4381	347.8085	300.0694	276.6801	253.6006
Pertes (MW)	138.8885	155.9319	235.8800	174.1226	147.2681	122.9659
Le coût de combustible (\$/h)	18822.1997	19914.6168	24520.8908	21030.0597	19365.5688	17752.2220
NO _x (kg/h)	2426.3331	2706.2343	4111.8504	3013.9224	2562.8631	2173.4827
SO ₂ (kg/h)	11286.8176	11941.4453	14701.3619	12609.8349	11612.4342	10645.6023
CO ₂ (kg/h)	59681.5627	68757.1479	114483.0576	78748.3123	64106.7143	51496.2996
Le coût total (\$/h)	57000.0180	61517.3239	82516.4838	66318.6449	59223.7007	52758.3655

5.2.2 Modèle cubique

Dans cette partie on va présenter tous les fonctions d'objectif par des équations cubiques, et on va appliquer la méthode de recuit simulé sur réseau de 6 unités avec 3 types de gaz (SO_2 , NO_x et CO_2).

5.2.2.1 Système de 6 unités avec trois gaz :

L'algorithme d'optimisation proposé est appliqué à un système de 6 unités pour vérifier son efficacité. Les coefficients de coût du combustible, les coefficients d'émission de SO_2 , de NO_x et de CO_2 et les limites de puissance réelle des générateurs sont tirés par [110] avec 150 MW de demande de charge.

Dans cette étude, nous considérons trois types de facteurs de pénalité des prix

- Facteur de pénalité Max / Max.
- Facteur de pénalité Min / Max.
- Facteur de pénalité moyenne.

Les tableaux 5.15, 5.16, 5.17 et 5.18 présentent dispatching économique combiné avec SO_2 , NO_x , CO_2 et SO_2 - NO_x - CO_2 respectivement.

Tableau 5.15 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED- SO_2) pour $P_D=150$ MW.

	Max/Max		Min/Max		Moyenne	
	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS
P_1	51.614	50.0002	50.873	50.0001	50.745	50.0003
P_2	21.320	20.0048	22.560	20.0037	21.230	20.0013
P_3	17.650	15.0000	16.200	15.0002	18.230	15.0007
P_4	19.019	23.8774	22.771	25.9828	21.904	23.8378
P_5	19.805	18.5196	21.284	20.6261	20.957	19.3453
P_6	22.616	22.5979	21.150	18.3871	18.462	21.8145
Le coût de combustible (\$/h)	2721.649	2702.5268	2722.159	2710.2167	2721.323	2702.9515
NO_x (kg/h)	2402.664	2389.7462	2377.23 3	2383.7043	2390.428	2382.7390
F_{TNO_x} (\$/h)	5311.336	5269.6991	3096.607	3071.4115	4206.644	4174.4695

Tableau 5.16 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-NO_x) pour P_D=150 MW.

	Max/Max		Min/Max		Moyenne	
	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS
P ₁	51.343	50.0001	51.348	50	51.012	50
P ₂	23.025	22.8937	22.231	20.0026	21.657	21.2104
P ₃	16.033	15.0003	16.322	15.0003	16.123	15
P ₄	21.499	21.0368	18.604	23.7262	22.538	26.4770
P ₅	21.087	18.6534	22.351	26.6669	21.663	16.5589
P ₆	19.977	22.4158	21.478	14.6040	21.803	20.7536
Le coût de combustible (\$/h)	2741.206	2718.0522	2725.660	2725.6551	2733.173	2716.1087
SO ₂ (kg/h)	3213.107	3103.3622	3178.885	3152.0467	3195.797	3135.6411
F _{T SO2} (\$/h)	5521.451	5460.6262	3103.138	3078.3859	4310.485	4275.5120

Tableau 5.17 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-CO₂) pour P_D=150 MW.

	Max/Max		Min/Max		Moyenne	
	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS
P ₁	50.65	50	50.453	50.0001	50.32	50.0001
P ₂	21.20	20.0009	21.34	20.0001	21.23	20.0037
P ₃	15.46	15.0001	16.20	15.0000	15.56	15.0001
P ₄	22.6846	20.6141	22.708	24.8300	22.6913	23.5547
P ₅	21.3002	22.4910	18.4494	21.4818	21.8265	22.9466
P ₆	21.1181	21.8940	21.1479	18.6880	19.1892	18.4947
Le coût de combustible (\$/h)	2734.31	2702.7841	2724.064	2708.7260	2728.959	2709.3547
CO ₂ (kg/h)	2642.703	2607.4606	2618.633	2561.3093	2630.651	2574.0923
F _{T CO2} (\$/h)	5007.941	4949.7958	3056.387	3029.2018	4030.721	3990.4193

Tableau 5.18 Comparaison des résultats de dispatching combiné (CEED-SO₂-NO_x-CO₂) pour P_D=150 MW.

	Max/Max		Min/Max		Moyenne	
	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS
P ₁	52.862	50	50.021	50	51.341	50.0001
P ₂	21.343	22.0697	21.063	20.0001	22.671	23.2890
P ₃	18.574	15.0017	16.027	15.0003	15.021	15.0001
P ₄	22.221	22.7165	16.948	26.5203	18.322	21.7264
P ₅	20.450	18.6011	34.052	26.4786	30.422	20.5102
P ₆	15.423	21.6109	12.234	12.0007	13.255	19.4742
Le coût de combustible (\$/h)	2729.349	2714.6306	2780.094	2735.6168	2757.587	2724.0883
SO ₂ (kg/h)	3091.648	3114.3161	3198.073	3165.2952	3177.532	3097.3958
NO _x (kg/h)	2448.218	2375.6494	2250.752	2350.1467	2268.278	2352.1860
CO ₂ (kg/h)	2537.122	2565.0006	2693.283	2553.1722	2660.420	2558.9664
F _{T SO2,NOx,CO2} (\$/h)	10264.5667	10270.9066	3768.28439 1	3718.2170	7500.75386	7043.5824

Par la comparaison, on peut voir que le recuit simulé donne des résultats qui sont meilleurs que la méthode de Lagrange.

La figure 5.8 montre la comparaison du CEED-SO₂-NO_x-CO₂ entre le recuit simulé et Lagrange pour les facteurs de pénalité «Max / Max», «Min / Max» et «Moyenne».

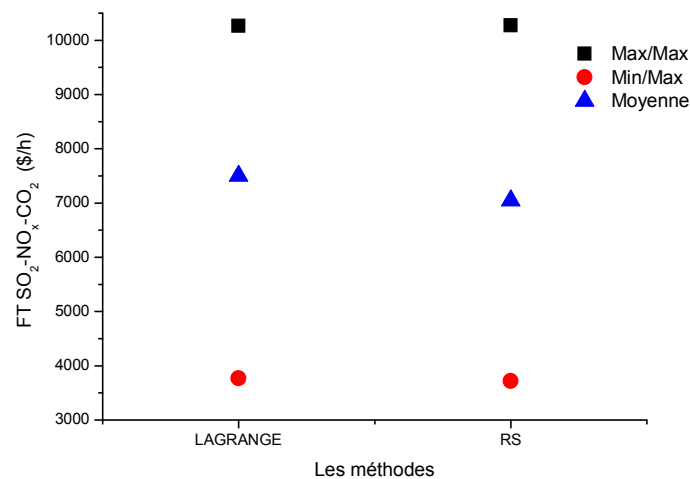


Figure 5.8 La solution de dispatching économique combiné avec les tris gaz (SO_2 , NO_x , et CO_2) pour facteur de pénalité.

La puissance générée obtenue à partir de chaque unité par dispatching économique combiné pour les trois gaz est montrée à la figure 5.8 pour divers facteurs de pénalité.

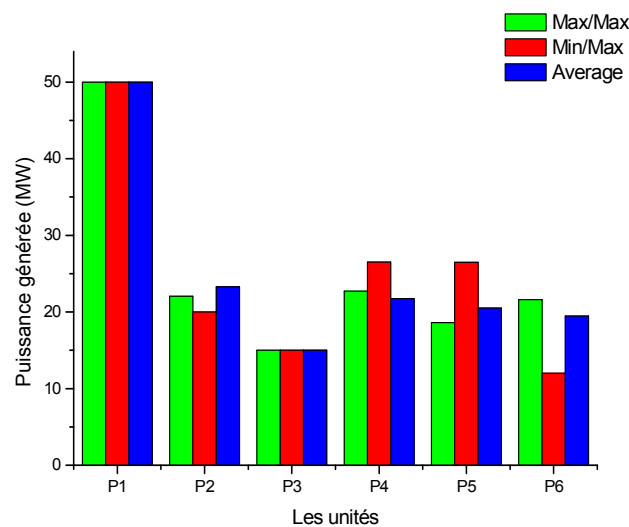


Figure 5.9 La puissance générée pour chaque unité avec chaque facteur de pénalité.

D'après la figure 5.9, on peut voir les émissions de CEED- SO_2 - NO_x - CO_2 pour différents facteurs de pénalité obtenus par notre méthode proposée et Lagrange.

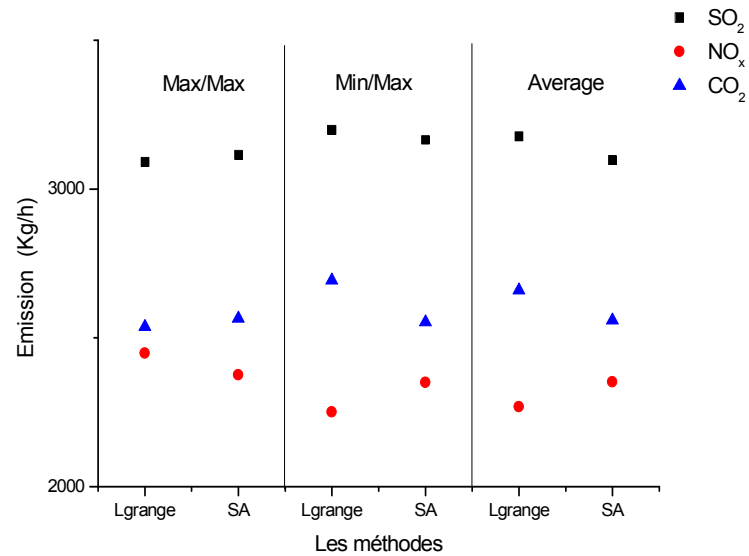


Figure 5.10 Les émissions des gaz par la solution de dispatching économique combiné (CEED-SO₂-NO_x-CO₂) pour chaque facteur de pénalité.

Le coût total de chaque dispatching économique combiné pour les facteurs de pénalité des «Max / Max», «Min / Max» et «Moyenne» est présenté par la figure 5.10.

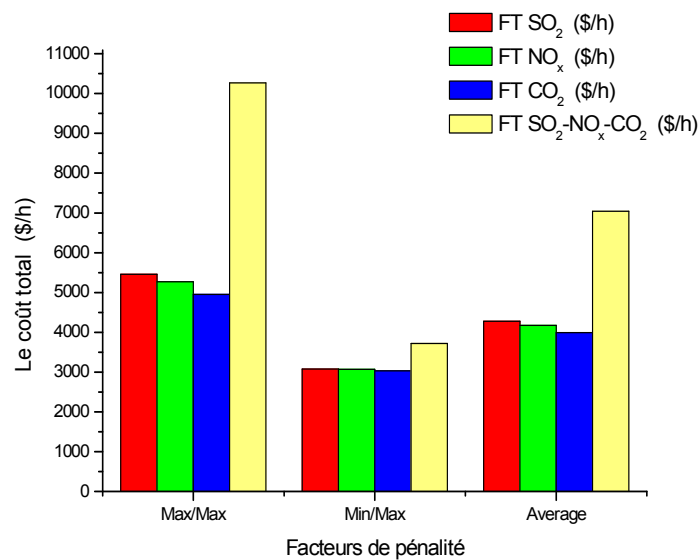


Figure 5.11 Les dispatchings économiques combinés pour chaque facteur de pénalité.

Tableau 5.19 Comparaison des résultats de dispatching dynamique combiné (CEED-SO₂-NO_x-CO₂) pour P_D=150 MW.

