

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS**

**PAULO HENRIQUE RAMALHO PEREIRA GAMA**

**MODELO DE ANÁLISE DE PSEUDO-COOPERAÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MICRO REDES**

São Paulo  
2007

OK

**PAULO HENRIQUE RAMALHO PEREIRA GAMA**

**MODELO DE ANÁLISE DE PSEUDO-COOPERAÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MICRO REDES**

Biblioteca de Engenharia de Energia e  
Sistemas Elétricos

Tese apresentada à Escola Politécnica  
da Universidade de São Paulo para  
obtenção do Título de Doutor em  
Engenharia.

Área de Concentração:  
Engenharia Elétrica

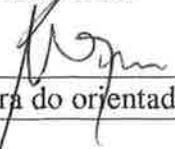
Orientador: Prof. Doutor  
Marcos Roberto Gouvea

São Paulo  
2007

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 07 de maio de 2007.

  
Assinatura do autor

  
Assinatura do orientador

Gama, Paulo Henrique Ramalho Pereira

Modelo de análise de pseudo-cooperação de geração distribuída em micro redes / P.H.R.P. Gama. - Ed. Rev. - São Paulo, 2007.

134 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Cooperação de geradores distribuídos 2.Modelo de análise 3.Micro redes 4.Teoria dos jogos 5.Geração distribuída I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Aos meus pais Roberto e Marina pela confiança e apoio intenso.

À minha esposa Narcisa pela paciência e incentivo.

À minha futura filha.

## AGRADECIMENTOS

Ao amigo e orientador Professor Doutor Marcos Roberto Gouvea, pelas orientações, incentivo e confiança.

Ao amigo, Professor Doutor Germano Lambert Torres, pelas orientações, incentivo e confiança.

Ao amigo, Professor Luiz Eduardo Borges da Silva, pelas sugestões e apoio.

Ao amigo, Professor Nelson Kagan, pelas contribuições.

Aos amigos, Professor Edson Flores, Eng. Donato Filho, Eng. José Mak pelo apoio e incentivo.

Aos meus pais, Roberto e Marina, e meus irmãos pela confiança.

À minha esposa, Narcisa, pela paciência e incentivo.

A todos os colegas que colaboraram comigo na execução deste trabalho.

## RESUMO

GAMA, PAULO HENRIQUE RAMALHO PEREIRA. *Modelo de análise de pseudo-cooperação de geração distribuída em micro redes*. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. São Paulo, 2007.

A recente abertura de mercado, a carência de recursos públicos para investimentos em geração de energia, a dificuldade de realização de empreendimentos de grande porte por razão ambiental, bem como o programa de universalização do atendimento têm criado novas oportunidades no Setor Elétrico brasileiro, dentre as quais está a exploração de geração distribuída.

Nesse âmbito, as micro redes que associam vários geradores de pequeno porte, operados por centro regional, vêm se revelando como uma interessante solução tanto para o investidor como para o atendimento de áreas de concessão específicas.

Esta pesquisa apresenta um modelo de análise econômica da participação de geradores distribuídos, operando de forma pseudo-cooperativa, fundamentado na teoria dos jogos. O modelo foca o cliente, com futuro potencial de ser livre, capaz de gerar a sua própria energia através de geradores distribuídos.

Uma micro-rede de geradores distribuídos pode ser constituída de vários agentes que, não obstante tenham toda ou parte de sua produção contratualmente comprometida, resolvem atuar de forma cooperada para auferir o ganho decorrente dos diferentes custos marginais de operação das máquinas, para cada nível de despacho de suas unidades.

O modelo proposto prevê que a otimização da participação dos despachos das unidades cooperadas, em cada situação de carga, é obtida pela minimização global dos custos marginais totais, determinando a produção de cada gerador. O compartilhamento do ganho

advindo da cooperação é dado pela aplicação da *Função de Shapley*, que se fundamenta nas características técnicas e econômicas de operação de cada unidade.

O modelo desenvolvido neste trabalho formulou o conceito pseudo-cooperação, que prevê a disponibilidade parcial da capacidade de geração de um ou mais agentes para produção dedicada à demanda cooperada da micro rede, de forma que a capacidade restante permanece para o agente oferecer a oportunidades do mercado.

A otimização dos ganhos, tanto da rede cooperada como do agente que disponibiliza parte de sua capacidade ao mercado, é realizada através do compartilhamento do ganho da cooperação, da receita obtida da venda de energia ao mercado e do prêmio que o(s) agente(s) que transgride(m) sua(s) cota(s) mínima(s) de cooperação paga(m) aos participantes da cooperação.

Com essa abordagem de cooperação parcial e otimização dos ganhos tornou-se possível maximizar os benefícios para os agentes e obter uma capacidade adicional, chamada neste trabalho de “Sobra”, disponível para venda ao mercado.

Desta forma, e como conclusão principal, pôde-se verificar que é possível a obtenção de ganhos adicionais sempre que um ou mais geradores trabalham de forma cooperada e que a pseudo-cooperação apresenta uma forma de aumentar esse ganho.

**Palavras Chave:** cooperação de geradores distribuídos, modelo de análise, micro redes, teoria dos jogos, geração distribuída.

## ABSTRACT

GAMA, PAULO HENRIQUE RAMALHO PEREIRA. *Analyse Model of pseudo-cooperation of distributed generation in micro grid*. Thesis (Doctorate) – Polytechnic School of University of São Paulo. Department of Engineering of Energy and Electric Automation, São Paulo, 2007.

The recent market expansion, the lack of public resources for investments in power generation, the difficulty of deployment of large projects due to environmental reasons, and also the program “Universalização do Atendimento” (program that aims to attend all country) has provided new opportunities on the Brazilian Electric Sector. One of these opportunities is the exploration of distributed generation.

Under this idea, an interesting solution for the investor and also for the service provider in specific concession areas is the micro-grids. The micro-grids associate several small load generators it selves and these micro-grids are operated by regional centers.

This research presents a model of economical analysis of the participation of distributed generators, operating in a pseudo-cooperative way, based in the game theory. The model adresses non free consumers that further may have the capability to be able to generate its own energy through distributed generators, as free consumers.

A micro-grid of distributed generators can be composed by several agents that decide to act in a cooperative way aiming to earn from each level of dispatched power, through the different operational cost of the machines in the micro-grid. This is possible even having all or part the production already contractually committed.

For each load situation, the proposed model foresees that the dispatch of power in each cooperated units is optimized by the global reduction of the costs that affect the production of each generator. The share of the gain from the cooperation is given by the application of the



Shapley function that is based in the technical and economical characteristics of operation of each unit.

The developed model in this work has formulated a pseudo-cooperation concept, which foresees the partial availability of the generation capacity of one or more agents for dedicated production to the cooperated demand of the micro grid, so that the remaining capacity is available to be offered to opportunities of the market.

The optimization of the gain over the cooperated grid, and also over the agent that make available its partial capacity to the market, is accomplished through the share of the cooperated gain, through the revenue obtained from the energy sold to the market, and also through the prize that the agents pay to other participants of the cooperation when they reach their minimal commitment.

With the partial cooperation and gain optimization approach, it was possible to maximize the benefits for the agents and to obtain a surplus, called in this work of “Sobra”, available to sell to the market.

The main conclusion is that it is possible to obtain additional benefits whenever one or more generator work in a cooperative basis and that the pseudo-cooperation is a way to grown this benefits.

**Keywords:** cooperation of distributed generators, analysis model, micro grid, game theory, distributed generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Eficiência obtida com as principais tecnologias de Geração Distribuída.....	8
Figura 2 - Curva de consumo do motor a diesel de 80kW - ONAN.....	10
Figura 3 - Custos de manutenção do gerador diesel em US\$/MWh.....	10
Figura 4 - Custos de mão-de-obra para operação do gerador diesel 24h/dia [7].....	11
Figura 5 - Arranjo de conexão entre GD e a distribuidora com medição dual.....	20
Figura 6 - Representação das possibilidades de divisão dos custos com os geradores nas duas alternativas.....	26
Figura 7 - Representação de geradores distribuídos com o mercado externo.....	33
Figura 8 - Estrutura do modelo para análise da cooperação de GD.....	42
Figura 9 - Diagrama das relações comerciais entre os agentes.....	45
Figura 10 - Estrutura tradicional de fornecimento de energia sem cooperação.....	53
Figura 11 - Estrutura de fornecimento com geração própria sem cooperação.....	54
Figura 12 - Estrutura de fornecimento com cooperação entre geradores distribuídos.....	56
Figura 13 - Cooperação parcial entre geradores distribuídos sem a distribuidora.....	60
Figura 14 - Demandas associadas com os geradores distribuídos com máximos coincidentes.....	69
Figura 15 - Demandas associadas com os geradores distribuídos.....	72
Figura 16 - Demandas associadas com os geradores distribuídos com excedente.....	77
Figura 17 - Cooperação parcial de G3 cooperando em dois jogos.....	83
Figura 18 - Curva de carga de D4 com geração de G4 e sobras do Jogo 1.....	85
Figura 19 - Custos marginais de G3' para o Jogo 2.....	86
Figura 20 - Possibilidade de cooperação parcial de G3 nos Jogos 2 e 3.....	90
Figura 21 - Cooperação entre os geradores G3'', G4 e G5 para o Jogo 4.....	94
Figura 22 - Estrutura de pseudo-cooperação de G1 no Jogo 1 com venda para o mercado externo.....	100
Figura 23 - Potência comprometida de G1 pseudo-cooperado no Jogo 1 com venda para o mercado externo.....	101
Figura A1 - Ganhos dos geradores G1, G2 e G3 para variação da capacidade de G1.....	131
Figura A2 - Variação dos ganhos x variação de G1máx para DT=780kW.....	131
Figura A3 - Variação dos ganhos x variação de G1máx para DT=807,5kW.....	131
Figura A4 - Curvas de custo marginal de G1, G2 e G3.....	132
Figura A5 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G1 de 6 a 96kW.....	132
Figura A6 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G2 de 20 a 172kW.....	132
Figura A7 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW.....	132
Figura A8 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW com G1máx=50%.....	132
Figura A9 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW com G2máx=50%.....	133
Figura A10 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW com G3máx=50%.....	133
Figura A11 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G2máx com DT=340kW.....	133
Figura A12 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G3máx com DT=340kW.....	133
Figura A13 - Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G2máx com DT=780kW.....	133

Figura A14– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de $G3_{\text{máx}}$ e $DT=780\text{kW}$ .....	133
Figura A15– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de $G2_{\text{máx}}$ com $DT=807,5\text{kW}$ .....	134
Figura A16– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de $G3_{\text{máx}}$ com $DT=807,5\text{kW}$ .....	134

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tecnologias para Geração Distribuída .....	7
Tabela 2- Fatores de emissão de NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , PM-10 e CO <sub>2</sub> para diferentes tecnologias de geração.....	8
Tabela 2 (continuação) - Fatores de emissão de NOX, SO2, PM-10 e CO2 para diferentes tecnologias de geração.....	9
Tabela 3 - Benefícios da Geração Distribuída.....	12
Tabela 4 – Possíveis ameaças da geração distribuída para a distribuidora.....	12
Tabela 5 - Faixas de Potência para proteções mínimas conforme.....	16
Tabela 6 - Proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da unidade produtora conforme.....	16
Tabela 7 - Critérios de Interconexão da San Diego Gás & Electric.....	17
Tabela 8 - Requisitos Mínimos de interconexão da San Diego Gás & Electric.....	17
Tabela 9 - Critérios de interconexão da Public Utility Commission of Texas.....	18
Tabela 10 - Critérios de interconexão de geradores distribuídos da SMUD.....	19
Tabela 11 - Formas de alocação dos custos dos geradores entre as torres.....	26
Tabela 12 - Valores dos ganhos devidos a cada fabricante (jogador).....	29
Tabela 13 – Cenários e probabilidades das demandas e preços do mercado externo.....	39
Tabela 14 - Valores dos ganhos individuais otimizados conforme <i>Shapley</i> .....	59
Tabela 15 - Otimização com cooperação total entre os geradores – DT(t <sub>1</sub> ) = 340kW.....	69
Tabela 16 - Otimização com cooperação total entre os geradores – DT(t <sub>2</sub> ) = 660kW.....	70
Tabela 17 - Otimização com cooperação total entre os geradores – DT(t <sub>3</sub> ) = 927,5kW.....	70
Tabela 18 - Otimização com cooperação total entre os geradores – DT(t <sub>1</sub> ) = 340kW.....	72
Tabela 19 - Otimização com cooperação total entre os geradores – DT(t <sub>2</sub> ) = 780kW.....	73
Tabela 20 - Otimização com cooperação total entre os geradores – DT(t <sub>3</sub> ) = 807,5kW.....	73
Tabela 21 – Custos com a otimização da cooperação com Sobra - DT(t <sub>1</sub> ) = 460kW.....	78
Tabela 22 - Ganhos com a venda devido a Sobra - DT(t <sub>1</sub> )=460kW.....	79
Tabela 23 - Custos com a otimização da cooperação com Sobra - DT(t <sub>2</sub> ) = 900kW.....	80
Tabela 24 - Ganhos com a venda devido a Sobra - DT(t <sub>2</sub> )=900kW.....	80
Tabela 25 - Custos com a otimização da cooperação com Sobra - DT(t <sub>3</sub> ) = 927,5kW.....	81
Tabela 26 - Ganhos com a venda devido a Sobra - DT(t <sub>3</sub> )=927,5kW.....	81
Tabela 27 - Comparação entre os custos da coalizão eficiente.....	82
Tabela 28 - Comparação entre os ganhos da coalizão eficiente com venda da Sobra.....	82
Tabela 29 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 – DT(t <sub>1</sub> ) = 50kW.....	87
Tabela 30 - Ajuste na divisão dos ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 DT(t <sub>1</sub> )=50kW.....	87
Tabela 31 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3: DT(t <sub>2</sub> )=125kW.....	88
Tabela 32 - Ajuste da divisão dos ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 – DT(t <sub>2</sub> ) = 125kW.....	88
Tabela 33 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 – DT(t <sub>3</sub> )=80kW.....	88
Tabela 34 - Ajuste da divisão dos ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 – DT(t <sub>3</sub> ) = 80kW.....	88

Tabela 35 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3'' com G5 - $DT(t_1)=35kW$ .....	91
Tabela 36 - Ajuste da divisão dos ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3'' com G5 - $DT(t_1)=35kW$ .....	92
Tabela 37 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3'' com G5 - $DT(t_2)=50kW$ .....	92
Tabela 38 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3'' com G5 - $DT(t_3)=80kW$ .....	92
Tabela 39 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3''' com G4 e G5 - $DT(t_1) = 85kW$ .....	95
Tabela 40 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3''' com G4 e G5 - $DT(t_2)= 175kW$ .....	95
Tabela 41 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3''' com G4 e G5 - $DT(t_3) = 160kW$ .....	95
Tabela 42 - Ganhos da cooperação parcial de G3 em diversos Jogos. ....	97
Tabela 43 - Ganho total para G3 considerando sua participação no Jogo 1 com os demais jogos. ....	98
Tabela 44 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G1(70%) com G2 e G3 - $DT(t_1) = 340kW$ .....	101
Tabela 45 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G1 (70%) com G2 e G3 - $DT(t_2) = 780kW$ .....	102
Tabela 46 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G1 (70%) com G2 e G3 - $DT(t_3) = 807,5kW$ .....	102
Tabela 47 - Comparação de ganhos e custos para pseudo-participação de G1 (70%).....	103
Tabela 48 - Custos de G1 em diversas cooperações.....	106
Tabela 49 - Ganhos e custos de G1 pseudo-cooperado com G2 e G3 em cenário pessimista (aumento de 20%) - $DT(t_1) = 348kW$ .....	109
Tabela 50 - Ganhos e custos de G1 pseudo-cooperado com G2 e G3 em cenário pessimista (aumento de 20%) - $DT(t_2) = 792kW$ .....	109
Tabela 51 - Ganhos e custos de G1 pseudo-cooperado com G2 e G3 em cenário pessimista (aumento de 20%) - $DT(t_3) = 827,2kW$ .....	110
Tabela 52 - Custos e ganhos diários de G1, G2 e G3 em várias cooperações e quando G1 está em um cenário pessimista com aumento de sua demanda associada em 20%.....	110
Tabela 53 - Ganhos e custos para a mínima pseudo-cooperação de G1 $P_{comp}G1(t)=21,5kW$ .....	112
Tabela 54 - Comparação de ganhos e custos para mínima pseudo-cooperação de G1 $P_{comp}G1=21,5kW$ .....	113
Tabela 55 - Ganhos e custos para a mínima potência comprometida de G1 na pseudo-cooperação com G2 e G3 - $P_{comp}G1(t)=53,37kW$ .....	114
Tabela 56 - Comparação de ganhos e custos para pseudo-participação de G1.....	114
Tabela 57 - Potências otimizadas e ganhos de G1, G2 e G3 para diversos cenários de demanda associada de G1 em $t_1$ .....	118
Tabela 58 - Ganhos de G1 e suas probabilidades de ocorrência, em $t_1$ .....	119

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIGRE:	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
FP:	Fator de Potência
GD:	Geração Distribuída
IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers
MCSD:	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH:	Pequena Central Hidrelétrica
PG:	Preço de Geração
PLD:	Preço de Liquidação de Diferenças
PRODIST:	Procedimentos da Distribuição
PURPA:	Public Utility Regulatory Policy Act
SMUD:	Companhia Municipal de Sacramento
USP:	Universidade de São Paulo

## LISTA DE SÍMBOLOS

- $\phi_i$  - Valor de Shapley para o jogador i.
- $\lambda$  - multiplicador de Lagrange.
- $\mu_i$  - coeficiente de participação de um gerador i.
- $\text{CustoDi}$  - Custo com demanda do cliente i, em R\$.
- $\text{Custo}_{\text{exc}}\text{Gi}(t)$  - Custo de geração devido à venda do excedente do gerador i, por unidade de tempo t, em R\$/h.
- $\text{CustoI}(t)$  - Custo individual de geração, por unidade de tempo t, em R\$/h.
- $\text{CustoI}_{\text{otim}}(t)$  - Custo individual otimizado, por unidade de tempo t, em R\$/h.
- $\text{CustoT}_{\text{otim}}(t)$  - Custo total otimizado, por unidade de tempo t, em R\$/h.
- $\text{Custo}_{\text{sobra}}$  - Custo devido à Sobra, por unidade de tempo t, em R\$.
- $\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{Gij}$  - Custo total otimizado com cooperação entre os geradores i e j, em R\$.
- $\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{Gijk}$  - Custo total otimizado com cooperação dos geradores i, j, k, em R\$.
- $D_{\text{assoc}}\text{Gi}$  - Demanda associada ao gerador i para a cooperação, em kW.
- $D_{\text{assocLi}}$  - Demanda associada do gerador i com a carga leve, em kW.
- $D_{\text{assocMi}}$  - Demanda associada do gerador i com a carga média, em kW.
- $D_{\text{assocPi}}$  - Demanda associada do gerador i com a carga pesada, em kW.
- $d_{\text{cp}}$  - probabilidade da demanda da carga ser pesada.
- $d_{\text{cl}}$  - probabilidade da demanda da carga ser leve.
- $d_{\text{cm}}$  - probabilidade da demanda da carga ser média.
- $D_{\text{comp}}\text{Gi}(t)$  - Demanda comprometida pelo gerador i, em cada intervalo de tempo t, em kW.
- $\text{DT}$  - Demanda total, em kW.
- $F_{\text{consumoGi}}$  - Função de consumo do gerador i, em litros/h/ ou  $\text{m}^3/\text{h}$ .

- $F_{\text{customarg}Gi}$  – Função de custo marginal do gerador  $i$ , em R\$/h/kW.
- $FG(i,j)$  – Função custo de produção do gerador  $i$  despachando a potência  $j$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{\text{exc}}(t)$  - Ganho pela venda da potência excedente, em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{I_{\text{Sobra}}}$  - Ganho individual pela venda da Sobra de geração, em R\$.
- $\text{Ganho}_{I_{\text{otim}Gi}(t)}$  - Ganho individual otimizado do gerador  $i$ , em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{\text{Sobra}}(t)$  - Ganho total pela venda da Sobra de geração, em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{\text{total}Gi}(t)$  - Ganho total do gerador  $i$ , em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{T_{\text{otim}}}(t)$  - Ganho total da otimização em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{T_{\text{cenario}}}(t)$  - Ganho total devido ao cenário pessimista, em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $\text{Ganho}_{T_{\text{Näootim}}}(t)$  - Ganho total pela não otimização na cooperação, em cada intervalo de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $G(i)$  – Gerador  $i$ .
- $G_{i_{\text{max}}}$  – capacidade máxima do gerador  $i$ , em kW.
- $K1, K2, K3$  – Fatores de prêmio.
- $K4(i,j)$  – fator de proporção de compartilhamento do prêmio de comprometimento pago pelo jogador  $j$  ao jogador  $i$ , em R\$.
- $K5(i,j)$  – fator de proporção de compartilhamento do prêmio de pago pelo jogador  $j$  ao jogador  $i$ , em R\$.
- $K6(i,j)$  - fator de proporção de compartilhamento do prêmio devido ao cenário pago pelo jogador  $j$  ao jogador  $i$ , em R\$.
- $L$  - Função de Lagrange



- $m_i(S)$  – contribuição marginal do jogador  $i$  na coalizão  $S$ .
- $P_{exp}G_i(t)$  - Potência excedente de cada gerador  $i$ , em cada intervalo de tempo  $t$ , em kW.
- $PG_i$  - Preço de geração do gerador  $i$ , em R\$/kWh.
- $PG_L$  - Preço de geração do gerador em carga leve, em R\$/kWh.
- $PG_M$  - Preço de geração do gerador em carga média, em R\$/kWh.
- $PG_P$  - Preço de geração do gerador em carga pesada, em R\$/kWh.
- $p_i(S)$  - Probabilidade de que o jogador  $i$  seja marginal para a coalizão  $S$ .
- $P(i,j)$  - Potência do gerador  $i$  com nível de despacho  $j$ , em kW.
- $P_{max}(i)$  – Potência máxima do gerador  $i$ , em kW.
- $P_{min}(i)$  – Potência mínima do gerador  $i$ , em kW.
- $pmm$  – Probabilidade do preço do mercado em cenário médio, em %.
- $pmo$  - Probabilidade do preço do mercado em cenário otimista, em %.
- $pmp$  - Probabilidade do preço do mercado em cenário pessimista, em %.
- $P_{nom}(i)$  - Potência nominal do gerador  $i$ , em kW.
- $P_{comp}(t)$  - Potência individual comprometida pelos geradores na cooperação, em cada intervalo de tempo, em kW.
- $PT_{comp}(t)$  - Potência total comprometida na cooperação, em cada intervalo de tempo, em kW.
- $P_{otim}(t)$  - Potência individual otimizada, em cada intervalo de tempo, em kW.
- $Premio_{otim}(t)$  - Prêmio pela não otimização do gerador  $i$ , por unidade de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $Premio_{cenário}(t)$  - Prêmio devido ao cenário pessimista de demanda, em cada intervalo de tempo, em R\$/h.
- $Premio_{comprom}(t)$  - Prêmio pelo não comprometimento, por unidade de tempo  $t$ , em R\$/h.
- $Preço_{mer}$  - Preço da energia pago pelo mercado externo, em R\$/kWh.
- $Preço_{merO}$  - Preço da energia pago pelo mercado externo, em cenário otimista, em

R\$/kWh.

- Preço<sub>merM</sub> - Preço da energia pago pelo mercado externo, em cenário médio, em R\$/kWh.
- Preço<sub>merP</sub> - Preço da energia pago pelo mercado externo, em cenário pessimista, em R\$/kWh.
- Risco(t) – Risco em cada intervalo de tempo.
- Receita<sub>exc</sub>Gi(t) - Receita do gerador i, devido à venda do excedente, em cada intervalo de tempo t, em R\$.
- S - coalizão de um jogo.
- S\i - coalizão de um jogo sem o jogador i.
- Sobra - Sobra de geração, em kW.
- TarifaE<sub>L</sub> – Tarifa de energia em carga leve, em R\$/kWh.
- TarifaE<sub>M</sub> – Tarifa de energia em carga média, em R\$/kWh.
- TarifaE<sub>P</sub> – Tarifa de energia em carga pesada, em R\$/kWh.
- TarifaD<sub>L</sub> – Tarifa de demanda em carga leve, em R\$/kW.
- TarifaD<sub>M</sub> – Tarifa de demanda em carga média, em R\$/kW.
- TarifaD<sub>P</sub> – Tarifa de demanda em carga pesada, em R\$/kW.
- v(S) - Função de custo alocado da coalizão S.

# SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>II</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>VII</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b> .....	<b>XII</b>
<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>XVI</b>
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 <b>OBJETIVO</b> .....	<b>2</b>
1.2 <b>ORGANIZAÇÃO DO TEXTO</b> .....	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE E FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b> .....	<b>4</b>
2.1 <b>CONSIDERAÇÕES GERAIS</b> .....	<b>4</b>
2.2 <b>CONCEITUAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DE MICRO REDES</b> .....	<b>5</b>
2.2.1 <i>Geração Distribuída</i> .....	<b>5</b>
2.2.2 <i>Micro Redes</i> .....	<b>6</b>
2.3 <b>TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b> .....	<b>7</b>
2.4 <b>BENEFÍCIOS E APLICAÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b> .....	<b>12</b>
2.5 <b>CONEXÃO E OPERAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM MICRO-REDE</b> .....	<b>13</b>
2.6 <b>ASPECTOS COMERCIAIS</b> .....	<b>19</b>
2.7 <b>OUTRAS APLICAÇÕES E POSSIBILIDADES DA GD EM UM MODELO COOPERATIVO</b> .....	<b>21</b>
2.8 <b>DESPACHO ECONÓMICO DE UMA REDE DE GERADORES</b> .....	<b>21</b>
2.8.1 <i>Conceituação</i> .....	<b>21</b>
2.8.2 <i>Método de Otimização de Lagrange</i> .....	<b>22</b>
2.9 <b>REDES COOPERATIVAS - TEORIA DOS JOGOS</b> .....	<b>23</b>
2.9.1 <i>Considerações Gerais</i> .....	<b>23</b>
2.9.2 <i>Jogos Cooperativos</i> .....	<b>24</b>
2.9.3 <i>Valor de Shapley para Distribuição do Ganho de uma Coalizão</i> .....	<b>25</b>
<b>CAPÍTULO 3 – FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E MODELO DE ANÁLISE DE PSEUDO-COOPERAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MICRO REDES</b> .....	<b>30</b>
3.1 <b>MODELO PROPOSTO</b> .....	<b>31</b>

3.1.2	<i>Hipóteses de trabalho</i> .....	33
3.1.2.1	Geradores e Clientes.....	33
3.1.2.2	Demanda associada para a cooperação ( $D_{assoc}(t)$ ).....	34
3.1.2.3	Demanda total da cooperação ( $DT(t)$ ).....	34
3.1.2.4	Potência máxima de cada gerador ( $P_{nom}$ ).....	34
3.1.2.5	Potência mínima de cada gerador ( $P_{min}$ ).....	34
3.1.2.6	Potência individual comprometida pelos geradores na cooperação ( $P_{comp}(t)$ ).....	34
3.1.2.7	Potência total comprometida na cooperação ( $PT_{comp}(t)$ ).....	34
3.1.2.8	Potência Individual Otimizada ( $P_{otim}(t)$ ).....	34
3.1.2.9	Sobra de geração (Sobra).....	35
3.1.2.10	Potência excedente de cada gerador ( $P_{exc}(t)$ ).....	35
3.1.2.11	Custo individual de geração ( $CustoI(t)$ ).....	35
3.1.2.12	Custo total otimizado ( $CustoT_{otim}(t)$ ).....	35
3.1.2.13	Custo individual otimizado ( $CustoI_{otim}(t)$ ).....	35
3.1.2.14	Custo com a venda do excedente individual ( $Custo_{exc}(t)$ ).....	35
3.1.2.15	Custo devido à sobra ( $Custo_{sobra}$ ).....	35
3.1.2.16	Ganho total da otimização na cooperação ( $GanhoT_{otim}(t)$ ).....	35
3.1.2.17	Ganho individual da otimização na cooperação ( $GanhoI_{otim}(t)$ ).....	36
3.1.2.18	Prêmios.....	36
3.1.2.19	Preço pago pelo mercado externo ( $Preço_{mer}$ ).....	37
3.1.2.20	Ganho pela venda da sobra de geração ( $Ganho_{sobra}(t)$ ).....	38
3.1.2.21	Ganho individual pela venda da sobra de geração ( $GanhoI_{sobra}$ ).....	38
3.1.2.22	Ganho pela venda da potência excedente ( $Ganho_{exc}(t)$ ).....	38
3.1.2.23	Ganho total de um gerador ( $Ganho_{total}(t)$ ).....	38
3.1.2.24	Potência exportada ( $P_{exp}G_i(t)$ ).....	39
3.1.2.25	Risco( $t$ ).....	39
3.1.3	<i>Constituição de base de dados</i> .....	39
3.1.4	<i>Demandas associadas dos clientes</i> .....	41
3.2	<b>ESTRUTURA DO MODELO</b> .....	41
3.2.1	<i>Abrangência do Modelo</i> .....	43
3.2.1.1	Aspectos comerciais.....	43
3.2.1.2	Aspectos econômicos.....	46
3.2.1.3	Aspectos técnicos.....	47
3.2.1.4	Aspectos regulatórios.....	48
3.3	<b>O EQUACIONAMENTO DO MODELO</b> .....	49
	<b>CAPÍTULO 4 - ESTUDOS DE CASO PARA APLICAÇÃO DO MODELO</b> .....	51
4.1	<b>CASOS ABORDADOS:</b> .....	51
4.2	<b>CASO 1: MODELAGEM DO JOGO SEM COOPERAÇÃO – COMPRA DA DISTRIBUIDORA</b> .....	53

4.3	CASO 2: MODELAGEM DO JOGO SEM COOPERAÇÃO – GERAÇÃO PRÓPRIA .....	54
4.4	CASO 3: MODELAGEM DO JOGO COM COOPERAÇÃO ENTRE OS GERADORES DISTRIBUÍDOS SEM CONEXÃO COM A DISTRIBUIDORA .....	55
4.4.1	<i>Alocação dos ganhos para cada gerador distribuído .....</i>	<i>57</i>
4.4.1.1	Custos cooperados (otimizados).....	57
4.4.1.2	Alocação dos ganhos (cooperados).....	58
4.5	CASO 4: MODELAGEM DO JOGO COM COOPERAÇÃO ENTRE OS GERADORES DISTRIBUÍDOS COM PARTICIPAÇÕES PARCIAIS DE SUAS CAPACIDADES, SEM CONEXÃO COM A DISTRIBUIDORA .....	59
4.5.1	<i>Alocação dos custos e/ou ganhos para cada gerador distribuído com cooperação parcial de suas capacidades 61</i>	
4.6	CASO 5: MODELAGEM DO JOGO COM COOPERAÇÃO ENTRE OS GERADORES DISTRIBUÍDOS E A DISTRIBUIDORA .....	62
4.7	CASO 6: A MODELAGEM DO JOGO COOPERATIVO ENTRE OS GERADORES DISTRIBUÍDOS UTILIZANDO-SE DAS VANTAGENS DE UMA COALIZÃO EFICIENTE COM PARTICIPAÇÕES PARCIAIS OU PSEUDO-COOPERAÇÃO. ....	66
4.7.1	<i>A determinação da demanda total máxima .....</i>	<i>67</i>
4.7.2	<i>Cálculo dos benefícios da coalizão eficiente (Sobra).....</i>	<i>76</i>
4.7.3	<i>Comparação entre os ganhos globais sem venda (cooperados) e com venda da sobra para a distribuidora (coalizão eficiente).....</i>	<i>82</i>
4.8	CASO 7: COOPERAÇÃO EFICIENTE COM PARTICIPAÇÃO PARCIAL DAS CAPACIDADES DOS GERADORES (JOGADORES) PARTICIPANDO DE DOIS OU MAIS JOGOS. ....	83
4.9	CASO 8: SELEÇÃO ENTRE DIFERENTES JOGOS PARA MAXIMIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS GLOBAIS DE UM JOGADOR COM COOPERAÇÃO PARCIAL.....	90
4.10	CASO 9: SELEÇÃO DE DOIS JOGOS PARA MAXIMIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS GLOBAIS DE UM DETERMINADO GERADOR COM COALIZÕES PARCIAIS .....	93
4.10.1	<i>Comparação dos ganhos de um determinado gerador oriundo de diversas cooperações parciais. 96</i>	
4.11	CASO 10: PSEUDO-PARTICIPAÇÃO DE UM GERADOR NA COOPERAÇÃO E CÁLCULO DO PRÊMIO.....	99
4.12	CASO 11: ANÁLISE DOS RISCOS PARA UM GERADOR PSEUDO-COOPERADO .....	115
<b>CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>		<b>120</b>
5.1	CONCLUSÕES .....	120
5.2	CONTRIBUIÇÕES .....	122
5.3	TRABALHOS FUTUROS .....	123
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>		<b>125</b>
<b>APÊNDICE 1 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....</b>		<b>128</b>

## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Com a abertura do mercado de energia elétrica, novos agentes puderam se estabelecer como produtores independentes e fornecer energia para os clientes, concorrendo diretamente com os grandes geradores e estabelecendo assim um mercado mais competitivo.

A competição está voltada principalmente para os grandes geradores de energia elétrica, como usinas termelétricas, usinas hidrelétricas de médio e grande porte e geradores oriundos de fontes alternativas que usufruem subsídios para se estabelecerem no mercado de energia. Estes agentes possuem condições de oferecer energia para diversos clientes, seja através dos leilões, de comercializadoras e também via contratos bilaterais.

Ao passo que os pequenos geradores de energia, entendidos como geradores distribuídos, com potências pequenas e que normalmente se voltam para o fornecimento de energia para poucos clientes, não conseguem vender energia de forma livre, pelo fato de que o modelo atual do setor elétrico brasileiro restringe a venda de energia para clientes livres que possuem demanda igual ou superior a 3MW. Abaixo deste valor de demanda, e limitado a 500kW, somente é permitida a aquisição de energia através de PCH ou algumas outras fontes alternativas.

Neste contexto, os clientes residenciais, comerciais e industriais que não estiverem dentro da faixa de demanda apresentada anteriormente, são obrigados a adquirirem energia de forma cativa da distribuidora, que por sua vez é regulada pela ANEEL e estabelece os valores de tarifa para cada classe de consumo. Alternativamente, podem gerar sua própria energia.

Em mercados mais maduros como é o caso de Portugal, clientes com demanda superior a 150kW podem escolher os seus fornecedores de energia elétrica. Internacionalmente, a importância das conexões de geração distribuída ganha maior relevância a cada dia, implicando em tarifação diferenciada. Isso faz com que as empresas

distribuidoras de energia apresentem características técnicas e de preço mais atraentes para poderem manter os seus “pequenos” clientes.

Existe porém situações em que a distribuidora de energia elétrica não consegue atender aos clientes por motivos técnicos de capacidade de expansão ou por restrições ambientais. Neste caso, uma das alternativas para a distribuidora e para os clientes é a utilização de geração distribuída, podendo ser através de micro redes ou isoladamente.

Nesta situação, os geradores distribuídos podem cooperar para maximizarem os seus ganhos e a distribuidora mapear e desenvolver um sistema de produção de energia formado por geradores distribuídos em sua área de concessão. Um exemplo disso são os clientes com geração própria que operam suas máquinas apenas no horário de ponta, em muitos casos sem cogeração e com custos elevados.

## 1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é a proposição de um modelo para análise econômica da operação de um conjunto de geradores distribuídos, operando de forma pseudo-cooperativa, prioritariamente dedicados ao atendimento de demandas associadas a cada um deles e à coalizão. O termo pseudo-cooperativo foi utilizado por representar melhor o desejo de um agente em participar de forma parcial de uma cooperação e não somente de forma plena, ou seja, disponibilizando parte de sua capacidade de geração.

Um gerador ou um grupo desses geradores poderá(ão) ter apenas uma parte de sua capacidade de geração comprometida com o atendimento da demanda da cooperação e oferecer o restante para oportunidade de atendimento do mercado externo à cooperação.

Como resultado do modelo objetiva-se encontrar, para a cooperação formada entre os jogadores e cenários de demanda e preços de mercado considerados, os máximos valores de ganhos e mínimos custos associados com cada gerador (jogador) dentro da cooperação.

## 1.2 Organização do Texto

O Capítulo 2 apresenta o estado da arte e fundamentos teóricos sobre os assuntos que serão utilizados e discutidos no decorrer do trabalho. São abordados, resumidamente, temas como geração distribuída, com suas tecnologias, benefícios e aplicações, conexões e operação de geradores distribuídos em uma micro rede, aspectos comerciais e despacho econômico. Na seqüência apresenta-se a teoria dos jogos cooperativos com a definição do valor de *Shapley* para a divisão dos ganhos e custos de uma cooperação.

O Capítulo 3 formula o problema a ser discutido nesta tese e apresenta algumas questões centrais a serem alcançadas no decorrer do seu desenvolvimento. Apresenta o modelo proposto neste trabalho, sua estrutura e abrangência.

A aplicação do modelo em vários estudos de caso é apresentada no Capítulo 4, onde são analisadas diferentes formas de cooperação entre os geradores distribuídos, com foco na maximização dos ganhos e minimização dos custos envolvidos em cada situação de cooperação. Ainda neste capítulo é feito um estudo de risco, com cenários diversos, para subsidiar a decisão de um investidor em participar de uma cooperação.

O Capítulo 5 finaliza o trabalho apresentando as conclusões do estudo realizado, incluindo contribuições e possibilidades de desenvolvimento de pesquisas futuras que podem ser feitas tomando-se como ponto de partida o trabalho aqui desenvolvido.



## **CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE e FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

### **2.1 Considerações Gerais**

O tema deste trabalho é, por sua natureza, multidisciplinar envolvendo assuntos como: tecnologia de produção de energia com instalações de geração de porte compatível com a geração distribuída, especificações de conexão e de operação de geradores em redes, técnicas de otimização de funções matemáticas, modelos de associação cooperativa e ainda, regulação técnica e comercial de empresas de distribuição que abrigam geradores distribuídos.

Sem a pretensão de esgotar o estado da arte dessas áreas do conhecimento, este capítulo apresenta uma visão desses temas na medida suficiente para situar o problema da concepção de um modelo cooperado de geradores em micro redes, tratado nesta tese. Os assuntos relativos a ferramentas matemáticas, como técnicas de otimização e teoria dos jogos, utilizados no desenvolvimento do modelo proposto também são apresentados a título de fundamentos teóricos.

Após uma breve descrição do atual panorama tecnológico da geração distribuída, a tecnologia de motores diesel é detalhada, como exemplo de caracterização de geração distribuída na modelagem desenvolvida em capítulo posterior, não obstante outras modalidades tecnológicas também poderiam vir a ser aplicada. Aspectos técnicos da conexão e da operação de geradores distribuídos operando em rede integrada ao sistema de distribuição de uma concessionária são abordados, incluindo formas de medição da produção em redes de geradores.

Os fundamentos teóricos utilizados na modelagem são apresentados a seguir e consistem no método de Lagrange para solução do problema de otimização do despacho e da teoria dos jogos cooperativos para determinar a forma de distribuição dos ganhos auferidos pela cooperação de geradores, entre seus membros.

## 2.2 Conceituação de Geração Distribuída e de Micro Redes

### 2.2.1 Geração Distribuída

Existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída, como revisa El-Khattan e Salama [1]. Segundo Ackermann [2], a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. A potência instalada, nesta definição, não é considerada relevante para sua caracterização. O autor, neste mesmo trabalho, divide a geração distribuída em função da potência em micro (até 5 kW), pequena (de 5 kW a 5 MW), média (de 5 MW a 50 MW) e grande (de 50 MW a 300 MW), valores que consideram a realidade americana. No Brasil, a geração distribuída é geralmente limitada superiormente por uma potência instalada de 30 MW ou de 50 MW, dependendo do autor. Existem situações, entretanto, que mesmo sistemas com potências maiores poderiam ser considerados geração distribuída.

O Decreto 5.163 de 30/07/2004, define geração distribuída como segue:

*“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:*

*I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e*

*II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.*

*Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”*

Assim, para a caracterização que se pretende neste texto e utilizando-se da notação empregada por Ackermann [2], pode-se dividir a geração distribuída nas seguintes faixas:

- Micro GD: Sistemas com potência inferior a 1MW
- Pequena GD: sistemas com potência entre 1 e 30 MW
- Média GD: sistemas com potência entre 30 e 50 MW
- Grande GD: Sistemas com potência entre 50 e 100 MW.

