



GPL/022

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

ALOCÇÃO DO SOBRECUSTO OPERATIVO VIA TEORIA DOS JOGOS COOPERATIVOS

Marcos Keller Amboni *

Edson Luiz da Siva

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

RESUMO

Face a presença de congestionamentos e perdas do sistema de transmissão, a operação de mercados de energia elétrica do tipo Pool com preço uniforme causa sobrecusto operativo (“uplift”). Esse sobrecusto é recuperado junto aos agentes do mercado, sendo requerido o uso de regras de alocação de custos. Tipicamente, o sobrecusto tem sido alocado com base em critérios simples (pro rata) que geralmente falham no tocante aos requisitos de eficiência econômica. Neste artigo, propõe-se uma metodologia de alocação do sobrecusto operativo que obedece às desejáveis propriedades de eficiência econômica. A metodologia proposta utiliza a teoria dos jogos cooperativos de Aumann-Shapley, tendo como referência para a alocação de custo uma modelagem completa de fluxo de potência ótimo AC.

PALAVRAS-CHAVE: Alocação de sobrecusto, Teoria dos Jogos Cooperativos, Aumann-Shapley, Fluxo de Potência Ótimo.

1.0 INTRODUÇÃO

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) é subdividido em submercados, calculando-se um preço para cada um deles. No processo de cálculo dos preços, cada submercado é considerado como um sistema à barra única, isto é, todas as restrições de transmissão internas ao submercado são desconsideradas, sendo consideradas apenas as restrições entre os submercados.

Não obstante, na operação em tempo real restrições internas aos submercados ocorrem resultando que alguns geradores são despachados fora do mérito e outros têm as suas gerações restritas para menor.

Nessas condições, os geradores têm assegurado a cobertura de seus custos de oportunidade. Em ambos os casos, os custos decorrentes (sobrecustos operativos) são recuperados junto às cargas do submercado onde a geração real se desviou da geração determinada pelo despacho econômico. Esse procedimento se apoia na premissa de que os geradores estão apresentando desvios de geração para contornar problemas localizados internos ao submercado.

Para resolver o problema de alocação dos sobrecustos operativos, a prática da indústria tem sido a de realizar uma alocação baseada em critérios do tipo *pro rata*, que não necessariamente obedecem aos princípios de eficiência de alocação de custos.

O presente trabalho tem como objetivo propor uma nova metodologia de alocação do custo de congestionamento de mercados de energia elétrica do tipo *Pool*, que siga as propriedades de eficiência econômica e de forma que os agentes do mercado paguem pelo serviço realmente requerido. Tais propriedades constituem requisitos imprescindíveis a qualquer esquema de alocação de custos [1].

O método de alocação proposto se baseia na Teoria de Jogos Cooperativos de Aumann-Shapley [2]. A viabilidade conceitual do método é demonstrada através de sua aplicação a um sistema teste de 54 barras.

Essa metodologia foi proposta originariamente em [3], porém a mesma considerava como referência um fluxo de potência ótimo DC, isto é, as perdas de transmissão e o impactos decorrentes da potência reativa eram desconsiderados. Neste artigo, considera-se uma formulação completa para o fluxo de potência ótimo AC.

2.0 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O modelo de despacho adotado é o denominado de *tight pool*. Neste modelo o operador do sistema determina o despacho com base nos preços ofertados por geradores termelétricos¹ e na esperança matemática do custo do déficit². O modelo de despacho adotado incorpora apropriadamente o valor implícito da água armazenada no momento do despacho, possibilitando uma otimização dos recursos do sistema, isto é, despacha-se o sistema ao mínimo custo. Com esse procedimento, calcula-se o custo marginal de operação de cada submercado, que por sua vez define o Preço do Submercado (PS).

Este despacho, dito irrestrito, acompanha a ordem de mérito das usinas e não leva em consideração a rede de transmissão para cada submercado. Assim, as cargas de cada submercado são liquidadas ao PS de forma a não haver excedente financeiro dentro do submercado por conta de eventuais restrições de transmissão.

Face a presença de restrições de transmissão internas aos submercados decorrentes de falhas de transmissão e/ou geração, o montante recuperado junto às cargas, ao PS, é insuficiente para cobrir o sobrecurso operativo. Uma proposta simples para alocação desse valor é uma alocação do tipo *pro rata*. Entretanto, observa-se que este método não possui os atributos desejáveis de eficiência econômica [3]. Isto é facilmente observado para barras de carga que possuem uma geração local e cujo preço declarado da geração é menor do que o PS. Nesse caso, a carga, mesmo sendo suprida totalmente pela geração local, é chamada a pagar parte do sobrecurso operativo.