Demande (MW)	150 MW		175 MW		200 MW		225 MW	
	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS	Lagrange [110]	RS
Max/Max	10264.5667	10270.9066	13251.5166	12296.6497	16077.4089	14492.9254	19661.3278	16819.7493
Min/Max	3768.28439	3718.2170	4551.67577	4474.78595	5438.00215	5337.56054	6418.90469	6283.04638
Moyenne	7500.75386	7043.5824	8987.32000	8417.2504	10137.4052	9923.07169	13283.8553	11570.3208

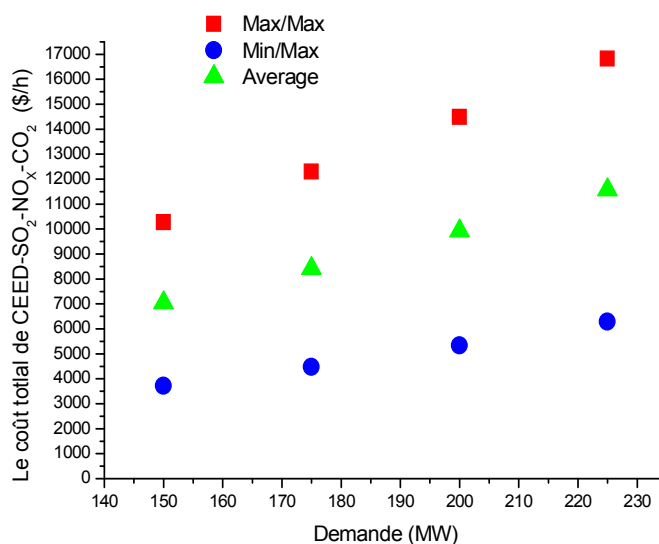


Figure 5.12 Les dispatchings dynamiques combinés pour chaque facteur de pénalité.

D'après le tableau 5.19 et la figure 5.12, on peut voir que la pénalité de facteur «Min / Max» donne le coût total minimum pour les quatre cas. Les émissions minimales de gaz peuvent être également attribuées par une pénalité de facteur «Min / Max».

Tableau 5.20 Comparaison des résultats de coût de combustible pour le système de 6 unités.

Demande (MW)	F _T de coût de combustible (\$/h)		
	Lagrange [110]	PSO [111]	RS
150	2729,349	2734,200	2705,212
175	3475,409	3236,300	3220,513
200	4210,303	3784,900	3735,730
225	5130,534	4402,300	4321,514

Dans le tableau 5.20, on peut voir que les coûts du combustible obtenus par le recuit simulé sont : 2705,212 \$, 3220,513 \$, 3735,730 \$ et 4321,514 \$ pour les 4 niveaux: 150 MW, 175 MW, 200 MW et 225 MW respectivement.

Nous concluons que la méthode de recuit simulé est meilleure que les méthodes de Lagrange et PSO.

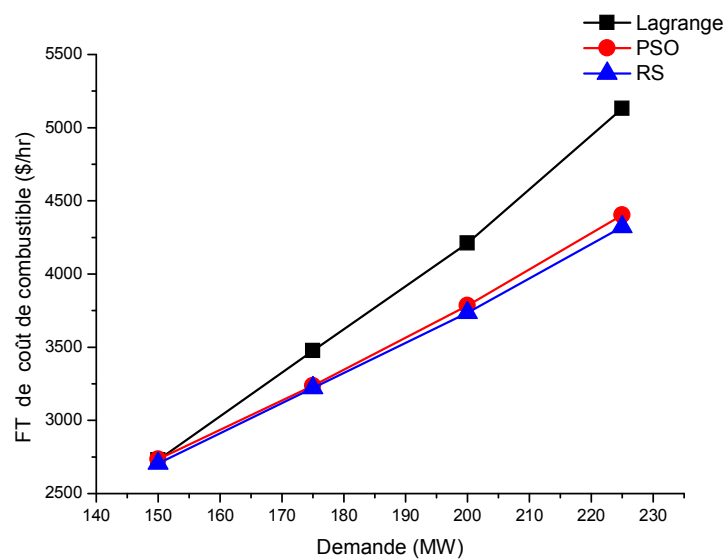


Figure 5.13 Le coût de combustible pour chaque méthode.

Tableau 5.21 Comparaison des résultats de l'émission de SO_2 pour le système de 6 unités.

Demande (MW)	E _T de SO ₂ (kg/h)		
	Lagrange [110]	PSO [111]	RS
150	3091,648	3193,600	3138,446
175	4142,176	3904,900	3763,478
200	5053,584	4670,600	4553,972
225	6106,498	5426,100	5287,306

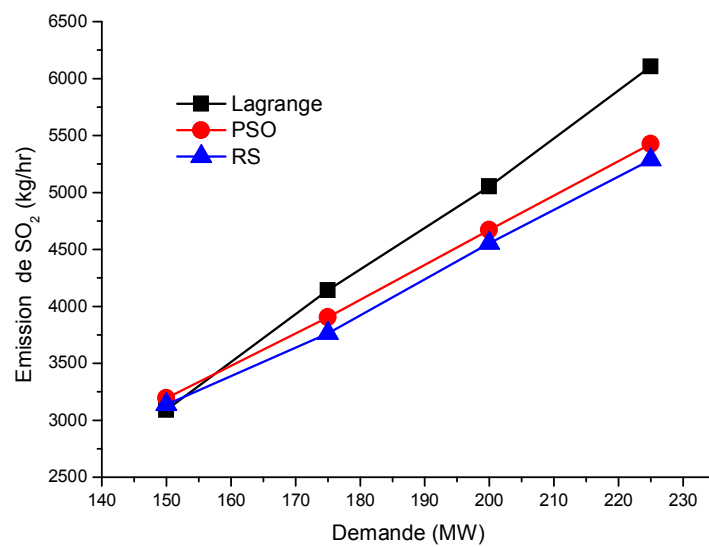


Figure 5.14 L'émission de SO_2 pour chaque méthode.

D'après le tableau 5.21 et la figure 5.14, nous pouvons voir que la méthode de Lagrange est meilleure que les méthodes RS et PSO juste pour le premier niveau. Après cela, l'émission minimale de SO_2 peut être donnée par le recuit simulé.

Tableau 5.22 Comparaison des résultats de l'émission de NO_x pour le système de 6 unités.

Demande (MW)	E _T de NO_x (kg/h)		
	Lagrange [110]	PSO [111]	RS
150	2448,218	2424,600	2379,350
175	2604,886	2879,700	2789,920
200	3102,077	3373,200	3285,647
225	3798,383	3877,600	3781,191

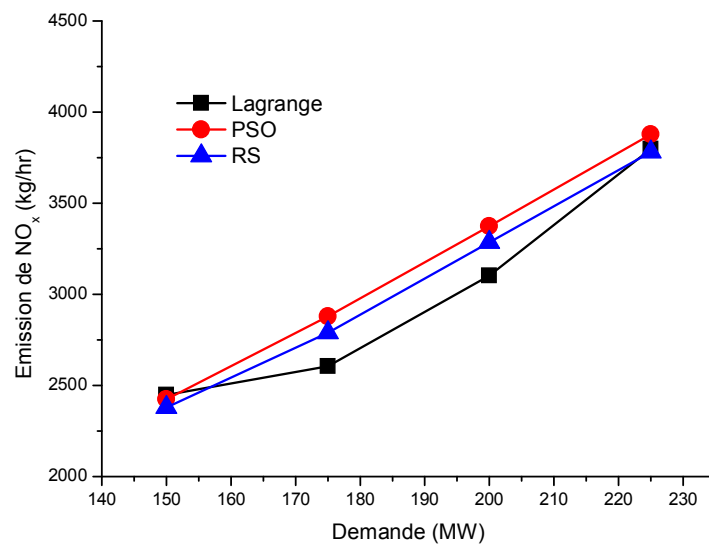


Figure 5.15 L'émission de NO_x pour chaque méthode.

D'après le tableau 5.22 et la figure 5.14, nous pouvons voir que la méthode de Lagrange est meilleure que les méthodes recuit simulé et PSO pour tous les niveaux. D'autre part, le recuit simulé est meilleur que la méthode PSO.

Tableau 5.23 Comparaison des résultats de l'émission de CO₂ pour le système de 6 unités.

Demande (MW)	E _T de CO ₂ (kg/h)		
	Lagrange [110]	PSO [111]	RS
150	2537,122	2607,100	2568,946
175	3613,531	3178,000	3094,688
200	4473,369	3771,500	3714,333
225	5502,522	4403,000	4324,300

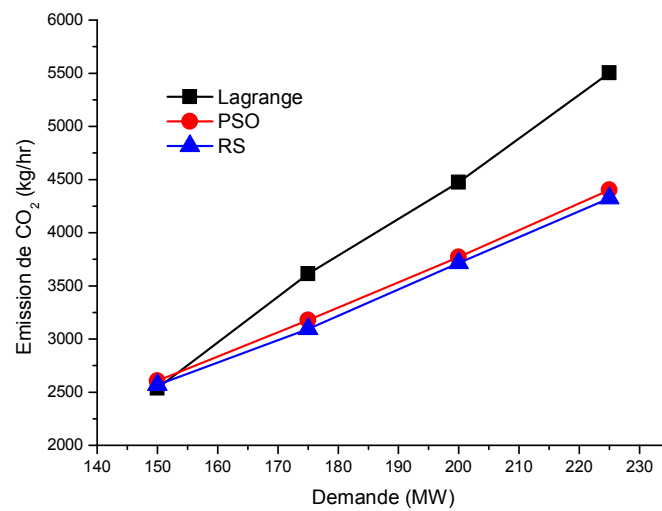


Figure 5.16 L'émission de CO₂ pour chaque méthode.

Tableau 5.24 Comparaison des résultats de coût total pour le système de 6 unités.

Demande (MW)	F _{TOTAL} (\$/h)		
	Lagrange [110]	PSO [111]	RS
150	10264,566	10385,000	10261,4905
175	13251,517	12425,000	12280,0437
200	16077,409	14642,000	14421,3044
225	19661,328	17125,000	16790,6906

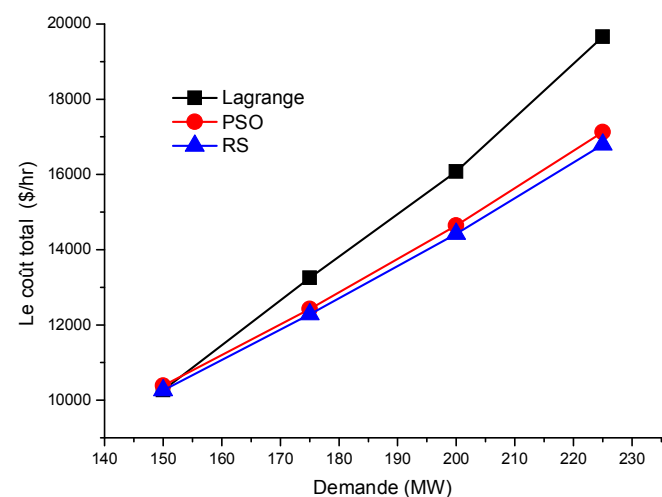


Figure 5.17 Le coût total pour chaque méthode.

On note que le coût total du combustible pour les 4 niveaux de charge est 13982.969 \$.

L'émission totale de SO₂ est 16743,202 kg, l'émission totale de NO_x est 12236,108 kg et l'émission totale de CO₂ est 12236,108 kg.

5.3 Le dispatching économique environnemental par La moyenne pondérée

Les facteurs de la moyenne pondérée (facteurs de poids) ont été utilisés pour la prise en compte des deux objectifs ou plus (économique et environnemental) à travers la fonction multi objectif ($w_1 + w_2 + \dots + w_n = 1$).

5.3.1 Modèle quadratique:

5.3.1.1 Système de 3 unités avec deux gaz:

Le tableau 5.25 présente La solution non-dominante pour le coût, l'émission de SO₂ et l'émission de NO_x avec la variation des facteurs de poids (w_1, w_2, w_3).

Tableau 5.25 La solution non-dominante pour le coût, l'émission de SO₂ et l'émission de NO_x.

N° de solution	Facteur de poids			Objective		
	w ₁	w ₂	w ₃	F ₁	F ₂	F ₃
1	1	0	0	8344,5927	9,0220	0,0987
2	0,85	0,15	0	8344,5927	9,0219	0,0987
3	0,7	0,3	0	8344,5927	9,0219	0,0987
4	0,55	0,45	0	8344,5928	9,0218	0,0987
5	0,4	0,6	0	8344,5929	9,0218	0,0987
6	0,25	0,75	0	8344,5933	9,0216	0,0987
7	0,1	0,9	0	8344,5975	9,0209	0,0986
8	0,85	0	0,15	8344,5927	9,0220	0,0987
9	0,7	0,15	0,15	8344,5927	9,0219	0,0987
10	0,55	0,3	0,15	8344,5927	9,0219	0,0987
11	0,4	0,45	0,15	8344,5928	9,0218	0,0987
12	0,25	0,6	0,15	8344,5931	9,0217	0,0987
13	0,1	0,75	0,15	8344,5962	9,0210	0,0986
14	0,7	0	0,3	8344,5927	9,0220	0,0987
15	0,55	0,15	0,3	8344,5927	9,0219	0,0987
16	0,4	0,3	0,3	8344,5928	9,0219	0,0987
17	0,25	0,45	0,3	8344,5929	9,0217	0,0987
18	0,1	0,6	0,3	8344,5950	9,0212	0,0986
19	0,55	0	0,45	8344,5927	9,0219	0,0987
20	0,4	0,15	0,45	8344,5927	9,0219	0,0987
21	0,25	0,3	0,45	8344,5928	9,0218	0,0987
22	0,1	0,45	0,45	8344,5941	9,0214	0,0986
23	0,4	0	0,6	8344,5927	9,0219	0,0987

24	0,25	0,15	0,6	8344,5928	9,0219	0,0987
25	0,1	0,3	0,6	8344,5934	9,0215	0,0987
26	0,25	0	0,75	8344,5927	9,0219	0,0987
27	0,1	0,15	0,75	8344,5930	9,0217	0,0987
28	0,1	0	0,9	8344,5928	9,0219	0,0987

Tableau 5.26 Les puissances générées avec les pertes.