Outras definições, independentes da capacidade instalada, têm sido adotadas. Segundo o CIGRE, geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo portanto um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada [3]. Para o IEEE, geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada a rede de distribuição e próxima do consumidor [3].

Recentemente foi elaborado pela ANEEL os Procedimentos da Distribuição – PRODIST [4], que definiu a Geração Distribuída conforme segue:

*“É a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto as usinas hidrelétricas maiores que 30 MW e termelétricas com eficiência energética menor que 75%. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo não estão limitados ao percentual de eficiência. Incluem-se ainda na Geração Distribuída as usinas hidrelétricas menores que 1 MW e termelétricas menores que 5 MW, que estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização. A Geração Distribuída não é despachada centralizadamente pelo ONS”.*

Neste trabalho aborda-se a micro geração distribuída diferentemente da geração distribuída tradicional conhecida principalmente por gerações de até 30MW conforme apresentado nas definições anteriores. A micro geração distribuída ainda não está regulamentada para permitir que os resultados desse trabalho possa ser aplicado em sua plenitude. Desta forma, a proposta nesta tese deixa para trabalhos futuros uma gama de opções de desenvolvimento e aperfeiçoamento em virtude da falta de regulamentação, critérios técnicos adequados, dentre outros conceitos ainda não definidos no modelo atual.

### **2.2.2 Micro Redes**

No contexto deste trabalho, conceitua-se micro redes como sendo um sistema elétrico de potência composto por conjunto de instalações, que interligam vários geradores distribuídos e consumidores, podendo ser geridas por um centro de despacho local. A micro-rede pode pertencer total ou parcialmente à concessionária local de distribuição de energia e opera, em geral, em tensão de distribuição primária.

## 2.3 Tecnologias de Geração Distribuída

A abertura do mercado no setor elétrico, as crescentes restrições ambientais, a carência de investimentos para atender a demanda de energia elétrica e a evolução tecnológica têm reforçado a tendência da geração distribuída se tornar uma importante fonte de suprimento de energia para as próximas décadas. Com isso têm surgido alternativas tecnológicas inovadoras para geração de energia limpa, que por serem de dimensões reduzidas, podem ser instaladas junto aos centros de consumo de forma distribuída. Apresentando ainda um curto tempo de implantação. Algumas tecnologias de geração distribuída estão na Tabela 1, onde são apresentadas suas características. A Figura 1 mostra a eficiência de cada tecnologia [5].

O atual estágio de maturidade das tecnologias que envolvem motores de combustão interna e turbinas a gás faz com que apresentem razoável padrão de eficiência, não obstante ainda possam melhorar com novos avanços tecnológicos. As micro turbinas a gás, embora ainda de alto custo, estão sendo apontadas como uma boa alternativa em futuro próximo.

As tecnologias emergentes, como as células combustíveis e os sistemas híbridos célula combustível/turbinas a gás, ainda têm presença tímida no mercado, demandando esforços de pesquisa e de desenvolvimento para se tornarem economicamente competitivas, embora sejam consideradas promissoras para a geração distribuída.

Tabela 1 - Tecnologias para Geração Distribuída.

Tipo	Modelo	Tamanho	Eficiência	Mercado
Células de Combustível	PEM (80° C)	1 - 500kW	40%	Residencial, PP,RP
	PAFC (200° C)	50kW - 1.2MW	40%	T, cogeração comercial, PP
	MCFC (650° C)	1 - 20MW	55%	PP
	SOFC(1000° C)	1 kW - 25MW	45-65 %	Resid., cogeração comercial, PP,RP
Motores	Diesel	10kW- 6 MW	33-36%	SP para comerciais e pequenas indústrias, apoio a T&D
	Combustão a gás	5kW – 2 MW	33-35%	PP e cogeração comercial
	Ciclo Stirling	1-25 kW	20%	Residencial, RP
Turbinas a combustão	Microturbinas	25-500 kW	26-30 %	RP, cogeração comercial
	Pequenas Turbinas	1-100 MW	33-45 %	Cogeração industrial, apoio a T&D
Renováveis	Solar			
	Eólica	1-1000 kW	10-20%	RP, energia de ponta, energia limpa
	Biomassa			

T - Aplicação nos transportes (automóveis, caminhões, ônibus); MT - Aplicação nos transportes (navios); PP - Energia Premium; RP - Energia remota; SP- Energia de Reserva

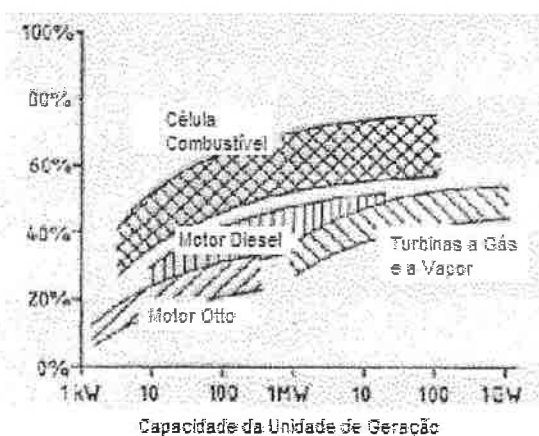


Figura 1 - Eficiência obtida com as principais tecnologias de Geração Distribuída.

A comparação entre as tecnologias deve ser feita considerando-se aspectos como eficiência, emissão de poluentes, disponibilidade comercial, custo de investimento, custo de manutenção/operação, flexibilidade de combustíveis para geração, tamanho, formas de utilização, possibilidade de cogeração (calor/eletricidade), entre outros. A Tabela 2 apresenta dados de potência, consumo específico de calor ("heat rate") e fatores de emissão de diferentes tecnologias de geração termelétrica (sistemas convencionais e geração distribuída).

Tabela 2- Fatores de emissão de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM-10 e CO<sub>2</sub> para diferentes tecnologias de geração.

		Célula a combustível de óxido sólido	Célula a combustível de ácido fosfórico	MCI a gás queima pobre ('lean burn') sem controle	MCI a gás queima rica ('rich burn') com catalisador de 3 vias	MCI Diesel sem controle	MCI Diesel com redução seletiva catalítica
Eficiência*	% (PCS)	42%	37%	36%	29%	38%	38%
Heat rate	kJ/kWh	8.573	9.732	10.003	12.417	9.477	9.477
Capacidade típica	kW	25	200	1.000	1.000	1.000	1.000
NO <sub>x</sub>	g/GJ	0,30	1,55	94,58	25,80	563,20	262,25
	g/MWh	4,54	13,61	997,90	226,80	9888,31	2131,88
SO <sub>2</sub>	g/GJ	0,26	0,26	0,26	0,26	21,71	21,71
	g/MWh	2,27	2,72	2,72	3,18	205,93	205,93
PM-10	g/GJ	0,00	0,00	-	-	-	-
	g/MWh	0,00	0,00	13,61	13,61	353,80	353,80
CO <sub>2</sub>	g/GJ	50300,94	50300,94	50300,94	50300,94	68357,69	68357,69
	g/MWh	430912,78	488972,61	502580,38	624143,14	649544,32	649544,32

\* Eficiência de geração de eletricidade em base no poder calorífico superior; \*\* Valores médios. Fonte: [6]

Tabela 2 (continuação) - Fatores de emissão de NOX, SO2, PM-10 e CO2 para diferentes tecnologias de geração.

		Microtur- bina a gás	Turbinas a gás pequenas	Turbinas a gás médias	Turbinas a gás grandes	Turbinas a gás - ciclo combina- do	Turbina a gás ciclo simples - sistemas avancados	1998 Caldeira (carvão)	1998 Caldeira (óleo)	1998 Geração de eletricidade
Eficiência*	% PCS	25%	27%	30%	31%	51%	35%	33%	33%	47%
Rate heat	kJ/kWh	14.404	13.484	11.978	11.568	7.006	10.413	10.890	10.954	7.593
Capacida- de típica	kW	25	4.600	12.900	70.140	500.000	4.200	300.000	300.000	300.000
NO <sub>x</sub>	g/GJ	12,90	38,69	21,50	21,50	4,30	12,90	0,00	0,00	0,00
	g/MWh	199,58	521,63	276,69	267,62	27,22	145,15	2540,12	2295,18	1555,82
SO <sub>2</sub>	g/GJ	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,00	0,00	0,00
	g/MWh	3,63	3,63	3,18	3,18	1,81	2,72	6078,14	5261,67	3583,38
PM-10	g/GJ	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	0,00	0,00	0,00
	g/MWh	40,82	36,29	31,75	31,75	18,14	31,75	136,08	122,47	86,18
CO <sub>2</sub>	g/GJ	50300,94	50300,94	50300,94	50300,94	50300,94	50300,94	0,00	0,00	0,00
	g/MWh	723933,4	677667,0	601917,1	581051,9	351987,7	523445,6	959347,9	921246,2	638658,1

\* Eficiência de geração de eletricidade em base no poder calorífico superior, \*\* Valores médios

Atualmente, os principais equipamentos utilizados em geração distribuída, por sua maturidade tecnológica e custo propiciado pela escala, são os motores diesel e a gás natural, razão pela qual se prestarão de referência neste trabalho. Assim sendo, são apresentadas, na seqüência, características técnicas e econômicas operativas desses tipos de máquinas. Convém observar que estas tecnologias podem apresentar um impacto maior ao meio ambiente caso não sejam filtrados de forma adequada.

As turbinas a gás apresentam-se em segundo lugar na disponibilidade para geração distribuída, mas ainda possuem um elevado custo e principalmente dificuldade de peças de reposição.

Os motores de combustão interna utilizando ciclo OTTO (centelha) ou ciclo diesel (compressão) são aplicados na geração distribuída com potências de alguns poucos quilowatts até a faixa de dezenas de megawatts, operando com uma grande variedade de combustíveis, dentre os quais estão: a gasolina, o óleo diesel, o óleo combustível e o gás natural.

A energia térmica resultante do processo de combustão, de motores utilizados na geração de energia elétrica, pode ser aproveitada em processos de cogeração, melhorando o

rendimento da aplicação.

A curva de consumo dos motores de combustão interna obedece a uma curva, que em geral, pode ser ajustada a um polinômio de segundo grau, conforme ilustrado na Figura 2. Há pequenas variações de consumo conforme o seu modo de operação.

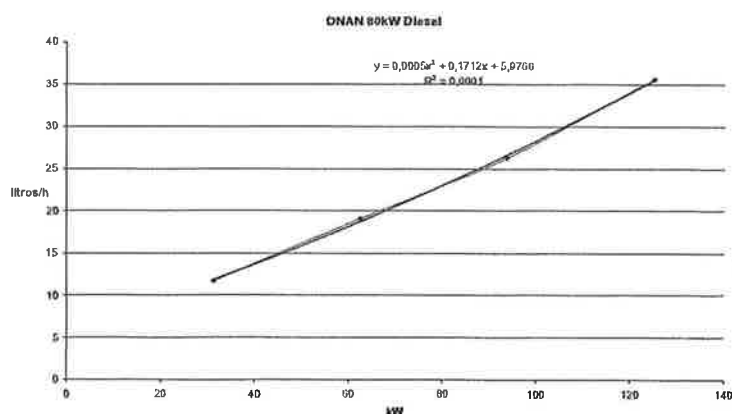


Figura 2 - Curva de consumo do Motor a diesel de 80kW - ONAN

A manutenção de um motor a combustão interna aplicado à geração de energia requer trocas periódicas de óleo lubrificante (usualmente a cada 200 horas), de filtros de óleo lubrificante e de combustível, da água de refrigeração, descarbonização das partes internas do motor (em geral a cada 7000-8000 horas) além de eventuais intervenções e trocas de componentes dos bicos e bomba injetora (usualmente a cada 2500-3000 horas). Com isso é possível estimar um custo de manutenção médio, em função da potência do gerador, conforme ilustrado na curva da Figura 3. Em máquinas de algumas centenas de kVAs o custo de manutenção estimado é da ordem de 5 a 6 US\$/MWh.

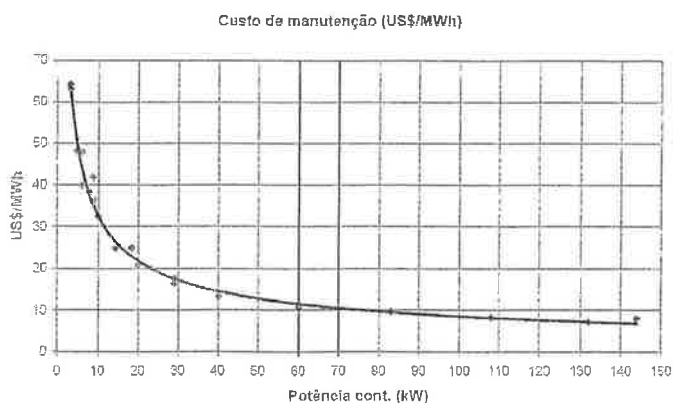


Figura 3 - Custos de manutenção do gerador diesel em US\$/MWh.

A operação de um motor de combustão interna aplicado à geração de energia pode ser realizada por operador presente nas instalações ou por operação remota. Evidentemente, há uma grande variação de custo por MWh produzido, conforme seja a modalidade de operação e a potência da máquina. A presença de um operador permanentemente pode elevar o custo de operação em máquinas de pequeno porte (algumas dezenas de kVA) a níveis proibitivos de 60 US\$/MWh. A racionalização de equipes, quando possível, e a escala de máquinas podem reduzir esse custo de mão-de-obra a cerca de 10 US\$/MWh [7].

A curva apresentada na Figura 4 ilustra o custo de operação de máquinas de combustão interna, considerando uma racionalização de equipes de operadores.

Vale observar que quando vários geradores distribuídos demandam manutenção, pode haver escala para reduzir tanto o custo de manutenção como de operação.

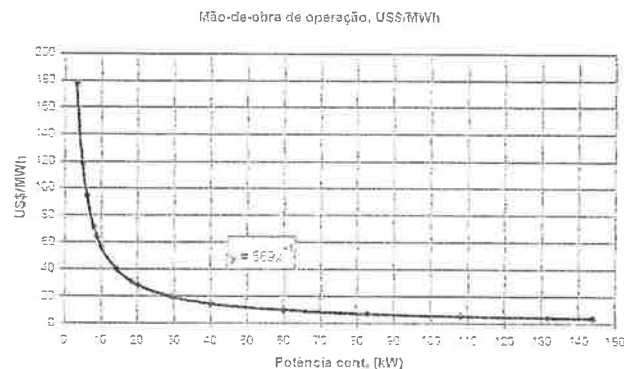


Figura 4 - Custos de mão-de-obra para operação do gerador diesel 24h/dia [7].



## 2.4 Benefícios e aplicações da geração distribuída

A geração distribuída oferece vantagens como a diminuição de perdas e o aumento da confiabilidade pela proximidade ao consumo, e outras que podem representar benefícios em casos específicos, como a melhoria da qualidade da forma de onda ou custo de produção.

A Tabela 3 apresenta os benefícios potenciais que podem decorrer da utilização de GD.

Tabela 3 - Benefícios da Geração Distribuída.

<p><b>Para o Consumidor:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Assegura uma maior confiabilidade do fornecimento de energia</li> <li>• Fornece uma solução alternativa de fornecimento de energia</li> <li>• Fornece qualidade de energia adequada para os equipamentos específicos</li> <li>• Minimiza despesa com fornecimento de energia no período de pico</li> <li>• Permite o atendimento de consumidores isolados</li> <li>• Diminui as perdas na transmissão, por estar localizado próximo ao consumo</li> <li>• Contribui para a modicidade tarifária à medida em que pode minimizar investimentos</li> </ul>
<p><b>Para o Agente Fornecedor de Energia:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhora a continuidade do fornecimento</li> <li>• Posterga investimentos na expansão da oferta de energia</li> <li>• Constitui reserva de capacidade de contingência</li> <li>• Desenvolve mercados em áreas isoladas sem rede de distribuição</li> <li>• Minimiza as perdas do sistema de potência</li> <li>• Possibilita o uso de cogeração aumentando a eficiência de processos de geração de calor e energia</li> <li>• Oferece flexibilidade de uso de diversos combustíveis</li> </ul>
<p><b>Para a Sociedade em Geral</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dependendo da tecnologia, permite a redução de emissão de poluentes com ganhos em eficiência e utilização de fontes renováveis</li> <li>• Contribui para a preservação ambiental deslocando obras de grande impacto ambiental</li> <li>• Contribui com a expansão industrial demandando equipamentos e instalações</li> <li>• Atrai investimentos privados para o setor pelos baixos níveis de investimento e curtos períodos de retorno</li> </ul>

Fonte: [8]

Para a distribuidora, as ameaças também podem ser identificadas conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Possíveis ameaças da geração distribuída para a distribuidora.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade de deterioração da rede com alta taxa de penetração de geração distribuída no sistema</li> <li>• Efeitos regulatórios que favorecem alternativas indesejáveis para a distribuidora</li> <li>• Impactos técnicos não totalmente conhecidos</li> <li>• Concorrência de outros Investidores interessados na geração distribuída poderá trazer um aumento de competição no fornecimento de energia elétrica</li> <li>• Mudança da matriz energética (hidráulica para gás/hidrogênio) aumentando a dependência de novas fontes, como o petróleo</li> <li>• Pode haver situações onde aumentam-se as perdas, demandando um planejamento adequado</li> </ul>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fonte: [8]

Por outro lado, há várias modalidades de aplicação de geração distribuída, dentre as quais se destaca [3]:

- **“Back-up”**: assume o fornecimento quando há falha da fonte principal, evitando a interrupção. É uma aplicação utilizada em hospitais, centro de processamento de dados, etc.
- **Cogeração**: algumas tecnologias de geração distribuída, se localizadas próximo do consumo, podem fornecer eletricidade e calor, aumentando significativamente a eficiência do sistema quando aplicados em processos de médio a alto consumo de calor, como indústrias, grandes edifícios comerciais e hospitais;
- **Geração na Ponta**: a operação da geração distribuída em horários de ponta, onde o custo da energia é mais alto, pode ser utilizada para minimizar o custo com energia;
- **Fonte alternativa de oferta de energia ou de Reserva de Contingência**: a alocação estratégica e temporária da geração distribuída pode beneficiar o sistema elétrico e postergar a necessidade de novos investimentos para a expansão da oferta ou para garantir o atendimento em contingência;
- **Fornecimento Isolado**: a geração distribuída pode ser utilizada com fonte de energia para o atendimento de demandas onde inexistente rede de distribuição;
- **Modo Estacionário**: oferta contínua de energia utilizando geradores distribuídos à plena carga;
- **Modo “Prime”**: oferta contínua de energia utilizando geradores distribuídos, com variações de carga permitidas.

## **2.5 Conexão e Operação de Geradores Distribuídos em Micro-Rede**

Micro redes de geradores distribuídos podem ser constituídas fisicamente de instalações pertencentes à concessionária local de distribuição, de instalações próprias ou ainda de ambas. Em qualquer caso, procedimentos técnicos de conexão e operação devem ser respeitados por todos os geradores da rede para garantir requisitos mínimos de segurança e

eficiência operativa, incluindo sistemas de proteção, de sincronismo, de medição e de comunicação, dentre outros.

Estudos relacionados com a conexão de geradores distribuídos com a rede da distribuidora local, bem como operando em micro redes, estão sendo desenvolvidos, embora ainda não haja procedimento de consenso.

Os Estados Unidos foram os pioneiros na concepção desta forma de oferta de energia na década de 70, com o PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act) que visava reduzir a dependência de petróleo estrangeiro, promovendo a geração de energia oriunda de fontes alternativas.

Motivado pela expansão da cogeração, o IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) tem procurado padronizar os procedimentos de interconexão através da norma ANSI/IEEE Std 1001-1998 "IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with electric utility systems" e mais recentemente a norma IEEE P1547 Std Draft 02 Standart for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.

No Brasil, a ANEEL [4] publicou recentemente a revisão 2 do "PRODIST – Procedimentos de Distribuição" estabelecendo em seu Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, procedimentos de interconexão de geradores e clientes com a distribuidora de energia, definindo os "*Procedimentos de Acesso*", os "*Crêterios Têcnicos e Operacionais*", os "*Requisitos de Projeto*", a "*Implantação de Novas Conexões*", os "*Requisitos para Operação, Manutenção e Segurança da Conexão*" e os "*Contratos*" a serem firmados com os agentes.

De modo geral, esses procedimentos podem ser estendidos a micro redes de geradores distribuídos incluem crêterios têcnicos e operacionais para acesso ao sistema de distribuição, abrangendo: ampliações e reforços nos sistemas de distribuição, paralelismo de geradores distribuídos e compartilhamento de instalações de conexão e configurações de barras de

subestações.

O PRODIST estabelece que a distribuidora deve determinar a tensão de conexão, que é função da potência de geração do acessante, que é em média tensão se estiver entre 50 kW e 3MW, baixa tensão se inferior a 50 kW e alta se superior 3.000 kW. Há exceções em casos previstos, como por razão técnica e econômica, por restrições de qualidade da fonte diante dos demais clientes e por previsão de implementação de outra tensão em expansão da rede.

O acessante deve apresentar estudos sobre o impacto no sistema elétrico da acessada sob aspectos de curto-circuito, especificação dos disjuntores, malha de terra, bem como, de adequação dos sistemas de proteção, de controle, de tensão e de frequência para atender os critérios técnicos pré-estabelecidos. Esses estudos devem prever a possibilidade da unidade produtora vir a ser despachada por meio de um centro local de geração distribuída bem como do controle automático de geração e do esquema de corte de geração, considerando os requisitos de proteção e controle pré-estabelecidos

A conexão do acessante deve atender condições gerais como: a especificação da frequência da tensão gerada, garantia que sua presença não degrade o desempenho do sistema do ponto de vista de flexibilidade de recomposição durante as operações de paralelismo, de sincronismo e do sistema de proteção. Toda geração acima de 300kW deve ser dotada de sistemas de controle de tensão e de frequência. Unidades com potências inferiores a essa, também devem contar com esses sistemas, se operarem em ilha.

O acessante deve garantir que não sejam violados os valores pré-estabelecidos, referentes à forma de onda como: distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração, mantendo um eficiente sistema de telecomunicação com o acessado de forma a respeitar o Acordo Operativo celebrado entre as partes. A Tabela 5 apresenta a Classe de Tensão de Conexão determinada para cada faixa de potência e a Tabela 6 indica as proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da

unidade produtora com a rede. Ambas obtidas da referência [4].

Tabela 5 - Faixas de Potência para proteções mínimas conforme.

Faixa de Potência	Classe da Tensão de Conexão
< 10kW	Baixa Tensão (monofásico)
10kW a 75kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 a 10MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30MW	Alta Tensão

Tabela 6 - Proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão da unidade produtora conforme.

Equipamento	Função ANSI	< 10kW	10kW a 150kW	151kW a 500kW	501 a 10MW	11MW a 30MW	> 30MW
Elemento de desconexão	-	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de Interrupção	-	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de Acoplamento	-	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub- e sobre-tensão	27 e 59	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub- e sobre-frequência	87U e 87O	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	46	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	60	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente direcional	67	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	51V	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim

Existem outros critérios de projeto e procedimentos operativos envolvendo a instalação de religador, intertravamento de disjuntores, ajuste de proteção, seqüência de eventos para paralelismo e operação em ilha, transformador de acoplamento, etc.

Os estudos devem prever a possibilidade de a unidade produtora vir a participar de um agrupamento de unidades produtoras despachadas por um centro de despacho local de geração distribuída.

Conforme LORA [6], pode-se observar que algumas concessionárias de energia americanas, como por exemplo a San Diego Gás & Electric, a Public Utility Commission of Texas e a SMUD – Companhia Municipal de Sacramento, definem critérios de interconexão em função da potência da GD, conforme mostra a Tabela 7.

Tabela 7 - Critérios de Interconexão da San Diego Gás &amp; Electric.

Recurso	Potência			
	< 10kW	10kW a 200kW	200kW a 1000kW	1MW a 20MW
Falta à terra do lado da rede	Não	Sim	Sim	Sim
Método de Sincronização	A/M	A/M	A	A
Transformador dedicado	Não	Sim	Sim	Sim
Verificar projeto	Não	Sim	Sim	Sim
Definir ajustes de relés 69, 51 ou 51V, 27, 81, 32	Ajuste de fábrica	Ajuste de fábrica	Ajuste de fábrica coordenado com o sistema	Ajuste de fábrica coordenado com o sistema
Relés discretos	Não necessariamente	Não necessariamente	Não necessariamente	Relés de proteção e de retaguarda
Teste periódico de funções dos relés	Não	Não	Sim	Sim
Requer desconexão	Não	Sim	Sim	Sim
Controle de fator de potência	Mínimo 0,95	Mínimo 0,95	Mínimo 0,95	Mínimo 0,95
Controle de tensão	Deve seguir a tensão da rede	Deve seguir a tensão da rede	Deve seguir a tensão da rede	Deve seguir a tensão da rede
Medição	A definir	A definir	A definir	A definir
Comunicação e controle remoto	A definir	A definir	A definir	A definir
Qualidade da energia	IEEE 519	IEEE 519	IEEE 519	IEEE 519
Injeção de DC	DC ≤ 0,5%	DC ≤ 0,5%	DC ≤ 0,5%	DC ≤ 0,5%

Fonte: [6]

Resultam da Tabela 7 os requisitos mínimos exigidos por essa distribuidora, que são apresentados na Tabela 8, com as funções de proteção a serem incorporadas no sistema de geração distribuída, conforme a capacidade.

Tabela 8 - Requisitos Mínimos de interconexão da San Diego Gás &amp; Electric.

	Geração < 10kW	100kW a 1MW	> 1MW
			51 em todas as fases
51 em todas as fases	51 em todas as fases		27 em todas as fases
27 em todas as fases	27 em todas as fases		81U
81U	81U		25
25 ou equivalente	25		46
	46		27/59
			Sistema de comunicação

Fonte: [6]

Os critérios da Public Utility Commission of Texas estão apresentado na Tabela 9.

A Ontario Hydro, do Canadá permite a conexão, tanto de geradores síncronos como de geradores assíncronos. Exige, no entanto, estudos de regulação e flutuação de tensão, desequilíbrios, estabilidade dinâmica, confiabilidade de fornecimento, fluxo harmônico.

A companhia municipal de Sacramento (SMUD) adota os critérios apresentados na Tabela 10 para ordenar a interconexão de geradores distribuídos.

Tabela 9 - Critérios de interconexão da Public Utility Commission of Texas.

Características	Monofásico		Trifásico		
	Potência				
	≤ 50kW	≤ 10kW	100kW a 500kW	500kW a 2MW	2MW a 10MW
Dispositivo de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de desconexão do gerador	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sobre tensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sub tensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sobre/sub frequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Verificação de sincronismo	A/M	A/M [1]	A/M [1]	A	A
Sobre tensão / sobre corrente de neutro	Não	Não	[2]	[2]	[2]
Relé de potência reversa	Não	Não	[3]	[3]	[3]
Se gerar excedentes, usar relé direcional de potência para bloquear ou atrasar relé de frequência	Não	Não	Não	Sim	Sim
Regulador automático de tensão	Não	Não	Não	Não	[1]
Telemetria ou transferência de disparo	Não	Não	Não	Não	Sim

[1] – Requerido para instalações com capacidade de operação isolada.

[2] – Pode ser requerida pelo TDU; seleção baseada no sistema de aterramento.

[3] – Necessário, desde que a potência do gerador seja menor que a mínima carga.

Fonte: [6]

Alguns exemplos de interconexão são apresentados, visando dar uma idéia das conexões necessárias quando da inserção de GD no sistema da distribuidora. [10]

Observa-se que é necessária uma revisão e uma complementação nos critérios de interconexão apresentados, para atender aos requisitos técnicos da geração distribuída operando de forma cooperativa.

Tabela 10 - Critérios de interconexão de geradores distribuídos da SMUD.

Recurso	Potência						
	≤ 10kW	11 a 40kW	41 a 100kW	101 a 400W	401 a 1MW	1 a 10MW	≥ 10MW
Transformador dedicado	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de separação da interconexão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Disjuntor do gerador	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Interrupção de falta trifásica	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de subtensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente de Fase	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sobre/sub frequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de falta à terra	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relé de sobrecorrente com restrição de tensão ou relé de impedância	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Regulação de tensão ou FP	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Relés classe <i>Utility</i>	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Telemetria	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Medição contínua	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição de reativos	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Contato telefônico direto	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Unidades terminais remotas	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Registrador de eventos	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Telemetria de retaguarda	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Registro de medição	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: [10]

## 2.6 Aspectos comerciais

Para a cooperação entre geradores distribuídos com a distribuidora, um dos requisitos que merece atenção é a necessidade de medição da energia nos dois sentidos, sistema conhecido atualmente por “*Dual Metering*”. Esse requisito torna-se fundamental para que os ganhos apresentados pelo despacho otimizado, bem como pela venda da potência excedente para a distribuidora, possam ser devidamente quantificados e calculados.

Por outro lado, o arcabouço regulatório atual não permite a venda de energia de qualquer agente e para qualquer cliente da forma distribuída como abordado neste trabalho, dificultando a aplicação prática dos resultados. No entanto o trabalho aponta para a necessidade dessa revisão.



A Figura 5 mostra um arranjo de conexão entre a GD e a distribuidora, com destaque na medição dual. [11]

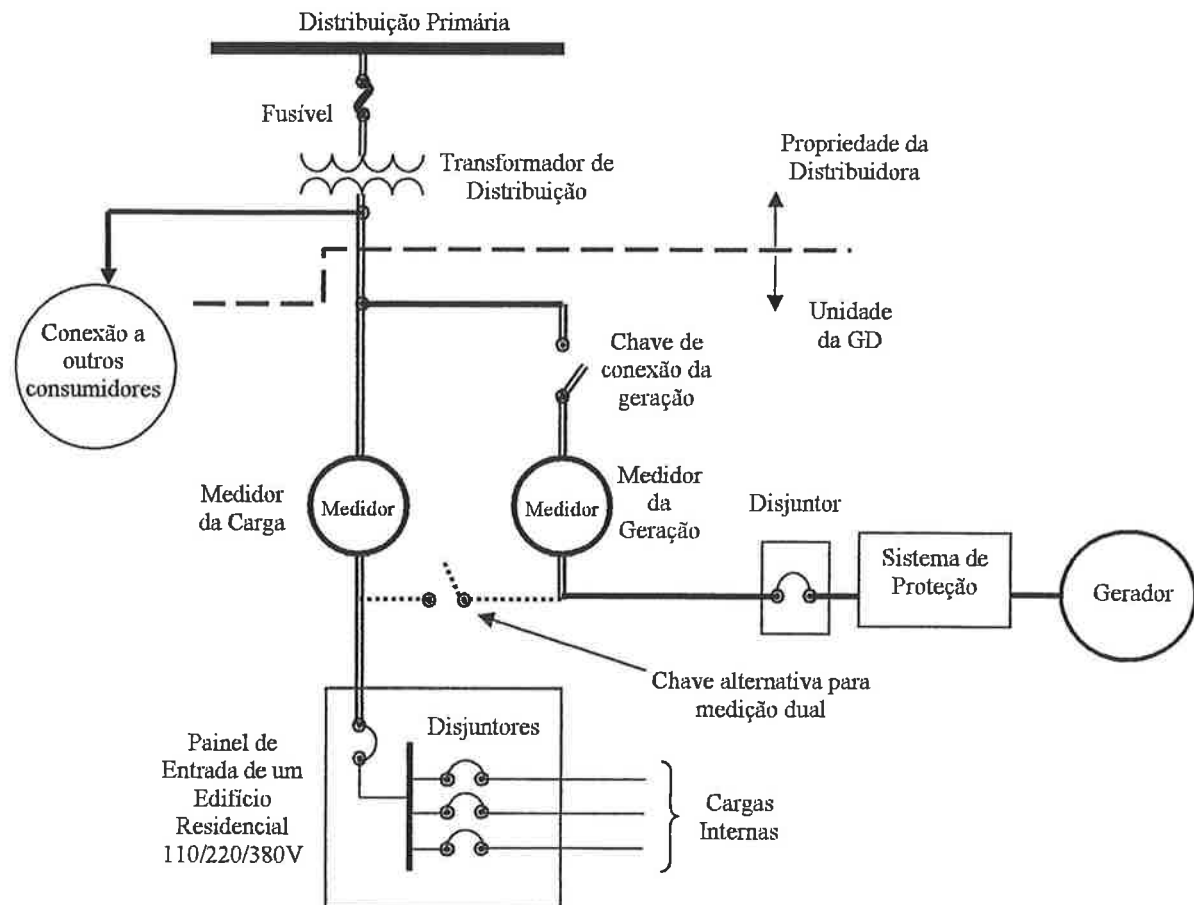


Figura 5 - Arranjo de conexão entre GD e a distribuidora com medição dual.

Com os requisitos técnicos apresentados, torna-se possível avaliar as implicações técnicas necessárias para que as unidades de geração distribuída possam se conectar de forma a cooperarem para o atendimento às suas cargas.

Atualmente a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é a instituição responsável pela contabilização dos consumos e gerações de energia dos clientes caracterizados como livres, ou seja, com demanda superior a 3MW, ou 500kW no caso de fontes incentivadas (como por exemplo as PCH's). Portanto, este procedimento deve ser regulamentado para geradores distribuídos, que apresentam potências inferiores às citadas acima.

## 2.7 Outras aplicações e possibilidades da GD em um modelo cooperativo

Geradores distribuídos, operando de forma cooperativa, podem fornecer serviços ancilares para a distribuidora, como o fornecimento de reativo ou reserva de capacidade.

Um exemplo de aplicação é a *Geração Virtual de Energia* [11] que consiste em agregar os geradores de backup de terceiros à capacidade de oferta de energia da distribuidora. A referência [11] ilustra esse conceito onde a distribuidora oferece um gerador de backup para os clientes de forma a aumentar a confiabilidade do fornecimento e ao mesmo tempo utiliza a demanda disponível desses geradores para complementar a sua necessidade. Um benefício para os clientes é que a distribuidora fica responsável por todos os serviços associados com O&M dos geradores.

## 2.8 Despacho econômico de uma rede de geradores.

### 2.8.1 Conceituação

A determinação do despacho econômico de unidades de geração operando simultaneamente em rede, para atender uma determinada demanda, pode ser um problema de solução complexa ou simples, conforme sejam as funções que determinam o custo de geração de cada unidade. Por exemplo, há alto grau de complexidade quando a produção de unidades hidroelétricas presentes na rede, está relacionada com o risco de déficit fundamentado em series probabilísticas de vazão em cada bacia. Há ainda o fato de que o despacho de uma usina hidroelétrica, pertencente a uma cascata de usinas de um rio, implica na otimização da produção de todas as usinas à jusante.

Por outro lado, a otimização do despacho de uma rede de geradores movidos a motores à combustão é muito mais simples porque o custo de produção de cada um deles é uma função simples, em geral quadrática, independente das demais. Esse é o caso mais

freqüente em redes de geradores distribuídos, considerado como referência neste trabalho.

Dessa forma, o problema da otimização do despacho pode ser expresso pela determinação do custo marginal total mínimo de produção para atender cada nível de potência do conjunto de geradores, quantificando a contribuição de potência de cada gerador, ou seja, custo marginal total mínimo do conjunto para um determinado nível de produção.

A referência [12] apresenta várias técnicas para solução desse problema de otimização, como o Multiplicador de Lagrange, o Método Gradiente de Newton, a Programação Dinâmica, dentre outros. A técnica adotada nesta tese é o Multiplicador de Lagrange, descrita a seguir.

### 2.8.2 Método de Otimização de Lagrange

Matematicamente falando existe uma função objetivo  $F_T$ , que é igual ao custo total para atendimento a uma carga total. O problema consiste em minimizar essa função objetivo sujeita a restrições em que a soma das gerações precisa ser igual à carga total. Note que as perdas nesse caso foram desconsideradas e que qualquer limite de operação também não foi considerado na formulação deste problema. Assim fica:

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

onde “ $F_i$ ” representa o custo para cada gerador “ $i$ ” atender a sua carga ( $P_i$ ).

Sujeita à restrição das cargas,

$$\phi = 0 = P_{total} - \sum_{i=1}^N P_i$$

A minimização da função objetivo, determina o valor mínimo da soma dos custos de produção de cada gerador, respeitando a restrição de que a soma dos despachos deve ser igual à carga atendida. A condição de que  $P_i$  pertença ao intervalo  $[P_{\min}(i), P_{\max}(i)]$  deve ser atendida.

A Função de Lagrange permite a determinação dos valores extremos da função objetivo, definida como:

$$L = F_T + \lambda\phi$$

A determinação dos despachos de cada unidade geradora é obtida pela solução do sistema de equações obtido quando se iguala a zero cada uma das derivadas de primeira ordem da Função de Lagrange, com relação a cada uma das variáveis independentes, Potências dos Geradores  $P_i$ :

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i P_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad \text{com } i = 1 \dots N$$

sendo “N” o número de geradores.

Esta é a condição necessária para a existência de um mínimo custo de operação.

## 2.9 Redes Cooperativas - Teoria dos Jogos

### 2.9.1 Considerações Gerais

O principal objetivo da Teoria dos Jogos é analisar situações onde agentes (jogadores) tomam decisões como reação às ações de outros agentes. Seja um jogo a representação formal de uma situação onde jogadores interagem sob um conjunto de estratégias interdependentes. Esta representação normalmente contém a descrição dos participantes ( $i = 1, \dots, N$ ), das regras, das realizações e dos resultados (função utilidade). Conhecendo o jogo, cada agente adota estratégias ( $E_i$ , plano de decisão que especifica como um jogador irá agir sempre que for chamado a jogar) a fim de maximizar sua função utilidade.

Um jogo é dito simultâneo quando os agentes adotam estratégias sem conhecer as estratégias escolhidas pelos outros agentes. Um jogo é chamado seqüencial quando algumas estratégias são escolhidas com base no conhecimento do movimento de outros jogadores.

A Teoria dos Jogos pode ser simplificada em: jogos não-cooperativos (competitivos) e jogos cooperativos (coalizacionais). Nos jogos não-cooperativos, cada jogador toma decisões buscando maximizar seus ganhos independentemente dos resultados dos outros jogadores. Nos jogos cooperativos, as estratégias dos participantes são coordenadas de tal forma a atingir o melhor resultado para o grupo como um todo.

A concepção formal da Teoria dos Jogos, como parte fundamental da teoria econômica, foi inicialmente estabelecida por J. Von Neumann e O. Morgenstern [13].

A proposta deste trabalho considera que uma rede de geradores distribuídos pode ser representada como um jogo cooperativo, de forma que a seguir são apresentados apenas conceitos e fundamentos dessa modalidade. Não se abordou o jogo não cooperativo pois com ele cada agente buscaria maximizar os seus próprios benefícios sem considerar os dos outros.

### **2.9.2 Jogos Cooperativos**

A Teoria dos Jogos Cooperativos é concebida através de coalizões – grupos de jogadores – que coordenam suas ações e promovem as suas vitórias ou ganhos. Dois ou mais jogadores resolvem realizar uma coalizão quando percebem a possibilidade de aumentarem os seus ganhos (lucros ou redução de custos) e com isso estabelecem uma parceria de trabalho cooperado.

Conseqüentemente, um dos problemas associados com a teoria dos jogos cooperativos é o critério de divisão do ganho (ou redução de custos) advindo da coalizão, entre os jogadores.

A aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos em um conjunto de geradores distribuídos considera que cada jogador é um dos geradores, sendo possível a composição de várias coalizões constituídas por subconjunto dos geradores.

A cada coalizão é associado um ganho, composto por parcelas imputáveis a cada um de seus membros. Evidentemente há coalizões em que não resultam em ganho e portanto sem

interesse para uma cooperação.

A título de exemplo: 3 geradores G1, G2 e G3, atendem suas respectivas cargas individuais associadas de 100 kW, 200 kW e 300 kW, com custos individuais por hora de geração de 10 R\$/h, 20 R\$/h e 30 R\$/h respectivamente, resultando no custo global de 23,3R\$/h. Uma coalizão com as 3 unidades para atender as correspondentes cargas, somando 600 kW, pode ser realizada por hipótese a um custo menor de por exemplo: 18 R\$/h, considerando suas curvas de consumo específico. Disto resulta um ganho que deve ser repartido entre os geradores. Por outro lado, poderia ocorrer, no entanto, que a coalizão de G1 e G3 atendendo às suas cargas associadas de 400 kW, resultasse em prejuízo para um deles inviabilizando a cooperação. Assim sendo, cada coalizão apresentará um desempenho que determina sua viabilidade.