Alguns aspectos precisam ser investigados para a solução do problema de alocação do sobrecurso, os quais relacionam-se com a recuperação do montante exato do custo e a alocação justa das reconciliações de modo a se obter uma repartição final que satisfaça as seguintes características [4]:

- a alocação deve cobrir totalmente o custo do serviço;

¹ Os geradores hidráulicos não declaram preços.

² Em situações extremas o sistema pode ser submetido a racionamentos. De modo a minimizar as chances desse cenário, despacha-se de forma ótima usinas termelétricas no presente possibilitando o armazenamento de água para o futuro.

- a alocação deve estar baseada no uso real do serviço;
- o método de alocação deve ser viável e de fácil aplicação.

A alocação do custo de congestionamento deve resultar em uma repartição eficiente entre os agentes do mercado, devendo a metodologia de alocação empregada ser classificada como teoricamente justificada (não arbitrária). Como forma de se justificar teoricamente um esquema de alocação de custos é necessário que se observe, basicamente, as seguintes propriedades [1,5]:

- aditividade;
- monotonicidade;
- defensibilidade.

A aditividade requer que a soma das partes alocada represente o custo exato, exigindo que o resultado da repartição do custo seja único (não ambíguo, caracterizado também como unicidade).

A monotonicidade pode ser explicada considerando que sob uma condição em que o custo total do serviço é incrementado, o custo alocado para os agentes deve permanecer constante ou então aumentar. Do contrário, caso houvesse uma redução de custo para algum agente, este estaria se beneficiando, caracterizando subsídio cruzado.

Por último, para ser defensível é requerido provar que, para a finalidade de alocação, nenhum outro método aditivo e monotônico aloca o custo do serviço de uma forma melhor.

North-Holland [1] mostra como o problema de repartição de custos está fortemente relacionado com a teoria dos jogos. Neste problema, deseja-se utilizar um mecanismo de repartição que seja eficiente, justo e que forneça um incentivo à cooperação das várias partes envolvidas, atributos estes que são encontrados na Teoria dos Jogos Cooperativos.

Outro aspecto relevante de alocação de custos é o conceito de eficiência econômica. O método de alocação deve atribuir encargos que não excedam os benefícios recebidos pelos agentes, de modo a haver voluntariedade de pagamento por parte destes agentes.

Levando em consideração os requisitos apresentados, na seção seguinte mostra-se como o problema de alocação do custo de congestionamento pode ser formulado como um jogo cooperativo não atômico [6,7], permitindo a recuperação do valor exato do serviço e apresentando sinais justos aos agentes do mercado, de modo a refletir a influência da rede de transmissão.

Para tanto, neste trabalho recorre-se ao uso da Teoria dos Jogos Cooperativos de Aumann-Shapley (AS) para alocar o sobrecusto operativo. A função valor ótimo de AS é o sobrecusto operativo ajustado por um fator calculado convenientemente.

O preço nodal, λ_k , é calculado [8]:

$$\lambda_k = PS \left(1 - \frac{\partial L}{\partial P_k}\right) + t_k \quad (1)$$

onde:

$PS \left(1 - \frac{\partial L}{\partial P_k}\right)$ é a componente de geração e perdas da barra k ;

t_k é a componente de congestionamento do custo marginal da barra k .

A diferença entre o preço nodal e o preço do submercado (PS) pode ser identificada como o sobrecusto operativo associado à barra com o custo de oportunidade decorrente do congestionamento incluído. Esse sobrecusto operativo é calculado por:

$$\pi_k = \lambda_k - PS = t_k - PS \frac{\partial L}{\partial P_k} \quad (2)$$

A aplicação do método de AS requer o cálculo de uma função valor ótimo que deve refletir o sobrecusto operativo médio por barra:

$$\tilde{\pi}_k = \frac{1}{P_k} \int_0^{P_k} \pi_k(P) dP \quad k = 1, \dots, K \quad (3)$$

onde:

$\tilde{\pi}_k$ é o valor unitário de AS do sobrecusto operativo para a barra k ;

$\pi_k(P)$ é a função valor ótimo;

P_k é a carga ativa da barra k ;

K número de barras do sistema.