N° de solution	Les puissances générées			P _L (MW)
	P ₁	P ₂	P ₃	
1	435,1978	299,9658	130,6653	15,8289
2	435,2176	299,9586	130,6524	15,8286
3	435,2463	299,9356	130,6460	15,8279
4	435,3012	299,9023	130,6233	15,8268
5	435,3938	299,8317	130,5992	15,8247
6	435,5852	299,7149	130,5208	15,8209
7	436,3153	299,2000	130,2898	15,8050
8	435,2007	299,9741	130,6543	15,8291
9	435,2285	299,9501	130,6498	15,8283
10	435,2628	299,9238	130,6410	15,8275
11	435,3277	299,8751	130,6233	15,8261
12	435,4966	299,7637	130,5622	15,8225
13	436,0950	299,3530	130,3617	15,8098
14	435,2044	299,9636	130,6608	15,8288
15	435,2482	299,9316	130,6480	15,8278
16	435,2998	299,8975	130,6294	15,8267
17	435,4548	299,7937	130,5750	15,8235
18	435,9494	299,4442	130,4191	15,8127
19	435,2016	299,9717	130,6557	15,8290
20	435,2518	299,9404	130,6358	15,8280
21	435,3825	299,8632	130,5798	15,8255
22	435,7981	299,5837	130,4349	15,8167
23	435,2084	299,9593	130,6609	15,8287
24	435,3003	299,9084	130,6183	15,8270
25	435,6029	299,7181	130,5000	15,8209
26	435,2254	299,9652	130,6382	15,8287
27	435,4718	299,8116	130,5404	15,8238
28	435,2832	299,9549	130,5901	15,8282

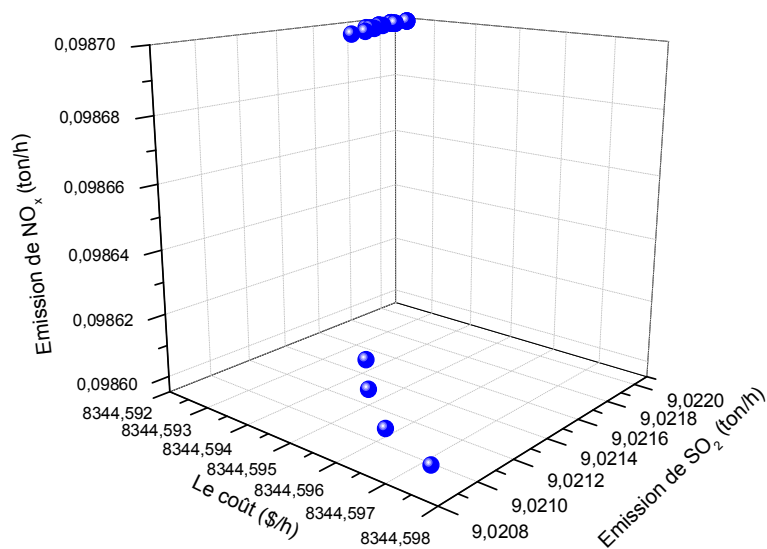
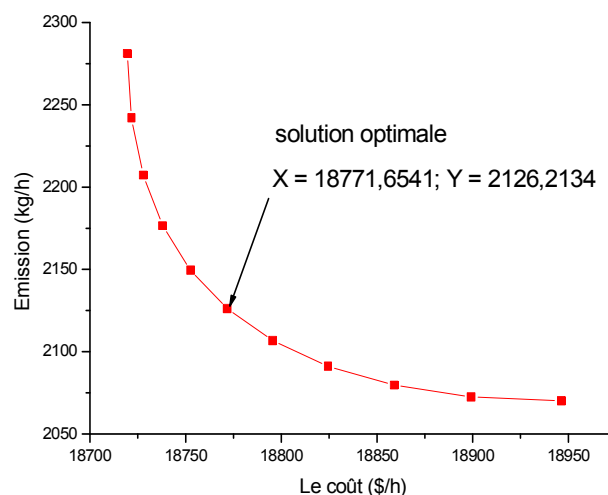


Figure 5.18 Le tridimensionnel de Pareto pour le coût, l'émission de SO₂ et l'émission de NO_x.

5.3.1.2 Système de 6 unités avec deux gaz :

Tableau 5.25 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO_x .

N° de solution	Facteur de poids		Objective	
	w_1	w_2	F_1	F_2
1	1	0	18719,5671	2281,0711
2	0,9	0,1	18721,6175	2242,0846
3	0,8	0,2	18727,7487	2207,3536
4	0,7	0,3	18738,0281	2176,5286
5	0,6	0,4	18752,5956	2149,4909
6	0,5	0,5	18771,6541	2126,2134
7	0,4	0,6	18795,4830	2106,7324
8	0,3	0,7	18824,4219	2091,1656
9	0,2	0,8	18858,8683	2079,6998
10	0,1	0,9	18899,2901	2072,5828
11	0	1	18946,2897	2070,1270

**Figure 5.19** Le bidimensionnel de Pareto pour le coût, et l'émission de NO_x .**Tableau 5.26** Les puissance générées avec les pertes.

N° de solution	Les puissances générées						P_L (MW)
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	
1	251,5092	303,6419	503,1688	372,0336	302,5758	197,2907	130,2201
2	244,8774	295,8072	508,5718	365,3771	318,3301	197,7930	130,7566
3	238,5015	287,6986	513,3492	359,6084	334,3391	198,0398	131,5366
4	232,3727	279,3526	517,5887	354,5343	350,6794	198,0397	132,5674
5	226,4941	270,7696	521,3623	349,9696	367,4177	197,8461	133,8594
6	220,8564	261,9987	524,7109	345,8460	384,5897	197,4245	135,4261
7	215,4122	253,0407	527,6646	342,0416	402,2964	196,8361	137,2916
8	210,1723	243,8991	530,2805	338,5145	420,5640	196,0419	139,4724
9	205,0995	234,5862	532,5686	335,2110	439,4666	195,0654	141,9974
10	200,1865	225,1131	534,5349	332,0865	459,0839	193,8940	144,8990
11	195,3969	215,4882	536,1873	329,1322	479,4827	192,5258	148,2130

Tableau 5.27 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO_x et l'émission de SO₂.

N° de solution	Facteur de poids			Objective		
	w ₁	w ₂	w ₃	F ₁	F ₂	F ₃
1	1	0	0	18719,5671	2281,0799	11222,9921
2	0,85	0,15	0	18724,1689	2224,2292	11225,3982
3	0,7	0,3	0	18738,0290	2176,5265	11233,3630
4	0,55	0,45	0	18761,5466	2137,3830	11247,1180
5	0,4	0,6	0	18795,4809	2106,7338	11267,1119
6	0,25	0,75	0	18840,9388	2084,9028	11294,0023
7	0,1	0,9	0	18899,2906	2072,5827	11328,6047
8	0,85	0	0,15	18719,5679	2280,6946	11222,9824
9	0,7	0,15	0,15	18724,8354	2220,6064	11225,7652
10	0,55	0,3	0,15	18740,6079	2170,7905	11234,8546
11	0,4	0,45	0,15	18767,3893	2130,6573	11250,5438
12	0,25	0,6	0,15	18806,1991	2100,1550	11273,4357
13	0,1	0,75	0,15	18858,4232	2079,8123	11304,3545
14	0,7	0	0,3	18719,5709	2280,2678	11222,9722
15	0,55	0,15	0,3	18725,6501	2216,5409	11226,2165
16	0,4	0,3	0,3	18743,7200	2164,5201	11236,6590
17	0,25	0,45	0,3	18774,5438	2123,4059	11254,7447
18	0,1	0,6	0,3	18819,3743	2093,4178	11281,2175
19	0,55	0	0,45	18719,5768	2279,7826	11222,9624
20	0,4	0,15	0,45	18726,6549	2211,9664	11226,7768
21	0,25	0,3	0,45	18747,6033	2157,5031	11238,9166
22	0,1	0,45	0,45	18783,4181	2115,6276	11259,9641
23	0,4	0	0,6	18719,5872	2279,2192	11222,9530
24	0,25	0,15	0,6	18727,9222	2206,7445	11227,4874
25	0,1	0,3	0,6	18752,4789	2149,7083	11241,7564
26	0,25	0	0,75	18719,6048	2278,5447	11222,9447
27	0,1	0,15	0,75	18729,5403	2200,7677	11228,3996
28	0,1	0	0,9	18719,6321	2277,7383	11222,9390

Tableau 5.28 Les puissance générées avec les pertes.

N° de solution	Les puissances générées						Pertes (MW)
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	
1	251,4925	303,6397	503,1837	372,0343	302,5863	197,2838	130,2203
2	241,6554	291,7853	511,0301	362,3886	326,3031	197,9539	131,1164
3	232,3792	279,3458	517,5843	354,5274	350,6828	198,0479	132,5674
4	223,6474	266,4075	523,0981	347,8510	375,9497	197,6538	134,6075
5	215,4105	253,0302	527,6852	342,0360	402,2972	196,8318	137,2910
6	207,6053	239,2638	531,4712	336,8316	429,9457	195,5746	140,6922
7	200,1736	225,1213	534,5374	332,0876	459,0861	193,8939	144,8998
8	251,4448	303,5613	503,6041	371,8028	302,5847	197,2040	130,2016
9	240,9895	290,9288	511,8887	361,6427	327,8499	197,8782	131,1779
10	231,1610	277,6188	518,7551	353,4527	353,8690	197,9252	132,7817
11	221,9572	263,7763	524,4353	346,5397	380,9250	197,4276	135,0610
12	213,3136	249,4398	529,0965	340,5128	409,2739	196,4489	138,0854
13	205,1324	234,6705	532,8962	335,1473	439,1261	194,9708	141,9432
14	251,3962	303,4557	504,0442	371,5809	302,5817	197,1218	130,1806
15	240,2375	289,9294	512,8517	360,8280	329,6086	197,7946	131,2498
16	229,8019	275,6471	520,0409	352,2542	357,5212	197,7742	133,0394
17	220,0783	260,7466	525,9206	345,0690	386,6588	197,1352	135,6086
18	210,9418	245,3307	530,6858	338,8400	417,2959	195,9520	139,0462
19	251,3345	303,3482	504,5685	371,3033	302,5961	197,0073	130,1579
20	239,3598	288,7905	513,9570	359,9155	331,6240	197,6897	131,3366
21	228,2587	273,3687	521,4901	350,9315	361,7185	197,5824	133,3498
22	217,9268	257,2711	527,5760	343,4465	393,2796	196,7763	136,2763
23	251,2567	303,2227	505,1936	370,9722	302,5955	196,8894	130,1302
24	238,3457	287,4545	515,2255	358,8687	333,9732	197,5756	131,4431
25	226,4546	270,7280	523,1582	349,4106	366,6423	197,3420	133,7357
26	251,1657	303,0619	505,9193	370,6098	302,6024	196,7386	130,0977
27	237,1964	285,8830	516,6810	357,6625	336,7415	197,4114	131,5759

28 251,0506 302,8923 506,7785 370,1484 302,6159 196,5757 130,0613

Tableau 5.29 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO_x et l'émission de CO₂.

N° de solution	Facteur de poids			Objective		
	w ₁	w ₂	w ₃	F ₁	F ₂	F ₃
1	1	0	0	18719,5671	2281,06709	60468,253
2	0,85	0,15	0	18724,17	2224,22298	60664,8005
3	0,7	0,3	0	18738,0247	2176,53659	61113,2097
4	0,55	0,45	0	18761,536	2137,39599	61818,4536
5	0,4	0,6	0	18795,4877	2106,72929	62793,461
6	0,25	0,75	0	18840,9398	2084,90244	64064,0714
7	0,1	0,9	0	18899,2991	2072,5818	65665,6129
8	0,85	0	0,15	18769,8533	2341,09519	58114,7131
9	0,7	0,15	0,15	18769,7772	2328,20122	58121,5561
10	0,55	0,3	0,15	18770,1263	2315,73538	58138,8036
11	0,4	0,45	0,15	18770,8802	2303,64853	58166,6269
12	0,25	0,6	0,15	18772,0545	2291,92824	58205,0978
13	0,1	0,75	0,15	18773,6528	2280,58979	58254,2604
14	0,7	0	0,3	18779,6532	2351,93487	58076,2538
15	0,55	0,15	0,3	18779,548	2344,66448	58078,2892
16	0,4	0,3	0,3	18779,5636	2337,51128	58083,6261
17	0,25	0,45	0,3	18779,7062	2330,47361	58092,2643
18	0,1	0,6	0,3	18779,9879	2323,56663	58104,183
19	0,55	0	0,45	18783,6106	2356,3066	58069,2479
20	0,4	0,15	0,45	18783,5154	2351,23293	58070,1933
21	0,25	0,3	0,45	18783,4788	2346,21506	58072,7284
22	0,1	0,45	0,45	18783,5013	2341,26201	58076,8462
23	0,4	0	0,6	18785,7417	2358,65233	58067,2396
24	0,25	0,15	0,6	18785,6593	2354,74727	58067,7747
25	0,1	0,3	0,6	18785,6064	2350,88167	58069,2434
26	0,25	0	0,75	18787,0714	2360,12663	58066,5754
27	0,1	0,15	0,75	18786,997	2356,96048	58066,9092
28	0,1	0	0,9	18787,987	2361,13132	58066,3722

Tableau 5.30 La solution non-dominante pour l'émission de NO_x, l'émission de SO₂ et l'émission de CO₂.