### 2.9.3 Valor de Shapley para Distribuição do Ganho de uma Coalizão

*Shapley* [14] desenvolveu um procedimento para distribuir o ganho (ou os custos) de uma coalizão de forma equilibrada, imputando a cada membro o ganho proporcional ao benefício marginal que traz à coalizão. Para esclarecer esse conceito do Valor de *Shapley*, considera-se o exemplo:

- Dois edifícios (torres) vizinhos A e B, com mesma área e com 360 e 120 condôminos, respectivamente, vão instalar sistemas de geração de energia de backup.
- O edifício A gastará \$11mil e o B \$7mil em sistemas independentes ou \$15 mil num sistema cooperado;

Potencialmente há vários critérios de distribuição do custo, como os apresentados conforme Tabela 11.

Tabela 11 - Formas de alocação dos custos dos geradores entre as torres.

Solução adotada	Custo Alocado (\$mil)	
	Torre A	Torre B
1 Sem divisão – construção independente	11.00	7.00
2 Divisão igual do custo total – incentivo	7.50	7.50
3 Divisão igual dos custos entre as pessoas	11.25	3.75
4 Divisão igual da economia entre as torres	9.50	5.50
5 Divisão da economia entre as pessoas – incentivo	8.75	6.25
6 Economia proporcional ao custo de oportunidade (divisão proporcional ao custo de cada torre) – incentivo	9.17	5.83

Fonte: [15]

Observar-se que as alternativas 2 e 3 não interessam a pelo menos uma das torres porque excedem os valores individuais, embora haja ganho coletivo. Por outro lado, deve haver incentivo a ambas torres para que haja razão de cooperação.

O conjunto de soluções de distribuição onde há interesse é o *núcleo* de compartilhamento de custo, mostrado na Figura 6 para esse exemplo.

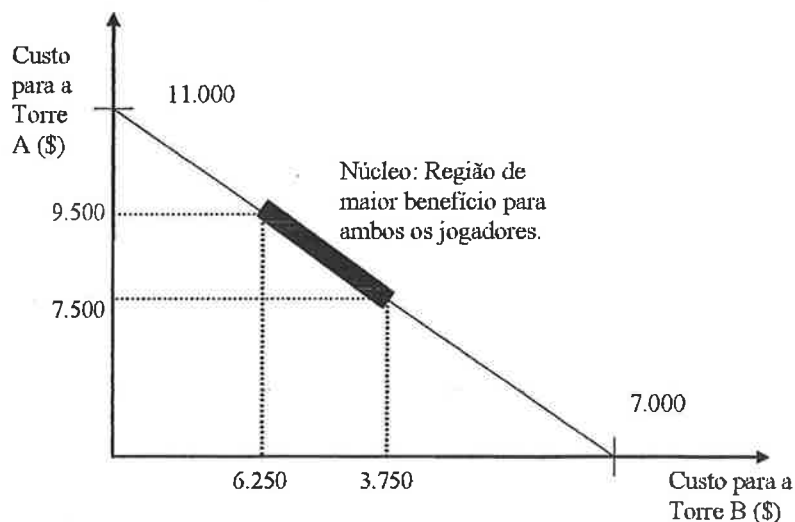


Figura 6 - Representação das possibilidades de divisão dos custos com os geradores nas duas alternativas.

O *Valor de Shapley*, representado por  $\phi'_i$ , é o valor de contribuição marginal do ganho de cada jogador para uma dada coalizão. Seu cálculo se fundamenta na composição de todos os possíveis ganhos marginais que um jogador propicia a uma coalizão, considerando todas as possíveis composições dessa coalizão integrada pelos membros da cooperativa :

a) Seja “ $S$ ” uma coalizão formada pela inclusão do jogador “ $i$ ” na coalizão “ $S \setminus i$ ”, que é uma coalizão com todos os elementos de “ $S$ ” a menos do elemento “ $i$ ”, sendo que tanto

“ $S$ ” como “ $S \setminus i$ ” pertencem a  $N$  que é a coalizão com todos os  $n$  jogadores. A contribuição marginal de “ $i$ ” à “ $S$ ” é :

$$m_i(S) = \underbrace{v(S)}_{\text{valor com } i} - \underbrace{v(S \setminus \{i\})}_{\text{valor sem } i} \quad \text{onde } i \in S \subset N$$

b) Distribuindo todos os elementos de forma aleatória, vem:

- Suponha que a coalizão “ $S$ ” ocorra primeiro , com o jogador “ $i$ ” no final.
- Existe  $(|S|-1)!$  formas de agrupar os outros elementos de “ $S$ ” antes de “ $i$ ”, e
- $(|N|-|S|)!$  formas de agrupar os não elementos de  $N \setminus S$  ( $N$  sem  $S$ ) depois de “ $i$ ”.
- Existe  $|S|!$  formas de agrupar os elementos no total.
- Conseqüentemente a probabilidade de que “ $i$ ” seja marginal para a coalizão “ $S$ ” é:

$$p_i(S) = \frac{(|S|-1)! (|N|-|S|)!}{|N|!}$$

- Assim, a contribuição marginal esperada do jogador “ $i$ ” é:

$$\phi'_i(v) = \sum_{i \in S: S \in 2^N} p_i(S) \times m_i(S)$$

$$\text{Valor de Shapley} = \phi'_i(v) = \sum_{i \in S: S \in 2^N} \frac{(N-|S|)! (|S|-1)!}{N!} \times [v(S) - v(S - \{i\})]$$

sendo:

- “ $i$ ” representa um jogador que participa da coalizão dividindo o custo;
- $\phi'_i$  representa o custo alocado para o jogador “ $i$ ”;
- “ $S$ ” representa a coalizão contendo o jogador “ $i$ ”;
- $|S|$  é o número de jogadores da coalizão “ $S$ ”;
- “ $N$ ” é o número total de jogadores que fazem parte da alocação de custos;
- $N!$  representa a permutação das coalizões que pode ser formada pelos participantes na maior coalizão possível (grande coalizão);
- $v(S)$  representa a função de custo alocado da coalizão “ $S$ ”, sendo  $v(\emptyset) = 0$ ;
- $S - \{i\}$  representa a remoção do jogador “ $i$ ” da coalizão “ $S$ ”;
- $v(S) - v(S - \{i\})$  representa o custo incremental que o jogador “ $i$ ” contribui para a coalizão “ $S$ ”, normalmente chamada de custo marginal da coalizão “ $S$ ”.

Diversos autores [16] aplicam esta teoria para alocação de custos de utilização do sistema de transmissão, por entender que em um monopólio natural os usuários devem pagar



proporcionalmente ao uso. Da mesma forma, pode-se entender que o sistema de distribuição é um monopólio natural para a geração distribuída acessante, justificando a aplicação do valor de Shapley para distribuir de forma adequada os ganhos associados com o uso desse sistema.

A título de ilustração: cada um de três fabricantes de peças, A, B e C, produzem 100 peças e obtêm ganhos  $V(1) = 100$ ,  $V(2) = 200$  e  $V(3)=200$ , respectivamente. Os fabricantes percebem que uma possível parceria no desenvolvimento dos seus produtos fará com que os custos diminuam, resultando em ganho maior do que o obtido com produção individual. Desta forma resolvem cooperar entre si, podendo formar as seguintes coalizões :

- a coalizão de A e B produzindo 200 peças resulta em ganho  $V(1,2) = 600 \geq V(1) + V(2)$ .
- a coalizão de A e C produzindo 200 peças resulta em ganho  $V(1,3) = 600 \geq V(1) + V(3)$ .
- a coalizão de B e C produzindo 200 peças resulta em ganho  $V(2,3) = 800 \geq V(2) + V(3)$ .
- a coalizão de A, B e C produzindo 300 peças resulta em ganho  $V(1,2,3)=1800 \geq V(1)+V(2)+V(3)$

Em cada coalizão o valor de *Shapley* determina a parcela devida a cada um dos fabricantes (jogadores), conforme segue.

$$\phi_1(v)(\{1\}) = \frac{(1-1)!(1-1)!}{1!} \cdot [V(1) - V(\{1\} - \{1\})] = \frac{[1 \cdot 1]}{1!} \cdot [100 - V\{0\}] = 100$$

$$\begin{aligned} \phi_1(v)(\{1,2\}) &= \frac{(2-1)!(1-1)!}{2!} \cdot [V(1) - V(\{1\} - \{1\})] + \frac{(2-2)!(2-1)!}{2!} \cdot [V(1,2) - V(\{1,2\} - \{1\})] = \\ &= \frac{1}{2!} \cdot [100 - 0] + \frac{1}{2!} \cdot [600 - 200] = 250 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \phi_1(v)(\{1,3\}) &= \frac{(2-1)!(1-1)!}{2!} \cdot [V(1) - V(\{1\} - \{1\})] + \frac{(2-2)!(2-1)!}{2!} \cdot [V(1,3) - V(\{1,3\} - \{1\})] = \\ &= \frac{1}{2!} \cdot [100 - 0] + \frac{1}{2!} \cdot [600 - 200] = 250 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \phi'_1(v)(\{1,2,3\}) &= \frac{(3-|1|)(|1|-1)!}{3!} \cdot [V(1) - V(\{1\} - \{1\})] + \frac{(3-|2|)(|2|-1)!}{3!} \cdot [V(1,2) - V(\{1,2\} - \{1\})] + \\ &+ \frac{(3-|2|)(|2|-1)!}{3!} \cdot [V(1,3) - V(\{1,3\} - \{1\})] + \frac{(3-|3|)(|3|-1)!}{3!} \cdot [V(1,2,3) - V(\{1,2,3\} - \{1\})] = \\ &= \frac{1}{3} \cdot [100 - 0] + \frac{1}{6} \cdot [600 - 200] + \frac{1}{6} \cdot [600 - 200] + \frac{1}{3} \cdot [1800 - 800] = 500 \end{aligned}$$

E assim sucessivamente para os demais fabricantes ficando conforme a matriz da Tabela 12.

Tabela 12 - Valores dos ganhos devidos a cada fabricante (jogador)

Coalizões	Valor dos ganhos para cada fabricante		
	V(1)	V(2)	V(3)
{1}	$\phi'_1(v)(\{1\}) = 100$	0	0
{2}	0	$\phi'_2(v)(\{2\}) = 200$	0
{3}	0	0	$\phi'_3(v)(\{3\}) = 200$
{1,2}	$\phi'_1(v)(\{1,2\}) = 250$	$\phi'_2(v)(\{1,2\}) = 350$	0
{1,3}	$\phi'_1(v)(\{1,3\}) = 250$	0	$\phi'_3(v)(\{1,3\}) = 350$
{2,3}	0	$\phi'_2(v)(\{2,3\}) = 400$	$\phi'_3(v)(\{2,3\}) = 400$
{1,2,3}	$\phi'_1(v)(\{1,2,3\}) = 500$	$\phi'_2(v)(\{1,2,3\}) = 650$	$\phi'_3(v)(\{1,2,3\}) = 650$

## **CAPÍTULO 3 – FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E MODELO DE ANÁLISE DE PSEUDO-COOPERAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MICRO REDES**

Um investidor em geração distribuída que deve atender a uma demanda inferior à capacidade de geração de *sua* instalação dispõe, dentre as alternativas de comercialização de sua produção, operar em micro-rede composta por um conjunto de geradores distribuídos atendendo uma demanda agregada.

Cada um dos geradores da coalizão tem, sob sua responsabilidade de atendimento de uma demanda associada, representada por uma curva diária de carga, com expectativas média, pessimista ou otimista. A capacidade nominal de cada gerador é superior à sua demanda associada.

O ganho auferido pela operação cooperada deve ser compartilhado por todos os membros, que comprometem uma parcela de sua capacidade de geração à coalizão.

Um ou mais geradores da coalizão podem oferecer uma parte de sua capacidade de geração para atendimento de demanda do mercado externo à coalizão. Se um gerador não tiver capacidade para atender a demanda comprometida com a coalizão, deverá ser penalizado por um prêmio a ser pago à coalizão, o qual é compartilhado por todos os geradores cooperados.

O mercado externo pode absorver toda a produção excedente, seja da cooperação ou de um gerador individualmente. A comercialização entre a cooperação e um agente externo se processa pela negociação de montante e preço, enquanto que a venda de energia de um

gerador individualmente se realiza a preço do mercado livre. Assim sendo, a cooperação deve identificar o valor mínimo da energia excedente para subsidiar a negociação.

Os principais trabalhos publicados sobre a cooperação de geradores limitam-se a apresentar a aplicação da teoria dos jogos de forma a se obter uma distribuição justa dos ganhos quando realizam o despacho econômico. Não apresentam situações onde existe excedente do gerador com potencial de ser comercializado, nem mesmo quando os geradores cooperam com valores inferiores às suas demandas associadas, estabelecendo uma participação parcial na cooperação. Desse modo o objetivo central desta tese pode ser colocada nos seguintes termos:

- *Estabelecer um modelo que contribua para decisão de um investidor em geração distribuída, que opera em micro rede, sobre os riscos envolvidos quando compromete parte de sua capacidade de geração com a cooperação de geradores da micro-rede e oferece o restante para comercializar no mercado externo.*
- *Elaborar uma proposta de partição dos ganhos advindos da cooperação não somente devido ao despacho econômico dos geradores mas também considerando a venda de possíveis excedentes dos geradores e sobras geradas pela cooperação.*
- *Estabelecer o valor mínimo da energia excedente para subsidiar a negociação da cooperação com o mercado externo.*

### **3.1 Modelo Proposto**

Modelar um sistema de geração distribuída através de um jogo cooperativo em ambiente pseudo-cooperado é determinar os valores dos ganhos e custos corretamente alocados para cada gerador participante do jogo e adicionalmente, as regras de divisão das receitas advindas da comercialização do excedente de cada gerador e ainda, a sobra de energia

advinda da cooperação entre os geradores. O modelo através dos jogos cooperativos permite avaliar as vantagens e desvantagens de cada cooperação dentro do jogo [17]. É através desta ferramenta dos jogos cooperativos que será possível avaliar as condições em que o ganho ou custo para cada gerador aumentará ou não com a cooperação.

O ambiente pseudo-cooperado ocorre quando os geradores disponibilizam para o jogo uma capacidade inferior à sua potência nominal.

A cooperação permitir formar coalizões com objetivo de minimizar os custos com manutenção, operação e otimizar o despacho.

A cooperação permite que um gerador possa identificar coalizões atrativas baseadas na complementariedade de suas curvas de carga, nas curvas de consumo específico de cada um, nas suas tecnologias e nas capacidades instaladas. Isto permite ganhos adicionais em relação ao já auferido pelo despacho econômico como por exemplo a venda da sobra de energia ao mercado externo. O mercado externo poderá ser outro cliente, uma distribuidora ou o ambiente de comercialização de energia.

### **3.1.1 Considerações Gerais**

O Modelo apresenta-se sob forma de algoritmo de maneira a contemplar um conjunto de informações e dados que serão utilizados na busca dos resultados. O Modelo fundamenta-se basicamente em:

- Hipóteses de trabalho;
- Constituição de base de dados;
- Despacho Otimizado;
- Definição da forma de cooperação entre os agentes;
- Cálculo do ganho da cooperação, através de conceitos da teoria dos jogos;
- Cálculo do ganho devido à venda da sobra de energia para o mercado externo à cooperação;

- Cálculo da venda de excedentes de cada gerador;
- Cálculo dos riscos e ganhos em cada cenário, baseado nas expectativas de diferentes níveis de demanda total requerida pela cooperação e das expectativas de preço oferecido pelo mercado.

### 3.1.2 Hipóteses de trabalho

#### 3.1.2.1 Geradores e Clientes.

Para o estudo e desenvolvimento do modelo, supõe-se que existam “n” clientes com as demandas associadas:  $D_1, D_2, \dots, D_n$ , respectivamente associadas a cada um dos “n” geradores. E o cliente externo  $D_E$  podendo ser o mercado da distribuidora local ou ainda o mercado livre que se relaciona comercialmente com os clientes.

Cada cliente pode se caracterizar por tipos diferentes de consumo como residencial, comercial e industrial, ou mesmo uma composição destas modalidades.

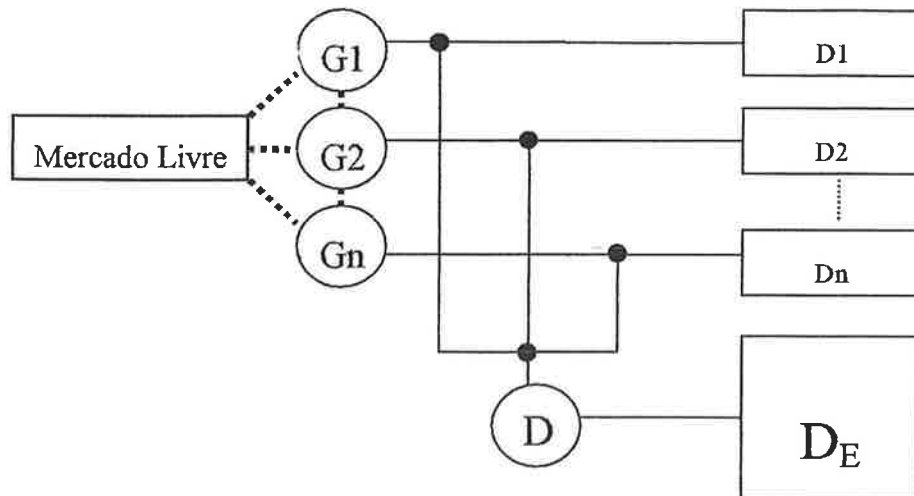


Figura 7 – Representação de geradores distribuídos com o mercado externo.

Os geradores distribuídos poderão utilizar qualquer tipo de tecnologia, como por exemplo, geradores a combustão, a diesel, gás natural ou biodiesel, variando até turbinas a gás natural de pequeno porte e células a combustível, desde que apresentem as suas curvas de consumo específico e o seu custo de combustível.

### 3.1.2.2 *Demanda associada para a cooperação ( $D_{assoc}(t)$ )*

A demanda associada a cada gerador é definida por um ciclo diário caracterizado por “t” períodos de carga. Cada período possui um patamar de carga dada em kW.

Em cada período a carga pode ser leve, média ou pesada, respectivamente com probabilidades de ocorrência  $dcl$ ,  $dcm$ ,  $dcp$ .

### 3.1.2.3 *Demanda total da cooperação ( $DT(t)$ )*

Em cada intervalo de tempo “t”, a demanda total da cooperação é a soma das demandas de cada cliente, dada em kW.

### 3.1.2.4 *Potência máxima de cada gerador ( $P_{nom}$ )*

A potência máxima despachável de um gerador é a sua potência nominal ( $P_{nom}$ ) em kW.

### 3.1.2.5 *Potência mínima de cada gerador ( $P_{min}$ )*

É a potência de cada gerador operando em vazio, dada em kW. Observa-se neste ponto que a potência mínima apresentada no trabalho foi considerada como sendo a potência para operação em vazio. Mas nada impede que a potência mínima seja igual a zero, bastando para isso avaliar a forma de operação e curvas de demanda dos clientes.

### 3.1.2.6 *Potência individual comprometida pelos geradores na cooperação ( $P_{comp}(t)$ )*

Em cada intervalo de tempo “t”, é a potência que cada gerador disponibiliza para a cooperação.

### 3.1.2.7 *Potência total comprometida na cooperação ( $PT_{comp}(t)$ )*

Em cada intervalo de tempo “t”, a potência total comprometida na cooperação é a soma das potências individuais comprometidas pelos geradores, dada em kW.

### 3.1.2.8 *Potência Individual Otimizada ( $P_{otim}(t)$ )*

Em cada período de tempo “t”, a potência individual otimizada de cada gerador é a potência definida para este gerador através do despacho econômico, calculada conforme técnica de Lagrange e dada em kW.

### **3.1.2.9 *Sobra de geração (Sobra)***

A sobra de geração é a diferença entre, a soma das potências nominais de cada gerador e a máxima demanda total da cooperação, dada em kW. É considerada uma potência constante em todos os instantes de tempo e poderá ser oferecida ao mercado externo.

### **3.1.2.10 *Potência excedente de cada gerador ( $P_{exc}(t)$ )***

Em cada intervalo de tempo “t”, a potência excedente de cada gerador é a diferença entre a sua potência nominal e a potência individual comprometida, dada em kW.

### **3.1.2.11 *Custo individual de geração ( $CustoI(t)$ )***

É o custo operacional de cada gerador por unidade de tempo, para atendimento de sua demanda associada, dado em R\$/h. Esse valor é considerado dentro de cada período “t”.

### **3.1.2.12 *Custo total otimizado ( $CustoT_{otim}(t)$ )***

Em cada intervalo de tempo “t”, é a soma dos custos operacionais de cada gerador na condição de despacho econômico, dado em R\$/h.

### **3.1.2.13 *Custo individual otimizado ( $CustoI_{otim}(t)$ )***

É a parcela do custo total otimizado imputado a cada gerador, obtido pela Função de *Shapley*, em cada intervalo de tempo “t”, dado em R\$/h.

### **3.1.2.14 *Custo com a venda do excedente individual ( $Custo_{exc}(t)$ )***

Em cada intervalo de tempo “t”, o custo com a venda do excedente individual é o custo para geração da potência excedente de cada gerador, dado em R\$/h.

### **3.1.2.15 *Custo devido à sobra ( $Custo_{sobra}$ )***

É o custo de geração para atender a sobra de energia, dado em R\$/h.

### **3.1.2.16 *Ganho total da otimização na cooperação ( $GanhoT_{otim}(t)$ )***

Em cada intervalo de tempo “t”, é a diferença entre a soma dos custos individuais de geração e o custo total otimizado, dado em R\$/h.



### 3.1.2.17 *Ganho individual da otimização na cooperação ( $Ganho_{I_{otim}(t)}$ )*

É o ganho de cada gerador dentro da cooperação obtido com a distribuição do ganho total da otimização para cada um dos geradores via função de *Shapley*, em cada intervalo de tempo, dado em R\$/h.

### 3.1.2.18 *Prêmios*

Os prêmios são formas de compensar os geradores em situações onde existam compromissos insuficientes ou então perdas para a cooperação. Estão definidos conforme segue:

#### a) *Prêmio pago a coalizão pelo comprometimento insuficiente ( $Premio_{comprom}(t)$ )*

Sempre que o valor de demanda associada sob responsabilidade de um gerador for superior à sua potência comprometida, o referido gerador deverá pagar um prêmio aos demais geradores cooperados.

$$Premio_{comprom}(t) = K1 * [D_{assoc}(t) - P_{comp}(t)] \text{ dado em R\$}$$

#### b) *Prêmio devido à não otimização ( $Premio_{otim}(t)$ )*

É o prêmio que um gerador deve pagar aos demais quando a sua potência comprometida for inferior à sua potência otimizada resultando numa diminuição de ganho para a cooperação.

$$Prêmio_{otim}(t) = K2 * [Ganho_{T_{otim}(t)} - Ganho_{T_{Nãootim}(t)}]$$

sendo

$Ganho_{T_{Nãootim}(t)}$  = valor do ganho total otimizado para a situação onde um dos geradores desequilibra o ponto ótimo de operação otimizada, ou seja, compromete uma potência inferior à definida no despacho econômico.

#### c) *Prêmio devido ao cenário pessimista de demanda ( $Premio_{cenario}$ )*

Supondo que em determinado intervalo de tempo a demanda associada com um dos

geradores aumenta. E ainda que os demais geradores cooperados assumam este aumento de demanda associada. Nesta situação, o gerador que teve a sua demanda associada aumentada, em virtude de um cenário pessimista, paga um prêmio aos demais geradores.

$$\text{Premio}_{\text{cenario}} = K3 * [(\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t) - \text{GanhoT}_{\text{cenario}}(t))]$$

Sendo  $\text{GanhoT}_{\text{cenario}}(t)$  = valor do ganho total otimizado para a situação onde a demanda de um dos geradores ultrapassa a sua demanda associada devido a um cenário pessimista.

Três premissas foram consideradas para se determinar o valor dos fatores de prêmio, K1, K2 e K3, a saber:

K1 – O valor atribuído a K1 deve manter no mínimo os ganhos para os demais geradores, como se não existisse insuficiência de comprometimento.

K2 – O valor atribuído a K2 deve manter no mínimo os ganhos para os demais geradores, como se estivessem todos cooperados com suas potências comprometidas iguais às suas demandas associadas e ainda premiar os demais geradores que assumiram a carga adicional.

K3 – O valor atribuído a K3 deve manter os ganhos para os demais geradores que assumiram o aumento de demanda associada do gerador em cenário pessimista e ainda premiá-los por assumirem esta carga adicional.

Os prêmios apresentados acima são valores pagos pelo gerador transgressor aos demais geradores, que receberão uma parcela do prêmio pago pelos outros na proporção de suas contribuições no despacho. Evidentemente outros critérios poderiam ser propostos caracterizando situações diferentes.

### 3.1.2.19 *Preço pago pelo mercado externo (Preço<sub>mer</sub>)*

O preço pago pelo mercado externo é definido em cada cenário (otimista, médio e pessimista) respectivamente como Preço<sub>merO</sub>, Preço<sub>merM</sub>, Preço<sub>merP</sub>, com as seguintes

probabilidades de ocorrência: pmm, pmo e pmp. O preço é dado em R\$/kWh.

### 3.1.2.20 *Ganho pela venda da sobra de geração ( $Ganho_{Sobra}(t)$ )*

É o ganho total obtido com a venda da sobra para o mercado externo, em cada intervalo de tempo “t”. Este ganho é calculado pela diferença entre a receita da venda da sobra e o custo devido à sobra. Dado em R\$/h.

### 3.1.2.21 *Ganho individual pela venda da sobra de geração ( $Ganho_{ISobra}$ )*

É o valor do ganho total atribuído a cada gerador na proporção de suas potências otimizadas quando do atendimento da sobra. Dado em R\$/h.

### 3.1.2.22 *Ganho pela venda da potência excedente ( $Ganho_{exc}(t)$ )*

É o ganho da venda da potência excedente de cada gerador, em cada intervalo de tempo “t”. Este ganho é calculado pela diferença entre a receita da venda da potência excedente e o custo devido a este excedente. Dado em R\$/h.

### 3.1.2.23 *Ganho total de um gerador ( $Ganho_{total}(t)$ )*

Em cada cenário de demanda total da cooperação e cenário de preço pago pelo mercado externo é calculado o ganho total de cada gerador distribuído “i”. Este ganho é a soma de todos os ganhos obtidos por este gerador menos a soma de todos os custos e prêmios pagos por este gerador

$$\begin{aligned} Ganho_{total}(i,t) = & \{[(Receita_{Dassoc}(i,t) - CustoI(i,t)) + (Receita_{exc}(i,t) - Custo_{exc}(i,t))] + \\ & + (Ganho_{Iotim}(i,t) + Ganho_{sobra}(i,t) - Premio_{comprom}(i,t) - Premio_{otim}(i,t) - Premio_{cenario}(i,t)) + \\ & + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [(K4(i,j)*Premio_{comprom}(j,t) + K5(i,j)*Premio_{otim}(j,t) + K6(i,j)*Premio_{cenario}(j,t)] \} * t \end{aligned}$$

onde,

K4(i,j), K5(i,j) e K6(i,j) são as proporções de compartilhamento dos prêmios imputáveis a cada um dos geradores.

### 3.1.2.24 Potência exportada ( $P_{exp}G_i(t)$ )

É a potência (em kW) que cada gerador exporta para o cliente externo, podendo ser a distribuidora, em cada intervalo “t”.

### 3.1.2.25 Risco(t)

O risco associado a um gerador é a probabilidade de seu ganho ser inferior a um valor pré-determinado. É calculado como sendo a soma das probabilidades de ocorrência de ganhos inferiores ao pré-determinado a partir do cálculo das probabilidades de ocorrência de cada cenário e intervalo de tempo, uma vez que esses eventos são tidos como independentes. Os cenários considerados ocorrem em função das variações das demandas associadas aos geradores e do preço da energia no mercado externo.

Os cenários foram definidos conforme Tabela 13.

Tabela 13 – Cenários e probabilidades das demandas e preços do mercado externo.

Cenários	Demanda Associada (kW)	Probabilidade Demanda Associada	Preço Mercado (R\$/kWh)	Probabilidade Preço Mercado	Probabilidade de Ocorrência
1	$D_{assocL}$	dcl	$Preço_{merO}$	pmo	dcl * pmo
2	$D_{assocL}$	dcl	$Preço_{merM}$	pmm	dcl * pmm
3	$D_{assocL}$	dcl	$Preço_{merP}$	pmp	dcl * pmp
4	$D_{assocM}$	dcm	$Preço_{merO}$	pmo	dcm * pmo
5	$D_{assocM}$	dcm	$Preço_{merM}$	pmm	dcm * pmm
6	$D_{assocM}$	dcm	$Preço_{merP}$	pmp	dcm * pmp
7	$D_{assocP}$	dcp	$Preço_{merO}$	pmo	dcp * pmo
8	$D_{assocP}$	dcp	$Preço_{merM}$	pmm	dcp * pmm
9	$D_{assocP}$	dcp	$Preço_{merP}$	pmp	dcp * pmp

### 3.1.3 Constituição de base de dados

Conforme apresentado no Capítulo 2 e considerando as unidades de geração distribuída como sendo motores a combustão interna operando com um determinado combustível (diesel ou gás natural), apresenta-se os dados para constituição do modelo proposto:

Os geradores são caracterizados por:

- Potência nominal ( $P_{nomG(i)}$ )
- Custo de operação:
  - o Custo de Combustível –  $Cc(i)$  (R\$/litros ou R\$/m<sup>3</sup>)
  - o Custo de O&M (R\$/kWh)
- Curva de consumo específico do gerador (m<sup>3</sup>/h x kW ou litros/h x kW).
- Preço de venda da energia do gerador para o seu cliente –  $PG(i)$  (R\$/kWh).

Suponha que cada gerador seja definido conforme a seguir:

$G_i$ : Limites mínimos e máximos de geração (kW)

$$P_{minG_i} \leq P_i \leq P_{nomG_i}$$

$$F_{consumoG_i} = A_i + B_i * P_i + C_i * P_i^2 \text{ (Função de consumo por hora de combustível)}$$

onde  $A_i$ ,  $B_i$  e  $C_i$  são constantes dependentes da tecnologia do gerador

Função de custo marginal de  $G_i$

$$F_{customargG_i} = (B_i + 2 * C_i * P_i) * C_{ci} \text{ (R$/kWh)}$$

Para os geradores usados neste trabalho tem-se:

$$F_{consumoG1} = 6 + 0.1868 * P1 + 0.0005 * P1^2$$

$$F_{consumoG2} = 20 + 0.1224 * P2 + 0.0003 * P2^2$$

$$F_{consumoG3} = 53.7 - 0.0306 * P3 + 0.0004 * P3^2$$

$$F_{consumoG4} = 8.4357 + 0.3364 * P4 + 0.0001 * P4^2 \text{ (a gás)}$$

$$F_{consumoG5} = 5.9766 + 0.1712 * P5 + 0.0005 * P5^2$$

Os geradores podem ainda contemplar indisponibilidades, e serem ou não desligados, fazendo a constante  $A_i$  ser nula. Nesta situação deverão contemplar os custos de “start-up” e “shut-down”.

### 3.1.4 Demandas associadas dos clientes

Os clientes apresentam curvas de carga conforme a seguir, sendo  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  respectivamente os intervalos de tempo leve, médio e pesado.

Cientes	Leve	Média	Pesada
D1:	$\{t_1: D_{assocL1}\}$	$t_2: D_{assocM1}$	$t_3: D_{assocP1}\}$
D2:	$\{t_1: D_{assocL2}\}$	$t_2: D_{assocM2}$	$t_3: D_{assocP2}\}$
D3:	$\{t_1: D_{assocL3}\}$	$t_2: D_{assocM3}$	$t_3: D_{assocP3}\}$
....			
Dn:	$\{t_1: D_{assocLn}\}$	$t_2: D_{assocMn}$	$t_3: D_{assocPn}\}$

## 3.2 Estrutura do Modelo

O modelo foi estruturado de maneira a permitir a análise de várias situações de cooperação. Para cada cenário de demanda associada e preço do mercado externo, o modelo realiza os cálculos de custo e ganho para os geradores cooperados e posteriormente o risco associado com cada cenário.

O diagrama da Figura 8 apresenta a estrutura em blocos do modelo proposto cuja estrutura foi definida conforme segue:

### Parametrização Inicial

Neste bloco são definidos:

- os geradores participantes do jogo, com suas características;
- as curvas de demanda associada a cada carga (e gerador);
- definição dos tipos e preços dos combustíveis associados a cada gerador;
- definição dos preços de venda da energia;
- as probabilidades de ocorrência de preço do mercado externo e demanda associada;

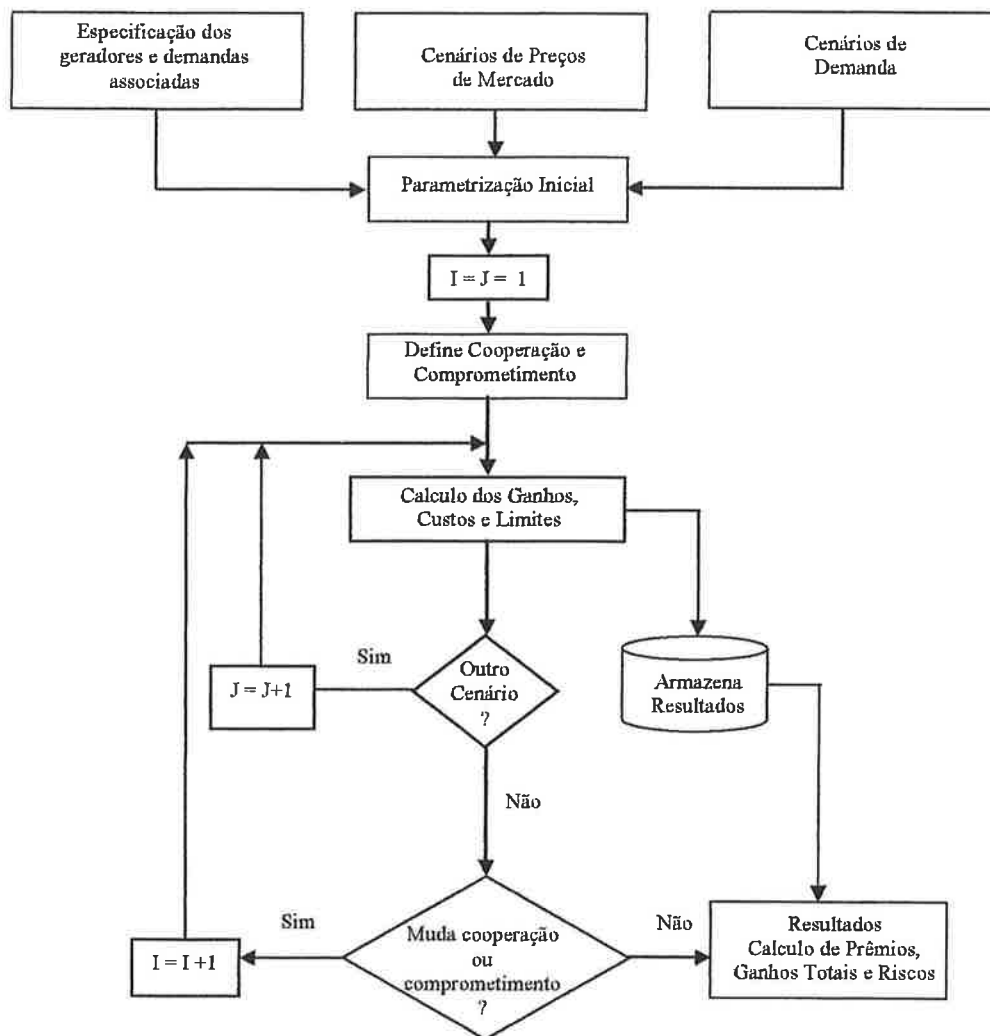


Figura 8 - Estrutura do modelo para análise da cooperação de GD.

### Forma de Cooperação

- Definição da forma de cooperação dos jogadores, sendo:
  - o **Total**: onde cada um contribui para a cooperação 100% de sua potência nominal;
  - o **Pseudo-cooperado**: onde um ou mais geradores contribuem para a cooperação com valores inferiores às suas potências nominais;

### Cálculo dos Ganhos Custos e Limites

- Cálculo dos custos individuais (sem cooperação) de todos os geradores, relacionados com suas demandas associadas;
- Otimização (despacho econômico) inicial, considerando a cooperação total;
- Cálculo dos ganhos cooperados e sua divisão para cada gerador/cliente em função de uma

cooperação total;

- Determinação dos valores de excedentes e sobra;
- Redefinição dos parâmetros dos geradores pseudo-cooperados (determinação da sua nova curva de custo marginal);
- Redefinição dos parâmetros dos geradores para atendimento do excedente;
- Cálculo dos ganhos e custos, associados com a forma de cooperação definida;
- Cálculo do limite mínimo de preço de venda da energia excedente e de sobra;
- Cálculo do limite mínimo de participação do gerador pseudo-cooperado;
- Análise da melhor opção de cooperação de um determinado gerador;

#### **Cálculo dos Ganhos Totais, Prêmios e Risco**

- Cálculo do prêmio a ser pago aos outros geradores;
- Cálculo dos Ganhos totais de cada gerador;
- Cálculo do Risco associado a cada cenário de preço do mercado externo e demanda associada.

#### **3.2.1 Abrangência do Modelo**

O modelo abrange principalmente aspectos comerciais e econômicos mas também tange elementos técnicos e regulatórios, conforme descrito a seguir:

##### **3.2.1.1 Aspectos comerciais**

Há 4 tipos de agentes que integram e participam diretamente do modelo:

- a) **Jogadores:** os controladores dos geradores distribuídos, podendo ser o próprio cliente ou um terceiro agente proprietário do gerador (investidor);
- b) **Cooperação:** a coalizão constituída pelos jogadores;
- c) **Distribuidora:** a concessionária de energia elétrica que abriga fisicamente a cooperação;
- d) **Mercado Externo:** podendo ser um cliente livre ou uma outra concessionária ou



um comercializador de energia.

A relação comercial se estabelece bilateralmente conforme segue:

- Entre jogadores cooperados, formando uma cooperação;
- Entre a cooperação e a distribuidora, com objetivo de venda de excedentes e sobra;
- Entre a cooperação e o mercado externo, supondo aqui que o mercado externo seja um agente comprador de energia e que a energia seja entregue via rede da concessionária.

Os controladores dos geradores distribuídos são signatários de um acordo de cooperação, constituindo uma cooperação com fim específico de produção de energia com prazo determinado, que apresenta, dentre outras, cláusulas com as seguintes características, de cada gerador:

- Especificação da potência nominal de geração;
- Especificação da potência de geração disponível para atuar na coalizão;
- Tipo de combustível associado a cada gerador;
- Potência mínima disponível em cada período do diagrama de carga (leve, média e pesada) para atender os requisitos da cooperação;
- Curva de custo de produção x potência ou curva de consumo específico;
- Diagrama dos requisitos de demanda sob responsabilidade do controlador;
- Coeficiente multiplicador (K) para cálculo do pagamento do prêmio à cooperação ou forma de divisão dos ganhos com venda de sobra;
- Forma de cálculo de multas caso não cumpra o fornecimento;

A cooperação assim constituída deve promover a operação da micro-rede através de centro de despacho regional e gerenciar as receitas conforme tenham sido as produções efetivas dos membros da cooperação a cada período, por exemplo, mensal, similar ao meio atualmente existente como por exemplo a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, guardadas as devidas proporções.

A cooperação e os controladores podem celebrar um contrato bilateral com a distribuidora para comercializar sobras e excedentes onde constam os seguintes valores:

- Quantidade de energia firme ou assegurada para fornecimento à concessionária em todos os períodos do dia: leve, médio e pesado;
- Preço da energia excedente ou de sobra em R\$/kWh por período;
- Quantidade de horas de indisponibilidade de geração devido à manutenção dos geradores;
- Forma de cálculo de multas caso não cumpra o fornecimento;

Os controladores podem celebrar contratos com o mercado externo, de forma a poderem comercializar energia, através da rede da concessionária local.