Portanto,

$$\tilde{\pi}_k = \frac{1}{P_k} \int_0^{P_k} (\lambda_k(P) - PS(P)) dP \quad (4)$$

O valor ótimo obtido para cada barra (4) permite alocar o sobrecusto operativo ao mesmo tempo que sinaliza para o uso da rede de transmissão. Para a modelagem AC do sistema de transmissão, obtém-se valores unitários de AS para potência ativa e reativa.

O montante recuperado junto às cargas pela aplicação dos valores de AS é ajustado de forma a recuperar a receita dos geradores devido ao desvio operativo:

$$\alpha \left(\sum_k \tilde{\pi}_k^P \cdot P_k + \sum_k \tilde{\pi}_k^Q \cdot Q_k \right) = \sum_i (Pg_i^{Real} - Pg_i^{Ideal}) \cdot C_i \quad (5)$$

onde:

α é o fator de correção do valor do sobrecusto recuperado por AS;

Q_k é a carga reativa da barra k ;

C_i é o custo do gerador i ;

Pg_i é a geração ativa do gerador i .

Então, determina-se a parcela do sobrecusto a ser paga por cada carga:

$$x_k = \alpha \cdot (\tilde{\pi}_k^P \cdot P_k + \tilde{\pi}_k^Q \cdot Q_k) \quad (6)$$

3.0 CÁLCULO DOS VALORES DE AS

Para determinar os valores ótimos de AS, deve-se calcular a integral indicada em (3). A função valor ótimo é a diferença das variáveis duais da otimização restrita e irrestrita. O despacho restrito pode ser obtido por meio de um Fluxo de Potência Ótimo Linear – DC. Não obstante, é possível demonstrar que a aproximação linear é válida quando o congestionamento é devido às restrições térmicas dos circuitos [9], isto é, quando restrições de tensão nas barras são consideradas, os sobrecustos operativos são alterados, conforme é demonstrado a seguir.

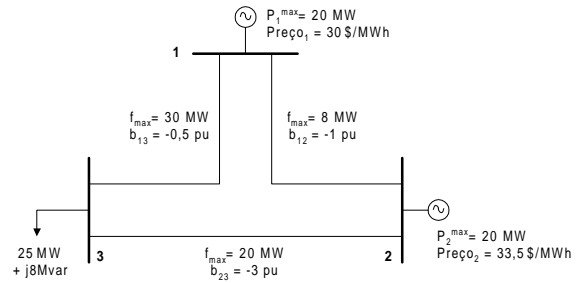


Figura 1 - Sistema Teste - 3 Barras

Para o sistema teste apresentado na Figura 1, pode-se comparar o efeito das restrições de tensão sobre os preços nodais. Para tanto, foram realizadas simulações com especificação de limites terminais de tensão de $\pm 5\%$, e simulações sem limites de tensão. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Influência das Restrições de Tensão

Otimização sem restrição de tensão						
Barra #	Geração		Carga		λ (\$/MVAh)	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P	Q
1	14,97	1,56	-	-	30,00	-
2	10,24	8,52	-	-	33,50	-
3	-	-	25,00	8,00	33,35	0,16
Total	25,21	10,08	25,00	8,00		

Otimização com restrição de tensão						
Barra #	Geração		Carga		λ (\$/MVAh)	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P	Q
1	14,90	2,98	-	-	30,00	-
2	10,38	7,80	-	-	33,50	-
3	-	-	25,00	8,00	36,84	1,75
Total	25,28	10,78	25,00	8,00		

Observa-se da Tabela 1 que embora os despachos não variem muito de um caso para outro, o preço nodal da barra de carga muda significativamente com a consideração das restrições de tensão.

Outro aspecto interessante de ser avaliado é a influência do fator de potência das cargas sobre os preços nodais. A Tabela 2 mostra o comportamento dos preços nodais para potência ativa e reativa, de acordo com a variação do fator de potência desta carga. Desta tabela verifica-se que a degradação do fator de potência causa preços nodais de potência ativa e reativa mais elevados, o que é capturado pela metodologia proposta neste artigo, conforme mostrado na seção seguinte.

Tabela 2 - Preços Nodais da barra de carga para diferentes Fatores de Potência

Carga (MVA)	Fator de Potência	Preços Nodais (\$/MVAh)	
		Ativa	Reativa
25 + j 0,0	1,000	33,45	0,06
25 + j 7,0	0,963	33,47	0,2
25 + j 8,0	0,952	36,84	1,75
25 + j 8,2	0,950	40,49	3,39

4.0 CÁLCULO DO SOBRECUSTO OPERATIVO

Para o cálculo do sobrecusto considera-se o desvio de geração ocorrido devido a congestionamento e perdas. O somatório destes desvios, valorados aos custos declarados pelos geradores, consiste no sobrecusto operativo.