N° de solution	Facteur de poids			Objective		
	w ₁	w ₂	w ₃	F ₁	F ₂	F ₃
1	1	0	0	2070,12697	11356,5079	66939,1865
2	0,85	0,15	0	2072,33808	11329,9457	65743,2516
3	0,7	0,3	0	2079,94368	11304,044	64566,9762
4	0,55	0,45	0	2094,85491	11279,4186	63435,103
5	0,4	0,6	0	2119,8139	11257,0493	62385,7285
6	0,25	0,75	0	2159,03672	11238,392	61479,639
7	0,1	0,9	0	2219,35676	11225,873	60824,5766
8	0,85	0	0,15	2273,2417	11257,7692	58293,0225
9	0,7	0,15	0,15	2284,68473	11257,3735	58234,1407
10	0,55	0,3	0,15	2296,75621	11257,2123	58184,1265
11	0,4	0,45	0,15	2309,54534	11257,2883	58143,4719
12	0,25	0,6	0,15	2323,09547	11257,636	58112,9363
13	0,1	0,75	0,15	2337,43498	11258,2594	58093,445
14	0,7	0	0,3	2319,00986	11261,3023	58114,013
15	0,55	0,15	0,3	2326,35167	11261,5297	58098,6652
16	0,4	0,3	0,3	2333,90718	11261,8303	58086,4806
17	0,25	0,45	0,3	2341,73394	11262,2239	58077,517
18	0,1	0,6	0,3	2349,7664	11262,7006	58072,0058
19	0,55	0	0,45	2337,981	11263,4191	58080,4856
20	0,4	0,15	0,45	2343,33912	11263,7047	58074,7837
21	0,25	0,3	0,45	2348,81199	11264,0246	58070,6714

22	0,1	0,45	0,45	2354,41115	11264,3896	58068,191
23	0,4	0	0,6	2348,35192	11264,7264	58070,7204
24	0,25	0,15	0,6	2352,56188	11264,9899	58068,4081
25	0,1	0,3	0,6	2356,84257	11265,2807	58067,0509
26	0,25	0	0,75	2354,87098	11265,5903	58067,4685
27	0,1	0,15	0,75	2358,33594	11265,8254	58066,6361
28	0,1	0	0,9	2359,35912	11266,2021	58066,4733

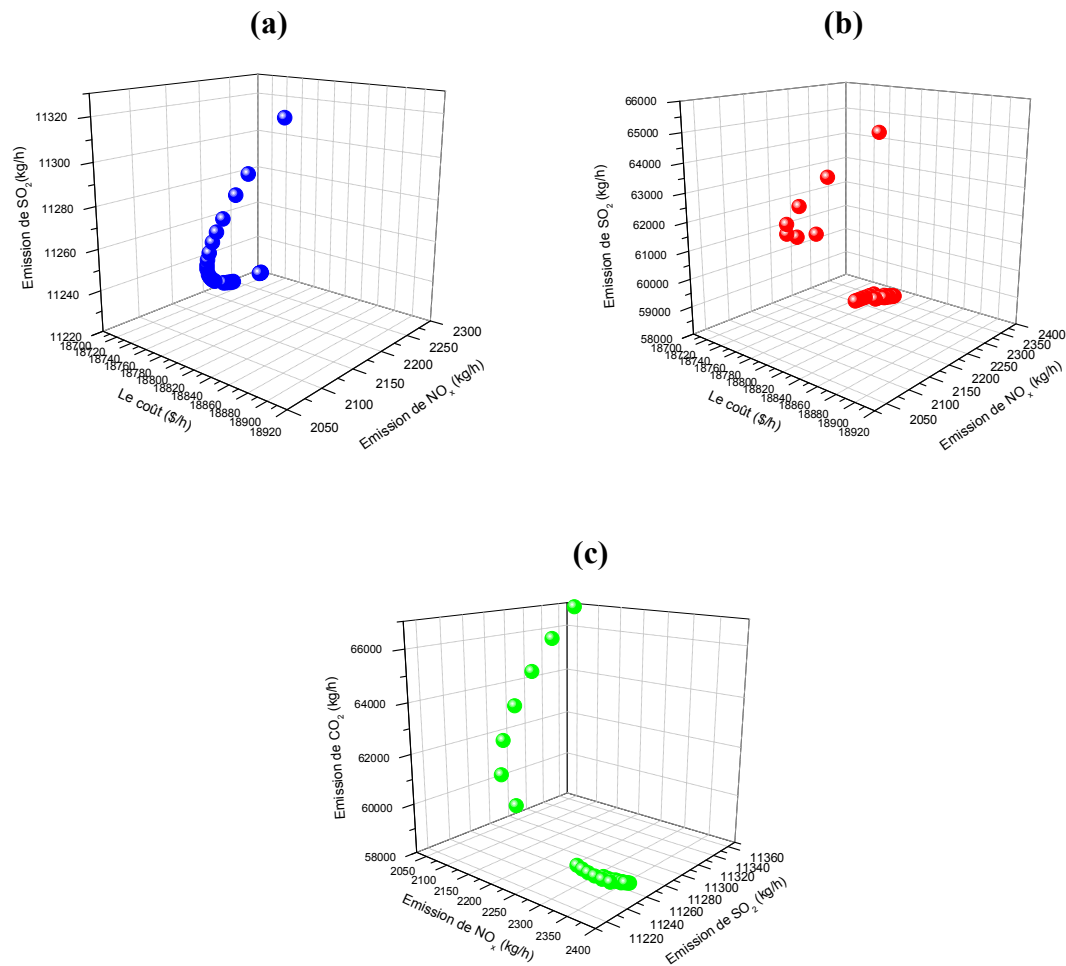


Figure 5.20 **a** Le tridimensionnel de Pareto pour le coût, l'émission de NO_x et l'émission de SO_2 . **b** Le tridimensionnel de Pareto pour le coût, l'émission de NO_x et l'émission de CO_2 . **c** Le tridimensionnel de Pareto pour l'émission de NO_x , l'émission de SO_2 et l'émission de CO_2 .

Tableau 5.31 La solution non-dominante pour le coût et l'émission de NO_x , l'émission de SO_2 et l'émission de CO_2 .

N° de solution	Facteur de poids				Objective			
	w_1	w_2	w_3	w_4	F_1	F_2	F_3	F_4
1	1	0	0	0	18719,5671	2281,087	11222,9922	60468,0063
2	0,7	0,3	0	0	18738,0256	2176,5343	11233,3612	61113,1306
3	0,4	0,6	0	0	18795,4751	2106,7377	11267,1084	62793,1620
4	0,1	0,9	0	0	18899,3117	2072,5804	11328,6174	65665,7840
5	0,7	0	0,3	0	18719,5709	2280,2310	11222,9721	60498,7204
6	0,4	0,3	0,3	0	18743,7399	2164,4819	11236,6705	61320,5160
7	0,1	0,6	0,3	0	18819,3707	2093,4194	11281,2154	63498,5140

8	0,4	0	0,6	0	18719,5873	2279,1925	11222,953	60538,9046
9	0,1	0,3	0,6	0	18752,4803	2149,7058	11241,7574	61625,3739
10	0,1	0	0,9	0	18719,6316	2277,7803	11222,9391	60596,1489
11	0,7	0	0	0,3	18779,6657	2351,9499	11261,1283	58076,2247
12	0,4	0,3	0	0,3	18779,5655	2337,4930	11260,9950	58083,6418
13	0,1	0,6	0	0,3	18779,9859	2323,5507	11261,174	58104,2154
14	0,4	0	0,3	0,3	18780,9934	2353,35185	11261,9437	58073,3853
15	0,1	0,3	0,3	0,3	18780,8981	2338,70741	11261,8125	58080,9107
16	0,1	0	0,6	0,3	18782,362	2354,79107	11262,7838	58070,9863
17	0,4	0	0	0,6	18785,7523	2358,6546	11264,8656	58067,2325
18	0,1	0,3	0	0,6	18785,6038	2350,89714	11264,7377	58069,2361
19	0,1	0	0,3	0,6	18786,5097	2359,46411	11265,3301	58066,8021
20	0,1	0	0	0,9	18787,9823	2361,13854	11266,2336	58066,3727

Tableau 5.32 Les puissances générées avec les pertes.

N° de solution	Les puissances générées						P _L (MW)
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	
1	251,5011	303,6430	503,1784	372,0273	302,5818	197,2887	130,2203
2	232,3758	279,3492	517,5958	354,5232	350,6707	198,0516	132,5663
3	215,4078	253,0333	527,6795	342,0363	402,2943	196,8399	137,2910
4	200,1823	225,1138	534,5338	332,0825	459,0936	193,8948	144,9007
5	251,3979	303,4700	504,0354	371,5787	302,5795	197,1201	130,1816
6	229,8066	275,6492	520,0211	352,2670	357,5224	197,7737	133,0399
7	210,9535	245,3253	530,6725	338,8414	417,3054	195,9489	139,0471
8	251,2550	303,2205	505,1916	370,9660	302,6004	196,8970	130,1305
9	226,4693	270,7152	523,1448	349,4187	366,6407	197,3463	133,7350
10	251,0526	302,8861	506,7861	370,1326	302,6197	196,5837	130,0609
11	249,8148	331,1466	400,6351	382,5055	342,3345	233,9569	140,3935
12	248,5790	327,9193	401,9170	380,2506	347,7469	234,1087	140,5215
13	247,3432	324,6639	403,1557	378,0802	353,1926	234,2439	140,6797
14	249,7516	331,5859	399,5224	382,6047	342,8721	234,2122	140,5489
15	248,5075	328,3034	400,8224	380,3194	348,3593	234,3659	140,6778
16	249,6916	332,0348	398,3792	382,7038	343,4214	234,4780	140,7088
17	249,5489	333,1441	395,6065	383,0695	344,6316	235,0907	141,0914
18	248,9144	331,4189	396,2803	381,8721	347,4974	235,1710	141,1541
19	249,5149	333,3956	394,9925	383,1269	344,9212	235,2277	141,1789
20	249,4543	333,8756	393,8175	383,2633	345,4490	235,4850	141,3445

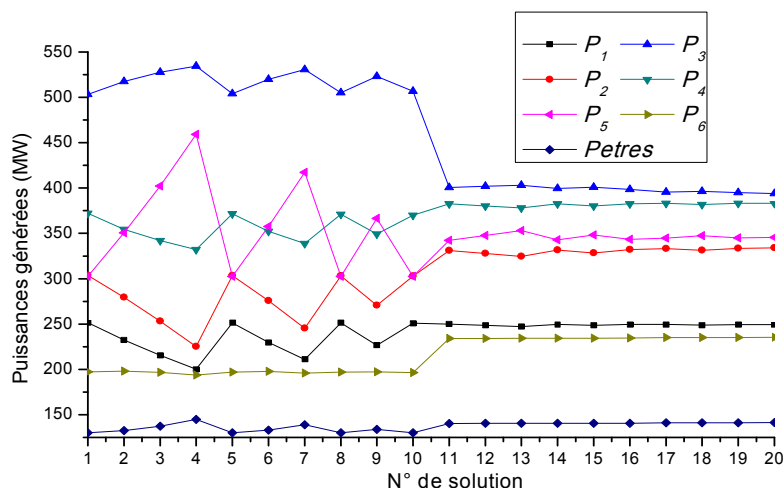


Figure 5.21 Les puissances générées par chaque solution.

5.3.2 Modèle avec l'effet des vannes :

Les coefficients de coût, les coefficients d'émission de gaz, les limites de production et les coefficients des pertes de 10 unités sont données par [112]. La solution multi-objective de dispatching économique pour le système à 10 unités est résolue par RS lorsque la demande du système est 2000 MW.

Tableau 5.33 Le coût minimal de combustible.