Em princípio, o controlador vende sua capacidade excedente de produção a um preço pré-estabelecido em contrato. Desta forma, o risco associado estará relacionado com o preço da energia no mercado externo. Quando o preço externo estiver superior ao preço de venda do excedente, o controlador terá perdas. Quando estiver no preço médio, o controlador auferirá os ganhos esperados e quando o preço do mercado externo estiver inferior ao preço de contrato com o controlador, este auferirá ganho. Sendo o preço do mercado uma variável de conhecimento comum disponibilizada para todos os agentes.

A Figura 9 ilustra de forma global as relações comerciais entre os agentes do jogo com o mercado externo.

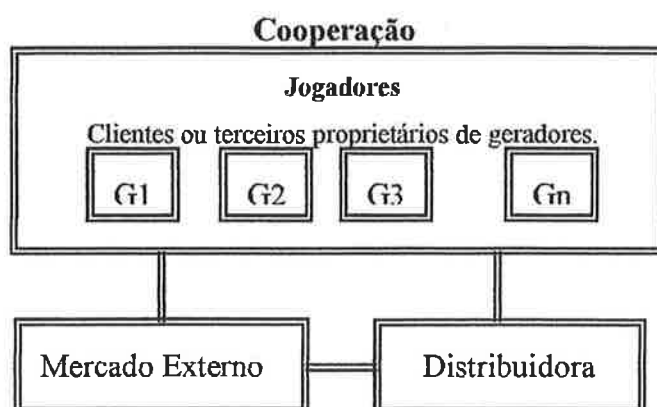


Figura 9 - Diagrama das relações comerciais entre os agentes

### 3.2.1.2 *Aspectos econômicos*

O modelo apresenta um procedimento que otimiza o custo de produção da cooperação, por meio de técnicas fundamentadas na teoria dos jogos cooperativos, na medida em que determina para cada condição de carga, a melhor participação de cada gerador para atendimento dos requisitos de demanda, com base nos custos marginais de produção. Adicionalmente, a capacidade ociosa do conjunto de geradores, definida anteriormente como sobra, é utilizada para maximizar a receita por meio do atendimento da distribuidora ou mercado externo à coalizão, a qual é compartilhada considerando-se valores mínimos de venda da sobra de energia. Cada gerador poderá ainda comercializar a sua capacidade excedente, ou potência excedente que não foi comprometida com a cooperação, conforme os riscos que cada um dos agentes se dispõe a correr.

A comercialização de energia externamente à cooperação pode ser diretamente da cooperação à distribuidora ou individualmente por um gerador específico através de uma pseudo-cooperação na cooperação.

Em todas as situações, todos os geradores terão os seus custos pagos pela cooperação e a partir daí serão distribuídos os ganhos obtidos, seja pela otimização do despacho ou pela venda da sobra de energia cooperada ou pseudo-cooperada.

Não foram considerados no modelo os custos com investimento, conexão, uso da rede, etc., pois o modelo se propõe a permitir uma forma de divisão dos ganhos oriundos da cooperação ou pseudo-cooperação de geradores com possibilidade de venda de sobra e excedentes para a distribuidora ou mercado externo. Para um investidor, em uma análise real, todos os custos associados com a cooperação deverão ser considerados, inclusive custos de financiamento, juros, amortização, dentre outros, caso os geradores tenham que ser comprados exclusivamente para a finalidade da cooperação. Esta abordagem não fez parte do escopo do trabalho.

### 3.2.1.3 Aspectos técnicos

Os geradores distribuídos podem estar conectados entre si de forma a suprirem as suas demandas associadas sem intenção de venda de sobra ou excedente ou com a distribuidora para vende de sobra e excedentes. Este modelo apresentará os ganhos tradicionais do despacho otimizado conforme técnica de *Lagrange*. Neste caso serão necessários alguns requisitos técnicos que permita a automação de consumo e geração em cada instante de tempo com suas respectivas medições duais (uma para geração e outra para consumo), bem como todo o aparato necessário para controle, operação, proteção, etc..

Por outro lado, para obtenção de ganhos advindos da venda de sobras e excedentes torna-se necessário à utilização da rede da concessionária através do qual os geradores distribuídos poderão se conectar. Esta região onde os mesmos estão conectados juntamente com a distribuidora foi definida como sendo a micro-rede. Assim, os geradores distribuídos operam interligados por esta micro-rede física, despachada por meio de um centro regional que deve utilizar sistema de telecomunicação. Essa solução se espelha, guardadas as devidas proporções, na operação do sistema interligado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS do Brasil, onde um centro de despacho analisa os requisitos de demanda *on line*, e comanda a produção de cada unidade de produção considerando a disponibilidade prevista, os melhores custos marginais e a segurança do suprimento. Nota-se que a receita de cada gerador é matéria regida pelo contrato bilateral celebrado entre as partes, que considera a energia efetivamente produzida em cada membro da coalizão e os condicionantes apresentados no item 3.2.1.1 acima.

Esta solução de despacho centralizado em micro redes permite à concessionária local obter uma “Energia Virtual” em sua área de concessão. Com o mapeamento das disponibilidades de geração distribuídas existentes em sua área de concessão, bem como as características dessas gerações, torna-se possível avaliar o potencial de geração distribuída

disponível em sua área. Obviamente que para esse potencial ser despachado, tornar-se-á necessário avaliar os custos de conexão e demais ajustes técnicos necessários (como medição dual, proteção, automação, controle) para se ter a real dimensão econômica dos verdadeiros ganhos ou custos. Esta avaliação não faz parte do escopo do presente trabalho mas poderão ser realizados em trabalhos futuros.

#### **3.2.1.4 Aspectos regulatórios**

O modelo proposto prevê um relacionamento equilibrado quanto aos interesses dos agentes produtores, da concessionária de distribuição, pelo mercado externo à cooperação e a sociedade como um todo. Com efeito, otimiza os custos de produção e minimiza a capacidade ociosa, beneficiando o investidor e o consumidor, disponibiliza uma fonte de energia alternativa para a distribuidora contribuindo para a otimização dos investimentos na expansão e proporcionando um aumento na oferta de energia elétrica com recursos de investidores.

Permite ainda viabilizar tarifas de energia por pontos de conexão, tendo em vista que em determinadas regiões de micro redes haverá energia sendo gerada e em outras consumida.

Vale lembrar que a pseudo-cooperação, vista como sendo uma saudável combinação da cooperação entre geradores distribuídos para otimizar conservadoramente os custos de produção com a disponibilidade individual para aproveitamento de oportunidades de receitas adicionais, pode ser uma importante alternativa para investidores atraídos pela receita certa sem perda de oportunidades de risco.

Atualmente, as concessionárias de energia precisam contratar 100% dos seus mercados ou 100% de sua demanda. Para esta contratação, compram energia principalmente nos leilões. Estimando os seus mercados através de estudos que incluem o crescimento de carga, conseguem acertar com certo grau de precisão o valor próximo do real. Uma contratação de energia superior a 103% do seu mercado faz com que o excedente aos 103% não seja repassado para a tarifa, podendo via a gerar perdas para a concessionária de distribuição caso

ela não tenha adquirido energia a preços que compense essa perda regulatória. Por outro lado, com uma aquisição de energia inferior a 100% ela é penalizada pelo valor a menor.

Existem outros mecanismos que permitem a compensação entre déficits e sobras, que é o chamado MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit possível entre as distribuidoras para ajustar as divergências entre o que foi comprado e o que foi demandado. Mesmo com esse mecanismo ainda poderão ocorrer desvios, passíveis de serem supridas por um modelo de geração virtual de energia. Assim, a possibilidade da concessionária diminuir as penalidades pela contratação a menor de energia pode ser obtida com a geração virtual de energia. No entanto esta possibilidade ainda não está regulamentada pela legislação atual, carecendo de maiores estudos para subsidiar os modelos finais. Esta tese contribui com um futuro modelo regulatório onde sejam possíveis a compra e venda e cooperação de geradores distribuídos entre clientes que hoje em dia ainda não são livres.

### **3.3 – O Equacionamento do Modelo**

Conforme apresentado anteriormente, o Modelo se baseia em uma seqüência de algoritmos capazes de encontrar os resultados de cada coalizão: Ganho e Custo.

Para isso, a seqüência básica segue a Figura 8 apresentada anteriormente. Os estudos de caso apresentam em detalhes a aplicação do Modelo em várias situações de cooperação, visando em cada uma delas explorar os benefícios da coalizão apresentada. Não existindo assim uma equação algébrica determinada para a solução de qualquer cooperação ou caso.

Em linhas gerais o modelo passa por:

- Definição das demandas dos clientes e características dos geradores;
- Cálculo dos custos individuais de cada cliente, associado aos seus geradores ou compra de energia de terceiros;
- Definição da forma de cooperação entre os clientes;

- Otimização da operação em função da forma de cooperação considerada;
- Cálculo dos ganhos e custos na cooperação;
- Divisão dos ganhos e custos via Shapley;

E assim sucessivamente para cada forma de cooperação.

## **CAPÍTULO 4 - ESTUDOS DE CASO PARA APLICAÇÃO DO MODELO**

Para exemplificar algumas situações possíveis de aplicação do modelo foram elaborados alguns estudos de caso. Cada estudo de caso visa agregar um conhecimento diferente do anterior, de forma que se tenha uma visão cada vez mais abrangente das possibilidades de aplicação do modelo.

A partir deste ponto serão avaliadas algumas situações para aplicação do modelo desenvolvido. Será dado o enfoque para a aplicação em um consumidor ou cliente, onde serão avaliados os ganhos e custos associados a estes. A sobra gerada pela cooperação poderá significar uma redução na tarifa da energia dos clientes, bem como o excedente de cada um poderá ser negociado com o mercado externo.

### **4.1 Casos abordados:**

Os seguintes estudos de caso foram abordados:

**Caso 1:** Modelagem do jogo sem cooperação comprando da distribuidora. Esta é a situação comum existente atualmente. Os clientes adquirem energia da distribuidora de forma cativa com tarifas reguladas.

**Caso 2:** Modelagem do jogo sem cooperação e com geração própria. Os clientes adquirem energia de seus próprios geradores, sendo estes de suas propriedades ou de terceiros.

**Caso 3:** Modelagem do jogo com cooperação entre os geradores distribuídos sem conexão com a distribuidora. Os clientes adquirem energia de seus próprios geradores de forma cooperada. Nesta situação são calculados os ganhos e custos associados com a



cooperação e definida a forma para alocação destes ganhos e custos para cada gerador distribuído via função de *Shapley*.

**Caso 4:** Modelagem do jogo com cooperação entre os geradores distribuídos considerando pseudo-participação de suas capacidades, sem conexão com a distribuidora. Os clientes adquirem energia de seus próprios geradores de forma cooperada podendo participar de forma parcial na cooperação. São calculados e alocados os custos e ganhos para cada gerador distribuído em uma pseudo- cooperação.

**Caso 5:** Modelagem do jogo com cooperação entre os geradores distribuídos e a distribuidora. Os clientes adquirem energia de seus próprios geradores e da distribuidora ou a distribuidora adquire energia dos geradores distribuídos. Este caso estabelece duas abordagens: uma a distribuidora demanda o restante das capacidades disponíveis de cada gerador e a outra a distribuidora demanda uma determinada quantia fixa de potência disponível entre os geradores, em cada intervalo de tempo.

**Caso 6:** Modelagem do jogo cooperativo entre os geradores distribuídos utilizando-se das vantagens de uma cooperação eficiente com participações parciais ou pseudo-cooperação. Este é o caso mais abrangente. Dentro deste caso são estudadas abordagens como:

- Determinação da demanda total máxima em busca da complementariedade de curvas de carga.
- Determinação e venda da sobra de energia da cooperação.
- Avaliação dos benefícios de uma cooperação eficiente.

Comparação entre os ganhos globais sem venda (cooperados) e com venda da sobra para a distribuidora (cooperação eficiente).

**Caso 7:** Cooperação eficiente com participação parcial das capacidades dos geradores (jogadores) participando de dois ou mais jogos.

**Caso 8:** Seleção entre diferentes jogos para maximização dos benefícios globais de um jogador com cooperação parcial.

**Caso 9:** Seleção de dois jogos para maximização dos benefícios globais de um determinado gerador com coalizões parciais.

**Caso 10:** Pseudo-participação de um gerador na cooperação e cálculo do prêmio. Neste caso são abordados os prêmios a serem pagos pelos geradores.

**Caso 11:** Análise dos riscos para um gerador pseudo-cooperado. Este caso apresenta o risco de um gerador em cenários de variação da sua demanda associada com variação do preço da energia no mercado externo.

## 4.2 CASO 1: Modelagem do jogo sem cooperação – compra da distribuidora

Este é o caso tradicional onde os clientes compram energia da distribuidora. Com as modelagens realizadas conforme itens anteriores, puderam-se estabelecer algumas situações de jogo conforme segue.

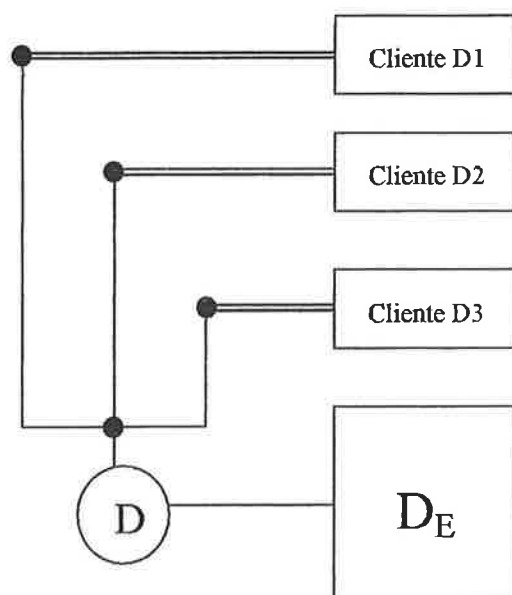


Figura 10 - Estrutura tradicional de fornecimento de energia sem cooperação.

Todos os clientes adquirem energia da distribuidora, de forma cativa (tarifada). Nesta

situação os custos associados com cada um dos clientes não são divididos e cada um paga pelo seu custo individualmente. Estes custos podem ser assim representados:

Suponha que os clientes apresentam curvas de carga conforme a seguir, sendo  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  respectivamente os intervalos de tempo leve, médio e pesado (com duração de 10, 11 e 3 horas respectivamente).

Para cada cliente, o custo total com energia e demanda fica:

$$\text{CustoD1} = t_1 * D_{\text{assocL1}} * \text{tarifaE}_{L1} + t_2 * D_{\text{assocM1}} * \text{tarifaE}_{M1} + t_3 * D_{\text{assocP1}} * \text{tarifaE}_{P1}$$

$$\text{CustoD2} = t_1 * D_{\text{assocL2}} * \text{tarifaE}_{L2} + t_2 * D_{\text{assocM2}} * \text{tarifaE}_{M2} + t_3 * D_{\text{assocP2}} * \text{tarifaE}_{P2}$$

$$\text{CustoD3} = t_1 * D_{\text{assocL3}} * \text{tarifaE}_{L3} + t_2 * D_{\text{assocM3}} * \text{tarifaE}_{M3} + t_3 * D_{\text{assocP3}} * \text{tarifaE}_{P3}$$

E o custo com demanda fica:

$$\text{CustoD1} = D_{\text{assocL1}} * \text{tarifaD}_{L1} + D_{\text{assocM1}} * \text{tarifaD}_{M1} + D_{\text{assocP1}} * \text{tarifaD}_{P1}$$

$$\text{CustoD2} = D_{\text{assocL2}} * \text{tarifaD}_{L2} + D_{\text{assocM2}} * \text{tarifaD}_{M2} + D_{\text{assocP2}} * \text{tarifaD}_{P2}$$

$$\text{CustoD3} = D_{\text{assocL3}} * \text{tarifaD}_{L3} + D_{\text{assocM3}} * \text{tarifaD}_{M3} + D_{\text{assocP3}} * \text{tarifaD}_{P3}$$

### 4.3 CASO 2: Modelagem do jogo sem cooperação – geração própria

Neste caso os clientes adquirem energia de seus próprios geradores. Os geradores podem ser próprios ou de terceiros.

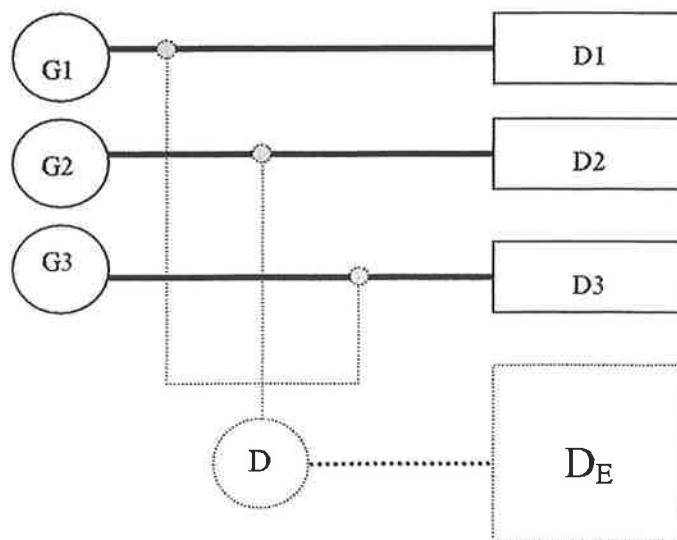


Figura 11 - Estrutura de fornecimento com geração própria sem cooperação.

Todos os clientes adquirem energia exclusivamente dos seus geradores. Nesta situação o custo associado com cada um dos clientes fica:

$$\text{CustoD1} = D_{\text{assocL1}} * \text{PGL1} + D_{\text{assocM1}} * \text{PGM1} + D_{\text{assocP1}} * \text{PGP1}$$

$$\text{CustoD2} = D_{\text{assocL2}} * \text{PGL2} + D_{\text{assocM2}} * \text{PGM2} + D_{\text{assocP2}} * \text{PGP2}$$

$$\text{CustoD3} = D_{\text{assocL3}} * \text{PGL3} + D_{\text{assocM3}} * \text{PGM3} + D_{\text{assocP3}} * \text{PGP3}$$

sendo PG = Preço de geração (R\$/kWh).

Se os geradores distribuídos forem de propriedade dos clientes, então PG será o custo para geração no dado valor de demanda associada com os geradores. Este custo está diretamente relacionado com as suas curvas de consumo específico e custo do combustível usado. Caso contrário, se os geradores forem de propriedade de um terceiro, os valores de PG poderão variar e representarão o preço de venda da energia destes terceiros. Observa-se que quando os geradores são de propriedade dos clientes, não existe cobrança de demanda.

#### **4.4 CASO 3: Modelagem do jogo com cooperação entre os geradores distribuídos sem conexão com a distribuidora.**

Nesta situação os clientes resolvem cooperar e disponibilizam para despacho conjunto os seus geradores distribuídos. A distribuidora não contribui. Esta condição implica na determinação do despacho ótimo. A cooperação implica na determinação do menor custo de geração para cada intervalo de tempo associado. O menor custo de geração será obtido através do despacho econômico, onde existe um custo global mínimo obtido através da função de *Lagrange*.

Uma observação importante é que todos os geradores disponibilizam para a cooperação as suas potências nominais ou capacidades instaladas. Neste caso, não existe interesse em vender excedente para o mercado externo. Apenas em cooperar.

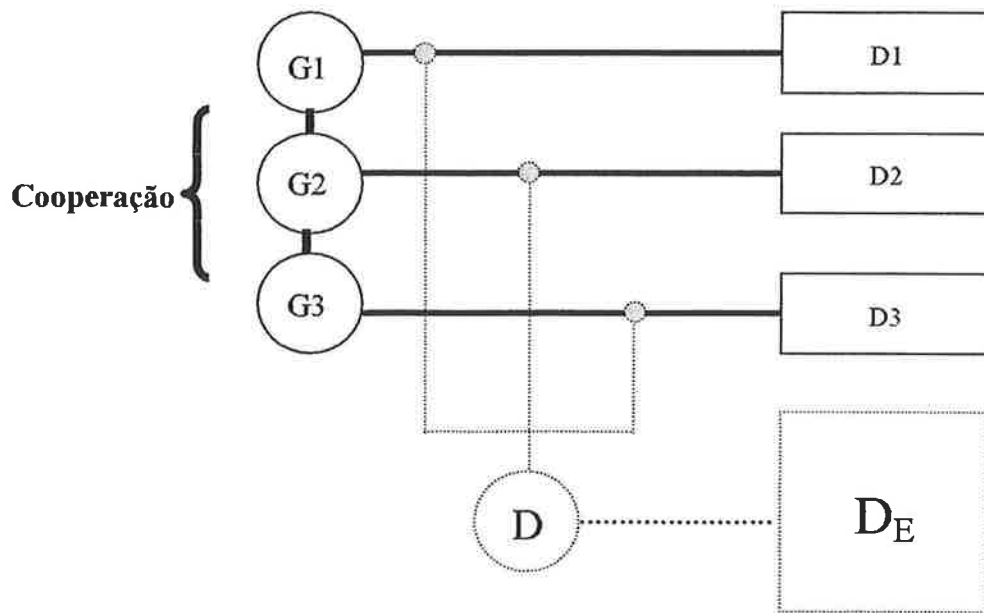


Figura 12 - Estrutura de fornecimento com cooperação entre geradores distribuídos.

Desta forma, utilizando-se a função de *Lagrange*, determinam-se os valores de potência individual otimizada em cada intervalo de tempo que está sendo compartilhado pelos geradores distribuídos:

Em  $t_1$ :

Para G1:  $P_{\text{otim}G1}(t_1)$  é igual a  $P_1$ , tal que  $dF_{\text{custo}G1}/dP_1=(B_1+2*C_1*P_1)*Cc_1$

Para G2:  $P_{\text{otim}G2}(t_1)$  é igual a  $P_2$ , tal que  $dF_{\text{custo}G2}/dP_2=(B_2+2*C_2*P_2)*Cc_2$

Para G3:  $P_{\text{otim}G3}(t_1)$  é igual a  $P_3$ , tal que  $dF_{\text{custo}G3}/dP_3=(B_3+2*C_3*P_3)*Cc_3$

Sendo  $P_1 + P_2 + P_3 = DT$  (demanda total associada)

Respeitando ainda as restrições individuais de cada gerador distribuído, conforme segue:

$$G1: P_{\min}G1 \leq P_1 \leq P_{\text{nom}}G1$$

$$G2: P_{\min}G2 \leq P_2 \leq P_{\text{nom}}G2$$

$$G3: P_{\min}G3 \leq P_3 \leq P_{\text{nom}}G3$$

Para a solução faz-se a igualdade de:

$$dF_{\text{custo}G1}/dP_1 = dF_{\text{custo}G2}/dP_2 = dF_{\text{custo}G3}/dP_3 = \lambda$$

Encontrando-se os valores de  $P_{\text{otim}G1}(t_1)$ ,  $P_{\text{otim}G2}(t_1)$ ,  $P_{\text{otim}G3}(t_1)$ .

Repetindo-se para os intervalos de tempo  $t_2$  e  $t_3$ , encontram-se os valores:

Em  $t_2$ :  $P_{\text{otim}}G1(t_2)$ ,  $P_{\text{otim}}G2(t_2)$ ,  $P_{\text{otim}}G3(t_2)$ .

Em  $t_3$ :  $P_{\text{otim}}G1(t_3)$ ,  $P_{\text{otim}}G2(t_3)$ ,  $P_{\text{otim}}G3(t_3)$ .

Obviamente que o modelo de otimização adotado apresenta variações que não foram aqui apresentadas por entender que faz parte de um conhecimento amplamente divulgado. E ainda que os custos associados com start-up, O&M entre outros não foram considerados.

#### 4.4.1 Alocação dos ganhos para cada gerador distribuído

O despacho ótimo permite despachar os geradores ao menor custo global. Isto faz com que os custos e/ou ganhos advindos dessa cooperação tenham que ser distribuídos entre os geradores. A técnica aqui utilizada é a alocação dos custos e/ou ganhos através da função de *Shapley*.

##### 4.4.1.1 Custos cooperados (otimizados)

Considerando que a cooperação entre os geradores distribuídos proporcionará redução de custo associado com manutenção, operação, gerenciamento, administração, custos de “start-up”, torna-se possível a determinação dos custos individuais otimizados para os geradores G1, G2 e G3.

Quando da cooperação, encontram-se os custos totais otimizados conforme segue:

- $\text{Custo}_{\text{otim}}G12(t)$ : Custo total otimizado quando da cooperação entre G1 e G2.
- $\text{Custo}_{\text{otim}}G13(t)$ : Custo total otimizado quando da cooperação entre G1 e G3.
- $\text{Custo}_{\text{otim}}G23(t)$ : Custo total otimizado quando da cooperação entre G2 e G3.
- $\text{Custo}_{\text{otim}}G123(t)$ : Custo total otimizado quando da cooperação entre G1, G2 e G3.

Para alocar os custos totais otimizados para cada gerador, utiliza-se a função de *Shapley*, de forma a se encontrar os custos individuais otimizados:  $\text{Custo}_{\text{otim}}G1(t)$ ,  $\text{Custo}_{\text{otim}}G2(t)$ ,  $\text{Custo}_{\text{otim}}G3(t)$ . Os custos individuais de geração (sem cooperação) são iguais a  $\text{Custo}_{\text{IG}}G1(t)$ ,  $\text{Custo}_{\text{IG}}G2(t)$  e  $\text{Custo}_{\text{IG}}G3(t)$ . Para que a coalizão seja atraente para todos os

geradores, os custos individuais otimizados devem ser inferiores (ou no mínimo iguais) aos custos individuais, conforme segue:

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}G1(t) \leq \text{CustoIG1}(t)$$

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}G2(t) \leq \text{CustoIG2}(t)$$

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}G3(t) \leq \text{CustoIG3}(t)$$

Esta condição nem sempre será obtida quando houver participação parcial ou pseudo-cooperação de um gerador, pelo fato de que qualquer gerador pode cooperar com um valor de potência comprometida inferior à que manteria as condições de otimização acima.

#### 4.4.1.2 Alocação dos ganhos (cooperados)

De posse dos custos calculados no item anterior, o próximo passo é determinar os ganhos associados com cada gerador dentro da cooperação.

O ganho total da otimização em cada cooperação “ $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{i\}$ ” é o valor dos ganhos oriundos da redução dos custos nas várias coalizões entre os geradores, de forma que  $i=\{1, 2, 3\}$ , representando os geradores distribuídos G1, G2 e G3 respectivamente, fica:

- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{1\}= 0$  (G1 individual)
- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{2\}= 0$  (G2 individual)
- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{3\}= 0$  (G3 individual)
- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{1, 2\}= \text{CustoIG1}(t) + \text{CustoIG2}(t) - \text{CustoT}_{\text{otim}}G12(t)$
- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{1, 3\}= \text{CustoIG1}(t) + \text{CustoIG3}(t) - \text{CustoT}_{\text{otim}}G13(t)$
- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{2, 3\}= \text{CustoIG2}(t) + \text{CustoIG3}(t) - \text{CustoT}_{\text{otim}}G23(t)$
- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{1, 2, 3\}= \text{CustoIG1}(t) + \text{CustoIG2}(t) + \text{CustoIG3}(t) - \text{CustoT}_{\text{otim}}G123(t)$

sendo por definição  $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t)\{0\} = 0$

O ganho total otimizado em cada coalizão nada mais é do que a diferença entre o valor do custo individual e o custo total otimizado na coalizão considerada.

Para se determinar o ganho individual otimizado em cada coalizão, é aplicada a função de *Shapley* para cada gerador.

Tabela 14 - Valores dos ganhos individuais otimizados conforme *Shapley*.

Coalizão (U)	Valores de <i>Shapley</i>		
	G1	G2	G3
{1}	$\phi'_1(v)(\{1\})$	0	0
{2}	0	$\phi'_2(v)(\{2\})$	0
{3}	0	0	$\phi'_3(v)(\{3\})$
{1,2}	$\phi'_1(v)(\{1,2\})$	$\phi'_2(v)(\{1,2\})$	0
{1,3}	$\phi'_1(v)(\{1,3\})$	0	$\phi'_3(v)(\{1,3\})$
{2,3}	0	$\phi'_2(v)(\{2,3\})$	$\phi'_3(v)(\{2,3\})$
{1,2,3}	$\phi'_1(v)(\{1,2,3\})$	$\phi'_2(v)(\{1,2,3\})$	$\phi'_3(v)(\{1,2,3\})$

Como resultado da alocação, tem-se os valores dos ganhos individuais otimizados proporcionados pela cooperação, conforme segue:

- Para G1,  $\text{Ganho}_{\text{otim}}(t)G1 = \phi'_1(v)(\{1,2,3\})$
- Para G2,  $\text{Ganho}_{\text{otim}}(t)G2 = \phi'_2(v)(\{1,2,3\})$
- Para G3,  $\text{Ganho}_{\text{otim}}(t)G3 = \phi'_3(v)(\{1,2,3\})$

#### 4.5 CASO 4: Modelagem do jogo com cooperação entre os geradores distribuídos com participações parciais de suas capacidades, sem conexão com a distribuidora.

Nesta situação os clientes adquirem energia de seus próprios geradores de forma cooperada e qualquer gerador pode disponibilizar para despacho cooperado valores parciais de sua potência nominal. A distribuidora não contribui.

O procedimento para determinação do despacho ótimo segue o mesmo apresentado no Caso 3, com exceção das restrições que limitam a geração máxima de cada gerador.



Determinam-se então os valores de demanda associada a cada intervalo de tempo que está sendo compartilhado pelos geradores distribuídos.

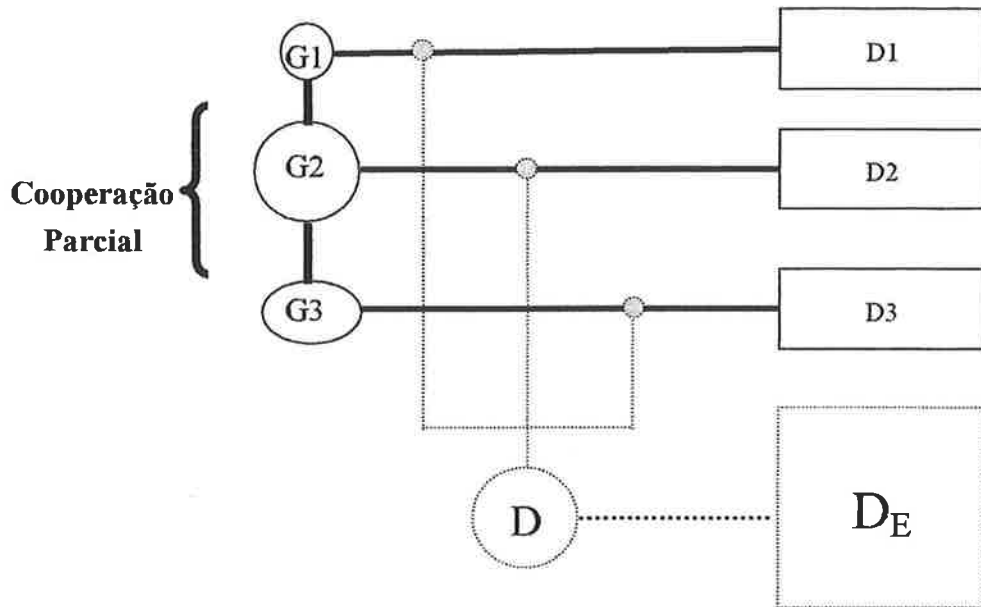


Figura 13 - Cooperação parcial entre geradores distribuídos sem a distribuidora.

Respeitando as restrições individuais de cada gerador distribuído, conforme segue:

- G1:  $P_{\min}G1 \leq P1 \leq P_{\text{comp}}G1$ ;
- G2:  $P_{\min}G2 \leq P2 \leq P_{\text{comp}}G2$
- G3:  $P_{\min}G3 \leq P3 \leq P_{\text{comp}}G3$ ; sendo

$$P_{\text{comp}}G1 = \mu1 * P_{\text{nom}}G1 \quad \text{e} \quad P_{\text{comp}}G1/P_{\text{nom}}G1 \leq \mu1 \leq 1;$$

$$P_{\text{comp}}G2 = \mu2 * P_{\text{nom}}G2 \quad \text{e} \quad P_{\text{comp}}G2/P_{\text{nom}}G2 \leq \mu2 \leq 1;$$

$$P_{\text{comp}}G3 = \mu3 * P_{\text{nom}}G3 \quad \text{e} \quad P_{\text{comp}}G3/P_{\text{nom}}G3 \leq \mu3 \leq 1;$$

Observa-se no entanto que com coalizões onde os geradores distribuídos fornecem energia com valores entre os seus limites (mínimo e nominal), relacionando-se com as variações das cargas (D1, D2 e D3), têm-se participações de cada um diferentes e parciais com relação ao seu máximo (nominal). Isto implica que a carga forçará uma coalizão real para cada gerador. Onde cada cliente cooperará de forma parcial ou pseudo-cooperada para a coalizão visando atender a demanda total associada em cada intervalo de tempo. Essa

parcialidade do gerador representa uma percentagem de sua potência nominal, aqui definida por  $\mu$ .

#### **4.5.1 Alocação dos custos e/ou ganhos para cada gerador distribuído com cooperação parcial de suas capacidades**

Para se alocar os custos ou ganhos de um jogo cooperativo com parcialidade na cooperação, uma das técnicas continua sendo a função de *Shapley*, mas em alguns casos adaptada para ambientes parciais. *Tsurumi* [18] determinou a Função de *Shapley* em ambiente parcial mas que não se aplica neste caso de despacho ótimo, tendo em vista que um aumento na potência comprometida nem sempre garante um aumento no ganho da cooperação, premissa para a aplicação da fórmula de *Tsurumi*. Para sanar este problema, realizou-se um *Estudo de Sensibilidade*, apresentado no Apêndice I deste trabalho, com objetivo de avaliar melhor as relações entre a variação da potência comprometida com os ganhos na cooperação. No estudo considerou-se a potência comprometida como sendo a potência máxima disponibilizada por cada gerador para a cooperação. Com o estudo de sensibilidade pôde-se verificar que os ganhos variam em função não somente da potência comprometida com a cooperação mas também em virtude dos valores de cada demanda associada com cada gerador e conseqüentemente a demanda total. Desta forma, o valor de *Shapley* tradicional foi utilizado para alocar os custos ou ganhos entre os geradores, conforme item 2.9.3, em uma nova condição de cooperação.

Assim, quando ocorre a cooperação parcial ou pseudo-cooperação de um gerador dentro do jogo os ganhos e custos devidos à otimização foram calculados conforme a função de *Shapley*.

#### **4.6 CASO 5: Modelagem do jogo com cooperação entre os geradores distribuídos e a distribuidora.**

Neste caso os clientes adquirem energia de seus próprios geradores com possibilidade de venda de sobras ou excedentes para a distribuidora.

Esta situação apresenta uma característica interessante pelo fato de que a distribuidora poderá utilizar a capacidade dos geradores para ela própria. Dentro desta filosofia alguns autores [11] chamam esse mecanismo de “*despacho descentralizado*” feito pela distribuidora como sendo uma “*Distribuição Virtual*” ou “*Geração Virtual de Energia*” que está disponível na área de concessão da mesma e que poderá ser viabilizada mediante cooperação com os clientes ou proprietários dos geradores distribuídos.

Para viabilizar a *Geração Virtual de Energia*, além da mudança regulatória extremamente necessária, uma alternativa é a distribuidora ser a proprietária dos geradores distribuídos e fornecer energia para os clientes. Cabe ainda uma outra opção que é a situação onde os proprietários dos geradores distribuídos são um terceiro agente, que vendem a energia prestando serviços de manutenção e operação.

Alguém pode perguntar: Porque a distribuidora compraria energia mais cara de geradores distribuídos se ela pode adquiri-la a preços bem mais atrativos através dos leilões?

Algumas situações farão com que a distribuidora possa se interessar pela aquisição de energia dos geradores distribuídos. Dentre elas, pode-se citar [8] e [9]:

- Restrições técnicas e/ou ambientais para expansão da rede;
- Falta de energia no mercado ou preços elevados;
- Situações de manutenção ou contingências da rede;
- Falta de energia devido a efeitos naturais (raios, enchentes, etc.);
- Variação na previsão e compra de energia necessitando ajuste para não ser penalizada;

- Necessidade de atendimento a comunidades isoladas;
- Inviabilidade técnico/econômica para atendimento das cargas, etc.

Esta situação representa uma restrição para a distribuidora no atendimento ao mercado onde os geradores distribuídos estão localizados. Pode-se entender que a distribuidora necessita de uma determinada quantidade de energia adicional na região e não possui condições de atender através da forma tradicional devido a alguma restrição.

Esta situação também estabelece uma cooperatividade entre os geradores distribuídos e a distribuidora considerando que a distribuidora necessitaria adquirir energia para suprir o seu mercado. Pode ser utilizada quando o processo de aquisição de energia da distribuidora resultou em uma compra a menor do que o necessário para atendimento do seu mercado. Este modelo representa ainda a “*Geração Virtual de Energia*”. Os geradores estão vendendo os seus excedentes exportando energia para a rede da distribuidora.

Considera-se então que a cooperatividade entre distribuidora e geradores distribuídos possa ser possível, tendo em vista que nas condições citadas anteriormente a distribuidora pode vir a precisar dos geradores distribuídos. Ou, em caso contrário, os geradores em momentos de manutenção, falha, etc., também poderão demandar de outros geradores (e também da distribuidora) a energia necessária para suas cargas. Essa dependência, mostra o potencial de cooperatividade entre os geradores e a distribuidora.

Neste CASO 5, os jogadores foram definidos como:

Jogadores = {G1, G2, G3, ..., Gn, D} e número de jogadores  $N = \{1, 2, 3, \dots, n, n+1\}$

A distribuidora poderá negociar com os geradores de várias formas, a saber:

1. Adquirir um valor fixo de potência, em cada intervalo de tempo;

Neste caso é fixado o valor e a quantidade de potência demandada pela distribuidora. A quantidade oferecida por cada gerador deverá ser um valor tal que mantenha o compromisso com a cooperação. Suponha que a potência comprometida por um gerador seja

$P_{comp}G_i$  e que a sua potência nominal seja  $P_{nom}G_i$ , então a potência a ser vendida para a distribuidora deverá ser um valor entre estas duas potências.

$$P_{comp}G_i \leq P_{exp}G_i \leq P_{nom}G_i$$

2. Adquirir a energia excedente de cada gerador em cada intervalo.

Este caso é uma situação do caso anterior, sendo que o valor de potência exportada equivale à potência excedente do gerador.

$$P_{exp}G_i = P_{exc}G_i$$

3. Adquirir toda a potência resultante da cooperação de cada gerador em cada período.

Este caso é uma situação onde a distribuidora adquire toda a potência disponível dos geradores em cada intervalo de tempo. Esta potência disponível é resultante da diferença entre a potência nominal do gerador com a sua potência individual otimizada. Obviamente que nesta condição os valores de potência exportada podem variar em função do intervalo de tempo considerado e também das variações da demanda associada do gerador.

$$P_{otim}G_i \leq P_{exp}G_i \leq P_{nom}G_i$$

Desta forma a distribuidora poderá atender o seu mercado demandando potências diversas de cada gerador. Obviamente que a distribuidora deverá considerar os seus cenários para selecionar a melhor opção. Poderá ainda contratar bilateralmente com o gerador distribuído um valor fixo e deixar as potências disponíveis a serem pagas conforme preço de mercado.

Em cada intervalo de tempo, a potência exportada para a distribuidora fica:

$$P_{exp}(t) = P_{exp}G1(t) + P_{exp}G2(t) + P_{exp}G3(t)$$

Em qualquer das situações de potência exportada, cada gerador estará em uma condição de geração relacionada com um valor de potência que é a soma da potência exportada (vendida para a distribuidora) mais a potência individual otimizada para a

cooperação, em cada intervalo de tempo.

Para se determinar o valor da potência exportada a ser vendida para a distribuidora, considerou-se que o gerador estaria atendendo a cooperação com a potência comprometida e desta forma já apresentando um custo marginal de operação. Em assim sendo, o custo marginal de operação para a venda da potência exportada já se inicia com um valor mínimo que é justamente o valor para geração da potência comprometida. Esta premissa fará com que o gerador trabalhe na parte alta da sua curva de custo marginal para atendimento à potência exportada.