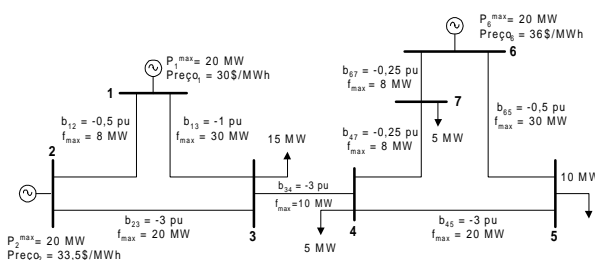


Figura 2 - Sistema Teste - 7 Barras

Seja o sistema teste apresentado na Figura 2, com cargas possuindo fator de potência de 95 %. O sobrecusto operativo considerando perdas, limites de tensão e de circuitos é de \$ 64,13. Comparativamente, o sobrecusto calculado com modelagem DC [1] é \$ 25,00.

Com base no método de AS tem-se a seguinte alocação do sobrecusto junto às cargas:

Tabela 3 - Valores de AS e Pagamento das Cargas

Barra	FP	Valores de AS		Pagamento de AS (\$)	
		Ativa	Reativa	Ativa	Reativa
1		-0,761	0,000		
2		0,250	0,000		
3	0,95	0,466	0,164	6,99	0,82
4	0,95	2,381	0,580	11,90	0,99
5	0,95	2,566	0,579	25,66	1,91
6		2,118	0,000		
7	0,95	3,038	0,626	15,19	1,06
Sobrecusto				59,75	4,78
				64,53	

A modelagem AC permite uma eficiente sinalização econômica do agente causador do sobrecusto. Se no exemplo anterior, as cargas tivessem fatores de potência distintos, os valores unitários de AS sinalizariam uma penalidade àquelas que demandassem mais potência reativa. Para esta configuração, o sobrecusto operativo é \$ 66,87

Tabela 4 - Valores de AS e Pagamento das Cargas para distintos Fatores de Potência

Barra	FP	Valores de AS		Pagamento de AS (\$)	
		Ativa	Reativa	Ativa	Reativa
1		-0,762	0,000		
2		0,251	0,000		
3	0,95	0,465	0,170	6,98	0,85
4	0,93	2,472	0,745	12,36	1,47
5	0,90	2,659	0,760	26,59	3,68
6		2,153	0,000		
7	0,97	3,107	0,633	15,54	0,79
Sobrecusto				61,47	6,80
				68,26	

5.0 APLICAÇÃO PARA SISTEMAS REAIS

O método apresentado foi aplicado para uma configuração equivalente do sistema da região Sul do Brasil, com 54 barras, de forma a demonstrar sua viabilidade prática.

Neste caso, o despacho irrestrito determina o PS igual \$ 41/MWh. Os despachos restrito e irrestrito das usinas são detalhados na Tabela 5.

Tabela 5 - Despachos Irrestrito e Restrito

Gerador	Custo Declarado (\$/MWh)	Despacho Irrestrito (MW)	Despacho Restrito (MW)
Usina A	1,00	800,0	800,0
Usina B	1,00	800,0	800,0
Usina C	1,10	800,0	800,0
Usina D	1,20	800,0	800,0
Usina E	1,30	800,0	800,0
Usina F	9,00	1.000,0	929,1
Usina G	19,67	1.000,0	782,5
Usina H	23,52	446,0	446,0
Usina I	40,00	220,0	220,0
Usina J	41,00	35,3	500,0
Usina L	42,00	0,0	0,2
Usina M	43,00	0,0	30,2
Usina N	99,00	0,0	0,0
Total		6.701,3	6.908,0

A programação irrestrita resulta num custo operativo de \$ 274,75 mil. Devido às restrições operativas das usinas, de tensão e de fluxo, tem-se despachos de usinas fora da ordem de mérito, causando um sobrecusto operativo da ordem de \$ 15,44 mil, que é alocado às cargas conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Componentes dos Pagamentos das Cargas