	ABC PSO [112]	DE [113]	RS
P_1	55	55	54.9999
P_2	80	79.89	80
P_3	106.93	106.8253	107.6263
P_4	100.5668	102.8307	102.5948
P_5	81.49	82.2418	80.7015
P_6	83.011	80.4352	81.1210
P_7	300	300	300
P_8	340	340	340
P_9	470	470	470
P_{10}	470	469.8975	470
Pertes (MW)	87.0344	/	87.0434
F (\$/hr)	111500	111500	111498.6581
E (lb/hr)	4571.2	4581	4584.8366

Tableau 5.34 L'émission minimal de gaz.

	ABC PSO [112]	DE [113]	RS
P_1	55	55	54.9999
P_2	80	80	80
P_3	81.9604	80.5924	76.6331
P_4	78.8216	81.0233	79.4332
P_5	160	160	160
P_6	240	240	240
P_7	300	292.7434	287.9285
P_8	292.78	299.1214	301.4146
P_9	401.8478	394.5147	412.4386
P_{10}	391.2096	398.6383	388.9348
Pertes (MW)	81.5879	/	81.7827
Coût (\$/hr)	116420	116400	116386.4652
E (lb/hr)	3932.3	3923.4	3935.9769

Tableau 5.35 Les solution non-dominants pour le coût et l'émission de gaz.

N° de solution	Facteur de poids		Objective	
	w_1	w_2	Coût (\$/h)	Emission (lb/h)
1	1	0	111498.6581	4584.8366
2	0.9	0.1	111498.8712	4565.0785
3	0.8	0.2	111500.7085	4549.6368
4	0.7	0.3	111510.7057	4528.6489
5	0.6	0.4	111513.2274	4522.9643
6	0.5	0.5	111537.5128	4495.8336
7	0.4	0.6	111542.9312	4491.8964
8	0.3	0.7	111650.7539	4437.8718
9	0.2	0.8	111923.8879	4354.0698
10	0.1	0.9	113622.4424	4106.5212
11	0	1	116369.2736	3934.0322

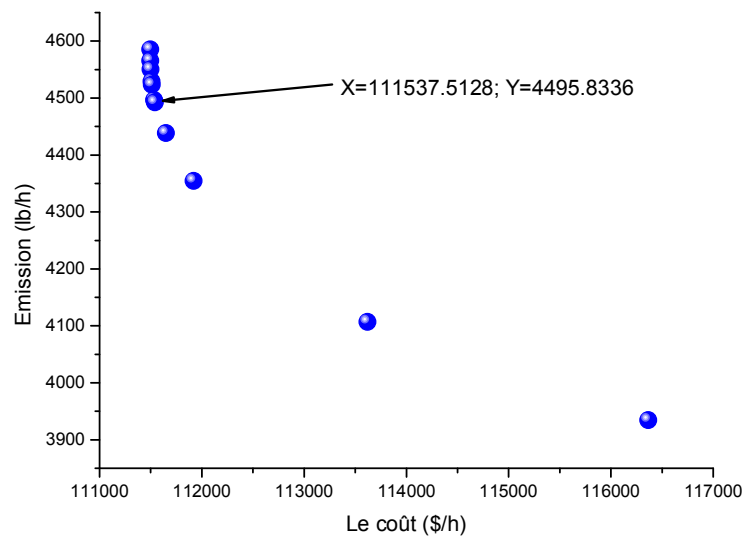


Figure 5.22 Le bidimensionnel de Pareto pour le coût, et l'émission de gaz.

La figure 5.22 peut montrer le front de Pareto pour l'objectif de coût du combustible vers l'objectif d'émission de gaz (la solution économique vers la solution environnementale).

Nous faisons une égalité entre le facteur pondéré des objectifs ($w_1 = w_2 = 0,5$) pour trouver la solution combinée. Après l'application de RS, la solution combinée peut donner 111537.5128 \$ et 4495.8336 lb.

Le tableau 4 présente l'envoi de la puissance de sortie pour chaque générateur et les pertes de puissance électrique avec la variation des facteurs pondérés.

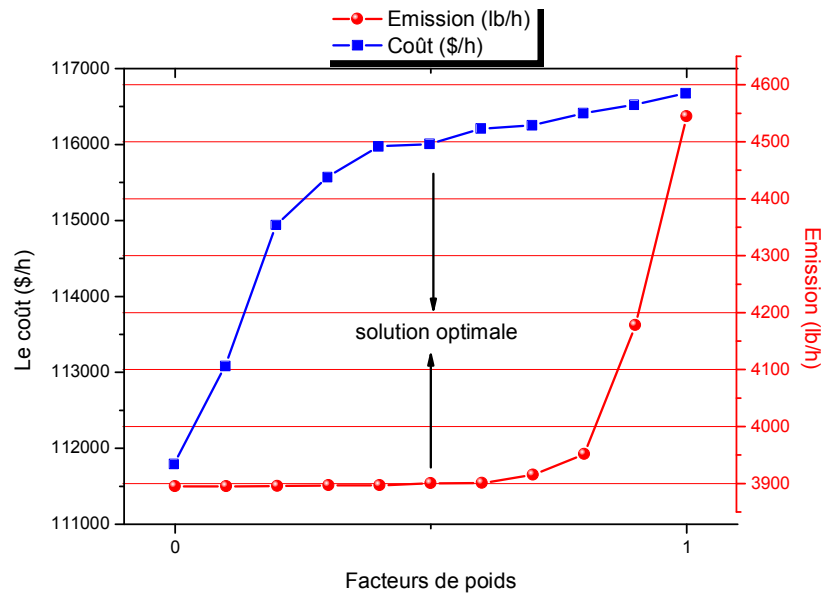


Figure 5.23 Le coût, et l'émission de gaz par la variation des facteurs pondérées.

On peut voir à partir de la figure 5.23 les résultats du coût du combustible et l'émission de gaz en utilisant la variation des facteurs de poids w_1 et w_2 .

Tableau 5.36 Les puissances générées avec les pertes.

N° de solution	Les puissances générées										P_L (MW)
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}	
1	54.9999	80	107.6263	102.5948	80.7015	81.1210	300	340	470	470	87.0434
2	54.9994	80	110.1485	102.2162	80.7723	78.9268	300	340	470	470	87.0633
3	54.9998	80	101.9164	96.5109	81.5996	91.9722	300	340	470	470	86.9989
4	55.0000	80	102.0713	98.5058	84.0098	87.4237	300	340	470	470	87.0106
5	54.9994	80	100.4357	94.3410	91.0278	86.2215	300	340	470	470	87.0254
6	54.9999	80	98.0852	91.9500	88.3696	93.5923	300	340	470	470	86.9970
7	54.9999	80	90.8588	91.0506	91.1474	98.9049	300	340	470	470	86.9616
8	54.9998	80	93.4393	83.7541	93.6749	101.1218	300	340	470	470	86.9900
9	54.9997	80	85.1886	82.0213	96.3877	113.0614	300	340	470	465.1045	86.7632
10	54.9999	80	84.6924	83.3449	142.4829	144.8856	300	318.3079	427.1209	448.6588	84.4933
11	54.9999	80	76.6331	79.4332	160	240	287.9285	301.4146	412.4386	388.9348	81.7827

D'après le tableau 5.36, la répartition des puissances par la solution économique est présentée par la 1^{ère} solution, la répartition des puissances par la solution combinée est présentée par la 6^{ème} solution et la répartition des puissances par la solution environnementale est présentée par la 11^{ème} solution.

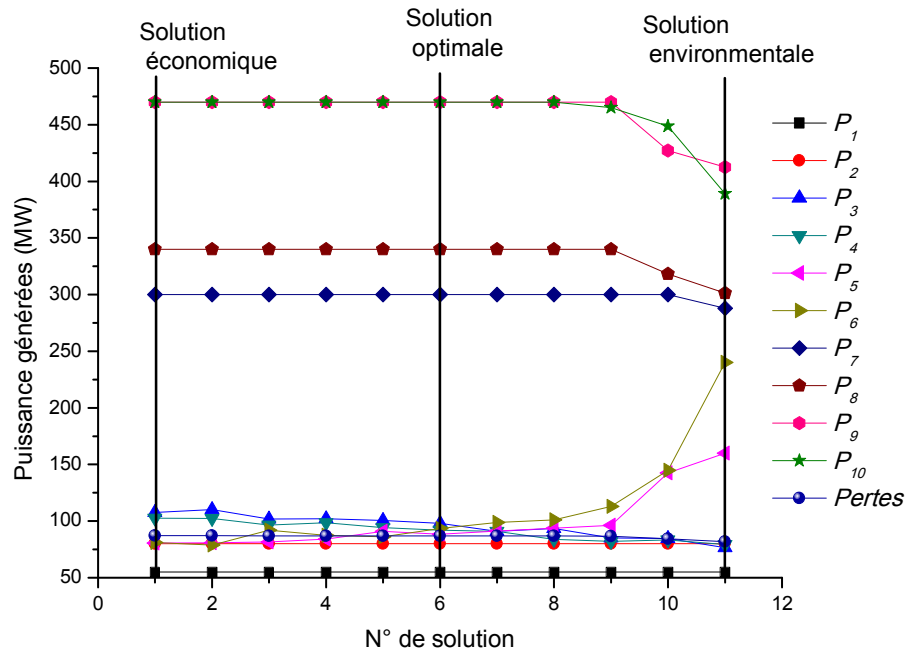


Figure 5.24 Les puissances générées par la variation des facteurs pondérées.

La figure 5.24 présente la répartition de la production d'énergie avec les pertes dans la variation des 10 facteurs du système selon le poids.

On voit que les trois lignes verticales présentent les puissances générées pour chaque unité pour: la solution économique, la solution combinée et la solution environnementale.

5.4 Le dispatching économique dans un marché de l'électricité

Le problème de dispatching économique dans un marché de l'électricité est résolu par le recuit simulé pour le système de test de bus IEEE-30 avec 6 générateurs et 41 lignes de transmission. Les coefficients de coût du générateur, les limites de génération du système de test de bus IEEE-30 et les données de soumission des clients sont tirés par [114].

5.4.1 Stratégie d'offres faibles des clients:

Dans ce cas, deux clients participent au concours avec les GENCO⁶ et soumettent leurs offres à la demande. Les valeurs de l'annonce de coefficient d'enchère sont présumées en

⁶ C'est le coût de production (generation cost).

choisissant stratégie d'offres faibles et maintenues comme $-0,06$ et $-0,08$ \$ / MWh² pour les clients 1 et 2, respectivement.

La valeur du coefficient d'enchère est prise comme 20 \$ et 15 \$ pour les clients 1 et 2 respectivement.

À partir du tableau 5.37, le coût de production de la période 1 est 484 968 \$ et fournit 126, 015 MW au client 1 et 75,051 MW au client 2. Le bénéfice social maximum à la période 1 est 1757,697 \$. Le bénéfice social maximal à la période 2 est 1309,436 \$. Le recuit simulé peut donner la solution optimale du profit social aux deux périodes 3067,133 \$.

Tableau 5.37 Les résultats sous la stratégie d'offres faibles.

	DE [114]		RS	
	Période 1	Période 2	Période 1	Période 2
P ₁ (MW)	131.3014	95.8827	87,912	50,001
P ₂ (MW)	38.3058	29.8440	51,218	80,000
P ₃ (MW)	17.2255	15	32,536	17,374
P ₄ (MW)	10	10	10,002	10,002
P ₅ (MW)	10	10	10,002	10,004
P ₆ (MW)	12	12	12,007	12,002
Puissance totale (MW)	218.8327	172.7267	203,676	179,383
D ₁ (MW)	140.0379	70	126,015	70
D ₂ (MW)	73.7784	100	75,051	106,783
Demande totale (MW)	213.8163	170	201,066	176,783
Pertes (MW)	5.0164	2.7267	2,610	2,600
Coût total (\$)	561.1708	428.5511	484,968	486,100
Bénéfice de client (\$)	2295.3	1806	2242,665	1795,535
Bénéfice social (\$)	1734.1292	1377.4	1757,697	1309,436
Bénéfice social total (\$)	3111.5292		3067,133	

5.4.2 Stratégie d'offres Moyennes des clients:

Les valeurs du coefficient d'enchère a et b sont maintenues respectivement 0,07 et 0,05 \$/MWh² pour les clients 1 et 2.

La valeur du coefficient d'enchère est prise comme 20 \$ et 15 \$ pour les clients 1 et 2 respectivement.

Dans cette stratégie et dans le tableau 5.38, le coût de production de la période 1 et de la période 2 est respectivement 638,979 \$ et 696,875 \$. Le bénéfice social maximum à la période 1

est 5936,021 \$. Le bénéfice social maximal à la période 2 est 6046,125 \$. Le recuit simulé peut donner la solution optimale du profit social aux deux périodes 11982,146 \$.

Tableau 5.38 Les résultats sous la stratégie d'offres moyennes.