#### **4.7 CASO 6: A modelagem do jogo cooperativo entre os geradores distribuídos utilizando-se das vantagens de uma coalizão eficiente com participações parciais ou pseudo-cooperação.**

Até o presente momento as análises realizadas apresentaram apenas a divisão, via *Shapley*, dos ganhos e/ou custos associados com cada gerador distribuído e a distribuidora dentro do jogo cooperado.

Cabe observar que os trabalhos identificados até o presente momento como [16], [17], dentre outros, trataram apenas de aplicar a teoria de *Shapley* para a alocação de custo, não se preocupando em considerar a real coalizão entre os jogadores.

As principais aplicações da teoria dos jogos em sistemas de geração de energia se mostraram eficazes para auxiliar na divisão dos custos oriundos de uma cooperação. Mas poderiam se beneficiar ainda mais caso realizassem coalizões de interesse da cooperação. Ou seja, selecionando-se os jogadores para cooperarem.

No caso de grandes geradores de energia, onde foi o foco principal dos trabalhos citados, não foi abordada a coalizão de interesse, apenas foram avaliados via *Shapley* a alocação dos custos/ganhos de uma possível cooperação entre eles. Isto ocorre porque não se buscou a coalizão de interesse para depois se realizar a cooperação.

Para se ter uma coalizão de interesse, também chamada de coalizão eficiente, torna-se imprescindível que os jogadores queiram cooperar. Para se maximizar os ganhos de uma cooperação, os agentes devem escolher os seus parceiros para realizarem coalizões. Isto não foi feito nos trabalhos apresentados nas referências consultadas.

A coalizão eficiente significa escolher os geradores que são mais interessantes para se cooperar. A busca por parceiros que maximizam o ganho de uma cooperação deve passar por alguns critérios como:

- 1) Complementariedade da curva de carga ou demanda ou geração;
- 2) Flexibilidade operativa e/ou de combustível;
- 3) Complementariedade dos tipos de carga (industrial, comercial, residencial);
- 4) Função de custo reduzida do sistema de geração;
- 5) Capacidade para venda da sobra e excedentes de energia;
- 6) Possibilidade de conexão entre geradores (proximidade física), etc.

Com estes critérios, a coalizão deixa de ser meramente técnica, onde se verifica apenas o ganho de otimização em uma coalizão de 2 ou mais geradores, passando a ser técnica e comercialmente avaliada. Os jogadores deixam de avaliar somente os ganhos da cooperação e passam a avaliar quem serão os parceiros para a cooperação, identificando e podendo formar coalizões entre eles de maneira a maximizar os ganhos e não somente otimizar os seus despachos.

Para ser possível determinar a coalizão eficiente para cada jogo cooperativo, torna-se necessário considerar o conceito de cooperação parcial, onde cada gerador pode contribuir com um valor parcial com relação ao seu máximo (ou à sua potência nominal). Este conceito foi apresentado no item 4.5.

O modelo aqui desenvolvido foi elaborado em forma de algoritmo, e busca determinar o valor mínimo necessário para cada gerador de maneira a maximizar os benefícios de uma cooperação. Seja através da redução do custo ou então a maximização dos ganhos para os jogadores participantes da cooperação. Outro ponto importante é a identificação dos jogadores que maximizam uma determinada cooperação em virtude de apresentarem um ou mais critérios citados acima.

#### **4.7.1 A determinação da demanda total máxima.**

Quando se considera a possibilidade de cooperação entre geradores distribuídos, supõe-se que os mesmos estão alocados perto das suas cargas. Considerando que existem



cargas de tipos diferentes, como industrial, comercial e residencial, torna-se evidente que as curvas de carga podem ser complementares ao longo do dia. Um grande exemplo disso pode ser encontrado nas grandes metrópoles, onde principalmente os edifícios comerciais estão próximos dos residenciais. Isto faz com que o primeiro, e mais importante objetivo a ser alcançado em uma coalizão seja a complementariedade de suas curvas.

A complementariedade das curvas fornecerá os valores mínimos necessários para cada um dos geradores na coalizão eficiente. Para a determinação destes valores mínimos, encontra-se em cada intervalo de tempo, os valores das demandas totais associadas -  $DT(t)$ .

#### **Exemplo 4.7.1 A**

Suponha que existam 3 geradores distribuídos conforme exemplos anteriores.

Cada um deles apresenta uma curva de carga diferente, conforme Figura 14 e que,

$$DT(t) = D_{assoc}G1(t) + D_{assoc}G2(t) + D_{assoc}G3(t)$$

Na Figura 14, a demanda total máxima associada observada ao longo do dia é a máxima demanda total associada e encontrada em um dos intervalos de tempo. A máxima demanda total associada ocorre em  $t_3$ , e é a soma das demandas associadas de cada gerador para a cooperação. Sendo,

$$DT(t_3) = 98,5 + 320 + 509 = 927,5 \text{ kW}$$

Nessa condição, para este intervalo de tempo  $t_3$ , não existe coalizão passível de maximizar os ganhos para a cooperação. Apenas a otimização dos despachos trará benefícios de ganho, pelo fato de que os valores mínimos necessários a cada gerador coincidem com os seus máximos. Ou seja, torna-se necessário que cada gerador disponibilize 100% de suas potências nominais para a cooperação.

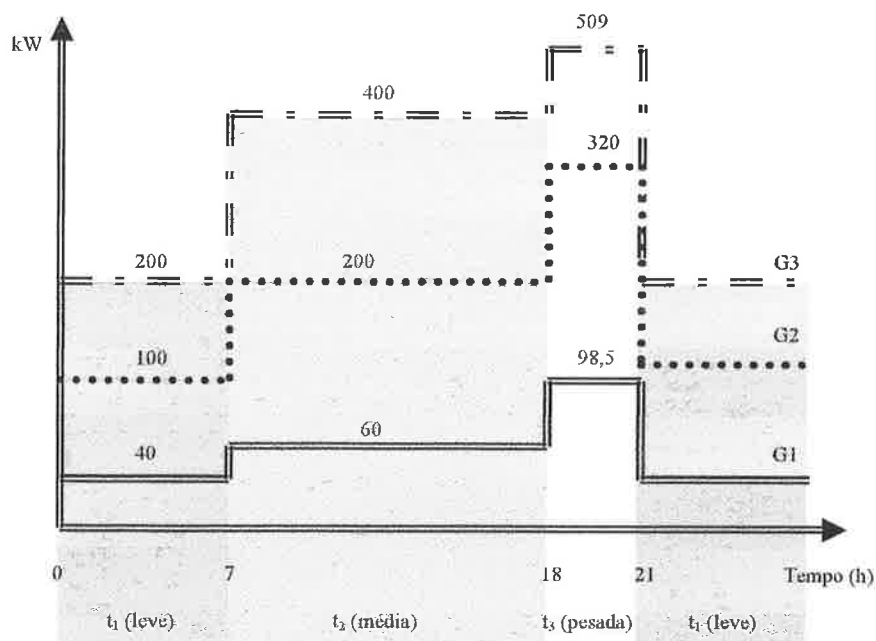


Figura 14 - Demandas associadas com os geradores distribuídos com máximos coincidentes.

Nesta condição, calculou-se os ganhos e custos para os geradores distribuídos.

Supondo que  $P_{nom}G1 = 98,5kW$ ,  $P_{nom}G2 = 320 kW$  e  $P_{nom}G3 = 509kW$

Para  $t_1$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

A demanda total da cooperação em  $t_1 = DT(t_1) = 340kW$ .

Resulta em:  $P_{otim}G1(t_1)=6 kW$ ;  $P_{otim}G2(t_1)=81.57 kW$ ;  $P_{otim}G3(t_1)=252.43 kW$ .

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo  $t_1$  conforme Tabela 15.

Tabela 15 - Otimização com cooperação total entre os geradores –  $DT(t_1) = 340kW$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0	0	14,272	0	0	
2	0	0	0	0	0	35,24	0	113,092
3	0	0	0	0	0	0	63,58	
12	0,30802	0,30802	0	0,61604	13,964	34,932	0	
13	1,1356	0	1,1356	2,2712	13,136	0	62,444	
23	0	0,50161	0,50161	1,00322	0	34,738	63,078	
123	0,98311	0,34912	1,1767	2,50893	13,289	34,891	62,403	110,583

Para  $t_2$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

A demanda total da cooperação em  $t_2 = DT(t_2) = 660kW$

Resulta em:  $P_{otim}G1(t_2)=71.72$  kW;  $P_{otim}G2(t_2)=226.87$  kW;  $P_{otim}G3(t_2)=361.40$  kW

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo  $t_2$  conforme Tabela 16.

Tabela 16 - Otimização com cooperação total entre os geradores –  $DT(t_2) = 660$  kW.

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0	0	19,008	0	0	
2	0	0	0	0	0	56,48	0	180,948
3	0	0	0	0	0	0	105,46	
12	0,003025	0,003025	0	0,00605	19,005	56,477	0	
13	0,25205	0	0,25205	0,5041	18,756	0	105,21	
23	0	0,39446	0,39446	0,78892	0	56,086	105,07	
123	0,11578	0,2582	0,50722	0,8812	18,892	56,222	104,95	180,064

Para  $t_3$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

A demanda total da cooperação em  $t_3 = DT(t_3) = 927,5$  kW

Resulta em:  $P_{otim}G1(t_3)=98,5$  kW;  $P_{otim}G2(t_3)=320$  kW;  $P_{otim}G3(t_3)=509$  kW

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo  $t_3$  conforme Tabela 17.

Tabela 17 - Otimização com cooperação total entre os geradores –  $DT(t_3) = 927,5$  kW.

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0	0	29,251	0	0	
2	0	0	0	0	0	89,888	0	260,899
3	0	0	0	0	0	0	141,76	
12	0	0	0	0	29,251	89,888	0	
13	0	0	0	0	29,251	0	141,76	
23	0	0	0	0	0	89,888	141,76	
123	0	0	0	0	29,251	89,888	141,76	260,899

Considerando este arranjo de curvas de demanda, os valores mínimos para G1, G2 e G3 coincidem com os seus valores máximos. Isto implica que os seus ganhos existirão somente em função da otimização dos seus despachos nos tempos  $t_1$  e  $t_2$ , sendo que em  $t_3$  não haverá contribuição de ganho pelo fato de que os geradores estarão com valores otimizados iguais aos seus máximos. Não foi considerada aqui a parcela de ganho relacionada com a venda de potência exportada para o mercado externo. O custo total otimizado, em todos os intervalos de tempo, será então dado para cada gerador por:

$$\begin{aligned} \text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G1}(t) &= \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_1) * 10(\text{horas}) + \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_2) * 11(\text{horas}) + \\ &+ \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_3) * 3(\text{horas}) = 13,289 * 10 + 18,892 * 11 + 29,251 * 3 \text{ (R\$/dia)} \end{aligned}$$

E sucessivamente para G2 e G3 cooperado, tem-se:

$$\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G1}(t) = \text{R\$ } 428,455/\text{dia}$$

$$\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G2}(t) = \text{R\$ } 1.237,016/\text{dia}$$

$$\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G3}(t) = \text{R\$ } 2.203,760/\text{dia}$$

E o custo total otimizado dos 3 geradores cooperados, em todos os intervalos de tempo, será:  $\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G123}(t) = \text{R\$}3.869,231 / \text{dia}$

O custo individual de geração dos geradores, caso não cooperassem, ficam:

$$\text{CustoIG1}(t_{123}) = \text{R\$ } 439,561 / \text{dia}$$

$$\text{CustoIG2}(t_{123}) = \text{R\$ } 1.243,344 / \text{dia}$$

$$\text{CustoIG3}(t_{123}) = \text{R\$ } 2.221,140 / \text{dia}$$

O custo total seria a soma dos anteriores:  $\text{R\$}3.904,045/\text{dia}$

A diferença oferece o ganho total da otimização para os geradores cooperados:

$\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t_{123}) = \text{R\$}34,814 = \text{R\$}3.904,045 - \text{R\$}3.869,231$ , por dia de operação. Ao ano seria  $\text{R\$}12.707,00$  supondo as curvas se repetindo dia a dia.

Obviamente que um estudo pormenorizado deverá considerar as sazonalidades ao longo do ano bem como a dos finais de semana e feriados.

O exemplo aqui apresentado teve como objetivo apenas apresentar os benefícios da cooperação em situação onde os geradores buscam apenas uma coalizão de otimização para compartilhar de forma cooperada os seus despachos.

#### **Exemplo 4.7.1 B**

Suponha agora que o gerador G2 apresente uma curva de carga diferente. Conforme apresentado na Figura 15.

Primeiramente vamos analisar esta cooperação de forma a considerar apenas os ganhos da otimização via despacho econômico, para depois avaliar as coalizões mais interessantes.

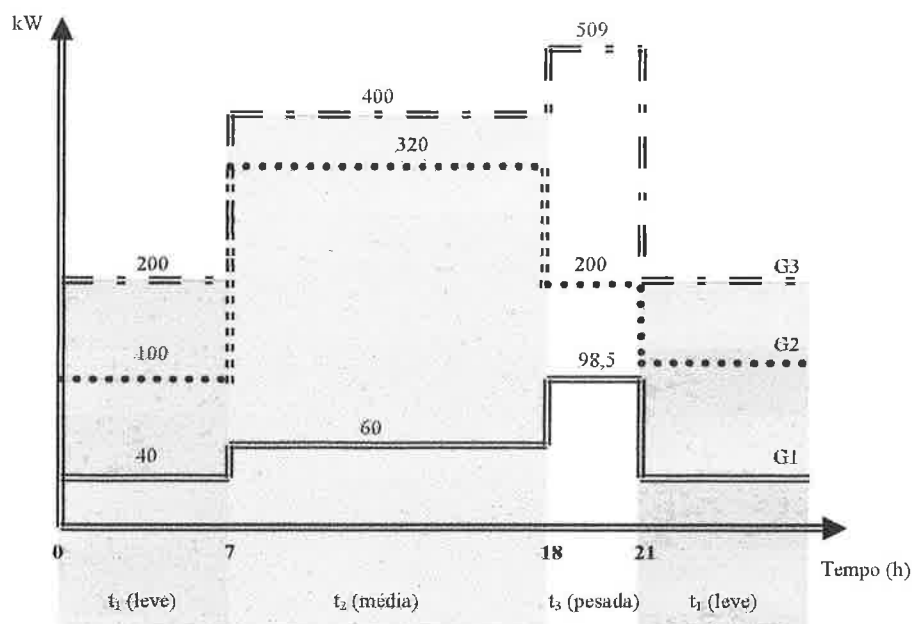


Figura 15 - Demandas associadas com os geradores distribuídos.

Repetindo-se o processo feito no exemplo anterior, tem-se:

Supondo que  $P_{nom}G1 = 98,5kW$ ,  $P_{nom}G2 = 320 kW$  e  $P_{nom}G3 = 509kW$

Para  $t_1$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

A demanda total da cooperação em  $t_1 = DT(t_1) = 340kW$

Resulta em:  $P_{otim}G1(t_1)=6 kW$ ;  $P_{otim}G2(t_1)=81.57 kW$ ;  $P_{otim}G3(t_1)=252.43 kW$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_1$  conforme Tabela 18.

Tabela 18 - Otimização com cooperação total entre os geradores –  $DT(t_1) = 340kW$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
<b>1</b>	0	0	0	0	14,272	0	0	113,092
<b>2</b>	0	0	0	0	0	35,24	0	
<b>3</b>	0	0	0	0	0	0	63,58	
<b>12</b>	0,30802	0,30802	0	0,61604	13,964	34,932	0	48,896
<b>13</b>	1,1356	0	1,1356	2,2712	13,136	0	62,444	75,580
<b>23</b>	0	0,50161	0,50161	1,00322	0	34,738	63,078	97,816
<b>123</b>	0,98311	0,34912	1,1767	2,50893	13,289	34,891	62,403	110,583

Para  $t_2$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

A demanda total da cooperação em  $t_2 = DT(t_2) = 780\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G1(t_1)=98.5\text{kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G2(t_1)= 280.14 \text{ kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G3(t_1)= 401.36 \text{ kW}$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_2$  conforme Tabela 19.

Tabela 19 - Otimização com cooperação total entre os geradores –  $DT(t_2) = 780\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		19,008	0	0	
2	0	0	0		0	89,888	0	214,356
3	0	0	0		0	0	105,46	
12	0,7084	0,7084	0	1,4168	18,3	89,18	0	107,480
13	0,25205	0	0,25205	0,5041	18,756	0	105,21	123,966
23	0	0,11161	0,11161	0,2232	0	89,776	105,35	195,126
123	0,71844	0,578	0,12165	1,4181	18,29	89,31	105,34	212,940

Para  $t_3$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

A demanda total da cooperação em  $t_3 = DT(t_3) = 807,5\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G1(t_1)=98.5\text{kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G2(t_1)= 295,86 \text{ kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G3(t_1)= 413,14 \text{ kW}$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_3$  conforme Tabela 20.

Tabela 20 - Otimização com cooperação total entre os geradores –  $DT(t_3) = 807,5\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		29,251	0	0	
2	0	0	0		0	56,48	0	227,491
3	0	0	0		0	0	141,76	
12	0,28756	0,28756	0	0,57512	28,963	56,192	0	85,155
13	0	0	0	0	29,251	0	141,76	171,011
23	0	3,216	3,216	6,4320	0	53,264	138,54	191,804
123	0,09586	3,3119	3,0243	6,4320	29,155	53,168	138,73	221,056

Considerando este arranjo de curvas de carga, os valores máximos de G1, G2 e G3 não coincidem. Isto implica que os seus ganhos existirão em função da otimização dos seus despachos em todos os tempos  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ . O custo total otimizado, em todos os intervalos de tempo, será então dado para cada gerador por:

$$\begin{aligned} \text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G1}(t) &= \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_1) * 10(\text{horas}) + \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_2) * 11(\text{horas}) + \\ &+ \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_3) * 3(\text{horas}) = 13,289 * 10 + 18,29 * 11 + 29,155 * 3 \text{ (R\$/dia)} \end{aligned}$$

E sucessivamente para G2 e G3, tem-se:

$$\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G1}(t) = \text{R\$ } 421,545/\text{dia}$$

$$\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G2}(t) = \text{R\$ } 1.490,824/\text{dia}$$

$$\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G3}(t) = \text{R\$ } 2.198,960/\text{dia}$$

E o custo total otimizado dos 3 geradores cooperados, em todos os intervalos de tempo, será:  $\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G123}(t) = \text{R\$}4.111,329 / \text{dia}$

E o custo individual de geração de cada gerador, caso os geradores não cooperassem, seria:

$$\text{CustoIG1}(t_{123}) = \text{R\$ } 439,561/\text{dia}$$

$$\text{CustoIG2}(t_{123}) = \text{R\$ } 1.510,608/\text{dia}$$

$$\text{CustoIG3}(t_{123}) = \text{R\$ } 2.221,140/\text{dia}$$

O custo total seria a soma dos anteriores:  $\text{R\$}4.171,309/\text{dia}$

A diferença oferece o ganho total da otimização para os geradores cooperados:

$\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t_{123}) = \text{R\$}59,99$  por dia de operação. Ao ano seria  $\text{R\$}21.892,70$  supondo as curvas se repetindo dia a dia. A mesma observação das sazonalidades serve para este exemplo.

#### **Exemplo 4.7.1 C**

Pode-se observar que em nenhum dos períodos de tempo das curvas de carga do Exemplo 4.7.1B houve coincidência entre os máximos de todos os geradores. Isto apresenta a possibilidade de se encontrar uma coalizão mais eficiente para cada um dos geradores. Esta coalizão mais eficiente torna-se possível com a determinação de um valor mínimo necessário a cada gerador na cooperação.

Até o presente momento, todos os geradores estão cooperando com 100% de suas

potências nominais, o que equivale a disponibilizar para a cooperação a potência nominal de cada um. A idéia da coalizão ótima ou eficiente é encontrar um valor de participação de cada gerador de forma que resulte um valor de **Sobra de energia**, onde esta sobra poderá ser vendida ou negociada com o mercado externo ou em uma outra cooperação.

Outra abordagem pode ser dada quando um gerador pretende participar do jogo de forma parcial, contribuindo para um jogo com um valor inferior à sua potência comprometida, deixando o restante para participar de outro jogo ou então vender para o mercado externo.

Parte-se então para uma avaliação entre os jogadores de forma a se encontrar este valor mínimo para cada um deles.

*Condição: O menor valor de potência necessária para cada gerador que mantém a coalizão, ocorrerá quando a cooperação estiver no instante onde a demanda total da cooperação for máxima.*

No exemplo 4.7.1B o máximo valor da demanda total da cooperação ocorre no instante  $t_3$ , sendo  $DT(t_3)=807,5$  kW. Neste período, através do despacho otimizado, encontra-se para cada um dos geradores os seguintes valores de potência individual otimizada:

$$P_{\text{otim}G1}(t_3) = 98,5 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}G2}(t_3) = 295,86 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}G3}(t_3) = 413,14 \text{ kW}$$

Para a determinação da sobra de energia, torna-se necessário encontrar os novos valores comprometidos de cada um dos geradores, neste momento de máxima demanda total da cooperação. Assim, os novos valores de potência comprometida ficam:

$$P_{\text{comp}G1'}(t) = 98,50 \text{ kW}$$

$$P_{\text{comp}G2'}(t) = 295,86 \text{ kW}$$

$$P_{\text{comp}G3'}(t) = 413,14 \text{ kW}$$

Uma nova configuração de participação no jogo é formada, de maneira a estabelecer um valor de sobra de energia para cada um dos geradores, em todos os intervalos de tempo, conforme segue:



- Para G1 a sobra é =  $98,5\text{kW} - 98,5\text{kW} = 0$  (pois já se encontra no máximo)
- Para G2 a sobra é =  $320\text{kW} - 295,86\text{kW} = 24,14\text{kW}$
- Para G3 a sobra é =  $509\text{kW} - 413,14\text{kW} = 95,86\text{kW}$

Pelo fato da sobra de energia existir, a cooperação no jogo pode se tornar parcial, caso os geradores resolvam disponibilizar as suas sobras individualmente para terceiros, podendo até ser para outras cooperações (outras coalizões com novos geradores) ou para a distribuidora.

Como a **Sobra**, por definição, de energia só existe quando a cooperação entre todos os geradores é realizada, nada mais justo do que compartilhar os benefícios entre eles.

O mesmo procedimento de alocação dos ganhos e custos é feito neste caso. A função de *Shapley* é utilizada para compartilhar os ganhos oriundos da venda da sobra da energia da coalizão eficiente.

Assim sendo, realizou-se o cálculo dos benefícios desta coalizão eficiente considerando a venda da sobra de energia para a distribuidora.

#### 4.7.2 Cálculo dos benefícios da coalizão eficiente (Sobra).

Para a obtenção dos benefícios de uma coalizão eficiente, torna-se necessário considerar a possibilidade de venda da sobra de energia de cada gerador.

Neste caso, o preço de venda da sobra foi adotado em 30% a mais do que o custo total para geração.<sup>1</sup> Caso a cooperação resolva vender para o mercado externo, estará sujeita aos preços pagos pelo mercado nos vários cenários de preço (leve, médio e pesado) como sendo  $\text{Preço}_{\text{merO}}$ ,  $\text{Preço}_{\text{merM}}$ ,  $\text{Preço}_{\text{merP}}$ .

<sup>1</sup> Obviamente que o exemplo aqui apresentado precisa ser aperfeiçoado para que os reais custos sejam contemplados, como por exemplo: custos com impostos, taxas, conexão com o sistema da distribuidora ou conexão entre geradores distribuídos, etc. A ideia é apresentar uma forma de se aplicar a teoria dos jogos cooperativos em geradores distribuídos que realizam coalizões parciais e eficientes. O Capítulo 2 abordou alguns critérios técnicos necessários para uma cooperação com geradores distribuídos.

Sendo as sobras de  $G1=0$ , de  $G2=24,14$  kW e de  $G3=95,86$  kW, então a sobra de energia total será a soma das sobras individuais: Sobra=120 kW.

Considerando-se a curva de carga da Figura 15 (exemplo 4.7.1B) tem-se o novo arranjo dado pela Figura 16. A parte hachurada representa a sobra disponível em cada período de tempo. Esta sobra por período poderá ser negociada em cada instante. Como a negociação horária não é usual (por não ser uma energia firme), a diferença entre a soma das potências nominais ( $P_{nom}$ ) dos geradores e a máxima demanda total da cooperação (máxima DT), torna-se a sobra firme de energia, Sobra=120kW, representada na Figura 16 pela parte superior pontilhada. Caso haja interesse do mercado externo em adquirir a sobra em cada período de tempo, poderá ser negociado, bastando para isso calculá-la em cada intervalo de tempo. Caso haja interesse do mercado em adquirir a sobra como energia extra, o modelo deverá ser ajustado para cada período considerado.

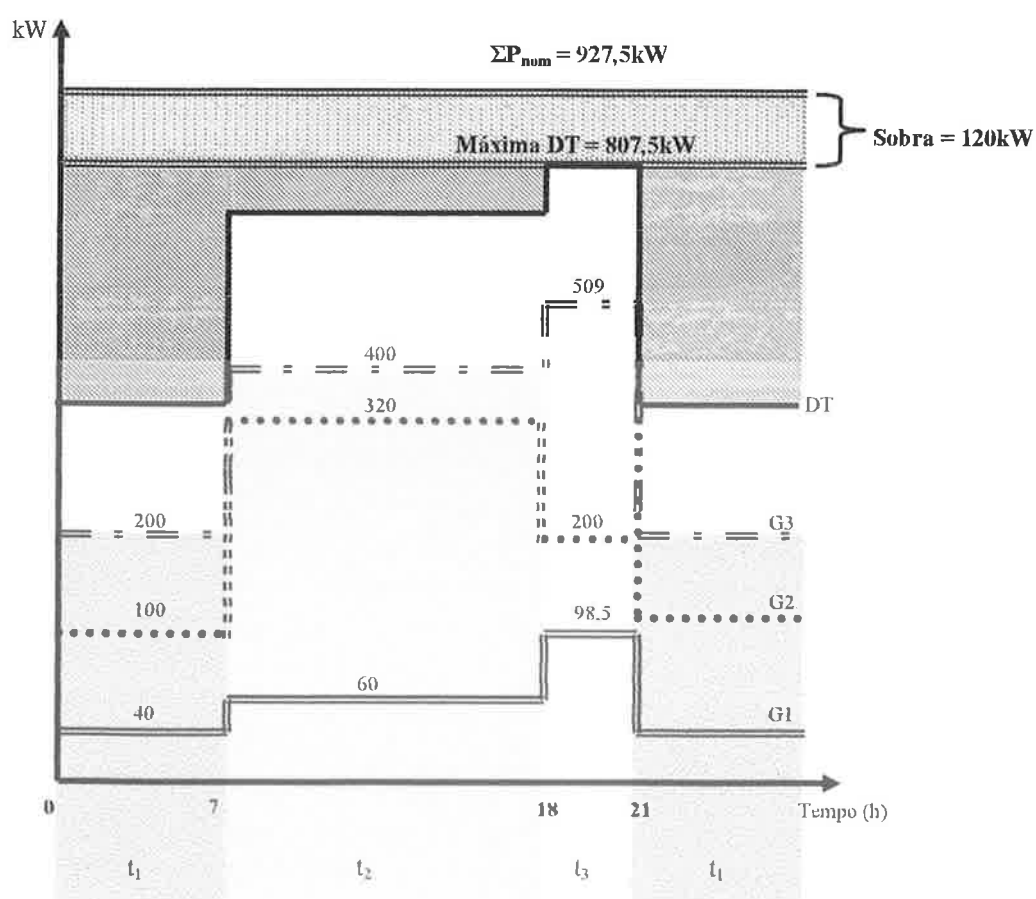


Figura 16 - Demandas associadas com os geradores distribuídos com excedente.

Com a venda da sobra firme de energia, cada gerador é levado a uma nova condição de operação. Nesta nova condição, a demanda total da cooperação em  $t_1$  é dada por:

$$DT(t_1) = 340\text{kW} + 120\text{kW} = 460\text{kW}$$

Onde cada gerador está com as seguintes demandas associadas:

$$D_{\text{assoc}}G1(t_1) = 40\text{kW}; D_{\text{assoc}}G2(t_1) = 100\text{kW}; D_{\text{assoc}}G3(t_1) = 200\text{kW}$$

resultando em uma nova condição de otimização dada por:

$$P_{\text{otim}}G1(t_1) = 20.66\text{kW}; P_{\text{otim}}G2(t_1) = 141.77\text{kW}; P_{\text{otim}}G3(t_1) = 297.57\text{kW}$$

Sendo os custos otimizados, por unidade de tempo  $t_1$  dados conforme tabela 21.

Tabela 21 – Custos com a otimização da cooperação com Sobra -  $DT(t_1) = 460\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
123	0	0	0	0	10,0727	43,3823	80,0135	133,4685

Observa-se na tabela 21 que os ganhos são nulos. Isso ocorre porque se considerou que os geradores estão operando em seus pontos otimizados. Para a determinação dos ganhos com a venda da sobra da energia para a distribuidora, considerou-se o jogo, onde os três geradores são indispensáveis. Com isso, descartaram-se as coalizões individuais ou de dois a dois, tendo em vista que a coalizão total é quem permitiu a existência da sobra. Considerando-se o preço de venda da sobra como sendo 30% sobre o custo de geração total.  $\text{Ganho}_{\text{Sobra}}(t_1) = \text{R\$ } 40,04 / \text{hora}$ .

A divisão do ganho com a sobra levou em consideração a filosofia por detrás da função de Shapley, ou seja, a contribuição marginal de cada gerador para a existência da sobra. Obviamente que outras formas de divisão desta sobra poderiam ser avaliadas.

Considerando que em  $t_1$  os geradores poderiam individualmente contribuir para a geração da sobra nas proporções:  $G1 = (98,5 - 40)\text{kW}$ ,  $G2 = (320 - 100)\text{kW}$  e  $G3 = (509 - 200)\text{kW}$ , então por *Shapley* apenas G2 e G3 poderiam atender a sobra. Desta forma, na proporção de 50% para cada, o lucro com a venda da sobra é devida a G2 e G3. E assim sucessivamente,

em  $t_2$  a proporção de 50% para cada é devida a G1 e G3 e em  $t_3$ , todo o lucro com a sobra é devida a G2.

Com as proporções de divisão definidas, os ganhos, por unidade de tempo em  $t_1$ , estão apresentados conforme tabela 22.

Tabela 22 - Ganhos com a venda devido a Sobra -  $DT(t_1)=460\text{kW}$

Coalizão	Ganhos com a venda da Sobra* (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total
123	0	20,02	20,02	40,04

\* Os ganhos aqui apresentados representam 30% sobre o custo total de energia com a sobra.

O mínimo valor de venda, passível de ser negociado com a distribuidora para o pagamento dos custos de geração da sobra pode ser um valor que mantenha os ganhos apresentados no Exemplo 4.7.1 B, ou seja, um valor que garanta os ganhos para os geradores como se não houvesse venda da sobra para a distribuidora. Ganho sem venda da sobra = R\$ 2,50893/h. Como o custo adicional devido à sobra foi de R\$22,8855/h (R\$133,4685 – R\$110,583), então o valor mínimo a ser cobrado da distribuidora deve ser superior a R\$25,3938/h (R\$22,8855 + R\$2,50893). Isso representa para a potência de sobra de 120kW um valor de R\$0,212/kWh. Um valor inferior a este faz com que os ganhos obtidos com a cooperação não sejam alcançados ou então os custos com a geração da sobra de energia não sejam cobertos.

Os custos aqui apresentados estão relacionados somente com custos de combustível, em função da curva de consumo específico de cada um dos geradores. Obviamente que uma análise mais realista deverá contemplar outros custos, como manutenção, operação, conexão entre os geradores e com a rede, uso do sistema de distribuição, etc. Algumas abordagens técnicas foram apresentadas no Capítulo 2 para subsidiar o levantamento destes custos.

Considerando agora o intervalo  $t_2$  os valores otimizados conforme *Lagrange* ficam:

$$DT(t_2) = 780 \text{ kW} + 120\text{kW} = 900\text{kW}$$

Onde cada gerador está com as seguintes demandas associadas:

$$D_{\text{assoc}}G1(t_2) = 60\text{kW}; D_{\text{assoc}}G2(t_2) = 320\text{kW}; D_{\text{assoc}}G3(t_2) = 400\text{kW}$$

Resultando em uma nova condição de otimização dada por:

$$P_{\text{otim}}G1(t_2) = 98.5\text{kW}; P_{\text{otim}}G2(t_2) = 320\text{kW}; P_{\text{otim}}G3(t_2) = 481.50\text{kW}$$

Sendo os custos otimizados, por unidade de tempo  $t_2$  dados conforme Tabela 23.

Tabela 23 - Custos com a otimização da cooperação com Sobra -  $DT(t_2) = 900\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
123	0	0	0	0	29.25	89.89	131.70	250,842

Utilizando-se o mesmo procedimento para divisão dos ganhos com a venda da sobra, tem-se em  $t_2$  a proporção de 50% para G1 e 50% para G3, tendo em vista que G2 encontra-se em seu máximo. Com as proporções de divisão definidas, os ganhos, por unidade de tempo em  $t_2$ , estão apresentados conforme Tabela 24. O ganho total adotado em 30% do custo vale R\$75,25/h.

Tabela 24 - Ganhos com a venda devido a Sobra -  $DT(t_2) = 900\text{kW}$

Coalizão	Ganhos com a venda da Sobra (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total
123	37,625	0	37,625	75,25

O mínimo valor de venda, passível de ser negociado com a distribuidora para o pagamento dos custos de geração da sobra pode ser um valor que mantenha os ganhos apresentados no Exemplo 4.7.1 B, ou seja, um valor que garanta os ganhos para os geradores como se não houvesse venda da sobra para a distribuidora. Ganho sem venda da sobra = R\$ 1,4181/h. Como o custo adicional devido à sobra foi de R\$37,90/h (R\$250,84 – R\$212,94), então o valor mínimo a ser cobrado da distribuidora deve ser superior a R\$39,3181/h (R\$37,90 + R\$1,4181). Isso representa para a potência de sobra de 120kW um valor de R\$0,328/kWh.

Considerando agora o intervalo  $t_3$  os valores otimizados conforme *Lagrange* ficam:

$$DT(t_3) = 807,5\text{kW} + 120\text{kW} = 927.5\text{kW}$$

Onde cada gerador está com as seguintes demandas associadas:

$$D_{\text{assoc}}G1(t_3) = 98.5\text{kW}; \quad D_{\text{assoc}}G2(t_3) = 320\text{kW}; \quad D_{\text{assoc}}G3(t_3) = 509\text{kW}$$

Resultando em uma nova condição de otimização dada por:

$$P_{\text{otim}}G1(t_3) = 98.5\text{kW}; \quad P_{\text{otim}}G2(t_3) = 320\text{kW}; \quad P_{\text{otim}}G3(t_3) = 509\text{kW}$$

Sendo os custos otimizados, por unidade de tempo  $t_3$  dados conforme Tabela 25.

Tabela 25 - Custos com a otimização da cooperação com Sobra -  $DT(t_3) = 927,5\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
<b>123</b>	0	0	0	<b>0</b>	29,25	89,89	141,76	260.8959

Utilizando-se o mesmo procedimento para divisão dos ganhos com a venda da sobra, tem-se em  $t_3$  a proporção de 100% para G2, tendo em vista que somente G2 possui disponibilidade de potência em  $t_3$ . Com as proporções de divisão definidas, os ganhos, por unidade de tempo em  $t_3$ , estão apresentados conforme Tabela 26. O ganho total adotado em 30% do custo vale R\$78,27/h.

Tabela 26 - Ganhos com a venda devido a Sobra -  $DT(t_3) = 927,5\text{kW}$

Coalizão	Ganhos com a venda da Sobra* (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total
<b>123</b>	0	78,27	0	78,27

O mínimo valor de venda, passível de ser negociado com a distribuidora para o pagamento dos custos de geração da sobra pode ser um valor que mantenha os ganhos apresentados no Exemplo 4.7.1 B, ou seja, um valor que garanta os ganhos para os geradores como se não houvesse venda da sobra para a distribuidora. Ganho sem venda da sobra = R\$ 6,432/h.

Como o custo adicional devido à sobra foi de R\$39,84/h (R\$260,896 – R\$221,056), então o valor mínimo a ser cobrado da distribuidora deve ser superior a R\$46,27/h (R\$39,84 + R\$6,432). Isso representa para a potência de sobra de 120kW um valor de R\$0,386/kWh.

### 4.7.3 Comparação entre os ganhos globais sem venda (cooperados) e com venda da sobra para a distribuidora (coalizão eficiente).

A venda da sobra da energia só foi possível devido à cooperação entre os geradores distribuídos. Com a cooperação encontrou-se uma coalizão eficiente, determinando-se a mínima potência de cada gerador necessário para a cooperação e conseqüentemente o valor de sobra disponível para uma negociação comercial.

Realizou-se a seguir a comparação entre os custos da coalizão eficiente conforme Tabela 27. A Tabela 28 mostra os ganhos com as várias opções de cooperação.

Tabela 27 - Comparação entre os custos da coalizão eficiente.

Cooperação	Custos (R\$/dia)			
	G1	G2	G3	Total
Individual	439,56	1.510,61	2.221,14	4.171,31
Cooperado	421,54	1.490,82	2.198,96	4.111,32
Custo da Coalizão Eficiente	510,23	1.692,28	2.674,12	4.876,62

Tabela 28 - Comparação entre os ganhos da coalizão eficiente com venda da Sobra.

Cooperação	Ganhos (R\$/dia)			
	G1	G2	G3	Total
Individual	0	0	0	0
Cooperado	18,02	19,79	22,18	59,99
Ganho da Coalizão Eficiente (venda da sobra)	413,88	435,01	614,08	1462,97

Pode-se observar que com a coalizão eficiente, torna-se disponível um valor de sobra da cooperação em função do despacho econômico. Este valor de sobra garante um ganho adicional pela venda da energia, neste caso para a distribuidora. Este ganho da venda da sobra de energia permite que a coalizão seja maximizada e não somente otimizada pelo despacho econômico.

#### 4.8 CASO 7: Cooperação eficiente com participação parcial das capacidades dos geradores (jogadores) participando de dois ou mais jogos.

Até o momento, os geradores distribuídos cooperaram entre si de forma a maximizar os seus ganhos e poderem vender a sobra de energia, resultante da cooperação eficiente.

Nem sempre isso ocorrerá, pelo fato de que os jogadores são considerados racionais e por este motivo buscarão maximizar os seus ganhos. Poderão disponibilizar parte de suas potências nominais para uma cooperação sem ser eficiente. Nesta condição, a sobra de energia de cada um poderá ser negociada individualmente, para ser vendida a outro interessado ou então ser disponibilizada para uma nova cooperação em outro jogo.

A Figura 17 mostra a participação parcial do gerador G3 de forma a participar de dois jogos simultaneamente (Jogo 1 e Jogo 2). Nesta situação o gerador G3 disponibiliza para despacho conjunto como o Jogo 1 e Jogo 2, valores parciais da sua potência nominal. A distribuidora não contribui.