Barras	Cargas		Valores de AS		Pagamentos (\$)		
	Ativa	Reativa	Ativa	Reativa	MAE	AS	TOTAL
895	500	293	-2.7984	0,386	20.500,0	-1.452,4	19.047,6
933	639,9	-17	-3,108	-0,234	26.235,9	-2.241,2	23.994,7
938	671,9	-83	-2,596	0,232	27.547,9	-1.991,2	25.556,7
951	30	8,997	9,200	-0,450	1.230,0	307,1	1.537,1
955	300	55,99	-3,489	-1,201	12.300,0	-1.258,1	11.041,9
959	844,7	200	-2,764	0,302	34.632,7	-2.568,5	32.064,2
962	320	19	9,414	-0,562	13.120,0	3.389,8	16.509,8
976	4,395	0	-5,400	-2,124	180,2	-26,8	153,4
995	4,998	0	-3,014	-1,163	204,9	-17,0	187,9
999	3,096	0	-3,080	-0,007	126,9	-10,8	116,2
1027	689,9	92,97	-3,023	-0,003	28.285,9	-2.355,9	25.930,0
1041	69,99	25	6,612	-0,410	2.869,6	511,1	3.380,6
1060	6,998	0	-3,058	-0,277	286,9	-24,2	262,8
1186	49	-6	5,272	-0,206	2.009,0	293,1	2.302,1
1188	40	20	6,435	-0,407	1.640,0	281,5	1.921,5
1194	50	16	8,530	-0,346	2.050,0	475,4	2.525,4
1196	31,5	7,998	9,520	-0,625	1.291,5	333,0	1.624,5
1198	76,78	24,4	9,573	-0,558	3.148,0	814,7	3.962,6
1199	29,37	9,5	9,245	-0,472	1.204,2	301,6	1.505,7
1204	200	54,99	9,442	-0,491	8.200,0	2.102,1	10.302,1
1210	599,9	170	9,538	-0,566	24.595,9	6.353,1	30.949,0
1212	16,62	5,46	9,341	-0,496	681,4	172,3	853,7
1213	89,97	20	4,186	-0,084	3.688,8	423,4	4.112,2
1217	94	30,89	8,449	-0,368	3.854,0	884,1	4.738,1
1225	13,5	2,8	3,868	-0,301	553,5	58,0	611,5
1228	66,99	22	8,859	-0,508	2.746,6	657,5	3.404,1
1230	20,7	6,8	5,862	-0,416	848,7	133,8	982,5
1236	20,02	4,92	8,399	-0,296	820,8	188,2	1.009,1
1239	90,97	29,9	6,566	-0,367	3.729,8	662,1	4.391,9
1246	110	36,16	8,164	-0,207	4.510,0	1.005,7	5.515,7
1250	60,99	20	0,216	-0,932	2.500,6	-6,2	2.494,4
1254	17	5,6	2,965	-0,399	697,0	54,4	751,4
1255	89,99	29,6	8,535	-0,183	3.689,6	861,3	4.550,9
1258	387	59,99	9,474	-0,538	15.867,0	4.104,2	19.971,2
1278	73,98	24,32	6,813	-0,045	3.033,2	567,9	3.601,1
1281	130	25	7,034	-0,306	5.330,0	1.024,1	6.354,1
1283	76,98	20	1,542	-0,360	3.156,2	125,9	3.282,1
1286	56,69	18,73	6,215	-0,107	2.324,3	395,6	2.719,9
1291	20	4,999	6,859	-0,277	820,0	153,3	973,3
1296	30	9,9	5,343	-0,016	1.230,0	180,8	1.410,8
1299	32	10,51	8,317	-0,448	1.312,0	295,2	1.607,2
2078	16	4	1,273	-0,711	656,0	19,8	675,8
2086	25,5	8,38	9,366	-0,513	1.045,5	264,9	1.310,4
Total	6701,3	1291,8			274.754,4	15.442,8	290.197,2

Apresenta-se nas Figuras 3 e 4 os preços marginais para potência ativa e reativa, respectivamente, para

algumas barras. Para o cálculo dos valores ótimos de AS, a carga foi discretizada em 100 pontos.