	DE [114]		RS	
	Période 1	Période 2	Période 1	Période 2
P ₁ (MW)	153.361	163.5880	92,066	112,976
P ₂ (MW)	44.3595	47.4813	80	80
P ₃ (MW)	18.9327	19.7576	50	50
P ₄ (MW)	17.8545	24.3363	10	10
P ₅ (MW)	10	10	10	10
P ₆ (MW)	12	12	12	12
Puissance totale (MW)	256.5078	277.1632	254,067	274,976
D ₁ (MW)	150	70	150	70
D ₂ (MW)	100	200	100	200
Demande totale (MW)	250	270	250	270
Pertes (MW)	6.5078	7.1632	4,067	4,976
Coût total (\$)	681.1074	750.3631	638,979	696,875
Bénéfice de client (\$)	6575	6743	6575	6743
Bénéfice social (\$)	5893.9	5992.6	5936,021	6046,125
Bénéfice social total (\$)	11886.5		11982,146	

5.4.3 Stratégie d'offres élevées des clients:

Dans ce cas, les valeurs du coefficient d'offres a et b sont respectivement 0,1 et 0,09 \$/MWh² pour les clients 1 et 2.

La valeur du coefficient d'enchère est prise comme 20 \$ et 15 \$ pour les clients 1 et 2 respectivement. Cette stratégie peut donner 7011,021 \$ et 7793,125 \$ en bénéfice social maximal de la période 1 et la période 2. Le recuit simulé peut donner la solution optimale du profit social aux deux périodes 14804,146 \$ (voir tableau 5.39).

Tableau 5.39 Les résultats sous la stratégie d'offres élevées.

	DE [114]		RS	
	Période 1	Période 2	Période 1	Période 2
P ₁ (MW)	153.3611	163.5880	92,067	112,976
P ₂ (MW)	44.3595	47.4813	80	80
P ₃ (MW)	18.9327	19.7576	50	50
P ₄ (MW)	17.8545	24.3363	10	10
P ₅ (MW)	10	10	10	10
P ₆ (MW)	12	12	12	12
Puissance totale (MW)	256.5078	277.1632	254,067	274,976
D ₁ (MW)	150	70	150	70
D ₂ (MW)	100	200	100	200
Demande totale (MW)	250	270	250	270
Pertes (MW)	6.5078	7.1632	4,067	4,976
Coût total (\$)	681.1074	750.3631	638,979	696,875

Bénéfice de client (\$)	7650	8490	7650	8490
Bénéfice social (\$)	6968.9	7739.6	7011,021	7793,125
Bénéfice social total (\$)	14708.5		14804,146	

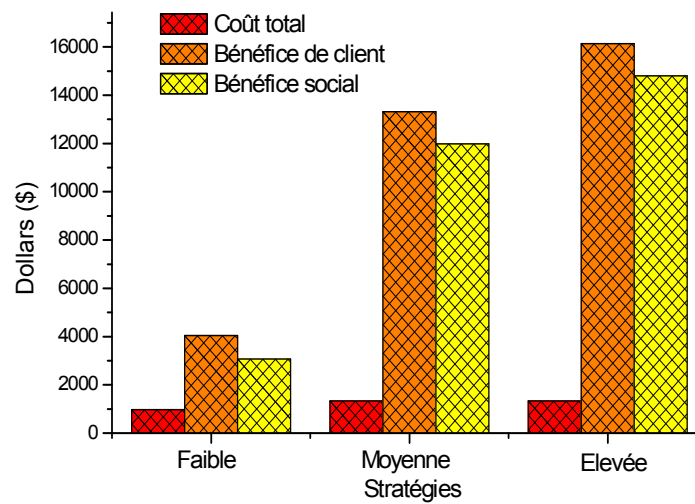


Figure 5.25 Les Résultats obtenus dans le cadre de diverse stratégie.

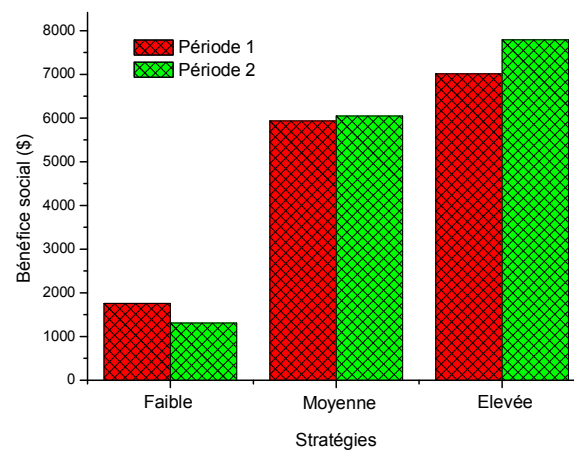


Figure 5.26 Bénéfice social à la période 1 et période 2 dans le cadre de diverse stratégie.

Tableau 5.40 Comparaison les résultats pour les trois stratégies.

	Faible			Moyenne			Elevée		
	DE[114]	PSO[114]	RS	DE[114]	PSO[114]	RS	DE[114]	PSO[114]	RS
Coût total	989.72	1851.0	971,068	1431.5	1928.2	1335,854	1431.5	1793.1	1335,854
Bénéfice de client	4101.3	3483.8	4038,2	13318	12141	13318	16140	15570. 5	16140
Bénéfice social	3111.5	1632.8	3067,133	11886.5	10213	11982,146	14708.5	13777	14804,146

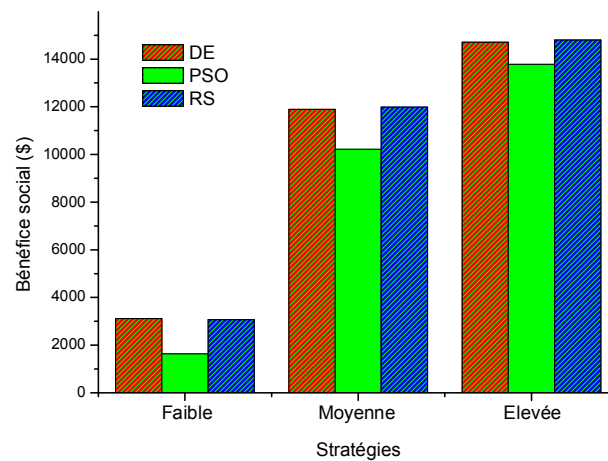


Figure 5.27 Comparaison des résultats de bénéfice social.

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre, on a appliqué la méthode recuit simulé (RS) sur des réseaux standards. Les résultats numériques des tests ont été validés par la comparaison avec d'autres méthodes d'optimisations classiques et métaheuristiques.

Dans ce chapitre, nous avons essayé de trouver:

- La solution optimale pour le coût minimal du combustible.
- Les émissions minimales des gazes.
- La solution combinée entre les solutions économiques et environnementales.
- L'application d'un marché de l'électricité.

Le recuit simulé est utilisé dans ce travail pour déterminer le problème multi-objectif de dispatching économique dynamique avec la considération des émissions des gazes.

Le problème est défini comme un problème d'optimisation à plusieurs objectifs, afin de réduire le coût de production et le taux d'émission.

A d'autre côté, le problème du marché de l'électricité peut être modélisé comme la maximisation du bénéfice social entre le coût de production et les clients.

Les résultats obtenus révèlent l'efficacité et l'utilité de la méthode de recuit simulé dans les deux aspects « le dispatching économique » et « le dispatching environnementales » dans les systèmes de production.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons présenté la formulation mathématique globale pour un dispatching économique environnemental dans un réseau d'énergie électrique.

L'optimisation est un problème qui peut se poser simplement. Il s'agit de trouver le minimum, ou le maximum d'une fonction à plusieurs variables sur un certain domaine de définition, de l'étude de leur existence à leur détermination, en général par la mise en œuvre d'un algorithme et par suite d'un programme.

La seconde partie de ce travail a été consacrée à une citation des différentes centrales thermique avec ses études : techniques, économiques et environnemental.

Ensuite, nous avons parlé sur le problème d'optimisation du dispatching économique environnementale et que c'est un problème multi-objectif, la difficulté principale d'un tel problème d'optimisation est liée à la présence de conflit entre la fonction de coût avec les fonctions des émissions à savoir la fonction du coût de production et la fonction d'émission de chaque gaz toxique. La transformation de ce problème en problème mono-objectif est réalisée par l'introduction des facteurs de pénalité des prix, et ces facteurs sont définis comme étant le rapport entre :

1. Le coût maximal et les émissions maximales de chaque générateur (Max/Max).
2. Le coût minimal et les émissions maximales de chaque générateur (Min/Max).
3. La moyenne entre les deux facteurs (Max/Max) et (Min/Max).

D'autre formulation de problème mono-objectif est réalisée par l'introduction des facteurs de la moyenne pondérée, et ces facteurs ont été utilisés pour la prise en compte des deux objectifs ou plus (économique et environnemental) à travers la fonction multi objectif ($w_1 + w_2 + \dots + w_n = 1$).

La mise en œuvre de l'algorithme de recuit simulé et leur application ont permis d'obtenir des résultats satisfaisants, car ils permettent notamment de traiter des problèmes où la fonction objectif ne présente pas de propriétés mathématiques exploitables (dérivabilité, convexité, ...).

La dernière partie de ce travail a été consacrée à l'application de recuit simulé sur quelques réseaux électriques, et pour valider nos résultats, nous avons fait des comparaisons avec des méthodes classiques et méta-heuristiques.

En perspective on prévoit d'appliquer cette nouvelle technique au problème de dispatching économique dynamique en tenant en considération :

- Les contraintes liées au comportement des unités de génération à savoir la fonction objectif multi fuels et les zones de fonctionnement prohibées afin de générer un algorithme d'optimisation générale qui touche le cas le plus réel.
- L'intégration des énergies renouvelables (solaire, éoliennes....etc.).
- Intégration les séparateurs des gaz dans les centrales thermique et trouver ses modélisation mathématiques.
- L'application de marché de l'électricité pour généraliser le problème.

Annexes

3 unités :

Tableau 1 Données du système de 3 unités.

a_i	b_i	c_i	$P_{\min}$	$P_{\max}$
0,001562	7,92	561	150	600
0,001940	7,85	310	100	400
0,004820	7,97	78	50	200

Tableau 2 Les B-coefficients du système de 3 unités

3,00E-05	0	0
0	9,00E-05	0
0	0	0,00012

Tableau 3 Les coefficients des gazes du système de 3 unités.

SO ₂			NO _x		
a_i	b_i	c_i	a_i	b_i	c_i
1,6103e-06	0,00816466	0,5783298	1,4721848 e-07	-9,4868099 e-05	0,04373254
2,1999e-06	0,00891174	0,3515338	3,0207577 e-07	-9,725287 e-05	0,055821713
5,4658e-06	0,00903782	0,0884504	1,9338531 e-06	-0,000353737	0,027731524

6 unités (modèle quadratique) :

Tableau 4 Données du système de 6 unités.

a_i	b_i	c_i	$P_{\min}$	$P_{\max}$
0,002035	8,43205	85,6348	150	600
0,003866	6,41031	303,778	150	600
0,002182	7,4289	847,1484	150	600
0,001345	8,30154	274,2241	150	600
0,002162	7,4289	847,1484	150	600
0,005963	6,91559	202,0258	150	600

Tableau 5 Les coefficients des gazes du système de 6 unités.

NO _x			SO ₂			CO ₂		
a_i	b_i	c_i	a_i	b_i	c_i	a_i	b_i	c_i
0,006323	-0,38128	80,9019	0,001206	5,05928	51,3778	0,26511	-61,01945	5080,148
0,006483	-0,79027	28,8249	0,00232	3,84624	182,2605	0,140053	-29,95221	3824,77
0,003174	-1,36061	324,1775	0,001284	4,45647	508,5207	0,105929	-9,552794	1342,851
0,006732	-2,39928	610,2535	0,000813	4,97641	165,3433	0,106409	-12,73642	1819,625
0,003174	-1,36061	324,1775	0,001284	4,45647	508,5207	0,105929	-9,552794	1342,851
0,006181	-0,39077	50,3808	0,003578	4,14938	121,2133	0,403144	-121,9812	11381,07

Tableau 6 Les B-coefficients du système de 6 unités.

0,0002	1,00E-05	1,50E-05	5,00E-06	0	-3,00E-05
1,00E-05	0,0003	-2,00E-05	1,00E-06	1,20E-05	1,00E-05
1,50E-05	-2,00E-05	0,0001	-1,00E-05	1,00E-05	8,00E-06
5,00E-06	1,00E-06	-1,00E-05	0,00015	6,00E-06	5,00E-05
0	1,20E-05	1,00E-05	6,00E-06	0,00025	2,00E-05
-3,00E-05	1,00E-05	8,00E-06	5,00E-05	2,00E-05	0,00021

6 unités (modèle cubique) :

Tableau 7 Données du système de 6 unités.

a _i	b _i	c _i	d _i	P _{min}	P _{max}
0,001	0,092	14,5	-136	50	200
0,0004	0,025	22	-3,5	20	80
0,0006	0,075	23	-81	15	50
0,0002	0,1	13,5	-14,5	10	50
0,0013	0,12	11,5	-9,75	10	50
0,0004	0,084	12,5	75,6	12	40

Tableau 8 Les coefficients des gaz du système de 6 unités.