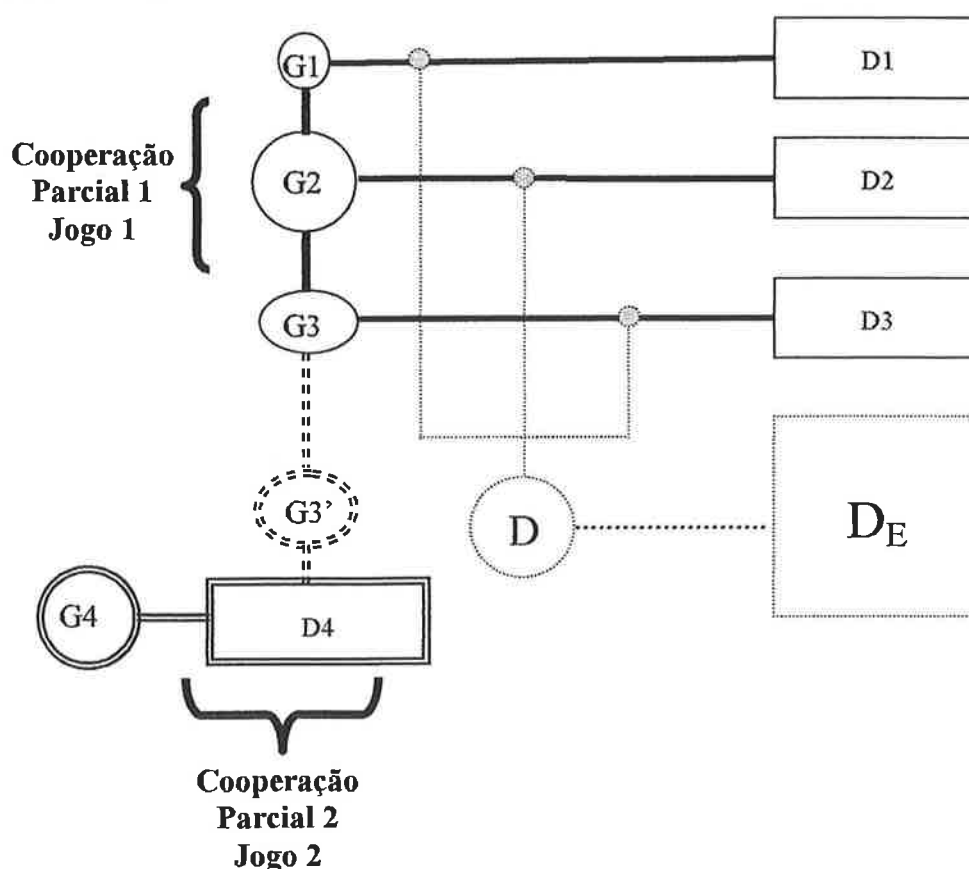


Figura 17 - Cooperação parcial de G3 cooperando em dois jogos.



Considerando a mesma curva de demanda do Exemplo 4.7.1 B, e supondo que apenas o jogador G3 participa de forma parcial nos jogos 1 e 2 em todos os períodos, então:

$$\text{Sendo } G1_{\text{máx}} = 98,5\text{kW}, \quad G2_{\text{máx}} = 320 \text{ kW e } \quad G3_{\text{máx}} = 509\text{kW}$$

**Para o Jogo 1:**

$$\text{Em } t_1: G3_{\text{otim}}(t_1) = 252.43 \text{ kW}$$

$$\text{Em } t_2: G3_{\text{otim}}(t_2) = 401.36 \text{ kW}$$

$$\text{Em } t_3: G3_{\text{otim}}(t_3) = 413,14 \text{ kW}$$

Resulta nos valores disponíveis para o Jogo 2 representado por G3' iguais a:

Em $t_1$	Em $t_2$	Em $t_3$
G3': 256.57 kW	G3': 107.64 kW	G3': 95.86 kW

Obviamente que a possibilidade de G3 realizar cooperação em outros jogos torna-se mais interessante do que os demais geradores G1 e G2, pelo fato de possuir maior potência disponível para cooperar.

Considerando na Figura 17 que a nova demanda D4 relacionada com o gerador distribuído G4 seja definida por:

Demanda D4:

Em $t_1$	Em $t_2$	Em $t_3$
D4 = 50 kW	D4 = 125 kW	D4 = 80 kW

Sendo o gerador G4 definido como:

$$G4: \quad 8,4375 \text{ kW} \leq P4 \leq 125\text{kW},$$

$$F_{\text{customargG4}} = 0,0002 * P4 + 0,3364 \text{ (R\$/kWh)}$$

$$\text{Custo do Combustível de G4: } Cc4 \text{ (R\$/m}^3\text{)};$$

$$\text{Preço de venda da energia de G4} = PG4$$

O gerador distribuído G4 é a gás natural, modelo Kholer 135RDZ. Desta forma apresenta custos totais superiores aos geradores diesel. No exemplo ele foi considerado para

se verificar as vantagens dessa cooperação com diferentes combustíveis. Isso implica na estrutura definida na Figura 18 para o Jogo 2. A parte hachurada da Figura representa as sobras do Jogo 1 de G3 disponíveis para o Jogo 2.

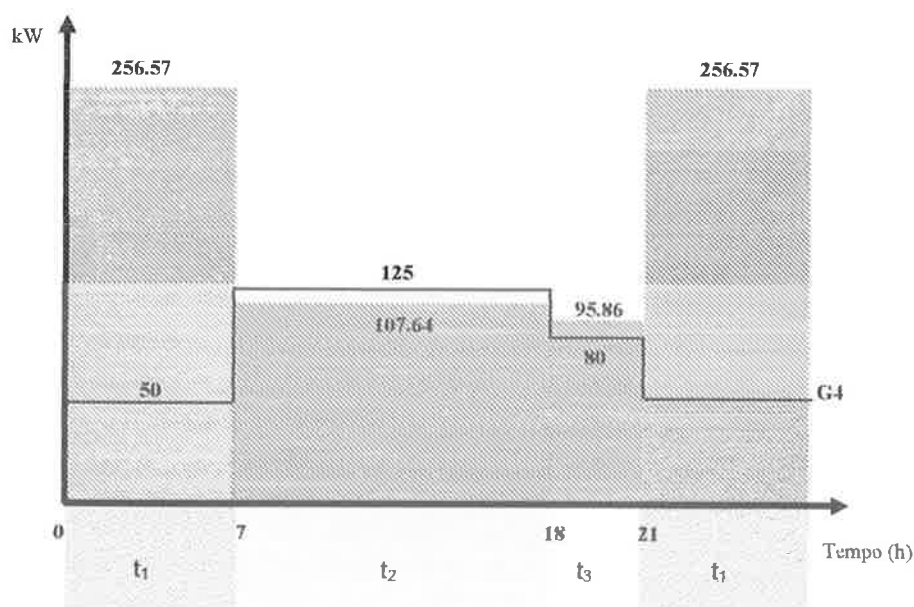


Figura 18 - Curva de carga de D4 com geração de G4 e sobras do Jogo 1.

Obviamente que os custos de geração do gerador G3 serão diferentes para este Jogo 2, tendo em vista que em cada tempo “t” ele já está comprometido com um certo nível de geração no Jogo 1.

Para se determinar os ganhos da cooperação no Jogo 2 procede-se da mesma forma que no Jogo 1, com a diferença de que a curva de custo marginal para o gerador G3 será diferente, iniciando-se com um valor associado com a geração em que se encontra em cada tempo no jogo t<sub>1</sub>.

Por exemplo: Se em t<sub>1</sub> o gerador G3 estiver com um valor de geração igual a 252,43kW, isso significa que ele se encontra em um valor de custo marginal igual a:

$$F_{\text{custo marg G3}}(t_1) = [0,0008 * P_3 - 0,0306] * (Cc_3) = [0,0008 * 252,43 - 0,0306] * 1,0 = 0,171344 \text{ (R\$/kWh)}$$

Assim, a nova função de custo marginal de G3, chamada para o Jogo 2 de G3', fica em t<sub>1</sub>, t<sub>2</sub> e t<sub>3</sub> conforme segue:

Para  $t_1$ :  $F_{\text{customargG3}}(t_1) = [0,0008 * P + 0,171344]$  (R\$/kWh)

Para  $t_2$ :  $F_{\text{customargG3}}(t_2) = [0,0008 * P + 0,290488]$  (R\$/kWh)

Para  $t_3$ :  $F_{\text{customargG3}}(t_3) = [0,0008 * P + 0,299912]$  (R\$/kWh)

E as respectivas funções de consumo específico ficam:

Para  $t_1$ :  $F_{\text{conespG3}}(t_1) = 0,0004 * P^2 + 0,171344 * P$  (litros/h/kW)

Para  $t_2$ :  $F_{\text{conespG3}}(t_2) = 0,0004 * P^2 + 0,290488 * P$  (litros/h/kW)

Para  $t_3$ :  $F_{\text{conespG3}}(t_3) = 0,0004 * P^2 + 0,299912 * P$  (litros/h/kW)

Para a geração de  $P_3=0$  não existe consumo específico associado a  $G_3'$ .

A Figura 19 mostra o deslocamento da função de custo marginal de  $G_3$  nos vários períodos de tempo gerando as novas curvas  $G_3'$  para  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ .

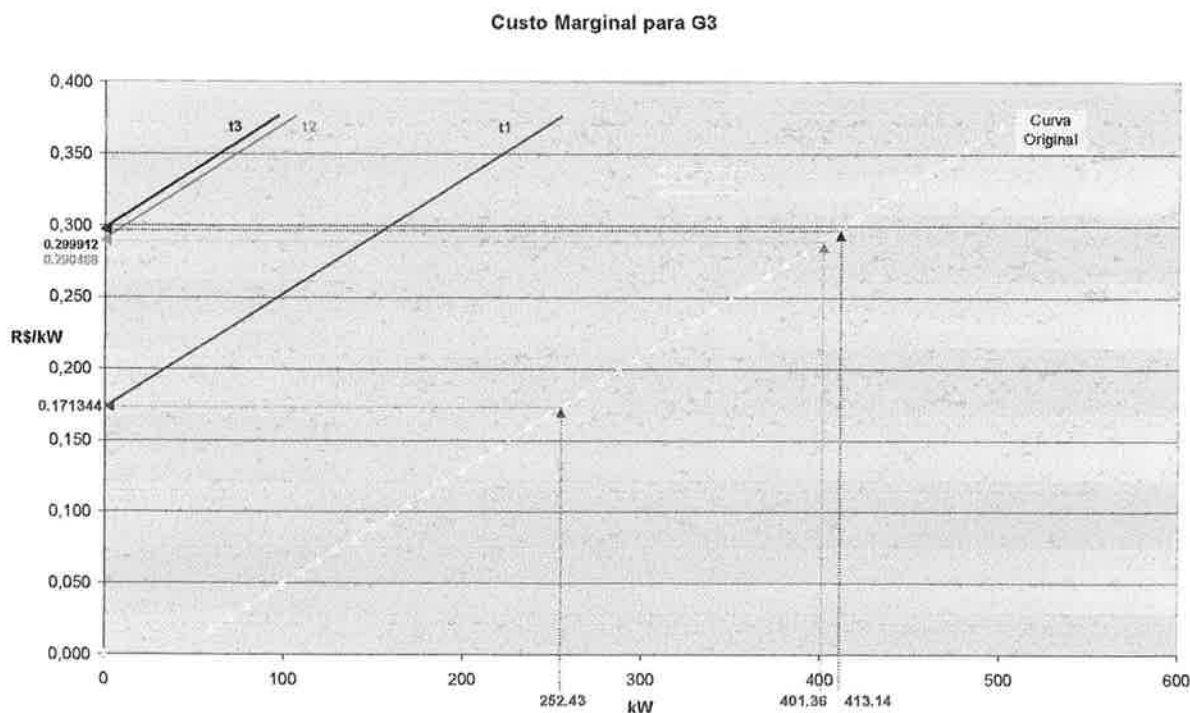


Figura 19 - Custos marginais de  $G_3'$  para o Jogo 2.

Em cada período de tempo, o Jogo 2 ocorrerá entre  $G_3'$  e  $G_4$  considerando as funções de custo marginal de  $G_3'$  diferentes em cada período e a mesma para  $G_4$  ao longo de todos eles.

Na cooperação do Jogo 2, o mesmo procedimento de determinação dos ganhos para

cada gerador é feito conforme Exemplo 4.7.1.B.

Nesta condição, calcularam-se os ganhos e custos para os geradores G3 e G4.

Supondo os seguintes valores máximos:

Para $t_1$	Para $t_2$	Para $t_3$
G3': 256,57 kW	G3': 107,64 kW	G3': 95,86 kW
G4 : 125 kW	G4 : 125 kW	G4 : 125 kW

Em  $t_1$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_1 = DT(t_1) = 50\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G3'(t_1) = 41.5625 \text{ kW}$        $P_{\text{otim}}G4(t_1) = 8.4375 \text{ kW}$

Sendo os ganhos e custos, por cada unidade de tempo em  $t_1$ , conforme Tabela 29.

Tabela 29 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 –  $DT(t_1) = 50\text{kW}$

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G4	Total	G3'	G4	Total
3'	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	25,508	25,5075
3'4	3,2060	3,2060	6.4120	-3,2060	22,3015	19,0955

Como apenas G4 possui demanda e G3' está apenas cooperando para vender a sua energia adicional, então todos os custos serão devidos a G4. Assim, fica:

Tabela 30 - Ajuste na divisão dos ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3  $DT(t_1)=50\text{kW}$

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G4	Total	G3'	G4	Total
3'	0	0	0	0	0	25,5075
4	0	0	0	0	25,508	
3'4	3,2060	3,2060	6.4120	0	19,0955	19,0955

Em  $t_2$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_2 = DT(t_2) = 125\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G3'(t_2) = 70.912 \text{ kW}$        $P_{\text{otim}}G4(t_2) = 54.088 \text{ kW}$

Sendo os ganhos e custos, por cada unidade de tempo em  $t_2$  dado na Tabela 31.

Tabela 31 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3:  $DT(t_2)=125\text{kW}$ 

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G4	Total	G3'	G4	Total
3'	0	0	0	0	0	52,05
4	0	0	0	0	52,05	
3'4	1,2571	1,2571	2.5143	-1,2571	50,793	49.5357

A mesma observação anterior se mantém aqui, em virtude de que apenas G4 demanda energia. Assim, a nova divisão de custo fica.

Tabela 32 - Ajuste da divisão dos ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 –  $DT(t_2) = 125\text{kW}$ 

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G4	Total	G3'	G4	Total
3'	0	0	0	0	0	52,05
4	0	0	0	0	52,05	
3'4	1,2571	1,2571	2.5143	0	49,5357	49.5357

Para  $t_3$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_3 = DT(t_3) = 80\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G3'(t_3) = 52.488 \text{ kW}$      $P_{\text{otim}}G4(t_3) = 27.5120 \text{ kW}$

Sendo os ganhos e custos, para cada unidade de tempo em  $t_3$  conforme Tabela 33.

Tabela 33 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 –  $DT(t_3)=80\text{kW}$ 

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G4	Total	G3'	G4	Total
3'	0	0	0	0	0	34.6120
4	0	0	0	0	35,99	
3'4	0,68875	0,68875	1,3775	-0,68875	35,301	34.6120

A mesma observação anterior se mantém aqui, em virtude de que apenas G4 demanda energia. Assim, a nova divisão de custo fica.

Tabela 34 - Ajuste da divisão dos ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3 –  $DT(t_3) = 80\text{kW}$ 

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G4	Total	G3'	G4	Total
3'	0	0	0	0	0	34,6120
4	0	0	0	0	35,99	
3'4	0,68875	0,68875	1,3775	0	34,6120	34,6120

O custo total otimizado, em todos os intervalos, será então dado para cada gerador por:

$$\begin{aligned} \text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G4}(t) &= \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G4}(t_1) * 10(\text{horas}) + \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G4}(t_2) * 11(\text{horas}) + \\ &+ \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G4}(t_3) * 3(\text{horas}) = 19,0955 * 10 + 49,5357 * 11 + 34,6120 * 3 = \text{R}\$839,68/\text{dia} \end{aligned}$$

$$\text{Custo T}_{\text{otim}}\text{G3}'(t) = \text{R}\$ 0,00/\text{dia}$$

E o custo total otimizado dos 2 geradores cooperados, em todos os intervalos de tempo, será:  $\text{CustoT}_{\text{otim}}\text{G3}'4(t) = \text{R}\$839,68/\text{dia}$

E o custo individual de geração de cada gerador, caso não cooperassem, seria:

$$\text{CustoIG3}'(t_{123}) = \text{R}\$ 0,00/\text{dia}$$

$$\text{CustoIG4}(t_{123}) = \text{R}\$ 935,60/\text{dia}$$

O custo total dos 2 geradores individuais seria a soma dos anteriores:  $\text{R}\$ 935,60/\text{dia}$

A diferença oferece o ganho total da otimização para os geradores cooperados:

- $\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t_{123}) = \text{R}\$ 95,92$  por dia de operação.
- Ganho para  $\text{G3}' = \text{R}\$47,95$  por dia de operação.

Este exemplo teve como objetivo apresentar os benefícios da cooperação parcial. O gerador  $\text{G3}'$  participa do Jogo 2 com parcialidade, ou seja, contribui com valores diferentes e inferiores da sua potência comprometida com o Jogo 1. Isto ocorre pelo fato de que o gerador  $\text{G3}$  já está comprometido com certos valores dentro do Jogo 1. Mesmo assim, o gerador  $\text{G3}$  consegue obter um ganho adicional quando participa do Jogo 2. Tendo percebido que dentro do Jogo 2 o gerador  $\text{G3}'$  só é solicitado em  $t_1$ , ele fica livre para cooperar em outros jogos visando aumentar o seu benefício total.

Observa-se no exemplo que a função de custo do Gerador  $\text{G4}$  apresenta custos marginais superiores ao da função do gerador  $\text{G3}$ , principalmente pelo fato de que  $\text{G4}$  é um gerador a gás natural.

Obviamente que para o Gerador  $\text{G3}$ , a escolha para participação em outro Jogo pode trazer ganhos maiores ou menores do que o conseguido quando ele cooperou no Jogo 2. Esta possibilidade de escolha para cooperação parcial é apresentada a seguir.

### 4.9 CASO 8: Seleção entre diferentes jogos para maximização dos benefícios globais de um jogador com cooperação parcial

Considera-se que existe um terceiro Jogo (Jogo 3) passível de cooperação entre os geradores. Com a existência do Jogo 3, o gerador G3 poderá avaliar os seus benefícios globais visando escolher o melhor Jogo para cooperar entre o Jogo 2 ou Jogo 3 ou ambos.

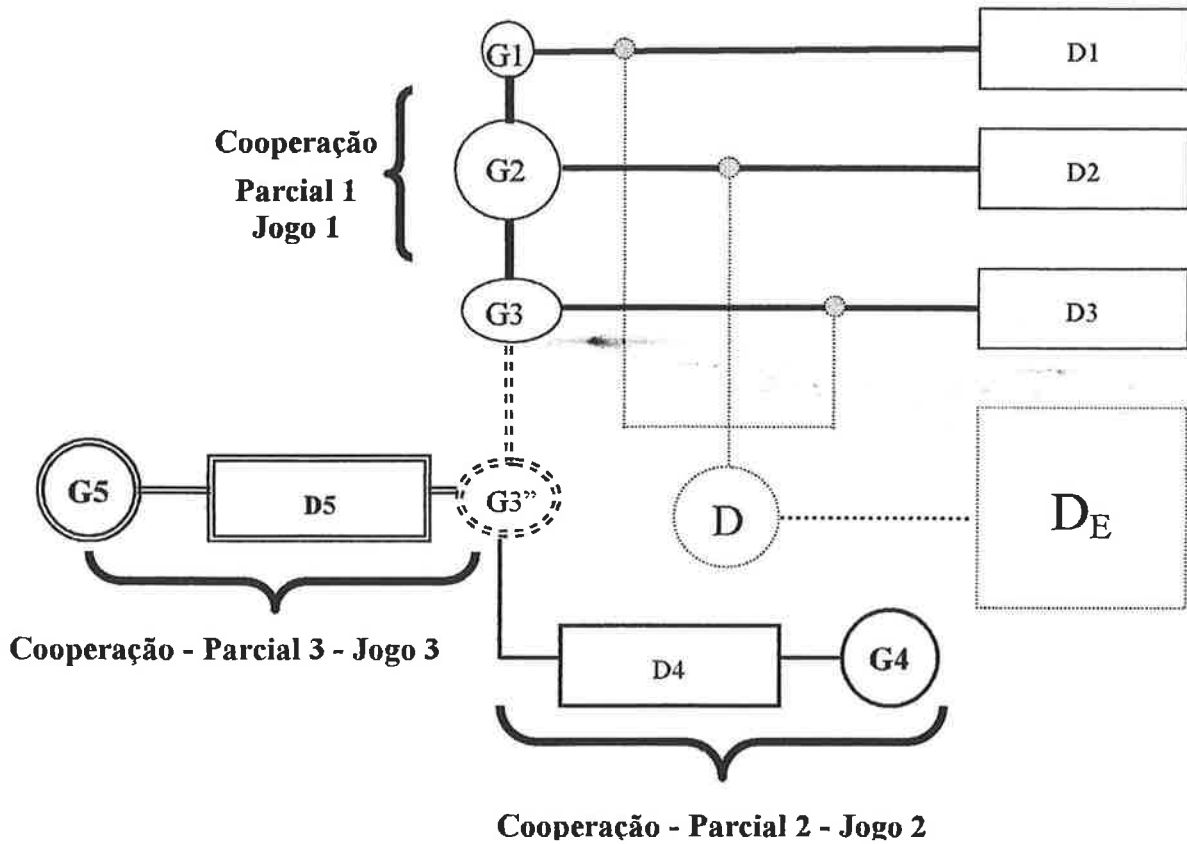


Figura 20 - Possibilidade de cooperação parcial de G3 nos Jogos 2 e 3.

Avaliam-se primeiramente os benefícios da cooperação dentro do Jogo 3.

As disponibilidades de G3 para os outros jogos se mantêm. Para efeito de diferenciação com G3' do Jogo 2, chamou-se G3 para o Jogo 3 de G3''.

Para t <sub>1</sub>	Para t <sub>2</sub>	Para t <sub>3</sub>
G3'': 256,57 kW	G3'': 107,64 kW	G3'': 95,86 kW

Considerando que a demanda D5 relacionada com o gerador G5 seja definida como:

<u>Demanda D5:</u>	Em $t_1$	Em $t_2$	Em $t_3$
	D5 = 35 kW	D5 = 50 kW	D5 = 80 kW

Sendo o Gerador G5 definido como:

$$G5: \{ 5,9766\text{kW} \leq P5 \leq 80\text{kW};$$

$$F_{\text{consp}G5} = 5,9766 + 0,1712 \cdot P5 + 0,0005 \cdot P5^2 \text{ (litros/h)}$$

$$F_{\text{customarg}G5} = 0,001 \cdot P5 + 0,1712 \text{ (R\$/kWh)}$$

Custo do Combustível de G5:  $Cc5$  (R\$/litro);

Preço de venda da energia de G5 =  $PG5$  (R\$/kWh)}

O gerador distribuído G5 é a diesel, modelo ONAN de 80kW. Os mesmos valores para G3'' são mantidos.

Nesta condição, calcularam-se os ganhos e custos para os geradores G3'' e G5.

Supondo os seguintes valores de potência comprometida:

Para $t_1$	Para $t_2$	Para $t_3$
G3'': 256.57 kW	G3'': 107.64 kW	G3'': 95.86 kW
G5 : 80 kW	G5 : 80 kW	G5 : 80 kW

Em  $t_1$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_1 = DT(t_1) = 35 \text{ kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}G3''}(t_1) = 19,3644 \text{ kW}$   $P_{\text{otim}G5}(t_1) = 15,6356 \text{ kW}$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_1$  conforme tabela 35.

Tabela 35 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3'' com G5 -  $DT(t_1)=35\text{kW}$

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Ganhos (R\$/h)		
	G3'	G5	Total	G3'	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	12,581
5	0	0	0	0	12,581	
3'5	0,16874	0,16874	0,3375	-0,16874	12,412	12,2436

Como apenas G5 possui demanda e G3'' está apenas cooperando para vender a sua energia adicional, então todos os custos serão devidos a G5 conforme tabela 36.



Tabela 36 - Ajuste da divisão dos ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3'' com G5 -  $DT(t_1)=35kW$

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Ganhos (R\$/h)		
	G3'	G5	Total	G3'	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	12,581
5	0	0	0	0	12,581	
3'5	0,16874	0,16874	0,3375	0	12,2436	12,2436

Para  $t_2$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_2 = DT_2(t_2) = 50 kW$

Resulta em:  $P_{otim}G3''(t_2) = 0 kW$        $P_{otim}G5(t_2) = 50 kW$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_2$  conforme tabela 37.

Tabela 37 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3'' com G5 -  $DT(t_2)=50kW$

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Ganhos (R\$/h)		
	G3'	G5	Total	G3'	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	15,7866
5	0	0	0	0	15,7866	
3'5	0	0	0	0	15,7866	15,7866

Para  $t_3$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da Cooperação em  $t_2 = DT(t_3) = 80 kW$

Resulta em:  $P_{otim}G3''(t_3) = 0 kW$        $P_{otim}G5(t_3) = 80 kW$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_3$  conforme Tabela 38.

Tabela 38 - Ganhos e custos com pseudo-cooperação de G3'' com G5 -  $DT(t_3)=80kW$

Coalizão	Ganhos (R\$/h)			Custos (R\$/h)		
	G3'	G5	Total	G3'	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	22,8726
5	0	0	0	0	22,8726	
3'5	0	0	0	0	22,8726	22,8726

O custo total otimizado, em todos os intervalos, será então dado para cada gerador por:

$$\text{Custo } T_{otim}G5(t) = \text{Custo } I_{otim}G5(t_1) * 10(h) + \text{Custo } I_{otim}G5(t_2) * 11(h) +$$

$$+ \text{Custo } I_{otim}G5(t_3) * 3(h) = 12,2436 * 10 + 15,7866 * 11 + 22,8726 * 3 = R\$364,71/dia$$

$$\text{Custo } T_{otim}G3''(t) = R\$ 0,00/dia$$

E o custo total otimizado dos 2 geradores cooperados, em todos os intervalos de tempo, será:  $\text{CustoT}_{\text{otimG3}}(t) = \text{R\$}364,71/\text{dia}$

E o custo individual de geração de cada gerador, caso não cooperassem, seria:

$$\text{CustoIG3}(t_{123}) = \text{R\$} 0,00/\text{dia} \quad \text{e} \quad \text{CustoIG5}(t_{123}) = \text{R\$} 366,40/\text{dia}$$

O custo total dos 2 geradores individuais seria a soma dos anteriores:  $\text{R\$} 366,40/\text{dia}$

A diferença oferece o ganho total da otimização para os geradores cooperados:

$$\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t_{123}) = \text{R\$} 3,38 \text{ por dia de operação.}$$

$$\text{Ganho para G3} = \text{R\$}1,69 \text{ por dia de operação}$$

Pode-se observar que para G3, o melhor benefício está em participar parcialmente do Jogo 2 do que no Jogo 3, tendo em vista que terá um valor de ganho maior.

#### **4.10 CASO 9: Seleção de dois jogos para maximização dos benefícios globais de um determinado gerador com coalizões parciais**

Uma terceira possibilidade é avaliar os ganhos da cooperação total entre os jogadores dos Jogos 2 e 3 com G3'.

Isto faz com que o novo Jogo, chamado de Jogo 4 e representado na Figura 21, tenha como jogadores os seguintes geradores distribuídos: G3', G4 e G5. E com demandas associadas em  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  iguais a:

Valores das demandas associadas:

<b>Para <math>t_1</math></b>	<b>Para <math>t_2</math></b>	<b>Para <math>t_3</math></b>
$D3''' = 0$	$D3''' = 0$	$D3''' = 0$
$D4 = 50 \text{ kW}$	$D4 = 125 \text{ kW}$	$D4 = 80 \text{ kW}$
$D5 = 35 \text{ kW}$	$D5 = 50 \text{ kW}$	$D5 = 80 \text{ kW}$
$DT = 85 \text{ kW}$	$DT = 175 \text{ kW}$	$DT = 160 \text{ kW}$

Com potências comprometidas em:

Para $t_1$	Para $t_2$	Para $t_3$
$G3'''$ : 256.57 kW	$G3'''$ : 107.64 kW	$G3'''$ : 95,86 kW
$G4$ : 125 kW	$G4$ : 125 kW	$G4$ : 125 kW
$G5$ : 80 kW	$G5$ : 80 kW	$G5$ : 80 kW

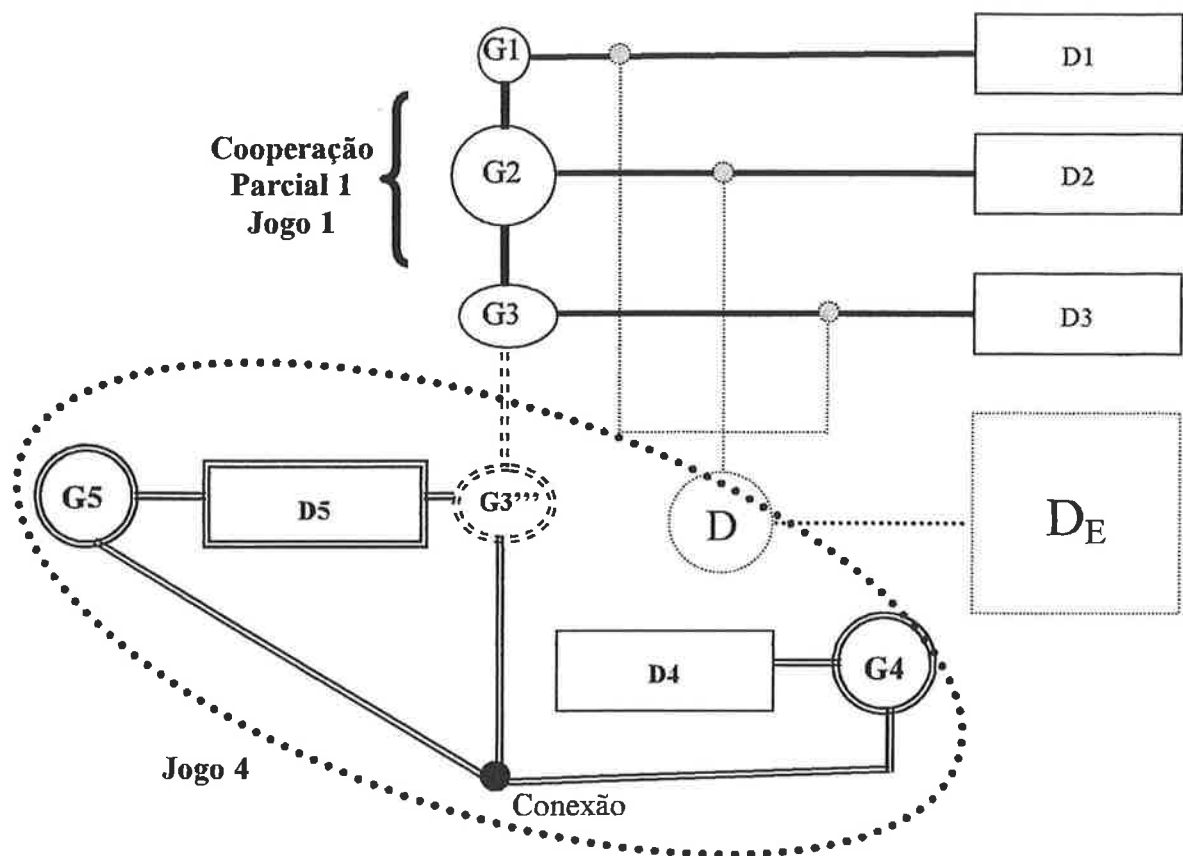


Figura 21 - Cooperação entre os geradores  $G3'''$ ,  $G4$  e  $G5$  para o Jogo 4.

Em  $t_1$  no Jogo 4, os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

$$P_{\text{otim}}G3'''(t_1) = 42,4547 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G4(t_1) = 8,4375 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G5(t_1) = 34,1078 \text{ kW}$$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em  $t_1$  dado conforme Tabela 39.

Tabela 39 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3''' com G4 e G5 - DT(t<sub>1</sub>) = 85kW.

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G3'	G4	G5	Total	G3'	G4	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	25,508	0	38.089
5	0	0	0	0	0	0	12,581	
3'4	3,206	3,206	0	0	-3,206	22,301	0	
3'5	0,16874	0	0,16874	0	-0,16874	0	12,412	
45	0	2,3953	2,3953	0	0	23,112	10,186	
3'45	1,6656	3,8922	0,85492	6,4128	-1,6656	21,615	11,726	31.6758
3'45	1,6656	3,8922	0,85492	6,4128	0	20,478	11,197	31.6758

Para t<sub>2</sub> no Jogo 4, os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

$$P_{\text{otim}}G3'''(t_2) = 64.912 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G4(t_2) = 30.088 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G5(t_2) = 80 \text{ kW}$$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em t<sub>2</sub> dado conforme Tabela 40.

Tabela 40 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3''' com G4 e G5 - DT(t<sub>2</sub>) = 175kW.

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G3'	G4	G5	Total	G3'	G4	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	52,05	0	67.837
5	0	0	0	0	0	0	15,7866	
3'4	1,2571	1,2571	0	0	-1,2571	50,793	0	
3'5	0	0	0	0	0	0	15,7866	
45	0	1,833	1,833	0	0	50,217	13,954	
3'45	1,1213	2,9543	1,6972	5.7728	-1,1213	49,096	14,089	62.0638
3'45	1,1213	2,9543	1,6972	5.7728	0	48,209	13,834	62.0638

Para t<sub>3</sub> no Jogo 4, os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

$$P_{\text{otim}}G3'''(t_3) = 52,488 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G4(t_3) = 27,512 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G5(t_3) = 80 \text{ kW}$$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo em t<sub>3</sub> dados conforme Tabela 41.

Tabela 41 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G3''' com G4 e G5 - DT(t<sub>3</sub>) = 160kW.

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G3'	G4	G5	Total	G3'	G4	G5	Total
3'	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	35,99	0	58.863
5	0	0	0	0	0	0	22,8726	
3'4	0,6888	0,6888	0	0	-0,6888	35,301	0	
3'5	0	0	0	0	0	0	22,8726	
45	0	0	0	0	0	35,989	22,8726	
3'45	0,6888	0,6888	0	1.3775	-0,6888	35,301	22,8726	57.4846
3'45	0,6888	0,6888	0	1.3775	0	34,878	22,599	57.4846

O custo total otimizado, em todos os intervalos de tempo, será então dado para cada gerador por:

$$\text{CustoT}_{\text{otimG3}}(t) = \text{R\$ } 0,00/\text{dia}$$

$$\text{CustoT}_{\text{otimG4}}(t) = \text{R\$ } 839,71/\text{dia}$$

$$\text{CustoT}_{\text{otimG5}}(t) = \text{R\$ } 331,94/\text{dia}$$

E o custo total otimizado dos 3 geradores cooperados será:  $\text{CustoT}_{\text{otimG3}}(t) = \text{R\$ } 1.171,65/\text{dia}$ . E o custo individual de geração de cada gerador, caso não cooperassem, seria:

$$\text{CustoIG3}(t_{123}) = \text{R\$ } 0,00/\text{dia}$$

$$\text{CustoIG4}(t_{123}) = \text{R\$ } 935,60/\text{dia}$$

$$\text{CustoIG5}(t_{123}) = \text{R\$ } 366,40/\text{dia}$$

O Custo total dos 3 geradores individuais = R\$ 1.302,00/dia

A diferença oferece o ganho total da otimização para os geradores cooperados:

$$\text{GanhoT}_{\text{otim}}(t_{123}) = \text{R\$ } 130,35 \text{ por dia de operação.}$$

$$\text{Ganho para G3}(t_{123}) = \text{R\$ } 31,06 \text{ por dia de operação}$$

#### **4.10.1 Comparação dos ganhos de um determinado gerador oriundo de diversas cooperações parciais.**

Com a possibilidade de cooperação parcial de um gerador distribuído em um ou mais jogos, torna-se possível determinar as melhores coalizões de forma a maximizar os ganhos totais para um determinado gerador.

Nas análises anteriores, o gerador G3 cooperou dentro do Jogo 1 com G1 e G2, obtendo um determinado ganho. Com essa cooperação, o gerador G3 ficou com uma potência disponível para negociar em outros jogos ou outras coalizões. Estas novas coalizões deram origem aos Jogos 2, 3 e 4, permitindo com que G3 avaliasse os melhores benefícios em cada uma delas.

Obviamente que a participação de G3 dentro de cada um dos jogos tornou-se parcial, em virtude de que ele não poderia mais disponibilizar a sua potência nominal em todos os jogos por já ter se comprometido inicialmente com o Jogo 1.

A Tabela 42 mostra os ganhos para o gerador G3 dentro das várias participações nos Jogos 1, 2, 3 e 4.

Tabela 42 - Ganhos da cooperação parcial de G3 em diversos Jogos.

Jogo	Coalizão Parcial	Ganhos diários de G3 (R\$)
1	G1, G2, G3	22,18
1 com Sobra	G1, G2, G3 vendendo a Sobra	182,36
2	G3', G4	47,95
3	G3'', G5	1,69
4	G3''', G4, G5	31,06

Pode-se observar que a melhor opção para G3 continua sendo a venda da sobra de energia obtida no Jogo 1. No entanto, para se realizar a venda da sobra ao mercado externo (por exemplo a distribuidora), deve ser avaliado o preço que o mercado está pagando pela Sobra de energia. Este preço, atualmente o PLD – Preço de Liquidação das Diferenças deve estar com valores altos para atrair a distribuidora a adquirir uma energia oriunda de geração distribuída. Caso contrário a distribuidora optará por comprar a energia no mercado e não de geradores distribuídos. Outra observação importante é considerar a possibilidade de perda que a distribuidora poderá obter caso esteja com uma quantidade de energia inferior ao seu mercado. Nesta situação a distribuidora poderá adquirir energia de geradores distribuídos para evitar ser multada pela insuficiência na aquisição de energia para o seu mercado. Alguns estudos [11] apontam esta opção de aquisição de energia de GD, como sendo uma energia virtualmente disponível na área de concessão da distribuidora. A chamada *Geração Virtual de Energia* permite com que a distribuidora se proteja e diminua os riscos de multa caso não adquira a quantidade necessária para suprimento do seu mercado. Ou então garanta uma quantidade de energia disponível em caso de escassez de energia no mercado ou altos preços no PLD.

Outra observação importante, e que não faz parte do atual estudo é considerar a aquisição de energia a partir de GD após a análise do *Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD*, permitido atualmente pela legislação em vigor.

Uma negociação de preços entre os proprietários dos geradores distribuídos com a distribuidora fará com que os ganhos para os geradores sejam maiores ou menores.

A Tabela 43 mostra os ganhos de G3 em várias cooperações.

Tabela 43 - Ganho total para G3 considerando sua participação no Jogo 1 com os demais jogos.

Jogo	Coalizão Parcial	Ganhos diários de G3 (R\$)
1	G1, G2, G3	22,18
1 com D	G1, G2, G3 vendendo para D	182,36
2	G1, G2, G3, (G3', G4)	70,13
3	G1, G2, G3, (G3'', G5)	23,87
4	G1, G2, G3, (G3''', G4, G5)	53,24

Com a tabela anterior, pode-se selecionar dentre as opções de cooperação, quais são as mais vantajosas para G3. A melhor opção, após o Jogo 1 com venda de excedente para a distribuidora, é a opção do Jogo 2. Nesta opção, o gerador G3 participa parcialmente do Jogo 1 disponibilizando a potência excedente para o Jogo 2. Obviamente que o gerador G4 é um gerador a gás, permitindo com que o ganho para G3 seja maior que os demais verificados nos Jogos seguintes.

Observa-se com isso, que a cooperação entre geradores distribuídos pode trazer benefícios maiores quando um deles coopera parcialmente do que se comprometesse 100% de sua potência nominal para um único Jogo.

Outra observação importante é que nos estudos apresentados anteriormente, apenas G3 participou parcialmente dos demais jogos. O motivo principal foi o fato de que G3 possui potência excedente em todos os períodos de tempo, o que não acontece com G1 e G2. Mas, nada impede que sejam avaliados os ganhos para G1 e G2 em cooperações parciais com G4 e G5. O exemplo anterior não visou esgotar as possibilidades de cooperação, mas apenas apresentar o algoritmo necessário para se avaliar cooperações entre geradores distribuídos que

participam de forma parcial em mais de um jogo cooperativo. Ficando a critério do leitor em avaliar outras possibilidades, inclusive com diferentes tipos de geradores, combustíveis e tecnologias de geração distribuída, podendo ainda utilizar outras ferramentas para buscar a forma ótima de cooperação, por exemplo através de algoritmos genéticos.

#### **4.11 CASO 10: Pseudo-participação de um gerador na cooperação e cálculo do prêmio**

Avalia-se neste item a participação de um gerador, por exemplo G1, em um jogo cooperado com G2 e G3 onde apenas G1 disponibiliza uma potência excedente para o mercado externo. Essa configuração é aqui chamada de “pseudo-participação com venda de excedente para o mercado externo”.

Duas abordagens são feitas, de forma a se avaliar os ganhos em cada uma delas.

##### **4.11.1 Primeira abordagem: o gerador G1 disponibiliza para a cooperação com G2 e G3 100% da sua demanda associada.**

Esta abordagem reflete o que foi apresentado nos itens anteriores. Encontrando-se através de um despacho econômico os valores mínimos para uma cooperação através da qual se determinam os valores de potência excedente a ser comercializada.