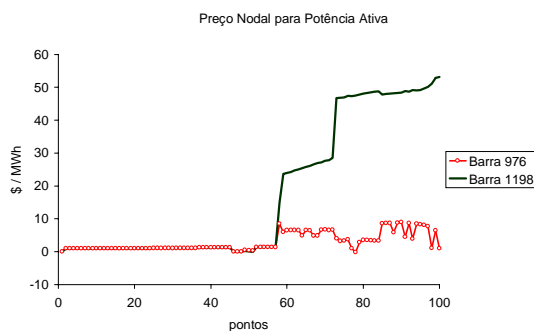


Figura 3 - Evolução dos Preços Nodais para Potência Ativa

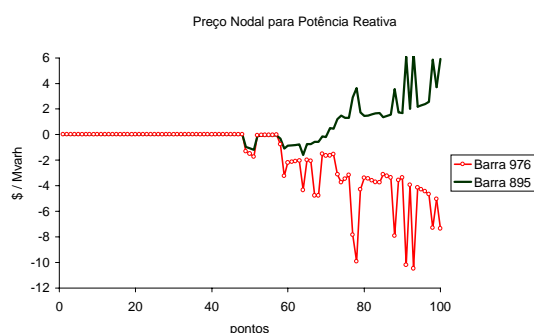


Figura 4 - Evolução dos Preços Nodais para Potência Reativa

As Figuras 5 e 6 apresentam o comportamento dos valores ótimos de AS segundo a evolução da carga para a potência ativa e reativa, respectivamente.

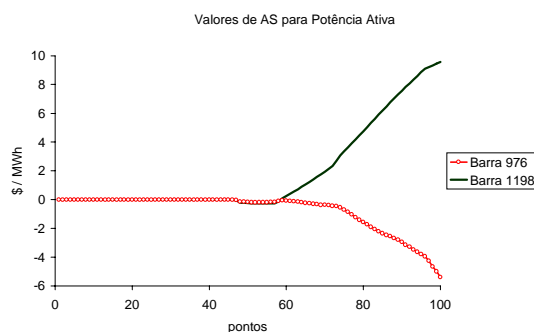


Figura 5 - Evolução dos Valores de AS para Potência Ativa

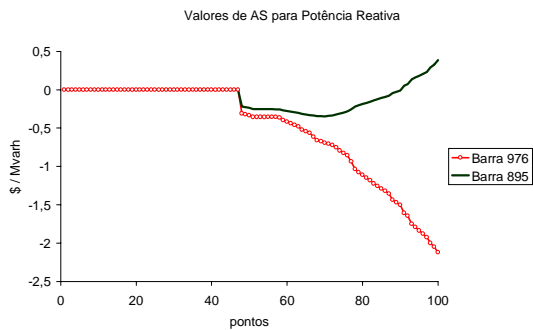


Figura 6 - Evolução dos Valores de AS para Potência Reativa

6.0 CONCLUSÕES

Neste artigo propõe-se uma metodologia para alocação dos custos de congestionamento de mercados *Pool*, que segue um conjunto de propriedades desejáveis de repartição de custos.

O método de AS faz com que os pagamentos das cargas recuperem o valor exato do sobrecusto operativo para mercado *Pool*, com fixação de preços via *PS*, sem afetar as receitas dos geradores e garantindo as propriedades de eficiência econômica asseguradas pelos preços nodais.

7.0 BIBLIOGRAFIA

- (1) E. H. PEYTON YOUNG. Cost Allocation: Methods, Principles, Applications. U.S.A. 1991.
- (2) AUMANN, R.J, SHAPLEY, L.S. Values of Non-Atomic Games. Princeton University Press. 1974.
- (3) MORALES, J. C. Alocação do Custo de Congestionamento de Sistemas de Energia Elétrica Via Teoria dos Jogos Cooperativos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro Tecnológico. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 1999.
- (4) FU, J., LAMONT, J.W. Simultaneous Service Allocation by Average Sensitivity Method. IEEE/PES. Vol. PE-365-PWRS-0-12-1998. 1998.
- (5) MANES, R.P, CHENG, C.S. The Marginal Approach to Joint Cost Allocation. Sarasota: American Accounting Association. 1988.
- (6) Billera, L.J., Heath, D.C., Raanan, J. Internal Telephone Billing Rates – A Novel Application of Non-Atomic Game Theory. Operations Research. New York, Vol. 26, No. 6, November-December 1978.
- (7) BILLERA, L.J., HEATH, D.C. Allocation of Shared Costs: A Set of Axioms Yielding a Unique Procedure. Mathematics of Operations research, Vol. 7, No. 1, February 1982.

- (8) Gedra, T.W. On Transmission Congestion and Pricing. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, No. 1, February 1999.
- (9) HOGAN, W. WILLIAN. Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices. Electricity Transmission Pricing and Technology. EPRI. 1996.