SO ₂				NO _x				CO ₂			
a _i	b _i	c _i	d _i	a _i	b _i	c _i	d _i	a _i	b _i	c _i	d _i
0,0005	0,15	17	-90	0,0012	0,052	18,5	-26	0,0015	0,092	14	-16
0,0014	0,055	12	-30,5	0,0004	0,045	12	-35	0,0014	0,025	12,5	-93,5
0,001	0,035	10	-80	0,0016	0,05	13	-15	0,0016	0,055	13,5	-85
0,002	0,07	23,5	-34,5	0,0012	0,07	17,5	-74	0,0012	0,01	13,5	-24,5
0,0013	0,12	21,5	-19,75	0,0003	0,04	8,5	-89	0,0023	0,04	21	-59
0,0021	0,08	22,5	25,6	0,0014	0,024	15,5	-75	0,0014	0,08	22	-70

10 unités:

Tableau 9 Données du système de 10 unités.

a _i	b _i	c _i	e _i	f _i	α _i	β _i	γ _i	δ _i	η _i	P _{min}	P _{max}
1000,403	40,5407	0,12951	33	0,0174	360,0012	-3,9864	0,04702	0,25475	0,01234	10	55
950,606	39,5804	0,10908	25	0,0178	350,0056	-3,9524	0,04652	0,25475	0,01234	20	80
900,705	36,5104	0,12511	32	0,0162	330,0056	-3,9023	0,04652	0,25163	0,01215	47	120
800,705	39,5104	0,12111	30	0,0168	330,0056	-3,9023	0,04652	0,25163	0,01215	20	130
756,799	38,539	0,15247	30	0,0148	13,8593	0,3277	0,0042	0,2497	0,012	50	160
451,325	46,1592	0,10587	20	0,0163	13,8593	0,3277	0,0042	0,2497	0,012	70	240
1243,531	38,3055	0,03546	20	0,0152	40,2669	-0,5455	0,0068	0,248	0,0129	60	300
1049,998	40,3965	0,02803	30	0,0128	40,2669	-0,5455	0,0068	0,2499	0,01203	70	340
1658,569	36,3278	0,02111	60	0,0136	42,8955	-0,5112	0,0046	0,2547	0,01234	135	470
1356,659	38,2704	0,01799	40	0,0141	42,8955	-0,5112	0,0046	0,2547	0,01234	150	470

Tableau 10 Les B-coefficients du système de 10 unités.

4,90E-05	1,40E-05	1,50E-05	1,50E-05	1,60E-05	1,70E-05	1,70E-05	1,80E-05	1,90E-05	2,00E-05
1,40E-05	4,50E-05	1,60E-05	1,60E-05	1,70E-05	1,50E-05	1,50E-05	1,60E-05	1,80E-05	1,80E-05
1,50E-05	1,60E-05	3,90E-05	1,00E-05	1,20E-05	1,20E-05	1,40E-05	1,40E-05	1,60E-05	1,60E-05
1,50E-05	1,60E-05	1,00E-05	4,00E-05	1,40E-05	1,00E-05	1,10E-05	1,20E-05	1,40E-05	1,50E-05
1,60E-05	1,70E-05	1,20E-05	1,40E-05	3,50E-05	1,10E-05	1,30E-05	1,30E-05	1,50E-05	1,60E-05
1,70E-05	1,50E-05	1,20E-05	1,00E-05	1,10E-05	3,60E-05	1,20E-05	1,20E-05	1,40E-05	1,50E-05
1,70E-05	1,50E-05	1,40E-05	1,10E-05	1,30E-05	1,20E-05	3,80E-05	1,60E-05	1,60E-05	1,80E-05
1,80E-05	1,60E-05	1,40E-05	1,20E-05	1,30E-05	1,20E-05	1,60E-05	4,00E-05	1,50E-05	1,60E-05
1,90E-05	1,80E-05	1,60E-05	1,40E-05	1,50E-05	1,40E-05	1,60E-05	1,50E-05	4,20E-05	1,90E-05
2,00E-05	1,80E-05	1,60E-05	1,50E-05	1,60E-05	1,50E-05	1,80E-05	1,60E-05	1,90E-05	4,40E-05

6 unités (marché de l'électricité) :

Tableau 11 Données du système de 6 unités.

N°	a_{pi}	b_{pi}	c_{pi}	P_{min}	P_{max}	UR_i	DR_i
1	0,00375	2	0	50	200	65	85
2	0,0175	1,75	0	20	80	12	20
3	0,00625	1	0	15	50	12	15
4	0,00834	3,25	0	10	35	8	16
5	0,025	3	0	10	30	6	9
6	0,025	3	0	12	40	8	16

Tableau 12 Les B-coefficients du système de 6 unités.

0,0002	1,00E-05	1,50E-05	5,00E-06	0	-3,00E-05
1,00E-05	0,0003	-2,00E-05	1,00E-06	1,20E-05	1,00E-05
1,50E-05	-2,00E-05	0,0001	-1,00E-05	1,00E-05	8,00E-06
5,00E-06	1,00E-06	-1,00E-05	0,00015	6,00E-06	5,00E-05
0	1,20E-05	1,00E-05	6,00E-06	0,00025	2,00E-05
-3,00E-05	1,00E-05	8,00E-06	5,00E-05	2,00E-05	0,00021

Tableau 13 Données d'offres du client.

	Client 1			Client 2		
	Faible	Moyenne	Elevée	Faible	Moyenne	Elevée
$a_{dj} (\$/MWh^2)$	-0.06	0.07	0.1	-0.08	0.05	0.09
$b_{dj} (\$/MWh)$	20			15		
Heur 1(D_{min} vers D_{max}) (MW)	100 to 150			50 to 100		
Heur 2(D_{min} vers D_{max}) (MW)	20 to 70			100 to 200		

Bibliographie

Bibliography

- [1] M. Minoux, Programmation mathématique théorie et algorithmes, Tome1, Paris, 1983.
- [2] I. Othmani, Optimisation multicritère : Fondements et Concepts , Thèse de Doctorat; Université de Grenoble ; 1998.
- [3] I. Charon, A. Germa, O. Hudry, Méthodes d'optimisation combinatoire, éditions Masson, 1996.
- [4] Panos M. Pardalos, Nguyen Van Thoai, and Reiner Horst, "Introduction to Global Optimization. Nonconvex Optimization and Its Applications, Springer, second edition, December 31, 2000. ISBN : 978-0-79236-756-7. First edition : June 30, 1995, ISBN :978-0792335566.
- [5] M. Benyahia, Approche Neuro-Génétique pour le problème du Dispatching économique Environnemental, Thèse de Doctorat, université des sciences et de la technologie USTO-MB ; Oran ; 2012.
- [6] M. F. Hamza, Hwa Jen Yap , I. A. Choudhury, Recent advances on the use of meta-heuristic optimization algorithms to optimize the type-2 fuzzy logic systems in intelligent control, Neural Computing and Applications, pp 1-21, 2015.
- [7] T. Gräbener, A. Berro, Optimisation multiobjectif discrète par propagation de contraintes, Actes JFPC 2008.
- [8] Yann Collette, Patrick Siarry ; Optimisation Multiobjectif ; Septembre 2002 ; Edition Eyrolles, 75240 Paris Cedex 05, France.
- [9] J. Dipama, Optimisation Multi-Objectif Des Systèmes Energétiques, Thèse de Doctorat, école polytechnique de Montréal, Montréal, 2010.

- [10] V. Barichard ; Approches Hybrides pour les Problèmes Multiobjectifs, Thèse de Doctorat; 24 Novembre 2003 ; Université d'Angers.
- [11] S. Leila, Optimisation MultiObjectifs par Programmation Génétique, Thèse de Magister, Département d'informatique, l'université de BATNA, 2007.
- [12] Alain Berro ; Optimisation Multiobjectif et Stratégie d'évolution en environnement Dynamique (thèse de Doctorat), Université des sciences sociales Toulouse I, 2001.
- [13] H. Ishibuchi, T Murata, Multi-objective genetic local search algorithm and its application to flowshop scheduling. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol.28, 392–403, 1998.
- [14] A. Charnes, W. Cooper, Management models and industrial applications of linear programming. Wiley, New York1, 961.
- [15] C. A. Coello Coello, An empirical study of evolutionary techniques for objective optimization in engineering design, PhD Thesis, Department of Computer Science, Tulane university, New Orleans, LA,1996.
- [16] V. Gardeux, Conception d'heuristiques d'optimisation pour les problèmes de grande dimension. Application à l'analyse de données de puces à ADN, Thèse de Doctorat , Université de Paris-Est Créteil, 2011.
- [17] S.hamma, Etude de méthodes numériques d'optimisation globale, thèse de doctorat, l'université Paul Sabatier du Toulouse.
- [18] A. Chamekh, Optimisation des procédés de mise en forme par les réseaux de Neurones Artificiels, Thèse de doctorat, École nationale d'ingénieurs de Monastir, Tunisie, 2007.
- [19] L. Wehenkel, appendices communs aux cours (Introduction aux processus stochastiques), université de Liège, 1999.
- [20] B. Puig, Modélisation et simulation de processus stochastiques non gaussiens, Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie Curie – Paris VI, 2003

- [21] A. Nakib, Conception de métaheuristiques d'optimisation pour la segmentation d'images. Application à des images biomédicales, Thèse de doctorat, Université Paris 12-Val de Marne UFR de sciences et technologie, Paris, 2007.
- [22] J. Holland, Adaptation in natural and artificial systems. University of Michigan Press. 1975.
- [23] B. Bhanu, Genetic Learning for adaptive image segmentation. USA : Kluwer Academic Publishers, 1994.
- [24] J. Kennedy, R. C. Eberhart. Particle swarm optimization. Proceedings of the IEEE International Conference Neural Networks. Vol. 4, pp. 1942–1948, 1995.
- [25] R. Benabid, “Optimisation multiobjectif de la synthèse des FACTS par les particules en essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électriques”, Thèse de magister, Université de Laghouat, Algérie, 2007.
- [26] V. Maniezzo, M. Dorigo and A. Coloni, The ant system: Optimization by a colony of cooperating agents. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics–Part B, Vol. 26(1), pp.29–41, 1996.
- [27] R. Missoum, Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis, Thèse de magister, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, 2008.
- [28] L. Koridak, M. Rahli et F-Z. Benayed, “Optimisation d'un dispatching économique et environnemental d'énergie électrique par l'algorithme Harmony Search”, EPMRT 2009, pp.143–148, Le Havre, France, 2009.
- [29] A. Gherboudj, Méthodes de résolution de problèmes difficiles académiques, Thèse de doctorat, Université de Constantine 2, Constantine, 2013.
- [30] S. Kirkpatrick, C.D. Gelatt Jr., M.P. Vecchi, Optimization by simulated annealing, Science 220, Vol. 4598, pp. 671–680, 1983.

- [31] V. Cerny, Thermodynamical Approach to the Traveling Salesman Problem: An Efficient Simulation Algorithm, Journal Of Optimization Theory And Applications, Vol. 45, 1 pp. 41–51, 1985.
- [32] N. Metropolis, A. Rosenbluth, M. Rosenbluth, A. Teller, and E. Teller., Equation of State Calculations by Fast Computing Machines, Journal of Chemical Physics, Vol. 21, pp. 1087–1092, 1953.
- [33] D. Henderson, The Theory And Practice Of Simulated Annealing, Chapter 10, Department of Mathematical Sciences, United States Military Academy, 287– 319, United States.
- [34] S. ARIF, Différentes Techniques de Planification de l'Energie Réactive dans les Réseaux Electriques, Thèse de doctorat, ecole nationale polytechnique, Alger , 2008.
- [35] Cours sur la méthode de recuit simulé, d'après le site : <https://deptmedia.cnam.fr/new/spip.php?pdoc5709>
- [36] S.M. Douiri, S. Elbernoussi, H. Lakhbab, Cours des Méthodes de Résolution Exactes Heuristiques et Métaheuristiques, Université Mohammed V, Faculté des Sciences de Rabat.
- [37] J.Dréo, A. Pérowski, P. Siarry, and E. Taillard, Métaheuristiques pour l'optimisation difficile. Eyrolles, 2003.
- [38] B. Hajek, Cooling schedules for optimal annealing. Mathematics of operations research, Vol. 13, 2, pp. 311-329, 1988.
- [39] A. Bendahmane, Cours Optimisation avancée (Le recuit simulé), Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, 2011.
- [40] A. Ch. Rabah, Improved controller for a thermal power plant, Thèse de Magister, Université de Boumerdes, Algérie, 2012.
- [41] L.Tran, La production d'électricité d'origine thermique, EDF Production Ingénierie – Direction de la communication, 2015.