##### **4.11.2 Segunda abordagem: o gerador G1 disponibiliza para a cooperação com G2 e G3 um valor inferior à sua demanda associada.**

Esta abordagem fará com que os outros geradores G2 e G3 tenham que assumir a parte da demanda associada a G1, não comprometida por ele.

Define-se que o gerador G1 está participando de forma pseudo-cooperada, ou seja, participa do jogo cooperativo mas não disponibilizando o mínimo necessário para suprir a sua própria demanda associada.



A idéia por detrás desta abordagem é a de que o gerador G1 pretende ganhar mais com a venda da sua energia do que simplesmente com a cooperação entre os jogadores. Obviamente que isto só será possível caso os geradores permitam, bem como as análises de ganho indiquem benefícios globais a todos os geradores. Caso contrário não se efetivará na realidade este tipo de cooperação.

As análises a seguir seguem a mesma metodologia do algoritmo anterior.

Primeiramente se determinam as demandas associadas com cada um dos geradores em cada intervalo de tempo. Na seqüência, é feita a otimização via *Lagrange*, para posteriormente se avaliar a divisão de custos e ganhos via *Shapley*, onde a consideração adicional de venda de potência excedente para o mercado externo é quantificada para G1.

Consideraram-se aqui os mesmos patamares de carga do Exemplo 5.1.B (Jogo 1). Adotou-se que em todos os períodos, G1 cooperou com apenas 70% ( $\mu_1 = 0,7$ ) de sua potência nominal. Isso representa  $P_{comp}G1(t) = 68,95kW$ .

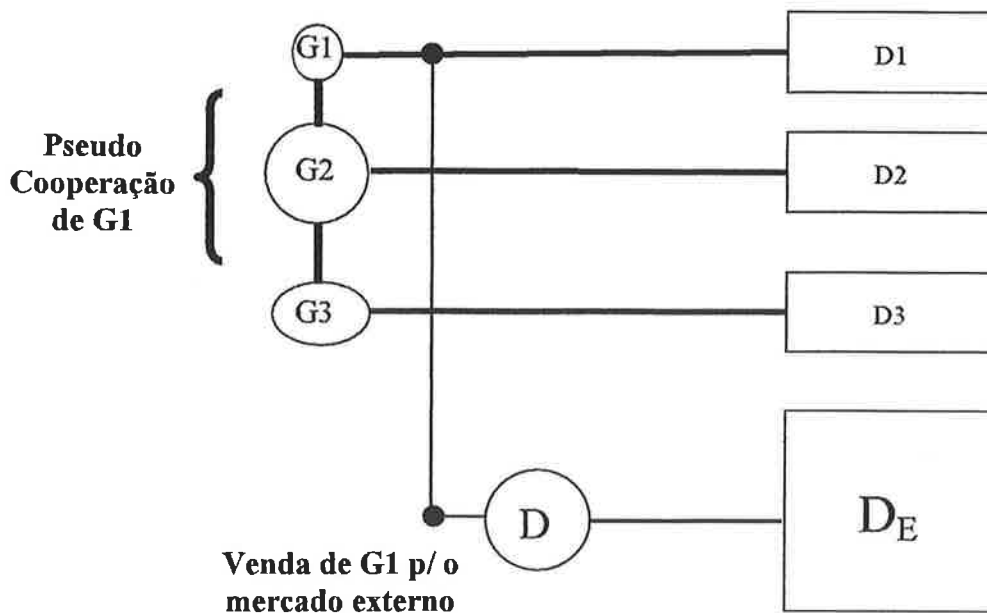


Figura 22 – Estrutura de pseudo-cooperação de G1 no Jogo 1 com venda para o mercado externo.

O gerador G1 possui uma potência excedente de  $98,5kW - 68,95kW = 29,55kW$  a ser comercializada com o mercado externo.



Para  $t_2$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_2 = DT(t_2) = 780\text{kW}$

$D_{\text{assoc}}G1(t_2)=60\text{kW}$        $D_{\text{assoc}}G1(t_2)=320\text{kW}$        $D32(t_2)=400\text{kW}$

$P_{\text{comp}}G1(t_2)=68,95\text{kW}$ ,       $P_{\text{comp}}G2(t_2)=320\text{kW}$ ,       $P_{\text{comp}}G3(t_2)=509\text{kW}$

Resulta em  $P_{\text{otim}}G1(t_2)=68,95\text{ kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G2(t_2)=297,029\text{kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G3(t_2)=414,021\text{kW}$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo  $t_2$  conforme Tabela 45.

Tabela 45 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G1 (70%) com G2 e G3 -  $DT(t_2) = 780\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		19,008	0	0	
2	0	0	0		0	89,888	0	214.3560
3	0	0	0		0	0	105,46	
12	0,27047	0,27047	0		18,738	89,618	0	
13	0,15459	0	0,15459		18,853	0	105,31	
23	0	0,11161	0,11161		0	89,776	105,35	
123	0,29347	0,25049	0,13461	0,6786	18,715	89,638	105,33	213.6774

Para  $t_3$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_3 = DT(t_3) = 807,5\text{kW}$

$D_{\text{assoc}}G1(t_3) = 98,5\text{kW}$        $D_{\text{assoc}}G2(t_3) = 200\text{kW}$        $D_{\text{assoc}}G3(t_3) = 509\text{kW}$

$P_{\text{comp}}G1(t_3) = 68,95\text{kW}$  (70%),       $P_{\text{comp}}G2(t_3)=320\text{kW}$ ,       $P_{\text{comp}}G3(t_3)=509\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G1(t_3)=68,95\text{ kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G2(t_3)=312,743\text{kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G3(t_3)=425,807\text{kW}$

Sendo os ganhos e custos, por unidade de tempo  $t_3$  dado conforme Tabela 46.

Tabela 46 - Ganhos e custos da pseudo-cooperação de G1 (70%) com G2 e G3 -  $DT(t_3) = 807,5\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		29,251	0	0	
2	0	0	0		0	56,48	0	227.4879
3	0	0	0		0	0	141,76	
12	0,28457	0,28457	0		28,966	56,195	0	
13	-0,77271	0	-0,77271		30,024	0	142,53	
23	0	3,216	3,216		0	53,264	138,54	
123	-0,5021	3,4866	2,4293	5.4139	29,753	52,993	139,33	222.0741

Comparando-se os resultados pode-se concluir que a pseudo-cooperação de G1 no

Jogo 1 resulta numa redução no ganho global. Isso acontece porque não se estabelece a melhor condição de despacho econômico em todos os intervalos de tempo.

A Tabela 47 mostra a comparação entre os ganhos e custos com G1 participando de forma plena (com 100%: potência comprometida = demanda associada) e de forma pseudo-cooperada (potência comprometida = 70% da demanda associada).

Tabela 47 - Comparação de ganhos e custos para pseudo-participação de G1 (70%).

Coalizão 123		Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
		G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
G1 100%	t1	0,98311	0,3491	1,1767	2,5089	13,289	34,891	62,403	110,583
	t2	0,71844	0,5780	0,1216	1,4181	18,290	89,310	105,34	212,940
	t3	0,09585	3,3119	3,0243	6,4320	29,155	53,168	138,73	221,056
G1 70%	t1	0,98235	0,3483	1,1782	2,5089	13,290	34,892	62,402	110,584
	t2	0,29355	0,2505	0,1346	0,6786	18,715	89,638	105,33	213,677
	t3	-0,50210	3,4866	2,4293	5,4139	29,753	52,993	139,33	222,074

Observa-se que os valores dos ganhos são menores para G1 nos períodos de tempo em que ele é solicitado a gerar ( $t_2$  e  $t_3$ ). Já para G2 ele é menor em  $t_2$  e maior em  $t_3$  e para G3 ele é menor somente em  $t_3$ .

Para se comparar os ganhos de G1 com participação plena e pseudo-cooperação, torna-se necessário calcular os ganhos diários de G1.

O custo total otimizado por dia de G1 com participação plena (comprometendo 100% de sua demanda associada) =  $\text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_1) \cdot 10(\text{horas}) + \text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_2) \cdot 11(\text{horas}) +$

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t_3) \cdot 3(\text{horas})$$

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t) (100\% \text{ cooperado}) = 13,289 \cdot 10 + 18,29 \cdot 11 + 29,155 \cdot 3 = \text{R}\$421,54/\text{dia}$$

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t) (\text{individual sem cooperação}) = \text{R}\$ 439,56/\text{dia}$$

$$\text{CustoI}_{\text{otim}}\text{G1}(t) (\text{pseudo-cooperado com } 70\%) = \text{R}\$ 428,02/\text{dia}$$

Observa-se que os outros geradores tiveram perdas pelo fato de que G1 está pseudo-cooperado. Se G1 desejar manter o ganho global, dividindo os benefícios para G2 e G3 e mantendo-se pseudo-cooperado, ele precisará vender a sua potência excedente a um preço que pague o custo adicional devido à pseudo-cooperação.

Repetindo-se os cálculos, podem-se encontrar estas perdas:

Para G2:

$\text{Custo}_{\text{I}_{\text{otim}}}\text{G2}(t)$  (com G1 cooperado 100%) = R\$ 1.490,824

$\text{Custo}_{\text{I}_{\text{otim}}}\text{G2}(t)$  (com pseudo-cooperação de G1 em 70%) = R\$1.493,917

Perda de G2: R\$3,093/dia

Para G3:

$\text{Custo}_{\text{I}_{\text{otim}}}\text{G3}(t)$  (com G1 cooperado 100%) = R\$ 2.198,960

$\text{Custo}_{\text{I}_{\text{otim}}}\text{G3}(t)$  (com pseudo-cooperação de G1 em 70%) = R\$2.200,64

Perda de G3: R\$1,68/dia

O gerador G1 possui um excedente de 30% de sua potência nominal, podendo vender esse excedente para o mercado externo. Considera-se que esse excedente é uma potência firme, pelo fato de que existirá ao longo de todos os intervalos de tempo.

O gerador G1 pode vender esse excedente para a distribuidora por exemplo, mas precisa saber qual o mínimo valor de venda. Esse valor mínimo está condicionado ao seu custo de geração em cada intervalo da cooperação. As mesmas observações feitas para G3 no item 4.8 são necessárias para a determinação dos custos de geração de G1 em cada intervalo de tempo considerado.

No estudo da pseudo-cooperação, o gerador G1 encontra-se gerando 6kW (mínimo) em  $t_1$ , e 68,95kW em  $t_2$  e  $t_3$ . Isso significa que ele se encontra em um valor de custo marginal (R\$/kWh) iguais a:

$$F_{\text{customarg}}\text{G1}(t_1) = [0,001 * P + 0,1868] * (Cc1) = [0,001 * 6 + 0,1868] * 1,0 = 0,1928$$

$$F_{\text{customarg}}\text{G1}(t_2) = [0,001 * P + 0,1868] * (Cc1) = [0,001 * 68,95 + 0,1868] * 1,0 = 0,25575$$

$$F_{\text{customarg}}\text{G1}(t_3) = [0,001 * P + 0,1868] * (Cc1) = [0,001 * 68,95 + 0,1868] * 1,0 = 0,25575$$

E assim sucessivamente para todos os períodos, a nova função de custo marginal de G1, chamada aqui de G1' para a pseudo-cooperação, em  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  fica em (R\$/kWh):

$$\text{Para } t_1: F_{\text{customarg}}G1'(t_1) = [0,001*P1 + 0,19280]$$

$$\text{Para } t_2: F_{\text{customarg}}G1'(t_2) = [0,001*P1 + 0,25575]$$

$$\text{Para } t_3: F_{\text{customarg}}G1'(t_1) = [0,001*P1 + 0,25575]$$

#### 4.11.2.1 *Análise da venda de excedente e prêmio da coalizão*

Considerando que G1' pretende vender a potência excedente para a distribuidora, torna-se necessário determinar o menor valor de venda de maneira a manter os ganhos no mínimo iguais a uma cooperação onde a potência comprometida é igual à demanda associada (100% cooperado).

Na situação com 100% cooperado o custo de G1 é igual a R\$ 421,545 e na pseudo-cooperação o seu custo é de R\$428,024. A diferença no valor de R\$6,479 representa a perda de ganho na otimização ou custo adicional devido à pseudo-cooperação de G1.

Como a pseudo-cooperação de G1 exige 70% de sua potência nominal, o restante sobre 98,5kW, está disponível para venda. Então, o mínimo valor que G1 precisa vender esse excedente de 29,55kW deve ser um valor que cubra a perda do ganho mais o custo de geração com a venda do excedente de 29,55kW.

O custo de geração com a venda do excedente de G1 em  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ , em (R\$/h) fica:

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{exc}}G1(t_1) = \{ & [(0,0005*(6+29,55)^2 + 0,1868*(6+29,55) + 6]*1,0\} + \\ & - [(0,0005*(6)^2 + 0,1868*(6) + 6]*1,0\} * 10 = \text{R}\$61,34 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{exc}}G1(t_2) = \{ & [(0,0005*(98,5)^2 + 0,1868*(98,5) + 6]*1,0\} + \\ & - [(0,0005*(68,95)^2 + 0,1868*(68,95) + 6]*1,0\} * 11 = \text{R}\$87,94 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{\text{exc}}G1(t_3) = \{ & [(0,0005*(98,5)^2 + 0,1868*(98,5) + 6]*1,0\} + \\ & - [(0,0005*(68,95)^2 + 0,1868*(68,95) + 6]*1,0\} * 3 = \text{R}\$23,98 \end{aligned}$$

Custo adicional com a venda do excedente individual de G1 pseudo-cooperado é igual à soma dos custos adicionais em todos os períodos = R\$173,26/dia. A perda de ganho na otimização devido à pseudo-cooperação = R\$6,479/dia.

Isso implica que G1 poderá vender os seus 29,55kW de sobra considerando algumas opções a seguir:

- 1) G1 vende a potência excedente com objetivo de cobrir a perda de ganho quando estava cooperado com 100% mais os custos com a venda do excedente somente dele. Neste caso deverá vender a um valor mínimo de (R\$173,26 + R\$6,479) R\$179,74/dia, o que equivale a R\$0,253/kWh. Qualquer valor superior a este mínimo representa o lucro de G1.
- 2) G1 vende a potência de sobra com objetivo de cobrir a perda de ganho dele e dos demais jogadores G2 e G3 e os custos com a venda do excedente dele. Neste caso deverá vender a um valor mínimo de (R\$173,26 + R\$6,479 + R\$3,093 + R\$1,68) R\$184,51/dia, o que equivale a R\$0,260/kWh. Qualquer valor superior a este mínimo representa o lucro de G1.
- 3) G1 vende a potência excedente com objetivo de cobrir a perda de ganho dele e dos demais jogadores G2 e G3 e os custos com a venda do excedente dele, bem como paga um prêmio para os geradores G2 e G3 por suprirem parte da sua demanda associada. Neste caso deverá vender a um valor mínimo de (R\$173,26 + R\$6,479 + R\$3,093 + R\$1,68) R\$184,51/dia + prêmio, o que equivale a (R\$0,246/kWh + prêmio). Qualquer valor superior a este mínimo representa o lucro de G1.

A Tabela 48 resume os custos de G1 com as suas cooperações.

Tabela 48 - Custos de G1 em diversas cooperações.

Cooperação de G1	Coalizão	Custos diários de G1 (R\$)
Individual	G1	439,56
100%	G1, G2, G3	421,54
70% sem venda de excedente e sem cobrir perdas de ganho e outros custos	G1, G2, G3	428,02
70% com venda de excedente cobrindo somente a sua perda de ganho e seus custos	G1, G2, G3, D*	601,28 (421,54 + 179,74)
70% com venda de excedente e cobrindo as todas as perdas de ganho e custos	G1, G2, G3, D*	606,06 (421,54 + 184,51)
70% com venda de excedente e cobrindo as todas as perdas de ganho e custos + prêmio	G1, G2, G3, D*	606,06 + prêmio (421,545 + 184,512 + prêmio)

\* Supôs-se que o mercado externo está representado pela distribuidora "D".

Obviamente, que a seleção de qualquer das opções acima depende da aprovação dos jogadores que estarão cooperando. Na teoria dos jogos, uma coalizão somente se estabelecerá se os jogadores entenderem que os seus benefícios individuais serão interessantes.

Por outro lado, para o gerador que vende excedente, o prêmio tende a ser um limitante de preço da energia para venda de excedentes no mercado externo. Se o valor da energia no mercado estiver baixo, o prêmio a ser pago pode ser alto, não viabilizando a venda de excedente. Se o valor da energia estiver alto, o pagamento do prêmio pode compensar, viabilizando o excedente. A valoração do prêmio depende do valor de venda do excedente negociado com a distribuidora. A sua determinação pode levar em conta os valores negociados entre o vendedor de excedente e o mercado externo, podendo vir a ser distribuído proporcionalmente ao grau de geração adicional que os outros geradores (G2 e G3) assumiram de G1.

Quando da definição dos tipos de prêmios, pôde-se verificar que cada um deles está associado com um motivo. A saber:

- *Prêmio pago a coalizão pelo não comprometimento (Premio<sub>comprom</sub>)*

$$\text{Premio}_{\text{comprom}} = K1 * [D_{\text{assoc}}(t) - P_{\text{comp}}(t)]$$

- *Prêmio devido à não otimização (Premio<sub>otim</sub>)*

$$\text{Premio}_{\text{otim}} = K2 * [\text{Ganho}_{T_{\text{otim}}}(t) - \text{Ganho}_{T_{\text{Nãootim}}}(t)]$$

- *Prêmio devido ao cenário pessimista (Premio<sub>cenario</sub>)*

$$\text{Premio}_{\text{cenario}} = K3 * [(\text{Ganho}_{T_{\text{otim}}}(t) - \text{Ganho}_{T_{\text{cenario}}}(t)]$$

Com o Caso 10 pôde-se avaliar melhor o fator K2 relacionado com a perda de ganho devido à pseudo-cooperação de um gerador. Este fator pode ser estabelecido como sendo o valor do preço da energia no mercado, por exemplo, significando a perda de oportunidade que os geradores tiveram em assumirem uma demanda adicional devido à não otimização.



Já o fator K1, relacionado com o não comprometimento de um dos jogadores, pode ser estabelecido entre os geradores participantes da coalizão. Talvez relacionado com o potencial de ganho de venda do excedente ou proporcional ao valor do kW excedente. Este valor deve ser definido em comum acordo entre os geradores cooperados. Uma sugestão seria utilizar a filosofia do valor da demanda de ultrapassagem, que nada mais representa a necessidade de um cliente em “demandar” além do que foi contratado.

Para a determinação do fator prêmio K3, torna-se necessário avaliar os custos e ganhos em alguns cenários de variação da demanda associada com o gerador cooperado. Suponha três cenários, um pessimista, um médio e outro otimista. O cenário pessimista representa um aumento na demanda associada do gerador que está vendendo excedente. Nesta situação, o gerador que teve a sua demanda associada aumentada, devido ao cenário pessimista, deverá pagar um prêmio aos demais geradores que assumirão este aumento.

Para analisar o fator K3 suponha o mesmo exemplo do Caso 10, onde G1 está pseudo-cooperado comprometendo 70% de sua demanda associada para a cooperação e que sua demanda associada, em todos os intervalos de tempo aumenta em 20%.

Em  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  os ganhos e custos no **cenário pessimista** podem ser calculados conforme estão apresentados nas Tabelas 49, 50 e 51 respectivamente. Para todos os períodos as potências comprometidas de G1, G2 e G3 são:

$$P_{\text{comp}}G1(t_1) = 68,95\text{kW} (70\%), \quad P_{\text{comp}}G2(t_1) = 320\text{kW}, \quad P_{\text{comp}}G3(t_1) = 509\text{kW}$$

Para  $t_1$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

$$\text{Demanda total da cooperação em } t_1 = DT_1 = 348\text{kW}$$

$$D_{\text{assoc}}G1(t_1) = 48\text{kW} \quad D_{\text{assoc}}G2(t_1) = 100\text{kW} \quad D_{\text{assoc}}G3(t_1) = 200\text{kW}$$

$$\text{Resulta em: } P_{\text{otim}}G1(t_1) = 6 \text{ kW}; \quad P_{\text{otim}}G2(t_1) = 86,14\text{kW}; \quad P_{\text{otim}}G3(t_1) = 255,86\text{kW}$$

Tabela 49 - Ganhos e custos de G1 pseudo-cooperado com G2 e G3 em cenário pessimista (aumento de 20%) -  $DT(t_1) = 348\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		16,118	0	0	
2	0	0	0		0	35,24	0	114,9384
3	0	0	0		0	0	63,58	
12	0,4290	0,4290	0		15,689	34,811	0	
13	1,4196	0	1,4196		14,699	0	62,16	
23	0	0,5016	0,5016		0	34,738	63,078	
123	1,273	0,3550	1,3456	2,9736	14,845	34,885	62,234	111,9648

Para  $t_2$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_2 = DT(t_2) = 792\text{kW}$

$D_{\text{assoc}}G1(t_2)=72\text{kW}$        $D_{\text{assoc}}G2(t_2)=320\text{kW}$        $D32(t_2)=400\text{kW}$

Resulta em  $P_{\text{otim}}G1(t_2)=68,95\text{ kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G2(t_2)=303,89\text{kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G3(t_2)= 419,16\text{kW}$

Tabela 50 - Ganhos e custos de G1 pseudo-cooperado com G2 e G3 em cenário pessimista (aumento de 20%) -  $DT(t_2) = 792\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		22,042	0	0	
2	0	0	0		0	89,888	0	217,3896
3	0	0	0		0	0	105,46	
12	-0,04332	-0,04332	0		22,085	89,931	0	
13	-0,05085	0	-0,05085		22,092	0	105,51	
23	0	0,11161	0,11161		0	89,776	105,35	
123	-0,07911	0,08335	0,07582	0,0801	22,121	89,805	105,38	217,3095

Para  $t_3$  os valores otimizados conforme Lagrange ficam:

Demanda total da cooperação em  $t_3 = DT(t_3) = 827,2\text{kW}$

$D_{\text{assoc}}G1(t_3) = 118,2\text{kW}$        $D_{\text{assoc}}G2(t_3) = 200\text{kW}$        $D_{\text{assoc}}G3(t_3) = 509\text{kW}$

Resulta em:  $P_{\text{otim}}G1(t_3) = 68,95\text{ kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G2(t_3)=320,00\text{kW}$ ;  $P_{\text{otim}}G3(t_3)= 438,25\text{kW}$

Tabela 51 - Ganhos e custos de G1 pseudo-cooperado com G2 e G3 em cenário pessimista (aumento de 20%) -  $DT(t_3) = 827,2\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		35,065	0	0	
2	0	0	0		0	56,48	0	233,3024
3	0	0	0		0	0	141,76	
12	0,5713	0,5713	0		34,494	55,909	0	
13	-1,1545	0	-1,1545		36,22	0	142,91	
23	0	3,216	3,216		0	53,264	138,54	
123	-0,6575	3,713	1,9872	5,0427	35,723	52,767	139,77	228,2597

Repetindo-se os procedimentos do item 4.11.2 tem-se para G1, G2 e G3, os valores dos custos e ganhos otimizados estão apresentados na Tabela 52.

Tabela 52 – Custos e ganhos diários de G1, G2 e G3 em várias cooperações e quando G1 está em um cenário pessimista com aumento de sua demanda associada em 20%.

Cooperação de G1	Custos Individuais Otimizados (R\$/dia)			Ganhos Individuais Otimizados (R\$/dia)		
	G1	G2	G3	G1	G2	G3
Individual	439,56	1.510,61	2.221,14	0	0	0
100% cooperado	421,54	1.490,82	2.198,96	18,02	19,79	22,18
Pseudo-cooperado (70%)	428,02	1.493,92	2.200,64	11,54	16,69	20,50
Cenário pessimista (20%)	498,95	1.495,01	2.200,83	9,89 (49,50)	15,60	20,31

Pode-se observar na tabela 52 que o cenário pessimista faz com que o ganho individual otimizado se reduza para todos os geradores cooperados. Isto ocorre porque no cenário pessimista os geradores operam em um ponto de otimização diferente (e com custos marginais mais altos) do que quando todos estavam cooperando 100%. A última linha da tabela 52 mostra os ganhos com relação à cooperação em que todos os geradores comprometem 100% de suas potências com as suas respectivas demandas associadas. Observa-se para G1 que, além de ter tido uma perda no ganho, ele terá que pagar o aumento da sua demanda (na tabela o valor de R\$49,50).

O prêmio devido ao cenário pessimista deve ser um valor que compense a perda de ganho dos geradores que assumiram o aumento de demanda de G1.

Por exemplo, para G2, o valor do seu ganho quando G1 estava comprometendo 100%

de sua demanda associada era R\$19,79. Quando houve o cenário pessimista, G2 passou a ganhar R\$15,60. Uma perda de ganho de R\$4,19/dia.

Assim, o prêmio devido ao cenário pessimista a ser pago para G2 e G3 deve ser:

$$\text{Premio}_{\text{cenário}}G2(t) = K3 * [19,79 - 15,60] = K3 * 4,19$$

$$\text{Premio}_{\text{cenário}}G3(t) = K3 * [22,18 - 20,31] = K3 * 1,87$$

O fator K3 precisa ser um valor que, no mínimo, mantenha os ganhos para G2 e G3 quando estavam cooperados.

O fator K3 também deve representar a demanda ultrapassada por G1. No instante em que G1 apresentou um cenário pessimista, G2 e G3 assumiram esse aumento de demanda de G1. Pode ser interpretado como sendo uma demanda de ultrapassagem e desta forma K3 precisa ser estabelecido não somente devido à perda de ganho mas também relacionado com o aumento de demanda. Ou então considerar a perda de oportunidade que os geradores G2 e G3 tiveram quando assumiram a demanda ultrapassada de G1. Esta perda de oportunidade poderia ser calculada como sendo o valor da demanda ultrapassada pela tarifa de mercado no instante da ultrapassagem.

Outra observação é que os ganhos apresentados na tabela 52 referem-se a valores diários, representando prêmios diários. Pode ser de interesse de algum gerador a definição do prêmio por período. Neste caso basta calcular as perdas no ganho e os respectivos aumentos de demanda assumidos pelos geradores para o cálculo do fator K3 em cada intervalo de tempo.

#### 4.11.2.2 *Mínimo valor para uma pseudo-cooperação.*

No exemplo anterior foi estabelecida uma pseudo-cooperação de G1 pois ele se comprometia 70% da sua demanda associada para a cooperação formada por G1, G2 e G3. Esta é uma das muitas opções de coalizão possíveis. Nesta situação o limite mínimo para a pseudo-cooperação de G1 depende da potência total comprometida na cooperação ( $PT_{\text{comp}}(t)$ )

dos jogadores G2 e G3 e o valor da máxima demanda total da cooperação ( $DT(t)$ ).

No exemplo anterior, a potência total comprometida na cooperação de G2 e G3 era de  $(320\text{kW} + 509\text{kW}) P_{\text{comp}}(t) = 829\text{kW}$  e a máxima demanda total da cooperação que ocorreu em  $t_3$ , era  $DT(t) = 807,5\text{kW}$ . Nesta condição, G1 poderá vir a pseudo-cooperar com um mínimo de  $(829 - 807,5) P_{\text{comp}}G1(t) = 21,5\text{kW}$ , ou seja, 21,82% da sua potência nominal.

Nesta mínima cooperação, os custos e ganhos dos geradores nos períodos de tempo  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ , estão resumidos na Tabela 53. E a Tabela 54 compara todas as situações apresentadas.

Tabela 53 - Ganhos e custos para a mínima pseudo-cooperação de G1  $P_{\text{comp}}G1(t)=21,5\text{kW}$ .

Coalizão	Ganhos em $t_1$ (R\$/h)				Custos em $t_1$ (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		14,272	0	0	113.0920
2	0	0	0		0	35,24	0	
3	0	0	0		0	0	63,58	
12	0,30802	0,30802	0		13,964	34,932	0	
13	1,1356	0	1,1356		13,136	0	62,444	
23	0	0,50161	0,50161		0	34,738	63,078	
123	0,98311	0,34912	1,1767	2.5089	13,289	34,891	62,403	110.5831
Coalizão	Ganhos em $t_2$ (R\$/h)				Custos em $t_2$ (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		19,008	0	0	214.3560
2	0	0	0		0	89,888	0	
3	0	0	0		0	0	105,46	
12	-0,79888	-0,79888	0		19,807	90,687	0	
13	-1,4871	0	-1,4871		20,495	0	106,95	
23	0	0,11161	0,11161		0	89,776	105,35	
123	-1,8278	-0,22909	-0,91728	-2.9741	20,836	90,117	106,38	217.3301
Coalizão	Ganhos em $t_3$ (R\$/h)				Custos em $t_3$ (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		29,251	0	0	227.4879
2	0	0	0		0	56,48	0	
3	0	0	0		0	0	141,76	
12	-0,71995	-0,71995	0		29,971	57,2	0	
13	-2,4245	0	-2,4245		31,675	0	144,18	
23	0	3,216	3,216		0	53,264	138,54	
123	-2,8422	2,7983	1,0937	1,0498	32,093	53,682	140,66	226.4381

Tabela 54 - Comparação de ganhos e custos para mínima pseudo-cooperação de G1  $P_{comp}G1=21,5kW$ .

Coalizão G1, G2, G3	Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)				
	G1	G2	G3	Totais	G1	G2	G3	Total	
<b>G1</b> 100%	t1	0,98311	0,3491	1,1767	<b>2,5089</b>	13,289	34,891	62,403	<b>110,583</b>
	t2	0,71844	0,5780	0,1216	<b>1,4181</b>	18,290	89,310	105,34	<b>212,940</b>
	t3	0,09585	3,3119	3,0243	<b>6,4320</b>	29,155	53,168	138,73	<b>221,056</b>
<b>G1</b> 70%	t1	0,98235	0,3483	1,1782	<b>2,5089</b>	13,290	34,892	62,402	<b>110,584</b>
	t2	0,29355	0,2505	0,1346	<b>0,6786</b>	18,715	89,638	105,33	<b>213,677</b>
	t3	-0,50210	3,4866	2,4293	<b>5,4139</b>	29,753	52,993	139,33	<b>222,074</b>
<b>G1</b> míni- mo	t1	0,98311	0,34912	1,1767	<b>2,5089</b>	13,289	34,891	62,403	<b>110,583</b>
	t2	-1,8278	-0,22909	-0,91728	<b>-2,9741</b>	20,836	90,117	106,38	<b>217,330</b>
	t3	-2,8422	2,7983	1,0937	<b>1,0498</b>	32,093	53,682	140,66	<b>226,438</b>

Pode-se observar que em  $t_2$ , quando G1 é mínimo, o valor de ganho para G2 e G3 apresentam-se negativos. Isto mostra que a cooperação com G1 ao mínimo valor possível não se torna interessante para os geradores G2 e G3, pois eles perdem com a coalizão.

O menor valor que G1 deve comprometer na pseudo-cooperação que faz com que os valores de ganho de G2 e G3 sejam positivos (ou no mínimo nulos) em todos os períodos de tempo é igual a  $P_{comp}G1(t)=53,37kW$ . Esse valor foi obtido com a execução do algoritmo desenvolvido em todos os patamares de carga e com a variação da pseudo-participação de G1 até se encontrar os valores de ganho (no mínimo nulos) para G2 e G3 em todos os períodos.

Como a teoria dos jogos tenta representar os interesses dos jogadores, ela serve para nos auxiliar a determinar os limites de uma cooperação. Caberá aos jogadores aceitar ou não as possíveis cooperações para um determinado jogo.

Para se obter uma sensibilidade maior sobre o efeito da pseudo-cooperação de um jogador no jogo, realizou-se uma análise mais detalhada para compreender a relação entre a demanda total cooperada e os ganhos dos geradores em situações onde os mesmos cooperam de forma limitada, ou realizam uma pseudo-cooperação. Essa análise de sensibilidade está apresentada no APÊNDICE 1.

Tabela 55 - Ganhos e custos para a mínima potência comprometida de G1 na pseudo-cooperação com G2 e G3 -  $P_{comp}G1(t)=53,37kW$ .

Coalizão	Ganhos em $t_1$ (R\$/h)				Custos em $t_1$ (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		14,272	0	0	
2	0	0	0		0	35,24	0	113.0920
3	0	0	0		0	0	63,58	
12	0,30802	0,30802	0		13,964	34,932	0	
13	1,1356	0	1,1356		13,136	0	62,444	
23	0	0,50161	0,50161		0	34,738	63,078	
123	0,98311	0,34912	1,1767	2.5089	13,289	34,891	62,403	110.5831
Coalizão	Ganhos em $t_2$ (R\$/h)				Custos em $t_2$ (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		19,008	0	0	
2	0	0	0		0	89,888	0	214.3560
3	0	0	0		0	0	105,46	
12	-0,1164	-0,11644	0		19,124	90,004	0	
13	-0,161	0	-0,161		19,169	0	105,62	
23	0	0,11161	0,11161		0	89,776	105,35	
123	-0,2280	0,044571	0	-2.9741	19,236	89,843	105,46	214.5395
Coalizão	Ganhos em $t_3$ (R\$/h)				Custos em $t_3$ (R\$/h)			
	G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
1	0	0	0		29,251	0	0	
2	0	0	0		0	56,48	0	227.4879
3	0	0	0		0	0	141,76	
12	0,15335	0,15335	0		29,098	56,327	0	
13	-1,2592	0	-1,2592		30,51	0	143,02	
23	0	3,216	3,216		0	53,264	138,54	
123	-1,0449	3,4303	2,0177	4,4031	30,296	53,05	139,74	223.0849

A Tabela 56 apresenta a comparação com todas as opções de cooperação de G1.

Tabela 56 - Comparação de ganhos e custos para pseudo-participação de G1.

Coalizão 123 no intervalo		Ganhos (R\$/h)				Custos (R\$/h)			
		G1	G2	G3	Total	G1	G2	G3	Total
G1 100%	t1	0,9831	0,3491	1,1767	2,5089	13,289	34,891	62,403	110,583
	t2	0,7184	0,5780	0,1216	1,4181	18,290	89,310	105,34	212,940
	t3	0,0958	3,3119	3,0243	6,4320	29,155	53,168	138,73	221,056
G1 70%	t1	0,9824	0,3483	1,1782	2,5089	13,290	34,892	62,402	110,584
	t2	0,2936	0,2505	0,1346	0,6786	18,715	89,638	105,33	213,677
	t3	-0,5021	3,4866	2,4293	5,4139	29,753	52,993	139,33	222,074
G1 mínimo	t1	0,9831	0,3491	1,1767	2,5089	13,289	34,891	62,403	110,583
	t2	-1,8278	-0,2291	-0,9173	-2,9741	20,836	90,117	106,38	217,330
	t3	-2,8422	2,7983	1,0937	1,0498	32,093	53,682	140,66	226,438
G1 mínimo comprometido	t1	0,9831	0,3491	1,1767	2,5089	13,289	34,891	62,403	110,583
	t2	-0,2280	0,0446	0	-2,9741	19,236	89,843	105,46	214,540
	t3	-1,0449	3,4303	2,0177	4,4031	30,296	53,05	139,74	223,085

A pseudo-cooperação pode funcionar como uma opção de negócio para os geradores. Poderá haver momentos em que o valor da energia para venda no mercado externo esteja atrativo, assim, a cooperação poderá estabelecer qual o gerador que irá vender o excedente no mercado e obter com isso maiores ganhos do que se estivessem simplesmente cooperando entre si. Obviamente que quanto mais pseudo-cooperado um gerador estiver, maior será o seu risco de não atendimento da sua demanda associada. Outra opção para venda de excedentes para o mercado externo pode ocorrer de forma individual, ou seja, cada gerador individualmente vende seus excedentes para o mercado externo.

Suponha que um investidor tenha interesse em realizar uma pseudo-cooperação com outros geradores deixando uma determinada potência excedente a ser negociada no mercado externo. Para esse investidor, a quantificação do risco da sua opção é de fundamental importância. Com um valor de risco associado com cenário relativo às variações da sua demanda associada e dos preços do mercado externo o investidor pode escolher com mais segurança a sua opção em pseudo-cooperar.

O item seguinte apresenta uma análise simplificada de risco para o investidor interessado em pseudo-cooperar.

#### **4.12 Caso 11: Análise dos riscos para um gerador pseudo-cooperado**

A opção de um investidor em cooperar com outros geradores deve passar não somente pela avaliação dos ganhos da cooperação, mas também pela avaliação dos riscos envolvidos com esta cooperação.

Dois são os riscos aqui considerados: Risco de variação do preço do mercado externo e risco associado com a variação da demanda associada com o gerador.

Para a análise consideraram-se três cenários com suas respectivas probabilidades de ocorrência.



- **Cenário otimista:**
  - a demanda associada do gerador diminui (dcl – demanda de carga leve)
  - o preço da energia no mercado externo aumenta (pmp - preço do mercado pesado);
- **Cenário médio:**
  - a demanda associada com o gerador se mantém nos níveis estabelecidos pelo gerador (dcm – demanda de carga média)
  - o preço da energia no mercado externo se mantém dentro do esperado (pmm - preço de mercado médio);
- **Cenário pessimista:**
  - a demanda associada com o gerador aumenta (dcp – demanda de carga pesada)
  - o preço da energia no mercado externo diminui (pml – preço de mercado leve);

A variação da demanda associada e do preço do mercado externo são independentes, podendo ocorrer uma combinação de cenários para cada uma delas.

Adotou-se as seguintes probabilidades associadas com cada cenário:

- **Cenário otimista:**
  - Probabilidade da demanda associada diminuir: dcl = 30%
  - Probabilidade do preço no mercado externo aumentar: pmp = 20%
- **Cenário médio:**
  - Probabilidade da demanda associada não variar: dcm = 50%
  - Probabilidade do preço no mercado externo não variar: pmm = 60%
- **Cenário pessimista:**
  - Probabilidade da demanda associada aumentar: dcp = 20%
  - Probabilidade do preço no mercado externo diminuir: pml = 20%

Considerando como exemplo os valores de demanda associada para o gerador G1,

torna-se possível avaliar o risco envolvido em cada cenário. Como premissas considerou-se a seguinte situação: O gerador G1 quer analisar o seu risco de cooperar ou não com os geradores G2 e G3. Ele possui como demanda comprometida os valores:  $D_{\text{comp}}G1(t_1) = 40\text{kW}$ ,  $D_{\text{comp}}G1(t_2) = 60\text{kW}$  e  $D_{\text{comp}}G1(t_3) = 98,5\text{kW}$ . A sua potência nominal é de  $P_{\text{nom}}G1(t) = 98,5\text{kW}$ .

Para cada cenário onde estão sendo variados os valores de demanda associada pela variação do preço de energia do mercado externo, encontra-se uma probabilidade total de ocorrência deste cenário. O risco de cada cenário pode ser interpretado como sendo a diferença entre 100% das ocorrências com a probabilidade total de ocorrência.

Para cada cenário foi calculado o ganho total do gerador. Adotou-se os valores do preço de mercado para exemplificar o cálculo do risco. Em cada cenário encontra-se uma potência individual otimizada que deduzida da potência nominal determina-se a potência exportada.

Para cada cenário foram calculados os seguintes dados:

- Ganho individual otimizado ( $\text{Ganho}_{\text{otim}}G1(t)$ ),
- Ganho pela venda da potência excedente ( $\text{Ganho}_{\text{exc}}G1(t)$ );
- Cálculo do prêmio pelo não comprometimento ( $\text{Premio}_{\text{comprom}}G1(t)$ );
- Cálculo do prêmio devido à não otimização ( $\text{Premio}_{\text{otim}}G1(t)$ );
- Cálculo do prêmio devido ao cenário pessimista ( $\text{Premio}_{\text{cenario}}G1(t)$ );
- Cálculo do custo com a venda do excedente ( $\text{Custo}_{\text{exc}}G1(t)$ );
- Receita com a venda do excedente ( $\text{Receita}_{\text{exc}}G1(t)$ ).

Encontrando-se assim o ganho total do gerador ( $\text{Ganho}_{\text{total}}G1(t)$ ).

$$\text{Ganho}_{\text{total}}G1(t) = \{[(\text{Receita}_{\text{Dassoc}}(t) - \text{Custo}_I(t)) + (\text{Receita}_{\text{exc}}G1(t) - \text{Custo}_{\text{exc}}G1(t))] + (\text{Ganho}_{\text{otim}}G1(t) - \text{Premio}_{\text{comprom}}G1(t) - \text{Premio}_{\text{otim}}G1(t) - \text{Premio}_{\text{cenario}}G1(t))\} * t$$

Em cada cenário as respectivas potências otimizadas para G1, G2 e G3, bem como os ganhos associados foram expressos na tabela 57.

Tabela 57 – Potências otimizadas e ganhos de G1, G2 e G3 para diversos cenários de demanda associada de G1 em  $t_1$ .

Cenário	Potência Comprometida de G1 (kW)	Demanda Associada de G1 (kW)	Resultados	G1	G2	G3
Otimista	40	32	$P_{otim}$ (kW)	6,00	77,00	249,00
			Ganho <sub>Otim</sub> (R\$/h)	0,7160	0,3596	1,0106
Médio	40	40	$P_{otim}$ (kW)	6,00	81,57	252,43
			Ganho <sub>Otim</sub> (R\$/h)	0,9831	0,3491	1,1767
Pessimista	40	48	$P_{otim}$ (kW)	6,00	86,14	255,86
			Ganho <sub>Otim</sub> (R\$/h)	1,2730	0,3550	1,3456

Supôs-se a tarifa para a demanda associada como sendo fixa em R\$ 0,45/kWh em todos os intervalos de tempo.

Para o cálculo dos prêmios, considerou-se que a perda de oportunidade devida aos geradores que assumiram a ultrapassagem.

Ótimo x Ótimo

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*32-12,49)+(0,35*58,5-12,99)]+(0,716-0-0-0)\} * 10 = \text{R\$}101,11$$

Ótimo x Médio

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*32-12,49)+(0,30*58,5-12,99)]+(0,716-0-0-0)\} * 10 = \text{R\$}71,86$$

Ótimo x Pessimista

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*32-12,49)+(0,25*58,5-12,99)]+(0,716-0-0-0)\} * 10 = \text{R\$}42,61$$

Médio x Ótimo

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*40-14,27)+(0,35*58,5-12,99)]+(0,9831-0-0-0)\} * 10 = \text{R\$}121,98$$

Médio x Médio

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*40-14,27)+(0,30*58,5-12,99)]+(0,9831-0-0-0)\} * 10 = \text{R\$}92,73$$

Médio x Pessimista

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*40-14,27)+(0,25*58,5-12,99)]+(0,9831-0-0-0)\} * 10 = \text{R\$}63,48$$

Pessimista x Ótimo

$$\text{Ganho}_{\text{totalG1}}(t_1) = \{[(0,45*48-16,12)+(0,35*58,5-12,99)]+1,2730-0-[(86,14+$$

$$- 81,57)*0,35 + (255,86 - 252,43)*0,35] - [(48-40)*0,35]]} * 10 = R\$86,38$$

Pessimista x Médio

$$\text{Ganho total G1}(t_1) = \{[(0,45*48 - 16,12) + (0,30*58,5 - 12,99)] + 1,2730 - 0 - [(86,14 +$$

$$- 81,57)*0,30 + (255,86 - 252,43)*0,30] - [(48-40)*0,30]]\} * 10 = R\$66,42$$

Pessimista x Pessimista

$$\text{Ganho total G1}(t_1) = \{[(0,45*48 - 16,12) + (0,25*58,5 - 12,99)] + 1,2730 - 0 - [(86,14 +$$

$$- 81,57)*0,25 + (255,86 - 252,43)*0,25] - [(48-40)*0,25]]\} * 10 = R\$43,88$$

Nestas condições, podem-se encontrar as probabilidades de ocorrências dos ganhos, conforme Tabela 58. Dessa tabela é possível calcular que o risco de, por exemplo, o ganho ser inferior a R\$ 45,00 é de 10%, obtido pela soma das probabilidades totais dos cenários 3 e 9.

Tabela 58 – Ganhos de G1 e suas probabilidades de ocorrência, em  $t_1$ .

Cenários em $t_1$	Demanda Associada (kW)	Probabilidade Demanda Associada (%)	Preço Mercado (R\$/kWh)	Probabilidade Preço Mercado (%)	Prob. Total (%)	Ganho total do gerador (R\$)
1 Otim. x Otim.	32	30	0,35	20	6	101,11
2 Otim. x Méd.	32	30	0,30	60	18	71,86
3 Otim. x Pessim.	32	30	0,25	20	6	42,61
4 Méd. x Otim.	40	50	0,35	20	10	121,98
5 Méd. x Méd.	40	50	0,30	60	30	92,73
6 Méd. x Pessim.	40	50	0,25	20	10	63,48
7 Pessim. x Otim.	48	20	0,35	20	4	86,38
8 Pessim. x Méd.	48	20	0,30	60	12	66,42
9 Pessim. x Pessim.	48	20	0,25	20	4	43,88

Obviamente que a análise anterior deve ser estendida para várias potências comprometidas do gerador em todos os intervalos de tempo, de forma que possa ser possível a avaliação do risco de maneira global de um investidor em comprometer mais ou menos na cooperação.

## CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 Conclusões

As oportunidades de aplicação de geração distribuída no setor elétrico brasileiro têm motivado a pesquisa e a concepção de várias formas de sua implementação.

No entanto, há diversas barreiras de caráter comercial, regulatório, econômico e mesmo técnico que tem dificultado o ritmo de expansão da geração distribuída.

A proposta defendida nesta tese constitui uma interessante superação algumas dessas barreiras porquanto apresenta soluções sob os seguintes pontos de vista:

- **comercial:** estabelecendo uma relação equilibrada entre os controladores de um conjunto de geradores distribuídos que suprem, de forma cooperada, uma demanda “cativa”, cujo atendimento é de responsabilidade dessa coalizão e ainda, permite que um ou mais membros dessa coalizão ofereça(m) parte de sua capacidade de produção ao mercado externo, otimizando a receita, tanto de si como da cooperação. Os ganhos advindos da cooperação em relação à operação individual são repartidos de forma justa e equilibrada, pela função de *Shapley*, respeitando o benefício marginal agregado por cada gerador quando da adesão à cooperação. Mecanismos de compensação estimulam a utilização otimizada da capacidade ociosa do sistema para atendimento do mercado externo, respeitando a natureza de aversão ou propensão ao risco dos agentes. O modelo proposto prevê, no relacionamento bilateral agente-cooperação, o limite mínimo de capacidade de geração que deve ser comprometido, em cada período de carga (leve, média e ponta), por cada um dos agentes e também a penalidade, por meio do cálculo do valor de um prêmio pago à cooperação, caso haja transgressão desses limites.

- **econômico:** apresentando um procedimento que otimiza o custo de produção da cooperação, por meio de técnicas fundamentadas na teoria dos jogos cooperativos, a medida que determina para cada condição de carga, a melhor participação de cada gerador para atendimento dos requisitos de demanda, com base nos custos globais de produção. Adicionalmente, a capacidade ociosa do conjunto de geradores é utilizada para otimizar a receita por meio do atendimento do mercado externo à coalizão, a qual é compartilhada conforme os riscos que cada um dos agentes se dispõe a correr.
- **técnico:** os geradores distribuídos operam interligados por uma micro-rede física, podendo ser despachada por meio de um centro regional que utiliza sistema de telecomunicação. Essa solução se espelha, guardadas as devidas proporções, na operação do sistema interligado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, onde um centro de despacho analisa os requisitos de demanda *on line*, e comanda a produção de cada unidade, considerando a disponibilidade prevista, os melhores custo marginais e a segurança do suprimento. Nota-se que a receita de cada gerador é matéria regida pelo contrato bilateral celebrado entre as partes, que considera a energia efetivamente produzida em cada membro da cooperação e os condicionantes apresentados no item comercial acima.
- **regulatório:** o modelo proposto prevê um relacionamento equilibrado quanto aos interesses dos agentes produtores, da concessionária de distribuição representada pelo “mercado externo à coalizão” e a sociedade como um todo. Com efeito, otimiza os custos de produção e minimiza a capacidade ociosa, beneficiando o investidor e o consumidor, disponibiliza uma fonte de energia alternativa para distribuidora contribuindo para a otimização dos investimentos na expansão e proporciona aumento na oferta de energia elétrica com recursos de investidores.

O modelo proposto apresenta condições de avaliar os vários tipos de cooperação possíveis entre geradores distribuídos com ou sem venda de sobra ou excedentes para o mercado externo. Possibilita ainda avaliar os ganhos e custos envolvidos em cada situação de cooperação. Vale lembrar que a pseudo-cooperação, vista como sendo uma saudável combinação da cooperação entre geradores distribuídos para otimizar os custos de produção com a disponibilidade individual para aproveitamento de oportunidades de receitas adicionais, pode ser uma importante alternativa para investidores atraídos pela receita certa sem perda de oportunidades de risco.

Conclui-se portanto, que o modelo de avaliação proposto é uma importante contribuição para a expansão do parque geração distribuída, com todas as vantagens disso advindas.

## **5.2 Contribuições**

O modelo de solução para quantificação e alocação de custos e ganhos referentes à pseudo-cooperação de geradores distribuídos em um jogo é a principal contribuição deste trabalho. Com este modelo, consegue-se maximizar os benefícios de uma cooperação em relação àqueles obtidos somente com o despacho econômico, incluindo contribuições como:

- Avaliar as pseudo-cooperações entre geradores distribuídos, analisando os seus ganhos e custos frente a situações de participação parcial em jogos cooperativos.
- Determinar e alocar em cada cooperação de forma justa os ganhos e custos associados a cada gerador;
- Determinar o ganho de um jogador (gerador) que coopera parcialmente em dois ou mais jogos (micro redes);
- Avaliar os valores mínimos de comprometimento de um gerador em uma cooperação de forma a garantir o atendimento às cargas cooperadas e também

possibilitar a venda de sobra ou potência excedente para o mercado externo, sem transgredir um nível de risco pré-estabelecido.

- Quantificar os valores mínimos de energia a ser comercializada por uma cooperação de geradores distribuídos com a distribuidora, permitindo a esta avaliar a viabilidade de dispor de capacidade adicional de oferta de energia em sua área de concessão (Usando o conceito de *Geração Virtual de Energia*).
- Analisar o risco individual de cada gerador em auferir um ganho inferior a um valor pré-determinado, considerando possíveis cenários de demanda e preço de energia do mercado externo.

### **5.3 Trabalhos Futuros**

O caráter conceitual deste trabalho enseja outras ações para aperfeiçoamento do modelo proposto e mesmo de desenvolvimento de assuntos correlatos que, pela natureza desta pesquisa foram apenas conceituados ou citados.

Assim, dentro da linha de pesquisa abrangida por este trabalho propõe-se para desenvolvimentos futuros os seguintes temas:

- Pesquisa e especificação de fundamentos para estabelecer o relacionamento comercial entre a distribuidora, representada pelo “mercado externo”, considerando várias modalidades de suprimento, como: reserva de contingência, atendimento durante o período de ponta; operação na base da curva de carga, serviços ancilares como o fornecimento de reativo, etc..
- Desenvolvimento de modelo regulatório para quantificar o custo de conexão e do uso do sistema de distribuição de energia para micro redes.
- Estudos técnicos para especificar procedimentos de operação em micro-rede.



- Desenvolvimento de sistemas de monitoramento e medição simplificados para utilização em cooperação de geradores distribuídos.
- Desenvolvimento de algoritmos para alocação dos custos e ganhos, em ambientes difusos.
- Desenvolvimento de algoritmos para avaliar o aumento de confiabilidade que uma micro-rede pode proporcionar para um sistema de distribuição, no sentido de subsidiar o cálculo de tarifas adequadas a serem praticadas nos contratos bilaterais distribuidora-cooperação;
- Desenvolvimento de sistema capaz de quantificar os reais ganhos e perdas em tempo real.
- Pesquisa para aperfeiçoamento dos coeficientes dos prêmios decorrentes das transgressões de critérios previstos no modelo.
- Pesquisa para avaliar as implicações de novas tecnologias, diferente das estudadas no modelo, como por exemplo células combustíveis.
- Pesquisa para aperfeiçoar o modelo com mecanismos de proteção contra perdas excessivas, como garantias e seguros.
- Pesquisa para determinar a melhor forma de cooperação, por exemplo através de algoritmos genéticos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. El-Khattan, M. M. A. Salama, *Distributed Generation technologies, definitions and benefits*, Electric Power Systems Research, Elsevier, 71, 2004.
- [2] T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, "What is Distributed Generation?" *International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects*, Estocolmo, Suécia, Jun, 2001.
- [3] E. Malfa, "ABB on Sustainable Energy Markets", Università di Brescia, 2002.
- [4] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, *PRODIST - Procedimentos da Distribuição*. Brasília, DF, 2006.
- [5] ENERGY, Center, "Fuel Cell for Distributed Generation - A Technology and Market Summary", Report 193-1, March 2000.
- [6] E. E. S. LORA, J. Haddad, et. al., *Geração Distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*: Editora Interciência, 2006.
- [7] CEPREL, "Estudo Comparativo de Microssistemas de Geração Baseados em Combustíveis", Relatório Técnico DPP/PER-1165/01, dezembro de 2001.
- [8] P. H. R. P. Gama, M. R. Gouvea, "Impactos comerciais para uma distribuidora de energia com autoprodução residencial de energia a partir de células combustíveis", Enershow - Feira e Congresso - São Paulo/SP, Outubro, 2002.
- [9] CALIFORNIA, Energy Commission, "Distributed Generation Strategic Plan", June 2002. [www.energy.ca.gov](http://www.energy.ca.gov)
- [10] EPRI, Electrical Power Research Institute, *Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution System*, EPRI Withe Paper 1004061, EPRI, Palo Alto, CA, 2001.
- [11] EPRI, Electrical Power Research Institute, "Utility Dispatch of Customer-Sited Distributed Energy Assets", Primer EPRI, Paper DE-PP-31, Palo Alto, CA, 2004.
- [12] Allen J. Wood, "Power Generation Operation and Control", 2 Edition, by John Wiley & Sons, Inc. 1996.
- [13] Von Neumann, J. and O. Morgenstern, "Theory of Games and Economic Behavior", Princeton University Press, 1944.
- [14] Shapley, L. S., "A Value for n-person games", *Annals of Mathematics Studies* 28, 307-317, 1953.
- [15] R. J. Aumann, S. Hart, *Handbook of Game Theory with Economic Applications*, Elsevier Science, Vol. II, 1994.

- [16] J. M. Zolezzi, H. Rudnick, "*Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation*", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 17, no 4, november 2002.
- [17] N. X. Jia, R. Yokoyama, "*Profit allotment of IPPs in Retail Electric Market Based on Cooperative Game Theory*", IEEE Trans. On Power System, 2002.
- [18] M. Tsurumi, et. al., "*A Shapley function on a class of cooperative fuzzy game*", European Journal of Operational Research 129, pgs. 596-618, 2001.
- [19] Conseil International des Grands Réseaux Electriques - CIGRE, *Development of Dispersed Generation and Consequences for Power Systems*, Final Report, July 2003.
- [20] P. H. R. P. Gama, M. R. Gouvea, "*The Commercial Impact for a Utility with Residential Cogeneration from Fuel Cells*", International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Barcelona, May 2003.
- [21] X. Tan, T. T. Lie, "*Application of the Shapley Value on Transmission cost allocation in the competitive power market environment*", IEE Proceedings, 2002.

#### **Outras Referências Consultadas**

- [22] Borbely, Anne-Marie, "*Combined Heat & Power: Energy Reliability and Supply Enhancement*", U. S. Department of Energy, Battelle Memorial Institute, 2001.
- [23] R. D. Deblasio, T. S. Basso, "*Status on Developing IEEE Standart P1547 for Distributed Power Resources and Electric Power Systems Interconnection*, March 2002.
- [24] Aubin, "*Cooperative Fuzzy Games*", Mathematical of Operations Research 6, 1-13, 1981.
- [25] M. Grabisch; "*A Graphical interpretation of the Choquet Integral*"; IEEE Trans. On Fuzzy Systems, vol. 8, no 5, October 2000.
- [26] Choquet G., "*Theory of Capacities*, Annales de I'nstitut Fourier 5, 131-295, 1953/54.
- [27] Owen, G. "*Multilinear extentions of games*, Management Science 18, 64-79, 1972.
- [28] Akasaka, Y.; Onisawa, T.; "*Individual Pedestrian Navigation Using Fuzzy Measures and Integrals*", IEEE Trans. On Fuzzy Systems, 2006.
- [29] Mares, M.; *Fuzzy Cooperative Games: Cooperation with Vague Expectations*; New York: Physica Verlag, 2001.
- [30] Branzei, R.; Dimitrov, D.; Tijs, S.; *Models in Cooperative Game Theory: Crisp, Fuzzy and Multi-Choice Games*; Springer Verlag, 2005.
- [31] M. Sugeno, "*Theory of fuzzy integrals and its applications*", Ph.D. Thesis, Tokyo Institute of Technology, Tokyo, 1974.

- [32] M. Sugeno, *Fuzzy measures and fuzzy integrals: a survey*, in: M. M. Gupta, G.N. Saridis and B.R. Gaines (Eds.), *Fuzzy Automata and Decision Processes*, (North-Holland, Amsterdam, 1977): 89–102.
- [33] T. Murofushi, M. Sugeno, "A theory of fuzzy measures. Representation, the Choquet integral and null sets", *Journal of Mathematical Analysis and Applications* 159/2 (1991) 532–549.
- [34] T. Murofushi, M. Sugeno, "Fuzzy t-conorm integrals with respect to fuzzy measures: generalization of Sugeno integral and Choquet integral", *Fuzzy Sets and Systems* 42 (1991) 57–71.
- [35] T. Murofushi, M. Sugeno, "Non-additivity of fuzzy measures representing preferential dependence", In 2nd Int. Conf. on Fuzzy Systems and Neural Networks, Iizuka, Japan, July 1992, pp. 617–620.
- [36] M. Sugeno, "Theory of fuzzy integrals and its applications", Ph.D. Thesis, Tokyo Institute of Technology, Tokyo, 1974.
- [37] UDRING, D., Balzer, G., Schmitt O., Wildenhain, A., "Impact on Power System by Fuel Cells Supplying Residential Buildings", IEEE Porto Power Tech Conference 10th-13th September, Porto Portugal, 2001.
- [38] BROWN, Richard E., Et Alli, "Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion", Paper IEEE 2001.
- [39] DOE, US Department of Energy, "Fuel Cell Report to the Congress - Interim Assesment", April 2002. [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)
- [40] FAROOQUE, M., Maru, C. H., "Fuel Cells - The Clean and Efficient Power Generators", Proceedings of the IEEE, Vol. 89, No 12, December 2001.
- [41] HANDBOOK, Fuel Cell, Fifth Edition, EG&G Services Parsons, Inc. Science Applications International Corporation, October 2000.
- [42] HOLCOMB, Franklin H., Michael J. Binder, William R. Taylor, J. Michael Torrey, and John F. Westerman, "Phosphoric Acid Fuel", Construction Engineering Research Laboratory, December 2000
- [43] LOS ALAMOS, National Laboratory, "Fuel Cells - Green Power", 1999. [www.education.lanl.gov/resources](http://www.education.lanl.gov/resources)
- [44] SCHEFFLER, Jorg, "Operation of Low Voltage Distribution Networks with Decentralised Combined Heat and Power Fuel Cell System for Residential Application, Paper IEEE, 2001.
- [45] SMALLWOOD, Cameron L., P.E., United Electric Cooperative Services, Inc. "Distributed Generation in Autonomous and Non-Autonomous Micro Grid", IEEE paper, 2002.

## APÊNDICE 1 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Este Apêndice apresenta uma análise das variações das potências comprometidas de cada gerador visando quantificar os ganhos em cada situação. Para isso, variou-se os valores de potência comprometida ( $P_{comp}$ ) de G1, G2 e G3 de 10 em 10% com relação à suas potências nominais ( $P_{nom}$ ), e mantendo-se os valores de demanda total associada (DT) em 340kW, 780kW e 807.5kW obtendo-se os resultados a seguir. Nas tabelas, o  $G_{máx}$  significa o valor máximo da potência comprometida.

Pode-se notar que nem sempre o ganho aumenta quando do aumento da participação de G1 no jogo. Isto acontece pois o valor de carga é quem define se o despacho de G1 deve ou não ocorrer. Observa-se que o ganho de G1 não varia para valores de cooperação de G1 com o patamar de carga total igual a  $DT=340kW$ . Isso se dá pelo fato de que o gerador G1 não é solicitado a despachar, ficando o custo marginal da cooperação dependente apenas de G2 e G3.

Já para o valor de carga total igual a 780kW, o ganho de G1 e conseqüentemente os demais, variam com a variação da participação de G1 no jogo. Isto pode ser explicado por dois motivos principais. O primeiro está relacionado com o despacho econômico: à medida que G1 aumenta a sua participação, ele permite que o despacho econômico aconteça a um custo marginal menor, implicando no aumento de ganho para todos os cooperados. O segundo motivo está relacionado com o valor da demanda total. Como a DT está em 780kW, isso significa que G1 contribui para a cooperação desde o seu menor valor até o máximo da sua capacidade instalada.

As mesmas observações valem para a demanda total de 807,5kW conforme mostra o gráfico a seguir:

Pode-se observar que a variação dos ganhos em função da variação da participação de  $G1_{máx}$  dentro do jogo são dependentes das curvas de custo marginal de cada um deles,

conforme Figura A4.

Se o ganho é definido como sendo o custo individual menos o custo cooperado, então, em cada situação de carga ou de participação dos geradores no jogo, os valores de ganham se alteram.

Variando-se o valor da participação de G1 de 0% a 100%, sendo a demanda estável em 340kW, nada acontece com os ganhos e custos, tendo em vista que a demanda se mantém estável e G1 não é solicitado a entrar. Com isso, a primeira conclusão é que para se ter efeito a participação parcial de um determinado jogador, deve-se estar em uma condição de demanda total onde o mesmo seja solicitado a despachar.

O limite de demanda total que faz com que os geradores sejam solicitados a despachar, podem ser definidas como:

- Para G1, o valor de demanda total que faz com que ele seja solicitado a despachar, é um valor acima do seu mínimo ( $G1_{\min} = 6 \text{ kW}$ ) igual a  $D_T = 403 \text{ kW}$ .
- Para G2, o valor de demanda total que faz com que ele seja solicitado acima do seu mínimo ( $G2_{\min} = 20 \text{ kW}$ ) é o valor de  $D_T = 232 \text{ kW}$ .
- Para G3, o valor de demanda total que faz com que ele seja solicitado é o próprio valor mínimo:  $D_T = G3_{\min} = 53.7 \text{ kW}$

Para cada condição de demanda total (DT), tem-se os valores dos ganhos variando em função da utilização de um maior ou menor custo de geração entre os geradores.

### **Exemplos:**

Quando G1 varia até o limite de  $DT = 232\text{kW}$ , e G2 e G3 mantêm-se em seus mínimos, e a variação de G1 vai de 6 a  $(232 - 20 - 53.7) 158.3$ , isso gera valor pelo fato de que G3 estará fornecendo energia para G1 a um custo menor. Obviamente que neste caso o limite de G1 é inferior ao valor acima encontrado de  $DT=158,3\text{kW}$ , logo ele terá aumento de

ganhos de seu mínimo ao seu máximo.

O mesmo acontece com G2 variando de 20 a  $(232 - 6 - 53.7)$  172.3 kW.

Já, para o caso em que G3 varia de 53.7 a  $(232 - 6 - 20)$  206 kW, o valor não existe, pelo fato de já estar no custo marginal mínimo.

Considerou-se neste momento as disponibilidades de G1, G2 e G3 como sendo 100% de suas capacidades. Para a faixa de Demanda Total  $DT=232$  kW, G3 é o gerador determinante, pelo fato de possuir o menor custo marginal.

Assim, sendo, algumas situações são possíveis:

- 1) Em uma situação limite onde  $DT = 232$  kW, os ganhos poderão se alterar dependendo de quem está demandando a energia. Se for G1 ou G2, os ganhos poderão se alterar, tendo em vista que estes dois geradores apresentam custos marginais diferentes e superiores a G3. A Figura A5 apresenta todos os ganhos quando G1 vai de 6 a 96 kW mantendo  $G2=20$  kW e  $G3= 53.7$  kW.

A Figura A6 apresenta todos os ganhos com G2 variando de 20 a 172, e mantendo-se  $G1=6$  kW e  $G3=53.7$  kW.

Em uma outra faixa de Demanda Total,  $232 \leq D_T < 403$  kW, tanto G2 como G3 contribuem para o menor custo marginal.

Variando-se G3 de 53.7 até 509 kW e mantendo-se  $G1 = 40$  kW e  $G2 = 100$  kW obtiveram-se os resultados da Figura A7.

Variando-se G3 de 53.7 kW até 509 kW e mantendo-se  $G1=40$  kW e  $G2=100$  kW, mas com o limite de comprometimento de  $G1=50\%$  ( $G1_{\text{máx}} = 49.25$  kW), do seu valor nominal, obtiveram-se os resultados da Figura A8.

Variando-se G3 de 53.7 kW até 509 kW e mantendo-se  $G1=40$  kW e  $G2=100$  kW, mas com o limite de comprometimento de  $G2 = 50\%$  ( $G2_{\text{máx}} = 160$  kW) do seu valor nominal, obtiveram-se os resultados da Figura A9.

Variando-se  $G_3$  de 53.7kW até 509kW e mantendo-se  $G_1=40$  kW e  $G_2=100$  kW, mas com o limite de comprometimento de  $G_3=50\%$  do seu valor nominal ( $G_{3m\acute{a}x} = 249.5$  kW), obtiveram-se os resultados da Figura A10.

Pode-se observar que não existe linearidade entre os ganhos e as variações de participação dos geradores na cooperação. Isto implica na necessidade de se estabelecer o algoritmo de cálculo para se determinar os ganhos e alocar os custos de forma adequada quando existe uma cooperação com participação parcial, ou pseudo-participação de um dos jogadores dentro do jogo.

As Figuras a seguir mostram a variação dos ganhos em função de  $G_{2m\acute{a}x}$  e de  $G_{3m\acute{a}x}$  para os patamares de carga de  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ .

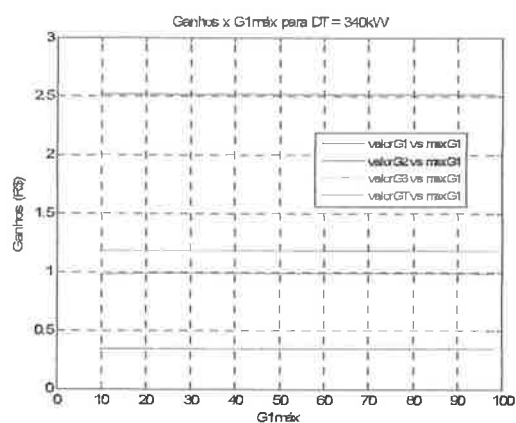


Figura A1 – Ganhos dos geradores  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  para variação da capacidade de  $G_1$

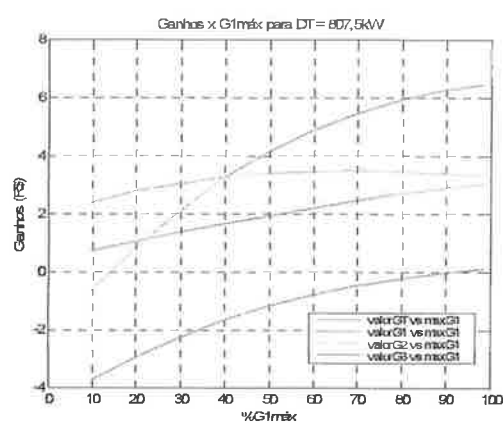


Figura A3 - Variação dos ganhos x variação de  $G_{1m\acute{a}x}$  para  $DT=807,5$  kW

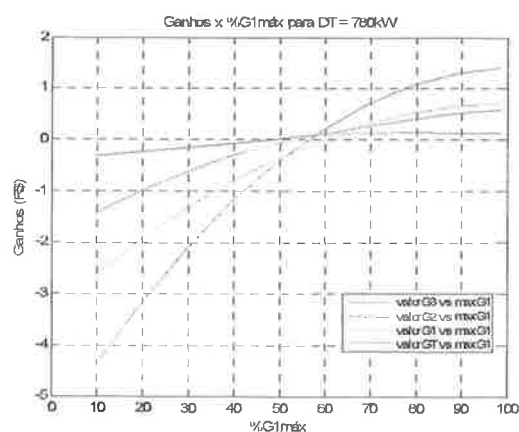


Figura A2 - Variação dos ganhos x variação de  $G_{1m\acute{a}x}$  para  $DT=780$  kW



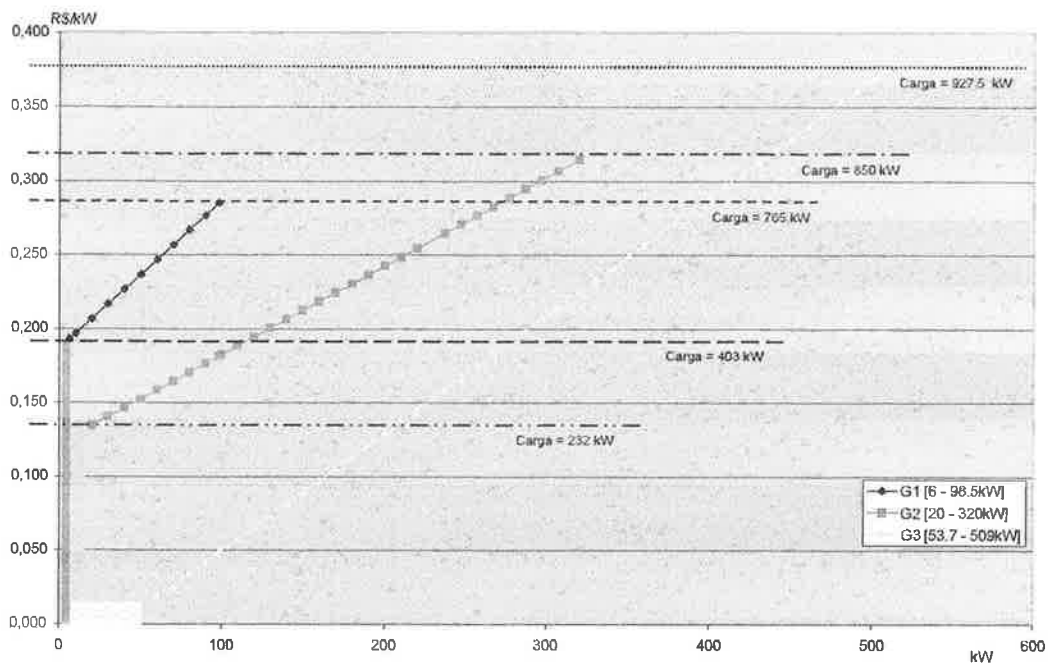


Figura A4 – Curvas de custo marginal de G1, G2 e G3.

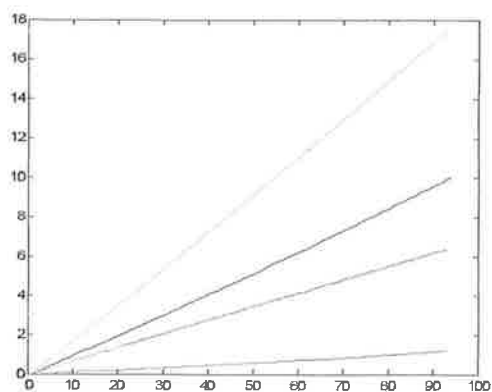


Figura A5 – Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G1 de 6 a 96kW

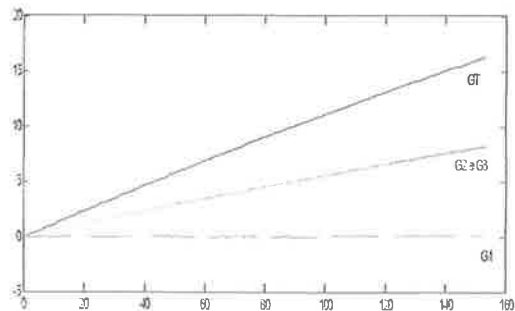


Figura A6 – Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G2 de 20 a 172kW

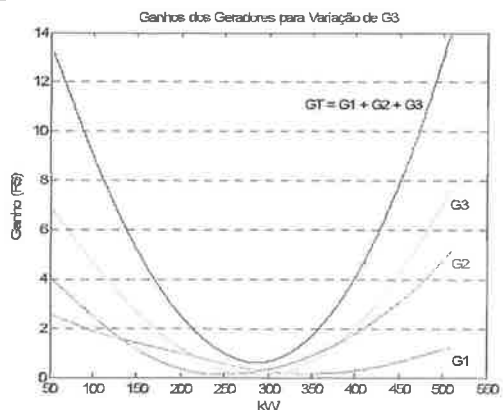


Figura A7 – Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW

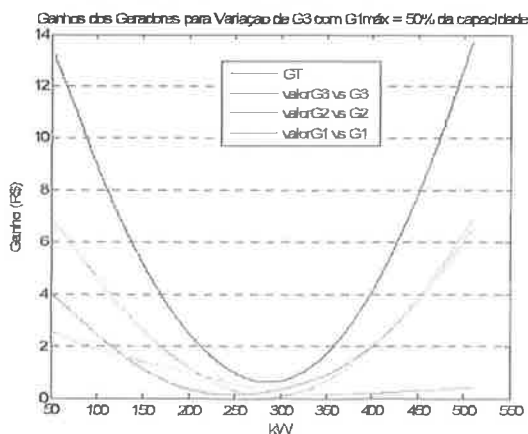


Figura A8 – Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW com  $G1_{máx}=50\%$

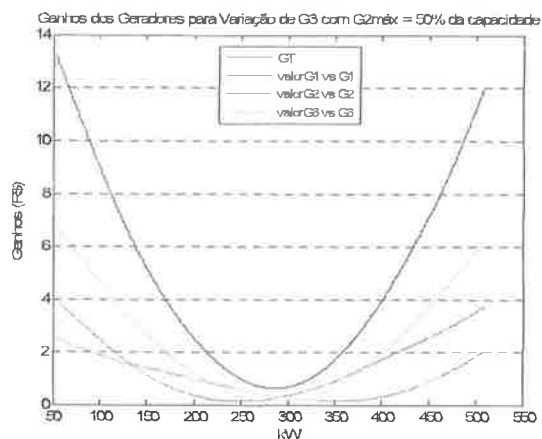


Figura A9 – Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW com G2máx=50%

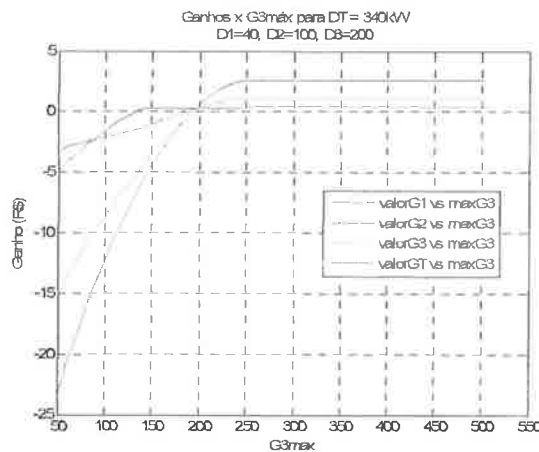


Figura A12– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G3máx com DT=340kW

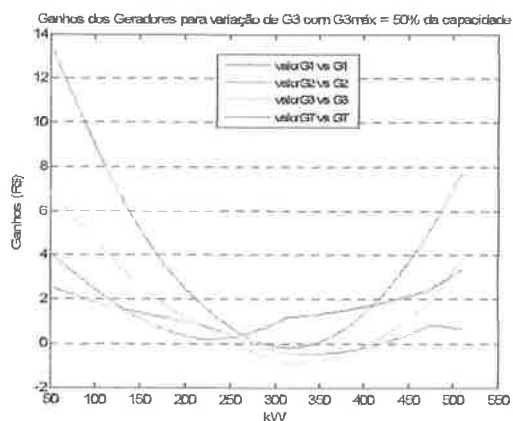


Figura A10 – Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT variando G3 de 53,7 a 509kW com G3máx=50%

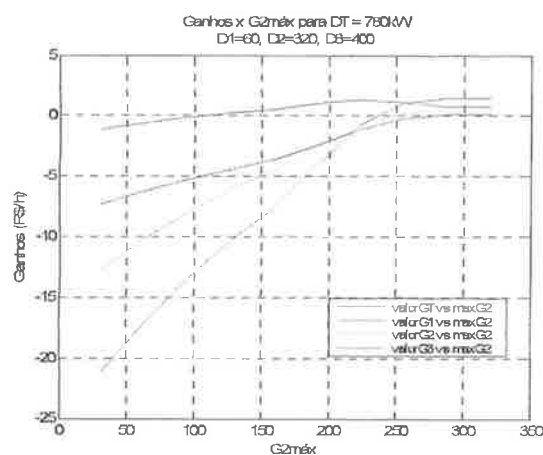


Figura A13– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G2máx com DT=780kW

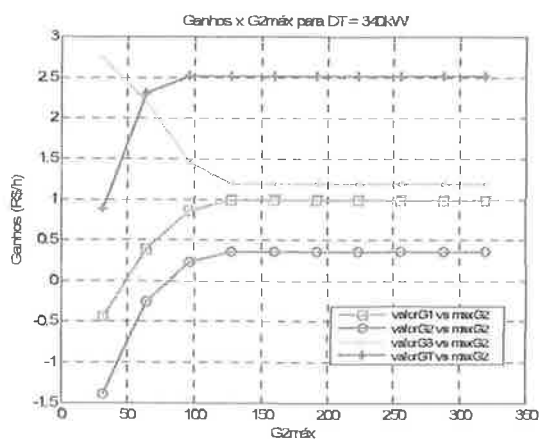


Figura A11– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G2máx com DT=340kW

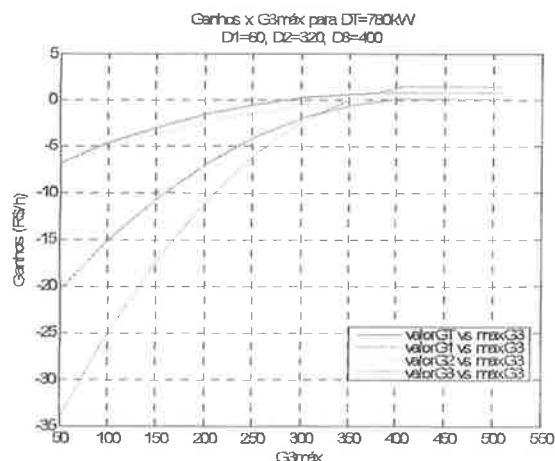


Figura A14– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de G3máx e DT=780kW

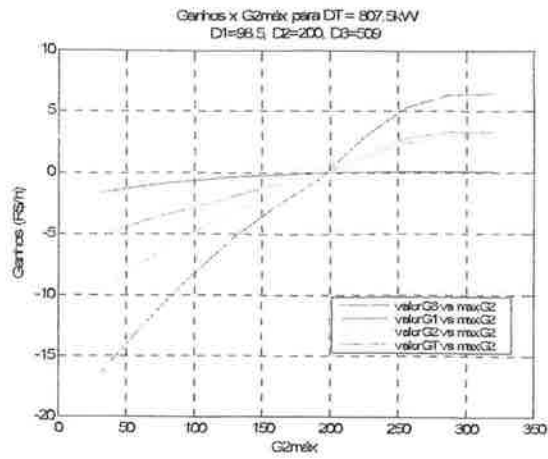


Figura A15– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de  $G2_{m\acute{a}x}$  com  $DT=807,5kW$

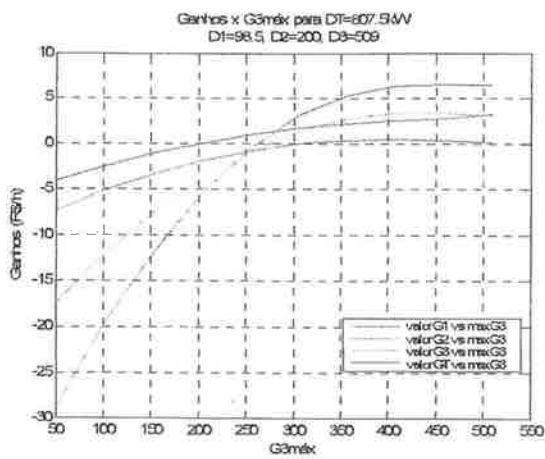


Figura A16– Variação dos ganhos de G1, G2, G3 e GT para variação de  $G3_{m\acute{a}x}$  com  $DT=807,5kW$