- [42] Le thermique à flamme en chiffres, available au ce site : <https://www.edf.fr>
- [43] A. Bouam, S. Aissani et R. Kadi, Amélioration des performances des turbines à gaz par injection de vapeur d'eau en amont de la chambre de combustion, Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°2, pp.291 – 306, 2008.
- [44] D. Samuel, Etude de la combustion dans les turbines à gaz, cours thermique industrielle, université d'Abomey-Calavi, Bénin, 2014.
- [45] B. Chekchek, Analyse thermodynamique d'une centrale thermique hybride solaire /gaz, Thèse de Magister, Universite Hadj Lakhdar Batna, 2014.
- [46] M. Saguan, L'Analyse économique des architectures de marché électrique. L'application au market design du temps réel, Thèse de Doctorat, L'Université Paris-Sud 11 , France, 2007.
- [47] ENEA Consulting, Les moyens de production d'énergie électriques et thermiques, 2014, Brochure réalisée par : www.enea-consulting.com
- [48] ,Les machines synchrones, cours réalisé par lycée Louis ARMAND, available au : hpallam.pagesperso-orange.fr
- [49] A. Bendaoud, Théorie des machines synchrones- Alternateur, cours des machines électriques (chapitre 2), Université de Sidi-Belabbes, available au : www.abdelber.net84.net
- [50] Connaissance des énergies Le charbon, fiches pédagogiques, available au : www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/charbon
- [51] Dictionnaire environnement, Méthane (CH₄), définition available au : www.actu-environnement.com/ae/dictionnaire_environnement/definition/methane_ch4.php4
- [52] Définitions sur le fioul available au : <https://www.picbleu.fr/>
- [53] Ingénieurs en sécurité industrielle, Machines Tournantes –turbines à gaz technologie et fonctionnement, formation industrie, ENSPM , 2005.

- [54] V. Rious, le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production, Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud 11, 2007.
- [55] Energie, Méthode de calcul du coût de production de l'énergie électrique à partir de centrales thermiques classiques ou nucléaires, Commission des communautés Européennes, par l'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (UNÍPEDE), 1977.
- [56] Rapport d'activité de le réseau de l'intelligence électrique, source : éCO₂mix (RTE) 11 décembre 2013.
- [57] Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, ministère de l'Écologie et du Développement durable, 2008.
- [58] M. H. De Sède-Marceau, K. Ibrahim, pour une approche territoriale de l'énergie : une réponse aux défis énergétiques et environnementaux du xxième siècle, 18ème Festival International de Géographie "La planète Terre en mal d'énergies", Saint-Dié-des-Vosges, France, 2007.
- [59] M. Giroux, Lutte contre le projet de centrale thermique du Suroît, Les Cahiers du CRISES Collection Mouvements sociaux, Canada, 2007.
- [60] N. Gérard, Énergie thermique des mers : histoire et perspectives, encyclopedie de l'energie, source : <http://encyclopedia-energie.org/>, 2015.
- [61] Dareen Alkadee, Techniques de réduction et de traitement des émissions polluantes dans une machine thermique, Thèse de doctorat, Conservatoire National Des Arts Et Metiers, - CNAM, 2011.
- [62] Ch. Bouallou, le captage du CO₂ dans les centrales thermiques, Studii și Cercetări Științifice, Vol. 11 (1), pp. 183 – 212, 2010.
- [63] Source : <https://www.lenergieenquestions.fr/tag/thermique/page/3/>

- [64] M. Gomez-Garcia, Absorption-réduction des NO_x provenant d'installations fixes sur systèmes catalytiques HPW-métal supportés, Thèse de Doctorat, Université de Louis Pasteur, 2004.
- [65] B. Amel El Hayet, Etude de la production de l'ozone et du traitement des molécules NO_x dans le mélange N_2/O_2 par décharge électrique pulsée, Thèse de Magister, Université d'Oran des Sciences et de la Technologie (USTO-MB), 2015.
- [66] Le dioxyde de soufre (SO_2) Fiche Polluant, source : www.air-lr.org
- [67] G. Landrieu, Les impacts des énergies fossiles sur l'environnement, Document d'Atelier préparé pour Les Entretiens de la Villette 5 L'énergie : un concept, des usages, des enjeux Paris, 29 mars – 1^{er} avril 1994.
- [68] Technique de mesure des émissions, 8014934/2015-05 · SKOM/ITL (2016-03) · Pre USmod fr44, Source : <https://www.sick.com>
- [69] Cours sur spectrométrie UV/Vis, source : [/www.lisa.univ-paris12.fr](http://www.lisa.univ-paris12.fr)
- [70] B. H. Choudhary and S. Rahman, “A review of recent advances in economic dispatch,” IEEE Trans Power Sys., Vol. 5, No. 4, pp. 1248–1259, 1990.
- [71] H. H. Happ, “Optimal power dispatches – a comprehensive survey,” IEEE Trans. Power Apparatus Syst., PAS-96, pp. 841–854, 1971.
- [72] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, Wiley., New York, 2nd ed., 1996.
- [73] U. Güvenç, Combined Economic and Emission Dispatch solution using Genetic Algorithm based on similarity crossover, Scientific Research and Essays, vol. 5, 2010, pp 2451–2456.
- [74] R. Balamurugan and S. Subramanian, A Simplified Recursive Approach to combined economic emission dispatch, Electric Power Components and Systems, vol. 36, 2008, pp 17–27.

- [75] M. Abido, Environmental/Economic Power Dispatch using Multiobjective Evolutionary Algorithms, IEEE Trans. Power Syst, Vol.18, pp 1529–1537, 2003.
- [76] M. Sudhakarn, S.M.R Slochanal, R. Sreeram and N. Chandrasekhar, Application of Refined Genetic Algorithm to Combined Economic Emission Dispatch, J. Institute of Engg. (India), Vol.85, pp 115–119, 2004.
- [77] M. Abido, Multi-objective Particle Swarm Optimization for Environmental/Economic Dispatch problem, Electr. Power Syst. Res, Vol.79, pp 1105–1113, 2009.
- [78] Bhattacharya, P. Chattopadhyay, “Application of Biogeography- Based Optimization for solving Multiobjective Economic Emission Load Dispatch problems”, Electr. Power Compon. Syst, Vol.38, pp 340–365, 2010.
- [79] M. Basu, Economic Environmental Dispatch using Multi-objective Differential Evolution, Applied Soft Computing, Vol. 11, pp 2845–2853, 2011.
- [80] G.P .Dixit, H.M. Dubey, M. Pandit, B. K. Panigrahi, Artificial Bee Colony Optimization for Combined Economic and Emission Dispatch, International Conference on Sustainable Energy and Intelligent System, IEEE Conference, pp 340–345, 2011.
- [81] U. Guvenc, Y. Sonmez, S. Duman, N. Yoruderen, Combined Economic and Emission Dispatch solution using gravitational search algorithm, Turkey: Science Iranica, Vol. 19, pp 1754–1762, 2012.
- [82] H. Hamedi, Solving the Combined Economic Load and Emission Dispatch problems using new Heuristic Algorithm, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 46, pp. 10–16, 2013.
- [83] A. Nawaz, N. Saleem, E. Mustafa, Solving Convex and Non-convex Static and Dynamic Economic Dispatch Problems Using Hybrid Particle Multi-Swarm Optimization", The Journal Tehnički vjesnik – Technical Gazette (TV-TG), 2016. (Accepted).

- [84] A. Nawaz, N. Saleem, E. Mustafa, and U. Ali, "An efficient global technique for solving network constrained static and dynamic Economic Dispatch problem", *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 2015. (Accepted).
- [85] Y. SONMEZ, "Estimation of fuel cost curve parameters for thermal power plants using the ABC algorithm", *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, Vol. 21, 1827 – 1841, 2013.
- [86] D. P. Kothari and J. S. Dhillon, "Power System Optimization", Second Edition–PHI Learning Private Limited– 2011.
- [87] K. Abdul-Rahman, M. Shahidehpour, M. Aganagic, S. Mokhtari, "A Practical Resource Scheduling with OPF Constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 1, pp. 254–259, Feb. 1996.
- [88] G.P. Granelli ; P. Marannino ; M. Montagna ; A. Silvestri, "Fast and efficient gradient projection algorithm for dynamic generation dispatching", *IEE Proceedings C – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 136, Issue: 5, Sept. 1989.
- [89] K. Prateek. Singhal ; R. Naresh ; V.Sharma ; G. Kumar, "Enhanced lambda iteration algorithm for the solution of large scale economic dispatch problem", *Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE)*, 2014.
- [90] W. D. Stevenson Jr. "Elements of Power System Analysis". Fourth Edition. New York. 1982.
- [91] Hardiansyah., "Solving Economic Dispatch Problem with Valve-Point Effect using a Modified ABC Algorithm", *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 3, 3, pp. 377–385, 2013.
- [92] M.A. Abido, "Multi-objective evolutionary algorithms for eclectic power dispatch problem." *IEEE Trans. Evolutionary Computation*, Vol. 10(3), pp. 315–329, June 2006.

- [93] D.C. Walters, G.B. Sheble, Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading. IEEE Trans. Power Systems, Vol. 8(3), pp.1325–1332, Aug. 1993.
- [94] Deepan B, Janani R (2013) A real coded genetic algorithm for solving combined economic emission dispatch (CEED) with practical constraints. Int J Eng Res Technol (IJERT), Vol. 2(6), pp.1315–1324
- [95] T. Soorapanth, “Understanding and Optimizing Weight Factors in Multi-Objective Geometric Programming”, The international conference of Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), pp. 11–15, 2010.
- [96] X. Xia et A. M. Elaiw, “Dynamic Economic Dispatch: A Review”, the Online journal on electronics and electrical engineering (OJEEE), Vol. 2, issue: NR 2, reference Number: W09-0043.
- [97] J.L. LILien, Transport et Distribution de l'Energie Electrique, Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore Université de Liège, 2006.
- [98] La courbe Diagramme de charge, <http://www.ose.dz/courbes.php>
- [99] J.M. Peyrical, S. Pintre, Guide Pour la passation des marchés publics de fourniture d'électricité et de services associés, syndicat national des directeurs généraux des collectivités territoriales, Mai 2015, France.
- [100] W.W. Hogan, Electricity Market Design Financial Transmission Rights, Up To Congestion Transactions and Multi Settlement Systems, Harvard Kennedy School, July, 2012.
- [101] W. W. Hogan, Independent system operator (ISO) for a competitive electricity market, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University, 1998.

- [102] A. Stasiakowska, Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité, Advanced Studies thesis, European Institute Of The University Of Geneva, September 2008.
- [103] Basu, M., Dynamic economic emission dispatch using nondominated sorting genetic algorithm-II. *Electrical Power and Energy Systems*, 30:140–149, 2008.
- [104] Basu, M., Economic environmental dispatch of hydrothermal power system. *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 32, pp.711–720, 2010.
- [105] Roa-Sepulveda C A., Salazar-Nova E R., E. Gracia-Caroca, U. G. Knight, A. Coonick, Environmental Economic Dispatch via Hopfield Neural Network and Tabu Search, UPEC'96, pp. 1001–1004, 1996.
- [106] Ah King R T F., Rughooputh H C S., Elitist Multiobjective Evolutionary Algorithm for Environmental/Economic Dispatch, *Congress on Evolutionary computation*, Vol. 2, pp. 1108–14, 2003.
- [107] Pranab A B., Chattopadhyay K., Oppositional Biogeography-Based Optimization for Multi-objective Economic Emission Load Dispatch, *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 2010.
- [108] Labbi Y., Ben Attous D., Combined Economic and Emission Dispatch Using Big Bang–Big Crunch Optimization Algorithm, *ICEN'2010 – International Conference on Electrical Networks*, 2010.
- [109] Ibrahim A. Farhat, “Economic and Economic–Emission Operation of All–Thermal and Hydro–Thermal Power Generation Systems Using Bacterial Foraging Optimization”, Doctorat of Philosophy thesis Dalhousie University Halifax, Nova Scotia March, 2012.
- [110] S. Krishnamurthy, R. Tzoneva, Impact of Price Penalty Factors on the Solution of the Combined Economic Emission Dispatch Problem using Cubic Criterion Functions. *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–9, 2012.

- [111] J. Pitono, A. Soepriyanto, M. H. Purnomo, Advance Optimization Of Economic Emission Dispatch By Particle Swarm Optimization (PSO) Using Cubic Criterion Functions And Various Price Penalty Factors, *Kursor Scientific Journal on Information Technology*, Vol. 7, No. 3, pp.153–164, 2014.
- [112] E.D. Manteaw, N.A. Odero., Combined Economic and Emission Dispatch solution using ABC_PSO Hybrid algorithm with valve point loading effect, *International Journal of Scientific and Research Publications*, Vol. 2, Issue 12, pp 1–9, 2012.
- [113] M. Basu , Economic Environmental Dispatch Using multi-objective differential Evolution, *Elsevier Applied Soft Computing*, Vol. 11, pp 2845–2853, 2011.
- [114] B. Rampriya, K. Mahadevan, S. Kannan, Application of Differential Evolution to Dynamic Economic Dispatch Problem with Transmission Losses under Various Bidding Strategies in Electricity Markets, *Journal of Electrical Engineering & Technology* Vol. 7, No. 5, pp. 681–688, 2012.